

1. Motivation

Mit dem Inkrafttreten des Kyoto-Protokolls ist die Reduktion der CO₂-Emissionen erstmals weltweit als ein Schlüssel zur Minderung der globalen Erwärmung in den Vordergrund getreten. Sowohl auf europäischer als auch auf nationaler Ebene sind in den letzten Jahren im Rahmen der Klima- und Energiepolitik anspruchsvolle Klimaschutzziele definiert worden. Dazu gehören die Zielsetzung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien und die Steigerung der Energieeffizienz, alles vor dem Hintergrund der Ressourcenschonung und Reduktion der CO₂-Emissionen bei gleichzeitiger Versorgungssicherheit.

Auf nationaler Ebene bedeutet dies bspw. für die von der Bundesregierung definierten Ziele,

- die Reduktion der CO₂-Emissionen um 40 % bis 2020 gegenüber 1990 [10] bzw. das erweiterte Reduktionsziel von 55 % (2030), 70 % (2040) und 80–95 % bis zum Jahr 2050 [156],
- die Erhöhung des Anteils der Erneuerbaren Energien an der Stromproduktion auf 40–45 % bis 2025 bzw. 80 % bis 2050 [48] und
- die Erhöhung der Nettostromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen auf 110 Terrawattstunden bis zum Jahr 2020 sowie auf 120 Terrawattstunden bis zum Jahr 2025 [25].

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien kann und soll international sowie national ein Grundstein zum Erreichen der ehrgeizigen Klimaschutzziele bilden [78]. Der Stromerzeugung aus Geothermie könnte dabei, als einer der wenigen grundlastfähigen Erneuerbaren Energien, eine besondere Bedeutung zukommen. In der Studie der Deutschen Bundesregierung zum Ausbau Erneuerbarer Energien im Stromsektor bis zum Jahr 2020 und deren Aktualisierung, dem Leit-szenario 2009, erstellt für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, wird zum Erreichen der Klimaschutzziele ein Ausbau geothermischer Stromerzeugungskapazität von 290 MW_{el} bis 2020 und sogar knapp 1.000 MW_{el} bis 2030 für Deutschland ermittelt [6], [15]. Dieses Szenario basiert auf der Annahme einer erfolgreichen Demonstrationsphase und einem weiteren Ausbau. Die im Vorfeld der Arbeit durchgeführte Recherche zeigte, dass bei den bis dahin vorliegenden Veröffentlichungen diverse Defizite in einigen Grundlagen, aber auch in der Berücksichtigung realistischer Randbedingungen bei der Prozesssimulation und der Bewertung der Technologien vorlagen. Gleichzeitig wurde das Potenzial der geothermischen Stromerzeugung in Deutschland jedoch sehr hoch eingeschätzt (vgl. [118]).

Mit dem nachhaltigen Ausbau der geothermischen Strom- und Wärmeerzeugung würden der Anteil grundlastfähiger, erneuerbarer Stromproduktion erhöht, die CO₂-Emissionen reduziert und durch den Einsatz von kombinierter Strom- und Wärmeerzeugung auch der Einsatz der Geothermie bei der Bereitstellung von Wärme aus Erneuerbaren Energien gefördert. Der Erfolg ist jedoch maßgeblich von einem energetisch sinnvollen, langfristig sicheren und wirtschaftli-



chen Betrieb von Geothermieranlagen abhängig. Im Rahmen der vorliegenden Arbeit werden durch die vergleichbaren Bewertungen verschiedener Kraftwerkstechnologien zur Nutzung von Wärmequellen mit geringer Enthalpie für die geothermische Stromerzeugung die erreichbaren Anlagenwirkungsgrade aufgezeigt. Die Schnittstelle zur geologischen Ressource, die vorrangig durch die Eigenschaften des Reservoirs und die Eigenschaften des Wärmeträgerfluids in Form des Thermalfluids definiert wird, muss dafür in die Betrachtungen einbezogen werden.

Für ein solches Vorgehen ist die einheitliche Bewertung unterschiedlicher Kraftwerksprozesse ein zentraler Punkt, da erst dadurch ein Technologievergleich ermöglicht wird. Da die geothermische Niederenthalpie-Ressource lediglich die Wärmequelle darstellt, die mittels angepasster Kraftwerkstechnologie genutzt wird, sind Teile der hierfür ermittelten Abhängigkeiten und Optimierungsansätze der Kraftwerksprozesse direkt auf eine Vielzahl bspw. in der Industrie vorkommender Abwärmequellen übertragbar. Weltweit ist derzeit eine stetige Zunahme der Nutzung solcher Wärmequellen erkennbar. Trotz der oft den normalen Marktgegebenheiten unterliegenden Erschließung dieser Wärmequellen birgt die Stromerzeugung aus Abwärmequellen ein erhebliches Potenzial.



2. Grundlagen der geothermischen Stromerzeugung

Im folgenden Abschnitt werden zunächst einige Eigenschaften und Arten geothermischer Vorkommen prinzipiell erläutert. Die in Deutschland für die geothermische Nutzung vorliegenden geologischen Randbedingungen werden anschließend beispielhaft benannt, um grundlegende Rahmenbedingungen für die nachfolgenden Betrachtungen der Nutzungstechnologien abzuleiten.

2.1. Stand der Techniken zur geothermischen Stromerzeugung

Weltweit werden bereits seit mehr als 100 Jahren geothermische Vorkommen zur Stromerzeugung genutzt. Eine erste Anlage ging bereits im Jahr 1904 in Larderello in Italien in Betrieb [105]. Bei vielen der heute genutzten Standorte handelt es sich um Hochenthalpie-Lagerstätten, die sich häufig in vulkanisch aktiven Regionen bzw. in den Randbereichen der Kontinentalplatten (vgl. Abbildung 2.1) befinden. Zu Heizzwecken und zur balneologischen Nutzung z. B. in Thermalbädern ist die Geothermie bereits in vielen Regionen, auch aus Lagerstätten mit niedrigen Temperaturen, früh genutzt worden.



Abbildung 2.1: Schematische Übersicht von Regionen mit bekannten Hochenthalpie-Lagerstätten weltweit [128]

Alle geothermischen Ressourcen und Reserven können durch ihre verschiedenen Eigenschaften beschrieben werden. Dazu zählen u. a.

- die Tiefe, in der sich die Lagerstätte befindet, aber auch
- die geologischen Bedingungen sowie
- die thermophysikalischen und hydraulischen Eigenschaften.

Für die Unterscheidung der verschiedenen Ressourcentypen existieren unterschiedliche Ansätze. I. d. R. wird dabei auch das Medium, das als Wärmeträger zur Verfügung steht, bei der Beschreibung berücksichtigt [36], [143]. Definitionen, die häufig verwendet werden, sind z. B. hydrothermale Vorkommen, die sowohl durch Dampf- aber auch durch Flüssigkeitsvorkommen dominiert sein können, sowie petrophysikalische Systeme, zu denen auch die Hot Dry Rock (HDR) Vorkommen, die sich durch heißes, relativ trockenes Gestein auszeichnen, gehören. Die Häufigkeit der einzelnen Vorkommen ist sehr unterschiedlich; gerade Vorkommen mit sehr trockenem Dampf, wie „The Geysers“ in den USA und die Vorkommen in Larderello in Italien, aber auch die Wasser-Methan-Vorkommen [36] z. B. im Golf von Mexico sind eher selten. Im Gegensatz dazu lassen sich hydrothermale, wasserdominierte Vorkommen in vielen geologischen Beckenregionen der Welt finden. Ebenso sind mögliche HDR Vorkommen weit verbreitet. Da eine klare Abgrenzung zwischen diesen Kategorien schwierig ist, kommt es zum Teil zu fließenden Übergängen. Dies gilt auch für die Grenze zwischen hydrothermalen Systemen mit hoher und niedriger Enthalpie für die z. B. Definitionen von 120 °C oder 150 °C bei Atmosphärendruck zu finden sind [143]. Auch der Begriff der Mittelenthalpie-Lagerstätten, die einen Temperaturbereich von 160 bis 190 °C umfassen können [36], wird verwendet. Die Fließwege in hydrothermalen Systemen können in Form von Poren, Klüften oder verkarsteten Bereichen ausgebildet sein [74]. Wasserführende Gesteinsschichten werden dabei als Aquifere bezeichnet. Ist salzhaltiges Wasser enthalten, wird von salinen Aquiferen gesprochen.

Die Technologien zur Nutzung geothermischer Reserven sind stark an die geologischen Gegebenheiten gekoppelt. An der Aussage von L. Bronicki [36] aus dem Jahr 2002 zur kommerziellen Nutzbarkeit der unterschiedlichen Ressourcen zur geothermischen Stromerzeugung hat sich bis heute nicht viel geändert; immer noch sind die hydrothermalen Ressourcen am besten kommerziell nutzbar und stellen die größte Anzahl an explorierten Reserven dar. Bei den verschiedenen hydrothermalen Vorkommen unterscheidet sich neben der Temperatur bzw. der Enthalpie das vorkommende Thermalfluid. Bei Hochenthalpielagerstätten tritt das Thermalfluid in der Regel in Form von Nassdampf oder als überhitzter Dampf zutage und kann entweder direkt oder nach einer geringen Druckentspannung mit anschließender Trennung in flüssige und dampfförmige Phase in Dampfturbinen genutzt werden. Bei Niederenthalpielagerstätten liegt das Thermalfluid häufig in flüssiger Form vor und erfordert gerade zur Stromerzeugung andere Kraftwerkstechnologien. Diese sind eng verwandt mit Technologien zur Abwärmeverstromung bei niedrigen Temperaturen. In den Zwischenbereichen kann ein gemischtes Fluid aus gasförmiger und flüssiger Phase vorliegen, sodass die Technologien kombiniert werden können.

Hinsichtlich der aktuellen installierten elektrischen Leistung zur Nutzung geothermischer Vorkommen spiegelt sich die ungleichmäßige Verteilung der verschiedenen geothermischen Reservoirtypen, die für die Stromerzeugung geeignet sind, wieder. Im Frühjahr 2015 waren etwas über 12 GW [76] an Stromerzeugungskapazitäten für geothermische Energie weltweit installiert – der Großteil davon an Lagerstätten mit hoher und mittlerer Enthalpie, sodass die meisten das Thermalfluid direkt in Dampfturbinen nutzen.

Ein wichtiges Kriterium zur Beschreibung der Eignung hinsichtlich der Stromerzeugung einer geothermischen Reserve ist die Fluidtemperatur. Diese bzw. die damit eng zusammenhängende Enthalpie ist ein erstes Indiz, wie und wofür die geothermische Energie theoretisch genutzt

werden kann. Die Temperatur nimmt generell mit zunehmender Tiefe ausgehend von der Erdoberfläche zu. Bei großen Tiefen wird die Temperatur nur noch durch den Wärmestrom aus dem Erdinneren und dem Zerfall radioaktiver Elemente in der Erdkruste bestimmt. Daraus ergibt sich eine durchschnittliche auf die Erdoberfläche bezogene Wärmestromdichte. Diese Größe ist weltweit unterschiedlich. In Deutschland liegt sie im Mittel bei etwa $0,065 \text{ W/m}^2$. Der Zusammenhang von Tiefe und Temperatur ist der geothermische Gradient, der im Mittel etwa $3 \text{ K}/100 \text{ m}$ beträgt [71]. Daraus ergibt sich in 4000 m Tiefe eine Temperatur von etwa $130 \text{ }^\circ\text{C}$. Ein schnellerer Anstieg der Temperatur mit zunehmender Tiefe zeichnet dabei positive geothermische Anomalien aus, die auch in Regionen mit sehr ausgeprägten Niederenthalpievorkommen wie z. B. in einigen Regionen Deutschlands, in denen die Temperatur zum Teil sogar um $10 \text{ K}/100 \text{ m}$ ansteigen, auftreten können [71].

Neben der Temperatur im Untergrund sind eine Vielzahl weiterer Parameter (vgl. [149], [141], [128]) für die Eignung relevant. Dazu gehören thermophysikalische Eigenschaften, wie die Wärmeleitfähigkeit und die spezifische Wärmekapazität des Untergrunds, und Aussagen über die hydraulischen Eigenschaften, wie z. B. die Permeabilität des Gesteins und die Transmissivität. Für den späteren Anlagenbetrieb zur geothermischen Stromerzeugung besonders wichtig sind der Produktivitätsindex und der Injektivitätsindex (beide in $\text{m}^3/(\text{s MPa})$). Beide berücksichtigen neben den Eigenschaften des Reservoirs, welcher Volumenstrom des Thermalfluids aus dem Speichergestein entnommen bzw. wieder injiziert wird. Zu jedem geförderten oder injizierten Fluidstrom gehört somit ein bestimmter dynamischer Fluidspiegel. Dieser beeinflusst aufgrund der erforderlichen Pumpenleistung den Eigenbedarf von Anlagen zur Nutzung geothermischer Wärme erheblich (vgl. [101], [128], [88]) und muss bei einer Gesamtbeurteilung berücksichtigt werden.

2.2. Geothermievorkommen und deren Erschließung in Deutschland

Beliebig tiefe Bohrungen sind heute aufgrund technischer und ökonomischer Faktoren nicht möglich. In Abbildung 2.2 sind die Regionen in Deutschland gekennzeichnet, die hydrothermale Vorkommen aufweisen, in denen die erreichbaren Temperaturen in ggf. geeigneten Bereichen für die geothermische Stromerzeugung liegen. Diese Regionen sind im Wesentlichen das Norddeutsche Becken, das Süddeutsche Molassebecken und der Oberrheingraben. Bei den in Abbildung 2.2 dargestellten Vorkommen handelt es sich aufgrund der vorliegenden Temperaturen und Drücke um hydrothermale Systeme mit niedriger Enthalpie.

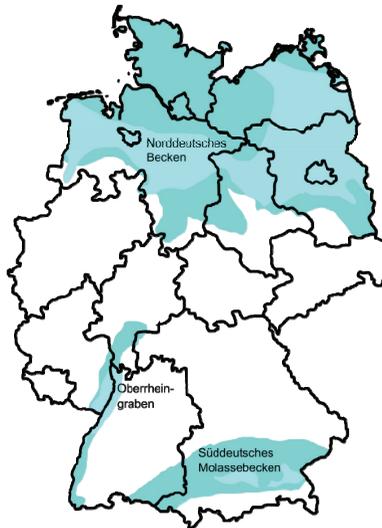


Abbildung 2.2: Schematische Darstellung der in Deutschland für die hydrothermale Geothermienutzung interessanten Bereiche (ausgehend von Geotiss-Daten [54], [128])

Neben Formationen, die viel Fluid führen können, existieren in Deutschland Bereiche, in denen deutlich weniger Fließwege im Gestein vorhanden sind und weniger Fluid zu finden ist. Oft handelt es sich um kristallines, vulkanisches Gestein. Es wird hier von petrothermalen Systemen gesprochen. In Deutschland ist eine Temperaturzunahme von im Durchschnitt 3 K/m anzutreffen. Dadurch können auch bei mehreren Kilometern Bohrtiefe lediglich Temperaturen von maximal 200 °C erreicht werden [144], [136]. In einigen Regionen des Oberrheingrabens, des Norddeutschen Beckens und des süddeutschen Molassebeckens, in denen die Temperatur um 10 K/100 m ansteigt, können hohe Temperaturen bereits in geringeren Tiefen erschlossen werden. Derzeit werden in Deutschland Tiefen bis etwas über 4000 m erschlossen bzw. deren Nutzung wird geplant. Es werden dabei je nach Standort Temperaturen zwischen ca. 120 und 150 °C erreicht.

Die Erschließung der geothermischen Energie für die Stromerzeugung erfolgt mittels Tiefbohrungen. Zudem wird ein Wärmeträgermedium benötigt, mit dem ein Wärmestrom an die Oberfläche gefördert wird. Je nachdem, ob das Wärmeträgermedium direkten Kontakt zum Gestein der geothermischen Ressource aufweist, können offene und geschlossene Systeme (vgl. hierzu [88], [128], [86], [61]) unterschieden werden. Heute werden i. d. R. offene Systeme eingesetzt, bei denen überwiegend das Fluid der geothermischen Ressource selbst als Wärmeträgermedium eingesetzt wird. Geothermische Vorkommen sind bis etwa zu einer Tiefe von 7000 m technisch erschließbar [5].

Bei der Nutzung von solchen Aquiferen wird ein tiefliegender Wasserleiter mit einer oder mehreren Förderbohrungen erschlossen, durch welche das Thermalfluid mit Hilfe von Förderpum-

pen an die Oberfläche gefördert wird. Das Thermalfluid wird dann über Tage abgekühlt und anschließend wieder durch eine oder mehrere Verpress- bzw. Injektionsbohrungen in den Untergrund eingebracht. Dadurch fällt über Tage kein Thermalfluid an und es hat keinen direkten Kontakt zur Umgebung. Das Thermalfluidsystem ist also lediglich im Aquifer offen. Eine geothermische Dublette, bestehend aus einer Förder- und einer Injektionsbohrung, ist das bisher meist realisierte Erschließungsverfahren.

Auch tiefe petrothermale Systeme können mit mehreren Bohrungen erschlossen werden. Häufig fallen in diesem Zusammenhang die Begriffe HDR (hot dry rock) sowie HFR (hot fractured rock). Bei den meisten Varianten der tiefen, offenen, petrothermalen Systeme handelt es sich um Enhanced Geothermal Systems (EGS) [149]. Oft ist das zu erschließende Gestein nicht wirklich trocken, es ist aber von sich aus nur gering durchlässig. Die europäische Forschungsanlage in Soultz-sous-Forêts erreicht eine Bohrtiefe von etwa 5000 m. Um aus solchen Systemen die geothermische Energie nutzen zu können, wird zunächst die geringe Durchlässigkeit des Gesteins verbessert. Dies kann beispielsweise durch die Injektion von Fluiden unter hohem Druck oder durch chemische Behandlungen wie die Injektion von Säuren erfolgen. Ziel dieser Stimulation ist es, die Nutzung geothermischer Energie etwas standortunabhängiger zu machen und das Potenzial der geothermischen Stromerzeugung zu verbessern. Die Erschließung solcher petrothermalen Systeme steht weltweit im Fokus verschiedener Forschungsprojekte.

Bei Projekten zur Erschließung hydrothermalen Vorkommen wird ebenfalls häufig eine Stimulation des Untergrundes mit EGS-Techniken vorgenommen, um die Förderraten des Thermalfluids zu verbessern. Bei der Erschließung von wasserführenden Gesteinsschichten mit Karbonatgestein oder karbonisierten Sandsteinen wird in der Regel eine Säurestimulation mit Salz-, Zitronen- oder Essigsäure [5] eingesetzt, es kann aber auch durch das Verpressen von Wasser gezielt die Durchlässigkeit beeinflusst werden.

Bei den in Deutschland erschlossenen Thermalfluiden handelt es sich i. d. R. um eine unter Reservoirdruck flüssig vorliegende Salzlösung. Gerade der Salzgehalt kann dabei in Abhängigkeit vom Standort und von den dort anzutreffenden geologischen Formationen [114] erheblich schwanken. Überwiegend sind in Thermalfluiden als gelöste Salze NaCl und CaCl₂ [114], [141] vorhanden. Das Verhältnis der Salze zueinander variiert für unterschiedliche Standorte, geologische Formationen und unterschiedliche Alter der Wässer stark. Die meisten der Thermalwässer in Deutschland beinhalten jedoch als Hauptbestandteil der Salze NaCl [39]. Im Thermalfluid finden sich als weitere Bestandteile u. a. Kohlendioxid, Methan, Stickstoff und Helium in Form von gelösten oder nicht gelösten Gasen [146], [92]. Es kann aber auch Schwefelwasserstoff vorliegen [92]. Schwerere Kohlenwasserstoffe als Methan können als flüssige, ölige Bestandteile im Thermalfluid auftreten. Auch feste Bestandteile können in Form kleiner und mittlerer Partikel im Thermalfluid enthalten sein. Dabei kann es sich um Gesteinsbestandteile handeln. Der größere Anteil besteht aber i. d. R. aus Ausfällungen.

Die Thermalwässer des Norddeutschen Beckens weisen eine sehr hohe Mineralisierung auf, die bis zur Sättigung reicht und deutlich über 200 g/l liegen kann. Der Gehalt an gelösten Gasen ist prinzipiell gering [141], es können aber auch in einigen Fällen Gasgehalte von 50 Vol.-% auftreten [71], [132]. Vorrangig handelt es sich um NaCl-Wässer, die gelösten Gase sind vorrangig



Stickstoff und Kohlenstoffdioxid. Der Ruhewasserspiegel hydrothermalen Ressourcen liegt etwa 30 bis 200 m unter der Geländeoberkante (GOK) [70].

Im Bereich des Oberrheingrabens sind die Wässer mit zum Teil über 100 g/l ebenfalls relativ hoch mineralisiert und können zusätzlich hohe Gasgehalte von 0,2 bis 2 l (Gas) pro l (Thermalfluid) bei Normdruck mit CO₂ als Hauptbestandteil aufweisen [141]. Das Korrosionspotenzial dieser Wässer ist ja nach Standort unterschiedlich [141]. Die Ruhewasserspiegel sind hoch und liegen häufig lediglich zwischen 50 und 80 m unter GOK.

Im Süddeutschen Molassebecken können Aquifere aufgrund der Verkarstung mit zum Teil hoher Ergiebigkeit erschlossen werden [141], [56]. Im Großraum München sind Ruhewasserspiegel von 100–200 m unter GOK zu erwarten [56]. Das Thermalfluid des Molassebeckens ist in weiten Teilen kaum bzw. schwach mineralisiert [141]. Die Salzgehalte von unter 1 g/l bis zu 3 g/l sind sehr niedrig und liegen lediglich in Bereichen, die auch bei Trinkwasser auftreten oder knapp darüber. Schwefelwasserstoff (Hydrogensulfid), der bei der Reduktion von Sulfaten zu Sulfiten entsteht, tritt hier als Bestandteil in allen Thermalwässern auf. Gas, mit den Hauptbestandteilen Methan und Kohlenstoffdioxid, kann mit bis zu 0,2 l (Gas) in 1 l (Thermalfluid) bei Normdruck gemessen werden [141].

Generell kann jede Änderung des Drucks und der Temperatur zu Ausfällungen und Gasentlösung führen. Nicht nur die Auskühlung des Thermalfluids in obertägigen Anlagen beeinflusst daher die Ausfällungen und die Gasentlösung [66], sondern es werden bereits durch die bei der Förderung des Thermalfluids auftretenden Änderungen der Parameter Druck und Temperatur die Lösungsgleichgewichte verändert [146]. Das Auftreten einer freien Gasphase führt zu einer Verringerung der Dichte des Zwei-Phasen-Fluids mit direkten Auswirkungen auf die Handhabung und die Betriebsweise der Anlage. Das Ausgasen von Methan und Stickstoff lässt sich nicht verhindern, da dies schon bei einem Druck von < 24 MPa (bei ca. 150°C) erfolgt. Das Ausgasen von Kohlendioxid kann jedoch durch geeignete Druckhaltung vermieden werden, auch um die sonst aufgrund erhöhter pH-Werte auftretenden Calcitfällungen [146] zu vermeiden.

Für die energetische Beurteilung ist die spezifische Wärmekapazität des Thermalfluids relevant, die zwischen 4,2 kJ/(kg K) für reines Wasser und 3,4 kJ/(kg K) für Wasser des Toten Meeres liegen können [66] (Berechnung siehe [88], [128]). Zusätzlich haben als weitere Stoffgrößen die Dichte des Mediums und die dynamische Viskosität Einfluss auf die Effizienz der Anlage, da diese die erforderliche elektrische Leistungsaufnahme der Förderpumpe beeinflussen (vgl. dazu Abschnitt 5) und für die Druckverluste in allen Anlagenteilen relevant sind. Alle genannten physikalischen Größen sind in erheblichem Maße temperaturabhängig. Die Abhängigkeit vom vorliegenden Druck dagegen ist, solange es sich um ein flüssiges Medium handelt, deutlich geringer [88]. Solange die Gase sich in Lösung befinden, ist der Einfluss der Salzgehalte auf die spezifische Wärmekapazität und die Dichte im Vergleich zum Einfluss des Gasgehaltes deutlich höher [88], [128].

Die Abweichungen der spezifischen Wärmekapazität zu den Werten von Wasser sind bei steigender Salzkonzentration deutlich. Diese Abweichungen, die bspw. bis über 20 % bei 20 bar gegenüber reinem Wasser betragen können, müssen bei den Berechnungen und Auslegungen



der Wärmezufuhrseite eines geothermischen Kraftwerks genauso berücksichtigt werden, wie bei der Auslegung der Wärmeübertrager zur Auskopplung von Fernwärme. Für die Dichte ergeben sich ebenfalls hohe Abweichungen gegenüber reinem Wasser. Die Werte liegen mit zunehmendem Salzgehalt höher. Gleiches gilt für die dynamische Viskosität. Die auch bei reinem Wasser vorliegenden prinzipiellen Verläufe in Abhängigkeit von der Temperatur des Mediums bleiben weitgehend erhalten. Die Abweichungen der physikalischen Stoffdaten von Thermalfluiden mit weniger als 1 g/l NaCl zu denen reinen Wassers sind für die meisten Untersuchungen zu vernachlässigen. Die spezifische Wärmekapazität weicht hier um weniger als 0,15 %, die Dichte um weniger als 0,2 % und die dynamische Viskosität um weniger als 1 % von den jeweiligen Werten des reinen Wassers ab. Bei höheren NaCl-Konzentrationen von 350 – 400 g/l [90] sinkt die spezifische Wärmekapazität auf Werte bis unter 2,7 kJ/(kg K) ab. Die Dichte erhöht sich hingegen noch einmal deutlich. Die relativen Abweichungen zu reinem Wasser werden somit immer größer. Bei solch hohen Salzgehalten muss berücksichtigt werden, dass es beim Absinken der Temperatur schnell zu einer deutlichen Übersättigung kommt, die zur Ausfällung des Salzes führt. Bei überwiegend NaCl im Thermalfluid kann der Einfluss von CaCl_2 in erster Näherung vernachlässigt werden. Bei einer ersten Auslegung hinsichtlich der energetischen Eignung eines Standortes kann als ausreichende Näherung mit NaCl als einzigem Bestandteil gearbeitet werden [39].

3. Systembeschreibung für die indirekte Nutzung geothermischer Wärme

Die Nutzung geothermischer Energie erfordert die Abstimmung der verschiedenen Teilsysteme: geothermische Ressource, Thermalfluidsystem sowie Kraft- und/oder Heizwerk. Diese bilden das Gesamtsystem zur Nutzung geothermischer Wärme zur indirekten Strom- und Wärmeerzeugung. Das Thermalfluid ist dabei als Wärmeträgermedium vollständig von den anderen Medien im Kraftwerk bzw. im Heizwerk getrennt. Es wird über Tage in einem geschlossenen Kreislauf geführt. Der Kraftwerksprozess selbst ist ein indirekter Kreislauf; beim Heizwerk ist oft ein geschlossenes Wärmeverteilnetz angeschlossen. In Abbildung 3.1 ist das System bei einer der möglichen Schaltungsvarianten von Kraft- und Heizwerk dargestellt (vgl. zu den weiteren Kombinationen Abschnitt 3.3).

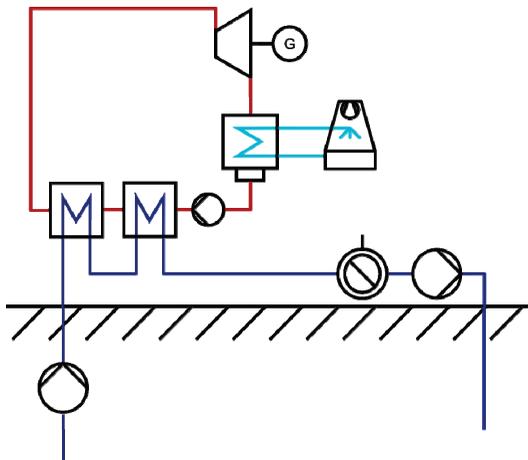


Abbildung 3.1: Schematische Darstellung eines geothermischen Dublettensystems; Reihenschaltung von Strom- und Wärmeerzeugung mit Förder- und Injektionspumpe sowie Nasskühlturm

Die Förder- und die Injektionspumpe sind Teil des Thermalfluidsystems. Sie sind zuständig für die Thermalfluidförderung aus dem geothermischen Reservoir und wieder dorthin zurück. Das Kraftwerk und die darin enthaltenen Komponenten zur Umsetzung des Kraftwerksprozesses bilden ein weiteres wichtiges Teilsystem. Soll zusätzlich Wärme genutzt werden, ist ein Heizwerk notwendig. Durch diese zum Teil sehr unterschiedlichen Teilsysteme wird die Schwierigkeit der Gesamtoptimierung bei der Nutzung geothermischer Reserven deutlich. Die Teilsysteme