

ENERGETISCHE UND WIRTSCHAFTLICHE BETRACHTUNG EINER DEZENTRALEN METHANOLSYNTHESE ZUR SPEICHERUNG VON ERNEUERBARER ENERGIE

Johannes MEYER¹, Michael JAKUTTIS¹, Samir BINDER¹, Andreas HORNING^{1,2}

Kurzfassung:

Zum Gelingen der Energiewende in Deutschland müssen das bestehende Stromnetz ausgebaut und neue Speichertechnologien, u.a. neue Langzeitspeicher, entwickelt werden. Großtechnische Langzeitspeicher für elektrische Energie sind heute vor allem Pumpspeicherkraftwerke, die aufgrund des hohen Platzbedarfs und dem Fehlen geeigneter Standorte nur in begrenztem Umfang installiert werden können. Neue Ansätze zur Speicherung von elektrischer Energie über lange Zeiträume sind chemische Konversionsspeicher. Diesbezüglich wird von verschiedenen Instituten und Energieversorgern intensiv an Power-to-Gas geforscht. Eine Alternative dazu bietet die Methanolsynthese, da Produkte mit einer höheren Wertschöpfung erzeugt werden können. Methanol hat den Vorteil, dass es als flüssiges Produkt mit einer Oktanzahl von über 100 als Benzinersatz in Fahrzeugen bei geringen Modifikationen der Motoren eingesetzt werden kann. Außerdem ist Methanol ein wichtiger Ausgangsstoff für Synthesen und eine Basischemikalie in der chemischen Industrie.

Hierzu wurde eine dezentrale Power-to-Methanol-Anlage mit einer Jahresproduktion von etwa 1300 t energetisch und wirtschaftlich betrachtet, die mittels Überschussstrom aus fluktuierenden erneuerbaren Energien betrieben wird. Anhand der energetischen Betrachtung konnte ein spezifischer Stromverbrauch von 12 MWh_{el}/t_{MeOH} ermittelt werden. Für die Gesamtanlage sind Investitionskosten von rund 11 Mio. Euro notwendig. Die Methanolgestehungskosten betragen für die bilanzierte Anlage 700 bis 1400 €/t_{MeOH}.

Die Methanolkosten lassen sich durch Optimierung der Teilprozesse, vor allem im Bereich der Elektrolyse, noch deutlich senken. Eine deutliche Degression der Investitionskosten für Elektrolyseure kann beispielsweise durch die Industrielle Fertigung erreicht werden. Die Marktdurchdringung von grünem Methanol als klimaneutraler Brennstoff oder als Basischemikalie sollte durch geeignete Fördermaßnahmen von Langzeitenergiespeichern durch die Politik unterstützt werden. Ein wirtschaftlicher Betrieb von Power-to-Methanol-Anlagen kann durchaus erreicht werden, wenn die Methanolgestehungskosten etwa um die Hälfte gesenkt werden.

Keywords: Methanolsynthese, Langzeitspeicherung, Wirtschaftlichkeit, chemische Energiespeicher, Power-to-Methanol

¹ Johannes Meyer, Michael Jakuttis, Samir Binder, Andreas Horning, Fraunhofer UMSICHT, Institutsteil Sulzbach-Rosenberg, An der Maxhütte 1, D-92237 Sulzbach-Rosenberg, E-Mail: johannes.meyer@umsicht.fraunhofer.de, www.umsicht-suro.de

² Andreas Horning, European Bioenergy Research Institute - EBRI, School of Engineering & Applied Science, Aston University, Birmingham B4 7ET, England UK, www.ebri.org.uk

1 Einleitung

Die deutsche Politik hat sich als Ziel gesetzt das Energiesystem, das bisher hauptsächlich auf fossilen Energieträgern basierte, umzubauen zu einem nachhaltigen System das auf Erneuerbaren fußt. Dazu müssen nicht nur die bestehenden Stromnetze ausgebaut werden, sondern auch Energiespeicher im Netz eingeplant werden, um Strom aus fluktuierenden Quellen besser integrieren zu können. Großtechnische Langzeitspeicher für elektrische Energie sind heute vor allem Pumpspeicherkraftwerke, die wegen des hohen Platzbedarfs und dem Fehlen von geeigneten Standorten nur im begrenzten Umfang installiert werden können. Aus diesem Grund wird an chemischen Konversionsspeichern, beispielsweise Power-to-Gas, zur Speicherung von Energie über lange Zeiträume hinweg intensiv geforscht. Eine Alternative zu Power-to-Gas bietet die Methanolsynthese (Power-to-Methanol), da Produkte mit einer höheren Wertschöpfung erzeugt werden. Methanol hat den Vorteil, dass es als flüssiges Produkt mit einer Oktanzahl von über 100 als Benzinersatz in Fahrzeugen eingesetzt werden kann. Zudem wird Methanol in der chemischen Industrie vielseitig als Ausgangsstoff und Basischemikalie genutzt. Um die Wirtschaftlichkeit einer Power-to-Methanol-Anlage nachzuweisen wird zunächst eine Energie- und Massenbilanz für eine dezentrale Anlage mit einer Jahresproduktion von etwa 1300 t Methanol bilanziert.

Als potentieller Standort für eine dezentrale Methanolsynthese wurde eine Biogasanlage mit einer elektrischen Leistung von 450 kW_{el} angenommen, damit das CO₂ standortnah verwendet werden kann und nicht zur der Anlage transportiert werden muss. Die Methanol-Jahresproduktion von 1300 t ergibt sich aus der verfügbare Menge von 245 kg_{CO2}/h, was etwa der mittels DEA(Diethanolamin)-Wäsche abtrennbaren CO₂-Menge der Biogasanlage entspricht.

Anhand der Energie- und Massenbilanz können die Investitionskosten für die Teilprozesse sowie alle laufenden Kosten abgeschätzt werden. Mit den wirtschaftlichen Daten werden die Methanolgestehungskosten abgeschätzt.

2 Methodik

2.1 Grundlagen Energie- und Massenbilanz

Zunächst wurde ein vereinfachtes Verfahrensschema für die Methanolsynthese als chemischer Langzeitspeicher entwickelt. In der Energie- und Massenbilanz wurden nur die wichtigsten Komponenten betrachtet. Diese sind in Abbildung 1 zu sehen.

Die Bilanzgrenze wurde am Eintritt von Biogas in die CO₂-Abscheidung und von Wasser in die Elektrolyse, sowie am Austritt von Methanol und Wasser aus der Destillation gezogen. Für das zugeführte Biogas wurde angenommen das es bereits entschwefelt ist. Das Wasser für die Elektrolyse wurde bereits aufbereitet. Als Nebenprodukte treten Sauerstoff aus der Elektrolyse und Methan aus der Biogasaufbereitung auf. Diese werden bei der wirtschaftlichen Betrachtung nicht weiter berücksichtigt, da auch für das eingesetzte Biogas keine Kosten entstehen. Als Hauptprodukte werden Methanol und Wasser im Prozess gewonnen.

Zur Erzeugung von Wasserstoff wird eine PEM-Elektrolyse genutzt, die mit Überschussstrom aus Windkraftanlagen und Solarkraftwerken betrieben wird. Die Elektrolyse verbraucht $4,5 \text{ kWh/m}^3_{\text{H}_2}$ [Diwald 2012]. Als kohlenstoffhaltige Synthesegaskomponente wird CO_2 verwendet, das mittels einer DEA-Wäsche aus Biogas gewonnen wird. Für die Biogasaufbereitung mit einem $\text{CO}_2:\text{CH}_4$ -Verhältnis von 1:1 wird von einem spezifischen elektrischen Energieverbrauch von $0,07 \text{ kWh}_{\text{el}}/\text{m}^3_{\text{Biogas}}$ und einem Wärmeverbrauch von $0,6 \text{ kWh}_{\text{th}}/\text{m}^3_{\text{Biogas}}$ ausgegangen [Frank 2011].

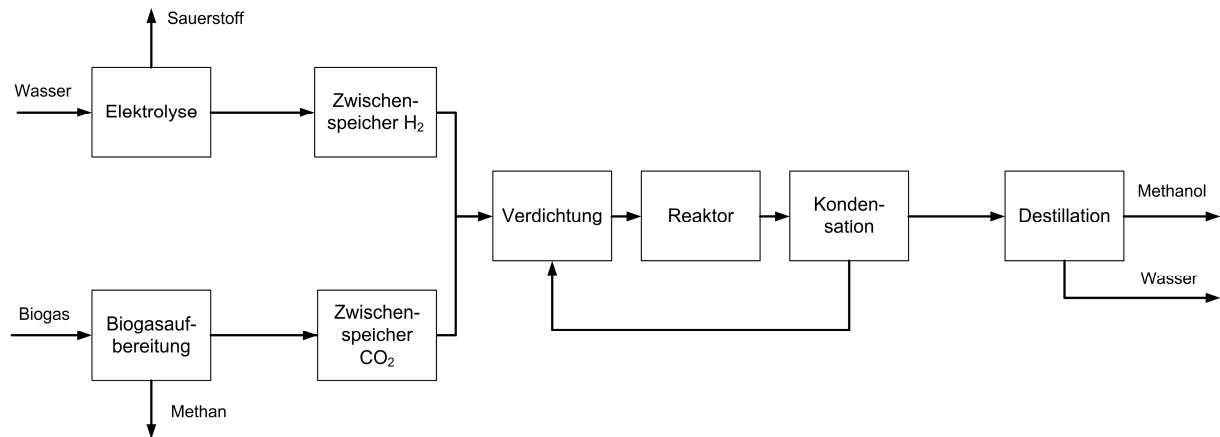


Abbildung 1: Grundfließbild Methanolsynthese zur Energiespeicherung

Das gewonnene Kohlendioxid und der erzeugte Wasserstoff werden anschließend jeweils mit einem Kompressor verdichtet und in einem Druckbehälter bei 50 bar zwischengespeichert. Nach der Zwischenspeicherung werden der Wasserstoff und das Kohlendioxid in den Reaktor geführt. Der Rohrbündelreaktor wird bei $220 \text{ }^\circ\text{C}$ und 50 bar betrieben. Bei diesen Bedingungen ist der Umsatz zu Methanol thermodynamisch auf maximal 30 % limitiert [Mahajan 2003]. Im Reaktor wird deshalb vereinfacht ein Umsatz von 25 % angenommen. Neben Methanol entsteht im Reaktor auch Wasser. Sonstige Nebenreaktionen wurden, aufgrund einer fast 100-%igen Selektivität zu Methanol des eingesetzten Katalysators vernachlässigt. Nach der Abtrennung der Produkte durch Kondensation an einem Wärmetauscher wird das nicht umgesetzte Synthesegas in einen Verdichter rückgeführt und wieder zur Synthese eingesetzt. Das Methanol-Wasser-Gemisch wird anschließend in einer idealisierten Rektifikationskolonne destillativ getrennt.

Die verschiedenen Anlagenteile wurden für die energetische Betrachtung stark vereinfacht. Für die Kompressoren wurde die Verdichterleistung und die abzuführende Wärme mit idealen Gasen berechnet. Bei der Kondensation und Destillation wurde die abzuführende bzw. zuzuführende Wärmemenge ermittelt.

In Tabelle 1 sind die wichtigsten Berechnungsgrößen für die einzelnen Prozessschritte und Auslegungsparameter der Anlage aufgeführt, die für die Energie- und Massenbilanz verwendet wurden.

Tabelle 1: Berechnungsgrößen der verschiedenen Prozessschritte für die Energie und Massenbilanz.

Prozessschritt/ Berechnungsgrößen	Einheit	Quelle / Berechnungsgrundlagen	
Biogasanlage			
Anlagengröße Biogas	kW _{el}	450	[BMELV 2012]
Methananteil Biogas	%	50	[Biogas 2014]
CO ₂ -Anteil Biogas	%	50	[Biogas 2014]
Biogasmenge	m ³ _{Biogas} /h	250	
Elektrolyse			
Auslegungsgröße	MW _{el}	4,30	bei 2800 Betriebsstunden
Spez. Stromverbrauch	kWh _{el} /m ³ _{H₂}	4,50	[Diwald 2012]
CO₂-Betreitstellung (DEA-Wäsche)			
Spez. el. Leistung	kWh _{el} /m ³ _{Biogas}	0,07	[Frank 2011]
Spez. th. Leistung	kWh _{th} /m ³ _{Biogas}	0,60	[Frank 2011]
Zwischenspeicherung H₂			
			3-stufiger Verdichter mit Zwischenkühlung, Wirkungsgrad 50 %
Speicherdauer	Tage	7,00	
Verdichterarbeit	kWh _{el} /m ³ _{H₂}	0,27	
Kühlleistung	kWh _{th} /m ³ _{H₂}	0,15	
Zwischenspeicherung CO₂			
			1-stufiger Verdichter, Wirkungsgrad 50 %
Speicherdauer	Tage	7,00	
Verdichterarbeit	kWh _{el} /m ³ _{CO₂}	0,35	
Verdichtung			
			3-Stufiger Verdichter mit Zwischenkühlung, Wirkungsgrad 50 %
Verdichterarbeit	kWh _{el} /m ³ _{Syngas}	0,26	
Kühlleistung	kWh _{th} /m ³ _{Syngas}	0,19	
Synthesereaktor			
Temperatur	°C	220	
Druck	bar	50	
Umsatz	%	25	[Mahajan 2003] Thermodynamischen GGW bei 30%
Abwärme	kWh _{th} /Nm ³ _{MeOH,g}	0,62	
Kondensation			
Abwärme Kondensation	kWh _{th} /Nm ³	0,16	Energiebilanz Produktstrom aus Synthesereaktor, Kühlung bis 25 °C
Destillation			
Wärmezufuhr	kWh _{th} /Nm ³ _{H₂O, MeOH, I}	0,52	Energiebilanz kondensierte Produkte, Erhitzung auf 100 °C

Die jährliche Betriebsdauer für die Elektrolyse wurde mit 2800 h angenommen. Dies entspricht der Zeit in der im Jahr 2020 Überschussstrom aus erneuerbaren Energien erwartet werden [Doetsch 2013]. Die jährliche Betriebsdauer für die Abtrennung von CO₂ und für die Methanolsynthese wurde auf 7194 h festgelegt, was der durchschnittlichen Betriebsdauer von Biogasanlagen entspricht [LFL-Bayern 2013]. Die Bereitstellung von Wasserstoff erfolgt, während die Elektrolyse außer Betrieb ist, über den Zwischenspeicher.

2.2 Grundlagen wirtschaftliche Betrachtung

2.2.1 Abschätzung der Betriebskosten

Die Betriebskosten der Anlage setzten sich neben dem Stromverbrauch auch aus den Personalkosten und der Anlagenversicherung zusammen. Die Betriebskosten wurden mit Hilfe der Energie- und Massenbilanz der verschiedenen Teilprozesse abgeschätzt. Der bilanzierte elektrische Energieverbrauch, sowie die verbrauchte und produzierten Wärme wurde abgeschätzt und mit Kosten hinterlegt.

Die Rahmenbedingungen für die wirtschaftliche Bewertung des Gesamtverfahrens sind in Tabelle 2 zu sehen. Für den Strompreis wurden die Daten von der EEX-Strombörse in Leipzig für Mai 2013 herangezogen. Der Welthandels-Methanolpreis wird von Methanex monatlich veröffentlicht. In dieser Arbeit wurde der Methanolpreis von 390 €/t_{MeOH} für Mai 2013 herangezogen. Der Methanolpreis auf dem Weltmarkt unterliegt starken Schwankungen und ist stark vom Erdgaspreis abhängig. Für die Nutzwärme wird ein Verkaufspreis von 74 €/MWh_{th} angenommen.

Tabelle 2: Rahmenbedingungen wirtschaftliche Betrachtung

Marktpreise			
Preis Strom	€/MWh _{el}	40,00	[EEX 2013]
Preis Wasser	€/t	1,76	[SW-Essen 2013]
Preis Methanol	€/t	390,00	[Methanex 2013]
Preis Nutzwärme	€/MWh _{th}	74,00	[IHK 2014]
Personalaufwand			
Überwachung	h/d	1	Eigenschätzung
Betrieb	h/d	7	Eigenschätzung
Verwaltung	h/week	4,7	Einkauf, Vermarktung, Personal
Lohnkosten			
Techniker	€/h	51	Eigenschätzung
Arbeiter	€/h	25	Eigenschätzung
Verwaltung	€/h	33	Eigenschätzung
Arbeitstage/Jahr	d/a	365	
Anlagenversicherung	%	0,7	Schätzung VCI (Stand 2013): 0,093 bis 0,463 %
Wartung Gesamtanlage	%	1,5	Eigenschätzung
Sonstiges			
Inflation	%	2	Eigenschätzung
Abschreibungsdauer	a	20	
Fremd-Finanzierungsanteil	%	100	
Steuersatz	%	28,5	Bundesverband der Deutschen Industrie e.V. BDI
Zinssatz	%	3	Eigenschätzung

Die Anlage soll möglichst vollautomatisch betrieben werden. Deshalb wird mit einem geringen Personalaufwand kalkuliert. Es wurde für eine Arbeitskraft eine tägliche Arbeitszeit von 7 h für den Betrieb der Anlage angenommen. Weiter wurde ein täglicher Bedarf von 1 h an Überwachungsarbeiten angenommen, die von einem Techniker durchgeführt werden. Für Verwaltungsaufgaben, wie Personal oder Ein- und Verkauf, wurde 4,7 h pro Woche eingeplant.

Zur Berechnung der jährlichen Aufwendungen wurden neben den Betriebskosten auch die Wartung, die Abschreibung, die Inflation, Steuern und Zinsen berücksichtigt.

2.2.2 Investitionskostenabschätzung

Die Investitionskosten wurden mit dem Leistungs-Größen-Modell [Kerdoncuff 2008] abgeschätzt. Hierzu müssen für die Teilprozesse die Investitionskosten $I_{i,0,B}$ in einer bestimmten Größenordnung bekannt sein. Mit dem Größendegressionsansatz nach Chauvel [Chauvel 1976] werden dann für die Ausgangsgröße $Kap_{i,0}$ und der geplanten Größe $Kap_{i,1}$ mittels eines Größendegressionsexponenten R die Investitionskosten $I_{i,1,B}$ berechnet. Durch den Größendegressionsexponenten werden Skaleneffekte berücksichtigt.

$$I_{i,1,B} = I_{i,0,B} \cdot \left(\frac{Kap_{i,1}}{Kap_{i,0}} \right)^R \quad (1)$$

Um neben den entstandenen Investitionskosten für die Apparate auch noch die direkten und indirekten Nebenkosten zu berücksichtigen wird die Methode der differenzierten Zuschlagssätze angewandt. Der Zuschlagssatz besteht aus den direkten und indirekten Faktoren. Mit dem direkten Zuschlagssatz A_i werden Mess- und Regelungssysteme, Gebäude, Anschlüsse an Energieversorgung, Standortvorbereitung, Baumaßnahmen, Elektronik und Rohrleitungen berücksichtigt. Bei den indirekten Faktoren B_i werden Konstruktion/Engineering, Bauzinsen, Projekthaftung, Gebühren/Fixkosten/Gewinn und Anlaufkosten berücksichtigt. Zur Vereinfachung wird daraus der übergeordnete Zuschlagsfaktor Z_i gebildet. Dieser wird, sofern keine anderen belastbareren Daten vorliegen mit 1,995 angenommen. Der Zuschlagsfaktor wurde wie in Formel (2) berechnet. Mittels Zuschlagsfaktor und den berechneten Investitionskosten $I_{i,1,B}$ aus Formel (3) werden die Gesamtkosten $I_{i,1}$ berechnet.

$$Z_i = (1 + A_i) * (1 + B_i) \quad (2)$$

$$I_{i,1} = I_{i,1,B} \cdot Z_i \quad (3)$$

Da die Preise für die Teilprozesse aus unterschiedlichen Jahren stammen und diese alle auf das Jahr 2010 bezogen werden, wurden alle Preise mit dem Preisindexkorrekturfaktor ϵ_t von Kölbel und Schulze [Kölbel 1960] angepasst. Die Berechnung erfolgt mit Formel (4).

$$I_{i,1,t} = I_{i,1} \cdot \epsilon_t \quad (4)$$

Die allgemeinen Korrekturfaktoren nach Kölbel und Schulze für chemische Anlagen sind in Tabelle 3 dargestellt.

Tabelle 3: Kölbel-Schulze-Index für den Chemieanlagenbau [CheTech 2013]

Jahr	Preisindex	Jahr	Preisindex	Jahr	Preisindex
1998	89,2	2003	93,3	2007	106,7
1999	88,7	2004	96,3	2008	110,7
2000	90,1	2005	100,0	2009	111,0
2001	91,4	2006	102,2	2010	111,1
2002	92,3				

2.2.3 Methanolgestehungskosten

Bei der Berechnung der Methanolgestehungskosten wurden die Erlöse aus dem Verkauf von Sauerstoff aus der Elektrolyse nicht berücksichtigt.

Die Methanolgestehungskosten $K_{MeOH,i}$ lassen sich aus den jährlichen Aufwendungen $K_{L,i}$, die sich aus Betriebskosten $K_{B,i}$, sonstigen Kosten $K_{S,i}$ (Wartung, Steuern und Zinsen) und Abschreibung $K_{A,i}$ abzüglich der Wärmeerlöse $A_{W,i}$ zusammensetzen, und der jährlichen Methanolproduktion $m_{MeOH,i}$ berechnen.

$$K_{L,i} = K_{B,i} + K_{S,i} + K_{A,i} - A_{W,i} \quad (5)$$

$$K_{MeOH,i} = \frac{K_{L,i}}{m_{MeOH,i}} \quad (6)$$

Die Methanolgestehungskosten sind ein ausschlaggebender Wert, ob ein wirtschaftlicher Betrieb des beschriebenen Verfahrens möglich ist. Es wird über die gesamte Anlagenlaufzeit davon ausgegangen, dass jedes Jahr die gleiche Menge an Methanol erzeugt wird.

3 Ergebnisse

3.1 Energie- und Massenbilanz

Mit den spezifischen Anlagenparametern aus Tabelle 1 wurde die Energie- und Massenbilanz aufgestellt. Es wurde mit einer Anlagengröße von 245 kg_{CO2}/h Kohlenstoffdioxid aus der Biogasaufbereitung gerechnet. In Abbildung 2 wird die Energie- und Massenbilanz der vorgestellten Anlage gezeigt. Für jeden Teilprozess wurden die zu- und abgeführten elektrischen und thermischen Energien, sowie der Massenstrom berechnet.

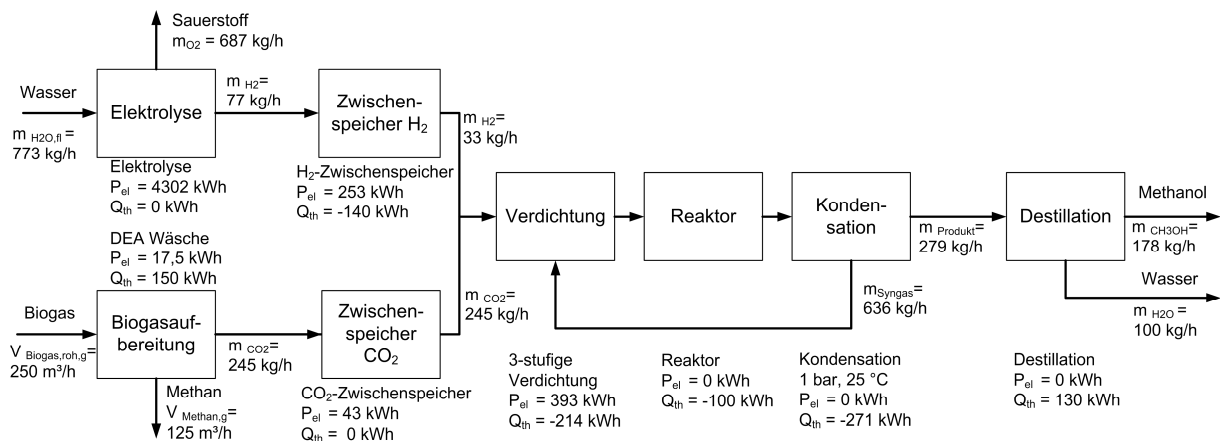


Abbildung 2: Energie- und Massenbilanz der Methanolsynthese als Konversionsspeicher (Betriebsstunden Elektrolyse 2800 h, Gesamtanlage 7194 h)

Anhand der Energie- und Massenbilanz kann gesehen werden, dass aus den 245 kg_{CO2}/h Kohlenstoffdioxid etwa 178 kg_{MeOH}/h Methanol erzeugt werden können. Dabei entsteht als Nebenprodukt etwa 100 kg_{H2O}/h Wasser. Da die Elektrolyse deutlich weniger Betriebsstunden als der Rest der Anlage hat, werden etwa 773 kg_{H2O}/h Wasser, so lange diese in Betrieb ist, verbraucht. Der Zwischenspeicher für H₂ speichert über die Hälfte des erzeugten Wasserstoffes. Aus diesem Grund ist der Massenstrom in den Zwischenspeicher größer als die entnommenen Wasserstoffmenge.

Der größte Stromverbraucher ist mit 4302 kWh_{el} die Elektrolyse, gefolgt von der 3-Stufigen Verdichtung für das rückgeführte Synthesegas mit 393 kWh_{el}. Der größte Wärmeverbraucher ist die DEA-Wäsche für das Biogas mit 150 kWh_{th}. Die größte Wärmemenge von 271 kWh_{th} wird bei der Kondensation der Produkte abgeführt.

3.2 Wirtschaftliche Betrachtung

Die Auslegung der Teilprozesse wurde anhand der Energie- und Massebilanz vorgenommen. Ausgehend von den dimensionierten Teilprozessen konnten die Investitionskosten bestimmt werden. In Tabelle 4 sind die Auslegungsgrößen und die Investitionskosten, berechnet für das Jahr 2010, für die Teilprozesse aufgelistet. Für die Gesamtanlage ergeben sich Investitionskosten von über 11 Mio. €. Dabei machen die Investitionskosten für die Elektrolyse mit 5 Mio. € fast die Hälfte der gesamten Kosten aus.

Tabelle 4: Auslegungsgrößen und Investitionskosten für die dezentrale Methanolsynthese

Verfahrensschritt	Auslegungsgröße	Einheit	Investitionskosten mit Zuschlagssätzen Mio. € ₂₀₁₀	Quelle
Elektrolyse	4,30	MW _{el}	5,16	[Diwald 2012]
CO₂-Abtrennung	0,25	t _{CO2} /h	0,37	[Hamelinck 2004]
H₂-Zwischenspeicher			1,76	
Verdichtung	0,25	MW _{el}	0,86	[Hamelinck 2004]
Wärmetauscher	0,14	MW _{th}	0,29	[Hamelinck 2004]
Druckbehälter	1796,20	kg _{H2}	0,62	[Kottenstette 2004], [VDI 2011]
CO₂-Zwischenspeicher			0,43	
Verdichtung	0,04	MW _{el}	0,22	[Hamelinck 2004]
Druckbehälter	3000,00	m ³ _{CO2}	0,21	[Kottenstette 2004], [VDI 2011]
Verdichtung			1,82	
Verdichtung	0,31	MW _{el}	1,44	[Hamelinck 2004]
Wärmetauscher	0,17	MW _{th}	0,37	[Hamelinck 2004]
Reaktor			0,66	
Festbettreaktor	0,18	t _{MeOH} /h	0,46	[Hamelinck 2004]
Wärmetauscher	0,08	MW _{th}	0,20	[Hamelinck 2004]
Kondensation	0,22	MW _{th}	0,43	[Hamelinck 2004]
Destillation	0,18	t _{MeOH} /h	0,54	[Hamelinck 2004]
Gesamtkosten			11,17	

Anhand der jährlichen Aufwendungen konnten die Methanolgestehungskosten berechnet werden. Dabei wurde eine Inflationsrate von 2 % berücksichtigt. Die Methanolgestehungskosten für die bilanzierte Anlage bewegen sich in einer Preisspanne von 700 bis 1400 €/t und somit deutlich über den Weltmarktpreis von 390 €/t für Methanol [Methanex 2013].

4 Fazit

In der vorliegenden Arbeit wurde eine Energie- und Massenbilanz für die Methanolsynthese als dezentraler Energiespeicher bilanziert. Es konnte festgestellt werden, dass die Elektrolyse der größte elektrische Energieverbraucher bei der Produktion von Methanol ist.

Die größten Wärmemengen werden bei der CO₂-Gewinnung und der Destillation benötigt. Diese können durch Nutzung der Abwärme des Reaktors bereitgestellt werden.

Die bilanzierte Anlage ist für eine Jahresproduktion von etwa 1300 t ausgelegt und verbraucht jährlich 15 GWh elektrische Energie. Es wird eine spezifische Energiemenge von 12 MWh_{el}/t_{MeOH} verbraucht. In dem Szenario wurde mit einem Strompreis von 40 €/MWh [EEX 2013] gerechnet. Es ergeben sich pro Tonne Methanol spezifische Stromkosten von 480 €.

Für eine zukünftige Weiterführung der Arbeit kann mit günstigerem Strompreisen für nicht netzintegrierbaren Strom gerechnet werden. Bereits 2011 mussten 407 GWh Strom [Wetzel 2012] aus Wind abgeregelt werden.

Die Methanolgestehungskosten lassen sich durch Optimierung der Teilprozesse und durch Lernkurven, vor allem im Bereich der Elektrolyse, deutlich senken. Eine deutliche Degression der Investitionskosten für Elektrolyseure kann beispielsweise durch die industrielle Fertigung erreicht werden. Die Marktdurchdringung von grünem Methanol als klimaneutraler Brennstoff sollte durch Subventionen durch die Politik unterstützt werden. Beispielsweise könnte grünes Methanol von der Kraftstoffsteuer befreit werden. Power-to-Methanol-Anlagen können wirtschaftlich betrieben werden, wenn die Methanolgestehungskosten etwa um die Hälfte gesenkt werden.

Quellen:

- [Biogas 2014] Biogas Netzeinspeisung, www.biogas-netzeinspeisung.at, aufgerufen am 24.01.2014.
- [BMELV 2012] Statistisches Jahrbuch über Ernährung, Landwirtschaft und Forsten der Bundesrepublik Deutschland, 56. Jahrgang, 2012.
- [Chauvel 1976] Chauvel, A. et. al.: Publications de l'Institut français du pétrole - Manuel d'évaluation économique des procédés. Paris: Technip, 1976.
- [CheTech 2013] ChemieTechnik Online, Hüthig GmbH, www.chemietechnik.de aufgerufen am 10.07.2013
- [Diwald 2012] Diwald, W., ENERTRAG AG, OTTI Forum Power to Gas am 08. Oktober 2012, Regensburg.
- [Doetsch 2013] Doetsch, C., Future Electric Energy Storage/Balancing Demand, Fraunhofer UMSICHT, 2013.
- [EEX 2013] European Energy Exchange AG, Europäische Strombörse, www.eex.com abgerufen am 10.07.2013.
- [Frank 2011] Frank, G., Bajohr, S. (Hg.), Biogas. Erzeugung, Aufbereitung, Einspeisung, München Oldenbourg Industrieverlag 2011.
- [Hamelinck 2004] Hamelinck, C.: Outlook for advanced biofuels. Dissertation am Copernicus Institute der Universität Utrecht, Utrecht, Niederlande, 2004.
- [IHK 2014] Bundesverband der Energie-Abnehmer e.V., VEA-Fernwärme-Preisvergleich 2013, www.ihk-schleswig-holstein.de, aufgerufen am 24.01.2014.
- [Kerdoncuff 2008] Kerdoncuff, P.: Modellierung und Bewertung von Prozessketten zur Herstellung von Biokraftstoffen der zweiten Generation, Dissertation Universität Karlsruhe, 2008.
- [Kölbel 1960] Kölbel, H., Schulze, J.: Projektierung und Vorkalkulation in der chemischen Industrie, Springer-Verlag, Berlin, 1960.
- [Kottenstette 2004] Kottenstette J., Cotrell, J.; Hydrogen storage in wind turbine towers, International Journal of Hydrogen Energy 29, S. 1277-1288, 2004.
- [LfL-Bayern 2013] Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft www.lfl.bayern.de/ abgerufen Juli 2013.
- [Mahajan 2003] Mahajan, D., Goland, A.: Integrating low-temperature methanol synthesis and CO₂- sequestration technologies: application to IGCC plants, Catalysis Today 84, S. 71-81, 2003.
- [Methanex 2013] Methanex Methanolpreis, <http://www.methanex.com/> aufgerufen am 7. Juli 2013.
- [VDI 2011] VDI-Seminar: Angebots- und Kostenkalkulation im Maschinen- und Anlagenbau, VDI-Haus Stuttgart, 2011.
- [Wetzel 2012] Wetzel, D.: Strom aus Windkraft löst sich in Luft auf, Die Welt, 29.11.2012.