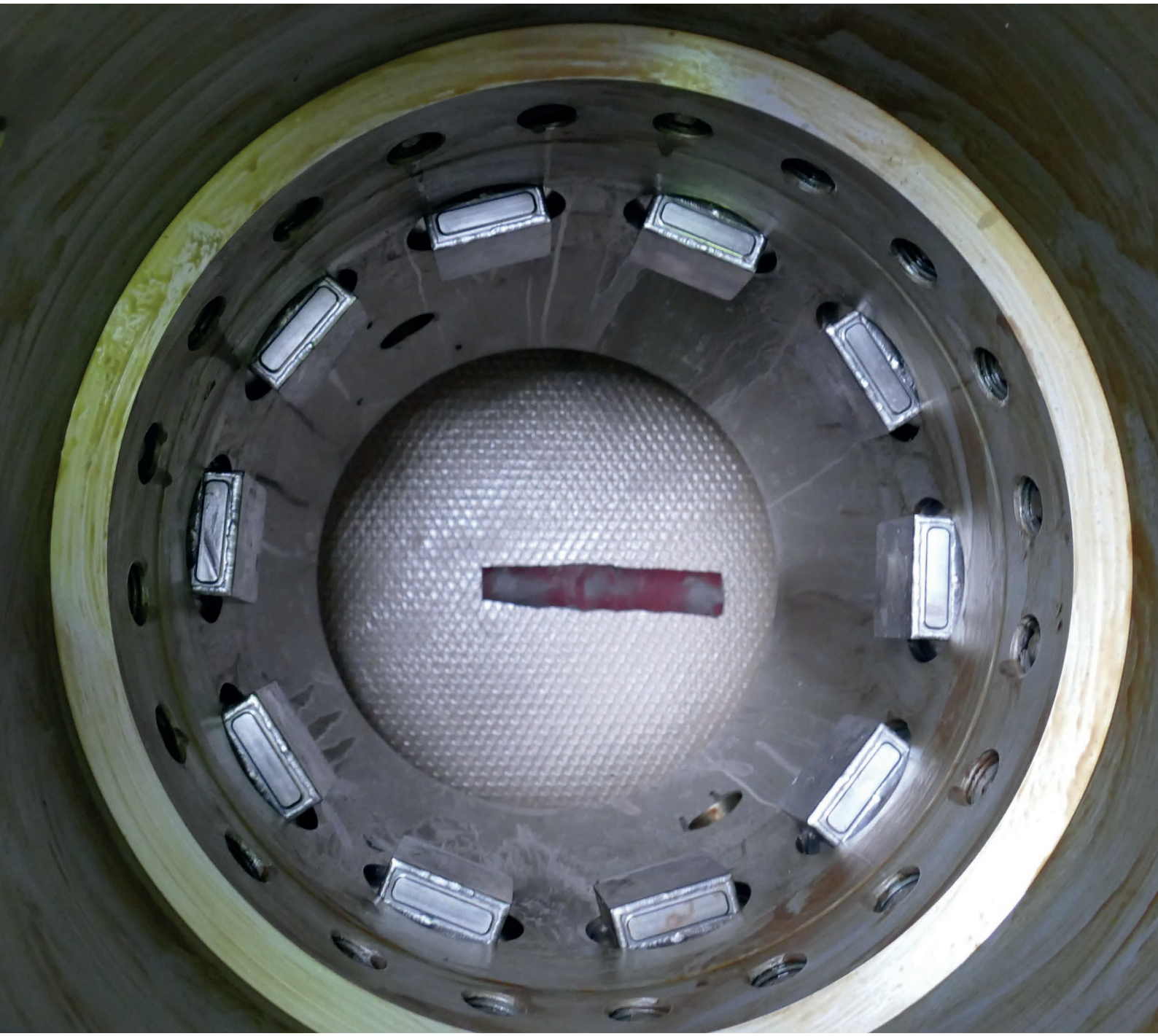
Heft 11 | November 2026 | 142. JAHRGANG

EEK

TECHNOLOGIE & TRANSFORMATION VON FOSSILEN UND GRÜNEN ENERGIETRÄGERN
TECHNOLOGY & TRANSFORMATION OF FOSSIL AND GREEN ENERGIES





DGMK/ÖGEW/SCI Konferenz in Essen

DGMK/ÖGEW/SCI Conference in Essen



Well-Intervention an einer Wasserstoffbohrung

Well Intervention at a Hydrogen Well



Bildquelle: MS Copilot

Call for Papers

Subsurface Energy for a Resilient Future

DGMK/ÖGEW Frühjahrstagung

Termin | Ort

28 . - 29. April 2027 | Papenburg

Deadline für Abstract Einreichung

12. Januar 2027

Abstract Einreichung

www.dgmk.de/veranstaltungen

Veranstaltungskoordination

Dr. Nicole Grobys
nicole.grobys@dgmk.de

Ines Musekamp
ines.musekamp@dgmk.de

Veranstalter

DGMK e.V.
Große Elbstraße 131
22767 Hamburg
www.dgmk.de

Wir laden Sie dazu ein, bis zum 12. Januar 2027 Abstracts zu folgenden Schwerpunktthemen einzureichen:

- Brine mining / Lithium
- Bohrtechnik / Bohrungsintegrität
- CC(U)S
- Digitale Transformation / KI
- Geowissenschaften
- Geothermie
- H2 Speicherung / Energiespeicherung / Untertagespeichertechnik
- Lagerstättentechnik / Fördertechnik
- Prozesssicherheit / HSE / Monitoring / Emission Management
- Performing while Transforming / Evolving Energy Assets

Abstracts können auf Deutsch oder Englisch eingereicht werden.

Zuverlässig überraschend

Reliably Surprising

Die Deutschen sind „zuverlässig, berechenbar, präzise und für keine Überraschungen gut", vernahm man in diesen Tagen aus berufenem Mund. Nämlich dem des deutschen Bundeskanzlers Friedrich Merz (CDU), der beim ersten deutschen Investorengipfel mit dieser Anspielung auf gängige Klischees um potenzielle Geldgeber warb. Und dabei doch (mindestens) eine positive Eigenschaft seiner Landsleute unerwähnt ließ: In Deutschland gibt es auch viele hervorragend ausgebildete Fachleute, die international vernetzt sind und so die Basis für wissenschaftliche und wirtschaftliche Erfolge auch in der Zukunft schaffen.

Ganz in diesem Sinne trafen sich Fachleute aus Wissenschaft und Wirtschaft im Oktober auf Einladung von DGMK, ÖGEW und SCI in Essen. Teils, um eine besondere Auszeichnung zu vergeben: Dr. Patrick Schühle erhielt den renommierten Carl-Zerbe-Preis. Teils, um sich auszutauschen. Vor allem aber auch, um sich kennenzulernen, zu reden, kurz: Netzwerke zu bilden und zu vertiefen.

Wie fruchtbar solche Netzwerke sein können, zeigt sich immer wieder auch in den Fachbeiträgen in unserer Zeitschrift, in denen Nachwuchsforschende ebenso wie etablierte Wissenschaftler und Praktiker aus Deutschland, Österreich und der ganzen Welt ihre Projekte vorstellen. Auch im vorliegenden Heft zeigt sich diese Vielfalt: Carsten Braun (Exal Technology) und Stephan Grosswig (Geso GmbH) berichten ab Seite 18 über ein Gewichtsüberwachungssystem für Förderrohrtouren. Ab Seite 31 können Sie einen Bericht von Simon Smith über eine Live-Well-Intervention der Well Gear Group an einer Wasserstoffbohrung lesen. Und ab Seite 39 schreiben Dr. Joschka Röth von OWL Geopartners und Martin Fischer von der Energieservice Westfalen Weser GmbH über ein innovatives Geothermieprojekt in Minden.

Fast möchte man dem Kanzler widersprechen und sagen: Überraschungen sind eben doch möglich: In Deutschland, mit deutscher Beteiligung und/oder mit deutschen Partnern. Aber vielleicht sind all diese Erfolge angesichts der vielfältigen Aktivitäten auch der wissenschaftlichen Gesellschaften wie DGMK und ÖGEW gar keine Überraschung. Schließlich steht schon in diesem November das nächste große Netzwerktreffen an: Die ÖGEW/DGMK Herbsttagung in Wien.

Überraschende Begegnungen und eine erkenntnisreiche Lektüre wünscht Ihnen

Katia Meyer-Tien
Chefredakteurin

Germans are "reliable, predictable, precise, and not given to surprises," one heard from an authoritative source in recent days. Namely, from German Chancellor Friedrich Merz (CDU), who used this allusion to common stereotypes to court potential investors at the first German Investors' Summit. And yet, in doing so, he left (at least) one positive characteristic of his compatriots unmentioned: Germany is also home to many excellently trained specialists who are internationally connected and thus lay the foundation for scientific and economic success in the future as well.

In precisely this spirit, experts from academia and industry met in Essen in October at the invitation of DGMK, ÖGEW, and SCI. Some came to present a special award: Dr. Patrick Schühle received the prestigious Carl Zerbe Award. Others came to exchange ideas. But above all, they also came to get to know one another, to talk, in short: to establish and strengthen networks.

How fruitful such networks can be is demonstrated time and again by the technical articles in our journal, in which early-career researchers as well as established scientists and practitioners from Germany, Austria, and around the world present their projects. This diversity is also evident in the current issue: Starting on page 18, Carsten Braun (Exal Technology) and Stephan Grosswig (Geso GmbH) report on a weight monitoring system for production tubing strings. Starting on page 31, you can read a report by Simon Smith on a live-well intervention carried out by the Well Gear Group at a hydrogen well. And starting on page 39, Dr. Joschka Röth of OWL Geopartners and Martin Fischer of Energieservice Westfalen Weser GmbH write about an innovative geothermal project in Minden.

One is almost tempted to contradict the Chancellor and say: Surprises are indeed possible after all: In Germany, with German participation and/or with German partners. But perhaps all these successes are not surprising at all, given the wide range of activities undertaken by scientific societies such as DGMK and ÖGEW. After all, the next major networking event is already scheduled for this November: the ÖGEW/DGMK Autumn Conference in Vienna.

Wishing you surprising encounters and an insightful read,

Katia Meyer-Tien
Editor-in-Chief

EEK

142. JAHRGANG, NOVEMBER 2026, HEFT 11

TECHNOLOGIE & TRANSFORMATION VON FOSSILEN UND GRÜNEN ENERGIETRÄGERN
TECHNOLOGY & TRANSFORMATION OF FOSSIL AND GREEN ENERGIES

7



(Quelle/Source: OMV)

Mit voller Kraft und diversen Kraftstoffen in die Energiezukunft: DGMK/ÖGEW/SCI-Konferenz in Essen thematisierte auch den Wandel bei Raffinerien.
Full speed ahead into the energy future with diverse fuels: DGMK/ÖGEW/SCI conference also addresses the transformation of refineries.

31



(Quelle/Source: WellGear)

Live-Well-Intervention an einer Wasserstoffbohrung: Erkenntnisse und Erfahrungen aus einem Pilotprojekt.
Live-Well Intervention on a Hydrogen Storage Well: Insights and Experiences from a Hydrogen Storage Pilot Project.

BOHRTECHNIK
DRILLING TECHNOLOGY

18 **Gewichtsüberwachungssystem für Förderrohrtouren – Viereinhalb Jahre Betriebserfahrung**
Weight Monitoring System for Production Tubings – Four and a half Years of Practical Operating Experience
C. BRAUN, S. GROSSWIG

31 **Well-Intervention an einer Wasserstoffbohrung**
Well Intervention on a Hydrogen Storage Well
S. SMITH

GEOTHERMIE
GEOTHERMAL ENERGY

39 **Tiefengeothermie in der Mindener Synkline – Überblick, Chancen und Herausforderungen**
Deep Geothermal Energy in the Minden Syncline – Overview, Opportunities and Challenges
J. RÖTH, M. FISCHER

VERANSTALTUNGEN
EVENTS

7 **DGMK/ÖGEW/SCI-Konferenz in Essen**
DGMK/ÖGEW/SCI conference in Essen

15 **ÖGEW/DGMK Herbsttagung in Wien**
ÖGEW/DGMK Autumn Conference in Vienna

60 **DGMK: Verleihung Carl-Zerbe-Preis**
DGMK: Presentation of the Carl Zerbe Award

EEK

Das einzige zweisprachige (Deutsch/Englisch) technisch/wissenschaftliche Fachmagazin für Technologie & Transformation von fossilen und grünen Energieträgern.
EEK erscheint seit dem Gründungsjahr 1883 und ist offizielles Publikationsorgan der Deutschen Wissenschaftlichen Gesellschaft für nachhaltige Energieträger, Mobilität und Kohlenstoffkreisläufe e.V. – DGMK und der Österreichischen Gesellschaft für Energiewissenschaften – ÖGEW.

EEK

The only bilingual (German/English) technical/scientific magazine for technology & transformation of fossil and green energy sources.
EEK is published since the year of foundation in 1883 and is the official publication organ of the DGMK - German Society for Sustainable Energy Carriers, Mobility and Carbon Cycles e.V. and the - ÖGEW - Austrian Society for Energy Sciences.

Organ der Organ of

DGMK Deutsche Wissenschaftliche Gesellschaft für nachhaltige Energieträger, Mobilität und Kohlenstoffkreisläufe e.V. / DGMK German Society for Sustainable Energy Carriers, Mobility and Carbon Cycles e.V.
ÖGEW Österreichische Gesellschaft für Energiewissenschaften / Austrian Society for Energy Sciences

Geschäftsführer | Martin Brückner

Chefredakteurin | Editor in Chief: Katia Meyer-Tien
Redaktion.EEK@energiemarkt.net

Anzeigen | Advertising Manager: Karin Wiesner
k.wiesner@energiemarkt.net

Vertrieb | Sales: Sebastian Lichtenberg
s.lichtenberg@energiemarkt.net

39



(Quelle/Source: SWM/Manuel Übler)

Tiefengeothermie gilt als wichtiger Baustein für die kommunale Wärmeversorgung. Ein vielversprechendes Projekt ist in Minden am Start.
Deep geothermal energy is considered an important key component for municipal heat supply. A promising project is getting underway in Minden.

Wissenschaftlicher Beirat Scientific advisory board

Prof. Dr. Leonhard Ganzer, TU Clausthal;
Univ.-Prof. Dr. B. Geringer, TU Wien;
Prof. Dr.-Ing. C. Küchen, Wirtschaftsverband Fuels und Energie e. V. (en2x), Berlin;
DI W. Hochfellner, RAG Austria AG, Wien;
Dipl.-Ing. A. Möhring, Norddeutsche. Erdwärme.Gewinnungsgesellschaft, NDEWG, Lingen/Ems;
Prof. Dr.-Ing. Mohd Amro, TU Bergakademie Freiberg;
Prof. Dr. Dipl.-Ing. P. Reichetseder, Hattingen;
Prof. Dr. K. M. Reinicke, ITE, TU Clausthal, Clausthal-Zellerfeld;
Dr. P. Sauermann, BP Europa SE, Bochum
Dr. V. Steinbach, BGR, Hannover

RUBRIKEN
RUBRICS

06 Bohrstatistik
Drilling Statistics
07 Molekülwende
Molecular Transition
18 Bohrtechnik
Drilling Technology
39 Geothermie
Geothermal Energy
51 Untertage-Speicher in Deutschland
Underground storage in Germany
60 DGMK-Nachrichten
DGMK-News
64 Geburtstage
Birthdays
65 Veranstaltungen
Events

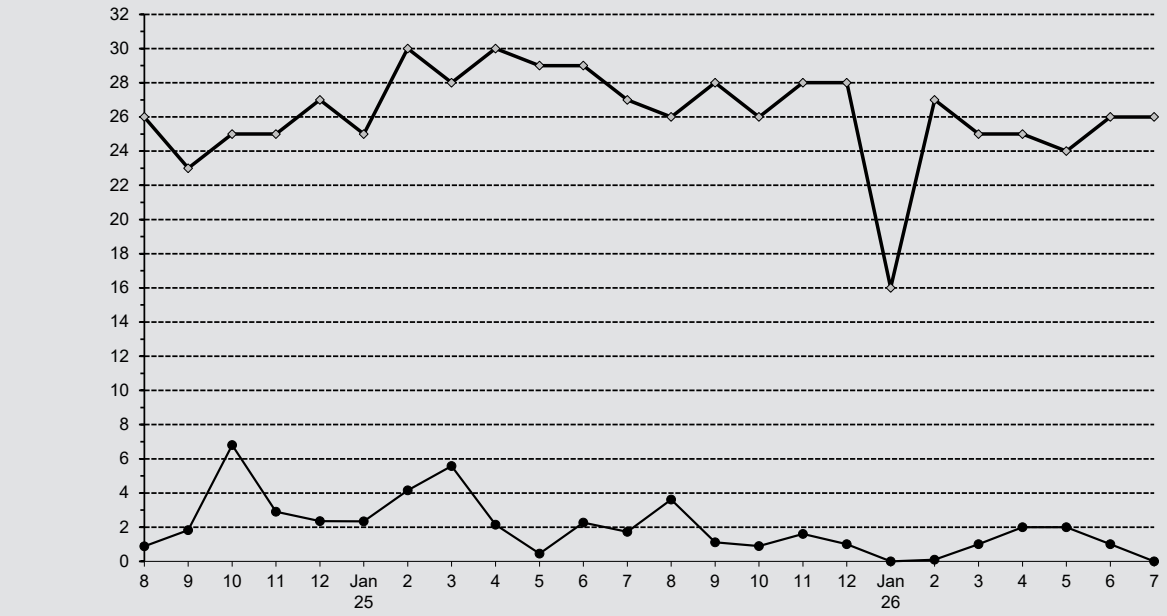


Titelbild Cover

Gewichtsüberwachung für Förderrohrtouren: Hier im Testaufbau ein System mit zehn Landing Bolts.
Quelle: EXal Technology

Weight monitoring system for production tubings: Here, in the test setup, a system with ten landing bolts.
Source: EXal Technology

Bohrstatistik
Drilling Statistics



Grafik: EEK; Zahlen: Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie e.V (BVEG)
Graphic: EEK; numbers: Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie e.V. (BVEG)

Erdöl- und Erdgasproduktion im Juli
Oil and Natural Gas Production in July

	Erdgasproduktion* (in 1.000 m³) Natural Gas production* (in 1.000 m³)			Erdölproduktion (in t) Oil Production (in t)		
	Juli July	Januar – Juli January – July		Juli July	Januar – Juli January – July	
	2026	2026	Veränderung zu 25 change % (25)	2026	2026	Veränderung zu 25 change % (25)
Zwischen Oder und Elbe Between Oder and Elbe	325	2.193	75,8	758	5.809	40,2
Nordsee North Sea	72.155	192.703	100	0,7	2,9	100
Nördlich der Elbe North of the Elbe	1.508	10.244	-2,0	73.615	510.884	-0,1
Zwischen Elbe und Weser Between Elbe and Weser	139.305	913.234	-1,2	5.633	49.350	-17,1
Zwischen Weser und Ems Between Weser and Ems	160.713	1.153.485	-3,0	7.102	48.436	-5,5
Westlich der Ems West of the Ems	47.897	336.639	47,6	27.053	184.579	-4,9
Thüringer Becken Thuringian Basin	860	5.399	1,0	–	–	–
Oberrheintal Upper Rhine valley	108	973	-23,7	9.385	85.479	8,7
Alpenvorland Alpine foothills	138	984	-1,9	3.218	22.572	-7,6
Gesamt Total	423.010	2.615.852	10,8	126.765	907.112	-1,8

* inkl. Erdölgas – (9,7692 kWh/m³)
* including associated gas – (9,7692 kWh/m³)

Quelle: BVEG
Source: BVEG

Bohraktivitäten im Juli
Drilling Operations in July

Bohrmeterleistung Drilled Meters	in m
Explorationsbohrungen Exploratory drilling	
Aufschlussbohrungen Trial drilling	–
Teilfeldsuchbohrungen Partial field exploratory drilling	–
Wiedererschließungsbohrungen Redevelopment drilling	–
Feldesentwicklungsbohrungen Field development drilling	
Erweiterungsbohrungen Extension drilling	
Produktionsbohrungen Production wells	43
Hilfsbohrungen Auxiliary wells	

Anzahl der Bohranlagen Number of Drilling Rigs	
insgesamt total	31
davon aktiv / of which active	26
- Bohrungen auf Erdöl und Erdgas Oil and natural gas wells	1
- Aufwältigungen Workovers	7
- Speicherbohrungen Storage wells	–
- Geothermiebohrungen Geothermal Wells	4
- Sonstige Einsätze Other operations	14

Quelle/Source: BVEG



Gastgebende: (v.l.) Tilman Bechthold, Hedwig Doloszeski, Gesa Netzeband und Stefan Hölbfer. Quelle: Volker Stephan
Hosts: (l. to r.) Tilman Bechthold, Hedwig Doloszeski, Gesa Netzeband and Stefan Hölbfer. Source: Volker Stephan

Mit voller Kraft und diversen Kraftstoffen in die Energiezukunft

MIT DEM AUFRUF ZU AMBITIONIERTEN, ABER ABGESTIMMTEN REGELWERKEN FÜR DIE ENERGIEWENDE IN EUROPA STARTETE DIE DGMK/ÖGEW/SCI KONFERENZ IN ESSEN.

Powering Ahead into the Energy Future with Diverse Fuels

THE DGMK/ÖGEW/SCI CONFERENCE IN ESSEN OPENED WITH A CALL FOR AMBITIOUS BUT COORDINATED REGULATORY FRAMEWORKS FOR THE ENERGY TRANSITION IN EUROPE.

Von Volker Stephan

In Deutschlands heimlicher Energie-Hauptstadt Essen sind mehr als 100 Menschen aus Wissenschaft, Forschung und Industrie zusammengekommen, um die Transformation des Energiesystems und die Zukunft von fossilen wie nachhaltigen Kraftstoffen zu diskutieren. Titel der Veranstaltung war „Verfahren zur sicheren Versorgung mit Kohlenstoffträgern, Kraftstoffen und Chemikalien".
Gastgeber der internationalen Zusammenkunft mit Teilnehmenden auch aus Japan waren die Fachbereiche Petrochemie und Konversion von Kohlenstoffträgern der Deutschen Wissenschaftlichen Gesellschaft für nachhaltige Energieträger, Mobilität und Kohlenstoffkreisläufe e.V. (DGMK). Partner der zweitägigen Konferenz sind die Schwesterorganisationen aus Österreich und Italien, die Österreichische Gesellschaft für

By Volker Stephan

More than 100 participants from academia, research, and industry gathered in Essen, Germany's unofficial energy capital, to discuss the transformation of the energy system and the future of both fossil and sustainable fuels. The event was titled "Processes for the Secure Supply of Carbon Carriers, Fuels, and Chemicals."
The international gathering, which also included participants from Japan, was hosted by the Petrochemistry and Conversion of Carbon Carriers departments of the Deutsche Wissenschaftliche Gesellschaft für nachhaltige Energieträger, Mobilität und Kohlenstoffkreisläufe e.V. (DGMK). Partners of the two-day conference were its sister organizations from Austria and Italy, the Österreichische Gesellschaft für Energiewissenschaften (ÖGEW) and the Società Chimica Italiana (SCI).

Energiewissenschaften (ÖGEW) und die Società Chimica Italiana (SCI).
Zur Einführung hob DGMK-Geschäftsführerin Dr. Gesa Netzeband am 8. Oktober auf das Miteinander von industriellen Innovationen und wissenschaftlicher Forschung ab. Unternehmen, Universitäten und Forschungseinrichtungen stünden vor immer größeren Herausforderungen. Netzeband verwies dabei auf weltweite Spannungen und Konflikte, die Transformation des Energiesystems und den Klimawandel.
Sichere Versorgungsketten seien zunehmend von Bedeutung, so Netzeband weiter. Sie ging dann auf die RED-III-Direktive ein, die Novelle zur Nutzung erneuerbarer Energien in der EU. Diese habe auch auf den Verkehrssektor und damit auf den Transport von Gütern und die Produktion chemischer Erzeugnisse erhebliche Auswirkungen. Für Netzeband ist es unerlässlich, die Umsetzung in den einzelnen europäischen Staaten zu harmonisieren. Unterschiede seien hinderlich. Die Industrie müsse verlässliche Rahmenbedingungen vorfinden, in denen sie sich bewegen kann.

Balance zwischen Nachhaltigkeit, Bezahlbarkeit und Sicherheit

Tilman Bechthold spielte anschließend mit dem Verhältnis von Theorie und Praxis. Der Sprecher des DGMK-Fachbereichs „Konversion von Kohlenstoffträgern" holte ein Zitat des damaligen Bundesumweltministers Jürgen Trittin (Grüne) hervor, der gesagt hatte, die Energiewende in Deutschland würde pro Kopf monatlich nicht mehr als eine Kugel Eis kosten. In der Praxis, so Bechthold, sei es weit mehr als das.
Insofern verfolge die Konferenz den Ansatz, die Lücke zwischen Theorie und Praxis bei der Energiewende weiter zu schließen. Bechthold mahnte an, die Balance zwischen Nachhaltigkeit auf der einen sowie Bezahlbarkeit und Versorgungssicherheit auf der anderen Seite zu halten.
Zur Eröffnung der Essener Veranstaltung sprach auch Dr. Stefan Hölbfer, Präsident der ÖGEW. Er rief in Erinnerung, dass die Energiewirtschaft über lange Jahre durch die Faktoren Verfügbarkeit, Effizienz und Kosten bestimmt war. Hinzugekommen seien inzwischen Dimensionen wie Klimaziele, Versorgungssicherheit, Wettbewerbsfähigkeit und sichere Rahmenbedingungen für Investitionen.

Pragmatismus statt Perfektion

Hölbfer warb bei den Gesetzgebern um verlässliche und dauerhafte Regeln. Sie seien erforderlich, um nötige Investitionen der Wirtschaft nicht zu verzögern. Das betreffe im Besonderen lang angelegte Projekte der Energieinfrastruktur, Raffinerien, Industrieanlagen und Kraftwerke der erneuerbaren Energien.
International tätige Unternehmen benötigten hier Regelwerke, die grenzübergreifend wirken. Europas Regierungen müssten einerseits ambitionierte Ziele setzen, aber zugleich Hindernisse abbauen. Gerade die Umsetzung der RED-III-Direktive habe immense Bedeutung für den Ausbau der erneuerbaren Energien und den Hochlauf nachhaltiger Kraftstoffe. Einheitliche Regelungen müssten das Ziel sein, nicht nationale Eigenheiten. Hier sei Pragmatismus der Perfektion vorzuziehen.
Die europäischen Klima- und Transformationsziele müssten laut Hölbfer abgestimmt, verhältnismäßig, verlässlich und ökonomisch vertretbar sein. Dies seien die besten Voraussetzungen für wirksamen Klimaschutz, für die Sicherheit von Versorgungsketten, für eine starke Industrie in Europa und eine hohe Investitionsbereitschaft, so Hölbfer.

In her introductory remarks on October 8, DGMK Managing Director Dr. Gesa Netzeband emphasized the interaction between industrial innovation and scientific research. Companies, universities, and research institutions were facing increasingly significant challenges. Netzeband pointed to global tensions and conflicts, the transformation of the energy system, and climate change.
Secure supply chains were becoming increasingly important, Netzeband continued. She then addressed the RED III Directive, the revision of the EU's Renewable Energy Directive. This also had significant implications for the transportation sector and thus for the transport of goods and the production of chemical products. Netzeband considers it essential to harmonize implementation across individual European countries. Differences were an obstacle. Industry needed reliable regulatory conditions within which it could operate.

Balancing Sustainability, Affordability, and Security

Tilman Bechthold then explored the relationship between theory and practice. The spokesperson for the DGMK department "Conversion of Carbon Carriers" recalled a statement by Jürgen Trittin (Green Party), Germany's environment minister at the time, who had said that the energy transition in Germany would cost no more than one scoop of ice cream per person per month. In practice, Bechthold said, the cost was considerably higher.
Accordingly, the conference aimed to further bridge the gap between theory and practice in the energy transition. Bechthold emphasized the need to maintain a balance between sustainability on the one hand and affordability and security of supply on the other.
Dr. Stefan Hölbfer, President of ÖGEW, also spoke at the opening of the event in Essen. He recalled that the energy industry had long been shaped by the factors of availability, efficiency, and cost. Additional dimensions had since emerged, including climate targets, security of supply, competitiveness, and reliable investment conditions.

Pragmatism Rather Than Perfection

Hölbfer called on lawmakers to establish reliable and lasting regulations. These were necessary to avoid delaying essential business investments. This applied particularly to long-term projects involving energy infrastructure, refineries, industrial facilities, and renewable energy power plants.
Internationally active companies needed regulatory frameworks that applied across national borders. Europe's governments had to set ambitious targets while simultaneously removing obstacles. The implementation of the RED III Directive was particularly important for the expansion of renewable energy and the ramp-up of sustainable fuels. The goal should be uniform regulations rather than national peculiarities. In this respect, pragmatism was preferable to perfection.
According to Hölbfer, Europe's climate and transformation targets needed to be coordinated, proportionate, reliable, and economically viable. These were the best prerequisites for effective climate protection, secure supply chains, a strong European industry, and a high willingness to invest, Hölbfer said. ■



Mit den Herausforderungen für Mineralölindustrie und Raffinerien beschäftigte sich die SCI Conference von DGMK und ÖGEW in Essen. Im Bild die Raffinerie Schwechat in Österreich. Quelle: OMV
The SCI Conference of DGMK and ÖGEW in Essen addressed the challenges facing the petroleum industry and refineries. Pictured: the Schwechat refinery in Austria. Source: OMV

Vom Wandel in der Raffineriebranche und der chemischen Industrie

How Refineries and the Chemical Industry Are Changing

Von Volker Stephan

Der Hauptschmierstoff im Räderwerk von Raffinerien ist Mineralöl. Allerdings darf er es nicht ewig bleiben, folgt man den Vorgaben der EU-Kommission zur Transformation des Energiesystems. Das hat immense Auswirkungen auf die Geschäftsmodelle der Branche, sowohl der Mineralölindustrie mit ihren Treibstoffprodukten als auch der chemischen Industrie. Denn ein Fünftel des in den Raffinerien verarbeiteten Öls wird zu Erzeugnissen der chemisch-pharmazeutischen Industrie oder zu Konsumgütern und Alltagsprodukten.

Die DGMK/ÖGEW/SCI Konferenz am 8. und 9. Oktober in Essen (siehe auch S. 7) nahm sich des Themas an. In seinem Impulsvortrag „Wandel in der Raffineriebranche – Regulierung und ihre Auswirkungen auf Wertschöpfungsketten" erläuterte Dr. Lukas Wunderlich die Position des Wirtschaftsverbands Fuels und Energie (en2x).

Der Leiter Nachhaltige Industrie betonte gleich zu Beginn, dass flüssige Kohlenwasserstoffe und Raffinerien unverzichtbar für die Versorgungssicherheit seien, sei es im Krisen- und Notfall (Militär oder Rettungseinsätze) oder für Notstrom- und Ersatzversorgung. Flüssige Kraftstoffe seien flexibel einsetzbar und gut zu lagern.

Der Umstieg auf erneuerbare Kohlenwasserstoffe sei technisch aufwendig, teuer, dauere noch eine geraume Zeit und sei ohne verlässliche Rahmenbedingungen und einen passenden Förderrahmen kaum zu bewerkstelligen. Entsprechend lang sei der Weg zu einem geschlossenen Kohlenstoffkreislauf unter Einsatz von Ersatzstoffen, die aus Biomasse, recycelten Stoffen oder synthetisch hergestellten Fuels bestehen.

By Volker Stephan

The main lubricant that keeps the wheels of refineries turning is petroleum. However, it cannot remain so forever if the European Commission's requirements for transforming the energy system are followed. This has immense implications for the industry's business models, both for the petroleum industry with its fuel products and for the chemical industry. After all, one-fifth of the oil processed in refineries is converted into products for the chemical and pharmaceutical industries or into consumer goods and everyday products.

The DGMK/ÖGEW/SCI conference held in Essen on October 8 and 9 (see also p. 7) addressed this issue. In his keynote presentation, "Transformation in the Refining Industry – Regulation and Its Impact on Value Chains," Dr. Lukas Wunderlich explained the position of the German Fuels and Energy Association (en2x).

The Head of Sustainable Industry emphasized at the outset that liquid hydrocarbons and refineries were indispensable for security of supply, whether in crises and emergencies (military or rescue operations) or for emergency and backup power supplies. Liquid fuels were versatile and easy to store.

The transition to renewable hydrocarbons was technically complex, expensive, would take considerable time, and would be difficult to accomplish without reliable regulatory conditions and an appropriate funding framework. Accordingly, the path toward a closed carbon cycle using alternative feedstocks derived from biomass, recycled materials, or synthetically produced fuels was a long one.

In principle, processing hydrogen together with CO_2 into

Grundsätzlich sei die Verarbeitung des Wasserstoffs zusammen mit CO_2 zu treibhausgasneutralen Kraftstoffen eine technische Herausforderung, der deutsche Raffinerien gewachsen seien. Sie könnten die erforderliche Anlagentechnik aufbauen und effizient betreiben sowie die erforderliche Logistik für den Vertrieb der PtL-Produkte (Power to Liquid) bereitstellen.

Grüner Wasserstoff und PtL-Erzeugnisse aus Raffinerien könnten mithin einen wichtigen Beitrag zur Schließung der Stromlücke und zum Erreichen der Klimaziele im Schwerlastverkehr, in Luftfahrt, Schifffahrt und anderen noch nicht elektrifizierbaren Verkehrs- und Gebäudebereichen leisten. Allerdings seien PtL-Kraftstoffe aus heimischer Produktion ohne zusätzliche Unterstützung nicht wettbewerbsfähig.

Der Politik schrieb Wunderlich ins Stammbuch, aufeinander abgestimmte Anreize für Kraftstoffe und Chemikalien zu schaffen, um eine finanzierbare Transformation zu ermöglichen. Mit Blick auf den Mobilitätssektor erinnerte der en2x-Abteilungsleiter daran, dass die Produktionskosten für Biokraftstoffe oder synthetische Fuels nach wie vor sehr hoch seien.

Daher fehlten weiterhin finale Investitionsentscheidungen bei den Unternehmen, obwohl der Gesetzgeber Quoten vorgegeben habe, etwa zur Treibhausgasminderung oder zum Umstieg auf Ersatztreibstoffe. Es sei ein „Huhn-Ei-Problem", bei ausbleibenden Investitionen in die Produktion von Biotreibstoffen und geringer Nachfrage aufgrund hoher Abnahmekosten.

Ein wenig durchatmen könnte die Branche, wenn die europäische Methanverordnung zu importierten fossilen Brennstoffen nicht schon im Januar 2027, sondern ein Jahr später in Kraft tritt. Das zeichnet sich nach Äußerungen von Kommissionspräsidentin Ursula von der Leyen (CDU) ab. Wichtig sei dies, so Wunderlich, weil bis zu 90 Prozent der Ölimporte nach Europa die strengen Anforderungen zu Methanemissionen im Herkunftsland womöglich nicht erfüllen könnten. Das hätte im schlechtesten Fall Konsequenzen für die Versorgung mit Öl und das Preisniveau.

Für eine gesicherte Zukunft der Raffinerien warb Wunderlich um abgestimmte Anstrengungen von Politik und Industrie. Die Politik solle Bestandsschutz gewähren und den Zugang zu wettbewerbsfähiger Energie und Infrastruktur ermöglichen. Für ein funktionierendes Geschäft wiederum sollten Produzenten und Kunden sich zu langfristigen Abnahmeverpflichtungen bekennen.



In seinem Impulsvortrag „Wandel in der Raffineriebranche – Regulierung und ihre Auswirkungen auf Wertschöpfungsketten" erläuterte Dr. Lukas Wunderlich die Position des Wirtschaftsverbands Fuels und Energie (en2x). Quelle: Volker Stephan

In his keynote "Change in the Refinery Industry: Regulation and Its Impact on Value Chains", Dr. Lukas Wunderlich explained the position of the German Fuels and Energy Association (en2x). Source: Volker Stephan

Sukzessive Dekarbonisierung der Chemieindustrie

Wie der Weg zu einer Dekarbonisierung in anderen Geschäftsfeldern aussehen kann, skizzierte Dr. Jan-Peter Bohn in einem weiteren Vortrag. Der Leiter Prozesschemie-Technik bei Linde, ei-

greenhouse gas-neutral fuels was a technical challenge that German refineries were capable of meeting. They could build and efficiently operate the necessary processing facilities and provide the logistics required to distribute power-to-liquid (PtL) products.

Green hydrogen and PtL products from refineries could therefore make an important contribution to closing the electricity supply gap and achieving climate targets in heavy-duty transportation, aviation, shipping, and other transportation and building sectors that could not yet be electrified. However, domestically produced PtL fuels were not competitive without additional support.

Wunderlich urged policymakers to create coordinated incentives for fuels and chemicals to enable a financially viable transformation. With regard to the mobility sector, the en2x department head pointed out that production costs for biofuels and synthetic fuels remained very high.

As a result, companies had still not made final investment decisions, even though lawmakers had established quotas, for example, for greenhouse gas emissions reductions or the transition to alternative fuels. It was a "chicken-and-egg problem," with investments in biofuel production failing to materialize and demand remaining low because of high purchasing costs.

The industry could breathe a little easier if the European Methane Regulation concerning imported fossil fuels were to take effect not in January 2027, but one year later. This possibility is emerging following statements by European Commission President Ursula von der Leyen (CDU). According to Wunderlich, this was important because up to 90 percent of oil imports into Europe might not meet the strict requirements concerning methane emissions in their countries of origin. In the worst case, this could have consequences for oil supplies and price levels.

To secure the future of refineries, Wunderlich called for coordinated efforts by policymakers and industry. Policymakers should provide protection for existing facilities and enable access to competitively priced energy and infrastructure. To ensure viable business operations, producers and customers, in turn, should commit to long-term offtake agreements.

Gradual Decarbonization of the Chemical Industry

Dr. Jan-Peter Bohn outlined what the path toward decarbonization in other business sectors could look like in another presentation. The Head of Process Chemistry Engineering at Linde, a global supplier of industrial gases, provided several examples of the gradual conversion of existing industrial facilities that would not require a break with the old system. For example, he highlighted

nem weltweiten Anbieter technischer Gase, lieferte gleich mehrere Beispiele für einen sukzessiven Umbau bestehender Industrieanlagen, der keinen Bruch mit dem alten System erforderlich macht.

So richtete er ein Schlaglicht auf die Methanolproduktion. Hier erfolgt eine CO_2-Reduzierung in einer Synthesegas-Anlage, die auf grauem Dampf-Methan-Reforming (SMR) basiert, mittels einer eingefügten Elektrolyseanlage für grünen Wasserstoff. Ein anderes Beispiel betrifft einen der bis dato am wenigsten nachhaltigen Prozesse in der chemischen Industrie: das Dampfcracken. Um Energieverbrauch und CO_2-Ausstoß zu mindern, setzt eine neue Lösung auf die selektive Elektrifizierung. Ein elektrisch beheizter Ofen ersetzt dabei teilweise einen konventionell befeuerten Ofen in einem Cracker-Komplex.

Und im dritten Beispiel schließlich hob Bohn auf die schrittweise Einführung von Einsatzstoffen aus Kunststoffabfällen ab, die auf Pyrolyseöl basieren, innerhalb eines konventionellen Dampfcrackers. Bereits eine begrenzte Einspeisung führe zu einer nennenswerten Verdrängung fossiler Rohstoffe und unterstütze kreislauforientierte Kohlenstoffpfade. Der Weg zu vollständig dekarbonisierten chemischen Produktionsketten sei damit eröffnet, ohne bestehende Anlagen abschreiben oder aufgeben zu müssen.



Beispiele für die Dekarbonisierung von Industrieanlagen zeigte Dr. Jan-Peter Bohn auf. Quelle: Volker Stephan

Dr. Jan-Peter Bohn presented examples of the decarbonization of industrial plants. Source: Volker Stephan

methanol production. In this process, CO_2 emissions are reduced in a synthesis gas plant based on conventional steam methane reforming (SMR) through the integration of an electrolysis unit for green hydrogen. Another example concerns one of the least sustainable processes in the chemical industry to date: steam cracking. To reduce energy consumption and CO_2 emissions, a new solution relies on selective electrification. An electrically heated furnace partially replaces a conventionally fired furnace in a cracker complex.

Finally, in his third example, Bohn highlighted the gradual introduction of feedstocks derived from plastic waste, based on pyrolysis oil, into a conventional steam cracker. Even limited feedstock input would lead to a significant displacement of fossil raw materials and support circular carbon pathways. This would pave the way toward fully decarbonized chemical production chains without having to write off or abandon existing facilities.

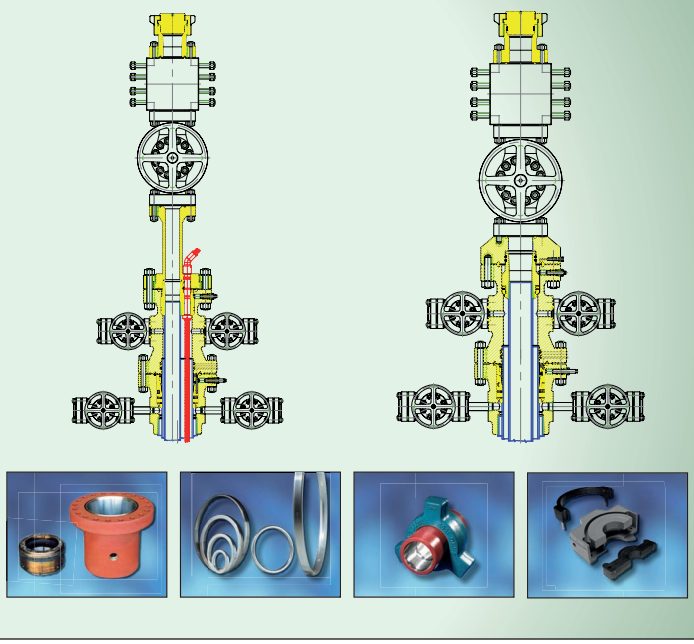
optimum eventum

Das Ergebnis zählt! Kompetente Projektberatung und individuelle Lösungen. Ausrüstung und Ersatzteile für die Erdöl- und Erdgas Bohr- und Förderindustrie.
Seit 1992!

The result is the key! Competent project consulting and individual solutions. Spare parts and equipment for the oil and gas drilling and production industry.
Since 1992!

NORMEC®
Oilfield Products
Sales and Services GmbH

Bruchkampweg 14
29227 CELLE · Germany
Telefon +49 5141 90059-0
normec@normec.de · www.normec.de





Ein Lkw tankt CNG. Quelle: OG Clean Fuels
A truck refuels with CNG. Source: OG Clean Fuels

Erdgas als Kraftstoff: Renaissance mit Lkw und Biokraftstoffen

Natural Gas as a Transportation Fuel: A Renaissance Driven by Trucks and Biofuels

Von Georg Eble

Das deutsche Bundesverkehrsministerium (BMV) hat sich spätestens seit dem Amtsantritt von Steffen Bilger (CDU) Ende Juli vom All-electric-Ansatz inklusive Wasserstoff bei der Verkehrswende verabschiedet. Ein Tankstellen-Besuch des Parlamentarischen Staatssekretärs beim Bundesverkehrsministerium, Christian Hirte (CDU), bei seiner Sommertour hat eine Neuakzentuierung der deutschen Verkehrswende-Politik zu Tage treten lassen, wonach eine ausschließliche Förderung der E-Mobilität als ungenügend angesehen wird. Hirte ist seit Juni 2025 im Amt.

Beim Besuch einer Bio-CNG-Tankstelle des Deutschland-Marktführers OG Clean Fuels in Gebesee nördlich von Erfurt sagte Hirte Ende August laut Unternehmensmitteilung: "E-Lkw sowie Wasserstoff bestimmen die Schlagzeilen und politische Debatte – doch hier sieht man, dass es für einen klimaschonenden Straßengüterverkehr praxisgerechte Lösungen gibt, die in der Öffentlichkeit zu wenig bekannt sind." Das Mitglied der BMV-Hausleitung weiter: "Wir benötigen alles, was hilft. Die Elektrifizierung wird ein wesentlicher Baustein für eine zukunftsfähige Logistik sein. Doch es braucht einen Antriebsmix, um die Anforderungen der Transportwirtschaft hinsichtlich Kosten, Flexibilität und Praxistauglichkeit zu erfüllen."

Die steigende Nachfrage nach Bio-CNG aus der Logistikwirtschaft sowie die steigenden Absatzmengen in Deutschland seien ihm so nicht bewusst gewesen, räumte Hirte ein. Was ebenfalls unter dem medialen Radar läuft: Es gibt bundesweit mehr als 5.000 CNG- und LNG-Lkw, aber trotz üppiger Förderprogrammen nur 2.400 E- oder Wasserstoff-Lastwagen (Ende 2025).

Das Wachstum erklärt sich OG Clean Fuels

- erstens durch die niedrigen und auch seit dem Irankrieg stabil gebliebenen Zapfsäulenpreise von unter 1 Euro pro Kilo, dem Pendant von 1,3 bis 1,35 Litern konventionellen Diesels – welcher Anfang September bei zwei Großgesell-

By Georg Eble

Since Steffen Bilger (CDU) took office at the end of July, at the latest, Germany's Federal Ministry of Transport (BMV) has abandoned the all-electric approach, including hydrogen, to the transportation transition. A visit to a fueling station by Christian Hirte (CDU), Parliamentary State Secretary at the Federal Ministry of Transport, during his summer tour revealed a shift in emphasis in Germany's transportation transition policy, according to which promoting electric mobility alone is considered insufficient. Hirte has been in office since June 2025, while Federal Minister Bilger succeeded Patrick Schnieder (also CDU).

During a visit to a bio-CNG fueling station operated by German market leader OG Clean Fuels in Gebesee, north of Erfurt, Hirte said in late August, according to a company statement: "Electric trucks and hydrogen dominate the headlines and political debate, but here we can see that practical solutions for climate-friendly road freight transportation exist and receive too little public attention." The member of the BMV leadership continued: "We need everything that helps. Electrification will be a key component of future-proof logistics. But we need a mix of propulsion technologies to meet the transportation industry's requirements in terms of cost, flexibility, and practicality."

Hirte acknowledged that he had not been aware of the growing demand for bio-CNG from the logistics industry or the increasing sales volumes in Germany. Another fact that has largely escaped media attention: There are more than 5,000 CNG and LNG trucks nationwide, but only 2,400 electric or hydrogen-powered trucks (at the end of 2025), despite generous subsidy programs.

OG Clean Fuels attributes this growth,

- first, to low pump prices, which have remained stable at less than 1 euro per kilogram even since the outbreak of the war in Iran. One kilogram is equivalent to 1.3 to 1.35

schaften 2,43 bis 3,08 Euro gekostet hätte (beides netto). Die Beschaffungspreise für das Biomethan aus Abfall und Reststoffen sind fast völlig vom Mineralölmarkt abgekoppelt. Und im Flottengeschäft sind die Abgabepreise über Rahmenlieferverträge bis zu fünf Jahre lang (OG) garantiert.

- Zweitens sei der deutsche CNG- und LNG-Markt (fast) völlig auf CO_2-neutrales bis -negatives Bio umgestellt und unterstütze so Dekarbonisierungsziele von Flottenbetreibern. Energiepflanzen werden dafür nicht verwendet, so ist der Kraftstoff raus aus der Tank-oder-Teller-Debatte.
- Drittens wollten einige Fuhrunternehmen ursprünglich nur eine E-Lkw-Flotte mit eigenen Ladepunkten anschaffen, seien dann aber vom fehlenden Netzanschluss ausgebremst – oder eben zu Bio-CNG geleitet worden.

Dabei schien spätestens seit der Energiekrise 2021/22 durch den russischen Überfall auf die Ukraine Erdgas auch als Kraftstoff (Compressed Natural Gas) tot zu sein:

- Kein europäischer Autohersteller legte seit 2023 neue CNG-Pkw-Modelle auf.
- Ein Zapfsäulen-Ausrüster ging pleite.
- Augsburg, die CNG-Modellstadt, die sich seit 1995 mit ihren Linienbussen den Hauptabsatz selbst geschaffen hatte, kündigte 2025 auf EU-Regulierungsdruck hin die systematische Umstellung auf E-Busse an, die bis 2039 abgeschlossen sein soll.
- Das deutsche CNG-Netz schrumpfte von 920 auf grob 700 Tankstellen.

Derweil schwang sich die OG Clean Fuels peu à peu auch in Deutschland zum bundesweiten Marktführer auf – was sie im Heimatland Holland mit 100 Stationen bereits war. Erst 2008 von Marcel Borger als Orangegas B.V. gegründet und immer noch inhabergeführt, auch wenn die Mehrheit an den Londoner Infrastrukturinvestor Pioneer Point Partners verkauft ist, kaufte OG eine CNG-Tankstelle nach der anderen dem Stadtwerk oder regionalen Gasversorger ab, der sie sonst geschlossen hätte. So kamen allein im ersten Halbjahr 24 öffentliche CNG-Standorte zu den vorhandenen 156 dazu. Vom deutschen Gesamtabsatz von 110.000 Tonnen entfielen voriges Jahr 23 Prozent auf OG.

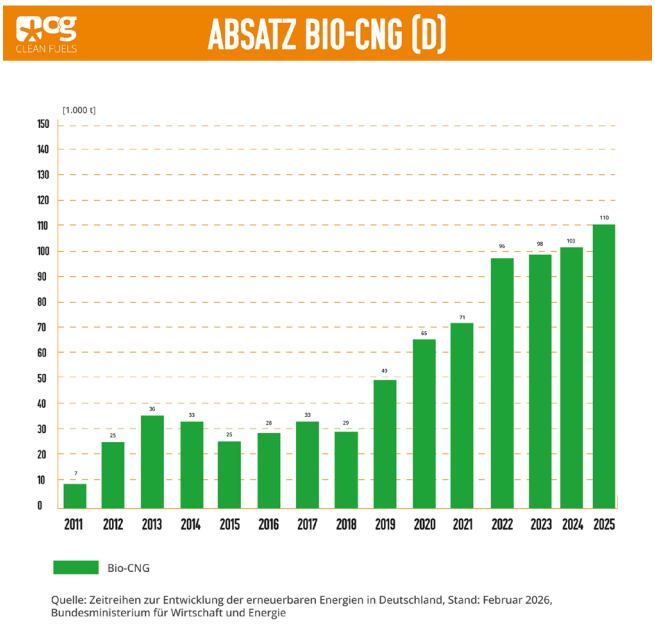
„It's the truck, stupid"

Der Erfolgsansatz von OG scheint nicht so sehr der flächendeckende westeuropäische Ansatz und die Kapitalkraft für anorganisches Wachstum zu sein – Voraussetzungen, von denen mindestens eine den deutschen Gasversorgern fehlte und dem Verband "Die Gas- und Wasserstoffwirtschaft" erst recht. Und Gazprom Germania, die vor dem Ukrainekrieg klägliche drei Dutzend CNG-Stationen hatte, schied ganz aus dem CNG-Markt aus, nachdem der Bund sie übernommen und zur Sefe umgepinselt hatte. Sefe hatte andere Probleme und Prioritäten als CNG.

Das Erfolgsrezept von OG sieht Jens Voshage, Senior Manager Public Affairs Deutschland, vielmehr



Parlamentarischer Staatssekretär Christian Hirte, Bundestagsabgeordnete Claudia Heber (beide CDU) und der Senior Manager Public Affairs Germany beim Anbieter OG Clean Fuels, Jens Voshage. Quelle: OG Clean Fuels / Stegmann
Parliamentary State Secretary Christian Hirte, member of the German Bundestag Claudia Heber (both CDU), and Jens Voshage, senior manager public affairs Germany at OG Clean Fuels. Source: OG Clean Fuels / Stegmann



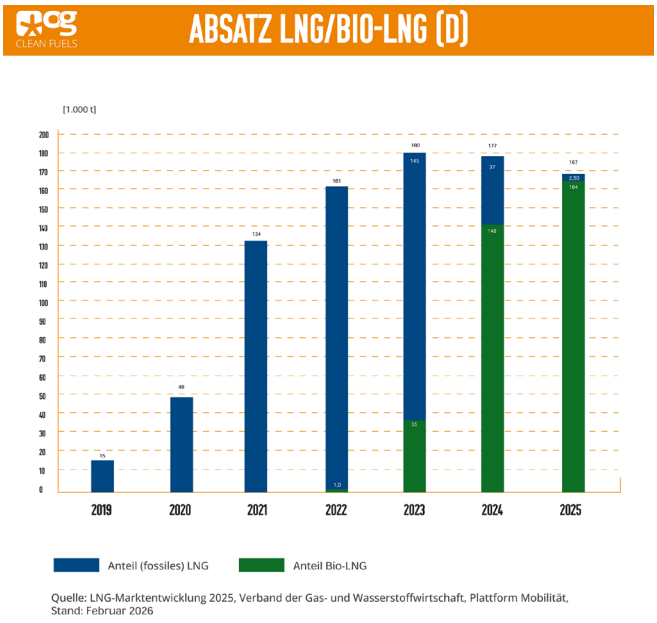
Absatz von Bio-CNG in Deutschland. Quelle: MMWE/OG Clean Fuels
Bio-CNG sales in Germany. Source: MMWE/OG Clean Fuels

liters of conventional diesel, which would have cost between 2.43 euros and 3.08 euros at two major companies in early September (both prices excluding taxes). Procurement prices for biomethane produced from waste and residual materials are almost entirely decoupled from the petroleum market. In the fleet business, selling prices are guaranteed for up to five years (OG) through framework supply agreements.

- Second, the German CNG and LNG market has switched almost entirely to carbon-neutral or even carbon-negative biofuels, thereby supporting fleet operators' decarbonization targets. Energy crops are not used, removing the fuel from the food-versus-fuel debate.
- Third, some transportation companies had originally planned to purchase exclusively electric truck fleets with their own charging stations, but were then held back by the lack of a grid connection or were instead directed toward bio-CNG.

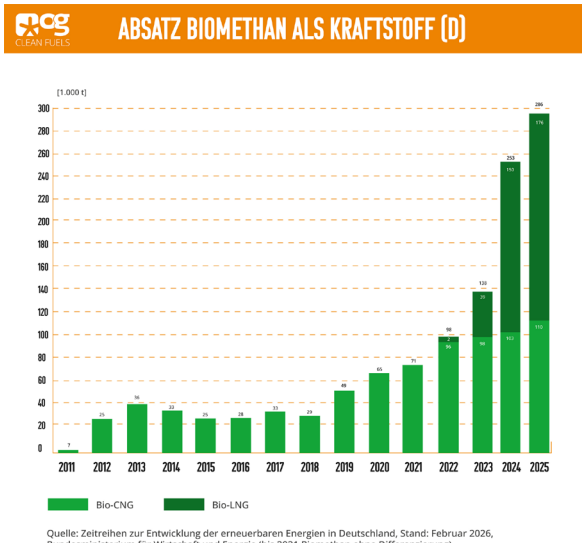
Yet, since the 2021/22 energy crisis following Russia's invasion of Ukraine, at the latest, natural gas as a transportation fuel (compressed natural gas, CNG) had appeared to be a thing of the past:

- No European automaker has introduced new CNG passenger car models since 2023.
- A fuel dispenser equipment supplier went bankrupt.
- Augsburg, the model city for CNG, which had generated its own principal demand through its public bus fleet since 1995, announced in 2025 that it would systematically convert to electric buses under pressure from EU regulations. The transition is scheduled to be completed by 2039.
- Germany's CNG fueling station network shrank from 920 to roughly 700 stations.



LNG-Marktentwicklung in Deutschland. Quelle: Verband der Gas- und Wasserstoffwirtschaft/OG Clean Fuels
LNG market development in Germany. Source: Verband der Gas- und Wasserstoffwirtschaft / OG Clean Fuels

darin, dass man konsequent auf die Versorgung von Lkw setzt – eine ähnliche Rentabilitätsstrategie wie 1995 bei den Stadtwerken Augsburg mit ihrer auf CNG umgerüsteten Busflotte.
Man könnte also in Abwandlung des Erfolgsrezeptes von Clintons Chefwahlkämpfer sagen: It's the truck, stupid – es ist der Lkw, du Dummchen! Bei OG-neuen Standorten wird mit Lkw-geeigneten Zapfsäulen (mit anderem Tankstutzen und höherem Durchsatz) begonnen: Bei PKW-CNG-Standorten, die OG Clean Fuels übernimmt, kommt in aller Regel eine Lkw-Zapfsäule hinzu.
Der Durchsatz der Lkw-Säulen erweist sich auch als großer Sprung nach vorn. OG-Vertriebschef Achim Wiedey: "Vor fünf Jahren war eine öffentliche Tankstelle mit einer Abgabe von 15 Tonnen pro Monat ein guter Standort. Heute haben wir die zehnfache Menge bei unseren Lkw-Tankstellen." 15 Tonnen CNG entsprechen gut 20.000 Litern Diesel.
Für 2026 erwartete OG im Mai eine weitere Steigerung des gesamten (Bio-)CNG-Absatzes um 20 Prozent auf 30.000 Tonnen, nach 25 Prozent Plus von 2024 auf 2025.
Jetzt schon macht die Transportwirtschaft laut Vertriebschef Wiedey zwei Drittel des deutschen Durchsatzes aus. Einen Gutteil davon macht bei OG auch das nichtöffentliche Flottengeschäft aus: Das Unternehmen betreibt derzeit für DHL 18 Lkw-CNG-Stationen und für Edeka drei.
Insgesamt war der Absatz von (Bio-)CNG 2025 bundesweit um 10 Prozent gestiegen (auf 110.000 Tonnen), und das trotz schrumpfender Pkw-Flotte. (Bio-)LNG stieg sprunghaft auf 176.000 Tonnen.



Absatz von Biomethan als Kraftstoff in Deutschland. Quelle: BMWE/OG Clean Fuels
Biomethane sales as a transportation fuel in Germany. Source: BMWE/OG Clean Fuels

Meanwhile, OG Clean Fuels gradually established itself as the nationwide market leader in Germany as well, a position it had already achieved in its home country, the Netherlands, with 100 stations. Founded only in 2008 by Marcel Borger as Orangegas B.V., the company remains owner-managed, even though a majority stake has been sold to London-based infrastructure investor Pioneer Point Partners. OG acquired one CNG fueling station after another from municipal utilities or regional gas suppliers that would otherwise have closed them: In the first half of the year alone, 24 public CNG locations were added to the existing 156. Last year, OG accounted for 23 percent of Germany's total sales volume of 110,000 metric tons.

"It's the Truck, Stupid"

OG's successful approach appears to be based less on its comprehensive Western European presence and the financial resources available for inorganic growth, at least one of which German gas suppliers lacked, and even more so the association "Die Gas- und Wasserstoffwirtschaft" (The Gas and Hydrogen Industry Association). Gazprom Germania, which had a meager three dozen CNG stations before the war in Ukraine, withdrew from the CNG market entirely after the German government took it over and rebranded it as Sefe. Sefe had other problems and priorities than CNG.
Jens Voshage, Senior Manager Public Affairs Germany, believes that OG's formula for success lies instead in its consistent focus on supplying trucks, a profitability strategy similar to that adopted by Stadtwerke Augsburg in 1995 with its bus fleet converted to CNG. To paraphrase the winning slogan of Clinton's chief campaign strategist, one could therefore say: "It's the truck, stupid!" At new OG locations, the company starts with truck-compatible fuel dispensers (featuring different nozzles and higher flow rates). At acquired passenger-car CNG stations, a truck dispenser is generally added.
The throughput of truck dispensers has also proven to represent a major leap forward. OG Head of Sales Achim Wiedey explains: "Five years ago, a public fueling station dispensing 15 metric tons per month was considered a good location. Today, we achieve ten times that volume at our truck fueling stations." 15 metric tons of CNG are equivalent to more than 20,000 liters of diesel.
In May, OG expected its total (bio-)CNG sales to increase by another 20 percent to 30,000 metric tons in 2026, following a 25 percent increase from 2024 to 2025.
According to Head of Sales Wiedey, the transportation industry already accounts for two-thirds of the company's German sales volume. A substantial share of this also comes from OG's nonpublic fleet business: The company currently operates 18 CNG truck fueling stations for DHL and three for Edeka.
Overall, nationwide sales of (bio-)CNG increased by 10 percent to 110,000 metric tons in 2025, despite the shrinking passenger car fleet. Sales of (bio-)LNG jumped sharply to 176,000 metric tons.



Illustration: ChatGPT

PROGRAMM

Energierohstoffe und Kraftstoffe der Gegenwart/Zukunft

19. & 20. November 2026

ÖGEW/DGMK Herbsttagung in Wien

Erneuerbare Energien auf dem wirtschaftlichen Prüfstand
Emissionsarme Rohstoffe | Versorgungssicherheit

Veranstaltungsort: Österreichische Kontrollbank AG | Strauchgasse 3 | 1010 Wien

Weitere Informationen

Tanja Vanicek, ÖGEW
+43 664 4033152

Ines Musekamp, DGMK
+49 40 639004 71

ÖGEW
www.wko.at/oegew

DGMK
www.dgmk.de

PROGRAMM

Donnerstag
19. November 2026

Wiener Kaffeehaustratsch
Pre Conference Socializing

19. Nov. 2026, von 11:00–12:30 Uhr
Café Diglas im Schottenstift, 1., Schottengasse 2

13:00	**Begrüßung: Stefan Hölbfer, Präsident ÖGEW** **Grußworte der DGMK: Jürgen Rückheim, DGMK**
13.15	**Eröffnungsvortrag: Martijn van Koten, OMV**
13:45	**Moderation: Friedrich Danzinger, OMV**
13:55	**Alan Gelder, Woodmac Mackenzie** Evolving energy flows and the impact of the Strait of Hormuz closure
14:25	**Uwe Gaudig, Griesemann Engineering** Molekülwende für Europa: Nachhaltige Kraftstoffe zwischen Versorgungssicherheit, Technologiediversität und Wettbewerbsfähigkeit
14:55	**Stephanie Tappeiner, OMV Energy** LNG flows towards Austria and supply scenarios
15:25	**Bela Kelemen, MOL** Versorgungssicherheit in Osteuropa
15:55	**Kaffeepause**
16:30	**Moderation: Philipp Tippel, OMV**
16:40	**Gregory Rock, OMV Petrom** Upstream potential of the Black Sea
17:10	**Henrik Mosser, OMV Energy** Wittau: größter Gasfund in Österreich seit vier Jahrzehnten
17:40	**Christoph Markowitsch, Montanuniversität Leoben** Entwicklung innovativer Prozessrouten für die Produktion von nachhaltigen Flugkraftstoffen
18:15	**Verleihung Hans Höfer-Medaille** Laudatio für Godfrid Wessely durch Thomas Hofmann, Geosphere Austria Überreichung Hans Höfer-Medaille durch Stefan Hölbfer, Präsident ÖGEW
19:00	**Gemeinsames Abendessen** Stadtheuriger „Melker Stiftskeller“, 1., Schottengasse 3

Freitag
20. November 2026

Veranstaltungsort:
Österreichische Kontrollbank AG
Strauchgasse 3
1010 Wien

09:00	**Moderation: Holger Ott, Montanuniversität Leoben**
09:10	**Sorin Ivanovici, OMV** Grüner Wasserstoff bei der OMV: von der Strategie zur Umsetzung
09:40	**Jens Müller-Belau, Shell** Shell Energy Scenarios – A snapshot
10:10	**Uwe-Dieter Grebe, TU Wien** Globaler Energiemarkt – Auswirkungen auf die Antriebssysteme für die Mobilität
10:40	**Gudrun Senk, Wr. Linien** Mobilität unter Spannung: Wie Energie, Infrastruktur und Innovation die Zukunft unserer Städte gestalten
11:10	**Kaffeepause**
11:40	**Moderation: Tarek Leitner, ORF**
11:45	**Podiumsdiskussion – Fragen aus dem Auditorium** Teilnehmer:innen: Uwe-Dieter Grebe, Sorin Ivanovici, Jens Müller-Belau, Gudrun Senk
13:15	**Schlussworte: Stefan Hölbfer, Präsident ÖGEW**
	anschließend Imbiss

Informationen zur Veranstaltung

Tagungsbüro
Während der Veranstaltung ist am Tagungsort ein Tagungsbüro eingerichtet.

Auskünfte/Ansprechpartnerin
Tanja Vanicek
ÖGEW

Tel.: +43 664 4033152
oegew@energy-fuels.at

www.wko.at/oegew
www.dgmk.de

Tagungsgebühr
Teilnahmegebühr Nichtmitglieder ..... € 260,00
Teilnahmegebühr Mitglieder ..... € 210,00
Teilnahmegebühr Pensionist:innen ..... € 130,00
Teilnahmegebühr studierende Nichtmitglieder..... € 50,00
Teilnahmegebühr studierende Mitglieder ..... frei

Die Teilnahmegebühr schließt neben der Teilnahme an der Tagung folgende Leistungen als Pauschalangebot ein: Kaffeepausen, Imbiss, Abendessen

Die Tagungs- bzw. Teilnahmegebühr ist nach Anmeldung durch Überweisung auf das UniCredit Bank Austria-Konto der ÖGEW mit dem IBAN AT23 1100 0005 5153 2500 zu begleichen.

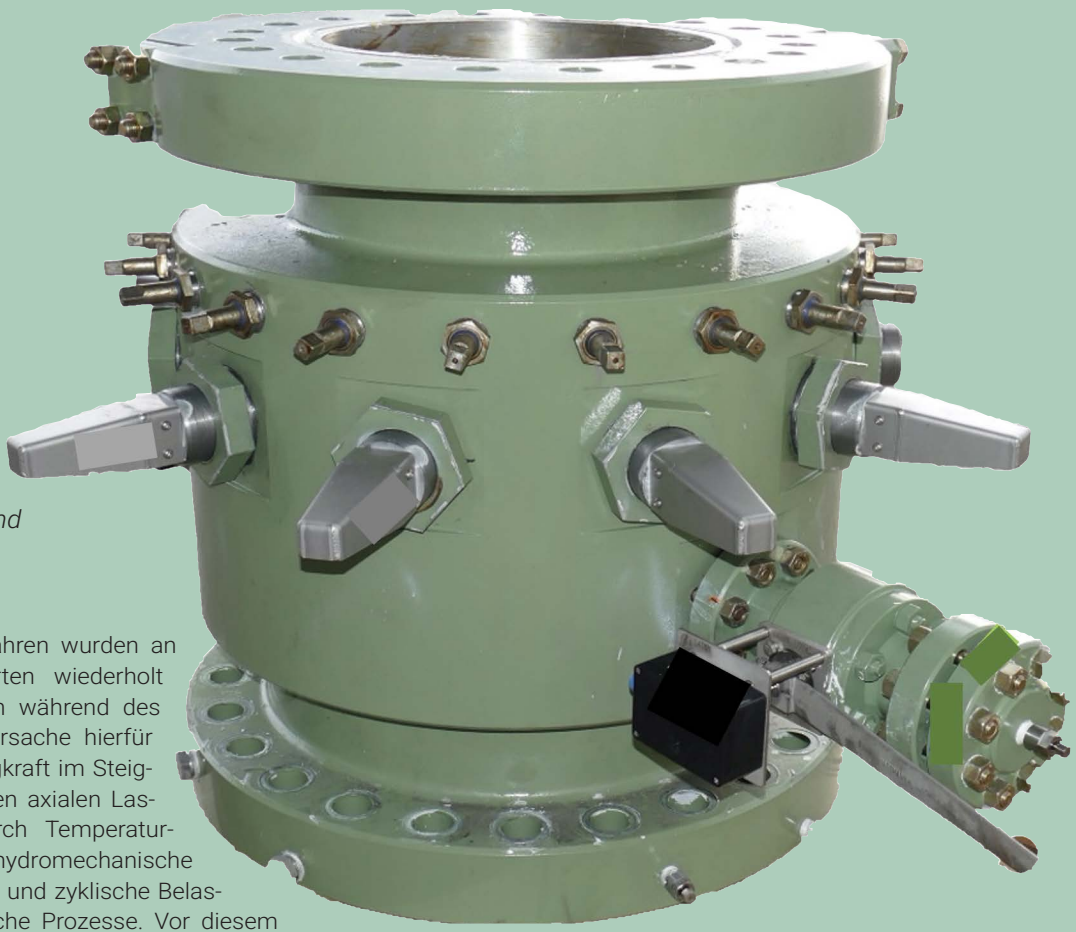
Online Anmeldung
https://www.wko.at/oegew/oegew-dgmk-herbstveranstaltung-2026

Gewichtsüberwachungssystem für Förderrohrtouren

VIEREINHALB JAHRE PRAKTISCHE BETRIEBSERFAHRUNG

Weight Monitoring System for Production Tubings

FOUR AND A HALF YEARS OF PRACTICAL OPERATING EXPERIENCE



(Quelle/Source: EXal Technology GmbH)

Von Carsten Braun und Stephan Grosswig***

Kurzfassung

In den vergangenen Jahren wurden an verschiedenen Standorten wiederholt Schäden an Bohrungen während des Betriebs beobachtet. Ursache hierfür war ein Anstieg der Zugkraft im Steigrohr bis hin zu kritischen axialen Lasten, hervorgerufen durch Temperatur- und Druckänderungen, hydromechanische Einflüsse, schwankende und zyklische Belastungen sowie geologische Prozesse. Vor diesem Hintergrund wurde die Entwicklung eines eigenständigen Gewichtsüberwachungssystems für Förderrohrtouren erforderlich.

Das primäre Ziel dieses Systems ist es, Schäden an der Förderrohrtour während des Betriebs durch frühzeitige Erkennung von Lastschwankungen sowie durch kontinuierliche Messung und Überwachung der axialen Lasten zu verhindern. Das intelligente Auflageelement des Systems ist mit allen gängigen Tragbolzen (Landing Bolts) sowie mit Spann- und Rohrschubvorrichtungen einer Vielzahl von Herstellern kompatibel und für den Einbau am Bohrlochkopf ausgelegt. Es dient dazu, Förderrohrtouren unter mechanischer Vorspannung aufzuhängen und zu überwachen.

Die Betriebserfahrung der vergangenen drei Jahre belegt die Wirksamkeit des Gewichtsüberwachungssystems für Förderrohrtouren.

By Carsten Braun and Stephan Grosswig***

Abstract

In recent years, repeated damage to boreholes during operation has been observed across multiple sites. This was caused by an increase in the tensile force in the riser pipe, reaching critical axial loads, resulting from temperature and pressure changes, hydromechanical influences, fluctuating and cyclic loads, and geological processes. In response to this, the development of a dedicated weight monitoring system for production tubing became imperative. The primary objective of this system is to prevent damage to production tubing during operation by enabling early detection of load variations and providing continuous measurement and monitoring of axial loads. The system's smart support element is compatible with all common landing bolts as well as tensioning and pipe-pushing devices from a wide range of manufacturers and is designed for integration at wellheads. It serves to suspend and monitor production tubings under mechanical prestress. Operational experience over the past three years demonstrates the effectiveness of the weight monitoring system for production tubings.



Abb. 1: Abgerissene Rohrtour.
Fig. 1: Parted tubing string.

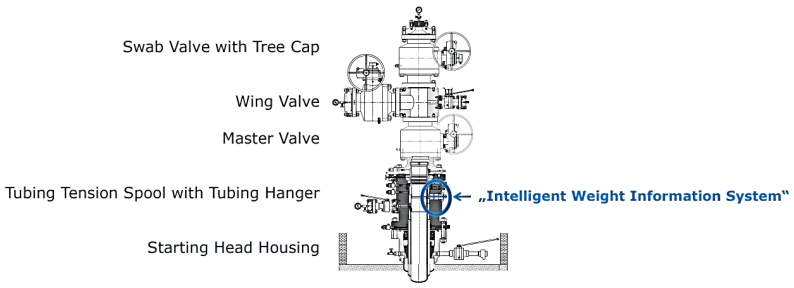


Abb. 2: Prinzipskizze eines Kavernenspeicher-Bohrlochkopfs. Quelle: EXal
Fig 2: Outline sketch of a cavern storage wellhead. Source: EXal

1. Einleitung

Betriebsstörungen an Förder- und Speicherbohrungen sind aus Sicht von Sicherheit und Gesundheitsschutz inakzeptabel und stets mit hohen Kosten verbunden. Dies gilt gleichermaßen für Gas- und Ölbohrungen (speziell für die Untergrundspeicherung ausgelegt) wie auch für geothermische Bohrungen.
Alle diese Bohrungen verfügen über eine Förderrohrtour, die vom Bohrlochkopf ausgehend wenige hundert Meter bis mehrere tausend Meter tief hängt.
Die zwischen dem Rohrhänger (im Tension Spool montiert) und dem Packersystem eingespannte Förderrohrtour wird durch vertikal und horizontal wirkende Kräfte beeinflusst. Dazu zählen unter anderem:

- Temperaturabweichungen infolge von Änderungen im Bohrloch oder der Förderrate
- Druckänderungen
- Änderungen der Fluideigenschaften
- Hydromechanische Effekte
- Seismische Bewegungen infolge gebirgsmechanischer Prozesse

An verschiedenen Standorten kam es in den letzten Jahren wiederholt zu Schadensfällen (siehe Abb. 1), verursacht durch einen Anstieg der Zugkraft in den Förderrohrtouren, der wiederum zu kritischen axialen Lasten führte. Diese Vorfälle waren der Auslöser für die Entwicklung von Messsystemen zur Überwachung des Verhaltens der Förderrohrtour.

2. Technologische Lösung

Das neue intelligente Gewichtsüberwachungssystem ist darauf ausgelegt, Lastveränderungen an der Förderrohrtour während des Betriebs frühzeitig zu erkennen. Es misst und überwacht die axialen Lasten und ermöglicht so, mögliche Schäden an der Förderrohrtour zu identifizieren und zu verhindern, bevor sie auftreten.
Zu diesem Zweck werden Förderrohrtour und Rohrhänger auf die Auflageelemente – sogenannte Landing Bolts – aufge-

1. Introduction

Operational disruptions in production and storage wells are unacceptable from a health and safety standpoint and have also always been associated with high costs. This applies to both gas and oil wells (specially designed for underground storage) and geothermal wells. All such wells have production tubing hanging from the wellhead that ranges from a few hundred metres to thousands of metres deep. The production string clamped between the tubing hanger (installed within the tension spool) and the packer system is influenced by forces acting vertically and horizontally upon it. These could be:

- Temperature deviations due to changes in the wellbore or due to changes in the production rate
- Changes in pressure
- Changes in fluid properties
- Hydromechanical effects
- Seismic movements due to rock mechanical processes

Damage events at various locations occurred repeatedly in recent years (see fig. 1). Caused by an increase in the tensile force on the production tubings that, in turn, resulted in critical axial loads. These incidents were a catalyst for developing measuring systems designed to monitor the behaviour of the production tubing.

2. Technological Solution

The new smart weight monitoring system is designed to detect load changes on the production tubing during operation at an early stage. It works by measuring by measuring and monitoring the axial loads, enabling potential damage to the production string to be identified and prevented before it occurs.
For this purpose, the production tubing string and hanger are placed on top of the support elements, so-called landing bolts, located inside the wellhead tension spool (see fig. 2 and 3).
Smart support elements are used in place of conventional landing bolts. While geometrically identical to their conventional counterparts the key difference lies in an integrated membrane on the upper side of the support surface connected to a pressure chamber underneath.
The contact surface is limited to the geometric dimensions of the landing bolt's square shoulders. A load measurement in the desired range of up to 3.000 kN can, therefore, only be carried out if the load is distributed over all ten landing bolts. It is not necessary to equip each landing bolt with an electrical transducer. However, the hydraulic membrane must be fitted to all landing bolts to ensure a proportional loading of all supporting elements.
The hydraulic part of the landing bold is the same as a common, conventional load plate. Here, a membrane is mounted (tightly welded) to a cavity. When loaded from the exterior, the

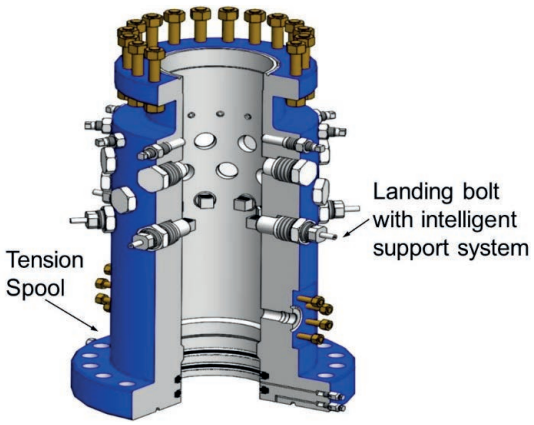




Abb. 3: Tension Spool mit Landing Bolts. Links: Prinzipskizze, rechts: einbaufertiger Tension Spool. Quelle: EXal Technology
Fig. 3: Tensing spool with landing bolts. Left: Outline sketch, right: Ready-to-install tension spool. Source: EXal Technology

setzt, die sich im Tension Spool des Bohrlochkopfs befinden (siehe Abb. 2 und 3).
Anstelle konventioneller Landing Bolts kommen intelligente Auflageelemente zum Einsatz. Diese sind geometrisch identisch mit ihren konventionellen Gegenstücken; der entscheidende Unterschied liegt in einer integrierten Membran auf der Oberseite der Auflagefläche, die mit einer darunterliegenden Druckkammer verbunden ist.
Die Kontaktfläche ist auf die geometrischen Abmessungen der quadratischen Schultern des Landing Bolts begrenzt. Eine Lastmessung im gewünschten Bereich von bis zu 3.000 kN ist daher nur möglich, wenn die Last auf alle zehn Landing Bolts verteilt wird. Es ist nicht erforderlich, jeden Landing Bolt mit einem elektrischen Messwertaufnehmer auszustatten. Die hydraulische Membran muss jedoch an allen Landing Bolts angebracht werden, um eine proportionale Lastverteilung auf alle Auflageelemente sicherzustellen.
Der hydraulische Teil des Landing Bolts entspricht dem einer üblichen, konventionellen Lastmessplatte. Hier ist eine Membran (dicht verschweißt) an einem Hohlraum angebracht. Bei äußerer Belastung wird die Membran elastisch verformt und erzeugt im System, das mit vakuumiertem Hydrauliköl gefüllt ist, einen Druck. Dieser Druck wird über eine Bohrung an den quadratischen Ansatz auf der Außenseite übertragen, wo der elektrische Messwertaufnehmer installiert ist (siehe Abb. 4). Dort kann die von außen wirkende Last mit einem geeigneten Drucksensor gemessen werden.
Zusammen bilden der mittels FEM-Technologie konstruierte intelligente Landing Bolt (siehe Abb. 5) und die Membran das sensitive Element des Gewichtsmesssystems.
Ein Anschlag unterhalb der Membran schützt diese vor möglichen Überlastschäden. Diese modifizierten Landing Bolts sind so konstruiert, dass sie sich mit geringem Aufwand in bestehende Tension Spools nachrüsten lassen.
Die Verbindung zwischen Messmembran und Druckaufnehmer ist mit hochviskositätsindexstabilem Hydrauliköl gefüllt, das Ad-

membrane is elastically deformed and generates pressure on the system, which is filled with vacuumed hydraulic oil. This pressure is transmitted through a drilled hole into the square extension on the outside, where the electrical transducer is installed (see fig. 4). There, the external load can be measured with an appropriate pressure sensor.
In combination, the smart landing bolt, designed using FEM technology (see fig. 5), and membrane make up the weight measurement system's sensitive element.
A stopper below the membrane protects it from possible damage caused by overload. These modified landing bolts are designed in such a way that they can be retrofitted with ease to existing tension spools with ease.
The connection between the measuring membrane and the pressure transducer is filled with high viscosity index hydraulic oil that contains additives for improving resistance to ageing, corrosion and wear. This hydraulic fluid allows the force caused by the load acting on the landing bolt's membrane to be transmitted to the pressure sensor.
The pressure transducer, which is connected to the measured value evaluation unit, has a measuring range of 1,000 to 4,000 bar and an output of 4 ... 20 mA. It is enclosed by a cover for protection against mechanical damage (see fig. 6). The pressure transducers meet explosion protection requirements, are intrinsically safe (certificate II 1G Ex ia IIC T4) and can be used in Ex protection zones 0 and 1.
To monitor the production line, the measurement data collected is recorded and stored in the evaluation unit. This information can be transferred to the control room via dedicated line by modem, radio, GSM, GPRS or LAN, from where the borehole is monitored. The sensors are connected electrically by what is known as an "intrinsically safe circuit", the standard type of protection for measurement and control circuits. The safety barrier required for this is placed outside the potentially explosive zones.

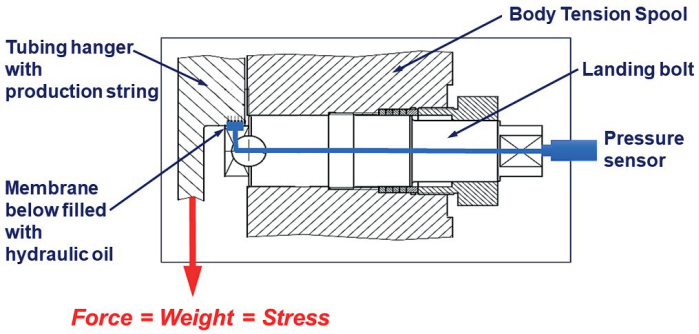


Abb. 4: Landing Bolt mit intelligentem Gewichtsmesssystem. Quelle: EXal
Fig. 4: Landing bolt with smart weight information system. Source: EXal

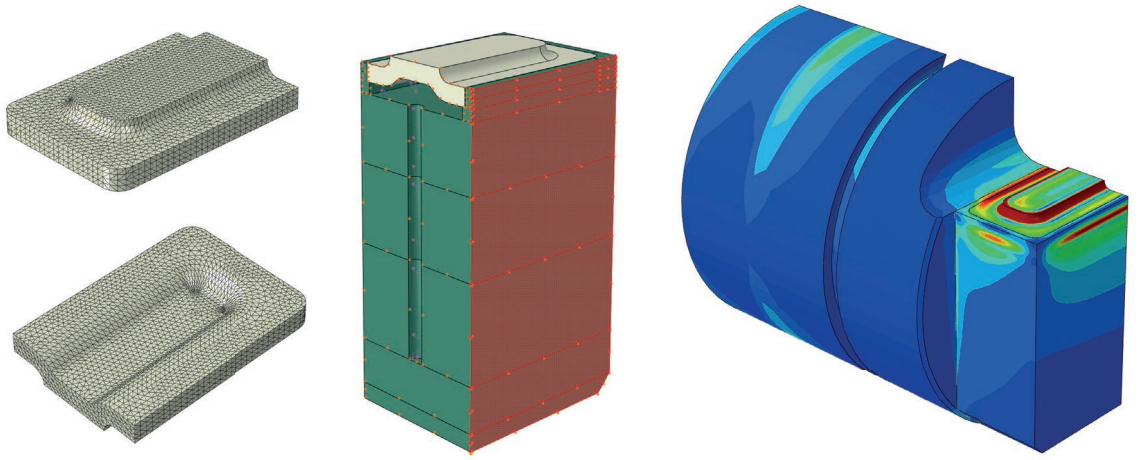


Abb. 5: FEM-Simulation zur Dimensionierung und Optimierung der Landing-Bolt-Anordnung: Membranen, Body mit Membranen und Landing Bolt mit intelligentem Support-System.
Quelle: TU Clausthal
Fig 5: FEM simulation for dimensioning and optimising the landing bolt layout: Membrane, Body with membrane and landing bolt with intelligent support system (right).
Source: TU Clausthal

ditive zur Verbesserung der Alterungs-, Korrosions- und Verschleißbeständigkeit enthält. Diese Hydraulikflüssigkeit überträgt die durch die Last auf die Membran des Landing Bolts wirkende Kraft auf den Drucksensor.
Der mit der Messwerterfassungseinheit verbundene Druckaufnehmer verfügt über einen Messbereich von 1.000 bis 4.000 bar und ein Ausgangssignal von 4 … 20 mA. Er ist zum Schutz vor mechanischer Beschädigung mit einer Abdeckung versehen (siehe Abb. 6). Die Druckaufnehmer erfüllen die Anforderungen des Explosionsschutzes, sind eigensicher (Zertifikat II 1G Ex ia IIC T4) und können in den Ex-Zonen 0 und 1 eingesetzt werden.
Zur Überwachung der Förderleitung werden die erfassten Messdaten in der Auswerteeinheit aufgezeichnet und gespeichert. Diese Information kann per Standleitung über Modem, Funk, GSM, GPRS oder LAN an die Leitwarte übertragen werden, von wo aus das Bohrloch überwacht wird. Die Sensoren sind elektrisch über einen sogenannten „eigensicheren Stromkreis" verbunden, dem Standardschutztyp für Mess- und Regelkreise. Die dafür erforderliche Sicherheitsbarriere befindet sich außerhalb der explosionsgefährdeten Bereiche.
Dies ermöglicht es, die erfassten Daten beispielsweise in Verbindung mit gemessenen Durchflussraten, Temperatur- und/oder Druckwerten aus dem Bohrloch auszuwerten. Die entsprechenden Informationen werden dem Anlagenbetreiber automatisch in festgelegten Zeitintervallen oder auf Anfrage manuell zur Verfügung gestellt, ebenso wie beim Überschreiten vordefinierter Schwellenwerte.
Darüber hinaus ermöglicht das System die Erfassung zuverlässiger Echtzeitinformationen über die auf das Förderrohr wirkenden Kräfte, die in zukünftige Bewertungen einfließen sollten. Bei auftretenden Veränderungen können geeignete Maßnahmen ergriffen werden, um spätere Schäden an den Förderrohrtouren zu vermeiden.
Die Landing Bolts lassen sich in jeden Bohrlochkopftyp verschiedener Hersteller integrieren, sobald neue Spools entwickelt werden. Die Anzahl der radial im Spool installierten Landing Bolts rich-

This enables the recorded data to be evaluated, for example, in conjunction with measured flow rates, temperature and/or pressure values from the borehole. The corresponding information is automatically generated for the facility operator at defined time intervals, or manually on request, whenever predefined threshold values are exceeded.
Furthermore, it allows the gathering of reliable, real-time information about the forces acting on the production pipe, which should be taken into account in future evaluations. If changes occur, suitable precautions can be taken, avoiding damage to the production strands at a later stage.
The landing bolts can be integrated into any type of wellhead, from a variety of suppliers, whenever new spools are developed. The number of landing bolts installed radially within the spool depends on the total weight and diameter of the tubing string. Up to ten or twelve landing bolts can be installed within a spool. If each landing bolt is, for example, designed for a maximum weight of 30 tonnes, the overall weight in the pipe string can be up to approx. 300 tonnes, provided there is room for ten bolts within the hanger's specified diameter.
Higher tubing string loads will require upscaled landing bolts with enlarged landing areas. For higher suspension loads, landing bolts with larger outer diameters are used.

3. Suitability Tests

In preparation, for the first practical application of the smart weight monitoring system, a large number of suitability tests were carried out at the OCTG Full Scale Testing Centre at Clausthal University of Technology's Institute of Subsurface Energy Systems between August 2019 and April 2021. Experiments and investigations were performed to verify the system's physical-technical parameters. For this purpose, a 20¾" x 16¾" 2,000 PSI WP tension spool with ten landing bolts was mounted on the floor in the test hall (see fig. 7 and 8). A load measurement of up to 260 tonnes can occur. The most important technical data of the smart landing bolts used for this purpose are:

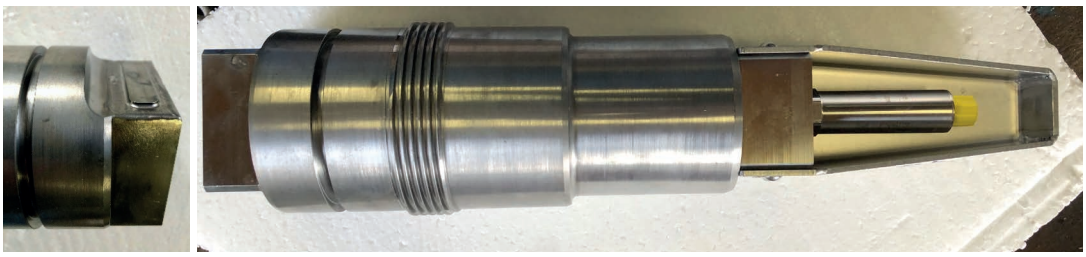


Abb. 6: Intelligenter Landing Bolt. Links: Detail – Auflagefläche mit Membran. Rechts: Gesamtansicht Landing Bolt mit Druckaufnehmer.
Quelle: EXal Technology
Fig. 6: Smart landing bolt. Left: Detail – support surface with membrane. Right: Total – landing bolt with pressure transducer.
Source: EXal Technology

tet sich nach dem Gesamtgewicht und dem Durchmesser der Rohrtour. Es können bis zu zehn oder zwölf Landing Bolts in einem Spool installiert werden. Ist beispielsweise jeder Landing Bolt für eine Maximallast von 30 Tonnen ausgelegt, kann das Gesamtgewicht der Rohrtour bis zu etwa 300 Tonnen betragen, sofern innerhalb des vorgegebenen Durchmessers des Rohrhängers Platz für zehn Bolzen vorhanden ist.
Höhere Lasten der Förderrohrtour erfordern hochskalierte Landing Bolts mit vergrößerten Auflageflächen. Für höhere Aufhängelasten kommen Landing Bolts mit größerem Außendurchmesser zum Einsatz.

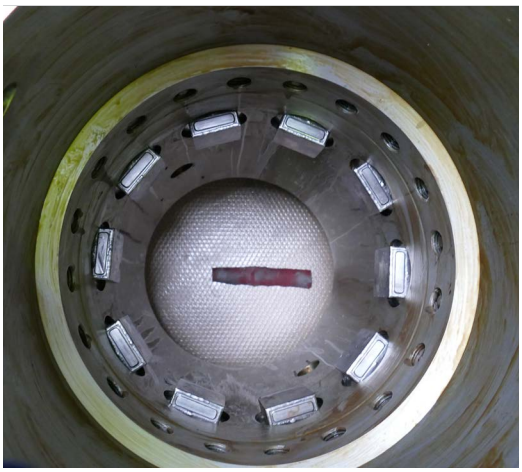


Abb. 7: Positionierung eines Systems mit zehn Landing Bolts im Testaufbau. Quelle: EXal Technology
Fig. 7: Positioning of a 10-landing bolt system at the test setup. Source: EXal Technology

3. Eignungsprüfungen

Im Vorfeld der ersten praktischen Anwendung des intelligenten Gewichtsüberwachungssystems wurde zwischen August 2019 und April 2021 am OCTG Full Scale Testing Centre des Instituts für Endlagerung und Geotechnik (Institute of Subsurface Energy Systems) der Technischen Universität Clausthal eine umfangreiche Eignungsprüfung durchgeführt. Es wurden Experimente und Untersuchungen zur Verifizierung der physikalisch-technischen Kenngrößen des Systems vorgenommen. Hierzu wurde ein 20¾" x 16¾" 2.000 PSI WP Tension Spool mit zehn Landing Bolts in der Testhalle bodenfest montiert (siehe Abb. 7 und 8). Es konnte eine Lastmessung von bis zu 260 Tonnen erfolgen.
Die wichtigsten technischen Daten der dabei verwendeten intelligenten Landing Bolts sind:

- Tragfähigkeit je Landing Bolt: 26 t
- Elektrischer Messwertaufnehmer: 3.000 bar
- Elektrischer Anschluss: M12-4-polig
- Hydraulikanschluss: M18x1.5 Kegeldichtung 60°
- Messbereich: 4 … 20 mA
- Werterfassung: von mA in kN über eine vom Hersteller anhand einer akkreditierten Stelle berechnete Kalibrierumrechnungstabelle.

Die auf die Landing Bolts wirkende Last der Förderrohrtour wurde durch eine entsprechende Zusatzlast simuliert. Dazu wurde ein BPV-Stopfen, der auf den Membranflächen der zehn Landing Bolts auflag, mittels eines ITE-Zylinders (max. Druckkraft 35.000 kN) gegen die Landing Bolts gepresst. Zur Messung der physikalischen Druckkraft war am BPV-Stopfen eine Kraftmessdose angebracht (siehe Abb. 8).
Abb. 9 zeigt die Ergebnisse von insgesamt 4.177 Einzelmessungen als durchschnittlich gemessene Last je Landing Bolt in Abhängigkeit von der aufgebrachten Gesamtlast.
Die durchgeführten Tests am Gewichtsüberwachungssystem

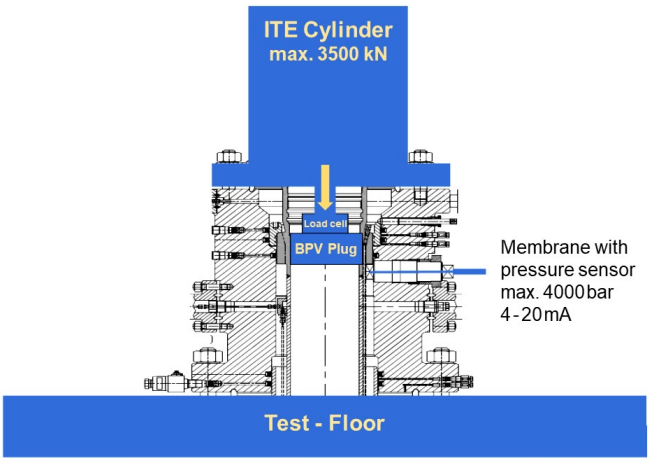


Abb. 8: Schema des Testaufbaus für das intelligente Gewichtsüberwachungssystem an der TU Clausthal. Quelle: EXal
Fig. 8: Scheme of the test setup for the smart weight monitoring system at TU Clausthal. Source: EXal

- Load capacity per landing bolt: 26 t
- Electrical transducer: 3,000 bars
- Electrical connection: M12-4 pole
- Hydraulic connection: M18x1.5 cone seal 60 °
- Measuring range: 4 ... 20 mA
- Value acquisition: from mA to kN via calibration conversion table, which the manufacturer calculates via an accredited body.

The tubing string load exerted on the landing bolts was simulated by a corresponding surcharge load. To achieve this, a BPV plug, which rests on the membrane surfaces of the ten landing bolts, was pressed against the landing bolts using an ITE cylinder (max. compressive force 35,000 kN). A load cell was mounted on the BPV plug to measure the physical compressive force (see fig. 8).
Fig. 9 shows the results from a total of 4,177 individual measurements as the average measured load per landing bolt as a function of the total load applied.
The tests carried out on the weight monitoring system prove the measuring system's long-term stability, linearity, and near-hysteresis-free operation (see fig. 9). The deviation of the measured values from the actual applied load values is determined primarily by the accuracy of the calibration of the landing bolts – performed by the Calibration and Verification Office of the bvfs – Salzburg Institute for Structural Testing and Research – and amounts to less than 2 percent of the actual applied load values. Based on this series of experiments, the random error in a load measurement using the smart landing bolts can also be estimated at less than ±3 percent. A detailed description of the results of the aptitude tests is given in [1].

4. Operational experiences with long-term monitoring of a storage oil cavern

4.1 The monitored storage cavern

The measuring system was installed at an oil storage cavern in northern Germany. The cavern borehole is oriented in a south-south-westerly direction. The completion of the cavern and the borehole deviation are shown in fig. 10.
The borehole head's tension spool contains ten identical landing bolts. However, for cost-reduction reasons, only every other landing bolt was equipped with a pressure transducer.
The 11 ¾“ x 10 ¾“ tubing string was installed using the One-Trip-System Packer, meaning it was not set with preload. According to the estimates carried out before the landing of the tubing string, the theoretical load including buoyancy should be 70.6 t. In reality, according to the drilling foreman, the load indicator showed a downward load of 64 t including the 7 t load belts.

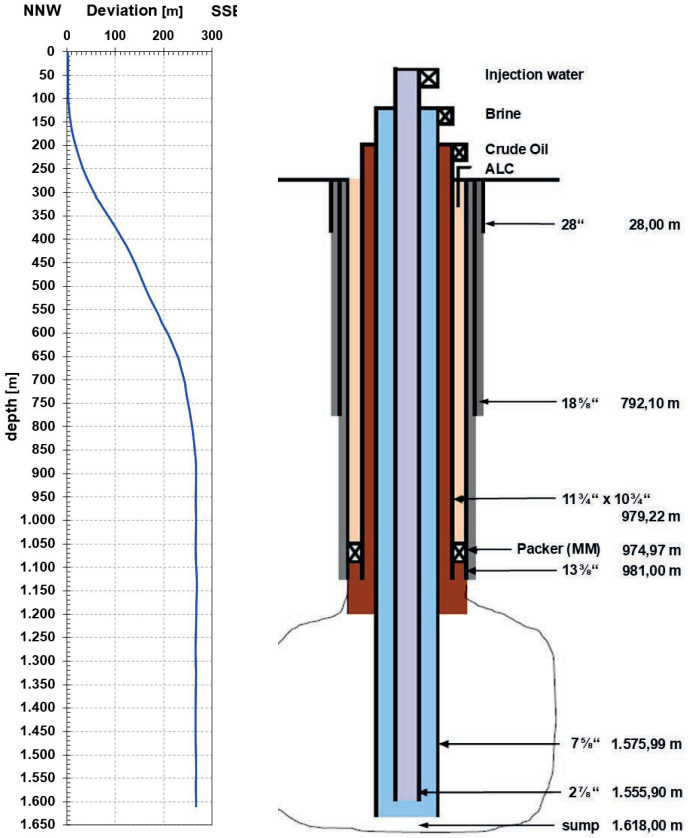


Abb. 10: Bohrlochabweichung (links) und Ausbauschema (rechts) der Erdölspeicherkaverne. Quelle: Storag Etzel

Fig. 10: Borehole deviation (left) and completion scheme (right) of the oil storage cavern. Source: Storag Etzel

belegen dessen Langzeitstabilität, Linearität und nahezu hysteresefreien Betrieb (siehe Abb. 9). Die Abweichung der Messwerte von den tatsächlich aufgebrachten Lastwerten wird in erster Linie durch die Genauigkeit der Kalibrierung der Landing Bolts bestimmt – durchgeführt durch die Kalibrier- und Prüfstelle der bvfs, Salzburger Institut für Bauwerksprüfung und -forschung – und beträgt weniger als 2 Prozent der tatsächlich aufgebrachten Lastwerte. Auf Basis dieser Versuchsreihe kann der Zufallsfehler bei einer Lastmessung mittels der intelligenten Landing Bolts auf unter ±3 Prozent geschätzt werden.
Eine ausführliche Darstellung der Ergebnisse der Eignungsprüfungen findet sich in [1].

4. Betriebserfahrungen aus der Langzeitüberwachung einer Erdöl-Speicherkaverne

4.1 Die überwachte Speicherkaverne

Das Messsystem wurde an einer Erdöl-Speicherkaverne in Norddeutschland installiert. Die Kavernenbohrung verläuft in Süd-Südwest-Richtung. Der Kavernenausbau sowie die Bohrlochabweichung sind in Abb. 10 dargestellt.
Der Tension Spool am Bohrlochkopf enthält zehn baugleiche Landing Bolts. Aus Kostengründen wurde jedoch nur jeder zweite Landing Bolt mit einem Druckaufnehmer ausgestattet. Die 11¾" x 10¾"-Förderrohrtour wurde mittels One-Trip-System-Packer eingebaut, das heißt, sie wurde nicht mit Vorspannung gesetzt. Nach den vor dem Landen der Rohrtour durchgeführten Berechnungen sollte die theoretische Last einschließlich Auftrieb 70,6 t betragen. Tatsächlich zeigte der Lastanzeiger nach Angaben des Bohrmeisters eine nach unten wirkende Last von 64 t einschließlich der 7 t schweren Lastgurte.
Unmittelbar nach dem Landen der 11¾" x 10¾"-Förderrohrtour

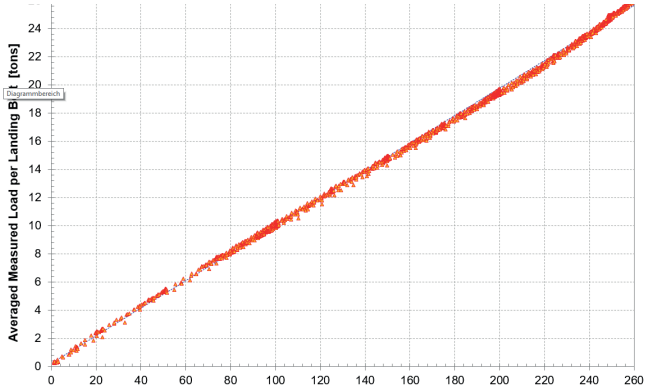


Abb. 9: Durchschnittlich gemessene Last je Landing Bolt in Abhängigkeit von der aufgebrachten Gesamtlast. Quelle: Geso GmbH

Fig. 9: Average value of the measured load per landing bolt depending on the total load applied. Source: Geso GmbH

Immediately after the landing of the 11 ¾“ x 10 ¾“ tubing string, the proper function of the installed landing bolts was first checked on December 21th, 2021. For this purpose, the electrical currents at the outputs of the five pressure sensors were measured using a simple handheld digital multimeter and converted into loads [kN] using the calibration protocols of the individual sensors. The total load of the installed tubing string was determined in this way to 60 ± 1 t. The comparison of the total load measured by means of the smart landing bolts with the amount of the total load displayed by the “classic” load measurement system on the drill rig demonstrates a sufficiently good correspondence between the results.
By applying the setting pressure (Start-to-Set: 69 bar), a preload of 201.7 kN was set in the tubing string.

4.2 Results and first operating experiences

The aim of the Weight Monitoring System for production tubing is the long-term monitoring of potential changes in the tensile forces within the prestressed pipe string of the cavern borehole, as well as their radial distribution to the various landing bolts in the case of deviated boreholes. To evaluate the long-term behaviour of the tensile forces acting in the tubing string, it is necessary to consider not only the weight forces measured by the smart landing bolts, but also the head and annular space pressures, as well as the temperatures of the oil (the stored product), the brine at the wellhead, and the ambient temperature within the storage cavern are important. The corresponding measurement data are collected via the cavern operator’s data acquisition system and archived therein.
After completion of the storage cavern wellhead assembly and commissioning of the Weight Monitoring System for tubing strings, the recording of measurement data began on March 24 th, 2022. The temporal development of the pressures for the stored oil, the brine and the injection water measured at the wellhead, as well as the head pressures of the two annular spaces, are shown in fig. 11.1. The pressure test carried out in spring 2022 is clearly visible in the recorded pressure curves. Regular operation modus began after the data acquisition system was adapted at the end of the fourth quarter of 2022.
The measured head pressures show a slight, steady increase of approximately +0.015 bar/day due to the heat flow from the rock into the cavern. By occasionally pressure releasing, the storage operator avoids a significant pressure buildup and thus keeps the head pressures at a nearly constant level.
The fig. 11.2 shows the temporal development of the stored product oil and the brine temperatures. The oil temperature sensor is positioned in such a way that the measured oil tem-

wurde am 21. Dezember 2021 erstmals die ordnungsgemäße Funktion der installierten Landing Bolts überprüft. Dazu wurden die elektrischen Ströme an den Ausgängen der fünf Drucksensoren mit einem einfachen digitalen Handmultimeter gemessen und anhand der Kalibrierprotokolle der einzelnen Sensoren in Lastwerte [kN] umgerechnet. Auf diese Weise wurde die Gesamtlast der installierten Rohrtour zu 60 ± 1 t bestimmt. Der Vergleich der über die intelligenten Landing Bolts gemessenen Gesamtlast mit der vom „klassischen" Lastmesssystem der Bohranlage angezeigten Gesamtlast zeigt eine hinreichend gute Übereinstimmung der Ergebnisse.
Durch Aufbringen des Setzdrucks (Start-to-Set: 69 bar) wurde in der Förderrohrtour eine Vorspannung von 201,7 kN erzeugt.

4.2 Ergebnisse und erste Betriebserfahrungen

Ziel des Gewichtsüberwachungssystems für Förderrohrtouren ist die Langzeitüberwachung möglicher Veränderungen der Zugkräfte in der vorgespannten Rohrtour der Kavernenbohrung sowie ihrer radialen Verteilung auf die verschiedenen Landing Bolts bei abgelenkten Bohrungen. Zur Bewertung des Langzeitverhaltens der in der Rohrtour wirkenden Zugkräfte sind neben den von den intelligenten Landing Bolts gemessenen Gewichtskräften auch der Kopf- und Ringraumdruck sowie die Temperaturen des Öls (des gelagerten Produkts), der Sole am Bohrlochkopf und die Umgebungstemperatur innerhalb der Speicherkaverne von Bedeutung. Die entsprechenden Messdaten werden über das Datenerfassungssystem des Kavernenbetreibers erfasst und dort archiviert.
Nach Fertigstellung der Kavernen-Bohrlochkopfmontage und Inbetriebnahme des Gewichtsüberwachungssystems für Förderrohrtouren begann die Messdatenaufzeichnung am 24. März 2022. Der zeitliche Verlauf der Drücke des gelagerten Öls, der Sole und des Injektionswassers am Bohrlochkopf sowie der Kopfdrücke der beiden Ringräume ist in Abb. 11.1 dargestellt. Die im Frühjahr 2022 durchgeführte Druckprüfung ist in den aufgezeichneten Druckkurven deutlich erkennbar. Nach Anpassung des Datenerfassungssystems begann Ende des vierten Quartals 2022 der reguläre Betriebsmodus.
Die gemessenen Kopfdrücke zeigen einen leichten, stetigen Anstieg von etwa +0,015 bar/Tag infolge des Wärmestroms aus dem Gebirge in die Kaverne. Durch gelegentliches Druckablassen vermeidet der Speicherbetreiber einen signifikanten Druckaufbau und hält die Kopfdrücke dadurch nahezu konstant.
Abb. 11.2 zeigt den zeitlichen Verlauf der Temperaturen des gelagerten Öls und der Sole. Der Öltemperatursensor ist so positioniert, dass die gemessene Öltemperatur während der Ruhephase der Kaverne der Umgebungstemperatur entspricht.
Der zeitliche Verlauf der mit den fünf „intelligenten" Landing Bolts gemessenen Lasten ist in Abb. 11.3 dargestellt.
Der Hydrauliköldruck im Inneren des Landing Bolts wird als Messsignal im Datenerfassungssystem des Kavernenbetreibers gespeichert. Mithilfe der vor dem Sensoreinbau ermittelten Kalibrierfunktion kann der gemessene Hydrauliköldruck [bar] in die auf den Landing Bolt wirkende Gewichtskraft [kN] umgerechnet werden. Auch in dieser Abbildung ist die im Frühjahr 2022 am Kavernenkopf durchgeführte Druckprüfung erwartungsge-

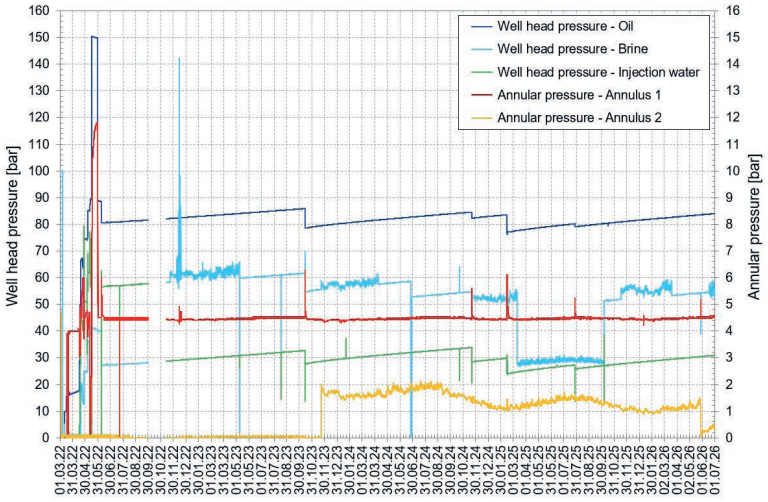


Abb. 11.1: Zeitlicher Verlauf der Bohrlochkopfdrücke und der Ringraumdrücke der Speicherkaverne im Zeitraum vom 24. März 2022 bis zum 1. Juli 2026. Quelle: Geso
Fig. 11.1: Temporal development of the well head pressures and the annular pressures of the storage cavern in the period from March 24th, 2022 to July 1th, 2026. Source: Geso



Abb. 11.2: Zeitlicher Verlauf der Öltemperatur (gelagertes Produkt) und der Soletemperatur der Speicherkaverne im Zeitraum vom 24. März 2022 bis zum 1. Juli 2026.
Fig. 11.2: Temporal development of oil (stored product) temperature and the brine temperature of the storage cavern in the period from March 24th, 2022 to July 1th, 2026.



Abb. 11.3: Zeitlicher Verlauf der an den fünf Landing Bolts der Speicherkaverne gemessenen Last im Zeitraum vom 24. März 2022 bis zum 1. Juli 2026 im Vergleich zum zeitlichen Verlauf des Öl-Kopfdruckes. Quelle: Geso
Fig. 11.3: Temporal development of measured load on the five landing bolts of the storage cavern in the period from March 24th, 2022 to July 1th, 2026 compared with the temporal development of the oil head pressure. Source: Geso

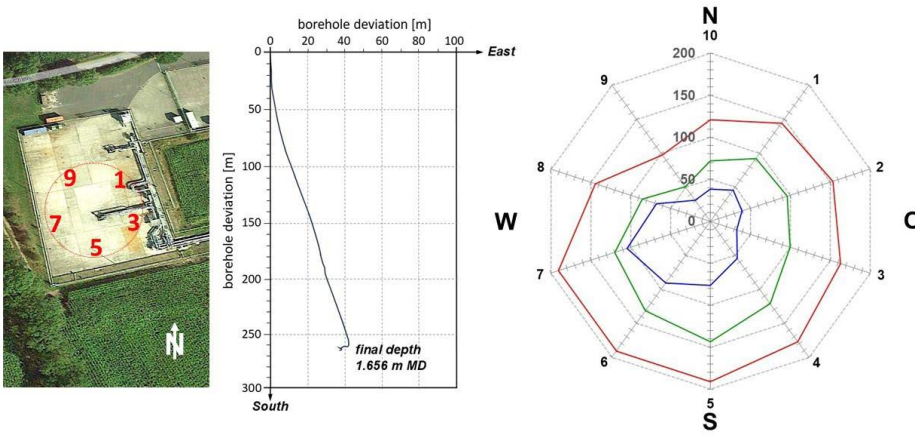


Abb. 12: Lastverteilung [kN] auf die zehn Landing Bolts der Speicherkaverne. Links: Grundriss mit Darstellung der Position der intelligenten Landing Bolts. Mitte: Grundriss der Bohrlochabweichung. Rechts: Lastverteilung:

- blaue Kurve – nach dem Landen der Rohrtour am 21. Dezember 2021
- grüne Kurve – vor der Druckprüfung am 24. März 2022
- rote Kurve – nach der Druckprüfung am 24. Juni 2022. Quelle: Geso / EXal

Fig. 12: Load distribution [kN] across the ten landing bolts of the storage cavern. Left figure: Floor plan showing the connection with the position of the smart landing bolts. Middle figure: Floor plan of the borehole deviation. Right figure: Load distribution:

- blue graph – after landing the tubing string on December 21st, 2021
- green graph – before the load test on March 24th, 2022
- red graph – after the load test on June 24th, 2022. Source: Geso / EXal

mäß deutlich durch die Veränderung der auf die Landing Bolts wirkenden Last erkennbar. Abb. 11.3 zeigt, dass sich die von den fünf Landing Bolts erfassten Lasten voneinander unterscheiden. Das bedeutet, dass die aufgebrachten Lasten nicht gleichmäßig auf die fünf Landing Bolts verteilt sind. Da die überwachte Kavernenbohrung jedoch S-förmig verläuft, war dies auch nicht zu erwarten. Da sich die Kaverne im Ruhezustand befindet, liegen die einzelnen Lastkurven auf nahezu konstantem Niveau. Ihr zeitliches Verhalten ist jedoch nicht exakt konstant, sondern weist einen sinusförmigen Verlauf auf, der annähernd im Jahreszyklus oszilliert.

Betrachtet man die gemessenen Lastkurven genauer und vergleicht sie mit dem Öldruckverlauf am Kavernenkopf, lässt sich in Abb. 11.3 eine Korrelation zwischen den Lasten und dem Öldruck erkennen. Diese Korrelation ist jedoch nicht besonders ausgeprägt, da sie von der oben beschriebenen sinusförmigen Kurve überlagert wird.

Im Zeitraum vom 24. März 2022 bis zum 1. Juli 2026 wurden etwa 8¾ Millionen Messdatenpunkte erfasst. Entsprechend müssen die Daten so visualisiert werden, dass die wesentlichen Effekte sichtbar werden. Um die Messergebnisse anschaulich und übersichtlich darzustellen, wird die radiale Lastverteilung auf die zehn Landing Bolts in Form eines sogenannten Spinnennetzdiagramms (Spider-Web-Diagramm) dargestellt. In der hier vorgestellten Anwendung ist nur jeder zweite Landing Bolt ein intelligenter Messbolzen. Die Last verteilt sich jedoch auf alle zehn Bolzen.

Daher wird für die geradzahligen, nicht messenden Bolzen der Mittelwert der beiden unmittelbar benachbarten Messbolzen angenommen. Auf diese Weise lässt sich ein klares Bild der radialen Lastverteilung gewinnen.

Abb. 12 veranschaulicht dies am Beispiel der Lastverteilung nach dem Landen der Rohrtour am 21. Dezember 2021 (offenes Bohrloch), im Vergleich zur Lastverteilung nach Vorspannung der Rohrtour und Fertigstellung der Landing-Bolt-Montage am 24. März 2022 (also vor der Druckprüfung) sowie zur Lastverteilung nach Abschluss der Druckprüfung am 24. Juni 2022.

perature corresponds to the ambient temperature during the cavern's inactive phase.

The temporal development of the loads measured using the five "smart" landing bolts is shown in fig. 11.3.

The hydraulic oil pressure inside the landing bolt is stored as a measurement signal in the cavern operator's data acquisition system. Using the calibration function determined before the sensor was installed, the measured hydraulic oil pressure [bar] can be converted into the weight force [kN] acting on the landing bolt. In this figure, the pressure test carried out at the cavern head in spring 2022 is also clearly visible, as expected, through the change in the acting load on the landing bolts. Fig. 11.3 shows that the loads recorded by the five landing bolts differ from one another. This means that the applied loads are not evenly distributed among the five landing bolts. However, since the monitored cavern borehole is S-shaped, this was not expected. Given that the cavern is in a resting state, the individual load curves are at a nearly constant level. However, their temporal behaviour is not exactly constant. Rather, they exhibit a sinusoidal characteristic that oscillates approximately in the annual cycle.

If we take a closer look at the measured load curves and compare them with the oil pressure curve at the cavern head, it is possible to see a correlation between the loads and the oil pressure in fig. 11.3. However, this correlation is not particularly noticeable, as it is overlaid by the sinusoidal curve described above.

Approximately 8¾ million measurement data points were recorded in the period from March 24th, 2022 to July 1th, 2026. Accordingly, the data must be visualized in such a way that the key effects become visible. In order to illustrate the measured results in an informative and memorable way, the radial load distribution on the ten landing bolts is shown in the form of a o-called spider web diagram. In this specific application presented, only every second landing bolt is a smart measuring bolt. However, the load is distributed across all ten bolts. Therefore, the average value of the two immediately adjacent measuring landing bolts is assumed for the even-numbered non-measuring bolts. In this way, it is possible to get a clear impression of the radial load distribution.

Fig. 12 illustrates this using the example of the load distribution after the landing of the tubing string on December 21st, 2021 (open borehole), compared with the load distribution after pre-loading of the tubing string and completion of the landing bolt assembly on March 24th, 2022 (thus before the load test) and with the load distribution after completion of the load test on June 24th, 2022.

Theoretically, the load on the tubing string should be evenly distributed across all ten landing bolts. This even distribution would result in a radially symmetrical load distribution. As can be seen in fig. 12, the load distribution is highly asymmetrical. This asymmetry is caused by the deflection of the borehole in a south-southeast direction. Consequently, the greatest load on the tubing string occurs in the southerly direction, and the least load in the north-north-westerly direction.

Theoretisch sollte die Last der Förderrohrtour gleichmäßig auf alle zehn Landing Bolts verteilt sein. Diese gleichmäßige Verteilung würde eine radialsymmetrische Lastverteilung ergeben. Wie Abb. 12 zeigt, ist die Lastverteilung jedoch stark asymmetrisch. Diese Asymmetrie wird durch die Ablenkung der Bohrung in Süd-Südost-Richtung verursacht. Folglich tritt die größte Last der Förderrohrtour in südlicher Richtung auf, die geringste in Nord-Nordwest-Richtung.

Unmittelbar nach dem Landen der Rohrtour wirkten nur deren Eigengewicht und die Vorspannung auf die Tour. Zu den beiden anderen Zeitpunkten wirkte hingegen zusätzlich der Druck des gelagerten Öls am Kopf des Messsystems. Am 24. März 2022 betrug der Öldruck 16 bar, am 24. Juni 2022 bereits 81 bar. Folglich stieg die auf die Landing Bolts wirkende Kraft an.

Es ist deutlich erkennbar, dass sich unter den neuen Druckbedingungen nach Abschluss der Druckprüfung die auf die zehn Landing Bolts wirkende Gesamtlast im Vergleich zur Gesamtlast nach der Landing-Bolt-Montage um das 1,6-Fache erhöht hat. Ein Vergleich der beiden Spider-Web-Diagramme zeigt zudem, dass der während der Druckprüfung erhöhte Druck zu einer gewissen Angleichung der radialen Lastverteilung führte. Die auf die Landing Bolts 1, 3 und 7 wirkende Last stieg nach der Druckprüfung um das 1,6-Fache. Bei Landing Bolt 5 betrug der Anstieg nur das 1,3-Fache, bei Landing Bolt 9 hingegen das 1,9-Fache. Dies verringert die Asymmetrie der radialen Lastverteilung geringfügig.

Wie bereits erwähnt, dient das Gewichtsüberwachungssystem für Förderrohrtouren der Langzeitüberwachung möglicher Veränderungen der Zugkräfte in der vorgespannten Rohrtour der Kavernenbohrung. Um Informationen über das Langzeitverhalten der vorgespannten Rohrtour zu erhalten, werden ab dem 1. März 2023 jeweils zum Monatsersten die Lastverteilungen herangezogen (siehe Abb. 13). Um Umgebungseinflüsse, wie etwa die im Tagesverlauf unterschiedliche Sonneneinstrahlung auf die einzelnen Landing Bolts, auszuschließen, werden ausschließlich Daten berücksichtigt, die zwischen 3 und 5 Uhr morgens gemessen wurden. Im Wesentlichen verbleibt dann nur noch die Umgebungslufttemperatur zum Messzeitpunkt als Einflussfaktor. Alle übrigen denkbaren Einflüsse sind vernachlässigbar.

Abb. 13 zeigt die in 41 verschiedenen Monaten gemessenen Lastverteilungen, ohne Berücksichtigung des Einflusses der Umgebungstemperatur an der Kaverne. Es ist erkennbar, dass die einzelnen Lastverteilungen in ihrer Form sehr ähnlich sind. Sie unterscheiden sich lediglich in der Höhe der aufgebrachten Last. Dies spiegelt die bereits in Abb. 11.3 beobachtete sinusförmige Kurve wider, die annähernd im Jahreszyklus oszilliert. Im Mittel liegt die 1σ-Streuung bei etwa 4 Prozent der durchschnittlichen Last je Landing Bolt.

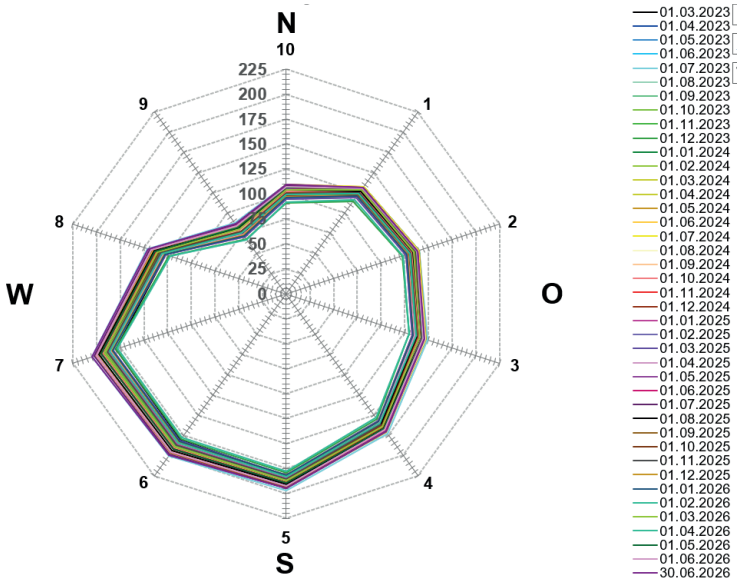


Abb. 13: Lastverteilung [kN] auf die zehn Landing Bolts der Speicherkaverne im Zeitraum März 2023 bis Juli 2026 ohne Berücksichtigung der Umgebungstemperatur.
Fig. 13: Loads distribution [kN] across the ten landing bolts of the storage cavern during the period March 2023 – July 2026 without taking into account the ambient temperatur. Quelle/Source: Geso

Immediately after the tubing string was landed, only its weight and its preload were acting on the string. In contrast, at the other two points in time, the pressure at the top of the stored oil also acted on the measuring system. On March 24th, 2022, the oil pressure was 16 bar, and on June 24th, 2022, it had already reached 81 bar. Consequently, the force acting on the landing bolts increased.

It is clearly visible that under the new pressure conditions after completion of the load test, the total load acting on the 10 landing bolts has increased by 1.6 times compared to the total load after the landing bolt assembly. Furthermore, a comparison of the two spider web diagrams shows that the increased pressure acting during the load test led to a somewhat equalization of the radial load distribution. The load acting on landing bolts 1, 3, and 7 after the load test increased by 1.6 times. At landing bolt 5, the increase was only 1.3 times, while at landing bolt 9, it increased by 1.9 times. This slightly reduces the asymmetry of the radial load distribution.

As already mentioned, the weight monitoring system for production tubing is used for long-term monitoring of possible changes in the tensile forces in the prestressed tubing string of the cavern borehole. In order to obtain information about the long-term behaviour of the prestressed tubing string, the load distributions are used as of the first of each month starting from March 1st, 2023 (see fig. 13). In order to eliminate environmental influences, such as the varying sunlight exposure to the individual landing bolts over the daily course, only data measured between 3 a.m. and 5 a.m. are taken into account. Essentially, the only influencing factor left is the ambient air temperature at the time of measurement. All other conceivable influences are negligible.

Fig. 13 depicts the 41 load distributions measured in different months without taking into account the influence of the air temperature in the vicinity of the cavern. It is apparent that the individual load distributions are very similar in shape. They differ only in the magnitude of the applied load. This reflects the sinusoidal curve already observed in fig. 11.3, which oscillates approximately in the annual cycle. On average, the 1σ variation is around 4 percent of the mean load per landing bolt.

However, fig. 13 also shows that due to the variation of the measurement curves, the measurement data available in this form are only partially suitable for a trend analysis of the load development. Therefore, influencing factors that distort the measurement result must be eliminated.

A comparison of the temporal development of the measured loads (see fig. 11.3) with the temperature development (see fig. 11.2) suggests that these differences are caused by different ambient temperatures. Fig. 14, which presents a direct comparison of the total load measured at different times (the sum of the loads recorded by the ten landing bolts) with the ambient temperature, confirms this hypothesis.

The ambient temperature affects the landing bolts, leading

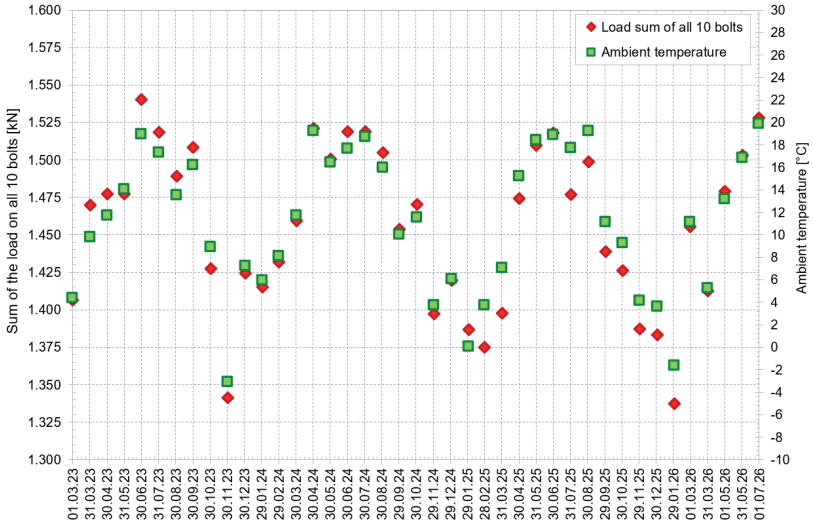


Abb. 14: Gesamtlasten aller zehn Landing Bolts im Vergleich zur Umgebungstemperatur an den Referenzterminen im Zeitraum März 2023 bis Juli 2026. Quelle: Geso

Fig. 14: Total loads on all ten landing bolts compared with the ambient temperature on the reference dates during the period March 2023 – July 2026. Source: Geso

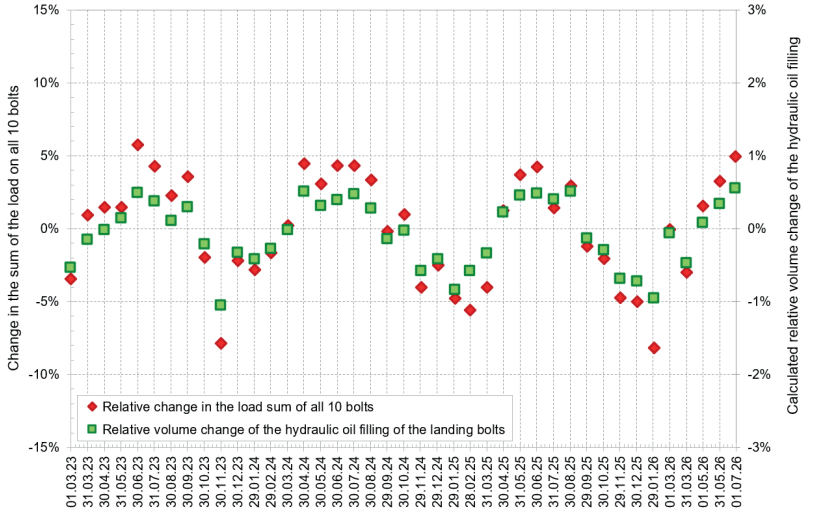


Abb. 15: Relative Änderung der Summe der an allen zehn Landing Bolts gemessenen Lasten und der berechneten relativen Volumenänderung des Hydrauliköls in den Landing Bolts in Abhängigkeit von der Umgebungstemperatur im Zeitraum März 2023 bis Juli 2026.

Fig. 15: Relative change in the sum of the loads measured on all ten landing bolts and the calculated relative volume change of the hydraulic oil in the landing bolts as a function of the ambient temperature during the period March 2023 – July 2026.

Abb. 13 zeigt jedoch auch, dass die Messdaten aufgrund der Streuung der Messkurven in dieser Form nur bedingt für eine Trendanalyse der Lastentwicklung geeignet sind. Daher müssen die das Messergebnis verfälschenden Einflussfaktoren eliminiert werden.

Ein Vergleich des zeitlichen Verlaufs der gemessenen Lasten (siehe Abb. 11.3) mit dem Temperaturverlauf (siehe Abb. 11.2) legt nahe, dass diese Unterschiede auf unterschiedliche Umgebungstemperaturen zurückzuführen sind. Abb. 14, die einen direkten Vergleich der zu unterschiedlichen Zeitpunkten gemessenen Gesamtlast (Summe der Lasten aller zehn Landing Bolts) mit der Umgebungstemperatur zeigt, bestätigt diese Hypothese.

Die Umgebungstemperatur wirkt auf die Landing Bolts ein und führt infolge des thermischen Ausdehnungskoeffizienten des Öls zu einer Volumenänderung des Hydrauliköls im Inneren des Bolzens. Diese Volumenänderung verursacht wiederum eine Laständerung am Landing Bolt. Abb. 15 zeigt den Vergleich zwischen der scheinbaren Laständerung und der aus

to a volume change in the hydraulic oil inside the bolt as a result of the oil's thermal expansion coefficient. This volume change then causes a load change on the landing bolt. Fig. 15 shows the comparison between the apparent load change and the relative volume change of the hydraulic oil inside the bolt, calculated from the temperature response. This observation provides strong support for the hypothesis.

By knowing this relationship and taking into account the compressibility of the hydraulic oil in the smart landing bolt, the load distributions measured at different ambient temperatures can be scaled to a uniform temperature of 12 °C.

Fig. 16 shows the standardized load distributions compared with the ideal case of uniform distribution (dashed red line). This figure impressively demonstrates that the variation of the measured load values has been significantly reduced by standardization to a uniform ambient temperature of 12 °C. After temperature correction, the 1σ variation decreases from 4 percent to 1 percent of the average load per landing bolt. This ensures the comparability of the load distributions measured at different times and allows to determine the trend in the load on the production tubing.

Fig. 17.1 shows the temporal development of the measured total load [kN] across all ten landing bolts compared to the load development standardized to a temperature of 12 °C. It is clearly visible that the temperature-normalized total load over the observation period is much more homogeneous than in the uncorrected case.

The variation of the total load remaining after the temperature correction corresponds sufficiently well with the temporal trace of the oil pressure at the cavern head within the scope of the measurement uncertainty (2σ variation), as fig. 17.2 notably demonstrates.

These results proves that the weight monitoring system sensitively and accurately records the load distribution. This, in principle, enables conclusions to be drawn about the trend of tension development in the tubing string based on the temperature-corrected

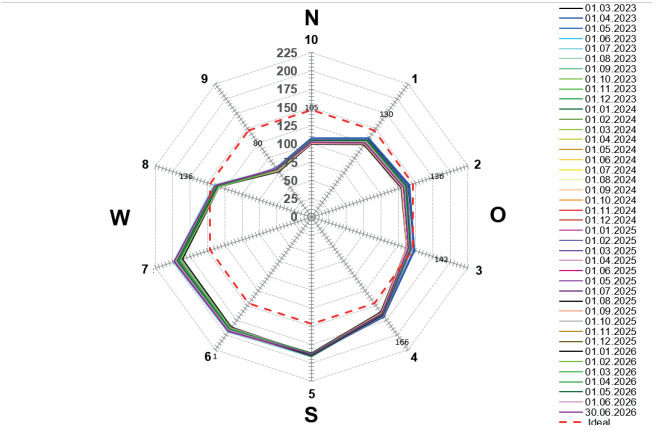


Abb. 16: Lastverteilung [kN] auf die zehn Landing Bolts der Speicherkaverne im Zeitraum März 2023 bis Juli 2026 unter Berücksichtigung der Umgebungstemperatur (normiert auf 12 °C). Quelle: Geso

Fig. 16: Loads distribution [kN] across the ten landing bolts of the storage cavern during the period March 2023 – July 2026 taking into account the ambient temperature (scaled to 12 °C). Source: Geso

dem Temperaturverlauf berechneten relativen Volumenänderung des Hydrauliköls im Bolzen. Diese Beobachtung stützt die Hypothese nachdrücklich.

Unter Kenntnis dieses Zusammenhangs und unter Berücksichtigung der Kompressibilität des Hydrauliköls im intelligenten Landing Bolt lassen sich die bei unterschiedlichen Umgebungstemperaturen gemessenen Lastverteilungen auf eine einheitliche Temperatur von 12 °C skalieren.

Abb. 16 zeigt die normierten Lastverteilungen im Vergleich zum theoretischen Idealfall einer gleichmäßigen Verteilung (gestrichelte rote Linie). Diese Abbildung verdeutlicht eindrucksvoll, dass die Streuung der Messwerte durch die Normierung auf eine einheitliche Umgebungstemperatur von 12 °C deutlich reduziert werden konnte. Nach der Temperaturkorrektur sinkt die 1σ-Streuung von 4 Prozent auf 1 Prozent der mittleren Last je Landing Bolt. Dies gewährleistet die Vergleichbarkeit der zu unterschiedlichen Zeitpunkten gemessenen Lastverteilungen und ermöglicht die Bestimmung des Trends der Last auf die Förderrohrtour.

Abb. 17.1 zeigt den zeitlichen Verlauf der über alle zehn Landing Bolts gemessenen Gesamtlast [kN] im Vergleich zur auf 12 °C normierten Lastentwicklung. Es ist deutlich zu erkennen, dass die temperaturnormierte Gesamtlast über den Beobachtungszeitraum wesentlich homogener verläuft als im unkorrigierten Fall.

Die nach der Temperaturkorrektur verbleibende Streuung der Gesamtlast stimmt, wie Abb. 17.2 anschaulich zeigt, im Rahmen der Messunsicherheit (2σ-Streuung) hinreichend gut mit dem zeitlichen Verlauf des Öldrucks am Kavernenkopf überein. Diese Ergebnisse belegen, dass das Gewichtsüberwachungssystem die Lastverteilung empfindlich und präzise erfasst. Dies ermöglicht grundsätzlich, anhand der temperaturkorrigierten Lastdaten Rückschlüsse auf den Trend der Spannungs-

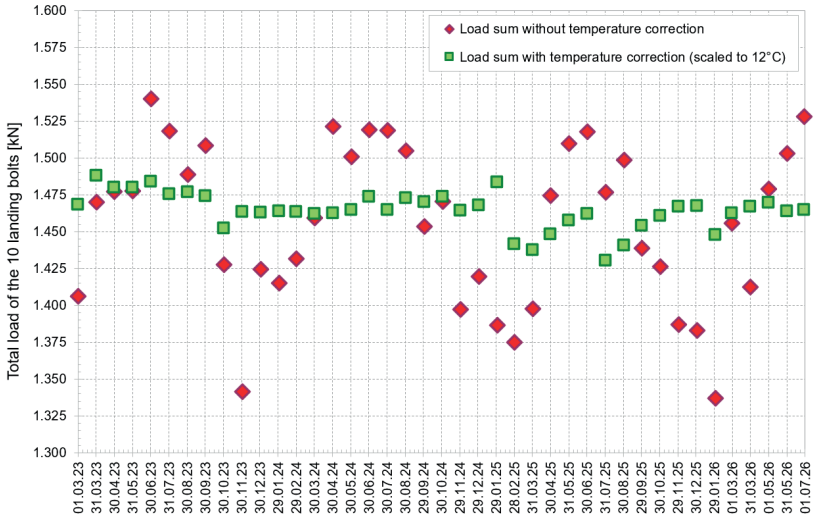


Abb. 17.1: Entwicklung der gemessenen Gesamtlast [kN] an den zehn Landing Bolts der Speicherkaverne im Zeitraum März 2023 bis Juli 2026 mit und ohne Korrektur des Umgebungstemperatureinflusses (normiert auf 12 °C). Quelle: Geso

Fig. 17.1: Development of the measured total load [kN] on the ten landing bolts of the storage cavern during the period March 2023 - July 2026 with and without correction of the ambient temperature influence (scaled to 12 °C). Source: Geso

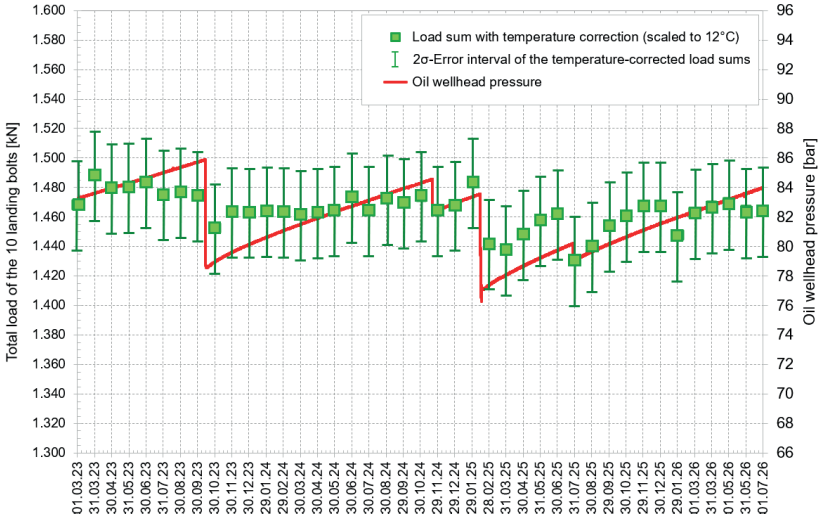


Abb. 17.2: Vergleich der Entwicklung der gemessenen Gesamtlast [kN] an den zehn Landing Bolts der Speicherkaverne im Zeitraum März 2023 bis Juli 2026 mit Korrektur des Umgebungstemperatureinflusses (normiert auf 12 °C) mit dem gemessenen Öl-Kopfdruck [bar].

Fig. 17.2: Comparison of the development of the measured total load [kN] on the ten landing bolts of the storage cavern during the period March 2023 – July 2026 with correction of the ambient temperature influence (scaled to 12°C) with the measured Oil wellhead pressure [bar]. Quelle/Source: Geso

load data.

The total load recorded by the weight monitoring system consists of the weight and preload of the tubing string, as well as the influence of the oil wellhead pressure. The weight of the tubing string is a fixed quantity that does not change over time. The influence of the oil wellhead pressure is a linearly variable quantity, i.e., as the oil wellhead pressure increases, the measured load increases linearly. As long as the preload in the tubing string does not change, the total loads measured by the weight monitoring system also show linear behaviour and more than 95 percent of all measured and temperature-corrected load values are within the 2σ tolerance range around the trend line of the total load as a function of the oil wellhead pressure (see fig. 18 green tolerance range). As soon as the measured and temperature-corrected load sum exceeds the tolerance range, this indicates changes in the prestress of the tubing string.

This provides the well operator with a simple, easy-to-use tool for assessing the condition of their borehole. Based on these measurement data, no trend in the total load that could lead to overloading of the tubing string can yet be identified. All evaluated load data fall clearly within the green-marked tolerance range.

However, the monitoring period to date is still relatively short. Reliable conclusions would require more likely a period of five to ten years.

5. Summary / Conclusions

For the purposes of monitoring the tubing pipe rig periodically, the weight monitoring system allows for the gathered data to be recorded and send to a data storage and/or data processing unit. This data, recorded by the landing bolts can be sent to an information system where it is displayed at certain specified intervals, when predefined threshold values are exceeded, or on

entwicklung in der Förderrohrtour zu ziehen.

Die vom Gewichtsüberwachungssystem erfasste Gesamtlast setzt sich aus dem Eigengewicht und der Vorspannung der Förderrohrtour sowie dem Einfluss des Öl-Kopfdrucks zusammen. Das Gewicht der Förderrohrtour ist eine feste, zeitlich unveränderliche Größe. Der Einfluss des Öl-Kopfdrucks ist eine linear veränderliche Größe, das heißt, mit steigendem Öl-Kopfdruck steigt die gemessene Last linear an. Solange sich die Vorspannung der Förderrohrtour nicht ändert, zeigt auch die vom Gewichtsüberwachungssystem gemessene Gesamtlast ein lineares Verhalten; mehr als 95 Prozent aller gemessenen und temperaturkorrigierten Lastwerte liegen innerhalb der 2σ-Toleranzbandbreite um die Trendlinie der Gesamtlast in Abhängigkeit vom Öl-Kopfdruck (siehe Abb. 18, grüner Toleranzbereich). Sobald die gemessene und temperaturkorrigierte Lastsumme den Toleranzbereich überschreitet, deutet dies auf Veränderungen der Vorspannung der Förderrohrtour hin.

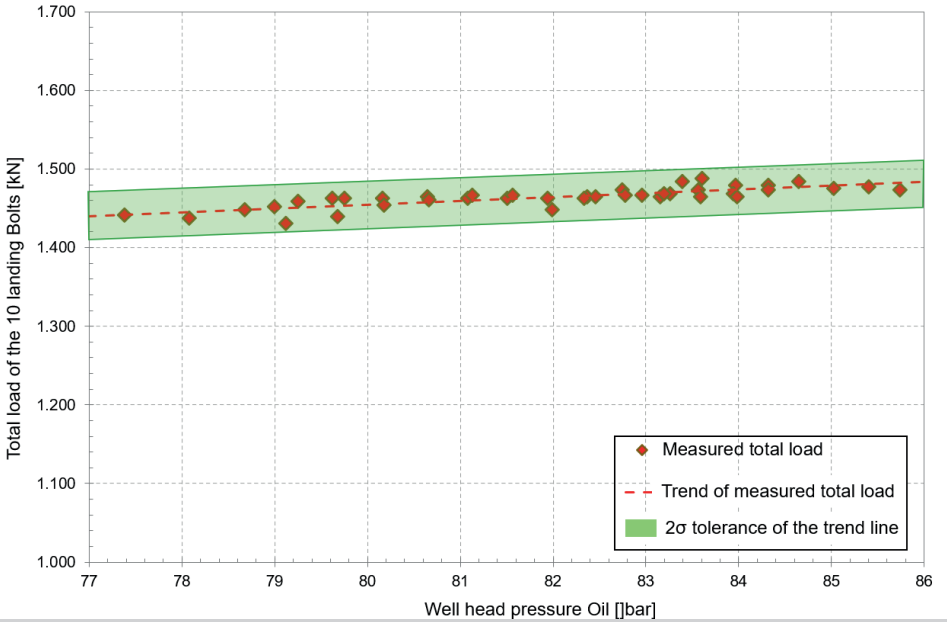


Abb. 18: Bewertung der Stabilität der Vorspannung der Förderrohrtour. Quelle: Geso
Fig. 18: Evaluation of the stability of the preload of the tubing string. Source: Geso

Damit steht dem Bohrlochbetreiber ein einfaches, leicht handhabbares Werkzeug zur Beurteilung des Zustands seiner Bohrung zur Verfügung. Auf Basis dieser Messdaten lässt sich bislang kein Trend der Gesamtlast erkennen, der zu einer Überlastung der Förderrohrtour führen könnte. Alle ausgewerteten Lastdaten liegen eindeutig innerhalb des grün markierten Toleranzbereichs.

Der bisherige Überwachungszeitraum ist jedoch noch relativ kurz. Für belastbare Rückschlüsse wäre eher ein Zeitraum von fünf bis zehn Jahren erforderlich.

5. Zusammenfassung / Schlussfolgerungen

Zur regelmäßigen Überwachung der Förderrohrtour ermöglicht das Gewichtsüberwachungssystem die Erfassung und Übertragung der gewonnenen Daten an eine Datenspeicher- und/oder Datenverarbeitungseinheit. Diese von den Landing Bolts erfassten Daten können an ein Informationssystem übermittelt werden, wo sie in festgelegten Zeitintervallen, beim Überschreiten vordefinierter Schwellenwerte oder auf manuelle bzw. automatische Anfrage angezeigt werden. Dies ermöglicht die Erfassung zuverlässiger Echtzeitinformationen über die auf die Förderrohrtour wirkenden Kräfte. Darüber hinaus können die Daten zusammen mit gemessenen Temperatur- und/oder Druckwerten aus dem Bohrloch ausgewertet und korreliert werden, was einen umfassenden Überblick über die die Kaverne beeinflussenden Mechanismen ermöglicht. Die in diesem Beitrag vorgestellte Methode der Datenaufbereitung und -analyse hat zu einem einfachen, aber äußerst sensitiven Algorithmus geführt, mit dem Betreiber auf einen Blick feststellen können, ob die Vorspannung der Förderrohrtour konstant bleibt oder Veränderungen unterliegt. Dies stellt dem Betreiber ein Frühwarnsystem zur Verfügung, das es erlaubt, bei Veränderungen der Kontaktkraft rechtzeitig geeignete Maßnahmen zu ergreifen und so Schäden an der Förderrohrtour zu vermeiden.

Bei Bedarf kann diese Analyse der gemessenen Lasten unter Einbeziehung des Ballooning-Effekts [2] weiter verfeinert werden.

manual or automatic request. This enables the collection of reliable, real-time information about the forces acting on the tubing pipe rig. Furthermore, it is possible to evaluate and correlate the data alongside measured temperature and/or pressure from the borehole, allowing for a comprehensive overview of mechanisms influencing the cavern. The data preparation and analysis method presented in this paper has led to a simple, yet highly sensitive algorithm that enables operators to determine at a glance whether the preload of the tubing string remains constant or is subject to change. This provides the operator with an early warning system which allows for appropriate precautions to be taken, preventing damage to the tubing pipe when changes in the contact force occur.

If necessary, this analysis of the measured loads can be further refined by including the ballooning effect [2]. In the monitoring of oil caverns – where the pressure of the stored product is relieved by only a few bars, and only occasionally for safety reasons – this effect plays merely a minor role. However, the situation is different in the case of gas-filled caverns – particularly caverns used for the underground storage of hydrogen. Here, very frequent load cycles occur as a result of injection and withdrawal. The internal pressure loads resulting from ballooning, triggered by changes in the temperature-depth distribution during injection and withdraw, impose additional stresses on the uncemented sections of the constrained pipe string.

In this case, in addition to the annulus pressure data, knowledge of the exact temperature-depth distribution within the tubular string would be advantageous. This can be achieved, for example, by installing an optical fiber in the wellbore annulus and utilizing DTS technology. The combination of the weight monitoring system with distributed temperature (DTS) and acoustic sensing (DAS) – where the requisite optical fiber can be routed within a control line along the tubing string in the annulur space – enables predictive risk assesment and detailed event diagnostics, particularly for settlement-prone sites or areas with seismic activities or seimic hazards. Based on such information and correlations, production can be optimised to the maximum without having to compromise on technical safety.

den. Bei der Überwachung von Ölkavernen – bei denen der Druck des gelagerten Produkts nur um wenige bar und zudem nur gelegentlich aus Sicherheitsgründen entlastet wird – spielt dieser Effekt eine eher untergeordnete Rolle. Anders stellt sich die Situation jedoch bei gasgefüllten Kavernen dar – insbesondere bei Kavernen zur Untergrundspeicherung von Wasserstoff. Hier treten infolge von Ein- und Ausspeicherung sehr häufige Lastwechsel auf. Die durch Ballooning verursachten inneren Druckbelastungen, ausgelöst durch Änderungen der Temperatur-Tiefen-Verteilung während der Ein- und Ausspeicherung, führen zu zusätzlichen Beanspruchungen der unzementierten Abschnitte der eingespannten Rohrtour.

In diesem Fall wäre zusätzlich zu den Ringraumdruckdaten die genaue Kenntnis der Temperatur-Tiefen-Verteilung innerhalb der Rohrtour von Vorteil. Dies lässt sich beispielsweise durch die Installation einer Glasfaser im Bohrlochringraum und den Einsatz der DTS-Technologie (Distributed Temperature Sensing) realisieren.

Die Kombination des Gewichtsüberwachungssystems mit verteilter Temperatur- (DTS) und akustischer Sensorik (DAS) – wobei die erforderliche Glasfaser innerhalb einer Steuerleitung entlang der Förderrohrtour im Ringraum verlegt werden kann – ermöglicht eine vorausschauende Risikobewertung sowie eine detaillierte Ereignisdiagnostik, insbesondere für setzungsgefährdete Standorte oder Gebiete mit seismischer Aktivität bzw. seismischen Gefährdungen. Auf Basis solcher Informationen und Korrelationen kann die Förderung maximal optimiert werden, ohne Kompromisse bei der technischen Sicherheit einzugehen.

Danksagung

Die Autoren danken Dr.-Ing. Javier Holzmann Berdasco und Dr.-Ing. Carlos Andrés Paz Carvajal vom Institute of Subsurface Energy Systems der Technischen Universität Clausthal für die Durchführung der FEM-Modellierung der intelligenten Landing Bolts sowie für ihre Unterstützung bei der Vorbereitung und Durchführung der Eignungsprüfungen.

Ebenfalls herzlicher Dank gilt der Firma Storag Etzel Service GmbH, Friedeburg, für die Bereitstellung des benötigten originalen Hänger-Spools (ursprünglich geliefert von Hartmann Valves GmbH, Celle), der bei den Eignungsprüfungen an der TU Clausthal verwendet wurde. Besonderer Dank gilt Carsten Reekers, Jürgen Coldewey und Marek Wlizlowski von der Storag Etzel Service GmbH, Friedeburg, für ihre unermüdliche tatkräftige Unterstützung bei der Anwendung des Gewichtsüberwachungssystems an der Erdöl-Speicherkaverne.

Ein weiterer Dank geht an die Kollegen der ESK GmbH, Freiberg, insbesondere an Mario Engmann und Thomas Schneider, für die hilfreichen Diskussionen zur Interpretation der gemessenen Lastdaten.

Die Patentanmeldung des Gewichtsüberwachungssystems EiWIS wurde vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie auf Grundlage eines Beschlusses des Deutschen Bundestages im Rahmen des WIPANO-Programms finanziell gefördert.

Acknowledgements

The authors would like to thank Dr. Eng. Javier Holzmann Berdasco and Dr. Eng. Carlos Andrés Paz Carvajal from the Institute of Subsurface Energy Systems at Clausthal University of Technology for performing the FEM modelling of the smart landing bolts as well as for their support in preparing and executing the suitability tests. Many thanks as well to company Storag Etzel Service GmbH, Friedeburg for making available the required original hanger spool (originally supplied by Hartmann Valves GmbH, Celle) used during such suitability tests at Clausthal University. The authors would especially like to thank Carsten Reekers, Jürgen Coldewey and Marek Wlizlowski of Storag Etzel Service GmbH, Friedeburg for their tireless active support in the application of the weight monitoring system at the oil storage cavern. Many thanks also go to the colleagues at ESK GmbH, Freiberg especially to Mario Engmann and Thomas Schneider for the helpful discussions with respect to the interpretation of the measured load data.

The patent application of the EiWIS weight monitoring system was financially supported by the Federal Department for Economic Affairs and Energy on the basis of a resolution of the German Bundestag within the framework of the WIPANO program.

Literatur / References

[1] C. Braun, B. Fechner, S. Grosswig: „Weight Monitoring System for Riser Pipe Rigs", Oil Gas European Magazine (47. Ausgabe), Heft 04/2021, S. 14–19

[2] BVEG (Hrsg.): WEG-Leitfaden Futterrohrberechnung – Technische Regel. Stand: Juni 2006. Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V. (WEG), Hannover, S. 51

*Carsten Braun ist Geschäftsführer (Managing Director) der EXaL Technology.
EXaL Technology GmbH, An der Koppel 2, D-29227 Celle
carsten.braun@exal-technology.com

**Dr. Stephan Grosswig ist als Berater bei GESO tätig.
GESO GmbH & Co. Projekt KG, Löbstedter Straße 52, D-07749 Jena
stephan.grosswig@geso.eu

DOI 10.19225/261101

Live-Well-Intervention an einer Wasserstoffbohrung

ERKENNTNISSE UND ERFAHRUNGEN AUS EINEM PILOTPROJEKT ZUR WASSERSTOFFSPEICHERUNG

Live-Well Intervention on a Hydrogen Storage Well

INSIGHTS AND EXPERIENCES FROM A HYDROGEN STORAGE PILOT PROJECT

*Von Simon Smith**

Zusammenfassung

Der Markt für die Untertage-Speicherung von Wasserstoff dürfte im kommenden Jahrzehnt erheblich wachsen und stellt die Betreiber vor neue Herausforderungen in Bezug auf Sicherheit, Eignung der Ausrüstung und Risikomanagement. Die besonderen physikalischen und chemischen Eigenschaften von Wasserstoff erfordern spezifische Verfahren, Vorschriften und Sicherheitssysteme, um Gefährdungen bei Well-Intervention-Arbeiten zu beherrschen.

WellGear beteiligte sich an einem Pilotprojekt zur Wasserstoffspeicherung, für das eine neuartige Interventionslösung entwickelt werden musste. Durch die Modifikation einer bestehenden hydraulischen Workover-Einheit und die Entwicklung eines patentierten Drei-Stripper-Snubbing-Verfahrens führte WellGear erfolgreich die weltweit erste Snubbing-Intervention an einer Wasserstoffspeicherbohrung unter Druck (Live Well) durch.

Dieser Artikel gibt einen Überblick über den Snubbing-Prozess, beschreibt die Ziele des Wasserstoff-Pilotprojekts und behandelt die Risikobewertung, die Ausrüstungsmodifikationen, die Betriebsverfahren, die wichtigsten Erkenntnisse sowie Empfehlungen. Die Ergebnisse bieten wertvolle Einblicke in die Zukunft von Interventionen an Wasserstoffbohrungen und in die Sicherheitsprotokolle, die für deren erfolgreiche Durchführung erforderlich sind.

*By Simon Smith**

Abstract

The underground hydrogen storage market is expected to grow significantly over the next decade, presenting new challenges for operators in terms of safety, equipment suitability, and risk management. Hydrogen's unique physical and chemical properties require specific procedures, regulations, and safety systems to mitigate hazards during well intervention operations.

WellGear participated in a pilot hydrogen storage project that required the development of a novel intervention solution. Through modification of an existing hydraulic workover unit and the development of a patented three-stripper snubbing method, WellGear successfully conducted the world's first live-well snubbing intervention on a hydrogen storage well.

This article provides an overview of the snubbing process, describes the objectives of the hydrogen pilot project, and discusses the risk assessment, equipment modifications, operational procedures, key findings, and recommendations. The results offer valuable insight into the future of hydrogen well interventions and the safety protocols required for their successful execution.



Quelle/Source: WellGear

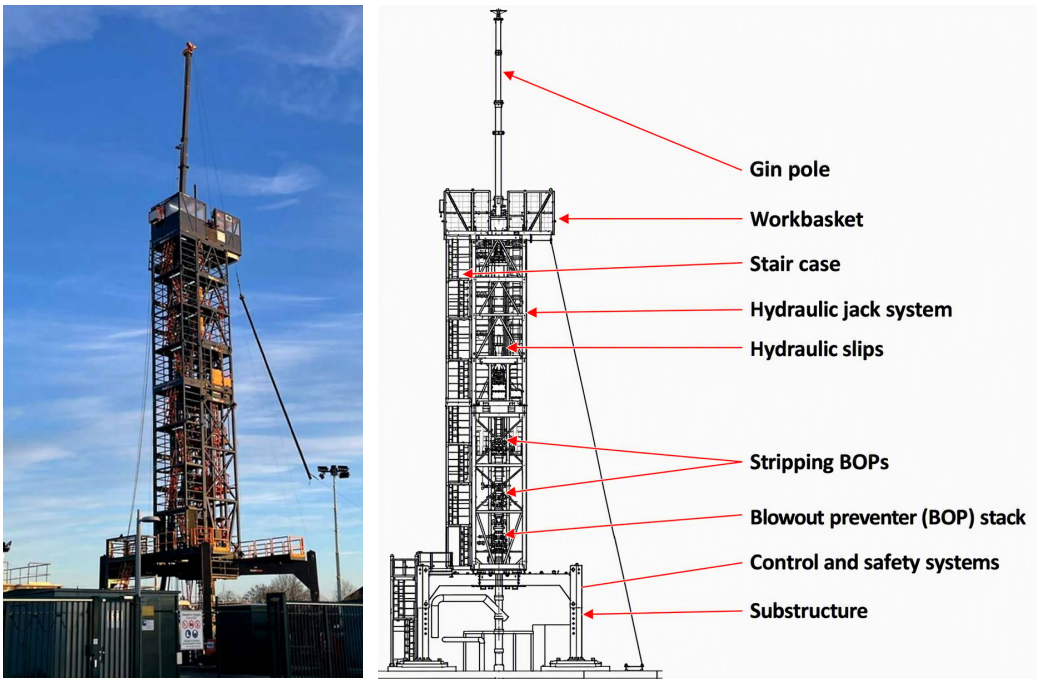


Abb. 1: Die Hauptkomponenten einer Snubbing-Einheit.
Fig. 1: The main components of a snubbing unit.

1. Einleitung

Die Speicherung von Wasserstoff ist unverzichtbar in der Kette aus Erzeugung, Verteilung und Nutzung von Wasserstoff als energiereicher, kohlenstoffarmer Brennstoff in Industrie, Verkehr und Energiesektor. Untertägige Salzkavernen werden zunehmend für die Wasserstoffspeicherung in Betracht gezogen, da sie von Natur aus undurchlässig, selbstabdichtend und chemisch inert sind und große Mengen unter Druck stehenden Gases über lange Zeiträume sicher einschließen können. Bestehende Untertage-Gasspeicher können zudem für den Wasserstoffbetrieb umgerüstet werden, was die Speicherung in Salzkavernen zu einer attraktiven Lösung für die großtechnische Wasserstoffspeicherung macht.

Die Gasspeicherindustrie stellt daher eine wertvolle Wissensbasis für künftige Wasserstoffprojekte dar. Wasserstoff weist jedoch Eigenschaften auf, die sich deutlich von denen von Erdgas unterscheiden, und diese Unterschiede müssen beim Bohrungsbau, im Betrieb und bei Interventionsarbeiten berücksichtigt werden. Um diese Herausforderungen zu verstehen, ist es sinnvoll, zunächst zu betrachten, wie Speicherkavernen angelegt und betrieben werden.

2. Kavernen und Snubbing

Speicherkavernen werden angelegt, indem in eine unterirdische Salzformation gebohrt und ein Solprozess (Aussolen) eingeleitet wird, bei dem das Salz aufgelöst wird und eine mit Sole gefüllte Kaverne entsteht.

Um die Sole durch Gas zu ersetzen, wird ein als Solestrang (Debrining String) bezeichneter Rohrstrang (Tubing) in die Kaverne eingebaut und an der Oberfläche druckdicht abgedichtet. Hochdruckgas wird in den Ringraum eingepresst und verdrängt die Sole durch das Tubing zurück an die Oberfläche. Sobald die Kaverne mit Gas gefüllt und unter Druck gesetzt ist, muss der Solestrang ausgebaut werden, ohne die Bohrung zu entspannen. Dieser Vorgang erfordert den Einsatz einer hydraulischen Workover-Einheit (Hydraulic Workover Unit, HWU), die im Snubbing-Modus konfiguriert ist.

Snubbing ist die kontrollierte Bewegung von Rohrsträngen aus verschraubten Einzelrohren in eine unter Druck stehende Bohrung hinein oder aus ihr heraus, während Bohrlochkopfdruck anliegt. Der Vorgang wird üblicherweise mit einer HWU oder

1. Introduction

Hydrogen storage is essential in the chain of production , distribution, and utilization of hydrogen as a high-energy, low-carbon fuel across industrial, transportation, and energy sectors. Underground salt caverns are increasingly being considered for hydrogen storage because they are naturally impermeable, self-sealing, chemically inert, and capable of safely containing large volumes of pressurized gas for extended periods. Existing underground gas storage facilities can also be adapted for hydrogen service, making salt cavern storage an attractive solution for large-scale hydrogen storage.

The gas storage industry therefore provides a valuable knowledge base for future hydrogen projects. However, hydrogen possesses characteristics that differ significantly from natural gas, and these differences must be considered during well construction, operation, and intervention activities.

To understand these challenges, it is useful to first examine how storage caverns are created and operated.

2. Caverns and Snubbing

Storage caverns are created by drilling into an underground salt formation and initiating a leaching process that dissolves the salt and creates a cavern filled with brine.

To replace the brine with gas, a string of tubing known as a debrining string is installed in the cavern and pressure-sealed at surface. High-pressure gas is injected into the annulus, displacing the brine through the tubing back to surface. Once the cavern has been filled with gas and pressurized, the debrining string must be removed without depressurizing the well. This operation requires the use of a Hydraulic Workover unit (HWU) configured in snubbing mode.

Snubbing is the controlled movement of jointed tubulars into or out of a live well while wellhead pressure is present. The operation is typically performed using a HWU or dedicated Velocity String Unit (VSU). Snubbing enables intervention without killing the well, maintains continuous pressure control, minimizes formation damage, reduces operational downtime, and improves overall efficiency.The key components of a snubbing unit are presented in fig. 1.

The hydraulic jack and slip system grip and control the pipe while applying force to move tubulars into or out of the well.

einer speziellen Velocity-String-Einheit (Velocity String Unit, VSU) durchgeführt. Snubbing ermöglicht Interventionen, ohne die Bohrung abzutöten, gewährleistet eine durchgehende Drucksteuerung, minimiert Formationsschäden, verringert Stillstandszeiten und steigert die Gesamteffizienz. Die Hauptkomponenten einer Snubbing-Einheit sind in Abb. 1 dargestellt. Das hydraulische Jack- und Slip-System greift und steuert das Rohr und bringt die Kraft auf, um Rohrstränge in die Bohrung hinein oder aus ihr heraus zu bewegen. Unter Pipe-Light-Bedingungen neigt der Bohrungsdruck dazu, das Rohr aus der Bohrung zu drücken, und es ist hydraulische Kraft erforderlich, um diese nach oben gerichtete Kraft zu überwinden. Unter Pipe-Heavy-Bedingungen steuert die Einheit die Abwärtsbewegung des Rohrs.

Bevor die Snubbing-Arbeiten beginnen, werden innerhalb des Tubingstrangs interne Druckbarrieren eingebaut, um den Bohrungsdruck abzusperren. Externe Barrieren werden anschließend durch mehrere Druckkontrollelemente gebildet, die außen um das Rohr abdichten. Diese bestehen typischerweise aus Stripper-BOPs zusammen mit Sicherheits-BOPs, darunter Ringpreventer (Annular Preventer), Variable-Bore-Pipe-Rams und Blind-Shear-Rams. Die genaue Konfiguration hängt vom erwarteten Bohrungsdruck, der Tubinggröße und den betrieblichen Anforderungen ab.

Zu den wesentlichen betrieblichen Aspekten beim Snubbing zählen:

- Pipe-Light-Bedingungen (Snubbing-Modus)
- Pipe-Heavy-Bedingungen (Stripping-Modus)
- Übergänge am Gleichgewichtspunkt (Balance Point)
- Knickgrenzen der Rohre
- Ram-to-Ram-Stripping-Vorgänge

Im Rahmen der Betriebsphilosophie von WellGear werden Snubbing-Arbeiten mit mehreren unabhängigen internen und externen Barrieren durchgeführt, um eine wirksame Bohrlochkontrolle und Risikominderung sicherzustellen.

WellGear verfügt über umfangreiche Erfahrung bei hydraulischen Workover- und Snubbing-Arbeiten an konventionellen Gas-, Öl- und Salzkavernenbohrungen. Wasserstoff brachte jedoch zusätzliche Risiken mit sich, die bei konventionellen Gasarbeiten nicht auftreten, und erforderte daher eine umfassende Neubewertung der vorhandenen Ausrüstung und Verfahren.

3. Umfang des Wasserstoff-Pilotprojekts

Ein niederländischer Betreiber von Untertage-Gasspeichern initiierte ein Pilotprojekt, um die Eignung der Ausrüstung zu bewerten und praktische Lösungen für den sicheren Betrieb in einer unter Druck stehenden Wasserstoffbohrung (Live-Well-Umgebung) zu ermitteln.

Der Leistungsumfang von WellGear umfasste drei getrennte Phasen:

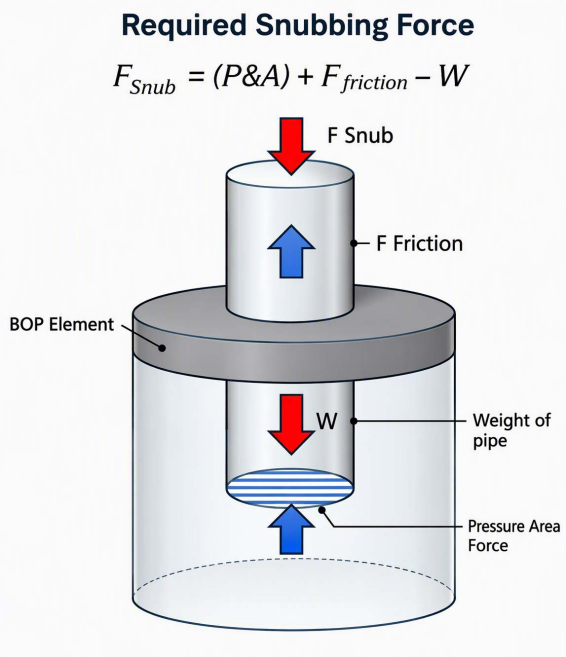


Abb. 2: Das Diagramm zeigt die Kräfte, die zur erforderlichen Snubbing-Kraft beitragen, beim Einfahren in die Bohrung (Running in Hole).
Fig. 2: The diagram shows the forces that contribute towards the required snubbing force whilst running in hole.

During pipe-light conditions, well pressure tends to push the pipe out of the well and hydraulic force is required to overcome this upward force. During pipe-heavy conditions, the unit controls the downward movement of the pipe.

Before snubbing operations commence, internal pressure barriers are installed within the tubing string to isolate well pressure. External barriers are then provided by multiple pressure-control elements that seal around the outside of the tubular. These typically consist of stripping BOPs together with safety BOPs, including annular preventers, variable-bore pipe rams, and blind shear rams. The exact configuration depends upon anticipated well pressure, tubing size, and operational requirements.

Key operational considerations during snubbing include:

- Pipe-light conditions (snubbing mode)
- Pipe-heavy conditions (stripping mode)
- Balance point transitions
- Pipe buckling limits
- Ram-to-ram stripping operations

As part of WellGear's operational philosophy, snubbing operations are conducted with multiple independent internal and external barriers to ensure effective well control and risk mitigation.

WellGear has extensive experience performing hydraulic workover and snubbing operations on conventional gas, oil, and salt cavern wells. However, hydrogen introduced additional risks not encountered during conventional gas operations and therefore required a comprehensive reassessment of existing equipment and procedures.

3. Hydrogen Pilot Project Scope

A Dutch underground gas storage operator initiated a pilot project to evaluate equipment suitability and identify practical solutions for operating safely in a live hydrogen well environment.

The WellGear scope comprised three distinct phases:

- Phase 1 – Installation of a 9-5/8-inch gas storage completion and a 4-1/2-inch debrining string under atmospheric brine conditions using a hydraulic workover unit when the cavern is full of brine.
- Phase 2 – Removal of the 4-1/2-inch debrining string under approximately 3,200 psi hydrogen wellbore pressure using a snubbing unit.
- Phase 3 – Removal of the 9-5/8-inch gas storage completion under atmospheric brine conditions using a hydraulic workover unit. This phase included retrieval of the subsurface safety valve and packer for subsequent analysis and mechanical integrity testing by the original equipment manufacturer.

Between phases, additional testing was performed on materials exposed to hydrogen. Although these studies formed part of

- Phase 1 – Einbau einer 9-5/8-Zoll-Gasspeicher-Komplettierung und eines 4-1/2-Zoll-Solestrangs unter atmosphärischen Solebedingungen mit einer hydraulischen Workover-Einheit, wenn die Kaverne vollständig mit Sole gefüllt ist.
- Phase 2 – Ausbau des 4-1/2-Zoll-Solestrangs bei einem Wasserstoffdruck in der Bohrung von rund 3.200 psi mit einer Snubbing-Einheit.
- Phase 3 – Ausbau der 9-5/8-Zoll-Gasspeicher-Komplettierung unter atmosphärischen Solebedingungen mit einer hydraulischen Workover-Einheit. Diese Phase umfasste die Bergung des Untertage-Sicherheitsventils (Subsurface Safety Valve) und des Packers zur anschließenden Analyse und Prüfung der mechanischen Integrität durch den Originalhersteller der Ausrüstung (OEM).

Zwischen den Phasen wurden zusätzliche Tests an Werkstoffen durchgeführt, die Wasserstoff ausgesetzt waren. Diese Untersuchungen waren zwar Teil des umfassenderen Pilotprogramms, lagen jedoch außerhalb des unmittelbaren operativen Leistungsumfangs von WellGear.

Phase 2 stellte die größte technische Herausforderung dar und erforderte eine detaillierte Planung in folgenden Bereichen:

- Identifizierung wasserstoffspezifischer Gefährdungen
- Minderung zusätzlicher Risiken durch Ausrüstungsmodifikationen und verfahrensbezogene Kontrollmaßnahmen
- Entwicklung einer sicheren Methode, Rohrverbindungen durch den Druckkontroll-Stack zu bewegen.

4. Mit Wasserstoff verbundene Risiken

Wasserstoff birgt mehrere Gefährdungen, die sich deutlich von denen bei konventionellen Erdgasarbeiten unterscheiden.

Geringe Zündenergie und Explosionsrisiko

- Wasserstoff hat einen weiten Explosionsbereich und benötigt nur sehr wenig Energie zur Zündung. Mögliche Zündquellen sind elektrische Betriebsmittel, elektrostatische Entladungen, mechanisch erzeugte Funken und heiße Oberflächen. Der Explosionsbereich liegt bei Erdgas bei einem Gas-Luft-Gemisch von 5 bis 15 Prozent, bei Wasserstoff dagegen bei einem Gas-Luft-Gemisch von 4 bis 75 Prozent.

  Betrachtet man die Zündenergie, so beträgt die zur Zündung von Erdgas erforderliche Energie etwa 0,28 bis 0,30 Millijoule (mJ) und die von Wasserstoff etwa 0,017 bis 0,020 Millijoule (mJ). Das bedeutet, dass Wasserstoff etwa 10- bis 15-mal weniger Energie zur Zündung benötigt als Methan. Wasserstoff ist im ATEX-System der Explosionsgruppe IIC zugeordnet.

Erhöhtes Leckagepotenzial

- Aufgrund seiner geringen Molekülgröße kann Wasserstoff durch äußerst kleine Leckagepfade entweichen. Folglich erfordern die Integrität der Ausrüstung, Dichtungssysteme, Schläuche, Verbindungen und Druckkontrollausrüstung eine besonders genaue Prüfung.

Unsichtbare Flamme

- Wasserstoffflammen sind bei Tageslicht möglicherweise schwer zu erkennen. Dies schafft zusätzliche Herausforderungen für die Notfallreaktion, die Evakuierung von Personal und die Gasdetektion.

Wasserstoffinduzierte Materialschäden

- Wasserstoff kann die Eigenschaften von Stahl beeinflussen und bei anfälligen Werkstoffen zu Wasserstoffver-

the broader pilot programme, they were outside WellGear's direct operational scope.

Phase 2 represented the greatest technical challenge and required detailed planning in the following areas:

- Identification of hydrogen-specific hazards
- Mitigation of additional risks through equipment modifications and procedural controls
- Development of a safe method for moving tubular connections through the pressure-control stack.

4. Risks Associated with Hydrogen

Hydrogen presents several hazards that differ significantly from those associated with conventional natural gas operations.

Low Ignition Energy and Explosion Risk

- Hydrogen has a wide explosion range and requires very little energy for ignition. The potential ignition sources include electrical equipment, static discharge, mechanical sparks, and hot surfaces. The explosion risk range with natural gas occurs in 5 to 15 percent mixture gas/air whereas the explosion risk range hydrogen gas occurs in 4 to 75 percent mixture gas/air.

  Considering ignition energy, the energy required for ignition of natural gas is approximately 0.28 to 0.30 millijoules (mJ) and hydrogen is approximately 0.017 to 0.020 millijoules (mJ).

  This means hydrogen requires roughly 10 to 15 times less energy to ignite than methane. Hydrogen gas is classified as Gas group IIC in the ATEX scheme.

Increased Leakage Potential

- Due to its small molecular size, hydrogen can escape through extremely small leakage paths. Consequently, equipment integrity, sealing systems, hoses, connections, and pressure-control equipment require enhanced scrutiny.

Invisible Flame

- Hydrogen flames can be difficult to detect in daylight conditions. This creates additional challenges for emergency response, personnel evacuation, and gas detection.

Hydrogen-Induced Material Damage

- Hydrogen can affect steel properties and may contribute to hydrogen embrittlement or hydrogen stress cracking in susceptible materials.
- Effect of pressurized hydrogen on the BOP and stripper rubbers.

These risks required additional equipment upgrades, procedural controls, and new operating methods beyond those normally used during conventional snubbing operations.

5. Risk Assessment and Management of Change

WellGear performed a comprehensive risk assessment covering the entire hydraulic workover system and all associated work methods rather than focusing solely on equipment directly exposed to well pressure.

The review included the following areas:

- Work basket and personnel access systems
- Hydraulic jack and slip systems
- BOP and stripping equipment



Bei einem Pilotprojekt in den Niederlanden wurden Lösungen für den Betrieb einer unter Druck stehenden Wasserstoffbohrung ermittelt. Quelle: WellGear
A pilot project in the Netherlands identified practical solutions for operating a live hydrogen well. Source: WellGear

sprödung oder wasserstoffinduzierter Spannungsrissbildung beitragen.
- Auswirkung von unter Druck stehendem Wasserstoff auf die Gummielemente von BOP und Stripper.

Diese Risiken erforderten zusätzliche Ausrüstungs-Upgrades, verfahrensbezogene Kontrollmaßnahmen und neue Betriebsmethoden, die über die bei konventionellen Snubbing-Arbeiten üblichen hinausgehen.

5. Risikobewertung und Änderungsmanagement (Management of Change)

WellGear führte eine umfassende Risikobewertung durch, die das gesamte hydraulische Workover-System und alle zugehörigen Arbeitsmethoden abdeckte und sich nicht allein auf Ausrüstung konzentrierte, die unmittelbar dem Bohrungsdruck ausgesetzt ist.

Die Überprüfung umfasste folgende Bereiche:
- Arbeitskorb und Zugangssysteme für das Personal
- Hydraulische Jack- und Slip-Systeme
- BOP- und Stripping-Ausrüstung
- Gin Pole und Rohrhandhabungssysteme
- Hydraulikaggregate und Schläuche
- Elektrische Betriebsmittel und Kameras
- Nichtleitende Komponenten
- Datenerfassungssysteme
- Notfall-Fluchtausrüstung

Bestehende Risikobewertungen von WellGear für Snubbing-Arbeiten an Erdgasbohrungen dienten als Grundlage. Die Bewertung folgte den Prinzipien der ISO 17776 und umfasste: Gefährdungsidentifizierung, Risikobewertung, Auswahl von Schutzmaßnahmen und Bewertung der Risikoakzeptanz.
An der Bewertung war ein multidisziplinäres Team aus Fachleuten für Betrieb, Engineering und HSE sowie ATEX-Fachexperten beteiligt.

- Gin pole and pipe handling systems
- Hydraulic power units and hoses
- Electrical equipment and cameras
- Non-conductive components
- Data acquisition systems
- Emergency escape equipment

Existing WellGear risk assessments for natural gas snubbing operations were used as the baseline. The assessment followed the principles of ISO 17776 and included:
Hazard identification, Risk evaluation, Selection of control measures and Risk acceptance evaluation.
The assessment involved a multidisciplinary team comprising operations, engineering, HSE specialists, and ATEX subject matter experts.
Each department completed an Ignition Hazard Assessment (IHA), resulting in a series of engineering improvements that were subsequently verified through factory acceptance testing.
The entire review, design, testing, and approval process took approximately six months before the revised operating procedures were approved for field implementation.
The objective was to reduce risk to a level that was As Low As Reasonably Achievable (ALARA).

6. Equipment Modifications and Personnel Training

The whole VSU and equipment required certification to ATEX gas group IIC. This required major modifications to the entire system. Standard VSU's are only rated for gas group IIA or IIB. The major modifications were managed though the Management of Change (MOC) program and in total 34 changes were identified.

Key modifications included:
- Upgrading electrical equipment to Gas Group IIC standards
- Installation of hydrogen gas detection sensors

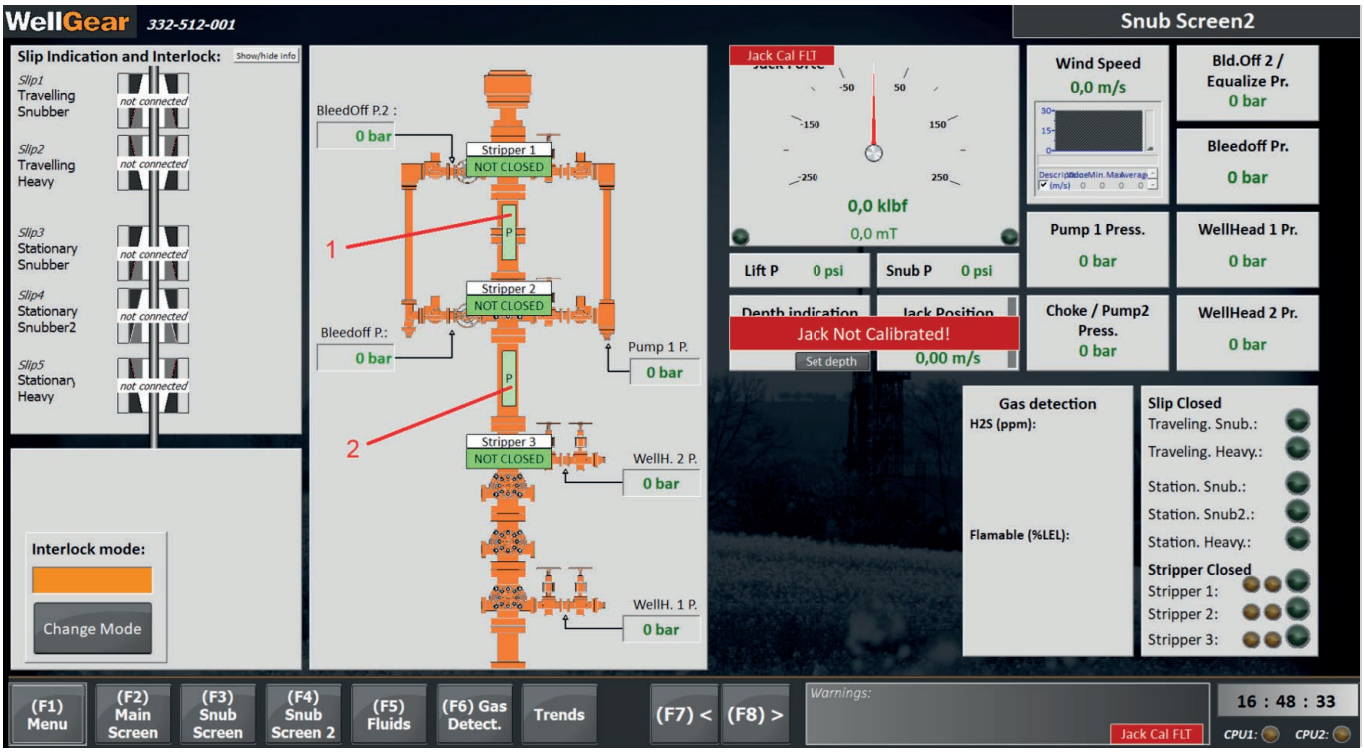


Abb. 3: DAS – Das Datenerfassungs- und Überwachungssystem liefert Echtzeit-Statusanzeigen der Einsatzparameter.
Fig. 3: DAS — Data Acquisition and Monitoring System provides real-time status indicators of job parameters.

Jede Abteilung führte eine Zündgefahrenbewertung (Ignition Hazard Assessment, IHA) durch, aus der eine Reihe technischer Verbesserungen hervorging, die anschließend durch Werksabnahmetests (Factory Acceptance Tests) verifiziert wurden. Der gesamte Prozess aus Überprüfung, Konstruktion, Erprobung und Freigabe dauerte etwa sechs Monate, bevor die überarbeiteten Betriebsverfahren für die Umsetzung im Feld freigegeben wurden.
Ziel war es, das Risiko auf ein so niedriges Niveau zu senken, wie es vernünftigerweise praktikabel ist (As Low As Reasonably Achievable, ALARA).

6. Ausrüstungsmodifikationen und Schulung des Personals
Die gesamte VSU und Ausrüstung musste nach ATEX-Explosionsgruppe IIC zertifiziert werden. Dies erforderte umfangreiche Modifikationen am gesamten System. Standard-VSUs sind nur für die Explosionsgruppen IIA oder IIB ausgelegt. Die größeren Modifikationen wurden über das Änderungsmanagementprogramm (Management of Change, MOC) gesteuert, und insgesamt wurden 34 Änderungen identifiziert.

Zu den wesentlichen Modifikationen zählten:
- Umrüstung der elektrischen Betriebsmittel auf den Standard der Explosionsgruppe IIC •Installation von Wasserstoff-Gasdetektionssensoren
- Beseitigung potenzieller Zündquellen
- Einsatz spezieller antistatischer Kleidung (konform mit ATEX-Explosionsgruppe IIC)
- Installation zusätzlicher Erdungspunkte
- Reduzierung der hydraulischen Durchflussraten
- Verbesserung der Datenerfassungs- und Überwachungssysteme (siehe DAS-Abb. 3).

Alle Modifikationen wurden vor der Mobilisierung durch Werksabnahmetests validiert.

- Elimination of potential ignition sources
- Use of special anti-static clothing (ATEX gas group IIC compliant)
- Installation of additional grounding points
- Reduction of hydraulic flow rates
- Enhancement of data acquisition and monitoring systems (see DAS fig. 3)

All modifications were validated through factory acceptance testing prior to mobilisation.
In parallel with the equipment upgrades, WellGear personnel received additional training on hydrogen hazards, revised operating procedures, emergency response, gas detection systems, and modified rig-up requirements.

7. The Three-Stripper Method
The most significant procedural innovation developed during the project was the introduction of a patented three-stripper snubbing method incorporating a nitrogen buffer system which effectively isolated the VSU and personnel operating the unit from pressurized hydrogen.
Conventional snubbing operations typically use two stripping elements. The new method introduced a third stripping element, allowing two independent pressure chambers to be created around the tubular connection as it moves through the pressure-control stack.
These chambers can be independently pressurised, depressurised, and purged using nitrogen

8. Operational Execution
During operations there are at least two strippers closed around pipe in order to maintain a closed and pressurized nitrogen buffer between the unit and the pressurized hydrogen well. See schematic fig. 4 where nitrogen is shaded blue and hydrogen is shaded yellow.

Parallel zu den Ausrüstungs-Upgrades erhielt das Personal von WellGear zusätzliche Schulungen zu Wasserstoffgefahren, überarbeiteten Betriebsverfahren, Notfallreaktion, Gasdetektionssystemen und geänderten Rig-up-Anforderungen.

7. Das Drei-Stripper-Verfahren

Die bedeutendste verfahrenstechnische Innovation des Projekts war die Einführung eines patentierten Drei-Stripper-Snubbing-Verfahrens mit einem Stickstoffpuffersystem, das die VSU und das die Einheit bedienende Personal wirksam vom unter Druck stehenden Wasserstoff isolierte.

Konventionelle Snubbing-Arbeiten verwenden üblicherweise zwei Stripping-Elemente. Das neue Verfahren führte ein drittes Stripping-Element ein, wodurch zwei unabhängige Druckkammern um die Rohrverbindung entstehen können, während diese sich durch den Druckkontroll-Stack bewegt.

Diese Kammern können unabhängig voneinander mit Stickstoff unter Druck gesetzt, entspannt und gespült werden.

8. Betriebliche Durchführung

Während des Betriebs sind jederzeit mindestens zwei Stripper um das Rohr geschlossen, um zwischen der Einheit und der unter Druck stehenden Wasserstoffbohrung einen geschlossenen, mit Stickstoff unter Druck gesetzten Puffer aufrechtzuerhalten (siehe Abb. 4). Eine Stickstoffeinheit wurde eingesetzt, um den Stickstoffdruck im Puffer aktiv zu regeln.

Es wurde eine spezielle Sequenz aus neun Schritten zum Öffnen und Schließen der Stripper-BOPs entwickelt, die es den Tool Joints des Solestrangs ermöglicht, die Stripper-BOPs zu passieren, während zwischen der Einheit und der unter Druck stehenden Wasserstoffbohrung durchgehend ein aktiver Stickstoffpuffer aufrechterhalten wird.

Diese Betriebssequenz stellt sicher, dass Wasserstoff und Luftsauerstoff innerhalb des Druckkontrollsystems niemals in direkten Kontakt kommen. Der Stickstoffpuffer wirkt als inerte Barriere zwischen der Bohrungsumgebung und der Atmosphäre, während über den gesamten Vorgang hinweg mehrere unabhängige Druckbarrieren aufrechterhalten werden. Obwohl das Verfahren im Vergleich zu konventionellen Stripping-Methoden zusätzliche Arbeitsschritte erfordert, verringert es das Zündrisiko erheblich und bietet eine verbesserte Kontrolle bei der Rohrbewegung.

A nitrogen unit was used to actively control the nitrogen pressure in the buffer.

A special nine step sequence for opening and closing the stripper BOP's was designed to enable de-brining string tool joints to pass the stripper BOP's while continuously maintaining an active nitrogen buffer between the unit and the pressurized hydrogen well.

This operational sequence ensures that hydrogen and atmospheric oxygen never come into direct contact within the pressure-control system. The nitrogen buffer acts as an inert barrier between the well environment and the atmosphere while multiple independent pressure barriers are maintained throughout the operation.

Although the procedure requires additional operational steps compared with conventional stripping methods, it significantly reduces ignition risk and provides enhanced control during tubular movement.

9. Operational Summary

All project objectives were achieved successfully with:

- No accidents or incidents
- No uncontrolled release of gas
- No injuries to personnel
- No significant environmental impact
- Successful installation of the gas storage completion
- Successful removal of the debrining string under live hydrogen well conditions
- Successful coordination between VSU team and Nitrogen team
- Completion of the scope within budget
- Successful demonstration of the new three-stripper methodology

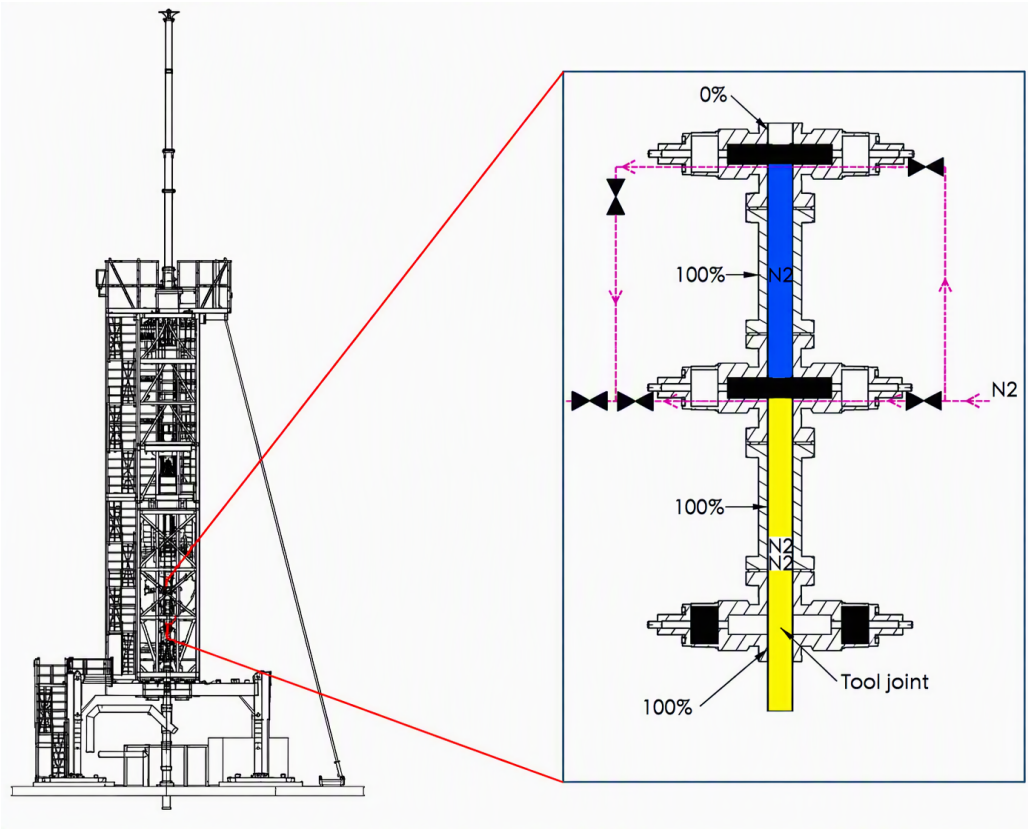


Abb. 4: Schemazeichnung, in der Stickstoff blau und Wasserstoff gelb dargestellt sind.
Fig. 4: Schematic drawing in which nitrogen is shown in blue and hydrogen in yellow.

9. Betriebliche Zusammenfassung

Alle Projektziele wurden erfolgreich erreicht, mit folgendem Ergebnis:

- Keine Unfälle oder Vorfälle
- Keine unkontrollierte Freisetzung von Gas
- Keine Verletzungen von Personen
- Keine nennenswerten Umweltauswirkungen
- Erfolgreicher Einbau der Gasspeicher-Komplettierung
- Erfolgreicher Ausbau des Solestrangs unter Live-Well-Bedingungen mit Wasserstoff
- Erfolgreiche Abstimmung zwischen dem VSU-Team und dem Stickstoff-Team
- Abschluss des Leistungsumfangs innerhalb des Budgets
- Erfolgreiche Demonstration der neuen Drei-Stripper-Methodik
- Das Projekt zeigte, dass bestehende hydraulische Workover-Technologie erfolgreich für Interventionen an Wasserstoffbohrungen angepasst werden kann.

Die wichtigsten Erkenntnisse waren:

- Das gesamte Workover-System muss in die Risikobewertung einbezogen werden.
- Alle potenziellen Zündquellen müssen identifiziert und kontrolliert werden.
- Direkter Kontakt zwischen Wasserstoff und Luftsauerstoff sollte verhindert werden.
- Werkstoffe der Ausrüstung und Dichtungssysteme müssen für den Wasserstoffeinsatz verifiziert werden.
- Schulung des Personals und Notfallplanung erfordern zusätzliche Aufmerksamkeit.
- Während des gesamten Stripping-Vorgangs müssen mehrere unabhängige Barrieren aufrechterhalten werden.
- Bestehende Snubbing-Technologie lässt sich durch gezielte technische und verfahrensbezogene Verbesserungen anpassen.
- Mit geeigneten Kontroll- und Risikominderungsmaßnahmen können Interventionen an Wasserstoffbohrungen sicher und wirksam durchgeführt werden.

10. Fazit

WellGear hat in den Niederlanden erfolgreich die weltweit erste Snubbing-Intervention an einer Wasserstoffspeicherbohrung unter Druck (Live Well) durchgeführt. Das Projekt hat gezeigt, dass Interventionen an Wasserstoffbohrungen sicher durchgeführt werden können, wenn sie durch eine gründliche Risikobewertung, ein umfassendes Änderungsmanagement, Ausrüstungsmodifikationen, spezielle Schulung des Personals und belastbare Betriebsverfahren gestützt werden.

Das patentierte Drei-Stripper-Verfahren bot eine wirksame Lösung, um mehrere Druckbarrieren aufrechtzuerhalten und zugleich direkten Kontakt zwischen Wasserstoff und Luftsauerstoff zu verhindern. Die erfolgreiche Durchführung des Einsatzes schuf einen praxistauglichen Rahmen für künftige Interventionen an Wasserstoffbohrungen und zeigte, dass bestehende hydraulische Workover-Technologie angepasst werden kann, um die wachsende Branche der Untertage-Wasserstoffspeicherung zu unterstützen.

Da Wasserstoffspeicherprojekte weltweit weiter zunehmen, bieten die aus diesem Pilotprojekt gewonnenen Erkenntnisse wertvolle Orientierung für die sichere Entwicklung künftiger Interventionstechnologien, Betriebsverfahren und Branchenstandards.

- The project demonstrated that existing hydraulic workover technology can be successfully adapted for hydrogen well intervention.

The key findings were:

- The entire workover system must be included in the risk assessment.
- All potential ignition sources must be identified and controlled.
- Direct contact between hydrogen and atmospheric oxygen should be prevented.
- Equipment materials and sealing systems must be verified for hydrogen service.
- Personnel training and emergency response planning require additional focus.
- Multiple independent barriers must be maintained throughout the stripping process.
- Existing snubbing technology can be adapted through targeted engineering and procedural improvements.
- With appropriate controls and risk mitigation measures, hydrogen well interventions can be performed safely and effectively.

10. Conclusion

WellGear successfully completed the world's first live-well snubbing intervention on a hydrogen storage well in the Netherlands. The project demonstrated that hydrogen well interventions can be performed safely when supported by rigorous risk assessment, comprehensive management of change, equipment modifications, specialised personnel training, and robust operational procedures.

The patented three-stripper method provided an effective solution for maintaining multiple pressure barriers while preventing direct contact between hydrogen and atmospheric oxygen. The successful execution of the operation established a practical framework for future hydrogen well interventions and demonstrated that existing hydraulic workover technology can be adapted to support the growing underground hydrogen storage industry.

As hydrogen storage projects continue to expand worldwide, the lessons learned from this pilot project provide valuable guidance for the safe development of future intervention technologies, operating procedures, and industry standards.

Quellen/References

EU Patent 2032110, A Workover System for Receiving a Tubular String from a Wellbore.

ISO 17776, Petroleum and Natural Gas Industries – Offshore Production Installations – Guidelines on Tools and Techniques for Hazard Identification and Risk Assessment.

*Simon Smith, Well Gear Group
E-Mail: simon.smith@wellgeargroup.com

DOI 10.19225/261102

Tiefengeothermie in der Mindener Synkline
Überblick, Chancen und Herausforderungen

VIELVERSPRECHENDES PROJEKT ZUR DEKARBONISIERUNG DER KOMMUNALEN WÄRMEVERSORGUNG

Deep Geothermal Energy in the Minden Syncline
Overview, Opportunities and Challenges

A PROMISING PROJECT FOR DECARBONIZING MUNICIPAL HEAT SUPPLY

*Von Joschka Röth und Martin Fischer**

*By Joschka Röth and Martin Fischer**

Zusammenfassung

Mit dem Erlaubnisfeld „Geothermie Minden" wurde 2025 das erste Tiefengeothermie-Projekt in Ostwestfalen-Lippe (OWL) genehmigt. Die Mindener Synkline, welche sich im Untergrund von Minden befindet, stellt eines der vielversprechendsten, zugleich aber geologisch herausfordernden Tiefengeothermie-Greenfields in Nordrhein-Westfalen dar. Die geologischen Rahmenbedingungen – insbesondere die erwarteten Thermalwasser-Temperaturen von rund 130 °C in ca. 4 km Tiefe – eröffnen ein wirtschaftlich attraktives Szenario für die hydrothermale Wärmegewinnung.
Gleichzeitig ist die Datenlage in OWL bislang sehr begrenzt, sodass die Projektentwicklung auch von gründlicher Auswertung bestehender Daten und von neuen geophysikalischen Untersuchungen abhängt. Für die erstmalige Erschließung wurde ein umfangreiches Arbeitsprogramm konzipiert, bestehend aus Machbarkeitsstudie, 3D-Seismik und zwei Tiefbohrungen (hydrothermale Dublette).

Abstract

The exploration license "Geothermie Minden" was granted in 2025, marking the first deep geothermal project in East Westphalia-Lippe (OWL). The Minden Syncline, located in the subsurface beneath Minden, represents one of the most promising yet geologically challenging deep geothermal greenfield sites in North Rhine-Westphalia. The geological conditions – particularly the expected thermal water temperatures of around 130 °C at a depth of approximately 4 km – open up an economically attractive scenario for hydrothermal heat extraction. At the same time, the exploration database in OWL has so far been very limited, meaning that project development also depends on a thorough evaluation of existing data and on new geophysical surveys.
For the initial development, an extensive workprogram has been designed, comprising a feasibility study, 3D seismic survey, and two deep wells (a hydrothermal doublet).



Geothermieanlage am Standort Süd in München. Quelle: SWM / Manuel Übler

Geothermal plant at the Süd site in Munich. Source: SWM / Manuel Übler

Die Chancen des Projekts liegen in der Dekarbonisierung der kommunalen Wärmeversorgung, der Stärkung regionaler Energieautonomie und der Entwicklung eines skalierbaren Modells für weitere Projekte in der Region. Herausforderungen ergeben sich insbesondere aus der komplexen Tektonik, der heterogenen Hydrochemie, dem Risiko lokaler Gasvorkommen sowie der Notwendigkeit eines umfangreichen und kapitalintensiven Arbeitsprogramms inklusive 3D-Seismik und Tiefbohrungen in bisher kaum erforschtem Gebiet und in unbekannter Tiefe.

1. Einleitung

Die Wärmewende in Deutschland erfordert eine tiefgreifende Transformation der kommunalen und industriellen Wärmeversorgung. Mit dem „Gesetz für die Wärmeplanung und zur Dekarbonisierung der Wärmenetze" (BMWSB, 2023) wurde ein verbindlicher Rahmen geschaffen, der Kommunen verpflichtet, lokale Potenziale systematisch zu erschließen. Tiefengeothermie gilt dabei als eine der wenigen grundlastfähigen erneuerbaren Wärmequellen. Ergänzend dazu wurde im vergangenen Winter das „Geothermie-Beschleunigungsgesetz (GeoBG)" beschlossen (BMJV, 2025), welches Tiefengeothermie-Projekten u.a. „überragendes öffentliches Interesse" einräumt. Die Landesregierung von Nordrhein-Westfalen hat darüber hinaus mit dem „Masterplan Geothermie NRW" (MWIKE NRW, 2024) eine



Eine umfangreiche Erforschung des Untergrundes inklusive 3D-Seismik wird in Minden erforderlich sein. Symbolbild. Quelle: DMT Group
Extensive subsurface exploration, including 3D seismic surveys, will be required in Minden. Symbolic picture. Source: DMT Group

landesweite Explorationsinitiative gestartet, die insbesondere die bislang wenig untersuchte Region OWL adressiert.

Die Stadt Minden hat mit rund 80.000 Einwohnern einen Wärmebedarf von insgesamt ca. 1.300 GWh pro Jahr. Die Kreishauptstadt des Kreises Minden-Lübbecke bietet aufgrund ihrer geologischen Lage im Norden der Region OWL am Übergang zwischen Norddeutscher Tiefebene und dem Invertierten Niedersachsen-Becken ein besonders interessantes Potenzial für die Nutzung von Tiefengeothermie.

Die Energieservice Westfalen Weser GmbH (ESW) spielt als Anbieter für energienahe Dienstleistungen eine wichtige Rolle für die regionale Wirtschaft und Versorgungssicherheit in OWL und im südlichen Niedersachsen. Mit der Mindener Wärme GmbH unterhält die ESW ein Fernwärmenetz in Minden, welches mit dem gasbetriebenen Heizkraftwerk (HKW) Minden Nord aktuell ca. 4 Prozent des Wärmebedarfs der Stadt abdeckt.

Tiefengeothermie zur Wärmenutzung oder Stromerzeugung wird in der gesamten Region OWL bisher nicht genutzt, obwohl einige teils sehr ergiebige Thermalquellen aus bis zu 1.000 Metern Tiefe z.B. in Bad Oeynhausen und Bad Salzuflen bereits seit mehr als einem Jahrhundert für Thermalbäder und Kurbe-

The opportunities of the project lie in decarbonizing municipal heat supply, strengthening regional energy autonomy, and developing a scalable model for further projects in the region. Challenges arise in particular from the complex tectonics, heterogeneous hydrochemistry, the risk of local gas occurrences, and the need for an extensive and capital-intensive work program – including 3D seismic surveying and deep drilling – in an area that remains largely unexplored and at an as yet unknown depth.

1. Introduction

Germany's heat transition requires a fundamental transformation of municipal and industrial heat supply. The "Act on Heat Planning and the Decarbonization of Heating Networks" (BMWSB, 2023) established a binding framework obligating municipalities to systematically develop local potential. Deep geothermal energy is regarded as one of the few renewable heat sources capable of providing baseload capacity. In addition, the "Geothermal Energy Acceleration Act (GeoBG)" was passed last winter (BMJV, 2025), which grants deep geothermal projects, among other things, "overriding public interest" status. The state government of North Rhine-Westphalia has further launched a statewide exploration initiative with its "Geothermal Masterplan NRW" (MWIKE NRW, 2024), specifically addressing the OWL region, which has so far received little attention.

The city of Minden, with a population of around 80,000, has a total heat demand of approximately 1,300 GWh per year. As the district capital of Minden-Lübbecke, its geological position in the north of the OWL region – at the transition between the North German Plain and the Inverted Lower Saxony Basin – offers particularly promising potential for the use of deep geothermal energy.

Energieservice Westfalen Weser GmbH (ESW), a provider of energy-related services, plays an important role for the regional economy and security of supply in OWL and southern Lower Saxony. Through Mindener Wärme GmbH, ESW operates a district heating network in Minden, which is currently supplied by the gas-fired combined heat and power plant (CHP) Minden Nord, covering around 4 percent of the city's heat demand.

Deep geothermal energy for heat use or power generation has not yet been utilized anywhere in the OWL region, even though some highly productive thermal springs – reaching depths of up to 1,000 meters, for example in Bad Oeynhausen and Bad Salzuflen – have already been used for thermal baths and spa operations for more than a century, suggesting considerable potential.

As part of a strategic realignment, ESW now aims to convert existing district heating networks (particularly in Minden) and plan new district heating systems based on deep geothermal energy sources. In terms of its geological conditions, Minden offers unique prerequisites for deep geothermal energy, but at the same time has so far been the subject of very limited geological exploration. Previous large-scale surveys of the North German Basin have given this area only limited consideration.

In the "Geothermie Minden" project, then, promising geological conditions stand in contrast to a data situation that is in urgent need of improvement. The feasibility study currently underway therefore focuses on closing data gaps, gaining integrated insight into subsurface conditions, and preparing a 3D seismic survey campaign. This makes Minden a pilot project for OWL of national importance.



Abb. 1: Motiviertes Projektteam bei der Geländeerkundung an der Porta Westfalica (links: Dr. Joschka Röth, OWL Geopartners; rechts: Martin Fischer, Energieservice Westfalen Weser). Im Hintergrund: die Stadt Minden an der Weser bzw. gefaltete und geklüftete Gesteinsschichten aus dem Jura.
Fig. 1: A motivated project team conducting a site survey at Porta Westfalica (left: Dr Joschka Röth, OWL Geopartners; right: Martin Fischer, Energieservice Westfalen Weser). In the background: the town of Minden on the Weser River and folded and fractured rock strata from the Jurassic period.

triebe verwendet werden und damit ein hohes Potenzial vermuten lassen.

Im Rahmen einer strategischen Neuausrichtung der ESW soll nun die Umstellung von vorhandenen Fernwärmenetzen (insbesondere in Minden) sowie die Planung neuer Fernwärme mit tiefengeothermischen Energiequellen umgesetzt werden. Minden zeigt sich im Rahmen der geologischen Verhältnisse für die Tiefengeothermie mit einmaligen Voraussetzungen, aber zugleich mit einer bis dato sehr limitierten geologischen Erkundung. Bei den bisherigen großräumigen Untersuchungen zum Norddeutschen Becken wurde dieses Gebiet nur wenig berücksichtigt.

Im Projekt „Geothermie Minden" stehen also vielversprechende geologische Verhältnisse einer stark verbesserungswürdigen Datenlage gegenüber. Die aktuell laufende Machbarkeitsstudie setzt daher den Fokus auf die Schließung von Datenlücken, auf integrierten Erkenntnisgewinn über die Untergrundverhältnisse und auf die Vorbereitung einer 3D-Seismik-Messkampagne. Damit wird Minden zu einem Pilotprojekt für OWL mit überregionaler Bedeutung.

2. Geografischer Überblick & bergrechtliche Situation

Die Stadt Minden liegt im Nordosten von Nordrhein-Westfalen direkt nördlich der Porta Westfalica, dem prägnanten Durchbruch der Weser durch das Weser- und Wiehengebirge. Hier verlässt die Weser das Weserbergland, die Landschaft wird flach, und der Fluss fließt mäandrierend weiter durch die Norddeutsche Tiefebene (Abb. 1).

2. Geographical Overview & Mining Law Situation

The city of Minden is located in the northeast of North Rhine-Westphalia, directly north of the Porta Westfalica, the prominent gorge where the Weser cuts through the Weser and Wiehen mountain ranges ("Wesergebirge" and "Wiehengebirge"). Here the Weser river leaves the mountains; the landscape becomes flat and the river continues to meander through the North German Plain (fig. 1).

The east-west running Mittelland Canal crosses the city north of the city center and, at the Minden waterway crossing, is carried over the Weser, which flows from south to north. South of the city center, the Bastau, flowing in from the west, joins the Weser.

The "Geothermie Minden" exploration license covers an area of around 220 km² (see fig. 2) and lies at the transition between the East Westphalian Hills ("Ostwestfälisches Hügelland") and the North German Plain. The landscape is characterized by the Weser, the Mittelland Canal, extensive floodplains, and the Großes Torfmoor – an extensive swamp. A vast, predominantly agricultural marshland in the west stands in stark contrast to the eastern part of the license area, which features urban-industrial development along the Weser and, in particular, along the canal harbor.

Under mining law, the "Geothermie Minden" exploration license was granted by the mining authority in 2025, following a successful license application and a successful public participation procedure. ESW is thus authorized, for the coming years, to explore for geothermal resources within the meaning of the Federal Mining Act (BBergG). To this end, an ambitious work

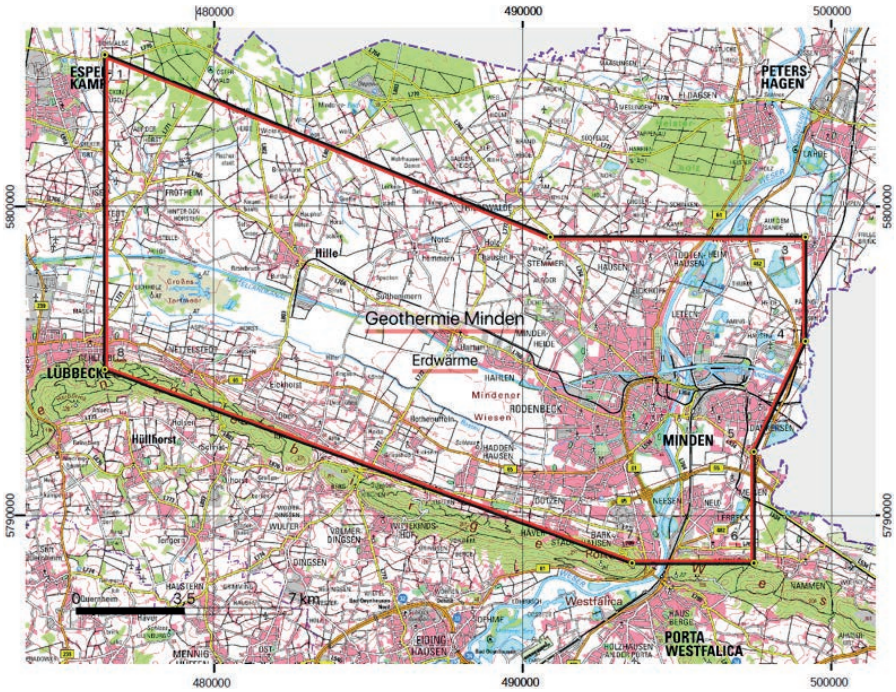


Abb. 2: Genehmigtes Erlaubnisfeld „Geothermie Minden".
Fig. 2: Approved "Geothermie Minden" exploration license area.

Der in Ost-West-Richtung verlaufende Mittellandkanal kreuzt die Stadt nördlich der Innenstadt und wird am Wasserstraßenkreuz Minden über die von Süden nach Norden fließende Weser geführt. Südlich der Innenstadt mündet die Bastau von Westen kommend in die Weser.

Das Erlaubnisfeld „Geothermie Minden" umfasst rund 220 km² (siehe Abb. 2) und liegt am Übergang vom Ostwestfälischen Hügelland zur Norddeutschen Tiefebene. Die Landschaft ist geprägt durch die Weser, den Mittellandkanal, großflächige Auen und das Große Torfmoor – ein ausgedehntes Moor. Eine weite, hauptsächlich landwirtschaftlich genutzte Sumpflandschaft im Westen steht im starken Kontrast zum östlichen Teil des Erlaubnisfeldes mit städtisch-industrieller Bebauung entlang der Weser und insbesondere entlang des Kanalhafens.

Bergrechtlich wurde das Erlaubnisfeld „Geothermie Minden" im Jahr 2025 nach erfolgreichem Erlaubnisantrag und erfolgreichem Beteiligungsverfahren von der Bergbehörde genehmigt. Die ESW ist damit für die kommenden Jahre berechtigt, geothermische Ressourcen im Sinne des BBergG aufzusuchen. Zu diesem Zweck wurde ein anspruchsvolles Arbeitsprogramm entwickelt, welches weiter unten kurz beschrieben wird.

3. Geologischer Kontext

Die Geologie von Ostwestfalen-Lippe kann großmaßstäblich in drei Provinzen unterteilt werden (siehe Abb. 3). Im Zentrum befindet sich das Invertierte Niedersächsische Becken (geografisches Äquivalent: „Ostwestfälisches Hügelland" oder „Ravensberger Hügelland"), welches gemeinsam mit dem Lippischen Bergland entlang der NW-SO verlaufenden Piesberg-Pyrmont-Sattelstruktur nach Osten in die Hessische Senke übergeht. Die triassisch dominierte Piesberg-Pyrmont-Achse besteht dabei hauptsächlich aus zahlreichen tektonisch komplex beanspruchten Bruchschollen und wird beiderseits von jurassisch geprägten Einsenkungsgebieten flankiert – im Norden von der „Wiehengebirgs-Flexur" und im Süden von der „Herforder Liasmulde".

Im Südwesten bildet die ebenfalls NW-SO streichende „Osning-Überschiebung" den scharfen Wechsel zum „Münsterländer Kreidebecken". Im Norden bildet die S-förmige „Wiehengebirgs-

program has been developed, which is briefly described below.

3. Geological Context

The geology of East Westphalia-Lippe can be divided, at a broad scale, into three provinces (see fig. 3). At the center lies the Inverted Lower Saxony Basin (geographically equivalent to: "Ostwestfälisches Hügelland" or "Ravensberger Hügelland"), which transitions eastward into the Hessian Depression along the NW–SE trending Piesberg-Pyrmont anticlinal structure. The predominantly Triassic Piesberg-Pyrmont axis consists mainly of numerous tectonically complex fault blocks and is flanked on both sides by Jurassic-dominated depression zones – to the north by the "Wiehen Flexure" and to the south by the "Herford Lias Trough."

To the southwest, the likewise NW–SE trending "Osning Thrust" marks the sharp transition to the "Münsterland Cretaceous Basin." To the north, the S-shaped "Wiehen Flexure" forms the transition to the North German Basin, where Cretaceous sedimentary rocks in turn crop out at the surface.

The license area extends mainly across a flat, Quaternary, post-glacial landscape. Almost the entire license area, including the city of Minden, is covered by unconsolidated sediments (gravel, sand, till, meltwater sand, and loess). The Weser and Bastau rivers have broad, post-glacial floodplains and landscape-defining terraces. In the Bastau lowland lies an extensive marshland ("Bastauwiesen") (GD NRW, 2026a).

The geological structure of the Minden Syncline is dominated to the south by the Wiehengebirge Flexure, the Weser Hills, and the Porta Westfalica. There, the license area extends up to the steep northern slopes of the ridges, where erosion-resistant Jurassic strata have been uplifted and dip 30 to 40° toward the north/northeast.

The overburden beneath the Quaternary cover consists of folded and fractured Mesozoic (Triassic, Jurassic, Lower Cretaceous) claystones, marly claystones, limestones, sandstones, and evaporites. In the Wiehengebirge, Middle and Upper Jurassic strata are exposed at the surface, while in the Bölhorst district, Lower Cretaceous strata crop out (see fig. 4).

The sedimentary rocks, with a remaining total thickness of 4 to 5 km, were initially deeply buried over the course of geological history, then uplifted, fractured, and jointed, subsequently folded or subsided into a synclinal structure north of the Wiehengebirge, and finally partly eroded (GD NRW, 2026a). Various scientific studies point to an extreme degree of coalification (thermal maturity) in the study area, resulting from formerly deep burial and/or magmatic-hydrothermal overprinting (cf. Petmecky et al., 1999; Bruns et al., 2013; Fink et al., 2019; Froidl et al., 2021).

The Wiehen Flexure marks the transition from the southern high area ("Inverted Lower Saxony Basin") to the large-scale trough ("Minden Syncline"). At greater depth, rocks of the late Paleozoic (Permian, Carboniferous) are presumed to occur (GD NRW, 2026a; see fig. 4).

To date, no well within the Minden Syncline has been drilled deeper than 1 km. However, the expected geological sequence can be roughly estimated on the basis of individual neighboring deep wells and through interpretation of older seismic lines

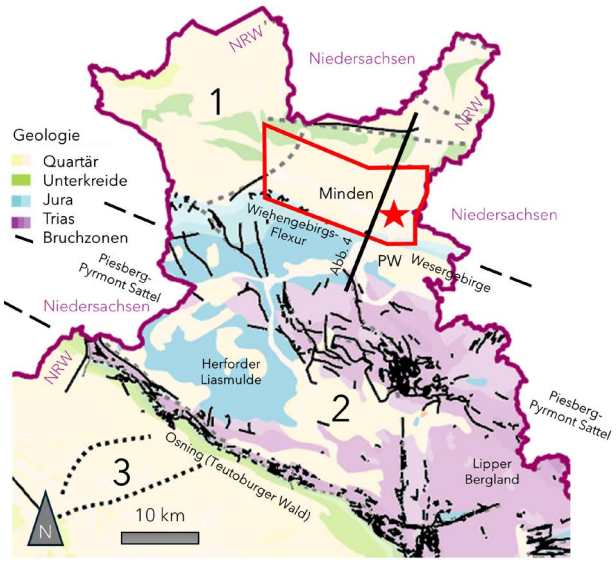


Abb. 3: Geologische Übersichtskarte (IS GK100 WMS) des nördlichen und zentralen Ostwestfalen-Lippe (modifiziert nach GEOportal.nrw) mit der charakteristischen Dreigliederung (1. Norddeutsches Becken, 2. Invertiertes Niedersächsisches Becken und 3. Münsterländer Kreidebecken; Roter Stern = Mindener Stadtzentrum; PW = Porta Westfalica; Roter Rahmen = Umriss des Erlaubnisfeldes „Geothermie Minden"; schwarze Linie = Profilschnitt Abb. 4).

Fig. 3: Geological overview map (IS GK100 WMS) of northern and central East Westphalia-Lippe (modified from GEOportal.nrw), showing the characteristic three-part subdivision (1. North German Basin, 2. Inverted Lower Saxony Basin, and 3. Münsterland Cretaceous Basin; red star = Minden city centre; PW = Porta Westfalica; red outline = boundary of the "Geothermie Minden" exploration licence area; black line = cross-section shown in Fig. 4).

Flexur" den Übergang zum Norddeutschen Becken, wo wiederum Sedimentgesteine der Kreide oberflächlich anstehen.

Das Erlaubnisfeld erstreckt sich hauptsächlich über eine flache quartäre, postglaziale Landschaft. Fast das gesamte Lizenzgebiet einschließlich des Stadtgebietes von Minden wird von lockeren Sedimenten (Kies, Sand, Geschiebelehm, Schmelzwassersand sowie Löss) eingenommen. Die Flussläufe der Weser und der Bastau besitzen breite, postglaziale Talauen und landschaftsprägende Terrassen. In der Bastauniederung erstreckt sich ein ausgedehntes Niedermoor („Bastauwiesen") (GD NRW, 2026a).

Die geologische Struktur der Mindener Synkline wird im Süden durch die Wiehengebirgs-Flexur, das Wesergebirge und die Porta Westfalica dominiert. Dort reicht die Lizenz bis an die steilen Nordhänge der Höhenzüge, wo erosionsbeständige jurassische Schichten emporgehoben wurden und mit 30 bis 40 ° nach Nord/Nordost einfallen.

Das Deckgebirge unter der quartären Auflage besteht aus gefalteten und klüftigen Ton-, Tonmergel-, Kalk- und Sandsteinen sowie Evaporiten des Mesozoikums (Trias, Jura, Unterkreide). Im Wiehengebirge treten Schichten des Mittleren und des Oberen Jura, im Ortsteil Bölhorst Schichten der Unterkreide zutage (siehe Abb. 4).

Die Sedimentgesteine mit einer verbliebenen Gesamtmächtigkeit von 4 bis 5 km wurden im Verlauf der Erdgeschichte zunächst stark versenkt, dann herausgehoben, zerbrochen und geklüftet, anschließend nördlich des Wiehengebirges muldenförmig gefaltet bzw. eingesenkt und dabei schließlich teilweise erodiert (GD NRW, 2026a). Diverse wissenschaftliche Studien weisen auf eine extreme Inkohlung (thermische Reife) durch ehemals starke Versenkung bzw. magmatisch/hydrothermale Überprägung des Untersuchungsgebietes hin (vgl. Petmecky et al., 1999, Bruns et al., 2013, (cf. Baldschuhn et al., 2001). Tab. 1 lists the presumed thicknesses of the Mesozoic strata (after Jüstel et al., 2023), whereby the thickness range is expected to be particularly broad in the Malm (Upper Jurassic) due to the Kimmerian phase (cf. fig. 4). Based on neighboring borehole data, thermal water at a temperature of 130 °C is expected at depths of around 4 km beneath Minden. The primary target horizon is a fractured, fault-bound hydrothermal reservoir in the Middle Buntsandstein, with potentially high flow rates (cf. the Jordansprudel spring in nearby Bad Oeynhausen, with an original production rate of 100 l/s; cf. Deutloff, 1974; Reiche, 1977; Betzer et al., 2003). The hydrochemistry of the thermal and saline springs of Ostwestfalen is known for locally elevated concentrations of (calcium) sulfate, (sodium) chloride, and iron (see Michel et al., 1998). In addition, locally elevated CO_2 concentrations occur in the thermal water (e.g., Petmecky et al., 1999).

Secondary targets for hydrothermal use include thermal-water-bearing zones in the Muschelkalk, the Keuper, and the Dogger, with sections of the Permian (Zechstein/Rotliegend) or strongly jointed claystone formations also potentially of interest, depending on subsurface structure (see markings in tab. 1). In any case, the occurrence of warm brine in the old Bölhorst coal mine shaft suggests that hydrothermal convection is taking place in the Minden subsurface (fig. 5).

The presence of hydrocarbon source rocks, as well as the geographic proximity to the Lower Saxony gas fields (the Uchte-Bahrenborstel anticline north of Petershagen), will also play a role in the ongoing investigations. The most important technical/geological challenges for exploration and development are therefore:

- complex fault zones and fractured rock,
- heterogeneous hydrochemistry with elevated salinity levels,
- elevated CO_2 concentrations in the thermal water,
- as well as possi-

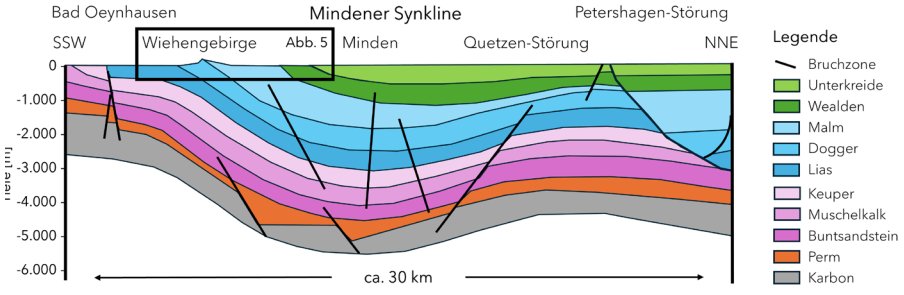


Abb. 4: Schematischer geologischer Profilschnitt durch die Mindener Synkline (modifiziert nach Baldschuhn et al., 2001).

Fig. 4: Schematic geological cross-section through the Minden Syncline (modified from Baldschuhn et al., 2001).

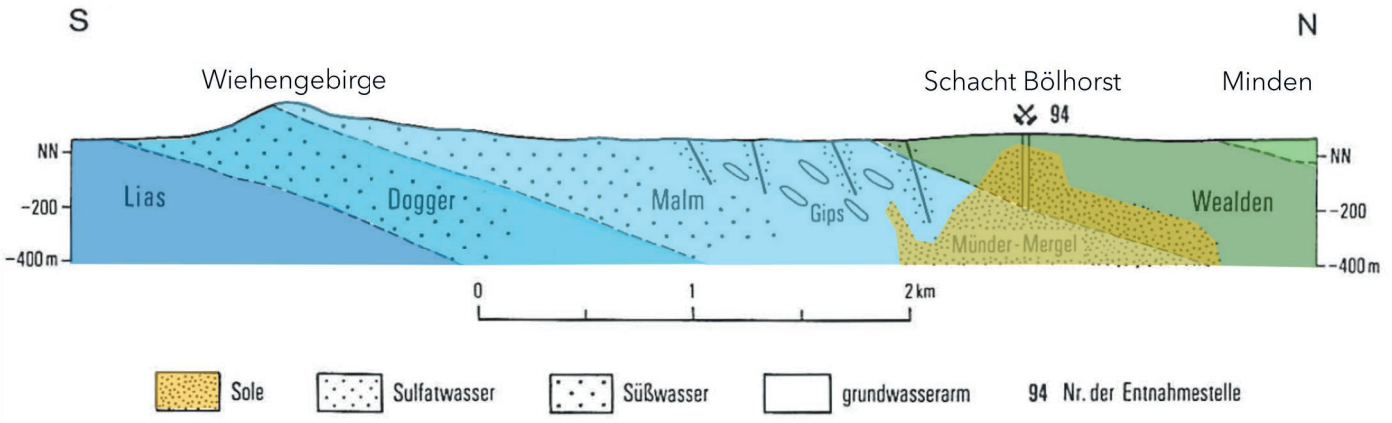


Abb. 5: Schematischer hydrogeologischer Schnitt durch das nördliche Vorland des Wiehengebirges bei Minden (modifiziert nach Michel & Nielsen, in Reiche, 1977).
Fig. 5: Schematic hydrogeological cross-section through the northern foreland of the Wiehengebirge near Minden (modified after Michel & Nielsen, in Reiche, 1977).

Fink et al., 2019; Froidl et al., 2021).
Die Wiehengebirgs-Flexur bildet den Übergang vom südlichen Hochgebiet („Invertiertes Niedersächsisches Becken") zur Großmulde („Mindener Synkline"). Im tieferen Untergrund sind vermutlich Gesteine des Erdaltertums (Perm, Karbon) anzutreffen (GD NRW, 2026a, siehe Abb. 4).
Innerhalb der Mindener Synkline wurde bisher keine Bohrung tiefer als 1 km abgeteuft. Die zu erwartende geologische Schichtenfolge kann jedoch anhand einzelner, benachbarter Tiefbohrungen sowie mittels Interpretation alter Seismik-Linien (vgl. Baldschuhn et al., 2001) grob abgeschätzt werden. In Tab. 1 sind die vermuteten Mächtigkeiten der mesozoischen Schichten aufgelistet (nach Jüstel et al., 2023), wobei das Mächtigkeits-Spektrum besonders im Malm (Oberjura) aufgrund der Kimmerischen Phase deutlich breiter spreizen sollte (vgl. Abb. 4).
Basierend auf benachbarten Bohrloch-Daten wird in Tiefen von etwa 4 km unterhalb von Minden 130 °C heißes Thermalwasser erwartet. Der primäre Zielhorizont ist ein geklüftetes, störungsgebundenes hydrothermales Reservoir des mittleren Buntsandsteins mit potenziell hohen Schüttungen (vgl. Jordansprudel im benachbarten Bad Oeynhausen mit einer ursprünglichen Förderrate von 100 l/s; vgl. Deutloff, 1974; Reiche, 1977; Betzer et al., 2003). Die Hydrochemie der ostwestfälischen Thermal- und Solequellen ist für lokal erhöhte (Calcium-) Sulfat-, (Natrium-)Chlorid- und Eisenkonzentrationen bekannt (siehe Michel et al., 1998). Zudem kommen im Thermalwasser lokal erhöhte CO_2-Konzentrationen vor (z.B. Petmecky et al., 1999).
Sekundäre Ziele für die Nutzung von hydrothermaler Geothermie umfassen thermalwasserführende Bereiche im Muschelkalk, im Keuper und im Dogger, wobei je nach Struktur des Untergrundes auch Abschnitte des Perm (Zechstein/Rotliegend) oder stark geklüftete Tonstein-Formationen infrage kommen können (siehe Markierungen in Tab. 1). Jedenfalls gibt das Vorkommen von warmer Sole im alten Steinkohleschacht Bölhorst Anlass zu der Vermutung, dass im Mindener Untergrund hydrothermale Konvektion stattfindet (Abb. 5).

ble local occurrences of hydrocarbons (particularly natural gas).
A close-meshed risk approach is therefore required, along with detailed subsurface exploration using 3D seismic surveying.

4. Data Situation

Numerous datasets – such as geological maps, various protected areas, digital depth horizons of the key geological units, stratigraphic logs, and various borehole data – have been provided by the Geological Survey of North Rhine-Westphalia (GD NRW). These serve as a basis for a rough assessment of the regional-geological subsurface structure. For a detailed, integrated subsurface model and for careful well-path planning, additional data are required (in particular, the evaluation of seismic data and geophysical logs from neighboring deep wells). Analysis of the spatial distribution of local heat demand is likewise needed to preselect possible sites for the deep drilling rig and the heating plant.

4.1. Seismic Data and Deep Wells

Historical seismic data are only sparsely available in OWL (see fig. 6). It was not until the "OWL 2024" 2D seismic campaign, carried out as part of the "Geothermal Masterplan NRW" (covering approximately 350 km of survey lines in total; see GD NRW, 2026b and MWIKE NRW, 2024), that modern data became available for the region for the first time. Together with the older 2D seismic lines (most of which date from before German reunification) and the sparse deep wells available (e.g., Ellerburg-Z1), these data form the basis for an initial structural model. They are not sufficient, however, to define suitable locations for new deep wells. Fig. 6 vividly illustrates the relevance of the new seismic data to the Minden deep geothermal project – crossing, as they do, the Minden Syncline and the license area surrounding it right at its center, an area that has so far been barely investigated.
Suitable legacy wells for correlating the various 2D seismic lines are rare in northern Ostwestfalen-Lippe. Besides individual datasets from exploration wells (Wegholm-1, Rahden Z1, Oppenwehe-1, Schlüsselburg-1, and Quetzen-1), it is above all the Ellerburg-Z1 well that provides relevant data and ties in ideally with the new seismic data (see fig. 7).
In this exploration well, however, the Buntsandstein was – of all things – not encountered. Whether this is due to an erosional unconformity, a hiatus, or an effect of the structure penetrat-

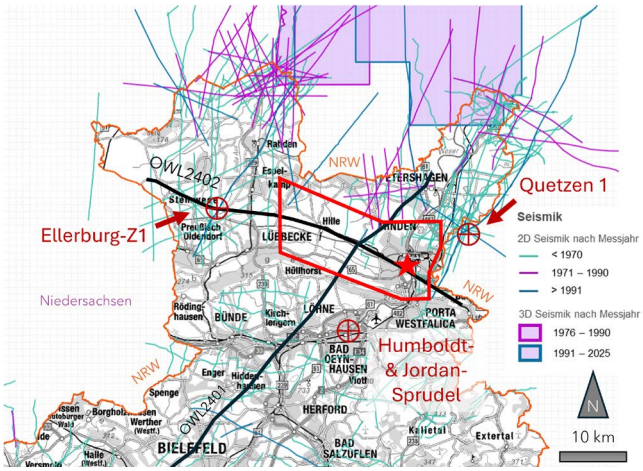


Abb. 6: Ausgewählte Tiefbohrungen und Verlauf von alten (türkis, pink, blau; nach Alter kategorisiert siehe Legende) und neuen 2D-Seismik-Linien im nördlichen Ostwestfalen-Lippe (schwarz = Datenerfassung im Jahr 2024, Auswertung im Gange; roter Rahmen = Umriss des Erlaubnisfeldes „Geothermie Minden"; roter Stern = Mindener Stadtzentrum) (Quellen: IT NRW, 2025; Geologischer Dienst NRW & LBEG).

Fig. 6: Selected deep boreholes and locations of legacy (turquoise, pink, blue; categorised by age, see legend) and new 2D seismic survey lines in northern East Westphalia-Lippe (black = data acquisition in 2024, interpretation ongoing; red outline = boundary of the "Geothermie Minden" exploration licence area; red star = Minden city centre) (Sources: IT NRW, 2025; Geological Survey NRW & LBEG).

Geologische Einheit	Vermutete Mächtigkeit im Untergrund
Obere Kreide	erodiert
Untere Kreide inkl. Wealden	bis zu 850 m im Zentrum der Synklinal-Struktur
Malm	250 bis 750 m und mehr
Dogger*	450 bis 700 m
Lias	350 bis 500 m
Keuper*	700 bis 950 m
Muschelkalk*	350 bis 400 m
Buntsandstein*	400 bis 900 m
Perm (Zechstein & Rotliegend)*	Top Zechstein im Zentrum der Synklinal-Struktur bei ca. 4.400 m erwartet, Mächtigkeit unbekannt

Tab. 1: Stratigraphie der Mindener Synklinale und vermutete Mächtigkeiten (* = potenzielles geothermisches Reservoir; modifiziert nach Jüstel et al., 2023).

Auch das Vorkommen von Kohlenwasserstoff-Muttergesteinen und die geografische Nähe zu den niedersächsischen Erdgasfeldern (Sattel von Uchte-Bahrenborstel nördlich von Petershagen) werden bei den fortschreitenden Untersuchungen eine Rolle spielen. Die wichtigsten technisch/geologischen Herausforderungen bei der Erkundung und Erschließung sind damit:

- komplexe Störungszonen und zerklüftetes Gestein,
- heterogene Hydrochemie mit erhöhten Salzgehalten,
- erhöhte CO_2-Konzentrationen im Thermalwasser
- sowie mögliche lokale Vorkommen von Kohlenwasserstoffen (insb. Erdgas).

Es sind also ein engmaschiger Risikoansatz und eine detaillierte Erkundung des Untergrundes mittels 3D-Seismik notwendig.

4. Datenlage

Zahlreiche Datensätze wie z.B. geologische Karten, diverse Schutzgebiete, digitale Tiefenhorizonte der wichtigsten geologischen Einheiten, Schichtenverzeichnisse und diverse Bohrungsdaten wurden vom Geologischen Dienst NRW zur Verfügung gestellt. Diese dienen zur groben Abschätzung der Struktur des regional-geologischen Untergrundes. Für ein detailliertes, integriertes Untergrundmodel und für eine sorgfältige Bohrpfadplanung sind weitere Daten (insbesondere Auswertung von Seismik und geophysikalischen Logs der benachbarten Tiefbohrungen) notwendig. Aber auch die Analyse der räumlichen Verteilung des lokalen Wärmebedarfs ist notwendig für eine Vorauswahl möglicher Standorte für die Tiefbohranlage und für die Heizzentrale.

ed has not been conclusively determined. In any case, the 2D seismic line OWL2402 shown in fig. 7 very clearly displays the trough structure of the Minden Syncline and leaves considerable room for interpretation regarding the stratigraphic gap at the western uplift. Particularly valuable for the project: the preliminary, pre-processed data appear to show reflectors beneath the city of Minden that are likely offset by fault zones.

In addition to individual wells within the license area that penetrate Cretaceous and Jurassic strata to a maximum depth of around 1,000 m, it is above all the historical deep wells in Bad Oeynhausen (notably the Jordansprudel and Alexander-von-Humboldt-Sprudel springs) and in Bad Salzuflen (notably the Leopoldsprudel and Gustav-Horstmann-Sprudel springs) that provide useful historical data on stratigraphy, hydrochemistry, and tectonics.

From the Leopoldsprudel in Bad Salzuflen, carbonic thermal water from the Lower Muschelkalk was intermittently produced from 1906 onward, with a flow rate of approximately 33 l/s. At that time, the Jordansprudel – developed between 1924 and 1926 – tapped the largest carbonic thermal brine in the world, with an original flow rate of over 100 l/s and an outlet temperature of around 36 °C. The current production rate is approximately 50 l/s. The main reservoir was encountered in the deepest section of the borehole, between approximately 700 and 725 m, within a fracture system of the Middle Buntsandstein (Reiche, 1977).

The Humboldtsprudel was drilled between 1973 and 1974 and has a flow rate of approximately 67 l/s, produced mainly from the fractured Middle Buntsandstein at a depth of between ap-

Geological Unit	Presumed Subsurface Thickness
Upper Cretaceous	eroded
Lower Cretaceous incl. Wealden	up to 850 m in the center of the syncline structure
Malm	250 to 750 m and more
Dogger*	450 to 700 m
Lias	350 to 500 m
Keuper*	700 to 950 m
Muschelkalk*	350 to 400 m
Buntsandstein*	400 to 900 m
Permiam (Zechstein & Rotliegend)*	Top of Zechstein expectes at approx. 4,400 m in the center of sycline structure; thickness unknown

Tab. 1: Stratigraphy of the Minden Syncline and presumed thicknesses (* = potential geothermal reservoir; modified after Jüstel et al., 2023).

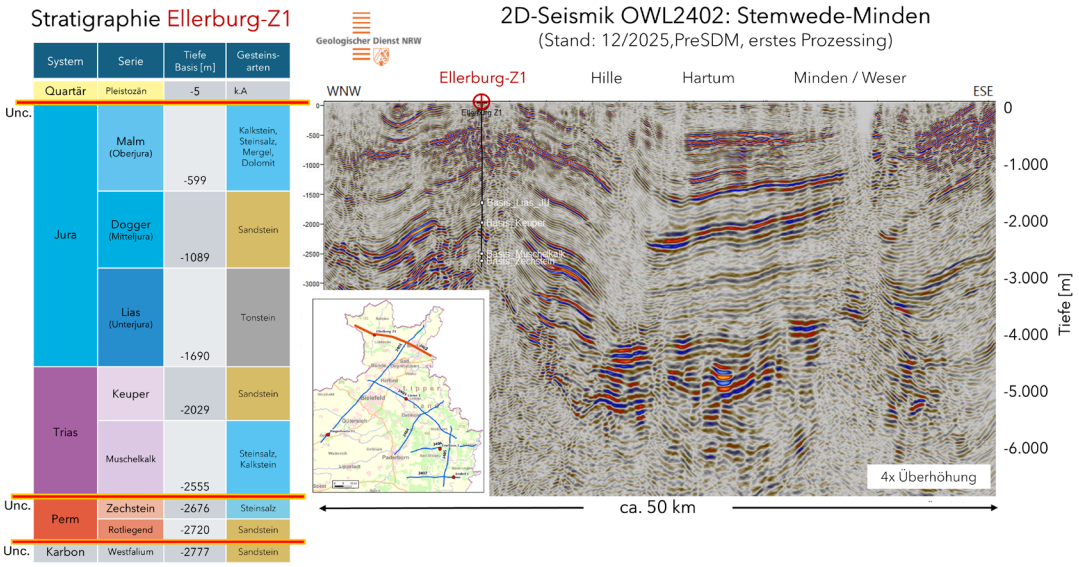


Abb. 7: Schematische Stratigraphie der Tiefbohrung Ellerburg-Z1 (links; modifiziert) und die vorprozessierte 2D-Seismik-Linie OWL2402 (rechts; modifiziert; vom GD NRW bereitgestellt; Details: https://geowaerme.nrw.de/). Die kleine Karte unten links zeigt den Verlauf der Seismik-Linie im Norden von Ostwestfalen-Lippe. Hinweis: Die dargestellte PreSDM-Sektion wurde ohne Einbeziehung bzw. Kalibrierung anhand der Bohrlochdaten der Ellerburg-Z1 erstellt. Diese Gegenüberstellung dient nur der groben regionalgeologischen Einordnung.

Fig. 7: Schematic stratigraphy of the Ellerburg-Z1 deep borehole (left; modified) and the pre-processed 2D seismic line OWL2402 (right; modified; provided by the GD NRW; details: https://geowaerme.nrw.de/). The inset map in the lower left shows the course of the seismic line in northern East Westphalia-Lippe. Note: The PreSDM section shown was generated without incorporating or calibrating against the borehole data from Ellerburg-Z1. This comparison is intended solely to provide a broad regional geological context.

4.1. Seismik und Tiefbohrungen

Historische Seismik-Daten sind in OWL nur begrenzt verfügbar (siehe Abb. 6). Erst die 2D-Seismik-Kampagne „OWL 2024" im Rahmen des „Masterplan Geothermie NRW" (insgesamt ca. 350 km Messstrecke, siehe GDNRW, 2026b und MWIKE NRW, 2024) liefert erstmals moderne Daten für die Region. Zusammen mit den alten 2D-Seismik-Linien (die größtenteils vor der deutschen Wiedervereinigung datieren) und den spärlich vorhandenen Tiefbohrungen (z.B. Ellerburg-Z1) bilden diese Daten die Grundlage für ein erstes Strukturmodell. Sie reichen jedoch nicht aus, um geeignete Standorte für neue Tiefbohrungen zu definieren. Abb. 6 zeigt eindrücklich, welche Relevanz die neuen Seismik-Daten für das Tiefengeothermie-Projekt in Minden haben – kreuzen sie doch die Mindener Synkline und das sie umreißende Erlaubnisfeld genau im bisher kaum untersuchten Zentrum.

Geeignete Alt-Bohrungen für die Korrelation der unterschiedlichen 2D-Seismik-Linien sind im nördlichen Ostwestfalen-Lippe selten. Neben einzelnen Datensätzen aus den Explorationsbohrungen (Wegholm-1, Rahden Z1, Oppenwehe-1, Schlüsselburg-1 und Quetzen-1) ist es vor allem die Bohrung Ellerburg-Z1, welche relevante Daten bereithält und sich ideal in die neuen Seismik-Daten einhängen lässt (siehe Abb. 7).

Bei dieser Explorationsbohrung wurde jedoch ausgerechnet der Buntsandstein nicht angetroffen. Ob es sich dabei um eine Erosionsdiskordanz, einen Hiatus, oder um einen Effekt der angebohrten Struktur handelt, ist nicht abschließend geklärt. Die 2D-Seismik-Linie OWL2402 in Abb. 7 zeigt jedenfalls die Muldenstruktur der Mindener Synkline sehr deutlich und lässt für die Schichtlücke an der Aufwölbung im Westen viel Raum für Interpretation. Für das Projekt besonders wertvoll: Aus den vorläufigen, vorprozessierten Daten sind vermutlich durch Störungszonen versetzte Reflektoren unterhalb der Stadt Minden erkennbar.

Neben einzelnen Bohrungen, die im Erlaubnisfeld Kreide- und Jura-Schichten bis maximal ca. 1.000 m Tiefe durchteufen, sind es vor allem die historischen Tiefbohrungen in Bad Oeynhausen (insb. Jordansprudel, Alexander-von-Humboldt-Sprudel) und in Bad Salzuflen (insb. Leopoldsprudel, Gustav-Horst-

proximately 740 and 790 meters. The bottom-hole temperature (BHT) measurement at a depth of 1,034 meters was 44 °C, while the outlet temperature is still around 36 °C (Reiche, 1977).

In the neighboring Quetzen-1 well (located approximately 10 km northeast of Minden city center), a borehole temperature of 45 °C (uncorrected BHT value) was documented at a depth of 1,028 m (according to data provided by LBEG). The corrected (actual) temperature may in fact be in the range of approximately 54 °C, which would correspond to a local geothermal gradient of about 44 °C/km.

Fig. 8 shows the theoretical increase in subsurface temperature with depth, based on the temperature measurements closest to the city of Minden: from the old Minden-Bölhorst coal mine shaft, the Quetzen-1 deep well, and the thermal wells in Bad Oeynhausen. From this, the range of uncertainty for the geothermal gradient was derived. Depending on the scenario, interpolated temperatures at a depth of approximately 4 km range between roughly 140 and 180 °C. A conservative minimum temperature of approximately 130 °C can therefore be assumed at the target depth.

4.2. Heat Demand & Supply

The city of Minden has a heat demand of around 1,300 GWh per year. Only about 4 percent of this is covered by the gas-fired Minden Nord CHP plant (and the existing network currently being expanded, with a current length of approximately 20 km).

Fig. 9 shows that the existing district heating network in Minden is confined to the city center on the western bank of the Weser, and is thus already positioned in settlement areas with high demand (cf. Energieatlas NRW, 2026). There, the main heat consumers are public buildings such as schools and the town hall, as well as several department stores. The Fernwärmeinsel Nord (Minden-Nord CHP plant), located away from the city center on the Ringstraße, represents the central element of heat supply in Minden, with a thermal output of approximately 35 MWth. The CHP plant also supplies the neighboring paper mill via a steam line.

To the northwest, across the Mittelland Canal, further large consumers are connected to Minden's district heating network.

mann-Sprudel), welche nützliche historische Daten zu Stratigraphie, Hydrochemie und Tektonik liefern.
Aus dem Leopoldsprudel in Bad Salzuflen wurde seit 1906 zeitweise mit einer Schüttung von ca. 33 l/s kohlensäurehaltiges Thermalwasser aus dem Unteren Muschelkalk gefördert. Mit dem Jordansprudel wurde seinerzeit (in den Jahren 1924 bis 1926) mit einer Schüttung von ursprünglich über 100 l/s bei einer Auslauftemperatur von ca. 36 °C die größte kohlensäurereiche Thermalsole der Welt erschlossen. Die heutige Förderrate beträgt ca. 50 l/s. Das Hauptreservoir wurde im tiefsten Bohrabschnitt zwischen ca. 700 und 725 m in einem Kluft-System des Mittleren Buntsandstein angetroffen (Reiche, 1977).
Der Humboldtsprudel wurde in den Jahren 1973 bis 1974 abgeteuft und weist eine Schüttung von ca. 67 l/s hauptsächlich aus dem klüftigen Mittleren Bundsandstein in einer Tiefe zwischen ca. 740 und 790 Metern auf. Die Temperaturmessung an der Bohrlochsohle (BHT) in einer Tiefe von 1.034 Metern betrug 44 °C, am Auslauf sind es noch ca. 36 °C (Reiche, 1977).
In der benachbarten Bohrung Quetzen-1 (ca. 10 km nordöstlich vom Mindener Stadtzentrum gelegen) wurde eine Bohrlochtemperatur von 45 °C (unkorrigierter BHT-Wert) in einer Tiefe von 1.028 m dokumentiert (laut bereitgestellten Daten vom LBEG). Die korrigierte (tatsächliche) Temperatur liegt möglicherweise sogar im Bereich von ca. 54 °C, was einem lokalen geothermischen Gradienten von ca. 44 °C/km entsprechen würde.
Abb. 8 zeigt den theoretischen Anstieg der Untergrundtemperatur mit der Tiefe basierend auf den der Stadt Minden am nächsten liegenden Temperaturmessungen im alten Steinkohleschacht Minden-Bölhorst, in der Tiefbohrung Quetzen-1 und in den Thermalbrunnen in Bad Oeynhausen. Daraus wurde der Bereich der Ungewissheit für den geothermischen Gradienten abgeleitet. Interpolierte Temperaturen in einer Tiefe von ca. 4 km betragen je nach Szenario zwischen ca. 140 und ca. 180 °C. Es kann also in der Zieltiefe eine konservative Mindesttemperatur von ca. 130 °C angenommen werden.

4.2. Wärmebedarf & -bereitstellung

Die Stadt Minden weist einen Wärmebedarf von rund 1.300 GWh pro Jahr auf. Nur ca. 4 Prozent davon werden vom gasbetriebenen HKW Minden Nord (und dem im Ausbau befindlichen Bestandsnetz (aktuelle Länge ca. 20 km)) abgedeckt. Abb. 9 zeigt, dass sich das bestehende Fernwärmenetz in Minden auf das Stadtzentrum am westlichen Ufer der Weser beschränkt und ist damit bereits in Siedlungsbereichen mit hohem Bedarf (vgl. Energieatlas NRW, 2026) platziert. Dort sind

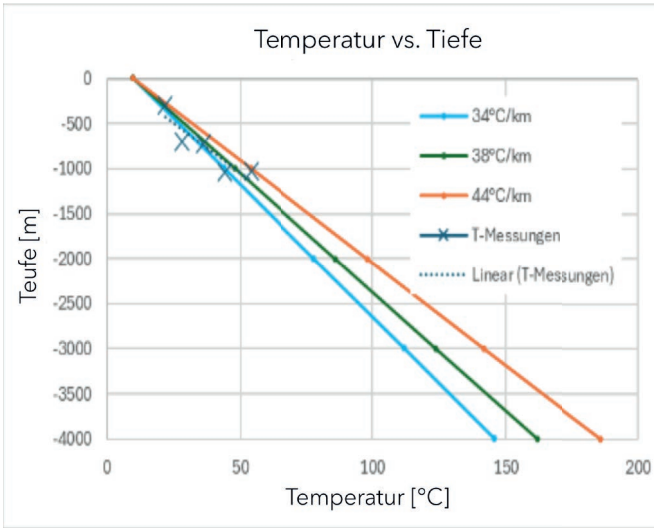


Abb. 8: Prognostizierte Ungewissheit der Untergrundtemperatur bis 4.000 m Tiefe im direkten Umfeld der Stadt Minden anhand lokaler Bohrloch-Temperaturmessungen (Minden-Bölhorst, Quetzen-1, Thermalbrunnen in Bad Oeynhausen).
Fig. 8: Predicted uncertainty in subsurface temperature down to 4,000 m depth in the immediate vicinity of the city of Minden, based on local borehole temperature measurements (Minden-Bölhorst, Quetzen-1, thermal wells in Bad Oeynhausen).

The proximity to the harbor and to other potential industrial heat consumers located along the canal makes the Fernwärmeinsel Nord an attractive starting point for a future expansion of the heat supply. Not yet included on the map is the network extension "Ausbau der Fernwärme Minden-West" ("District Heating Expansion Minden-West"), which is now also operational and funded by the state of North Rhine-Westphalia.

5. Implementation

Already as part of the preliminary study, a comprehensive POS (probability of success) study was carried out, including the calculation of NPV (net present value), EMV (expected monetary value), and VOI (value of information), in order to both break down the economic viability of the project and justify the proposed work program.
In line with the workflow set out in the BVEG guideline "Economic Assessment of Geological Risks in Deep Geothermal Projects" (BVEG/DGMK, 2024), and taking the available data into account, the POS study was extended by incorporating additional parameters and analyzing multiple scenarios (differ-

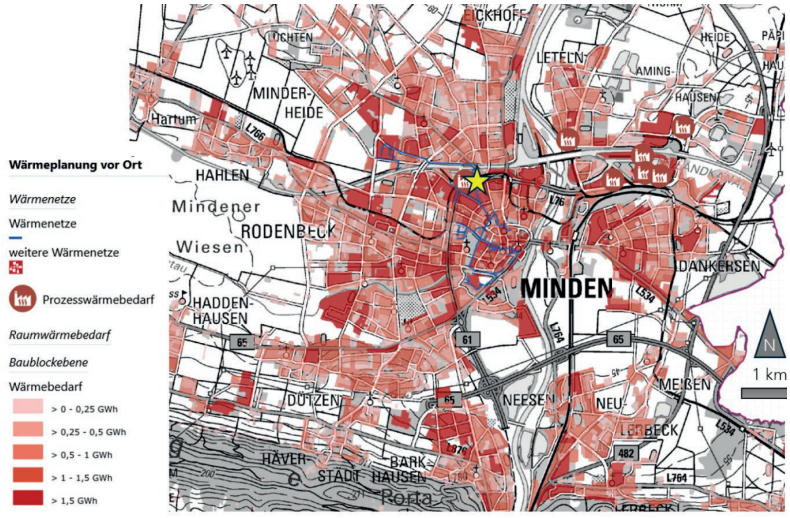


Abb. 9: Übersichtskarte des Wärmebedarfs und der Standorte mit Prozesswärme der Stadt Minden. Einzelne Baublöcke sind nach Bedarf kategorisiert und in roten Farbtönen eingefärbt. Gelber Stern = Standort HKW Minden-Nord; Blaue Linien = Verlauf des bestehenden Fernwärmenetzes.
Quelle: Energieatlas NRW (2026)

Fig. 9: Overview map of heat demand and process-heat locations in the city of Minden. Individual building blocks are categorized by demand level and color-coded in shades of red. Yellow star = location of the Minden-Nord CHP plant; blue lines = course of the existing district heating network.
Source: Energieatlas NRW (2026)

öffentliche Gebäude wie Schulen und das Rathaus sowie einige Kaufhäuser die Haupt-Wärmeabnehmer. Die Fernwärmeinsel Nord (HKW Minden-Nord) ist abseits des Stadtzentrums an der Ringstraße gelegen und stellt mit einer thermischen Leistung von ca. 35 MWth das zentrale Element der Wärmebereitstellung in Minden dar. Das HKW versorgt zudem die benachbarte Papierfabrik mit einer Dampfleitung.
Nach Nordwesten über den Mittellandkanal hinweg sind weitere Großabnehmer an das Mindener Fernwärmenetz angeschlossen. Die Nähe zum Hafen und zu den entlang des Kanals ansässigen weiteren potenziellen industriellen Wärmeabnehmern macht die Fernwärmeinsel Nord zu einem attraktiven Ausgangspunkt für eine zukünftige Ausweitung der Wärmeversorgung. Noch nicht in die Karte aufgenommen ist die nunmehr ebenfalls in Betrieb befindliche und durch das Land NRW geförderte Netzerweiterung „Ausbau der Fernwärme Minden-West".

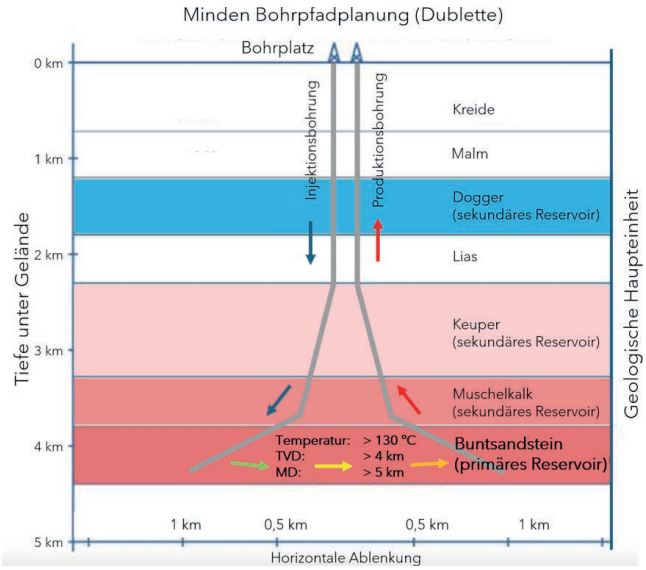


Abb. 10: Schematischer Bohrungsverlauf für die erste Dublette in der Mindener Synkline.
Fig. 10: Schematic well trajectory for the first doublet in the Minden Syncline.

5. Realisierung

Bereits im Rahmen der Vorstudie wurde eine umfangreiche POS-Studie zur Erfolgswahrscheinlichkeit inkl. Berechnung von NPV (Kapitalwert), EMV (erwarteter Geldwert) und VOI (Informationswert) durchgeführt, um einerseits die Wirtschaftlichkeit des Projekts aufzuschlüsseln und andererseits das vorgeschlagene Arbeitsprogramm zu begründen.
In Übereinstimmung mit dem in der BVEG-Richtlinie „Wirtschaftliche Bewertung geologischer Risiken bei tiefen Geothermie-Projekten" (BVEG/DGMK, 2024) dargestellten Arbeitsablauf und unter Berücksichtigung der verfügbaren Daten wurde die POS-Studie durch die Einbeziehung zusätzlicher Parameter und die Analyse mehrerer Szenarien (unterschiedliche geothermische Reservoirs mit variierenden Eigenschaften) auf der Grundlage der verschiedenen Phasen des Arbeitsprogramms erweitert.
Das Ziel bestand darin, den EMV und den VOI für jede Iteration des Arbeitsprogramms zu berechnen. Der Ansatz hat den wirtschaftlichen Wert der Durchführung einer gründlichen Machbarkeitsstudie sowie einer detaillierten geophysikalischen Kampagne (3D-Seismik) aufgezeigt, indem dargestellt wurde, wie diese Arbeitsschritte zu einer erhöhten POS beitragen.

5.1. Grundkonzept

Das Projekt basiert grundsätzlich auf hydrothermalen Dubletten im mittleren Buntsandstein. Die prognostizierte Leistung einer einzelnen hydrothermalen Dublette könnte das bestehende Netz vollständig dekarbonisieren. Damit besitzt das Projekt im Kontext der Wärmewende eine hohe systemische Relevanz.
Als wichtigstes geothermales System wird der Mittlere Buntsandstein in ca. 4.000 m Teufe (True Vertical Depth, TVD) vermutet, den die Tiefbohrungen diagonal durchörtern sollen. Dazu sind die Bohrpfade oberhalb des primären Reservoirs abzulenken. Schematisch ist ein solcher Bohrverlauf in Abb. 10 dargestellt. Die Standortauswahl wird unter Berücksichtigung sämtlicher Schutzgebiete und der sorgfältigen Prüfung ökolo-

ent geothermal reservoirs with varying properties) based on the various phases of the work program.
The aim was to calculate the EMV and VOI for each iteration of the work program. This approach demonstrated the economic value of conducting a thorough feasibility study as well as a detailed geophysical campaign (3D seismic survey), by showing how these work steps contribute to an increased POS.

5.1. Basic Concept

The project is fundamentally based on hydrothermal doublets in the Middle Buntsandstein. The projected output of a single hydrothermal doublet could fully decarbonize the existing network. The project therefore carries high systemic relevance in the context of the heat transition.
The Middle Buntsandstein, at a depth of approximately 4,000 m (True Vertical Depth, TVD), is presumed to be the most important geothermal system and is to be penetrated diagonally by the deep wells. To this end, the well paths will need to be deviated above the primary reservoir. A schematic of such a well trajectory is shown in fig. 10. Site selection will take into account all protected areas, along with careful assessment of the local ecological, social, and economic conditions.
Well-path planning will be carried out in such a way that possible secondary geothermal systems at shallower depths (in particular the Dogger, Muschelkalk, and Keuper) are analyzed for their respective potential as they are penetrated. Should a productive flow rate be found at shallower depth with a sufficiently high temperature, the drilling plan can then be revised and the budget potentially reduced.
The maximum well path length (Measured Depth, MD) per well exceeds 5,000 meters. The second (and each subsequent) well will aim to establish a hydraulic connection at a distance from the first well that is yet to be determined. The key parameters of this basic concept are summarized in tab. 2.

5.2. Work Program

The result of the detailed POS analysis carried out as part of the preliminary study is a work program whose central component is a 3D seismic campaign. This is in turn flanked by a feasibility study which, in terms of content (like the preliminary study already conducted), is based on the North Rhine-Westphalia Ministerial Gazette (MBl. NRW) "Funding Guideline progres.nrw – Risk Coverage for Hydrothermal Geothermal Energy" (IM NRW, 2025).
As part of the feasibility study currently underway, the 2D seismic surveys carried out by GD NRW in autumn 2024 are being evaluated. A selection of legacy seismic data has already been reviewed and is now being integrated, together with available well data and the new 2D seismic lines, into a structural model. The work program is accompanied by continuous risk monitoring and comprises the following work steps:

gischer, sozialer und ökonomischer Rahmenbedingungen vor Ort erfolgen.
Die Bohrpfadplanung wird in einer solchen Weise erfolgen, dass mögliche sekundäre geothermale Systeme in flacherer Lagerung (insb. Dogger, Muschelkalk, Keuper) beim Durchteufen auf ihre jeweiligen Potenziale hin analysiert werden. Bei ergiebiger Schüttung in geringerer Tiefe und bei ausreichend hoher Temperatur kann dann die Bohrplanung überarbeitet sowie das Budget ggf. verringert werden.
Die maximale Bohrpfadlänge (Measured Depth, MD) je Bohrung beträgt über 5.000 Meter. Die zweite (und jede weitere) Bohrung erfolgt mit dem Ziel, in einem noch zu ermittelnden Abstand zur ersten Bohrung eine hydraulische Verbindung herzustellen. Die wichtigsten Eckdaten dieses Grundkonzepts sind in Tab. 2 zusammengefasst.

Grundkonzept	Hydrothermale Dublette(n)
Primärer Zielhorizont	(mittlerer) Buntsandstein als kluft-/störungsgebundenes Reservoir
Tiefe (TvD)	>4.000 m
Bohrmeter je Bohrung (MD)	>5.000 m
Geothermischer Gradient	mind. ca. 34 °C/km (vgl. Agemar et al., 2012)
Erwartete Temperatur	>130 °C
Erwartete Schüttung	ca. 100 L/s
Weitere (sekundäre) hydrothermale Systeme	Dogger, Keuper, Muschelkalk, ggf. Perm als kluft-/störungsgebundene Reservoirs (ggf. Karst)

Tab. 2: Eckdaten der hydrothermalen Erschließung von Erdwärme in Minden.

5.2. Arbeitsprogramm

Das Ergebnis der detaillierten POS-Analyse im Rahmen der Vorstudie ist ein Arbeitsprogramm, welches als zentralen Bestandteil eine 3D-Seismik-Kampagne beinhaltet. Diese wird wiederum von einer Machbarkeitsstudie flankiert, die sich inhaltlich (wie die bereits erfolgte Vorstudie) an dem Ministerialblatt (MBl. NRW.) „Förderrichtlinie progres.nrw – Risikoabsicherung hydrothermale Geothermie“ (IM NRW, 2025) orientiert. Im Rahmen der aktuell laufenden Machbarkeitsstudie werden die im Herbst 2024 durchgeführten 2D-seismischen Messungen des GD NRW ausgewertet. Eine Auswahl alter Seismik-Daten wurde bereits gesichtet und wird nun mit verfügbaren Bohrungsdaten und den neuen 2D-Seismik-Linien zu einem Strukturmodell integriert. Das Arbeitsprogramm wird von einem permanenten Risikomonitoring begleitet und umfasst folgende Arbeitsschritte:

- Auswertung Altbohrungen & Altseismik (erledigt)
- Interpretation der 2D-Seismik OWL 2024 (erledigt)
- Erstellung eines ersten Strukturmodells & einer Survey-Design-Studie (in Arbeit)
- Durchführung einer 3D-Seismik (2027)
- Interpretation der 3D-Seismik & Detailmodellierung (2027/2028)
- Abschluss der Machbarkeitsstudie (2028)
- Tiefbohrungen (2028–2030)
- Anlagenbau & Einspeisung (ab 2030)

Den entscheidenden Hebel zur Erhöhung der berechenbaren Erfolgswahrscheinlichkeit und wichtigsten Beitrag zur tatsächlichen Machbarkeit stellt die Durchführung der 3D-Seismik-

- Evaluation of legacy wells & legacy seismic data (completed)
- Interpretation of the OWL 2024 2D seismic data (completed)
- Development of an initial structural model & a survey design study (in progress)
- Acquisition of a 3D seismic survey (2027)
- Interpretation of the 3D seismic data & detailed modeling (2027/2028)
- Completion of the feasibility study (2028)
- Deep drilling (2028–2030)
- Plant construction & grid feed-in (from 2030)

The decisive lever for increasing the calculable probability of success, and the most important contribution to actual feasibility, is the acquisition of the 3D seismic campaign in the city of Minden. Through hydrothermal doublet wells, the deep geothermal potential of the Minden Syncline can then ultimately be realized, profitably decarbonizing the existing heat supply.

6. Outlook & Significance

The Minden Syncline has the potential to become a flagship project for the heat transition in North Rhine-Westphalia. The combination of:
• high heat demand,
• favorable geological conditions,
• political tailwind,
• municipal ownership,
• a scalable concept,
• and the pace of development achieved so far
makes the project a model case for OWL and for other regions in NRW.
As an important building block of the heat transition in North Rhine-Westphalia, the deep geothermal project in Minden contributes to achieving the state government’s goal of meeting around 20 percent of heat supply from geothermal energy by 2045. At the same time, Minden is gaining the prospect of a new geothermal cluster that can serve as a model beyond the region. Businesses and citizens will benefit from a long-term, price-stable, regional, and climate-neutral heat supply. This strengthens the region’s energy autonomy, creates new local economic value, and makes Minden a pioneer in sustainable heat supply. ■

Basic Concept	Hydrothermal Doublet(s)
Primary target horizon	(Middle) Buntsandstein as a fracture-/fault-bound reservoir
Depth (TVD)	>4,000 m
Well length per well (MD)	>5,000 m
Geothermal gradient	at least approx. 34 °C/km (cf. Agemar et al., 2012)
Expected temperature	>130 °C
Expected flow rate	approx. 100 L/s
Further (secondary) hydrothermal systems	Dogger, Keuper, Muschelkalk, possibly Permian, as fracture-/fault-bound reservoirs (possibly karst)

Tab. 2: Key facts on the hydrothermal development of geothermal energy in Minden.

Kampagne im Stadtgebiet von Minden dar. Mittels hydrothermischer Dublettenbohrungen kann dann schließlich das tiefengeothermische Potenzial der Mindener Synkline realisiert und die bisherige Wärme-Leistung profitabel dekarbonisiert werden.

6. Ausblick & Bedeutung

Die Mindener Synkline besitzt das Potenzial, zu einem Leuchtturmprojekt der nordrhein-westfälischen Wärmewende zu werden. Die Kombination aus:

- hohem Wärmebedarf,
- günstigen geologischen Rahmenbedingungen,
- politischem Rückenwind,
- kommunaler Trägerschaft,
- skalierbarem Konzept
- und bisheriger Entwicklungsgeschwindigkeit

macht das Projekt zu einem Modellfall für OWL und weitere Regionen in NRW.

Als wichtiger Baustein der Wärmewende in Nordrhein-Westfalen trägt das Tiefengeothermie-Projekt in Minden dazu bei, das Ziel der Landesregierung zu erreichen, bis 2045 rund 20 Prozent der Wärmeversorgung aus Geothermie zu decken. Gleichzeitig entsteht in Minden die Perspektive auf ein neues geothermisches Cluster mit Strahlkraft über die Region hinaus. Unternehmen und Bürgerinnen und Bürger profitieren von einer langfristig preisstabilen, regionalen und klimaneutralen Wärmeversorgung. Das stärkt die Energieautonomie der Region, schafft neue Wertschöpfung vor Ort und macht Minden zu einem Vorreiter der nachhaltigen Wärmeversorgung.

*Dr. Joschka Röth, OWL Geopartners GmbH, Herford;
Martin Fischer, Energieservice Westfalen Weser GmbH, Kirchlengern.
E-Mail: joschka.roeth@geowlogy.de

DOI 10.19225/261103

Referenzen/References

Agemar, T., Schellschmidt, R., & Schulz, R. (2012). Subsurface temperature distribution in Germany. Geothermics, 44, 65-77. https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0375650512000399?via%3Dihub.

Baldschuhn, R., Binot, F., Fleig, S., & Kockel, F. (2001). Geotektonischer Atlas von Nordwest-Deutschland und dem deutschen Nordsee-Sektor. Geologisches Jahrbuch Reihe A, Band A 153, 88 Seiten. Schweizerbart. ISBN 978-3-510-95881-8. https://www.schweizerbart.de/publications/detail/isbn/9783510958818/Geotektonischer_Atlas_von_Nordwest_Deutschland_und.

Betzer, H.-J., Dassel, W., Drozdzewski, G., Farrenschon, J., Gawlik, A., Heuser, H., Juch, D., Ribbert, K. H., Skupin, K., unter Mitarbeit von Klassen, H. & Berenger, D (2003): Geologie im Weser- und Osnabrücker Bergland. – 219 S., 6 Taf., 59 Abb., 18 Tab.; Krefeld (Geologischer Dienst NRW).

Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz, BMJV, (2025). Gesetz zur Beschleunigung des Ausbaus von Geothermieanlagen, Wärmepumpen, Wärmeleitungen und Wärmespeichern* (Geothermie-Beschleunigungsgesetz - GeoBG). Ausfertigungsdatum: 29.08.2026. https://www.gesetze-im-internet.de/geobg/BJNR15C0B0025.html.

Bundesministerium für Wohnen, Stadtentwicklung und Bauwesen, BMWSB (2023). Gesetz für die Wärmeplanung und zur Dekarbonisierung der Wärmenetze (in Kraft seit 01.01.2024), unter: https://www.bmwsb.bund.de/SharedDocs/gesetzgebungsverfahren/DE/kommunale-waermeplanung.html (zuletzt abgerufen am 29.08.2026).

Bruns, B., Di Primio, R., Berner, U., & Littke, R. (2013). Petroleum system evolution in the inverted Lower Saxony Basin, northwest Germany: a 3D basin modeling study. Geofluids, 13(2), 246-271. https://doi.org/10.1111/gfl.12016.

BVEG/DGMK (2024). Leitfaden für die wirtschaftliche Bewertung geologischer Risiken von tiefengeothermischen Projekten (Stand: 12/2024). https://www.bveg.de/umwelt- sicherheit/technische-regeln/leitfaden-wirtschaftliche-bewertung-geologischer-risiken-von-tiefengeothermischen-projekten/.

Deutloff, O. (1974). Die Hydrogeologie des nordwestlichen Weserberglandes in der Umgebung von Bad Salzuflen und Bad Oeynhausen. - Fortschr. Geol. Rheinld. u. Westf., 20: 111-194, 12 Abb., 9 Tab., 4 Taf.; Krefeld.

Fink, R., Frohn, V., Froidl, F., Littke, R., & Uffmann, A. K. (2019). Impact of burial history on petrophysical properties of Jurassic and Lower Cretaceous mudstones as potential nuclear waste storage sites in the Lower Saxony Basin, Northern Germany. Journal of Applied & Regional Geology/Zeitschrift der Deutschen Gesellschaft für Geowissenschaften (ZDGG), 170. DOI: https://doi.org/10.1127/zdgg/2019/0191.

Froidl, F., Littke, R., Baniasad, A., Zheng, T., Röth, J., Böcker, J., ... & Strauss, H. (2021). Peculiar Berriasian "Wealden" Shales of northwest Germany: organic facies, depositional environment, thermal maturity and kinetics of petroleum generation. Marine and Petroleum Geology, 124, 104819. https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0264817220306024?via%3Dihub.

Geologischer Dienst Nordrhein-Westfalen – Landesbetrieb, GD NRW (2026a). Geowissenschaftliche Gemeindebeschreibung Minden, unter: https://www.gd.nrw.de/ggb3/gb770024.htm (zuletzt abgerufen am 28.08.2026).

Geologischer Dienst Nordrhein-Westfalen, GDNRW (2026b). Geowärme-Wir erkunden NRW. Für eine nachhaltige Wärmeversorgung. https://geowaerme.nrw.de/.

Information und Technik Nordrhein-Westfalen – Landesbetrieb, IT NRW (2025). Seismische Untersuchungen in Nordrhein-Westfalen, unter: https://www.opengeodata.nrw.de/produkte/geologie/geologie/GEOPHYS/Seismik/ (zuletzt abgerufen am 29.08.2025).

Jüstel, A., Knaub, O., Strozyk, F., Bussmann, G., Wellmann, F., & Kukla, P. (2023). Spatial distribution of Mesozoic deposits and their temperature ranges within the Weser-Wiehengebirge Syncline of the inverted Lower Saxony Basin, Minden area, Germany. Advances in Geosciences, 58, 121-134. https://adgeo.copernicus.org/articles/58/121/2023/.

Energieatlas NRW (2026). LANUK-Wärmekataster, Web-Map-Service, unter: https://www.energieatlas.nrw.de/site/planungskarte_waerme (zuletzt abgerufen am 25.08.2026).

Michel, G., Adams, U., & Schollmayer, G. (1998). Mineral-und Heilwässervorkommen in Nordrhein-Westfalen und angrenzenden Gebieten. Geologisches Landesamt Nordrhein-Westfalen (Geologischer Dienst NRW), Krefeld.

Ministerium des Innern des Landes Nordrhein-Westfalen, IM NRW (2025). Ministerialblatt (MBl. NRW.), Ausgabe 2025 Nr. 18 vom 7.4.2025 Seite 605 bis 620. Richtlinie über die Gewährung von Zuwendungen aus dem „Programm Rationelle Energieverwendung, Regenerative Energien und Energiesparen" (progres.nrw) Programmbereich Risikoabsicherung hydrothermale Geothermie (Förderrichtlinie progres.nrw – Risikoabsicherung hydrothermale Geothermie), unter: https://recht.nrw.de/mblnrw/2025-s607/ (zuletzt abgerufen am 29.08.2026).

Ministerium für Wirtschaft, Industrie, Klimaschutz und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen, MWIKE NRW (2024). Masterplan Geothermie Nordrhein-Westfalen (NRW), unter: https://www.wirtschaft.nrw/masterplan-geothermie.

Petmecky, S., Meier, L., Reiser, H., & Littke, R. (1999). High thermal maturity in the Lower Saxony Basin: intrusion or deep burial? Tectonophysics, 304(4), 317-344. https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S004019519900030X?via%3Dihub.

Reiche, E. (Hrsg.) (1977). Der Alexander-von-Humboldt-Sprudel in Bad Oeynhausen - Mit Beiträgen von u.a. Geyh, Knauff, Langguth. Fortschritte in der Geologie von Rheinland und Westfalen, Bd.26, 79 Abb., 10 Tafeln und 19 Tabellen. Geologisches Landesamt NRW, Krefeld.

Untertage-Erdgas- und Mineralölspeicherung in Deutschland

Underground Natural Gas and Crude Oil Storage in Germany

Dieser Artikel basiert auf dem Jahresbericht „Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2025" des Niedersächsischen Landesamts für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG).

Die klassische Aufgabe von Untertage-Erdgasspeichern ist der Ausgleich tages- und jahreszeitlicher Verbrauchsspitzen. Eine Veränderung der Förderraten von Bohrungen in heimischen Erdgasfeldern ist aufgrund fördertechnischer Gründe sowie der Kapazitätsbandbreite ihrer Aufbereitungsanlagen nur im begrenzten Umfang möglich. Die Importmengen für Erdgas hingegen sind vertraglich festgeschrieben und damit prognostizierbar, aber nicht ohne Weiteres kurzfristig veränderbar. Die für eine sichere Gasversorgung entscheidende und nicht prognostizierbare Größe stellen jahreszeitliche (temperaturabhängige) sowie tageszeitliche Verbrauchsschwankungen dar. Um einen konstanten Gasfluss zwischen Erdgasversorger und Erdgasverbrauchern zu garantieren, kommt den Gasspeichern eine klassische Pufferfunktion zu. Weiterhin hat sich ihre strategische Bedeutung in Krisenzeiten gerade in den letzten Jahren deutlich gezeigt. Die Vermarktung von Speicherkapazitäten und die Bezugsoptimierung unter Ausnutzung schwankender Gaspreise haben für die Unternehmen oberste Priorität. Der klassische Speicherzyklus – Einspeisung im Sommer, Ausspeisung im Winter – verliert dadurch an Bedeutung. Als Speichertypen existieren Porenspeicher (ehemalige Erdöl-/Erdgaslagerstätten oder Salzwasser-Aquifere) und Salzkavernenspeicher. Porenspeicher dienen grundsätzlich zur saisonalen Grundlastabdeckung. Sie reagieren durch die natürlichen Fließwege im kapillaren Porenraum der Speichergesteine in der Regel langsamer auf Veränderungen von Förderraten als Kavernenspeicher. Letztere sind in ihrer Ein- und Ausspeicherrate leistungs-

This article is based on the annual report "Crude Oil and Natural Gas in the Federal Republic of Germany 2025" by the Niedersächsisches Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG) (State Authority for Mining, Energy and Geology of Lower Saxony).

The traditional function of underground natural gas storage facilities is to balance daily and seasonal consumption peaks. A change in the production rates of boreholes in domestic natural gas fields is possible only to a limited extent due to production-related technical reasons as well as the capacity range of their processing facilities. Natural gas import volumes, by contrast, are contractually fixed and therefore predictable, but cannot readily be changed at short notice. Seasonal (temperature-dependent) as well as daily fluctuations in consumption constitute the decisive and unpredictable variable for a secure gas supply. To guarantee a constant gas flow between natural gas suppliers and natural gas consumers, gas storage facilities perform a traditional buffer function. Furthermore, their strategic importance in times of crisis has become particularly evident in recent years. The marketing of storage capacities and optimization of procurement by taking advantage of fluctuating gas prices are top priorities for companies. As a result, the traditional storage cycle – injection in summer, withdrawal in winter – is becoming less important.

The existing storage types are porous-medium storage facilities (former crude oil/natural gas reservoirs or saline aquifers) and salt cavern storage facilities. Porous-medium storage facilities are generally used to cover seasonal base loads. Due to the natural flow paths in the capillary pore space of the reservoir rocks, they generally respond more slowly to changes in production rates than cavern storage facilities. The latter have greater injection and withdrawal capacities and are therefore particularly



Erdgasspeicher Rehden. Quelle: Sefe Storage
Rehden natural gas storage facility. Source: Sefe Storage

fähiger und daher besonders für tageszeitliche Spitzenlastabdeckungen geeignet. Aber auch einige Porenspeicher in natürlich geklüfteten Speichergesteinen erreichen ähnlich hohe Förderraten wie Kavernenspeicher.

Bei **Porenspeichern** bieten ehemalige Lagerstätten im Allgemeinen eine gute Datengrundlage für die geologisch-lagerstättentechnischen Verhältnisse des tieferen Untergrundes, wie zum Beispiel die Dichtheit der geologischen Barriere-Horizonte und damit die Leistungsfähigkeit eines Speichers. Das gilt besonders für das aus der Förderphase ableitbare Druck-Volumen-Verhalten bei einer Speichernutzung. Porenspeicher in Aquiferen hingegen müssen gänzlich neu exploriert werden, um die Größe des Aquifer-Porenvolumens, die Verbreitung des Speicherhorizontes und seiner Deckschichten, das Druck-Volumen-Verhalten im späteren Betrieb sowie die dichtenden Eigenschaften von Störungsbahnen zu bestimmen. Erst nach Durchführung einer 3D-Seismik und dem Abteufen von Explorationsbohrungen können Ergebnisse hinsichtlich des Strukturbaus, des Speichervolumens und des maximalen Druckes abgeleitet werden. Aquiferspeicher sind aus diesem Grund hinsichtlich Vorlaufzeit, Explorationsaufwand und bergbaulichem Risiko (Dichtheit) grundsätzlich die anspruchsvollsten Speichertypen. Die oberste Prämisse bei allen Speichern ist die bergbauliche Sicherheit, das heißt der sichere Betrieb unter allen Betriebsbedingungen und die Kenntnis der Gasverbreitung im dreidimensionalen Raum über die Zeit.

Seit 2013 sind allerdings in Deutschland keine neuen Planungen für Porenspeicher von den Betreiberfirmen mehr gemeldet worden.

Kavernenspeicher können nach Abteufen einer Bohrung dort eingerichtet (gesolt) werden, wo mächtige Salinare (Salzstöcke) vorkommen und gleichzeitig eine umweltverträgliche Ableitung oder Nutzung der Sole möglich ist. Die Lage von Kavernenspeichern ist somit aus geologischen Gründen vorwiegend auf den Norden Deutschlands beschränkt. Der südlichste Kavernenspeicher liegt im Raum Fulda. Eine Beschreibung der Geologie norddeutscher Salinare, die potenzielle Speicherstandorte darstellen, findet sich bei Langer & Schütte (2002). Eine Karte der Salzstrukturen in Norddeutschland (Quelle: BGR, Maßstab 1 : 500.000) ist auf dem Kartenserver des LBEG einzusehen.

Das Gesamtvolumen eines Speichers ist die Summe aus seinem Arbeitsgas- und Kissengasvolumen. Das Arbeitsgasvolumen ist das tatsächlich nutzbare Speichervolumen, das ein- oder ausgelagert wird. Als Kissengas bezeichnet man die im Speicher verbleibende Restgasmenge, die einen Mindestdruck für eine Gasentnahme aufrechterhalten soll. Ein hoher Kissengasanteil ermöglicht eine längere (konstante) Entnahmerate. Je höher der prozentuale Anteil des Arbeitsgasvolumens am nationalen Erdgasverbrauch ist und je schneller das Arbeitsgas ein- und ausgespeichert werden kann, umso leistungsfähiger ist die Erdgasspeicherung und damit die nationale Energieversorgung.

Die Internationale Gas Union hat relevante Speicherbegriffe in einem Glossar zusammengefasst (Wallbrecht et al., 2006).

suitable for covering daily peak loads. However, some porous-medium storage facilities in naturally fractured reservoir rocks also achieve production rates similarly high to those of cavern storage facilities.

In the case of **porous-medium storage** facilities, former reservoirs generally provide a good database for the geological and reservoir-engineering conditions of the deeper subsurface, such as the integrity of the geological barrier horizons and thus the performance of a storage facility. This applies particularly to the pressure-volume behavior during storage operation that can be derived from the production phase. Porous-medium storage facilities in aquifers, by contrast, must be explored entirely from scratch in order to determine the size of the aquifer pore volume, the extent of the storage horizon and its caprocks, the pressure-volume behavior during subsequent operation, as well as the sealing properties of fault planes. Only after conducting a 3D seismic survey and drilling exploration boreholes can results regarding structural configuration, storage volume, and maximum pressure be derived. For this reason, aquifer storage facilities are fundamentally the most demanding storage types in terms of lead time, exploration effort, and mining risk (integrity). The highest priority for all storage facilities is mining safety, meaning safe operation under all operating conditions and knowledge of gas distribution in three-dimensional space over time.

Since 2013, however, no new plans for porous-medium storage facilities have been reported by operating companies in Germany.

Cavern storage facilities can be constructed (solution-mined) after a borehole has been drilled wherever thick salt formations (salt domes) occur and, at the same time, environmentally compatible disposal or utilization of the brine is possible. For geological reasons, the location of cavern storage facilities is therefore predominantly restricted to northern Germany. The southernmost cavern storage facility is located in the Fulda area. A description of the geology of northern German salt formations that represent potential storage sites can be found in Langer & Schütte (2002). A map of the salt structures in northern Germany (source: BGR, scale 1:500,000) can be viewed on the LBEG map server.

The total volume of a storage facility is the sum of its working gas volume and cushion gas volume. The working gas volume is the actually usable storage volume that is injected or withdrawn. Cushion gas refers to the residual quantity of gas remaining in the storage facility that is intended to maintain a minimum pressure for gas withdrawal. A high proportion of cushion gas allows a longer (constant) withdrawal rate. The higher the percentage share of working gas volume relative to national natural gas consumption and the faster the working gas can be injected and withdrawn, the greater the performance of natural gas storage and thus of the national energy supply.

The International Gas Union has compiled relevant storage terminology in a glossary (Wallbrecht et al., 2006).

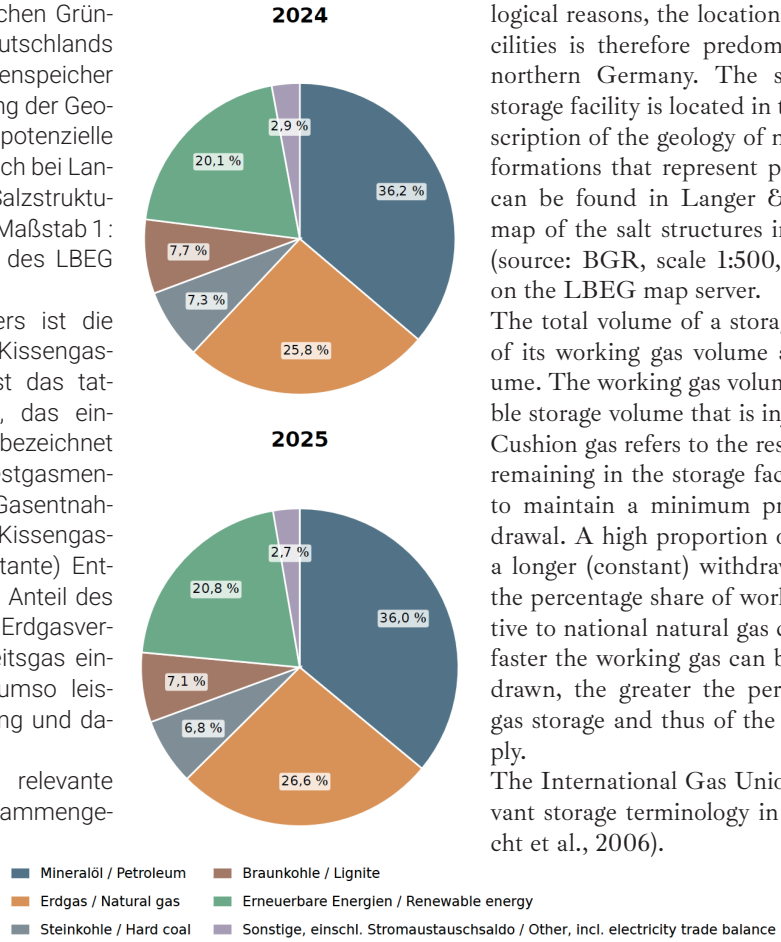


Abb. 1: Anteile am Primärenergieverbrauch. Quelle: AGEB 2026

Fig 1: Shares of primary energy consumption. Source: AGEB 2026

Kenngröße	Einheit	Porenspeicher	Kavernenspeicher	Summe
Arbeitsgasvolumen „in Betrieb“	Mrd. m³(Vn)	8,6	14,1	22,7
Arbeitsgasvolumen „in Betrieb nach Endausbau“	Mrd. m³(Vn)	8,6	14,9	23,5
Plateau-Entnahmerate	Mio. m³(Vn)/d	138	512	650
theoretische Verfügbarkeit des Arbeitsgases[1]	Tage	62	28	36
Anzahl der Speicher „in Betrieb“		14	29	43
Arbeitsgasvolumen „in Planung oder Bau“	Mrd. m³(Vn)	0	3,1	3,1
Anzahl der Speicher „in Planung oder Bau“[2]		0	5	5
Summe Arbeitsgas[3]	Mrd. m³(Vn)	8,6	18,0	26,6

Tab. 1: Kenndaten der deutschen Erdgasspeicherung (Stand 31.12.2025). Tab. 1: Key Data on German Natural Gas Storage (as of December 31, 2025).

[1] Rechnerischer Wert, bezogen auf Arbeitsgasvolumen „in Betrieb“ (Arbeitsgas / Plateau-Entnahmerate).

[2] Einschließlich Speichererweiterungen.

[3] Summe der Arbeitsgasvolumina nach Abschluss aller laufenden oder geplanten Ausbauten (Zeile 2 + 6).

Erdgas als Primärenergieträger, Aufkommen, Verbrauch, Versorgungssicherheit

Obwohl der Primärenergieverbrauch Deutschlands nach vorläufigen Angaben (AGEB 2026a, d) gegenüber dem Vorjahr um 0,4 Prozent gefallen ist, verzeichnet der Erdgasverbrauch einen Anstieg von 2,8 Prozent und liegt somit bei rund 779 Milliarden kWh bzw. 80 Milliarden Kubikmeter (Vn) im Berichtsjahr. Der Anstieg des Erdgasverbrauchs ist im Wesentlichen durch die kühle Witterung in den Wintermonaten und schlechtere Bedingungen für die Windstromerzeugung von Januar bis April, welche zu einem vermehrten Einsatz von Gaskraftwerken führten, bedingt (AGEB 2026b). Ähnlich den Vorjahren konnte auch im Jahr 2025 der Erdgasverbrauch nur zu ca. 5 Prozent aus inländischer Förderung gedeckt werden. Für die restlichen rund 95 Prozent des Verbrauchs muss Erdgas eingeführt werden, wobei sich die Bedeutung der inländischen Untertage-Gasspeicherung für die Lagerung der Importe zeigt.

Die Anteile der Energieträger am Primärenergieverbrauch sind in Abb. 1 dargestellt (nach AGEB 2026c). Erdgas liegt weiter auf Platz zwei der Rangfolge. Sein Anteil am Energiemix ist 2025 um 0,8 Prozentpunkte auf 26,6 Prozent angestiegen.

Gegenüber dem Vorjahr ist die heimische Erdgasförderung um 2 Prozent gestiegen und produzierte damit rund 4,2 Milliarden Kubikmeter (Vn) Reingas im Jahr 2025.

Lage und Kenndaten der Speicher im Jahr 2025 (Stichtag: 31. Dezember 2025)

Die Speicherinformationen dieses Berichtes beruhen auf einer jährlichen Datenabfrage des LBEG bei den deutschen Speicherfirmen in Zusammenarbeit mit den zuständigen Behörden der Bundesländer. Die bundesweite Erhebung von Speicherdaten geht unter anderem auf einen Beschluss des Bundeswirtschaftsministeriums vom 4. Juli 1980 im Rahmen des Bund-Länder-Ausschusses Bergbau zurück.

Seit Beginn der Gasversorgung in Deutschland stieg das verfügbare Arbeitsgasvolumen durch die Einrichtung neuer und die Erweiterung bestehender Speicher nahezu stetig an, bis dieser Aufwärtstrend (vgl. Abb. 2) im Jahr 2018 zum Erliegen gekommen ist. Das für das Berichtsjahr 2025 in Betrieb befindliche Arbeitsgasvolumen von 22,7 Milliarden Kubikmetern (Vn) liegt ungefähr auf dem Niveau der Vorjahre. Gegenüber dem Vorjahr ist das Volumen um ca. 0,1 Milliarden Kubikmeter (Vn) oder rund 0,5 Prozent angestiegen. Dies liegt daran, dass in einigen Kavernenspeichern, wie z.B. in Jemgum, ein etwas höheres Arbeitsgasvolumen als im Vorjahr gemeldet worden ist.

Neben dem gesamten verfügbaren Arbeitsgasvolumen werden in Tab. 1 weitere Kenndaten der Erdgasspeicherung in Deutschland aufgeführt.

Natural Gas as a Primary Energy Source, Supply, Consumption, Security of Supply

Although Germany's primary energy consumption fell by 0.4 percent compared with the previous year according to preliminary data (AGEB 2026a, d), natural gas consumption recorded an increase of 2.8 percent and thus amounted to around 779 billion kWh or 80 billion cubic meters (Vn) in the reporting year. The increase in natural gas consumption was essentially due to the cool weather during the winter months and poorer conditions for wind power generation from January to April, which led to increased use of gas-fired power plants (AGEB 2026b). Similar to previous years, in 2025 only approximately 5 percent of natural gas consumption could be covered by domestic production.

For the remaining approximately 95 percent of consumption, natural gas must be imported, which demonstrates the importance of domestic underground gas storage for storing imports. The shares of the energy sources in primary energy consumption are shown in fig. 1 (according to AGEB 2026c). Natural gas continues to rank second. Its share of the energy mix increased by 0.8 percentage points to 26.6 percent in 2025. Compared with the previous year, domestic natural gas production increased by 2 percent and thus produced around 4.2 billion cubic meters (Vn) of treated gas in 2025.

Location and Key Data of the Storage Facilities in 2025 (Reference Date: December 31, 2025)

The storage information in this report is based on an annual data survey conducted by the LBEG among German storage companies in cooperation with the responsible authorities of the federal states. The nationwide collection of storage data is based, among other things, on a resolution of the Bundeswirtschaftsministerium (BMWE) dated July 4, 1980, within the framework of the Bund-Länder-Ausschuss Bergbau.

Since the beginning of gas supply in Germany, the available working gas volume increased almost continuously through the establishment of new storage facilities and the expansion of existing storage facilities, until this upward trend (see fig. 2) came to an end in 2018. The working gas volume in operation for the 2025 reporting year, amounting to 22.7 billion cubic meters (Vn), is approximately at the level of previous years. Compared with the previous year, the volume increased by approximately 0.1 billion cubic meters (Vn), or around 0.5 percent. This is due to the fact that a slightly higher working gas volume than in the previous year was reported for some cavern storage facilities, such as Jemgum. In addition to the total available working gas volume, tab. 1 lists further key data on natural gas storage in Germany.

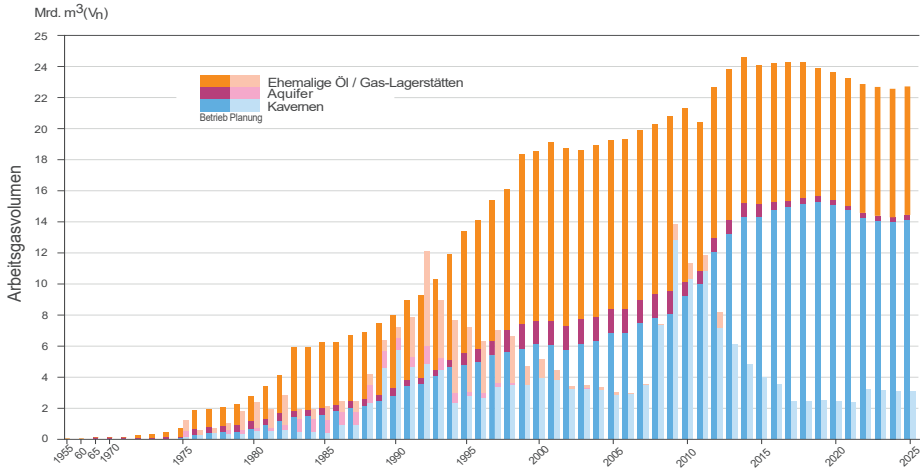


Abb. 2: Historische Entwicklung des Arbeitsgasvolumens. Quelle: Betreiberfirmen, Jahrbücher der Europäischen Rohstoff- und Energiewirtschaft (VGE Verlag GmbH)
Fig. 2: Historical development of the working gas volume. Source: Storage operators; Yearbooks of the European Raw Materials and Energy Industry (VGE Verlag GmbH)

Mit diesen geringen Änderungen gegenüber den Vorjahren bleibt der Anteil des nutzbaren Arbeitsgasvolumens in Kavernenspeichern am gesamten Arbeitsgasvolumen Deutschlands weiterhin bei 62 Prozent (Porenspeicher 38 Prozent).
Auch bei den Speicherprojekten, die in Planung oder im Bau sind, hat sich gegenüber dem Vorjahr keine Änderung ergeben. Die Summe des geplanten Speichervolumens beträgt damit weiterhin rund 3,1 Milliarden Kubikmeter (Vn). Im Falle der Realisierung aller in diesem Bericht von den Unternehmen gemeldeten Projekte wird somit langfristig ein maximales Arbeitsgasvolumen von 26,6 Milliarden Kubikmetern (Vn) verfügbar sein.
Die Tab. 3, 4a und 4b zeigen die Kenndaten für die einzelnen Gasspeicher, die derzeit in Betrieb, in Planung oder im Bau sind und für die ein Betriebsplanantrag vorliegt.
Für das Arbeitsgasvolumen in den Tab. 2, 3a und 3b sind jeweils zwei Werte aufgeführt: Das „maximale (nutzbare) Arbeitsgasvolumen" sowie das „Arbeitsgasvolumen nach

With these minor changes compared with previous years, the share of usable working gas volume in cavern storage facilities in Germany's total working gas volume remains at 62 percent (porous-medium storage facilities: 38 percent).
There has also been no change compared with the previous year in storage projects that are in the planning or construction stage. The total planned storage volume therefore remains around 3.1 billion cubic meters (Vn). If all projects reported by the companies in this report are implemented, a maximum working gas volume of 26.6 billion cubic meters (Vn) will thus be available in the long term.
Tab. 3, 4a, and 4b show the key data for the individual gas storage facilities that are currently in operation, in the planning or construction stage, and for which an operating plan application has been submitted.
For the working gas volume in tab. 3, 4a, and 4b, two values are listed in each case: the "maximum (usable) working gas volume" and the "working gas volume after final expansion." The

Bundesland	Typ	Anzahl Speicher*	Gesamtvolumen** (Mio. m³(Vn))	max. nutzbares Arbeitsgas (Mio. m³(Vn))	Arbeitsgas nach Endausbau (Mio. m³(Vn))	Plateau-Entnahmerate (1.000 m³/h)
Baden-Württemberg	Porenspeicher	1	68	30	34	45
Bayern	Porenspeicher	5	6.988	2.938	2.938	2.310
Brandenburg	Kaverne(n)	1 (1)	125	98	98	140
Bremen	Kaverne(n)	1 (2)	230	156	156	360
Hessen	Kaverne(n)	1 (3)	180	140	140	92
Hessen	Porenspeicher	3	416	215	215	235
Mecklenburg-Vorpommern	Kaverne(n)	1 (4)	262	202	202	400
Niedersachsen	Kaverne(n)	10 (101)	10.386	6.996	7.503	9.300
Niedersachsen	Porenspeicher	2	8.179	4.810	4.810	2.795
Nordrhein-Westfalen	Kaverne(n)	9 (83)	4.436	3.427	3.427	6.290
Rheinland-Pfalz	Porenspeicher	1	300	90	90	130
Sachsen-Anhalt	Kaverne(n)	5 (72)	4.008	3.095	3.233	4.678
Sachsen-Anhalt	Porenspeicher	1	670	440	440	200
Schleswig-Holstein	Kaverne(n)	1 (2)	90	49	99	100
Thüringen	Porenspeicher	1	380	62	62	50
Summe	Kavernenspeicher	29	19.717	14.163	14.858	21.360
Summe	Porenspeicher	14	17.001	8.585	8.589	5.765
Summe	Gesamt	43	36.718	22.748	23.447	27.125

Tab. 2: Untertage-Erdgasspeicherung nach Bundesländern (Stand 31.12.2025). Tab. 2: Underground Natural Gas Storage by Federal State (as of December 31, 2025).
* Bei Porenspeichern Anzahl der Standorte, bei Kavernenspeichern Anzahl der Standorte und Anzahl der Kavernen in Klammern.
** Gesamtvolumen = Summe aus maximalem (zugelassenem) Arbeits- und Kissengasvolumen.

Ort	Bundesland	Eigentümer[1]	Speichertyp	Teufe (m)	Speicherformation	Gesamtvolumen[2] (Mio. m³(Vn))	max. nutzbares Arbeitsgas (Mio. m³(Vn))	Arbeitsgas nach Endausbau (Mio. m³(Vn))	Plateau-Entnahmerate (1.000 m³/h)
Allmenhausen	TH	TEAG Thüringer Energie AG	ehem. Gasfeld	350	Buntsandstein	380	62	62	50
Bad Lauchstädt	ST	VNG Gasspeicher GmbH	ehem. Gasfeld	800	Rotliegend	670	440	440	200
Bierwang	BY	Uniper Energy Storage GmbH	ehem. Gasfeld	1.560	Tertiär (Chatt)	3.140	1.000	1.000	1.200
Breitbrunn-Eggstätt	BY	NAFTA Speicher GmbH & Co. KG, Uniper Energy Storage GmbH	ehem. Gasfeld	1.900	Tertiär (Chatt)	2.075	992	992	520
Frankenthal	RP	Enovos Storage GmbH	Aquifer	600–1.000	Jungtertiär I + II	300	90	90	130
Hähnlein	HE	MND Energy Storage Germany GmbH	Aquifer	500	Tertiär (Pliozän)	153	80	80	100
Inzenham	BY	NAFTA Speicher GmbH & Co. KG	ehem. Gasfeld	680–880	Tertiär (Aquitan)	880	425	425	225
Rehden	NI	SEFE Energy GmbH	ehem. Gasfeld	1.900–2.250	Zechstein	6.600	3.950	3.950	2.400
Sandhausen	BW	terranets bw	Aquifer	600	Tertiär	68	30	34	45
Schmidhausen	BY	Storengy Deutschland GmbH	ehem. Gasfeld	1.015	Tertiär (Aquitan)	310	156	156	125
Stockstadt	HE	MND Energy Storage Germany GmbH	ehem. Gasfeld	500	Tertiär (Pliozän)	70	37	37	45
Stockstadt	HE	MND Energy Storage Germany GmbH	Aquifer	450	Tertiär (Pliozän)	193	98	98	90
Uelsen	NI	Storengy Deutschland GmbH	ehem. Gasfeld	1.470–1.525	Buntsandstein	1.579	860	860	395
Wolfersberg	BY	NAFTA Speicher GmbH & Co. KG, Bayerngas GmbH	ehem. Gasfeld	2.930	Tertiär (Lithothamnien-Kalk)	583	365	365	240
Summe						17.001	8.585	8.589	5.765

Tab. 3: Erdgas-Porenspeicher in Betrieb.

Tab. 3: Natural Gas Storage in Porous Formations in Operation.

Quelle: Betreiberfirmen und Genehmigungsbehörden, Stand 31.12.2025.

BW: Baden-Württemberg; BY: Bayern; HE: Hessen; NI: Niedersachsen; RP: Rheinland-Pfalz; ST: Sachsen-Anhalt; TH: Thüringen.

[1] Der Speicherbetreiber kann vom angegebenen Eigentümer abweichen.

[2] Gesamtvolumen = Summe aus maximalem (zugelassenem) Arbeits- und Kissengasvolumen.

Endausbau". Das „maximale (nutzbare) Arbeitsgasvolumen" ist das Volumen, das zum Stichtag unter den technischen, vertraglichen und bergrechtlichen Rahmenbedingungen installiert und verfügbar ist. Dieser Wert kann bei den Speichern in Betrieb vom „Arbeitsgasvolumen nach Endausbau" abweichen, wenn ein neuer Speicher in der Aufbauphase (Erstbefüllung) ist oder ein existierender Speicher erweitert wird. In einigen Fällen wird das „maximale Arbeitsgasvolumen" aus vertraglichen oder technischen Gründen (Anlagenkapazität, Verdichter) sowie aus lagerstättentechnischen oder geologischen Gründen nicht voll ausgenutzt. Aufgrund zum Teil komplexer Konsortialverhältnisse sind in den Tabellen als Gesellschaften die Betreiberfirmen und nicht alle Eigentümer oder Konsortialpartner genannt.

Die Verteilung der Arbeitsgasvolumina nach Speichertyp und Bundesland wird in Tab. 2 dargestellt.

Abb. 3 zeigt die geografische Lage der Untertage-Gasspeicher sowie der Kavernenspeicher für flüssige Kohlenwasserstoffe. Da Porenspeicher vorzugsweise in Sandstein-Formationen und klüftigen Kalksteinen ehemaliger Erdöl- oder Erdgaslagerstätten oder untergeordnet in Salzwasser-Aquiferen eingerich-

"maximum (usable) working gas volume" is the volume that is installed and available on the reference date under the technical, contractual, and mining-law framework conditions. For storage facilities in operation, this value may differ from the "working gas volume after final expansion" if a new storage facility is in the development phase (initial filling) or an existing storage facility is being expanded. In some cases, the "maximum working gas volume" is not fully utilized for contractual or technical reasons (facility capacity, compressors), as well as for reservoir-engineering or geological reasons. Due to partly complex consortium arrangements, the companies listed in the tables are the operating companies and not all owners or consortium partners.

The distribution of working gas volumes by storage type and federal state is shown in tab. 2.

Fig. 3 shows the geographical location of the underground gas storage facilities as well as the cavern storage facilities for liquid hydrocarbons. Since porous-medium storage facilities were preferably established in sandstone formations and fractured limestones of former crude oil or natural gas reservoirs or, to a lesser extent, in saline aquifers, they are located in the sedi-

Speicher	Bundesland	Eigentümer[1]	Anzahl Einzel-speicher	Teufe (m)	Speicher-formation	Gesamtvolu-men[2] (Mio. m³(Vn))	max. nutz-bares Arbeits-gas (Mio. m³(Vn))	Arbeitsgas nach Endausbau (Mio. m³(Vn))	Plateau-Ent-nahmerate (1.000 m³/h)
Bad Lauchstädt	ST	VNG Gasspeicher GmbH	17	780–950	Zechstein 2	834	649	727	920
Bernburg	ST	VNG Gasspeicher GmbH	30	500–700	Zechstein 2	1.238	932	932	1.000
Bremen-Le-sum-Storengy	HB	Storengy Deutschland GmbH	2	1.312–1.765	Zechstein	230	156	156	360
Empelde	NI	GHG-Gasspeicher Han-nover GmbH	5	1.300–1.800	Zechstein 2	497	360	378	510
Epe-ENECO[3]	NW	Eneco Gasspeicher GmbH	2	1.100–1.400	Zechstein	132	94	94	400
Epe-KGE	NW	KGE - Kommunale Gasspeicherges. Epe mbH & Co. KG	4	1.100–1.400	Zechstein	235	177	177	400
Epe-NUON	NW	NUON Epe Gasspeicher GmbH	7	1.100–1.420	Zechstein 1	400	290	290	600
Epe-RWE, H-Gas	NW	RWE Gas Storage West GmbH	10	1.100–1.420	Zechstein 1	494	373	373	870
Epe-RWE, L-Gas	NW	RWE Gas Storage West GmbH	5	1.250–1.430	Zechstein	294	213	213	400
Epe-RWE, NL	NW	RWE Gas Storage West GmbH	4	1.080–1.490	Zechstein	227	174	174	500
Epe-Trianel	NW	Trianel Gasspeicher Epe GmbH & Co. KG	4	1.170–1.465	Zechstein 1	238	182	182	600
Epe-Uniper	NW	Uniper Energy Storage GmbH	39	1.090–1.420	Zechstein 1	2.220	1.760	1.760	2.200
Etzel-EGL 1 und 2	NI	PATRIZIA GmbH	19	900–1.700	Zechstein 2	1.630	996	1.196	1.320
Etzel-EKB	NI	PATRIZIA GmbH	9	1.200–1.600	Zechstein 2	1.231	796	895	800
Etzel-ESE	NI	PATRIZIA GmbH	19	1.200–1.600	Zechstein 2	2.584	1.686	1.876	2.250
Etzel-ESG Crystal	NI	PATRIZIA GmbH	4	1.150–1.200	Zechstein 2	610	360	360	700
Harsefeld	NI	Storengy Deutschland GmbH	2	1.156–1.701	Zechstein	185	101	101	300
Huntorf[4]	NI	EWE GASSPEICHER GmbH	6	650–1.400	Zechstein	387	283	283	450
Jemgum-EWE	NI	EWE GASSPEICHER GmbH	8	950–1.400	Zechstein	489	312	312	250
Jemgum-SEFE	NI	SEFE Energy GmbH, VNG Gasspeicher GmbH	10	950–1.500	Zechstein 2	1.142	850	850	940
Katharina	ST	Erdgasspeicher Peissen GmbH	11	500–700	Zechstein 2	637	579	639	1.000
Kiel-Rönne	SH	Stadtwerke Kiel AG	2	1.420–1.705	Rotliegend	90	49	99	100
Kraak	MV	HanseWerk AG	4	910–1.450	Zechstein	262	202	202	400
Nüttermoor	NI	EWE GASSPEICHER GmbH	19	950–1.300	Zechstein	1.631	1.252	1.252	1.780
Peckensen	ST	Storengy Deutschland GmbH	5	1.279–1.453	Zechstein	560	340	340	1.108
Reckrod	HE	MET Germany Holding GmbH	3	800–1.100	Zechstein 1	180	140	140	92

Tab. 4a: Erdgas-Kavernenspeicher in Betrieb. Quelle: Betreiberfirmen und Genehmigungsbehörden, Stand 31.12.2025.

Tab. 4a: Natural Gas Storage in Caverns in Operation. Source: Operating Companies and Regulatory Authorities, as of December 31, 2025.

BB: Brandenburg; HB: Bremen; HE: Hessen; MV: Mecklenburg-Vorpommern; NI: Niedersachsen; NW: Nordrhein-Westfalen; SH: Schleswig-Holstein; ST: Sachsen-Anhalt.

[1] Der Speicherbetreiber kann vom angegebenen Eigentümer abweichen. [2] Gesamtvolumen = Summe aus maximalem (zugelassenem) Arbeits- und Kissengasvolumen.

[3] Kein Zugang zum deutschen Netz. [4] Einschließlich Neuenhuntorf.

Speicher	Bundesland	Eigentümer[1]	Anzahl Einzelspeicher	Teufe (m)	Speicherformation	Gesamtvolumen[2] (Mio. m³(Vn))	max. nutzbares Arbeitsgas (Mio. m³(Vn))	Arbeitsgas nach Endausbau (Mio. m³(Vn))	Plateau-Entnahmerate (1.000 m³/h)
Rüdersdorf	BB	EWE GASSPEICHER GmbH	1	900–1.200	Zechstein	125	98	98	140
Staßfurt	ST	RWE Gas Storage West GmbH	9	400–1.130	Zechstein	739	595	595	650
Xanten	NW	RWE Gas Storage West GmbH	8	1.000	Zechstein	196	164	164	320
Summe			268			19.717	14.163	14.858	21.360

Tab. 4a: Erdgas-Kavernenspeicher in Betrieb. Quelle: Betreiberfirmen und Genehmigungsbehörden, Stand 31.12.2025.
Tab. 4a: Natural Gas Storage in Caverns in Operation. Source: Operating Companies and Regulatory Authorities, as of December 31, 2025.
BB: Brandenburg; HB: Bremen; HE: Hessen; MV: Mecklenburg-Vorpommern; NI: Niedersachsen; NW: Nordrhein-Westfalen; SH: Schleswig-Holstein; ST: Sachsen-Anhalt.
[1] Der Speicherbetreiber kann vom angegebenen Eigentümer abweichen. [2] Gesamtvolumen = Summe aus maximalem (zugelassenem) Arbeits- und Kissengasvolumen.
[3] Kein Zugang zum deutschen Netz. [4] Einschließlich Neuenhuntorf.

tet wurden, liegen sie in den Sedimentbecken von Nord-, Ost- und Süddeutschland. Die Kavernenspeicher sind an die Verbreitung mächtiger Salinare gebunden und finden sich somit in nord- und ostdeutschen Sedimentbecken.
Abb. 2 stellt die historische Entwicklung des Arbeitsgasvolumens dar. Der erste deutsche Untertagegasspeicher ging im Jahr 1955 mit dem Aquiferspeicher Engelbostel in Betrieb, welcher Ende der 1990er Jahre aus wirtschaftlichen Gründen aufgegeben wurde. Der neueste Speicherstandort ist Jemgum in Niedersachsen, wo 2013 die ersten Kavernen in Betrieb genommen worden sind.

Speicheranlagen für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas

Ergänzend zu den Untertage-Gasspeichern sind in Abb. 3 und Tab. 5 die geografische Lage und die Kenndaten der elf Speicheranlagen für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas dargestellt.
Deutschland muss zu rund 98 Prozent sein benötigtes Mineralöl importieren. Neben oberirdischen Tanks dienen Salzkavernenspeicher zur Krisenbevorratung für Motorbenzine,

mentary basins of northern, eastern, and southern Germany. Cavern storage facilities are tied to the occurrence of thick salt formations and are therefore found in the northern and eastern German sedimentary basins.
Fig. 2 shows the historical development of working gas volume. Germany's first underground gas storage facility began operation in 1955 with the Engelbostel aquifer storage facility, which was abandoned at the end of the 1990s for economic reasons. The newest storage site is Jemgum in Niedersachsen (Lower Saxony), where the first caverns were commissioned in 2013.

Storage Facilities for Crude Oil, Petroleum Products, and Liquefied Petroleum Gas

In addition to the underground gas storage facilities, fig. 3 and tab. 5 show the geographical location and key data of the eleven storage facilities for crude oil, petroleum products, and liquefied petroleum gas.
Germany has to import around 98 percent of the petroleum it requires. In addition to aboveground tanks, salt cavern storage facilities are used for emergency stockpiling of motor gasoline, middle distillates, heavy fuel oils, and crude oil in accordance

Speicher	Bundesland	Eigentümer[1]	Anzahl Einzelspeicher	Teufe (m)	Speicherformation	Gesamtvolumen[2] (Mio. m³(Vn))	max. nutzbares Arbeitsgas (Mio. m³(Vn))	Arbeitsgas nach Endausbau (Mio. m³(Vn))	Plateau-Entnahmerate (1.000 m³/h)
Bad Lauchstädt	ST	VNG Gasspeicher GmbH	1	780–950	Zechstein 2	89		72	920
Epe-Uniper	NW	Uniper Energy Storage GmbH	1	1.090–1.420	Zechstein	k. A.		50	
Etzel-STORAG	NI	STORAG ETZEL GmbH	22	1.200–1.600	Zechstein 2	3.000		2.020	
Jemgum-SEFE	NI	SEFE Energy GmbH	8	950–1.500	Zechstein 2	1.200		875	
Katharina	ST	Erdgasspeicher Peissen GmbH	1	500–700	Zechstein 2	65		59	
Summe			33			4.354		3.076	

Tab. 4b: Erdgas-Kavernenspeicher in Planung oder Bau. Tab. 4b: Natural Gas Storage in Caverns in Planning or Under Construction.
Quelle: Betreiberfirmen und Genehmigungsbehörden, Stand 31.12.2025.
NI: Niedersachsen; NW: Nordrhein-Westfalen; ST: Sachsen-Anhalt.
[1] Der Speicherbetreiber kann vom angegebenen Eigentümer abweichen.
[2] Gesamtvolumen = Summe aus maximalem (zugelassenem) Arbeits- und Kissengasvolumen.

Mitteldestillate, Schweröle und Rohöl nach dem Erdölbevorratungsgesetz sowie zum Ausgleich von Produktionsschwankungen für verarbeitende Betriebe. Nach dem Erdölbevorratungsgesetz sind Vorräte in Höhe der Nettoeinfuhren eines Zeitraumes von 90 Tagen vorzuhalten.
Der Erdölbevorratungsverband (EBV), Körperschaft des öffentlichen Rechts und nationale Institution zur Krisenbevorratung, verfügte nach seinem Bericht für das Geschäftsjahr 2024/2025 (EBV 2025) über einen Vorrat von 19,9 Millionen Tonnen Rohöläquivalent, womit eine Überdeckung der Bevorratungspflicht von 1,9 Prozent gegeben war. Mitglieder des EBV sind alle in der Europäischen Union, der Schweizerischen Eidgenossenschaft oder im Königreich Norwegen ansässigen Unternehmen, die Rohöl oder Rohölprodukte von mindestens 25 t im Jahr nach Deutschland einführen bzw. in Deutschland herstellen oder herstellen lassen.

Die vollständige Publikation „GeoBerichte 49. Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2025" des Niedersächsischen Landesamts für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG) ist im Internet unter https://www.lbeg.niedersachsen.de abrufbar.

with the Erdölbevorratungsgesetz (Petroleum Stockpiling Act), as well as to balance production fluctuations for processing companies. Under the Erdölbevorratungsgesetz, stocks equivalent to the net imports over a period of 90 days must be maintained.
According to its report for the 2024/2025 fiscal year (EBV 2025), the Erdölbevorratungsverband (EBV) (German National Petroleum Stockpiling Agency), a corporation under public law and the national institution for emergency stockpiling, held stocks of 19.9 million metric tons of crude oil equivalent, resulting in an excess coverage of the stockpiling obligation of 1.9 percent. Members of the EBV are all companies established in the European Union, the Swiss Confederation, or the Kingdom of Norway that import at least 25 metric tons of crude oil or petroleum products per year into Germany or produce or have them produced in Germany.

The complete publication "GeoBerichte 49. Crude Oil and Natural Gas in the Federal Republic of Germany 2025" by the Niedersächsisches Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG) (State Authority for Mining, Energy and Geology of Lower Saxony) is available online at https://www.lbeg.niedersachsen.de.

Ort	Bundesland	Gesellschaft	Speichertyp	Teufe (m)	Anzahl der Einzelspeicher	Füllung	Zustand
Bernburg-Gnetsch	ST	K+S Minerals and Agriculture GmbH	Salzlager-Kavernen	510–680	2	Propan	in Betrieb
Blexen	NI	Untertage-Speicher-Gesellschaft mbH (USG)	Salzstock-Kavernen	640–1.430	5	Rohöl	in Betrieb
Blexen	NI	Untertage-Speicher-Gesellschaft mbH (USG)	Salzstock-Kavernen	640–1.430	3	Benzin	in Betrieb
Bremen-Lesum	HB	Nord-West Kavernen GmbH für Erdölbevorratungsverband	Salzstock-Kavernen	600–900	5	Diesel, Heizöl	in Betrieb
Epe	NW	Salzgewinnungsgesellschaft Westfalen mbH & Co. KG	Salz-Kavernen	1.000–1.400	5	Rohöl, Mineralölprodukte	in Betrieb
Etzel	NI	STORAG Etzel GmbH	Salzstock-Kavernen	800–1.600	24	Rohöl, Mineralölprodukte	in Betrieb
Heide	SH	Nord-West Kavernen GmbH für Erdölbevorratungsverband	Salzstock-Kavernen	600–1.000	9	Rohöl, Mineralölprodukte	in Betrieb
Heide 101	SH	Raffinerie Heide GmbH	Salzstock-Kaverne	660–760	1	Butan	in Betrieb
Ohrensen	NI	DOW Deutschland Anlagengesellschaft mbH	Salzstock-Kavernen	800–1.100	1	Ethylen	in Betrieb
Ohrensen	NI	DOW Deutschland Anlagengesellschaft mbH	Salzstock-Kavernen	800–1.100	1	Propylen	in Betrieb
Ohrensen	NI	DOW Deutschland Anlagengesellschaft mbH	Salzstock-Kavernen	800–1.100	1	EDC	außer Betrieb
Sottorf	NI	Nord-West Kavernen GmbH für Erdölbevorratungsverband	Salzstock-Kavernen	600–1.200	9	Rohöl, Mineralölprodukte	in Betrieb
Teutschenthal	ST	DOW Olefinverbund GmbH	Salzlager-Kavernen	700–820	3	Ethylen, Propylen	in Betrieb
Wilhelmshaven-Rüstringen	NI	Nord-West Kavernen GmbH für Erdölbevorratungsverband	Salzstock-Kavernen	1.200–2.000	36	Rohöl, Mineralölprodukte	in Betrieb
Summe					104 (in Betrieb)		

Tab. 5: Kavernenspeicher für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas. Quelle: Betreiberfirmen, Stand 31.12.2025.
Tab. 5: Cavern Storage Facilities for Crude Oil, Petroleum Products, and Liquefied Gas. Source: Operating Companies, as of December 31, 2025.
HB: Bremen; NI: Niedersachsen; NW: Nordrhein-Westfalen; SH: Schleswig-Holstein; ST: Sachsen-Anhalt.

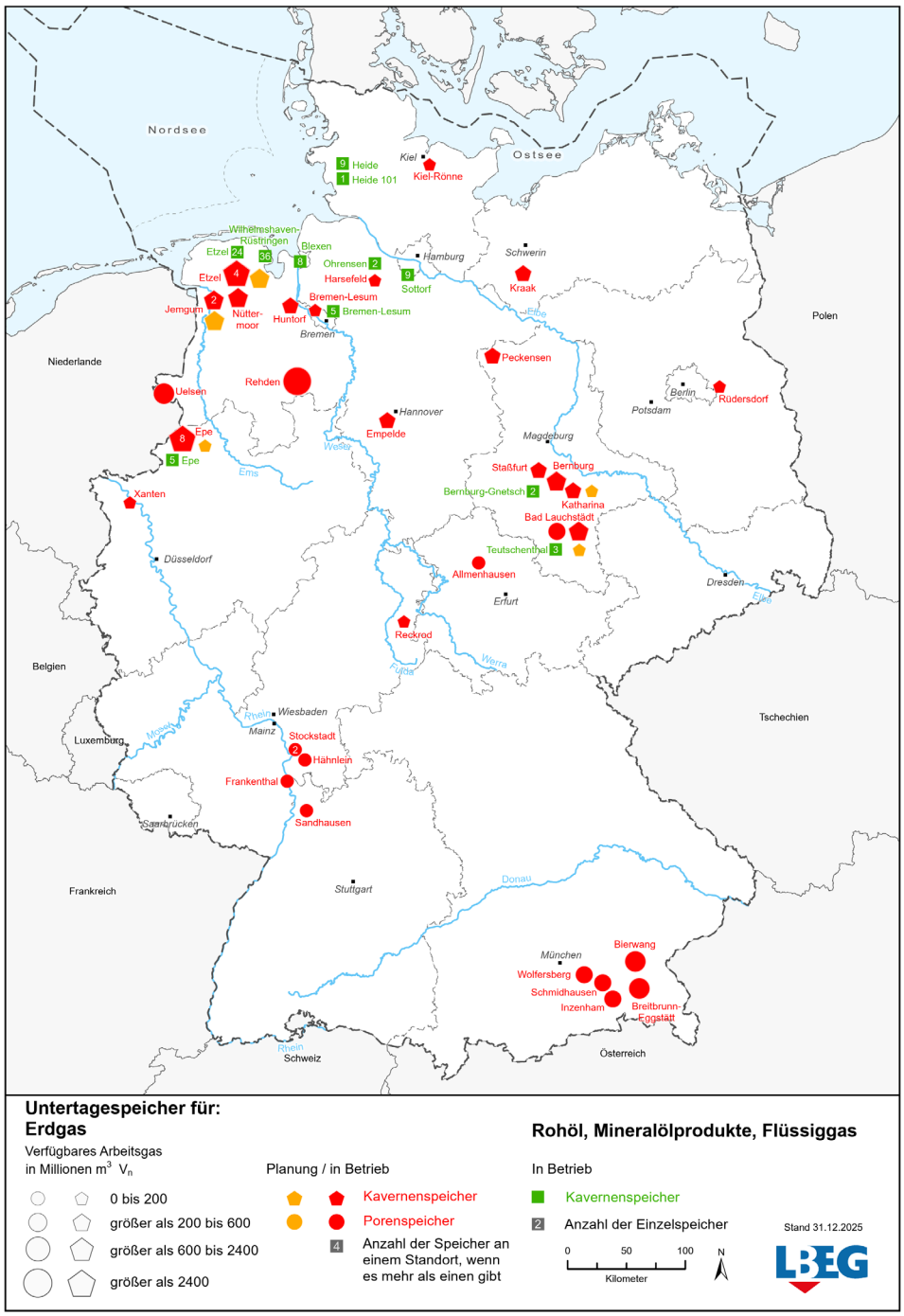


Abb. 3: Übersichtskarte der Untertagespeicher für Erdgas, Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas.
Fig. 3: Overview Map of Underground Storage Facilities for Natural Gas, Crude Oil, Petroleum Products, and Liquefied Petroleum Gas.

Literatur und Links/References and Links

AGEB – Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (2026a): Schätzbilanz 2025. – Stand 26.05.2026; Berlin/Bergheim; https://www.ag-energiebilanzen.de/.

AGEB – Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (2026b): Energieverbrauch in Deutschland. Daten für das 1. bis 4. Quartal 2025. – Stand 27.02.2026; Berlin/Bergheim; https://www.ag-energiebilanzen.de/.

AGEB – Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (2026c): Infografik Nr. 01/2026. Energiemix 2025. – Stand 05/2026; Berlin/Bergheim. https://www.ag-energiebilanzen.de/.

AGEB – Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (2026d): Infografik Nr. 06/2026. Primärenergieverbrauch 2025. – Stand 05/2026; Berlin/Bergheim; https://www.ag-energiebilanzen.de/.

BVEG – Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie e. V. (2026): Jahresbericht 2025. Themen, Fakten und Zahlen aus dem Jahr 2025. – Hannover; https://www.bveg.de/der-verband/publikationen/.

EBV – Erdölbevorratungsverband (2025): Bericht über das Geschäftsjahr 2024/2025. – Hamburg; https://www.ebv-oil.org/.

Kartenserver des LBEG: NIBIS® Kartenserver im Niedersächsischen Bodeninformationssystem. – https://nibis.lbeg.de/cardomap3/.

Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (Hrsg.) (2026): Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2025. – GeoBerichte 49: 53 Seiten, 5 Abbildungen, 25 Tabellen, 13 Anlagen; Hannover (LBEG). https://doi.org/10.48476/geober_49_2026

Langer, A. & Schütte, H. (2002): Geologie norddeutscher Salinare. – Akademie d. Geowissensch. 20: 63–69; Hannover.

Porth, H., Bandlowa, T., Guerber, B., Kosinowski, M. & Sedlacek, R. (1997): Erdgas, Reserven – Exploration – Produktion (Glossar). – Geol. Jb. D 109; Hannover.

Wallbrecht, J. et al. (2006): Glossar der wesentlichen technischen Begriffe zur Untertage-Gasspeicherung. – Arbeitskreis K-UGS; Hannover.



Gesa Netzeband und Tilman Bechthold zeichnen Patrick Schühle (Mitte) aus. Quelle: Volker Stephan
Gesa Netzeband and Tilman Bechthold present an award to Patrick Schühle (center). Source: Volker Stephan

Dr. Patrick Schühle mit dem Carl-Zerbe-Preis ausgezeichnet

Dr. Patrick Schühle Honored With the Carl-Zerbe Prize

Von Volker Stephan

Tilman Bechthold kam aus dem Schwärmen kaum heraus. Der Sprecher des Fachbereichs „Konversion von Kohlenstoffträgern" hob am 8. Oktober in Essen in seiner Laudatio eine ganze Reihe von Forschungsarbeiten und Veröffentlichungen eines Mannes hervor, der schließlich den Carl-Zerbe-Preis der Deutschen Wissenschaftlichen Gesellschaft für nachhaltige Energieträger, Mobilität und Kohlenstoffkreisläufe e.V. (DGMK) entgegennehmen sollte: Dr. Patrick Schühle.

Die Auszeichnung für den Wissenschaftler am Forschungszentrum Jülich beschloss den ersten Tag der DGMK-Herbstkonferenz „Verfahren zur sicheren Versorgung mit Kohlenstoffträgern, Kraftstoffen und Chemikalien". Schühle forscht seit einigen Jahren zu „Katalytischen Systemen für die chemische Energiespeicherung". Dazu leitet er am Lehrstuhl für Chemische Reaktionstechnik der Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg eine Arbeitsgruppe.

DGMK-Fachbereichssprecher Bechthold würdigte, dass Schühle zwei Welten miteinander verbinde. Einerseits befasse er sich mit der Forschung zur Katalyse, andererseits bringe er die Erkenntnisse gezielt in die Anwendung zur Reaktor- und Prozesstechnik ein. Schühle ist auch Abteilungsleiter am Institut für nachhaltige Wasserstoffwirtschaft (IHE) am Forschungszentrum Jülich.

In seiner Erwiderung machte Schühle deutlich, dass die Transformation der Kohlenstoffwirtschaft auf nachhaltige Energieträger und Produktionsweisen keinen Aufschub dulde. Die Klimaerwärmung sei hier, eine angemessene Antwort darauf dringlich. Ein Ansatz sei die Kreislaufwirtschaft unter Einbindung neuer Chemikalien und Energieträger.

Im Austausch mit dieser Redaktion konkretisierte der Preisträger seine Erwartungen im Zusammenhang mit dem Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft. Deutschland ist hochgradig vom Import des grünen Gases abhängig. Zugleich, so Schühle, sei im Lande eine ergänzende Herstellung von Wasserstoff und

By Volker Stephan

Tilman Bechthold could hardly contain his enthusiasm. On October 8 in Essen, the spokesperson for the "Conversion of Carbon Carriers" division highlighted in his laudatory speech a whole series of research projects and publications by a man who would ultimately receive the Carl Zerbe Award of the Deutsche Wissenschaftliche Gesellschaft für nachhaltige Energieträger, Mobilität und Kohlenstoffkreisläufe e.V. (DGMK): Dr. Patrick Schühle.

The award for the scientist at Forschungszentrum Jülich (Jülich Research Center) concluded the first day of the DGMK Fall Conference, "Processes for the Secure Supply of Carbon Carriers, Fuels, and Chemicals." Schühle has been conducting research on "Catalytic Systems for Chemical Energy Storage" for several years. To this end, he heads a research group at the Chair of Chemical Reaction Engineering at Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg (Friedrich-Alexander University Erlangen-Nuremberg).

DGMK division spokesperson Bechthold praised Schühle for combining two worlds. On the one hand, he conducts fundamental research on catalysis; on the other, he systematically applies the findings to reactor and process engineering. Schühle is also a department head at the Institut für nachhaltige Wasserstoffwirtschaft (Institute for Sustainable Hydrogen Economy, IHE) at Forschungszentrum Jülich.

In his response, Schühle made it clear that the transformation of the carbon economy toward sustainable energy carriers and production methods could not be postponed. Global warming was already here, and an appropriate response was urgently needed. One approach was the circular economy, incorporating new chemicals and energy carriers.

In an exchange with the editors of this publication, the award recipient elaborated on his expectations regarding the ramp-up of the hydrogen economy. Germany is highly dependent on imports of the green gas. At the same time, according to Schühle,

seinen Derivaten wie Methanol erforderlich. Und dies aus alternativen Quellen wie zum Beispiel der Biomasse.
In Europa fehle aus seiner Sicht die Skalierung der zur Verfügung stehenden Technologien. Es gebe „tolle Konzepte auf Forschungs- und kleinskaliger Demonstrationsebene", die konsequente Investition in großskalige Demonstration und die frühzeitige Praxisanwendung gemeinsam mit der lokalen Industrie erfolgten indes zu zögerlich.
Ein Vorteil im Zusammenhang mit der Kreislaufwirtschaft sei es, Technologien für nachhaltige Energieträger und Grundchemikalien im Idealfall kostengünstiger bereitstellen zu können. Der andere Pluspunkt sei der geringere ökologische Fußabdruck im Vergleich zu den aktuell eingesetzten Technologien. Deutschland, so Schühle, verfüge über Expertise und Erfahrung im Engineering-Bereich auf den Feldern der Chemie und Energie. „Wir müssen es schaffen, dass dieses Kapital für die Implementierung nachhaltiger Energietechnologien zum Einsatz kommt."
Ein großer Treiber im globalen Kontext sei China, das die Produktion grünen Stroms maßgeblich vorantreibe. Für Ökostrom als kostengünstigste Energie brauche es aber zugleich Speicher und Transporttechnologien. Wasserstoff komme hier eine entscheidende Rolle zu, was selbst China in den eigenen Fünf-Jahres-Plänen spiegele. Deutschland müsse angesichts der erwartbaren massiven Skalierung und Kostenreduktion seine Spitzenposition bei den Wasserstofftechnologien behaupten. „Die entscheidende Phase kommt jetzt, das muss die Politik verstehen", so Schühle.
Der an Schühle vergebene Preis geht auf den deutschen Chemiker Carl Zerbe (1894-1985) zurück, der 1947 zum Gründungsteam der DGMK gehörte und 1963 ihr Vorsitzender wurde. Damals trug die Vereinigung noch den Namen Deutschen Gesellschaft für Mineralölwissenschaft und Kohlechemie. Er war damit einer der ersten Förderer des wissenschaftlichen Austauschs in der Mineralölforschung. Auch der Fachausschuss Mineralöl- und Brennstoffnormung (1949) sowie der Koordinierungsausschuss für Forschungsarbeiten der DGMK (1958) gehen auf seine Initiative zurück.



Der Preisträger bei seinem Vortrag.
Quelle: Volker Stephan
The award winner during his presentation.
Source: Volker Stephan

supplementary domestic production of hydrogen and its derivatives, such as methanol, is necessary. This production should come from alternative sources, such as biomass.
In his view, Europe lacks the scaling up of available technologies. There are "great concepts at the research and small-scale demonstration level," but consistent investment in large-scale demonstration and early practical application in cooperation with local industry are proceeding too hesitantly.
One advantage associated with the circular economy is the potential, ideally, to make technologies for sustainable energy carriers and basic chemicals available at lower cost. The other advantage is the smaller environmental footprint compared with the technologies currently in use. According to Schühle, Germany possesses expertise and experience in engineering in the fields of chemistry and energy. "We must succeed in putting this capital to use in the implementation of sustainable energy technologies."
A major driving force in the global context is China, which is significantly advancing the production of green electricity. However, green electricity, as the most cost-effective form of energy, also requires storage and transportation technologies. Hydrogen plays a decisive role here, which is reflected even in China's own five-year plans. In view of the anticipated massive scaling up and cost reductions, Germany must maintain its leading position in hydrogen technologies. "The decisive phase is now approaching, and policymakers must understand that," Schühle said.
The award presented to Schühle is named after the German chemist Carl Zerbe (1894–1985), who was a member of the founding team of the DGMK in 1947 and became its chairman in 1963. At that time, the association was still called the Deutschen Gesellschaft für Mineralölwissenschaft und Kohlechemie. He was thus one of the first promoters of scientific exchange in petroleum research. The Fachausschuss Mineralöl- und Brennstoffnormung (Committee for Petroleum and Fuel Standardization, 1949) and the Koordinierungsausschuss für Forschungsarbeiten der DGMK (DGMK Research Coordination Committee, 1958) were also established on his initiative.

Die **DGMK** vergibt seit 1973 einen Preis zu Ehren **Carl Zerbes** an herausragende Nachwuchswissenschaftlerinnen und -wissenschaftler.
1989 führten die DGMK und die damalige Deutsche Vereinigung der Erdölgeologen und Erdölingenieure (DVGI) ihre Förderpreise im aktuellen Carl-Zerbe-Preis zusammen. Er ist mit 5.000 Euro dotiert.
Die DGMK vergibt neben dem Zerbe-Preis eine weitere Auszeichnung für ausgezeichnete Nachwuchsforschung, den Georg-Hunaeus-Preis. Außerdem verleiht die Gesellschaft unregelmäßig die Carl-Engler-Medaille, die Carl Zerbe 1963 entgegennahm. Carl Engler war ein Pionier der Erdölforschung.

Since 1973, the **DGMK** has awarded a prize in honor of **Carl Zerbe** to outstanding early-career scientists. In 1989, the DGMK and the then Deutsche Vereinigung der Erdölgeologen und Erdölingenieure (German Association of Petroleum Geologists and Petroleum Engineers, DVGI) merged their research awards into the current Carl Zerbe Award. It carries a monetary prize of 5,000 euros.
In addition to the Zerbe Award, the DGMK presents another distinction for outstanding research by early-career scientists, the Georg Hunaeus Award. The society also awards the Carl Engler Medal at irregular intervals, which Carl Zerbe received in 1963. Carl Engler was a pioneer of petroleum research.

DGMK-Forschungsbericht veröffentlicht: Schmieröle für H_2-Anwendungen

DGMK-Research Report 854: Research and testing of tailor-made lubricating oils for hydrogen applications

Von DGMK

Das DGMK-Projekt 854 ist abgeschlossen und der Forschungsbericht wurde unter dem Titel „Untersuchung und Test maßgeschneiderter Schmieröle für H2-Anwendungen" veröffentlicht. Der Bericht ist kostenfrei über die DGMK erhältlich.
Im Rahmen des Forschungsvorhabens wurden die Eigenschaften von und Anforderungen an von Schmieröle für Wasserstoffanwendungen untersucht. Wasserstoff als klimafreundlicher Energieträger weist gegenüber konventionellen Kraftstoffen deutlich veränderte Verbrennungs- und Betriebsbedingungen auf, wodurch neue Herausforderungen für Schmierstoffe entstehen. Besonders relevant sind z. B. hohe Wassereinträge durch die Wasserstoffverbrennung, veränderte Oxidations- und Nitrationsprozesse sowie mögliche Auswirkungen auf Verschleiß, Korrosion und Ölalterung.
Zur Untersuchung dieser Fragestellungen wurden verschiedene Basisöle unterschiedlicher Polarität und Struktur – darunter Öle der API-Gruppen II und III, PAO-, Ester- und PAG-Öle – sowie additivierte Testöle und vollformulierte Motor- und Kompressoröle analysiert. Im Fokus standen die Wasser- und Gaslöslichkeit, das Wasserabscheidevermögen sowie Viskositäts- und Dichteänderungen, Grenzflächenspannungen, Schaumverhalten, Oxidations- und Nitrationsstabilität der Schmierstoffe in Gegenwart unterschiedlicher Wassergehalte.
Die Ergebnisse zeigen, dass insbesondere die chemische Struktur und Polarität der Basisöle einen entscheidenden Einfluss auf das Verhalten der Schmierstoffe im Wasserstoffbetrieb besitzen. Polare Schmierstoffe wie PAGs und Ester weisen Vorteile hinsichtlich Wasseraufnahmevermögen und Wasserverträglichkeit auf, bringen jedoch veränderte Bedingungen bezüglich Additivlöslichkeit und Materialverträglichkeit mit sich. Gleichzeitig wurde deutlich, dass bestehende Prüfverfahren nur eingeschränkt auf Wasserstoffanwendungen übertragbar sind und modifiziert beziehungsweise erweitert werden müssen.
Das Projekt liefert damit wichtige Grundlagen für die Entwicklung wasserstoffspezifischer Schmierstoffe und Prüfmethoden. Die gewonnenen Erkenntnisse sollen zukünftig die Auswahl geeigneter Schmieröle für H2-Anwendungen erleichtern sowie zur Entwicklung neuer Schmierölkonzepte und zu einer sicheren Bewertung von Ölzuständen im Wasserstoffbetrieb beitragen.

Das IGF-Vorhaben 01IF22934N wurde im Rahmen des Programms „Industrielle Gemeinschaftsforschung" durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages gefördert.

Quelle: DGMK-Forschungsbericht 854
Forschungsstellen und Autorschaft:
Universität Rostock Lehrstuhl für Kolbenmaschinen und Verbrennungsmotoren: Tanja van Alphen, Jan Radolko, Dr. Ulrike Schümann, Prof. Bert Buchholz
Universität Rostock Lehrstuhl für Technische Thermodynamik: Matthis Richter, Dr. Riko Siewert, Prof. Karsten Müller

ISBN 978-3-947716-80-7
Bezug über www.dgmk.de

By DGMK

As part of the research project, the properties and requirements of lubricating oils for hydrogen application were investigated. As a climate-friendly energy source, hydrogen involves significantly different combustion and operating conditions compared to conventional fuels, which creates new challenges for lubricants. Of particular relevance are high levels of water contamination in the oil due to hydrogen combustion, altered oxidation and nitration processes, as well as potential effects on wear, corrosion, and oil aging.
To investigate these issues, various base oils of differing polarity and structure, including mineral oils of the API group II and III, PAO, ester and PAG oils, as well as additive-modified test oils and fully formulated engine and compressor oils were analyzed. The study focused on the water and gas solubility, water separation capacity, changes in viscosity and density, interfacial tensions, foaming behavior, and oxidation and nitration stability of the lubricants in the presence of varying water contents.
The results show that the chemical structure and polarity of the base oils, in particular, have a decisive influence on the behavior of lubricants in hydrogen-powered applications. Polar lubricants such as PAGs and esters offer advantages in terms of water solubility and water compatibility, but they also present different challenges regarding additive solubility and material compatibility. At the same time, it became clear that existing test methods are only partially applicable to hydrogen applications and must be adapted or expanded.
The project thus provides a crucial foundation for the development of hydrogen-specific lubricants and testing methods. The findings are intended to facilitate the selection of suitable lubricating oils for H2 applications in the future, as well as to contribute to the development of new lubricating oil concepts and to the reliable oil condition monitoring during hydrogen operation.

The IGF project 01IF22934N was funded within the framework of the "Industrielle Gemeinschaftsforschung" program by the Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE) on the basis of a resolution of the German Bundestag.

Source: DGMK Research Report 854
Research institutions and authorship:
Universität Rostock, Chair of Piston Machines and Internal Combustion Engines: Tanja van Alphen, Jan Radolko, Dr. Ulrike Schümann, Prof. Bert Buchholz
Universität Rostock, Chair of Technical Thermodynamics: Matthis Richter, Dr. Riko Siewert, Prof. Karsten Müller

ISBN 978-3-947716-80-7
Available from www.dgmk.de



Nailia Schwarz/shutterstock.com

Einladung

Herbstveranstaltung der DGMK Bezirksgruppe Oberrhein

Termin
15. Dezember 2026, 16:30 Uhr

Ort
Gesellschaftshaus der BASF
Wöhlerstr. 15
67063 Ludwigshafen am Rhein

Anmeldung bis 9.12.2026
www.dgmk.de/veranstaltungen

Begrüßung
Prof. Dr.-Ing. Frederik Scheiff, EBI, KIT
Dr. Gesa Netzeband, DGMK e.V.
Dr. Michael Bender, BASF SE

BASF Roadmap: Wie schaffen wir den Wandel für eine nachhaltige Zukunft? - ein Update
Dr. Reiner Geier, Petrochemicals Europe, BASF SE

MiRO im Wandel der Energiesysteme
Dr. Andreas Krobjilowski, Geschäftsführer MiRO

Concepts for Green Refineries of the Future
Prof. Nicolaus Dahmen, IKFT, KIT

Get-together
auf Einladung der BASF SE

Geburtstage / Birthdays					
Titel	Vorname	Nachname	Ort	Geburtsdatum	Alter
Dr.	Fritz-D.	Zeiseler	Eggesin	01. Dezember	86
Dr.	Klaus	Trénel	Berlin	01. Dezember	90
	Michael	Back		02. Dezember	65
	Hermann	Cichini	Wolkersdorf	05. Dezember	94
	Erik	Weigelt	Berlin	06. Dezember	60
Prof. Dr.	Frieder	Häfner	Freiberg	06. Dezember	86
	Philipp	Behmer	Duisburg	06. Dezember	70
Dr.	Rüdiger	Jantschik	Hannover	08. Dezember	65
	Reinhart	Samhaber	Wien	08. Dezember	75
	Heinz Jochen	Keller	Dortmund	09. Dezember	87
	Richard K.	Schade	Bruchköbel	09. Dezember	89
Dr.	Waldhorst	Gutsche	Bergen	10. Dezember	82
Dr.	Wolfgang	Ramm	Roßleben-Wiehe	12. Dezember	70
	Hilmar	Rempel	Sonnenberg	12. Dezember	81
	Kai-Uwe	Kessel	Erkner	17. Dezember	65
	Karl	Goldmann	Abensberg	17. Dezember	89
	Yashar	Yadigarov	Oldenburg	19. Dezember	50
Dr.	Gerdt	Wilken	Celle	20. Dezember	86
	Christoph	Koch	Henstedt-Ulzburg	21. Dezember	50
Dr.	Manfred	Spilker	Eschweiler	22. Dezember	80
	Karl	Berghofer	Passail	22. Dezember	60
	Bernd	Babuke	Magdeburg	25. Dezember	84
Prof. Dr.	Peter	Kehrer	Burgwedel	27. Dezember	83
	Helmut	Heurich	Bad Homburg	28. Dezember	75

Pipeline Technology Conference erweitert Fachprogramm

Pipeline Technology Conference Expands Its Technical Program

Von Redaktion

Die 22. Pipeline Technology Conference (ptc) vom 26. bis 29. April 2027 in Berlin erweitert ihr Programm erstmals um zwei eigenständige Branchenveranstaltungen. Das COPEX-Seminar von Concawe und der Global Summit der Pipeline Open Data Standard Association (PODS) finden am 26. April im Estrel Congress Center statt. Beide Veranstaltungen ergänzen die an diesem Tag angebotenen Trainingskurse.

Das COPEX-Seminar richtet sich an Betreiber europäischer Ölfernleitungen. Im Mittelpunkt steht der Austausch zwischen Unternehmen, die das grenzüberschreitende europäische Pipeline-Netz betreiben. Deren Störfalldaten fließen seit 1971 in die Statistik von Concawe ein.

Der PODS Global Summit beschäftigt sich mit der standardisierten Verwaltung von Pipeline-Daten. Die PODS Association entwickelt und pflegt ein offenes Datenmodell, das Betreiber weltweit zur Verwaltung von Anlagen-, Inspektions- und Integritätsdaten einsetzen.

By Editorial Staff

The 22nd Pipeline Technology Conference (ptc), taking place from April 26 to 29, 2027, in Berlin, is expanding its program for the first time to include two independent industry events. Concawe's COPEX Seminar and the Global Summit of the Pipeline Open Data Standard Association (PODS) will take place on April 26 at the Estrel Congress Center. Both events complement the training courses offered on that day.

The COPEX Seminar is aimed at operators of European oil transmission pipelines. The focus is on the exchange of information between companies operating the cross-border European pipeline network. Their incident data have been included in Concawe's statistics since 1971.

The PODS Global Summit focuses on the standardized management of pipeline data. The PODS Association develops and maintains an open data model that operators worldwide use to manage asset, inspection, and integrity data.

EEK-Tagungskalender 2026 / EEK meeting calendar 2026

NOVEMBER/NOVEMBER	
02.11.2026 – 06.11.2026	GET2026 | 7th EAGE Global Energy Transition Conference & Exhibition Hannover, https://www.eageget.org/
05.11.2026	Ordentliche Mitgliederversammlung der DGMK Hamburg, https://www.dgmk.de/
5. 11. 2026	Forum Tiefengeothermie – powered by ÖGEW Wien, https://www.wko.at/arge-geothermie/forum-tiefengeothermie-2026
19.11.2026	Wiener Kaffeehaus Tratsch – Pre Conference Socializing Wien, https://www.dgmk.de/
19.11.2026 – 20.11.2026	ÖGEW DGMK Herbsttagung 2026: Energierohstoffe und Kraftstoffe der Gegenwart/Zukunft Wien, https://www.wko.at/
25.11.2026	DGMK Ringversuchs-Workshop 2026: Grundlagen und statistische Auswertung Hamburg, https://www.dgmk.de
26.11.2026 – 27.11.2026	DGMK-Jahrestreffen der Analytiker 2026 Hamburg, https://www.dgmk.de/
DEZEMBER/DECEMBER	
15.12.2026	DGMK Bezirksgruppe Oberrhein – Herbstveranstaltung Ludwigshafen, https://www.dgmk.de/
AUSBLICK/OUTLOOK 2027	
APRIL/APRIL	
26.04.2027 – 29.04.2027	World Energy Congress Riyadh, https://www.worldenergy.org/experiences-events/world-energy-congress
26.04.2027 – 29.04.2027	Pipeline Technology Conference Berlin, https://www.pipeline-conference.com/
27.04.2027	FVTR/DGMK: Biofuels in Shipping Symposium Rostock, https://biofuels-in-shipping.com
28.04.2027 – 29.04.2027	DGMK/ÖGEW Frühjahrstagung 2027 Papenburg, https://www.dgmk.de/



Wiener Kaffeehaus Tratsch – Pre-Conference Socializing

Datum | Uhrzeit

19.11.2026 | 11-12:30 Uhr

Veranstaltungsort

Café Diglas im Schottenstift
Schottengasse 2
1010 Wien

Anlässlich der diesjährigen ÖGEW / DGMK Herbsttagung laden wir herzlich zu unserem Pre-Conference Socializing Event in Wien ein!

Gemeinsam wollen wir uns auf die Tagung einstimmen und freuen uns auf ein persönliches Kennenlernen, Austausch und Networking. Eine Anmeldung vorab ist nicht notwendig.

Wir freuen uns auf euch!



DGMK

Jetzt Mitglied werden!

ÖGEW

Jetzt Mitglied werden!

EEK

Impressum / Imprint

Energiemarkt GmbH
Mühlfelder Str. 18a - D-82211 Herrsching
Tel. +49 (0) 81 52/93 11 0
Fax +49 (0) 81 52/93 11 22
info@energiemarkt.net www.eek-energy.com

Geschäftsführer | CEO: Martin Brückner

Redaktion | Editorial Staff: Katia Meyer-Tien (Chefredakteurin | Editor in Chief)
Günter Drewnitzky
Redaktion.EEK@energiemarkt.net

Anzeigen | Advertising Manager: Karin Wiesner
k.wiesner@energiemarkt.net
Tel.: 08152 9311-55

Vertrieb | Sales: Sebastian Lichtenberg
s.lichtenberg@energiemarkt.net
Tel.: 08152 9311-88

Leser- und Abonnentenservice | Reader and subscription service:
vertrieb@energiemarkt.net
Tel.: 08152 9311-77

Die Redaktion setzt KI-Werkzeuge als Hilfsmittel ein, beispielsweise für die Rechtschreib- und Grammatikprüfung, zur Textübersetzung oder zur Datenrecherche. Alle Inhalte werden vor der Veröffentlichung von der Redaktion geprüft.

The editorial team uses AI tools as aids, for example, for spelling and grammar checking, text translation, or data research. All content is reviewed by the editorial team before publication.

Abonnement: Inland jährlich 480,00 EUR zzgl. MwSt. inkl. Versand
Ausland jährlich 520,00 EUR zzgl. MwSt. inkl. Versand
Subscription: Domestic annually € 480.00 plus VAT, including shipping
International annually € 520.00 plus VAT, including shipping

Anzeigenpreisliste vom 01.10.2025 | Advertising Rate List of 01/10/2025:

EEK erscheint monatlich (7/8 Doppelausgabe)
EEK appears monthly (7/8 double issue)

Die Bestellung des Abonnements gilt zunächst für die Dauer des vereinbarten Zeitraumes (Vertragsdauer). Eine Kündigung des Abonnementvertrages ist bis 4 Wochen vor Ende des Berechnungszeitraumes schriftlich möglich. Erfolgt die Kündigung nicht rechtzeitig, verlängert sich der Vertrag um einen weiteren Bezugszyklus. Bei Nichtlieferung ohne Verschulden des Verlages, bei Arbeitskampf oder in Fällen höherer Gewalt besteht kein Entschädigungsanspruch. Zustellmängel sind dem Verlag unverzüglich zu melden. Es ist ausdrücklich untersagt, die Inhalte digital zu vervielfältigen oder an Dritte (auch Mitarbeiter, sofern ohne personenbezogene Nutzerlizenzierung) weiterzugeben.

AGB zum Online-Zugang für Abonnenten unter: https://www.eek-energy.com/agb.html

EEK wird als Organzeitschrift im Rahmen einer Mitgliedschaft der DGMK und der ÖGEW geliefert.

Ordering a subscription first applies to the agreed-upon period (term of contract). The subscription contract can be terminated in writing at the end of the base period. If there has been no termination at that time, the contract is extended and can be terminated at the end of the new base period. For non-delivery that is not the fault of the publisher, or in cases of labor dispute or force majeure, there is no right to compensation. Delivery defects must be reported to the publisher without undue delay. We hereby explicitly forbid reproduction of content or passing on of content to third parties (including employees who have no personal user license).

General Terms and Conditions for the online access for subscribers can be found at https://www.eek-energy.com/agb.html

EEK is delivered as the journal for members of the DGMK and ÖGEW.

Valid for users in the USA: The appearance of the code at the first page of an article in this journal (serial) indicates the copyright owner's consent that copies of the article may be made for personal or internal use, or for the personal or internal use of specific clients.
This consent is given on the condition, however, that the copier pay $ 2.00 per page to CCC, 222 Rosewood Drive, Danvers, MA 01923, USA (ISSN 0179-3187)
This consent does not extend to other kinds of copying, such as copying for general dis- tribution, for advertising of promotional purposes, for creating new collective work or for resale.

Druck | Printing House: Silber Druck GmbH & Co.KG, Lohfelden.



Georg-Hunaeus-Preis

DGMK-Förderpreis für Nachwuchswissenschaftler

Einsendeschluss
11. Januar 2027

Vorschläge an
Dr. Gesa Netzeband
gesa.netzeband@dgmk.de

Es gelten die Statuten für den Georg-Hunaeus-Preis:
www.dgmk.de/forschung/ehrungen-und-preise

Die DGMK verleiht den Georg-Hunaeus Preis für hervorragende wissenschaftliche Arbeiten jüngerer Wissenschaftler auf den Arbeitsgebieten: Exploration, Produktion und Speicherung von Kohlenwasserstoffen und Wasserstoff, der Tiefbohrtechnik und Geothermie.

Begründete Vorschläge für die Preisvergabe können durch jeden an die DGMK eingereicht werden. Auch Eigenbewerbungen sind willkommen.

Die Preisträger sind verpflichtet, über ihre Arbeiten während einer DGMK-Veranstaltung zu berichten. Die Vorträge werden in der Fachzeitschrift EEK TECHNOLOGIE & TRANSFORMATION VON FOSSILEN UND GRÜNEN ENERGIETRÄGERN, dem Organ der DGMK veröffentlicht.

DGMK e.V.
Große Elbstraße 131
22767 Hamburg
www.dgmk.de

Der Netzentwicklungsplan für eine

Stromleitung

macht

in der Gemeinde Ärger.

Die Klimabilanz für

Maisfelder

ist erschreckend.

Wissenschaftler machen Spanplatten

zu Popcorn.



Wenn Sie effizienter arbeiten möchten, dann nutzen Sie
emvg.de/powernews

Mit ausführlicher Berichterstattung und gut recherchierten Hintergründen sorgen wir kontinuierlich für Klarheit in der Energiewirtschaft.

Energie & Management