

HEIMISCHE ROHSTOFFE

09.10.2026, 14:30 Uhr

Lithium aus Erdwärme: Wie der Oberrhein Rohstoff für bis zu 160.000 E-Autos liefern könnte

Unter dem Oberrhein liegt heißes Wasser, das Kraftwerke für Wärme und Strom nutzen. Es enthält auch Lithium, das in den Akkus von E-Autos steckt. Erste Versuche zeigen, dass sich der Rohstoff in Batteriequalität aus dem Wasser holen lässt.



Laura Hermann, Projektleiterin Forschung und Entwicklung bei der EnBW, mit einer Probe des Filtermaterials. Es hält das Lithium aus dem Thermalwasser fest und lässt die übrigen Salze durch.

Foto: Dr. Monika Bäuerle, IAM-ESS/KIT

Unter Bruchsal, einer Kleinstadt zwischen Karlsruhe und Heidelberg, liegt in 2500 m Tiefe Wasser. Es hatte seit mehr als zehn Millionen Jahren keinen Kontakt zur Oberfläche, ist rund 130 °C heiß und fast viermal so salzig wie Meerwasser. Seit 2009 pumpt der Energieversorger EnBW es nach oben und gewinnt daraus Strom und Wärme. Danach werden knapp 30 l pro Sekunde zurückgepumpt.

In dem Wasser steckt aber ein Rohstoff, um den Industrieunternehmen weltweit ringen: Lithium. Rund 163 mg befinden sich in jedem Liter des Thermalwassers. Über einen Tag summiert sich das auf knapp 400 kg, theoretisch genug für die Batterien von etwa 40 E-Autos. Bislang fließt fast alles davon zurück in den Untergrund. Das dürfte sich bald ändern.

Die bestehenden Geothermieranlagen am Oberrhein könnten laut einer Meldung der Plattform Erneuerbare Energien Baden-Württemberg (PEE BW) vom 8. Oktober zusammen jedes Jahr Lithium für **120.000 bis 160.000 E-Autos** liefern. In Bruchsal hat die EnBW bereits Lithium in Batteriequalität gewonnen, als Nächstes ist eine Demonstrationsanlage geplant. Wie kommt das Lithium aus dem Wasser, und wie belastbar sind die Zahlen?

So kommt das Lithium aus dem Thermalwasser

Bevor das Bruchsaler Thermalwasser in Bruchsal zurück in den Untergrund fließt, läuft es durch eine Pilotanlage der EnBW. Das dort angewandte Verfahren heißt **direkte Lithiumextraktion**. Es funktioniert so:

- Das Wasser strömt wie in einem Sieb an einem Material vorbei, das Lithium-Ionen festhält und die übrigen gelösten Salze weitgehend passieren lässt.
- Ist das Material gesättigt, wird das aufgefangene Lithium wieder herausgelöst.
- Übrig bleibt eine **Lithiumchloridlösung**.

Diesen Kreislauf aus Beladen und Herauslösen hat die EnBW seit dem Start des Projektes im April 2023 schon mehr als 500-mal durchlaufen, schreibt die PEE. Den letzten Schritt übernahm der Lithiumverarbeiter LevertonHELM in seinem Werk im britischen Basingstoke. Er machte aus der Lösung Lithiumcarbonat mit einer Reinheit von über 99,5 %, wie beide Unternehmen im Juni 2024 mitteilten. Das entspricht Batteriequalität.



Über Bohrungen wie diese gelangt am Oberrhein heißes Wasser aus mehreren Kilometern Tiefe an die Oberfläche. Neben Wärme und Strom könnte es künftig auch Lithium liefern. Foto: PEE BW

Wärme bleibt das Hauptgeschäft

Am Kraftwerk selbst ändert sich durch die Lithiumgewinnung quasi nichts. Das Wasser wird weiterhin gefördert, gibt seine Wärme ab und fließt über eine zweite Bohrung zurück in dieselbe Gesteinsschicht – nur eben mit weniger Lithium. „Die Lithiumgewinnung ersetzt die energetische Nutzung der Geothermie nicht“, sagt Jürgen Scheurer, Geschäftsführer der PEE BW. „Sie ergänzt sie. Die Wärmeversorgung hat weiterhin Priorität.“

Zusätzliche Eingriffe in die Landschaft seien dafür nicht nötig. Das unterscheidet das Verfahren von der Lithiumgewinnung in Südamerika, wo Sole aus Salzseen meist monatelang in großen Becken in der Sonne verdunstet. In Australien wird das Metall überwiegend als Gestein im Tagebau abgebaut.

Wie viel Lithium im Oberrhein steckt

Im Thermalwasser des Oberrheingrabens, der sich von Basel bis in den Raum Frankfurt zieht, liegen die Lithiumgehalte laut PEE BW meist zwischen 160 und 190 mg pro Liter, vereinzelt wurden bis zu 250 mg gemessen. Damit gehört die Region zu den lithiumreichsten Geothermiegebieten in Europa.

Standort	Region	Lithium pro Liter
Rittershoffen	Elsass (Frankreich)	rund 190 mg
Landau	Rheinland-Pfalz	rund 180 mg
Insheim	Rheinland-Pfalz	rund 168 mg
Bruchsal	Baden-Württemberg	rund 163 mg

Quelle: PEE BW

Für alle bestehenden Standorte zusammen kommt die PEE BW auf ein technisch-theoretisches Potenzial von **rund 6500 t Lithiumcarbonat-Äquivalent pro Jahr**. Die Einheit rechnet verschiedene Lithiumverbindungen auf Lithiumcarbonat um, damit sie vergleichbar werden.

Reines Lithium macht davon **knapp ein Fünftel** aus, hier also gut 1200 t. Bruchsal allein steuert rund 800 t Lithiumcarbonat-Äquivalent bei. Steigt die Fördermenge dort wie geplant von 28 auf 55 l pro Sekunde, würde sich auch das Potenzial fast verdoppeln.

„Theoretisch-technisch“ bedeutet allerdings, dass das Potenzial bei einer weitgehend vollständigen Entnahme ausgeschöpft werden kann. Wie viel Lithium eine Anlage im Dauerbetrieb tatsächlich zurückgewinnt, steht damit noch nicht fest.

Was das für Deutschland bedeutet

Die Internationale Energieagentur (IEA) rechnet in einem Szenario, in dem die Staaten ihre angekündigten Klimaziele umsetzen, mit einem Anstieg der weltweiten Lithiumnachfrage von 165.000 t im Jahr 2023 auf 531.000 t im Jahr 2030. Gleichzeitig liegen laut PEE BW rund 62 % der weltweiten Verarbeitungskapazitäten in China.

Wie viel heimische Geothermie dagegen ausrichten kann, hat das Karlsruher Institut für Technologie (KIT) berechnet. Die bestehenden Anlagen in Deutschland könnten demnach schon heute **zwischen 2 und 12 % des nationalen Lithiumbedarfs** decken. Mit dem Ausbau der Tiefengeothermie wären langfristig bis zu 25 % möglich, sagt Thomas Kölbel, Geschäftsführer der Geothermie-Gesellschaft Bruchsal, unter Verweis auf eine weitere KIT-Studie.

[Im Thüringer Becken darf die ExxonMobil-Tochter Esso](#) seit Herbst 2025 auf rund 4050 km² nach dem Rohstoff suchen. Laut dem Fraunhofer-Projekt Li+Fluids lagern dort zwischen 0,39 und 26,51 Mio. t Lithium im Tiefenwasser. Esso will die Sole aus mehreren hundert Metern Tiefe pumpen, das Lithium an der Oberfläche abtrennen und das Wasser zurück in den Untergrund leiten. Gefördert wird dort aber noch lange nicht. Vom ersten Fund bis zur Produktion dauert es nach Einschätzung von Michael Schmidt von der Deutschen Rohstoffagentur (DERA) in der Regel fünf bis 15 Jahre.

Vorbild Landau

Das wohl bekannteste Beispiel für den Lithiumabbau via Geothermie in Deutschland ist Landau in der Pfalz. Dort treibt das australische Unternehmen **Vulcan Energy** neue Bohrungen, ein Geothermiekraftwerk und eine Anlage zur Lithiumgewinnung voran. Das Thermalwasser kommt mit rund 165 °C aus mehr als 3000 m Tiefe. Ein Sorbens namens Vulsorb bindet das Lithium, ausgespült wird es anschließend mit Wasser. Weiterverarbeitet werden soll das Lithium im Industriepark Höchst in Frankfurt, wo per Elektrolyse batteriefähiges Lithiumhydroxid entsteht.

Für die erste Ausbaustufe hat sich Vulcan rund 2,2 Mrd. € gesichert. [Wie die Finanzierung zustande kam und wer daran beteiligt ist, haben wir hier ausführlich beschrieben.](#) Ab 2028 sollen jährlich 24.000 t Lithiumhydroxid entstehen, nach Unternehmensangaben genug für rund 500.000 E-Autos. Das wäre gut das Dreifache dessen, was die PEE BW für alle bestehenden Standorte am Oberrhein ansetzt. Zusätzlich soll das Projekt jedes Jahr 560 GWh Wärme und 275 GWh Strom für die Region liefern. Abnehmer für das Lithium stehen bereits fest, unter anderem haben Stellantis, Volkswagen und Umicore Verträge unterzeichnet.

Der weite Weg zum heimischen Lithium

Die Bruchsaler Lösung wurde 2024 in Großbritannien veredelt, eine Weiterverarbeitung in Deutschland ist mit dem Vulcan-Werk in Frankfurt erst im Bau. Für die 25 % aus der KIT-Studie bräuchte es zudem deutlich mehr Tiefengeothermie.

Der Ausbau kommt aktuell langsam in Gang. [Im Ruhrgebiet dürfen sieben Unternehmen seit Juni auf 1640 km² nach Erdwärme suchen](#), der größten Fläche, die in Deutschland je dafür freigegeben wurde. Jede Tiefbohrung bleibt aber ein Wagnis, weil vorher niemand sicher weiß, ob unten genug heißes Wasser fließt. Eine Fehlbohrung kostet schnell mehrere Millionen Euro. Nordrhein-Westfalen sichert deshalb über die NRW.Bank bis zu 45 % dieser Kosten ab. Der Oberrheingraben gilt mit seinen hohen Temperaturen im Untergrund als eine der geologisch günstigsten Regionen Deutschlands.

Trotzdem stößt die Tiefengeothermie gerade dort nicht überall auf Zustimmung. In Landau löste das Geothermiekraftwerk im August 2009 laut einem Gutachten ein Erdbeben der Stärke 2,7 aus. Bei Vendenheim nördlich von Straßburg folgten zwischen 2019 und 2021 mehrere spürbare Beben, das stärkste erreichte eine Magnitude von 3,9. Das Projekt wurde daraufhin eingestellt.

Doch die stößt am Oberrhein nicht überall auf Zustimmung. In Landau löste das Geothermiekraftwerk im August 2009 laut einem Gutachten ein Erdbeben der Stärke 2,7 aus. Bei Vendenheim nördlich von Straßburg folgten zwischen 2019 und 2021 mehrere spürbare Beben, das stärkste erreichte eine Magnitude von 3,9. Das Projekt wurde daraufhin eingestellt.

In Bruchsal ist als Nächstes ein Demonstrator mit einer Kapazität von 200 t Lithiumcarbonat-Äquivalent pro Jahr geplant. Das ist rund ein Viertel des Potenzials am Standort und würde rechnerisch für gut 4000 E-Autos reichen. Für das Wasser aus 2500 m Tiefe wäre es eine Premiere. Nach mehr als 15 Jahren im Kreislauf ließe es erstmals in nennenswerter Menge etwas an der Oberfläche zurück.

Quellen

- PEE BW: Lithium: Im Oberrheingraben schlummert großes Potenzial (PM, 8.10.2026)
- EnBW: [Hochreines Lithium aus Deutschland für künftige Batterieproduktion](#) (PM, 21.6.2024)
- EnBW: [Geothermie](#)
- Kölbel/Schlagermann: [Stromerzeugung aus Geothermie – Erfahrungen im Oberrheintal](#) (2012)
- IEA: [Lithium – Global Critical Minerals Outlook 2024](#)
- Vulcan Energy: [Groundbreaking Lionheart lithium chemicals facility](#)
- Dalmais et al.: [Environmental and Socio-Economic Impact of Deep Geothermal Energy, an Upper Rhine Graben Perspective](#) (IntechOpen)

EIN BEITRAG VON:

Magnus Schwarz



Magnus Schwarz schreibt zu den Themen Wasserstoff, Energie und Industrie. Nach dem Studium in Aachen absolvierte er ein Volontariat und war mehrere Jahre als Fachredakteur in der Energiebranche tätig. Seit Oktober 2025 ist er beim VDI Verlag.