

Experimentelle Untersuchung einer Gasabsorptionswärmepumpe unter Labor- und Feldtestbedingungen sowie Vergleich mit Simulationsergebnissen

Roman Wechsler¹, René Rieberer^{1*}
Johann Emhofer², Andreas Zottl², Christian Köfinger²

¹ Institut für Wärmetechnik, Technische Universität Graz, Inffeldgasse 25/B, 8010 Graz, Österreich
rene.rieverer@tugraz.at

² Energy Department, Austrian Institute of Technology, Giefinggasse 2, 1210 Wien, Österreich
johann.emhofer@ait.ac.at

* Korrespondenzautor

Kurzfassung

Gasabsorptionswärmepumpen (GAWPs) bieten im Vergleich mit herkömmlichen fossil betriebenen Technologien im Bereich der Raumwärmeerzeugung ein beträchtliches Potential hinsichtlich der Einsparung von Brennstoff und der Emission von Treibhausgasen.

Eine GAWP für Anwendungen im häuslichen Bereich mit 18 kW Heizleistung (E-Sorp Alpha-Anlage) wurde bei verschiedenen stationären Betriebspunkten unter Laborbedingungen am AIT und der TU Graz untersucht. Dabei wurden neben zahlreichen individuell ausgewählten Betriebspunkten auch Norm-Betriebspunkte nach der EN12309:2016 vermessen. Gleichzeitig wurde eine GAWP der gleichen Bauart in einem Einfamilienhaus in einem Gesamtsystem mit einem 800 l Heizungspuffer und einem 300 l Frischwasserspeicher betrieben. Relevante Messgrößen wurden in diesem System minutenweise über 18 aufeinanderfolgende Tage im Jänner und Februar 2015 aufgezeichnet und das Betriebsverhalten der GAWP unter realen dynamischen Betriebsbedingungen dokumentiert. Basierend auf den verschiedenen experimentell ermittelten Kennwerten und auf den Massen- und Energiebilanzen der Komponenten, wurde ein Kreislaufmodell der untersuchten GAWP entwickelt. Die Vorhersagen des Modells wurden zum einen mit den Laborversuchen und zum anderen mit stationären Betriebspunkten unter Feldtestbedingungen abgeglichen. Ferner wurde der saisonale Wirkungsgrad der Gasnutzung im Heizbetrieb (*SGUE_h*) mit dem Simulationsmodell nach dem Temperaturstufen-(BIN-)verfahren der EN12309 und andererseits durch eine detaillierte Jahressimulation berechnet. Diese Daten wurden mit dem aus Messdaten berechneten *SGUE_h* gemäß EN12309 verglichen.

Stichwörter:

Ammoniak/Wasser, Energieeffizienz, Monitoring



1 Einleitung

Ein großer Anteil der Wohngebäude in Österreich (ca. 40 %, lt. [1]) wird derzeit mit fossilen Energieträgern beheizt, wobei sich die fossilen Energieträger jeweils ca. zur Hälfte auf Erdgas und Öl aufteilen. Im Kontext der ambitionierten Zielvorgaben zur nachhaltigen Ressourcennutzung sowie zur Verbesserung des Klimaschutzes müssen in Zukunft zwei Faktoren gleichermaßen Berücksichtigung finden: der zunehmende Einsatz erneuerbarer Energieträger sowie die Steigerung der Effizienz beim Einsatz fossiler Energieträger. Eine dafür geeignete, hoch effiziente Technologie ist die direkt befeuerte Absorptionswärmepumpe oder Gasabsorptionswärmepumpe (GAWP). Diese Technologie kann neben der im Brennstoff gespeicherten Energie auch Umgebungswärme (z. B. Erdwärme) für Heizzwecke nutzen. Dadurch kann im Vergleich zur Brennwertechnik (der aus heutiger Sicht modernsten Kessel-Technologie) eine um 50-100 % höhere Effizienz erreicht werden.

Um den Energieverbrauch von unterschiedlichen Systemen zu vergleichen stehen verschiedene Effizienzindikatoren zur Verfügung. Einer dieser Indikatoren ist der Wirkungsgrad der Gasnutzung im Heizbetrieb / **Gas Utilization Efficiency for heating** (*GUEh*). Dieser kann für bestimmte Betriebspunkte unter Voll- und Teillast experimentell bestimmt werden. In weiterer Folge kann aus den experimentell ermittelten Werten ein saisonaler Wirkungsgrad im Heizbetrieb / **Seasonal Gas Utilization Efficiency for heating** (*SGUEh*) berechnet werden. Eine Möglichkeit diese Berechnung durchzuführen ist das Temperaturstufen- (Bin-)verfahren, wie es in der europäischen Norm EN12309 [2] definiert ist. Eine weitere, allgemeinere, Möglichkeit den *SGUEh* zu berechnen, sind Berechnungen mit Simulationsmodellen, wobei hier, je nach Detaillierungsgrad der Simulation, eventuell nicht alle herstellereigenen Eigenschaften berücksichtigt werden können.

Im Rahmen dieser Arbeit werden beide Methoden anhand einer GAWP untersucht. Ein Simulationsmodell mit einer Wärmerückführung vom Absorber zum Generator wird mit experimentell ermittelten Daten eines Prototypen einer leistungsmodulierenden GAWP (E-Sorp Alpha Anlage) aus Labormessungen sowie aus Feldmessungen bei einzelnen Betriebspunkten validiert. Danach wird mit Hilfe dieses Modells der saisonale Wirkungsgrad *SGUEh^{sim}* berechnet. Der aus den Simulationen bestimmte saisonale Wirkungsgrad wird schlussendlich mit dem saisonalen Wirkungsgrad aus den Normmessungen *SGUEh^{meas}* verglichen und die Unterschiede werden diskutiert.

2 Systembeschreibung

Bei dem untersuchten Gerät handelt es sich um einen Prototypen der Firma E-Sorp GmbH. Die GAWP wird durch einen erdgasbetriebenen Brenner angetrieben, dessen Leistung stufenlos zwischen 3,5 und 12,5 kW regelbar ist. Die nominelle Heizleistung beträgt 18 kW. Als Arbeitsstoffpaar wird Ammoniak/Wasser verwendet und die wärmesenken- und wärmequellenseitigen Wärmeträgermedien sind Heizungswasser bzw. Sole.

In Abbildung 1 ist der Kreislauf der untersuchten GAWP schematisch dargestellt. Am Zustandspunkt 7 tritt wässrige Ammoniaklösung mit einem relativ hohen Anteil an Ammoniak (reiche Lösung RSO) in den Generator (GEN) ein. Dort wird die Lösung durch Zufuhr von Verbrennungswärme teilweise verdampft, wobei ein Dampfgemisch entsteht, das hauptsächlich aus Ammoniak besteht und kleinere Anteile an Wasser enthält. Dieses Dampfgemisch wird in der Rektifikationskolonne (REC) und dem Dephlegmator (DEP) weitgehend vom Wasseranteil gereinigt und das dampfförmige Kältemittel (REF) gelangt daraufhin in den Kondensator (CON), in dem es unter Wärmeabgabe an das Heiznetz kondensiert. Nachdem das Kondensat im Kältemittel-Wärmeübertrager (RHX) unterkühlt wird, wird sein Druck im Expansionsventil (RTH) reduziert und es tritt in den Verdampfer (EVA) ein. In dieser Komponente verdampft das Kältemittel bei niedrigem Druck und folglich bei niedriger Temperatur unter Wärmeaufnahme von der Wärmequelle Sole (Umgebung). Schließlich wird das nun wieder dampfförmige Kältemittel im Absorber mit der im Generator nicht verdampften Lösung (arme Lösung) in Kontakt gebracht, wobei es in dieser Lösung absorbiert wird. Die dabei freiwerdende Wärme wird wiederum teilweise ans Heiznetz abgegeben. Eine Lösungspumpe (PUMP) fördert die entstandene reiche Lösung zurück in den Generator, wodurch der Kreislauf geschlossen wird.

Die interne Wärmerückgewinnung wird zum einen durch Lösungsrückführung im Generator (Zustandspunkt 8 bis 9) realisiert. Dabei gibt die arme Lösung Wärme an die im Generator stehende Lösung ab, wodurch bei gleichbleibender zugeführter Wärme von außen (durch den Brenner) mehr Kältemittel ausgetrieben werden kann. Zum anderen ist ein Generator-Absorber-Heat-Exchange

(GAX) Design in Form eines teilweise durch die reiche Lösung gekühlten Absorbers implementiert. Hierbei wird die Tatsache ausgenutzt, dass sich bei günstigen Betriebsbedingungen die bei der Absorption und Desorption auftretenden Temperaturbereiche teilweise überlappen. Daher verdampft die reiche Lösung bereits partiell während der Kühlung des Absorbers (Zustandspunkte 5 bis 7) bevor sie in den Desorber gelangt (vgl. [3]). Dementsprechend ist der Absorber in zwei Subkomponenten aufgeteilt; einen lösungsgekühlten Absorber (ABS-2) mit relativ hohen Temperaturen und einen (heizungs-) wassergekühlten Absorber (ABS-1), in dem relativ niedrige Temperaturen herrschen. Des Weiteren wird ein Teilstrom der reichen Lösung über einen Bypass (Zustandspunkt 6) abgezweigt bevor die reiche Lösung in den lösungsgekühlten Absorber gelangt und direkt in die Rektifikationskolonne eingebracht, wodurch der Wasseranteil im Kältemittel weiter gesenkt wird (vgl. [4]). Beim hier untersuchten Prototypen konnte das Verhältnis des Massenstroms der reichen Lösung, die durch den Bypass fließt (\dot{m}_6), zum Gesamtmassenstrom der reichen Lösung (\dot{m}_4) (im Folgenden als Bypass-Massenstromverhältnis bezeichnet) mittels zweier Nadelventile an den Zustandspunkten 5 und 6 variiert werden.

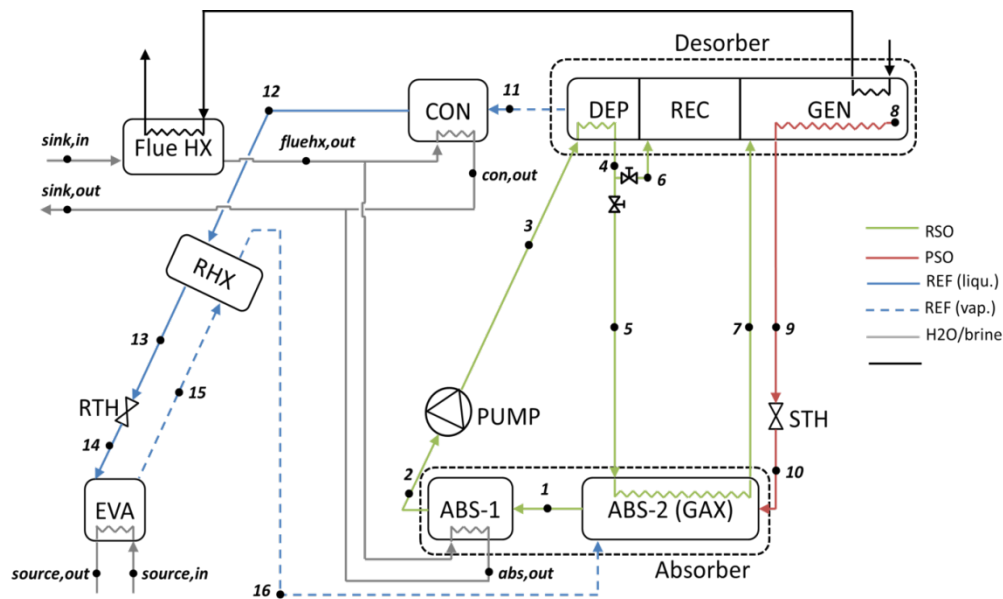


Abbildung 1: Schematische Darstellung des untersuchten Kreislaufs

3 Methode

Im Rahmen dieser Arbeit wurde die E-Sorp Alpha-Anlage experimentell untersucht und in einer Simulation nachgebildet. Die experimentellen Untersuchungen umfassten stationäre Messungen der Anlage an der TU Graz und am AIT, sowie Messungen an einer installierten Anlage im Feldversuch. Die Messungen an der TU Graz und im Feldversuch wurden hauptsächlich dafür verwendet das Simulationsmodell zu validieren, während am AIT hauptsächlich Normmessungen nach der EN12309 durchgeführt wurden. Auf alle drei Arten der Messungen wird in Abschnitt 3.1 näher eingegangen.

Mit Hilfe der Simulationen konnte der $SGUEh$ direkt über Jahres-Wetterdaten ($SGUEh^{sim-annual}$) oder über die Interpolation von simulierten Teillastzuständen und der Berechnung über ein Temperaturstufen- (BIN-)Verfahren ($SGUEh^{sim-bin}$) berechnet werden. Letztere Methode wurde in Anlehnung an die EN12309 durchgeführt um die Berechnungsmethode aus der EN12309 (Interpolation der Teillastbetriebspunkte und BIN-Verfahren) mit den detaillierten Simulationen (Jeder Teillastpunkt wird berechnet) zu vergleichen. Zudem wurde das Temperaturstufen-(Bin-)Verfahren, nach der EN12309, dazu verwendet um den $SGUEh$ aus den experimentellen Messungen am AIT zu ermitteln ($SGUEh^{meas-bin}$). Auf beides, die Simulation und die Berechnung des $SGUEh$ wird in Folge in Abschnitt 3.2 näher eingegangen. Eine Zusammenfassung der Berechnungsmethoden für die verschiedenen $SGUEhs$ ist am Ende des Abschnitts in Tabelle 5 aufgelistet.

3.1 Experimentelle Untersuchungen

Stationäre Messungen an der TU Graz

An der TU Graz wurden Labormessungen bei unterschiedlichen Betriebsbedingungen (Tabelle 1) mit der E-Sorp Alpha-Anlage durchgeführt. Insgesamt wurden 106 verschiedene Betriebspunkte angefahren.

Tabelle 1: Übersicht über die Betriebsbedingungen bei den Labormessungen

Parameter	Werte
Brennerleistung (bezogen auf H_i) in kW	3,5 ... 12,5
Senktemperaturen Ein-/Austritt in °C	30/35, 40/45
Quellentemperaturen Ein-/Austritt in °C	-5/-8, +8/+5
Bypass-Massenstromverhältnis	0,0 ... 0,9

Folgende Größen wurden gemessen bzw. berechnet:

- An allen Zustandspunkten außer am Generatorfuß (Zustandspunkt 8) wurden mittels feucht eingebauter Fühler (Thermoelemente) die Temperaturen gemessen. Die Temperatur am Zustandspunkt 8 wurde durch einen Anlegefühler an der Außenwand des Generators gemessen und ist daher wahrscheinlich mit relativ hohen Unsicherheiten behaftet (aufgrund einer möglichen inhomogenen horizontalen Temperaturverteilung im Generator sowie vertikaler Wärmeleitung in der Generatorwand). Die Massenströme der reichen Lösung an den Zustandspunkten 3 und 5 sowie der Kältemittelmassenstrom am Zustandspunkt 13 wurden mit Coriolis-Durchflussmessern erfasst. Der Massenstrom der armen Lösung wurde durch eine Massenbilanz über den lösungsgekühlten Absorber berechnet. Der Kondensationsdruck wurde am Zustandspunkt 11 und der Verdampfungsdruck am Zustandspunkt 15 gemessen.
- Die Konzentrationen der armen Lösung sowie des Kältemittels wurden mithilfe einer in EES (Engineering Equation Solver [5]) vorimplementierten Zustandsgleichung [6] aus dem gemessenen Kondensationsdruck sowie den gemessenen Temperaturen an den Zustandspunkten 8 und 11 unter der Annahme von gesättigten Zuständen an diesen Stellen berechnet. Die Konzentration der reichen Lösung (Zustandspunkte 1-7) wurde mittels einer NH_3 -Massenbilanz über den lösungsgekühlten Absorber bestimmt.
- Die Volumenströme sowie verschiedene Temperaturen im Heizungswasser- und Solekreislauf wurden gemessen und zur Bestimmung der Leistungen des Kondensators, des wassergekühlten Absorbers und des Verdampfers verwendet.
- Der Volumenstrom, die Temperatur und der Druck des zugeführten Brenngases wurden zur Ermittlung der Brennerleistung gemessen.
- Für den Brenner wurde Erdgas aus dem lokalen Erdgasnetz verwendet (Heizwert $H_i=10,14 \text{ kWh/m}^3$ bei 1013 mbar und 0 °C)

Der $GUEh$ wurde als Verhältnis der gemessenen, an die Wärmesenke abgegebenen Heizleistung zur Brennerleistung berechnet. Tabelle 2 gibt einen Überblick über die zur Bestimmung des $GUEh$ relevanten Sensoren sowie die dazugehörigen Messunsicherheiten.

Tabelle 2: *Verwendete Sensoren und Messunsicherheiten TU Graz*

Messgröße	Sensor	Messunsicherheit
Volumenstrom Erdgas	Balgengaszähler Elster Instromet BK-G6	± 2 % v. M.
Druck Erdgas	Druckmessumformer WIKA IS-20-S (0,8 – 1,2 bara)	± 2 mbar
Temperatur Erdgas	Anlegefühler Thermoelement Typ K	$\pm 1,5$ K
Volumenstrom Wärmesenke	MID Endress+Hauser Promag 50P	$\pm 0,5$ % v. M.
Senkentemperaturen Ein-/Austritt	PT100 feucht eingebaut, kalibriert	$\pm 0,05$ K

Stationäre Messungen nach der EN12309 am AIT

Die E-Sorp Alpha-Anlage wurde in einer Klimakammer des AITs aufgebaut, um Messpunkte nach der EN12309 zu vermessen. Dabei wurden Messserien mit zwei unterschiedlicher Ventilstellungen der Rückführung zur Rektifikationskolonne (unterschiedliche Bypass-Massenstromverhältnis) durchgeführt. Alle Messungen wurden bei einer niedrigen Wärmesenken-Austrittstemperatur (*sink,out* in Abbildung 1) für Sole/Wasser-Geräte durchgeführt. Die untersuchten Lastzustände und die zugehörigen Wärmesenken-Austrittstemperaturen sind in Tabelle 3 zusammengefasst.

Tabelle 3: *Anwendung bei niedriger Temperatur (35 °C) für die Referenzheizperiode (A) nach [2]*

	Leistung in % der maximalen Brennerleistung	Eintrittstemperatur Sole (Quelle) in °C	Austrittstemperatur Wasser (Senke) in °C
	100	0	35
A	88	0	34
B	54	0	30
C	35	0	27
D	15	0	25 ¹

Folgende Größen wurden gemessen und berechnet:

- Die Sole- und Wassermassenströme auf der Quellen- und Senkenseite sowie die Massenströme des Brenngases wurden mit Hilfe von Coriolis-Massenstromsensoren gemessen.
- Die Ein- und Austrittstemperaturen auf der Quellen- und Senkenseite wurden mit kalibrierten PT-100 Klasse A Temperatursensoren.
- Die Wärmeströme auf der Quellen- und Senkenseite wurden über Energiebilanzen ermittelt. Die Brennerleistung wurde über den Massenstrom und den Heizwert von Methan berechnet.
- Als Brenngas wurde Methan mit einer Reinheit von mehr als 99.5% verwendet.

In Tabelle 4 sind die verwendeten Sensoren zur Berechnung der Kennzahlen sowie deren Messunsicherheiten angegeben.

¹ In [2] ist diese Temperatur mit 24°C festgelegt. Da die Versuchsanlage bei 24°C aber in den Taktbetrieb umschaltete wurde die Temperatur für die tatsächliche Messung auf 25°C erhöht.

Tabelle 4: Verwendete Sensoren und Messunsicherheiten AIT

Messgröße	Sensor	Messunsicherheit
Massenstrom Erdgas	Coriolis-Massenstromsensor Emerson CMF010	± 0.002 kg/h.
Massenstrom Wärmesenke	Coriolis-Massenstromsensor Emerson CMF100	± 0.1 % v. M.r
Senktemperaturen Ein-/Austritt	PT100 feucht eingebaut, kalibriert	$\pm 0,05$ K

Dynamische Messungen im Feldversuch

Im Zeitraum Jänner 2015 bis Februar 2015 wurde eine baugleiche E-Sorp Alpha-Anlage, wie in den Testlaboratorien vermessen, in einem Feldversuch untersucht. Die Anlage wurde während dieser Periode gemeinsam mit einem 800l Heizungspuffer und einem 300l Frischwasserspeicher betrieben, wobei nur die Messstellen innerhalb der Wärmepumpen-Systemgrenze für die Simulationsvalidierung verwendet wurden. Die Anlage versorgte ein Einfamilienhaus mit 4 Einwohnern und einer Nutzfläche von 150 m². Im untersuchten Zeitraum war die durchschnittliche Außentemperatur -1.3 °C und die mittlere Heizleistung der Wärmepumpe lag bei 5.2 kW, wobei die Anlage zwischen 5 und 17 kW Heizleistung während der 18 Tage modulierte. Die Anlage war 85% der Zeit in Betrieb und die Messwerte wurden im Minutentakt von der internen Messaufzeichnung erfasst und aufgezeichnet.

Um die dynamischen Daten der Feldmessungen zur Validierung des stationären Modells aus Abschnitt 3.2 zu verwenden, wurden zwei Stabilitätskriterien für die Auswertung definiert.

Betriebspunkte der GAWP wurden als „stabil“ angesehen

- wenn der Gasbrenner in Betrieb war und
- wenn sowohl die Wärmequellenaustritts- (*source,out* in Abbildung 1) als auch die Wärmesenken-Austrittstemperatur sich innerhalb einer Minute nicht um mehr als 0,5 K änderten. D.h.: auch wenn sich Betriebspunkte langsam innerhalb des Kriteriums ($\Delta T < 0,5$ K/min) änderten wurden diese als stabil gewertet.

Um den Einfluss von zufälligen Unsicherheiten (Schwankungen oder Abweichungen vom wahren Wert) zu verringern, wurde zudem ein gleitender Mittelwert über jeweils 3 aufeinanderfolgende Datenpunkte (3 min) für alle Messgrößen verwendet. Unter diesen Kriterien konnte 79% der Zeit als stabiler Betrieb angesehen werden.

3.2 Simulationen und Berechnungen

Bevor näher auf die Simulationen und das Temperaturstufen-(BIN-)Verfahren eingegangen wird, werden die verwendeten Rahmenbedingungen für die beiden Berechnungsmethoden diskutiert. Für beide Methoden werden ein mittleres Klima und eine niedrige Vorlauftemperatur für die Berechnung herangezogen. Zudem wird die GAWP als Sole/Wasser-Anlage betrieben. Diese Bedingungen entsprechen lt. EN12309 dem Klima in Straßburg, einer Vorlauftemperatur von 35°C bei Vollast und einer Quellentemperatur von 0°C unter allen Lastbedingungen. Für das BIN-Verfahren werden sowohl die in [2] definierten Temperaturdaten ($T_{EN12309}$) als auch Meteororm-Temperaturdaten [7] gemittelt von 1996-2005 ($T_{Meteororm}$) herangezogen (siehe auch Tabelle 4). Die Simulationen werden abschließend mit den Meteororm-Daten durchgeführt. Da die Gebäudelast nicht im Zentrum der Betrachtungen steht, wird für beide Modelle der Zusammenhang zwischen Außentemperatur und Heizlast aus [2] herangezogen, um den Teillastzustand der GAWP bei verschiedenen Außentemperaturen festzulegen. Basierend auf den Außentemperaturdaten kann somit ein auf die maximale Heizleistung bezogenes Teillastverhältnis / **Part Load Ratio for heating (PLRh)** berechnet werden, welches den Lastzustand der GAWP definiert (siehe auch Anhang - Gleichung Glg. (2)).

Simulationen

Es wurde in EES [5] ein Simulationsmodell des Kreislaufs erstellt, welches für gegebene Heizleistungen sowie Senkenaustritts- und Quelleneintrittstemperaturen unter anderem den

$GUEh$ berechnet. Dabei werden Energie-, Massen- und Speziesbilanzen aller Komponenten gelöst. Wärmeübertrager wurden mittels unterschiedlicher Kennzahlen (Wärmeübertragereffektivität, Grädigkeit, ...), welche aus Messergebnissen abgeleitet wurden, modelliert und die Rektifikationskolonne wurde durch 4 Mischstufen repräsentiert. Eine detaillierte Beschreibung des Simulationsmodells ist in [8] zu finden.

Mit diesem Modell wurde zum einen der $GUEh$ bei den fünf, in Tabelle 3 definierten, repräsentativen Betriebspunkten berechnet und daraus mit dem BIN-Verfahren gemäß Gleichung (1) im Anhang der $SGUEh^{sim-bin}$ bestimmt.

Alternativ dazu wurde eine detaillierte Jahressimulation mit den Stunden-aufgelösten Meteorolog-Temperaturdaten durchgeführt. Dabei wurde zunächst das Teillastverhältnis für alle auftretenden Außentemperaturen gemäß Gleichung (2) berechnet, wobei bei Heizlasten unter 6 kW ein Taktbetrieb angenommen wurde, und die benötigte Senkenaustrittstemperatur in Abhängigkeit von der Außentemperatur durch Interpolation aus Tabelle 3 bestimmt. Die Quellenein- und austrittstemperaturen wurden als konstant mit 0 °C bzw. -3 °C angenommen (die GAWP verfügt über drehzahlgeregelte Umwälzpumpen im Senken- und Quellenkreislauf, so dass eine konstante Temperaturspreizung eingeregelt werden kann). Entsprechend der implementierten Regelungsstrategie stellen sich im realen Betrieb ein bestimmter (kältemittelseitiger) Temperaturgleit im Verdampfer sowie eine bestimmte Ausgasungsbreite (Differenz zwischen den NH_3 Massenanteilen der reichen und armen Lösung) ein. Da keine Details der Regelung bekannt waren, wurde für diese beiden Größen –unter Berücksichtigung der Messergebnisse– konstante Werte (6 K für den Temperaturgleit und 0,35 für die Ausgasungsbreite) angenommen. Der Temperaturgleit ist somit stets größer als die quellenseitige Spreizung (siehe oben) und die Ausgasungsbreite ist bei den hier betrachteten Betriebsbedingungen stets kleiner als der NH_3 Massenanteil der reichen Lösung. Daher war bei allen untersuchten Betriebspunkten gewährleistet, dass das Gleichungssystem gelöst werden konnte.

Das Modell berechnet mit diesen Input-Parametern u.a. die benötigte Brennerleistung für alle auftretenden Außentemperaturen über das gesamte Jahr, woraus in Kombination mit den bekannten Heizlasten sowie den Betriebsstunden, bei denen die jeweilige Heizlast benötigt wird, der $SGUEh^{sim-annual}$ bestimmt werden konnte.

Berechnung der saisonalen Kennzahlen mit dem Temperaturstufen-(BIN-) Verfahren

Der saisonale Wirkungsgrad der Gasnutzung $SGUEh^{sim-bin}$ bzw. $SGUEh^{meas-bin}$ wurde mit dem Temperaturstufen-(BIN-) Verfahren berechnet. Der GUE bei jeder Temperaturstufe (BIN) wurde mittels linearer Interpolation aus den jeweilige Teillastwerten bei den Bezugsteillastbedingungen (A,B,C,D) und dem Volllastwert (Tabelle 3) ermittelt. Die detaillierte Berechnungsmethode ist im Anhang bzw. in [2] zu finden.

Tabelle 5: Zusammenfassung der Berechnungsmethoden für die verschieden berechneten *SGUEh*.

	Temperaturdaten	Teillast- zustände	Teillast- Berechnungsverfahren
$SGUEh^{sim-annual}(T_{Meteonorm})$	Straßburg, Meteonorm [7] Auflösung 0,1 K	8760	Einzelsimulationen aller Teillastzustände
$SGUEh^{sim-bin}(T_{Meteonorm})$	Straßburg, Meteonorm [7] Auflösung 1 K	5	Interpolation der 5 simulierten Teillastzustände gemäß Gleichung Glg. (2)
$SGUEh^{meas-bin}(T_{Meteonorm})$	Straßburg, Meteonorm [7] Auflösung 1 K	5	Interpolation der 5 gemessenen Teillastzustände gemäß Gleichung Glg. (2)
$SGUEh^{meas-bin}(T_{EN12309})$	Mittleres Klima (A), EN12309 [2] Auflösung 1 K	5	Interpolation der 5 gemessenen Teillastzustände gemäß Gleichung Glg. (2)

4 Ergebnisse und Diskussion

4.1 Validierung der Simulationsmodelle

Zur Validierung des Simulationsmodells wurden einerseits die vorhergesagten *GUEhs* mit den bei den Labormessungen an der TU Graz gemessenen und zum anderen mit den *GUEhs* bei stabilen Betriebspunkten (gemäß der in Abschnitt 3.1 definierten Bedingungen) aus den Feldversuchen verglichen (Abbildung 2). Die Fehlerbalken stellen im Fall der Labormessungen die Messunsicherheit (berechnet aus den Einzelmessunsicherheiten der relevanten Sensoren nach dem Gaußschen Fehlerfortpflanzungsgesetz, vgl. Tabelle 2) und im Fall der Feldtestmessungen die Standardabweichung der über verschiedene stabile Betriebspunkte mit jeweils gleichen Betriebsbedingungen gemittelte *GUEhs* dar. Während die Betriebsbedingungen bei den Labormessungen innerhalb eines relativ großen Bereichs variiert wurden (vgl. Tabelle 1), bewegten sie sich im Fall der Feldtestmessungen aufgrund der kurzen Dauer (18 Tage), für die Messdaten zur Verfügung standen, in einem relativ kleinen Spektrum. Dementsprechend ist auch die Bandbreite der *GUEhs* im ersten Fall deutlich größer als im zweiten. Sowohl für die Labor- als auch für die Feldtestmessungen konnte das Modell die gemessenen *GUEhs* in den meisten Fällen mit einer maximalen Abweichung von 5 % vorhersagen.

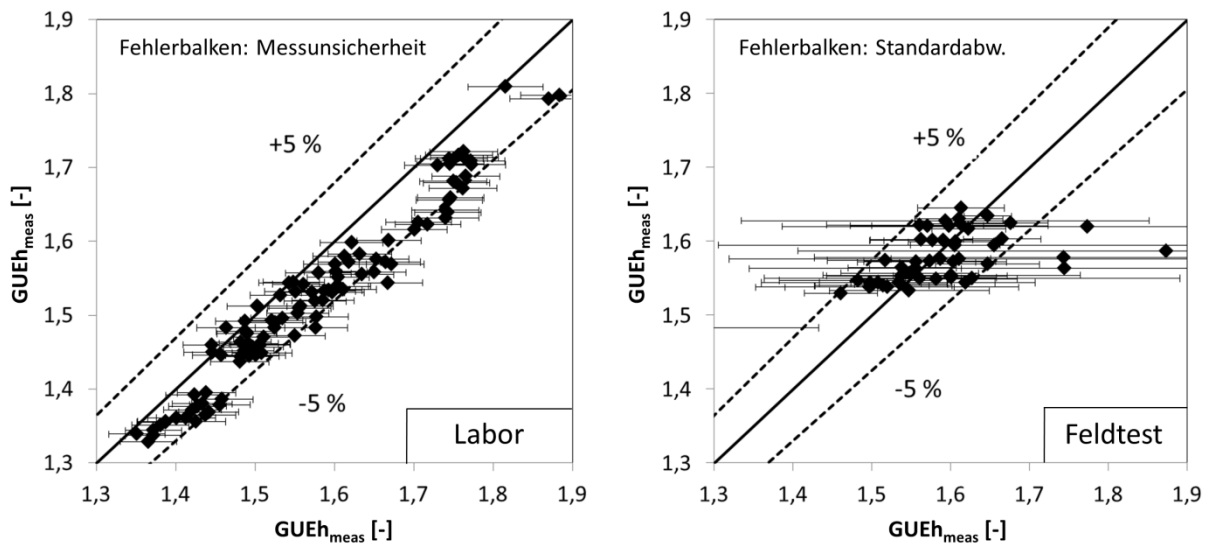


Abbildung 2: Vergleich der mit dem Simulationsmodell vorhergesagten GUEs mit gemessenen GUEs aus Laborversuchen (links) und Feldtest (rechts)

4.2 Vergleich des Wirkungsgrades der Gasnutzung und der saisonalen Kennzahlen

Abbildung 3 zeigt den $GUEh$ bei verschiedenen Teillasten und zwei unterschiedlichen Ventilstellungen der Rückführung zur Rektifikationskolonne (entspricht zwei unterschiedlichen Bypass-Massenstromverhältnisse).

Die Ergebnisse der Simulation zeigt das zu erwartende Verhalten bei Teillast für beide untersuchten Ventilstellungen (Abbildung 3, links). Aufgrund des geringeren Temperaturhubs sowie der niedrigeren Temperaturen im Teillastbetrieb und der daraus resultierenden geringeren irreversiblen Verluste ergibt sich ein höherer $GUEh$ bei niedrigen Lasten.

Ein qualitativ ähnliches Verhalten zeigt die E-Sorp Alpha-Anlage bei Ventilstellung 2 (Abbildung 3, rechts), wobei jedoch bei ca. halber Last ein lokales Minimum zu sehen ist. Bei Ventilstellung 1 ist dieses lokale Minimum bei halber Last ebenfalls deutlich zu sehen. Zudem steigt bei Ventilstellung 1 der $GUEh$ bei niedriger Teillast nicht mehr über den Wert bei Volllast an.

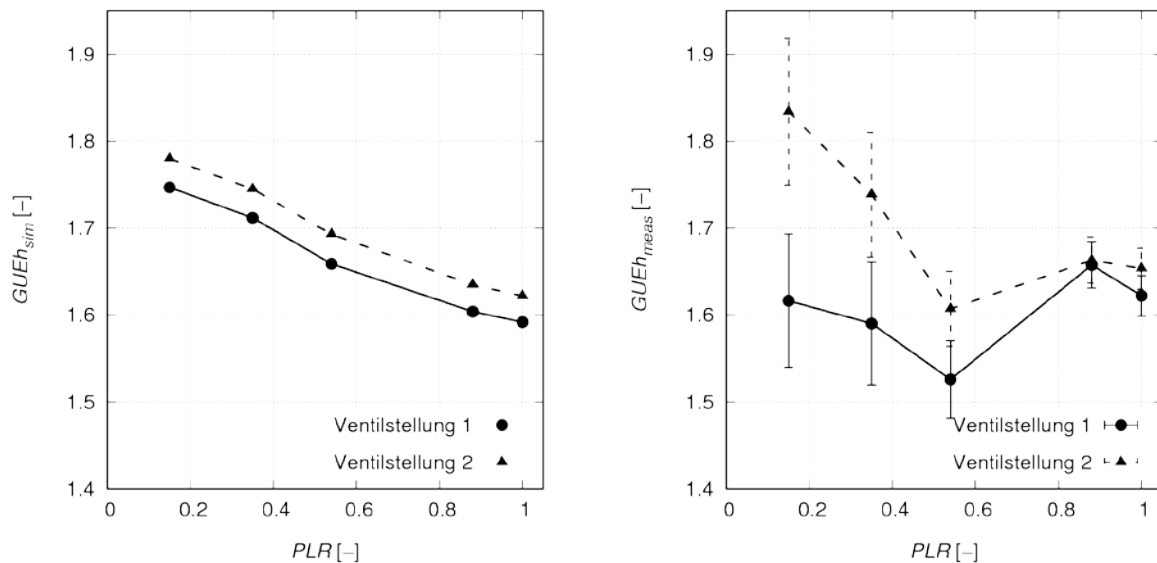


Abbildung 3: $GUEh$ für die verschiedenen Teillastverhältnisse aus Simulationen (links) bzw. aus den Messungen (rechts) nach der EN12309. Die Fehlerbalken bei den experimentellen Messungen zeigen die Messunsicherheit berechnet nach dem Gaußschen Fehlerfortpflanzungsgesetz.

Während die Messungen das tatsächliche Verhalten der Anlage inkl. der Regelung widerspiegelt, wird bei den Simulationen die Regelungsstrategie durch die Festlegung der Ausgasungsbreite und des Temperaturgleits im Verdampfer (vgl. Abschnitt 3.2) nachgebildet. Diese nachgebildete Regelungsstrategie entspricht jedoch nicht notwendigerweise der tatsächlich ausgeführten. Sowohl die lokalen Minima, als auch die fehlende Erhöhung des $GUEh$ bei niedrigen Leistungen bei Ventilstellung 1 bei den Messungen, sind jedoch ein Indikator dafür, dass das Potential der Anlage noch nicht vollständig ausgenutzt ist und dass der $GUEh$ durch eine Optimierung der Regelungsstrategie weiter erhöht werden kann. Wie hoch dieses Optimierungspotential sein kann, wird durch einen Vergleich der saisonalen Kennzahlen, welche in Tabelle 6 zusammengefasst sind, deutlich.

Ein Vergleich des saisonalen Wirkungsgrades der Gasnutzung aus der Simulation $SGUEh^{sim-annual/bin}(T_{Meteonorm})$ mit dem aus den Messungen berechneten $SGUEh^{meas-bin}(T_{Meteonorm})$ zeigt, dass bei Ventilstellung 1 der $SGUEh$ der Anlage noch um theoretisch 10%-Punkte und bei Ventilstellung 2 um 3%-Punkte erhöht werden kann.

Ein Vergleich des in den Simulationen berechneten detaillierten $SGUEh^{sim-annual}(T_{Meteonorm})$ mit dem aus den fünf Teillastpunkten und der BIN-Methode berechneten $SGUEh^{sim-bin}(T_{Meteonorm})$ zeigt eine ausgesprochen gute Übereinstimmung. Dies ist nicht weiter überraschend, da die lineare Interpolation, die in der BIN-Methode verwendet wird, die Teillastabhängigkeit des $GUEh$ der simulierten GAWP über den gesamten Bereich sehr gut wiedergibt (vgl. auch mit Abbildung 3, links).

Der Unterschied zwischen den beiden Temperaturdatenquellen in Bezug auf den $SGUEh$ wird durch einen Vergleich von $SGUEh^{meas}(T_{Meteonorm})$ und $SGUEh^{meas}(T_{EN12309})$ ersichtlich. Die mit den Normdaten berechneten Werte liegen um 1 bzw. 2%-Punkte unter den Werten basierend auf den Meteonorm-Daten.

Tabelle 6: Zusammenfassung der verschiedenen berechneten $SGUEh$. In Klammern ist angegeben welche Temperaturdaten der Berechnung zugrunde liegen.

	Ventilstellung 1	Ventilstellung 2
$SGUEh^{sim-annual}(T_{Meteonorm})$	1,68	1,72
$SGUEh^{sim-bin}(T_{Meteonorm})$	1,68	1,72
$SGUEh^{meas-bin}(T_{Meteonorm})$	1,58	1,69
$SGUEh^{meas-bin}(T_{EN12309})$	1,57	1,67

5 Schlussfolgerung

Simulationen und experimentelle Untersuchung sind sich ergänzende Methoden um die Effizienz von Anlagen und deren mögliches Potential zu untersuchen und zu beschreiben. Im Rahmen dieser Arbeit wurde der saisonale Wirkungsgrad der Gasnutzung mit einem validiertes Simulationsmodell einer GAWP mit interner Generator-Absorber-Wärmerückgewinnung berechnet. Zudem wurde der saisonale Wirkungsgrad der Gasnutzung aus Normmessungen an einer realen GAWP berechnet. Ein Vergleich der beiden Kennzahlen zeigt das mögliche Optimierungspotential der Anlage direkt in der Kennzahl ausgedrückt, welche für den Energieeffizienz-Vergleich der GAWP mit anderen Anlagen von Bedeutung ist. Für zwei unterschiedliche Ventilstellungen konnte durch diese Vorgehensweise ein mögliches regelungstechnische Optimierungspotential von ca. 10 % bzw 3 %-Punkten identifiziert werden. Ein Vergleich der BIN-Methode mit der kontinuierlichen Berechnung des *GUEhs* basierend auf den Simulationen zeigt eine ausgezeichnete Übereinstimmung der beiden Methoden für die GAWP.

6 Danksagung

Diese Arbeit entstand teilweise im Rahmen des Projekts „SOptA - Simulationsbasierte Optimierung von NH₃/H₂O-Wärmepumpen“, einer Kooperation zwischen der Bosch Thermotechnik GmbH und der Technischen Universität Graz. Die Autoren bedanken sich bei der Bosch Thermotechnik GmbH für die Finanzierung und Unterstützung. Zudem bedanken sich die Autoren bei der Österreichischen Forschungsförderungsgesellschaft FFG für die finanzielle Unterstützung im Rahmen der Projekte NexGen (FFG-Projektnummer 834516) und IEA HPP Annex 43 (FFG-Projektnummer 843146) sowie bei der Firma E-Sorp für die Kooperation und die Bereitstellung der Monitoringdaten.

7 Literaturverzeichnis

- [1] STATISTIK AUSTRIA, Energiestatistik: MZ Energieeinsatz der Haushalte 2013/2014. Erstellt am 11.11.2015. Abgerufen am 22.8.2016 von http://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_umwelt_innovation_mobilitaet/energie_und_umwelt/energie/energieeinsatz_der_haushalte/index.html
- [2] ÖNORM EN 12309-6:2016-01-15, Gasbefeuerte Sorptions-Geräte für Heizung und/oder Kühlung mit einer Nennwärmebelastung nicht über 70 kW - Teil 6: Berechnung der saisonalen Effizienzkennzahlen
- [3] Herold, K.E., Radermacher, R., Klein, S.A., *Absorption Chillers and Heat Pumps*, CRC Press, Boca Raton/New York/London/Tokyo, 1996.
- [4] Bogart M., *Ammonia Absorption Refrigeration in Industrial Processes*, Gulf Publishing Company, Houston/London/Paris/Tokyo, 1981.
- [5] EES, Engineering Equation Solver, V9.699, F-Chart Software, Madison, 2014
- [6] Ibrahim, O.M., Klein, S.A., Thermodynamic Properties of Ammonia-Water Mixtures, *ASHRAE Transactions* 99(1) (1993), 1495-1502.
- [7] Meteonorm: Einstrahlungsdaten für jeden Ort des Planeten. Abgerufen am 22.8.2016 von <http://www.meteonorm.com/de/>
- [8] Wechsler, R., Rieberer, R., Experimentell basierte Modellierung und simulative Parameterstudie zum Betriebsverhalten einer gasbefeuereten Absorptionswärmepumpe, *Proc. Deutsche Kälte- und Klimatagung*, Dresden, 2015.

8 Anhang

8.1 Berechnung des saisonalen Wirkungsgrades der Gasnutzung im Heizbetrieb lt. EN12309

Der saisonale Wirkungsgrad der Gasnutzung im Heizbetrieb ($SGUEh$) kann mit folgender Gleichung aus den einzelnen Wirkungsgraden der Gasnutzung im Heizbetrieb ($GUEh$) berechnet werden [2]:

$$SGUEh = \frac{\sum_{j=1}^n h_j \times Ph(T_j)}{\sum_{j=1}^n h_j \times \left(\frac{Ph(T_j)}{GUEh(T_j)} \right)} \quad \text{Glg. (1)}$$

wobei T_j die Temperaturstufen-(BIN-)Temperatur, j die Temperaturstufen-(BIN-)Nummer, n die Anzahl der Temperaturstufen (BINs), $Ph(T_j)$ die Heizlast des Gebäudes für die entsprechende Temperatur T_j , h_j die Anzahl der Temperaturstufen-(BIN-)Stunden bei der entsprechenden Temperatur T_j und $GUEh(T_j)$ die $GUEh$ -Werte des Geräts für die entsprechende Temperatur darstellt. Die entsprechenden Werte für T_j und h_j können direkt aus Tabelle 4 entnommen werden. Die Werte für die $GUEh(T_j)$ und die $Ph(T_j)$ müssen durch lineare Interpolation der Teillastbedingungen berechnet werden (vgl. mit Abbildung 3). Das Teillastverhältnis $PLRh$ der maximalen Heizleistung Ph_{max} bei einer gegebenen Außenlufttemperatur T_j wird nach [2] mit:

$$PLRh(T_j) = \frac{(T_j - 16)}{T_{designh} - 16} \quad \text{Glg. (2)}$$

berrechnet, wobei $T_{designh}$ mit 10°C in der betrachteten Referenzheizperiode (A) festgelegt ist. Die gemäß Gleichung Glg. (2) berechneten Teillastverhältnisse sind ebenfalls in Tabelle 4 dargestellt. Die Heizlast ergibt sich dann aus:

$$Ph = PLRh \times Ph_{max} \quad \text{Glg. (3)}$$

Tabelle 4: Bezugswerte zur Berechnung von Gleichung Glg. (1) sowie Teillastverhältnisse aus Gleichung Glg. (2)

j	T_j (°C)	$h_{EN12309,j}$ (h)	$h_{Meteorrom,j}$ (h)	PLRh (%)
1 bis 20	-30 bis -11	0	0	-
21	-10	1	0	100
22	-9	25	1	96
23	-8	23	13	92
24	-7	24	22	88
25	-6	27	32	85
26	-5	68	30	81
27	-4	91	42	77
28	-3	89	58	73
29	-2	165	75	69
30	-1	173	156	65
31	0	240	212	62
32	1	280	258	58
33	2	320	253	54
34	3	357	286	50
35	4	356	304	46
36	5	303	304	42
37	6	330	318	38
38	7	326	334	35
39	8	348	372	31
40	9	335	376	27
41	10	315	380	23
42	11	215	386	19
43	12	169	363	15
44	13	151	362	12
45	14	105	378	8
46	15	74	364	4