

# Energie-Team Intern 69

Baden-Württemberg

## ▶ Hingeschaut

Schwimmend ans Ziel: Stromerzeugung mit Floating-PV durch Erdgas Südwest GmbH

## ▶ Nachgefragt

Runter vom Gas, raus aus dem Netz?

## ▶ Nachgelesen

Tiefengeothermie – eine oft unterschätzte Energiequelle mit großem Potential für die Wärmewende

Mit der Energie des Flusses in die Zukunft

## ▶ Wer kommt, wer geht?

Personalien

## ▶ Vorgemerkt

Termine Energie-Team

---

gemeinsam mehr erreichen ...



## Schwimmend ans Ziel:

Stromerzeugung mit Floating-PV durch Erdgas Südwest GmbH



Der Ausbau erneuerbarer Energien ist politisch gewollt und gesetzlich verankert. Und doch stoßen die damit einhergehenden Maßnahmen, die den Klimaschutz zum Ziel haben, immer wieder auf Widerstände. So sind zum Beispiel Solarparks oft derselben Diskussion ausgesetzt wie Windräder. Die weit verbreitete Meinung: Sie verbauen die Sicht, nehmen der Landwirtschaft eventuell wichtige Nutzflächen und rauben Tieren und Pflanzen Lebensraum.

Zumindest dem Argument der Flächenkonkurrenz ist nur wenig entgegenzusetzen. Denn tatsächlich benötigen die Solaranlagen Raum, damit sich Aufwand und Ertrag lohnen. Wenn sich aber Flächen finden, die anderweitig nicht nutzbar sind, erhöht sich die Akzeptanz der Solaranlagen erheblich.

Genau hier setzt das Konzept für Solaranlagen auf Baggerseen an. Zwar ist die Planung aufwändiger, da jeder See andere Voraussetzungen, wie unterschiedliche Tiefen oder Befestigungsmöglichkeiten für die PV-Anlage mitbringt. Doch der Platz, den die Unterkonstruktion, die Schwimmkörper und die PV-Module beanspruchen, wird anderweitig nicht genutzt.

Ein weiteres Argument, das für schwimmende PV-Anlagen (Floating PV) auf Baggerseen spricht: Der erzeugte Strom kann oft an Ort und Stelle weiterverwendet werden – sogar in Echtzeit. Denn der Lastgang des Kieswerks und die Erzeugung des Sonnenstroms passen sowohl hinsichtlich der Tageszeit als auch saisonal bestens zusammen: Im Sommer, wenn die PV-Anlage viel Energie erzeugt, wird auch viel Kies abgebaut. Im Winter reduzieren sich Sonnenschein, Stromertrag und Kiesförderung.



Floating PV-Anlage der  
Erdgas Südwest GmbH  
in Leimersheim



Weniger Verschattung und mehr Ertrag aufgrund der Kühlung durch das Wasser sind weitere Pluspunkte für schwimmende PV-Anlagen. Wird der grüne Strom nicht direkt verwendet, kann er dem regionalen Netz zugeführt und damit den Gemeinden in der Umgebung zur Verfügung gestellt werden. Somit wird zum einen die Autarkie des Kieswerks und damit seine größere Unabhängigkeit von Energieversorgern bei schwankenden Marktpreisen gefördert. Zum anderen erfährt die Energiewende auf regionaler Ebene weitere Unterstützung.

Diese Argumente haben auch die Eigentümer der Pfadt Kieswerk-Baustoffe Betriebs-GmbH & Co. KG davon überzeugt, mit Erdgas Südwest GmbH eine schwimmende PV-Anlage auf ihrem See im pfälzischen Leimersheim zu realisieren. So entstand Ende 2020 die zu diesem Zeitpunkt größte Anlage des Landes auf dem Baggersee des Kieswerks Pfadt unter Federführung der Erdgas Südwest GmbH, die in diesem Fall auch Betreiberin der PV-Anlage ist.

Dort auf dem See sammeln insgesamt 3.744 Solarmodule auf mehr als 6.500 Schwimmkörpern und insgesamt 11.400 Quadratmetern genutzter Wasserfläche Sonnenenergie ein. Die PV-Anlage verfügt über eine Gesamtleistung von ca. 1,5 MWp und produziert ca. 1,6 Mio. kWh Strom pro Jahr. Von der gesamten Strommenge dienten 2023 insgesamt 27 % der Versorgung des Kieswerks. 73 % wurden in das öffentliche Stromnetz eingespeist und konnten rein rechnerisch rund 330 Haushalte mit einem Stromverbrauch von durchschnittlich jeweils 3.500 kWh/a versorgen.

Die PV-Module schwimmen auf dem Baggersee mithilfe einer Konstruktion aus einzelnen im Verbund angeordneten Schwimmkörpern. Diese Elemente bestehen aus Kunststoff (HDPE), sind hohl, etwa 25 cm hoch und sinken etwa 10 cm ins Wasser ein, wenn sie die Solarmodule tragen. Die Hauptschwimmkörper tragen jeweils ein PV-Modul, das in geringer Höhe mit einer Aluminiumkonstruktion aufgeständert und in einem Winkel von 11° nach Süden ausgerichtet ist. Als Verbindungselement für die Hauptschwimmkörper kommt ein kleinerer Hilfsschwimmkörper zum Einsatz. Dieser dient auch als Wartungssteg. Dadurch entsteht eine Konstruktion mit langen Reihen, die dann eine gitterartige Gesamtkonstruktion ergeben. Die einzelnen Elemente sind zwar fest miteinander verbunden, die Gesamtkonstruktion ist aber so flexibel, dass sie sich den Wasserbewegungen anpassen kann. Sie kann jederzeit für Wartungszwecke betreten werden.

Die größte technische Herausforderung im Projekt bestand in der Verankerung der Anlage. Durch die Vorgaben aus dem Bebauungsplan war es nicht möglich, die Verankerung am Ufer anzubringen. Auch die Verankerung mit Schraubankern im Seeboden scheiterte aufgrund einer mehr als ein Meter dicken Schlamm- schicht auf dem Grund des Sees. So wurden schlussendlich mit einem Kran, Tauchern und einem Hebeballon über 60 Betonblöcke per GPS-Positionierung versenkt, an denen die Anlage befestigt und somit vor möglichen Windlasten bestens gesichert ist.



Doch wie wirkt sich der Bau auf die Umgebung aus? Jede neue Anlage muss sich diversen Umweltgutachten stellen. So wird unter anderem ein Umweltbericht in Auftrag gegeben, der alle Wirkungen des Vorhabens auf Schutzgüter, wie Wasser, Luft und Lebewesen betrachtet. Auch die Untere Naturschutzbehörde gibt ein Gutachten in Auftrag, um mögliche Auswirkungen auf die Gewässerökologie sowie die Fischerei zu ermitteln. Eine spezielle artenschutzrechtliche Prüfung und eine Natura-2000-Verträglichkeitsprüfung sind ebenfalls erforderlich.

Bei all diesen Gutachten zeigt sich, dass durch die Erzeugung von grünem Strom über den Schutz des Klimas hinaus, die Umwelt auch an anderer Stelle profitiert. So ist zum Beispiel die Verschattung für kleinere Lebewesen im See, die die Anlage als Rückzugsort nutzen eher von Vorteil. Auch die Algenbildung wird durch die Verschattung und die dadurch geringere Erwärmung des Sees gemindert. Bauliche Eingriffe in die Natur, die zum Beispiel für die Anlagenbefestigungen an Land erforderlich sind, nehmen kaum Platz ein und verursachen auch keine störenden Geräusche oder andere Emissionen. Sie wirken sich somit kaum auf den Lebensraum von Vögeln, Fledermäusen oder anderen heimischen Tierarten aus. Zudem werden diese Eingriffe durch verschiedene Maßnahmen wie Nistkästen o.ä. ausgeglichen. Ökologie und Ökonomie sind folglich im Einklang.

Inzwischen sind weitere Unternehmen dem Beispiel der Firma Pfadt gefolgt und haben mit der Erdgas Südwest GmbH ebenfalls schwimmende Photovoltaik-Anlagen auf ihren Seen installiert.



Schwimmende  
PV-Anlage der Fa. Kies-  
und Schotterwerke  
Müller GmbH & Co. KG,  
Ostrach/Württemberg



Nach Berechnungen des Fraunhofer Instituts ISE steckt in Deutschland ein technisches Erzeugungspotenzial von rund 41 GW<sub>peak</sub> – nur mit Floating-PV. Dieses Potenzial zu heben, erfordert den Willen der Energiewirtschaft und den Mut privater Investoren. Auch die Politik ist gefragt, einen Rahmen für die Umsetzbarkeit zu schaffen. Denn obwohl sich die Investition in eine schwimmende PV-Anlage bereits innerhalb weniger Jahre amortisiert, so ist der organisatorische und finanzielle Einsatz doch vergleichsweise hoch.

Die aktuelle Fassung des EEG 2023 führt Floating-PV unter Freiflächenanlagen, womit die Teilnahme an einer Ausschreibung ab 1.000 kW zur Pflicht wird. Da die Investitionskosten im Vergleich zu einer Landanlage immer noch höher sind, war absehbar, dass die Zuschläge weiterhin primär an konventionelle Landanlagen gehen. Doch der Gesetzgeber hat dies erkannt und führt mit dem Solarpaket 1 ein eigenes Untersegment für sogenannte „besondere PV-Anlagen“ (Agri, Floating, Moor, Parkplatz) mit einem Höchstwert von 9,5 ct/kWh für Freiflächen-PV-Anlagen ein. Damit besteht nun die große Chance, diese Anlagen – allen voran die schwimmenden PV-Anlagen – aus ihrem Nischen-Dasein zu holen und auch deutlich größere Anlagen zu realisieren.

Mit dem EEG 2023 wurden für neue Anlagen größer 1.000 kW außerdem die bisherigen Grenzen beim Eigenverbrauch geöffnet. Eine 100-prozentige Selbstversorgung bleibt zwar – insbesondere im ertragsschwächeren Winter – eher unwahrscheinlich. Doch sofern Betreiber\*innen entscheiden, ihren erzeugten Strom selbst nutzen zu wollen, können sie jetzt selbstständig über dessen Menge bestimmen bzw. so viel nutzen, wie durch den Verbrauch physikalisch bezogen wird.

Alle weiteren Einschränkungen bleiben jedoch bis auf weiteres bestehen: So dürfen nur maximal 15 Prozent der Wasseroberfläche durch eine Solaranlage belegt werden, und ein Abstand zum Ufer von 40 Metern muss gewahrt sein. Aus Sicht vieler Betreiber ist dies eine vertane Chance, denn kleine Baggerseen sind damit von deren Nutzung nahezu ausgeschlossen.

Ebenfalls neu ist die Regelung, dass schwimmende Anlagen grundsätzlich auf künstlichen und auf vom Menschen physikalisch veränderten Gewässern errichtet werden dürfen. Somit eröffnen sich auf Stauseen, Tagebauseen, Küstengewässern und folglich auch an Häfen neue Photovoltaik-Möglichkeiten. Um die Potenziale zu nutzen und die Ausbauziele zu erreichen, ist die Beschleunigung der Genehmigungsverfahren und die Definition klarer Prozesse allerdings unabdingbar.

Dass schwimmende Solaranlagen nur auf künstlichen oder physikalisch veränderten Gewässern zugelassen sind, dürfte als Zeichen für den Schutz der Umwelt verstanden werden. Allerdings können Bedenken rund um das Tierwohl, Eingriffe in die Natur oder um die Wasserqualität von vorneherein zerstreut werden. Das zeigt auch eine Studie des Fraunhofer Instituts ISE zu einer Anlage im Baggersee in



Renchen. Sie zeigt, dass die Wasserqualität bei einem Vorher-/Nachher-Vergleich unverändert blieb. Durch die Verschattung wird das Wasser weniger stark erwärmt, was kleineren Lebewesen im Gewässer zugutekommt. Zudem gelangt weiterhin ausreichend Sauerstoff und Licht in das Wasser, um das ökologische Gleichgewicht des Sees zu wahren.

Um herauszufinden, inwieweit die Anlagengröße Einfluss auf die Umwelt nimmt, wird nun eine weitere, über zwei Jahre dauernde Langzeituntersuchung am Baggersee in Leimersheim durchgeführt. Dabei sollen zwölf fest installierte Sensoren und verschiedene Messkampagnen den Forscher\*innen des Fraunhofer ISE zeigen, wie es um Sauerstoffgehalt, Temperatur, CO<sub>2</sub> oder Nährstoffe des 18 Hektar großen Sees bestellt ist. Ziel ist es, dass anhand der Ergebnisse dieser Untersuchungen besser ermittelt werden kann, wie das perfekte Verhältnis zwischen See- und Anlagenfläche sein sollte, um möglichst optimale Effekte für das Klima und die Umwelt zu erzielen. Vielleicht gehört dann auch bald die 15-Prozent-Begrenzung der Vergangenheit an.

Insgesamt kann trotz aller Herausforderungen, Restriktionen und Einschränkungen Floating-PV als wichtiger Beitrag zum Klimaschutz mit weiteren ökologischen Vorteilen verstanden werden, von dem alle Akteur\*innen profitieren.

Weitere Informationen: <https://www.erdgas-suedwest.de/unternehmen>

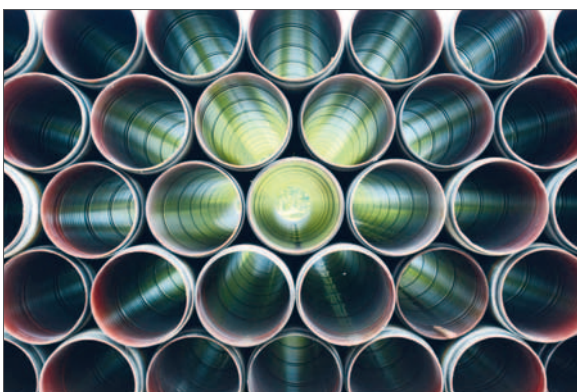
Blog: <https://www.erdgas-suedwest.de/natuerlichzukunft/>

Melanie Gimmy  
Erdgas Südwest GmbH  
07243 216-468  
m.gimmy@erdgas-suedwest.de



## Runter vom Gas, raus aus dem Netz?

Erste Versorger diskutieren eine Stilllegung der Gasverteilnetze



© terranets bw GmbH

Bereits 2040 möchte Baden-Württemberg fossilfrei heizen. Eine milliardenschwere Infrastruktur könnte dann nichts mehr wert sein. Letztlich jedoch entscheidet die Lage vor Ort.

Als erste Stadtwerke sprechen Augsburg, Hamburg und Hannover offen darüber, ihr bestehendes Gasnetz langfristig stillzulegen. Ihre Kunden sollen mittelfristig über Wärmepumpen und neue Wärmenetze heizen – denn schließlich müssen sich Energieversorger jetzt ranhalten, um das ehrgeizige Klimaschutzgesetz abzuarbeiten. Wie aber geht es dann mit den Gasverteilnetzen weiter?

Einerseits gibt es wenig Perspektive für den Netzbetreiber, wenn er auf Gas verzichten soll. Andererseits werden laut Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) allein in Baden-Württemberg rund 625.000 Wohngebäude mit Erdgas beheizt und etwa eine Million durch Öl-Zentralheizung. Wieviel Wärmewende wird in den kommenden 16 Jahren tatsächlich in deren Heizkellern stattfinden?

Für Hendrik Adolphi von der Netze BW machen Stilllegung und Rückbau des Gasnetzes aktuell keinen Sinn. „Das wäre nahezu tollkühn. Für das Aufreißen der Straßen und eine Kündigung bestehender Kundenverträge durch den Netzbetreiber gibt es keinen praktikablen rechtlichen Rahmen. Und wer jetzt alternativlos anmutende Botschaften sendet, dass in wenigen Jahren die Stilllegung kommt, verunsichert nur die Verbraucher“, sagt der Leiter Technisches Anlagenmanagement Strom und Gas.

### Was im Heizungskeller passiert

Dennoch werden Veränderungen kommen. Ein mögliches Drehbuch zu dieser Veränderung liest sich so: Mit sinkendem Erdgasverbrauch werden auf immer weniger Abnehmer steigende Netznutzungskosten umgelegt. Jede anstehende Investition muss auf kürzere Zeit abgeschrieben werden; Stadtwerke geraten unter finanziellen Druck. Kommunen ohne eigenes Stadtwerk müssen befürchten, dass der aktuelle Netzbetreiber die Konzession nicht weiter betreiben möchte und sie sich selbst um eine Weiterversorgung bemühen müssen. Auf der Vertriebsseite müsste das durch den sinkenden Verbrauch entstandene Defizit kompensiert werden. Aber wie? Wärmepumpen-Contracting oder neue Wärmenetze könnten Einnahmen bringen. Doch dafür muss erstmal kräftig in neue Infrastruktur und Anlagen investiert werden. Solange aber für die Wärmenetze keine gesetzliche Nutzungspflicht besteht, müssen Investoren das komplette wirtschaftliche Risiko übernehmen – ohne zu wissen, ob die neue Infrastruktur auch genutzt wird. Zudem sollte der Wärmepreis auch dann noch attraktiv bleiben, wenn der Bedarf durch



immer besser gedämmte Häuser sinkt. Die Endkunden hingegen möchten sich nicht von einem Wärmemonopolisten abhängig machen und sehen eine Nutzungspflicht skeptisch.

Dieses Szenario gründet auf dem erhofften Massenaustausch der Heizsysteme. „Gerade sind sehr viele Ziele in der Luft, die ohne kräftige staatliche Förderung unerreichbar bleiben. Wenn wir darüber hinaus noch die Dauer beim Netzausbau für die Erneuerbaren Energien bedenken, ist absehbar, dass die Wärmewende später abgeschlossen sein wird“, meint Netzexperte Adolphi. Fehlende Kraftwerkskapazitäten sorgen in Baden-Württemberg jetzt schon für Stromengpässe und mehr Import. Zwar konnte im letzten Jahr der Bau an SuedLink endlich beginnen, doch wird diese „Supertrasse“ allein nicht reichen, wenn ein Strommix aus Photovoltaik und Wind die Erzeugung bestimmt. Laut TransnetBW müsste ein fossilfreies Baden-Württemberg noch mit zwei weiteren Verbindungen zur Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung an die norddeutschen Erzeuger angebunden werden, um das Netz stabil zu halten.

### Nicht ohne Moleküle

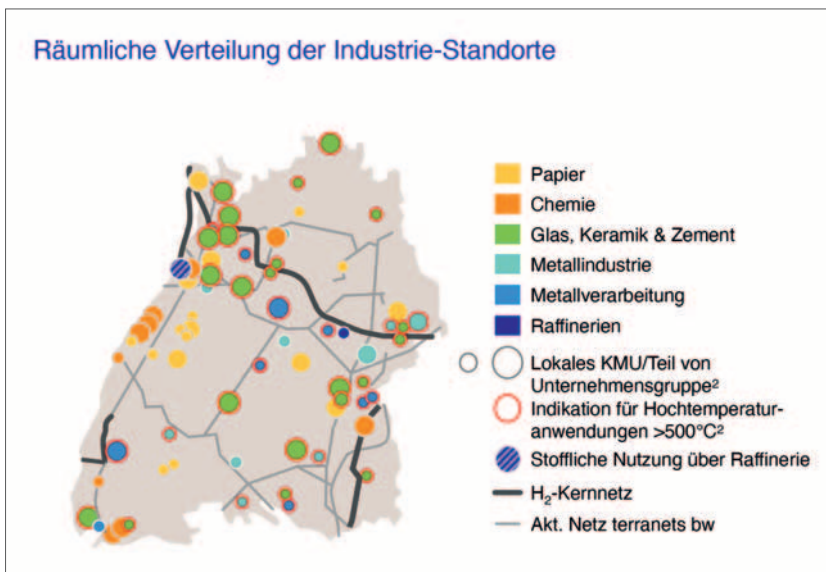
Gleichzeitig ist das „Luxusproblem“ der Energiewende noch nicht gelöst: Die sehr sonnigen und windigen Tage mit ihren gigantischen Überkapazitäten ohne saisonale Speichermöglichkeit. Bislang werden diese abgeregelt und die überflüssige Energie bleibt ungenutzt. Würde sie in Wasserstoff umgewandelt, könnte man diesen vielfältig einsetzen. An erzeugungsarmen Tagen im Winter könnte Wasserstoff die Industrie versorgen und auch die Wohnung heizen – vorausgesetzt, es gibt noch ein wasserstofffähiges Gasnetz mit seinen Transport- und Speichermöglichkeiten.

Netzexperte Adolphi warnt deswegen davor, die Energiedebatte künstlich auf Elektrizität zu verengen. „Die politische Idee ist, mit Wärmepumpen das Erdgas überflüssig zu machen. Drei Viertel unseres Erdgasabsatzes gehen jedoch auf große Gebäude mit hohem Wärmebedarf wie Krankenhäuser und Wohnblöcke und vor allem auf industrielle Prozesse zurück, die oft nicht elektrifizierbar und sehr molekül-lastig sind.“

Speicherbare Moleküle wie Wasserstoff sind neben dem Strom weiterhin alternativlos. „Als Netzbetreiber führen wir zurzeit intensive Gespräche mit der Industrie. Wer auch weiterhin Moleküle braucht, mit dem gehen wir in die Planung für den Einsatz von Wasserstoff. Außerdem machen wir uns bei der Bundesnetzagentur und in Verbänden für das Thema stark.“ Denn die Wasserstoffkunden aus der Industrie haben keine Alternativen. Manche von ihnen sind als Abnehmer schon an die Ferngasleitung angeschlossen, andere werden von der süddeutschen Erdgasleitung (SEL) profitieren, die ab 2030 Wasserstoff transportieren soll. Sie ist die erste Wasserstoff-Pipeline im Land und wird zuerst diejenigen Regionen







Baden-Württembergs Industrie ist weiträumig verstreut. Viele Standorte sind zu weit vom H<sub>2</sub>-Kernnetz (schwarze Linie) entfernt

versorgen, die nahe an der Leitung liegen. Doch gerade im Flächenland Baden-Württemberg sind die industriellen Schwerpunkte räumlich stark verteilt. Viele starke Mittelständler können nicht über das H<sub>2</sub>-Kernnetz versorgt werden. Die Gasverteilnetze bleiben für sie notwendig. Eine Umstellung der Verteilnetze auf Wasserstoff wird daher schon erprobt.

### Entschieden wird vor Ort

Für den Massenmarkt der Wärmekunden ist das grüne Gas nach heutigem Stand nicht vorrangig gedacht. Doch auch die Alternativen für den Wärmemarkt sind keine Selbstläufer. „Was bietet man betroffenen Gasnetzkunden also als zukünftige Lösung an?“, fragt Adolphi. Versorgern empfiehlt er, sich mit viel Herzblut in die kommunale Wärmeplanung einzubringen. „Je nachdem, welche Industrie vor Ort ist, unterscheidet sich die Bedeutung von Molekülen für die Energieversorgung. Gibt es bereits ein Wärmenetz, das ich erweitern kann? Und welche Wärmequelle nutze ich in der Zukunft? Sind meine Bürger aufgeschlossen und beteiligen sich an einer Energiegenossenschaft? Das sind die derzeit vorrangigen Fragen, die Transformation des Verteilnetzes hingehen nicht.“

Wärmebedarf, Gebäudebestand und mögliche Abnehmer sind für jede Region höchst individuell. Für diese vielen Einzelentscheidungen benötigen Stadtwerke Hilfe vom Gesetzgeber, damit sie ihren Auftrag auch ausführen können. „Wir Energieversorger dürfen und wollen nicht in das private Eigentum eingreifen. Hier muss der Gesetzgeber entsprechende Regelungen vorgeben. Damit wir realistisch planen können, müssen Fragen wie eine eventuelle Anschlusspflicht oder die Kündigung von Anschlussverträgen durch den Netzbetreiber mit einhergehender Stilllegung von Gashausanschlüssen verbindlich geregelt werden. Diese Verbindlichkeit brauchen wir in der kommunalen Wärmeplanung. Ansonsten gibt es nur tausende von Wärmenetzen auf Papier, die hinterher keiner baut – und ein totgesagtes Gasnetz, das doch noch lange gebraucht wird“, sagt Adolphi.

### Prognose nicht statthaft

Entwicklungen beobachten, die kommunale Wärmeplanung gestalten und sich für die Wasserstoff-Transformation einsetzen: Was kommt nach diesem Dreischritt auf Versorger und ihre Verteilnetze zu? Gerade die Energieunternehmen im Ländle



müssen wohl länger mit Unsicherheiten leben; schließlich bietet Norddeutschland durch seine hohen Windstromerträge bessere Bedingungen für die Elektrolyse. Sobald das Wasserstoffkernnetz auch den Südwesten anbindet, lässt sich verlässlicher über die Zukunft der Gasnetze sprechen. Bislang ist das Ausmaß der Wasserstoffnutzung noch zu ungewiss und hängt von einzelnen Standortfaktoren ab. Und falls das H<sub>2</sub>-Kernnetz scheitert? Selbst dann sieht Netz-Experte Adolphi keinen Automatismus, die Verteilnetze abzuklemmen: „Es wird dann zu unserer Aufgabe, den Kunden, die Erdgas bis 2040 weiter nutzen möchten, eine verlässliche Netzanbindung zu gewährleisten. Prognosen darüber hinaus sind derzeit einfach nicht drin.“

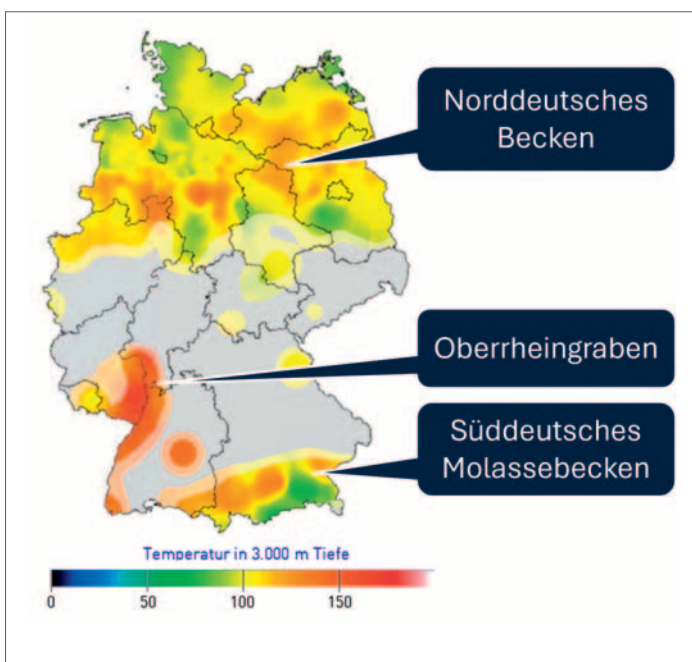
Sandra Leder  
Freie Redakteurin  
0711 6646540  
sandlux@web.de



## Tiefengeothermie –

eine oft unterschätzte Energiequelle für die Wärmewende

Beim Auf- und Ausbau der klimaneutralen Wärmeversorgung über Wärmenetze spielt neben thermischen Abfallverwertungsanlagen, biomassegefeuerten Heizkraftwerken und Großwärmepumpen auch die Tiefengeothermie eine zunehmende Rolle bei den Strategien der Wärmeversorger, wenngleich letztere bisher nur in wenigen Projekten zum Einsatz kommt.



Geologische Vorzugsgebiete in Deutschland (LIAG, 2012)

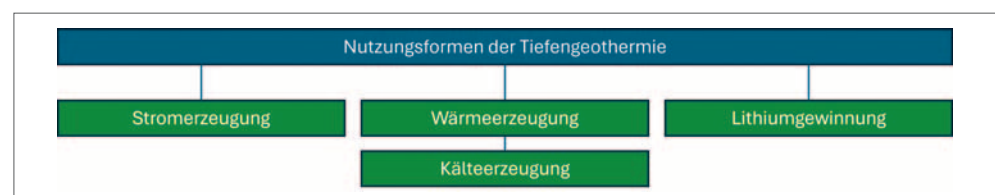
Für die Tiefengeothermie gibt es drei Regionen in Deutschland, die für eine Nutzung besonders geeignet sind. Der so genannte Oberrheingraben, der sich von Frankfurt bis nach Basel erstreckt, bietet insbesondere in Baden-Württemberg die Möglichkeit, die Tiefengeothermie zur Dekarbonisierung der netzgebundenen Wärmeversorgung einzusetzen. Vor allem in den Ballungsräumen Mannheim und Karlsruhe trifft das geothermische Potenzial auf eine große Wärmenachfrage und hohe Dichte von bereits bestehenden Wärmenetzen.

Erneuerbare Wärme aus tiefer Geothermie ist ein Schlüssel zum Erreichen der ambitionierten Klimaziele – insbesondere in den geologischen Vorzugsgebieten. Geothermie ist wetterunabhängig und in menschlichen Dimensionen erschöpflich. Sie macht erneuerbare Wärme

rund um die Uhr für 365 Tage im Jahr zu jeder Zeit zuverlässig verfügbar. Zudem ist sie besonders flächeneffizient, denn nicht mehr als die Fläche eines üblichen Supermarktes genügt für die Versorgung von bis zu 10.000 Haushalten. Und sie ist erprobt und bewährt. Das erste Geothermiekraftwerk wurde 1907 in Larderello (Italien) in Betrieb genommen. Heute sind an diesem Standort mehrere Geothermie-Anlagen mit einer elektrischen Gesamtleistung von etwa 1 GW im Betrieb.

Neben der energetischen Nutzung spielt die Förderung von regionalen Lithiumvorkommen, etwa am Oberrhein oder in der norddeutschen Tiefebene, eine wachsende Rolle. Lithium ist für den Ausbau der E-Mobilität von zentraler Bedeutung. Seine Gewinnung als Co-Produkt der Geothermie ist daher Gegenstand von Forschungsarbeiten – auch bei der EnBW.

Übersicht über Nutzungsformen für die Tiefengeothermie



Bei ausreichend hohen Temperaturen, etwa ab 120 °C, kann eine Stromerzeugung bereits sinnvoll sein. Aufgrund des vergleichsweise hohen Temperaturniveaus eignet sich die Tiefengeothermie aber auch sehr gut für die Wärmeversorgung über Fern- und Nahwärmesysteme sowie für die Nutzung von industriellen Prozessen.

In Deutschland könnten Schätzungen zufolge ein Viertel des Wärmebedarfs über tiefe geothermische Energiesysteme gedeckt werden. Dieses Potenzial hat auch die Politik erkannt. Die Bundesregierung sieht Geothermie als wichtigen Baustein für das Erreichen der Klimaziele und will in einem groß angelegten Förderprogramm bis 2030 der Tiefengeothermie national einen zusätzlichen Schub verleihen. Ziel ist dabei die Bereitstellung von bis zu 10 TWh thermischer Energie jährlich bis 2030.

Wie bereits in Bayern, möchte auch die Landesregierung in Stuttgart die Tiefengeothermie in Baden-Württemberg ausbauen und sieht in dieser Wärmequelle im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung große Chancen für eine erfolgreiche Dekarbonisierung. Mit der kommunalen Wärmeplanung besteht nun die Möglichkeit, die Wärmequelle Geothermie in Verbindung mit Wärmenetzen für die interkommunale Wärmeplanung bzw. die Wärmewende gezielt einzusetzen. Von Nutzen ist hierbei die Plattform „Grüne Fernwärme“, denn damit ist es vor allem für kleinere Kommunen in Baden-Württemberg möglich, Ansprechpartner für den Aus- und Neubau von Wärmenetzen zu finden und sich mit den Technologien sowie Praxisbeispielen der Wärmewende zu befassen.

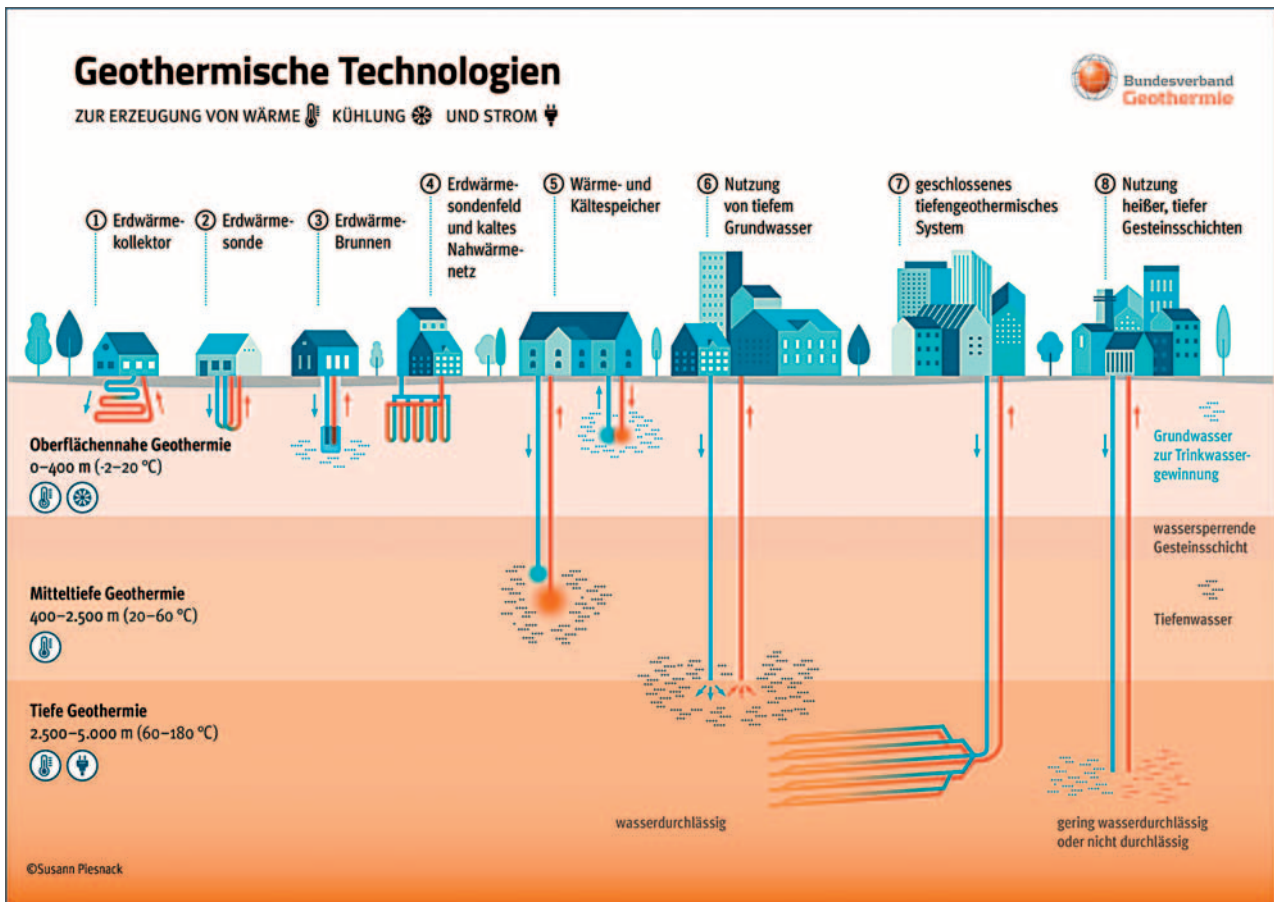
### **Formen der Tiefengeothermie**

Nachfolgend werden die zwei bestehenden und in der Praxis gängigen Formen der Tiefengeothermie beschrieben. Auf eine neue, noch in Erprobung befindliche Technologie geschlossener Erdwärmeüberträger, so genannte Tiefensonden, wie sie beispielsweise aktuell im bayerischen Geretsried eingesetzt werden, wird hier nicht weiter eingegangen.

### **Hydrothermale Geothermie – Nutzung natürlicher Wasserreservoirs**

In Deutschland sind hier typischerweise Temperaturen von 120 - 160 °C zu erwarten. In geothermisch besonders bevorzugten Regionen wie beispielsweise Island sind im Einzelfall Wasservorkommen mit mehr als 400 °C erbohrt worden. In hydrothermalen geothermischen Systemen werden Heißwasservorkommen über mindestens zwei Tiefbohrungen in einem an der Erdoberfläche geschlossenen Kreislauf geführt. Dabei wird aus einer Förderbohrung das heiße Wasser zutage gefördert und mittels Wärmeübertrager z.B. an ein Wärmenetz abgegeben. Das abgekühlte Tiefenwasser wird über eine zweite Bohrung, die Injektionsbohrung, wieder in das Reservoir zurückgeführt. Dort kann es sich erneut erhitzen.





Nutzungsarten der Geothermie – hydrothermales Verfahren als Standardfall für Baden-Württemberg

### Petrothermale Geothermie – Schaffung künstlicher Wasserreservoirs

Bei dieser Technik sind größere Tiefen und damit auch höhere Temperaturen erschließbar. Typisch sind Temperaturen von 150 - 200 °C. Der Vorzug von Petrothermalen Systemen liegt darin, dass sie weitgehend unabhängig von der Existenz heißer natürlicher Tiefenwässer entwickelt werden können. Dazu werden Bohrungen von bis über 5.000 m Tiefe vorgenommen, in die kaltes Wasser gepresst wird. Durch Injektionsdruck werden hierbei kontrolliert künstliche Wasserwegigkeiten geschaffen, die für eine spätere Energiegewinnung als tiefer Erdwärmeüberträger genutzt werden. Dieses in den Untergrund abgegebene Wasser vermischt sich mit bereits vorhandenem Thermalwasser und erwärmt sich durch das heiße, umliegende Gestein, sodass die Wärmeenergie in einer übertägigen Anlage sowohl zur Strom- als auch Wärmeenergieerzeugung genutzt werden kann.

In Baden-Württemberg sind derzeit nur hydrothermale Systeme bei kommerziellen Projekten genehmigungsfähig.



### Projekte im Oberrheingraben

Im Oberrheingraben sind auf der baden-württembergischen Seite von Mannheim bis Kehl sämtliche Aufsuchungsgebiete vergeben. Weitere Aufsuchungsgebiete gibt es mit Unterbrechungen bis nach Basel und auch auf der französischen Seite des Rheingrabens. Auf der Rheinland-Pfälzischen Seite sind Aufsuchungsgebiete im Wesentlichen zwischen Worms und Karlsruhe konzentriert.

Insgesamt werden die rund 40 Aufsuchungsgebiete auf der deutschen Seite von mehr als 15 Unternehmen entwickelt. Dabei gibt es bereits drei geothermische Erzeugungsanlagen auf deutscher Seite. Zwei Anlagen davon befinden sich in Rheinland-Pfalz und eine in Baden-Württemberg. Hinzu kommen zwei Anlagen in Frankreich und eine weitere in der Schweiz.

### Übersicht zu den Projektstandorten der EnBW

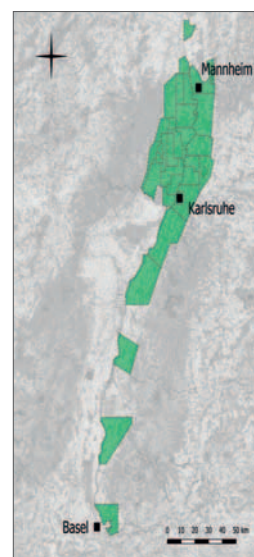
Von den ca. 40 Aufsuchungslizenzen im Oberrheingraben hält EnBW fünf Lizenzen oder ist daran beteiligt und entwickelt dort gemeinsam mit Partnern Projekte zur Dekarbonisierung der lokalen Wärmeversorgung.

EnBW ist sowohl an dem Geothermieheiz-/kraftwerk in Bruchsal (hydrothermales Projekt) als auch dem Geothermiekraftwerk in Soultz-sous-Forêts (petrothermales Projekt) beteiligt und hat dort zusammen mit kommunalen Partnern Projekte entwickelt und realisiert.

In den letzten drei Jahren konnten Beteiligungen an drei weiteren Gebieten bzw. Aufsuchungsflächen hinzugewonnen werden. Dabei geht es durchgehend um Projekte zur Dekarbonisierung der lokalen Wärmeversorgung.

Im Zuge der Projektentwicklung wurden hierzu zwei Gemeinschaftsunternehmen gegründet. Hierbei handelt es sich um die GeoHardt GmbH und die WärmeWerk Wörth GmbH.

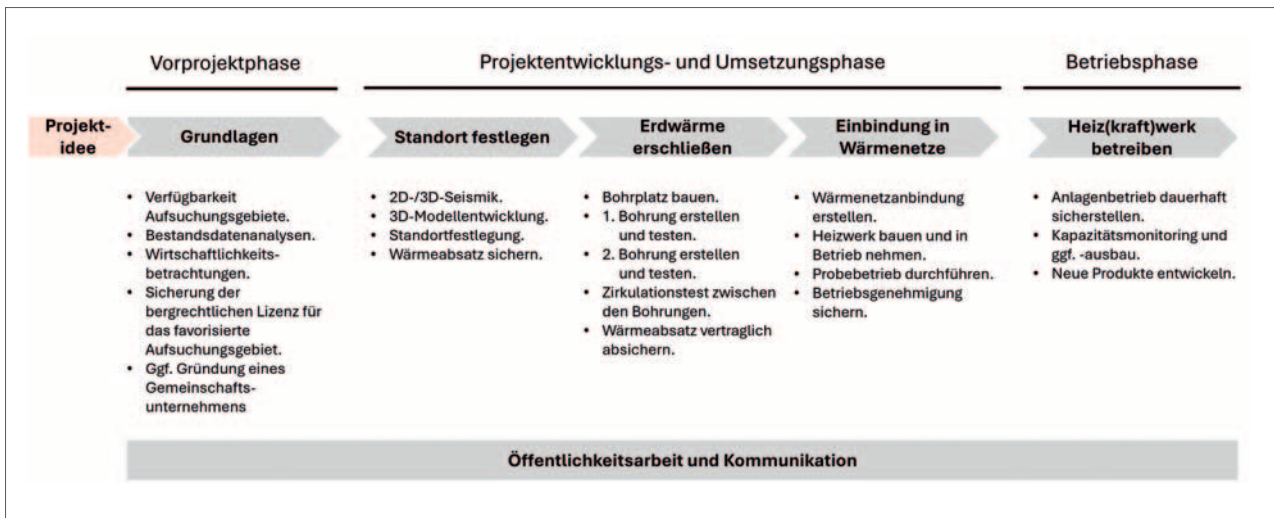
Geothermieprojekte sind komplex und erfordern eine interdisziplinäre Zusammenarbeit von Experten verschiedenster Fachrichtungen. Von der Projektidee bis zur Umsetzung vergehen – auch aufgrund aufwendiger Genehmigungsverfahren – bis zu acht Jahre. Nachfolgend ist ein dabei übliches Vorgehen abgebildet.



Übersicht über Lizenzgebiete in Baden-Württemberg und Rheinland-Pfalz

Aufsuchungsgebiet und Anlagen mit Beteiligung der EnBW

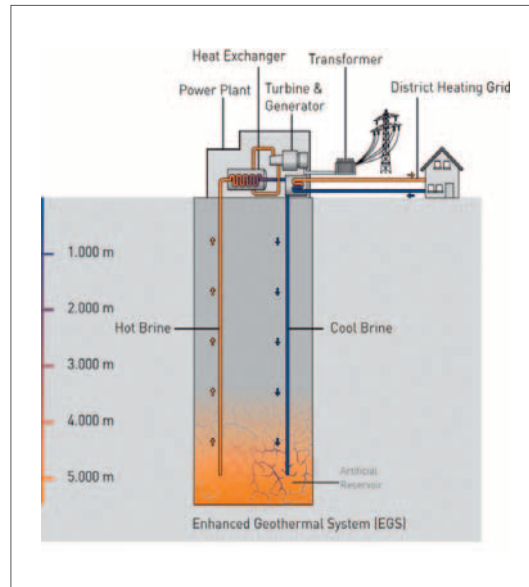




Übersicht über den Projekttablauf

### Vorstellung von ausgewählten Projekten der EnBW

#### Geothermiekraftwerk in Soultz-sous-Forêts, Frankreich



Übersicht über das Anlagenschema der Geothermieanlage in Soultz-sous-Forêts

Der Schwerpunkt des Gemeinschaftskraftwerks ist es, Strom in das regionale Stromnetz einzuspeisen. Die Anlage besteht aus vier Bohrungen bis zu 5.000 m Tiefe und stellt eine Netto-Leistung von bis zu 2.000 kWel bereit. Mit dieser Leistung kann das Geothermiekraftwerk rechnerisch Strom für bis zu 5.000 Haushalte bereitstellen.

In Betrieb genommen wurde das Geothermiekraftwerk in 2008 nach einer Bauzeit von einem Jahr. Vorausgegangen waren knapp zwei Dekaden intensiver Forschungsarbeiten. Das Kraftwerk läuft seit der Inbetriebnahme störungsfrei und steht im Einklang mit der lokalen Bevölkerung.

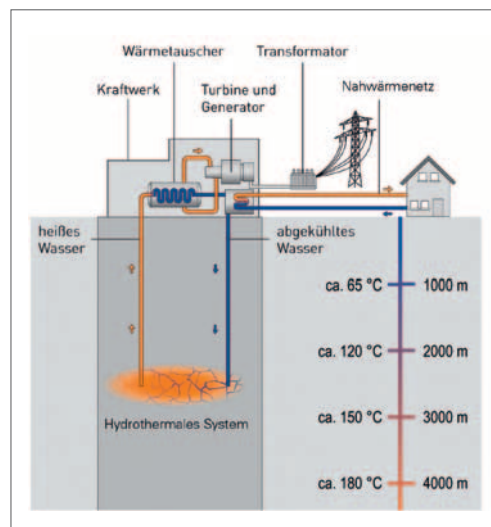


**In diesem Projekt wurden im Wesentlichen drei Kernkompetenzen entwickelt:**

1. Erstellung von Tiefbohrungen und sichere Entwicklung von künstlichen Reservoirs durch gezielte Stimulierung des Untergrundes ohne fühlbare Seismizität für die Anwohner:innen.
2. Bau und langfristiger Betrieb einer mit geothermischer Energie versorgten zuverlässigen Stromerzeugungsanlage nach dem Organic-Rankine-Cycle-Prinzip (ORC) (Arbeitsmedium Isopentan) mit hoher Verfügbarkeit (über 90 % eines Jahres).
3. Langfristiger Betrieb einer Line Shaft Pump - hier ist der Pumpenmotor anders als bei anderen Technologien an der Erdoberfläche und nicht im Bohrloch selbst montiert – zur Förderung einer salzhaltigen Sole bei hohen Temperaturen von  $> 200\text{ °C}$ .

**Geothermieheizkraftwerk in Bruchsal**

Das Geothermie-Heizkraftwerk in Bruchsal ist eine Gemeinschaftsanlage der Stadtwerke Bruchsal und der EnBW und wurde 2009 in Betrieb genommen. Zwar läuft die Stromerzeugung bereits von Anfang an, die Wärmeauskopplung wurde jedoch erst in 2019 aufgenommen. Die Anlage kann maximal 580 kW elektrische Leistung bereitstellen oder bis über 6.000 kW Wärme auskoppeln. Aktuell wird für einen kommunalen Abnehmer Wärme bereitgestellt und parallel dazu Strom produziert.



Anlagenschema des Heizkraftwerkes in Bruchsal

**In diesem Projekt wurden im Wesentlichen drei Kernkompetenzen entwickelt:**

- 1) Planung, Bau und Betrieb einer Stromerzeugung mit dem so genannten Kalina-Prozess, in dem – anders als bei ORC – ein Ammoniak-Wasser-Gemisch als Arbeitsmedium dient. Bruchsal ist derzeit eine von ca. drei Anlagen weltweit, die nach diesem Prinzip Strom erzeugt.
- 2) Ausbau der Anlage zu einem Kraft-Wärme-Kopplungsstandort, um die erneuerbare Energie optimal zu nutzen.
- 3) Erfolgreiche Tests von verschiedenen Verfahren zur Abscheidung des in der Sole enthaltenen Lithiums.





Genauso wichtig wie der beschriebene Kompetenzaufbau ist aber, wie auch in Soultz-sous-Forêts, die gesammelte Betriebserfahrung. In Anbetracht heißer, sehr korrosiver Tiefenwässer ein nicht zu unterschätzender Aspekt.

Kurz- und mittelfristig soll am Standort Bruchsal ein Ausbau der Leistung des Geothermie-Heizkraftwerkes in mehreren Stufen erfolgen. Neben der Nutzung einer leistungsstärkeren Förderpumpe wird derzeit der Zubau weiterer Bohrungen geprüft. Ziel ist es, dass so zukünftig der Wärmebedarf der Gemeinde Bruchsal gedeckt werden kann.

Auch in der kommunalen Wärmeplanung der Stadt Bruchsal ist dieser Ausbau der geothermischen Wärmenutzung von 170.000 MWh bis 2030 und von mehr als 400.000 MWh bis 2050 enthalten. Klar ist jedoch, dass dieser Wärmebedarf nur durch den Bau weiterer Geothermieanlagen innerhalb bzw. im Umfeld der Gemarkung Bruchsal bereitgestellt werden kann.

### **Weitere Projekte**

#### **GeoHardt GmbH – [www.geohardt.de](http://www.geohardt.de)**

Mit dem beschlossenen Kohleausstieg steht die Wärmeerzeugung aus dem Großkraftwerk Mannheim spätestens ab Anfang der 2030er nicht mehr zur Verfügung. Ziel der GeoHardt ist es daher, bis zu 20% der gesamten Wärmeerzeugung in der Region mit erneuerbarer Wärme aus Geothermie – und damit für mindestens 160.000 Haushalte im Rhein-Neckar-Gebiet – sicherzustellen. An dem Gemeinschaftsunternehmen sind sowohl die MVV als auch die EnBW zu jeweils 50% beteiligt.

Nach der in 2023 durchgeführten, detaillierten Untersuchung mittels einer 3D-Seismik werden derzeit mögliche Standorte für das weitere Projektvorhaben gesucht, bewertet und anschließend gesichert.

#### **Wärme Werk Wörth GmbH – [www.waermewerkwoerth.de](http://www.waermewerkwoerth.de)**

Zur Zielerreichung einer CO<sub>2</sub>-freien Produktion prüfen die Partner Daimler Truck AG, Stadt Wörth und EnBW das Potenzial der Tiefengeothermie am Standort Wörth. Dadurch soll die Energieversorgung für das LKW-Werk in Wörth langfristig auf erneuerbare Energieträger umgestellt werden. Dabei soll die Tiefengeothermie eine wichtige Rolle spielen, um die Wärme- und Kälteversorgung sicherzustellen. Zu diesem Zweck soll das Gebiet um den Standort untersucht werden, um herauszufinden, ob ein Geothermieheizwerk realisierbar ist. Darüber hinaus kann die geothermische Wärme zur Versorgung bestehender kommunaler Nahwärmenetze – etwa in der Stadt Wörth am Rhein – genutzt werden. Ein Ausbau des Nahwärmenetzes im benachbarten Maximiliansau ist bereits von dessen Stadtrat beschlossen



worden und in Planung. Aktuell wird dort Wärme aus Biomasse-Kraftwerken eingespeist und erfolgt damit zwar CO<sub>2</sub>-neutral, nicht aber CO<sub>2</sub>-frei, wie bei der Geothermie.

### **Lithiumgewinnung als Nebenaspekt der Energiegewinnung**

Im Gebiet zwischen Mannheim und Offenburg ist ein erhöhter Lithiumgehalt des Thermalwassers aus den bekannten Reservoirsteinen zu verzeichnen. Die Konzentration beträgt bis zu 200 mg gelöstes Lithium in einem Liter Wasser. Das ist zwar deutlich weniger als etwa in den heute genutzten chilenischen Salzseen (Salaren). In Anbetracht der hohen Volumina an Thermalwasser, die täglich umgewälzt werden, ist diese Konzentration trotzdem nicht zu vernachlässigen und technisch nutzbar. So können allein an der Geothermieranlage Bruchsal etwa 800 t Lithiumkarbonat (LEC) pro Jahr gewonnen werden. Eine Menge, die ausreicht, um jährlich etwa 20.000 Autobatterien auszustatten.

Auch wenn die Gewinnung von Lithium aus Geothermieranlagen am Oberrhein nicht ausreichen kann, um den deutschen Bedarf vollständig zu decken, ist der erwartete Deckungsbeitrag in der Größenordnung von 20 bis 25% durchaus bemerkenswert. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund, dass bis 2030 eine weltweite Unterdeckung an Lithium von etwa 60% erwartet wird.

Zusammenfassend lässt sich hervorheben, dass die Geothermie eine wichtige Rolle bei der Wärmewende spielen kann. Sie ist neben der Solarthermie die einzige CO<sub>2</sub>-freie Wärmeerzeugung, mit den Vorteilen, dass diese platzsparend, hocheffizient und jederzeit verfügbar ist. Damit kann sie Industrie- und Gewerbeunternehmen Vorteile bieten, deren Ansiedlung begünstigen und letztlich zusätzliche regionale Wertschöpfung ermöglichen. Viele weitere Projektvorhaben zeichnen sich derzeit ab und werden den Erfolg dieser Technologie fördern.



Prototyp einer Lithiumgewinnungsanlage am Standort Bruchsal

### Wärmewende – unsere Herausforderungen

Baden-Württemberg will bis 2040 klimaneutral sein. Damit gehen wir im Südwesten noch weiter als Deutschland oder Europa und nehmen unter den Bundesländern eine Vorreiterrolle ein. In der Vergangenheit hieß Energiewende in Deutschland jedoch vor allem Dekarbonisierung der Stromerzeugung – kurz Stromwende. Wollen wir die ambitionierten Klimaziele erreichen, müssen wir in allen drei Bereichen vorangehen – Strom, Mobilität, Wärme.

Bei der Wärmeerzeugung besteht ein besonders hohes Potenzial. Während sich der Anteil regenerativer Energien bei der Stromerzeugung in den letzten zwei Jahrzehnten versechsfacht hat, stagniert er im Wärmesektor seit Jahren. Lediglich weniger als ein Fünftel der Wärme wird heute durch erneuerbare Energien gewonnen – und das, obwohl sie mehr als die Hälfte des nationalen Energiebedarfs ausmacht. Ein zentraler Anteil des Energiebedarfs stammt aus dem Gebäudesektor. Er ist für rund ein Drittel der deutschen CO<sub>2</sub>-Emissionen verantwortlich. Denn über 80 Prozent der Wärmenachfrage in Gebäuden werden noch durch die Verbrennung von fossilen Energieträgern gedeckt.

Im Zuge der Dekarbonisierung des Wärmesektors wird Wärmenetzen dabei eine besondere Rolle zukommen. Bisher werden rund 14% aller Wohnungen mit Fernwärme versorgt (ca. 6 Millionen Haushalte). Gemeinsames Ziel sowohl der Fernwärmeversorger als auch der Bundesregierung ist es, bis zu 100.000 Wohnungen pro Jahr an Wärmenetze anzuschließen und den Anteil der Fernwärme auf mehr als ein Drittel bis 2045 auszubauen. Dabei werden große erneuerbare Wärmeerzeuger benötigt, um die Wärmewende ein großes Stück voranzubringen.

Mit der Plattform Grüne Fernwärme ist es vor allem für kleinere Kommunen in Baden-Württemberg möglich, Ansprechpartner für den Aus- und Neubau von Wärmenetzen zu finden und sich den Technologien und Praxisbeispielen der Wärmewende zu befassen.

Dr. Thomas Kölbel  
EnBW Energie Baden-Württemberg AG  
0160 7182593  
t.koelbel@enbw.com

Stefan Ertle  
EnBW Energie Baden-Württemberg AG  
0151 67727019  
s.ertle@enbw.com



## Mit der Energie des Flusses in die Zukunft



Die Murg ist rund 80 Kilometer lang und fließt in unmittelbarer Nähe des Quartiers vorbei. Pro Sekunde verliert sie 15.000 Liter Wasser durch natürlichen Abfluss. Mit dem Konzept von EnBW Nachhaltige Quartiere benötigt die „Alte Täschnerei“ nur 50 Liter und leitet diese nach wenigen Metern in den Fluss zurück

mehreren Büros und eine Kita. In Summe bietet das Quartier 10.500 Quadratmeter Netto-Wohnfläche, 3.300 Quadratmeter an Büroflächen und 200 Quadratmeter für die Gastronomie.

In Kuppenheim zeigt der Bereich EnBW Nachhaltige Quartiere, wie ein innovatives Energie- und Wärme-konzept das Wohnen der Zukunft möglich macht – zuverlässig, bezahlbar und nachhaltig. Dafür wird im Quartier „Alte Täschnerei“ neben Photovoltaikanlagen vor allem die Wärme des Flusses Murg genutzt.

Ende 2025 wird es so weit sein: In Kuppenheim, rund zehn Kilometer nördlich von Baden-Baden, nimmt ein innovatives Quartier seinen Betrieb auf. Ein nachhaltiges und lebenswertes Zuhause für Familien, Singles und Senior\*innen. Zur „Alten Täschnerei“ gehören zehn Gebäude mit insgesamt 144 Wohneinheiten sowie

### Umweltfreundlich mit natürlicher Energie

Das Besondere an dem Quartier ist das Energiekonzept. Dafür hat EnBW Nachhaltige Quartiere die Wärmeenergie der rund 80 Kilometer langen Murg nutzbar gemacht. Die fließt in unmittelbarer Nähe des 1,5 Hektar großen Quartier-Areals vorbei und bietet die Grundlage, um die Menschen künftig lokal, zuverlässig, kostengünstig und nachhaltig mit Wärme- und Kälteenergie zu versorgen. Durch die Kombination von Flusswärme und Photovoltaikanlagen erreicht das Quartier einen Autarkiegrad von 73 Prozent. „Das ist weitaus besser als alle alternativen Lösungen für dieses Quartier. Mit einem Blockheizkraftwerk hätte der Autarkiegrad beispielsweise bei etwa neun Prozent gelegen“, sagt Maximilian Fritz, Projekt-ingenieur von EnBW Nachhaltige Quartiere.

### 85 Prozent weniger CO<sub>2</sub>-Emissionen

Durch das neuartige Energiekonzept sparen die Gebäude in Kuppenheim rund 85 Prozent der Emissionen vergleichbarer Quartiere ein. Konkret wird die „Alte Täschnerei“ lediglich rund 100 Tonnen CO<sub>2</sub> pro Jahr emittieren, gegenüber rund 650 Tonnen bei konventioneller Energieversorgung. Das Quartier bringt damit die Stadt Kuppenheim einen großen Schritt voran auf ihrem ehrgeizigen Weg, bis 2040 klimaneutral zu sein.

### Gründliche Analyse von Anfang an

Bevor es in Kuppenheim 2022 aber richtig losging, wurde eine genaue Umgebungsanalyse vorgenommen und verschiedene Lösungsansätze zur Energie-



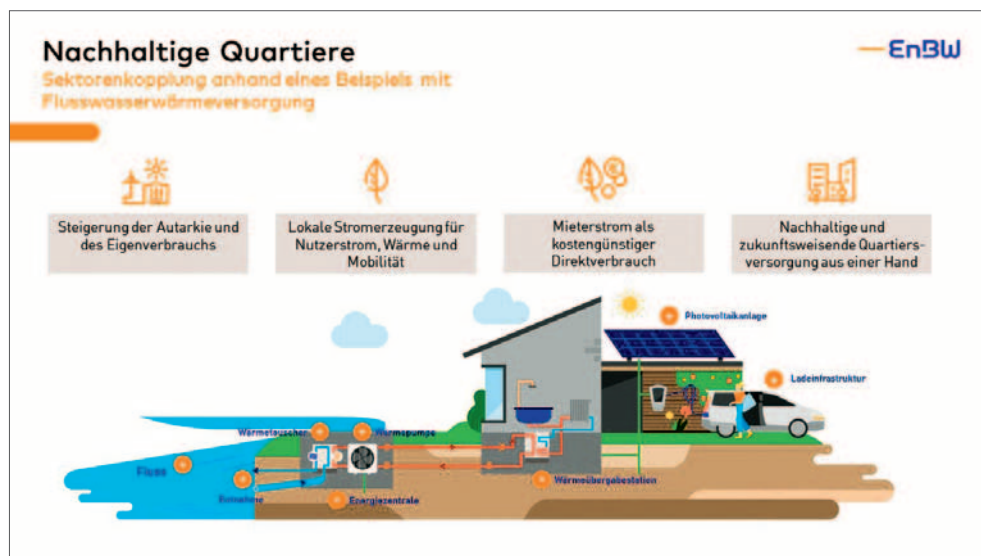
versorgung geprüft. „Erdwärme beispielsweise haben wir schnell ausgeschlossen. Sonden hätten mindestens 100 Meter tief im Erdboden platziert werden müssen. Doch dafür liegt der Grundwasserspiegel vor Ort zu hoch“, sagt Fritz. „Die beste Lösung ist die Nutzung der Flusswärme.“

### So funktioniert die Flusswassernutzung

Für die Nutzung der Flusswärme leitet das System einen kleinen Teil des Wassers von der Murg zur Energiezentrale des Quartiers. Dort befinden sich ein Eisspeicher und mehrere Wärmetauscher. Letztere enthalten Rohre mit einer Mischung aus Glykol und Wasser. Das Gemisch nimmt die Wärme der Murg auf und führt sie zu den – ebenfalls in der Energiezentrale installierten – Wärmepumpen. Mithilfe elektrischer Hilfsenergie erzeugen diese das passende Temperaturniveau und speisen die Wärme ins gleitende Nahwärmenetz ein. „Im Prinzip funktioniert das wie bei einem Kühlschrank – nur in umgekehrter Richtung“, sagt Fritz.



Projektingenieur Maximilian Fritz von EnBW Nachhaltige Quartiere in unmittelbarer Nähe zur Murg und zum Quartiersareal



Funktioniert im Prinzip wie eine Flusswärmepumpe: Ein kleiner Teil des Flusswassers wird in die Energiezentrale der „Alten Täschnerlei“ geleitet. Dort gibt das Wasser über Wärmetauscher seine Energie an die Wärmepumpe und somit an das Nahwärmenetz des Quartiers ab

### Ganzjährige Wärme dank innovativem Ansatz

Die dezentralen Übergabestationen stellen sicher, dass die Wärme gleichmäßig und ganzjährig in allen zehn Gebäuden für Heizungen und Brauchwasser zur Verfügung steht – selbst wenn es im Winter knackig kalt sein sollte. „Dann führen wir das Wasser in einem Umlaufprozess in eine partielle Eis-Kristallisierung“, beschreibt Fritz die Methode. „Selbst wenn die Kristalle nur eine Temperatur von 0 Grad Celsius haben, können wir ihr noch Wärme entnehmen.“ Im Sommer kühlt das System mithilfe des Flusswassers sogar die Gebäude passiv und klimaneutral.



Das Energie-, Wärme- und Kälte-Konzept hat auch das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) überzeugt. Es fördert das Projekt über das Programm „Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW)“.

### **Keine Auswirkungen auf die Murg**



Fotomontage der Wasser-Entnahmestelle für die Wärme- und Kälteversorgung des Quartiers „Alte Täschnerei“ in Kuppenheim

Die Wassermenge, die das Quartier zur Wärmeversorgung benötigt, ist verschwindend gering. Gerade einmal 50 Liter fließen pro Sekunde in die Energiezentrale und kehren nach wenigen Metern wieder in den Fluss zurück. Das Quartier entzieht der Murg also kein Wasser und hat dementsprechend keinen negativen Einfluss, falls Trockenheit herrscht und die Pegelstände niedrig sein sollten. Zum Vergleich: Jede Sekunde fließen auf natürlichem Weg 15.000 Liter Wasser aus der Murg ab. „Wir haben das Konzept von unabhängigen Gutachterinnen und Gutachtern prüfen lassen. Das Ergebnis ist: Die Auswirkungen auf den Fluss sind kaum messbar. Die zuständigen Behörden haben alle wasserrechtlichen Genehmigungen erteilt“, so Fritz. „Um mit der Wasserentnahme kein Lebewesen zu beeinträchtigen, haben wir ein sehr dichtes Schutzgitter angebracht. Da fließt nur Wasser durch. Fische, wie beispielsweise das Rundmaul, aber auch Frösche und andere Lebewesen bleiben im Fluss.“

### **Strom – lokal erzeugt, gemeinsam genutzt**

Dank des Konzepts profitieren die Bewohner\*innen dauerhaft von niedrigen und langfristig kalkulierbaren Energiepreisen. „Der einzige veränderliche Anteil an den Kosten ist der Strom für die zentralen Sole-Wasser-Wärmepumpen – und diese Stromkosten werden sehr stabil sein“, sagt Fritz. Denn den Großteil der Energie für die Wärmepumpen liefern künftig die auf allen Dächern installierten Photovoltaikanlagen. Rund 300 MWh Strom werden die PV-Anlagen pro Jahr vor Ort erzeugen – das entspricht ungefähr dem Jahresverbrauch aller Wohneinheiten im Quartier.

### **Expertise bei Genehmigungen**

Mit dem innovativen Ansatz wurde auch im Hinblick auf die Genehmigungen Pionierarbeit geleistet. Um das Verfahren optimal voranzutreiben, hat sich die Geschäftseinheit der EnBW eng mit allen beteiligten Behörden ausgetauscht. Eine Herausforderung war beispielsweise die Position der Entnahmestelle. Diese ist in einem Damm integriert, der sich in einem naturgeschützten Bereich befindet.

Von den Erfahrungen profitieren auch die Behörden: Weil das Projekt Vorbildcharakter für ähnliche Vorhaben hat, unterstützt EnBW Nachhaltige Quartiere die Erstellung eines Genehmigungsleitfadens zur Flusswassernutzung.



### **Integrierter Ansatz als relevanter Erfolgsfaktor**

Benjamin Wanke, Manager Quartiersentwicklung und Vertrieb, sagt: „Wir als EnBW Nachhaltige Quartiere sind auf allen Stufen der Wertschöpfungskette vertreten und haben in-house Expertise bei jedem einzelnen Schritt – von der Erzeugung über die Netze bis zum Kontakt mit den Kundinnen und Kunden. Vor allem verstehen wir das Zusammenspiel der verschiedenen Bereiche. Wir können dadurch Chancen besser nutzen und Risiken besser ausgleichen. Davon profitieren unsere Partner\*innen und die Bewohner\*innen. Zudem – und das ist mir persönlich besonders wichtig – leisten wir echte Pionierarbeit.“ EnBW Nachhaltige Quartiere geht ihren Weg konsequent weiter: Derzeit statet die Geschäftseinheit in Stuttgart-Untertürkheim ein weiteres Quartier mit einer Flusswärmeanlage aus.

### **Infrastruktur ganzheitlich gedacht - EnBW Nachhaltige Quartiere**

Wir sehen die Zukunft bei der Quartiersentwicklung in 100 Prozent erneuerbarer Energien mit Sektorenkopplung. Denn insbesondere durch das optimale Zusammenspiel klimaneutraler Wärme, nachhaltig erzeugtem Strom und Elektromobilität wird ein hoher Autarkiegrad in den Quartieren erreicht. Daher geht jedem Projekt eine genaue Analyse voraus: Wir prüfen, was die optimale regenerative Energieversorgung für den jeweiligen Standort ist und wie sie sich effizient umsetzen lässt. In Falle Kuppenheim war das Resultat die Nutzung der Flusswärme kombiniert mit Photovoltaikanlagen. Diese ganzheitliche Betrachtungsweise ist für die Kommune eine gute Stütze bei der Umsetzung der Klimaziele.



Benjamin Wanke  
Manager Quartiersentwicklung und Vertrieb  
EnBW Energie Baden-Württemberg AG  
01517 2737326  
b.wanke@enbw.com



## Personalien

Schicken Sie uns Ihre  
Meldungen zu  
Personalien an  
[info@energie-team.org](mailto:info@energie-team.org)

### Personalien aus Unternehmen:

**Albstadt:** Die Albstadtwerke trennen sich von [Dr. Thomas Linnemann](#). Wie einer Mitteilung des Unternehmens zu entnehmen ist, erfolgte diese Trennung aufgrund von Differenzen zwischen dem Aufsichtsrat und der Geschäftsführung hinsichtlich der weiteren Strategien der Albstadtwerke. Linnemann war seit 2012 war Geschäftsführer der Albstadtwerke GmbH. Mit dem Ausscheiden Linnemanns ging die Geschäftsführung kommissarisch auf den bisherigen Prokuristen der Albstadtwerke, [Rainer Frey](#), über.

**Biberach:** Neuer Geschäftsführer der Stadtwerke Biberach GmbH wird [Thorsten Wölfle](#). Er übernimmt damit den Stab von [Margit Leonhardt](#), die die Geschäftsführung auf eigenen Wunsch und aus persönlichen Gründen im April 2024 abgegeben hat. Wölfle ist bereits seit 2020 Prokurist bei den Stadtwerken und verantwortlich für die Parkgaragen sowie die IT.

**Freiburg:** Nach rund zweieinhalb Jahren hat Vorstand [Heinz-Werner Hölscher](#) den Freiburger Energieversorger badenova Ende April verlassen. Hölscher, der sein Amt im Juli 2021 bei der badenova angetreten hatte, wolle sich beruflich neu orientieren und habe den Aufsichtsrat daher um die Trennung gebeten, heißt es in einer Mitteilung des Energieversorgers. Der 50-jährige Diplom-Ingenieur verantwortete unter anderem die Netze, die Wärmeversorgung, Erneuerbaren Energien sowie das Kommunal- und Nachhaltigkeitsmanagement.

**Herrenberg:** Nachfolger des bereits im März 2024 ausgeschiedenen Leiters bei den Stadtwerken Herrenberg, [Karsten Kühn](#), wird [Steffen König](#). König, der seinen Posten ab Juli 2024 angetreten hat, kommt von den Stadtwerken Schwäbisch Gmünd, wo er den Bereich Vertrieb, Marketing und Digitales leitete. Zuvor arbeitete er beim Energieversorger Eon.

**Karlsruhe:** Mit Wirkung zum 1. Mai 2024 hat der Aufsichtsrat der EnBW [Peter Heydecker](#) (57) zum neuen Vorstand für den Geschäftsbereich Nachhaltige Erzeugungsinfrastruktur ernannt. Bisher leitete Heydecker den internationalen Energiehandel, der Teil der Erzeugungsbereichs bei EnBW ist. Er übernimmt den Geschäftsbereich vom erst kürzlich zum EnBW-Vorstandsvorsitzenden ernannten [Dr. Georg Stamatelopoulos](#), der diesen vorübergehend in einer Doppelfunktion mitgeführt hatte.

**Konstanz:** Mit Wirkung zum 1. Juli 2024 wurde [Gordon Appel](#) zum Mitglied der Geschäftsführung der Stadtwerke Konstanz bestellt. Er wird damit gemeinsam mit [Dr. Norbert Reuter](#) die Doppelspitze des Unternehmens bilden, heißt es in einer Mitteilung des Unternehmens. Der 45-jährige Appel ist seit 2012 bei den Stadtwerken und koordinierte unter anderem den Aufbau von Wärmenetzen in Konstanz. Zuvor war er bei der Entega AG in Darmstadt tätig.





**Reutlingen:** Neuer Geschäftsführer der Reutlinger Netzbetreiberin Fairnetz GmbH wurde zum 1. Juli 2024 [Thorsten Jansing](#). Er wird damit Nachfolger von [Klaus Saiger](#), der seinerseits altersbedingt nach über 22 Jahren aus dem Dienst ausscheidet, heißt es in einer Mitteilung des Unternehmens. Jansing (50) verfügt über mehr als zwanzig Jahre Berufserfahrung in der Versorgungswirtschaft. Zuletzt leitete er die TWL Netze GmbH (Ludwigshafen) als technischer Geschäftsführer. Zuvor war er über 15 Jahre für Unternehmen der Gelsenwasser AG (Gelsenkirchen) in verschiedenen Positionen tätig.

**Stuttgart:** Spätestens zum Jahresende 2024 wird [Dr. Jörg Reichert](#) den Vorsitz der Geschäftsführung und das Ressort Finanzen bei der EnBW-Tochter Netze BW GmbH übernehmen. Er folgt damit auf [Dr. Christoph Müller](#), der elf Jahre an der Spitze des Netzbetreibers stand und die Netze BW Ende Mai verlassen hat. Müller übernimmt zukünftig die Geschäftsführung des Übertragungsnetzbetreibers Amprion. Reichert (47) blickt auf eine langjährige Fach- und Führungserfahrung in der Energiebranche und im EnBW-Konzern zurück, unter anderem in den Bereichen M&A, Risikomanagement, Energiewirtschaft und Konzerncontrolling. Derzeit ist er Vorsitzender der Geschäftsleitung der Energiedienst Holding AG mit Sitz in Laufenburg (CH) – einer Mehrheitsbeteiligung der EnBW – und Vorstand von deren Tochtergesellschaft naturenergie hochrhein AG mit Sitz in Rheinfelden (D).

**Trossingen:** Mit Wirkung zum 1. Mai 2024 wurde [Karsten Kühn](#) zum Leiter der Stadtwerke Trossingen bestellt. Er folgt damit auf den langjährigen Chef [Hans Bauer](#), der Ende April 2024 in den Ruhestand gegangen ist. Kühn (40) führte zuvor etwa sechs Jahre lang die Stadtwerke Herrenberg. Davor war er technischer Leiter der Stadtwerke Leinfelden-Echterdingen.

**Ulm / Neu-Ulm:** Der Aufsichtsrat der Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm GmbH hat [Klaus Eder](#) als Geschäftsführer vorzeitig im Amt bestätigt und somit seinen Vertrag bis zum 30. Juni 2030 verlängert, heißt es in einer Mitteilung des Unternehmens. Der 49-jährige Eder leitet die SWU-Holding seit 2015.

**Ulm / Neu-Ulm:** Seit 1. Juni 2024 ist [Josef Althoff](#) neuer Geschäftsführer der Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm Netze GmbH. Er folgt damit [Wolfgang Rabe](#), der bereits zum 1. Dezember 2023 aus gesundheitlichen Gründen seine Tätigkeit als Technischer Geschäftsführer beendet hat. Althoff verfügt über eine langjährige Erfahrung in der Energietechnikbranche. Zuletzt war er Geschäftsführer der Geiger Energietechnik in Kempten, heißt es in einer Mitteilung des Unternehmens.

**Villingen-Schwenningen:** [Gregor Gülpen](#) bleibt nun doch für weitere drei Jahre Geschäftsführer der Stadtwerke Villingen-Schwenningen GmbH. Dabei hatte der 53-jährige, der seit Anfang 2022 die Stadtwerke leitet, zunächst angekündigt, aus persönlichen Gründen das Unternehmen verlassen zu wollen. Nun verlängerte er seinen Vertrag um weitere drei Jahre.



**Walldürn / Buchen:** [Andreas Stein](#) wurde mit Wirkung zum 1. Juni 2024 zum Alleingeschäftsführer der Stadtwerke Walldürn GmbH bestellt. Er folgt damit [Rudolf Hußlein](#), der aus persönlichen Gründen aus der Geschäftsführung ausgeschieden ist. Stein, der bereits von Oktober 2009 acht Jahre die Geschäfte in Walldürn führte, wechselte Anfang 2018 zu den Stadtwerken Buchen GmbH & Co. KG. Dort bleibt er auch weiterhin Geschäftsführer, denn im Rahmen einer Kooperationsvereinbarung zwischen den Stadtwerken Walldürn und Buchen übernimmt das Management Aufgaben in beiden Unternehmen, heißt es in den Pressemitteilungen der Stadtwerke.



## Termine 2024

### Energie-Team Baden-Württemberg

Nähere Auskünfte zu den Terminen erhalten Sie unter 0711 289-87221

Oktober 2024

**Runder Tisch Öffentlichkeitsarbeit**  
genauer Termin noch nicht bekannt

22. Oktober 2024

**Steuerungskreis**  
Stuttgart

18. November 2024

**Informationsveranstaltung von Energie-Team / TransnetBW**  
zu aktuellen energiewirtschaftlichen Themen  
Sparkassenakademie Stuttgart

Darüber hinaus sind weitere Veranstaltungen in Planung. Gern nehmen wir ihre Impulse und Anregungen dafür auf.



# Impressum

Energie-Team Intern  
EnBW Energie Baden-Württemberg AG  
Schelmenwasenstraße 15  
70567 Stuttgart

[www.energie-team.org](http://www.energie-team.org)

## Redaktion

Tilman Kabella  
Netze BW GmbH  
Telefon 0711 289-87221  
t.kabella@netze-bw.de

Norbert Schmid  
Netze BW GmbH  
Telefon 0711 289-46686  
no.schmid@netze-bw.de

## Gestaltung und Produktion

Guntram Gerst  
guntramgerst.de



