GEFÖRDERT VOM

Bundesministerium
für Bildung
und Forschung

Teil I Kurzbericht

Förderkennzeichen: 03F0895A

Zuwendungsempfänger: Helmholtz-Zentrum Potsdam Deutsches GeoForschungsZentrum GFZ
Projektleitung: Dr.-Ing. Ali Saadat / Dipl.-Ing. Stefan Kranz

Vorhaben: **SigN - Systemintegration geothermischer Niedertemperatur-Kraftwerke**

Laufzeit / Berichtszeitraum: 01.12.2019 – 31.12.2023

Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Bildung und Forschung unter dem Förderkennzeichen 03G0895A gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autorinnen / den Autoren.

1. Aufgabenstellung sowie wissenschaftlicher und technischer Stand

Im Rahmen des Projekts sollen verschiedenen Versorgungs- und Einbindungskonzepte von Niedertemperatur-Kraftwerken, sog. Binär-Kraftwerken, auch im Hinblick auf infrastrukturelle Gegebenheiten und die Berücksichtigung der Aspekte Betriebssicherheit und Anlagenzuverlässigkeit bewertet werden. Als Beispielanwendung werden gezielt geothermische Binär-Kraftwerke ins Auge gefasst. Geothermische Binär-Kraftwerke decken eine große Bandbreite an installierten Kapazitäten, technischen Konzepten sowie infrastrukturellen Voraussetzungen ab und sind daher besonders gut für eine systematische Technologie- und Konzeptbewertung geeignet.

Hierfür soll eine systematische Bewertung von Niedertemperatur-Kraftwerken am Beispiel von geothermischen Standorten durchgeführt werden. Neben der technischen Bewertung des Kraftwerkskreislaufs soll erstmals auch eine Bewertung verschiedener hydraulischer, thermischer sowie elektrischer und automatisierungs-technischer Einbindungskonzepte im Hinblick auf Effizienz, Betriebssicherheit, Anlagenzuverlässigkeit, Anpassbarkeit an die Versorgungsaufgabe und technischer sowie infrastruktureller Umsetzbarkeit erfolgen.

Neben der Analyse des aktuellen Stands der technischen Umsetzung anhand öffentlich zugänglicher Daten sowie der Berechnung und technischen Beschreibung ausgewählter Fallbeispiele werden auch die Erfahrungen aus Forschungs- und Demonstrationsvorhaben in die Bewertung einbezogen. Dies umfasst insbesondere die Realisierung des Demonstrationskraftwerks in Indonesien (gefördert vom BMBF, FKZ: 03G0834A) und des Forschungskraftwerks in Groß Schönebeck.

In 2015 waren weltweit an 105 Standorten sog. geothermische Binär–Kraftwerke mit einer Gesamtleistung von ca. 1,7 GW installiert, was einem Anteil von ca. 14% an der gesamten installierten geothermischen Kraftwerksleistung entspricht (Bertani 2015). Ungefähr 55 % der weltweit installierten binären Anlagen ergänzen den direkten Dampfeinsatz an einem geothermischen Hochenthalpie-Standort oder nutzen die abgetrennte Flüssigkeit des geforderten Nassdampfs. In den meisten Fällen werden Dampf und Flüssigphase getrennt und zum Verdampfen bzw. Vorwärmen verwendet. Die

restlichen 45 % der geothermischen Binär–Kraftwerke sind in hydrothermale Systeme eingesetzt. Ein guter Überblick über geothermische Binär-Kraftwerke wird bei DiPippo 2012 und Bronicki 2013 gegeben. Während die Gestaltung und Konzeption des Kraftwerkskreislaufs vielfach in der Literatur diskutiert wird, wurde die Beschreibung und Bewertung verschiedener Einbindungs- und Versorgungskonzepte bislang nur wenig beachtet.

2. Ablauf des Vorhabens

Das Projekt wurde in vier Arbeitspakete (AP) gegliedert. In AP1 „Analyse und Bewertung realisierter Anlagenkonzepte“ erfolgte vorrangig die Aufarbeitung der durch das GFZ durchgeführten Vorhaben „Forschungskraftwerk Großschönebeck“ und „Demonstrationskraftwerk Indonesien. In AP2 „Zuordnung der technischen Konzepte zu allgemeinen Standortvoraussetzungen“ wurden die öffentlich zugänglichen Daten von fast 280 weltweit realisierten geothermischen ORC-Kraftwerken analysiert. Die Arbeitspakete AP1 und AP2 wurden parallel bearbeitet. In AP3 „Elektrische und automatisierungstechnische Einbindung“ lag der Fokus auf dem Thema Netzanbindung, welches beispielhaft am „Demonstrationskraftwerks Indonesien“ vertieft betrachtet wurde. In AP4 „Betriebssicherheit und Zuverlässigkeit des Gesamtsystems“ wurde am Beispiel des „Demonstrationskraftwerks Indonesien“ vertieft auf die Früherkennung von seismischen Aktivitäten eingegangen, welche für Binär-Kraftwerke in Gebieten mit erhöhter seismischer Aktivität eine grundlegende Voraussetzung ist, um die Zuverlässigkeit der Anlage zu erhöhen.

Aufgrund der Reise- und Kontaktbeschränkungen während der Corona-Pandemie wurden die Arbeitsbedingungen z.T. deutlich erschwert, so dass eine Anpassung der Arbeitsinhalte und -schwerpunkte erfolgen musste. Dies betraf hauptsächlich den direkten Austausch mit Anlagenbetreibern bzw. Personal sowie die im Rahmen der Entwicklung und Erprobung des Frühwarnsystems geplanten Feldeinsätze in Indonesien, wofür zusätzlich beauftragte indonesische Unternehmen bzw. Vertreter engagiert werden mussten.

3. Wesentliche Ergebnisse

Im Rahmen des Projekts sind verschiedene Versorgungs- und Einbindungskonzepte von Niedertemperatur-Kraftwerken, sog. Binär-Kraftwerken insbesondere im Hinblick auf infrastrukturelle Gegebenheiten und die Berücksichtigung der Aspekte Betriebssicherheit und Anlagenzuverlässigkeit bewertet wurden. Der Einsatz von Binärkraftwerken ist sehr vielfältig wobei die Anwendungen im geothermischen Bereich eine große Bandbreite an installierten Kapazitäten, technischen Konzepten sowie infrastrukturellen Voraussetzungen abdecken und daher im Rahmen dieses Projekts besonders gut für eine systematische Technologie- und Konzeptbewertung geeignet sind. Die durchgeführte Analyse der technischen Konzepte und deren Zuordnung zu den Standortvoraussetzungen basiert zum Großteil auf öffentlich zugänglichen Datenbanken und Publikationen. Insgesamt konnten 281 Anlagen zur Analyse und Bewertung herangezogen werden. Hierbei erfolgte eine Klassifizierung der Anlagen nach den Standortbedingungen (Temperaturbereich, Wärmequelle, Wärmeträgermedium, Nutzungskonzept) dem elektrischen Leistungsbereich (Installierte Gesamtleistung, Anzahl und Größe der Binäreinheiten) sowie nach Gestaltungskriterien des Kraftwerkskreislaufs (Arbeitsmittel, Konfiguration, Wärmezufuhr, Wärmeabfuhr). Grundsätzlich lässt sich feststellen, dass ein kontinuierlicher Ausbau geothermischer Binäranlagen erfolgt und der Anteil an der gesamten geothermischen Stromerzeugung ca. 20% beträgt. Die meisten Anlagen und auch die größte Kapazität ist in Europa installiert, gefolgt von Nordamerika. Im asiatischen Raum ist die installierte Anlagekapazität noch sehr gering. Hier ist allerdings zu erwarten, dass sich das in den nächsten Jahren stark ändert. Zum einen aufgrund der generell vorhandenen geothermischen Ressourcen und zum

anderen durch die Möglichkeit der Binäranlagen die vorhandenen Ressourcen durch die Nutzung der bisher ungenutzten flüssigen Phase deutlich effizienter zu gestalten. Bei der Anlagengröße zeigt sich, dass die meisten Anlagen (ca.50%) im Leistungsbereich von 10-30MW liegen. Hier ist in den letzten Jahren eine Entwicklung zu immer größeren Einheiten zu verzeichnen. Trotz der umfangreichen wissenschaftlichen Untersuchungen unterschiedlichster Arbeitsmittel und deren Einsatzfelder zeigt sich in der Umsetzung ein klarer Fokus auf die Kohlenwasserstoffe Pentan (50%) und Butan (25%). Auch beim Kühlungskonzept erfolgt bei 2/3 aller Analgen eine Trockenkühlung, trotz der in der Literatur angegebenen thermodynamischen Nachteile dieser Variante. Hier ist die Zuverlässigkeit, der geringere technische Betreuungsbedarf und die Unabhängigkeit von Wasserressourcen ausschlaggebend.

Aus der Analyse konkreter, umgesetzter Projekte sind übergeordnete Handlungsempfehlungen abgeleitet worden, die im Rahmen der Planung neben Effizienzkriterien auch frühzeitig Aspekte wie Anlagenzuverlässigkeit, infrastrukturelle Umsetzbarkeit und Betreibbarkeit im Blick zu haben. Um die konkreten Randbedingungen für eine zuverlässige Systemintegration zu erarbeiten, wird die nachfolgende generelle Vorgehensweise vorgeschlagen. Hierbei erhalten insbesondere die ersten beiden Schritte größerer Bedeutung, weil hier wesentliche Bedingungen für die eigentliche Konzeptentwicklung formuliert werden.

(1) Definition der Versorgungsaufgabe und der Betriebsbedingungen
(2) Umfeldanalyse (Standortvoraussetzungen, Marktgegebenheiten, Verfügbarkeiten)
(3) Entwicklung des technischen Konzepts
(4) Konzeptentwicklung zur Umsetzung (Bau, Lieferung, Betrieb, Wartung)
(5) Umsetzung

Bei Stromnetzen mit häufigen Ausfällen oder auch häufigen Schwankungen der Netzparameter, die zum Abschalten von Binäranlage führen und bei Anlagen mit Leistungen im MW-Bereich, ist eine elektrotechnische Einbindung, die einen sogenannten Kombibetrieb ermöglicht, durchaus zu empfehlen. In diesem Fall wird die Anlage im Normalbetrieb netzparallel betrieben. Bei Netzausfall bzw. bei Schwankungen der Netzparameter, die zur Trennung vom Stromnetz und Abschaltung der Anlage führen würden, wird die Anlage auf Inselbetrieb umgeschaltet bei dem eine Eigenversorgung der Anlage erfolgt. Hierbei wird die Anlage nicht abgeschaltet, sondern nur leistungsreduziert betrieben und kann in kürzer Zeit wieder ans Netz gebracht werden. Dies kann trotz der höheren Investitionen ökonomisch sinnvoll sein, wenn hierdurch teure Reparaturen und Ausfallzeiten vermieden werden können, bzw. höhere Einspeisemengen für die Elektroenergie realisiert werden.

Gute geothermische Nutzungsbedingungen sind häufig in Gebieten mit erhöhten seismischen Aktivitäten zu finden. Insbesondere der zu erwartende Ausbau der Binäranlagen in den asiatischen Ländern könnte die Nachfrage nach einer erdbebensicheren Anlagenausführung bzw. Anlagenbetriebs notwendig machen. Eine Möglichkeit hierfür ist ein kostengünstiges Frühwarnsystem, was es ermöglicht, sensible technische Komponenten, wie den Turbogenerator der Binäranlage, in einen sicheren Zustand bringt. Im Rahmen des AP4 wurde ein robustes und schnelles Erdbeben-Frühwarnsystems für die geothermische Binäranlage in Lahendong, Indonesien entwickelt, umgesetzt und erfolgreich erprobt. Das Konzept umfasste die Installation von 10 seismischen Sensoren (Raspberry Shake 4D) in Nord-Sulawesi und den umliegenden Gebieten, die datentechnische Anbindung der Sensoren über UMTS und VPN-Verbindungen sowie die Signalgenerierung, die zur Abschaltung des Turbogenerators führt. Das Frühwarnsystem konnte erfolgreich mehrere Erdbeben erkennen und vorhersagen, wodurch eine durchschnittliche Vorwarnzeit von ca. 14 Sekunden erreicht wurde. Dies ist ausreichend für die rechtzeitige Einleitung von Schutzmaßnahmen.

Systemintegration geothermischer Niedertemperatur-Kraftwerke

FKZ 03G0895A

Teil II

Abschlussbericht

Berichtszeitraum:
01.12.2019 - 31.12.2023

Berichterstatter:
Dipl. -Ing. Stefan Kranz

Helmholtz-Zentrum Potsdam
Deutsches GeoForschungsZentrum
Telegrafenberg, 14473 Potsdam

GEFÖRDERT VOM
Bundesministerium für Bildung und Forschung

Autorinnen und Autoren:
Dr. Stephanie Frick, Andrea Kupfermann, Dr. Ali Saadat, Stefan Kranz, Dr. Bernd Weber

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autorinnen und Autoren

Inhalt

1 Kurzdarstellung des Vorhabens 5
1.1 Hintergrund und Zielsetzung 5
1.2 Stand des Wissens zu Projektbeginn 6
1.3 Arbeiten des Antragstellers zu Projektbeginn 7
1.4 Projektdurchführung 7
1.4.1 Ablauf und Arbeitspakete 7
1.4.2 Genutzte Konstruktionen, Verfahren und Schutzrechte 8
1.4.3 Verwendete Fachliteratur, Informations- und Dokumentationsdienste 8
1.4.4 Zusammenarbeit mit anderen Stellen 8
2 Technische Konzepte geothermischer Binär-Kraftwerke und Zuordnung zu den Standortvoraussetzungen (AP2) 9
2.1 Installierte geothermische Binär-Kraftwerke 9
2.1.1 Überblick 9
2.1.2 Klassifizierung der geothermischen Binär-Kraftwerke 11
2.1.3 Standortrandbedingungen 13
2.1.4 Elektrischer Leistungsbereich 16
2.1.5 Kraftwerkskreislauf 19
2.2 Schlussfolgerungen zur zuverlässigen Systemintegration und zur dezentralen Stromversorgung 24
2.2.1 Binär-Kraftwerke allgemein 24
2.2.2 Technisches Konzept 25
2.2.3 Geofluid-Nutzung 26
3 Analyse und Bewertung realisierter Anlagenkonzepte (AP1) 28
3.1 Projektbeschreibungen 28
3.1.1 Geothermieanlage Insheim, Oberrheingraben 28
3.1.2 Forschungskraftwerk Groß Schönebeck 30
3.1.3 Demonstrationskraftwerk Lahendong 34
3.2 Schlussfolgerungen zur zuverlässigen Systemintegration und zur dezentralen Stromversorgung 37
4 Elektrische und automatisierungstechnische Einbindung / Automatisierung und Inselbetrieb (AP3) 41
4.1 Elektrische Anbindungskonzepte 41
4.1.1 Netzparallelbetrieb 41
4.1.2 Inselbetrieb 42

4.1.3 Kombination Netzparallel- und Inselbetrieb 44
4.2 Fallstudie Geothermisches Demonstrationskraftwerk Indonesien 45
5 Betriebssicherheit von geothermischen ORC-Kraftwerken / Frühwarnsystem /Praktische Umsetzung Seismik-Messungen in Lahendong, Indonsien (AP4) 48
5.1 Motivation 48
5.2 Konzeptbeschreibung 49
5.3 Technisches Design des Frühwarnsystems 50
5.4 Signalablauf des Frühwarnsystems 52
5.5 Umsetzung und Erprobung des Frühwarnsystems 52
5.5.1 Erdbebengefährdung 52
5.5.2 Stationsnetzwerk 53
5.5.3 Softwarekomponenten des Frühwarnsystems 54
5.5.4 Steuerung und Interface zum Kraftwerk 55
5.5.5 Auswertung der Ergebnisse 57
5.5.6 Zusammenfassung für die Entwicklung und Erprobung des Frühwarnsystems 59
5.5.7 Herausforderungen und Unvollendete Aspekte 60
6 Ergebnisse des Vorhabens 60
6.1 Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit 60
6.2 Verwertbarkeit der Ergebnisse 61
6.3 Bekannt gewordener Fortschritt auf dem Gebiet des Vorhabens 61
6.4 Zusammenfassung 62
6.5 Erfolgte und geplante Veröffentlichungen 64
6.6 Verwendete Literatur 65
7 ANHANG 68
7.1 Daten geothermischer Binäranlagen 68

Gender_Gap Wir benutzen den Gender_Gap, um alle Geschlechter und Geschlechtsidentitäten darzustellen. Der Unterstrich stellt den Zwischenraum für alle Menschen dar, die sich in der Zwei-Geschlechterordnung nicht wiederfinden.

1 Kurzdarstellung des Vorhabens

1.1 Hintergrund und Zielsetzung

Die Stromversorgung der Zukunft wird einerseits die Erzeugung in Großkraftwerken beinhalten. Andererseits wird ein großer Anteil des Stroms aus dezentralen und erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen gedeckt werden.

Die Verstromung von Niedertemperaturwärme, wie z.B. Solarenergie, Abwärme von KWK-Anlagen und industrielle Prozesswärme, kann einen Beitrag zur Primär-Energieeinsparung und zur CO2-Emissionsminderung leisten und wird auch im Hinblick auf die zunehmende Dezentralisierung bzw. Regionalisierung der Stromversorgung eine immer größere Rolle spielen. „So lassen sich die Konzepte für eine nachhaltige lokale und regionale Versorgung durch erneuerbare Energien großflächig skalieren und gleichzeitig Sicherheit sowie Stabilität der Versorgung garantieren [aus 7. Energieforschungsprogramm]".

Eine zunehmende Dezentralisierung der Stromversorgung ist dabei im Hinblick auf die Gewährleistung der Versorgungssicherheit mit neuen technischen Anforderungen verbunden. Insbesondere gilt es in den nächsten Jahren Herausforderungen im Bereich des Stromnetz-Betriebs sowie der verlässlichen Systemintegration zu bewältigen.

Ein Baustein ist hierbei, technologie-spezifisches Wissen so aufzubereiten, dass er einem breiteren Anwendungskontext zur Verfügung gestellt werden kann. Das übergeordnete Ziel dieses Projekts ist daher die systematische Aufbereitung der Forschungsergebnisse der Bereiche Geothermie und Niedertemperatur-Stromerzeugung und die Identifizierung konkreter Themen für den Wissenstransfer, insbesondere in den Themenbereichen zuverlässige Systemintegration, dezentrale Stromversorgung und elektrischer Inselbetrieb.

Im Rahmen des Projekts sollen verschiedene Versorgungs- und Einbindungskonzepte von Niedertemperatur-Kraftwerken, sog. Binär-Kraftwerken, auch im Hinblick auf infrastrukturelle Gegebenheiten und die Berücksichtigung der Aspekte Betriebssicherheit und Anlagenzuverlässigkeit bewertet werden. Als Beispielanwendung werden gezielt geothermische Binär-Kraftwerke ins Auge gefasst. Geothermische Binär-Kraftwerke decken eine große Bandbreite an installierten Kapazitäten, technischen Konzepten sowie infrastrukturellen Voraussetzungen ab und sind daher besonders gut für eine systematische Technologie- und Konzeptbewertung geeignet.

Die Projektergebnisse können somit im Rahmen der Realisierung der nationalen und mitteleuropäischen Energiewende genutzt werden. Durch das weltweite Anwendungspotenzial von dezentraler Niedertemperatur-Stromerzeugung kann die systemische und methodische Weiterentwicklung auch den Industrie- bzw. Wissenschaftsstandort Deutschland stärken.

1.2 Stand des Wissens zu Projektbeginn

Geothermie ist eine kontinuierlich zur Verfügung stehende, nicht-fluktuierende Erneuerbare Energiequelle und kann einen Teil der Strom- und Wärmeversorgung in Deutschland und Europa übernehmen.

Die geologische Situation in Europa[1] mit vorwiegend hydrothermalen Reservoiren und Thermalwassertemperaturen zwischen 100°C und 160°C führt dazu, dass zur geothermischen Stromerzeugung Niedertemperatur-Technologien eingesetzt werden müssen[2]. Hierbei wird die geothermische Energie meist nicht direkt genutzt[3]. Vielmehr erhitzt das Geofluid ein in einem separaten Kraftwerkskreislauf geführtes Arbeitsmittel, im Folgenden Binär-Kraftwerk genannt. Da es keine einheitliche Definition des Begriffes "Niedertemperatur" gibt, wird im Weiteren diese Begrifflichkeit verwendet.

Unter den geothermischen Binär-Kraftwerken fanden in den letzten Jahrzehnten insbesondere solche Kraftwerke Verbreitung, die nach dem Organic Rankine Cycle (ORC)-Verfahren betrieben werden. Diese wandeln Wärme in Strom und basieren auf einem thermodynamischen Kreislauf, in dem ein organisches Arbeitsmittel zunächst verdampft wird, der Arbeitsmitteldampf eine Turbine antreibt und nach der entspannte Arbeitsmitteldampf über eine Wärmesenke kondensiert wird.

ORC-Kraftwerke können in verschiedenen Baugrößen realisiert werden und lassen sich prinzipiell an unterschiedlichste Standortrandbedingungen und Versorgungsaufgaben anpassen. Im Jahr 2017 lag die weltweit installierte elektrische Leistung an ORC-Kraftwerken bei ca. 2 GW, wovon ca. 75% auf geothermische betriebene ORC-Kraftwerke entfallen (Tartière & Astolfi, 2017).

Neben dem oben angesprochenen, für Europa typischen Anwendungsbereich, d.h. hydrothermale Reservoire, kommen geothermisch betriebene Binär-Kraftwerke auch an Standorten mit geothermischen Hochenthalpie-Reservoiren zum Einsatz. Geothermische Binär-Kraftwerke erweitern zum einen die Kraftwerks-Kapazität an Standorten mit direkter Dampfnutzung, insbesondere wenn wasser(flüssig)-dominierte Reservoire erschlossen werden. An einigen Standorten wird auch die Abwärme aus der direkten Dampfnutzung verwendet. Zum anderen können mit Hilfe von Binär-Kraftwerken Dampfvorkommen, deren direkte Nutzung unwirtschaftlich ist, oder mit zu hohen, geogen bedingten CO2 Emissionen verbunden sind, erschlossen werden. In 2015 waren ca. 14% der gesamten installierten geothermischen Kraftwerksleistung auf geothermische Binär-Kraftwerke zurückzuführen (Bertani 2015).

---

[1] Ausnahme: Geologie mit vulkanischer Aktivität wie in Island und der Toskana

[2] Zare2015 spricht davon, dass unter allen Geothermie-Ressourcen die wasserdominierten Felder mit niedriger und mittlerer Temperatur weltweit die am weitesten verbreiteten sind (Zare, 2015, S. 129).

[3] Bei der direkten Nutzung wird der Dampf aus der geothermischen Lagerstätte direkt in einer Turbine genutzt, um Strom zu erzeugen.

Während die Gestaltung und Konzeption des Kraftwerkskreislaufs vielfach in der Literatur diskutiert wird, wurden die Aspekte Systemintegration und Zuverlässigkeit bislang nicht tiefergehend untersucht.

1.3 Arbeiten des Antragstellers zu Projektbeginn

Durch die Planung des Forschungskraftwerks Groß Schönebeck und die Umsetzung des Demonstrationsvorhabens GeNie hat das GFZ sich neben der wissenschaftlichen Arbeit im Kontext geothermische Niedertemperatur-Stromerzeugung auch mit den Themen Systemintegration und Zuverlässigkeit im Detail auseinandergesetzt.

- Geothermisches Niedertemperatur-Demonstrationskraftwerk Indonesien - GeNie MBF - Bundesministerium für Bildung und Forschung FKZ 03G0834A
- Modell-/Pilotvorhaben Geothermiekraftwerk Groß Schönebeck, Förderung im Rahmen des Zukunftsinvestitionsgesetzes (ZuInvG) – Konjunkturprogramm II (KPII) 2009-2011

Im Rahmen des SiGN-Projekts wurden diese Erfahrungen im Hinblick auf einen Wissenstransfer für das Anwendungsfeld dezentrale Stromerzeugung systematisch aufbereitet und vertieft.

1.4 Projektdurchführung

1.4.1 Ablauf und Arbeitspakete

Das Projekt wurde in vier Arbeitspakete (AP) gegliedert. In AP1 „Analyse und Bewertung realisierter Anlagenkonzepte" erfolgte vorrangig die Aufarbeitung der durch das GFZ durchgeführten Vorhaben „Forschungskraftwerk Großschönebeck" und „Demonstrationskraftwerk Indonesien". Ergänzend wurde eine weitere Anlage betrachtet. In AP2 „Zuordnung der technischen Konzepte zu allgemeinen Standort-voraussetzungen" wurden die öffentlich zugänglichen Daten von fast 250 weltweit realisierten geothermischen ORC-Kraftwerken analysiert. Die Arbeitspakete AP1 und AP2 wurden parallel bearbeitet. Im Folgenden werden zunächst die Ergebnisse von AP2 und anschließend von AP1 vorgestellt. In AP3 „Elektrische und automatisierungstechnische Einbindung" lag der Fokus auf dem Thema Netzanbindung, welches beispielhaft am „Demonstrationskraftwerks Indonesien" vertieft betrachtet wurde.

In AP4 „Betriebssicherheit und Zuverlässigkeit des Gesamtsystems" wurde am Beispiel des „Demonstrationskraftwerks Indonesien" vertieft auf die Früherkennung von seismischen Aktivitäten eingegangen, welche für Binär-Kraftwerke in Gebieten mit erhöhter seismischer Aktivität eine grundlegende Voraussetzung ist, um die Zuverlässigkeit der Anlage zu erhöhen. Im Rahmen von AP4 wurde für den Standort des Demonstrationskraftwerks in Lahendong/Nordsulawesi, ein Frühwarnsystem geplant, umgesetzt und erprobt.

Aufgrund der Reise- und Kontaktbeschränkungen während der Corona-Pandemie wurden die Arbeitsbedingungen z.T. deutlich erschwert, so dass eine Anpassung der Arbeitsinhalte und -schwerpunkte erfolgen musste. Z.B. sollten im Rahmen von AP1 mehrere Anlagen analysiert und bewertet werden. Grundlage dafür sollten Standort-Besuche und Präsenz-Gespräche mit dem Betriebspersonal sein.

Im Rahmen der Entwicklung und Erprobung des Frühwarnsystems waren mehrere Einsätze in Indonesien geplant, die aufgrund der Reise- und Kontaktbeschränkungen deutlich reduziert werden mussten bzw. von zusätzlich beauftragten indonesischen Unternehmen bzw. Vertretern durchgeführt werden mussten.

1.4.2 Genutzte Konstruktionen, Verfahren und Schutzrechte

Schutzrechtsanmeldungen und patentrechtliche Anmeldungen sind nicht erfolgt.

1.4.3 Verwendete Fachliteratur, Informations- und Dokumentations-dienste

Das Deutsche GeoForschungsZentrum bietet hausintern den Zugang zu elektronischen Zeitschriftendiensten und fachspezifischen Datenbanken, welche fortlaufend aktualisiert werden[4]. Neben geowissenschaftlichen Datenbanken und Informationsdiensten waren in diesem Rahmen fachübergreifende Fachliteratur sowie weltweite Forschungsdaten im Projektverlauf durchgehend zugänglich.

1.4.4 Zusammenarbeit mit anderen Stellen

In dem Projekt erfolgte die Kooperation zwischen der Sektion Geoenergie des Helmholtz-Zentrum Potsdam Deutsches GeoForschungsZentrum (GFZ) mit der Firma gempa GmbH in Potsdam und deren Vertreter in Indonesien, der Firma delta-msr UG in Lobenstein sowie mit Unterstützung der Agency for the Assessment and Application of Technology (BPPT) in Indonesien sowie dem indonesischen Unternehmen Pertamina Geothermal Energy (PGE).

Die Sektion Geoenergie des GFZ entwickelt Technologien zur Nutzung des Untergrundes im Zusammenhang mit nachhaltiger, umwelt-freundlicher Energieversorgung der Zukunft. Dabei geht es vor allem um die sichere Erkundung und Erschließung geothermischer Lagerstätten, aber auch um die Entwicklung verlässlicher Technologien zu ihrer Nutzung. Wir befassen uns mit diesen Themen mit einer ganzheitlichen Herangehensweise. Deshalb haben die Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter der Sektion Expertise in verschiedenen geowissenschaftlichen und ingenieurwissenschaftlichen Fachdisziplinen. In diesem Vorhaben hat das GFZ federführend die Bearbeitung der Arbeitspakete 1,2 und 3 durchgeführt, wobei im AP3 die Expertise der Firma delta-msr eingeflossen ist. Das AP4 wurde unter

[4] http://www.gfz-potsdam.de/wissenschaftliche-infrastruktur/bibliothek-und-informationsdienste/ueberblick

Leitung der Firma gempa gmbh mit Unterstützung des GFZ, sowie indonesischer Partner bearbeitet.

2 Technische Konzepte geothermischer Binär-Kraftwerke und Zuordnung zu den Standortvoraussetzungen (AP2)

In diesem Arbeitspaket wird anhand von öffentlich zugänglichen Daten ein Überblick über die bestehenden geothermischen Binär-Kraftwerke gegeben und Schlussfolgerungen im Hinblick auf Systemintegration und Verlässlichkeit abgeleitet.

2.1 Installierte geothermische Binär-Kraftwerke

2.1.1 Überblick

Der Großteil der Informationen über Binär-Kraftwerke wurde öffentlich zugänglichen Datenbanken und Publikationen entnommen. Insgesamt konnten 281 Anlagen (N=281) zur Analyse und Bewertung herangezogen werden. Die Gesamtleistung der untersuchten, noch aktiven Binär-Kraftwerke beläuft sich auf 3,36 GW und stimmt gut überein mit der von Wieland 2021 veröffentlichten weltweiten Gesamtkapazität und den im EGEC-Report 2020 für Europa dargestellten Daten[5]. Während Wieland 2021 und der EGEC-Report die Entwicklung des weltweiten ORC-Markts bzw. des europäischen Geothermiemarkts analysieren und Schlussfolgerungen und Bedarfe für die zukünftige Weiterentwicklung ableiten, befasst sich der vorliegende Forschungsbericht mit technischen Aspekten der realisierten geothermischen Binär-Kraftwerke und legt den Fokus auf Schlussfolgerungen im Hinblick auf die verlässliche Systemintegration und das Thema Dezentralität.

Bevor auf ausgewählte technische Aspekte eingegangen wird, wird zunächst ein Blick auf die zahlenmäßige Entwicklung und weltweite Verteilung geothermischer Binär-Kraftwerke geworfen.

Aus Abbildung 1 wird der Zubau geothermischer Binär-Kraftwerke ersichtlich. Während die Anlagenanzahl und installierte elektrische Leistung zwischen 1990 und 2005 nur geringfügig ansteigen, ist ab 2008 ein stärkerer Anstieg zu verzeichnen, was seit 2014 v.a. an den in Europa zugebauten Binär-Kraftwerken liegt. Dieser starke Anstieg wird z.B. von Colonna 2015 durch die hohe Flexibilität und Vielseitigkeit der ORC-Technologie begründet und das mittlerweile sehr erfolgreiche Zusammenwirken von Industrie und Forschung. Das Abflachen des Zubaus ab 2020 führen Wieland 2021 und der EGEC-Report dagegen auf die weltweite Corona-Pandemie zurück, schätzen den Binär-Kraftwerksmarkt aber als

[5] European Geothermal Market Report 2020 des European Geothermal Energy Council (EGEC)

stabil ein, so dass in Zukunft wieder mit einem verstärkten Ausbau von Binär-Kraftwerken gerechnet wird, auch in Ländern, in denen es bis heute keine bzw. nur vereinzelte Binär-Kraftwerke gibt.

Im Hinblick auf die insgesamt installierte geothermische Stromerzeugungskapazität machen geothermische Binär-Kraftwerke weltweit etwa 21 % der Kraftwerksleistung aus (gem. Huttrer 2020 waren im Jahr 2020 weltweit 15,95 GW geothermische Stromerzeugungsleistung installiert). Mit Blick auf Europa ist der Anteil der Binär-Kraftwerke an der geothermischen Stromerzeugung mit ca. 80 % deutlich größer (EGEC-Report 2020).

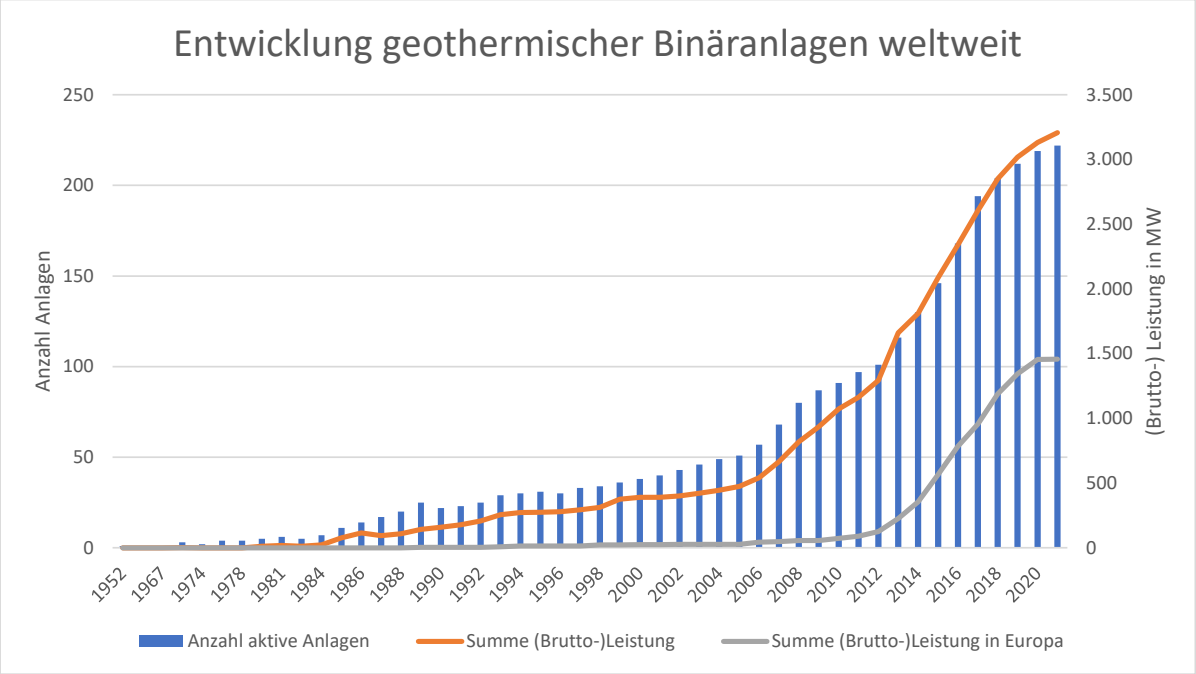

Abbildung 1: Zubau geothermischer Binär-Kraftwerke weltweit und in Europa (N=281)

Aus Abbildung 2 ist zu erkennen, dass sich der Großteil der geothermischen Binär-Kraftwerke sowie der installierten Kraftwerksleistung heute auf Europa und Nord-Amerika verteilt. Zudem fällt auf, dass die in Asien verbauten Binär-Kraftwerke im Durchschnitt deutlich kleinere Kraftwerks-Kapazitäten aufweisen.

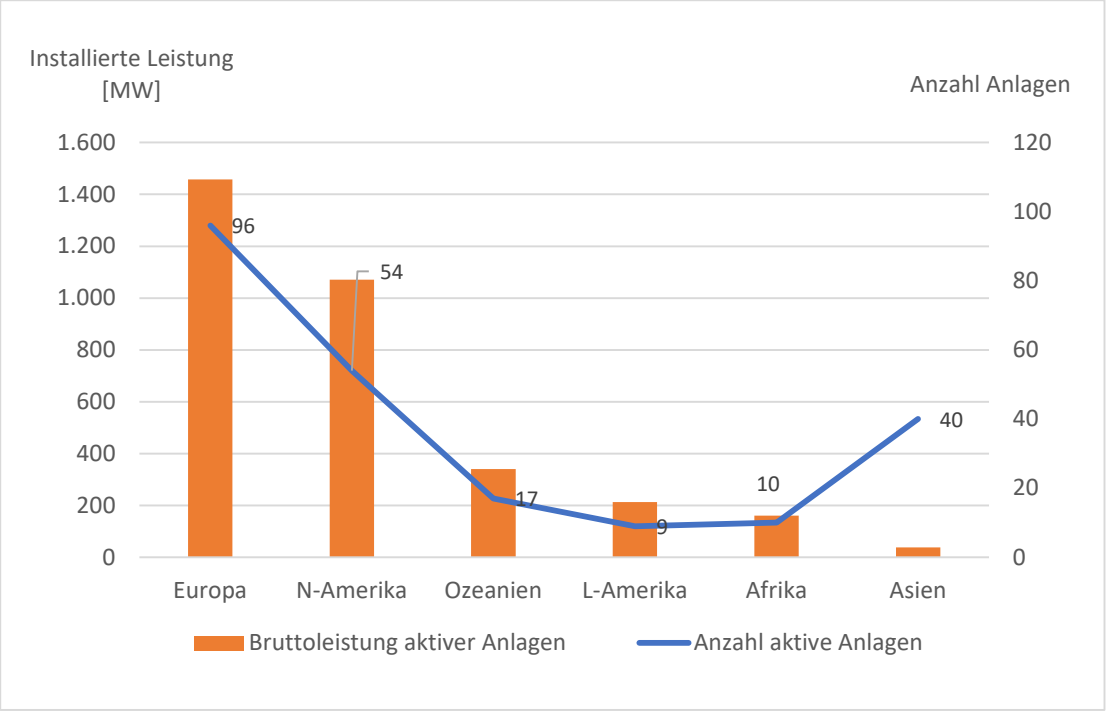

Abbildung 2: Geografische Verteilung geothermischer Binär-Kraftwerke (N=281)

2.1.2 Klassifizierung der geothermischen Binär-Kraftwerke

Mit der Klassifizierung von ORC-Kraftwerken hat sich u.a. Colonna 2015 befasst. Colonna et al. haben dabei die Angaben verschiedener realisierter Binär-Kraftwerke im Zusammenhang mit verschiedenen Wärmequellen (Geothermie, Solarthermie, Abwärme, Biomasse) ausgewertet und einen Kriterienkatalog zur technischen Beschreibung von Binär-Kraftwerken vorgeschlagen:

Tabelle 1: Kriterien zur technischen Beschreibung von Binär-Kraftwerken

Kriterium	**Klassifizierung**
Wärmequelle	Geothermie (Heißwasser, Dampf), Biomasse, Solarthermie, Industrielle Abwärme, Abgas-Abwärme
Elektrischer Leistungsbereich	mikro < 3 kW, mini 3-50 kW, klein 50-500 kW, medium 0,5-5 MW, groß > 5 MW
Maximale Prozesstemperatur	hoch > 250 °C, mittel 150-250 °C, niedrig <150 °C
Arbeitsmittel	Kohlenwasserstoffe, Kältemittel, Siloxane, CO2, Arbeitsmittelgemische
Konfiguration Kraftwerkskreislauf	gesättigt, überhitzt, überkritisch, einfach, rekuperiert, mehrstufig, kaskadiert
Wärmezufuhr Kraftwerkskreislauf	direkt, indirekt (Thermalölkreislauf, Wasserkreislauf)
Kraftwerkskühlung	Luft, Wasser, Luft über Zwischenkreislauf, Wasser (Kraft-Wärme-Kopplung)

Expander Bauart	Turbine (axial, radial, gemischt), volumetrischer Expander (Scroll-, Schrauben-, Piston-, Vane-Expander)
Turbine-Generator-Verbindung	direkt (mit Umrichter), indirekt (mit/ohne Getriebe)
Turbine-Generator-Aufbau	hermetisch, offen

In Anlehnung an Colonna 2015 wurden die geothermischen Binär-Kraftwerke nach einer ähnlichen Herangehensweise klassifiziert, wobei eine Geothermie-spezifischere Betrachtungsweise gewählt wurde.

Im Hinblick auf die Randbedingungen der untersuchten Binär-Kraftwerke wurde nicht nur die Wärmequelle, sondern auch das Nutzungskonzept in die Bewertung mit aufgenommen. Beim elektrischen Leistungsbereich wurde nicht nur die gesamte installierte Leistung, sondern auch die je Kraftwerksstandort installierte Anzahl an eigenständigen Binär-Einheiten ausgewertet. Da nicht bei allen Anlagen, die für die vollständige Klassifizierung benötigten Informationen vorlagen, wird bei Auswertungen durch die Variable **N** jeweils gekennzeichnet, wie viele Anlagen zum Vergleich herangezogen werden konnten. Typ und Netzanbindung des Turbogenerators wurden aufgrund der Datenlage nicht bewertet.

In den folgenden Abschnitten werden die Kriterien und die Klassifizierung genauer erläutert.

Tabelle 2: ergänzende Kriterien zur technischen Beschreibung von Binär-Kraftwerken

Übergeordnet	**Kriterium**	**Klassifizierung**
Standort-randbedingungen	Temperaturbereich Wärmequelle	<100 °C, 100-110 °C, 101-140 °C, 141-160 °C, 161-180 °C, 181-200 °C, >200°C
	Wärmeträgermedium	Thermalwasser, (geothermischer) Dampf, sonstiges
	Nutzungskonzept	Einzelnutzung, nachgeschaltet, parallel, mit / ohne Wärmenutzung, hybrid
Elektrischer Leistungsbereich	Installierte Gesamtleistung	<1 MW, 1-10 MW, 10-30 MW, >30 MW
	Anzahl und Größe Binär-Einheiten	<1 MW, 1-5 MW, 5-10 MW, 10-20 MW, 20-30 MW, >30 MW
Kraftwerks-kreislauf	Arbeitsmittel	Kohlenwasserstoffe, Kältemittel, Arbeitsmittelgemische
	Konfiguration	gesättigt, überhitzt, überkritisch, einfach, rekuperiert, mehrstufig, sonstige
	Wärmezufuhr	direkt, indirekt
	Kraftwerkskühlung	Luft, Wasser, sonstige

2.1.3 Standortrandbedingungen

Im Hinblick auf die Standortrandbedingungen ist die Temperatur der Wärmequelle das zentrale Kriterium für die Effizienz der Energieumwandlung. Im Zusammenhang mit geothermischen Binär-Kraftwerken sind Temperaturen zwischen ca. 75°C und 200°C relevant (z.B. Bonafin 2017).

Aus Abbildung 3 ist zu erkennen, dass über 60% der weltweit installierten Binär-Kraftwerke mit einer Wärmequellen-Temperatur zwischen 110 und 180°C arbeiten. Ein Blick auf eine gezielte Auswertung von Binär-Kraftwerken in Nordamerika und Europa zeigt, dass hier regionale Unterschiede bestehen. In Europa werden Binär-Kraftwerke dabei tendenziell mit geringeren Wärmequellen-Temperaturen betrieben.

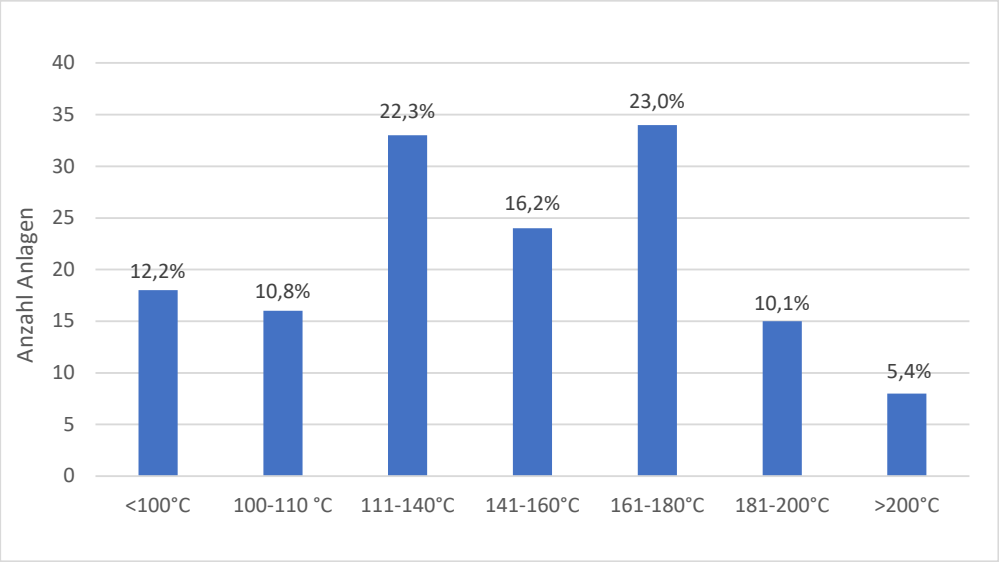

Abbildung 3: Verteilung der Binär-Kraftwerke auf Temperaturbereiche der Wärmequelle (N=148)

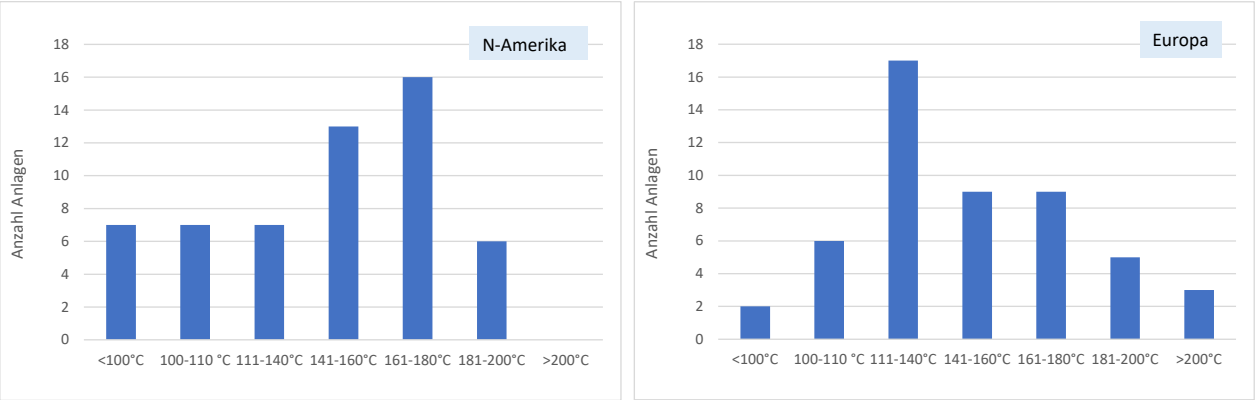

Abbildung 4: Verteilung der Binär-Kraftwerke auf Temperaturbereiche der Wärmequelle in Nordamerika (links, N=56) und Europa (rechts, N=51)

Das geothermische Wärmeträgermedium liegt im Reservoir in flüssiger Form, als Dampf oder als Dampfgemisch vor. In vereinzelten Fällen kommt heißes Wasser als Co-Produkt der Ölförderung als Wärmequelle zum Einsatz. Welchen Zustand das Wärmeträgermedium am Eintritt zum Binär-Kraftwerk hat und wie die

Wärmezufuhr an das Binär-Kraftwerk konstruktiv gestaltet wird, hängt von verschiedenen Faktoren ab.

Vier mögliche Einbindungsvarianten von Binär-Kraftwerken sind in Abbildung 5 dargestellt. Kreislauf 1 nutzt das abgetrennten heiße Thermalwasser an einem Standort mit (Wasser-)Dampf-Reservoir. Kreislauf 2 nutzt den Turbinen-Abdampf der direkten Stromerzeugung. Bei Kreislauf 3 wird die geothermische Wärmequelle vollständig vom Binär-Kraftwerk genutzt. Die Wärme der Flüssigkeit und des Dampfs werden aber separat in den Kraftwerkskreislauf übertragen. Bei Kreislauf 4 liegt das geothermische Fluid als reine Flüssigkeit vor.

Für die Auswertung der realisierten geothermischen Binär-Kraftwerke liegen im Hinblick auf die Unterscheidung zwischen Kreislauf 3 und 4 in der Regel keine eindeutigen Angaben vor. Im Folgenden wird daher nur zwischen Einzelnutzung, bei der die Stromerzeugung ausschließlich durch ein Binär-Kraftwerk erfolgt (Kreislauf 3 und 4) und paralleler/nachgeschalteter Anbindung (Kreislauf 1 und 2, Kombination aus Kreislauf 1 und 2) unterschieden.

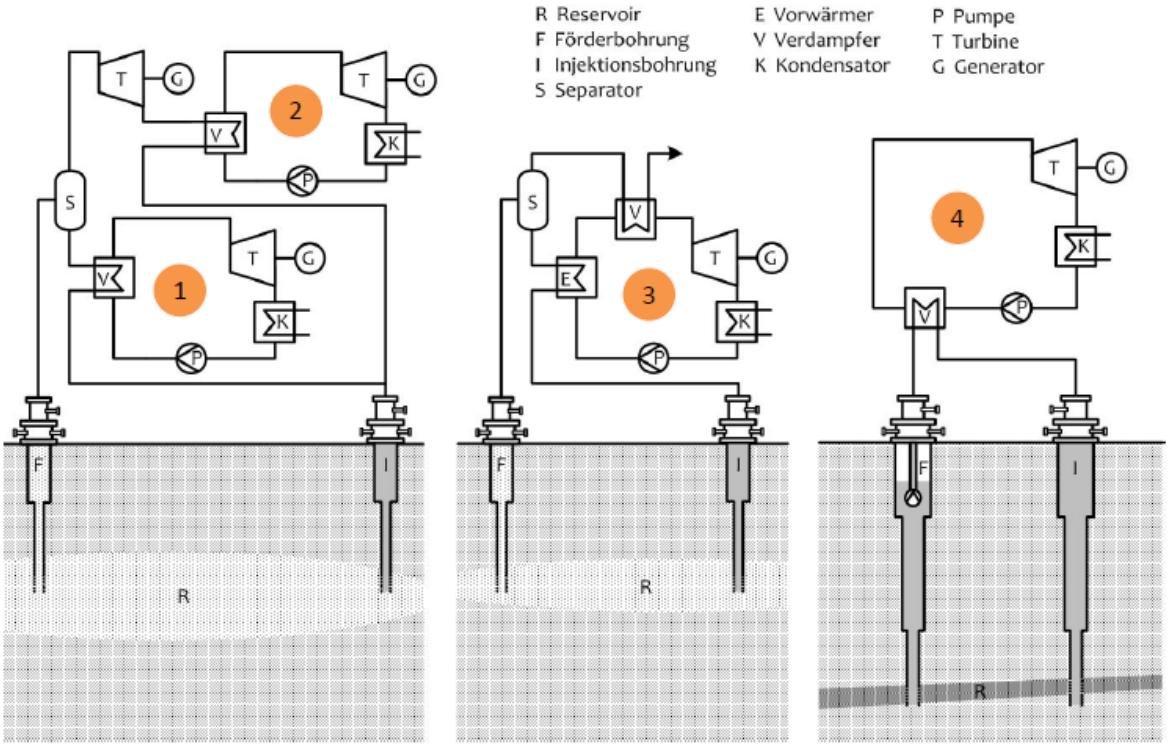

Abbildung 5: Schematische Darstellung der Einbindung geothermischer Binär-Kraftwerke an Standorten mit (Wasser-)Dampf-Reservoiren (links und Mitte) und hydrothermalen Reservoiren (rechts)

Wie aus Abbildung 6 hervorgeht, werden über drei Viertel aller weltweit installierten Binär-Kraftwerke als Einzelnutzung realisiert. Wie Abbildung 7 (links) zeigt, spielen nachgeschaltete bzw. parallel eingebundene Binär-Kraftwerke insbesondere in Lateinamerika und Ozeanien (Abbildung 7, links) und wurden weltweit verstärkt im Zeitraum von 1996-2005 verbaut.

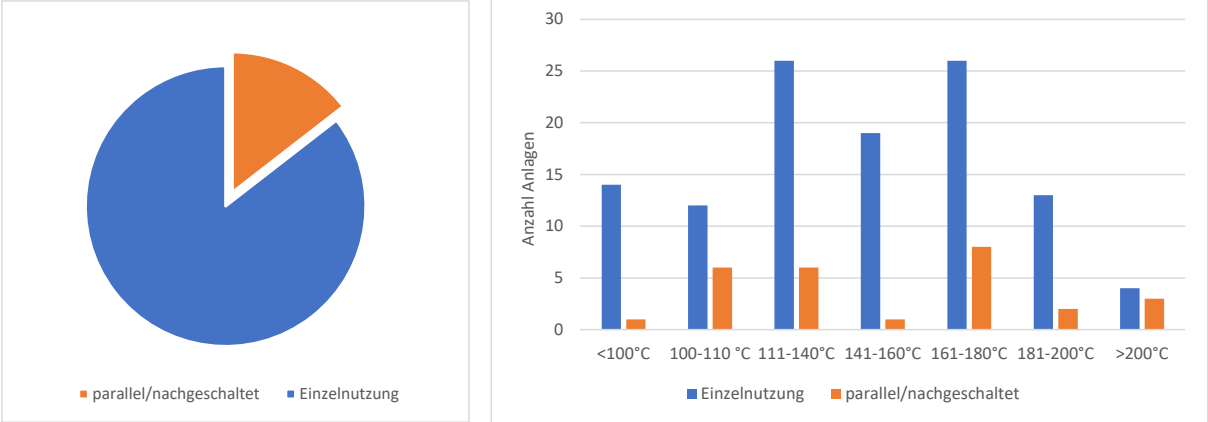

Abbildung 6: Verteilung der Einbindungsart insgesamt (links, N=255) und nach Temperaturbereich (rechts, N=141)

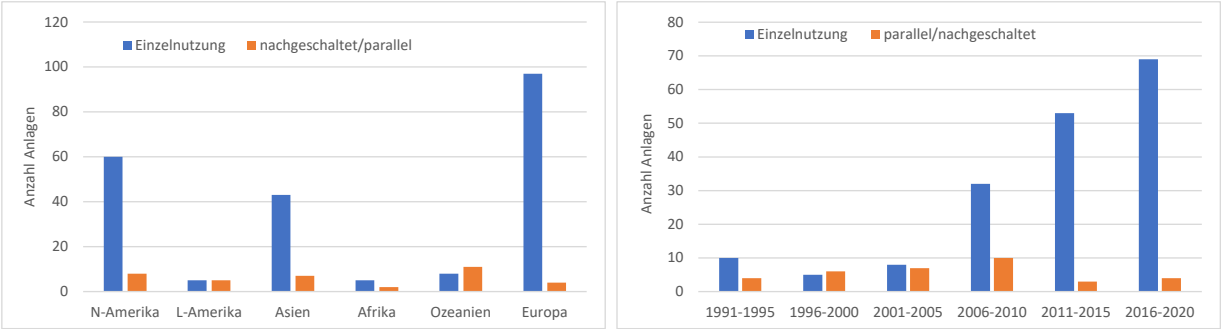

Abbildung 7: Verteilung der Einbindungsart nach Regionen (links, N=255), Realisierung über die Jahre (N=212)

Sofern sich geothermische Standorte in der Nähe von besiedelten Gebieten befinden, kann die geothermische Wärmequelle auch zur Bereitstellung von Wärme oder Kälte genutzt werden. Die Bereitstellung von Wärme und Kälte spielt in der weltweiten Betrachtung bislang eine untergeordnete Rolle. Bei lediglich 21 Anlagen liegen gesicherte Angaben vor, dass eine Wärme- bzw. Kältebereitstellung realisiert wird. Der Großteil der Standorte befindet sich in Mittel-Europa. Abgesehen von einzelnen, meist Demonstrationsanlagen, bei denen die Abwärme aus dem Kraftwerkskreislauf für die Beheizung von z.B. Gewächshäusern genutzt wird, ist die Bereitstellung von Strom und Wärme meist keine klassische Kraft-Wärme-Kopplung. In der Regel können Strom- und Wärmebereitstellung unabhängig voneinander betrieben werden und sind parallel oder in Reihe geschaltet. Welche Schaltung gewählt wird und welche Priorität die jeweilige Versorgungsoption hat, d.h. hat die Strom- oder die Wärmebereitstellung Vorrang, basiert v.a. auf wirtschaftlichen und vertraglichen Aspekten und ist damit von Standort zu Standort verschieden.

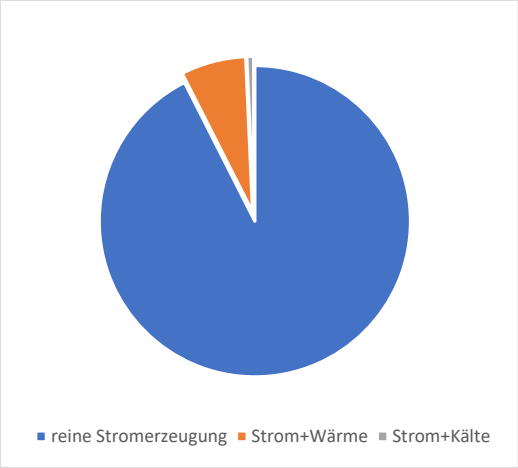

Abbildung 8: Verteilung der Standorte nach Strom, Wärme und Kältebereitstellung (N=281)

In Abhängigkeit von den Gegebenheiten vor Ort kann neben der geothermischen Wärme auch eine weitere Wärmequelle in den Binär-Kraftwerkskreislauf eingekoppelt werden. In den letzten Jahren wurden, z.B. in Nevada[6] und der Türkei, einige sogenannte hybride Geothermie-Kraftwerke in Betrieb genommen, die geothermische Wärme durch solare Systeme ergänzen.

2.1.4 Elektrischer Leistungsbereich

Der Leistungsbereich aktiver Binär-Kraftwerke ist in Abbildung 9 dargestellt. Knapp die Hälfte der Anlagen verfügt über eine installierte elektrische Leistung zwischen 10-30 MW. Etwas weniger als die Hälfte der Anlagen liegt im Leistungsbereich <10 MW, wobei sich bei einer weltweiten Betrachtung die Leistung fast gleichmäßig auf Anlagen bis 1 MW und Anlagen zwischen 1-10 MW verteilt. Betrachtet man nur Binär-Kraftwerke in Europa und Nord-Amerika, verlagert sich die Aufteilung hin zu 1-10 MW. Anlagen mit einer elektrischen Leistung >30 MW werden nur vereinzelt realisiert.

Wirft man einen Blick auf die zeitliche Entwicklung der installierten Kraftwerksleistung (Abbildung 10), zeigt sich, dass die erste Anlage mit einer elektrischen Leistung >30 MW zwar bereits Mitte der 1980er Jahre erbaut wurde, der größere Leistungsbereich aber erst ab etwa 2009 eine stärkere Rolle spielt.

[6] Stillwater, Patua und Tungsten Mountain

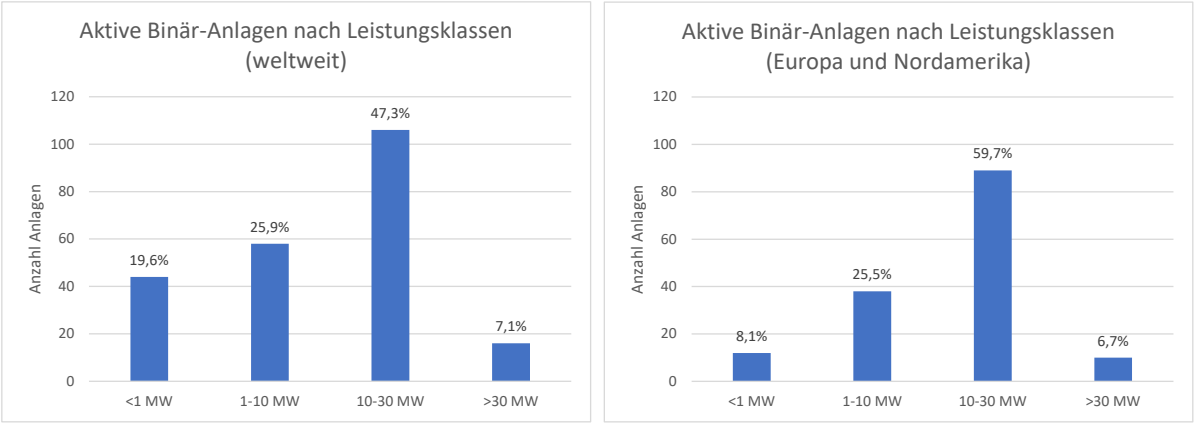

Abbildung 9: Verteilung der aktiven Binär-Kraftwerke auf Leistungsklassen weltweit (links, N=224) und in Europa und Nord-Amerika (rechts, N=149)

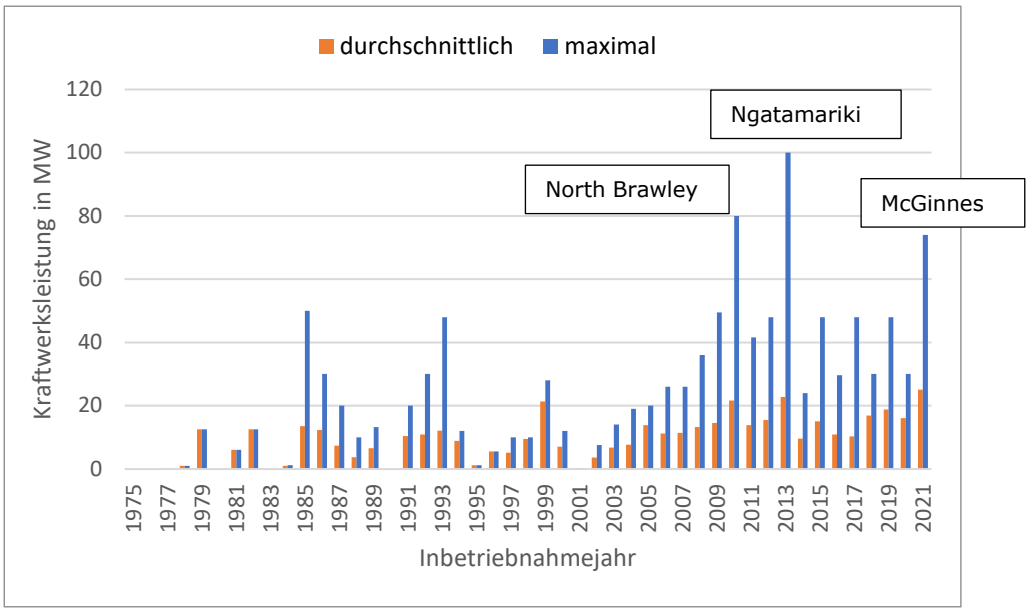

Abbildung 10: Zeitliche Entwicklung der Kraftwerksleistung je Einzelanlage (N=268)

Geothermische Binär-Kraftwerke setzen sich meist aus mehreren unabhängig voneinander betreibbaren Kraftwerks-Einheiten zusammen, wobei Binär-Einheiten im Leistungsbereich bis zu 30 MW zu finden sind (Abbildung 11).

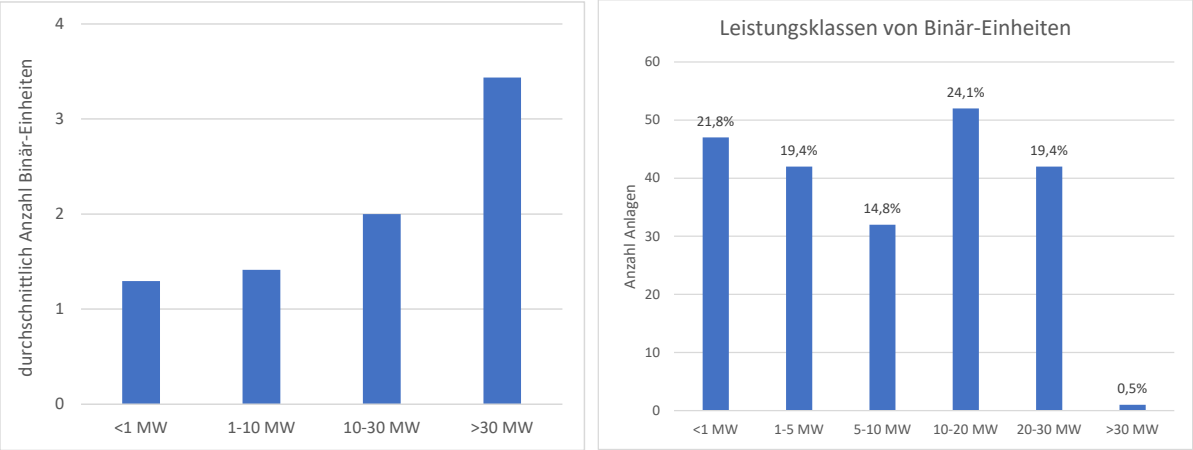

Abbildung 11: Durchschnittliche Anzahl Kraftwerkseinheiten je Leistungsklassen (links, N=216) und Aufteilung der Binär-Einheiten nach Leistungsklassen bei aktiven Anlagen (rechts, N=216)

Ein Blick auf die zeitliche Entwicklung zeigt, dass die „Modularisierung", d.h. die Errichtung von Binär-Kraftwerken bestehend aus mehreren Binär-Einheiten, v.a. von 1985-1995 stark ausgeprägt war und es seither nur noch vereinzelt Projekte mit mehr als 10 Kraftwerkseinheiten gibt (Abbildung 12).

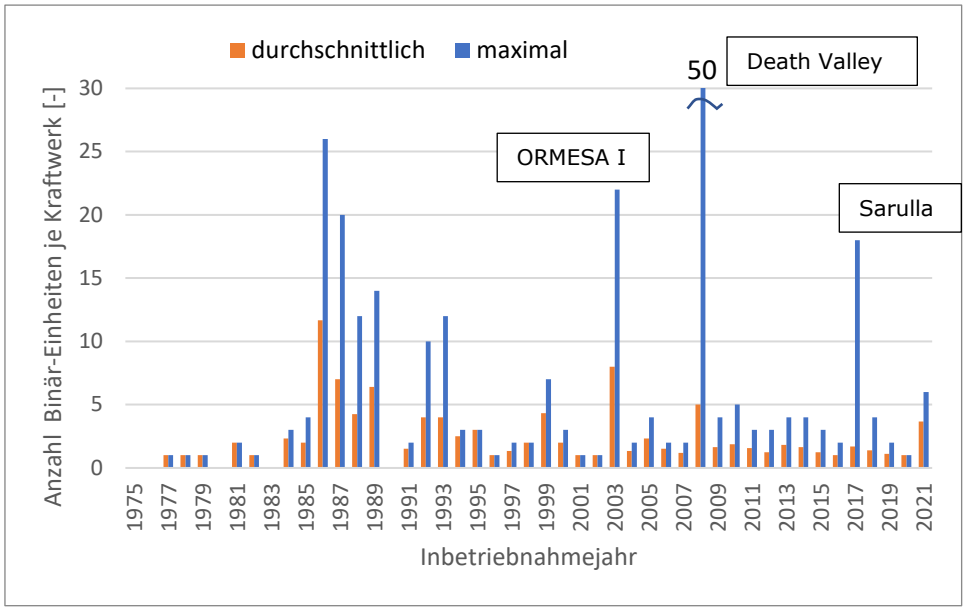

Abbildung 12: Zeitliche Entwicklung der Modularisierung (N=216)

Im Verlauf der letzten Jahrzehnte ist die Leistung der Binär-Einheiten von durchschnittlich ca. 0,6 MW (1986) auf 13,3 MW (2018) gestiegen. Gerade in den letzten Jahren sind mehrere ORC-Kraftwerke in Betrieb genommen worden, die aus großen Modulen mit über 20 MW zusammengesetzt sind. Ein Beispiel hierfür ist die neuseeländische Anlage in Ngatamariki/Taupo, die 2013 in Betrieb genommen worden ist mit vier Modulen à 25 MW und einer Gesamtleistung von 100 MW. Seit 2017 produziert die ORC-Anlage in Cerro Pabellón in Chile Strom mit einer Gesamtleistung von 48 MW, die sich aus zwei Modulen à 24 MW zusammensetzt (Abbildung 13).

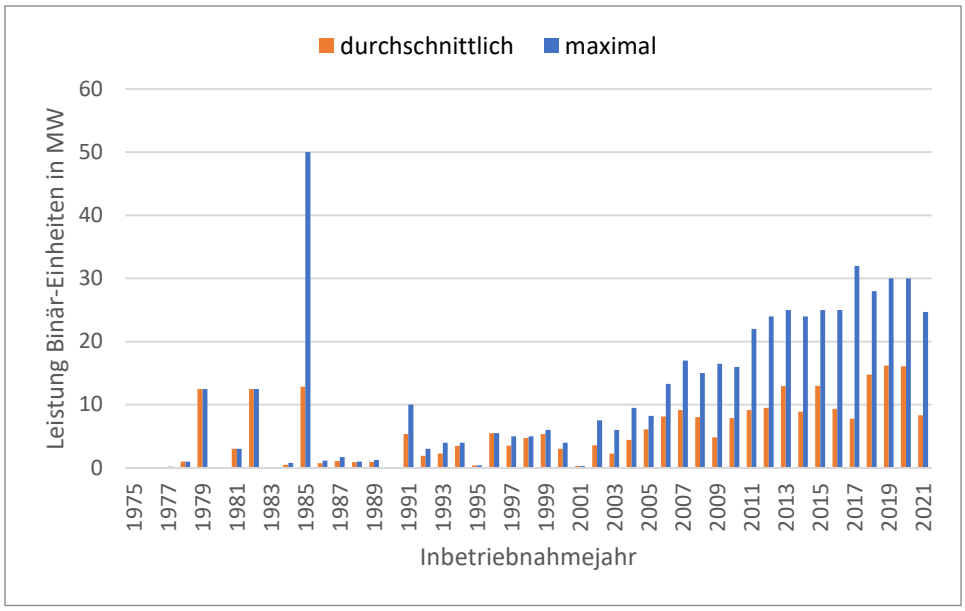

Abbildung 13: Zeitliche Entwicklung der Leistung von Binär-Einheiten seit 1985 weltweit; N=216

Abbildung 14 stellt die durchschnittliche Leistung der Binär-Kraftwerke und der verbauten Binär-Einheiten dem Temperaturbereich der Wärmequelle gegenüber. Die Leistung steigt mit steigender Temperatur an.

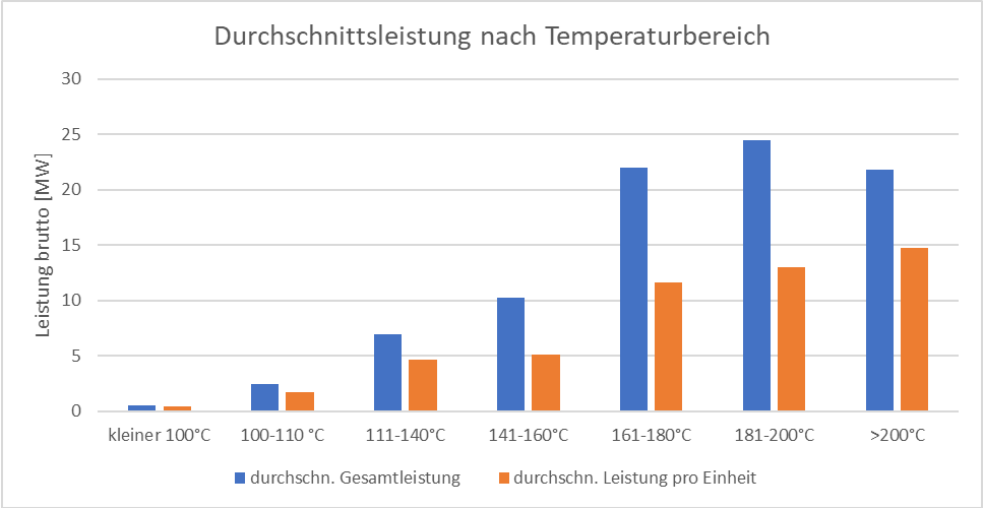

Abbildung 14: Durchschnittliche Leistung gesamt und pro Binär-Einheit nach Temperaturbereichen (N=145)

2.1.5 Kraftwerkskreislauf

Eine wesentliche Komponente des Kraftwerkskreislaufs ist das genutzte Arbeitsmittel. Abbildung 15 zeigt, dass in geothermischen Binäranlagen zu ca. 70% die Kohlenwasserstoff-Isomere von Pentan und Butan als Arbeitsmittel eingesetzt werden. Die technischen Kältemittel machen einen Anteil von ca. 23% aus.

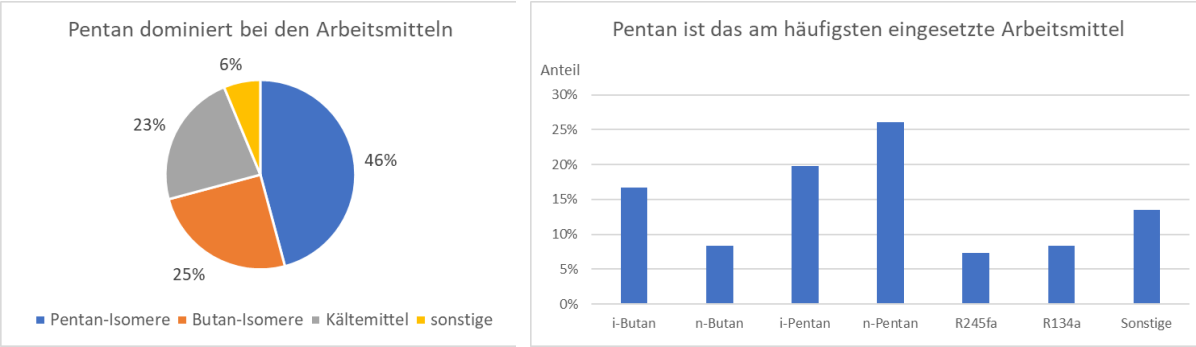

Abbildung 15: Verteilung von Arbeitsmittel in geothermischen Binär-Anlagen, N=96

Im Hinblick auf den Kraftwerkskreislauf wurden weiterhin Angaben zur Prozessführung ausgewertet. Von den insgesamt 281 ausgewerteten Anlagen, arbeiten fast alle nach dem Organic Rankine Cycle (ORC)-Prinzip. Lediglich 4 Anlagen nutzten das Kalina-Verfahren, wobei nur eine dieser Anlagen zum Zeitpunkt der Berichtserstellung in Betrieb war.

Eine Auswertung der Komplexität der verbauten ORC-Kraftwerkseinheiten wurde anhand der Angabe gemacht, ob eine oder mehrere Verdampfungs-stufen realisiert wurden oder ob ein überkritischer Prozess[7] vorlag. Eine schematische Darstellung eines einstufigen und eines zweistufigen unterkritischen Prozesses zeigt Abbildung 16. Ein zweistufiger Prozess kann aus der gleichen Wärmequelle dabei mehr Strom produzieren, benötigt aber auch mehr Anlagenkomponenten (Wärmeübertrager, Arbeitsmittelpumpe und Turbine bzw. Turbinenstufen). Die Auswertung in Abbildung 17 zeigt, dass der überwiegende Anteil der ORC-Kraftwerkseinheiten nur mit einer Verdampfungsstufe arbeitet. Nur im Leistungsbereich 10-20 MW und im Temperaturbereich 140-180 °C dominieren die zweistufigen Anlagen (Abbildung 17, rechts).

Die in Abbildung 17 als „sonstige Anlagen" ausgewiesenen ORC-Kraftwerks-einheiten sind dreistufige und überkritische Kraftwerkskreisläufe, von denen lediglich noch 5 Anlagen aktiv sind. 4 Anlagen davon sind überkritische Anlagen, betrieben mit dem Kältemittel R134a (Neal Hot Springs, San Emidio und Patua, Pilot-Anlage in Livorno). Eine ORC-Kraftwerkseinheit ist eine 3-stufige Anlage mit 30 MW (East Mesa, ORMESA I).

[7] Liegt die maximale Prozesstemperatur und der maximale Prozessdruck über den kritischen Werten eines Arbeitsmittels, werden Kreisläufe als überkritisch bezeichnet. Die überkritische Prozessführung wird als thermodynamische Verbesserung gegenüber dem Sattdampfprozess beschrieben (Bronicki 2013, Chen et al. 2010, Vetter et al. 2013)

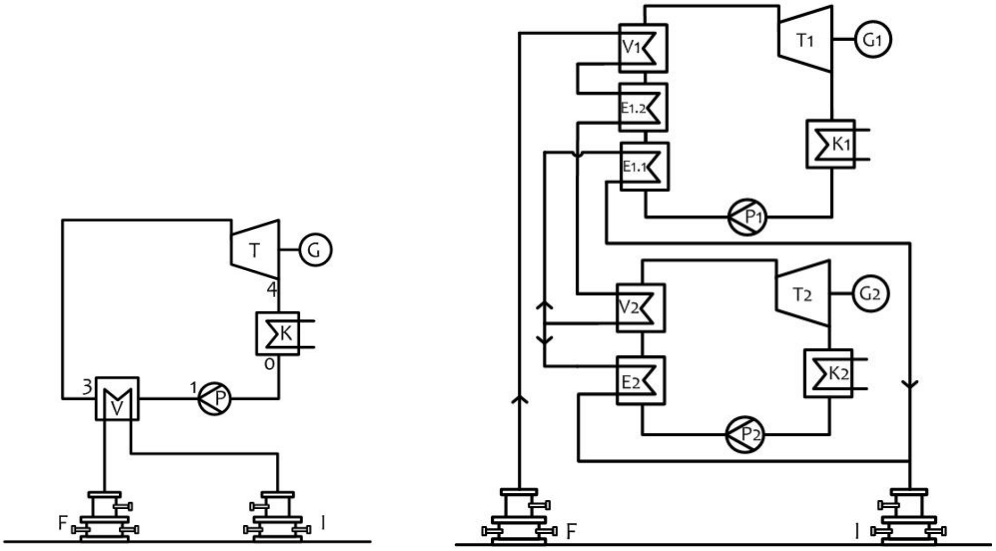

Abbildung 16: Schematische Darstellung einer einstufigen Prozessschaltung (links) und einer zweistufigen Prozessschaltung

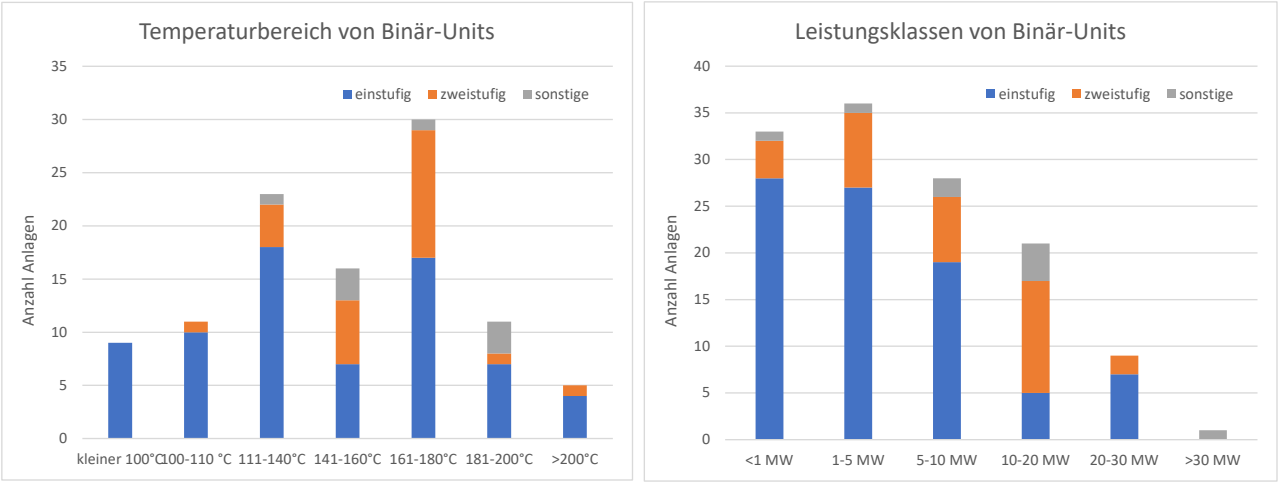

Abbildung 17: Verteilung der Stufigkeit von Binär-Units aufgeteilt nach Leistungsklassen (links, N = 128) und nach Temperaturbereich (rechts, N = 105)

Abbildung 18 zeigt, dass bis zum Jahr 1993 sowohl ein- als auch zweistufige ORC-Anlagen gebaut wurden und dass in den folgenden 10 Jahren nur noch einstufige Anlagen installiert wurden, was v.a. auf die kleinere Leistungsgröße, die in diesem Zeitraum zugebaut wurde, zurückzuführen ist. Seit 2007 wurden vermehrt ORCs mit zwei (oder mehr) Druckstufen in Betrieb genommen. Das ist im Zusammenhang mit dem allgemein vermehrten Bau von ORC-Anlagen und dem Zubau größerer Anlagen-leistungen zu sehen. Insgesamt hat sich das Verhältnis von ein- zu zweistufigen Anlagen seit Mitte 2000 aber kaum verändert.

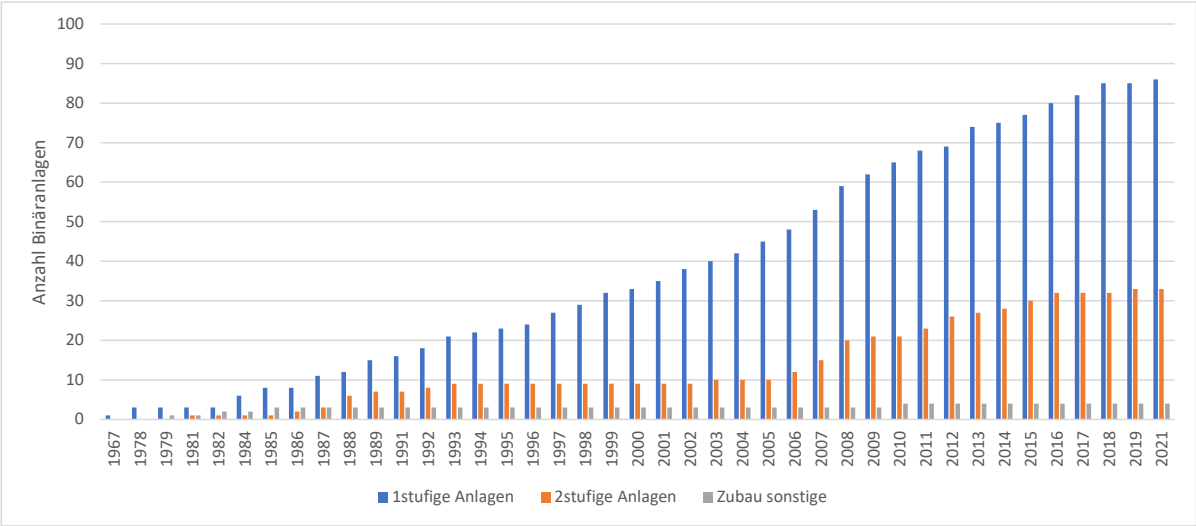

Abbildung 18: Zeitliche Entwicklung ein- und zweistufiger ORCs

Ein weiterer Aspekt der Komplexität von ORC-Kraftwerkseinheiten bezieht sich auf die Verwendung eines Rekuperators. Ein Rekuperator ist ein Wärmeübertrager, mit dessen Hilfe interne Prozesswärme genutzt wird, nämlich die Wärme im Abdampf nach der Turbine zur Vorwärmung des kalten Arbeitsmittelkondensats. Durch diese Vorwärmung muss für dieselbe elektrische Leistung dem Kraftwerkskreislauf weniger Wärme zugeführt und auch weniger Abwärme abgeführt werden. Es ergibt sich dadurch ein kleiner energetischer Vorteil und das geothermische Fluid wird weniger ausgekühlt, was aus geochemischer Sicht ggf. vorteilhaft sein kann oder wenn das Geofluid nachgelagert zur Wärmebereitstellung genutzt wird. Durch die zusätzliche Komponente erhöht sich aber auch die Komplexität des Kraftwerkskreislaufs. Ob ein Rekuperator bei den Binär-Kraftwerken zum Einsatz kommt oder nicht, ist nur in 57 Fällen, also ca. 20%, eindeutig benannt. Gem. Datenlage arbeiten 27 Anlagen weltweit mit einem Rekuperator, davon 6 in Europa.

Die Wärmezufuhr an den Kraftwerkskreislauf erfolgt in den meisten Fällen direkt. Generell ist auch die Einbindung des Binär-Kraftwerks über einen Zwischenkreislauf möglich. Gesicherte Daten über einen Zwischenkreis liegen nur zu der Binär-Demonstrationsanlage in Lahendong und beim Forschungskraftwerk Groß Schönebeck vor.

Im Hinblick auf die Kühlung kommen bei den geothermischen Binär-Kraftwerken v.a. zwangsbelüftete Kühlsysteme zum Einsatz. Abbildung 19 zeigt schematisch die Einbindung eines wassergekühlten Oberflächen-kondensators mit angeschlossenem Nasskühlturm (links) sowie eines trockengekühlten Kondensators (rechts).

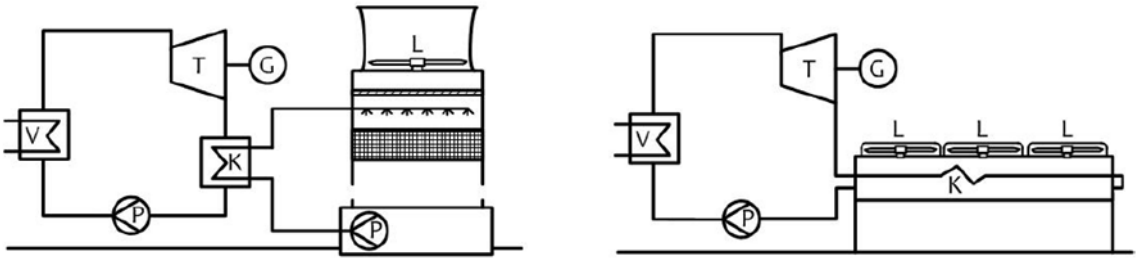

Abbildung 19: Schematische Darstellung eines einstufigen binären Kraftwerkskreislaufs mit Nasskühlturm (links) und trockengekühltem Kondensator (rechts)

Am häufigsten kommen mit 62 % trockengekühlte Kondensatoren zum Einsatz, gefolgt von wassergekühlten Oberflächenkondensatoren mit angeschlossenem Nasskühlturm mit 22 % (Abbildung 20). Im Hinblick auf den Hersteller ist festzustellen, dass der Marktführer von ORC-Anlagen seit 2013 weltweit nur Trockenkühlungen realisiert hat. Die sonstigen Kühlungsmethoden (16%) umfassen im Wesentlichen wasserbasierte Durchlaufkühlungen sowie Verdunstungskühler. Im Falle der Lahendong-Anlage wurde auch bei der Wärmeabfuhr ein Zwischenkreislauf in Kombination mit einer Trockenkühlung realisiert. 12 der 175 geothermischen Binäranlagen nutzen eine Durchlaufkühlung, also ca. 7%. In Europa wird diese direkte Wasserkühlung in den Geothermiekraftwerken Altheim (Österreich) und Tosunlar (Türkei) eingesetzt. Wie bereits in Abschnitt 2.1.3 adressiert, ist die Nutzung der Abwärme kein typischer Anwendungsfall für geothermische Binär-Kraftwerke.

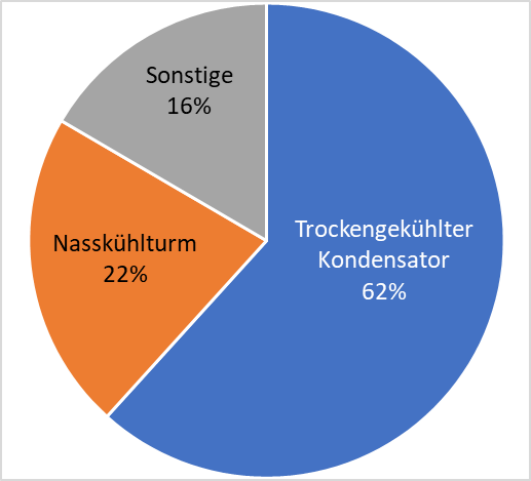

Abbildung 20: Verteilung der Kühlungsarten in geothermischen Binäranlagen; N=175

2.2 Schlussfolgerungen zur zuverlässigen Systemintegration und zur dezentralen Stromversorgung

Im Folgenden wird die Auswertung der installierten Anlagen der Literatur gegenübergestellt bzw. durch diese ergänzt.

2.2.1 Binär-Kraftwerke allgemein

Die Daten zeigen, dass Binär-Kraftwerke eine langlebige und robuste Technologie sind. Bestehende Binär-Kraftwerke sind z.T. 20 Jahre und länger in Betrieb und die Zubaurate ist in den letzten 10 Jahren deutlich angestiegen. Dies ist u.a. darauf zurückzuführen, dass heutige Binär-Kraftwerke mit sehr verlässlichen technischen Konzepten realisiert werden können (hierzu mehr in Kapitel 2.2.2).

Es ist zu erwarten, dass sich der Zubau von Binär-Kraftwerken fortsetzt und weitere geothermische Anlagen installiert werden, auch in Ländern, die bis heute diese Technologie nur wenig oder noch nicht nutzen (u.a. Indonesien).

Weiterhin wird insbesondere die Einzelnutzung eine zentrale Rolle spielen – auch verstärkt an Standorten, bei denen eine direkte Dampfnutzung möglich ist. Die Vorteile gegenüber einer direkten Dampfnutzung werden in der Literatur bereits beschrieben oder lassen sich aus Gesprächen mit Marktteilnehmern ableiten:

- geringerer Wartungsaufwand, da nur wenige Komponenten mit dem Geofluid in Berührung kommen (u.a. Gespräch mit Ormat, ORC-Hersteller, in 2018)
- vollständige Reinjektion des Geofluids möglich und dadurch langlebigere Reservoirbewirtschaftung möglich (u.a. Austausch mit Pertamina Geothermal Energy, indonesischer Energieversorger)
- keine Emission umweltbelastender Stoffe (Invernizzi & Bombarda 1997, S. 887;
- geringere konstruktive Anforderungen bei der Realisierung trockengekühlter Kondensatoren (u.a. Gespräch mit Kelvion, Wärmeübertragerhersteller)
- einfacheres Anlagenlayout realisierbar und dadurch einfachere Betriebsführung (vgl. Astolfi M. , 2017)
- Kraftwerkskreislauf automatisierbar, da keine hohen Systemdrücke
- Realisierung modularer technischer Konzepte: bessere Standardisierbarkeit, höhere Ausfallsicherheit, sukzessive Entwicklung eines geothermischen Standorts.
- Große Bandbreite von Unit-Größen von wenigen hundert kW bis etwa 30 MW

2.2.2 Technisches Konzept

In der Entwicklung der ORC-Kraftwerkstechnologie[8] gab und gibt es zahlreiche Varianten, sowohl hinsichtlich der eingesetzten Komponenten als auch hinsichtlich der Kreislaufkonfiguration. Die heute realisierten technischen Konzepte sind in ihrem Grunddesign aber sehr ähnlich. Der unterkritische 1-stufige Kraftwerkskreislauf mit trockengekühltem Kondensator und Pentan oder Butan als Arbeitsmittel dominiert. Bei größeren Binär-Einheiten kommen aber auch zunehmend häufiger 2-stufige Kreisläufe zum Einsatz. Die größte Weiterentwicklung, welche allerdings nicht aus den ausgewerteten Daten ablesbar ist, ist vermutlich in der Turbinen-Entwicklung passiert, so dass die Effizienzsteigerung geothermischer Binär-Einheiten nicht auf ein verändertes Kraftwerks-kreislauf-Konzept und thermodynamische Prozessverbesserungen zurückzuführen ist, sondern auf Turbinendesign-Optimierungen und die Entwicklung kleinerer Turbinen mit hohen Drehzahlen (ohne Getriebe) kombiniert mit moderner Frequenzumrichtertechnologie.

Hier ist eine gewisse Diskrepanz zur Literatur zu erkennen, da hier vorwiegende thermodynamische Optimierungsüberlegungen untersucht werden. Die Analyse und Bewertung von Optimierungsmaßnahmen hat sich in den letzten 10 Jahren zwar entscheidend weiterentwickelt, so dass nicht nur die Effizienz, sondern auch verschiedene technisch-ökonomische Kriterien für die Bewertung von Prozessverbesserungen herangezogen werden. Dennoch sind die Arbeitsmittelwahl, die Prozessführung sowie die Kühlung (konkreter die Vorbefeuchtung der Luft) nach wie vor zentrale Themen der Forschungsliteratur.

Daraus lässt sich schließen, dass Bewertungskriterien von Optimierungsmaßnahmen wesentliche Aspekte der praktischen Umsetzung nicht berücksichtigen. Dies wird am Beispiel der Arbeitsmittelwahl und der Kühlung näher erläutert.

Die Wahl des Arbeitsmittels ist ausschlaggebend dafür, welche Prozess-temperaturn realisiert werden können und wie gut der Binär-Prozess an die Abkühlungskurve der Wärmequelle angepasst werden kann. Das Arbeitsmittel hat aber auch entscheidenden Einfluss auf die Auslegung der Komponenten, insbesondere die Turbinen und die Wärmeübertrager (Invernizzi & Bombarda 1997, S. 887).

Bei der Auswahl des Arbeitsmittels sind insgesamt folgende Aspekte zu beachten:

a) Thermodynamik: Die thermophysikalischen Eigenschaften des Arbeitsmittels bestimmen die Form der Taupunkt-Kurve sowie die Verdampfungscharakteristik, die wiederum Einfluss haben auf die Strömungsmechanik und die Kreislaufkonfiguration und damit auf die Energieeffizienz insgesamt.

[8] siehe Geschichte der Binär- bzw. ORC-Anlagen seit 1912/1939 bei Bronicki (Bronicki L. , 2017) sowie (Bronicki L. Y., 2013, S. 823f.)und DiPippo2016 (vgl. DiPippo, 2016, S. 194f.)

b) Stoffeigenschaften: Kompatibilität und Erfahrungswerte mit Dichtungen, benötigte thermodynamische Stoffdaten, langfristige thermische Stabilität.
c) Ökologie und Sicherheit: Die Auswahl des Arbeitsmittels hat direkte Auswirkungen auf die Umwelt (z.B. beim unbeabsichtigten Entweichen von Arbeitsmittel), aber auch auf die Gesundheit des Betriebspersonals und die Sicherheit der Gesamtanlage, denn es hat z.B. Auswirkungen auf die Materialkompatibilität und Handling im Rahmen des Betriebs. Damit ist es ein Kriterium für die Zuverlässigkeit der Anlage. Auch Rechtsvorschriften beeinflussen diesen Bereich und variieren je nach Land.
d) Wirtschaftlichkeit: Ökonomische Aspekte wie aktuelle Kosten oder erwartete Preisentwicklung, aber auch die lokale Verfügbarkeit eines Arbeitsmittels können mit ausschlaggebend für die Wahl desselben sein. Auswirkung auf Komponenten (z.B. größeres Volumen, höhere Druckstufe und damit steigender Materialaufwand, Ex-Schutz Ausführung)

Das niedrige Temperaturniveau der Wärmequelle binärer Geothermie-kraftwerke führt zu einer verhältnismäßig hohen Abwärmeleistung, so dass die Kühlung, welche in den meisten Fällen als zwangsbelüftetes System ausgeführt ist, einen erheblichen Einfluss auf die Nettoleistung und den Platzbedarf des Gesamtsystems haben kann (siehe z.B. Frick2022 und Astolfi2019).

Im Hinblick auf die Trockenkühlung wird in der Literatur häufig die Optimierung durch die Vorbefeuchtung der Luft beschrieben. Auch wenn hier deutlich weniger Wasser als bei einem Nasskühlturm benötigt wird, ist die praktische Umsetzung einer funktionierenden Vorbefeuchtung mit erheblichem, u.a. auch personellem, Mehraufwand verbunden. Das benötigte Wasser muss kontinuierlich aufbereitet und die Funktionalität der Vorbefeuchtung, welche auf einer sehr ausgedehnten Fläche in freier Umgebung stattfindet, kontrolliert werden, um Ablagerungen auf den Kühlrippen und damit eine erhebliche Verschlechterung des Wärmeübergangs zu vermeiden. Da die Vorbefeuchtung die Gesamtanlage weniger zuverlässig macht, wird sie aktuell nicht umgesetzt.

2.2.3 Geofluid-Nutzung

Temperatur und Zustand des Geofluids haben direkte Auswirkungen auf die Auslegung der Gesamtanlage, die Dimensionierung und konstruktive Gestaltung der geofluidberührten Wärmeübertrager sowie die verfahrenstechnische Handhabung des Geofluids. Dabei ist zu beachten, dass die Zusammensetzung und die Eigenschaften des Geofluids standort-spezifisch sind und auch Veränderungen unterliegen können, beides Aspekte, die zum Zeitpunkt der Planung nur näherungsweise prognostizierbar sind. Zudem gehen auch mit der thermischen Nutzung des Geofluids ggf. erhebliche Zustandsänderungen einher.

Der Zustand eines Geofluids kann, wie in Abbildung 21 dargestellt, durch die zwei Bereiche geophysikalischer und geochemischer Stoffeigenschaften beschrieben werden.

Abbildung 21: Geofluid-Zustandseigenschaften

Die Charakterisierung des Geofluids ist daher eine grundlegende Voraussetzung, um Fluidführung und Material an jeder Stelle des Geofluidkreislaufs entsprechend zu wählen sowie Probenahmestellen, Reinigungsvorgänge und eine geeignete Monitoring- sowie Betriebsstrategie zu definieren und somit einen verlässlichen Betrieb zu gewährleisten.

Neuere Entwicklungen gehen dahin, das Nutzungskonzept geothermischer Standorte um eine stoffliche Komponente zu erweitern und mineralische Rohstoffe aus dem geothermischen Fluid zu extrahieren (Kupfer, Indium, Lithium, Rubidium, Wolfram oder Antimon, siehe auch: https://crm-geothermal.eu). Zudem wird diskutiert, ob über den Geofluid-Kreislauf auch eine Reinjektion von CO_2 erfolgen kann. Pilotanlagen in Europa, die CO_2 in den Untergrund injizieren, befinden sich beispielsweise in der Türkei (Aydin-Umulu), in Italien (Castelnuovo) und Island (Hellisheidi) (CPG = CO_2 plume geothermal). Ein weiteres Forschungsprojekt besteht im bayerischen Traunreut. Das Informationsportal Tiefe Geothermie weist zurecht darauf hin, dass diese Technologie nicht mit der unterirdischen Einlagerung von Kohlendioxid verwechselt werden dürfe und dass jene vom Sachverständigenrat für Umweltfragen aufgrund teils unerforschter Risiken kritisiert worden sei (ITG, 2019).

Die Verfahren zur Gewinnung von Rohstoffen und zur Reinjektion von CO_2 sind jedoch noch im Entwicklungs- bzw. Demonstrationsstadium. Sollten diese aber zukünftig im Zusammenhang mit Binär-Kraftwerken zum Einsatz kommen, müssen die Auswirkungen auf den Geofluidkreislauf, insbesondere auch auf seine Verlässlichkeit und die Entkoppelbarkeit von stofflicher Nutzung und Stromerzeugung, genau beschrieben werden.

3 Analyse und Bewertung realisierter Anlagenkonzepte (AP1)

In diesem Arbeitspaket werden drei geothermische Binär-Kraftwerke beschrieben, welche mit einem unterschiedlichen technischen Konzept realisiert wurden. Das Ziel ist es dabei, die Hintergründe und Voraussetzungen für das jeweilige technische Konzept herauszuarbeiten und den Fokus auf Punkte zu legen, welche aus der quantitativen Analyse nicht hervorgingen.

3.1 Projektbeschreibungen

3.1.1 Geothermieanlage Insheim, Oberrheingraben

Die Geothermieanlage Insheim liegt im rheinlandpfälzischen Teil des Oberrheingrabens und erschließt ein tieflegendes hydrothermales Reservoir in etwa 4.000 Meter Tiefe. Die Anlage wurde 2012 in Betrieb genommen und nutzt das etwa 165°C heiße Thermalwasser zur Stromerzeugung mit einer elektrischen Nennleistung von knapp 5 MW. Die Anlage wurde von der Pfalzwerke geofuture geplant und realisiert und wird heute von der NatürLich Insheim GmbH kommerziell betrieben. Neben der Stromerzeugung soll die Geothermieanlage Insheim zukünftig auch zur Wärmebereitstellung genutzt werden.

Abbildung 22: Geothermieanlage Iinsheim (Home | NatürLich Insheim (natuerlich-insheim.eu))

Projektziel: Nach Aussagen der Betreibergesellschaft[9] war es das Ziel, ein möglichst einfaches technisches Konzept zu realisieren, um eine hohe

[9] Persönliches Gespräch im Juli 2021

Verfügbarkeit der Anlage erreichen zu können und den Aufwand von Wartungsmaßnahmen möglichst gering zu halten.

Technisches Konzept: Der Kraftwerksprozess ist als einstufiger, unterkritischer Sattdampfprozess ohne interne Wärmerückgewinnung (Rekuperation) ausgeführt. Als Arbeitsmittel kommt Iso-Pentan zum Einsatz, wodurch der Arbeitsmittelkreislauf auf einem geringen Druckniveau betrieben werden kann und Arbeitsmittelverluste minimiert werden. Die Wärmezufuhr an den Kraftwerkskreislauf erfolgt über Rohrbündel-Wärmeübertrager, in denen das Thermalwasser in den Rohren geführt wird, um eine gute Reinigbarkeit der Thermalwasser-berührten Flächen gewährleisten zu können. Zur Kühlung des Kraftwerkskreislaufs wird ein luftgekühlter Kondensator bestehend aus mehreren Modulen eingesetzt.

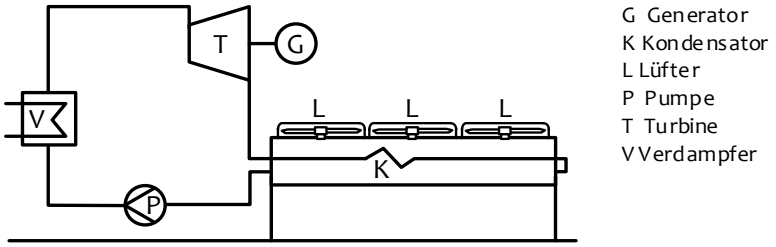

Abbildung 23: Vereinfachtes Prinzip der ORC-Anlage in Insheim

Erkenntnisse aus dem Anlagenbetrieb[5]: Ein zentrales Thema des Betriebs ist der Umgang mit Scaling und Korrosion. Durch den Einsatz von Inhibitoren lassen sich Scaling-Prozesse zwar verringern, eine vollständige Vermeidung ist aber nicht möglich, da bislang keine funktionale und gleichzeitig kostengünstige Kombination an Chemikalien gegen Scaling und Korrosion verfügbar ist. Eine wiederkehrende Reinigung der Wärmeübertrager wurde durch deren Konstruktion im Rahmen der Planung mitgedacht und ist in etwa alle 2 Jahre erforderlich. Eine effektive Vorgehensweise bei der Reinigung und Entsorgung der Ablagerungen wurde sukzessive mit der Betriebserfahrung entwickelt.

Die Kühlung arbeitet stabil, da die einzelnen Ventilatoren regelmäßig überprüft und gewartet werden und so fast keine Ventilatorausfälle zu verzeichnen sind. Um die Anlagenleistung in den Sommermonaten zu optimieren, wird die Nachrüstung einer adiabaten Vorbefeuchtung der Luft geprüft (s.a. EU-Projekt GeoSmart). Eine der Herausforderungen ist in diesem Zusammenhang ausreichend Wasser in geeigneter Qualität zur Verfügung zu stellen, z.B. durch einen Brauchwasserbrunnen, ohne in einen Nutzungskonflikt mit der Landwirtschaft zu geraten. Bei der technischen Umsetzung ist zudem darauf zu achten, dass die Vorbefeuchtung der Luft nicht zu ungewollten Verunreinigungen der Kühlrippen führen, welche den Wärmeübergang wieder vermindern würden.

Eine weitere Erkenntnis betrifft die elektrische Netzanbindung, welche in zukünftigen Projekten genauer berücksichtigt werden sollte. Als Alternative zur nächstmöglichen Anbindung sollte auch die Anbindung an die nächsthöhere Spannungsebene geprüft werden, da diese meist eine höhere Verfügbarkeit und

Stabilität aufweist und dadurch netzbedingte Anlagenausfälle und Anfahrvorgänge vermieden werden können.

3.1.2 Forschungskraftwerk Groß Schönebeck

Das Forschungskraftwerk Groß Schönebeck wurde durch das Helmholtz-Zentrum Potsdam als Teil der Forschungsplattform Groß Schönebeck realisiert. Der Standort Größ Schönebeck liegt 50 km nordöstlich von Berlin und dient als Referenzstandort für die Entwicklung geothermischer Technologien für hydrothermale Speichergesteine mit geringer Durchlässigkeit. Zwei in etwa 4.300 Meter tiefe Forschungsbohrungen erschließen ein Reservoir mit ca. 150 °C. Der Aufbau der Forschungsplattform begann 2000 mit der Aufwältigung einer 10 Jahre alten, nicht fündigen Erdgasexplorationsbohrung. Ab 2006 entstand die zweite Bohrung unter der Leitung des GFZ. In 2010 erfolgte der Startschuss für den Bau des Forschungskraftwerks. Bei der Durchführung von Zirkulationsexperimenten während der Bauphase des Forschungskraftwerks ("Kommunikationsexperiment"[10]) wurde jedoch ein signifikanter Rückgang der Produktivität der Förderbohrung beobachtet, so dass das Forschungskraftwerk aufgrund der zu geringen Thermalwasserfließrate nicht in Betrieb genommen werden konnte. Auch wenn aus Groß Schönebeck keine Betriebserfahrungen im Hinblick auf die Stromerzeugung vorliegen, liefern die Überlegungen zum umgesetzten technischen Konzept und die Erfahrungen aus dem Betrieb des Thermalwasserkreislaufs einen wertvollen Beitrag zum Thema zuverlässige Systemintegration und dezentrale Stromerzeugung.

Projektziel: Mit dem Forschungskraftwerk Groß Schönebeck sollten verschiedene Aspekte im Hinblick auf die Wärmezufuhr, den Kraftwerkskreislauf und die Kraftwerkskühlung untersucht werden, um Ableitungen für die Planung und Optimierung geothermischer Binär-Kraftwerke zu treffen.

[10] siehe Abschlussbericht "Nachhaltige Produktion und Injektion von Thermalwasser der tiefen sedimentären geothermischen Lagerstätten in Groß Schönebeck" (BMU, FKZ 0325088)

Abbildung 24: Forschungskraftwerk Groß Schönebeck

Technisches Konzept: Der Kraftwerksprozess ist modular als dreistufiger, serieller Prozess aufgebaut und ist über einen Zwischenkreis an den Thermalwasserkreislauf angebunden. Dadurch war es möglich, dass nur ein Wärmeübertrager auf die Thermalwasserchemie abgestimmt und reinigbar gestaltet werden musste und in den Kraftwerkskreisläufen verschiedene Wärmeübertrager-Bauarten mit gestalterischem Fokus auf den Verdampfungsprozess eingesetzt werden konnten. Für die Wärmezufuhr waren verschiedene Plattenwärmeübertrager vorgesehen. Als Arbeitsmittel sollte in allen Kreisläufen n-Butan zum Einsatz kommen. In zwei Kreisläufen wurden Prototypen-Rohrbündelwärmeübertrager für die Kondensation und zugleich interne Wärmerückgewinnung eingebunden. Für die Kühlung wurde ein zwei-zelliger Nasskühlturm errichtet. Um das Komponenten- und Prozessverhalten bei verschiedenen Betriebsbedingungen untersuchen zu können, wurde das Forschungskraftwerk mit umfangreicher Messtechnik ausgestattet. Insgesamt wurde eine elektrische Erzeugungsleistung von knapp 1 MW installiert.

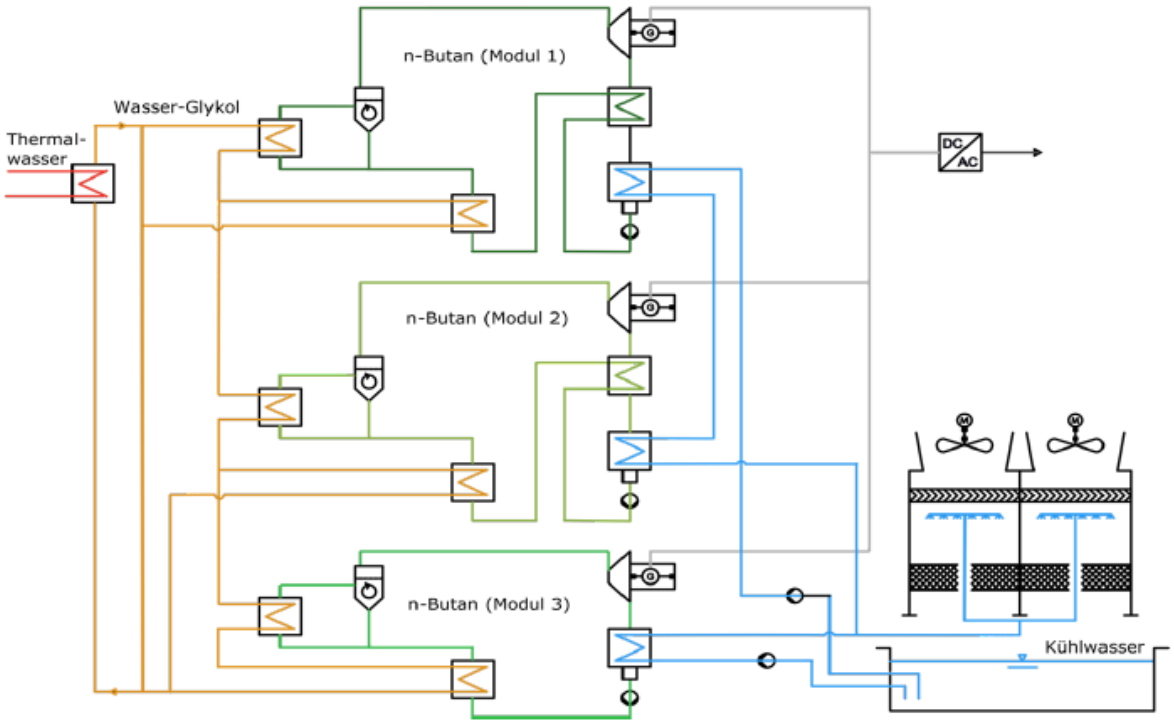

Abbildung 25 Vereinfachtes Fließschema Kraftwerkskreislauf Groß Schönebeck

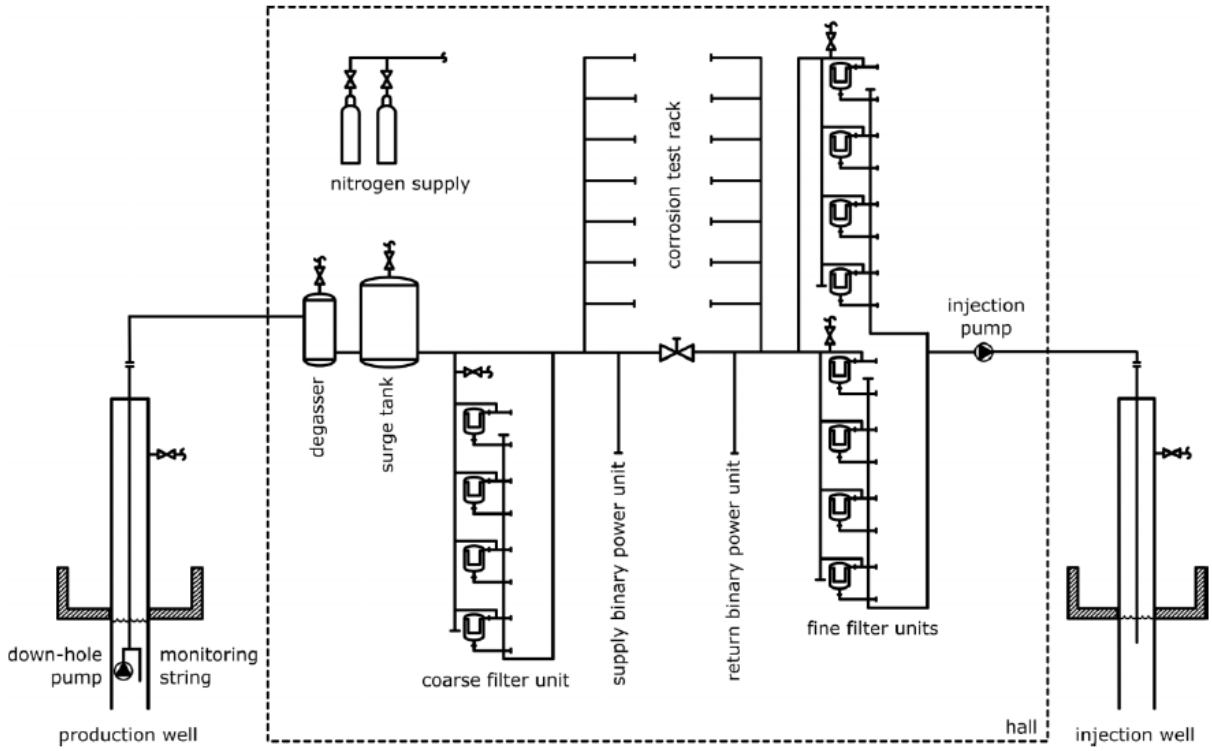

Abbildung 26 Vereinfachtes Fließschema Thermalwasserkreislauf Groß Schönebeck

Erkenntnisse aus der Planung und Umsetzung des Thermalwasser-Kreislaufs:

Der Thermalwasserkreislauf sollte nachweisen, dass die Produktion und Injektion von Thermalwasser aus tiefen sedimentären geothermischen Lagerstätten nachhaltig ist und dauerhaft zur thermischen Nutzung bereitsteht. Die geplanten Systeme sollten trotz ihres experimentellen Charakters weitgehend keine Provisorien, sondern auch im späteren Endausbau der Gesamtanlage verwendet werden.

Die Auslegung des Thermalwasserkreislaufs basiert auf folgenden Hauptparametern, die mithilfe hydraulischer Tests und umfangreicher geochemischer Untersuchungen ermittelt wurden.

- Temperatur: 150 °C,
- Gesamtmineralisation des Thermalwassers: 265 g/l
- Die maximale Fördermenge des Thermalwasser beträgt 65 (75) m^3/h

Aufgrund der hohen Mineralisation von 265 g/l wurden die Rohrleitungen mit Innenbeschichtung ausgeführt um diese vor Korrosion zu schützen. Des weiteren wurde der Aufstellbereich der Ausrüstungen in der Geothermiezentrale als thermalwasserresistente Wanne ausgeführt um Anforderungen bzgl Grundwasserschutz zu erfüllen.
Um die Nachhaltigkeit eines geothermischen Dublettenbetriebs zu bewerten, sollten verschiedene Testarbeiten im Dauerbetrieb (Zirkulation des Thermalwassers) durchgeführt werden.
In einem Langzeitexperiment konnte eine Zirkulation über mehr als 7 Tage erreicht werden. Anschließend erfolgte die Einschließung der Bohrung und die Langzeitbeobachtung des Druckverlaufs in beiden Bohrungen. Ein dauerhaftes Kommunikationsexperiment konnte nicht realisiert werden. Aus der Beobachtung des Druckverlaufs in beiden Bohrungen wurde ein zeitlich veränderliches Systemverhalten abgeleitet. Zudem nahm die Produktivität der Gesamtanlage kontinuierlich ab. Bei der Durchführung von Bohrlochmessungen (Druck/Temperatur) wurde eine Verstopfung des Bohrlochs im Nutzhorizont, möglicherweise bis zur Bohrlochsohle bei 4.400 m, festgestellt. Die Untersuchung der Proben deutete auf Ausfällungen aus dem Tiefenwasser hin. Die Probenanalysen zeigten, dass die Ausfällungen teilweise aus gediegenem Kupfer und Blei in Form von Laurionit und Baryt bestehen. Eine mögliche Ursache könnte eine kurzgeschlossene „Geobatterie" zwischen der Verrohrung der Bohrung und gelöstem Kupfer (Lokalelektrode) über die gesamte Verrohrungsfläche sein. Zudem ist es möglich, dass die Ausfällungen durch den langen Stillstand der Anlage sowie den diskontinuierlichen Betrieb verstärkt aufgetreten sind, was möglicherweise zu einem Zuwachsen der Perforation und damit zu einer erheblichen Reduzierung der Produktivität der Bohrung geführt hat.

3.1.3 Demonstrationskraftwerk Lahendong

Am indonesischen Hochtemperatur-Geothermiestandort Lahendong im Norden der Insel Sulawesi werden seit den frühen 1980er Jahren Geothermiebohrungen und -anlagen betrieben. Bis 2017 wurde in Indonesien ausschließlich der Dampfanteil der geförderten Sole in Flashanlagen genutzt. Ende der 2000er Jahre entstand in einer Deutsch- Indonesischen Kooperation der Plan, das nicht genutzte Thermalwasser der Hochenthalpie-Felder als Wärmequelle zur ergänzenden Stromerzeugung mithilfe eines Binärkraftwerks zu nutzen. Hierfür stand Thermalwasser mit einer Temperatur von 170 °C zur Verfügung. Die Auskühlung des Thermalwassers sollte auf 140 °C begrenzt sein, um Scaling zu vermeiden. Die Konkretisierung und Umsetzung der Projektidee erfolgte ab 2013 durch ein indonesisch-deutsches Projektkonsortium. Die Entwicklung des technischen Konzepts, die Komponentenspezifikation sowie die Koordination und Überwachung der Detailplanung, des ca. einjährigen Baus und der Inbetriebnahme erfolgte unter der Leitung des GFZ. Die operative Phase begann im September 2017 und im Januar 2019 wurde die Demonstrationsanlage an das indonesische Konsortium übergeben. Seitdem steht GFZ beratend und unterstützend zur Seite. Die Demonstrationsanlage verfügt über eine elektrische Leistung von knapp 500 kW.

Projektziel: So sollte erstmalig in Indonesien demonstriert werden, dass eine zuverlässige Integration und ein zuverlässiger Betrieb dieser Nutzungsvariante möglich sind. Zudem sollte ein Know-How-Transfer erfolgen.

Abbildung 27: Geothermie-Gebiet Lahendong mit Demonstrationskraftwerk © PGE

Technisches Konzept: Der Kraftwerkskreislauf ist, vergleichbar zur Anlage in Groß Schönebeck, über einen Heißwasser-Zwischenkreislauf an die geothermische Wärmequelle angeschlossen. Auch hier war die Motivation, z.T. gegensätzliche technische Anforderungen zu entkoppeln. U.a. war es durch den Zwischenkreislauf möglich, den Kraftwerkskreislauf vollautomatisch zu betreiben (d.h. auch an- und abzufahren), ohne das Betriebsregime der Bohrungen zu verändern. Der Kraftwerkskreislauf ist als einstufiger unterkritischer ORC mit Rekuperation ausgeführt. Als Arbeitsmittel kommt n-Pentan zum Einsatz. Auf Seite der Wärmeabfuhr wurden ebenfalls ein Zwischenkreislauf realisiert. Der wassergekühlte Kondensator des ORC-Kreislaufs wurde über einen geschlossenen Kühlwasserkreislauf an einen Trockenkühler angeschlossen. Ein Vorteil des Kühlwasserkreislaufs war es u.a., dass Konstruktion und Betrieb des Trockenkühlers aufgrund des einphasigen Wärmeübergangs von Wasser im Vergleich zur Kondensation von Arbeitsmitteldampf einfacher handzuhaben sind.

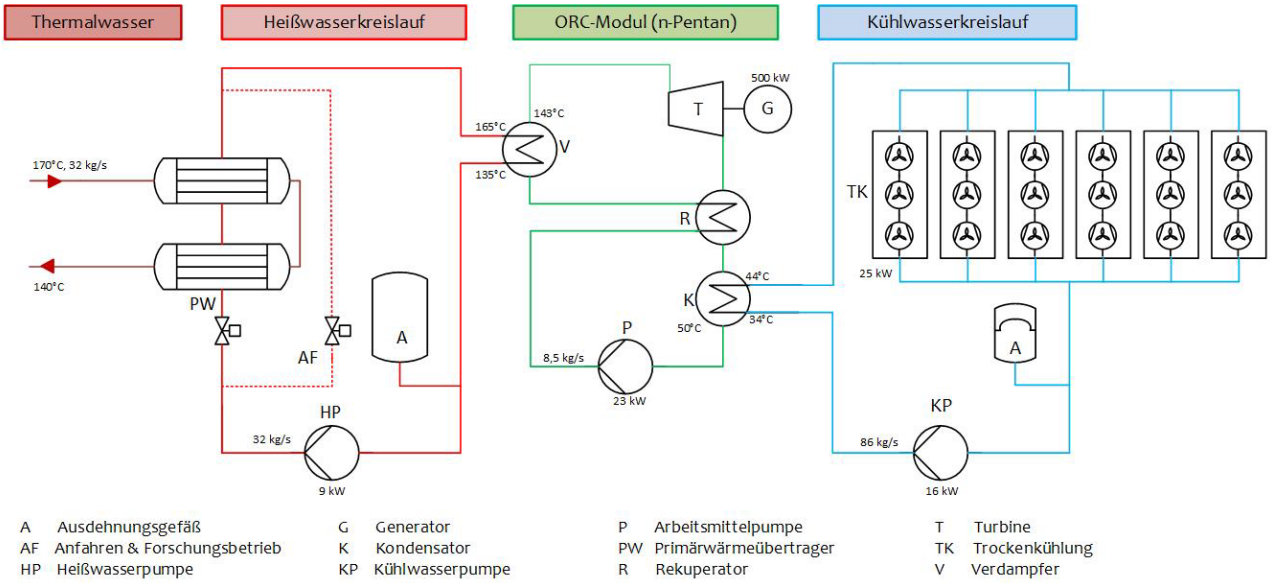

Abbildung 28 Vereinfachtes Fließschema des Demonstrationskraftwerks und wesentliche Auslegungsgrößen

Erkenntnisse aus der Planung und Umsetzung der Demonstrationsanlage: Es konnte gezeigt werden, dass die Entkopplung von manuellem Betrieb (Bohrungen) und vollautomatischem Betrieb (Kraftwerkskreislauf) durch einen Heißwasserzwischenkreis möglich ist. Das Konzept der Zwischenkreisläufe (Heiß- und Kühlwasserkreislauf) ist unüblich, da mit energetischen Einbußen und bautechnischem Mehraufwand verbunden ist, hat sich aber in verschiedenen Punkten als vorteilhaft erwiesen:

- Durch die Entkopplung von Prozessen können Einzelprozesse besser optimiert werden (z.B. Anfahrprozess des ORC-Moduls) und lassen sich einfacher auf veränderte Randbedingungen (z.B. veränderliche Bedingungen der Wärmequelle) anpassen.

- Durch die Entkopplung von Prozessen können Komponenten und Bereiche, die eine besondere Behandlung benötigen minimiert werden (z.B. Minimierung der Ex-Schutzbereiche, geringere Arbeitsmittelfüllmenge).
- Durch die Entkopplung technischer Anforderungen können einzelne Komponenten einfacher designt werden und es kommen mehr Firmen/Hersteller für die Lieferung und v.a. auch für die Wartung der Komponenten in Frage.

Die Umgebungsbedingungen am Demonstrationsstandort stellen aufgrund der hohen Luftfeuchtigkeit und den starken Niederschlägen eine große Herausforderung für die Anlagenkomponenten dar. Durch konstruktive Lösungen (Überdachungen, Kondensatauslassöffnungen, Vermeidung von Wasseransammlung), geeignete Materialien (Edelstahl bei stark beanspruchten Armaturen) sowie sorgfältigen Bau und Betrieb (Vermeidung von Feuchtigkeitseintrag in elektronische Bauteile, Parametrierung Schaltschranklüftung und –heizung) sind die Herausforderungen beherrschbar.

Durch die modulare Bauweise konnte ein komplett vormontiertes und vorgetestetes ORC-Modul installiert werden. Die damit verbundenen Vorteile konnten gezeigt werden. Im Hinblick auf den Transport sollte aber Wert auf Container-Standardmaße gelegt werden, um diesen Vorgang zu vereinfachen. Zudem ist es wichtig, sich frühzeitig mit den infrastrukturellen Gegebenheiten auseinanderzusetzen, um geeignete Lösungen für den Bau und den Betrieb der Anlage bereits im Rahmen der Planung mitzudenken (z.B. vor Ort verfügbare Werkzeuge und Standardkomponenten, Beschaffung und Lagerung von Verbrauchsmaterial und Ersatzkomponenten).

Durch häufige Stromausfälle und Netzprobleme kommt es momentan dazu, dass die Anlage mehrmals pro Woche an- und abfährt. Dies bedingt einerseits erhöhte Belastung und Verschleiß einiger technischer Komponenten (insbesondere Turbogeneratorlager). Andererseits wird die Verfügbarkeit der Anlage deutlich reduziert. Für den zukünftigen Betrieb der Anlage wird daher ein Konzept erarbeitet, wie mit Stromausfällen umgegangen werden kann und wie diese frühzeitig zu erkennen sind (AP4). Die Netzverfügbarkeit ist auch für alle Support-Systeme und das Automatisierungskonzept (z.B. Druckhaltung, automatische Nachspeisung von Wasser in den Zwischenkreisen) zu berücksichtigen.

Gerade für dezentrale und entlegene Anlagen ist es erforderlich, das Thema Betriebsführung frühzeitig mitzudenken. Der Fernzugriff auf die Anlage war ein elementarer Bestandteil für die Inbetriebnahme, aber auch das Betriebsmonitoring der Demonstrationsanlage. Zudem war die Anleitung und Einbindung von Betriebspersonal ohne besondere Vorkenntnisse eine Schlüsselkomponenten für den Betrieb, da ausgebildetes Fachpersonal nur unregelmäßig vor Ort sein konnte. Wichtig war es dabei v.a. dem Betriebspersonal durch geeignete Aufgaben (z.B. regelmäßiges Notieren von Betriebszuständen anhand von Vor-Ort-Anzeigen, Nachfüllen von Stickstoff, Reinigung von Filtern, …) einen permanenten Bezug zur Anlage zu geben.

3.2 Schlussfolgerungen zur zuverlässigen Systemintegration und zur dezentralen Stromversorgung

Aus den genaueren Einblicken in konkrete Projekte lassen sich folgende übergeordnete Handlungsempfehlungen ableiten, um im Rahmen der Planung neben Effizienzkriterien auch frühzeitig Aspekte wie Anlagenzuverlässigkeit, infrastrukturelle Umsetzbarkeit und Betreibbarkeit im Blick zu haben.

Um die konkreten Randbedingungen für eine zuverlässige System-integration zu erarbeiten, wird die Vorgehensweise in Abbildung 29 empfohlen, welche im Folgenden stichpunktartig erläutert wird.

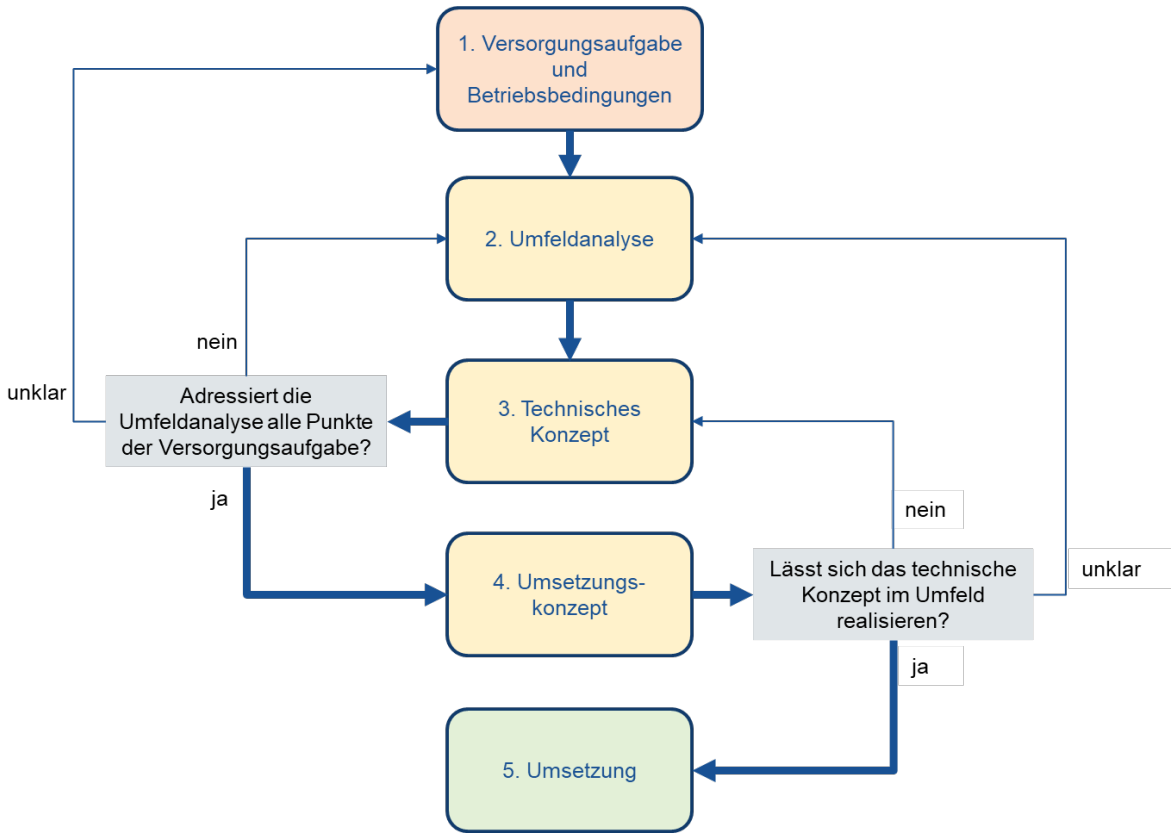

Abbildung 29: Planungs-Ablauf für eine zuverlässige Systemintegration

Im ersten Schritt werden die konkrete **Versorgungsaufgabe und die Betriebsbedingungen** definiert:

- Erfolgt die Stromlieferung an ein Netz (ohne netzstabilisierende Aufgaben)? Wie sehen die Netzparameter im langfristigen Trend aus? Ist mit Netzunterbrechungen zu rechnen (Häufigkeit und Dauer)?
- Sind anderweitige bzw. vorrangige Nutzungen vorhanden oder geplant? Welche Anforderungen/Auswirkungen bestehen durch diese Nutzung(en)? (schlagartige Abschaltungen? geplante Abschaltungen? Häufigkeit & Dauer von Abschaltungen?)
- Gibt es zu beantwortende Forschungsfragestellungen?

- Wie soll Betrieb der Anlage erfolgen? Grad der Automatisierung? Mit welchem (Fach-)Personal?

Im zweiten Schritt wird das **Umfeld** möglichst genau beschrieben, wobei neben den Standortvoraussetzungen, welche für die technische Anlagenauslegung erforderlich sind, v.a. auch die Standortanbindung, das Standortumfeld und die lokalen Marktgegebenheiten berücksichtigt werden:

Analyse der Standortvoraussetzungen (inkl. ggf. erforderliches Monitoring)

- Thermalwasser (Parameter und Zuständigkeiten, Verfügbarkeit, Variabilität)
- Umgebungsbedingungen (Temperatur, Feuchte, ggf. weitere Bestandteile der Luft durch Nähe zur geothermischen Quelle, Niederschlag, Seismizität, Variabilität)
- Verfügbarer Platz
- Stromnetz (Netzparameter, Ausfallhäufigkeit, wer ist zuständig?)

Analyse der Standortanbindung und des Standortumfelds

- Zugänglichkeit des Standorts (Zuwegungsmöglichkeiten, Grenzen von Durchfahrtshöhen und zulässige Belastungen)
- Kommunikationskonzept für das Umfeld: Baumaßnahmen und Aktivitäten sind ersichtlich, ist es möglich/erforderlich/hilfreich lokale Arbeiter, Firmen einzubinden? (Bsp. Security)
- Verfügbarkeit von Wasser in definierter Qualität (während der Bauphase und im Betrieb; Reinigung, Befüllung bzw. Nachfüllung von Kreisläufen)
- Realisierungsmöglichkeiten Fernzugriff

Analyse der lokalen Marktgegebenheiten

- Welche Komponenten sind Standard und können vom lokalen Markt bezogen werden?
- Welche Firmen gibt es, wie sind die technischen Standards und Erfahrungen?

Im dritten Schritt wird basierend auf den Vorarbeiten das **technische Konzept** erarbeitet:

- Erstellung Prozessschema
- Funktionsbeschreibung Prozess und Regelungskonzept inkl. An- und Abfahren
- Technische Beschreibung der benötigten Komponenten, Armaturen und Betriebsstoffe (Arbeitsmittel) inkl. Aspekten zur Wartung; Überlegung zu high-end Konzept und robusteste Variante?
- Grobdimensionierung (Maße und Gewicht) baulicher großer Komponenten (Wärmeübertrager, Kühlung, etc.)
- Beschreibung der benötigten vor- und nachgelagerten Systeme (Stromversorgung, Entsorgung, Wasserlieferung)

Ist ein technisches Konzept erstellt, muss nochmal kritisch geprüft werden, ob die Umfeldanalyse alle Punkte erfasst hat, die für die Umsetzung der Versorgungsaufgabe relevant sind.

Im vierten Schritt wird das konkrete **Umsetzungskonzept** erarbeitet, wobei ggf. eine Anpassung des technischen Konzepts erforderlich wird.

Aufstellungsplanung

- Platzbedarf Komponenten inkl. Zugänglichkeit bei Wartungsarbeiten, Außenaufstellung, schützenswerte Bereiche

Lieferkonzept

- was kann von wo bezogen werden? (Transportwege, Zoll etc. mit einplanen, gesetzliche Vorgaben, reale Kosten, etc.)
- Wie sehen die Lieferbedingungen aus? Wo werden Komponenten getestet? Wie lange und wo können Komponenten gelagert werden?

Betriebs- und Wartungskonzept

- was wird vor Ort gemacht, was kann kurzfristig bezogen werden, was muss gelagert werden

Im Hinblick auf das technische Konzept ist eine zunehmende Dezentralität (welche bis hin zu kleinen und weit entlegenen Anlagen geht) eine besondere Herausforderung: Egal wie klein eine Anlage ist – die Schnittstellen und zu klärenden technischen Fragestellungen sind dieselben wie bei einer großtechnischen Anlage. Die Voraussetzungen für den Betrieb sind jedoch meist andere, wie Abbildung 30 zeigt.

Umso wichtiger ist es, alle wesentlichen Punkte frühzeitig zu bedenken, weil bei sehr dezentralen Anlagen meist keine Kapazitäten für Optimierungen im Betrieb vorgesehen sind. Robustheit und einfache Bedienbarkeit ist entsprechend ein viel wichtigeres Thema. Zudem sind meist härtere Anforderungen an Komponenten gestellt, da Außenaufstellung häufiger der Fall sind und es kein klimatisiertes Betriebsgebäude gibt.

Bei großtechnischen Anlagen kann die Versorgungsaufgabe aufgrund der externen und internen Betriebsbedingungen bestmöglich erfüllt werden. Hier stehen die Effizienzsteigerung durch Anlagen- und Komponenten-optimierung im Vordergrund. Bei Kleinanlagen soll hingegen der Betriebs- und Wartungsaufwand so gering wie möglich sein. Hier liegt der Fokus entsprechend auf der Robustheit der Teilsysteme, Einfachheit der Gesamtanlage und ggf. Zulässigkeit von häufigeren An- und Abfahr-prozessen.

Typische Binär-Anlagen reihen sich meist dazwischen ein. Das primäre Ziel ist eine hohe Anlagenverfügbarkeit. Im Hinblick auf die Effizienzsteigerung kommen optimierte Serienkomponenten zum Einsatz.

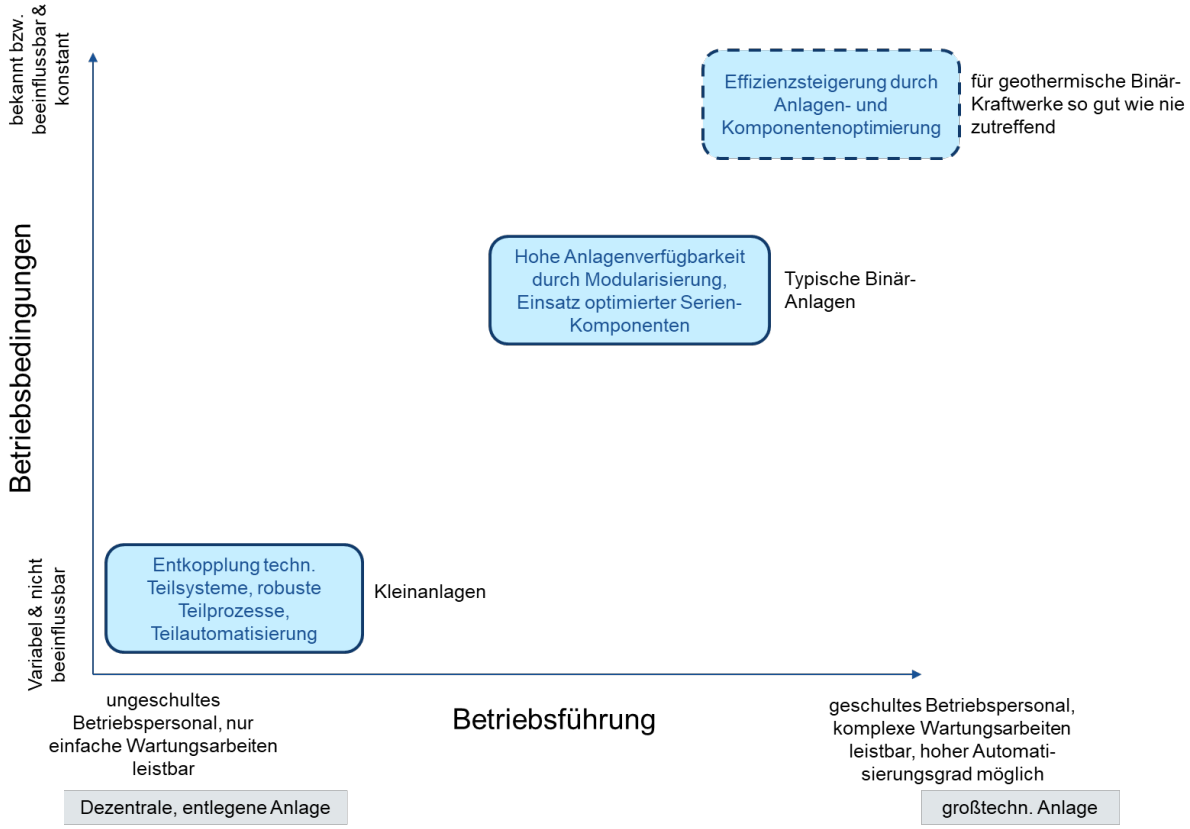

Abbildung 30: Einordnung verschiedener Auslegungs-Philosophien

4 Elektrische und automatisierungstechnische Einbindung / Automatisierung und Inselbetrieb (AP3)

Je nach elektrischer Versorgungsaufgabe sind Binär-Kraftwerke an ein größeres elektrisches Netz angeschlossen (Netzparallelbetrieb) oder versorgen im Inselbetrieb lokale Verbraucher im Umfeld unabhängig von der Anbindung an ein großes Versorgungsnetz. Auch die Kombination von Netzparallel- und Inselbetrieb ist möglich. Durch die elektrische Anbindung sind unterschiedliche Anforderungen an die Betriebsweise des Kraftwerkskreislaufs bzw. die Netzverfügbarkeit geknüpft. Der Netzparallelbetrieb mit einer voll-bzw. teilautomatischen Betriebsweise ist für Niedertemperatur-Kraftwerke in Deutschland/Europa Stand der Technik. Für die Realisierung eines Inselbetriebs gibt es prinzipiell verschiedene technische Lösungen, die am Beispiel der Demonstrationsanlage in Indonesien hinsichtlich der ökonomischen Umsetzbarkeit bewertet werden sollen.

4.1 Elektrische Anbindungskonzepte

4.1.1 Netzparallelbetrieb

Im Netzprallelbetrieb ist die Binäranlage mit einem öffentlichen Stromnetz verbunden und die produzierte Elektroenergie wird direkt ins Netz eingespeist. Hierbei wird der Turbogenerator synchron mit dem Netz betrieben. Eine Produktion von Elektroenergie bei Netzausfall ist nicht möglich, da die elektrischen Netzparameter als Führungsgröße für den Betrieb und die Regelung des Generators bzw. der Einspeiseeinheit dienen.

Bei Netzparallelbetrieb müssen technische Anforderungen für die Netzfrequenz, die Spannung und auch Blindleistung erfüllt bzw. den Bedingungen am Einspeisepunkt durch Regelung angepasst werden. Dies erfolgt in Europa/Deutschland immer mehr mit zentralen Regeleinheiten, die in Abhängigkeit von der Situation am Netzeinspeisepunkt und den Sollwerten vom Netzbetreiber, die Sollwerte für die dezentrale Einspeiseanlage (ORC-Binäranlage) vorgeben. In anderen Einsatzgebieten der Erde können diese Anforderungen variieren bzw. können feste Vorgaben vom Netzbetreiber gefordert werden.

Probleme bei instabilen Netzen

Wenn eine Anlage netzparallel betrieben wird und das öffentliche Netz häufigen Ausfällen oder Schwankungen in den Netzparametern unterliegt, führt das zu vielen Abschaltungen und dementsprechend einem diskontinuierlichen Betrieb. Dies reduziert die produzierte elektrische Energie und erhöht den technischen Verschleiß der Anlage, da die Abschaltungen meist unter Last/Volllast erfolgen.

Ein Wiederanfahren von geothermischen Binärkraftwerken bis zur Netzschaltung des Turbogenerators kann aufgrund der relativ hohen thermischen Kapazitäten und des Wiederanfahrens der Förderpumpen bzw. der Förderbohrungen nicht unverzüglich erfolgen. Der gesamte Wiederanfahrprozess kann, in Abhängigkeit

vom Anlagenkonzept und von der Anlagengröße im Bereich von einigen Stunden liegen.

Schwankungen der Netzparameter

Wenn es im Stromnetz zu Schwankungen der Netzparameter kommt und die zulässigen Grenzwerte über- oder unterschritten werden, wird der Turbogenerator vom Netz getrennt und die Binäranlage abgeschaltet oder in einen sicheren Betriebszustand überführt. Dies erfolgt zum Schutz der Anlage (Generator, Kupplungen, Getriebe) oder zum Schutz des Netzes.

Schwankungen / kurzfristige Zustände die zum Abschalten führen können:

- außerhalb min/max Frequenz
- außerhalb min/max Spannung
- Vektorsprung (plötzliche Änderung der Phase/Phasenwinkel oder der Spannung einer oder mehrerer Leiter)

Somit können auch sehr kurzfristige Schwankungen dazu führen, dass die Anlage für mehrere Stunden keine Elektroenergie mehr ins Stromnetz speist, da bei Komplettabschaltung ein Wideranfahren der Anlage nötig wird oder die Anlage in den Turbinenbypassbetrieb wechselt und der ORC-Kreislauf durch Kühlen erst wieder in einen Zustand überführt werden muss, der ein sicheres Anfahren des Turbogenerators ermöglicht.

4.1.2 Inselbetrieb

Beim Inselbetrieb werden Elektroenergieverbraucher ohne Verfügbarkeit eines öffentlichen Stromnetzes versorgt. Hierbei sind die Erzeugeranlagen wie ein geothermisches Niedertemperaturkraftwerk dafür verantwortlich, dass die Elektroenergie mit entsprechender Menge und Qualität zur Verfügung gestellt wird. Hierbei ist eine oder sind mehrere Anlagen für die Netzstabilität gemeinsam verantwortlich.

Hierbei müssen von den Erzeugeranlagen folgende Aufgaben erfüllt werden

- Produktion / Leistungsregelung dem Bedarf entsprechend
- Einhaltung von Stabilitätskriterien
    - min/max Spannung
    - min/max Frequenz

Besondere Anforderungen an den Inselbetrieb bestehen, wenn schnelle oder häufige Lastwechsel ermöglicht werden müssen, wie z.B. das Zu- oder Abschalten von Pumpen oder anderen großen Verbrauchern. Geothermische Binärkraftwerke sind aufgrund ihrer großen thermischen Komponenten (große Speicherkapazitäten wie große Wärmeübertrager oder große Rohrleitungslängen) und auch aufgrund ihrer Anbindung an geothermische Kreisläufe nur sehr eingeschränkt geeignet Laständerungen innerhalb weniger Sekunden zu ermöglichen. (z.B. Irl2020)

Vorrausetzungen für einen Inselbetrieb mit geothermischen Binäranlagen:

- Regelung der Leistung in einem bestimmten Bereich, der von den Lasten im Inselnetz abhängt
- Grund- und Spitzenlastabdeckung bzw. Nachführen der Lasten
- Weitere Erzeugerkapazitäten zur Stabilisierung der Netzqualität sowie der Abdeckung von Spitzenlasten bzw. zur Realisierung schneller Laständerungen
- Leistungsänderungsgradienten müssen zu den Laständerungen der Verbraucher passen, um unterschiedliches zeitliches Verhalten auszugleichen

Nachfolgend sind die grundsätzlichen Möglichkeiten der Leistungsregelung bei geothermischen Binäranlagen in Inselnetzen aufgeführt:

(A) Regelungsmechanismen innerhalb der Binäranlage (z.B. Drosselventil vor der Turbine)
(B) Regelung der Wärmezufuhr im Thermalwasserkreislauf
(C) Kombination mit anderen Erzeugern, die z.B. schnelle Laständerungen abfangen und die Nachregelung des Binärkraftwerks ermöglichen
(D) Demandsidemanagement: Regelung der Verbraucher oder Einsatz kurzfristiger Dymmy-/Bremslasten bei sehr schnellen Lasteinbrüchen

Je nachdem wie schnell eine Binäranlage auf Laständerungen regieren muss, gibt es unterschiedliche Regelungsmechanismen. Nachfolgend wird unterschieden nach kurzfristigen (s, min) und längerfristigen (h) Anforderungen unterschieden:

- Regelung im Sekunden- und wenige Minuten-Bereich
    - durch das Zudampfventil/Turbinenregelventil des Turbogenerators (modifizierte Gleitdruckfahrweise), für eine positive und negative Reserve muss der Turbogenerator im Normalbetrieb immer angedrosselt betrieben werden, hierbei kommt es allerdings immer zu Drosselverlusten in den Regelorganen die die Effizienz der Binäranlage mindern
    - Düsenregelung oder auch Düsengruppenregelung an der Turbine, erfordert eine spezielle Konstruktion der Turbine, geringere oder keine Effizienzverluste
    - Regelung über den Turbinenbypass, öffnen und schließen des Bypassventils ändert den Dampfmassenstrom über die Turbine und somit deren Leistung
    - Einsatz von thermischen Speichern: Heißwasserspeicher oder Dampfspeicher, Beladung bei Leistungsreduktion der Turbine und Entladung zur Leistungserhöhung der Turbine (z.B. Irl2020)
    - Einsatz elektrischer Speicher/Batterien
- Regelung im Stundenbereich
    - Leistungsregelung über eine Erhöhung oder Reduzierung der Wärmezufuhr,

        - Regelung der Bohrlochpumpen (ESP), Reaktionszeit in Stunden oder Tagen (Gradient: 1-10Hz/h) (Irl2020)
        - Wärmezufuhrregelung über einen Zwischenkreis (wenn vorhanden), beeinflusst die Temperatur an den Injektionsbohrungen, die ebenfalls nur wenige K/h geändert werden sollte (Irl2020)
        - Wärmezufuhrregelung durch einen Anlagenbypass im Thermalwasserkreislauf
    - Düsenregelung oder auch Düsengruppenregelung ist auch für langsame Lastregelung möglich

Ein reiner Inselbetrieb von Binäranlagen muss im Rahmen der Anlagenplanung in der Konzeptphase frühzeitig bekannt sein bzw. definiert werden, da die Realisierung der Netzstabilisierung eine besondere Aufgabe darstellt und weitreichende Auswirkungen auf das Anlagendesign hat bzw. zusätzliche tech. Maßnahmen notwendig werden.

4.1.3 Kombination Netzparallel- und Inselbetrieb

Je nach Betriebsweise sind die Anforderungen an die elektrotechnische Einbindung und Regelung wie in 4.1 und 4.1.2 beschrieben. Zusätzlich müssen Anlagenregelungs- und elektrotechnische Maßnahmen getroffen werden, die ein Umschalten zwischen den beiden Betriebsweisen ermöglichen. Dies betrifft zum einen die elektrische Schalttechnik und zum anderen die verfahrenstechnische Regelungstechnik für die ORC-Anlage.

Varianten:

(A) Kombibetrieb mit Inselbetrieb zur Versorgung der Binäranlage bei Netzausfall, um einen Bereitschaftsbetrieb sicher zu stellen und bei Netzwiederkehr zügig zum Netzparallelbetrieb zu wechseln

(B) Kombibetrieb mit Inselbetrieb zur Versorgung der Binäranlage sowie weiterer Verbraucher bei Netzausfall und Realisierung eines lokalen Netzes

Vorteile für den Kombibetrieb

- Netzeinspeisung bei vorhandenem öffentlichen Netz
- Bei Ausfall des öffentlichen Netzes können lokale Verbraucher versorgt werden (B) bzw. der Bereitschaftsbetrieb der Binäranlage (A)
- Bei kurzfristigen Störungen im öffentlichen Netz: Überbrückung der Störung im Selbstversorgungsbetrieb, um lange Wiederanfahrperioden der gesamten Geothermieanlage zu vermeiden
- Vermeidung großer und schneller Lastwechsel aufgrund Abschaltung unter Last bei Verwendung von Dummylasten/Bremswiderständen was wiederum den technischen Verschleiß am Turbogenerator reduziert
- Nur Abschaltung des Turbogenerators und die Anlage kann im Standby Betrieb weiterlaufen.

Nachteile des Kombibetriebs

- Erhöhter Investitionsbedarf für die notwendige elektrische Infrastruktur und evtl. weiterer notwendiger Erzeugerkapazitäten
- Zusätzliche Regelmechanismen für die Binäranlage zur Lastregelung, Regelung des Turbogenerators mit Leistungsbedarf als Sollgröße (Variante B)

Bei Stromnetzen mit häufigen Ausfällen oder auch häufigen Schwankungen der Netzparameter, die zum Abschalten der Anlage führen und bei Anlagen mit Leistungen im MW-Bereich, ist dieses Konzept durchaus zu empfehlen und kann trotz höherer Investitionen ökonomisch sinnvoll sein, wenn hierdurch teure Reparaturen vermieden werden können, bzw. höher Einspeisemengen für die Elektroenergie realisiert werden.

4.2 Fallstudie Geothermisches Demonstrationskraftwerk Indonesien

Das geothermische Demonstrationskraftwerk in Lahendong/Indonesien wurde als reine netzparallele Anlage geplant und sollte die Elektroenergie in ein lokales Stromnetztes einspeisen. Im Probebetrieb der Anlage stellte sich heraus, dass die lokale Netzqualität deutlich geringer war, als ursprünglich dokumentiert wurde. Zu diesem Zeitpunkt war eine Umrüstung auf Inselbetriebsfähigkeit im Rahmen der Projektressourcen nicht mehr leistbar.

Beim der Demonstrationsanlage wird die vom Turbogenerator erzeugte Elektroenergie abzgl. des Anlageneigenverbrauchs in ein kleines lokales Netz (3~/400V) eingespeist, welches wiederum über eine Transformatorstation mit einem überregionalen 630kVA Netz verbunden ist. Sobald Störungen im lokalen Netz auftreten, wird das Demonstrationskraftwerk vom Netzt genommen. Sind es nur kurze Störungen oder kurzfristige Schwankungen in den Netzparametern erfolgt das sofortige Abschalten der Turbine und die Anlage wird im Bypassmodus betrieben, d.h. alle Kreisläufe der Anlage werden betrieben nur der Dampf im ORC-Kreislauf wird im Bypass zur Turbine geführt. Die gesamte Anlage wird auf ein starttaugliches Temperaturniveau gekühlt und ein Wiederanfahren der Turbine ist nach ca. 1h wieder möglich. Beim Kühlbetrieb sind alle Kreisläufe in Betrieb und die Kühlung erfolgt über die Rückkühlung der gesamten Anlage.

Kommt es zum vollständigen Netzausfall, wird der Turbogenerator sofort vom Netz getrennt und die Anlage ist vollständig abgeschaltet, da keinerlei Stromversorgung mehr möglich ist. Alle Antriebe, sonstige Aktoren und Ventile nehmen eine Fail-Save-Position ein. In diesem Fall werden mehrere Stunden zum Wiederanfahren der gesamten Anlage nach Wiederkehr des Stromnetzes benötigt, da nach Wiederkehr des Netzes erst der Heißwasserzwischenkreis auf Startniveau gekühlt werden muss. Hierfür steht nur eine eingeschränkte Kühlleistung zur Verfügung.

Während des Test- und Forschungsbetriebs der Demonstrationsanlage kam es wöchentliche zu mehreren Abschaltungen aufgrund von Netzausfällen und Netzschwankungen. Dies minderte die Elektroenergieproduktion erheblich und verursachte erhöhten Verschleiß insbesondere im Turbogenerator.

Der Turbogenerator speist Elektroenergie bei 650VDC (bei 12000 U/min) in den Gleichspannungszwischenkreis des 500kW Frequenzumrichters ein (AFE). Bei Netzausfall wird der Umrichter vom Netz getrennt und hat somit auch keine Netzspannung mehr für Hilfsantriebe zu Verfügung steht. Die Anlage wird also komplett abgeschalten. Ein erneuter Start ist nur nach Netzwiederkehr möglich.

Im Rahmen der Fallstudie wird ein Konzept zur elektrischen Einbindung betrachtet die zum einen den Verschleiß am Turbogenerator aufgrund der NOT-Abschaltung bei Netzausfall reduzieren soll sowie den „Inselbetrieb" der Anlage bei Ausfall des lokalen Stromnetztes ermöglicht um den gesamten Anlagenverschleiß zu verringern sowie die Zeit zum Wiederanfahren nach Netzwiederkehr deutlich reduziert.

Einbindungskonzept zur Reduktion der starken Laständerungen am Turbogenerator sowie Inselbetrieb bei Netzausfall (Kombibetrieb)

Um einen Inselbetrieb zu ermöglichen sind 2 Einspeisemodule, die die DC(Gleich)-Spannung vom Turbogenerator in netztaugliche AC(Wechsel)-Spannung wandeln, notwendig. Hierbei sind beide Module parallellaufend, wovon die eine für die Netzeinspeisung zuständig ist und die andere die Versorgung der lokalen Verbraucher übernimmt. Im Falle der Netztrennung ist nur das Einspeisemodul für die interne Stromversorgung in Betrieb und ermöglicht den Betreib von Pumpen, Aktoren und die Steuerung für den Betrieb der Binäranlage. Zusätzlich wird ein Bremswiderstand vorgesehen, der im Augenblick der Netztrennung die Überlast des Turbogenerators abnimmt und eine geregelte Leistungsreduktion der Anlage ermöglicht. Das Modul für die Netzeinspeisung ist im Falle des Netzausfalls vom Netz getrennt und inaktiv. Bis zur Netzwiederkehr wird die Anlage im Inselbetrieb autark mit einem kleinen lokalen Anlagennetz betrieben. Sobald das öffentliche Netz wieder in Betrieb ist und ein stabiler Betrieb registriert werden kann, erfolgt die Synchronisierung des Eispeisemoduls an die Netzparameter und die Binäranlage kann wieder auf Sollleistung geregelt werden. Das (Singleline-) Schaltbild des beschriebenen Einbindungskonzepts ist in Abbildung 32 dargestellt.

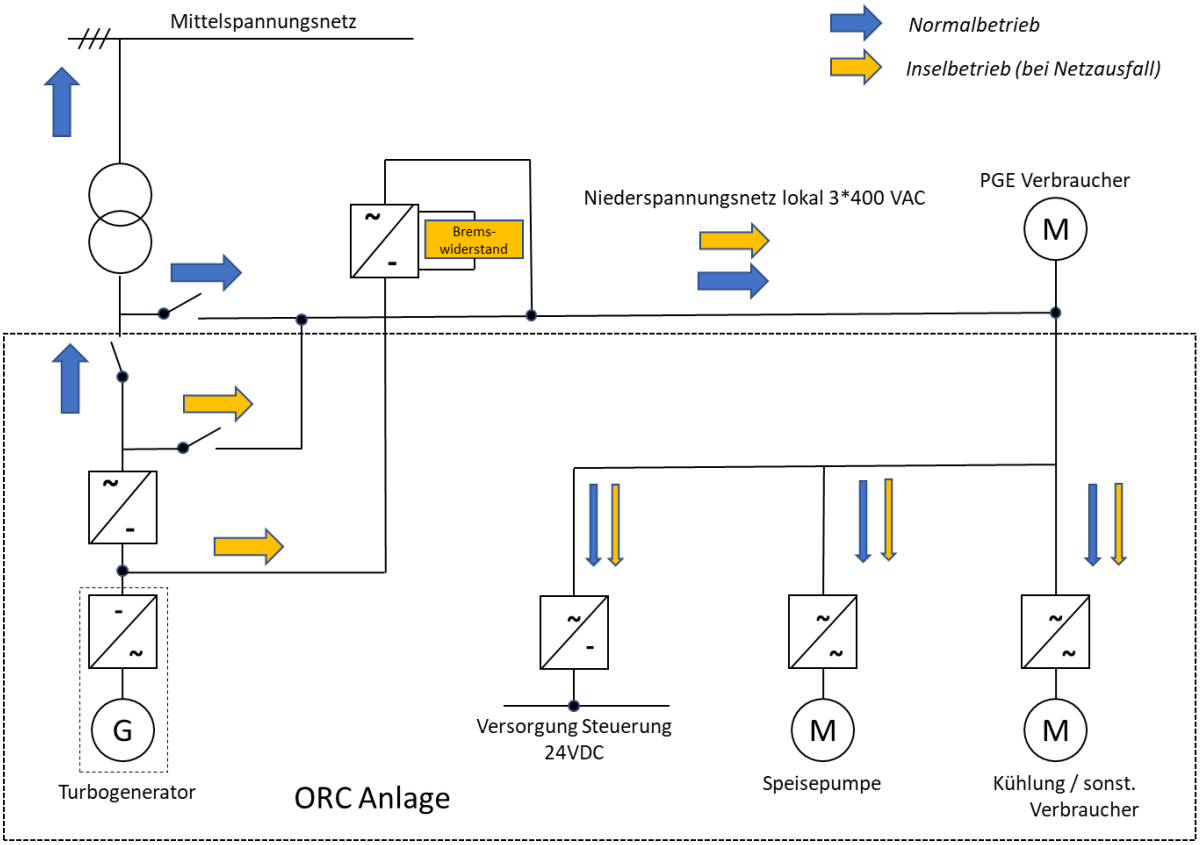

Abbildung 31: Schaltbild Netzparallelbetrieb mit Versorgung der internen/lokalen Verbraucher über zwei parallel betrieben Einspeisemodule inkl. eines Bremswiederstandes

5 Betriebssicherheit von geothermischen ORC-Kraftwerken / Frühwarnsystem /Praktische Umsetzung Seismik-Messungen in Lahendong, Indonsien (AP4)

Die Betriebssicherheit und Zuverlässigkeit von geothermischen Binärkraftwerken sind wesentliche Aspekte für den erfolgreichen Einsatz dieser Technologie. Dabei können neben der Technik selbst auch externe Ursachen die Zuverlässigkeit der Anlagen beeinflussen. In vielen geothermisch genutzten Gebieten gibt es erhöhte seismische Aktivitäten, die zum Ausfall einer Anlage führen können. Ein rechtzeitiges Abschalten der Anlage oder von Teilen wie der Turbine kann Schäden vermeiden und die Zuverlässigkeit erhöhen.

In diesem Arbeitspaket wurden die Erfahrung aus der Erdbebenfrühwarnung genutzt, um ein unabhängiges Frühwarnsystem für z.B. geothermische Binäranlagen zu testen und zu verifizieren. Ein solches System ist nicht nur für geothermische Kraftwerke bedeutend, sondern ist von genereller Relevanz, sobald sensible Infrastruktur durch rechtzeitiges Handeln vor Schäden durch Erschütterung geschützt werden soll. Dies ist nur möglich, wenn das Signal frühzeitig erkannt wird und die zu erwartenden Auswirkungen abgeschätzt werden. Dabei kommt es besonders darauf an, die maximale zu erwartende Bodenbeschleunigung (PGA) aus Messungen vorherzusagen. Die maximalen Bodenbeschleunigungen werden normalerweise an seismischen S Wellen erreicht, die zeitlich nach den P Wellen an entfernten Orten auftreffen. Das Ziel ist es, durch den Einsatz von geeigneten Seismometern und empirischen Methoden die maximale Bodenbeschleunigung aus der Messung von P-Wellen rechtzeitig abzuleiten, um eine bestimmte Reaktionszeit zu ermöglichen. Es ist geplant, das System am Standort des geothermischen Niedertemperatur-Demonstrationskraftwerks in Lahendong (Indonesien) zu testen, da dort eine ausreichende Ereignisdichte vorhanden ist.

Die Arbeiten in diesem Arbeitspaket wurden von der Firma GEMPA GmbH aus Potsdam durchgeführt. GEMPA GmbH verfügt über umfangreiche Erfahrungen in der Entwicklung von Erdbebenfrühwarnsystemen und ist ein Unternehmen, das aus dem Projekt 'GITEWS-German Indonesian Tsunami Early Warning System' des GFZ Potsdam hervorgegangen ist.

5.1 Motivation

Während des Test- und Forschungsbetriebs ereignete sich am 24.3.2019 ein Erdbeben im Bereich der nördlichen Molukken, das zu deutlichen Bodenbewegungen am Standort des binären Demonstrationskraftwerks führte. Diese Bewegungen verursachten Schäden am Lager des Turbogenerators. Das Erdbeben hatte eine Stärke von 6,1 und das Epizentrum lag etwa 200 km entfernt in einer Tiefe von etwa 10 km. Eine erste Analyse der Daten zeigte, dass etwa 30 Sekunden nach dem Beben starke Vibrationen am Beschleunigungssensor des

Turbogenerators gemessen wurden. Die Vibrationen haben das Lager des Turbogenerators beschädigt. Möglicherweise hätte die Zeitspanne zwischen dem Erdbeben und den hohen Beschleunigungen an der Erdoberfläche ausgereicht, um den Lagerschaden zu minimieren oder zu verhindern. Da es jedes Jahr mehrere Erdbeben mit ähnlicher Lage und Stärke gibt, haben wir beschlossen, gemeinsam mit Partnern ein intelligentes Erdbeben-Frühwarnsystem zu entwickeln und zu testen. Dieses System kann auch für andere industrielle oder bauliche Infrastrukturen von Bedeutung sein.

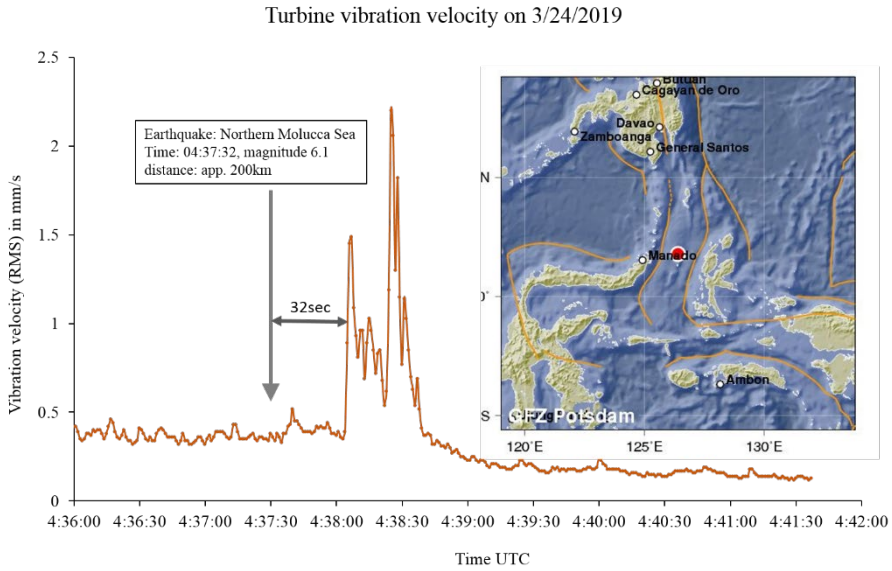

Abbildung 32: Position des Erdbebens, das zur Beschädigung des Turbogenerators führte: Zeit: 2019-03-24-37-32 UTC, Nördliche Molukken, Magnitude 6,1, Tiefe 10 km (Quelle GEOFON) und gemessene Schwingungen am Turbogenerator

5.2 Konzeptbeschreibung

Das Konzept des Frühwarnsystems basiert auf der Tatsache, dass bei einem Erdbeben verschiedene Wellen entstehen, die sich mit unterschiedlichen Geschwindigkeiten ausbreiten. Die wichtigsten Wellen sind die P- (Primär-) und S- (Sekundär-) Wellen. P- und S-Wellen sind Körperwellen, die sich im Inneren der Erde ausbreiten. Die P-Wellen sind Kompressionswellen oder Longitudinalwellen, die sich in allen Arten von Material (fest, flüssig und gasförmig) ausbreiten können und im Gebiet von Nord-Sulawesi Geschwindigkeiten von ca. 6 km/s erreichen. P-Wellen verursachen nur selten Zerstörungen an der Erdoberfläche (nicht-destruktive Wellen). Die Sekundärwelle ist eine Scherwelle, die sich transversal ausbreitet und nur in festem Material verlaufen kann, da Flüssigkeiten und Gase keine Scherkräfte übertragen können. S-Wellen sind für die Zerstörung an der Erdoberfläche verantwortlich aufgrund ihrer hohen vertikalen und horizontalen Amplituden. Sie erreichen Geschwindigkeiten von etwa 3,5 km/s, was etwa 60% der Geschwindigkeit von P-Wellen entspricht.

Der Geschwindigkeitsunterschied zwischen P- und S-Wellen wird in Frühwarnsystemen genutzt, da P-Wellen von seismischen Sensoren (Geophonen) sehr gut erfasst werden können. Die Zeitdifferenz zwischen dem Eintreffen der P-Welle und der S-Welle kann je nach Entfernung des Erdbebens zwischen einigen Sekunden und Minuten liegen. Diese Zeitdifferenz kann als Reaktionszeit genutzt werden, um beispielsweise eine Turbine abzuschalten.

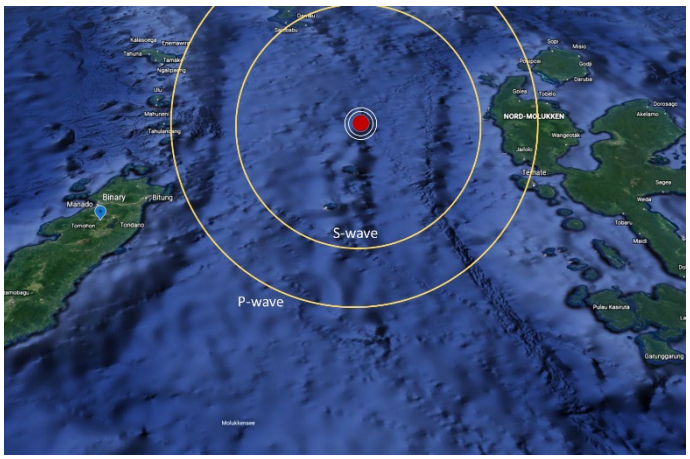

Abbildung 33: Abbildung zur Veranschaulichung der unterschiedlichen Ankunftszeiten von P-Wellen und S-Wellen

5.3 Technisches Design des Frühwarnsystems

Das geplante Frühwarnsystem besteht aus 10 seismischen Sensoren vom Typ: Raspberry Shake 4D, die die Überwachung schwacher und starker Erdbewegungen kombinieren, einem Server zur schnellen Verarbeitung der Daten und zur Datenspeicherung sowie einer Kommunikationsschnittstelle zum Kontrollsystem des Binärkraftwerks.

Abbildung 34: Seismischer Sensor: Raspberry Shake 4D, Größe 190x60x60 mm, Quelle: gempa GmbH

Die zum Einsatz gekommenen seismischen Sensoren sind über Nordsulawesi verteilt, so wie in Abbildung 8 dargestellt. Vier Sensoren befinden sich in unmittelbarer Nähe des Kraftwerks und sechs Sensoren befinden sich in umliegenden Gebieten (max. Radius von 300 km) mit einer hohen Wahrscheinlichkeit von Erdbeben, welche direkte Auswirkungen auf den Standort des geothermischen Kraftwerks haben können.

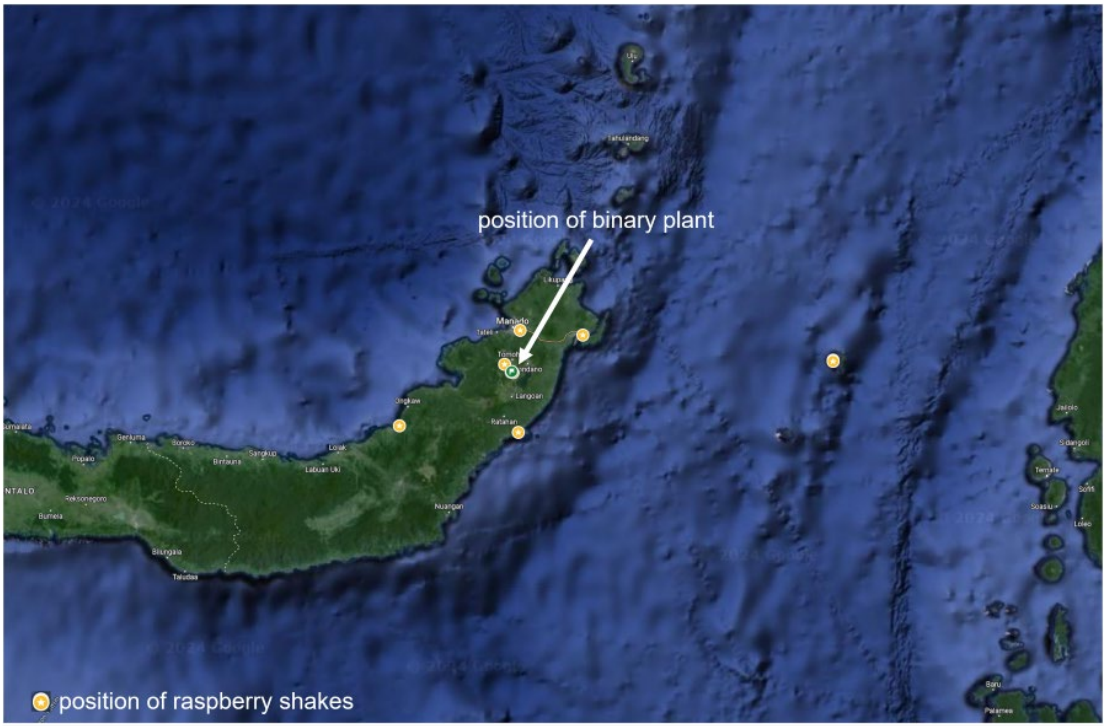

Abbildung 35: Position der für das Frühwarnsystem in Betracht gezogenen seismischen Sensoren in Nordsulawesi (Kartenquelle: Google Earth)

Bei der Entwicklung und Erprobung des Frühwarnsystems wurden zwei Ansätze verfolgt: die Vor-Ort-Frühwarnung, bei der die Sensoren direkt am Kraftwerksstandort zum Einsatz kommen, und die regionale Frühwarnung, bei der die aus der Ferne installierten Sensoren von Bedeutung sind. Bei der Vor-Ort-Frühwarnung werden die schneller und früher eintreffenden P-Wellen am Kraftwerksstandort erfasst und ausgewertet. Die Auswertung führt zu einer Prognose der zu erwartenden Bodenbeschleunigung, die durch die nachfolgenden langsameren S-Wellen verursacht werden könnten. In der Regel ist nur ein seismischer Sensor für die Vor-Ort-Frühwarnung notwendig. Mehr installierte Sensoren führen zu Redundanz und erhöhen die Zuverlässigkeit des Systems.

Bei der regionalen Frühwarnung werden der Ort und die Stärke des Erdbebens aus den eintreffenden P-Wellen in der Nähe des Epizentrums berechnet. Aus diesen Daten lässt sich auch die am Zielort zu erwartende Bodenbeschleunigung bestimmen. Für eine regionale Frühwarnung sind mindestens 4 Sensoren erforderlich. Je nach der Anzahl der Stationen in der Nähe des Epizentrums kann die regionale Frühwarnung genauer sein, da mehr Stationen zur Verfügung stehen und ein Erdbeben eindeutig als Quelle für Bodenbewegungen identifiziert werden kann. Die Anwendbarkeit und Zuverlässigkeit hängt jedoch von der Datenübertragungsinfrastruktur ab und erfordert eine stabile Internetverbindung.

Die Vor-Ort-Frühwarnung ist weniger genau, da hohe Amplituden auch durch lokale Quellen wie z.B. eine Baustelle verursacht werden können, ohne dass zerstörerische seismische Wellen folgen. Andererseits ist sie eigenständig, kann kostengünstiger sein und ist nicht von der Internetkommunikation abhängig.

5.4 Signalablauf des Frühwarnsystems

Im Falle eines Erdbebens werden die P-Wellen von den Sensoren registriert. Die Daten werden dann von jedem Sensor über UMTS an den Datenserver gesendet. Auf dem Server werden die Daten mit speziellen Algorithmen ausgewertet, die an die örtlichen geologischen Verhältnisse angepasst sind. Das Ergebnis ist dann eine prognostizierte Bodenbeschleunigung am Kraftwerksstandort. Der Beschleunigungswert wird an die Kraftwerkssteuerung übermittelt und der Turbogenerator wird abgeschaltet, wenn der erwartete Wert einen zulässigen Grenzwert für den Turbogenerator überschreitet. Der grundsätzliche Aufbau des Frühwarnsystems und der Informations-/Datenfluss sind in Abbildung 37 dargestellt.

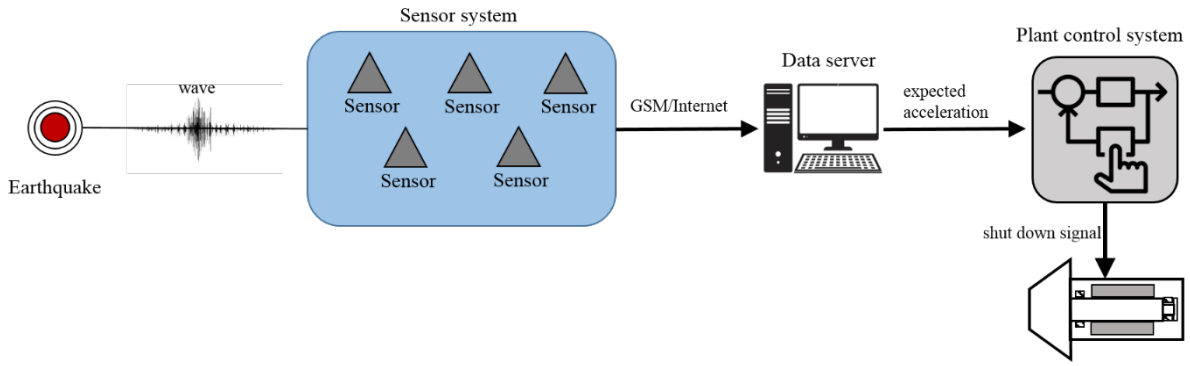

Abbildung 36: Grundlegender Aufbau des Frühwarnsystems mit Signalkettte (gempa GmbH)

Im Falle eines Erdbebens wird nur der Turbogenerator vom Netz genommen und zum Stillstand gebracht. Der Arbeitsmittelkreislauf, der Thermalwasserkreislauf und der Heiß- und Kühlwasserkreislauf laufen weiter, so dass der Turbogenerator schnell wieder gestartet werden kann. Im Falle einer Frühwarnung wird das Turbineneinlassventil geschlossen und das Turbinenbypassventil geöffnet, wodurch der Dampf an der Turbine vorbeigeleitet und direkt in den Regenerator/Kondensator geleitet wird. Gleichzeitig wird der Wärmeeintrag in den ORC-Kreislauf reduziert, indem die Heißwassereintrittstemperatur am Verdampfer abgesenkt wird. Sobald der Turbogenerator wieder freigegeben werden kann, wird die Heißwassertemperatur über eine vordefinierte Rampe wieder erhöht und ein reguläres Wiederanfahren des Turbogenerators durchgeführt. Die Freigabe erfolgt nach einer gewissen Zeitspanne, nachdem keine „Warnung" mehr vom Frühwarnsystem übermittelt wurde.

5.5 Umsetzung und Erprobung des Frühwarnsystems

5.5.1 Erdbebengefährdung

Das von der gempa GmbH entwickelte Frühwarnsystem nutzt die unterschiedlichen Ausbreitungsgeschwindigkeiten von P- und S-Wellen, um im Falle seismischer Ereignisse rechtzeitig Maßnahmen einzuleiten und eine schnelle Detektion der Erdbeben ist essentiell. Die Region Manado/Lahendong liegt in Nord-Sulawesi, Indonesien, einer seismisch hochaktiven Zone, die von der Interaktion der

Eurasischen, der Philippinischen und der Indo-Australischen Platte beeinflusst wird. Diese geologische Lage führt zu häufigen und teilweise starken Erdbeben, die von kleinen Erschütterungen mit Magnituden um 4 bis zu großen Beben mit Magnituden von 7 oder höher reichen können. Hier sind vor allem die Regionen relevant:

Minahasa-Halbinsel und die Sangihe-Inseln: Diese Regionen liegen nördlich von Manado und sind bekannt für ihre seismische Aktivität, die vor allem durch die Subduktion der Philippinischen Platte unter die Eurasische Platte verursacht wird. Diese Subduktionszone ist für ihre tiefen und häufig sehr starken Erdbeben bekannt.

Molukkensee: Südlich von Manado befindet sich die Molukkensee, eine weitere Region mit hoher seismischer Aktivität. Erdbeben in diesem Bereich können durch die komplexen Interaktionen zwischen der Indo-Australischen, der Philippinischen und der Eurasischen Platte entstehen.

Nord-Sulawesi: Direkt in der Region um Manado und Lahendong treten ebenfalls Erdbeben auf, die meistens mit der lokalen Riftbildung und der Dehnung der Erdkruste in Verbindung stehen.

5.5.2 Stationsnetzwerk

Um eine effiziente und frühzeitige Detektion dieser Erdbeben zu ermöglichen, wurde eine strategische Platzierung der seismischen Sensoren gewählt:

Pulau Maju, Maluku Utara: Drei Stationen wurden auf dieser Insel eingerichtet, um die tektonische Aktivität aus der Richtung der Molukkensee zu überwachen. Diese Stationen sind entscheidend, um frühzeitig Signale von Erdbeben zu erfassen, die sich von südlich des Kraftwerks her nähern.

Norden von Sulawesi Utara: Weitere Stationen wurden entlang der Küstenregionen Nord-Sulawesis platziert. Diese dienen dazu, seismische Aktivitäten zu überwachen, die aus der Minahasa-Halbinsel und den umliegenden tektonischen Strukturen stammen könnten.

In der Nähe des Kraftwerks: Einige Stationen wurden direkt in der Nähe des geothermischen Kraftwerks Lahendong installiert und bilden die letzte Überwachungslinie, falls die Daten von weiter entfernten Stationen nicht zur Verfügung stehen.

Die Auswahl der exakten Stationsstandorte erfolgte nach folgenden Kriterien:

- permanente Verfügbarkeit von Strom
- zuverlässiger Mobilfunkempfang zur Übertragung
- Schutz des Equipments
- Stationsqualität

Im Laufe des Projektes mussten teilweise Sensoren verlegt werden, um die Stationsqualität zu verbessern oder eine stabilere und schnellere Mobilfunkanbindung zu ermöglichen. Dies inkludierte ebenfalls teilweise den Austausch der Hardwarekomponenten der Stationen. Kritisch hier sind die

Standorte auf der Insel Pulau Maju, welche entscheidend für eine schneller Stationsqualität sind.

Die nachfolgende Tabelle enthält eine komplette Liste der Stationen.

Tabelle 3: Stationsliste

Name	Sensor	Region	Ort|Beschreibung	Koordinaten
LH01	AM.R4E8D	Sulawesi Utara	Manado	1.4703°N 124.8771°E
LH02	AM.RD574	Sulawesi Utara	Rumah Panel Geothermal Power Plant Pertamina	1.2695°N 124.8417°E
LH03	AM.RCBD9	Maluku Utara	Perum Batang Dua	1.3272°N 126.3583°E
LH04	AM.RF985	Maluku Utara	Desa Lelewi	1.3198°N 126.3692°E
LH05	AM.RDF75	Sulawesi	Bitung	1.4468°N 125.1723°E
LH06	AM.RF826	Maluku Utara	Kelurahan Mayau	1.3232°N 126.3581°E
LH07	AM.R6D3D	Sulawesi Utara	Tatengesan Satu	0.9875°N 124.8695°E
LH08	AM.R7600	Sulawesi Utara	Poigar II	1.0166°N 124.3060°E
LH09	AM.RE0E7	Sulawesi Utara	Ruang Trafo Geothermal Power Plant Pertamina	1.2748°N 124.8355°E
LH10	AM.RD908	Sulawesi Utara	Gedung Lama Water Treatment Plant PLTP Lahendong 3 dan 4 PT PLN	1.2721°N 124.8349°E

5.5.3 Softwarekomponenten des Frühwarnsystems

Softwaretechnisch basiert das Frühwarnsystem auf dem SeisComP Framework, welche heutzutage die weitverbreitetste Plattform zur automatischen Echtzeitdetektierung von Erdbeben darstellt. Das Framework wurde im Rahmen des GITEWS Projektes vom GFZ und der gempa GmbH entwickelt. Das SeisComP System wurde um kommerzielle Module der gempa GmbH ergänzt, die im Wesentlichen die Detektionsgeschwindigkeit und -genauigkeit erhöhen und auch die Disseminierung und Triggerung der Schnittstelle zum Kraftware übernehmen.

Abbildung 38 zeigt Softwarearchitektur des zentralen von der gempa GmbH betriebenen Server zur Erdbebendetektierung.

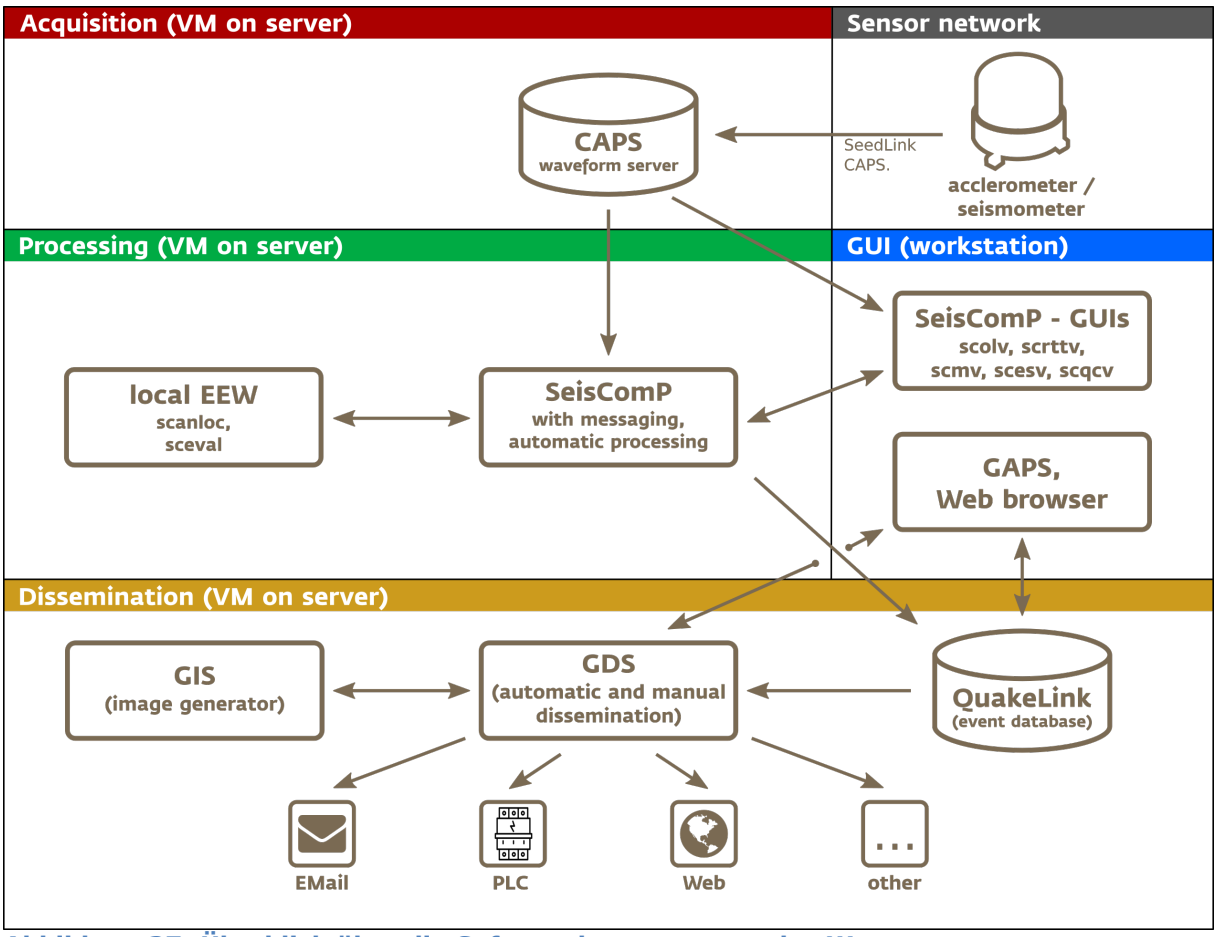

Abbildung 37: Überblick über die Softwarekomponenten des Warnsystems

5.5.4 Steuerung und Interface zum Kraftwerk

Der Shutdown des Turbogenerator wird durch eine PLC (PiXtend) gesteuert. Auf dieser läuft ein Softwaremodul, welches eine Verbindung zum zentralen Server besitzt und sowohl auf Erdbebenmeldungen als auch auf Überschreitungen des Beschleunigungsschwellwertes reagiert und ist Teil des GDS PLC Service (Abbildung 38). Der PixTend besitzt ein natives Debian, welches erlaubt, die Software der gempa GmbH direkt auf dem PixTend auszuführen. Abbildung 39 zeigt den generellen Aufbau des Systems mit der Schnittstelle zum Kraftwerk. Die Datenanbindung erfolgt durch eine Mobilfunkverbindung mittels eines VPN.

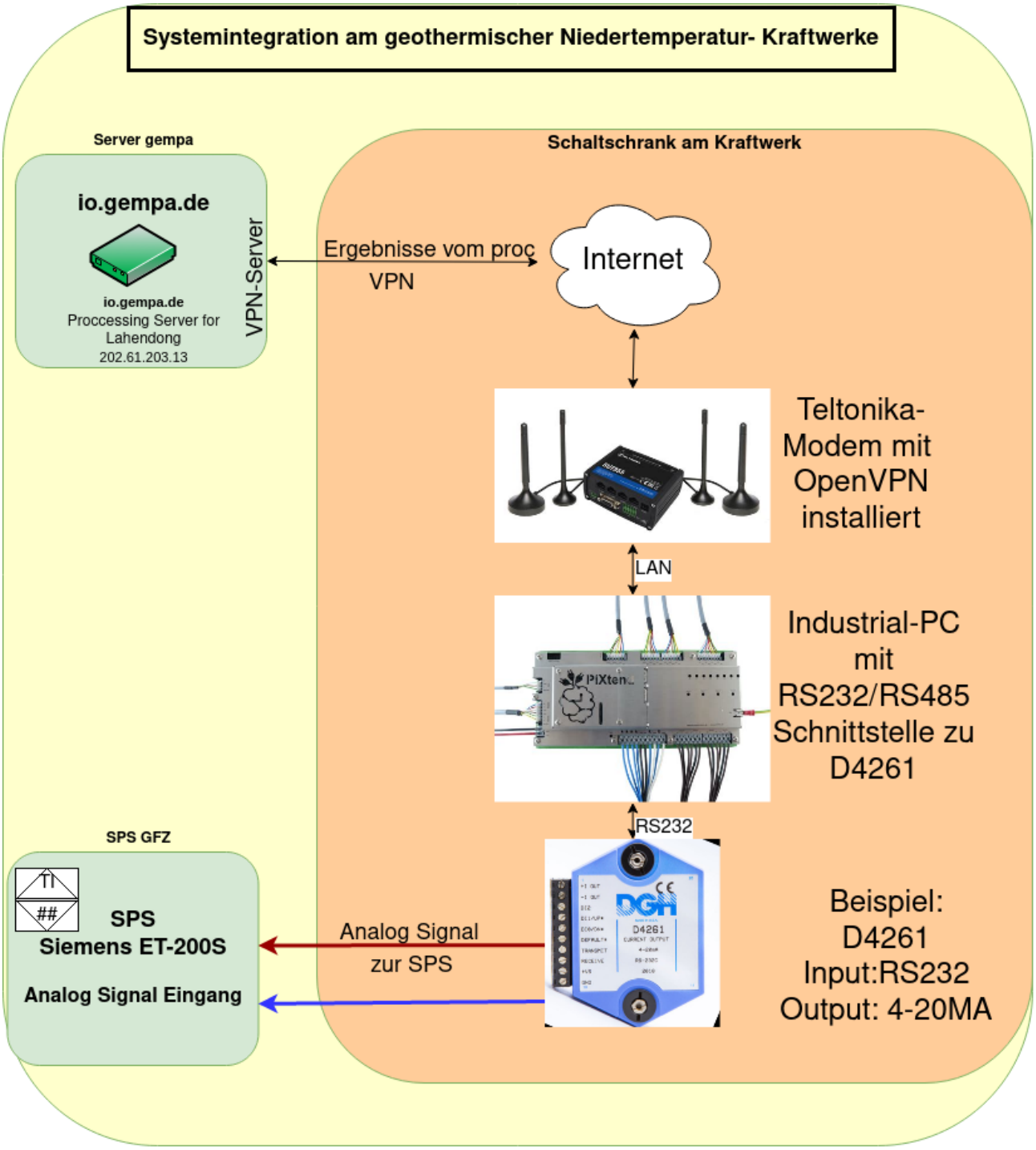

Abbildung 38: Architekturdiagram des Warnsystems inklusive Anbindung an die Kraftwerkssteuerung

Eine direkte Aufschaltung des Frühwarnsystems auf die SPS des Turbogenerators wurde aufgrund zwischenzeitlicher technischer Probleme am Kraftwerk nicht realisiert.

5.5.5 Auswertung der Ergebnisse

Im Projektzeitraum wurden insgesamt 27 Erdbeben mit einer Magnitude >4 aufgezeichnet, bei denen alle Stationen online waren. Erdbeben zu Zeiten bei denen ein Teil der Stationen offline war, wurden für die Auswertung nicht berücksichtigt. Vor allem die Stationen auf der vorgelagerten Insel Pulau Maju, Maluku sind von entscheidender Bedeutung für die Dauer der Vorwarnzeit. Für einen potentiellen späteren Betrieb des Warnsystem ist daher eine stabilere Internetanbindung essentiell und aufgrund der häufigen Ausfallzeiten der Stationen empfiehlt sich die Installation von zusätzlichen Stationen, um die Ausfälle zu kompensieren. Die Vorwarnzeit wurde als Zeitunterschied zwischen Detektion bzw. automatischer Bestätigung und der ankommenden S-Welle definiert. Innerhalb dieser Vorwarnzeit können Aktionen wie das Abschalten des Turbogenerators erfolgen. Tabelle 4 zeigt die ausgewerteten Erdbeben

Tabelle 4: Liste der ausgewerteten Erdbeben

Herdzeit	Mag.	Lat.	Long.	Region
2022-11-03 21:30:22	5.1	0.6	126.64	Northern Malukku Sea
2022-11-28 22:29:18	5.1	2.68	129.18	Seram
2023-05-14 15:32:59	5.7	0.29	126.64	Northern Malukku Sea
2023-04-30 16:29:31	5.2	1.65	126.51	Northern Malukku Sea
2022-10-02 01:36:32	5.1	1.28	127.39	Halmahera
2022-10-20 23:00:27	5.3	1.39	121.05	Sulawesi
2023-02-28 22:07:29	4.1	2.53	126.4	Northern Malukku Sea
2023-02-28 14:43:50	5.0	1.42	125.82	Northern Malukku Sea
2023-02-24 17:29:27	4.7	2.76	126.18	Northern Malukku Sea
2023-03-28 04:20:03	5.9	0.33	123.5	Minahassa Penisula
2023-05-19 18:16:50	5.2	2.6	127.77	Northern Malukku Sea
2022-08-14 02:49:16	5.8	2.13	126.58	Northern Malukku Sea
2023-02-26 05:53:12	5.0	1.54	125.85	Northern Malukku Sea
2023-07-17 04:43:10	5.7	1.55	126.42	Southern Malukku Sea
2023-08-04 11:49:18	5.8	0.23	125.06	Southern Malukku Sea
2023-08-07 08:06:38	5.3	1.76	125.76	Northern Malukku Sea

Abbildung 40 zeigt die Verteilung der Vorwarnzeiten für die ersten Detektionen und die Lösungen, die durch ein automatischen Qualitätscheck bestätigt wurden. Generell wird die Vorwarnzeit von der Distanz zum Erdbebenherd bestimmt. Negative Werte zeigen Erdbeben bei denen entweder die Lokalisierung problematisch was, so dass mehr Stationen benötigt wurden oder, dass die Daten von einigen Stationen verspätet eintrafen.

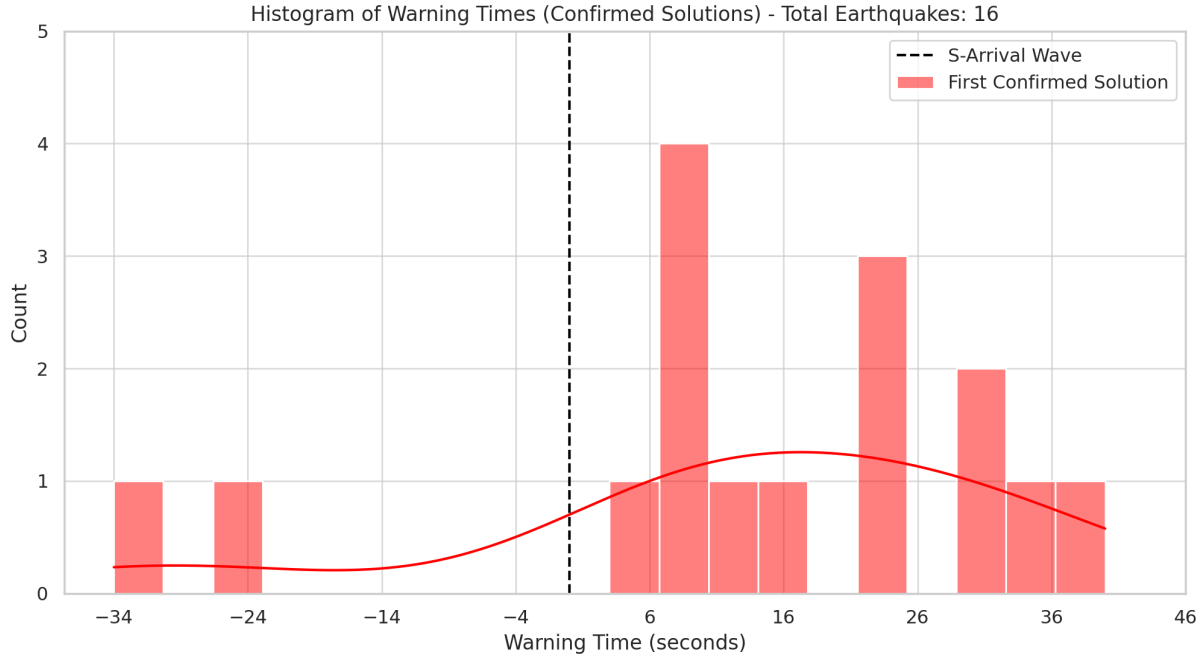

Abbildung 39: Histogramm der Vorwarnzeiten (Positive Werte bedeuten Vorwarnzeit, negative Werte bedeuten verspätete Erkennung).

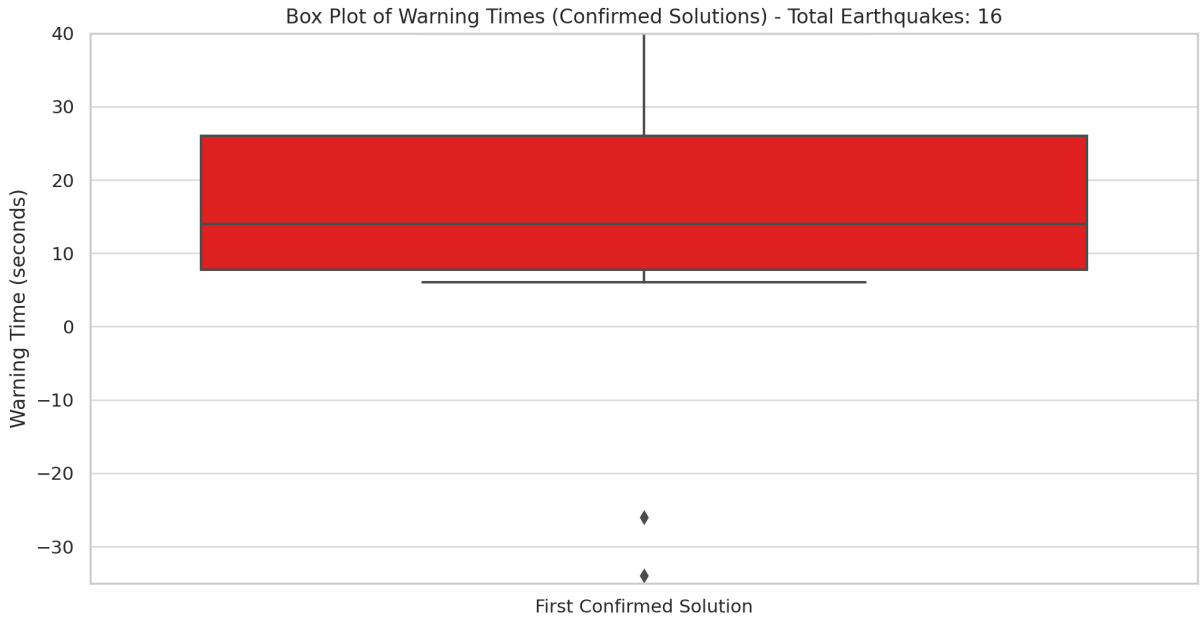

Abbildung 40: Der Box-Plot zeigt die Verteilung der Vorwarnzeiten für die erste bestätigte Lösung, einschließlich des Minimums, des ersten Quartils, des Medians, des dritten Quartils und des Maximums sowie etwaiger Ausreißer

Wie in Abbildung 41 dargestellt, betrug im Median die Vorwarnzeit ca. 14 Sekunden, bei 25% der Erdbeben nur ca. 8 Sekunden, bei 75% der Erdbeben ca. 26 Sekunden. Dies bedeutet, dass für einen Großteil der Erdbeben eine frühzeitige Abschaltung des Turbogenerators zur Schadensbegrenzung möglich ist.

Abbildung 42 zeigt das Streudiagramm der Vorwarnzeiten im Vergleich zur Magnitude. Es lässt sich wie erwartet keine klare Beziehung zwischen Magnitude und Vorwarnzeit erkennen, da die Vorwarnzeit im Wesentlichen von der Distanz zum Erdbebenherd abhängt. Nur bei schwächeren Erdbeben spielt noch die Anzahl der Stationen, welche die seismische Welle detektiert haben eine Rolle, jedoch sind diese nicht von Interesse.

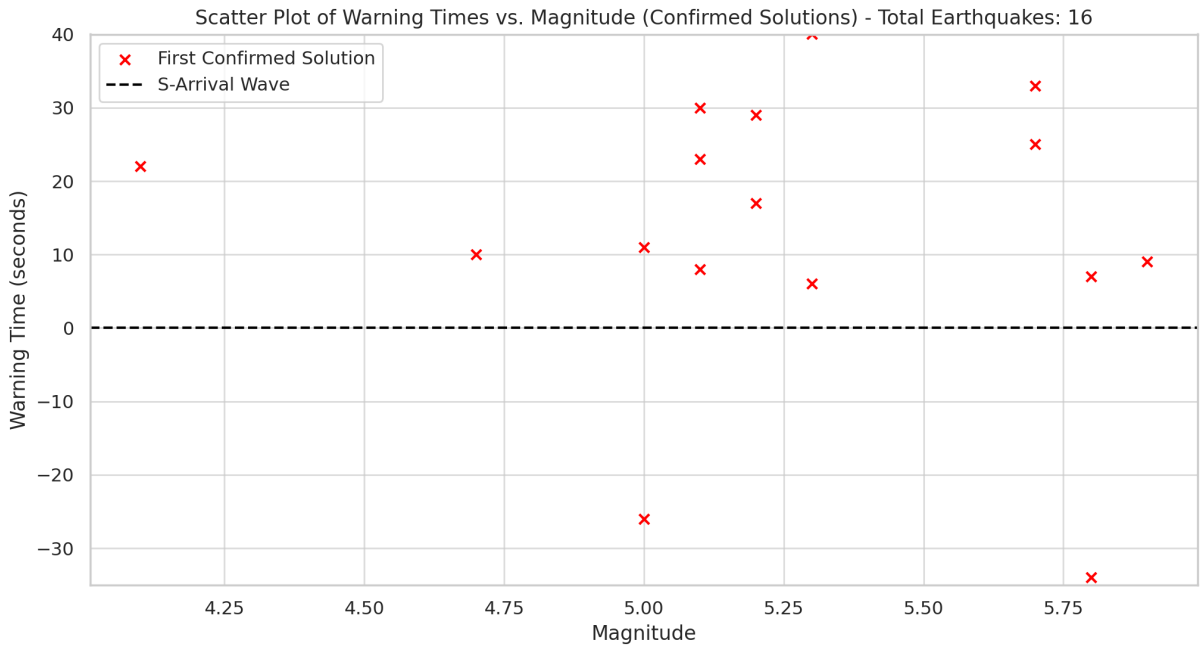

Abbildung 41: Streudiagramm der Vorwarnzeiten im Vergleich zur Magnitude

5.5.6 Zusammenfassung für die Entwicklung und Erprobung des Frühwarnsystems

Das Projekt zur Implementierung eines Erdbeben-Frühwarnsystems für geothermische ORC-Kraftwerke in Lahendong, Indonesien, zeigt in mehreren Bereichen bemerkenswerte Erfolge:

Stationsaufbau:

Erfolgreiche Installation und strategische Platzierung von seismischen Sensoren (Raspberry Shake 4D) in Nord-Sulawesi und den umliegenden Gebieten.

Datenanbindung:

Effiziente Datenübertragung von den Sensoren zum zentralen Server über UMTS und VPN-Verbindungen, was eine schnelle Verarbeitung und Analyse der Erdbebendaten ermöglicht.

Architekturdesign:

Entwicklung eines robusten und effektiven Systems zur schnellen Detektion und Vorhersage von Bodenbeschleunigungen, basierend auf den Daten von P-Wellen.

Steuerung durch die PLC:

Implementierung eines automatisierten Steuerungssystems (PLC) zur schnellen Reaktion auf Erdbebenwarnungen, einschließlich der geplanten Abschaltung des Turbogenerators zur Schadensvermeidung.

Performance der Frühwarnung:

Das Frühwarnsystem konnte erfolgreich mehrere Erdbeben erkennen und vorhersagen, wodurch eine durchschnittliche Vorwarnzeit von ca. 14 Sekunden erreicht wurde. Dies ist ausreichend für die rechtzeitige Einleitung von Schutzmaßnahmen.

5.5.7 Herausforderungen und Unvollendete Aspekte

Trotz der Erfolge in den oben genannten Bereichen gab es auch Herausforderungen und nicht vollständig abgeschlossene Aufgaben:

Finale Implementierung der Schnittstelle zwischen PLC und Turbogenerator:

Diese Komponente konnte aufgrund logistischer und koordinativer Herausforderungen vor Ort nicht abgeschlossen werden.

Auswirkungen der COVID-19-Pandemie:

Die Pandemie verursachte erhebliche Verzögerungen bei Installations- und Wartungsreisen, was den Projektfortschritt behinderte.

Insgesamt zeigt das Projekt trotz der Herausforderungen und Verzögerungen eine erfolgreiche Umsetzung der Kernkomponenten des Frühwarnsystems. Die gewonnenen Erkenntnisse und Erfahrungen bieten eine solide Grundlage für zukünftige Verbesserungen und die vollständige Implementierung des Systems.

6 Ergebnisse des Vorhabens

6.1 Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit

Die Forschung am GFZ ist in die Programmstruktur der Helmholtz-Gemeinschaft Deutscher Forschungszentren eingebettet. Das Programm Erneuerbare Energien der Helmholtz-Gemeinschaft konzentriert sich auf höchst komplexe Fragestellungen, die kontinuierliche und langfristige Forschung, interdisziplinäre Kooperationen einer Vielzahl von Wissenschaftlern und hohe Investitionen für experimentelle Ausrüstung benötigen. Hier werden grundlegende Fragen der Material- und Prozessforschung (Grundlagenforschung) ebenso behandelt wie die Probleme industrieller Umsetzung (Anwendungsorientierte Forschung). Ein wichtiger Aspekt der Forschungsstrategie ist es, Ergebnisse an Industrie und Einrichtungen, die näher am Markt sind, weiterzuleiten, sobald die notwendige Arbeit zur industriellen Umsetzung dort effizienter erledigt werden kann. Die

industrielle Verwertung sowie die Markteinführung bestimmter Produkte gehören somit nicht zu den Kernaufgaben der Helmholtz-Gemeinschaft.

Am GFZ ist die Untersuchung und Entwicklung von Technologien zur Nutzung geothermischer Energie Teil des Forschungsprogramms Erneuerbare Energien der Helmholtz-Gemeinschaft. Die Kernaufgaben des GFZ im Bereich Geothermie sind die Erkundung geeigneter geologischer Strukturen zur Nutzung geothermischer Verfahren, die Entwicklung von Methoden zur Erhöhung der Fluidproduktivität geologischer Formationen und die Untersuchung von Maßnahmen für eine langfristige und kosteneffektive Nutzung geothermischer Energie. Sie umfassen auch die Entwicklung von Technologien für die Installation von Geothermie-Kraftwerken sowie das Monitoring aller Aspekte des Systems im Betrieb.

Die erfolgreiche Durchführung des Projektes erforderte Personal- und Sachmittel, die nicht aus dem Grundhaushalt des GFZ finanziert werden konnten. Deshalb bestand die Notwendigkeit einer Zuwendung von Bundesbehörden mit F&E-Aufgaben um dieses Forschungsvorhaben umsetzen zu können.

6.2 Verwertbarkeit der Ergebnisse

Auf der Grundlage verfügbarer Informationen von ca. 280 geothermischen Binäranlagen und der detaillierteren Analyse sowie der Erfahrungen von drei unterschiedlichen umgesetzten Anlagenkonzepten wurden Handlungsempfehlung für die Planung von Binäranlagen entwickelt. Die Daten und die daraus entwickelten Empfehlungen stehen als Wissensbasis für zukünftige Anlagenplanungen zur Verfügung.

Das entwickelte elektrische Einbindungskonzept für Binäranlagen führt zu einer Erhöhung der Anlagenverfügbarkeit, zur Reduzierung des Verschleißes und des Reparatur und Wartungsaufwandes. Das entwickelte Konzept ist nicht nur interessant wo häufige Netzausfälle zu verzeichnen sind, sondern auch da wo sehr kurzfristige Schwankungen in den Netzparametern (Bundesnetzagentur 2021), die nicht zum Ausfall führen, aber eine Trennung der Binäranlage zum Schutz des Generators zur Folge haben. Dies ist durchaus relevant für den deutschen und europäischen Netzbereich.

Die Entwicklung, Umsetzung und Erprobung Frühwarnsystem für Binäranlagen mit Übertragbarkeit auf andere zu schützende Infrastruktur in seismisch aktiven Gebieten, Technologieentwicklung mit weltweitem Einsatzmöglichkeiten. Das im Rahmen des Projekts ausgeführte System steht für weitere Projekte mit Forschungs- und Entwicklungscharakter in Indonesien zur Verfügung und ist auch schon in Planung unter Beteiligung des deutschen Industriepartners

6.3 Bekannt gewordener Fortschritt auf dem Gebiet des Vorhabens

Im Projektzeitraum ist keine Analyse der weltweit umgesetzten geothermischen Binäranlagen bekannt geworden, welche Kriterien bezüglich des Anlagenkonzept,

der örtlichen Gegebenheiten und der geothermischen Ressource gemeinsam betrachtet. Ein genereller Stand zur geothermischen Stromerzeugung mit einer Unterscheidung zwischen direkter Nutzung und dem Einsatz von Binäranlagen ist in (Gutiérrez-Negrín, 2024) durchgeführt worden. Hingegen werden nach wie vor umfangreich Forschungsarbeiten zu Design und Optimierung des Kreisprozesses, die Wahl der Arbeitsmittel sowie die Optimierung einzelner Komponenten wie Turbine und Wärmeübertrager publiziert. Hierbei werden allerdings nur die direkt wirkenden Einflussfaktoren, wie z.B. die Prozessparameter betrachtet und weniger wie das Einsatzumfeld der Anlage die gesamte Performance beeinflusst.

6.4 Zusammenfassung

Im Rahmen des Projekts sind verschiedene Versorgungs- und Einbindungskonzepte von Niedertemperatur-Kraftwerken, sog. Binär-Kraftwerken insbesondere im Hinblick auf infrastrukturelle Gegebenheiten und die Berücksichtigung der Aspekte Betriebssicherheit und Anlagenzuverlässigkeit bewertet wurden. Der Einsatz von Binärkraftwerken ist sehr vielfältig wobei die Anwendungen im geothermischen Bereich eine große Bandbreite an installierten Kapazitäten, technischen Konzepten sowie infrastrukturellen Voraussetzungen abdecken und daher im Rahmen dieses Projekts besonders gut für eine systematische Technologie- und Konzeptbewertung geeignet sind. Die durchgeführte Analyse der technischen Konzepte und deren Zuordnung zu den Standortvoraussetzungen basiert zum Großteil auf öffentlich zugänglichen Datenbanken und Publikationen. Insgesamt konnten 281 Anlagen zur Analyse und Bewertung herangezogen werden. Hierbei erfolgte eine Klassifizierung der Anlagen nach den Standortbedingungen (Temperaturbereich, Wärmequelle, Wärmeträgermedium, Nutzungskonzept) dem elektrischen Leistungsbereich (Installierte Gesamtleistung, Anzahl und Größe der Binäreinheiten) sowie nach Gestaltungskriterien des Kraftwerkskreislaufs (Arbeitsmittel, Konfiguration, Wärmezufuhr, Wärmeabfuhr). Grundsätzlich lässt sich feststellen, dass ein kontinuierlicher Ausbau geothermischer Binäranlagen erfolgt und der Anteil an der gesamten geothermischen Stromerzeugung ca. 20% beträgt. Die meisten Anlagen und auch die größte Kapazität ist in Europa installiert, gefolgt von Nordamerika. Im asiatischen Raum ist die installierte Anlagekapazität noch sehr gering. Hier ist allerdings zu erwarten, dass sich das in den nächsten Jahren stark ändert. Zum einen aufgrund der generell vorhandenen geothermischen Ressourcen und zum anderen durch die Möglichkeit der Binäranlagen die vorhandenen Ressourcen durch die Nutzung der bisher ungenutzten flüssigen Phase deutlich effizienter zu gestalten. Bei der Anlagengröße zeigt sich, dass die meisten Anlagen (ca.50%) im Leistungsbereich von 10-30MW liegen. Hier ist in den letzten Jahren eine Entwicklung zu immer größeren Einheiten zu verzeichnen. Trotz der umfangreichen wiss. Untersuchungen unterschiedlichster Arbeitsmittel und deren Einsatzfelder zeigt sich in der Umsetzung ein klarer Fokus auf die Kohlenwasserstoffe Pentan (50%) und Butan (25%). Auch beim Kühlungskonzept erfolgt bei 2/3 aller Analgen eine Trockenkühlung, trotz der in der Literatur angegebenen thermodynamischen Nachteile dieser Variante. Hier ist die

Zuverlässigkeit, der geringere technische Betreuungsbedarf und die Unabhängigkeit von Wasserressourcen ausschlaggebend.

Im Rahmen einer detaillierten Analyse von umgesetzten Projekten wurde eine übergeordnete Handlungsempfehlung für die Planung von Binäranlagen entwickelt. Diese Empfehlung berücksichtigt neben Effizienzkriterien auch Aspekte der Anlagenzuverlässigkeit, der infrastrukturellen Umsetzbarkeit sowie die Betreibbarkeit unter lokalen Bedingungen. Um die konkreten Randbedingungen für eine zuverlässige Systemintegration zu erarbeiten, wird die nachfolgende generelle Vorgehensweise vorgeschlagen: (1) Definition der Versorgungsaufgabe und der Betriebsbedingungen (2) Umfeldanalyse: Standortvoraussetzungen, Marktgegebenheiten, Verfügbarkeiten (3) Entwicklung des technischen Konzepts (4) Konzeptentwicklung zur Umsetzung für Bau, Lieferung, Betrieb, Wartung und evtl. Reparaturen (5) technische Umsetzung des Projekts. Hierbei erhalten insbesondere die ersten beiden Schritte größere Bedeutung, da hier wesentliche Bedingungen für die spätere Konzeptentwicklung formuliert werden.

Am Beispiel des geothermischen Demonstrationskraftwerks in Indonesien wurde ein Konzept zur elektrischen Einbindung entwickelt, das einen vergleichsweise effizienten Anlagenbetrieb trotz instabiler oder schwankender Netzbedingungen ermöglicht. Dieses Konzept ist übertragbar auf Standorte weltweit aber auch besonders im europäischen Raum von Interesse, wo Netzausfälle zwar selten sind, aber kurzfristige Netzschwankungen häufig zu Netztrennungen von Binäranlagen führen. Dadurch können vollständige Neustarts der Anlagen und der damit verbundene Verschleiß reduziert werden.

Gute geothermische Nutzungsbedingungen sind häufig in Gebieten mit erhöhten seismischen Aktivitäten zu finden. Insbesondere der zu erwartende Ausbau der Binäranlagen in den asiatischen Ländern könnte die Nachfrage nach einer erdbebensicheren Anlagenausführung bzw. Anlagenbetriebs notwendig machen. Eine Möglichkeit hierfür ist ein kostengünstiges Frühwarnsystem, was es ermöglicht, sensible technische Komponenten, wie den Turbogenerator der Binäranlage, in einen sicheren Zustand bringt. Im Rahmen des AP4 wurde ein robustes und schnelles Erdbeben-Frühwarnsystems für die geothermische Binäranlage in Lahendong, Indonesien entwickelt, umgesetzt und erfolgreich erprobt. Das Konzept umfasste die Installation von 10 seismischen Sensoren (Raspberry Shake 4D) in Nord-Sulawesi, die effektive datentechnische Anbindung der Sensoren über UMTS sowie die Signalgenerierung, die zur Abschaltung des Turbogenerators führt. Das Frühwarnsystem konnte erfolgreich mehrere Erdbeben erkennen und vorhersagen, wodurch eine durchschnittliche Vorwarnzeit von ca. 14 Sekunden erreicht wurde. Dies ist ausreichend für die rechtzeitige Einleitung von Schutzmaßnahmen. Die finale Integration des Frühwarnsystems in die Steuerung der Binäranlage in Lahendong konnte aufgrund technischer Probleme am Kraftwerksstandort nicht durchgeführt werden. Dies beeinträchtigte nicht den Forschungs- und Probebetrieb des Systems, da alle Ergebnisse auch ohne direkte elektrische Anbindung erzielt werden konnten. Lediglich die tatsächliche Abschaltung der Turbine bei vorhergesagten seismischen Ereignissen fand nicht

statt. Die erforderliche technische Ausrüstung für eine mögliche spätere Integration ist vor Ort verfügbar

6.5 Erfolgte und geplante Veröffentlichungen

Frick, S., Kranz, S., Kupfermann, A., Saadat, A., Huenges, E. (2019): Making use of geothermal brine in Indonesia: binary demonstration power plant Lahendong/Pangolombian. - Geothermal Energy, 7, 1, 30. https://doi.org/10.1186/s40517-019-0147-2

Frick, S. (2022) Kenngrößen für die Planung der Wärmezufuhr und –abfuhr geothermischer Binär-Kraftwerke, Dissertation, Technische Universität Berlin , Berlin, https://doi.org/10.14279/depositonce-16655

Kranz, S., Saadat, A., Kupfermann, A., Weber, B., Suyanto, S. (2021): Earthquake early warning system for geothermal binary power plant in Indonesia - Proceedings, 6th International Seminar on ORC Power Systems (Munich, Germany 2021).

Kranz, S., Frick, S., Saadat, A., Erbas, K., Huenges, E., Suyanto, S., Roy, B. (2021): Geothermal Binary Demonstration Power Plant Pangolombian-Lahendong, Indonesia - Papers, World Geothermal Congress 2020+1 (Reykjavik, Iceland - Online 2021)

Kranz, S., Frick, S., Saadat, A., Kupfermann, G. (2021) A Geothermal Low Enthalpy Power Plant in Indonesia, Der Geothermiekongress 2021, Essen, Germany

Weitere wissenschaftlich-technische Publikationen sind im Anschluss an das Projekt vorgesehen. Es ist geplant, das technische Konzept des Frühwarnsystems, dessen Einbindung und die Ergebnisse zu veröffentlichen.

6.6 Verwendete Literatur

Astolfi, M. (2017). Technical options for Organic Rankine Cycle systems. In E. Macchi, & M. (. Astolfi, *Organic Rankine Cycle (ORC) Power Systems* (S. 67-89). Elsevier Ltd.

Astolfi, M. N. (2019). Techno-economic optimization of a geothermal ORC with novel "Emeritus" heat rejection units in hot climates. *Renewable Energy*. doi:https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.01.065

Astolfi, M., Martelli, E., & Pierobon, L. (2017). Thermodynamic and technoeconomic optimization of Organic Rankine Cycle systems. In E. Macchi, & M. Astolfi, *Organic Rankine Cycle (ORC) Power Systems* (S. 173-249). Elsevier Ltd.

Bonafin, J. (2017). Geothermal Binary Plants for European Development. In R. Bertani, *Perspectives for Geothermal Energy in Europe* (S. 41-76). London: World Scientific Publishing Europe Ltd.

Bronicki, L. (2017). History of Organic Rankine Cycle systems. In E. Macchi, & M. (. Astolfi, *Organic Rankine Cylce (ORC) Power Systems.* Elsevier Ltd.

Bronicki, L. Y. (2013). Geothermal Power Conversion Technology. In T. N. Kaltschmitt M., *Renewable Energy Systems* (S. 818-923). New York, NY: Springer. doi:https://doi.org/10.1007/978-1-4614-5820-3_233

Bundesnetzagentur (2021) Bericht zur Spannungsqualität 2020

Chiasson, A. (2016). Waste heat rejection methods in geothermal power generation: Developments and Innovation. In R. DiPippo, *Geothermal Power Generation* (S. 423-442). Elsevier.

Colonna di Paliano, P., Casati, E., Trapp, C., Mathijssen, T., Larjola, J., Turunen-Saaresti, T., & Uusitalo, A. (2015). Organic Rankine Cycle Power Systems: From the Concept to Current Technology,. *Journal of Engineering for Gas Turbines and Power, 137(10), 100801-1-100801-19.* doi:10.1115/1.4029884

DiPippo, R. (2016). *Geothermal Power Plants, Fourth Edition.* Elsevier Ltd.

Drescher, U. (2008). *Optimierungspotenzial des Organic Rankine Cycle für biomassebefeuerte und geothermische Wärmequellen.* Berlin: Logos-Verlag.

Frick, S. (2021). *Kenngrößen für die Planung der Wärmezufuhr und -abfuhr geothermischer Binär-Kraftwerke (Dissertation).* Stuttgart.

Frick, S., Regenspurg, S., Kranz, S., Milsch, H., Saadat, A., Francke, H., . . . Huenges, E. (2011). Geochemical and Process Engineering Challenges for

Geothermal Power Generation. *Chemie Ingenieur Technik, 83, No. 12*, S. 2093–2104.

Frick, S., Kupfermann, G., Saadat, A., Kranz, S., Huenges, E. (2018) Abschlussbericht GeNie: Geothermisches Niedertemperatur-Demonstrationskraftwerk Indonesien, https://doi.org/10.2314/KXP:1665070110

gec-co Global Engineering & Consulting-Company GmbH. (2019). *Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz, Teilvorhaben II b): Geothermie.*

Gutiérrez-Negrín, L. C. A. (2024). Evolution of worldwide geothermal power 2020–2023. Geothermal Energy, 12(1), 1–60. https://doi.org/10.1186/S40517-024-00290-W/FIGURES/13

Huenges, E., Blöcher, G., Frick, S., Kummerow, J., Kupfermann, G., Milsch, H., . . . Norden, B. (2015). *Qualifizierung geothermischer Technologie - Integration von Untertage- und Übertagesystemen.* Potsdam.

Huttrer, G. W. (2020). *Geothermal Power Generation in the World 2015-2020 Update Report.* Proceedings World Geothermal Congress 2020, Reykjavik, Iceland.

Irl, M. et al. (2020) Flexibilitätsoptionen der Strom- und Wärmeerzeugung mit Geothermie in einem von volatilem Stromangebot bestimmten Energiesystem, Umweltbundesamt, Climate Change | 24/2020

ITG. (2019). *CO2 – Vom Problem zur Ressource*. (I. T. Geothermie, Herausgeber) Abgerufen am 14. 02 2022 von https://www.tiefegeothermie.de/top-themen/co2-vom-problem-zur-ressource

Janczik, S. K. (2017). *Ökologische Analyse und Bewertung der Umwelteffekte effizienzsteigernder Maßnahmen von ORC-Geothermieanlagen.* im Auftrag des Umweltbundesamtes, Projektnummer 29089, UBA-FB 002462, Dessau-Roßlau. Von https://www.umweltbundesamt.de/publikationen abgerufen

Khalifa HE, R. B. (1985). Analysis of power cycles for geothermal wellhead conversion systems. (C. E. Institute, Hrsg.) (EPRI AP-4070).

Köhler, S. (2005). *Analyse und Prozessvergleich binärer Kraftwerke. Dissertation. Technische Universität Berlin.* Berlin.

Kranz, S. F. (2019). *Make Use of Geothermal Brine in Indonesia - Binary Demonstration Power Plant Lahendong/Pangolombian.* 5th International Seminar on ORC Power Systems, September 9-11, 2019, Athens, Greece.

Lecompte, S. e. (2019). Review of Experimental Research on Supercritical and Transcritical Thermodynamic Cycles Designed for Heat Recovery Application. *applied sciences*(9). doi:10.3390/app9122571

Quoilin, S., Broek, M. V., Declaye, S., Dewallef, P., & Lemort, V. (2013). Techno-economic survey of Organic Rankine Cycle (ORC) systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews 22*, 168 – 186.

Saadat, A. e. (2010). Energetic Use of EGS Reservoirs. In E. (. Huenges, *Geothermal Energy Systems: Exploration, Development, and Utilization* (S. 303-372). Weinheim: WILEY-VCH.

SWM. (11. 02 2022). *https://www.swm.de/energiewende/oekostrom-erzeugung#geothermie*. Von https://www.swm.de/energiewende/oekostrom-erzeugung#geothermie abgerufen

Tartière, T., & Astolfi, M. (2017). A World Overview of the Organic Rankine Cycle Market. *IV International Seminar on ORC Power Systems, ORC2017, 13-15 September 2017*.

Zare, V. (2015). A comparative exergoeconomic analysis of different ORC configurations for binary geothermal power plants. *Energy Conversion and Management 105*, S. 127-138. doi:http://dx.doi.org/10.1016/j.enonman.2015.07.073

7 ANHANG

7.1 Daten geothermischer Binäranlagen

Anbei werden alle verwendeten Datenquellen sowie die daraus extrahierten und zusammengestellten Informationen aufgelistet. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass Diskrepanzen in verschiedenen Datenquellen bestehen:

- Manchmal werden Bruttoleistungen angegeben, manchmal die Nettoleistung, zum Teil die installierte Leistung, manchmal Durchschnitts- und manchmal Maximalwerte, manchmal die aktuelle Nennleistung, die auch einer Teilleistung entsprechen kann
- Für einige Anlagen gibt es in der Literatur unterschiedliche Angaben, wir mussten uns bei widersprüchlichen Angaben für jeweils eine entscheiden
- In dieser Tabelle sind auch Anlagen enthalten, die nicht mehr aktiv (nicht mehr in Betrieb) sind [benannt bei ThinkGeoenergy/Plant map]

Nr.	Quelle	
[1]	DiPippo, R. (2012). Geothermal power plants: principles, applications, case studies and environmental impact (3rd ed.). Butterworth-Heinemann	-
[2]	http://www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2000/R0552.PDF	letzter Zugriff November 2023
[3]	http://wikimapia.org	letzter Zugriff November 2023
[4]	http://www.powerplanters.com/clubs/ormesaigeothermalplant/	letzter Zugriff Oktober 2022
[5]	http://www.osti.gov/energycitations/servlets/purl/5752944-pjPili/native/5752944.pdf	letzter Zugriff November 2023
[6]	http://www.epri.com/search/Pages/results.aspx?k=Heber%20Geothermal%20Binary%20Demonstration%20Plant:%20Design,%20Construction,%20and%20Early%20Startup	letzter Zugriff Oktober 2022
[7]	http://www.powermag.com/issues/cover_stories/Raft-River-Geothermal-Project-Malta-Idaho_231_p2.html	letzter Zugriff Juni 2019
[8]	http://www.osti.gov/bridge/servlets/purl/5086479-QODp9v/native/5086479.pdf	letzter Zugriff November 2023
[9]	http://www.osti.gov/bridge/servlets/purl/5593043/5593043.pdf	letzter Zugriff November 2023
[10]	Ronald DiPippo: Second Law assessment of binary plants generating power from low-temperature geothermal fluids, Geothermics, Volume 33, Issue 5, October 2004, Pages 565-586	-
[11]	http://www.jardhitafelag.is/media/PDF/S01Paper052.pdf	letzter Zugriff Juni 2019
[12]	http://www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2005/1305.pdf	letzter Zugriff November 2023
[13]	http://www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2010/0627.pdf	letzter Zugriff November 2023
[14]	http://geoheat.oit.edu/bulletin/bull25-3/art2.pdf	letzter Zugriff Juni 2019
[15]	http://www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/Russia/IGW2003/W00029.PDF	letzter Zugriff Oktober 2022
[16]	Paul Moya a, Ronald DiPippo: Unit 5 bottoming binary plant at Miravalles geothermal field, Costa Rica: Planning, design, performance and impact; Geothermics, Volume 36, Issue 1, February 2007, Pages 63-96	-
[17]	http://enerda.com/resler/yayin2.pdf	letzter Zugriff Oktober 2022
[18]	https://pangea.stanford.edu/ERE/pdf/IGAstandard/ISS/2009Slovakia/I.4.SIMSEK.pdf	letzter Zugriff November 2023
[19]	http://www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2010/0119.pdf	letzter Zugriff November 2023
[20]	http://www.jeoden.com/en/index.html	letzter Zugriff Oktober 2022
[21]	ftp://ftp.aidea.org/RENEWABLE%20ENERGY%20FUND/RFAOctober08/22_OrcaPlantEfficiencyUpgrade_CordovaElectricCooperative/L%20-%20AEA%20ORCA%20UTC%20ORC%20Cut%20Sheet.pdf	letzter Zugriff Juni 2019
[22]	http://www.os.is/gogn/unu-gtp-report/UNU-GTP-2002-15.pdf	letzter Zugriff November 2023
[23]	http://www.os.is/gogn/unu-gtp-report/UNU-GTP-1992-12.pdf	letzter Zugriff November 2023
[24]	http://geoheat.oit.edu/bulletin/bull20-2/art2.pdf	letzter Zugriff Juni 2019
[25]	http://www.os.is/gogn/unu-gtp-report/UNU-GTP-2007-06.pdf	letzter Zugriff November 2023
[26]	http://www.eepco.gov.et/projectprogress.php?pid=7&pcatid=5	letzter Zugriff Oktober 2022
[27]	http://thinkgeoenergy.com/archives/13626	letzter Zugriff Oktober 2022
[28]	http://thinkgeoenergy.com/archives/11253	letzter Zugriff Oktober 2022
[29]	http://thinkgeoenergy.com/archives/3654	letzter Zugriff Oktober 2022
[30]	http://electratherm.com/docs/PR_Fleet_Update_30000_20120601.pdf	letzter Zugriff Oktober 2022
[31]	ftp://ftp.co.imperial.ca.us/icpds/eir/east-brawley-geothermal/26appb-cup-application.pdf	letzter Zugriff Oktober 2022
[32]	http://www.osti.gov/energycitations/servlets/purl/887170-VinXh5/887170.pdf	letzter Zugriff Oktober 2022
[33]	ftp://ftp.consrv.ca.gov/pub/oil/maps/Geothermal/G1-1.pdf	letzter Zugriff Oktober 2022
[34]	http://cgec.geology.ucdavis.edu/publications/2006_Tribal_Workshop_Summary.pdf	letzter Zugriff Juni 2019
[35]	http://www.osti.gov/geothermal/servlets/purl/893957-cl7nYL/893..	letzter Zugriff Juni 2019
[36]	http://www.ascension-publishing.com/BIZ/Wabuska.pdf	letzter Zugriff Oktober 2022
[37]	http://www.usgeothermal.com/SanEmidioProject.aspx	letzter Zugriff Juni 2019
[38]	http://theormatstory.wikispaces.com/file/view/Innovative+Geothermal+Power+Plants.+The+Ormat+Way.+Z.+Kreiger+1989..pdf	letzter Zugriff Juni 2019
[39]	http://thinkgeoenergy.com/directry/eventcategory/plants	letzter Zugriff Oktober 2022
[40]	http://www.cleanenergyactionproject.com/CleanEnergyActionProject/CS.Enel_Green_Power_Stillwater_Hybrid_Power_Plant___Hybrid_Renewable_Energy_Systems_Case_Studies.html	letzter Zugriff Juni 2019
[41]	http://www.slb.com/~/media/Files/geothermal/tech_papers/sanyal_assessing_rye_patch_geothermal_field_2006.pdf	letzter Zugriff Oktober 2022
[42]	http://www.ormat.com/news/latest-items/ormat-completes-its-first-commercial-evaporative-cooling-system-geothermal-power-p	letzter Zugriff Oktober 2022
[43]	http://en.wikipedia.org/wiki/Blue_Mountain_Faulkner_1_Geothermal_Power_Plant	letzter Zugriff November 2023
[44]	http://www.power-technology.com/projects/bluemountaingeotherm/	letzter Zugriff November 2023
[45]	http://geology.utah.gov/emp/geothermal/ugwg/geothermal0408/pdf/larsen0408.pdf	letzter Zugriff Oktober 2022
[46]	http://energy.aol.com/2011/10/20/lessons-learned-from-raser-technologies-revolutionary-project/	letzter Zugriff Juni 2019
[47]	http://www.industcards.com/geo-usa.htm	letzter Zugriff Oktober 2022
[48]	http://chsr.squarespace.com/storage/documents/Experience%20Gained.pdf	letzter Zugriff Oktober 2022
[49]	http://apps1.eere.energy.gov/tribalenergy/pdfs/geo07_chena.pdf	letzter Zugriff Oktober 2022
[50]	http://geoheat.oit.edu/bulletin/bull23-4/art8.pdf	letzter Zugriff Juni 2019
[51]	http://www.utcpower.com/pressroom/pressreleases/utc-power-system-at-new-mexico-greenhouse-is-first-geothermal-plant-operati	letzter Zugriff Oktober 2022
[52]	https://www.etde.org/etdeweb/servlets/purl/7146313-IPBip6/7146313.pdf , http://www.osti.gov/bridge/servlets/purl/5719052-DPsox3/5719052.pdf	letzter Zugriff Oktober 2022
[53]	http://www.oregon.gov/energy/renew/docs/creff/lakeviewgeothermal.pdf	letzter Zugriff Oktober 2022
[54]	http://geoheat.oit.edu/bulletin/bull27-4/art6.pdf	letzter Zugriff Oktober 2022
[55]	https://www.nvenergy.com/renewablesenvironment/renewables/geothermal.cfm	letzter Zugriff November 2023
[56]	http://energy.gov/sites/prod/files/EA-1849-FEA-2011.pdf	letzter Zugriff November 2023
[57]	http://www.rmotc.doe.gov/PDFs/Ormat_report.pdf	letzter Zugriff Oktober 2022
[58]	http://eprints.adm.unipi.it/663/1/Versione_UNIPRINTS.pdf	letzter Zugriff Oktober 2022
[59]	http://www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2000/R0303.PDF	letzter Zugriff November 2023
[60]	http://www.os.is/gogn/unu-gtp-report/UNU-GTP-2006-08.pdf	letzter Zugriff November 2023
[61]	http://cdm.unfccc.int/filestorage/A/Y/B/AYBZXWGJKE1238HUDT90OQ4RFPLMV5/ENEX%20Proposal.pdf?t=bGh8bWI3MWw5fDAo8KA93T8-rvfwBtUaDNIE	letzter Zugriff Oktober 2022

[62] http://cdm.unfccc.int/Projects/DB/DNV-CUK1182851006.68/view letzter Zugriff Oktober 2022
[63] http://www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/NZGW/1991/Cuellar.pdf letzter Zugriff November 2023
[64] http://www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/1995/1-wang.pdf letzter Zugriff November 2023
[65] http://www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/NZGW/1990/Tilson.pdf letzter Zugriff November 2023
[66] http://embracechange.co.nz/images/uploads/content-images/IS_Kawerau_-_Geothermal_field_background_study.pdf letzter Zugriff Oktober 2022
[67] http://www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2010/2823.pdf letzter Zugriff November 2023
[68] http://www.nzgeothermal.org.nz/nz_geo_fields.html letzter Zugriff Oktober 2022
[69] http://www.climatechange.govt.nz/consultation/energy/review-carbon-emission-factors.pdf letzter Zugriff Juni 2019
[70] http://www.jardhitafelag.is/media/pdf/session01.pdf letzter Zugriff Juni 2019
[71] http://geoheat.oit.edu/bulletin/bull20-4/art2.pdf letzter Zugriff Juni 2019
[72] http://www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2000/R0741.PDF letzter Zugriff November 2023
[73] http://www.isep.ipp.pt/assets/userfiles/file/Portugal%20Country%20Geothermal%20Update%202010.pdf letzter Zugriff Oktober 2022

[74] http://www.osti.gov/geothermal/servlets/purl/10123783-BRyTA0/webviewable/10123783.pdf letzter Zugriff Oktober 2022
[75] http://www.ergon.com.au/__data/assets/pdf_file/0008/4967/Birdsville-GeoThermal-ORC-Power-brochure.pdf letzter Zugriff Oktober 2022

[76] http://www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2005/0916.pdf letzter Zugriff November 2023
[77] http://www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2005/1344.pdf letzter Zugriff November 2023
[78] http://www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2005/0133.pdf letzter Zugriff November 2023
[79] http://cdm.unfccc.int/Projects/DB/DNV-CUK1218173149.57 letzter Zugriff Oktober 2022
[80] http://www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2005/0124.pdf letzter Zugriff November 2023
[81] http://www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2005/0174.pdf letzter Zugriff November 2023
[82] http://www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2010/0149.pdf letzter Zugriff November 2023
[83] http://www.os.is/gogn/unu-gtp-30-ann/UNU-GTP-30-11.pdf letzter Zugriff November 2023
[84] http://www.energy.com.ph/our-projects/geothermal/ letzter Zugriff Oktober 2022
[85] http://www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2005/0167.pdf letzter Zugriff November 2023
[86] http://www.os.is/gogn/unu-gtp-sc/UNU-GTP-SC-11-41.pdf letzter Zugriff November 2023
[87] http://www.geothermie.de/fileadmin/uploads/aktuelles/Geothermiekongress/vortraege/EA_Kraml.pdf letzter Zugriff Juni 2019

[88] http://www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2005/0406.pdf letzter Zugriff November 2023
[89] http://www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/SGW/2011/reinhardt.pdf letzter Zugriff November 2023
[90] http://www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/SGW/2012/Bennett.pdf letzter Zugriff November 2023
[91] https://pangea.stanford.edu/ERE/pdf/SGPreports/SGP-TR-196.pdf letzter Zugriff Oktober 2022
[92] https://pangea.stanford.edu/ERE/pdf/IGAstandard/SGW/2012/Xin.pdf letzter Zugriff November 2023
[93] http://thinkgeoenergy.com/archives/16055 letzter Zugriff Oktober 2022
[94] https://www.boprc.govt.nz/media/749229/kawerau-geothermal-system-management-plan-feb-2018-final-version-of-smp-as-approved-by-council-with-minor-ammendments.pdf letzter Zugriff Oktober 2022
[95] http://www.eastland.nz/eastland-generation/projects/te-ahi-o-maui/ letzter Zugriff Oktober 2022
[96] http://www.eastland.nz/wp-content/uploads/2015/10/TAOM-fact-sheet-7-Geothermal-Energy-Generation.pdf letzter Zugriff Oktober 2022

[97] https://en.wikipedia.org/wiki/List_of_power_stations_in_New_Zealand#Geothermal letzter Zugriff Oktober 2022
[98] https://www.turboden.com/case-histories/1455/geoen letzter Zugriff Oktober 2022
[99] http://theargeo.org/fullpapers/THE%20VELIKA%20CIGLENA%20GEOTHERMAL%20BINARY%20POWER%20PLANT.pdf letzter Zugriff Oktober 2022
[100] https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi_de/gec-co-vorbereitung-begleitung-eeg.pdf?__blob=publicationFile&v=7 letzter Zugriff Oktober 2022
[101] https://www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/NZGW/2007/033_Lund_(Engineering_IV).pdf letzter Zugriff November 2023
[102] https://www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/EGC/1999/Pemecker.pdf letzter Zugriff November 2023
[103] https://www.fondazioneinternazionale.org/wp-content/uploads/2014/08/2014_Cociancig_Altheim_MND-Group_Hodonin-CZ.pdf letzter Zugriff Oktober 2022
[104] http://engine.brgm.fr/web-offlines/conference-Electricity_generation_from_Enhanced_Geothermal_Systems_-_Strasbourg,_France,_Workshop5/other_contributions/43-slides-0-2_Turbodenl.pdf letzter Zugriff Oktober 2022

[105] Hilel Legmann: The Bad Blumau geothermal project: a low temperature, sustainable and environmentally benign power plant, Geothermics, Volume 32, Issues 4–6, August–December 2003, Pages 497-503 -

[106] https://www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2015/26002.pdf letzter Zugriff November 2023
[107] EGEC Market Report 2018 -
[108] https://www.geothermie.de/bibliothek/lexikon-der-geothermie/t/traunreut-geothermieanlage.html letzter Zugriff Oktober 2022

[109] https://www.tiefegeothermie.de/projekte/holzkirchen letzter Zugriff Oktober 2022
[110] https://www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2005/2037.pdf letzter Zugriff November 2023
[111] http://europeangeothermalcongress.eu/wp-content/uploads/2019/07/198.pdf letzter Zugriff Oktober 2022
[112] http://www.bine.info/fileadmin/content/Presse/Projektinfos_2017/PM_10_2017/ProjektInfo_1017_internetx.pdf letzter Zugriff Oktober 2022
[113] https://www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2005/2037.pdf letzter Zugriff November 2023
[114] https://www.unionegeotermica.it/pdfiles/ITALY-country-update-EGC-2016.pdf letzter Zugriff Oktober 2022
[115] http://www.exergy-orc.com/enel-green-power letzter Zugriff Oktober 2022
[116] https://www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2015/26053.pdf letzter Zugriff November 2023
[117] https://www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2020/01017.pdf letzter Zugriff November 2023
[118] https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/S1876610217340286?token=08D57E451F1B1EA1E7F0115DD542F21AB98B8DFEE4F3CB10281745659F48AF3D13ED4D38E0FEA5650A53EE354C8436A7 letzter Zugriff Oktober 2022
[119] https://www.powermag.com/cerro-pabellon-taking-geothermal-power-to-new-heights/ letzter Zugriff Oktober 2022
[120] https://newenergyevents.com/geolac/wp-content/uploads/sites/7/2019/07/Guido-Cappetti-Cerro-Pabellon.pdf letzter Zugriff Oktober 2022

[121] https://www.thinkgeoenergy.com/exergy-signs-new-contract-for-24-mw-geothermal-project-in-turkey/ letzter Zugriff Oktober 2022

[122] https://en.wikipedia.org/wiki/G%C3%BCm%C3%BC%C5%9Fk%C3%B6y_Geothermal_Power_Plant letzter Zugriff Oktober 2022
[123] http://exergy-orc.com/references/case-studies//celikler-jeotermal letzter Zugriff Oktober 2022
[124] http://celiklerholding.net/yatirimlarimiz_19/celikler-sultanhisar-jeotermal-elektrik-uretim-tesisleri letzter Zugriff Oktober 2022
[125] https://nzgeothermal.org.nz/nz_geo_fields/Ngatamariki-geothermal-system/ letzter Zugriff Oktober 2022
[126] https://www.wsp.com/en-NZ/projects/ngatamariki-geothermal-power-plant-construction letzter Zugriff Oktober 2022
[127] https://nzgeothermal.org.nz/nz_geo_fields/wairakei-geothermal-system/ letzter Zugriff Oktober 2022
[128] https://www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2015/06023.pdf letzter Zugriff November 2023
[129] https://www.researchgate.net/profile/Sadiq_Zarrouk/publication/269395964_2015_New_Zealand_Country_Update/links/5488e4010cf268d28f09009c/2015-New-Zealand-Country-Update.pdf letzter Zugriff Oktober 2022
[130] https://www.eastharbour.co.nz/assets/pdfs/Case-for-Membership-of-IPGTfin.pdf letzter Zugriff Oktober 2022
[131] https://www.power-technology.com/projects/mokai/ letzter Zugriff Oktober 2022
[132] https://www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/INAGA/2001/2001-02.pdf letzter Zugriff November 2023
[133] https://www.mbie.govt.nz/assets/future-geothermal-generation-stack.pdf letzter Zugriff Oktober 2022
[134] https://pangea.stanford.edu/ERE/pdf/IGAstandard/EGC/2007/098.pdf letzter Zugriff November 2023
[135] https://www.researchgate.net/publication/334599464_Geothermal_Energy_Use_Country_Update_for_Turkey letzter Zugriff Oktober 2022

[136] Hadi Ganjehsarabi, Ali Gungor, Ibrahim Dincer: Exergetic performance analysis of Dora II geothermal power plant in Turkey, Energy, Volume 46, Issue 1, October 2012, Pages 101-108 -
[137] http://theargeo.org/presentations/newtechnologies/IMPROVING%20EFFICIENCY%20OF%20FLASH%20PLANTS%20BY%20RETRO%20FITTING%20BINARY%20CYCLE.pdf letzter Zugriff Oktober 2022
[138] http://www.exergy-orc.com/aka-enerji letzter Zugriff Oktober 2022
[139] http://www.mogan.com.tr/Dosya/Efeler_GPP_Environmental_and_Social_Assessment_Report.pdf letzter Zugriff Oktober 2022
[140] https://www.turcas.com.tr/en/business/renewable-energy/turcas-kuyucak-geothermal-power-generation letzter Zugriff Oktober 2022

[141] https://www.turcas.com.tr/docs/nts.pdf letzter Zugriff Oktober 2022
[142] https://tr.linkedin.com/in/akif-eren-%C5%9Fahin-7a796480 letzter Zugriff Oktober 2022
[143] https://www.ee.co.za/article/kizildere-ii-geothermal-energy-turkey.html letzter Zugriff Oktober 2022
[144] https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/flexibilitaetsoptionen-tiefe-geothermie letzter Zugriff Oktober 2022
[145] DiPippo, R. (2015). Geothermal power plants: principles, applications, case studies and environmental impact (4th ed.) -
[146] Spadacini2017 "Geothermal energy exploitation with ORC technologies", Kapitel 14 in "Organic Rankine Cycle (ORC) Power Systems by Ennio Macchi & Marco Astolfi -
[147] http://pubs.geothermal-library.org/lib/grc/1030549.pdf letzter Zugriff Oktober 2022
[148] https://www.ormat.com/en/projects/all/main/ letzter Zugriff Oktober 2022
[149] https://www.thinkgeoenergy.com/48-mw-mcginness-hills-phase-3-geothermal-plant-starts-operation-in-nevada/ letzter Zugriff Oktober 2022
[150] Bronicki2017 "History of ORC systems", Kapitel 2 in "Organic Rankine Cycle (ORC) Power Systems by Ennio Macchi & Marco Astolfi -
[151] https://pure.tudelft.nl/portal/files/45279342/ORC_PowerSystems_past_and_future.pdf letzter Zugriff Oktober 2022
[152] Bronicki213 Geothermal Power Conversion Technology im Buch Renewable Energy Systems (S.818-923), Hrsg: Martin Kaltschmitt -
[153] Ron Dipippo, Luis Carlos Gutiérrez-Negrín, Andrew Chiasson (Herausgeber): Geothermal Power Generation - Developments and Innovation, 2024 | 2nd edition
Woodhead Publishing (Verlag) -
[154] Thain IA, DiPippo R. Hybrid geothermal-biomass power plants: applications, designs and performance analysis. Proc. world geothermal congress 2015, Melbourne, Australia; 19-25 April 2015 -
[155] http://globalenergyobservatory.org/geoid/43655 letzter Zugriff Oktober 2022
[156] https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/S0375650513000230?token=27F0E05CA013297D8E96F8AD1F560E4522C95549098329670F9315AB5C978995E468D7E17B6CD11DBC68DE4E97C854A9 letzter Zugriff Oktober 2022
[157] https://eplanning.blm.gov/public_projects/1503204/200352910/20019370/250025574/Geothermal%20Utlization%20Plan.pdf letzter Zugriff November 2023
[158] https://openei.org/wiki/Beowawe_Hot_Springs_Geothermal_Area letzter Zugriff Oktober 2022
[159] https://www.osti.gov/servlets/purl/1083965 letzter Zugriff Oktober 2022
[160] https://openei.org/wiki/Dixie_Valley_Geothermal_Area letzter Zugriff Oktober 2022
[161] https://pangea.stanford.edu/ERE/db/GeoConf/papers/SGW/2020/Ayling.pdf letzter Zugriff Oktober 2022
[162] https://ndep.nv.gov/uploads/documents/unev2013203-fs.pdf letzter Zugriff Oktober 2022
[163] https://www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2000/R0547.PDF letzter Zugriff November 2023
[164] https://www.osti.gov/servlets/purl/1252991 letzter Zugriff Oktober 2022
[165] R H M Sinaga, D W Saputra: Performance Investigation of Geothermal Power Plant Based on Exergy and Exergoeconomic Analyses (Case Study: Sarulla Geothermal Power Plant), IOP Conf. Series: Materials Science and Engineering 546 (2019) 072006 -
[166] https://docplayer.net/47269186-Sarulla-330-mw-geothermal-project-key-success-factors-in-development.html letzter Zugriff Oktober 2022

[167] https://www.geothermie.de/fileadmin/user_upload/Projektliste_Tiefe_Geothermie_2020_KS.pdf letzter Zugriff Oktober 2022
[168] www.etip-dg.eu/front/wp-content/uploads/4-20190110_FlexiRes_JVanBael.pptx letzter Zugriff Oktober 2022
[169] Ron Dipippo, Luis Carlos Gutiérrez-Negrín, Andrew Chiasson (Herausgeber): Geothermal Power Generation - Developments and Innovation, 2024 | 2nd edition
Woodhead Publishing (Verlag) -
[170] http://www.kaishancomp.com/en/product.asp letzter Zugriff Oktober 2022
[171] http://openmountainenergy.com/2017/08/24/open-mountain-energy-acquires-wabuska-geothermal-project/ letzter Zugriff Oktober 2022

[172] https://www.exergy-orc.com/exergy-delivering-more-green-power-48-mwe-geothermal-power-capacity-come-online-in-turkey letzter Zugriff Oktober 2022

[173] https://www.thinkgeoenergy.com/new-small-scale-geothermal-plant-set-up-at-reykholt-iceland/?utm_source=ThinkGeoEnergy+List&utm_campaign=0e2e493fdd-TGE_Newsletter_RSS1&utm_medium=email&utm_term=0_657e42f767-0e2e493fdd-415203125 letzter Zugriff November 2023
[174] https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.11.028 (K. Menberg, F. Heberle, C. Bott et al., Environmental performance of a geothermal power plant using a hydrothermal resource in the Southern German Molasse Basin, Renewable Energy) letzter Zugriff Oktober 2022
[175] EGEC Market Report 2020 -
[176] https://www.swm.de/presse/pressemitteilungen/07-2021/geothermie-kirchstockach letzter Zugriff Oktober 2022
[177] https://www.tiefegeothermie.de/projekte/kirchweidach (17.8.2021) letzter Zugriff Oktober 2022
[178] https://www.thinkgeoenergy.com/new-small-scale-geothermal-plant-set-up-at-reykholt-iceland/ letzter Zugriff November 2023
[179] https://www.thinkgeoenergy.com/first-geothermal-power-plant-inaugurated-in-colombia/ letzter Zugriff November 2023
[180] https://www.rank-orc.com/wp-content/uploads/2021/01/Case-Histories-PAREX_edit-21JAN2021.pdf letzter Zugriff Oktober 2022
[181] https://www.thinkgeoenergy.com/completion-of-mcginness-hills-geothermal-plant-complex-expansion/ letzter Zugriff Oktober 2022
[182] https://www.researchgate.net/publication/352478313_Geothermal_Energy_Use_Projections_and_Country_Update_for_Turkey/link/60cb04e192851ca3aca7ce15/download letzter Zugriff Oktober 2022
[183] https://docplayer.net/181749985-Ormat-the-growth-of-a-market-leader.html letzter Zugriff Oktober 2022
[184] https://www.thinkgeoenergy.com/ormat-commissions-29th-geothermal-plant-in-turkey/ letzter Zugriff Oktober 2022
[185] https://documents1.worldbank.org/curated/pt/142631523367198606/pdf/Environmental-and-social-impact-assessment-for-Ozmen-3-geothermal-power-plant.pdf letzter Zugriff November 2023
[186] https://documents1.worldbank.org/curated/en/110371477490969364/pdf/SFG2118-V2-EA-P112578-Box396317B-PUBLIC-Disclosed-10-25-2016.pdf letzter Zugriff November 2023
[187] http://www.sanner-geo.de/media/9c8482dddb582910ffff8089ffffffff1.pdf letzter Zugriff Oktober 2022
[188] https://pangea.stanford.edu/ERE/db/WGC/papers/WGC/2020/01066.pdf letzter Zugriff November 2023
[189] https://pangea.stanford.edu/ERE/db/WGC/papers/WGC/2020/26067.pdf letzter Zugriff November 2023
[190] https://pangea.stanford.edu/ERE/db/WGC/papers/WGC/2020/06009.pdf letzter Zugriff November 2023
[191] https://pangea.stanford.edu/ERE/db/WGC/papers/WGC/2020/01108.pdf letzter Zugriff November 2023
[192] https://pangea.stanford.edu/ERE/db/WGC/papers/WGC/2020/01038.pdf letzter Zugriff November 2023
[193] https://pangea.stanford.edu/ERE/db/WGC/papers/WGC/2020/01049.pdf letzter Zugriff November 2023
[194] https://pangea.stanford.edu/ERE/db/WGC/papers/WGC/2020/01080.pdf letzter Zugriff November 2023
[195] https://pangea.stanford.edu/ERE/db/WGC/papers/WGC/2020/01063.pdf letzter Zugriff November 2023
[196] https://pangea.stanford.edu/ERE/db/WGC/papers/WGC/2020/01019.pdf letzter Zugriff November 2023
[197] https://pangea.stanford.edu/ERE/db/WGC/papers/WGC/2020/26065.pdf letzter Zugriff November 2023
[198] https://pangea.stanford.edu/ERE/db/WGC/papers/WGC/2020/01007.pdf letzter Zugriff November 2023
[199] https://pangea.stanford.edu/ERE/db/WGC/papers/WGC/2020/01003.pdf letzter Zugriff November 2023
[200] https://pangea.stanford.edu/ERE/db/WGC/papers/WGC/2020/01065.pdf letzter Zugriff November 2023
[201] https://pangea.stanford.edu/ERE/db/WGC/papers/WGC/2020/01053.pdf letzter Zugriff November 2023
[202] https://pangea.stanford.edu/ERE/db/WGC/papers/WGC/2020/01055.pdf letzter Zugriff November 2023
[203] https://pangea.stanford.edu/ERE/db/WGC/papers/WGC/2020/26022.pdf letzter Zugriff November 2023
[204] https://pangea.stanford.edu/ERE/db/WGC/papers/WGC/2020/01037.pdf letzter Zugriff November 2023
[205] https://pangea.stanford.edu/ERE/db/WGC/papers/WGC/2020/01015.pdf letzter Zugriff November 2023
[206] https://pangea.stanford.edu/ERE/db/WGC/papers/WGC/2020/01074.pdf letzter Zugriff November 2023
[207] https://pangea.stanford.edu/ERE/db/WGC/papers/WGC/2020/27067.pdf letzter Zugriff November 2023
[208] https://pangea.stanford.edu/ERE/db/WGC/papers/WGC/2020/01042.pdf letzter Zugriff November 2023
[209] https://pangea.stanford.edu/ERE/db/WGC/papers/WGC/2020/01070.pdf letzter Zugriff November 2023
[210] https://pangea.stanford.edu/ERE/db/WGC/papers/WGC/2020/01061.pdf letzter Zugriff November 2023
[211] https://pangea.stanford.edu/ERE/db/WGC/papers/WGC/2020/01068.pdf letzter Zugriff November 2023
[212] https://pangea.stanford.edu/ERE/db/WGC/papers/WGC/2020/01034.pdf letzter Zugriff November 2023
[213] https://documents.pub/download/testing-of-a-new-supercritical-orc-asme-166pdfaa-asme-orc-conference letzter Zugriff Oktober 2022
[214] https://www.thinkgeoenergy.com/pertamina-to-start-orc-geothermal-pilot-plant-at-lahendong/?utm_source=ThinkGeoEnergy+List&utm_campaign=eebbea401b-TGE_Newsletter_RSS1&utm_medium=email&utm_term=0_657e42f767-eebbea401b-415203125 letzter Zugriff November 2023
[215] https://www.tiefegeothermie.de/news/equitix-erwirbt-geothermisches-kraftwerk-sueddeutschland letzter Zugriff November 2023
[216] https://pangea.stanford.edu/ERE/pdf/IGAstandard/SGW/2002/Barker.pdf letzter Zugriff November 2023
[217] https://www.thinkgeoenergy.com/sokoria-geothermal-power-plant-starts-commercial-operations/ letzter Zugriff November 2023
[218] https://www.thinkgeoenergy.com/edc-inaugurates-binary-plant-in-mindanao-geothermal-site-philippines/ letzter Zugriff November 2023
[219] https://www.thinkgeoenergy.com/exergy-delivers-orc-unit-for-mindanao-3-binary-plant-philippines/ letzter Zugriff November 2023
[220] https://www.thinkgeoenergy.com/capacity-addition-planned-for-afyon-geothermal-power-plant-turkiye/?utm_source=ThinkGeoEnergy+List&utm_campaign=fbd351ad9f-TGE_Newsletter_RSS1&utm_medium=email&utm_term=0_657e42f767-fbd351ad9f-415203125 letzter Zugriff November 2023
[221] https://www.thinkgeoenergy.com/ormat-starts-operation-of-24-mw-tungsten-mountain-geothermal-plant-nevada/ letzter Zugriff November 2023
[222] https://www.thinkgeoenergy.com/italy-pm-gives-go-ahead-for-10-mw-binary-geothermal-power-plant-in-tuscany/?utm_source=ThinkGeoEnergy+List&utm_campaign=ee5f78e0af-TGE_Newsletter_RSS1&utm_medium=email&utm_term=0_657e42f767-ee5f78e0af-415203125 letzter Zugriff November 2023
[223] Heber Geothermal Project, binary-cycle demonstration plant. Volume II. Proposal abstract (Technical Report) | OSTI.GOV letzter Zugriff November 2023
[224] http://thinkgeoenergy.com/archives/14913 letzter Zugriff Oktober 2022

Anlagen-ID	Anlagenname	Land	seit	bis	aktiv/ina	Einbindung	Kraftwerksprozess	Kühlung	Arbeitsmittel	Bruttoleistung	Anz. Einheiten	Hersteller	Temperatur	Rekuperator	Wärmenutzung	Quelle
1	East Mesa, Magmamax / GEM 1	USA	1979	1982	inaktiv	Einzelnutzung	über-+unterkritisch	Spray cooling	Isobutan	12,50 MW	1	Forschung/Demonstration	182	ja (1)		[1], [153]
2	East Mesa, Magmamax / GEM 1 (Retrofit)	USA	1982	1990	inaktiv	Einzelnutzung	über-+unterkritisch	Spray cooling		12,50 MW	1	Forschung/Demonstration	177			[1], [153]
3	East Mesa, GEM Bottoming Unit	USA	2007		aktiv					9,00 MW	1		°C			[153], [205]
4	East Mesa, ORMESA I	USA	1986		aktiv	Einzelnutzung	dreistufig, unterkritisch	Nasskühlturm		30,00 MW	26	ORMAT	146 °C			[1], [2], [3], [205]
5	East Mesa, ORMESA II	USA	1987		aktiv	Einzelnutzung	zweistufig, unterkritisch	Nasskühlturm		20,00 MW	20	ORMAT	157 °C			[1], [2], [3], [205]
6	East Mesa, ORMESA II extension	USA	2008		aktiv					23,50 MW	2		°C			[153]
7	East Mesa, ORMESA IE	USA	1988	2018	inaktiv	Einzelnutzung	zweistufig, unterkritisch	Nasskühlturm		10,00 MW	12	ORMAT	137 °C			[1], [2], [3], [205]
8	East Mesa, ORMESA ICH (IH?)	USA	1989	2018	inaktiv	Einzelnutzung	zweistufig, unterkritisch	Nasskühlturm		13,20 MW	12	ORMAT	141 °C			[1], [2], [3], [205]
9	East Mesa, ORMESA I (Extension)	USA	2003		aktiv	Einzelnutzung	zweistufig, unterkritisch	Nasskühlturm		14,00 MW	22	ORMAT	146 °C			[2], [3]
10	Heber, Demonstration Unit / Geothermal Coporation Plant	USA	1985	1987	inaktiv	Einzelnutzung	überkritisch	Nasskühlturm	Isobutan/Isopentan	50,00 MW	1	Forschung/Demonstration	182 °C	nein		[1], [6], [153], [223]
11	Heber, Heber 2, SIGC	USA	1993		aktiv	Einzelnutzung	zweistufig, unterkritisch	Nasskühlturm	Isopentan	48,00 MW	12	ORMAT	165 °C			[1], [3], [145], [153], [163], [205]
12	Heber, Gould I	USA	2006		aktiv	parallel	unterkritisch	Nasskühlturm		10,00 MW	2	ORMAT	190 °C			[1], [3], [205]
13	Heber, Gould II	USA	2006		aktiv	Einzelnutzung	zweistufig, unterkritisch	Nasskühlturm		13,30 MW	1	ORMAT	165 °C			[1], [3], [205]
14	Heber, Heber South	USA	2008		aktiv	Einzelnutzung	zweistufig, unterkritisch	Nasskühlturm		13,30 MW	1	ORMAT	165 °C			[1], [3], [205]
15	North Brawley	USA	2010		aktiv	Einzelnutzung		Nasskühlturm		80,00 MW	5	ORMAT	165 °C			[1], [29], [205]
16	Don A. Campbell (ehem. Wild Rose Plant)	USA	2013		aktiv	Einzelnutzung				22,50 MW	1	ORMAT	127 °C			[153], [205], [224]
17	Don A. Campbell Phase 2	USA	2015		aktiv	Einzelnutzung				22,50 MW	1	ORMAT	127 °C			[205]
18	Raft River (DOE)	USA	1981	1982	inaktiv	Einzelnutzung	zweistufig, unterkritisch	Nasskühlturm	Isobutan	6,00 MW	2	Forschung/Demonstration	143 °C	nein		[1], [5], [8], [9], [38], [145], [152]
19	Raft River (USGeo)	USA	2008		aktiv	Einzelnutzung	zweistufig, unterkritisch	Nasskühlturm	Isopentan	13,50 MW	1	ORMAT	139 °C	ja		[1], [3], [7], [205]
20	MP-I (Ben Holt Mammoth?) / Mammoth Pacific I / G-1	USA	1984	2018	inaktiv	Einzelnutzung	unterkritisch	Trockengek. Kondensator	Isobutan	10,00 MW	2	ORMAT	170 °C			[3], [32], [150], [205]
21	MP-II / Mammoth Pacific II / G-2	USA	1990		aktiv	Einzelnutzung	unterkritisch	Trockengek. Kondensator		15,00 MW	3	ORMAT	170 °C			[3], [150], [205]
22	PLES-I / Mammoth Pacific III (PLES-I/G-3)	USA	1990		aktiv	Einzelnutzung	unterkritisch	Trockengek. Kondensator		15,00 MW	3	ORMAT	170 °C			[3], [150], [205]
23	Casa Diablo IV	USA			aktiv	Einzelnutzung				0,00 MW	0	ORMAT	°C			[1]
24	Amedee	USA	1988		aktiv	Einzelnutzung	einstufig, unterkritisch	Verdunstungskühler	R114 -> Isobutan	2,00 MW	2	Barber-Nichols Eng., Arvada, Colorado	104 °C			[24], [34], [169], [205]
25	Wineagle	USA	1985		aktiv	Einzelnutzung	einstufig, unterkritisch	Verdunstungskühler	R114 -> Isobutan	0,70 MW	2	Barber-Nichols Eng., Arvada, Colorado	110 °C			[24], [34], [153], [169], [205]
26	Wabuska 1	USA	1984	2018	inaktiv	Einzelnutzung	einstufig, unterkritisch	Spray cooling	R114 -> Isobutan	0,80 MW	1	ORMAT	104 °C			[24], [35], [36], [145], [205]
27	Wabuska 2	USA	1987	2018	inaktiv	Einzelnutzung	einstufig, unterkritisch	Spray cooling	R114 -> Isobutan	0,80 MW	1	ORMAT	104 °C			[24], [36], [205]
28	Wabuska 2 (Extension)	USA	2002	2018	inaktiv	Einzelnutzung	einstufig, unterkritisch	Spray cooling	Isopentan	0,80 MW	1	ORMAT	104 °C			[36]
29	Whitegrass No. 1 (Wabuska / Wabuska 3)	USA	2018		aktiv	Einzelnutzung	einstufig	Trockengek. Kondensator		4,40 MW	4	Kaishan	°C			[3], [171], [205]
30	San Emidio	USA	1987	2012	inaktiv	Einzelnutzung	einstufig, unterkritisch	Nasskühlturm	Isopentan	3,60 MW	4	ORMAT	152 °C			[24], [153]
31	San Emidio (Phase I: Repowering)	USA	2012		aktiv	Einzelnutzung	überkritisch	Nasskühlturm	R134a	14,00 MW	1	TAS	152 °C			[3], [37], [118], [153], [205]
32	San Emidio (Phase II: Extension)	USA	2021		aktiv	Einzelnutzung		Trockengek. Kondensator	n-Pentan	24,00 MW	2	ORMAT	°C	nein		[37], [157]
33	San Emidio (Phase III: Extension)	USA			aktiv	Einzelnutzung				25,00 MW	2		°C			[37]
34	Soda Lake 1	USA	1987		aktiv	Einzelnutzung	einstufig, unterkritisch	Nasskühlturm		5,10 MW	3	ORMAT	188 °C			[3], [24], [38], [153], [205]
35	Soda Lake 2	USA	1991		aktiv	Einzelnutzung	unterkritisch	Trockengek. Kondensator		20,00 MW	2	ORMAT	188 °C			[3], [153], [205]
36	Stillwater 1	USA	1989	2010	inaktiv	Einzelnutzung	unterkritisch	Trockengek. Kondensator	n-Pentan	13,00 MW	14	ORMAT	°C			[38], [153]
37	Stillwater 2	USA	2009		aktiv	Hybrid (Geo+Solar)		Trockengek. Kondensator		47,00 MW	4	Atlas Copco Mafi-Trench Company LLC	°C			[40], [153], [205]
38	Salt Wells	USA	2009		aktiv	Einzelnutzung		Trockengek. Kondensator	Isobutan	18,00 MW	2	Atlas Copco Mafi-Trench Company LLC	140 °C			[40], [153], [205]
39	Brady II	USA	2002		aktiv	parallel	unterkritisch	Trockengek. Kondensator		5,00 MW	1	ORMAT	107 °C			[3], [153]
40	Desert Peak 2	USA	2007		aktiv	parallel	unterkritisch	Trockengek. Kondensator		26,00 MW	2	ORMAT	°C			[3], [153], [205]
41	Patua (Phase1)	USA	2013		aktiv	Einzelnutzung	überkritisch	Nass- und Trockenkühlung	R134a	45,00 MW	3	TAS Energy	130 °C			[153], [162], [205]
42	Steamboat 1	USA	1986	2015	inaktiv	Einzelnutzung	zweistufig, unterkritisch	Trockengek. Kondensator	Isobutan	6,70 MW	7	ORMAT	168 °C			[205], [221]
43	Steamboat 1A	USA	1988	2015	inaktiv	Einzelnutzung	zweistufig, unterkritisch	Trockengek. Kondensator	Isobutan	2,00 MW	2	ORMAT	168 °C			[3], [38], [153]
44	Steamboat 2 (SB-2)	USA	2008		aktiv	Einzelnutzung	zweistufig, unterkritisch	Trockengek. Kondensator	Isobutan	14,00 MW	2	ORMAT	168 °C			[3], [38], [153]
45	Steamboat 3 (SB-3)	USA	2008		aktiv	Einzelnutzung	zweistufig, unterkritisch	Trockengek. Kondensator	Isobutan	14,00 MW	2	ORMAT	168 °C			[3], [153], [205]
46	Steamboat Hills extension/ Steamboat Hills 2?	USA	2007		aktiv	parallel	zweistufig, unterkritisch			6,00 MW	1	ORMAT	°C			[3], [153], [205]
47	Burdette (Galena 1)	USA	2006		aktiv	Einzelnutzung	zweistufig, unterkritisch	Verdunstungskühler		26,00 MW	2	ORMAT	168 °C			[3], [205]
48	Galena 2	USA	2007		aktiv	Einzelnutzung	zweistufig, unterkritisch	Trockengek. Kondensator		13,00 MW	1	ORMAT	168 °C			[3], [41], [153], [205]
49	Galena 3	USA	2008		aktiv	Einzelnutzung	zweistufig, unterkritisch	Trockengek. Kondensator		26,00 MW	2	ORMAT	168 °C			[3], [153], [205]
50	Rye Patch/Humboldt House	USA	1993	1993	inaktiv	Einzelnutzung				12,50 MW	5	ORMAT	141 °C			[3], [153], [205]
51	Jersey Valley	USA	2011		aktiv	Einzelnutzung	zweistufig	Trockengek. Kondensator		22,50 MW	2	ORMAT	°C			[41]
52	Faulkner 1 / Blue Mountain	USA	2009		aktiv	Einzelnutzung	zweistufig, unterkritisch	Nasskühlturm	Isobutan	49,50 MW	3	ORMAT	190 °C			[55], [153], [205]
53	Tuscarora	USA	2012		aktiv	Einzelnutzung	zweistufig, unterkritisch	Nasskühlturm		30,00 MW	2	ORMAT	°C			[3], [43], [44], [153], [205]
54	McGinnes (McGuinnss, McGinnis) Hills - Phase1	USA	2012		aktiv			Trockengek. Kondensator		48,00 MW	3	ORMAT	160 °C			[56], [153], [205]
55	McGinnes (McGuinnss, McGinnis) Hills - Phase2	USA	2015		aktiv			Trockengek. Kondensator		48,00 MW	3	ORMAT	160 °C			[55], [146], [147], [148], [149], [153], [205]
56	McGinnes (McGuinnss, McGinnis) Hills - Phase3	USA	2021		aktiv			Trockengek. Kondensator		74,00 MW	3	ORMAT	160 °C			[55], [146], [147], [148], [149], [153], [205]
57	Beowawe Binary (Beoware 2)	USA	2011		aktiv	parallel	einstufig, unterkritisch	Nasskühlturm	R134a	3,13 MW	1	ORMAT / TAS	96 °C	ja		[146], [147], [148], [149], [153], [181], [205]
58	Dixie Valley Bottoming Binary Plant	USA	2011		aktiv	parallel	einstufig, unterkritisch	Trockengek. Kondensator	R134a	6,20 MW	1	Atlas Copco	106 °C	nein		[153], [158], [159], [205]
59	Cove Fort 1	USA	1985	2002	inaktiv	Einzelnutzung	einstufig, unterkritisch			3,20 MW	4	ORMAT	138 °C			[153], [160], [161], [164], [205]
60	Cove Fort 3	USA	2013		aktiv					25,00 MW	2		°C			[1], [24], [216]
61	Blundell Unit 2	USA	2007		aktiv	parallel	zweistufig, unterkritisch	Trockengek. Kondensator	n-Pentan	11,00 MW	1	ORMAT	178 °C			[153], [205]
62	Thermo Hot Spring, Thermo HS / Thermo 1	USA	2008	2013	inaktiv	Einzelnutzung	einstufig, unterkritisch	Nasskühlturm	R245fa	10,00 MW	50	UTC / Pratt & Witthney / Turboden	°C	nein		[45], [205]
63	Thermo Hot Spring, Thermo HS2, Thermo 1 repower	USA	2013		aktiv					14,00 MW	1		°C			[3], [46], [151], [205]
64	Puna PGV-1	USA	1992	2008	inaktiv	parallel & nachgeschaltet	zweistufig, unterkritisch	Trockengek. Kondensator		30,00 MW	10	ORMAT	°C	nein		[153], [205]
65	Puna PGV-1 (Extension)	USA	2012		aktiv	Einzelnutzung	zweistufig, unterkritisch	Trockengek. Kondensator		12,00 MW	2	ORMAT	°C			[38], [134], [151], [152]
66	Chena Hot Springs, Units 1&2	USA	2006		aktiv	Einzelnutzung	einstufig, unterkritisch	Durchlauf- & Trockenkühlung	R245fa	0,50 MW	2	UTC / Pratt & Witthney / Turboden; Kaishan	74 °C			[47], [153], [205]
67	Chena Hot Springs, Units 3	USA	2010	2010	inaktiv	Einzelnutzung	einstufig, unterkritisch	Durchlaufkühlung	R134a	0,20 MW	1	UTC / Pratt & Witthney / Turboden	°C			[48], [49], [170], [205]
68	Burgett Greenhouse	USA	1995	1996	inaktiv	Einzelnutzung	einstufig, unterkritisch	Spray cooling		1,15 MW	3	ORMAT / SPS	150 °C			[1]
69	Burgett Greenhouse / Lightning Dock	USA	2008	2010	inaktiv	Einzelnutzung	einstufig, unterkritisch			0,40 MW	2	UTC / Pratt & Witthney / Turboden	°C			[50]
70	Lightning Dock 1	USA	2013	2019?	inaktiv					4,00 MW	4		°C			[51], [39]
71	Lightning Dock Repower	USA	2019		aktiv					14,00 MW	1	Turboden	155 °C			[153]
72	Lakeview	USA	1984	1984	inaktiv	Einzelnutzung	einstufig, unterkritisch			1,15 MW	3		96 °C			[205]
73	Lakeview	USA	1984	1984	inaktiv	Einzelnutzung	einstufig, unterkritisch			0,90 MW	3	ORMAT	96 °C			[24]
74	Oregon Institute of Technology (OIT) / OIT Unit 1	USA	2009		aktiv	Einzelnutzung	einstufig, unterkritisch	Durchlaufkühlung		0,28 MW	1	UTC / Pratt & Witthney / Turboden	89 °C			[24]
75	Oregon Institute of Technology (OIT) / OIT Unit 2	USA	2013		aktiv					1,75 MW	2		°C			[54], [205]
76	Neal Hot Springs	USA	2010		aktiv	Einzelnutzung	überkritisch	Trockengek. Kondensator	R134a	23,40 MW	3	TAS Energy	°C			[91], [153], [205]
77	Paisley	USA	2014		aktiv					2,50 MW	1		°C			[93], [153], [205]
78	Rocky Mountain Oilfield Testing Company (RMOTC)	USA	2009	2009	inaktiv	Einzelnutzung	einstufig, unterkritisch	Trockengek. Kondensator	Isopentan	0,25 MW	1	ORMAT	77 °C			[153], [205]
79	Rocky Mountain Oilfield Testing Company (RMOTC II)	USA	2009		aktiv	Einzelnutzung		Durchlaufkühlung		0,25 MW	0	UTC / Pratt & Witthney / Turboden	92 °C			[57], [89], [91], [92], [153]
80	Caphue, Unit 1 (demonstration plant)	Argentina	1988	1996	inaktiv	Einzelnutzung	zweistufig, unterkritisch	Durchlaufkühlung	Isopentan	0,67 MW	1	ORMAT	170 °C			[91]
81	Los Azufres, Units 11 & 12	Mexico	1993	2012	inaktiv	parallel	einstufig, unterkritisch	Trockengek. Kondensator		3,00 MW	2	ORMAT	175 °C		ja (Demo)	[24], [153]
82	Maguarichic	Mexico	2001	2012	inaktiv	Einzelnutzung	einstufig, unterkritisch	Nasskühlturm	Isopentan	0,30 MW	1	ORMAT	120 °C			[24], [76], [153]
83	Zunil / Orzunil, Unit 1	Guatemala	1999		aktiv	Einzelnutzung	einstufig, unterkritisch	Trockengek. Kondensator		28,00 MW	7	ORMAT	182 °C	ja		[77], [153]
84	Amatitlán, Unit 1 & 2	Guatemala	2007		aktiv	parallel & nachgeschaltet	unterkritisch	Trockengek. Kondensator		24,00 MW	2	ORMAT	285 °C	ja		[3], [78], [134], [151], [152], [153]
85	Momotombo, Unit 3	Nicaragua	2002		aktiv	parallel	einstufig, unterkritisch	Trockengek. Kondensator		7,50 MW	1	ORMAT	°C			[3], [79], [134], [152], [153], [155]
86	Miravalles, Unit 5: OEC-1&-2	Costa Rica	2004		aktiv	parallel	einstufig, unterkritisch	Nasskühlturm	n-Pentan	19,00 MW	2	ORMAT	165 °C	ja (2)		[3], [80], [152], [153]
87	Las Pailas, Plant1, Unit I (Unit 1&2?)	Costa Rica	2011		aktiv	Einzelnutzung	zweistufig, unterkritisch	Nasskühlturm	n-Pentan	41,60 MW	2	ORMAT	240 °C	ja		[1], [16], [145], [146]
88	Berlín, bottoming unit	El Salvador	2007		aktiv	nachgeschaltet	einstufig, unterkritisch	Nasskühlturm	Isopentan	9,20 MW	1	Enex	180 °C	ja		[3], [60], [145], [153], [156], [206]
89	Cerro Pabellón	Chile	2017		aktiv	Einzelnutzung	einstufig, unterkritisch	Trockengek. Kondensator	Isopentan	48,00 MW	2	ORMAT	162 °C	nein		[3], [61], [153]
90	Casanare Pilot Plant	Colombia	2021		aktiv			Trockengek. Kondensator		0,12 MW	2	Rank	90 °C			[117], [119], [120]
91	Platanares Geothermal Plant	Honduras	2017		aktiv			Trockengek. Kondensator		35,00 MW	2	ORMAT	225 °C			[179], [180]
92	Paratunka (UEF-90/0.5)	Russia	1967	1974	inaktiv	Einzelnutzung	einstufig, unterkritisch	Durchlaufkühlung	R12	0,67 MW	1	Forschung/Demonstration	81 °C			[201]
93	Huailai	China	1971	1990	inaktiv	Einzelnutzung			R160	0,30 MW	1	research project	85 °C			[1], [11], [12], [13], [14], [15], [145]
94	Wentang	China	1971	1990	inaktiv	Einzelnutzung			R160	0,05 MW	1	research project	67 °C			[24], [64], [145]
95	Dengwu, Unit 2	China	1977	1990	inaktiv	Einzelnutzung			Isobutan	0,20 MW	1	Forschung/Demonstration	91 °C			[24], [64], [145]
96	Yingkou (Xiongye?)	China	1977	1990	inaktiv	Einzelnutzung				0,10 MW	1	research project	75 °C			[24], [64], [145]
97	Nagqu, Unit 1	China	1993	1999	inaktiv	Einzelnutzung	einstufig, unterkritisch	Trockengek. Kondensator		1,00 MW	1	ORMAT	110 °C	nein		[24], [64]

Anlagen-ID	Anlagenname	Land	seit	bis	aktiv/ina	Einbindung	Kraftwerksprozess	Kühlung	Arbeitsmittel	Bruttoleistung	Anz. Einheiten	Hersteller	Temperatur	Rekuperator	Wärmenutzung	Quelle
98	Huabei Oil field / Hebei	China	2011		aktiv	Einzelnutzung		Nasskühlturm	R123	0,40 MW	1	research project	120 °C			[24], [63], [153]
99	Tuchang / Toucheng	Taiwan	1985	1994	inaktiv	Einzelnutzung				0,30 MW	1	research project	°C			[90], [92], [211]
100	Cingshuei (Quingshui)	Taiwan	2019		aktiv					0,30 MW	1		°C			[209]
101	Otake Pilot	Japan	1978	1978	inaktiv	parallel	einstufig, unterkritisch	Verdunstungskühler	Isobutan	1,00 MW	1	Forschung/Demonstration	130 °C	ja		[64], [209]
102	Nigorikawa (or Mori)	Japan	1978	1978	inaktiv	Einzelnutzung	einstufig, unterkritisch	Nasskühlturm	R114 (C2Cl2F4)	1,00 MW	1	Forschung/Demonstration	140 °C			[10], [58]
103	Takigami Binary (1997)	Japan	1997	1998	inaktiv	parallel	einstufig, unterkritisch	Nasskühlturm	R22	0,49 MW	1	Mitsubishi	130 °C			[10], [58]
104	Takigami Binary Power Plant (2016/2017)	Japan	2017		aktiv	parallel		Nasskühlturm	R245fa	5,05 MW	1	Fuji	130 °C	ja		[59]
105	Hatchobaru 3 (Hatchobaru Binary)	Japan	2004		aktiv	Einzelnutzung	einstufig, unterkritisch	Trockengek. Kondensator	Pentan	2,00 MW	1	ORMAT	143 °C	ja	ja (Demo)	[203], [204]
106	Beppu Spring, Cosmotech Beppu binary	Japan	2014		aktiv					0,50 MW	4		°C			[1], [134], [204]
107	Goto-en	Japan	2014		aktiv	Einzelnutzung				0,14 MW	2		°C			[153], [204]
108	Hagenoyu	Japan	2014		aktiv	Einzelnutzung				2,00 MW	3		°C			[153], [204]
109	Oguni Matsuya	Japan	2014		aktiv	Einzelnutzung				0,06 MW	3	Fuji	°C			[153]
110	Tatara Dalichi	Japan	2014		aktiv	Einzelnutzung				0,07 MW	1	Fuji	°C			[153], [204]
111	Yuyama	Japan	2014		aktiv	Einzelnutzung				0,14 MW	2		°C			[204]
112	Obama Onsen binary	Japan	2015		aktiv	Einzelnutzung				0,13 MW	1		100 °C			[204]
113	Medipolis Ibusuki, Kagoshima	Japan	2015		aktiv	Einzelnutzung				1,58 MW	1	Fuji	°C			[204], [207]
114	Sugawara Binary, Oita (2015)	Japan	2015		aktiv	Einzelnutzung				5,00 MW	1		°C			[203], [204]
115	Tuchiyu onsen No. 16 binary	Japan	2015		aktiv	Einzelnutzung				0,40 MW	1	Fuji	°C			[203]
116	Yufuin Forest Energy binary	Japan	2015		aktiv	Einzelnutzung				0,11 MW	1		°C			[203], [204]
117	Yufuin Forest Energy binary 2	Japan	2017		aktiv	Einzelnutzung				0,07 MW	1		°C			[204]
118	Fino binary	Japan	2015		aktiv	Einzelnutzung				0,25 MW	2	Fuji	°C			[204]
119	Mashuko onsen-netsu	Japan	2016		aktiv	Einzelnutzung				0,13 MW	1	Fuji	°C			[204]
120	Toyako onsen binary	Japan	2016		aktiv	Einzelnutzung				0,05 MW	1		°C			[204]
121	PPSN binary	Japan	2016		aktiv	Einzelnutzung				0,13 MW	1	Fuji	°C			[204]
122	Sumo Power	Japan	2016		aktiv	Einzelnutzung				0,13 MW	1	Fuji	°C			[204]
123	SNS Power	Japan	2016		aktiv	Einzelnutzung				0,13 MW	1	Fuji	°C			[204]
124	Sanko Chinetsu Kaihatsu binary	Japan	2016		aktiv	Einzelnutzung				0,05 MW	1		°C			[204]
125	Makino PP	Japan	2017		aktiv	Einzelnutzung				0,13 MW	1	Fuji	°C			[204]
126	BLD Binary PP	Japan	2017		aktiv	Einzelnutzung				0,25 MW	1		°C			[204]
127	RE-Energy GPP	Japan	2017		aktiv	Einzelnutzung				0,13 MW	1	Fuji	°C			[204]
128	Rena PP No.1	Japan	2017		aktiv	Einzelnutzung				0,25 MW	1		°C			[204]
129	P-Power PP	Japan	2017		aktiv	Einzelnutzung				0,25 MW	1		°C			[204]
130	Ichiegane No.2 Binary	Japan	2017		aktiv	Einzelnutzung				0,07 MW	1		°C			[204]
131	Okushiri GPP	Japan	2017		aktiv	Einzelnutzung				0,25 MW	1		°C			[204]
132	Shimoda onsen binary	Japan	2017		aktiv	Einzelnutzung				0,11 MW	1		°C			[204]
133	Hot Lagoon Oita GPP	Japan	2017		aktiv	Einzelnutzung				0,07 MW	1		°C			[204]
134	OTE Oita Okue onsen binary	Japan	2017		aktiv	Einzelnutzung				0,07 MW	1		°C			[204]
135	Yamakawa Binary (Yamagawa)	Japan	2018		aktiv	parallel		Trockengek. Kondensator	n-Pentan	4,99 MW	1	Fuji	180 °C	ja		[204]
136	Naruko onsen binary	Japan	2018		aktiv	Einzelnutzung				0,07 MW	1		°C			[203], [204]
137	Fang, Unit 1	Thailand	1989		aktiv	Einzelnutzung	einstufig, unterkritisch	Durchlaufkühlung		0,30 MW	1	ORMAT	116 °C		ja (Demo)	[204]
138	Makiling-Banahaw (Mak-Ban), Binary I..IV	Phillipines	1994	2005	inaktiv	Einzelnutzung				12,00 MW	3	ORMAT	°C			[24]
139	Makban Binary Plant I (rehabilitated)	Phillipines	2016		aktiv	Einzelnutzung				6,00 MW	2		°C			[3], [82]
140	Upper Mahiaou, Units 4..7	Phillipines	1996		aktiv	parallel & nachgeschaltet	einstufig, unterkritisch	Trockengek. Kondensator		5,50 MW	1	ORMAT	°C	nein		[200]
141	Lahendong	Indonesia	1992	1992	inaktiv	Einzelnutzung	einstufig, unterkritisch	Nasskühlturm	n-Pentan	2,50 MW	1	Forschung/Demonstration	°C			[83], [84], [134], [151], [152]
142	Lahendong B1	Indonesia	2017		aktiv	nachgeschaltet	einstufig, unterkritisch	Trockenkühlung (indirekt)	n-Pentan	0,50 MW	1	Duerr Cyplan	170 °C	ja		[88]
143	Sarulla	Indonesia	2017		aktiv	parallel & nachgeschaltet	unterkritisch	Trockengek. Kondensator	n-Pentan	0,00 MW	18	ORMAT	105 °C	ja		
144	Kiabukwa (lt. Ref145 DiPippo2015 KEINE Binäranlage)	Congo	1952	1956	inaktiv	Einzelnutzung				0,20 MW	1	research project	91 °C			[165], [166]
145	Kapisya	Zambia	1986	1988	inaktiv	Einzelnutzung				0,20 MW	2	research projectKenGen?	°C			[86], [87], [145]
146	Aluto Langano (ALGPP), GCCU-part	Ethiopia	2007		aktiv	parallel & nachgeschaltet	einstufig, unterkritisch	Trockengek. Kondensator	Isopentan	2,40 MW	1	ORMAT	115 °C	nein		[85], [87]
147	Aluto Langano (ALGPP), OEC-part	Ethiopia	2007		aktiv	parallel	einstufig, unterkritisch	Trockengek. Kondensator	Isopentan	4,60 MW	1	ORMAT	152 °C	ja		[3], [24], [25], [26]
148	Olkaria III, Units 1, 2, 3 (Phase1) / OrPower 4 - Unit I	Kenya	2000		aktiv	Einzelnutzung	unterkritisch	Trockengek. Kondensator		12,00 MW	3	ORMAT	°C	ja		[24], [25]
149	Olkaria III, Units 4, 5, 6 (Phase2)	Kenya	2008		aktiv	Einzelnutzung	unterkritisch	Trockengek. Kondensator		36,00 MW	3	ORMAT	°C			[3], [81], [134], [151], [202]
150	Olkaria III, Plant 2, Flash-binary	Kenya	2013		aktiv					39,60 MW	3	ORMAT	°C			[3], [81], [151], [152], [202]
151	Olkaria III, Plant 3, Flash-binary	Kenya	2014		aktiv					17,60 MW	2	ORMAT	°C			[153], [202]
152	OrPower 4 (2016)	Kenya	2016		aktiv					29,60 MW	0	ORMAT	°C			[153], [202]
153	OrPower 4 (2018)	Kenya	2018		aktiv					15,00 MW	0	ORMAT	°C			[202]
154	Oserian, Unit 1 (=Olkaria Central?)	Kenya	2004		aktiv	Einzelnutzung	unterkritisch	Trockengek. Kondensator		1,80 MW	1	ORMAT	°C	ja		[202]
155	Eburru	Kenya	2010		aktiv					2,52 MW	0		°C			[3], [81], [134], [152], [202]
156	Birdsville, Unit 1	Australia	1992	2018	inaktiv	Einzelnutzung	einstufig, unterkritisch	Nasskühlturm	Isopentan	0,15 MW	1	Forschung/Demonstration	99 °C			[202]
157	Innamincka, Habanero	Australia	2013	2013	inaktiv					1,00 MW	1		°C			[24], [74], [75], [198]
158	Tarawera (TG1) /Tarawera Ormat Installation (TOI)	New Zealan	1989	2014	inaktiv	parallel	einstufig, unterkritisch	Trockengek. Kondensator		2,50 MW	2	ORMAT	172 °C			[153]
159	Tarawera (TG2)	New Zealan	1993	2015	inaktiv	parallel	unterkritisch	Trockengek. Kondensator		3,50 MW	1	ORMAT	172 °C			[3], [24], [65], [66], [67], [94], [129], [199]
160	KA24 (Kawerau-GDL?)	New Zealan	2008		aktiv	Einzelnutzung	einstufig, unterkritisch	Trockengek. Kondensator		8,30 MW	1	ORMAT	°C			[3], [24], [65], [66], [94], [199]
161	KA22	New Zealand			aktiv	Einzelnutzung				15,00 MW	0		°C			[24], [65], [66], [94], [199]
162	NST / TOPP1	New Zealan	2013		aktiv	Einzelnutzung		Trockengek. Kondensator		23,00 MW	1	ORMAT	°C			[66], [94]
163	Te Ahi O Maui (TAOM)	New Zealan	2018		aktiv		unterkritisch	Trockengek. Kondensator		25,00 MW	1	ORMAT	°C			[66], [129], [153], [199]
164	Rotokawa, GCCU-part	New Zealan	1997		aktiv	nachgeschaltet	einstufig, unterkritisch	Trockengek. Kondensator	n-Pentan	10,00 MW	2	ORMAT	105 °C	nein		[95], [96], [199]
165	Rotokawa, OEC-part	New Zealan	1997		aktiv	parallel	einstufig, unterkritisch	Trockengek. Kondensator	n-Pentan	5,00 MW	1	ORMAT	217 °C	ja		[3], [69], [70], [145], [153], [154]
166	Rotokawa (extension OEC)	New Zealan	2003		aktiv	parallel & nachgeschaltet	einstufig, unterkritisch	Trockengek. Kondensator		6,00 MW	1	ORMAT	°C	ja		[3], [69], [70], [145], [153], [154]
167	Te Huka (Centennial Drive Binary; Tauhara 1)	New Zealan	2010		aktiv	Einzelnutzung		Trockengek. Kondensator		28,00 MW	2	ORMAT	°C			[3], [69], [70], [134], [153], [154], [199]
168	Ngatamariki	New Zealan	2013		aktiv	Einzelnutzung	einstufig, unterkritisch	Trockengek. Kondensator	Pentan	100,00 MW	4	ORMAT	193 °C	ja		[129], [130], [153], [199]
169	Wairakei Binary Plant, Wairakei Bottoming Unit	New Zealan	2005		aktiv	parallel	einstufig, unterkritisch	Trockengek. Kondensator	Isopentan	16,50 MW	2	ORMAT	130 °C	ja		[125], [126], [128], [153], [199]
170	Mokai I, GCCU-part	New Zealan	1999		aktiv	nachgeschaltet	einstufig, unterkritisch	Trockengek. Kondensator	Pentan	24,00 MW	4	ORMAT	°C	nein		[3], [68], [69], [127], [153], [197]
171	Mokai I, OEC-part	New Zealan	1999		aktiv	parallel	einstufig, unterkritisch	Trockengek. Kondensator	Pentan	12,00 MW	2	ORMAT	219 °C			[3], [69], [129], [132], [134]
172	Mokai II (extension GCCU)	New Zealan	2005		aktiv	parallel & nachgeschaltet	einstufig, unterkritisch	Trockengek. Kondensator	Pentan	20,00 MW	4	ORMAT	°C	nein		[3], [69], [131], [132], [134]
173	Mokai II (extension OEC)	New Zealan	2005		aktiv	parallel	einstufig, unterkritisch	Trockengek. Kondensator	Pentan	5,00 MW	1	ORMAT	°C			[3], [69], [134]
174	Mokai IA (extension GCCU?)	New Zealan	2007		aktiv	parallel & nachgeschaltet	einstufig, unterkritisch	Trockengek. Kondensator		17,00 MW	1	ORMAT	°C			[3], [134]
175	Ngawha, Unit 1	New Zealan	1998		aktiv	Einzelnutzung	einstufig, unterkritisch	Trockengek. Kondensator		10,00 MW	2	ORMAT	187 °C			[3], [134], [152], [153], [199]
176	Ngawha, Unit 2	New Zealan	2008		aktiv	Einzelnutzung	einstufig, unterkritisch	Trockengek. Kondensator		15,00 MW	1	ORMAT	187 °C			[3], [69], [71], [133], [134], [199]
177	Svartsengi, Unit 4	Iceland	1989		aktiv	nachgeschaltet	einstufig, unterkritisch	Durchlaufkühlung	Isopentan	3,60 MW	3	ORMAT	103 °C	nein	ggf.	[69], [133], [134], [199]
178	Svartsengi (extension)	Iceland	1993		aktiv	nachgeschaltet	einstufig, unterkritisch	Trockengek. Kondensator	Isopentan	4,80 MW	4	ORMAT	103 °C	nein	ggf.	[22], [23], [24], [107], [110], [113], [195]
179	Húsavik (Kalina)	Iceland	2000	2008	inaktiv	Einzelnutzung	einstufig, unterkritisch	Durchlaufkühlung	Ammoniak-Wasser	2,00 MW	1	Exorka / Rotoflow	124 °C		ggf.	[22], [23], [24], [107], [113], [175], [195]
180	Reykholt / Flúdir	Iceland	2018		aktiv	Einzelnutzung	einstufig, unterkritisch			0,60 MW	4	Climeon	116 °C		ggf.	[10], [107], [175], [195]
181	Travale 21	Italy	1991	1991	inaktiv	Einzelnutzung	einstufig, unterkritisch			0,70 MW	1	ORMAT	115 °C			[178], [195]
182	Bagnore Binary / Gruppo Binario Bagnore3	Italy	2013		aktiv		einstufig, unterkritisch	Nasskühlturm	Pentan	1,00 MW	1	Exergy, part of SECI Energia – Gruppo Industriale Maccaferri	115 °C	nein	ggf.	[24]
183	Ribeira Grande, CGRG (Phase A)	Portugal	1994		aktiv	Einzelnutzung	einstufig, unterkritisch	Trockengek. Kondensator	n-Pentan	5,80 MW	2	ORMAT	200 °C	ja		[28], [107], [114], [115], [116]
184	Ribeira Grande, CGRG (Phase B)	Portugal	1998		aktiv	Einzelnutzung	einstufig, unterkritisch	Trockengek. Kondensator		9,00 MW	2	ORMAT	200 °C	ja		[3], [24], [72], [134], [151], [152], [194]
185	Pico Vermelho, Unit 2	Portugal	2006		aktiv	Einzelnutzung	einstufig, unterkritisch	Trockengek. Kondensator		10,00 MW	1	ORMAT	160 °C	ja	ggf.	[3], [24], [72], [134], [151], [152], [194]
186	Pico Alto (Unit 1), EDA Renovaveis (pilot plant)	Portugal	2017		aktiv	Einzelnutzung				4,50 MW	1	Exergy S p.A.	275 °C		ggf.	[3], [24], [72], [73], [107], [134], [153], [175], [194]
187	Dora 1	Turkey	2006		aktiv	Einzelnutzung	einstufig, unterkritisch	Trockengek. Kondensator	n-Pentan	7,36 MW	1	ORMAT	170 °C	nein		[107], [117], [175], [194]
188	Dora 2	Turkey	2010		aktiv	Einzelnutzung	einstufig, unterkritisch	Trockengek. Kondensator	n-Pentan	9,50 MW	1	ORMAT	171 °C			[1], [3], [107], [135], [153], [193]
189	Dora 3a	Turkey	2013		aktiv	Einzelnutzung				17,00 MW	1	ORMAT	°C			[1], [3], [107], [135], [136], [193]
190	Dora 3b	Turkey	2014		aktiv	Einzelnutzung				20,00 MW	1	ORMAT	°C			[107], [135], [153], [193]
191	Dora 4	Turkey	2016		aktiv	Einzelnutzung				17,00 MW	1	ORMAT	°C			[107], [135], [153], [175], [193]
192	Tuzla JES / Tuzla-Canakkale	Turkey	2010		aktiv	Einzelnutzung	einstufig, unterkritisch	Trockengek. Kondensator		7,50 MW	1	ORMAT	174 °C			[107], [135], [175], [193]
193	Bereket (Kizildere Bereket)	Turkey	2008	2011	inaktiv	nachgeschaltet	einstufig, unterkritisch	Trockengek. Kondensator		6,85 MW	1	ORMAT	140 °C		geplant	[3], [17], [107], [135], [153], [175], [182], [193]
194	Denizli, Jeoden	Turkey	2011		aktiv	Einzelnutzung	einstufig, unterkritisch	Nasskühlturm	R245fa	0,78 MW	3	Pratt & Whitney / UTC / Turboden	120 °C	nein		[3], [17], [18], [19], [107], [135], [175], [193]
195	Afyon Jeothermal (AFJET) / Afyonkarahisar	Turkey	2017		aktiv	Einzelnutzung		Nasskühlturm		3,00 MW	1	Turboden	110 °C		ggf.	[3], [20], [153], [193]

Anlagen-ID	Anlagenname	Land	seit	bis	aktiv/ina	Einbindung	Kraftwerksprozess	Kühlung	Arbeitsmittel	Bruttoleistung	Anz. Einheiten	Hersteller	Temperatur	Rekuperator	Wärmenutzung	Quelle
196	Efe 2 (Efeler, Germencik III)	Turkey	2014		aktiv	Einzelnutzung		Trockengek. Kondensator		24,00 MW	1	ORMAT	°C			[107], [135], [175], [189], [193], [220]
197	Efe 3 (Efeler, Germencik IV)	Turkey	2015		aktiv	Einzelnutzung				24,00 MW	1	ORMAT	°C			[107], [142], [175], [193]
198	Efe-4 (Efeler, Germencik V)	Turkey	2015		aktiv	Einzelnutzung				24,00 MW	1	ORMAT	°C			[107], [142], [175], [193]
199	Efe 6 (Efeler)	Turkey	2017		aktiv	Einzelnutzung		Trockengek. Kondensator	Pentan	27,00 MW	1	ORMAT	220 °C	nein		[107], [142], [175], [193]
200	Efe 7 (Efeler)	Turkey	2018		aktiv	Einzelnutzung		Trockengek. Kondensator	Pentan	25,00 MW	1	ORMAT (Mitsubishi)	220 °C	nein		[107], [139], [175], [193]
201	Efe 8 JES (Efeler, Flash + ORC)	Turkey	2020		aktiv	Einzelnutzung				30,00 MW	1	ORMAT	°C			[107], [139], [175]
202	Gümüsköy (Aydin-Gümüsköy 1+2) / Gumuskoy	Turkey	2015		aktiv	Einzelnutzung		Trockengek. Kondensator		13,20 MW	2	ORMAT	182 °C			[175], [193]
203	(Celikler) Pamukören 1 (Pamukören JES?)	Turkey	2013		aktiv	Einzelnutzung	einstufig	Trockengek. Kondensator	n-Butan	22,50 MW	1	Exergy-Atlas Copco	178 °C	ja		[107], [122], [135], [153], [175]
204	Pamukören 2 (Pamukören JES?)	Turkey	2013		aktiv	Einzelnutzung	einstufig	Trockengek. Kondensator	n-Butan	22,50 MW	1	Exergy-Atlas Copco	178 °C	nein		[107], [123], [137], [146], [153], [175], [193]
205	Pamukören 3 (Pamukören JES?)	Turkey	2015		aktiv	Einzelnutzung	einstufig	Trockengek. Kondensator	n-Butan	22,50 MW	1	Exergy-Atlas Copco	178 °C	nein		[107], [123], [135], [137], [146], [153], [175]
206	Pamukören 4 (Pamukören JES2?)	Turkey	2015		aktiv	Einzelnutzung	einstufig	Trockengek. Kondensator	n-Butan	22,50 MW	1	Exergy-Atlas Copco	178 °C	nein		[107], [123], [135], [137], [146], [175]
207	Pamukören 5	Turkey	2016		aktiv	Einzelnutzung	einstufig	Trockengek. Kondensator	n-Butan	22,50 MW	1	Exergy-Atlas Copco	°C	nein		[107], [123], [135], [137], [146], [175], [193]
208	Irem (Maren 1)	Turkey	2011		aktiv	Einzelnutzung		Trockengek. Kondensator		22,00 MW	1	ORMAT	°C			[107], [137], [146]
209	Sinem (Maren 2)	Turkey	2012		aktiv	Einzelnutzung		Trockengek. Kondensator		24,00 MW	1	ORMAT	°C			[107], [153]
210	Deniz (Maren 2)	Turkey	2014		aktiv	Einzelnutzung		Trockengek. Kondensator		24,00 MW	1	ORMAT	°C			[107]
211	Kerem	Turkey	2014		aktiv	Einzelnutzung		Trockengek. Kondensator		24,00 MW	1	ORMAT	°C			[107], [135]
212	Kubilay I	Turkey	2015		aktiv	Einzelnutzung	zweistufig	Trockengek. Kondensator	n-Butan	24,00 MW	1	Exergy	°C			[107], [135]
213	Kubilay II	Turkey	2018		aktiv	Einzelnutzung				24,00 MW	1	Exergy	°C			[107], [121], [135], [137], [186]
214	Sultanhisar I	Turkey	2016		aktiv	Einzelnutzung				13,80 MW	1	Exergy-Atlas Copco	145 °C			[137]
215	Celikler Sultanhisar 2	Turkey	2018		aktiv	Einzelnutzung				22,50 MW	1	ORMAT	145 °C			[107], [124], [135], [137], [175]
216	Umurlu I (Karkey Umurlu)	Turkey	2015		aktiv	Einzelnutzung				12,00 MW	1	Exergy	°C			[107], [124], [175]
217	Umurlu II (Karkey Umurlu-2)	Turkey	2016		aktiv	Einzelnutzung				12,00 MW	1	Exergy	°C			[107], [135], [137], [175], [193]
218	Ken	Turkey	2015		aktiv	Einzelnutzung				24,00 MW	1	ORMAT	°C			[107], [135], [137], [175], [193]
219	Ken Kipas 1	Turkey	2015		aktiv	Einzelnutzung				25,00 MW	1	Exergy	°C			[107], [135], [175]
220	Ken Kipas 2	Turkey	2015		aktiv	Einzelnutzung				25,00 MW	1	Exergy	°C			[137]
221	Ken Kipas 3	Turkey	2016		aktiv	Einzelnutzung				25,00 MW	1	Exergy	°C			[137]
222	Mehmethan / Mehmet Han	Turkey	2016		aktiv	Einzelnutzung				25,00 MW	1	Exergy	°C			[107], [135], [175], [193]
223	Babadere JES (MTN)	Turkey	2015		aktiv	Einzelnutzung				8,00 MW	1	Atlas Copco	°C			[107], [135], [175]
224	Degirmenci	Turkey	2012		aktiv	Einzelnutzung				0,84 MW	0	Pratt and Whitney	°C			[107], [135], [175], [193]
225	Greeneco 1 / Sarayköy 1	Turkey	2016		aktiv	Einzelnutzung				12,00 MW	1	Exergy	°C			[107]
226	Greeneco 2 / Sarayköy 2	Turkey	2016		aktiv	Einzelnutzung				12,00 MW	1	Exergy	°C			[107], [135], [137], [175], [193]
227	Greeneco JES (3-4) / Greeneco 4	Turkey	2017		aktiv	Einzelnutzung				24,00 MW	2	Exergy	°C			[107], [135], [137], [175], [193]
228	Greeneco JES (5)	Turkey	2018		aktiv	Einzelnutzung				28,00 MW	1	Exergy	°C			[107], [135], [175], [193]
229	Greeneco JES 6	Turkey	2020		aktiv	Einzelnutzung				26,40 MW	1	Exergy	°C			[175], [193]
230	Buharkent (Lingaz/Limgaz)	Turkey	2018		aktiv	Einzelnutzung				13,80 MW	1	Atlas Copco-Egesim	°C			[175], [193]
231	Kızıldere 2 (triple flash and ORC)	Turkey	2013		aktiv	nachgeschaltet	einstufig, unterkritisch	Nasskülhturm		20,00 MW	2	Fuji + TAS	190 °C	nein	ggf.	[107], [135], [175], [193]
232	Kizildere III U1b	Turkey	2017		aktiv	Einzelnutzung				23,00 MW	1	ORMAT	°C		ggf.	[107], [135], [143], [146], [153], [193]
233	Kizildere III U2b	Turkey	2017		aktiv	Einzelnutzung				15,50 MW	1	ORMAT	°C		ggf.	[107], [175]
234	Tosunlar/ Akça Enerji	Turkey	2015		aktiv	Einzelnutzung	zweistufig	Durchlaufkühlung	R245fa	3,80 MW	1	Exergy	105 °C	nein	ja	[107], [175]
235	Türkeler I (Alasehir - 1, Turkeler, Türkerler, TR1)	Turkey	2014		aktiv					24,00 MW	1	ORMAT	°C			[107], [116], [135], [138], [142], [146], [193]
236	Türkeler II (Alasehir - 2, Turkeler, Türkerler, TR2)	Turkey	2016		aktiv	Einzelnutzung				24,00 MW	1	ORMAT	°C			[107], [135], [175], [193]
237	Türkeler III (Alasehir - 3, Turkeler, Türkerler, TR3)	Turkey	2018		aktiv	Einzelnutzung				30,00 MW	2	ORMAT	°C			[107], [135], [175], [193]
238	Alasehir JES (Double flash and ORC) / Zorlu Alasehir 45MW	Turkey	2015		aktiv	Einzelnutzung				10,10 MW	2	Toshiba + Cryostar / TAS	°C			[107], [135], [175], [193]
239	Kemaliye I	Turkey	2016		aktiv	Einzelnutzung	zweistufig	Trockengek. Kondensator		12,00 MW	1	Exergy	°C			[107], [135], [175], [193]
240	Kemaliye II	Turkey	2016		aktiv	Einzelnutzung	zweistufig	Trockengek. Kondensator		12,00 MW	1	Exergy	°C			[107], [137], [175]
241	Kuyucak	Turkey	2017		aktiv	Einzelnutzung				18,00 MW	0	Exergy	°C	nein		[107], [137], [175]
242	Ala 1 / Maspo Ala 1	Turkey	2017		aktiv	Einzelnutzung		Trockengek. Kondensator		10,00 MW	1	ORMAT	°C			[107], [137], [140], [141], [175], [193]
243	Ala 2 / Maspo Ala 2	Turkey	2019		aktiv	Einzelnutzung		Trockengek. Kondensator		30,00 MW	1	ORMAT	°C			[107], [135], [175], [193]
244	SIS / Ozmen 1?	Turkey	2017		aktiv	Einzelnutzung				24,00 MW	1	Atlas Copco	°C			[175], [193]
245	Ozmen III / Özmen 3	Turkey	2019		aktiv	Einzelnutzung		Trockengek. Kondensator	n-Butan	19,00 MW	1	Atlas Copco	°C			[107], [135], [175], [193]
246	Salihli I / Caferbey Salihli (Sanko)	Turkey	2017		aktiv	Einzelnutzung		Trockengek. Kondensator		15,00 MW	1	ORMAT	°C			[175], [185], [193]
247	Salihli II	Turkey	2019		aktiv			Trockengek. Kondensator		24,00 MW	1	ORMAT	°C			[107], [135], [175], [193]
248	Salihli III / Salihi 3 Sanko	Turkey	2019		aktiv			Trockengek. Kondensator		30,00 MW	1	ORMAT	°C			[175], [193]
249	İncirliova I / 3S Kale Incirliova JES-1	Turkey	2018		aktiv	Einzelnutzung		Trockengek. Kondensator		25,00 MW	1	ORMAT	°C			[175], [193]
250	Mis I (Akkecili)	Turkey	2018		aktiv	Einzelnutzung		Trockengek. Kondensator		15,00 MW	1	ORMAT	°C			[107], [135], [175], [193]
251	Mis II / Akkecili Mis 2 und Mis 3	Turkey	2019		aktiv	Einzelnutzung		Trockengek. Kondensator		48,00 MW	2	ORMAT	°C			[107], [175], [193]
252	Baklaci I	Turkey	2018		aktiv	Einzelnutzung		Trockengek. Kondensator	Pentan	19,40 MW	1	ORMAT	195 °C			[175], [193]
253	Melih	Turkey	2017		aktiv	Einzelnutzung		Trockengek. Kondensator		32,00 MW	1	ORMAT	°C			[107], [135], [142], [175], [193]
254	Nezihe Beren	Turkey	2020		aktiv	Einzelnutzung		Trockengek. Kondensator		20,00 MW	1	ORMAT	°C			[107], [135], [175]
255	RSC Seferihisar (Seferhisar)	Turkey	2020		aktiv	Einzelnutzung				12,00 MW	1	Exergy	145 °C			[175], [193]
256	Kiper	Turkey	2020		aktiv	Einzelnutzung				10,00 MW	1	Exergy	°C			[175], [193]
257	Emirler 1	Turkey	2020		aktiv	Einzelnutzung		Trockengek. Kondensator		3,30 MW	1	ORMAT	°C			[175], [193]
258	IDA JES	Turkey	2020		aktiv	Einzelnutzung				11,00 MW	1		160 °C			[175]
259	Bad Blumau	Austria	2001		aktiv	Einzelnutzung	einstufig, unterkritisch	Trockengek. Kondensator	Pentan	0,25 MW	1	ORMAT	110 °C	nein	ja	[175], [182], [193]
260	Altheim	Austria	2002		aktiv	Einzelnutzung	einstufig, unterkritisch	Durchlaufkühlung	R365mfc	1,00 MW	1	Turboden	106 °C		ja	[101], [105], [107], [191]
261	Simbach-Braunau	Austria	2009	2012	inaktiv	Einzelnutzung	einstufig, unterkritisch	Verdunstungskühler		0,20 MW	1	Turboden	80 °C			[101], [102], [103], [104], [107], [117]. [191]
262	Neustadt-Glewe	Germany	2003	2012	inaktiv	Einzelnutzung	einstufig, unterkritisch	Nasskülhturm	C5F12	0,20 MW	1	GET	100 °C		ja	
263	Unterhaching	Germany	2008	2017	inaktiv	Einzelnutzung	Kalina	Nasskülhturm	Ammoniak-Wasser	3,00 MW	1	Siemens	122 °C		ja	[101], [153]
264	Landau	Germany	2007		aktiv	Einzelnutzung	einstufig, unterkritisch	Trockengek. Kondensator	Isopentan	3,20 MW	1	ORMAT	155 °C	nein	ja	[100], [144], [153], [186]
265	Bruchsal	Germany	2009		aktiv	Einzelnutzung	Kalina	Nasskülhturm	Ammoniak-Wasser	0,55 MW	1	Siemens	135 °C	ja	ja	[100], [107], [153], [167]
266	Insheim	Germany	2012		aktiv	Einzelnutzung	einstufig, unterkritisch	Trockengek. Kondensator	Isopentan	4,80 MW	1	ORMAT	165 °C	nein	geplant	[107], [144]
267	Sauerlach	Germany	2014		aktiv	Einzelnutzung	zweistufig, unterkritisch	Trockengek. Kondensator	R245fa	5,00 MW	1	Turboden	140 °C	nein	ja	[100], [107], [167]
268	Groß Schönebeck	Germany		2015	inaktiv	Einzelnutzung	dreistufig, unterkritisch	Nasskülhturm	n-Butan	1,00 MW	3	Forschung/Demonstration	°C			[100], [107], [144], [167], [175]
269	Dürrnhaar	Germany	2012		aktiv	Einzelnutzung	zweistufig, unterkritisch	Trockengek. Kondensator	R245fa	5,60 MW	1	Turboden	138 °C	nein		
270	Kirchstockach	Germany	2013		aktiv	Einzelnutzung	zweistufig, unterkritisch	Trockengek. Kondensator	R245fa	5,60 MW	1	Turboden	138 °C	nein	ja	[100], [107], [144], [167]
271	Taufkirchen / Oberhaching	Germany	2014		aktiv	Einzelnutzung	Kalina	Nasskülhturm	Ammoniak-Wasser	4,30 MW	1		133 °C		ja	[100], [106], [107], [167], [174], [189]
272	Traunreut	Germany	2016		aktiv	Einzelnutzung	einstufig, unterkritisch	Trockengek. Kondensator	R134a	4,10 MW	1	Turboden	118 °C	nein	ja	[100], [107], [144], [167], [175]
273	Holzkirchen	Germany	2019		aktiv	Einzelnutzung	zweistufig, unterkritisch	Trockengek. Kondensator	Isobutan	3,40 MW	1	Turboden	150 °C		ja	[100], [107], [108], [144], [167], [189]
274	Grünwald / Laufzorn (Oberhaching)	Germany	2014		aktiv	Einzelnutzung	einstufig, unterkritisch	Trockengek. Kondensator	Isobutan	4,30 MW	1	Atlas Copco	127 °C		ja	[109], [167], [190]
275	Kirchweidach	Germany	2021		aktiv	Einzelnutzung	einstufig, unterkritisch	Trockengek. Kondensator		1,20 MW	6	Orcan Energy	125 °C		ja	[100], [107], [144], [167]
276	Soultz-sous-Forêts 1	France	2008	2014	inaktiv	Einzelnutzung	einstufig, unterkritisch	Trockengek. Kondensator	Isobutan	1,50 MW	1	Turboden	160 °C	ja		[177]
277	Soultz-sous-Forêts 2 (revamped)	France	2016		aktiv	Einzelnutzung	einstufig, unterkritisch	Trockengek. Kondensator	Isobutan	1,70 MW	1	Turboden	160 °C	ja		[107], [111], [112], [153]
278	Velika Ciglena, Velika 1	Croatia	2018		aktiv	Einzelnutzung	einstufig, unterkritisch	Trockengek. Kondensator	Isobutan	17,50 MW	1	Turboden	170 °C			[107], [111], [112], [175]
279	Turawell	Hungary	2017		aktiv	Einzelnutzung		Air cooled condenser		2,30 MW	1	Kaishan	125 °C		ja	[98], [99], [107], [117], [175], [189], [192]
280	CE Iosia Nord	Romania	2012		aktiv	Einzelnutzung				0,05 MW	0	Electra Therm	°C			[107], [117], [175], [196]
281	Mol-Donk (Balmatt demonstration)	Belgium	2019	2019	inaktiv	Einzelnutzung		Air cooled condenser		0,80 MW	1	Atlas Copco	130 °C		ja	[107]