

Effizienter Stromeinsatz zur Bereitstellung geothermischer Wärme



GFZ

Dr. Henning Francke
henning.francke@gfz-potsdam.de

ISFH

Prof. Dr. Oliver Kastner
oliver.kastner@isfh.de

KIT

Dr. Jörg Meixner
joerg.meixner@kit.edu

UFZ

Dr.-Ing. Uwe-Jens Görke
uwe-jens.goerke@ufz.de

Dr. Thomas Nagel
thomas.nagel@ufz.de

Prof. Dr. habil. Olaf Kolditz
olaf.kolditz@ufz.de

Prof. Dr. Haibing Shao
haibing.shao@ufz.de

2016 war Deutschlands Wärmesektor für 54% des Endenergieverbrauchs verantwortlich [1]. Das weist hin auf ein großes Potenzial für Einsparungen und Effizienzsteigerungen in diesem Bereich und unterstreicht die vielbeschworene Notwendigkeit der Energiewende auch in diesem Sektor, der Wärme-wende.

Dabei ist Sektorkopplung ein wichtiger Baustein. Der Grundlastanteil des Wärmebedarfs (Prozesswärme) eignet sich zur direkten Einbindung von regenerativen Ressourcen (Geothermie, Solarenergie) und industrieller Abwärme, während sich zur Deckung der Residuallast (Heizwärme und Warmwasser) Power-To-Heat-Technologien (P2H) anbieten.

Nach einer Prognose [2] für Deutschland wird bis 2050 eine Reduktion von 40% des Gesamt-Primär-energiebedarfs gegenüber 2013 erreicht (► [Abbildung 1](#), rechts). Bei einem Anteil von 31% für Heizwärme und Warmwasser ergibt sich somit eine Spitzenlast von 115 GWth.

Um diesen Wert in Bezug zu setzen: Die direkte Bereitstellung dieser Leistung mittels Elektrowärme würde die Nennleistung von ca. 61.000 Windanlagen benötigen. Das entspricht etwa dem Doppelten des heutigen Anlagenparks.

Als Stromabnehmer in dieser Größenordnung hätte P2H mit seiner inhärenten thermischen Trägheit im Zusammenspiel mit thermischen Speichern großes Potenzial zur Stromnetzdienlichkeit. Das ist Fähigkeit zur Netzstabilisierung durch Aufnahme von Überschussstrom und Abregelung bei Strommangel. Außerdem bietet P2H ein großes Potenzial zur Einsparung durch Einsatz effizienter Technologien wie z. B. der Kompressionswärmepumpe.

Kompressionswärmepumpen bringen unter Einsatz von elektrischer Energie Wärme aus einem Reservoir niedriger Temperatur (Luft, Erdreich, Grundwasser etc.) auf ein höheres Temperaturniveau. Die Effizienz dieses Prozesses bewertet die Leistungszahl/COP, das Verhältnis von Nutzwärme zu eingesetzter elektrischer Energie. Sie ist begrenzt durch ein theoretisches Maximum (Carnot-Faktor). Dieses und damit die Effizienz einer Wärmepumpe (WP) liegt umso höher, je näher die Temperatur des unteren Wärmereservoirs an der Temperatur der Nutzwärme ist.

Es ist folglich thermodynamisch günstiger, im Winter die Wärme dem Erdreich zu entziehen statt der Außenluft. Dabei gilt: Je tiefer, desto wärmer der Untergrund. Senkt man die Bohrungen tief genug ab, erreicht man Reservoirtemperaturen, die bereits ohne WP nutzbar sind. Auch ohne WP wird bei der sog. Tiefengeothermie aber elektrische Energie benötigt, nämlich für die Pumpen, die das heiße Geofluid an die Oberfläche fördern und wieder in den Untergrund verpressen. Analog zum COP der WP kann man nun die Effizienz dieser Wandlung von Strom in Wärme mit dem Verhältnis der Wärmeaus-beute \dot{Q}_{out} zum Stromeinsatz \dot{W}_{in} bewerten:

$$\varepsilon = \frac{\dot{Q}_{out}}{\dot{W}_{in}}$$

Dieser energetische Konversionsfaktor ε hat im Gegensatz zum COP einer WP kein theoretisches Maximum, ist aber abhängig von den geologischen Randbedingungen (Reservoirhydraulik, Fördertemperatur) und den Betriebsparametern (Förderrate, Reinjektionstemperatur).

► [Abbildung 2](#) zeigt die energetischen Konversionsfaktoren für eine Auswahl von Tiefengeothermie-Anlagen verschiedener Regionen in Europa. Die Werte bewegen sich im gesamten zweistelligen Bereich, zeigen aber grob einen positiven Trend mit steigender Reservoirtemperatur. Der ist zu erwarten, denn hohe Fördertemperaturen ermöglichen bei gleicher Förderrate und gleicher Reinjektionstemperatur eine höhere thermische Entzugsleistung.

► [Abbildung 3](#) zeigt diese Werte nochmal über der Wärmeleistung im Vergleich mit anderen P2H-Technologien. Tiefengeothermie stellt demnach eine hocheffiziente P2H-Technologie dar, das wird aber erkaufte mit relativ hohen Kosten und großem Aufwand für die Bohrungen. Allgemein gilt: Je höher die Leistung und die Effizienz einer P2H-Technologie, desto höher sind auch Aufwand, Kosten und Anlaufzeit. Da diese u. U. bei (sporadischem) Spitzenlasteinsatz ökonomisch nicht gerechtfertigt sind, hat jede Technologie, auch ineffiziente Elektrowärme, ihren Anwendungsbereich.

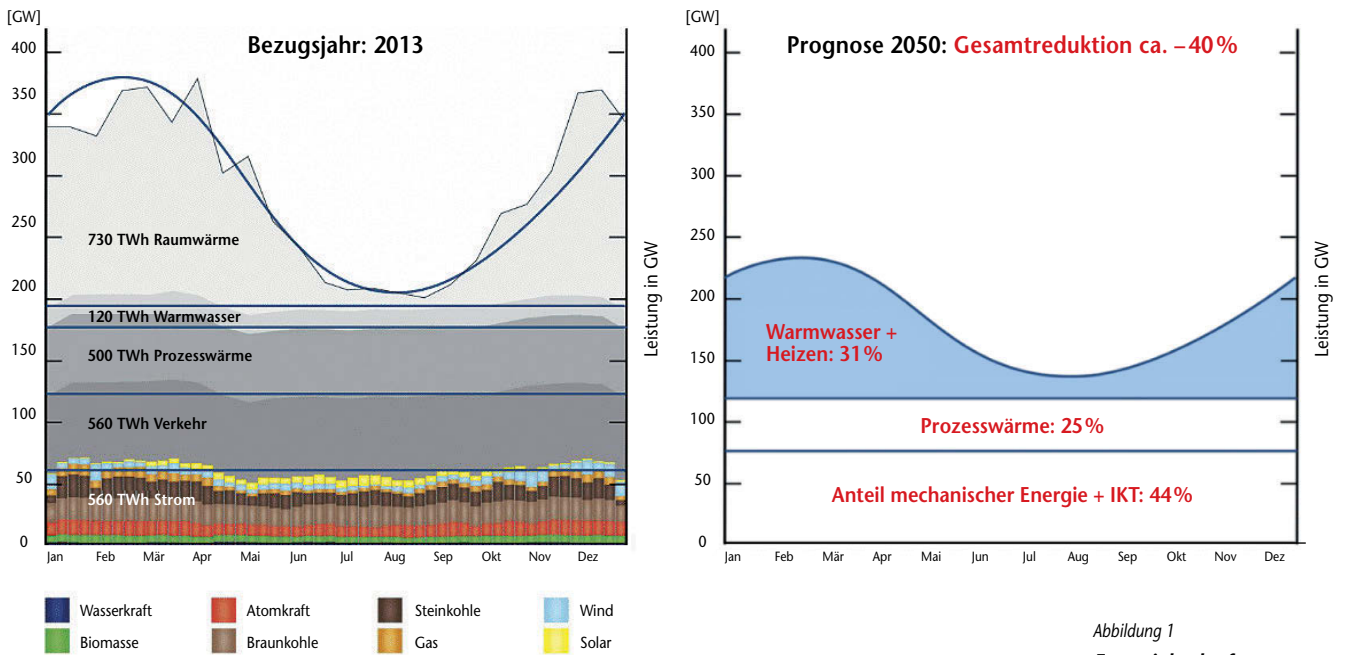


Abbildung 1
Energiebedarf Deutschlands:
links: Energiebedarf und Stromerzeugung
rechts: Prognose des Wärmebedarfs für 2050 [ISFH]

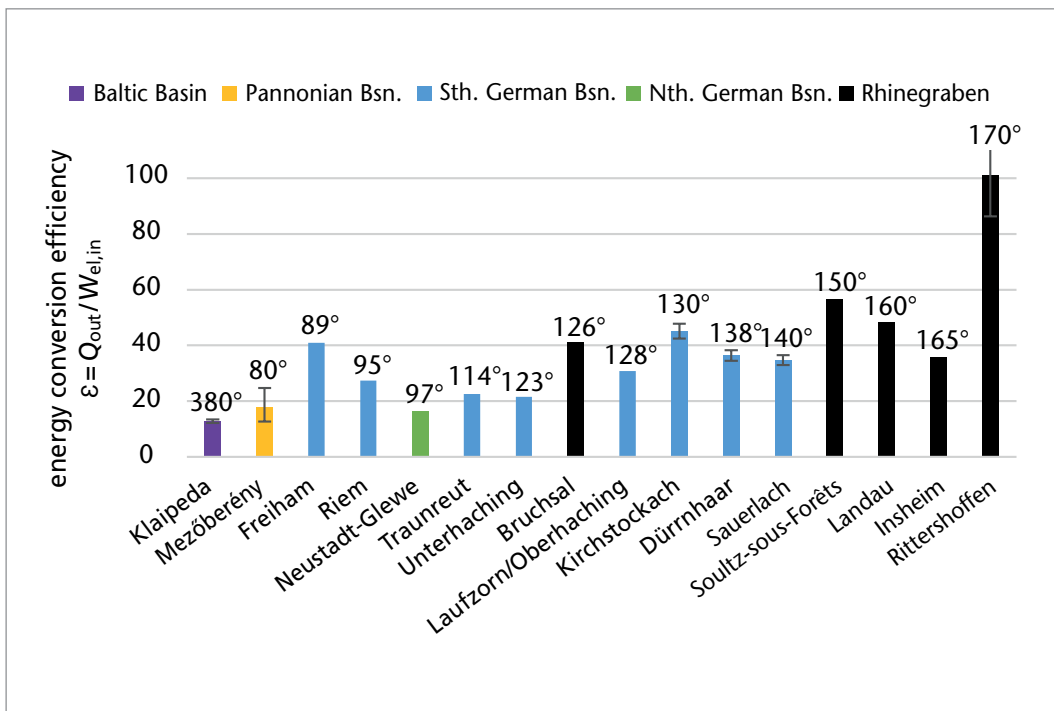


Abbildung 2
Effizienz der Strom-Wärme-Wandlung:
Vergleich des energetischen Konversionsfaktors von Tiefengeothermie-Anlagen in Europa [GFZ]

Abbildung 3
Vergleich der energetischen Effizienz verschiedener Power-to-Heat-Technologien
 [GFZ]

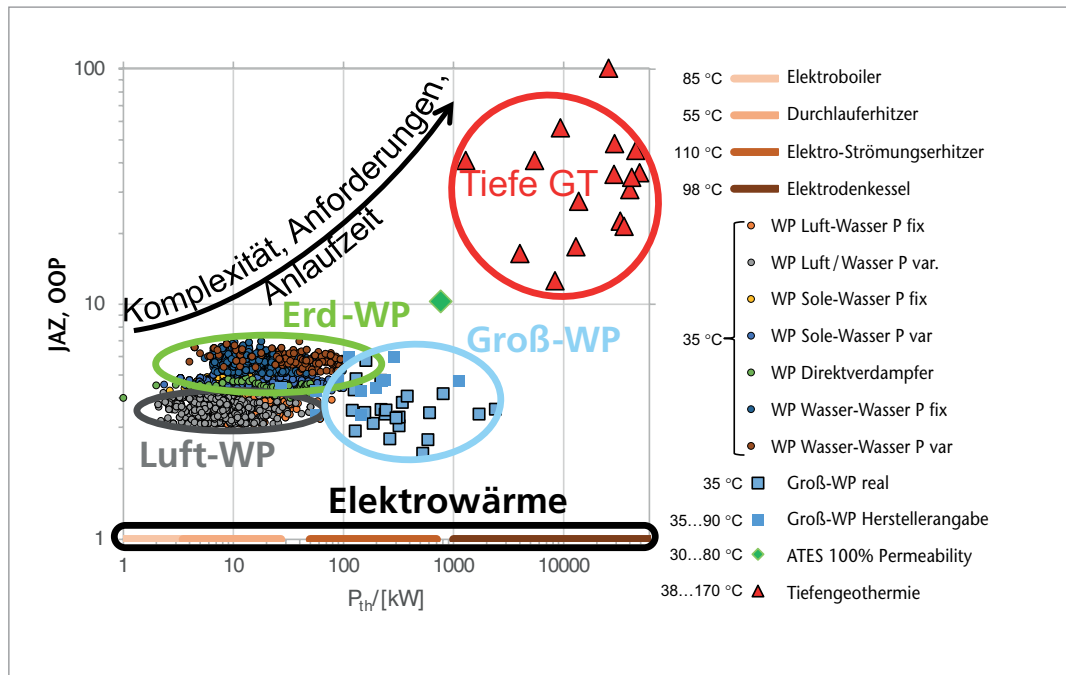


Abbildung 4
Lageplan des betrachteten Erdwärmepumpensystems
 [UFZ]



Thermischer Langzeiteffekt beim Betrieb von Erdwärmepumpensystemen

Neben der Auswahl der Technologie zur Wärmebereitstellung bietet auch die Anwendung Potenzial zur Effizienzsteigerung. Ein Beispiel sind Erdwärmepumpensysteme, bei denen sich die Einflussbereiche der einzelnen Erdwärmesonden (EWS) bzw. -brunnen räumlich überlappen. Es gilt dabei, negative Wechselwirkungen zu minimieren. Das UFZ hat dies in einer Fallstudie untersucht [3]. Studienobjekt war ein Stadtquartier in der Nähe von Köln, in dem 47 EWS sowie 4 Brunnen in einem minimalen Abstand < 10 m zum Zweck der Gebäudeheizung und -kühlung installiert sind. In zusätzlichen Beobachtungsbohrungen wurden über 4 Jahre Temperatur und Druck des Grundwassers messtechnisch erfasst.

Dabei zeigte sich deutlich ein langfristiges Absinken der Temperatur im Abstrom.

Inwieweit dieser Temperaturabfall einen dauerhaften Betrieb beeinträchtigt und wie er beeinflusst werden kann, war Ziel der folgenden Modellierung. Ein zweidimensionales thermohydraulisches FEM-Modell (FEM = Finite-Element-Methode) wurde mit den Messergebnissen kalibriert und so Wärmeleitfähigkeit und mittlere Leistungszahl der WP abgeschätzt ($\rightarrow \lambda = 1.0 \text{ W m}^{-1} \text{ K}^{-1}$, $\text{COP} \approx 3$).

Die verbleibenden Unsicherheiten bzgl. des hydraulischen Gradienten und des Kühl-Heiz-Verhältnisses bilden die Best-/Worst-Cases ab. Die Simulation über 25 Jahre zeigt, dass diese Werte entscheiden können zwischen nachhaltigem und nicht-nachhaltigem

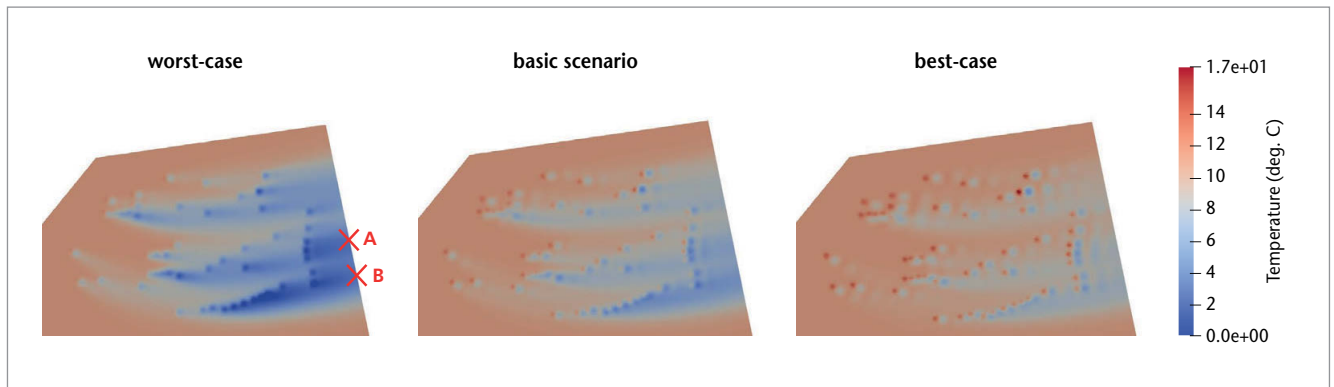


Abbildung 5
Auskühlung eines Temperaturfelds nach 25 Jahren Betrieb des Erdwärmepumpensystems für 3 Szenarios

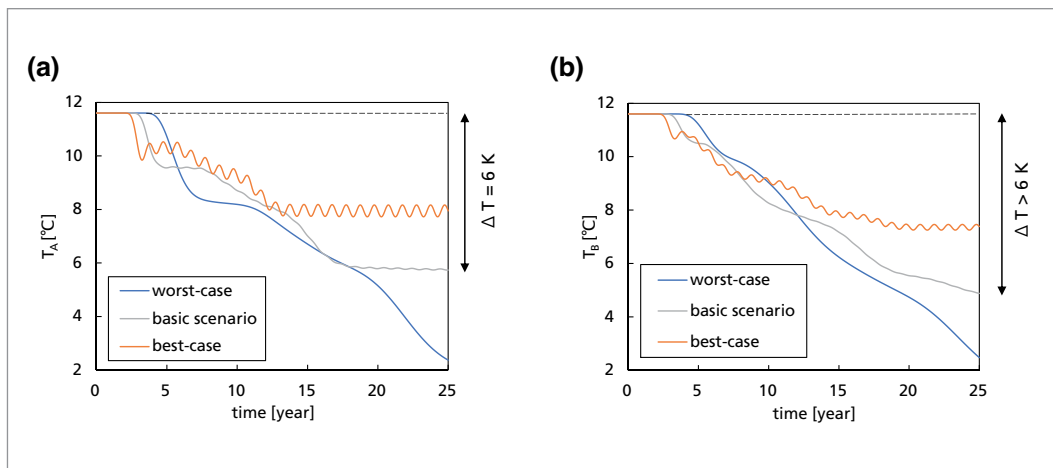


Abbildung 6
Temperatur im Abstrom des Erdwärmepumpensystems am Beobachtungspunkt a) A und b) B (► *Abbildung 5*)
[UFZ]

Betrieb. So sinkt im Worst-Case-Szenario durch die kumulative Auskühlung der hintereinanderliegenden Sonden die Temperatur an beiden Beobachtungspunkten A und B (► *Abbildung 5*) kontinuierlich um mehr als 10 K in 25 Jahren, während im Basis-Szenario T_A sich bei $\Delta T = -6$ K stabilisiert und im Best-Case-Szenario in beiden Punkten der Untergrund nur um wenig mehr als 4 K ausgekühlt wird.

Im vorliegenden Fall sind also trotz partieller Regeneration durch Kühlbetrieb die Reservoirauskühlung und die gegenseitige Beeinflussung relevant. Ein Monitoring ist daher unabdinglich, um zu erkennen, wann Grenzwerte überschritten werden oder Effizienzverluste drohen. Wenn möglich, sollten bei geringer Grundwasserströmung EWS nicht nah in Strömungsrichtung angeordnet werden. Die Auskühlung wird verringert, wenn dem Reservoir winters weniger Wärme entzogen und sommers im Kühlbetrieb mehr Wärme eingetragen wird. Die willkommene Veränderung des Lastprofils in diese Richtung ist wahrscheinlich, wenn sich im Zuge des Klimawandels die mittleren Temperaturen erhöhen.

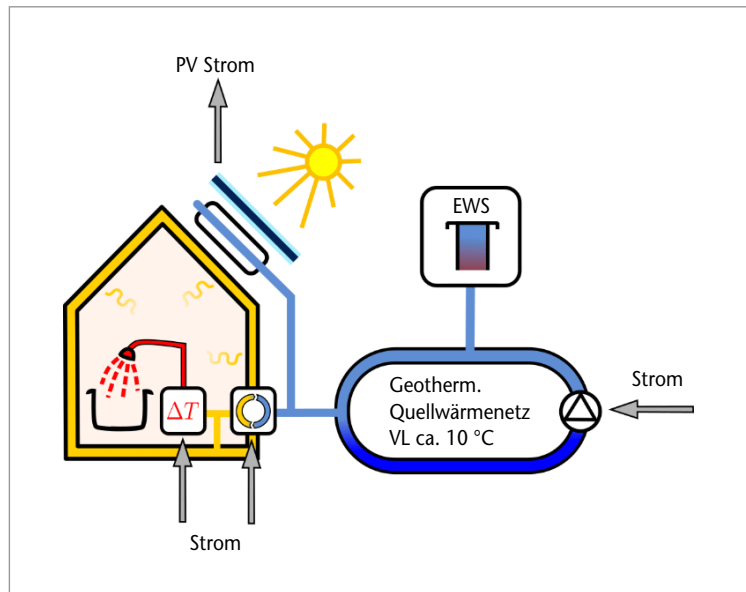
Solarthermische Regeneration eines EWS-Felds

Ein zusätzlicher Wärmeeintrag kann auch gezielt mittels Solarthermie (ST) herbeigeführt werden. Das ist der Ansatz, den das ISFH untersucht: Statt bei einem System mit WP und ST die ST-Wärme auf der warmen Seite der WP einzuspeisen, wird die Temperatur des „kalten“ Reservoirs angehoben und damit der COP erhöht bzw. die benötigte Kollektorfläche zu verringert (► *Abbildung 7*). Überschüssige ST-Wärme wird also quasi auf niedrigem T-Niveau gespeichert, was die Speicherverluste sowie die Anforderungen an die Kollektoren verringert. Je geringer die benötigte Temperatur, desto einfacher und damit günstiger kann die ST-Technologie sein. Die Speicherung löst außerdem das Problem, dass selten hohe ST-Leistung und Heizbedarf zusammenfallen.

Abbildung 7

Wärmeversorgungskonzept Quartier:

PV = Photovoltaik,
EWS = Erdwärmesonden,
VL = Vorlauf
[ISFH]

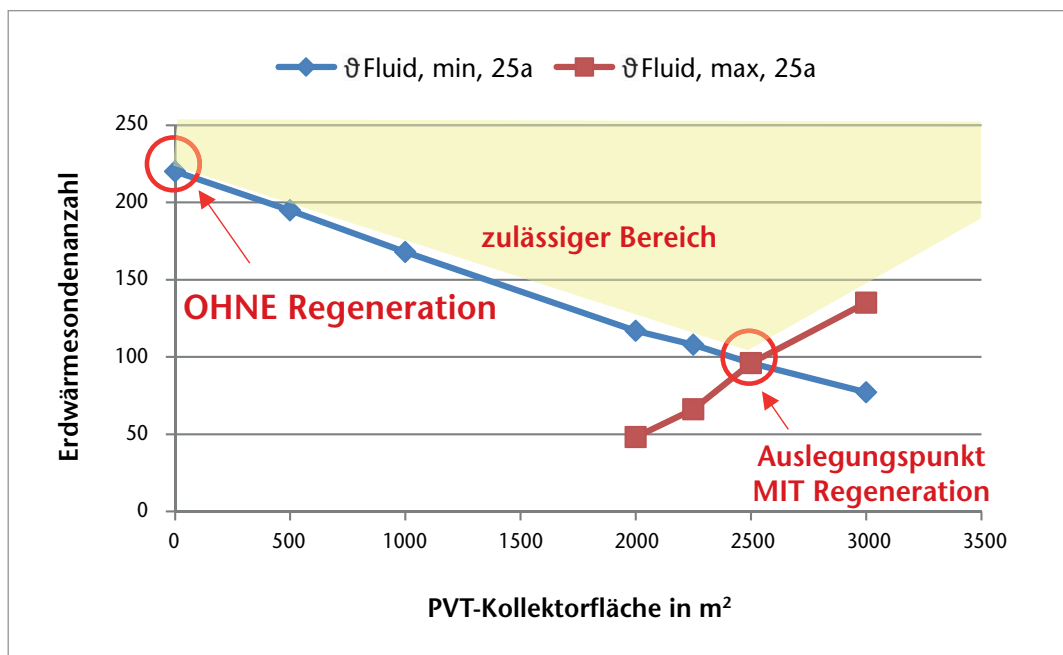


In einer Studie hat das ISFH ein Konzept für Wärmeversorgung einer heilpädagogischen Einrichtung bei Hildesheim entwickelt. Im Zuge der Sanierung des Gebäudebestands sollen die aktuellen konventionellen Wärmequellen Nahwärmenetz und Gaskessel in Zukunft durch PVT-Kollektoren¹ (die Strom und Wärme liefern) und ein geothermisches Quellwärmenetz samt Erdwärmesonden (EWS) und dezentraler WP ersetzt werden. Damit soll der Wärmebedarf von ca. 1,2 GWh/a bei einer Spitzenlast von ca. 500 kW gedeckt werden.

► **Abbildung 8** zeigt das Ergebnis der Vorplanung mittels EED (= Earth Energy Designer, Simulationssoftware zur Auslegung von Erdwärmesonden und -Sondenfeldern): Durch die solare Niedertemperatur-Regeneration kann die Anzahl der EWS und damit der Flächenbedarf von ca. 220 auf ca. 100 verringert werden, wenn ca. 2.500 m² PVT-Kollektoren zur Verfügung stehen. Die Zahl der EWS ergibt sich aus der Beschränkung für die Auskühlung/Erwärmung des Untergrunds auf $\Delta T < 6$ K. In dieser Konfiguration kompensiert die ST-Regenerationswärme in der Jahresbilanz die geothermische Entzugswärme, so dass die WP eine Jahresarbeitszahl von ca. 4,5 erreichen.

Abbildung 8

Mindestanzahl von EWS zur Einhaltung des 6-K-Grenzwerts der Auskühlung (blau) bzw. Erwärmung (rot) des Untergrunds in Abhängigkeit der Kollektorfläche
[ISFH]



Spezifische Kosten von geothermischen Aquiferspeichern

Erhöht man das Verhältnis von Regeneration zu Wärmeentzug, d.h., man speichert erst Wärme im Untergrund, um sie später (teilweise) zurückzugewinnen, spricht man von einem geothermischen Aquiferspeicher (ATES). Am KIT hat man im Rahmen einer Machbarkeitsstudie modelltechnisch den zyklischen Langzeitbetrieb von ATES untersucht. Dafür wurde mithilfe einer FEM-Software ein Modell des Untergrunds erstellt, um damit den mehrjährigen saisonalen Speicherbetrieb zu simulieren. Dabei wurde jeweils halbjährige Ein-/Auspeicherung bei konstanter Injektionstemperatur (80/30°C) und Volumenstrom (40 l/s) angenommen. Aus den Simulationsergebnissen wurden u.a. über den Pumpaufwand die spezifischen Speicherkosten ermittelt. Die Variation der hydraulischen Leitfähigkeit des Reservoirgesteins zeigt ihren großen Einfluss unterhalb von $4 \cdot 10^{14} \text{ m}^2$ (► *Abbildung 9*). Dieser Parameter ist also kritisch für die Wirtschaftlichkeit von Speicherprojekten, jedoch gleichzeitig mit großer Unsicherheit behaftet und nur bedingt durch Stimulationsmaßnahmen beeinflussbar.

Ebenfalls entscheidend für die Wirtschaftlichkeit eines ATES-Projekts ist der Designparameter Größe: Generell sinken die spezifischen Investitionskosten signifikant mit der Speichergöße [4] [5].

Fazit

Mit Hilfe geothermischer Technologien lässt sich Strom effizient und flexibel in Wärme umwandeln. Dabei wird ein Vielfaches der eingesetzten elektrischen Energie als Wärme bereitgestellt, je nach finanziellem Aufwand und Bohrtiefe mit einstelligem Konversionsfaktor (Flache Geothermie mit WP) bis hin zu hohen zweistelligen Faktoren (Tiefengeothermie).

Bei flacher Geothermie kann thermische Regeneration der Wärmequelle die Effizienz von WP verbessern bzw. den Flächenbedarf des angeschlossenen geothermischen Systems vermindern. Dies kann durch gezielten Eintrag von Abwärme aus z. B. Gebäudeklimatisierung oder solarthermischer Wärme erreicht werden.

Der nachhaltige Betrieb von Erdwärmepumpen-Systemen erfordert Monitoring, koordinierten Betrieb und/oder Reservoirregeneration um gegenseitige nachteilige Wechselwirkungen zu minimieren.

Die Kosten für geothermische Wärmespeicherung hängen neben der Speichergöße maßgeblich von der Durchlässigkeit des Reservoirs ab.

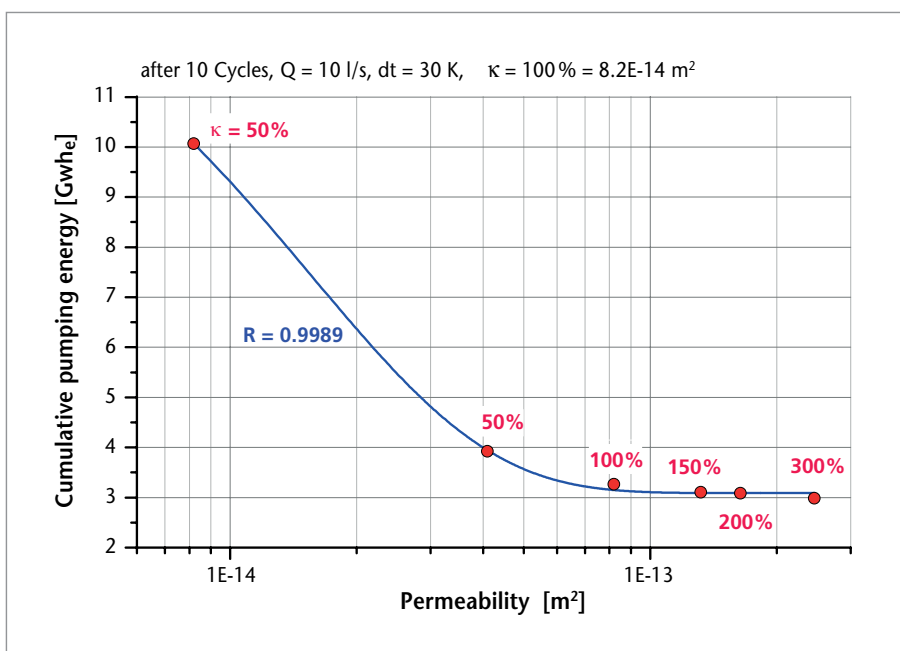


Abbildung 9
Spezifische Speicherkosten:
 Pumpaufwand beim saisonalen Betrieb eines geothermischen Aquiferspeichers in Abhängigkeit von der Reservoirpermeabilität [UFZ]

Literaturverzeichnis

- [1] AG Energiebilanzen e.V., „Anwendungsbilanzen für die Endenergiesektoren in Deutschland in den Jahren 2013 bis 2016,“ AG Energiebilanzen e.V., Berlin, 2017.
- [2] F. Sandau, A. Scholz, H. Hahn, P. Schumacher, C. Sager, F. Bergk, C. Kämper, W. Knörr, J. Kräck, U. Lambrecht, O. Antoni, J. Hilpert, K. Merkel und T. Müller, „Projektbericht: Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr – Analyse der Interaktion zwischen den Sektoren Strom, auf steigende Anteile fluktuierender Erneuerbarer Energien im Strombereich unter Berücksichtigung der europäischen Entwicklung,“ Fraunhofer IEE, 2015.
- [3] B. Menga, T. Vienken, O. Kolditz und H. Shao, „Modeling the groundwater temperature response to extensive operation of ground source heat pump systems: A case study in Germany,“ *Energy Procedia*, Bd. 152, 2018.
- [4] N. Fisch, „Saisonale Speicherung von Niedertemperaturwärme,“ *BWK*, Bd. 4, pp. 505-511, November 1989.
- [5] D. M. Mangold und T. Schmidt, „Solare Nahwärme und Langzeit-Wärmespeicher: wissenschaftlich-technische Programmbegleitung für Solarthermie2000plus; Forschungsbericht zum BMU-Vorhaben 0329607L; Laufzeit: Juni 2005 bis November 2007,“ Solites, Stuttgart, 2008.