

Effizienzschub bei der KWK in Chemieparks durch Green Heat Modul - Eine Fallstudie

Torsten Steen, Daniel Högemann, Johannes Schröder

Inhalt

1. Motivation: Absenkung von Brennstoffabhängigkeit, CO ₂ -Emissionen und Preisvolatilität in der industriellen Prozesswärmeversorgung	2
2. Grundlagen.....	3
2.1. Wärmespeicher und Elektroerhitzer (Green Heat Module)	3
2.2. Abhitzekeessel	4
2.3. Grüne Stromversorgung	5
2.4. Technische Grundlage der Fallstudie	6
2.5. Auslegung des Green Heat Module.....	8
2.6. Ausbaustufen.....	9
2.6.1. GHM Mindestlast	9
2.6.2. GHM 80%-Versorgung.....	10
2.6.3. GHM-Vollausbau.....	10
2.7. Konzeptanalyse	11
3. Wirtschaftliche Bewertung	14
4. Literaturverzeichnis	19

1. MOTIVATION: ABSENKUNG VON BRENNSTOFFABHÄNGIGKEIT, CO₂-EMISSIONEN UND PREISVOLATILITÄT IN DER INDUSTRIELLEN PROZESSWÄRMEVERSORGUNG

Kraftwerke zur Erzeugung von Strom und Prozesswärme in der Industrie arbeiten im Schwerpunkt mit Erdgas. Als Energieerzeuger werden hierbei Gasturbinen mit Abhitzeessel oder mit zusätzlichen Dampfturbinenanlagen in Kraft-Wärme-Kopplung eingesetzt und durch reine Gaskessel ergänzt. Bisher wurde bei der Gasversorgung im Großhandel und in der Industrie nicht auf nachhaltige, sondern auf die kurzfristig kostengünstigste Gasversorgung Wert gelegt, was die Industrie aktuell vor große Herausforderungen stellt. Gleichzeitig gab es nach der Finanz-Krise von der Politik wenig Anreize zum Aufbau von Alternativen zum Erdgas für die Strom- und Wärmeversorgung.

Entsprechend groß ist heute die Motivation zur Diversifikation bei den Energiequellen der industriellen Wärmeversorgung, wie z.B. durch die Nutzung von Biomasse oder von (erneuerbaren) Strom, zum Teil in Verbindung mit ungenutzten Abwärmequellen. Der aktuell vielsprechendste Pfad ist aus Gründen der Effizienz, Schonung von Umweltressourcen und niedrigen Kosten die **netzdienliche Elektrifizierung der Wärmeerzeugung**. Falls natürliche oder Abwärmequellen in ausreichender Menge zur Verfügung stehen, können Temperaturen bis 95°C kurzfristig und bis 150°C mittelfristig mit Großwärmepumpen erreicht werden. Stehen Abwärmequellen nicht in ausreichender Menge zur Verfügung oder liegen die Temperaturen darüber, können zur Spitzenlastversorgung Elektrodenkessel wie z.B. von der Firma PARAT mit Dampfparametern bis 80 bar / 450°C sinnvoll eingesetzt werden. Sollen thermische Prozesse in Mittel- und Grundlast über Temperaturen von 150°C versorgt werden, eignen sich aus wirtschaftlichen Gründen elektrothermische Speicher, wie z.B. das GREEN HEAT MODULE der Firma KRAFTANLAGEN.

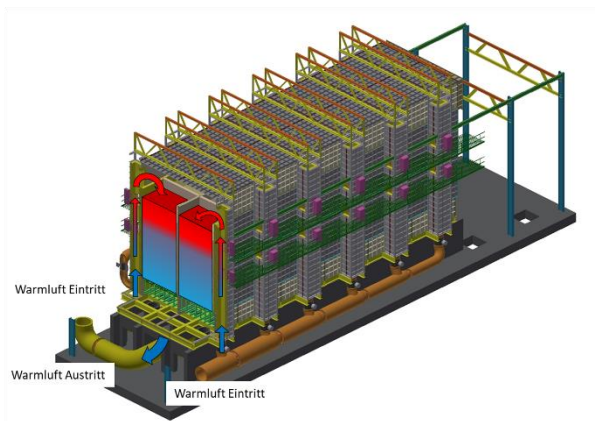
Am Beispiel einer typischen erdgasbetriebenen KWK-Anlage soll gezeigt werden, wie bereits heute eine Transformation durchgeführt werden kann und welche zusätzlichen Mehrwert eine Modernisierung der Bestandsanlagen aus energiewirtschaftlicher Perspektive liefert.

2. GRUNDLAGEN

2.1. Wärmespeicher und Elektroerhitzer (Green Heat Module)

Das vorgestellte System basiert auf dem dynamischen Hochtemperatur-Wärmespeicher auf Feststoffbasis, wie wir dies bereits auf dem KWTK 2021 ausführlich im Rahmen unseres Beitrages zur asymmetrischen GuD vorgestellt haben [1]. Hierbei wird durch einen elektrischen Erhitzer ein Hochtemperatur-Wärmespeicher durch elektrische Energie beladen. Das Konzept des „Green Heat Module“ (GHM) der Kraftanlagen München besteht aus dem Hochtemperatur-Wärmespeicher und einem elektrischen Lufterhitzer, welcher direkt im Wärmespeicher integriert wird. Hierdurch kann über eine speicherinterne Luftzirkulation das Speicherbett mit Hochtemperaturwärme beladen werden (Abbildung 1), welche durch elektrische Überschussenergie aus einem Photovoltaik-Kraftwerk erzeugt wird.

Beladevorgang



Entladevorgang

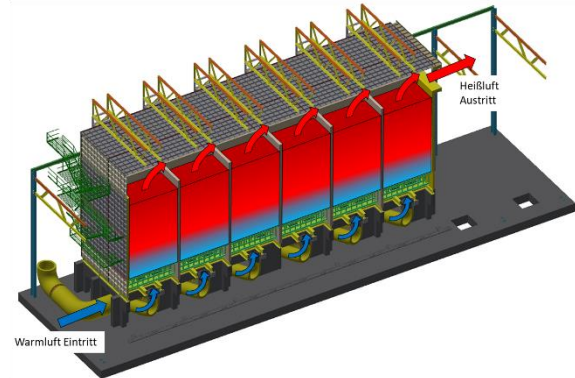


Abbildung 1: Modell des Green Heat Module bei der Beladung (links) und der Entladung (Rechts)

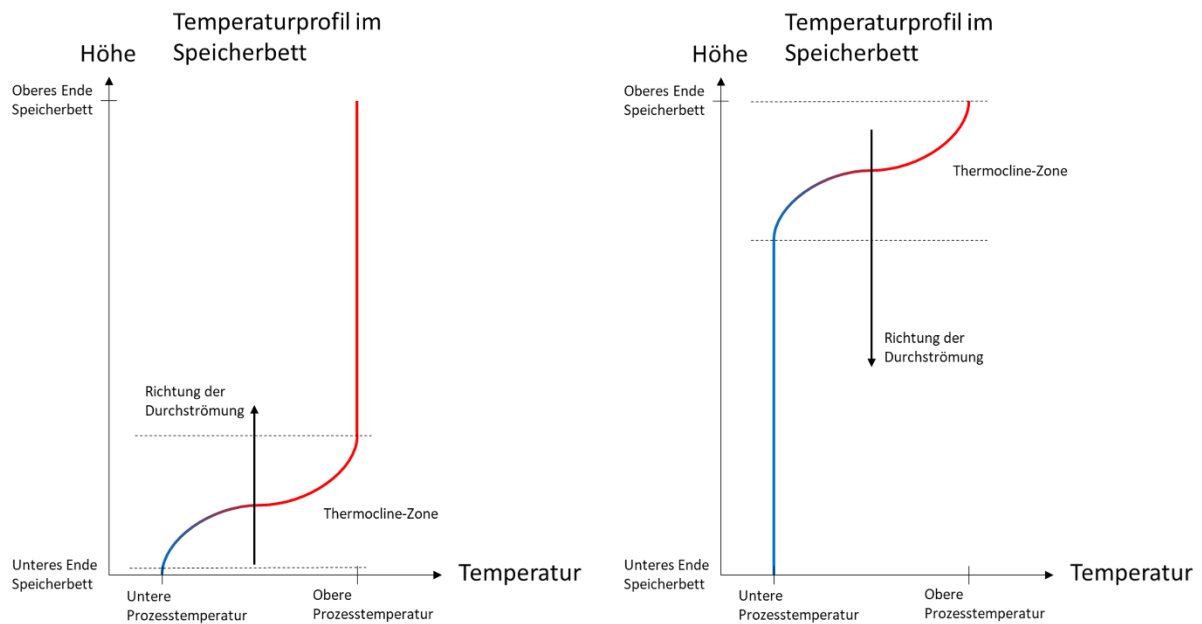


Abbildung 2: Temperaturprofile des Wärmespeichers

2.2. Abhitzeessel

Das Green Heat Modul (GHM) wird nun luftseitig mit einem herkömmlichen Abhitzeessel verbunden, welcher in ein vorhandenes Dampfnetz einspeist. Durch die hohe Speichertemperatur von bis zu 1000°C und die Konzeption als feststoffbasierter Schichtladespeicher, kann dieses System sehr gut zur Dampferzeugung von Hochdruckdampf eingesetzt werden. Dabei sind durchaus überkritische Dampfzustände realisierbar. Vor allem im Bereich der Basischemie, der Lebensmittelindustrie und der Papierindustrie sind häufig gasgefeuerte KWK Anlagen mit hohen thermischen Dampfzuständen vorhanden, die aufgrund der umfangreichen Fördermittel in Vergangenheit, die wirtschaftliche Lebensdauer noch lange nicht erreicht haben. Darüber hinaus drängen im Niedertemperaturbereich relativ günstige Elektrokessel zur temporären und flexiblen Erzeugung von Produktionswärme in die industriellen Anlagen ein. Dadurch werden die vorhandenen, im Unterhalt teuren, Hochdruckdampfsysteme aus der Erzeugung gedrängt und verbleiben für eine geringe Jahresstundenzahl mit hohen Wärmeverlusten in Betrieb und dienen für den Fall unzureichender regenerativer Stromproduktion als Werksversorgung.

Durch den Abhitzeessel kann das bestehende Werksdampfnetz mit seinen verschiedenen Druckstufen weiterhin wirtschaftlich betrieben werden, die

bestehenden Anlagen entsprechend ihrer Restlebensdauer eingesetzt werden und zudem regenerative Energie durch das Green-Heat-Modul optimal genutzt werden.

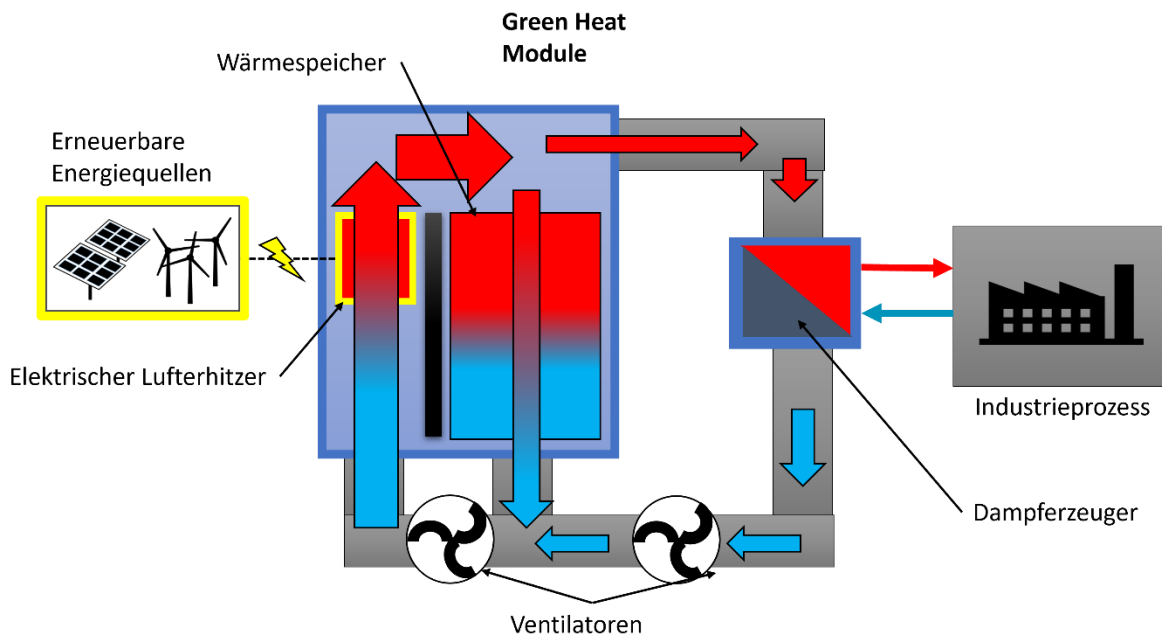


Abbildung 3: Funktionsschema des Green Heat Module

2.3. Grüne Stromversorgung

Um im engen regulatorischen Rahmen einen einfachen und kostengünstigen Aufbau der Stromtransportinfrastruktur zu ermöglichen, ist es aus finanziellen und technischen Gründen sinnvoll, das Kraftwerk zur Erzeugung des grünen Stroms, also in erster Linie Wind- und Solarstrom, in der Nähe des GHMs zu errichten, um somit von den niedrigen Stromgestehungskosten von 30 €/MWh_{el} – 60€/MWh_{el} innerhalb des Abschreibungszeitraumes und danach von 10 €/MWh_{el} – 30 €/MWh_{el} zu profitieren. Dadurch erreicht man auch eine weitgehende finanzielle Abkopplung vom Strommarkt insofern, dass man opportunistisch Strombezug und Stromlieferung in das öffentliche Stromnetz festlegen kann.

Berücksichtigt man weiterhin das „Gesetz über einen nationalen Zertifikatehandel für Brennstoffemissionen“ (BEHG), welches faktisch jede Neuanlage ab Inbetriebnahme 01.01.2025 bei fossilem Brennstoffbezug mit 55€/t_{CO2} belegt, stellt man fest, dass zunehmend die strombasierte Wärmeerzeugung mit Erneuerbaren Energien sich kostengünstiger darstellt als die fossile industrielle Wärmeerzeugung.

Diese Fallstudie soll die Machbarkeit eines Konzeptes für eine grüne Wärmeversorgung für ein großes Chemiewerk beispielhaft bestätigen.

2.4. Technische Grundlage der Fallstudie

Um diese Fallstudie möglichst praxisnah zu konzipieren, wurde die Größenklasse von Chemieparks auf dem Niveau desjenigen in Leuna als Vorbild genommen. Wir möchten betonen, dass diese Fallstudie weder im Auftrag noch mit Unterstützung der Infraleuna GmbH erstellt wurde. Für die Simulation wurden Erfahrungswerte von Kraftanlagen Energies & Services (KA) aus verschiedenen Projekten in industriellen Industrierversorgungsparks herangezogen.

In Chemieparks werden derzeit GuD-Anlagen verwendet, die den erzeugten Frischdampf über eine Gegendruckturbine entspannen und meist in Werksdampfschienen unterschiedlichen Druckes einspeisen. Die Kenndaten der GuD-Anlage sind in Tabelle 1 zusammengefasst.

Tabelle 1: Nenndaten der betrachteten GuD-Anlage

Hauptdaten		
GuD, Frischdampfdruck	bar	90
GuD, Frischdampftemperatur	°C	525
GuD, elektrische Leistung	MW	56
GuD, Dampfleistung ins Werksnetz	MW	80

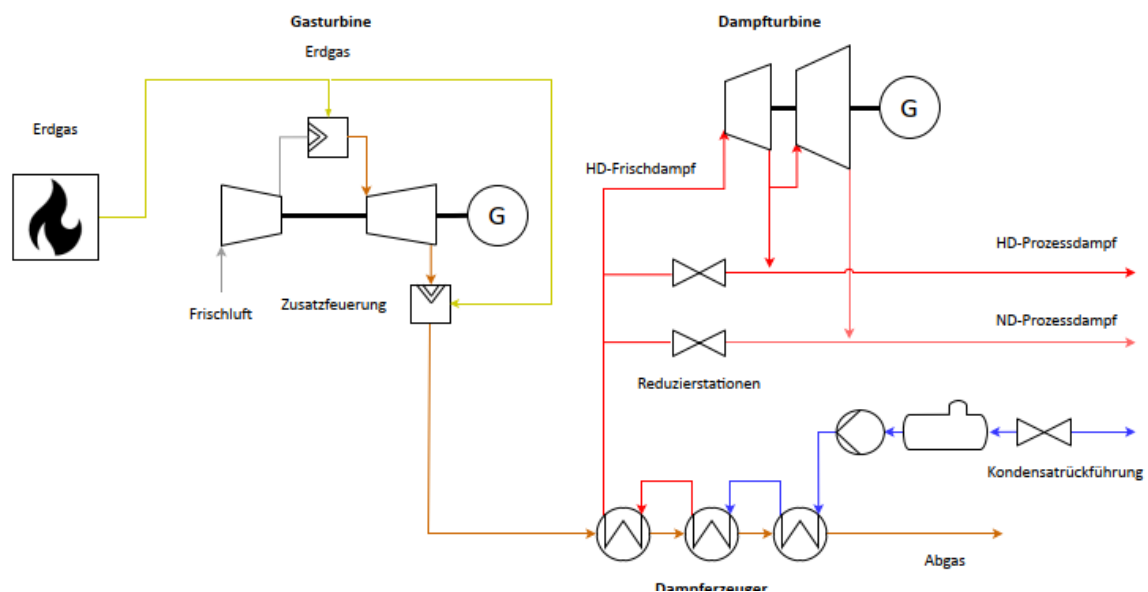


Abbildung 4: vereinfachtes Schema der Prozessdampferzeugung mittels GuD-Anlage

In unserer Fallstudie gehen wir davon aus, dass wir den GHM-Abhitzekeessel parallel zum Abhitzekeessel der GuD-Anlage schalten und damit die Dampfturbine sowohl konventionell aus der Gasturbine als auch grün mit Dampf versorgen können.

Für die Analyse des Prozesswärmebedarfs wird von einem saisonal schwankenden Bedarf ausgegangen. Der angenommene Bedarf ist Abbildung 6 in dargestellt und schwankt von ca. 40 MW bis zu 80 MW thermischer Leistung in drei Abstufungen.

Der Prozesswärmebedarf wird in der Konsequenz als Basis für die Auslegung verwendet, welcher in einer Versorgung mit Green Heat Module in gleicher Höhe gedeckt werden muss wie durch die aktuelle GuD-Anlage.

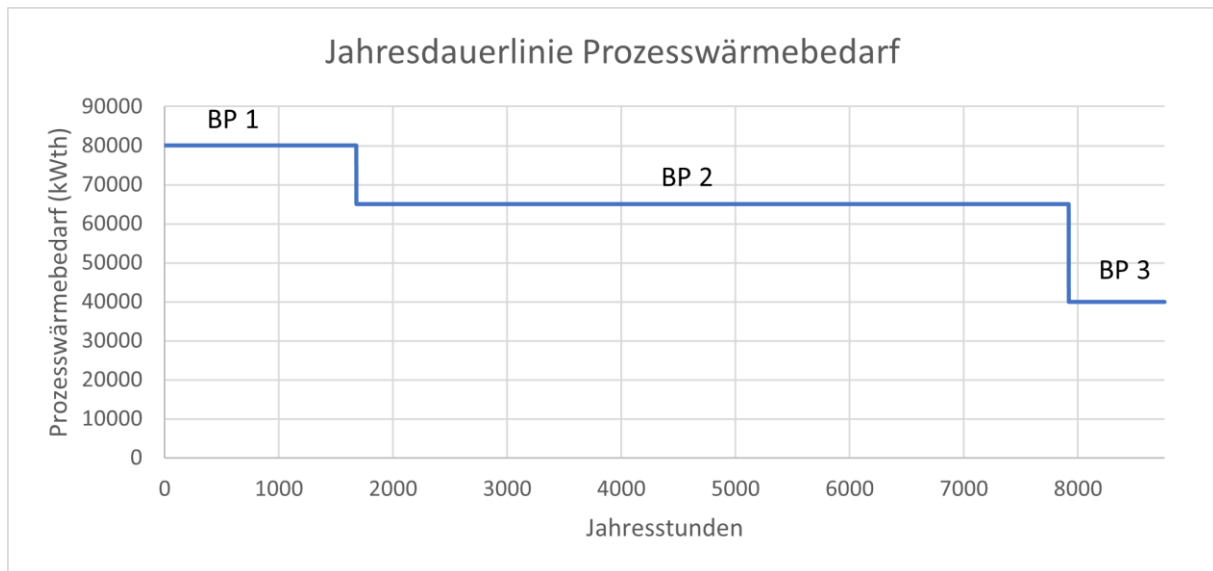


Abbildung 6: zeitliche Aufteilung des Prozesswärmebedarfes

Tabelle 2: Betriebspunkte der GuD-Anlage

Betriebspunkt	Dampfleistung GuD (MWth)	Prozessdampf-Auskopplung (MWth)	Lastpunkt Gasturbine (%)	Erdgaseinsatz (MW)	Elektrische Leistung (MW)	Betriebsstunden
1	90	80	100%	149,85	59,6	1680
2	75	65	80%	121,95	48,2	6240
3	46	40	50%	80,55	28,4	840

2.5. Auslegung des Green Heat Module

Die Auslegung des Green Heat Module ist für einen Tageszyklus vorgesehen. Die Auslegung erlaubt eine Beladung des Wärmespeichers innerhalb von 6 Stunden über den elektrischen Heizer bei gleichzeitiger Auskopplung von Prozesswärme. Längere Ladezeiten sind ebenfalls möglich bei reduzierter Leistung des el. Heizers, um die Erzeugung von PV-Strom optimal ausnutzen zu können. Der Grundzyklus sieht einen Wechsel von 6 Stunden Heizerbetrieb und 18 Stunden Speicherbetrieb vor. Hiermit kann eine 24 Stunden-Wärmeversorgung dargestellt werden. Die Auslegungsgrundlage für den Wärmespeicher bildet die Anforderung, über 18 Stunden

die jeweilige thermische Nennleistung auskoppeln zu können. Die Aufladung des Wärmespeichers erfolgt vorrangig in den Mittagsstunden, wenn die Erzeugungsspitze der PV-Anlage auftritt, bzw. zu den günstigsten Stunden des jeweiligen Tages am Strommarkt, sofern die PV-Erzeugung nicht ausreicht.

2.6. Ausbaustufen

Anhand der in Abbildung 6 gezeigten Annahmen zum Prozesswärmebedarf wurden drei verschiedene Ausbaustufen des Green Heat Module betrachtet. Diese zeigen eine schrittweise Vergrößerung der Parameter Heizleistung, Speicherkapazität und Dampfleistung, um sukzessive den Anteil von erneuerbarem Prozessdampf im System zu erhöhen.

Die kleinste Auslegung verfolgt dabei das Ziel, die beste Ausnutzung des Green Heat Module zu erreichen und zu möglichst vielen Jahresstunden dessen Speicherkapazität voll auszunutzen. Dieser Fall wird daher als „GHM-Mindestlast“ bezeichnet.

Die Mittlere Ausbaustufe „GHM 80%-Versorgung“ wurde mit dem Ziel gewählt, die Gasturbine nur zu Spitzenlastzeiten im Betriebspunkt 1 nutzen zu müssen. Diese Ausbaustufe ist daher darauf ausgelegt, den Prozesswärmebedarf im mittleren Lastfall von 65 MWth ohne zusätzliche Gasfeuerung decken zu können. In den Zeiten niedrigen Bedarfs ist die Kapazität also überdimensioniert.

Als letzte Variante wurde schließlich ein Green Heat Module betrachtet, welches die alleinige Prozessdampfversorgung bereitstellen kann. Es wurde zur Auslegung also der maximale Lastfall auf Prozessdampfseite von 80 MWth zugrunde gelegt. Diese Variante wird als „GHM-Vollausbau“ bezeichnet.

2.6.1. GHM Mindestlast

Die Mindestlast-Auslegung ist eine Minimalversion des Green Heat Module. Da sie darauf ausgelegt ist, unterstützend zur vorhandenen GuD-Anlage Dampf einzuspeisen, muss das Teillastverhalten der Gasturbine hierbei berücksichtigt werden. Es wird davon ausgegangen, dass die Gasturbine eine minimale Teillast von 50% fahren kann, welche dem Betriebspunkt 3 aus Abbildung 6 entspricht. Bei Auslegung auf Betriebspunkt 3, also einer Prozesswärmeerzeugung von 40 MW, wäre die für die Gasturbine verbleibende Last im Betriebspunkt 2 bei vollem Einsatz des Green Heat Module unterhalb von 50% und daher nicht möglich. Ein alternativer Betrieb des Green Heat Module in Betriebspunkt 2 mit reduzierter Leistung

widerspricht dem Auslegungsansatz, die maximale Ausnutzung zu erzielen, da der Betriebspunkt 2 den Großteil des Jahres gefahren wird. Die Auslegung basiert daher auf Betriebspunkt 2 mit einer minimalen Teillast der Gasturbine. Betriebspunkt 3 wird in diesem Szenario weiterhin alleinig durch die Gasturbine bedient. Betriebspunkt 1 wird durch das GHM in Zusammenspiel mit der Gasturbine bedient.

Tabelle 3: Lastpunkte von GuD und GHM in Mindestlast-Ausbau

Betriebspunkt	Dampfleistung GHM (MWh)	Dampfleistung GuD (MWth)	Lastpunkt Gasturbine (%)	Erdgaseinsatz (MW)	Erzeugte Elektrische Leistung (MW)
1	29	61	68%	130,95	41,33
2	29	46	50%	80,55	31,1
3	0	46	50%	80,55	28,4

Die Anlagenparameter des Green Heat Module für diese Auslegung sind in Tabelle 3 zusammengefasst.

2.6.2. GHM 80%-Versorgung

Die 80%-Auslegung verfolgt das Ziel, nur zu Spitzenzeiten im Betriebspunkt 1 die Gasturbine zu nutzen und den Prozesswärmebedarf in den Betriebspunkten 2 und 3 komplett aus dem Green Heat Module versorgen zu können. Das Green Heat Module wird dabei so dimensioniert, dass ein 24h-Betrieb in Betriebspunkt 2 alleinig aus dem Green Heat Module gefahren werden kann. Die resultierenden Leistungen in den Betriebspunkte bei dieser Ausbaustufe zeigt Tabelle 4.

Tabelle 4: Lastpunkte von GuD und GHM in 80%-Ausbau

Betriebspunkt	Dampfleistung GHM (MWh)	Dampfleistung GuD (MWth)	Lastpunkt Gasturbine (%)	Erdgaseinsatz (MW)	Erzeugte Elektrische Leistung (MW)
1	44	46	50%	80,55	31,1
2	75	0	0	0	3,9
3	46	0	0	0	1,22

2.6.3. GHM-Vollausbau

Der Vollausbau zielt darauf ab, die GuD-Anlage zur Prozessdampferzeugung vollständig ersetzen zu können und somit eine komplett CO₂-freie Wärmeerzeugung

für den Chemiapark bereitzustellen. Es wird somit der Spitzenbetriebspunkt 1 zur Auslegung des Green Heat Module verwendet. In den anderen Betriebspunkten des Dampfkreislaufs wird entsprechend aus dem Green Heat Module in Teillast gefahren. In diesem Konzept kann auch darüber nachgedacht werden, den existierenden Dampferzeuger zu nutzen und die Gasturbine durch das Green Heat Module als alleinige Wärmequelle zu ersetzen. Dadurch könnte die Investkosten des zusätzlichen, parallelen Kessels entfallen. Aus Redundanzgründen wird aber davon ausgegangen, dass die GuD-Anlage erhalten bleibt.

Tabelle 5: Lastpunkte von GuD und GHM in Vollausbau

Betriebspunkt	Dampfleistung GHM (MWh)	Dampfleistung GuD (MWth)	Lastpunkt Gasturbine (%)	Erdgaseinsatz (MW)	erzeugte Elektrische Leistung (MW)
1	90	0	0	0	3,9
2	75	0	0	0	3,9
3	46	0	0	0	1,22

2.7. Konzeptanalyse

Die dargestellten Ausbaustufen wurden über ein Betriebsjahr bilanziert unter der Annahme, dass das jeweilige Green Heat Module einen Zyklus aus Einspeicherung und Ausspeicherung pro Tag durchführt. Abbildung 7 zeigt einige der Kennzahlen der jeweiligen Ausbaustufe. Während die Prozesswärmeauskopplung konstant bleibt, wird der Erdgasbedarf durch die Stromaufnahme des Green Heat Module als Energiequelle abgelöst. Ein Nebeneffekt ist die Reduktion der elektrischen Energieerzeugung innerhalb der Anlage, da die Gasturbine durch das Green Heat Module sukzessive als Wärmequelle abgelöst wird. Die elektrische Leistung der Dampfturbine bleibt erhalten, ist aber im Vergleich deutlich geringer und dient weiterhin zur kontinuierlichen Versorgung des Chemiaparks.

Tabelle 6: Effekt der GHM-Ausbaustufen zur CO₂-Reduktion

CO ₂ -Reduktion	Absolut (t)	Reduktion
GHM Mindestlast	66.219	28%
GHM 80%-Versorgung	208.245	88%
GHM Vollversorgung	237.683	100%

Analog zum Erdgaseinsatz sinkt mit Ausbau des Green Heat Module auch der CO₂-Ausstoß der Anlage bis auf 0 im Fall des Vollausbaus. Doch bereits durch einen Teilausbau kann eine signifikante Absenkung der Emissionen erreicht werden, wie Tabelle 6 zeigt.

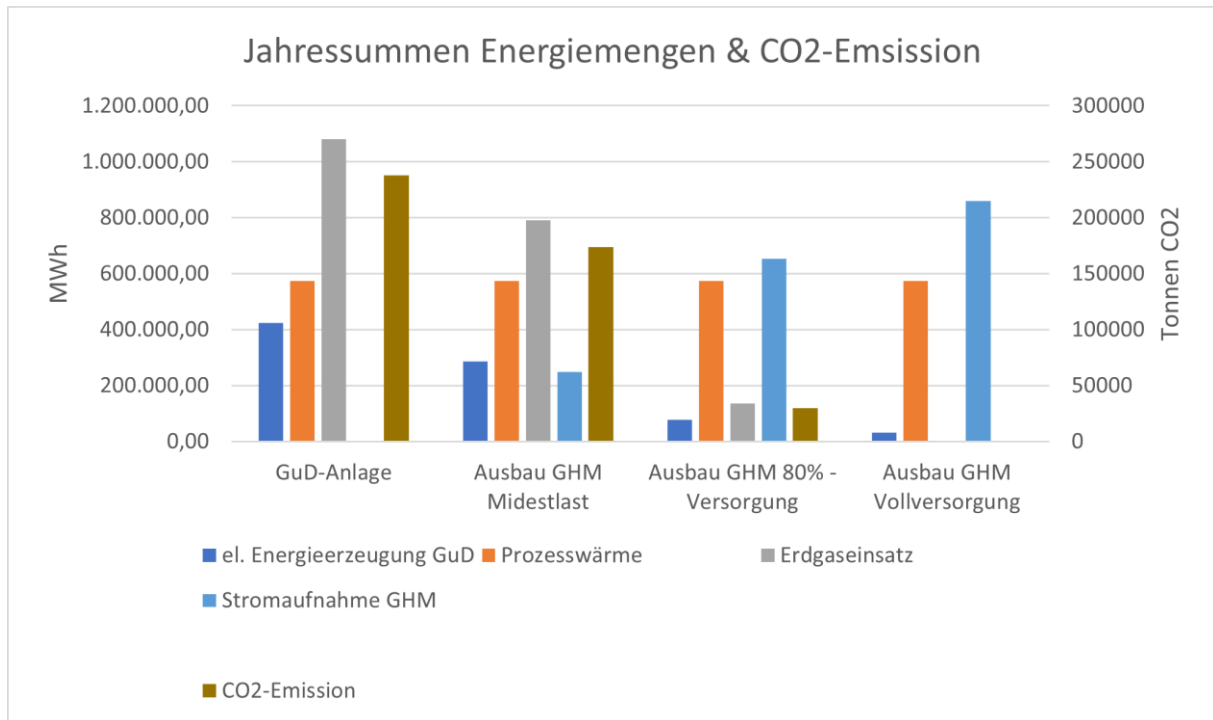


Abbildung 7: Jahresbilanz der Ausbaustufen

Ebenso wurden für die Ausbaustufen die erforderlichen Größen des Green Heat Module betrachtet. Die Kernparameter el. Heizleistung, thermische Speicherkapazität sowie Heißluft-Leistung sind in Tabelle 7 zusammengefasst.

Tabelle 7: Kenndaten der GHM-Auslegungen

Ausbaustufe	El. Heizleistung (MWel)	Speicherkapazität (MWh)	Heißluftleistung (MWth)
GHM - Mindestlast	124	533	29
GHM – 80% Versorgung	327	1413	75
GHM - Vollversorgung	393	1696	90

Um zu prüfen, ob diese Anlagenparameter realistisch umzusetzen sind, wurde eine Auslegung der Wärmespeicher für die jeweiligen Ausbaustufen des Green Heat Module vorgenommen. Hierbei kann das Green Heat Module modular aufgebaut werden, sodass auch ein sukzessiver Ausbau der Kapazität und Leistung vorgenommen werden kann.

Ein wichtiger Faktor für die Realisierbarkeit solcher Anlagen ist oft der Flächenbedarf. Daher wurde der Flächenbedarf für den Wärmespeicher mit integriertem Elektroerhitzer für die entsprechenden Kapazitäten ermittelt und ist in Abbildung 8 zum Vergleich dargestellt. Die maximale Kapazität von 1,7 GWh ließe sich für diesen Fall auf einem Gelände von 51,5m x 51,5 m unterbringen. Hierbei wurde der Abhitzekeessel und eine Einbindung in das Dampfnetz nicht berücksichtigt.

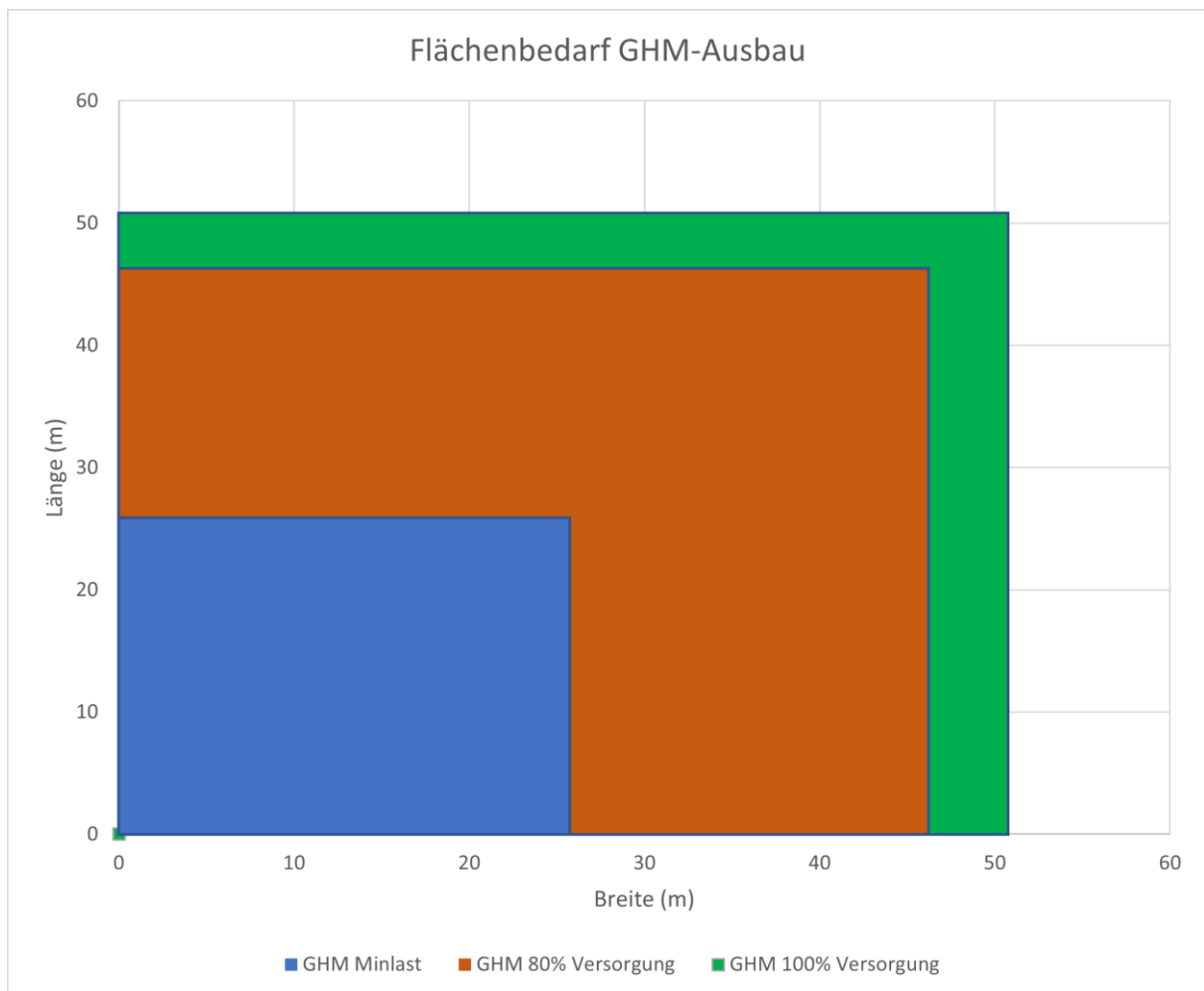


Abbildung 8: Flächenbedarf der GHM-Ausbaustufen

Zusätzlich muss die Stromerzeugung in Betracht gezogen werden. Hierbei ist eine Bereitstellung der maximal nötigen 393 MWel Heizleistung für das Green Heat Module aus Photovoltaik durchaus als realistisch zu sehen unter der Berücksichtigung, dass momentan in Mitteldeutschland ein Solarpark mit 650 MWel installierter Leistung realisiert wird [2].

Die Analyse zeigt also, dass die Prozesswärmebereitstellung selbst für einen großen Chemipark durch das Green Heat Module sukzessive dekarbonisiert werden kann.

3. WIRTSCHAFTLICHE BEWERTUNG

Die wirtschaftliche Bewertung erfolgt anhand des Kriteriums des Äquivalenten Gaspreises. Dieser soll darstellen, wie hoch der Gaspreis inklusive Nebenkosten, aber ohne CO₂-Abgabe zur Bereitstellung der Prozesswärme sein müsste, um die gleichen Wärmegestehungskosten wie das Green Heat Module in Verbindung mit erneuerbarem Strom zu haben.

Hierzu werden die Investitionskosten für die jeweilige GHM-Ausbaustufe anhand der zuvor vorgestellten Parameter auf Basis von bisherigen Angeboten von Kraftanlagen abgeschätzt. Für die Ermittlung der Prozesswärmekosten aus dem Green Heat Module werden neben den Investitionskosten die Kosten des Strombezugs betrachtet. Dieser soll sich aus erneuerbarem Strom, vorrangig Photovoltaik, zusammensetzen. Da dies in den Wintermonaten nicht realistisch ist, wird hier zusätzlich mit On-/Offshore Wind-Kapazitäten gerechnet.

Die Betrachtung bezieht sich jeweils auf einen Zeitraum von einem Jahr, über welches die Kosten bilanziert werden. Die Investition wird dabei in Form von Annuitäten betrachtet mit einer Gesamtlaufzeit über 25 Jahre.

Das Vergleichssystem, welches für die Wärmebereitstellung herangezogen wird, ist dabei eine Kombination aus einer typischen GuD-Anlage und Besicherungskesseln, um den Prozessdampf direkt herzustellen. Dies wird vor dem Hintergrund gewählt, dass KWK-Strom ohne Förderung oft nicht rentabel bei Marktbedingungen ist, weil die Preisspanne zwischen Brennstoffpreis und Strompreis nicht hoch genug ist, um die Verstromung zu rechtfertigen. Um den Anteil an der Versorgung über die KWK-Anlage und den Anteil über Gaskessel zu ermitteln, wurden die Marktdaten der Jahre 2018 bis 2021 analysiert. Hierbei wurden die jeweiligen stündlichen Preise am Strom-Spotmarkt EPEX SPOT sowie des Gaspreisindex EGIX verglichen und mit Hilfe des Nettowirkungsgrads der betrachteten GuD-Anlage die Stunden ermittelt, in welchen eine KWK-Produktion lohnend ist. Das Ergebnis stellt Tabelle 8 dar. Die Einsatzzeiten schwanken also von etwas unter 2000 h/a bis zu 6200 h/a, je nach Preisstruktur. Es sind daher hinsichtlich des KWK-Anteils an den Vergleichskosten zwei Varianten gerechnet, einmal auf Basis eines hohen KWK-Anteils wie 2020 vorliegend und einmal auf Basis eines niedrigen KWK-Anteils wie 2018.

Tabelle 8: Zeiten mit positivem Ertrag von KWK-Anlagen 2018 - 2021

	Anzahl Stunden mit positivem Ertrag für KWK-Strom
2018	1771
2019	4671
2020	6253
2021	3402

Für die weiteren Annahmen werden zwei Szenarien unterschieden, welche einmal von einem kurzfristig realistischen Preisniveau sowie Kostenbasis für das Green Heat Module ausgehen sowie ein perspektivisches Szenario für den Zeitrahmen bis 2030, welches weitere Annahmen bezüglich der Kostenstruktur trifft. Die Annahmen wurden auf Basis der genannten Quellen gemacht. Für die CO₂-Bepreisung wurde kurzfristig das Ziel des Brennstoffemissionshandelsgesetzes - bei Inbetriebsetzung der GHM-Neuanlage im Jahr 2025 - und somit von 55€/t angesetzt, während für die perspektivische Betrachtung ein Wert von 90 €/t bis 2030 angesetzt wurde, wobei ein Preisniveau von knapp 90 €/t bereits Ende 2021 im ECTS erreicht war. Die Annahmen für die Bewertung fasst Tabelle 9 zusammen. Abbildung 9 zeigt die Ergebnisse der Berechnung für die vier Szenarien sowie die drei Ausbaustufen des Green Heat Module. Die Berechnungen ergeben hierbei im kurzfristigen Szenario einen äquivalenten Gaspreis von 52,80 bis 73,60 €/MWh. Liegt der tatsächliche Gaspreis darüber, ist eine Wärmeversorgung über einen Gaskessel teurer als über das Green Heat Module mit erneuerbarem Strom. Perspektivisch sinkt dieser Wert auf 28,30 bis 39,70 €/MWh, womit das Green Heat Module nochmals deutlich konkurrenzfähiger wird. Dabei sind die spezifischen Kosten für die kleineren Ausbaustufen des GHM niedriger, da deren Nutzungsgrad über das Jahr gesehen besser ist und somit das Investment optimal verwendet wird.

Tabelle 9: Betriebskostenannahmen für das Green Heat Module

Szenario	Kurzfristig	perspektivisch	
Strombezugskosten Photovoltaik	50 [3]	30 [4]	€/MWh
Strombezugskosten Wind	59 [5]	40 [4]	€/MWh
Strombezugskosten GHM mittel	55	35	€/MWh
Investkostensenkung durch technischen Fortschritt und Hochskalierung		20% Reduktion der spezifischen Investitionskosten ggü. kurzfristigem Szenario (konservativ)	
CO₂-Bepreisung für die Wärmebereitstellung <u>konstant über 25</u> <u>Jahre</u>	55	90 (konservativ)	€/t

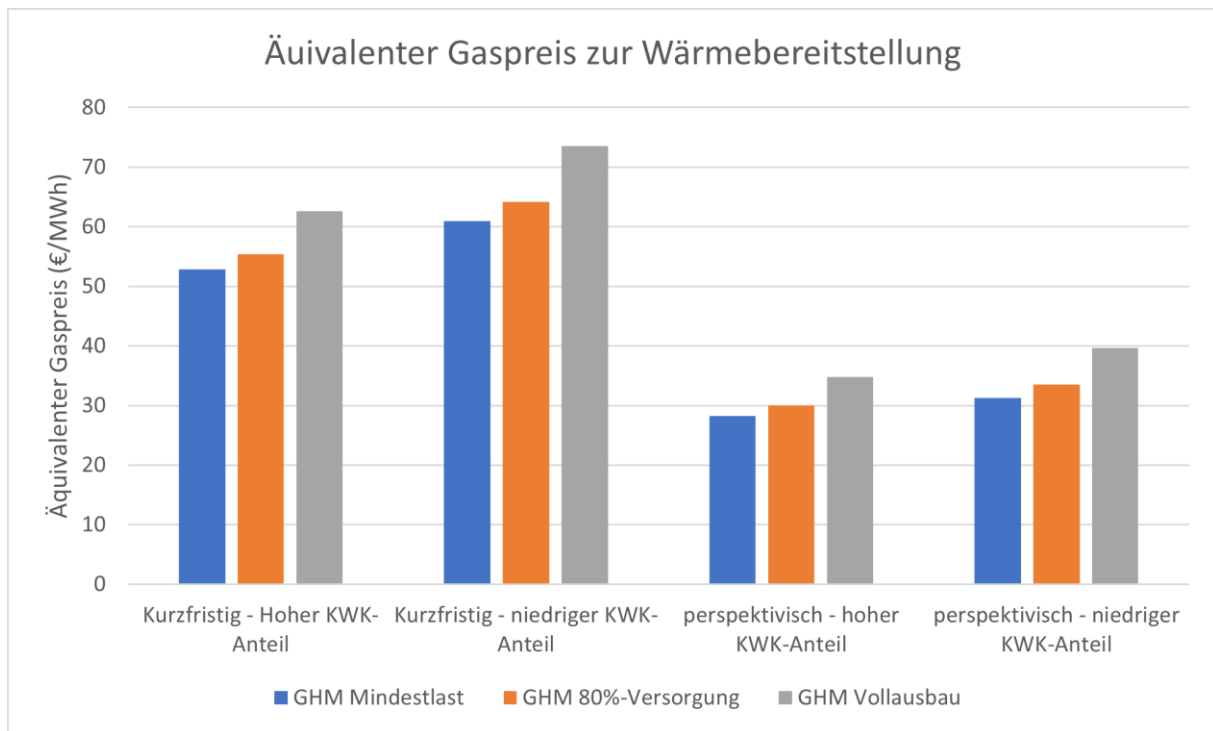


Abbildung 9: Ergebnisse für den Äquivalenten Gaspreis zur Prozesswärmebereitstellung

Da niemand mit Sicherheit sagen kann, in welche Richtung sich die Gas- sowie Strommarktpreise entwickeln werden, gibt diese Untersuchung damit eine gute Reichweite ab. Festzuhalten ist dabei, dass alle Kombinationen einen Äquivalenten Gaspreis unterhalb des aktuellen (08/2022) Niveaus ergeben und damit momentan die wirtschaftlichste Option darstellen. Zudem lassen sich die Kosten für die Prozesswärmeversorgung durch erneuerbaren Strom in Kombination mit dem Green Heat Module erstmalig sehr gut vorhersagen, da die Kosten weitgehend aus Kapitalkosten bestehen, welche sich entsprechend über einen definierten Zeitraum amortisieren lassen: das volatile Brennstoffgeschäft wird durch ein planbares Finanzgeschäft ersetzt. schwankende Energiebezugskosten entfallen dabei weitgehend.

Ist der für die Investitionskosten angesetzte Zahlungshorizont überschritten, liefert eine solche Anlage CO₂-freie Wärme für verschwindend kleine spezifische Kosten und ist daher außer Konkurrenz.

Zudem wird durch die zukünftig stärkere Durchdringung des Strommarktes durch die erneuerbaren Energien der Betrieb von wärmegeführten KWK-Anlagen zunehmend unattraktiver, da der erforderliche Spread zwischen Gaspreis und Strompreis für eine rentable Stromproduktion der Anlagen immer seltener gegeben ist. Ein Ersatz durch das Green Heat Module wird dadurch immer attraktiver, da die Vergleichskosten mehr

und mehr den Äquivalenten Gaskosten aus dem Szenario mit geringem KWK-Anteil entsprechen. Eine Rückkehr zu niedrigen Gasbeschaffungskosten gilt für den Standort Deutschland nicht nur im Hinblick auf die politische Situation, die Umstellung der Versorgung auf LNG sowie auf das BEHG als eher unwahrscheinlich. Geht man langfristig der Vollständigkeit halber vom Kosten-Bestfall für grünen Wasserstoff aus (2040+), wird dieser (geliefert frei Standort) mindestens das Preisniveau von LNG-Gas aufweisen und liegt somit ebenfalls deutlich oberhalb des Äquivalenten Erdgaspreises aus der Versorgung über das Green Heat Module in Verbindung mit regionalen erneuerbaren Energien. Kurz- und Mittelfristig liegt der Bereitstellungspreis von grünem Wasserstoff deutlich darüber, durch die Autoren wird hier ein Preis von kurzfristig 4-6 € pro kg H₂ (120-180 €/MWh) sowie langfristig minimal 2 €/kg H₂ (60 €/MWh) als Herstellungspreis geschätzt. Jedoch können wasserstoffbasierte, lagerfähige CO₂-freie Brennstoffe (z.B. Ammoniak) zur Absicherung der Versorgungssicherheit für wenige Stunden im Jahr in einem einfachen Kanalbrenner im GHM eingesetzt werden (Dunkelflauten). Mit dieser Kombination ist mit heute verfügbarer Technik - wie dem GHM als Vertreter der elektrothermischen Speicher - eine vollständige Substitution des heutigen Erdgaseinsatzes technisch möglich und wirtschaftlich sinnvoll, da die sehr kostengünstige und planbare Wärmebereitstellung nach der Amortisationsphase zusätzlich einen Wettbewerbsvorteil für den Chemiaparkbetreiber darstellt.

4. LITERATURVERZEICHNIS

- [1] J. Schrüfer, D. Högemann, T. Steen und A. Rossello, *Die asymmetrische GuD: Ein innovativer Ansatz zur Transformation von thermischen KWK-Anlagen für Stadtwerke und Industrie*, Dresden, 2021.
- [2] „Energate Messenger,“ 7 Juni 2022. [Online]. Available: <https://www.energatemessenger.de/news/222974/signal-iduna-investiert-in-650-mw-solarpark>. [Zugriff am 2 August 2022].
- [3] Bundesnetzagentur, „Statistiken: Solaranlagen Freifläche – Ausschreibungen,“ 2022.
- [4] Fraunhofer-Institut für solare Energiesysteme ISE, „Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien,“ Freiburg, Juni 2021.
- [5] Bundesnetzagentur, „Statistiken: Windenergieanlagen an Land – Ausschreibungen,“ 2022.