

Munster doppelt gekoppelt – Nutzung einer alten Gasbohrung für Geothermie und KWK

Dipl.-Volksw. Dr. rer. pol. Thomas Reif, Rechtsanwalt, FA für Steuerrecht

[Gaßner, Groth, Siederer&Coll.] Partnerschaft von Rechtsanwälten mbB, Augsburg

Keywords: Strom- und Wärmekopplung, Wärmewende, Nachnutzung Gasbohrung

Zusammenfassung

Das Geothermieprojekt Munster wurde seit 2010 vom Projektträger Stadtwerke Munster-Bispingen GmbH bzw. deren Projektgesellschaft HeideGeo GmbH & Co. KG geplant und ein erstes Erschließungskonzept für das Reservoir bis 2015 bohrfertig entwickelt. Ursprünglich sollten zwei Bohrungen abgeteuft werden. Da ExxonMobil Production Deutschland GmbH bereit ist, die rund 5.100 m tiefe und stark wasserführende alte Gasbohrung Munster Südwest Z3 nach über 25 Jahren der Gasförderung abzugeben, wurde das Erschließungskonzept zur Nachnutzung dieser Bohrung angepasst. Die geothermische Dublette soll aus der alten Gasbohrung als Förderbohrung mit ihrer Thermalwassertemperatur von 147°C und einer neu abzuteufenden Injektionsbohrung bestehen. Dafür nutzt die HeideGeo GmbH & Co. KG das bestehenden Betriebs- und Bohrgelände der Bohrungen Nord Z2 und Südwest Z3. Mit diesem angepassten Konzept reduzieren sich die Kosten und Risiken der Geothermieerschließung erheblich. Zugleich wird ein Demonstrationsvorhaben für Niedersachsen ermöglicht. Die Geothermie am Standort Munster soll zur Stromerzeugung in einem ORC-Kraftwerk mit einer installierten elektrischen Leistung von ca. 2 MW genutzt werden. Angestrebt wird mittelfristig ein gekoppelter Betrieb auch zur Wärmeversorgung, wobei die Leitungen nach Munster erst noch verlegt werden müssen. Das neben dem Thermalwasser förderbare restliche Erdgas soll ertragssteigernd in zwei Blockheizkraftwerken mit jeweils ca. 2 MW_{el} verstromt werden. Mit diesem Konzept wird eine gute wirtschaftliche Perspektive für das Projekt erwartet.

1. Energiepotential Geothermie (Temperatur und Förderraten) und Gas

Die geologischen Parameter beruhen auf den Machbarkeitsstudien sowie den Betriebsdaten der Gasbohrung. Die Fördertemperatur beträgt ca. 147°C. Die Bohrlochhydraulik wurde im Oktober 2017 durch einen Stickstoff-Lifttest mittels Coiled-Tubing-Anlage überprüft. Aus den hydraulischen Messwerten lässt sich schließen, dass bei einer im Regelbetrieb vorgesehenen Druckdifferenz von ca. 75 bar eine Förderrate von 40 l/s möglich sein sollte. Da die Gasbohrung Munster Südwest Z3 den Trägerhorizont nicht völlig erschlossen hat, besteht zudem die Option, die Förderrate durch eine Vertiefung der Bohrung um ca. 40 m TVD nochmals zu verbessern. Hiermit könnte der Hauptsandstein vollständig eingebunden werden, der die besten hydraulischen Eigenschaften aufweist und bereits beim Niederbringen der Bohrung als stark wasserführend angetroffen wurde und aus diesem Grund nur bis zum Gas-Wasser-Kontakt (ca. 12 m) erbohrt wurde. Auf dieser Basis soll in Munster eine geothermische Leistung von rund 15 MW_{th} zur Energieversorgung zur Verfügung stehen. Mit dem Thermalwasser wird zugleich Gas aus dem Reservoir gefördert. Den Untersuchungen zufolge kann nach einer geringfügigen Aufbereitung der Wasserförderung aus der alten Gasbohrung mit einer Gasfördermenge von 1.200 m³/h gerechnet werden, das entspricht jährlich 10,2 Mio. m³ (bei 8.500 h) bzw. rund 86.700 MWh.

2. Stromerzeugung aus Geothermie und Gas

Für die Stromerzeugung aus Geothermie existiert für den Kraftwerksstandort Munster noch kein konkretes Kraftwerkskonzept. Entsprechend den wirtschaftlichen Erfahrungen mit den bestehenden Kraftwerken wird derzeit von der Installation eines hocheffizienten ORC-Kraftwerks mit ebenfalls vergleichsweise hohen spezifischen Investitionskosten ausgegangen. Ausgehend von den zuletzt in Betrieb genommenen Kraftwerken in Holzkirchen, Grünwald und Traunreut kann davon ausgegangen werden, dass bei der hohen Fördertemperatur von 147 C° für ein solches, hocheffizientes Kraftwerk ein Wirkungsgrad im Standardauslegungspunkt von 13,5 % und besser erzielt werden kann. Darauf beruht die Annahme der installierbaren elektrischen Leistung von ca. 2 MW. Aufgrund der guten Erfahrungen mit den bestehenden Kraftwerksanlagen wird für Munster eine Verfügbarkeit von 8.300 Stunden p.a. geplant. Die verfügbare Gasmenge ermöglicht die Installation zweier Blockheizkraftwerke mit einer installierten elektrischen Leistung von jeweils 2 MW. Die Verfügbarkeit der Blockheizkraftwerke wurde auf 8.500 Stunden p.a. angesetzt. Die aus dem KWK-Prozess mit einer thermischen Leistung von insgesamt ebenfalls 4 MW miterzeugte Wärmemenge von rund 34 GWh p.a. könnte optional zur Klärschlamm-trocknung oder der Beheizung angrenzender landwirtschaftlicher Anwesen genutzt werden. Die erzielbaren Wärmeerlöse wurden erstmal nicht in der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung berücksichtigt.

3. Investitionen und Finanzierung

Ein Vorteil der Nachnutzung der vorhandenen Gasbohrung liegt darin, dass die Bohrung SW-Z3 zeitnah in Betrieb genommen werden kann. Das ermöglicht rasche Einnahmen aus der Nutzung des Gases zur Stromerzeugung im BHKW und schafft Liquidität für die Finanzierung des weiteren Projektausbaus. Nach dem Abteufen der zweiten Bohrung kann das ORC-Kraftwerk errichtet und in Betrieb genommen werden und als letzter Schritt im Projektausbau kann die Wärmeversorgung in Angriff genommen werden.

Für die Abschätzung der Projektwirtschaftlichkeit haben wir jedoch vereinfachungshalber nicht auf den schrittweisen Ausbau abgestellt und die Wärmekomponente einstweilen gänzlich außer Acht gelassen. Die Ansätze zu Kraftwerksinvestitionen, Kraftwerkseffizienz, Verfügbarkeit und Betriebskosten im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung zur Machbarkeit der Geothermie-Stromerzeugung sind trotz aller Erfahrungswerte aufgrund des frühen Planungsstadiums naturgemäß mit Unsicherheiten verbunden. Für das Projekt wurde eine komplexe dynamische Projektsimulation für einen Zeitraum von 23 Jahren (3-jährige Bau- und 20-jährige Betriebsphase) erstellt, um die Machbarkeit der Geothermie-Stromerzeugung zu prüfen und die Wirtschaftlichkeit zu untersuchen. Diese Wirtschaftlichkeitssimulation mit Variabilität aller relevanten Projektparameter ist die Grundlage für die Entscheidung über die Projektumsetzung in den Gremien. Sie liefert zudem die nötige Datenbasis für die laufenden Verhandlungen über die Kreditzusage mit den Banken.

Das Investitionsvolumen für das Projekt beläuft sich nach derzeitiger Planung auf ca. 41 Mio. €. Darin enthalten sind die bereits angefallenen Kosten für die Projektvorbereitung. Die Investitionen für den **Untertageanteil** betragen nach den Planungen der Ingenieure einschließlich Bohrplatz und Versicherung sowie Planung ca. 16 Mio. €. Darin enthalten sind die Kosten für die Bohrungsausrüstung zur Gasförderung einschließlich Aufbereitung und Trocknung, sowie die Ertüchtigungs- und Inproduktionssetzungsmaßnahmen der alten Gasbohrung. Die Investitionen verteilen sich wie folgt:



Abb.1: Aufteilung der Investitionen

Der Planansatz für den **Obertageanteil** für das ORC-Kraftwerk mit Gebäude, Pumpen und Planung beträgt rund 17 Mio. €. Dem Kraftwerk liegen - abgeleitet von bestehenden hocheffizienten Kraftwerken - spezifische Gesamtkosten einschließlich aller Planungen und des Baus von rund 6 Mio. € / MW_{el} zugrunde. Die geplanten Investitionen für die Blockheizkraftwerke belaufen sich auf jeweils 1,0 Mio. €. Einschließlich der Aufwendungen der Bauphase (Bauzeitinsen und sonstiger Aufwand bzw. Ausgaben) beträgt das Gesamtprojektbudget insgesamt ca. 41 Mio. €.

Der Projektvorbereitungsaufwand in Höhe von ca. 5 Mio. € bis zum Jahresende 2019 wurde bereits durch Einlagen des Projektinitiators finanziert. Über die weitere Projektfinanzierung wird derzeit mit den Banken verhandelt. Für die Zwecke der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wurde der Differenzbetrag zum Gesamtbudget bis zur Inbetriebnahme von ca. 36 Mio. € vereinfacht mit Bankdarlehen unterlegt. Hierbei wurden eine Laufzeit von zwanzig Jahren, eine Zinsbindung von zehn Jahren, ein Zinssatz von 2% und zwei tilgungsfreie Jahre unterstellt. Der Schuldendienstdeckungsgrad (DSCR) bleibt auch bei einem derart hohen Einsatz von Fremdkapital mit einem Durchschnittswert von 2,0 ausreichend groß, um den Kapitaleinsatz zu gewährleisten.

Zusätzlich zu diesem Planbudget muss für die Bohrphase eine angemessene Liquiditätsreserve vorgehalten werden. Die Förderprogramme (Premium) für Tiefengeothermie der KfW wurden in der Finanzplanung nicht berücksichtigt, weil hier vorerst ein reines Stromprojekt betrachtet wird.

Neben den üblichen Haftpflicht- und Betriebsversicherungen ist beabsichtigt, die besonderen Risiken von Geothermieprojekten während der Errichtungsphase durch im Markt eingeführte spezifische Produkte abzusichern. Das (Budget-)Risiko, dass die Bohrung während der Fertigstellung Schaden nimmt und mit hohem Aufwand ganz oder teilweise neu hergestellt bzw. „repariert“ werden muss, wird durch eine spezielle Bauleistungsversicherung abgedeckt, die geologische und projektspezifische Risiken umfasst (einschließlich Lost-in-Hole-Deckung). Bei den Investitionen ist hierfür eine marktübliche Prämie berücksichtigt.

4. Wirtschaftlichkeitsbetrachtung für das Projekt

Die Grafik unten zeigt die erzeugbaren Strom- und Wärmemengen. Basis der Ertrags- bzw. Cashflow-Planung sind u.a. die Einspeiseerlöse nach dem EEG. Der Strom wird nach dem EEG 2017 eingespeist (Basisvergütung 252 € / MWh). Dabei wird in der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung angenommen, dass die erste Stromeinspeisung noch im vierten Quartal 2021 und damit noch zur ersten EEG-Degressionsstufe (minus 5%) erfolgt. Die Vergütung beträgt dann 239,40 € / MWh. Verzögert sich die Inbetriebnahme in das Jahr 2022, sinkt die Vergütung um eine weitere Degressionsstufe. Mit einem Kraftwerk von ca. 2,0 MW_{el} bei einer geplanten Einspeisemenge von jährlich 16.841 MWh werden Einspeiseerlöse in Höhe von jährlich rund 4 Mio. € erzielt. Aus dem Betrieb der Blockheizkraftwerke werden anfänglich jährlich rund 2,4 Mio. € erzielt, nach Auslaufen der KWK-Vergütung ca. 1,3 Mio. €. Als Strompreis sind 40 € / MWh (indexiert) angesetzt.

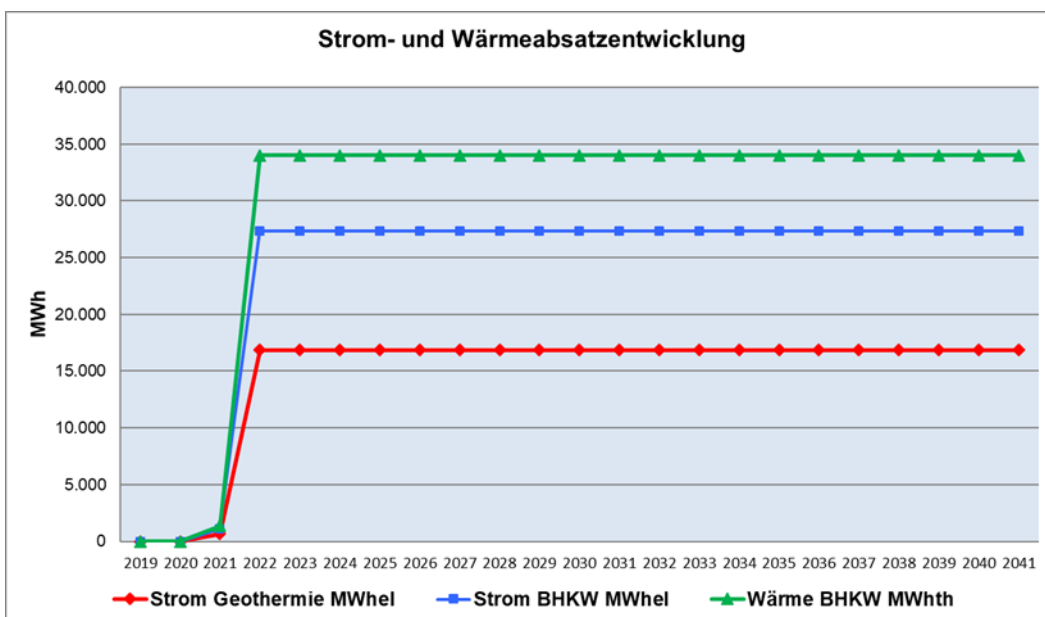


Abb.2: Strom- und Wärmeabsatzentwicklung

Erlöse für die Nutzung der Wärmemenge (ca. 34 GWh p.a.) aus dem Betrieb der Blockheizkraftwerke sind vorerst nicht berücksichtigt, weil die Nutzungskonzepte noch konkretisiert werden müssen. Können beispielsweise 10 € / MWh Erlöst werden, verbessert sich die Projektrendite um über 1 %-Punkt.

Die Planung der Aufwendungen beruht auf den pauschalen Ansätzen für Personal, Wartung, Instandsetzung und Sonstiges. Hinzu kommt als regelmäßig größte Position der Materialaufwand, insbesondere zum Betrieb der Tauchkreiselpumpe und für den Kraftwerkseigenbedarf. Beim vorliegenden Konzept zur Verstromung des mitgeförderten Gases entfällt der übliche hohe Materialaufwand für den Bezug des selbst benötigten Stroms von rund 7 GWh p.a. Die Stromerzeugung aus den Blockheizkraftwerken übersteigt den Eigenbedarf. Bei den Materialaufwendungen wurden Kosten für den Einsatz von Inhibitoren sowie die Förderabgabe (Gas) eingeplant. Hinzu kommen Betriebsaufwendungen für die Blockheizkraftwerke einschließlich der Gasaufbereitung. Für den Strombedarf zur Stromerzeugung (Kraftwerkseigenverbrauch) fallen nach den einschlägigen Vorschriften regelmäßig weder Stromsteuer noch EEG-Umlage an (§ 9 Abs. 1 Nr. 2 StromStG, § 61a Nr. 1 EEG). In der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wurde vorsorglich eine reduzierte EEG-Umlage (40%) für den Stromeigenverbrauch berücksichtigt. Bei den Stromkosten sind daher Reserven enthalten. Ferner wird angenommen, dass für den Einsatz des selbstgeförderten Gases

die Steuerentlastung nach §§ 53, 53a EnergieStG greift (Stromerzeugung bzw. gekoppelte Erzeugung von Kraft und Wärme).

Das Projekt ist nach den hier vorrangig betrachteten Kriterien bzw. Kennzahlen (Schuldendienstdeckung und Gewinnpotential) wirtschaftlich gut machbar. Der durchschnittliche Schuldendienstdeckungsgrad (DSCR) während der zwanzigjährigen Darlehenslaufzeit beträgt rund 2,0, d.h. der Kapitaldienst für Zinsen und Tilgungen kann durchgehend aus dem EBITDA bedient werden. Das kumulierte Projektergebnis vor Steuern über 20 Betriebsjahre beträgt rund 47 Mio. €. Die Projektrendite vor Steuern (IRR) liegt dabei mit über 8 % im oberen Durchschnittsbereich für Strom-Geothermieprojekte.

Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung beruht - wie oben dargelegt - auf Einspeiseerlösen unter Berücksichtigung nur einer EEG-Degressionsstufe bei Inbetriebnahme noch im Jahr 2021. Dieser Zeitplan ist ambitioniert und setzt voraus, dass über die Projektumsetzung zeitnah entschieden wird. Bis zur Inbetriebnahme des Kraftwerks muss erfahrungsgemäß herstellerübergreifend nach der Beauftragung ein Zeitraum von 18 bis 24 Monaten einkalkuliert werden. Erfolgt die Inbetriebnahme verzögert erst im Jahr 2022, dann reduziert sich die Projektrendite (IRR) abhängig vom Investitionsverlauf und dem konkreten Inbetriebnahmedatum um etwa 0,5 bis 1 %-Punkt. Erlöse für die Nutzung der Wärme aus dem Betrieb der Blockheizkraftwerke können die Projektrendite demgegenüber - wie dargelegt - um 1 %-Punkt und mehr verbessern. Die Planungen für das Projekt Munster zeigen insofern eine stabile Projektwirtschaftlichkeit.

5. Exkurs: Private Investor Test

Zwar stehen bei Geothermieprojekten wirtschaftliche Aspekte im Vordergrund, aber es stellen sich auch zahlreiche Rechtsfragen. Das beginnt schon bei der Finanzierung. Für den Einsatz „staatlicher“ Mittel zur Finanzierung (hier die Eigenkapitalzufuhr in das Projekt) macht das EU-Recht strenge Vorgaben. Um die Beihilfenrechtskonformität zu prüfen bzw. sicherzustellen, dass die Mittelzufuhr nicht beihilfenrechtswidrig erfolgt, verlangen die Banken vor der Bereitstellung der Kreditmittel regelmäßig einen umfangreichen Prüfbericht zur Marktüblichkeit der Kapitalausstattungen der Projektgesellschaft (Private-Investor-Test).

6. CO₂ – Ersparnisse / Vermiedene CO₂ – Emissionen

Das Projekt Munster kann in erheblichem Umfang zur Reduzierung von Treibhausgasen beitragen. Die nachfolgende Tabelle stellt die Einsparungen vom Kohlenstoffdioxid CO₂ in Kilogramm bei der Erzeugung von Strom aus Geothermie und Erdgas sowie bei der gekoppelten Erzeugung von Wärme aus Erdgas dar. Dabei werden die Energiemengen mittels Emissionsfaktoren in CO₂-Äquivalente umgewandelt. Die Emissionsfaktoren in kg/kWh gibt es für jedes Referenzsystem.

	Strom- / Wärmemenge kWh	Emissionsfaktor kg / kWh	CO ₂ -Äquivalent kg	Einsparung in t p.a.
Stromerzeugung Geothermie				
Strommenge in kWh p.a.	16.840.667			
Geothermie		0,200	3.366.786	
Strom-Mix Deutschland		0,502	8.446.234	5.079
Fossiler Strom-Mix		0,717	12.073.242	8.706
Technologiespezifische Substitution (Geothermie)		0,764	12.866.606	9.500
Stromerzeugung BHKW (Erdgas)				
Strommenge in kWh p.a.	34.000.000			
Erdgas		0,428	14.544.246	
Strom-Mix Deutschland		0,502	17.052.292	2.508
Fossiler Strom-Mix		0,717	24.374.940	9.831
Wärmeerzeugung BHKW (Erdgas)				
Wärmenutzenergie in kWh p.a.	34.000.000			
Erdgas		0,247	8.392.220	
Wärme-Mix Deutschland		0,282	9.594.120	1.202
Fossiler Wärme-Mix		0,328	11.143.840	2.752

Abb.3: Strom- und Wärmeabsatzentwicklung

Die Bilanz zeigt, dass – in Abhängigkeit vom gewählten Referenzsystem – jährlich nennenswerte Mengen an CO₂ eingespart werden können.

Die Kombination von geothermischer Stromerzeugung und der gekoppelten Nutzung des Restgases aus der alten Bohrung zur Stromerzeugung und Wärmeversorgung reduziert die Projektrisiken und garantiert so ein wirtschaftliches Projekt. Gleichzeitig wird ein großer Umwelteffekt erzielt.

[Gaßner, Groth, Siederer&Coll.], Partnerschaft von Rechtsanwälten mbB,
 Provinostrasse 52, 86153 Augsburg
 reif@ggsc.de