

Prof. Dr. rer. nat. Josef HOFMANN; Korbinian NACHTMANN;
Prof. Dr. rer. nat. Karl-Heinz PETTINGER

Kläranlagen als Energiespeicher

Die elektrochemische Kurzzeitspeicherung von elektrischer Energie auf kleineren Kläranlagen oder die Langzeitspeicherung in Form von Methan, Methanol oder kohleähnlicher Substanz stellen interessante Optionen für Kommunen dar. Sie könnten die Erschließung neuer Einnahmequellen für die Kommunen ermöglichen.

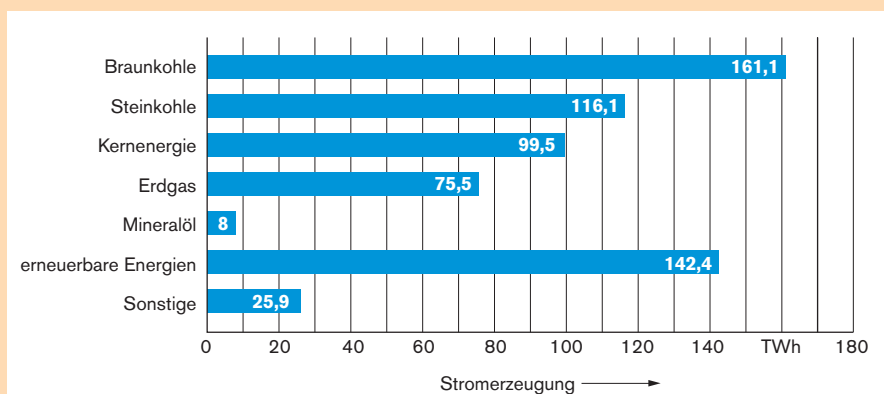


Bild 1 Bruttostromerzeugung in Terrawattstunden (TWh) in Deutschland 2012

Kläranlagen sind oft die größten Stromverbraucher in Städten und Gemeinden. Für die Behandlung des anfallenden Abwassers benötigen diese Anlagen ca. 1 % des gesamten deutschen Strombedarfs. Als größter Stromverbraucher in den Gemeinden vor Straßenbeleuchtung, Schulen, Kindergärten, Krankenhäusern und der Wasserversorgung beträgt ihr Anteil am kommunalen Strombedarf ca. 20 %.

In Deutschland wurden 2012 insgesamt 628,7 TWh bzw. Mrd. kWh elektrische Energie erzeugt, von den ca. 22,6 % aus regenerativen Quellen stammten (Bild 1). Auch auf Kläranlagen wird durch Faulung von Klärschlamm und anschließender Verwertung des dort anfallenden Klärgases in Blockheizkraftwerken (vorwiegend Größenklasse 4 und 5) regenerative elektrische Energie sowie Wärme erzeugt. Der Eigendeckungsgrad für elektrische Energie beträgt jedoch in den meisten dieser Anlagen mit Faulturm bisher im Mittel nur 40 %. Der Stromverbrauch beträgt 30 bis 60 kWh pro Einwohner und Jahr.

Bei einem 1 %-igen Anteil am gesamten Stromverbrauch Deutschlands ergibt sich rechnerisch ein Verbrauch von bis zu 5 TWh pro Jahr für die Abwasserreinigung in den kommunalen Kläranlagen. Dies entspricht in etwa der Hälfte der Jahresstromproduktion des Kernkraftwerks Isar II (Nettoleistung: 1.410 MW). Somit ist es zunächst nicht vorstellbar, dass Kläranlagen mit Energie-

speichersystemen ausgestattet werden sollen, die in der Lage sind, Strom und Wärme auch an kommunale Einrichtungen und andere Verbraucher bei Bedarf zu liefern. Voraussetzung ist, dass eine Kläranlage mehr Energie liefert, als sie selbst verbraucht. Dies kann erreicht werden durch:

- Reduzierung des Stromverbrauchs unter Einhaltung der vorgegebenen Ablaufwerte
- Steigerung der Strom- und Wärmeerzeugung durch Erhöhung der Faulgasproduktion, wie etwa durch die Kofermentation von Abfällen (nur mit Faulturm möglich)
- Energetische Verwertung des anfallenden Klärschlammes auf der Kläranlage (Trocknung mit regenerativer Energie, Hydrothermale Carbonisierung, dezentrale Verbrennung).

Mit dieser Zangenstrategie – Senkung des Energieverbrauchs bei gleichzeitiger Steigerung der eigenen Strom- und Wärmeerzeugung – ist es möglich, über Energielieferungen nach außen zu diskutieren.

Warum Energiespeicherung auf Kläranlagen?

Eine wesentliche Voraussetzung für eine effiziente Nutzung von Wärme und Strom auf Kläranlagen ist die Entkoppelung von Energieangebot und Energiebedarf. Durch den verstärkten Ausbau der regenerativen Stromerzeugung in Deutschland vor allem bei Windkraft und Photovoltaik ergeben sich künftig vermehrt Zeiten mit einem

Stromüberangebot bzw. -unterangebot im Netz und somit tages- und jahreszeitlich unterschiedliche Strompreise. An der Leipziger Strombörse EEX sind jetzt schon vermehrt Zeiträume mit negativen Strompreisindizes festzustellen, zu denen der Stromabnehmer dann die Abnahme größerer Mengen elektrischer Energie vergütet bekommt.

Kläranlagen weisen selbst einen relativ konstanten Strombedarf auf und können deshalb derzeit nicht nach diesen Zeiträumen mit Stromüberschuss im Netz Strom abnehmen.

Daher ist der Einsatz von Stromspeichern zu Zeiten eines Stromüberschusses im Netz eine überlegenswerte Option. Für die Stromspeicherung auf Kläranlagen sind verschiedene Optionen denkbar, die nachfolgend beschrieben werden.

Kläranlage ohne Faulturm

In Zeiträumen von Stromüberschuss im Netz wird ein elektrochemischer Energiespeicher (Akkumulator auf Basis von Blei- bzw. Lithiumionen-Technologie, Redox-Flow- oder Natrium-Schwefel-Technologie) aufgeladen und zu Zeiten von Stromunterangebot für den Betrieb der Kläranlage entladen.

Kläranlage mit Faulturm

Ergänzend zur erstgenannten Option, die hier auch eingesetzt werden kann, bieten sich weitere Möglichkeiten an:

- Drucklose Speicherung des Klärgases in einem Wassertassengasometer zu Zeiten geringer Strom- und Wärmenachfrage auf der Kläranlage bzw. bei externen Energieabnehmern bei gleichzeitiger Leistungsreduzierung des zur Verstromung des Gases vorhandenen Blockheizkraftwerkes (Gas- bzw. Zündstrahlmotor oder Gasturbine)
- Druckspeicherung des Klärgases wie bei vorhergehender Variante
- Klärgasreinigung mit anschließender druckloser Trockeneiserzeugung und Verflüssigung des Methananteils zu LNG (Liquefied Natural Gas) bzw. LBM (Liquefied Biomethane) mit dem TTD (Tief-Temperatur-Desublimation)-Verfahren zur Saisonspeicherung von Methan

- Abtrennung des Kohlendioxids aus dem Klärgas und Nutzung zur Methansynthese nach dem Power-to-Gas-Verfahren mit Hilfe von Wasserstoff aus der Elektrolyse mit regenerativem Überschussstrom
- Abtrennung des Kohlendioxids aus dem Klärgas und Nutzung zur Methanolsynthese mit Hilfe von Wasserstoff aus der Elektrolyse mit regenerativem Überschussstrom
- Hydrothermale Carbonisierung (HTC) des anfallenden entwässerten Überschussschlammes aus der Abwassereinigung mit anschließender Hochlastfaulung des Filtratwassers und saisonelle Zwischenlagerung der entstehende Kohle als festem Brennstoff.

Für die Wärmespeicherung bei großen Mengen Überschusswärme aus dem Betrieb von Blockheizkraftwerken sind Warmwasserpufferspeicher ab 15 m³ Fassungsvermögen denkbar.

Allerdings setzt dies meist für einen wirtschaftlichen Betrieb des Speichers die Abgabe von Wärme in ein Wärmenetz zur Versorgung von externen Wärmeabnehmern außerhalb der Kläranlage voraus. Dies wird hier nicht näher betrachtet.

Nicht eingegangen wird auch auf die Möglichkeit, Klärgas zu Erdgasqualität aufzubereiten und in das Erdgasnetz einzuspeisen, da dies keine Form der dezentralen Energiespeicherung auf Kläranlagen darstellt.

Energiespeicherung auf Kläranlagen ohne Faulturm

Wie bereits skizziert, besteht die Möglichkeit in Zeiträumen mit Stromüberangebot im Netz Strom auf elektrochemischem Wege zu speichern. Kurz vorgestellt werden sollen hier elektrochemische Stromspeicher auf Blei- und Lithiumionenbasis, Redox-Flow-Systeme und Natrium-Schwefel-Batterien. Die Energie- und Leistungsdichten wiederaufladbarer Batterietechnologien sind in Bild 2 dargestellt.

Neben dem erreichten Stand im Jahr 2010 sind die technologischen Entwicklungsmöglichkeiten bis zum Ende des Jahrzehntes erkennbar. In diesem sog. Ragone-Plot wird die gravimetrische Energiedichte in (Wh/kg) gegen die Leistungsdichte in (W/kg) aufgetragen. Die Steigung der dargestellten gestrichelten Geraden im Diagramm enthält somit die Zusatzinformation der Zeit in Stunden (h). Diese Zeitkonstante gibt Auskunft über die Eignung der Technologie als Kurzzeit- oder Langzeitspeicher.

In Bild 2 sind exemplarisch die Geraden für 1/10 h (= 6 min), 1 h (= 60 min) und 10 h (= 600 min) eingetragen. Typischerweise soll auf einer Kläranlage Strom im längerfristigen Bereich gespeichert werden (> 1 h).

Blei- und Lithium-Ionen-Speicher

Blei- und Lithium-Ionenspeicher (Bild 3) eignen sich beide zur Speicherung elektrischer Energie. Prinzipiell unterscheiden sich diese Technologien in Energiedichte, Nutzungstiefe und Preis. Lithium-Ionenspeicher sind die modernere Technologie, die seit 1995 vor allem für mobile Anwendungen entwickelt wurde. In letzter Zeit werden jedoch auch Speicher für Langzeit-Anwendungen gebaut.

Die Einsatzgrößen reichen von Einzelmodulen mit 2,5 kWh Kapazität hin bis zu Containern, die mit solchen Modulen bis zu 1 MWh bestückt werden. Blei-Speicher weisen eine geringere Energiedichte als Lithium-Ionenspeicher auf, besitzen nur ca. 50 % Nutzungstiefe und sind weniger langlebig. Allerdings sind die Herstellkosten dieser Technologie wesentlich geringer als die von Zellen der Lithium-Ionen-Technologie.

Beim stationären Einsatz in Kläranlagen spielen Energiedichte und Nutzungsgrad eine untergeordnete Rolle, da in der Regel ausreichend Platz vorhanden ist und die beiden Mängel durch entsprechende Überdimensionierung der Speicher kompensiert werden können.

Auch die geringere Lebensdauer der Blei-Akkus wird durch den wesentlich geringeren Preis kompensiert. Im Einzelfall müssen beiden Technologien hinsichtlich ihrer Anwendung und dem Anforderungsprofil verglichen werden. Beide können Vorteile in der Sichtweise des Anlagenbetreibers haben.

Redox-Flow Batterien

In der Redox-Flow-Technologie wird die elektrische Energie in chemischer Form in zwei Tanks mit positiven und negativen Elektrolyten gespeichert (Bild 4, S. 38). Hierbei werden in der Regel Vanadium-

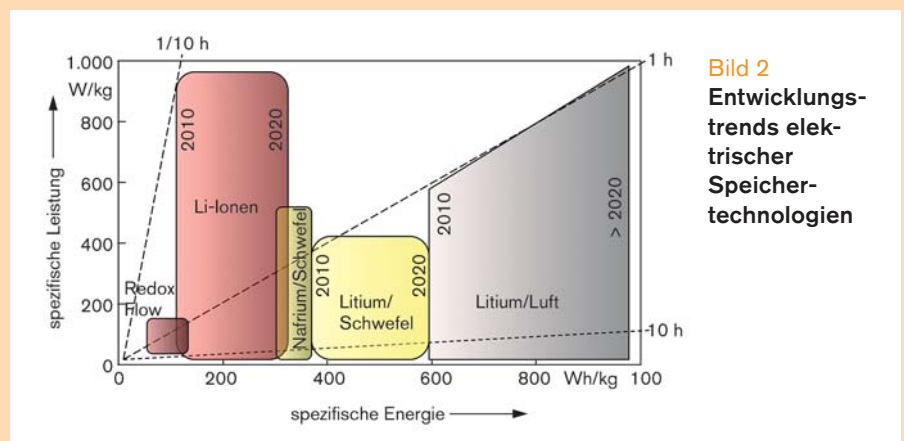


Bild 2 Entwicklungstrends elektrischer Speichertechnologien



Bild 3 Lithium-Ionen-Speicher: 2 kWh Speichermodul mit Wandler in extrem langlebiger Titanat-Technologie der Fa. Leclanché GmbH (links); 9,2 kWh Speichermodul in Eisenphosphat-Technologie der Fa. Fenecon GmbH (rechts)

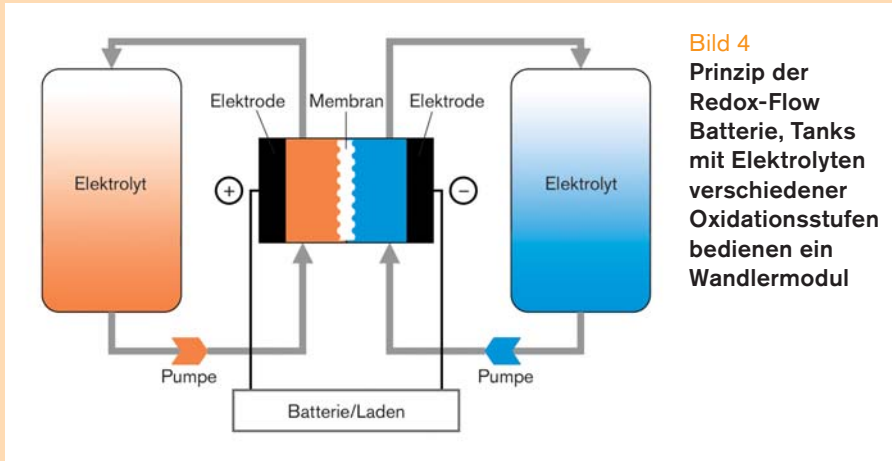


Bild 4
Prinzip der Redox-Flow Batterie, Tanks mit Elektrolyten verschiedener Oxidationsstufen bedienen ein Wandlermodul

(Bild: Fraunhofer ICT)



Bild 5
Natrium-Schwefel-Batterie im Testfeld bei Younicos AG in Berlin, Speicherkapazität je Turm 3,5 MWh

Salze in verschiedene Oxidationsstufen gewandelt. Bei der Entladung der Batterie werden die beiden Elektrolyte durch eine Art Brennstoffzelle gepumpt, die die chemische in elektrische Energie wandelt. Es wird hierbei Strom erzeugt. Bei der Ladung läuft der Vorgang umgekehrt ab. Die entladenen Elektrolyten werden durch Anlegen elektrischer Spannung wieder geladen. Dieser Vorgang kann viele Male wiederholt werden. Die Redox-Flow-Batterie ist die einzige Batterieart, die in Energieinhalt und Leistung skalierbar ist. Der Energieinhalt ist durch das Elektrolytvolumen in den Tanks bestimmt. Die Leistung kann unabhängig vom Energieinhalt durch die Größe der elektrochemischen Wandlermodule skaliert werden. Bei diesem System ist nach Inbetriebnahme der Batterie noch eine Nachrüstung bei entsprechendem Bedarf möglich. Andere Batterietechnologien besitzen diese beiden Freiheitsgrade für die Systemanpassung nicht. Redox-Flow Batterien sind eine langlebige und robuste Alternative zur stationären Speicherung elektrischer Energie. Das elek-

trochemische System besitzt im Ruhezustand keine Selbstentladung und ist aufgrund seiner Skalierbarkeit attraktiv für Projektanwendungen. Sie werden derzeit mit Energieinhalten ab 25 kWh von den Herstellern angeboten. Module für Heimspeicher mit 10 kWh sind in Entwicklung. Eine Redox-Flow-Batterie wird seit mehreren Jahren als Puffer in einer Tankstelle für Elektroroller in Berlin-Adlershof erfolgreich betrieben (Bild 5).

Natrium-Schwefel-Speicher

Batterien in Natrium-Schwefel-Technologie sind zur Speicherung größerer Energiemengen geeignet, z. B. als Quartierspeicher für Siedlungen. Die Zellen dieser Hochtemperatur-Batterie werden bei ca. 300 °C betrieben. Diese befinden sich in gut isolierten Gehäusen. Die Technologie wurde, wie die Redox-Flow-Batterie, in Deutschland entwickelt (Fa. ABB) und wird kommerziell von der Fa. NGK in Japan umgesetzt. Die in Bild 5 gezeigte Batterie war mit 7 MWh Kapazität geraume Zeit die größte in Deutschland installierte Batterie. Die

Batterie eignet sich zur Speicherung mittelgroßer Energiemengen wird im Testfeld bei Younicos AG in Berlin auf ihre Eignung in der Energieversorgung der Azoreninsel La Graziosa hin untersucht.

Das Ansprech- und Regelverhalten dieser Batterie ist sehr schnell. Die Stabilisierung der Netzfrequenz ist sogar bei schnellen Lastgängen möglich. Natrium-Schwefel-Batterien besitzen eine größere Energiedichte als Redox-Flow-Batterien. Ihre typische Speicherzeit reicht von Minuten hin bis zu Tagen (Bild 2, S. 37). Aufgrund des Wärmemanagements sind jedoch nur größere Einheiten kostengünstig realisierbar.

Mit der Natrium-Schwefel-Technologie existieren umfangreiche Betriebserfahrungen. Sie besitzt, trotz ihrer weitgehenden Unbekanntheit in Deutschland, einen gewissen Reifegrad. Aus diesem Grund sollte sie bei der Dimensionierung der Energiespeicherung auf Kläranlagen zumindest auf ihre Einsatzmöglichkeit hin geprüft werden.

Energiespeicherung auf Kläranlagen mit Faulturn

Drucklose Klärgasspeicherung

Die Erzeugung von Klärgas aus Faulschlamm der Abwasserreinigung ist wie die Erzeugung von Biogas ein biochemisch ablaufender Prozess, der durch anaerobe Bakterien verursacht wird. Dieser Prozess lässt sich bezüglich der erzeugten Gasmenge nur in sehr begrenztem Maße steuern, so dass prinzipiell nur die Speicherung des Klärgases Sinn macht. Klärgas besteht zu etwa 55 bis 65 % aus Methan CH_4 und zu 35 bis 45 % aus Kohlendioxid CO_2 sowie Spurenanteilen ($< 1\%$) von Wasserdampf, Schwefelwasserstoff, Siloxanen und Ammoniak. Aus energetischer Sichtweise ist dabei CH_4 der wertgebende Bestandteil (Heizwert: ca. 10 kWh/Nm³), da CO_2 keinen Beitrag zum Heizwert liefert. Die preiswerteste Lösung zur Kurzzeitspeicherung dieses chemischen Energiespeichersystems stellt dabei die drucklose Speicherung in Wassertassengasometern oder Foliengasspeichersystemen dar.

Der Wassertassengasometer der Kläranlage Moosburg z. B. besitzt ein Speichervermögen von 500 m³ Klärgas. Diese Menge unter atmosphärischem Druck gespeicherten Klärgases mit 60 % Methananteil besitzt einen Heizwert von ca. 3.000 kWh.

Ein Gasmotor-BHKW mit einer Feuerungswärmeleistung von 750 kW mit einem mittleren elektrischen Wirkungsgrad von 33 % könnte damit maximal 4 Stunden unter Vollast betrieben werden und dabei ca. 1.000 kWh Strom und ca. 1.700 kWh nutzbare Wärme liefern. Somit kann dieses System nur als Kurzzeitenergiespeicher dienen.

Speicherung von Klärgas unter Druck

Die Speicherung des Klärgases unter Druck besitzt im Gegensatz zur Variante der drucklosen Gasspeicherung den Vorteil der Speicherung größerer Energiemengen bei deutlich geringerem Raumbedarf. Wird wie oben beschriebenes Klärgas auf 15 bar Druck verdichtet, kann in 120 m³ Speichervolumen eine Klärgasmenge mit einem Heizwert von 10.800 kWh gespeichert werden. Dies entspricht der drucklosen Speicherung von Klärgas mit einem Volumen von 1.800 m³. Allerdings sind hierbei Gasverdichteranlagen erforderlich, die mit elektrischer Energie betrieben werden und bei deren Betrieb nicht zu vernachlässigende Abwärmemengen anfallen. Diese könnten jedoch zur Faulgasbehälterbeheizung eingesetzt werden. Außerdem unterliegen Druckbehälter der periodischen Überprüfungs-pflicht der Druckbehälterverordnung, so dass bisher nur wenig Druckgasspeicher zur Klärgasspeicherung eingesetzt werden. Außerdem ist es sinnvoller, den Kohlendioxidanteil vor der Verdichtung abzutrennen, da dieser keinen Beitrag zum Heizwert leistet. So könnte dann in dem o. g. Druckgasspeicherbehälter ein Heizwert von ca. 18.000 kWh gespeichert werden. Dies entspricht ca. der 1,7-fachen gespeicherten Energiemenge bei aufbereitetem Biomethan wie bei Klärgas. Außerdem entfällt die Verdichtungsarbeit für den Kohlendioxidanteil von ca. 40 Volumenprozent.

Herstellung von LNG/LBM aus Klärgas

Der Umbau der konventionellen hin zu einer erneuerbaren Energieversorgung führt zu einem Energieüberangebot im Sommer und einer Unterdeckung an Energie im Winter. Dadurch bedingt wird eine saisonale Verschiebung von Gewinnung und Nutzung großer Endenergiemengen nötig. Ebenso ist die sinnvolle Nutzung der bei der Stromerzeugung entstehenden Wärmemengen in den Sommer- sowie Frühjahrs- und Herbstmonaten nicht immer gegeben. Die Klärgasreinigung mit einer anschließenden Verflüssigung des Methananteils zu LBM ermöglicht die nahezu verlustfreie Speicherung großer Energiemengen über lange Zeiträume. So kann eine effizientere Nutzung der im Rohgas enthaltenen Energie sichergestellt werden.

Durch das Abtrennen von CO₂ und der enormen Volumenreduktion von LBM gegenüber dem gasförmigen Zustand von Methan entsteht auf Basis erneuerbarer Energien ein hochwertiger chemischer Energieträger mit einem Heizwert von 5,87 kWh/l bei einer Temperatur von -164 °C (Vergleich: Klärgas bei 38 °C; 0,006 kWh/l). Das abgetrennte CO₂ kann gasförmig, flüssig oder in fester Form als Grundstoff für diverse Industrieanwendungen eingesetzt werden. Die Dampfdruckkurven der produktverschlechternden

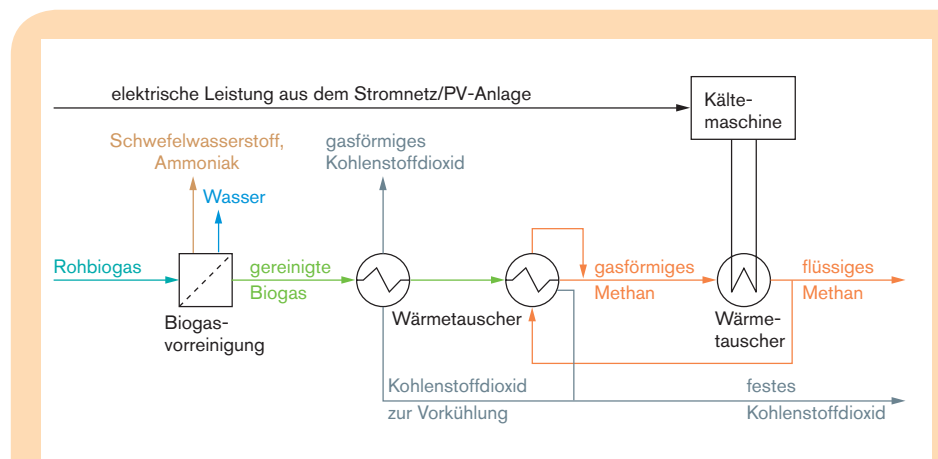


Bild 6 Vereinfachtes Verfahrensfliessbild des TTD-Verfahrens

Gase – wie Ammoniak, Kohlendioxid, Wasserdampf oder Schwefelwasserstoff – garantieren eine Reinheit von mindestens 99 % Methan im LBM-Anteil. Die Verwendung von LBM als Industrierohstoff oder Kraftstoff für die Schifffahrt oder den Schwerlastverkehr ist somit denkbar.

Das Tieftemperatur-Desublimationsverfahren ist ein drucklos arbeitendes Verfahren, das festes CO₂ – so genanntes Trockeneis – und LBM aus biogenen Rohgasen wie Klär-, Bio-, oder Deponiegas herstellen kann (Bild 6).

An der Innenseite des zweiten Wärmetauschers friert bei einer Oberflächentemperatur von -150 °C das gasförmige CO₂ in Flockenform aus, es desublimiert. Die benötigte Kälteleistung soll mittels Boil-Off-Gas zur Verfügung gestellt werden. Im dritten Wärmetauscher wird das gasförmige Methan zusammen mit dem Boil-Off-Gas durch den Einsatz einer Stirlingkältemaschine verflüssigt.

Im Gegensatz zu anderen Rohgasaufbereitungsverfahren ist besonders eine Anbindeverfahren von Kläranlagen mit einem Klärgasvolumenstrom kleiner 250 m³/h sinnvoll. Die Gewinnung von Trockeneis führt zu einer zusätzlichen Wertschöpfung, da das mit über 55 Masseprozent (40 Volumenprozent) enthaltene CO₂ stofflich oder energetisch genutzt werden kann. Dies rechtfertigt somit den etwas höheren Verflüssigungsaufwand gegenüber anderen Verflüssigungsverfahren, welche flüssiges CO₂ unter hohen Drücken gewinnen. Für die Verflüssigung von einem Normkubikmeter (Nm³) Klärgas wird ca. 1 kWh elektrische Energie benötigt. Für dieses Energiespeicherverfahren sprechen:

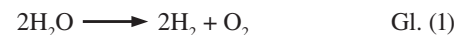
- Verzicht auf bewegliche Teile während des gesamten Aufbereitungsverfahrens, ein damit einhergehender sicherer Betrieb
- äußerst geringer Methanschlupf, der dazu beiträgt, die im Rohbiogas enthaltene Energie fast vollständig nutzbar zu machen.

Durch die Kombination von Strom-, Wärme- und Kältenutzung zusammen mit der Bereitstellung von Treibstoff und der Vermarktung von Trockeneis für Kühlzwecke oder zur Oberflächenbehandlung werden wirtschaftliche Anreize für Anlagenbetreiber geschaffen.

LNG-Speicher sind seit langem Stand der Technik und lassen sich als speziell vakuumisolierte doppelwandige Behälter mit Speichergrößen von bis zu 70.000 l erwerben. In einem 70 m³ LNG-Speicher lassen sich 70.000 m³ aufgereinigtes und verflüssigtes Klärgas speichern. Ein Gasmotor-BHKW mit einer Feuerungswärmeleistung von 750 kW lässt sich damit maximal 550 Stunden (ca. 23 Tage) betreiben.

Power to Gas

Denkbar ist auch, den abgetrennten CO₂-Anteil mit Hilfe von Wasserstoff aus der Elektrolyse von Wasser aus regenerativem Überschussstrom (Reaktionsgleichung 1) gemäß der Sabatier-Reaktion in Methan (Reaktionsgleichung 2) umzuwandeln:



Bei der Elektrolyse von Wasser kann Überschussstrom aus Photovoltaikanlagen oder Windkraftanlagen zur Wasserstoff- und Sauerstoffgewinnung verwendet werden. Dagegen wird bei der Sabatier-Reaktion Energie in Form von Wärme frei, die zur Klärschlamm-trocknung oder zur Beheizung des Faulturms bzw. Elektrolyseurs genutzt werden kann.

Ein Einsatz des bei der Elektrolyse anfallenden Sauerstoffs im Belebungsbecken kann zu einer erheblichen Reduzierung des Strombedarfs für die Verdichter führen, da bei der Verdichtung von Luft 78 % des Volumens (Stickstoffanteil) für die Abwasserreinigung nicht genutzt werden kann.

ZUR PERSON



Prof. Dr. rer. nat. Josef Hofmann

Funktion: Professor für Energie- und Umwelttechnik

Fachgebiet: Chemie, Energietechnik, Umwelttechnik, Stoffstrom- und Abfallwirtschaft

Aktuelle Projekte u. a.:

- I Forschung zu regenerativen Energien, Langzeitspeicherung von Energie in Form von chemischen Energieträgern
- I Untersuchungen zur Energieeffizienz auf Klär- und Biogasanlagen



Prof. Dr. rer. nat. Karl-Heinz Pettinger

Funktion: Professor für Elektrische Energiespeicher

Fachgebiet: Elektrochemie

Aktuelle Projekte u. a.:

- I Wissenschaftlicher Leiter des Technologie-Transferzentrums in Ruhstorf
- I FP7: Gutachterliche Tätigkeit für die EU-Kommission
- I Forschung zur Verwertung erzeugter Energie, Einbindung in vorhandene Netze, Energiespeicherung, Energieerzeugung durch dezentrale Systeme



M. Eng. Korbinian Nachtmann

Funktion: wissenschaftlicher Mitarbeiter

Fachgebiet: Energietechnik, Energiemanagement

Das anfallende gasförmige Methan lässt sich mit Hilfe des TTD-Verfahrens verflüssigen und damit einer saisonalen Speicherung vor Ort in Form von LBM zuführen, ohne dass für eine saisonale Speicherung des Methans ein Anschluss an das Gasnetz erforderlich ist.

In Kooperation mit der AUDI AG wurde von der ETOGAS GmbH in Werlte (Emsland) im Juni 2013 die erste Power-to-Gas-Pilotanlage mit einer Leistung von 6 MW zur Herstellung von CNG-Kraftstoff (Compressed Natural Gas) für den neuen AUDI A3 g-tron in Betrieb genommen.

Herstellung von Methanol aus Klärgas

Ähnlich wie die Synthese von Methan aus CO₂ und H₂ kann auch Methanol in einer exothermen Reaktion hergestellt werden (Reaktionsgleichung 3):



Methanol weist als Flüssigkeit bei Umgebungstemperaturen gegenüber dem gasförmigen Methan eine deutlich höhere Energiedichte auf. So liegt der Heizwert von Methanol bei 4,36 kWh/l während ein Normliter gasförmiges Methan einen Heizwert von 0,01 kWh besitzt. Der Siedepunkt von Methanol liegt bei 64,6°C. Dies erleichtert die Lagerung, da es wie Benzin oder Dieselkraftstoff in ober- oder unterirdischen Tanksystemen gelagert werden kann.

Diese Möglichkeit zur Energiespeicherung auf der Kläranlage Moosburg wurde im Rahmen der Bachelorarbeit von Martin Halbinger an der Hochschule Landshut 2012 untersucht und vom Bayerischen Institut für Umwelt- und Kläranlagentechnologie BIUKAT e. V. finanziell unterstützt und veröffentlicht.

Eine erste großtechnische Anlage zur Methanolsynthese aus CO₂ und H₂ wurde in Reykjavik, Island, von der Carbon Recycling International CRI Ende 2011 in Betrieb genommen. Diese Anlage ist in der Lage, aus Kohlendioxid vulkanischen Ursprungs und Wasserstoff aus der Elektrolyse von Wasser 5.000 m³ Methanol pro Jahr zu erzeugen.

Aufgrund des über Geothermie und Wasserkraft kostengünstig zu produzierenden Stroms auf Island ist dieses Verfahren auch wirtschaftlich interessant.

Hydrothermale Carbonisierung HTC von Klärschlamm

Friedrich Bergius, deutscher Nobelpreisträger für Chemie 1931, beschrieb 1912 in seiner Habilitationsschrift „Anwendung hoher Drucke bei chemischen Vorgängen und die Nachbildung des Entstehungsprozesses der Steinkohle“ die Möglichkeit eine kohleähnliche Substanz herzustellen. Diese kann aus Biomasse unter Zugabe von Wasser sowie bei hohen Temperaturen und Drücken innerhalb weniger Stunden erzeugt werden. Das Verfahren lässt sich auch auf Faul- und Klärschlamm übertragen. Die TerraNova Energy GmbH hat hierzu ein Anlagenkonzept realisiert, das es ermöglicht, unter Säurekatalyse binnen weniger Stunden Klärschlamm in eine kohleähnliche Substanz zu überführen. Gegenüber der herkömmlichen Schlammbehandlung in Faultürmen bietet dieses Verfahren den Vorzug der guten mechanischen Entwässerbarkeit der erzeugten kohleähnlichen Substanz mit bis zu 70 % TS-Gehalt. Durch die Senkung des pH-Werts mittels Säurezugabe vor der Behand-

lung lässt sich zudem ein großer Anteil des im Schlamm enthaltenen Phosphats in das Filtratwasser überführen und bietet so die Möglichkeit der Phosphorrückgewinnung z. B. über die Fällung als Magnesiumammoniumphosphat (MAP). Zudem weist das Filtratwasser sehr hohe Belastungen an gelösten organischen Stoffen auf, die es für den Einsatz in einer anaeroben Hochlastfaulung zur Biogasgewinnung prädestinieren. Durch Trocknung der Kohle z. B. mit Abwärme aus dem Sommerbetrieb von Klärgasblockheizkraftwerken oder Solarenergie entsteht ein lagerfähiger Brennstoff, der in dezentralen Verbrennungsanlagen im Winterhalbjahr verwendet werden kann. Allerdings sind hierbei das Abfallrecht sowie die 17. Bundesimmissionsschutzverordnung mit ihren strengen Abgasgrenzwerten für Abfallverbrennungsanlagen einzuhalten.

Zusammenfassung

Kläranlagen sind mit ihrem hohen Verbrauch an Strom und Wärme prädestiniert für die Energiespeicherung. Sowohl die elektrochemische Kurzzeitspeicherung von elektrischer Energie auf kleineren Kläranlagen (Größenklasse 2 und 3) als auch die Langzeitspeicherung in Form von chemischen Verbindungen wie Methan, Methanol oder kohleähnlicher Substanz stellen interessante Optionen für Kommunen dar, um die Energiewende vor Ort zu unterstützen.

Zudem bieten diese Verfahren Potenziale, um neue Einnahmequellen für die Kommunen zu erschließen oder die Energiekosten für den Bezug von elektrischem Strom zu reduzieren. Allerdings müssen vom Bundesgesetzgeber im Rahmen des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes verlässliche Rahmenbedingungen für die Teilnahme am Strommarkt geschaffen werden.

KONTAKT

Hochschule Landshut – Technologiezentrum Energie

Bayerisches Institut für Umwelt und Kläranlagentechnologie BIUKAT e. V.
 Prof. Dr. rer. nat. Josef Hofmann
 M. Eng. Korbinian Nachtmann
 Am Lurzenhof 1 | 84036 Landshut
 E-Mail: jhofmann@haw-landshut.de
 www.haw-landshut.de

Hochschule Landshut – Technologiezentrum Energie

Prof. Dr. rer. nat. Karl-Heinz Pettinger
 Wiesenweg 1 | 94099 Ruhstorf/Rott
 E-Mail:
 karl-heinz.pettinger@haw-landshut.de
 www.haw-landshut.de