

# Integration einer Power-to-Methane Anlage mit CO<sub>2</sub>-Abscheidung aus dem Abgas in der Kehrlichtverbrennungsanlage Linth

Walter Furgler und Stefan Ringmann

1.	Ausgangslage.....	260
1.1.	Die KVA Linth.....	260
1.2.	Umweltpolitische Rahmenbedingungen.....	261
1.3.	Projektpartner.....	262
2.	Idee eines Geschäftsmodells und Konzept .....	262
3.	Verfahrenstechnische Grundlagen .....	263
3.1.	Übersicht .....	263
3.2.	Elektrolyse.....	264
3.3.	Methanisierung .....	264
3.4.	CO <sub>2</sub> -Abscheidung .....	265
4.	Technische Resultate der Studie.....	266
5.	Business Case Varianten.....	268
6.	Gesamtinvestitionen (Capex).....	270
7.	Betriebskosten (Opex).....	270
8.	Business Case Ergebnis .....	271
9.	Wirkungsgrade .....	271
10.	Fazit.....	273
11.	Quellen .....	273

Seit Jahren werden Power-to-X (PtX), respektive Power-to-Gas (PtG)-Technologien als möglicher Ansatz zur Speicherung von temporär überschüssig produziertem elektrischem Strom aus erneuerbaren Quellen diskutiert. Bei der allgemeinen Formulierung PtX steht dabei das X für die jeweilige Energieform oder chemische Verbindung,

in welche der primär mittels Wind- und Wasserkraft oder Photovoltaik erzeugte Strom umgewandelt wird. Neben Wasserstoff als Produkt der Wasserelektrolyse gelangte in den letzten Jahren vor allem das Methan als Zielmolekül von PtX-Verfahren in den Fokus, da es an hochreaktiven Katalysatoren durch Methanisierung von Kohlenstoffdioxid mit elektrolytisch erzeugtem Wasserstoff in hoher Ausbeute und Reinheit gewonnen und problemlos gespeichert werden kann. Man spricht hier von Power-to-Methane (PtM). Aufgrund von breitgefächerten Einsatzmöglichkeiten dieses *synthetischen Erdgases* (SNG, Synthetic Natural Gas) in den Sektoren Wärmeversorgung, Elektrizitätsgewinnung und Mobilität liefert das Verfahren neben der eigentlichen Speicherung auch einen Beitrag zur vielfach diskutierten Sektorenkopplung in der Energiewirtschaft.

Die Frage, inwieweit ein Power-to-Methane-Verfahren in Kombination mit einer CO<sub>2</sub>-Abscheidung vorteilhaft in den Betrieb einer Kehrlichtverbrennungsanlage (KVA) implementiert werden kann, erfordert aber eine jeweils differenzierte Betrachtung. Eine im Jahr 2013 am Standort der KVA Linth in Niederurnen (Kanton Glarus, Schweiz) durchgeführte Studie umfasste vor allem eine Analyse des Stands der Technik bei den Verfahrensschritten alkalische Elektrolyse, CO<sub>2</sub>-Wäsche, CO<sub>2</sub>-Adsorption und Methanisierung sowie eine erste Kostenabschätzung. Erneut aufgegriffen wurde das Thema dann 2015 in einer Bachelorarbeit am Institut für Energietechnik der Fachhochschule Rapperswil (HSR), Schweiz. Beide Arbeiten bestätigten die grundsätzliche technische Machbarkeit am Standort Niederurnen. Einer zweifelsfrei eleganten und faszinierenden Verfahrenstechnik stand allerdings ein erdrückendes Investitionsvolumen bei fraglicher Wirtschaftlichkeit des Verfahrens gegenüber.

Die Umstände, welche die die KVA Linth und die Energie Zürichsee Linth AG (EZL) im Jahr 2016 dennoch bewogen haben, gemeinsam eine detaillierte Machbarkeitsstudie in Auftrag zu geben, werden nachfolgend erläutert. Ziel war die Einbindung einer Power-to-Methane Anlage am Standort Niederurnen.

## 1. Ausgangslage

### 1.1. Die KVA Linth

Die KVA Linth ist eine Kehrlichtverbrennungsanlage (KVA), die am Standort in Niederurnen, Kanton Glarus (Schweiz), mit zwei Ofenlinien gesamthaft pro Jahr etwa 115.000 Tonnen Abfälle thermisch behandelt. Die Ofenlinie 1 ist mit einem Vorschubrost, die Linie 2 mit einem Rückschubrost ausgestattet. Beide Verbrennungslinien werden jeweils mit einem 5-Zug-Vertikal-Kessel als Dampferzeuger betrieben. Die nachgeschalteten Rauchgasreinigungen sind im Wesentlichen baugleich und umfassen die Hauptkomponenten Elektrofilter, saure- und basische Waschstufe sowie Nass-Elektrofilter und Entstickungskatalysator (SCR).

Die KVA Linth ist primär eine stromgeführte Anlage, welche mit einer thermischen Leistung von 50 MW und elektrischen Leistung von 10 MW jährlich etwa 83.000 MWh Strom produziert. Etwa 85 % davon werden ins lokale Netz eingespeist, der Rest ist Eigenbedarf.

Aufgrund der Abfallzusammensetzung mit einem hohen biogenen Anteil werden 50 % des von KVA produzierten Stroms als erneuerbar angerechnet. Seit 2018 werden zudem jährlich etwa 10.000 MWh Fernwärme abgegeben. Der weitere Ausbau des Fernwärmenetzes ist geplant, allerdings ist das Potential für eine Steigerung der Wärmeabgabe aufgrund des ländlichen Standorts begrenzt.



Bild 1: KVA Linth

### 1.2. Umweltpolitische Rahmenbedingungen

Am 1. Januar 2016 ist in der Schweiz die neue Verordnung über die Vermeidung und die Entsorgung von Abfällen (VVEA) in Kraft getreten. Die Verordnung schreibt mit einer Übergangsfrist bis zum 1. Januar 2026 vor, dass von Siedlungsabfällen und Abfällen vergleichbarer Zusammensetzung mindestens 55 Prozent des Energiegehalts außerhalb der Anlagen genutzt werden. Dieser Wert wird als energetische Nettoeffizienz (ENE) bezeichnet. Die Berechnungsformel richtet sich an dem in der EU bekannten R1-Energieeffizienzfaktor, allerdings wird bei der ENE nur die exportierte Nutzenergie (Strom und Wärme) rein netto ohne Eigenverbrauch berücksichtigt. Der ENE-Wert der KVA Linth liegt im Moment bei 49 (entspricht etwa einem R1 von 65). Um den Mindestwert von 55 zu erreichen, wurden verschiedenste Maßnahmenpakete geschnürt. Zu einer der möglichen Maßnahmen gehört auch das in diesem Beitrag vorgestellte Projekt zur Produktion von synthetischem Erdgas (SNG) unter Verwendung des im Abgas enthaltenen Kohlendioxids sowie des Grünstromanteils der KVA. Die Power-to-Methane Anlage wäre dann im Sinne der ENE-Berechnung als externer Abnehmer von KVA-Strom und –Wärme zu betrachten. Insbesondere die Wärmeabgabe für die CO<sub>2</sub>-Abscheidung kann als zusätzlicher externer Verbrauch angerechnet werden.

### 1.3. Projektpartner

Der Anteil von Erdgas an der gesamten Energieversorgung der Schweiz liegt derzeit landesweit bei 14 %. Die Gasbranche strebt in der Schweiz eine Dekarbonisierung ihres Produkts an und möchte bis ins Jahr 2030 etwa 30 % des Gasbedarfs mit in der Schweiz produziertem Biogas abdecken. Heute wird der schweizerische Bedarf an Gas noch mehrheitlich importiert. Aus diesem Grund sind neben anderem auch Projekte zur inländischen Biogasproduktion aus Abfällen und Biomasse hochinteressant.

Der Kanton Glarus ist mit knapp 40.000 Einwohnern einer der kleinsten Kantone in der Schweiz. Ein großer Teil der Energieversorgung auf dem Wärmesektor erfolgt mit Erdgas. Der Verbrauch beläuft sich jährlich auf etwa 200 GWh. Die Distribution erfolgt durch die Energie Zürichsee Linth AG (EZL).

Die bestehende Gasleitung der EZL befindet sich in unmittelbarer Nähe zur KVA Linth. Aufgrund der Herausforderungen beider Unternehmen war es daher naheliegend, zu prüfen, ob vorhandene Synergien vorliegen und diese weiter ausgebaut werden können. Schnell stand das Thema Power-to-Methane im Fokus. Die KVA Linth und Energie Zürichsee Linth AG einigten sich daraufhin, die hier vorgestellte Studie in Auftrag zu geben.

Zur Unterstützung wurde das auf diese Technologie spezialisierte Institut für Energietechnik der Hochschule Rapperswil (HSR) beigezogen. Technologieanbieter und Auftragnehmer der Studie war die Firma HZI Etogas GmbH aus Stuttgart.

## 2. Idee eines Geschäftsmodells und Konzept

Viele Zutaten für den Betrieb einer Power-to-Methane (PtM-) Anlage liegen bei der KVA Linth vor. Neben der erneuerbaren Stromquelle sowie dem CO<sub>2</sub> im Abgas verfügt die Anlage als thermisches Kraftwerk auch schon über eine für die Elektrolyse ausreichend dimensionierte Wasseraufbereitung bzw. Vollentsalzungsanlage. Die mögliche Einbindung des PtM-Verfahrens ins bestehende Prozessleitsystem und Prozessdatenmanagement bringt klare Vorteile mit sich, ebenso wie das hervorragend geschulte Betriebspersonal, welches in der Lage ist, solch einen komplexen Betrieb 24/7 zu überwachen und zu betreuen.

Wie im nachfolgenden Geschäftsmodell ersichtlich, können noch weitere Opportunitäten gefunden werden. Die Idee war letztendlich, nicht nur Strom, Gas und Wärme zu produzieren, sondern vor allem durch flexibles Zu- und Abschalten der Elektrolyse als Systemdienstleister am elektrischen Regelmarkt teilzunehmen. Auch das *Importieren* von externem, erneuerbarem Strom war ein Thema – insbesondere, weil unmittelbar neben der KVA ein kleinerer Windpark entstehen sollte.

Die Studie sollte aufzeigen, ob unter Berücksichtigung aller Opportunitäten und möglichst hoher Nachhaltigkeit ein wirtschaftlicher Business Case ermittelt werden kann.

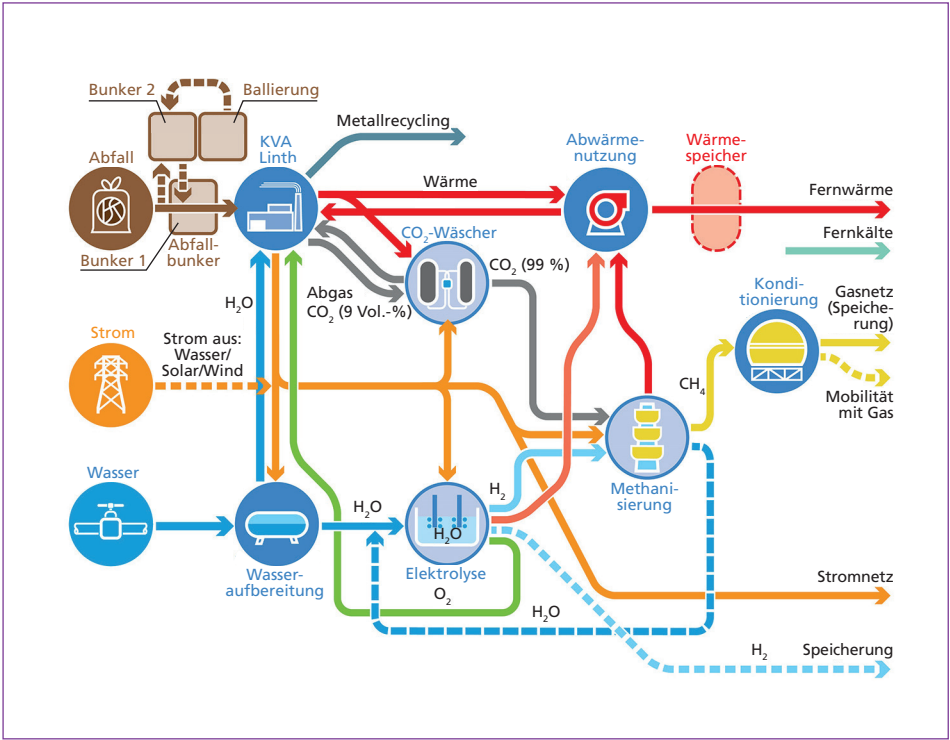


Bild 2: Idee eines Geschäftsmodells mit Integration einer Power-to-Methane Anlage

Als erster – aber sehr wichtiger Schritt – wurde grob definiert, wie groß die Anlage ausgelegt werden sollte. Die KVA Linth kann in der Stunde 10 MW Strom liefern. Da von dieser Menge 50 % als erneuerbar gelten, wurde als fixe Bedingung die Anschlussleistung 5 MW als Basis zur Auslegung der Elektrolyse gewählt. Darauf basierend wurden alle anderen Anlagenbereiche ausgelegt.

## 3. Verfahrenstechnische Grundlagen

### 3.1. Übersicht

Im PtM-Verfahren wird elektrische Energie (Strom) in mehreren Verfahrensschritten in chemische Energie umgewandelt, welche in dem gasförmigen Endprodukt Methan (SNG) gespeichert ist. Ein Gas, das als Speicher für chemische Energie dient, ist in der Regel brennbar und kann die Energie in einem nachfolgenden Reaktionsschritt (einer Oxidation bzw. einem Verbrennungsvorgang) wieder abgeben. In der Praxis haben bislang vor allem Methan, aber auch Wasserstoff Bedeutung erlangt.

Der schematische Aufbau einer Power-to-Gas bzw. Power-to-Methane Anlage ist nachfolgend dargestellt.

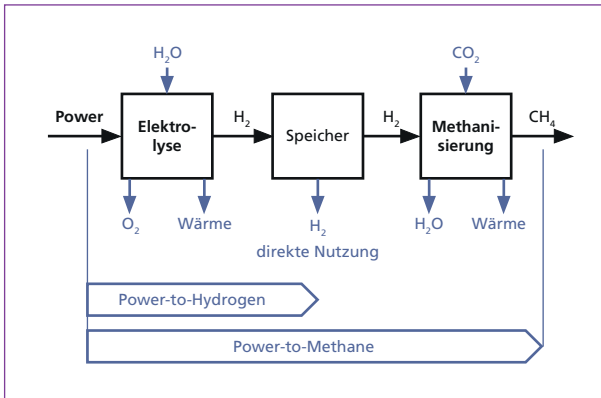


Bild 3:

Schematischer Aufbau einer Power-to-Methane Anlage

### 3.2. Elektrolyse

In der ersten Stufe wird Wasser ( $H_2O$ ) in einem Elektrolyseur in Wasserstoff ( $H_2$ ) und Sauerstoff ( $O_2$ ) aufgespalten. Aus Gründen der Reaktionskinetik und Stromausbeute wird die Elektrolyse dabei in der Regel bei erhöhten Temperaturen und mit Kalilauge als Elektrolyt durchgeführt. Die chemische Reaktion ist endotherm und erfordert die Zufuhr von Energie in Form von elektrischem Strom. Definitionsgemäß entspricht die Elektrolyse bereits einer Power-to-Gas Anlage, welche zur Präzisierung oft auch als *Power-to-Hydrogen* bezeichnet wird.



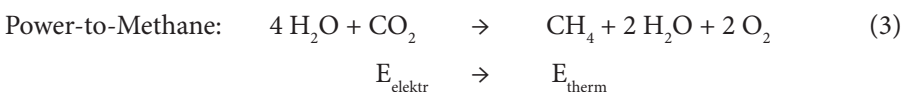
Die Durchführung der Elektrolyse ist in der industriellen Praxis deutlich anspruchsvoller, als es die simple Reaktionsgleichung vermuten lässt. Neben Themen wie Ex-Schutz erfordern u.a. die Verfahrensschritte Gaskühlung, Gaswäsche (zur Abscheidung von Kalilauge-Tröpfchen) sowie die Entfernung von Restsauerstoff und die Trocknung des Produktgases einen erheblichen technischen Aufwand.

### 3.3. Methanisierung

In der nächsten Stufe kann Kohlendioxid ( $CO_2$ ) aus einer geeigneten Quelle mit dem erzeugten Wasserstoff ( $H_2$ ) zu Methan ( $CH_4$ ) und Wasser ( $H_2O$ ) umgesetzt werden. Diese Umwandlung wird auch als Methanisierung bezeichnet und verläuft exotherm, d.h. es wird Wärme freigesetzt. Für eine ausreichend hohe Reaktionsgeschwindigkeit erfolgt die Umsetzung in Gegenwart eines Katalysators bei Temperaturen von  $600\text{ }^\circ\text{C}$ .



Schaltet man die beiden Prozesse in Serie, resultiert folgende Gleichung:



### 3.4. CO<sub>2</sub>-Abscheidung

Als Kohlendioxidquelle für den Betrieb der PtM-Anlage bietet sich bei einer Kehrichtverbrennungsanlage das gereinigte Abgas (*Reingas*) mit einer CO<sub>2</sub>-Konzentration von 9 bis 10 Vol.-% an. Im Zuge der Entwicklung von CCS-(Carbon Capture Storage) und CCU-(Carbon Capture Utilization) Verfahren wurden von verschiedenen Anbietern vor allem Waschverfahren zur Marktreife entwickelt, welche auf einer temperaturabhängigen Absorption/Desorption von Kohlendioxid basieren und die selektive Abtrennung des Gases aus dem Abgas ermöglichen.

Da die CO<sub>2</sub>-Abscheidung aus dem Abgas der KVA Linth auch einen Einfluss auf den Betrieb der KVA hat, wurde dieser Anlagenbereich in der Studie genauer betrachtet und wird an dieser Stelle detaillierter erläutert.

Beim Auswaschen von sauren Gasen aus Gasgemischen wird häufig die Aminwäsche angewendet. Im hier vorgestellten Fall kommt die Aminwäsche des Projektpartners HZI Etogas GmbH zur Anwendung, wie im folgenden Verfahrensfliessbild dargestellt.

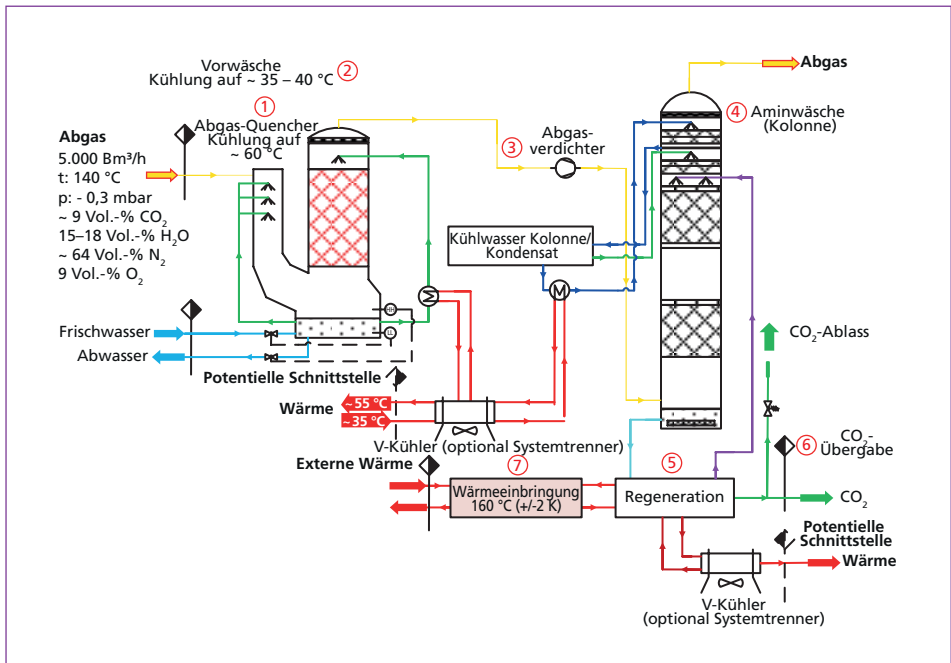


Bild 4: Verfahrensfliessbild der CO<sub>2</sub>-Abscheidung aus dem Abgas

Der Name *Aminwäsche* rührt von der alkalisch reagierenden Waschlösung her, welche unterschiedliche Ethanolamin-Derivate enthält und zur Absorption des Kohlendioxids aus dem Abgas verwendet wird. Die Temperaturabhängigkeit der Adsorptions- und Desorptionsgleichgewichte erlaubt letztlich die Gewinnung von reinem CO<sub>2</sub>. Da noch weitere saure Gase im Abgas enthalten sind und hohe Anforderungen an die Reinheit des Kohlendioxids gestellt werden, kann die Entnahme eines Abgas-Teilstroms für die

Aminwäsche erst nach vollständig abgeschlossener konventioneller Abgasreinigung erfolgen. Andernfalls würden neben dem  $\text{CO}_2$  weitere Gase absorbiert werden und zu einer Verunreinigung des Produktgases führen, oder bei zu hoher Affinität zum Absorptionsmittel dieses sukzessive deaktivieren.

In der aktuellen Konfiguration der Abgasreinigung der KVA Linth hat das Abgas nach dem Saugzugventilator eine Temperatur von über  $140^\circ\text{C}$ . Der wahlweise von einer der beiden Ofenlinien entnommene Abgas-Teilstrom muss deshalb vor der Aminwäsche auf etwa  $60^\circ\text{C}$  gequenchet und in einer Vorwäsche nochmals von Verunreinigungen im Spurenbereich befreit werden. Die Abwärme wird auf einem Temperaturniveau von etwa  $50^\circ\text{C}$  über einen Luftkühler an die Umgebung abgegeben. Das in der Quenche und Vorwäsche anfallende Abwasser gelangt zurück in die Rauchgasreinigung der KVA. Mit einer Menge von beispielsweise  $10\text{ m}^3$  pro Tag können mit diesem Wasser etwa 50 % des Frischwasserbedarfs in der Sauren Waschstufe von einer der beiden Ofenlinien substituiert werden.

Anschließend tritt das feuchte Gas von unten in die eigentliche Waschkolonne ein und  $\text{CO}_2$  wird bei etwa  $40^\circ\text{C}$  im Gegenstrom von der Aminlösung absorbiert. Der Stoffübergang wird hierbei durch zwei mehrlagige Wäscherpackungen unterstützt. Mitergriffene Tröpfchen der Waschlösung und Spuren der Amine werden am Kopf der Kolonne ausgewaschen (Restamingehalt  $< 10\text{ ppm}$ ) und das verbliebene Abgas über einen separaten Kamin an die Atmosphäre abgegeben.

Am Sumpf der Kolonne wird die beladene Waschlösung abgezogen und das Kohlendioxid in der Regenerationsstufe unter Wärmezufuhr wieder aus der Waschlösung desorbiert. Nach der Kühlung gelangt die Waschlösung dann zurück in den Wäscherkreislauf. Das Gas steht mit einem Druck von etwa 3 bar zur weiteren Verwendung zur Verfügung. Für die Nutzung in der Methanisierung muss es weiter verdichtet werden. Dazu wird ein druckseitig geregelter, einstufiger Kompressor mit Frequenzumrichter und Bypassregelung eingesetzt.

## 4. Technische Resultate der Studie

Die folgende Grafik zeigt alle relevanten erarbeiteten technischen Daten und in welcher Beziehung sie zueinander stehen. Im linken Feld sind die von der KVA zur Verfügung gestellten Medien ersichtlich. Neben dem Stromanteil von 5 MW ist dies für die Alkalische Druckelektrolyse auch demineralisiertes Wasser ( $500\text{ l/h}$ , Leitfähigkeit  $\leq 5\text{ }\mu\text{S/cm}$ ).

Zur Gewinnung von  $\text{CO}_2$  kommt wie vorgestellt die Aminwäsche zum Einsatz. Der Abgasvolumenstrom einer Ofenlinie beträgt etwa  $40.000\text{ Nm}^3/\text{h}$ . Für die Aminwäsche werden davon lediglich  $5.000\text{ Nm}^3/\text{h}$  Abgas mit einem  $\text{CO}_2$ -Gehalt von 9 % benötigt. Die Aminwäsche ist das einzige Verfahren, welches bis anhin Marktreife erreicht hat (vgl. [3]).



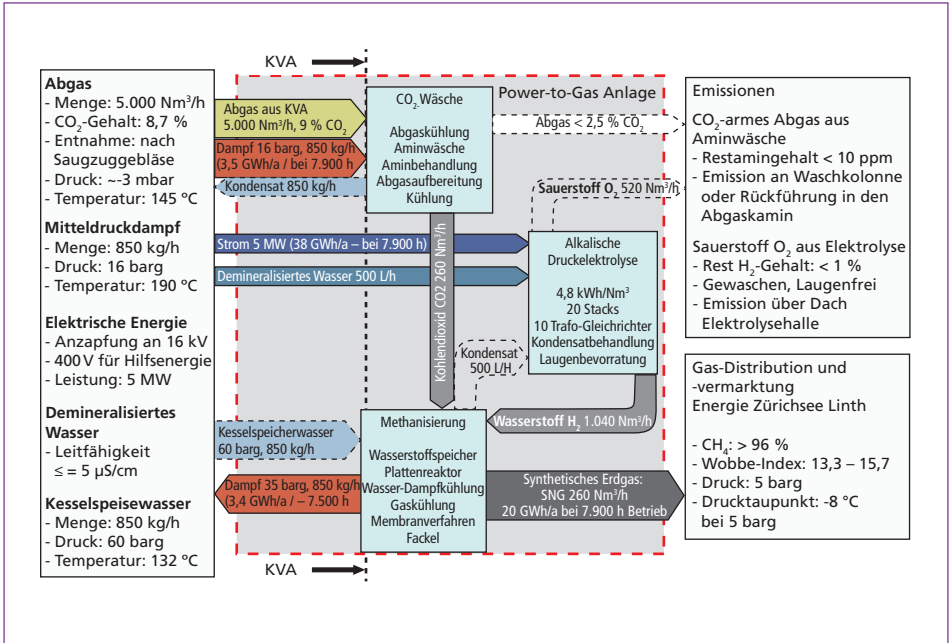


Bild 5: Blockschema der Power-to-Methane Anlage bei der KVA Linth

Die für das Aufheizen der Aminlösung respektive zur Desorption des CO<sub>2</sub> erforderliche Wärme (Leistung 450 kW) wird aus der Thermischen Anlage der KVA in Form von Mitteldruckdampf geliefert (16 bar, 850 kg/h). Vor der Rückführung der entgasten Lösung in den Wäscherkreislauf sind diese Wärmemenge sowie die Absorptionswärme (200 kW) wieder abzuführen. Die Abgabe erfolgt über Luftkühler an die Umgebung, da gegenwärtig in der Anlage keine sinnvolle Nutzung für die Abwärme ermittelt werden konnte.

In der Methanisierung werden Wasserstoff und Kohlendioxid katalytisch zu synthetischem Erdgas SNG umgesetzt. Die exotherme chemische Reaktion findet an einem Plattenkatalysator statt, wobei die Reaktionswärme über einen kleinen Wasser-Dampf-Kreislauf zur Produktion von Prozessdampf genutzt wird. Das synthetische Erdgas wird entsprechend den Vorgaben des Schweizerischen Vereins des Gas- und Wasserfaches (SVGW) aufbereitet und über die Einspeisestation in das Erdgasnetz eingespeist. Bei der chemischen Reaktion entsteht neben SNG auch Wasser als ein weiteres Reaktionsprodukt. Dieses wird im Prozess abgeschieden und in der Elektrolyse verwendet.

Mit der hier vorliegenden Anlagenkonfiguration (Elektrolyse 5 MW) können 260 Nm<sup>3</sup>/h synthetisches Erdgas produziert werden. Bei einer eingesetzten Strommenge von jährlich 38 GWh (bei 7.900 Betriebsstunden) können somit 20 GWh SNG geliefert werden. Dies entspricht immerhin etwa 10 % des Gasbedarfs des Kantons Glarus. Weitere technische Daten sind in Bild 5 ersichtlich.

## 5. Business Case Varianten

Nachdem die technischen Grundlagen nun vorlagen, wurden mit den Projektpartnern verschiedene Business Cases diskutiert.

Da der *Grünstrom* ab der KVA stammt und die Power-to-Methane Anlage auf dem Gelände der KVA geplant war, konnte davon ausgegangen werden, dass für diesen Strom kein Netzentgelt zu bezahlen ist. Die Stromabgabe an die Power-to-Methane-Anlage kann allerdings nur zu Marktpreisen erfolgen. Die KVA liefert auch das klimaneutrale CO<sub>2</sub> aus dem Abgas und sollte für die Aminwäsche Wärme zur Verfügung stellen, welches wiederum die Stromproduktion mindert. Diese Wärme kann als verkaufte Energie der energetischen Nettoeffizienz der gesamten KVA angerechnet werden.

Auf der anderen Seite hatte der Gasabnehmer und Projektpartner den Anspruch, die Gasgestehungskosten so zu halten, dass ein entsprechender Ertrag beim Verkauf des synthetischen Gases erfolgt und auch eine gewisse Mindestmenge zur Verfügung steht. Als Berechnungsgrundlage des Business Cases wurden für die Strombezugskosten 30 EUR/MWh<sup>1</sup> angenommen. Die Gasgestehungskosten durften gemäß Gasabnehmer nicht mehr als 104 EUR/MWh betragen.

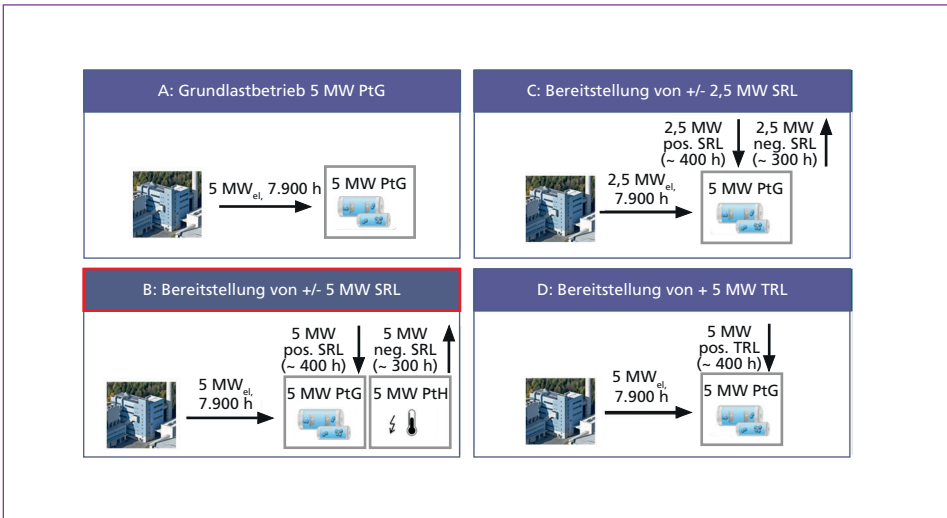


Bild 6: Betriebskonzepte

Um das optimale Betriebskonzept zu ermitteln, wurden verschiedene Varianten einander gegenüber gestellt.

In der **Variante A** wird die PtM-Anlage konstant etwa 7.900 h betrieben und mit *Grünstrom* der KVA versorgt. Eine Teilnahme am Regelmarkt ist dabei nicht vorgesehen.

<sup>1</sup> Umrechnungskurs 1 EUR = 1,15 CHF

**Variante B** wird während 7.500 h normal betrieben, 300 bis 400 h werden als abgerufene Sekundär-Regelleistung angenommen. Diese 400 h entsprechen den in der Schweiz durchschnittlichen jährlichen Abrufzeiten für regelbare 5 MW. Bei einem positiven Abruf werden durch Abfahren der PtM-Anlage zusätzlich 5 MW ins Stromnetz abgegeben. Bei einem negativen Abruf von 5 MW muss neben der PtM-Anlage ein zusätzlicher Energieverbraucher zugeschaltet werden. Als Variante wurde die Kombinationsmöglichkeit mit Power-to-Heat (PtH) identifiziert. Der Erlös für symmetrische Regelleistung +/- 5 MW lag im Jahr 2016 bei etwa 540.000 EUR. Diese Zahl wird im Business-Model so berücksichtigt. Wie sich diese Vergütung künftig entwickeln wird, war zumindest zum Zeitpunkt der Studie unklar. Heute wird in der Schweiz grundsätzlich mit geringeren Erlösen gerechnet.

Bei **Variante C** bleibt die schaltbare Leistung der PtM-Anlage bei 5 MW, wird allerdings nur mit 2,5 MW Grünstrom der KVA betrieben. Für die positive und negative Regelleistung wird die Anlage bei Bedarf ganz abgestellt oder hochgefahren und zusätzlich Gas produziert (+/- 2,5 MW). Die produzierte Gasmenge wäre dadurch um 50 % geringer und würde die Teilnahme in einem virtuellen Kraftwerk bedingen. Dafür muss für die negative Regelleistung kein zusätzlicher Verbraucher vorhanden sein.

Bei der letzten **Variante D** wurde vorgesehen, 5 MW positive Tertiär-Regelleistung anzubieten. Leider sind die Erlöse am Tertiär-Regelmarkt so gering, dass diese Variante schon fast mit der Variante A gleichgesetzt werden kann.

Alle vier Betriebskonzepte wurden nun grob mit abgeschätzten Investitionskosten hinsichtlich der Gestehungskosten durchgerechnet. Aufgrund der besten Ertragsergebnisse am Regelmarkt hat sich die Variante B (mit Bereitstellung von Sekundärregelleistung +/- 5 MW) als Attraktivste dargestellt.

Die elektrischen Leistungsflüsse sind bei der favorisierten Betriebsvariante B nachfolgend schematisch dargestellt:

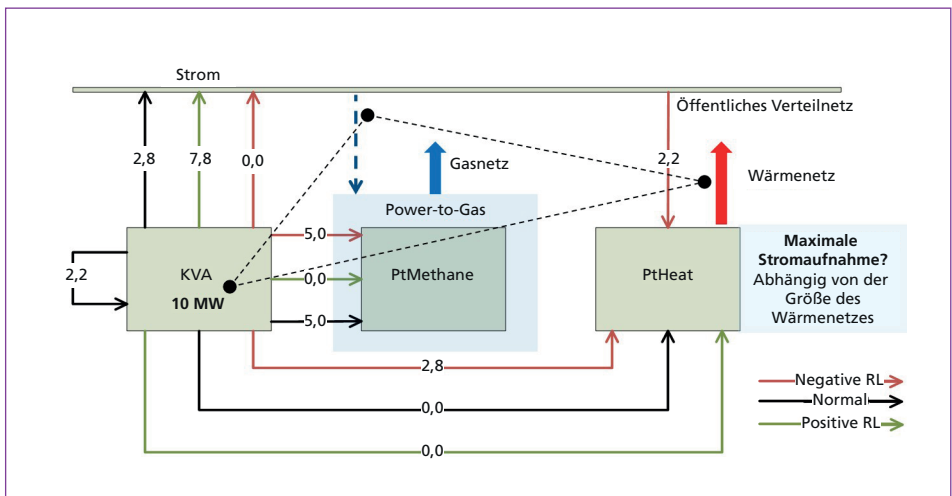


Bild 7: Elektrische Leistungsflüsse bei Normbetrieb sowie bei pos./neg. Sekundär-Regelleistung

Die KVA Linth produziert in der Stunde 10 MW Strom, davon wird im vorliegenden Betriebskonzept die Hälfte, also 5 MW (= Grünstromanteil) im Normalbetrieb für die PtM-Anlage eingesetzt. Neben dem Eigenverbrauch von 2,2 MW werden dann 2,8 MW ins Stromnetz eingespeist (schwarze Pfeile). Erfolgt ein positiver Abruf wird die PtM-Anlage abgestellt und die Stromabgabe erhöht sich von 2,8 auf 7,8 MW (grüne Pfeile). Bei einem negativen Abruf fährt die PtM-Anlage weiterhin auf Vollast bei 5 MW. Zusätzlich darf die Leistung von 2,8 MW nicht mehr ins Stromnetz eingespeist werden und es müssen – um total 5 MW zu verbrauchen – weitere 2,2 MW aus dem Netz bezogen werden. Da sonst kein anderer Verbraucher zur Verfügung steht, soll mit der Leistung von 5 MW (2,8 MW + 2,2 MW) die Power-to-Heat Anlage bedient werden (rote Pfeile).

Im vorliegenden Planszenario wurde davon ausgegangen, dass das Wärmenetz künftig groß genug sein wird und eine entsprechende Wärmesenke vorhanden ist. Allerdings muss beim Ausbau des Fernwärmenetz berücksichtigt werden, dass dies zu geringerer Stromproduktion führt. Die Wärmesenke wird zwar größer, für die PtM-Anlage sinkt aber die Verfügbarkeit von Grünstrom aus der KVA. Reicht die Strommenge unter Berücksichtigung des Eigenverbrauchs nicht mehr aus, um 5 MW an die PtM-Anlage zu liefern, muss zusätzlich Grünstrom eingekauft werden. Dabei fällt zusätzlich Netzentgelt an. Dies verschlechtert aber den Business Case wieder. Hier zeigt sich, auch die favorisierte Betriebsvariante hat Wechselwirkungen, welche die Wirtschaftlichkeit negativ beeinflussen können.

## 6. Gesamtinvestitionen (Capex)

Die Investitionskosten der PtM-Anlage auf Basis der favorisierten Variante B wurde mittels eines Basic-Engineerings ermittelt. Entscheidend war dabei, dass die Integrationsmöglichkeiten der einzelnen Komponenten am Standort der KVA Linth geklärt wurden. So konnten die bauseitigen Leistungen ermittelt und die gesamten Investitionskosten verlässlich abgeschätzt werden.

Die Gesamtinvestition wurde auf 16 Millionen EUR +/- 20 % abgeschätzt. Die wesentlichen Kosten betrafen mit 22 % die Elektrolyse, mit 21 % die bauseitigen Leistungen (Bau und gesamte Integration), 17 % für die EMSR, 11 % für die Methanisierung und 8 % für die CO<sub>2</sub>-Abscheidung aus dem Abgas.

## 7. Betriebskosten (Opex)

Die Betriebskosten wurden auf 2,6 % der Gesamtinvestitionskosten ermittelt. Berücksichtigt ist, dass die wesentlichen Komponenten der Elektrolyse innerhalb von zehn Jahren einmal ausgetauscht werden müssen – also einmal innerhalb der angenommenen Abschreibedauer von 15 Jahren. Der Katalysator der Methanisierung wird konservativ geschätzt alle drei Jahre auszutauschen sein. Dies hängt aber letztlich auch davon ab, wie viele Katalysatorgifte im Abgas vorhanden sind. Dies wurde im Rahmen dieser Studie nicht weiter geklärt. Insgesamt wurde zudem für die umfangreichen Wartungsarbeiten mit einem Mannjahr kalkuliert.

## 8. Business Case Ergebnis

Zum Vergleich der Business-Case-Varianten wurden unter den Projektpartnern folgende Parameter vereinbart:

Tabelle 1: Basis-Parameter für die Berechnung des Business Case

PtM-Eingangleistung	5 MW
PtH-Eingangleistung	5 MW
PtM-Energieeigenverbrauch	0,3 MW
Abschreibez Zeitraum	15 Jahre
Prozentualer Anteil pos. SRL	5,4 %
Prozentualer Anteil neg. SRL	4,0 %
Volllaststunden PtM	7.533 h
Durchschnittlicher Kapitalkostensatz (WACC)	2 %
Anlagenstillstand für Wartungsarbeiten	5 Wochen/Jahr
CAPEX PtM-Anlage (inklusive Power-to-Heat)	2.630 EUR/kW <sub>el</sub>
CAPEX PtM-Anlage (exklusive Power-to-Heat)	2.500 EUR/kW <sub>el</sub>
CAPEX Bauseitige Leistungen	573 EUR/kW <sub>el</sub>
Jährliche Vergütung für symm. SRL +/- 5 MW	109 EUR/kW <sub>el</sub>
Jährliche Vergütung für symm. SRL +/- 2,5 MW im Kraftwerks-Pool	27 EUR/kW <sub>el</sub>
Jährliche Vergütung für TRL +5 MW im Kraftwerks-Pool	17 EUR/kW <sub>el</sub>
Strombezugskosten	3 Cent/kWh
Ziel Gasgestehungskosten	10,5 Cent/kWh

In Tabelle 2 werden die Ergebnisse der einzelnen Varianten aufgelistet. Wichtig ist zu erwähnen, dass bei Variante B auch der Bau einer Power-to-Heat Anlage berücksichtigt wird, darum werden dort die CAPEX-Kosten (inkl. bauseitige Leistungen) von 2.630 EUR/kW<sub>el</sub> anstelle von 2.500 EUR/kW<sub>el</sub> eingesetzt. Jede Variante wurde zudem mit einem positiven, mittleren und negativen Szenario beurteilt (best/mid/worst case).

Die Resultate zeigen, dass im *best case scenario* (Variante B) Gasgestehungskosten von 108,9 EUR/MWh erreicht werden können. Variante C scheidet mit Kosten von über 173 EUR deutlich aus. Diese Variante hätte auch nur die Hälfte der Gasproduktion erbracht. Die Varianten A und D liegen in der Größenordnung von +/- 130 EUR.

Der Preis für Erdgas ist in der Schweiz niedrig, die durchschnittlichen Kunden zahlen etwa 5,2 Cent/kWh für die Energie. Die CO<sub>2</sub>-Steuer beträgt 1,51 Cent/kWh und die Netzkosten betragen etwa 0,67 Cent/kWh. Privatkunden sind bereit, für Biogas oder SNG (Synthetic Natural Gas) 12,2 bis 13,9 Cent/kWh zu bezahlen. In diesem Kontext sind auch die Ergebnisse zu betrachten.

Wie schon erwähnt, schließt die Variante B (+/- 5 MW SRL) so gut ab, weil hier die vollen Erträge aus der Bereitstellung von 5 MW symmetrischer Sekundär-Regelleistung zum Tragen kommen. Im Weiteren wird davon ausgegangen, dass während eines negativen Abrufs die ganze elektrische Energie an die Power-to-Heat Anlage abgegeben werden kann. Dies hängt aber davon ab, wie hoch der Wärmebedarf zum Zeitpunkt

<b>A: Grundlastbetrieb 5 MW PtM</b>		
Strommenge	GWh <sub>el</sub>	41,98
Produzierte SNG-Menge	GWh <sub>th</sub>	21,38
Gasgestehungskosten best case	EUR/MWh <sub>th</sub>	126,00
Gasgestehungskosten mid case	EUR/MWh <sub>th</sub>	140,00
Gasgestehungskosten worst case	EUR/MWh <sub>th</sub>	148,70
<b>B: Bereitstellung von +/- 5 MW SRL</b>		
Strommenge	GWh <sub>el</sub>	40,04
Produzierte SNG-Menge	GWh <sub>th</sub>	20,34
Gasgestehungskosten best case	EUR/MWh <sub>th</sub>	108,90
Gasgestehungskosten mid case	EUR/MWh <sub>th</sub>	121,00
Gasgestehungskosten worst case	EUR/MWh <sub>th</sub>	133,30
<b>C: Bereitstellung von +/- 2,5 MW SRL</b>		
Strommenge	GWh <sub>el</sub>	21.925
Produzierte SNG-Menge	GWh <sub>th</sub>	10.557
Gasgestehungskosten best case	EUR/MWh <sub>th</sub>	184,80
Gasgestehungskosten mid case	EUR/MWh <sub>th</sub>	207,70
Gasgestehungskosten worst case	EUR/MWh <sub>th</sub>	230,70
<b>D: Bereitstellung von + 5 MW TRL</b>		
Strommenge	GWh <sub>el</sub>	40,04
Produzierte SNG-Menge	GWh <sub>th</sub>	20,34
Gasgestehungskosten best case	EUR/MWh <sub>th</sub>	126,00
Gasgestehungskosten mid case	EUR/MWh <sub>th</sub>	137,90
Gasgestehungskosten worst case	EUR/MWh <sub>th</sub>	149,80

Tabelle 2:

Resultate der Betriebsvarianten

des Abrufs im noch relativ kleinen Netz ist (heute etwa 10 MW). Außerdem wurde nicht berücksichtigt, dass der Ausbau der Wärmeabgabe (speziell bei der Abgabe von Prozessdampf) zu geringerer Stromproduktion führt. Diese fehlende Strommenge steht dann der PtM-Anlage nicht mehr zur Verfügung und muss eingekauft werden – mit dem entsprechenden Netzentgelt. Insofern ist auch die Variante B in Tat und Wahrheit auch im besten Fall kaum mit den geforderten Gasgestehungskosten zu realisieren.

## 9. Wirkungsgrade

Jährlich wird bei der KVA Linth Abfall mit einem Energieinhalt von etwa 446 GWh angeliefert. Nach Abzug der Abgasverluste stehen für die Turbinierung noch 368 GWh zur Verfügung. Daraus werden unter Berücksichtigung des Bedarfs der Fernwärme und des Eigenverbrauchs noch etwa 83 GWh Strom produziert. Die Hälfte davon – also 41,5 GWh stehen als Grünstrom zur Verfügung. Der Wirkungsgrad bezogen auf die Stromproduktion beträgt somit 22 %. Da die PtM-Anlage nochmals einen Wirkungsgrad von Strom zu Gas von etwa 54 % aufweist, ist der totale Wirkungsgrad vom Abfallinput bis zur Gasproduktion noch 11 %. Der schlechte Wirkungsgrad Abfall zu Gas ist nur durch interessante Erlöse beim Anbieten von Systemdienstleistungen oder geringen Strom- und hohen Gaspreisen wettzumachen.

## 10. Fazit

Aus heutiger Sicht sind die finanziellen Risiken einer Umsetzung am Standort in Niederurnen zu groß – und die PtM Anlage kann keinen wesentlichen Beitrag zur Bewältigung diverser Herausforderungen der KVA Linth leisten. Insbesondere sind die Entwicklungen am Regelmarkt schwer abschätzbar, andererseits fehlt auch die Möglichkeit, jederzeit 5 MW symmetrische Regelleistung bereitzustellen, was für die Wirtschaftlichkeit zentral wäre.

Sicherlich besteht noch Optimierungspotential bei den Investitionskosten, aber auch den Anlagewirkungsgraden. Verschiedene Anlagenbereiche wie beispielsweise die Elektrolyse können noch optimiert werden. Allerdings bestehen auch viele Bereiche des hier vorgestellten Konzepts aus klassischen Anlagenkomponenten (Bau, Stahlbau, EMSR, Behälter, Rohrbau usw.), bei welchen auch in Zukunft kaum mit entscheidenden Preisminderungen zu rechnen ist.

Wenn keine finanziell vorteilhafte Systemdienstleistung angeboten werden kann, ist es aus wirtschaftlichen und ökologischen Gründen nicht sinnvoll, bei einem Wirkungsgrad von Abfall zu Gas von 11 % so viel Energie bei der Umwandlung zu vernichten – auch wenn diese nachher gespeichert werden kann.

Grundsätzlich wurde die technische Machbarkeit am Standort der KVA Linth nachgewiesen. Ein wirtschaftlicher Betrieb ist aber nicht möglich.

Die Geschäftsleitung der KVA Linth hat daher beschlossen, das Projekt vorerst nicht weiter zu verfolgen.

## 11. Quellen

- [1] Friedl, M.; Meier, B.; Ruoss, F.; Schmidlin, L.: Thermodynamik von Power-to-Gas von: [https://www.iet.hsr.ch/fileadmin/user\\_upload/iet.hsr.ch/Power-to-Gas/scripts/Skript\\_Power-to-Gas\\_V2.1.pdf](https://www.iet.hsr.ch/fileadmin/user_upload/iet.hsr.ch/Power-to-Gas/scripts/Skript_Power-to-Gas_V2.1.pdf)
- [2] Kaltenbach, S.: Präsentation Power-to-Gas. Niederurnen, 2013
- [3] Karpf, H. R.; Dütge V.: Wo treibt uns der CO<sub>2</sub>-Wahnsinn noch hin? In: Thomé-Kozmiensky, K. J.; Beckmann, M. (Hrsg.): Energie aus Abfall, Band 13. Neuruppin: TK Verlag Karl Thomé-Kozmiensky, 2016, S. 413-440
- [4] Moebus, S.: Power-to-Gas – Ökologische Zukunftslösung für die Gasnetze und die Mobilität? In: Vortrag Hochschule Rapperswil, Institut für Energietechnik, 27. Juni 2018
- [5] Seiler, M.: Machbarkeitsstudie Power-to-Gas Integration in der KVA Linth. In: Bachelorarbeit. Ort: Hochschule Rapperswil, Institut für Energietechnik, 2015

## Ansprechpartner



**Dipl. Wirtschafts. Ing./eMBA Walter Furgler**  
KVA Linth  
Geschäftsführer  
Im Fennen 1a  
8867 Niederurnen, Schweiz  
+41 55 6172762  
[w.furgler@kva-linth.ch](mailto:w.furgler@kva-linth.ch)

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek

Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über <http://dnb.dnb.de> abrufbar

Stephanie Thiel, Elisabeth Thomé-Kozmiensky, Peter Quicker, Alexander Gosten (Hrsg.):

**Energie aus Abfall, Band 16**

ISBN 978-3-944310-45-9 Thomé-Kozmiensky Verlag GmbH

Copyright: Elisabeth Thomé-Kozmiensky, M.Sc., Dr.-Ing. Stephanie Thiel  
Alle Rechte vorbehalten

Verlag: Thomé-Kozmiensky Verlag GmbH • Neuruppin 2019

Redaktion und Lektorat: Dr.-Ing. Stephanie Thiel, Elisabeth Thomé-Kozmiensky, M.Sc.,  
Dr.-Ing. Olaf Holm

Erfassung und Layout: Elisabeth Thomé-Kozmiensky, M.Sc., Ginette Teske, Sarah Pietsch,  
Claudia Naumann-Deppe, Janin Burbott-Seidel, Roland Richter,  
Cordula Müller, Gabi Spiegel

Druck: Universal Medien GmbH, München

Dieses Werk ist urheberrechtlich geschützt. Die dadurch begründeten Rechte, insbesondere die der Übersetzung, des Nachdrucks, des Vortrags, der Entnahme von Abbildungen und Tabellen, der Funk-sendung, der Mikroverfilmung oder der Vervielfältigung auf anderen Wegen und der Speicherung in Datenverarbeitungsanlagen, bleiben, auch bei nur auszugsweiser Verwertung, vorbehalten. Eine Vervielfältigung dieses Werkes oder von Teilen dieses Werkes ist auch im Einzelfall nur in den Grenzen der gesetzlichen Bestimmungen des Urheberrechtsgesetzes der Bundesrepublik Deutschland vom 9. September 1965 in der jeweils geltenden Fassung zulässig. Sie ist grundsätzlich vergütungspflichtig. Zuwiderhandlungen unterliegen den Strafbestimmungen des Urheberrechtsgesetzes.

Die Wiedergabe von Gebrauchsnamen, Handelsnamen, Warenbezeichnungen usw. in diesem Werk berechtigt auch ohne besondere Kennzeichnung nicht zu der Annahme, dass solche Namen im Sinne der Warenzeichen- und Markenschutz-Gesetzgebung als frei zu betrachten wären und daher von jedermann benutzt werden dürfen.

Sollte in diesem Werk direkt oder indirekt auf Gesetze, Vorschriften oder Richtlinien, z.B. DIN, VDI, VDE, VGB Bezug genommen oder aus ihnen zitiert worden sein, so kann der Verlag keine Gewähr für Richtigkeit, Vollständigkeit oder Aktualität übernehmen. Es empfiehlt sich, gegebenenfalls für die eigenen Arbeiten die vollständigen Vorschriften oder Richtlinien in der jeweils gültigen Fassung hinzuzuziehen.