

LIEBE LESERINNEN UND LESER

Wir sind in der Realität angekommen. Manch vergangene Diskussion über die Zukunft der Schweizer Energieversorgung war für Branchennahe nur schwer zu ertragen. Es kam einem so vor, als ob unsere Energiezukunft mit ein paar esoterischen Preisen von für «gut befundenen» Energieträgern zu meistern wäre. Jetzt sind Begriffe wie «Winterstromlücke», «saisonaler Gasspeicher» oder «Wasserstoff» salonfähig geworden. Die Landung ist hart, schmerzvoll und wird teilweise existenzielle Herausforderungen für Private, Geschäfte und Industrie mit sich bringen. Die von Politik und Gesellschaft geforderte Beschleunigung in Richtung Erneuerbarkeit und Unabhängigkeit der Schweizer Energieversorgung ist gigantisch, vielleicht auch ein Stück weit utopisch. Es kann aber auch als eine aus der Not geborene Vision verstanden werden, die einem die Richtung weist, einem das Ziel vor Augen hält. Umso wichtiger sind die konkreten Umsetzer geworden, die auf dieses Ziel hinarbeiten und wertvolle Beiträge für unsere energetische Zukunft leisten. Einige Projekte stellen wir Ihnen in dieser *Aqua & Gas*-Ausgabe vor. Viele Freude beim Lesen!

CHÈRES LECTRICES, CHERS LECTEURS

Nous voilà entrés de plain-pied dans le réel. Certaines discussions passées sur l'avenir de l'approvisionnement énergétique de la Suisse étaient difficilement supportables pour les personnes proches de la branche. On croyait pouvoir assurer notre avenir énergétique à coup de quantités infinitésimales de sources d'énergie «jugées bonnes». Désormais, des termes comme «pénurie d'électricité en hiver», «stockage saisonnier du gaz» ou «hydrogène» ne sont plus scandaleux. Le réveil est rude, douloureux et posera parfois des défis existentiels aux particuliers, entreprises et à l'industrie. L'accélération du passage à un approvisionnement énergétique suisse renouvelable et indépendant, exigée par la politique et la société constitue une tâche gigantesque, peut-être même légèrement utopique. Cette vision peut aussi être comprise comme une réponse à l'urgence, qui nous indique la direction à suivre, nous montre l'objectif à atteindre. Cela confère une importance d'autant plus grande à ceux qui œuvrent concrètement à cet objectif et apportent une contribution précieuse à notre avenir énergétique. Nous vous présentons quelques projets dans cette édition d'*Aqua & Gas*. Bonne lecture!



Diego Modolell
Leiter Bereich Gas/Fernwärme, SVGW





H₂ IST LÄNGST AM ROLLEN Alpenglow in Paris

AKTUELL | ACTUALITÉ

- 4 **STADT ZÜRICH: VOM KONVENTIONELLEN WASSERZÄHLER ZUM SMART METER**

H₂-NEWS

- 6 **WASSERSTOFF AN DER OLMA**

FORSCHUNG | RECHERCHE

- 8 **PHOSPHOR-RECYCLING AUS KLÄRSCHLAMM VERBESSERN**



INTERVIEW Rudy Van Beurden

- 11 **PROLOG: «TOUT FAIRE POUR ÉVITER LE PIRE»**
Nicolas Zwahlen, Viteos
- 12 **INTERVIEW: «LE TRANSIT DE H₂ ENTRE LE NORD ET LE SUD CONSTITUERA LA PRINCIPALE OPPORTUNITÉ»**
Rudy Van Beurden, FluxSwiss
- 16 **TRANSITGAS: ENERGIEWENDE UND VERSORGUNGSSICHERHEIT**
Paolo Beretta
- 23 **WASSERSTOFF-BASIERTE STROMSPEICHERUNG IM EWB-NETZ**
Christoph Deutsche et al.
- 26 **SAISONALER GASSPEICHER IM SCHWEIZER UNTERGRUND**
Benedikt Vogel



TITELSEITE

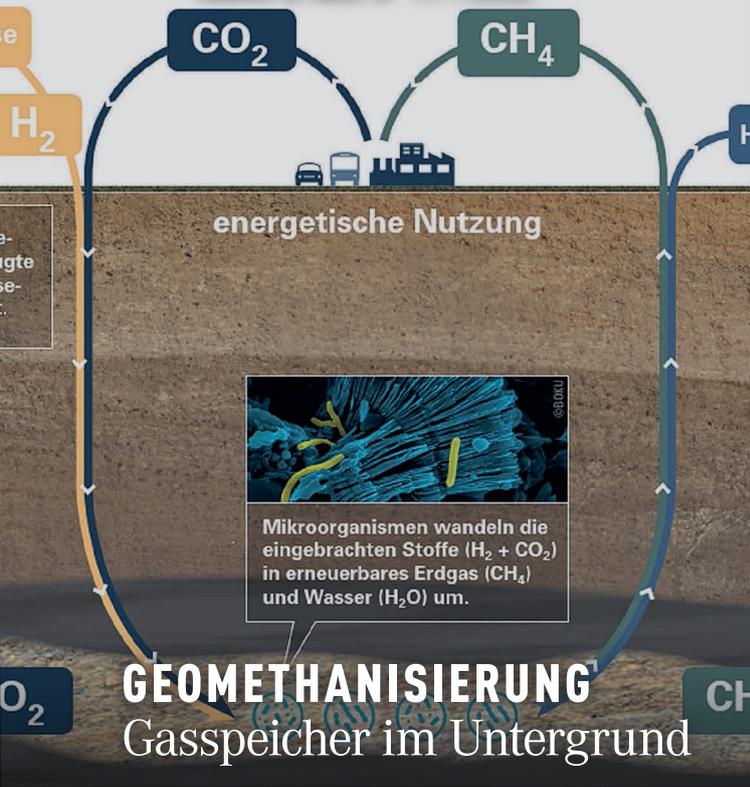
Wild Armaturen AG
Tel. +41 (0)55 224 04 04
www.wildarmaturen.ch

Publireportage: S. 68



AQUA & GAS

102. Jahrgang / 102^e année
Eine Publikation des SVGW
Une publication de la SSIGE
www.aquaetgas.ch



30 MEHR NUTZBARES BIOGAS AUS KLÄRSCHLAMM

Benedikt Vogel

34 WÄRME UND STROM AUS ERNEUERBAREM GAS

Benedikt Vogel

38 NEUES BERECHNUNGSMODELL LIEFERT MASSIV TIEFERE METHANEMISSIONEN FÜR DIE SCHWEIZ

Roman Huber

42 METHANEMISSIONEN IM VERTEILNETZ

Charlotte Grosse et al.

48 SAISONALER WÄRMESPEICHER

Núria Duran Adroher et al.



Erdbeckenspeicher in Dänemark, S. 52

56 NETZBEWIRTSCHAFTUNG IM QUERVERBUND

Anja Herlyn et al.

62 DURCH EFFIZIENZ ENERGIEVERBRAUCH SENKEN

Linda Soma et al.

RUBRIKEN | RUBRIQUES

66 AGENDA

68 MARKTPLATZ

71 NEU ERSCIENEN

72 PRESSE

74 VORSCHAU | APERÇU | IMPRESSUM

15/92 STELLENMARKT

BRANCHE

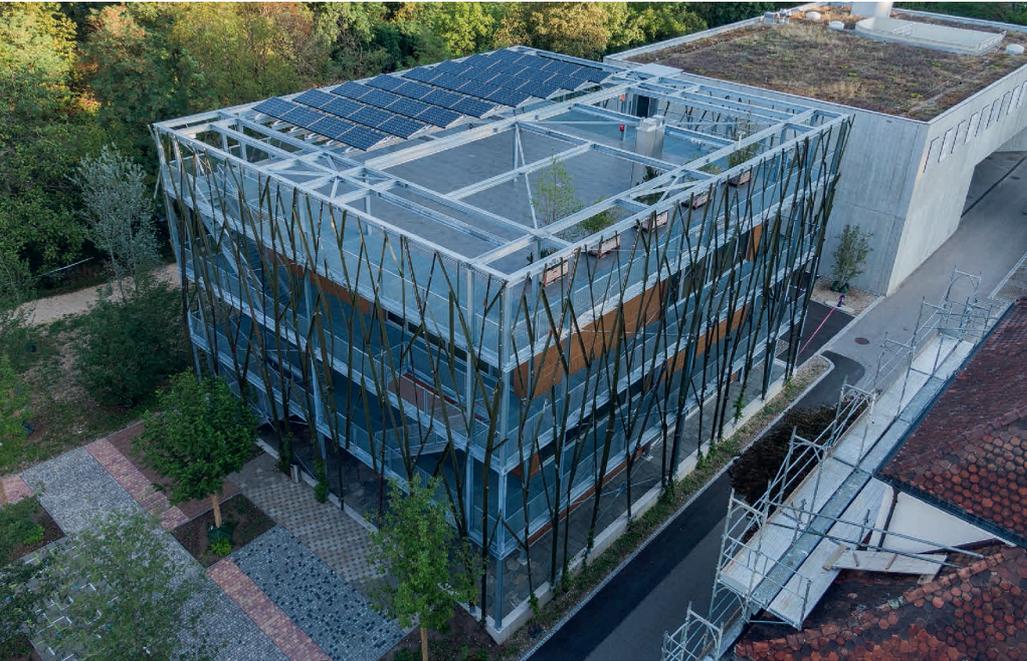
75 EXPERTINNENGEPRÄCHE POWER-TO-X

MITTEILUNGEN | COMMUNICATIONS

78 SVGW | SSIGE

89 VSA

IN KÜRZE | EN BREF



Im Primeo Energie Kosmos in Münchenstein lernen Besuchende spielerisch die Zusammenhänge zwischen Klima und Energie verstehen. Die augenfällige Gitterfassade besteht aus alten Strommasten der Swissgrid, denn auch beim Bau des Kosmos standen Klimaschutz und Kreislaufwirtschaft an vorderster Stelle.



Besucherinnen und Besucher – ob Klein oder Gross – werden die Kraft der Sonne spüren, können auf ein Windrad steigen, in die Tiefen eines Wasserkraftwerks abtauchen und zum Schluss sogar auf Wolken gehen.

(Bilder: © Robin Egli/Primeo Energie)

KLIMA- UND ENERGIEPHÄNOMENE SPIELERISCH ENTDECKEN

«Wir geben Energieantworten auf Klimafragen», fasst Wolfgang Szabó das Ziel des Primeo Energie Kosmos zusammen. Der Geophysiker leitet das neue Science- und Erlebnis Center auf dem Areal von Primeo Energie in Münchenstein. Dieses richtet sich an alle – ob Klein oder Gross.

MIT ALLEN SINNEN BEGREIFEN ...

Im neu errichteten, würfelförmigen Gebäude heisst es an Experimentierstationen selbst Hand anlegen, Strom erzeugen, aktiv mit allen Sinnen begreifen, was die Energiewende mit Klimaschutz zu tun hat. Das ehemalige Elektrizitätsmuseum wiederum wurde saniert und in ein hochmodernes Erlebniscenter verwandelt. Eine multimediale Erlebnisshow nimmt die Besucherinnen und Besucher mit auf eine Reise in die spannende Welt der Energie. Sie werden die Kraft der Sonne spüren, auf ein Windrad steigen, in die Tiefen eines Wasserkraftwerks abtauchen und zum Schluss sogar auf Wolken gehen.

... UND LÖSUNGEN ERKENNEN

Dabei weist der Primeo Energie Kosmos nicht nur auf aktuelle Klimaprobleme hin, sondern zeigt auch Lösungen auf. «Wir wollen das Positive in den Vordergrund rücken», so Wolfgang Szabó. «Um den Klimawandel aufzuhalten, brauchen wir kluge Ingenieurinnen und Ingenieure.» Deshalb soll der Kosmos gerade junge Menschen dazu inspirieren, diese Lösungen – und damit die Zukunft – selbst in die Hand zu nehmen.

Bis Ende Jahr befindet sich der Energie-Kosmos im Testbetrieb. Ab Januar 2023 können insbesondere Schulklassen, aber auch die breite Bevölkerung wichtige Phänomene rund um Klima und Energie spielerisch entdecken.

WEITERE INFOS

www.primeo-energie-kosmos.ch

VOM KONVENTIONELLEN WASSERZÄHLER ZUM SMART METER

ERSTE KUNDIN AM NEUEN BERNER FERNWÄRMENETZ

Berner Fernwärme besteht zu drei Vierteln aus erneuerbarer Energie und wird in der Energiezentrale Forsthaus grösstenteils aus Kehricht und Holz produziert. Als nachhaltige und ökologische Wärmelösung leistet sie einen wichtigen Beitrag zur Erreichung der städtischen Klimazielssetzungen. Aus diesem Grund startete Energie Wasser Bern im Januar 2020 den Ausbau der Fernwärme-Infrastruktur.

Nun, zweieinhalb Jahre später, konnte als erste Liegenschaft die Gewerberäumlichkeiten der Looslistrasse 15 ans Netz angeschlossen werden. Im Rahmen eines Medientermins wurde die erste Fernwärmekundin am ausgebauten Netz begrüsst. «Ein historischer Moment für die Energiewende – sie findet real statt», sagte der Stadtberner Energiedirektor *Reto Nause* zur ersten Fernwärme-Lieferung. ewb-CEO *Cornelia Mellenberger* ergänzte: «Es freut mich sehr, dass wir als ewb einen wichtigen Beitrag zur Energiewende leisten können und mit der Bürgergemeinde Bern die erste Kundin ab dem neugebauten Fernwärmenetz mit Wärme beliefern dürfen.»



«Ohne dieses Herkulesprojekt ist die Energiewende kaum denkbar», sagte Reto Nause anlässlich der feierlichen Begrüssung der ersten Kundin am neugebauten Fernwärmenetz.

In den nächsten Jahren werden in Zürich schrittweise herkömmliche Wasserzähler durch fernablesbare elektronische Wasserzähler, sogenannte Smart Meter, ersetzt. Der Stadtrat hat Anfang Oktober die datenschutzrechtliche Grundlage dafür geschaffen.

Im Bereich der Wasserversorgung spielen Smart Meter als intelligente Zähler eine immer grössere Rolle. Künftig werden sie nicht nur bei der Verbrauchsdatenerfassung benötigt, sondern können auch für die Ortung von Leckagen und Rohrschäden genutzt werden. Damit können Smart Meter eine wichtige Funktion übernehmen, wenn es darum geht, einen sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzbetrieb zu gewährleisten. In Liegenschaften eingesetzte Smart Meter übermitteln Daten, die dem Datenschutzrecht unterstehen. Für deren Einsatz im Bereich der Wasserversorgung sind die Kantone und Gemeinden dafür zuständig, dass datenschutzkonforme Rechtsgrundlagen vorliegen. Der Zürcher Stadtrat hat die entsprechenden Ausführungsbestimmungen zur Wasserabgaberversorgung erlassen und damit geregelt, welche dieser Daten in welcher Form bearbeitet und für wie lange diese aufbewahrt werden dürfen. Damit ist nun unter anderem geregelt, dass die Übertragung der Daten nur verschlüsselt erfolgen darf. Ferner sind die gesendeten Daten nur für die Berechtigten, in diesem Fall die zuständigen Mitarbeitenden der Wasserversorgung Zürich, zugänglich.

STADT ZÜRICH IN EINER VORREITERROLLE

Die Schaffung dieser rechtlichen Grundlage stellt für die Wasserversorgung einen wichtigen Schritt in der Digitalisierung der Wasserzähler dar. Die Stadt Zürich trägt dabei den Datenschutzbestimmungen Rechnung und nimmt schweizweit eine Vorreiterrolle ein. Die neuen intelligenten Messgeräte werden von der Wasserversorgung ab 2023 beschafft und ersetzen in den kommenden Jahren sukzessive die heutigen mechanischen Zähler.



In Zürich werden schrittweise herkömmliche Wasserzähler durch fernablesbare elektronische Wasserzähler, sogenannte Smart Meter, ersetzt.

NETTO-NULL GENÜGT NICHT

Die Schweiz hat sich zum Ziel gesetzt, bis 2050 klimaneutral zu werden und die Treibhausgasemissionen auf null zu reduzieren. Mit dem Netto-Null-Ziel 2050 will der Bundesrat sicherstellen, dass die Schweiz ihren Beitrag leistet, damit die globale Klimaerwärmung auf 1,5 Grad begrenzt wird. In einer neuen Studie hat *Jürg Rohrer*, Leiter der ZHAW-Forschungsgruppe Erneuerbare Energien am Departement *Life Sciences und Facility Management*, die Zusammenhänge zwischen CO₂-Budget der einzelnen Länder und globaler Erwärmung untersucht. Bezüglich der Schweiz kommt er zum Schluss: Netto-Null bis 2050 reicht nicht. Wenn sie einen angemessenen Beitrag leisten will, muss sie deutlich rascher handeln – und könnte wirtschaftlich sogar profitieren. «Das Schweizer Klimaziels unter der Lupe», so der Titel der Studie, ist verfügbar unter: <https://doi.org/10.21256/zahw-2434>

H₂-NEWS



So schnittig seine Designsprache, so innovativ sein Antrieb. Der Aplenglow mit Wasserstoffantrieb aus dem Hause Alpine wurde am Pariser Autosalon Mitte Oktober vorgestellt.

(© Alpine)



Die WindEnergy Hamburg endete mit einer optimistischen Aufbruchstimmung, die sich durch die gesamte Branche der Windenergie und Wasserstoffproduktion zog. Im Bild: Wirtschaftsminister Robert Habeck während seiner Eröffnungsrede in Hamburg.

(© WindEnergy Hamburg)

EMISSIONSFREI IN DIE ZUKUNFT

Eine Sensation am Pariser *Mondial de l'Auto* war der *Alpenglow* der Automarke *Alpine* mit Wasserstoffantrieb. Design und Farbe des futuristischen Modells sprechen für sich. So geht die Farbe von einem leuchtenden Rot in verschiedene Blautöne über – eine Referenz an die verschiedenen Stufen des Wasserstoffverbrennungsmotors. Und die beiden seitlichen Ponton-Treibstofftanks bilden das, was der Motor letztlich emittieren wird: einen Wassertropfen.

Entwickelt wurde der *Alpenglow* für die offene Strasse als auch für die Rennstrecke. Die 1955 gegründete Marke *Alpine* ist der sportliche Ableger von *Renault*.

DAS A UND O FÜR EINE NACHHALTIGE ENERGIEVERSORGUNG

Mit rund 30 000 Besuchern aus 92 Ländern belegte die Weltleitmesse *WindEnergy Hamburg* eindrucksvoll ihre Bedeutung für den international beschleunigten Ausbau Erneuerbarer Energien. Die Notwendigkeit dafür unterstrich *Robert Habeck*, Bundesminister für Wirtschaft und Klimaschutz, in seiner Keynote auf der Eröffnungsveranstaltung: «Ich freue mich sehr, die Weltleitmesse für Windenergie an Land und auf See hier in Hamburg eröffnen zu dürfen. Die Bedeutung der Windenergie und der Ausbau Erneuerbarer Energien insgesamt ist heute dringlicher und wichtiger denn je. Eine beschleunigte Energiewende ist das A und O für eine sichere und nachhaltige Energieversorgung, nicht nur in Deutschland, sondern in ganz Europa.»

Thematisch ergänzt wurde die Windenergie von der *H2Expo & Conference*.

WASSERSTOFF AN DER OLMA

Mit Bratwurst, Säulirennen und ausgestelltem Zuchtvieh assoziiert man schnell und gern die Olma. Aber die Schweizer Messe für Landwirtschaft und Ernährung, die Mitte Oktober über die Bühne ging, bot weit mehr: zum Bei-

MIT DREI MASSNAHMEN DEN WASSERSTOFF-TURBO EINLEGEN

spiel die Sonderschau «go! Mobilität». Dort informierte die *Empa* gemeinsam mit dem Verband *Avenergy Suisse*, der die Interessen der Importeure flüssiger Brenn- und Treibstoffe vertritt, und dem Unternehmen *Osterwalder St. Galler AG*



Olma: Sonderausstellung zu den Treibstoffen der Zukunft: Wasserstoff und Synfuels.

(© Michael Huwiler, www.foto-huwi.ch)

über innovative Trends in der Mobilität mit elektrischen und hybriden Antrieben und Wasserstoff als umweltfreundlichem Treibstoff.

Biotreibstoffe und Wasserstoff reduzieren ohne Komforteinbussen die CO₂-Emissionen im Verkehr. Bereits heute bieten Tankstellen Wasserstoff, Biotreibstoff, Strom, Erdgas/Biogas und bald auch synthetische Treibstoffe an. Olma-Besucherinnen und -Besucher konnten an einem Simulator die Betankung eines bereits serienmässig verfügbaren Autos mit Wasserstoffantrieb ausprobieren.

H₂-AGENDA

HYDROGEN ONLINE CONFERENCE

8. November | online

www.hydrogen-online-conference.com

DVGW-KONGRESS: H₂-SICHERHEIT

23. November | online

www.dvgw-kongress.de/h2-sicherheit

BERLIN ELECTROLYSER CONFERENCE

7./8. Dezember | Berlin (D)

www.nextgen-electrolysers.com/

Im Kontext der geopolitischen Entwicklungen und der Dringlichkeit beim Klimaschutz unterstützen der DWV und DVGW das Vorhaben der Bundesregierung, wesentliche Fragen zur Ausgestaltung der Wasserstoff-Marktwirtschaft im Rahmen eines «Sommerpakets» zu adressieren. Sie empfehlen drei Massnahmen, damit Deutschland zum Leitmarkt für Wasserstoff wird.

Der Deutsche Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Verband e.V. (DWV) und der Deutsche Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW) empfehlen den politischen Entscheidungsträgern noch 2022 drei Massnahmenbündel, insbesondere für die Wasserstoffherzeugung, Wasserstoffpipeline-Infrastruktur und Wärmeversorgung, gesetzlich zu verankern:

1. AMBITIONIERTER HOCHLAUF VON KLIMANEUTRALEN GASEN

Hierzu müssen nicht nur der Ausbau der erneuerbaren Energien, sondern ebenfalls die heimische Produktion von grünem Wasserstoff sowie dessen Import massiv vorangetrieben werden. Hierzu bedarf es vor allem eines gesetzlichen Zieles zur Treibhausgasminderung der in den Verkehr gebrachten Gasen gegenüber dem heutigen Referenzwert «Erdgas» im Ordnungsrahmen. Für die bis 2030 geplanten 10 Gigawatt muss es zügig ein Förderprogramm geben, das auch die Genehmigung von Elektrolyseuren beschleunigt. Zudem müssen bestehende Biomethananlagen umgerüstet und ans Gasnetz angeschlossen werden.

2. SCHNELLER AUFBAU EINER WASSERSTOFF-INFRASTRUKTUR

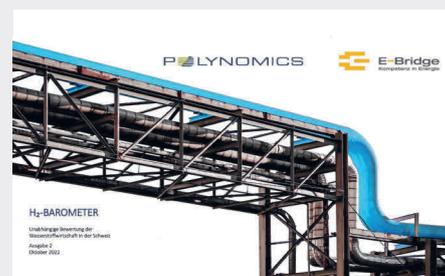
Hierzu muss das Wasserstoffnetz aus dem bestehenden Gasnetz heraus entwickelt werden. Auf der Kostenseite ist es essenziell, dass die finanziellen Aufwendungen zwischen den Erdgas- und Wasserstoffnutzern und dem Staat erfolgen. Auch müssen die Kosten der Netzbetreiber für die Anpassungen von Komponenten und Leitungen regulatorisch anerkannt werden.

3. GRÜNER WASSERSTOFF ALS OPTION FÜR DIE ZUKÜNFTIGE WÄRMEVERSORGUNG

Eine erfolgreiche Energiewende im Wärmesektor – der den industriellen als auch den häuslichen Wärmebedarf umfasst – wird nur im Zusammenspiel verschiedener klimaneutraler Energieträger, Infrastrukturen und Technologien gelingen. Dafür müssen der gesetzliche Rahmen und begleitende Förderprogramme technologieoffen ausgestaltet sein, z.B. faire Wettbewerbsbedingungen bei der 65%-EE-Vorgabe für neue Heizungen.

H₂: WICHTIGE ROLLE IM SCHWERVERKEHR UND IN DER INDUSTRIE

Marktakteure schätzen die Zukunft der Wasserstoffproduktion in der Schweiz als zunehmend positiv ein, auch wenn das Investitionsklima für Wasserstoffprojekte im Moment als negativ beurteilt wird. Dies zeigt eine Umfrage in der neusten Ausgabe des H₂-Barometers, das der Verband der Schweizerischen Gasindustrie VSG in Zusammenarbeit mit den Beratungsunternehmen *E-Bridge Consulting* und *Polynomics* herausgibt.



Das Barometer erscheint vorerst halbjährlich und ist auf www.gazenergie.ch aufgeschaltet.

FELD UND LABOR



Im Sommer 2022 wurden sämtliche Rekorde der Eisschmelze pulverisiert. Im Bild: Die kümmerlichen Reste des Schwarzbachfirns (UR). Während vor zehn Jahren noch die ganze Flanke von einem kleinen Gletscher bedeckt war, mussten die Messungen dieses Jahr definitiv eingestellt werden. (© M. Huss)



Nachbohren eines Messpegels auf der grauen, schneefreien Gletscherfläche der Plaine Morte (BE). In diesem Jahr schmolz hier eine Eisschicht von bis zu 5 m ab. Damit der Gletscher im Gleichgewicht mit dem Klima – also «gesund» – wäre, müsste zu dieser Zeit noch rund ein Meter Schnee aus dem Winter liegen. (© M. Huss)

2022 SCHMOLZEN DIE GLETSCHER WIE NOCH NIE

Die aktuellen Abschmelzraten pulverisieren die Rekorde aus dem Hitzesommer 2003: Die Gletscher haben 2022 rund drei Kubikkilometer Eis verloren, das sind mehr als 6% des verbleibenden Volumens. Als Vergleich: Bislang bezeichnete man Jahre mit 2% Eisverlust als «extrem». Besonders einschneidend war der Verlust für kleine Gletscher wie der Pizolgletscher SG, der Vadret dal Corvatsch GR oder der Schwarzbachfirn UR. Sie sind praktisch verschwunden – die Messungen wurden eingestellt.

Im Engadin und im südlichen Wallis verschwand auf 3000 Metern über Meer eine Eisschicht von 4–6 m Dicke. Das ist teils mehr als doppelt so viel wie das bisherige Maximum. Selbst an den allerhöchsten Messpunkten (z.B. Jungfrauoch) wurden deutliche Verluste gemessen. Der mittlere Eisdickenverlust liegt in allen Regionen bei rund 3 m, erreicht teils gar Werte über 4 m (z.B. Griesgletscher VS, Ghiacciaio del Basòdino TI). Beobachtungen zeigen, dass viele Gletscherzungen zerfallen und Felsinseln aus dem dünnen Eis inmitten des Gletschers auftauchen. Diese Prozesse beschleunigen den Zerfall weiter.

Die Entwicklungen zeigen aber auch, wie wichtig Gletscher in heissen und trockenen Jahren für Wasserhaushalt und Energieversorgung sind. Alleine die Eisschmelze in Juli und August hätte genügend Wasser geliefert, um sämtliche Stauseen der Alpen von null aufzufüllen.

DRAMA MIT ANSAGE

Die Schneehöhe in den Alpen war im Frühling so gering wie noch selten, vor allem im Süden der Schweiz. Hinzu kamen die grossen Mengen an Saharastaub zwischen März und Mai. Der verunreinigte Schnee nahm mehr Sonnenenergie auf und schmolz schneller. Damit verloren die Gletscher den schützenden Schnee bereits im Frühsommer. Die an-

PHOSPHOR-RECYCLING AUS KLÄRSCHLAMM VERBESSERN

haltende, teils massive Hitze zwischen Mai bis Anfang September dezimierte deshalb das Gletschereis.

FÖRDERPROGRAMM SWEET: 5. AUSSCHREIBUNG GESTARTET

Nachhaltige flüssige und gasförmige Treib- und Brennstoffe werden wichtige Beiträge zum Erreichen der Ziele der Energiestrategie und langfristigen Klimastrategie leisten. Sie stehen im Zentrum der neuen Ausschreibung des Förderprogramms SWEET zum Thema «Sustainable Fuels and Platform Chemicals», an dem sich auch das Bundesamt für Zivilluftfahrt (BAZL) und armasuisse beteiligen. Forschende sollen Antworten auf drei Fragen liefern:

- Auf welche Art kann die Schweiz ihren zukünftigen Bedarf an nachhaltigen Treib- und Brennstoffen und Plattformchemikalien decken?
- Wie müssen die Technologien für Produktion, Transport, Verteilung, Speicherung und Nutzung der nachhaltigen Treib- und Brennstoffe weiterentwickelt werden, damit sie einen konkreten Beitrag zu den Energie- und Klimazielen leisten können?
- Wie kann das zusätzliche Potenzial an schweizerischem Hofdünger zur Produktion von nachhaltigen Treib- und Brennstoffen profitabel genutzt werden?

Bewerbungsschluss ist am 9. Dezember 2022. Weiter Informationen unter: www.bfe.admin.ch > Forschung und Cleantech > Förderprogramm SWEET

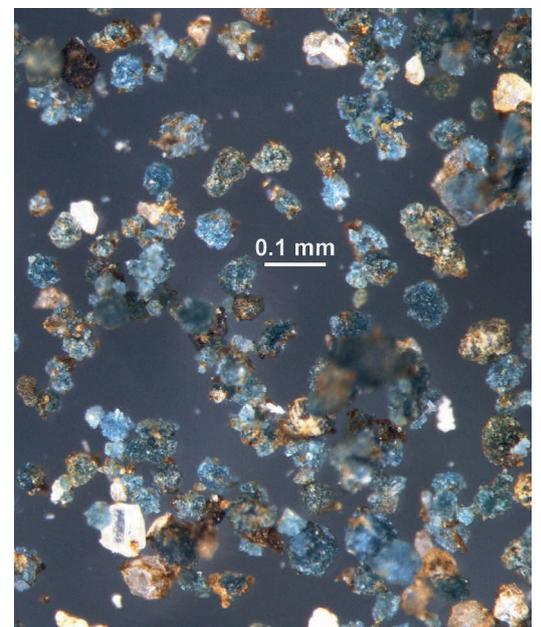
SWEET steht für *SWiss Energy research for the Energy Transition*. Gefördert werden ausschliesslich Konsortialprojekte, die zentrale Forschungsthemen der Energiestrategie 2050 und langfristigen Klimastrategie umfassend bearbeiten. Schwerpunkt von SWEET ist die lösungsorientierte Forschung und die Demonstration der erzielten Ergebnisse. Die Programmleitung von SWEET liegt beim Bundesamt für Energie (BFE).

Phosphor ist ein wichtiger Rohstoff, insbesondere als Dünger für die Landwirtschaft. Aber in Gewässern verschlechtert er die Wasserqualität. Seit den 1980er-Jahren gehört darum die Phosphatfällung zu den Kernprozessen kommunaler Kläranlagen. Dabei wird Phosphor mit Salzen im Klärschlamm gebunden. Zurückgewonnen kann der knapp werdende Rohstoff, wenn er in gebundener Form als Vivianit vorliegt.

Es gibt viele gute Gründe, Phosphor zu recyceln: Rohphosphate sind zunehmend verunreinigt und die Versorgung hängt von einigen wenigen Ländern ab. Bei der Fällung im Klärschlamm kann Vivianit entstehen – eine Eisen-Phosphor-Verbindung, aus der sich Phosphor relativ gut recyceln lässt. «Aber bisher war nicht klar, welche Bedingungen in den Kläranlagen die Vivianitbildung begünstigen. Das interessiert uns auch für die Restaurierung von Seen, wo die Fällung von Phosphor aus dem Wasser ebenfalls Anwendung findet, um die Nährstofflast zu reduzieren und so die Wasserqualität zu verbessern», erläutert IGB-Forscher *Michael Hupfer*, der die Studie geleitet hat. Das Team analysierte die Eigenschaften und die Zusammensetzungen von Schlammproben aus 16 Kläranlagen sowie die Prozessparameter der Anlagen, um die Einflussfaktoren der Vivianitbildung zu ermitteln.

HOHER EISENGEHALT BEGÜNSTIGT DIE VIVIANITBILDUNG

Ein hoher Eisengehalt erwies sich als wichtigster Faktor, um die Vivianitbildung zu begünstigen. Ein hoher Schwefelgehalt wiederum verringerte die Vivianitbildung. «Es gibt schwefelhaltige und schwefelfreie Fällungsmittel. Wir konnten im Vergleich zeigen, dass die Verwendung von schwefelhaltigen Fällungsmitteln den Schwefelgehalt im Schlamm erhöhen und so der Vivianitbildung entgegenwirken kann. Die Wahl des Fällmittels kann also das Phosphor-Recycling wesentlich beeinflussen», erläutert die IGB-Doktorandin *Lena Heinrich*, Erstautorin der Studie.



Phosphor lässt sich aus Vivianit recyceln. (© L. Heinrich)

Die Anpassung der Bedingungen kann einiges bewirken: In den 16 Kläranlagen variierte der Anteil von Phosphor, das in Vivianit gebunden war, zwischen rund 10 und 50 Prozent. Diese Spanne zeigt das grosse Potenzial, die Ausbeute von Vivianit zu erhöhen. «Für uns als Gewässerökologen sind die Erkenntnisse sehr wichtig, weil eisenhaltige Fällmittel auch für die Restaurierung von eutrophierten, also mit Nährstoffen belasteten Seen in Frage kommen. Die Effizienz einer Eisensalz-Zugabe ist viel grösser, wenn es im Sediment zur Bildung von stabilem Vivianit kommt, was dann – vielleicht eines Tages – auch für die Rückgewinnung von Phosphor zur Verfügung steht», ordnet Michael Hupfer die Ergebnisse ein.

HINNI INNOVATION

Manipulationsüberwachung mit Storz-connect

Hinni
Infra Services



**Der Hinni Storz-connect
meldet sekundenschnell
Manipulationen an der
Verschlusskappe oder
Veränderung der Lage des
Hydranten.**

- nachrüstbar für alle Storz 55 oder 75
- Alarm und Kartenvisualisierung direkt auf Mobilgerät
- Daten und Zugriff durch DBH gesichert
- LoRaWAN Certified^{CM}



Manipulation



Veränderung
der Lage



Neugierig?
Ihr Verkaufsberater
informiert Sie gerne.

BKW

INFRA
SERVICES

TOUT FAIRE POUR ÉVITER LE PIRE ALLES TUN, UM DAS SCHLIMMSTE ZU VERHINDERN

La situation géopolitique actuelle en lien avec à la guerre en Ukraine et les sanctions européennes à l'égard de la Russie, pose de nombreux défis pour les fournisseurs et gestionnaires du réseau gaz, en particulier à l'approche de cet hiver. Outre les prix vertigineux de la molécule sur le marché, l'industrie suisse de la branche gazière fait face à des difficultés d'approvisionnement. Les partenaires amonts, pour nous, Viteos, les sociétés régionales Gaznat et GVM, ont dû trouver des solutions alternatives au gaz provenant de Russie. Ainsi, un approvisionnement plus diversifié, incluant des parts toujours plus importantes de GNL, a été mis en place. Des accords pour du stockage de gaz dans plusieurs endroits en France ont par ailleurs été conclus. La possible pénurie de gaz nous oblige à anticiper la réduction de notre consommation. En premier lieu, ce sont bien sûr les clients bi-combustibles qui doivent être prêts à commuter leurs installations sur leur énergie de secours, généralement le mazout. Viteos, en tant que fournisseur multiénergie, possède des chaufferies CAD qui peuvent, en cas de besoin, commuter du gaz au mazout. En prévision, nos citernes ont été remplies au cours de l'été. Il faut néanmoins aussi s'assurer de l'approvisionnement logistique pour cet hiver en cas de pénurie prolongée de gaz.

La communication est également un élément essentiel dans la préparation aux restrictions de la fourniture de gaz. Nous avons ainsi informé et sensibilisé durant l'été nos grands clients au risque de pénurie ainsi qu'aux mesures envisageables pour minimiser les impacts d'une réduction, voire suppression, de l'approvisionnement en gaz sur leurs activités. De plus, nous collaborons étroitement avec l'association des installateurs sanitaires du canton de Neuchâtel, afin qu'ils baissent, lors des contrôles annuels, les consignes de départ des températures en accord avec les propriétaires. Viteos a aussi lancé une campagne de sensibilisation «Il est temps d'agir. Économisons l'énergie.», destinée tant aux ménages, qu'aux entreprises et gérances immobilières. Des flyers contenant des éco gestes sont joints à nos factures, affichés dans les immeubles par les gérances et publiés sur notre site internet.

En cas de pénurie grave, le grand défi sera pour nous de maintenir une pression minimale dans les réseaux afin d'éviter que la pression tombe à zéro, et que nous nous retrouvions avec un mélange de gaz et d'air incontrôlé. Nous mettons tout en œuvre pour essayer de minimiser ce risque. Nous nous préparons au pire des scénarii afin de tout faire pour l'éviter cet hiver. Dans ce contexte, chaque kilowattheure économisé permet de limiter le risque de pénurie.

Die derzeitige geopolitische Situation stellt Gaslieferanten wie auch Gasnetzbetreiber vor zahlreiche Herausforderungen. Nebst den schwindelerregenden Preisen auf dem Markt steht die Schweizer Gasbranche möglichen Versorgungsproblemen gegenüber. Unsere Lieferpartner – für Viteos sind das die regionalen Gasversorger Gaznat und GVM – mussten Alternativlösungen zum Gas russischer Herkunft finden. Deshalb wurde eine diversifizierte Versorgung aufgebaut, einschliesslich ständig wachsender LNG-Anteile. Ausserdem wurden Vereinbarungen über die Lagerung von Gas an verschiedenen Orten in Frankreich getroffen.

Die mögliche Gasknappheit zwingt uns dazu, uns auf die Reduktion des Verbrauchs einzustellen. In erster Linie betrifft dies natürlich die Zweistoff-Kunden, die vorbereitet sein müssen, ihre Anlagen umzustellen. Viteos besitzt z.B. Fernwärmanlagen, die bei Bedarf von Gas auf Öl umgestellt werden können. Unsere Ölspeicher wurden im Sommer vorsorglich aufgefüllt. Nichtsdestotrotz muss auch die Logistik für die Versorgung in diesem Winter im Falle einer längeren Gasknappheit sichergestellt werden.

Auch die Kommunikation ist ein wesentliches Element der Vorbereitung auf Beschränkungen in der Gasversorgung. Viteos hat deshalb seine Grosskunden im Laufe des Sommers über das Risiko einer Knappheit sowie die möglichen Massnahmen zur Minimierung der Auswirkungen einer Reduktion oder sogar eines Ausbleibens der Gaslieferungen informiert und sie dafür sensibilisiert. Weiter arbeiten wir eng mit dem Verband der Sanitärinstallateure des Kantons Neuenburg zusammen, damit diese im Rahmen ihrer jährlichen Kontrollen in Absprache mit den Eigentümern die Vorlauftemperatursollwerte senken. Viteos hat ausserdem eine Sensibilisierungskampagne unter dem Titel «Il est temps d'agir. Économisons l'énergie.» (Zeit zu handeln. Sparen wir Energie.) gestartet, die sich ebenso an Haushalte wie an Unternehmen und Immobilienverwaltungen richtet.

Im Falle einer ernsthaften Verknappung wird sicher die grösste Herausforderung für uns sein, den Minimaldruck im Netz aufrechtzuerhalten und zu verhindern, dass ein unkontrollierbares Gas-Luft-Gemisch im Netz vorliegt. Wir bereiten uns auf die schlimmsten Szenarien vor, damit wir alles Mögliche getan haben, um diese im kommenden Winter zu verhindern. In diesem Sinne trägt jede eingesparte Kilowattstunde zur Begrenzung des Risikos einer Gasknappheit bei.



Nicolas Zwahlen, Viteos
Responsable service réseaux
thermiques



RUDY VAN BEURDEN: «LE TRANSIT DE H₂ ENTRE LE NORD ET LE SUD CONSTITUERA LA PRINCIPALE OPPORTUNITÉ»

L'hydrogène est considéré comme un vecteur énergétique important pour la décarbonisation dans de nombreux pays du monde, notamment dans l'UE. Ainsi, dans l'UE, on discute activement de la manière d'organiser la relance d'une économie de l'hydrogène. En Suisse, en revanche, de nombreuses questions restent en suspens à ce sujet. Rudy Van Beurden de FluxSwiss, une entreprise impliquée dans le transport de gaz vers, depuis et à travers la Suisse, développe dans l'interview pourquoi la Suisse doit veiller à ne pas rester à l'écart en matière d'hydrogène et fait des propositions sur la manière dont elle pourrait s'y prendre.

Margarete Bucheli

Monsieur Van Beurden, FluxSwiss fait partie du groupe Fluxys. Quelles sont les activités de ce groupe?

Fluxys est un groupe d'infrastructures énergétiques totalement indépendant dont le Siège social se situe en Belgique et qui compte mille trois cents employés actifs dans le transport et le stockage de gaz ainsi que dans le terminalling de gaz naturel liquéfié. Nous opérons en Europe et développons des activités en Amérique du Sud et en Asie du Sud-Est. Là où le marché est prêt à franchir le pas, en tant qu'entreprise d'infrastructures gazières, nous nous tenons également prêts pour réaliser la transition vers un avenir énergétique hybride dans lequel des molécules neutres en carbone comme l'hydrogène et de l'électricité renouvelable jouent un rôle complémentaire dans le système énergétique.

«Comprendre le marché est devenu encore plus complexe: [...] il n'y a plus de corrélation claire entre un événement unique et les modèles de flux d'énergie à travers l'Europe.»

... et quelles sont les tâches de FluxSwiss?

FluxSwiss est un gestionnaire de réseau de transport dans le gazoduc Transitgas, commercialisant environ quatre-vingt-dix pour cent de la capacité technique du système Transitgas pour les flux de gaz de frontière à frontière. Nous combinons notre

expertise avec une interaction étroite avec nos clients pour leurs approvisionnements en Italie ou en Europe du Nord-Ouest. En tant qu'entreprise du groupe Fluxys, nous voulons contribuer à un avenir énergétique durable.

Depuis 2018, le système Transitgas constitue une connexion bidirectionnelle avec des flux de gaz du nord au sud ainsi que du sud au nord. Depuis l'introduction du flux inverse par les gazoducs de Transitgas: quelle est la direction habituelle des flux de gaz et combien de fois y a-t-il eu des situations de flux inverse? Dans le passé la direction habituelle était du nord au sud. La direction du flux est principalement déterminée par les différences de prix entre le marché allemand et le marché italien. Dans le passé, et surtout depuis fin 2021, nous avons occasionnellement constaté des périodes pendant lesquelles le flux s'est inversé. Ce que nous réserve l'avenir est pour l'instant très difficile à prévoir, car cela dépendra de l'évolution du marché du gaz en Europe dans les mois et les années à venir.

Depuis le début de la guerre en Ukraine, peut-on observer des changements significatifs dans les flux de gaz dans le système Transitgas?

Le marché du gaz a été bouleversé. En général une grande partie des flux se sont inversés en Europe. Dans le passé on observait surtout des flux est-ouest, tandis que maintenant il y a surtout

des flux ouest-est. En ce qui concerne la Suisse et le système Transitgas nous avons observé un grand intérêt pour pouvoir importer du gaz venant de la France (car relié à des terminaux GNL), tandis que historiquement la source primaire d'importation était l'Allemagne.

La comparaison des flux de cette année avec ceux de l'année dernière ne peut toutefois fournir aucune indication utile pour le futur car nous étions encore dans une année Covid en 2021. Nous pouvons seulement dire que le marché dans son ensemble se porte bien car les flux d'énergie réagissent de manière appropriée aux signaux du marché, comme en juillet 2022, lorsqu'il y avait des flux d'énergie élevés de l'Allemagne vers l'Italie.

Comprendre le marché est devenu encore plus complexe: Le mélange de paramètres qui ont changé par rapport aux années précédentes est varié, il n'y a donc pas de corrélation claire entre un événement unique et les modèles de flux d'énergie à travers l'Europe. Les éléments décisifs sont la disponibilité du GNL et du gaz russe, le fait que davantage de gaz provenait d'Afrique du Nord et un profil de température différent pour n'en nommer que quelques-uns.

Outre la crise énergétique due à la guerre en Ukraine, la transformation du système énergétique est également à l'ordre du jour, et l'hydrogène y jouera un rôle décisif, comme en a fait preuve le «European Green Deal» de l'UE. Quelles sont les activités en cours dans l'UE pour créer les conditions-cadres nécessaires à la mise en place d'une économie de l'hydrogène?

En mai 2022, la Commission a proposé de réduire rapidement la dépendance vis-à-vis des combustibles fossiles russes et d'accélérer la décarbonation: grâce aux économies d'énergie, à la diversification de l'approvisionnement et au soutien aux partenaires internationaux, à la promotion des importations de GNL, à un mécanisme d'approvisionnement conjoint et à une stratégie énergétique extérieure de l'UE. Ensuite, il y a la stratégie solaire de l'UE, l'homologation simplifiée des pompes à chaleur, etc. Le point central est que les objectifs de production d'hydrogène ont également été massivement augmentés: dix millions de tonnes – trois virgule quatre millions de tonnes de plus – pour la production nationale d'hydrogène renouvelable ainsi que dix millions de tonnes pour l'importation d'hydrogène vert et trente-cinq gigamètres cubes par an de production nationale de biométhane.

Que s'est-il passé au niveau juridique?

En résumé: le cadre juridique de l'hydrogène renouvelable a été finalisé, et devrait s'appliquer à la fois à l'hydrogène domestique et importé. En outre, il a été décidé que d'ici 2030, le RFNBO – c'est-à-dire les carburants renouvelables d'origine non biologique, qui est principalement de l'hydrogène renouvelable – devra représenter soixante-quinze pour cent de la consommation mondiale d'hydrogène dans l'industrie; au lieu de cinquante pour cent comme prévu dans le cadre du package «Fit for 55». D'ici 2030, les RFNBO devraient également représenter cinq pour cent des carburants de transport, au lieu de deux virgule six pour cent dans le «Fit for 55».

Ce nouveau volume de gaz nécessite-t-il également une nouvelle infrastructure?

Trois corridors hydrogène prioritaires depuis les pays tiers, dont la Méditerranée, ont été identifiés. La Commission estime les besoins d'investissement dans les infrastructures hydrogène à

soixante-quinze milliards d'euros pour les électrolyseurs d'ici 2030, vingt-huit à trente-huit milliards d'euros pour les gazoducs intra-UE et six à onze milliards d'euros pour le stockage. Les coûts des terminaux d'importation et des pipelines externes ne sont pas quantifiés.

Où seront produites de grandes quantités d'hydrogène vert à l'avenir?

Il existe un consensus croissant sur le fait que l'UE ne sera pas en mesure de produire une part très importante de l'hydrogène vert dont elle aura besoin à moyen et à long terme au niveau national – tant en termes de capacité physique que de coût. La croissance de l'offre à court terme, jusque 2026 environ, sera cependant principalement produite dans l'UE. On comprend donc de plus en plus que l'UE devra importer la plupart de ses besoins en hydrogène vert à moyen et à long terme. La source la plus logique et la plus compétitive d'hydrogène vert pour l'Europe est via des pipelines depuis l'Afrique du Nord.

«L'UE ne sera pas en mesure de produire une part très importante de l'hydrogène vert dont elle aura besoin à moyen et à long terme au niveau national.»

Quels sont les itinéraires envisageables pour le transport de l'hydrogène vers les consommateurs? Quels sont les avantages et les inconvénients de ces itinéraires?

Il existe deux voies d'importation possibles de l'Afrique du Nord vers l'Europe du Nord-Ouest, la première via l'Espagne et la seconde via l'Italie. Cependant, entre l'Espagne et la France, il existe actuellement des restrictions de capacité de transport. De l'Italie à l'Europe centrale et occidentale – principal centre de demande de l'UE – la route suisse est la plus courte et la plus logique. Alors la conclusion inévitable est que des quantités très importantes d'hydrogène renouvelable devront aussi transiter par la Suisse. Il existe d'importantes incertitudes concernant les quantités exactes et le moment de ce transit, mais la tendance est très claire.

FluxSwiss est membre de l'initiative «European Hydrogen Backbone», qui développe des visions pour un futur système de transport d'hydrogène européen. Quelle est la structure actuellement proposée pour le backbone? Comment et quand la Suisse sera-t-elle intégrée dans le contexte de cette infrastructure?

Dans le plan actuel de «Backbone», la Suisse apparaît seulement en 2040. Nous pensons que ce serait plutôt vers 2035 qu'il y aura un besoin d'avoir une connexion vers les pays adjacents. Il est à noter qu'une connexion vers l'Autriche aussi est déjà prévu en 2030.

Quels sont les efforts nécessaires de la part de la Suisse pour ne pas rester à l'écart de l'hydrogène et pour être intégrée dans un futur système européen d'hydrogène?

La Suisse doit développer dès que possible sa propre stratégie suisse de l'hydrogène et plus précisément en pleine consultation et collaboration avec les parties prenantes, y compris les acteurs régionaux suisses. Il s'agit des aspects internes et transitoires d'un réseau d'hydrogène. Dans cette «Swiss Hydrogen Strategy», la Suisse pourrait s'engager à faire partie du vaste marché européen de l'hydrogène. Elle pourrait notamment s'engager

à faciliter le déploiement du réseau hydrogène propre via des accords intergouvernementaux afin de sécuriser le transit à travers la Suisse.

Qu'en est-il du point de vue technique? Le système Transitgas est-il prêt pour l'hydrogène?

Le système Transitgas peut être converti pour le transport d'hydrogène. En ce qui concerne les tuyaux, ils sont compatibles pour le transport d'hydrogène. Une étude est en cours pour déterminer les conditions techniques, c'est-à-dire le niveau de pression, les capacités, etc. Il y aura quand-même certains investissements à faire au niveau des compresseurs à Ruswil et des vannes. Le grand avantage est que le système actuel pourra être utilisé, moyennant certaines adaptations, pour le transport futur d'hydrogène ce qui réduira considérablement les coûts d'investissement pour faire partie du marché européen d'hydrogène.

Quels efforts techniques sont nécessaires dans l'ensemble pour ne pas manquer l'intégration de la Suisse dans le «European Hydrogen Backbone» visé et dans une infrastructure européenne de l'hydrogène?

Il faudra d'abord finaliser l'étude sur les scénarios de transition afin de pouvoir présenter un plan concret de transition. Il sera alors important de trouver des solutions pour le financement des investissements étant donné que le marché doit encore se développer ce qui implique que pendant une phase initiale ce sera difficile de récupérer les coûts d'investissement avec des tarifs compétitifs.

«La Suisse doit développer dès que possible sa propre stratégie suisse de l'hydrogène et plus précisément en pleine consultation et collaboration avec les parties prenantes.»

Et qu'en est-il du gaz CO₂? Faut-il envisager un système de CO₂ en plus de la construction ou de la transformation d'une infrastructure d'hydrogène?

Actuellement, on ne sait pas encore comment l'UE va s'organiser, étant donné que le développement d'un marché de l'hydrogène

À PROPOS DE LA PERSONNE

Après avoir travaillé de nombreuses années chez Fluxys, un gestionnaire du service de transport de gaz belge, *Rudy Van Beurden* est *Senior Vice President Public Affairs* chez FluxSwiss depuis février 2020. Il s'engage également auprès de l'International Gas Union (IGU), où il est actuellement vice-président du comité Transport.



est prioritaire pour le moment. Il reste donc à voir quelle partie de l'infrastructure gazière sera convertie pour le transport de l'hydrogène et quelle partie sera disponible pour le transport de CO₂ en sachant qu'à long terme il y aura aussi un besoin de transporter le CO₂ à travers l'Europe vers des sites de stockage ou de traitement de CO₂ (pour être ré-utilisé).

Quels sont vos demandes à la politique en Suisse et dans l'UE afin de faire avancer la transformation nécessaire du secteur gazier et de garantir la sécurité de l'approvisionnement?

Il est peu probable que la Suisse ait besoin, pour ses propres usages industriels ou énergétiques, d'énormes quantités d'hydrogène renouvelable ou décarboné à court ou moyen terme. Un couplage tardif au marché de l'hydrogène de l'UE peut avoir des effets négatifs sur la position concurrentielle de l'industrie suisse, par rapport à la production de produits neutres en CO₂. Compte tenu des utilisations prévues dans l'UE, le transit de l'hydrogène entre le nord et le sud de l'Europe constituera le principal défi et la principale opportunité pour la Suisse.

Concernant la voie de transit privilégiée: Il est important pour la Suisse «d'occuper le territoire» et d'avoir le bon timing en ligne avec les développements dans l'UE. C'est pourquoi il est si important que la Suisse se dote rapidement d'une stratégie pour l'hydrogène et crée le cadre nécessaire pour faciliter les investissements nécessaires.

Die in Zürich domizilierte Swissgas AG (www.swissgas.ch) ist mit einem kleinen Team von Spezialisten im Auftrag und in enger Zusammenarbeit mit ihren Aktionärspartnern im Bereich Transport von Erdgas tätig. Die Gesellschaft betreibt in der Schweiz eigene Erdgashochdruckleitungen und Abnahmestationen entlang der internationalen Transitleitung.

Für den Geschäftsbereich Transport Management* suchen wir im Zuge einer Nachfolgeregelung auf April 2023 oder nach Vereinbarung eine/einen

Fachspezialist Systeme & operative Prozesse Energietransport

Arbeitspensum 100 %

Folgende Schwerpunkte kennzeichnen Ihren neuen Wirkungskreis:

- Anwendungsbetreuung des Erdgas-Transport-Systems
- Operative Abwicklungsprozesse für die Erdgastransportlogistik in der Schweiz und Anwendung MTS
- Nominationsprozesse und Datenaustausch mit Marktpartnern
- Operative Unterstützung des Dispatching-Teams
- Anforderungsanalysen und Weiterentwicklung der Systemabbildung und Marktmodellierung
- Begleitung der Entwicklung auf europäischer Ebene, Mitarbeit in Arbeitsgruppen (Harmonisierung der Logistikprozesse)

Sie bringen mit:

- Interesse für die Energiewirtschaft, Erfahrung auf diesem Gebiet sind von Vorteil, aber kein Must
- IT-Affinität
- Analytisches, strukturiertes Denken und Arbeiten
- Methodisches Vorgehen und Dokumentieren
- Sehr gute Englischkenntnisse

Wir bieten:

- Interessantes und vielseitiges Arbeitsumfeld mit individuellem Gestaltungsraum
- Zeitgemässe Anstellungsbedingungen und ausgezeichnete Sozialleistungen
- Flexible Arbeitszeiten mit Home-Office-Option
- 5 Wochen Ferien
- Weiterbildungsmöglichkeiten

* Der Geschäftsleitungsbereich Transport Management ist verantwortlich für die Vermarktung und Abwicklung der Transportkapazitäten sowie den Betrieb der Grenzübergangspunkte auf der Transitgasleitung (Nominationsmanagement), hauptsächlich für den Schweizer Markt, aber auch für grenzüberschreitende Transite. Dabei wendet die Swissgas die Regeln des aktuellen Netzzugangsmodells an und ist aktiv bei seiner Weiterentwicklung engagiert.

Interessiert? Dann freuen wir uns auf ihre vollständigen Bewerbungsunterlagen. Sollten Sie vorab noch Fragen haben, wird Ihnen Herr Michael Gubler gerne Auskunft geben, Telefon: 044 288 34 00, gubler@swissgas.ch

Bewerbungsunterlagen an:

Swissgas AG, I. Jaeggi, Grütlistrasse 44, 8002 Zürich, personal@swissgas.ch



ENERGIEWENDE UND VERSORGUNGSSICHERHEIT

WIE GEHT TRANSITGAS MIT DEN BEIDEN HERAUSFORDERUNGEN UM?

Der enorm hohe Verbrauch fossiler Energien ermöglichte einerseits die starke technologische Entwicklung in den vergangenen Jahrzehnten und damit verbunden: unseren heutigen Lebensstandard. Andererseits verursachten die Kohlendioxidemissionen den globalen Klimawandel. Um die damit verbundenen Auswirkungen zu stoppen oder zumindest zu bremsen, wurden klimaneutrale Ziele beschlossen. Indem der Energieverbrauch künftig mit erneuerbaren Energien gedeckt wird, sind sie zu erreichen. Auch die Transitgas AG hat sich mit Lösungen zur Dekarbonisierung auseinandergesetzt. Welche sie mittel- und langfristig sieht, wird nachfolgend beleuchtet.

Paolo Beretta, Transitgas AG

RÉSUMÉ

TRANSITION ÉNERGÉTIQUE ET SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT – COMMENT TRANSITGAS RELÈVE-T-ELLE CES DÉFIS?

Les développements technologiques importants et dynamiques des dernières décennies ont conduit à la grande qualité de notre niveau de vie actuel. La consommation d'énergies fossiles permettant ce développement a été et est encore très élevée. Les émissions de CO₂ qui en découlent ont entraîné un réchauffement climatique global.

Pour freiner ou mieux encore stopper les effets qui y sont liés, il faut atteindre les objectifs de neutralité climatique définis et garantir en même temps l'approvisionnement à partir de sources d'énergie renouvelables et respectueuses de l'environnement. Mais comme celles-ci ne sont pas toujours disponibles au moment voulu, il faut élaborer de nouveaux modèles commerciaux, prévoir des capacités de stockage suffisantes pour l'électricité excédentaire saisonnière et promouvoir une utilisation et une consommation plus judicieuse et économe des énergies renouvelables. L'article décrit comment *Transitgas SA* va relever les deux défis que sont la transition énergétique et la sécurité d'approvisionnement, mais aussi comment l'entreprise se prépare à la décarbonisation et comment les émissions de gaz à effet de serre peuvent être réduites.

KLIMAWANDEL UND GLOBALE HERAUSFORDERUNGEN

Menschliche Tätigkeiten waren und sind noch immer mit enormen Treibhausgas (THG)-Emissionen verbunden. Unterschätzt oder nicht richtig gewichtet wurden dabei vor allem die Kohlendioxid (CO₂)-Emissionen. Der durch sie verursachte Klimawandel ist immer spürbarer. Langjährige Temperaturmessreihen der meteorologischen Dienste auf der ganzen Welt zeigen, wie die Erde immer wärmer geworden ist. Dargestellt in *Figur 1* ist die mittlere Jahrestemperaturanomalie auf der Erdoberfläche zwischen 1900 und 2021. Gut ablesbar ist der Temperaturanstieg um $1,14 \pm 0,10$ °C innert hundert Jahren.

Um dieser Tendenz entgegenzuwirken, wurde 2015 an der Uno-Klimakonferenz, der COP21, das so genannte Pariser Abkommen geschlossen, das im November 2016 in Kraft trat. Die Vertragsstaaten haben sich verpflichtet, die durchschnittliche globale Erwärmung im Vergleich zur vorindustriellen Zeit auf deutlich unter 2 Grad Celsius zu begrenzen, wobei ein maximaler Temperaturanstieg von 1,5 Grad Celsius angestrebt wird. Um dieses Ziel zu erreichen, wurden unterschiedliche Massnahmen definiert.

Auch die *Transitgas AG* (TRG) mit ihrem Erdgas-Transportsystem will sich aktiv an einer relevanten Reduktion der CO₂-

* Kontakt: beretta@transitgas.ch

Emissionen beteiligen. Hierfür erwägt sie, in einer ihrer Parallelleitungen Wasserstoff zu transportieren.

THG-EMISSIONEN IN DER SCHWEIZ

Die Treibhausgasemissionen innerhalb der Schweiz sind seit 1990 um 19% gesunken. Die in die Atmosphäre ausgestossene Menge an Treibhausgasen entspricht 43,4 Mio. t CO₂-Äquivalenten (nicht eingerechnet ist der internationale Flug- und Schiffsverkehr). Dies entspricht einem Treibhausgasausstoss von 5 t CO₂-Äquivalente pro Kopf (davon CO₂: 4 t pro Kopf). Die Emissionen verteilen sich auf folgende Sektoren:

- 31% Verkehr
- 24% Gebäude
- 25% Industrie
- 20% Landwirtschaft, Abfallbehandlung sowie Ausstoss synthetischer Gase

MASSNAHMEN ZUR REDUKTION

Gemäss dem Pariser Abkommen müssen bis 2050 die weltweiten Treibhausgasemissionen auf netto null zurückgehen. Mit der Ratifizierung des Übereinkommens hat sich die Schweiz verpflichtet, in einem ersten Schritt die Treibhausgasemissionen bis 2030 um 50% gegenüber 1990 zu senken [1].

Auf nationaler Ebene verlangte das CO₂-Gesetz, bis 2020 die im Inland emittierten Treibhausgase um mind. 20% gegenüber dem Wert von 1990 zu reduzieren. Dies entspricht der internationalen Verpflichtung des Kyoto-Protokolls.

Für die Umsetzung des Übereinkommens von Paris hat das Parlament in der Herbstsession 2020 eine Totalrevision des CO₂-Gesetzes angenommen, die in der Volksabstimmung vom 13. Juni 2021 aber abgelehnt wurde. Als Übergang für das Jahr 2021 hatte das Parlament in der Wintersession 2019 eine Teilrevision zur Verlängerung einzelner klimapolitischer Instrumente zur CO₂-Reduktion beschlossen. Diese wurden nun bis Ende 2024 verlängert, schliesslich wurde nicht das geltende, sondern das neue CO₂-Gesetz abgelehnt.

TRANSITGAS

TRANSPORTSYSTEM

Das Transitgas-Transportsystem besteht aus 292 km Erdgasleitung mit mehreren Stollen, einer Verdichterstation mit Abwärmerückgewinnungsanlagen, einer

Messstation sowie diversen Schieberstationen. Entlang des Trassees sind acht Zollmessstationen der *Swissgas* angeschlossen, über die Erdgas für den Schweizer Markt entnommen wird.

Aus Deutschland kommend unterqueren die beiden Parallelleitungen den Rhein und enden in den Empfangsmolch-

stationen der Messstation Wallbach. Die beiden Leitungen führen weiter nach Süden und erreichen die Verdichterstation Ruswil (Fig. 2 und 3). Eine Leitung mit einem Durchmesser von 48" verlässt die Verdichterstation und erreicht kurz danach die Molch- und Schieberstation Entlebuch.

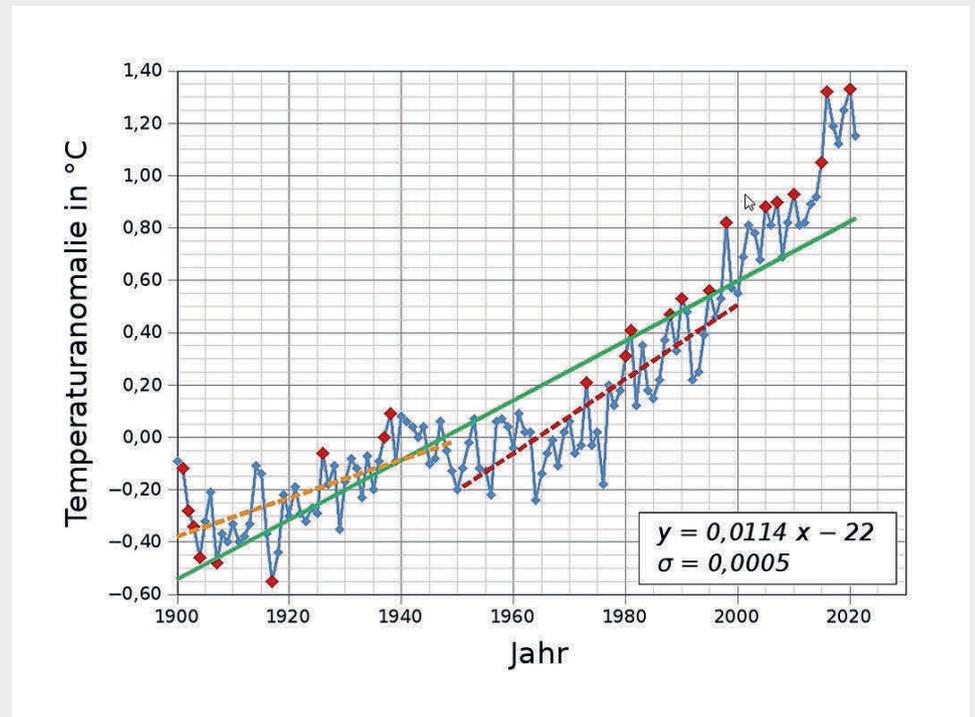


Fig. 1 Innert hundert Jahren ist die Temperatur auf der Erdoberfläche um $1,14 \pm 0,10$ °C gestiegen. Grüne Linie: linearer Trend 1900 bis 2021; orange gestrichelte Linie: linearer Trend 1900 bis 1950; rote gestrichelte Linie: linearer Trend 1951 bis 2000; die mit roten Rhomben markierten Datenpunkte zeigen an, dass es in dem entsprechenden Jahr kälter bzw. wärmer war als in allen Jahren davor. (© Goddard Institute for Space Studies)



Fig. 2 Schematischer Verlauf der Transitgas-Leitungen durch die Schweiz.



Fig. 3 Kompressorstation in Ruswil.

Bis hierhin verläuft grösstenteils parallel zu ihr die frühere 34"-Leitung. Sie endet in der Molchschleuse dieser Station. Diese 34"-Leitung wird als Gaszwischen-speicher für die Erdgasmen-gen benutzt, die in der Verdichterstation Ruswil im Falle einer Druckentlastung frei werden. Diese Option besteht seit 2000. Die TRG macht regelmässig davon Gebrauch, um die THG-Emissionen möglichst tief zu halten.

Der *Reverse Flow* (Gasfluss in Gegen-richtung) erhöht die Flexibilität der Gas-versorgung. So kann der Betrieb nun auch Richtung Süd-Nord sowie in alle möglichen Richtungen erfolgen.

UMWELTZIELE

Die Transitgasleitung ist für die Ver-sorgungssicherheit der Schweiz und der Nachbarländer wichtig. Aber auch beim Erreichen der nationalen Klimaziele kann

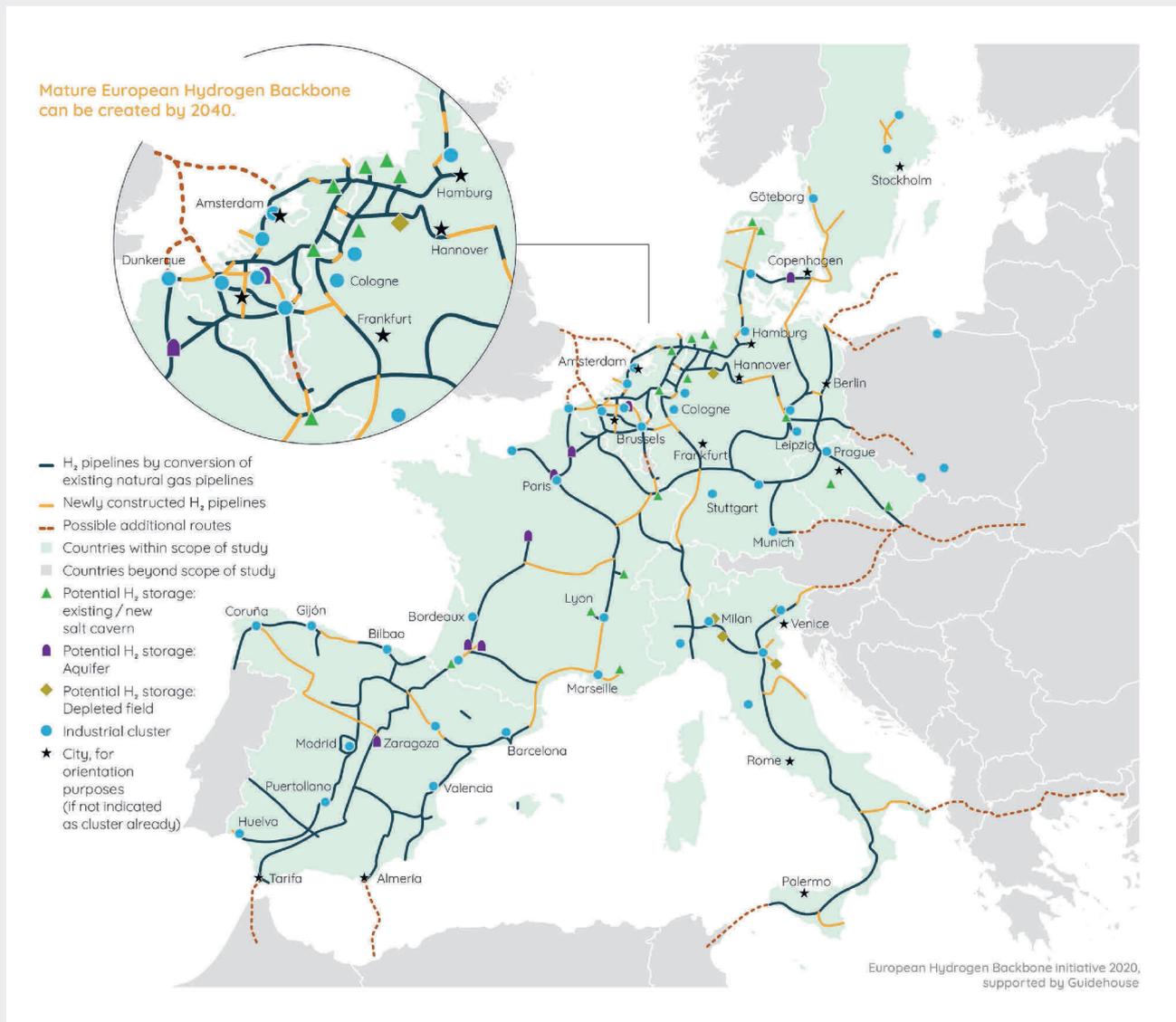


Fig. 4 European Hydrogen Backbone im Jahr 2040.

Transitgas eine wichtige Rolle spielen. Um die mittel- und langfristigen Herausforderungen anzugehen, will sie sich ausreichend vorbereiten und sich dabei auf folgende Aspekte konzentrieren:

- Reduktion der THG-Emissionen
- Versorgungssicherheit mit umweltfreundlichen Energieträgern gewährleisten

Als erstes hat die Transitgas hierfür eine Umweltanalyse durchgeführt und die entsprechenden Reduktionsmassnahmen definiert. Spätestens bis 2035 will Transitgas das Netto-Null-Emissionsziel erreichen.

Ausserdem will Transitgas sich langfristig vorbereiten, um umweltfreundliche Moleküle wie Wasserstoff transportieren zu können. Transitgas wird ihre Infrastruktur für den Wasserstofftransport schon ab 2035 zur Verfügung stellen und so fester Bestandteil des *European Hydrogen Backbone* werden (Fig. 4). Um reinen Wasserstoff transportieren zu können, muss die Transitgas verschiedene Aspekte überprüfen:

- Das bestehende System muss auf Wasserstoff-Tauglichkeit (*H₂-Readiness*) überprüft werden.
- Auch wird das Verlegen einer Wasserstoffleitungen parallel zum bestehenden System geprüft.

UMWELTANALYSE

Transitgas ist seit 2008 gemäss den internationalen Normen ISO 14001 (Nachhaltiges Umweltmanagement) und ISO 45001 (zuvor OHSAS 18000) zertifiziert. Die Umweltanalyse identifiziert die bedeutenden Aspekte sowie die strategischen Chancen und Risiken im Bereich Umwelt für das Unternehmen. Ziel der jährlich aktualisierten Umweltanalyse ist, ein besseres Verständnis für diese Umweltaspekte zu schaffen, welche die Transitgas beeinflussen kann oder von welchen sie selbst beeinflusst wird. Auf der Grundlage der Methode der ökologischen Knappheit [2] werden Kern- und Zusatzaspekte sowie strategische Chancen und Risiken definiert und analysiert. Für die Kernaspekte wird zudem ein Cut-off gemacht: Liegen die drei quantitativ bedeutendsten Umweltaspekte kumuliert unter 90% der gesamten Umweltbelastungspunkte der TRG, werden weitere Aspekte berücksichtigt, bis die kumulierte erfasste Umweltbelastung die 90%-Grenze überschreitet.

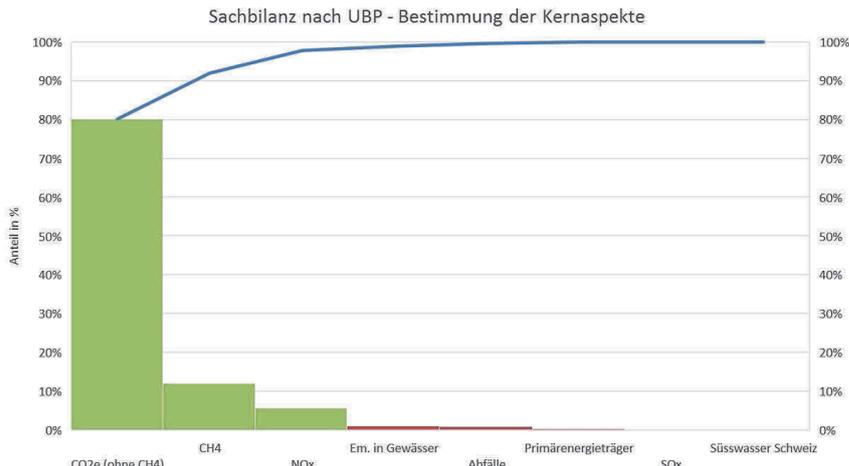


Fig. 5 Sachbilanz nach Umweltbelastungspunkte (UBP) 2017 – Bestimmung der Kernaspekte und Cut-off-Kriterien. Blaue Linie zeigt den kumulativen Anteil der UBP.

(© FirstClimate Berechnungen, HSE-Kennzahlen der Transitgas AG)



Fig. 6 Übersicht der strategischen Chancen und Risiken.

Figur 5 zeigt die Ergebnisse. Für die Methanemissionen werden «nur» die Emissionen, die mit dem Betrieb, Wartungstätigkeiten oder Notfälle des Hochdruckleitungsnetzes verbunden sind, berücksichtigt. Die flüchtigen Emissionen sind noch nicht Bestandteil dieser Analyse. Die identifizierten Themenkreise der Chancen und Risiken sind in Figur 6 dargestellt. Für die Kernaspekte wurden einige Projekte identifiziert. Diese können einen relevanten Beitrag zur Reduktion der THG-Emissionen leisten:

- Green Project: Erdgas-Emissionsminderungsmassnahmen in der Verdichterstation Ruswil.
- Systematischer Einsatz der mobilen Kompressoren und der Flaring-Anlage, wenn ein Leitungsabschnitt oder Leitungsstück entleert werden muss.
- Erstellung eines Plans zur Reduktion aller möglichen THG-Emissionen, die vom Betrieb der Transitgas verursacht werden können. Als Leitfaden wurden anerkannte internationale Normen (wie GHG-Protocol, ISO 14064-1 für die Erfassung der allgemeinen THG-

Emissionen und die OGMP 2.0 für die Erfassung der Erdgasemissionen) verwendet.

WASSERSTOFF BEI DER TRANSITGAS

Langfristig will sich die Transitgas vorbereiten, um auch Wasserstoff transportieren zu können (ab 2035 Bestandteil des *European Hydrogen Backbone*). Dazu will sie, unterstützt von erfahrenen Beratungsfirmen im Bereich Erdgas- und Wasserstoffleitungsnetze, an zwei Fronten arbeiten:

- Bewertung der Wasserstofftauglichkeit des bestehenden Leitungsnetzes
- Machbarkeitsstudie für die Verlegung eines separaten und parallel zum bestehenden System

Diese Entscheidung wurde im Hinblick darauf getroffen, sich verschiedene strategische Möglichkeiten offen zu halten. Denn noch ist unklar, wie der Wasserstoffmarkt sich entwickeln wird und welche Rollen Erdgas und Wasserstoff in Zukunft (nach 2050) einnehmen werden.

WASSERSTOFFTAUGLICHKEIT DES BESTEHENDEN LEITUNGSNETZES

Figur 7 zeigt das geschätzte Potenzial zur Treibhausgas-Reduzierung durch Wasserstoff. Eine Wasserstoffbeimischung von 30 Vol.-% dürfte zu einer THG-Minderung

in der Größenordnung von 10% führen. Betrachtet wurde das Potenzial für grünen und blauen Wasserstoff. Die Farben verweisen darauf, welche Energiequellen zur Erzeugung von Wasserstoff eingesetzt wurden:

- Grün: Elektrolyse von Wasser mit Strom von z. B. PV-Anlagen oder Wasserkraftwerken
- Blau: Pyrolyse oder Erdgasreformierung mit Auffangen und Speichern von CO₂.

Aufgrund des Reduktionspotenzials hat Transitgas die Wasserstofftauglichkeit ihres Leitungsnetzsystems untersucht. Speziell zu beachten ist: Das Wasserstoffmolekül ist viel kleiner als dasjenige von Erdgas. Deswegen muss erst eine Diffusion ausgeschlossen werden können, bevor Wasserstoff in die Leitungen der Transitgas fließen kann.

Eine erste grobe Bewertung des bestehenden Leitungssystems auf Wasserstofftauglichkeit wurde 2021 abgeschlossen. Anhand von 24 Komponenten wurde der Einfluss des Wasserstoffs auf das Gas-transportnetz untersucht. Um die heutigen Möglichkeiten für Wasserstoff in der Gasinfrastruktur zu bewerten, ist aus technischer Sicht pro Komponente eine Unterscheidung in zwei Kategorien erforderlich:

Kategorie Material

Aussage über Materialbeständigkeit in wasserstoffreichen Gasen unter den

im Transportnetz üblichen Druck- und Temperaturbereichen.

Kategorie Funktion

Bewertung, inwieweit das einer Komponente zugrunde liegende technisch-physikalische Funktionsprinzip durch Zumischung von Wasserstoff beeinflusst wird bzw. ob ein Betrieb mit reinem Wasserstoff ebenso möglich ist.

Für die beiden Kategorien wurde eine Bewertung auf Basis des bestehenden Systems und mit Quellen abgesicherten Wissens in Vol.-% vorgenommen. Die Bewertung wurde zudem in ein Balkendiagramm grafisch übertragen (Fig. 8).

Aus den Aussagen zu den beiden Kategorien Material und Funktion ergab sich eine Schnittmenge, die sogenannte Wasserstofftauglichkeit. Diese bildet demnach die technische Eignung einer Komponente ab, unter Berücksichtigung sowohl der technisch-physikalischen als auch der materialtechnischen Aspekte. Alle Konstellationen der Einfärbungen der Material- und Funktionsbalken und der daraus resultierenden Wasserstofftauglichkeit aller 24 Komponenten sind in Figur 8 dargestellt.

Da nur wenige Komponenten genauer untersucht werden sollten (*gelbe Balken*), kann davon ausgegangen werden, dass der Transport bis 10% Beimischung von Wasserstoff heutzutage denkbar ist.

Diese erste Untersuchung ist allerdings nicht abschliessend. Transitgas beschloss, die Wasserstofftauglichkeit ihres Leitungssystems (mit Ausnahme der Turbokompressoren in Ruswil und den Ultraschallzählern in Wallbach, bei denen die Tauglichkeit direkt mit den Herstellern der entsprechenden Maschinen und Geräten geprüft wird) vertieft zu untersuchen, um zu verstehen, welche Bedingungen das bestehende System bereits erfüllt und welche noch zu erfüllen sind, um Wasserstoff (bis 100%) sicher transportieren zu können. Diese 2022 gestartete detaillierte Untersuchung besteht aus zwei Teilen:

- Bewertung der Leitungen und Leitungskomponenten
- Bewertung der Stationen

Aus Ermangelung eines anerkannten internationalen Vorgehens für diese Untersuchungen wurde ein Vorgehen entwickelt, das auf der Norm ASME 31.12 und der EIGA-Richtlinie basiert (Fig. 9).

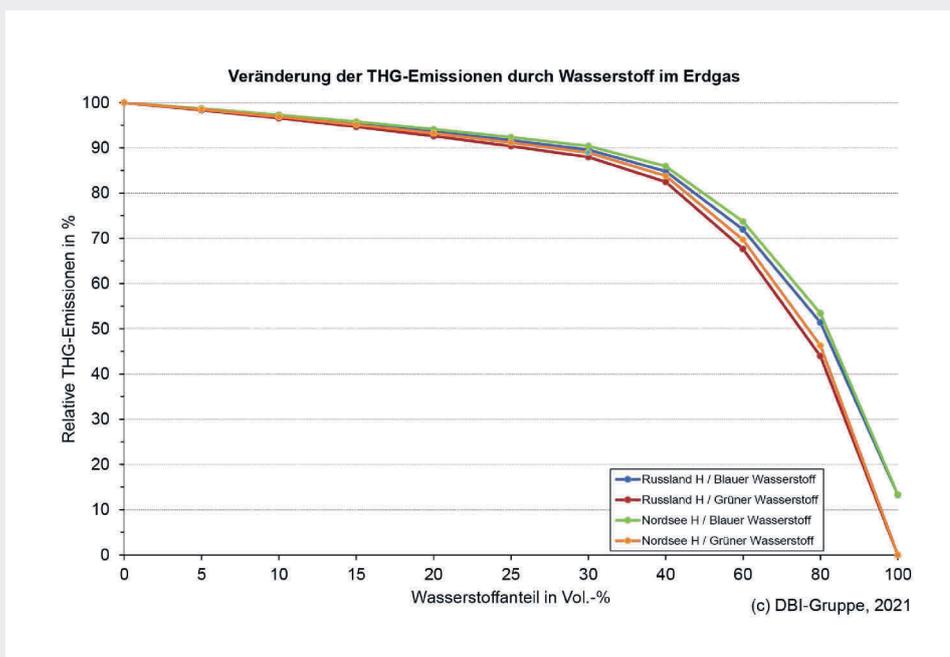


Fig. 7 Veränderung der THG-Emissionen bei Verbrennung durch Wasserstoffanteile im Erdgas (eigene Darstellung und Berechnung nach Polman [3]).

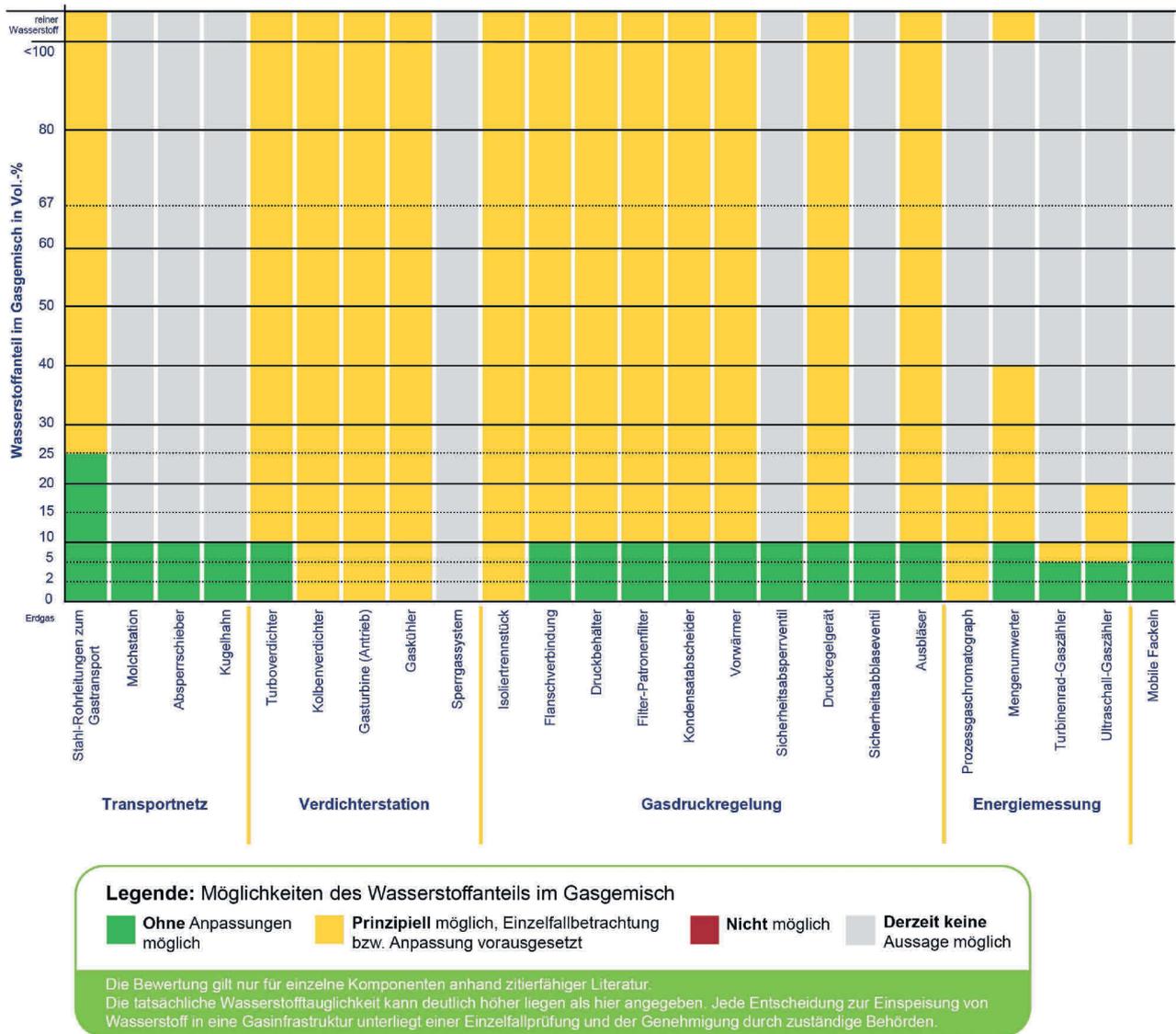


Fig. 8 Wasserstofftauglichkeit der Assets des Gastransportnetzes im Überblick.

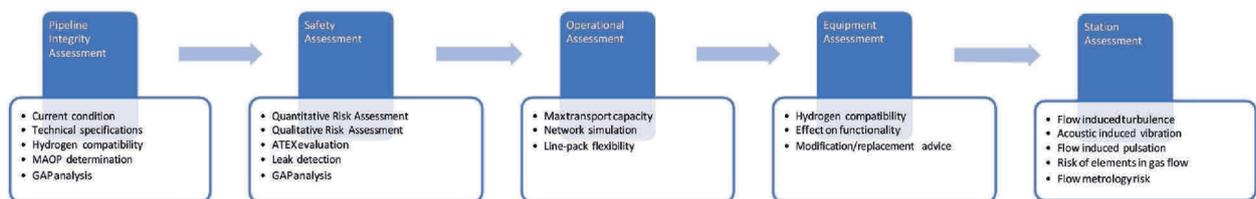


Fig. 9 Vorgehen für die Bewertung der Wasserstofftauglichkeit einer bestehenden Erdgasleitung.

Bewertung der Leitungen und Leitungskomponenten
 Wasserstoff kann zu Wasserstoffversprödung führen und sich auf das Ermüdungsverhalten von Stahl auswirken und damit

die Lebensdauer von Rohrleitungen, die unter schwankendem Druck betrieben werden, beeinflussen. Leitungen, Bögen, Flansche, Molchschleusen etc. werden auf ihre Wasserstofftauglichkeit hin unter-

sucht. Der aktuelle Zustand der Pipelines wird bewertet, basierend auf Design-, Konstruktions-, Inspektions- und Reparaturdaten (ASME 31.12, Option A wird entsprechend verwendet). Die erforderli-

chen Eigenschaften und die potenziellen Degradationsmechanismen, die für den Wasserstofftransport relevant sind, werden basierend auf Ermüdungsbewertung (ASME 31.12, Option B) untersucht.

Aufgrund der Ergebnisse werden die optimalen Bedingungen für den sicheren Betrieb der Leitung, wenn Wasserstoff transportiert wird, ermittelt. Ausserdem wird eine Liste mit kritischen technischen Punkten und mit möglichen Massnahmen, um den sicheren Betrieb mit Wasserstoff zu gewährleisten, bereitgestellt.

Aufgrund der Bewertung der Leitungen und der Leitungskomponenten werden umfassende Informationen und Ergebnisse geliefert, wie z. B. Materialeignung, MAOP, max. Druckschwankungen, Engpässe etc.

Bewertung der Stationen

Neben den Leitungsbewertungen werden auch mögliche Einschränkungen hinsichtlich der Transportkapazität der Komponenten folgender Stationen bewertet:

- Schieberstationen
- Verdichterstation Ruswil
- Messstation Wallbach

Ausserdem muss berücksichtigt werden, dass die verschiedenen Stationen für bestimmte Prozessbedingungen wie maximale und minimale Durchflussraten ausgelegt sind. Auch braucht es ein Verständnis für die sich ändernden Prozessbedingungen nach der Einführung von Wasserstoff, die Folgen für die Integrität der Anlagen haben könnten, insbesondere das Risiko im Zusammenhang mit Vibrationen und Pulsationen. Dazu werden folgende Aspekte behandelt:

- Bewertung der Pulsation, die mit dem Durchfluss verursacht wird.
- Bewertung der durchflussinduzierten Turbulenz – konzentriert sich auf Rohrhalterungen, Spannweiten und Steifigkeit.

- Risiko von Elementen bei der Bewertung des Gasstroms – konzentriert sich auf Elemente im Gasstrom (z. B. Thermotasche).

Auch für die Stationen und deren Leitungsverrohrung und Rohrkomponenten sind Bewertungen gemäss ASME 31.12 und EIGA-Richtlinie wie für die Leitungen vorgesehen. Zusätzliche Informationen und Ergebnisse bezüglich Durchflusskapazitäten der Leitungen, der Ausbläser etc. werden geliefert sowie eine Liste der kritischen technischen Punkte und Vorschläge zu möglichen Verbesserungsmassnahmen.

Sowohl für die Leitung als auch für die Stationen wird eine Kostenschätzung und einen Umsetzungszeitplan für die vorgeschlagenen Massnahmen erstellt.

NEUE WASSERSTOFFLEITUNGEN

Transitgas AG hat weitere Alternativen untersucht, um ihre Transportkapazität sowohl für Erdgas als auch für Wasserstoff aufrechterhalten zu können. Zum Beispiel die Lösung mit zwei separaten Transportsystemen, eines für Erdgas und das andere für Wasserstoff.

Heute sind Wasserstoffleitungen in der Schweiz noch den Kantonen unterstellt. Da die Transitgasleitungen mindestens sechs Kantone queren, wäre es von Vorteil, wenn Wasserstoffleitungen unter die Zuständigkeit des Bundes (BFE/ERI) fallen würden. So hätte Transitgas nur einen Ansprechpartner für technische und sicherheitstechnische Belange. Ausserdem sind keine Richtlinien für Wasserstoffleitungen für die Schweiz gültig, auch wenn international anerkannte Normen wie ASME B31.12 und EIGA zur Anwendung kommen dürfen.

Aus diesem Grund sind nicht nur technische und Sicherheitsaspekte zu überwinden, sondern erst auch rechtliche und regulatorische Aspekte zu klären und diese mit den zuständigen Behörden zu definieren. Alle diese Aspekte möchte

Transitgas AG mit einer Machbarkeitsstudie abklären.

Das Bundesamt für Energie BFE und Eidg. Rohrleitungsinspektorat (ERI) werden miteinbezogen und die zu nutzenden Normen und Richtlinien für die verschiedenen Phasen – Projektierung, Bau und Betrieb – werden so zusammen abgestimmt.

SCHLUSSFOLGERUNGEN

Eine Dekarbonisierung unserer Prozesse ist zwingend nötig, und die THG-Emissionen müssen bis auf null reduziert werden. Dies benötigt Zeit, grosse Investitionen und Energieträger, die zuverlässig dann Energie zur Verfügung stellen, wenn sie benötigt wird. Deshalb ist Transitgas der Ansicht, dass für eine Übergangsphase Erdgas die Lösung des Problems sein kann, weil es reichlich vorhanden und zu den fossilen Energieträgern gehört, die weniger THG-Emissionen verursachen. Die bestehenden Anlagen müssen weiter betrieben und verbessert werden, um die Emissionen, die mit dem Betrieb der Erdgasanlagen verbunden sind, auf null zu bringen. In der Zwischenzeit sollen zusätzliche Lösungen untersucht und gefunden werden, um die Energieversorgung mit null THG-Emissionen langfristig gewährleisten zu können.

Als langfristige Lösung könnte aus unserer Sicht Wasserstoff die beste Lösung sein, wenn er durch erneuerbare Energien oder durch Aufspaltung von Erdgas und Auffangen/Speichern von CO₂ erzeugt wird.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] Bundesamt für Umwelt BAFU: www.admin.bafu.ch
- [2] Bundesamt für Umwelt BAFU (2006, 2013): Ökofaktoren
- [3] Polman, E. et al. (2003): Reduction of CO₂ emissions by adding hydrogen to natural gas. GASTEC NV for IEA Greenhouse R&D Programme. Report Number PH4/24. Apeldoorn

WASSERSTOFF-BASIERTE STROMSPEICHERUNG IM EWB-NETZ

Energie Wasser Bern hat in Zusammenarbeit mit GRZ Technologies SA, einem Schweizer Jungunternehmen, eine Wasserstoff-basierte Stromspeicheranlage realisiert, die noch in diesem Jahr ans Netz angeschlossen werden soll. Die Technologie findet erstmalig Anwendung in der Grössenordnung von 1 MWh und demonstriert, wie erneuerbarer Strom dank Wasserstoff als Energieträger kompakt, sicher und umweltschonend an peripheren Orten im Stromnetz gespeichert werden kann.

Christoph Deutsche, Energie Wasser Bern; Claudio Ruch, GRZ Technologies SA*

Thomas Gonschiorrek, Energie Wasser Bern; Andreas Züttel, École polytechnique fédérale de Lausanne (EPFL)

Vor zwei Jahren begannen *Energie Wasser Bern* (ewb) und *GRZ Technologies SA* zusammen in einem neuen Projekt mit der Umsetzung eines Stromspeichersystems, das sich bei tiefen Energiekosten mit kleiner Leistung beladen lässt, die Elektrizität verlustfrei beliebig lang speichern kann und bei Bedarf wieder Strom liefert. Dazu wird zuerst mittels Elektrolyse Wasserstoff produziert, dieser wird zwischengespeichert und dann bei Bedarf mit Brennstoffzellen wieder verstromt. Der Prozess ist schematisch in *Figur 1* zusammengefasst.

Zu den Anwendungen des Stromspeichersystems zählt einerseits das sogenannte «Peak shaving». Wenn kurzzeitig grosse Leistung benötigt wird, wird diese lokal produziert. Somit werden Leistungsgebühren und Netzbelastungen verringert. Andererseits können Versorgungsengpässe überbrückt werden

in Zeitperioden, in denen das Netz nicht genügend Elektrizität liefert.

Zu Beginn des Projektes wurden mögliche Geschäftsszenarien für verschiedene Standorte im ewb-Netz berechnet. Auch bei den damals noch viel tieferen Strompreisen als heute zeigte sich, dass ein bestimmter Typ von Lastgang mit hohen Spitzen und dem Potenzial zur Leistungsoptimierung besonders geeignet ist. Eine präzise Simulation führte dann zur optimalen Auslegung der Anlage.

SPEICHERUNG VON WASSERSTOFF IN FESTKÖRPERN

Wasserstoff wird klassischerweise als Gas unter Druck oder flüssig in Kryogentanks gespeichert. Beide Speichermethoden hätten vor allem bei Anwendungen in peripheren Teilen des Stromnetzes Nachteile. Da der Wasserstoff mit einer Dichte von 90 g/Nm^3 bei Standardbedingungen sehr leicht ist, wäre die Speicherung beim Druckniveau am Elektrolyseurausgang von typischerweise maximal 35 bar(g) äusserst platzintensiv. Für die Verdichtung auf höhere Drücke wird ein Kompressor benötigt, also eine zusätzliche teure und wartungsintensive Komponente. Die Verdichtung führt ausserdem zu Energieverlusten, und hohe Drücke erfordern aus Sicherheitsgründen aufwendigere Anlagen. Flüssiger Wasserstoff ist kälter als -253 °C . Die Speicherung der Flüssigkeit ist deshalb technisch anspruchsvoll und damit eher für zentrale Grossanwendungen geeignet, z. B. für einen Verladehafen, wo grössere Mengen an Wasserstoff importiert werden.

Die hier vorgestellte Methode der Wasserstoffspeicherung funktioniert anders: Der Wasserstoff wird als Festkörper in einem Wirtsmetall gespeichert und bildet ein Metallhydrid. Die Grundlage dieser Form der Speicherung ist, dass die eingesetzten Legierungen den Wasserstoff bei den richtigen Bedingungen absorbieren und später wieder freigeben können. Die Energiedichte von Wasserstoff in den verschiedenen Zuständen ist in *Figur 2* dargestellt. Bei der Absorption teilen sich die Wasserstoffmoleküle (H_2) in einzelne Wasserstoffatome (H) auf. Die einzelnen Wasserstoff-Atome bewegen sich dann auf den Zwischengitterplätze der Metalllegierung. Dabei werden die

* Kontakt: claudio.ruch@grz-technologies.com

RÉSUMÉ

STOCKAGE D'ÉLECTRICITÉ BASÉE SUR L'HYDROGÈNE CHEZ EWB

Ewb et GRZ Technologies SA ont réalisé une installation de stockage d'électricité basée sur le H_2 , qui doit être raccordée au réseau électrique cette année. Différentes technologies nouveaux y sont utilisés: le H_2 est stocké sous forme solide, dans des hydrures métalliques (25 kg H_2), et la reconversion en courant est produite par des piles à combustible fabriquées en série dans l'industrie automobile ($85 \text{ kW}_{\text{el}}$ par unité). Cette technologie montre comment l'électricité renouvelable peut être stockée de manière compacte, sûre et respectueuse de l'environnement à proximité du producteur décentralisé dans le réseau électrique, et ce grâce au H_2 . L'installation peut fonctionner de manière autonome et être utilisée entre autres pour l'optimisation de la puissance électrique. Tous les composants ont été intégrés à cet effet dans un conteneur ISO de 20'. GRZ a accéléré la mise à l'échelle de la technologie, ce qui permet de fabriquer actuellement pour le marché européen des installations également intégrées dans des conteneurs de 20 pieds avec une capacité de stockage allant jusqu'à $4,5 \text{ MWh}_{\text{el}}$ et une puissance de pointe allant jusqu'à $440 \text{ kW}_{\text{el}}$. La technologie pourrait également être utilisée pour combler de manière fiable les lacunes d'approvisionnement sans recourir aux carburants fossiles.

Abstände zwischen den einzelnen Atomen deutlich geringer im Vergleich zum gasförmigen oder flüssigen Zustand des molekularen Wasserstoffs. Daraus resultiert eine sehr hohe volumetrische Wasserstoffspeicherdichte und damit eine sehr hohe Energiedichte. Es gibt eine Vielzahl an möglichen Legierungen, die für diesen Prozess eingesetzt werden können. GRZ hat sich

sowohl auf das Design und die Auswahl dieser Legierungen spezialisiert als auch auf deren technische Einbettung in der Maschine, die je nach Anwendung ein Speicher oder ein Kompressor sein kann. Der Aufbau einer Serienfertigung für Metallhydridspeicher war eine der Voraussetzungen für die Durchführung des Projektes. Der für dieses Projekt gebaute Speicher hat eine Kapazität von

25 kg H₂, was knapp 1 MWh entspricht, basierend auf dem oberen Heizwert von Wasserstoff. Dabei beträgt das interne Volumen des Metallhydridspeichers lediglich ca. 0,5 m³. Der überwiegende Teil der gespeicherten Energie ist in den Metallhydriden und nur ein kleiner Teil in den Stützbatterien zur Pufferung gebunden. Diese Tatsache erhöht die Sicherheit gegenüber einer konventionellen Netzbatterie, bei der die gesamte gespeicherte Energie in Lithium-Ionen-Batterien vorliegt.

Metallhydride zeigen keine Selbstentladung, können also die gespeicherte Energie ohne Verlust über lange Zeit halten. Die Metalle und deren Hydride unterliegen zudem keinen Alterungsprozessen und lassen sich somit über Jahrzehnte lagern. Aufgrund der chemischen reduktiven Eigenschaft des Wasserstoffs gibt es keine Korrosion. Ungewollte Nebenreaktionen wie in Batterien, die zu Explosionen oder der raschen Freisetzung von sehr grossen Wärmemengen führen können (siehe z. B. [1]), können in Metallhydriden nicht auftreten. Die hohe Sicherheit der Speichersysteme mit Metallhydriden ist insbesondere beim Einsatz in dicht besiedelten Gebieten oder in der Nähe von Industrieanlagen von Vorteil.

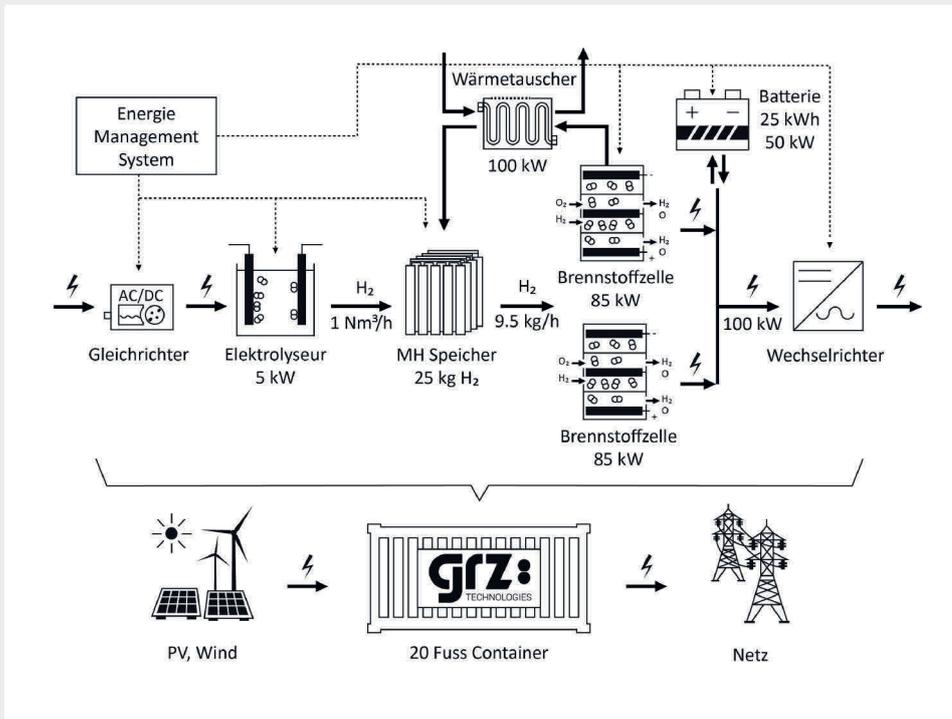


Fig. 1 Schematische Darstellung des Energiespeichers basierend auf Wasserstoff.

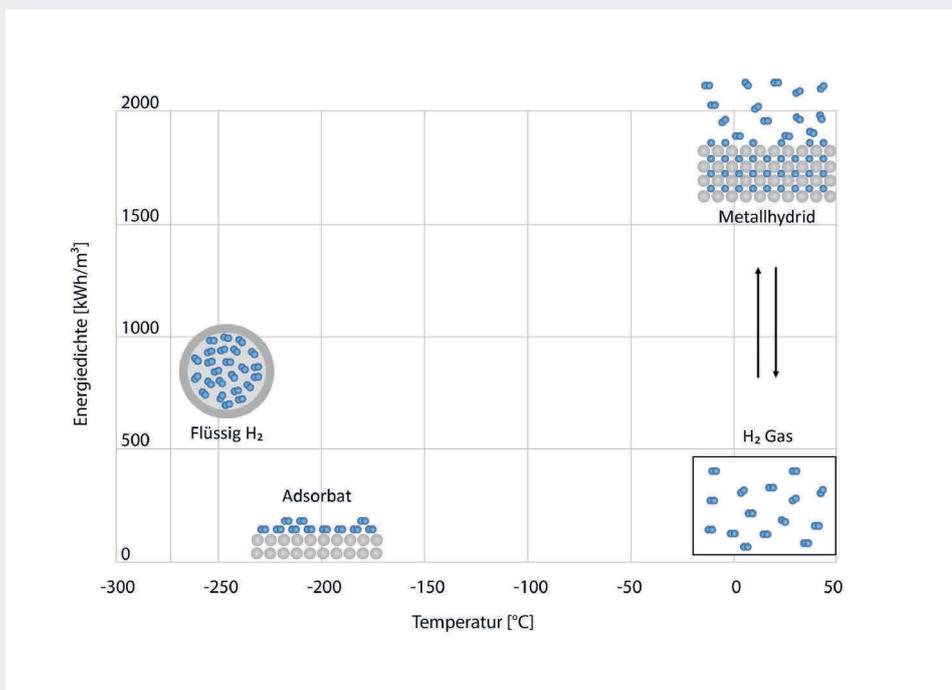


Fig. 2 Elektrische Energiedichte von gasförmigem, in Metallhydriden absorbiertem und flüssigem Wasserstoff, in Abhängigkeit von der Temperatur.

WASSERSTOFFERZEUGUNG UND RÜCKVERSTROMUNG

Zur Produktion des Wasserstoffs werden Elektrolyseure der Firma *Enapter* eingesetzt. Das Unternehmen gehört zu einer Reihe von jüngeren Elektrolyseurbauern, die nicht primär auf Spezialanwendungen ausgerichtet sind, sondern sich die Produktion von Geräten für die Energietechnik in grosser Stückzahl zum Ziel gesetzt haben. Wichtig für dieses Projekt war ausserdem die gute Skalierbarkeit aufgrund der Produktionsmenge von 0,5 Nm³ pro Stunde und pro Gerät. Wasserstoff aus dem Speicher wird mittels Brennstoffzellen bei Bedarf rückverstromt. In diesem Projekt wurde dazu eine der am weitesten entwickelten Brennstoffzellen aus dem Automobilsektor für eine Anwendung im Stromnetz neu eingesetzt, nämlich diejenige des Unternehmens *Hyundai Motor Company*. Mit dem Einsatz dieser Brennstoffzellen eröffnen sich für Anwendungen im Stromnetz komplett neue Möglichkeiten, denn sie werden bereits heute in den hohen Qualitätsstandards und Volumen der Automobilindustrie seriengefertigt.

SYSTEMINTEGRATION UND ENERGIEMANAGEMENT

Die Anlage ist nicht als Serienschaltung von Einzelkomponenten, sondern als integrierte Gesamtlösung zu verstehen. Die thermische Integration muss das Verhalten der Hydride berücksichtigen. In diesen ist der Wasserstoff bei Raumtemperatur fest gebunden. Beim Übergang von H₂-Gas zum Feststoff verlieren die Moleküle einen Grossteil ihrer kinetischen Energie. Diese muss bei der Freisetzung wieder zugeführt werden, wozu die Abwärme der Brennstoffzellen verwendet werden kann. Das dafür entwickelte Energiemanagementsystem berücksichtigt dies. Es steuert die elektrischen, thermischen und Wasserstoff-Energieflüsse und nutzt so die gespeicherte Energie optimal. Dabei muss die wärmetechnische Integration der Komponenten den Betrieb unter Vollast bei allen Systemzuständen ermöglichen. Die Sicherheitstechnik ist ebenso auf die besonderen Erfordernisse angepasst. Sie muss jederzeit, auch bei seltenen oder nie eintretenden Ereignissen wie einer Wasserstoffleckage, reibungslos funktionieren.

Darüber hinaus muss der vollautonome Betrieb die Komponenten im richtigen Ablauf steuern und basierend auf den Messungen aus dem Stromnetz die Gesamtanlage wirtschaftlich optimal einsetzen. Auf der Grundlage der Messwerte dutzender Sensoren bestimmen die Steueralgorithmen das Verhalten der verschiedenen Komponenten, wie der Ventile, Pumpen oder Brennstoffzellen, um jederzeit die nachgefragte elektrische Leistung zu liefern. Im Stromnetz von ewb werden dann alle Daten aufgenommen, die auch für zukünftige Weiterentwicklungen der Technologie dienlich sein werden.

Sollten im kommenden Winter Strommangellagen auftreten, wird das Energiesystem diese dezentral überbrücken können und damit auch demonstrieren, wie wichtig lokale Speicher für die zukünftige Elektrizitätsversorgung sind.

STROMSPEICHERUNG IN WASSERSTOFF

Es stellt sich die Frage nach der weiteren Bedeutung der Stromspeicherung in Wasserstoff, denn diese Anwendung wird immer wieder debattiert. Fest steht dabei, dass die Erzeugung von Wasserstoff aus erneuerbarem Strom eine wich-

Produkt	Elektrische Ausgangsleistung (Peak, kW _{el})	Elektrische Ausgangsleistung (kontinuierlich, kW _{el})	Nutzbare Speicherkapazität (MWh _{el})
DASH-185-900	185	85	0,9
DASH-270-1800	270	170	1,8
DASH-355-2700	355	255	2,7
DASH-440-3500	440	340	3,5
DASH-440-4500	440	340	4,5

Tab. 1 Verschiedene Varianten des H₂-Speichersystems DASH (Dense and Safe Hydrogen).

tige Möglichkeit darstellt, Überschüsse in der Stromproduktion zu verwenden und damit flexibel einsetzbare negative Kapazität aufzubauen. Die flexible Wahl der Leistung der Elektrolyse, der Grösse des Wasserstoffspeichers, der Leistung der Brennstoffzellen und der Batterie erlaubt es, das Energiespeichersystem für jede Anwendung optimal auszulegen. Die Stromspeicherung in Wasserstoff kann auch überall dort sinnvoll eingesetzt werden, wo die Verfügbarkeit entscheidend ist, also keine Selbstentladung auftreten darf, und wo die Degradation des Stromspeichers zu vermeiden ist.

Dies sind Eigenschaften, welche die Systeme von konventionellen Batterien abheben (siehe z.B. [2, 3]). Hervorzuheben ist ebenfalls, dass die Technologie sehr umweltschonend ist und im Prinzip äusserst rasch skaliert werden kann. Dies ist unbedingt erforderlich, wenn der weitere Ausbau der nicht-fossilen Energieversorgung nicht ins Stocken geraten soll. Weiter zeichnet sich die Technologie dadurch aus, dass die Speicher - im Gegensatz zu Lithium-Ionen-basierenden Grossbatterien - zu 100% recycelt werden können, also nach einer bereits langen Lebensdauer wieder ohne Ressourcenverluste in den Ursprungszustand zurückgeführt werden können. Um eine Energiespeicherkapazität von 1 kWh mit Lithium-Ionen-Batterien zu erhalten, werden ca. 0,3 kg reines Lithium benötigt [4], dabei ist eine Verwendung von einem Grossteil der noch vorhandenen natürlichen Reserven in der Automobilindustrie zu erwarten. Die vollständige und volkswirtschaftlich tragbare Rezyklierbarkeit ist nach wie vor ein nicht vollständig gelöstes Problem [5].

Ein weiteres Unterscheidungsmerkmal zu anderen Stromspeichertechnologien wird ersichtlich, wenn mittelfristige Zukunftsszenarios betrachtet werden: Für stark industrialisierte Gesellschaften wie die Schweiz ist die Erzeugung der gesamten benötigten Primärenergie innerhalb der

Landesgrenzen schwierig zu bewerkstelligen. Deshalb ist es gut möglich, dass erneuerbarer Wasserstoff dereinst via Pipelines ins Land gebracht wird. Die in Bern installierte Technologie wäre dann einer der denkbaren Brückenköpfe im Wasserstoffverteilnetz, um dieses mit dem Stromnetz zu verbinden.

SKALIERUNG

Mittlerweile werden noch grössere Anlagen als diejenige in Bern als standardisiertes Produkt und in verschiedene Varianten für Anwendungen in ganz Europa gefertigt (Tab. 1). In der Maximalausführung können diese in einem 20'-ISO-Container untergebrachten Systeme 440 kW_{el} an elektrischer Ausgangsleistung liefern und auf der kompakten Fläche von nur gerade 14,4 m² 4,5 MWh an nutzbarer elektrischer Speicherkapazität bei Umgebungstemperaturen und tiefen Drücken speichern. Mit diesen Leistungsdaten könnten die Anlagen auch eine geeignete Technologie sein, um kurzfristige Versorgungsengpässe zu überbrücken. Im Gegensatz zum aktuell teilweise angestrebten Einsatz von Diesel-Aggregaten für diesen Zweck wäre die Lösung der Stromspeicherung in Wasserstoff zukunftsicher und würde nicht auf fossilen Energieträgern beruhen.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] Zalosh, R. et al. (2021): Lithium-ion energy storage battery explosion incidents. *Journal of Loss Prevention in the Process Industries* 72: 104560
- [2] Yazami, R.; Reynier, Y. F. (2002): Mechanism of self-discharge in graphite-lithium anode. *Electrochimica Acta* 47(8): 1217-1223
- [3] Xu, B. et al. (2016): Modeling of lithium-ion battery degradation for cell life assessment. *IEEE Transactions on Smart Grid* 9(2): 1131-1140
- [4] Tahil, W. (2007): The trouble with lithium. Implications of future PHEV production for lithium demand. *Martainville: Meridian International Research*.
- [5] Harper, G. et al. (2019): Recycling lithium-ion batteries from electric vehicles. *Nature* 575(7781): 75-86

SAISONALER GASSPEICHER IM SCHWEIZER UNTERGRUND

Ein aktuelles Forschungsprojekt weckt die Hoffnung, der Schweizer Untergrund könnte sich als Speicher für erneuerbares Gas nutzen lassen. Hierbei kommt ein Verfahren zum Einsatz, bei dem Mikroorganismen erneuerbaren Wasserstoff und Kohlendioxid in Methan – den Hauptbestandteil von Erdgas – umwandeln. Forschende der Universität Bern haben im Schweizer Mittelland poröse Gesteinsformationen ausfindig gemacht, die für die sogenannte Geo-Methanisierung in Frage kommen.

Benedikt Vogel, im Auftrag des Bundesamts für Energie (BFE)

Power-to-Gas-Technologien machen es möglich, Strom in Gas umzuwandeln. Oft wird hierfür ein Elektrolyseur genutzt, der Wasser unter Zufuhr von Strom in Wasserstoff und Sauerstoff aufspaltet. Wird der Elektrolyseur mit Strom aus erneuerbarer Quelle (z.B. Photovoltaik) betrieben, entsteht erneuerbarer Wasserstoff. Wasserstoff kann energetisch genutzt werden oder aber lässt sich durch Zugabe von Kohlendioxid (CO₂) in den Energieträger Methan umwandeln (methanisieren). Für die Methanisierung braucht es idealerweise vier Teile Wasserstoff und einen Teil CO₂. Letzteres fällt unter anderem bei Industrieprozessen an. Dieses Treibhausgas, das gemeinhin in die Atmosphäre abgegeben wird, bietet sich an, um zusammen mit erneuerbarem Wasserstoff erneuerbares Methan herzustellen.

Erneuerbares Methan ist CO₂-neutral, denn es setzt bei der Verbrennung genau so viel CO₂ frei, wie bei seiner Herstellung verwendet wurde. Zudem hat Methangas den Vorteil, dass es gut lagerbar ist. Es kann genutzt werden, um elektrischen Strom, der in den Sommermonaten keine Abnehmer findet, so lange zu speichern, bis Energie in den verbrauchsstarken Wintermonaten benötigt wird (in Form von Gas oder rückverwandelt in Strom). Power-to-Gas-Technologien könnten daher eine wichtige Rolle bei der künftigen Versorgung der Schweiz mit erneuerbarer Energie spielen.

RÉSUMÉ

STOCKAGE SAISONNIER DE GAZ DANS LE SOUS-SOL SUISSE

Le sous-sol suisse pourrait être utilisé comme réservoir de gaz renouvelable. On utiliserait un procédé dans lequel des micro-organismes transforment l'hydrogène renouvelable et le dioxyde de carbone en méthane, le principal composant du gaz naturel. Ce procédé, appelé géométhanisation, a été étudié et breveté par l'entreprise RAG Austria AG entre 2013 et 2020. Le fournisseur d'énergie Energie 360° (Zurich) a initié en 2020, en collaboration avec RAG Austria AG, un projet de recherche sur trois ans auquel participe entre autres l'Université de Berne. Les chercheurs de l'Université de Berne ont identifié sur le Plateau suisse des formations rocheuses poreuses susceptibles d'être utilisées pour la géométhanisation.



Fig. 1 Pilotanlage für Geomethanisierung in einer ausgeförderten Erdgaslagerstätte im österreichischen Pilsbach. (© RAG Austria AG)

MIKROORGANISMEN PRODUZIEREN METHAN

Methan lässt sich in Tanks, Kavernen oder Gasleitungen speichern, allerdings nur in begrenzten Mengen. Eine weitere Speichermöglichkeit bieten poröse Gesteinsformationen, aus denen früher Erdgas gefördert wurde. Ausgeförderte Erdgaslagerstätten werden weltweit zur grossvolumigen und langzeitigen Speicherung von Erdgas eingesetzt, so auch vom österreichischen Gasspeicherunternehmen RAG Austria AG. Dieses Unternehmen machte vor rund zehn Jahren eine bemerkenswerte Entdeckung: Werden unter geeigneten Bedingungen Wasserstoff und CO₂ in den Untergrund gebracht, sorgen dort natürlich vorkommende Mikroorganismen (Archaeen) für die Methanisierung des Wasserstoffs, also dessen Umwandlung in Methan. Dieses Methan kann anschliessend dem Untergrundspeicher entnommen und wie herkömmliches Erdgas genutzt werden.

Die RAG Austria AG hat dieses Verfahren – Fachleute sprechen von Geomethanisierung – von 2013 bis 2020 in zwei Projekten erforscht, an einer Pilotanlage in Pilsbach (zwischen Salzburg

Auskünfte zum Projekt erteilt Andreas Kunz, Leiter des BFE-Forschungsprojekts «Underground Sun Conversion – Flexible Storage» (USC FlexStore) in der Schweiz: Andreas.Kunz@energie360.ch

und Linz) ausprobiert und schliesslich patentiert. Bei den Feldversuchen wurden einem mit Erdgas gefüllten Speicher bis zu 10 Vol.-% Wasserstoff und 2,5 Vol.-% CO₂ beigegeben: Die Mikroorganismen verwandelten die beiden Gase binnen weniger Wochen in Methan, wobei Umwandlungsraten von 10 bis 90% beobachtet wurden. Fazit der Studienautoren: «Auch wenn Wasserstoff und CO₂ nicht vollständig umgewandelt wurden, haben wir eine hohe Evidenz, dass Geomethanisierung eine echte Option für einen geschlossenen Kohlenstoffzyklus in einem künftigen Energiesystem sein könnte.» «Geschlossener Kohlenstoffkreislauf» bedeutet, dass das CO₂, das bei Verbrennungsprozessen entsteht, für die Herstellung von erneuerbarem Gas wiederverwendet wird (Fig. 1 und 2).

BREITE FORSCHUNGSPARTNERSCHAFT

In der Schweiz ist der Gas- und Energieversorger *Energie 360°* (Zürich) auf die interessanten österreichischen For-

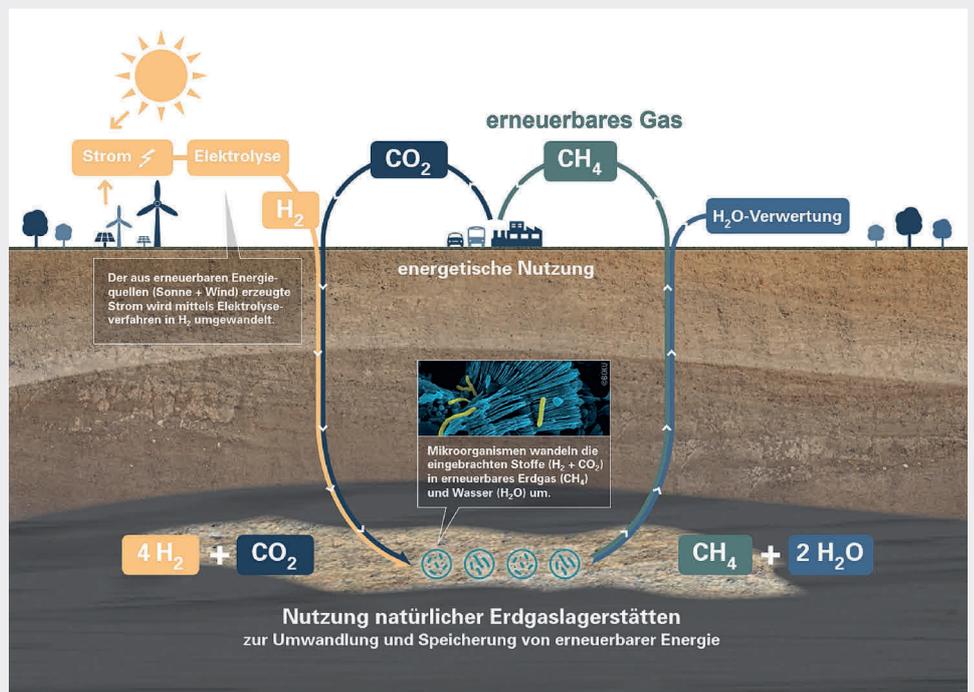


Fig. 2 Schematische Darstellung einer Anlage, bei der Wasserstoff (H₂) und Kohlendioxid (CO₂) in porösen Gesteinsschichten einer früheren Erdgaslagerstätte eingelagert und dort von Mikroorganismen in Methan (CH₄) und Wasser (H₂O) umgewandelt werden. (© RAG Austria AG)

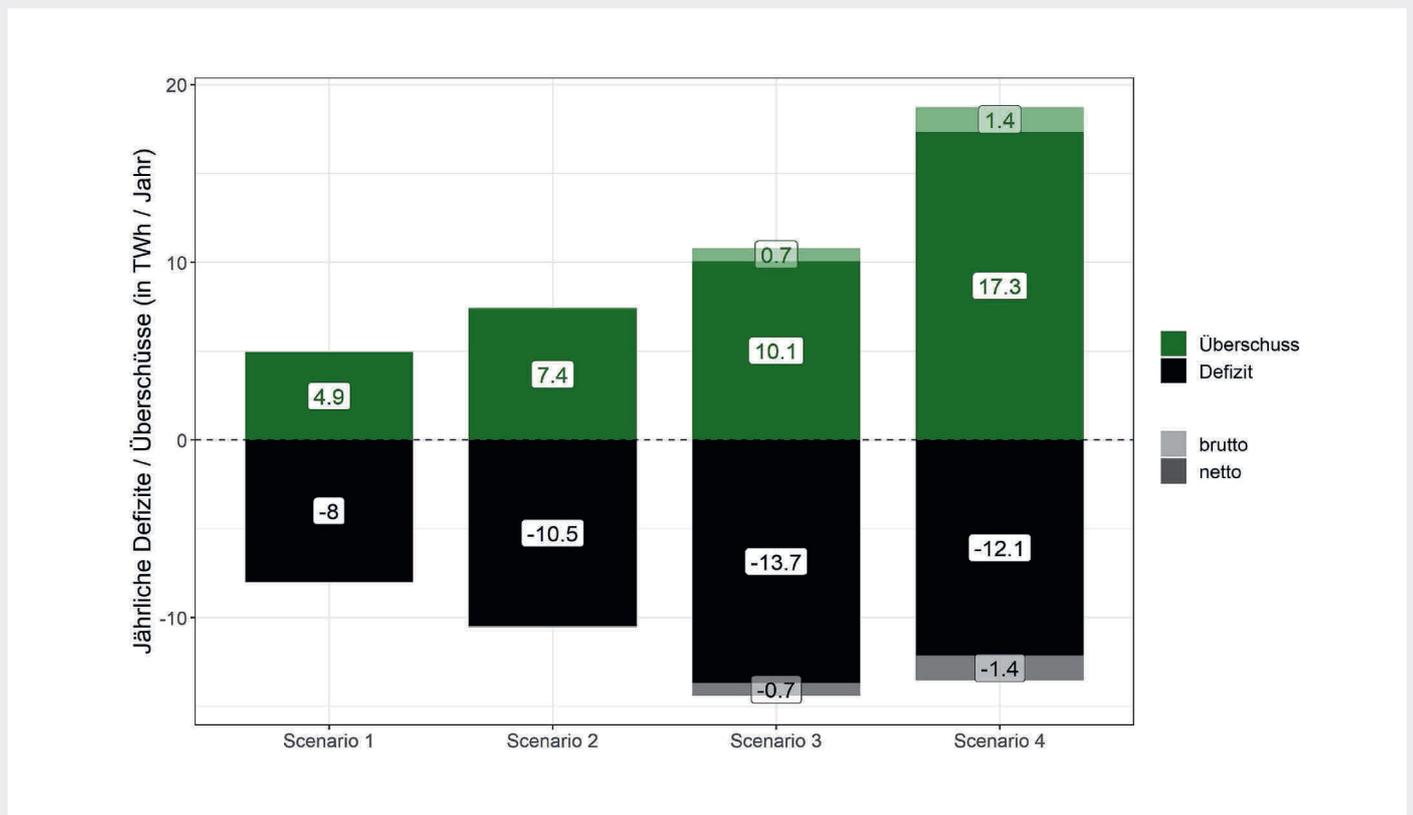


Fig. 3 Die Empa hat im Rahmen der USC FlexStore-Studie abgeschätzt, wie viel überschüssiger Strom in der Schweiz bei einer Zunahme von Photovoltaik-Anlagen vorhanden sein wird. Szenario 1 modelliert die heutige Situation, die drei weiteren Säulen repräsentieren die Entwicklung während der kommenden drei Jahrzehnte. In der Grafik sind die täglichen Produktionsüberschüsse (dunkelgrün plus hellgrün) und -defizite (schwarz plus grau) dargestellt, kumuliert über ein ganzes Jahr. Ein Teil der Überschüsse kann durch Lastverschiebung zeitlich verlagert oder durch Kurzzeitspeicher gepuffert werden (hellgrün). Für einen erheblichen Teil der Überschüsse ist das nicht möglich (Nettoüberschüsse; dunkelgrün); hier muss der Strom exportiert, die Produktion gedrosselt (z. B. durch Abregelung von PV-Anlagen) oder mit neuen Verfahren langfristig gespeichert werden. Für die Langzeitspeicherung von Strom würden Porenspeicher im Untergrund gute Dienste leisten. Nach Empa-Berechnungen werden die Nettoüberschüsse im Jahr 2050 (Szenario 4) auf 17,3 TWh anwachsen. (© Empa)

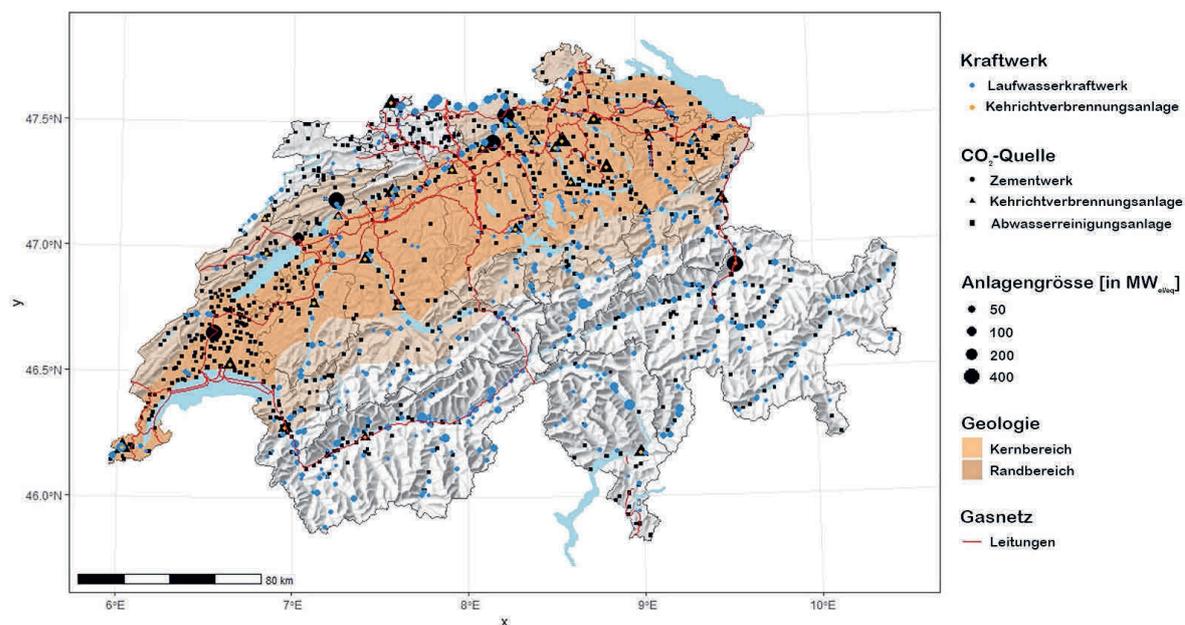


Fig. 4 Will man einen Porenspeicher mit Geomethanisierung bauen, braucht man eine geeignete Geologie. Bei der Standortwahl für einen solchen Gasspeicher sind aber weitere Gesichtspunkte zu berücksichtigen: Vorteilhaft wären aus technischen und regulatorischen Gründen Standorte in der Nähe von Laufwasserkraftwerken und Kehrichtverbrennungsanlagen. Günstig wäre ein Standort mit grossen CO_2 -Quellen in der Nähe, etwa Zementwerke, Abwasserreinigungsanlagen oder Kehrichtverbrennungsanlagen. Wünschbar ist zudem ein Anschluss an das Schweizer Gasnetz, weil das die Möglichkeit eröffnet, das erneuerbare Methan effizient ins Netz einzuspeisen. (© Empa, 2021)

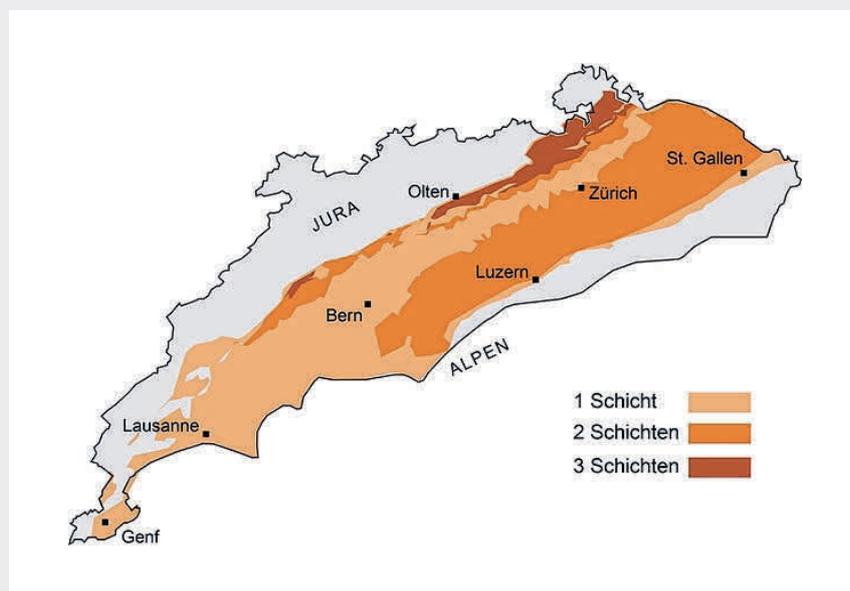


Fig. 5 Die Karte der Alpennordseite bezeichnet Gebiete, in denen die Geologen der Uni Bern die Gesteinsschichten für einen Porenspeicher mit Geomethanisierung grundsätzlich für geeignet halten. Ein Hauptkriterium für die Standortwahl ist die Zahl geeigneter Gesteinsschichten: Wo drei geeignete Gesteinsschichten übereinander liegen (Jurasüdfuss zwischen Olten und Schaffhausen), besteht die grösste Chance, mit einer Bohrung auf einen geeigneten Bereich für einen Porenspeicher zu stossen. Aber auch Gebiete mit nur zwei oder einer geeigneten Gesteinsschicht sind nach Einbezug weiterer geologischer Kriterien mitunter für einen Porenspeicher vielversprechend. Das gilt für den Raum Genf und einen Streifen vom Bodensee über Zürcher- und Zugersee bis nach Bern. Die Wissenschaftler stützen sich auf ein 3D-Modell des Schweizer Untergrunds, das unter anderem auf den bisherigen, meist erfolglosen Erdgas-Bohrungen und seismischen Untersuchungen beruht.

(© Universität Bern)

schungsergebnisse aufmerksam geworden. Er initiierte 2020 gemeinsam mit der RAG Austria AG ein auf drei Jahre angelegtes Forschungsprojekt, an dem von Schweizer Seite die Universität Bern, die Ostschweizer Fachhochschule und die Eidgenössische Materialprüfungs- und Forschungsanstalt (Empa) beteiligt sind (Fig. 3 und 4). Das BFE unterstützt das Projekt finanziell im Rahmen des ERA-Net Smart Energy Systems.

Ein Forschungsteam der Universität Bern ging der Frage nach, ob es im Schweizer Untergrund geologische Formationen gibt, die für die Geomethanisierung in Frage kommen (Fig. 5). Leiter des Teilprojekts ist Larryn W. Diamond, Professor für Geochemie und Petrologie am Institut für Geologie. Auch wenn die Arbeiten noch nicht abgeschlossen sind, kommt er zu einer positiven Einschätzung: «Unsere bisherigen Abklärungen lassen darauf schliessen, dass geeignete Speichergesteine für die Geomethanisierung in der Schweiz vorhanden sein dürften. Dies am Jurasüdfuss in Raum Genf und im Bereich Solothurn-Olten-Baden-Schaffhausen. Eine weitere potenziell geeignete Gesteinsformation zieht sich von Bodensee über Zürcher- und Zugersee bis nach Bern», so Diamond.

Die Forscher können noch nicht sagen, wo genau ein Porenspeicher für die Geomethanisierung errichtet werden könnte. Aber in den erwähnten Regionen finden sich Gesteinsformationen, die die Hauptkriterien für einen solchen Speicher erfüllen: Das Gestein ist erstens porös, es kann 20 und mehr Volumenprozent Gas aufnehmen. Solche Sand-, Kalk- und Dolomitgesteine findet man im Untergrund des Schweizer Mittellandes. Zweitens sind diese porösen Gesteinsformationen nach oben von einer undurchlässigen Deckschicht verschlossen, was verhindert, dass das Gas entweichen kann. Hierfür geeignet sind Tongesteine (z.B. Opalinuston) oder Salzlagen. Und drittens bieten die Gesteinsschichten Mikroorganismen gute Existenzbedingungen, was bei 30 bis 60 °C der Fall ist. Solche Temperaturen herrschen unter der Oberfläche bis in eine Tiefe von 1600 Metern.

SCHWEIZ BRAUCHT EIGENE LÖSUNG

Die bisherigen Forschungsergebnisse lassen darauf schliessen, dass in der Schweiz die geologischen Bedingungen für die Geomethanisierung gegeben sind. Die Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftler der Universität Bern wollen ihre Standortvorschläge weiter verfeinern. In einem nächsten Schritt könnte dann mit geophysikalischen Untersuchungen nach Gesteinsformationen in der erforderlichen Grösse Ausschau gehalten werden, gefolgt von Bohrungen zur Erkundung konkreter Porenspeicher-Standorte. Schon heute steht fest, dass das Konzept der Geomethanisierung in der Schweiz in angepasster Form umgesetzt werden muss: Anders als Österreich verfügt die Schweiz nämlich über keine ausgeförderten Erdgaslagerstätten, die sich für die Geomethanisierung direkt nutzen liessen. Stattdessen würde man in der

Schweiz auf saline Aquifere zurückgreifen, also poröse Gesteine, die mit Salzwasser gefüllt sind (Fig. 6). Wenn man hier Gase einlagern will, muss man zuvor das Salzwasser wegpressen. «Das bedeutet einen Zusatzaufwand und birgt das Risiko von spürbaren Erdbeben, was sorgfältig abgeklärt werden muss», sagt Geologe Diamond.

GROSSER FORSCHUNGSBEDARF

Die Geomethanisierung ist heute noch Grundlagenforschung. Ob ein Porenspeicher für Wasserstoff und CO₂ im Schweizer Untergrund technisch realisierbar ist und wie ein energetisch sowie wirtschaftlich schlüssiges Geschäftsmodell aussehen würde, ist im Moment noch offen. «Der Ansatz und die bisherigen Ergebnisse sind jedoch so vielversprechend, dass wir hier weiterforschen müssen», sagt *Andreas Kunz*, Verantwortlicher für Energieanlagen bei Energie 360°, der das Forschungsprojekt in der Schweiz leitet. Porenspeicher versprechen nicht nur grosse Speicherkapazitäten, sie haben nach heutigem Wissen auch den Vorzug, dass Wasserstoff (H₂) und CO₂ nicht in einem fixen Verhältnis (4 Teile H₂ und ein Teil CO₂) zugeführt werden müssen. Die Speicher könnten somit dauerhaft mit CO₂ befüllt werden, aber nur in den Sommermonaten mit Wasserstoff, wenn überschüssiger Strom für dessen Produktion verfügbar ist. *Daniel Sidler*, der das Projekt für Energie 360° mit den Forschungspartnern koordiniert, verweist auf das grosse Potenzial der Technologie für die Schweiz: «Szenarienrechnungen der inländischen Energieproduktion durch die Empa im Rahmen des Forschungsprojekts zeigen, dass wir mit der Geomethanisierung im Jahr 2050 theoretisch den Gasbedarf der Schweiz vollständig oder bis zur Hälfte der Winterstromlücke der Schweiz decken könnten.»

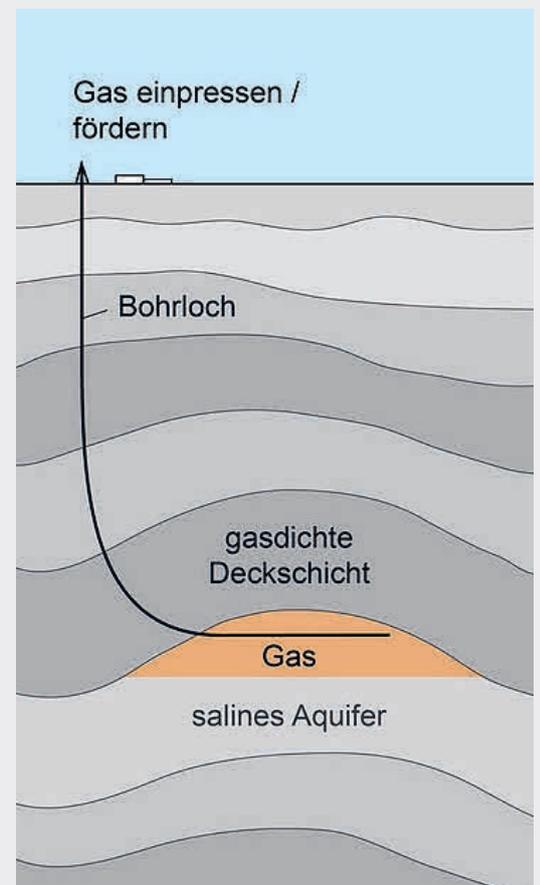


Fig. 6 Poröse Gesteine im Schweizer Untergrund sind stets mit Wasser gefüllt. Gebiete mit Süsswasser sind der Trinkwasserversorgung vorbehalten, daher würde für einen Porenspeicher zur Geomethanisierung voraussichtlich ein poröses Gestein genutzt, das mit Salzwasser gefüllt ist. Ein solches Gestein bezeichnen Geologen als salinen Aquifer.

(© Universität Bern)

PROJEKTWEBSITE

www.underground-sun-conversion.at

FACHBEITRÄGE ÜBER FORSCHUNGS-, PILOT-, DEMONSTRATIONS- UND LEUCHTTURM-PROJEKTE IM BEREICH ELEKTRIZITÄT

www.bfe.admin.ch/ec-strom

WÄRME UND STROM AUS ERNEUERBAREM GAS

Erneuerbare Energien aus Solar-, Wasser- und Windkraftwerken spielen eine zentrale Rolle für die künftige Energieversorgung. Darüber hinaus leisten mit biogenen Brennstoffen betriebene Blockheizkraftwerke einen Beitrag zur CO₂-armen Energieversorgung des Schweizer Wohn- und Mobilitätssektors. Zu diesem Schluss kommt eine Studie der ETH Zürich. Sie hat ein Simulationstool entwickelt, mit dem sich die Energieversorgung mit dezentralen Produktions- und Speichereinheiten abhängig von den aktuellen Rahmenbedingungen beschreiben lässt.

Benedikt Vogel, im Auftrag des Bundesamts für Energie (BFE)

In der Energieversorgung der Schweiz spielen dezentrale Produktion und Speicherung eine immer grössere Rolle. Dezentrale Energie-Hubs nutzen verschiedene Energieträger und Energiewandler zur Bereitstellung von Strom, Heizwärme, Warmwasser und Kühlenergie. Wissenschaftler des Labors für Aerothermochemie und Verbrennungssysteme der Eidgenössischen Technischen Hochschule Zürich (ETHZ) haben nun ein Simulationstool entwickelt, das aufzeigt, welchen Beitrag diese Energie-Hubs für eine nachhaltige und wirtschaftliche Energieversorgung der Schweiz unter Berücksichtigung der Versorgungssicherheit leisten können.

ENERGIE FÜR WOHNGBÄUDE UND INDIVIDUALVERKEHR

Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftler der ETH Zürich haben in einer früheren Studie gezeigt, dass dezentrale Wärme-Kraft-Kopplungs-Anlagen (WKK-Anlagen) 10% des Wärmebedarfs und 12% des Strombedarfs der Schweiz mit erneuerbarer Energie decken könnten, wenn das landesweite Biomasse-Potenzial konsequent genutzt würde (durch Umwandlung von Holz und biogenen Abfällen in Methan, das anschliessend zur Produktion von Wärme und Strom genutzt wird). 2020 wurden 1,1% des Stroms in der Schweiz aus Holz und Biogas erzeugt. Es gibt somit noch ein grosses ungenutztes Potenzial (Fig. 1).

Das aktuelle ETH-Projekt hat das Konzept der mit Biomasse betriebenen WKK-Anlagen zur Unterstützung der Stromproduktion

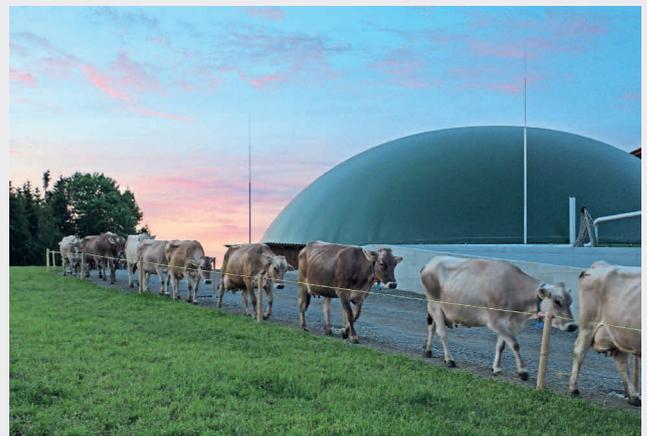


Fig. 1 Gas aus Biogasfermentern ermöglicht die Produktion von Wärme und Strom aus einem CO₂-neutralen Energieträger.

(© Ökostrom Schweiz)

aufgegriffen, diese als Komponente in Energie-Hubs integriert und neben dem Gebäudeenergiebedarf auch den Strombedarf für die E-Mobilität mit einbezogen. Es umfasst somit den gesamten Energiebedarf für Wärme und Strom im Wohnbereich einschliesslich des Individualverkehrs. Der ETH-Forscher *Moritz Mittelviehhaus* hat im Rahmen seiner Doktorarbeit ein Simulationstool entwickelt, mit dem sich die Investitions- und Betriebskosten sowie die Treibhausgas (THG)-Emissionen von Energie-Hubs berechnen lassen. In den Energie-Hubs steht eine Vielzahl unterschiedlicher Energiesysteme wie Wärmepumpen, Photovoltaik, Heizkessel und eben auch WKK-Anlagen zur Verfügung, die mit dem Simulationstool ausgewählt und kombiniert werden können. Auf der Verbraucherseite werden Gebäude unterschiedlicher Grösse sowie konventionelle und Elektro-Fahrzeuge eingesetzt (Fig. 2).

Dank des Simulationstools können die Forschenden die annualisierten Gesamtkosten und die THG-Emissionen ausgewählter Energiesysteme über den Lebenszyklus hinweg vergleichen. Pointiert ausgedrückt: Sie konnten errechnen, mit

Auskünfte erteilt *Stephan Renz*, externer Leiter des BFE-Forschungsprogramms «Verbrennungsbasierte Energiesysteme»: info@renzconsulting.ch

RÉSUMÉ

CHALEUR ET ÉLECTRICITÉ À PARTIR DE GAZ RENOUVELABLE

Les énergies renouvelables provenant de centrales solaires, hydro-électriques et éoliennes jouent un rôle central dans l'approvisionnement énergétique futur. En outre, les centrales de cogénération alimentées par des combustibles biogènes peuvent contribuer à un approvisionnement énergétique pauvre en CO₂ du secteur suisse de l'habitat et de la mobilité. C'est la conclusion d'une étude de l'École polytechnique fédérale de Zurich (EPFZ), qui a développé un outil de simulation permettant de décrire l'approvisionnement énergétique avec des unités de production et de stockage décentralisées en fonction des conditions-cadres actuelles.

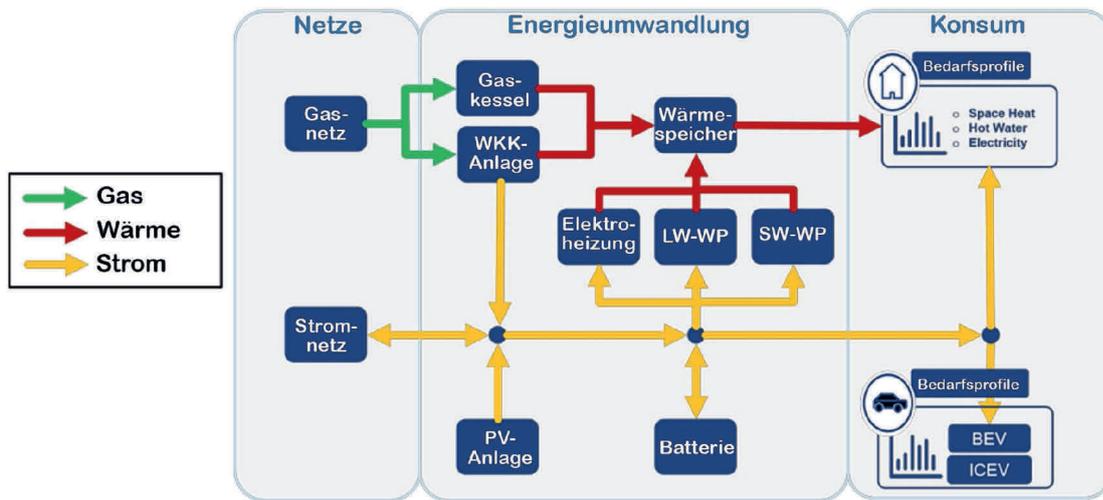


Fig. 2 Schematische Darstellung der Produktions-, Umwandlungs- und Speichereinheiten der Energieplattformen (Energie-Hubs), die in der ETH-Studie untersucht wurden. LW-WP steht für Luft-Wasser-Wärmepumpe, SW-WP für Sole-Wasser-Wärmepumpe, BEV für Elektromobil und ICEV für Auto mit Verbrennungsmotor. (© BFE-Schlussbericht DISCREET)

welchen Energiesystemen sich möglichst kostengünstig möglichst viel CO₂ einsparen lässt. Mittelviefhaus hat das Tool nicht nur konzipiert, sondern für konkrete Berechnungen herangezogen. Dabei ging er von den Rahmenbedingungen vor der Ukraine-Krise aus. Die ausserordentliche Entwicklung der Energiepreise im Frühjahr 2022 ist in den nachfolgend präsentierten Resultaten somit nicht berücksichtigt.

MASSIV WENIGER TREIBHAUSGAS-EMISSIONEN

Ein Hauptergebnis der Studie: Durch die Elektrifizierung des privaten Wohn- und Mobilitätssektors können die Treibhausgas-Emissionen dieses Bereichs stark vermindert werden, «im besten Fall bis zu knapp 70%, und dies bei vergleichbaren und teils sogar leicht reduzierten Gesamtkosten», sagt Co-Autor Moritz Mittelviefhaus (Fig. 3). Die Forschenden gehen in diesem ersten Szenario davon aus, dass der Strom aus dem Netz ohne

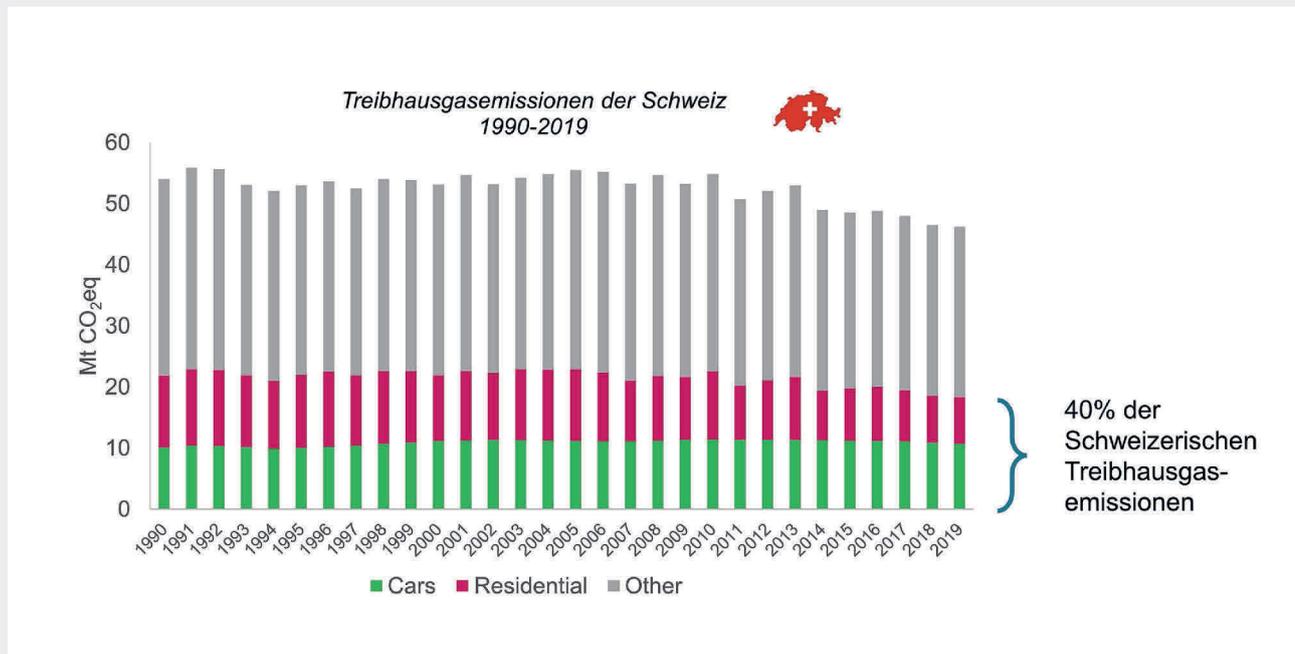


Fig. 3 Wohnbereich und Individualverkehr sind für rund 40% der Treibhausgas-Emissionen verantwortlich. Laut ETH-Studie liessen sich gut die Hälfte der Emissionen durch Modernisierung der Anlagen (Photovoltaik, Wärmepumpen und Biogas anstelle von Erdgas) und Elektrofahrzeuge einsparen, ohne die Energieerzeugung zu verteuern (über den Lebenszyklus hinweg betrachtet). Dabei entfallen laut den ETH-Forschenden rund zwei Drittel der THG-Einsparungen auf den Gebäudesektor, etwa ein Drittel auf den Mobilitätssektor. (© BAFU/bearbeitet)

Einschränkungen verfügbar ist. Mit dieser Umstellung liesse sich in einem durchschnittlichen Wohngebäude mit acht Bewohnern der THG-Ausstoss von rund 25 t CO₂eq/Jahr auf rund 7 t CO₂eq/Jahr vermindern, die Gesamtkosten für die Energieversorgung von ca. 30 000 Fr./Jahr auf rund 27 000 Fr./Jahr (die

Zahlen enthalten die Gesamtkosten der Wärme-, Strom- und Mobilitätsversorgung inkl. Anschaffungskosten für PKW). Dass die Treibhausgas-Emissionen nicht über die erwähnten 70% hinaus gesenkt werden können, liegt primär an der grauen Energie, die in Heizanlagen, Kraftwerken und Fahrzeugen unweigerlich enthalten ist.

Die Dekarbonisierung der Energieversorgung gelingt gemäss der ETH-Studie dank der «Kerntechnologien», die seit Jahren im Trend liegen: Wärmepumpen ersetzen Öl- und Gasheizungen, Elektroautos lösen Verbrenner ab. Hinzu kommen dezentrale Photovoltaik-Anlagen, die mit stationären Stromspeichern oder Batterien in Elektroautos ergänzt werden. Solaranlagen, so die Annahme der Studie, werden wie heute üblich mit Einmalzahlungen staatlich gefördert. Weitere Fördermittel würden helfen, den von der Studie vorgezeichneten Wandel der Energielandschaft zu beschleunigen, ist ETH-Forscher Mittelviehhaus überzeugt: «Das Potenzial zur Reduktion der Treibhausgase wird bisher (noch) nicht ausgeschöpft, weil dafür hohe Investitionen für Anlagen aber auch für E-Fahrzeuge getätigt werden müssen.»

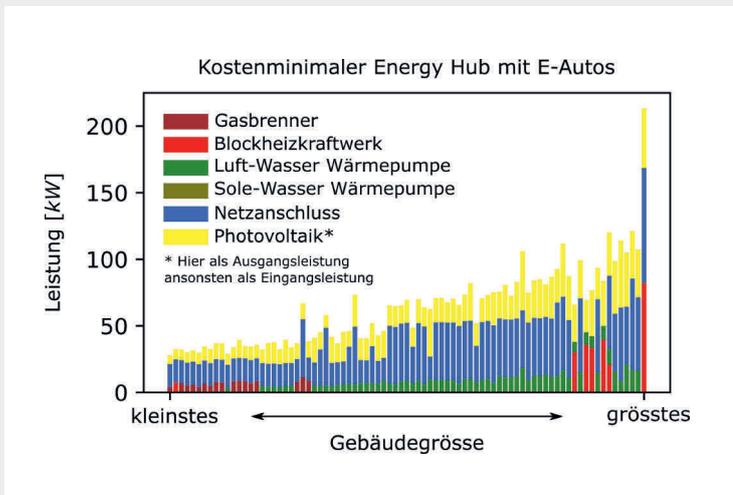


Fig. 4 Die Grafik zeigt, mit welcher Kombination aus Energieerzeugungssystemen sich der Energiebedarf für Wohnen und Mobilität gemäss ETH-Studie optimal decken lässt, wenn man eine möglichst kostengünstige Energieversorgung anstrebt. Das gelingt zumeist, wenn Strom aus dem Netz und Strom aus der eigenen Photovoltaik-Anlage genutzt werden. Für kleine Gebäude empfiehlt sich zudem ein Gaskessel, für mittelgrosse Gebäude eine Luft-Wasser-Wärmepumpe und für grosse Gebäude (zumindest teilweise) der Anschluss an ein Blockheizkraftwerk. (© BFE-Schlussbericht DISCREET)

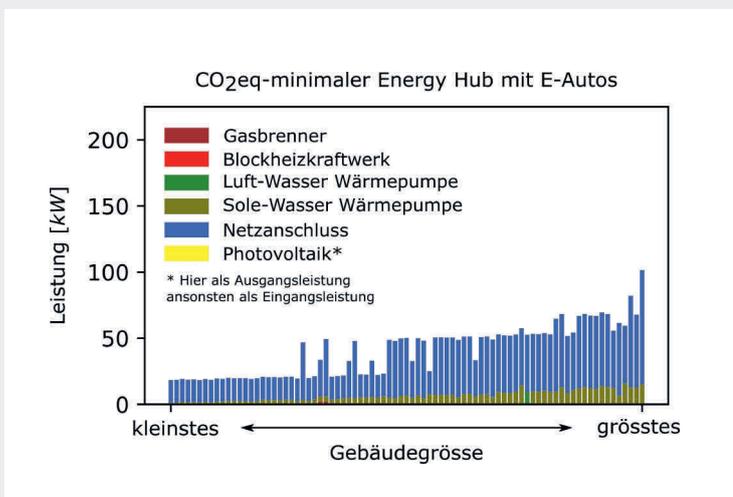


Fig. 5 Die Grafik zeigt, mit welcher Kombination aus Energieerzeugungssystemen sich der Energiebedarf für Wohnen und Mobilität gemäss ETH-Studie optimal decken lässt, wenn man eine möglichst CO₂-arme Energieversorgung anstrebt. Dieses Ziel erreicht man, wenn man Strom aus dem Netz bezieht und für die Wärmeproduktion eine Sole-Wasser-Wärmepumpe einsetzt. Hierbei wird ein dem Endkonsumenten unbegrenzt verfügbares Stromnetz in heutiger Güte (aktueller CO₂-Emissionsfaktor des Strommixes im Schweizer Versorgungsnetz) vorausgesetzt, dass leicht niedrigere Emissionen als die hauseigene Stromproduktion aus Solaranlagen aufweist. Abgesehen vom gezeigten Extremfall sind hauseigene Solaranlagen in der Studie durch die Bank sehr lohnenswert, um die existierende Stromversorgung durch mehr Eigenproduktion zu entlasten und sollten wo immer möglich installiert werden, wie die Studienautoren betonen. (© BFE-Schlussbericht DISCREET)

WKK-ANLAGEN FÜR ENGPÄSSE IM WINTER

Zu einem anderen Ergebnis gelangt die Studie für den Fall, dass eine möglichst kostengünstige Energieversorgung angestrebt wird. In diesem Szenario wird der Energieträger Gas weiterhin benötigt (Fig. 4 und 5): «Besonders bei kleinen Gebäuden können Gaskessel ökonomische Lösungen darstellen und bei grossen Gebäuden auch BHKW, die durch Verbrennung von Gas Wärme und Strom erzeugen», so Mittelviehhaus. WKK-Anlagen sind auch deshalb nötig, weil der stark wachsende Strombedarf für Wärmepumpen und Elektroautos nach Einschätzung der ETH-Forschenden nicht nur durch erneuerbaren Strom gedeckt werden kann, auch deshalb nicht, weil im Winterhalbjahr der erforderliche PV-Strom nicht in genügender Menge verfügbar ist. Hier böten BHKW, die mit Erdgas oder Biogas betrieben werden, «attraktive Lösungen, um die Stromversorgung im Winter sicherzustellen.» Mittelviehhaus ergänzt: «Die dauerhafte Nutzung von Gaskesseln und WKK-Anlagen mit Erdgas ist nur dann zu empfehlen, wenn es wirklich auf den letzten Rappen ankommt. Ökonomisch und klimapolitisch sinnvoll sind aber mit Biogas betriebene WKK-Anlagen, mit denen Stromengpässe primär im Winter überbrückt werden.» Diese Anlagen seien grossen Gaskraftwerken (Gas- und Dampf-Kombikraftwerke) vorzuziehen, sind die Studienautoren überzeugt.

«Bei Szenarien mit minimalem CO₂ als Zielgrösse erwiesen sich WKK-Anlagen kurzfristig mit Biogas, längerfristig mit grünem Wasserstoff als überlegen gegenüber zentralen Gaskraftwerken mit Carbon Capture and Storage (CCS)», sagt der vor Kurzem emeritierte ETH-Professor Konstantinos Boulouchos, der die Studie betreut hat. Ein zweiter Pfeiler zur Entschärfung der Auslandsabhängigkeit sind laut Studie neben den WKK-Anlagen grosse Solaranlagen mit einer landesweiten Gesamtleistung von 9 bis 26 GW (installierte PV-Leistung Ende 2020: 3 GW). Die konkrete Umsetzung dieser Idee (Standortsuche, Netzeinbindung, Speicherung für Ausgleich Sommer/Winter usw.) hat die Studie nicht untersucht.

ST. GALLEN SETZT AUF BHKW

Die ETH-Forscher haben für ihre Simulation des Energieverbrauchs die Gegebenheiten der Stadt St. Gallen herangezogen.



Fig. 6 Die Stadt St. Gallen setzt Erdgas befeuerte Blockheizkraftwerke ein, um Ölheizungen zu ersetzen und damit den Ausstoss von Treibhausgasen zu senken. Im Bild: eines der beiden Blockheizkraftwerke der neuen Fernwärmezentrale Lukasmühle mit 2 MW Leistung zur Wärme- und Stromproduktion.

(© St. Galler Stadtwerke)

Gleichzeitig fallen ihre Ideen in dieser Stadt auf fruchtbaren Boden, wie Marco Letta, Unternehmensleiter der St. Galler Stadtwerke, sagt: «Die ETH-Studie zeigt sehr eindrücklich auf, dass das Energiekonzept 2050 der Stadt St. Gallen mit der Kopplung der Sektoren Strom, Wärme und Gas der einzig richtige Weg zur Dekarbonisierung ist. Nahwärmeverbünde mit leistungsfähigen Blockheizkraftwerken in den Energiezentralen leisten im Winter nicht nur als Bandlast-Stromproduktion einen wertvollen Beitrag zur lokalen Versorgung, sondern entlasten auch in den entsprechenden Quartieren das Stromnetz.» St. Gallen will die Stromproduktion aus BHKW in den nächsten Jahren denn auch kräftig ausbauen, von heute 1,3 MW_{el} auf 40 MW_{el} im Jahr 2050. Die Anlagen sollen dann rund 20% des städtischen Strombedarfs decken (Fig. 6).

Marco Letta weist darauf hin, dass Erdgas in den kommenden 10 bis 15 Jahren als Medium für die BHKW dienen muss, bis die weltweite Produktion von Biogas, Wasserstoff und

synthetischen Gasen heraufgefahren werde. «Wir ersetzen aber bereits heute mit den BHKW-Nahwärmeverbünden viele Ölheizungen und senken dadurch die Treibhausgas-Emissionen. Die heutigen, noch fossil befeuerten WKK-Systeme werden dann beim nächsten Erneuerungszyklus durch BHKW ersetzt, welche (H₂-ready) sind oder zu 100% mit Biogas bzw. synthetischem Gas betrieben werden können.»

PROJEKT-SCHLUSSBERICHT

Der Schlussbericht zum Forschungsprojekt «*Distributed Cogeneration supporting Renewable Energy sources for the Electrification of Transport*» (DISCREET) ist verfügbar unter:

<https://www.aramis.admin.ch/Texte/?ProjectID=40672>

FACHBEITRÄGE ZU VERBRENNUNG

Weitere Fachbeiträge über Forschungs-, Pilot-, Demonstrations- und Leuchtturmprojekte im Bereich Verbrennung zum Download:

www.bfe.admin.ch/ec-verbrennung

EINE SIMULATION BILDET DEN SCHWEIZER ENERGIEBEDARF NACH

Moritz Mittelviehhaus hat in seiner Doktorarbeit an der ETH Zürich ein Software-Simulationstool entwickelt, mit dem sich für die Kombination verschiedener Energiesysteme berechnen lässt, welche Kosten die Wärme- und Stromerzeugung verursacht und wie viel Treibhausgas-Emissionen dabei entstehen. Das Simulationstool umfasst den Wohnbereich und die individuelle Mobilität. Grundlage der Simulation bildet der Energiebedarf für Wohnen und Mobilität von gut 600 Personen in 83 Gebäuden, die repräsentativ sind für die Gesamtheit aller Gebäude der Stadt St. Gallen. Diese Stichprobe wurde anschliessend auf die ganze Schweiz hochgerechnet. Mit dem Simulationstool lässt sich errechnen, mit welcher Kombination aus Energiesystemen sich der Treibhausgas-Ausstoss am stärksten senken lässt bzw. mit welchen Systemen sich die erforderliche Energie am günstigsten erzeugen lässt (Kosten für Investition und 20-jährige Betriebsdauer).

Ein Simulationstool kommt nicht umhin, die Wirklichkeit zu vereinfachen. So wurde für die Berechnung der THG-Emissionen beim Bau von Elektroautos einbezogen, nicht aber jene beim Bau neuer Häuser (die Studie beschränkt sich auf die Optimierung der Anlagen in Bestandsbauten). Die Studie erfasst die THG-Emissionen, die durch den Ersatz von Energiesystemen eingespart werden können, nicht aber den Spareffekt durch Gebäudeerneuerungen.

Zur Berechnung der Energiekosten muss die Studie eine Reihe von Annahmen treffen. Für die im Haupttext präsentierten Projektergebnisse wurde ein Gaspreis von ca. 8 Rp./kWh (Erdgas) bzw. 13.8 Rp./kWh (Biogas) zugrunde gelegt, was zum Zeitpunkt der Studie realitätsnah war. Das Simulationstool kann auf wechselnde Rahmenbedingungen (z. B. höhere Strom- und Gaspreise) angepasst werden. In diesem Fall wird es mitunter andere Resultate hervorbringen, als sie im Haupttext dargestellt sind.

MEHR NUTZBARES BIOGAS AUS KLÄRSCHLAMM

Biogas gilt als klimaneutrale Alternative zum weit verbreiteten Erdgas. Der Energieträger wird unter anderem in Abwasserreinigungsanlagen aus dem Schlamm der biologischen Reinigungsstufe gewonnen. Bevor es mit Erdgasqualität ins Gasnetz eingespeist werden kann, muss das Rohgas allerdings aufbereitet werden. Dieser Aufbereitungsschritt könnte künftig durch Einsatz der MEC-Technologie (kurz für: Mikrobielle Elektrolysezelle) vereinfacht werden. Ein Walliser Forschungsteam hat das Verfahren an zwei MEC-Pilotzellen erprobt.

Benedikt Vogel, im Auftrag des Bundesamts für Energie (BFE)

Die Nutzung von Rohbiogas (auch: Klärgas) hat sich in den letzten Jahren gewandelt. Früher war es üblich, das Rohbiogas, das bei der Vergärung von Klärschlamm entsteht, in Blockheizkraftwerken zu verbrennen, um Wärme und Strom zu gewinnen. In den letzten Jahren wird Rohbiogas vermehrt zu Biogas aufbereitet, statt verbrannt. Bei der Aufbereitung wird das Kohlendioxid (CO₂), das rund 40% des Klärgases ausmacht, abgetrennt. Das verbleibende Biogas besteht aus reinem Methan, ist chemisch also identisch mit Erdgas und kann ins Gasnetz eingespeist werden. Mit dem Biogas steht ein klimaneutraler Energieträger zur Verfügung, der sich gut speichern lässt und zum Beispiel für die Erzeugung von wertvollem Winterstrom genutzt werden kann.

Bei dem erwähnten Verfahren wird das aus dem Rohbiogas abgetrennte CO₂ in die Umwelt entlassen. Neuerdings wird nun versucht, auch diese Komponente des Rohbiogases energetisch zu nutzen: Das CO₂ lässt sich nämlich durch Zugabe von Wasserstoff in Methan umwandeln. Auf diesem Funktionsprinzip beruht die Anlage des Limmattaler Regiowerks *Limeco*, die im Frühjahr 2022 in Dietikon (ZH) eröffnet wurde. Es handelt sich um die erste kommerzielle Power-to-Gas-Anlage der Schweiz. Mit ihr kann Strom (über das Zwischenprodukt Wasserstoff) in das gut speicherbare Medium Biogas verwandelt werden kann.

RÉSUMÉ

PLUS DE BIOGAZ UTILISABLE À PARTIR DE LA BOUE D'ÉPURATION

Dans le cadre de la restructuration en cours de l'approvisionnement énergétique de la Suisse, de grands espoirs reposent sur le biogaz. Cette source d'énergie est considérée comme une alternative climatiquement neutre au très répandu gaz naturel. Le biogaz est notamment produit dans les stations d'épuration des eaux usées à partir des boues issues de l'étape biologique de l'épuration. Le gaz brut doit toutefois être traité avant de pouvoir être injecté dans le réseau de gaz avec une qualité de gaz naturel. Cette étape de traitement pourrait être réalisée à l'avenir en utilisant la technologie MEC (abréviation de: cellule d'électrolyse microbienne). Une équipe de recherche valaisanne a testé le procédé sur deux cellules MEC pilotes. Les résultats sont prometteurs.



Fig. 1 Campus der HES-SO im Wallis.

ROHBIOGAS MIT 75% METHAN

Die Anlage in Dietikon braucht Wasserstoff, um das im Rohbiogas enthaltene CO₂ in den Energieträger Biogas zu verwandeln. Die Herstellung von Biogas aus Klärschlamm könnte in Zukunft auch ohne Zugabe von Wasserstoff möglich werden. Das ginge, wenn bei der Vergärung von Klärschlamm nicht Rohbiogas mit einem Methananteil von 60% entstünde, sondern reines Methan. Genau das ist das Fernziel der Westschweizer Fachhochschule (HES-SO Valais-Wallis) in Sitten (*Fig. 1*).

Hier forscht *Fabian Fischer*, Professor für Chemische Biotechnologie, mit seinem Team an der Mikrobiellen Elektrolysezelle (engl. *Microbial Electrolysis Cell*, MEC). Mit der MEC-Technologie könnte die Gewinnung von reinem Methan aus Klärschlamm in Zukunft Realität werden.

Ein Zwischenziel auf diesem Weg hat das Walliser Forschungsteam jetzt erreicht. Es hat mit zwei MEC-Pilotreaktoren (*Box*) aus Klärschlamm Rohbiogas mit einem hohen Methananteil erzeugt,

Auskünfte erteilt Sandra Hermle, Leiterin des BFE-Forschungsprogramms Bioenergie: sandra.hermle@bfe.admin.ch

ZWEI TYPEN VON MEC-FERMENTERN

Das Sittener Forschungsteam hat die MEC-Technologie in zwei verschiedenen Pilotfermentertypen mit jeweils 50 l Volumen umgesetzt und praktisch erprobt. Die Elektroden, die den Reaktoren Strom zuführten, waren teilweise mit RVC (*Reticulated Vitreous Carbon*) beschichtet, ein Kohlenstoffschaum, der den Mikroorganismen dank seiner porösen Oberfläche viel «Arbeitsfläche» bietet. Für beide Reaktoren wurde Klärschlamm der ARA Châteauneuf bei Sitten verwendet.

Reaktor A

Reaktor A (Fig. 2 rechts) hatte ein liegendes Design (70 x 30 x 40 cm) und war mit 16 RVC-Anoden und 15 Nickel-Kathoden bestückt. Während 1000 Stunden im kontinuierlichen Betrieb wurden aus Klärschlamm 140 l Biogas mit einem Methananteil von 73 bis 79% produziert. Im Halb-Batch-Betrieb wurde bei Einsatz von vorverdaulichem Klärschlamm sogar ein Methananteil von bis zu 90% erreicht.

Reaktor B

Reaktor B war ein 106 cm hoher Säulenreaktor, bei dem drei Teilreaktoren mit jeweils 10 RVC-Anoden und 10 RVC-



Fig. 2 Die zwei MEC-Fermenter-Typen. Der liegende Reaktor A (r.) und der Säulenreaktor B in der Bildmitte.

Kathoden gestapelt wurden (in der Bildmitte von Figure 2 sind zwei Exemplare dieses Reaktortyps zu sehen).

Er stellte mit einem Gemisch aus normalem und vorverdaulichem Klärschlamm im Halb-Batch-Betrieb in 420 Stunden 23 l Bio-

gas mit einem Methananteil von bis zu 99% her. Der sehr hohe Wert von 99% ist allerdings mit Vorsicht zu genießen, da es sich um einen einmalig gemessenen Spitzenwert handelt, der sich nicht ohne weiteres reproduzieren lässt.

wie die Autoren im Schlussbericht des kürzlich abgeschlossenen Forschungsprojekts ausführen: «Unsere Studie hat gezeigt, dass die MEC-Technologie bei Raumtemperatur grosse Mengen an Biogas mit 10 bis 30% mehr Methan (CH_4) produzieren kann, als es in anaeroben Fermentern in der ARA Châteauneuf bei 37 °C der Fall ist.» Anders ausgedrückt: Während in herkömmlichen Klärschlamm-Fermentern Rohbiogas mit ca. 60% Methananteil entsteht, sind es in MEC-Fermentern 70 bis 90%. «Das ist ein Zwischenerfolg, an dem wir nun weiterarbeiten mit dem Ziel, den Methanertrag auf 100% zu steigern», sagt Fabian Fischer.

STOFFWECHSELPRODUKT METHAN

Das Funktionsprinzip der Mikrobiellen Elektrolysezelle erscheint denkbar einfach: Der Vergärung von Klärschlamm im Fermenter wird Strom zugeführt (Fig. 3 und 4). Die Energiezufuhr führt zu Rohbiogas mit einem höheren Methananteil. Wie der molekulare Mechanismus der Methanisierung dabei genau abläuft,

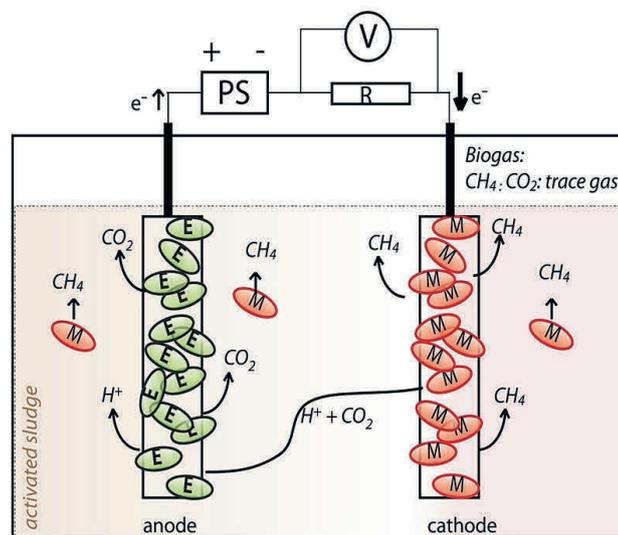


Fig. 3 Funktionschema der Mikrobiellen Elektrolysezelle: In den Klärschlamm werden zwei Elektroden eingeführt, zwischen denen durch Anlegen einer Spannung ein elektrisches Feld erzeugt wird. Der Buchstabe M steht für die Methan produzierenden Mikroorganismen, die sich an der Kathode anlagern. An der Anode befinden sich weitere Mikroorganismen, die Elektronen abgeben. Die Methanproduktion (Methanogenese) erfolgt über einen mehrstufigen chemischen Umwandlungsprozess, der noch nicht im Detail geklärt ist. (© BFE-Schlussbericht)

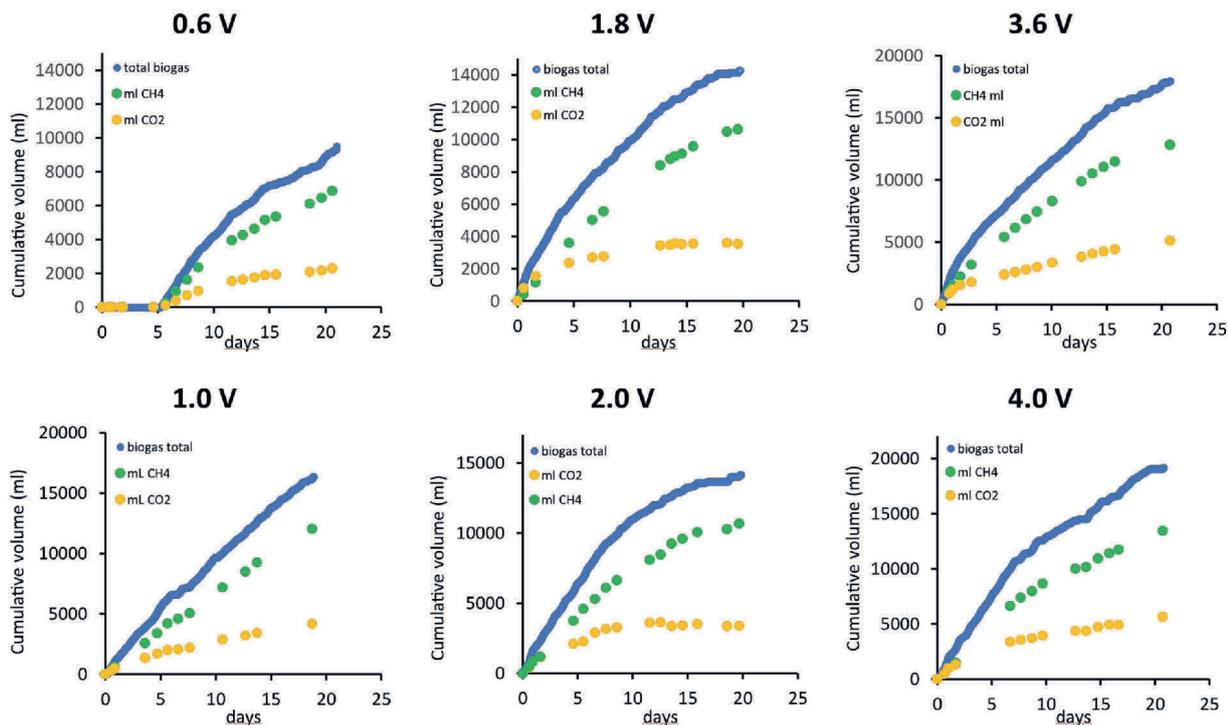


Fig. 4 Gemäss theoretischen Überlegungen braucht es eine Spannung von 0,13 V, um den Vergärungsprozess in einer MEC anzustossen. In den Reaktoren der Westschweizer Fachhochschule war eine Spannung von 0,6 V nötig, um die Methanproduktion in Gang zu bringen. Die Grafik zeigt die Entwicklung der Produktion von Methan (CH₄) und Kohlendioxid (CO₂) während der Verweildauer des Klärschlammes in der Mikrobiellen Elektrolysezelle, und zwar abhängig von der angelegten Spannung. Als optimal hat sich eine Spannung von 2,5 V erwiesen. (© BFE-Schlussbericht)

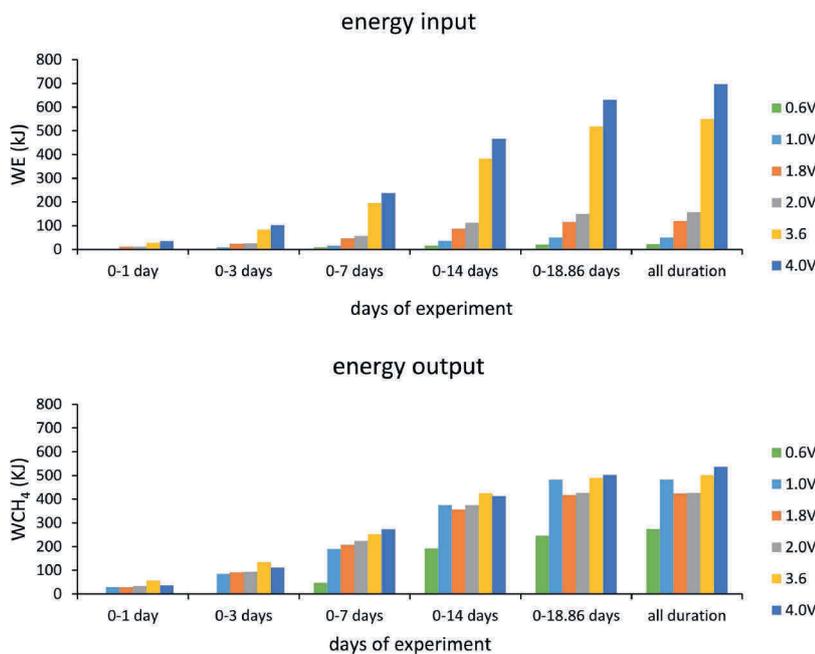


Fig. 5 Die Grafik zeigt die durch die MEC aufgenommene Strommenge (Input) und die Verbrennungsenergie des produzierten Methans (Output), dies abhängig von der Elektrodenleistung. Energetisch wünschbar ist eine MEC, die mit möglichst wenig Strom möglichst viel Methan erzeugt. (© BFE-Schlussbericht)

ist laut Fischer bisher nicht definitiv geklärt. Wissenschaftliche Studien deuten darauf hin, dass die im Fermenter aktiven Mikroorganismen (Archaeen) CO₂-Moleküle, Elektronen und Protonen direkt aufnehmen können, um daraus CH₄ (Methan) zu produzieren. Der Stoffwechselprozess der Mikroorganismen erfolgt auf der Kathode. Diese ist entweder mit Nickel oder hochporösem Kohlenstoff beschichtet (s. Box). Auch wenn die Details des Verfahrens noch im Dunkeln liegen, bestätigen die Forschungsergebnisse aus Sitten, dass die MEC-Technologie Rohbiogas mit hohem Methangehalt ermöglicht, zumindest im Labormassstab. Dabei läuft der Vergärungsprozess bei Raumtemperatur ab. Das ist vorteilhaft, weil anders als bei herkömmlichen Fermentern keine Wärme zugeführt werden muss. Erforderlich ist allerdings Energie in Form von Elektrizität. Diese wird beim MEC-Prozess mit hoher Effizienz in Methan umgesetzt. Bei Einsatz von Gleichstrom liegt der Wirkungsgrad bei 80 bis 96%, wie Laborwerte aus der Fachliteratur nahelegen. Gemäss den Messungen der



Fig. 6 Fabian Fischer bedeckt eine Klärschlammprobe aus der ARA Châteauneuf mit einem Dunstabzug, um die Geruchsbelästigung zu vermindern. Der Klärschlamm mit einem Feststoffanteil von ca. 3% wird in der Mikrobiellen Elektrolysezelle mit hohem Wirkungsgrad in Methan umgesetzt.

HES-SO Valais-Wallis braucht der MEC-Prozess elektrische Energie im Umfang von 3 J pro Milliliter Methan (Fig. 5). Das ist 13-mal weniger als die Energie, die bei der Verbrennung der gleichen Methanmenge entsteht.

UPSCALING AUF INDUSTRIELLE GRÖSSE

Nach Aussage von Fabian Fischer (Fig. 6) kann mit der MEC-Technologie mit der gleichen Menge Strom mehr Methan erzeugt werden als in der Limeco-Anlage in Dietikon: «Die höhere Ausbeute rührt daher, dass das aus dem Klärschlamm gebildete CO₂ von den Mikroben direkt in Methan umgewandelt wird. Es braucht also nicht den thermodynamisch aufwändigeren Umweg über Wasserstoff wie bei der Limeco-Anlage.» Das im Limeco-Werk benutzte Verfahren hat allerdings ebenfalls Vorteile: Erstens steht es heute schon für die kommerzielle Anwendung bereit, und zweitens verwandelt es das im Rohbiogas enthaltene CO₂ vollständig in Methan. Bei dem MEC-Verfahren, an dem in Sitten gearbeitet wird, sind es aktuell erst rund 80%. Die Walliser Forschungsgruppe arbeitet seit 2004 an der Mikrobiellen Elektrolysezelle (Fig. 7). Sie hatte deren Funktionstüchtigkeit zunächst an einem MEC-Reaktor mit 301 Volumen demonstriert und im BFE-Projekt nun an zwei Reaktortypen

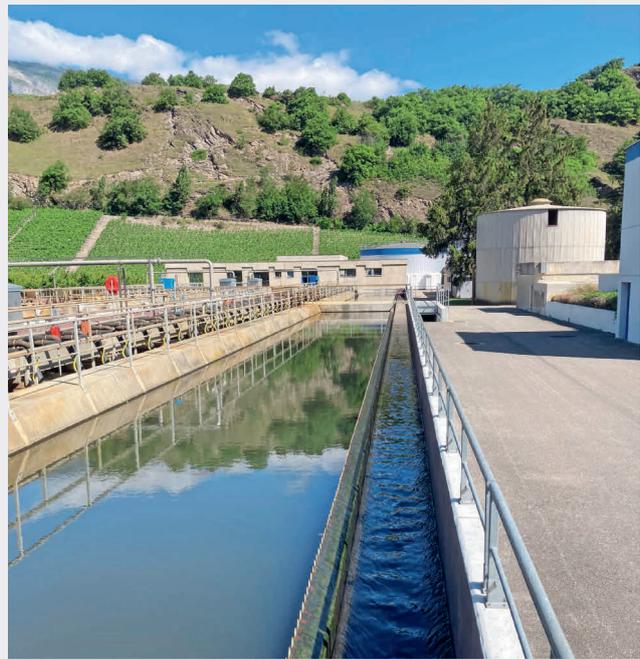


Fig. 7 Die ARA Châteauneuf unweit von Sitten (VS). In der biologischen Reinigungsstufe im Vordergrund fällt der Klärschlamm an, der im Fermenter (weiss-blaues Gebäude) zur Herstellung von Biogas genutzt wird, aus dem in einer Wärme-Kraft-Kopplungs-Anlage Wärme und Strom gewonnen werden. (Fotos: © B. Vogel)

mit je 501 Volumen. Bei einem Folgeprojekt soll ein MEC-Forschungsreaktor mit 20001 Volumen gebaut und betrieben werden. Das Upscaling der Anlage soll die Marktfähigkeit der MEC-Technologie nachweisen.

Laut Fischer ist die Gründung eines Start-up geplant, das die Technologie industrialisieren und dafür Investoren finden will: «Wir arbeiten an einer Technologie für Pioniergeister. Sie könnte insbesondere für ARA-Betreiber interessant sein, die bisher noch kein Biogas produzieren und diesen zukunftssträchtigen Energieträger mit einer innovativen Technologie produzieren möchten.»

SCHLUSSBERICHT

Der Schlussbericht zum Forschungsprojekt «Microbial Electrolysis Cell II» ist abrufbar unter:

<https://www.aramis.admin.ch/Texte/?ProjectID=40718>

FACHBEITRÄGE ZUR BIOENERGIE

Weitere Fachbeiträge über Forschungs-, Pilot-, Demonstrations- und Leuchtturmprojekte im Bereich Bioenergie finden Sie unter:

www.bfe.admin.ch/ec-bioenergie

NEUES BERECHNUNGSMODELL LIEFERT MASSIV TIEFERE METHANEMISSIONEN FÜR DIE SCHWEIZ

Im Rahmen eines FOGA-Projektes entwickelte der SVGW gemeinsam mit der Carbotech AG und dem Bundesamt für Umwelt (BAFU) ein neues Modell zur Abschätzung der jährlich durch die Schweizer Gasindustrie emittierten Methanmengen. Die Ergebnisse zeigen, dass die Emissionen bei fast allen Teilen der Gasinfrastruktur überschätzt wurden – teilweise um den Faktor 25.

Roman Huber*, SVGW

Unter Treibhausgasen werden Gase zusammengefasst, die in unterschiedlicher Stärke zum Treibhauseffekt beitragen. Sie absorbieren einen Teil der von der Erdoberfläche in Richtung Weltall abgegebenen Wärmestrahlung und werfen diese in Form einer atmosphärischen Gegenstrahlung zurück auf die Erde, was zu einer zusätzlichen Erwärmung der Erdoberfläche führt.

RELEVANZ DER METHANEMISSIONEN DER GASINDUSTRIE

Mit einem CO₂-Äquivalent von 28 ist Methan eines der bedeutendsten Treibhausgase: Über einen Betrachtungszeitraum von 100 Jahren trägt ein Kilogramm Methan 28-mal stärker zum Treibhauseffekt bei als ein Kilogramm CO₂. Erd- und auch Biogas bestehen zu über 90% aus Methan. Entweichen diese – beispielsweise aufgrund von Leckagen oder beim Ausblasen von Leitungen – unverbrannt in die Umwelt, so ist die Wirkung auf das Klima deutlich stärker, als wenn sie genutzt (d. h. verbrannt) worden wären.

RÉSUMÉ

NOUVEAU MODÈLE DE CALCUL: LES ÉMISSIONS DE MÉTHANE SUISSES NETTEMENT INFÉRIEURES À CE QUE L'ON PENSAIT JUSQU'À PRÉSENT

La SSIGE évaluait jusqu'à présent les quantités de méthane émises annuellement par l'industrie gazière suisse à l'aide d'un outil de calcul datant de 2014. Dans le cadre d'un projet FOGA, la SSIGE a développé un nouveau modèle en coopération avec l'entreprise Carbotech AG et l'OFEV. Les résultats montrent que les émissions de méthane de presque l'intégralité des composantes de l'infrastructure gazière ont été jusqu'à présent surévaluées, parfois par un facteur 25. La diminution avérée des émissions n'est cependant pas uniquement la conséquence de nouvelles connaissances ou mesures, mais aussi des investissements des gestionnaires de réseau dans l'infrastructure: les réseaux de gaz ont été continuellement modernisés. Même si les émissions de méthane de l'industrie gazière se situent actuellement à un niveau très faible, le potentiel de réduction n'est pas encore totalement exploité. Les résultats du projet FOGA offrent désormais une base solide pour l'analyse des mesures de réduction des émissions. La SSIGE prévoit de recourir à une recommandation et à des rapports individuels destinés aux différents gestionnaires de réseaux de gaz pour présenter les mesures les plus efficaces et économiques afin de réduire les émissions.

FOGA-PROJEKT «METHANEMISSIONEN DER SCHWEIZER GASINDUSTRIE»

Ausgangslage

Der Bund ist aufgrund des Übereinkommens von Paris (Pariser Klimaabkommen) gegenüber der Klimarahmenkonvention (UNFCCC) verpflichtet, ein jährlich zu aktualisierendes Treibhausgasinventar zu führen. Die Schweizer Gaswirtschaft hat mit dem Bundesamt für Umwelt (BAFU) und dem Bundesamt für Energie (BFE) vereinbart, zwecks Führung dieses Inventars jährlich Daten zu den durch die Gasindustrie innerhalb der Schweiz anfallenden Methanemissionen zu liefern.

Der SVGW schätzte diese Emissionen bisher mithilfe eines Berechnungstools ab, das im Jahr 2014 gemeinsam mit dem BAFU und *Quantis SA* entwickelt worden war. Basis für die Berechnungen bildeten feste Emissionsfaktoren für verschiedenste Komponenten der Gasnetzinfrastruktur (z. B. die jährlichen Gasverluste einer Druckregelanlage) sowie Daten aus der bei sämtlichen Netzbetreibern in der Schweiz einmal pro Jahr erhobenen Gasstatistik. In diesen Daten sind unter anderem Informationen über die Anzahl bestimmter Komponenten enthalten, welche die sogenannten Aktivitätsdaten (z. B. die Anzahl Druckregelanlagen) bilden. Durch Summieren sämtlicher Produkte aus Aktivitätsdaten und den zugehörigen Emissionsfaktoren können die Methanemissionen für die gesamte Schweiz abgeschätzt werden:

$$\text{Gesamtemission} = \sum \text{Aktivitätsdaten} \times \text{Emissionsfaktoren}$$

Motivation

Mit dem FOGA-Projekt «Methanemissionen der Schweizer Gasindustrie» war ursprünglich vorgesehen, die bisher verwendete Methodik zur Abschätzung der Methanemissionen auf eine neue Basis zu stellen. Dies unter Berücksichtigung der verbesserten Datenlage der SVGW-Gasstatistik sowie von neueren Quellen und Studien, insbesondere zu den Emissionsfaktoren. Das Projekt wurde gemeinsam mit der *Carbotech AG* und dem BAFU durchgeführt.

* Kontakt: r.huber@svgw.ch

Projekterweiterung

Bei der Analyse der aktuell verfügbaren Studien wurde festgestellt, dass die vorhandene Datenbasis nach wie vor mangelhaft ist. So basieren selbst in den letzten Jahren publizierte Emissionsfaktoren, insbesondere für sensitive Bereiche, häufig auf Statistiken, Messungen und Annahmen aus den 1980er-Jahren. Die Vermutung, dass die Emissionen bis anhin stark überschätzt worden waren, konnte unter anderem durch Vergleiche mit der Schadensstatistik des SVGW und durch Datenerhebungen bei SVGW-Mitgliedern bestätigt werden.

Es wurde deshalb entschieden, den Projektumfang zu erweitern und wo immer möglich neue Grundlagen für die Bildung von Emissionsfaktoren zu schaffen. Hierzu wurden auch Messkampagnen durch SVGW-Mitglieder durchgeführt, um im Vergleich zu den erwähnten Studien statistisch belastbarere Werte zu erhalten.

ERGEBNISSE DES FOGA-Projekts

Die Datenbasis und somit auch die Verlässlichkeit der im Berechnungsmodell genutzten Grundlagendaten konnte im Vergleich zur bisherigen Methodik erheblich verbessert werden – nicht nur in Bezug auf die Emissionsfaktoren, sondern durch die in den letzten Jahren erweiterte SVGW-Gasstatistik auch bezüglich der Aktivitätsdaten. Zudem wurde aufgezeigt, dass in praktisch allen der über 100 im Modell berücksichtigten Kategorien die Emissionen bisher überschätzt worden waren – teilweise um den Faktor 25.

Das im Jahr 2022 durch die DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH veröffentlichte DVGW-Forschungsprojekt ME DSO kommt für Deutschland zu vergleichbaren Ergebnissen (siehe Artikel C. Große et al., S. 42). Einige Resultate, darunter die Verlustraten, die in sehr aufwendigen Messungen an tatsächlichen Leckagen im Verteilnetz bestimmt worden waren, konnten für die Emissionsabschätzungen der Schweiz genutzt werden.

Das bisher durch das BAFU und die Gasindustrie verwendete, auf festen Emissionsfaktoren basierende Berechnungsmodell kann nun mit der neuen, verstärkt auf Messungen und variablen Faktoren gestützte Methodik verglichen werden. *Figur 1* zeigt klar, wie stark in einigen Kategorien die Emissionen bisher überschätzt wurden. Die finalen Ergebnisse mit weiteren Details werden veröffentlicht, sobald

das Projekt abgeschlossen und von allen Partnern freigegeben ist.

METHANEMISSIONEN SEIT 1990 STARK GESUNKEN

Dass nun tiefere Emissionen ausgewiesen werden können, ist nicht nur die Folge neuer Erkenntnisse und Messungen, sondern auch der Investitionen der Gasnetzbetreiber in die Infrastruktur: Die Gasnetze wurden ständig modernisiert, problematische Materialien wurden durch neu entwickelte ausgetauscht. So wurden beispielsweise die bruchanfälligen Graugussleitungen inzwischen fast voll-

ständig durch Kunststoffleitungen ersetzt. Neue Prozesse und Methoden zur Netzüberwachung sowie empfindlichere Messgeräte bei der Leckageortung ermöglichen das frühe Orten und Beheben von kleinsten Leckagen im Netz. Auch bei grösseren Schäden kann dank der neuen Kommunikationsmittel schneller reagiert werden.

Obwohl die in der Schweiz abgesetzte Erdgasmenge seit 1990 gestiegen ist, haben die absoluten Methanemissionen im selben Zeitraum abgenommen. Besonders deutlich werden die Fortschritte, wenn die spezifischen Emissionen pro abge-

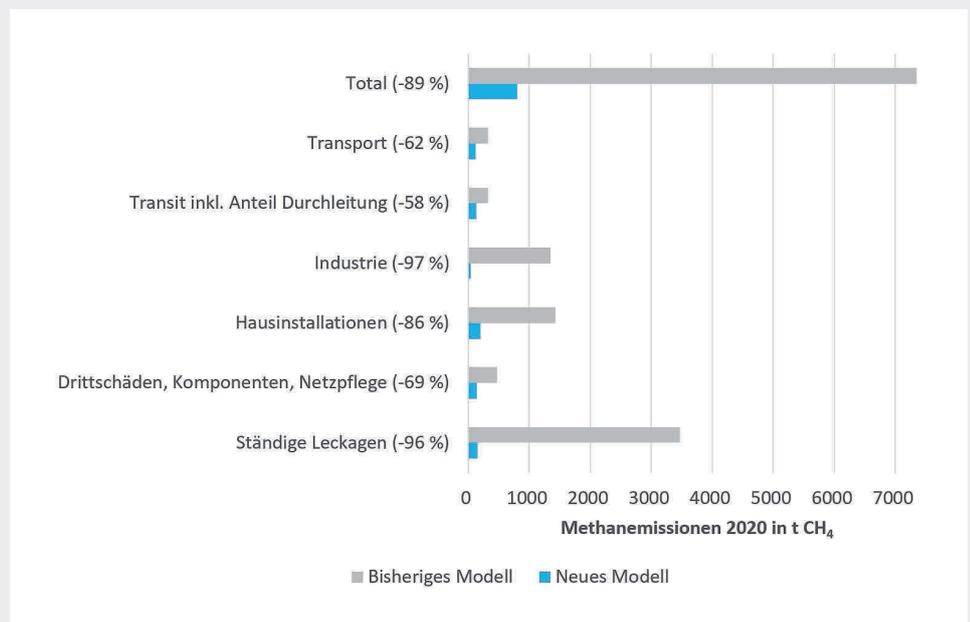


Fig. 1 Vergleich der gesamten Methanemissionen sowie der Emissionen einzelner Kategorien, die mit dem bisherigen Berechnungsmodell aus dem Jahr 2014 respektive mit dem neu entwickelten Modell bestimmt wurden.

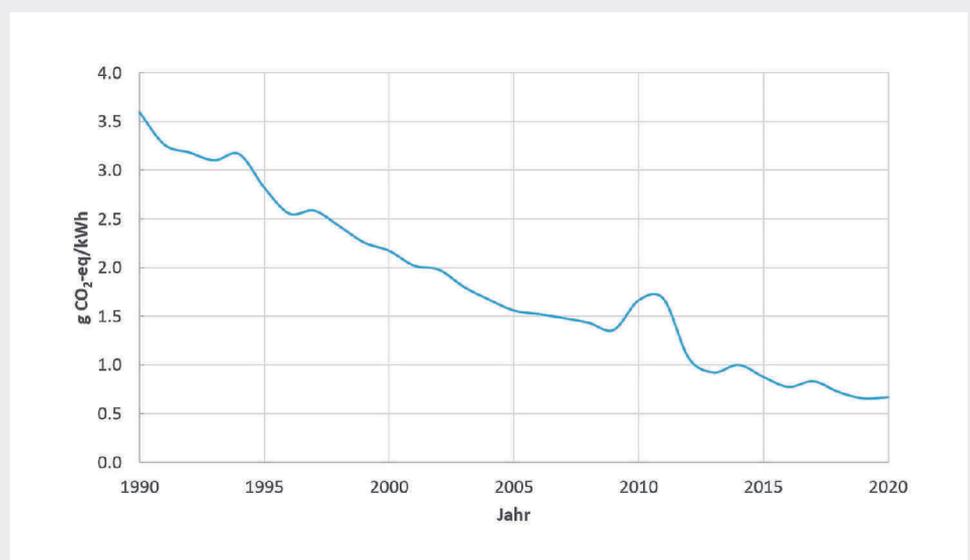


Fig. 2 Spezifische Methanemissionen (pro abgegebener Kilowattstunde) der Schweizer Gasindustrie, umgerechnet in CO₂-Äquivalente, von 1990 bis 2020.

gebener Energieeinheit von der Landesgrenze bis und mit den gebäudeinternen Installationen betrachtet werden: Zwischen 1990 und 2020 konnten diese um über 80% gesenkt werden. In *Figur 2* ist der Verlauf der spezifischen Methanemissionen von 1990 bis 2020 zu sehen. Gut erkennbar sind die erhöhten Emissionen in den Jahren 2010 und 2011. Diese sind auf gewollte Abblasungen aus Sicherheitsgründen (2010) respektive zwecks Verlegung der Transitgasleitung (2011) zurückzuführen, die durch Murgänge teilweise freigelegt worden war.

WEITERE SENKUNG DER EMISSIONEN ERWARTET

Es ist zu erwarten, dass durch weitere, teilweise geplante, teilweise aber auch bereits umgesetzte Massnahmen die Emissionen in Zukunft weiter abnehmen werden. Zu erwähnen sind in diesem Zusammenhang Vorkehrungen, um die vor-

Instandhaltungsarbeiten abgeblasenen Gasmengen zu minimieren. Diese reichen von vorgängigen Druckabsenkungen in den betreffenden Leitungsstücken bis hin zum Einsatz mobiler Kompressoren. Im Hochdruckbereich kommen vermehrt automatische Überwachungssysteme zum Einsatz, dank welcher die Interventionszeiten bei Leckagen stark verkürzt werden können. Die neue Berechnungsmethodik ist bereits darauf ausgelegt, solche Fortschritte abbilden zu können.

EMPFEHLUNG FÜR MASSNAHMEN ZUR EMISSIONSMINDERUNG

Auch wenn sich die Methanemissionen der Gasindustrie bereits heute auf sehr tiefem Niveau bewegen, ist das Potenzial noch nicht ausgeschöpft. Die Netzbetreiber sind bestrebt, ihre Emissionen weiter zu senken. Die Ergebnisse aus dem FOGA-Projekt bieten nun eine solide Grundlage für die Analyse von Mass-

nahmen zur Emissionsminderung. Mit einer Empfehlung plant der SVGW aufzuzeigen, durch welche Massnahmen sich die Emissionen möglichst effektiv und wirtschaftlich senken lassen.

EMISSION-REPORTS FÜR NETZBETREIBER

Mit der neu entwickelten Berechnungsmethodik bietet sich erstmals die Möglichkeit, mithilfe von Daten aus der SVGW-Gasstatistik die Methanemissionen einzelner Netze, inklusive den Anteilen aus vorgelagerten Netzen, getrennt abzuschätzen. Zukünftig bietet der SVGW seinen Mitgliedern individuelle Reports an, welche die Emissionen detailliert aufzeigen und auch Vergleiche zu Durchschnittswerten aller Netzbetreiber enthalten. Diese Reports sollen den Mitgliedern auch als Entscheidungshilfe dienen, wo Massnahmen zur Senkung der Emissionen am effektivsten umgesetzt werden können.

Verband Schweizer
Abwasser- und
Gewässerschutz-
fachleute

Association suisse
des professionnels
de la protection
des eaux

Associazione svizzera
dei professionisti
della protezione
delle acque

Swiss Water
Association



VSA - EcoBox

Mit dem Taschenbecher gegen Littering



Weggeworfene Zigarettenstummel sind in Gewässern bereits in kleinsten Mengen tödlich für Fische und andere Wasserorganismen. Die «VSA-EcoBox» alias «Taschenbecher» ist eine praktische Lösung.

Attraktive Angebote für Arbeitgeber wie Gemeinden, Kantone und Unternehmen.



vsa.ch/ecobox

GAS- AUFBEREITUNG

Produkte.
Services.
Lösungen.

- Pulveraktivkohlen
- Flockungshilfsmittel
- Formkohlen
- Reaktivierung
- Kornkohlen
- Mobile Filter

Für Ihre Anwendung
das optimale Produkt.

Breitenstrasse 16b | 8500 Frauenfeld
Tel. +41 52 235 24 24 | info@n-schneider.ch
www.n-schneider.ch



MEHR ALS GUT DRUCKEN

**multicolor
print**

Multicolor Print AG
Sihlbruggstrasse 105a
CH-6341 Baar
www.multicolorprint.ch

DIE KÖNNEN DAS.

GF Piping Systems

+GF+



Wasser im Gleichgewicht

NeoFlow Druckregulierungsventil

Intelligentes Gleichgewicht,
präzises und optimiertes
Druckmanagement zur Schaffung
einer vollständigen Harmonie in
Ihrem Wasserverteilungsnetz.



METHANEMISSIONEN IM VERTEILNETZ

DVGW-PROJEKT ZEIGT DEUTLICH GERINGERE METHAN-EMISSIONEN ALS BISHER ANGEGEBEN

Das DVGW-Forschungsprojekt ME DSO hatte nicht nur die Inventur der Datenlage zur Abschätzung von Methanemissionen aus dem deutschen Gasverteilnetz zum Ziel, sondern es sollte auch ein repräsentatives Messprogramm zur Erhebung der erforderlichen Daten entwickelt und durchgeführt werden. Die im Projekt neu ermittelten Emissionsfaktoren für erdverlegte Rohrleitungen und Gas-Druckregel- und -Messanlagen liegen ca. eine Zehnerpotenz unter den aktuell veröffentlichten. Zudem wurden für die einheitliche Durchführung und Standardisierung künftiger Messkampagnen ein Organisationskonzept und Messprotokolle entwickelt.

Charlotte Große; Melanie Eyßer; Stefanie Lehmann; Jenny Sammüller; Marco Behnke; DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH
Klaus Peters, Westnetz GmbH*

RÉSUMÉ

ÉMISSIONS DE MÉTHANE DU RÉSEAU DE DISTRIBUTION: ÉMISSIONS DE MÉTHANE INFÉRIEURES À CELLES INDICÉES JUSQU'À PRÉSENT

Le projet de recherche DVGW «Détermination des émissions de méthane du réseau de distribution de gaz» (ME DSO; référence DVGW: G 201812) comprenait un inventaire des données disponibles pour estimer les émissions de méthane dans le réseau de distribution de gaz allemand, ainsi que le développement et la mise en œuvre d'un programme de mesure pour collecter les données nécessaires. Il s'agissait ainsi de comparer les données actuelles avec les données nécessaires à une évaluation transparente et cohérente des émissions de méthane. Le projet représente le plus grand programme de mesure (947 mesures) jamais réalisé sur l'infrastructure des gestionnaires de réseau de distribution de gaz en Allemagne. En outre, des facteurs d'émission nationaux actuels devaient être déterminés. Les nouveaux facteurs d'émission déterminés pour les conduites enterrées et les postes de détente et de comptage de gaz (PDC) sont inférieurs d'environ une puissance de dix à ceux publiés actuellement. 84% des émissions de méthane proviennent des conduites enterrées et 16% des PDC. Enfin, un concept d'organisation et des protocoles de mesure ont été développés en vue d'une réalisation uniforme et d'une standardisation des futures campagnes de mesure.

HINTERGRUND

Der Anstieg von Treibhausgasen in der Erdatmosphäre und deren Beitrag zur Erderwärmung hat die Aufmerksamkeit für das Thema Methanemissionen stark erhöht. Methan ist nach Kohlendioxid die zweitgrößte Quelle des anthropogenen Beitrags zum Klimawandel [1]. Die Europäische Kommission reagierte darauf im Oktober 2020 mit der Veröffentlichung der EU-Methanstrategie [2], aus der im Dezember 2021 der Entwurf einer EU-Methanverordnung hervorging. Demnach sieht die Kommission u. a. im Energiesektor signifikantes Potenzial, Methanemissionen kosteneffizient zu senken. Der Verordnungsentwurf enthält nicht nur Verpflichtungen zu Messungen, Berichterstattung und Überprüfungen von Methanemissionen, sondern auch Vorgaben zu Wartungs- und Instandsetzungsmassnahmen. Er lehnt sich stark an die Vorgaben der «Oil and Gas Methane Partnership» (OGMP, [3]) an. Darüber hinaus wurde während der UN-Klimakonferenz COP26 in Glasgow im November 2021 der «Global Methane Pledge» vorgestellt und von

Foto: Messung der Methanemissionen mittels Absaugmethode an einer erdverlegten Rohrleitung. (© A. Lennartz)

* Kontakt: charlotte.grosse@dbi-gruppe.de

122 Ländern, darunter alle EU-Staaten, die Schweiz und die USA, unterzeichnet [3]. Die Staaten verpflichten sich darin, die weltweiten Methanemissionen bis 2030 um mindestens 30% gegenüber 2020 zu reduzieren, um zur Beschränkung der Erderwärmung auf möglichst 1,5 °C beizutragen [4].

Des Weiteren sieht der aktuelle Entwurf zur EU-Methanverordnung vor, dass Betreiber von Gasinfrastrukturen die Methanemissionen ihrer relevanten Assets zwölf Monate nach Inkrafttreten der Verordnung mit generischen, aber quellspezifischen Emissionsfaktoren (EF) berichten müssen [5]. Das Umweltbundesamt (UBA) berichtet jährlich die Methanemissionen Deutschlands innerhalb der UN-Klimarahmenkonvention (UNFCCC) [6]. Die dort verwendeten EF für erdverlegte Rohrleitungen und Gas-Druckregel- und -Messanlagen (GDRMA) sind die bislang bestverfügbaren für das deutsche Gasverteilnetz, basieren jedoch auf Emissionsraten aus dem Jahr 1997, veröffentlicht in einer Studie im Jahr 2000 [2], sowie auf Schadensangaben der Jahre 2003 bis 2008, veröffentlicht in einer Studie im Jahr 2012 [1]. Da in den letzten Jahren vermehrt PE-Leitungen im Gasverteilnetz verlegt wurden, die eine geringere Leckhäufigkeit als andere Materialien aufweisen, ist zu erwarten, dass die EF des UBA nicht mehr den heutigen Stand widerspiegeln. Zudem sind sie zwar quellspezifisch, unterteilen aber nicht die geforderten Emissionsarten gemäss OGMP. Das bedeutet: Die Anforderungen der EU-Methanverordnung an den ersten Bericht der Betreiber würden mit diesen EF vermutlich nicht erfüllt werden können.

ZIELE DES FORSCHUNGSPROJEKTS

Das Forschungsprojekt ME DSO (siehe Box) sollte daher die aktuelle mit der erforderlichen Datenlage abgleichen, die für eine transparente, konsistente und ausreichend genaue Ermittlung der Methanemissionen aus dem Gasverteilnetz erforderlich ist. Die Anforderungen ergeben sich aus den OGMP-Leitlinien [7], dem Entwurf der EU-Methanverordnung [8] und dem Entwurf einer «Technical Specification» von CEN [9]. Das DVGW-Projekt orientierte sich daran in Bezug auf die verwendeten Definitionen und Begriffe. Zudem sollten aktuelle nationale EF für

das deutsche Gasverteilnetz ermittelt werden. Für fehlende Emissionsraten sollte ein geeignetes Messprogramm entwickelt werden, als Grundlage für die Durchführung einer zielgerichteten Messkampagne an ausgewählten Assets. Hierbei sollten auch Messprotokolle entwickelt werden, die bei zukünftigen Messungen angewendet werden. Der Fokus des Projekts lag auf erdverlegten Rohrleitungen – Netzanschlussleitungen (NAL) und Versorgungsleitungen (VL) – sowie auf GDRMA. Diese Assets wurden bei der bisherigen Emissionsberichterstattung des UBA als Hauptemissionsquellen identifiziert.

MESSUNG DER METHAN-EMISSIONEN

MESSVERFAHREN AN ERDVERLEGTEN ROHRLEITUNGEN

Zur Messung von Emissionen aufgrund unterirdischer Leitungsleckagen wurde die sogenannte Absaugmethode (*Suction Method*) angewendet (Fig. 1 und Titelfoto): Mit hohen Volumenströmen wird ein Probevolumen im Erdreich über der Leitungsleckage abgesaugt, wobei der aus einer Leckage in der Erdgasleitung austretende Gasstrom über Absaugglanzen gerichtet erfasst wird. Anschliessend wird im abgesaugten Gasstrom die Methankonzentration gemessen.

Die bei periodischen Überprüfungen gefundenen Leckagen stellen potenzielle Messstellen dar. Da die gefundenen Leckagen aber nach DVGW-Merkblatt

FORSCHUNGSPROJEKT ME DSO

Das DVGW-Projekt «Ermittlung von Methanemissionen des Gasverteilnetzes (ME DSO)» lief von August 2018 bis Februar 2022 (DVGW-Förderkennzeichen: G 201812). Das Projekt umfasste eine Inventur der Datenlage zur Abschätzung der Methanemissionen im deutschen Gasverteilnetz sowie die Entwicklung und Durchführung eines Messprogramms zur Erhebung der erforderlichen Daten. Informationen zum Projekt wie auch der Abschlussbericht sind auf der DVGW-Website zu finden: www.dvgw.de/themen/forschung-und-innovation/forschungsprojekte/dvgw-forschungsprojekt-me-dso/ Der vorliegende Artikel wurde bereits in ähnlicher Form in *Energie Wasser Praxis* 5/2022 veröffentlicht.

G 465-3 «Leckstellen an Gasleitungen in Gasrohrnetzen – Lokalisation, Klassifikation, Umgang mit Leckstellen» zeitnah instand zu setzen sind, gibt es keinen «Pool», aus dem Leckagen zufällig für die Messungen ausgewählt werden können. Die Messungen mussten in Zusammenarbeit mit den Verteilnetzbetreibern (VNB) geplant und in der Zeit zwischen Überprüfung und Reparatur durchgeführt werden. Die Auswahl der Leckagen erfolgte durch die VNB, die bereit waren, Messungen an Leckagen in ihrem Netz durchführen zu lassen und zu finanzieren. Dabei waren vor allem organisatorische und sicherheitstechnische Aspekte entscheidend dafür, ob sich eine Leckage

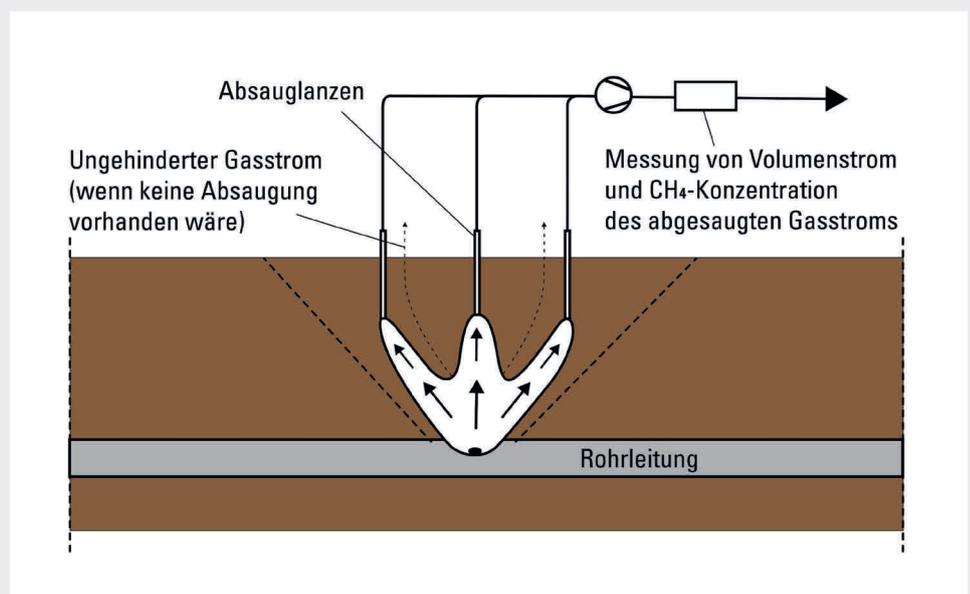


Fig. 1 Absaugmethode: Schematischer Messaufbau zur Bestimmung der Methankonzentration in abgesaugter Bodenluft.

zur Messung eignete. Für ein möglichst repräsentatives Abbild wurden Leckagen verteilt über ganz Deutschland gemessen, um unterschiedliche Bodenbeschaffenheiten und klimatische Bedingungen einzubeziehen. Ausserdem wurden alle relevanten Materialien und Druckstufen berücksichtigt.

Die Messunsicherheit wurde mithilfe klassischer Fehlerfortpflanzung und Simulationsmethoden (Bootstrap und Monte-Carlo-Simulation) bewertet.

MESSUNGEN AN GDRMA

Zur Messung der Methanemissionen an Anlagen (speziell an GDRMA) wurde ebenfalls die Absaugmethode – zum Teil auf Anlagen- und zum Teil auf Komponentenebene (Ausbläser) – angewendet. Dabei wird die gesamte Anlage mit einem hohen Volumenstrom von Umgebungsluft durchströmt. Methanemissionen werden mit dem gerichteten Volumenstrom erfasst und die Methankonzentration wird am Ausgang des Luftstroms aus der Anlage gemessen.

Um eine möglichst repräsentative Auswahl der Anlagen zu erhalten, erfolgte diese nach den Vorgaben der mathematischen Stichprobentheorie. Dabei sollte die Stichprobe der Anlagen für die Messung sowohl repräsentativ für den Bestand der teilnehmenden VNB sein als auch für die Anlagencharakteristik des Betreibers, bei dem die Messung durchgeführt wurde. Für jeden teilnehmenden Betreiber wurde eine isolierte Stichprobe bestimmt, die nach den Kriterien Baujahr (vor 1990 und nach 1990) und Anlagengröße (*small/medium*: $MOP_u \cdot Q_n \leq 20\,000$ bzw. *large/citygate*: $MOP_u \cdot Q_n > 20\,000$) geschichtet war.

RESULTATE FÜR ERDVERLEGTE ROHRLEITUNGEN

Im Erhebungszeitraum vom 14. Mai 2019 bis zum 22. Oktober 2021 wurden mithilfe der Absaugmethode bei 28 VNB 126 Messungen an Leckagen erdverlegter Rohrleitungen des deutschen Gasverteilernetzes durchgeführt. Diese wurden verteilt über das gesamte deutsche Bundesgebiet vorgenommen. Dabei wurden an jeder Messstelle über 40 Parameter erfasst (Betriebsdruck und Baujahr der Leitung, Bodenabdeckung etc.). Nachfolgend werden nur die Einflüsse der wichtigsten Parameter beschrieben.

Der arithmetische Mittelwert (MW) der gemessenen Methanemissionsraten lag

bei $30 \pm 51/h$. Dieser liegt deutlich unter dem bisher vom UBA verwendeten Wert für erdverlegte Leitungen von $140 \pm 401/h$ pro Leckage [2]. Im Detail wurden 24 Messungen an NAL und 102 Messungen an VL durchgeführt. Leckagen an NAL wiesen signifikant geringere Methanemissionsraten (Mittelwert = $14,71/h$; Median = $2,91/h$) auf als Leckagen an VL (Mittelwert = $33,81/h$; Median = $13,81/h$). Die Messdaten zeigen weiter, dass es zwar einige wenige Leckagen mit hohen Methanemissionsraten, jedoch viele Leckagen mit relativ niedrigen Methanemissionsraten gibt (Fig. 2). Ein Grossteil (90%) der Messwerte lag unter $831/h$. Die Hälfte aller Messwerte (=Median)

lag unter $101/h$. Am häufigsten wurden Raten in der Klasse von $01/h$ bis $101/h$ gemessen.

Ein Einfluss der Druckstufe der VL auf die Emissionsrate konnte nicht nachgewiesen werden. Allerdings zeigten statistische Tests, dass die Methanemissionsraten bei Stahlleitungen ohne KKS signifikant höher sind (Mittelwert = $471/h$) als bei den übrigen Materialien (Mittelwert = $17,61/h$).

Die Messungen fanden an Leitungen statt, die in den Jahren 1905 bis 2020 verlegt worden waren. Zwischen dem Leitungsbaujahr und der Höhe der Methanemissionsrate konnte kein linearer Zusammenhang beobachtet werden.

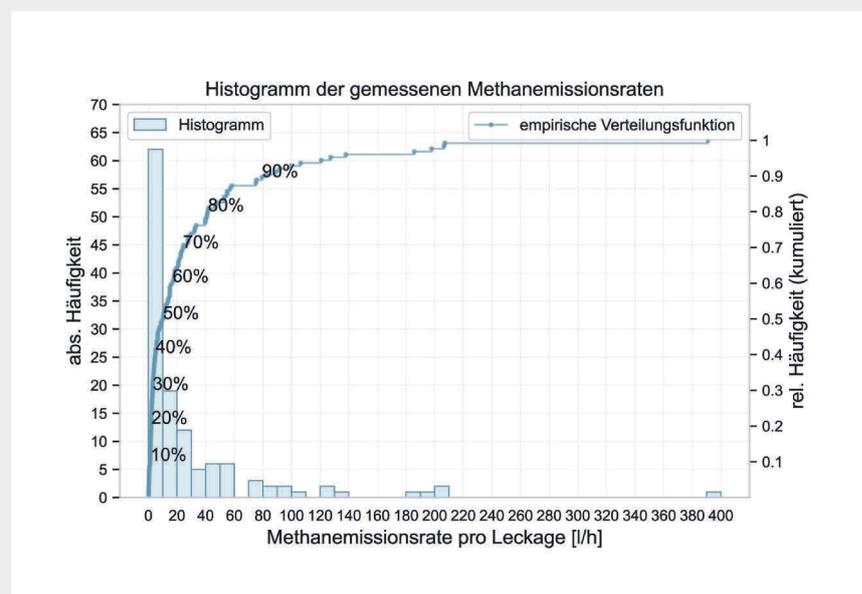


Fig. 2 Histogramm gemessener Methanemissionsraten an Leitungsleckagen ($n = 126$).

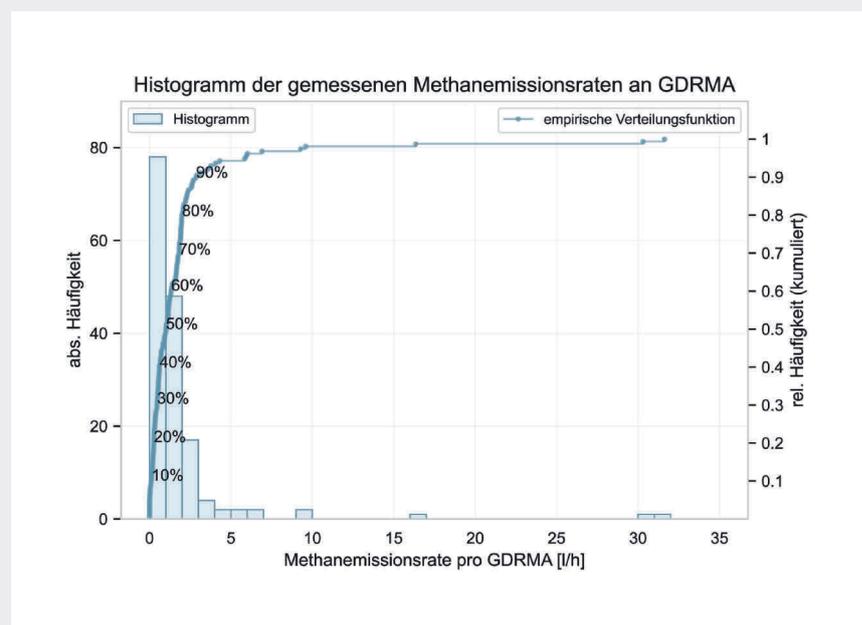


Fig. 3 Histogramm gemessener Methanemissionsraten an GDRMA ($n = 159$).

RESULTATE FÜR GDRMA

Im Erhebungszeitraum (1. September 2020 bis 29. Oktober 2021) wurden mit Hilfe der Absaugmethode bei 10 VNB Messungen an 159 GDRMA, einschliesslich 662 Ausbläsern, durchgeführt. Auch hier waren die Messstandorte über das gesamte deutsche Bundesgebiet verteilt. Für jede GDRMA wurden über 35 Parameter erfasst (Betriebsdruck und Baujahr der GDRMA, Anzahl der Regelschienen etc.).

Bei den GDRMA lag das arithmetische Mittel der Messwerte bei 1,8 l/h. Zwei Drittel aller gemessenen Raten waren kleiner als 2 l/h (Fig. 3). Die festgestellten Unterschiede der Messwerte in Bezug auf Grösse und Baujahr der Anlagen waren nicht signifikant.

EMISSIONSFAKTOREN

Die Bestimmung der Emissionsfaktoren EF sowie die Unsicherheitsbetrachtung sind im Abschlussbericht ausführlich beschrieben. Beispielhaft werden hier nur die EF für diffuse Emissionen (Leckagen) an VL, NAL und GDRMA in den Tabellen 1, 2 und 3 aufgeführt. Für Ausblasemissionen wird empfohlen, dass der VNB diese individuell mithilfe der im Abschlussbericht beschriebenen Formeln bestimmt. Der Bericht gibt überdies mittlere EF an, die als Mittelwert für das deutsche Gasverteilnetz angesehen werden können. Diesen liegt aber eine konservative Parameterauswahl zugrunde, weshalb sich damit tendenziell zu hohe Emissionen ergeben. Für die Ermittlung der EF wurden die Überprüfungszeiten des DVGW-Arbeitsblatts G 465-1 «Überprüfung von Gasrohrnetzen mit einem Betriebsdruck bis 16 bar» (2019) als Grundlage für die Dauer des Gasaustritts genutzt. Andere Ausströmzeiten wurden im Projekt nicht angeschaut. Diese werden in einem Nachfolgeprojekt adressiert, da sich durch die EU-Methanverordnung voraussichtlich kürzere Überprüfungszeiträume und damit geringere EF ergeben werden.

ERMITTLUNG DER HAUPT-EMISSIONSQUELLEN

Im Projekt wurden Methanemissionen aus erdverlegten Leitungen (VL und NAL) und GDRMA im deutschen Gasverteilnetz in Höhe von 8,1 ktCH₄ ermittelt. Diese teilen sich wie folgt auf die Assets auf:

- Erdverlegte Leitungen
 84% der Emissionen stammen aus erdverlegten Leitungen (VL und NAL), davon:
- 34% aus Störungen (z.B. Drittschäden durch Baggerangriff oder Erdrakete; 24% VL, 10% NAL)
 - 32% aus Leckagen (21% VL, 11%NAL)
 - 17% aus Wartungen (17% VL, 0,1% NAL)
 - Permeation war mit <1% vernachlässigbar

- GDRMA
 16% der Emissionen stammen aus GDRMA, aufgeteilt auf:
- 9% aus Leckagen
 - 7% durch Ausblasen (Störungen und Wartungen)

GDRMA stellen somit keine Hauptemissionsquelle dar. Figur 4 veranschaulicht die absoluten Angaben (Balken)

und die prozentualen Angaben (Kreisgrafisch).

VERGLEICH MIT BISHER VERÖFFENTLICHTEN WERTEN

Das Umweltbundesamt (UBA) berichtet jährlich die Methanemissionen Deutschlands innerhalb der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen (UNFCCC) [6]. Die dort verwendeten EF für erdverlegte Rohrleitungen und GDRMA sind die bislang bestverfügbaren für das deutsche Gasverteilnetz, basieren jedoch auf Emissionsraten, die aus dem Jahr 1997 stammen und im Jahr 2000 veröffentlicht wurden [2], sowie auf Schadensangaben der Jahre 2003 bis 2008, die im Jahr 2012 publiziert wurden [1]. Es zeigt sich, dass die in diesem Projekt ermittelten EF für erdverlegte Leitungen (VL und NAL) und

Druckbereich [bar]	EF [kg CH ₄ /Leckage]				Mittelwert alle Materialien ^c
	Stahl ohne KKS ^a	Stahl mit KKS ^b	PE + PVC ^b	andere (Duktilguss) ^b	
≤ 1	664,7	359,5	359,5	248,9	555,3
> 1 bis ≤ 5	369,3	248,9	248,9	138,3	285,5
> 5 bis ≤ 16	- ^d	83,0	(83,0) ^e	83,0	83,0
> 16	- ^d	83,0	- ^d	- ^d	83,0

^a Die Unsicherheit der angegebenen EF beträgt -95%; +97% und ergibt sich zum grossen Teil aus der Unsicherheit der Lebenszeit von Leckagen, die auf der Überprüfungszeit von Rohrleitungen beruht. Hierbei wurde ein 95%iges Konfidenzintervall basierend auf einer Monte Carlo Simulation verwendet. Die zugrunde liegende mittlere Emissionsrate beruht auf 56 Messwerten an VL aus Stahl ohne KKS über alle Druckstufen.
^b Die Unsicherheit der angegebenen EF beträgt -95%; +99% und ergibt sich zum grossen Teil aus der Unsicherheit der Lebenszeit von Leckagen, die auf der Überprüfungszeit von Rohrleitungen beruht. Hierbei wurde ein 95%iges Konfidenzintervall basierend auf einer Monte Carlo Simulation verwendet. Die zugrunde liegende mittlere Emissionsrate beruht auf 46 Messwerten an VL aus Stahl mit KKS, PE + PVC und Duktilguss über alle Druckstufen.
^c Gebildet auf Basis aller 102 Messwerte an VL und mittlerer Ausströmdauer für die unterschiedlichen Materialien. Gewichtet im Verhältnis der an den Materialien auftretenden Leckagen.
^d In dieser Druckstufe ist das Material nicht zugelassen, daher gibt es keinen EF.
^e PE und PVC-Leitungen haben gemäss [10] einen maximal zulässigen Betriebsdruck von 10 bar, der EF gilt daher nur bis 10 bar.

Tab. 1 Emissionsfaktoren für Leckagen an Versorgungsleitungen, die bei planmässigen Überprüfungen gefunden wurden.

Druckbereich [bar]	EF [kg CH ₄ /Leckage]		
	PE + PVC ^a	Andere (Stahl + Duktilguss) ^a	Mittelwert alle Materialien ^b
≤ 1	300,3	207,9	243,4
> 1 bis ≤ 5	207,9	115,5	141,9

^a Die Unsicherheit der angegebenen EF beträgt -96%; +72% und ergibt sich zum grossen Teil aus der Unsicherheit der Lebenszeit von Leckagen, die auf der Überprüfungszeit von Rohrleitungen beruht. Hierbei wurde ein 95%iges Konfidenzintervall basierend auf einer Monte Carlo Simulation verwendet. Die zugrunde liegende mittlere Emissionsrate beruht auf 24 Messwerten an NAL.
^b Gebildet auf Basis aller 24 Messwerte an NAL und mittlerer Ausströmdauer für die unterschiedlichen Materialien. Gewichtet im Verhältnis der an den Materialien auftretenden Leckagen.

Tab. 2 Emissionsfaktoren für Leckagen an Netzanschlussleitungen, die bei planmässigen Überprüfungen gefunden wurden.

Eingangsdruck (MOP) [bar]	EF ^a [kg CH ₄ /(Anlage · a)]	Unsicherheit
≤ 70 bar	11,3	[-97%, +44%]

^a Die zugrunde liegende mittlere Emissionsrate beruht auf 159 Messwerten an GDRMA.

Tab. 3 Emissionsfaktor für diffuse Emissionen an Gas-Druckregel- und -Messanlagen.

Anteil pro Asset in tCH₄/a

an Gesamtmethanemissionen erdverlegter Leitungen und GDRMA im deutschen Gasverteilnetz

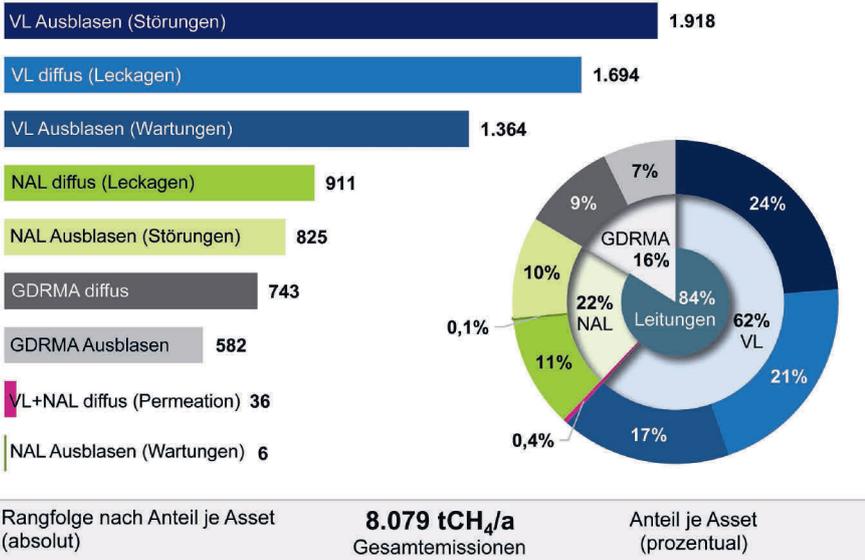


Fig. 4 Methanemissionen von erdverlegten Rohrleitungen (VL und NAL) und GDRMA im deutschen Gasverteilnetz nach Assets und Emissionsarten.

GDRMA ca. eine Zehnerpotenz unter den EF des UBA liegen (Tab. 4). Auch die Schadensrate im deutschen Gasverteilnetz ist heute deutlich niedriger [11].

Zur Berechnung der vom UBA genutzten EF wurde eine mittlere Emissionsrate aus einer Studie aus dem Jahr 2000 herangezogen, die auf lediglich 18 Messwerten (erdverlegte Leitungen) bzw. 5 Messwerten (GDRMA) beruhte [6]. Bei den erdverlegten Leitungen betrug der Mittelwert der Messungen pro Leckage 140 ± 40 l/h und lag damit deutlich über den in diesem Projekt bestimmten Mittelwerten (30 ± 5 l/h, gemittelt über alle Klassen). Für die Anlagen wurde ein Mittelwert von rund 105 l/h (HD-Anlagen) zugrunde gelegt und davon ein Wert von rund 26 l/h für ND- und MD-Anlagen abgeleitet. Auch diese Werte liegen deutlich über dem in diesem Projekt ermittelten Wert von 1,8 l/h, gemittelt

über alle Messwerte. Im Rahmen des aktuellen Projektes wurde die Anzahl der Messungen deutlich erhöht, wodurch die Unsicherheit des Mittelwertes reduziert werden konnte. Die Unsicherheit lässt sich weiter verringern, indem die Anzahl der Messungen erhöht wird.

FAZIT UND AUSBLICK

Das Projekt ME DSO vergrößert und verbessert die Datenbasis für diffuse Emissionen von erdverlegten Rohrleitungen und GDRMA in Deutschland erheblich. Es ist das bisher grösste Messprogramm (947 Messungen) an der Infrastruktur der VNB in Deutschland. Damit wurde die Aufmerksamkeit für das Thema Methanemissionen und das Verständnis dafür deutlich gesteigert. Messungen helfen bei der Aufstellung realistischer EF und zeigen, wo effektiv

Emissionen reduziert werden können. Weiterhin können sich VNB schon heute auf die neuen gesetzlichen Anforderungen vorbereiten, die durch die EU-Methanverordnung kommen werden. Das angewendete Messverfahren, die Absaugmethode, erwies sich als vergleichsweise zeitaufwendig (8 h pro Leckage an Rohrleitungen, 4-8 h bei GDRMA, jeweils plus Anfahrtszeiten). Aufgrund der aktuell begrenzten Anzahl von zwei Messdienstleistern in Deutschland sind momentan lediglich maximal 50 bis 100 Messungen pro Jahr von Leckagen an Rohrleitungen und zusätzlich 50 bis 100 Messungen an GDRMA durchführbar. Allerdings ist das Verfahren erprobt und die Technik verfügbar, sodass auch weitere Dienstleister dieses anbieten könnten. Bedarf hierfür ergibt sich aus den künftigen Anforderungen der EU-Methanverordnung. Weitere Messprogramme ermöglichen zudem die Weiterentwicklung der Messsysteme sowie ggf. eine Kostenreduktion und/oder Reduzierung der Messzeit.

Während der Projektdurchführung wurde ausserdem deutlich, dass einige noch offene Aspekte in Nachfolgeprojekten adressiert werden sollten, da neue Anforderungen durch die OGMP bzw. die EU-Methanverordnung hinzugekommen sind. Entsprechend wurde bereits ein Nachfolgeprojekt vom DVGW initiiert (ME DSO 2.0), das die folgenden Punkte 1. bis 3. adressieren soll. Für die Punkte 4. und 5. bedarf es weiterer Projekte, die mit dem Projekt ME DSO 2.0 verknüpft werden sollten:

1. Durchführung weiterer Messungen mit demselben Messverfahren zur Erhöhung der Datenbasis und zur Reduzierung der Unsicherheit.
2. Verifizierung der Messwerte mit anderen Messverfahren mit vergleichbarer Messgenauigkeit.
3. Untersuchung der Auswirkungen einer verstärkten Einspeisung «grüner Gase» (Wasserstoff und Biogas) auf die Emis-

Kategorie	ME DSO					UBA	
	Emission [kg CH ₄ /a]	Aktivitätsfaktor [AF]		Emissionsfaktor [EF]		Emissionsfaktor [EF] ^a	
VL	5 000 750	357 630	km	14	kg CH ₄ /km	112	kg CH ₄ /km
NAL	1 752 752	165 706	km	11	kg CH ₄ /km		
GDRMA	1 325 560	51 468	Anzahl	26	kg CH ₄ /Anlage	256	kg CH ₄ /Anlage
gesamt	8 079 062						

^a Der EF wurde als Mittelwert aus den vom UBA ausgewiesenen Werten durch DBI gebildet. Die detaillierte Berechnung befindet sich im Projektbericht (siehe Box).

Tab. 4 Vergleich der vom UBA verwendeten Emissionsfaktoren mit den im Projekt ermittelten.

sionsraten und daraus ermittelten EF, insbesondere vor dem Hintergrund der nationalen Wasserstoffstrategie.

4. Prüfung der Methanemissionen bei Instandhaltungsmassnahmen an GDRMA: Die abgeleiteten EF beruhen auf theoretischen Betrachtungen an einzelnen Anlagen und sollten durch Messungen verifiziert werden.
5. Standardisierung des angewendeten Messverfahrens zur Vorbereitung und Erhöhung der Effizienz der zukünftig zu erwartenden hohen Anzahl an Messungen wegen der EU-Methanverordnung.

Ein Nachfolgeprojekt, «ME VNB 2», wurde zusammen mit einem Konsortium von mitteldeutschen Verteilnetzbetreibern bereits umgesetzt: Für eine weniger konservative Quantifizierung der Methanemissionen bei Leitungsschäden wurde ein Drittschäden-Tool entwickelt. Dieses kann genutzt werden, um individuell die Emissionen für einzelne Schäden zu berechnen. Weitere Informationen hierzu sind zu finden unter: <https://www.dbi-gut.de/befuellung-desogmp-templates.html>. Für deutsche Verteilnetzbetreiber, die das Folgeprojekt ME DSO 2.0 unterstützen, ergibt sich der Vorteil, dass sie Messwerte für ihre eigenen Assets erhalten und damit die zukünftigen Anforderungen der EU-Methanverordnung für höhere Berichtslevel erfüllen können. Die festgestellten Methanemissionen aus Gasverteilnetzen können technisch weiter

Richtung Null reduziert werden. Hierfür braucht es aber zusätzliche Forschung und Produktentwicklungen. Auch der Umstieg auf grüne Gase führt zu einer weiteren Reduktion der Methanemissionen, setzt aber eine Eignungsprüfung der Infrastruktur und ggf. eine Ertüchtigung voraus. Nichtsdestotrotz sollten Gasverluste auch bei der zukünftigen Verteilung grüner Gase vermieden werden. Das heisst: Investitionen in die Reduktion von Methanemissionen sind immer auch Zukunftsinvestitionen.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] Gottwald, J. et al. (2012): *Verbesserung der Treibhausgasemissionsberichterstattung im Bereich «Gas, Verteilung» durch Datenerhebung und Datenbereitstellung*. Dresden, Leipzig
- [2] Reichert, J.; Schön, M. (2000): *Methanemissionen durch den Einsatz von Gas in Deutschland von 1990 bis 1997 mit einem Ausblick auf 2010. Untersuchung für den DVGW e. V., Karlsruhe*
- [3] *Global Methane Pledge (2022):* <https://www.globalmethanepledge.org/>
- [4] *Europäische Kommission (2021): Launch by United States, the European Union, and Partners of the Global Methane Pledge to Keep 1.5C Within Reach.* https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/statement_21_5766
- [5] *Europäische Kommission (2021): Dekarbonisierung der Gasmärkte, Förderung von Wasserstoff und Verringerung der Methanemissionen: Kommission schlägt neuen EU-Rahmen vor.* https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/ip_21_6682_2021
- [6] *UNFCCC, Germany (2021): GHG inventories*
- [7] *United Nations Environmental Programme (UNEP*

DANKSAGUNG

Das DBI-Team bedankt sich bei allen Verteilnetzbetreibern, die das Projekt mit der Bereitstellung und Finanzierung von Messstellen unterstützt haben. Insbesondere danken wir den Mitgliedern des Projektbegleitkreises *Klaus Peters* (Westnetz, Projektbegleitgruppenleiter), *Luise Westphal* (Gasnetz Hamburg), *Ralf Müller* (EWE), *Dieter Krause* (EAM), *Frank Dietzsch*, *Jonathan Adam* (beide DVGW), die das Projekt langjährig und intensiv unterstützt und ihr Wissen eingebracht haben. Weiterhin danken wir *Finn Grohmann*, *Michael Horstmann* und *Stefan Gollanek*, die das Projekt nicht bis zum Ende begleiten konnten, aber ebenso einen erheblichen Anteil an dessen erfolgreichem Abschluss haben.

(2020): 2.0 Framework

- [8] *Europäische Kommission (2021): Proposal for a regulation of the european parliament and of the council on methane emissions reduction in the energy sector and amending Regulation (EU) 2019/942: COM(2021) 805 final*
- [9] *DIN-Normenausschuss Gastechnik (NAGas) (2021): NA 032, WI 00234094 E TS emissions 121021 TCrev: Gas infrastructure – Methodology for methane emissions quantification for gas transmission, and distribution systems, underground gas storage and LNG terminals (unveröffentlichter Entwurf)*
- [10] *E.ON Metering GmbH (2016): Implementation of new methods for maintenance work (Phase C). Essen*
- [11] *DVGW: Gas- und Wasser-Statistik – GaWaS.* <https://gawas.strukturdatenerfassung.de/>

Datendienstleistungen für Netzbetreiber

Wir unterstützen Versorgungsunternehmen kompetent in den Bereichen:

- Mess- und Energiedatenmanagement (Gas, Strom, Wärme, Wasser)
- Metering und Zählerfernauslesung
- Visualisierung, Auswertung und Reporting, Portale
- Datenschutz und Datensicherheit (ISO 27001 zertifiziert)
- Arbeitsunterstützung und Support



Sysdex AG

Im Schörli 5
CH-8600 Dübendorf

Tel. 044 537 83 10
www.sysdex.ch

NEUTRAL



SICHER



ZUVERLÄSSIG



SAISONALE WÄRMESPEICHER

EINE SCHLÜSSELTECHNOLOGIE FÜR DIE ENERGIEWENDE

Saisonale Wärmespeicher sind ein Schlüsselement für die künftig fossilfreie und kosteneffiziente Energieversorgung der Schweiz. Aber auch im Hinblick auf die aktuelle geopolitische Lage überzeugt die Langzeitspeicherung von Wärme: So ermöglichen saisonale Wärmespeicher eine markante Reduktion des Elektrizitätsbedarfs von Wärmepumpen im Winter und mindern dadurch das Risiko der drohenden Strommangellage.

*Núria Duran Adroher; Richard Lüchinger; Willy Villasmil; Jörg Worlitschek**

Hochschule Luzern, Kompetenzzentrum Thermische Energiespeicher & Institut für Gebäudetechnik und Energie

RÉSUMÉ

ACCUMULATEURS DE CHALEUR SAISONNIERS – UNE TECHNOLOGIE CLÉ POUR LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

Malgré son potentiel important, la transition énergétique dans le domaine de l’approvisionnement durable en chaleur se fait attendre. La consommation de chaleur en Suisse est responsable d’environ la moitié de la consommation finale d’énergie et de plus d’un tiers des émissions totales de gaz à effet de serre. De plus, les combustibles fossiles doivent être importés. Le passage aux énergies renouvelables nécessite de repenser l’approvisionnement énergétique dans sa globalité. Contrairement aux combustibles fossiles, les énergies renouvelables n’ont généralement pas de forme de stockage naturelle, ce qui entraîne le plus souvent un décalage temporel entre l’offre et la demande. Cet écart peut être comblé par l’utilisation d’accumulateurs de chaleur à court et à long terme. Si la chaleur disponible en été peut être transférée en hiver, il est possible de réduire les émissions de gaz à effet de serre et la dépendance vis-à-vis des importations de combustibles fossiles, d’augmenter la sécurité d’approvisionnement et de réduire les coûts économiques. Les accumulateurs de chaleur saisonniers sont un élément clé pour l’approvisionnement énergétique indépendant et rentable de la Suisse. Le stockage à long terme de la chaleur présente d’autres avantages: les accumulateurs de chaleur saisonniers réduisent considérablement les besoins en électricité en hiver et donc le risque de pénuries d’électricité.

EINLEITUNG

Energiewende ist auch Wärmewende. Doch während in den Elektrizitäts- und Mobilitätsbereichen bereits viel getan wurde, stockt die Energiewende im Bereich der nachhaltigen Wärmeversorgung. Dies, obwohl dort das Potenzial gross ist: Der Wärmeverbrauch in der Schweiz ist für 45% des Endenergieverbrauchs verantwortlich, und rund 60% dieser Wärme werden immer noch mit fossilen Brennstoffen erzeugt [1]. Der Wärmebereich führt somit zu mehr als 35% der gesamten Treibhausgasemissionen des Landes [2].

Darüber hinaus müssen fossile Brennstoffe wie Erdgas aus dem Ausland importiert werden, was die Schweiz vom Ausland abhängig macht und zu stark volatilen Energiepreisen führt. Die Unabhängigkeit vom Ausland ist in Anbetracht der aktuellen geopolitischen Lage besonders wichtig. Die Dekarbonisierung des Wärmesektors ist daher auch aus anderen Gründen essenziell.

Die Umstellung auf erneuerbare Energien erfordert ein generelles Umdenken der Energieversorgung. Denn im Gegensatz zu fossilen Brennstoffen haben erneuerbare Energien in der Regel keine natürliche Speicherungsform, was typischerweise zu einer zeitlichen Diskrepanz zwischen Angebot und Nachfrage führt. So ist z. B. das Angebot an Solarenergie dann

* Kontakt: joerg.worlitschek@hslu.ch

am höchsten, wenn die Nachfrage nach Wärme am geringsten ist: im Sommer. Diese Diskrepanz kann durch den Einsatz von Kurz- und Langzeitwärmespeichern ausgeglichen werden. Wenn die im Sommer erzeugte Wärme in den Winter übertragen werden kann, lassen sich Treibhausgasemissionen und die Importe fossiler Brennstoffe vermeiden, was die Versorgungssicherheit erhöht und die volkswirtschaftlichen Kosten senken. Die saisonale Wärmespeicherung ist eine vielversprechende Technologie mit einem hohen Potenzial zur Beschleunigung der Energiewende. Dieser Ansatz hat sich im Ausland bereits bewährt, aber wird in der Schweiz noch weitgehend vernachlässigt.

WIE HELFEN SAISONALE WÄRMESPEICHER BEI DER ENERGIEWENDE?

Mithilfe von saisonalen Wärmespeichern (bekannt auch als saisonale thermische Energiespeicher) kann überschüssige thermische Energie über einen Zeitraum von mehreren Monaten kosteneffizient gespeichert werden. Die gespeicherte Energie kann zu einem späteren Zeitpunkt genutzt werden, um den Wärmebedarf im Winter ohne den Einsatz fossiler Energieträger zu decken. Wärmespeicherung ist aber nicht nur für den Wärme-

sektor relevant, sondern vor allem für den Elektrizitätssektor. So würde eine umfassende Elektrifizierung des Wärmesektors (durch den vermehrten Einsatz von elektrischen Wärmepumpen) das Stromnetz vor grösste Herausforderungen stellen. Aktuelle Prognosen verweisen bereits stark auf eine stetig steigende Stromnachfrage in den kommenden Jahren. Die Minimierung des Stromverbrauchs der Wärmepumpen im Winter ist folglich von essenzieller Bedeutung, um das Stromnetz zu entlasten und mögliche Engpässe zu vermeiden. Dies kann erreicht werden, indem überschüssige Wärme (z.B. Wärme aus Kehrichtverbrennungsanlagen, Abwärme, Wärme aus Solar Kollektoren oder mit Wärmepumpen erzeugte Wärme) in saisonalen Wärmespeichern eingelagert wird. Die gespeicherte Wärme kann dann in den kalten Wintermonaten genutzt werden, um den Wärmebedarf zu decken.

Aktuelle Berechnungen der ETH Zürich deuten darauf hin, dass die Schweiz 2050 im vollständig dekarbonisierten Energiesystem voraussichtlich einen zusätzlichen Winterstrombedarf von 10 TWh_{el} (elektrisch) haben wird, der nicht durch erneuerbare Energien gedeckt werden kann. Dieser Bedarf müsste von Strom- und/oder Gasimporten gedeckt werden. Die neuesten Modellergebnisse

zeigen, dass saisonale Wärmespeicher diesen ungedeckten Winterstrombedarf um bis zu 4 TWh_{el} reduzieren können [3]. Dabei spielen die folgenden Teilaspekte zusammen:

- Grosswärmepumpen in Wärmenetzen in Kombination mit saisonalen Wärmespeichern können den Winterstrombedarf um 0,5 bis 1 TWh_{el} reduzieren.
- Ein ähnlich grosser Effekt (0,5 bis 1 TWh_{el}) wird von dezentralen Wärmespeichern in grossen Einzelgebäuden wie Mehrfamilienhäusern und Überbauungen erwartet.
- Zudem bewirken saisonale Wärmespeicher, dass Kehrichtverbrennungsanlagen ihre im Sommer erzeugte Wärme in den Winter verschieben können und somit zu einer Reduktion des Winterstrombedarfs um 0,5 bis 1 TWh_{el} führen.
- Weitere massgebliche Potenziale ergeben sich durch die Wärmespeicherung mittels Regeneration von Erdwärmesonden. Dies ermöglicht laut einer Studie von *TEP Energy* und *Ecoplan* eine Effizienzsteigerung der Wärmepumpen und so eine jährliche Stromersparung von ca. 1,5 TWh_{el}.

Diese Gesamtreduktion des ungedeckten Winterstrombedarfs um bis zu 4 TWh_{el} ist in *Figur 1* illustriert.

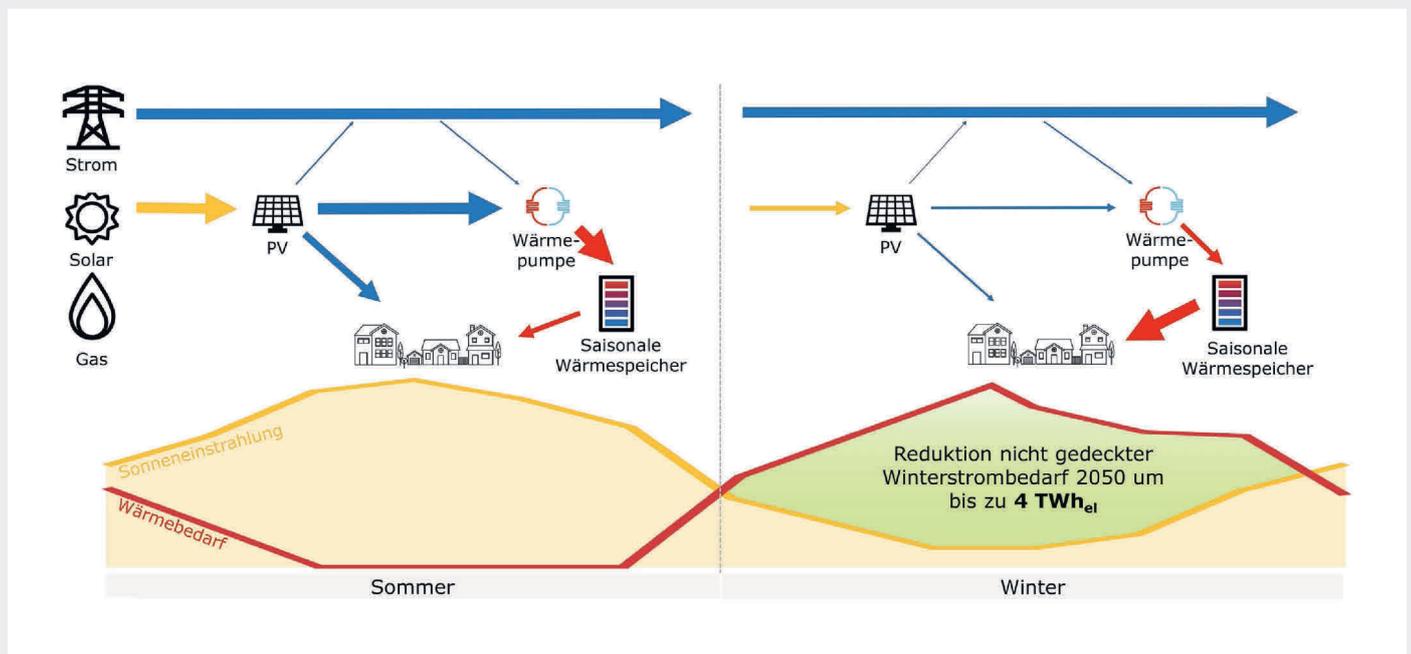


Fig. 1 Darstellung der Integration von saisonalen Wärmespeichern in das Energiesystem. Im Sommer ist die Sonneneinstrahlung (gelbe Linie) hoch und der Wärmebedarf (rote Linie) gering, während die Situation im Winter umgekehrt ist. Der überschüssige, durch Photovoltaik gewonnene, Strom wird von Wärmepumpen zur Beladung saisonaler Wärmespeicher verwendet. Diese Wärme kann zu Heizzwecken in Winter genutzt werden, was eine Reduktion des Winterstrombedarfs ermöglicht. Zusätzlich können weitere Wärmequellen (Kehrichtverbrennungsanlagen, Solarwärme, industrielle Abwärme etc.) genutzt werden, um saisonale Wärmespeicher zu beladen und so den Winterenergiebedarf zu senken.

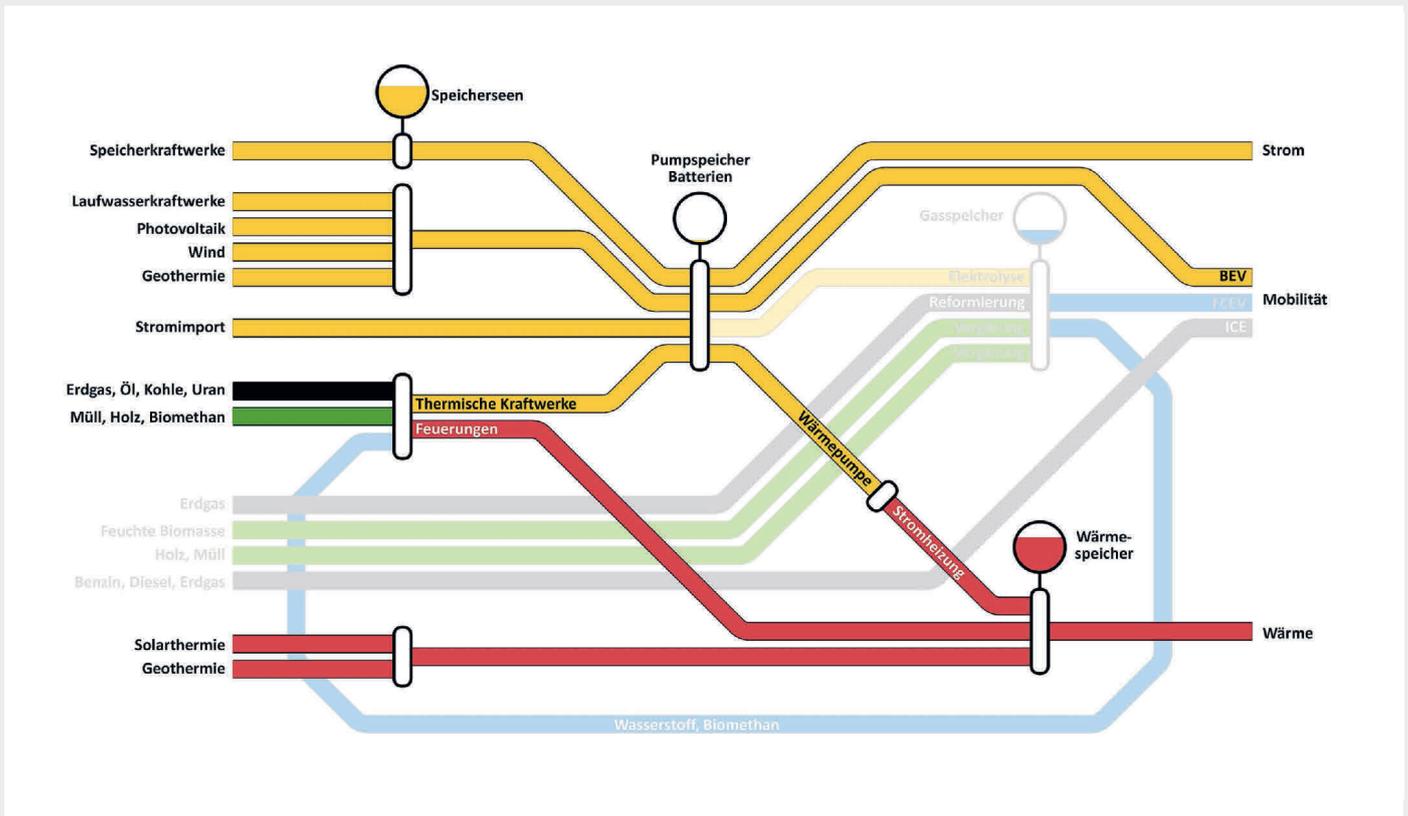


Fig. 2 Vereinfachte Darstellung des Energiesystems als Netzwerk aus Energieflüssen, das die primären Ressourcen mit dem Verbrauch von Elektrizität, Mobilität und Wärme verbindet. Wichtige Elemente sind Konversionstechnologien, die eine Energieform in eine andere umwandeln, und Speicher, die eine zeitliche Verschiebung des Angebots ermöglichen. Die Graphik verdeutlicht die Wichtigkeit einer flexiblen Sektorenkopplung zwischen Elektrizität und Wärme mittels Wärmepumpen und Wärmespeichertechnologien [4].

SEKTORENKOPPLUNG

Unter Sektorenkopplung versteht man die Verbindung der «Energiesektoren» Strom, Wärme und Mobilität. Die Sektorenkopplung ermöglicht die Nutzung von überschüssiger elektrischer, thermischer oder chemischer Energie in den anderen Sektoren, wodurch die Resilienz, Flexibili-

tät und Effizienz des Energiesystems erhöht wird. Ein Beispiel zeigt *Figur 1*, nämlich die «Power-to-Heat»-Kopplung (Strom zu Wärme) mit Hilfe einer Wärmepumpe. Dabei gibt es aber wieder eine zeitliche Diskrepanz zwischen Angebot und Nachfrage, die mit einer saisonalen Wärmespeicherung gelöst werden kann. *Figur 2*

stellt das Schweizer Energiesystem vereinfacht als Netzwerk aus Energieflüssen dar.

WIRTSCHAFTLICHKEIT

Schon heute wird deutlich, dass es sich bei saisonalen Wärmespeichern um eine wirtschaftlich attraktive Form der Energiespeicherung handelt. Investitions- und Betriebskosten sind abhängig von der Grösse und der Speichertechnologie. In *Figur 3* sind die spezifischen Kosten für thermische Speicher in Bezug auf deren Grösse dargestellt. Daraus wird klar erkennbar, dass auch bei dieser Technologie die Grösse den Preis bestimmt: Je grösser der Speicher, desto günstiger ist er. Kleine Warmwasserspeicher für Gebäude kosten zum Beispiel über 1000 Fr./m³ während grosse Erdbeckenspeicher für Wärmenetze unter 30 Fr./m³ kosten. Daher ist es von Vorteil, grossvolumige Wärmespeicher in thermischen Netzen zu integrieren, da die Wirtschaftlichkeit so deutlich verbessert wird.

Kommerziell betriebene grosse Erdbeckenspeicher in Dänemark erreichen bereits jetzt einmalige spezifische Speicherherstellungskosten von z.B. 38 Euro

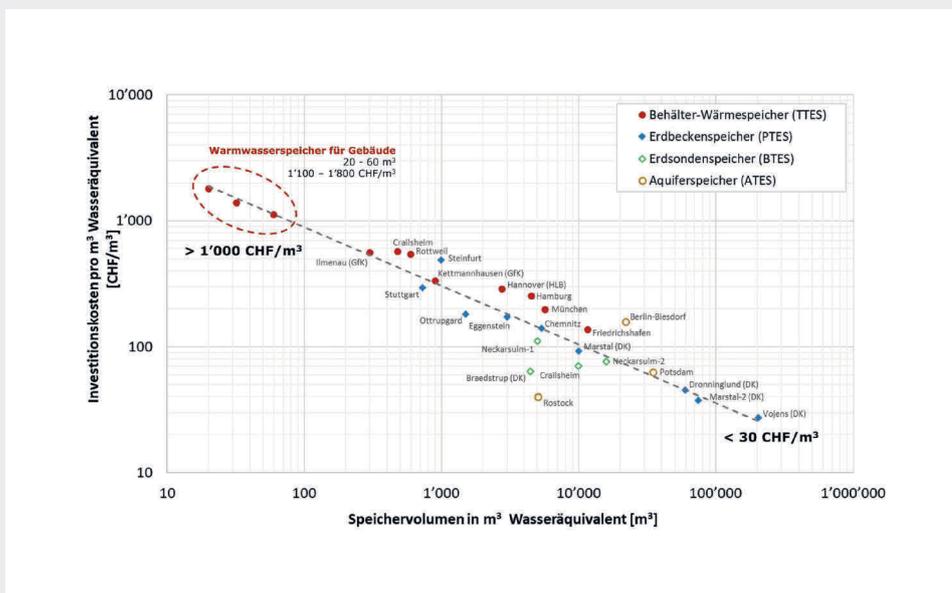


Fig. 3 Investitionskosten verschiedener thermischer Energiespeicher in Abhängigkeit ihrer Volumen [5-7].

pro Kubikmeter oder 0.41 Euro pro Kilowattstunde [8].

WELCHE LÖSUNGEN GIBT ES?

Lösungen zur saisonalen Wärmespeicherung sind bereits seit den 1980er-Jahren [9] verfügbar und erfolgreich im Einsatz. Sie zeigen, dass die Wärmespeicherung die Robustheit, Flexibilität, Nachhaltigkeit und Wirtschaftlichkeit der Wärmeversorgung verbessert und gleichzeitig die Unabhängigkeit erhöht. Neben den etablierten Lösungen gibt es zahlreiche neue und vielversprechende technische Ansätze, die derzeit entwickelt werden oder kurz vor der Markteinführung stehen. Eine Übersicht über eine Auswahl von 18 saisonalen Wärmespeichertechnologien ist nach Reifegrad in *Figur 4* dargestellt. Zusätzlich sind die Technologien in drei Gruppen unterteilt:

SENSIBLE SPEICHER

Die erste Gruppe beinhaltet Speicher, bei denen die Temperatur des Speichermediums (in der Regel Wasser, Gestein oder Erde) verändert wird, sog. sensible Speicher. Die Energiedichte von wasserbasierten Wärmespeichern hängt von der Temperaturdifferenz zwischen dem Lade- und dem Entladezustand des Speichers ab. Bei einer Temperaturdifferenz von 60 K entspricht die Energiedichte 70 kWh/m^3 , während bei einer Temperaturdifferenz von 20 K die Energiedichte sich auf 23 kWh/m^3 reduziert. Sensible Wärmespeicher sind derzeit die am weitesten verbreiteten und entwickelten Speichersysteme, da es sich um eine relativ einfache, kostengünstige und ausgereifte Technologie handelt.

LATENTSPICHER

In der zweiten Gruppe Speicher kommen sogenannte Phasenwechselmaterialien (PCM) als Speichermedium zum Einsatz. Diese nutzen den physikalischen Effekt des Phasenwechsels eines Stoffes (z. B. Schmelzprozess: fest zu flüssig), um Wärme zu speichern. Der Vorteil dieser Technologie ist eine höhere Energiedichte von rund $80\text{--}150 \text{ kWh/m}^3$ und dadurch ein deutlich geringerer Platzbedarf im Vergleich zu den sensiblen Speichern. Auch für diese Gruppe gibt es kommerziell verfügbare und bewährte Lösungen auf dem Markt; darüber hinaus gibt es verschiedene neue Konzepte, die sich noch im Labor befinden oder jetzt

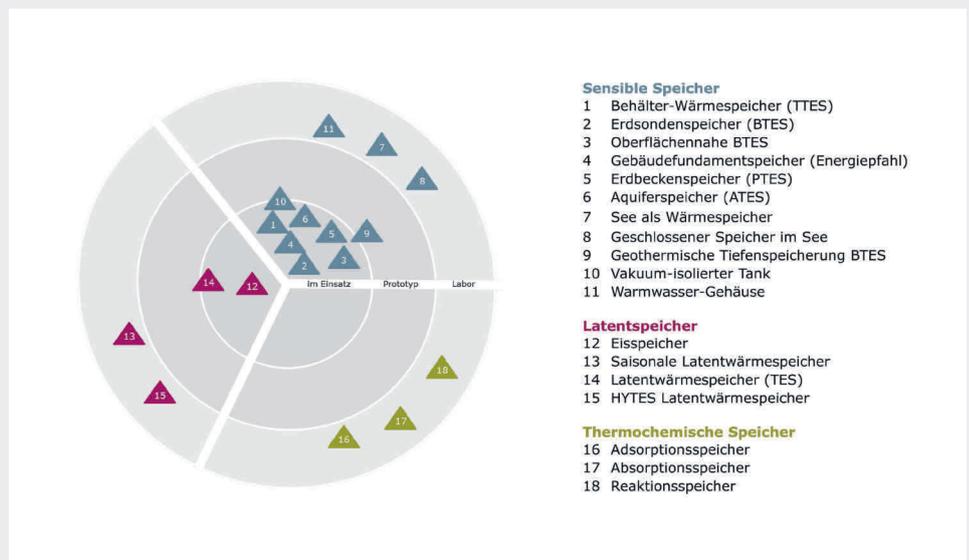


Fig. 4 Technologieradar von Wärmespeichern.

in Form von vielversprechenden Start-ups auf den Markt kommen. Ein Ansatz, der in der Schweiz entwickelt wird, basiert auf PCM-gefüllten Kapseln, die einem herkömmlichen Wasser-Wärmespeicher hinzugefügt werden können. Dadurch erhöht sich die Speicherkapazität um rund das Dreifache. Derzeit sind solche Speicher für Kurzzeitspeicherung ausgelegt, und es laufen Projekte, die diese Konzepte eventuell für Langzeitspeicherung ermöglichen.

THERMOCHEMISCHE ENERGIESPEICHER

Bei der dritten Gruppe handelt es sich um eine vielversprechende Technologie, die sich momentan in der Entwicklungsphase befindet. Thermochemische Energiespeicher nutzen reversible chemische Reaktionen, um das Potenzial, Wärme zu erzeugen, in einem Stoff zu binden. Der Vorteil dieser chemischen Umwandlung ist, dass nach der Reaktion die Energie fest im Stoff gebunden ist und so fast beliebig lange ohne Wärmeverluste gelagert werden kann. Zusätzlich wird mit dieser Technologiegruppe hohe Energiedichten um 300 kWh/m^3 (materialbezogen) erreicht. Allerdings ist die thermochemische Speicherung noch nicht kommerziell verfügbar, doch verschiedene Forschungsprojekte treiben diese Technologie stetig voran

Ein Laborprototyp existiert zum Beispiel in Loughborough (GB), wo gezeigt wurde, dass ein solches System finanziell tragfähig ist und zu erheblichen CO_2 -Einsparungen führt [10]. Ein weiterer Prototyp wird derzeit an der Hochschule Luzern betrieben und getestet [11].

BEISPIELE VON SAISONALEN THERMISCHEN ENERGIESPEICHERN

Anwendungsbeispiele für saisonale Wärmespeichersysteme gibt es vor allem im Ausland, wie in Dänemark oder Deutschland, aber auch vereinzelt in der Schweiz. Die nachfolgenden Beispiele sind entweder bereits erprobt und kommerziell verfügbar oder stehen kurz vor der Markteinführung.

SUURSTOFFI, ROTKREUZ: ERDSONDEN-WÄRMESPEICHER

Erdsonden-Wärmespeicher nutzen den Untergrund, um darin Wärme zu speichern. In Bohrlöchern werden Erdwärmesonden über 100 Meter tief in den Boden eingebracht. Durch diese Sonden wird das erhitzte Wärmeträgermedium in den Boden geleitet und erwärmt dort das Gestein. Wenn Wärme benötigt wird, wird die gespeicherte Wärme dem Gestein wieder entzogen. Neben der aktiven Wärmespeicherung entziehen Erdwärmesonden auch die natürliche Erdwärme aus dem Boden und machen sie nutzbar. Da die Speichertemperatur oft bei circa $10\text{--}20 \text{ }^\circ\text{C}$ liegt, wird ein Erdsonden-Wärmespeicher in der Regel in Kombination mit einer Wärmepumpe oder einem Niedertemperaturnetz betrieben. Ein Beispiel für diese Technologie ist das Quartier *Suurstoffi* in Rotkreuz mit 6000 Menschen, einer Fläche von $100\,000 \text{ m}^2$ [12] und einem Gesamtwärmebedarf für Raumheizung und Warmwasser von $2,1 \text{ GWh/a}$ [13]. Das Quartier nutzt Erdwärmespeicher, um überschüssige Sonnenenergie und Gebäudeabwärme vom Sommer in den

Winter zu verlagern. Die Gesamtmenge an Wärme aus den Erdwärmesonden zur Versorgung der Wärmepumpen beträgt 1600 MWh/a [13]. Neben einer höheren solaren Deckung der Wärmepumpe mit einem reduzierten Strombedarf im Winter profitiert das Quartier von einer Kühlung der Gebäude im Sommer.

Suurstoffi ist kein Einzelfall. In der Schweiz gibt es bereits mehrere vergleichbare Bauten, die die Funktionalität und die Vorteile eines Erdwärmespeichers demonstrieren. So wurden beispielsweise bei der Familienheim-Genossenschaft Zü-

rich [14], oder bei der ETH Höggerberg [15] mehrere zehntausend Sondenmeter gebohrt, die saisonal bewirtschaftet werden.

DRONNINGLUND (DK): ERDBECKENSPEICHER

Sehr grosse Speicher, mit mehreren 10 000 m³ Volumen, können mit künstlichen Erdbecken realisiert werden. Zu diesem Zweck wird ein Pyramidenstumpf ausgehoben. Das ausgehobene Material wird als Erdwall um die Grube aufgeschüttet und das Reservoir ver-

grössert. Das entstandene Erdbecken wird mit Kunststoffolie ausgekleidet, abgedichtet und mit Wasser gefüllt. Eine Wärmedämmung ist nur an der Oberseite notwendig, die bei moderneren Speichertypen meist als schwimmende Abdeckung ausgeführt ist. Darin kann Wasser bis zu ca. 90 °C mit einer Speichereffizienz von 90% gespeichert werden [16, 17].

Diese Art Speicherung ist besonders in Dänemark in Kombination mit Wärmepumpen oder Solarthermie verbreitet, aber auch in Deutschland oder Kanada. 2013 wurde ein Erdbeckenspeicher in Dronninglund, Dänemark, mit einem Volumen von 62 000 m³ und einer Speicherkapazität von 5570 MWh gebaut (Fig. 5). Die Kosten des Speichers betragen rund 2,3 Mio. Euro, was spezifischen Speicherinvestitionskosten von 0,41 EUR/kWh entspricht [8]. Figur 6 zeigt den gleichen Typ Speicher in Høje Taastrup, ebenfalls Dänemark.

In der Schweiz gibt es derzeit keine vergleichbaren Anlagen, obwohl in Kombination mit Kehrlichtverwertungsanlagen oder anderen abwärmeintensiven Prozessen grosses Potenzial vorhanden wäre.

SWATCH HQ, BIEL: AQUIFERSPEICHER

Ein Aquiferspeicher besteht aus zwei Grundwasserbrunnen (einer kalten und einer warmen). Im Sommer wird Grundwasser aus den kalten Brunnen genommen und genutzt, um das Gebäude zu kühlen. Nachdem das Wasser zur Kühlung verwendet wurde, wird es erwärmt und in den warmen Brunnen zu Speicherzwecken wieder zurückgeführt. Im Winter wird das Grundwasser aus den warmen Brunnen entnommen und genutzt, um das Gebäude zu erwärmen. Aufgrund der grossen Kapazität eignen sich Aquiferspeicher vor allem in thermischen Netzen oder für grosse Gebäude, Krankenhäuser, Büros und Hotels. Auch für zusammenhängend geplante Wohnsiedlungen kommen Aquiferspeicher in Kombination mit thermischen Netzen in Frage. Die bereits realisierten Projekte haben ein hohes CO₂-Einsparpotenzial und geringe Amortisationszeiten von zwei bis sieben Jahren [19].

In den Niederlanden waren 2015 bereits über 2500 Niedertemperatur-Aquiferspeicher in Betrieb mit einer Gesamtleistung von mehr als 1000 MW [20]. In der Schweiz wurde 2018 der erste Aquiferspeicher auf dem Gelände des neuen Swatch HQ gebaut. Hier wird die Heizung



Fig. 5 Erdbeckenspeicher in Dronninglund, Dänemark [18].



Fig. 6 Erdbeckenspeicher in Høje Taastrup, Dänemark [18].

und Kühlung für *Swatch* und *Omega* von neun Aquifer-Brunnen und zwei ehemalige Öltanks, die zu Wasserspeichern umfunktioniert wurden, bereitgestellt.

Die Voraussetzung für diese Art der Speicherung ist das Vorhandensein von Grundwasserleitern, die auch in der Schweiz vorkommen. Der Jura, die Voralpen und die Alpen haben Potenzial für Aquifere [21]. Im Gegensatz zu anderen Ländern gibt es in der Schweiz jedoch noch ein veraltetes Gesetz, das die Erwärmung des Untergrunds auf drei Grad begrenzt. Das schränkt die Nutzung dieser Technologie ein, macht sie aber nicht unmöglich. Erste politische Anträge, diese Regelungen zu ändern, sind derzeit im Gange.

UMNUTZUNG BESTEHENDER HOHLRÄUME ZUR WÄRMESPEICHERUNG

Ein neuartiger Ansatz zur Nachrüstung von saisonalen Wärmespeichern wird derzeit von der Hochschule Luzern zusammen mit der *swisspor AG* entwickelt. Das Ziel ist es, die Umnutzung von bestehenden ungenutzten Hohlräumen im Untergrund in Wärmespeicher zu ermöglichen. Dadurch sollen die Investitionskosten neuer Speicher erheblich reduziert werden. Zu diesem Zweck wurde eine spezielle Wärmedämmung in Kombination mit Abdichtung entwickelt, die hohen Temperaturen, Druck und Feuchtigkeit standhält und mit geringem Aufwand in einem geschlossenen Raum nachgerüstet werden kann. Mit Wasser gefüllt, sollen Temperaturen von über 90° Celsius über Monate hinweg mit geringen Wärmeverlusten erhalten werden können [22, 23]. *Figur 7* zeigt eine mögliche Anwendung eines solchen saisonalen Wärmespeichersystems in einem Industriegebiet. Mit dieser Lösung lässt sich z. B. Solarwärme und industrielle Abwärme kostengünstig speichern und bei Bedarf wieder nutzen.

NOTWENDIGE SCHRITTE

Die vorherigen Abschnitte haben das Potenzial der saisonalen Wärmespeicherung für die Energiewende aufgezeigt. Trotz des nachweislich hohen Nutzens gibt es in der Schweiz auffallend wenige Anlagen zur saisonalen Wärmespeicherung. Um die Ausbreitung dieser Technologie in der Schweiz zu fördern und dadurch die Abhängigkeit von fossilen Importen zu reduzieren, sind folgende Schritte notwendig:

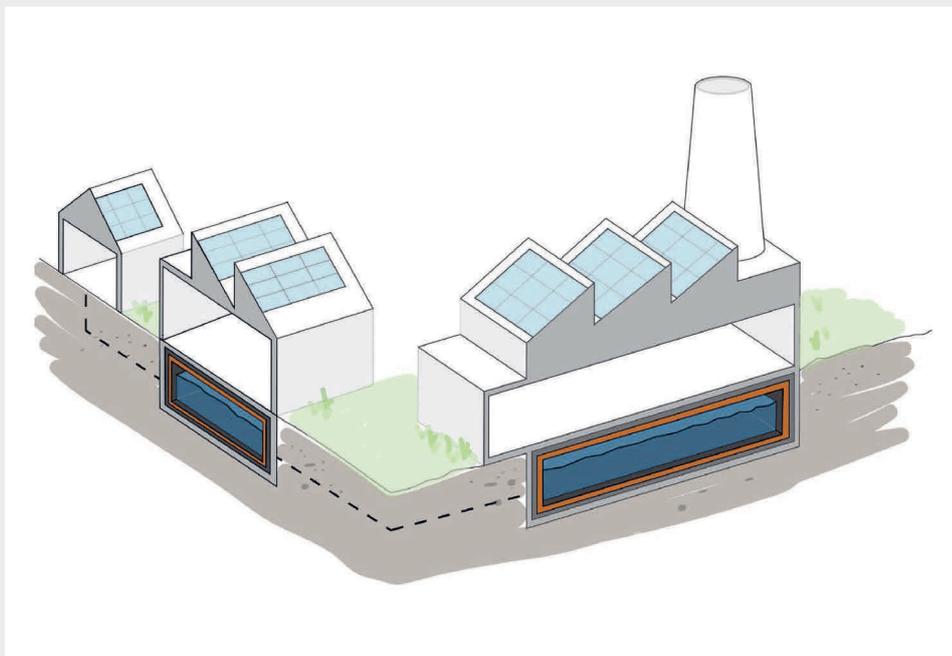


Fig. 7 Verwandlung von bestehenden Hohlräumen im Untergrund in Wärmespeicher mittels Hochleistungs-Wärmedämmung.

- Realisierung und Förderung konkreter Projekte saisonaler Wärmespeicher in der Schweiz mit Leuchtturmcharakter. So lässt sich das Potenzial mit ersten Anlagen effektiv nutzen. Gleichzeitig können Erkenntnisse aus dem Praxisbetrieb zur weiteren Optimierung gewonnen werden.
- Die Möglichkeiten zur saisonalen thermischen Energiespeicherung sollen künftig in Energierichtplänen auf regionaler Ebene sowie in Roadmaps und Energiestrategien berücksichtigt werden. Das ermöglicht eine systemische Integration der Speicherlösungen bereits in der Konzeptionierungsphase.
- Eine koordinierte Raum- und Energieplanung zur optimalen Berücksichtigung von Infrastrukturen für saisonale Wärmespeicher. Da vor allem grossvolumige Wärmespeicher in Kombination mit thermischen Netzen wirtschaftlich attraktiv sind, werden ausgewiesene Räume für die Realisierung grosser Speicher benötigt.
- Geeignete Förder- und Vergütungsinstrumente sind zu entwickeln, um die Resilienz, Autarkie und Wirtschaftlichkeit bei der erneuerbaren Wärmeversorgung zu gewährleisten.
- Eine Verbesserung der Kenntnisse über den Schweizer Untergrund in Bezug auf die bestehenden Infrastrukturen ist essenziell, um das Potenzial von unterirdischen Wärmespeichern aus schöpfen zu können.
- Flexiblere Gestaltung der aktuell sehr restriktiven Rechtsrahmen für die Erwärmung von Grundwasser, um Lösungen für die Speicherung in Aquiferen zu ermöglichen.

FAZIT

Saisonale Wärmespeicher sind essenziell für die Dekarbonisierung der Schweizer Energieversorgung. Es ist nachhaltiger und kosteneffizienter, Wärme von Saison zu Saison zu speichern, als sie bei Bedarf zu erzeugen. Ausserdem kann dadurch die Abhängigkeit vom Ausland verringert und die lokale Wertschöpfung erhöht werden. Saisonale Wärmespeicher zusammen mit Wärmenetzen und Sektorkopplung ermöglichen eine Reduzierung des ungedeckten Winterstrombedarfs des Jahres 2050 um bis zu 4 TWh_{el}. Die nötigen Technologien sind vorhanden und haben sich bereits vielfach – vor allem in Nachbarländern – bewährt. Damit diese Technologie auch in der Schweiz Verbreitung findet, muss deren Einsatz in Energierichtplänen auf regionaler Ebene berücksichtigt werden.

POTENZIAL IN IHREM UMFELD?

Sie sehen Potenziale, Langzeitwärmespeicher in Ihrem Umfeld umzusetzen? Setzen Sie sich mit uns in Kontakt!
joerg.worlitschek@hslu.ch

BIBLIOGRAPHIE

- [1] Bundesamt für Energie BFE (2017): Heizsystem und Energieträger
- [2] Bundesamt für Energie BFE (2020): Energieperspektiven 2050+. Kurzbericht
- [3] Guidati, G. et al. (2022): Winterstrombedarf und saisonale Wärmespeicher – mit Sommerwärme Strom im Winter sparen, Positionspapier des Forums Energiespeicher Schweiz [Online]. Available: <https://speicher.aeesuisse.ch/de/positionen/>
- [4] Guidati, G. (2022): Saisonale Wärmespeicher: ein wichtiger Beitrag zur ganzjährigen Sicherung unserer Energieversorgung, Forum Energiespeicher Schweiz, Roundtable May 2022 [Online]. Available: <https://speicher.aeesuisse.ch/wp-content/uploads/sites/15/2022/05/Gianfranco-Guidati.pdf>
- [5] Ochs, F. (2013): Stand der Technik erdvergrabener Wärmespeicher
- [6] Sveinbjörnsson, D.; From, N. (2017): Fernwärme-Erdbecken als Langzeit-Wasserspeicher für Dänische Wärmenetze
- [7] Speicherhersteller, Preiskataloge
- [8] Wetzel, H. (2022): Möglichkeiten und Rolle der langfristigen thermischen Energiespeicherung in Dänemark, Forum Energiespeicher Schweiz, Roundtable May 2022 [Online]. Available: <https://speicher.aeesuisse.ch/wp-content/uploads/sites/15/2022/05/Hendrik-Wetzel.pdf>
- [9] Hahne, E. (2000): ITW solar heating system: An oldtimer fully in action, Sol. energy, vol. 69, no. 6, pp. 469–493, 2000, doi: 10.1016/S0038-092X(00)00115-8
- [10] Mahon, D. et al. (2020): Feasibility study of MgSO₄ + zeolite based composite thermochemical energy stores charged by vacuum flat plate solar thermal collectors for seasonal thermal energy storage, Renew. Energy, vol. 145, pp. 1799–1807, Jan. 2020, doi: 10.1016/J.RENE-NE.2019.05.135
- [11] Fumey, B.; Baldini, L. (2021): Static temperature guideline for comparative testing of sorption heat storage systems for building application, Energies, vol. 14, no. 13, pp. 1–15, doi: 10.3390/en14133754
- [12] Suurstoffi (2010): <https://www.suurstoffi.ch/energiekonzept>
- [13] Vetterli, N.; Sulzer, M. (2015): Dynamic Analysis of the Low-Temperature District Network 'Suurstoffi' Through Monitoring, Proc. Int. Conf. CISBAT 2015 Future Build. Dist. Sustain. from Nano to Urban Scale, pp. 517–522
- [14] Ruesch, F. et al. (2015): Pumping Power Prediction in Low Temperature District Heating Networks, Int. Conf. CISBAT 2015, pp. 753–758
- [15] ETH Höggerberg (2013): <https://ethz.ch/de/campus/entwickeln/hoenggerberg.html>
- [16] Dahash, A. et al. (2019): Advances in seasonal thermal energy storage for solar district heating applications: A critical review on large-scale hot-water tank and pit thermal energy storage systems, Appl. Energy, vol. 239, pp. 296–315, Apr. 2019, doi: 10.1016/J.APENERGY.2019.01.189
- [17] Baldini, L. et al. (2019): Fokusstudie «Saisonale Wärmespeicher – Stand der Technik und Ausblick», Forum Energiespeicher Schweiz, 2019, [Online]. Available: https://waermeinitiative.ch/wp-content/uploads/sites/3/2021/08/FESS_Fokusstudie_Saisonale_Waermespeicher.pdf
- [18] Planenergi (2022): <https://planenergi.eu/de/>
- [19] Geothermie (2022): <https://www.geothermie.de/aktuelles/nachrichten.html>
- [20] Dutch policy on ATEs systems (2016): <https://dutch-ates.com/wp-content/uploads/2016/09/DutchPolicyOnATESSystems092016.pdf>
- [21] Geothermie Schweiz (2022): <https://geothermie-schweiz.ch/waermestrom/hydrothermal/potenzial/>
- [22] Villasmil, W. et al. (2019): A review and evaluation of thermal insulation materials and methods for thermal energy storage systems, Renew. Sustain. Energy Rev., vol. 103, no. July 2018, pp. 71–84, doi: 10.1016/j.rser.2018.12.040
- [23] Schiffmann, D. et al. (2022): Accelerated and long-time creep testing of extruded polystyrene using isothermal and stepped isothermal method, Polymer (Guildf.), vol. 251, p. 124926, Jun. 2022, doi: 10.1016/J.POLYMER.2022.124926

WASSER ▼ BODEN ▼ LUFT
Analytische Untersuchungen und Beratung

**NEU ANALYTIK VON PESTIZIDEN
▼ IM ABWASSER**

envilab

ANALYTIK AUS LEIDENSCHAFT

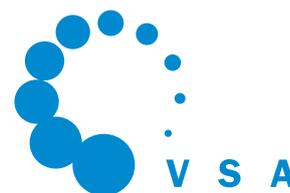
ENVILAB AG
Mühlethalstrasse 25, 4800 Zofingen
T 062 745 70 50, www.envilab.ch

Verband Schweizer
Abwasser- und
Gewässerschutz-
fachleute

Association suisse
des professionnels
de la protection
des eaux

Associazione svizzera
dei professionisti
della protezione
delle acque

Swiss Water
Association



VSA-Infoblatt

VERFÜGBARKEIT VON FÄLLMITTELN FÜR ARA IN DER SCHWEIZ



Fällmittel werden in ARA für die Reinigung des Wassers benötigt. Es gibt Anzeichen, dass es im Herbst 2022 zu Lieferengpässen kommen kann. Das CC Abwasserreinigung des VSA beobachtet die Situation und stellt ein Infoblatt mit Empfehlungen für ARA-Betreiber zur Verfügung.



vsa.ch

NETZBEWIRTSCHAFTUNG IM QUERVERBUND

HERAUSFORDERUNGEN UND LÖSUNGSANSÄTZE

Querverbundunternehmen unterliegen einem enormen Veränderungsdruck: Sie müssen einen wesentlichen Beitrag zur Energiewende leisten und gleichzeitig die Versorgungssicherheit und die Weiterentwicklung der bestehenden Netze gewährleisten. Dazu muss der Fokus auf die Entwicklung des Gesamtsystems gelegt werden. Die Einführung eines Gesamtprozesses sowie definierte Erhaltungsstrategien können die Unternehmen darin unterstützen, dass dieser Wandel gelingt. Ebenso muss eine Berichterstattung aufgebaut werden, z. B. in Form eines Netzzustandsberichtes, der die entscheidungsrelevanten Informationen sachgerecht offenlegt.

Anja Herlyn*, WIF Partner AG; Daniel Lerch, Kaspar Bieler, Energie Wasser Bern (ewb)

RÉSUMÉ

GESTION DU RÉSEAU DANS LE CADRE D'UNE ENTREPRISE TRANSVERSALE – DÉFIS ET SOLUTIONS POSSIBLES

Les entreprises transversales sont soumises à une énorme pression: elles doivent apporter une contribution essentielle à la transition énergétique tout en garantissant la sécurité d'approvisionnement. Les mesures politiques exigent une transition vers un approvisionnement en énergie et en chaleur avec «zéro émission nette de gaz à effet de serre». Il est donc essentiel de communiquer clairement les investissements à venir, qui comprennent la construction de nouveaux réseaux et installations, l'entretien et la gestion des réseaux existants. Pour ce faire, il convient éventuellement de renforcer les rôles au sein d'une organisation, de définir des principes pour l'entretien des infrastructures et de mettre en place des rapports qui présentent les informations pertinentes pour la prise de décision. Une coordination est primordial, car elle permet d'obtenir d'importantes synergies lors de la construction et de la remise en état des installations.

Il n'existe pas encore de «bonnes pratiques» dans le secteur. Cet article montre, à l'aide de l'exemple d'ewb, quelles mesures structurelles et organisationnelles concrètes et quelles mesures relatives aux rapports (rapports sur l'état du réseau) ont été mises en œuvre ces dernières années et quels effets elles ont déjà entraînés.

EINFÜHRUNG

In der Schweiz gibt es rund 2300 Wasserversorgungsunternehmen (gemäss Annahme des SVGW: Gesamtzahl Wasserversorger ca. 10% höher als Anzahl Gemeinden; [1]), ca. 800 Stromversorgungs- [2], 100 Gasversorgungs- [3] und ca. 70 Fernwärmeversorgungsunternehmen [4], die die Haushalte und Industrie mit Wasser und Energie versorgen. Viele dieser Unternehmen bewirtschaften mehrere Netze; sie werden als «Querverbundunternehmen» bezeichnet. Die häufigste Form des Querverbundes ist dabei die Kombination der Bewirtschaftung eines Wasserversorgungs- und eines Elektrizitätsnetzes.

Werden mehrere Energienetze innerhalb eines Unternehmens bewirtschaftet, werden diese im Sprachgebrauch als «Multienergienetzbetreibende» bezeichnet. Ein Grossteil der Gasversorgungsunternehmen ist Teil von Unternehmungen, die gleichzeitig mindestens noch ein weiteres Energienetz (Elektrizitätsnetz oder Fernwärmenetz) betreiben. Ähnliches gilt für Fernwärmeversorgungsunternehmen.

Figur 1 illustriert die vielfältige Landschaft der schweizerischen Energieversorgungsunternehmen. Gemäss unseren Recherchen gibt es aktuell knapp 100 Organisationen, die mehr als ein Energienetz bewirtschaften. Ca. 40 Organisationen betreiben

* Kontakt: anja.herlyn@wifpartner.ch

3 unterschiedliche Netze. Dabei handelt es sich oft um Organisationen grösserer Gemeinden oder Städte. Da die Einzugsgebiete, insbesondere diejenigen der Gasnetze, teils deutlich über die Gemeindegrenzen der Organisationen hinausgehen, kann davon ausgegangen werden, dass die 40 «Triple»-Energieversorgungsunternehmen den Grossteil der Schweizer Bevölkerung versorgen. Weitere 55 Organisationen bewirtschaften zwei unabhängige Netze. Eine Vielzahl der Unternehmen betreibt zudem eine öffentliche Wasserversorgung. Gemäss der «Langfristigen Klimastrategie der Schweiz» strebt der Bund Netto-Null-Treibhausgasemissionen bis 2050 an [5]. Für diese Transition sind enorme Anstrengungen in allen Sektoren und Bereichen der Energieversorgung erforderlich. Für die Multienergieunternehmen bedeutet dies, dass sie voraussichtlich weniger Energie und in anderer Form als heute an die Endkunden verkaufen werden, dafür aber deutlich mehr Netzinfrastruktur ausbauen, unterhalten und erneuern müssen.

Insbesondere die rund 100 Unternehmen, die mehrere Energienetze bewirtschaften, stehen vor der grossen Herausforderung, medienübergreifende Strategien zu entwickeln, welche die Versorgungssicherheit gewährleisten und

gleichzeitig wirtschaftliche Lösungen ermöglichen, die das Risiko einer teuren «Überversorgung» durch konkurrierende Netze unterschiedlicher Energieformen vermeiden.

Exemplarisch am Beispiel des Versorgungsunternehmens Energie Wasser Bern (ewb) soll aufgezeigt werden, welche konkreten Massnahmen in organisatorischer und struktureller Hinsicht in den letzten Jahren umgesetzt wurden bzw. angestrebt werden, um diesen Herausforderungen zu begegnen.

AUSGANGLAGE UND ZIELKONFLIKTE

Die marktregulatorischen Randbedingungen der Versorgungsmedien sind unterschiedlich. Zusammengefasst gilt Folgendes:

Wasserversorgung

Bei der Wasserversorgung handelt es sich um einen Monopolbetrieb. Die Gebühren decken Betriebs- und Kapitalkosten. Es werden keine Gewinne erwirtschaftet. Die Spezialfinanzierung Rechnungsausgleich steht als Puffergefäss zur Verfügung. Zusätzlich erfolgt in einigen Kantonen eine gesetzlich vordefinierte Mindesteinlage in die Spezialfinanzierung Werterhalt, mit der anstehende Investitionen für

die Erhaltung vorfinanziert werden, um bei Investitionsspitzen ausgeglichene Gebühren zu ermöglichen. Es gibt zwar eine rückläufige Tendenz beim Wasserverbrauch, die Kosten für den Betrieb der Infrastruktur bleiben jedoch unabhängig von der verkauften Wassermenge nahezu gleich.

Elektrizitätsversorgung

Für die Elektrizitätsversorgungsunternehmen besteht eine (Teil-)marktliberalisierung, d.h. bestimmte Kundensegmente können ihren Energiebedarf unabhängig vom Netzbetreibenden von verschiedenen Stromanbietern am freien Markt beziehen. Das Entgelt für die Netznutzung an den jeweiligen Netzbetreibenden wird dabei hauptsächlich verbrauchsabhängig verrechnet. Die Höhe der Entgelte wird von der ECom überwacht. Zusätzlich erfordert die dezentrale Energieproduktion mit Photovoltaikanlagen, die Steigerung der Elektromobilität und der vermehrte Einsatz von Wärmepumpen eine fortlaufende Überprüfung und einen Ausbau des Netzes.

Gasversorgung

Gasversorgungen unterliegen noch keinen marktregulatorischen Vorgaben. Es wird jedoch ein ähnliches Modell wie im Strombereich angestrebt.

Fernwärmeversorgung

Auch für Fernwärmeversorgungen gibt es aktuell noch keine marktregulatorischen Vorgaben. Die Netze befinden sich mehrheitlich im Aufbau und spielen eine wichtige Rolle bei der Dekarbonisierung der Energieversorgung. Wie bei den anderen Netzen befindet sich ein Grossteil der Infrastruktur als fixe, kostspielige Infrastruktur im Boden; d.h. es sind hohe Vorinvestitionen erforderlich, um den Endkunden eine Versorgung zu ermöglichen.

Diese deutlich unterschiedlichen Rahmenbedingungen wie auch die historische Entwicklung der Netze und ihres Betriebes haben dazu geführt, dass sich die organisatorischen Strukturen der Querverbundunternehmen an den einzelnen Medien (Infrastrukturnetzen) orientieren. Innerhalb dieser Infrastrukturnetze werden die Kernprozesse (Netzbewirtschaftung, Ausbau, Erhaltung und Betrieb) und die mit diesen Prozessen verknüpften Eigentümer-, Bewirtschaftler-,

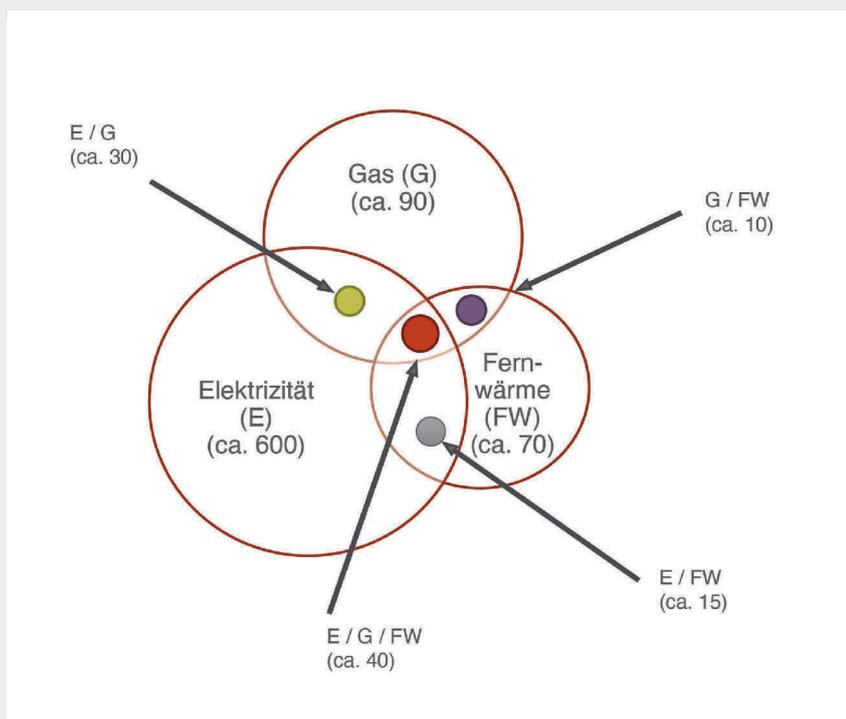


Fig. 1 Anzahl der Versorgungsnetze in der Schweiz (grosse Kreise) und Anzahl der Versorgungsbetriebe (farbige Kreise), aufgelöst nach Art der von ihnen bewirtschafteten Netze.

Besteller- und Betreiberrollen (nahezu unabhängig von den jeweiligen anderen Netzen wahrgenommen. Zentrale Supportprozesse unterstützen die einzelnen Fachbereiche in der Wahrnehmung ihrer Aufgaben.

Eine Internetrecherche bei 37 Multienergieversorgungsunternehmen zeigt, dass bei 50% dieser Organisationen im Bereich der Netze eine Gliederung nach Netzen erfolgt, während lediglich 20% entsprechend der Kernprozesse organisiert sind; für die restlichen Unternehmen konnte diese Information nicht ermittelt werden. Aus unserer Sicht gibt es weitere Randbedingungen, die eine nachhaltige Entwicklung der Netze und der Energieversorgung erschweren:

- Konkurrenz zwischen den Medien (Gas, Fernwärme, Strom)
- beschränktes Platzangebot im öffentlichen Raum für den weiteren Netzausbau
- unterschiedliche Regulierung der Märkte (freier Markt versus Monopol)
- unterschiedliche Vertragsarten, Gebühren- und Contracting-Modelle

LÖSUNGSMÖGLICHKEITEN

Nachfolgend werden Massnahmen aufgezeigt, die ein Querverbundunternehmen unterstützen können, ein Rollenverständnis bei der Wahrnehmung seiner Aufgaben zu entwickeln, welches das Gesamtsystem in den Fokus rückt und «reines Netzdenken» hinter sich lässt.

Dabei handelt es sich um einen Change-Prozess, der von der Unternehmensführung initiiert, wahrgenommen und begleitet werden muss.

PROZESSLANDSCHAFT MIT KLAREN SCHNITTSTELLEN UND VERANTWORTLICHKEITEN

Eine Prozesslandkarte dient in erster Linie dazu, allen Beteiligten einen Überblick über die bestehenden Prozesse zu verschaffen. Dadurch wird der Fokus auf die Tätigkeiten im Unternehmen gelenkt. Schnittstellen zwischen den einzelnen Kernprozessen werden deutlich und Verantwortlichkeiten und Rollen abgegrenzt. Am Beispiel der vereinfachten Prozesslandkarte «Gesamtprozess Infrastruktur» des Bereichs Netze von ewb (Fig. 2) wird z. B. deutlich, dass das Asset-Management den ersten Schritt im Gesamtprozess Infrastruktur darstellt. Hier laufen alle Informationen, die für weiterführende Entscheidungen im Hauptprozess wichtig sind, zusammen. Das Asset-Management definiert (aufgrund der Inputs) übergeordnet über alle Medien, welche Entwicklungs-, Erweiterungs- und Erneuerungsprojekte ausgelöst werden. Dabei wird das Gesamtsystem optimiert und die Finanzplanung, die Rückmeldungen aus dem Betrieb der Anlagen sowie die Koordination im öffentlichen Raum berücksichtigt. Dies ist ein zeitaufwendiger Prozess, der jedoch eine effiziente Umsetzung der Folgeprozesse ermöglicht. Die vorausschauende Koordination mit der Strasseneigentümerin (vertreten

durch das Tiefbauamt der Stadt Bern) ist in diesem Zusammenhang zentral. Zusätzlich bündeln die Verantwortlichen der einzelnen Fachleitungen (Elektrizität, Gas, Fernwärme, Wasser etc.) im Rahmen des «Querschnittsprozesses» die relevanten Informationen aus ihren Fachbereichen und geben diese an das Asset-Management und an andere Prozesse des Gesamtprozesses weiter.

STÄRKUNG ASSET-MANAGEMENT

Mit der Einführung des Gesamtprozesses Infrastruktur wurde das Asset-Management innerhalb des Unternehmens gestärkt. Personelle Ressourcen wurden aufgebaut mit einem klaren Anforderungsprofil in Bezug auf technische, konzeptionelle Fähigkeiten an den Assets sowie auf entsprechende Sozialkompetenzen. Eine Aufgabe des Asset-Managements ist die Integration der verschiedenen Bedürfnisse der Verantwortlichen nachfolgender Prozessschritte aller Netze. Diese Integration muss erfolgen unter Berücksichtigung übergeordneter Entwicklungsziele (wie z. B. der Netzentwicklung), finanzieller Randbedingungen und der Rückmeldungen aus dem Netzbetrieb. Hierfür ist die Erarbeitung einer Erhaltungs- und Instandhaltungsstrategie zwingend erforderlich. Die Erfahrungen aus anderen Fachbereichen, etwa aus Tiefbauämtern grösserer Städte und Kantone, zeigt dabei: Wird das Asset-Management oder Erhaltungsmanagement nicht als eigenständige

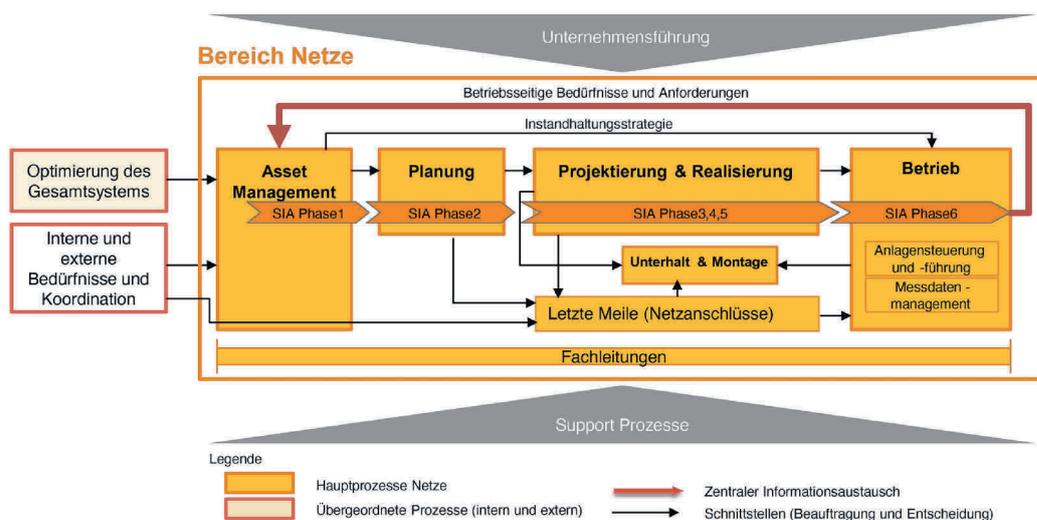


Fig. 2 Vereinfachte Darstellung der Prozesslandkarte «Gesamtprozess Netze» des Bereichs Netze der ewb.

Rolle, sondern als Bestandteil eines eher operativ ausgerichteten Pflichtenhefts angesehen, kann diese zentrale Aufgabe schlecht erfüllt werden. Entweder werden die Tätigkeiten auf Grund von operativen Verpflichtungen immer als untergeordnet betrachtet und/oder sie können aufgrund der organisatorischen Einbindung in den Betrieb oder die Projektierung nicht neutral wahrgenommen werden. Die Positionierung als eigenständige Organisationseinheit entlang des Gesamtprozesses Infrastruktur unterstreicht die Bedeutung des Asset-Managements. In kleineren Unternehmen oder als Übergangslösung kann eine Stabstelle für die Aufgaben des Asset-Managements geschaffen werden.

Positive Auswirkungen eines gestärkten Asset-Managements
Der bei ewb eingeführte «Gesamtprozess Netze» und die gleichzeitige Stärkung des Asset-Managements wirken sich bereits heute sichtbar positiv aus:

- Die Prozesse setzen den Beteiligten klare Vorgaben für ihre Aufgaben. Ebenso wird der Handlungsbedarf unterschiedlicher Medien rechtzeitig an zentraler Stelle erkannt und priorisiert. Die resultierenden Vorhaben können so mit der notwendigen Sorgfalt koordiniert und geplant werden.
- Die dadurch hervorgerufene Effizienz spiegelt sich messbar in kürzeren Projektlaufzeiten, einem grösseren Volumen realisierter Vorhaben und einer verbesserten Termineinhaltung wider. Ebenso werden Kreditvorgaben besser eingehalten. Problemlose Abnahmen weisen zudem auf eine verbesserte Qualität der erstellten Anlagen hin.

STRATEGISCHE STEUERUNG UND CONTROLLING

In einer «idealen Welt» können wir die Entwicklung unserer Netze gezielt steuern, d.h. wir kennen, wie ein Pilot in seinem Cockpit, das Ziel unserer Reise und können anhand zuverlässiger Messwerte erkennen, ob wir noch auf Kurs sind oder diesen korrigieren müssen. Die Bewirtschaftung der Infrastrukturen lässt sich zwar derzeit noch nicht so präzise steuern, aber eine Dokumentation der Entwicklung der Infrastrukturen zusammen mit ausgewählten Kostenkennzahlen ermöglicht es, einen Zusammenhang zwischen Inventar, Zustand und

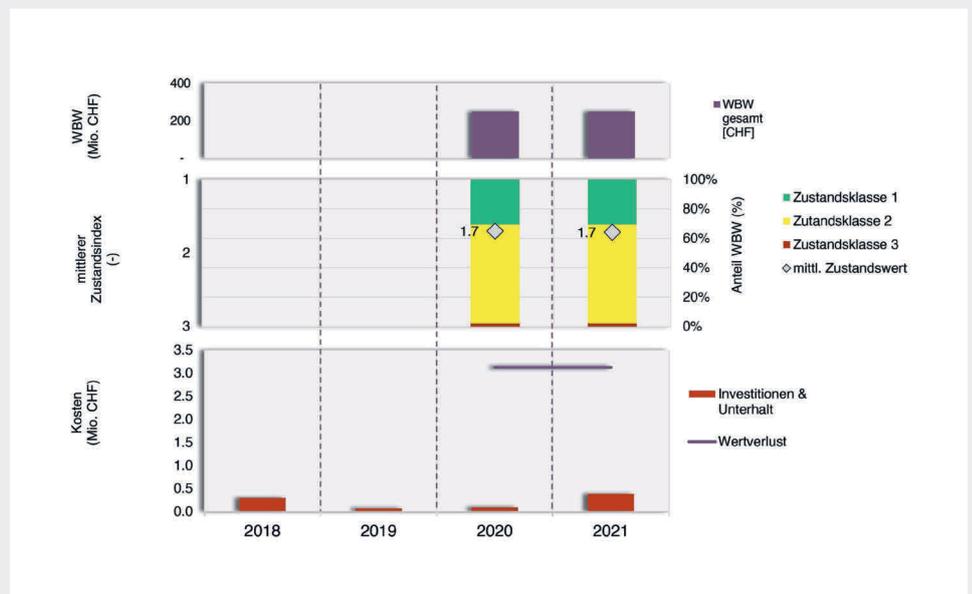


Fig. 3 Entwicklung des Wiederbeschaffungswertes, des Zustands und der Kosten für das Teilinventar Sonderbauwerke – begehbare Stollen – dargestellt im Netzzustandsbericht der ewb.

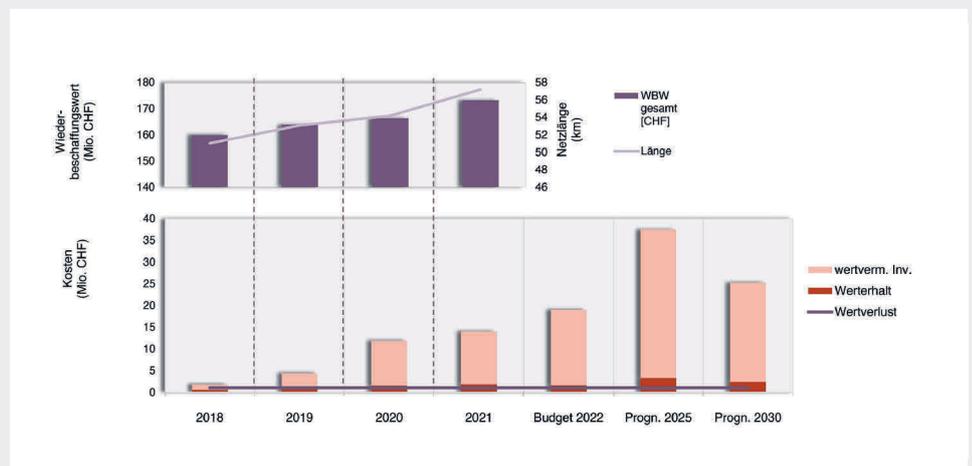


Fig. 4 Entwicklung des Fernwärmenetzes der ewb.

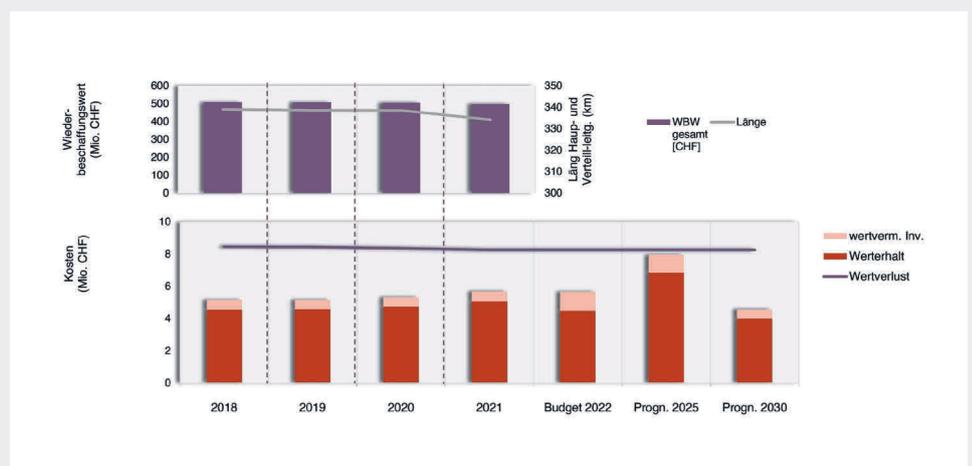


Fig. 5 Entwicklung des Gasnetzes der ewb.

getätigten Investitionen darzustellen. Dabei handelt es sich um eine retrospektive Sicht, die Hinweise auf künftige Entwicklungen gibt (siehe auch Artikel

von Herlyn et al. zum Infrastrukturbericht im Aqua & Gas 3/2020, [6]). Da Netzinfrastrukturen sehr langlebig sind, können Veränderungen nur über

einen langen Zeitraum wahrgenommen werden. Umso wichtiger ist es, dass eine Organisation entsprechende Datenbewirtschaftungskonzepte erstellt und gezielt Information erfasst, nachführt und beurteilt.

Ewb hat begonnen, die Entwicklung verschiedener Kennzahlen in internen und externen Berichten zu dokumentieren. Beispielsweise wird die Entwicklung der Netze im Netzzustandsbericht jährlich (Erstausgabe 2018) zusammenfasst. Weitere Aspekte wie beispielsweise die CO₂-Emissionen aus der Produktion von Wärme und Strom werden im Geschäfts- und Nachhaltigkeitsbericht festgehalten. So können aus strategischer Sicht die Wirkung von Massnahmen überprüft und gegebenenfalls die strategischen Vorgaben angepasst werden.

Positive Nebeneffekte

Die systematische Aggregation der vorhandenen Informationen hatte zudem die folgenden positiven Nebeneffekte:

- Informationslücken wurden sichtbar. Beispielsweise initiierte ewb nach der ersten Erstellung des Netzzustandsberichtes die systematische Zustandserfassung der Sonderbauwerke, nachdem aufgefallen war, dass entsprechende Zustandsinformationen fehlten. Diese sind heute, zwei Jahre später, bekannt (Fig. 3). Erforderliche Massnahmen werden nun mit anderen Erhaltungsmaßnahmen koordiniert und umgesetzt.
- Die langjährige Entwicklung des Inventars hinsichtlich seines Umfangs und Wiederbeschaffungswerts (WBW) sowie seiner Kosten kann heute dargestellt werden. Diese vermeintlich trivialen Aussagen zum Inventar können ohne eine gezielte, fortlaufende Erfassung von Kennwerten mit heutigen GIS-Systemen oft nicht getroffen werden, weil diese nur die aktuelle Situation darstellen. Am Beispiel der Figuren 4 und 5 werden die grossen Bemühungen zum Ausbau des Fernwärmenetzes sichtbar. Gleichzeitig wurde das Gasnetz im betrachteten Zeitraum effektiv nicht mehr weiter ausgebaut, jedoch unter der Vorgabe, dass kein Rückbau des Gasnetzes stattfindet, instandgehalten.

Prognose

Zukünftig soll die Entwicklung des Zustands der Infrastrukturen prognosti-

ziert und unter Anwendung von definierten Erhaltungsstrategien die Kosten für die Erhaltung abgeschätzt werden. Diese Prognosemodelle erlauben es, strategische Entscheide zu treffen und die dazu erforderlichen finanziellen und personellen Ressourcen bereitzustellen.

Vorteile des Netzzustandsberichtes

Das Instrument des Netzzustandsberichtes bringt mehrere Vorteile mit sich:

- Der Netzzustandsbericht schärft das Bewusstsein der Verantwortlichen für die Bedeutung der Erhaltung der Infrastrukturen. Dies hat bereits dazu geführt, dass die zur Erhaltung zur Verfügung gestellten Mittel seit Einführung des Netzzustandsbericht bei ewb substantiell gestiegen sind.
- Er ermöglicht Vergleiche zwischen den unterschiedlichen Teilinventaren.
- Er identifiziert Risiken und unterstützt die Verantwortlichen unterschiedlicher Führungsebenen darin, strategische Entscheidungen zur Entwicklung und Bewirtschaftung der Netze zu treffen.

OPTIMIERUNG DES GESAMTSYSTEMS

Es wurde bereits angesprochen, dass sich in einem Energiequerverbundunternehmen unterschiedliche Energienetze gegebenenfalls innerhalb der eigenen Organisation konkurrenzieren. Durch eine insbesondere zwischen Fernwärme- und Gasnetz abgestimmte Ausbau- und Erneuerungsplanung lassen sich diese Zielkonflikte weitgehend vermeiden, und indem langfristige Versorgungsrichtpläne kommuniziert werden. Ebenfalls müssen die Zielnetzplanungen periodisch aktualisiert und die dazu erforderlichen Massnahmen vorausschauend an Dritte (Städte, Gemeinden, weitere Betreiber von Ver- und Entsorgungsnetzen) kommuniziert werden. Eine interne Koordination der eigenen Massnahmen vereinfacht die Planungskoordination mit weiteren Werk-eigentümern und der Stadt als Eigentümerin des öffentlichen Grunds.

Neben der Netzbewirtschaftung werden von ewb noch weitere Dienstleistungen angeboten, die unabhängig vom gesetzlich vorgegebenen Versorgungsauftrag zum Leistungsportfolio von ewb gehören. Dazu zählen u. a. die Erstellung von Anlagen im Contracting-Modell, z. B. Nahwärmeverbund- und Photovoltaikanlagen. Hier besteht ein Marktpotenzial, das sich unternehmerisch nutzen lässt.

Bei ewb sind diese Geschäftsbereiche strikt voneinander abgegrenzt, was entscheidend ist für eine Beurteilung der Wirtschaftlichkeit und der Zukunftsfähigkeit dieser Anlagen.

FAZIT

Querverbundunternehmungen unterliegen einem enormen Veränderungsdruck. Sie müssen einen wesentlichen Beitrag zur Energiewende leisten und gleichzeitig die Versorgungssicherheit gewährleisten. Der politische Wille der Transition hin zu einer Energie- und Wärmeversorgung mit Netto-Null-Treibhausgasemissionen ist sehr stark. Daher ist es umso wichtiger, die anstehenden Investitionen, die neben dem Aufbau neuer Netze auch den Erhalt und die Bewirtschaftung der bestehenden Netze umfassen, in einer Gesamtsicht klar zu kommunizieren. Ebenso müssen geleistete Massnahmen dokumentiert und entsprechende Steuerungs- und Controlling-Mechanismen aufgebaut werden. Um eine solche Gesamtsicht wahrzunehmen, müssen innerhalb einer Organisation Werkeigentümerrollen (Bauherr und Betreiber) für alle bewirtschafteten Netze gestärkt werden. Eine zentrale Rolle spielt das Asset-Management, das einen ersten Schritt im Gesamtprozess darstellt. Hier laufen alle Informationen zusammen: die verschiedenen Bedürfnisse der Verantwortlichen nachfolgender Prozessschritte aller Netze sowie übergeordnete Entwicklungsziele. Auf diese Weise werden die Voraussetzungen geschaffen, um Synergien bei der Erstellung und Instandsetzung von Anlagen durch eine flexible Koordination zu nutzen.

BIBLIOGRAPHIE

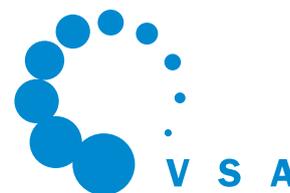
- [1] SVGW (2015): Für eine sichere und nachhaltige Trinkwasserversorgung - Branchenbericht der schweizerischen Wasserversorgung
- [2] ElCom (2022): Tätigkeitsbericht der ElCom 2021
- [3] VSG: Gas in Zahlen Ausgabe 2020, <https://gazenergie.ch/de/verband/infothek/jahresstatistik/> (aufgerufen am 31.8.2022)
- [4] VFS: fernwaerme-schweiz.ch (aufgerufen am 31.8.2022)
- [5] Bundesrat (2021): Langfristige Klimastrategie der Schweiz. <https://www.news.admin.ch/news/message/attachments/65874.pdf>
- [6] Herlyn, A. et al (2020): Investieren wir richtig in die Infrastrukturen? - Ein Infrastrukturbericht hilft, Geldmittel zielgerecht einzusetzen. *Aqua & Gas* 3/20: 19-26

Verband Schweizer
Abwasser- und
Gewässerschutz-
fachleute

Association suisse
des professionnels
de la protection
des eaux

Associazione svizzera
dei professionisti
della protezione
delle acque

Swiss Water
Association



VSA-Infoblatt

STROMMANGELLEGE – INFORMATIONEN UND EMPFEHLUNGEN FÜR ARA-BETREIBER



Dieses Infoblatt hält den aktuellen Wissensstand im VSA fest und wird bei neuen Erkenntnissen aktualisiert.

Wir empfehlen, regelmässig die VSA-Homepage zu konsultieren. Rückmeldungen nehmen wir gerne entgegen.



vsa.ch

DURCH EFFIZIENZ ENERGIE- VERBRAUCH SENKEN

STUDIE ZUR ENERGIEREDUKTION VON HEBERANLAGEN IM TESSINER WASSERVERSORGUNGSNETZ

Wasserversorgungen gelten generell als energieintensiv. Gleichwohl kann durch eine Effizienzsteigerung bei den Heberanlagen der Energieverbrauch signifikant gesenkt werden. Dies geht aus den Ergebnissen eines Projekts hervor, bei dem 173 Pumpen im Kanton Tessin untersucht wurden. Es galt, Potenziale zu Energieeinsparmöglichkeiten zu ermitteln. Am Projekt beteiligt waren die Fachhochschule der italienischen Schweiz (SUPSI), die CSD Ingenieure AG und der SVGW.

Linda Soma; Nerio Cereghetti, ISAAC-SUPSI
Roberto Rossi, CSD Ingegneri SA
Raffaele Domeniconi*, SSIGA

RÉSUMÉ

ANALYSE DE LA RÉDUCTION DE LA CONSOMMATION DANS LES STATIONS DE RELEVAGE DES AQUEDUCS AU TESSIN

Le projet a collecté et analysé des informations sur les stations de relevage du Tessin et la consommation d'énergie de leurs pompes, situées dans les aqueducs, afin d'évaluer leur efficacité potentielle [1]. Dans le cadre des inspections des stations de pompage, les données nécessaires ont été collectées pour estimer l'efficacité des pompes. La méthodologie suivie comprenait une première analyse qualitative (E1), suivie d'une seconde analyse (E2) pour évaluer le potentiel d'économie d'énergie entre la pompe installée et la meilleure pompe techniquement disponible sur le marché en analysant ses principales caractéristiques techniques (hauteur, débit, courant moteur). 104 pompes ont été analysées lors d'inspections sur site, tandis que pour 69 autres, seule une estimation globale a pu être effectuée, indépendamment des stations individuelles. Pour la première catégorie de pompes (104), un potentiel d'efficacité de 1,04 GWh, soit de 16% de la consommation, a été quantifié, qui se réduit à 0,945 GWh, soit de 14% de la consommation, si l'on exclut les efficacités d'économie inférieures à 10%. Du point de vue de l'efficacité globale (pompes étudiées et pompes estimées), il en découle une réduction totale maximale de 2 GWh.

EINLEITUNG

Heberanlagen der Wasserwerke sind energieintensiv und deswegen interessant, wenn es um Stromeinsparmöglichkeiten im Tessin geht. Aus diesem Grund haben die SUPSI zusammen mit der CSD Ingenieure AG und dem SVGW das gemeinsame Projekt «Energieeinsparungen bei Heberanlagen in Wasserwerken» durchgeführt. Abgeschätzt wurde der Energieverbrauch von Pumpen im Tessiner Wasserversorgungsnetz, um daraus Einsparmöglichkeiten sowie Effizienzgewinne abzuleiten. Während der Energiebedarf von Heberanlagen oft bestens bekannt ist, liegen über das Reduktionspotenzial meist keinerlei Informationen vor. Auch kennt man in vielen Fällen die Zahlen zum Gesamtverbrauch, aber es fehlen Analysen, die Energiespitzen zu identifizieren, um zum richtigen Zeitpunkt den unnötigen Energieverbrauch zu reduzieren. Dabei könnten mit einer aussagekräftigen Verbrauchsanalyse Pumpen energieeffizienter betrieben werden.

METHODE

Das Projekt begann mit der Sammlung von grundlegenden Daten. So wurden die Anzahl Pumpen in den Untersuchungs-

* Kontakt: r.domeniconi@ssiga.ch

gebieten eruiert sowie die technischen Kenndaten zu jeder einzelnen Pumpe festgehalten. Mit diesen Angaben sollte ein Kataster erstellt werden, das der späteren Analyse als Grundlage dienen sollte.

Basierend darauf wurde ein Formular erstellt, um für jede Anlage weitere notwendige Daten zu erheben. Folgende Kenndaten waren einzuholen:

- allgemeine Daten zur Anlage (Angaben aus dem Kantonalen Wasserversorgungsplan, numerische wie auch beschreibende Informationen zu Gemeinde und Betreiber)
- technische Daten zur Auslegung der Anlage (hydraulische und elektrische Leistung, Betriebsart, Einstellung und Angaben zur Wartung)
- Betriebsdaten (Durchfluss, Förderdruck und Strom), zeitnahe Messung bei jeder Anlage

DATENERHEBUNG

Um die oben gelisteten erforderlichen Angaben direkt vor Ort einholen zu können, wurden bei den Wasserwerken technische Inspektionen durchgeführt. Mit den in dieser Projektetappe gewonnenen Daten konnte der jeweilige Wirkungsgrad der Anlagen berechnet werden. Anlagen unter 20 kW Motorenleistung wurden nicht analysiert.

Über den ganzen Kanton Tessin gesehen, befinden sich die meisten Pumpen in Gebieten, wo Grundwasser gewonnen wird, vor allem im Sottoceneri. Insgesamt wurden für das Projekt die Daten von 173 Pumpen in verschiedenen Gebieten des Kantonalen Wasserversorgungsplans erhoben. Davon wurden die Daten von

104 Pumpen vor Ort erfasst (Fig. 1). Die restlichen 69 gehören zur AIL, *Aziende Industriali di Lugano SA*, für diese wurde eine Gesamtbewertung vorgenommen.

Während dieser Projektphase traten ein paar Unwägbarkeiten auf. So fehlten bei manchen Pumpen die Etiketten oder sie beinhalteten Unklarheiten, was das Jahr der Inbetriebnahme, die Wartung oder den Austausch der Anlage oder von Teilen davon betraf. Zudem waren die technischen Informationen (Betriebsstunden, technische Leistung oder Leistungsdaten) teils lückenhaft.

AUSWERTUNG

Die Effizienzbewertung bestand aus zwei verschiedenen Analysen, die im Folgenden zusammengefasst werden.

EFFIZIENZANALYSE 1 (E1)

Bei der E1 handelt es sich um eine halbquantitative (oder qualitative) Analyse, bei der mehrere Kriterien berücksichtigt werden. Wird mindestens ein Kriterium erfüllt, wird eine so genannte Feinanalyse durchgeführt. Das erste Analysemodell ist meist sehr aussagekräftig.

Die Kriterien werden im Wesentlichen auf der Grundlage von Durchfluss- und Förderhöhenangaben für die Dimensionierung («dim», vom Typenschild) und den Betrieb («eff», von Messungen) berücksichtigt (Tab. 1).

EFFIZIENZANALYSE 2 (E2)

Die E2 ist die so genannte Grobanalyse. Sie orientiert sich an der vom Bund erarbeiteten Empfehlung zum Pumpencheck [2]. Die Berechnung des Effi-

zienzpotenzials erfolgt mit einer zusammenfassenden Analyse. Bei der E2 wird das Energieeinsparpotenzial zwischen der installierten Pumpe und der technisch besten Pumpe auf dem Markt bewertet. Die zu analysierenden Elemente sind Förderhöhe, Durchflussmenge und elektrische Leistung des Motors.

Je nach Energieeinsparpotenzial, formuliert in Prozent des Wirkungsgrads der besten Pumpe, empfiehlt die E2 eine detaillierte Analyse, die im Rahmen dieses Projekts aber nicht durchgeführt wurde. Den betroffenen Werken wurde empfohlen, sich hierfür an ein Ingenieurbüro oder an einen Pumpenhersteller zu wenden.

ERGEBNISSE

E1

Von den 173 analysierten Pumpen im Kanton Tessin beträgt die installierte Gesamtleistung bei Anlagen über 20 kW 12,7 MW. Von denen wurde etwa die Hälfte für die vorliegende Studie analysiert, also rund 6 MW.

Die vor Ort inspizierten 104 Pumpen haben einen geschätzten energetischen Gesamtverbrauch von 6,6 GWh pro Jahr. Zusammen mit den 69 AIL-Pumpen ergibt es die Summe von fast 14 GWh pro Jahr.

Anwendungsbereich	$Q_{\text{dim}} - Q_{\text{eff}} / Q_{\text{dim}} > 20\%$
Prävalenz	$(DH_{\text{dim}} - DH_{\text{eff}}) / DH_{\text{dim}} > 20\%$
Leistung	$P_{\text{mot}} > 375 \text{ kW}$
Dauer	Stunden pro Jahr > 5400
Zustand	Anlageprobleme

Tab. 1 Berücksichtigte Kriterien in E1.



Fig. 1 Beispiele von Pumpenanlagen, bei denen eine technische Inspektion durchgeführt wurde.

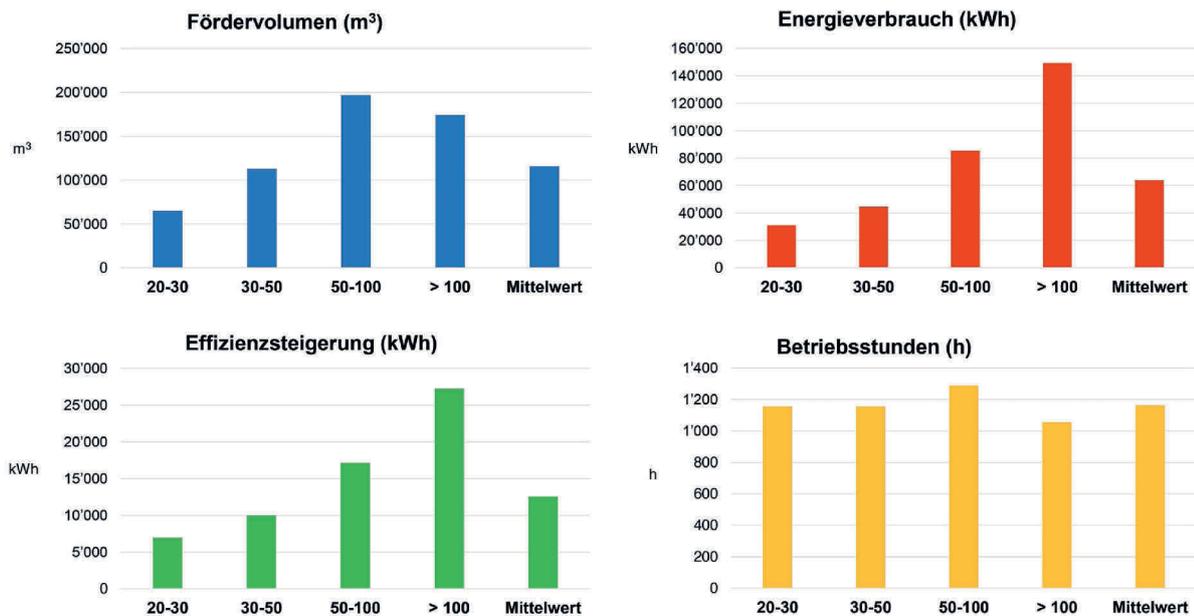


Fig. 2 Ergebnisse für die unterschiedlichen elektrischen Leistungsbereiche der Motoren (in kW).

Figur 2 zeigt die jährliche Fördermenge (m^3) nach Leistungsklasse. In 34% der Fälle (20–30 kW) wurden durchschnittlich $64\,964\,m^3$ ermittelt. Mit zunehmender Leistung der Motoren steigt tendenziell auch die Durchschnittsmenge der gepumpten Kubikmeter Wasser. Die Kategorie mit den meisten jährlichen Betriebsstunden (1288 h) und der grössten geförderten Wassermenge ($196\,908\,m^3$) ist die mit einer Leistung zwischen 50 und 100 kW. Die durchschnittliche Betriebszeit beträgt jährlich 1164 Stunden¹. Die Effizienzabschätzung nach E1 erlaubte eine erste Einschätzung der Anlagen vorzunehmen. In 36 Fällen (entspricht 35%) wurde mindestens ein Kriterium für eine weitergehende Analyse erfüllt. In 62% der Fälle hingegen gab es keinen klaren Hinweis darauf, die Effizienz der Anlage zu bewerten. In drei Fällen (3%) fehlten grundlegende Daten, um eine Analyse überhaupt durchzuführen.

E2

Anschliessend wurde die E2-Analyse des gesamten Datensatzes durchgeführt. Für 83 Anlagen (80%) konnte der prozentuale Effizienzwert berechnet werden.

¹ Dieser Wert wurde den Anlagen zugewiesen, für die keine Angaben zu den jährlichen Betriebsstunden vorliegen, und zur Schätzung des energetischen Jahresverbrauchs verwendet.

Figur 2 zeigt, dass mit zunehmender Leistung der Motoren auch der durchschnittliche Verbrauch steigt: vom Jahresdurchschnitt von 31 MWh (20–30 kW) auf 149 MWh (>100 kW). Die durchschnittliche Effizienzsteigerung reicht von 7 MWh für kleine Anlagen bis zu 27 MWh pro Jahr für kleine Anlagen bis zu 27 MWh pro Jahr für alle Anlagen liegt bei 12 MWh pro Jahr. Davon ausgehend, dass der Wirkungsgrad aller 83 detailliert analysierten Pumpen maximiert werden kann, lägen die jährlichen Energieeinsparungen bei 1041 MWh. Werden bei dieser Einschätzung die Pumpen mit einem Effizienzpotenzial von 10% oder weniger (25 Fälle) ausgeschlossen, würden die

Einsparungen 945 MWh betragen. Um einen Anhaltspunkt zu haben, wie die Zahlen kantonsweit aussehen, wurden die Ergebnisse zur Berechnung der AIL-Werte weiterverwendet. Die geschätzte Gesamtreduktion der AIL-Pumpen beträgt 1110 MWh. Berücksichtigt man alle 173 Pumpen, liegt die Gesamtmenge bei etwa 2 GWh. Der prozentuale Anteil der Einsparungen, bezogen auf den Gesamtverbrauch der detailliert analysierten Pumpen (104 Pumpen), beträgt somit 16 Prozent. Dies entspricht der vom Bund angenommenen Schätzung in der technischen Dokumentation «Pumpencheck». Figur 3 zeigt den Verbrauch im Verhältnis zu den zum Zeitpunkt der Erhebung

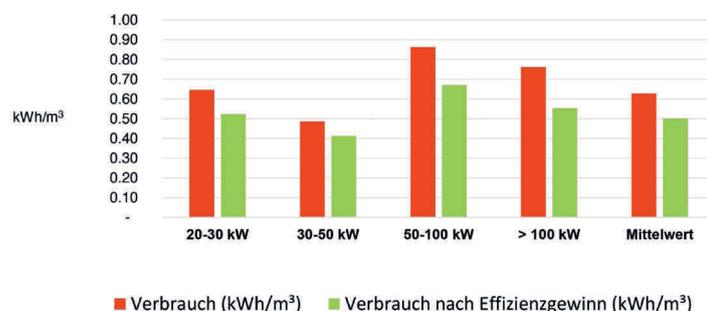


Fig. 3 Vergleich des durchschnittlichen Energieverbrauchs mit dem durchschnittlichen effizienten Verbrauch nach Leistungsbereich der Motoren (in kW).

verbrauchten Wassermengen (*rot*) und die geschätzten kWh/m³, die nach der Effizienzsteigerung erreicht werden könnten (*grün*). Die grössten Einsparungen können in den Kategorien über 50 kW erzielt werden.

EINIGE EMPFEHLUNGEN

ALLGEMEIN

Auch wenn es gilt, die Effizienz der Pumpen zu optimieren, reicht ein hoher Wirkungsgrad alleine nicht aus, um die maximale Effizienz einer Heberanlage zu erreichen. So hängt der effiziente Betrieb einer Trinkwasserversorgung resp. von der Heberanlage nicht von einer hydraulischen Komponente ab, sondern von einer guten Planung des Gesamtsystems und seines Betriebs. So ist selbst die effizienteste Pumpe in einem nicht ideal ausgelegten System wirkungslos.

Wenn bei einem Pumpensystem die potenziellen Energieeinsparungen ermittelt werden, muss stets berücksichtigt werden, dass alle Komponenten voneinander abhängen. Um den energetischen Problemen innerhalb eines Systems auf den Grund gehen zu können, müssen auch die Betriebsbedingungen der mechanischen Komponenten, der tägliche Wasserbedarf, Verschleiss etc. berücksichtigt werden. Allerdings wurden für dieses Projekt nicht all diese Informationen eingeholt, da sie den Rahmen gesprengt hätten.

TECHNISCHE EMPFEHLUNGEN

Pumpen mit festgelegter Drehzahl laufen meist mit tiefen Drehzahlen, d.h. sie heben oft kein Wasser, sondern wandeln die gesamte aufgenommene Energie einzig in Wärme um.

Eine variable Drehzahl hingegen vermag den Druck beim Netzausgang zu regulieren und ist bezüglich Energie und Wartung von Vorteil. Ausserdem erhöht die variable Drehzahl die Zuverlässigkeit des Systems, reduziert hydraulische Transienten, bietet eine bessere Kontrolle des Pumpetriebs, zudem ist die Anlaufphase weniger kritisch. Ein Steuerungssystem reguliert die Pumpen anhand des tatsächlichen Bedarfs und stellt sicher, dass sie alle die gleiche Drehzahl haben. Durch

allmähliche Starts und Stopps werden auch die mechanischen, hydraulischen und elektrischen Komponenten weniger belastet.

WICHTIGSTER PARAMETER

Der wichtigste Parameter für eine Effizienzverbesserung ist die Anzahl Kilowattstunden pro gehobenen Kubikmeter Wasser. Vergleicht man mehrere Pumpen anhand dieses Parameters, könnten mit detaillierter Analyse geeignete Lösungen hinsichtlich Effizienz abgeschätzt werden – ausgehend vom Ist-Betrieb der Pumpen. Weitere Informationen zu Effizienzlösungen sind in ausführlichen Studien und insbesondere in den nützlichen Themenblättern des Programms «Topmotors» zu finden:

www.topmotors.ch

MÖGLICHE MASSNAHMEN ZUR OPTIMIERUNG

Nachfolgend sind mögliche konkrete Massnahmen zur Optimierung der Energieeffizienz von Heberanlagen zusammenfassend aufgelistet:

- detaillierte Analyse des Anlagenbetriebs
- detaillierte Betriebsanalyse des Systems unter Berücksichtigung der Umgebung
- Ermittlung und Durchführung gezielter Instandhaltungsmassnahmen
- Austausch des Motors durch ein energieeffizienteres Modell
- Installation eines Frequenzumrichters (nur in bestimmten Fällen)
- Pumpentausch einschliesslich Neuauslegung nach dem Stand der Technik;
- Anpassung des automatisierten Anlagenregelungssystems
- Installation von PV-Anlagen auf dem Dach der Heberanlagen oder auf benachbarten Gebäuden. Über das Potenzial der Stromerzeugung mit Photovoltaik zum Eigenverbrauch in Wasserwerken haben die SUPSI und die CSD Ingenieure AG kürzlich eine Studie veröffentlicht [3].

FAZIT

Im Rahmen dieses Projekts konnten zahlreiche Informationen über Hebersysteme im Kanton Tessin und ihren Energieverbrauch gesammelt und analysiert wer-

den, um daraus Möglichkeiten zur Effizienzsteigerung abzuleiten.

Vorgegangen wurde mit der vom Bund vorgeschlagenen Methode: So folgte auf eine erste qualitative Analyse (E1) die sogenannte zusammenfassende Analyse (E2) resp. Grobanalyse. Mit dieser Vorgehensweise konnte das Energiesparpotenzial zwischen der installierten Pumpe und der technisch besten Pumpe auf dem Markt bewertet werden. Dazu mussten die wichtigsten technischen Merkmale wie Förderhöhe, Durchflussmenge und Motorenleistung analysiert werden. Aus den Ergebnissen wurde ein Gesamtwert für die Energieeinsparungen ermittelt, die durch Massnahmen bei der Pumpeneffizienz möglich sind.

Insgesamt wurden 104 Heberpumpen vor Ort untersucht, 69 wurden von der AIL selbst analysiert. Für erstere wurde ein Effizienzpotenzial von 1,04 GWh ermittelt, dies entspricht 16%. Schliesst man dabei Einsparungen unter 10% aus, reduziert sich das Potenzial auf 14%, resp. 0,945 GWh. Zum Vergleich: Diese Einsparungen entsprechen dem jährlichen Gesamtstromverbrauch von fast 300 Haushalten. Unter Berücksichtigung des Gesamtwirkungsgrades der AIL-Pumpen wird eine maximale Gesamtreaktion von 2 GWh erreicht.

Quantitativ sind die ermittelten Energieeinsparpotenziale durchaus interessant. Die Studie gewährt einen Überblick über die Möglichkeiten mit technischen Eingriffen, das Potenzial zu ermitteln und dadurch den Verbrauch zu reduzieren. Zum Abschluss des Projekts wurde zusammen mit dem Programm «Topmotors» und der *Häny AG* ein Workshop zum Thema «Energieeinsparung durch effiziente Pumpen in Wasserwerken» in Bellinzona durchgeführt.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] Soma, L. et al. (2019): *Riduzione dei consumi energetici degli impianti di sollevamento negli acquedotti*. SUPSI, CSD Ingegneri SA, SSIGA
- [2] Kobel, B.; Roth, Y. (2011): *Analysis and procedure for the energetic optimisation of pumps in water supply applications - Pump check*
- [3] Soma, L. et al. (2022): *Fotovoltaico per l'acqua potabile*. SUPSI, CSD Ingegneri SA. <https://www.supsi.ch/home/ricerca/progetti/dettaglio.6344.html>

AGENDA

NOVEMBER | DEZEMBER

VIGW-GASFACHTAGUNG

3. November | Winterthur
www.vigw.ch

BIOGAS CONVENTION DIGITAL

7.–11. November | Online
www.biogas-convention.com

POWERLOOP-FORUM 2022

9. November | Umwelt Arena Spreitenbach
www.powerloop.ch

AUTO ZÜRICH

10.–13. November | Zürich
www.auto-zuerich.ch

LIPPUNER FACHTAGUNG

Wasser 2022
 17. November | Baden
www.lipartner.ch

DVGW-KONGRESS – RESILIENZ IN DER WASSERVERSORGUNG

22./23. November | online
www.dvgw-kongress.de

BURGDORFER ABWASSERTAG

24. November | Burgdorf
www.bauundwissen.ch

IWA DIGITAL WATER SUMMIT

29. November – 2. Dezember | Bilbao (Esp)
www.digitalwatersummit.org

TZW-KOLLOQUIUM

Anpassungsstrategien und Handlungsoptionen für die Wasserbranche
 30. November | online
www.tzw.de

SMART WATER 2022

1. Dezember | Le Châble
www.smartwater.swiss

2023

FERNWÄRME-FORUM 2023

25. Januar | Bern
www.fernwaerme-schweiz.ch

KLIMADIENSTLEISTUNGEN ALS ENTSCHEIDUNGSGRUNDLAGEN

Datum 16. November 2022
Ort Kongresshaus Biel
Info www.scnat.ch

Am 16. November wird am 5. NCCS-Forum, zusammen mit dem am Nachmittag stattfindenden 13. Symposium «Anpassung an den Klimawandel», die enge Verknüpfung und die Synergien zwischen Klimadienstleistungen und Klimawandelanpassung aufgezeigt. Der Schweizer Sommer 2022 war geprägt von klimatischen Extremen. In Zukunft werden solche Sommermonate eher zur Regel denn zur Ausnahme. Wie können wir uns darauf vorbereiten? Die Klimadienstleistungen, die von NCCS-Mitgliedern und -Partnern während der letzten Jahre entwickelt wurden, zeigen Handlungsoptionen auf und dienen als Entscheidungsgrundlage für den Klimaschutz und die Anpassung an den Klimawandel.

Das NCCS-Forum bietet die Gelegenheit für Produzenten und Produzentinnen sich mit Nutzern und Nutzerinnen auf allen Ebenen zu Ideen und Bedürfnissen auszutauschen. Das fünfte Forum setzt den Schwerpunkt auf die Vorstellung bestehender Klimadienstleistungen, deren Nutzung und Feedback dazu, sowie auf Ansprüche an neue Produkte.

RISIKEN UND WEGE FÜR EINE ERFOLGREICHE, LANGFRISTIGE KLIMAAANPASSUNG

Im Anschluss an das NCCS-Forum findet das Symposium «Anpassung an den Klimawandel» statt. Aufgrund neuer Forschungserkenntnisse (z. B. IPCC) und bislang erarbeiteter nationaler Risiko- und Anpassungsstrategien stellt sich die Frage, inwieweit die Schweiz hinsichtlich der Klimaanpassung auf Kurs ist. Welchen Risiken und Massnahmen ist künftig unter Umständen grössere Beachtung zu schenken, und wo besteht

Handlungsbedarf? Diesen Inhalten ist das diesjährige Symposium zur Anpassung an den Klimawandel gewidmet. Zum Programm gehören Plenumsvorträge und Workshops zur Vertiefung einzelner Aspekte. Angesprochen sind Fachleute aus Forschung, Verwaltung und Praxis.

FORUM REVITALISIERUNG: KLEINE FLIESSGEWÄSSER IM FOKUS

Datum 17. November 2022
Ort Verkehrshaus Luzern
Info www.wa21.ch

Knapp 75 Prozent der Schweizer Gewässerkilometer betreffen kleine Fließgewässer. Diese sind wegen ihrer vielfältigen Morphologie und Biologie ökologisch sehr wertvoll. Doch gerade die kleinen Fließgewässer stehen unter steigendem Druck und weisen den grössten Revitalisierungsbedarf auf.

Am 3. Forum Gewässerrevitalisierung am 17. November stehen die kleinen Fließgewässer im Fokus. Die Referate werden in Deutsch oder Französisch vorgetragen.

RESILIENZ IN DER WASSERVERSORGUNG

Datum 22./23. November 2022
Ort online
Info www.dvgw.de

Extremwetterlagen oder Cyberangriffe machen die Wasserversorgungssysteme verwundbar. Um Versorgungssicherheit zu gewährleisten, müssen gefährdende Entwicklungen frühzeitig erkannt werden. Die zweitägige Online-Veranstaltung des DVGW gibt einen Einblick, wie sich auf den Normalbetrieb definierte Prozesse in einem Risikomanagement praxisnah umsetzen lassen, und wie man sich optimal auf Krisenfälle vorbereitet.



Cyberangriffe können die Versorgungssicherheit von Trinkwasser verwunden. Für Wasserversorger umso wichtiger, sich optimal auf Krisenfälle vorzubereiten. (© AdobeStock)

Auf dem Programm stehen Erfahrungsberichten zum Umgang mit Hochwasser, Dürre, Blackout oder Cyberangriffen sowie Praxistipps für die Krisenstabsarbeit.

einen kompakten Rundblick auf aktuelle Themen aus der Wasserbranche. Es findet wie in den Vorjahren als halbtägige Online-Veranstaltung statt.

TZW-KOLLOQUIUM: ANPASSUNGSTRATEGIEN UND OPTIONEN

Datum 30. November 2022
Ort online
Info www.tzw.de

«*Panta rhei*» – alles fließt – ist ein in der Wasserbranche beliebtes Zitat, das dem griechischen Philosophen *Heraklit* zugeschrieben wird. An seiner Aktualität hat es in den letzten 2500 Jahren nichts verloren. Die Wasserversorgung ist ebenso wie andere Branchen mit einer Vielzahl an Veränderungen in oft hohem Tempo konfrontiert. Seien es klimatische Bedingungen oder andere Umweltfaktoren, technische Innovationen oder neue gesetzliche Regelungen. Das 27. TZW-Kolloquium zeigt Strategien und Optionen auf, wie den Neuerungen auf Grundlage wissenschaftlicher Erkenntnisse sachlich und angemessen begegnet werden kann. Wie immer bietet das Kolloquium mit kurzen Vorträgen

SMART WATER 2022

Date 1^{er} décembre 2022
Ort Le Châble (Verbier) et en ligne
Info www.smartwater.swiss

La conférence *Smart Water* propose une journée d'échanges et de conférences autour du thème de l'eau et des aspects digitaux qui gravitent autour de celle-ci. Elle offrira différentes sessions, qui permettront de rassembler, durant une journée, les spécialistes du domaine, ainsi que toutes les personnes intéressées. Deux sessions parallèles se tiendront en matinée, sur le thème de la digitalisation et des dangers naturels (colloque scientifique). L'après-midi sera rythmé par des workshops thématiques en lien avec l'hydroélectricité, les dangers naturels et la notion de ville éponge. Des présentations de posters de projets étudiants viendront agrémenter la journée. Celle-ci se terminera par une table ronde autour des dangers naturels.

WEITERBILDUNG

VKR COURS PROFESSIONNELS 2023

Association tubes et raccords en matières plastiques
 Tel. +41 (0)62 834 00 60
www.vkr.ch/fr

SOUDAGE ET POSE DE CONDUITES PRESSION ENTERRÉES EN PE

Les directives G2, W4 et F2 de la SSIGE prescrivent que les soudeurs PE qui raccordent des conduites de gaz, d'eau et d'énergie en PE doivent être en possession d'un certificat/passeport de soudage valable selon la SSIGE GWF 101. En outre, un certificat de soudage PE valable est une condition préalable à l'admission à l'examen de monteur de réseaux. Les cours VKR, organisés par des praticiens pour des praticiens, sont très appréciés des monteurs et des installateurs.

COURS DE BASE (CB): 5 JOURS (LU – VE)

CB 105 23 – 27 janvier 2023
 CB 106 30 janvier – 03 février 2023
 CB 107 06 – 10 février 2023
 CB 108 13 – 17 février 2023
 CB 109 20 – 24 février 2023

COURS DE RÉPÉTITION (CR): 2 JOURS (VE + LU)

CR 69 20 + 23 janvier 2023
 CR 70 27 + 30 janvier 2023
 CR 71 03 + 06 février 2023
 CR 72 10 + 13 février 2023
 CR 73 17 + 20 février 2023
 CR 74 24 + 27 février 2023

Inscriptions par internet: www.vkr.ch/fr

2. INTERLIS-TREFFEN

Datum 16. November 2022
Zeit 9.15–16.30 h, Apéro im Anschluss
Ort FHNW Olten
Info <https://interlis.discourse.group/>

Am 2. *Interlis*-Treffen für Anwenderinnen und Anwender geht es um den gegenseitigen Austausch von Fragestellungen zu *Interlis*-Modellierungen sowie zu deren technischen Herausforderungen.

GASVOLUMEN PRÄZISE MESSEN

WILD ARMATUREN AG
 TEL +41 (0)55 224 04 04
 WWW.WILDARMATUREN.CH

DRUCKREDUZIER- UND MESSSTATION GRÜT

Gashochdruckleitungen befördern grosse Energiemengen sicher und effizient. In der Ostschweiz und für die Region Zürich bildet das Gastransportnetz der Erdgas Ostschweiz AG das Rückgrat der Gasversorgung.

Die *Erdgas Ostschweiz AG* mit Sitz in Zürich/Schlieren zählt zu den fünf Regionalgesellschaften der Schweiz und transportiert sicher und zuverlässig Gas (Erdgas, Biogas) zu ihren angeschlossenen Lokalversorgern in der Ostschweiz. Der Transport erfolgt umweltschonend, meist unterirdisch über das rund 621 km lange Gashochdrucknetz. Das Unternehmen übernimmt das Gas an insgesamt fünf Einspeisepunkten – hauptsächlich aus der Transitleitung, durch welches Gas

von Deutschland, Frankreich und Italien fliesst – und speist es in sein regionales Gasnetz. Die EGO betreibt ca. 65 Druckreduzierstationen, über welche die lokalen Netze und ihre Endkunden stets zuverlässig versorgt werden.

NEUBAU DER DRUCKREDUZIER- UND MESSSTATION GRÜT IN GOSSAU ZH

Für die bestehende Druckreduzier- und Messstation in Wetzikon wurde ein Ersatzneubau ausserhalb der Stadt geplant. Ausschlaggebend für die Verlegung der Anlage weg von der urbanen Region waren einerseits Sicherheitsaspekte, andererseits wurde auf dem Gelände auch ein Neubau des Werkhofs der Stadtwerke Wetzikon geplant. Die Bewilligung des Projekts für eine Druckerhöhung der Transportleitung

von Niederuster nach Wolfhausen von 25 auf 50 bar wurde im Frühling 2021 erteilt.

FUNKTION DER STATION UND DES ULTRASCHALLZÄHLERS

Die Station reduziert den HD2 Druck von 50 bar (Transport) auf HD1 5 bar (Verteilnetz), um die umliegenden Stadtwerke über die *Energie 360°* mit Gas zu beliefern. Bei der Übergabe des Gases der EGO an die *Energie 360°* ist die zuverlässige Messung des Gasvolumens essentiell. Hier kommt der hochpräzise und robuste Ultraschallgaszähler mit Eco-Touch Display, für die Durchflussmessung von Gasen, zum Einsatz. Mithilfe des Touchscreens können alle Werte und Parameter direkt an der Messstelle abgelesen werden. Durch das Ultraschallverfahren gibt es keine



Der neue Ultraschallzähler misst in der neuen Druckreduzier- und Messstation Grüt zuverlässig und hochpräzise das Gasvolumen.



Isolierstück aus Stahl Typ ET,
DN200/219, 1 mm PN16.

Druckverluste und keinen Verschleiss des Zählers (er ist somit wartungsfrei). Der Ultraschallzähler ermöglicht grosse Messbereiche (bis 1:120) und hochgenaue Messergebnisse durch die elektronische Wertverarbeitung mit Korrekturverfahren.

GUTER SERVICE – SCHNELLE LIEFERZEIT

Erdgas Ostschweiz kennt die Produkte von Wild und schätzt die Qualität und den guten Service. Ausschlaggebend für die Produktwahl war auch die schnelle Lieferzeit.



Vollverschweisster Kugelhahn aus Stahl,
DN 100/114,3 mm ANSI 600, Dichtsystem
PMSS, Sitzringsystem Double Piston mit Ent-
leerungskugelhahn und Prüfstopfen.

BEWÄHRTE GASPRODUKTE BIS HD2

Bereits seit 1987 führt Wild technologisch hochstehende Gasprodukte wie Kugelhähne, Hauseinführungen und Isolierstücke. Für dieses Projekt wurde der hochpräzise Ultraschallgaszähler EcoSonic X12 sowie ein Kugelhahn und Isolierstücke ANSI 600/PN16 geliefert. Weitere Komponenten im Sortiment der Mess- und Regeltechnik sind das Regelventil, der Drehkolben-

zähler und das Gasanalysegerät. Für den Hochdruck-Bereich bietet die Firma Wild ein interessantes Sortiment an Kugelhähnen, Schiebern, Ventilen, Isolierstücken, T-Stücken und Molchscheulen.

KALIBRIERUNG UND REVISION

Die Erdgas Ostschweiz AG nutzt seit einigen Jahren auch die Dienstleistung der Revision und Kalibrierung von Gasmessgeräten. Die Firma Wild bietet hierzu eine Vorprüfung mit Luft und einen hochmodernen Hochdruck-Prüfstand mit Erdgas, und neu auch Wasserstoff. Zum Rundum-Service gehören auch kundenspezifische Reparaturen, das Nachrüsten vom Encoderzählwerk und die Beschaffung von Ersatzteilen.

BAUHERR

- Energie 360° (Eigentümer)
- Erdgas Ostschweiz EGO
(Betreiber und Konzessionär)

INGENIEURE

Eigenleistung der Erdgas Ostschweiz
(Pirmin Küttel)

BAUNTERNEHMER

ADRV Fiorentini/Wohlgroth

LIEFERUMFANG

- 1 Ultraschallgaszähler EcoSonic X12 DN80 ANSI 600
- 1 Kugelhahn HKSF-W100 AE100/114,3 mm ANSI 600
- 2 Isolierstücke IK AE100/114,3 mm ANSI 600
- 1 Isolierstück ET AE200/219,1 mm PN16

MARK NÄGELI WIRD NEUER CEO DER HÄNY AG

HÄNY AG

TEL. +41 (0)44 925 41 11

WWW.HAENY.COM

Nach 14 intensiven Jahren übergibt CEO Sabina Häny den Führungsstab an Mark Nägeli. Die Häny AG ist und bleibt ein inhabergeführtes Familienunternehmen – letztes Jahr übernahm Jessica Arzner-Häny das Unternehmen in sechster Generation von ihrem Vater Eduard Häny.

Nach langer Planung zieht sich Sabina Häny per 30. September 2022 aus der operativen Tätigkeit zurück. Sie hat dem Unternehmen wichtige Impulse verliehen, Strukturen optimiert, neue Produkte entwickelt und Generalvertretungen übernommen. Insbesondere mit der Niederlassung in Österreich und dem Produktionswerk in Bulgarien sowie dem Aufbau von Häny Inc. in den USA hat sie für die Häny AG den internationalen Markt erschlossen. Sabina Häny verbleibt weiterhin im Verwaltungsrat, dadurch bleiben ihre Kompetenz und ihr Erfahrungsschatz dem Unternehmen erhalten.



Sabina Häny, Jessica Arzner-Häny und der neue CEO der Häny AG: Mark Nägeli.

Mit Mark Nägeli übernimmt ein Maschinenbau-Ingenieur und Marketingprofi das Steuer. Sein Persönlichkeitsprofil und sein Werdegang prädestinieren ihn für diese Aufgabe.

Durch seine Aufgeschlossenheit und seine «Macher-Mentalität» überzeugte er den Verwaltungsrat von Beginn an. Mit

seinem technischen Wissen, seinen Erfahrungen im Ausland und seinen Kenntnissen im Bereich Familienunternehmen passt er perfekt zur Häny AG. Er teilt und vertritt die Werte des Unternehmens wie Tradition, Innovation, Qualität und Nachhaltigkeit und wird es in eine erfolgreiche Zukunft führen.

ZUKUNFTSSICHERE MEMBRANVENTILE FÜR WASSER

KSB (SCHWEIZ) AG

TEL. +41 (0)43 210 99 33

WWW.KSB.COM

MEMBRANVENTIL-BAUREIHE SISTO-16RGAMaXX

Beim Transport von Trinkwasser gibt es aus konstruktiver und aus werkstofftechnischer Sicht hohe Anforderungen an die eingesetzten Armaturen. Um diesen Ansprüchen gerecht zu werden, hat die zur KSB-Gruppe gehörende SISTO Armaturen S.A. in Luxemburg die Membranventil-Baureihe SISTO-16RGAMaXX mit Gewindemuffen und einem Edelstahlgehäuse sowie einer speziellen Trinkwassermembrane auf den Markt gebracht.

Als Gehäusewerkstoff kommt 1.4409 zum Einsatz. Dieser zeichnet sich besonders durch seine Beständigkeit gegenüber gechlortem Wasser und seiner Trinkwassertauglichkeit aus. Die tottraumfreie Gestaltung des Gehäuses sorgt für die

Reinhaltung des Mediums, weil sich keine Ablagerungen im Ventil bilden können. Die Baugrößen reichen von Nennweite Rp 1/2" bis 3".

Eine gekammerte und abgestützte Membrane maximiert die Standzeit und ist für einen Druck von 16 bar ausgelegt. Sie ist aus hochwertigem Elastomer (EPDM/W270) gefertigt und erfüllt die Anforderungen für Kunststoffe in Kontakt mit Trinkwasser (KTW-BWGL) des Umweltbundesamtes. Der Temperaturbereich der Ventile reicht von -10°C bis +90°C. Damit eignet sich die Baureihe auch sehr gut für eine thermische Desinfektion.

Da die Gewindespindeln zur Betätigung der Ventile nicht medienberührt sind, ist auch nach vielen Jahren Einsatz eine gute Bedienbarkeit sichergestellt. Ein Spindelschutz verhindert eine mögliche Verschmutzung von aussen und zeigt gleichzeitig die Ventilstellung an. Ein leichtgängiges Axiallager minimiert die auftretenden Schliessmomente.



Membranventil-Baureihe SISTO-16RGAMaXX mit Gewindemuffen, einem Edelstahlgehäuse sowie einer speziellen Trinkwassermembrane.

ENERGIEPERSPEKTIVEN: WIRTSCHAFT WÄCHST



Energieperspektiven 2050+ Volkswirtschaftliche Auswirkungen

Zusammenfassung der
wichtigsten Ergebnisse

Herausgeber:

Bundesamt für Energie BFE

20. Oktober, 2022

20 Seiten

pdf zum Download:

www.bfe.admin.ch

Ein ungebremster Klimawandel dürfte gewaltige volkswirtschaftliche Kosten zur Folge haben, wie verschiedene Studien zeigen. Der Bundesrat verfolgt deshalb ein Netto-Null-Ziel. Das heisst: Die Schweiz soll bis im Jahr 2050 unter dem Strich klimaneutral sein. Um dieses Ziel zu erreichen, muss die Schweiz ihr Energiesystem viel stärker auf inländische erneuerbare Energie ausrichten.

In den Energieperspektiven 2050+ hat das Bundesamt für Energie BFE aufgezeigt, dass die Schweiz ihre Abhängigkeit von Öl und Gas senken und energieeffizienter werden kann, und zwar mit Hilfe von tragbaren Investitionen. An diese Analyse knüpft eine neue Studie des Beratungsbüros Ecoplan an. Die Studie spielt drei Szenarien durch, mit denen die Schweiz das Netto-Null-Ziel erreichen kann, und prüft deren volkswirtschaftliche Auswirkungen.

WOHLFAHRT, BRUTTOINLANDPRODUKT (BIP) UND BESCHÄFTIGUNG WACHSEN WEITER

Die drei Szenarien beschreiben unterschiedlich ausgestaltete Massnahmenpakete, mit denen die Schweiz die Klimaneutralität erreichen könnte. In allen drei Szenarien wächst die Schweizer Wirtschaft bis 2050 deutlich weiter.

Im Hauptszenario steigt bis 2050 die Wohlfahrt, die Messgrösse für das Wohlbefinden eines Landes, um +36%. Das Bruttoinlandprodukt (BIP), die Messgrösse für das Befinden der Wirtschaft, steigt um +33% an. Dies entspricht einem jährlichen Wachstum von rund 1% bis 2050, analog zu den beiden weiteren Szenarien. Auch die Beschäftigung nimmt in allen drei Szenarien zu.

In der Wirtschaft wird der Strukturwandel weg von der energie- und treibhausgasintensiven Industrie hin zu den Dienstleistungen leicht verstärkt. Der Bau- und Energiesektor profitieren von den verstärkten Investitionen in Energieeffizienz und erneuerbare Energien in der Schweiz. In energieintensiven Sektoren geht die Studie von einem Rückgang der Beschäftigung aus.

Gegenübergestellt werden die drei Netto-Null-Szenarien einer hypothetischen Referenzentwicklung «Weiter wie bisher». Diese blendet jüngere klimapolitische Massnahmen in der Schweiz und im Ausland aus. Das Netto-Null-Ziel wird in der Referenzentwicklung verfehlt. Wohlfahrt und BIP wachsen pro Jahr minim um 0,04 bzw. 0,07% mehr als im Netto-Null-Hauptszenario. Das heisst: Der Verzicht auf eine wirksame Klimapolitik hat in Bezug auf das Wirtschaftswachstum kaum einen Effekt. Umgekehrt führt ein Verzicht zu erheblichen Klimaschäden, die ihrerseits massive volkswirtschaftliche Kosten zur Folge haben.

EINE UMFASSENDE GEGENÜBERSTELLUNG



Klimawandel FAQs

Fake News erkennen,
Argumente verstehen,
qualitativ antworten

Arno Kleber, Jana Richter-Krautz

2022, Softcover und ebook

springer.com

CHF 22.50/CHF 18.00

ISBN 978-3-662-64547-5

ISBN: 978-3-662-64548-2 (eBook)

Die meisten von uns kennen das Gefühl: Wir lesen eine Aussage zum Klimawandel und eine Minute später das genaue Gegenteil. Was ist nun wahr? Wie kann ich als Laie oder Fachfremder mitdiskutieren und Argumente finden, ohne selbst Fake News zu verbreiten? «Der Klimawandel ist ein politisch hoch brisantes Thema, das von Wissenschaft, Medien, Interessengruppen und politischen Entscheidungsträgern aufgegriffen und kontrovers interpretiert wird», schreiben Arno Kleber und Jana Richter-Krautz im Vorwort ihres Buches. Wie bei vielen politisch relevanten Themen stünden auch beim Klimawandel Ziele und Interessen unterschiedlicher Gruppen im Gegensatz zueinander. Man finde daher Bücher, die den Klimawandel erklären, und genauso solche, die ihm kritisch gegenüberstehen. Mit den Klimawandel FAQs wird erstmals eine systematische, umfassende und wertende Gegenüberstellung beider Seiten geboten und erklärt, wie wir Denkfehler und Manipulationstechniken erkennen, ihnen begegnen und unsere Meinung vertreten können. Ein Must-have für alle, die sich in Diskussionen über den Klimawandel behaupten wollen

VOLLZUGSHILFE FÜR DEN GRUNDWASSERSCHUTZ



Grundwasserschutz in stark heterogenen Karst- und Kluft-Grundwasserleitern

Ein Modul der Vollzugshilfe Grundwasserschutz

Herausgeber:

Bundesamt für Umwelt BAFU, 2022

Reihe: Umwelt-Vollzug UV

50 Seiten

pdf zum Download:

www.bafu.admin.ch

Die Vollzugshilfe «Grundwasserschutz in stark heterogenen Karst- und Kluft-Grundwasserleitern» ist ein Modul der Vollzugshilfe des Bundes für den Grundwasserschutz. Sie soll die Massnahmen zum Grundwasserschutz in der Schweiz harmonisieren. Die Vollzugshilfe beschreibt die Grundsätze für die Ausscheidung der Grundwasserschutzzonen (S1, S2, Sh, Sm) in Gebieten mit stark heterogenen Karst- und Kluft-Grundwasserleitern. Zudem präzisiert sie die Schutzmassnahmen und Nutzungsbeschränkungen für die Zonen Sh und Sm. Die Vollzugshilfe richtet sich primär an die Vollzugsbehörden sowie an die Wasserversorgungen und an geologische Beratungs- und Ingenieurbüros.

AQUA

TAGES-ANZEIGER, 27.09.2022

AUSGESPÜCKT

Nicht etwa, um Wasser zu sparen, legt die Stadt Zürich 280 Brunnen trocken, sondern um den städtischen Stromverbrauch um 300 000 kWh zu reduzieren.



Anders als auf dem Bild spuckt das Wasserspiel für eine Weile kein Wasser mehr in die Höhe.

Die Abschaltung von Brunnen gehört zum ersten Massnahmenpaket der Stadt. Zu den ersten und bekanntesten Brunnen gehören der *Alfred-Escher*-Brunnen vor dem Hauptbahnhof, der Jugendstilbrunnen auf dem Stadelhoferplatz oder auch das Wasserspiel auf dem Sechseläutenplatz – allesamt Brunnen, deren Betrieb besonders viel Energie benötigt. Da das Wasser in den Leitungen stets im Fluss bleiben muss, kann allerdings kein Brunnen abgeschaltet werden, wenn er sich am Ende einer Wasserleitung befindet – egal wie energieintensiv er ist. Das Brunnenangebot mag nun etwas

ausgedünnt sein, aber bei über 1200 Brunnen auf Stadtgebiet, von denen 400 mit Quellwasser versorgt sind, fällt dies nicht sehr ins Gewicht.

20 MINUTEN, 20.10.2022

AUSGESCHLAGEN

Sprudelwasser auf Knopfdruck herstellen kennt man. *Sodastream*, *Brita* und wie sie alle heissen bereichern die Haushalte seit Jahren. Aber unterwegs sein Wasser mit Kohlensäure anreichern, das ist neu. Die Idee dazu hatten zwei ETH-Absolventen. Sie gründeten das Start-up *Bottleplus* und entwickelten eine zweiteilige Flasche. Der untere Teil, der sogenannte Carboniser, kann abgeschraubt und zuhause an einer CO₂-Ladestation befüllt werden. Unterwegs lassen sich so rund fünf Liter Sprudelwasser herstellen. In der TV-Sendung «Die Höhle der Löwen», wo die beiden Firmengründer ihre modulare Flasche vorstellten, wollten gleich vier Investoren mit je 200 000 Franken in das Unternehmen einsteigen. Das Angebot schlug *Bottleplus* aber aus, da noch eine weitere Option aufging. Das ab März

2023 erhältliche Trinksystem kann für 180 Franken vorbestellt werden.

DER BUND, 19.10.2022

AUSGEZISCHT

Kohlensäure (CO₂) entsteht als Nebenprodukt bei der Ammoniakherstellung. Und diese braucht bekanntlich viel Erdgas. Nun hat der Chemiekonzern BASF, der grösste Ammoniakhersteller Europas, wegen hoher Gaspreise die Produktion eingestellt. Dies bringt die Getränkeindustrie in Nöte. Anders als in Italien oder Deutschland ist es hierzulande noch zu keinen Produktionsausfällen aufgrund fehlender Kohlensäure gekommen. Aber die Lage sei sehr angespannt, registriert das Bundesamt für wirtschaftliche Landesversorgung. Nicht nur Kohlensäure ist viel teurer geworden, auch die Kosten für PET-Flaschen, Transport und Energie sind in die Höhe geschossen. Die Preise für die Softdrinks und Mineralwasser der *Adelbodner Mineralquellen* sind bereits gestiegen und dürften weiter steigen. Auch über Sprudlerationierung wird diskutiert. So könnte der CO₂-Gehalt bald um ein halbes Gramm



Mit der *Bottleplus*-Flasche kann nun auch unterwegs gesprudelt werden. Das macht den Kauf einer handlichen PET-Flasche mit Sprudelwasser eigentlich obsolet.

PRESSEARTIKEL

Die Originalpresstexte sind für SVGW-/VSA-Mitglieder auf Anfrage zugänglich:

redaktion@aquaetgas.ch

GAS



Kohlensäure ist zur teuren Mangelware geworden. Sprudelrationierung beim Mineralwasser und steigende Preise beim Bier sind die Folge.

pro Flasche gesenkt werden. Gemäss Geschäftsführer *Patrick Marti* sei diese Reduktion geschmacklich noch zumutbar. Auch kleine Bierbrauer müssen ihre Preise anpassen. Bei ihnen kommen die gestiegenen Kosten für Hopfen, Malz, Glasflaschen und Kronkorken hinzu. Bei *Feldschlösschen* ist das CO₂-Problem nicht so akut, denn als Grossbrauerei verfügt sie über eine CO₂-Rückgewinnungsanlage. Mit dieser kann ein Teil des bei der Gärung entstehenden CO₂ aufgefangen und für die Abfüllprozesse verwendet werden.

BOTE DER URSCHWEIZ, 20.10.2022

AUSGERUTSCHT

Der Wasserpark *Alpamare* gehört zu den grossen Energieverbrauchern. Geheizt wird mit Gas des EW Höfe, zudem sind Wärmepumpen im Einsatz. Wie viel Energie für den Betrieb der Wasserrutschen, die Erwärmung des Wassers – im Solebad bis 36 Grad – und die Wasserauf-

bereitung benötigt werden, wird nicht kommuniziert. Aber Massnahmen, um den Energiebedarf zu reduzieren, haben die Verantwortlichen bereits eingeleitet. Um möglichst wenig Wärme zu verlieren, werden beispielsweise während der Nacht die Bäder zugedeckt. Zudem werden von den insgesamt zwölf Rutschen jeweils zwei während einer Stunde abgeschaltet. Da die Besucher meist mehrere Stunden im Erlebnispark verweilen, können sie trotzdem alle Rutschen nutzen. Auch im Bereich der Wasseraufbereitung sind Energieeinsparungen möglich. Zwar funktioniert das Filtersystem mit Sand noch gut, aber heute gäbe es modernere Techniken. Aktuell werde dies geprüft.

NAU.CH, 19.10.2022

AUFGESTAUT

Vor den Küsten Spaniens stauen sich die LNG-Frachter. Grund sind die hohe Nachfrage Europas nach Flüssigerdgas und die wenigen Anlegeplätze. Gemäss *Reuters* warten etwa 35 Frachter darauf, entladen zu werden. Obwohl Spanien mit sechs LNG-Terminals eigentlich über



Auf Kurs nach Europa stauen sich die LNG-Frachter.

ausreichend Kapazität verfügt, könnten nun Ladungen zurückgewiesen werden. Kursierenden Gerüchten zufolge laufen die Frachter die Terminals nicht an, weil sie auf höhere Preise spekulieren. *Ank*



Im Hinblick auf die mögliche Strommangellage schaltet Alpamare jeweils zwei Rutschen eine Stunde lang ab.

(sämtliche Bilder: © AdobeStock)

AQUA & GAS N° 12 | 2022



PFAS Belastung im Kanton St. Gallen

Thema

Neues aus Forschung und Entwicklung



50 Jahre NADUF - ein Rückblick

- GAK Pilotierung bei der ARA Muri
- Temperaturentwicklung der Berner Seen
- Grundwasserkörper
- Monitoring der PSM-Metaboliten im Grundwasser
- Qualitätsüberwachung einer temporären Trinkwasserversorgung
- L'étude de faisabilité de l'élimination du chlorothalonil et de ses métabolites

Kommende Themen

Januar	Abwasser und ARA
Februar	Wärmeversorgung
März	Infrastruktur

Inserateschluss der Dezember-Ausgabe
16. November 2022

WWW.AQUAETGAS.CH

Herausgeber | Editeur

Schweiz. Verein des Gas- und Wasserfaches
Société Suisse de l'Industrie du Gaz et des Eaux
Grütlistrasse 44 | 8027 Zürich
Tel. +41 (0)44 288 33 33
www.svgw.ch



Aqua & Gas

ISSN 2235-5197

Offizielles Organ des Schweizerischen Vereins des Gas- und Wasserfaches (SVGW) und des Verbandes Schweizer Abwasser- und Gewässerschutzfachleute (VSA)

Organe officiel de la Société Suisse de l'Industrie du Gaz et des Eaux (SSIGE) et de l'Association suisse des professionnels de la protection des eaux (VSA)

102. Jahrgang | 102^e année

Erscheint monatlich (Doppelausgabe im Sommer)

Verbreitete/verkaufte Auflage: 2802/2741 Expl. (WEMF/KS-Belastung 2021)

Revue mensuelle (numéro double en été); Tirage diffusé/dont vendu: 2802/2741 exemplaires (certifié REMP/CS 2021)

Redaktion | Rédaction

Dr. Margarete Bucheli (Bum), Chefredaktorin
Karin Anklin (Ank), Stv. Chefredaktorin
Eve Pintimalli (Pie), Assistenz
Tel. +41 (0)44 288 33 43
redaktion@aquagetgas.ch

Redaktionsbeirat | Comité rédactionnel

Martin Sager, Stefan Hasler,
Diego Modolell, Rolf Meier, Christos Bräunle

Gestaltung | Maquette

Mathis Füssler, Karin Anklin (Konzept)

Anzeigenverwaltung | Régie d'annonces

Zürichsee Werbe AG Fachmedien | Markus Haas
Laubisrütistrasse 44 | 8712 Stäfa
Tel. +41 (0)44 928 56 53 | Fax +41 (0)44 928 56 00
www.fachmedien.ch | aquagas@fachmedien.ch

Abonnementservice | Service de l'abonnement

Marion Schur
Tel. +41 (0)44 288 33 71 | abonnement@aquagetgas.ch

Abonnementspreise | Prix de l'abonnement

Schweiz CHF 205.- (inkl. MwSt.), im Ausland CHF 280.- (Europa) bzw. 330.- (übrige Länder); Einzelnummer: spez. Preis
Das Jahresabonnement läuft 12 Monate ab Anfang eines Kalenderjahres und verlängert sich automatisch um ein weiteres Jahr, wenn es nicht mit einer Frist von 6 Wochen schriftlich gekündigt wird.

CHF 205.- (TVA incl.), à l'étranger CHF 280.- (Europe) ou 330.- (autres pays); numéros individuels: prix spéciaux
L'abonnement est valable 12 mois à commencer du début de l'année civile et est renouvelé automatiquement à moins qu'il ne soit résilié par écrit avec préavis de 6 semaines.

Druck und Versand | Impression et expédition

Multicolor Print AG, 6341 Baar

Abdruck der Originalarbeiten, auch auszugsweise, nur mit Zustimmung der Redaktion und unter vollständiger Quellenangabe gestattet. Manuskripte unterliegen der redaktionellen Bearbeitung.

Die Annahme des Manuskriptes für Aqua & Gas setzt voraus, dass der Text inkl. Abbildungen bisher in dieser Form nicht veröffentlicht wurde, noch binnen eines Monats nach Erscheinen in Aqua & Gas in gleicher oder in ähnlicher Fassung publiziert wird. (Dies betrifft nicht die Verwendung von Teilen des Beitrages für Vorträge und Firmenmitteilungen oder deutlich gekürzt als Presseinformation.)

Die Redaktion geht davon aus, dass die Autoren berechtigt sind, über die urheberrechtlichen Nutzungsrechte an ihren Beiträgen (einschliesslich etwaiger Bildvorlagen, Zeichnungen und Tabellen) zu verfügen und dass keine Rechte Dritter verletzt werden.

Mit Annahme der Manuskripte erwirbt die Redaktion zugleich das Recht zur Übersetzung, zur Digitalisierung und Speicherung, zur Vergabe von Nachdruckrechten sowie zur Herstellung von Sonderdrucken und Fotokopien.

Toute reproduction d'articles publiés, même partielle, n'est autorisée que si la rédaction donne son aval et que la source est expressément mentionnée. Les manuscrits demeurent sujets à des modifications d'ordre rédactionnel.

WELCHE ROLLE KANN POWER-TO-X IM SCHWEIZER ENERGIESYSTEM SPIELEN?

Nicht nur Power-to-Gas, sondern Power-to-X, also alle Prozesse der Umwandlung von Strom in chemische Energieträger – von Wasserstoff über Methan oder Methanol bis hin zu synthetischen Treibstoffen wie Diesel oder Kerosin – standen im Zentrum der 13. ExpertInnengespräche, die Ende September vom Institut für Energietechnik der OST ausgerichtet wurden.

Welche Rolle wird Power-to-X (PtX) in einem künftigen Schweizer Energiesystem spielen? Sollen synthetische Trieb- und Brennstoffe im Inland produziert oder besser importiert werden? Wie lassen sich Power-to-X-Prozesse optimal einsetzen? Antworten auf diese Fragen liefern Modellierungen für verschiedene Szenarien. In den ersten beiden Vorträgen stellten *Gianfranco Guidati* (ETH Zürich) und *Robin Mutschler* (Empa) ihre Modelle und die damit erhaltenen Ergebnisse vor.

MODELLIERUNGEN ZEIGEN RANDBEDINGUNGEN FÜR PtX AUF

Das Modell des ETH-Forschers zeigt auf, dass eine Erhöhung der Preise für Methan zu einem schnellen Rückgang der Importe und einer Zunahme von Photovoltaik und Wasserstoff-Elektrolyse führt. Die Produktion von synthetischem Kerosin, was für die Dekarbonisierung des Flugverkehrs unverzichtbar ist, zeichnet sich unter diesen Bedingungen aber noch nicht ab. Erst ein sehr hoher Kerosinpreis (oder ein Importverbot) führt zu einem massiven Ausbau von Photovoltaik und Elektrolyse mit anschliessender Fischer-Tropsch-Synthese (Power-to-Liquid). Entscheidend sei insgesamt der Zugang zur primären Ressource, dem erneuerbaren Strom. Deshalb empfahl Guidati: «Die Schweiz sollte auf internationale Kooperation in Forschung, Entwicklung und Produktion setzen, nicht auf eine inländische Erzeugung.»



Gianfranco Guidati beantwortete modellgestützt die Frage «Synthetische Treib- und Brennstoffe: hier produzieren oder importieren?» mit der Empfehlung zu internationaler Kooperation.



Roger Balmer zeigte am Projekt eines Autohauses auf, wie mit Wasserstoff über netto null hinausgegangen werden kann.

Mit dem Empa-Modell wurden zwei Szenarien durchgerechnet, eines mit zehnfach höheren Kosten für Importe und eines mit deutlich limitierten Importmöglichkeiten (–90% Kapazität). In beiden Fällen wurde die Winterstromlücke berücksichtigt. Auch hier zeigte sich, dass PtX-Umwandlungspfade einen wichtigen Beitrag leisten können, um die Systemkosten bei Importverknappung und Verteuerung zu minimieren. Vor allem die saisonale Speicherung – in welchem Energieträger auch immer, sei es Wasserstoff, Methan, Wärme oder Kerosin – sei unter diesen Bedingungen enorm wichtig, so Mutschler. Mit seiner abschliessend in den Raum gestellten Frage «Geht uns das CO₂ für PtX-Prozesse aus?» unterstrich er, dass nicht nur der Zugang zu erneuerbarer Elektrizität, sondern auch zum Rohstoff CO₂ entscheidend sein wird.

13. ExpertInnengespräche Power-to-X

Dass sich der Import von synthetischem Methan lohne, davon war *Jachin Gorre* (Grinix GmbH) überzeugt. Bei der aktuellen Strompreislage sei derzeit in Europa Power-to-Gas nur in Teilen Norwegens, Schwedens und Islands wirtschaftlich darstellbar. Weltweit gebe es aber dennoch einige interessante Standorte für PtX, wie Gorre anhand der globalen Power-to-X-Potenzialkarte des Fraunhofer IEE (<https://maps.iee.fraunhofer.de/ptx-atlas/>)



Potenzielle Standorte für Geo-Methanisierungsprojekte sind im Schweizer Mittelland zu finden, wie Larry Diamond berichtete.

aufzeigte. Er wies weiter darauf hin, dass das durch die PtX-Technologie produzierbare Methanol im Energiesektor keine grosse Rolle spiele, dafür aber umso mehr im Industriesektor: «Methanol ist die zweitmeist gehandelte Flüssigkeit der Welt.»

PtX-Projekte

Der nächste Vortragsblock widmete sich Projekten, in denen PtX-Technologien zum Zuge kommen. Wie mit grünem Wasserstoff ein nicht nur energieautarkes, sondern sogar klimapositives Autohaus geschaffen werden kann, erläuterte Roger Balmer von Pro Energie. Die wichtigsten «Zutaten» zu dieser Insellösung ohne Stromnetz- und Gasanschluss sind: eine Photovoltaikanlage zur Energieversorgung, ein PEM-Elektrolyseur zur Wasserstoffproduktion sowie eine stationäre Brennstoffzelle mit Wärmeauskopplung zur Rückverstromung, eine Wärmepumpe für Kälte- und Wärmeproduktion und eine öffentliche Wasserstofftankstelle. Schliesslich sind noch drei Speicher vorgesehen: ein Wasserstoffspeicher, ein Batteriespeicher und ein Eisspeicher.

Peter Trawitzki von der Energiedienst Holding AG, einem Stromanbieter im Raum Südbaden/Hochrhein und im Wallis, berichtete über Power-to-Liquid- wie auch Power-to-Gas-Projekte. Aus den ersten beiden, nicht erfolgreichen Power-to-

Diesel-Projekten war zu lernen, dass die Verkleinerung konventioneller Verfahrenstechnik (Fischer-Tropsch-Verfahren) nicht zielführend ist. Im innovativen dritten Dieselprojekt sei deswegen die von Ineratec entwickelte Mikroverfahrenstechnik zum Einsatz gekommen.

Das Leuchtturmprojekt «Power-to-Gas Wyhlen» umfasst einen 10-MW-Elektrolyseur (alkalische Elektrolyse, Strom von Laufwasserkraftwerk), eine Gasaufbereitung sowie Flaschen- und Abfüllstationen. Die Wirtschaftlichkeit sei aktuell nur gegeben bei Verwendung des Wasserstoffs in der Brennstoffzellenmobilität, so Trawitzki. Die Pilotanlage werde künftig im Zentrum des Reallabors H₂-Wyhlen stehen, eines der 20 deutschen «Reallabore der Energiewende».

Die Natur zu Hilfe nehmen – Flexstore-Projekt

Die biologische Methanisierung nutzt Mikroorganismen – methanogene Archaeen –, die Wasserstoff und CO₂ in Methan umwandeln. Für diesen Prozess muss nicht unbedingt ein Bioreaktor eingesetzt werden, sondern auch ausgeförderte Erdgasstätten können als Reaktor und gleichzeitig als Speicher für das gebildete Methan dienen. Im Gegensatz zu Österreich, wo dieser Ansatz der Geomethanisierung entwickelt wurde, verfügt die Schweiz über keine solchen Lagerstätten. Dennoch ist nicht ausgeschlossen, dass die Geomethanisierung hierzulande nicht doch möglich ist, wie Larry Diamond, Professor für Geochemie und Petrologie an der Universität Bern, ausführte (siehe auch Artikel in dieser Ausgabe, S. 26). Der Forscher beschrieb die geologischen Strukturen, die hierfür genutzt werden könnten und die im Schweizer Molasse-Becken (Mittelland) mancherorts zu finden sind. Allerdings sind weitere seismische Untersuchungen und Explorationsbohrungen nötig, um die Eignung der ermittelten Standorte nachzuweisen.

Neues Netzwerk: SPIN

SPIN steht kurz für *Swiss Power-to-X Collaborative Innovation Network*, ein Verein, der im Frühjahr 2022 gegründet wurde, um PtX in der Schweiz voranzutreiben. SPIN-Geschäftsführer Peter Metzinger stellt den noch jungen Verein und seine Ziele vor: «Die Aufgabe von SPIN ist es, den Austausch zwischen den Akteuren - aus Forschung, Industrie, Politik, Verwaltung und Zivilgesellschaft - zu fördern und die Schaffung geeigneter Rahmenbedingungen für Power-to-X zu erleichtern.» Bum

PRAKTIKA-PLÄTZE ODER SEMESTERARBEITEN

PLACES DE STAGES OU TRAVAUX DE SEMESTRE



« Mon stage a renforcé mon intérêt pour le domaine de l'eau ; un domaine passionnant et d'avenir ! »

Oriane Etter

Holinger AG, Lausanne



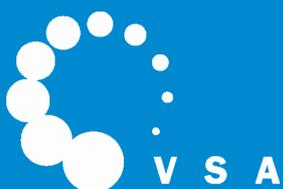
Wir können als Branche konkret dazu beitragen, dass der Berufseinstieg der jungen Fachleute erfolgreich verläuft und diese langfristig in der Siedlungswasserwirtschaft Fuss fassen und sich engagieren.



Sara Engelhard

Stv. Direktorin VSA

Projektleiterin Abwasserreinigung



Nous nous y engageons!

Wir engagieren uns!

Liste 2022
vsa.ch/praktika

FERNWÄRME

GEOHERMIE-FORUM: CHANCEN FÜR SYNERGIEN

Das Geothermie-Forum in Bern stand ganz im Zeichen des Ausbaus der erneuerbaren Energien. Als lokale und CO₂-neutrale Bandenergie können verschiedene Formen der Geothermie einen Beitrag zur Dekarbonisierung leisten. Am Branchenanlass wurden unterschiedliche Ansätze diskutiert, wie Geothermie zur Energiewende beitragen kann, und wo die grössten Herausforderungen liegen.



Podiumsgespräch mit Vertreterinnen und Vertretern aus Politik und Wirtschaft.
Rechts im Bild: SVGW-Vorstandsmitglied Pascal Abbet der Groupe E Celsius.



Vergleich von Marc Muller, Impact Living, zwischen Ist (kleiner Punkt) und Soll (grosser Kreis) von nachhaltigen Energien in der Schweiz.

In der Schweiz entfallen über 50 Prozent des gesamten Energieverbrauchs auf die Wärmeerzeugung. Diese ist für 60 Pro-

zent des CO₂-Ausstosses verantwortlich. Dies, weil rund 60 Prozent der Raum- und Prozesswärme nach wie vor aus fossilen Energieträgern gewonnen wird, wie Nicole Lupi vom Bundesamt für Energie (BFE) in ihrem Vortrag am Geothermie-

Forum in Bern ausführte. Um die Dekarbonisierung des Wärmesektors zu erreichen, seien daher klimaneutrale Lösungen wie Geothermie zentral.

VON UNTIEFER, MITTELTIEFER UND TIEFER GEOHERMIE

Während die Bedeutung der Geothermie am Forum unbestritten war, wurde in mehreren Vorträgen auch auf verschiedene Herausforderungen hingewiesen: So benötigen Wärmepumpen Strom im Betrieb. Damit die untiefe Geothermie nachhaltig ist, muss diese Energie aus erneuerbaren Energiequellen wie Solar-energie oder Windkraft kommen.

Mitteltiefe Geothermie wiederum benötigt zwar weniger Wärmepumpen, muss aber in der Nähe der Abnehmerinnen realisiert werden, da sich Wärme nicht effizient über weite Distanzen transportieren lässt. Geothermische Kraftwerke werden daher oft in urbanen Gegenden gebaut und mit Fernwärmenetzen gekoppelt. Dazu sind Bohrungen notwendig, die in der Stadt besonders anspruchsvoll sind. Dafür verursachen die Anlagen danach keine Umweltbelastungen, brauchen kaum Platz und liefern 365 Tage pro Jahr bei jeder Witterung Wärme mit geringen variablen Kosten.

Tiefe Geothermie ist in der Bevölkerung wegen möglicher Erdbeben umstritten. Hier sei Aufklärungsarbeit notwendig, denn mitteltiefe Geothermie verwende nicht dieselbe Technologie. Anlagen wie z. B. die 1994 erbaute Geothermieanlage in Riehen zeigten, dass der Betrieb solcher Anlagen ohne Beeinträchtigung der Bevölkerung möglich ist.

PODIUMSGESPRÄCH ZU POLITISCHEN RAHMENBEDINGUNGEN

Die Podiumsdiskussion, an der auch Nationalrätin Katja Christ und Nationalrat Bastien Girod teilnahmen, drehte sich um die Frage, wie die Politik geeignete

WEITERE INFORMATIONEN

Sämtliche Präsentationen des Geothermie-Forums sind verfügbar unter:
www.connect4geothermal.ch

SVGW FERNWÄRME



Networking im Foyer des Geothermie-Forums.

(Bilder © Geothermie-Schweiz / Roland J. Keller)

Rahmenbedingungen für den Ausbau der Geothermie schaffen kann. Neben der Beschleunigung und Vereinfachung der Genehmigungsverfahren wurde insbesondere eine finanzielle Risikoabsicherung für Explorationsbohrungen gefordert. Solche Bohrungen sind notwendig, um geeignete Standorte für geothermische Kraftwerke zu finden. Die Wahrscheinlichkeit einer erfolgreichen Bohrung ist dabei vergleichbar mit Öl- und Gasbohrungen. Im Schnitt sind vier bis fünf Probebohrungen notwendig, bis ein produktives Reservoir gefunden wird. In der Schweiz sind die Kenntnisse über den Untergrund im Vergleich zu Nachbarländern mit einer Tradition im Bergbau und der Exploration von Öl und Gas zudem gering. Hinzu kommt wie bei allen Energie- und Infrastrukturprojekten das Risiko von Einsparungen. Das macht es anspruchsvoll, Investoren zu finden, die bereit sind, das finanzielle Risiko zu tragen. Der Geothermieverband fordert daher eine Risikodeckung und Subventionen vom Bund, um einen adäquaten Anreiz in einem noch nicht ausreichend etablierten Markt zu schaffen. Konkret sollen 90% der Kosten für Probebohrungen über Risikogarantien abgedeckt werden. Andere Länder kennen solche Garantiemechanismen und diese hätten sich bewährt. *Brc*

SVGW-PARALLELSESSION ZU NUTZUNGSKONFLIKTEN

Neben den Plenarsessions wurden am Geothermie-Forum mehrere, themenspezifische Parallelsessions zum Schutz und Nutzen der Ressourcen im Untergrund, zur Gewinnung und Verteilung von Wärme sowie zur Produktion von Strom und der Speicherung von Energie durchgeführt. Auch der SVGW bestritt eine Parallelsession. Mehrere Referate gingen auf die Ziel- und Nutzungskonflikte der Ressourcen ein.

NEBEN- UND MITEINANDER IST MÖGLICH

Bereits heute wird der Untergrund von verschiedenen Akteuren genutzt, sei es, um die Infrastruktur für den Transport von Gas, Wasser, Abwasser Fernwärme, Telekommunikation oder Elektrizität zu verlegen oder Grundwasser für die Trinkwassergewinnung zu fördern, wie *Rolf Meier*, Leiter des Bereichs Wasser beim SVGW, ausführte. Insbesondere bei der gleichzeitigen Nutzung des Untergrunds für die Trinkwasser- und die Wärmeenergiegewinnung könnten Nutzungskonflikte entstehen. Im Rahmen der Raumplanung ist daher sicherzustellen, dass die energetische Nutzung von Grundwasser nicht die sichere Versorgung mit wertvollem Trinkwasser aufs Spiel setzt. Dabei bietet die Geothermie auch Chancen für Synergien. So wurde anhand eines konkreten Beispiels aufgezeigt, wie ein Trinkwassernetz auch für die Wärmenutzung eingesetzt werden kann. Das zeigt, dass ein Neben- und Miteinander bei der Nutzung des Untergrundes durchaus möglich ist. *Brc*



Stefan Güpfer, Fachspezialist Fernwärme, und Rolf Meier, Leiter Bereich Wasser, an der vom SVGW moderierten Session «Wasser, eine Schlüsselressource zum Trinken und für Energie».

FERNWÄRME

ERFOLGREICHER START DER FERNWÄRME-KOMMISSIONEN

Mit der Einführung des ordentlichen Kommissionssystems schliesst der SVGW die Aufbauphase des Fachbereichs Fernwärme erfolgreich ab. Damit schafft er die Voraussetzung für weiteres Wachstum – auch im Bezug auf neue Mitgliedschaften – im Bereich Fernwärme.

Stefan Güpfer, Fachspezialist Fernwärme

2015 ergänzte der SVGW seine beiden Fachbereiche Gas und Wasser mit einem dritten: Neu hinzu kam der Fachbereich Fernwärme. Die Vision und Mission der Initianten war klar: Gemeinsam wollten sie sich im SVGW dafür einsetzen, ein Dienstleistungsangebot für den Fernwärmebereich zu schaffen, wie es für die Gas- und Trinkwasserbranche seit über 100 Jahren besteht. Also ein schweizweit geltendes Regelwerk, das praxisnah den anerkannten Regeln der Technik wiedergibt, dazu ein passendes Aus- und Weiterbildungsangebot mit Fachveranstaltungen und -tagungen sowie eine Milizorganisation im Bereich Fernwärme.

MEILENSTEINE IM SEPTEMBER

Die Gründung der Fernwärme-Hauptkommission (FW-HK) und der beiden Unterkommissionen (FW-UK1 und -UK2) im September 2022 ist der aktuell letzte Schritt auf diesem Weg. Der Aufbau, die Struktur und die inhaltlichen Schwerpunkte der drei Kommissionen wurden

im ersten Halbjahr 2022 mit den Fernwärmemitgliedern erarbeitet. Parallel dazu haben die verschiedenen Mitglieder ihre Kandidatinnen und Kandidaten für die drei Kommissionen nominiert. Je nach Tätigkeit und Schwerpunkten der Kommissionen wurden geeignete Fachpersonen identifiziert, um den Aufbau mit der geforderten Effizienz und Kompetenz zu unterstützen.

DIE HAUPTKOMMISSION

Die Fernwärme-Hauptkommission, kurz FW-HK, ist für die übergeordnete, strategische Entwicklung des Fachbereichs zuständig. Sie konzentriert sich darauf, Veränderungen in der Branche aufzunehmen und das Dienstleistungsangebot des SVGW darauf auszurichten. Wo drückt aus Sicht der Werke aktuell der Schuh? Welche Veränderungen und Trends beeinflussen das tägliche Geschäft der Fernwärmenetzbetreiber? Wo können überbetriebliche Lösungen helfen, die Branche einen Schritt voranzubringen?



Der Fernwärme ist neben Gas und Wasser einer der drei Fachbereiche des SVGW. Das Regelwerk und die Ausbildungsangebote für den Fachbereich sind noch im Aufbau.

Gibt es Fachgebiete oder -themen, für die gemeinsam der Wunsch nach einer Richtlinie oder einem Schulungsangebot besteht? Mit solchen Fragen setzt sich die FW-HK auseinander und trägt dadurch dazu bei, das Dienstleistungsangebot des SVGW entsprechend den Bedürfnissen der Fernwärmebranche in der Schweiz weiterzuentwickeln.

ERSTE FW-HK AM 27. SEPTEMBER 2022

Die FW-HK hat ihre Tätigkeit am Kickoff-Meeting vom 27. September aufgenommen. Unter dem Vorsitz des Vorstandsmitglieds *Michael Sarbach* (Regionalwerke Baden AG) und verschiedenen Vertretern der Geschäftsstelle des SVGW haben sich rund zehn Werkvertreter unter anderem über den bevorstehenden Auf- und Ausbau des Regelwerks ausgetauscht. Es besteht grosse Einigkeit darin, dass das Regelwerk das zentrale Element im Dienstleistungsangebot des SVGW ist. Daher steht für die FW-HK ausser Frage, Ausbau und Weiterentwicklung des Fernwärme-Regelwerks in den kommenden Jahren mit hoher Priorität voranzutreiben. Hierfür sollen in den kommenden Wochen und Monaten eine solide Strategie entwickelt und die Schwerpunkte bestimmt werden.



Das Team Fernwärme der Geschäftsstelle: Bernhard Feuerhuber und Stefan Güpfer.

SVGW GAS

ZWEI UNTERKOMMISSIONEN

Auch die neu gegründeten Unterkommissionen FW-UK1 (15. September) und FW-UK2 (22. September) kamen erstmals im September zusammen. Die Unterkommissionen bilden das technische Rückgrat in der Kommissionsarbeit des SVGW. In den Unterkommissionen sind die Mitgliedswerke mit den Fachexperten und -spezialisten vertreten, um den konkreten Aufbau des Dienstleistungsangebots des SVGW voranzutreiben.

BETRIEB UND INSTANDHALTUNG VON FERNWÄRMENETZEN

Erstes Schwerpunktthema der FW-UK1 ist die Erstellung eines praxisnahen Dokuments zu Betrieb und Instandhaltung von Fernwärmenetzen. In einem ganzheitlichen Ansatz werden die Erfahrungen der Werke zu aktuell technischen Fragestellungen rund um den effizienten und nachhaltigen Betrieb und Unterhalt von Fernwärmenetzen in einem Dokument festgehalten.

Die Kommissionsprache der FW-UK1 ist Französisch.

AUFBAU DES BILDUNGSANGEBOTS

Erster Schwerpunkt der FW-UK2 ist das Bildungsangebot. Die Fernwärmenetzbetreiber beurteilen die Situation am Arbeitsmarkt seit Jahren kritisch. Es ist nach wie vor anspruchsvoll, Mitarbeitende mit einem entsprechenden Berufsabschluss im Bereich Fernwärme zu rekrutieren. Nicht minder schwierig ist es, für Mitarbeitende in diesem Fachgebiet eine passende Weiterbildung zu finden. Diesen Missständen soll die SVGW-Ausbildung Fachspezialist/in Fernwärme entgegenwirken. Das Angebot wird über die kommenden Monate/Jahre durch die FW-UK2 in enger Zusammenarbeit mit dem Bildungsbereich des SVGW entwickelt.

Kommissionsprache der FW-UK2 ist Deutsch.

WASSERSTOFF FÜR NETTO-NULL-ZIEL ENTSCHEIDEND

Um das Netto-Null-Ziel bis 2050 zu erreichen, wird «Wasserstoff aus erneuerbaren Energien eine entscheidende Rolle spielen». Das schreibt das Bundesamt für Energie in einem Thesenpapier «zur künftigen Bedeutung von Wasserstoff in der Schweizer Energieversorgung». Der SVGW hatte Gelegenheit, im Sounding-Board des BFE die Position der Branche einzubringen.

In der Energie- und Klimapolitik der Schweiz spielte Wasserstoff bisher nur eine untergeordnete Rolle. Die vom Bundesamt für Energie BFE veröffentlichten Energieperspektiven 2050+ zeigen aber, dass Wasserstoff sowie weitere auf erneuerbarem Strom basierende Treib- und Brennstoffe einen wichtigen Beitrag zur Erreichung des Netto-Null-Ziels 2050 leisten können. Das BFE erarbeitet deshalb zurzeit eine «Wasserstoff-Roadmap 2050», die aufzeigen soll, in welchen Bereichen die Verwendung von Wasserstoff sinnvoll ist, wo und wie er produziert und gespeichert werden kann und welche regulatorischen Rahmenbedingungen für den gezielten Aufbau eines Wasserstoffmarktes in der Schweiz nötig sind.

ERSTE ECKPUNKTE FÜR EINE ROADMAP

Mit dem Ende September veröffentlichten «Thesen zur künftigen Bedeutung von Wasserstoff in der Schweizer Energieversorgung» legt das BFE erste Eckpunkte für eine «Wasserstoff-Roadmap» fest. Diese wird auf der Grundlage der Energieperspektiven 2050+ und der langfristigen Klimastrategie 2050 des Bundesrats zusammen mit der Branche und den wichtigsten Interessensvertreterinnen und -vertretern erarbeitet. Aus dem Treffen mit den Vertretern sowie unter Einbezug ihrer Stellungnahmen hat das BFE neun Thesen formuliert.

NEUN THESEN

1. Wasserstoff leistet einen Beitrag für die Erreichung des Netto-Null-Ziels 2050.
2. Die Schweiz setzt auf «grünen» Wasserstoff aus erneuerbaren Energien.



Elektrolyseur in der Power-to-Gas-Anlage von Limeco in Dietikon.

(© Limeco)

3. Die Produktion von grünem Wasserstoff erfordert den Zubau von erneuerbaren Energien.
4. Wasserstoff wird in der Schweizer Energieversorgung in Zukunft dort verwendet, wo es wirtschaftlich und ökologisch am sinnvollsten ist.
5. In der Wärmeversorgung wird «grüner» Wasserstoff nur dann eingesetzt, wenn es keine erneuerbaren Alternativen gibt.
6. Die Planung der saisonalen Speicherung von «grünem» Wasserstoff muss frühzeitig angegangen werden.
7. Für den Import von «grünem» Wasserstoff braucht es einen internationalen Marktzugang und ein Register mit Herkunftsnachweisen.
8. Für den Transport des Wasserstoffs muss in der Schweiz ein Vertriebssystem aufgebaut werden.
9. Forschung und Entwicklung bleiben wichtig.

GAS

H₂-THESEN ZUM DOWNLOAD

Die Thesen können von der BFE-Datenbank unter Publikationen heruntergeladen werden:

<https://pubdb.bfe.admin.ch/>

NUTZUNG DER BESTEHENDEN GAS-INFRASTRUKTUR

Aus Sicht des SVGW ist ein ausgebautes Transportnetz für Wasserstoff zentral für eine erfolgreiche Transformation des Gassektors. Besonders erfreulich ist, dass im Thesenpapier die Nutzung der bestehenden Gasinfrastruktur für den Transport von Wasserstoff explizit berücksichtigt wird. Es gelte «abzuklären, inwieweit das bestehende Gasverteilnetz Teil des künftigen Wasserstoffnetzes sein

kann.» Dazu sei eine Überprüfung der bestehenden Rohrleitungsgesetzgebung notwendig.

Ausserdem müssten «Regeln zu Verfahrensfragen und Sicherheitsbestimmungen – auch was die stetige Erhöhung der Beimischung von Wasserstoff betrifft – überprüft und allenfalls angepasst werden.»

VON DER BRANCHE FÜR DIE BRANCHE – AUCH BEIM WASSERSTOFF

Der SVGW wird insbesondere in diesem Bereich sein Wissen und seine Erfahrung einbringen können. Wichtig ist aus Sicht der Branche, dass verfahrens- und sicherheitstechnische Regeln beim Netzbau auch weiterhin im bewährten Milizsystem des SVGW entwickelt werden: von der Branche für die Branche. *Brc*

**LEBENSMITTELRECHT:
4. REVISIONSPAKET IN VERNEHMLASSUNG**

Ende September wurde die Vernehmlassung der revidierten Lebensmittel- und Gebrauchsgegenständeverordnung sowie 22 weiterer Verordnungen eröffnet. Unter den vorgeschlagenen Anpassungen finden sich auch solche, die die Trinkwasserversorgung betreffen.

*Martin Bärtschi,
Fachspezialist Wasser*

Die lebensmittelrechtlichen Verordnungen werden regelmässig angepasst, insbesondere um das Schweizer Recht demjenigen der EU anzugleichen. Im jetzigen 4. Revisionspaket, das unter dem Namen «Stretto 4» läuft, werden unter anderem verschiedene Änderungen in der Trink-, Bade- und Duschwasserverordnung (TBDV) vorgeschlagen. Ausserdem sollen spezifische Regelungen zu Trinkwasserkontaktmaterialien aus der Bedarfsgegenständeverordnung herausgenommen werden. Damit werden die Anforderungen an Trinkwasserkontaktmaterialien nur noch in der Lebensmittel- und Gebrauchsgegenständeverordnung und in der TBDV beschrieben.

ANPASSUNGEN IN DER TBDV

Erste kleinere Änderungen der TBDV aufgrund der neuen EU-Trinkwasser-Richtlinie 2020/2184 werden vorgeschlagen. Weitere Anpassungen an das europäische Recht werden für eine spätere Revision evaluiert. Zu den Änderungen zählt z.B. die Aufnahme des Parameters Bisphenol A in den Anhang 2. Zudem wird Artikel 4 Absatz 4 ergänzt, der die für die Wasseraufbereitung zulässigen Stoffe und Verfahren regelt. Analog zur EU-Trinkwasser-Richtlinie 2020/2184 werden Anforderungen an die Reinheit von Stoffen, die im Trinkwasserbereich eingesetzt werden, formuliert, und die Verfahren

REVIDIERTE RLV IN VERNEHMLASSUNG

Die Vernehmlassung zur revidierten Rohrleitungsverordnung (RLV) ist eröffnet. Mit der Revision soll der Geltungsbereich der RLV auf Wasserstoff erweitert werden.

Diego Modolell, Leiter Bereich Gas

Das Bundesamt für Energie BFE hat über die Eröffnung des Vernehmlassungsverfahrens bezüglich Revision der Rohrleitungsverordnung informiert. Grundsätzlich umfasst die Änderung die Aufnahme des Wasserstoffs in den Kreis der Treib- und Brennstoffe und in die entsprechende Gesetz- und Verordnungsumgebung.

Im Begleitschreiben des BFE wird deutlich, dass sämtliche Bewilligungsverfahren für Planung, Bau und Betrieb über den Bund laufen sollen. Die Grenzen bezüglich Druck und Aussendurchmesser der Leitung wurden analog Erdgas gewählt. Dies erscheint technisch wenig sinnvoll. Der SVGW



Der Geltungsbereich der Rohrleitungsverordnung soll auf Wasserstoff erweitert werden.

wird eine entsprechende Stellungnahme verfassen.

VERNEHMLASSUNG LÄUFT BIS 20. DEZEMBER

Das Vernehmlassungsverfahren dauert bis zum 20. Dezember 2022. Sämtliche Dokumente können auf *Fedlex* des Bundes unter «Vernehmlassungen» eingesehen werden: www.fedlex.admin.ch

WASSER

GROSSES INTERESSE AM WEBINAR ZUR STROMMANGELLAGE

Die mögliche Strommangellage beschäftigt die Wasserversorger und Gemeinden intensiv. Eindrückliches Zeugnis davon gab die rege Beteiligung am Webinar Ende September. Das Fachdossier auf der SVGW-Website wird stetig ergänzt.

Rolf Meier, Leiter Bereich Wasser



Als Lebensmittel Nr. 1 ist auch Trinkwasser von manchen Anpassungen im Lebensmittelrecht betroffen (© AdobeStock)

sollen den anerkannten Regeln der Technik genügen.

STELLUNGNAHME DES SVGW

Die SVGW-Geschäftsstelle wird die vorgeschlagenen Anpassungen prüfen und innerhalb verschiedener Wasser-Kommissionen und Arbeitsgruppen diskutieren, um auf dieser Grundlage gegebenenfalls eine Stellungnahme einzureichen. Anregungen hierzu nimmt *Martin Bärtschi*, Fachspezialist Wasser, gerne entgegen: m.baertschi@svgw.ch

IN VERNEHMLASSUNG BIS ENDE JANUAR

Die Vernehmlassung endet am 31. Januar 2023. Die Änderungen der 23 lebensmittelrechtlichen Verordnungen sowie Erläuterungen zu diesen sind auf der Website des Bundesamts für Lebensmittelsicherheit und Veterinärwesen BLV zu finden:

www.blv.admin.ch > Das BLV > Rechts- und Vollzugsgrundlagen > Vernehmlassungen

Am Webinar vom 21. September 2022 zeigten Experten aus der Stromversorgung und dem Ingenieurbereich deutlich auf, dass Wasserversorger als Betreiber kritischer Infrastrukturen leider keine Sonderbehandlung bezüglich Stromversorgung erwarten können. Folglich sollten die Notstromversorgung und unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV) für Förderanlagen und Anlagen der Mess-, Steuer- und Regelungstechnik hinsichtlich der zu erwartenden rollierenden, 4- bis 8-stündigen Abschaltungen überprüft und ggf. optimiert werden.

CHECKLISTE UND MERKBLÄTTER

Mit der alleinigen Konzentration auf das Thema Notstrom/USV kann eine solche Herausforderung von den Wasserversorgern allerdings nicht erfolgreich gemeistert werden. Viel wichtiger ist die Überprüfung des Gesamtsystems «Wasserversorgung». Dazu hat die Geschäfts-

stelle des SVGW eine Checkliste und verschiedene Merkblätter entwickelt. Mit diesen Hilfsmitteln können die Prozesse der Wasserversorgung entlang der gesamten Wertschöpfungskette – von der Gewinnung bis zur Abgabe an den Kunden – systematisch überprüft werden. Neben technischen und organisatorischen Massnahmen wird auch die Kommunikation zu den Kundinnen und Kunden, zum Krisenstab, zu anderen Wasserversorgern u.v.m. von grosser Wichtigkeit sein.

WEBINAR AUF FRANZÖSISCH

Am 4. November wird das Webinar in französischer Sprache durchgeführt. Zudem sind – abhängig von der weiteren Entwicklung – weitere Webinare vorgesehen.

Sämtliche Unterlagen sind kostenlos im eigens dafür eingerichteten Webdossier verfügbar:

www.svgw.ch/wasser/dossiers/

zyklische Netzabschaltungen, Prinzip
(genaue Schaltzeiten werden CH-weit koordiniert)

Woche: ERSTE WOCHE, ZWEITE WOCHE

Tag: Vorletzter Tag, Letzter Tag, Erster Tag

Stunde: 20:00, 00:00, 04:00, 08:00, 12:00, 16:00, 20:00, 00:00, 04:00, 08:00, 12:00, 16:00

Unternehmen: Gruppe a, Gruppe b, Gruppe c

Unternehmen: Gruppe A, Gruppe B

Legende: Gruppe eingeschaltet (grün), Gruppe ausgeschaltet (rot), Vorletzter Zyklus

Typen der USV Anlagen

Off-Line (Standby) USV

- Schutz vor:
 - Stromausfall/Netzausfall
 - Spannungseinbruch/Spannungsabfall
- Vorteile:
 - Hoher Wirkungsgrad bis zu 100%
 - Kleine, kompakte Bauweise
 - Niedriger Preis
- Nachteile:
 - Keine Filterwirkung gegen Oberwellen und Spannungsverzerrungen
 - Keine Filterwirkung gegen Frequenzänderungen
 - Keine dauernde Überwachung der Batterie
 - Manche LAN-Komponenten wie z.B. HUB's vertragen die Umschaltunterbrechung nicht

realttech

Videostills vom Webinar. Die Aufzeichnung des Webinars ist im Webdossier «Strommangellage» verfügbar.

BILDUNG

NEUES AUSBILDUNGS- UND PRÜFUNGSREGLEMENT GWF101

Seit 1988 werden Schweißer-Ausbildungskurse im PE-Bereich angeboten. Das Prüfungsreglement dazu folgte rund zehn Jahre später. Dieses wurde nun in das neue SVGW-Reglement GWF101 überführt.

Dorothe von Moos, Fachspezialistin Bildung



GWF101, das Ausbildungs- und Prüfungsreglement, kann gratis im SVGW-Shop heruntergeladen werden:
www.svgw.ch/shopregelwerk/

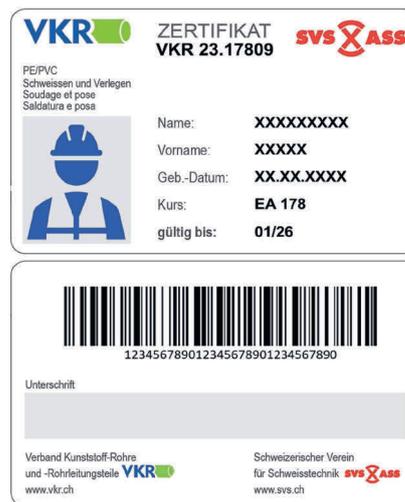
Die Ausführung einer Schweißverbindung bestimmt massgeblich die Zuverlässigkeit eines Rohrleitungsnetzes. Umso wichtiger ist die Ausbildung/Qualifikation

des Schweißers. Schweißer, die Rohre aus Polyethylen (PE) verbinden, müssen gemäss SVGW-Richtlinien G2 (Gas), W4 (Wasser) und F2 (Fernkälte/Anergienetze) über ein gültiges Schweißerzertifikat (SZ) und einen gültigen Schweißerpass (SP) verfügen. Um diese zu erlangen, werden seit 1988 PE-Schweißer-Ausbildungskurse angeboten.

Seit 1997 liegt dazu ein Prüfungsreglement vor, das von den Vertretern der Träger- (suissetec, SBV, VSA und SVGW) und der Ausbildungs-Organisationen (VKR und SVS) in den vergangenen Jahren grundlegend überarbeitet und in das neue Reglement GWF101 überführt wurde. Dieses deckt die Mindestanforderungen für Ausbildung, Erstprüfung und Verlängerungsprüfung ab.

RELEVANTE NEUERUNGEN IM ABLAUF

- Zur Verlängerungsausbildung (VA) sind nur Teilnehmer zugelassen, welche die Erstausbildung (EA) durchlaufen haben und in Besitz eines noch gültigen SZ und SP (CH, D, A) sind.



Beispiel eines Schweißerspasses.

- In der Übergangsfrist bis 30. Juni 2023 werden noch Teilnehmer zur VA zugelassen, deren Gültigkeitsdatum des SZ/SP bereits überschritten ist. Stichtag ist das Anmeldedatum.
- Bei nachfolgenden VA muss der Teilnehmer eine ununterbrochene, regelmässige Schweißspraxis bestätigen, damit die Gültigkeit des SZ/SP auf fünf Jahre ausgestellt werden kann.
- Der SVGW wird künftig auf seiner Website ein Personenregister führen, das die PE-Schweißer mit gültigem SZ/SP listet (freiwillig).



Die Qualität der ausgeführten Schweißverbindungen bestimmt massgeblich die Zuverlässigkeit des Rohrleitungsnetzes.

KURSE UND VERANSTALTUNGEN

KURS «PRAKTISCHE EINFÜHRUNG IN DIE W12»

Daten 18. und 24. November 2022
Ort Wasserversorgung Zürich
Info www.svgw.ch/w12
m.mathys@svgw.ch

Als offizielle Richtlinie zur Selbstkontrolle in der Wasserversorgung hat die SVGW-Richtlinie W12 für gute Verfahrenspraxis in Trinkwasserversorgungen (GVP) schweizweit grosse Bedeutung. Entsprechend wichtig ist ihre umfassende praktische Einführung in der Wasserversorgungsbranche. Die W12-Schulung umfasst zwei resp. drei Kurstage. Der dritte Kurstag ist optional.

REVIDIERTE W12

Die W12 wurde in den vergangenen zwei Jahren revidiert. Auf die vorgenommenen Änderungen wird in der Schulung speziell eingegangen.

1. KURSTAG (18. NOVEMBER)

Einführung ins Thema und Vermittlung der fachlichen Grundlagen der Richtlinie

TISG 007 «GASTANKSTELLEN»

Datum 9. März 2023
Ort Apex AG, Dänikon
Info www.svgw.ch/Gastankstellen
r.hoffmann@svgw.ch

Die Kursteilnehmenden werden gezielt über die Instandhaltungs- und Prüfvorschriften von Gastankstellen und Gasbetankungsanlagen orientiert. Die Aufteilung der Instandhaltungsarbeiten zwischen den verschiedenen Beteiligten wie Hersteller, Gasversorgung usw. wird vermittelt.

Der praktisch orientierte Unterricht zeigt den Teilnehmenden die Absicherungsmechanismen der Anlage auf. Dadurch werden die Teilnehmenden befähigt, einen möglichen Ereignisfall richtig ein-

W12 sowie Vorstellung des IT-Tools *AquaPilot*.

2. KURSTAG (24. NOVEMBER)

In Gruppen werden vor Ort anhand der W12 einzelne Prozessschritte der Wasserversorgung beurteilt und so das erworbene Wissen praxisnah angewandt. Für die Diskussion der Resultate und Erkenntnisse sowie für Fragestellungen rund um die eigene Versorgung ist im Kurs ausreichend Zeit vorgesehen.

3. KURSTAG (OPTIONAL, DATUM OFFEN)

Spezifisches Training des SVGW-eigenen IT-Tools *AquaPilot*. Anhand von Praxisbeispielen werden vertiefte Anwenderkenntnisse vermittelt.

ZIELPUBLIKUM

Der Kurs richtet sich an Mitarbeitende und Verantwortliche von Wasserversorgungen im Bereich Qualitätssicherung sowie an beratende Ingenieure und Vertreter von kantonalen Ämtern.

zuschätzen und den Sicherheitsanforderungen entsprechend zu handeln.



Der TISG-Kurs 007 vermittelt alles über Gastankstellen, was das Instandhaltungspersonal und die Sicherheitsverantwortlichen wissen müssen. (© Oester Apex)

NOVEMBER | DEZEMBER

TISG 004W_2 «SICHERES ARBEITEN AN GASFÜHRENDEN LEITUNGEN 4»

8. November 2022 | Basel

TISG 006_1

«GASDRUCKREGELANLAGEN»

15./16. November 2022 | Schwerzenbach

TISG 006_2

«GASDRUCKREGELANLAGEN»

17./18. November 2022 | Schwerzenbach

KURS «PRAKTISCHE EINFÜHRUNG IN DIE W12»

18./24. November 2022 | Zürich

RICHTLINIENKURS «F1 FERNWÄRME»

22.–24. November 2022 | Zürich

KURS «ROHRVERLEGER»

Block 1

23./24. November 2022 | Schwerzenbach

KURS «ROHRVERLEGER»

Block 2

30. November – 2. Dezember 2022 | Basel

KURS

«GRUNDLAGEN HAUSTECHNIK WASSER»

12.–14. Dezember 2022 | Schwerzenbach

JANUAR 2023

KURS

«GRUNDLAGEN HAUSTECHNIK GAS»

9.–13. Januar 2023 | Schwerzenbach

TISG 002_1 «GRUNDKURS TISG»

18. Januar 2023 | Schwerzenbach

KURS «WASSERWART 2023/1»

Block 1

24.–26. Januar 2023 | Bern

BERUFSPRÜFUNG «KONTROLEUR/IN GAS- UND TRINKWASSERINSTALLATIONEN»

Modul Sicherheitskontrolle

30./31. Januar 2023 | Schwerzenbach

KURSE UND VERANSTALTUNGEN

KURS

«BASISWISSEN WASSERVERSORGUNG»

31. Januar 2023 | Zürich

FEBRUAR

BERUFSPRÜFUNG «KONTROLLEUR/IN GAS- UND TRINKWASSERINSTALLATIONEN»

Modul Sicherheitskontrolle

1.–3. Februar 2023 | Schwerzenbach

TISG 004W_1 «SICHERES ARBEITEN AN GAS-FÜHRENDEN LEITUNGEN»

7. Februar 2023 | Basel

KURS «WASSERWART 2023/2»

Block 1

28. Februar 2023 | Schwerzenbach

MÄRZ

TISG 001 «ARBEITSSICHERHEIT UND GESUNDHEITSSCHUTZ FÜR SICHERHEITSBEAUFTRAGTE»

Grundkurs

7./8. März 2023 | Schwerzenbach

TISG 007 «GASTANKSTELLEN»

9. März 2023 | Schwerzenbach

BERUFSPRÜFUNG «KONTROLLEUR/IN GAS- UND TRINKWASSERINSTALLATIONEN»

Modul Beratung

13.–16. März 2023 | Schwerzenbach

FINANZIERUNG DER WASSERVERSORGUNG

16. März 2023 | Zürich

TISG 001 «ARBEITSSICHERHEIT UND GESUNDHEITSSCHUTZ FÜR SICHERHEITSBEAUFTRAGTE»

Modul Wasser

21. März 2023 | Schwerzenbach

TISG 001 «ARBEITSSICHERHEIT UND GESUNDHEITSSCHUTZ FÜR SICHERHEITSBEAUFTRAGTE»

Modul Gas

22. März 2023 | Schwerzenbach

KURS «WASSERWART 2023/1»

Block 3

22. März 2023 | Bern

TISG 001 «ARBEITSSICHERHEIT & GESUNDHEITSSCHUTZ FÜR SIBE»

Datum 7./8. März sowie
21. und 22. März 2023

Ort Schwerzenbach

Info www.svgw.ch/
Sicherheitsbeauftragte
r.hoffmann@svgw.ch

Der Lehrgang für Sicherheitsbeauftragte (Sibe) vermittelt stufengerechte Kompetenzen, um die Aufgaben des Sicherheitsbeauftragten fachgerecht und gesetzeskonform auszuüben.

GRUNDMODUL (7./8. MÄRZ)

Basiswissen zu Arbeitssicherheit und Gesundheitsschutz nach EKAS 6508 und UVG. Rechtliche Grundlagen, Sicherheitskonzept und Verantwortlichkeiten, Methoden zur Gefährdungsermittlung und Massnahmenplanung, Sicherheitskultur im Unternehmen, menschliche Faktoren/Motivation, Unfallursachenanalyse, Not-

fallorganisation, Grundlagen zur Freizeitsicherheit.

MODUL WASSER (21. MÄRZ)

Wasserspezifische Vertiefung mit Fokus auf Einstieg in Schächte und Behälter, wasserführende Anlagen, Gesundheitsschutz und Umgang mit Chemikalien.

MODUL GAS (22. MÄRZ)

Gasspezifische Vertiefung mit Fokus auf Arbeiten an gasführenden Leitungen und Installationen, unfallträchtige Zustände im Betrieb, sicherer Umgang mit Gefahrenstoffen und Anwendung der persönlichen Schutzausrüstung (PSA).

ANMERKUNG

Die Teilnahme an den Modulen Gas und Wasser ist nur nach besuchtem Grundmodul beim SVGW, VSE oder bei Arbeitssicherheit Schweiz möglich.

WIR GRATULIEREN DEN 30 NEUEN BRUNNENMEISTERN!

Herzliche Gratulation den 30 neuen Brunnenmeistern! Wir freuen uns auf die festliche Fachausweisübergabe Anfang 2023!

Der Brunnenmeisterlehrgang 2022 erfolgte noch nach der alten Prüfungsordnung. Durchgeführt wurden die

sechs Kurswochen zwischen März und Anfang September bei *suisselec* in Losdorf und im Campus Sursee.

An dieser Stelle bedanken wir uns herzlich bei den Referenten für die jahrelange Unterstützung und das grosse Engagement beim Unterrichten. *Vmd*



Impressionen vom praktischen Prüfungsteil «Leck-/Leitungsortung».

NOUVELLES DE ROMANDIE

REMISE DES DIPLÔMES DE FONTAINIER

La remise des diplômes de fontainier a eu lieu le 30 septembre à Payerne. Cela a été l'occasion d'en connaître un peu plus sur le service et la distribution de l'eau de cette ville et de fêter dignement le succès des nouveaux diplômés.

Laurent Roquier, SSIGE

La ville de Payerne a été l'hôte de la remise des brevets fédéraux des fontainiers de la classe romande 2021/2022. Après l'accueil agréablement accompagné de café et croissants, monsieur *Jacques Henchoz*, Municipal, et monsieur *Frédéric Monney*, Chef de service, nous ont présenté la structure de leur service de distribution de l'eau potable.

PRÉSENTATION DU SERVICE DE L'EAU DE PAYERNE ET DES DÉFIS MAJEURS

M. Henchoz nous a présenté une étude, qui arrive à ses conclusions, sur l'élimination des résidus de chlorothalonil par des charbons actifs. Ce projet pilote mené depuis quelques mois a permis d'esquisser des pistes pour éliminer ce nouveau fléau qui trouble les nuits de bien des distributeurs. Les résultats sont prometteurs et l'impact financier peut être maintenu relativement bas en réutilisant les charbons pour l'épuration des eaux usées.

Cela n'a évidemment pas manqué d'intéresser les nouveaux diplômés qui seront probablement de plus en plus confrontés à ce genre de problématique.

CADRE HISTORIQUE POUR LA CÉRÉMONIE DE REMISE DES DIPLÔMES

La très imposante salle du tribunal de Payerne a servi de cadre à la cérémonie de remise des diplômes. La communauté des fontainiers compte désormais 30 nouveaux diplômés. Nous comptons un échec sur trente et un candidats. C'est une formation exigeante qui demande une implication et du travail personnel. Encore un fois, l'émotion et la joie des nouveaux brevetés et leurs proches l'ont démontré. La plus émue fut probablement la seule fontainière de la volée. L'occasion de regretter le très faible nombre de femmes participants à cette formation. Nous avons ensuite partagé un apéro offert par la Ville de Payerne, que nous

remercions. Le traditionnel repas pris en commun a permis de conclure cette journée de manière conviviale.

FÉLICITATIONS ET REMERCIEMENTS

Tout en félicitant les nouveaux fontainiers, je remercie chaleureusement tous ceux qui ont permis de rendre cela possible, que cela soit le personnel de la SSIGE, mais aussi les nombreux et indéfectibles enseignants.

PROCHAINS COURS EN 2023 ET 2024

La prochaine classe de fontainiers commencera en janvier 2023. Elle est déjà complète. Le cours 2024 est malheureusement déjà presque plein aussi. N'hésitez pas à vous inscrire au plus vite. Pour les inscriptions, une politique de respect de l'ordre chronologique sera appliquée.

PÉNURIE DE GAZ ET D'ÉLECTRICITÉ

Les distributeurs d'eau et de gaz pourraient être confrontés cet hiver à des pénuries de gaz ou d'électricité. La SSIGE met à disposition de ses membres des recommandations pour s'organiser et se préparer techniquement. Des séminaires ont déjà eu lieu, mais pourraient être reconduits en fonction de l'évolution de la situation.

Vous pouvez vous tenir informé sur notre site www.ssige.ch/eau ou www.ssige.ch/gaz



Les nouveaux diplômés.

AGENDA

COURS INSTALLATEUR AGRÉÉ GAZ

5 janvier – 11 mai 2023 | Yverdon-les-Bains

COURS SURVEILLANT DE RÉSEAU

13-15 juin 2023 | Yverdon-les-Bains

FORMATION EXPLOITANT D'USINE DE POTABILISATION

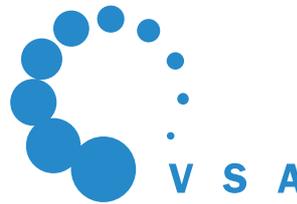
11 septembre – 8 décembre 2023 | Yverdon-les-Bains et d'autres lieux

Verband Schweizer
Abwasser- und
Gewässerschutz-
fachleute

Association suisse
des professionnels
de la protection
des eaux

Associazione svizzera
dei professionisti
della protezione
delle acque

Swiss Water
Association



Europastrasse 3
Postfach, 8152 Glattbrugg
sekretariat@vsa.ch
www.vsa.ch
T: 043 343 70 70

Leiter/in CC Abwasserreinigung (20%, Nebenamt, ab Juni 2023)

Was Sie erwartet

Als «Motor» unseres Centre de Compétence (CC) Abwasserreinigung sind Sie zusammen mit Ihrem fachlich breit abgestützten Leitungsteam Schaltstelle für alle CC-Themen und verantwortlich für die Weiterentwicklung der CC-Angebote (Publikationen, Tagungen, Ausbildungen etc.). Sie pflegen einen regen Austausch mit den CC-Mitgliedern und sorgen für die Koordination mit den anderen VSA-CCs.

Ihre Hauptaufgaben:

- Neue Themen und Herausforderungen im Fachbereich des CC früh erkennen, Projekte lancieren sowie CC-Veranstaltungen bestimmen (Fach-/Erfahrungstagungen etc.).
- Verantwortung für die effiziente Ausführung sämtlicher Aufgaben des CC Abwasserreinigung
- Ansprechpartner des Vorstands und des Direktors für die Themen des CC Abwasserreinigung
- Teilnahme an Führungskonferenzen sowie an der jährlichen «Strategiesitzung» des Vorstands
- Drehscheibe für fachspezifische Auskünfte

Was Sie idealerweise mitbringen

Sie sind eine initiative und organisatorisch starke Macherpersönlichkeit und bringen Erfahrung mit im Bereich Abwasserreinigung (Verfahrenstechnik, Schlammbehandlung, Energie und Klima etc.). Sie sind ein Teamplayer und vernetzt mit Bund, Kantonen und der Privatwirtschaft, sprachlich gewandt, sicher im Auftritt und schreiben zielgruppengerecht. Gute Kenntnisse einer zweiten und Verständnis der dritten Landessprache sind von Vorteil.

Vorschläge für eine Co-Leitung sind willkommen!

Bei Bewerbungen für eine Co-Leitung werden wir die «Komplementarität» der beiden Personen besonders gewichten (Frau/Mann; Sprachregionen; Betreiber/Ingenieurbüro/Verwaltung etc.).

Wir freuen uns auf Ihre Bewerbung per E-mail an stefan.hasler@vsa.ch (Anhang bitte in einer PDF-Datei zusammenfassen). Für Fragen steht Ihnen Stefan Hasler, Direktor VSA, unter Tel. +41 43 343 70 72 zur Verfügung.

Der VSA

Der VSA (Verband Schweizer Abwasser- und Gewässerschutzfachleute) engagiert sich für saubere und lebendige Gewässer. Dies erreicht er durch professionelle Ausbildungsangebote, Regelwerke und Informationen zum Gewässerschutz sowie über politisches Engagement.

VSA

KURSE UND VERANSTALTUNGEN

BETRIEBLICHER UMWELTSCHUTZ: INDUSTRIEABFÄLLE

Datum 15./16. November 2022
Ort Lenzburg

FACHKURS

Unsere Expertinnen und Experten vermitteln die fachlichen und rechtlichen Grundlagen für eine ressourcenschonende Abfallbewirtschaftung. Die Teilnehmenden werden befähigt, Sparpotenziale und die Möglichkeiten zur Kostenreduktion beim Abfallanfall im Betrieb zu erkennen.

THEMA UND ZIEL

Betrieblicher Umweltschutz ist ein komplexes Aufgabenfeld. Verantwortliche in Industrie und Gewerbe, Planer, Architekten, Verwaltungsangestellte und viele andere Involvierte sind konfrontiert mit Fragen zu Umweltrecht, Stand der Technik, Normen, Prozessen, Kosten und Gebühren sowie zur Vollzugspraxis in der Schweiz. Viele gewerbliche und industrielle Betriebe müssen ihre Abwässer

vorbehandeln, bevor sie diese in die öffentliche Kanalisation einleiten dürfen. Gemäss Art. 13 der Eidg. Gewässerschutzverordnung müssen diese Betriebe dafür sorgen, dass das verantwortliche Betriebspersonal über die erforderlichen Fachkenntnisse verfügt.

Der Kurs vermittelt theoretische Grundlagen und Informationen in den Bereichen Cleaner Production, technische Verfahren zur Abfallentsorgung und zu rechtlichen Voraussetzungen und amtlichen Bewilligungsverfahren. Voraussetzung ist ein Grundwissen über das Abfallwesen.

ZIELPUBLIKUM

Der Kurs richtet sich an Umweltverantwortliche, Prozessverantwortliche, Verantwortliche für Qualitäts- oder Umweltmanagement, Verwaltungsangestellte aus Umwelt- und Bauämtern oder Werkabteilungen sowie an Mitarbeitende von Zertifizierungsstellen und Facility Manager.



Viele gewerbliche und industrielle Betriebe müssen ihre Abwässer vorbehandeln, bevor sie diese in die öffentliche Kanalisation einleiten dürfen.

SAVE THE DATE:

VSA-FACHTUNG UND MITGLIEDERVERSAMMLUNG
3. Mai 2023 | Zürich

NOVEMBER | DEZEMBER

GEWÄSSERPERLE PLUS – ZUM WOHL VON MENSCH UND NATUR

Webinar
8. November | online

AQUA URBANICA 2022

Internationaler Kongress
13.–15. November | Zweideln-Glattfelden

INDUSTRIEABFÄLLE

Fachkurs
15./16. November 2022 | Lenzburg

DATENMANAGEMENT SE

Fachkurs
22. November 2022 | Zürich

FACHPERSON GRUNDSTÜCKENTWÄSSERUNG

Update-Kurs
28. November 2022 | Zürich

ROHRSTATIK II

Fachkurs
29. November 2022 | Zürich

DEZEMBER

ARBEITSSICHERHEIT UND HYGIENE

Fachkurs
7. Dezember | Uetendorf

QUIK FÜR BAULEITER

Fachkurs
13. Dezember | Glattpark Opfikon

KURSANGEBOT UND ANMELDUNGEN

www.vsa.ch/bildung

CALENDRIER DES ÉVÉNEMENTS ET INSCRIPTION

www.vsa.ch/formation

KURSE UND VERANSTALTUNGEN

PROJEKT- UND BAULEITUNG SIEDLUNGSWASSERWIRTSCHAFT

Datum 25./26. Januar 2023
Ort Olten

FACHKURS

In der zweitägigen Weiterbildung «Projekt- und Bauleitung Siedlungswasserwirtschaft» werden die einzelnen Planungs- und Bauablaufphasen mit all den kritischen Erfolgsfaktoren und Stolpersteinen vermittelt. Angesprochen sind Ingenieurinnen und Ingenieure der Siedlungswasserwirtschaft.

THEMA UND KURSZIEL

Eine professionelle Projektplanung und -abwicklung hat zahlreiche Facetten, die für eine erfolgreiche Projektbearbeitung in der Siedlungswasserwirtschaft beachtet werden müssen. Entsprechend vielfältig ist die thematische Ausrichtung des Kurses.

Erfahrene Fachexperten vermitteln unter Berücksichtigung geltender Gesetze, Normen und Richtlinien praxiserprobtes Wissen zu den Themen Projektentwicklung und -abwicklung. Auch die Projektorganisation mit Terminplanung wird beleuchtet.

Erfolgsrelevant sind zudem das Wissen um Submissionen und Werkverträge. Thematisiert werden zudem Sicherheitsfragen auf der Baustelle, Ausführungskontrollen/Abnahmen und Mängel oder Kostenplanung und Dokumentation.

Die Teilnehmenden lernen im Fachkurs praxisnah die komplexen Planungs- und Bauablaufphasen wie auch die Stolpersteine und Erfolgsfaktoren kennen.

ZIELPUBLIKUM

Wir sprechen Ingenieure und Ingenieurinnen an, welche neu als Projekt- und Bauleiter auf dem Gebiet der Siedlungswasserwirtschaft (Abwasserentsorgung und Trinkwasserversorgung) tätig werden oder noch nicht lange in dieser Funktion tätig sind.

Für Teilnehmende, die schon länger in diesem Bereich tätig sind, ist der Kurs eine gute Auffrischung.

ROHRSTATIK II

Datum 29. November 2022
Ort Zürich

FACHKURS

Im Kurs «Rohrstatik II» wird ein statisches Verständnis für Schächte und Spezialprofile vermittelt. Zudem werden statische Fachbegriffe eingeführt und erklärt. Die Anwendung eines eigens entwickelten Berechnungstools ermöglicht den Teilnehmenden ein effizienteres Arbeiten.

THEMA UND KURSZIEL

Im Grundlagenteil wird speziell auf die Begriffe «Rohrsteifigkeit SF», das «Beulen» und die «Verformung von profilierten Kunststoffrohren und -Schächten» ein-

gegangen. Die Teilnehmenden führen anschliessend mithilfe eines Tools auf Excelbasis statische Berechnung für Spezialprofile und Schächte durch. Diese Programme entlasten die Statikerinnen und Statiker von den aufwändigen Berechnungen von Hand.

ZIELPUBLIKUM

Der Fachkurs wurde für Baufachleute entwickelt, die sich mit der Planung, Projektierung und Ausführung von Kanalisationen befassen.

Das Verständnis von statischen Zusammenhängen wird vorausgesetzt, der Nachweis des Fachkurses «Rohrstatik I» ist nicht notwendig für den Besuch von «Rohrstatik II».

BETRIEB UND UNTERHALT KOMPLEXER ABWASSERVORBEHANDLUNGSANLAGEN F2

Datum 24./25. Januar 2023
Ort Bern

FACHKURS

Viele gewerbliche und industrielle Betriebe müssen ihre Abwässer vorbehandeln, bevor sie diese in die öffentliche Kanalisation einleiten dürfen. Sie sind gesetzlich verpflichtet, für diese Arbeiten fachkompetentes Betriebspersonal einzusetzen. Hier setzt der Fachkurs F2 an und schult Fachkräfte in Kontrolle und Wartung komplexer mehrstufiger Abwasservorbehandlungsanlagen wie Anlagen zur Metallelimination und Entgiftungsanlagen.

THEMA UND ZIEL

Referentinnen und Referenten vermitteln im Kurs die Grundlagen der betrieblichen und physikalisch-chemischen Prozesse von Abwasserreinigungsanlagen. Beleuchtet werden auch die Zusammenhänge erweiterter Abwasserreinigungsan-

gen und komplexer Entgiftungsprozesse in Galvanobetrieben, KVA usw. Weitere Themen sind die Optimierung der Unterhaltsarbeiten und -kosten sowie Einsparung von Betriebsmitteln und Prozess(ab)wasser.

ZIELPUBLIKUM

Der Kurs «F2» richtet sich an Personen, welche in gewerblichen und industriellen Betrieben für den Betrieb, die Kontrolle und die Wartung komplexer mehrstufiger Abwasservorbehandlungsanlagen zuständig sind:

- Personen aus der Branche der Metalloberflächenbehandlung (Galvanik, Gleitschleifen usw.) zuständig für komplexe Vorbehandlungsanlagen.
- Personen, die für die Untersuchung von Abwässern zuständig sind.
- Personen auf der Suche nach einer fachspezifischen und praxisbezogenen Weiterbildung mit Fokus Abwasservorbehandlung.

VSA CENTRES DE COMPÉTENCES

KÜNFITIGE AUSRICHTUNG DES CC «SIEDLUNGSENTWÄSSERUNG»

Die aktuelle Strategie des CC «Siedlungsentwässerung» läuft Ende Jahr aus. Anlass genug, um am diesjährigen CC-Treffen den Blick nach vorne in die neue Strategieperiode zu richten. Rund 60 CC-Mitglieder nahmen sich in Olten die Zeit, ausführlich über Ideen und Stossrichtungen des CC für die nächsten Jahre zu diskutieren.

Reto Battaglia, Co-Leiter CC «Siedlungsentwässerung»

Das Treffen des CC «Siedlungsentwässerung» vom 27. September 2022 in Olten gestaltete sich in einen strategischen Teil und einen fachlichen Teil. Es stand zudem im Zeichen der Übergabe vom bisherigen an das neue Leitungsteam.

VIER STOSSRICHTUNGEN

Zu Beginn des Workshops präsentierte die zukünftige CC-Leitung (*Théodora Cohen Liechti* und *Markus Gresch*) ihre Vorstellungen für die zukünftige Ausrichtung des Centre de Competence. Diese können in vier Stossrichtungen zusammengefasst werden:

- gute Einführung und Begleitung der neuen Produkte des CC (Empfehlungen, Richtlinien etc.)
- Sichtbarkeit des CC bei Gemeinden, Kanalnetzbetreibern, Ingenieurbüros und anderen Akteuren erhöhen
- Verstärkung der Präsenz in der Romandie und im Tessin
- Lancierung neuer Projekte und Ideen

Anschliessend diskutierten die CC-Mitglieder in acht Gruppen über diese Inputs. Die engagierten Gespräche und die Vielzahl an Rückmeldungen haben einmal mehr gezeigt, dass die aktive Mitwirkung an den CC-Treffen sehr geschätzt wird. Das neue Leitungsteam kann somit auf einen grossen Strauss von Ideen zurückgreifen. In einem nächsten Schritt

wird es nun darum gehen, diese Inputs zu konkretisieren und mit der übergeordneten VSA-Strategie abzugleichen; letztere befindet sich zurzeit ebenfalls in Überarbeitung. Zu guter Letzt soll die CC-Strategie soweit «heruntergebrochen» werden, dass daraus konkrete Massnahmen und Aktivitäten für die nächsten Jahre resultieren. Die neue CC-Strategie soll bis spätestens Mitte 2023 vorliegen.

DATENMANAGEMENT IN DER SIEDLUNGS-ENTWÄSSERUNG

Der zweite Teil des CC-Treffens war einem Fachthema gewidmet, das uns zukünftig verstärkt beschäftigen wird: Datenmanagement in der Siedlungsentwässerung. Mit drei Vorträgen wurde die Thematik aus verschiedenen Blickwinkeln beleuchtet. In Form der aktualisierten Wegleitung «Daten der Siedlungsentwässerung» und dem entsprechenden Fachpersonenkurs hat der VSA eine wertvolle Basis gelegt. In den nächsten Jahren wird es darum gehen, diese gute Praxis in der täglichen Anwendung zu verankern – ganz im Sinne der ersten der oben genannten Stossrichtungen.

ÜBERGABE DER CC-LEITUNG

Dieses CC-Treffen war das letzte unter der jetzigen Leitung (*Christoph Bitterli*, *Reto Battaglia*, *Alain Wyss*). Wir geben den Stab an das neue Führungsduo



Die neue CC-Leitung: Théodora Cohen Liechti und Markus Gresch.

weiter. Wir sind sehr glücklich über diese ideale Nachfolgelösung und wünschen den beiden alles Gute in ihrer neuen Funktion. Zugleich bedanken wir uns bei allen Mitgliedern für die jahrelange konstruktive Zusammenarbeit. Ein CC lebt von der aktiven Teilnahme der Mitglieder – in dieser Hinsicht konnten wir immer auf Euch zählen!

NEUE PUBLIKATIONEN

In den nächsten Monaten werden drei wichtige Publikationen des CC «Siedlungsentwässerung» in die Vernehmlassung geschickt:

- das GEP-Musterpflichtenheft
- die Empfehlung «Hydraulische Beurteilung in der Siedlungsentwässerung»
- die Empfehlung resp. Richtlinie zur Integralen Betrachtung ARA – Netz – Gewässer (zusammen mit den CC «Gewässer» und «Abwasserreinigung»)

Die Vernehmlassungen können sich teilweise überschneiden. Wir bitten um Verständnis und freuen uns über viele Rückmeldungen.



Gasverbund Mittelland AG

Fachkraft Tiefbau als Projektleiter Planung (m/f/d)

Meine Kundin, die Gasverbund Mittelland AG in Arlesheim, ist eine der vier regionalen Gasversorgerinnen der Schweiz. Sie beschafft und transportiert Erd- und Biogas zu bestmöglichen Konditionen im Mittelland sowie in der Nordwestschweiz. Sie unterhält ein Hochdruck-Pipelinennetz von rund 520 km mit über 80 Übergabestationen und beschäftigt gut 60 Mitarbeitende.

Die Planung dieser Hochdruckanlagen wird zunehmend komplexer, denn die Sicherheits- und Umweltschutzvorschriften werden laufend strenger. Daher bin ich beauftragt, zur Unterstützung des Teams Planung/Dokumentation eine zuverlässige, kommunikative und strukturiert arbeitende **Fachkraft Tiefbau (m/f/d) als Projektleiter Planung** zu finden, die selbständig, motiviert und gut organisiert die Planung von Neu- und Umbauprojekten übernimmt.

Hauptaufgaben sind die Ausarbeitung von Gesuchen im Rahmen von Plangenehmigungsverfahren samt Umweltverträglichkeitsprüfung. Als Projektleiter koordinieren Sie in diesem Zusammenhang die Arbeiten der Ingenieurbüros und aller involvierten Fachstellen. Zudem bearbeiten Sie anspruchsvolle Bauvorhaben von Dritten im Nahbereich der Anlagen und verfassen die dazu erforderlichen Stellungnahmen.

Idealerweise sind Sie **Ingenieur mit Schwerpunkt Bau** und bringen bereits Erfahrungen aus dem Werkleitungs- oder Siedlungswasserbau, dem Gasleitungsbau oder Ähnlichem mit. Sie sind ein guter Koordinator und verstehen, sich durchzusetzen und interne wie externe Partner zu überzeugen. Der häufige Kontakt mit Behörden fällt Ihnen leicht und Sie können sich mündlich wie auch schriftlich gut ausdrücken.

Diese vielfältige und spannende Stelle mit vielen Schnittstellen und breitem Aufgabenspektrum richtet sich an flexible, zuverlässige Tiefbauspezialisten, die gewohnt sind, eigeninitiativ, exakt und strukturiert zu arbeiten.

Kann das Ihre neue Herausforderung sein? Dann freue ich mich auf Ihre kompletten Bewerbungsunterlagen. Diskretion ist selbstverständlich.

Verena von Castelmur
Personalmanagement
Eichenstrasse 19
4142 Münchenstein
Telefon 061 411 10 31
info@VvCpersonal.ch
www.VvCpersonal.ch



GEMEINDE
RÜMLANG

Für unsere Wasserversorgung suchen wir per sofort oder nach Vereinbarung eine/n

Brunnenmeister/in 100%

Sind Sie interessiert an einer anspruchsvollen, vielseitigen und eigenverantwortlichen Tätigkeit in einem kompetenten und motivierten Team? Dann freuen wir uns über Ihre Bewerbung!

