

Solenergi & vätgas

– Ett demonstrationsprojekt

Alexandra Nikoleris

Examensarbete 2011
Institutionen för Teknik och samhälle
Miljö- och Energisystem
Lunds Tekniska Högskola



LUNDS UNIVERSITET
Lunds Tekniska Högskola

En investering för framtiden



EUROPEISKA UNIONEN
Europeiska regionala
utvecklingsfonden

Solenergi och vätgas

– ett demonstrationsprojekt

Alexandra Nikoleris

Examensarbete

Januari 2011

Dokumentutgivare, Dokumentet kan erhållas från LUNDS TEKNISKA HÖGSKOLA vid Lunds universitet Institutionen för teknik och samhälle Miljö- och energisystem Box 118 221 00 Lund Telefon: 046-222 00 00 Telefax: 046-222 86 44	Dokumentnamn
	Examensarbete
	Utgivningsdatum
	Mars 2011
	Författare
	Alexandra Nikoleris

Dokumenttitel och undertitel

Solenergi och vätgas – ett demonstrationsprojekt

Sammandrag

Vätgas antas ofta ingå i ett framtida fossilfritt energisystem och därmed vara en del av lösningen till hur vi ska förhindra klimatförändringarna. Var och hur vätgas är mest lämplig att använda i ett sådant system är dock ännu oklart. Mest lovande verkar vätgas vara som ersättning för bensin och diesel i persontransporter och som långtidslagring av energi från förnybara energikällor samt som komplement till batterier på platser där elnätet inte är utbyggt. Inom de flesta av vätgasens möjliga tillämpningsområden finns andra tekniker som har liknande eller andra fördelar. Vilken teknik som kommer att användas i framtiden är därför svårt att förutse och fler demonstrationsprojekt av olika skala och utvärderingar behövs för att kunna dra några slutsatser. Vätgas framförs ofta som en miljövänlig energibärare som inte bidrar till växthuseffekten och inte har några utsläpp vid användning. Det första påståendet är endast sant då produktion sker med förnybara energiresurser.

För att skapa intresse och ökad kunskap om att vätgas kan användas som drivmedel har ett vätgascykelprojekt initierats av Vätgassamverkan Syd och Kristianstad kommun. En prototyp till en elcykel som drivs av bränsleceller och batterier kommer att byggas. Om projektet är lyckat kan denna prototyp komma att utvecklas till en färdig produkt.

I ett första skede kommer vätgasen till bränslecellerna köpas in på tub för tankning av cykeln. På sikt är tanken att en produktionsanläggning för vätgas ska byggas i Kristianstad. I denna ska vätgas produceras genom elektrolys med el från solceller. Produktionsanläggningen ska användas i pedagogiskt syfte inom verksamheten på C4idéforum och visa på hur vätgas kan produceras både lokalt och från förnybara energikällor. Tillsammans med cykeln demonstreras hur vätgasen kan användas som ett bränsle utan utsläpp av växthusgaser.

Olika alternativ till hur en sådan produktionsanläggning kan se ut har undersökts. En av utgångspunkterna var att produktionsanläggningen skulle vara fristående vilket visade sig kraftigt begränsa valmöjligheterna bland de elektrolysörer som finns på marknaden. Efter utvärdering av ett antal liknande projekt runt om i världen där elektrolysörer kopplats till solcellspaneler togs 3 alternativ fram för tankstationen. Simuleringar av de olika alternativen visade att alla tre var mycket dyra lösningar och att förlusterna för ett säkert system med all kringutrustning för att vätgasen ska kunna användas i cykeln blev mycket stora. Två alternativ för ett större system simulerades också vilket visade att ett större system ger bättre verkningsgrad, lägre förluster samt lägre kostnad.

Nyckelord

Solenergi, vätgas, demonstrationsprojekt, vätgascykel, elektrolys

Sidomfång	Språk	ISRN
66	Svenska Sammandrag på engelska	LUTFD2/TFEM--11/5049--SE + (1-66)

Organisation, The document can be obtained through LUND UNIVERSITY Department of Technology and Society Environmental and Energy Systems Studies Box 118 SE - 221 00 Lund, Sweden Telephone: int+46 46-222 00 00 Telefax: int+46 46-222 86 44	Type of document Master thesis
	Date of issue March 2011
	Author Alexandra Nikoleris

Title and subtitle
Solar hydrogen – a demonstration project

Abstract

Hydrogen is expected to be part of the solution for how a carbon free energy system can be designed. How and where hydrogen is most suitable to use in such a system is not obvious. The most promising use seems to be as a replacement for gasoline and diesel as a fuel for cars and as long-term storage of energy from renewable energy sources such as wind or solar energy. Another application for hydrogen could be to supplement batteries in places where an electricity grid does not exist. For most of the applications where hydrogen can be used other technologies have similar or other benefits. Which technology that will be used in the end is impossible to say and projects of various scale together with comprehensive studies of the use of hydrogen within different fields are needed to draw any conclusions. Hydrogen is often put forward as an environmentally friendly alternative to fossil fuel which neither contributes to global warming nor to local emissions when used. The first claim is only true when the production is done with renewable energy sources.

In order to generate interest in and knowledge about hydrogen as a fuel a hydrogen bike project has been initiated by Vätgassamverkan Syd and Kristianstad kommun. A prototype of an electric bike powered by fuel cells and batteries will be built. If the project is successful, this prototype may be developed into a commercial product.

In the first phase of the project hydrogen to power the bike will be bought in gas tubes but later on a production unit for hydrogen will hopefully be built in Kristianstad. The production unit will consist of an electrolyser and solar cells to produce electricity for the electrolysis. The production unit will be used for educational purposes at C4idéforum where it will demonstrate how hydrogen can be produced locally and from renewable energy sources. Together with the bike the production unit gives a comprehensive picture of how hydrogen can be used as a fuel which is produced in a sustainable way.

Various options for how such a production unit might be designed has been studied. One restriction that was set in the beginning of this work was that the production unit is to be independent of the electricity grid. This proved to severely limit the number of electrolysers that could be chosen among the ones available in the market. After evaluating a number of similar projects from different parts of the world where electrolysers connected to solar cells was used to produce hydrogen 3 different alternatives for the production unit was chosen. These were simulated and evaluated. The simulation showed that a system with all auxiliaries required included would have large energy losses and be very expensive if built in such a small scale. When the system was scaled up to provide 10 hydrogen bikes used on a daily basis the efficiency was largely improved, the cost lowered and the losses almost zero.

Keywords

Solarhydrogen, demonstration project, hydrogen bike, electrolysis

Number of pages 66	Language Swedish, English abstract	ISRN LUTFD2/TFEM--11/5049--SE + (1-66)
------------------------------	---	--

Förord

Det här examensarbetet utfördes under hösten 2010 på Energikontoret i Malmö och är en förstudie av hur en produktionsanläggning för vätgas kan utformas. Arbetet är en del av ett vätgascykelprojekt som Vätgassamverkan Syd tillsammans med Kristianstad kommun har initierat och har förhoppningsvis bidragit till att vätgasen till cykeln kan produceras på plats med hjälp av förnybar energi.

Tack Anna för att du utformade ett så roligt examensarbete som förde mig in på vätgas - något jag inte kommit i kontakt med tidigare! Tack också för alla goda kontakter och den hjälp du bistått mig med.

Tack Lars för alla roliga och intressanta diskussioner om vätgasens roll i energisystemet.

Slutligen tack Mirjam för alla fina illustrationer du gjorde åt mig.

Alexandra Nikoleris

Lund, 2011-01-21

Innehåll

1	Inledning	11
1.1	Vätgascykelprojektet 'Hydrobike'	11
1.2	Arbetets mål och syfte	12
1.3	Rapportens upplägg	12
2	Bakgrund	13
3	Metod	16
3.1	Modellering och litteraturstudie	16
3.2	Avgränsningar och begränsningar	16
4	Vätgas från solenergi	18
4.1	'Solar hydrogen'	18
4.2	Genomförda projekt	19
4.2.1	Fristående system	19
4.2.2	Byggnadsintegrerade projekt	21
4.2.3	Projekt i industriell skala	24
4.2.4	Sammanfattning	25
4.3	Systemdesign	26
4.3.1	Översikt	26
4.3.2	Elektrolysör och solcellspanel	27
4.3.3	Lagring	29
4.3.4	Säkerhet	29
4.4	Miljökonsekvenser	30
5	Tankstationen i Kristianstad	31
5.1	Aktörer och användningsområden	31
5.2	Cykeln	32
5.3	Energibehov	32
5.4	Systemet	33
5.4.1	Översikt	33
5.4.2	Elektrolysören	33
5.4.3	Solcellerna	35
5.4.4	Produktionsanläggningen - några förslag	37
5.4.5	Lagring och tankning	43
5.4.6	Ekonomisk kalkyl	43
5.4.7	Systemets verkningsgrad	44

6	Framtidsutblick	46
6.1	Vad ska vi med vätgas till?	46
6.2	Transporter	47
6.3	Decentraliserad kraftproduktion	47
6.4	Energilagring	48
6.5	Energiöverföring	49
7	Diskussion	51
7.1	Det tekniska systemet	51
7.2	Projektets nytta och potential	52
7.3	Vätgasens roll i framtiden	53
8	Slutsatser	55
9	Referenser	56
A	Solinstrålningsdata för Kristianstad	61
B	Beräkningar av ström/spänningkaraktteristik	66
B.1	Elektrolysörens karaktteristik	66
B.2	Solcellspanelernas karaktteristik	67
B.3	Verkningsgrad och systemets tillgänglighet	68

1. Inledning

1.1 Vätgascykelprojektet 'Hydrobike'

Om vätgas ska spela en större roll som energibärare i ett framtida energisystem behövs demonstrations- och pilotprojekt som visar på vilka fördelar vätgasen har. Sådana projekt kan dessutom bidra till en mycket behövd diskussion om var och hur vätgasen ska användas för att bidra till ett mer hållbart energisystem. Det här examensarbetet har varit en del av ett vätgascykelprojekt med arbetsnamnet 'Hydrobike'. En vätgascykel är en elcykel som drivs av bränsleceller istället för av batterier. I det här fallet är vätgas bränsle i bränslecellerna men de kan också drivas med exempelvis metan. Projektet har initierats av Vätgassamverkan Skåne tillsammans med Kristianstads kommun och syftar till att väcka diskussion om vätgas och demonstrera teknik och användningsområden för gasen. Cykeln kommer att sättas ihop av projektets medlemmar och initialt kommer vätgasen att köpas in på tub. På sikt är tanken att vätgasproduktion ska ske på plats med förnybara energikällor, i det här fallet solenergi. Den här rapporten är en förstudie för hur en sådan vätgasproduktionsanläggning kan sättas ihop av kommersiellt tillgängliga produkter. Förutsättningarna var att vätgasen skulle produceras genom elektrolys och elen till processen skulle komma från solcellspaneler. Produktionsanläggningen kallas genomgående för tankstationen eftersom den ska användas för att tanka vätgascykeln.

För att nå ut till så många som möjligt bör ett demonstrationsprojekt både vara tillgängligt och lätt att förstå. En vätgascykel kan därför vara ett bra projekt: alla delar är synliga, den nyfikna kan själv prova tekniken och kostnaden behöver inte vara alltför hög. Cykeln kommer att ha Kristianstad som hemort men kommer att användas runt om i Skåne på olika event för att synliggöra vätgasen som drivmedel och kan tack vare sin mobilitet få stor spridning. Även tankstationen utformas så att den kan flyttas vid behov.

Genom att demonstrera både slutanvändning och produktion kan vätgas som energibärare utvärderas i det här projektet. Precis som är fallet med elektricitet kan ingenting sägas om vätgasens roll i ett hållbart energisystem utan att utvärdera både produktion och användning. Om den här rapporten kompletteras med en livscykelanalys av vätgascykeln och tankstationen kan den bidra till att föra fram frågor som måste diskuteras om vätgas som framtida energibärare.

Trots att det inte är så troligt att just elcyklar blir ett stort användningsområde för vätgas kan projektet bidra till att väcka idéer. Troligtvis kommer de största användningsområdena för vätgas i framtiden vara inom persontransporter och som energilagring, båda demonstreras inom cykelprojektet i liten skala.

1.2 Arbetets mål och syfte

Målet med det här projektet har varit att utforma en teknisk lösning till en vätgastankstation så att denna kan byggas om projektpengar och tid finns. Dessutom skulle arbetet med detta leda till djupare insikter om vätgasens för- och nackdelar som lagring av el från förnybara energikällor. De frågor som besvaras är:

- Hur ska en tankstation där vätgasen produceras genom elektrolys med el producerad av solceller utformas på ett så enkelt, lättförståeligt och billigt sätt som möjligt?
- Är detta ett “bra” projekt? På vilka grunder?
- Vilken potential har vätgas i ett fossilfritt energisystem? Finns det några kärnområden där vätgasen kan vara speciellt viktig?

Syftet är dels att bidra till ett vätgasprojekt som ska väcka uppmärksamhet och intresse i samhället för att inspirera till diskussion om vätgas i energisystemet, dels att identifiera några punkter där vätgasens roll bör utredas vidare.

1.3 Rapportens upplägg

En kort bakgrund om vätgasens användning och roll som energibärare beskrivs i kapitel 2. Därefter följer kapitel 3, i vilket den metod beskrivs som använts för att skapa en uppfattning om vätgasens roll som energibärare och hur teori för att kunna simulera det tekniska systemet i tankstationen hittats och använts. Här beskrivs också de begränsningar som gjorts och som de förenklade modeller och tidsbegränsning medfört för vilka slutsatser som kan dras.

I kapitel 4 diskuteras hur vätgas kan användas tillsammans med solenergi med en presentation av några utvalda projekt som använder solceller och vätgas som lagringsmetod. Från dessa dras slutsatser som resulterar i en systemdesign vilka kompletteras med annan teori för att ge den teoretiska bakgrund som krävs för att bygga en vätgas-tankstation.

Resultatet av de simuleringar som gjorts och de aktörer som medverkar i projektet beskrivs i kapitel 5. Här presenteras också vad vätgascykeln kan tänkas användas till, dess energibehov samt förslag på tankstationens slutgiltiga design och kostnad. Alla beräkningar som krävs för simulering är beskrivna i detalj i appendix A och B.

Kapitel 6 innehåller en utblick mot framtiden och för fram en del områden där vätgasen kan komma att användas. Den ställs också i förhållande till konkurrerande teknik på dessa områden.

Slutligen diskuteras svar som kan ges till de frågeställningar som ligger till grund för rapporten i kapitel 7. Slutsatser presenteras i kapitel 8.

2. Bakgrund

Vätgas kan vara en av framtidens stora energibärare eftersom den har ett stort energiinnehåll per viktenhet och i likhet med elektricitet kan bildas från många olika energikällor. I en så kallad "hydrogen economy" skulle energibärarna vara elektricitet och vätgas med kompletterande egenskaper, då vätgas till exempel kan användas för att lagra energi.

Redan idag används vätgas inom en mängd olika områden. Hälften av vätgasanvändningen står tillverkning av konstgödsel och ammoniak för och ungefär 35% av vätgasen används inom oljeindustrin (Clarke et al., 2010). Resten används bland annat i kemiska industrier, för matförpackning och i läkemedelsindustrin (Harrison & Levene, 2008). Den globala användningen uppgår till ungefär 450-500 miljarder Nm³ vätgas per år (Harrison & Levene, 2008), vilket energimässigt är ungefär dubbelt så mycket som Sveriges energitillförsel 2008 eller cirka 1% av världens energianvändning (Energiläget, 2009).

Japan och Tyskland är ledande vad gäller att införa bränsleceller för hushållsbehov (Brown et al., 2007) bland annat eftersom bränslecellsteknologin kan minska energianvändningen och därmed utsläpp av växthusgaser i områden med hög naturgasanvändning i hushållen (NEF, 2009). I de nationella handlingsprogram för införande av vätgas som finns i USA, Kanada samt på Island framförs nationell självförsörjning av energi som en av huvudanledningarna till att använda vätgas. Även i Danmark (Energistyrelsen, 2005) och Kina används detta argument, i Kina eftersom man ser att det skulle vara ett sätt att använda landets stora kolfyndigheter om koldioxiden som bildas vid vätgasframställningen lagrades (Yuan & Lin, 2010) och i Danmark för att det skulle vara ett sätt att lagra energin från vindkraften.

De fördelar med vätgas som lyfts fram i litteraturen är framför allt:

1. Vätgas är en ren energibärare, vid användning i bränslecell är vatten den enda restprodukten.
2. Vätgas är lämplig som säsongslagring eftersom lagringsmetoder med minimalt läckage finns.
3. Gasen kan transporteras långa sträckor i gasledningar med relativt låga förluster.
4. Om de problem som finns med lagring av vätgas ombord på flygplan skulle den kunna användas som flygplansbränsle.

Eftersom vätgas är lämplig för säsongslagring kan den användas som lagring av el producerad av vindkraft eller solceller, eftersom efterfrågan oftast

inte följer produktion. Inom transportsektorn har vätgasen ett lovande tillämpningsområde eftersom den kan fungera som räckviddsförlängare i eldrivna bilar.

Innan vätgasens alla potentiella fördelar kan prisas måste dock produktionen av vätgas granskas. Det absolut vanligaste produktionssättet idag är reformering av fossila bränslen. Siffrorna varierar men ungefär hälften eller mer av den vätgas som används idag är producerad genom ångreforming av metan (Harrison & Levene, 2008). Ångreforming av fossila bränslen är idag det billigaste produktionssättet och dessutom det sätt som anses vara rimligt att använda sig av inom den närmsta framtiden enligt en rad nationella vätgasstrategier (Energistyrelsen, 2005; Yuan & Lin, 2010; Herzog & Tatsutani, 2005). Eftersom vätgas inte är en energikälla utan måste produceras är verkningsgraden för vätgasproduktion viktig att studera. För att citera Hedström et al., 2006:

Producing energy will always be associated with the use of resources.
To use energy in the most efficient way will therefore, also in the future, be preferable.

Vid ångreforming är verkningsgraden 75-82% (Maack, 2008) men med koldioxidlagring blir verkningsgraden lägre. Dessutom kvarstår problem med att använda sig av fossila bränslen trots koldioxidlagring, bland annat att de bidrar till försurning och att de är en ändlig resurs (Hedström et al., 2006).

Elektrolys är ett annat framställningssätt som kan bidra till koldioxidfri framställning av vätgas men som idag endast står för 4% av vätgasproduktionen (Harrison & Levene, 2008). Vid elektrolys används elektricitet för att dela vatten till syrgas och vätgas. Metodens verkningsgrad är idag ungefär samma som, eller något lägre än, ångreforming och ifall framställningen verkligen ska vara koldioxidfri förutsätts elproduktion från förnybara energikällor, kärnkraft eller koldioxidlagring vid elproduktionen. För både elektrolys och ångreforming måste verkningsgraden för slutlig energiproduktion också tas i beaktande. Ett kombikraftverk producerar el från naturgas med 50-60% verkningsgrad, vilket är i samma storleksordning som bränsleceller. Sannolikt är att vätgasframställning kommer att se olika ut i olika regioner om det sker en ökad användning. Elektrolys är ett dyrare alternativ än ångreforming av naturgas men priset varierar eftersom det i stor utsträckning är beroende av elpriset. För att målet på \$2- \$3 per kg som U.S. Department of Energy (DOE) satt upp ska kunna nås krävs ett elpris under \$0,04 per kWh och en storskalig produktion eftersom elektrolysen då har låga kapitalkostnader, under \$800 per kW (Harrison & Levene, 2008).

Förutom elektrolys och reformering av naturgas och kol framställs vätgas idag som en biprodukt inom industrin, bland annat vid klorframställning (Spitzley et al., 2007). Denna vätgas vädras dock oftast ut och skulle kunna användas i högre utsträckning. I Japan har projekt utförts för att undersöka hur vätgas kan framställas som en biprodukt vid stålproduktion (IEA, 2004). Dessutom pågår forskning kring andra sätt att framställa vätgas. De tekniker som studeras är fotolys, biofotolys, högtemperaturdelning, termokemisk vattendelning och pyrolys eller ångreforming av biomassa.

Ett mer avancerat alternativ till elektrolys är fotolys (ordet är en sammanslagning av foto-elektrolys, från engelskans photo-electrolysis → photolysis) Här används solljus direkt för att dela vatten till vätgas och syrgas (IEA, 2006). Fotoelektrokemiska celler är under utveckling i minst 13 OECD-länder (IEA,

2006). Verkningsgraden var 2006 maximalt 16% från solenergi till vätgas vilket är bättre än kombinationen solceller plus elektrolysör med 20% respektive 70% verkningsgrad (total verkningsgrad 14%), vilket bara uppfylls av de bästa kommersiellt tillgängliga produkterna idag. Biofotolys är en produktionsmetod i två steg som omfattar fotosyntes och vätgasproduktion katalyserad av enzym i till exempel gröna alger och cyanobakterier (IEA, 2006). Denna metod studeras bland annat vid Uppsala universitet.

En mängd olika demonstrationsprojekt med vätgas har genomförts runt om i världen. I Europa har de flesta satsningar varit inom transportsektorn, framför allt på bussprojekt (IEA, 2004) men även projekt där vätgas tjänar som lagringsmetod har genomförts, bland annat i den finska kommunen Åetsä där bränsleceller använts för kraftvärmeproduktion i hushåll. Vätgasen distribueras som biprodukt från närliggande kemisk fabrik (Dannemand Andersen et al, 2005). I Norge har Norsk Hydro (nu StatoilHydro) och Enercon ett vätgasprojekt på ön Utsira. Tio hushåll förses med energi från två stycken vindkraftverk och tack vare lagring i trycksatt vätgas och svänghjul ger systemet två till tre dagars total självförsörjning. För att uppnå 100% självförsörjning skulle verkningsgraden i vätgasframställningen behöva förbättras (Ulleberg et al., 2010). Även i Grekland har en del projekt med vätgas som lagringsmetod gjorts på öar som inte är kopplade till elnätet (IEA, 2004).

3. Metod

3.1 Modellering och litteraturstudie

För att få en uppfattning om hur vätgasframställning från solex kan utföras har tio stycken projekt studerats där solceller och elektrolysör har använts. Dessa projekt har alla varit i större skala än den tankstation som ska byggas så för att få kompletterande information har dessutom sex forskningsprojekt där simulering varit en större del av arbetet studerats. Utifrån de teoretiska modeller och den erfarenhet som dragits i de studerade projekten har simuleringar i Matlab gjorts för att bestämma vilka kommersiellt tillgängliga komponenter som är lämpliga att använda. De teoretiska modellerna för elektrolysör och solceller är redovisade i appendix B. Eftersom elproduktion med solceller är beroende av solinstrålning har Matlab också använts för att ta fram lämplig vinkel och placering för solcellspanelen. Data till dessa simuleringar har hämtats från SMHI.

För att få en bredare uppfattning om vad vätgas kan användas till och hur den kan framställas har en litteraturstudie av vetenskapliga artiklar samt nationella och internationella planer och handlingsprogram gjorts. En del livscykelanalyser av system där vätgas ingår eller är ett alternativ har också studerats.

3.2 Avgränsningar och begränsningar

Villkoren för tankstationen är att den ska vara anpassad efter förhållandena för solinstrålning i Kristianstad och vara en autonom lösning, elektrolysören ska alltså inte kopplas till elnätet. Detta är främst för att tankstationen ska vara ett pedagogiskt exempel på hur vätgas kan produceras från solenergi men också för att det möjliggör en portabel lösning. Dessutom får projektet genom en autonom lösning en dubbel roll eftersom det demonstrerar vätgas *både* som drivmedel och som lagringsmetod av förnybar energi.

Mängden vätgas som ska produceras bestäms av hur mycket och ofta vätgascykeln används och dess krav och specifikationer på tryck vid tankning och vätgasens renhet. Dessa specifikationer redogörs för i kapitel 5. Eftersom cykeln inte är byggd och därför inte används ännu har antaganden gjorts om användandet. Specifikationer för tankning och lagringstuber på cykeln har tagits från ett bränslecellspaket för cyklar som tillverkas i Kina.

Dessa avgränsningar har gjort att antalet elektrolysörer som kan användas har begränsats kraftigt.

De största begränsningarna i simuleringarna av tankstationen är den låga upplösningen och osäkerheten i data. Solinstrålningsdata från SMHI är simulerad och har upplösning på en timme. Vätgasproduktionen kommer därför i

verkligheten förmodligen fluktuera mycket mer än i de simuleringar som presenteras här, åtminstone under molniga dagar. Inga mätningar har heller kunnats göras på de delar som ska användas till tankstation, såsom solcellspaneler och elektrolysör, vilket betyder att det slutliga resultatet kan skilja sig mycket från de resultat som presenteras här. Data från tillverkare har ibland inte varit fullständiga och då har antaganden och anpassningar till modellen gjorts.

Beräkningar av verkningsgrad och energiförluster i systemet måste också ses som högst approximativa eftersom de bygger på teoretiska modeller av både elektrolysör och solceller, vilka är approximationer av verkliga förhållanden.

För att få en bättre förståelse för miljökonsekvenserna av att använda vätgascyklar istället för battericyklar (eller inga elcyklar alls) behöver grundlig livcykelanalys av precis det här systemet göras. Detta är ännu inte möjligt eftersom projektet inte är genomfört och har heller inte rymts inom ramarna för den här rapporten.

4. Vätgas från solenergi

4.1 'Solar hydrogen'

Solenergi har en enorm potential att täcka världens energibehov. Varje år infaller över 2000 gånger mer solenergi mot jordens landyta än den primärenergi vi använder (World energy council, 2007). Solinstrålningen varierar från plats till plats, i till exempel Skåne infaller cirka 1000 kWh/m²,år (SMHI, 2010) jämfört med toppvärdet, i området kring Röda havet, på 2628 kWh/m²,år (World energy council, 2007). Ett problem med att användas solenergi är att den ofta är tillgänglig vid tillfällen då vi inte behöver den. Här kan vätgas spela en roll som både energibärare och lagring av energi. Om man lyckas producera vätgas direkt från solenergi på ett effektivt sätt utan att ta omvägen om elektricitet skulle vätgas och solenergi kunna vara en mycket lyckad kombination.

På engelska finns uttrycket 'solar hydrogen', att översätta detta till svenska på ett lämpligt sätt är svårt men ibland används termen solvätgas. Solar hydrogen omfattar alla tekniker att framställa vätgas med hjälp av solenergi, via elektrolys, i fotoelektrokemiska celler, eller vattendelning vid höga temperaturer.

Ett tjugotal projekt världen över har genomförts där vätgas har använts för att lagra el från solceller till senare behov. De flesta är småskaliga och många av systemen har varit i drift under en begränsad period. Gemensamt för merparten av projekten är att senaste kommersiella teknik som fanns tillgänglig vid tiden för projektet har använts (Lehman & Chamberlin, 1991; Galli & Stefanoni, 1997; Rainer, 1998; Hollmuller, 2000). En del av projekten presenteras i detta kapitel för att ge en bild av vad vätgasen kan tänkas användas till, vilka problem som uppstått och hur genomförandet har varit. Stor vikt har lagts vid vilka komponenter som använts och vilken verkningsgrad systemet har haft för att kunna jämföra med det system som sedan presenteras för tankstationen.

Batterier som mellan- eller korttidslagring är vanligt och mycket få projekt använder all energi från solcellerna till att producera vätgas. Istället tjänar vätgasen som lagringsmetod och produceras endast då det finns ett överskott av el. I de fall då all energi används till att producera vätgas är det för att demonstrera verkningsgraden i en viss teknik (Arriaga et al, 2007) eller för att visa på potentialen att producera vätgas från förnybara energikällor till en kommande fordonsflotta av vätgashybrider (Kelly et al, 2008). De projekt som presenteras kan delas in i tre grupper: fristående system, byggnadsintegrerade system och system i industriell skala.

4.2 Genomförda projekt

4.2.1 Fristående system

The Hawaii Hydrogen Power Park Demonstration

Hawaii har stor potential att utveckla lagring av el från förnybara energikällor. Idag importeras över 90% av öarnas energi samtidigt som tillgången till sol, vind och geotermisk energi är mycket stor (Lutz et al., 2010). Vätgasprojektet som är placerat på Kahua Ranch på Big Island ska demonstrera och utvärdera vätgasens lagringspotential genom ett praktiskt exempel. Småskaliga projekt som detta är en del av USAs nationella program för att införa vätgas i landets energisystem (Lutz et al., 2010). Projektet är uppbyggt i tre delar, under den första installerades elektrolysör, lagring och bränslecell, under den andra integrerades dessa med vindkraftverk och solpaneler och under den tredje ska infrastruktur byggas ut för att förse bränslecellsfordon med vätgas.

En elektrolysör från företaget Electric Hydrogen, $\Sigma H!$, användes i projektets andra del. På Kahua Ranch hade redan tidigare vind- och solesanläggningar testats men då lagrades överskottsenergi i ett stort industriellt batteri. Batterier används fortfarande för att korttidslagra överskottsenergi vilket gör att systemets totalverkningsgrad blir högre (Lutz et al., 2010). Solcellspanelerna som används har presterat bättre än utlovat (3,4 kW_p istället för 2,6 kW_p) med ett medelvärde över hela dagen på 0,91 kW. Verkningsgraden minskar mitt på dagen på grund av höga temperaturer vilket motverkar att den högre solinstrålningen då kunde resulterat i större mängd producerad energi (Lutz et al., 2010).

Teknisk fakta Hawaii hydrogen power park	
Elektrolysör	Electric Hydrogen, $\Sigma H!$ 25 A, 46-58 V 0,2 Nm ³ /h, 1,2 MPa $\eta = 63\%$ (teoretiskt) 42% (uppmätt) (LHV)
Solcellspaneler	20 stycken ASE (Dessutom en Bergey vindturbin) 4,9 kW _p 48 V $\eta_{\text{snitt}} = 9,6\%$
Koppling	spänningsomvandlare
Batterier	Lasten drivs både av batterier och bränslecell
Vätgaslagring	0,9 Nm ³ , 1,2 MPa (Elektrolysörens arbetstryck)
$\eta_{\text{sol-H}_2}$	4,0%
$\eta_{\text{el-el}}$	21%

Schatz solar hydrogen project

Schatz solar hydrogen project installerades 1990 på Humboldt State University's Marina Laboratorium i Californien. Hela systemet är en del av ett projekt för att demonstrera att vätgas är ett bra sätt att lagra solenergi och att solen därmed blir en stabil och pålitlig källa för elproduktion (Lehman, 1997). Den direkta funktionen systemet har är att förse en luftkompressor med energi för att luft-sätta det marina akvariet på laboratoriet (Reis, 2002). Solcellerna är kopplade

till kompressorn och när de producerar överskottsenergi sätts också elektrolysören igång. Den producerade vätgasen lagras sedan i trycksatta tankar som är kopplade till en bränslecell. Vid molniga dagar och under nätterna sätts bränslecellen igång så att kompressorn alltid blir försedd med den el den behöver (Lehman, 1997). Projektet är forskningsinriktat, förbättras kontinuerligt och är fortfarande i drift. Systemet har bytts ut ett antal gånger, senast 2006 då solcellerna kopplades om för att ge 48 V istället för 24 V. Samtidigt installerades DC/DC-omvandlare i ett försök att förbättra prestandan (Johnstone, 2009). Ursprungligen användes direktkoppling med reläer för att slå om från last till elektrolysör då lasten inte kördes.

Antal solpaneler valdes så att mellan 75% och 90% av lastens energibehov kunde förses av dessa (Lehman & Chamberlin, 1991). Resten täcks upp av el från nätet. Att täcka lastens energibehov till 100% hade varit orimligt dyrt och ökat systemets energiförluster. Elektrolysör valdes så att ström/spänningskarakteristiken stämde väl överens med solcellspanelernas. Endast en kommersiellt tillgänglig elektrolysör var lämplig (Lehman & Chamberlin, 1991). Bränslecell skulle först köpas in men prestandan var för dålig och 1992 bildades Schatz Fuel Cell Laboratory och en egen bränslecell byggdes med verkningsgrad på 50% (Lehman et al., 1997). December till januari är den mest kritiska perioden för systemet eftersom solinstrålningen är lägst då och därför är storleken på lagringstanken vald efter förhållandena för dessa två månader (Lehman & Chamberlin, 1991). Syrgasen lagras också och enligt beräkningar hade verkningsgraden för bränslecellen minskat med ungefär 25% om inte detta gjorts (Lehman & Chamberlin, 1991).

Omfattande tester av utrustningen har gjorts. Solcellspanelerna testades innan installation och man fann att ingen av dem producerade 48 W som tillverkaren utlovade, 95% producerade under 45 W. Efter 15 års användning hade solcellernas prestanda sjunkit med 16% och den totala verkningsgraden hade därför sjunkit drastiskt eftersom elektrolysörens ström/spänning-karakteristik nu skilde sig från solpanelernas (SERC Energy News, 2006). Elektrolysören hade inte tappat i prestanda då den undersöktes 1998, istället hade arbetsspänningen sjunkit (Schiller et al., 1998). Att prestandan förbättrats kan dock bero på omständigheter vid mätningen eftersom resultatet inte kunde verifieras senare (Johnstone, 2009).

Teknisk fakta Schatz	
Elektrolysör	Teledyne Energy Systems Altus 20 12 celler i serie 6 kW effektbehov 18-24 V $\eta = 76,6\%$ (HHV)
Solcellspaneler	192 stycken ARCO M-75 $W_p = 39,88$ W (38,13 W efter tolv år i drift) 24 V (48 V efter 2006) $\eta = 8,1\%$
Koppling	Direktkoppling 1990-2006 därefter spänningsomvandlare
Batterier	Fungerar som buffert mellan solceller och last samt mellan bränslecell och last
Vätgaslagring	Trycksatt gastank, 750 kPa (Elektrolysörens arbetstryck) 5,7 m ³ (Motsvarar 110 timmar drift av kompressorn)
η_{sol-H_2}	6,2% (teoretiskt) 2,8-7,2% (uppmätt)
η_{el-el}	32,2% (teoretiskt)

4.2.2 Byggnadsintegrerade projekt

PHOEBUS

Projektet PHOEBUS utgjorde en del av energisystemet i centrala biblioteket i Forschungszentrum Jülich i Tyskland och syftade till att utvärdera de tekniska möjligheterna att vara självförsörjande på energi från solceller, med batterier och vätgas som lagringsmedium (Ghosh et al., 2003). Batterierna var dimensionerade så att de kunde leverera el tre dagar utan sol så batterikapaciteten behövde inte vara så stor. Vätgasen producerades vid högt tryck direkt i elektrolysören för att minska energibehovet vid kompression och solcellerna var monterade på taket till byggnaden i fyra olika vädersträck för att jämn ut skillnaderna mellan last och produktion (Ghosh et al., 2003).

Totalt stod batterierna för 50-52% av eltillförseln medan bränslecellen stod för 20-25%, resten levererades direkt från solcellspanelerna till lasten (Ghosh et al., 2003). Bränslecellen och elektrolysören kopplades in och producerade vätgas först då batterierna laddats till 80%. Batterierna kunde sedan fungera utjämnande mellan solcellspaneler och elektrolysör eller mellan solcellspaneler och last tills det var laddat till 75%. Därefter slogs elektrolysören av. Bränslecellen producerade el då batteriet laddats ur så 17% återstod. På så sätt fungerade bränslecellen och elektrolysören som en livstidsförlängare för batteriet eftersom både djupurladdning och överladdning undveks (Ghosh et al., 2003). Endast ett år av fyra (år 1997) kunde systemet täcka hela bibliotekets elbehov. Detta år var solinstrålningen extra hög. Ghosh et al, 2003).

Teknisk fakta PHOEBUS	
Elektrolysör	Framtagen på plats 21 celler 5-26 kW 35-37 V $\eta = 80\%$ (HHV)
Solcellspaneler	43 kW _p men placerade så max 30 kW 10% verkningsgrad
Koppling	spänningsomvandlare och till last växelriktare
Batterier	Blybatteri, verkningsgrad mellan 91% och 95%.
Vätgaslagring	2100 Nm ³ , 12 MPa + 25 m ³ , 0,7 MPa
η_{sol-H_2}	8% (teoretiskt)
η_{el-el}	51-64% (varierar mellan vilken koppling som är aktuell, direkt väg högst verkningsgrad)

GlashusEtt, Stockholm

GlashusEtt är ett informationscenter beläget i Hammarby Sjöstad, Stockholm, ett gammalt industriområde som gjorts om till ett bostadsområde där hållbara tekniker demonstreras. För att boendet i området ska bli hållbart har ett mål om att även ändra invånarnas vanor uppförts. Här tjänar GlashusEtt rollen som inspiratör till en sådan förändring (Hedström et al., 2004).

I huset ska solcells- och bränslecellsteknik utvärderas och demonstreras samtidigt som de är ett komplement till befintlig el- och värmeproduktion. På byggnadens översta våning finns en teknisk utställning där besökare kan titta på elektrolysören och bränslecellen (Hedström et al., 2004). Det är ett kombinerat system som använder både vätgas och biogas, efter reformering, för att driva bränslecellen. Solcellspanelerna är kopplade till byggnadens elförbrukning genom växelriktare och endast överskottsel går till elektrolysören. Solcellspanelerna är inte dimensionerade för att täcka byggnadens elbehov utan vätgasen är ett sätt att jämna ut oregelbundenheten i deras elproduktion (Hedström et al., 2004).

Den värme som producerades av elektrolysör och bränslecell skulle ha tagits tillvara på genom lagring i ackumulatortank. Denna var dock underdimensionerad så en kylloop lades också på byggnadens tak vilket ledde till lägre totalverkningsgrad än planerat (Hedström et al., 2004). Projektet pågår fortfarande och förbättringar kan ha skett sedan 2003 då senaste artikel publicerades.

Teknisk fakta GlashusEtt	
Elektrolysör	PEM, kan drivas på både växel- och likspänning 0,6 Nm ³ /h, 1,38 MPa $\eta = 43\%$ (LHV)
Solcellspaneler	30 stycken NAPS NR 100G 3 kW _p $\eta = 11,9\%$ (teoretiskt) 8,6% (praktiskt, inräknat förluster i kablar och spänningsomvandlare)
Koppling	spänningsomvandlare används mellan solceller och elektrolysör, liksom växelriktare till last
Batterier	Används inte. Istället används nätet som utjämning
Vätgaslagring	15 Nm ³ , 1,38 MPa
η_{sol-H_2}	3,7%
η_{el-el}	uppgifter saknas

Solar Home i Schweiz

Solar Home är ett privat hushåll i Zollbrück. Vätgassystemet har använts sedan 1991 då det byggdes av husets ägare, Markus Friedli, av kommersiellt tillgängliga komponenter (Hollmuller, 2000). Solcellspanelerna är primärt kopplade till elektrolysören för att producera vätgas. Eventuellt överskott lagras tillfälligt i batterier eller matas ut på nätet. Därför är elektrolysören ombyggd från att vara anpassad till 10 kW effekt och konstant energitillförsel till att köras från 1,4 kW till 4,6 kW (Hollmuller, 2000). Strömtillförseln varierar från 45 till 130 Ampère och vätgasproduktionen från 0,32 till 0,95 Nm³/h. Vätgasen lagrades i metallhydrider, 15,2 Nm³ (vilket var 20% lägre än tillverkaren utlovat) och användes på plats i husets gasspis och tvättmaskin eller för att driva en minibuss (Hollmuller, 2000).

Teknisk fakta Solar Home	
Elektrolysör	Alkalin 5 kW $\eta = 62\%$ (HHV)
Solcellspaneler	162 st 7,4 kW _p $\eta = 8,4\%$
Koppling	Spänningsomvandlare används, 95% verkningsgrad
Batterier	Används inte
Vätgaslagring	Metallhydridtankar, 15 Nm ³ inomhuslagring, 16 Nm ³ för bilbränsle
η_{sol-H_2}	3,6% (uppmätt)
η_{el-el}	55% (uppmätt)

IHAVU Project

Projektet ska implementeras i hushåll i Spanien så att de kan vara självförsörjande på förnybar el genom att lagra överskott i form av vätgas. I den första delfasen av projektet användes den producerade vätgasen istället i 20 stycken vätgascyklar (Aso & Arnedo, 2009). Systemet är utformat så att den årliga energikonsumtionen i ett spanskt standardhushåll är täckt av produktionen, med ett

överskott runt 10 MWh. Detta överskott används för att producera vätgas till vätgascyklarna. Ungefär 3200 kWh H₂ kan produceras årligen. De räknar med att 1 Nm³ är ungefär 3,3 kWh så 100 tankningar kan göras varje år (vätgascyklarn lagrar ca 0,5 Nm³ vätgas).

I andra fasen ska delar av vätgasen användas i stationära bränsleceller.

Teknisk fakta IHAVU	
Elektrolysör	HOGEN, växelström 0,5 Nm ³ /h, 1,4 MPa
Solcellspaneler	10,7 kW (koncentrerande solcellspaneler med solföljare (1 kW), amorfa kiselceller (1 kW), tunnfilmsceller TeCd (0,7 kW), hetero junction panels Sanyo HIP (8 kW) + 400 W vindkraft)
Koppling	Regulator och växelriktare används
Batterier	48 V, 420 Ah. Laddas då hushållsel inte används och det inte är möjligt att producera vätgas
Vätagaslagring	Metallhydridtankar, 21 m ³
η_{sol-H_2}	uppgift saknas
η_{el-el}	uppgift saknas

4.2.3 Projekt i industriell skala

I Neunberg, Tyskland har vätgasproduktion i industriell skala demonstrerats i ett projekt som pågick 1986-1999. Detta är det enda projektet i sitt slag. Projektet drevs av Solar Wasserstoff Bayern GmbH (SWB) som bildades av Bayernwerk AG, Siemens AG, Linde AG och BMW AG just för detta projekt (Szyszka, 1998, Rainer, 1998). Produkterna som användes i projektet var inte kommersiellt tillgängliga vid inköpstillfället, istället testades just prototyper och de senast utvecklade produkterna för att driva på utvecklingen och identifiera utmaningar (Rainer, 1998). Delar av anläggningen är byggda för att undersöka vätgasens potential som fordonsbränsle och lagring både i fast form och i vätskeform förekom. Återelektrifiering av vätgasen testades både med bränsleceller och i kraftvärmeverk. Dessa kunde köras både på vätgas och naturgas. Dessutom testades motorer och elektriska gaffeltruckar (Rainer, 1998).

Projektet tjänade som demonstrationsanläggning och på platsen finns ett informationscenter som haft 130,000 besökare från över 100 länder (Szyszka, 1999). Projektet var indelat i två perioder och delar av utrustningen byttes ut när första delen var avslutad (Szyszka, 1998). Undersökningar har gjorts på hur bränslecellen påverkas av den oregelbundna energitillförseln från solcellspanelerna. Verkningsgraden föll något på grund av detta men effekten anses vara liten (Szyszka, 1998). Även solcellspanelernas placering utvärderades och slutsatsen var att 30 graders lutning gav bättre resultat än 40 grader eftersom de då kräver mindre yta och ger bättre året-runt-produktion (Szyszka, 1999).

Säkerhetsaspekten var viktig på anläggningen och man använde ett väl utbyggt system som omfattade sensorer för att upptäcka läckage av vätgas och ventiler för att förhindra antändning. Dessutom var öppna lågor och rökning förbjudet. Dessa säkerhetsåtgärder är standard i industriella sammanhang där vätgas använts länge (Szyszka, 1999).

Slutsatserna som kunde dras från projektet var att efter en del initiala problem med att få komponenterna i systemet att fungera som de skulle har vätgasutvinning från solenergi i stor skala visat sig vara en väl tillämpbar lösning. Komplexiteten i systemet var dock större än väntat för industriell tillämpning. Ofta var det kringssystemen som var komplicerade (Szyszka, 1999).

Teknisk fakta SWB	
Delprojekt 1	
Elektrolysör	Alkalin, lågtryck + Alkalin högtryck 111 kW + 100 kW 25 m ³ /h, 8 kPa + 21 m ³ /h, 3,2 MPa
Solcellspaneler	Monokristallina + polykristallina 135 kW _p + 131 kW _p $\eta = 8,6\%$
Koppling	spänningsomvandlare och växelriktare
Batterier	användes inte
Vätgaslagring	Högtryckslagring och flytande för fordon
η_{sol-H_2}	uppgift saknas
η_{el-el}	uppgift saknas
Delprojekt 2	
Elektrolysör	Alkalin högtryck 100 kW 4,5 kWh/m ³ , H ₂ , 3,2 MPa
Solcellspaneler	Amorfa kiselceller + avancerade monokristallina 49 kW _p + 50 kW _p $\eta = 4,5 - 5,1\% + 11,5 - 13,3\%$

4.2.4 Sammanfattning

Vätgasen har i alla ovanstående projekt producerats genom elektrolys, i de flesta fall har elektrolysören inte varit kopplad till nätet. I alla projekt utom två är solcellerna också direkt kopplad till last och vätgasen används främst som lagring av överskottsel. Därför kan inte erfarenheterna från dessa projekt användas rakt av för design av tankstationen men de elektrolysertillverkare som nämnts ovan kan användas som referens för att hitta produkter som passar det här projektet. Eftersom verkningsgraden är viktig i energisammanhang kan ovan beskrivna projekt användas som referensfall åt tankstationen. Verkningsgraden i ovanstående projekt varierade mellan 2,8% och 8%.

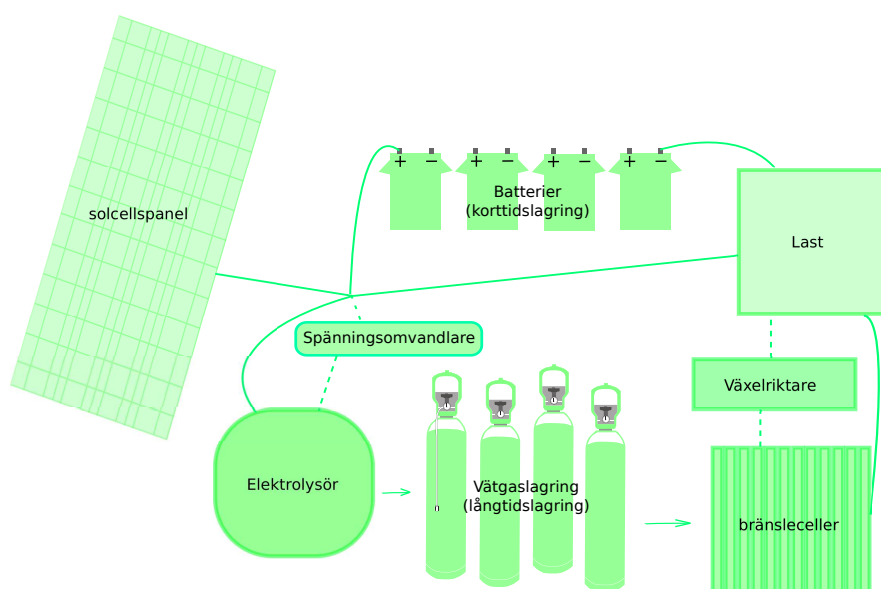
I projekten användes vätgasen huvudsakligen inom tre områden:

- lagring av energi
- som drivmedel till bil eller cykel
- som livstidsförlängare åt (bly-)batterier

4.3 Systemdesign

4.3.1 Översikt

De viktigaste komponenterna i ett system för vätgasproduktion genom elektrolys är elkällan, i det här fallet solcellspanelerna, och elektrolysören. Systemet kräver även en del kringutrustning som beror på vilken teknik och vilken systemdesign man bestämmer sig för. I alla ovan presenterade projekt användes spänningsomvandlare med MPPT (Maximum Power Point Tracker) för att solcellspanelen ska kunna jobba vid maximal uteffekt och låta elektrolysören jobba vid den effekt där verkningsgraden är högst. I figur 4.1 visas en typisk systemdesign där vätgasen används som långtidslagring så att bränslecellerna kan driva lasten under molniga dagar samt på nätterna.



Figur 4.1: Schematisk översikt över ett system för vätgasproduktion.

På Humboldt-laboratoriet använde man sig av direktkoppling mellan solcellspanel och elektrolysör fram till 2006 då systemet byggdes om. Utvärdering av bytet visar på förbättring av verkningsgrad och prestanda men resultaten är inte entydiga (Johnstone, 2009). Ett antal studier har gjorts på system direktkopplade mellan solcellspaneler och elektrolysör (Clarke et al., 2009, Arriaga et al., 2007, Kelly et al, 2008, Galli & Stefanoni, 1997). En studie har gjorts för att jämföra verkningsgrad och kostnad mellan ett direktkopplat system och ett med spänningsomvandlare som visar att högst verkningsgrad nåddes med ett direktkopplat system, bäst resultat var 12,4%, beräknat på effektivt värmevärde för vätgas (Gibson & Kelly, 2010). Detta var inte helt oväntat eftersom spänningsomvandlare har en verkningsgrad runt 90% och ett korrekt optimerat direktkopplat system kan uppnå energiförluster under 1% (Clarke et al., 2009). Se appendix B.3 för beräkning av energiförluster.

I kapitel 5 kommer lösningar för både direktkopplade system och system som

använder spänningsomvandlare och/eller batterier som mellanlagring föreslås.

4.3.2 Elektrolysör och solcellspanel

Vid direktkoppling krävs noggrann matchning av ström- och spänningskaraktäristik hos elektrolysör och solcellspaneler (Clarke et al., 2009). Även då spänningsomvandlare används minskar förlusterna i systemet ifall matchningen mellan ström- och spänningskaraktäristik är god. Dessutom måste hänsyn tas till variationen av solinstrålning på den specifika plats där systemet ska uppföras eftersom solcellspanelernas elproduktion är direkt proportionell mot solinstrålning. Data för solinstrålning i Kristianstad för månaderna april till september har hämtats från *Sveriges meteorologiska och hydrologiska institut* (SMHI), producerat med hjälp av *Strålsäkerhetsmyndigheten* och *Naturvårdsverket*. Beräkningar och resultat för solinstrålningen redovisas i appendix A.

Ett väldimensionerat direktkopplat system är bättre anpassat till den varierande solinstrålningen men vid låg solinstrålning kan det betyda att elektrolysören inte kan drivas alls. Arriaga et al. visar att direktkoppling är bra vid solinstrålning mellan 600-800 W/m² (Arriaga et al., 2007). En variant kan vara att ha en spänningsomvandlare som kopplas in då solinstrålningen är för låg för att öka totala verkningsgraden (Gibson & Kelly, 2008). Viktigt för att minska energiförlusterna är att elektrolysörens arbetsström och spänning ligger nära solcellernas maximala effektproduktion oavsett solinstrålning. Hur detta kan göras redovisas i appendix B. Systemet kommer att arbeta vid den spänning elektrolysören kräver vid den ström som solcellerna kan leverera vid aktuell solinstrålning (Johnstone, 2009). Energiförlusterna bestäms av skillnaden mellan den energi elektrolysören kräver och den maximala energi solcellerna kan producera.

En nackdel med ett direktkopplat system är att man inte känner till förändringar i prestanda hos de ingående komponenterna. Vid dimensioneringen görs ett antal antaganden. Om dessa visar sig vara felaktiga kan systemet fungera sämre efter några år (Johnstone, 2009). Eftersom detta är ett demonstrationsprojekt kan livslängden antas vara begränsad och de problem som kan komma att uppstå genom degradering av solceller och elektrolysör försumbara. Fluktuerande levererad effekt till elektrolysören skulle kunna påverka elektrolysörens livstid negativt (Clarke et al., 2009) men projektet på Humboldt-laboratoriet visar inga sådana tendenser (Johnstone, 2009). Om vätgas ska användas som lagring och utjämning av solenergi måste detta dock utredas eftersom förkortad livstid hos de ingående komponenterna ökar systemets miljöpåverkan.

Beräkningar för dimensionering och val av elektrolysör och solcellspaneler anpassade till projektet i Kristianstad finns redovisade i appendix B och resultatet sammanställt i kapitel 4. Sammanfattningsvis har tillvägagångssättet varit:

1. Bestäm önskad karaktäristik hos elektrolysören, hur mycket vätgas bör produceras varje dag för att möta behovet i så stor utsträckning som möjligt? Här måste hänsyn tas till solinstrålningen i Kristianstad eftersom producerad vätgas är linjärt beroende av tillförd ström och strömmen producerad av solcellspanelen är linjärt beroende av solinstrålning.
2. Rita ström/spänningskaraktäristik för elektrolysören.

3. Hitta vilken sort och vilken mängd solcellspaneler som matchar elektrolysörens karakteristik i solcellspanelens MPP. Modellera ett antal exempel av kopplingar och paneler och välj den lösning som täcker behovet i störst utsträckning. När solinstrålningen är hög får producerad ström inte överstiga rekommenderad maximal ström för elektrolysören.
4. Bestäm lagringsmetod och hur tankningen ska gå till.
5. Välj ut kommersiellt tillgängliga produkter som passar behoven och gör en uppskattning av systemets kostnader.

Verkningsgraden för elektrolysören kan beräknas som mängd producerad vätgas delat med den energi som använts av elektrolysören för att producera vätgasen. För att beräkna energiinnehållet i vätgasen används antingen kalorimetriska värmevärdet (engelska HHV - high heating value) eller det effektiva värmevärdet (engelska LHV - low heating value). Det kalorimetriska värmevärdet motsvarar den energi som krävs för att bryta vattenmolekyler till vätgas och syrgas. Eftersom dagens elektrolysörer använder vatten i flytande form kan man därför argumentera för att det är det kalorimetriska värmevärdet som ska användas (Harrison & Levene, 2008).

Andra argumenterar för att det kalorimetriska värmevärdet endast ska användas då värmen som utvecklas i den kemiska reaktionen kan tas tillvara. När endast elektricitet ska användas bör man därför istället använda det effektiva värmevärdet. Med detta kan 100% verkningsgrad aldrig nås, utan maximal verkningsgrad är 84,6% (Kelly et al., 2008). Här kommer två verkningsgrader räknas ut, ett med HHV och ett med LHV för att jämförelse med andra system ska bli enklare.

Det finns två typer av elektrolysörer kommersiellt tillgängliga idag, Polymer Exchange Membrane (PEM-elektrolysörer) och alkaliska elektrolysörer där elektrolyten oftast består av kaliumhydroxid (Harrison & Levene, 2008). PEM-elektrolysörer har bättre starttid och klarar därför bättre av fluktuerande energitillförsel (Harrison & Levene, 2008) vilket gör att denna teknik är att föredra i ett system med solceller. Dessutom är elektrolyscellen enklare till designen eftersom den inte kräver någon elektrolyt i vätskefas (IEA, 2006) vilket gör den mer lämplig för självbygge, om detta blir aktuellt i ett senare skede av projektet. Nackdelen med tekniken är att membranen har en relativt begränsad livstid men säkerheten är högre och designen mer kompakt (IEA, 2006).

De beräkningar som utförs i appendix B kommer vara approximativa i stor utsträckning och det kommer att vara av intresse att mäta på systemet när det väl har byggts för att kunna förfina beräkningarna inför liknande projekt. Ett problem som redan nu kan pekas ut är att tidsupplösningen i solinstrålningen är en timme, vilket är mycket när totalverkningsgraden över året ska beräknas. Hänsyn måste också tas till att de siffror som tillverkarna ger inte stämmer överens med den verkliga prestandan hos produkterna (Lehman & Chamberlin, 1991).

Elektrolysörer kan producera vätgas vid olika tryck och de delas grovt in i tre grupper; icke trycksatta (arbetstryck 1 atm = 101,325 kPa), trycksatta med arbetstryck runt 2,5-3,0 MPa och högt trycksatta för produktion av stora mängder vätgas (Stolten, 2010). Trycket ökar av sig själv genom elektrolysen, det är alltså utsläppsventilerna som reglerar trycket. För att minska mängden

komponenter och sänka kostnaderna är en trycksatt elektrolysör att föredra i det här projektet.

De flesta elektrolysörer på marknaden är anpassade till stationära tillämpningar med tillgång till konstant spänning från nätet och det saknas teknisk data och erfarenhet av att använda elektrolysörern just till flukturerande produktion såsom från vindkraft eller solceller (Pérez-Herranz et al., 2010). Därför kan det här projektet då det genomförs praktiskt också bidra till just denna praktiska kunskap och utvärdering av de teoretiska modeller som utvecklats.

4.3.3 Lagring

Det finns i huvudsak fyra olika möjligheter för lagring av vätgas, trycksättning, lagring i metallhydrider, kol-nanofibrer eller lagring i vätskefas. Metallhydrider har väldigt lågt jämviktstryck vid rumstemperatur, lägre än atmosfäriskt tryck, och är dessutom väldigt kompakta eftersom metallhydriderna har hög volymsabsorptionsförmåga och kan laddas snabbt. De är därför att föredra då platsbrist föreligger och ur energieffektiviseringssynpunkt eftersom ingen extra kompression krävs. De behöver dock ofta kylas vid laddning och har låg mas-absorptionsförmåga så endast 1-7% av den totala vikten kommer att utgöras av vätgas (IEA, 2004). Metallhydrider är idag ett dyrt lagringsalternativ.

Trycksatt vätgas är ett betydligt billigare lagringsalternativ men kräver material som klarar av höga tryck. I det här projektet är detta inget problem eftersom trycket inte kommer vara högre än 1-2 MPa. Det finns material som klarar av att lagra vätgas vid högt tryck, ståltankar är bra upp till 25 MPa, aluminium och kolfiber klarar upp till 35 MPa och utveckling sker för material som klarar 70 MPa. Bästa alternativet för så höga tryck är kolfiberkompositmaterial och utvecklingen sker framför allt för mobil lagring i exempelvis bilar.

Flytande väte kräver mycket energi för att tillverka, hela 30-40% av energimängden går åt, men energimängden både per volymsenhet och viktenhet blir stor. För transporter i lastbilar, flyg eller båt kan därför detta vara ett alternativ. Energiläcket är dock mycket stort, upp till 100% läcker på en månad (IEA, 2006).

Forskning pågår för utveckling av lagring i nanotuber och nanotrådar av kolbaserade material. Om tillräckligt hög lagringskapacitet kan uppnås skulle kolbaserade material kunna vara ett billigare sätt att lagra vätgas. Dessutom skulle totalvikten kunna sänkas jämfört med metallhydrider. Lagringskapaciteten per viktenhet varierar kraftigt mellan olika tekniker men tekniska problem med laddning och urladdning av materialet samt fortsatt genomsnittligt låg lagringskapacitet gör att det fortfarande är långt kvar tills kolbaserade material är ett fullvärdigt lagringsalternativ (Yürüm et al., 2009).

Platsutrymmet är inte något problem i det här projektet och för att hålla kostnaderna nere bör lagring i form av trycksatt vätgas väljas. Vätgasen kommer att lagras vid det tryck som elektrolysören producerar men kan komma att behöva komprimeras innan tankning av cykeln. På cykeln lagras vätgasen i metallhydridtankar.

4.3.4 Säkerhet

De flesta kommersiella elektrolysörer har inbyggt säkerhetssystem som slår av elektrolysören och varnar om läckage uppstår. Om lagringstanken placeras ut-

omhus i ett väl luftat utrymme är eventuellt läckage ingen större säkerhetsrisk men en sensor som larmar om det händer är ändå att föredra.

Elektrolysören kräver vid drift ett kontinuerligt flöde av avjoniserat vatten så någon form av larm för låga vattennivåer behövs också för ett fungerande system.

Viktigt är att tankning av cykeln och underhåll av tankstationen endast sker av utbildad personal. En kurs i säker hantering av gas bör därför ges för de som ska sköta detta.

4.4 Miljökonsekvenser

En av anledningarna till att vätgas anses vara ett framtidsalternativ är att det är "rent" och "miljövänligt". Dessa påståenden är både sanna och falska. Vätgasens miljöpåverkan beror på framställningssätt och användningsområde. Att använda vätgas som producerats genom elektrolys med el från nätet för att driva fordon skulle i Italien vara ett sämre alternativ för miljön i dagsläget än att använda naturgas direkt (Briguglio et al., 2010). I Sverige är situationen annorlunda eftersom elproduktionen här har låga koldioxidutsläpp. Oavsett användningsområde är elektrolys och vindkraft det alternativ med lägst miljöpåverkan av idag kommersiellt tillgängliga tekniker för vätgasproduktion (Briguglio et al., 2010; Manish et al., 2006; Koroneos et al., 2004; Granovskii et al., 2007). Vindkraft är både billigare och har lägre energiåterbetalningstid än solen men är dyrare än reformering av naturgas (Granovskii et al., 2007). Om energikällan är vindkraft kan man alltså visa att vätgas ur miljösynpunkt är ett bra alternativ till fossila bränslen. Hänsyn har då bland annat tagits till utsläpp av växthusgaser och partiklar samt försurning.

Solenergi är ett bättre alternativ än fossila bränslen ur miljösynpunkt ifall solcellernas verkningsgrad är bättre än 10% (Manish et al., 2006) men detta betyder inte att vätgas alltid är det bästa alternativet som är tillgängligt. Vätgasframställning och dess användning är idag förknippat med stora energiförluster eftersom verkningsgraden för omvandling från el till vätgas till el ligger runt 40-60%. Därför bör vätgas jämföras med de alternativ som finns inom varje användningsområde. Miljökonsekvenserna av det här projektet borde jämföras med miljökonsekvenserna av att använda en batteri-elcykel ur ett livscykelperspektiv. Detta skulle ge en bra bild av ifall vätgas är ett bra alternativ ur miljösynpunkt inom det här användningsområdet. En sådan jämförelse har inte varit möjlig att genomföra inom ramarna för detta projekt.

5. Tankstationen i Kristianstad

5.1 Aktörer och användningsområden

Medverkande i det här projektet är *Kristianstad kommun*, den ideella föreningen *C4idéforum*, Vätgassamverkan Skåne och elscooterföretaget *MyEco*. Den första delen av projektet är bygga en vätgascykelprototyp och i en andra fas kan tankstationen eventuellt byggas. Den är tänkt att finnas på C4idéforum. Föreningen tar emot mycket besökare, både i form av skolklasser, lärare för fortbildning och entreprenörer som får stöd och hjälp att utveckla sina produktidéer (www.c4ideforum.se). Här kommer cykeln och tankstationen kunna användas i utbildnings- och demonstrationssyfte och enkelt integreras i verksamheten. De medverkande organisationerna kommer också att använda cykeln för demonstration vid olika marknadsförande tillställningar.

Det finns inga egentliga krav på tillgänglighet. Systemet kommer att utformas så att vätgascykeln ska kunna tankas en gång i veckan under perioden april till september. Detta tidsintervall kan verka märkligt men är satt på grund av begränsningar i bränslecellen. Den fungerar nämligen mycket dåligt vid låga temperaturer och är därför inte lämplig att använda på vintern förutsatt att inget värmesystem konstrueras på cykeln. Verksamheten på C4idéforum är igång hela sommaren så cykeln kommer kunna utnyttjas maximalt under tidsintervallet.

Om denna del av projektet visar sig vara lyckad finns idéer om hur man kan utvidga användningsområdet för vätgascykeln. I Kristianstad kommun finns Sveriges första biosfärsområde, *Kristianstads Vattenrike* (Biosfärskontoret, 2010). Området täcker en stor del av kommunen och en bit av Hanöbukten. I området finns många sevärdheter såsom ovanliga biotoper och rödlistade arter. Ett av målen med biosfärsområdena är att bidra till forskning om det lokala ekosystemet och att sprida kunskap om området (Biosfärskontoret, 2010). Det senare kan uppnås genom att öka tillgängligheten i biosfärsområdet och det är här vätgascyklarna kan fylla en funktion. Att förflytta sig mellan de cirka tjugo besöksplatser som finns skulle kunna underlättas genom att få hyra vätgascyklar vid *Naturum*, centrum för och porten till Kristianstads vattenområde. Naturum ligger nära stadens centrum men är ändå avskilt på det sätt att det ligger mitt i Höje å och inga transporter får ske med biltrafik över den träbro som förbinder byggnaden med staden. Därför skulle en vätgascykel för transporter också vara ett tänkbart tillämpningsområde.

5.2 Cykeln

Vätgascykeln som ingår i det här projektet ska byggas under året 2011 och finns därför inte ännu. Planerna just nu (november 2010) är att ett bränslecellspaket och metallhydridstankar ska köpas in från Kina. Bränslecellspaketet kommer att monteras på en damcykel från Skeppshult för att bygga en första prototyp av vätgascykeln. Prestandan på drivförmågan hos bränslecellen har utvärderats och funnits vara undermålig i uppförsbackar. Därför kommer systemet kompletteras med ett litet batteri. Detta skulle eventuellt kunna laddas av solcellerna om det finns ett överskott av vätgas men detta har inte tagits med i simuleringarna. Om projektet är lyckat kommer prototypen utvecklas till en mer färdig produkt.

Metallhydridtankarna rymmer $0,6 \text{ Nm}^3$ vätgas och räcker till ungefär 6 mil cykling. Eftersom absorptionen av vätgas i metallhydriden är en exotermisk reaktion måste tankarna kylas vid påfyllning. Dessutom krävs att trycket i gasen är 1,5-2 MPa för att reaktionen ska vara effektiv.

5.3 Energibehov

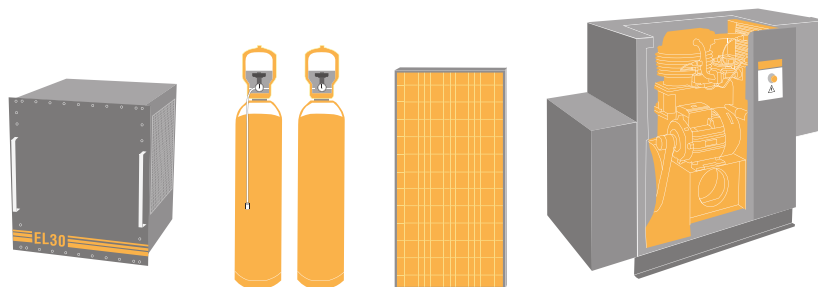
Eftersom cykeln i ett första skede endast ska användas i demonstrationssyfte och inte kommer att ersätta något transportbehov räcker det att tankstationen har kapacitet nog att producera tillräckligt mycket för en tankning i veckan. Detta gör att en mindre elektrolysör kan köpas in vilket sänker kostnaden för demonstrationsanläggningen. Systemet kommer att utformas så att tillgängligheten är så hög som möjligt men sannolikt kommer det finnas ett produktionsöverskott vissa perioder och ett underskott andra perioder. Om överskott inträffar kan antingen cykeln tankas en extra gång eller så kan elen som produceras av solcellspanelerna användas till något annat.

Om cyklarna ska användas för uthyrning på Naturum kommer kraven på tillgänglighet öka. Det är rimligt att ungefär tio cyklar finns tillhanda och dessa bör kunna tankas varje dag. Lagrings- och produktionskapaciteten ska alltså vara så stor att det finns vätgas även dagar utan sol. Systemet kommer i det här fallet förmodligen se något annorlunda ut eftersom solcellerna kan integreras i byggnadens energisystem och vätgas produceras endast då det finns överskott på energi. Det är möjligt att direktkoppling inte är optimalt i detta system men även med spänningsomvandlare är det viktigt att elektrolysörens och solcellspanelernas karakteristik matchar varandra för att minska förluster (Gibson och Kelly, 2010). Ett undantag är om både elektrolysör och solceller kopplas till nätet med växelriktare. En hypotetiskt autonom tankstation till Naturum presenteras här ändå för att visa hur detta skulle kunna genomföras. En mer detaljerad studie av energibehov måste naturligtvis genomföras och anpassas för de vätgascyklar som kommer användas ifall cykeluthyrning vid Naturum blir verklighet.

5.4 Systemet

5.4.1 Översikt

I tankstationen ingår elektrolysör, solcellspaneler, lagringstank, kompressor och behållare för avjoniserat vatten samt pump. Det avjoniserade vattnet bör ha en resistivitet på minst $1 \text{ m}\Omega\text{-cm}$ för att öka membranens livslängd. Antingen köps det avjoniserade vattnet in eller så skaffas ett avjoniseringsfilter så att vanligt kranvatten kan användas. Alternativt kan batterier användas för korttidslagring



Figur 5.1: De huvudsakliga komponenter som används i det här systemet. Elektrolysör, lagringstankar, solcellspanel och kompressor.

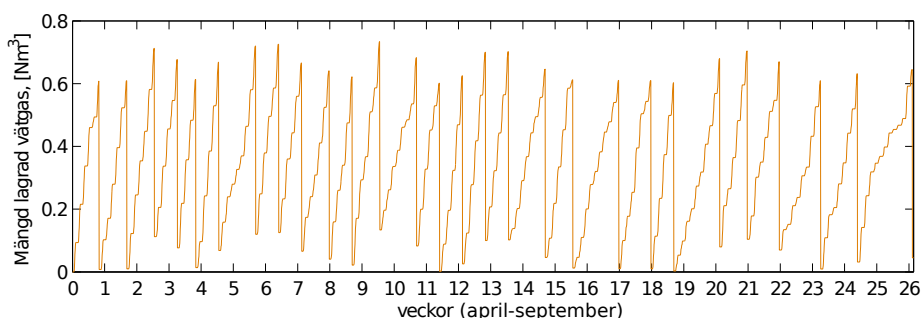
om kringutrustning som apparatur för torkning av gasen och säkerhetssystem kräver en mer stabil effekttillförsel än solcellerna kan producera.

5.4.2 Elektrolysören

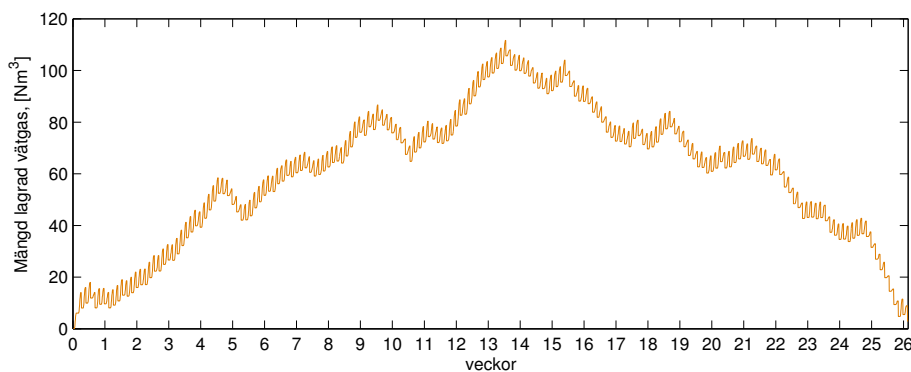
För att cykeln ska kunna tankas i medeltal en gång per vecka med den solinstrålning som finns i Kristianstad krävs att elektrolysören producerar $0,018 \text{ Nm}^3$ vätgas per timme vid den arbetseffekt som ges vid solinstrålningen 1000 W/m^2 . I figur 5.2 visas hur lagrings- och tankningscykler av vätgasen ser ut ifall en sådan elektrolysör används. Här har förutsatts att tankning sker så fort mängden lagrad vätgas överstiger $0,6 \text{ Nm}^3$ och att tankning alltid sker på kvällen efter att elektrolysören inte längre producerar någon vätgas. Naturligtvis kommer tankning inte ske på detta sätt praktiskt men ger ett rimligt mått på hur stor elektrolysörens produktionskapacitet måste vara.

För att elektrolysören inte ska ta skada vid hög solinstrålning bör dess maximala produktionskapacitet överstiga $0,018 \text{ Nm}^3$. Detta medför större och dyrare elektrolysör än vad som teoretiskt krävs men samtidigt större säkerhet vid drift. Om elektrolysören vore anpassad så att den producerar $0,018 \text{ Nm}^3$ vid maximal effekt kan tillfälligt högre strömmar skada membranen och förkorta elektrolysörens livstid.

Om 10 cyklar ska kunna tankas varje dag bör elektrolysören kunna producera $1,16 \text{ Nm}^3$ vätgas per timme vid solinstrålning 1000 W/m^2 . Detta kommer täcka behovet till 94% under en period med varierande solinstrålning vilket kan anses vara rimligt. Soliga år kommer behovet täckas till 100%.



Figur 5.2: Lagrad gas år 2005 om tankning sker när lagringsflaskan innehåller mer än $0,6 \text{ Nm}^3$ vätgas.



Figur 5.3: Lagrad gas till 10 cyklar år 2005 om tankning sker varje dag.

Åtta stycken elektrolysertillverkare hade elektrolysörer som kan vara lämpliga för det här projektet. Efter att ha kontaktat dem visade det sig dock att endast 2 stycken hade elektrolysörer som kan drivas med likström och vars specifikationer de kunde lämna ut. Dessa elektrolysörer presenteras i tabell 5.1. Den minsta spänning per cell som krävs för att producera vätgas betecknas med V_{\min} i tabellen. Se appendix B för förklaring av de olika parametrarna.

Även ITM-Power har en elektrolysör som kunde varit lämplig, *HBox-PV*, men ingen information lämnades ut utöver att elektrolysören producerade maximalt $0,21 \text{ kg}$ vätgas per dag.

Både h-tec och Giner kan anpassa storleken på elektrolysören efter behov, h-tec kan leverera elektrolysörer med mellan 4 och 95 celler medan Giner kan leverera mellan 1 och 20 celler. I övrigt har dessa elektrolysörer samma specifikationer som de som listats i tabell 5.1. Kostnaden är ungefär proportionell mot antalet celler. Förutom den stora flexibiliteten i antalet celler har h-tec andra fördelar som gör dess elektrolysörer mer lämpliga att använda i det här projektet. Till skillnad från Giner levererar h-tec sina elektrolysörer färdiga att använda, anpassade till 19 tums-rack med inbyggd torkning av vätgasen, säkerhetssystem och kylning. Denna kringutrustning kräver konstant 150 W vid

Märke	V_{\max} [V]	I [A]	C	n_p	n_s	P [MPa]	V_{\min} [V]	Nm^3/h
<i>h-tec</i> EL30/14	28	0-70	142,8571	1	14	1	1,51	0,4
<i>h-tec</i> EL30/28	56	0-70	142,8571	1	28	1	1,51	0,8
<i>Giner</i> G2-300	2	4-40	90,9091	1	1	0,7	1,56	0,018
<i>Giner</i> G2-600	4	4-40	90,9091	1	2	0,7	1,56	0,036
<i>Giner</i> G2-1200	8	4-40	90,9091	1	4	0,7	1,56	0,072

Tabell 5.1: Utvalda elektrolysörer som använts i simuleringarna.

drift vilket betyder att solcellspanelerna måste dimensioneras efter detta. Ett alternativ är att använda en elektrolysör från Giner som direktkopplas till solcellspanelen och att kringutrustning drivs på annat sätt, exempelvis med el från nätet. Kringutrustningen måste då byggas på plats så vilket alternativ som är att föredra beror helt på projektgruppens ambitioner.

5.4.3 Solcellerna

Solcellspanelerna måste kunna producera så mycket ström vid 1000 W/m^2 solinstrålning att elektrolysören kan producera $0,018 \text{ Nm}^3$, dessutom vid rätt spänning om inte spänningsomvandlare används. Solcellspaneler från sju olika tillverkare listas i tabell 5.2. Ingen av dessa solcellspaneler passar spänningsmässigt väl ihop med de elektrolysörer från Giner med minst antal celler så om dessa väljs bör spänningsomvandlare användas. Företaget *PV Enterprise* kontaktades om specialbeställning av solcellspanel men beskedet blev att detta skulle bli för dyrt (Tommy Petersen, 2010-12-13). För att få större maximal ström kan flera solcellspaneler parallellkopplas om detta är nödvändigt.

För att modellera solcellspanelerna krävs förutom de uppgifter som anges i tabel 5.2 också serieresistansen, R_s , parallellresistansen, R_p och konstanten k (se appendix B för detaljer). Efter testkörningar med modellen på ett antal paneler antas serieresistansen vara $0,001 \Omega$ per seriekopplad solcell i panelen. Parallellresistansen antas vara 100Ω för alla paneler. Konstanten k sätts till $0.05n_s$.

Placering av solcellerna är av yttersta vikt. För att optimera vätgasproduktionen ska de riktas mot söder med en lutning på 29° från horisontalplanet. De ska dessutom placeras så att de inte skuggas någonting under dagen, inte ens delvis. Detta skulle förstöra alla beräkningar och ge ett helt annorlunda resultat och i värsta fall bränna ut enskilda celler. Förslagsvis byggs ett litet skjul till tankstationen så att solcellerna kan placeras på taket till detta. Panelerna bör monteras så att en luftspalt bildas mellan dem och skjulets tak för att de mer effektivt ska kylas av vinden.

Märke	V_{oc} [V]	I_{sc} [A]	n_p	n_s	TC I_{sc}	TC V_{oc}
<i>NAPS</i>						
NP44RSS	21,5	2,7	1	36	-	-
KC50T-1	21,7	3,31	1	36	-	-
KC85T-1	21,7	5,34	1	36	-	-
NP130GK	22,10	8,10	1	36	-	-
<i>ZEN Power kP</i>						
195	32,62	7,85	1	54	0,00055	-0,116
200	32,89	8,02	1	54	0,00055	-0,116
205	33,08	8,26	1	54	0,00055	-0,116
<i>PV Enterprise</i>						
PVE-M6-210	36,46	8,00	1	60	0,00036	-0,120
PVE-M6-215	36,63	8,09	1	60	0,00036	-0,121
PVE-M6-220	36,80	8,17	1	60	0,00036	-0,121
PVE-M6-225	36,97	8,26	1	60	0,00036	-0,122
PVE-M6-230	37,17	8,34	1	60	0,00036	-0,123
PVE-M6-235	37,31	8,43	1	60	0,00036	-0,123
PVE-M6-240	37,48	8,51	1	60	0,00036	-0,124
<i>Swedmodule</i>						
ES75	21,5	4,70	1	36	0,00036	-0,071
ES85	21,5	5,18	1	36	0,00036	-0,071
ES200P	36,5	7,58	1	60	0,00034	-0,124
ES205P	36,5	7,67	1	60	0,00034	-0,124
ES210P	36,6	7,84	1	60	0,00034	-0,124
ES215P	36,6	7,97	1	60	0,00034	-0,124
ES220P	36,6	8,08	1	60	0,00034	-0,124
ES225P	36,8	8,17	1	60	0,00034	-0,125
ES230P	36,9	8,25	1	60	0,00034	-0,126
ES235P	37,0	8,35	1	60	0,00034	-0,126
ES240P	36,92	8,81	1	60	0,00034	-0,126
<i>SHARP</i>						
ND-170	29,3	8,04	1	48	0,00053	-0,104
ND-162(E1F)	28,8	7,95	1	48	0,00053	-0,104
ND-162(E1D)	28,4	7,92	1	48	0,00053	-0,104
ND-158(E1F)	28,6	7,92	1	48	0,00053	-0,104
ND-158(E1D)	28,4	7,85	1	48	0,00053	-0,104

Tabell 5.2: Utvalda solcellspaneler

5.4.4 Produktionsanläggningen - några förslag

Ett antal kombinationer av elektrolysörer och solcellspaneler är möjliga. Här visas och jämförs tre alternativ för 1 cykel vid c4idéforum och 2 alternativ för 10 cyklar vid Naturum.

alternativ 1: Direktkoppling. Elektrolysör med 8 celler från Diner och solpanel Swedmodule ES85. Extra utrustning krävs för torkning av gasen och säkerhet.

alternativ 2: Direktkoppling. Elektrolysör med 8 celler från h-tec och 5 solpaneler Swedmodule ES85. Säkerhetssystem för att slå av elektrolysören vid för låg solinstrålning krävs.

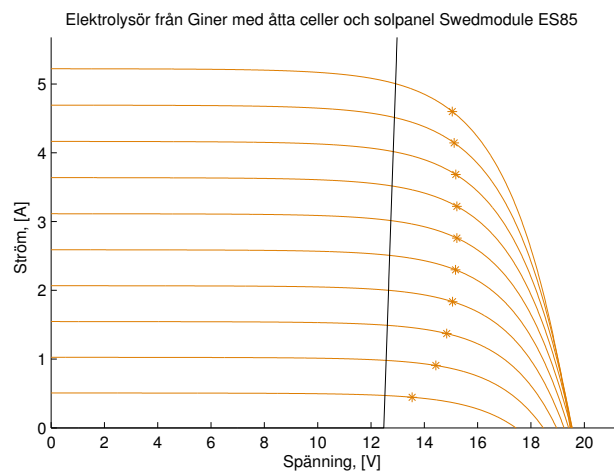
alternativ 3: Spänningsomvandlare. Elektrolysör med 5 celler från h-tec och 2 stycken 210 Wp-solceller. I beräkningarna används 2 stycken PV Enterprise PVE-M6-210.

alternativ 4 (10 cyklar): Direktkoppling. Elektrolysör med 55 celler från h-tec och 24 stycken solpaneler Swedmodule ES240P. Någon form av säkerhet för att slå av elektrolysören vid för låg solinstrålning krävs.

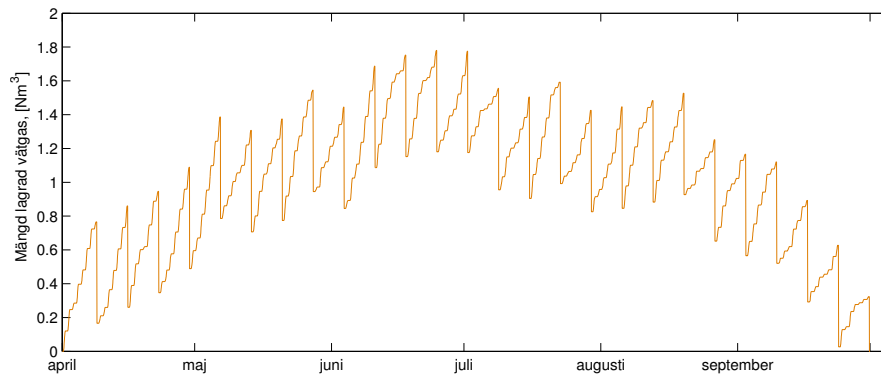
alternativ 5 (10 cyklar): Spänningsomvandlare. Elektrolysör med 55 celler från h-tec och 28 stycken solpaneler Swedmodule ES240P.

Karakteristik och produktion för alternativ 1

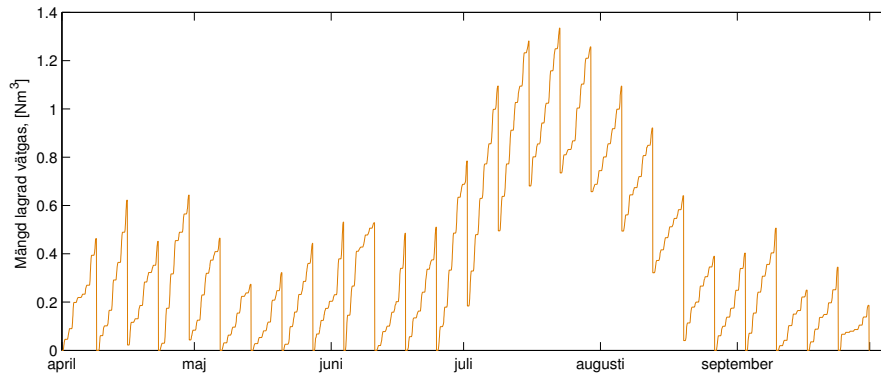
Elektrolysören representeras av den svarta linjen medan solcellspanelernas karakteristik vid solinstrålning från 100-1000 W/m² utgörs av de orangea linjerna. Den punkt vid vilken maximal effekt kan produceras är markerad med en asterisk. Förlusterna i systemet vid direktkoppling utgörs av skillnaden i energi mellan denna punkt och den punkt där den svarta linjen skär den orangea.



Figur 5.4: Ström/spänningkaraktäristik för alternativ 1.



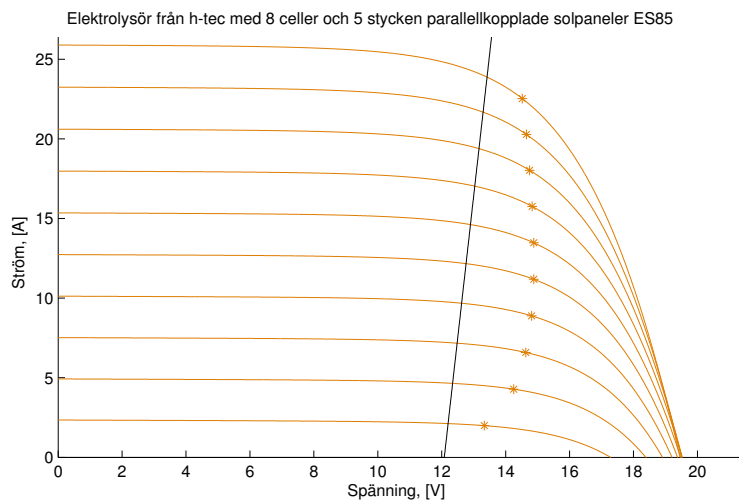
Figur 5.5: Lagring och tankningscykler för alternativ 1 år 2005. Tankning sker 1 gång i veckan. Som mest måste 1,8 normalkubikmeter vätgas lagras.



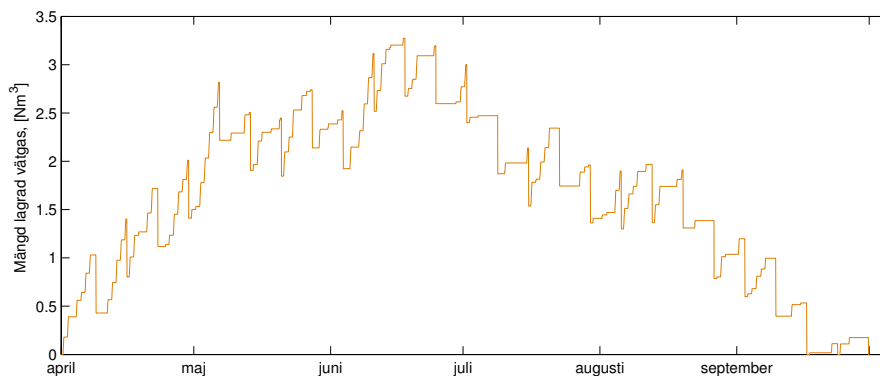
Figur 5.6: Lagring och tankningscykler för alternativ 1 år 2010. Eftersom produktionen är mindre än 2005 behöver endast 1,2 normalkubikmeter vätgas lagras.

Ett soligt år som 2005 kommer alltså behovet täckas med marginal med det här alternativet. År 2010 kan behovet täckas endast under delar av juli och augusti. I den här modellen tas inte hänsyn till förluster i samband med torkning av vätgasen så den verkliga produktionen kan se annorlunda ut.

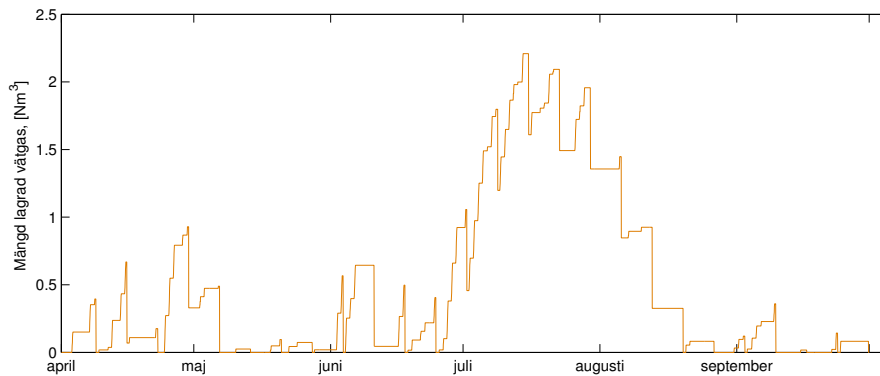
Karakteristik och produktion för alternativ 2



Figur 5.7: Ström/spänningkaraktäristik för alternativ 2. Här överensstämmer elektrolysörens karakteristik bättre med solpanelernas än i alternativ 1 så förlusterna borde bli något mindre, särskilt för hög solinstrålning.



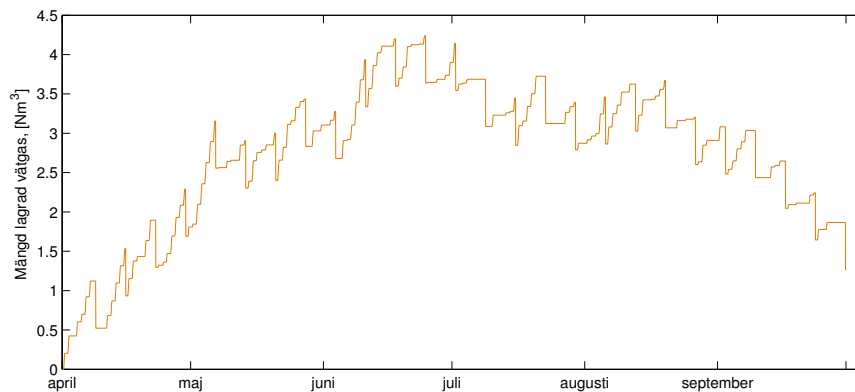
Figur 5.8: Lagring och tankningscykler för alternativ 2 år 2007. Detta år var det soligaste av åren 2005-2010 så det här får ses som ett bästa tänkbara scenario för det här alternativet. Lagringsbehovet är större än för alternativ 1, som mest krävs lagring av 3 normalkubikmeter vätgas.



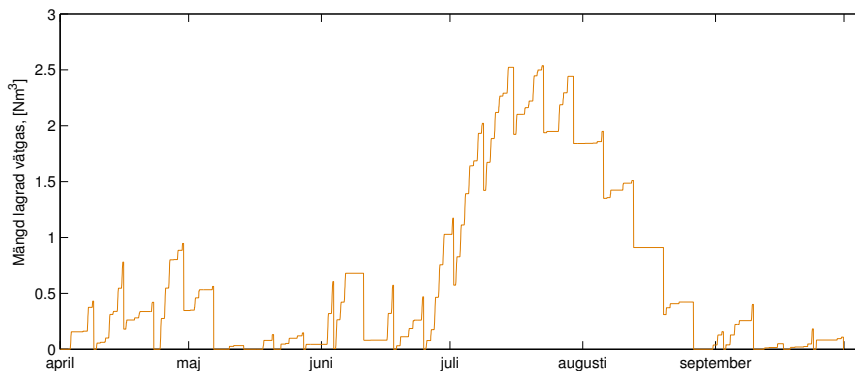
Figur 5.9: Lagring och tankningscykler för alternativ 2 år 2010, vilket var det år med minst sol av de 6 år som solinstrålningsdata har används från. Lagringsbehovet är lägre än år 2007 eftersom mindre vätgas produceras. Det maximala lagringsbehovet, 2 normalkubikmeter kan ses som ett lägsta krav på lagringskapacitet för att tillgängligheten inte ska bli för låg.

Produktion för alternativ 3

Eftersom spänningsomvandlare används i det här alternativet illustreras inte ström- och spänningskaraktistik. Omvandlingsförlusterna antas vara 10%.



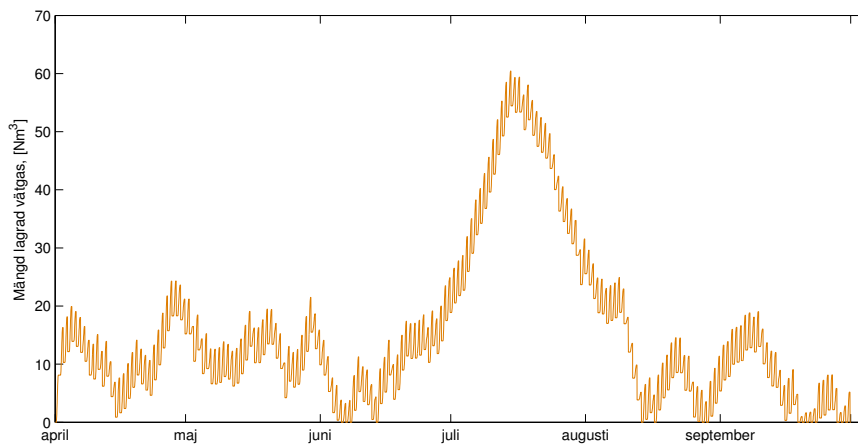
Figur 5.10: Lagring och tankningscykler för alternativ 3 år 2007. Här är lagringsbehovet större än för både alternativ 1 och 2 på grund av den ökade produktionskapaciteten med solcellspaneler på 210 Wp istället för 85 Wp. Detta år finns dock ett överskott av producerad vätgas (kurvan når aldrig y-axelns nollpunkt) så denna maximala lagringskapacitet är överdriven. Ett soligt år får cykeln helt enkelt tankas oftare.



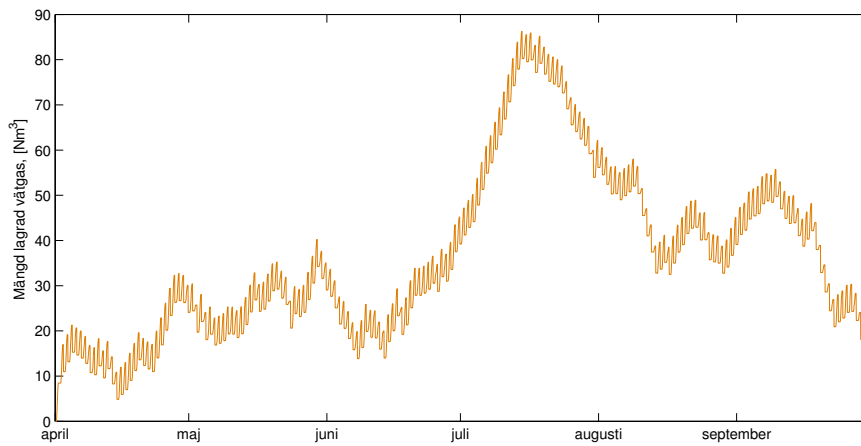
Figur 5.11: Lagring och tankningscykler för alternativ 3 år 2010. Det maximala lagringsbehovet är här 2,5 normalkubikmeter vilket kan ses som lägsta krav på lagringskapacitet för att tillgängligheten för systemet inte ska bli för låg.

Produktion för alternativ 4 & 5

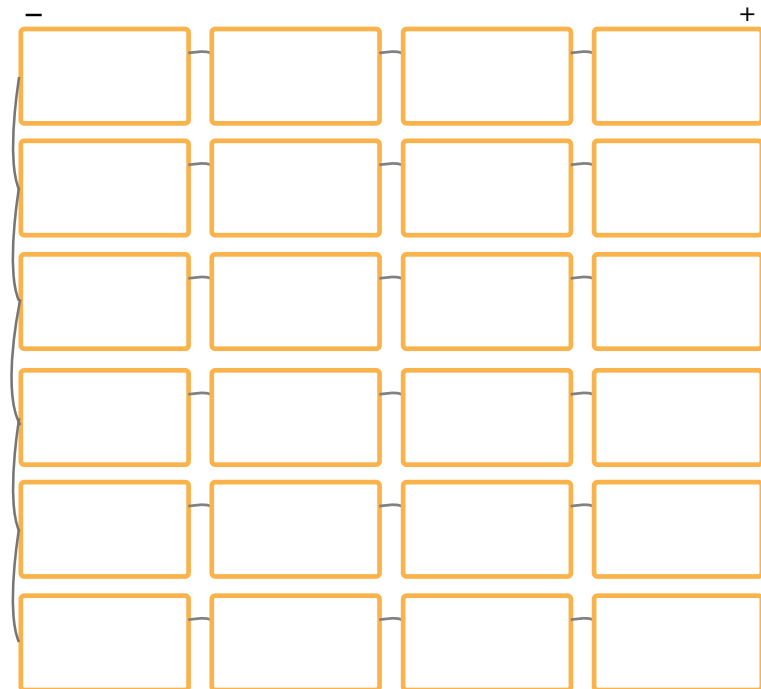
För tio cyklar som ska tankas varje dag kan en elektrolysör med 55 celler direkt-kopplas med 24 solcellspaneler från Swedmodule, ES240P. Solcellspanelerna är parallellkopplade i 6 grupper av 4 stycken seriekopplade paneler, se figur 5.14. Om man vill använda spänningsomvandlare behövs något fler solcellspaneler på grund av omvandlingsförluster. Här har antagits 28 stycken solcellspaneler, parallellkopplade i 7 grupper av 4 stycken seriekopplade paneler. Produktionskapaciteten blir därför något större för alternativ 5 än för alternativ 4 trots att förlusterna är större i alternativ 5.



Figur 5.12: Lagring och tankningscykler för 10 cyklar år 2005, alternativ 4. Tankning sker varje dag. Vissa dagar kommer inte alla 10 cyklarna kunna tankas.



Figur 5.13: Lagring och tankningscykler för 10 cyklar år 2005, alternativ 5. De större förlusterna vid spänningsovandling resulterade i att större produktionskapacitet för systemet krävdes. Därför är lagringsbehovet vid första anblicken större än för alternativ 4. Alternativ 5 producerar dock ett överskott av vätgas varför en lagringskapacitet på 60 normalkubikmeter kan antas vara rimlig.



Figur 5.14: 24 stycken solcellspaneler, parallellkopplade i 6 grupper om 4 seriekopplade paneler. Denna koppling användes för alternativ 4. För alternativ 5 parallellkopplas ytterligare en grupp om 4 seriekopplade paneler till de övriga 6 grupperna.

5.4.5 Lagring och tankning

Det är svårt att förutse tankningsmönstret för vätgascykeln eftersom den inte ska användas för en speciell aktivitet. I simuleringarna har antagits att tankningen sker regelbundet, 1 gång i veckan. Cyklarna som är tänkta att användas på Naturum tankas varje dag. För båda fallen gäller att tankningen sker efter solnedgången så att vätgasproduktionen inte är igång samtidigt. På så sätt behövs endast en lagringsflaska med enkelventil. Eftersom tankning måste ske vid 1,5-2 MPa och elektrolysören producerar vätgas vid 1 MPa måste en kompressor införskaffas. Eftersom effektbehovet är stort för kompressorer som är lämpliga att använda (runt 50 kW) skulle det vara orimligt att kompressorn förses med el från solcellspaneler. Därför får den kopplas till elnätet och ingen hänsyn till energiåtgång eller förluster vid kompression tas i beräkningar av systemets verkningsgrad nedan.

Lagringsbehovet varierar mellan alternativen, minsta rimliga lagringskapacitet för alternativ 1 är 1,5 Nm³ medan alternativ 2 och 3 bör ha en lagringskapacitet på 3 Nm³. Giners elektrolysör, som används i alternativ 1 producerar vätgas vid 0,7 MPa så lagringskärlet för alternativ 1 måste vara minst 217 liter. För alternativ 2 och 3 produceras vätgasen vid 1 MPa så lagringskärlet måste vara minst 304 liter. För alternativ 4 och 5 krävs ett lagringskärl på minst 7000 liter utan ytterligare kompression, här är det alltså rimligt att komprimera gasen *innan* lagring istället för vid tankning.

Två möjligheter finns för tankningsstationens placering, en mobil och en anpassad till C4idéforum. Den mobila lösningen är att ett skjul byggs och solcellspanelerna placeras på taket av detta. I skjulet finns elektrolysör och vätgastankar för lagring. Detta alternativ är lättare att sabotera än ifall solcellspanelerna istället placeras på taket till C4idéforum medan elektrolysören och lagringstankarna finns inomhus. Nackdelarna med det senare alternativet är flera, dels försvinner de pedagogiska fördelarna med att ha systemets alla delar på samma plats, dels är säkerhetsrisken större om gasen förvaras inomhus.

5.4.6 Ekonomisk kalkyl

I tabell 5.3 presenteras ungefärliga inköpskostnaden för de fyra alternativen till vätgasproduktion för 1 cykel. Kostnad för avjoniserat vatten och pump samt kompressor tillkommer men har inte tagits med i beräkningarna. Kostnaden per producerad kubikmeter vätgas har beräknats genom att dela den totala investeringskostnaden med medelproduktionen under de 6 år som solinstrålningsdata hämtats från SMHI multiplicerat med 10. Systemet antas alltså producera vätgas i tio år innan några extra kostnader tillkommer. Detta är rimligt eftersom livslängden för elektrolysören är ungefär 10 år. Solcellspanelernas livslängd är 20-30 år så kostnaden för vätgasproduktion kommer sjunka något med tiden även om elektrolysören måste bytas ut. Den enskilt dyraste komponenten i systemet är elektrolysören. För att reducera kostnaden för denna måste tanken om ett autonomt system överges och elektrolysören istället kopplas till nätet eftersom de små elektrolysörer som är billigare alla är inbyggda i kringutrustning som kräver växelström. Priset för flaskorna är en grov uppskattning eftersom ingen av de kontaktade företagen svarade. För uppskattningen har använts prislista för hyra hösten 2010 från Strandmöllen AB. Hos Strandmöllen kan man antingen betala en kostnad per dag eller teckna 1-årigt, 3-årigt eller 5-årigt av-

tal. Om systemet endast används under de sex månader det är anpassat till är dagshyra eller 5-årigt avtal ungefär lika dyrt. Eftersom det kan tänkas att systemet kommer att användas även tidigare och senare under året kommer priset som anges här utgå från 5-årigt avtal. När kostnaden per kubikmeter ska beräknas multipliceras kostnaden för lagringsflaskor med två. Alla priser utgår från Strandmöllans 50-litersflaskor, för alternativ 4 och 5 antas att vätgasen komprimeras till 5 MPa innan lagring.

Alternativ	1	2	3	4	5
Elektrolysör	59 310	295 360	280 710	501 400	501 400
Solcellspaneler	5000	25 000	12 345	338 820	395 290
Spänningsomvandlare	-	-	1000	-	20 000
Lagringsflaskor (5 år)	18 180	27 270	27 270	127 260	127 260
Per Nm ³ H ₂	635	3 997	1 970	104	106

Tabell 5.3: Ungefärlig kostnad för de olika alternativen

Att kostnaden för alternativ 1 är så låg i jämförelse med alternativ 2 och 3 måste ställas mot att extra kostnader för kringutrustning samt extra arbetstimmar i projektet tillkommer. Alternativ 1 kan därför visa sig vara dyrare än både alternativ 2 och 3. Att det lönar sig att använda spänningsomvandlare i ett så här litet projekt är däremot tydligt eftersom kostnaden per normalkubikmeter är ungefär hälften så stor för alternativ 3 jämfört med alternativ 2. Tabellen visar också att kostnaden för att producera vätgas sjunker kraftigt för större system, vilket framför allt beror på att det inte finns elektrolysörer anpassade för små autonoma system på marknaden.

5.4.7 Systemets verkningsgrad

I tabell 5.4 presenteras verkningsgrad, förluster och tillgänglighet för de fyra olika alternativen som föreslagits ovan. Verkningsgrad och tillgänglighet har beräknats enligt appendix B.3 som ett genomsnitt för de 6 år som solinstrålningsdata hämtats från SMHI.

Alternativ	1	2	3	4	5
η_{sol-H_2} (LHV) [%]	7,82	1,78	2,11	8,24	7,44
η_{sol-H_2} (HHV) [%]	9,15	2,08	2,46	9,64	8,70
Förluster [%]	6,10	55,39	42,23	0,83	3,42
Tillgänglighet tankning [%]	87,82	83,33	87,82	91,26	100
Tillgänglighet energi [%]	101,59	100,22	113,44	95,73	100,78

Tabell 5.4: Förluster, verkningsgrad och tillgänglighet för de fem alternativen.

För det lilla systemet med endast 1 cykel ger spänningsomvandlare lägre förluster och högre verkningsgrad än direktkoppling vilket inte stämmer överens med teorin presenterad ovan. Detta beror på att elektrolysören inte kan köras om

inte solinstrålningen är tillräckligt hög. Förlusterna kan minska om batterier används som mellanlagring. Verkningsgraden skulle då också förbättras. Den låga verkningsgraden för alternativ 2 och 3 är inte direkt jämförbar med alternativ 1 eftersom kringutrustningen även i alternativ 1 måste förses med energi som inte tagits med i beräkningarna här. Förlusterna för alternativ 1 och 2 är stora, för alternativ 2 över 50%.

För stora system visar det sig istället att ett system utan spänningsomvandlare kan nå riktigt små förluster och hög verkningsgrad.

6. Framtidsutblick

6.1 Vad ska vi med vätgas till?

I de planer som tagits fram för nationella vätgasstrategier antas vätgas vara en självklar del av framtidens energisystem. Mycket fokus läggs på *hur* vätgasen ska integreras i energisystemet och på vilka sätt den ska framställas. Föreslagsvis ska vätgasen införas på nichområden som gaffeltruckar, stadsbussar och för tillämpningar på platser som ligger avses och inte har tillgång till nätet men behöver oavbruten energitillförsel, till exempel telestationer (Lipman et al., 2004; Eerola et al., 2005). Först på längre sikt, efter 2020 kan vätgasen implementeras storskaligt samtidigt med infrastrukturell utbyggnad. Enligt det nordiska projektet *Nordic hydrogen energy foresight* som pågick 2003-2005 skulle vätgasen kunna utgöra 6-18% av energianvändningen 2030 (Eerola et al., 2005).

De pågående eller avslutade projekt som presenterats tidigare i rapporten visar på en del möjliga användningsområden, framför allt för småskalig elproduktion. Här kommer förslag inom områdena transporter, decentraliserad kraftvärmeproduktion samt lagring och balansering av elnätet att presenteras. Vätgasen passar på många sätt in i drömmen om ett självförsörjande energisystem, både i stor och liten skala. Länder som USA, Australien och Kina tänker sig att reformering av kol till vätgas kan bryta importberoendet av olja eftersom vätgasen då kan användas till transporter och flera artiklar nämner självförsörjande privathushåll som producerar el från solen på dagarna och lagrar överskottet i vätgas för senare användning och som drivmedel till den privata bilen.

Parallellt med diskussionen om vad vätgasen ska användas till måste en diskussion om hur den ska produceras föras. Många förespråkare av vätgas anser att vikten av att införa vätgas är så stor att man på kort sikt får acceptera att den är producerad från naturgas och andra fossila bränslen eftersom detta är billigare (Dannemand Andersen et al., 2005) medan andra hävdar att de miljövinsterna som användning av vätgas som energibärare medför är det starkaste argumentet för dess införande och att den därför bör produceras lokalt från förnybara energikällor redan från början (Lipman et al., 2004). Ett alternativ är att producera vätgas i kombination med kärnkraft. Detta kan ge högre verkningsgrad om restvärme från kärnkraftsreaktionen tillförs till elektrolysören. Om högttemperaturreaktorer skulle användas i större utsträckning än nu skulle vätgasproduktion också kunna ske genom vattenklyvning. Detta liksom termisk produktion med koncentrerande solfångare har potential för storskalig produktion av vätgas (Brien et al., 2010). Det finns idag fyra länder som satsar på vätgasframställning i samband med kärnkraft: Japan, Frankrike, USA och Korea. För att konkurrera verkningsgradsmässigt måste temperaturerna upp till

850 °C ungefär. Potentiell verkningsgrad värme-till-vätgas är 50%, HHV. Kostnad skulle vara 3,23 dollar/kg vätgas vid 5 MPa jämfört med 2,5 dollar/kg vid tillverkning genom ångreformerings (IEA, 2006).

Infrastrukturella problem finns också för användande av vätgas i större utsträckning. Idag transporteras vätgas mest mellan industrier som är stora användare av vätgas. Ett förslag för framtida distribution är att använda det befintliga naturgasnätet. Få undersökningar har gjorts på hur nätet påverkas av att transportera vätgas istället för metan så osäkerhet råder kring ifall kompressorer och ventiler tar skada (IEA, 2004). Både stålrör och plaströr som använts i det svenska och danska naturgasnätet har nyligen testats i en dansk studie som visar att de inte påverkas av ett byte till att transportera vätgas istället för metan (Iskov, 2010).

6.2 Transporter

Att använda vätgas som drivmedel är ingen ny idé, första bränslecellstraktorn byggdes på 50-talet och vätgas har använts som raketbränsle i många år. Bränsleceller kombinerat med elmotorer har högre verkningsgrad än en förbränningsmotor och användningen av vätgas ger inga lokala utsläpp (Herzog & Tatsutani, 2005). Jämfört med batteridrivna bilar har bränslecells-bilar längre räckvidd och kortare tankningstid, 3-5 minuter jämfört med batterier som tar 8-10 timmar med normalt eluttag, 0,5-4 timmar vid snabbbladdningsstationer och 3-15 minuter om batterierna byts ut (Wurster et al., 2009). Eftersom 50% av dagens personbilar används för resor över 200 km kan bränslecells-bilar därför ses som en framtida nödvändighet om transportsystemet ska vara helt koldioxidfritt (McKinsey & Company, 2010) och samtidigt se ut som det gör idag. I Kalifornien ses framför allt personbilar som det första steget att införa vätgas, helst som är producerad lokalt från förnybar energi (Lipman et al., 2004).

Vid jämförelse mellan en bränslecells-bil och en batteribil med körsträcka runt 500 km krävs lika mycket naturgas för att driva bilarna ifall vätgas fås via ångreformerings och el från kombikraftverk. Om vindkraft används som primärkälla krävs ungefär 50% mer energi till bränslecells-bilen än batteribilen (Wurster et al., 2009). Sådana batteribilars finns inte för tillfället men exemplet visar ändå att den primära energikällan är av vikt när man ska utvärdera vilket drivmedel som är att föredra.

Det är svårt att säga något om priset på bränslecells-bilar jämfört med bilar med förbränningsmotor men vätgas som drivmedel kan konkurrera med bensin inom en snar framtid beroende på hur vätgasen produceras. Om priset för vätgas blir så lågt som 3 dollar/kg, vilket är ett rimligt pris för en framtida vind- eller solelsproduktion (Herzog & Tatsutani, 2005) skulle den vara konkurrenskraftig redan idag (www.eia.doe.gov/oog/info/gdu/gasdiesel.asp, 2010-12-13).

6.3 Decentraliserad kraftproduktion

Argument för decentraliserad kraft- och värmeproduktion kan vara både att minska miljöbelastningen genom minskade förluster i energiöverföringen (Hartikainen et al., 2007) och att produktionen därmed kommer närmare användaren. På många platser i världen är inte elnätet utbyggt och för ett hushåll

utan tillgång till nätet som är beroende av sol och vind för energiproduktion kan lagringsbehoven vara stora, upp till en månads normalförbrukning (Vosen & Keller, 1999). Här kan vätgas vara ett lämpligt komplement till eller substitut för batterier eftersom vätgasens energiförluster under lagring är väldigt små. Dessutom kan användandet av vätgas och bränsleceller förlänga batteriets livstid genom att batteriets laddningstillstånd hålls på en nivå som inte är skadlig för batteriet (Vosen & Keller, 1999). Laddningstillstånd över 95% och under 20% bör undvikas för inte förkorta batteriets livslängd (Zhou et al., 2008). För korttidslagring är batterier lämpligare än vätgas eftersom de har hög verkningsgrad på omvandling från el till el. Batterier har relativt hög självurladdning så med en kombination av tekniker kan båda systemens fördelar användas (Zhou et al., 2008).

Vätgas kan användas i hushåll för att tillgodose både värmebehov och elbehov eftersom bränslecellen producerar både el och värme, den kombinerade verkningsgraden är hög, uppåt 85%. Brown et al. argumenterar också för att decentraliserad värme- och elproduktion har ekonomiska fördelar jämfört med överföring via elnät, eftersom värmen också kan tas tillvara på plats. Förluster i nätet och underhållskostnader försvinner också, däremot kan det förekomma problem då värme och el inte efterfrågas samtidigt (Brown et al., 2007). Fördelarna med lokal kraftvärmeproduktion gäller dock inte i områden med fjärrvärmenät eftersom storskalig produktion har högre verkningsgrad än småskalig.

Decentraliserad småskalig kraftvärmeproduktion kan vara ett sätt att snabba integrera både förnybara energikällor och vätgas i energisystemet (Mathiesen & Lund, 2008; IEA, 2004). I ett första skede innebär det också att infrastruktur för vätgasen inte behöver byggas ut i så hög takt (IEA, 2004).

Decentraliserad energiproduktion ökar svårigheterna i att stabilisera nätet (Ibrahim et al., 2008) och istället kan mindre nät tillämpas lokalt för ett antal olika laster, som ett industriområde, ett bostadsområde eller en högskola (Spitzley et al., 2007). Fördelar med små nät är att flexibiliteten är större, det är lättare att anpassa produktion till effektbehovet, eller last till förändringar i tillgång och förbättringar i verkningsgrad för kraftvärmeverk.

6.4 Energilagring

Idag lagras en mycket liten del av den elektricitet som produceras. Den totala lagringskapaciteten i världen är ungefär 2,6% av elproduktionen (Ibrahim et al., 2008). I ett nät med mer förnybara energikällor såsom sol och vind kan lagringsbehoven komma att förändras radikalt eftersom produktionen inte kan styras enligt efterfrågan i lika stor utsträckning som idag. I Sverige kan upp till 6% av den framtida producerade elen från förnybara källor förloras om ingen lagring sker (Hedström et al., 2006). Om lagring av energi måste byggas ut i framtiden kommer denna i huvudsak vara av två karaktärer; korttidslagring och långtidslagring. Viktig karakteristik för lagringsmetoder är svarstid, urladdningstid, standby-förluster (självurladdning), kapacitet, energidensitet per massa och volym, effektdensitet och verkningsgrad (Hedström et al., 2006).

Verkningsgraden för vätgas som lagringsmetod beror på vilken form av energi som avses lagras och med vilken teknik energiomvandlingarna sker. Här kommer förutsättas att vätgas används som lagring av elenergi, vilket också gäller för de tekniker som presenteras som alternativ. Det är möjligt att vätgas kan komma

att användas som lagring av värmeenergi för att sedan användas till produktion av elektricitet om stora solvärmekraftverk blir vanligare. Lagring av termisk energi sker redan idag bland annat genom att smälta salt, värmen används sedan för att driva ångturbiner och producera el (Ibrahim et al., 2008).

Olika sätt att lagra vätgas redovisas i kapitel 4.3.3 och verkningsgraden för el till el via vätgas genom elektrolysör och bränsleceller har beskrivits i kapitel 4 och 5. Vid lagring av stora mängder energi kan det dock vara mer realistiskt att central elproduktion sker i gasturbin. Vätgas från elektrolys lagrad i saltgrottor har idag en verkningsgrad (från el till el) runt 30-50% jämfört med pumpad vattenkraft (80%) och adiabatiskt trycksatt luft (70%). Energiläckage eller självurladdning är väldigt låg för alla de tre teknikerna. Om stora utrymmen finns tillgängliga kan vätgasen ha större potential än de båda andra eftersom den kan lagra 60 gånger så mycket energi som trycksatt luft vid samma volym (Wurster et al., 2009). Även vattenkraften har en låg energidensitet och stora mängder vatten eller höga höjdskillnader krävs för lagring av stora mängder energi. Osäkerheterna kring lämpliga håligheter som saltgrottor och liknande är dock stora eftersom det är svårt att reglera läckage. Naturliga grottor som lämpar sig för lagring finns dessutom inte tillgängligt på så många platser i världen. Hedström et al. drar slutsatsen att där vattenkraft kan användas utan större miljöpåverkan är denna teknik att föredra för storskalig och långvarig lagring (Hedström et al., 2006) trots dess låga energidensitet. Vattenkraften är dessutom lätt att reglera med stopp och starttider i storleksordning sekunder (Hadjupaschalis et al., 2009).

För korttidslagring och effektreglering lämpar sig batterier, svänghjul och superkondensatorer bättre än vätgas. Verkningsgraden för svänghjul och superkondensatorer är över 90% men självurladdningen är stor (Hadjupaschalis et al., 2009). Eftersom svarstiderna är mycket små och livslängden inte begränsas av antalet "laddningscykler" är det troligt att de mest kommer att användas till effektreglering. Superkondensatorer är fortfarande på forskningstadiet men svänghjul används redan idag i en del tillämpningar. Superkondensatorer kan också komma att användas som reglering av batteriers laddningstillstånd för att förlänga livstiden (Hadjupaschalis et al., 2009).

Batteriers karakteristik och lämplighet bestäms av vilken teknik som används. Litiumbatterier, bly-syrabatterier och natrium-svavelbatterier har hög verkningsgrad, över 85%, och låg självurladdning, 2-5% per månad, men är känsliga för djupurladdning. Natrium/svavelbatterier används redan nu för att lagra energi i elnätet. Natrium är dock väldigt korrosivt vilket gör att tekniken endast är lämplig i stor skala för stationära tillämpningar (Hadjupaschalis et al., 2009). Nickel-kadmiumbatterier klarar av djupurladdning men är dyra och har lägre verkningsgrad, 60-83%. Dessutom är självurladdningen upp mot 10% per månad. Flowbatterier kan komma att erbjuda ytterligare ett långtidslagringsalternativ eftersom självurladdningen är försumbar och de dessutom klarar av djupurladdning. Dessa batterier är under utveckling och kostnaden är än så länge hög (Hadjupaschalis et al., 2009).

6.5 Energiöverföring

Idag importerar Europa 53% av den primärenergi som vi använder (Wurster et al., 2009). Även med ett fossilfritt energisystem kan importbehovet vara fortsatt

stort i Europa från till exempel Saharas öknar där stora mängder solenergi finns tillgängligt. För att detta ska vara möjligt måste dock överföringskapaciteten byggas ut i hela Europa. Här kan vätgas vara en del av lösningen som en kombinerad lagring och transporter av energi. Vätgas har en överföringskapacitet på 32 GW vid 14 MPa i en ledning med diameter 1,7 meter. Detta motsvarar 10 högspänningsledningar för likström (500-800 kV DC) (Hedström et al., 2006; Wurster et al., 2009). På grund av energiförluster i omvandling till vätgas och för kompression är vätgas som överföringsalternativ endast att föredra då stora mängder energi ska transporteras långa sträckor, över 1000 km (Hedström et al., 2006).

Alternativet till att bygga ut överföringsnätet är att ha mer decentraliserad energiproduktion som nämntes ovan. Då måste dock energiförbrukningen ligga på en sådan nivå att varje region kan vara mer eller mindre självförsörjande. Mathiesen & Lund har jämfört vilken teknik som är mest lönsam, utbyggt överföringsnät eller flexibilitet i form av lagring. De har jämfört vätgas med värmepumpar och elpannor och kunde konstatera att först när vindkraften står för 40-50% av eltillförseln i Danmark kan vätgas och bränsleceller vara att föredra ekonomiskt (Mathiesen & Lund, 2008). Den teknik som gav bäst effekt på kort sikt var att införa värmepumpar i högre utsträckning, vilket i praktiken betyder energieffektivisering.

7. Diskussion

Målet med det här arbetet var att besvara tre frågor:

- Hur ska en tankstation där vätgasen produceras genom elektrolys med el producerad av solceller utformas på ett så enkelt, lättförståeligt och billigt sätt som möjligt?
- Är detta ett “bra” projekt? På vilka grunder?
- Vilken potential har vätgas i ett fossilfritt energisystem? Finns det några kärnområden där vätgasen kan vara speciellt viktig?

Eftersom frågorna är av skild karaktär kommer varje fråga diskuteras separat i tre stycken nedan.

7.1 Det tekniska systemet

Hur vätgastankstationen kan utformas presenterades i kapitel 5. Alternativen var tyvärr få eftersom elektrolysörer för produktion i så små mängder oftast är anpassade för direktanvändning av vätgasen, främst i laboratorier och utbildningssyfte, och därför är inbyggda i ett kringssystem som kräver växelström. Hade systemet istället varit nätanslutet hade valmöjligheterna varit större och kanske hade kostnaden för elektrolysören kunnat sänkas. Eftersom det här projektet ska demonstrera hur vätgas kan produceras med förnybara energikällor och all energi från solcellspanelerna ska användas till elektrolysen är det inte motiverat att använda växelriktare och koppla elektrolysören till nätet. Förlusterna hade då blivit stora och mängden solcellspaneler som behövts hade ökat. Dessutom ska tankstationen ha sin hemvist i ett pedagogiskt sammanhang, på C4idéforum och som påtalats tidigare är de pedagogiska fördelarna med ett autonomt system stora eftersom alla delar blir synliga. Ju färre komponenter som ingår desto enklare är det att följa de olika stegen i produktionen och användningen av vätgasen. I ett större sammanhang, om vätgas ska användas som lagring av el från vindkraft eller solenergi är en sådan här design kanske onödigt krånglig.

De projekt som presenterades i kapitel 4.2 använde sig genomgående av spänningsovandlare istället för direktkoppling. Beroende på last användes också i vissa fall växelriktare. Modelleringen i kapitel 5 visar att direktkoppling ger bäst verkningsgrad och väldigt låga förluster i ett system där en elektrolysör av lagom dimension kan användas som i alternativ 4 och 5. För ett litet demonstrationssystem är det svårare att dimensionera systemet eftersom inga lämpliga elektrolysörer med kringutrustning finns att tillgå på marknaden. Alternativ 1,

då elektrolysören inte har någon kringutrustning har en verkningsgrad som är jämförbar med alternativ 4 och 5 men här tillkommer förluster i systemet då vätgasen ska torkas. Detta alternativ har fler säkerhetsrisker än de övriga eftersom kringutrustningen måste byggas själv så därför är detta möjligtvis inte att föredra. Med alternativ 1 blir systemet heller inte autonomt eftersom extra energiförsörjning krävs för kringutrustningen.

Stor vikt har lagts vid att det tekniska systemet ska ha så hög verkningsgrad och så låga förluster som möjligt. Detta för att minska systemets miljöbelastning, vilket oavsett storlek på projekt är viktigt, särskilt när projektet har ett tydligt miljöfokus. Utifrån diskussionen om autonomi bör alternativ 2 eller 3 väljas för det lilla systemet. En ekonomisk utvärdering ger att alternativ 3 är bäst, kostnaden per Nm³ vätgas är ungefär hälften så stor som för alternativ 2. Dessutom har alternativ 3 också högre verkningsgrad och lägre förluster, detta eftersom en mindre elektrolysör kunde väljas när spänningsomvandlare används.

Modelleringen i kapitel 5 visar tydligt att en tankstation byggd för endast 1 cykel som inte används frekvent inte är någon ekonomiskt eller energimässigt försvarbar idé. I det här fallet rör det sig om ett demonstrationsprojekt och kostnadsanalysen visar tydligt att marknaden för elektrolysörer inte är stor för den här typen av system.

För att verkligen dra några slutsatser kring det tekniska systemets utformning och dess verkningsgrad samt tillgänglighet måste det byggas och mätningar göras. Kanske kommer fler elektrolysörer finnas tillgängliga inom en snar framtid, många av de företag jag kontaktade beklagade att de inte hade några enheter som kunde kopplas direkt till förnybara energikällor och hoppades kunna utveckla sådana produkter.

7.2 Projektets nytta och potential

Att utvärdera vad som är ett bra projekt är svårt och kan göras utifrån en mängd olika perspektiv. Ett *demonstrationsprojekt* ska uppfylla tre kriterier. Det ska infalla tidigt i teknikens framväxt, det ska ha ett visst nyhetsvärde och det ska kunna utvärderas för att dra slutsatser om tekniken kan användas i större skala (Jönsson, 2003). Det här projektet uppfyller alla tre kriterierna. Trots att bränslecellstekniken inte är ny är elektrolysörer och solel inte någon teknik som används i större skala, vilket bland annat svårigheten att hitta passande elektrolysör visade på. Nyhetsvärdet för projektet ligger i att elcyklar fortfarande är ett ganska okänt transportmedel och att vätgas som bränsle inte är förknippat med denna typ av transport.

Som demonstrationsprojekt har vätgascykelprojektet stor potential. Det kan nå ut till många människor, ge inspiration och locka till diskussion kring både hållbara transporter och vätgas som energibärare. Redan nu har projektet engagerat aktörer från skilda områden, vilket kan skapa nya samarbeten.

Utifrån en teknisk samt miljö- och resursmässig diskussion är det mer tveksamt ifall en vätgascykel är ett bra projekt. Det är svårt att säga idag ifall elcyklar kommer att vara ett transportmedelsalternativ som gör att människor inte tar bilen till jobbet men om så skulle vara fallet är en batteridrivna cykel att föredra framför en som drivs på vätgas. Vätgascykeln är beräknad att ge assistans drygt 60 km per tank, vilket motsvarar cirka 36 km/kWh lagrad energi. En elcykel från MyEco av modellen E-city har ett litiumjärnfosfatbatteri

(LiFePO₄) som rymmer 0,24 kWh energi och har en räckvidd på 30-70 km. I värsta fall kommer man alltså 125 km/kWh lagrad energi och i bästa fall 291 km/kWh med detta batteri. På samma mängd energi kommer man alltså 2,5 till 7,1 gånger längre med en batteridrivna cykel! Dessutom minskar förlusterna i energiproduktionen om battericykel används, vilket också minskar miljöpåverkan. För den föreslagna verksamheten på Naturum, med elcykeluthyrning, bör alltså snarare battericyklar än vätgascyklar användas.

Trots den tekniska tveksamheten med projektet kan det bidra till teknisk utveckling för tillämpning av vätgas, elektrolys och bränsleceller eftersom de då testas i nya miljöer och tillämpningar. Med en mer utvecklad vätgascykelprodukt kan det visa sig att bränslecellerna och batteriet har synergieffekter som inte är synliga i den här rapporten. Till exempel skulle en mindre bränslecellssystem kunna vara assistent och livslängdsförlängare åt ett batteri på en hybridcykel. Särskilt när vätgascykeln är mer utvecklad är det intressant och viktigt att göra en livscykelanalys över hela systemet och jämföra med livscykelanalys för ett system med battericykel för att kunna dra slutsatser om vilken teknik som är mest hållbar.

7.3 Vätgasens roll i framtiden

Vätgas skulle kunna användas till energilagring, överföring och som bränsle till personbilar vilket har visats flera gånger i den här rapporten. På alla dessa områden finns alternativ som används redan idag varför det är svårt att direkt se att vätgas är nödvändig i energisystemet. Fler utvärderingar och projekt, kanske framför allt i industriell skala, behövs för att utvärdera vätgasens potential.

Den allra största potentialen för vätgas verkar finnas inom persontransporter. Detta förutsätter dock att vi fortsätter att transportera oss i lika stor utsträckning som idag med bil. Dessutom har elhybrider som drivs på biobränslen liknande fördelar som bränslecellsbilar och hur utvecklingen av batterier kommer att se ut är oviss. Att vätgas kommer vara framtidens bilbränsle är därför långt ifrån självklart men kanske är en blandning av tekniker den mest troliga lösningen. Oavsett teknik finns miljöbelastning vid framställningen trots nollutsläpp på användarsidan varför mängden persontransporter med privatbilar borde minska oberoende av använt bränsle.

I en del av de projekt som presenterades i kapitel 4.2 har vätgasens användningspotential inom nischmarknader såsom gaffeltruckar och telestationer undersökts. I kapitel 6 framgår det också att just nischmarknader ses som ett bra sätt att införa vätgasen i energisystemet. Om detta verkligen är fallet är tveksamt eftersom vätgasens fördelar faktiskt inte kommer fram inom dessa områden. Batterier är lämpliga för drift av fordon som kör just korta sträckor och på låga hastigheter, för lätta fordon såsom truckar och leveranscyklar. Bränsleceller och vätgas är istället mer lämpliga för långa sträckor och högre hastigheter, varför en bättre nischmarknad i så fall vore exempelvis långfärdsbussar.

Innan vätgas är intressant att använda som lagring i större utsträckning måste andelen förnybara energikällor öka. Först då kan de effekter det innebär att ha en stor mängd energiproduktion som inte kan styras enligt efterfrågan. Om endast 6% av energitillförseln går förlorad utan lagring måste man också utvärdera de andra alternativ som finns, exempelvis att användningen av energi

i högre utsträckning än idag styrs av produktionskapaciteten. För platser utan utbyggt elnät kan ett hybridssystem av bränsleceller som drivs på vätgas tillsammans med batterier vara en intressant lösning. Detta demonstrerades i projektet PHOEBUS som presenterades i kapitel 4.2.2 där vätgasen användes för att förlänga batteriernas livstid genom att förhindra djupurladdning och överladdning. Detta är särskilt viktigt vid installationer där service sker sällan.

8. Slutsatser

De lösningar som togs fram för vätgastankstationen i det här arbetet blev mycket dyra, kanske onödigt dyra. Detta beror till stor del på att fokus legat på att minska förluster i systemet vilket också lyckades. Eftersom kostnaden för den producerade vätgasen sjunker drastiskt med ökad produktionskapacitet på systemet visar alternativen i kapitel 5 ändå att vätgasframställning genom direktkoppling kan vara ett bra alternativ för vätgasproduktion i ett autonomt system med elektrolysör och solcellspaneler. Eftersom solenergi är tillgängligt i så stora mängder, särskilt på platser där elnätet inte är utbyggt i någon större utsträckning är detta ett positivt resultat.

Vätgascykelprojektet bedöms vara ett bra projekt om man lyckas nå ut till många människor och på så sätt initiera diskussion kring vätgas som bränsle och lagringsmetod. För att dra några slutsatser kring projektets potential att vara "miljövänligt" måste livscykelanalys göras och framför allt måste vätgascykeln jämföras med en batteridrivna elcykel.

Framtiden för vätgasen är oviss. De mest lovande alternativen är att använda vätgas som fordonsbränsle och för långtidslagring av förnybar energi, exempelvis solenergi. Andra tillämpningar, framför allt inom industrin borde undersökas för att ge en mer komplett bild. Vätgas kan också tjäna som komplement och livstidsförlängare till batterier på platser där underhåll sker sällan eller där elnätet inte är utbyggt. Trots vätgasens potential finns många frågor som måste besvaras innan någon kan säga var och hur den bör användas.

9. Referenser

- Afgan, N.H. & Carvalho, M.G., 2008. Sustainability assessment of a hybrid energy system. *Energy Policy*, 36(8), pp. 2903-2910
- Arriaga, L.G., Martínez, W., Cano, U. & Blud, H., 2007. Direct coupling of a solar-hydrogen system in Mexico. *International journal of hydrogen energy*, 32(13), pp. 2247-2252
- Aso, I. & Arnedo, J., 2009. Isolated Hybrid installation demonstration to cover single family house electrical consumptions with Hydrogen storage (IHAVU Project). Case study för IEA Hydrogen Implementing Agreement.
- Atlam, O., 2009. An experimental and modelling study of a photovoltaic/proton-exchange membrane electrolyser system. *International Journal of Hydrogen Energy*, 34(), pp. 6589-6595
- Bilgen, E., 2001. Solar hydrogen from photovoltaic-electrolyzer systems. *Energy conversion and management*, 42(9), pp. 1047-1057
- Bilgen, E., 2004. Domestic hydrogen production using renewable energy. *Solar energy*, 77(1), pp. 47-55
- Biosfärkontoret, 2010. Viktigt i vattenriket. *Biosfärområde Kristianstads Vattenrike, handlingsprogram 2010-2013*, Kristianstad
- Brown, J.E., Hendry, C.N., Harborne, P., 2007. An emerging market in fuel cells? Residential combined heat and power in four countries. *Energy Policy*, 35(4), pp. 2173-2186
- Clarke, R.E., Giddey, S., Ciacchi, F.T., Badwal, S.P.S., Paul, B., Andrews J., 2009. Direct coupling of an electrolyser to a solar PV system for generating hydrogen. *International journal of hydrogen energy*, 34(6), pp. 2531-2542
- Clarke, R.E., Giddey, S. & Badwal, S.P.S., 2010. Stand-alone PEM water electrolysis system for fail safe operation with a renewable energy source. *International journal of hydrogen energy*, 35(3), pp. 928-935
- da Costa Lopes, F. & Watanabe, E.H., 2009. Experimental and theoretical development of a PEM electrolyzer model applied to energy storage systems. *2009 Brazilian Power Electronics Conference*, pp. 775-782
- Deshmukh, S.S. & Boehm, R.F., 2008. Review of modeling details related to renewably powered hydrogen systems. *Renewable & sustainable energy reviews*, 12(9), pp. 2301-2330
- Duffie, J.A. & Beckman, W.A., 1980. Solar Engineering of thermal processes.

John Wiley & Sons, Inc.

Eerola et al., 2005. Nordic Hydrogen Energy Foresight - Challenges of Managing the Interactive Process. A paper presented at the 7th International Conference *Foresight Management in Corporations and Public Organizations - New Visions for Sustainability*, Juni 9-10, 2005, Helsinki, Finland

EISG Program, 2005. Development of a PEM electrolyzer: enabling seasonal storage of renewable energy. Feasibility analysis report för Energy small grant (EISG) program. Arcata, maj, 2005.

Energimyndigheten, 2002. Överföring och lagring av energi. *En faktarapport inom IVA-projektet energiframsyn Sverige i Europa* Utgivare: Kungliga ingenjörsvetenskapsakademien, IVA

Energistyrelsen, 2005. Brintteknologier - strategi for forskning udvikling og demonstration i Danmark

Galli, S. & Stefanoni, M., 1997. Development of a solar-hydrogen cycle in Italy. *International journal of hydrogen energy*, 22(5), pp. 453-458

Gibson, T.L. & Kelly, N.A., 2008. Optimization of solar powered hydrogen production using photovoltaic electrolysis devices. *International journal of hydrogen energy*, 33(21), pp. 5931-5940

Gibson, T.L. & Kelly, N.A., 2010. Predicting efficiency of solar powered hydrogen generation using photovoltaic-electrolysis devices. *International journal of hydrogen energy*, 35(3), pp. 900-911.

Ghosh, P.C., Emonts, B., Janßen, H., Mergel, J., Stolten, D., 2003. Ten yeears of operational experience with a hydrogen-based renewable energy supply system. *Solar Energy*, 75(6), pp. 469-478

Granovskii, M., Dincer, I. & Rosen, M.A., 2007. Exergetic life cycle assessment of hydrogen production from renewables. *Journal of Power Sources*, 167(2), pp. 461-471

Görgün, H., 2006. Dynamic modelling of a proton exchange membrane (PEM) electrolyzer. *International journal of hydrogen energy*, 31(1), pp. 29-38

Hadjupaschalis, I., Poullikkas, A & Efthimiou, V., 2009. Overview of current and future energy storage technologies for electric power applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13(6-7), pp. 1513-1522

Harrison, K. & Levene, I.J., 2008. Electrolysis of water. I: Rajeshwar, K., McConnel, R. & Licht, S. (eds), *Solar hydrogen generation - toward a renewable energy future*, Springer Science+Business Media, LLC, New York

Harrison, K.W., Remick, R., Martin G.D. & Hoskin, A., 2010. Hydrogen Production: Fundamentals and Case Study Summaries. I: Stolten, D. (eds), *Hydrogen energy*, WILEY-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, Weinheim

Hartikainen, T., Mikkonen, R. & Lehtonen, J., 2007. Environmental advantages of superconducting devices in distributed electricity-generation. *Applied Energy*, 84(1), pp. 29-38

Hedström, L., Wallmark, C., Alvfors, P., Rissanen, M., Stridh, B. & Ekman, J., 2004. Description and modelling of the solar-hydrogen-biogas-fuel cell system in

GlashusEtt. *Journal of Power Sources*, 131(), pp. 340-350

Hedström, L., Saxe, M., Folkesson, A., Wallmark, C., Haraldsson, K., Bryngelsson, M. & Alvfors, P., 2006. Key factors in planning a sustainable energy future including hydrogen and fuel cells. *Bulletin of Science, Technology & Society*, 26(4), pp. 264-277

Herzog, A. & Tatsutani, M., 2005. A hydrogen future? An economic and environmental assessment of hydrogen production pathways. *Natural resources defense council*, Issue paper: November 2005

Ibrahim, H., Ilinca, A. & Perron, J., 2008. Energy storage systems- Characteristics and comparisons. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 12(5), pp. 1221-1250

IEA, 2004. Hydrogen & Fuel cells, Review of National R&D Programs

IEA, 2006. Hydrogen Production and Storage.

Iskov, H., 2010. Field test of hydrogen in the natural gas grid. Rapport för danskt gastekniskt center, Hørsholm

Jensen, JK, 2007. Utilisation of hydrogen and fuel cell technology for micro combined heat and power production. Rapport åt BASS.

Jönsson, H., 2003. Demonstrationsprojektets roll i framväxten av ny teknik. Examensarbete vid Göteborgs Universitet.

Katsigiannis, Y.A., Georgilakis, P.S. & Karapidakis, E.S., 2010. Multiobjective genetic algorithm solution to the optimum economic and environmental performance problem of small autonomous hybrid power systems with renewables. *IET Renewable Power Generation*, 4(5), pp. 404-419

Kelly, N.A., Gibson, T.L. & Ouwerkerk, D.B., 2008. A solar-powered, high-efficiency hydrogen fueling system using high-pressure electrolysis of water: Design and initial results. *International journal of hydrogen energy*, 33(11), pp.2747-2764

Lehman, P.A. & Chamberlin, C.E., 1991. Design of a photovoltaic-hydrogen-fuel cell energy system. *International journal of Hydrogen Energy*, 16(5), pp. 349-352

Lehman, P.A, Chamberlin, C.E., Pauletto, G & Rocheleau, M.A., 1997. Operating experience with a photovoltaic-hydrogen energy system. *International journal of Hydrogen Energy*, 22(5), pp.465-470.

Li, Y., Chen, H., Zhang, X., Tan, C. & Ding, Y., 2010. Renewable energy carriers: Hydrogen or liquid air/nitrogen? *Applied Thermal Engineering*, 30(14-15), pp. 1985-1990

Lipman, T., Kammen, D., Ogden, J. & Sperling, D., 2004. An Integrated Hydrogen Vision for California. *White Paper/Guidance Document*, Institute of Transportation Studies, UC Davis

Lutz, A., Stewart, E., Busquet S., Ewan M., Rocheleau, R., 2010. The Hawaii Hydrogen Power Park Demonstration at Kahua Ranch. Publicerad för Hydrogen Implementing Agreement

- Maack, M., 2008. Generation, of the energy carrier HYDROGEN - In context with electricity buffering generation through fuel cells. Publicerad inom *New Energy Externalities Developments for Sustainability (NEEDS)*
- Manish, S., Pillai, I.R. & Banerjee, R., 2006. Sustainability analysis of renewables for climate change mitigation. *Energy for sustainable development*, 10(4), pp. 25-36
- Mathiesen, B.V. & Lund, H., 2008. Comparative analyses of seven technologies to facilitate the integration of fluctuating renewable energy sources. *IET Renewable Power Generation*, 3(2), pp. 190-204
- McKinsey & Company, 2010. A portfolio of power-trains for Europe: a fact-based analysis.
- New Energy Foundation, 2009. Progress Report on The Large-scale Stationary Fuel Cell Demonstration Project in Japan
- O'Brien, J.E., McKellar, M.G., Harvega E.A. & Stoots, C.M., 2010. High-temperature electrolysis for large-scale hydrogen and syngas production from nuclear energy - summary of system simulation and economic analyses. *International journal of hydrogen energy*, 35(10), pp. 4808-4819
- Paul B. & Andrews J., 2008. Optimal coupling of PV arrays to PEM electrolyzers in solar-hydrogen systems for remote area power supply. *International journal of hydrogen energy*, 33(2), pp. 490-498
- Pérez-Herranz, V., Pérez-Page, M., Beneito, R., 2010. Monitoring and control of a hydrogen production and storage system consisting of water electrolysis and metal hydrides. *International journal of hydrogen energy*, 35(3), pp.912-919
- Rainer, H., 1998. Transport applications of H₂ on the solar hydrogen plant at Neunburg v. Wald, Germany. In: *XII World Hydrogen Energy Conference*. June 1998.
- Rajeshwar, K., McConnel, R., Harrison, K. & Licht, S., 2008. Renewable Energy and the Hydrogen Economy. I: Rajeshwar, K., McConnel, R. & Licht, S. (eds), *Solar hydrogen generation - toward a renewable energy future*, Springer Science+Business Media, LLC, New York
- Reis, A.M., Coleman, N.T., Marshall, M.W., Lehman P.A. & Chamberlin, C.E., 2002. Comparison of PV module performance before and after 11-years of field exposure. Från the Proceedings of the 29th IEEE Photovoltaics Specialists Conference in New Orleans, Louisiana, May 2002
- Rydh, C.J. & Sandén, B.A., 2005a. Energy analysis of batteries in photovoltaic systems. Part I: Performance and energy requirements. *Energy Conversion and management*, 46(11-12), pp. 1957-1979
- Rydh, C.J. & Sandén, B.A., 2005b. Energy analysis of batteries in photovoltaic systems. Part II: Energy return factors and overall battery efficiencies. *Energy conversion and management*, 46(11-12), pp. 1980-2000
- Spitzley, D.V., Keoleian, G.A. & Baron, S.G., 2007. Life cycle energy and environmental analysis of a microgrid power pavilion. *International journal of Energy Reserach*, 31(1), pp. 1-13

- Stolten, D & D Krieg, 2010. Alkaline Electrolysis - Introduktion and Overview. In D Stolten (eds), *Hydrogen energy*, WILEY-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, Weinheim
- Szyszka, A., 1998. Ten years of solar hydrogen demonstration project at Neunburg vorm Wald, Germany. *International Journal of Hydrogen Energy*, 23(10), pp. 849-860.
- Szyszka, A., 1999. Toward a (solar) energy scheme - Thirteen successful years of SWB's Solar Hydrogen Demonstration Project at Neunburg vorm Wald, Germany, rapport för SWB, 30 juli 1999
- Tani, T., Sekiguchi, N., Sakai, M. & Ohta, D., 2000. Optimization of solar hydrogen systems based on hydrogen production cost. *Solar energy*, 68(2), pp.143-149
- Ulleberg, Ø., Nakken, T. & Eté, A., 2010. The wind/hydrogen demonstration system at Utsira in Norway: Evaluation of system performance using operational data and updated hydrogen energy system modeling tools. *International Journal of Hydrogen Energy*, 35(), pp. 1841-1852
- Vosen, S.R. & Keller, J.O., 1999. Hybrid energy storage systems for stand-alone electric power systems: optimization of system performance and cost through control strategies. *International journal of hydrogen energy*, 24(12), pp. 1139-1156
- Wenham, SR, MA Green, ME Watt, R Corkish, 2008. Applied photovoltaics. Earthscan, London
- World energy council, 2007. Survey of Energy Resources. Wurster, R., Zerta, M., Stiller, C. & Wolf, J., 2009. Energy Infrastructure 21, Role of Hydrogen in Addressing the Challenges in the new Global Energy System. *European Hydrogen Association & DWV*, copyright *Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH*
- Yuan, K. & Lin, W., 2010. Hydrogen in China: Policy, program and progress. *International journal of hydrogen energy*, 35(7), pp. 3110-3113
- Yürüm, Y., Taralp, A. & Veziroglu, T.N., 2009. Storage of hydrogen in nano-structured carbon materials. *International Journal of Hydrogen Energy*, 34(), pp. 3784-3798
- Zini, G. & Tartarini, P., 2009. Hybrid systems for solar hydrogen: A selection of case-studies. *Applied Thermal engineering*, 29(13), pp. 2585-2595.
- Zhou, K., Ferreira, J.A. & de Haan, S.W.H., 2008. Optimal energy management strategy and system sizing method for stand-alone photovoltaic-hydrogen systems. *International journal of hydrogen energy*, 33(2), pp. 477-489
- <http://produkter.smhi.se/strang/extraction/index.php>, 2010-10-11
- <http://www.smhi.se/klimatdata/meteorologi/ars-och-manadsstatistik-1.7378>, 2010-10-11
- <http://www.c4ideforum.se>, 2010-11-16
- <http://www.solelprogrammet.se/Projekteringsverktyg/Energiberakningar/>, 2010-10-11

A. Solinstrålningsdata för Kristianstad

För att kunna beräkna ungefärlig vätgasproduktion krävs solinstrålningsdata för den aktuella platsen. För att optimera mängden energi som kan utnyttjas måste också solcellspanelens lutning och placering tas i beaktande. För att göra detta har data från SMHI använts. Datan är simulerad och stora skillnader mot verklig instrålning kan förekomma men datan ger ändå en fingervisning om hur systemet ska dimensioneras. Endast perioden april till september har tagits med i beräkningarna eftersom det är under denna period cykeln avses användas mest.

Datan hämtad från SMHI anger den totala instrålningen I_h (direkt + diffust ljus) mot en horisontell yta och direkt instrålning mot en yta vinkelrät mot solinstrålningen, $I_{b,n}$. All teori för beräkningarna är hämtad ur *Solar Engineering of Thermal Processes* (Duffie & Beckman, 1980).

Total instrålning mot en yta som lutar β grader från horisontalplanet och är vriden γ grader från syd (väst anges positivt) ges av summan av direkt, I_b , och diffus strålning, I_d , samt markreflekterat ljus, I_g :

$$I = I_b + I_d + I_g \quad (\text{A.1})$$

$$\text{där,} \quad (\text{A.2})$$

$$I_b = I_{b,n} \cos(\theta) \quad (\text{A.3})$$

$$I_d = I_{d,h} \left(1 - \frac{I_{b,n}}{I_{o,n}}\right) (1 + \cos(\beta)) / 2 + I_{d,h} \frac{I_{b,n}}{I_{o,n}} \frac{\cos(\theta)}{\cos(\theta_z)} \quad (\text{A.4})$$

$$I_g = \rho_g I_h (1 - \cos(\beta)) / 2 \quad (\text{A.5})$$

$I_{b,h} = I_{b,n} \cos(\theta_z)$ är direkt ljus infallande mot en horisontell yta och $I_{o,n} = 1367 \cdot (1 + 0,033 \cos(360n/365))$ är strålningen utanför atmosfären mot en yta vinkelrät mot solinstrålningen. Den senare beror av vilken dag på året det är, n . Markreflekterat ljus är beroende av markens reflektans, ρ_g , denna är för de flesta stadsmiljöer 0,2 (www.solelprogrammet.se). Det diffusa ljuset mot en horisontell yta fås av $I_{d,h} = I_h - I_{b,h}$.

För att få solens infallsvinkel mot det lutande planet, θ måste en del solvinklar räknas ut. Dessa är deklinationen, δ , timvinkeln ω , solhöjden α_s och solens vinkel i förhållande till normalen för platsen, θ_z . Deklinationen anger solens vinkel i förhållande till ekvatorplanet och är positiv om solen står norr om ekvatorn, den bestäms maximalt av jordaxelns lutning. Timvinkeln anger solens vinkelförskjutning i öst-västled om den lokala meridianen och solhöjden solens

höjdvinkel över markplanet.

$$\delta = 23,45 \sin(360(284 + n)/365) \quad (\text{A.6})$$

$$\omega = 15(hh - 12) + (mm + E)/4 + (L_{st} - L_l) \quad (\text{A.7})$$

$$\alpha_s = \arcsin(\cos(\delta) \cos(\omega) \cos(\lambda) + \sin(\delta) \sin(\lambda)) \quad (\text{A.8})$$

$$\theta_z = 90 - \alpha_s \quad (\text{A.9})$$

där L_{st} är standard-meridianen för aktuell tidzon, i Sverige 15° . L_l är meridianen för platsen, i Kristianstads fall $14,157^\circ$. λ är latituden, i det här fallet $56,029^\circ$.

E kallas "equation of time" och är en variabel som beror av vilken tid på året det är. Den ges av följande ekvation:

$$\begin{aligned} E = & 229,2(0,000075 + 0,001868 \cos(360(n - 1)/365) \\ & - 0,032077 \sin(360(n - 1)/365) - 0,014615 \cos(720(n - 1)/365) \\ & - 0,04089 \sin(720(n - 1)/365) \end{aligned} \quad (\text{A.10})$$

Eftersom upplösningen på den använda datan är en timme och skillnaden mellan normalt看 och soltid maximalt är 16 minuter för de månader som studeras kommer denna skillnad att ignoreras och timvinkeln beräknas som

$$\omega = 15(hh - 12) \quad (\text{A.11})$$

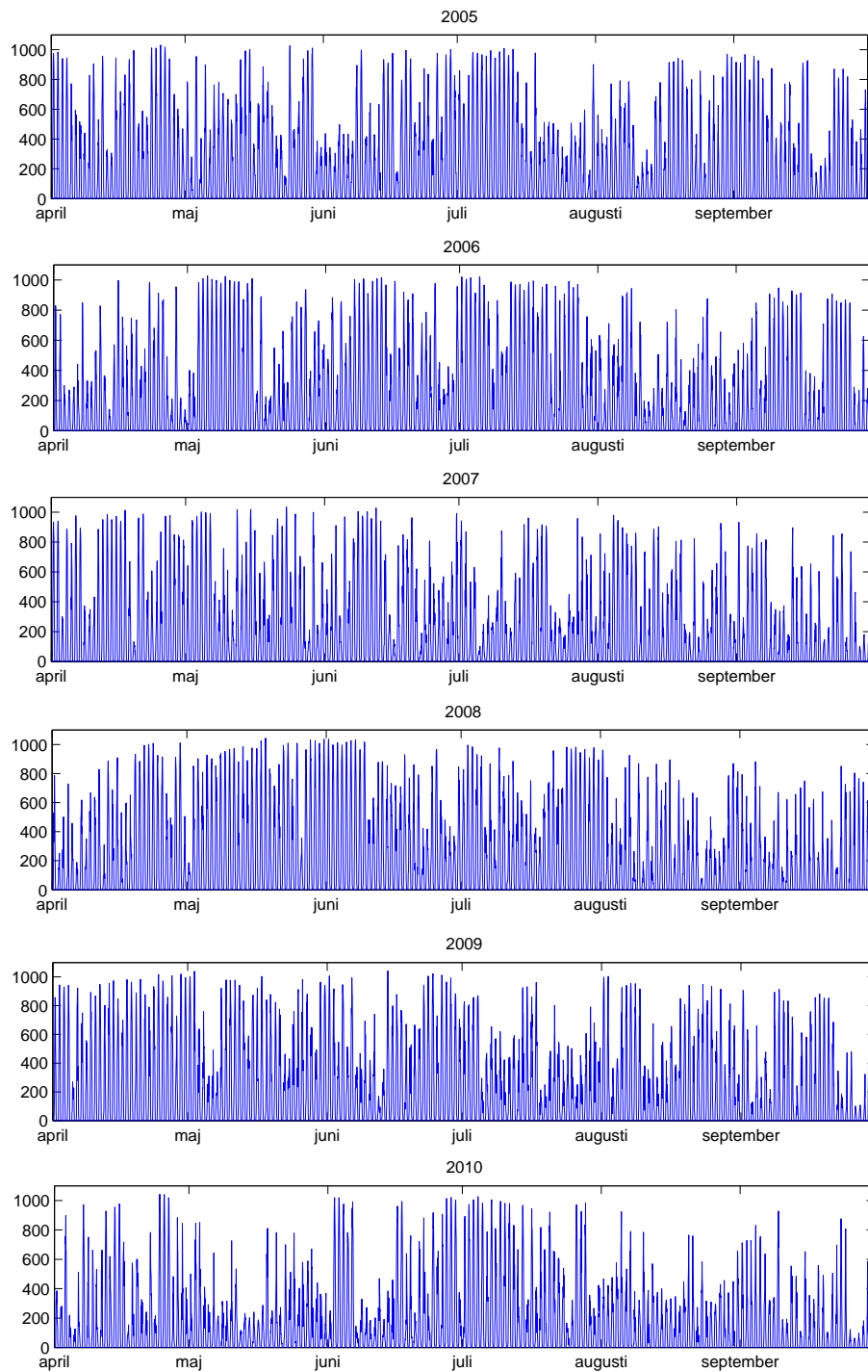
där timmarna anges i lokal normalt看.

Därefter kan infallsvinkeln beräknas:

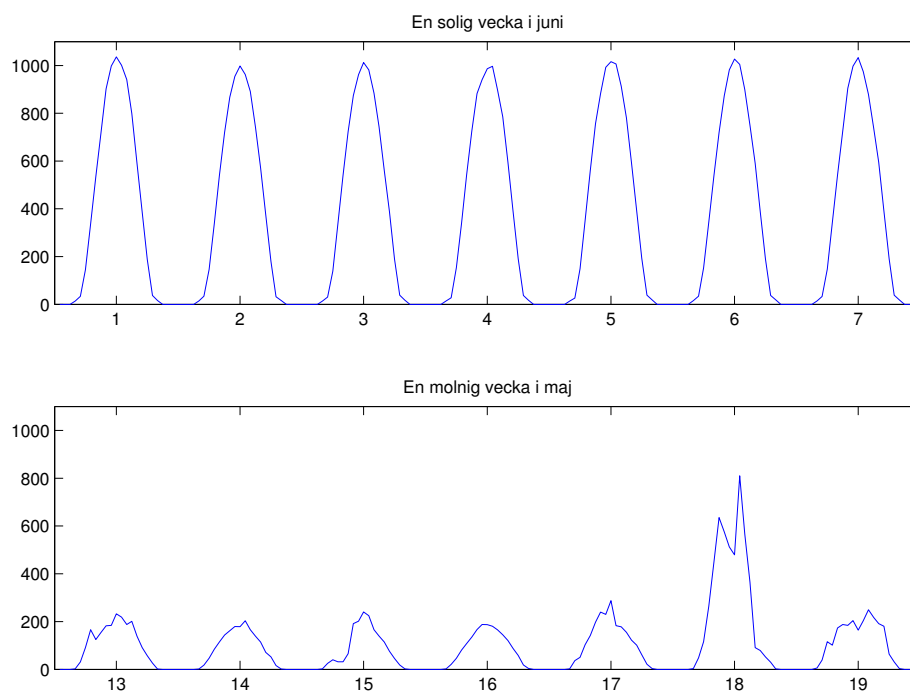
$$\begin{aligned} \theta = & \arccos(\cos(\delta) \sin(\omega) \sin(\beta) \sin(\gamma) \\ & + \cos(\delta) \cos(\omega) \sin(\lambda) \sin(\beta) \cos(\gamma) \\ & - \sin(\delta) \cos(\lambda) \sin(\beta) \cos(\gamma) \\ & + \cos(\delta) \cos(\omega) \cos(\lambda) \cos(\beta) + \sin(\delta) \sin(\lambda) \cos(\beta)) \end{aligned} \quad (\text{A.12})$$

Vinklarna β och γ varierades för att optimera placeringen med avseende på maximal solinstrålning under de fem studerade åren. Den resulterande solinstrålningen mot den optimerade ytan syns i figur A.1. De optimala vinklarna är $\beta = 29^\circ$ från horisontalplanet och $\gamma = 3^\circ$ västerut. Dessa resultat kan komma att behöva korrigeras om noggrannare analys vill göras eftersom SMHIs data är beräknad och stora avvikelser finns mellan denna och uppmätt data på platsen (www.smhi.se).

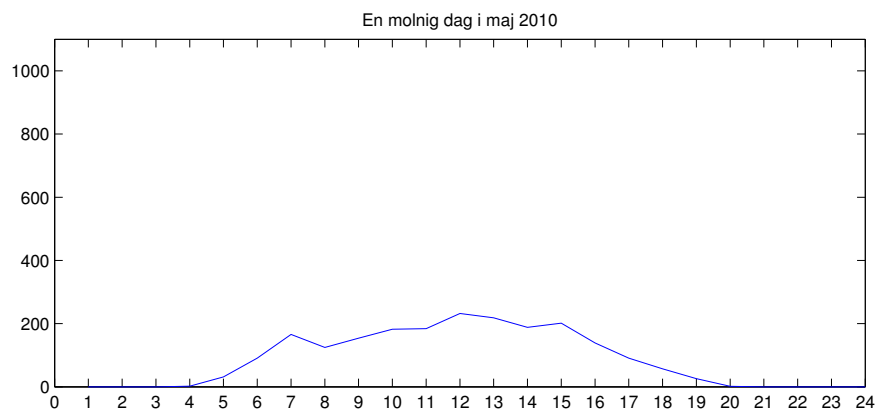
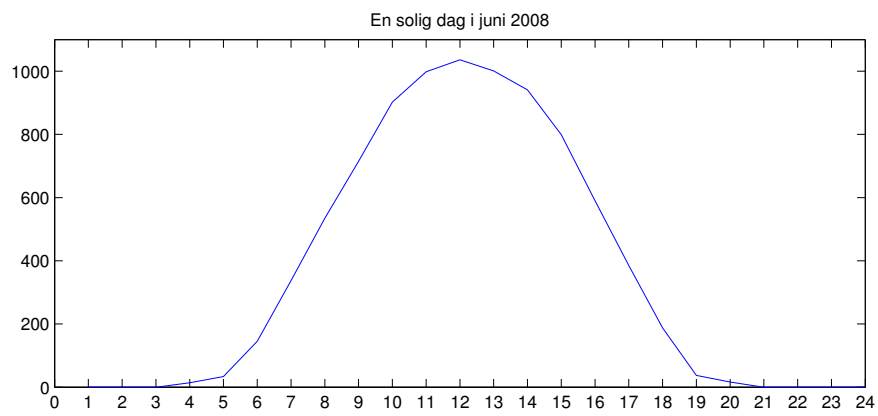
Som syns i figur A.1 varierar solinstrålningen kraftigt både periodvis och under dagen. Som mest är solinstrålningen låg (under 600 W/m^2) åtta dagar. Variationerna i solinstrålning demonstreras i figur A.2 och A.3.



Figur A.1: Total solinstrålning mot en yta som lutar 29 grader från markplanet och 3 grader åt väst.



Figur A.2: Total solinstrålning mot den optimerade ytan för veckor med olika mycket sol.



Figur A.3: Total solinstrålning mot den optimerad ytan två dagar med olika mycket sol.

B. Beräkningar av ström/spänningkaraktistik

B.1 Elektrolysörens karaktistik

För att elektrolys ska ske krävs en minsta spänning, för lägre spänningar är strömmen genom elektrolysören noll. Över denna spänning sambandet mellan ström och spänning linjärt för PEM-elektrolysörer (Görgün, 2006, Atlam, 2009). Den minsta spänningen som teoretiskt krävs för elektrolys är 1,23 V men praktiskt måste en högre spänning appliceras på grund av resistanser i kretsen. I kommersiella elektrolysörer är denna så kallade överspänning initialt ungefär 0,4 V (Gibson & Kelly, 2008) och ökar med ökad strömstyrka. Ström/spänningkaraktistiken för en elektrolysör ges alltså av:

$$I = n_p \begin{cases} 0 & V \leq V_{\min} n_s \\ C(\frac{V}{n_s} - V_{\min}) & V > V_{\min} n_s \end{cases} \quad (\text{B.1})$$

där n_p är antalet parallellkopplade grupper av n_s , antalet celler i serie. Konstanten C ges av flödet genom membranen som i sin tur ges av membranens tjocklek samt en rad andra parametrar. Görgün, 2006 redogör för en detaljerad teoretisk modell av PEM-elektrolysörer. Med hjälp av data från tillverkaren för en viss elektrolysör kan C bestämmas utan kunskap om detaljer. I dessa simuleringar kommer också temperaturen i elektrolysören antas vara konstant 60 °C. I praktiken varierar temperaturen under drift. Vid start håller elektrolysören omgivningens temperatur för att vid tillräckligt hög strömstyrka nå optimal temperatur vilket är ungefär 80 °C för PEM-elektrolysörer (Clarke et al., 2010).

Högre strömstyrka ger lägre verkningsgrad för elektrolysören men ökar också mängden producerad vätgas eftersom produktionen ges av (Görgün, 2006):

$$H_2 = \frac{nI}{2F} \eta_F \text{ [mol/s]} \quad (\text{B.2})$$

där n är totala antalet celler i elektrolysören och F är Faradays konstant. Den faradiska verkningsgraden $\eta_F = \frac{i - i_{\text{loss}}}{i}$ är i praktiken nästan 100% så den kan utelämnas (Kelly et al., 2008). Vätgas väger 2,016 g per mol och 0.083 kg/Nm³ (Rajeshwar et al., 2008) så uttryckt i Nm³ per timme blir produktionshastigheten:

$$\frac{87,44nI}{2F} \text{ [Nm}^3\text{/h]}. \quad (\text{B.3})$$

För en given strömstyrka ökar verkningsgraden med ökad temperatur, att värma utifrån kostar dock mer i energi än vad vinster blir (Clarke et al., 2010). En möjlighet är att använda värmeväxlare mellan solcellspanel och elektrolytör eftersom solcellernas verkningsgrad är högre för låga temperaturer.

B.2 Solcellspanelernas karakteristik

Solcellers ström/spänningskarakteristik ges av (Deshmukh & Boehm, 2008):

$$I = I_L - I_0 \left(e^{q(V+IR_s)/AkT} - 1 \right) - \left(\frac{V + IR_s}{R_p} \right) \quad (\text{B.4})$$

där I_L är den ljusinducerade strömmen vilken är lika med kortslutningsströmmen då spänningen är noll, I_0 är diodens backström, q laddning hos elektronen, A en idealitetsfaktor som är 2 för kristallina kiselceller och 1 för amorfa (Paul & Andrews, 2008). Konstanten k är Boltzmanns konstant och T temperaturen.

Antalet seriekopplade och parallellkopplade celler per modul förändrar karakteristikerna genom (Paul & Andrews, 2008):

$$I = n_p \left(I_L - I_0 \left(e^{q(V+IR_s)/AkTn_s} - 1 \right) - \left(\frac{V + IR_s}{R_p n_s} \right) \right) \quad (\text{B.5})$$

$$I_0 = \frac{I_{sc} + \frac{I_{sc}R_s}{R_p} - \frac{V_{oc}}{R_p}}{e^{\frac{qV_{oc}}{AkT}} - e^{\frac{qI_{sc}R_s}{AkT}}} \quad (\text{B.6})$$

$$I_L = I_{sc} \frac{G}{1000} (1 + 0.0006(T - NOCT)) \quad (\text{B.7})$$

Tomgångsspänning och kortslutningsström ges av solinstrålning och temperatur och därför behövs en modell för temperaturen i cellen. Denna ges av:

$$T = T_a + C_t G_a \quad (\text{B.8})$$

$$C_t = \frac{NOCT(^{\circ}\text{C}) - 20}{800\text{W/m}^2} \quad (\text{B.9})$$

NOCT är normal celltemperatur och ges ofta av tillverkaren. Omgivningstemperaturen varierar dagligen men genomsnittliga dagstemperaturer för varje månad används här. Dessa är hämtade från SMHIs hemsida.

Temperaturberoenden för solcellspanelerna ges av tillverkarna och definieras här som:

$$\frac{dV_{oc}}{dT} = \text{TCV}_{oc} \text{ V}/^{\circ}\text{C} \quad (\text{B.10})$$

$$\frac{1}{I_{sc}} \frac{dI_{sc}}{dT} = \text{TCI}_{sc} \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1} \quad (\text{B.11})$$

Tomgångsspänningen för kretsen varierar logaritmiskt med solinstrålningen (Atlam, 2009). Eftersom kortslutningsströmmen är proportionell mot solinstrålningen kan sambandet skrivas som

$$V_{oc}(I_{sc}) = V_{oc,1000} + k \ln \left(\frac{I_{sc}}{I_{sc,1000}} \right) \quad (\text{B.12})$$

Där $V_{oc,1000}$ och $I_{sc,1000}$ är tomgångsspänningen respektive kortslutningsströmmen vid $G = 1000 \text{ W/m}^2$. Konstanten k fås genom anpassning för ett antal mätpunkter.

B.3 Verkningsgrad och systemets tillgänglighet

För att kunna jämföra vätgas som lagringsmetod och drivmedel med andra alternativ kan olika sätt att beräkna verkningsgrad användas. Det sätt som tillämpas i denna rapport är verkningsgraden för omvandling av solenergi till vätgas, vilken beräknas genom:

$$\eta_{sol-H_2} = \frac{E_{H_2} V_{H_2}}{G_{tot} A_{PV}} \quad (\text{B.13})$$

där E_{H_2} är energiinnehållet i en normalkubikmeter vätgas uttryckt i kWh, V_{H_2} är totala volymen vätgas producerad april-september, A_{PV} är solcellspanelens ytarea och G_{tot} är totala mängden solinstrålning på solcellspanelen uttryckt i kWh/m² under samma tidsperiod. Eftersom upplösningen på solinstrålningsdatan från SMHI är en timme ges G_{tot} av summan av datans värden multiplicerat med 0,001.

Kalorimetriska värmevärdet ger energiinnehåll 39 kWh/kg (Harrison & Levene, 2008) och det effektiva värmevärdet 33,35 kWh/kg (Kelly et al., 2008). Om vätgas antas vara en ideal gas är densiteten ungefär 0,0899 kg/Nm³, alltså ger det kalorimetriska värmevärdet energiinnehållet 3,5061 kWh/Nm³ (HHV) och det effektiva värmevärdet 2,998 kWh/Nm³ (LHV).

Energiförluster mellan solcellspanel och elektrolysör på grund av att systemet inte arbetar vid maximum power point för solcellerna beräknas för att kunna jämföra med det fall då MPPT hade använts. Typiska MPPT-system har förluster runt 10% (Paul & Andrews, 2008). Energiförluster i procent beräknas genom:

$$E_F = \frac{W_{MPPT} - W_{oper}}{W_{MPPT}} \quad (\text{B.14})$$

där W_{MPPT} är solcellspanelens maximala energiproduktion vid en viss solinstrålning och W_{oper} är den energiproduktion som sker på grund av att elektrolysören tvingar solcellspanelen att producera el vid en lägre spänning.

Tillgängligheten för systemet beräknas genom att antingen dela antalet dagar då cykeln inte kunnat tankas fullt med totala antalet veckor då cykeln beräknas användas och genom att dela producerad energimängd med totala energibehovet.