

# Workshop Wirtschaftlichkeit der Energiespeicherung

Am 19. März 2024 fand im Ars Electronica Center in Linz der Workshop **„Wirtschaftlichkeit der Energiespeicherung“** im Rahmen der Projekte „Heat Highway“ und dem „IEA Energy Storage Task 41“ statt, leitend organisiert und moderiert von Simon Moser und Stefan Puschnigg vom Energieinstitut an der Johannes-Kepler-Universität Linz (EI-JKU). Die Projektpartner:innen der österreichischen Beteiligung am IEA Energy Storage Task 41 von AEE INTEC, FH Oberösterreich und Wirtschaftsagentur Burgenland Forschungs- und Innovations GmbH unterstützten die Organisation des Workshops und die Akquise der Redner:innen maßgeblich.

An der Veranstaltung nahmen rund 50 Personen teil, darunter Vertreter:innen aus Forschung, Industrie und öffentlichen Institutionen. Der Workshop umfasste 14 Vorträge zu thermischen, elektrischen und chemischen Speichertechnologien, die von Expert:innen aus Forschungseinrichtungen und Technologieanbietern präsentiert wurden. Die Agenda der Veranstaltung ist [hier](#) zu finden.

Energiespeicherung ist ein zentrales Element für den technischen und wirtschaftlichen Ausgleich von Erzeugungs- und Bedarfsschwankungen, insbesondere in einem immer stärker auf erneuerbaren Energien basierenden Energiesystem. Der Workshop hatte zum Ziel, die österreichischen Akteur:innen im Bereich der Energiespeicherung zusammenzubringen, um die verschiedenen Aspekte der Energiespeicherung zu diskutieren. Die Themen umfassten technologische Innovationen, Kosteneffizienz, Geschäftsmodelle und die Anforderungen für die wirtschaftliche Etablierung von Energiespeicherlösungen. Dieser Bericht gibt eine kurze Zusammenfassung zu jeder gehaltenen Präsentation, eingeteilt in die fünf definierten thematischen Blöcke: Großwärmespeicher für die Fernwärme, Stromspeicherung, Hochtemperatur-Wärmespeicher, Thermische Energiespeicher Raumwärme, und Wasserstoff als Energiespeicher für Strom- und Wärmenetz.

Eröffnet wurde der Workshop durch Simon Moser und Stefan Puschnigg mit der Präsentation **„Aspekte der Wirtschaftlichkeit der Energiespeicherung - heute und in einem klimaneutralen Energie-System“** ([Link](#)). Als Einleitung wurden die Projekte Heat Highway und der IEA ES Task 41 vorgestellt. Das Projekt [Heat Highway](#) fokussiert auf die Entwicklung von je einem über 100 km langen Fernwärme-Übertragungsnetz in der Steiermark und Oberösterreich, wobei drei Teilabschnitte konkretisiert und die Reproduzierbarkeit in vier Follower-Regionen gewährleistet werden. Im Hinblick auf Wärmespeicher fokussiert das Projekt „Heat Highway“ auf die Einbindung saisonaler Großwasser-Wärmespeicher, mit denen die im Sommer verfügbare Abwärme im Winter bereitgestellt werden kann. Dabei werden kostengünstige Grundstücke und geografisch günstige Lagen genutzt, um eine

doppelte Optimierung von Übertragungsnetz und Speicher zu erreichen. Der [IEA ES Task 41](#) untersucht die Wirtschaftlichkeit von Energiespeicherlösungen. Er zielt darauf ab, den Nutzen und Wert von Energiespeichern zu quantifizieren, Methoden zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit zu sammeln, KPIs zu definieren und wirtschaftlich interessante Konfigurationen zu identifizieren. Beide Projekte betonen die Notwendigkeit, die Vorteile der Energiespeicherung zu quantifizieren und in tragfähige Geschäftsmodelle zu überführen.

## Block 1: Großwärmespeicher für Fernwärmespeicher

Die Präsentation "**Großwärmespeicher in städtischer Fernwärme - Entwicklungen in Österreich und Europa**" ([Link](#)) wurde von Carina Seidnitzer-Gallien (AEE INTEC) gehalten und behandelte die Fortschritte und Marktentwicklungen von Großwärmespeichern in städtischen Fernwärmenetzen. Der Fokus lag auf der Nutzung großer thermischer Speichertechnologien, die zur Verbesserung des Spitzenlastmanagements und zur Speicherung von Überschusswärme beitragen. Wichtige Projekte und Entwicklungen in Österreich umfassen Speicher mit hohen Kapazitäten, wie der 50.000 m<sup>3</sup> Speicher in Theiß und der 34.500 m<sup>3</sup> Speicher in Linz. Neue Initiativen in Europa, wie das über Horizon Europe finanzierte [TREASURE](#)-Projekt, zielen darauf ab, die Markteinführung von Pit Thermal Energy Storages (PTES) zu beschleunigen und die Integration erneuerbarer Energien zu fördern. Demonstratoren in Ländern wie Deutschland, Frankreich, Polen, Österreich und Serbien spielen eine Schlüsselrolle bei der Dekarbonisierung und der Flexibilisierung der Fernwärmenetze. Die Initiativen und Projekte betonen die Bedeutung einer robusten, sicheren und kostengünstigen thermischen Energiespeicherung zur Erreichung nachhaltiger und wettbewerbsfähiger Energieversorgungssysteme.

Hubert Pauli präsentierte die „**Erfahrungen aus dem Betrieb eines Fernwärmespeichers**“ ([Link](#)) und beleuchtete dabei die Betriebserfahrungen und erzielten Effizienzsteigerungen der Linz AG mit ihrem Heißwasser-Wärmespeicher. Der Speicher ermöglicht die Umwandlung von Kondensations- und Restwärme aus der Stromerzeugung in Fernwärme, was zu erheblichen Effizienzsteigerungen und einem optimierten Wirkungsgrad führt. Zu den weiteren Vorteilen zählen die verbesserte Druckhaltung, die Einsparung von Spitzenkessel-Einsätzen und die erhöhte Brennstoffausnutzung. Der Speicher hat ein Volumen von 34.492 m<sup>3</sup> und kann eine maximale Speichertemperatur von 97 °C erreichen. Herausforderungen bestehen in der Einsatzstrategie, die von der Jahreszeit abhängig ist, sowie in der Notwendigkeit, den restlichen Anlagenpark zu integrieren. Die Linz AG untersucht zukünftige Optionen wie dezentrale Speicher und Saisonspeicher mit höheren Temperaturen, um die Kapazität und Effizienz weiter zu steigern.

Der geplante Vortrag seitens Wien Energie zum Projekt [ScaleUp](#) konnte leider nicht gehalten werden. Da AEE INTEC dort jedoch Projektpartner ist, gab Carina Seidnitzer-Gallien die Grundidee wieder. Ziel soll es sein, in Wien den ersten urbanen unterirdischen Großwärmespeicher zu bauen.

## Block 2: Stromspeicherung

Markus Schindler (Forschung Burgenland) behandelte in seiner Präsentation „**Saisonale Energiespeicherung für die Region Burgenland**“ ([Link](#)) die Integration und Wirtschaftlichkeit von Redox-Flow-Batterien zur Speicherung erneuerbarer Energie. Redox-Flow-Batterien zeichnen sich durch ihre fehlende Selbstentladung, lange Lebensdauer, Skalierbarkeit und geringe Brandgefahr aus, haben jedoch Nachteile wie hohes Gewicht, komplexen Aufbau und hohe Kosten. Eine Fallstudie untersuchte die Integration einer solchen Batterie in einen 32 MW Windpark und einen 32 MW Photovoltaik-Park, um Schwankungen der Residuallast auszugleichen. Die Szenarien zeigen, dass große Speicher (bis zu 1600 MWh) notwendig sind, um die positive Residuallast zu vermeiden, was hohe Investitionskosten verursacht. Die Implementierung eines großen Batteriespeichers zur saisonalen Speicherung ist aufgrund der hohen Kosten jedoch weiterhin wirtschaftlich nicht sinnvoll. Kleinere Batterien bei einzelnen Erzeugungsanlagen könnten positivere wirtschaftliche Ergebnisse erzielen.

Andreas Buchner, Head of Product Management Energy & Infrastructure bei Neoom, beschrieb in seiner Präsentation „**Energie effizient speichern: Anwendungen und Wirtschaftlichkeit von modernen Batteriespeichern**“ ([Link](#)) das umfassende Produktportfolio und die vielfältigen Einsatzmöglichkeiten moderner Batteriespeicher. Das Portfolio umfasst skalierbare Speicherlösungen wie den BLOKK (120 kW bis >10 MW, 199 kWh bis >10 MWh), den netzersatzfähigen BLOKK LIGHT NEA (30 kW bis 120 kW, 61,6 kWh bis 398 kWh) sowie kleinere Speicher wie den KJUUBE (8,6 kWh bis 44,7 kWh) und den STAAK (6,7 kWh bis 22,4 kWh). Die Speicher finden Anwendung in der Eigenverbrauchsoptimierung, im Peak Shaving, in der Netzentkopplung, im Off-Grid Betrieb und in der Flexibilitätsvermarktung. Die Effizienz der Batteriespeichersysteme variiert je nach Anwendungsfall, wobei typische Round Trip Efficiencies (RTE) zwischen 60% und 95% liegen. Zur Optimierung der Betriebspunkte und der Wirtschaftlichkeit setzt Neoom auf selbstlernende Modelle, die eine Vielzahl von Simulationen pro Tag und Standort durchführen, basierend auf Standortparametern, Wettervorhersagen und Verbrauchsprognosen. Diese Technologien ermöglichen eine effiziente und flexible Nutzung von Batteriespeichern, um den spezifischen Anforderungen unterschiedlicher Anwendungsfälle gerecht zu werden.

Nikolaus Rab (Verbund) gab in seiner Präsentation "**Wirtschaftlichkeit von Pumpspeicherkraftwerken in Österreich – eine Marktaufnahme**" ([Link](#)) einen umfassenden Überblick über die Bedeutung und wirtschaftlichen Herausforderungen von Pumpspeicherkraftwerken (PSKW) in Österreich. Flexible Wasserkraft spielt eine zentrale Rolle bei der Bereitstellung von Spitzenenergie und Regelleistung. PSKW ermöglichen es, Wasser bei niedrigen Strompreisen hochzupumpen und bei hohen Preisen zur Stromerzeugung zu nutzen, was besonders in einem zunehmend volatilen Energiemarkt wichtig ist. Die wirtschaftliche Rentabilität von PSKW wird jedoch durch mehrere Faktoren beeinflusst. Systemnutzungsentgelte, die sowohl für den Strombezug als auch für die Einspeisung erhoben werden, bilden eine Hauptkomponente der variablen Betriebskosten. Seit 2024 werden die Tarife für die Einspeisung von Pumpspeicherstrom unabhängig von Netzebene und Netzbereich erhoben, wodurch

der Vorteil geringerer Verluste bei Einspeisung ins Übertragungsnetz entfällt. Zudem entstehen zusätzliche Kosten über Herkunftsnachweise für Pumpstrom durch Wälzverluste. Die Einnahmen eines PSKW hängen stark von der Preisdifferenz zwischen Spitzen- und Niedriglastzeiten ab, die durch den sogenannten Pump-Spread dargestellt wird. Trotz der wirtschaftlichen Herausforderungen sind PSKW wichtige Investitionen für ein zukünftiges erneuerbares Energiesystem, in dem ein hoher Flexibilitätsbedarf gegeben sein wird. Neue Projekte wie "Reißbeck II plus" (45 MW, Inbetriebnahme Herbst 2024) und "Limberg III" (480 MW, Inbetriebnahme 2025) unterstreichen die fortlaufende Bedeutung dieser Technologie für die Energiewende in Österreich.

Gabriele Schalleger (CMBlu Energy AG) behandelte in ihrer Präsentation „**CMBlue Energy - Energiespeicher inspiriert von der Natur**“ ([Link](#)) die innovative Technologie der organischen Feststoffbatterie (Organic SolidFlow Battery). Diese Batterien nutzen organische Polymere für die Energiespeicherung und bieten mehrere Vorteile: hohe Energiedichte, Skalierbarkeit und eine umweltfreundliche Herstellung. Die Technologie ermöglicht eine flexible Anpassung der Speicherkapazität und Leistung durch modulare Konstruktionen, die von einzelnen Modulen über Strings bis hin zu ganzen Speicherblöcken reichen. Diese Eigenschaft macht die organischen Feststoffbatterien besonders geeignet für verschiedene Anwendungen, von kleinen dezentralen Systemen bis hin zu großen industriellen Speichern. Die Präsentation betonte die Bedeutung dieser Technologie für die zukünftige Energiespeicherung, da sie sowohl wirtschaftliche als auch ökologische Vorteile bietet.

Jürgen Loipersböck (Wirtschaftsagentur Burgenland Forschungs- und Innovations GmbH) beleuchtete in seiner Präsentation „**Energiekosteneinsparung durch Batteriespeicherintegration im Praxisbeispiel**“ ([Link](#)) die wirtschaftlichen Vorteile der Integration von Batteriespeichern in einem landwirtschaftlichen Betrieb. Der Betrieb hat einen Jahresenergieverbrauch von 90 MWh und nutzt eine PV-Anlage mit 30 kWp sowie einen Batteriespeicher von 50 kVA/100 kWh. Ohne Batteriespeicher erreicht die PV-Anlage eine Eigenverbrauchsrate von 76% und einen 12-Monatspitzenbezug von 40 kW, was eine Gesamtkostenminderung von 17% ermöglicht. Mit dem Batteriespeicher steigt die Eigenverbrauchsrate auf 99,9% und der Spitzenbezug sinkt auf 25 kW, wodurch die Gesamtkosten um 21% reduziert werden. Die Kosten für den Stromverbrauch betragen durchschnittlich 0,25 €/kWh (Stand November 2023), während die Einspeisevergütung bei 0,12464 €/kWh (Stand Q4/2023) liegt. Der Levelized Cost of Energy (LCOE) für die PV-Anlage beträgt 0,03 bis 0,11 €/kWh und für das Batteriespeichersystem 0,0524 bis 0,1972 €/kWh. Die Netzgebühren umfassen eine Netznutzungsgebühr von 60,36 €/kW/a und 0,026 €/kWh sowie eine Netzverlustgebühr von 0,00112 €/kWh. Die Integration von Batteriespeichern führt zu signifikanten Kosteneinsparungen durch die Optimierung des Eigenverbrauchs und die Reduktion von Spitzenlasten, was die Wirtschaftlichkeit und Effizienz des Betriebs deutlich verbessert.

## Block 3: Hochtemperatur-Wärmespeicher

Lukas Kasper (TU Wien) befasste sich in seiner Präsentation „**Hybrid PCM und Dampf-Speicher für Sattdampfspeicherung und Festbettregeneratoren für Hochtemperatur-Anwendungen**“ ([Link](#)) mit innovativen Technologien zur thermischen Energiespeicherung. Der Hybrid PCM/Dampf-Speicher kombiniert sensible und latente Wärmespeicherung, um die Speicherkapazität um bis zu 40% zu erhöhen, ohne aufwändige Prozessintegration. Ein Lab-scale Prototyp zeigte eine Erhöhung der Speicherkapazität um ca. 30% mit einer Be- und Entladedauer von 8 bzw. 12 Stunden. Die Wirtschaftlichkeit dieser Speicher hängt von der Reduktion der Modulkosten ab, die um mehr als 90% gesenkt werden müssen. Zudem werden Festbettregeneratoren für Hochtemperatur-Anwendungen vorgestellt, die effizient, robust und kostengünstig sind. Diese Systeme haben ein enormes Potenzial für die Wärmerückgewinnung in der Eisen- und Stahlindustrie, wo derzeit nur etwa 45% der Abwärme genutzt werden. Die laufende Forschung zielt darauf ab, die Staubablagerung in den Speicherbetten zu minimieren und die Exergie-Effizienz zu erhöhen.

Herbert Piereder, Consultant bei LUMENION GmbH, diskutierte in seiner Präsentation „**Power-to-Heat-Hochtemperaturspeicher**“ ([Link](#)) die Vorteile und Anwendungen von Hochtemperaturspeichern für die Bereitstellung CO<sub>2</sub>-freier Prozesswärme. Die Speichertechnologie ermöglicht die Sektorenkopplung von Strom und Wärme, reduziert Investitionen und Kosten im Netz, und verringert Netzengpässe sowie Abschaltungen erneuerbarer Energien. Mit einer Speicherkapazität von 20 MWh<sub>th</sub>, einer maximalen Ladeleistung von 7 MW<sub>el</sub> und einer Entladeleistung von 2 MW<sub>th</sub> sind die Systeme besonders für industrielle Anwendungen geeignet. Verschiedene Szenarien zeigen, dass die Kombination von PV- und Windenergie die höchste Emissionsvermeidung (~15.000 tCO<sub>2</sub>e/a) und eine Deckung des Wärmebedarfs von etwa 60% ermöglicht. Andere Szenarien, die nur PV oder PV in Kombination mit Gas oder E-Boilern nutzen, bieten ebenfalls Vorteile, jedoch mit geringerer Emissionsvermeidung und Bedarfsdeckung. Die Hochtemperaturspeicher bieten bis zu 95% Wirkungsgrad, hohe Ausgangstemperaturen bis zu 350°C, schnelle Lade- und Entladezeiten sowie einfache Wartung und Betrieb. Sie sind eine sofort verfügbare Lösung für den Ersatz von Gas und tragen zur lokalen Wertschöpfung bei.

## Block 4: Thermische Energiespeicher Raumwärme

Alois Resch (FH Oberösterreich) untersuchte in seiner Präsentation „**Wirtschaftliche Analyse mobiler thermischer Energiespeicher als Ergänzung zur Fernwärme**“ ([Link](#)), welche auf Ergebnissen des Projekts [Heat Highway](#) basiert, die Wirtschaftlichkeit mobiler thermischer Energiespeicher (M-TES) zur Ergänzung von Fernwärmenetzen. M-TES sind eine potenzielle Lösung für die Anbindung entlegener Wärmeabnehmer oder -lieferanten, wo der Bau von Fernwärmeleitungen wirtschaftlich nicht sinnvoll ist. Eine frühere Studie zeigte, dass M-TES mit Kosten von 73 € pro MWh nicht konkurrenzfähig zu Fernwärme mit 36 € pro MWh war. Aktuelle Untersuchungen berücksichtigen verschiedene Speichermaterialien wie thermochemische Materialien (TCM), Phasenwechselmaterialien (PCM) und

sensible Speichermaterialien. Die Ergebnisse zeigen, dass M-TES mit TCM oder PCM unter bestimmten Bedingungen (7 km Distanz, 1092 MWh/a) wirtschaftlich sein können, wobei Zeolith 13X mit 89,5 € pro MWh die kostengünstigste Lösung darstellt. Die betriebsgebundenen Kosten, insbesondere für Personal und Transport, sind wesentliche Kostentreiber. Elektrische Zugfahrzeuge bieten derzeit wenig Kostenvorteile gegenüber Diesel-Fahrzeugen, könnten aber durch autonome Fahrzeuge verbessert werden. Insgesamt kann M-TES eine sinnvolle Ergänzung zur Fernwärme sein, jedoch nur für Distanzen unter 10 km und mit geeigneten Speichermaterialien.

Felix Brandstätter (Ecotherm Austria GmbH) behandelte in seiner Präsentation „**Power-to-Heat und Eisspeicher Technologielösungen**“ ([Link](#)) die Nutzung von Überschussstrom durch Power-to-Heat-Lösungen und die Anwendung von Eisspeichertechnologien. Ecotherm bietet elektrische Warmwasserbereiter mit Leistungen von 25 kW bis 30 MW und elektrische Dampferzeuger mit Kapazitäten von 250 kg/h bis 10.000 kg/h. Die kompakt gebauten Geräte kosten etwa 100.000 €/MW und amortisieren sich in etwa drei Jahren. Eisspeicherlösungen ermöglichen die Speicherung von mittels PV (solar) erzeugter Kälteenergie und die Lastverschiebung zwischen Tag und Nacht, wodurch Lastspitzen abgefedert werden. Ein Beispielprojekt ist die solare Eisspeicherung zur Milchkühlung, die einen Milchkühler (25 kW, 600 l/Tag), einen Eisspeicher (1,7 m<sup>3</sup>, 110 kWh), eine Kältemaschine (4 kW<sub>el</sub>, 10 kW<sub>th</sub>) und eine PV-Anlage (34,4 kWp) umfasst. Diese Anlage ermöglicht einen Autarkiegrad von 98% und amortisiert sich in ca. sieben Jahren bei Kosten von 42.000 €. Eisspeicher können auch zur Heizung und Kühlung verwendet werden, indem sie an den Verdampfer einer Wärmepumpe angeschlossen werden. Diese Systeme bieten ein hohes Energiepotenzial (70 kWh<sub>th</sub>/m<sup>3</sup>) und können im Sommer für die direkte Kühlung sowie zur Warmwasserbereitung genutzt werden.

## Block 5: Wasserstoff als Energiespeicher für Strom- und Wärmenetz

Hans Böhm (Energieinstitut an der JKU Linz) behandelte in seiner Präsentation „**Wasserstoffspeicherung: Kosten und erwartete Kostenentwicklung**“ ([Link](#)) die wirtschaftlichen Aspekte und zukünftigen Kostenentwicklungen der Wasserstoffspeicherung. Die Ausnutzung erneuerbarer Energien, insbesondere Photovoltaik, wird langfristig zu saisonalen Überschüssen führen, die nicht vollständig durch Kurzzeitspeicher ausgeglichen werden können. Daher sind speicherbare und flexible Energieträger wie Wasserstoff notwendig, um Spitzenlasten im Strom- und Wärmemarkt auszugleichen. Die Speicherkapazität in europäischen Salzkavernen und ausgeförderten Erdgaslagerstätten beträgt etwa 85 PWh und 750 TWh, allerdings muss die Speicherkapazität aufgrund der geringeren Energiedichte von Wasserstoff gegenüber Methan erweitert werden. Der Bedarf an Wasserstoff und Power-to-Gas-Kapazitäten wird sich bis 2050 mindestens verdreifachen, was zu einer massiven Kostenreduktion von Technologien durch Skaleneffekte führen wird. Technologische Lerneffekte werden die Kosten von Elektrolysesystemen, insbesondere PEMEC und SOEC, erheblich senken, wobei eine Reduktion von über 75% erwartet wird. Langfristige Wirtschaftlichkeit erfordert hohe Anlagenkapazitäten, günstige erneuerbare Stromproduktion, hocheffiziente Technologien und die Nutzung von Synergieeffekten. Primäre Kostentreiber bleiben die CAPEX und Stromkosten, wobei

die Abhängigkeit der Gesteungskosten von den jährlichen Volllaststunden abflacht. Insgesamt ist Wasserstoff ein vielversprechender Energieträger für die Zukunft, mit erheblichen Potenzialen für Kostenreduktionen und Effizienzsteigerungen.

Siegfried Kiss (RAG) erläuterte in seiner Präsentation „**Wasserstoffspeicherung in der Praxis**“ ([Link](#)) die praktische Anwendung und Bedeutung der Wasserstoffspeicherung durch die RAG. Die RAG betreibt 11 moderne Gasspeicheranlagen mit einem Arbeitsgasvolumen von etwa 75 TWh und einer Ausspeicherkapazität von 33 GW für 90 Tage, was sie zum viertgrößten Speicherbetreiber in Europa macht. Diese Speicher spielen eine zentrale Rolle bei der Versorgungssicherheit in Europa insbesondere bei potenziellen Energieengpässen. Die Speicherkapazität der RAG-Gasspeicher in der Höhe von etwa 75 TWh entsprechen ungefähr dem jährlichen Stromverbrauch von 14,5 Millionen Einfamilienhäusern. Die Speicher bieten Flexibilität und helfen Preisspitzen zu vermeiden. Seit 2015 speichert die RAG auch Wasserstoff und ist Partner in zahlreichen Forschungsprojekten. Das Projekt UHS Rubensdorf, das 2023 gestartet wurde, produziert 2 MW Wasserstoff. Bedeutende Projekte sind auch "Underground Sun Storage 2030" oder das kürzlich gestartete Projekt „EUH2STARS“, das mit 20 Millionen Euro von der EU gefördert wird. Diese Projekte entwickeln und demonstrieren Technologien zur Aufreinigung und Speicherung von Wasserstoff und CO<sub>2</sub>. Die RAG sieht in der Wasserstoffspeicherung eine wichtige Komponente für die zukünftige Energieversorgung, insbesondere zur Deckung des steigenden Winterstrombedarfs.

## Fazit: Workshop Wirtschaftlichkeit der Energiespeicherung

Zusammenfassend zeigt der Workshop „Wirtschaftlichkeit der Energiespeicherung“ eindrucksvoll, dass Energiespeicherung ein zentrales Element für die erfolgreiche Energiewende darstellt. Mit circa 50 Teilnehmenden versammelte das Event viele Mitglieder der **österreichischen Speicher-Community**. Die vorgestellten Technologien und Projekte verdeutlichen die Vielfalt und Innovationskraft in diesem Bereich, während die Diskussionen die **Bedeutung von Wirtschaftlichkeit und Effizienz** unterstrichen. Trotz bestehender Herausforderungen bieten innovative Ansätze und sektorübergreifende Synergien **vielversprechende Lösungen zur Optimierung der Energiespeicherung**. Langfristig sind technologische Fortschritte und Skaleneffekte entscheidend, um die Kosten zu senken und die Effizienz weiter zu steigern. Die kontinuierliche Zusammenarbeit von Forschung, Industrie und politischen Akteur:innen ist unerlässlich, um die Vorteile der Energiespeicherung voll auszuschöpfen und die Energiewende erfolgreich zu gestalten.

Ein Highlight der Veranstaltung war auch, den virtuellen Demonstrator und den neu ausgestellten Prototypen eines physischen Heat Highways (Fernwärme-Übertragungsnetzes) im Zuge einer Führung im Ars Electronica Center mit Philipp Gartlehner in der Ausstellung „There Is No Planet B“ zu besichtigen. Der Prototyp und der Demonstrator wurden im Projekt Heat Highway entwickelt.