

# Potential der hydrothermalen Geothermie zur Stromerzeugung in Deutschland



Geothermie-Allianz Bayern

Autoren: Eyerer, Sebastian; Schifflechner, Christopher; Hofbauer, Sebastian; Wieland, Christoph; Zosseder, Kai; Bauer, Wolfgang; Baumann, Thomas; Heberle, Florian; Hackl, Christoph; Irl, Matthäus; Spliethoff, Hartmut

Hintergrund Die interdisziplinäre Forschung der Munich School of Engineering (MSE) als sogenanntes Integrative Research Center konzentriert sich auf Energie und Nachhaltigkeit mit den Schwerpunkten Erneuerbare Energien, Elektromobilität, Energieerzeugung, Energiespeicherung, Kraftwerkstechnologien sowie Energieeffizienz im Bauwesen. Der Interdisziplinarität dieser Forschungsthemen wird durch Vernetzung aller Fakultäten und Institute der Technischen Universität München Rechnung getragen. Innerhalb der MSE bildet das Center for Power Generation (CPG) einen der fünf Forschungsbereiche ab. Dort wird neben effizienten und innovativen Kraftwerkstechnologien auch an zukünftigen Transport-, Speicher- und Regelsysteme für Elektrizität sowie neuartigen als auch optimierten Techniken zur Reduktion von Luft- und Klimaschadstoffen bei der Energiewandlung geforscht. Das Forschungsprojekt Geothermie-Allianz Bayern mit dem Ziel den heimischen Energieträger Geothermie durch anwendungsorientierte Grundlagenforschung als erneuerbare Energieressource zu stärken, wird von der MSE koordiniert. Die Studie ist im Rahmen der Geothermie-Allianz Bayern entstanden.

Herr Prof. Dr. Thomas Hamacher ist geschäftsführender Direktor der MSE. Herr Prof. Dr.-Ing. Hartmut Spliethoff ist Leiter des CPG. Frau Dr. Katharina Aubele koordiniert das Forschungsprojekt Geothermie-Allianz Bayern.

Datum: 12.05.2017

Titelbild: Erdwärme Grünwald GmbH

# Kurzfassung

In der vorliegenden Studie wird das Potential der hydrothermalen Geothermie zur Stromerzeugung in Deutschland untersucht. Ausgehend vom theoretischen Potential der hydrothermalen Wärmemenge im Untergrund wird mit Hilfe einer Analyse der Bestandskraftwerke das technische sowie das wirtschaftliche Potential der Stromerzeugung auf hydrothermalen Geothermie ermittelt.

In einem ersten Schritt wird die technische und wirtschaftliche Leistungsfähigkeit der Technologie betrachtet, indem die in Deutschland in Betrieb befindlichen Anlagen analysiert werden. Derzeit sind zehn geothermische Kraftwerke mit einer installierten Leistung von ca. 41 MW<sub>el</sub> in Betrieb. Bei sieben der zehn Anlagen wird neben Strom auch Wärme in ein Fernwärmenetz ausgekoppelt. Die installierte thermische Leistung der Anlagen mit kombinierter Strom- und Wärmeproduktion liegt bei 142 MW<sub>th</sub>. Aus der Analyse dieser zehn Anlagen wird ein Modell für den elektrischen Netto-Kraftwerkswirkungsgrad und für den elektrischen Netto-Systemwirkungsgrad der gesamten Geothermie-Anlage in Abhängigkeit der Thermalwassertemperatur entwickelt. Erwartungsgemäß steigen beide Wirkungsgrade mit zunehmender Thermalwassertemperatur an, wobei der mittlere Netto-Kraftwerkswirkungsgrad der betrachteten Anlagen bei 11,3 % liegt. Um die wirtschaftliche Leistungsfähigkeit zu beurteilen, werden die Stromgestehungskosten der Bestandsanlagen untersucht und ein Modell in Abhängigkeit der Thermalwassertemperatur und des geothermischen Gradienten entwickelt. Über den geothermischen Gradienten wird die Länge der Bohrungen berücksichtigt, um eine bestimmte Thermalwassertemperatur zu erreichen. Diese Bohrungslänge beeinflusst wiederum sehr stark die hierbei entstehenden Kosten und damit auch die Wirtschaftlichkeit eines geothermischen Projekts. Diese Analyse ergibt, dass die Stromgestehungskosten mit steigenden Thermalwassertemperaturen zwar sinken, es bei niedrigen geothermischen Gradienten aber zu einem Anstieg der Kosten bei hohen Temperaturen auf Grund der tiefen Bohrungen kommt. Die mittleren Stromgestehungskosten der betrachteten Anlagen liegen unter Berücksichtigung einiger Annahmen bei 23,2 ct/kWh.

Aufbauend auf dieser Analyse des Stands der Technik wird in einem zweiten Schritt das Potential der Technologie bestimmt. Das theoretische Potential der hydrothermalen Wärmemenge im Untergrund stützt sich dabei auf Daten aus der Literatur. Dieses theoretische Potential ist klassifiziert nach Temperaturniveau und Region. Mit Hilfe des entwickelten Modells für die technische Leistungsfähigkeit kann daraus ein technisches Potential der Stromerzeugung in Abhängigkeit der Thermalwassertemperatur ermittelt werden. Insgesamt beträgt dieses Potential ca. 11,5 PWh<sub>el</sub>. Wird nun weiterhin die wirtschaftliche Leistungsfähigkeit der Technologie berücksichtigt, ergibt sich ein wirtschaftliches Potential von ca. 8,7 PWh<sub>el</sub>. Da die kombinierte Produktion von Strom und Wärme in den Bestandsanlagen in dem entwickelten Modell der Leistungsfähigkeit bereits berücksichtigt ist, ergibt sich neben der erzeugbaren Strommenge auch ein wirtschaftliches Potential der Wärmeproduktion von ca. 43,5 PWh<sub>th</sub>. Wichtig bei diesem Wärmepotential ist, dass es sich ausschließlich auf die kombinierte Produktion von Strom und Wärme bezieht, reine Wärmeprojekte sind hier nicht berücksichtigt.

Das wirtschaftliche Potential hängt ganz entscheidend von verschiedenen Rahmenbedingungen und Annahmen ab wie z. B. den Strom- und Wärmeverkaufspreisen, der Auslastung der Anlagen

oder der wirtschaftlichen Nutzungsdauer der Anlagen. Daher werden die Ergebnisse einer Sensitivitätsanalyse unterzogen, um die Auswirkungen der Einflussfaktoren zu quantifizieren.

Das oben genannte wirtschaftliche Potential bezieht sich dabei auf die gesamte hydrothermale Wärmemenge im Untergrund. Um wiederum daraus den jährlichen Beitrag der Geothermie zu bestimmen, muss die Regeneration der Wärmemenge im Untergrund berücksichtigt werden. In dieser Studie wird die regenerative Nutzung der geothermischen Energie untersucht. Daraus folgt, dass der mittlere Ausbeutungszeitraum mindestens dem Regenerationszeitraum entsprechen muss. Aus dieser Forderung ergibt sich ein jährliches, regeneratives und wirtschaftliches Potential von  $8,7 \text{ TWh}_{\text{el}}/\text{a}$  und  $43,5 \text{ TWh}_{\text{th}}/\text{a}$ . Dies entspricht derzeit einem Anteil am Bruttostromverbrauch von  $1,44 \%$  und einem Anteil am Wärmebedarf für Raumwärme und Warmwasser von  $5,16 \%$ . Die installierte Brutto-Leistung liegt dabei bei  $1\,790 \text{ MW}_{\text{el}}$ , was bei einer durchschnittlichen Anlagengröße von  $4,1 \text{ MW}_{\text{el}}$  insgesamt 437 Anlagen entspricht.

# Inhaltsverzeichnis

<b>Kurzfassung</b>	<b>I</b>
<b>Abbildungsverzeichnis</b>	<b>IV</b>
<b>Tabellenverzeichnis</b>	<b>V</b>
<b>Nomenklatur</b>	<b>VI</b>
<b>1 Einleitung</b>	<b>1</b>
<b>2 Methodik</b>	<b>3</b>
<b>3 Stand der Technik der geothermischen Stromerzeugung</b>	<b>6</b>
3.1 Geothermische Kraftwerke in Deutschland . . . . .	6
3.1.1 Allgemeine Anlagendaten . . . . .	6
3.1.2 Standortparameter . . . . .	8
3.2 Thermodynamische Leistungsfähigkeit . . . . .	8
3.2.1 Elektrischer Wirkungsgrad des Kraftwerks . . . . .	8
3.2.2 Elektrischer Systemwirkungsgrad . . . . .	10
3.3 Ökonomische Leistungsfähigkeit . . . . .	11
3.3.1 Berechnungsmethodik . . . . .	12
3.3.2 Stromgestehungskosten . . . . .	15
<b>4 Potentialanalyse</b>	<b>18</b>
4.1 Theoretisches Potential . . . . .	18
4.2 Technisches Potential der hydrothermalen Wärmemenge . . . . .	19
4.3 Technisches Potential der Stromerzeugung aus hydrothermalen Geothermie . . . . .	20
4.4 Wirtschaftliches Potential . . . . .	21
4.4.1 Sensitivitätsanalyse des wirtschaftlichen Potentials . . . . .	22
4.4.2 Jährliches wirtschaftliches Potential . . . . .	25
4.5 Weitere begrenzende Rahmenbedingungen . . . . .	28
4.6 Anmerkung zu den Ergebnissen . . . . .	30
<b>Literaturverzeichnis</b>	<b>31</b>
<b>Anhang</b>	<b>38</b>
A.1 Angebot-Kosten-Kurven für die einzelnen hydrothermalen Regionen . . . . .	38
B.1 Daten zu den Bestandsanlagen . . . . .	38

# Abbildungsverzeichnis

2.1	Methodik und im Modell berücksichtigte Einflussfaktoren zur Bestimmung des wirtschaftliche Potential der Stromerzeugung . . . . .	4
2.2	Beispielhafte Kosten-Angebot-Kurve. . . . .	5
3.1	Die elektrischen Netto-Wirkungsgrade der Kraftwerke. . . . .	9
3.2	Die elektrischen Netto-Systemwirkungsgrade der Bestandsanlagen. . . . .	10
3.3	Die Stromgestehungskosten abgeleitet aus den Bestandsanlagen. . . . .	16
3.4	Die Stromgestehungskosten in Abhängigkeit der Thermalwassertemperatur und der jeweiligen Region. . . . .	17
4.1	Das technische Potential zur Stromerzeugung als Funktion der Thermalwassertemperatur. . . . .	20
4.2	Angebot-Kosten Kurve für die geothermische Stromerzeugung in Deutschland. . . . .	22
4.3	Kosten-Angebot-Kurven für verschiedene elektrische Volllaststunden. . . . .	23
4.4	Kosten-Angebot-Kurven für verschiedene thermische Volllaststunden. . . . .	23
4.5	Sensitivitätsbetrachtung des wirtschaftlichen Potentials. . . . .	24
4.6	Sensitivitätsbetrachtung des jährlichen wirtschaftlichen Potentials. . . . .	27
A.1	Angebot-Kosten-Kurve für die geothermische Stromerzeugung für die einzelnen hydrothermalen Regionen. . . . .	38

# Tabellenverzeichnis

3.1	Daten zu den deutschen Bestandsanlagen zur Stromerzeugung aus hydrothermaler Geothermie. . . . .	7
4.1	Theoretisches Potential der hydrothermalen Geothermie und mittlere geothermische Gradienten . . . . .	19
4.2	Das technische Potentiale der hydrothermalen Geothermie. . . . .	21
4.3	Das jährliche wirtschaftliche und regenerative Potential. . . . .	27
B.1	Daten zu den Bestandsanlagen der hydrothermalen Stromerzeugung in Deutschland.	39
B.2	Daten zu den Bestandsanlagen der hydrothermalen Stromerzeugung in Deutschland.	40
B.3	Daten zu den Bestandsanlagen der hydrothermalen Stromerzeugung in Deutschland.	41
B.4	Daten zu den Bestandsanlagen der hydrothermalen Stromerzeugung in Deutschland.	42

# Nomenklatur

## Abkürzungen

<b>Abkürzung</b>	<b>Bedeutung</b>
ABZ	Ausbeutungszeitraum
BSV	Bruttostromverbrauch
EL	Reines Stromprojekt
EL + W	Kombinierte Strom- und Wärmeproduktion
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
FP	Förderpumpe
HKW	Heizkraftwerk
MV	Mecklenburg-Vorpommern
NDB	Norddeutsches Becken
ORG	Oberrheingraben
PV	Photovoltaik
SDB	Süddeutsches Molassebecken
SIK	Spezifische Investitionskosten
SGK	Stromgestehungskosten
VLS	Volllaststunden
WND	Wirtschaftliche Nutzungsdauer

## Abkürzungen für geothermische Bestandsanlagen

<b>Abkürzung</b>	<b>Anlage</b>
BS	Bruchsal
DH	Dürrnhaar
IH	Insheim
KS	Kirchstockach
LD	Landau
OH	Oberhaching
SL	Sauerlach
TK	Taufkirchen
TR	Traunreut
UH	Unterhaching

**Formelzeichen**

<b>Formelzeichen</b>	<b>Einheit</b>	<b>Bedeutung</b>
$A$	€	Annuität
$AF$	-	Annuitätenfaktor
$B$	m	Bohrungslänge
$c$	J/(kg K)	Wärmekapazität
$E$	kWh	Energie
$\eta$	-	Wirkungsgrad
$\Delta T$	K	Temperaturdifferenz
$\Delta h$	J/kg	Enthalpiedifferenz
$i$	%	Kalkulatorischer Zinssatz
$K$	€	Kosten
$\dot{m}$	kg/s	Massenstrom
$R$	-	Gewinnungsfaktor
$\rho$	kg/m <sup>3</sup>	Dichte
$P$	kW	Leistung
$p$	ct/kWh	Preis
$Q$	kWh	Wärmemenge
$\dot{Q}$	kW	Wärmeleistung
$SGK$	ct/kWh	Stromgestehungskosten
$\sigma$	-	Stromkennzahl
$T$	°C	Temperatur
$t$	a	Zeitraum
$VLS$	h/a	Volllaststunden
$W$	kWh	Wirtschaftliches Potential
$w$	kWh/a	Jährliches wirtschaftliches Potential
$WND$	a	Wirtschaftliche Nutzungsdauer
$z$	m	Bohrlänge

**Indizes**

<b>Index</b>	<b>Bedeutung</b>
<i>aus</i>	Ausbeutung
<i>BD</i>	Bedarfsgebunden
<i>Bohrung</i>	Bohrung
<i>BT</i>	Betriebsgebunden
<i>brutto</i>	brutto
<i>el</i>	elektrisch
<i>ESP</i>	Tauchpumpe
<i>F</i>	Flächenfaktor
<i>G</i>	Gestein
<i>Geo</i>	Geometrie
<i>ges</i>	gesamt
<i>HKW</i>	Heizkraftwerk
<i>Inj</i>	Injektion
<i>K</i>	Kapitalgebunden
<i>kum</i>	kumuliert
<i>KW</i>	Kraftwerk
<i>netto</i>	netto
<i>M</i>	Mächtigkeit
<i>MD</i>	tatsächliche Bohrlänge
<i>max</i>	maximal
<i>Personal</i>	Personal
<i>ref</i>	Referenz
<i>reg</i>	regenerativ
<i>S</i>	sonstige
<i>T</i>	Temperatur
<i>TW</i>	Thermalwasser
<i>tech</i>	technisch
<i>theo</i>	theoretisch
<i>TVD</i>	tatsächliche Bohrlänge
<i>sys</i>	System
<i>th</i>	thermisch
<i>W</i>	Wärme
<i>WE</i>	Wärmeerlös
<i>WH</i>	wellhead
<i>wirt</i>	wirtschaftlich
<i>zu</i>	zugeführt

# 1 Einleitung

Der Energiemarkt in Deutschland steht spätestens seit dem Einleiten der Energiewende vor großen Veränderungen. Die Bundesregierung strebt einen deutlichen Anstieg erneuerbarer Energieerzeugung in den nächsten Jahren an. Seit dem ersten Inkrafttreten des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG) im Jahr 2000 hat sich deren Anteil am Bruttostromverbrauch von damals 6,6 % auf 30 % im Jahr 2015 stark erhöht (AGEB 2016). Die wichtigsten erneuerbaren Energieträger sind hierbei die Photovoltaik (PV) und die Windkraft. Auch die geothermische Stromerzeugung erfährt seit der Inbetriebnahme des ersten Kraftwerkes in Deutschland im Jahr 2004 erhöhte Aufmerksamkeit. Im Gegensatz zu der volatilen und schlecht planbaren Stromerzeugung von PV und Windkraft, steht mit der Geothermie eine potentiell verlässliche und flexible Energiequelle zur Verfügung. Einige Studien bescheinigen zudem ein sehr großes Angebot an nutzbarer Wärme im Untergrund (Nitsch und Trieb 2000, Paschen et al. 2003, Kayser und Kaltschmitt 2009).

Während oberflächennahe geothermische Wärme in ihrer direkten Form in Deutschland schon länger erfolgreich genutzt wird, ist die Nutzung der Tiefengeothermie sowohl zur Wärme als auch zur Stromerzeugung noch im Anfangsstadium. In anderen Ländern wie z. B. Island, Italien, Indonesien oder den USA ist die geothermische Stromerzeugung insbesondere dank besserer geologischer Bedingungen weiter fortgeschritten und leistet wichtige Beiträge zur Energieversorgung. Die in Deutschland vergleichsweise geringen Temperaturen im Untergrund erfordern teilweise eine andere Herangehensweise und erschweren die Erschließung des Potentials. Dennoch ist in Deutschland eine hohe Dynamik in der Branche erkennbar, wie viele geplante und in jüngster Zeit verwirklichte Projekte zeigen. Im internationalen Vergleich ist das relative Wachstum der geothermischen Stromerzeugung in Deutschland mit 280 % zwischen den Jahren 2010 und 2014 sogar eines der größten (Bertani 2016). Die EEG-Förderung für geothermischen Strom bietet seit etwa einem Jahrzehnt erstmals verlässliche wirtschaftliche Rahmenbedingungen für die Stromerzeugung aus der Geothermie in Deutschland. Seitdem konnte die Umsetzbarkeit der Technologie durch mittlerweile zehn Anlagen mit Stromerzeugung unter Beweis gestellt werden. Die bisherigen Projekte weisen in vieler Hinsicht aber einen Pilotcharakter auf und liefern laufend neue Erkenntnisse über wichtige Forschungsschwerpunkte um die Technologie zu verbessern. Dennoch kann mit Hilfe dieser ersten Anlagen und den damit verbundenen Betriebserfahrungen analysiert werden, welche Leistungsfähigkeit geothermische Kraftwerke in Deutschland heute erreichen können. Diese erreichbare Leistungsfähigkeit ist entscheidend für eine belastbare Potentialanalyse.

Ziel dieser Studie ist es, das Potential der Stromerzeugung aus hydrothermalen Geothermie in Deutschland zu erfassen. Dafür werden die zehn derzeit betriebenen Anlagen auf ihre thermodynamische und ökonomische Leistungsfähigkeit untersucht. Darauf aufbauend wird sowohl die technische als auch wirtschaftlich nutzbare Strommenge abgeleitet, die mit der hydrothermalen Geothermie in Deutschland zur Verfügung gestellt werden kann. In sieben der zehn Projekte wird neben Strom auch Wärme produziert, die in ein Fernwärmenetz eingespeist wird. Es soll in dieser Studie daher auch das Potential der Wärmeproduktion durch die kombinierte Produktion von Strom und Wärme betrachtet werden. Das Potential reiner Wärmeprojekte wird in dieser Studie nicht untersucht.

Diese Studie wurde im Rahmen der Beteiligung des Lehrstuhls für Energiesysteme am Forschungsprojekt Geothermie-Allianz Bayern (GAB) erstellt. Die Arbeiten der GAB verfolgen das Ziel, den heimischen Energieträger Geothermie durch anwendungsorientierte Grundlagenforschung als erneuerbare Energieressource zu stärken. Die Koordination des Verbundforschungsvorhabens, welches neben der Technischen Universität München (TUM), auch an der Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg (FAU) und der Universität Bayreuth bearbeitet wird, findet an der Munich School of Engineering (MSE) der TUM statt.

## 2 Methodik

Das Potential der geothermischen Stromerzeugung wird in drei Schritten erfasst:

1. Analyse des theoretischen Potentials
2. Analyse des technischen Potentials
3. Analyse des wirtschaftlichen Potentials

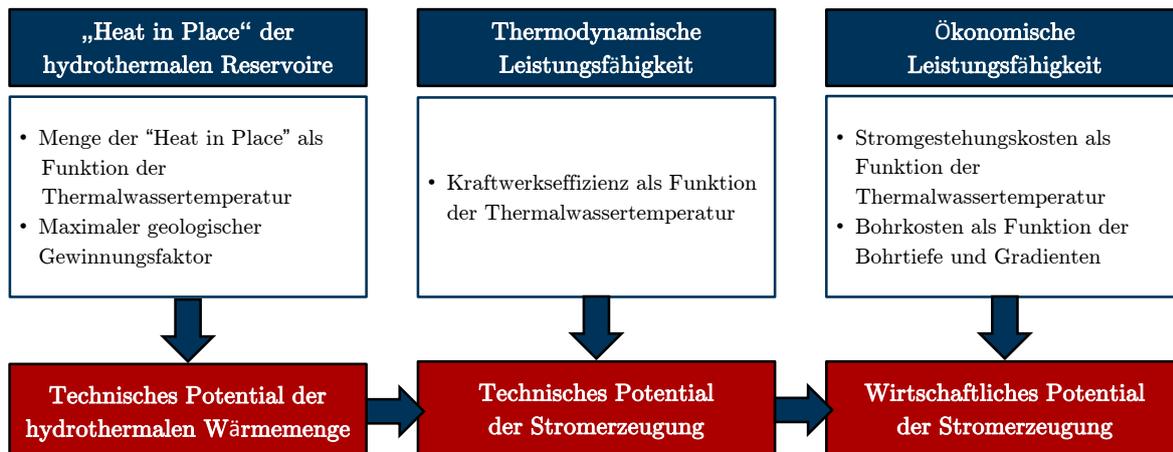
Das **theoretische Potential** wird durch die Wärmemenge in den hydrothermalen Lagerstätten beschrieben. Diese sind im wesentlichen die drei Provinzen Norddeutsches Becken (NDB), Oberrheingraben (ORG) und Süddeutsches Molassebecken (SDB) sowie die Störungszonen, die nach Agemar et al. (2014) der hydrothermalen Geothermie zugeordnet werden können. Somit ergibt sich das theoretische Potential aus dem physikalischen Angebot der Energiequelle (Heat in Place). Die einzige Voraussetzung für das theoretische Potential ist das Vorhandensein von Grundwasser. Als Referenztemperatur für die Bestimmung der Wärmemenge ist in dieser Studie die mittlere Umgebungstemperatur in Deutschland von 10 °C definiert. Für das Norddeutsche Becken und den Oberrheingraben wird für das theoretische Potential auf die Untersuchungen von Paschen et al. (2003) zurückgegriffen. Aufbauend auf den Analysen von Jung et al. (2002) hat Agemar et al. (2015) die Wärmemenge der Störungszonen neu bewertet. Diese Daten dienen als Grundlage für das theoretische Potential der Störungszonen in dieser Studie. Die Analyse des Süddeutschen Molassebeckens basiert auf aktuellen Forschungsdaten. Insbesondere wurden hierfür die Daten aus dem Projekt GeoMol verwendet, das im Rahmen des europäisch geförderten Alpine-Space-Programms Grundlagendaten für das Süddeutsche Molassebecken erstellt hat (GeoMol Team 2015), (Pfleiderer et al. 2016). Weitere Details zur Berechnung ist in Kapitel 4.1 zu finden.

Zur Analyse des **technischen Potentials** wird zwischen dem technischen Potential der hydrothermalen Wärmemenge und dem technischen Potential der Stromerzeugung unterschieden. Dabei ist das **technische Potential der hydrothermalen Wärmemenge** der Anteil des theoretischen Potentials, der nach heutigem Stand der Technik erschließbar ist. Das **technische Potential der Stromerzeugung** ist darauf aufbauend die Strommenge, die aus der hydrothermalen Wärmemenge unter heutigen Bedingungen erzeugt werden kann. Je nach Temperatur des geförderten Thermalwassers ergibt sich bei der Stromerzeugung ein anderer Wirkungsgrad. Weiterhin ist hier auch die Art der Nutzung (reines Stromprojekt oder kombinierte Strom- und Wärmeproduktion) entscheidend, da dies die Injektionstemperatur beeinflusst. Im Fall der kombinierten Erzeugung ergibt sich neben dem Potential der Stromerzeugung auch ein Potential der Wärmeerzeugung. Das technische Potential lässt sich mit dem in der Lagerstättengeologie üblichen Begriff Ressource vergleichen. Dabei ist anzumerken, dass die klassische Einteilung in Ressource und Reserve für die Geothermie nur bedingt anwendbar ist (Andrleit et al. 2015).

Das **wirtschaftliche Potential der Stromerzeugung** (korrespondierend zu dem Begriff der Reserve) ergibt sich aus dem technischen Potential der Stromerzeugung, indem aktuelle ökonomische Kriterien berücksichtigt werden. Es beschreibt die Strommenge, die unter den aktuellen Marktbedingungen wirtschaftlich erzeugt werden kann. Ausschlaggebend sind dafür die Stromgestehungskosten (SGK) und die Erlöse aus dem erzeugten Strom. Die SGK werden

dabei vor allem durch die nötige Bohrtiefe, die erreichbare Schüttung und der Temperatur des geförderten Thermalwassers beeinflusst. Diese Faktoren sind bei der hydrothermalen Geothermie abhängig von den Standortbedingungen. Daher muss für jeden Standort prinzipiell das Potential isoliert betrachtet werden. In dieser Studie werden die Standorte jedoch vereinfacht nach der vorherrschenden Temperatur und dem geothermischen Gradienten klassifiziert. Über den geothermischen Gradienten kann die nötige Bohrtiefe im Modell abgebildet werden.

Zur Ermittlung des technischen und wirtschaftlichen Potentials der Stromerzeugung werden die Bestandsanlagen in Deutschland analysiert und daraus ein Modell für die thermodynamische und ökonomische Leistungsfähigkeit in Abhängigkeit verschiedener Standortparameter hergeleitet. Dabei wird die thermodynamische Leistungsfähigkeit durch die erreichten Wirkungsgrade bei der Stromerzeugung und die ökonomische Leistungsfähigkeit durch die Stromgestehungskosten abgebildet. In Abbildung 2.1 ist die Methodik und die jeweils berücksichtigten Einflussparameter des Modells dargestellt. Die Bestandsanlagen produzieren neben Strom häufig auch Wärme, die in ein Fernwärmenetz eingespeist wird. Da diese Art der Nutzung bereits in dem entwickelten Modell für die Leistungsfähigkeit berücksichtigt wird, ergibt sich neben der erzeugbaren Strommenge auch das Potential der Wärmeproduktion aus Anlagen mit einer Kombination von Kraft- und Heizwerk. Wichtig bei diesem Wärmepotential ist, dass es sich ausschließlich auf die kombinierte Produktion von Strom und Wärme bezieht, reine Wärmeprojekte sind hier nicht berücksichtigt.

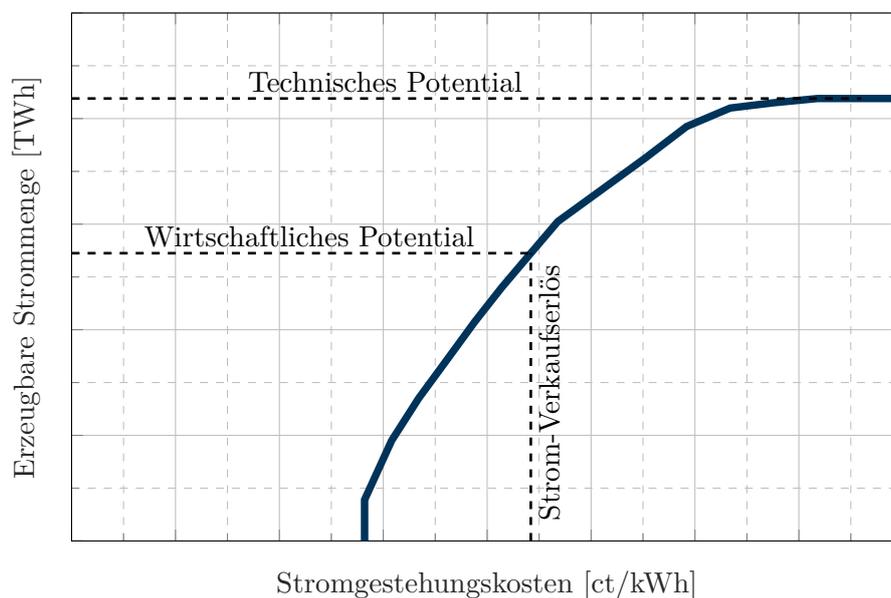


**Abbildung 2.1:** Methodik und im Modell berücksichtigte Einflussfaktoren zur Bestimmung des wirtschaftliche Potential der Stromerzeugung

Diese Informationen werden anschließend verknüpft und grafisch in einer Kosten-Angebot-Kurve (vgl. Abbildung 2.2) dargestellt. Dabei wird angenommen, dass zuerst die besten Standorte mit den geringsten Stromgestehungskosten erschlossen werden. Ausgehend davon werden Standorte mit höheren Kosten erschlossen. Die Kosten-Angebot-Kurve stellt daher den Zusammenhang zwischen den Kosten und der erzeugbaren Strommenge dar. Dafür werden die SGK auf der x-Achse und die erzeugbare Strommenge auf der y-Achse aufgetragen. Bei letzterer handelt es sich um die kumulierte Strommenge, da bei der Erschließung eines bestimmten Standortes auch alle besseren Standorte - also jene mit geringeren SGK - erschlossen werden können. In Abbildung 2.2 ist eine beispielhafte Angebot-Kosten Kurve dargestellt. Welches Potential sich aus wirtschaftlicher Sicht tatsächlich ergibt, ist abhängig von diversen Rahmenbedingungen.

Die Position auf der x-Achse wird derzeit im Wesentlichen durch die EEG-Vergütung für geothermischen Strom bestimmt. Das wirtschaftliche Potential kann anschließend auf der y-Achse abgelesen werden.

Um dieses gesamte wirtschaftliche Potential in eine jährlich nutzbare Strommenge bzw. installierte Leistung umzurechnen, muss ein Zeitraum festgelegt werden, in dem die geothermische Energie ausgebeutet werden soll. In dieser Studie soll eine regenerative Nutzung des Potentials untersucht werden. Dazu wird angenommen, dass sich die geothermische Wärmequelle innerhalb von 1000 Jahren regeneriert (Paschen et al. 2003). Ist der Ausbeutungszeitraum des geothermischen Potentials nun mindestens so lang wie der Regenerierungszeitraum, kann von einer regenerativen und nachhaltigen Nutzung gesprochen werden. Für den praktischen Anlagenbetrieb bedeutet das, dass ein Reservoir z.B. für 50 Jahre ausgebeutet wird und anschließend für 950 Jahre regenerieren kann.



**Abbildung 2.2:** Beispielhafte Kosten-Angebot-Kurve.

Es ist festzuhalten, dass das auf diese Weise ermittelte wirtschaftliche Potential nicht den tatsächlich zu erwartenden Beitrag der Stromerzeugung aus hydrothermaler Geothermie beschreibt. Für diesen sind zusätzlich eine Reihe von einschränkenden Faktoren zu berücksichtigen. Insbesondere werden die potentiellen Standorte durch die Siedlungsstruktur und die Wärmenachfrage vor Ort weiter eingeschränkt. Das hier ermittelte Potential ist daher als ein angebotsseitiges Potential zu verstehen. Zusätzlich müssen alle Ergebnisse im Kontext der getroffenen Annahmen und Vereinfachungen gesehen werden.

# 3 Stand der Technik der geothermischen Stromerzeugung

Das Potential der Stromerzeugung aus hydrothermalen Geothermie ist von der Leistungsfähigkeit dieser Technologie abhängig. Hier werden drei wichtige Kennzahlen betrachtet: der elektrische Wirkungsgrad, der Systemwirkungsgrad der Stromerzeugung sowie die Stromgestehungskosten (SGK). Der Systemwirkungsgrad bestimmt, wie viel Strom aus dem Wärmeangebot an einem Standort erzeugt werden kann. Die SGK beschreiben wie viel dieser Strom kostet. Diese Kennzahlen werden unter dem Begriff „Leistungsfähigkeit“ zusammengefasst.

Der Stand der Technik, der in diesem Kapitel behandelt wird, konzentriert sich auf die heute erreichte Leistungsfähigkeit der Stromerzeugung aus hydrothermalen Geothermie in Deutschland. Dazu werden die aktuell betriebenen hydrothermalen Kraftwerke analysiert, die nachfolgend als „Bestandsanlagen“ bezeichnet werden. Die bestimmte Leistungsfähigkeit dieser Bestandsanlagen wird damit stellvertretend als die Leistungsfähigkeit der geothermischen Stromerzeugung in Deutschland im Allgemeinen angesehen. Die Leistungsfähigkeit ist von den Standortbedingungen abhängig. In dieser Studie werden diese durch die Thermalwassertemperatur und den geothermischen Gradienten charakterisiert. Da die betrachteten Kraftwerke an unterschiedlichen Standorten arbeiten, kann die erreichte Leistungsfähigkeit der hydrothermalen Geothermie als Funktion dieser Standortparameter bestimmt werden.

## 3.1 Geothermische Kraftwerke in Deutschland

### 3.1.1 Allgemeine Anlagendaten

In Tabelle 3.1 sind die wichtigsten Eckdaten der Bestandsanlagen hinterlegt. Die vollständigen Rohdaten dieser Studie inklusive der Quellenverweise sind im Anhang in den Tabellen B.1 - B.4 zu finden. Insgesamt werden hier alle zehn aktiven Anlagen betrachtet. Bei drei Anlagen handelt es sich um reine Stromprojekte (EL). In den restlichen sieben Anlagen wird sowohl Wärme als auch Strom produziert (EL+W).

Mit sieben angeschlossenen Anlagen befindet sich der Großteil der Projekte in Bayern. Zwei Anlagen sind in Rheinland-Pfalz und eine in Baden-Württemberg angeschlossenen. Entsprechend befinden sich die meisten (sieben) Anlagen im Süddeutschen Molassebecken. Im Oberrheingraben gibt es drei Anlagen und im Norddeutschen Becken ist derzeit keine in Betrieb.

Die installierte Leistung der betrachteten Anlagen beträgt ca.  $41 \text{ MW}_{\text{el}}$  und  $140 \text{ MW}_{\text{th}}$  (s. Tabelle 3.1). Damit liegt die thermische Leistung klar über der elektrischen. Nachdem Wärme mit viel höheren Nutzungsgraden ausgekoppelt werden kann, entspricht dies den Erwartungen. Die durchschnittliche elektrische Leistung der Bestandsanlagen beträgt  $4,1 \text{ MW}_{\text{el}}$ , die durchschnittliche thermische Leistung beträgt  $20,36 \text{ MW}_{\text{th}}$ . Das Verhältnis zwischen elektrischer und thermischer Leistung wird als Stromkennzahl  $\sigma$  bezeichnet. Im Mittel liegt dieser Wert in Deutschland bei  $\sigma = 0,2$ .

**Tabelle 3.1:** Daten zu den deutschen Bestandsanlagen zur Stromerzeugung aus hydrothormaler Geothermie.

Anlage	Inbetrieb- nahme	$P_{el,brutto}$ [MW <sub>el</sub> ]	$\dot{Q}_{th}$ [MW <sub>th</sub> ]	Betrieb	Geol. Provinz	Teufe B1 [m]	Teufe B2 [m]	Teufe B3 [m]	$T_{WH}$ [°C]	$T_{Inj}$ [°C]	$\Delta T$ [°C]	Gradient [K/km]	Förderrate [l/s]
LD	2007	3,0	5	EL+W	ORG	3300	3170	-	160	50	110	44	70
BS	2009	0,6	1,2	EL+W	ORG	1877	2542	-	124	60	64	63	23
UH	2009	3,4	38	EL+W	SDB	3350	3590	-	122	60	62	32	150
IH	2012	4,8	-	EL	ORG	3800	3700	-	165	70	95	39	80
DH	2012	5,5	-	EL	SDB	3926	4114	-	138	45	93	32	130
KS	2013	5,5	-	EL	SDB	3882	3794	-	135	45	90	32	135
SL	2013	5,0	4	EL+W	SDB	4757	5060	5567	140	45	95	26	110
OH	2014	4,3	40	EL+W	SDB	4083	4453	-	128	50	77,5	29	140
TR	2016	4,1	12	EL+W	SDB	5067	5412	-	118	55	63	20	165
TK	2017	4,3	40	EL+W	SDB	3763	4258	-	136	70	66	32	120
Ø		4,05	20,03			3741,7	3914	5567	136,6	55,0	81,55	34,9	112,3
Σ		40,5	140,2										

LD: Landau, BS: Bruchsal, UH: Unterhaching, IH: Insheim, DH: Dürrnhaar, KS: Kirchstockach, SL: Sauerlach, OH: Oberhaching, TR: Traunreut, TK: Taufkirchen

### 3.1.2 Standortparameter

Die Leistungsfähigkeit von geothermischen Kraftwerken ist stark von der Charakteristik des jeweiligen Standortes abhängig. Diese hat einen wesentlichen Einfluss auf die erreichbare Leistung, die Wirkungsgrade, die Kosten und die Auswahl der Komponenten und Arbeitsmedien (Rödl&Partner 2012). Wichtige Einflussfaktoren sind etwa die erreichbare Förderrate und die Fördertemperatur. Zudem hängen auch die Investitionskosten von den Bedingungen am Standort ab, da diese zu einem hohen Anteil aus den Bohrkosten resultieren. Die Bohrkosten werden wiederum durch die Gegebenheiten des jeweiligen Standortes beeinflusst (Weimann 2011), wobei der geothermische Gradient entscheidend ist für die minimale Länge der Bohrung. In dieser Studie werden die Standortfaktoren für die Bestimmung des Potentials durch die Thermalwassertemperatur und den geothermischen Gradienten charakterisiert. Für die Thermalwassertemperatur wird die Temperatur am Bohrlochkopf (Wellhead)  $T_{WH}$  verwendet, da diese Temperatur zur Bestimmung der Anlagenwirkungsgrade entscheidend ist. In Tabelle 3.1 sind diese Standortparameter der Bestandsanlagen angegeben.

## 3.2 Thermodynamische Leistungsfähigkeit

Die thermodynamische Leistungsfähigkeit der Stromerzeugung aus hydrothermaler Geothermie beinhaltet in dieser Studie den elektrischen Wirkungsgrad des Kraftwerks und den elektrischen Systemwirkungsgrad, welche beide in Abhängigkeit der Thermalwassertemperatur dargestellt werden. Diese zwei Kennzahlen werden im Folgenden für die Bestandsanlagen bestimmt.

### 3.2.1 Elektrischer Wirkungsgrad des Kraftwerks

Der elektrische Wirkungsgrad des Kraftwerks  $\eta_{el,KW}$  beschreibt das Verhältnis zwischen erzeugter elektrischer Leistung  $P_{el}$  zur Wärmeleistung  $\dot{Q}_{zu,KW}$  die dem Kraftwerk über das Thermalwasser zugeführt wird. Dieser ergibt sich aus dem Massenstrom des Thermalwassers  $\dot{m}_{KW}$ , der dem Kraftwerk zugeführt wird und der Enthalpiedifferenz  $\Delta h_{KW}$  des Thermalwassers durch die Auskühlung im Kraftwerk:

$$\eta_{el,KW} = \frac{P_{el}}{\dot{Q}_{zu,KW}} = \frac{P_{el}}{\dot{m}_{KW} \cdot \Delta h_{KW}} = \frac{P_{el}}{\dot{m}_{KW} \cdot \bar{c}_p(T_{WH} - T_{KW,out})}. \quad (3.1)$$

Zu beachten ist an dieser Stelle, dass die Austrittstemperatur aus dem Kraftwerk  $T_{KW,out}$  nicht gleich der Injektionstemperatur  $T_{Inj}$  sein muss. Dies ist insbesondere bei einem seriell geschalteten Heizwerk der Fall. Dort wird nach dem Kraftwerk das Thermalwasser noch weiter ausgekühlt um ein Fernwärmenetz zu versorgen. Bei einem parallel geschalteten Heizwerk wird der Thermalwasser-Massenstrom  $\dot{m}_{TW}$  zwischen dem Kraftwerk und dem Heizwerk aufgeteilt. Der Anteil des Thermalwasser-Massenstroms, der dem Kraftwerk zugeführt wird, wird wie folgt über die thermischen  $VLS_{th}$  und elektrischen Volllaststunden  $VLS_{el}$  bestimmt:

$$Anteil_{el} = \frac{VLS_{el}}{VLS_{el} + VLS_{th}}. \quad (3.2)$$

Dabei geben die Volllaststunden an, wie viele Stunden die Anlage mit Nennlast ( $P_{el,brutto}$  bzw.  $\dot{Q}_{th}$ ) betrieben werden müsste, um die in einem Jahr erzeugte Strommenge  $E_{el}$  bzw. Wärmemenge  $Q_{th}$  zu erhalten:

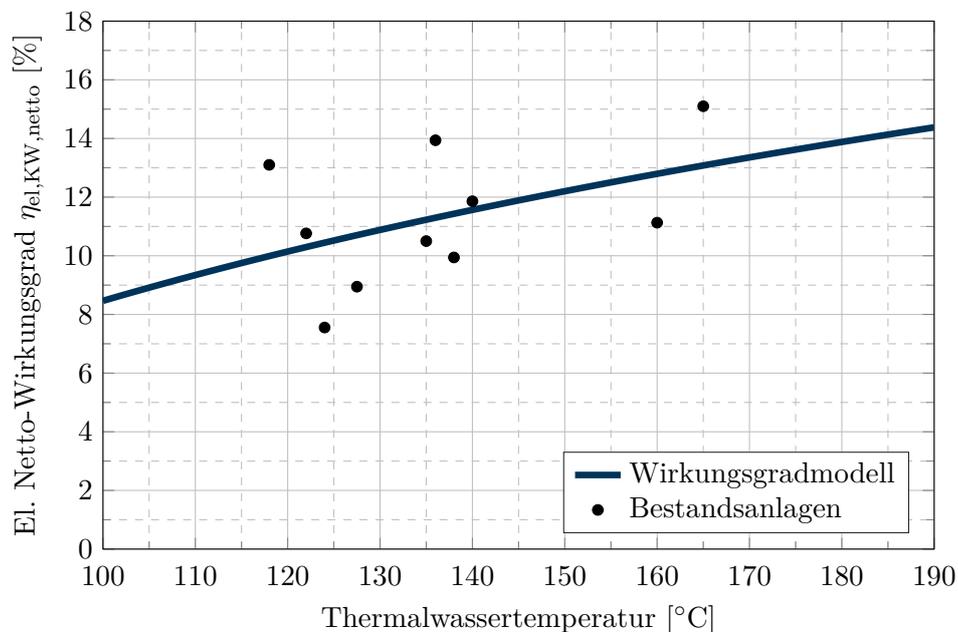
$$VLS_{el} = \frac{E_{el,brutto}}{P_{el,brutto}}; \quad VLS_{th} = \frac{Q_{th}}{\dot{Q}_{th}}. \quad (3.3)$$

An dieser Stelle sei angemerkt, dass zur Bestimmung der Volllaststunden die von den Betreibern erwarteten Strom- und Wärmemengen verwendet wurden. Die geothermische Stromerzeugung ist noch immer eine recht junge Technologie und daher sind die erreichten Produktionen auf Grund von Problemen im Betrieb (z. B. Scaling oder Schäden an der Förderpumpe) geringer. Da diese Studie aber das langfristige Potential untersuchen will, werden die erwarteten Werte zur Berechnung verwendet.

Um nun auch bei der parallelen Wärmeauskopplung den elektrischen Wirkungsgrad des Kraftwerks zu bestimmen, wird der Massenstrom  $\dot{m}_{KW}$ , der dem Kraftwerk zugeführt wird, wie folgt bestimmt:

$$\dot{m}_{KW} = Anteil_{el} \cdot \dot{m}_{TW}. \quad (3.4)$$

Wird anstelle der elektrischen Brutto-Leistung die elektrische Netto-Leistung  $P_{el,KW,netto}$  verwendet, erhält man den Netto-Wirkungsgrad. Die elektrische Netto-Leistung geht aus der elektrischen Brutto-Leistung der Anlage abzüglich des elektrischen Eigenbedarfs hervor. Da an dieser Stelle nur das Kraftwerk betrachtet werden soll, wird zur Berechnung des Netto-Wirkungsgrad auch nur der Eigenbedarf des Kraftwerks (inkl. der Leistungsaufnahme für die Rückkühlung des Arbeitsmediums) und nicht der Eigenbedarf zur Förderung des Thermalwassers einbezogen. In Abschnitt 3.2.2 wird der Systemwirkungsgrad analysiert, der dann den gesamten Eigenbedarf berücksichtigt.



**Abbildung 3.1:** Die elektrischen Netto-Wirkungsgrade der Kraftwerke.

Analog zum Carnot-Wirkungsgrad steigt der elektrische Wirkungsgrad mit steigender Thermalwassertemperatur. Dieser Zusammenhang ist in Abbildung 3.1 für die Bestandsanlagen

zu sehen. Um diesen Zusammenhang modellhaft darzustellen, wird eine Modellfunktion in Anlehnung an Moon und Zarrouk (2012) verwendet, die wiederum auf der thermodynamischen Grundlage des Dreiecksprozesses basiert. Die Modellfunktion lautet wie folgt:

$$\eta_{el,KW,netto}(T_{WH}) = 0,1187 \cdot \ln(T_{WH}[\text{°C}]) - 0,4720. \quad (3.5)$$

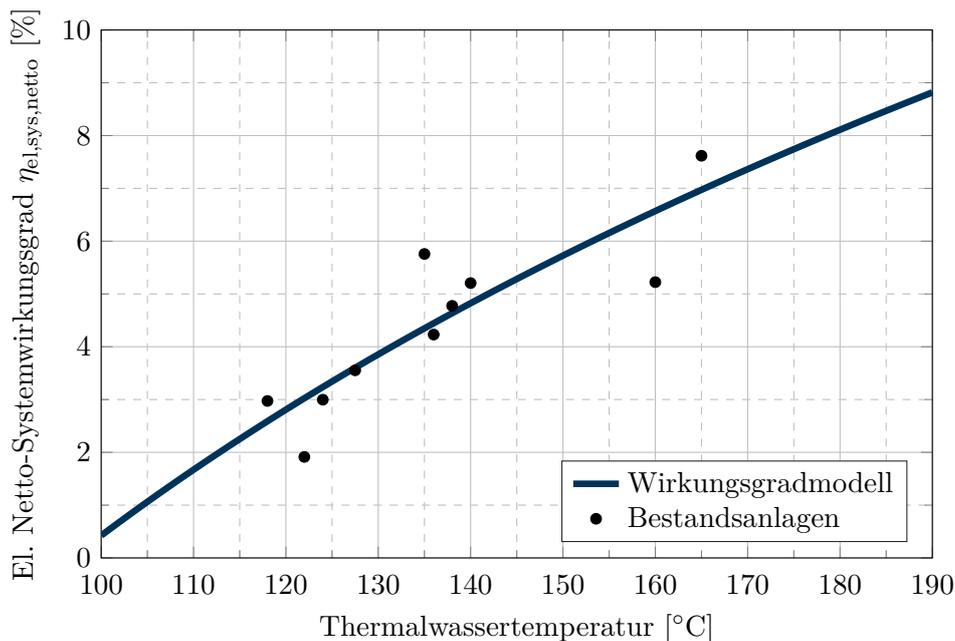
Auffällig bei der Betrachtung der Kraftwerkswirkungsgrade ist, dass die jüngeren Anlagen wie Taufkirchen und Traunreut im Vergleich zur Modellfunktion einen ca. 15 - 20 % höheren Netto-Wirkungsgrad erreichen. Durch den Einsatz moderner Anlagentechnik ist es also sehr wahrscheinlich, dass die erreichbaren Wirkungsgrade größer sind als mit der Modellfunktion abgebildet wird. In Kapitel 4.4.1 wird daher dieser Einfluss im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse näher untersucht.

### 3.2.2 Elektrischer Systemwirkungsgrad

Um nun nicht nur die Kraftwerke, sondern die gesamten Geothermie-Anlagen zu betrachten, wird der elektrische Netto-Systemwirkungsgrad untersucht. Dieser bezieht die elektrische Netto-Leistung der Anlage (also unter Berücksichtigung der Leistungsaufnahme der Tauchkreispumpen  $P_{ESP}$  und des Eigenbedarfs des (Heiz-)Kraftwerks  $P_{HKW}$ ) auf die maximal zur Verfügung stehende geothermische Wärmeleistung  $\dot{Q}_{max}$ . Diese Wärmeleistung wird erreicht, wenn der gesamte Thermalwasser-Massenstrom auf eine Referenztemperatur von  $T_{ref} = 10\text{°C}$  abgekühlt wird:

$$\eta_{el,sys,netto} = \frac{P_{el}}{\dot{Q}_{max}} = \frac{P_{el} - P_{ESP} - P_{HKW}}{\dot{m}_{TW} \cdot \Delta h_{max}} = \frac{P_{el,sys,netto}}{\dot{m}_{TW} \cdot \bar{c}_p(T_{WH} - T_{ref})}. \quad (3.6)$$

Der elektrische Netto-Systemwirkungsgrad beschreibt also, wie gut eine Anlage die zur Verfügung stehende Wärmeleistung in Strom umwandeln kann. In Abbildung 3.2 sind die Werte für die deutschen Bestandsanlagen dargestellt.



**Abbildung 3.2:** Die elektrischen Netto-Systemwirkungsgrade der Bestandsanlagen.

Auch beim Systemwirkungsgrad wird eine Modellfunktion ermittelt, welche die Abhängigkeit von der Thermalwassertemperatur abbildet. In Anlehnung an den Dreiecksprozess ergibt sich diese zu:

$$\eta_{el,sys,netto}(T_{WH}) = 0,1308 \cdot \ln(T_{WH}[\text{°C}]) - 0,5979. \quad (3.7)$$

Für die Analyse des Potentials der geothermischen Stromerzeugung (s. Kapitel 4) wird diese Modellfunktion verwendet. Durch die konsistente Verwendung der Referenztemperatur von  $T_{ref} = 10 \text{ °C}$  sowohl beim Wirkungsgrad-Modell als auch bei der Definition des technischen Potentials der hydrothermalen Wärmemenge (s. Kapitel 4.2), wird die mögliche Auskühlung des Thermalwasser-Massenstroms anhand der Bestandsanlagen abgebildet. Die mittlere Injektionstemperatur dieser Anlagen liegt bei  $\bar{T}_{Inj} = 56,15 \text{ °C}$ .

Weiterhin ist zu beachten, dass das verwendete Wirkungsgrad-Modell (s. Gleichung 3.7) den gesamte Eigenbedarf der Anlage berücksichtigt, diesen aber nur mit dem Produkt Strom ins Verhältnis setzt. Besonders bei parallel geschaltetem Heizwerk ist der geförderte Massenstrom an Thermalwasser größer, als der Massenstrom der in den Kraftwerksteil geleitet wird. Bei Verwendung dieser Modellfunktion ist also der Mehraufwand zur Förderung des Thermalwassers zur Wärmeauskopplung bereits berücksichtigt. Das bedeutet, dass das technische Potential der Stromerzeugung (s. Kapitel 4.3), welches auf dieser Modellfunktion basiert, auch eine gewisse Wärmemenge als zusätzliches Produkt beinhaltet. Diese Wärmemenge lässt sich über die mittlere Stromkennzahl der Bestandsanlagen von  $\sigma = 0,2$  bestimmen. Es werden also mit jeder produzierten kWh Strom auch 5 kWh Nutzwärme bereitgestellt.

An dieser Stelle soll noch auf den Unterschied in der Verwendung der Brutto und Netto Größen in der Geothermie eingegangen werden. Die EEG-Vergütung bezieht sich auf die erzeugte Brutto-Strommenge (kaufmännisch bilanzielle Weitergabe), weshalb auch die Verwendung von Brutto-Wirkungsgraden zur Berechnung der erzeugbaren Strommenge aus dem Wärmeangebot naheliegend wäre. Allerdings hat die EEG-Vergütung keinen Einfluss auf das später berechnete technische Potential der Stromerzeugung (s. Kapitel 4.3), da keinerlei wirtschaftliche Aspekte berücksichtigt werden. Relevant ist nur, welche Strommenge aus technischer Sicht erzeugt werden kann. Ob daher die Netto- oder die Brutto-Strommenge berechnet wird, kann im Grunde frei gewählt werden, wobei sich die Aussage des Ergebnisses verändert. Für einen Anlagenbetreiber ist aufgrund der EEG-Vergütung eher die Brutto-Strommenge relevant. Aus volkswirtschaftlicher Sicht ist aber die Netto-Strommenge relevant, da diese letztendlich den tatsächlichen Nutzen der Anlagen im Stromsystem darstellt. In dieser Arbeit werden daher die Netto-Wirkungsgrade für das technische Potential verwendet, es handelt sich bei allen Ergebnissen daher um Netto-Potentiale, welche in weiterer Folge nicht extra gekennzeichnet werden.

### 3.3 Ökonomische Leistungsfähigkeit

Die ökonomische Leistungsfähigkeit der Stromerzeugung aus hydrothermalen Geothermie beinhaltet in dieser Studie die Stromgestehungskosten (SGK), welche als Funktion der Thermalwassertemperatur und des geothermischen Gradienten dargestellt werden. Diese Kennzahl wird im Folgenden für die Bestandsanlagen bestimmt.

### 3.3.1 Berechnungsmethodik

Die Methode der Stromgestehungskosten (SGK) eignet sich gut für einen allgemeinen Vergleich von Stromerzeugungsanlagen. Das Vorgehen beruht darauf, die Kosten über die wirtschaftliche Nutzungsdauer (WND) der Anlage auf gleichbleibende, jährliche Zahlungen aufzuteilen. Dafür wird ein Kostenmodell nach der VDI Richtlinie 2067/1 und der Annuitätenmethode in Anlehnung an Schlagermann (2014) entwickelt. Diesen Zahlungen wird die in einem Jahr geleistete elektrische Arbeit  $E_{el}$  gegenübergestellt. Dadurch ergeben sich die Kosten für die Produktion einer Einheit (kWh) Strom. Die Datengrundlage für die Berechnung bilden dabei die Tabellen B.1 - B.4. Die VDI Richtlinie 2067/1 unterteilt die Gesamtkosten in vier Kategorien:

1. Kapitalgebundene Kosten  $K_K$ ,
2. Bedarfsgebundene Kosten  $K_{BD}$ ,
3. Betriebsgebundene Kosten  $K_{BT}$ ,
4. Sonstige Kosten und Erlöse  $K_S$ .

**Kapitalgebundenen Kosten  $K_K$**  - Die kapitalgebundenen Kosten bestehen aus den Kosten für die Machbarkeitsstudie, die Grundstücke, die Bohrungen, die Stimulation, das (Heiz-)Kraftwerk, etc. Diese sind in dieser Studie die realen Kosten der Bestandsanlagen. Hier liegt auch der größte Unterschied zu Schlagermann (2014), der die kapitalgebundenen Kosten nach der VDI Richtlinie 2067/1 berechnet. Somit erfolgt im Grundmodell eine Berechnung der SGK für jedes Projekt auf Basis von kapitalgebundenen Kosten, welche der Literatur entnommen sind (s. Tabellen B.1 - B.4). Im weiteren Verlauf der Arbeit soll ein individuelles SGK-Modell für die drei geothermisch relevanten Provinzen und die Störungszonen erstellt werden. Grund hierfür ist der hohe Anteil der Bohrkosten an den Gesamtinvestitionskosten. So ergibt beispielsweise die Kostenübersicht der fünf Anlagen Unterhaching, Landau, Dürrnhaar, Kichrstockach und Sauerlach gemäß Weimann (2011) einen durchschnittlichen Kostenanteil der Bohrung von 56 % der Investitionskosten. Aufgrund der hohen Bedeutung der Bohrkosten und der exponentiellen Zunahme der Bohrkosten pro Meter für steigende Bohrtiefen, erfolgt eine Unterscheidung der Regionen, da durch die unterschiedlichen mittleren geothermischen Gradienten eine teils deutliche Abweichung der notwendigen Bohrtiefe auftritt, um die gleiche Thermalwassertemperatur zu erschließen. Während der Unterschied der geothermischen Gradienten für das NDB und SDB mit 35 K/km bzw. 32 K/km recht klein ist, weist der ORG mit 43 K/km einen deutlich höheren Gradienten auf (Bauer et al. 2014b). Der geothermische Gradient für die Störungszonen liegt bei 30 K/km (Agemar et al. 2015). Zur Berücksichtigung der Bohrkosten wird das Kostenmodell nach Schlagermann (2014) verwendet, welches in nachfolgender Gleichung beschrieben ist:

$$K_{Bohrung} = 1,198 \cdot e^{0,0004354 \cdot z_{TVD}} \cdot 10^6. \quad (3.8)$$

Dabei sind  $K_{Bohrung}$  die Bohrkosten und  $z_{TVD}$  die vertikale Bohrtiefe in Metern. Um auch abgelenkte Bohrungen berücksichtigen zu können, wird analog zu Schlagermann (2014) folgender funktionaler Zusammenhang zwischen der absoluten Tiefe (TVD) und der tatsächlichen Bohrlänge (MD) verwendet:

$$z_{MD} = 1,1 \cdot \sqrt{z_{TVD}^2 + \text{Bohrungsabstand}^2}. \quad (3.9)$$

Da sich das Kostenmodell auf das Jahr 2011 bezieht, erfolgt eine Anpassung an die jeweilige Bohrung mittels des Kostenindex „Geothermal drilling index“ des European Geothermal Energy Council (EGEC 2016). Vereinfacht wird angenommen, dass sich die Bohrkosten für ein Projekt mit dem Bohrkostenindex für den Zeitpunkt 2 Jahre vor Kraftwerksinbetriebnahme abbilden lassen. Das genaue Vorgehen für die Berücksichtigung der Bohrkosten zur Ermittlung SGK-Regionenmodelle ist in Kapitel 3.3.2 beschrieben.

Die kapitalgebundenen Kosten fallen vor Inbetriebnahme an. Es wird in dieser Studie angenommen, dass diese Kosten über die wirtschaftliche Nutzungsdauer (WND) der Anlage linear abgeschrieben werden. Der jährliche Abschreibungsbetrag wird nach der Annuitätenmethode bestimmt. Damit ergibt sich eine gleichbleibende jährliche Zahlung (Annuität). Dies erlaubt die SGK durch die Betrachtung eines Jahres zu berechnen. Die Annuität für die kapitalgebundenen Kosten  $K_K$  berechnet sich wie folgt:

$$A_{K_K} = K_K \cdot AF. \quad (3.10)$$

Dabei ist  $AF$  der Annuitätenfaktor, der nach Formel 3.11 mit dem kalkulatorischen Zinssatz  $i$  berechnet wird:

$$AF = \frac{(1+i)^{WND} \cdot i}{(1+i)^{WND} - 1}. \quad (3.11)$$

Für den kalkulatorischen Zinssatz wird ein Basiswert von  $i = 9,3\%$  angenommen, was dem derzeitigen Stand für geothermische Projekte in Deutschland entspricht und ein Mittelwert aus Eigen- und Fremdkapitalverzinsung darstellt (Weimann 2011). Die wirtschaftliche Nutzungsdauer ist abhängig von der Art der Investition. Derzeit sind für ein Kraftwerk 25 Jahre, für Bohrungen ca. 50 Jahre und für eine Thermalwasserpumpe ca. 6 Monate zu erwarten. In dieser Studie wird vereinfacht ein gemeinsamer Wert für die gesamte Anlage von 25 Jahren angenommen. Die Instandhaltung bzw. die Ersatzinvestitionen für die Thermalwasserpumpe werden entsprechend in den betriebsgebundenen Kosten berücksichtigt. Die wirtschaftliche Nutzungsdauer von 25 Jahren übersteigt damit den Zeitraum der garantierten Einspeisevergütung über das EEG, welcher nur 20 Jahre beträgt. Für die Ermittlung der Erlöse nach Ablauf dieses Zeitraumes wird daher ein börsenorientierter Ansatz gewählt (s. Kapitel 4.4). Da der kalkulatorische Zinssatz und die WND einen großen Einfluss auf die Stromgestehungskosten haben, werden diese in einer Sensitivitätsanalyse genauer untersucht (s. Kapitel 4.4.1).

**Bedarfsgebundene Kosten  $K_{BD}$**  - Die bedarfsgebundenen Kosten bei Geothermie-Projekten ergeben sich hauptsächlich aus den Ausgaben für den Eigenverbrauch der Anlagen. Die für den Eigenverbrauch benötigte Strommenge wird ermittelt (s. Tabellen B.1 - B.4) und mit dem durchschnittlichen Strompreis für die Industrie im Jahr 2015 von 13,7 ct/kWh multipliziert (BDEW 2016).

Alternativ könnte angenommen werden, dass der Eigenverbrauch von der Anlage selbst gedeckt würde. In diesem Fall würde die Anlage den Strom sozusagen zu der festgeschriebenen EEG-Vergütung beziehen, da ihr genau diese Einnahmen entgingen. Da die EEG-Vergütung weit über dem industriellen Strompreis liegt, hätte das eine steigernde Auswirkung auf die SGK. Schlagermann (2014) und Hirschberg et al. (2015) gehen so vor. Für das EEG ist allerdings die kaufmännisch bilanzierbare Leistung und damit die erzeugte Brutto-Strommenge

ausschlaggebend. In dieser Studie wird daher in Anlehnung an Weimann (2011) und Kaltschmitt (2014) angenommen, dass der Strom für den Eigenbedarf aus dem Netz eingekauft wird und nicht aus der Erzeugung der Anlage entstammt. Damit soll eine bessere Abbildung der realen Situation erfolgen.

Neben dem Eigenbedarf werden bei den bedarfsgebundenen Kosten noch Kosten für „sonstige Betriebsmittel“ berücksichtigt. Dabei handelt es sich z. B. um Ersatzarbeitsmedien, Entsorgungskosten, Inhibitoren, Frisch-/Abwasser oder sonstige Stromverbraucher. Diese werden mit jährlich 0,5 % der kapitalgebundenen Kosten berücksichtigt (Schlagermann 2014).

**Betriebsgebundene Kosten  $K_{BT}$**  - Die betriebsgebundenen Kosten ergeben sich aus den Kosten für das Personal und den Kosten für die Wartung und Instandhaltung. Die Personalkosten unterteilen sich in Kosten für Betriebsführung, Geschäftsführung, Administration und sonstige Personalaufwendungen, Kosten für die Fernüberwachung mit einem 24 Stunden Bereitschaftsdienst und Kosten der Auswertung der Daten des seismischen Monitorings. Die Kosten für Betriebsführung, Geschäftsführung, Administration und sonstige Personalaufwendungen werden nach Gleichung 3.12 als Funktion der thermischen Leistung  $\dot{Q}_{TW}$  des Thermalwasser-Massenstroms berechnet (Schlagermann 2014):

$$K_{Personal} = 220000 \cdot e^{5 \cdot 10^{-6} \cdot \dot{Q}_{TW}[\text{kW}]} \quad (3.12)$$

Die Fernüberwachung und der Bereitschaftsdienst werden mit 25 % der Personalkosten  $K_{Personal}$  berücksichtigt (Schlagermann 2014). Das seismische Monitoring wird nach Gaucher (2012) pauschal mit 60.000 €/a festgelegt. Die Wartung und Instandhaltung der Bohrungen und der obertägigen Anlage wird jährlich mit 0,46 % der kapitalgebundenen Kosten angenommen.

**Sonstige Kosten und Erlöse  $K_S$**  - Die sonstigen Kosten und Erlöse bestehen aus Kosten für Versicherungen, weiteren administrativen Kosten und Erlösen aus dem Verkauf von Wärme. Für die Elektronik- und Maschinenbruchversicherung werden jährlich 0,26 % der kapitalgebundenen Kosten berücksichtigt. Für die Haftpflichtversicherung wird pauschal ein Wert von 90.000 €/a berücksichtigt. Zusätzlich werden sonstige Kosten mit 25.000 €/a berücksichtigt. (Schlagermann 2014)

Die Erlöse, die sich bei Anlagen mit kombinierter Strom- und Wärmeproduktion aus dem Verkauf von Wärme ergeben, sind der Kategorie „Sonstige Kosten und Erlöse“ zuzuordnen. Sie werden an dieser Stelle aber im Detail behandelt, da sich grundsätzlich die Frage stellt, wie mit den Einnahmen aus dem Verkauf der zwei Produkte „Strom“ und „Wärme“ umgegangen werden soll. In dieser Studie wird in Anlehnung an Hirschberg et al. (2015) und Weimann (2011) angenommen, dass die Erlöse aus diesem Wärmeverkauf (Heat Credit) zur Tilgung der jährlichen Zahlungen verwendet werden. Es handelt sich also um „negative Kosten“. Die Wärmeerlöse  $K_{WE}$  berechnen sich aus:

$$K_{WE} = p_W \cdot Q_{th} \quad (3.13)$$

Dabei sind  $p_W$  der Preis für eine kWh Wärme und  $Q_{th}$  die thermische Arbeit, die das Heizwerk in einem Jahr erzeugt. Der Wärmepreis wird, im Gegensatz zum Strompreis, für jedes Projekt verhandelt. Er ist von der lokalen Struktur der Wärmeversorgung und -abnahme abhängig. In dieser Studie wird für den Wärmepreis  $p_W = 5$  ct/kWh angenommen. Dies liegt im Bereich der zu erwartenden Wärmegestehungskosten für die Geothermie (reine Wärmeprojekte) in

Deutschland (Schmitt 2006), (BMU 2004), (Zacharias et al. 2009). In die Berechnung der gesamten Annuität geht der Wärmeerlös negativ ein. Er senkt also die Stromgestehungskosten. Diese Annahme ist gerechtfertigt, da auf der anderen Seite auch die gesamten Investitionskosten berücksichtigt werden. Diese beinhalten neben den Aufwendungen, die für den Verkauf von Wärme und von Strom benötigt werden (Bohrungen, Personal, ...), auch solche, die nur für den Wärmeteil notwendig sind (Wärmetauscher zur Wärmeauskopplung, ...).

### 3.3.2 Stromgestehungskosten

Basierend auf der beschriebenen Berechnungsmethode und der in Kapitel 3.2 bestimmten thermodynamischen Leistungsfaktoren erfolgt eine Berechnung der Stromgestehungskosten für alle untersuchten Anlagen. Da es sich bei den bedarfsgebundenen, betriebsgebundenen und sonstigen Kosten bereits um jährliche Kosten handelt, entsprechen diese auch der Annuität der jeweiligen Kostenkategorie. Die gesamte Annuität  $A_{ges}$  ergibt sich schließlich aus der Summe der Annuitäten der vier Kostenarten:

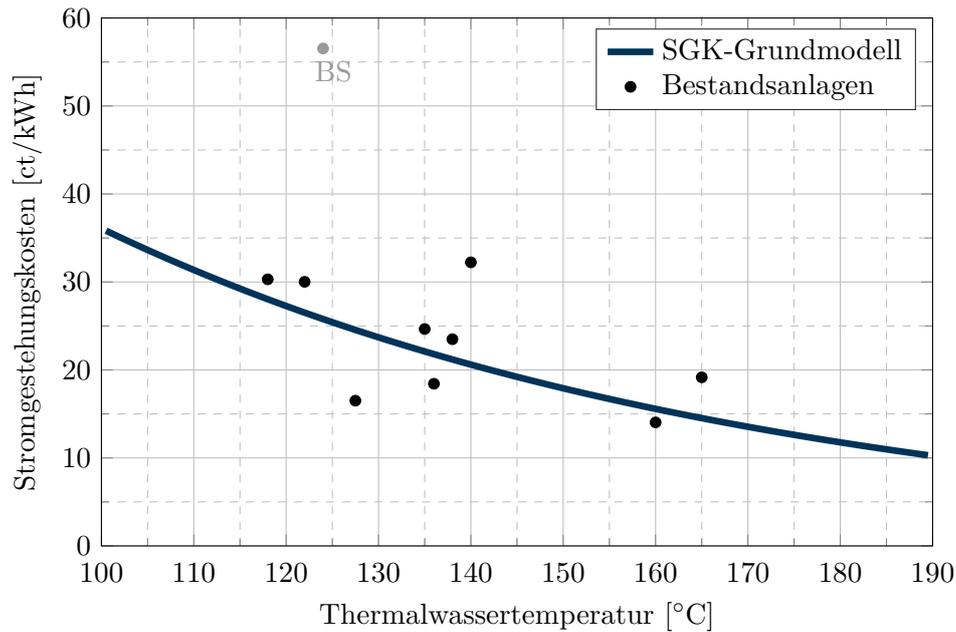
$$A_{ges} = A_{K_K} + A_{K_{BD}} + A_{K_{BT}} + A_{K_S}. \quad (3.14)$$

Diese gesamte Annuität beschreibt, welche Kosten in einem Jahr anfallen. Diese werden nun auf die elektrische Arbeit  $E_{el}$  eines Jahres bezogen. Damit ergeben sich die SGK wie folgt:

$$SGK = \frac{A_{ges}}{E_{el}}. \quad (3.15)$$

Wird also die erzeugte Strommenge eines Jahres mit den Stromgestehungskosten vergütet, werden genau die jährlichen Zahlungen abgedeckt. Sind die Stromgestehungskosten geringer als die Verkaufserlöse (aus EEG-Vergütung oder anderweitiger Vermarktung) folgt daraus ein Gewinn pro erzeugter Kilowattstunde entsprechend der Differenz.

In Abbildung 3.3 wird dargestellt, welche Bestandsanlagen für die Berechnung des Grundmodelles der SGK verwendet wurden. Während für die Berechnung des Wirkungsgradmodelles alle zehn Kraftwerke berücksichtigt wurden, wurde der Standort Bruchsal für das SGK-Modell nicht verwendet. Dies ist mit der Charakterisierung der Anlage als „Forschungsanlage“ zu erklären, da aufgrund dessen ein wirtschaftlich optimales Kraftwerksmodell nicht im Vordergrund stand und somit höhere SGK bestehen, als dies bei einer rein wirtschaftlichen Kraftwerksplanung der Fall sein würde. Das Grundmodell zeigt, dass die durchschnittlichen SGK mit steigender Thermalwassertemperatur sinken. Es ist aber darauf hinzuweisen, dass die SGK der untersuchten Kraftwerke mit einem vereinheitlichten Modell (z.B. Lebensdauer von 25 Jahren oder einheitlicher Wärmevergütungspreis) berechnet wurden. Somit können die SGK der einzelnen Anlagen in der Realität von den hier angegebenen Werten abweichen, wenn die Kraftwerksbetreiber beispielsweise andere Projektlaufzeiten annehmen oder lokal unterschiedliche Wärmevergütungspreise haben. Dennoch liefert dieses vereinheitlichte Modell eine vergleichbare Bewertungsgrundlage für die Bewertung des bundesweiten Potentials. Es dient aber nicht dazu, die Wirtschaftlichkeit einer einzelnen Anlage zu bewerten, da hierfür weitere betriebsinterne Daten notwendig wären.



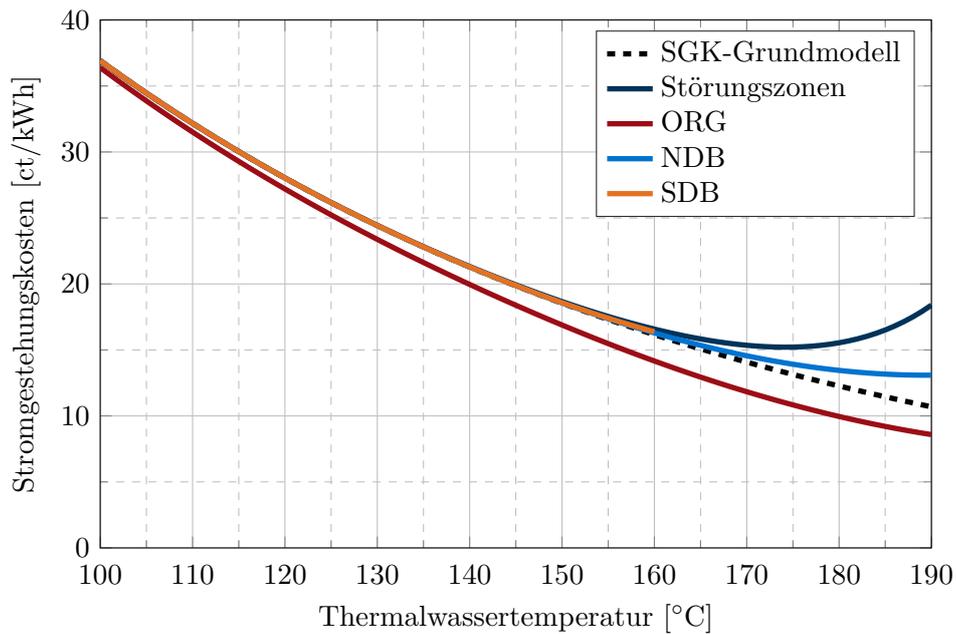
**Abbildung 3.3:** Die Stromgestehungskosten abgeleitet aus den Bestandsanlagen.

Analog zur thermodynamischen Leistungsfähigkeit wird auch für die Stromgestehungskosten eine Modellfunktion ermittelt. Diese lautet in Abhängigkeit von der Thermalwassertemperatur:

$$SGK(T_{WH}) = 146,3 \cdot e^{-0,014 \cdot (T_{WH} [^{\circ}C])}. \quad (3.16)$$

Dieses Grundmodell weist allerdings mehrere Restriktionen auf, die in den folgenden Schritten diskutiert und teilweise korrigiert werden sollen. Das erstellte Grundmodell weist eine gewisse Unsicherheit für Reservoirtemperaturen über 165 °C auf, da aktuell keine Anlagen in diesem Temperaturbereich realisiert wurden. Somit ist es fraglich, inwiefern die SGK bei steigender Thermalwassertemperatur (und der damit verbundenen höheren Bohrtiefe) weiter sinken, da die Bohrkosten exponentiell steigen (vgl. Gleichung 3.8). Um dies zu analysieren, wird das Grundmodell der SGK für Temperaturen über 150 °C mit dem Bohrkostenmodell von Schlagermann (2014) verknüpft. Mittels der gegebenen Gesamtinvestitionskosten und der jeweiligen berechneten theoretischen Bohrkosten nach Schlagermann (2014) wurde eine Modellfunktion über den prozentualen Anteil der Bohrkosten an den gesamten Investitionskosten erstellt, welcher erwartungsgemäß mit höheren Bohrtiefen ansteigt.

Des Weiteren wurde das Grundmodell über den mittleren geothermischen Gradienten auf die drei relevanten Provinzen und die Störungzonen angepasst. Dafür wurde eine Neuberechnung der SGK für den Fall durchgeführt, dass die Bohrung der jeweiligen Anlage in einer anderen Region durchgeführt worden wäre. Die sich veränderten Bohrkosten wurden auf Basis der veränderten Bohrtiefe berücksichtigt. Die jeweiligen hypothetischen Bohrtiefen werden durch das Verhältnis des mittleren geothermischen Gradienten der Region (vgl. Tabelle 4.1) und der ursprünglichen Region berechnet. Alle weiteren Modellparameter werden als konstant angenommen. Die Ergebnisse sind in Abbildung 3.4 dargestellt.



**Abbildung 3.4:** Die Stromgestehungskosten in Abhängigkeit der Thermalwassertemperatur und der jeweiligen Region.

Das SGK-Grundmodell (s. Gleichung 3.16) ist als gestrichelte Linie eingezeichnet. Es ist erkennbar, dass die Berücksichtigung der exponentiell ansteigenden Bohrkosten zu einer Abschwächung der SGK Reduktion bei steigender Thermalwassertemperatur führt. Darüber hinaus zeigt sich, dass der mittlere geothermische Gradient der jeweiligen Region bei steigender Thermalwassertemperatur einen größer werdenden Einfluss auf die SGK besitzt. Während bei geringen Temperaturen der geothermische Gradient nur einen geringen Einfluss auf die Abweichungen der SGK hat, nimmt die Abweichung zwischen den Regionen mit steigender Temperatur signifikant zu. Es zeigt sich, dass für Regionen mit einem geringeren geothermischen Gradienten die exponentiell ansteigenden Bohrkosten zu einem Abflachen bzw. im Fall der Störungszonen sogar zu einem signifikanten Anstieg der SGK führen kann, da die steigenden Investitionskosten durch die hohen Bohrkosten die zusätzlichen Erlöse bei höheren Temperaturen übersteigen.

## 4 Potentialanalyse

Die zuvor bestimmte Leistungsfähigkeit bildet die Grundlage zur Bestimmung des Potentials der Stromerzeugung aus hydrothermalen Geothermie in Deutschland. Es werden, aufeinander aufbauend, das theoretische, technische und wirtschaftliche Potential bestimmt.

### 4.1 Theoretisches Potential

Wie in Kapitel 2 definiert, ist das theoretische Potential die gesamte Wärmemenge  $Q_{theo}$  (Heat in Place) in einer hydrothermalen Lagerstätte. Die Referenztemperatur zur Bestimmung dieser Wärmemenge ist analog zur Definition des Systemwirkungsgrads auf  $T_{ref} = 10^\circ\text{C}$  festgelegt. Für das Norddeutsche Becken und den Oberrheingraben werden die theoretischen Wärmemengen von Paschen et al. (2003) verwendet. Diese liegen aufgeteilt nach Region in drei Temperaturbereichen ( $100 - 130^\circ\text{C}$ ,  $130 - 160^\circ\text{C}$ ,  $160 - 190^\circ\text{C}$ ) vor. Die „Heat in Place“ der Störungszonen wurde von Agemar et al. (2015) ermittelt, welche ebenfalls den drei Temperaturbereichen  $100 - 130^\circ\text{C}$ ,  $130 - 160^\circ\text{C}$  und  $160 - 190^\circ\text{C}$  zugeordnet wurde. Die Analyse des Süddeutschen Molassebeckens basiert auf aktuellen Forschungsdaten. Insbesondere wurden hierfür die Daten aus dem Projekt GeoMol verwendet, das im Rahmen des europäisch geförderten Alpine-Space-Programms Grundlagendaten für das Süddeutsche Molassebecken erstellt hat (GeoMol Team 2015), (Pfleiderer et al. 2016). Daraus wurden die Mächtigkeiten- und die Temperaturverteilungen des Malms als Zielhorizont verwendet. Um nur die Bereiche für eine Potenzialanalyse zu berücksichtigen, die auch für eine hydrothermale Nutzung relevant sind, wurden die Gebiete im Molassebecken mit eindeutig sehr geringer Permeabilität nach Birner (2013) nicht mit in die Analyse einbezogen. Für die Abschätzung der Temperaturverteilung wurde darüber hinaus die Grundlage aus dem GeoTis-Modell des LIAGs berücksichtigt (Agemar et al. 2012). Da sich die Temperaturverteilungen aus den beiden Quellen in manchen Bereichen signifikant unterscheiden, wurden für die Abschätzung der Temperatur des Malms die Mittelwerte aus beiden Modellen gebildet. Die so für die Prognose des geothermischen Potentials verwendete Temperaturen stellen generell konservative Annahmen dar, da bei beiden Modellen der Top des oberen Juras als Bezugshorizont dient. Aus dieser Datengrundlage wurden die nutzbare Mächtigkeit pro Temperaturklasse im bayerischen Molassebecken abgeschätzt. Hier liegen die Gesteinstemperaturen  $T_G$  in einer Diskretisierung von 5 K und die Volumina  $V$  in Netto-Mächtigkeitsklassen von 50 m vor. Basierend darauf wird das theoretische Potential des SDB  $Q_{theo,SDB}$  mittels folgender Gleichung berechnet:

$$Q_{theo,SDB} = c_G \cdot \rho_G \cdot V \cdot (T_G - T_{ref}). \quad (4.1)$$

Für die Wärmekapazität und die Dichte des Gebirges wird analog zu Paschen et al. (2003)  $c_G = 840 \text{ J}/(\text{kg K})$  und  $\rho_G = 2600 \text{ kg}/\text{m}^3$  angenommen. In Tabelle 4.1 sind die Daten des theoretischen Potentials, welche in dieser Studie verwendet wurden, aufgelistet.

**Tabelle 4.1:** Theoretisches Potential der hydrothermalen Geothermie und mittlere geothermische Gradienten (Paschen et al. 2003), (Bauer et al. 2014b), (Agemar et al. 2012), (Agemar et al. 2015)

Temperaturklassen	SDB	NDB	ORG	Störungszonen	Summe pro Temperaturklasse
100 - 130 °C	70 358 TWh <sub>th</sub>	25 556 TWh <sub>th</sub>	7 528 TWh <sub>th</sub>	555 556 TWh <sub>th</sub>	658 997 TWh <sub>th</sub>
130 - 160 °C	47 762 TWh <sub>th</sub>	65 556 TWh <sub>th</sub>	13 250 TWh <sub>th</sub>	722 222 TWh <sub>th</sub>	848 790 TWh <sub>th</sub>
160 - 190 °C	-	4 722 TWh	6 722 TWh <sub>th</sub>	861 111 TWh <sub>th</sub>	872 556 TWh <sub>th</sub>
Geoth. Gradient	32 K/km	35 K/km	43 K/km	32 K/km	-

## 4.2 Technisches Potential der hydrothermalen Wärmemenge

Ausgehend vom theoretischen Potential beschreibt das technische Potential der hydrothermalen Reservoirs die Wärmemenge  $Q_{tech}$ , die sich nach heutigem Stand der Technik technisch nutzen lässt. Die Berechnung dieses Potentials erfolgt analog zu Paschen et al. (2003) mit Hilfe eines Gewinnungsfaktors  $R$ :

$$Q_{tech} = Q_{theo} \cdot R. \quad (4.2)$$

Der Gewinnungsfaktor repräsentiert das Verhältnis zwischen gewinnbarer Wärmemenge und gesamtem Wärmeinhalt und setzt sich aus den zwei Einzelfaktoren, dem Geometriefaktor  $R_G$  und dem Temperaturfaktor  $R_T$ , zusammen:

$$R = R_{Geo} \cdot R_T. \quad (4.3)$$

Der Temperaturfaktor würde berücksichtigen, dass das Thermalwasser bei der Nutzung nicht auf die Erdoberflächentemperatur  $T_{ref}$  abgekühlt wird, sondern nur auf eine Injektionstemperatur. Da in dieser Arbeit das technische Potential der Stromerzeugung aber nicht mittels eines elektrischen Kraftwerkswirkungsgrads, der sich auf die Injektionstemperatur bezieht (s. Kapitel 3.2.1), sondern mit einem Systemwirkungsgrad berechnet wird, der sich ebenfalls auf die Erdoberflächentemperatur als Referenztemperatur bezieht (s. Kapitel 3.2.2), muss der Temperaturfaktor als  $R_T = 1$  angenommen werden. Mittels des Geometriefaktors  $R_{Geo}$  wird berücksichtigt, dass nur ein gewisser Anteil des Reservoirvolumens bei der Nutzung ausgekühlt wird. Dieser setzt sich wiederum aus dem Flächenfaktor  $R_F$  und dem Mächtigkeitfaktor  $R_M$  zusammen:

$$R_{Geo} = R_F \cdot R_M. \quad (4.4)$$

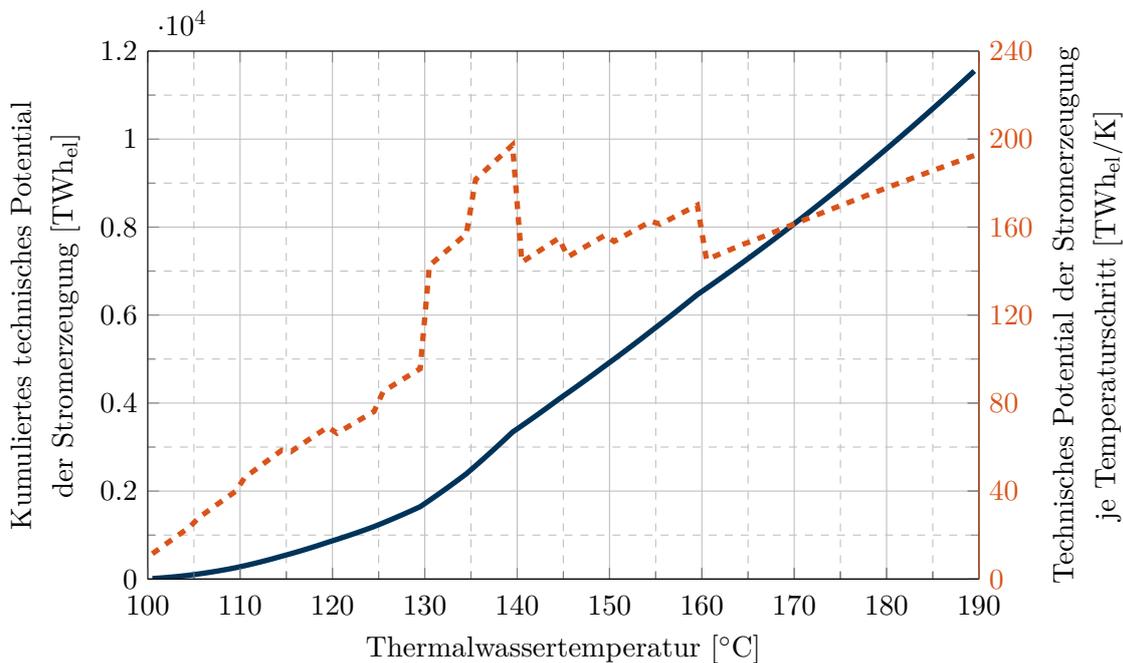
Nach Paschen et al. (2003) wird für Heißwasser-Aquifere ein Mächtigkeitfaktor  $R_M = 1$  und für den Flächenfaktor bei der Wärmegewinnung mittels Bohrlochdubletten  $R_F = 0,33$  angegeben. Für die Störungszonen wurde ein Geometriefaktor  $R_{Geo} = 0,07$  angenommen (Paschen et al. 2003). Das technische Potential der hydrothermalen Wärmemenge  $Q_{tech}$  in Abhängigkeit der Temperaturklassen ist in Tabelle 4.2 dargestellt.

### 4.3 Technisches Potential der Stromerzeugung aus hydrothormaler Geothermie

Das technische Potential der Stromerzeugung ergibt sich nun aus dem technischen Potential der hydrothermalen Wärmemenge  $Q_{tech}$  und dem Netto-Systemwirkungsgrad  $\eta_{el,sys,netto}$  für die Umwandlung dieser Wärme in Strom. Zur feineren Diskretisierung wird die Wärmemenge innerhalb eines Temperaturbereichs in 1 K Schritten linear verteilt. Aus diesen Werten kann schließlich die erzeugbare Strommenge  $E_{el,tech}$  berechnet werden:

$$E_{el,tech} = \eta_{el,sys,netto} \cdot Q_{tech} \quad (4.5)$$

Dieses technische Potential der Stromerzeugung aus hydrothormaler Geothermie ist in Abbildung 4.1 und Tabelle 4.2 als Funktion der Thermalwassertemperatur dargestellt. Es ist sowohl das kumulierte Potential (durchgezogene Linie) sowie das Potential je Temperaturschritt (gestrichelte Linie) dargestellt. Es ergibt sich hieraus ein gesamtes technisches Potential der Stromerzeugung von  $E_{el,tech} = 11\,547 \text{ TWh}_{el}$ . Auf Grund der Methodik der Berechnung über den Systemwirkungsgrad und der häufig kombinierten Strom- und Wärmeproduktion in den Bestandsanlagen folgt daraus auch eine nutzbare Wärmemenge von  $Q_{th,tech} = 57\,735 \text{ TWh}_{th}$ .



**Abbildung 4.1:** Das technische Potential zur Stromerzeugung als Funktion der Thermalwassertemperatur.

Zum ermittelten technischen Potential ist allerdings anzumerken, dass es aus der Analyse von Bestandsanlagen bestimmt worden ist. Diese realen Projekte müssen auch wirtschaftliche Bedingungen erfüllen, was z. B. dazu führen kann, dass technisch mögliche Maßnahmen zur Wirkungsgradsteigerung auf Grund fehlender Wirtschaftlichkeit nicht umgesetzt werden. Das reine technische Potential könnte daher durchaus höher liegen. Darüber hinaus weisen

jüngere Anlagen wie in Traunreut und Taufkirchen im Vergleich zur Modellfunktion höhere Systemwirkungsgrade auf, so dass ein höheres technisches Potential denkbar ist.

**Tabelle 4.2:** Das technische Potentiale der hydrothermalen Geothermie.

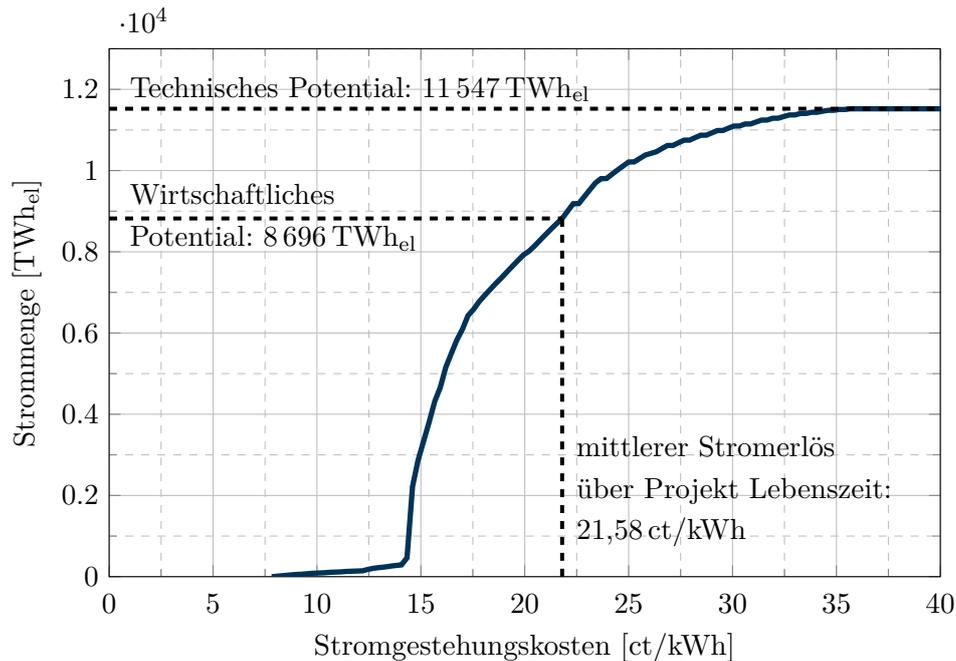
Temperaturklasse	100-130 °C	130-160 °C	160-190 °C
technisches Potential der hydrothermalen Wärme $Q_{tech}$	64 136 TWh <sub>th</sub>	93 767 TWh <sub>th</sub>	74 136 TWh <sub>th</sub>
gemittelter Systemwirkungsgrad $\eta_{el,sys,netto}$	2,27 %	5,30 %	7,73 %
technisches Potential der Stromerzeugung $E_{el,tech}$	1 787 TWh <sub>el</sub>	4 822 TWh <sub>el</sub>	4 938 TWh <sub>el</sub>
kumuliertes technisches Potential der Stromerzeugung $E_{el,tech,kum}$	1 787 TWh <sub>el</sub>	6 609 TWh <sub>el</sub>	11 547 TWh <sub>el</sub>
kumuliertes technisches Potential der nutzbaren Wärmemenge $Q_{th,tech,kum}$	8 935 TWh <sub>th</sub>	33 045 TWh <sub>th</sub>	57 735 TWh <sub>th</sub>

## 4.4 Wirtschaftliches Potential

Das technische Potential beinhaltet noch keine Informationen über ökonomischen Aspekte. Diese werden in der folgenden Bestimmung des wirtschaftlichen Potentials durch die Berücksichtigung der SGK eingegliedert. Neben dem thermischen Wirkungsgrad sind die SGK die zweite Kennzahl, mit der hier die Leistungsfähigkeit der Stromerzeugung aus hydrothermaler Geothermie beschrieben wird. Das zuvor bestimmte SGK-Modell wird nun mit dem technischen Potential je Temperaturklasse (s. Abbildung 4.1) verknüpft. Dabei werden zuerst die besten Standorte, also jene mit den geringsten Stromgestehungskosten, erschlossen. In der Praxis sind das jene Standorte, an denen eine hohe Temperatur in einer geringen Tiefe erreicht wird. Damit ist neben der Temperatur der Lagerstätten auch der geothermische Gradient relevant. Ausgehend davon werden kontinuierlich Standorte mit inkrementell höheren SGK erschlossen. Es kann somit eine Aussage über die Stromgestehungskosten bei verschiedenen Mengen der Stromproduktion getroffen werden.

Diese Aussage lässt sich in einer Angebot-Kosten-Kurve darstellen (s. Abbildung 4.2). Hier sind die SGK auf der x-Achse und die erzeugbare Strommenge auf der y-Achse aufgetragen. Bewegt man sich auf dieser Kurve nach rechts, entspricht dies dem gedanklichen Erschließen weiterer, teurerer Standorte. Damit dies wirtschaftlich möglich ist, muss dafür der jeweilige Preis auf der x-Achse gezahlt werden.

Der höchste y-Wert der Kurve entspricht der gesamten, erzeugbaren Strommenge (technisches Potential). Soll dieses technische Potential erschlossen werden, liegen die maximalen Stromgestehungskosten bei 35,67 ct/kWh. Aktuell wird für geothermischen Strom für 20 Jahre eine EEG-Vergütung von 25,2 ct/kWh gezahlt. Da die Projektlaufzeit mit 25 Jahren angenommen wird, ergibt sich daraus, dass das Kraftwerk für fünf weitere Jahre seinen Strom an der Börse verkauft. Für diesen Zeitraum wird ein Stromverkaufserlös von 7,1 ct/kWh angenommen, was dem Mittelwert von einer Vielzahl von Studien über den Börsenstrompreis am Stromgroßhandel im Jahr 2030 entspricht (Forschungsradar 2013). Im Mittel ergibt sich



**Abbildung 4.2:** Angebot-Kosten Kurve für die geothermische Stromerzeugung in Deutschland.

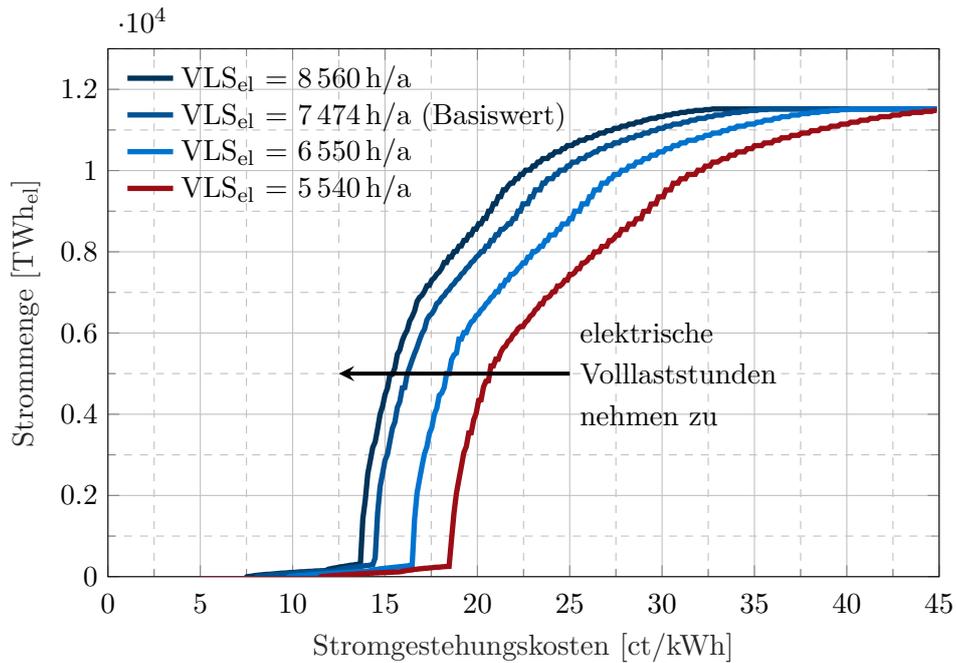
somit über die Projektlaufzeit ein Erlös von 21,58 ct/kWh. Zu diesem Preis sind 8.696 TWh<sub>el</sub> Strom (vgl. Abbildung 4.2) und 43 480 TWh<sub>th</sub> Wärme erzeugbar. Dabei handelt es sich um das wirtschaftliche Potential. Im Folgenden bezieht sich der Begriff „wirtschaftliches Potential“, wenn nicht anders angegeben, daher immer auf die nach der Kosten-Angebot-Kurve resultierende Strommenge bei durchschnittlichen Stromerlösen von 21,58 ct/kWh über die Projektlaufzeit.

#### 4.4.1 Sensitivitätsanalyse des wirtschaftlichen Potentials

Um herauszufinden, wie sich die wichtigsten Einflussfaktoren des Modells auf das wirtschaftliche Potential auswirken, wird im Folgenden eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt. Dafür wird je ein Basiswert variiert, während alle anderen Parameter für diese Betrachtung konstant bleiben. Die Ergebnisse ähneln sich qualitativ, daher werden an dieser Stelle repräsentativ die Sensitivität der elektrischen und thermischen Volllaststunden betrachtet, siehe Abbildungen 4.3 und 4.4.

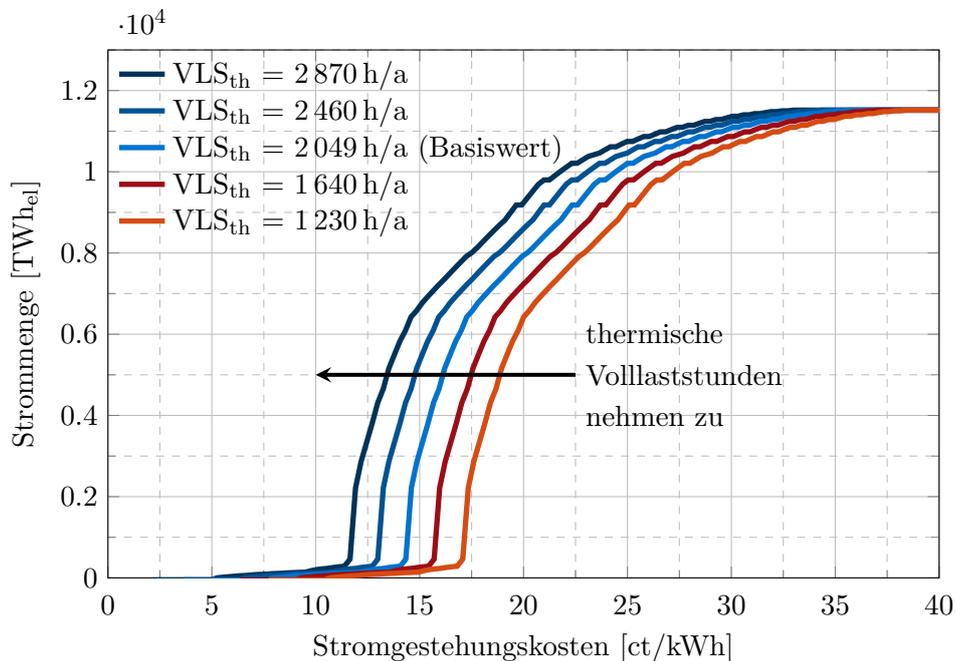
Die elektrischen Volllaststunden (VLS) haben einen großen Einfluss auf die Angebot-Kosten-Kurve. Je größer die Anzahl der elektrischen VLS, desto mehr Strom wird in einem Jahr erzeugt. Nach Gleichung 3.15 wirkt sich das direkt auf die SGK aus. Die Kosten steigen dagegen nur um einen kleinen Betrag, da bei der geothermischen Stromerzeugung der Großteil der Kosten unabhängig vom Betrieb anfällt (Fixkosten). In Abbildung 4.3 äußern sich die sinkenden Kosten bei steigenden elektrischen Volllaststunden durch eine Translation der Kurve nach links.

Die thermischen Volllaststunden sind ein Maß für die Auslastung des Heizwerks und bestimmen somit, welche Wärmeerlöse erzielt werden. Höhere Wärmeerlöse wirken sich senkend auf die Stromgestehungskosten und damit steigernd auf das wirtschaftliche Potential aus. Den Zusammenhang zeigt Abbildung 4.4. Analog zu einer Erhöhung der elektrischen Volllaststunden



**Abbildung 4.3:** Kosten-Angebot-Kurven für verschiedene elektrische Volllaststunden.

bewirkt auch die Erhöhung der thermischen Volllaststunden eine Verschiebung der Kosten-Angebot-Kurven nach links.

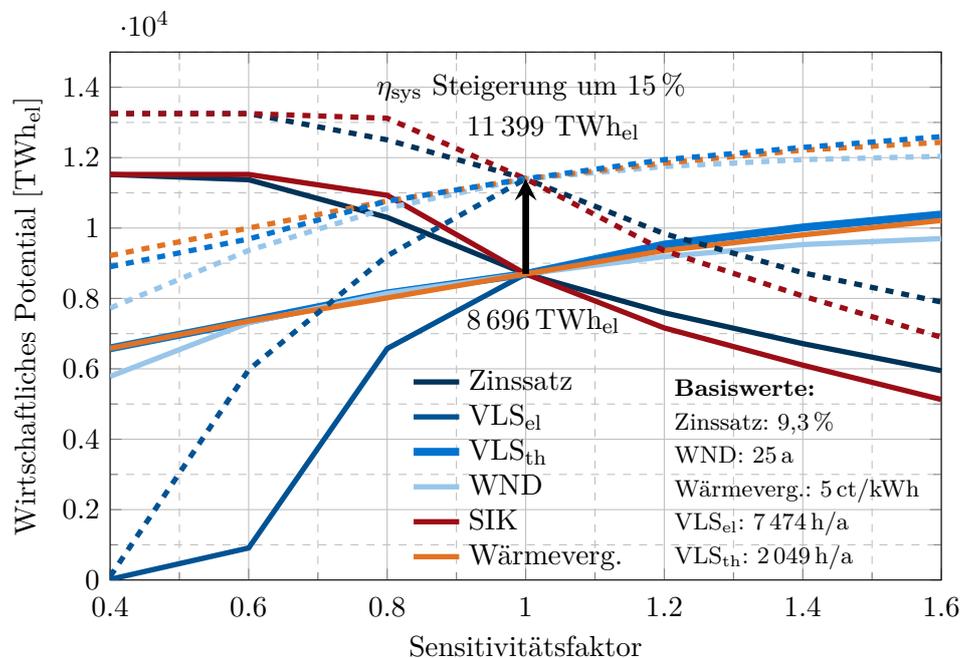


**Abbildung 4.4:** Kosten-Angebot-Kurven für verschiedene thermische Volllaststunden.

Das wirtschaftliche Potential kann für jede der erstellten Kurven bei durchschnittlicher Vergütung über die Projektdauer von 21,58 ct/kWh abgelesen werden. Somit kann das jeweilige wirtschaftliche Potential in Abhängigkeit der Einflussfaktoren dargestellt werden (s. Abbildung 4.5). Für die Sensitivitätsanalyse wurde jeweils ein Einflussfaktor in 20%-Schritten um  $\pm$

60 % variiert, während alle anderen Parameter konstant gehalten wurden. Bei der Variation der elektrischen und thermischen Volllaststunden ist allerdings zu beachten, dass bei einer parallelen Anordnung von Heiz- und Kraftwerk eine höhere Auslastung des einen Teils in der Regel mit einer Reduktion der Volllaststunden für den jeweils anderen Teil verbunden ist. Weiterhin ist anzumerken, dass eine Erhöhung der elektrischen Volllaststunden um 20 % vom Basisfall zu Werten führt, die die Stundenanzahl eines Jahres übersteigen. In Abbildung 4.5 ist daher nur der Einfluss geringerer elektrischer Volllaststunden abgebildet.

Den größten Einfluss haben die elektrischen Volllaststunden und die spezifischen Investitionskosten (SIK). Beide wirken sich direkt auf die Stromgestehungskosten aus: die elektrischen Volllaststunden bestimmen die erzeugte Strommenge und die (spezifischen) Investitionskosten die Annuität. Es ist erkennbar, dass eine Reduktion der spezifischen Investitionskosten um mehr als 40 % zu keiner weiteren Zunahme des wirtschaftlichen Potentials führt. Dies liegt daran, dass dann bereits das gesamte technische Potential wirtschaftlich nutzbar ist.



**Abbildung 4.5:** Sensitivitätsbetrachtung des wirtschaftlichen Potentials.

Mittels der gestrichelten Linien ist in Abbildung 4.5 der Einfluss des Systemwirkungsgrades auf das wirtschaftliche Potential dargestellt. Dafür wurde angenommen, dass dieser bei gleichen Kosten um 15 % erhöht werden könne. Dies wirkt sich in zweifacher Hinsicht auf das wirtschaftliche Potential aus:

- die Umwandlung von Wärme in Strom wird effizienter, wodurch sich das technische Potential erhöht,
- bei gleichem Aufwand wird in den Anlagen mehr Strom produziert, wodurch die SGK sinken.

Der Einfluss ist dementsprechend groß. Das wirtschaftliche Potential steigt im Basisfall um 31 % von 8 696 TWh<sub>el</sub> und 43 480 TWh<sub>th</sub> auf 11 399 TWh<sub>el</sub> und 56 995 TWh<sub>th</sub>.

Generell muss beachtet werden, auf welchen Annahmen diese Ergebnisse basieren. Die hier zugrunde gelegten, erwarteten elektrischen Volllaststunden werden heute in der Praxis auf Grund von Betriebsproblemen nicht erreicht. Weiterhin wird auch die wirtschaftliche Effizienz durch die systemimmanente Störanfälligkeit beeinflusst. In den laufenden Untersuchungen wurden insbesondere höhere Gaskonzentrationen und Ablagerungen im Thermalwasserkreislauf als kostenträchtige Störfaktoren identifiziert. Die Quantifizierung der Risiken und die Bemessung der Kosten sind noch nicht abgeschlossen. Zudem werden 2 049 h/a thermische Volllaststunden im Basisfall verwendet, was dem Durchschnitt der erwarteten Volllaststunden der aktuell im Betrieb befindlichen Anlagen entspricht. Allerdings können nicht an jedem Standort ausreichend Wärmeabnehmer erreicht werden. Das hier angegebene Potential ist also als ein angebotsseitiges Potential zu verstehen. Es ist zudem zu beachten, dass die Standorte nach der Thermalwassertemperatur und einem mittleren geothermischen Gradienten pro Region klassifiziert wurden. Andere Einflussparameter, wie die Transmissivität oder lokale geologische Besonderheiten wurden nicht berücksichtigt. Somit handelt es sich bei den Ergebnissen um einen ersten Versuch, derartige Kosten-Angebot-Kurven für Deutschland zu erstellen. Mit genaueren Daten zum Untergrund können die Ergebnisse verbessert werden.

#### 4.4.2 Jährliches wirtschaftliches Potential

Das bisher bestimmte wirtschaftliche Potential ist die gesamte Strommenge die aus der geothermisch vorhandenen Wärme erzeugt werden kann. Um nun zu ermitteln wie viel Strom bei einer regenerativen Nutzung des Potentials pro Jahr produziert werden kann, muss die Regeneration der geothermischen Wärme betrachtet werden.

Werden geothermische Lagerstätten zur Stromerzeugung genutzt, geht damit eine Abkühlung der Lagerstätten einher, da die vorhandene Wärme entnommen wird. Würde die gesamte Wärmemenge auf einmal entnommen, würde sich die Lagerstätte soweit abkühlen, dass eine Stromproduktion nicht mehr möglich wäre. In der Realität wird die Wärme über einen längeren Zeitraum  $t_{aus}$  ausgebeutet. Die Länge dieses Zeitraumes ist von der installierten Leistung und damit nicht zuletzt von der Wirtschaftlichkeit der Technologie abhängig. Daneben spielen eine Reihe anderer Faktoren, wie die technisch erreichbare Zubau-Rate eine Rolle.

Der Entnahme von Wärme wirkt eine gewisse Regeneration entgegen. Ein Wärmestrom aus dem Erdinneren führt dazu, dass abgekühlte Erdbereiche wieder erwärmt werden. Dieser Wärmestrom liegt im deutschen Mittel bei  $65 \text{ mW/m}^2$  (Paschen et al. 2003, Rohloff und Kather 2011). Wird die Wärme mit der selben Leistung entnommen, mit der sie regeneriert wird, kann die Stromerzeugung theoretisch endlos erfolgen. Auf Grund des sehr geringen regenerativen Wärmestroms ist dies aber nicht sinnvoll umsetzbar. Wenderoth et al. (2005) untersuchen, nach welcher Zeit eine auf die Injektionstemperatur eines geothermischen Heizwerks ausgekühlte Lagerstätte (hier  $55^\circ\text{C}$ ) sich wieder regeneriert. Diese Untersuchungen beziehen sich auf eine Bohrloch-Dublette mit einer Tiefe von 2 746 m bzw. 3 020 m im Süddeutschen Molassebecken. Demnach werden nach 1 000 Jahren wieder 92 % und nach 2 000 Jahren wieder 98 % der ursprünglichen Temperatur des erschlossenen Reservoirs (hier  $97^\circ\text{C}$ ) erreicht. Die Rate der Regeneration ist dabei zu Beginn am größten und nimmt mit der Zeit ab. Erst nach 8 000 Jahren erreicht die Lagerstätte wieder die Ausgangstemperatur. In weiterer Folge wird in Anlehnung an Paschen et al. (2003) ein Regenerierungszeitraum  $t_{reg}$  von 1 000 Jahren angenommen. Es

ergibt sich dadurch nach Wenderoth et al. (2005) eine Abkühlung der Lagerstätten um 8%. Damit kann die Stromerzeugung unter diesen Voraussetzungen streng genommen nicht endlos erfolgen. Gleichzeitig ist der Zeitraum lang genug, um vereinfachend von einer regenerativen Quelle zu sprechen. Ist der Ausbeutungszeitraum (ABZ) nun mindestens so lange wie der Regenerierungszeitraum ( $t_{aus} \geq t_{reg}$ ) kann von einer regenerativen Nutzung des Potentials gesprochen werden. Dennoch ist eine schnellere Ausbeutung des Potentials möglich. Damit würde die geothermische Energie aber zu einer endlichen Ressource werden.

Mit einem Regenerierungszeitraum von 1000 Jahren ergibt sich aus dem wirtschaftlichen Potential  $E_{el,wirt}$  eine wirtschaftliche und regenerative Strommenge  $w_{el,wirt,reg}$ , die pro Jahr erzeugt werden kann:

$$w_{el,wirt,reg} = \frac{E_{el,wirt}}{t_{reg}} \quad (4.6)$$

Es folgt daher für das wirtschaftliche Potential von 8 696 TWh<sub>el</sub> ein jährliches wirtschaftliches und regeneratives Potential von  $w_{reg} = 8,7$  TWh<sub>el</sub>/a.

Das wirtschaftliche und regenerative jährliche Potential  $w_{el,wirt,reg}$  wird nun näher betrachtet. Es wird bestimmt, wie sich die Erzeugung dieser Strommenge auf folgende Faktoren auswirkt:

- geothermischer Anteil an der Deckung des Bruttostromverbrauchs (BSV)
- installierte geothermische Kapazität
- Anzahl der Anlagen
- Wärmeproduktion bei kombinierter Erzeugung von Strom und Wärme

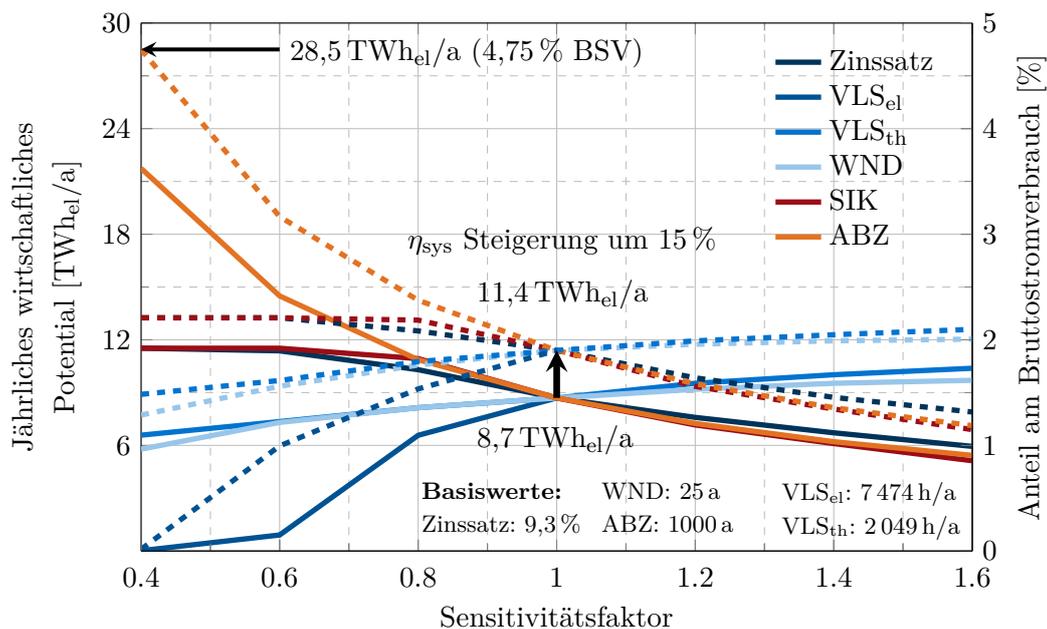
Die Ergebnisse sind in Tabelle 4.3 zusammengefasst. Der durchschnittliche Bruttostromverbrauch (BSV) in Deutschland lag in den Jahren 2011 bis 2015 bei 603 TWh<sub>el</sub>/a (AGEB 2016). **Daraus resultiert ein möglicher geothermischer Anteil zur Deckung des Bruttostromverbrauchs in Deutschland von 1,44 %.** Das entspricht bei den durchschnittlichen el. Volllaststunden von 7 474 h/a einer installierten Netto-Leistung von 1 164 MW. Bei einem durchschnittlichen Eigenbedarfsanteil von 35 % folgt daraus eine **installierte Brutto-Leistung von 1 790 MW<sub>el</sub>, oder 437 Anlagen mit jeweils 4,1 MW<sub>el</sub>.** Das ist das etwa 43-fache der heute installierten Brutto-Kapazität von 41 MW. Auf Grund der Methodik der Studie und der Tatsache dass die Bestandsanlagen neben Strom zum Teil auch Wärme produzieren, gehört zu dem genannten Potential der Stromerzeugung immer auch eine Wärmemenge, die nutzbar ist. Dieses Wärmeangebot beträgt durch die mittlere Stromkennzahl von  $\sigma = 0,2$  pro Jahr 43,5 TWh<sub>th</sub>. **Dies entspricht 5,16 % des deutschen Wärmebedarfs für Raumwärme und Warmwasser,** welcher im Jahr 2012 843 TWh<sub>th</sub>/a betrug (UBA 2017). Bei der Bewertung der Ergebnisse dieser Studie ist also zu berücksichtigen, dass mit dem Potential der Stromerzeugung immer auch eine gewisse Wärmemenge als zusätzliches Produkt nutzbar ist.

Um nun die Sensitivitätsanalyse zu vervollständigen, ist in Abbildung 4.6 die Abhängigkeit des jährlichen wirtschaftlichen Potentials von den wichtigsten Einflussfaktoren des Modells dargestellt. Dafür wurden diese wieder um  $\pm 60\%$  um die Basiswerte variiert. Diese Darstellung entspricht der bereits in Abbildung 4.5 gezeigten Sensitivität des wirtschaftlichen Potentials, wobei hier die erwarteten Anteile am BSV aufgrund eines Ausbeutungszeitraumes von  $t_{aus} = t_{reg} = 1000$  a mit eingetragen sind. Den größten Einfluss haben daher auch

**Tabelle 4.3:** Das jährliche wirtschaftliche und regenerative Potential.

	$w_{el,wirt,reg}$	8,7 TWh <sub>el</sub> /a
Anteil am Bruttostromverbrauch		1,44 %
Installierte Leistung (brutto)		1.790 MW <sub>el</sub>
Anzahl an Anlagen (mit durchschnittlich 4,1 MW <sub>el</sub> )		437
Wärmemenge durch kombinierte Strom- und Wärmeproduktion		43,5 TWh <sub>th</sub> /a
Anteil am Wärmebedarf für Raumwärme und Warmwasser		5,16 %

hier die el. Volllaststunden und die spezifischen Investitionskosten, die sich stark auf die Stromgestehungskosten auswirken. Abgesehen davon beeinflusst der thermische Wirkungsgrad sowohl das technische, als auch das wirtschaftliche Potential. Demnach führt eine Steigerung des Netto-Systemwirkungsgrades um 15 % zu einer Steigerung des Anteils am BSV auf 1,9 %. Die Wirkungsgradverbesserung führt damit zu einem um ca. 31 % höheren jährlichen wirtschaftlichen Potential der Stromerzeugung. Die dabei ausgekoppelte Wärmemenge beträgt 57 TWh/a und damit 6,8 % des deutschen Wärmebedarfs für Raumwärme und Warmwasser.

**Abbildung 4.6:** Sensitivitätsbetrachtung des jährlichen wirtschaftlichen Potentials.

Wird die Bedingung fallen gelassen, dass die Geothermie eine regenerative Energiequelle sein soll, kann der Ausbeutungszeitraum der geothermischen Wärme auch kleiner sein als der Regenerationszeitraum. Wird z. B. ein Ausbeutungszeitraum von 400 Jahren betrachtet, kann die hydrothermale Geothermie 4,75 % des Bruttostromverbrauchs in Deutschland decken (vgl. Abbildung 4.6). Die bei kombinierter Strom- und Wärmeproduktion anfallenden Wärme könnte in diesem Fall 16,9 % des Wärmebedarfs für Raumwärme und Warmwasser decken.

## 4.5 Weitere begrenzende Rahmenbedingungen

Das zuvor bestimmte jährliche wirtschaftliche Potential stellt unter den getroffenen Annahmen eine Obergrenze für den Beitrag der Stromerzeugung aus hydrothormaler Geothermie dar. Welche Strommenge aber tatsächlich zu erwarten ist, ist von einer Vielzahl an weiteren Faktoren abhängig. Im Folgenden werden die wichtigsten dieser Faktoren vorgestellt.

### **Einfluss der Strom-Vergütung**

Die Höhe der Vergütung für geothermischen Strom hat einen sehr großen Einfluss auf das wirtschaftliche Potential (vgl. Abbildung 4.2). Dies zeigt die Kosten-Angebot-Kurve direkt: das wirtschaftliche Potential kann direkt als Funktion der Vergütung abgelesen werden.

Es ist nicht damit zu rechnen, dass der vergleichsweise hohe Vergütungssatz für geothermischen Strom über einen längeren Zeitraum beibehalten werden wird. Nach heutigem Stand greift eine Degression von 5 % pro Jahr ab 2021 (GtV 2016). Damit läge die Vergütung im Jahr 2025 bei nur noch 19,49 ct/kWh. Dies wirkt sich auf das wirtschaftliche Potential aus (s. Abbildung 4.2). Das wirtschaftliche Potential sinkt um 26 % von 8.696 TWh auf 6.430 TWh. Das würde den jährlichen wirtschaftlichen und regenerativen Beitrag auf 6,4 TWh verringern. Der maximale Anteil der Stromerzeugung aus hydrothormaler Geothermie läge damit bei 1,06 % des BSV.

Eine attraktive Vergütung ist notwendig, um Anreize für einen weiteren Ausbau der Geothermie-Branche zu schaffen. Hohe Fördersätze zeigen nicht zuletzt politischen Willen und können die Entwicklung der Branche beschleunigen - in der Vergangenheit waren diese der Grundstein für das Entstehen der ersten Kraftwerke. Weiterhin sei an dieser Stelle hervorgehoben, dass die Geothermie eine witterungsunabhängige erneuerbare Energiequelle darstellt und damit zur Stabilität des Energiesystems beitragen kann. Durch die Bereitstellung von Regelleistung bzw. der Vergütung von Flexibilitätsoptionen in einem zukünftigen Strommarkt-Design können zusätzliche Erlösquellen für geothermische Heizkraftwerke erschlossen werden und somit das wirtschaftliche Potential gesteigert werden.

### **Einfluss der Wärmenachfrage**

Das in dieser Studie bestimmte Potential der hydrothermalen Geothermie ist als angebotsseitiges Potential zu verstehen. Dies ist besonders bei der bestimmten Wärmemenge zu berücksichtigen. Während der produzierte Strom einfach in das Stromnetz eingespeist werden kann, ist die Wärmeabnahme stark von der lokalen Struktur und der Wärmenachfrage abhängig. Wie in dieser Studie dargestellt, sind die Erlöse aus dem Verkauf der Wärme für die Wirtschaftlichkeit der Anlage aber sehr bedeutend. Es ist also möglich, dass ein aus geologischer Sicht guter Standort auf Grund fehlender Wärmenachfrage nicht wirtschaftlich ist.

### **Einfluss der Dynamik des Leistungs-Zubaus**

Selbst wenn man die oben genannten Limitierungen außer Acht lässt, kann in nächster Zeit dennoch nicht mit einem hohen Anteil an geothermischer Stromerzeugung gerechnet werden, da der Leistungs-Zubau derzeit sehr gering ist. Die Geothermie hat in absoluten Zahlen einen

deutlich geringeren Leistungs-Zubau als andere erneuerbaren Energien. Dieser Umstand ist auf das junge Alter der Technologie in Deutschland zurückzuführen. Es fehlt noch an Know-How, um Standorte schneller und günstiger zu erschließen. Die notwendigen Rahmenbedingungen für die Entwicklung einer Geothermie-Branche in Deutschland werden in Hirschberg et al. (2015) und Weimann (2011) untersucht. Falls sich die Branche weiter entwickelt und die Geothermie ihre Leistungsfähigkeit beweist, kann die Zubaurate in Zukunft deutlich höher liegen.

### **Einfluss lokaler Gegebenheiten**

Für die Potentialanalyse wurde eine übergreifende Sichtweise gewählt. Auf lokaler Ebene können sich unabhängig von dem nationalen Potential Möglichkeiten ergeben, geothermischen Strom zu vermarkten und damit lokal auch höhere Anteile am Bruttostromverbrauch erreicht werden. Beispielsweise kann die Stromerzeugung als Übergangslösung eingesetzt werden, bis ein Wärmenetz zur Versorgung von lokalen Kunden errichtet wurde. Damit können während dieses Zeitraums die Bohrungen bereits wirtschaftlich genutzt werden. Ist nach Ablauf der EEG-Vergütung nach 20 Jahren die Wirtschaftlichkeit des Kraftwerkes nicht mehr gegeben, könnte dieses rückgebaut werden und die Bohrung zur reinen Wärmeversorgung genutzt werden.

### **Einfluss der petrothermalen Geothermie**

In dieser Studie wurde ausschließlich die hydrothermale Geothermie betrachtet. Alle Ergebnisse beziehen sich daher auf diese Technologie und können nicht ohne Weiteres auf die petrothermale Geothermie übertragen werden. An dieser Stelle wird aber eine kurze Einschätzung gegeben, wie sich das Potential durch die Berücksichtigung der petrothermalen Technologie verändern könnte.

Auf der Seite des theoretischen Potentials ergeben sich große Veränderungen. Paschen et al. (2003) beziffern den hydrothermalen Anteil am gesamten theoretischen Potential mit nur 5%. Das bedeutet, dass 95% der grundsätzlich für die Stromerzeugung nutzbaren Wärme in Deutschland nicht mit der hydrothermalen Geothermie erschlossen werden können. Damit würde, gleichbleibende Randbedingungen vorausgesetzt, ein 20-fach höheres technisches Potential resultieren. Ausgehend von den Ergebnissen dieser Studie, wären damit Anteile von ca. 29% geothermischen Stroms am Bruttostromverbrauch in Deutschland möglich. Dabei ist anzumerken, dass die petrothermale Technologie weniger ausgereift ist als die hydrothermale Technologie: weltweit gibt es kaum Erfahrungen, jedoch existieren mehrere Forschungsvorhaben (Rohloff und Kather 2011, Hirschberg et al. 2015). Daher gibt es auch noch keine verlässlichen Informationen über die erreichbare Leistungsfähigkeit und die Kosten. Gleichzeitig gibt es aber viele Überschneidungen mit der hydrothermalen Technologie, weshalb diese auch als eine benötigte Grundlage für die Entwicklung der petrothermalen Technologie gesehen wird (Weimann 2011).

### **Einfluss der gesellschaftlichen Akzeptanz**

Die gesellschaftliche Akzeptanz einer Technologie kann großen Einfluss auf deren Potential haben. Da es sich bei der hydrothermalen Geothermie um eine in Deutschland sehr junge Technologie handelt, gibt es auch nur wenig Erfahrungen bezüglich ihrer Wahrnehmung in der Gesellschaft. Potentielle Akzeptanzprobleme entstehen durch das seismische Risiko. In Landau und in Basel kam es in der Vergangenheit zu kleineren Erdbeben in Zusammenhang mit geothermischer Nutzung (Purkus und Barth 2010).

Hirschberg et al. (2015) führen eine umfassende Untersuchung zur Wahrnehmung der geothermischen Stromerzeugung in der Schweiz durch. Die Autoren analysieren diesbezügliche Literatur und Artikel in den Medien. Die untersuchten Medien berichten demnach vor allem über die negativen Seiten, insbesondere über seismische Ereignisse. Der mögliche positive Beitrag der geothermischen Stromerzeugung zur Dekarbonisierung des Energiesystems findet hingegen weniger Beachtung. Eine ähnliche Analyse der öffentlichen Wahrnehmung liegt für Deutschland nicht vor. Es kann aber davon ausgegangen werden, dass die Ergebnisse zumindest in ihren Grundzügen auf Deutschland übertragbar sind. Ob die geothermische Stromerzeugung daher auf Akzeptanz stößt, hängt stark von den damit verbundenen Sicherheitsrisiken zusammen. Weitere Kritikpunkte und Gegenargumente werden in Arndt et al. (2014) und Hirschberg et al. (2015) zusammengefasst.

## **4.6 Anmerkung zu den Ergebnissen**

In dieser Studie wurden eine Reihe von Einflussfaktoren betrachtet und variiert, um eine Einschätzung des möglichen Beitrags der geothermischen Stromerzeugung zu erhalten. In der Realität gibt es eine Reihe weiterer Einflüsse, die teils schwierig zu quantifizieren sind. Der Energiemarkt ist dynamisch und der Stellenwert und das Potential einer Technologie kann sich laufend ändern. Dafür ist ihre bisherige und zukünftige Leistungsfähigkeit maßgeblich, aber ebenso die konkurrierender Technologien. Nicht zuletzt nimmt die Politik entscheidend Einfluss auf die Gestaltung der Energiewende. Die Bundesregierung ist bestrebt, die Gesamtkosten aus dem EEG gering zu halten. Bei steigendem Anteil geothermischer Stromerzeugung steigen auch die verursachten Kosten durch den hohen Vergütungssatz. Auch aus diesem Grund ist anzunehmen, dass der Vergütungssatz spätestens dann stark sinkt, wenn die Geothermie einen größeren Anteil an der Stromerzeugung hat. Diesem dämpfenden Effekt wirkt wiederum der technologische Fortschritt entgegen.

# Literaturverzeichnis

- [AGEB 2016] AGEB: Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland 1990 bis 2015 / Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen. URL [http://www.ag-energiebilanzen.de/index.php?article\\_id=29&fileName=ausw\\_28072016\\_ovk.pdf](http://www.ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=ausw_28072016_ovk.pdf). – Zugriffsdatum: 08.05.2017, 2016.
- [Agemar et al. 2015] AGEMAR, Thorsten ; ALTEN, Jessica-Aileen ; KÜHNE, Klaus ; KUDER, Jörg ; SUCHI, Evelyn ; WEBER, Josef ; SCHULZ, Rüdiger: A New Approach to Estimating the Geothermal Potential of Faults in Germany. In: *Proceedings of the World Geothermal Congress, Melbourne, Australia, 19-25 April*, 2015.
- [Agemar et al. 2012] AGEMAR, Thorsten ; SCHELLSCHMIDT, Rüdiger ; SCHULZ, Rüdiger: Subsurface temperature distribution in Germany. In: *Geothermics* 44 (2012), S. 65–77.
- [Agemar et al. 2014] AGEMAR, Thorsten ; WEBER, Josef ; SCHULZ, Rüdiger.: Deep Geothermal Energy Production in Germany. In: *Energies* 7 (2014), S. 4397–4416.
- [Andruleit et al. 2015] ANDRULEIT, Harald ; BABIES, Hans G. ; BLUMENBERG, Martin ; MAYER, Georg ; MESSNER, Jürgen ; PEIN, Martin ; REBSCHER, Dorothee ; SCHAUER, Michael ; SCHMIDT, Sandro ; SCHULZ, Peggy ; GOERNE, Gabriela von ; WINCHENBACH, Max: Energiestudie 2015: Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen / Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe. Hannover, 2015.
- [Arndt et al. 2014] ARNDT, Melanie ; FORMOWITZ, Beate ; GAMPE, Daniel ; GÜNZEL, Julia: Centrales Agrar- Rohstoff- Marketing- Energie-Netzwerk: Akzeptanz für Erneuerbare Energien – Ein Leitfaden. URL [https://www.carmen-ev.de/files/Sonne\\_Wind\\_und\\_Co/Akzeptanz/Akzeptanzbroschuere.pdf](https://www.carmen-ev.de/files/Sonne_Wind_und_Co/Akzeptanz/Akzeptanzbroschuere.pdf). – Zugriffsdatum: 08.05.2017, 2014.
- [Bauer et al. 2014a] BAUER, Mathias ; FREEDEN, Willi ; JACOBI, Hans ; NEU, Thomas: *Handbuch Tiefe Geothermie - Prospektion, Exploration, Realisierung, Nutzung*. Springer Spektrum, 2014.
- [Bauer et al. 2014b] BAUER, Wolfgang ; SCHRÖDER, Hartwig ; SCHLAGERMANN, Pascal: Geologische Voraussetzungen für ein Upscaling geothermischer Projekte (Stromerzeugung). Freiburg : 10. Internationale Geothermiekonferenz, Mai 2014.
- [Baumgaertner et al. 2013] BAUMGAERTNER, J. ; KÖLBEL, Thomas ; MERGNER, Hanna ; SCHLAGERMANN, P.: Betriebserfahrungen mit den Geothermiekraftwerken Landau, Insheim und Bruchsal. 2013.
- [BayernLB 2011] BAYERNLB: BayernLB finanziert das erste private Geothermie-Kraftwerk im Freistaat Bayern / Bayerische Landesbank. 2011.

- [BDEW 2016] BDEW ; BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT (Hrsg.): BDEW-Strompreisanalyse Mai 2016. 2016.
- [Bems 2012] BEMS, Curd: Das Geothermieprojekt Taufkirchen I - GU liefert schlüsselfertige Geothermieanlage. In: *Geothermische Energie* 73 (2012).
- [Bertani 2016] BERTANI, Ruggero: Geothermal Power Generation in the World 2010–2014 Update Report. In: *Geothermics* 60 (2016), S. 31–43.
- [BiD 2013] BiD: Geothermie in Dürrnhaar / Bürgerinitiative Dürrnhaar. URL <http://www.bi-duerrnhaar.de/?q=node/20>. – Zugriffsdatum: 08.05.2017, 2013.
- [Birner 2013] BIRNER, J.: *Hydrogeologisches Modell des Malmaquifers im Süddeutschen Molassebecken*, FU Berlin, Dissertation, 2013.
- [BMU 2004] BMU: Erneuerbare Energien - Innovationen für die Zukunft / Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. 2004.
- [BMU 2015] BMU: Datenblatt: Geothermie Unterhaching; Stand 01.05.2015 / Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. 2015.
- [Burkhardt 2016] BURKHARDT, Robby: Geothermiekraftwerk in Bayern kann gebaut werden. URL [http://www.erdwaermepumpe.de/news\\_\\_geothermie\\_bayern.php](http://www.erdwaermepumpe.de/news__geothermie_bayern.php). – Zugriffsdatum: 2017-05-02, 2016.
- [Daldrup 2014] DALDRUP: Daldrup & Söhne AG bereitet Wiederinbetriebnahme des Geothermiekraftwerks Landau vor. 2014.
- [Daldrup 2016] DALDRUP: Pressemitteilung - Daldrup & Söhne AG: Inbetriebnahme der Fernwärmeversorgung des Geothermiekraftwerks Taufkirchen erfolgreich verlaufen. URL <https://daldrup.eu/ir/files/2016-01-27-Pressemitteilung-Inbetriebnahme-Fernwaermeversorgung-Taufkirchen.pdf>. – Zugriffsdatum: 08.05.2017, 2016.
- [DiPippo 2012] DiPIPPo, Ronald: *Geothermal Power Plants: Principles, Applications, Case Studies and Environmental Impact*. 3. Elsevier Ltd, 2012.
- [ECOREporter 2017] ECOREPORTER: Daldrup & Söhne: Neue Wärmetauscher für Geothermiekraftwerk Taufkirchen. 2017.
- [EGEC 2016] EGEC ; LUCA ANGELINO, PHILIPPE DUMAS, CHARLOTTE GINDRE, ALEXANDRA LATHAM (Hrsg.): Market Report 2015 -Fifth Edition, April 2016 / European Geothermal Energy Council - EGEC. 2016.

- [EnBW 2012] ENBW: EnBW und Stadtwerke Bruchsal unterzeichnen Konsortialvertrag. URL [https://www.enbw.com/unternehmen/presse/pressemitteilungen/presse-detailseite\\_10741.html](https://www.enbw.com/unternehmen/presse/pressemitteilungen/presse-detailseite_10741.html). – Zugriffsdatum: 08.05.2017, 2012.
- [Erdwerk 2017] ERDWERK: Geothermie DÄ¼rrnhaar / ERDWERK GmbH. URL <http://www.erdwerk.com/projekte/geothermie-duerrnhaar>. – Zugriffsdatum: 2017-05-02, 2017.
- [EWG 2015] EWG: Kombinierte Erzeugung von Strom und Wärme - praktische Erkenntnisse und Perspektiven / Erdwärme Grünwald GmbH. 2015.
- [EWG 2016] EWG: Erdwärme Grünwald: Eine klare Entscheidung für die Zukunft der Gemeinde Grünwald / Erdwärme Grünwald GmbH. URL <http://www.erdwaerme-gruenwald.de/Startseite/Projektportrait-EWG/Projektportrait-EWG/Ein-und-Ausblicke-Das-Projekt-EWG/K150.htm>. – Zugriffsdatum: 08.05.2017, 2016.
- [Forschungsradar 2013] FORSCHUNGSRADAR: Studienvergleich: Entwicklung der Stromgrosshandels- und der CO2-Zertifikatspreise / Forschungsradar Erneuerbare Energien. URL [http://www.forschungsradar.de/uploads/media/AEE\\_Dossier\\_Studienvergleich\\_Stromgrosshandelspreise\\_dez13\\_01.pdf](http://www.forschungsradar.de/uploads/media/AEE_Dossier_Studienvergleich_Stromgrosshandelspreise_dez13_01.pdf). – Zugriffsdatum: 2017-04-27, 2013.
- [Frey und Millers 2007] FREY, Martin ; MILLERS, Uwe: Geothermische Stromerzeugung in Landau / BINE Informationsdienst, FIZ Karlsruhe. 2007.
- [Gaucher 2012] GAUCHER, Emmanuel: Microseismic Monitoring of Geothermal Fields: More than a Traffic Light System. In: *International Geothermal Conference, Germany, Offenburg, 22 - 25 May*, 2012.
- [GeoEnergie 2016] GEOENERGIE: Geoenergie für Taufkirchen. URL <http://www.geoenergie-taufkirchen.de/>. – Zugriffsdatum: 2017-05-02, 2016.
- [GeoMol Team 2015] GEOMOL TEAM: Assessing Subsurface Potentials of the Alpine Foreland Basins for Sustainable Planning and Use of Natural Resources / Project Report, 188 pp. (Augsburg, LfU). 2015.
- [GES 2015] GES: Nutzung der Tiefengeothermie in Bayern am Beispiel Grünwald, Kichweidach und Traunreuth / Geo Energie Suisse. 2015.
- [GKT 2016] GKT: Das geothermische Kraftwerk in Traunreut / Geothermische Kraftwerksgesellschaft Traunreut mbH. URL <http://www.geothermie-traunreut.de/>. – Zugriffsdatum: 2017-05-02, 2016.
- [GMK 2017] GMK: Referenzen / Intec GMK GmbH. URL <http://www.gmk.info/referenzen.html>. – Zugriffsdatum: 2017-03-01, 2017.

- [GtV 2016] GTV: Pressemitteilung - EEG: Vergütung für Geothermiestrom bleibt drei weitere Jahre stabil / Bundesverband Geothermie e.V. URL [http://www.geothermie.de/fileadmin/useruploads/bundesverband/presse/PM\\_2016/PM\\_160708\\_EEG\\_2017\\_Verguetung\\_3\\_weitere\\_Jahre\\_stabil.pdf](http://www.geothermie.de/fileadmin/useruploads/bundesverband/presse/PM_2016/PM_160708_EEG_2017_Verguetung_3_weitere_Jahre_stabil.pdf). – Zugriffsdatum: 08.05.2017, 2016.
- [Heberle et al. 2015] HEBERLE, Florian ; JAHRFELD, Thomas ; BRÜGGEMANN, Dieter: Thermodynamic Analysis of Double-Stage Organic Rankine Cycles for Low-Enthalpy Sources Based on a Case Study for 5.5 MWe Power Plant Kirchstockach (Germany). In: *Proceedings of the World Geothermal Congress, Melbourne, Australia, 19-25 April, 2015*.
- [Heine et al. 2009] HEINE, Christoph ; SCHMITT, Karl ; HAEFELE, Raphaela ; BECK, Markus: 1. Geothermie Kraftwerk Baden-Württembergs in Bruchsal eingeweiht. URL [http://www.tiefegeothermie.de/sites/tiefegeothermie.de/files/dokumente/fritz\\_news\\_14%20-%20Infos%20Geothermie%20Bruchsal.pdf](http://www.tiefegeothermie.de/sites/tiefegeothermie.de/files/dokumente/fritz_news_14%20-%20Infos%20Geothermie%20Bruchsal.pdf). – Zugriffsdatum: 2017-03-20, 2009.
- [Hirschberg et al. 2015] HIRSCHBERG, Stefan ; WIEMER, Stefan ; BURGHER, Peter: *Energy from the Earth - Deep Geothermal as a Resource for the Future?* vdf Hochschulverlag AG an der ETH Zürich, 2015.
- [iTG 2014] iTG: Traunreut: Startschuss für geothermische Wärmeversorgung / Informationsportal Tiefe Geothermie. URL <http://www.tiefegeothermie.de/news/traunreut-startschuss-fuer-geothermische-waermeversorgung>. – Zugriffsdatum: 2017-04-20, 2014.
- [iTG 2016] iTG: Projekt Traunreut / Informationsportal Tiefe Geothermie. URL <http://www.tiefegeothermie.de/projekte/traunreut>. – Zugriffsdatum: 2017-04-20, 2016.
- [iTG 2017] iTG: Projekt Dürrnhaar / Informationsportal Tiefe Geothermie. URL <http://www.tiefegeothermie.de/projekte/duerrnhaar>. – Zugriffsdatum: 2017-04-20, 2017.
- [Jung et al. 2002] JUNG, R. ; RÖHLING, S. ; OCHMANN, N. ; SCHELLSCHMIDT, R. ; SCHULZ, R. ; THIELEMANN, T.: Abschätzung des technischen Potenzials der geothermischen Stromerzeugung und der geothermischen Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) in Deutschland / Gutachten im Auftrag des Deutschen Bundestag, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe. 2002.
- [Kaltschmitt 2014] KALTSCHMITT, Martin: Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 gemäß § 65 EEG / Technische Universität Hamburg-Harburg, Institut für Umwelttechnik und Energiewirtschaft. 2014.
- [Kayser und Kaltschmitt 2009] KAYSER, Martin ; KALTSCHMITT, Martin: Potentiale hydrothermalen Erdwärmes in Deutschland. In: *Geothermie Report 98-1* (2009), S. 7–26.

- [Leuschner 2007] LEUSCHNER, Udo: Geothermisches Kraftwerk mit 3 MW im Probetrieb. URL <http://www.energie-chronik.de/071111.htm>. – Zugriffsdatum: 2017-02-01, 2007.
- [Moon und Zarrouk 2012] MOON, H. ; ZARROUK, S. J.: Efficiency of Geothermal Power Plants: A Worldwide Review. In: *Proceedings of the New Zealand Geothermal Workshop, Auckland, New Zealand, 19-21 November, 2012*.
- [Nitsch und Trieb 2000] NITSCH, Joachim ; TRIEB, F.: Potenziale und Perspektiven regenerativer Energieträger / Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. Stuttgart, 2000.
- [Paschen et al. 2003] PASCHEN, Herbert ; OERTEL, Dagmar ; GRÜNWARD, Reinhard: Möglichkeiten geothermischer Stromerzeugung in Deutschland - Sachstandsbericht / Deutscher Bundestag, Ausschuss für Bildung, Forschung und Technikfolgenabschätzung. 2003.
- [Pfleiderer et al. 2016] PFLEIDERER, S. ; GÖTZL, G. ; BOTTIG, M. ; BRÜSTLE, A. K. ; PORPACZY, C. ; SCHREILECHNER, M. ; EICHKITZ, C. ; JUD, M. ; SACHSENHOFER, R. ; ZOSEDER, K. ; CASPER, S. ; GOLDBRUNNER, J. ; KRIEGL, C. ; KOLMER, C. ; DIEPOLDER, G. W.: GeoMol – Geologische 3D-Modellierung des österreichischen Molassebeckens und Anwendungen in der Hydrogeologie und Geothermie im Grenzgebiet von Oberösterreich und Bayern. In: *Abhandlungen der Geologischen Bundesanstalt 80* (2016).
- [Pletl et al. 2010] PLETL, Christian ; ANGERER, Julia ; GRAF, Robert ; STOYKE, René ; TOLL, Herbert: Bohrerfahrungen bei Deutschlands größtem Geothermieprojekt. In: *bbr - Fachmagazin für Brunnen- und Leitungsbau 3* (2010).
- [Purkus und Barth 2010] PURKUS, Alexandra ; BARTH, Volker: Geothermal Power Production in Future Electricity Markets: A Scenario Analysis for Germany. In: *Energy Policy 39* (2010), S. 349–357.
- [PWG 2016] PWG: Das Kraftwerk Insheim / Pfalzwerke geofuture GmbH. URL <http://www.geothermie-insheim.de/index.php/das-kraftwerk>. – Zugriffsdatum: 2017-05-05, 2016.
- [Reiter 2014] REITER, Dieter: 65 Millionen Mehrkosten beim Geothermie- Projekt Sauerlach – wie wirtschaftlich ist das Projekt auf die Dauer, wer bezahlt die Mehrkosten? URL <https://www.ris-muenchen.de/RII/RII/DOK/ANTRAG/3280619.pdf>. – Zugriffsdatum: 2017-05-05, 2014.
- [renerco 2016] RENERCO: Steuerung und Umsetzung von Geothermieprojekten / renerco plan consult GmbH. URL [http://renercoplanconsult.com/sites/default/files/rpc\\_infosheet-geothermie\\_150216.pdf](http://renercoplanconsult.com/sites/default/files/rpc_infosheet-geothermie_150216.pdf). – Zugriffsdatum: 2017-05-02, 2016.
- [Rödl&Partner 2012] RÖDL&PARTNER: Erfolgreiche Projektumsetzung Geothermie Unterhaching. 2012.

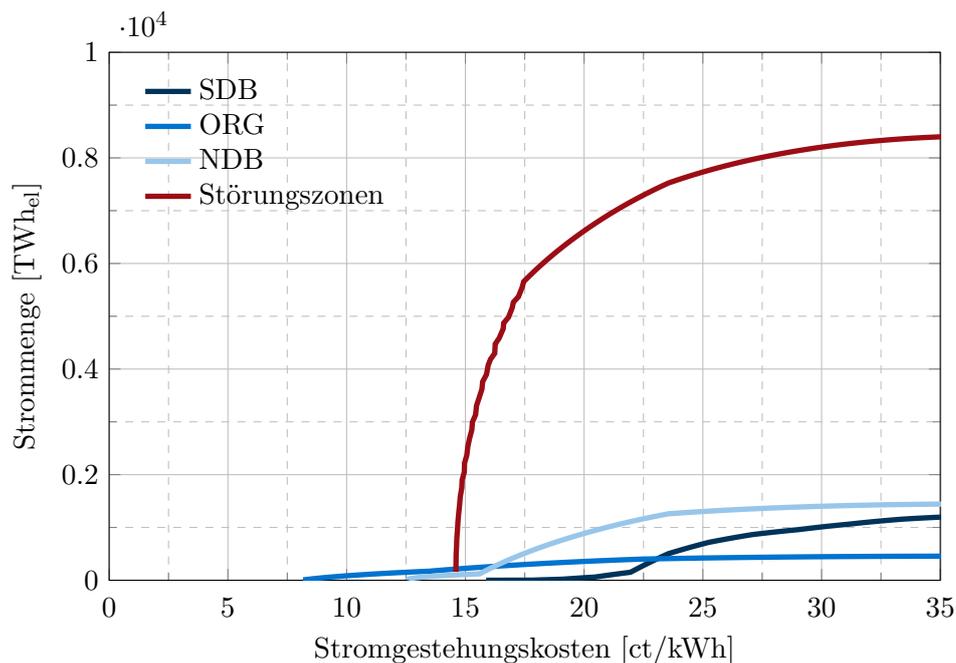
- [Rohloff und Kather 2011] ROHLOFF, Kathrin ; KATHER, Alfons: Geothermische Stromerzeugung - Kraftwerkstechnologien und Technologien zur gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme. 2011.
- [Schellschmidt et al. 2010] SCHELLSCHMIDT, Rüdiger ; SANNER, Burkhard ; PESTER, Sandra ; SCHULZ, Rüdiger: Geothermal Energy Use in Germany. In: *Proceedings of the World Geothermal Congress, Indonesia, Bali, 25-30 April, 2010*.
- [Schlagermann 2014] SCHLAGERMANN, Pascal: *Exergoökonomische Analyse geothermischer Strombereitstellung am Beispiel des Oberrheingrabens*, Technische Universität München, Dissertation, 2014.
- [Schmitt 2006] SCHMITT, Frieder: Geothermie und Wärmenetze, VDI-Fachtagung, Erneuerbare Energien in Strom-, Gas- und Wärmenetzen, 2006.
- [SGG 2016] SGG: Süddeutsche Geothermie-Projekte Gesellschaft: Projekt Kirchstockach / Süddeutsche Geothermie-Projekte Gesellschaft. URL [http://www.sgg-bayern.de/pro\\_3.shtml](http://www.sgg-bayern.de/pro_3.shtml). – Zugriffsdatum: 2017-04-25, 2016.
- [Stadt Traunreut 2013] STADT TRAUNREUT: Sitzungsniederschrift Bauausschuss 11. September. 2013.
- [SWM 2010] SWM: Energiegewinnung der Zukunft: Geothermie-Anlage Sauerlach / Stadwerke München GmbH. 2010.
- [SWM 2017] SWM: Geothermie-Anlagen / Stadwerke München GmbH. URL <https://www.swm.de/privatkunden/unternehmen/energieerzeugung/erzeugungsanlagen/geothermie.html>. – Zugriffsdatum: 2017-02-01, 2017.
- [Tiger 2015] TIGER: Programm Pressefahrt: Tiefer Geothermiestrom und Wärme vom Land. URL [http://www.gec-co.de/images/Dateien/TIGER-Pressefahrt\\_Pressemappe\\_-\\_Strom\\_und\\_Waerme\\_vom\\_Land.pdf](http://www.gec-co.de/images/Dateien/TIGER-Pressefahrt_Pressemappe_-_Strom_und_Waerme_vom_Land.pdf). – Zugriffsdatum: 2017-05-02, 2015.
- [Turboden 2017] TURBODEN: References / Turboden srl. URL <http://www.turboden.eu/en/references/references.php?country=DEU&application=2&power=all>. – Zugriffsdatum: 2017-02-01, 2017.
- [UBA 2017] UBA: Energieverbrauch für fossile und erneuerbare Wärme / Umwelt Bundesamt. URL <https://www.umweltbundesamt.de/energieverbrauch-fuer-waerme#textpart-1>. – Zugriffsdatum: 2017-05-02, 2017.
- [Unterhaching 2009] UNTERHACHING: Errichtung und Betrieb eines Geothermie-Kraftwerks zur Strom- und Wärmeerzeugung, Abschlussbericht / Geothermie Unterhaching GmbH & Co KG. 2009.

- 
- [Unterhaching 2012] UNTERHACHING: Geothermie Unterhaching - Die umweltfreundliche, kommunale Energieversorgung der Zukunft / Geothermie Unterhaching GmbH & Co KG. 2012.
- [VDI Richtlinie 2067/1 ] VDI RICHTLINIE 2067/1: Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen - Grundlagen und Kostenberechnung / Verein Deutscher Ingenieure. 2000.
- [Weimann 2011] WEIMANN, Thorsten: Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß § 65 EEG. 2011.
- [Wenderoth et al. 2005] WENDEROTH, F. ; FRITZER, T. ; GROPIUS, M. ; HUBER, B. ; SCHUBERT, A.: Numerische 3D-Modellierung eines geohydrothermalen Dublettenbetriebs im Malmkarst. In: *Tiefe Geothermie Strom und Wärme* 48 (2005), S. 16–21.
- [Zacharias et al. 2009] ZACHARIAS, Christoph ; HORST, Klaus ; WITT, Kurt ; SOMMER, Volker ; ANT, Marc ; ESSMANN, Ulrich ; MÜLLHEIMS, Laurenz: *Forschungsspitzen und Spitzenforschung*. Physica-Verlag, 2009.

# Anhang

## A.1 Angebot-Kosten-Kurven für die einzelnen hydrothermalen Regionen

Abbildung A.1 zeigt die Angebots-Kosten-Kurven für alle vier Regionen. Es zeigt sich, dass der ORG auf Grund des hohen geothermischen Gradienten die niedrigsten SGK erreicht, aber zugleich auch über das geringste Potential verfügt.



**Abbildung A.1:** Angebot-Kosten-Kurve für die geothermische Stromerzeugung für die einzelnen hydrothermalen Regionen.

## B.1 Daten zu den Bestandsanlagen

In nachfolgenden Tabellen werden die relevanten Daten zu den untersuchten Geothermiekraftwerken aufgelistet. Es ist anzumerken, dass viele der Werte aus dem Bereich der „Grauen Literatur“ kommen, da die meisten Kraftwerksbetreiber ihre genauen Betriebszahlen aus unternehmerischen Gründen zurückhalten. Allerdings wurden nachfolgende Werte an alle Kraftwerksbetreiber versendet, wovon acht Rückmeldungen eingingen. Dadurch konnten Fehler basierend auf falschen Literaturwerten vermieden werden. Auch wenn die Bestätigung der Kraftwerksbetreiber als keine Beweis dafür angesehen werden, dass die aufgeführten Werte den absolut exakten internen Betriebsdaten entsprechen, ist stark davon auszugehen, dass die Daten in einer vergleichbaren Größenordnung sind und somit die Ergebnisse als realistisch betrachtet werden können.

**Tabelle B.1:** Daten zu den Bestandsanlagen der hydrothermalen Stromerzeugung in Deutschland.

	Anlage		Landau		Bruchsal		Unterhaching	
		Wert	Quelle	Wert	Quelle	Wert	Quelle	
Allgemeines	Inbetriebnahme	2007	(Agemar et al. 2014)	2009	(Heine et al. 2009)	2009	(Agemar et al. 2014)	
	Betreiber	geox GmbH	(Daldrup 2014)	Geothermie-Gesellschaft Bruchsal GmbH	(EnBW 2012)	Geothermie Unterhaching GmbH & Co KG	(DiPippo 2012)	
	Betriebsweise	stromgeführt	(Schellschmidt et al. 2010)	stromgeführt	(Schlagermann 2014)	wärmegeführt	(Agemar et al. 2014)	
	Investitionskosten	21 Mio. €	(Agemar et al. 2014)	14,8 Mio. €	(Schlagermann 2014)	80 Mio. €	(Unterhaching 2009)	
	erwartete Stromprod.	25 GWh	eigene Berechnung	4,1 GWh	Betreiberangabe	21,5 GWh	(Unterhaching 2009)	
	erwartete Wärmeprod.	7 GWh	(Daldrup 2014)	2 GWh	Betreiberangabe	100 GWh	(Unterhaching 2009)	
	erwartete el. VLS	8346 h/a	eigene Berechnung	7500 h/a	eigene Berechnung	6399 h/a	eigene Berechnung	
	erwartete th. VLS	1400 h/a	eigene Berechnung	1700 h/a	eigene Berechnung	2632 h/a	eigene Berechnung	
(Heiz-)Kraftwerk (HKW)	Kreisprozess	1-stufiger ORC	(Agemar et al. 2014)	Kalina	(Schlagermann 2014)	Kalina	(Agemar et al. 2014)	
	Kondensationskonzept	Luftkondensator	(Frey und Millers 2007)	Nasskühlturm	(Schlagermann 2014)	Nasskühlturm	(DiPippo 2012)	
	Arbeitsmedium	R601a	(Agemar et al. 2014)	NH <sub>3</sub> / H <sub>2</sub> O	(Schlagermann 2014)	NH <sub>3</sub> / H <sub>2</sub> O (89/11)	(DiPippo 2012)	
	Hersteller	Ormat Technology Inc.	(Leuschner 2007)	Siemens AG	(Heine et al. 2009)	Siemens AG	(DiPippo 2012)	
	Temperatur nach KW	70 °C	(Frey und Millers 2007)	60 °C	(Schlagermann 2014)	65 °C	Annahme	
	Injektionstemperatur	50 °C	(Frey und Millers 2007)	60 °C	(Schlagermann 2014)	60 °C	(Unterhaching 2009)	
	Wärmeauskopplung	seriell	(Frey und Millers 2007)	parallel	Betreiberangabe	parallel	(Unterhaching 2012)	
	Vorlauftemperatur	60 °C - 70 °C	(Frey und Millers 2007)	90 °C	Betreiberangabe	80 °C - 110 °C	(BMU 2015)	
	Rücklauftemperatur	40 °C - 50 °C	(Frey und Millers 2007)	65 °C	Betreiberangabe	50 °C - 60 °C	(BMU 2015)	
Leistungsdaten	th. Leistung	5 MW	(Agemar et al. 2014)	1,2 MW	Betreiberangabe	38 MW	(Unterhaching 2009)	
	el. Brutto-Leistung	3 MW	(Frey und Millers 2007)	0,55 MW	(Schlagermann 2014)	3,36 MW	(BMU 2015)	
	el. Netto-Leistung	2,1 MW	eigene Berechnung	0,31 MW	eigene Berechnung	1,29 MW	eigene Berechnung	
	el. Eigenbedarf gesamt	0,9 MW	(Baumgaertner et al. 2013)	0,24 MW	(Schlagermann 2014)	2,07 MW	(Unterhaching 2009)	
	el. Eigenbedarf HKW	0,3 MW	Annahme	0,11 MW	(Schlagermann 2014)	0,75 MW	(Unterhaching 2009)	
	el. Eigenbedarf FP	0,6 MW	Annahme	0,13 MW	(Schlagermann 2014)	1,32 MW	(Unterhaching 2009)	
Standortdaten	Teufe Förderbohrung	3300 m	(Agemar et al. 2014)	2542 m	(Schlagermann 2014)	3350 m	(DiPippo 2012)	
	Teufe Injektionsbohrung	3170 m	(Agemar et al. 2014)	1877 m	(Schlagermann 2014)	3590 m	(DiPippo 2012)	
	Wellhead Temperatur	160 °C	(Agemar et al. 2014)	124 °C	(Schlagermann 2014)	122 °C	(Unterhaching 2012)	
	Förderrate	701/s	(Agemar et al. 2014)	291/s	Betreiberangabe	1501/s	(Unterhaching 2009)	
	Einbautiefe FP			480 m	Betreiberangabe	860 m	(Unterhaching 2012)	

Tabelle B.2: Daten zu den Bestandsanlagen der hydrothermalen Stromerzeugung in Deutschland.

Anlage	Oberhaching		Insheim		Dürrnhaar	
	Wert	Quelle	Wert	Quelle	Wert	Quelle
Allgemeines	Inbetriebnahme	2011(th)/2014(el) (Agemar et al. 2014)	2012 (PWG 2016)		2012 (Turboden 2017)	
	Betreiber	Erdwärme Grünwald GmbH (EWG 2016)	Pfalzwerke geofuture GmbH (PWG 2016)		SWM Service GmbH (SWM 2017)	
	Betriebsweise	wärmegeführt (Agemar et al. 2014)	stromgeführt (Agemar et al. 2014)		stromgeführt (Agemar et al. 2014)	
	Investitionskosten	52,3 Mio. € (EWG 2015)	50 Mio. € (PWG 2016)		60 Mio. € (BayernLB 2011)	
	erwartete Stromproduktion	25 GWh (EWG 2016)	38,1 GWh eigene Berechnung		40 GWh (BayernLB 2011)	
	erwartete Wärmeproduktion	78,1 GWh eigene Berechnung	-		-	
	erwartete el. VLS	5814 h/a eigene Berechnung	7727 h/a Mittelwert der stromgeführten Anlagen		7727 h/a eigene Berechnung	
	erwartete th. VLS	1952 h/a eigene Berechnung	-		-	
(Heiz-)Kraftwerk (HKW)	Kreisprozess	1-stufiger ORC (GMK 2017)	1-stufiger ORC (Bauer et al. 2014a)		2-stufiger ORC (Turboden 2017)	
	Kondensationskonzept	Luftkondensator (EWG 2016)	Luftkondensator (PWG 2016)		Luftkondensator (Turboden 2017)	
	Arbeitsmedium	R600a (EWG 2015)	R601a (PWG 2016)		R245fa (Turboden 2017)	
	Hersteller	Intec GMK GmbH (GMK 2017)	Ormat Technology Inc. (PWG 2016)		Turboden srl (Turboden 2017)	
	Temperatur nach KW	30 °C (EWG 2016)	70 °C (PWG 2016)		45 °C Betreiberangabe	
	Injektionstemperatur	50 °C (EWG 2016)	70 °C (PWG 2016)		45 °C Betreiberangabe	
	Wärmeauskopplung	parallel (EWG 2016)	keine (PWG 2016)		keine (Turboden 2017)	
	Vorlauftemperatur	85 °C - 110 °C (Bems 2012)	-		-	
Rücklauftemperatur	55 °C - 65 °C (Bems 2012)	-		-		
Leistungsdaten	th. Leistung	40 MW (EWG 2015)	-		-	
	el. Brutto-Leistung	4,3 MW (EWG 2015)	4,8 MW (Baumgaertner et al. 2013)		5,5 MW (iTG 2017)	
	el. Netto-Leistung	2,3 MW eigene Berechnung	3,6 MW eigene Berechnung		3,1 MW eigene Berechnung	
	el. Eigenbedarf gesamt	2 MW (EWG 2015)	1,2 MW (PWG 2016)		2,4 MW eigene Berechnung	
	el. Eigenbedarf HKW	0,7 MW eigene Berechnung	0,4 MW Annahme		0,8 MW Betreiberangabe	
	el. Eigenbedarf FP	1,3 MW (EWG 2015)	0,8 MW Annahme		1,6 MW Betreiberangabe	
Standortdaten	Teufe Förderbohrung	4083 m (EWG 2016)	3800 m (PWG 2016)		3926 m (Erdwerk 2017)	
	Teufe Injektionsbohrung	4453 m (EWG 2016)	3700 m (PWG 2016)		4114 m (Erdwerk 2017)	
	Wellhead Temperatur	127,5 °C (Agemar et al. 2014)	165 °C (Schlagermann 2014)		138 °C Betreiberangabe	
	Förderrate	1401/s (EWG 2016)	801/s (PWG 2016)		1301/s (iTG 2017)	
	Einbautiefe FP	730 m (EWG 2015)			900 m (BiD 2013)	

Tabelle B.3: Daten zu den Bestandsanlagen der hydrothermalen Stromerzeugung in Deutschland.

Anlage	Kirchstockach		Sauerlach		Taufkirchen	
	Wert	Quelle	Wert	Quelle	Wert	Quelle
Allgemeines	Inbetriebnahme	2013 (SGG 2016)	2013 (SWM 2017)	2015(th)/2017(el) geplant (ECOreporter 2017)	2015(th)/2017(el) geplant (ECOreporter 2017)	2015(th)/2017(el) geplant (ECOreporter 2017)
	Betreiber	SWM Services GmbH (SWM 2017)	Stadtwerke München GmbH (SWM 2017)	GeoEnergie Taufkirchen GmbH & Co. KG (ECOreporter 2017)	GeoEnergie Taufkirchen GmbH & Co. KG (ECOreporter 2017)	GeoEnergie Taufkirchen GmbH & Co. KG (ECOreporter 2017)
	Betriebsweise	stromgeführt (Turboden 2017)	stromgeführt (SWM 2010)	stromgeführt (SWM 2010)	wärmegeführt (Bems 2012)	wärmegeführt (Bems 2012)
	Investitionskosten	62 Mio. € (Burkhardt 2016)	90 Mio. € (Reiter 2014)	90 Mio. € (Reiter 2014)	65 Mio. € (GeoEnergie 2016)	65 Mio. € (GeoEnergie 2016)
	erwartete Stromproduktion	40 GWh Betreiberangabe	40 GWh (SWM 2010)	40 GWh (SWM 2010)	30,1 GWh (iTG 2016)	30,1 GWh (iTG 2016)
	erwartete Wärmeproduktion	-	4 GWh (SWM 2010)	4 GWh (SWM 2010)	82 GWh Betreiberangabe	82 GWh Betreiberangabe
	erwartete el. VLS	7273 h/a eigene Berechnung	8000 h/a eigene Berechnung	8000 h/a eigene Berechnung	7000 h/a eigene Berechnung	7000 h/a eigene Berechnung
	erwartete th. VLS	-	1000 h/a eigene Berechnung	1000 h/a eigene Berechnung	2000 h/a eigene Berechnung	2000 h/a eigene Berechnung
(Heiz-)Kraftwerk (HKW)	Kreisprozess	2-stufiger ORC (Turboden 2017)	2-stufiger ORC (Turboden 2017)	Kalina (Bems 2012)	Kalina (Bems 2012)	
	Kondensationskonzept	Luftkondensator (Heberle et al. 2015)	Luftkondensator (SWM 2017)	Hybridkühlturm Betreiberangabe	Hybridkühlturm Betreiberangabe	
	Arbeitsmedium	R245fa (Heberle et al. 2015)	R245fa (SWM 2017)	NH <sub>3</sub> / H <sub>2</sub> O (Bems 2012)	NH <sub>3</sub> / H <sub>2</sub> O (Bems 2012)	
	Hersteller	Turboden srl (Turboden 2017)	Turboden srl (Turboden 2017)	Exorka GmbH (Daldrup 2016)	Exorka GmbH (Daldrup 2016)	
	Temperatur nach KW	45 °C Betreiberangabe	45 °C (SWM 2010)	65 °C Annahme	65 °C Annahme	
	Injektionstemperatur	45 °C Betreiberangabe	45 °C (SWM 2010)	70 °C Annahme	70 °C Annahme	
	Wärmeauskopplung	keine (Turboden 2017)	seriell/parallel (SWM 2010)	parallel (Bems 2012)	parallel (Bems 2012)	
	Vorlauftemperatur	-	90 - 105 °C Betreiberangabe	ca. 115 °C (Bems 2012)	ca. 115 °C (Bems 2012)	
Rücklauftemperatur	-	60 °C Betreiberangabe	ca. 70 °C (Bems 2012)	ca. 70 °C (Bems 2012)		
Leistungsdaten	th. Leistung	-	4 MW (SWM 2010)	39,8 MW (GeoEnergie 2016)	39,8 MW (GeoEnergie 2016)	
	el. Brutto-Leistung	5,5 MW (Heberle et al. 2015)	5 MW (SWM 2010)	4,3 MW (GeoEnergie 2016)	4,3 MW (GeoEnergie 2016)	
	el. Netto-Leistung	3,8 MW eigene Berechnung	2,9 MW eigene Berechnung	2,5 MW Betreiberangabe	2,5 MW Betreiberangabe	
	el. Eigenbedarf gesamt	1,7 MW Betreiberangabe	2,1 MW eigene Berechnung	1,8 MW Betreiberangabe	1,8 MW Betreiberangabe	
	el. Eigenbedarf HKW	0,5 MW Betreiberangabe	0,7 MW Betreiberangabe	0,7 MW Betreiberangabe	0,7 MW Betreiberangabe	
	el. Eigenbedarf FP	1,2 MW Betreiberangabe	1,4 MW Betreiberangabe	1,1 MW Betreiberangabe	1,1 MW Betreiberangabe	
Standortdaten	Teufe Förderbohrung	3882 m (renerco 2016)	4757 m (SWM 2010)	3763 m (GeoEnergie 2016)	3763 m (GeoEnergie 2016)	
	Teufe Injektionsbohrung	3794 m (renerco 2016)	5060 m (SWM 2010)	4258 m (GeoEnergie 2016)	4258 m (GeoEnergie 2016)	
	Teufe Injektionsbohrung	-	5567 m (SWM 2010)	-	-	
	Wellhead Temperatur	135 °C Betreiberangabe	140 °C (SWM 2010)	136 °C (GeoEnergie 2016)	136 °C (GeoEnergie 2016)	
	Förderrate	135 l/s Betreiberangabe	110 l/s (SWM 2010)	120 l/s (GeoEnergie 2016)	120 l/s (GeoEnergie 2016)	
	Einbautiefe FP	600 m Betreiberangabe	800 m (Pletl et al. 2010)	550 m Betreiberangabe	550 m Betreiberangabe	

**Tabelle B.4:** Daten zu den Bestandsanlagen der hydrothermalen Stromerzeugung in Deutschland.

	Anlage	Traunreut	
		Wert	Quelle
Allgemeines	Inbetriebnahme	2014(th)/2016(el)	(GKT 2016)
	Betreiber	Geothermische Kraftwerksgesellschaft Traunreut mbH	(Turboden 2017)
	Betriebsweise	wärmegeführt	(Agemar et al. 2014)
	Investitionskosten	80 Mio. €	(iTG 2014)
	erwartete Stromproduktion	34 GWh	(GES 2015)
	erwartete Wärmeproduktion	30 GWh	Betreiberangabe
	erwartete el. VLS	8293 h/a	eigene Berechnung
	erwartete th. VLS	2500 h/a	eigene Berechnung
(Heiz-)Kraftwerk (HKW)	Kreisprozess	1-stufiger ORC	(GKT 2016)
	Kondensationskonzept	Luftkondensator	(Turboden 2017)
	Arbeitsmedium	R134a	Betreiberangabe
	Hersteller	Turboden srl	(Turboden 2017)
	Temperatur nach KW	55 °C	(GKT 2016)
	Injektionstemperatur	55 °C	(GKT 2016)
	Wärmeauskopplung	parallel	(GKT 2016)
	Vorlauftemperatur	ca. 100 °C	(GKT 2016)
Rücklauftemperatur	ca. 65 °C	Betreiberangabe	
Leistungsdaten	th. Leistung	12 MW	(iTG 2014)
	el. Brutto-Leistung	4,1 MW	(Turboden 2017)
	el. Netto-Leistung	2,1 MW	eigene Berechnung
	el. Eigenbedarf gesamt	2,0 MW	eigene Berechnung
	el. Eigenbedarf HKW	0,6 MW	Betreiberangabe
	el. Eigenbedarf FP	1,4 MW	Betreiberangabe
Standortdaten	Teufe Förderbohrung	5067 m	(Stadt Traunreut 2013)
	Teufe Injektionsbohrung	5412 m	(Stadt Traunreut 2013)
	Wellhead Temperatur	118 °C	(Turboden 2017)
	Förderrate	165 l/s	(Tiger 2015)
	Einbautiefe FP	700 m	Betreiberangabe