



Fraunhofer
ISE

Fraunhofer-Institut für Solare
Energiesysteme ISE

Solare Prozesswärme für die deutsche Industrie

**Ertrag und Wirtschaftlichkeit gegenüber
konventioneller Wärmeversorgung**

Dr. Shahab Rohani, Xinyue Zhou, Dr.-Ing. Gregor Bern

SOLARE PROZESSWÄRME FÜR DIE DEUTSCHE INDUSTRIE

Ertrag und Wirtschaftlichkeit im Vergleich zu konventioneller Wärmeversorgung

Autoren: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE
in Freiburg

Dr. Shahab Rohani

Xinyue Zhou

Dr.-Ing. Gregor Bern

Im Auftrag von: Bundesverband Solarwirtschaft e.V. (BSW-Solar)

Juliane Hinsch: Idee & Konzeptionalisierung

In strategischer Zusammenarbeit mit: Deutsche Energieagentur dena GmbH

Zitervorschlag:

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE und Bundesverband Solarwirtschaft e. V. (2025): „Solare Prozesswärme für die deutsche Industrie – Ertrag und Wirtschaftlichkeit im Vergleich zu konventioneller Wärmeversorgung“, Freiburg und Berlin

Inhalt

1	
Kurzzusammenfassung	6
2	
Einleitung	8
3	
Zielsetzung und Umfang	10
3.1	
Zielsetzung	10
3.2	
Umfang der Studie	10
4	
Methodik	12
4.1	
Integrationskonzept.....	12
4.2	
Parametervariation	12
4.2.1	
Kollektortechnologien	13
4.2.2	
Betrachtete »typische« industrielle Prozesse	13
4.2.3	
Technologien für thermische Energiespeicher	14
4.2.4	
Standorte und Solarstrahlungsbedingungen	15
4.3	
Schlüsselkennzahlen (Key Performance Indicators, KPIs).....	16
5	
Simulation und Modellaufbau	18
5.1	
Systemsimulation mit ColSim	18
5.2	
Numerischer Modellierungsansatz	18
5.3	
Meteorologische Daten	19
5.4	
Kollektormodelle	19
6	
Kostenszenarien	21
6.1	
Annahmen zu Solarfeldkosten	21
6.2	
Annahmen zu Kosten für thermische Energiespeicher	22
6.3	
Zusätzliche Kostenkomponenten	23
6.4	
Feste Betriebs- und Wartungskosten.....	23

6.5	
Variable Betriebs- und Wartungskosten (Variable OPEX)	24
6.6	
Annahmen zu Diskontsatz und Gebrauchsdauer	25
6.7	
Förderprogramme und Finanzierung	25
7	
Ergebnisse und Diskussion	26
7.1	
Fokus der Studie und Interpretation der KPIs	26
7.2	
Wichtige Unterschiede bei den Abhängigkeiten der KPIs	27
7.3	
Wärmeertragsprofile und Solarbeitrag	28
7.4	
Analyse der optimierten Wärmegestehungskosten für Solar-Gas-Hybridssysteme ($LCOH_{\text{hybrid}}$)	32
7.5	
Einsparungen über die Gebrauchsdauer der Anlage	34
7.6	
Analyse der optimierten Wärmegestehungskosten für Solar-thermie-Systeme ($LCOH_{\text{solar}}$)	36
7.7	
Analyse der Amortisationszeit	38
7.8	
Analyse der Kapitalrendite (ROI)	40
7.9	
Sensitivität gegenüber Erdgaspreis, CO_2 -Preis und Kollektorkosten	42
7.9.1	
Variation des Gaspreises	42
7.9.2	
Variation des CO_2-Preises	44
7.9.3	
Variation der Kollektorkosten	45
8	
Fazit	47
8.1	
Schlussfolgerungen	47
8.2	
Ausblick	49
9	
Referenzen	50

Liste der Abkürzungen

BoP	Leistungsübergabestation (engl.: Balance of Plant)
BSW	Bundesverband Solarwirtschaft
CAPEX	Investitionsausgaben (engl.: Capital Expenditures)
CO₂	Kohlendioxid
CSP	Konzentrierte Solarenergie (engl.: Concentrated Solar Power)
DENA	Deutsche Energie-Agentur
DNI	Direkt-normale Einstrahlung (engl.: Direct Normal Irradiance)
EEW	Bundesförderung für Energie- und Ressourceneffizienz in der Wirtschaft
EPC	Engineering, Beschaffung und Bau (engl.: Engineering, Procurement and Contracting)
ETC	Vakuumröhrenkollektoren (engl.: Evacuated Tube Collector)
FLH	Volllaststunden (engl.: Full Load Hours)
FPC	Flachkollektoren (engl.: Flat Plate Collector)
GHI	Globale horizontale Einstrahlung (engl.: Global Horizontal Irradiance)
HTF	Wärmeträgerfluid (engl.: Heat Transfer Fluid)
IAM	Einfallswinkelmodifikator (engl.: Incidence Angle Modifier)
KPI	Schlüsselkennzahl (engl.: Key Performance Indicator)
LCOH_{gas}	Wärmegestehungskosten des reinen Gassystems
LCOH_{hybrid}	Wärmegestehungskosten des Solar-Gas-Hybridsystems (engl.: Levelised Cost of Heat)
LCOH_{solar}	Wärmegestehungskosten des Solarthermiesystems
NPV	Nettobarwertmethode (engl.: Net Present Value)
OPEX	Betriebsausgaben (engl.: Operational Expenditures)
PCM	Latentwärmespeicher (engl.: Phase Change Material)
PTC	Parabolrinnenkollektoren (engl.: Parabolic Trough Collector)
ROI	Kapitalrendite (engl.: Return on Investment)
SM	Solares Vielfaches (engl.: Solar Multiple)
TES	Thermische Energiespeicher (engl.: Thermal Energy Storage)

Die vorliegende Studie bewertet die Rentabilität der Integration solarthermischer Systeme in die industrielle Prozesswärmeversorgung in Deutschland im Vergleich zu einer konventionellen Wärmeversorgung auf Basis fossiler Energieträger. Untersucht wurden drei Temperaturbereiche (80 °C Vorlauf/60 °C Rücklauf, 120 °C/60 °C und 300 °C/200 °C), drei Kollektortechnologien (Flachkollektoren, Vakuumröhrenkollektoren und Parabolrinnenkollektoren) sowie drei repräsentative Standorte (Bremen, Würzburg und Lindenberg), beispielhaft für verschiedene Einstrahlungsregionen, um die Systemleistung, Wirtschaftlichkeit und das Einsparpotenzial zu quantifizieren.

Die Integration von Solarthermie senkt die Wärmegestehungskosten eines Solar-Gas-Hybridsystems ($\text{LCOH}_{\text{hybrid}}$) signifikant von fast 14 €/ct/kWh auf rund 8 €/ct/kWh bei hohen solaren Deckungsgraden. Investitionszuschüsse aus der Bundesförderung Energie- und Ressourceneffizienz in der Wirtschaft (EEW) tragen dabei mit bis zu 3 €/ct/kWh zu dieser Reduktion bei, abhängig von Temperaturstufe und Standort. Zudem erreichen die Wärmegestehungskosten für ein reines Solarthermiesystem ($\text{LCOH}_{\text{solar}}$) ihr Minimum bei mittleren solaren Deckungsgraden von etwa 20–30%, wobei der niedrigste Wert von 2,7 €/ct/kWh für ein 80 °C/60 °C-System in Lindenberg bei einer solaren Deckungsrate von 24% und einem Speicher mit einer Kapazität entsprechend zwei Volllaststunden erzielt wird.

Die Amortisationszeiten variieren zwischen 3,2 und 10 Jahren, abhängig von Systemgröße, Standort und Fördermaßnahmen. Im Detail:

- Für Temperaturen 80 °C/60 °C (Vorlauf/Rücklauf-Temperatur): Amortisation unter 5 Jahren, selbst bei solaren Deckungsgraden $\geq 40\%$, insbesondere mit Investitionszuschuss.
- Für Temperaturen 120 °C/60 °C: Amortisationszeit von 4–6 Jahren in optimierten Konfigurationen.
- Für Temperaturen 300 °C/200 °C: Amortisationszeiten zwischen 4 und 10 Jahren mit Förderung, da Speicherkosten eine größere Rolle spielen.

Die Einsparungen über die Gebrauchsdauer der Anlage steigen nahezu linear mit der solaren Deckungsrate und erreichen bis zu über 30 Millionen Euro. Der Return on Investment (ROI) übersteigt 400% bei mittleren solaren Deckungsgraden (~20–30%), was diese Systeme besonders attraktiv für Investor:innen macht. Zudem bieten Standorte mit höherer Sonneneinstrahlung, wie etwa Lindenberg, bessere Amortisationszeiten, während auch moderate Standorte wie beispielsweise Bremen wirtschaftlich attraktiv bleiben.

Die Ergebnisse zeigen, dass Solarthermie eine wirtschaftlich tragfähige und wettbewerbsfähige Lösung für die industrielle Wärmeversorgung in Deutschland darstellt. Die Annahme, dass Solarthermie in Regionen mit moderater Solareinstrahlung unwirtschaftlich sei, wurde widerlegt. Eine optimierte Systemauslegung und gezielte Fördermaßnahmen verbessern die Wirtschaftlichkeit wesentlich.

Industrieunternehmen profitieren langfristig von stabilen Wärmekosten und geringerer Abhängigkeit von volatilen Erdgas- und CO_2 -Preisen. Investor:innen sollten sich auf ROI und Amortisationszeit konzentrieren, wobei moderate solare Deckungsgraden oft die höchste Kapitalrendite bieten. Eine standortspezifische Optimierung ist essenziell, um:

- die optimalen Kollektortechnologien und Speicherkapazitäten an den jeweiligen Prozess bzw. Einsatz anzupassen.
- die Lastprofile industrieller Prozesse zu berücksichtigen, da diese einen großen Einfluss auf die solare Deckungsrate und die Systemdimensionierung haben.
- Fördermöglichkeiten bestmöglich zu nutzen und die optimale Finanzierungskonfiguration zu bestimmen.

Zukünftige Untersuchungen sollten die Hybridisierung mit anderen erneuerbaren Energiequellen, optimierte Speichertechnologien und alternative Hybridisierungskonzepte beleuchten. Mit der zunehmenden Dekarbonisierung des Industriesektors und steigenden fossilen Energiepreisen bietet die Solarthermie eine skalierbare Lösung zur Reduzierung des Verbrauchs von Erdgas oder anderen fossilen Energieträgern. Eine wirtschaftliche Umsetzbarkeit ist entscheidend für die weitere Verbreitung der Solarthermie in industriellen Anwendungen. Diese kann durch weitere technische Innovationen, gezielte Förderinstrumente und innovative Geschäftsmodelle weiter verbessert werden. Die vorliegende Studie zeigt aber, dass bereits unter den aktuellen Randbedingungen und Fördermöglichkeiten die Wirtschaftlichkeit einer solarthermischen Wärmeabgabe in Deutschland in der Regel gegeben ist.

2 Einleitung

Die Dekarbonisierung des Wärmesektors – die sogenannte **Wärmewende** – spielt eine zentrale Rolle für das Erreichen der Klimaschutzziele. Nach den aktuellen energiepolitischen Vorgaben strebt Deutschland an, die Wärmeversorgung schrittweise von fossilen Brennstoffen auf erneuerbare Energien umzustellen und so die CO₂-Emissionen im Wärmesektor deutlich zu senken. Insbesondere soll bis 2045 eine bilanzielle Klimaneutralität erreicht werden, was eine deutliche Ausweitung der erneuerbaren Wärmebereitstellung erfordert. Gerade im Industriesektor, wo **Prozesswärme** einen wesentlichen Teil des gesamten Energiebedarfs darstellt, besteht großes Potenzial, durch den Einsatz erneuerbarer Technologien zur Erreichung dieser Ziele beizutragen.

Solarthermische Systeme (Solarthermie) gelten in diesem Zusammenhang als wichtige Technologie, um eine nachhaltige und klimafreundliche Wärmeversorgung zu ermöglichen. Obwohl in Deutschland derzeit noch überwiegend fossile Energieträger – insbesondere Erdgas – für industrielle Prozesswärme zum Einsatz kommen, wächst angesichts steigender CO₂-Preise und volatiler Brennstoffkosten in der Industrie das Interesse an alternativen Wärmequellen, die Emissionen mindern, **ohne die wirtschaftliche Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmen zu beeinträchtigen**.

Obwohl solarthermische Technologien im Ausland zunehmend als **vielversprechende Lösung** zur Reduktion wärmebedingter Emissionen anerkannt werden, besteht bei der Erzeugung von industrieller Prozesswärme weiterhin die Wahrnehmung, dass sie in Regionen mit moderater Sonneneinstrahlung – wie Deutschland – wirtschaftlich nicht tragfähig seien. Fortschritte in der Kollektortechnik, verbesserte Integrationsstrategien und finanzielle Fördermaßnahmen haben jedoch die technische Machbarkeit und Wirtschaftlichkeit solarthermischer Lösungen erheblich verbessert. Jüngste Forschungsergebnisse und reale Anwendungsfälle belegen, dass Solarthermie wettbewerbsfähig zur Bereitstellung industrieller Prozesswärme beitragen kann.

Vor diesem Hintergrund wurde die vorliegende Studie von **Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE** im Herbst 2024 bis Frühjahr 2025 im Auftrag des **Bundesverbands Solarwirtschaft e. V. (BSW)** und in Abstimmung mit der **Deutschen Energie-Agentur (DENA)** durchgeführt. Sie untersucht die Wirtschaftlichkeit und das Kostensenkungspotenzial der Integration solarthermischer Systeme in die industrielle Wärmeversorgung in Deutschland und soll Entscheidungsträger:innen aus Industrie und Politik sowie Investor:innen eine fundierte Grundlage zur Beantwortung der zentralen Frage liefern: **Lohnt sich solare Prozesswärme in Deutschland?** Dabei wurden sämtliche Annahmen zu Investitions- und Betriebskosten eng mit relevanten Branchenakteuren – unter anderem deutschen Solarthermieanbieter:innen – abgestimmt, um eine realitätsnahe Datengrundlage zu erhalten. Auf diese Weise flossen die Erfahrungen aus Industrie und Forschung bereits in der Konzeptionsphase in die Studie ein und halfen, ein belastbares techno-ökonomisches Bild zu zeichnen.

Diese Studie analysiert die **Wirtschaftlichkeit von solarthermischen Anlagen** (einschließlich hybrider Solar-Gas-Systeme) im Vergleich zur konventionellen Wärmebereitstellung mit Erdgas. Dabei werden verschiedene standortbedingte Sonneneinstrahlungswerte, Kollektortechnologien, Temperaturbereiche und die Integration von Wärmespeichern sowie reale und prognostizierter Erdgaspreise, CO₂-Abgaben und bestehende Förderinstrumente berücksichtigt.

Methodisch stützt sich die Studie auf dynamische Systemsimulationen, techno-ökonomische Modellierungen und Szenarioanalysen. Insgesamt wurden 6.156 verschiedene Systemkonfigurationen mit den folgenden Zielsetzungen analysiert:

Einleitung

- Bewertung der Integration solarthermischer Systeme für unterschiedliche industrielle Temperaturanforderungen
- Quantifizierung der wirtschaftlichen Effekte durch die Reduktion des Erdgasverbrauchs
- Analyse und Optimierung der Investitionsrentabilität anhand der Schlüsselmessgrößen Wärmegestehungskosten, Einsparungen über die Gebrauchsdauer der Anlagen, Amortisationszeit und Kapitalrendite.

Mit dem Fokus auf Solarthermie als Maßnahme zur **Brennstoffeinsparung** liefert die Studie wissenschaftlich fundierte Erkenntnisse darüber, unter welchen Bedingungen solare Prozesswärme in Deutschland wettbewerbsfähig wird und wie die Investitionsförderung die Wirtschaftlichkeit beeinflussen kann. Diese Erkenntnisse sollen dazu beitragen, Entscheidungsprozesse in Industrie und Politik zu untermauern und die strategische Integration solarthermischer Technologien in industrielle Energiesysteme zu fördern.

3 Zielsetzung und Umfang

3.1 Zielsetzung

Wesentliches Ziel dieser Studie ist die Bewertung der Wirtschaftlichkeit einer Integration solarthermischer Systeme in die (bestehende) industrielle Wärmeversorgung in Deutschland durch eine umfassende **techno-ökonomische Analyse**. Zur Erreichung dieses Ziels verfolgt die Studie dabei folgende spezifische Zielsetzungen:

- Quantifizierung der **wirtschaftlichen Wettbewerbsfähigkeit** von Solarthermie in industriellen Anwendungen durch die Bewertung ihres Einflusses auf Wärmegestehungskosten, Brennstoffeinsparungen und finanzielle Renditen.
- **Untersuchung der Systemleistung** für unterschiedliche industrielle Wärmeanforderungen, von Niedertemperaturprozessen (80 °C) bis hin zu höheren Mitteltemperaturanwendungen (300 °C).
- Analyse der Integration **hybrider Solar-Gas-Systeme**, um zu bewerten, wie Erdgaskessel die Solarthermie ergänzen und welchen Einfluss Speicherlösungen auf die Gesamtleistung haben.
- **Bewertung der finanziellen Tragfähigkeit** unter verschiedenen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen, einschließlich Schwankungen der CO₂-Kosten und Investitionsförderungen.
- Bereitstellung fundierter **Entscheidungshilfen** für verschiedene Akteure, darunter industrielle Wärmeverbraucher:innen, Investor:innen in solarthermische Systeme und hybride Wärmeanbieter:innen.

Durch die Bearbeitung dieser Aspekte liefert die Studie wissenschaftlich fundierte Erkenntnisse, die Investitionsentscheidungen und die Gestaltung politischer Rahmenbedingungen unterstützen sollen.

3.2 Umfang der Studie

Die untersuchten Systeme bestehen aus einer Kombination von Solarkollektoren, einem thermischen Energiespeicher und einem konventionellen Gasbrenner, der die nicht durch Solarthermie gedeckte Wärmeleistung bereitstellt. Unabhängig von den solaren Einstrahlungsbedingungen ermöglicht dieses **hybride Solar-Gas-System** so eine zuverlässige Wärmeversorgung rund um die Uhr. Dieses Setup reduziert den Erdgasverbrauch, **Solarthermie dient als Maßnahme zur Einsparung von Brennstoff**.

In der Studie wurden Solar-Erdgas-Hybridssysteme untersucht, da aktuell die Wärmeversorgung der Industrie größtenteils auf Erdgas basiert, das sukzessive ersetzt werden muss. Perspektivisch kann die Industrie den Erdgasanteil durch klimafreundliche Technologien wie Wärmepumpe, Geothermie, Bioenergie oder Wasserstoff ersetzen.

Solarthermische Anlagen wandeln durch Absorption in sogenannten Kollektoren die einfallende Solarstrahlung direkt in Wärme um. Zur Erzeugung der Wärme wurde der Einsatz von **drei Kollektortechnologien** betrachtet, sowohl nicht-konzentrierende als auch konzentrierende Technologien:

- **Flachkollektoren (FPC)** – Typischerweise verwendet für Anwendungen im Bereich $\sim 80\text{ °C}$ – 100 °C .
- **Vakuumröhrenkollektoren (ETC)** – Geeignet für Anwendungen im Bereich $\sim 80\text{ °C}$ – 150 °C .
- **Parabolrinnenkollektoren (PTC)** – Konzentrierende Technologie für höhere Temperaturen im Bereich $\sim 150\text{ °C}$ – 560 °C .

Durch die Betrachtung der dynamischen Jahresertrag der Kosteneffektivität und der Anwendbarkeit jeder Technologie untersucht die Studie verschiedene Kollektorkonfigurationen für unterschiedliche industrielle Wärmeanwendungen.

Analysiert wurden typische industrielle Anwendungen bei **drei verschiedenen Temperaturanforderungen** der Prozesse: 80 °C , 120 °C und 300 °C und mit entsprechenden Rücklauftemperaturen aus dem Prozess von 60 °C , 60 °C und 200 °C .

Für alle Prozesse wurde ein **konstanter Wärmebedarf von 5 MW_{th}** über das ganze Jahr bei einem 24/7/365 Betrieb angenommen. Die solare Deckungsrate (nachfolgend auch solare Deckung oder Solaranteil genannt) gibt an, welcher Anteil dieses gesamten Wärmebedarfs durch die Solarthermie-Anlage abgedeckt wird.

Zwei primäre Szenarien für die Integration der Solarthermie, **mit und ohne thermischen Speicher**, wurden analysiert:

- **Direkte Solarintegration (ohne Speicher):** Solarwärme trägt direkt zum Prozess bei, mit Deckungsraten, die durch die Verfügbarkeit der Solarstrahlung begrenzt sind.
- **Solar-Speicher-Integration:** Ein thermisches Energiespeichersystem ermöglicht eine erhöhte Solardeckung, wobei im Rahmen dieser Studie ein Solaranteil von bis zu 50 % in der Wärmezufuhr erreicht wird.

Eine **Voroptimierungsstudie** wurde durchgeführt, um die optimale Aperturfläche und Speichergroße für unterschiedliche Solaranteile zu bestimmen und so die Systemeffizienz und Kosteneffektivität zu maximieren.

Die Studie umfasst eine vergleichende Leistungsbewertung über **drei repräsentative deutsche Standorte** mit unterschiedlicher solarer Einstrahlung, die das Spektrum der Strahlungsbedingungen in deutschen Industriegebieten weitestgehend abdecken (siehe Abbildung 2):

- **Bremen:** DNI: $948\text{ kWh}/(\text{m}^2\cdot\text{a})$, DHI: $540\text{ kWh}/(\text{m}^2\cdot\text{a})$
- **Würzburg:** DNI: $1.097\text{ kWh}/(\text{m}^2\cdot\text{a})$, DHI: $571\text{ kWh}/(\text{m}^2\cdot\text{a})$
- **Lindenberg im Allgäu:** DNI: $1221\text{ kWh}/(\text{m}^2\cdot\text{a})$, DHI: $576\text{ kWh}/(\text{m}^2\cdot\text{a})$

Ein zentraler Bestandteil der Studie ist die ökonomische Analyse. Um die Wirtschaftlichkeit von Solarthermieanlagen zur Prozesswärmeerzeugung zu bewerten, wurden die **Wärmegestehungskosten**, die **Amortisationszeit**, die **Kapitalrendite** sowie der **Kostensparnisse über die Lebenszeit** der Anlage betrachtet. Um die Kosteneffizienz zu bewerten, wurden **aktuelle und prognostizierte Erdgaspreise** berücksichtigt. Für die Beurteilung der langfristigen wirtschaftlichen Vorteile der Emissionsminderungen wurden zudem **Projektionen der CO₂-Zertifikatspreise** einbezogen, wie sie vom Fraunhofer ISE im Rahmen des Kopernikus-Projektes Ariadne 2024 [1] in Anlehnung an BEHG 2023 [2] und das Modell UBA (Non-ETS) [3], prognostiziert wurden.

Um die Auswirkungen möglicher Schwankungen dieser zentralen Einflussgrößen zu erfassen, wurde zusätzlich eine **Sensitivitätsanalyse** für Erdgas- und CO₂-Preise durchgeführt, was in einem separaten Kapitel detailliert dargestellt ist.

Durch die Integration von techno-ökonomischen Modellen mit politisch getriebenen Kostenszenarien bietet die Studie eine realistische Bewertung der Wirtschaftlichkeit von Solarthermie im industriellen Umfeld in Deutschland.

4 Methodik

Die Methodik dieser Studie basiert auf einem umfassenden Simulations- und Optimierungsprozess, der mit der vom Fraunhofer ISE entwickelten dynamischen Simulationssoftware **ColSim** durchgeführt wurde. Insgesamt wurden 6.156 verschiedene Systemkonfigurationen analysiert. Das Ziel war es, durch eine Dimensionierungsanalyse die wirtschaftlich optimalen Größen für die Kollektorfläche und die thermische Speicherkapazität für typische Prozesse und repräsentative Standorte zu bestimmen. Verschiedene Parameter wie Temperaturanforderungen und Kollektortechnologien wurden berücksichtigt, um eine fundierte Bewertung der Effizienz und Wirtschaftlichkeit der Systeme zu ermöglichen.

4.1 Integrationskonzept

Die analysierte Systemkonfiguration besteht aus einer Kombination von Solarkollektoren, einem thermischen Energiespeicher und einem konventionellen Gasbrenner, der die nicht durch Solarthermie gedeckte Wärmenachfrage bei Bedarf ergänzt. Zusätzlich sind zwei Wärmetauscher enthalten, um die Solarwärme in den Speicher und den industriellen Prozess zu integrieren (siehe Abbildung 1). Diese Hybridkonfiguration gewährleistet eine zuverlässige Wärmeversorgung, unabhängig von den Bedingungen der Solarstrahlung. Die Investitionskosten (CAPEX) des Gasbrenners sind im Vergleich zu den Betriebskosten (OPEX) vernachlässigbar. Daher sind die Ergebnisse dieser Systemkonfiguration sowohl auf bestehende Anlagen mit bereits installierten Gasbrennern, in die ein solarthermisches System integriert wird, als auch auf neu zu installierende Hybridsysteme anwendbar. Diese Flexibilität macht die Ergebnisse der Studie universell einsetzbar und unterstreicht das Potenzial der Solarthermie für verschiedene Anwendungsfälle.

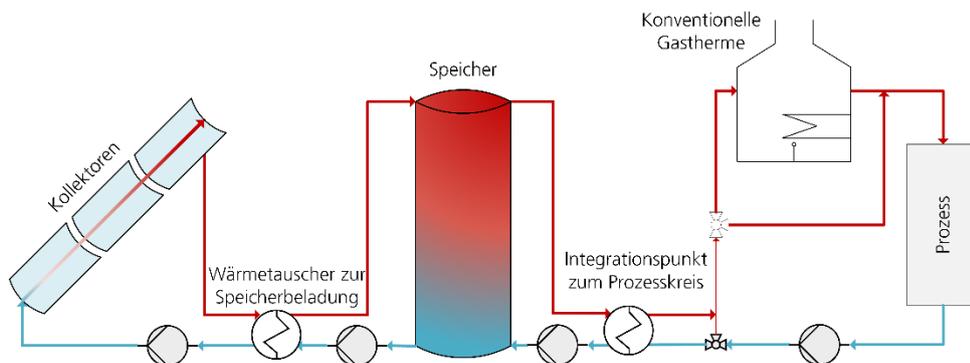


Abbildung 1: Systemkonfiguration mit Kollektoren, Wärmetauscher zur Speicherbeladung, Speicher, Integrationspunkt zum Prozesskreis und konventioneller Gastherme zur Bereitstellung von Prozesswärme.

4.2 Parametervariation

Ein umfangreiches Set von Systemkonfigurationen wurde simuliert, um vorteilhafte Auslegungen (Kollektorfläche und Speicherkapazität) zu identifizieren. Dazu wurde die gesamt-Kollektorfläche von relativ kleinen Installationen (etwa 3.000 m² Bruttokol-

lektorfläche) bis hin zu großen Systemen (etwa 60.000 m² Bruttokollektorfläche) variiert. Die Größe des Speichers wurde vom Fall ohne Speicher bis zu einem großen Tank angepasst, der für fast einen Tag Vollbetrieb ausreicht (22 Volllaststunden – FLH). Alle Kombinationen von Kollektor- und Speichergrößen wurden für die Voroptimierungsstudie berücksichtigt, was bei Betrachtung der drei Standorte, der drei Kollektortechnologien und der drei untersuchten Prozesstemperaturen insgesamt 6.156 Konfigurationen ergibt.

4.2.1 Kollektortechnologien

Drei verschiedene Solarkollektortechnologien wurden in der Studie betrachtet:

- **Zwei nicht-konzentrierende Technologien** – Flachkollektoren und Vakuumröhrenkollektoren, die besonders geeignet sind für Anwendungen und Temperaturanforderungen bis 100 °C bzw. 150 °C.
- **Eine konzentrierende Technologie** – Parabolrinnenkollektoren, die vor allem für Anwendungen und Temperaturanforderungen oberhalb von 120 °C bevorzugt werden.

Diese Auswahl ermöglicht eine technologiespezifische Bewertung der Systeme hinsichtlich Prozesstemperaturen, Kosten und Effizienz.

Die technischen Daten der in dieser Studie verwendeten nicht-konzentrierenden Kollektoren wurden aus der Solar-Keymark-Datenbank [4] zertifizierter Kollektoren ausgewählt. Um einen konsistenten Ansatz bei der Auswahl zu gewährleisten, wurden aus jeder Technologiekatgorie diejenige mit dem höchsten Wirkungsgrad ausgewählt.

1. **Flachkollektoren (FPC)** – Nicht-konzentrierende Technologie, am besten geeignet für Temperaturniveaus bis zu ~100 °C.
Modellname: SUNEX SX 2.0 AL
2. **Vakuumröhrenkollektoren (ETC)** – Nicht-konzentrierend; verbesserte Dämmung ermöglicht etwas höhere Betriebstemperaturen (bis zu ~120–150 °C).
Modellname: Olymp Sunstar 0870
3. **Parabolrinnenkollektoren (PTC)** – Konzentrierende Technologie, am besten geeignet für nochmals höhere Temperaturen (~150–300 °C in dieser Studie oder allgemein auch höher bis ca. 560 °C).
Modellname: EuroTrough ET150 mit integrierten Absorberrohren (Heat Collecting Elements – HCE) vom Typ Schott PTR70

4.2.2 Betrachtete »typische« industrielle Prozesse

Die Analyse umfasst typische industrielle Anwendungen mit den untenstehenden unterschiedlichen **Temperaturanforderungen**. Die höhere Temperatur stellt die Versorgungstemperatur dar, während die niedrigere der Rücklauftemperatur entspricht.

- **Beispielprozess T1:** 80 °C / 60 °C (Vorlauf / Rücklauf), z. B. Pasteurisierung und Milchproduktion.
- **Beispielprozess T2:** 120 °C / 60 °C (Vorlauf / Rücklauf), allgemeine industrielle Prozesse und Niederdruck-Dampfnetze.
- **Beispielprozess T3:** 300 °C / 200 °C (Vorlauf / Rücklauf), chemische Prozesse und Mitteltemperatur-Dampfnetze.

Die Untersuchung verschiedener Temperaturdifferenzen ermöglicht die Bewertung der Speicherdichte und unterstreicht das Potenzial der Solarthermie für verschiedene industrielle Wärmeanforderungen.

Für alle Prozesse wurde ein konstanter Wärmebedarf von 5 MW_{th} über das gesamte Jahr angenommen (Betrieb 24/7/365).

4.2.3 Technologien für thermische Energiespeicher

Um unterschiedlichen Anforderungen an die Prozesstemperatur gerecht zu werden, wurden verschiedene Speichertechnologien evaluiert. Unter den verfügbaren Speichertypen und -medien wurden ausgereifte, kommerziell verfügbare und kosteneffiziente Optionen gewählt, die eine zuverlässige Wärmebereitstellung bieten. Für alle Temperaturniveaus wurde die sensible Wärmespeicherung gewählt, da sie die einfachste, am besten etablierte und wirtschaftlichste Methode ist.

In dieser Studie wird für die Auslegung der Systeme eine konstante Temperaturdifferenz von 10 K zwischen der oberen Prozesstemperatur und der oberen Speichertemperatur angenommen, die dem nicht idealen Wärmetausch im Wärmeübertrager geschuldet ist. Zusätzlich wird eine weitere Temperaturdifferenz von 10 K zwischen der oberen Speichertemperatur und der Austrittstemperatur des Solarfelds berücksichtigt. Diese Annahmen gewährleisten eine realistische Abbildung von Wärmeverlusten und Temperaturübergängen im Gesamtsystem. Die Temperaturdifferenz zwischen jeweils warmer und kalter Seite eines Kreises bleibt dabei aber konstant, weshalb nachfolgend die Vorlauf- und Rücklaufstemperatur des Prozesses auch beim Speicher genannt (»Temperaturbereich Speicher«) und zur Abschätzung der Speicherdichte verwendet werden.

Speicher für Temperaturniveau T1 80 °C / 60 °C (Vorlauf / Rücklauf)

Für Niedertemperaturprozesse wurde Wasser als Speichermedium gewählt, aufgrund seiner hohen spezifischen Wärmekapazität, Kosteneffizienz und einfachen Handhabung. Wasserspeichersysteme werden in industriellen Anwendungen weit verbreitet eingesetzt, da sie minimale Investitionen und Wartung erfordern und dennoch eine effiziente Speicherung thermischer Energie ermöglichen.

Bei einer Temperatur von 80 °C auf der heißen und von 60 °C auf der kalten Seite bietet das System eine Energiespeicherdichte von ungefähr 20 kWh/m^3 . Während die Energiedichte durch höhere Temperaturdifferenzen oder alternative Speichermedien weiter optimiert werden könnte, hält diese Studie eine konstante Temperaturdifferenz von 20 K bei, damit der Speicherbetrieb den Prozessanforderungen entspricht.

Speicher für Temperaturniveau T2 120 °C / 60 °C (Vorlauf / Rücklauf)

Für diesen Temperaturbereich bleibt Wasser ein geeignetes Speichermedium, wenn auch mit einigen Modifikationen. Bei diesen höheren Temperaturen ist eine Druckbeaufschlagung erforderlich, um eine Phasenänderung (Sieden) zu verhindern, was die Systemkomplexität und die Kosten erhöht. Trotz dieser Aspekte bleibt der druckbeaufschlagte Wasserspeicher eine attraktive Option aufgrund seiner hohen thermischen Effizienz, der etablierten Technologie und der relativ geringen Kosten im Vergleich zu alternativen Speichermedien.

Für einen Temperaturbereich von 120 °C / 60 °C beträgt die Energiespeicherdichte etwa 60 kWh/m^3 , was eine signifikante Erhöhung gegenüber dem drucklosen Speicher bei 80 °C / 60 °C darstellt. Die gegenüber anderen Medien überlegene Wärmekapazität und Kosteneffizienz von Wasser rechtfertigt auch die zusätzlichen Kosten, die mit der Druckbeaufschlagung verbunden sind.

Speicher für Temperaturniveau T3 300 °C / 200 °C (Vorlauf / Rücklauf)

Für Anwendungen bei diesen höheren Temperaturen ist Wasserspeicherung aufgrund der übermäßigen Druckanforderungen keine praktikable Option mehr. Stattdessen wurde ein synthetisches Wärmeträgeröl wie Therminol VP-1 als Speichermedium gewählt. Therminol VP-1 ist ein thermisch stabiles, niedrigviskoses Öl für Betriebstemperaturen im Bereich von 12 °C bis 400 °C, womit es als Speichermedium für industrielle Wärmespeicher im vorliegenden Temperaturbereich bestens geeignet ist. Es bietet ausgezeichnete thermische Stabilität und geringe Abbauraten, was eine zuverlässige Wärmeversorgung gewährleistet.

Mit einem Temperaturbereich von 300 °C/200 °C beträgt die Energiespeicherdichte etwa 50 kWh/m³. Obwohl Öle eine geringere spezifische Wärmekapazität als Wasser haben, kompensiert die größere Temperaturdifferenz (100 °C) diese Einschränkung und ermöglicht eine effiziente Wärmespeicherung und -entnahme.

Tabelle 1 fasst die in dieser Studie verwendeten Speichertechnologien zusammen:

Tabelle 1: Übersicht der betrachteten Speichertechnologien

Szenario	Prozess-Temperaturbereich Vorlauf/ Rücklauf	Speichermedium	Temperaturbereich Speicher	Energiespeicherdichte
T1	80 °C / 60 °C	Wasser	80 °C / 60 °C	~20 kWh/m ³
T2	120 °C / 60 °C	Druckwasser	120 °C / 60 °C	~60 kWh/m ³
T3	300 °C / 200 °C	Therminol VP-1	300 °C / 200 °C	~50 kWh/m ³

4.2.4

Standorte und Solarstrahlungsbedingungen

Drei Standorte wurden ausgewählt, um das Spektrum der Solarstrahlungsbedingungen in deutschen Industriegebieten möglichst vollständig abzudecken:

- **Bremen** als Beispiel für einen Ort mit vergleichsweise **geringerer** direkter normaler **Einstrahlung** (DNI) und global horizontaler Einstrahlung (GHI), mit Werten von **948 kWh/(m²·a)** bzw. **1010 kWh/(m²·a)**.
- **Würzburg** als Standort mit **moderater Einstrahlung**, mit einer DNI von **1.097 kWh/(m²·a)** und einer GHI von **1138/(m²·a)**.
- **Lindenberg im Allgäu** als Standort mit **relativ hoher Einstrahlung** im Vergleich zum Rest Deutschlands, mit einer DNI von **1.221 kWh/(m²·a)** und einer GHI von **1197/(m²·a)**.

Die Solarstrahlungsdaten und Umweltbedingungen, wie zum Beispiel die Umgebungstemperatur, wurden aus Typischen Meteorologischen Jahresdaten (Testreferenzjahre oder **Typical Meteorological Year, TMY**) entnommen, die aus **Meteonorm®** exportiert wurden. Diese Datensätze wurden in der dynamischen Simulation mit einer **Zeitauflösung von 60 Sekunden** verwendet, um eine genaue Darstellung der realen Bedingungen zu gewährleisten.



Methodik

Abbildung 2: Karte der mittleren Globalstrahlung (GHI) für Deutschland mit den drei hier gewählten Standorten Bremen, Würzburg und Lindenberg im Allgäu, Solar Resource Map © 2021 Solargis [5]

4.3 Schlüsselkennzahlen (Key Performance Indicators, KPIs)

Für die Bewertung der Wirtschaftlichkeit wurden vier Schlüsselkennzahlen (KPIs) verwendet:

- **Wärmegestehungskosten LCOH (Levelized Cost of Heat):** Die Kosten der Wärmegestehung pro kWh, berechnet über die gesamte Gebrauchsdauer eines Systems.

Berechnungsmethodik: Die Berechnung der Wärmegestehungskosten (LCOH) basiert auf der Nettobarwertmethode (Net Present Value, NPV), bei der alle Aufwendungen und die Wärmegestehung über die Gebrauchsdauer auf den gleichen Referenzzeitpunkt, den Zeitpunkt der Investition, abgezinst werden [6].

$$LCOH_X = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{(I_{t,X} + M_{t,X} + F_t + CO_{2t})}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{E_{t,X}}{(1+r)^t}} \quad \text{Gleichung 1}$$

- $I_{t,X}$ Investitionsausgaben im Jahr t des Systems X
- $M_{t,X}$ Betriebs- und Wartungsausgaben im Jahr t des Systems X
- F_t Brennstoffausgaben im Jahr t
- CO_{2t} Aufwendungen für CO₂-Steuer im Jahr t
- E_t Im Jahr t erzeugte thermische Energie des Systems X
- r Reale Diskontierungsrate
- n Erwartete Gebrauchsdauer des Systems

Um die Wärmegestehungskosten eines vollständig konventionellen, erdgasbasierten System – LCOH_{Gas} – zu bestimmen, werden nur die Kosten berücksichtigt, die mit dem Gasbrenner verbunden sind. Diese umfassen:

- **Investitionskosten**, beschränkt auf die Kapitalausgaben (CAPEX) des Gasbrenners.
- **Betriebs- und Wartungskosten (O&M)**, die aus einer festen Rate sowie variablen Kosten für den Brennstoffverbrauch und anfallende CO_2 -Steuern bestehen.

Die solaren Wärmegestehungskosten $\text{LCOH}_{\text{solar}}$ repräsentieren die Kosten der Wärme, die aus dem solarthermischen Anteil innerhalb des Hybridsystems erzeugt werden. Diese Berechnung konzentriert sich ausschließlich auf die solarbezogenen Komponenten, einschließlich:

- **Investitionskosten** für die Integration des solarthermischen Systems, die die Kollektoren, den thermischen Energiespeicher und den Wärmetauscher zur Solarintegration abdecken – unter Ausschluss aller Kosten, die mit dem Gasbrenner verbunden sind.
- **Betriebs- und Wartungskosten**, die ausschließlich mit den solarbezogenen Elementen des Hybridsystems verbunden sind.

Für die Beurteilung der Wärmegestehung eines hybriden Solar-Gas-Systems spiegelt die $\text{LCOH}_{\text{hybrid}}$ den kombinierten wirtschaftlichen Beitrag beider Energiequellen wider. Dies umfasst:

- **Investitions- und O&M-Kosten** sowohl für das solarthermische System als auch für den Gasbrenner, wobei der integrierte Betrieb beider Technologien zur Deckung des industriellen Wärmebedarfs berücksichtigt wird.

Weitere wirtschaftliche Schlüsselkennzahlen sind:

- **Einsparungen über die Gebrauchsdauer der Anlage:** Die Gesamteinsparungen über die Gebrauchsdauer des Systems (20 Jahre), wobei die zusätzlichen Investitionskosten für Solarthermie bereits berücksichtigt und abgezogen sind. Dieser Wert spiegelt direkt den Nettokostenvorteil durch vermiedene Ausgaben für fossile Brennstoffe und CO_2 -Emissionen wider.
- **Amortisationszeit:** Das Jahr, in dem die kumulierten Einsparungen den anfänglichen Investitionskosten entsprechen. In dieser Studie wird vereinfacht davon ausgegangen, dass der Investitionszeitpunkt mit der Inbetriebnahme übereinstimmt. Planungs- und Bauzeiten sind nicht berücksichtigt.
- **Kapitalrendite bzw. Return on Investment (ROI):** Das Verhältnis von Nettoeinsparungen zur Anfangsinvestition, das die finanzielle Rentabilität und Profitabilität des solarthermischen Systems über seine Gebrauchsdauer anzeigt.

Alle finanziellen Größen, einschließlich Kosten, Einsparungen, Amortisationszeit und ROI, werden abgezinst, um den Zeitwert des Geldes zu berücksichtigen und eine genaue wirtschaftliche Bewertung sicherzustellen.

5 Simulation und Modellaufbau

5.1 Systemsimulation mit ColSim

ColSim ist ein vom Fraunhofer ISE entwickeltes Modellierungs- und Simulationstool, das weit verbreitet zur Analyse und Optimierung solarthermischer Systeme eingesetzt wird, insbesondere von CSP- (Concentrated Solar Power, Stromerzeugung in konzentrierenden solarthermischen Kraftwerken) und CST-Anlagen (Concentrated Solar Thermal, Wärmegestehung mit konzentrierender Solarthermie). Ursprünglich 1999 konzipiert, um Steuerungsstrategien in HLK- (Heizung, Lüftung, Klima) und solarthermischen Systemen zu simulieren, wurde es weiterentwickelt, um Technologien wie Solare Prozesswärme, Carnot-Batterien und Abwärmerückgewinnung abbilden zu können.

ColSim verwendet dynamische, transiente Simulationen mit validierten Komponentenmodellen und ermöglicht so eine detaillierte Systemanalyse. Für CST-Anwendungen unterstützt es mehrjährige Simulationen für Technologiebewertungen, Optimierungen und Machbarkeitsstudien. Wichtige Eingabegrößen umfassen meteorologische Daten und Komponentenspezifikationen, während die Ausgaben Einblicke in den thermischen Ertrag, die Effizienz und Systemverluste ermöglichen.

Eine bemerkenswerte Stärke von ColSim ist die Fähigkeit, hochauflösende Simulationen mit Zeitschritten von bis zu einer Sekunde durchzuführen, um transiente Phänomene wie schnelle Änderungen der direkten normalen Einstrahlung (DNI) und Fluidodynamik zu erfassen. Diese Fähigkeit ist essenziell für die Analyse von Steuerungsstrategien und Systemverhalten unter variierenden Betriebsbedingungen. Seine grafische Benutzeroberfläche und integrierte Tools ermöglichen einen effizienten Modellaufbau, die Echtzeitüberwachung und die Nachbereitung von Simulationen, wodurch es sich für detaillierte Studien wie die in diesem Bericht vorgestellten sehr gut eignet.

5.2 Numerischer Modellierungsansatz

ColSim nutzt einen Plug-Flow-Modellierungsansatz, um komplexe dynamische Systeme mit variablen Zeitschritten zu simulieren und bietet dabei einen guten Kompromiss zwischen Rechenaufwand und Genauigkeit [7]. In diesem Ansatz wird das Fluid innerhalb des Systems als eine Reihe von Volumina (plugs) modelliert, die jeweils mit ihren spezifischen physikalischen Eigenschaften initialisiert und in ihrer Bewegung durch das System modelliert werden, einschließlich Temperatur, Masse, Druck, Wärmekapazität und innerer Energie. Dieses Plug-Flow-Prinzip, basierend auf vereinfachten Navier-Stokes-Gleichungen, ermöglicht eine genaue Darstellung der Fluidodynamik und des Systemverhaltens über die Zeit, mit geringem Rechenaufwand und dennoch hoher Effizienz. Jeder Plug erfüllt dabei eine vereinfachte Version der Energieerhaltungsgleichung, um die spezifische Enthalpie des Fluids von einem Zustand oder Plug zum nächsten in räumlicher und zeitlicher Richtung zu berechnen, wie durch die Gleichung 2 definiert:

$$\Delta Q = \dot{m} C_p (T_{plug} - T_{ref}) t \quad \text{Gleichung 2}$$

Dabei repräsentiert \dot{m} den Massenstrom, C_p die spezifische Wärmekapazität, T_{plug} für die Flüssigkeitstemperatur, T_{ref} ist auf 0°C gewählt, um unnötige Berechnungen zu vermeiden, und t ist der Simulationszeitschritt, der somit die Energie (ΔQ) des Plugs definiert [7]. Das Modell berücksichtigt thermische Trägheitseffekte, was eine realistischere Simulation der Temperaturentwicklung während täglicher Betriebszyklen ermöglicht, insbesondere bei schwankender Solarstrahlung.

5.3 Meteorologische Daten

Meteorologische Eingangsdaten wurden mit Meteonorm V7.3.4.21143 unter Verwendung des Standard-Strahlungsmodells gewonnen. Die Unsicherheit in der globalen horizontalen Einstrahlung (GHI) innerhalb der Wetterdatensätze liegt zwischen 2 % und 5 %, während sie für die direkte normale Einstrahlung (DNI) laut Meteonorm-Dokumentation zwischen 5 % und 10 % liegt. Diese Unsicherheiten wurden bei der Interpretation der Ergebnisse nicht explizit berücksichtigt, werden hier jedoch als Referenz erwähnt.

5.4 Kollektormodelle

Das in dieser Studie verwendete Solarkollektor-Modell beinhaltet wichtige Annahmen und Überlegungen, um eine realistische und dennoch recheneffiziente Simulation der Systemleistung zu gewährleisten. Das Kollektormodell umfasst die thermische und optische Bewertung des Solarkollektorfeldes unter Berücksichtigung von Merkmalen wie Geometrie und Aufbau des Solarfeldes, kontrollierten Massenströmen und Umweltbedingungen.

Das Simulationsmodell der Solarkollektoren erfasst verschiedene optische und thermische Verluste, einschließlich:

- Cosinusverluste
- Einfluss des Einfallswinkelmodifikators (IAM)
- Reihen-Endverluste (bei PTC)
- Wärmeverluste
- Defokussierungsverluste (bei PTC)

Um räumliche Genauigkeit zu gewährleisten, wird jede Komponente des Solarkollektors durch 100 diskrete Knoten repräsentiert, was eine verfeinerte räumliche Diskretisierung ermöglicht und die Präzision des Modells bei der Erfassung der Systemdynamik (in diesem Fall Wärmeverlust) verbessert. Zusätzlich wurde das Simulationsmodell teilweise anhand realer Betriebsdaten von kommerziellen solarthermischen Anlagen validiert, um sicherzustellen, dass die Modellergebnisse eng mit der tatsächlichen Systemleistung übereinstimmen.

Die Kollektorkonfiguration folgte einem standardisierten Ansatz, wobei Flachkollektoren (FPC) und Vakuumröhrenkollektoren (ETC) in Schleifen mit jeweils zehn Kollektoren pro Schleife angeordnet wurden, während Parabolrinnenkollektoren (PTC) mit vier Kollektoren (SCA) pro Schleife modelliert wurden. Die Ausrichtung wurde für FPC und ETC nach Süden festgelegt, während PTC-Kollektoren Nord-Süd ausgerichtet sind. Der Neigungswinkel von FPC und ETC wurde durch eine Parameterstudie bestimmt, um den höchstmöglichen jährlichen Energieertrag zu erzielen. Die ausgewählten Neigungswinkel waren 35° für Bremen, 30° für Würzburg und 30° für Lindenberg im Fall von FPC, während für ETC die Werte 35° für Bremen, 35° für Würzburg und 30° für Lindenberg betragen.

Bestimmte Vereinfachungen wurden in dieser Studie angewendet, um sich auf die primären Einflussfaktoren der Systemleistung zu konzentrieren. Verschattungseffekte von Reihe zu Reihe wurden für keinen der drei Kollektortypen berücksichtigt, da die Studie keine vordefinierte Installationsanordnung, Abstände oder spezifische räumliche Einschränkungen (Landverfügbarkeit) annimmt. Die Berücksichtigung von Verschattungseffekten würde eine detaillierte Machbarkeitsstudie mit einem bekannten Projektstandort und Kollektorabständen erfordern, was über den Umfang dieser Analyse hinausging.

Zudem wurde der Stromverbrauch der Zirkulationspumpe des Solarfeldes nicht berücksichtigt, da der primäre Fokus auf der thermischen Leistung lag und davon ausgegangen wurde, dass der zusätzliche elektrische Verbrauch im Verhältnis zur Gesamtanlageneffizienz einen geringfügigen und damit vernachlässigbaren Einfluss hat. Für eine detailliertere techno-ökonomische Bewertung sollten jedoch diese elektrischen Hilfsenergien einbezogen werden, um die Berechnungen der Systemeffizienz zu verfeinern.

Für eine detailliertere technische Beschreibung der nicht-konzentrierenden Kollektoren, einschließlich optischer Effizienz, Einfallswinkelmodifikator (IAM) und Wärmeverlustkorrelationen, sei auf die Solar-Keymark Datenbank [4] verwiesen. Ein umfassendes Modell des Parabolrinnenkollektors (PTC) in ColSim, das seine thermischen und optischen Eigenschaften abdeckt, ist in [8] beschrieben.

6 Kostenszenarien

Um eine realistische und repräsentative Bewertung der Kosten für solarthermische Technologien in Deutschland zu gewährleisten, wurden in dieser Studie Annahmen zu den Investitionskosten (CAPEX) auf der Grundlage mehrerer Datenquellen zusammengestellt. Die Kostendaten wurden durch eine Kombination aus Branchenumfragen, Literaturrecherche (z. B. [9], [10], [11], [12], [13]) und Expertenschätzungen gesammelt, um die Anwendbarkeit auf reale Projektbedingungen sicherzustellen.

In einer in Zusammenarbeit mit dem Bundesverband Solarwirtschaft (BSW) durchgeführten Umfrage wurden Kostendaten von deutschen CST-Unternehmen mit erfolgreich umgesetzten Projekten in Deutschland und Europa gesammelt. Die gesammelten Informationen wurden mit verfügbarer Literatur und anderen relevanten Quellen abgeglichen. Für Komponenten mit begrenzter Historie für einen großskaligen Einsatz, wie etwa Druckwasserspeicher, wurden zusätzliche Literaturquellen herangezogen, um die Annahmen zu verfeinern und ihre Zuverlässigkeit zu erhöhen.

6.1 Annahmen zu Solarfeldkosten

Da die Kostenstruktur verschiedener Solarfelder je nach Kollektortechnologie, Projektentwickler und spezifischem Implementierungsansatz variiert, wurde ein standardisierter Ansatz angewandt, um Vergleichbarkeit zu gewährleisten. Alle erhaltenen und gesammelten Kostendaten wurden in einen schlüsselfertigen Solarfeld-Kostenfaktor umgerechnet, der nicht nur die Kollektorkosten und das Wärmeträgerfluid (HTF) einschließt, sondern auch Engineering-, Beschaffungs- und Baukosten (EPC), Projektentwicklung und weitere Integrationskosten.

Für Flachkollektoren (FPC) und Vakuumröhrenkollektoren (ETC) wurden die Kostendaten hauptsächlich aus dem **Leitfaden Wärmeplanung – Technikkatalog Wärmeplanung 1.1** [10], [11], [12] bezogen. Die Kostenkurven aus dieser Quelle wurden angepasst und in einen Solarfeld-Kostenfaktor für schlüsselfertige Anlagen umgerechnet, um Konsistenz mit der in dieser Studie angewandten Methodik sicherzustellen. Für Parabolrinnenkollektoren (PTC) wurden die Kostenannahmen aus einer Kombination von Expertenschätzungen und Umfragedaten abgeleitet, um die aktuellsten verfügbaren Marktpreise widerzuspiegeln.

Zur Veranschaulichung des Kostenverlaufs in Abhängigkeit von der Systemgröße zeigt **Abbildung 3** die spezifischen schlüsselfertigen Kosten des Solarfelds (€/m^2) als Funktion der gesamten Bruttoaperturfläche. Die Grafik verdeutlicht, wie Skaleneffekte die Investitionskosten beeinflussen, wobei größere Solarfelder von reduzierten spezifischen Kosten durch effizientere Projektausführung, Beschaffungssynergien und verteilte Fixkosten profitieren. Diese Beziehung ist besonders relevant für den Vergleich verschiedener Kollektortechnologien und das Verständnis ihrer Kostenwettbewerbsfähigkeit über verschiedene Projektgrößen hinweg.

Nicht betrachtete Kosten

Die Kosten für den Grunderwerb wurden in dieser Studie nicht berücksichtigt, da sie aufgrund ihrer hohen Variabilität und Abhängigkeit von projektspezifischen Faktoren wie Standort und technischer Umsetzung stark variieren.

Durch die Anwendung einer standardisierten Kostenmethodik stellt diese Studie einen konsistenten und fairen Vergleich verschiedener solarthermischer Technologien sicher und ermöglicht eine robuste und realistische wirtschaftliche Bewertung unter deutschen Marktbedingungen.

 Kostenszenarien

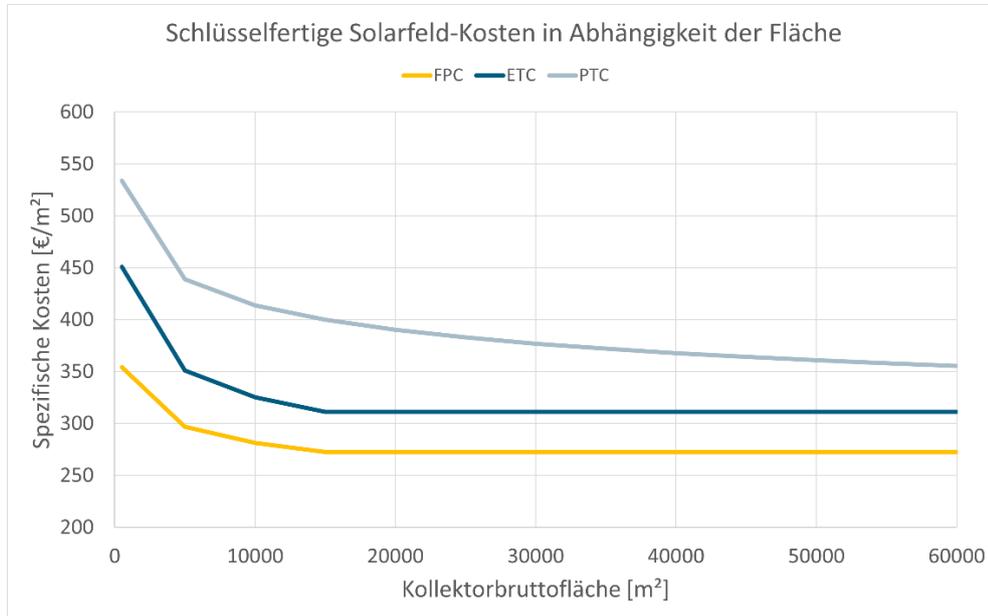


Abbildung 3: Zugrunde gelegte Kosten für Flachkollektoren (FPC) und Vakuumröhrenkollektoren (EPC) nach dem Technikatalog 1.1. des Wärmeplanungsgesetzes [10], sowie für Parabolrinnenkollektoren (PTC) abgeleitet von Recherchen mit mehreren Anbieter:innen, in Abhängigkeit von der installierten Kollektorfläche (Bruttoaperturfläche).

6.2

Annahmen zu Kosten für thermische Energiespeicher

In dieser Studie wurden Kostenannahmen für drei verschiedene thermische Energiespeicher (TES) getroffen, die jeweils einem spezifischen Prozesstemperaturbereich zugeordnet sind. Die Kosten wurden unter Berücksichtigung von Branchenquellen, Literatur und Expertenmeinungen ermittelt.

Für jedes Temperaturniveau umfassen die Kostenannahmen das Speichertankmaterial, die Dämmung und Kosten für die Systemintegration, jedoch nicht die Kosten für den Grunderwerb, da diese je nach Projektstandort und verfügbarer Fläche erheblich variieren können.

Die in dieser Studie verwendeten Annahmen für die Speicherkosten sind in Tabelle 2 zusammengefasst.

Tabelle 2: Angenommene Speichertechnologie und Kosten je Einsatzszenario

Szenario	Prozesstemperatur (°C) Vorlauf/ Rücklauf	Wärmeträgerfluid	Speicherdichte (kWh/m³)	Speicherkosten (€/kWh _{th})
T1	80 / 60	Wasser	~20	37,00
T2	120 / 60	Druckwasser	~60	48,60
T3	300 / 200	Thermalöl	~50	62,00

6.3

Zusätzliche Kostenkomponenten

Neben den Kosten für das Solarfeld und den thermischen Energiespeicher (TES) werden für die Integration des Systems mehrere weitere Kostenkomponenten berücksichtigt. Diese umfassen Kosten im Zusammenhang mit Wärmetauschern, Gasbrennern und projektbezogenen Ausgaben. Während die schlüsselfertigen Kosten des Solarfelds bereits ihre eigenen Integrationskosten (wie EPC und Entwicklung) abdecken, wurden für weitere Komponenten folgende Kosten angesetzt:

- **Wärmetauscher:**
 - Wärmetauscher für die Integration von Solarenergie in den Speicher: **30 €/kW**
 - Wärmetauscher für die Prozessintegration (z. B. Dampferzeuger): **50–100 €/kW** (abhängig vom Temperaturniveau)
- **Gasbrenner: 100–150 €/kW**, abhängig von der Betriebstemperatur

Über diese Gerätekosten hinaus werden zusätzliche Kosten für die Systemintegration als prozentuale Faktoren angewendet:

- **Leistungsübergabestation – Balance of Plant (BoP):** 3 % der Komponentenkosten
- **EPC (Engineering, Beschaffung und Bau):** 7 % der Summe aus Komponentenkosten und BoP
- **Unvorhergesehenes:** 4 % der Summe aus Komponentenkosten und BoP
- **Projektentwicklungskosten:** 5 % der Gesamtsumme aus Komponentenkosten, BoP, EPC und Unvorhergesehenem
- **Sonstige Projektkosten:** 2 % der Summe aus Komponentenkosten und BoP

Diese zusätzlichen Kostenkomponenten gewährleisten eine realistische Bewertung der Gesamtsystemkosten, indem die Kosten sowohl für die Investition in die Hardware als auch für die projektbezogenen Kosten wie beispielsweise Planung, Einkauf, Finanzierung und Sicherheiten berücksichtigt werden.

6.4

Feste Betriebs- und Wartungskosten

Die jährlichen fixen Betriebs- und Wartungskosten (O&M) wurden basierend auf Experteneinschätzungen, Literatur und der zuvor erwähnten Branchenumfrage geschätzt. Aufgrund des geringen Wartungsaufwands von Flachkollektoren (FPC) wurden keine jährlichen fixen O&M-Kosten angenommen (**0 % der Investitionskosten (CAPEX)**). Für Vakuumröhrenkollektoren (ETC) wurden O&M-Kosten von **0,5 % der CAPEX** berücksichtigt. Im Fall von Parabolrinnenkollektoren (PTC), die aufgrund von Nachführmechanismen und regelmäßigen Reinigungsbedarf mehr Wartung erfordern, wurden für die jährlichen O&M-Kosten **1 % der CAPEX** angesetzt.

Diese Annahmen unterliegen einer gewissen Unsicherheit, da O&M-Kosten je nach projektspezifischen Faktoren wie Standortbedingungen, Wartungsstrategien und lokalen Kosten variieren können. Da jedoch die O&M-Kosten nur einen geringen Anteil an den Gesamtsystemkosten ausmachen, wird erwartet, dass ihr Einfluss auf die Gesamtergebnisse begrenzt ist.

Variable Betriebs- und Wartungskosten (Variable OPEX)

Die variablen Betriebs- und Wartungskosten (O&M) in dieser Studie resultieren hauptsächlich aus Brennstoffkosten und CO₂-Emissionskosten über die Gebrauchsdauer der Anlage.

Für den Erdgaspreis wurden die statistischen Daten von 2023 zu Gaspreisen herangezogen, die von industriellen Verbraucher:innen in Deutschland mit einem jährlichen Verbrauch von 44 GWh/Jahr, wie in dieser Studie angenommen, bezahlt werden. Der für 2023 mittlere Bezugspreis von insgesamt **7,8 €ct/kWh**, bestehend aus einem Nettopreis von **5,6 €ct/kWh** und zusätzlichen **2,2 €ct/kWh** für Steuern und Netzentgelte [13] wurde über den Betrachtungszeitraum als konstant angenommen. Einerseits zeigte die Vergangenheit starke Schwankungen im Gaspreis als Reaktion auf gesellschaftliche und politische Ereignisse, andererseits lässt sich dies nicht sinnvoll vorhersagen. Da dieser Gaspreis im weiteren Verlauf der Zeit Schwankungen unterliegen kann, wurde zusätzlich eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt, um die Auswirkungen variierender Erdgaspreise auf die Ergebnisse genauer zu bewerten. Diese wird in Abschnitt 7.9 eingehend beschrieben und diskutiert.

Die Annahmen zu den CO₂-Kosten folgen dem moderaten Szenario aus der Fraunhofer-Studie im Rahmen des Kopernikus-Projektes Ariadne von Meyer et al. (2024) [1], welche die zukünftige Entwicklung der CO₂-Preise im Kontext von Heizkosten und Treibhausgasemissionen in Bestandsgebäuden prognostiziert. Der angenommene CO₂-Preispfad ist in Abbildung 4 dargestellt. Hierbei wird von einem moderaten CO₂-Preis von 45 €/tCO₂ ab 2024 ausgegangen, welcher bis zum Jahr 2044 auf 310 €/tCO₂ ansteigt. Diese Annahmen spiegeln realistische Marktbedingungen wider und bieten eine solide Grundlage für die Bewertung wichtiger wirtschaftlicher Kennzahlen wie der Wärmegeheimungskosten (LCOH) und der Amortisationszeit. Zur Abbildung von Unsicherheiten in der CO₂-Preisentwicklung wurden alternativ Pfade mit erhöhter und niedrigerer Steigerung betrachtet, welche ebenfalls in einer Sensitivitätsanalyse in Abschnitt 7.9 diskutiert werden.

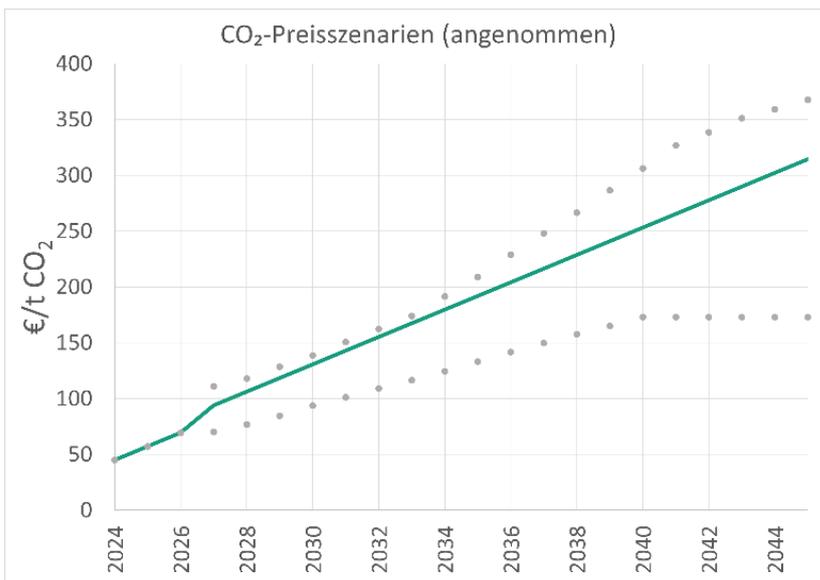


Abbildung 4: Prognose der CO₂-Preisentwicklung im Basisfall (grün) sowie obere und untere Grenze des erwarteten Bereichs (grau) nach den Annahmen aus dem Kopernikus-Projekt Ariadne [1].

6.6

Annahmen zu Diskontsatz und Gebrauchsdauer

Für die wirtschaftliche Bewertung wurden eine Gebrauchsdauer (Lebensdauer) des Systems von 20 Jahren und ein realer Diskontsatz von 5 % angenommen.

Der reale Diskontsatz berücksichtigt den Zeitwert des Geldes unter Ausschluss der Inflation und gewährleistet einen fairen Vergleich über verschiedene Investitionszeiträume und wirtschaftliche Bedingungen hinweg. Dies ist besonders wichtig für Benchmarking-Studien, da er eine konsistente Bewertung der Kosteneffizienz solarthermischer Technologien über verschiedene Projekte und Finanzierungsbedingungen hinweg ermöglicht. Ein Satz von 5 % repräsentiert einen typischen Wert, der in Energieprojektbewertungen verwendet wird und ein Gleichgewicht zwischen Investitionsrisiken und erwarteten Renditen bietet.

Hinsichtlich der Gebrauchsdauer ist eine Annahme von 20 Jahren konservativ. In der Realität haben groß angelegte solarthermische Systeme, wie Parabolrinnenkraftwerke (PTC), Betriebszeiten gezeigt, die weit über 20 Jahre hinausgehen. Wir haben jedoch diese begrenzte Gebrauchsdauerannahme gewählt, um Vergleichbarkeit zwischen den verschiedenen Technologien zu gewährleisten, einschließlich solcher, die möglicherweise kürzere Gebrauchsdauern aufweisen.

6.7

Förderprogramme und Finanzierung

In Deutschland können Unternehmen von verschiedenen Förderprogrammen profitieren, die darauf abzielen, die Energieeffizienz zu steigern und den Einsatz erneuerbarer Energien zu fördern. Die **Bundesförderung für Energie- und Ressourceneffizienz in der Wirtschaft (EEW)**, speziell **Modul 2 – Prozesswärme** ([14]: [BAFA – Modul 2 Prozesswärme](#)) bietet Investitionszuschüsse für den Erwerb und die Installation von Systemen für erneuerbare Energien, einschließlich Solarkollektorsystemen, Wärmepumpen, Geothermieanlagen und Biomasseverbrennungsanlagen.

Die Förderquoten im Modul 2 hängen von der Unternehmensgröße ab:

- **Kleine Unternehmen:** bis zu 60 % der förderfähigen Investitionskosten
- **Mittlere Unternehmen:** bis zu 50 % der förderfähigen Investitionskosten
- **Große Unternehmen:** bis zu 40 % der förderfähigen Investitionskosten

Die maximale Förderung pro Projekt ist auf 20 Millionen Euro begrenzt.

Für diese Studie nehmen wir an, dass in die betrachtete Industrieanlage investierende Firma als mittleres Unternehmen eingestuft wird, was bedeutet, dass 50 % der Investitionskosten für das Solarsystem inklusive thermischem Speicher durch die Förderung abgedeckt werden. Diese Annahme basiert auf typischen Unternehmensklassifizierungen im Industriesektor.

Um die finanzielle Auswirkung dieses Förderprogramms zu bewerten, haben wir die wirtschaftliche Analyse in zwei Szenarien durchgeführt:

1. **Ohne Förderung:** Bewertung der Projektmachbarkeit ausschließlich auf Basis der Kapitalinvestition des Unternehmens.
2. **Mit Förderung:** Einbeziehung des 50 %-Zuschusses aus dem Modul 2 der EEW in die Investitionsberechnungen.

Durch die Analyse beider Fälle möchten wir ein klares Verständnis der finanziellen Auswirkungen und Vorteile solcher Förderprogramme bei der Reduzierung von Investitionsbarrieren für solare Prozesswärmesysteme ermöglichen.

Dieses Kapitel präsentiert die Ergebnisse der techno-ökonomischen Analyse der solarthermischen Integration für die Bereitstellung industrieller Prozesswärme. Die Bewertung erfolgt anhand der **vier zentralen Leistungsindikatoren (KPIs)**, die in Abschnitt 4.3 (Key Performance Indicators) bereits eingeführt wurden:

1. **Wärmegestehungskosten bzw. Levelized Cost of Heat (LCOH):** Die Kosten der Wärmeerzeugung pro kWh über die Gebrauchsdauer des Systems.
 - $LCOH_{\text{hybrid}}$: Die Kosten der Wärme bei der Kombination von Solar und Gas. Dieser Wert beschreibt die tatsächlichen Kosten pro kWh Wärme, die vom Prozess bezogen wird.
 - $LCOH_{\text{solar}}$: Die Kosten der Wärme, die ausschließlich vom Solarsystem innerhalb einer Hybridkonfiguration erzeugt wird.
 - $LCOH_{\text{gas}}$: Die Kosten der Wärme, die innerhalb einer Hybridkonfiguration ausschließlich vom Gasbrenner erzeugt wird.
2. **Einsparungen über die Gebrauchsdauer der Anlage:** Die gesamten Nettoeinsparungen über die Gebrauchsdauer des Systems, unter Berücksichtigung vermiedener fossiler Brennstoff- und CO_2 -Kosten.
3. **Amortisationszeit:** Die Anzahl der Jahre nach Investition (und Inbetriebnahme), nach denen die kumulierten Einsparungen den anfänglichen Investitionskosten entsprechen.
4. **Kapitalrendite bzw. Return on Investment (ROI):** Das Verhältnis der Nettoeinsparungen zur Anfangsinvestition, welches die finanzielle Rentabilität anzeigt.

Die Analyse umfasst drei Standorte (Bremen, Würzburg und Lindenberg) und drei Temperaturniveaus ($80\text{ °C} / 60\text{ °C}$, $120\text{ °C} / 60\text{ °C}$ und $300\text{ °C} / 200\text{ °C}$) (Vorlauf/Rücklauf). Um den Einfluss politischer Anreize zu bewerten, werden alle Ergebnisse sowohl mit als auch ohne Investitionszuschüsse (EEW-Förderung) betrachtet.

7.1

Fokus der Studie und Interpretation der KPIs

Diese Studie konzentriert sich auf die Integration von Solarthermie als Maßnahme zur Einsparung von (fossilem) Kraftstoff und nicht als eigenständiges Geschäftsmodell für die Wärmebereitstellung. Das Ziel ist es zu bewerten, wie Solarwärme den Erdgasverbrauch und die damit verbundenen Kosten reduziert.

Der relevanteste KPI hängt von der Perspektive des Entscheidungsträgers ab:

- a) Industrielle Wärmekonsument:innen (Ansatz zur Reduzierung der Brennstoffkosten)

Der $LCOH_{\text{hybrid}}$ ist die Schlüsselkennzahl, da er die Gesamtkosten der an den Prozess gelieferten Wärme widerspiegelt. Das Ziel von Verbraucher:innen ist es, die langfristigen Heizkosten zu minimieren und gleichzeitig stabile Wärmepreise zu sichern, die unabhängig von der Volatilität fossiler Brennstoffe sind.

 - Eine längere Amortisationszeit ist nicht unbedingt ein Nachteil, wenn die langfristigen Einsparungen erheblich sind.
 - Die Höhe der Gesamtinvestition (CAPEX) und Finanzierungsbedingungen können die Entscheidung beeinflussen, sind aber gegenüber der Reduzierung der Betriebskosten über die Zeit nachrangig.

- Höhere solare Anteile sind generell vorteilhaft, da sie die Einsparung bei den Brennstoffkosten über die Gebrauchsdauer des Systems maximieren.
- b) Solar-System-Investor:innen (Solar als Vermögenswert)
Die **LCOH_{solar}**, der **Return on Invest** und die **Amortisationszeit** sind hier relevanter. Investor:innen bewerten den Solarteil unabhängig und zielen darauf ab, maximalen Ertrag und die kürzeste Amortisationszeit zu erreichen.
- Anlagen mit moderatem solarem Anteil (~20-30 %) tendieren dazu, am profitabelsten zu sein, da sie den niedrigsten LCOH_{solar} und die kürzesten Amortisationszeiten bieten.
 - Darüber hinaus können zusätzliche Kosten (z. B. Speicher) den finanziellen Ertrag reduzieren.
 - Einsparungen über die Gebrauchsdauer durch langfristige Brennstoffeinsparungen sind nicht im Fokus von Investor:innen, sondern vielmehr direkte Erträge aus dem Solarsystem.
- c) Hybride Wärmeanbieter:innen (Verkauf von Wärme als Dienstleistung)
Die wirtschaftliche Machbarkeit hängt von vertraglich festgelegten Wärmetarifen ab und nicht von direkten Einsparungen. Wesentlich dabei ist, ob der Verkaufspreis den LCOH_{hybrid} deckt und eine ausreichende Gewinnspanne ermöglicht.
- Einsparungen über die Gebrauchsdauer bieten hier keinen unmittelbaren Mehrwert, da die Profitabilität der Anbietenden von Preisvereinbarungen und nicht von Brennstoffeinsparungen abhängt.
 - Diese Studie analysiert keine Wärmeverkaufsmodelle, sondern bewertet Solarthermie als Einsparungsmaßnahme innerhalb bestehender industrieller Wärmesysteme.

7.2

Wichtige Unterschiede bei den Abhängigkeiten der KPIs

Ein wichtiger Aspekt bei der Interpretation der Ergebnisse ist das Verständnis, wie sich verschiedene KPIs mit steigendem solarem Anteil verändern:

- **LCOH_{hybrid}** sinkt fast immer mit höheren solaren Anteilen, da kostengünstige Solarwärme verstärkt teure fossile Brennstoffe ersetzt.
- **LCOH_{solar}** zeigt hingegen ein Minimum bei moderaten solaren Anteilen und steigt bei höheren Anteilen aufgrund zusätzlicher Speicherkosten und reduzierter Nutzungseffizienz der Anlage.
- Die **Amortisationszeit** folgt dem Trend von LCOH_{solar} und erreicht ihre kürzesten Werte bei ähnlichen solaren Anteilen.
- Der **ROI** erreicht bei moderaten solaren Anteilen seinen Maximalwert, wo auch die Investitionserträge maximiert werden.
- Die **Einsparungen über die Gebrauchsdauer** steigen fast immer mit höheren solaren Fraktionen, da mehr fossiler Brennstoff über die Zeit ersetzt wird, was zu größeren Gesamteinsparungen führt.

Dies führt zu einer grundlegenden Abwägung (Trade-off):

- Wenn das Ziel die Reduzierung der Gesamtheizkosten und langfristige Einsparungen ist, ist die Maximierung des solaren Anteils vorteilhaft.
- Wenn das Ziel der finanzielle Ertrag aus der Solarinvestition ist, ist ein optimierter, moderater solarer Anteil vorzuziehen.

Jeder KPI liefert wertvolle Einblicke, muss jedoch im Kontext interpretiert werden. Die folgenden Abschnitte werden jeden KPI im Detail analysieren und Trends über verschiedene Standorte, Kollektortechnologien, Temperaturniveaus und Anreizszenarien untersuchen.

Wärmeertragsprofile und Solarbeitrag

Bevor die wirtschaftlichen Ergebnisse präsentiert werden, ist es essenziell, die thermischen Lastprofile und den Beitrag der Solarthermie bei verschiedenen solaren Deckungsraten zu verstehen. Dieser Abschnitt bietet eine Übersicht über den Verlauf des Ertrags an solarer Prozesswärme sowie den Anteil, der durch solarthermische Kollektoren gedeckt werden kann. Darüber hinaus hilft die Analyse dabei, die **Nicht-Linearität der Investitionskosten in Abhängigkeit von der solaren Deckungsrate** (dem solaren Anteil) zu verstehen. Diese Nicht-Linearität entsteht durch eine Überdimensionierung der Kollektoren bei höheren solaren Deckungsraten, was zu einer geringeren Nutzungseffizienz der Kollektoren führt.

Einfluss des Standorts auf die solare Wärmeerzeugung

Die Abbildung 5 zeigt ein Beispiel für den monatlichen Ertrag an Solarwärme von Vakuumröhrenkollektoren, wobei zwei deutsche Standorte mit unterschiedlicher Einstrahlung verglichen werden: **Lindenberg** mit hoher, und **Bremen** mit relativ geringer Einstrahlung.

Ein interessanter Aspekt ist, dass in den Sommermonaten die Unterschiede zwischen den beiden Standorten minimal sind. In den Wintermonaten hingegen zeigt Bremen einen deutlich geringeren Wärmeertrag pro Kollektorfläche. Dies lässt sich auf zwei Hauptfaktoren zurückführen:

1. Hauptsächlich **geringere Einstrahlung im Winter** in Bremen im Vergleich zu Lindenberg.
2. **Höhere Verluste** durch ungünstigen Einfallswinkel auf die Kollektoren aufgrund der etwas höheren geographischen Breite, wodurch die effektive Einstrahlung auf den Kollektor verringert wird.

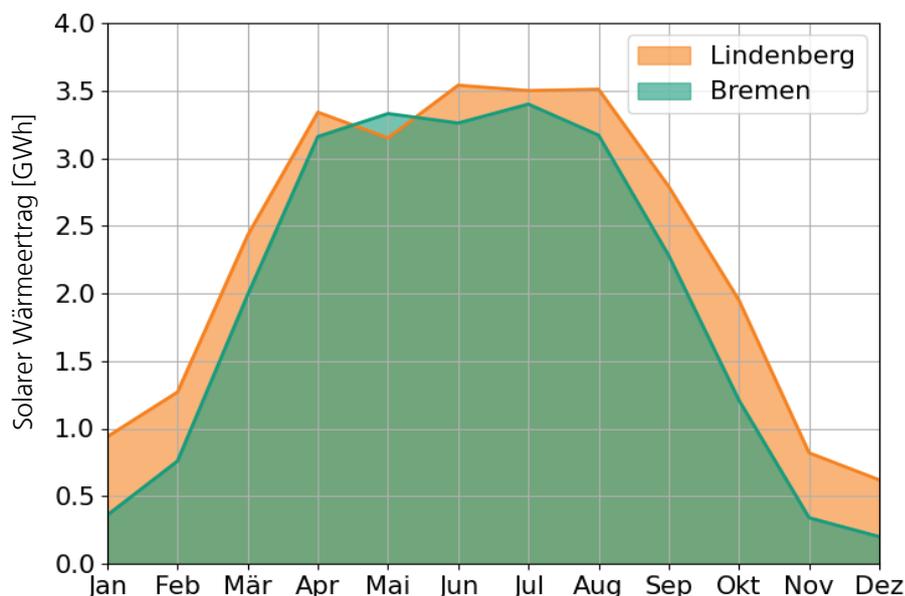


Abbildung 5: Solarertrag über die Monate für die Vergleichsstandorte Lindenberg mit hoher Einstrahlung und Bremen mit geringer Einstrahlung im Deutschlandvergleich. In den Sommermonaten kann ein annähernd gleicher Ertrag erreicht werden und Brennstoff eingespart werden. Im Winter ist in Lindenberg ein höherer Ertrag zu erwarten.

Ein weiterer wichtiger Aspekt ist die Optimierung der (Über-)Dimensionierung der Kollektorfläche, üblicherweise angegeben als Vielfaches der gewünschten Nennleistung, dem sogenannten **Solar Multiple**, für unterschiedliche Konfigurationen, um eine bestimmte jährliche solare Deckungsrate zu erreichen. Der Solar Multiple (SM) beschreibt das Verhältnis zwischen der installierten Kollektorfläche und der Mindestfläche, die zur Deckung der Last bei guten Einstrahlungsbedingungen erforderlich wäre. Wie in der folgenden Abbildung 6 zu sehen ist, kann im Sommer eine sehr hohe solare Deckungsrate von über 90 % erreicht werden, basierend auf der durchgeführten Optimierung der Kollektorausrichtung. Um die jährliche solare Deckungsrate weiter zu erhöhen, muss jedoch der Solarertrag im Winter verbessert werden, was **eine Vergrößerung der Kollektorfläche erforderlich macht**.

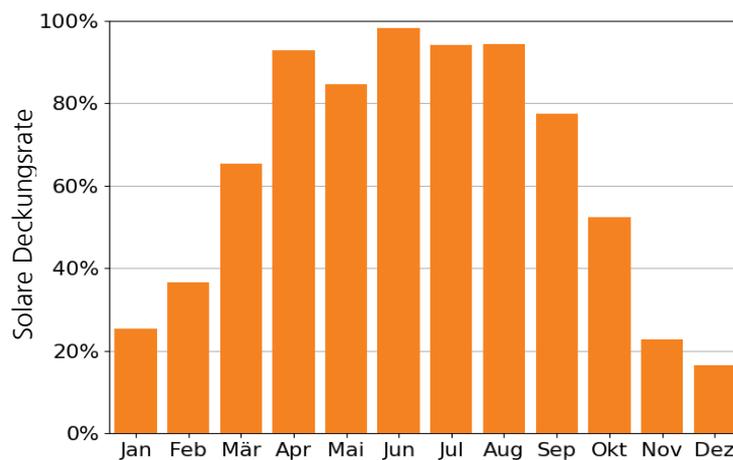


Abbildung 6: Solare Deckungsrate über die Monate für den Standort Lindenberg. Im Sommer kann annähernd die gesamte Last durch den Solarertrag und Speicher gedeckt werden. Lediglich wenige Bewölkungsperioden verhindern die vollständige Deckung. In den Wintermonaten und der Übergangszeit könnte nur eine größere Kollektorfläche und ein deutlich größerer Speicher die Deckungsrate erhöhen.

Abbildung 7 und Abbildung 8 zeigen nachfolgend den Ertrag über das Jahr für zwei Solarthermiesysteme mit niedriger und hoher solarer Deckungsrate im Vergleich:

- Das System A (Abbildung 7) mit einem solaren Anteil von 25 % verfügt über einen moderaten Solar Multiple, der so ausgelegt ist, dass die **maximale Wärmeanforderung bei guten Einstrahlungsbedingungen (Sommer) gedeckt wird**, ohne übermäßige Überkapazitäten und potentielle Verluste zu erzeugen. Im Monatsmittel liegt selbst im Sommer die Deckungsrate deutlich unterhalb der 100 %, da über die Monate immer auch Tage mit geringerer Einstrahlung vorliegen. Dieses System kann allerdings die maximale Wärmelast im Winter selbst bei bester Einstrahlung nie vollständig decken, da hier sowohl die Intensität der Einstrahlung niedriger als auch die optische Effizienz der Kollektoren reduziert ist.
- System B (Abbildung 8) mit einem solaren Anteil von 50 % hat einen höheren Solar Multiple, um die **Solarwärmeerzeugung im Winter zu erhöhen**. Dies führt jedoch dazu, dass im Sommer bei hoher Einstrahlung mehr Wärme bereitgestellt werden kann, als für den Prozessbetrieb und das Laden des Speichers benötigt wird. Um eine Überproduktion oder Überhitzung zu vermeiden, müssen etwa Parabolrinnenkollektoren (PTC) durch Defokussierung ihre Einstrahlungsaufnahme reduzieren. Bei nicht-nachgeführten Kollektoren (FPC, ETC) kann die Leistungsbegrenzung über reduzierte Massenströme oder temperaturbasierte Strategien erfolgen – dies senkt jedoch die Flächenausnutzung.

In realen Systemen muss zusätzlich die Gefahr von Stagnation und Überhitzung beachtet werden, die hier nicht berücksichtigt wurde, die aber die real erreichbare Deckungsrate begrenzen kann.

Eine bis zu einem gewissen Grad vergrößerte Kollektorfläche reduziert jedoch die Wärmegegestehungskosten des Hybridsystems $LCOH_{\text{hybrid}}$, da mehr fossiler Brennstoff eingespart wird. Gleichzeitig führt sie zu einem steigenden $LCOH_{\text{solar}}$, da:

- Der Nutzungsgrad des Kollektorfeldes durch saisonale Überschüsse verringert wird.
- Die Investitionskosten steigen, was den ROI der Anlage reduziert und die Amortisationszeit erhöht.

Ein zentraler Faktor zur Optimierung des Systems ist daher die Dimensionierung des thermischen Speichers (TES). Eine zu geringe Speicherkapazität erhöht die Anteile der Solarstrahlung, die aufgrund der Vermeidung von Überproduktion ungenutzt bleiben (nachfolgend als »Verluste« bezeichnet), während ein zu großer Speicher die Investitionskosten unnötig erhöht. Die optimale Speichergröße muss daher so gewählt werden, dass Verluste durch Überproduktion minimiert und die Gesamtkosten des Systems optimiert werden. Diese Fragestellung wurde im Rahmen der **Optimierungsstudien** dieser Untersuchung eingehend analysiert.

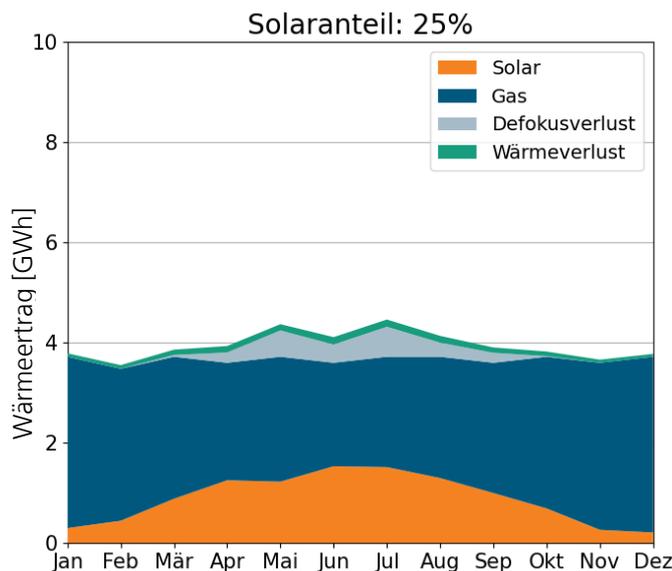


Abbildung 7: Monatliche Aufteilung der Wärmeerzeugung am Standort Würzburg bei Verwendung von Parabolrinnenkollektoren (PTC) und einer moderaten solaren Deckungsrate von 25 %. Dargestellt sind der solare Wärmeertrag, Systemverluste, überschüssige Solarenergie (Defokussierung) sowie die durch Erdgas erzeugte Zusatzwärme.

Ein ähnlicher Effekt wird auch in Abbildung 9 sichtbar, in denen zwei Konfigurationen **mit identischer Speicherkapazität** darin verglichen werden, wie einfallende Strahlung genutzt wird bzw. ungenutzt bleibt. Hier zeigt sich:

- Das System mit **geringer solarer Deckungsrate** hat eine nur leicht überdimensionierte Kollektorfläche, was zu **geringen Verlusten durch Vermeidung von Überproduktion** führt.
- Das System mit **hoher solarer Deckungsrate** besitzt ein deutlich größeres Kollektorfeld, wodurch der unvermeidbare **Verlust durch Vermeidung von Überproduktion** im Sommer deutlich **ansteigt**.

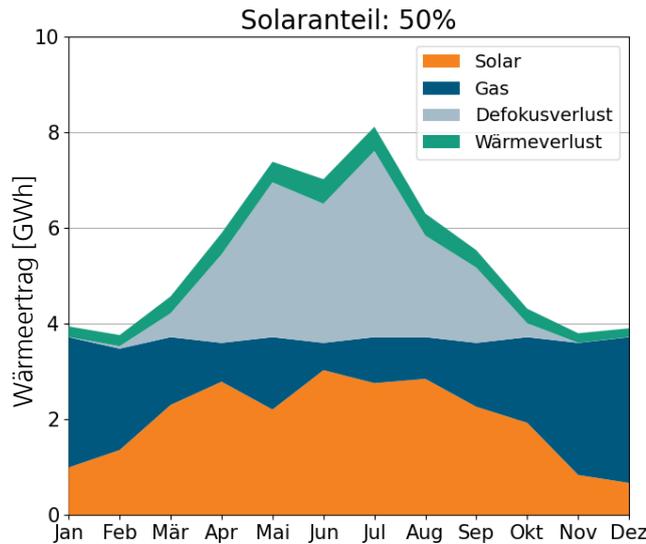


Abbildung 8: Monatliche Aufteilung der Wärmeerzeugung am Standort Würzburg bei Verwendung von Parabolrinnenkollektoren (PTC) und einer erhöhten solaren Deckungsrate von 50 %. Neben dem solaren Wärmeertrag und den Systemverlusten ist insbesondere ein deutlich höherer Anteil überschüssiger Solarenergie (Defokussierung) in den Sommermonaten zu erkennen – deutlich ausgeprägter als bei der Variante mit 25 % solarer Deckung. Der verbleibende Wärmebedarf wird durch Erdgas gedeckt.

Ein weiterer wichtiger Aspekt ist der **Einfluss der Wärmeverluste an die Umgebung**. In den folgenden Abbildungen, in denen gezeigt ist, zu welchen Anteilen die einfallende Strahlung genutzt wird bzw. ungenutzt als Verlust zu betrachten ist, ist zu erkennen, dass:

- der relative Anteil der **Wärmeverluste an die Umgebung im Sommer geringer** ist als im Winter, da die Temperaturdifferenz zur Umgebung kleiner ist.
- absolut betrachtet die **Gesamtverluste im Sommer jedoch höher** sind, da die potenzielle Überproduktion und damit die nicht nutzbare Strahlung ebenfalls zunimmt.

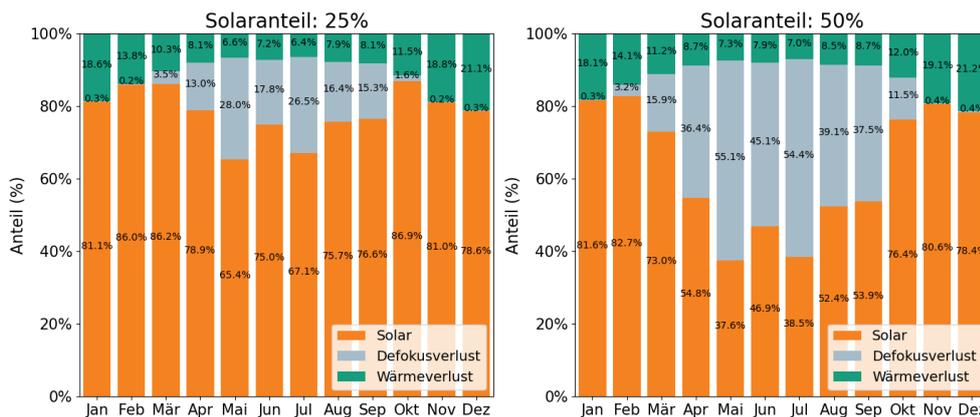


Abbildung 9 Anteile der einfallenden Solarstrahlung, die genutzt werden können (solar) oder als »Verluste« ungenutzt bleiben, aufgetragen nach Monat im Jahr für ein System mit 25 % (links) und mit 50 % solarer Deckungsrate (rechts) bei identischer Speichergröße.

7.4

Analyse der optimierten Wärmegestehungskosten für Solar-Gas-Hybridssysteme ($\text{LCOH}_{\text{hybrid}}$)

Die **Wärmegestehungskosten für Hybridssysteme ($\text{LCOH}_{\text{hybrid}}$)** repräsentieren die Gesamtherstellungskosten pro kWh Wärme, die an den industriellen Prozess geliefert wird und berücksichtigen dabei sowohl die solaren Beiträge als auch die Kosten für den Gasverbrauch. Im Gegensatz zu den $\text{LCOH}_{\text{solar}}$, die nur den solaren Anteil bewerten, berücksichtigen die $\text{LCOH}_{\text{hybrid}}$ die vollständige Wärmeversorgung und sind damit die relevanteste Kennzahl für industrielle Verbraucher:innen, die ihre Brennstoffkosten reduzieren möchten.

Ein zentrales Merkmal der $\text{LCOH}_{\text{hybrid}}$ ist der kontinuierliche Rückgang mit zunehmendem Solaranteil. Da mehr kostengünstige Solarwärme den fossilen Brennstoff ersetzt, sinken die gesamten Heizkosten signifikant, was den langfristigen finanziellen Vorteil der Solarintegration belegt. Allerdings führen bei höheren solaren Anteilen Anforderungen an die Speicherung und eine Überdimensionierung des Systems zu zusätzlichen Kosten, die den Grad der Verbesserung reduzieren.

Ein Vergleich von $\text{LCOH}_{\text{hybrid}}$ (Solar + Gas) und LCOH_{gas} (nur Erdgas) ist in Abbildung 10 dargestellt. Sie zeigt, wie sich die $\text{LCOH}_{\text{hybrid}}$ über verschiedene Standorte und Temperaturniveaus hinweg entwickeln. Die Ergebnisse zeigen, dass die Integration von Solarthermie die Wärmekosten in allen Fällen reduziert, insbesondere noch verstärkt, wenn Förderanreize genutzt werden. Im Basisfall (ohne Solar) liegen die LCOH eines vollständig gasbasierten Systems bei etwa 13,6–14 €/kWh, getrieben durch Erdgas- und CO_2 -Preise sowie Steuern und Abgaben. Durch die Integration von Solarwärme können die Gesamt-Wärmegestehungskosten $\text{LCOH}_{\text{hybrid}}$ um knapp 6 €/kWh auf Werte von etwa 8,0 €/kWh bei hohen solaren Anteilen (~50%) an günstigen Standorten wie Lindenberg reduziert werden.

Die Ergebnisse bestätigen:

- **An Standorten mit höherer Solareinstrahlung** (z. B. Lindenberg) werden durchgehend niedrigere $\text{LCOH}_{\text{hybrid}}$ erreicht, hier ist die Solarintegration am günstigsten bzw. bringt die größten Vorteile.
- **Selbst an Standorten mit geringerer Solareinstrahlung** (z. B. Bremen) wird durch die Solarintegration eine Reduzierung der $\text{LCOH}_{\text{hybrid}}$ um 30–40 % bei hohen solaren Anteilen erreicht.
- **Bei 120 °C und 80 °C** Vorlauftemperatur bleibt die Abnahme der $\text{LCOH}_{\text{hybrid}}$ mit steigendem Solaranteil bis zu einem solaren Anteil von 50 %, der in dieser Studie als Maximalwert betrachtet wurde, signifikant.
- **Bei 300 °C** verringern die Kosten für thermische Speicher die Rate der Kostenreduktion mit steigendem Solaranteil, insbesondere bei höheren solaren Anteilen. Dennoch wird selbst auf diesem Temperaturniveau eine Reduktion der Wärmegestehungskosten von 25–30 % bei hohen solaren Anteilen erreicht.

Investitionszuschüsse senken die $\text{LCOH}_{\text{hybrid}}$ weiter und machen höhere solare Anteile wirtschaftlich rentabler. Ohne Zuschüsse bleiben die $\text{LCOH}_{\text{hybrid}}$ höher, sinken aber dennoch mit zunehmendem solarem Anteil. In diesem Fall werden die Finanzierungsbedingungen zu einem Schlüsselfaktor bei der Bestimmung machbarer Solaranteile. Mit der Förderung in Höhe von 50 % der förderfähigen Investitionskosten werden die minimal erreichbaren $\text{LCOH}_{\text{hybrid}}$ über alle Temperaturniveaus hinweg um 1–3,0 €/kWh reduziert. Beispielsweise reduziert bei 80 °C–60 °C der Einsatz von Flachkollektoren und Vakuumröhrenkollektoren die $\text{LCOH}_{\text{hybrid}}$ von 13,6 €/kWh (reine Gasversorgung) auf ~9,5 €/kWh ohne Zuschüsse und weiter auf ~8,5 €/kWh mit Zuschüssen.

Die relative Auswirkung der Investitionsförderung ist in Regionen mit niedrigerer DNI (solarer Direktstrahlung) am größten, wo sich durch die zusätzliche Förderung die Wettbewerbsfähigkeit am meisten erhöht.

Die kontinuierliche Reduktion der $LCOH_{Hybrid}$ mit steigendem solarem Anteil bedeutet, dass eine höhere Solarintegration aus langfristiger Kostensicht für Wärmeverbraucher:innen generell wünschenswert ist. Investitionszuschüsse verbessern die wirtschaftliche Machbarkeit erheblich und machen sie noch wettbewerbsfähiger gegenüber fossilen Brennstoffen.

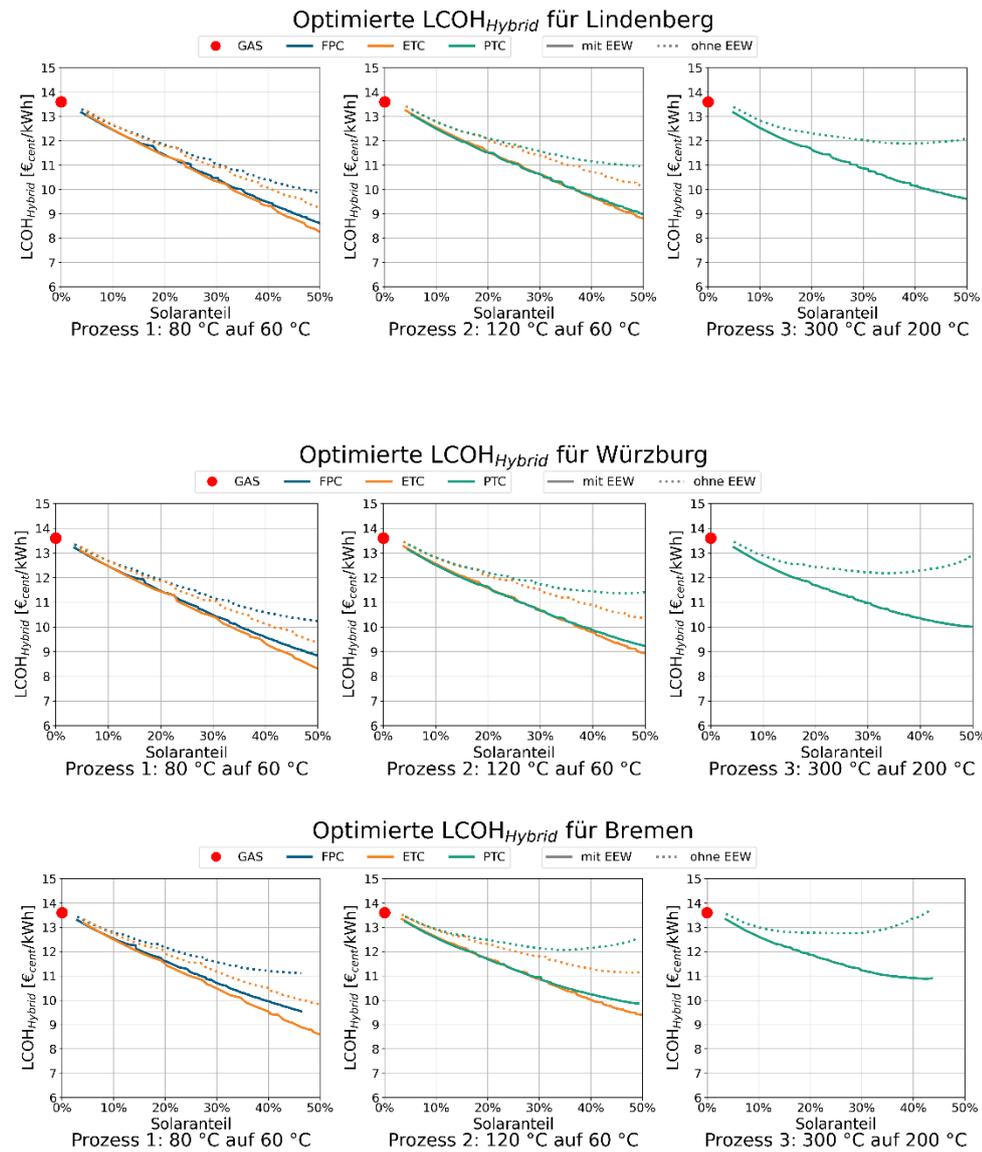


Abbildung 10: Wärmegestehungskosten $LCOH_{Hybrid}$ in der jeweils optimierten Konfiguration, für untersuchte Prozesstemperaturniveaus und Standorte mit und ohne Berücksichtigung von Investitionszuschüssen (EEW). Die $LCOH_{Gas}$ sind zum Vergleich als roter Punkt eingezeichnet.

7.5

Einsparungen über die Gebrauchsdauer der Anlage

Die Einsparungen über die gesamte Gebrauchsdauer der Anlage repräsentieren den kumulierten abgezinsten finanziellen Nutzen der Integration von Solarthermie über die Gebrauchsdauer des Systems, die in dieser Studie mit 20 Jahren angesetzt ist. Diese Kennzahl ist entscheidend für die Bewertung der langfristigen wirtschaftlichen Auswirkungen, da sie vermiedene fossile Brennstoff- und CO₂-Kosten berücksichtigt und den Zeitwert des eingesetzten Kapitals einbezieht.

Die Ergebnisse zeigen (Abbildung 11), dass die Einsparungen mit steigendem solarem Anteil kontinuierlich zunehmen, da mehr Brennstoffkosten vermieden werden. Anders als die nachfolgend in Kapitel 7.6 und 7.7 eingeführten **LCOH_{solar}** und die **Amortisationszeit**, die bei moderaten solaren Anteilen ihre optimalen Werte aufweisen, zeigen die Gesamt-Einsparungen über die Gebrauchsdauer eine nahezu lineare Zunahme mit steigendem Solaranteil, höhere solare Anteile führen also zu größeren Gesamteinsparungen.

Einsparpotenzial über Standorte und Temperaturniveaus hinweg:

- Für Prozesse mit **niedrigen und mittleren Temperaturen** (80 °C / 60 °C und 120 °C / 60 °C) können die diskontierten Einsparungen über 20 Jahre bei hohen solaren Anteilen (50 %) jeweils **28** und **30 Millionen Euro** erreichen, insbesondere bei Verwendung von Vakuumröhrenkollektoren (ETC). In diesen Fällen betragen die Gesamtinvestition jeweils etwa **10,3** und **7,8 Millionen Euro**.
- Bei **Anwendungen mit höheren Temperaturen** (300 °C / 200 °C) sind die Einsparungen aufgrund höherer Investitionskosten geringer, erreichen aber in den besten Fällen dennoch **über 20 Millionen Euro**.
- **Regionale Unterschiede** sind erkennbar, wobei an Standorten wie Lindenberg und Würzburg aufgrund besserer Solareinstrahlung durchgehend höhere Einsparungen erzielen als Standorte mit einer geringeren Einstrahlung wie Bremen.

Auswirkung von Investitionskostenförderung

Investitionszuschüsse verbessern die finanzielle Rentabilität der Solarthermie-Integration erwartungsgemäß erheblich:

- Mit einem **Investitionszuschuss** in Höhe von 50 % der Investitionskosten sind die Einsparungen um **20–50 % höher** im Vergleich zum nicht geförderten Fall, insbesondere bei höheren solaren Anteilen.
- Der Unterschied ist bei einer Prozesstemperatur von **300 °C** stärker ausgeprägt, bei der die Investitionen und Kapitalkosten höher sind, wodurch Investitionszuschüsse die finanzielle Belastung in höherem Maß reduzieren.

Abgezinste Einsparungen und zukünftige Perspektive

Obwohl diese Einsparungen abgezinst werden, um ihren Barwert widerzugeben (was eine realistische finanzielle Bewertung gewährleistet), belaufen sie sich dennoch auf **mehrere zehn Millionen Euro**. Dies unterstreicht das starke wirtschaftliche Argument für die Integration von Solarthermie. Über einen Zeitraum von 20 Jahren führen diese Einsparungen zu erheblichen Reduzierungen der Wärmeerzeugungskosten und der Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen, was den langfristigen finanziellen Vorteil verstärkt.

Während das Einsparpotenzial klar ist, hängt die Wahl des optimalen solaren Anteils von den Prioritäten der Investor:innen ab:

- Wenn die Maximierung kurzfristiger Renditen im Vordergrund steht, kann ein **moderater solarer Anteil** bevorzugt werden.
- Wenn langfristige Einsparungen im Fokus stehen, bieten **höhere solare Anteile** das größte Einsparpotenzial, obwohl sie **höhere Anfangsinvestitionen** erfordern.

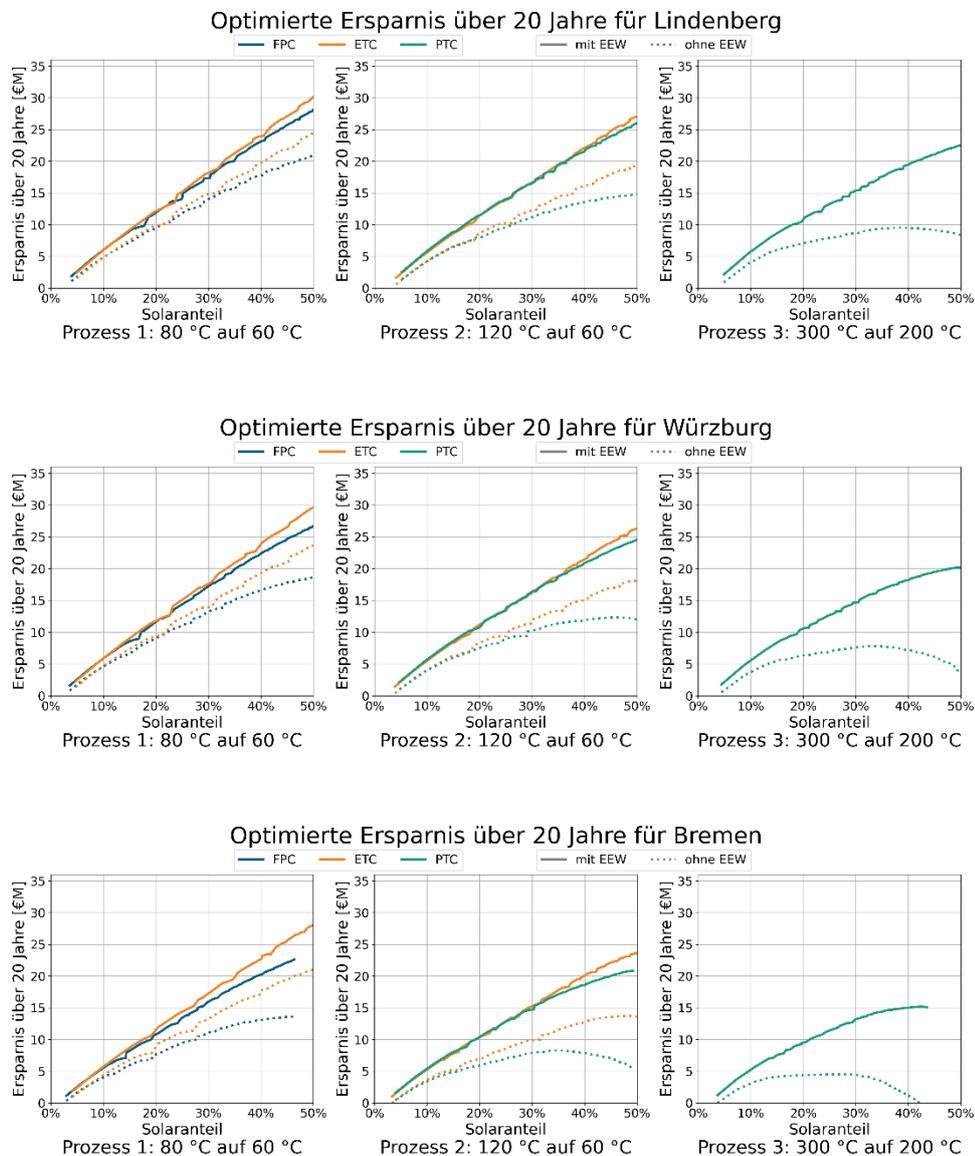


Abbildung 11: Einsparungen über die Gebrauchsdauer der Anlagen, in der jeweils optimierten Konfiguration, aufgetragen als Funktion des solaren Anteils für verschiedene Prozessstemperaturniveaus, Kollektortechnologien und Standorte, mit und ohne Berücksichtigung von Investitionszuschüssen (EEW).

7.6

Analyse der optimierten Wärmegestehungskosten für Solarthermie-Systeme ($\text{LCOH}_{\text{solar}}$)

Die $\text{LCOH}_{\text{solar}}$ repräsentieren die Kosten der Wärme aus dem solarthermischen Anteil des Hybridsystems. Die CO_2 -Steuer, der Gaspreis und die Investitionskosten (CAPEX) für den Gasbrenner beeinflussen den $\text{LCOH}_{\text{solar}}$ nicht. Diese Faktoren wirken sich nur auf den $\text{LCOH}_{\text{hybrid}}$ aus. Daher sind die in dieser Studie berechneten Werte von $\text{LCOH}_{\text{solar}}$ auch direkt auf eigenständige Solarthermie-Systeme für industrielle Prozesse (solare Prozesswärme) anwendbar, was die Ergebnisse über hybride Konfigurationen hinaus relevant macht.

Abbildung 12 zeigt die solaren Wärmegestehungskosten $\text{LCOH}_{\text{solar}}$ (in der jeweils optimierten Konfiguration und für solare Anteile bis etwa 50 %) für verschiedene Kolleortechnologien, Temperaturniveaus und Standorte. Die Ergebnisse zeigen:

- **Bei 80 °C / 60 °C** (Vorlauf/Rücklauf) weisen Flachkollektoren (FPC) und Vakuumröhrenkollektoren (ETC) wettbewerbsfähige Kosten selbst bei höheren solaren Anteilen auf, wobei ETC leicht niedrigere $\text{LCOH}_{\text{solar}}$ bieten. Die in dieser Studie niedrigsten erreichten $\text{LCOH}_{\text{solar}}$ betragen 2,69 €/kWh, erzielt mit einer relativ kleinen Installation mit 2 Volllaststunden (FLH) Speicherung und einem solaren Anteil von 23 % und unter Berücksichtigung der Investitionsförderung. Selbst bei einem höheren solaren Anteil von 50 % stellt eine optimierte Konfiguration sicher, dass die $\text{LCOH}_{\text{solar}}$ unter 4 €/kWh bleiben, selbst in Bremen bei relativ geringem Strahlungsniveau. Dies demonstriert die wirtschaftliche Machbarkeit der Integration von Solarthermischen Anlagen über verschiedene Systemgrößen hinweg. Selbst ohne Investitionszuschuss bleiben die $\text{LCOH}_{\text{solar}}$ unter 6 €/kWh.
- **Bei 120 °C / 60 °C** (Vorlauf / Rücklauf) wurden Vakuumröhrenkollektoren (ETC) und Parabolrinnenkollektoren (PTC) evaluiert. Die $\text{LCOH}_{\text{solar}}$ bleiben über alle untersuchten Standorte hinweg unter 6 €/kWh und erreichen in Lindenberg aufgrund höherer Strahlungswerte Werte von bis zu 4 €/kWh. Bis zu einem solaren Anteil von etwa 40 % weisen ETC und PTC vergleichbare Wärmeerzeugungskosten auf. Für noch höhere Solaranteile werden ETC kosteneffektiver, hauptsächlich aufgrund der geringeren Kollektorkosten, die mit zunehmender Größe des Solarfeldes immer signifikanter werden (die Kosten des Solarfeldes werden dann zu einem dominanteren Faktor in den Gesamtsystemkosten). Bei höheren solaren Anteilen führt die erforderliche Überdimensionierung des Solarfeldes zu erhöhten Anteilen nicht genutzter Einstrahlung bzw. thermischen Energieüberschüssen während der Sommermonate. Während dieser Effekt beide Technologien betrifft, profitiert ETC von niedrigeren spezifischen Kollektorkosten, was die wirtschaftlichen Auswirkungen der ungenutzten Strahlung bzw. überschüssigen Wärmeerzeugung mindert.
- **Bei 300 °C / 200 °C** (Vorlauf/Rücklauf) sind Parabolrinnenkollektoren (PTC) die einzige praktikable Option, da sie effizient hohe Temperaturen erreichen und aufrechterhalten können. Die wirtschaftliche Wettbewerbsfähigkeit von PTC wird hauptsächlich durch den erforderlichen solaren Anteil beeinflusst. In diesem Temperaturszenario von 300 °C spielt die thermische Energiespeicherung (TES) eine kritische Rolle, da ihre höheren spezifischen Kosten die gesamten $\text{LCOH}_{\text{solar}}$ erheblich beeinflussen. Dies zeigt sich besonders in den im Vergleich steileren Anstieg der $\text{LCOH}_{\text{solar}}$ bei höheren solaren Anteilen, wo größere Speicherkapazitäten erforderlich sind. Trotzdem ermöglichen es die höheren Strahlungswerte in Lindenberg, einen solaren Anteil von 50 % mit $\text{LCOH}_{\text{solar}}$ unter 6 €/kWh zu erreichen, und sogar Werte von 3,27 €/kWh für niedrigere solare Anteile von etwa

15 %. Aber auch in Bremen mit geringerer Strahlung können $\text{LCOH}_{\text{solar}}$ zwischen 4 und 5 €/kWh erreicht werden, jedoch nur, wenn kein Wärmespeicher genutzt oder dieser sehr klein gehalten wird (2–3 Volllaststunden). Das bedeutet, dass in Bremen $\text{LCOH}_{\text{solar}}$ unter 5 €/kWh nur bei solaren Anteilen unter 20 % erzielt werden können, bei denen der Bedarf an Speicherung minimiert wird.

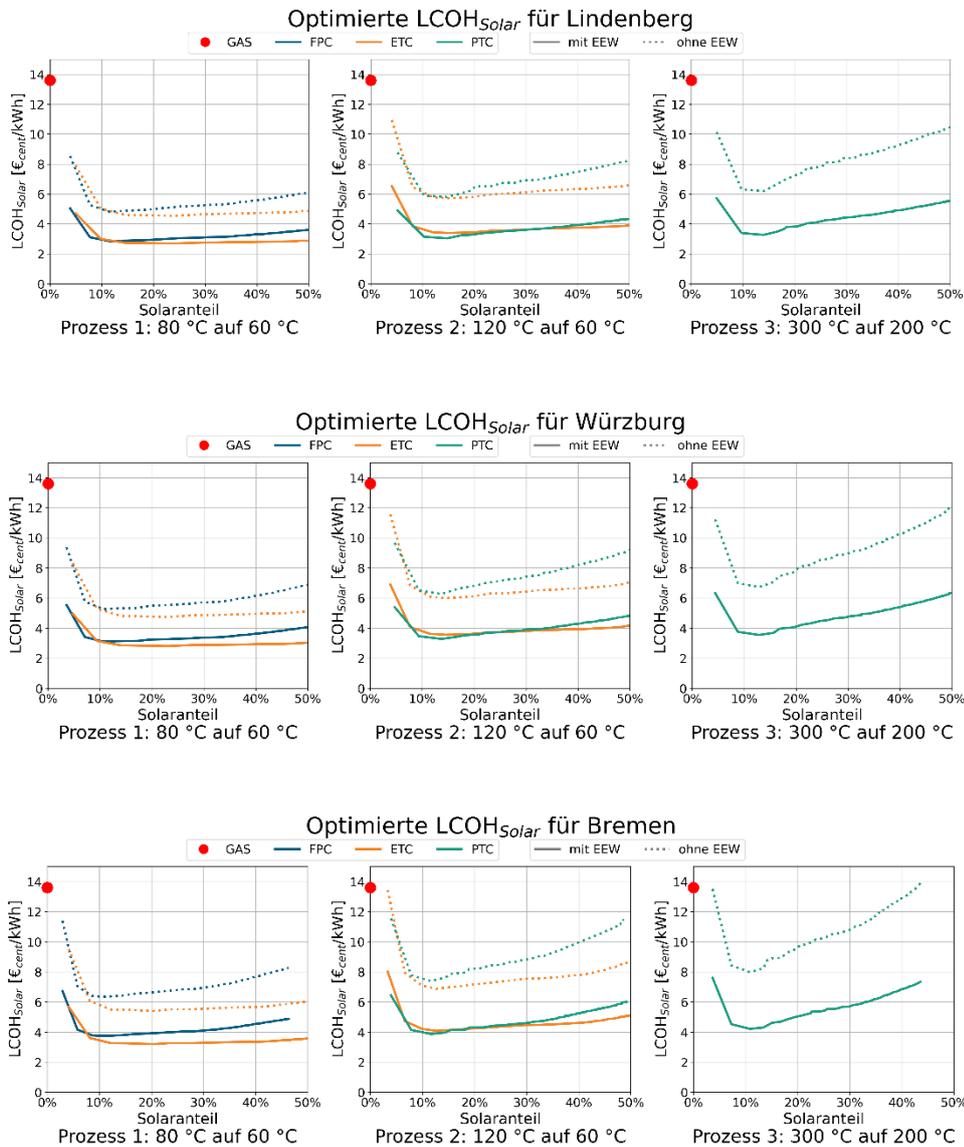


Abbildung 12: Solare Wärmegegostungskosten $\text{LCOH}_{\text{solar}}$ in der jeweils optimierten Konfiguration, aufgetragen als Funktion des solaren Anteils für verschiedene Prozesstemperaturniveaus und Standorte mit und ohne Berücksichtigung von Investitionszuschüssen (EEW). Die LCOH_{Gas} sind zum Vergleich als roter Punkt dargestellt.

Um einen umfassenden Überblick über die Variationen der $\text{LCOH}_{\text{solar}}$ über verschiedene Temperaturniveaus, Einstrahlungsbedingungen und das Vorhandensein oder Fehlen von Investitionszuschüssen zu bieten, wurden die folgenden Grafiken erstellt (Abbildung 13 und Abbildung 14). Diese Visualisierungen helfen dabei, den Bereich zu veranschaulichen, in dem die $\text{LCOH}_{\text{solar}}$ variieren und bieten Einblicke in die Wettbewerbsfähigkeit von solarthermischen Systemen unter verschiedenen Szenarien.

Es ist wichtig zu beachten, dass die obere Grenze jedes Bereichs der $\text{LCOH}_{\text{solar}}$ nicht unbedingt mit höheren solaren Anteilen verbunden ist. Sehr kleine Systeme können ebenfalls erhöhte $\text{LCOH}_{\text{solar}}$ aufweisen, da sie nicht vollständig von Skaleneffekten profitieren. Darüber hinaus haben bestimmte Systemkomponenten Fixkosten, die unabhängig von der Gesamtgröße des Systems sind, was die spezifischen Wärmekosten für sehr kleine Installationen unverhältnismäßig erhöht. Dies bedeutet, dass größere Systeme niedrigere Werte der $\text{LCOH}_{\text{solar}}$ erreichen können, da sich die Kosten auf eine größere Kapazität bzw. Anlage verteilen, während in sehr kleinen Systemen erzeugte Wärme relativ teuer bleibt.

Für eine genaue Bewertung der $\text{LCOH}_{\text{solar}}$ bei bestimmten solaren Anteilen sei auf die detaillierten Grafiken in Abbildung 12 verwiesen, die eine klarere Darstellung der Kostentrends in Abhängigkeit von einem steigenden Solaranteil bieten.

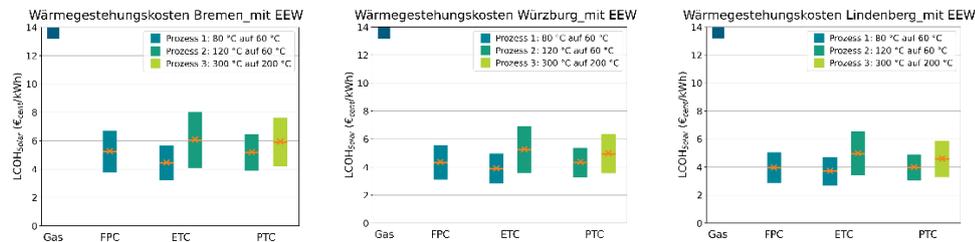


Abbildung 13: Der Bereich der $\text{LCOH}_{\text{solar}}$ für verschiedene Prozesstemperaturniveaus und Standorte unter Berücksichtigung von Investitionszuschüssen (EEW). Die LCOH_{gas} sind zum Vergleich ebenfalls dargestellt.

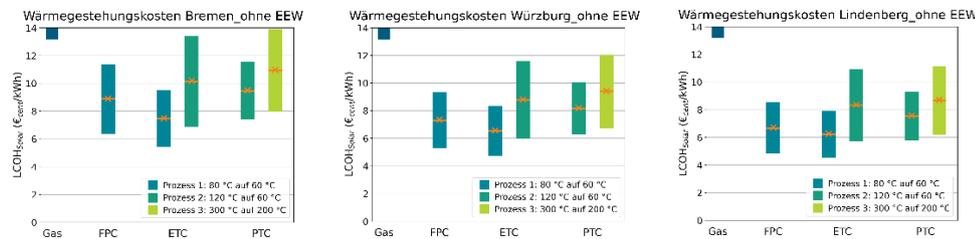


Abbildung 14: Der Bereich der $\text{LCOH}_{\text{solar}}$ für verschiedene Prozesstemperaturniveaus und Standorte ohne Berücksichtigung von Investitionszuschüssen (EEW). Die LCOH_{gas} sind zum Vergleich ebenfalls dargestellt.

7.7 Analyse der Amortisationszeit

Die Amortisationszeit in dieser Studie bezeichnet den Zeitraum, in dem die Einsparungen bei Brennstoff- und CO_2 -Kosten die anfängliche Investition in das Solarsystem ausgleichen. Diese Kennzahl ist insbesondere für Entscheidungsträger relevant, die die kurzfristige finanzielle Tragfähigkeit bewerten. Abbildung 15 und Abbildung 16 zeigen die Amortisationszeit in Abhängigkeit vom solaren Anteil (0–50 %) an verschiedenen Standorten, Temperaturniveaus und Kollektortechnologien, in der jeweils optimierten Konfiguration.

- Optimale Amortisation bei moderaten solaren Anteilen:** Die kürzeste Amortisationszeit von 3,16 Jahren liegt bei ETC (Vakuumröhrenkollektoren) bei 80 °C / 60 °C (Vorlauf / Rücklauf) mit einem solaren Anteil von 24 % vor. Generell werden Amortisationszeiten unter 5 Jahren bei niedrigen bis moderaten solaren Anteilen erreicht. Allerdings werden für die Szenarien mit niedrigen und mittleren Temperaturen optimierte Amortisationszeiten von unter 5 Jahren auch bei hohen solaren Anteilen erreicht, insbesondere wenn ein Investitionszuschuss genutzt wird.
- Auswirkung von Investitionszuschüssen:** Die Förderung reduziert die Amortisationszeit signifikant, in einigen Fällen um 40–50 %, und macht die Integration von Solarwärme finanziell deutlich attraktiver.
- Einfluss der Temperaturniveaus:** Anwendungen bei 300 °C Vorlauf / 200 °C Rücklauf weisen längere Amortisationszeiten auf, hauptsächlich aufgrund höherer Investitionskosten für Systeme mit Parabolrinnenkollektoren und die erforderliche thermische Energiespeicherung (TES) auf diesen Temperaturniveaus.
- Nichtlinearer Verlauf in Abhängigkeit vom solaren Anteil:** Während die Erhöhung des solaren Anteils die gesamten Brennstoffeinsparungen erhöht, zeigt die Amortisationszeit ein Minimum, bevor sie bei höheren solaren Anteilen aufgrund höherer Anfangsinvestitionskosten und geringerer Nutzung überschüssiger Solarenergie (bzw. nicht genutzter Einstrahlung) leicht ansteigt.

Dieser Trend stimmt mit dem Verhalten der $LCOH_{solar}$ überein, bei denen ein optimaler (minimaler) Wert erreicht wird, bevor abnehmende spezifische Erträge einsetzen (nicht genutzte Einstrahlung) und die Kosten damit wieder steigen. Entscheidungsträger, die sich auf einen schnellen Kapitalertrag konzentrieren, sollten bei mittleren und hohen Temperaturen moderate solare Anteile anstreben, können aber im Falle niedriger Temperaturen auch höhere solare Anteile in Betracht ziehen.

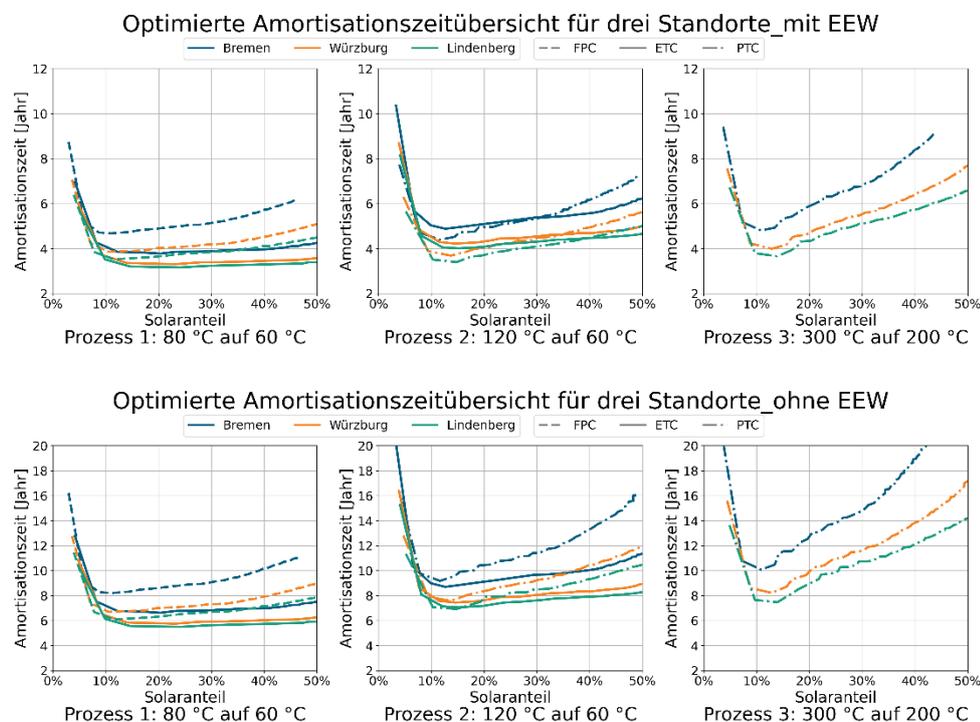


Abbildung 15: Überblick über die optimierte Amortisationszeit in der jeweils optimierten Konfiguration, aufgetragen als Funktion des solaren Anteils für verschiedene Prozesstemperaturniveaus, Kollektortechnologien und Standorte mit und ohne Berücksichtigung der Investitionszuschüsse

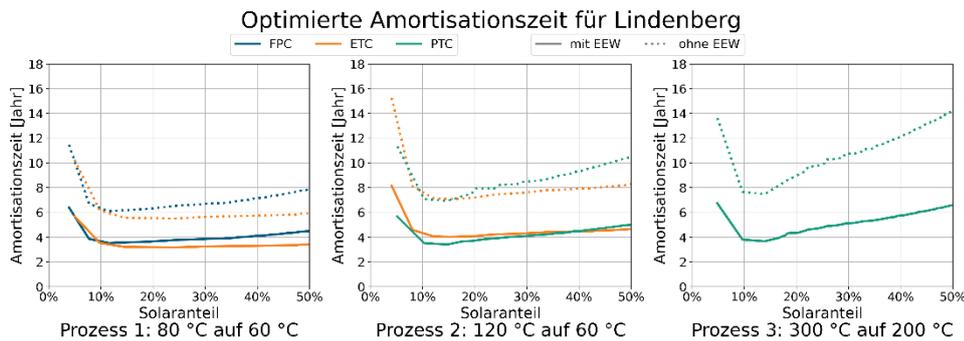


Abbildung 16: Amortisierungszeit in der jeweils optimierten Konfiguration, aufgetragen als Funktion des solaren Anteils für verschiedene Prozesstemperaturniveaus und Kollektortechnologien, mit und ohne Berücksichtigung der Investitionszuschüsse für den Standort Lindenberg.

7.8

Analyse der Kapitalrendite (ROI)

Die Kapitalrendite bzw. der **Return on Investment (ROI)** dient als Maß für die finanzielle Attraktivität einer Investition, indem er die über die Gebrauchsdauer des Systems abgezinsten Nettoeinsparungen den anfänglichen Investitionskosten gegenüberstellt. Wie zu erwarten, verlaufen die ROI-Trends in enger Übereinstimmung mit der Amortisationszeit und den $LCOH_{\text{Solar}}$. Höhere Werte des ROI bedeuten eine höhere Verzinsung des eingesetzten Kapitals und weisen damit auf attraktivere Investitionen hin (Abbildung 17).

Wichtige Ergebnisse:

- **Maximaler ROI bei moderaten solaren Anteilen:** Der höchste ROI liegt bei relativ niedrigen bis moderaten solaren Anteilen (~10–30 %) vor, wo Solarwärme kosteneffektive Brennstoffeinsparungen bietet, ohne dass erhebliche Kapitalinvestitionen in große Kollektorfelder oder thermische Speicher erforderlich sind. Jenseits dieses Bereichs nehmen aufgrund steigender Systemkosten die Renditen ab.
- **Systeme mit niedrigen Temperaturen zeigen den höchsten ROI:** Die attraktivsten Renditen werden für Prozesse mit niedrigeren Temperaturen (80 °C Vorlauf/ 60 °C Rücklauf und 120 °C/ 60 °C) erzielt, insbesondere bei Verwendung von Flach- und Vakuumröhrenkollektoren. In Bremen und Würzburg übersteigt der ROI für Vakuumröhrenkollektoren bei optimalen solaren Anteilen 300 %, während in Lindenberg Werte von über 400 % erreicht werden können.
- **Abnehmender ROI bei höheren solaren Anteilen:** Über den optimalen Bereich hinaus sinkt der ROI, da zusätzliche Kapazitäten erhebliche Investitionen in Speicher erfordern. Dies führt zu höheren Kapitalkosten, während die zusätzlichen Einsparungen im Vergleich geringer ausfallen.
- **Förderung verbessert den ROI erheblich:** Investitionszuschüsse erhöhen den ROI signifikant, indem sie die anfänglichen Kosten reduzieren. Ohne Förderung ist der ROI in allen Konfigurationen niedriger, aber moderate solare Anteile bleiben dennoch finanziell rentabel.

Diese Analyse bestätigt, dass aus Investitionssicht das Anstreben eines moderaten solaren Anteils die höchste Rendite gewährleistet, während die Gesamtinvestition überschaubar bleibt. Für Wärmeverbraucher:innen, die sich auf langfristige Brennstoffeinsparungen fokussieren, ist der ROI allein möglicherweise nicht der entscheidende Faktor. Für Investor:innen, die Solarwärmeprojekte finanzieren, ist jedoch die Maximierung des ROI entscheidend.

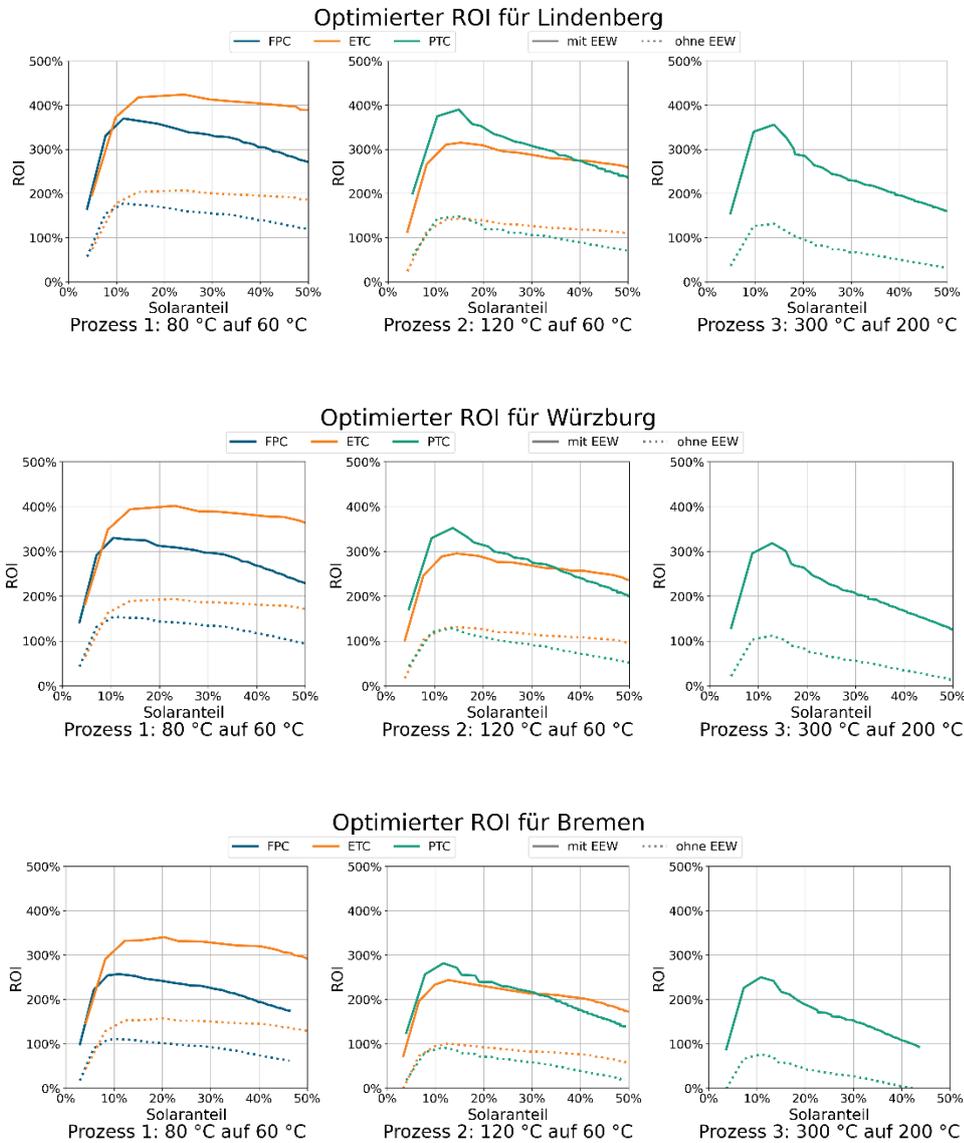


Abbildung 17: Kapitalrendite (ROI) in der jeweils optimierten Konfiguration, aufgetragen als Funktion des solaren Anteils für verschiedene Prozesstemperaturniveaus, Kollektortechnologien und Standorte mit und ohne Berücksichtigung von Investitionszuschüssen (EEW).

7.9

Sensitivität gegenüber Erdgaspreis, CO₂-Preis und Kollektorkosten

7.9.1

Variation des Gaspreises

Da der Erdgaspreis einen wesentlichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit solarthermischer Systeme im hier gewählten Ansatz der Brennstoffeinsparung hat, wurde eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt. Dabei wurden fünf konstante Gaspreise betrachtet: 6, 7, 7,8 (Basiszenario), 9 und 10 €/ct/kWh. Wie in Abschnitt 6.5 für den Basisfall erläutert, beschreiben diese Kosten den Brutto-Preis, inklusive Steuern und Netzentgelte. Die Analyse wurde exemplarisch für den Standort Würzburg für zwei Prozess-Temperaturniveaus durchgeführt (120 °C und 300 °C), jeweils mit der wirtschaftlich günstigsten Technologie (ETC bzw. PTC).

Wie erwartet, sinken die $LCOH_{\text{hybrid}}$ mit zunehmendem Solaranteil für alle betrachteten Gaspreise (Abbildung 18). Ein bemerkenswerter Befund ist, dass die Integration solarthermischer Systeme unabhängig vom angenommenen Gaspreis – selbst beim sehr niedrigen Wert von 6 €/ct/kWh – stets zu einer Reduktion der gesamtsystemischen Wärmegegestehungskosten führt. Das heißt, in sämtlichen Szenarien liegen die $LCOH_{\text{hybrid}}$ unter den reinen $LCOH_{\text{gas}}$. Dies bestätigt, dass Solarthermie zur Kostensenkung der Wärmegegestehung beitragen kann, selbst wenn die fossilen Referenzkosten vergleichsweise günstig sind.

Der absolute Kostenvorteil steigt entsprechend mit höheren Gaspreisen weiter an. Während bei 6 €/ct/kWh $LCOH_{\text{hybrid}}$ im Bereich von etwa 11 bis 8 €/ct/kWh erzielt werden, sinken diese bei einem Gaspreis von 10 €/ct/kWh von 16 €/ct/kWh auf ca. 10 €/ct/kWh (bei 50% Solaranteil). Die $LCOH_{\text{solar}}$ selbst bleiben davon unberührt, da sie unabhängig vom Gaspreis berechnet werden.

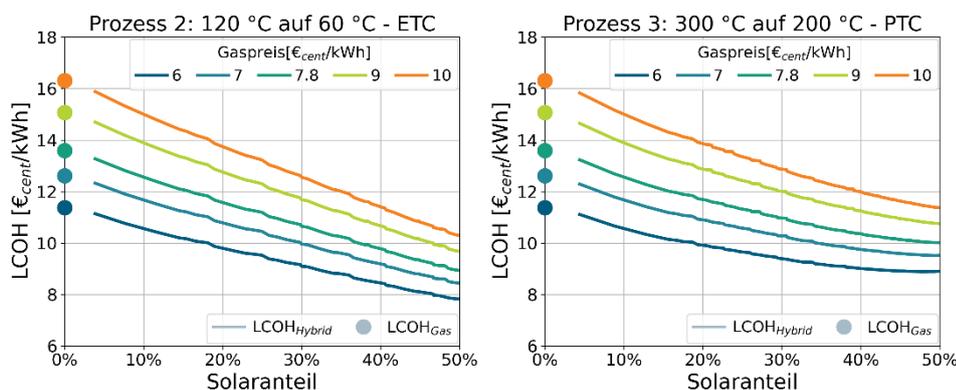
Optimierte $LCOH_{\text{Hybrid}}$ für Gaspreissensitivitätsanalyse_Würzburg

Abbildung 18: Wärmegegestehungskosten (LCOH) für ein reines Gassystem ($LCOH_{\text{gas}}$, Punkte) sowie für das hybride Solar-Gas-System ($LCOH_{\text{hybrid}}$, in jeweils optimierter Konfiguration) bei variierenden Gaspreisen. Dargestellt für den Standort Würzburg bei 120 °C und 300 °C und mit Förderung nach EEW. Die Integration von Solarthermie senkt den $LCOH_{\text{hybrid}}$ in allen Szenarien.

Die Amortisationszeit (Abbildung 19) zeigt eine deutliche Abhängigkeit vom Gaspreis: Je höher der Gaspreis, desto schneller amortisiert sich die Investition in die Solarthermieanlage durch die eingesparten Brennstoffkosten.

Bei **Prozess 2 (120 °C)** liegt die Amortisationszeit in allen betrachteten Gaspreisszenarien in einem wirtschaftlich attraktiven Bereich. Selbst bei einem niedrigen Gaspreis von **6 €/kWh** bleibt sie über den gesamten Bereich der Solaranteile unter **6 Jahren**. Bei höheren Gaspreisen, etwa **10 €/kWh**, kann sie insbesondere bei moderaten Solaranteilen von 10–20 % sogar auf unter **4 Jahre** sinken.

Bei **Prozess 3 (300 °C)** sind die Amortisationszeiten tendenziell höher, was vor allem auf die höheren Investitionskosten der PTC-Technologie und die höhere Speichertemperatur und damit Speicherkosten zurückzuführen ist. Auch hier zeigen sich jedoch gute Ergebnisse: Für niedrige bis mittlere Solaranteile (< 30 %) bleibt die Amortisationszeit in allen Gaspreisszenarien unter **6 Jahren**. Erst bei sehr hohen Solaranteilen und gleichzeitig niedrigen Gaspreisen (z. B. **50 % Solar bei einem Gaspreis von 6 €/kWh**) steigt sie auf bis zu **10 Jahre** an.

Optimierte Amortisationszeit für Gaspreissensitivitätsanalyse_Würzburg

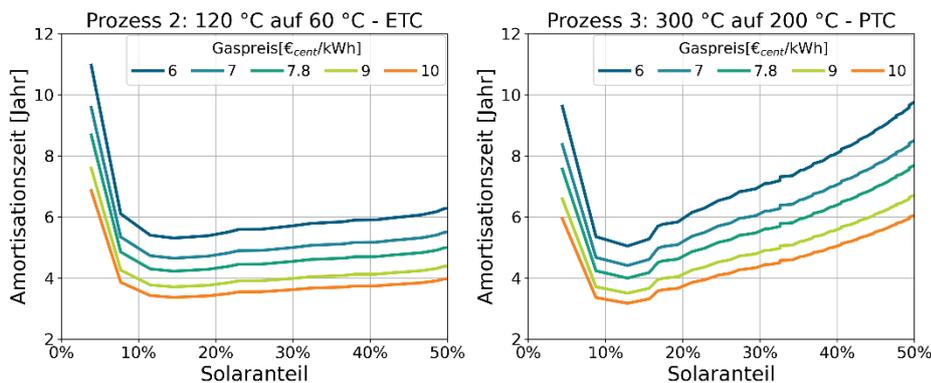


Abbildung 19: Einfluss des Erdgaspreises auf die Amortisationszeit in der jeweils optimierten Konfiguration für Würzburg bei Prozess 2 (120 °C) und Prozess 3 (300 °C) und mit Förderung gem. EEW.

Analog zur Amortisationszeit erhöht sich der ROI mit steigendem Gaspreis (Abbildung 20). Bei **10 €/kWh** sind Werte des ROI von über **400 %** erreichbar (bei optimalem Solaranteil), während sie bei **6 €/kWh** deutlich unterhalb von **300 %** bleiben.

Optimierter ROI für Gaspreissensitivitätsanalyse_Würzburg

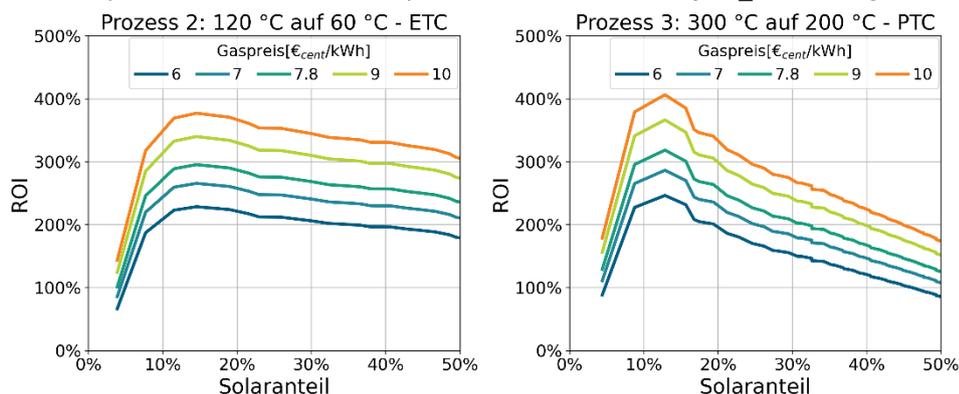


Abbildung 20: Return on Investment (ROI) in der jeweils optimierten Konfiguration, in Abhängigkeit vom Erdgaspreis für Würzburg bei Prozess 2 (120 °C) und Prozess 3 (300 °C) und mit Förderung gem. EEW.

Höhere Kosten für den Bezug von Erdgas erhöhen direkt die Wirtschaftlichkeit von solarthermischen Systemen im Hybridbetrieb. Besonders bei Prozessen mit hohem Gasverbrauch wird die Solarthermie durch steigende Brennstoffkosten zunehmend attraktiver. Dies unterstreicht die Relevanz der Solarthermie für die industrielle Wärmewende – insbesondere vor dem Hintergrund unsicherer fossiler Energiepreise.

7.9.2 Variation des CO₂-Preises

Während die in Abschnitt 6.5 beschriebene Entwicklung des CO₂-Preises als realistisch angesehen wird, ist diese nicht verbindlich festgelegt – alternative Szenarien sind möglich. So könnte es in Zukunft politisch opportun sein, den CO₂-Preis niedrig zu halten, etwa um energieintensive Industriezweige zu entlasten. Andererseits könnte auch eine stärkere Bepreisung des CO₂-Ausstoßes notwendig erscheinen, um bereits festgelegte Klimaziele zu erreichen.

Zur Bewertung möglicher Auswirkungen anderer Entwicklungen des CO₂-Preises wurden neben dem Basis-Szenario auch ein Szenario mit niedrigem sowie eines mit hohem CO₂-Preisverlauf untersucht. Der angenommene höhere und tiefere Verlauf sind in Abbildung 4 in Abschnitt 6.5 als grau gepunktete Linien dargestellt. Der Einfluss dieser CO₂-Preisvariationen zeigt sich im diskontierten Erdgaspreis, während die Installations- und Wartungskosten des solaren Systems davon unberührt bleiben. Legt man die Entwicklung mit niedrigem CO₂-Preisverlauf zugrunde, ergibt sich ein diskontierter LCOH_{gas} von 12,53 €/ct/kWh. Bei einem unterstellten stärkeren Anstieg des CO₂-Preises steigt dieser auf 14,07 €/ct/kWh, jeweils in Bezug auf den Basis-Gasbruttopreis von 7,8 €/ct/kWh.

Abbildung 21 zeigt den Einfluss der unterschiedlichen CO₂-Preisszenarien auf die Amortisationszeit für den Standort Würzburg über alle drei untersuchten Prozess- bzw. Temperatur- Szenarien und Kollektortechnologien hinweg. Der Einfluss wird erst bei hohem Solaranteil sichtbar. Bei den Anwendungen bei 80 °C/60 °C und 120 °C/60 °C bleiben die Unterschiede fast vernachlässigbar und liegen im Bereich weniger Wochen oder Monate. Auch im Fall von 300 °C/200 °C bewegen sich die Abweichungen meist im Bereich von wenigen Monaten, zeigen jedoch mit zunehmendem Solaranteil eine größere Streuung. Der stärker ausgeprägte Einfluss im Bereich höherer Solaranteile bei der Prozesstemperatur 300 °C erklärt sich vor allem dadurch, dass bei hohen Solaranteilen mit Speicher die Amortisationszeit deutlich länger ausfällt. Dadurch verschiebt sich der Betrachtungszeitraum, in dem die Einsparungen den Investitionskosten gegenübergestellt werden, weiter in die Zukunft – also in Jahre, in denen die CO₂-Preise in allen Szenarien bereits spürbar gestiegen sind. Entsprechend wirkt sich die Wahl des CO₂-Preisszenarios bei langen Amortisationszeiten stärker auf das Ergebnis aus.

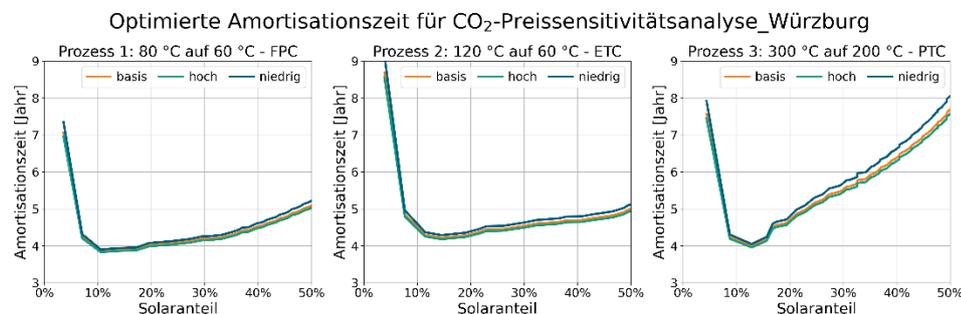


Abbildung 21: Vergleich unterschiedlicher CO₂-Preis-Szenarien für den Standort Würzburg für die drei betrachteten Prozesse und Technologien (mit Förderung gem. EEW), als Funktion des Solaranteils in jeweils optimierten Konfigurationen.

Wie zu erwarten ist, zeigt sich, dass sich mittel- und langfristige Änderungen im CO₂-Preis nur wenig auf die Amortisationszeit auswirken. Dies liegt daran, dass die Amortisationszeit auf den kumulierten Einsparungen in den ersten, frühen Betriebsjahren basiert. Da ein Großteil des Effekts steigender CO₂-Preise – insbesondere im Hochpreisszenario – erst in späteren Jahren wirksam wird, bleibt der Einfluss auf die Amortisationsdauer gering. In Entscheidungskontexten, in denen Investitionen stark auf die Amortisationszeit fokussieren – etwa bei bestimmten Investorengruppen oder Förderlogiken – ist daher insbesondere der CO₂-Preis in der frühen Betriebsphase entscheidend. Ein hoher CO₂-Preis in dieser Phase kann somit stärkere wirtschaftliche Anreize für die Investition in solarthermische Systeme setzen als ein Anstieg der CO₂-Kosten in der späteren Betriebszeit.

Der Einfluss der Preisentwicklung von CO₂-Emissionen auf die Kapitalrendite ist deutlicher sichtbar (Abbildung 22). Ein niedrigerer CO₂-Preis reduziert den Wärmegestehungspreis der Erdgas-Referenz und wirkt sich dadurch negativ auf die Kapitalrendite (ROI) der Solarthermieanlage aus. So führt der niedrige CO₂-Preis beispielsweise für die Prozesstemperatur 80 °C/60 °C und Flachkollektoren zu einer Reduktion des ROI um ca. 30 Prozentpunkte, was einer relativen Minderung von ca. 11 % entspricht. Ein höherer CO₂-Preis hingegen verbessert die Kapitalrendite, da höhere Wärmegestehungskosten der fossilen Versorgung durch den Solarbeitrag vermieden werden. Es ist jedoch zu beachten, dass CO₂-Preise ausschließlich den fossilen Anteil der Wärmeerzeugung betreffen und keinen Einfluss auf die Kosten des Solarsystems haben.

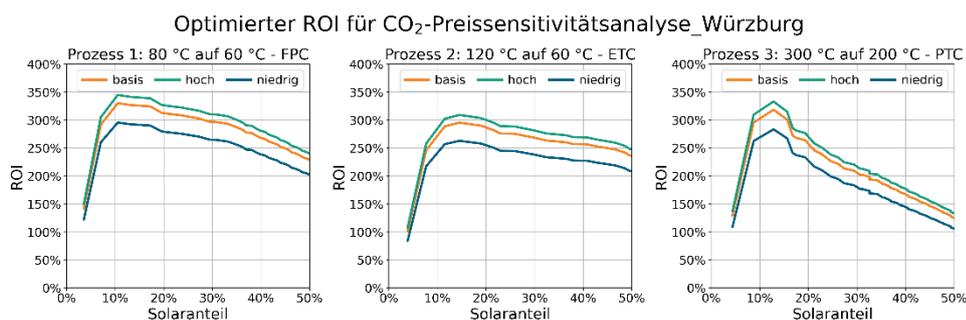


Abbildung 22: Kapitalrendite (ROI) in unterschiedlichen CO₂-Preis-Szenarien für die drei betrachteten Prozesse und Technologien für den Standort Würzburg (mit Förderung gem. EEW), als Funktion des Solaranteils in jeweils optimierten Konfigurationen.

7.9.3

Variation der Kollektorkosten

Für alle untersuchten Szenarien wurde der Einfluss der solaren Systemkosten auf die Wärmegestehungskosten ($LCOH_{\text{Solar}}$) und Amortisationszeit untersucht. Da auch die hier angesetzten Kosten von vielen Faktoren abhängen und sich im Einzelfall ändern können, wurde auch für die Kollektorkosten eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt. Hierfür wurden die Kollektorsystemkosten um $\pm 10\%$ und $\pm 20\%$ gegenüber den in Kapitel 6 recherchierten Kosten und getroffenen Annahmen variiert, wobei auch die Investitionsförderung berücksichtigt wurde. Abbildung 23 zeigt die Ergebnisse dieser Sensitivitätsanalyse für den moderaten Vergleichsstandort Würzburg. Die Balkenbereiche repräsentieren alle jeweils optimierten Fälle für alle solare Deckungsraten im betrachteten Bereich (0-50 %), während die orangefarbene Markierung jeweils die Mitte des Ergebnisbereichs kennzeichnet. Unabhängig vom Temperaturniveau der Prozesse und vom verwendeten Kollektortyp zeigt sich ein vergleichbares Verhalten: Der Zusammenhang zwischen den Kollektorkosten und den Wärmegestehungskosten verläuft annähernd linear, und auch die Streuung der Ergebnisse bleibt über die untersuchten Fälle weitgehend konstant.

Wärmegestehungskosten für die Sensitivitätsanalyse von Solarinvestitionen_Würzburg

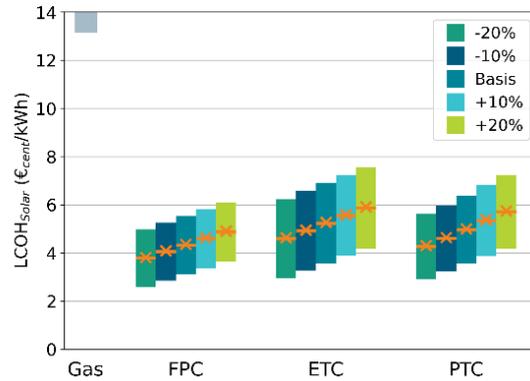


Abbildung 23: Sensitivitätsanalyse der solaren Wärmegestehungskosten ($LCOH_{solar}$) für unterschiedliche Investitionskosten der Solarsysteme am Standort Würzburg, mit Förderung gem. EEW. Dargestellt ist die Bandbreite der berechneten $LCOH_{solar}$ -Werte bei $\pm 10\%$ und $\pm 20\%$ Abweichung von den angenommenen Investitionskosten für FPC-, ETC- und PTC-Systeme.

Diese Ergebnisse zeigen sich auch in Abbildung 24, welche die Amortisationszeit in Abhängigkeit vom solaren Deckungsanteil darstellt. Sinkende Kollektorkosten führen zu einem ähnlichen Verlauf der Amortisationszeit auf tieferem Niveau, was tendenziell höhere solare Deckungsraten begünstigt. Bei einer Variation der Kollektorkosten um $\pm 20\%$ verändert sich die Amortisationszeit maximal um etwa $\pm 0,8$ Jahre im Falle von PTC. Dieses Verhalten ist aber bei den einzelnen Kollektortypen unterschiedlich stark ausgeprägt. Für Parabolrinnen für das Temperaturniveau von 300° Vorlauf/ 200° Rücklauf steigt die Amortisationszeit bei einer Kostensteigerung von $+20\%$ auf ein Minimum von 5,0 Jahren. Für das Temperaturniveau 120° Vorlauf/ 60° Rücklauf mit ETC steigt sie auf 5,2 Jahre an. Umgekehrt lässt sich bei reduzierten Kollektorkosten die Amortisationszeiten an einem Standort mit moderater Solareinstrahlung wie Würzburg bei allen Technologien bzw. Temperaturen auf deutlich unter 4 Jahre senken.

Optimierte Amortisationszeit für die Sensitivitätsanalyse von Solarinvestitionen_Würzburg

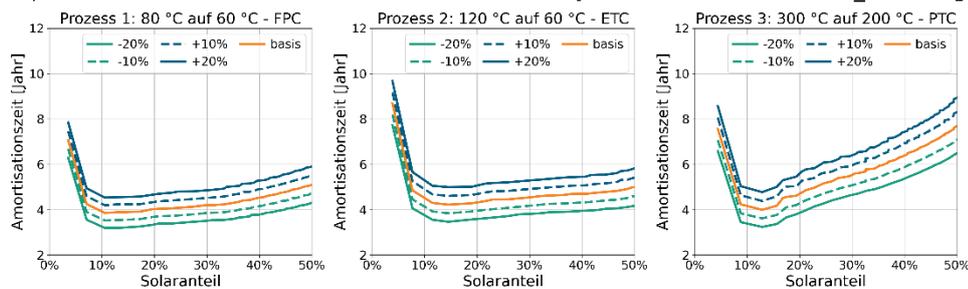


Abbildung 24: Amortisationszeiten am Standort Würzburg für die drei betrachteten Fälle (Prozess-temperatur und Kollektortechnologie, alle mit Förderung gem. EEW) bei variierten Kollektorsystemkosten von $\pm 20\%$ und $\pm 10\%$, als Funktion des Solaranteils in jeweils optimierten Konfigurationen.

8 Fazit

8.1 Schlussfolgerungen

In dieser Studie wurde die Rentabilität einer Investition in die Integration eines solarthermischen Systems in die industrielle Prozesswärmeversorgung in Deutschland untersucht. Drei Temperaturbereiche (80 °C Vorlauf/ 60 °C Rücklauf, 120 °C/60 °C und 300 °C/200 °C), drei Kollektortechnologien (Flach-, Vakuumröhren-, Parabolrinnenkollektoren sowie drei Standorte (Bremen, Würzburg und Lindenberg) wurden analysiert, um die Systemleistung, die Wirtschaftlichkeit und das Einsparpotenzial zu quantifizieren. Die Wärme aus der solarthermischen Anlage ersetzt in dem hier gewählten Ansatz zu einem jeweils optimierten Teil (Solaranteil, solare Deckungsrate) eine Erdgas-basierte Wärmegegengestehung für einen Dauerbedarf von 5 MW_{th} in einem Hybridsystem, wobei eine mögliche Integration eines Wärmespeichers Teil der Optimierung der jeweiligen Konfiguration für einen bestimmten Solaranteil ist.

Die wichtigsten Ergebnisse sind:

- Die Integration von Solarthermie **senkt die Wärmegegengestehungskosten des Solar-Gas-Hybridsystems (LCOH_{hybrid}) erheblich**, von etwa 14 €/ct/kWh (nur Gas) auf rund 8 €/ct/kWh bei hohen solaren Deckungsgraden. Dabei sind die in Deutschland aktuell verfügbaren Investitionszuschüsse aus der Fördermaßnahme EEW [14] bereits berücksichtigt. Investitionszuschüsse tragen dabei – je nach Standort und Temperaturstufe – mit bis zu 3 €/ct/kWh zu dieser Reduktion bei.
- **Die Wärmegegengestehungskosten für das Solarthermiesystem (LCOH_{solar})** erreichen ihr Minimum bei mittleren solaren Deckungsgraden (~20–30 %), da hier Skaleneffekte optimal genutzt werden. **Die niedrigsten LCOH_{solar} wurden mit 2,7 €/ct/kWh** für ein 80 °C / 60 °C-System in Lindenberg bei einer solaren Deckungsrate von 24 % und einem Speicher mit zwei Volllaststunden (FLH) sowie einer Förderung nach EEW erreicht.
- Die **Amortisationszeiten** der Investition in die solarthermische Anlage liegen **zwischen 3,2 und 10 Jahren**, je nach Systemgröße, Standort und Fördermaßnahmen.
 - Bei niedrigen Temperaturen (80 °C / 60 °C) bleibt die Amortisationszeit unter 5 Jahren, selbst bei hohen solaren Deckungsgraden (≥40 %) und insbesondere mit Investitionszuschuss. Sie liegt bei 3,2 Jahren im besten hier untersuchten Fall.
 - Bei 120 °C / 60 °C beträgt die Amortisationszeit 4–6 Jahre in optimierten Konfigurationen und mit Förderung.
 - Bei 300 °C / 200 °C liegen die Amortisationszeiten mit Förderung zwischen 4 und 10 Jahren, da die Speicherkosten hier eine größere Rolle spielen.
 - Mittel- und langfristige Änderungen in der zugrunde gelegten Entwicklung der CO₂-Preise beeinflussen die Amortisationszeit kaum, da diese vor allem von Einsparungen in den ersten Betriebsjahren abhängt. Für investitionsgetriebene Entscheidungen mit Fokus auf schnelle Amortisation ist daher der CO₂-Preis in der frühen Betriebsphase bzw. während der Amortisationszeit relevant.

- Die Einsparungen über die Gebrauchsdauer der Anlage steigen nahezu linear mit der solaren Deckungsrate an und erreichen selbst unter Berücksichtigung von Diskontierungseffekten **über 30 Millionen Euro** (bei einer Gesamtinvestition von 7,8 Millionen Euro).
- Die **Kapitalrendite** (Return of Investment, ROI) erreicht mit **über 400 %** sein Maximum bei mittleren solaren Deckungsgraden (~20–30 %), was diese Systeme besonders attraktiv für Investor:innen macht.
- Standorte mit höherer Einstrahlung (z. B. Lindenberg) bieten bessere Amortisationszeiten, aber auch Standorte mit moderaten Einstrahlbedingungen (z. B. Bremen) sind wirtschaftlich attraktiv.

Die Ergebnisse dieser Studie zeigen, dass Solarthermie eine **wirtschaftlich tragfähige** und **wettbewerbsfähige Lösung** für die industrielle Wärmeversorgung in Deutschland darstellt. Die weit verbreitete Annahme, dass Solarthermie in Regionen mit moderater Solareinstrahlung unwirtschaftlich sei, konnte widerlegt werden. Vielmehr bestätigt die Untersuchung, dass eine optimierte Systemauslegung und die Inanspruchnahme bestehender Fördermaßnahmen die Wirtschaftlichkeit entscheidend verbessern können.

Aus wirtschaftlicher Sicht:

- Industrieunternehmen als Wärmeverbraucher:innen **profitieren langfristig von stabilen Wärmekosten** und einer geringeren Abhängigkeit von volatilen Erdgas- und CO₂-Preisen. Für sie sind die Wärmegestehungskosten (LCOH_{hybrid}) die entscheidende Kenngröße, die die kosteneffiziente Substitution fossiler Brennstoffe aufzeigen.
- Investor:innen in solarthermische Anlagen sollten sich auf **Kapitalrendite (ROI) und Amortisationszeit** konzentrieren, wobei **moderate solare Deckungsgraden (~20–30%) in vielen Fällen die höchste Kapitalrendite bieten**.
- Wärmeanbieter:innen, die hybrid erzeugte Wärme (Solar + Gas) als Dienstleistung verkaufen, benötigen eine gesonderte wirtschaftliche Betrachtung, die nicht allein auf Brennstoffeinsparungen basiert, sondern die **Vertragsgestaltung und Wärmetarife** mitberücksichtigt. Dies liegt außerhalb des Rahmens dieser Studie.

Ein zentraler Aspekt dieser Untersuchung war die Bewertung von allgemeinen techno-ökonomischen Trends für verschiedene Temperaturstufen, Standorte und Kollektor-technologien. Allerdings sind industrielle Prozesse sehr unterschiedlich, insbesondere hinsichtlich des zeitlichen Profils ihres spezifischen Wärmebedarfs, der Betriebszeiten und der möglichen Einbindung von Speichern. Daher empfehlen wir eine **fallbezogene Detailanalyse**, bevor konkrete Investitionsentscheidungen getroffen werden.

Eine Fall- und Standort-spezifische Optimierung ist essenziell, um

- die **optimalen Konfigurationen, Kollektor-technologien** und Speichergröße für den jeweiligen Prozess zu identifizieren.
- die Lastprofile der Industrieprozesse zu berücksichtigen, da diese großen Einfluss auf die solare Deckungsrate und die Systemdimensionierung haben.
- vorhandene **Fördermöglichkeiten** bestmöglich zu nutzen und die optimale Finanzierungs-konfiguration zu bestimmen.

Diese Studie liefert eine fundierte Übersicht über die Wirtschaftlichkeit solarthermischer Systeme in Deutschland, deckt jedoch bewusst eine hohe Bandbreite an Prozessen und Technologien ab. Konkrete Handlungsempfehlungen für einzelne Industrieanlagen sollten dagegen auf einer detaillierten technischen und wirtschaftlichen Optimierung basieren, um die bestmögliche Systemkonfiguration und Wirtschaftlichkeit zu gewährleisten.

Fazit

8.2 Ausblick

Während diese Studie sich auf die Solarthermie als emissionsfreie Lösung zur Brennstoffeinsparung konzentrierte, sollten zukünftige Untersuchungen die Hybridisierung mit anderen erneuerbaren Energiequellen weiter beleuchten, darunter:

- Die Integration mit sehr preisgünstig verfügbarem bzw. **überschüssigem Strom** aus Photovoltaik- oder Windenergieanlagen, beispielsweise durch elektrische Erhitzer oder Wärmepumpen zur flexiblen Wärmeerzeugung.
- **Alternative Speichertechnologien**, einschließlich Latentwärmespeichern (PCM Speichern) oder Speichern mit Salzschnmelze bei hohen Temperaturen als Speichermedium und möglicherweise in Kombination mit der strombasierten Wärmeerzeugung, um die Systemflexibilität und Effizienz weiter zu verbessern und die Speicherkosten zu reduzieren.
- **Alternative Hybridisierungskonzepte**, bei denen Solarthermie, Wärmepumpen und industrielle Abwärmenutzung kombiniert werden, um industrielle Wärmesysteme noch effizienter zu gestalten.

Mit der zunehmenden Dekarbonisierung des Industriesektors und perspektivisch steigenden fossilen Energiepreisen und Emissionskosten bietet **Solarthermie bereits heute eine wirtschaftlich tragfähige und skalierbare Lösung** zur Reduzierung des Erdgasverbrauchs in der deutschen Industrie. Die erzielten technologischen Fortschritte, die vorhandenen, gezielten Förderinstrumente und der Einsatz neuer Geschäftsmodelle tragen dazu bei, die Verbreitung von solarthermisch erzeugter industrieller Prozesswärme in Deutschland weiter voranzutreiben.

- [1] R. Meyer, N. Fuchs, J. Thomsen, S. Herkel und C. Kost, "Heizkosten und Treibhausgasemissionen in Bestandswohngebäuden," 2024, doi: 10.48485/pik.2023.028.
- [2] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit, *Gesetz über einen nationalen Zertifikatehandel für Brennstoffemissionen - Brennstoffemissionshandelsgesetz: BEHG*, 2019.
- [3] A. Matthey und B. Bünger. "Methodenkonvention 3.1 zur Ermittlung von Umweltkosten: Kostensätze." auf Grundlage der Ergebnisse des Forschungsprojekts »Methodenkonvention 3.0 - Weiterentwicklung und Erweiterung der Methodenkonvention zur Schätzung von Umweltkosten«. Zugriff am: 16. April 2025. [Online.] Verfügbar: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2020-12-21_methodenkonvention_3_1_kostensaetze.pdf
- [4] "The Solar Keymark Database." Zugriff am: 27. März 2025. [Online.] Verfügbar: <https://solarkeymark.eu/database/>
- [5] The World Bank Group und Solargis, *Global Solar Atlas: Global horizontal irradiation for Germany*. Solargis, 2024. Zugriff am: 25. November 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://solargis.com/resources/free-maps-and-gis-data?locality=germany>
- [6] Christoph Kost, Paul Müller, Jael Sepulveda Schweiger, Verena Fluri und Jessica Thomsen, "Study: Levelized Cost of Electricity- Renewable Energy Technologies: Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE," 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/studies/cost-of-electricity.html>
- [7] C. Wittwer, "ColSim - Simulation von Regelungssystemen in aktiven solarthermischen Anlagen," Doctoral thesis, Universität Karlsruhe, Fakultät für Architektur, Karlsruhe, 1999. [Online]. Verfügbar unter: http://www.opticontrol.ethz.ch/Lit/Witt_99_PhD-UnivKarlsruhe.pdf
- [8] S. Rohani, T. Fluri, F. Dinter und P. Nitz, "Modelling and simulation of parabolic trough plants based on real operating data," *Solar Energy*, Jg. 158, S. 845–860, 2017, doi: 10.1016/j.solener.2017.10.023.
- [9] C. Murphy, Y. Sun, W. Cole, G. Maclaurin, C. Turchi und M. Mehos, "The Potential Role of Concentrating Solar Power within the Context of DOE's 2030 Solar Cost Targets," National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO., Rep. NREL/TP-6A20-71912, 2019. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/71912.pdf>
- [10] Kompetenzzentrum Kommunale Wärmewende KWW. "Wärmeplanungsgesetz (WPG) - Leitfaden Wärmeplanung: Technikkatalog Wärmeplanung 1.1." Zugriff am: 25. November 2024. [Online.] Verfügbar: <https://www.kww-halle.de/wissen/bundesgesetz-zur-waermeplanung>
- [11] Dr. Max Peters, Thomas Steidle und Helmut Böhnisch. "Kommunale Wärmeplanung: Handlungsleitfaden." Zugriff am: 13. April 2025. [Online.] Verfügbar: <https://www.kww-halle.de/service/infothek/literatur-und-leitfaeden>
- [12] KEA Klimaschutz- und Energieagentur Baden-Württemberg GmbH. "Technikkatalog zur kommunalen Wärmeplanung: Technikkatalog V 1.1." Zugriff am: 5. November 2025. [Online.] Verfügbar: <https://www.kea-bw.de/waermewende/angebote/downloads>
- [13] Statistisches Bundesamt - Destatis. "Erdgaspreise für Nicht-Haushalte: Deutschland: Erdgaspreise - Preisbestandteile bei Abgabe an Nicht-Haushalte." Zugriff am: 5. November 2024. [Online.] Verfügbar: https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Preise/Erdgas-Strom-Durchschnittspreise/_inhalt.html#421260
- [14] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), *Bekanntmachung der Förderrichtlinie zur Bundesförderung für Energie- und Ressourceneffizienz in*

der Wirtschaft – Förderwettbewerb: EEW, 2024. Zugriff am: 25. November 2024.
[Online]. Verfügbar unter: <https://www.bundesanzeiger.de/pub/de/amtliche-veroeffentlichung?1>

Referenzen



Kontakt

Dr.-Ing. Gregor Bern
gregor.bern@ise.fraunhofer.de

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE
Heidenhofstraße 2
79110 Freiburg
www.ise.fraunhofer.de