LOHC Link: Blaupause für sichere Wasserstoff-Wertschöpfungsketten im industriellen Maßstab

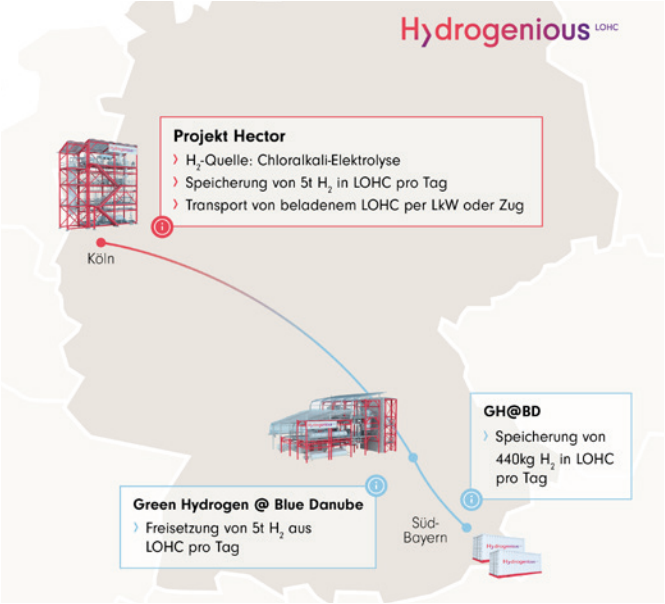


Bild: © Hydrogenious LOHC Technologies

Das Dachprojekt LOHC Link

Grünen Wasserstoff im industriellen Maßstab sicher und effizient vom Erzeuger zum Verbraucher zu transportieren, ist ein Schlüssel für das Gelingen der deutschen Energiewende und der Dekarbonisierung der hiesigen Industrie. Gleichzeitig haben die globalen Konflikte der letzten Jahre deutlich gezeigt, wie wichtig eine Diversifizierung der Transportvektoren für eine resiliente Energieversorgung und die Vermeidung einseitiger Abhängigkeiten ist. Es gilt daher mehr denn je, alle verfügbaren Speicher- und Transporttechnologien für Wasserstoff zu nutzen. Hier ist insbesondere die neue deutsche Regierung in der Pflicht, bestehende Hürden abzubauen und Projekte bestmöglich zu unterstützen.

Eine besondere Rolle spielt beim Hochlauf einer deutschen Wasserstoffwirtschaft die LOHC-Technologie (Liquid Organic Hydrogen Carrier), die eine sichere und effiziente Lösung für die großtechnische Speicherung und den Transport von Wasserstoff darstellt und sich vergleichsweise schnell umsetzen lässt. Beim LOHC-Verfahren wird Wasserstoff chemisch an einen flüssigen organischen Träger gebunden, der in der bereits bestehenden Infrastruktur für flüssige Brennstoffe gehandhabt werden kann.

Trägermaterial Benzyltoluol

Es gibt eine Reihe von Trägermaterialien, die als LOHC in Frage kommen. Das Thermalöl Benzyltoluol zeichnet sich hier durch eine Reihe von Vorteilen aus: Es hat ein vergleichbares Gefahrenpotenzial zu Diesel, ist nicht explosiv und kann bei Umgebungsdruck und -temperatur transportiert werden, ohne dass es zu Verlusten von Wasserstoff kommt (z. B. Boil-Off). Der Wasserstoff wird in einem chemischen, katalytischen Prozess sicher an das LOHC gebunden (Hydrierung) und kann bei Bedarf wieder freigesetzt werden (Dehydrierung). Das Trägermaterial selbst wird dabei nicht verbraucht und steht für neue Wasserstofftransporte zur Verfügung.

Erstmalig im industriellen Maßstab soll das Dachprojekt „LOHC Link“ der Erlanger Firma Hydrogenious LOHC Technologies eine Wasserstoff-Wertschöpfungskette auf Basis von Benzyltoluol in Deutschland realisieren – mit der Perspektive, diese auf europäischer Ebene zu erweitern.

Die erste industrielle LOHC-Lieferkette

Den Anfang macht das Projekt Hector im Chempark Dormagen, Nordrhein-Westfalen, wo eine Hydrieranlage (Storage Plant) mit einer Einspeicherkapazität von rund 1.800 t Wasserstoff pro Jahr in LOHC entsteht. Der Wasserstoff dafür stammt aus einer Chloralkalielektrolyse-Anlage von Covestro und soll den RFNBO-Standard erfüllen (Renewable Fuels of Non-Biological Origin/erneuerbare Kraftstoffe nicht-biologischen Ursprungs). Hydrogenious LOHC hat Ende April 2025 die behördliche Genehmigung für den Bau und Betrieb dieser weltweit größten kommerziellen Anlage zur Speicherung von Wasserstoff in LOHC-Benzyltoluol erhalten, die Ende 2027 in Betrieb gehen soll.

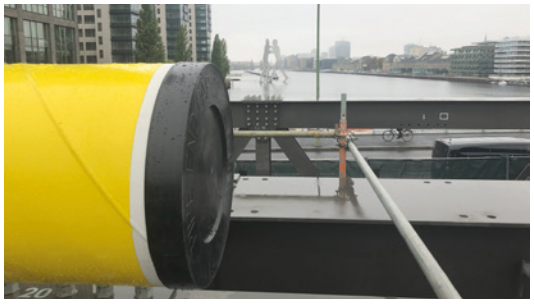
Das Projekt wird von der LOHC Industrial Solutions NRW GmbH, einer Tochtergesellschaft von Hydrogenious, geleitet und von der Covestro Deutschland AG und der Currenta GmbH & Co. OHG unterstützt. Die wissenschaftliche Begleitung erfolgt durch das Helmholtz-Institut Erlangen-Nürnberg für Erneuerbare Energien (HI ERN), das sich auf die Optimierung der Katalysatorleistung und die Qualitätssicherung konzentriert.

Der in LOHC sicher gespeicherte Wasserstoff wird dann im Rahmen des IPCEI (Important Project Of Common European Interest) Green Hydrogen @ Blue Danube (GH@BD) an industrielle Abnehmer im Donauraum geliefert, um über eine Dehydrierungsanlage (Release Plant) im Raum Ingolstadt industrielle Abnehmer in Südbayern mit Wasserstoff zu versorgen. LOHC Link, als Dachprojekt für Hector und Green Hydrogen @ Blue Danube, ist ein wichtiger Baustein für den schnellen Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft in Deutschland und kann als Blaupause für die Versorgung mit sauberem Wasserstoff in Regionen dienen, die nicht direkt über Hafen- oder Pipeline-Infrastruktur erreichbar sind.

Hydrogenious LOHC Technologies GmbH
www.hydrogenious.net

NBB plant alternative Nutzungsmöglichkeiten für bestehendes Gasnetz

Die Energiewende stellt auch die Verteilnetzbetreiberbranche in Deutschland vor große Herausforderungen. Während einige über die Stilllegung von Teilen ihres Gasnetzes laut nachdenken, geht die NBB Netzgesellschaft Berlin-Brandenburg (NBB) mit ihrem Rohrnetz von mehr als 14.000 km Länge einen etwas anderen Weg.



Quelle: NBB

Das vorhandene Gasnetz bietet auch in Zukunft alternative Optionen

Schon vor zwei Jahren hat die NBB, eine Tochter des Berliner Energieversorgers GASAG, ihre Pläne für ein Wasserstoffstartnetz in Berlin vorgestellt. Dabei werden im ersten Schritt die großen Berliner Heizkraftwerke angeschlossen. Die Anschlussleitungen hierfür umfassen zwei Leitungsabschnitte von über 50 km des Berliner Gasnetzes, welche nach Genehmigung der Bundesnetzagentur dem nationalen Wasserstoff-Kernnetz zugeordnet werden.

Mit den beiden Hochdruckleitungen im Osten und Westen Berlins können die heute noch gasversorgten Heizkraftwerk-Standorte der BEW Berliner Energie und Wärme bis spätestens 2032 über das Kernnetz mit Wasserstoff versorgt und damit die Dekarbonisierung in der Berliner Fernwärme abgesichert werden. Die beiden Trassen der NBB übernehmen den Wasserstoff an den Übernahmestationen am Rande der Stadt vom Ferngasnetzbetreiber und transportieren ihn zu den Heizkraftwerken, von denen heute jedes eine Gasanschlussleistung von mehr als 500 MW hat. Mit deren Umstellung könnte etwa ein Fünftel der Berliner Wohngebäude, die über einen Fernwärmeanschluss verfügen, vom Einsatz des H_2 profitieren.

Parallel dazu prüft die NBB vor allem in Brandenburg, wie die vorhandene Netzinfrastruktur am effizientesten für die Einspeisung von klimafreundlichem Biomethan in das vorhandene Netz genutzt werden kann. Eine mögliche Variante ist die Bildung von sogenannten Clustern in Regionen, die sich besonders gut für die Biomethaneinspeisung eignen. Neun Biogaseinspeiseanlagen (BGEA) waren Ende 2024 bereits am Netz. In diesem Jahr werden weitere hinzukommen. Inzwischen liegen der NBB ein Vielfaches an weiteren Anschlussanfragen vor.

NBB Netzgesellschaft
www.nbb-netzgesellschaft.de

Rheinmetall liefert Speicher- und Transportsysteme für grünen Wasserstoff

Der Multiple-Element Gas Container (MEGC) von Rheinmetall ist mit Typ-IV-Wasserstoffdrucktanks ausgestattet, die Drücke von bis zu 700 bar erlauben. Diese Drucktanks zeichnen sich durch eine verkürzte Wickelzeit, den geringeren Einsatz von Kohlefasern und eine erhöhte Speicherkapazität aus. Das System bietet eine Komplettlösung, die auch eine smarte Service- und Wartungsunterstützung umfasst. Die skalierbare Länge liegt zwischen 20-40 Fuß. Die Container können eine Wasserstoffmenge von bis zu 1.000 kg (380 bar) fassen.

Quelle: Rheinmetall

Der Multiple-Element Gas Container (MEGC)

Die MEGC von Rheinmetall entsprechen vollständig den Vorschriften für den Transport über alle gängigen Verkehrsträger, wie Straße (ADR), Schiene (RID) und Binnenschifffahrt (ADN), und gewährleisten Sicherheit und Effizienz bei Lagerung und Transport. Zusätzlich bietet der Konzern eigene Trailer für den sicheren Transport der Container an.

In der Division Power Systems innerhalb des Rheinmetall-Konzerns wird das Portfolio um Wasserstoffspeichersysteme erweitert. Diese Erweiterung ist integraler Bestandteil der Wasserstoffstrategie von Rheinmetall, die darauf abzielt, fossile Brennstoffe durch grünen Wasserstoff zu ersetzen. Die Strategie umfasst die Entwicklung und Förderung von Wasserstofftechnologien in den Bereichen Produktion, Speicherung, Verteilung und Nutzung sowie die Entwicklung innovativer Brennstoffzellenlösungen.

Rheinmetall AG
www.rheinmetall.com

Saisonale Stromspeicherung in Form von Wasserstoff bereit für Skalierung

Foto: © RAG Austria

Sondenanschluss Lagerstätte Rubensdorf

In der sektorenübergreifenden Demonstrationsanlage „Underground Sun Storage" wird Sonnenenergie mittels Elektrolyse in grünen Wasserstoff umgewandelt und in einer unterirdischen natürlichen Gaslagerstätte im oberösterreichischen Gampern in reiner Form gespeichert.

Aktuell zeigt die Sommerstromproduktion bereits im Mai sehr deutlich, dass die Spitzenproduktionen von Sonnenenergie, die damit einhergehenden niedrigen bis negativen Preise und die Konkurrenz zwischen Sonnenstromproduktion und Wasserkraft eine passende Speicherlösung benötigen, um volkswirtschaftlich sinnvoll erneuerbare Stromproduktion zu betreiben. Die Batterie- und Pumpspeicher können nicht langfristig und großvolumig diese Strommengen und -leistungen übernehmen und speichern. Die aus der Sicht der RAG einzig geeignete Technologielösung, die den grünen Überschuss in den Winter bringen kann, ist Power-to-Gas und der Energieträger Wasserstoff.

2023 wurde der weltweit erste Wasserstoffspeicher in einer unterirdischen Sandstein-Gaslagerstätte im Rahmen des Leitprojekts Underground Sun Storage 2030 (USS 2030) im Gemeindegebiet von Gampern, OÖ eröffnet. Der Projektbetrieb, bestehend aus zwei Speicherzyklen, ist erfolgreich abgeschlossen. Dabei bestätigte sich erneut die technische Umsetzbarkeit dieser großvolumigen Wasserstoffspeichertechnologie. Über den gesamten Betriebszeitraum konnte ein sicherer und mit der Erdgasspeicherung vergleichbarer technischer Betrieb realisiert werden. Die erzielte Wasserstoffqualität bei der Auslagerung erfüllt die Anforderungen an die Einspeisung in eine Wasserstoffleitungsinfrastruktur. Damit ist der RAG Austria AG gemeinsam mit den involvierten Projektpartnern ein entscheidender Schritt in Richtung kommerzieller Anwendung der sicheren, saisonalen und großvolumigen Speicherung von erneuerbarer Energie in Form von Wasserstoff in natürlichen unterirdischen Lagerstätten gelungen.

Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft

Die RAG hat gemeinsam mit den Projektpartnern im Rahmen des Projektes Underground Sun Storage 2030 die gesamte Wertschöpfungskette der Wasserstoffwirtschaft im Demonstrationsmaßstab abgebildet. Neben der Wasserstofferzeugung mittels Elektrolyse und der Speicherung wurde auch eine Wasserstoffaufreinigung und Leitungsinfrastruktur zu einem Wasserstoffverbraucher errichtet.

Im RAG-eigenen Wasserstoff-Blockheizkraftwerk wird aus dem gespeicherten Wasserstoff CO_2-freier Strom und CO_2-freie Wärme produziert und für den RAG-Standort in Gampern genutzt.

Auch diese Erfahrungen bestätigen, dass die großvolumige und saisonale Energiespeicherung integraler Bestandteil der Wertschöpfungskette ist und einen entscheidenden Beitrag zur Energiewende leisten kann.

Skalierung im EU-Folgeprojekt EUH2STARS

Der erfolgreiche Abschluss von USS 2030 bildet den Ausgangspunkt für vier weitere Speicherzyklen im Folgeprojekt EUH2STARS, die unmittelbar fortsetzen. Darüber hinaus sind die Signale klar in Richtung Skalierung gestellt. Die Detailplanung für die Skalierung der Energiespeicherung in Form von Wasserstoff wird nun in den Machbarkeitsstudien des EUH2STARS-Projekts erarbeitet. Die reale Umsetzung der ersten Wasserstoffspeicher kann bei entsprechender Nachfrage und einem geeigneten Marktumfeld unmittelbar starten.

STANET Netzberechnung
Gas Wasser Fern– und Nahwärme
Dampf Strom Abwasser GIS
Asset Management

Netzberechnung zur Planung, Analyse und Optimierung

Stationäre und dynamische Simulation
Druckstoßberechnung
Qualitätsverfolgung und Laufzeiten für Brennwerte und Inhaltsstoffe
Löschmengenberechnung für Grund- und Objektschutz
Berechnung von Schwachlast und Gleichzeitigkeitsfaktoren (Fernwärme)
Dynamischer Längsschnitt und Druckschaubild
Umfangreiches Schnittstellenmodul zum Import von GIS-Daten
Hintergrundinformationen aus Raster-und Vektordaten sowie Onlinediensten
Verwaltung von Netzvarianten und Rechenfällen

Fischer-Uhrig Engineering GmbH
Württembergallee 27 14052 Berlin
info@stafu.de www.stafu.de

Zusammenarbeit mit der Standortgemeinde Gampern und deren Energiegemeinschaft

Am RAG-Standort in Gampern wird in Kooperation mit der Energiegemeinschaft Gampern und dem 100%-Wasserstoffspeicher in Rubensdorf (Gampern) im Projekt „SeasonalStorage4EG“ eine beispielhafte kommerzielle Anwendung des Projektes USS 2030 aufgezeigt.

Im Rahmen dieses Projekts wird durch Austausch mit Energiegemeinschaften sowie weiteren Stakeholdern der Mehrwert der saisonalen Speicherung bis zur Rücklieferung der Energie im Winter als Strom und Wärme für diese Gemeinschaften aufgezeigt und durch die geschaffene und zuvor beschriebene Infrastruktur (Elektrolyse, Speicher, Pipeline, Blockheizkraftwerk) unterstützt. Zudem werden der bestehende Gesetzesrahmen und regulatorische Hürden analysiert. Ein Abschlussbericht wird in den kommenden Wochen erwartet. So werden die Weichen gestellt, um Energiegemeinschaften in ihrer Schlüsselrolle für die Energiewende gezielt zu unterstützen.

Über USS 2030

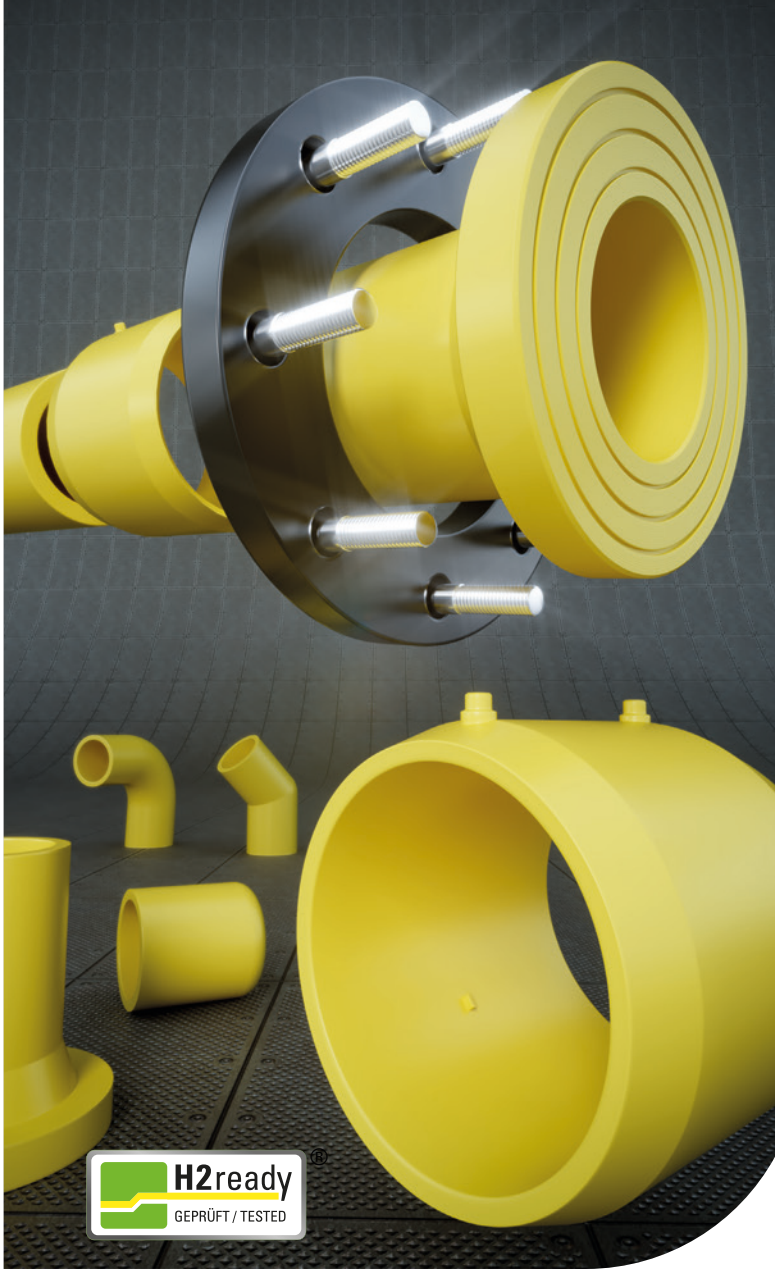
Im Leitprojekt „Underground Sun Storage 2030“ (USS 2030) wurde die sichere, saisonale und großvolumige Speicherung von erneuerbarer Energie in Form von Wasserstoff in unterirdischen Gaslagerstätten umgesetzt. Das Projekt wurde im Rahmen der FTI-Initiative „Vorzeigeregion Energie“ des Klima- und Energiefonds, dotiert aus Mitteln des Bundesministeriums für Innovation, Mobilität und Infrastruktur (BMIMI) gefördert. Unter der Leitung der RAG Austria AG waren namhafte Industrie- und universitäre Forschungspartner beteiligt, darunter Axiom Angewandte Prozesstechnik GmbH, Energie AG Oberösterreich, Energieinstitut an der Johannes-Kepler-Universität Linz, EVN AG, HyCentA Research GmbH, K1-MET GmbH, Technische Universität Wien, Universität für Bodenkultur Wien, VERBUND, Verein WIVA P&G und voestalpine Stahl GmbH.

Über EUH2STARS

EUH2STARS ist ein ambitioniertes, industriegetriebenes Vorzeigeprojekt für die Entwicklung der marktreifen Wasserstoffspeicherung (Technology Readiness Level 8) in unterirdischen Sandstein-Gaslagerstätten bis zum Jahr 2030.

Das Projektkonsortium setzt sich aus Gasspeicherbetreibern, Technologieanbietern, Versorgungsunternehmen und Forschungsorganisationen zusammen und wird, nachdem es sich erfolgreich für die Ausschreibung Horizon Europe Framework Programme (HORIZON) zur Untersuchung und Skalierung der großvolumigen unterirdischen Speicherung von Wasserstoff beworben hat, von Clean Hydrogen Partnership und ihren Mitgliedern unterstützt. Das Projekt hat eine Laufzeit bis September 2029.

RAG Austria AG
www.rag-austria.at



SureAMID

Gashochdruck-Komplettrohrsystem aus Polyamid

- **für Erdgas und Wasserstoff geeignet**
- **druckbelastbar bis 16 bar**
- **gemäß DVGW**
- **homogen schweißbar**
- **für die sandbettfreie Verlegung geeignet**

FRANK agru

Wir beraten Sie gerne
info@frank-gmbh.de
T. +49 6105 4085-0
www.frank-gmbh.de

www.agru.at

25 Jahre Erdgasspeicher Kraak

Oberirdische Anlage des Erdgasspeichers Kraak

Der Erdgasspeicher Kraak der Hansewerke

In Deutschland gehört Erdgas noch immer zu den meisteingesetzten Rohstoffen beim Heizen. Das bedeutet auch, dass der Erdgasverbrauch starken saisonalen Schwankungen unterliegt. Um diese Schwankungen auszugleichen und Reserven anzulegen, sind Speicher gefragt.

Ein solcher Speicher findet sich in Mecklenburg-Vorpommern unweit der Hauptstadt Schwerin. Die HanseWerk AG betreibt hier einen sogenannten Kavernenspeicher, der Erdgas in unterirdischen Hohlräumen lagert. Und das seit knapp 25 Jahren.

Geschichte und Entwicklung

Die Geschichte des Erdgasspeichers beginnt in den frühen 1990er Jahren. Damals wurde nach einem geeigneten Standort gesucht. Der Salzstock unterhalb der „Kraaker Tannen", der sich über eine Fläche von 7 mal 4,5 km erstreckt und bis in eine Tiefe von etwa 4.700 m reicht, erwies sich als ideal.

1997 begann das Aussolen, dabei wurden mit Hilfe von Wasser Hohlräume in den Salzstock gespült, sogenannte Kavernen. Die Kavernen liegen mitten in diesem Salzstock – reichen bis rund 1.000 m unter die Erde. Mit einer durchschnittlichen Breite von 40 bis 90 m und einer Höhe bis 170 m würden sie den Schweriner Dom bei weitem überragen. Aufgrund der dichten Struktur des Salzes sind die Hohlräume so abgedichtet, dass das Erdgas hier sicher gelagert werden kann. Im September 2000 nahm die Speicheranlage ihren Betrieb auf.

Betrieb und Kapazität

Der Speicher ist über zwei Ferngasleitungen an das Gasnetz angeschlossen: die Mecklenburg-Hamburg-Fernleitung (MEHAL) und das ONTRAS-Leitungsnetz. Bevor das Erdgas in die Kavernen eingespeichert wird, durchläuft es eine gründliche Behandlung: Es wird gefiltert, gemessen, komprimiert und gekühlt. Vier Kompressoren verdichten das Gas mit einer Leistung von durchschnittlich je 2 MWh, so können über 2.300 GWh Gas eingespeichert werden. Die Gesamtausspeicherleistung beträgt bis zu 300.000 m^3 pro Stunde.

An der Technik hat sich in den letzten Jahrzehnten nicht viel geändert, allerdings an der Marktsituation. Durch die Trennung von Infrastruktur und Vertrieb, wird der Platz im Speicher bereits seit vielen Jahren vermarktet. Die Nachfrage schwankt stark und hängt eng zusammen mit dem Geschehen auf den Märkten und der geopolitischen Lage und erfordert immer wieder Anpassungen in den Strategien.

Zukunft des Speichers

Eine weitere Herausforderung ist die energiepolitische Zukunft des Standortes. Nach geltender Rechtslage soll ab 2045 in Deutschland kein fossiles Erdgas mehr zum Einsatz kommen. Deshalb gilt es nun die Weichen für die zukünftige Nutzung des Speichers zu stellen. Ob Wasserstoff dabei eine Rolle spielen kann, ist derzeit Bestandteil verschiedener Untersuchungen. Betreiber HanseWerk ist überzeugt, dass diese hochspezialisierte Anlage auch in Zukunft eine unverzichtbare Rolle in einem nachhaltigen Energiesystem spielen wird, um Energie zu speichern und bei Bedarf kurzfristig bereitzustellen.

HanseWerk AG
www.hansewerk.com

Bau der wasserstofftauglichen SEL

Der erste 24 km lange Abschnitt der SEL (Süddeutschen Erdgasleitung) wurde im Dezember 2024 fertiggestellt und transportiert seither Gas. Im Frühjahr 2025 haben die Arbeiten für den zweiten, 43 km langen Abschnitt begonnen. Er führt durch die Landkreise Ludwigsburg, Rems-Murr und Esslingen a. N. in der Nähe von Stuttgart.

Um den Bau des zweiten Abschnitts der SEL vorzubereiten, werden seit Anfang 2025 zahlreiche Maßnahmen an punktuellen Bereichen entlang der Trasse durchgeführt. Dazu gehören u. a. Rodungen, archäologische Grabungen sowie vorgezogene Artenschutzmaßnahmen. Nach den vorbereitenden Maßnahmen startet der Bau auf den entsprechenden Flächen. „Wir konzentrieren uns zunächst auf Sonderbaustellen wie unterirdische Querungen von Straßen oder Flüssen", erklärt Christoph Kröhnert, Projektleiter des SEL-Abschnitts. Mitte 2026 soll der Abschnitt an das Bestandsnetz angeschlossen werden und ebenfalls Gas transportieren.

Quelle: terranets bw/ M. Kovalenko

Beim Bau der SEL werden zahlreiche Straßen und Flüsse unterirdisch gequert

So wird die SEL gebaut

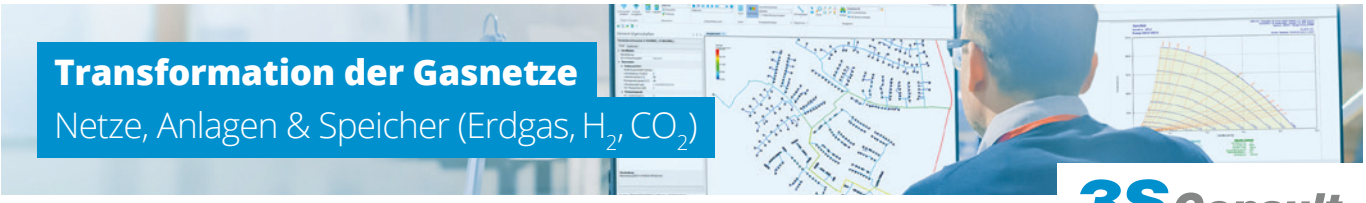
Der Fokus liegt derzeit auf dem Enztal in Besigheim bei Ludwigsburg. Hier kreuzt die SEL kurz nacheinander eine Bundesstraße, einen Fluss sowie eine Bahnlinie. Die geschlossene Querung des Flusses Enz erfolgt im Direct-Pipe-Verfahren. Dabei wird ein Bohrloch gegraben und die Rohre werden gleichzeitig hindurch geschoben. Eine Bahnstrecke wird mit dem Microtunneling-Verfahren gequert. Hierfür werden zunächst Betonrohre in einen Tunnel eingebracht. Im Anschluss werden die Leitungsrohre nacheinander auf Gleitkufen in den Tunnel eingezogen und miteinander verschweißt. Insgesamt werden entlang der Trasse 29 geschlossene Querungen realisiert.

Weitere Baumaßnahmen finden im Rems-Murr-Kreis und im Landkreis Esslingen a. N. statt. Dort werden auf rund 5 km Leitungen in offener Bauweise verlegt. Bei der offenen Bauweise wird zunächst der Oberboden abgetragen und auf dem Arbeitsstreifen gelagert. Die Rohre werden anschließend miteinander verschweißt und in den zuvor geöffneten Rohrgraben mit sogenannten Seitenbäumen – spezielle Baumaschinen mit Kontergewicht – gehoben. Danach wird der Graben verfüllt und die Rekultivierung der Flächen beginnt.

SEL als Teil des Wasserstoff-Kernnetz

„Die SEL ist das größte Projekt in der Geschichte von terranets bw", erklärt Christoph Kröhnert. Das Infrastrukturprojekt ist Teil des Wasserstoff-Kernnetzes und spielt eine zentrale Rolle für die zukünftige Energieversorgung. Die Leitung wird zunächst moderne Gaskraftwerke mit Erdgas versorgen. Ab Anfang der 2030er Jahre wird sie auf ihrer gesamten Länge von 250 km eine sichere und effiziente Wasserstoffversorgung der Region Rhein-Neckar und des Großraums Stuttgart gewährleisten. Damit ebnet die SEL den Weg für den Kohleausstieg und sorgt gleichzeitig für eine zuverlässige Wärme- und Stromversorgung für Industrie und Haushalte.

terranets bw
www.terranets-bw.de



www.3sconsult.de — Kompetente Beratung und exzellente Software seit 1986
3S Consult

Start-ups als Innovationsmotor in der Energiewirtschaft

Wie junge Technologien bei Netzbetreibern echten Mehrwert stiften

Quelle: OGE

Gründer des H2UB und der Venture Client Unit der OGE molekju:l (v.l.): Dr. Katharina Rothe, Dr. Nils Liesebach und Achmed Junusov)

Die Energiewirtschaft steht vor einem fundamentalen Wandel. Die Dekarbonisierung von Energieinfrastrukturen, insbesondere der Auf- und Ausbau von Wasserstofftechnologien, erfordert neue Lösungen, neue Denkweisen – und neue Partner. Für Unternehmen wie Open Grid Europe (OGE) bedeutet das, gezielt externe Impulse zu integrieren.

Ein zentrales Werkzeug hierfür ist das sogenannte Venture-Client-Modell. Anstatt in Start-ups zu investieren, agieren Unternehmen als deren erste Kunden. Produkte werden unter realen Bedingungen getestet und – bei Erfolg – in den operativen Betrieb überführt. Diese direkte Anwendungsnähe erlaubt es, Innovationen frühzeitig zu validieren und marktnah weiterzuentwickeln.

H2UB und molekju:l: Innovationspartnerschaften mit Struktur

Ein Partner auf diesem Weg ist der in Essen ansässige H2UB – Europas führende Innovationsplattform für Wasserstofftechnologien. Der H2UB bringt technologiegetriebene Start-ups mit Akteuren der Energiewirtschaft zusammen und schafft damit den Rahmen für eine Zusammenarbeit auf Augenhöhe. Ziel ist es, tragfähige Lösungen für die Energieinfrastruktur von morgen zu identifizieren, zu testen und in die Umsetzung zu bringen.

Gemeinsam mit OGE wurde aus diesem Ansatz heraus die Venture-Client-Einheit molekju:l ins Leben gerufen. Sie fungiert als Brücke zwischen dem Unternehmen und innovativen Start-ups. Über ein strukturiertes Verfahren werden Technologien evaluiert, passende Partner identifiziert und Pilotprojekte initiiert. So entsteht ein belastbares Innovationsökosystem.

ÜBER H2UB

H2UB ist Europas führende Open-Innovation-Plattform für Wasserstofftechnologien. Als Beteiligung der OGE, RAG Stiftung, TÜV SÜD und dem Deutschen Luft- und Raumfahrtzentrum mit Sitz in Essen werden Start-ups, Unternehmen und Investor:innen entlang der gesamten Wasserstoffwertschöpfungskette vernetzt.

Technologiebeispiele aus dem H2UB-Ökosystem

Atmio: Methan sichtbar machen

Ein Beispiel für eine erfolgreiche Kooperation ist das Berliner Start-up Atmio, das Sensorik zur hochpräzisen Echtzeitmessung von Methanemissionen entwickelt hat. OGE testet diese Technologie derzeit im Netzbetrieb, um ihre Tauglichkeit für einen flächendeckenden Einsatz zu prüfen. Der Nutzen ist mehr Transparenz in der Netzüberwachung für eine frühzeitige Detektion von Emissionen.

Cibuscell: Echtzeitdaten für Wasserstoffanlagen

Ein weiteres Beispiel ist Cibuscell, ein Start-up mit Fokus auf die Digitalisierung von Wasserstoffanlagen. Gemeinsam mit OGE wird derzeit die Testeinrichtung im niedersächsischen Krummhörn mit moderner IoT-Technologie ausgestattet. Ziel ist es, Betriebsdaten in Echtzeit zu erfassen, um daraus ein intelligentes Lastmanagement und effizientere Anlagensteuerung abzuleiten.

Die Rolle des H2UB: Möglichmacher statt Mitläufer

Der H2UB versteht sich nicht als Schnittstelle, sondern als strategischer Möglichmacher: Er strukturiert Innovationsprozesse, filtert technologische Reifegrade, identifiziert relevante Anwendungsfelder – und begleitet Unternehmen und Start-ups bis zur gemeinsamen Umsetzung. Damit wird das Risiko für Pilotierungen minimiert und die Erfolgswahrscheinlichkeit erhöht.

Die Start-ups können vom Zugang zu realen Anwendungsfeldern profitieren und die Unternehmen von deren Know-how, Geschwindigkeit und frischen Lösungen.

Open Grid Europe GmbH
www.oge.net