

Hydrothermale Geothermie: Stromerzeugungspotential und Entwicklung bis 2050

Christopher Schifflechner^{a*}, Sebastian Eyerer^a, Kai Zosseder^b, Christoph Wieland^a und Hartmut Spliethoff^{a,c}

^aLehrstuhl für Energiesysteme, Technische Universität München, Boltzmannstr. 15, 85747 Garching

^bLehrstuhl für Hydrogeologie, Technische Universität München, Arcisstr. 21, 80333 München

^cBayerisches Zentrum für Angewandte Energieforschung, Walter-Meissner-Str. 6, 85748 Garching

*Korrespondierender Autor: c.schifflechner@tum.de

Keywords: Hydrothermale Geothermie, Stromgestehungskosten, wirtschaftliches Potential, Monte-Carlo-Simulation.

Zusammenfassung

In den letzten Jahren erfolgte eine kontinuierliche Zunahme von erfolgreich installierten Kraftwerken in der hydrothermalen Geothermie mit unterschiedlichen Kraftwerkskonzepten und Thermalwassertemperaturen in verschiedenen Regionen Deutschlands. Die realen Betriebsdaten dieser Anlagen ermöglichen nun eine Neubewertung des Potentials. Ausgehend von dem theoretischen Potential der hydrothermalen Wärmemenge im Untergrund wird erstmals mittels einer Analyse der Bestandskraftwerke das technische sowie das wirtschaftliche Potential ermittelt. Anschließend erfolgt mittels einer Monte-Carlo-Simulation eine Analyse der Entwicklung des wirtschaftlichen Potentials und der damit verbundenen Ausbaurate bis 2050.

Die Ergebnisse liefern ein aktuelles technisches Potential von 11,6 PWh_{el} und ein wirtschaftliches Potential von 8,7 PWh_{el}. Aus der Forderung einer regenerativen Nutzung und einem damit verbundenen Ausbeutungszeitraum von 1000 Jahren ergibt sich ein jährliches, regeneratives und wirtschaftliches Potential von 8,7 TWh_{el}/a. Damit könnte die hydrothermale Geothermie einen Anteil von 1,44 % des deutschen Bruttostromverbrauchs bereitstellen. Durch die kombinierte Strom- und Wärmeerzeugung bei den meisten Bestandsanlagen ergibt sich darüber hinaus eine nutzbare jährliche Wärmemenge von 43,5 TWh_{th}/a. Dies entspricht einem Anteil von 5,16 % am nationalen Wärmebedarf für Raumwärme und Warmwasser. Für die installierte Nettokapazität in 2050 liegt der Ergebniswert mit der höchsten Eintrittswahrscheinlichkeit bei 251 MW_{el}. Der Ergebnisbereich des 50% Konfidenzintervalls beträgt 70 MW_{el} bis 380 MW_{el}.

1. Einleitung

Die politischen Rahmenbedingungen für die hydrothermale Stromerzeugung in Deutschland erscheinen aktuell vielversprechend. Die hohe EEG-Vergütung von 25,2 ct/kWh und der späte Beginn der Degression im Jahr 2021 liefern ein sicheres wirtschaftliches Entscheidungsumfeld für Marktakteure. Darüber hinaus bescheinigt die Arbeit von Paschen et al. (2003) ein technisches Potential der Geothermie in Deutschland zur Stromerzeugung von 1.200 EJ. Zwar sind nur 5 % dieses Potentials der hydrothermalen Geothermie zuzurechnen, jedoch entspricht dies immer noch dem fünfzigfachen des aktuellen deutschen Bruttostromverbrauches. Auch wenn das relative Wachstum in Deutschland zwischen 2010 und 2014 mit 280 % die weltweit zweithöchste Wachstumsrate war, so betrug der absolute Zuwachs nur 20 MW_{el} (Bertani 2016). Aktuell sind lediglich zehn Anlagen mit einer installierten Bruttoleistung von 41,2 MW_{el} in Betrieb und nur zwei weitere Anlagen befinden sich im Bauprozess (Bundesverband Geothermie 2016). Im Jahr 2015 betrug die geothermische Stromerzeugung 0,137 TWh, was 0,017 % des deutschen Bruttostromverbrauches entspricht. Diese Zahlen zeigen die aktuelle geringe Signifikanz von geothermischer Stromerzeugung in Deutschland, wenn man berücksichtigt, dass im Jahr 2015 ca. 30 % des deutschen Bruttostromverbrauches durch erneuerbare Energiequellen gedeckt wurden (AGEB 2016). Die hohe Diskrepanz zwischen dem von Paschen et al. (2003) ermittelten hohen

technischen Potential und der, trotz unterstützender politischer Rahmenbedingungen, geringen Ausbauraten führt zur Frage nach dem eigentlichen wirtschaftlichen Potential der hydrothermalen Reservoirs sowie nach der tatsächlich zu erwartenden installierten Kapazität bis 2050. Abbildung 1 zeigt eine Zusammenfassung von Prognosen über die künftige Entwicklung der installierten geothermischen Nettokapazität. Unter der Berücksichtigung, dass aktuell nur zwei Anlagen im Bau sind, wird ersichtlich, dass die prognostizierten Kapazitäten für 2020 deutlich überschätzt wurden. Die Zahlen zeigen außerdem eine große Bandbreite bei der Vorhersage mit Prognosen zwischen 0,6 GW_{el} und 5,4 GW_{el} für 2050. Jedoch muss berücksichtigt werden, dass keine dieser Arbeiten die Analyse des deutschen Geothermiesektors als Hauptziel hatte, sondern die Zahlen der geothermischen Entwicklung meistens unkommentiert als Randbedingungen für die Analyse nationaler oder internationaler Energiesysteme und -märkte angenommen werden. Durch diese Tatsache zeigt sich bestehender Forschungsbedarf bei der Modellentwicklung und Analyse der zu erwartenden Zubaurate der Geothermie in Deutschland. Purkus und Barth (2011) entwickelten ein theoretisches Szenariomodell für die künftige Entwicklung von Geothermie in Deutschland. Die Ergebnisse zeigen die hohe Bedeutung von politischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für eine Entwicklung der hydrothermalen Geothermie in Deutschland. Jedoch liefert die Arbeit keine quantitativen Werte bezüglich der künftigen Ausbauentwicklung von Geothermie in Deutschland. In diesem Beitrag werden die Ergebnisse einer Studie der Geothermie-Allianz Bayern (Eyerer et al. 2017) über die Neubewertung des technischen und wirtschaftlichen Potentials dargestellt, sowie erstmalig die Ergebnisse zur Analyse der zu erwartenden Ausbaudynamik bis 2050 vorgestellt.

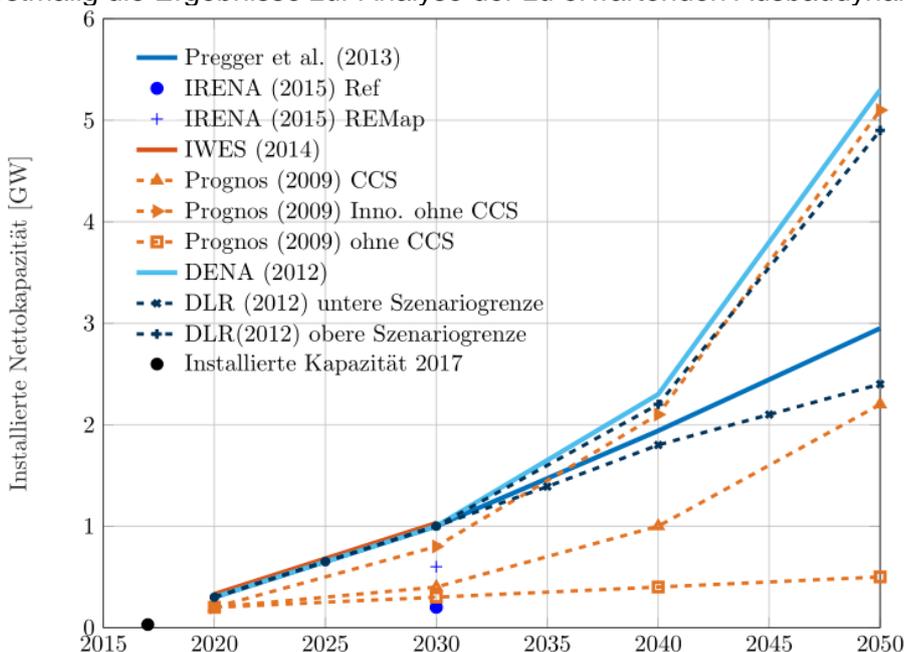


Abb. 1: Prognosen über die Entwicklung der Geothermie in Deutschland.

2. Methodik und Datengrundlage

Zur Bestimmung des Potentials wird im ersten Schritt das theoretische Potential ermittelt, und darauf aufbauend das technische und wirtschaftliche. Das theoretische Potential wird durch die verfügbare Wärmemenge („Heat in Place“) in den hydrothermalen Lagerstätten beschrieben. Dies sind die drei Provinzen Norddeutsches Becken (NDB), Oberrheingraben (ORG) und Süddeutsches Molassebecken (SDB), sowie die Störungszonen, die nach Agemar et al. (2014) der hydrothermalen Geothermie zurechenbar sind. Zur Analyse des technischen Potentials wird zwischen dem technischen Potential der hydrothermalen Wärmemenge und dem der Stromerzeugung unterschieden. Dabei ist das technische Potential der hydrothermalen

Wärmemenge der Wärmeanteil 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. Daraus resultierend ergibt sich das wirtschaftliche Potential, indem aktuelle ökonomische Kriterien berücksichtigt werden und somit die Stromgestehungskosten (SGK) für jeden inkrementellen Anteil am technischen Potential in Abhängigkeit der Thermalwassertemperatur und Region berechnet werden. Das wirtschaftliche Potential repräsentiert die Strommenge, die unter den aktuellen Marktbedingungen definiert durch die mittleren Erlöse über die wirtschaftliche Nutzungsdauer (WND) der Anlage, wirtschaftlich erzeugt werden kann. Die Entwicklung des wirtschaftlichen Potentials und der Ausbaurrate wird mittels einer Monte-Carlo-Simulation (MCS) analysiert. Dabei handelt es sich um ein Verfahren aus der Stochastik, bei dem eine sehr große Anzahl gleichartiger Zufallsszenarien berechnet wird. Im Rahmen der MCS werden politische, technische, wirtschaftliche und gesellschaftliche Parameter berücksichtigt. In Abbildung 2 ist die Methodik und die jeweils berücksichtigten Parameter für die Potentialberechnung dargestellt. Details zur Monte-Carlo Simulation werden in Kapitel 2.2 vorgestellt.

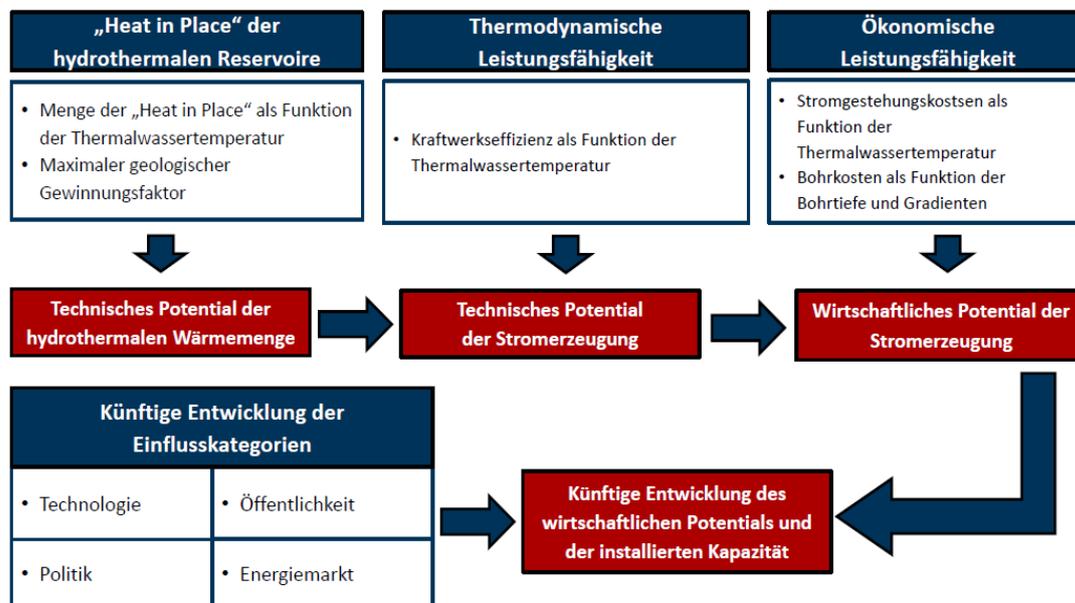


Abb. 2: Methodik und berücksichtigte Einflussfaktoren.

2.1 Potentialanalyse

2.1.1 Ermittlung des technischen Potentials

Das technische Potential der hydrothermalen Wärmemenge Q_{tech} ergibt sich aus dem theoretischen Potential („Heat in Place“) Q_{theo} und dem maximalen geologischen Gewinnungsfaktor R . Letzterer repräsentiert das Verhältnis zwischen gewinnbarer Wärmemenge und gesamtem Wärmeinhalt und wird analog zu Paschen et al. (2003) gewählt. Die verfügbare Wärmemenge bezieht sich dabei auf eine Referenztemperatur T_{ref} von 10°C , was der mittleren Umgebungstemperatur in Deutschland entspricht.

$$Q_{tech} = Q_{theo} \cdot R \quad (1)$$

Für das Norddeutsche Becken und den Oberrheingraben wird für das theoretische Potential auf die Arbeit von Paschen et al. (2003) zurückgegriffen. Aufbauend auf dieser Arbeit erfolgte durch Agemar et al. (2015) eine Neubewertung der Wärmemenge für die Störungszonen, welche in dieser

Arbeit übernommen wird. Die Potentialbestimmung für das Süddeutschen Molassebecken basiert auf aktuellen Forschungsdaten. Hierfür werden insbesondere Daten aus dem GeoMol Projekt verwendet, bei welchem Grundlagendaten für das SDB im Rahmen des europäisch geförderten Alpine-Space-Programms erstellt werden (Pfleiderer et al. 2016) und eine Verteilung der Wärmemenge je Temperaturbereich mit einer Auflösung von 5 K liefern. Das theoretische Potential der jeweiligen Regionen ist in Tabelle 1 dargestellt.

Tab. 1: Theoretisches Potential der hydrothermalen Geothermie und mittlere geothermische Gradienten (Paschen et al. (2003), Agemar et al. (2015), Bauer et al. (2014), Pfleiderer et al. (2016))

Temperaturklassen	SDB	NDB	ORG	Störungszone	Summe pro Temperaturklasse
100 – 130°C	70,4 PWh _{th}	25,6 PWh _{th}	7,6 PWh _{th}	555,6 PWh _{th}	659,0 PWh _{th}
130 – 160°C	47,7 PWh _{th}	65,6 PWh _{th}	13,3 PWh _{th}	722,2 PWh _{th}	848,8 PWh _{th}
160 – 190°C	-	4,7 PWh _{th}	6,7 PWh _{th}	861,1 PWh _{th}	8721,6 TWWh _{th}
Geothermischer Gradient	32 K/km	35 K/km	43 K/km	32 K/km	-

Das technische Potential der Stromerzeugung $E_{el,tech}$ ergibt sich aus dem technischen Potential der hydrothermalen Wärmemenge und dem Netto-Systemwirkungsgrad $\eta_{el,sys,netto}$:

$$E_{el,tech} = \eta_{el,sys,netto} \cdot Q_{tech} \quad (2)$$

Der Netto-Systemwirkungsgrad bezieht die elektrische Netto-Leistung der Anlage P_{el} (unter Berücksichtigung der Leistungsaufnahme der Tiefenpumpe P_{TP} und des Eigenbedarfs des (Heiz-)Kraftwerks P_{HKW}) auf die maximal zur Verfügung stehende geothermische Wärmeleistung Q_{max} . Diese maximale Wärmeleistung bezieht sich dabei nicht auf die Enthalpiedifferenz zwischen der Wellhead-Temperatur T_{WH} und der Reinjektionstemperatur, sondern zwischen T_{WH} und T_{ref} , wodurch eine Verknüpfung des Systemwirkungsgrades mit dem technischen Potential der Wärmemenge ermöglicht wird.

$$\eta_{el,sys,netto} = \frac{P_{el}}{Q_{max}} = \frac{P_{el} - P_{TP} - P_{HKW}}{\dot{m}_{max} \cdot \Delta h_{max}} \quad (3)$$

Die notwendige Datengrundlage der Bestandsanlage zur thermodynamischen und wirtschaftlichen Bewertung sind im Anhang von Eyerer et al. (2017) samt Quellenangaben frei zugänglich. Die erhobenen Werte wurden an alle Betreiberfirmen versendet, wovon für acht Kraftwerke Rückmeldungen eingingen. Dadurch konnten Fehler basierend auf falschen Literaturwerten korrigiert werden, sodass die verwendete Datengrundlage eine hohe Zuverlässigkeit und Aktualität aufweist.

Die installierte Leistung der betrachteten Anlagen beträgt ca. 41 MW_{el} und 140 MW_{th}. Die durchschnittliche elektrische und thermische Leistung der Bestandsanlagen beträgt 4,1 MW_{el} bzw. 20,36 MW_{th}. Somit ergibt sich eine durchschnittliche Stromkennzahl σ , welche das Verhältnis zwischen elektrischer und thermischer Leistung beschreibt, von 0,2. Durch diese Tatsache und durch die Methodik der Arbeit ergibt sich, dass das technische und wirtschaftliche Potential der Stromerzeugung auch eine gewisse Wärmemenge als zusätzliches Produkt beinhaltet. Aus der Analyse der Anlagen wird ein Modell für den elektrischen Netto-Systemwirkungsgrad der Geothermieanlage in Abhängigkeit der Thermalwassertemperatur erstellt. Das entwickelte Modell ist in Abbildung 3 dargestellt, wobei die untersuchten Anlagen anonymisiert durch die Punkte visualisiert sind. Erwartungsgemäß steigt der Wirkungsgrad mit zunehmender Thermalwassertemperatur an.

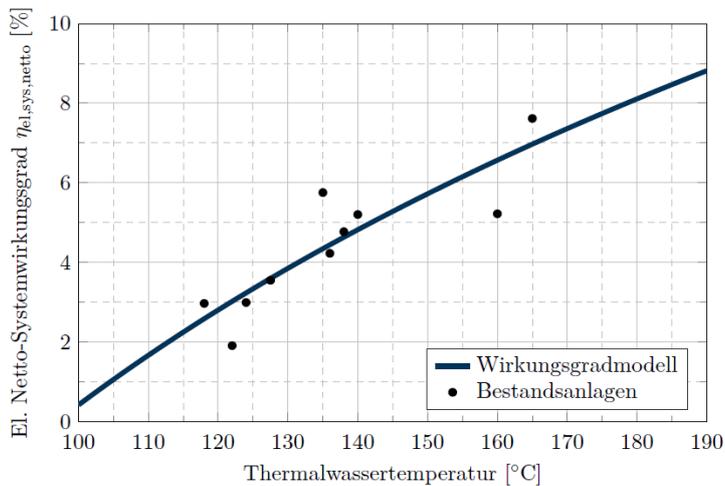


Abb. 3: Modell des elektrischen Netto-Systemwirkungsgrades.

2.1.2 Ermittlung des wirtschaftlichen Potentials

Die Berechnung des wirtschaftlichen Potentials erfolgt mittels eines Kostenmodells, welches an die VDI Richtlinie 2067/1, die Annuitätenmethode sowie an das Vorgehen von Schlagermann (2014) angelehnt ist. Dabei berechnen sich die SGK aus dem Verhältnis der gesamten jährlichen Annuität A_{ges} und der elektrischen Arbeit eines Jahres E_{el} .

$$SGK = \frac{A_{ges}}{E_{el}} \quad (4)$$

Durch die gesamte Annuität werden die Kosten dargestellt, welche in einem Betriebsjahr anfallen. Sie setzt sich aus den Annuitäten für kapitalgebundene $A_{K_{KB}}$, bedarfsgebundene $A_{K_{BD}}$, betriebsgebundene $A_{K_{BT}}$ und sonstige Kosten und Erlöse A_{K_S} zusammen.

$$A_{ges} = A_{K_{KB}} + A_{K_{BD}} + A_{K_{BT}} + A_{K_S} \quad (5)$$

Die kapitalgebundenen Kosten fallen vor Betriebsbeginn an. Es wird angenommen, dass die Investitionskosten über die wirtschaftliche Nutzungsdauer (WND) der Anlage abgeschrieben werden. Der jährliche Abschreibungsbetrag wird nach der Annuitätenmethode bestimmt. Dafür wird eine WND von 25 Jahren und ein Zinssatz von 9,8 % angenommen (Weimann 2011). Die bedarfsgebundenen Kosten ergeben sich hauptsächlich aus den Ausgaben für den elektrischen Eigenverbrauch der Anlagen. Es wird angenommen, dass der Strom für den Eigenbedarf aus dem Netz eingekauft wird und nicht aus der Erzeugung der Anlage entstammt und somit die komplette am Generator erzeugte Strommenge vergütet wird. Zur Bestimmung der Bruttostrommenge wird analog zu Abbildung 3 ebenfalls eine Modellfunktion für den Brutto-Systemwirkungsgrad entwickelt. Die Stromkosten ergeben sich aus dem elektrischen Eigenbedarf der Anlagen und dem durchschnittlichen Strompreis für Industrie im Jahr 2015 von 13,7 ct/kWh (BDEW 2016). Die betriebsgebundenen Kosten repräsentieren die Ausgaben für Personal, Wartung und Instandhaltung und werden in Anlehnung an Schlagermann (2014) bestimmt. Die sonstigen Kosten und Erlöse bestehen aus Kosten für Versicherungen und weiteren administrativen Kosten sowie den Erlösen aus dem Verkauf von Wärme. Es wird in Anlehnung an Weimann (2011) angenommen, dass die Wärmeerlöse zur Tilgung der jährlichen Zahlungen verwendet werden und es sich somit um „negative Kosten“ handelt, welche mittels eines angenommenen Wärmeverkaufspreises von 5 ct/kWh_{th} berechnet werden. Weitere Details der Berechnungsmethoden für die einzelnen Annuitätsfaktoren sind bei Eyerer et al. (2017) aufgeführt.

Dass auf den Daten der Bestandsanlagen basierende SGK Grundmodell ist in Abbildung 4 dargestellt. Dabei wird auf die Berücksichtigung der Anlage in Bruchsal auf Grund ihres Charakters als „Forschungsanlage“ verzichtet. Die mittleren Stromgestehungskosten der betrachteten Anlagen liegen unter Berücksichtigung der getroffenen Annahmen bei 23,2 ct/kWh und damit knapp unterhalb der EEG-Vergütung. Es erfolgt eine Erweiterung des SGK Grundmodells um die Kostenfunktionen für die einzelnen Provinzen in Abhängigkeit ihres geothermischen Gradienten sowie der mit steigender Tiefe exponentiell ansteigenden Bohrkosten (Schlagermann 2014). Über den geothermischen Gradienten wird die Länge der Bohrungen berücksichtigt, um eine bestimmte Thermalwassertemperatur zu erreichen. Diese Bohrungslänge beeinflusst wiederum die Kosten und damit auch die Wirtschaftlichkeit der Anlage. Die 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 (Eyerer et al. 2017).

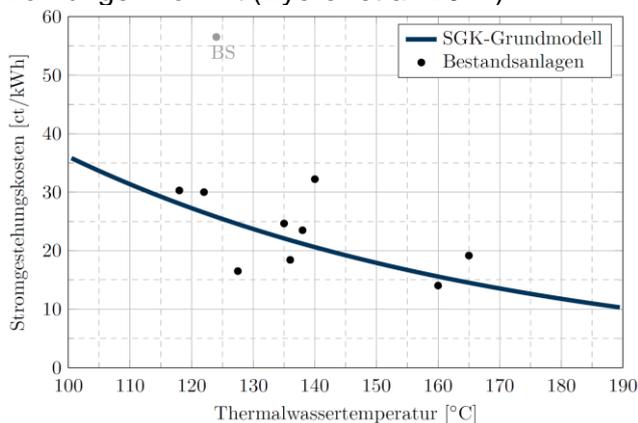


Abb. 4: SGK-Grundmodell

2.2 Bestimmung der Entwicklung bis 2050

Durch die hohe Unsicherheit bei der Prognose von künftigen technischen, politischen, wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Parametern bietet sich eine Monte-Carlo-Simulation zur Berechnung der künftigen Ausbauraten an. Die MCS ermöglicht eine detaillierte Berücksichtigung von Wahrscheinlichkeitsverteilungen künftiger Rahmenbedingungen, welche sich mittels Literaturrecherche entwickeln lassen und sich in die Kategorien Technologie, Politik, Energiemarkt und Öffentlichkeit unterscheiden lassen (Purkus und Barth 2011). In Abbildung 5 ist ein methodischer Ablauf der Monte-Carlo-Simulation dargestellt.

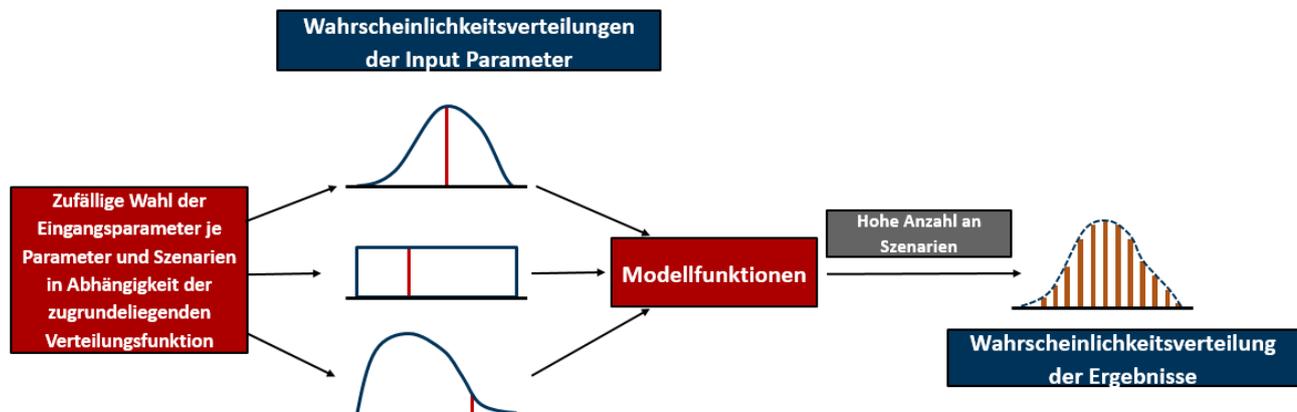


Abb. 5: Methodik der Monte-Carlo-Simulation.

Je Szenario wird für jeden Einflussparameter ein zufälliger Wert in Abhängigkeit der vorgegebenen Verteilungsfunktion gewählt. Durch eine hohe Anzahl an Szenarien ergibt sich somit für die

zukünftige Entwicklung der installierten Kapazität ebenfalls eine Verteilungsfunktion. Für Untersuchungen, bei denen für eine Vielzahl von Eingangsparametern individuelle Verteilungsfunktionen erstellt werden können, ergibt sich dadurch der Vorteil einer deutlich höheren Aussagekraft des Ergebnisbereiches, als bei einer reinen Sensitivitätsanalyse, die jeweils nur einzelne Parameter variiert. In dem entwickelten Modell wird in jedem Szenario für jedes Jahr bis 2050 eine jährliche Ausbaurrate AR_t berechnet. Die Ausbaurrate im Jahr t berechnet sich aus der Ausbaurrate im Vorjahr $t-1$, der aktuellen Marktaktivität M sowie der Änderung des vorhandenen wirtschaftlichen Potentials im Vergleich zum Vorjahr Δw_{pot} .

$$AR_t = AR_{t-1} \cdot M \cdot \Delta w_{pot} \quad (6)$$

Durch die Marktaktivität wird die Dynamik der Branche in den vorherigen Jahren analysiert. Damit soll berücksichtigt werden, dass im Falle von aktiven Marktakteuren in den Vorjahren, eine höhere Wahrscheinlichkeit für Folgeinvestitionen besteht. Im Gegensatz dazu, liegt im Falle eines Ausbaustillstands für mehrere Jahre ein Investitionshemmnis vor, selbst wenn das wirtschaftliche Potential wieder ansteigt. Die Marktaktivität kann sich damit in Abhängigkeit der Ausbauraten in den letzten fünf Jahren sowohl negativ als auch positiv auswirken.

Aufgrund des hohen vorhandenen und unerschlossenen Potentials im Vergleich zu der aktuell geringen Anzahl an Marktakteuren (vgl. Kapitel 3.1) wird davon ausgegangen, dass eine leichte Erhöhung oder Verringerung des wirtschaftlichen Potentials nur einen geringen Einfluss auf die Entwicklung der Ausbaurrate hat, da die Anzahl an potentiellen Kraftwerksstandorten deutlich größer als die Anzahl von in naher Zukunft realisierbaren potentiellen Kraftwerksprojekten ist. Erst ab einer Reduktion des wirtschaftlichen Potentials auf unter 40 % des Ausgangswertes erfolgt ein signifikanter Rückgang der Ausbaurrate.

Die installierte Nettokapazität Kap_t berechnet sich aus der installierten Kapazität im Vorjahr, der Ausbaurrate im Jahr t sowie der Rückbaurrate RR_t . Letztere berücksichtigt, dass Kraftwerke nach dem Ablauf ihrer wirtschaftlichen Nutzungsdauer zurückgebaut werden. Es kann in der Praxis zwar durchaus der Fall sein, dass anstelle eines Rückbaus eine Neuinvestition zum Kraftwerkserhalt getätigt wird, jedoch gibt es hierzu noch keine realen Erfahrungswerte, weshalb die Arbeit den konservativen Ansatz eines angenommenen Rückbaus wählt.

$$Kap_t = Kap_{t-1} + AR_t - RR_t \quad (7)$$

Die Zusammenfassung aller Modellparameter ist in Tabelle 2 aufgelistet. Die Tabelle zeigt die jeweilige Unter- bzw. Obergrenze der Verteilungsfunktion, sowie den jeweiligen Erwartungswert.

Die Entwicklung der Wirkungsgradsteigerung bis 2050 wird in zwei getrennte Zeiteinheiten betrachtet. Bis zum Jahr 2025 wird von einer Effizienzsteigerung zwischen 5 % und 15 % ausgegangen, welche basierend aus den Ergebnissen der neueren Bestandsanlagen plausibel erscheint. Für die Prognose der Entwicklung bis 2050 herrscht eine deutlich größere Unsicherheit, weshalb für die Steigerung zwischen 2025 und 2050 eine Bandbreite von 5 % bis 30 % angenommen wird, wobei sich die Wahl der oberen Grenze an der Arbeit von Clauser und Elsner (2015) orientiert. Die Verteilungsfunktionen für die Entwicklung der spezifischen Investitionskosten basieren auf den Arbeiten von Clauser und Elsner (2015) und Wunderlich et al. (2016). Für die weitere Entwicklung der wirtschaftlichen Nutzungsdauer wird angenommen, dass sich die Lebensdauer der Kraftwerke bis 2050 auf bis zu 35 Jahre vergrößern könnte. Für die politischen Einflussparameter mussten individuelle Annahmen getroffen werden, da keine Referenzwerte über die künftige Entwicklung politischer Rahmenbedingungen existieren. Es wird deshalb angenommen, dass es zwischen den Jahren 2025 und 2040 zu einem Ende der EEG-Vergütung für neue Geothermieanlagen kommt. Die jährliche Degressionsrate der Vergütung wird mit 3 % bis 7 % angenommen.

Tab. 2: Eigenschaften der Verteilungsfunktion für die Modellparameter der Monte-Carlo-Simulation

Kategorie	Parameter	Untere Grenze	Obere Grenze	Verteilungsart	Erwartungswert
Technologie	Wirkungsgradsteigerung bis 2025 [%]	5	15	Normal	10
	Wirkungsgradsteigerung 2025 – 2050 [%]	5	30	Normal	15
	WND in 2050 [a]	25	35	Normal	30
	Steigerung der VLS bis 2050 [%]	0	10	Normal	5
	SIK 2030 [€/kW _{el}]	3700	9900	Weibull	7200
	SIK 2040 [€/kW _{el}]	3000	9500	Rayleigh	5000
	SIK 2050 [€/kW _{el}]	2700	9000	Rayleigh	4700
Politik	Ende EEG [-]	2025	2040	Uniformal	-
	Ende Vergütung Eigenbedarf [-]	2025	2035	Uniformal	-
	Jährliche EEG Degression [%]	3	7	Normal	5
	Verbot von fossilen Heizungen - Ja/Nein [-]	0	1	Normal	0,25
	Jahr des Verbotes von fossilen Heizungen für Neubauten [-]	2035	2050	Uniformal	-
Energiamarkt	Ausbaurate 2020 [MW _{el}]	5	20	Normal	10
	Marktaktivität [%]	0	5	Normal	2,5
	Wärmepreis [ct/kWh _{th}]	4	6	Normal	5,0
	Jährliche Entwicklung der Wärmevergütung [%]	-1,0	3,0	Normal	2,0
	Strombörsenpreis 2020 [ct/kWh _{el}]	4,0	9,8	Inverse Gaus	6,0
	Strombörsenpreis 2030 [ct/kWh _{el}]	4,2	9,7	Weibull	7,1
	Strombörsenpreis 2050 [ct/kWh _{el}]	4,8	10,1	Weibull	7,2
	Flexibilisierungsbonus [ct/ kWh _{el}]	0	2	Normal	1,0
	Bruttostromverbrauch 2020 [TWh _{el} /a]	480	625	t Location-Scale	549
	Bruttostromverbrauch 2030 [TWh _{el} /a]	420	650	t Location-Scale	511
Bruttostromverbrauch 2050 [TWh _{el} /a]	410	890	Log Normal	620	
Zinssatz [%]	3	7	Normal	5	
Öffentlichkeit	Öffentliche Meinung [-]	0	1	Normal	0,6

Des Weiteren wird die Option berücksichtigt, dass es ab 2025 zu einer EEG Gesetzesänderung kommen könnte, wonach nur noch die erzeugte Nettostrommenge des Kraftwerkes vergütet wird. Darüber hinaus wird davon ausgegangen, dass es mit einer 25-prozentigen Wahrscheinlichkeit zu einem Verbot von fossilen Heizungen für Neubauten zwischen den Jahren 2035 und 2050 kommt. Im Modell hätte dies durch die gesteigerte Investitionsattraktivität für kombinierte Strom- und Wärmeprojekte für fünf Jahre eine Steigerung der Ausbaurate um 10 % zur Folge. Die Parameter für die Entwicklung des Energiemarktes umfasst vor allem die Entwicklung der Strombörsenpreise und des Bruttostromverbrauches. Die Verteilungsfunktionen basieren auf Metastudien (Forschungsradar 2013, Forschungsradar 2012, Buttler und Spliethoff 2016) und weiteren Forschungsarbeiten über die künftige Entwicklung des deutschen Energiemarktes (Nagl et al. 2011, Lunz et al. 2013). Die Arbeit von Buttler und Spliethoff (2016) zeigt die zunehmende Wichtigkeit von flexiblen Kraftwerksanlagen, weshalb davon ausgegangen werden kann, dass schnell regelbare Kraftwerks- oder Speichertechnologien durch das Bereitstellen von Regelleistung zusätzliche Vergütungsmaßnahmen haben. Aufgrund der aktuell laufenden Forschungsbemühungen Flexibilisierung von geothermischen Heizkraftwerken wird deshalb angenommen, dass bis 2050 eine mögliche zusätzliche Flexibilitätsvergütung zwischen 0 ct/kWh_{el} und 2 ct/kWh_{el} eingenommen werden kann. Die Wärmevergütung im Jahr 2020 wird mit einer Normalverteilung zwischen 4 ct/kWh_{th} und 6 ct/kWh_{th} angenommen. Für die Entwicklung bis 2050 ist nur wenig Literatur verfügbar. Die Arbeit von Eicker und Klein (2012) nennt eine jährliche Vergütungssteigerung von 2,5 % bis 2050. Um jedoch auch mögliche Szenarien abzubilden, bei denen eine erhöhte Konkurrenz durch Power2Heat Anlagen einen starken Preisdruck auf geothermische Wärmeprojekte ausübt, liegt der Wertebereich der Verteilungsfunktion zwischen -1 % und 3 %. Für den Zinssatz wird angenommen, dass er sich bei einer positiven Ausbaurate in den Vorjahren von den aktuell angenommen 9,3 % auf einen Zinssatz zwischen 3 % und 7 % verringert, da mit zunehmender Anzahl von erfolgreich installierten Projekten zu einer positiveren Wahrnehmung der Technologie bei Entscheidungsträgern im Finanzsektor erfolgt. Kommt es zu einem Stillstand im Ausbau steigt der Zinssatz wieder auf 9,3 %. Während für die Jahre 2017 – 2019 die Ausbauraten noch durch Zufallswerte für die im Bau befindlichen Kraftwerke Holzkirchen und Weilheim abgeschätzt wird,

erfolgt ab 2020 eine Modellierung nach Gleichung 6 und einer angenommenen Ausbaurrate zwischen 5 MW_{el} und 20 MW_{el}, die basierend auf den in Planung befindlichen Anlagen plausibel erscheint (Bundesverband Geothermie 2016). Bezüglich der öffentlichen Wahrnehmung der hydrothermalen Geothermie gibt es nur wenig Forschungsarbeiten. Eine Studie des FORSA Institutes aus dem Jahr 2013 kommt zu dem Ergebnis, dass 60 % der Bundesbürger mit Kenntnissen zur Geothermie diese Technologie sehr positiv oder positiv bewerten (AfEE 2013). Daraus wird eine Normalverteilung zwischen 0 und 1 mit einem Maximalwert bei 0,6 angenommen, wobei Zufallswerte über 0,85 bzw. unter 0,15 einen positiven bzw. negativen Einfluss der öffentlichen Wahrnehmung auf die Ausbauraten erzeugen. Werte dazwischen werden als eine neutrale öffentliche Meinung deklariert, die keinen Einfluss auf die Ausbauraten haben.

3. Endergebnisse

3.1 Technische und wirtschaftliche Potential der hydrothermalen Geothermie

Im Gesamten ergibt sich ein technisches Potential der Stromerzeugung von 11,6 PWh_{el}. Das technische Potential der hydrothermalen Geothermie in Abhängigkeit der Temperaturklassen ist in Tabelle 3 aufgelistet. Dabei ist anzumerken, dass die Ergebnisse auf einer Analyse der Bestandsanlagen basieren. Da diese Projekte wirtschaftliche Bedingungen erfüllen müssen, kann es sein, dass technische Maßnahmen die zu einer Wirkungsgradsteigerung führen würden, auf Grund der höheren Investitionskosten nicht realisiert wurden. Das reine technische Potential könnte daher durchaus höher liegen. Darüber hinaus weisen jüngere Anlagen im Vergleich zur Modellfunktion höhere Systemwirkungsgrade auf.

Tab. 3: Das technische Potential hydrothermaler Geothermie in Abhängigkeit von Temperaturklassen

Temperaturklasse	100-130°C	130-160°C	160-190°C
Technisches Potential der hydrothermalen Wärmemenge Q_{tech}	64136 TWh _{th}	93767 TWh _{th}	74136 TWh _{th}
Gemittelter Systemwirkungsgrad $\eta_{el,sys,netto}$	1,44 %	5,30 %	7,73 %
Technisches Potential der Stromerzeugung $E_{el,tech}$	1787 TWh _{el}	4822 TWh _{el}	4938 TWh _{el}

Aktuell wird für geothermischen Strom für 20 Jahre eine EEG-Vergütung von 25,2 ct/kWh gezahlt. Durch die angenommene Projektlaufzeit von 25 Jahren ergibt sich daraus, dass das Kraftwerk für fünf weitere Jahre seinen Strom an der Börse verkauft¹. Für die daraus resultierenden mittleren Stromerlöse von 21,58 ct/kWh ergibt sich aus Abbildung 6 somit ein wirtschaftliches Potential von 8696 TWh_{el}. Für eine komplette Erschließung des technischen Potentials wäre eine Stromvergütung von 35,67 ct/kWh notwendig. Um Ergebnisse des wirtschaftlichen Potentials in eine jährlich nutzbare Strommenge umzurechnen, muss ein Zeitraum zur Ausbeutung der geothermischen Energie definiert werden. In Anlehnung an Paschen et al. (2003) wird von einem geothermischen Regenerationszeitraum von 1000 Jahren ausgegangen. Im Falle eines Ausbeutungszeitraums (ABZ), der mindestens dem Regenerationszeitraum entspricht, kann somit von einer regenerativen Nutzung der hydrothermalen Geothermie gesprochen werden. Für einen angenommen ABZ von 1000 Jahren ergibt sich somit ein regeneratives wirtschaftliches Potential von 8,7 TWh_{el} pro Jahr (siehe Abbildung 7). Daraus resultiert ein möglicher geothermischer Anteil zur Deckung des Bruttostromverbrauchs in Deutschland von 1,44 %. Auf Grund der Studienmethodik ergibt sich zusätzlich zur Stromerzeugung eine nutzbare Wärmemenge von 43,5 TWh_{th}. 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. Die Ergebnisse sind in Tabelle 4 zusammengefasst.

¹ Für diesen Zeitraum wird ein Stromverkaufserlös von 7,1 ct/kWh angenommen, was dem Mittelwert von einer Vielzahl an Studien über den Börsenstrompreis am Stromgroßhandel im Jahr 2030 entspricht (Forschungsradar 2013).

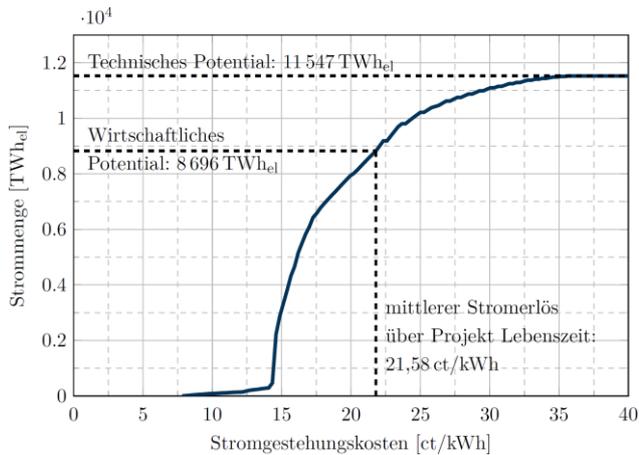


Abb. 6: Angebot-Kosten-Kurve für die Stromerzeugung hydrothormaler Geothermie.

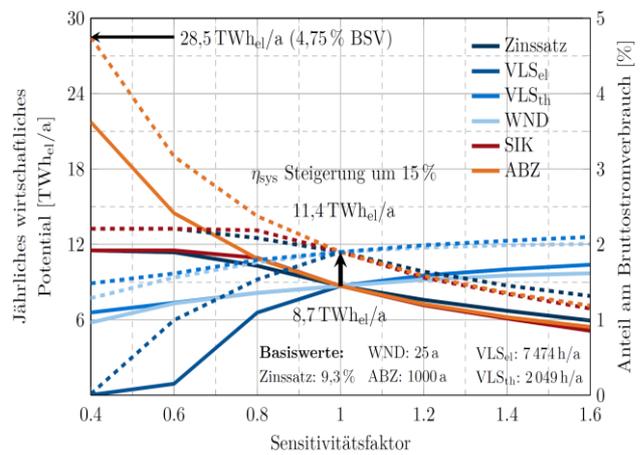


Abb. 7: Sensitivitätsanalyse des wirtschaftlichen Potentials.

Tab. 4: Das jährliche wirtschaftliche und regeneratives Potential

Jährliches wirtschaftliches und regeneratives Potential	8,7 TWh _{el} /a
Anteil am Bruttostromverbrauch ²	1,44 %
Installierte Leistung (brutto) ³	1.790 MW _{el}
Anzahl an Anlagen (mit durchschnittliche 4,1 MW _{el})	437
Wärmemenge durch kombinierte Strom- und Wärmeproduktion ⁴	43,5 TWh _{th} /a
Anteil am Wärmebedarf für Raumwärme und Warmwasser	5,16 %

In Abbildung 7 ist die Sensitivität der Modellparameter auf das jährliche wirtschaftliche Potential dargestellt. Dabei zeigt sich, dass die elektrischen Volllaststunden (VLS), die spezifischen Investitionskosten (SIK) sowie Wirkungsgradsteigerung den größten Einfluss haben. Alle drei Faktoren wirken sich direkt auf die Stromgestehungskosten und damit das wirtschaftliche Potential aus. Eine angenommene Steigerung des Systemwirkungsgrades um 15 % führt zu einer Steigerung des jährlichen wirtschaftlichen Potentials um 31 % auf 11,4 TWh_{el}/a. Bei einem Verzicht auf die Bedingung einer regenerativen Nutzung kann der Ausbeutungszeitraum auch kürzer als 1000 Jahre sein. Wird beispielsweise ein Zeitraum von 400 Jahren analysiert, besitzt (in Kombination mit einer Wirkungsgradsteigerung um 15 %) die hydrothermale Geothermie ein jährliches wirtschaftliches Potential von 28,5 TWh_{el}/a, was 4,75 % des deutschen Bruttostromverbrauchs entspricht. Die bei kombinierter Strom- und Wärmeproduktion anfallenden Wärme könnte in diesem Fall 16,9 % des Wärmebedarfs für Raumwärme und Warmwasser decken.

3.2 Entwicklung bis 2050

Mittels der Monte-Carlo-Simulation ergibt sich für die Entwicklung der Ausbaurrate und installierten Kapazitäten bis 2050 kein einzelner numerischer Ergebniswert, sondern Wahrscheinlichkeitsintervalle. Abbildung 8 zeigt die Ergebnisbereiche für die installierten Nettokapazitäten bis 2050. Es wird erkenntlich, dass bei der Betrachtung des 75 % Intervalls eine Bandbreite zwischen 45 MW_{el} und 519 MW_{el} für das Jahr 2050 vorliegt. Die Ergebnisse zeigen die hohe Anfälligkeit der Technologie im Hinblick auf eine rasche Verschlechterung der politischen Rahmenbedingungen. In ca. 25 % der Szenarien kommt es zwischen 2025 und 2040 zu einem Erliegen des Ausbaues, da in diesen Fällen die Stromgestehungskosten nicht schnell genug gesunken sind, um nach dem Wegfall der EEG-Vergütung wirtschaftliche Neuinvestitionen zu ermöglichen. In diesem Quartil

² Der durchschnittliche BSV in Deutschland lag in den Jahren 2011 bis 2015 bei 603 TWh_{el}/a (AGEB 2016).

³ Das entspricht bei den durchschnittlichen el. Volllaststunden von 7 474 h/a einer installierten Netto-Leistung von 1.164 MW_{el}. Bei einem durchschnittlichen Eigenbedarfsanteil von 35 % folgt daraus eine installierte Brutto-Leistung von 1 790 MW_{el}.

⁴ Der Bedarf für Raumwärme und Trinkwasser betrug 2012 843 TWh_{th}/a (UBA2017).

kommt es somit bis 2050 sogar wieder zur Verringerung der Kapazität, da Altanlagen nach dem Ende ihrer Nutzungsdauer zurückgebaut werden.

Die installierte Kapazität mit der höchsten Eintrittswahrscheinlichkeit beträgt 251 MW_{el}. Dies bedeutet, dass (basierend auf der aktuellen durchschnittlichen Anlagengröße) 75 Anlagen bis 2050 gebaut werden würden. Die Nettostromerzeugung würde dabei im Jahr 2050 1,9 TWh_{el} betragen, was einem Anteil von 0,3 % am prognostizierten deutschen Bruttostromverbrauch entsprechen würde. Die Betrachtung des oberen Quartils zeigt aber auch, dass es bei einer schnellen Reduktion der SGK bis 2050 ein durchgehend hohes wirtschaftliches Potential existiert, sodass der Geothermiesektor eine dauerhaft hohe Marktdynamik aufweist und somit eine installierte Kapazität von bis zu 1800 MW_{el} möglich ist.

Aktuell laufende Forschungsarbeiten über eine weiterreichende Detailanalyse zur Identifizierung künftiger notwendiger politischer und technologischer Entwicklung zur Erhaltung einer dauerhaften Marktdynamik werden das Verständnis über die künftige Marktdynamik des hydrothermalen Geothermiesektors in Deutschland weiter verbessern.

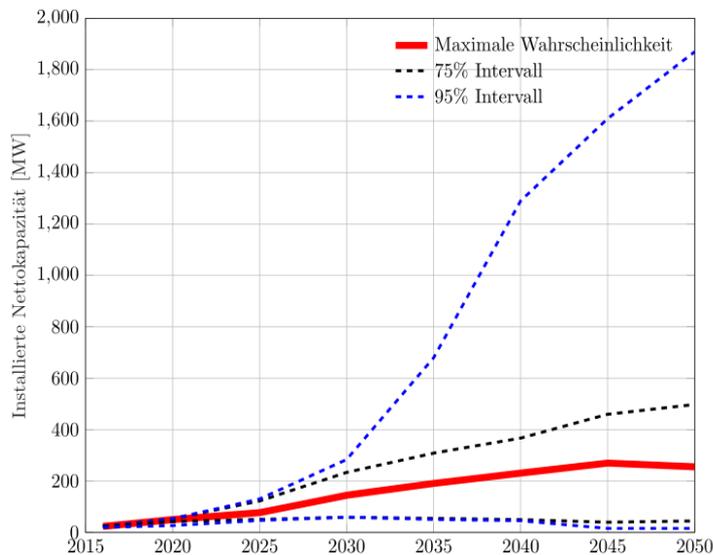


Abb. 8: Entwicklung der installierten Nettokapazität bis 2050.

Danksagung

Diese Arbeit wird im Rahmen der Geothermie-Allianz Bayern vom Bayerischen Staatsministerium für Bildung und Kultus, Wissenschaft und Kunst gefördert.

Quellenangaben

[AfEE 2013] Agentur für Erneuerbare Energien e.V.: Bürger befürworten Energiewende und sind bereit, die Kosten dafür zu tragen, 2013.

[AGEB 2016] Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen: Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland 1990 bis 2015, 2016.

[Agemar et al. 2014] Agemar, T. et al.: Deep Geothermal Energy Production in Germany. In: *Energies* 7 (2014), S. 4397–4416.

[Agemar et al. 2015] Agemar, T. et al.: A New Approach to Estimating the Geothermal Potential of Faults in Germany. In: *Proceedings of the World Geothermal Congress*, 2015.

[Bauer et al. 2014] Bauer, W., Schröder, H., Schlagermann, P.: Geologische Voraussetzungen für ein Upscaling geothermischer Projekte (Stromerzeugung). 10. *Internationale Geothermiekonferenz*, 2014.

[BDEW 2016] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (Hrsg.): BDEW-Strompreisanalyse Mai 2016, 2016.

- [Bertani 2016] Bertani, Ruggero: Geothermal Power Generation in the World 2010–2014 Update Report. In: *Geothermics* 60 (2016), S. 31–43.
- [Bundesverband Geothermie 2016] Bundesverband Geothermie e.V.: Nutzung der Geothermie in Deutschland. URL <http://www.geothermie.de/aktuelles/geothermie-in-zahlen/deutschland.html> - Zugriffsdatum: 29.06.2017, 2016.
- [Buttler und Spliethoff 2016] Buttler, A.; Spliethoff, H.: Kampf der Studien Eine Metaanalyse aktueller Energiesystemstudien zum Bedarf an Speichern und konventionellen Kraftwerken im Kontext der Annahmen und der historischen Entwicklung. Technische Universität München, 2016.
- [Clausner und Elsner 2015] Clausner, C., Elsner, P.: Geothermische Kraftwerke Technologiesteckbrief zur Analysen „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050“, 2015.
- [DENA 2012] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena): Integration der erneuerbaren Energien in den deutschen/europäischen Strommarkt – Endbericht, 2012.
- [DLR 2012] Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global, 2012.
- [Eicker und Klein 2012] Eicker, U., Klein, M.: Large-scale renewable energy integration within energy-efficient urban areas: results from three German case studies. In: *Int Journal Low-Carbon Tech* (2014) 9 (3): 202-213.
- [Eyerer et al. 2017] Eyerer, S. et al.: Potential der hydrothermalen Geothermie zur Stromerzeugung in Deutschland. Geothermie-Allianz Bayern, 2017. URL: <https://mediatum.ub.tum.de/1360572>
- [Forschungsradar 2012] Forschungsradar Erneuerbare Energien: Studienvergleich - Entwicklung des Energieverbrauchs in Deutschland, 2012.
- [Forschungsradar 2013] Forschungsradar Erneuerbare Energien: Studienvergleich - Entwicklung der Stromgroßhandels- und der CO2-Zertifikatspreise, 2013.
- [IRENA 2015] International Renewable Energy Agency: Renewable Energy Prospects: Germany, 2015.
- [IWES 2014] Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik: Roadmap Speicher - Speicherbedarf für Erneuerbare Energien, 2015.
- [Lunz et al. 2016] Lunz, B. et al.: Scenario-based comparative assessment of potential future electricity systems – A new methodological approach using Germany in 2050 as an example. In: *Applied Energy* 171 (2016), S. 555–580.
- [Nagl et al. 2011] Nagl, S. et al.: Energy policy scenarios to reach challenging climate protection targets in the German electricity sector until 2050. In: *Utilities Policy* 3 (2011), S. 185–192.
- [Paschen et al. 2003] Paschen, H., Oertel, D., Grünwald, R.: Möglichkeiten geothermischer Stromerzeugung in Deutschland - Sachstandsbericht / Deutscher Bundestag, Ausschuss für Bildung, Forschung und Technikfolgenabschätzung, 2003.
- [Pfleiderer et al. 2016] Pfleiderer, S. et al.: 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.
- [Pregger et al. 2013] Pregger, T.; Nitsch, J., Naegler, T. (2013): Long-term scenarios and strategies for the deployment of renewable energies in Germany. In: *Energy Policy* 59 (2013), S. 350–360
- [Purkus und Barth 2011] Purkus, A.; Barth, V. (2011): Geothermal power production in future electricity markets — A scenario analysis for Germany. In: *Energy Policy* 39 (2011), S. 349–357.
- [Prognos 2009] Kirchner, A., Matthes, F.: Endbericht – Modell Deutschland – Klimaschutz bis 2050, 2009.
- [Schlagermann 2014] Schlagermann, P.: Exergoökonomische Analyse geothermischer Strombereitstellung am Beispiel des Oberrheingrabens, Technische Universität München, Dissertation, 2014.
- [Weimann 2011] Weimann, T.: Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß § 65 EEG, 2011.
- [Wunderlich et al. 2016] Wunderlich, C.: Metaanalyse – Investitionskosten von Energiewende Technologien, 2016.