Hybride Solare Wärmenetze zur 100 % - Versorgung

Techno-Ökonomische Optimierung eines Anlagenkonzepts mit Solarthermie, Wärmepumpe, Elektrokessel und thermischen Speichern

Matthias Loevenich, Navina Konz, Dirk Krüger und Tobias Hirsch
DLR Institut für Solarforschung, Linder Höhe, 51147 Köln
Tel.: +49 2201 601 4482
E-Mail: matthias.loevenich@dlr.de
https://www.dlr.de/sf/

Einleitung

Die vollständige Dekarbonisierung des Endenergieverbrauchs in Deutschland und damit auch des Wärmesektors ist im Klimaschutzgesetz bis zum Jahr 2045 vorgesehen [1]. Wärmenetze haben durch einen Ausgleich von lokalen Energieüberschüssen und Energiebedarfen sowie der Ausnutzung von Skaleneffekten das Potential 35 – 44 % des zukünftigen Endenergieverbrauchs Wärme effizient zu decken [2]. Solare Wärmenetze bieten dabei eine attraktive Möglichkeit, kostengünstige erneuerbare Solarwärme in das Energiesystem der Zukunft zu integrieren [3]. Der solare Deckungsgrad kann durch den Einsatz von thermischen Speichern erhöht werden, dabei steigen jedoch die Wärmegestehungskosten [4]. Deshalb bietet sich für eine 100 % erneuerbare Versorgung zusätzlich die Hybridisierung mit elektrischen Wärmeerzeugern an, die mit grünem Strom betrieben werden.

Methodik

Wir untersuchen in dieser Studie die 100 % erneuerbare Versorgung von Wärmenetzen in Deutschland mit einem Anlagenkonzept bestehend aus einem Parabolrinnenfeld (PBR), einem Saisonalspeicher (SSP), einem Tagesspeicher (TSP), einer Wärmepumpe (WP), einem Elektrokessel (EK) und einem Pufferspeicher (PSP). Die Verschaltung der Komponenten ist in Abbildung 1 dargestellt. Das System kann in zwei Kreisläufe bei unterschiedlichen Temperaturniveaus aufgeteilt werden, die beide Druckwasser als Wärmeträgerfluid verwenden und jeweils über einen Wärmeübertrager (WÜ) mit dem Wärmenetz verbunden sind. Sowohl WÜ1 als auch WÜ2 sind so ausgelegt, dass sie unabhängig voneinander die vollständige Last decken können. Sie können aber auch in Reihe geschaltet gleichzeitig zur Lastdeckung beitragen. Die PBR kann bei einer Austrittstemperatur von bis zu 200 °C betrieben werden und speist sowohl den Wärmebedarf über WÜ2 als auch indirekt den SSP und direkt den TSP. Der TSP ist als geschichteter Druckwasserspeicher ausgeführt und für eine heiße Temperatur von 180 °C und eine kalte Temperatur von 80 °C ausgelegt. PBR und TSP sind aufgrund des hohen Temperaturniveaus für den

seriellen Betrieb der WÜ auf der Vorlaufseite mit dem Wärmenetz verbunden. Der SSP ist als Erdbeckenspeicher mit einer Maximaltemperatur von 90 °C und einer minimalen nutzbaren Temperatur von 15 °C vorgesehen und ist für das Entladen mit der Quellenseite der WP verbunden. Die WP hebt die Wärme aus dem SSP auf das nötige Temperaturniveau, um den Bedarf an WÜ1 zu decken. Die maximale Austrittstemperatur der WP liegt bei 150 °C. Der EK ist für die Spitzenlastdeckung vorgesehen und kann die WP unterstützen. Da die WP nur bedingt auf Lastwechsel reagieren kann, sind WP und EK mit dem PSP verbunden. Dieser ermöglicht das Puffern großer Lastsprünge im Wärmenetz und ist als Druckwasserspeicher mit einer heißen Temperatur von 120 °C und einer kalten Temperatur von 70 °C ausgeführt. Da die Leistungszahl der WP mit steigender Austrittstemperatur auf der Senkenseite abfällt, sind WP, EK und PSP für den seriellen Betrieb der WÜ auf der Rücklaufseite mit dem Wärmenetz verbunden. WP und EK sind an das Stromnetz (SN) angeschlossen, aus dem grüner Strom bezogen wird.

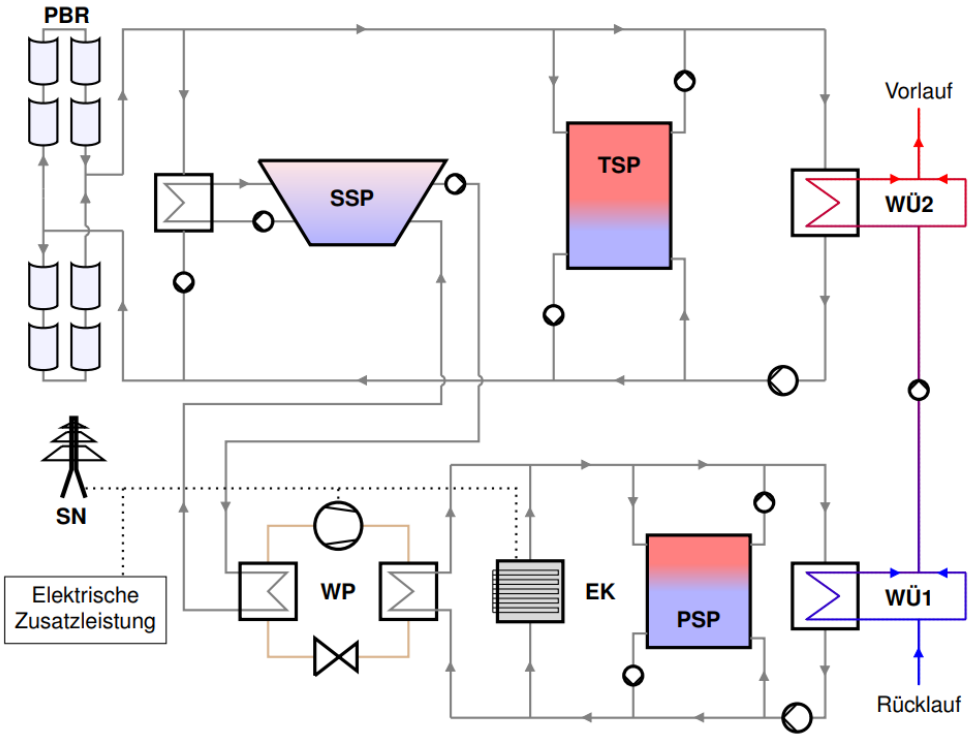


Abbildung 1. *Schaubild der Anlagenkonfiguration des hybriden solaren Wärmenetzes mit Parabolrinnenfeld (PBR), Saisonalspeicher (SSP), Tagesspeicher (TSP), Wärmepumpe (WP), Elektrokessel (EK), Pufferspeicher (PSP), Stromnetz (SN) und Wärmeübertragern (WÜ).*

Für die Untersuchung des hybriden solaren Wärmenetzes führen wir eine techno-ökonomische Optimierung an drei Standorten in Deutschland mit geringer, mittlerer und hoher Jahresdirektstrahlungssumme durch:

- Bremen mit 920 kWh/(m^{2}a)
- Würzburg mit 1154 kWh/(m^{2}a)
- Erding mit 1292 kWh/(m^{2}a)

Für alle Standorte wird dasselbe typische Lastprofil eines Wärmenetzes mit einem Jahresbedarf von 50 GWh, einem Maximalbedarf von 16,5 MW und Vor- und Rücklauftemperaturen im Bereich von 90 – 120 °C bzw. 60 – 65 °C vorausgesetzt [5]. Für die wirtschaftliche Bewertung des Systems minimieren wir die Wärmegestehungskosten berechnet nach Vollkostenmethode unter Berücksichtigung von Investitions- und Betriebskosten sowie Förderrandbedingungen für eine Lebensdauer von 20 Jahren und einem realen Diskontierungsfaktor von 4.4 %. Zur Bewertung der Investitions- und Betriebskosten der Komponenten sowie deren Verschaltung zum Gesamtsystem liegen Kostenschätzungen von Experten vor [6], die in mit der Leistung skalierbare Kostenfunktionen überführt wurden. Der Strombezug wird mit einem fixen Arbeitspreis inklusive Netzentgelten, Steuern und Abgaben sowie einem zusätzlichen Leistungspreis abhängig von der maximal bezogenen elektrischen Leistung bepreist. Wir berücksichtigen die Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW) [7] für Investition und Betrieb.
Für die Modellierung und Durchführung der Techno-Ökonomischen Optimierung wird das DLR-interne Tool YACOP verwendet [8]. Die Auslegungsoptimierung mit dem Ziel die Wärmegestehungskosten zu minimieren variiert die Größen der Komponenten (PBR, SSP, TSP, WP, EK, PSP) und wird mithilfe eines Genetischen Algorithmus (GA) ausgeführt. Für jede vom GA ausgewählte Konfiguration wird der Anlagenbetrieb über ein typisches Jahr mit stündlichen Zeitschritten optimiert, mit dem Ziel die Betriebskosten zu minimieren. Eine Entkopplung der Betriebsoptimierung von der Auslegungsoptimierung sowie die Verwendung eines rollenden Horizonts in der Betriebsoptimierung ermöglichen hierbei die Verwendung von Modellen mit vergleichsweise hohem Detailgrad, die sowohl dynamische Effekte im Rahmen der Zeitschrittweite als auch ein temperatur- und lastabhängiges Verhalten der Komponenten vereinfacht abbilden können.

Ergebnisse und Diskussion

Abbildung 2 zeigt die Unterschiede in der optimalen Auslegung der Komponenten sowie im solaren Deckungsgrad (SDG) und in den Wärmegestehungskosten (WGK). Es wird ersichtlich, dass alle optimalen Anlagenkonfigurationen hohe SDG im Bereich von 79 - 81 % aufweisen, ermöglicht durch den Einsatz eines großen PBR-Feldes und Saisonalspeichers. Dies bedeutet, dass eine hohe Investition in PBR und SSP zu geringeren Wärmegestehungskosten und damit zu einer über die Lebensdauer gesehen kostengünstigeren Energieversorgung führt als eine Konfiguration mit geringerer solarer Eigenerzeugung und größerem EK sowie höherem Netzstrombezug. Die Unterdimensionierung von WP und EK im Vergleich zum maximalen Wärmebedarf von 16,5 MW zeigen, dass die Kurzzeitspeicher (TSP, PSP) sowohl für die Verschiebung von verfügbarer Wärme zu späteren Zeitpunkten als auch für die Spitzenlastdeckung eingesetzt werden. Betrachtet man den Einfluss der verfügbaren Einstrahlung, wird deutlich, dass mit steigender Jahresdirektstrahlungssumme ein kleineres Solarfeld genügt, um die nötige Solarwärme bereitzustellen. Gleichzeitig steigt der SDG leicht an und die WGK sinken

von 112,09 €/MWh für Bremen über 98,58 €/MWh für Würzburg bis hin zu 94,83 €/MWh für Erding.

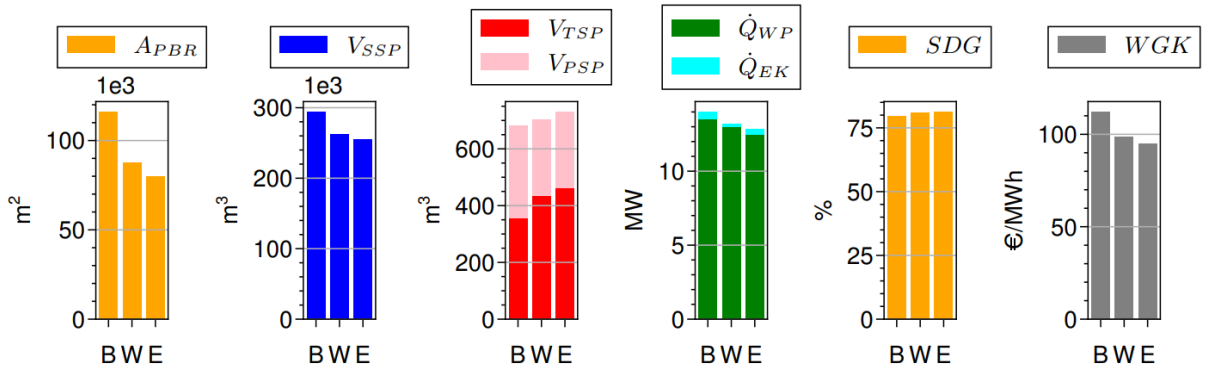


Abbildung 2. *Unterschiede in der optimalen Auslegung des hybriden solaren Wärmenetzes für die Standorte Bremen (B), Würzburg (W) und Erding (E). A_{PBR}: Kollektorfläche Parabolrinnenfeld, V_{SSP}: Volumen Saisonalspeicher, V_{TSP}: Volumen Tagesspeicher, V_{PSP}: Volumen Pufferspeicher, $\dot{Q}_{WP}$: Nominale Wärmeleistung Wärmepumpe, $\dot{Q}_{EK}$: Nominale Wärmeleistung Elektrokessel, SDG: Solarer Deckungsgrad, WGK: Wärmegestehungskosten.*

In Abbildung 3 sind die Investitionskosten (links) und die Betriebskosten (rechts) des optimierten hybriden solaren Wärmenetzes für den Standort Würzburg aufgetragen, aufgeteilt nach Kostenanteilen der jeweiligen Komponenten sowie zusätzlichen Kosten (ADD) für Verrohrung, Wärmedämmung, Verkabelung, Regelungstechnik und Gebäude.

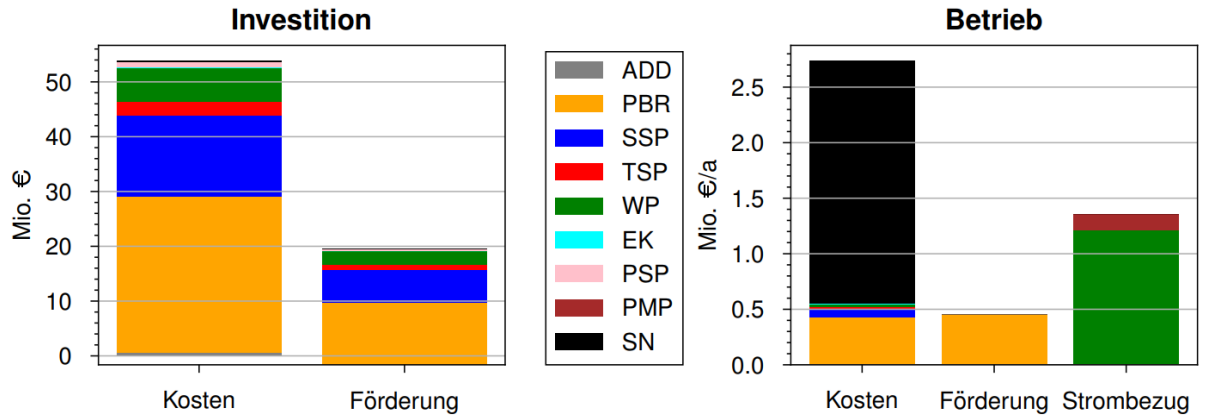


Abbildung 3. *Kosten und Förderung für Investition (links) und Betrieb (rechts) der optimalen Anlagenkonfiguration am Standort Würzburg.*

Es wird deutlich, dass PBR und SSP mit ca. 30 Mio. € und 15 Mio. € die größten Kostenpositionen darstellen. Diese Investitionen ermöglichen jedoch den hohen SDG von 80 % und minimieren somit den Strombezug. Die gesamten Investitionskosten liegen etwa bei 54 Mio. €, die anrechenbare Investmentförderung nach BEW bei ca. 20 Mio. €. Bei den jährlichen Betriebskosten von insgesamt 2,75 Mio. €/a dominieren die Kosten für den Strombezug inklusive Arbeits- und Leistungspreis (SN). Die übrigen Betriebskosten werden durch die Betriebsförderung von 10 €/MWh Solarwärme

vollständig ausgeglichen, diese Förderung wird aber nur über die ersten 10 Betriebsjahre ausgezahlt. Rechts sind die reinen Arbeitspreiskosten für den Strombezug aufgetragen, bei denen der Strombezug für die WP klar gegenüber dem der Pumpen (PMP) und des EK dominiert. Diese Strombezugskosten sind bereits links im Punkt Kosten in SN enthalten und nur zur Verdeutlichung der Anteile von WP und PMP zusätzlich aufgetragen.

Um die berechneten WGK einordnen zu können, vergleichen wir das hybride solare Wärmenetz mit alternativen Versorgungslösungen, die wir unter gleichen Randbedingungen untersucht haben. Unter Berücksichtigung der Investition sowie der Betriebskosten für Wartung, Brennstoff und CO_2 ergeben sich für eine reine Gaskessel-Lösung WGK von 137 €/MWh. Für eine Konfiguration aus Luft-Wasser-WP, EK und PSP, haben wir WGK im Bereich von 125 €/MWh ermittelt. Das hybride solare Wärmenetz ist damit mit WGK im Bereich von 95 – 112 €/MWh die wirtschaftlichste Lösung für alle drei betrachteten Standorte.
Die vergleichsweise hohen Investitionskosten führen jedoch zu Payback-Zeiten im Bereich von 10 Jahren im Vergleich zur Gaskessel Lösung und können damit eine Hürde für die Integration solch hybrider Versorgungslösungen darstellen. Dafür ist das hybride solare Wärmenetz vollständig unabhängig von fossilen Energieträgern und die hohen SDG ermöglichen einen sehr geringen Strombezug im Vergleich zur reinen Elektrifizierung. Dadurch wird die Abhängigkeit vom Stromnetz sowie damit verbundene Unsicherheiten signifikant verringert.
Es sei betont, dass die vorgestellten Kosten für die Wärmenetze und ihre Alternativen stark von den hier getroffenen Annahmen und Vereinfachungen abhängig sind und je nach tatsächlich vorliegenden Bedingungen höher ausfallen können. Berücksichtigt ist insbesondere die in Deutschland verfügbare Förderung, die den Markteintritt derartiger Systeme unterstützen soll.

Zusammenfassung und Ausblick

Hybride solare Wärmenetze zur 100 % erneuerbaren Versorgung stellen trotz hoher Investitionen mit Wärmegestehungskosten von etwa 99 €/MWh und hohen solarthermischen Versorgungsanteilen von etwa 80 % eine weitgehend unabhängige und wirtschaftlich attraktive Lösung für Deutschland dar. Damit können hybride solare Wärmenetze kurz- und langfristig effizient zur Dekarbonisierung der Wärmeversorgung in Deutschland beitragen. Anknüpfende Untersuchungen sollten verschiedene solare Erzeuger wie PV, Flachkollektoren, Vakuum-Röhrenkollektoren und Parabolrinnen betrachten, um die wirtschaftlichen Potentiale der unterschiedlichen solaren Erzeuger im Hybridsystem mit Wärmepumpe und Elektrokessel sowie Tages- und Saisonalspeichern vergleichen zu können. Des Weiteren sollte das Potential der Parabolrinne mit den vergleichsweise hohen Austrittstemperaturen durch Anpassung der Anlagenkonfiguration untersucht werden, wie zum Beispiel durch den Einsatz von Parabolrinne und Tagesspeicher um die Temperatur bei Entladen des Saisonalspeichers anzuheben und so den Wärmepumpen-Betrieb weiter zu minimieren.

Danksagung

Wir bedanken uns bei *Solites* [5] für die Bereitstellung des repräsentativen Lastprofils eines Wärmenetzes im Rahmen des Forschungsprojektes ProSolNetz und bei Dr. Joachim Krüger und Yuvaraj Sathiyadev Pandian von der *Solarlite CSP Technology GmbH* [6] für die Bereitstellung der Kostendaten. Ein besonderer Dank gilt auch unserem Kollegen Javier Inigo Labairu für die Diskussion der Modelle und Ergebnisse.

Referenzen

[1] Bundesgesetzblatt Jahrgang 2023 Teil I Nr. 394. “Gesetz für die Wärmeplanung und zur Dekarbonisierung der Wärmenetze.”

[2] N. Gerhardt, I. Ganal, M. Jentsch, J. Rodriguez, K. Stroh und E. K. Buchmann, *Entwicklung der Gebäudewärme und Rückkopplung mit dem Energiesystem in 95% THG-Klimazielszenarien*, 2019.

[3] E. Popovski, T. Fleiter und M. Ragwitz, “The role of solar district heat in the energy transition of the German heating sector,” *Energy*, 2024. DOI: https://doi.org/10.1016/j.energy.2024.133176.

[4] J. Hinsch, *The Potential of Solar Thermal Heat for Fuel Savings in the German Industry*, Presentation at the General Meeting of BSW Solar, 2024.

[5] Solites - Steinbeis Forschungsinstitut, Institutsleiter: Dirk Mangold, *Bereitstellung typisches Lastprofil eines Wärmenetzes mit einem Jahresbedarf von 50 GWh*

[6] Solarlite CSP Technology GmbH, Geschäftsführer: Dr. Joachim Krüger, *Bereitstellung Kostendaten für Investition und Betrieb der Komponenten und deren Verschaltung*.

[7] Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle. “Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW).”

[8] M. Loevenich, D. A. Cordoba Lopez, J. Dersch und T. Hirsch, “YACOP - A Fully Flexible Modeling Environment for the Techno-Economic Assessment of Energy Systems,” *Kölner Sonnenkolloquium 2024*, Juni 2024. Adresse: https://elib.dlr.de/206463/.