

VT-Forschungsbericht 2020-02

Entwicklung und experimentelle Untersuchung eines Betriebskonzepts für die Mikrogasturbine in einem MGT/SOFC Hybridkraftwerk

Dipl.-Ing. Martina Hohloch

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt
Institut für Verbrennungstechnik
Stuttgart



DLR

Deutsches Zentrum
für Luft- und Raumfahrt



Herausgeber

Deutsches Zentrum
für Luft- und Raumfahrt

**Institut für
Verbrennungstechnik**

Pfaffenwaldring 38-40
70569 Stuttgart

Telefon
Telefax

(0 7 11) 68 62 - 3 08
(0 7 11) 68 62 - 5 78

Als Manuskript gedruckt.
Abdruck oder sonstige Verwendung
nur nach Absprache mit dem Institut gestattet

D93, Stuttgart

Entwicklung und experimentelle Untersuchung eines Betriebskonzepts für die Mikrogasturbine in einem MGT/SOFC Hybridkraftwerk

Von der Fakultät für Luft- und Raumfahrttechnik und Geodäsie
der Universität Stuttgart zur Erlangung der Würde eines
Doktors der Ingenieurwissenschaften (Dr.-Ing.)
genehmigte Abhandlung

vorgelegt von

Dipl.-Ing. Martina Hohloch

aus Leonberg

Hauptberichter: Prof. Dr.-Ing. Manfred Aigner

Mitberichter: Prof. Dr.-Ing. Franz Joos

Tag der mündlichen Prüfung 19. März 2019

Institut für Verbrennungstechnik der Luft- und Raumfahrt
der Universität Stuttgart

Vorwort

Die vorliegende Arbeit habe ich im Rahmen meiner Tätigkeit als wissenschaftliche Mitarbeiterin am Institut für Verbrennungstechnik des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR) in Stuttgart angefertigt. Ich möchte mich an dieser Stelle bei allen bedanken, die mich während dieser Zeit unterstützt haben.

Allen voran danke ich meinem Doktorvater Prof. Dr. Manfred Aigner für die Möglichkeit diese Arbeit durchzuführen, für das entgegengebrachte Vertrauen und die Übernahme des Hauptberichts. Weiterhin danke ich Prof. Dr. Franz Joos für die Übernahme des Mitberichts sowie Prof. Dr. Tim Ricken für die Übernahme des Prüfungsvorsitzes.

Meine Arbeit stellt nur einen Teil der erforderlichen Schritte zur Entwicklung eines Hybridkraftwerks dar. Die numerischen Untersuchungen und experimentellen Voruntersuchungen, die Entwicklung, Auslegung und der Aufbau der Prüfstände erfolgte im Team der zu Beginn meiner Tätigkeit neu gegründeten Abteilung Gasturbinen. Hierbei möchte ich mich vor allem bei Dr. Tobias Panne, Dr. Jan Zanger, Dominik Lebküchner und Dr. Axel Widenhorn bedanken. Die Untersuchungen auf Seiten der SOFC erfolgten am Institut für Technische Thermodynamik des DLR. Für die Zusammenarbeit im Projekt, den Austausch und die fachlichen Diskussionen über das Thema Brennstoffzelle möchte ich mich bei Dr. Florian Leucht, Dr. Moritz Henke, Dr. Caroline Willich sowie Marius Tomberg bedanken. Meinen ehemaligen Abteilungsleitern Dr. Axel Widenhorn und Dr. Andreas Huber danke ich besonders für die Unterstützung meiner täglichen Arbeit, die Betreuung der Dissertation und die zahlreichen fachlichen Diskussionen. Meinem jetzigen Abteilungsleiter Dr. Peter Kutne danke ich für die Unterstützung und Betreuung in der Schlussphase dieser Arbeit. Für die Arbeiten im Labor und die Unterstützung bei den Versuchen möchte ich mich herzlich bei Dominik Lebküchner, Martin Stärk, Timo Lingstädt, Jochen Eichhorn, Dr. Jan Zanger, Ralph Bruhn, Jürgen Roth und dem Team der Werkstatt bedanken.

Besonderer Dank gilt auch Dr. Christoph Arndt, meinem ehemaligen Bürokollegen Dr. Tobias Panne und meiner jetzigen Bürokollegin Dr. Hannah Seliger-Ost für die gemeinsamen Jahre mit allen Höhen und Tiefen sowie den zahlreichen fachlichen Diskussionen und hilfreichen Kommentaren während der Erstellung der Arbeit.

Darüber hinaus möchte ich aber auch allen Kolleginnen und Kollegen für die gute Atmosphäre am DLR und die Aktivitäten über die Arbeit hinaus danken.

Zu guter Letzt möchte ich meinen Eltern Gretel und Klaus Dieter Hohloch sowie meinem Bruder Jun.-Prof. Dr. Stephan Hohloch für den Rückhalt und die Unterstützung danken.

Martina Hohloch
Stuttgart, im Dezember 2019

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	7
Tabellenverzeichnis	13
Nomenklatur	15
Kurzfassung	21
Abstract	23
1 Einleitung	25
1.1 Motivation	25
1.2 Stand der Technik	28
1.3 Zielsetzung, Einordnung in das Gesamtprojekt und Inhalt der Arbeit	32
2 Hybridkraftwerk	35
2.1 Anlagenkonfiguration	35
2.2 Subsysteme	40
2.2.1 Mikrogasturbine	40
2.2.1.1 Theoretische Grundlagen zu Mikrogasturbinen	41
2.2.1.2 Turbec T100PH Mikrogasturbine	44
2.2.2 Brennstoffzelle	46
2.2.2.1 Theoretische Grundlagen zu Brennstoffzellen	46
2.2.2.2 Siemens SOFC	48
3 Experimenteller Aufbau und Messtechnik	51
3.1 MGT - Turbec T100PH Prüfstand	51
3.1.1 Aufbau und Instrumentierung	51
3.1.2 Prüfstandskonfigurationen	54
3.2 SOFC Simulator	56
3.3 MGT-Hybridkraftwerksversuchsanlage	59
3.3.1 Aufbau und Instrumentierung	59

3.3.2	Konfigurationen der Anlage	63
4	Ergebnisse	67
4.1	Charakterisierung des MGT Prüfstands	67
4.1.1	Transiente Manöver	68
4.1.2	Stationäres Betriebsverhalten	76
4.2	Charakterisierung der Hybridkraftwerksversuchsanlage	85
4.2.1	Transiente Manöver	85
4.2.2	Stationäres Betriebsverhalten	109
4.3	Aufstellung und Analyse von Betriebskonzepten	121
4.3.1	An- und Abfahrprozesse	121
4.3.1.1	Start	122
4.3.1.2	Stopp	128
4.3.2	Stationärer Betriebsbereich	133
4.3.3	Lastwechsel	134
4.3.4	Anwendung von Notfallmanövern	137
4.3.5	Zusammenfassung des Betriebskonzepts für ein Turbec T100PH basier- tes Hybridkraftwerk	138
5	Zusammenfassung und Ausblick	141
5.1	Zusammenfassung	141
5.2	Ausblick	144
A	Anhang A	147
A.1	Darstellung der verwendeten Messstellen	147
A.2	Stationäre Betriebspunkte: Aufwärmkurven der Hybridkraftwerksversuchsanlage	149
A.3	Zusätzliche Messergebnisse	151
A.4	Veröffentlichungen	155
A.5	Fehlerbetrachtung	157
	Literatur	163

Abbildungsverzeichnis

1.1	Elektrische Wirkungsgrade verschiedener Kraftwerkstypen in Abhängigkeit der Anlagengröße (modifiziert aus [12])	26
1.2	Numerisch ermittelter Betriebsbereich und elektrische Wirkungsgrade eines Hybridkraftwerks basierend auf der Turbec MGT und einer planaren SOFC (modifiziert aus [11])	27
2.1	Zwei Beispiele für Kreislaufvarianten des Hybridkraftwerks	35
2.2	Schema des ausgewählten Kreislaufs für ein Hybridkraftwerk (modifiziert aus [86])	37
2.3	Limitierungen im Betriebsbereich des Hybridkraftwerks bei verschiedenen Stackgrößen der SOFC: Maximales Druckverhältnis, minimaler SOFC-Bypass-Massenstrom und Brennstoffmassenstrom zur MGT (modifiziert aus [20],[86]) .	38
2.4	Gasturbinenschema und dem Schema zugeordneter offener Joule Prozess mit Wärmerückführung	41
2.5	Verdichterkennfeld	42
2.6	Schnitt durch die Hauptkomponenten der Turbec T100PH Mikrogasturbine (modifiziert aus [97])	45
2.7	Schema eines Siemens SOFC Systems (modifiziert aus [100])	48
3.1	Mikrogasturbine Turbec T100PH im Labor des DLR [104]	52
3.2	Übersicht über die Instrumentierung des Mikrogasturbinenprüfstands (modifiziert aus [86])	53
3.3	CAD-Schnittbild durch den SOFC Simulator bestehend aus zwei Druckkesseln mit Einbauten und einem Erdgasbrenner	56
3.4	Einschränkungen in der SOFC Nachbildung: Die Zündung der Pilot- und der Hauptstufe am Gasvorwärmer und die Auswirkung auf die MGT	57
3.5	CAD Bild der MGT-Hybridkraftwerksversuchsanlage ohne Isolierung (modifiziert aus [108])	59
3.6	Gegenüberstellung der HyKW Konfiguration mit Interface (oben) zu Originalkonfiguration der Brennkammer (unten) (modifiziert aus [109])	60

Abbildungsverzeichnis

3.7	Instrumentierung der MGT-Hybridkraftwerksversuchsanlage (modifiziert aus [109])	62
3.8	Konfigurationen der verschiedenen genutzten Prüfstände: Konfigurationen A - C: Mikrogasturbinenprüfstand, Konfigurationen D - G: MGT-Hybridkraftwerksversuchsanlage (modifiziert aus [109])	64
4.1	Vergleich des Kaltstarts in den verschiedenen Modi in Konfiguration A (modifiziert aus [104])	69
4.2	Kaltstart im drehzahlgesteuerten Modus in Konfiguration C nach Modifikation der Steuerung	71
4.3	Vergleich des Start-Manövers im kalten und im heißen Zustand in Konfiguration A (modifiziert aus [104])	72
4.4	Vergleich des Lastwechsels im drehzahlgesteuerten und lastgesteuerten Modus in Konfiguration A (modifiziert aus [104])	73
4.5	Gradienten des Manövers Lastwechsel im lastgesteuerten Modus in Konfiguration A (modifiziert aus [104])	74
4.6	Gradienten des Manövers Lastwechsel im drehzahlgesteuerten Modus in Konfiguration A (modifiziert aus [104])	75
4.7	Vergleich des Manövers Stopp, beginnend bei einer Drehzahl von 75% und einer Drehzahl von 100% in Konfiguration A (modifiziert aus [104])	76
4.8	Verdichterkennfeld: Pumpgrenze der Turbec T100PH am DLR und stationäre Lastpunkte (modifiziert aus [104])	78
4.9	Verdichter: Ein- und Austrittstemperaturen, Austrittsdruck und Luftmassenstrom über der Drehzahl in Konfiguration A (modifiziert aus [104])	79
4.10	Rekuperator: Ein- und Austrittstemperaturen von Luft und Abgas und Effizienz des Rekuperators über der Drehzahl in Konfiguration A (modifiziert aus [104])	80
4.11	Rekuperator: Druckabfall auf der Luft- und Abgasseite über der Drehzahl in Konfiguration A (modifiziert aus [104])	81
4.12	Brennkammer: Eintrittstemperatur in den Brenner, Brennstoffmassenströme von Pilot- und Hauptstufe und relativer Druckverlust über den Brenner über der Drehzahl in Konfiguration A (modifiziert aus [104])	82
4.13	Turbine: Turbineneintrittstemperatur und Turbineneintrittsdruck der verschiedenen Konfigurationen über der Drehzahl	83
4.14	TOT Variation: Auswirkung im Verdichterkennfeld in Konfiguration A (modifiziert aus [104])	84
4.15	Vergleich des Kaltstarts in der MGT Konfiguration C (gestrichelte Linien) und der HyKW Konfiguration G (durchgezogene Linien) über den Bypass-Strang	87

4.16	Vergleich des Kaltstarts in der MGT Konfiguration C (gestrichelte Linien) und der HyKW Konfiguration G (durchgezogene Linien) über den Bypass-Strang mit Fehlzündungen in der HyKW Konfiguration	88
4.17	Vergleich des Warmstarts in der MGT Konfiguration C (gestrichelte Linien) und der HyKW Konfiguration G (durchgezogene Linien) über den Bypass-Strang	90
4.18	Vergleich des Verhaltens der HyKW Konfiguration D nach einem Kaltstart (gestrichelte Linien) und nach einem Warmstart (durchgezogene Linien) über den Bypass-Strang (modifiziert aus [108])	91
4.19	Öffnen des Kaltgasstrangs bei Betrieb über den Bypass-Strang in Konfiguration G	93
4.20	Öffnen des Heißgasstrangs bei Betrieb über den Bypass-Strang in Konfiguration G	94
4.21	Öffnen des Bypass-Strangs bei Betrieb über den Heißgasstrang in Konfiguration G	95
4.22	Lastwechsel über den Heißgasstrang hin zu höheren Lastpunkten in Konfiguration G	98
4.23	Vergleich des Stopps in der MGT Konfiguration C (gestrichelte Linien) mit der HyKW Konfiguration E (durchgezogene Linien) über den Bypass-Strang .	99
4.24	Vergleich des Stopps in der MGT Konfiguration A (gestrichelte Linien) mit der HyKW Konfiguration D (durchgezogene Linien) über den Heißgasstrang (modifiziert aus [108])	100
4.25	Vergleich des Stopps in der MGT Konfiguration C (gestrichelte Linien) mit der HyKW Konfiguration F (durchgezogene Linien) über Bypass- (100 % Ventil-Öffnungswinkel) und Kaltgasstrang (65 % Ventil-Öffnungswinkel) mit einer TOT von 630 °C	101
4.26	Vergleich des Stopps in der MGT Konfiguration C (gestrichelte Linien) mit der HyKW Konfiguration F (durchgezogene Linien) über den Bypass-Strang mit einer TOT von 550 °C	102
4.27	Notfallmanöver beim Lastwechsel von 85% auf 92,5% Drehzahl über den Heißgasstrang in Konfiguration E	103
4.28	Verdichterpumpen in Konfiguration G (modifiziert aus [100])	105
4.29	Auswirkungen des Abblasens von Luft über das Bleed-Air Ventil auf den Lastpunkt im Verdichterkennfeld in Konfiguration E	106
4.30	Auswirkungen des Abblasens von Luft über das Bleed-Air Ventil in Konfiguration G (modifiziert aus [100])	107

4.31 Vergleich verschiedener Gradienten für das Öffnen des Bleed-Air Ventils in Konfiguration D (modifiziert aus [108])	108
4.32 Vergleich des relativen Druckverlusts zwischen Verdichteraustritt und Turbineneintritt der verschiedenen Konfigurationen (modifiziert aus [109])	111
4.33 Vergleich des PE-DC Links an der Leistungselektronik der verschiedenen Konfigurationen	112
4.34 Vergleich der verschiedenen Konfigurationen im Verdichter kennfeld (modifiziert aus [109])	113
4.35 Vergleich der Rekuperatoraustrittstemperatur (ausgefüllte Datenpunkte) und der Brenneintrittstemperatur der verschiedenen Konfigurationen (modifiziert aus [109])	114
4.36 Vergleich der Turbineneintrittstemperatur (ausgefüllte Datenpunkte) und des Druckverhältnisses an der Turbine der verschiedenen Konfigurationen (modifiziert aus [109])	115
4.37 Einfluss des Interfaces auf die Eintrittsbedingungen in das Rohrleitungssystem bei unterschiedlichen SOFC Austrittstemperaturen und Drehzahlen in Konfiguration G: Vergleich der Rekuperatoraustrittstemperaturen zu den Eintrittstemperaturen in das Rohrleitungssystem	116
4.38 Relativer Druckverlust zwischen Verdichteraustritt und Turbineneintritt bei verschiedenen SOFC Austrittstemperaturen und Drehzahlen in Konfiguration G (modifiziert aus [109])	117
4.39 Turbineneintrittstemperatur und Verdichterdruckverhältnis bei verschiedenen SOFC Temperaturen und Drehzahlen in Konfiguration G	118
4.40 Auswirkung von verschiedenen SOFC Austrittstemperaturen auf die Lage im Verdichter kennfeld bei verschiedenen Drehzahlen in Konfiguration G	119
4.41 Gegenüberstellung der SOFC Eintrittsbedingungen in verschiedenen Lastpunkten mit und ohne Simulatorbetrieb in Konfiguration G (modifiziert aus [100])	120
4.42 Kaltstart der MGT auf 75 % Drehzahl über den Bypass-Strang in Konfiguration G (modifiziert aus [100])	123
4.43 Aufheizen der SOFC mittels Bypass-, Kaltgas- und Heißgasstrang in Konfiguration G (modifiziert aus [100])	125
4.44 Warmstart der MGT auf 75 % Drehzahl über den Bypass-Strang in Konfiguration G (modifiziert aus [100])	127
4.45 Verschiedene Möglichkeiten des Abkühlens der SOFC mittels Bypass-, Kaltgas- und Heißgasstrang in Konfiguration G (modifiziert aus [100])	129

4.46	Stopp der MGT bei verschiedenen Turbinenaustrittstemperaturen (modifiziert aus [100])	131
4.47	Stopp der MGT von 75 % Drehzahl über die Strangkombination Bypass und Kaltgas mit einer TOT von 630 °C in Konfiguration F	133
4.48	Lastwechsel an der MGT in Konfiguration G (modifiziert aus [100])	135
4.49	Einsatz eines Notfallmanövers bei Instabilitäten während eines Lastwechsels an der MGT in Konfiguration G (modifiziert aus [100])	137
A.1	Instrumentierungsplan zu den in dieser Arbeit gezeigten Messgrößen am Mikrogasturbinenprüfstand	147
A.2	Instrumentierungsplan zu den in dieser Arbeit gezeigten Messgrößen an der MGT-Hybridkraftwerksversuchsanlage zusätzlich zur MGT Instrumentierung .	148
A.3	Temperaturen in der Anlage beim Anfahren der stationären Punkte in der Konfiguration E	149
A.4	Temperaturen in der Anlage beim Anfahren der stationären Punkte in der Konfiguration F, erster Versuchstag	150
A.5	Temperaturen in der Anlage beim Anfahren der stationären Punkte in der Konfiguration F, zweiter Versuchstag	150
A.6	Temperaturen in der Anlage beim Anfahren der stationären Punkte in der Konfiguration G, ohne Betrieb des Gasvorwärmers	151
A.7	Temperaturen in der Anlage beim Anfahren der stationären Punkte in der Konfiguration G, mit Betrieb des Gasvorwärmers, erster Versuchstag	151
A.8	Temperaturen in der Anlage beim Anfahren der stationären Punkte in der Konfiguration G, mit Betrieb des Gasvorwärmers, zweiter Versuchstag	152
A.9	MGT Start auf 75 % Drehzahl mit starken Schwingungen in der Brennkammer, die sich auf das gesamte System auswirken in Konfiguration G	152
A.10	Vergleich Stopp MGT Konfiguration C gegen Stopp HyKW Konfiguration F über Bypass-Strang, Variante des Stopps, die ebenfalls auftreten kann	153
A.11	Auswirkungen von verschiedenen SOFC Austrittstemperaturen und der Änderung der Austrittstemperatur auf die MGT in Konfiguration G	153
A.12	Untersuchung von verschiedenen Bleed-Air-Ventil Öffnungsgradienten in Konfiguration E	154
A.13	Vergleich der abgasseitigen Austrittstemperatur aus dem Rekuperator	154
A.14	Maximale Messabweichung und Wiederholbarkeit der Coriolis Messgeräte	159

Tabellenverzeichnis

2.1	Zusammenstellung und Eigenschaften verschiedener Brennstoffzellentypen (modifiziert aus [81])	46
3.1	Übersicht zur Nachbildung der Siemens SOFC mit einem SOFC Simulator . .	58
4.1	Gemittelte Umgebungsbedingungen bei den Messreihen der einzelnen MGT-Konfigurationen	77
4.2	Gemittelte Umgebungsbedingungen bei den Messreihen der einzelnen Hybridkraftwerkskonfigurationen	110
A.1	Genauigkeiten verschiedener Ein- und Ausgangssignale im Messdatenerfassungssystem	157
A.2	Genauigkeiten der eingesetzten Thermoelemente	158
A.3	Genauigkeiten der Druckaufnehmer	158

Nomenklatur

<i>Lateinische Symbole</i>		
c_p	spezifische Wärmekapazität bei konstantem Druck	$\text{kJ}/(\text{kg K})$
h	relative Luftfeuchte	%
ID	Innendurchmesser	mm
k	Übertragungsbeiwert für Staudrucksonde	-
LHV	unterer Heizwert	MJ/kg
\dot{m}	Massenstrom	g/s
\dot{m}_{BS}	Gesamtbrennstoffmassenstrom	g/s
$\dot{m}_{Gavo, main}$	Brennstoffmassenstrom zur Hauptstufe des Gasvorwärmers	g/s
$\dot{m}_{Gavo, pilot}$	Brennstoffmassenstrom zur Pilotstufe des Gasvorwärmers	g/s
$\dot{m}_{Luft, Bleed-Air}$	Luftmassenstrom über den Bleed-Air-Strang	g/s
$\dot{m}_{Luft, Bypass}$	Luftmassenstrom über den Bypass-Strang	g/s
$\dot{m}_{Luft, Heissgas}$	Luftmassenstrom über den Heißgasstrang	g/s
$\dot{m}_{Luft, Kaltgas}$	Luftmassenstrom über den Kaltgasstrang	g/s
$\dot{m}_{Luft, RS}$	Luftmassenstrom in das Rohrleitungssystem vom Interface	g/s
$\dot{m}_{Luft, SOFC}$	Luftmassenstrom in die SOFC	g/s
\dot{m}_{Luft}	Gesamtluftmassenstrom	g/s
\dot{m}_{main}	Brennstoffmassenstrom zur Hauptstufe des Brenners	g/s
\dot{m}_{pilot}	Brennstoffmassenstrom zur Pilotstufe des Brenners	g/s

Nomenklatur

N	Drehzahl	%
NS	Nullpunktstabilität	g/h
P	Leistung	kW
p	Druck	bar(abs)
p_{amb}	Umgebungsdruck	bar(abs)
$p_{cc, ein}$	MGT: Druck vor Brennkammereintritt, HyKW: Eintrittsdruck Interface luftseitig	bar(abs)
p_{cc}	Brennkammerdruck vor Brenneintritt	bar(abs)
$p_{comp, aus}$	Verdichteraustrittsdruck	bar(abs)
$p_{comp, ein}$	Verdichtereintrittsdruck	bar(abs)
P_{comp}	Verdichterleistung	kW
p_{diff}	Differenzdruck zur Umgebung	bar
P_{el}	elektrische Leistung	kW
$p_{SOFC, ein}$	SOFC Eintrittsdruck	bar(abs)
$p_{turb, aus}$	Turbinenaustrittsdruck	bar(abs)
$p_{turb, ein}$	Turbineneintrittsdruck	bar(abs)
P_{turb}	Turbinenleistung	kW
PE DC Link Voltage	Parameter der Turbinensteuerung, Spannung	V
Q_{th}	thermische Leistung	kW
R	Gaskonstante	kJ/(kg K)
S_i	Messfehler der Messgröße i	
T	Temperatur	°C
t	Zeit	s
$T_{c, ein}$	Brenneintrittstemperatur	°C

$T_{cc, ein}$	MGT: Brennkammereintrittstemperatur, HyKW: Eintrittstemperatur Interface luftseitig	°C
$T_{comp, aus}$	Verdichteraustrittstemperatur	°C
$T_{comp, ein}$	Verdichtereintrittstemperatur	°C
$T_{Gavo, aus}$	Temperatur am Austritt aus dem Gasvorwärmer	°C
$T_{Gavo, ein}$	Temperatur am Eintritt in den Gasvorwärmer	°C
$T_{Interface, ein}$	Temperatur am Eintritt in das Interface von der SOFC	°C
$T_{rec, Abgas, aus}$	Abgastemperatur am Rekuperatoraustritt	°C
$T_{rec, Abgas, ein}$	Abgastemperatur am Rekuperatoreintritt, entspricht TOT	°C
$T_{rec, Luft, aus}$	Lufttemperatur am Rekuperatoraustritt	°C
$T_{rec, Luft, ein}$	Lufttemperatur am Rekuperatoreintritt	°C
$T_{RS, ein}$	Lufttemperatur am Eintritt in das Rohrleitungssystem	°C
$T_{SOFC, aus}$	Temperatur am SOFC Austritt	°C
$T_{SOFC, ein}$	Temperatur am SOFC Eintritt	°C
TIT	mittlere Turbineneintrittstemperatur aus 6 Einzelmessstellen	°C
TIT ₀₁	Turbineneintrittstemperatur gemessen mit Einzelmessstelle	°C
TOT	Turbinenaustrittstemperatur	°C
VO	Ventil- bzw. Klappenöffnungswinkel	%
VO _{Bleed-Air-Strang}	Ventilöffnungswinkel im Bleed-Air-Strang	%
VO _{Bypass-Strang}	Ventil-/Klappenöffnungswinkel Ventilinsel im Bypass-Strang	%
VO _{Heissgasstrang}	Ventil-/Klappenöffnungswinkel Ventilinsel im Heißgasstrang	%
VO _{Kaltgasstrang}	Ventilöffnungswinkel im Kaltgasstrang	%
W_i	Wiederholbarkeit der Messgröße i	
x_i	Massenstromparameter	msK ^{0,5}

Nomenklatur

Griechische Symbole

Δp	Druckverlust	bar
$\Delta p_{rec, Abgas}$	Druckverlust über den Abgasstrang im Rekuperator	bar
$\Delta p_{rec, Luft}$	Druckverlust über den Luftstrang im Rekuperator	bar
$\Delta p_{rel, cc}$	relativer Druckverlust über die Brennkammer bezogen auf den Brennkammereintrittsdruck	%
Δp_{rel}	relativer Druckverlust zwischen Verdichteraustritt und Turbineneintritt bezogen auf den Verdichteraustrittsdruck	%
ΔT_{rel}	relative Temperaturdifferenz zwischen Gasvorwärmeraustritt und Interfaceintritt bezogen auf den Interfaceintrittstemperatur	%
ϵ	Rekuperatoreffizienz	%
η_{comp}	Verdichtereffizienz	%
η_{el}	elektrischer Wirkungsgrad	%
η_{turb}	Turbineneffizienz	%
Π_{comp}	Verdichterdruckverhältnis	-
Π_{turb}	Turbinendruckverhältnis	-
ρ_N	Normdichte von Luft	kg/Nm ³

Subskripte

abs	absolut
amb	Umgebung
el	elektrisch
rel	relativ
stat	statisch
th	thermisch
tot	total

Chemische Spezies

CH ₄	Methan
CO	Kohlenmonoxid
CO ₂	Kohlendioxid
H ₂	Wasserstoff
H ₂ O	Wasser
H ₃ PO ₄	Phosphorsäure
O ₂	Sauerstoff

Abkürzungen

BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BS	Brennstoff
c	Brenner
cc	Brennkammer
comp	Verdichter
COORETEC	Initiative des BMWi zur Förderung von CO ₂ -Reduktions-Technologien
DLR	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt
G	Generator
Gavo	Gasvorwärmer
GT	Gasturbine
GuD	Gas-und-Dampf-Kraftwerk
HGF	Helmholtz-Gemeinschaft Deutscher Forschungszentren
HHV	Brennwert
HyKW	Hybridkraftwerk
IEA	Internationale Energieagentur

Nomenklatur

ILA	Institut für Luftfahrtantriebe der Universität Stuttgart
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LHV	unterer Heizwert
MCFC	Molten carbonate fuel cell, Schmelzkarbonatbrennstoffzelle
MGT	Mikrogasturbine
NETL	National Energy Technology Laboratory
PE	Leistungselektronik
r.F.	relative Feuchte
rec	Rekuperator
RS	Rohrleitungssystem
SOFC	Solide oxide fuel cell, Festoxidbrennstoffzelle
T100PH	Turbec Power and Heat Mikrogasturbine
TIT	Turbineneintrittstemperatur
TOT	Turbinenausstrittstemperatur
TPG	Thermochemical Power Group der Universität Genua
TT	DLR Institut für Technische Thermodynamik
turb	Turbine
VT	DLR Institut für Verbrennungstechnik

Kurzfassung

Ein Hybridkraftwerk, eine Kopplung von Gasturbine (GT) und Festoxidbrennstoffzelle (SOFC), bietet langfristig gesehen den höchsten elektrischen Wirkungsgrad. Durch seine gute Skalierbarkeit ist das Hybridkraftwerk sowohl im dezentralen Bereich als auch im Bereich der Großkraftwerke einsetzbar. Hierbei können je nach Anlagengröße elektrische Wirkungsgrade von 60 % bei kleinen Anlagen bis hin zu 70 % bei Großanlagen erreicht werden. Die Firma Siemens Westinghouse konnte mit einem Demonstrator bereits im Jahre 2000 die generelle Machbarkeit eines Hybridkraftwerks zeigen. Die Firma Mitsubishi Hitachi Power Systems führt seit 2016 Demonstrationstests durch. Für die Weiterentwicklung des Hybridkraftwerks und für das Verständnis der Zusammenhänge im System ist jedoch, aufgrund der Unterschiede der beiden Subsysteme Gasturbine und SOFC, noch ein hoher Forschungsaufwand notwendig. Während bei Gasturbinen typischerweise hohe Druck- und Temperaturgradienten auftreten, stellt die SOFC ein träges System dar, bei dem strenge Limitierungen in den genannten Gradienten sowie Druckdifferenzen einzuhalten sind. Um bei der Untersuchung der einzelnen Subsysteme unter Hybridkraftwerksbedingungen das Risiko einer Beschädigung der jeweiligen anderen Komponente zu umgehen, bietet sich der Einsatz von Hybridkraftwerksversuchsanlagen an, bei welchen ein Subsystem durch einen Simulator ersetzt wird, der die Eigenschaften der realen Komponente möglichst genau nachbilden kann.

Prinzipiell sind in einem Hybridkraftwerk unterschiedliche Verschaltungen der Subsysteme denkbar. Dabei kann die SOFC unter Druck oder atmosphärisch betrieben werden. Am Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) wurden mittels numerischer Untersuchungen verschiedene Varianten hinsichtlich Wirkungsgrad und Betriebsbereich analysiert. Als Basis für die Simulationen wurde eine kommerziell erhältliche Turbec T100PH Mikrogasturbine (MGT) mit einer elektrischen Leistung von 100 kW_{el} und ein tubulares SOFC System der Firma Siemens ausgewählt. Dabei zeigte sich, dass der höchste elektrische Wirkungsgrad erreicht werden kann, wenn die SOFC in den Gasturbinenkreislauf zwischen Rekuperator und Turbine integriert wird. Die SOFC sollte dabei eine Größe von 1152 Zellen haben um einen möglichst großen Betriebsbereich zu bieten.

Das Ziel dieser Arbeit war die Entwicklung und experimentelle Untersuchung eines Betriebskonzepts für die Turbec T100PH Mikrogasturbine in einem MGT/SOFC Hybridkraftwerk. Dabei sollten das bestehende Steuerungs- und Regelungssystem und die Komponenten der

Kurzfassung

originalen Mikrogasturbine mit nur möglichst geringen Modifikationen übernommen werden. Das Betriebskonzept umfasst den Start, Aufheiz- und Abkühlvorgänge an der SOFC, Lastwechsel und das Herunterfahren der Anlage sowie den Einsatz von Notfallmanövern in kritischen Betriebszuständen. Als Grundlage für die Untersuchungen wurde auf Basis der Turbec T100PH ein Prüfstand aufgebaut und detailliert instrumentiert. Die Mikrogasturbine wurde sowohl in transienten Manövern als auch in stationären Punkten charakterisiert. Mit Hilfe der Untersuchungen konnte ein Basisdatensatz erzeugt werden, der sowohl für den Vergleich mit der Hybridkraftwerksversuchsanlage herangezogen, als auch zur Validierung von numerischen Modellen eingesetzt werden kann. Für die Hybridkraftwerksversuchsanlage wurde anstelle einer realen SOFC ein Simulator entworfen und aufgebaut, der das Volumen der Kathodenseite, den Druckverlust, die Aufenthaltszeit und die Austrittstemperatur einer SOFC nachbilden kann. Der SOFC Simulator wurde über ein Rohrleitungssystem mittels verschiedener Stränge mit der Mikrogasturbine gekoppelt. Über den Hauptpfad ist er zwischen Rekuperatoraustritt und Brennkammereintritt integriert und kann über einen Bypass-Strang umgangen werden. Ein weiterer Strang, der vom Verdichteraustritt zum Simulator führt, kann für Aufheiz- und Abkühlvorgänge eingesetzt werden. Die Komponenten des Hybridkraftwerksaufbaus wurden schrittweise in den MGT Prüfstand integriert, um ihren Einfluss auf den stabilen Betriebsbereich und das Betriebsverhalten der MGT zu analysieren. Die Untersuchungen zeigten dabei einen eingeschränkten Betriebsbereich der Hybridkraftwerksversuchsanlage aufgrund des erhöhten Druckverlusts, der durch die Komponenten zwischen Verdichter und Turbine aufgebracht wird. Die transienten Manöver Start, Stopp und Lastwechsel, sowie Strangumschaltungen und Notfallmanöver wurden in unterschiedlichen Varianten mit Hilfe der verschiedenen Stränge getestet und hinsichtlich ihrer Eignung für das Betriebskonzept bewertet. Dabei konnte gezeigt werden, dass alle für einen Hybridkraftwerksbetrieb notwendigen Manöver trotz gewisser Einschränkungen durchführbar sind. Gleichzeitig wurden Optimierungspotenziale an der MGT für ein real gekoppeltes Hybridkraftwerk aufgezeigt. Darüber hinaus wurde der Effekt unterschiedlicher SOFC Austrittstemperaturen auf den Betrieb der Gesamtanlage untersucht. Auf Basis der experimentellen Ergebnisse wurden die am besten geeigneten Vorgehensweisen für die jeweiligen Manöver ausgewählt und nochmals mit dem Fokus auf das SOFC System analysiert, bevor in einem letzten Schritt das Betriebskonzept abgeleitet wurde. Für ein Hybridkraftwerk auf Basis einer kommerziellen Turbec T100PH konnte somit erfolgreich ein erstes Betriebskonzept aufgestellt werden. Gleichzeitig zeigt die Arbeit aber auch Optimierungspotenziale an der MGT, vor allem im Bereich der Brennkammer, um einen weiten, stabilen Betriebsbereich zu erreichen.

Abstract

Hybrid power plants, which consist of a gas turbine (GT) in combination with a solid oxide fuel cell (SOFC) offer the highest long term electrical efficiency for power production. Due to high scalability, hybrid power plants can be used in distributed power generation as well as in central power stations. Depending on the size, electrical efficiencies of 60 % can be reached in small scale systems, as well as efficiencies up to 70 % in large-scale power plants. In the early 2000s, Siemens Westinghouse demonstrated the feasibility of a hybrid power plant with a prototype. Furthermore, as of 2016, Mitsubishi Hitachi Power Systems operates different demonstration facilities. However, for the further development of a hybrid power plant and the understanding of the mutual interactions in the system, there is still a high research effort necessary, due to the differences between the two subsystems gas turbine and SOFC. Whereas in gas turbines high pressure and temperature gradients typically occur, the SOFC is a slow reacting system with increased limitations when exposed to high pressure and temperature gradients and pressure differences. For a detailed investigation of the single subsystems (GT and SOFC) under hybrid power plant conditions, hybrid power plant test rigs can be utilized, in order to mitigate risks of harming the subsequent subcomponent. Here, one subsystem is replaced by an emulator, which simulates the characteristics of the real component.

In principle, in a hybrid power plant different interconnections of the subsystems are possible. Hereby, the SOFC can be operated under atmospheric or pressurized conditions. At the German Aerospace Center (DLR) different system layouts were numerically modelled with respect to electrical efficiency and operational range. As a reference for the simulations a commercially available Turbec T100PH micro gas turbine, with an electrical power output of 100 kW_{el}, and a tubular Siemens SOFC system were utilized. The results indicate that the highest electrical efficiencies can be reached when the SOFC is integrated between the recuperator and the combustion chamber. Additionally, the optimal SOFC consists of 1152 cells, in order to offer a large operational range.

The aim of this work was the development and the experimental investigation of an operational concept for the Turbec T100PH micro gas turbine in a MGT/SOFC hybrid power plant. One major goal is to utilize the original micro gas turbine control system and components with only minor modifications. The operational concept consists of the start, heating and cooling processes at the SOFC, load changes and system shutdown as well as emergency procedures

Abstract

in critical operational states. For the investigations, a test rig based on the Turbec T100PH was constructed and equipped with detailed instrumentation. The micro gas turbine was characterized during transient manoeuvres as well as at steady state load points. In the hybrid power plant test rig, an SOFC emulator was used to simulate the pressure loss, the retention time, the volume of the cathode and the exhaust gas temperature of a real SOFC. The SOFC emulator was coupled with a piping system connecting various paths to the MGT. On the main path, the emulator is integrated between the recuperator outlet and the combustion chamber inlet which can be circumvented using a bypass path. An additional path combines the compressor outlet with the SOFC emulator inlet and is used during the heating and cooling procedures. The components of the hybrid power plant configuration were integrated stepwise into the test rig to analyze the impact of the components on the stable operational range and behavior of the MGT. The results indicate a limited operational range of the hybrid power plant test rig due to increases in pressure loss from the additional components between MGT compressor and the turbine. Furthermore, the transient start, stop, and load change procedures, as well as the changeover between different paths and emergency manoeuvres were tested in different variations using various paths. The procedures were assessed in terms of their applicability in the operational concept. It was found that all necessary tested procedures for a hybrid power plant are feasible with minor constraints. Additionally, optimizations at the MGT were shown for the use in a real coupled hybrid power plant. Furthermore, the impact of various SOFC exhaust gas temperatures on the system was determined. Based on the experimental results appropriate procedures for the hybrid power plant operation were chosen and analyzed, focusing on the impact on the SOFC system. Lastly, the operational concept was derived. Thus, a first operational concept was successfully developed for a hybrid power plant based on a commercial Turbec T100PH micro gas turbine. At the same time the work shows the potential for optimization of the MGT, mainly at the combustion chamber, to achieve a wide, stable operational range.

1 Einleitung

1.1 Motivation

Die internationale Energieagentur (IEA) geht in ihrem jährlichen „World Energy Outlook“ von einer Steigerung der globalen Energienachfrage um 30 % bis zum Jahr 2040 aus. In ihrem Hauptszenario verzeichnen hierbei erneuerbare Energien weltweit das stärkste Wachstum [1]. Im Bereich der fossilen Brennstoffe wird für Erdgas ein Anstieg des Verbrauchs um 50 % prognostiziert, während sich das Wachstum der Nachfrage nach Öl verlangsamt und die Nachfrage nach Kohle zum Stillstand kommt. In Deutschland plant die Bundesregierung einen Umbau der Energieversorgung auf Basis hoher Effizienz und weitgehender Nutzung erneuerbarer Energien [2]. Dabei soll der Anteil der erneuerbaren Energien bis zu 80 % erreichen. Gleichzeitig ist es erforderlich, fossil befeuerte Altanlagen in der Größenordnung von 40000 Megawatt in den nächsten Jahrzehnten zu ersetzen [3]. Trotz des sinkenden Beitrags konventioneller Energieträger werden fossil befeuerte Kraftwerke wie Gas-, Dampf- und Kohlekraftwerke weiterhin benötigt, um die Versorgungssicherheit und Netzstabilität zu gewährleisten [4]. Im Zusammenspiel mit den erneuerbaren Energien ist es notwendig, Ausgleichsleistung für die fluktuierenden Stromerzeugungsanlagen bereitzustellen [5].

Innerhalb dieser Randbedingungen ist es wichtig Kraftwerkskonzepte zu entwickeln, die zum einen in der Lage sind, den fossilen Energieträger Erdgas möglichst effizient umzusetzen, um die Ressourcen zu schonen und gleichzeitig die Emissionen zu senken, zum anderen aber auch die Fluktuationen der erneuerbaren Energien auszugleichen. Bei der Entwicklung von neuen Anlagenkonzepten stellt ein Hybridkraftwerk, eine Kombination aus einer Festoxidbrennstoffzelle (SOFC) und einer Gasturbine, einen vielversprechenden Ansatz dar. Der Vorteil liegt in der Verschaltung der beiden Teilsysteme, wodurch sehr hohe elektrische Wirkungsgrade erreicht werden können. Durch die gute Skalierbarkeit kann das Anlagenkonzept sowohl in dezentralen Anwendungen als auch im Großkraftwerksbereich bis hin zu mehreren Megawatt eingesetzt werden. Während in großen Leistungsklassen, abhängig von den verwendeten Komponenten, Anlagenwirkungsgrade von bis zu 70 % und teilweise höher numerisch mit Hilfe von Kreislaufsimulationen ermittelt wurden [6–9], werden selbst im dezentralen Leistungsbereich Wirkungsgrade bis zu 60 % erwartet [10]. Im dezentralen Bereich kann ein Hybridkraftwerk

1 Einleitung

auch für die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) eingesetzt werden. Bei Großanlagen ist eine Einbindung in einen kombinierten Gas- und Dampfturbinenprozess denkbar, womit sich dann der Wirkungsgrad noch weiter steigern lässt [11]. In Abbildung 1.1 sind von verschiedenen

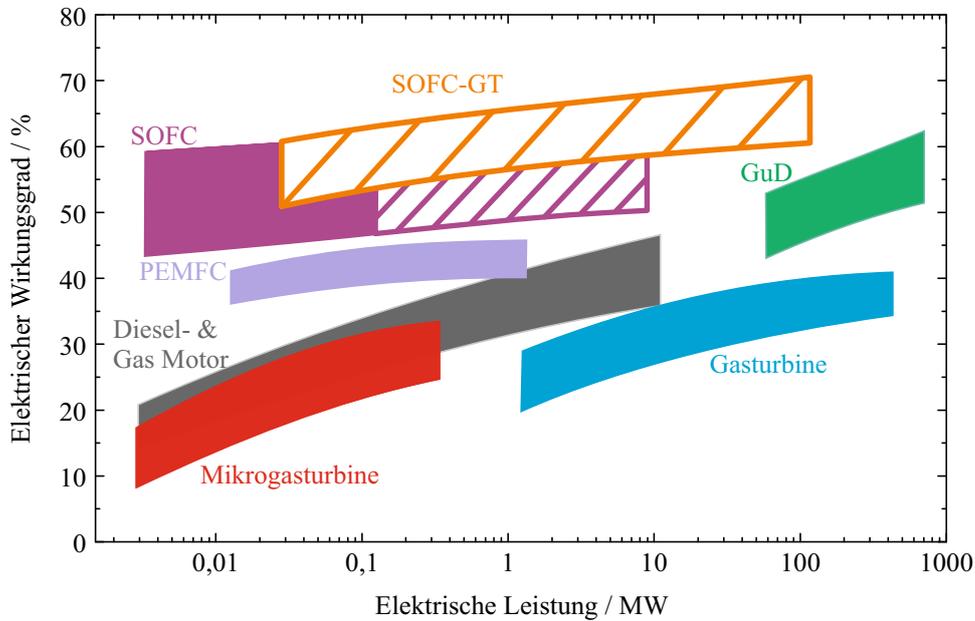


Abbildung 1.1 Elektrische Wirkungsgrade verschiedener Kraftwerkstypen in Abhängigkeit der Anlagengröße (modifiziert aus [12])

Kraftwerkstypen die elektrischen Wirkungsgrade in Abhängigkeit der Größenklasse aufgetragen. Hierbei zeigen schraffierte Bereiche theoretisch mögliche Wirkungsgrade, die jedoch noch nicht experimentell nachgewiesen wurden. Atmosphärisch betriebene SOFC Systeme zeigen sehr hohe Wirkungsgrade, die im unteren Leistungsbereich bereits erreicht werden konnten. Gasturbinen können lediglich in kombinierten GuD-Kraftwerken in sehr großen Anlagen vergleichbare Wirkungsgrade erzielen. Der derzeit höchste Wirkungsgrad von 61,5 % wurde von Siemens mit dem GuD-Kraftwerk Fortuna am Standort Lausward im Düsseldorfer Hafen mit einer maximalen Leistung von 603,8 MW erreicht [13]. Der Wirkungsgrad des Hybridkraftwerks liegt über den Wirkungsgraden seiner Einzelkomponenten und zeigt hierbei sein außerordentliches Potenzial. In Demonstrationsanlagen von Siemens Westinghouse [14] und Mitsubishi [15] konnten bereits Wirkungsgrade von über 50 % in kleineren Anlagen nachgewiesen werden.

Ein weiterer Vorteil eines Hybridkraftwerks liegt in dem breiten Betriebsbereich und dem sehr niedrigen erreichbaren Teillastpunkt. Gleichzeitig werden sehr hohe Wirkungsgrade über den gesamten Bereich erreicht. Beispielsweise wurde der Betriebsbereich eines Hybridkraftwerks und die erreichbaren Wirkungsgrade basierend auf einer Turbec T100PH MGT und einer

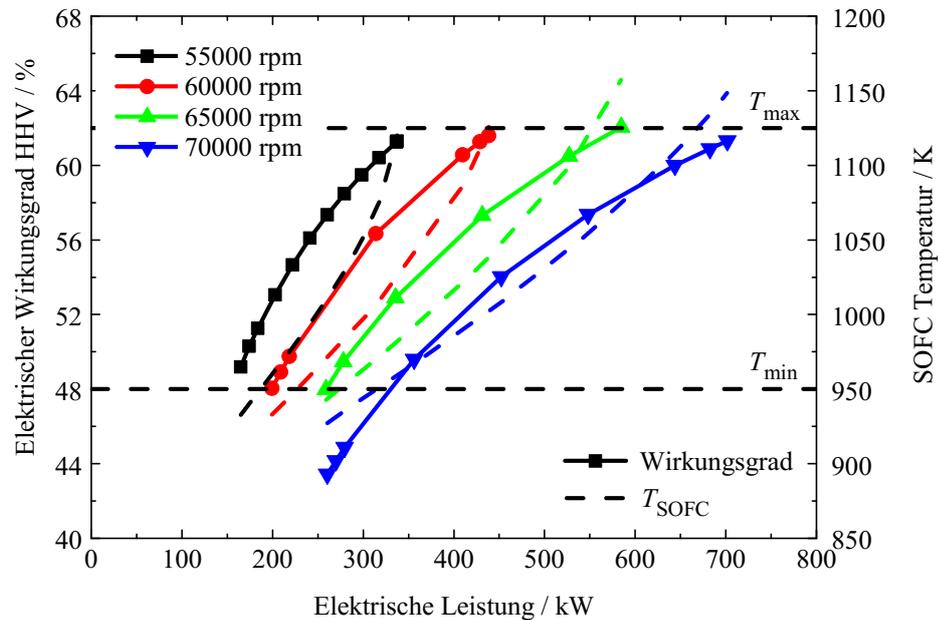


Abbildung 1.2 Numerisch ermittelter Betriebsbereich und elektrische Wirkungsgrade eines Hybridkraftwerks basierend auf der Turbec MGT und einer planaren SOFC (modifiziert aus [11])

planaren SOFC von Moritz Henke in [11] untersucht. Hierbei konnte er bei einer maximal erreichbaren elektrischen Leistung von 670 kW einen Wirkungsgrad von über 60 % (basierend auf dem Brennwert (HHV)) zeigen (siehe Abbildung 1.2). Dieser hohe Wirkungsgrad kann bis zu einer Leistung von 310 kW bei Modulation der Turbinendrehzahl gehalten werden. Danach sinkt er unter 52 % bei einer minimalen elektrischen Leistung von 190 kW. Dies bedeutet jedoch eine Lastmodulation auf 28 % der Leistung.

Neben dem Wirkungsgrad und dem Betriebsbereich gewinnt die Brennstoffflexibilität von Kraftwerken, mit der steigenden Nutzung von unterschiedlichsten Brennstoffen, unter anderem der Nutzung von Brennstoffen aus Biomasse, immer mehr an Bedeutung. Auch hier bietet das Hybridkraftwerk einen Vorteil, da es sowohl mit Wasserstoff als auch mit Kohlenwasserstoff-basierten gasförmigen Brennstoffen betrieben werden kann [11].

1.2 Stand der Technik

Das Potenzial eines Hybridkraftwerks wurde bereits numerisch, mittels Kreislaufberechnungen, von vielen nationalen und internationalen Gruppen gezeigt (z.B. [6, 16–23]). Hierbei wurde sowohl in stationären als auch dynamischen Simulationen das Zusammenspiel von Brennstoffzellen und Gasturbinen untersucht. Zusätzlich wurden Untersuchungen zur Verschaltung mit modifizierten Komponenten durchgeführt, wie zum Beispiel mit einer zwischengekühlten Gasturbine [24]. Der Anwendungsbereich umfasst neben dem Einsatz als Kraftwerk auch Anwendungen im Bereich der Marine [25], des Schienentransports [26–28] und des Luftverkehrs [29, 30]. Die betrachteten Größenklassen reichen von wenigen hundert Kilowatt bis hin zu mehreren Megawatt. Für die Kopplung wurden verschiedene Brennstoffzellensysteme in Betracht gezogen [23]. Neben der SOFC wurde auch die Schmelzkarbonatbrennstoffzelle (MCFC) betrachtet [31]. Die Untersuchungen verschiedener Schaltungsvarianten [32] für den Einsatz im Kraftwerksbereich zeigten, dass der höchste Wirkungsgrad mit einer unter Druck betriebenen SOFC erreicht werden kann [33].

Der erste real gekoppelte Demonstrator wurde von Southern California Edison und dem United States Department of Energy finanziert und in Zusammenarbeit mit Siemens Westinghouse Power Corporation an der University of California aufgebaut [14]. Eine SOFC mit 1152 Zellen wurde mit einer modifizierten zweistufigen Ingersoll-Rand Mikrogasturbine gekoppelt. Die Anlage wurde in Irvine, mit einigen Unterbrechungen aufgrund von Problemen mit der SOFC und der MGT, betrieben und kam auf eine Betriebszeit von insgesamt mehr als 3000 Stunden [34, 35]. Es konnte ein Wirkungsgrad von 52 % erreicht werden. Der Demonstrator erreichte bei einem Druckverhältnis von 4:1 eine elektrische Leistung von 175 kW und blieb damit unter dem Ziel von 200 kW. Die MGT erreichte dabei nur 20 kW elektrische Leistung im Maximum. Aufgrund von Problemen mit der SOFC wurde der Demonstrator abgeschaltet. Eine zweite Anlage basierte auf einer Turbec T100 Mikrogasturbine mit 100 kW elektrischer Leistung, die mit einer SOFC mit 1704 Zellen gekoppelt wurde. Die Anlage war ausgelegt auf eine elektrische Leistung von 300 kW. Der Aufbau erfolgte in Kooperation mit RWE und sollte in Deutschland getestet werden. Während der Inbetriebnahmetests wurde ein Dichtungsproblem im Inneren der SOFC festgestellt. Aufgrund eines sehr hohen Aufwands für das Re-Design und den Neuaufbau wurde das Projekt abgebrochen. Trotz dieses Rückschlags haben Siemens Westinghouse und seine Partner mit diesen Demonstratoren die Realisierbarkeit eines Hybridkraftwerks nachgewiesen. Sie zeigten zudem mit ihren Arbeiten einen Forschungsbedarf auf dem Gebiet der Komponenten, deren Integration und der Regelungstechnik auf. Als ein Ergebnis ihrer Untersuchungen stellte Siemens Westinghouse aus der Sicht eines SOFC-Herstellers die Anforderungen an eine Gasturbine für die Kopplung mit einem SOFC System zusammen [7, 36]. Die wichtigste Voraussetzung ist eine drehzahlvariable Mikrogasturbine, die von ihrer

Größenauslegung her die erforderlichen Luftmassenströme für die SOFC in verschiedenen Lastpunkten bereitstellen kann. Dies ist wichtig für eine aktive Temperaturregelung des SOFC Stacks. Die Untersuchungen zum Einfluss eines erhöhten Drucks auf Brennstoffzellen zeigten, dass das Druckverhältnis im Bereich zwischen 3:1 und 4:1 liegen sollte. Der Brenner der Mikrogasturbine sollte für Eintrittstemperaturen von 820 °C bis 870 °C auch im Dauerbetrieb geeignet sein. Gleichzeitig sollte er einen weiten Betriebsbereich in Bezug auf den einstellbaren Brennstoffmassenstrom von 5 % bis 110 % haben. Die Turbineneintrittstemperatur sollte im Bereich von 820 °C bis 950 °C liegen, da damit abhängig vom Lastpunkt ein Betrieb ohne Zufeuerung in der MGT Brennkammer für einen optimalen Wirkungsgrad möglich wäre. Ein Hochleistungs-Rekuperator mit einer Effektivität von $\epsilon > 90\%$ sollte integriert sein. Das Design der Welle sollte so ausgeführt sein, dass es zu keinem Blockieren oder Verklemmen kommen kann. Die Lagerung sollte möglichst als Luftlager oder Magnetlager ausgeführt sein. Eine Lagerung mit Öl ist zu vermeiden, da dieses in den Luftkreislauf gelangen und die SOFC schädigen kann. Die MGT sollte insgesamt eine hohe Zuverlässigkeit aufweisen und auch im Dauerbetrieb 8000 Stunden kontinuierlich laufen. Sie sollte gleichzeitig auch so robust sein um einen SOFC Blow-down zu überstehen, ohne Schaden zu nehmen. Der variable Hochgeschwindigkeitsgenerator sollte längere Zeit im Motorbetrieb betrieben werden können. Schlussendlich sollte eine ausfallsichere Regelung eine Überdrehzahl vor allem bei Abfahr-Manövern verhindern. Trotz all dieser Anforderungen kam Siemens Westinghouse zum Schluss, dass eine passende Gasturbine für ein Hybridkraftwerk aufgebaut werden kann, die keine außergewöhnlichen Eigenschaften in Bezug auf Material und Merkmale aufweist [36]. Am koreanischen Institute of Energy Research in Daejeon (Südkorea) wurde im Jahr 2005 ein weiteres real gekoppeltes Hybridkraftwerk basierend auf einem 5kW SOFC System und einer 25 kW MGT aufgebaut und betrieben [37]. Der Fokus der Arbeiten lag auf der Untersuchung des Betriebsverhaltens der SOFC unter erhöhtem Druck.

Mitsubishi Heavy Industries (MHI) inzwischen Mitsubishi Hitachi Power Systems (MHPS) in Japan startete bereits 2004 mit einer 75 kW Hybridkraftwerksversuchsanlage, die bereits einen elektrischen Wirkungsgrad von über 50 % erreichte [38]. 2007 wurde ein Demonstrator mit 200 kW aufgebaut und betrieben. Damit konnte ein elektrischer Wirkungsgrad von 52,1 % erreicht werden. Bei einem Langzeittest im Jahre 2009 konnte auch nach 3224 Stunden Betrieb mit mehrmaligem Neustart keine Verschlechterung der SOFC Spannung beobachtet werden [39]. 2014 erreichte die Anlage eine Betriebszeit von 4100 Stunden im Dauerbetrieb und eine Gesamtbetriebszeit von 5067 Stunden [15, 40]. 2015 wurde an der Universität Kyushu ein hinsichtlich der Größe optimierter 250 kW Demonstrator aufgebaut und in Zusammenarbeit mit der Universität betrieben. Eine weitere, optimierte Anlage wurde bei Senju Techno Station of Tokyo Gas als Demonstrator aufgebaut [41] und zwei weitere Demonstratoren geplant und nacheinander bei Toyota's Motomachi Plant und NGK Spark Plug aufgebaut [42, 43].

1 Einleitung

Im Januar 2018 meldete MHPS die erste Bestellung für ein Hybridkraftwerk von Mitsubishi Estate Co. für das Marunouchi Gebäude in Tokyo, nachdem sie im August 2017 erklärt hatten, dass die Anlage die Marktreife erreicht habe [44].

Auch die Firma LG Fuel Cell Systems (ehemals Rolls Royce Fuel Cell Systems) befasst sich mit der Umsetzung eines Hybridkraftwerks in England und den USA [45–48]. Sie arbeiten dabei in verschiedenen Projekten eng mit der Universität Genua zusammen [22, 49]. Mit einem 200 kW Demonstrator konnten sie bisher eine Betriebsdauer von 2000 h bei einem maximalen Wirkungsgrad von 57 % erreichen [50].

Neben diesen Demonstrationsanlagen und der Anlage von MHPS ist keine erfolgreiche Entwicklung bis hin zur Marktreife bekannt. Diese Versuche zeigen, dass noch ein hoher Forschungsaufwand notwendig ist, um das Hybridkraftwerk weiter zu entwickeln und die Zusammenhänge im System zu verstehen. Dazu muss der Einfluss der Subkomponenten aufeinander untersucht werden. Vor allem aber im Bereich der Regelung sind aufgrund der gegenseitigen Abhängigkeiten noch detailliertere Untersuchungen notwendig. Dazu wurden in verschiedenen Forschungseinrichtungen Versuchsanlagen aufgebaut. Hierbei wird die SOFC häufig durch einen Simulator ersetzt, der die Eigenschaften der Subkomponente nachbildet. Die Hybridkraftwerksversuchsanlage des National Energy Technology Laboratory (NETL) in Morgantown [51] basiert auf einer 120 kW Garrett Serie 85 Auxilliary Power Unit mit nachgerüstetem Rekuperator [52]. Diese ist gekoppelt mit einem Brennstoffzellensimulator [53–55]. Der Simulator besteht aus einem Druckkessel, der das Volumen der Kathodenseite der SOFC und den Einlauf repräsentiert und dem Mikrogasturbinenbrenner, der mit einem Brennstoffzellenmodell gesteuert werden kann. Nach dem Brenner ist ein weiterer Druckkessel implementiert, der die Nachverbrennungszone repräsentiert. Die Anlage wird über ein selbst programmiertes Regelungs- und Steuerungssystem betrieben [56]. Neben Untersuchungen zur Entwicklung von Betriebs- und Regelungsstrategien für ein Hybridkraftwerk [57–59], werden unter anderem auch Untersuchungen zur Degradation des Brennstoffzellensystems durchgeführt [60–63]. Die Forschungsanlage der Thermochemical Power Group (TPG) der Universität Genua [64, 65] basiert auf einer Turbec T100 Mikrogasturbine [66–68]. Der SOFC Simulator basiert auf dem LG Fuel Cell (ehemals Rolls Royce) Design. Er hat neben dem Anodenvolumen ein variables Volumen, das verschiedene Größen der SOFC Kathodenseite nachbilden kann. Die Kathodenseite ist dabei aus einem isolierten Druckkessel aufgebaut, der aus zwei Sammlerrohren und 5 modular zuschaltbaren Rohren besteht. Die Anodenseite wird nachgebildet mit einer verdichteten Druckseite, einem Ejektor und einem Anodenvolumen, das mit der Kathodenseite thermisch gekoppelt ist. Ein Brenner, der die Temperaturerhöhung nachbildet, ist nicht implementiert. Die MGT kann in verschiedenen Modi betrieben werden, entweder direkt ans Netz angeschlossen, wobei die TOT konstant gehalten wird, oder aber im sogenannten Stand Alone Mode, entkoppelt vom Netz, wobei die Drehzahl konstant gehalten wird und die TOT

variiert wird. Neben den experimentellen Untersuchungen an der Versuchsanlage [69–71] liegt der Schwerpunkt der Forschung auf der Entwicklung neuer Regelungsansätze [72] und der Modellierung [73–75].

Am Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt arbeiten das Institut für Verbrennungstechnik (VT) und das Institut für Technische Thermodynamik (TT) seit 2006 zusammen an einem langfristig angelegten Projekt zur Entwicklung eines real gekoppelten Hybridkraftwerks. Die vorliegende Arbeit ist Teil dieses Projekts, welches im folgenden Kapitel (1.3) vorgestellt wird.

Eine umfangreiche Recherche und Zusammenfassung der Arbeiten auf dem Gebiet von SOFC-GT Hybridkraftwerken bieten [76] und [77].

1.3 Zielsetzung, Einordnung in das Gesamtprojekt und Inhalt der Arbeit

Zielsetzung Die bisherigen Arbeiten auf dem Gebiet der Entwicklung eines MGT/SOFC Hybridkraftwerks haben gezeigt, dass es von entscheidender Bedeutung ist, das Verhalten der beiden Subsysteme SOFC und MGT unter Hybridkraftwerksbedingungen detaillierter zu untersuchen, um hieraus wichtige Erkenntnisse für die Entwicklung eines Betriebskonzepts und einer gemeinsamen Steuerung und Regelung zu gewinnen. Siemens hat bereits Anforderungen an eine Mikrogasturbine aus Sicht eines Brennstoffzellenherstellers für die Kopplung mit einer SOFC aufgestellt [7, 36] (siehe Kapitel 1.2). Eine umfassende experimentelle Untersuchung der Mikrogasturbine, die Auswirkungen der Kopplung auf die MGT und die Entwicklung eines Betriebskonzepts aus Sicht der MGT steht jedoch noch aus.

Daher ist das Ziel der vorliegenden Arbeit die Entwicklung, Erprobung und Analyse eines Betriebskonzepts für die Mikrogasturbine Turbec T100PH in einem Hybridkraftwerk auf Grundlage des bestehenden Steuerungs- und Regelungssystems der MGT. Das Betriebskonzept umfasst dabei neben den Manövern Start, Lastwechsel und Stopp an der Mikrogasturbine, Aufheiz- und Abkühlvorgänge an der SOFC und den Einsatz von Notfallmanövern in kritischen Betriebszuständen. Die Auslegung und der Aufbau der dafür benötigten Versuchsanlagen erfolgt im Team. Für die Bewertung des Einflusses des Hybridkraftwerkaufbaus auf die MGT soll zunächst ein Turbec T100PH Mikrogasturbinenprüfstand aufgebaut und instrumentiert werden. Die Mikrogasturbine soll eingehend untersucht und die für die Kopplung wichtigen Parameter und Fahrweisen analysiert und diskutiert werden. Basierend auf dem Prüfstand soll dann eine Hybridkraftwerksversuchsanlage entwickelt, aufgebaut und instrumentiert werden. Anstelle einer realen SOFC soll ein SOFC Simulator entwickelt und eingesetzt werden, der die thermodynamischen und strömungsmechanischen Eigenschaften des SOFC Systems nachbilden kann. Die Mikrogasturbine bietet komprimierte Luft auf zwei verschiedenen Temperaturniveaus, am Verdichteraustritt und Rekuperatoraustritt. Daher kann sie in einem Hybridkraftwerk sowohl die für den Betrieb der SOFC erforderliche vorgeheizte Luftmenge zur Verfügung stellen, aber auch eingesetzt werden um die SOFC auf die Betriebstemperatur aufzuheizen und für das Herunterfahren abzukühlen. Im Anlagenaufbau ist die MGT daher über verschiedene Stränge mit der SOFC gekoppelt, die es zum einen ermöglichen die Temperaturniveaus auszunutzen, es aber auch erlauben die SOFC über einen Bypass von der MGT zu entkoppeln. Um den Einfluss der Kopplungselemente (wie Rohrleitungen, Ventilen und Klappen) und der SOFC besser beurteilen zu können, soll die Anlage schrittweise aufgebaut und jeweils detailliert charakterisiert werden. Aus den Untersuchungen sollen wichtige Erkenntnisse zum Betriebsbereich und zu Limitierungen sowohl im stationären als auch im transienten

Betrieb der MGT abgeleitet werden. Beobachtete Einschränkungen sollen analysiert und Optimierungspotenziale aufgezeigt werden. Aus diesen Ergebnissen soll dann schließlich das Betriebskonzept entwickelt und getestet werden. Wichtig für die Beurteilung der Manöver ist, neben den bereits betrachteten Auswirkungen auf die Mikrogasturbine, auch den Einfluss auf die SOFC einzubeziehen.

Einordnung in das Gesamtprojekt Die vorliegende Arbeit ist Teil des langfristig angelegten Projekts zur Entwicklung eines Hybridkraftwerks am DLR, das sich in drei Phasen gliedert und findet sich in Phase 1 und 2 wieder [78], [79]. Für die erste Phase schlossen sich das DLR Institut für Verbrennungstechnik und das DLR Institut für Technische Thermodynamik mit dem Institut für Luftfahrtantriebe (ILA) der Universität Stuttgart zu einem „virtuellen Institut“ zusammen. Zusätzlich wurde eine strategische Partnerschaft mit dem nationalen Energieunternehmen EnBW geschlossen. Der Industriepartner Siemens PG war an dieser ersten Phase mit beteiligt. Für die Phasen 2 und 3 arbeiten die DLR Institute weiter mit der EnBW zusammen. Finanziert wurden die einzelnen Projektphasen von der HGF, dem BMWi, der EnBW und der programmorientierten Förderung des DLR sowie durch Investitionsmaßnahmen von DLR und BMWi.

Als Basis für die Entwicklung eines real gekoppelten Hybridkraftwerks wurden in der ersten Phase die Subsysteme MGT und SOFC einzeln charakterisiert. Hierfür wurde die kommerziell erhältliche Turbec T100PH Mikrogasturbine und das kommerziell verfügbare, atmosphärisch betriebene SFC-5 Alpha System der Firma Siemens beschafft. Es wurden numerische Modelle sowohl für die Einzelkomponenten als auch für die Gesamtanlage entwickelt und anhand der aus den Einzelanlagen gewonnenen Messdaten validiert. Mit den Modellen wurden Kreislaufanalysen durchgeführt sowie Regelungs- und Betriebskonzepte aufgestellt [80], [81]. Darüber hinaus wurde eine Versuchsanlage zur Untersuchung von SOFC/MGT Hybridkraftwerkskonzepten basierend auf der Turbec T100PH entwickelt und aufgebaut. In der zweiten Phase wurde das dynamische Systemverhalten des SOFC/MGT Hybridkraftwerkskonzepts sowohl anhand der Laboranlage als auch anhand der numerischen Modelle untersucht. Die Betriebs- und Regelungsstrategien wurden erprobt und analysiert. Des Weiteren wurde der druckaufgeladene Betrieb von Hochtemperaturbrennstoffzellen verschiedener Hersteller mit einem eigens dafür entwickelten Prüfstand detailliert untersucht. Die numerischen Modelle wurden erweitert, optimiert und validiert [11]. Die gewonnenen Ergebnisse dieser zwei Phasen wurden für die Auslegung und den Aufbau eines real gekoppelten Demonstrators in einer Größenklasse von < 50 kW genutzt. Hierfür wurden zunächst verschiedene kommerziell erhältliche Mikrogasturbinen auf ihre Eignung überprüft und schließlich die Mikrogasturbine EnerTwin der Firma MTT mit einer elektrischen Leistung von 3 kW ausgewählt. Für die Kopplung wurde ein planares SOFC System der Firma Sunfire mit einer elektrischen Leistung von 25

1 Einleitung

bis 30 kW ausgewählt [82]. In der aktuell laufenden dritten Phase wurden die erforderlichen Komponenten beschafft und teilweise einzeln charakterisiert. Auf Basis beider Subkomponenten wurden Hybridkraftwerksversuchsanlagen entwickelt und aufgebaut. Eine Kopplung der Systeme ist nach der Einzelcharakterisierung geplant.

Inhalt der Arbeit In Kapitel 2 wird zunächst das mittels numerischer Untersuchungen gewählte Kreislaufkonzept und der Aufbau des daraus abgeleiteten Hybridkraftwerks anhand des Luft- und Brennstoffpfades vorgestellt. Für die Subkomponenten Mikrogasturbine und SOFC werden die allgemeinen theoretischen Grundlagen behandelt und die ausgewählten Komponenten spezifiziert.

Kapitel 3 befasst sich mit der Umsetzung des Kreislaufs und dem experimentellen Aufbau der verwendeten Versuchsanlagen. Zunächst wird der Aufbau und die Instrumentierung des MGT Prüfstands vorgestellt, der zugleich auch die Basis der Hybridkraftwerksversuchsanlage darstellt. Um den Einfluss der Hybridkraftwerkskomponenten (wie z.B. Rohrleitungssystem und SOFC) auf die MGT detaillierter betrachten zu können, wurde eine schrittweise Implementierung und Untersuchung gewählt. Die dafür notwendigen Konfigurationen der Hybridkraftwerksversuchsanlage werden spezifiziert und die eingesetzte Instrumentierung erläutert.

In Kapitel 4 werden die experimentellen Ergebnisse präsentiert und diskutiert. In den grundlegenden Untersuchungen der Mikrogasturbine werden die transienten Referenzmanöver und die Charakteristik der Bauteile in stationären Punkten aufgezeigt. Der Einfluss der Komponenten der Hybridkraftwerksversuchsanlage auf die Mikrogasturbine wird erarbeitet und untersucht. Der Betriebsbereich der Anlage wird aufgestellt und Einschränkungen sowohl in stationären Punkten als auch in transienten Manövern diskutiert. Daraus werden für den Betrieb der Anlage verschiedene Konzepte für die einzelnen Manöver entwickelt und erprobt, die dann analysiert, diskutiert und schließlich zu einem Betriebskonzept zusammengefasst werden.

In Kapitel 5 wird die Arbeit zusammengefasst und ein Ausblick auf mögliche zukünftige Untersuchungen gegeben.

2 Hybridkraftwerk

2.1 Anlagenkonfiguration

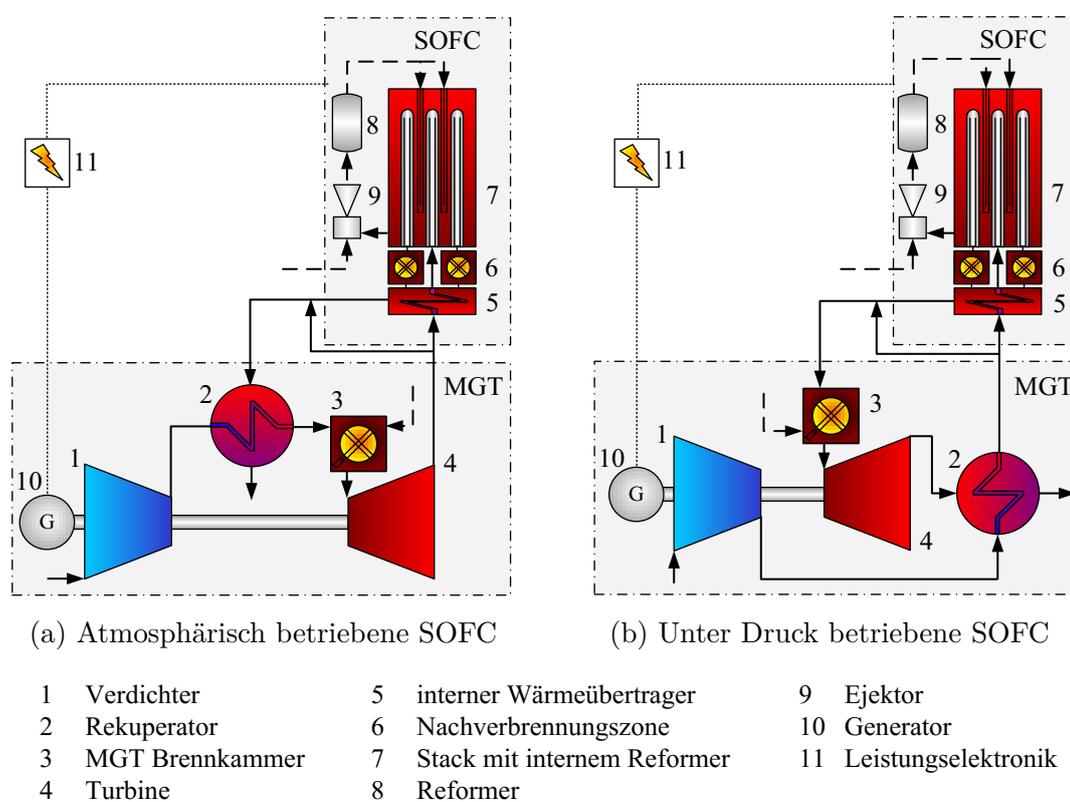


Abbildung 2.1 Zwei Beispiele für Kreislaufvarianten des Hybridkraftwerks

Für die Verschaltung einer Mikrogasturbine mit einer Hochtemperaturbrennstoffzelle sind generell mehrere Varianten denkbar. Die SOFC kann so im Gasturbinenkreislauf integriert sein, dass sie unter Druck oder aber atmosphärisch betrieben wird (siehe Abbildung 2.1). Die Anordnung im Kreislauf und der Einsatz zusätzlicher Wärmeübertrager oder Brennkammern spielen eine große Rolle für den erreichbaren Gesamtwirkungsgrad und den Auslegungsbe- reich, aber auch hinsichtlich der Komplexität und der Kosten [33]. Ein weiterer Parameter ist das optimale Verhältnis der elektrischen Leistung von MGT zu SOFC. Am DLR wurde

2 Hybridkraftwerk

für die Bewertung verschiedener Konfigurationen ein Simulationstool in Matlab® Simulink® aufgebaut, mit dem sich das stationäre Verhalten von Hybridkraftwerken verschiedener Anlagengröße und Verschaltung untersuchen lässt [83], [84]. Das Simulationstool besteht aus mehreren Modulen, mit denen die Komponenten einer einwelligen Mikrogasturbine und einer Hochtemperaturbrennstoffzelle mit tubularem Design zusammen mit Kopplungselementen wie Rohrleitungen und Ventilen abgebildet werden können [20]. Die Turbokomponenten basieren dabei auf Kennfeldern des jeweiligen Herstellers. Druck- und Wärmeverluste werden betrachtet. Das MGT Modell wurde mittels experimentell gewonnener Daten validiert, das SOFC Modell mittels numerischer Daten aus der Literatur. In mehreren Studien [85], [33] wurden insgesamt 12 verschiedene Kreislaufvarianten untersucht. Die Schaltungen lassen sich primär in atmosphärische (Abbildung 2.1a), unter Druck betriebene (Abbildung 2.1b) und gemischte Varianten einteilen. Betrachtet wurde in den Studien neben dem erreichbaren Wirkungsgrad auch der Auslegungsbereich, der Betriebsbereich, der finanzielle Aufwand und die Machbarkeit. Die Studien kamen zu dem Ergebnis, dass die Variante mit dem höchsten erreichbaren Wirkungsgrad die unter Druck betriebene SOFC darstellt, die zwischen Rekuperator und Brennkammer der MGT integriert ist. In Abbildung 2.2 ist das Schema der ausgewählten Verschaltung dargestellt. Die SOFC wird hierbei durch den Verdichter der Mikrogasturbine unter Druck gesetzt und die Luft zusätzlich durch den MGT Rekuperator vorgeheizt. Die heißen SOFC Abgase werden anschließend der MGT Brennkammer zugeführt, in der im Auslegungspunkt kein Erdgas mehr zugegeben werden muss, um die erforderliche Turbineneintrittstemperatur zu erreichen. Die SOFC profitiert somit von der Druckaufladung und Vorheizung durch die MGT, die MGT wiederum von den heißen Abgasen der SOFC. An beiden Subkomponenten kann somit elektrische Leistung abgegriffen werden.

Die Anlage soll anhand des Luft- und Brennstoffpfads in Abbildung 2.2 vorgestellt werden. Der Verdichter der Mikrogasturbine (1) saugt Umgebungsluft an und verdichtet diese. Die Luft wird im Rekuperator (8), einem Luft/Luftwärmeübertrager, durch die heißen Abgase vorgewärmt und anschließend der SOFC zugeführt. Hier wird die Luft zunächst im internen Wärmeübertrager (15) weiter erhitzt und dann auf die Kathode verteilt. Der komprimierte Brennstoff wird im Vorreformer (11) umgesetzt und weiter in den internen Reformer (12) geleitet. Ein Teil des Anodengases wird mittels Ejektor (10) rezirkuliert, um den erforderlichen Wasserdampfgehalt im Reformer zu erreichen. Das nicht vollständig umgesetzte Anodenabgas reagiert mit dem Kathodenabgas im nachgeschalteten Brenner (katalytische Nachverbrennung, 14) der SOFC und verlässt dann die SOFC (13) wieder durch den internen Wärmeübertrager. Der interne SOFC Brenner dient hier zum Druckausgleich zwischen Kathode und Anode. In der MGT Brennkammer (9) kann, wenn notwendig, noch zusätzliches Erdgas im MGT Brenner zugemischt werden, um die erforderliche Turbineneintrittstemperatur zu erreichen. Die heißen Abgase werden dann in der Turbine (2) auf nahezu Umgebungsdruck entspannt

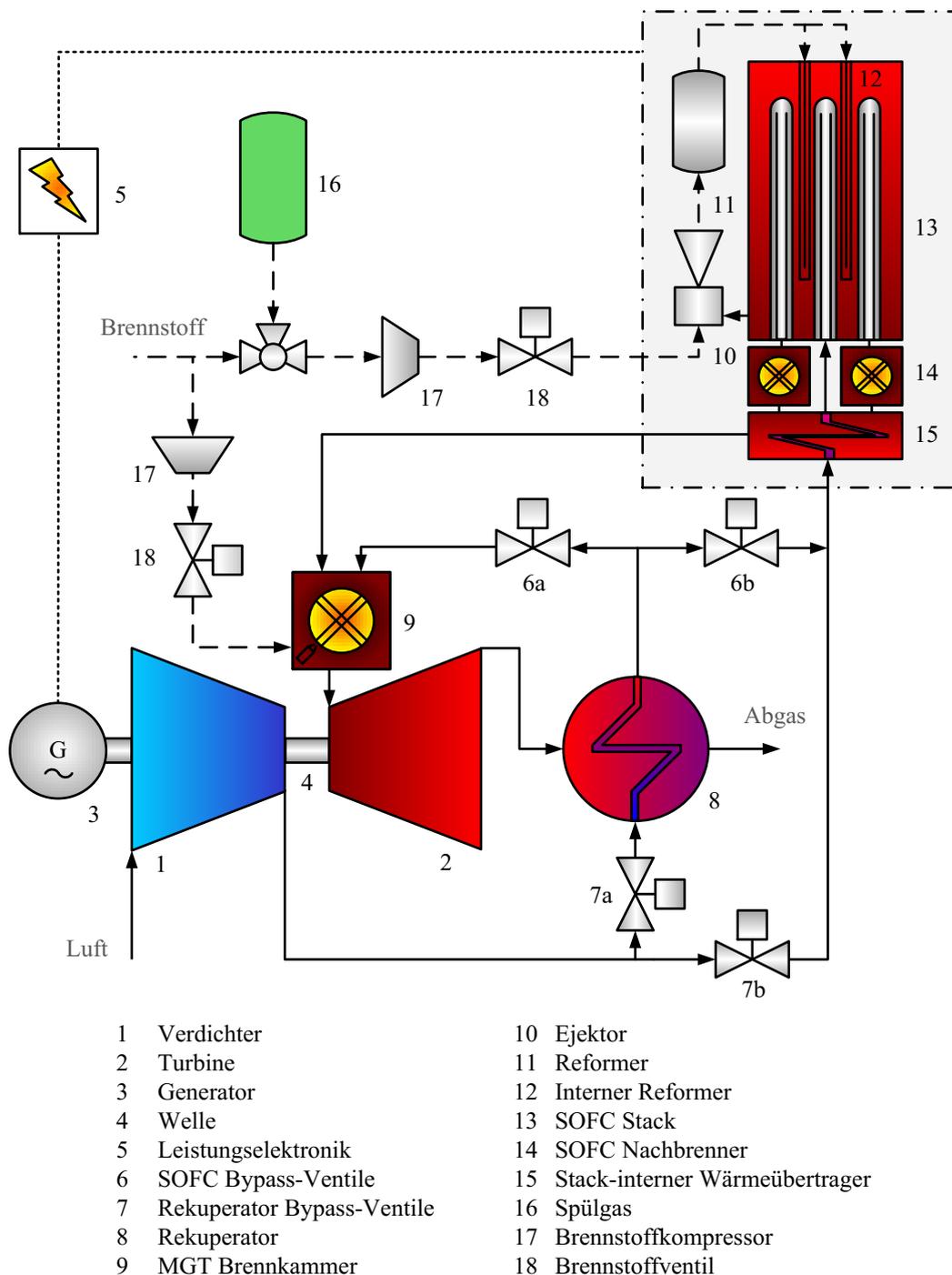


Abbildung 2.2 Schema des ausgewählten Kreislaufs für ein Hybridkraftwerk (modifiziert aus [86])

und im Rekuperator abgekühlt. Für den Startvorgang und für Abkühlmanöver ist eine direkte Verbindung zwischen dem Verdichteraustritt und der SOFC vorhanden. Durch die Ventile der Gruppen (6) und (7) kann am Eintritt der SOFC der Luftmassenstrom mit einer definierten Mischtemperatur geregelt werden. Mit Hilfe der Ventile (7a) und (7b) kann der Rekuperator

2 Hybridkraftwerk

umgangen werden. Des Weiteren kann der Luftmassenstrom über die SOFC mit einem sogenannten Bypass-Strang und den Ventilen (6a) und (6b) eingestellt werden. Der Bypass-Strang verbindet den Rekuperator direkt mit der MGT Brennkammer. Für An- und Abfahrvorgänge ist es wichtig, die Anodenseite mit Formiergas (16) zu spülen, um ein Eindringen von Sauerstoff in die Anode zu verhindern. Das Formiergas kann über ein Dreiwegeventil in den Brennstoffpfad der SOFC eingedüst werden.

Auf Basis des ausgewählten Kreislaufs wurden weitere Untersuchungen von Panne et al.

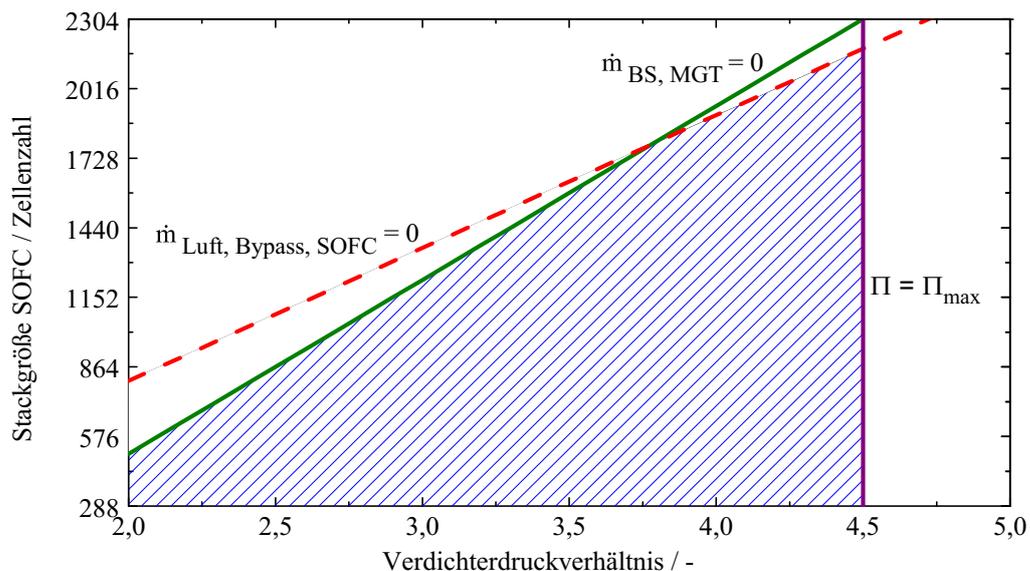


Abbildung 2.3 Limitierungen im Betriebsbereich des Hybridkraftwerks bei verschiedenen Stackgrößen der SOFC: Maximales Druckverhältnis, minimaler SOFC-Bypass-Massenstrom und Brennstoffmassenstrom zur MGT (modifiziert aus [20],[86])

[20] zum Größenverhältnis zwischen Gasturbine und Brennstoffzelle durchgeführt. Für die Simulationen wurde die Turbec T100 Mikrogasturbine ausgewählt und die Anzahl der Zellen im Stack der Siemens Brennstoffzelle zwischen 576 Zellen und 2016 Zellen variiert. Unter anderem wurde der Einfluss der Stackgröße auf die elektrische Leistung und den Wirkungsgrad des Systems analysiert. Aus diesen Studien lassen sich drei Limitierungen für den Betriebsbereich eines Hybridkraftwerks ableiten, die in Abbildung 2.3 dargestellt sind. Im Diagramm ist der resultierende Betriebsbereich verschiedener Stackgrößen über dem Verdichterdruckverhältnis der Mikrogasturbine schraffiert aufgetragen. Die erste Grenze bildet das maximale Verdichterdruckverhältnis, das in diesem Fall bei 4,5 liegt. Eine weitere Limitierung liegt im Brennstoffmassenstrom zur Mikrogasturbine. Ist dieser null, so wird die erforderliche Turbineneintrittstemperatur bereits über die SOFC Austrittstemperatur erreicht. Die letzte Limitierung liegt im maximalen Luftmassenstrom über die SOFC, der durch den maximalen Förderstrom der MGT beschränkt ist. Ist der Bypass-Massenstrom null, so kann die MGT

nicht mehr Luft für die SOFC liefern. Dies wird vor allem bei hohen Zellzahlen erreicht. Für die folgende Arbeit wurde aufgrund der Ergebnisse eine Anzahl von 1152 Zellen ausgewählt [86]. Diese Größe bietet zum einen einen weiten Betriebsbereich der Gasturbine, zum anderen ist die Brennstoffzelle groß genug, um einen signifikanten Einfluss auf die Gasturbine zu haben.

2.2 Subsysteme

2.2.1 Mikrogasturbine

Generell sind Mikrogasturbinen kleine Gasturbinen. Eine einheitliche Definition gibt es nicht. Oftmals findet sich die Einordnung nach einer Größenklasse von bis zu 500 kW. Gemein haben viele Mikrogasturbinen, dass sie aus einstufigen Radialkomponenten aufgebaut sind und ein Rekuperator in den Kreislauf integriert ist. Anstatt eines mechanischen Getriebes wird ein Inverter zur Einstellung der erforderlichen Netzfrequenz eingesetzt. Die radialen Turbokomponenten basieren oftmals auf modifizierten Turboladerkomponenten. Die Turbine wird bei Mikrogasturbinen typischerweise nicht gekühlt. Dadurch limitiert die zulässige Materialtemperatur die maximal mögliche Turbineneintrittstemperatur (TIT) auf Werte von bis zu 1000 °C. Mit dem meist einstufigen Verdichter werden Druckverhältnisse im Bereich von 2,5 bis 5 erreicht. In den meisten Anlagen sind Verdichter, Turbine und Generator auf einer Welle montiert. Der Generator dreht daher mit der gleichen Drehzahl von bis zu 24000 Umdrehungen pro Minute (bei sehr kleinen Mikrogasturbinen, wie zum Beispiel der MTT EnerTwin [87]). Zur Umwandlung auf die Netzfrequenz wird daher eine Leistungselektronik eingesetzt. Im Gegensatz zu großen Gasturbinenanlagen werden bei Mikrogasturbinen aufgrund der relativ niedrigen Druckverhältnisse von bis zu 5 und der geringen Turbineneintrittstemperaturen nur moderate elektrische Wirkungsgrade erreicht. Daher wird ein Rekuperator eingesetzt, der die heißen Abgase ausnutzt, um die Luft vor der Brennkammer aufzuheizen. Damit kann der Wirkungsgrad der Anlagen je nach Größenklasse auf bis zu 33 % erhöht werden. Im Vergleich zu Gasmotoren haben Mikrogasturbinen durch die kontinuierliche Verbrennung sehr geringe Emissionswerte, die ohne eine zusätzliche Abgasnachbehandlung erzielt werden. Zudem weisen sie eine höhere Brennstoffflexibilität auf als herkömmliche Verbrennungsmotoren. Dies bietet einen entscheidenden Vorteil beim Einsatz von Brennstoffen mit schwankenden Heizwerten. Es kann, abhängig vom eingesetzten Brennkammersystem aber auch zwischen gasförmigen und flüssigen Brennstoffen gewechselt werden. So ist zum Beispiel der Brenner der Firma Turbec prinzipiell für Erdgas, bestimmte Biogasmischungen, aber auch für Diesel einsatzfähig. Die Mikrogasturbine ist darüber hinaus, aufgrund ihrer einfachen Bauweise, wartungsärmer als die zyklisch arbeitenden Verbrennungsmotoren. Durch das hohe Temperaturniveau am abgasseitigen Austritt aus dem Rekuperator eignen sich Mikrogasturbinen für den Einsatz in der Kraft-Wärme Kopplung und sind damit vor allem im dezentralen Bereich von Vorteil. Hierbei kann eine Gesamteffizienz von über 90 % erreicht werden. Zusätzlich können die hohen Temperaturen am Austritt auch zur Erzeugung von Prozesswärme und Dampf eingesetzt werden. Von Nachteil sind der im Vergleich niedrigere elektrische Wirkungsgrad und die derzeit noch sehr hohen Anschaffungskosten [88], [89].

2.2.1.1 Theoretische Grundlagen zu Mikrogasturbinen

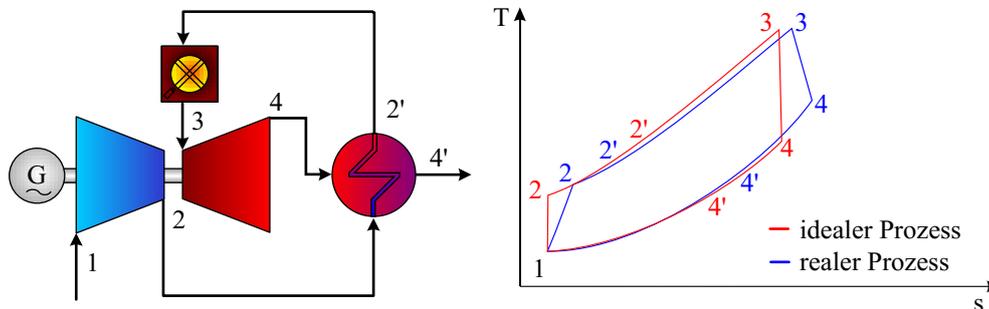


Abbildung 2.4 Gasturbinenschema und dem Schema zugeordneter offener Joule Prozess mit Wärmerückführung

Der Mikrogasturbine liegt der offene Joule Prozess mit Wärmerückführung als Vergleichsprozess zugrunde [90, 91]. Der ideale und der reale Prozess sind in Abbildung 2.4 zusammen mit einem Schema der Gasturbine dargestellt. Nach der Verdichtung von Zustand 1 nach 2 wird die Luft im Rekuperator bis auf 2' vorgeheizt (siehe Abb. 2.4). Der Rekuperator nutzt dabei die Wärme im Abgas nach der Turbine und führt diese der Frischluft zu. Dadurch ist in der Brennkammer weniger Brennstoff notwendig, um auf den Zustand 3 zu erhitzen. In der Turbine wird wieder auf Zustand 4 entspannt und im Rekuperator bis 4' abgekühlt. Im idealen Prozess laufen die Zustandsänderungen 1-2 und 3-4 adiabatisch, und die Zustandsänderungen 2-3 und 4-1 isobar ab. Da das reale System aber verlustbehaftet ist, weicht der reale Prozess vom idealen ab. Am Verdichteraustritt stellt sich eine leicht erhöhte Temperatur ein, da ein Teil der zugeführten Energie in Wärme umgewandelt wird. Durch die Druck- und Wärmeverluste in Rekuperator und Brennkammer weichen diese Zustandsänderungen von der idealen isobaren Wärmezufuhr ab. Über die Turbine wird schließlich im realen Fall eine geringere Temperaturdifferenz erreicht, was zu einer höheren Austrittstemperatur führt. Die im realen Prozess ablaufende Zustandsänderung im Verdichter kann durch eine Polytrope beschrieben werden. Das hierbei erreichte Verdichterdruckverhältnis ergibt sich zu [92]:

$$\Pi_{comp} = \frac{p_{comp, aus}}{p_{comp, ein}} = \left(\frac{T_{comp, aus}}{T_{comp, ein}} \right)^{\frac{c_p \cdot \eta_{comp}}{R}} \quad (2.1)$$

wobei η_{comp} der polytrope Wirkungsgrad des Verdichters ist, der die Abweichung der Polytropen von der Isentropen darstellt. Bei den Drücken handelt es sich, wie auch im weiteren Verlauf, um Absolutdrücke. Das Betriebsverhalten eines Verdichters wird im Verdichterkennfeld (siehe Abbildung 2.5) beschrieben. Hier wird das Verdichterdruckverhältnis über dem

2 Hybridkraftwerk

Massenstromparameter aufgetragen. Der Massenstromparameter x_i wiederum ergibt sich aus [93]:

$$x_i = \frac{\dot{m}_{Luft}}{p_{comp, ein}} \cdot \sqrt{T_{comp, ein}} \quad (2.2)$$

Die in rot eingezeichnete sogenannte Pumpgrenze des Verdichters ergibt sich durch Verbinden der maximal erreichbaren Druckverhältnisse bei den jeweiligen Massenstromparametern. Links von der Pumpgrenze ist kein Betrieb möglich. Bei Erreichen der Pumpgrenze kommt es zu einem Strömungsabriss im Verdichter. Dies führt zu einer Strömungsumkehr, die Schädigungen an der Anlage nach sich ziehen kann. Die blau markierten Linien stellen die Linien konstanter normierter Drehzahl dar. Der polytrope Wirkungsgrad des Verdichters hängt vom Betriebspunkt ab. Die schwarzen Linien zeigen die Isokurven konstanten Wirkungsgrads. Die Verdichterleistung [94] lässt sich über den Massenstrom und die Temperaturdifferenz über den Verdichter bestimmen zu:

$$P_{comp} = \dot{m} \cdot \int_{T_0}^T c_p(T) \cdot dT \approx \dot{m}_{Luft} \cdot \bar{c}_p \cdot (T_{comp, aus} - T_{comp, ein}) \quad (2.3)$$

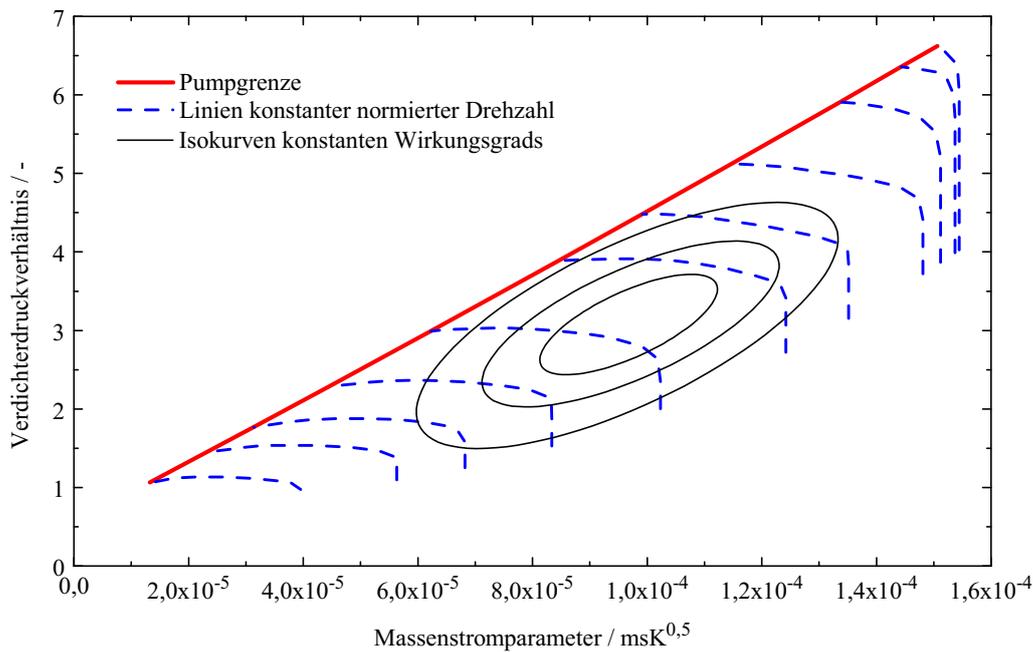


Abbildung 2.5 Verdichterkennfeld

Wie bereits beschrieben wird bei Mikrogastrurbinen, aufgrund des relativ niedrigen Verdichteraustrittsdrucks und der daraus resultierenden großen Temperaturdifferenz zwischen Abgas und komprimierter Luft, ein Rekuperator zur Wärmerückführung und somit zum Wirkungsgradgewinn eingesetzt. Mit Hilfe des Rekuperators wird die Wärme aus dem Abgas nach der Turbine genutzt, um die Luft nach dem Verdichter weiter aufzuheizen. Die Effekti-

vität des eingesetzten Rekuperators ist daher ein sehr wichtiges Maß. In der Literatur gibt es zur Berechnung der Effektivität verschiedene Definitionen. Um eine Vergleichbarkeit zu den Ergebnissen der Universität Genua mit ihrer Turbec T100 MGT herzustellen, wurde deren Definition übernommen [95, 96]. Hierin wird für die Effektivität das Verhältnis der Temperaturdifferenz über die Luft zur maximalen Temperaturdifferenz herangezogen:

$$\epsilon = \frac{T_{rec, Luft, aus} - T_{rec, Luft, ein}}{T_{rec, Abgas, ein} - T_{rec, Luft, ein}} \quad (2.4)$$

Neben der Effektivität spielt der Druckverlust über den Rekuperator auf der Hochdruckseite eine wichtige Rolle. Er trägt, neben der Brennkammer, maßgeblich zum Gesamtdruckverlust der Anlage zwischen Verdichteraustritt und Turbineneintritt bei. Vor allem bei Hybridkraftwerksanlagen, bei denen zusätzlich die SOFC zwischen Rekuperator und Brennkammer integriert wird, ist der relative Druckverlust eine entscheidende Größe zur Bewertung der Grenzen des Betriebsbereichs. Der relative Druckverlust der Anlage wird nach Gleichung 2.5 [93] berechnet zu:

$$\Delta p_{rel} = \frac{p_{comp, aus} - p_{turb, ein}}{p_{comp, aus}} \cdot 100 \% \quad (2.5)$$

In der Brennkammer wird durch die Verbrennung die Luft auf die geforderte Turbineneintrittstemperatur aufgeheizt. Dabei wird abhängig vom Brennstoffmassenstrom und dem Heizwert des Brennstoffs folgende thermische Leistung zugeführt:

$$Q_{th} = \dot{m}_{BS} \cdot LHV \quad (2.6)$$

Aus dieser zugeführten Energie und der erzielten elektrischen Leistung, ergibt sich der elektrische Wirkungsgrad der Anlage zu [91]:

$$\eta_{el} = \frac{P_{el}}{Q_{th}} \quad (2.7)$$

Da hier die elektrische Leistung, die über die Leistungselektronik ins Netz eingespeist wird, eingesetzt wird, beinhaltet der Wirkungsgrad auch die Verluste des Generators und der Umwandlung in die Netzfrequenz. Wie beim Verdichter kann auch die Entspannung über die Turbine über eine Polytrope beschrieben werden. Hierzu können auch die Turbineneintrittstemperatur (TIT) und die Turbinenaustrittstemperatur (TOT) herangezogen werden [92].

$$\frac{p_{turb, aus}}{p_{turb, ein}} = \left(\frac{TOT}{TIT} \right)^{\frac{c_p}{R \cdot \eta_{turb}}} \quad (2.8)$$

2 Hybridkraftwerk

Das Druckverhältnis über die Turbine wird definiert zu:

$$\Pi_{turb} = \frac{p_{turb, ein}}{p_{turb, aus}} \quad (2.9)$$

Die Leistung der Turbine [94] ergibt sich über:

$$P_{turb} = \dot{m} \cdot \int_{T_0}^T c_p(T) \cdot dT \approx (\dot{m}_{Luft} + \dot{m}_{BS} - \dot{m}_{Luft, Bleed-Air}) \cdot \bar{c}_p \cdot (TIT - TOT) \quad (2.10)$$

2.2.1.2 Turbec T100PH Mikrogasturbine

Die für die Kopplung ausgewählte Mikrogasturbine ist eine Turbec T100 Power and Heat (T100PH) der Serie 3 mit einer elektrischen Nennleistung von 100 kW [97]. Es handelt sich um eine kommerziell erhältliche Mikrogasturbine mit einem nachgeschalteten Abgaswärmeübertrager (Luft/Wasser), der den Einsatz in der Kraft-Wärme-Kopplung ermöglicht. Im Wärmeübertrager wird mit Hilfe der heißen Abgase Wasser erhitzt. Dadurch kann zusätzlich eine thermische Leistung von bis zu 155 kW ausgekoppelt werden, was die Gesamteffizienz der Anlage deutlich auf einen Wert von ca. 77 % erhöht. Der elektrische Wirkungsgrad beträgt unter Vollastbedingungen ca. 30 %. Die Anlage ist in zwei Varianten erhältlich. Im Rahmen dieser Arbeit wurde die direkt mit dem Netz gekoppelte Version untersucht. Diese Version bietet den Vorteil, dass sie bei konstanter Turbinenaustrittstemperatur und variabler Drehzahl betrieben wird. Somit kann der Massenstrom über die SOFC prinzipiell unabhängig von einem SOFC Bypass geregelt werden. Gleichzeitig liefert die Anlage durch die konstante TOT eine recht konstante Eintrittstemperatur der Luft in die SOFC. Generell handelt es sich bei der Mikrogasturbine um eine rekuperierte Anlage mit Radialturbokomponenten. Der Verdichter, die Turbine und der Generator sitzen auf einer Welle. Bei der Nenndrehzahl von 70000 1/min wird am Verdichter ein Druckverhältnis von 4,5:1 erreicht. Der Betriebsbereich erstreckt sich von einer Drehzahl von 52500 1/min bis 70000 1/min, was einer elektrischen Leistung von ca. 25 kW bis 100 kW entspricht. Die Firma Turbec wurde inzwischen von der Firma Ansaldo Energia (Italien) übernommen, die die MGT nun unter dem Namen AE-T100 vertreibt. Abbildung 2.6 zeigt einen Schnitt durch die Hauptkomponenten der Turbec T100PH Mikrogasturbine. Diese sind mit Hilfskomponenten, wie z.B. der Ölpumpe und dem Erdgaskompressor in einem gemeinsamen Gehäuse integriert. Die Leistungselektronik und das Steuerungssystem sind in einem davon abgetrennten Bereich untergebracht. Umgebungsluft wird über einen Grob- und einen Feinfilter angesaugt, im Kabinett um den Generator geleitet und im Verdichter komprimiert. Dabei erwärmt sich die Luft auf bis zu 220 °C. Im Rekuperator, einem Luft/Luft-Wärmeübertrager, wird die Luft durch die heißen Turbinenabgase auf bis zu 620 °C vorgeheizt. Für das Verständnis der experimentellen Ergebnisse ist es wichtig, den groben Aufbau des Re-

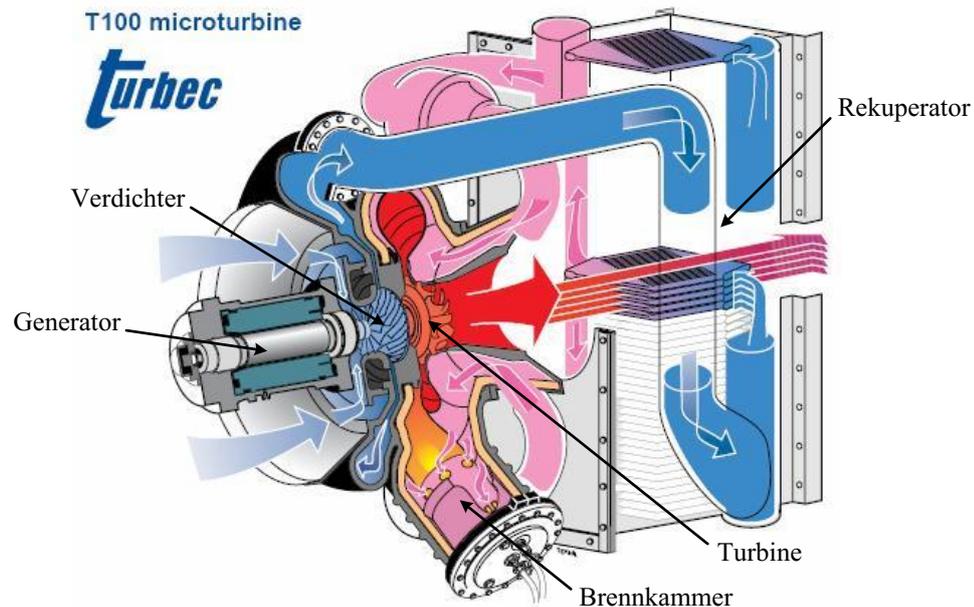


Abbildung 2.6 Schnitt durch die Hauptkomponenten der Turbec T100PH Mikrogasturbine (modifiziert aus [97])

kuperators und des Übergangs zur Brennkammer zu kennen. Die Luft wird dem Rekuperator durch einen Zugang zugeführt. Im Inneren wird die Luft auf zwei Bereiche aufgeteilt und dann durch zwei getrennte Abgänge vom Rekuperator um das Turbinengehäuse zur Brennkammer geführt (siehe Abb.2.6). Die Brennkammer wird wegen ihrer Form als „Topfbrennkammer“ bezeichnet. Die Luft strömt hier zunächst um das Flammrohr. Ein Großteil der Luft nimmt nicht an der Verbrennung teil, sondern wird direkt über Mischluftbohrungen am Flammrohr in die Brennkammer geleitet, wodurch die Temperatur der Verbrennungsabgase vor dem Eintritt in die Turbine abgesenkt wird. Bei dem originalen Turbec Brenner handelt es sich um einen mager vorgemischten Drallbrenner mit einer nicht vorgemischten Pilotstufe. Der Pilot wird zum Zünden der Anlage und während des Betriebs zur Stabilisierung verwendet. Im Vollastpunkt wird eine Turbineneintrittstemperatur von maximal 950 °C erreicht. In der Turbine werden die heißen Abgase dann auf nahezu Umgebungsdruck entspannt. Die Turbec regelt dabei auf eine konstante Turbinenaustrittstemperatur (TOT) von 645 °C. Im Rekuperator werden die Abgase schließlich auf 280 °C abgekühlt und dem Abgaswärmeübertrager zugeführt. Der Generator ist ein Permanentmagnet-Generator. Für den Startvorgang kann er als elektrischer Starter eingesetzt werden und zieht dafür Strom aus dem Netz. Der hochfrequente Wechselstrom des Generators (2333 Hz, 500 V) wird zunächst gleichgerichtet und dann auf die gewünschte Netzspannung und Frequenz, in diesem Fall 50 Hz und 400 V, umgewandelt [97]. Die Spannung im Zwischenkreis der Leistungselektronik, dem sogenannten

PE DC Link, muss sich dabei in den Grenzen von 580-693 VDC bewegen. Während transienter Manöver können kurze Überschreitungen auf bis zu 695 VDC auftreten. Bei Erreichen der Grenzen kann die Steuerung die Werte durch Anpassen der elektrischen Leistung und der Drehzahl regulieren.

2.2.2 Brennstoffzelle

2.2.2.1 Theoretische Grundlagen zu Brennstoffzellen

In Brennstoffzellen wird die chemisch gebundene Energie aus Brennstoff (z.B. Wasserstoff) und Oxidationsmittel (z.B. Sauerstoff) in elektrische Energie umgewandelt. Hierbei erfolgt die Umwandlung ohne Umweg über thermische oder mechanische Energie, wie dies z.B. in Mikrogasturbinen geschieht. In der Brennstoffzelle läuft dabei folgende allgemeine Reaktion ab [98]:



Es gibt verschiedene Arten von Brennstoffzellen. Diese werden nach der Art des Elektrolyten eingeteilt. Vom Material des Elektrolyten hängt zum einen ab, für welches Ion er durchlässig ist und zum anderen bei welcher Betriebstemperatur die Reaktion stattfinden kann. In Tabelle 2.1 sind daher einige Brennstoffzellentypen mit den dazugehörigen Elektrolyten und den erforderlichen Betriebstemperaturen aufgelistet.

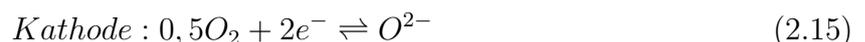
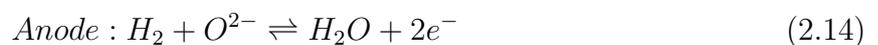
Bezeichnung	Elektrolyt	Betriebstemperatur
Alkalische Brennstoffzelle (AFC)	Kaliumhydroxidlösung	<80 °C
Polymer-electrolyt-brennstoffzelle (PEMFC)	Polymermembran	10 - 120 °C
Direktmethanol Brennstoffzelle (DMFC)	Polymermembran	50 - 120 °C
Phosphorsäurebrennstoffzelle (PAFC)	H_3PO_4	~ 200 °C
Schmelzkarbonatbrennstoffzelle (MCFC)	Alkali-karbonatschmelzen	~ 650 °C
Festoxidbrennstoffzelle (SOFC)	Oxidkeramik	650 - 1000 °C

Tabelle 2.1 Zusammenstellung und Eigenschaften verschiedener Brennstoffzellentypen (modifiziert aus [81])

Für den Einsatz in einem Hybridkraftwerk mit direkter Kopplung im Hochdruckbereich eignet sich vor allem die Festoxidbrennstoffzelle (SOFC), die wegen ihrer hohen Betriebstemperaturen auch als Hochtemperaturbrennstoffzelle bezeichnet wird. Die SOFC kann prinzipiell mit Wasserstoff, Kohlenmonoxid und Methan betrieben werden [11]. Bei der Verwendung von Methan sollte jedoch der Brennstoffzelle ein Reformier vorgeschaltet sein, in dem die Dampfreformierung und die Wassergas-Shift Reaktion (Gl. 2.13) stattfindet [98], [99]:



Die Dampfreformierung ist stark endotherm, während die Wassergas-Shift Reaktion exotherm ist. Die Reaktionen benötigen einen hohen Wasserdampfgehalt im Gas. Daher wird der Reformier üblicherweise in einen Rezirkulationskreis integriert, in dem ihm heißes Anodenabgas zugeführt wird. Die SOFC an sich ist prinzipiell aus 3 Schichten aufgebaut. Die Reformierung kann, je nach SOFC Typ auch innerhalb der Stacks ablaufen. Dies kann aber zu nicht erwünschten Kohlenstoffablagerungen führen. Die Anode und die Kathode werden durch den Elektrolyten voneinander getrennt, der unter Betriebstemperatur für Sauerstoffionen durchlässig ist. Dabei laufen folgende Reaktionen ab [98]:



Für den Aufbau einer SOFC gibt es verschiedene Varianten. Für die mechanische Struktur muss eine der Lagen als Träger dienen. Dies kann sowohl die Anode, die Kathode als auch der Elektrolyt sein. Man spricht dann von anoden-, kathoden-, oder elektrolytgetragenen Zellen. Des Weiteren können die Lagen in verschiedenen Formen zusammengefügt werden. Die planare und die tubulare Form sind hierbei die am häufigsten eingesetzten Formen. Neben diesen zwei Hauptformen gab es aber auch Versuche zu Mischformen, wie z.B. das HPD5-R1-Design und das Delta8-Design von Siemens [14]. Bei der planaren Form sind die einzelnen Zellen zu einem Stack gestapelt. Vorteile sind hierbei eine sehr hohe Stromdichte in der Zelle und eine relativ kompakte Bauweise. Beim tubularen Design sind die Lagen zu Röhren geformt, die an einer Seite geschlossen sind. Mehrere Zellen werden zu einem Bündel zusammengefasst. Hierbei ist das einfachere Dichtungskonzept von Vorteil. Von den Mischformen hat sich bisher kein Design durchgesetzt.

2.2.2.2 Siemens SOFC

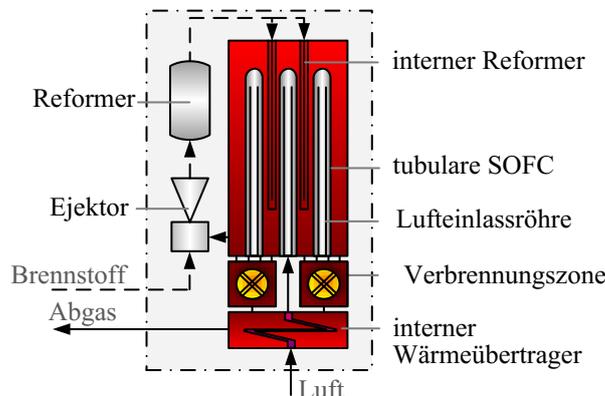


Abbildung 2.7 Schema eines Siemens SOFC Systems (modifiziert aus [100])

Für die Kopplung im Hybridkraftwerk am DLR wurde eine Festoxidbrennstoffzelle der Firma Siemens mit tubularem Design ausgewählt. Die Größe der SOFC wurde mittels der in Kapitel 2.1 vorgestellten Kreislaufsimulationen von Panne et al. auf 1152 Zellen festgelegt. Die Zelle ist kathodengetragen, Anode und Elektrolyt sind in Form von dünnen Schichten auf die an einer Seite geschlossene Kathode aufgetragen [101]. Die Kathode besteht aus einem 2,2 cm dicken Lanthan Manganit basierten Rohr mit einer Wandstärke von 2,2 mm und einer Länge von ca. 180 cm. Der Elektrolyt besteht aus einer 40 μm dicken Schicht aus Zirkonia, das mit 10 mol% Yttrium dotiert ist. Die Anode besteht aus einer ca. 100 – 150 μm dicken Schicht aus Nickel /Yttrium. Die Verbindungen zwischen den Zellen bestehen aus Lanthan Chromid. In Abbildung 2.7 ist ein vereinfachtes Schema der SOFC dargestellt. Die Luft wird zunächst durch einen internen Wärmeübertrager und an der Nachverbrennungszone vorbei geleitet, um sie vor Eintritt in die Zellen vorzuheizen. In den einzelnen Röhren wird die Luft mittels eines Aluminiumrohres (Lufteinlassröhre) bis zum geschlossenen Ende der Zelle geleitet und strömt von dort aus im Ringspalt zwischen Zuleitungsrohr und Zelle nach oben zum offenen Ende. Dies dient dazu, die frische Luft im Rohr durch die aufgeheizte Luft um das Rohr weiter zu erwärmen. Der Brennstoff wird zunächst in einem Reformer vorreformiert. Dann wird er zum Stack geleitet. Hier kann noch nicht umgesetztes Methan im internen Reformer umgesetzt werden. Der Brennstoff wird dann im Gleichstrom (am geschlossenen Ende der Luftröhre beginnend) um die Luftröhren geleitet. 50-90 % des Brennstoffs werden für die elektrochemische Zellreaktion verwendet. Ein Teil des abgereicherten Brennstoffs wird über einen Ejektor rezirkuliert. Der Rest wird mit der abgereicherten Luft in einem katalytischen Nachbrenner umgesetzt. Die heißen Abgase werden wieder durch den internen Wärmeübertrager nach außen geleitet.

Damit der Elektrolyt für das Ion durchlässig wird, muss die SOFC auf eine definierte Betriebs-

temperatur aufgeheizt werden. Aufgrund der Materialien sollte dabei eine Aufheizrate im Bereich von 5 K/min-10 K/min möglichst nicht überschritten werden [102, 103], da es sonst zu Materialdefekten und daraus folgend Undichtigkeiten kommen kann. Die Anodenseite muss beim Aufheizen ab einer Temperatur von ca. 300 °C mit Formiergas gespült werden [103]. Die gängige Mischung von Formiergas besteht aus 5-10 Vol% Wasserstoff und Stickstoff und ist damit noch nicht als Brennstoff zu betrachten. Mit Hilfe des Formiergases wird sichergestellt, dass sich auf der Anodenseite kein Sauerstoff mehr befindet, da dieser durch Oxidation zu Schäden am Anodenmaterial führen kann. Des weiteren sollte zwischen der Anoden- und der Kathodenseite eine bestimmte Druckdifferenz nicht überschritten werden, um Materialdefekte zu vermeiden. Über die im Siemens System maximal zugelassene Druckdifferenz finden sich in der Literatur keine belastbaren Werte.

In einem Hybridkraftwerk gibt es verschiedene Möglichkeiten für die Umsetzung des Restbrennstoffs im Anodenabgas der SOFC. Zum einen kann dies in der Nachverbrennungszone des SOFC Systems erfolgen, zum anderen in der Brennkammer der MGT. Für den zweiten Fall muss jedoch der MGT Brenner derart angepasst werden, dass er sowohl mit reinem Erdgas als auch mit dem sehr niederkalorischen Abgas der SOFC verlässlich betrieben werden kann. Da die Nachverbrennung über den katalytischen Brenner im Siemens System ein wichtiges Bauteil zum Druckausgleich zwischen Anode und Kathode darstellt, sollte diese nicht durch einen kombinierten SOFC-Offgas / MGT Brenner ersetzt werden. Die Integration der Siemens SOFC sollte daher mit der Nachverbrennungszone und dem internen Wärmeübertrager erfolgen, wie im ausgewählten Kreislauf in Abbildung 2.2 dargestellt ist.

3 Experimenteller Aufbau und Messtechnik

3.1 MGT - Turbec T100PH Prüfstand

3.1.1 Aufbau und Instrumentierung

Grundlage für die Untersuchung des Einflusses der Hybridkraftwerkskomponenten auf die Mikrogasturbine ist deren Charakterisierung in der Standardkonfiguration mittels des Turbec T100PH Prüfstands, dargestellt in Abbildung 3.1. Im Folgenden soll zunächst auf den Aufbau und die Instrumentierung dieses Prüfstands eingegangen werden. Die grundsätzliche Funktionsweise der Mikrogasturbine und der Aufbau wurden bereits in Kapitel 2.2.1.2 beschrieben. Für den Einsatz als Forschungsanlage am DLR wurden einige Modifikationen an der Turbec T100PH vorgenommen (siehe dazu auch Abbildung 3.2).

Strömungsführung: Die Strömungsführung wurde für die Untersuchungen an mehreren Stellen verändert. Dabei ist zu beachten, dass diese Veränderungen einen zusätzlichen Druckverlust einbringen. Nach dem Verdichter wurde ein Massenstrommessgerät zur Bestimmung des Luftmassenstroms implementiert. Zwischen Verdichterauslass und Messgerät wurde mit einem T-Stück ein Bleed-Air-Strang eingefügt. Dieser Strang ist direkt mit einem Kamin verbunden und dient zum Abblasen von Luft nach dem Verdichter, wodurch der Pumpgrenzabstand vergrößert werden kann.

Rekuperator-Bypass-Klappe: Nach dem Abzweig zum Bleed-Air-Strang wurde eine Klappe (13 in Abbildung 3.2) integriert, mit welcher der Druckverlust zwischen Verdichter und Turbine variiert werden kann. Mit Hilfe der Klappe konnten am MGT Prüfstand bereits Untersuchungen zum Verhalten der MGT unter erhöhtem Druckverlust und die Vermessung der Pumpgrenze von Zanger et al. [93] durchgeführt werden.

Powermodul: Das gesamte Powermodul (Einheit aus Generator, Verdichter, Turbine und Brennkammer) wurde so verdreht, dass die Topfbrennkammer horizontal nach außen steht

3 Experimenteller Aufbau und Messtechnik

(siehe Abbildung 3.1). Diese Modifikation ermöglicht unter anderem die Anbindung des Interfaces zur Hybridkraftwerksversuchsanlage.

Gehäuse: Das Gehäuse um das Powermodul und den Rekuperator wurde entfernt, um die Modifikationen an der Strömungsführung durchzuführen und eine bessere Zugänglichkeit zur Instrumentierung zu gewährleisten. Da damit jedoch auch die Kühlung des Öl- und Glykolkreises entfernt wurde, mussten zusätzliche Wasserkühler eingesetzt werden.



Abbildung 3.1 Mikrogasturbine Turbec T100PH im Labor des DLR [104]

Steuerung und Regelung: An der Steuerung und Regelung der Anlage wurden durch die Firma Turbec einige Modifikationen vorgenommen, die einen erweiterten Zugriff auf einzelne Funktionen und das Auslesen zusätzlicher Parameter erlauben. Als Basis diente eine modifizierte 2007er-Version der Steuerung, die einen Booster verwendet. Der Booster ist ein Bauteil der Leistungselektronik, das den Betriebsbereich der Anlage vergrößert. Somit ist es möglich, die MGT in einem Drehzahlbereich von 75 % bis 100 % zu betreiben, was 52500 bis 70000 1/min entspricht. Ohne den Booster ist vor allem der untere Drehzahlbereich von 75% bis 80% nur eingeschränkt erreichbar. Neben der Vorgabe der gewünschten elektrischen Leistung (Power Reference) kann ein Drehzahllimit (Speed Reference) eingegeben werden. Wird das Limit für die elektrische Leistung auf das Maximum von 112 kW gesetzt und ein Limit für die Drehzahl von 75 % bis 100 % eingegeben, so fährt die Anlage im Drehzahlmodus. Wird für die Drehzahl das Maximum von 100 % und für die elektrische Leistung ein Wert zwischen 25 kW und 100 kW eingegeben, so fährt die Anlage im Lastmodus. Dies ist wichtig, da sich die Modi in transienten Manövern unterscheiden. Des Weiteren kann die Turbinenausstrittstemperatur zwischen 360 °C und 655 °C frei eingestellt werden. In einer weiteren Modifikation der Steuerung durch die Firma Turbec wurde eine variable Einstellung des Gradienten für Lastwechsel ermöglicht. Für das Hybridkraftwerk ist hier vor allem die Verlangsamung der Lastwechsel von Bedeutung.

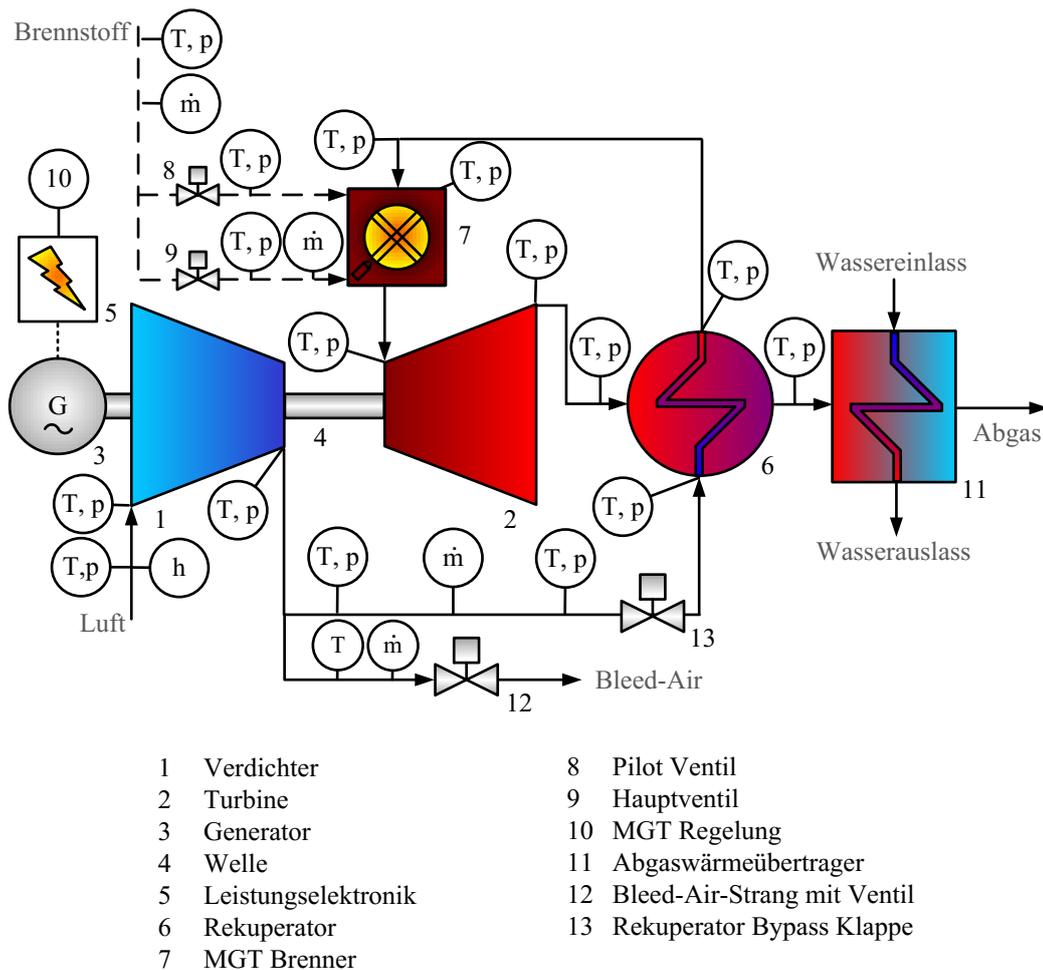


Abbildung 3.2 Übersicht über die Instrumentierung des Mikrogastrurbinenprüfstands (modifiziert aus [86])

Der Mikrogastrurbinenprüfstand ist mit einer detaillierten Instrumentierung ausgestattet, die die Bestimmung aller relevanter Prozessparameter ermöglicht. In Abbildung 3.2 ist ein grobes Schema der Instrumentierung dargestellt. Dieses beinhaltet die Lage der wichtigsten Messstellen, zeigt jedoch nicht die Anzahl und genaue Anordnung der Sensoren im Prüfstand. Im Anhang A.1 findet sich in Abbildung A.1 ein Schema mit den in der vorliegenden Arbeit verwendeten Messstellen. Die Erfassung der digitalen und analogen Signale erfolgt über das Messdatenerfassungssystem „TopMessage“ der Firma Delphin Technology mit einer Aufnahme-frequenz von 2 Hz. Es werden die Module ADVT, ADGT, IOIT, DIOT und AAST eingesetzt. Innerhalb eines Moduls erfolgt die Aktualisierung der Kanäle nicht parallel, sondern seriell. Dies bedeutet, dass es einen Zeitversatz zwischen den einzelnen Kanälen gibt, der aber im Bereich weniger Millisekunden liegt (siehe dazu auch Anhang A.5). Die Temperaturen werden an 76 Positionen mittels Thermoelementen des Typs K und N der Genauigkeitsklassen 1 und 2 erfasst. Der Massenstrom der Prozessluft wird mit einem „Endress + Hauser Promass 83F“

Coriolis Messgerät mit einem Nenndurchmesser DN80 gemessen. Der Gesamtmassenstrom an Erdgas wird ebenfalls über ein „Endress + Hauser Promass 83F“ Coriolis Messgerät, jedoch mit einem Nenndurchmesser DN08, aufgenommen. Ein „Bronkhorst Cori-Flow“ Mas-sendurchflussmesser bestimmt den Erdgasmassenstrom zur Hauptstufe des MGT Brenners. Der Pilotmassenstrom wird nicht gemessen, sondern ergibt sich aus der Differenz von Gesamt-zu Hauptmassenstrom. Die Feuchtigkeit der Luft wird im Lufteinlasskanal über dem Kabinett vor dem Feinfilter mit einem „Newport Omega HX15“ Sensor gemessen. Zusätzlich können am Messdatenerfassungssystem über eine Modbus Verbindung 38 digitale und analoge Messgrößen der Turbec Steuerung ausgelesen werden. Eine Übersicht hierzu befindet sich ebenfalls in Anhang A.1. Die Drücke im System werden separat mit einem Druckscanner der Firma Esterline Pressure Systems gemessen. Der Umgebungsdruck wird über das „Netscanner Modell 9032“ erfasst. Die Drücke werden als Relativdruck zur Umgebung über Module des Typs „9116“ aufgenommen. Um die Zusammensetzung des Abgases zu bestimmen, ist am Austritt aus dem Rekuperator eine Messsonde angebracht, die mit einem „AO2000“ Abgasanalyzesystem der Firma ABB verbunden ist. Dem MGT System wird kontinuierlich Abgas entnommen und in den Analysatoren nacheinander ausgewertet. Damit kann der Gehalt an Restsauerstoff, CO, CO₂, NO, NO₂ sowie unverbrannten Kohlenwasserstoffen bestimmt werden.

Die Daten der verschiedenen Messaufnehmer werden in einem mit LabView[®] erstellten Pro-gramm gesammelt, visualisiert und in eine Textdatei geschrieben. Wichtig ist, dass hierbei nur der Zeitstempel des LabView[®] Programms erfasst wird. Eine explizite Synchronisation der einzelnen Messaufnehmer, des Messdatenerfassungssystems und des Druckscanners findet nicht statt. Das Prozessleitsystem (PLS) des Labors wird ebenfalls über das „TopMessage“-System der Firma Delphin Technology gesteuert und überwacht. Die für den Prozess wichtigen Para-meter werden in der Messdatenerfassung aufgezeichnet. Das PLS umfasst die Steuerung der Zu- und Abluft zum Labor und den Prüfständen, die Bereitstellung und Vorkonditionierung von verschiedenen Brennstoffen über ein Synthesegaspanel und die Regelung der Kühlkreisläufe für die Anlagen und das Labor. Zusätzlich wird ein separates „Delphin“-System eingesetzt, um die Sollwerte von Drehzahl, elektrischer Leistung und Turbinenausstrittstemperatur sowie die Start- und Stopp-Befehle an das MGT Steuerungssystem weiterzuleiten und die Klappen und Ventile im Mikrogasturbinenprüfstand zu steuern. Eine Betrachtung zur Messgenauigkeit der einzelnen Aufnehmer und der Messdatenerfassung findet sich in Anhang A.5.

3.1.2 Prüfstandskonfigurationen

Der Mikrogasturbinenprüfstand wurde in verschiedenen Konfigurationen untersucht. Bei einer größeren Änderung im Prüfstandsaufbau oder der Steuerung wurde die Anlage erneut charakterisiert und so für jede Konfiguration ein Basisdatensatz erzeugt. Hiermit kann

ausgeschlossen werden, dass Unterschiede im Aufbau zu verschiedenen Kenngrößen und unterschiedlichem Verhalten der Anlage führen und so missinterpretiert werden könnten. Daher sollen die für die Arbeit relevanten Konfigurationen im Folgenden beschrieben und für den Ergebnisteil eindeutig bezeichnet werden:

Konfiguration A: In diesem Aufbau ist das „Endress + Hauser Promass 83F“ Coriolis Messgerät mit einem Nenndurchmesser von DN80 zwischen Verdichter und Rekuperator eingebaut. Die modifizierte 2007er-Version der Steuerung wurde eingesetzt. Die Brennkammer ist in der originalen Version von Turbec eingebaut.

Konfiguration B: Im Vergleich zur vorherigen Konfiguration wurde hier die Brennkammer von Turbec modifiziert. Es wurde eine Verlängerung zwischen Power Modul und Brennkammerflansch eingefügt und ein verlängertes Flammrohr eingesetzt. Damit sollte das Temperaturprofil am Eintritt in die Turbine homogenisiert werden, da Messungen am Originalsystem eine starke Strähigkeit aufzeigten. Die Brennkammerdimensionen entsprechen denen in der Hybridkraftwerksversuchsanlage. Unterschiede ergeben sich in der Anströmung des Brenners und der Zuführung der Mischluft.

Konfiguration C: Das „Endress + Hauser Promass 83F“ Coriolis Messgerät wurde entfernt und durch eine Rohrleitung ersetzt, da es einen Druckverlust von 2-3% aufweist und zu Einschränkungen im Betriebsbereich der Hybridkraftwerksanlage führte. Zudem wurden kleinere Modifikationen des Herstellers am Regelungssystem integriert und der Zugriff auf die Steuerung erweitert, um auch die Gradienten der Drehzahländerung während des Lastwechsels beeinflussen zu können.

Die verschiedenen Konfigurationen sind mit denen der Hybridkraftwerksversuchsanlage in Abbildung 3.8 illustriert und zusammengefasst.

3.2 SOFC Simulator

Die SOFC wird in der Hybridkraftwerksversuchsanlage durch einen SOFC Simulator ersetzt. Wie bereits erwähnt, soll dies dazu dienen, das Betriebsverhalten der MGT in einer Hybridanlage zu analysieren und ein Betriebskonzept aufzustellen, ohne die empfindliche und relativ teure SOFC zu gefährden. Um jedoch aussagekräftige Ergebnisse zu erhalten, sollte der Simulator die wichtigsten thermodynamischen und strömungsmechanischen Eigenschaften der SOFC abbilden können. Die hierfür notwendigen Kenndaten für das Siemens System konnten nur aus veröffentlichten Daten abgeleitet und abgeschätzt werden, da von Siemens keine genauen Daten zur Verfügung gestellt wurden. Abbildung 3.3 zeigt einen Schnitt durch ein

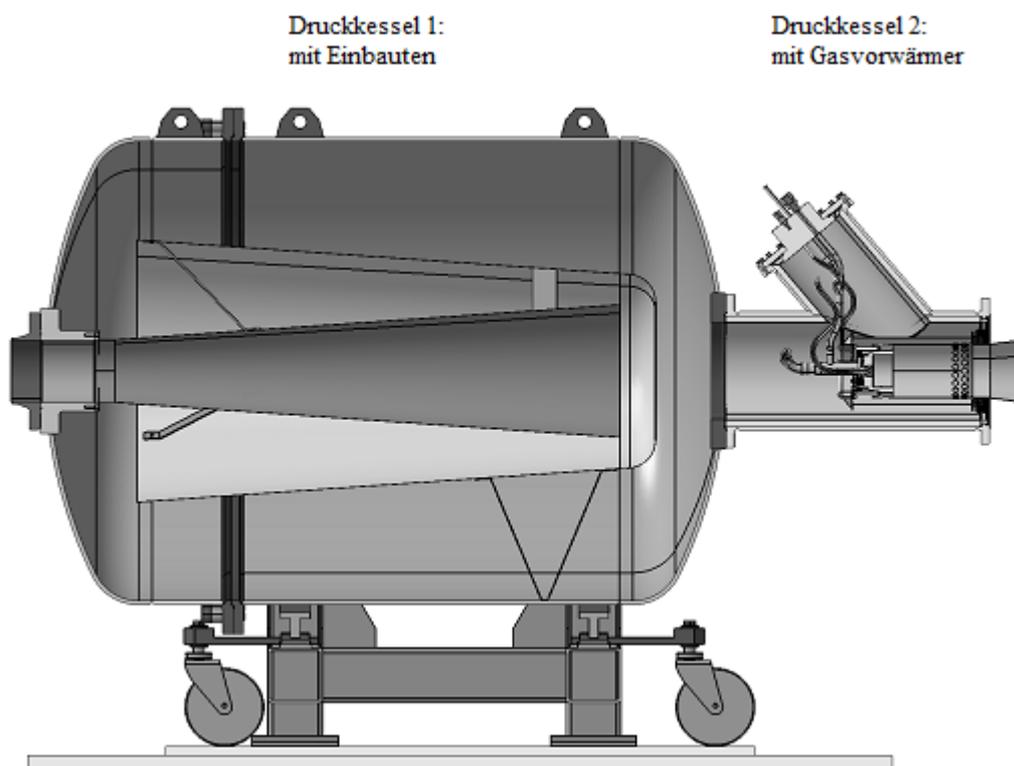


Abbildung 3.3 CAD-Schnittbild durch den SOFC Simulator bestehend aus zwei Druckkesseln mit Einbauten und einem Erdgasbrenner

CAD Modell des Simulators. Er ist aus zwei Druckkesseln mit einem Gesamtvolumen von ca. $1,78 \text{ m}^3$ aufgebaut. Das Volumen beider Kessel repräsentiert das Volumen der Kathodenseite (Luftseite) und der Nachverbrennung mit Wärmeübertrager eines Brennstoffzellensystems mit 1152 Zellen. Das Volumen der tubularen Zellen kann hierbei mit den Angaben aus [36] und [16] abgeschätzt werden, für das restliche Volumen wurde ein Wert von ca. 600l angenommen. Im Inneren des ersten Kessels befinden sich Einbauten, die die Luft mehrmals umlenken und somit die Aufenthaltszeit verlängern. Im zweiten Druckkessel ist ein Gasvorwärmer integriert, mit dem die Temperaturerhöhung über das SOFC System nachgebildet wird. Zum Druckverlust

in einem Siemens SOFC System gibt es nur vage Daten in der Literatur. Stiller et al. zeigt in [105] exemplarisch einen berechneten Lastpunkt für ein Hybridkraftwerk. Die SOFC gleicht im inneren Aufbau der Siemens SOFC. Der Druckverlust liegt hier bei 0,02 bar. Für den SOFC Simulator beträgt der experimentell ermittelte Druckverlust über den Betriebsbereich, abhängig von der SOFC Austrittstemperatur 0,016 bis 0,032 bar und ist somit vergleichbar. Der Gasvorwärmer besteht aus einem zweistufigen Erdgasbrenner, mit einer Hauptstufe, die auf der FLOX[®] Technologie basiert und einer drallstabilisierten Pilotstufe [106, 107]. Der Zünder und die Brennerhalterung im Gasvorwärmer werden mittels einer Wasserkühlung gekühlt, die in Kapitel 3.3.1 beschrieben wird. Mit diesem zweistufigen Brenner kann ein weiter Temperaturbereich abgebildet werden. Der Einsatz eines Brenners zur Nachbildung

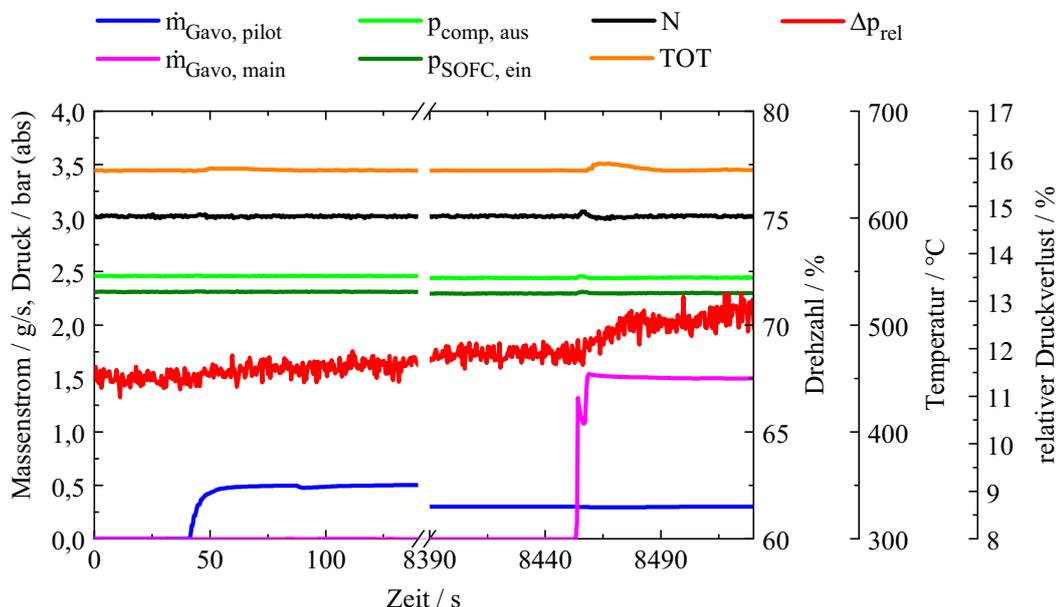


Abbildung 3.4 Einschränkungen in der SOFC Nachbildung: Die Zündung der Pilot- und der Hauptstufe am Gasvorwärmer und die Auswirkung auf die MGT

des Siemens SOFC Systems anstatt eines Lufterhitzers ist von Vorteil, da hiermit gleichzeitig ein Abgas erzeugt wird, das der MGT Brennkammer zugeführt wird und einen weiteren wichtigen Einflussfaktor auf den Betriebsbereich darstellt. Einschränkungen ergeben sich bei der Nachbildung der Zusammensetzung des SOFC Abgases, da die Anodenseite (Brennstoffseite) nicht mit abgebildet wird. Ebenfalls nachteilig wirken sich die Eigenschaften des Brenners bei Abbildung der transienten Manöver An- und Abfahren der SOFC aus, da der Brenner nicht in jedem Punkt gezündet und betrieben werden kann. Abbildung 3.4 zeigt das Verhalten der Anlage beim Zünden der Pilot- und der Hauptstufe am Gasvorwärmer. Der Pilot muss mit einem Mindestmassenstrom von 0,5 g/s gezündet werden, der Hauptbrenner dann mit einem minimalen Massenstrom von 1,5 g/s. Durch die Zündung tritt in der Austrittstemperatur

3 Experimenteller Aufbau und Messtechnik

ein sprunghafter Anstieg auf, der in dieser Form in einem realen Brennstoffzellensystem im Normalbetrieb nicht vorkommen sollte. Die Zündung der einzelnen Stufen wirkt sich auch auf den Betrieb der Mikrogasturbine aus. Der sprunghafte Temperaturanstieg ist auch in der Turbinenaustrittstemperatur zu sehen, was sich auf die Drehzahl und damit auch auf den Systemdruck auswirkt. Die Steuerung der MGT ist jedoch in der Lage, diese Fluktuationen bis auf einen kleinen Überschwinger auszugleichen. Beim Abschalten zeigt sich ein ähnliches Verhalten in die entgegengesetzte Richtung. Das Abbilden der Temperaturänderung am Austritt der SOFC während des Betriebs ist von diesen Einschränkungen nicht betroffen. Die Steuerung des Brenners erfolgt manuell über die Brenngaszufuhr zu Pilot- und Hauptstufe und ist nicht mit einem Brennstoffzellenmodell verbunden. Daher ist es nicht möglich, mit dem derzeitigen Ausbaustand der Anlage die Beeinflussung der SOFC durch die MGT zu untersuchen und die Reaktion der SOFC abzubilden.

SOFC Nachbildung	Umsetzung
Kathode	Volumen der Druckkessel
Anode	nicht abgebildet
Nachbrenner	Volumen der Druckkessel
Wärmeübertrager	Volumen der Druckkessel
Abgaszusammensetzung und -menge	Abbildung eingeschränkt, Abweichungen von realer SOFC
Temperaturerhöhung	Gasvorwärmer
Aufenthaltszeit	Einbauten
Druckverlust	Einbauten und Brenner

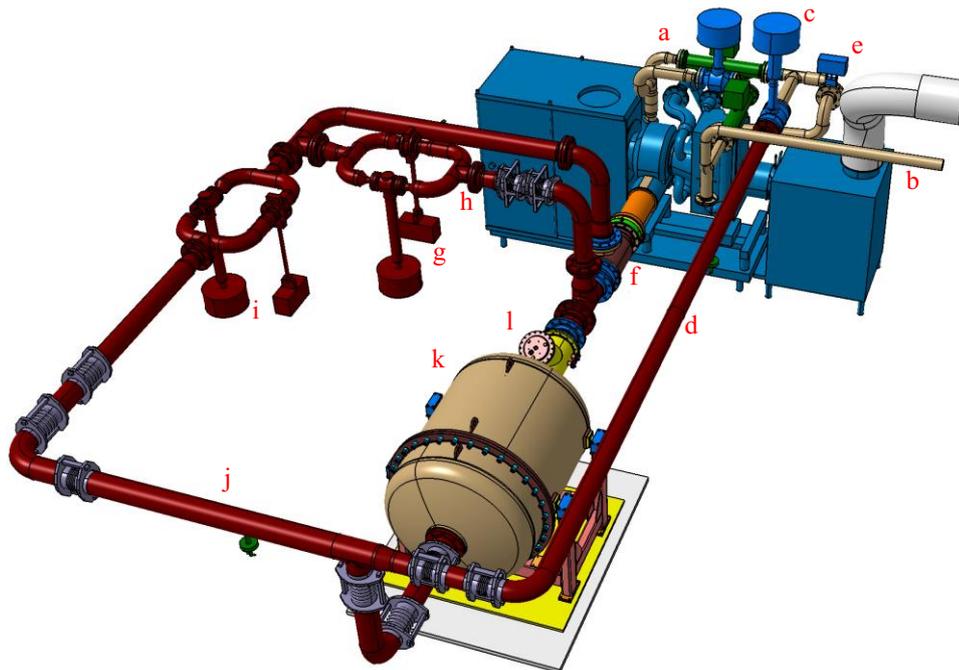
Tabelle 3.1 Übersicht zur Nachbildung der Siemens SOFC mit einem SOFC Simulator

Trotz dieser Einschränkungen bei der Nachbildung des Betriebs eines realen SOFC Systems erfüllt der Simulator die erforderlichen Anforderungen für die Durchführung der Untersuchungen. Der Fokus der Arbeit liegt auf der Analyse der Auswirkungen eines Hybridbaus auf die MGT und der Aufstellung eines Betriebskonzepts aus Sicht der MGT. Daher sind die wichtigsten Einflussfaktoren das zusätzliche Volumen, die Aufenthaltszeit, der Druckverlust, die Temperaturerhöhung und die Änderung des Massenstroms über die SOFC. Die Möglichkeiten und Einschränkungen der Nachbildung einer Brennstoffzelle mit diesem Simulator sind nochmals in Tabelle 3.1 zusammengefasst.

3.3 MGT-Hybridkraftwerksversuchsanlage

3.3.1 Aufbau und Instrumentierung

Basierend auf dem Mikrogasturbinenprüfstand und dem SOFC Simulator wurde eine Hybridkraftwerksversuchsanlage aufgebaut, die den ausgewählten realen Hybridkraftwerkskreislauf aus Kapitel 2.1 nachbildet.



a Bleed-Air-Ventil	e Rekuperatorklappe	i Heißgasventilinsel
b Bleed-Air-Strang	f Interface	j Heißgasstrang
c Kaltgasventil	g Bypassventilinsel	k Druckkessel SOFC Simulator
d Kaltgasstrang	h Bypass-Strang	l Gasvorwärmer SOFC Simulator

Abbildung 3.5 CAD Bild der MGT-Hybridkraftwerksversuchsanlage ohne Isolierung (modifiziert aus [108])

Abbildung 3.5 zeigt die virtuelle Kopplung von realer Mikrogasturbine mit der SOFC, repräsentiert durch den SOFC Simulator. Umgebungsluft wird angesaugt und durch das Kabinett zum Verdichter geleitet. Am Austritt des Verdichters ist der Bleed-Air-Strang (b) mittels T-Stück implementiert, mit dem ein Teil der Luft direkt aus der Anlage in den Kamin abgeblasen werden kann. Der Strang ist bis zu einem „Samson 3241-7 DN 80“ Ventil (a), mit dem der Massenstrom geregelt wird, aus einer DN 80 Rohrleitung aufgebaut. Nach dem Ventil verjüngt sich die Leitung bis zu einer „SKI SDF“ Staudrucksonde auf DN 50 und ist nach der Messsonde über eine 1" Leitung an eine DN 80 Leitung angeschlossen, die in den Kamin mit

3 Experimenteller Aufbau und Messtechnik

einem Nenndurchmesser von DN 300 führt. Nach dem Abzweig zum Bleed-Air-Strang befindet sich ein weiteres T-Stück, über das die Luft entweder über den Rekuperator oder in den Kaltgasstrang, der direkt zur SOFC führt, geleitet wird. Der Kaltgasstrang (d) ist als DN 125 Leitung aus dem Werkstoff 1.4541 ausgeführt. Die Aufteilung auf die zwei Stränge erfolgt über ein „Samson 3241-7 DN 100“ Stellventil (c) im Kaltgasstrang (d) und eine „Samson 3331-AT Stellklappe DN 100“ mit „BR31a“ Schwenkantrieb (e) vor dem Rekuperator. Im Rekuperator wird die verdichtete Luft durch die heißen Turbinenabgase weiter aufgeheizt. Danach wird die heiße Luft um das Turbinengehäuse zur Brennkammer geleitet. Hier ist im Hybridkraftwerksaufbau die Brennkammer ersetzt durch ein Interface (f), das die MGT mit dem Rohrleitungssystem verbindet. Das Interface besteht aus zwei konzentrisch ineinander

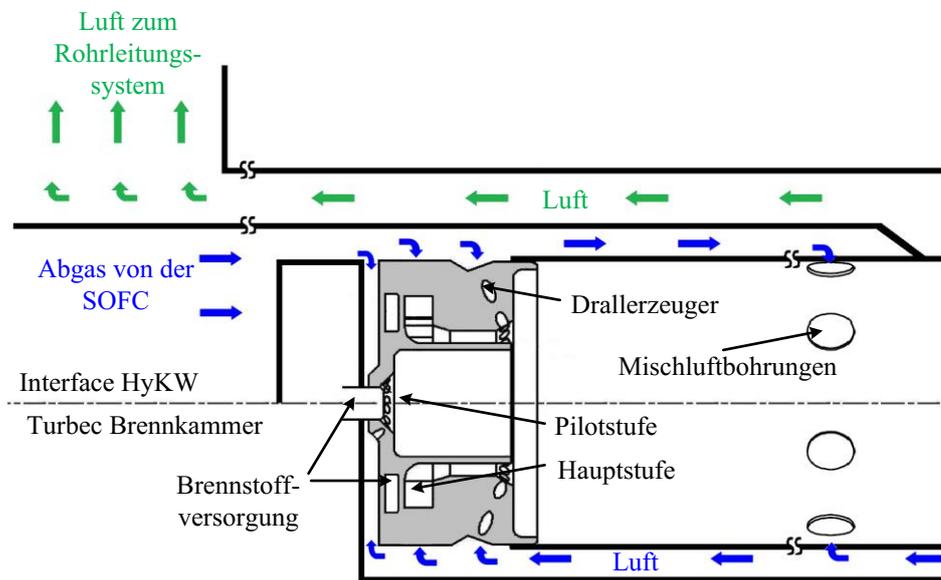
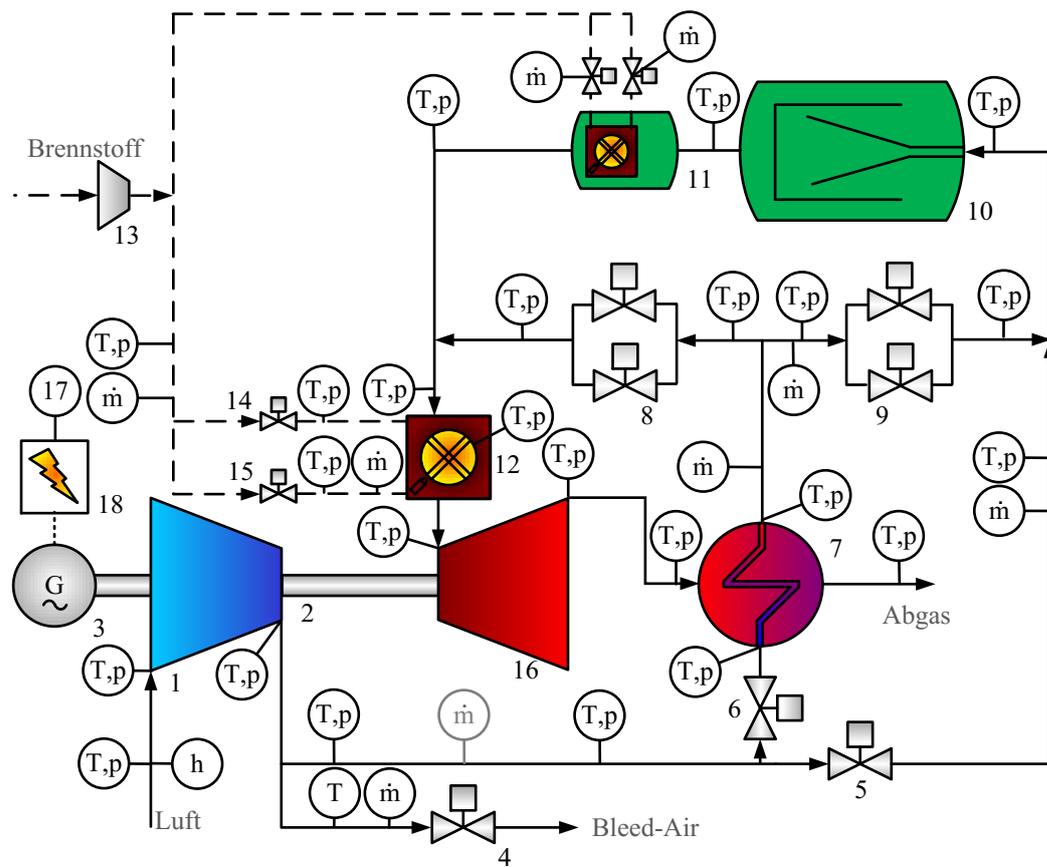


Abbildung 3.6 Gegenüberstellung der HyKW Konfiguration mit Interface (oben) zu Originalkonfiguration der Brennkammer (unten) (modifiziert aus [109])

gelegten Rohrleitungen. Im äußeren Ringspalt wird die heiße Luft in das Rohrleitungssystem gespeist. Im Inneren wird die Luft bzw. das Abgas aus dem Rohrleitungssystem zum Mikrogasturbinenbrenner geleitet. Abbildung 3.6 zeigt eine Gegenüberstellung der Strömungsführung in der Mikrogasturbine zur Strömungsführung im Hybridkraftwerk. Während sich die Luft in der MGT zuerst auf die Mischluftbohrungen und dann auf die verschiedenen Stufen des Brenners aufteilt, umströmt die Luft im HyKW zunächst die Brennstoffversorgung, teilt sich dann auf die Brennerstufen und zuletzt auf die Mischluftbohrungen auf. Dadurch ergibt sich eine etwas andere Aufteilung der Luft. Da der Zünder und die Brennstoffleitungen für den MGT Brenner von außen durch die heißen Medien geführt werden müssen, ist eine Wasserkühlung integriert, die die empfindliche Kunststoffleitung zum Zünder, den Brennstoff und die Aufhängung des Flammrohrs kühlt. Das Kühlwasser aus dem hausinternen Kühlsystem wird dabei zunächst

durch einen „KSB Schmutzfänger BOA-S“ geleitet und mittels „KSB Hochdruck Inline Pumpe Movitec-VF 4-9“ auf einen Druck von ca. 8,6 bar verdichtet. Die Menge wird über zwei „Belimo Stellventile R217 + LRQ24A-SR“ geregelt, die vor den zwei Zugängen liegen. Über einen Abgang am Interface wird das Wasser wieder über ein „Samson Überströmventil 44-6 B“ zum Kühlsystem geleitet. Im Rohrleitungssystem, das aus DN 150 Rohrleitungen aus dem Werkstoff 1.4823 gefertigt ist, kann die Luftmenge zur SOFC über zwei Rohrleitungsstränge geregelt werden. Der Heißgasstrang (j) verbindet den Rekuperator direkt mit der SOFC, der Bypass-Strang (h) verbindet den Rekuperator wieder direkt mit der MGT Brennkammer. Über zwei Ventilinseln (g,i) kann der Massenstrom über die beiden Leitungen reguliert werden. Die Inseln sind identisch aufgebaut und bestehen jeweils aus einem „Samson 3251-7 DN 50“ Stellventil und einer „Samson LTR43-2 DN 100“ Regelklappe mit „BR31a“ Schwenkantrieb, die parallel angeordnet sind. Die DN 150 Rohrleitung wird auf 2 DN 100 -Leitungen aufgeteilt und nach Klappe und Ventil wieder auf den gleichen Durchmesser zusammengeführt. In diesem Aufbau dient die Regelklappe zur Grobregelung und das Stellventil zur Feinjustierung. Vor dem Eingang in den SOFC Simulator werden der Heißgasstrang (j) und der Kaltgasstrang (d) über ein T-Stück zusammengeführt und über den Mischstrang an diesen angeschlossen. Vom Simulator (k,l) führt eine innen isolierte DN 200 Rohrleitung aus dem Werkstoff 1.4823 mit einer lichten Weite von ca. 160 mm zum Interface. Über ein T-Stück ist der Bypass-Strang (h) angeschlossen. Zum Ausgleich der Wärmeausdehnungen im gesamten System sind diverse Angular-Kompensatoren in die Rohrleitungen integriert, wie in Abbildung 3.5 dargestellt. Alle Samson Stellventile sind mit einem pneumatischen Stellantrieb „3277“ ausgestattet. Die Klappen und Ventile werden über e/p- Stellungsregler „3730“ über ein „Delphin Technology“ „TopMessage“ System angesteuert. Über das LabVIEW® Programm ist es möglich, für das Öffnen und Schließen der Ventile verschiedene Gradienten vorzugeben. Der Brenner im Gasvorwärmer (l) wird über ein „Bronkhorst Flowbussystem“ mittels zweier Massenstromregler gesteuert. Der Massenstrom zum Pilotbrenner wird über einen „Bronkhorst Coriolis M14-RAD-44-O-S“ mit einem maximalen Durchfluss von 2,1 g/s, der Massenstrom zum Hauptbrenner über einen „Bronkhorst Coriolis MM15-RBD-44-O-S“ mit einem maximalen Durchfluss von 10 g/s geregelt. Der Zünder wird wiederum über das „Delphin Technology“ „TopMessage“ System angesteuert. Die Austrittstemperatur wird über zwei Multithermoelementfühler mit jeweils 6 einzelnen Thermoelementen des Typs N (Genauigkeitsklasse 2) am Austritt des Gasvorwärmers gemessen.

Die Anlage ist mit einer detaillierten Instrumentierung ausgestattet. In Abbildung 3.7 ist ein grobes Schema der Instrumentierung gezeigt. Dieses beinhaltet, wie auch schon bei der Mikrogasturbine, die Lage der wichtigsten Messstellen, zeigt jedoch nicht die Anzahl und genaue Anordnung der Sensoren. Eine Darstellung der im Ergebnisteil verwendeten Sensoren ist in Anhang A.1 in der Abbildung A.2 zu finden. Die Instrumentierung baut auf dem System



- | | |
|-----------------------------|-----------------------------------|
| 1 Verdichter | 10 Druckbehälter mit Einbauten |
| 2 Welle | 11 Druckbehälter mit Gasvorwärmer |
| 3 Generator | 12 Brenner |
| 4 Bleed-Air-Ventil | 13 Brennstoffkompressor |
| 5 SOFC Kaltgas-Ventil | 14 Pilotventil |
| 6 Rekuperator Bypass-Klappe | 15 Hauptventil |
| 7 Rekuperator | 16 Turbine |
| 8 SOFC Bypass-Ventilinsel | 17 MGT Steuerung |
| 9 SOFC Heißgas-Ventilinsel | 18 Leistungselektronik |

Abbildung 3.7 Instrumentierung der MGT-Hybridkraftwerksversuchsanlage (modifiziert aus [109])

des Mikrogasturbinenprüfstands auf (siehe Kapitel 3.1.1). Die Temperaturen im Hybridkraftwerksaufbau werden mittels 41 Thermoelementen des Typs N (Genauigkeitsklassen 1 und 2) über das „Delphin Technology“ „TopMessage“ System erfasst, 21 Druckmessstellen über weitere Module des „Esterline Pressure Scanner 9116“. Je nach Messpunkt wird der statische Druck oder, über ein in die Rohrleitung integriertes Messröhrchen, der Totaldruck gemessen. Zusätzlich sind am Eingang in den SOFC Simulator ein „Piezochryst CP502“ Sensor mit Ladungsverstärker „CMD 600“ und ein „Kistler“ Druckaufnehmer angebracht, mit denen Druckschwankungen detektiert werden können. Der Luftmassenstrom im Rohrleitungssystem

wird über drei „SKI SDF-Durchflusssonden“ ermittelt (abhängig von der Konfiguration sind an diesen Messstellen anstelle der „SKI“ Sonden „Emerson Rosemount Annubar® 3095MFA Sonden“ eingebaut). Dabei ist eine Sonde in den Kaltgasstrang, eine in den Heißgasstrang und die dritte in die Leitung nach dem Ausgang des Interfaces in das Rohrleitungssystem integriert. Somit kann der Massenstrom über den Bypass-Strang über die Differenz von Gesamtmassenstrom ins Rohrleitungssystem und Massenstrom durch den Heißgasstrang bestimmt werden zu:

$$\dot{m}_{Luft, Bypass} = \dot{m}_{Luft, RS} - \dot{m}_{Luft, Heissgas} \quad (3.1)$$

Der Massenstrom in den SOFC Simulator ergibt sich aus der Summe der Massenströme durch den Heißgas-Strang und den Kaltgasstrang zu:

$$\dot{m}_{Luft, SOFC} = \dot{m}_{Luft, Heissgas} + \dot{m}_{Luft, Kaltgas} \quad (3.2)$$

Bei den Staudrucksonden handelt es sich um eine Variante ohne kalibrierte Messstrecke, die im Vergleich zu Staudrucksonden mit Messstrecke und Coriolis Messgeräten eine höhere Messungenauigkeit aufweisen. Die Sonden wurden ausgewählt, da sie im Gegensatz zum Coriolis einen wesentlich geringeren Druckverlust bieten und nicht anfällig gegenüber Vibrationen im Rohrleitungssystem sind. Die eingesetzten Sonden konnten durch ihren Aufbau gut in das Rohrleitungssystem integriert werden. Zur Bestimmung der Kühlleistung am Gasvorwärmer und am Interface werden die Wassermassenströme über zwei „PKP Klappen-Durchflussmesser“ des Typs „DK04“ und die jeweiligen Ein- und Austrittstemperaturen über 10 Thermoelemente Typ K (Genauigkeitsklasse 2) gemessen. Die Drücke im Kühlungssystem werden mittels „Wika Druckmessumformer, Typ OC-1“ im Hochdruckteil und „Wika Druckmessumformer, Typ A-10“ im Niederdruckteil überwacht.

3.3.2 Konfigurationen der Anlage

Die Charakterisierung der Anlage wurde schrittweise durchgeführt, um den Einfluss der verschiedenen Komponenten des Hybridkraftwerksaufbaus auf die Mikrogasturbine genauer untersuchen zu können. Zudem wurden an der Anlage Veränderungen im Anlagenaufbau und der Steuerung vorgenommen. Abbildung 3.8 zeigt eine Übersicht der verschiedenen Konfigurationen der Hybridkraftwerksversuchsanlage und fasst zudem die Konfigurationen des MGT Prüfstands zusammen, so dass die Messdaten im Ergebnisteil richtig zugeordnet werden können.

Konfiguration D: Mit dieser Konfiguration sollte der Einfluss der Kopplungselemente auf die Mikrogasturbine untersucht werden. Dazu wurde anstelle des SOFC Simulators eine

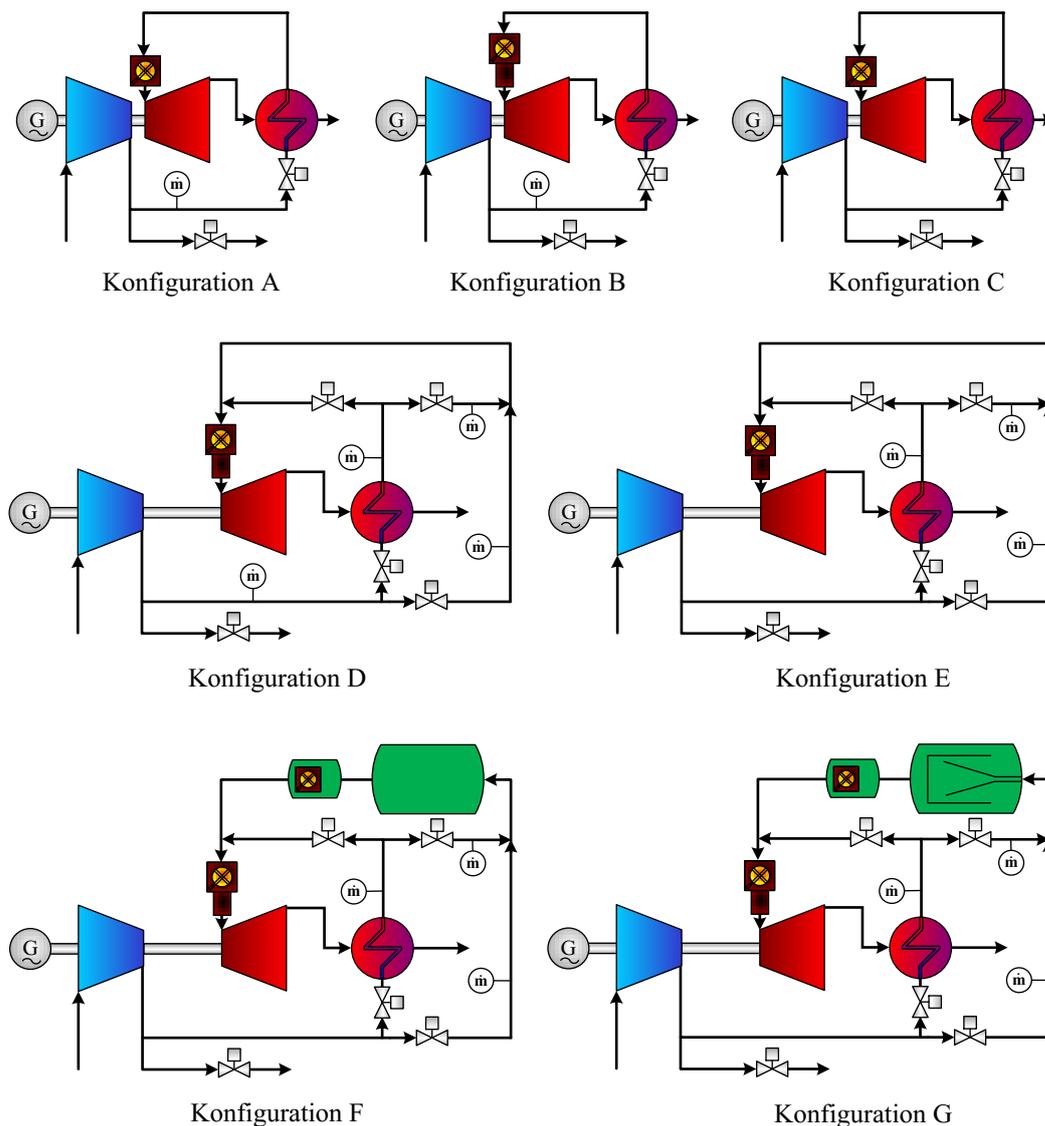


Abbildung 3.8 Konfigurationen der verschiedenen genutzten Prüfstände: Konfigurationen A-C: Mikroasturbinenprüfstand, Konfigurationen D-G: MGT-Hybridkraftwerksversuchsanlage (modifiziert aus [109])

außen isolierte DN 150 Rohrleitung eingebaut. Für die Luftmassenstrommessung wurde das „Endress + Hauser Promass 83F“ Coriolis Messgerät am Verdichteraustritt eingesetzt. Die MGT Konfigurationen A und B dienen als Referenz.

Konfiguration E: In dieser Konfiguration wurde das Interface, das Verbindungsstück zwischen Mikroasturbinenprüfstand und Hybridkraftwerksaufbau, durch eine optimierte Version ersetzt. Die Optimierung wurde vor allem im Bereich der Wasserkühlung durchgeführt, die bei der ersten Version zu starken Leckagen neigte. Das „Endress + Hauser Promass 83F“ Coriolis Messgerät zur Messung des Luftmassenstroms nach dem Verdichteraustritt wurde nicht mehr

verwendet. Zudem wurden die Staudrucksonden der Firma Emerson durch die „SDF“ Staudrucksonden der Firma SKI ersetzt. Die Mikrogasturbinen Referenzanlage für diesen Aufbau ist die Konfiguration C.

Konfiguration F: Anstelle der Rohrleitung wurden die Druckbehälter des SOFC Simulators eingebaut und der Gasvorwärmer mit dem Brenner ausgerüstet. Ansonsten basiert der Aufbau auf Konfiguration E. Für den Vergleich mit der vorherigen Konfiguration wurde der Brenner im Gasvorwärmer zunächst nicht betrieben. Dies wird in den Ergebnissen als „kalte Bedingung“ bezeichnet. Messergebnisse mit laufendem Brenner werden als „heiße Bedingungen“ gekennzeichnet.

Konfiguration G: Diese Ausbaustufe baut auf Konfiguration F auf. Zusätzlich wurde der erste Druckbehälter des SOFC Simulators mit den Einbauten zur Strömungsumlenkung ausgestattet. Auch hier wurden zunächst Messungen unter „kalten Bedingungen“ und darauf folgend unter „heißen Bedingungen“ durchgeführt.

4 Ergebnisse

Für die Entwicklung eines Betriebskonzepts für ein MGT/SOFC Hybridkraftwerk auf Basis der bestehenden Mikrogasturbine Turbec T100PH müssen die Charakteristika der MGT und ihr Betriebsverhalten herangezogen werden. Da die bestehenden Komponenten und das Regelungssystem der Mikrogasturbine, soweit möglich, in den Aufbau und die Regelung der Gesamtanlage übernommen werden sollen, müssen die Abläufe der transienten Manöver, der Betriebsbereich und die verschiedenen Möglichkeiten der Betriebsführung, die das Turbec Regelungssystem und die Anlage bieten, und sich daraus ergebende Einschränkungen untersucht werden. Für den Betrieb in einem Hybridkraftwerk relevante Manöver sind die Standardmanöver Start, Lastwechsel und Stopp, aber auch darüber hinausgehende Variationen von Betriebsparametern, wie zum Beispiel die Variation der Turbinenaustrittstemperatur. Daher wird im ersten Abschnitt des Ergebnisteils zunächst auf die Charakterisierung des Mikrogasturbinenprüfstands eingegangen. Auf Grundlage dieser Ergebnisse erfolgt dann im zweiten Abschnitt die schrittweise Untersuchung der Hybridkraftwerksversuchsanlage. Die gewonnenen Ergebnisse in Bezug auf den Betriebsbereich, den Einfluss des Hybridkraftwerkaufbaus auf die Mikrogasturbine sowie das stationäre und transiente Verhalten der Hybridkraftwerksversuchsanlage werden zusammengefasst und der mögliche Einsatz der Manöver im Betriebskonzept diskutiert. Im letzten Abschnitt wird auf Basis der gewonnenen Erkenntnisse das Betriebskonzept erstellt und bewertet. Hierfür werden die ausgewählten Manöver hinsichtlich ihres Einflusses auf die SOFC untersucht und die Randbedingungen für die Manöver festgelegt.

4.1 Charakterisierung des MGT Prüfstands

Das Betriebsverhalten und die Charakteristik des Mikrogasturbinenprüfstands wurde sowohl in stationären Lastpunkten als auch in transienten Manövern analysiert. Im Verlauf der Untersuchungen wurden Optimierungen am Prüfstand und kleinere Eingriffe in das Regelungssystem vorgenommen. Der Einfluss und Nutzen dieser Modifikationen in den Konfigurationen A bis C (siehe Kapitel 3.1.2 und Abbildung 3.8) wird bei den jeweiligen Ergebnissen dargestellt und diskutiert. Die Betriebsdaten und die Charakteristiken der transienten Manöver werden

bereits hier im Hinblick auf den Einsatz in einem Hybridkraftwerk und die Auswirkungen auf das System beurteilt.

4.1.1 Transiente Manöver

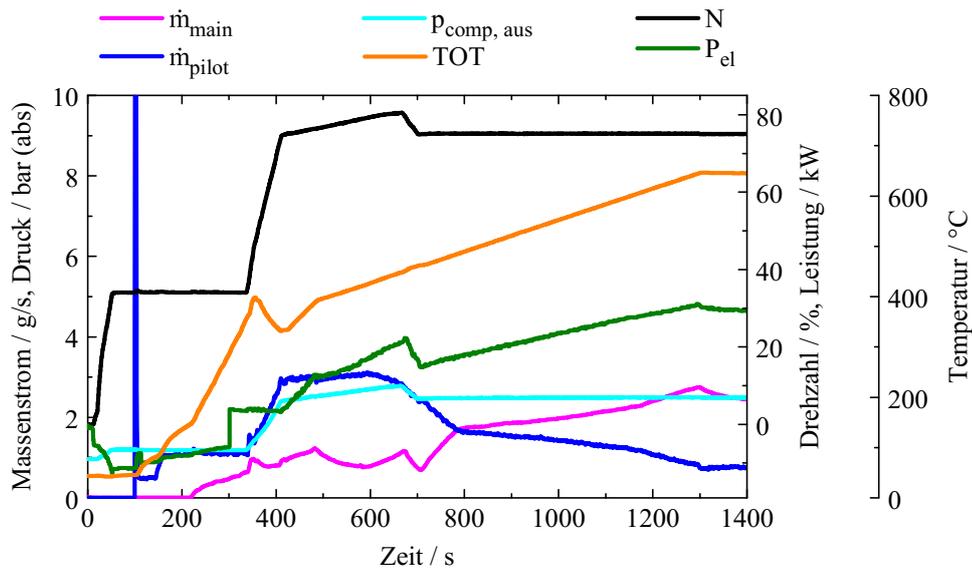
Die Steuerung der Turbec T100PH wurde erweitert (siehe Kapitel 3.1.1), so dass der Benutzer wählen kann, ob er eine elektrische Leistung oder eine Drehzahl, auf die die MGT regeln soll, vorgibt. Für den Betrieb im Hybridkraftwerk ist die Regelung des Luftmassenstroms für die SOFC an der MGT der entscheidende Parameter. Da eine direkte Vorgabe im bestehenden Regelungssystem nicht möglich ist, muss diese Regelung indirekt entweder über die Anpassung der Drehzahl oder der elektrischen Leistung erfolgen. In diesem Zusammenhang ist es von großer Bedeutung, den Einfluss der verschiedenen Fahrweisen auf das Betriebsverhalten der Anlage zu kennen. Im Folgenden werden diese in allen relevanten transienten Manövern anhand der Konfiguration A untersucht und gegenübergestellt [104]. Darüber hinaus werden die Auswirkungen der Modifikationen in Konfiguration B und C aufgezeigt.

Start

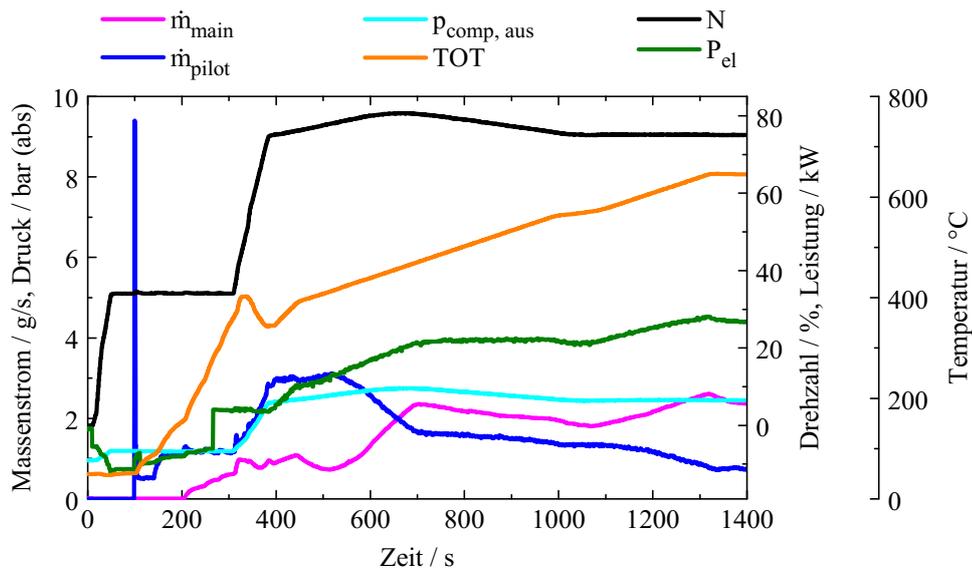
Kaltstart Abbildung 4.1 zeigt den Vergleich des Manövers Kaltstart im drehzahlgesteuerten (a) und lastgesteuerten Modus (b). Anhand dieser Diagramme soll zudem der generelle Ablauf eines Kaltstarts an der MGT erklärt werden. Die für den Start relevanten Größen Drehzahl (N), Turbinenausstrittstemperatur (TOT), Brennstoffmassenstrom zum Pilotbrenner (\dot{m}_{pilot}) und Hauptbrenner (\dot{m}_{main}), elektrische Leistung (P_{el}) sowie der Druck am Verdichteraustritt ($p_{comp\ aus}$) sind über der Zeit aufgetragen. Der Brennstoffmassenstrom zum Pilotbrenner wird nicht direkt gemessen sondern nach Gleichung 4.1 berechnet.

$$\dot{m}_{pilot} = \dot{m}_{BS} - \dot{m}_{main} \quad (4.1)$$

Die Startvorgänge beginnen beide bei null Sekunden. In beiden Fällen fungiert der Generator als elektrischer Motor, der Strom aus dem Netz zieht und damit die Welle auf eine Drehzahl von 34% beschleunigt. Mit Hilfe der einströmenden Luft wird die Anlage zunächst gespült. Damit werden etwaige Brennstoffansammlungen von vorhergehenden Fehlzündungen oder vom vorherigen Betrieb beseitigt. Bei 98s erfolgt gleichzeitig mit dem Öffnen des Hauptbrennstoffventils vor dem Brennstoffventilblock die Zündung. Die beiden Ventile für den Pilot- und Hauptbrenner sind zu diesem Zeitpunkt noch vollständig geschlossen. Der Brennstoff wird lediglich über einen Bypass, eine kritisch durchströmte Düse, am Pilotventil geleitet. Die Düse ist so ausgelegt, dass ein Massenstrom von 0,5 g/s in den Pilotbrenner strömt. Eine erfolgreiche Zündung wird über den Anstieg der Turbinenausstrittstemperatur



(a) Kaltstart im drehzahlgesteuerten Modus



(b) Kaltstart im lastgesteuerten Modus

Abbildung 4.1 Vergleich des Kaltstarts in den verschiedenen Modi in Konfiguration A (modifiziert aus [104])

detektiert. Im Falle einer Fehlzündung wird das Hauptbrennstoffventil wieder geschlossen, die Welle gestoppt und die Routine von neuem durchlaufen. 43-45s nach der erfolgreichen Zündung wird der Brennstoffmassenstrom über den Piloten durch Öffnen des Ventils auf 1,1 g/s erhöht. Der Massenstrom zum Hauptbrenner wird weitere 110-120s danach langsam erhöht. Das Anfahren der vorgegebenen Drehzahl startet bei Erreichen eines von der Steue-

4 Ergebnisse

rung vorgegebenen TOT Bereichs. Diese Startbedingung wird im lastgesteuerten Fall 26 s früher erreicht als im drehzahlgesteuerten. Die Rampe zeigt einen sehr steilen Verlauf mit einem durchschnittlichen Drehzahlgradienten von $0,535\%/s$. Dies ist darin begründet dass im Bereich von ungefähr 55 % Drehzahl Eigenschwingungen auftreten, die möglichst schnell durchfahren werden müssen. In beiden Fällen verringert sich die Beschleunigung der Drehzahl bei Erreichen der vorgegebenen 75 %. Die Drehzahl steigt jedoch über den Sollwert hinaus bis auf 80 % an. Der Druck am Verdichteraustritt folgt dem Verlauf der Drehzahl und zeigt in der Rampe einen maximalen Gradienten von $0,016\text{ bar/s}$. Der Massenstrom über den Pilotbrenner zeigt bei beiden Manövern einen sehr ähnlichen Verlauf, auch wenn er im lastgesteuerten Fall früher abgesenkt wird. Dies ist darin begründet, dass der Pilot über eine in der Steuerung hinterlegte Mappe angesteuert wird, die einen Sollwert abhängig von der gemessenen TOT und der Drehzahl ausgibt, der dann mit dem eingestellten Heizwert und einem hinterlegten Druckkorrekturfaktor sowie einem Ventilkennwert korrigiert wird. Im weiteren Verlauf des Starts unterscheiden sich die beiden Modi nun grundlegend im Anfahren der vorgegebenen Drehzahl. Während im lastgesteuerten Modus die Drehzahl mit einem Gradienten von nur $0,017\%/s$ reduziert wird, wird sie im drehzahlgesteuerten Modus mit einem Gradienten von $0,16\%/s$ sehr abrupt reduziert. Hier ist auch gleichzeitig ein Abfall in der elektrischen Leistung und im Brennstoffmassenstrom zum Hauptbrenner zu sehen. Die vorgegebene TOT von $645\text{ }^\circ\text{C}$ wird mit einer Zeitdifferenz von 20 s in beiden Modi erreicht. Untersuchungen an weiteren Startmanövern auf unterschiedliche Drehzahlen bzw. elektrische Leistungen in beiden Modi haben gezeigt, dass das Überschwingen der Drehzahl nur bei einem angeforderten Wert von unter 80 % auftritt. Eine Erklärung für das Überschwingen bei niedrigen Drehzahlen kann nicht gegeben werden.

Für die Konfiguration C wurden weitere Anpassungen im Regelungssystem der Turbec T100PH vorgenommen (siehe Kapitel 3.1.2). Als Nebeneffekt der vorgenommenen Änderungen wurde auch eine Veränderung im Startmanöver auf eine Drehzahl von 75 % festgestellt. In Abbildung 4.2 ist der Start im drehzahlgesteuerten Modus über der Zeit aufgetragen. Im Vergleich zur ursprünglichen Version wird die vorgegebene Drehzahl direkt mit dem Anfahren ausgehend von der Zünddrehzahl ohne das Überschwingen erreicht. Dieser Verlauf der Drehzahl und damit auch des Massenstroms und des Drucks in der Anlage ist für ein Hybridkraftwerk besser geeignet als der mit der originalen Steuerung, da durch das direkte Anfahren keine unnötigen Druckschwankungen aufgebracht werden.

In Abbildung 4.3a ist ein Kaltstart auf eine Drehzahl von 97,5 % im drehzahlgesteuerten Modus wieder an Konfiguration A dargestellt. Generell zeigt der Start bis zum Erreichen von 80 % die gleichen Verläufe und zeitlichen Abschnitte wie das Manöver in Abbildung 4.1a. Der Wert von 80 % wird hier ca. 40 s konstant gehalten und dann mit einem Gradienten von im Mittel $0,045\%/s$ auf die Solldrehzahl erhöht. Die erforderliche Turbinenaustrittstemperatur

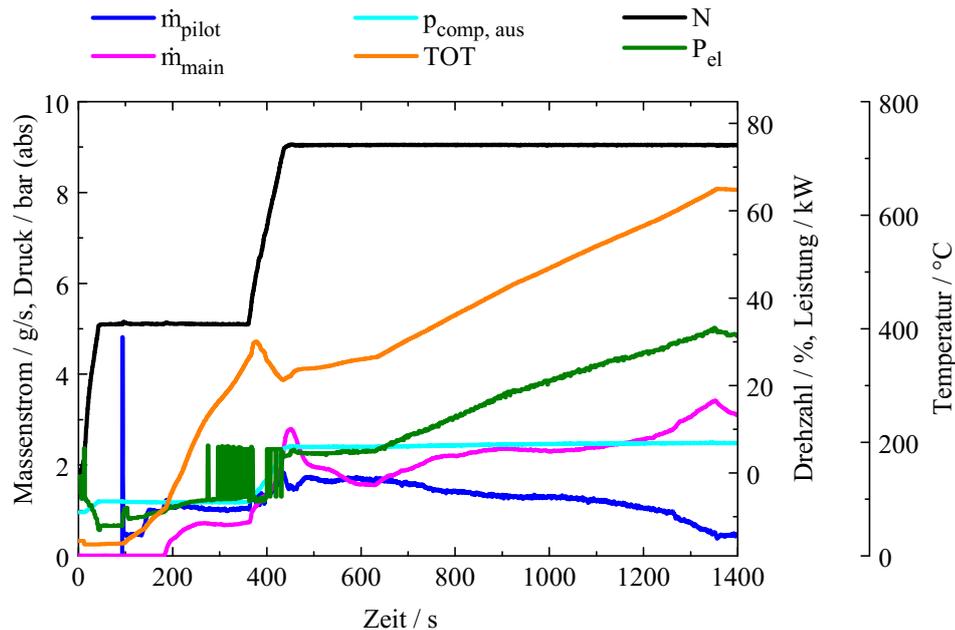
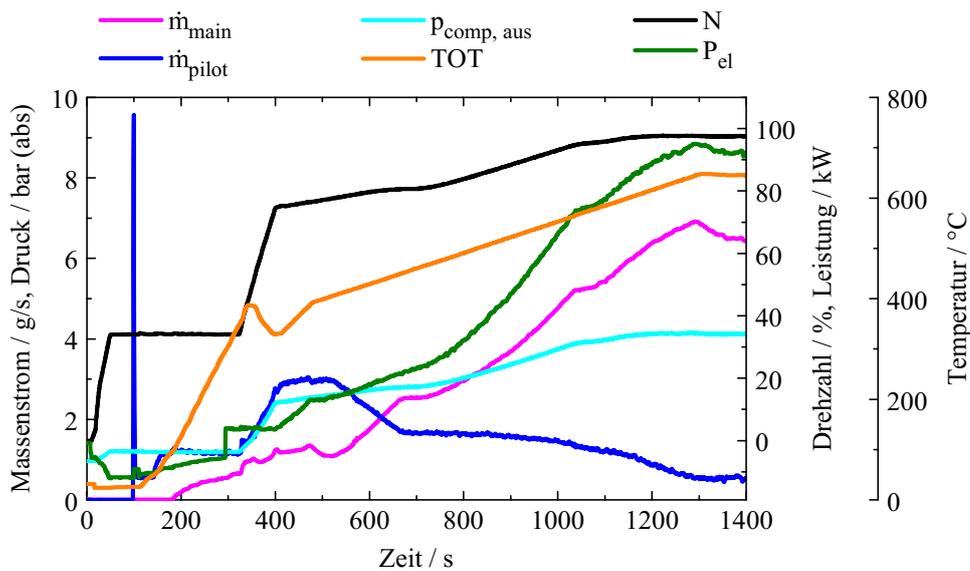


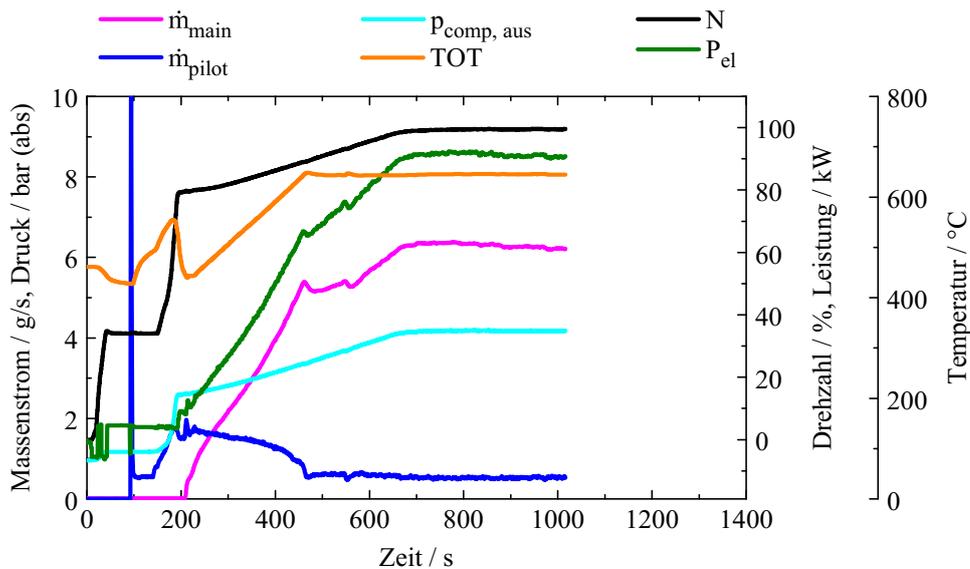
Abbildung 4.2 Kaltstart im drehzahlgesteuerten Modus in Konfiguration C nach Modifikation der Steuerung

wird hier bei 1310s erreicht, was ebenfalls mit Abbildung 4.1a vergleichbar ist. Unterschiedlich ist der dafür benötigte Brennstoffmassenstrom über den Hauptbrenner, der im Start auf die hohe Drehzahl durch den erhöhten Luftmassenstrom entsprechend höher ist. Vergleicht man mehrere Startmanöver in beiden Modi auf verschiedene Lastpunkte miteinander, so unterscheiden sich diese lediglich im Erreichen der Bedingung für das Anfahren der Drehzahl und den Brennstoffmassenströmen. Dies lässt sich mit Unterschieden in den Eintrittsbedingungen (Temperatur, Luftfeuchte und Umgebungsdruck) und verschiedenen Bauteiltemperaturen an unterschiedlichen Messtagen erklären.

Warmstart Von einem Warmstart spricht man, wenn die MGT deutlich über Raumtemperatur aufgeheizt ist. Dies ist der Fall, wenn die Anlage durch einen Fehler nur kurz gestoppt werden musste oder wenn die Bauteile zwischen den Betriebszeiträumen nicht völlig auskühlen konnten. In Abbildung 4.3 ist dem Kaltstart auf 97,5% ein Warmstart auf 100% Drehzahl gegenübergestellt. In Abbildung 4.3b wurde der MGT Prüfstand zunächst ca. 4,7 h betrieben, danach 13 min abgekühlt und wieder gestartet. Die Turbinenaustrittstemperatur zu Beginn des Warmstarts betrug 450 °C. Der zeitliche Verlauf bis zum Zünden ist im kalten wie warmen Zustand gleich, da hier die Anlage mit Luft gespült wird. Nach dem Zünden unterscheiden sich die beiden Manöver, da im heißen Fall der erforderliche TOT-Bereich zum Start der Rampe wesentlich früher erreicht wird als im kalten Fall. Es wird weniger Brennstoff über die



(a) Kaltstart auf 97,5% Drehzahl im drehzahlgesteuerten Modus



(b) Warmstart auf 100% Drehzahl im drehzahlgesteuerten Modus

Abbildung 4.3 Vergleich des Start-Manövers im kalten und im heißen Zustand in Konfiguration A (modifiziert aus [104])

Pilotstufe benötigt, um die TOT zu erhöhen. Die Hauptstufe wird erst nach Erreichen einer Drehzahl von 75 % gezündet. Die Drehzahl wird beim Warmstart mit einem durchschnittlichen Gradienten von 1,19%/s erhöht, was sich im Druck in einem Gradienten von 0,047 bar/s zeigt und damit deutlich über den Werten im Kaltstart liegt. Die Drehzahl verharrt nicht auf 80 %,

sondern wird stetig von 75 % bis auf die vorgegebene Drehzahl von 100 % erhöht. Die TOT von 645 °C wird vor der angeforderten Drehzahl erreicht.

Lastwechsel

Beim Manöver Lastwechsel werden zunächst auch die zwei möglichen Fahrweisen in Konfiguration A gegenüber gestellt. In Abbildung 4.4 ist dazu ein Lastwechsel vom minimalen Lastpunkt (75 % Drehzahl und 26 kW) auf den maximal möglichen Lastpunkt (100 % Drehzahl und 100 kW bzw. 95 kW) dargestellt. Im drehzahlgesteuerten Fall konnten an diesem Tag aufgrund

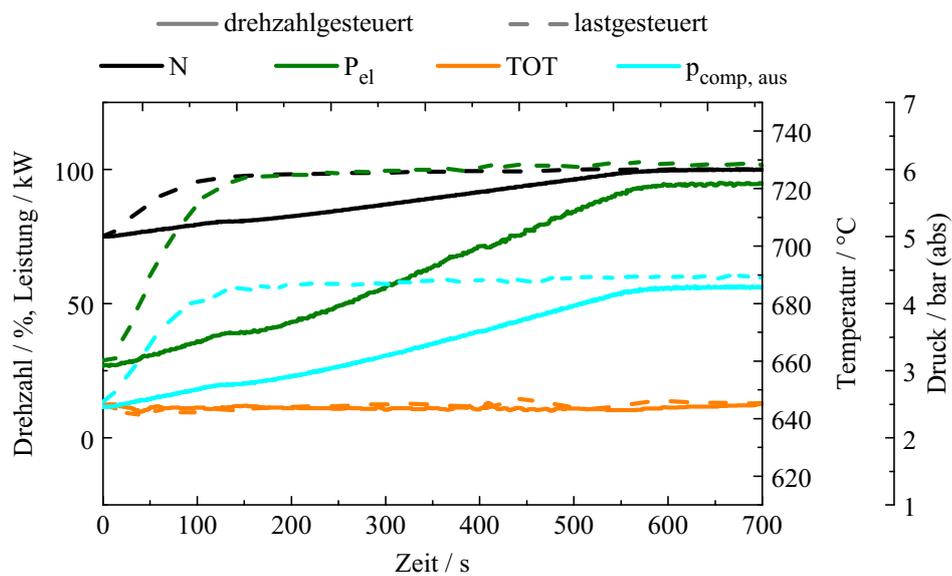
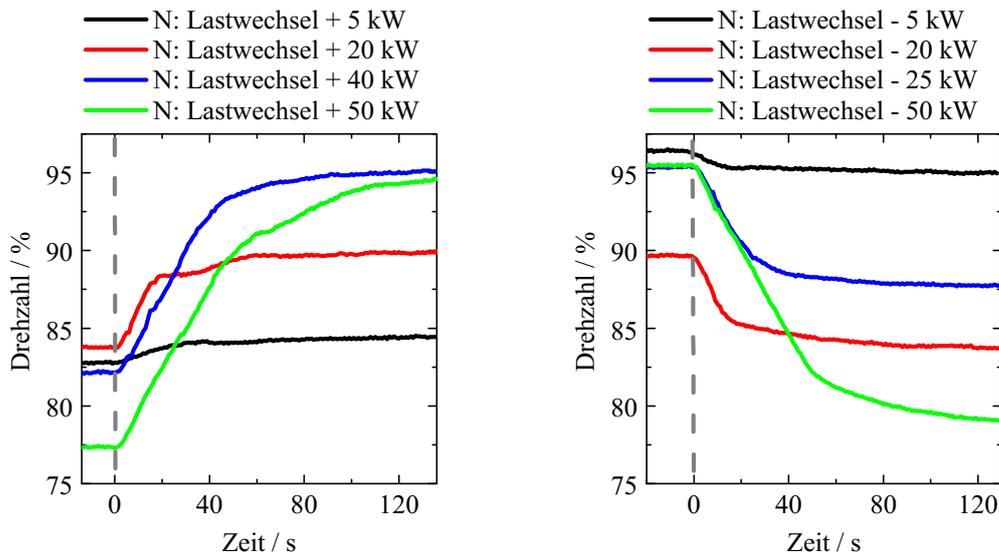


Abbildung 4.4 Vergleich des Lastwechsels im drehzahlgesteuerten und lastgesteuerten Modus in Konfiguration A (modifiziert aus [104])

der Umgebungsbedingungen und daraus folgend Limitierungen der Leistungselektronik bei maximaler Drehzahl nur 95 kW erreicht werden. Der Lastwechsel wird anhand der Verläufe der Drehzahl, der elektrischen Leistung, der Turbinenausstrittstemperatur und dem Druck am Verdichterausstritt über der Zeit gezeigt. Im lastgesteuerten Fall wird die Drehzahl zu Beginn mit einem Gradienten von ungefähr 0,27 %/s beschleunigt. Bei Erreichen von 92 % wird die Beschleunigung zurückgenommen und der Zielwert von 100 % langsam angefahren. Die Leistung folgt diesem Verlauf. Im drehzahlgesteuerten Modus wird die Drehzahl dagegen mit einem Gradienten von 0,046 %/s gleichmäßig erhöht. In beiden Fällen sind beim Lastwechsel keine auffälligen Störungen der TOT zu erkennen. Abbildung 4.4 zeigt für jede Fahrweise nur einen Lastwechsel. Um über den Verlauf des Manövers eine allgemeine Aussage treffen zu können, wurden systematisch verschiedene Lastwechsel beginnend an unterschiedlichen Lastpunkten sowohl zu höheren, als auch zu niedrigeren Punkten durchgeführt. Aus der Untersuchung werden einige Lastwechsel exemplarisch in Abbildung 4.5 und 4.6 dargestellt. Im

4 Ergebnisse

lastgesteuerten Modus (Abbildung 4.5) zeigt sich, dass Lastwechsel mit einem $|\Delta P| \geq 10 \text{ kW}$ immer mit einem Drehzahlgradienten im Bereich von $|0, 26| \text{ %/s}$ verbunden sind. Bei kleineren Lastwechseln unterhalb von $|\Delta P| = 10 \text{ kW}$ ist der Gradient deutlich kleiner. Im drehzahlge-

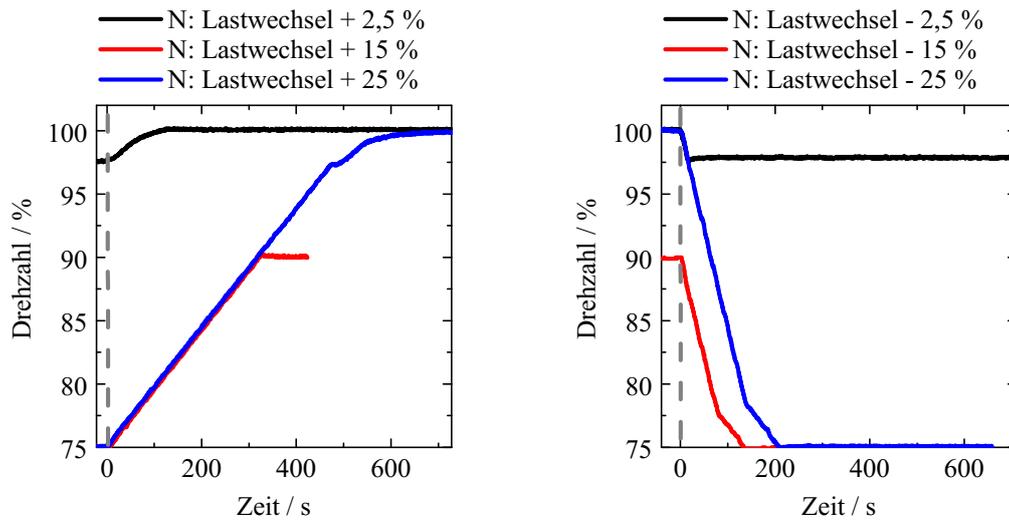


(a) Gradienten bei Lastwechseln zu höherer Leistung

(b) Gradienten bei Lastwechseln zu niedrigerer Leistung

Abbildung 4.5 Gradienten des Manövers Lastwechsel im lastgesteuerten Modus in Konfiguration A (modifiziert aus [104])

steuerten Modus zeigt sich ein Unterschied zwischen Lastwechseln zur Erhöhung der Drehzahl und Lastwechseln zur Erniedrigung der Drehzahl (siehe Abbildung 4.6). Bei einem $\Delta N > 2,5 \text{ %}$ (entspricht ca. 7 kW) wird mit einem Gradienten von $0,046 \text{ %/s}$ beschleunigt. Lastwechsel mit einem $\Delta N \leq 2,5 \text{ %}$ zeigen eine langsamere Beschleunigung. Eine Reduktion der Drehzahl wird generell mit einem Gradienten von $0,157 \text{ %/s}$ gestartet, der dann im Verlauf wieder in $0,046 \text{ %/s}$ übergeht. Es zeigt sich hiermit, dass die Gradienten im drehzahlgesteuerten Modus generell unter denen im lastgesteuerten Modus liegen und die Beschleunigung bzw. das Abbremsen gleichförmiger durchgeführt wird. Für den Einsatz dieses Manövers in einem Hybridkraftwerk eignet sich die drehzahlgesteuerte Fahrweise aufgrund des gleichmäßigeren Verlaufs besser als die lastgesteuerte. Um die Beschleunigung der Welle und somit die Änderung im Druck und im Luftmassenstrom noch weiter zu reduzieren, wurde, wie bereits in den Kapiteln 3.1.1 und 4.1.1 beschrieben, die Steuerung für die Konfiguration C so modifiziert, dass dieser Gradient angepasst werden kann.



(a) Gradienten bei Lastwechseln zu höherer Drehzahl (b) Gradienten bei Lastwechseln zu niedrigerer Drehzahl

Abbildung 4.6 Gradienten des Manövers Lastwechsel im drehzahlgesteuerten Modus in Konfiguration A (modifiziert aus [104])

Stopp

Die experimentellen Untersuchungen haben gezeigt, dass die verschiedenen Fahrweisen und die Änderung in der Steuerung keinen Einfluss auf das Herunterfahren und Stoppen der Mikrogastrurbine haben. Daher soll im Folgenden das Manöver nur im drehzahlgesteuerten Modus in Konfiguration A analysiert werden. In Abbildung 4.7 ist dazu der zeitliche Verlauf der Drehzahl, der TOT, der elektrischen Leistung und des Verdichteraustrittsdrucks von zwei Stopp-Vorgängen beginnend bei unterschiedlichen Drehzahlen gezeigt. Die Manöver sind so übereinander gelegt, dass das Herunterfahren in beiden Fällen bei 0 s ausgelöst wird. Der durch eine durchgezogene Linie gekennzeichnete Stopp wird bei einer Drehzahl von 75 % angefordert, der durch eine gestrichelte Linie gekennzeichnete Stopp startet bei einer Drehzahl von 100 %. Für das Herunterfahren werden zunächst die Brennstoffventile zum Pilot- und Hauptbrenner und das Hauptbrennstoffventil geschlossen. Dies zeigt sich in einem starken Abfall in den gezeigten Größen. Im Stopp von 100 % Drehzahl tritt dabei ein Drehzahlabfall von $\Delta N = -23\%$ innerhalb von 3 s auf, der zu einem Druckabfall von 1,72 bar führt, während bei 75 % die Drehzahl um 2,1 % und der Druck um 0,09 bar sinkt. Das anschließende Herunterfahren ist eine Kombination aus Abbremsen und Auslaufen der Welle, was über die Leistungselektronik und den Generator läuft. Bei den zwei gezeigten Manövern zeigt sich dabei nach dem Abfall ein unterschiedlicher Verlauf. Beim Stopp von 100 % steigt die Drehzahl nach dem Abfall wieder um einige Prozent an und fällt dann kontinuierlich ab. Im Stopp von 75 % ist nach dem Abfall ebenfalls ein kleiner Anstieg zu sehen, gefolgt von einem weiteren Abbremsen. Danach

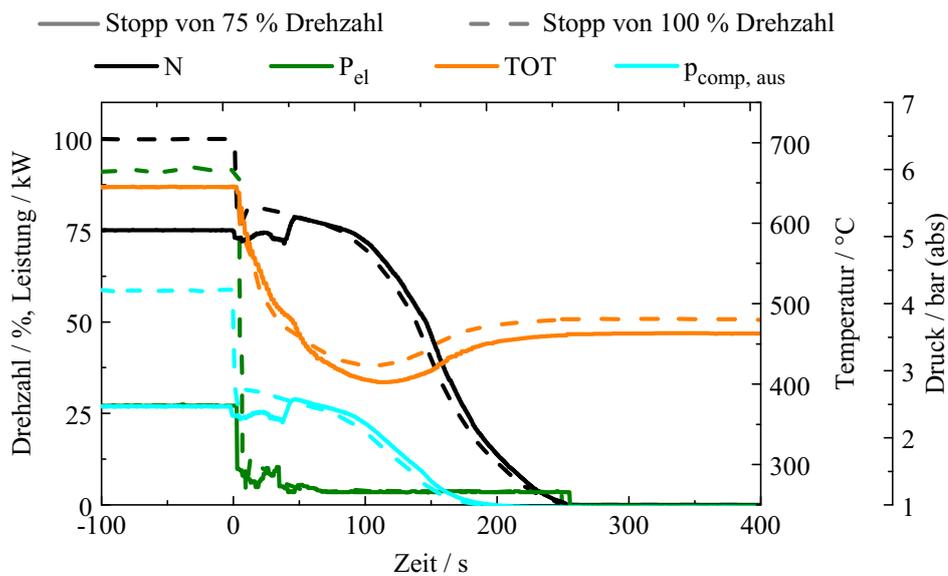


Abbildung 4.7 Vergleich des Manövers Stopp, beginnend bei einer Drehzahl von 75% und einer Drehzahl von 100% in Konfiguration A (modifiziert aus [104])

beschleunigt die Welle jedoch nochmals auf eine Drehzahl, die über dem Wert vor dem Stopp liegt. Erst danach folgt der kontinuierliche Abfall. Auffällig ist, dass durch dieses Auf und Ab in der Drehzahl im Stopp von 75% der Vorgang so verlängert wird, dass beide Manöver ungefähr gleich lange dauern. Zur genaueren Untersuchung wurden weitere Stoppmanöver über den gesamten Drehzahlbereich durchgeführt. Hierbei zeigt sich, dass zwischen 75% und 84% immer ein Verlauf nach der Variante von 75% auftritt, zwischen 85% und 100% nach der Variante von 100%. Zwischen 84% und 85% ist keine genaue Vorhersage möglich. Für den Einsatz in einem Hybridkraftwerk sind die beim Stopp von höheren Drehzahlen auftretenden Druckgradienten zu hoch, da diese zu einer Druckdifferenz zwischen Kathode und Anode und somit zu Materialschäden oder Materialversagen an der SOFC führen. Daher sollte die MGT im Hybridkraftwerk möglichst nur von niedrigen Drehzahlen, im Optimum von einer Drehzahl von 75% heruntergefahren werden, da hier gezeigt werden konnte, dass keine abrupten Drucksprünge auftreten.

4.1.2 Stationäres Betriebsverhalten

Die Mikrogastrurbine kann in einem Bereich von 75% bis 100% Drehzahl, was 52500 bis 70000 1/min entspricht, betrieben werden. Für die Analyse des stationären Betriebsverhaltens wurden, beginnend bei 75% Drehzahl, im Abstand von 2,5%-Punkten stationäre Messpunkte aufgenommen. Die Untersuchung basiert, wie bereits bei den transienten Manövern, auf den Ergebnissen der Konfiguration A im drehzahlgesteuerten Modus. Ergibt sich durch

Änderungen in den Konfigurationen B und C ein unterschiedliches Verhalten, so wird dieses explizit aufgeführt und diskutiert. Die gemittelten Umgebungsbedingungen für die Messungen sind in Tabelle 4.1 aufgeführt.

Konfiguration	Umgebungstemperatur [°C]	Umgebungsdruck [bar (abs)]	rel. Feuchte [%]
A	11,61	0,96	51,06
B	19,86	0,95	40,47
C	13,49	0,96	31,25

Tabelle 4.1 Gemittelte Umgebungsbedingungen bei den Messreihen der einzelnen MGT-Konfigurationen

Relativer Druckverlust Im gewählten Hybridkraftwerkskreislauf werden die SOFC und die erforderlichen Kopplungselemente zwischen Verdichter und Turbine integriert. Der Druckverlust zwischen den beiden Bauteilen, der durch den zusätzlichen Hybridkraftwerksaufbau erheblich erhöht wird, hat einen großen Einfluss auf den Betriebsbereich, der dadurch eingeschränkt wird, und die Stabilität der MGT in den Betriebspunkten. Für die Bewertung des Einflusses des Hybridkraftwerksaufbaus ist es daher wichtig, den Grundzustand zu kennen. Der relative Druckverlust ist über den Betriebsbereich für alle MGT Konfigurationen annähernd konstant. Für die Konfiguration A beträgt er im Mittel 11,08 %. Mit verlängertem Flammrohr in Konfiguration B ergibt sich ein Mittelwert von 11,13 %. Diese vergleichsweise hohen Werte werden unter anderem durch das eingesetzte Coriolis-Massenstrommessgerät verursacht, welches alleine einen Druckverlust von im Mittel 3,5 % aufweist. Da dies den Betriebsbereich des Hybridkraftwerks stark einschränken würde, wurde das Coriolis-Messgerät für die Untersuchungen in Konfiguration C, E, F und G ausgebaut. Daher steht in den Messdaten der Konfiguration C zwar kein Luftmassenstrom zur Verfügung, aber mit der Optimierung konnte eine Reduktion des relativen Druckverlusts auf 9,3 % erreicht werden.

Verdichter In Abbildung 4.8 ist das Verdichterkennfeld der Turbec T100PH Mikrogasturbine dargestellt. Die durchgezogene rote Linie markiert die vom Hersteller angegebene Pumpgrenze, die blauen gestrichelten Linien repräsentieren die Linien konstanter Drehzahl. Eine Veränderung des relativen Druckverlusts in der Anlage wirkt sich auf die Lage der Betriebspunkte im Verdichterkennfeld aus. Bei Untersuchungen von Zanger et al. [93] zum Einfluss eines erhöhten Druckverlusts stellte sich heraus, dass die vom Hersteller angegebene Pumpgrenze nicht für die am DLR aufgestellte Mikrogasturbine anwendbar ist. Die Pumpgrenze wird bereits

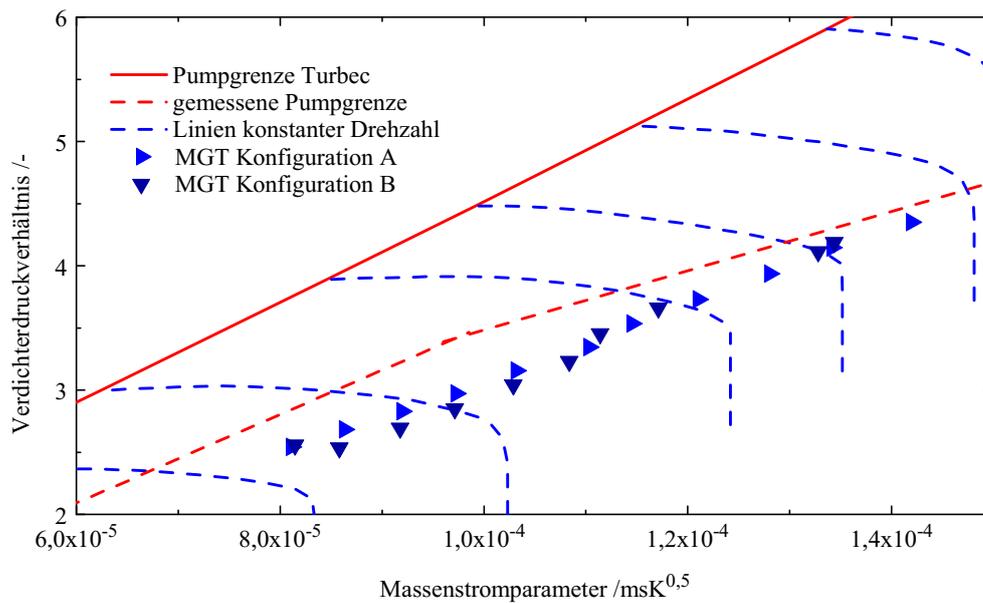


Abbildung 4.8 Verdichterkennfeld: Pumpgrenze der Turbec T100PH am DLR und stationäre Lastpunkte (modifiziert aus [104])

deutlich früher erreicht. Für die Untersuchungen und die Bestimmung der Lage der realen Pumpgrenze verwendete Zanger et al. eine Klappe, die vor dem Rekuperator integriert ist. Als Ergebnis ist im Verdichterkennfeld die gestrichelte rote Linie eingezeichnet. Sie verbindet alle Punkte, an denen in den Messreihen ein Verdichterpumpen aufgetreten ist und extrapoliert die Werte darüber hinaus. Es konnten relative Druckverluste zwischen Verdichteraustritt und Turbineneintritt im Bereich von 16-19% erreicht werden. Alle folgenden Untersuchungen des Verdichters beziehen sich auf diese Pumpgrenze. In das Verdichterkennfeld ist die Lage der Lastpunkte für Konfiguration A und B eingetragen. Für Konfiguration C kann zum Pumpgrenzabstand aufgrund des fehlenden Messaufnehmers für den Luftmassenstroms keine Aussage getroffen werden. Alle Punkte liegen im stabilen Bereich. Hin zu höheren Lastpunkten verringert sich der Pumpgrenzabstand. Der erhöhte Druckverlust im Hybridkraftwerkssystem bewirkt, dass sich die Lage der stationären Lastpunkte im Verdichterkennfeld in Richtung Pumpgrenze verschiebt. Somit bedeutet die verschobene Pumpgrenze für das Hybridkraftwerk, dass sich vor allem in höheren Lastpunkten Einschränkungen aufgrund des niedrigeren Pumpgrenzabstands ergeben können. Abbildung 4.9 zeigt die Ein- und Austrittstemperaturen ($T_{comp\ ein}$ und $T_{comp\ aus}$), den Austrittsdruck ($p_{comp, aus}$) und den Luftmassenstrom (\dot{m}_{Luft}) über den Verdichter. Die Austrittstemperaturen in einem Lastpunkt sind stark abhängig von den Eintrittstemperaturen. Bei einer Eintrittstemperatur von ca. 19 °C werden abhängig vom Lastpunkt Austrittstemperaturen von 140 - 225 °C erreicht. Der Druck am Verdichteraustritt beträgt über den Betriebsbereich 2,48 - 4,25 bar. Der Luftmassenstrom bewegt sich zwischen 457 und 796 g/s.

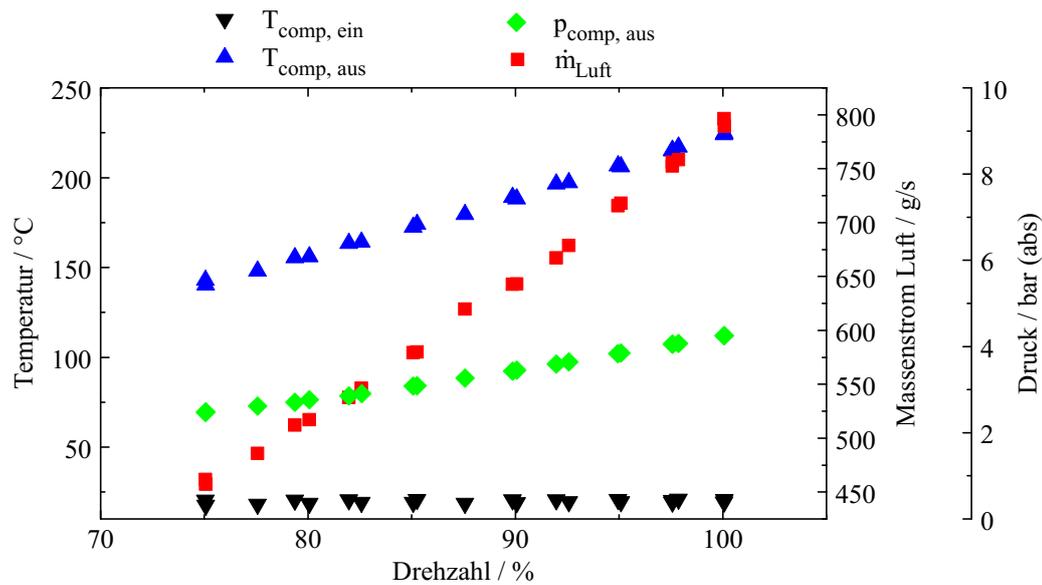


Abbildung 4.9 Verdichter: Ein- und Austrittstemperaturen, Austrittsdruck und Luftmassenstrom über der Drehzahl in Konfiguration A (modifiziert aus [104])

Rekuperator Während der Rekuperator im Mikrogasturbinenkreislauf zur Vorwärmung der komprimierten Luft eingesetzt wird, um den Brennstoffeinsatz in der Brennkammer herabzusetzen und so den Wirkungsgrad der Anlage zu erhöhen, dient der Rekuperator im Hybridkraftwerk zur Vorwärmung der Luft für die Brennstoffzelle. In beiden Fällen sind somit die Effizienz und die luftseitige Austrittstemperatur wichtige Parameter. Der luftseitige Druckverlust über den Rekuperator hat, neben dem über die Brennkammer, einen erheblichen Einfluss auf den Gesamtdruckverlust der Mikrogasturbine und beeinflusst den maximalen Eintrittsdruck in die SOFC. In Abbildung 4.10 sind die Temperaturen an den Ein- und Austritten des Rekuperators (T_{rec}) über der Drehzahl aufgetragen. Die abgasseitige Eintrittstemperatur stellt die Turbinenaustrittstemperatur (TOT) dar, die über den Betriebsbereich auf einen konstanten Wert geregelt wird. Im Diagramm aufgetragen ist allerdings eine Temperaturmessstelle, die in der Nähe der Turbec TOT Messstellen liegt. Sie repräsentiert somit nicht die Messung, nach der die MGT geregelt wird. Da das Strömungsfeld nach der Turbine stark strähnig ist, treten hier Abweichungen zwischen den einzelnen TOT Messstellen auf. Die Eintrittstemperatur luftseitig steigt mit steigender Drehzahl, was sich dann auch in der abgasseitigen Austrittstemperatur zeigt. Bei den Austrittstemperaturen der Luftseite jedoch zeigt sich ein unerwarteter Verlauf. Die Temperaturen steigen zunächst mit der Drehzahl bis auf 611 °C an, zwischen 90 % und 92,5 % Drehzahl fällt die Temperatur dann auf 601 °C ab. Vergleicht man dazu den Verlauf der Druckverluste (Δp_{rec}) über die einzelnen Stränge im Rekuperator (siehe Abbildung 4.11), so fällt auf, dass ein korrespondierender Verlauf auch im Druckverlust der Abgasseite auftritt, jedoch nicht auf der Luftseite. Betrachtet man nun die einzelnen Druck-

4 Ergebnisse

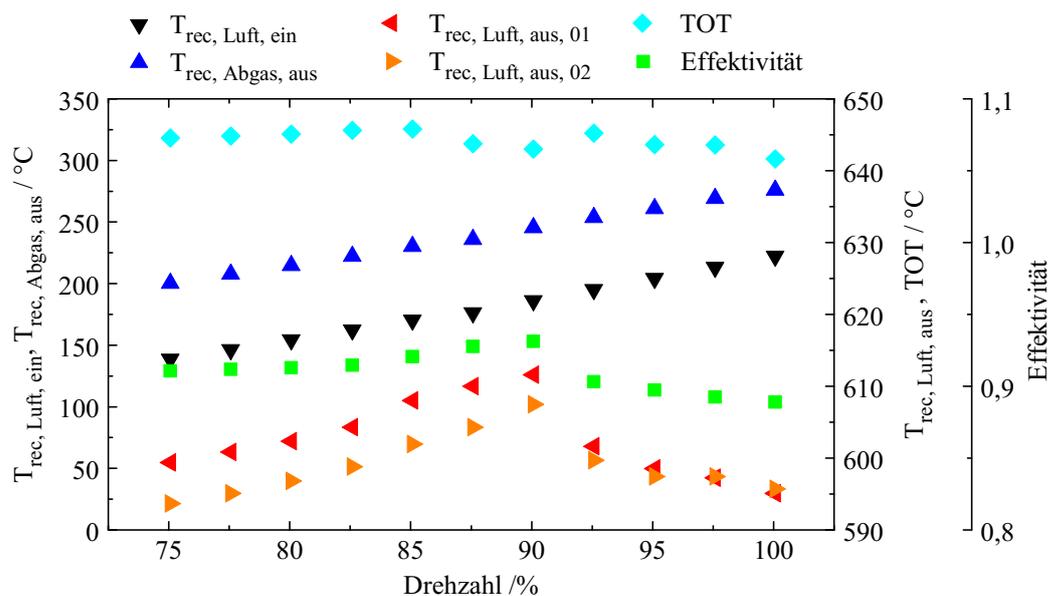


Abbildung 4.10 Rekuperator: Ein- und Austrittstemperaturen von Luft und Abgas und Effizienz des Rekuperators über der Drehzahl in Konfiguration A (modifiziert aus [104])

messstellen, so zeigt sich, dass alle am abgasseitigen Eingang in den Rekuperator gemessenen Drücke diesen Sprung zeigen, die übrigen jedoch nicht. Aufgrund der vorliegenden Messdaten wird angenommen, dass hier eine Veränderung im Strömungsfeld auftritt, die eine geänderte Anströmung des Rekuperators bedingt. Dadurch wird die Wärmeübertragung beeinflusst, was zum Sprung in den luftseitigen Austrittstemperaturen führt. Bei den MGT Konfigurationen A bis C zeigte sich eine leichte Verschiebung des Strömungsphänomens. Dieses ist abhängig vom Druckverlust in der Anlage. Bei Konfiguration B mit einem erhöhten Druckverlust durch die verlängerte Brennkammer tritt das Phänomen erst nach 90 % auf. Bei Konfiguration C mit dem niedrigsten Druckverlust tritt ein Abfall der Temperaturen bereits zwischen 87,5 % und 90 % auf und ist nicht so ausgeprägt, wie bei den anderen Konfigurationen. Für den Einsatz im Hybridkraftwerk bedeutet dies, dass sich die Eintrittstemperatur in die SOFC abhängig vom Lastpunkt ändert. Die Variation über den Lastbereich der MGT beträgt 16 °C. Bei Lastwechseln über den betroffenen Drehzahlbereich kann ein Abfall in der Eintrittstemperatur auftreten. Wird beim transienten Übergang zwischen den Lastpunkten darauf geachtet, dass der maximale Temperaturgradient am Eintritt in die SOFC nicht überschritten ist, so stellt die Änderung der Eintrittstemperatur kein Problem dar. In der vorliegenden Verschaltung ist zudem vor dem Eintritt in die Kathode ein interner Wärmeübertrager integriert, der die Temperaturänderung dämpft. Der relative Druckverlust über die Luftseite fällt über den Betriebsbereich leicht ab und beträgt im Mittel 2,2 % (für Strang 1) bzw. 2 % (für Strang 2).

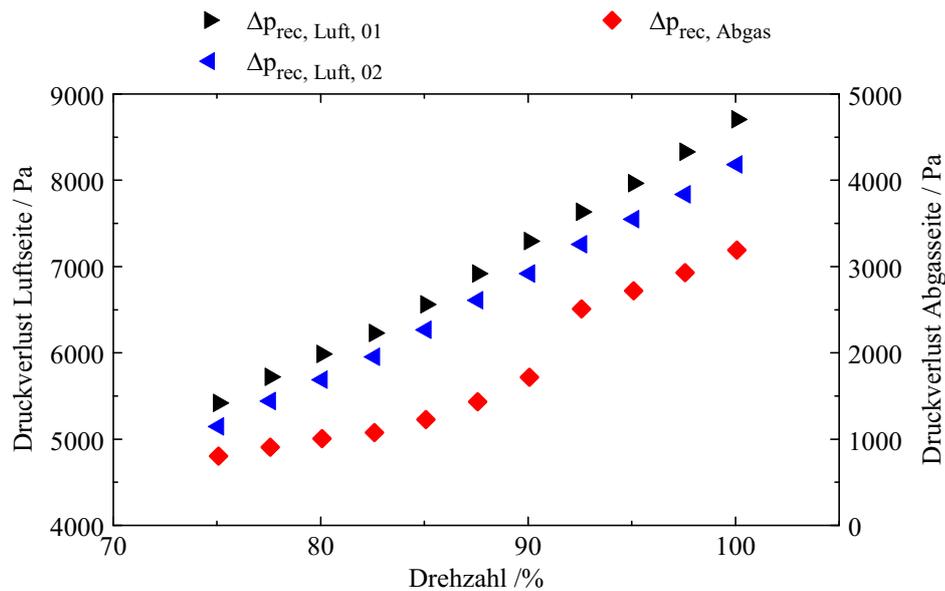


Abbildung 4.11 Rekuperator: Druckabfall auf der Luft- und Abgasseite über der Drehzahl in Konfiguration A (modifiziert aus [104])

Brennkammer Der Turbec Brenner ist, wie bereits in Kapitel 2.2.1.2 beschrieben, ein zwei-stufiger Brenner mit einem mager vorgemischten Drallbrenner in der Hauptstufe und einer nicht vorgemischten Pilotstufe. Die Pilotstufe dient zur Zündung und zur Stabilisierung der Verbrennung über den gesamten Betriebsbereich. Der Pilotmassenstrom wird über in der MGT Steuerung hinterlegte Mappen (siehe Kapitel 4.1.1) eingestellt. Die Hauptstufe wird über die Turbinenausstrittstemperatur geregelt. In Abbildung 4.12 sind die Massenströme über die einzelnen Stufen über der Drehzahl aufgetragen. Der Pilotmassenstrom ist über den Betriebsbereich mit 0,5 bis 0,6 g/s recht konstant. Die Charakteristik der Verbrennung im Turbec Brenner wurde von Hohloch et al. [110, 111] und Monz et al. [112] mittels optischer Messtechniken in der MGT und atmosphärisch eingehend untersucht, ist aber nicht Gegenstand dieser Arbeit. In der MGT wird der Brenner mit Eintrittstemperaturen ($T_{c, \text{ein}}$) von bis zu 637 °C betrieben (Abb. 4.12). Bei Brenneintrittstemperaturen, die im Bereich der Selbstzündtemperatur von Erdgas liegen, besteht jedoch abhängig von der Zündverzugszeit ein erhöhtes Risiko für einen Flammenrückschlag, da durch das Drallkonzept des Brenners lokal niedrige Axialgeschwindigkeiten auftreten. Der Brenner schränkt somit den Betriebsbereich des Hybridkraftwerks stark ein, da er hier mit wesentlich höheren Eintrittstemperaturen von bis zu 900 °C betrieben werden muss. Zudem hat die Brennkammer neben dem Rekuperator den größten Einfluss auf den Druckverlust der Anlage. Der relative Druckverlust zwischen Eingang in die Brennkammer und Turbineneintritt ist in Abbildung 4.12 dargestellt und beträgt im Mittel 6 %, was einen hohen Anteil am Gesamtdruckverlust darstellt. Für ein real gekoppeltes Hybridkraftwerk stellt das ebenfalls einen Optimierungsbedarf dar, da ein zu

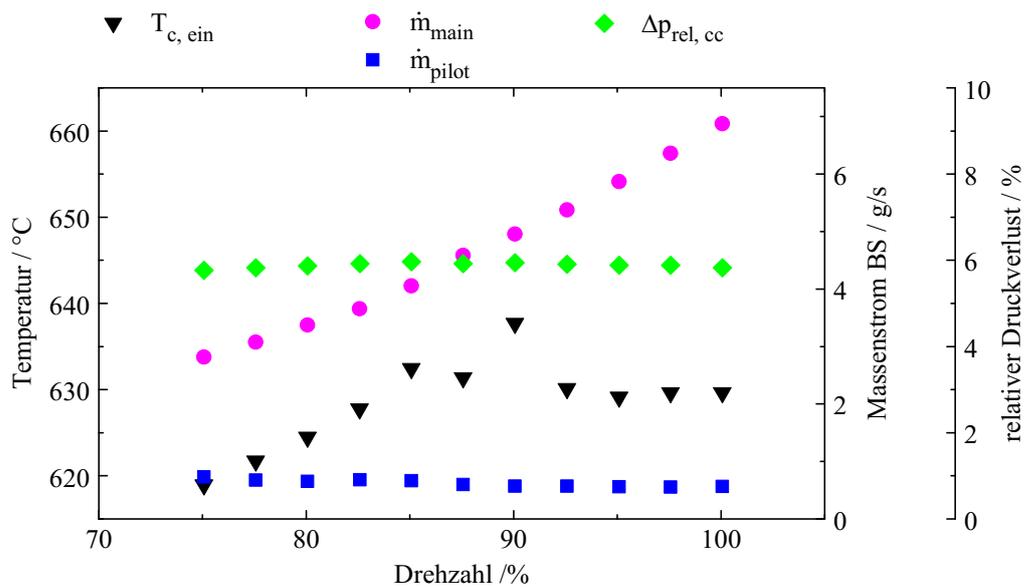


Abbildung 4.12 Brennkammer: Eintrittstemperatur in den Brenner, Brennstoffmassenströme von Pilot- und Hauptstufe und relativer Druckverlust über den Brenner über der Drehzahl in Konfiguration A (modifiziert aus [104])

hoher Druckverlust zu Einschränkungen im stabilen Betriebsbereich des Verdichters führt. Untersuchungen zu einem verbesserten Brennkammersystem auf Basis des FLOX[®]-Prinzips wurden von Zanger et al. [106] und Panne et al. [107] durchgeführt. Die vorliegende Arbeit wurde jedoch noch auf Basis des originalen Turbec Brenners durchgeführt. Zur Überwachung des Betriebs unter erhöhten Eintrittstemperaturen wurden zwei Thermoelemente in die Vormischstrecke der Hauptstufe integriert, um einen möglichen Flammenrückschlag zu detektieren.

Turbine Die Turbine in der Turbec T100PH wird, wie für Mikrogasturbinen üblich, nicht gekühlt. Zum einen würde die zur Kühlung notwendige Luft aus dem Prozess den Wirkungsgrad negativ beeinflussen, zum anderen steigen dadurch auch die Kosten, da dafür eine Neukonstruktion der Turbine notwendig wäre. Um dennoch einen möglichst hohen Wirkungsgrad zu erreichen, ist die Mikrogasturbine so ausgelegt, dass die Turbineneintrittstemperatur (TIT) im Volllastpunkt bei 4,5 bar Verdichteraustrittsdruck und einer konstanten TOT von 645 °C möglichst nahe an der maximalen Materialtemperatur der Turbine von 950 °C liegt. Gleichzeitig liegt die TOT nahe der Maximaltemperatur des Rekuperatorwerkstoffs. Die Messung der Turbineneintrittstemperatur im Mikrogasturbinenprüfstand stellt eine Herausforderung dar, da das Strömungsfeld am Austritt der Brennkammer stark strähnig ist. Es hat sich gezeigt, dass eine einzelne Temperatur keinen verlässlichen Anhaltspunkt liefert (siehe Abbildung 4.13, Konfiguration A). Daher wurde zwischen Konfiguration A und B die Anzahl

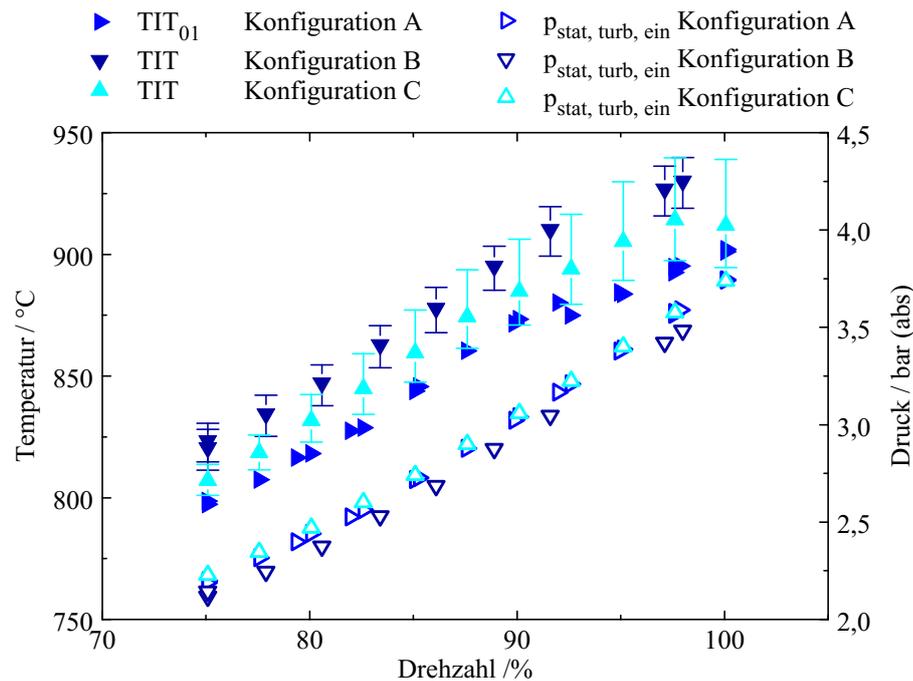


Abbildung 4.13 Turbine: Turbineneintrittstemperatur und Turbineneintrittsdruck der verschiedenen Konfigurationen über der Drehzahl

der Thermoelemente von 1 auf 6 erhöht. In Abbildung 4.13 ist die TIT der Konfiguration A den Mitteltemperaturen aus Konfiguration B und C in den einzelnen Lastpunkten gegenübergestellt. Bei Konfiguration B und C ist dazu die maximale Abweichung der Einzelmessungen nach oben und unten dargestellt. Hierbei fällt auf, dass sich die Einzelmessung aus Konfiguration A immer im Bereich der kleinsten TIT Messung aus Konfiguration C befindet. Gleichzeitig wird bei Vergleich der Schwankungsbreiten von Konfiguration B und C deutlich, dass eine Verlängerung der Brennkammer wie in Konfiguration B zu einer Homogenisierung des Temperaturfelds führt. Die Werte der mittleren TIT für die verlängerte Brennkammer liegen dabei über denen der normalen Brennkammer, obwohl die Turbinenausstrittstemperatur in beiden Messreihen konstant bei 645°C gehalten wird. Dieses Phänomen könnte zum einen damit erklärt werden, dass durch die Homogenisierung beim verlängerten Flammrohr eine niedrigere TOT im Vergleich zu der in einer heißeren Strähne liegenden TOT Messung der kurzen Brennkammer gemessen wird. Zum anderen könnte sich das Strömungsfeld ändern und die Messungen in zwei unterschiedlichen Strähnen liegen. Beweisen lassen würden sich diese Theorien durch eine exakte Vermessung des Temperaturprofils am Austritt der Turbine, was aber im Rahmen dieser Arbeit nicht durchgeführt werden konnte.

TOT Variation Für den Betrieb der Mikrogasturbine in einem Hybridkraftwerk kann es in einigen Betriebspunkten oder Manövern von Vorteil sein, die Turbinenausstrittstemperatur zu

4 Ergebnisse

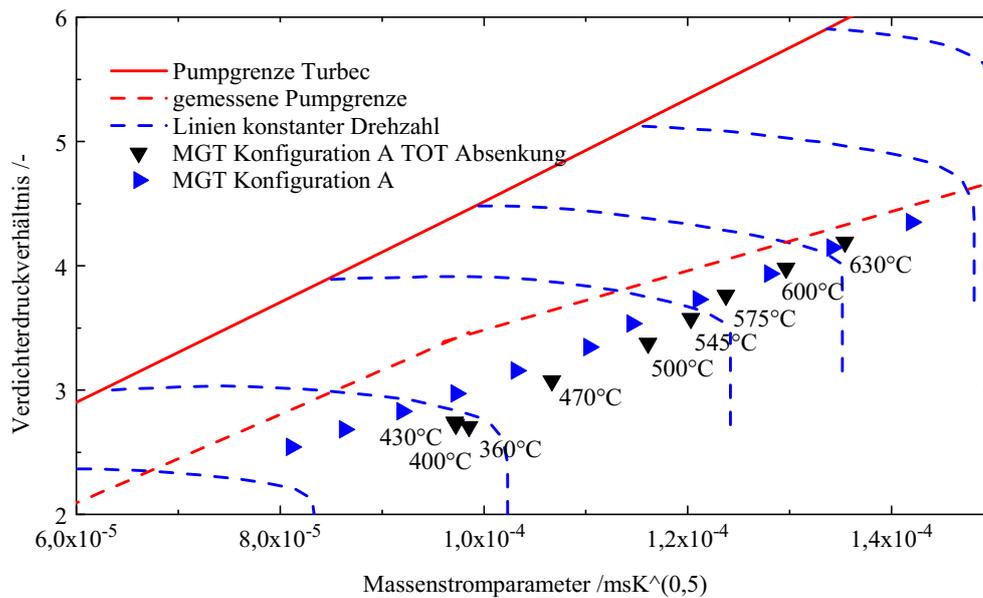


Abbildung 4.14 TOT Variation: Auswirkung im Verdichter-kennfeld in Konfiguration A (modifiziert aus [104])

senken. Denkbar ist der Einsatz in Aufwärm- und Abkühlmanövern, aber auch zur Erhöhung des Pumpgrenzabstands. Daher wurde an der Mikrogastrurbine eine Untersuchung zur Variation der TOT durchgeführt. Bei einer Drehzahl von 100% wurde die TOT schrittweise von 645 °C bis zur minimal möglichen TOT von 360 °C erniedrigt. Dieses Minimum ist vom Hersteller vorgegeben und in der Steuerung hinterlegt. Mit sinkender TOT sinkt auch die maximal erreichbare Drehzahl. Bei der minimal möglichen TOT von 360 °C wird noch eine Drehzahl von 80,5% erreicht. Die elektrische Leistung und der Wirkungsgrad sinken bis auf 3,85 kW bzw. 3% ab. Die luftseitigen Austrittstemperaturen aus dem Rekuperator sinken bis auf 344 °C ab, die abgasseitige Austrittstemperatur im Mittel bis auf 185 °C. In Abbildung 4.14 sind die stationären Punkte in das Verdichter-kennfeld eingetragen. Im Vergleich zu den stationären Punkten mit einer TOT von 645 °C zeigen die Punkte mit einer reduzierten TOT einen erhöhten Pumpgrenzabstand. Aufgrund der niedrigeren Brennkammertemperaturen sinkt der Volumenstrom und somit auch der Druckverlust über die Brennkammer. Die Untersuchungen zeigen, dass die Absenkung der TOT zwar einen negativen Einfluss auf Wirkungsgrad und elektrische Leistung hat, dieses Manöver jedoch vorübergehend eingesetzt werden kann.

4.2 Charakterisierung der Hybridkraftwerksversuchsanlage

In der Hybridkraftwerksversuchsanlage ist die Mikrogasturbine mit dem SOFC Simulator über die dafür erforderlichen Kopplungselemente, wie Rohrleitungen, Interface, Ventile und Klappen verbunden. Die zusätzlichen Komponenten sind zwischen Verdichteraustritt und Brennkammereintritt integriert und verursachen daher einen zusätzlichen Druckverlust und höhere Aufenthaltszeiten im Mikrogasturbinenkreislauf. Über das Rohrleitungssystem treten Temperaturverluste auf. Durch die Reaktion in der SOFC und das anschließende Abreagieren des Restbrennstoffs im Anodenabgas mit dem Kathodenabgas in der Nachverbrennungszone wird der MGT Brennkammer Abgas anstelle von Luft zugeführt. Dabei unterscheidet sich nicht nur die Zusammensetzung des Mediums, auch die Eintrittstemperatur in die Brennkammer ist deutlich höher als bei einer Mikrogasturbine üblich. In einem ersten Schritt müssen nun Einfluss und Auswirkungen dieser Änderungen sowie der resultierende Betriebsbereich der Anlage genauer betrachtet werden. Basierend auf den daraus gewonnenen Erkenntnissen können dann Betriebskonzepte abgeleitet, aufgestellt und erprobt werden.

In diesem Kapitel wird zunächst das Betriebsverhalten der Hybridkraftwerksversuchsanlage in den transienten Manövern Start, Stopp und Lastwechsel untersucht. Die Manöver werden mit denen der Standard-MGT verglichen und Unterschiede aufgezeigt. Oftmals gibt es verschiedene Möglichkeiten, über welche Stränge diese Standardmanöver durchgeführt werden können. Daher werden unterschiedliche Varianten getestet, verglichen und bereits im Hinblick auf den Einsatz im Hybridkraftwerk diskutiert. Für den Betrieb eines Hybridkraftwerks sind neben den Standardmanövern weitere transiente Manöver, wie das Umschalten zwischen den verschiedenen Strängen z.B. für Aufheiz- und Abkühlvorgänge und Notfallmanöver erforderlich. Diese werden in Bezug auf Durchführbarkeit, Einschränkungen und Einfluss auf das Betriebsverhalten der MGT untersucht. Für die Darstellung des Einflusses der Kopplungselemente und der SOFC im stationären Betrieb werden die in Kapitel 3.3.2 vorgestellten Konfigurationen einander gegenübergestellt. Der für das Hybridkraftwerk resultierende Betriebsbereich wird aufgezeigt und erläutert. Schließlich wird der Betrieb der SOFC bei unterschiedlichen Austrittstemperaturen und der gegenseitige Einfluss von MGT und SOFC aufgezeigt.

Die im Folgenden vorgestellten Ergebnisse basieren hauptsächlich auf den Konfigurationen mit der modifizierten Steuerung (Konfiguration C und E-G), da in Kapitel 4.1 gezeigt wurde, dass sich die Modifikationen u.a. auch positiv auf das Manöver Start auswirken.

4.2.1 Transiente Manöver

Kaltstart Zum Anfahren der Anlage muss zunächst die Mikrogasturbine hochgefahren werden, um den Luftstrom durch die Anlage zu starten. Mit Hilfe der unterschiedlichen

4 Ergebnisse

Temperaturniveaus an Verdichter- und Rekuperatoraustritt kann dann die SOFC über die Kombination von Kaltgas- (d) und Heißgasstrang (j) (siehe Abbildung 3.5) langsam auf Betriebstemperatur aufgewärmt werden. Es gibt nun mehrere Möglichkeiten, über welche Rohrleitungsstränge der Start der MGT durchgeführt wird. Zum einen kann dabei die SOFC bereits über den Kaltgasstrang, den Heißgasstrang oder Kombinationen von Kaltgas- bzw. Heißgasstrang mit dem Bypass-Strang an die MGT gekoppelt sein oder aber strömungstechnisch und thermisch entkoppelt über den Bypass-Strang. Im zweiten Fall erhöht sich zwar der Druck in der SOFC durch den offenen Ausgang, sie wird jedoch nicht durchströmt und damit noch nicht aufgeheizt. Um die Durchführbarkeit und die Eignung der unterschiedlichen Varianten für den Einsatz im Hybridkraftwerk zu bewerten, wurden neben Untersuchungen zum Kaltstart rein über den Bypass-Strang weitere Untersuchungen zum Kaltstart über verschiedene Strang-Kombinationen mit dem Bypass-Strang durchgeführt. Die Untersuchung eines Kaltstarts über den Bypass-Strang mit teilweise geöffnetem Kaltgasstrang konnte im Rahmen der durchgeführten Messungen nicht gezeigt werden, da es während des Startvorgangs mehrmals zu Flammenverlöschungen kam. Aufgrund der geringen Anzahl an Startversuchen an einem Versuchstag ist es nicht möglich, eine Aussage zu treffen, woran dies liegt und ob es generell nicht möglich ist, über diese Strangkombination zu starten. Jedoch zeigt sich in den Versuchen, dass diese Variante nicht zuverlässig durchführbar ist. Der Kaltstart über den Bypass-Strang und über die Kombination von Bypass-Strang mit teilweise geöffnetem Heißgasstrang ist durchführbar. Die Kopplung über den Heißgasstrang ist jedoch aufgrund des sehr schnell erreichten hohen Temperaturniveaus im Rohrleitungssystem und damit am Eintritt in die SOFC nicht unbedingt für den Startvorgang von kalten Bedingungen aus geeignet, da die Materialtemperatur der SOFC noch auf Umgebungsniveau ist. Beim Start rein über den Bypass-Strang ist die SOFC zunächst thermisch entkoppelt und somit unabhängig von den Temperaturgradienten an der MGT. Für diese Variante des Starts spricht auch, dass die Mikrogasturbine in der Startphase sehr hohe Gradienten zeigt mit denen die Drehzahl erhöht wird, die direkt mit dem Luftmassenstrom und dem Druck in der Anlage gekoppelt ist. Die Gradienten in der Steuerung der MGT anzupassen, ist nur in einem eingeschränkten Rahmen möglich, da die Anlage beim Start Eigenfrequenzen (z.B. im Bereich von 55% Drehzahl) durchläuft, die bei längerem Verharren in diesem Drehzahlbereich zu Schäden an der Anlage führen können. Ist die SOFC beim Start direkt gekoppelt, muss also der Massenstrom über die Anode so geregelt werden, dass möglichst geringe Druckunterschiede zwischen Anode und Kathode auftreten. Wird die Kathode dagegen nicht durchströmt, entfällt diese Regelung, da sich durch den offenen Ausgang der Druck in der Anode und Kathode gleichermaßen erhöht. Ein Eindringen von Luft in die Anode bei niedrigen Temperaturen ist nicht kritisch. Erst ab ungefähr 300 °C muss die Anode mit Formiergas gespült werden, um den Sauerstoff zu

entfernen [103]. Aufgrund der Untersuchungsergebnisse und Überlegungen wurde der Start der MGT über den Bypass-Strang im Folgenden genauer analysiert.

In Abbildung 4.15 ist ein Kaltstart der Hybridkraftwerksversuchsanlage über den Bypass-Strang (alle anderen Stränge sind geschlossen) in Konfiguration G einem Kaltstart der Standard MGT in Konfiguration C gegenübergestellt. Hierzu wurden die Verläufe so übereinander gelegt, dass die Startpunkte der ersten Beschleunigung der Welle aufeinander liegen. In beiden Fällen ist die Zündung im ersten Versuch erfolgreich, d.h. dem Startvorgang gehen keine Fehlzündungen voraus. Die Verläufe sind bis zum Anheben des Pilotmassenstroms nach erfolgter Zündung

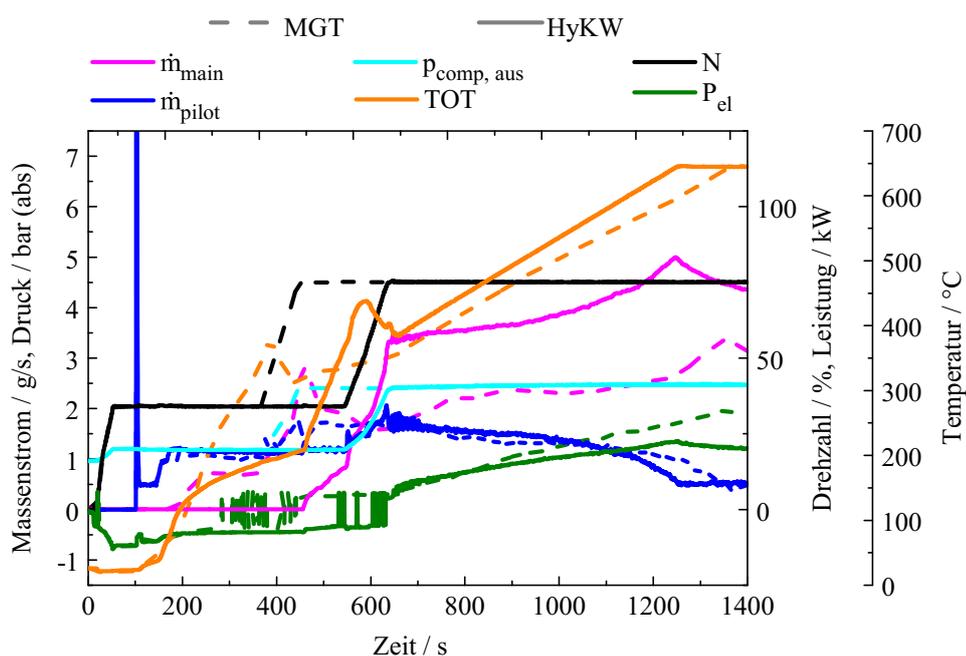


Abbildung 4.15 Vergleich des Kaltstarts in der MGT Konfiguration C (gestrichelte Linien) und der HyKW Konfiguration G (durchgezogene Linien) über den Bypass-Strang

nahezu identisch. In der HyKW Konfiguration wird ein marginal höherer Pilotmassenstrom erreicht. In der Standard MGT wird der Hauptbrenner bei $t \approx 180$ s gezündet, während die Steuerung im HyKW Fall auf den Einstellungen verharrt. Hier wird der Hauptbrenner erst 260 s später gezündet. Der Massenstrom zum Hauptbrenner wird jedoch schneller auf ein höheres Niveau angehoben. Auch nach dem Hochfahren auf die Solldrehzahl von 75 % wird der Massenstrom zum Hauptbrenner im Gegensatz zur Standardmaschine weiter erhöht, wodurch auch die TOT schneller erreicht wird. Trotz des deutlich höheren Brennstoffeinsatzes kann auch schon während des Startvorgangs nur eine geringere elektrische Leistung erreicht werden. Die Startverläufe der HyKW Konfigurationen E, F und G zeigen untereinander nur geringe Unterschiede. Somit ist kein zusätzlicher Einfluss der Ausbaustufe auf das Manöver erkennbar. Im Gegensatz zur MGT wurde jedoch ein Einfluss von vorangegangenen Fehlzündungen auf

4 Ergebnisse

den Startvorgang im HyKW beobachtet. Dieser Unterschied zwischen Startvorgängen mit und ohne Fehlzündungen konnte bei der Standard MGT nicht gezeigt werden. Gehen dem erfolgreichen Start im Hybridkraftwerk Fehlzündungen voran, so ergibt sich der Verlauf, wie er in Abbildung 4.16 dem der Standard MGT gegenübergestellt ist. In diesem Fall wird der

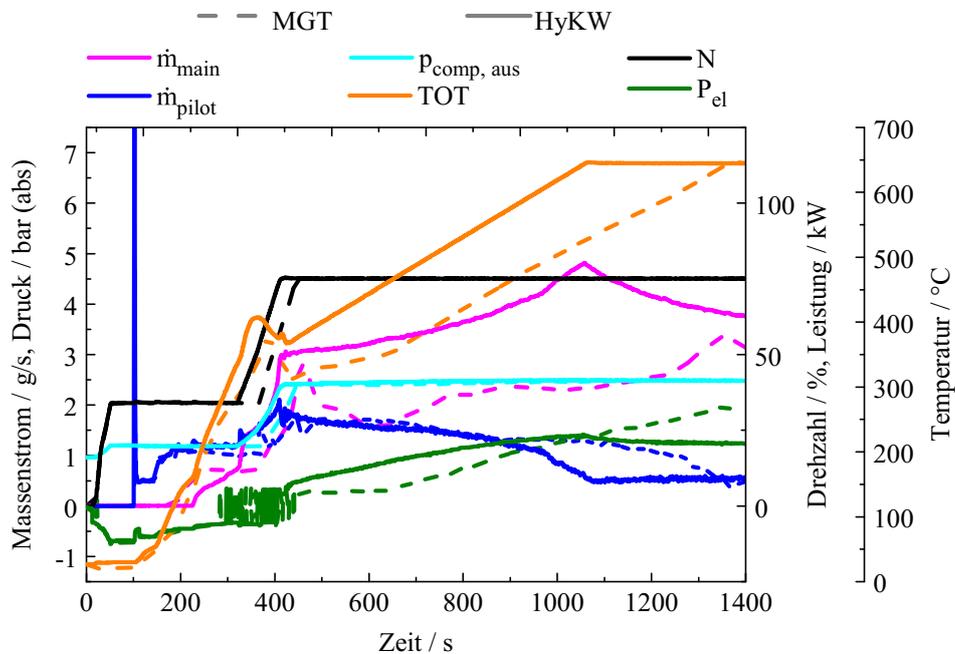


Abbildung 4.16 Vergleich des Kaltstarts in der MGT Konfiguration C (gestrichelte Linien) und der HyKW Konfiguration G (durchgezogene Linien) über den Bypass-Strang mit Fehlzündungen in der HyKW Konfiguration

Hauptbrenner im Vergleich zur Version ohne Fehlzündungen früher gezündet. Die TOT steigt schneller auf ein höheres Niveau an, als bei der MGT. Dadurch startet auch die Drehzahlrampe früher. Der Massenstrom über den Hauptbrenner wird während der Rampe stark erhöht. Die TOT steigt nach einem kleinen Abfall weiter sehr schnell an, während sie bei der Standard MGT nach der Rampe weiter absinkt. Die Ziel-TOT von 645 °C wird beim HyKW wesentlich früher erreicht. Trotz dieser Besonderheiten und den gezeigten Abweichungen der Routine ist der Start über den Bypass-Strang durchführbar und damit in dieser Form auch für ein Hybridkraftwerk einsetzbar. Den Startvorgängen im Hybridkraftwerk ist gemein, dass durch die zusätzlichen Verluste über die Rohrleitungsstränge und Bauteile (wie Interface, Ventile und Klappen) ein deutlich höherer Brennstoffmassenstrom erforderlich ist, um die TOT zu erreichen. Da der Brennstoffmassenstrom zum Pilotbrenner über Mappen geregelt wird, die unabhängig vom Systemaufbau sind, wird der erhöhte Brennstoffbedarf allein über den Hauptbrenner gefahren. Dies stellt bei den gezeigten Startroutinen kein Problem dar. Bei einigen Startvorgängen im Hybridkraftwerksaufbau wurden jedoch unabhängig von Fehlzündungen Instabilitäten in der Brennkammer beim Erreichen der angeforderten Drehzahl und teilweise

4.2 Charakterisierung der Hybridkraftwerksversuchsanlage

beim Erreichen der angeforderten TOT beobachtet, die sich in Druckschwankungen äußerten. In den meisten Fällen beschränken sich diese Fluktuationen im Druck auf den Turbineneintritt und die Brennkammer und gehen nach kurzer Zeit von selbst wieder zurück. In sehr wenigen Fällen jedoch führten sie zu Schwingungen in der Drehzahl und damit zu Schwingungen im Systemdruck. Ein Beispiel hierfür ist im Anhang A.3 in Abbildung A.9 dargestellt. Die Druckschwankungen sind am ausgeprägtesten in der Brennkammer vor dem Turbineneintritt zu sehen. Nach einigen Sekunden klingen die Schwingungen ab und verschwinden. Es wurde beobachtet, dass solche Instabilitäten vor allem nach einem sehr starken Anstieg des Brennstoffmassenstrom zu Werten von über 5 g/s während der Drehzahlrampe auftraten. Daher sollte das Brennkammersystem für das Hybridkraftwerk neben der Optimierung für erhöhte Eintrittstemperaturen auch hinsichtlich dieser Neigung zu Instabilitäten verbessert werden.

Warmstart Beim Warmstart gibt es ebenfalls prinzipiell mehrere Möglichkeiten über welche Stränge der Vorgang ausgeführt wird, jedoch spielt hier zusätzlich die Materialtemperatur der SOFC eine Rolle. So kann der entkoppelte Start über den Bypass nur dann erfolgen, wenn keine Spülung der Anodenseite mehr notwendig ist. Ansonsten müsste er über eine Kombination von Bypass mit Kaltgas- oder Heißgasstrang erfolgen, was aber höhere Risiken für die SOFC aufgrund der diffizilen Druckregelung zwischen Anoden- und Kathodenseite birgt. Für die folgenden Untersuchungen wurde der Warmstart der Mikrogasturbine über den Bypass-Strang durchgeführt (siehe Abbildung 4.17). Die Anlage in der Konfiguration G war vor dem Warmstart ca. 30 Minuten in Betrieb und wurde nach 7 min neu gestartet. Die MGT in der Konfiguration C war vor dem Warmstart bereits 7,5h in Betrieb, in verschiedenen Lastpunkten bis hin zu Vollast und wurde dann nach 1 min wieder gestartet. Die MGT ist also in diesem Fall bereits vollständig aufgeheizt, während bei der HyKW Anlage davon auszugehen ist, dass vor allem die zusätzlichen Rohrleitungen noch relativ kalt sind. Die Turbinenausstrittstemperatur unterscheidet sich in beiden Konfigurationen kurz vor dem Start um ca. 50 °C, wobei die Temperatur in der Standard MGT niedriger ist. Dies liegt daran, dass die Standard MGT vorher normal heruntergefahren wurde, während die HyKW Anlage durch ein Pumpen, ausgelöst durch ein Flammenverlöschen in der Brennkammer, sehr schnell heruntergefahren wurde. Der Start unterscheidet sich bis zum Zünden der Pilotstufe nicht. In der MGT Konfiguration steigt anschließend die TOT schneller an, wodurch das Anfahren der Solldrehzahl früher gestartet wird. Die Rampe auf Solldrehzahl ist im Vergleich zum HyKW etwas steiler. In der MGT Konfiguration wird der Hauptbrenner erst mit Verzögerung nach der Rampe gestartet, in der HyKW Konfiguration ungefähr gleichzeitig mit Beginn der Rampe. Im HyKW ist wieder, wie beim Kaltstart, ein höherer Gradient in der TOT bis zum Erreichen des Sollwerts zu sehen. Trotz späteren Einsetzens der Rampe wird die TOT im HyKW wesentlich früher erreicht. Das Manöver ist somit in der HyKW Konfiguration leicht

4 Ergebnisse

verändert zur Standard-MGT, jedoch generell durchführbar. Offen bleibt die Machbarkeit der Regelung des Massenstroms über die Anode im gekoppelten Fall.

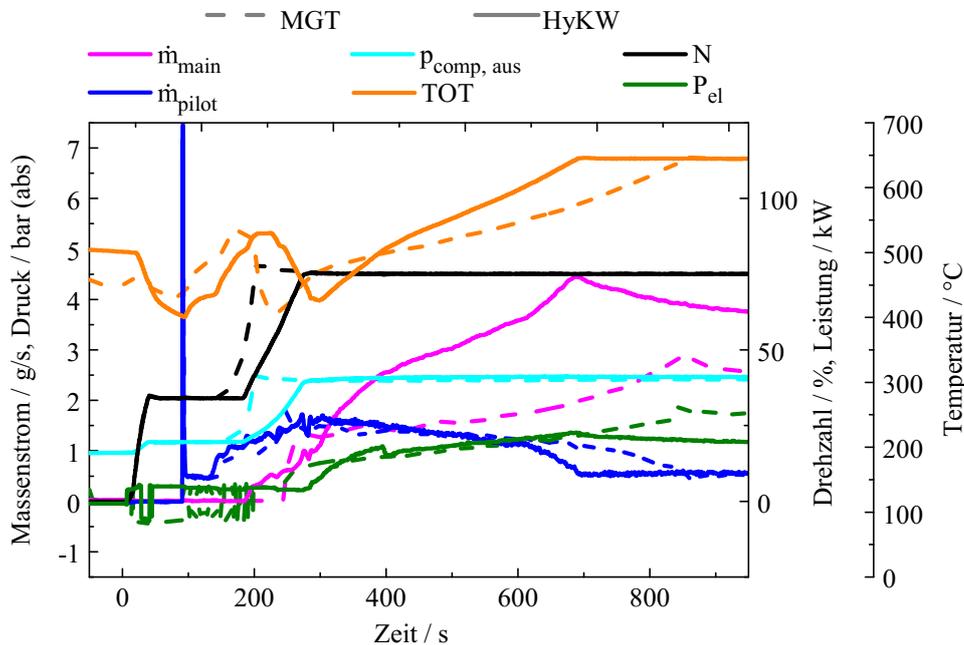


Abbildung 4.17 Vergleich des Warmstarts in der MGT Konfiguration C (gestrichelte Linien) und der HyKW Konfiguration G (durchgezogene Linien) über den Bypass-Strang

Während der experimentellen Untersuchungen wurde festgestellt, dass sich die Hybridkraftwerksversuchsanlage nach einem Warmstart sehr sensibel gegenüber kleinsten Änderungen und Störungen im Betrieb zeigt. Zur Untersuchung des Phänomens wurde die Anlage nach einem Warmstart wieder vollständig durchgewärmt und der erreichte Betriebspunkt dann mit dem durchgewärmten Betriebspunkt nach einem Kaltstart verglichen. Abbildung 4.18 zeigt dazu in der Konfiguration D den Verlauf der Parameter Drehzahl, Turbineneintrittstemperatur, elektrische Leistung und relativer Druckverlust über einen Kaltstart (gestrichelte Linien) verglichen mit einem Warmstart (durchgezogene Linien), beides ausgeführt über den Bypass-Strang. Es ist deutlich zu erkennen, dass nach dem Warmstart eine niedrigere Turbineneintrittstemperatur erreicht wird, die auch im Verlauf des Aufwärmens nicht weiter ansteigt. Nach dem Kaltstart steigt die TIT in der Aufwärmphase dagegen noch etwas an. In beiden Fällen regelt die MGT auf eine konstante TOT von 645 °C. Im „warmen“ Fall bleibt auch die elektrische Leistung auf einem konstanten Niveau, während sich nach dem Kaltstart die Leistung noch erhöht. Der relative Druckverlust beider Verläufe ist bei Erreichen der TOT gleich, jedoch sinkt er im „kalten“ Fall während der Aufwärmphase etwas ab. In beiden Fällen ist der relative Druckverlust mit 14-15% noch in keinem kritischen Bereich für ein mögliches Verdichterpumpen. Die Unterschiede zwischen „kalt“ und „warm“ sind vor allem

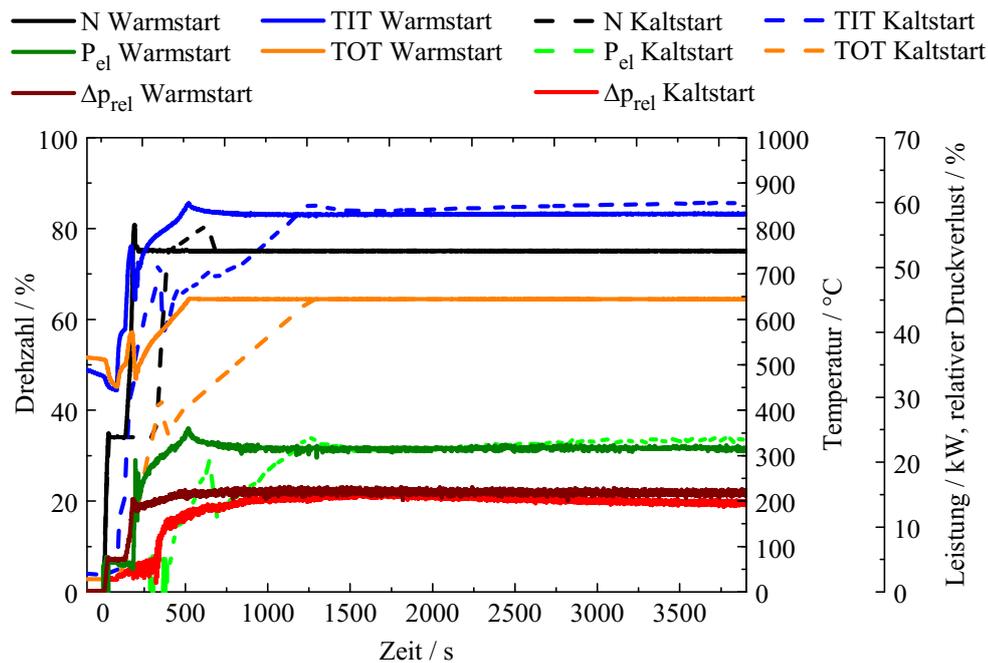


Abbildung 4.18 Vergleich des Verhaltens der HyKW Konfiguration D nach einem Kaltstart (gestrichelte Linien) und nach einem Warmstart (durchgezogene Linien) über den Bypass-Strang (modifiziert aus [108])

im Bereich der Brennkammer zu sehen. Es wird angenommen, dass durch die veränderten Temperaturbedingungen beim Start ein etwas anderer Betriebspunkt erreicht wird, der vor allem die Brennkammer und die Turbinenseite betrifft. Es wurde versucht, die Anlage nach dem Warmstart durch Verändern der TOT aus diesem Punkt wieder in einen dauerhaft stabilen Betriebspunkt zu überführen, jedoch stellt sich bei der TOT von 645 °C immer wieder der vorherige Betriebspunkt ein. „Störungen“ wie das Öffnen von Ventilen zur Strangumschaltung führen zu einem Pumpen, höchstwahrscheinlich hervorgerufen durch ein Flammenverlösch in der Brennkammer. Eine genaue Aussage kann hier nicht getroffen werden, da die Messdatenerfassung mit einer Aufnahme Frequenz von 2 Hz und den nicht synchronisierten Druck- und Temperaturentnehmern keine ausreichend genauen Daten liefert. Dieses Phänomen konnte bei allen Hybridkraftwerkskonfigurationen beobachtet werden. Ob es sich jedoch nur um eine Eigenart der Mikrogasturbine am DLR handelt, auf alle Turbinen dieses Typs zutrifft oder ein generelles Problem darstellt, kann hier nicht beurteilt werden. In Anbetracht dessen gilt für die vorliegende Hybridkraftwerksversuchsanlage, dass kein Warmstart durchgeführt werden kann, was eine Einschränkung im Betrieb darstellt. Aufgrund der Unsicherheit der Ursache für das Phänomen wird für das Betriebskonzept eines Hybridkraftwerks ein Warmstart nicht gänzlich ausgeschlossen. Für die Beurteilung sind weitere Untersuchungen an Mikrogasturbinen des gleichen Typs notwendig.

Rohrleitungsstränge Die Hybridkraftwerksversuchsanlage ist mit den Rohrleitungssträngen Bypass, Heißgas und Kaltgas ausgerüstet, die es zum einen erlauben, die SOFC mit Luft unterschiedlicher Temperaturniveaus (Verdichteraustritt oder Rekuperatoraustritt) zu versorgen, zum anderen aber auch den Luftmassenstrom zur SOFC unabhängig vom Lastpunkt der MGT zu regulieren. Im Betrieb können nun Rohrleitungsstränge geöffnet und geschlossen werden oder Strangwechsel durchgeführt werden. Für den sicheren Betrieb der Anlage ist es daher entscheidend zu wissen, welche Auswirkungen die einzelnen transienten Manöver auf die Mikrogasturbine haben und welchen Limitierungen sie unterliegen. Durch das Zu- und Abschalten von Strängen wird dabei vor allem der Druckverlust der Anlage verändert und die Temperatur am Eintritt in die Brennkammer beeinflusst. Daher sollen im Folgenden einige Transienten bei der Strang-Umschaltung, der Zu- und Abschaltung und deren Einfluss auf das System betrachtet werden.

Kaltgasstrang Der Kaltgasstrang verbindet den Verdichteraustritt über die SOFC mit der MGT Brennkammer und umgeht so den Rekuperator. Das Temperaturniveau am Eintritt in den Kaltgasstrang entspricht somit der Verdichteraustrittstemperatur. Damit kann der Strang eingesetzt werden, um die SOFC zum einen für das Hochfahren aufzuheizen, zum anderen aber auch, um sie für das Herunterfahren abzukühlen. Da der Strang den Rekuperator umgeht, weist er einen wesentlich niedrigeren Druckverlust auf als der Bypass-Strang oder der Heißgasstrang. Zusätzlich hat die Nutzung des Strangs einen entscheidenden Einfluss auf die Temperatur des Abgases am Austritt des Rekuperators. Daraus folgend wurde in den Versuchsreihen festgestellt, dass aufgrund der Temperaturlimitierungen des Kamins das Kaltgasventil in der Versuchsanlage maximal auf 70 % geöffnet werden darf. In Abbildung 4.19 ist das Öffnen des Kaltgasstrangs beim Betrieb über den Bypass-Strang über der Zeit aufgetragen. Die Anlage wurde nach einem Kaltstart auf 75 % einige Zeit über den Bypass aufgewärmt. Das Kaltgasventil wird mit einem Gradienten von 0,2 %/s kontinuierlich bis zu einem Öffnungswinkel ($VO_{Kaltgasstrang}$) von 60 % geöffnet. Mit dem Öffnen ist ein Abfall im relativen Druckverlust über das System zu sehen. Im Diagramm ist der Massenstrom in die SOFC ($\dot{m}_{Luft, SOFC}$) aufgetragen, der nicht direkt gemessen wird, sondern sich nach Gleichung 3.2 berechnet. Da der Heißgas-Strang geschlossen ist, stellt der Massenstrom in die SOFC den Massenstrom über den Kaltgas-Strang dar und der Massenstrom in das Rohrleitungssystem nach dem Rekuperator ($\dot{m}_{Luft, RS}$) den Massenstrom über den Bypass-Strang. Ein Massenstrom über den Kaltgas-Strang wird erst mit einem Öffnungswinkel von ca. 10 % registriert. Da in der Eintrittstemperatur in den MGT Brenner mit dem Öffnen ein Abfall zu sehen ist, spricht dies für eine Ungenauigkeit der Staudrucksonde im unteren Massenstrombereich. Der Temperaturabfall wird durch das Anheben des Brennstoffmassenstroms zur Hauptstufe wieder ausgeglichen. Der Massenstrom zeigt über dem Ventilöffnungswinkel einen sehr unre-

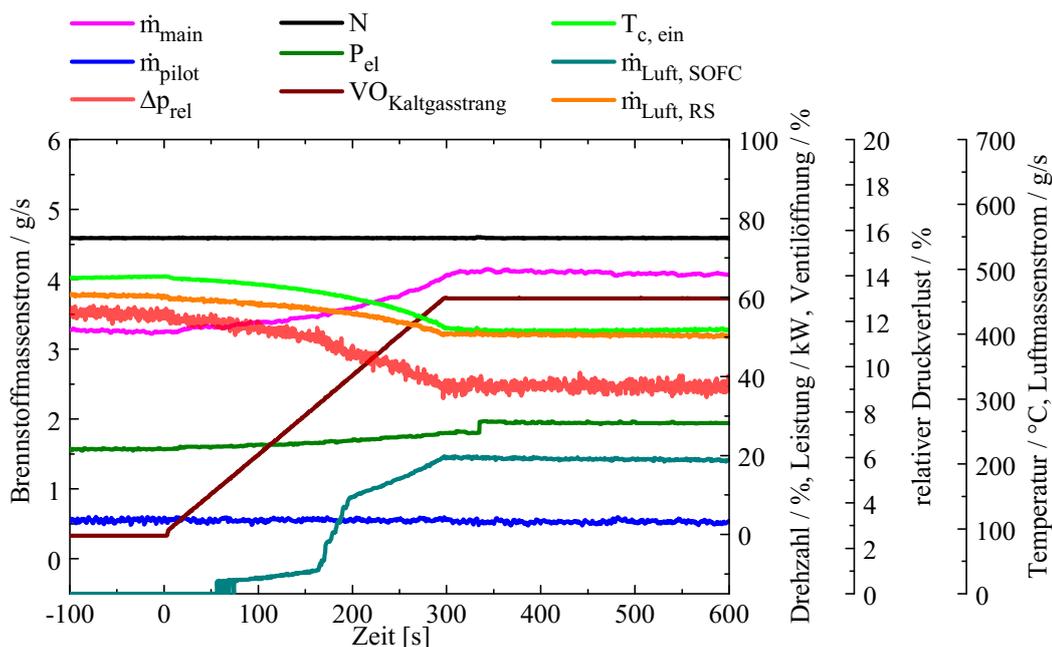


Abbildung 4.19 Öffnen des Kaltgasstrangs bei Betrieb über den Bypass-Strang in Konfiguration G

regelmäßigen Verlauf und spiegelt damit die Ventilcharakteristik wieder. Im Bereich von 32 % bis 40 % ist ein starker Anstieg von 34 g/s auf 148 g/s zu sehen, während der Massenstrom ansonsten langsamer ansteigt. Gleichzeitig sinkt der Massenstrom über den Bypass-Strang etwas ab. Durch die Reduktion des Druckverlusts nimmt der Gesamtmassenstrom durch die Anlage zu und die erzielte elektrische Leistung steigt. Im Verdichterkennfeld wandert daher der Betriebspunkt nach rechts, weiter weg von der Pumpgrenze. Der abrupte Sprung in der Leistung im Bereich des konstanten Öffnungswinkels von 60 % ist wahrscheinlich auf einen Umschaltvorgang in der Leistungssteuerung zurückzuführen. Durch den hohen Brennstoffeinsatz sinkt jedoch der elektrische Wirkungsgrad in dieser Betriebsweise ab. Da das Manöver vor allem für Aufheiz- und Abkühlvorgänge eingesetzt werden soll, spielt dies jedoch eine untergeordnete Rolle. Das Schließen des Kaltgasstrangs verläuft analog zum Öffnen und verursacht ebenfalls keine kritischen Zustände an der MGT. Das Öffnen und Schließen des Ventils wurde im Rahmen der Untersuchungen mit verschiedenen Öffnungsgradienten bis zu 0,5 %/s gefahren. Ein höherer Gradient wurde für den Einsatzbereich als nicht sinnvoll erachtet, da die Vorgänge aufgrund der Temperatur- und Drucklimitierungen an der SOFC langsam ablaufen müssen. Das Manöver kann somit im Betriebskonzept eingesetzt werden.

Heißgasstrang Der Heißgasstrang verbindet den Rekuperatoraustritt über die SOFC mit der MGT Brennkammer. Er ist damit der Hauptstrang, der im gekoppelten Betrieb

4 Ergebnisse

verwendet wird, da hierüber der SOFC die vorgeheizte Luft zugeführt wird. In Kombination mit dem Kaltgasstrang kann er beim Aufheizen und Abkühlen der SOFC zum Einstellen einer Mischtemperatur am SOFC Eintritt eingesetzt werden. In Kombination mit dem Bypass-Strang kann der Luftmassenstrom zur SOFC reguliert werden. Zur Untersuchung der Effekte beim Öffnen des Strangs ist in Abbildung 4.20 der Verlauf über der Zeit dargestellt. Das Manöver wurde nach dem Start der MGT beim Betrieb über den Bypass-Strang mit einer Drehzahl von 75 % gefahren. Auch hier wurde die Anlage einige Zeit über den Bypass-Strang aufgewärmt. Der Kaltgasstrang ist in diesem Fall geschlossen. Daher stellt der Massenstrom in die SOFC den Massenstrom über den Heißgasstrang dar (siehe Gleichung 3.2). Der Aufbau der Ventilinseln aus Klappe und Ventil sollte im Betrieb ursprünglich dazu dienen, den Massenstrom mit der Klappe grob zu regeln und dann mit dem Ventil fein zu justieren. Im Verlauf der Versuche stellte sich jedoch heraus, dass eine solche Feinabstimmung nicht benötigt wird. Daher werden die Klappe und das Ventil in der vorliegenden Arbeit immer parallel mit dem gleichen Öffnungsgradienten gefahren und nur ein Öffnungswinkel ($VO_{\text{Heißgasstrang}}$) aufgetragen. Die dabei auftretenden kleinen Unterschiede im Ansprechverhalten von Ventil und Klappe sind vernachlässigbar. Die Heißgas-Ventilinsel wird mit einem Gradienten von 0,2%/s geöffnet. Mit

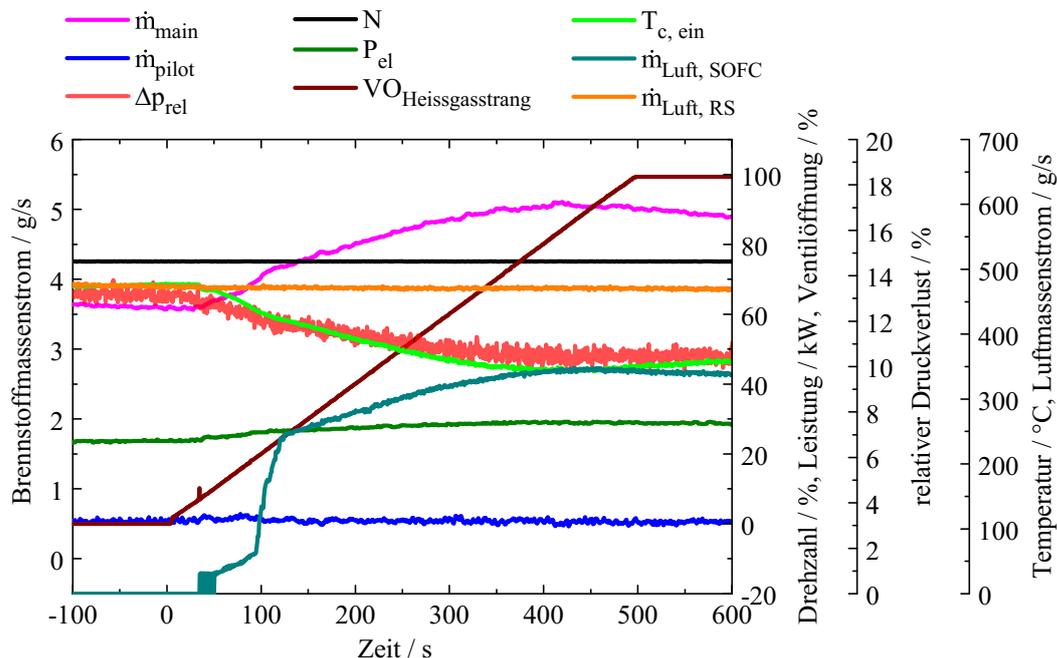


Abbildung 4.20 Öffnen des Heißgasstrangs bei Betrieb über den Bypass-Strang in Konfiguration G

Öffnen des Ventils sinkt der relative Druckverlust im System und gleichzeitig durch den noch kalten Strang die Eintrittstemperatur in den MGT Brenner. Die MGT Regelung kann dies durch Anheben des Brennstoffmassenstroms zum Hauptbrenner kompensieren, so dass die

TOT konstant gehalten werden kann. Die anfängliche Verzögerung im Massenstromverlauf muss auch hier in der Ungenauigkeit des Sensors in niedrigen Bereichen begründet sein. Die Charakteristik der Ventilinsel ist auch in diesem Fall im Massenstromverlauf erkennbar. Der Gesamtmassenstrom ändert sich durch das Manöver nur marginal um ca. 5 g/s. Die elektrische Leistung steigt etwas an. Der Öffnungsgradient der Ventilinsel wurde bis zu 2 %/s variiert. Es konnten hierbei sowohl beim Öffnen als auch beim Schließen keine Einschränkungen oder kritischen Druckverluste festgestellt werden. Ein größerer Gradient wird, wie auch bereits beim Kaltgasventil, in einem Hybridkraftwerk nicht als sinnvoll angesehen. Auch dieses Manöver kann somit für das Betriebskonzept in Betracht gezogen werden.

Bypass-Strang Der Bypass-Strang verbindet den Rekuperatoraustritt über das Interface direkt wieder mit dem Brennkammereintritt. Er stellt damit praktisch eine Verlängerung des normalen Strömungsverlaufs in der MGT dar. Aufgrund der zusätzlichen Druck- und Temperaturverluste durch das Interface, die verlängerten Rohrleitungen und die Ventilinsel wird der MGT Betrieb jedoch beeinflusst. Darüber hinaus umgeht der Bypass die SOFC und kann daher zur Regulierung des Massenstroms über die SOFC eingesetzt werden. Die Versuchsergebnisse des Starts haben gezeigt, dass der Strang beim Einsatz der Turbec T100PH in einem Hybridkraftwerk gebraucht wird, um die Anlage zu starten, da ein Start rein über die anderen Stränge nicht möglich bzw. sinnvoll ist. In Abbildung 4.21 wird ein Öffnen des Bypass-

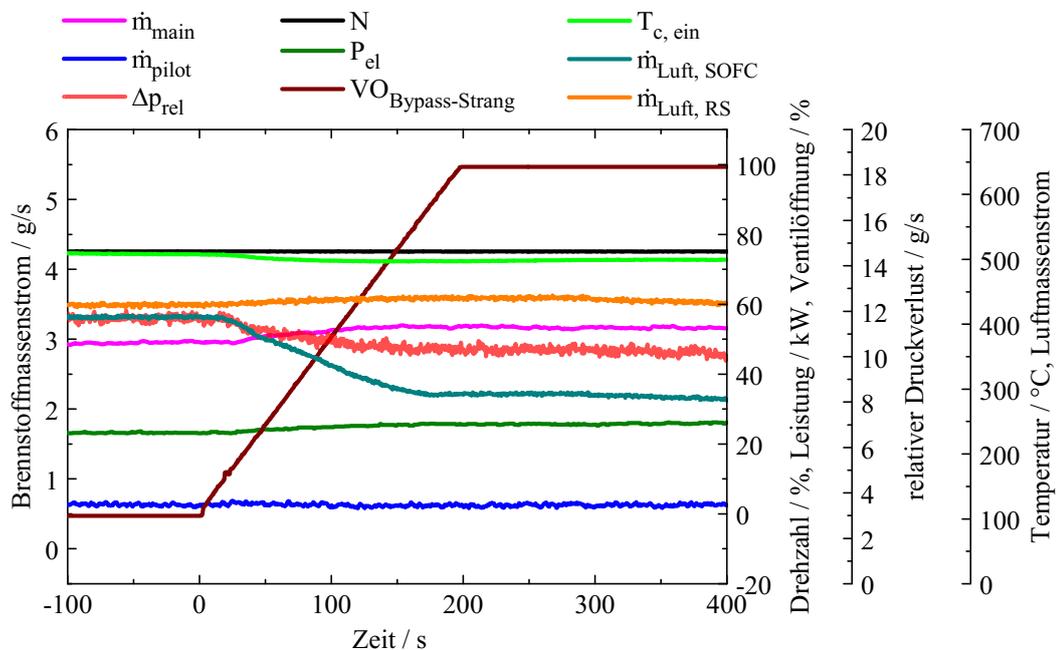


Abbildung 4.21 Öffnen des Bypass-Strangs bei Betrieb über den Heißgasstrang in Konfiguration G

4 Ergebnisse

Strangs ($VO_{\text{Bypass-Strang}}$) bei Betrieb der Anlage über den Heißgasstrang bei einer Drehzahl von 75 % mit einem Öffnungsgradienten von 0,5 %/s gezeigt. Die Anlage ist dabei über den Heißgasstrang vollständig aufgewärmt. Durch das zusätzliche Öffnen des Bypass-Strangs sinkt der relative Druckverlust im System analog zum Öffnen des Heißgasstrangs. Der Massenstrom zur SOFC sinkt. Der Gesamtmassenstrom steigt durch den geringeren Druckverlust um ca. 10 g/s an. Der Massenstrom über den Bypass-Strang wird nicht direkt gemessen, sondern ergibt sich aus Gleichung 3.1. Da der Strang bereits zu Beginn des Messtags in Betrieb war, ist die Abkühlung nicht so stark wie beim Öffnen des Heißgasstrangs. Das Öffnen und Schließen wurde, analog zum Heißgasstrang, mit Öffnungsgradienten von bis zu 2 %/s getestet und weist dabei keine Einschränkungen auf und kann für das Betriebskonzept eingesetzt werden.

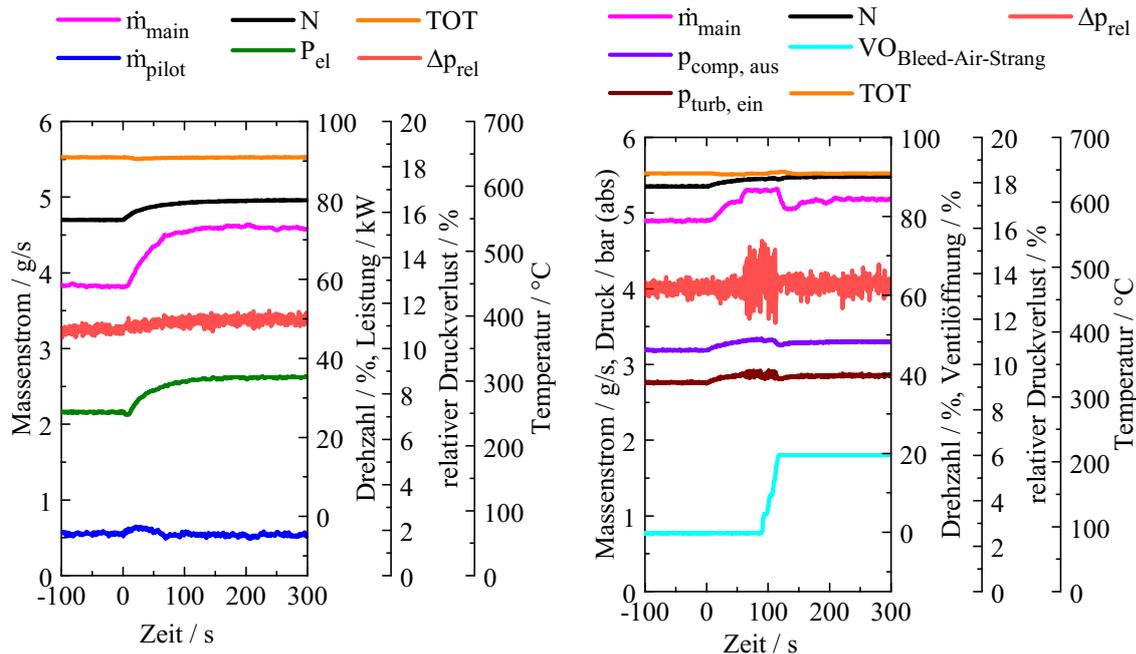
Die Untersuchungen an den verschiedenen Strängen zeigen, dass das Öffnen und Schließen der Stränge prinzipiell ohne Einschränkungen durchgeführt werden kann. Durch Temperaturbegrenzungen an der Versuchsanlage ergibt sich lediglich ein Limit im maximal möglichen Öffnungswinkel des Kaltgasventils. Nun sind neben den vorgestellten Kombinationen auch noch weitere Kombinationen aller drei Stränge denkbar, die für den Betrieb des Hybridkraftwerks einsetzbar sind. Diese werden jedoch nicht an dieser Stelle behandelt, sondern bei der Aufstellung und Analyse von Betriebskonzepten in Kapitel 4.3 untersucht.

SOFC Betrieb Der SOFC Betrieb wird in der Hybridkraftwerksversuchsanlage durch Temperaturvariation am Gasvorwärmer des SOFC Simulators nachgebildet. In diesem Abschnitt sollen vor allem die Auswirkungen des transienten Betriebs des SOFC Simulators auf die MGT herausgearbeitet werden. Der Einfluss im stationären Betrieb wird dann in Kapitel 4.2.2 bewertet. In Abbildung 3.4 in Kapitel 3.2 ist nacheinander das Zünden des zweistufigen Brenners im Gasvorwärmer dargestellt. Für die Abbildung von Temperaturänderungen während des Betriebs der SOFC sind die dargestellten Temperaturgradienten zu hoch. Ein solcher Temperatursprung kann aber durchaus in ähnlicher Form in besonderen Situationen auftreten, wie z.B. beim Lastabwurf an der SOFC, wenn der Brennstoff nicht mehr in der SOFC umgesetzt wird und vollständig in der Nachverbrennungszone verbrannt wird. Daher ist es wichtig, auch solche extremen Vorgänge und deren Auswirkungen zu betrachten. Durch das Zünden der Pilotstufe mit einem Erdgasmassenstrom von 0,5 g/s ist eine Störung in der TOT um ca. 2 °C zu erkennen, die sich aber kaum auf die Drehzahl auswirkt. Auch im Systemdruck ist nur eine kleine Störung erkennbar. Bei der Zündung der Hauptstufe mit einem Massenstrom von bis zu 1,5 g/s ist ein größerer Überschwinger von 6 °C in der TOT zu sehen, der langsam wieder zurück geht. Die Auswirkungen sind nun auch deutlich in der Drehzahl und daraus folgend im Systemdruck zu erkennen. Die Steuerung der MGT kann diesen Überschwinger ausgleichen, ohne dass die Anlage einen Fehler detektiert. Abhängig von der Temperaturerhöhung am SOFC Austritt erhöht sich auch der Druckverlust in der Anlage, was im aufgetragenen

relativen Druckverlust zu sehen ist. Im Anhang A.3 in Abbildung A.11 ist zusätzlich eine Sequenz gezeigt, in der verschiedene Massenströme an Pilot- und Hauptbrenner angefahren wurden. An den transienten Verläufen während der Änderung des Brennstoffmassenstroms zeigen sich lediglich die bereits bei der Zündung beobachteten Schwankungen, jedoch keine kritischen Instabilitäten im relativen Druckverlust. Im transienten Betrieb des SOFC Simulators (Zündung, Änderung der Brennstoffmassenströme und Abschaltung) konnten somit keine Einschränkungen auf den Betrieb der Mikrogasturbine festgestellt werden. Es konnte darüber hinaus gezeigt werden, dass die Mikrogasturbine auch mit schnellen Temperaturänderungen, die außerhalb des Normalbetriebs der SOFC liegen, zuverlässig funktioniert.

Lastwechsel der MGT Im Rahmen der Untersuchungen wurden Lastwechsel-Manöver hin zu höheren und zu niedrigeren Lastpunkten mit verschiedenen Schrittweiten durchgeführt. Dabei wurde, aufgrund der Ergebnisse an der Standard-MGT in Kapitel 4.1, immer nur die Drehzahl variiert. Die Lastwechsel wurden in Konfiguration D und E auch beim Betrieb über den Bypass-Strang durchgeführt. Hierbei konnten keinerlei Einschränkungen oder Auffälligkeiten festgestellt werden. Lastwechsel über die Strangkombination Bypass/Kaltgas und Bypass/Heißgas wurden nicht getestet. Bei Lastwechseln beim Betrieb über den Heißgasstrang wurden in allen HyKW Konfigurationen Instabilitäten beobachtet. Diese betreffen nur die Lastwechsel hin zu höheren Lastpunkten und sollen daher im Folgenden näher betrachtet werden. Das Absenken der Drehzahl ist davon nicht betroffen und kann uneingeschränkt durchgeführt werden. Da abgesehen von den bei manchen Lastwechseln auftretenden Instabilitäten, keine entscheidenden Unterschiede zwischen den Routinen an der MGT und an der HyKW Anlage zu erkennen sind, wird hier kein Vergleich durchgeführt.

In Abbildung 4.22 ist eine Gegenüberstellung eines Lastwechsels ohne Instabilitäten zu einem Lastwechsel mit Instabilitäten gezeigt. Im Fall (a) wird die Drehzahl von 75 % auf 80 % erhöht, wobei die Drehzahl zunächst stärker ansteigt, der Verlauf dann aber vor Erreichen der Solldrehzahl abflacht. Der Brennstoffmassenstrom steigt von 3,8 g/s auf 4,5 g/s. Der relative Druckverlust in der Anlage steigt an, zeigt aber keine Unregelmäßigkeiten. In Fall (b) ist ein Lastwechsel von 87,5 % Drehzahl auf 90 % Drehzahl gezeigt. Hier steigt der Brennstoffmassenstrom auf über 5 g/s an. Bei Erreichen von 5,2 g/s treten im relativen Druckverlust starke Oszillationen auf, die sich mit steigendem Massenstrom weiter erhöhen. Betrachtet man die Drücke im System, so fällt auf, dass die Ursache vor dem Turbineneintritt in der Brennkammer liegen muss, was Ähnlichkeiten zu den beobachteten Instabilitäten bei höheren Brennstoffmassenströmen beim Start aufweist. Durch das Öffnen des Bleed-Air-Ventils ($VO_{Bleed-Air-Strang}$) wird der Brennstoffmassenstrom wieder gesenkt und die Oszillationen gehen zurück. In den Versuchsreihen wurde beobachtet, dass das Auftreten der Instabilitäten abhängig von Lastwechselschritt und Startpunkt des Lastwechsels ist und damit vor allem



(a) Lastwechsel von 75 % auf 80 % Drehzahl ohne Instabilitäten (b) Lastwechsel von 87,5 % auf 90 % Drehzahl mit Instabilitäten

Abbildung 4.22 Lastwechsel über den Heißgasstrang hin zu höheren Lastpunkten in Konfiguration G

mit dem benötigten Brennstoff über den Hauptbrenner zusammenhängt. Generell gilt, dass Lastwechsel im unteren Drehzahlbereich bis 85 % in Schritten bis zu 7,5 % möglich sind. Lastwechsel im Drehzahlbereich über 85 % sollten Schritte von über 3 % nicht überschreiten. Treten trotz allem Instabilitäten auf, wie in obigem Beispiel, so stellt das Öffnen des Bleed-Air-Ventils ein geeignetes Notfallmanöver dar. Im Hinblick auf den Einsatz im Hybridkraftwerk stellen die Limitierungen in der Schrittweite der Lastwechsel keine große Einschränkung dar, da hier ohnehin nur kleine Schrittweiten mit sehr langsamen Transienten aufgrund der Trägheit der SOFC notwendig sind.

Stopp Der Stopp der MGT kann theoretisch über verschiedene Stränge oder Strangkombinationen durchgeführt werden. Zum einen kann er, wie der Start, wieder entkoppelt von der SOFC über den Bypass-Strang erfolgen. Zum anderen gekoppelt über eine Strangkombination von Kaltgasstrang und Bypass-Strang. Ein Stopp über eine Kombination von Heißgasstrang und Bypass-Strang ist nicht sinnvoll. Die SOFC muss vor dem Stopp der MGT über eine Kombination von Kaltgas- und Bypass-Strang so weit wie möglich abgekühlt werden. Nach dem Abkühlen sollte sie nicht wieder mit dem Heißgasstrang gekoppelt werden, um die Temperatur nicht wieder zu erhöhen. Der Stopp rein über den Heißgasstrang sollte dennoch untersucht

4.2 Charakterisierung der Hybridkraftwerksversuchsanlage

werden, falls die Anlage in einem besonderen Fall ohne Abkühlung der SOFC gestoppt werden muss. Des Weiteren ist für die Auswahl der Stränge entscheidend, ob die Anode der SOFC noch mit Formiergas gespült werden muss oder ob sich die Temperatur bereits unterhalb von 300 °C befindet. Zur Bewertung der verschiedenen Möglichkeiten wurden diese experimentell getestet. Im folgenden Abschnitt ist der Stopp der HyKW Konfiguration wieder jeweils dem Manöver der Standard MGT gegenübergestellt. Da die Ergebnisse der Standard MGT in Kapitel 4.1 zeigen, dass bei Stopp-Manövern, die von einer höheren Drehzahl als 75 % aus gestartet werden, sehr hohe Druckabfälle im System auftreten, wurde für den Betrieb im Hybridkraftwerk entschieden, die Routine für das kontrollierte Herunterfahren nur bei 75 % durchzuführen. Dafür spricht auch, dass die SOFC für das Herunterfahren zuerst abgekühlt werden muss, was bei höheren Drehzahlen, wegen der höheren Temperaturen im System, nicht sinnvoll ist.

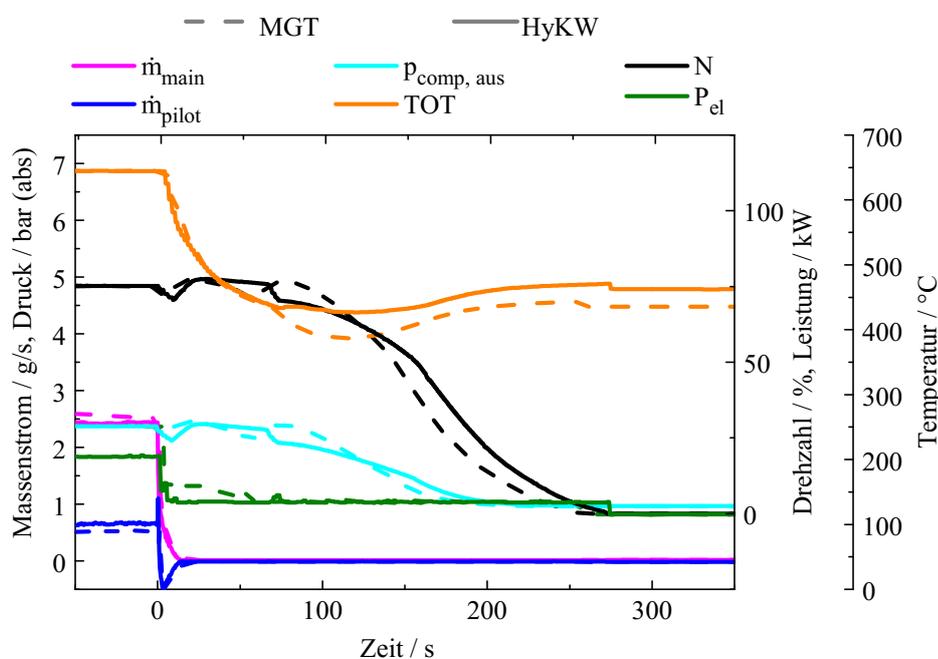


Abbildung 4.23 Vergleich des Stopps in der MGT Konfiguration C (gestrichelte Linien) mit der HyKW Konfiguration E (durchgezogene Linien) über den Bypass-Strang

In Abbildung 4.23 ist ein Stopp über den Bypass-Strang in Konfiguration E (durchgezogene Linien) dem der Standard MGT in Konfiguration C (gestrichelte Linien) gegenübergestellt. Die Verläufe wurden so übereinander gelegt, dass die Manöver gleichzeitig bei 0 s starten. Bei beiden Manövern ist zu Beginn eine TOT von 645 °C eingestellt. Der erste Abfall in der Drehzahl ist bei der HyKW Konfiguration größer als bei der MGT Konfiguration, was sich auf den Druck im System auswirkt. Danach steigt die Drehzahl in beiden Fällen auf ungefähr das gleiche Niveau bei ca. 77 % Drehzahl an. Während in der MGT Konfiguration ein erneuter

4 Ergebnisse

Abfall, gefolgt von einem Anstieg auftritt, fällt die Drehzahl in der HyKW Konfiguration zunächst nur sehr flach ab, wird einmal stark abgebremst und läuft dann aus. Die Länge der Manöver unterscheidet sich in diesem Fall um 20s. Vergleicht man mehrere Routinen der verschiedenen Konfigurationen miteinander, so stellt man fest, dass die Dauer auch bei den Routinen einer Konfiguration um bis zu 45s schwanken kann. Die Konfiguration hat somit keinen Einfluss auf die Länge des Stopps. Zusätzlich wurde beobachtet, dass in den HyKW Konfigurationen neben dem gezeigten Verlauf auch eine geringfügige Variation auftreten kann. Diese ist im Anhang A.3 in Abbildung A.10 dargestellt. Hier wird die Welle nach dem Anstieg auf ca. 77% Drehzahl nicht abgebremst und läuft gleichmäßig aus. Die Ergebnisse zeigen, dass der Stopp über den Bypass-Strang gewisse Unterschiede im Verlauf zum Stopp der Standard MGT aufweist, aber dennoch ohne Einschränkungen durchführbar ist und somit für das Betriebskonzept des Hybridkraftwerks in Betracht gezogen werden kann.

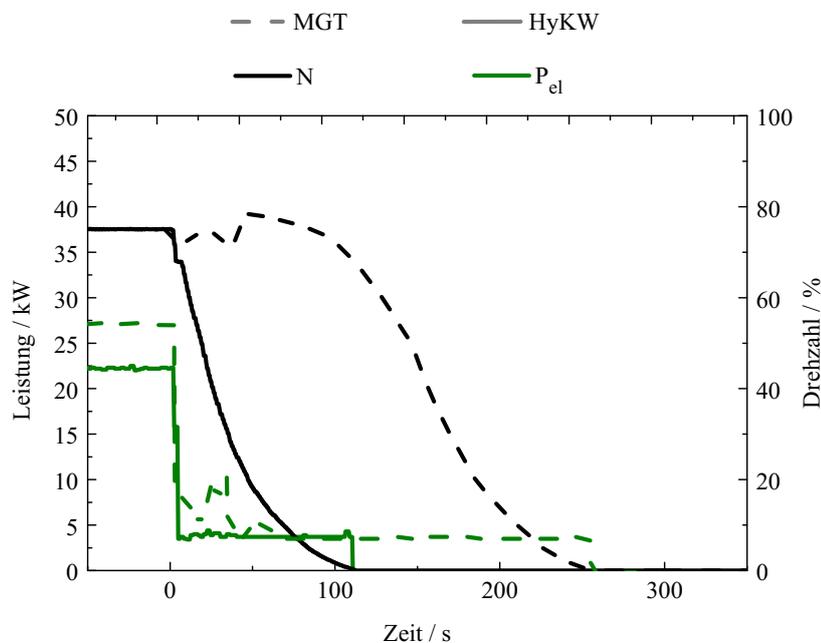


Abbildung 4.24 Vergleich des Stopps in der MGT Konfiguration A (gestrichelte Linien) mit der HyKW Konfiguration D (durchgezogene Linien) über den Heißgasstrang (modifiziert aus [108])

In Abbildung 4.24 wird ein Stopp der MGT in der Konfiguration A mit einem Stopp über den Heißgasstrang in der HyKW Konfiguration D verglichen. Unmittelbar nach dem Schließen der Brennstoffventile und damit dem Verlöschen der Flamme in der Brennkammer tritt in der Hybridkraftwerksversuchsanlage ein Verdichterpumpen auf. In der Drehzahl ist ein abrupter Abfall um mehr als 5% zu sehen. Ausgelöst durch das Pumpen wird die Welle durch die Steuerung der MGT sehr schnell bis zum Stillstand abgebremst. Damit ist das Manöver mit einer Länge von ca. 110s weniger als halb so lang wie ein normaler Stopp. Durch das

4.2 Charakterisierung der Hybridkraftwerksversuchsanlage

Pumpen treten starke Druckschwankungen im System auf, die an einer realen SOFC zu einem Materialdefekt führen würden. Der Stopp der MGT im Hybridkraftwerk rein über den Heißgasstrang ist also nicht durchführbar.

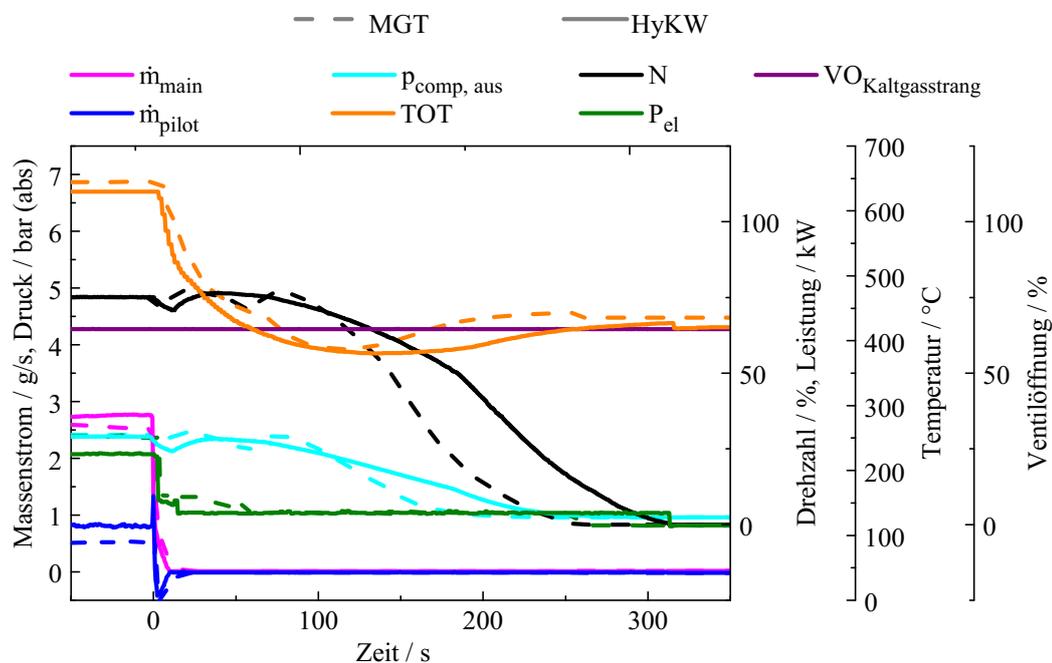


Abbildung 4.25 Vergleich des Stopps in der MGT Konfiguration C (gestrichelte Linien) mit der HyKW Konfiguration F (durchgezogene Linien) über Bypass- (100 % Ventil-Öffnungswinkel) und Kaltgasstrang (65 % Ventil-Öffnungswinkel) mit einer TOT von 630 °C

Eine weitere Möglichkeit, den Stopp durchzuführen, führt über die Strangkombination Kaltgas und Bypass. Diese Kombination ist im Hinblick auf das Betriebskonzept des Hybridkraftwerks eine sehr wichtige Variante. Die SOFC muss für das Herunterfahren abgekühlt werden. Hierzu ist vorgesehen, ähnlich dem Aufwärmen, dies unter anderem mit Hilfe des Kaltgasstrangs durchzuführen. Zur Beurteilung dieser Variante ist in Abbildung 4.25 dem Stopp der Standard MGT in Konfiguration C ein Stopp über den Bypass mit teilweise geöffnetem Kaltgasstrang in der HyKW Konfiguration F gegenübergestellt. Das Kaltgasventil ist auf einen Öffnungswinkel von 65 % eingestellt. Zusätzlich wurde die TOT im HyKW Fall auf 630 °C reduziert, was aber wie im nächsten Abschnitt behandelt wird, noch keinen Einfluss auf die Routine hat. Der Stopp verläuft wie der Stopp über den Bypass-Strang in Abbildung A.10 ohne ein zweites Abbremsen der Welle. Er zeigt ebenfalls zu Beginn einen Abfall in der Drehzahl von ca. 4 %. Es sind hier keine Fluktuationen zu sehen. Mit einer Länge von ca. 387 s ist es jedoch ein besonders langes Manöver. Der Stopp kann also auch in dieser Form über die Strangkombination durchgeführt werden und kommt für das Betriebskonzept in Frage.

Im Zusammenhang mit dem Betriebskonzept wurden an dieser Stelle weitere Überlegungen

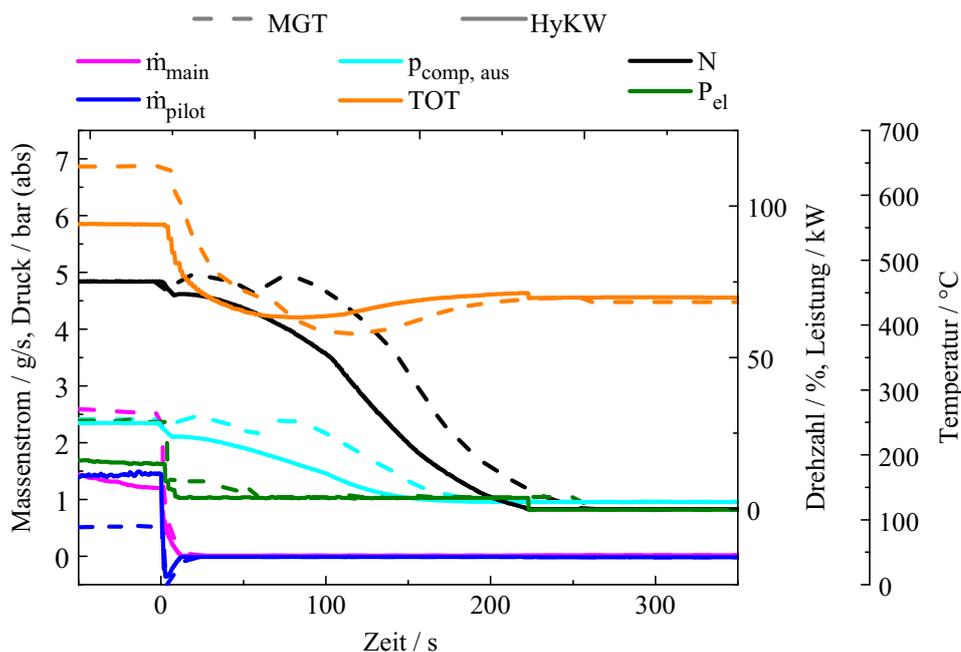


Abbildung 4.26 Vergleich des Stopps in der MGT Konfiguration C (gestrichelte Linien) mit der HyKW Konfiguration F (durchgezogene Linien) über den Bypass-Strang mit einer TOT von 550 °C

angestellt, wie die Bedingungen zu Beginn des Herunterfahrens der MGT aussehen müssen. Wie bereits erwähnt, sollte die SOFC soweit wie möglich mit Hilfe des Kaltgasstrangs abgekühlt werden. Der mögliche Öffnungswinkel des Kaltgasventils unterliegt jedoch in der Versuchsanlage den Limitierungen der Eintrittstemperatur in den Kamin. Daher liegt es nahe, die Abgastemperatur durch die Reduktion der TOT zu erniedrigen, um so einen erhöhten Massenstrom über den Kaltgasstrang zu ermöglichen. Der damit einhergehende Wirkungsgradverlust an der MGT spielt für das Herunterfahren keine Rolle. Um den Einfluss verschiedener Turbinenausstrittstemperaturen auf das Manöver Stopp zu analysieren, wurden Temperaturvariationen durchgeführt. Die Manöver wurden alle rein über den Bypass-Strang durchgeführt. Die TOT wurde dabei auf 630 °C, 615 °C, 600 °C und 550 °C reduziert. Bei den ersten drei Versuchen war kein Einfluss auf das Manöver zu erkennen. Bei einer TOT von 550 °C ist dagegen eine Veränderung zu beobachten. In Abbildung 4.26 ist daher dieses Manöver in der HyKW Konfiguration F über den Bypass-Strang dem Stopp in der MGT Konfiguration C gegenübergestellt. Auch hier ist ein Abfall in der Drehzahl von ca. 4,4% zu sehen, der sich damit in der Größenordnung der bisher untersuchten HyKW Manöver (ohne Pumpen) befindet. Dem Abfall schließt sich jedoch kein erneuter Anstieg an. Dies ist wahrscheinlich begründet in dem schon sehr niedrigen Temperaturniveau der TOT. Die Welle läuft anschließend auch hier gleichmäßig aus, ohne einen so starken Gradienten wie im Falle des Herunterfahrens nach dem Pumpen. Der Versuch zeigt, dass der Stopp mit verminderter

TOT durchführbar ist und aufgrund des gleichmäßiger abfallenden Verlaufs besser für den Einsatz in einem Hybridkraftwerk geeignet ist, als der Stopp von 645 °C.

Kritische Zustände und Notfallmanöver Anhand der durchgeführten transienten Manöver konnten bereits einige kritische Zustände an der MGT identifiziert werden. So sind bei verschiedenen Startvorgängen Instabilitäten zu beobachten, die mit Druckschwankungen in der Brennkammer einhergehen. In seltenen Fällen führten diese sogar zu Drehzahlschwankungen und damit Druckschwankungen im ganzen System. Auch bei Lastwechseln konnten derartige Instabilitäten beobachtet werden. Durch die experimentellen Untersuchungen konnte zwar nicht zweifelsfrei belegt werden, dass diese Instabilitäten auch zu Pumpen führen, jedoch liegt der Verdacht nahe, dass bei solchen Fluktuationen in der Brennkammer auch ein Flammenverlöschung auftreten kann, was wiederum in der Hybridkraftwerksversuchsanlage zum Pumpen führt. Nach einem Warmstart konnte mehrmals ein Pumpen beobachtet werden.

In diesem Abschnitt sollen nun Beispiele dieser kritischen Zustände analysiert werden. Gleichzeitig werden aber auch Möglichkeiten aufgeführt, wie der Betriebspunkt wieder hin zu stabilen Bedingungen verändert werden kann. Dabei ist vor allem der Einsatz des Bleed-Air-Strangs von Bedeutung.

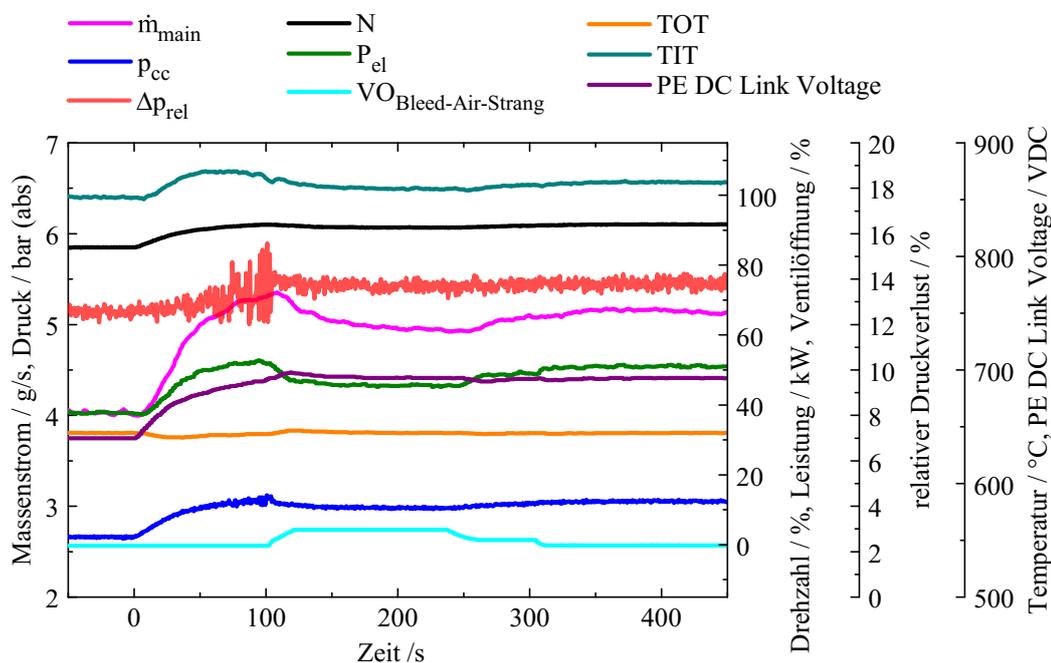


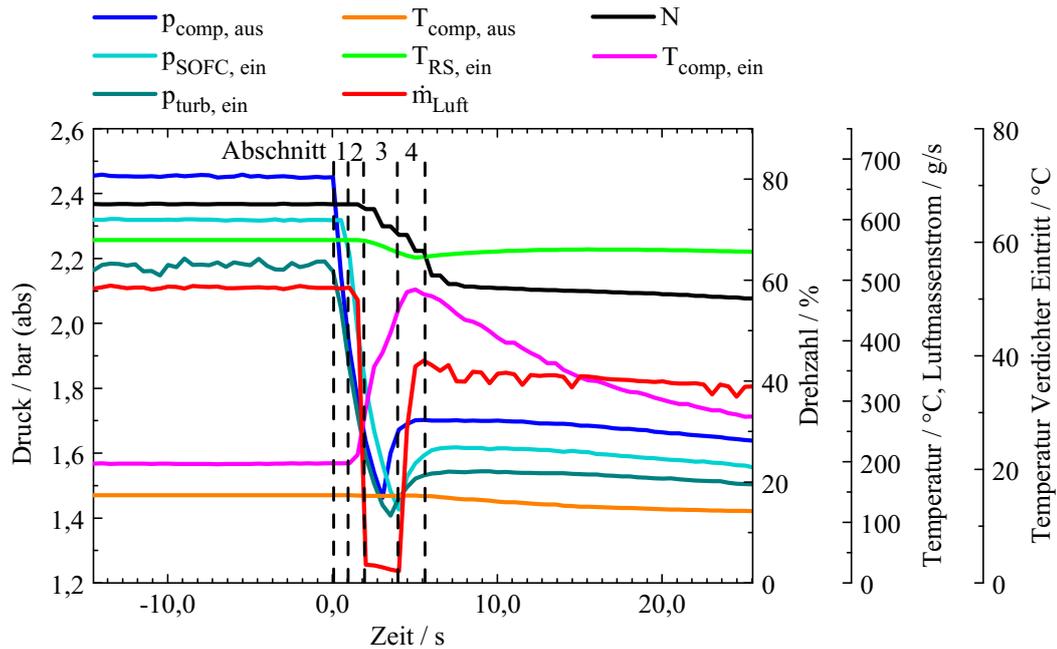
Abbildung 4.27 Notfallmanöver beim Lastwechsel von 85% auf 92,5% Drehzahl über den Heißgasstrang in Konfiguration E

In Abbildung 4.27 ist ein Lastwechsel in der Konfiguration E von 85 % auf 92,5 % Drehzahl über der Zeit aufgetragen. Ab einer Drehzahl von 90,5 % werden Schwingungen im Parameter

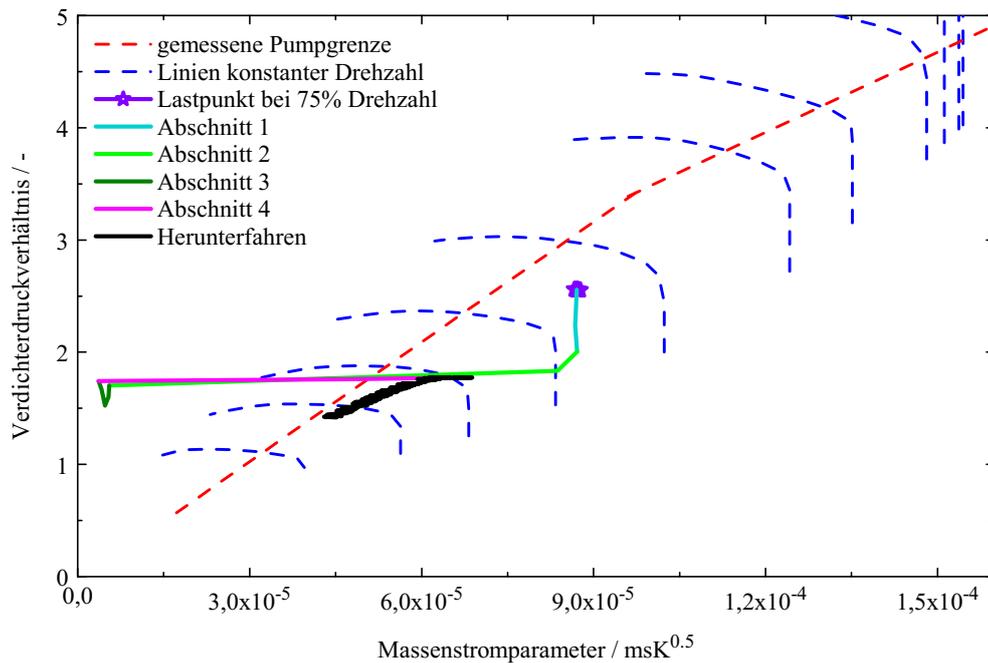
„relativer Druckverlust“ Δp_{rel} nach Gleichung 2.5 erkennbar. Diese Schwingungen nehmen mit steigender Drehzahl und damit auch steigendem Brennstoffmassenstrom über den Hauptbrenner weiter zu. Anhand der Drücke im System können sie eindeutig der Brennkammer zugeordnet werden. In diesem Fall ist sogar zu sehen, dass sich die Schwingungen auch bis vor den Brenneinlass ausbreiten, da sie ebenfalls in der Druckmessstelle vor dem Brenneintritt (p_{cc}) detektiert werden. Mit dem Öffnen des Bleed-Air-Strangs gehen die Schwingungen wieder zurück. Die Drehzahl geht von den erreichten 91,5 % durch das Öffnen des Bleed-Air-Strangs auf 90,8 % zurück. Verantwortlich für den Abfall in der Drehzahl ist das Erreichen des oberen Limits im PE DC Link, der Spannung im Zwischenkreis der Leistungselektronik (siehe Kapitel 2.2.1.2). Wird das Bleed-Air-Ventil wieder langsam geschlossen wird die Drehzahl wieder auf 91,5 % erhöht. Die angeforderten 92,5 % werden nicht erreicht, da dadurch wieder das Limit der Leistungselektronik überschritten werden würde. Die Steuerung verhält sich folgendermaßen: Wird während des Lastwechsels das Limit im PE DC Link erreicht, so wird die Drehzahl nicht weiter erhöht. Tritt die Überschreitung, wie im Falle des Einsatzes des Bleed-Air-Manövers in hohen Drehzahlbereichen auf, so wird die Drehzahl reduziert, bis der Grenzwert wieder erreicht ist. Instabilitäten, wie hier in Abbildung 4.27 dargestellt, wurden vor allem in transienten Manövern beobachtet, in denen der Brennstoffmassenstrom zum Hauptbrenner stark ansteigt (siehe dazu auch den Abschnitt Lastwechsel). Zusätzlich müssen hierzu aber noch weitere Faktoren, wie die Umgebungsbedingungen und die Bedingungen in der Anlage beitragen, da allein ein starker Anstieg im Brennstoffmassenstrom nicht immer zwingend zu den Instabilitäten führte.

Das Verdichterpumpen, das bei Überschreiten der Stabilitätsgrenze des Verdichters (Pumpgrenze) auftritt, stellt für die SOFC aufgrund der hierbei auftretenden starken Druckgradienten einen der kritischsten Vorgänge dar und soll daher hier näher untersucht werden. In Abbildung 4.28 ist ein solches Pumpen als Verlauf verschiedener Größen über der Zeit (4.28a) und im Verdichterkennfeld (4.28b) dargestellt. Das Pumpen trat bei der Konfiguration G nach einem Warmstart beim Strangwechsel von Bypass zu Heißgas auf. Durch die für ein Pumpphänomen recht träge Aufzeichnungsrate der Messdatenerfassung von 2 Hz kann nicht genau bestimmt werden, was zum Pumpen geführt hat. Es wird angenommen, dass ein Flammenverlösch in der Brennkammer ursächlich ist, da der Betriebspunkt vor dem Pumpen an sich einen ausreichenden Pumpgrenzabstand aufwies. Im Verdichterkennfeld ist das Manöver in verschiedene Sektionen unterteilt (markiert in unterschiedlichen Farben), die im Folgenden erläutert werden. Zu Beginn befindet sich die Anlage in einem Betriebspunkt bei 75 % Drehzahl über den Bypass-Strang, der Heißgasstrang wird langsam geöffnet. Im Verdichterkennfeld ist zu sehen, dass die Lage des Punktes eigentlich einen genügend großen Pumpgrenzabstand aufweist. In Sektion 1 fällt der Druck im System abrupt ab. Die Druckdifferenz zwischen Verdichteraustritt und Turbineneintritt fällt auf null ab. Der weitere Druckabfall in Sektion 2

4.2 Charakterisierung der Hybridkraftwerksversuchsanlage



(a) Verdichterpumpen im zeitlichen Verlauf



(b) Verdichterpumpen dargestellt im Verdichterkennfeld

Abbildung 4.28 Verdichterpumpen in Konfiguration G (modifiziert aus [100])

wird nun auch von einem Abfall im Massenstrom überlagert. Der Betriebspunkt verschiebt sich über die Pumpgrenze nach links. Der hier gezeigte Verlauf in Sektion 1 und 2 mit nacheinander folgendem Druckabfall und Massenstromabfall ist nicht typisch für ein Pumpen,

4 Ergebnisse

da hier der Abfall in den zwei Größen parallel abläuft. Dies kann hier wieder zum einen auf die Messdatenerfassung mit einer Aufnahmezeit von 2 Hz zurückgeführt werden. Zusätzlich sind Druck- und Massenstrommessung nicht synchronisiert. Daher kann es hier durch die sehr schnellen Vorgänge zu Verzerrungen kommen. In der Verdichtereintrittstemperatur ($T_{comp, ein}$) ist ein starker Anstieg auf knapp 60°C zu sehen. Dies deutet auf eine Rückströmung durch den Verdichter ins Kabinett vor dem Verdichtereinlass hin. Im Luftmassenstrom ist nach dem Abfall nur ein Verharren auf einem Level nahe 0 g/s zu sehen. Jedoch wird der Massenstrom in der Anlage mit Staudrucksonden gemessen, die nicht in der Lage sind einen negativen Massenstrom aufzunehmen. Daher sinkt der Massenstrom nicht ins negative. In Sektion 4 steigt der Massenstrom wieder an. In den Drücken ist hier auch wieder eine Differenz zwischen Verdichteraustritt und Turbineneintritt zu erkennen. Die Turbinensteuerung hat zu diesem Zeitpunkt registriert, dass ein Fehler an der Anlage vorliegt und leitet daher einen Stopp der Anlage ein. Der Druckabfall am Eintritt in die SOFC von 2,3 bar auf 1,43 bar innerhalb von 3s hätte zu einem Materialdefekt an der SOFC geführt. In der MGT kann ein solches Pumpen ebenfalls zu Schäden führen, da durch die Rückströmung heißes Gas an Stellen gelangt, die dafür nicht ausgelegt sind. Zudem stellt das Pumpen eine starke mechanische Belastung für die Bauteile dar. Mit einem rechtzeitig eingeleiteten Bleed-Air-Manöver hätte das Pumpen höchstwahrscheinlich verhindert werden können. Daher ist es für ein Hybridkraftwerk zum einen sehr wichtig, solche Phänomene über geeignete Sensoren frühzeitig zu erkennen und Gegenmaßnahmen einzuleiten. Zum anderen können Gegenmaßnahmen präventiv eingesetzt werden bei Manövern, welche kritisch hinsichtlich der Stabilität sind.

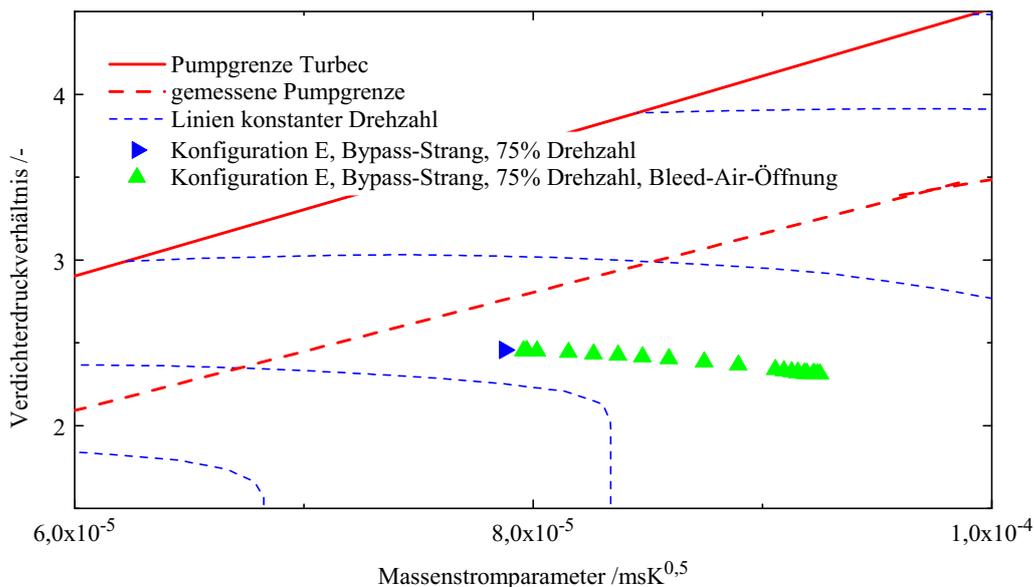


Abbildung 4.29 Auswirkungen des Abblasens von Luft über das Bleed-Air Ventil auf den Lastpunkt im Verdichterkennfeld in Konfiguration E

4.2 Charakterisierung der Hybridkraftwerksversuchsanlage

Im Folgenden soll nun näher betrachtet werden, was beim Einsatz des Bleed-Air-Strangs in der Anlage abläuft. Der Bleed-Air-Strang leitet die Luft nach dem Verdichter direkt in einen Kamin und somit aus dem System heraus. Wird das Ventil geöffnet, so wird der Gegendruck am Verdichterausgang reduziert. Dies führt dazu, dass der Verdichter in einen anderen Betriebspunkt gezwungen wird. Das Verdichterdruckverhältnis sinkt ab. Der Massenstrom durch die Turbine wird reduziert, der Gesamtmassenstrom, den der Verdichter fördert, wird jedoch durch das niedrigere Druckverhältnis erhöht. Im Verdichterkennfeld (siehe Abbildung 4.29) wandert der Betriebspunkt somit mit steigendem Bleed-Air-Ventilöffnungswinkel von der Pumpgrenze weg. Damit lässt sich der Pumpgrenzabstand in einem Betriebspunkt vergrößern. Da jedoch der Luftmassenstrom und der Druck im System verringert werden, hat dies auch eine negative Auswirkung auf die elektrische Leistung und somit auf den elektrischen Wirkungsgrad der Anlage. Im höheren Drehzahlbereich bzw. bei sehr hohen Bleed-Air-Massenströmen kann es

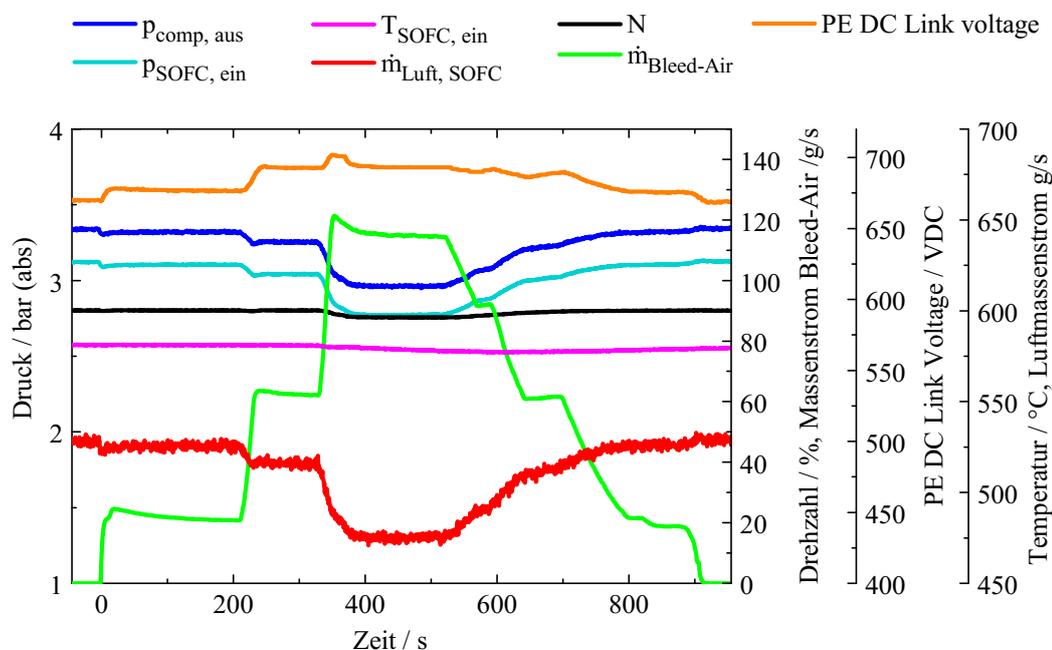


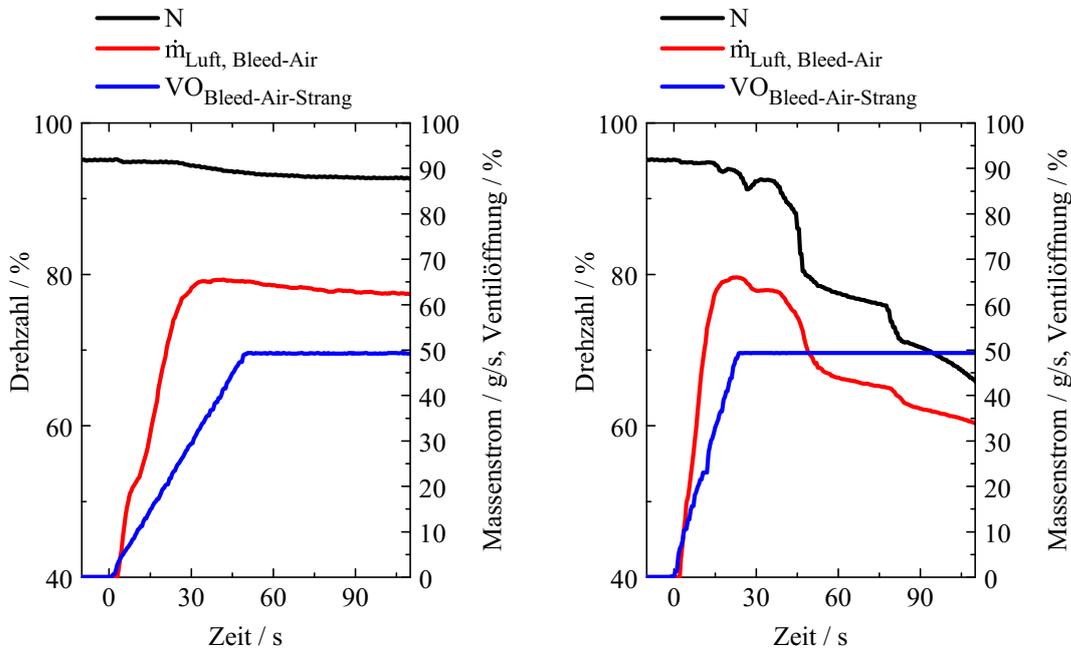
Abbildung 4.30 Auswirkungen des Abblasens von Luft über das Bleed-Air Ventil in Konfiguration G (modifiziert aus [100])

auch, wie im Beispiel des Lastwechsels, dazu kommen, dass in der Leistungselektronik ein Limit überschritten wird und zusätzlich die Drehzahl von der Turbinensteuerung reduziert wird. Daher ist der Einsatz des Bleed-Air-Strangs nicht für den Dauerbetrieb geeignet. In Abbildung 4.30 ist dargestellt, wie die unterschiedlichen Bleed-Air-Massenströme auf die Anlage einwirken. Während bei einem Bleed-Air-Massenstrom von 20 g/s nur ein sehr kleiner Einfluss zu sehen ist, wird der Luftmassenstrom durch die Turbine bei einem Bleed-Air-Massenstrom von 120 g/s bereits um ca. 50 g/s, die Drücke im System um ca. 0,3 bar reduziert. In diesem

4 Ergebnisse

Fall fällt auch die Drehzahl von 90 % auf 87,7 % ab, da im PE DC Link das Limit überschritten wird.

Für den Einsatz als Notfallmanöver muss das Öffnen des Bleed-Air-Strangs möglichst schnell durchgeführt werden können. Dazu wurden in den unterschiedlichen Konfigurationen die Parameter Öffnungswinkel des Bleed-Air-Ventils und der Gradient, mit dem das Ventil gefahren wird, untersucht. Der maximal erreichbare Bleed-Air-Massenstrom ist abhängig von der Drehzahl und lag bei den Konfigurationen E bis G bei ca. 120 g/s bei Konfiguration D nur bei 65 g/s (hier wurde zwischen den Versuchsreihen eine Optimierung durchgeführt). Die Versuchsreihen haben gezeigt, dass oberhalb eines Öffnungswinkels von ca. 50 % kein signifikanter Anstieg im Massenstrom mehr zu sehen ist. Bei größeren Ventilöffnungswinkeln limitiert das Rohr des Bleed-Air-Strangs den Massenstrom. Daraus wurde abgeleitet, dass das



(a) Öffnen den Bleed-Air-Ventils auf 50 % mit einem Gradienten von 1 %/s (b) Öffnen den Bleed-Air-Ventils auf 50 % mit einem Gradienten von 2 %/s

Abbildung 4.31 Vergleich verschiedener Gradienten für das Öffnen des Bleed-Air Ventils in Konfiguration D (modifiziert aus [108])

Bleed-Air-Ventil bis höchstens 50 % Öffnungswinkel geöffnet werden muss. Der minimal erforderliche Bleed-Air-Massenstrom schwankt sehr stark, abhängig von Instabilität, Betriebspunkt und Konfiguration. Daher soll in einem kritischen Zustand immer der maximal definierte Öffnungswinkel verwendet werden. Durch ein schnelles Öffnen des Bleed-Air-Ventils kommt es zu kurzzeitigen Abfällen in der Drehzahl, die aber von der Steuerung im unteren Drehzahlbereich wieder ausgeglichen werden können, wie in Abbildung A.12 am Beispiel von 75 %

Drehzahl gezeigt werden kann. Die Größe der Abfälle ist abhängig vom Gradienten, mit dem das Ventil geöffnet wird. Bei höheren Drehzahlen führt jedoch ein zu hoher Öffnungsgradient dazu, dass die Anlage die Drehzahl nicht mehr halten kann und die MGT herunter fährt. In Abbildung 4.31 sind dazu zwei Bleed-Air-Manöver bei einer Drehzahl von 95 % in der Konfiguration D dargestellt. Durch das Öffnen auf 50 % strömen über den Strang in diesem Fall 65 g/s Luft. Bei einem Gradienten von 1 %/s (linkes Bild) ist zwar ein Absinken der Drehzahl zu beobachten, die sich aber bei 92,5 % wieder einregelt. Bei 2 %/s allerdings fällt die Drehzahl so stark ab, dass die Steuerung noch versucht dagegen zu steuern, dann jedoch die Anlage herunterfährt. Daher muss der Öffnungsgradient für den Einsatz als Notfallmanöver auf 1 %/s begrenzt werden.

Die hier vorgestellte Analyse des Pumpvorgangs und die durchgeführten Untersuchungen zum Einsatz des Bleed-Air Manövers tragen zur Entwicklung geeigneter Frühwarnsysteme und Gegenmaßnahmen bei. Es sind jedoch noch weitergehende Untersuchungen notwendig, die aufgrund der sehr schnellen Vorgänge beim Pumpen im Rahmen dieser Arbeit nicht durchgeführt werden konnten, da hierzu eine wesentlich schnellere Messdatenerfassung notwendig ist.

4.2.2 Stationäres Betriebsverhalten

Das Ziel dieses Kapitels ist es, den Einfluss der für den Hybridkraftwerksaufbau zusätzlich benötigten Komponenten sowie der SOFC auf die MGT und die gegenseitige Beeinflussung von SOFC und MGT beim Betrieb im stationären Bereich herauszuarbeiten. Auch hier wurde, wie bei den transienten Vorgängen, die Charakterisierung schrittweise, anhand der einzelnen Konfigurationen, durchgeführt. Mit der Konfiguration E konnte zunächst der Einfluss der zusätzlichen Rohrleitungen, des Interfaces sowie der Ventile und Klappen untersucht werden. Der SOFC Simulator wurde in zwei Schritten entsprechend Konfiguration F und G implementiert. Für die Vergleichbarkeit aller Konfigurationen fand im SOFC Simulator keine Temperaturnachbildung statt - dies wird im Folgenden als „kalte“ Betriebsweise bezeichnet. Das „kalt“ bezieht sich dabei ausschließlich auf den nicht betriebenen Erdgasbrenner im Gasvorwärmer des Simulators. In einer weiteren Versuchsreihe wurden unterschiedliche SOFC Austrittstemperaturen analysiert - die Ergebnisse sind daher als „heiße“ Betriebsweisen gekennzeichnet. Die Umgebungsbedingungen, die gleichzeitig die Eintrittsbedingungen darstellen, beeinflussen das Betriebsverhalten der MGT. Die Versuche wurden über einen längeren Zeitraum und damit verbunden über einen Eintrittstemperaturbereich von 10 °C bis 28 °C durchgeführt. Über aufeinander folgende Messtage veränderten sich die Temperaturen um bis zu 5 °C. In Tabelle 4.2 sind die über eine Messreihe gemittelten Eintrittsbedingungen dargestellt. Einen weiteren noch entscheidenderen Einfluss auf die Ergebnisse hat das Aufwärmen der Anlage.

Konfiguration	Umgebungstemperatur [°C]	Umgebungsdruck [bar (abs)]	rel. Feuchte [%]
E	27,27	0,97	41,38
F kalt	24,86	0,96	44,29
F heiß	24,84	0,96	45,67
G kalt	21,08	0,96	47,61
G heiß	19,01	0,97	52,37

Tabelle 4.2 Gemittelte Umgebungsbedingungen bei den Messreihen der einzelnen Hybridkraftwerkskonfigurationen

Durch den massiven Rohrleitungsaufbau und den SOFC Simulator, der allein schon eine Masse von 1,3 t aufweist, werden zum vollständigen Aufheizen mehrere Stunden benötigt. Aufgrund der begrenzten Versuchszeit konnte die Anlage nicht immer genügend lange in den Betriebspunkten vorgewärmt werden, bevor die Messpunkte aufgenommen wurden, was vor allem auf Lastpunkte im unteren Bereich bzw. Punkte zu Beginn des Messtags zutrifft. Daraus ergeben sich Einschränkungen bei der Interpretation der Ergebnisse, da bei einigen beobachteten Phänomenen der Anteil, der auf das Vorwärmen zurückzuführen ist, nicht eindeutig quantifiziert werden kann. Um einen Anhaltspunkt zu geben, wie weit die Anlage aufgewärmt war, sind im Anhang A.2 Temperaturverläufe über das Rohrleitungssystem der verschiedenen hier behandelten Messreihen aufgetragen. In den einzelnen Drehzahlpunkten sind die Bereiche um den SOFC Simulator von den Aufheizeffekten betroffen, während die Temperaturen direkt an der MGT bereits als stationär anzusehen sind.

Betriebsverhalten ohne Temperaturnachbildung im SOFC Simulator Die Komponenten des Hybridkraftwerks haben einen entscheidenden Einfluss auf den Druckverlust zwischen Verdichteraustritt und Turbineneintritt. In Abbildung 4.32 sind die relativen Druckverluste, nach Gleichung 2.5, der einzelnen HyKW Konfigurationen denen der Standard MGT gegenübergestellt. Bei den MGT Konfigurationen ist deutlich der Einfluss des Coriolis Massenstrommessgeräts zwischen Konfiguration A, B und C zu sehen. Die Verläufe des relativen Druckverlusts der HyKW Konfigurationen zeigen im Gegensatz zu den MGT Konfigurationen eine starke Abhängigkeit vom Lastpunkt. Hier spielt unter anderem die Aufwärmung der Anlage, vor allem im unteren Drehzahlbereich, eine Rolle, da sich durch die Temperaturerhöhung im Rohrleitungssystem der relative Druckverlust weiter erhöht. Jedoch kann, nach einer Abschätzung mit Hilfe der auftretenden Gradienten in Temperatur und Druck, eine Angleichung der Druckverluste über den Drehzahlbereich auf das Niveau der hohen Lastpunkte, wie sie

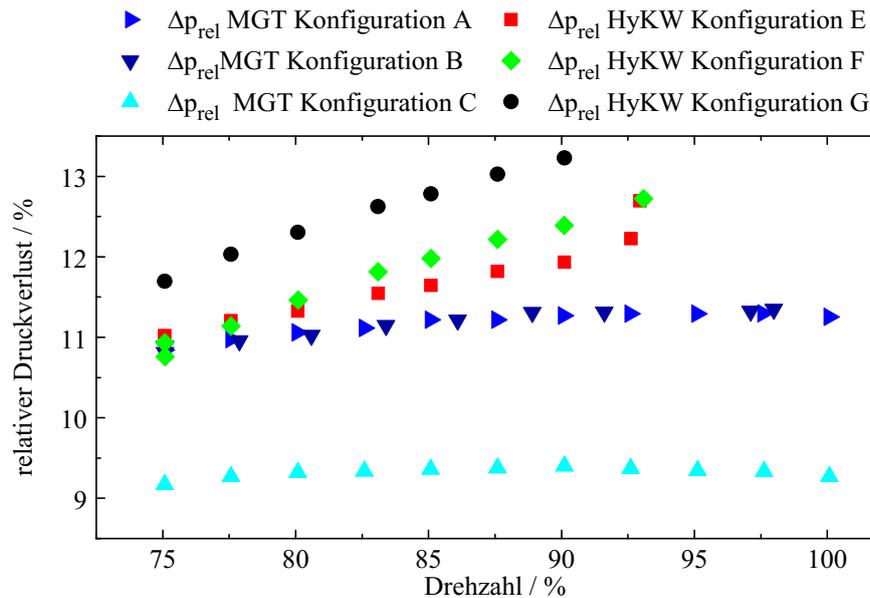


Abbildung 4.32 Vergleich des relativen Druckverlusts zwischen Verdichteraustritt und Turbineneintritt der verschiedenen Konfigurationen (modifiziert aus [109])

bei der Standard MGT auftritt, ausgeschlossen werden. Die daraus resultierende Kurve zeigt weiterhin einen Anstieg mit steigender Drehzahl, jedoch mit wesentlich flacherem Verlauf. Die Hybridkraftwerkskonfigurationen weisen untereinander einen, je nach Ausbaustufe, erhöhten Druckverlust auf. Während der Unterschied zwischen dem Rohrleitungssystem und dem System mit Gasvorwärmer und SOFC Druckkessel gering ist, steigt der relative Druckverlust hin zur Gesamtanlage mit Einbauten im SOFC Druckkessel nochmals deutlich an. Weiterhin ist in Abbildung 4.32 bereits die Einschränkung im Betriebsbereich über die Drehzahl zu sehen. In Konfiguration E und F konnten jeweils 92,5 % erreicht werden, in Konfiguration G nur noch 90 % Drehzahl. Dies hat mehrere Gründe. In der Konfiguration G konnte, wie im Abschnitt 4.2.1 an den Einschränkungen beim Lastwechsel gezeigt wurde, bereits ein Lastpunkt von 90 % Drehzahl aufgrund auftretender Instabilitäten in der Brennkammer nicht zuverlässig angefahren werden. Bei den anderen HyKW Konfigurationen ist, wie in Abbildung 4.33 gezeigt, das obere Limit der Leistungselektronik in der Spannung im Zwischenkreis (PE DC Link) im Drehzahlbereich um 92,5 % mit 692,8 VDC erreicht (siehe Kapitel 2.2.1.2). Der erreichte Wert im PE DC Link wird neben der Anlagenkonfiguration auch von Umgebungsbedingungen, wie der Temperatur beeinflusst. Daher sind auch innerhalb der Werte einer MGT Konfiguration Unterschiede zu sehen. In der Konfiguration B konnte mit dem verlängerten Flammrohr keine 100 % Drehzahl erreicht werden.

In Abbildung 4.34 sind die in allen Konfigurationen erreichten Lastpunkte in das Verdichterkennfeld eingetragen. Hier ist zu beachten, dass der Luftmassenstrom der MGT Konfigurationen und die von Zanger et al. [93] vermessene Pumpgrenze mittels Coriolis

4 Ergebnisse

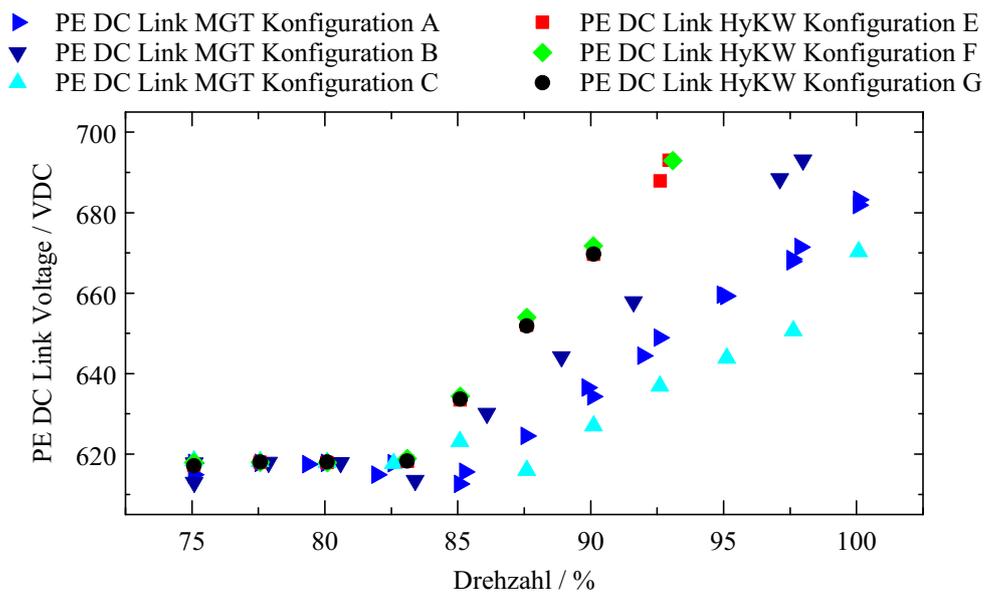


Abbildung 4.33 Vergleich des PE-DC Links an der Leistungselektronik der verschiedenen Konfigurationen

Messgerät aufgenommen wurden, der Luftmassenstrom der HyKW Konfigurationen mittels Staudrucksonde. Messdaten der MGT Konfiguration C sind nicht aufgetragen, da hier kein Luftmassenstrom gemessen wurde. Während die MGT Konfigurationen über den gesamten Betriebsbereich einen ausreichenden Abstand zur Pumpgrenze aufweisen, liegen die Lastpunkte in den Hybridkraftwerkskonfigurationen im Lastbereich von 87,5 % bis 92,5 % bereits sehr nahe bzw. auf der Pumpgrenze. Diese Überlappung mit der Pumpgrenze ist auf die unterschiedlichen Massenstrommessaufnehmer zurückzuführen. Alle dargestellten Lastpunkte konnten stabil gehalten werden. Die Punkte der einzelnen HyKW Konfigurationen liegen nah beieinander. Ein klarer Trend, wie beim Druckverlust, ist nicht erkennbar. Im Vergleich zur Mikrogasturbine führt der Hybridkraftwerksaufbau dazu, dass sich der Pumpgrenzabstand abhängig von Lastpunkt und Konfiguration um 50 bis 80 % verringert. Zudem deutet die Lage der Punkte im Verdichterkennfeld darauf hin, dass auch ohne das Limit in der Leistungselektronik, ein Betrieb über 92,5 % Drehzahl aufgrund des Pumpgrenzabstands nicht möglich wäre. Mit den originalen Turbec Turbokomponenten kann somit in der Versuchsanlage nur ein eingeschränkter Betriebsbereich erreicht werden, der aber auch den Betriebsbereich des real gekoppelten Hybridkraftwerks limitieren würde. Daher sollte für eine reale Kopplung auf Basis einer Turbec T100PH eine Optimierung der Turbokomponenten in Betracht gezogen werden.

In den Hybridkraftwerkskonfigurationen ergibt sich, abhängig von der Ausbaustufe, ein unterschiedlicher Temperaturverlust über das Rohrleitungssystem, der in die Lage des Betriebspunkts eingeht. Dazu sind in Abbildung 4.35 die Austrittstemperaturen aus dem Rekuperator

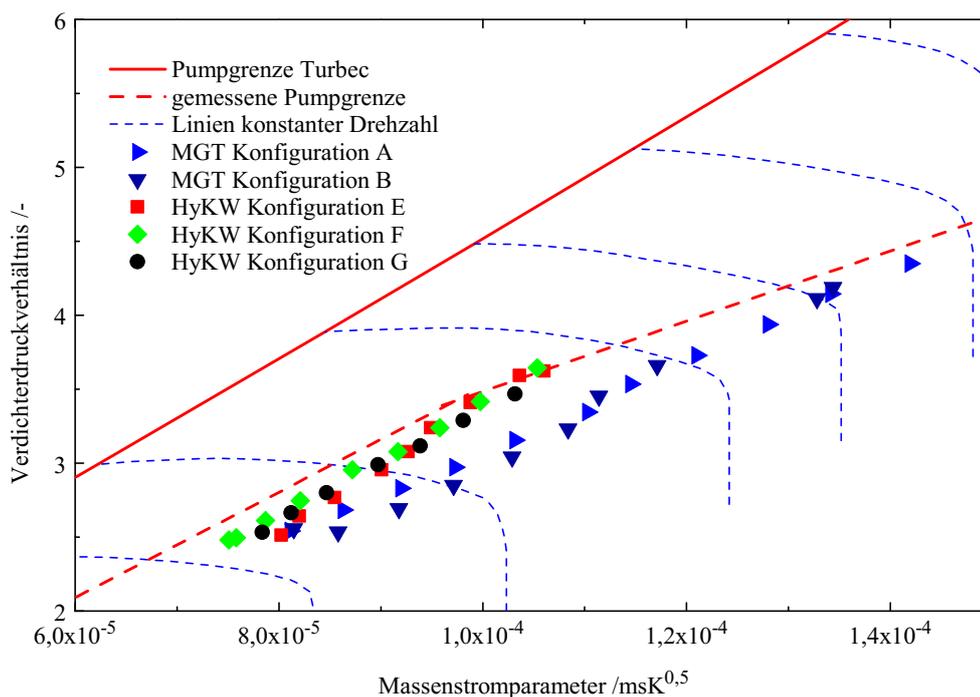


Abbildung 4.34 Vergleich der verschiedenen Konfigurationen im Verdichterkennfeld (modifiziert aus [109])

und die Eintrittstemperaturen in den Brenner für alle Konfigurationen aufgetragen. Die Austrittstemperaturen aus dem Rekuperator liegen bis zu einer Drehzahl von 90 % sehr gut übereinander. Danach ist bei den MGT Konfigurationen mit Coriolis der in Abschnitt 4.1 beschriebene Abfall in den Temperaturen erkennbar, wohingegen die Temperatur in Konfiguration C sehr langsam mit steigender Drehzahl absinkt und in den HyKW Konfigurationen gar kein Abfall zu sehen ist. Für die Eintrittstemperaturen am Brenner ergibt sich dagegen, wie erwartet ein anderes Bild. Für Konfiguration B sind keine Daten am Eintritt in die Brennkammer vorhanden. In den MGT Konfigurationen A und C liegt die Temperatur am Brenneintritt höher als die Rekuperatoraustrittstemperatur, da die Luft in einem Ringspalt am heißen Gehäuse der Turbine und am Flammrohr entlang geleitet wird (siehe dazu die Abbildungen 2.6 und 3.6). Im Hybridkraftwerksaufbau ist das Rohrleitungssystem und der Simulator zwischen Rekuperatoraustritt und Brenneintritt integriert. Die Steigung in den Verläufen der HyKW Konfigurationen lassen sich wieder hauptsächlich auf die, vor allem im unteren Lastbereich, noch nicht vollständig aufgewärmte Anlage zurückführen (siehe dazu die Aufwärmkurven in Anhang A.2). Generell zeigen die Verläufe einen sehr großen Temperaturverlust, der durch den Hybridkraftwerksaufbau verursacht wird. Bei den Konfigurationen F und G werden die Verluste über den SOFC Simulator nochmals weiter erhöht. Der unstetige Verlauf in Konfiguration F ergibt sich dadurch, dass die Punkte an zwei Messtagen aufgenommen wurden mit der Unterbrechung zwischen 80 und 83%. Auch hier zeigt sich der Einfluss der Auf-

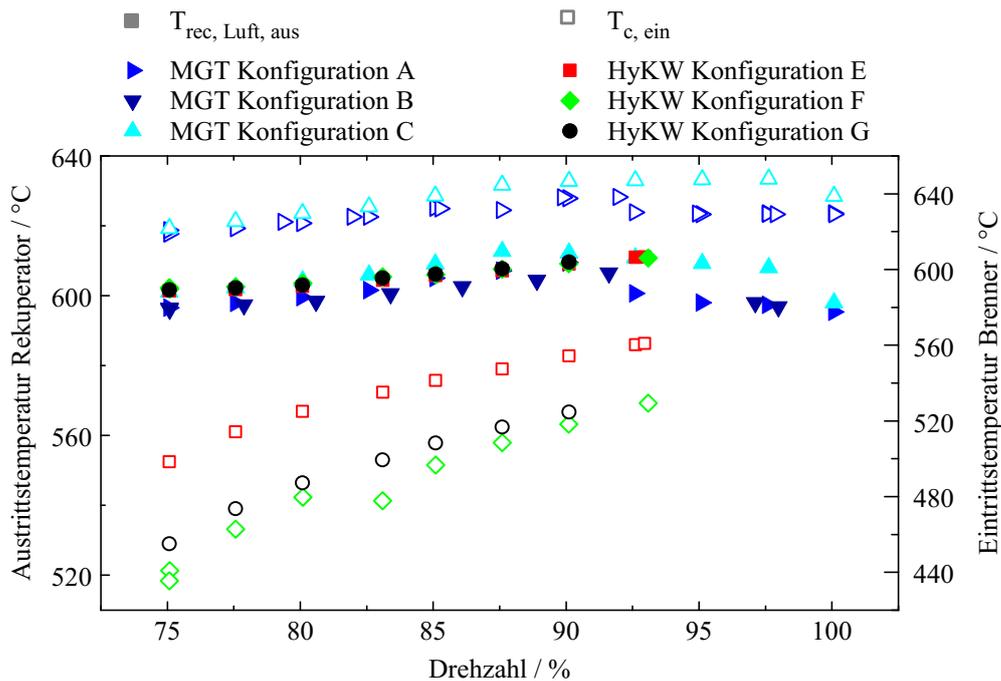


Abbildung 4.35 Vergleich der Rekuperatoraustrittstemperatur (ausgefüllte Datenpunkte) und der Brenneintrittstemperatur der verschiedenen Konfigurationen (modifiziert aus [109])

wärmung. Die Temperaturverluste über die Rohrleitungen haben bei einem Hybridkraftwerk einen entscheidenden Einfluss auf den Betriebsbereich und sollten daher minimiert werden, wie z.B. Steilen et al. in [113] zeigt. Hier zeigt die Hybridkraftwerksversuchsanlage ein großes Optimierungspotenzial. Daher sollte bei der Auslegung eines zukünftigen Hybridkraftwerks ein Hauptaugenmerk auf ein möglichst kompaktes, gut isoliertes Rohrleitungssystem gelegt werden.

Der Temperaturverlust muss in der MGT Brennkammer wieder ausgeglichen werden, um die erforderliche Turbinenausstrittstemperatur von 645 °C zu erreichen. Hierbei fällt jedoch auf, dass trotz gleicher TOT und niedrigerem Druckverhältnis über die Turbine, die Turbineneintrittstemperaturen in allen HyKW Konfigurationen wesentlich über denen der Standard MGT liegen (siehe Abbildung 4.36). In 4.1 wurde bereits beschrieben, dass die Konfiguration B mit verlängertem Flammrohr eine durchschnittlich höhere Temperatur als die Konfigurationen mit kurzem Flammrohr zeigt, der Unterschied war aber hierbei so gering, dass er noch im Bereich der Messungenauigkeit eingeordnet werden könnte. In den HyKW Konfigurationen ist dieser Unterschied jedoch eindeutig. Es wird angenommen, dass sich durch den Hybridkraftwerksaufbau das Strömungsfeld am Austritt aus der Turbine ändert und die TOT Messung in der MGT Steuerung über 2 Thermoelemente somit verfälscht wird. Dafür spricht auch, dass die abgasseitigen Austrittstemperaturen aus dem Rekuperator im HyKW Fall höher sind (siehe Abbildung A.13 im Anhang A.3). Für eine genauere Untersuchung wäre eine

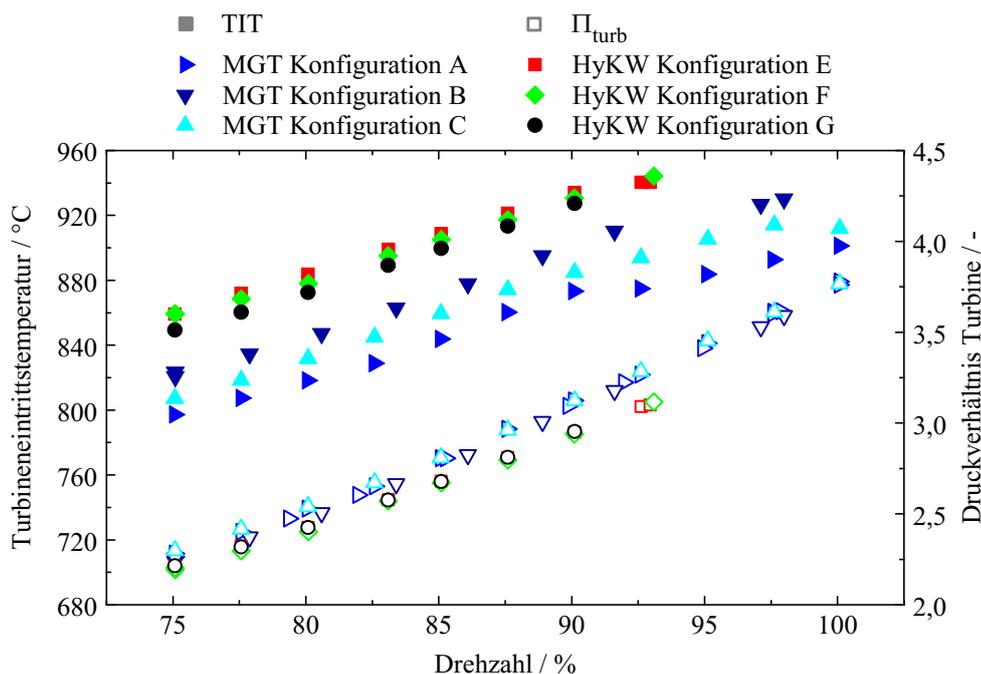


Abbildung 4.36 Vergleich der Turbineneintrittstemperatur (ausgefüllte Datenpunkte) und des Druckverhältnisses an der Turbine der verschiedenen Konfigurationen (modifiziert aus [109])

entsprechend fein aufgelöste Temperaturmessung über die Querschnitte am Turbinenaustritt und am Rekuperatoraustritt notwendig.

Betriebsverhalten mit Temperaturnachbildung im SOFC Simulator An den Konfigurationen F und G wurden bei verschiedenen Drehzahlen Variationen der SOFC Austrittstemperatur von 500 bis 850 °C durchgeführt. Aus Gründen der Übersichtlichkeit wird im Folgenden nur noch die Konfiguration G betrachtet, da diese Konfiguration die vollständige Ausbaustufe darstellt. Auch die folgenden Messreihen sind wieder von Aufwärmprozessen betroffen. Daher sind im Anhang A.2 in den Abbildungen A.7 und A.8 die Aufwärmkurven für die beiden Messtage gezeigt. Für den Einsatz des Originalbrenners der Firma Turbec an der MGT mussten die Austrittstemperaturen aus dem Gasvorwärmer auf maximal 850 °C beschränkt werden, was, durch die Kühlung am Interface, Eintrittstemperaturen in den MGT Brenner von maximal 750 °C entspricht.

Die Untersuchung der Auswirkung der unterschiedlichen Vorheiztemperaturen im Gasvorwärmer des SOFC Simulators auf das Verhalten der Anlage ist durch den Aufbau der Hybridkraftwerksversuchsanlage sehr komplex. Das Interface, das die Mikrogasturbine mit dem Rohrleitungssystem und der SOFC verbindet, fungiert als zusätzlicher Wärmeübertrager. Aufgrund des mehrlagigen Aufbaus (dargestellt in Abbildung 3.6) wird die Luft, die im Ringspalt zwischen Gehäuse und innerem Rohr zum Rohrleitungssystem geleitet wird, durch

4 Ergebnisse

den heißen Abgasstrom der SOFC und die heißen Brennkammerwände der MGT weiter erhitzt. Somit beeinflusst die SOFC Austrittstemperatur gleichzeitig auch die SOFC Eintrittstemperatur. Die folgenden Messwerte sind daher über einer relativen Temperaturerhöhung in Bezug auf die Eintrittstemperatur in den Gasvorwärmer aufgetragen, die sich nach Gleichung 4.2 berechnet.

$$\Delta T_{rel} = \frac{T_{Interface, ein} - T_{Gavo, ein}}{T_{Gavo, ein}} \cdot 100\% \quad (4.2)$$

Durch den Bezug auf die Temperatur am Eintritt in den Gasvorwärmer kann hier zwar die relative Aufwärmung unabhängig von Veränderungen durch die Aufheizung des Rohrleitungssystems und des Druckkessels berechnet werden, der Einfluss der Aufwärmung auf das Verhalten der Anlage an sich bleibt jedoch bestehen.

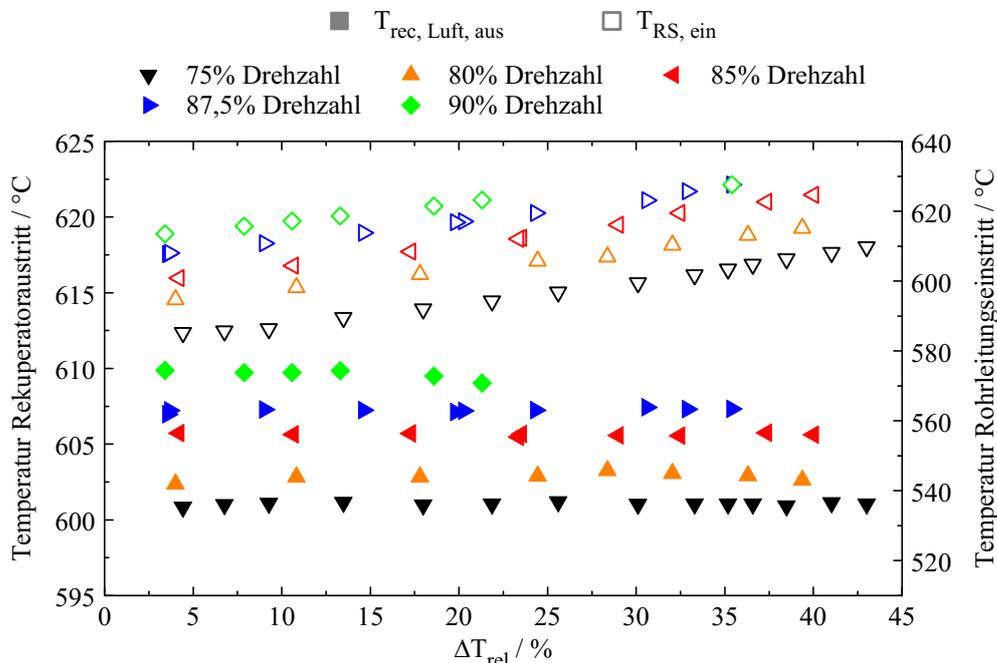


Abbildung 4.37 Einfluss des Interfaces auf die Eintrittsbedingungen in das Rohrleitungssystem bei unterschiedlichen SOFC Austrittstemperaturen und Drehzahlen in Konfiguration G: Vergleich der Rekuperatoraustrittstemperaturen zu den Eintrittstemperaturen in das Rohrleitungssystem

Während die Austrittstemperaturen aus dem Rekuperator bei einer konstanten Drehzahl und Variation der SOFC Temperatur nahezu konstant bleiben (siehe Abbildung 4.37) ist mit ansteigenden SOFC Austrittstemperaturen ein Anstieg der Temperaturen im Rohrleitungssystem ($T_{RS, ein}$) nach dem Interface zu sehen und daraus folgend auch am SOFC Simulator. Die Messstelle am Eintritt in das Rohrleitungssystem ist, wie die Aufwärmkurven zeigen, nur marginal durch die Aufwärmprozesse beeinflusst. Die Messdaten zeigen folglich rein den Effekt des Interface-Aufbaus. In einem real gekoppelten Hybridkraftwerk bewirkt dieser Effekt, dass

die Frischluft zur SOFC zusätzlich vorgeheizt wird, ähnlich dem internen Wärmeübertrager, der im SOFC System bereits dazu eingesetzt wird.

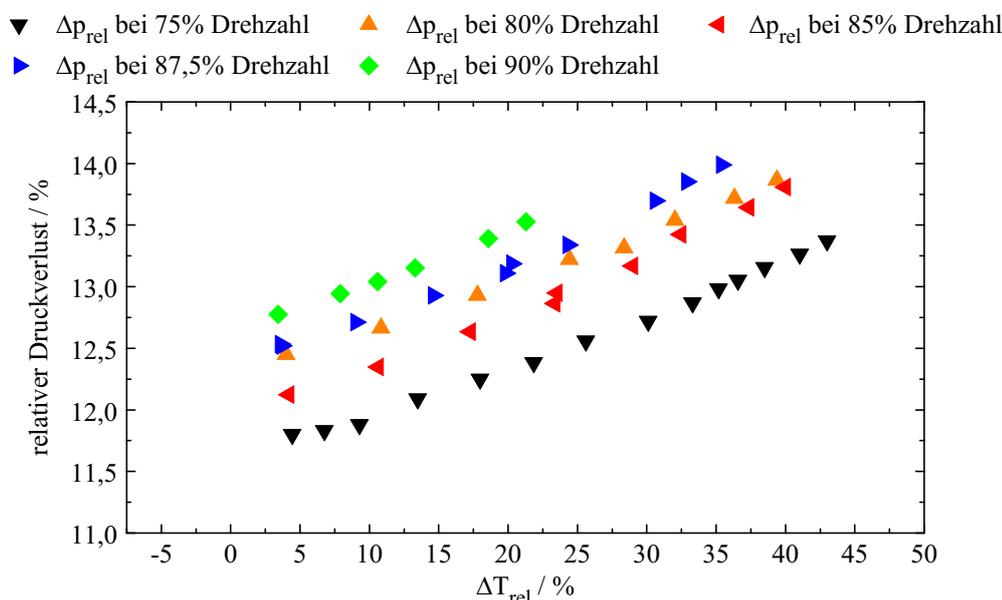


Abbildung 4.38 Relativer Druckverlust zwischen Verdichteraustritt und Turbineneintritt bei verschiedenen SOFC Austrittstemperaturen und Drehzahlen in Konfiguration G (modifiziert aus [109])

Durch den Brennstoffzusatz und die Temperaturerhöhung im Gasvorwärmer steigt der Volumenstrom zwischen Austritt Gasvorwärmer und Eintritt in die MGT Brennkammer an. Dadurch steigt auch der relative Druckverlust in der Anlage zwischen Verdichter und Turbine abhängig von der SOFC Austrittstemperatur an. In Abbildung 4.38 ist der Zusammenhang zwischen der relativen Temperaturerhöhung und dem Anstieg des relativen Druckverlusts in der Anlage dargestellt. Wie bereits beim Vergleich der verschiedenen Konfigurationen in Abbildung 4.32 gezeigt wurde, ist das Niveau des Druckverlusts abhängig von der Drehzahl. In Abbildung 4.38 ist jedoch zu sehen, dass das Druckverlustniveau bei 80 % Drehzahl über dem Niveau bei 85 % Drehzahl liegt. Das hat seinen Grund in der Aufwärmung der Anlage. Die Messreihen bei 75% und 80% Drehzahl wurden am ersten Tag durchgeführt, die anderen am zweiten. Im absoluten Druckverlust zwischen Verdichteraustritt und Turbineneintritt (nicht dargestellt) liegen die Werte bei verschiedenen Drehzahl-niveaus, wie erwartet, nach steigender Drehzahl gestaffelt. Bei keiner der untersuchten Vorwärmtemperaturen gab es Einschränkungen des Betriebsbereichs durch kritische Druckverluste. In der Messreihe bei 90 % Drehzahl wurden nur relative Temperaturerhöhungen bis zu 23 % angefahren. Hierbei wurde kein kritischer Druckverlust erreicht. Da die Austrittstemperaturen in der Versuchsanlage jedoch auf 850 °C beschränkt waren, konnte der vollständige Betriebsbereich der SOFC bis hin zu Austrittstemperaturen von ungefähr 900 °C nicht experimentell überprüft werden. In

4 Ergebnisse

den Untersuchungen zur Auswirkung des zusätzlichen Druckverlusts auf die MGT von Zanger [114] wurde jedoch beobachtet, dass Pumpen erst bei relativen Druckverlusten von 16 % und höher auftrat, was mit den hier auftretenden relativen Druckverlusten von bis zu 14 % dafür spricht, dass der Betriebsbereich von den Temperaturen her abgedeckt werden kann.

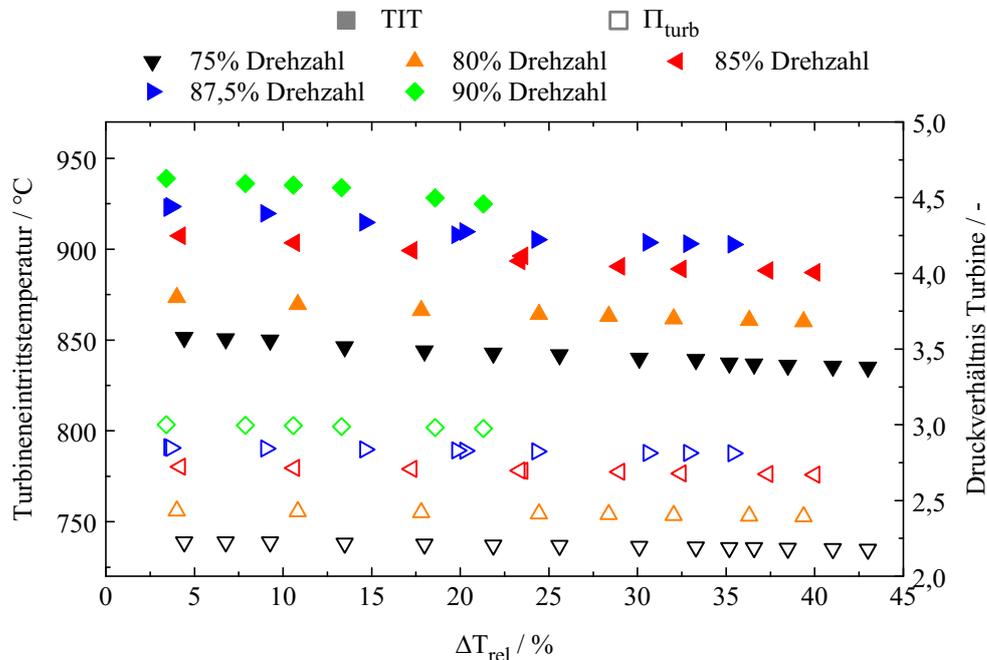


Abbildung 4.39 Turbineneintrittstemperatur und Verdichterdruckverhältnis bei verschiedenen SOFC Temperaturen und Drehzahlen in Konfiguration G

Die Regelung der MGT kann, wie bereits im Abschnitt 4.2.1 in den transienten Manövern gezeigt wurde, die Veränderung der Eintrittstemperaturen in den Brenner ausgleichen. Im untersuchten Betriebsbereich kann dies über die Anpassung des Brennstoffmassenstroms zum Hauptbrenner erfolgen. Der Massenstrom zum Pilotbrenner wird aufgrund der hinterlegten Mappen konstant gehalten. Bei höheren SOFC Austrittstemperaturen in einem real gekoppelten Hybridkraftwerk ist hierbei allerdings auf die Charakteristik des Hauptbrenners zu achten, vor allem im Hinblick auf die magere Verlöschgrenze, und in der Regelung ggf. der Einsatz der Pilotstufe vorzusehen. Hierzu müssten in die für den Piloten hinterlegten Mappen zusätzliche Parameter, wie z.B. Brennereintrittstemperatur oder minimaler Massenstrom zum Hauptbrenner hinterlegt werden, durch die der Brennstoffmassenstrom über den Piloten angehoben wird, falls der Hauptbrenner zu mager betrieben wird.

Mit steigendem Druckverlust, aufgrund steigender SOFC Austrittstemperaturen, sinkt die Turbineneintrittstemperatur ab (siehe Abbildung 4.39), da auch der Eintrittsdruck in die Turbine und damit das Druckverhältnis über die Turbine sinkt. Je nach Lastpunkt befindet sich die TIT auf verschiedenen Temperaturniveaus. Die Absenkungen liegen im Bereich von bis

zu 20 °C bei einer Erhöhung von 4 % relativer Temperaturerhöhung auf 43 %. Die TOT wird auf konstante 645 °C geregelt und zeigt hierbei keine Auffälligkeiten. Der Luftmassenstrom

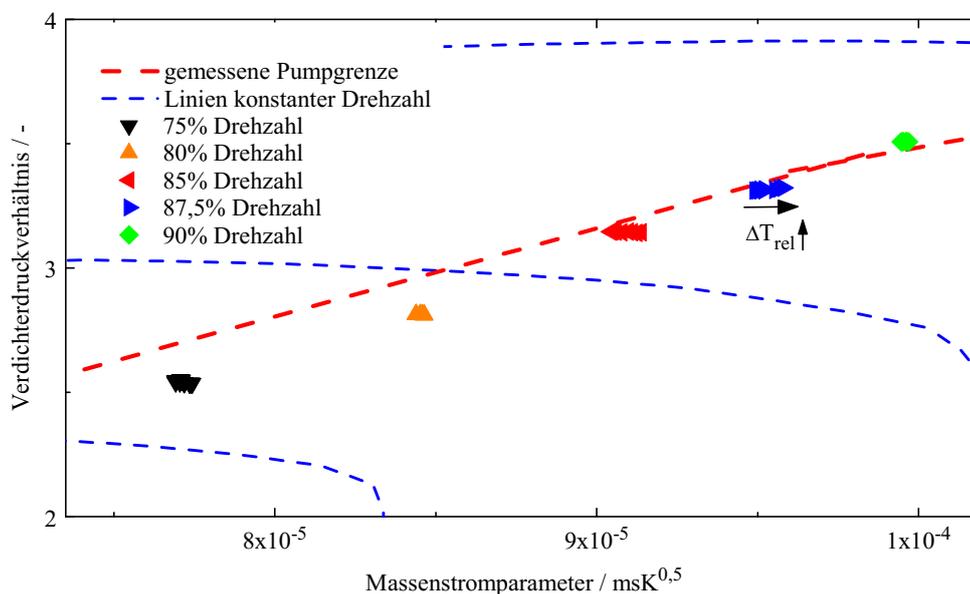


Abbildung 4.40 Auswirkung von verschiedenen SOFC Austrittstemperaturen auf die Lage im Verdichterkennfeld bei verschiedenen Drehzahlen in Konfiguration G

zeigt jedoch mit steigender Vorwärmtemperatur einen Anstieg (siehe dazu auch den Vergleich zwischen „kalten“ und „heißen“ Bedingungen in Abbildung 4.41c). Im Verdichterkennfeld in Abbildung 4.40 führt dies dazu, dass entgegen der Erwartung, dass sich mit erhöhtem Druckverlust der Arbeitspunkt näher an die Pumpgrenze bewegt, sich dieser hier weiter von der Pumpgrenze entfernt. Die Änderungen im Massenstrom liegen im Bereich von bis zu 5 g/s und damit innerhalb der Messgenauigkeit des Sensors von $\pm 1 \%$ (siehe Fehlerbetrachtung in Kapitel A.5). In den unterschiedlichen Verläufen über die Messtage ist jedoch immer ein Trend hin zu steigendem Massenstrom bei höheren Gasvorwärmertemperaturen erkennbar. Dieses Phänomen kann im Rahmen der Arbeit nicht zufriedenstellend bewertet werden.

Um nun abschätzen zu können wie sich der SOFC Betrieb auf die SOFC relevanten Eingangsparameter - Druck, Luftmassenstrom und Temperatur - auswirkt, sind in Abbildung 4.41 die Parameter bei „kalten“ Bedingungen, d.h. ohne Temperaturnachbildung an der SOFC, den Parametern bei „heißen“ Bedingungen über dem erreichten Drehzahlbereich gegenübergestellt. Hierfür wurden beispielhaft Punkte bei SOFC Austrittstemperaturen von 787 °C bis 801 °C ausgewählt. Bei 90 % Drehzahl wurden nur 703 °C im Maximum angefahren. Am deutlichsten ist der Einfluss in der Eintrittstemperatur der SOFC zu sehen (siehe Abbildung 4.41a). Durch den Hybridkraftwerksaufbau mit Interface wird auch die Eintrittstemperatur in die SOFC durch ihren Betrieb in allen Drehzahlpunkten wesentlich erhöht, wie auch schon in Abbildung 4.37 in den Temperaturen am Eintritt in das Rohrleitungssystem beobachtet wurde.

4 Ergebnisse

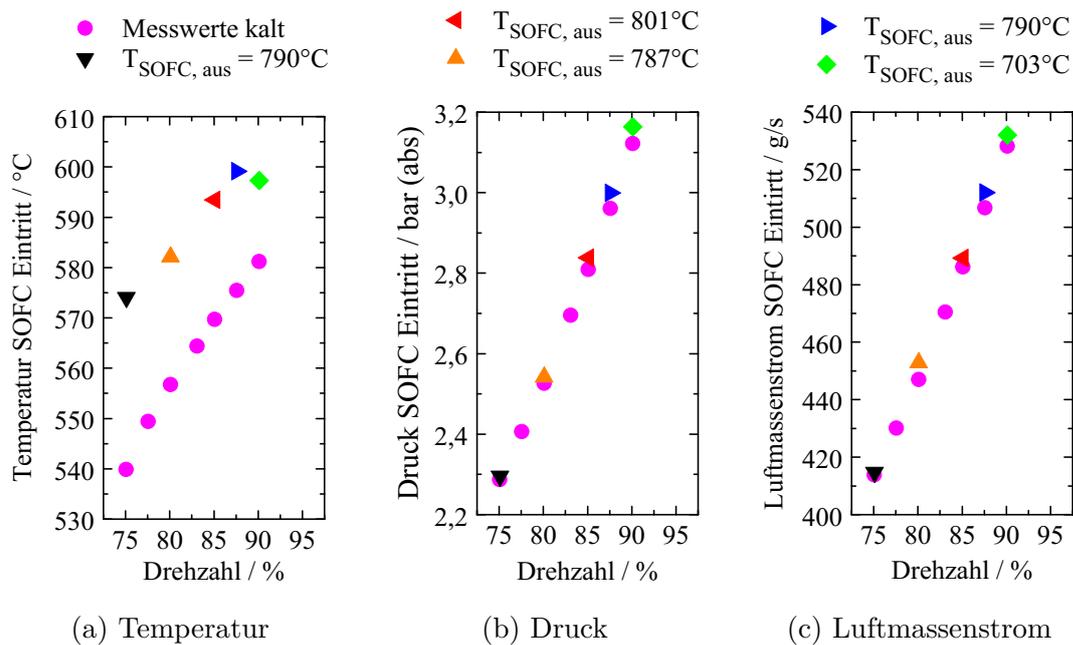


Abbildung 4.41 Gegenüberstellung der SOFC Eintrittsbedingungen in verschiedenen Lastpunkten mit und ohne Simulatorbetrieb in Konfiguration G (modifiziert aus [100])

Neben dem Luftmassenstrom steigt auch der Eintrittsdruck in die SOFC. Die Änderung im Eintrittsdruck kann in diesem Fall aber auch mit dem an diesem Messtag etwas veränderten Verdichterarbeitspunkt aufgrund der Umgebungsbedingungen zusammenhängen und kann daher nicht eindeutig dem SOFC Betrieb zugeordnet werden. Die Änderungen in Druck und Massenstrom sind jedoch gegenüber der Änderung der Temperatur marginal.

4.3 Aufstellung und Analyse von Betriebskonzepten

In den Kapiteln 4.1 und 4.2 wurde die Mikrogasturbine an sich und der Einfluss des Hybridkraftwerksaufbaus auf die Mikrogasturbine untersucht, sowie der aus den Randbedingungen resultierende Betriebsbereich aufgezeigt. Notfallmanöver wurden bereits in Bezug auf ihre Auswirkungen auf das MGT-System betrachtet. Basierend auf diesen Untersuchungen werden nun Betriebskonzepte entwickelt und im Hinblick auf ihre Einsetzbarkeit, sowohl unter den Randbedingungen der MGT als auch der SOFC, analysiert, diskutiert und bewertet. Um die Auswirkungen der Konzepte auch auf die SOFC zu bewerten, werden einige Manöver nochmals mit dem Schwerpunkt der Eintrittsbedingungen in den SOFC Simulator betrachtet. Daraus wird dann ein mögliches Betriebskonzept für ein Hybridkraftwerk aufgestellt.

4.3.1 An- und Abfahrprozesse

Die größten Unterschiede im Betrieb zwischen einer MGT und einer SOFC zeigen sich am Start und am Stopp. Die Mikrogasturbine fährt innerhalb von Minuten hoch. Die Drehzahl und damit der Druck im System wird während des Ramp-up von der Zünddrehzahl von 34 % auf die minimale Drehzahl im Betrieb von 75 % innerhalb von wenigen Sekunden erhöht. Beim Startvorgang sind keine Limitierungen für Temperaturen oder Temperaturgradienten zu beachten. Die Komponenten werden nach Erreichen des angeforderten Lastpunkts durchgewärmt. Dahingegen darf die SOFC nur langsam mit einem maximalen Gradienten von 5 K/min bis 10 K/min aufgeheizt werden, um die Materialien nicht zu schädigen. Ab einer Temperatur von ungefähr 300 °C muss die Anode kontinuierlich mit Formiergas gespült werden [102, 103] (siehe Kapitel 2.2.2.2). Der Systemdruck auf Anoden- und Kathodenseite muss so geregelt werden, dass eine möglichst geringe Druckdifferenz auftritt, da durch plötzlich auftretende Druckunterschiede das System beschädigt werden kann. Die Mikrogasturbine wird heruntergefahren, indem das Brennstoffventil geschlossen wird und die Welle gebremst wird. Die hierbei je nach Lastpunkt auftretenden starken Druckabfälle und Druckgradienten stellen für die Mikrogasturbine keine Gefahr dar, wohingegen solche abrupten Druckabfälle, wie sie vor allem beim Stopp von höheren Lastpunkten auftreten, an der SOFC zu Schäden führen können. Für das Anfahren und Abfahren eines Hybridkraftwerks müssen daher die Subkomponenten zunächst unter Berücksichtigung ihrer Limitierungen gestartet und auf Betriebsbedingungen gebracht werden bzw. gemäß ihrer Limitierungen wieder abgekühlt und heruntergefahren werden. Ein Betriebskonzept für diese Manöver muss also die Randbedingungen beider Komponenten mit einbeziehen und einhalten.

4.3.1.1 Start

Start der MGT In Kapitel 4.2 wurden bereits Betriebskonzepte für den Start diskutiert und mögliche Strangkombinationen experimentell untersucht. Die Diskussion soll hier nochmals aufgegriffen werden und die Vor- und Nachteile der verschiedenen Möglichkeiten aufgezeigt sowie diskutiert werden. Im Hinblick auf die Randbedingungen der SOFC soll daraus dann ein geeignetes Betriebskonzept festgelegt werden.

Für den Start eines Hybridkraftwerks muss zunächst die Mikrogasturbine hochgefahren werden, damit die SOFC mit deren Hilfe auf Betriebstemperatur vorgeheizt werden kann. Nach dem Start wird die MGT auf dem niedrigsten Teillastpunkt bei 75 % Drehzahl gehalten. Das Anfahren von höheren Lastpunkten ist aufgrund der mit dem Lastpunkt steigenden Verdichteraustrittstemperatur nicht sinnvoll. Der Start kann dabei prinzipiell über verschiedene Stränge oder auch Strangkombinationen ausgeführt werden. Nach den Überlegungen und experimentellen Ergebnissen in Kapitel 4.2 wurde der Bypass-Strang für dieses Manöver ausgewählt, da die SOFC in diesem Fall zwar strömungstechnisch und thermisch von der MGT entkoppelt ist, sich durch den offenen Ausgang zur MGT aber der Druck in Anode und Kathode gleichermaßen erhöht und somit gewährleistet ist, dass keine kritischen Druckdifferenzen zwischen Anode und Kathode auftreten. Vorteil bei dieser Variante ist, dass die Mikrogasturbine mit ihrer Standardprozedur gefahren werden kann. Von Nachteil ist, dass die Temperatur am Eingang in den Kaltgasstrang am Ende des Startmanövers mit ungefähr 140 °C bereits sehr hoch ist und das Aufheizen der SOFC im unteren Temperaturbereich damit nicht beliebig langsam erfolgen kann. Die Temperaturgradienten müssen daher im Abschnitt „Start der SOFC“ überprüft werden.

Für die endgültige Festlegung des Betriebskonzepts ist es wichtig, das ausgewählte Startmanöver nochmals dahingehend zu analysieren, ob es zu für die SOFC kritischen Zuständen kommen kann. In Abbildung 4.42 ist ein Start über den Bypass-Strang über der Zeit aufgetragen. In diesem Diagramm sind neben der Drehzahl vor allem die für die SOFC entscheidenden Parameter wie Druck, Luftmassenstrom und Temperatur aufgetragen. Der Druck im System wird durch Messstellen am Verdichteraustritt, am Eintritt in den SOFC Simulator und am Turbineneintritt ermittelt. Mit den Temperaturen am Verdichteraustritt und am Eintritt in das Rohrleitungssystem nach dem Rekuperator sollen außerdem die sich einstellenden Bedingungen an der MGT für das Aufheizen der SOFC gezeigt werden. Der Luftmassenstrom durch das System folgt der Drehzahl, wird aber auch durch die Zündung beeinflusst. Dem Start gehen Fehlzündungen voran, weshalb die Temperatur am Verdichteraustritt bereits auf einem höheren Niveau ist als die Temperatur im Rohrleitungssystem und am SOFC Simulator. Bei Zünddrehzahl ist die Verdichteraustrittstemperatur mit 41 °C noch sehr niedrig. Durch das Anfahren der Solldrehzahl erhöht sich die Verdichteraustrittstemperatur um 62 °C auf

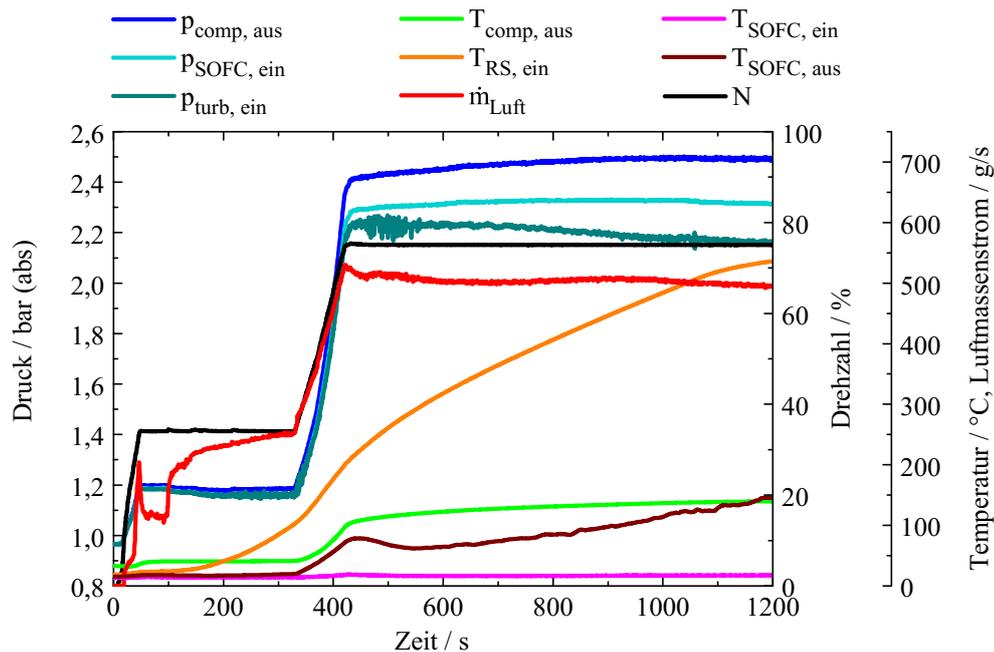


Abbildung 4.42 Kaltstart der MGT auf 75 % Drehzahl über den Bypass-Strang in Konfiguration G (modifiziert aus [100])

104 °C innerhalb von 98 s. Die Temperatur am Eintritt in das Rohrleitungssystem steigt bereits nach erfolgreicher Zündung durch die Vorwärmung im Rekuperator an und erhöht sich nach Erreichen der Solldrehzahl im weiteren Verlauf mit einem durchschnittlichen Gradienten von 26 K/min. Am Ende des Manövers (bei Erreichen der TOT) ist am Verdichteraustritt ein Temperaturniveau von 146 °C erreicht. Die Temperatur am Eintritt in das Rohrleitungssystem ändert sich weiter und erreicht im stationären Punkt einen Wert von 585 °C. Da der SOFC Simulator nicht durchströmt wird und die Druckaufladung der SOFC über den zur MGT hin offenen Ausgang erfolgt, zeigt die Temperatur am Eingang in die SOFC keinen merklichen Anstieg. Die Messstelle am Austritt der SOFC zeigt jedoch durch ihre Lage nahe am T-Stück zum Bypass-Strang einen Temperaturanstieg, was in einem real gekoppelten Hybridkraftwerk aber nur den internen Wärmeübertrager und die Nachverbrennungszone der SOFC beeinflussen würde und somit nicht kritisch für die Materialien des SOFC Stacks ist. Die Drücke in der Anlage werden dem Verlauf der Drehzahl folgend erhöht. Während des Anfahrens der Solldrehzahl sind keine Besonderheiten zu erkennen. Jedoch sind im Turbineneintrittsdruck beim Erreichen einer Drehzahl von 75 % Druckschwankungen im Bereich von ± 50 mbar zu sehen. Im vorliegenden Fall beschränken sich diese Schwankungen auf die Brennkammer und den Turbineneintritt und beeinflussen somit nicht den Druck an der SOFC. Die Schwingungen hängen mit einer unsauberen Einregelung der Brennstoffmassenströme am MGT-Brenner zusammen. Sie treten vornehmlich dann auf, wenn in dieser Phase höhere Brennstoffmas-

senströme am Hauptbrenner anliegen. In sehr seltenen Fällen führen diese Schwingungen vor der Turbine jedoch zu einer Rückkopplung in das System. In Anhang A.3 ist dazu in Abbildung A.9 ein Beispiel dargestellt. Hier führen die Schwingungen in der Brennkammer von bis zu ± 60 mbar zu Schwingungen in der Drehzahl und zeigen sich daraus folgend im gesamten System. Das mögliche Auftreten solcher Schwingungen spricht zusätzlich für den gewählten, entkoppelten Start, da hier die Kathode und Anode der SOFC gleichermaßen mit den Druckschwankungen beaufschlagt werden und sich kein Differenzdruck aufbaut, der zu Materialschädigungen führen könnte. Schwingungen in der Brennkammer treten bei manchen Startvorgängen auch bei Erreichen der TOT von $645\text{ }^{\circ}\text{C}$ auf, da auch hier kurz ein Maximum im Brennstoffmassenstrom erreicht wird. Dabei wurden jedoch im Rahmen der Versuchsreihe keine Auswirkungen auf das Rohrleitungssystem und damit die SOFC beobachtet.

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass der Kaltstart rein über den Bypass-Strang unter Beachtung der Randbedingungen der SOFC die beste Lösung für ein Hybridkraftwerk basierend auf der Turbec T100PH darstellt. Ein gekoppeltes Hochfahren könnte zwar theoretisch mit dem Temperaturverlauf am Verdichteraustritt unter Einbeziehung von Wärmeverlusten denkbar sein - die experimentellen Versuchsergebnisse zeigten jedoch, dass ein Start mit teilweise geöffnetem Kaltgasstrang nicht zuverlässig durchführbar ist. Der Temperaturverlauf am Rekuperatoraustritt zeigt einen zu großen Temperaturgradienten, obwohl hier der Start mit teilweise geöffnetem Heißgasstrang prinzipiell möglich wäre. Des Weiteren sprechen sowohl die Verläufe der Drücke, als auch die auftretenden Druckschwankungen für den entkoppelten Kaltstart.

Aufheizen der SOFC Für das Aufheizen der SOFC auf Startbedingungen können nun die Stränge Kaltgas und Heißgas mit den Temperaturniveaus von Verdichteraustritt und Rekuperatoraustritt eingesetzt werden. Mit Hilfe des Bypass-Strangs kann gleichzeitig der Massenstrom über die SOFC reguliert werden. In Kapitel 4.2 wurde bereits das Öffnen und Schließen der verschiedenen Stränge und die Auswirkung auf das Betriebsverhalten der Mikrogasturbine untersucht. Für den Heißgasstrang konnten keine Einschränkungen festgestellt werden. Für den Kaltgasstrang wurde aufgrund der begrenzten Eintrittstemperatur von $300\text{ }^{\circ}\text{C}$ in den Kamin der Versuchsanlage ein maximaler Öffnungswinkel von 70% für das Kaltgasventil festgelegt. Auch in einem real gekoppelten Hybridkraftwerk muss die maximal zulässige Eintrittstemperatur in den Kamin eingehalten werden. Neben der Festlegung eines Limits im Öffnungswinkel des Kaltgasventils wäre auch eine Absenkung der TOT möglich. Darüber hinaus kann der Kamin dahingehend optimiert werden, dass er bei Temperaturen bis zu $645\text{ }^{\circ}\text{C}$ eingesetzt werden kann. Zur Untersuchung, ob die Strategie, die SOFC über die verschiedenen Stränge aufzuwärmen, geeignet ist, wurde die Routine in der Konfiguration G ohne hinterlegte Temperatur- oder Massenstromregelung getestet. In Abbildung 4.43 sind

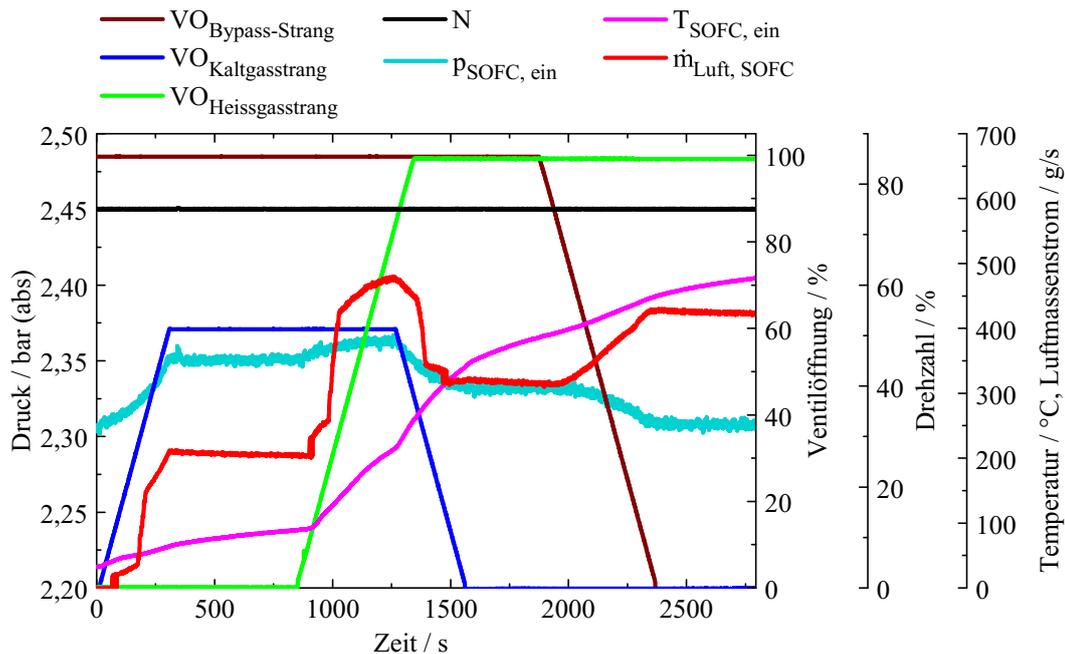


Abbildung 4.43 Aufheizen der SOFC mittels Bypass-, Kaltgas- und Heißgasstrang in Konfiguration G (modifiziert aus [100])

dazu die Ventilöffnungswinkel, die Drehzahl sowie Temperatur, Druck und Massenstrom am Eintritt in die SOFC über der Zeit aufgetragen. Die SOFC ist zu diesem Zeitpunkt noch strömungsmechanisch entkoppelt, daher stellen die Bedingungen am Ende des Startmanövers die Ausgangslage für das Aufwärmen der Rohrleitungsstränge und der SOFC dar. Die Klappe und das Ventil in den Ventilinseln im Heißgas- und Bypass-Strang wurden parallel gefahren, weshalb hier für die Inseln jeweils nur ein Öffnungswinkel aufgetragen ist. Für das Aufheizen wird zunächst der Kaltgasstrang bis auf 60 % geöffnet. Am Verlauf des Massenstroms am Eintritt in die SOFC ist das in Kapitel 4.2.1 bereits beschriebene unregelmäßige Ventilverhalten des Kaltgasventils zu sehen. Der Massenstrom ändert sich bis zu einem Öffnungswinkel von 32 % kaum, während er von 32 bis 40 % um 100 g/s ansteigt. Oberhalb von 40 % sinkt der Gradient wieder. Bei 60 % wird ein Luftmassenstrom von ca. 205 g/s erreicht. Die Temperatur am Eintritt in die SOFC steigt kontinuierlich mit leicht variierenden Gradienten im Bereich von 5 bis 9 K/min an. Der Druck im System und damit am Eintritt in die SOFC steigt leicht an, da sich der Druckverlust durch das Öffnen des Kaltgasstrangs, der den Rekuperator umgeht, verringert. Um die Temperatur weiter zu erhöhen, wird in einem zweiten Schritt der Heißgasstrang geöffnet. Dadurch wird der Druck im System nicht so stark beeinflusst wie durch die Verbindung über den Kaltgasstrang und der Druck ändert sich nur minimal. Im Luftmassenstrom zeigt sich wiederum die Charakteristik der Ventilinsel. Auch hier ist ein unregelmäßiges Verhalten ähnlich dem im Kaltgasstrang zu sehen. Zwischen einem Öffnungswinkel

4 Ergebnisse

von 27 % und 40 % steigt der Luftmassenstrom um 175 g/s an. Bei vollständig geöffnetem Heißgas- und Bypass-Strang mit teilweise geöffnetem Kaltgasstrang erreicht er dann durch den reduzierten Druckverlust im System ein Maximum von ca. 475 g/s. Die Temperatur am SOFC Eintritt steigt weiter, jedoch nun mit einem wesentlich höheren Gradienten von im Mittel 22 K/min. Durch das anschließende Schließen des Kaltgasventils wird der Massenstrom auf ein Niveau von ca. 320 g/s verringert. Auch hier zeigt sich im Verlauf des Massenstroms wieder das Ventilverhalten. Schließlich wird durch Schließen der Bypass-Ventilinsel der gesamte Massenstrom von ca. 425 g/s über die SOFC geleitet. Im Druck sind über die gesamte Routine keine abrupten Änderungen und keine Fluktuationen zu erkennen. Der Druck variiert zwischen 2,30 und 2,37 bar, abhängig vom Gesamtdruckverlust in der Anlage. Mit diesem Manöver konnte gezeigt werden, dass eine kontinuierliche Temperaturerhöhung am Eintritt in die SOFC durch die verschiedenen Stränge möglich ist. Es zeigt aber auch noch einen Optimierungsbedarf hinsichtlich der Massenstromregelung und der Temperaturregelung am SOFC Eintritt auf. In dieser nicht geregelten Form treten hohe Schwankungen im Massenstrom und ein unstetiger Temperaturanstieg mit zu hohen, wechselnden Temperaturgradienten auf. Die Schwankungen im Massenstrom führen zu Schwankungen im Wärmestrom über die SOFC. Der Massenstromverlauf kann vor allem im Bereich des Strangwechsels von Kaltgas zu Heißgas geglättet werden, indem das Schließen des Kaltgasventils und das Öffnen der Heißgasventilinsel übereinander gelegt werden und bei Bedarf mit Hilfe des Bypass-Strangs Unregelmäßigkeiten ausgeglichen werden. Durch die Anpassung der Ventilbewegungen kann ein niedrigerer, gleichmäßigerer Temperaturgradient erreicht werden. Die relativ hohen Temperaturen am Verdichteraustritt zu Beginn der Routine scheinen durch den langsam ansteigenden Massenstrom, die noch kalten Rohrleitungen und die Wärmeverluste keine negativen Auswirkungen auf das Aufheizen zu Beginn zu haben. Die geregelte Routine wäre somit in einem Hybridkraftwerk zum Aufheizen der SOFC einsetzbar.

Warmstart der MGT Ein Warmstart ist, wie bereits in den vorhergehenden Kapiteln erläutert, definiert als ein Start der MGT mit noch aufgewärmten Komponenten. Abhängig von den Temperaturen in der SOFC kann es hier nun erforderlich sein, dass ein minimaler Massenstrom über die Kathode geleitet wird, um die Anode bei Temperaturen über 300 °C ununterbrochen mit Formiergas zu spülen. Das Manöver kann folglich bei Temperaturen unterhalb von 300 °C entkoppelt durchgeführt werden, muss aber bei höheren Temperaturen gekoppelt durchgeführt werden. Bei hohem Temperaturniveau bietet es sich an, die SOFC über einen teilweise geöffnetem Heißgasstrang zu verbinden und die MGT über die Kombination von Heißgas- und Bypass-Strang zu starten.

In Abbildung 4.44 ist ein Warmstart gezeigt, der rein über den Bypass ausgeführt wurde. Der gekoppelte Warmstart über eine geringe Öffnung des Heißgas-Strangs um wenige Prozent wird

nicht extra betrachtet, da kein signifikanter Einfluss auf das Manöver an sich zu erwarten ist. Im Diagramm sind die Temperaturen von Verdichteraustritt und Eintritt in das Rohrleitungssystem, der Luftmassenstrom durch die Anlage, die Drehzahl und die Drücke im System über der Zeit aufgetragen. Beim Anfahren der Zünddrehzahl sinken die Temperaturen im heißen System zunächst durch die einsetzende Durchströmung etwas ab. Der Zeitraum von der Zündung bis zum Anfahren der vorgegebenen Drehzahl von 75 % ist wesentlich kürzer als beim Kaltstart. Die Gradienten beider Rampen (von null auf Zünddrehzahl und weiter

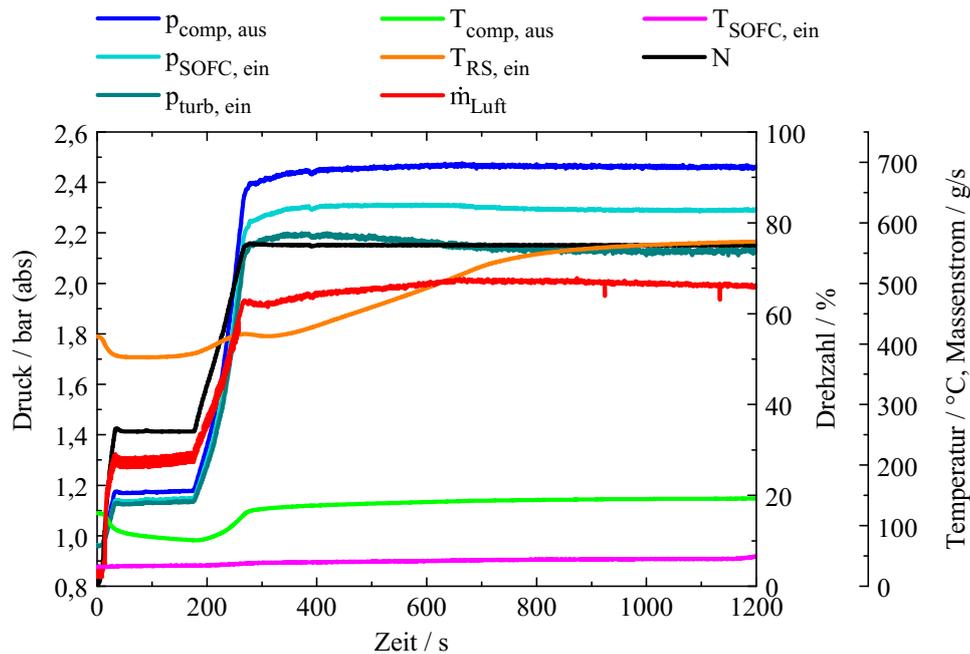


Abbildung 4.44 Warmstart der MGT auf 75 % Drehzahl über den Bypass-Strang in Konfiguration G (modifiziert aus [100])

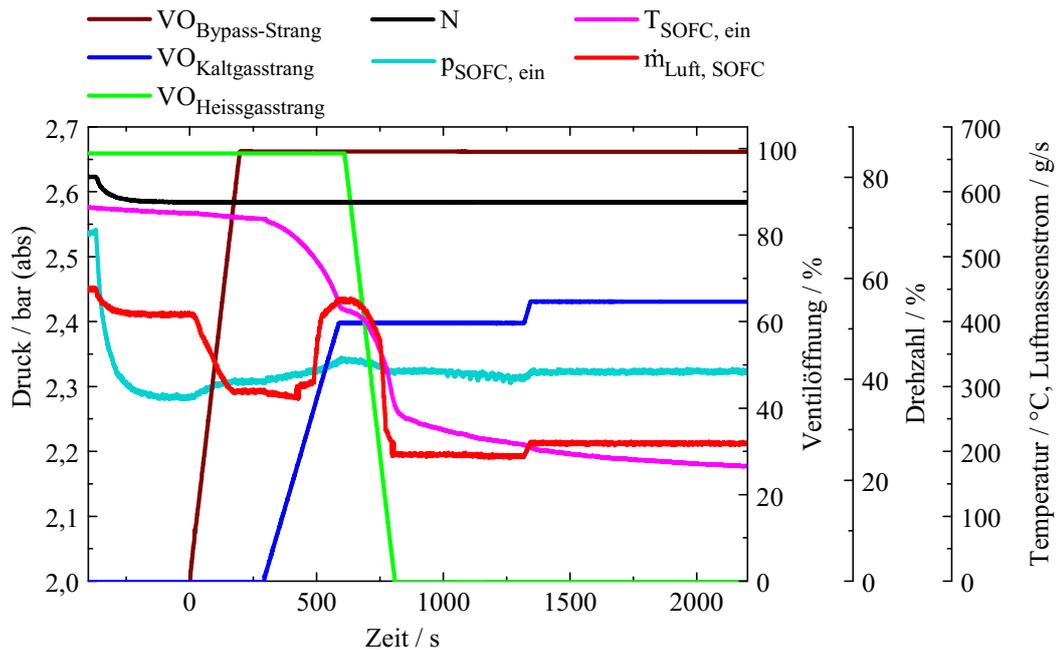
auf Solldrehzahl) unterscheiden sich nicht zwischen Kalt- und Warmstart. Beim Erreichen der Solldrehzahl ist beim Warmstart keine Schwingung zu sehen. Da durch das vorgewärmte System deutlich weniger Brennstoff benötigt wird, bekräftigt dies die Annahme, dass die zuvor beobachteten Instabilitäten beim Kaltstart durch eine unsaubere Brennstoffregelung der MGT verursacht werden und ihren Ursprung nicht im Hybridkraftwerksaufbau haben. Das Manöver an sich zeigt somit keine zusätzlichen Risiken zu den bereits beim Kaltstart beobachteten Gradienten in Druck und Massenstrom. Diese spielen jedoch nur im gekoppelten Fall eine Rolle, im entkoppelten erfolgt, wie beim Kaltstart, der Druckausgleich über das zur MGT hin offene Ende. Bei Verbindung über den Heißgasstrang muss der Druckunterschied durch die Regelung des Massenstroms über die Anodenseite ausgeglichen werden. Eine Beurteilung, ob und wie diese Druckausgleichsregelung umgesetzt werden kann, ist im Rahmen dieser Arbeit nicht möglich. Der Versuch zeigt, dass das Manöver an sich durchführbar ist, jedoch stellen

sich auf Seiten der MGT nach Erreichen des angeforderten Lastpunkts instabile Bedingungen ein, wie in Kapitel 4.2.1 gezeigt wurde. Der Lastpunkt, der nach einem Warmstart erreicht wird, unterscheidet sich vom stationären Punkt nach einem Kaltstart und hat einen etwas kleineren Pumpgrenzabstand, der an sich eigentlich noch nicht kritisch ist. Jedoch reagiert die Anlage, aus bisher nicht erklärbaren Gründen, sensibel auf verschiedene Arten von Störungen oder Veränderungen und neigt daraus folgend zum Verdichterpumpen. Für den Einsatz in einem Hybridkraftwerk sind daher noch weitere, detailliertere Untersuchungen an der MGT und möglicherweise Modifikationen an der Anlage und der Steuerung notwendig.

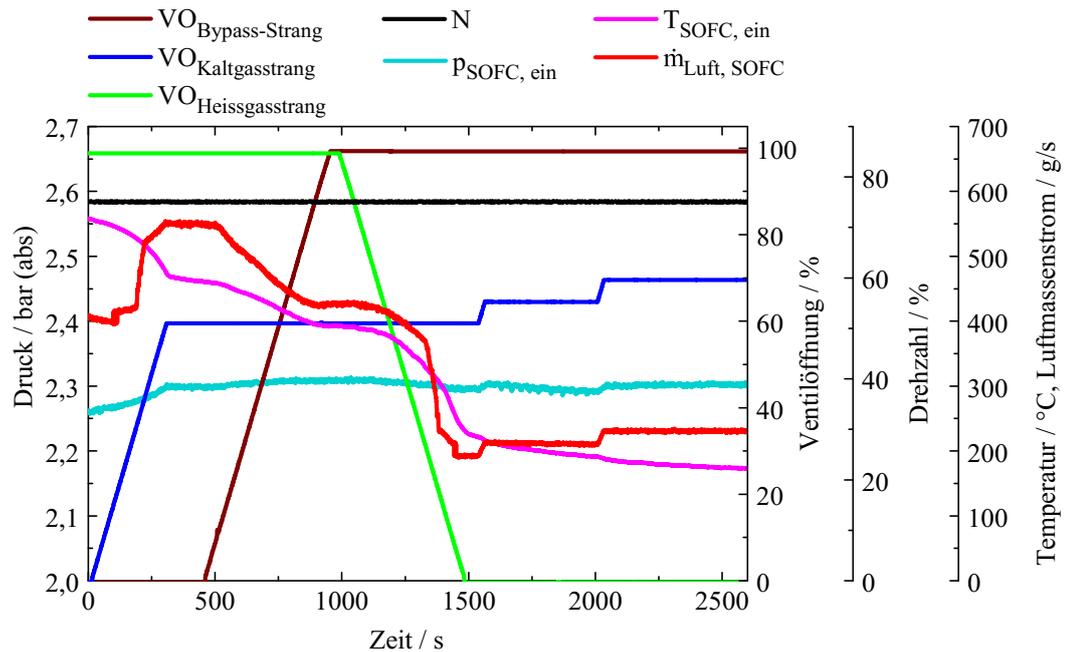
4.3.1.2 Stopp

Für das Herunterfahren des Hybridkraftwerks muss zunächst die Reaktion in der SOFC gestoppt werden. Hierfür wird die elektrische Leistung bis auf null reduziert und der Brennstoffmassenstrom durch Formiergas ersetzt. Ohne die heißen Abgase der SOFC wird die MGT wieder rein über den MGT Brenner betrieben. Sie wird nun eingesetzt, um den Luftmassenstrom aufrecht zu erhalten, mit dem die SOFC möglichst weit herunter gekühlt werden kann. Das tiefste Temperaturniveau, das hier erreicht werden kann, ist die Austrittstemperatur des Verdichters im niedrigsten Lastpunkt von ca. 140 °C. Danach kann auch die MGT heruntergefahren werden. Abhängig von der beim Abkühlen der SOFC erreichten Temperatur kann das Herunterfahren entkoppelt oder noch über den Kaltgasstrang gekoppelt erfolgen.

Abkühlen der SOFC Das Abkühlen der SOFC ähnelt der Aufwärmprozedur. Die Routine kann mit Hilfe der gleichen Rohrleitungsstränge durchgeführt werden. Zum Abkühlen gibt es verschiedene Möglichkeiten, wie die Stränge nacheinander geschaltet werden können. Wie bereits beim Aufwärmen ist auch hierbei wichtig, dass der zulässige Temperaturgradient eingehalten wird. Im Rahmen der experimentellen Untersuchungen wurden zwei Varianten an der Konfiguration G getestet, die in Abbildung 4.45 dargestellt sind. Analog zum Aufwärmen wurden die Routinen ohne den Einsatz einer Massenstrom- oder Temperaturregelung gefahren. Beide Manöver wurden im Minimallastpunkt der MGT bei einer konstanten Drehzahl von 75 % durchgeführt. Zur Beurteilung der Manöver sind in Abbildung 4.45 wiederum die Ventilöffnungswinkel, die Drehzahl und die Temperatur, der Druck und der Massenstrom am Eintritt in die SOFC über der Zeit aufgetragen. Auch hier gilt, dass jeweils das Ventil und die Klappe in den Ventilinseln von Heißgas und Bypass synchron gefahren wurden, so dass hier nur ein Öffnungswinkel gezeigt wird. Die beiden Routinen unterscheiden sich im Wesentlichen durch die Reihenfolge der Öffnung von Bypass- und Kaltgasstrang und die dabei eingesetzten Gradienten. Im Fall (a) ist der Lastwechsel auf den Minimallastpunkt vor Beginn des eigentlichen Manövers mit aufgetragen. Hierdurch sinkt bereits die Temperatur am SOFC Eintritt. Zuerst



(a) Abkühlen der SOFC, Strangkombination 1



(b) Abkühlen der SOFC, Strangkombination 2

Abbildung 4.45 Verschiedene Möglichkeiten des Abkühlens der SOFC mittels Bypass-, Kaltgas- und Heißgasstrang in Konfiguration G (modifiziert aus [100])

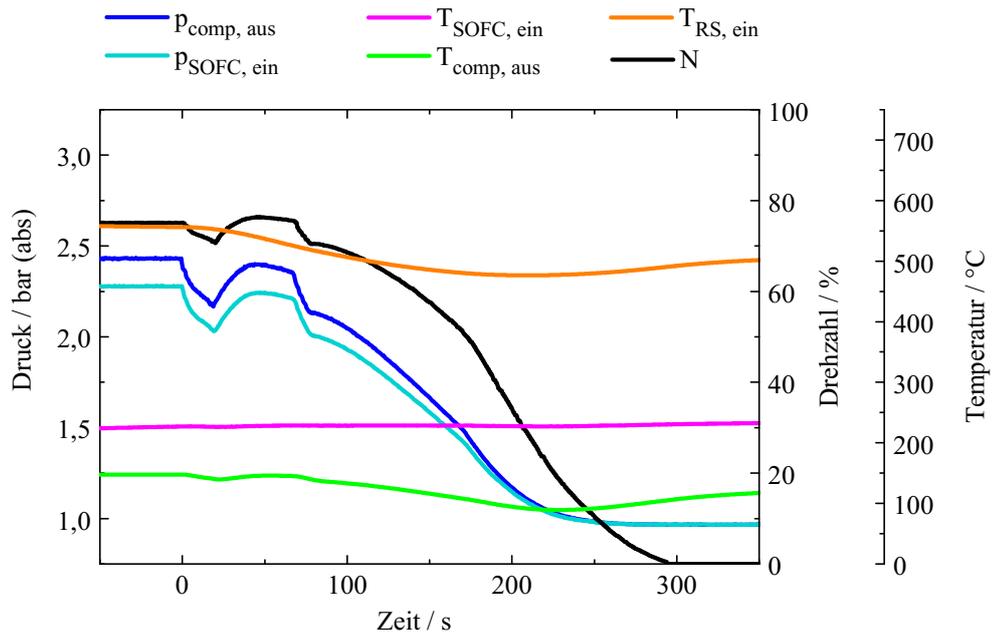
wird der Bypass-Strang geöffnet. Dies hat vor allem einen Einfluss auf den Massenstrom zur SOFC, der dadurch von ca. 412 g/s auf 291 g/s sinkt. Der Temperaturverlauf wird dadurch

4 Ergebnisse

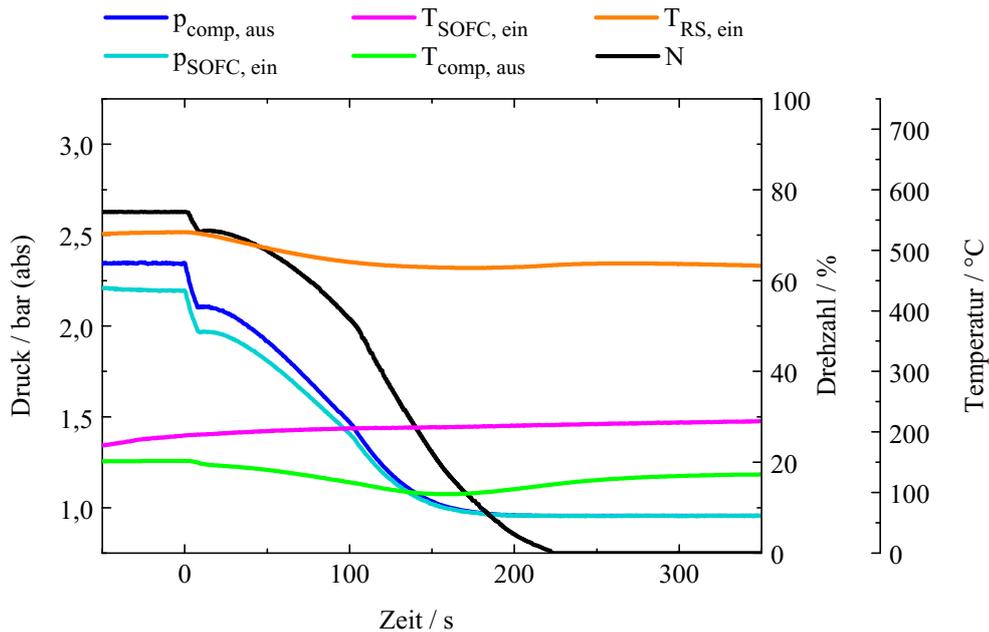
nicht merklich beeinflusst. Erst mit dem Öffnen des Kaltgasventils auf 60 % und dem folgenden Schließen der Heißgasventilinsel ist ein starker Abfall in der SOFC Eintrittstemperatur zu sehen. Der Massenstrom steigt dadurch zunächst abrupt auf 430 g/s um dann wieder ebenso abrupt auf 197 g/s zu fallen. Durch das Spülen über den Kaltgasstrang fällt die Temperatur weiter ab, jedoch mit einem wesentlich kleineren Gradienten. Das Öffnen des Kaltgasventils von 60 auf 70 % hat auf die Temperatur kaum einen Einfluss, allerdings steigt der Massenstrom nochmals etwas an. In Fall (b) wird zuerst das Kaltgasventil auf 60 % geöffnet, was einen starken Anstieg im Luftmassenstrom um 150 g/s und einen starken Abfall in der Temperatur von 557 auf 467 °C zur Folge hat. Anschließend wird das Bypass-Ventil geöffnet. Hierdurch fällt der Massenstrom wieder fast auf das Niveau zu Beginn der Routine ab und die Temperatur sinkt weiter. Durch das Schließen des Heißgasstrangs wird der Massenstrom auf ein Niveau von 190 g/s abgesenkt. Die Temperatur sinkt um 165 °C ab. Auch hier wird das Kaltgasventil weiter auf 65 % und dann auf 70 % geöffnet, was wiederum keinen signifikanten Einfluss auf den Temperaturverlauf hat, jedoch den Luftmassenstrom erhöht. In beiden Fällen kann mit Hilfe der verschiedenen Stränge eine kontinuierlich sinkende Lufttemperatur am Eintritt in die SOFC eingestellt werden. Für die Anwendung in einem real gekoppelten Hybridkraftwerk muss die Routine analog zum Aufheizen auf einen möglichst konstanten Temperaturgradienten und einen gleichmäßigeren Massenstromverlauf, ohne die abrupten Schwankungen nach oben und unten, angepasst werden. Der erforderliche Temperaturgradient kann durch langsames Öffnen und Schließen der Stränge erreicht werden. Aus den Ergebnissen lässt sich ableiten, dass auch hier wiederum ein kombiniertes Öffnen zweier Stränge - in diesem Fall das Kaltgasventil und die Bypass-Ventilinsel zu einem gleichmäßigeren Massenstromverlauf führt. Die einzige Limitierung, die auftritt, ist der maximale Öffnungswinkel des Kaltgasventils, durch das Temperaturlimit am Kamin der Versuchsanlage. In einem Hybridkraftwerk kann entweder der Kamin hinsichtlich höherer Eintrittstemperaturen optimiert werden oder der Prozess angepasst werden. Einfluss auf die Abgastemperatur am Austritt hat die Turbinenaustrittstemperatur der MGT. Wie in der Charakterisierung der MGT in Kapitel 4.1.2 gezeigt wurde, ist es möglich diese zu reduzieren. Hierdurch wird zwar die elektrische Leistung an der MGT verringert, jedoch spielt diese beim Herunterfahren der Anlage nur noch eine untergeordnete Rolle. Durch die Anpassung der TOT ist es möglich, die Austrittstemperatur so anzupassen, dass der Massenstrom über den Kaltgasstrang weiter angehoben werden kann.

Stopp der MGT Das Absenken der TOT vor einem Stopp hat neben dem erweiterten Betriebsbereich noch einen weiteren Vorteil. Die Untersuchungen in Kapitel 4.2.1 haben ergeben, dass die Absenkung hin zu niedrigen TOTs von unter 550 °C einen Einfluss auf den Verlauf des Stopps hat. Die Manöver wurden bereits in Kapitel 4.2.1 behandelt, sollen hier aber noch einmal als mögliche Betriebskonzepte hinsichtlich ihres Einflusses auf die SOFC

4.3 Aufstellung und Analyse von Betriebskonzepten



(a) Stopp der MGT von 75 % Drehzahl bei einer TOT von 600 °C in Konfiguration G



(b) Stopp der MGT von 75 % Drehzahl bei einer TOT von 550 °C in Konfiguration F

Abbildung 4.46 Stopp der MGT bei verschiedenen Turbinenaustrittstemperaturen (modifiziert aus [100])

und ihrer Einsetzbarkeit in einem Hybridkraftwerk hin analysiert werden.

In Abbildung 4.46 sind zwei Stoppmanöver beginnend bei 75 % Drehzahl bei verschiedenen

4 Ergebnisse

Turbinaustrittstemperaturen aufgetragen. In den Graphen sind wiederum die für die SOFC relevanten Größen und die Drehzahl über der Zeit aufgetragen. Bei beiden Versuchen wurde die SOFC mittels Kaltgasstrang gekühlt, dieser dann aber für den Stopp geschlossen, die SOFC somit von der MGT entkoppelt und die Routine rein über den Bypass gefahren. In Fall (b) ist daher noch ein leichter Anstieg der Eintrittstemperatur in den SOFC Simulator zu sehen, der durch die heißen Komponenten bei fehlendem Massenstrom ausgelöst wird. Wie bereits oben erwähnt, kann diese Variante bei SOFC Temperaturen unterhalb von 300 °C durchgeführt werden, wenn die Anode nicht mehr gespült werden muss. In Fall (a) wurde im Betriebspunkt vor dem Stopp eine TOT von 600 °C eingestellt, in Fall (b) 550 °C. In beiden Fällen ist nach dem Schließen der Brennstoffventile durch das Verlöschen der Flamme ein Abfall in der Drehzahl, in den Drücken und im Massenstrom zu sehen. In Fall (a) fällt der Druck innerhalb von 20 s um 0,2 bar ab. Danach beschleunigt die Welle wieder und damit steigt der Druck wieder an. 30 Sekunden nach dem ersten Abfall folgt dann der zweite Abfall, der durch das Bremsen der Welle ausgelöst wird. Danach rollt die Welle gleichmäßig aus. In der Temperatur am Verdichteraustritt sind die Abfälle ebenfalls zu sehen, allerdings in sehr abgeschwächter Form. Insgesamt fällt die Temperatur von 145 °C auf ca. 90 °C, steigt dann aber mit auslaufendem Massenstrom durch die noch heißen Bauteile wieder etwas an. In Fall (b) fällt der Druck innerhalb von 8 s um 0,24 bar. Es ist kein erneuter Anstieg in der Drehzahl zu sehen. Die Welle läuft auch hier gleichmäßig bis zum Stillstand aus. In der Verdichteraustrittstemperatur ist zunächst auch ein Temperaturabfall um 55 °C zu sehen. Die Temperatur steigt auch hier mit auslaufendem Massenstrom wieder an. Die Tests zeigen, dass auf die SOFC außer dem Abfall durch das Ausschalten der Flamme keine weiteren Fluktuationen einwirken. Der Vergleich zeigt, dass der Verlauf bei abgesenkter TOT gleichmäßiger ist und daraus folgend die Drücke im System weniger variieren. In Kapitel 4.2.1 wurden bereits verschiedene Stopp-Vorgänge über die Rohrleitungsstränge Bypass, Heißgas und die Strangkombination Bypass und Kaltgas untersucht. Aufgrund der Strategie für das Abkühlen der SOFC über den Kaltgasstrang mit geöffnetem Bypass ist es sinnvoll, in dieser Konfiguration auch den Stopp der MGT durchzuführen. In Abbildung 4.47 ist daher ein Stopp-Manöver über die Strangkombination Bypass und Kaltgas (Ventil geöffnet auf 65 %) dargestellt. Hier wurde die TOT bereits reduziert, jedoch nur auf 630 °C, was nach den Ergebnissen der TOT Variation noch keinen Einfluss auf den Stopp hat. Auch hier ist wieder der Abfall in Druck, Massenstrom und Drehzahl bei Verlöschen der Flamme zu sehen, gefolgt von einem Anstieg in den betreffenden Größen. Jedoch tritt hier kein zweites abruptes Abbremsen der Welle auf. In den Drücken sind auch hier keine weiteren Fluktuationen zu sehen. Mit dem Auslaufen des Massenstroms fängt die Eintrittstemperatur in den SOFC Simulator im unteren Bereich an, durch die hohen Materialtemperaturen der Komponenten wieder etwas zu steigen. Gemeinsam mit den vorher gezeigten und in Kapitel 4.2.1 beschriebenen Untersuchungen zur Absenkung der TOT kann

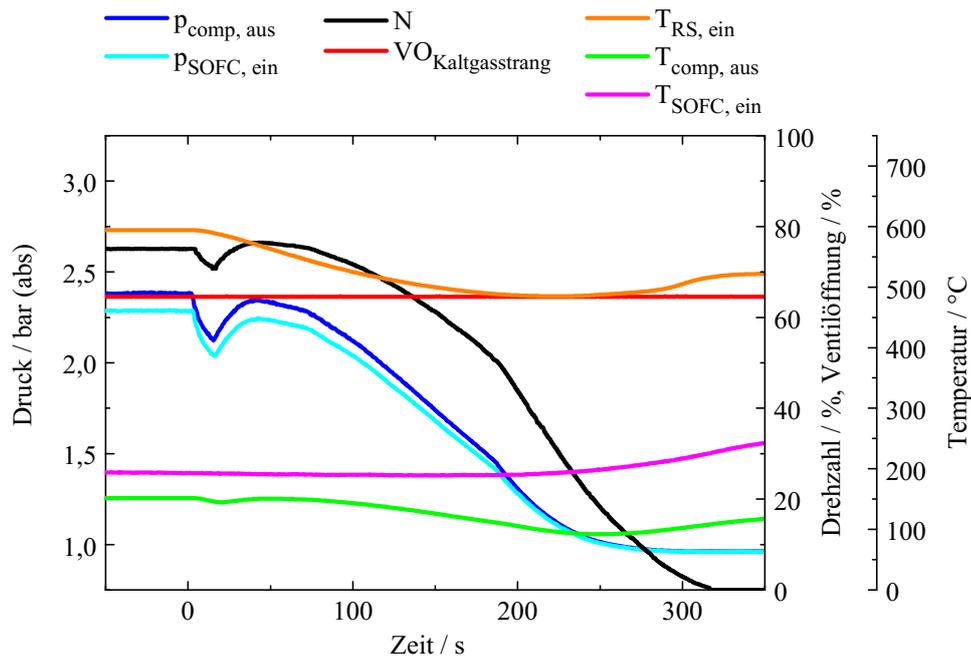


Abbildung 4.47 Stopp der MGT von 75 % Drehzahl über die Strangkombination Bypass und Kaltgas mit einer TOT von 630 °C in Konfiguration F

abgeleitet werden, dass für einen gekoppelter Stopp die Strangkombination von Bypass und Kaltgas mit einer abgesenkten TOT von 550 °C die beste Variante darstellt, da so die Anlage ohne für die Brennstoffzelle kritische Druck- und Temperaturgradienten heruntergefahren werden kann.

4.3.2 Stationärer Betriebsbereich

Im stationären Betrieb liefert die MGT der SOFC den erforderlichen, vorgeheizten Luftmassenstrom. Die an der MGT erzielte elektrische Leistung spielt nur eine untergeordnete Rolle. Die Regelung der Luftmenge kann nun rein über die Variation des Lastpunkts an der MGT erfolgen, was jedoch auch gleichzeitig den Druck im System beeinflusst. Sie kann aber auch über eine Kombination von MGT Lastpunkt und Einsatz des Bypass-Strangs bei konstantem Druckniveau reguliert werden, was dann die Eintrittstemperatur in den MGT Brenner und die Zusammensetzung des Abgases beeinflusst. In jedem Fall wird der erreichbare stationäre Betriebsbereich maßgeblich von den Einschränkungen an der MGT bestimmt. In den Untersuchungen in Kapitel 4.2.2 wurde festgestellt, dass mit der bestehenden Versuchsanlage in der voll ausgestatteten Konfiguration G mit Betrieb des SOFC Simulators nur ein Drehzahlbereich von 75 % bis 90 % stabil angefahren werden kann. Darüber hinaus ist die Eintrittstemperatur in den originalen Turbec Brenner limitiert, weswegen in den Versuchen nur SOFC Austrittstemperaturen von bis zu 850 °C simuliert werden konnten. Die

Limitierungen der hier eingesetzten Turbec T100PH im maximalen Luftmassenstrom und in der maximalen SOFC Austrittstemperatur schränken den Betrieb in einem realen Kraftwerk zu stark ein. Für ein Hybridkraftwerk muss daher zunächst der Mikrogasturbinenbrenner optimiert werden, die Ergebnisse legen jedoch auch eine Optimierung der Turbokomponenten und der Leistungselektronik nahe.

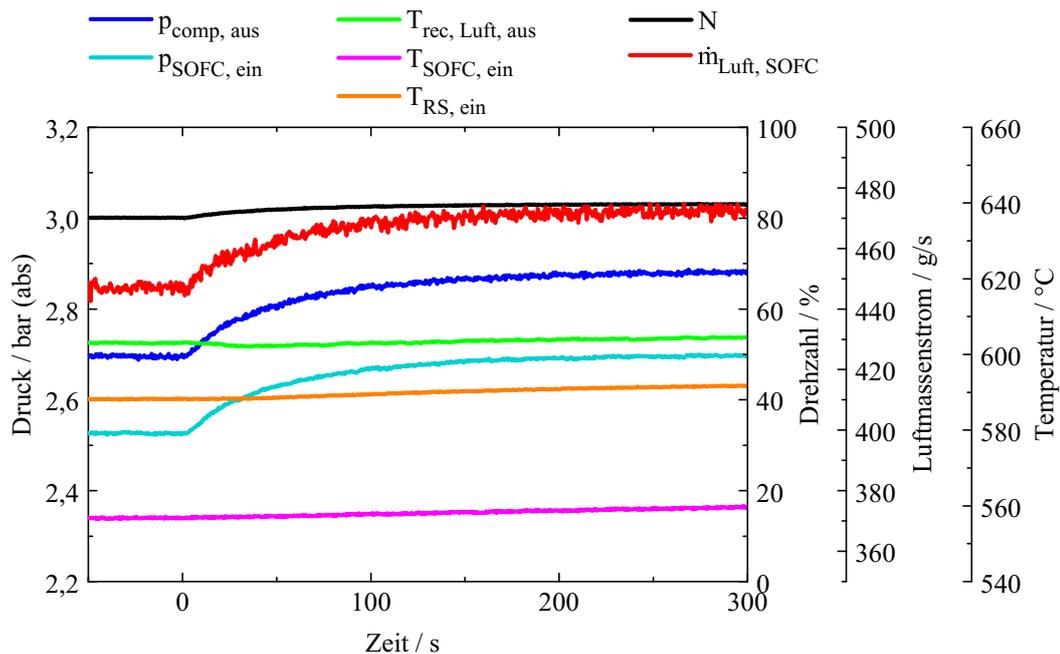
4.3.3 Lastwechsel

In einem Hybridkraftwerk beeinflusst der Lastwechsel an einer Komponente immer auch die Gegenkomponente. Wird an der MGT ein Lastwechsel durchgeführt, so ändert sich der Luftmassenstrom, das Druckniveau und je nachdem auch die Eintrittstemperatur an der SOFC. Wird wiederum ein Lastwechsel an der SOFC durchgeführt, so ändert sich die Eintrittstemperatur, die Zusammensetzung und der Abgasmassenstrom in die MGT Brennkammer. Da die MGT der SOFC untergeordnet ist um den erforderlichen Massenstrom an vorgeheizter Luft zu liefern, sollten Lastwechsel an der MGT nicht unabhängig von der SOFC durchgeführt werden. Lastwechsel an der SOFC wiederum müssen die Randbedingungen der MGT einhalten. In der vorliegenden Arbeit wurde der SOFC Simulator nicht mit einem Modell gekoppelt, so dass die Reaktion der SOFC auf Änderungen durch die MGT nicht abgebildet werden konnte. Darüber hinaus konnten Änderungen am SOFC Lastpunkt nur rudimentär durch Variation der Austrittstemperatur am Gasvorwärmer nachgebildet werden. Daraus folgend konnte für die Durchführung von gekoppelten Lastwechseln im Rahmen der Arbeit kein endgültiges Betriebskonzept erstellt werden. Es konnte aber auf Seiten der MGT ein Konzept für die prinzipielle Durchführung und auf Seiten der SOFC Untersuchungen zu möglichen Limitierungen analysiert werden, die im Folgenden vorgestellt werden sollen.

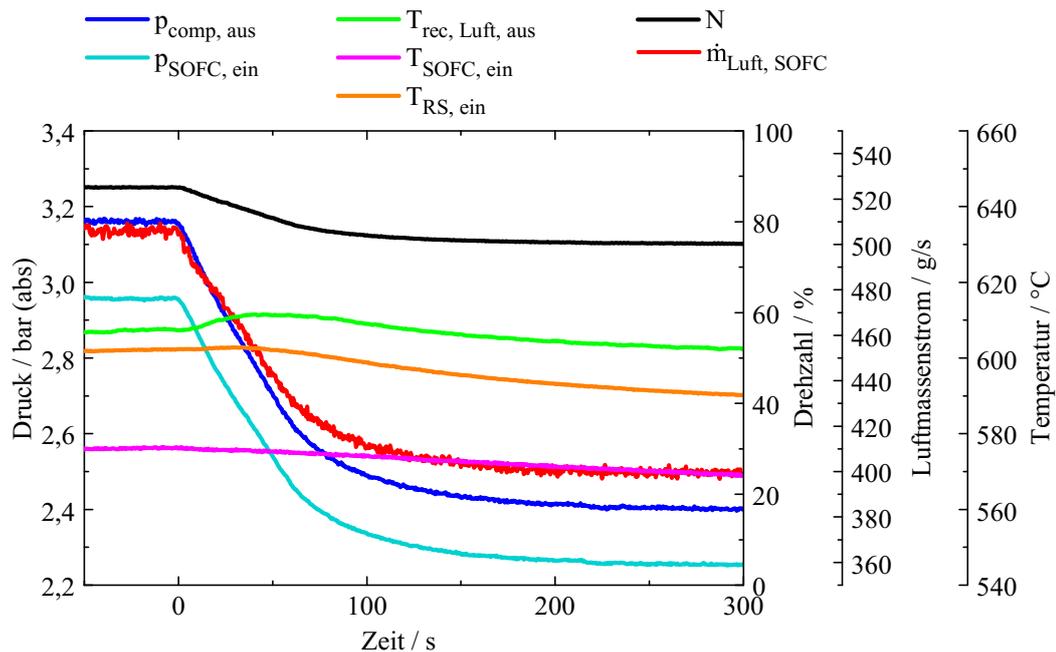
Lastwechsel an der MGT Lastwechsel an der MGT werden durch Änderung der angeforderten Drehzahl durchgeführt. In den Untersuchungen in Kapitel 4.2 konnte gezeigt werden, dass Lastwechsel rein über den Bypass-Strang uneingeschränkt möglich sind. Für das Betriebskonzept eines Hybridkraftwerks spielen diese jedoch nur eine untergeordnete Rolle, da Lastwechsel hauptsächlich für die Variation des Luftmassenstroms über die SOFC und damit im Betrieb über den Heißgasstrang eingesetzt werden müssen. Beim Aufheizen und Abkühlen über den Kaltgasstrang ist keine Durchführung von Lastwechseln vorgesehen, da die Temperatureinstellung am Eintritt in die SOFC und die Einstellung des Massenstroms über die Verwendung der verschiedenen Stränge teilweise in Kombination mit einer Reduktion der TOT durchführbar ist. Daher soll im Folgenden der Lastwechsel über den Heißgasstrang betrachtet werden.

Wie bereits in Kapitel 4.2.1 beschrieben wurde, ist bei der Versuchsanlage die Schrittwei-

4.3 Aufstellung und Analyse von Betriebskonzepten



(a) Lastwechsel von 80 % auf 83 % Drehzahl



(b) Lastwechsel von 87.5 % auf 75 % Drehzahl

Abbildung 4.48 Lastwechsel an der MGT in Konfiguration G (modifiziert aus [100])

te für Lastwechsel beschränkt. Bei Lastwechseln im unteren Drehzahlbereich zu höheren Lastpunkten mit einer Drehzahldifferenz von mehr als 7,5 % Drehzahl und bei Lastwechseln in Drehzahlbereichen von über 85 % und einer Differenz von mehr als 3 % Drehzahl treten

Instabilitäten beim Anfahren des Lastpunkts auf. Lastwechsel hin zu niedrigeren Drehzahlen können dagegen ohne Einschränkungen durchgeführt werden. In sehr seltenen Fällen, abhängig von den Umgebungsbedingungen, kam es an der Versuchsanlage trotz der Limitierung der Schrittweite zu Instabilitäten beim Lastwechsel, die aber durch den Einsatz des Bleed-Air-Manövers stabilisiert werden konnten (siehe Abbildung 4.49). Da die SOFC als sehr träges System ohnehin nicht auf schnelle hohe Lastwechselsprünge angewiesen ist, stellt die Limitierung der Schrittweite von Lastwechseln für den Betrieb eines Hybridkraftwerks keine Einschränkung dar. Zur Analyse der Auswirkungen eines Lastwechsels auf die SOFC sind in Abbildung 4.48 zwei Lastwechsel mit den wichtigsten SOFC Eintrittsbedingungen und Systembedingungen dargestellt. In Fall (a) ist ein Lastwechsel von 80 auf 83 % Drehzahl über der Zeit aufgetragen. Die Drehzahl wird zunächst mit $0,06\%/s$ beschleunigt, der Gradient fällt dann aber stark ab und die angeforderte Drehzahl wird langsam angefahren. Der Drehzahlerhöhung folgen der Luftmassenstrom mit einem Gradienten zu Beginn von ca. $0,67\text{ g/s/s}$ und die Drücke im System, wobei der Eintrittsdruck in die SOFC einen anfänglichen Gradienten von $0,03\text{ bar/s}$ aufweist. Die Temperaturen im System zeigen mit einiger Verzögerung einen leichten Anstieg. Es sind keine Fluktuationen im Druck oder in der Temperatur zu sehen, die zu Schäden an der SOFC führen könnten. Ein solches Manöver kann für das Betriebskonzept vorgesehen werden. In Fall (b) ist ein Lastwechsel in entgegengesetzte Richtung von 87,5 auf 75 % Drehzahl gezeigt. Auch hier zeigen sich in den Verläufen des Luftmassenstroms und der Drücke keine Auffälligkeiten oder Fluktuationen. Die Drehzahl wird in diesem Fall mit einem Gradienten von $0,16\%/s$ verringert, also schneller als beim Hochfahren. Auch hier flacht die Kurve vor Erreichen der angeforderten Drehzahl ab. Die Temperaturen am Rekuperatoraustritt und Rohrleitungseintritt zeigen durch den mit einem Gradienten von $1,4\text{ g/s/s}$ sinkenden Massenstrom einen kleinen Überschwinger. Dieser wird aber über das Rohrleitungssystem so gedämpft, dass er am Eintritt in die SOFC nicht mehr zu sehen ist. Innerhalb der definierten Lastsprünge zeigen somit sowohl die Lastwechsel zu höheren, als auch die Lastwechsel zu niedrigeren Drehzahlen keine kritischen Zustände für die SOFC. Die Manöver wurden mit den ursprünglich in der Steuerung hinterlegten Gradienten gefahren. Für den Einsatz im Hybridkraftwerk ist es nun erforderlich die Gradienten der Drehzahländerung auf die SOFC abzustimmen hinsichtlich der Trägheit der Druckdifferenzregelung zwischen Anode und Kathode und eventuell auftretenden Druckunterschieden längs des Stacks. Da sich bei den Untersuchungen zeigte, dass die Instabilitäten bei hohen Lastwechselsprüngen in der MGT Brennkammer auftraten, sollte die Brennkammer für den Einsatz in einem realen Hybridkraftwerk optimiert werden.

Lastwechsel an der SOFC Lastwechsel an der SOFC wirken sich auf die Abgastemperaturen und Abgasmassenströme am Eintritt in den MGT Brenner aus. In den Untersuchungen

wurde hier vor allem die Änderung der Temperatur durch die Einstellung verschiedener Brennstoffmassenströme im Gasvorwärmer betrachtet. Bei den Untersuchungen konnte ein Einfluss der Temperatur und verschiedener Temperaturgradienten auf die MGT beobachtet werden, jedoch wurden keine Einschränkungen unterhalb der in der Versuchsanlage maximal möglichen Brennereintrittstemperatur festgestellt. Aufgrund der Trägheit einer realen SOFC würden die Temperaturgradienten noch deutlich geringer ausfallen als in den in dieser Arbeit durchgeführten Untersuchungen (siehe dazu Abbildung 3.4 und Abbildung A.11). Für das Betriebskonzept ergeben sich dadurch keine Einschränkungen.

4.3.4 Anwendung von Notfallmanövern

Bei den Lastwechseln an der Versuchsanlage kam es in manchen Fällen zu Instabilitäten, die teilweise durch den Einsatz von Notfallmanövern beseitigt werden konnten. Auch an einem real gekoppelten Hybridkraftwerk kann es während transients Manöver zu instabilen Zuständen kommen, in denen ein Notfallmanöver eingesetzt werden muss. In Kapitel 4.2.1

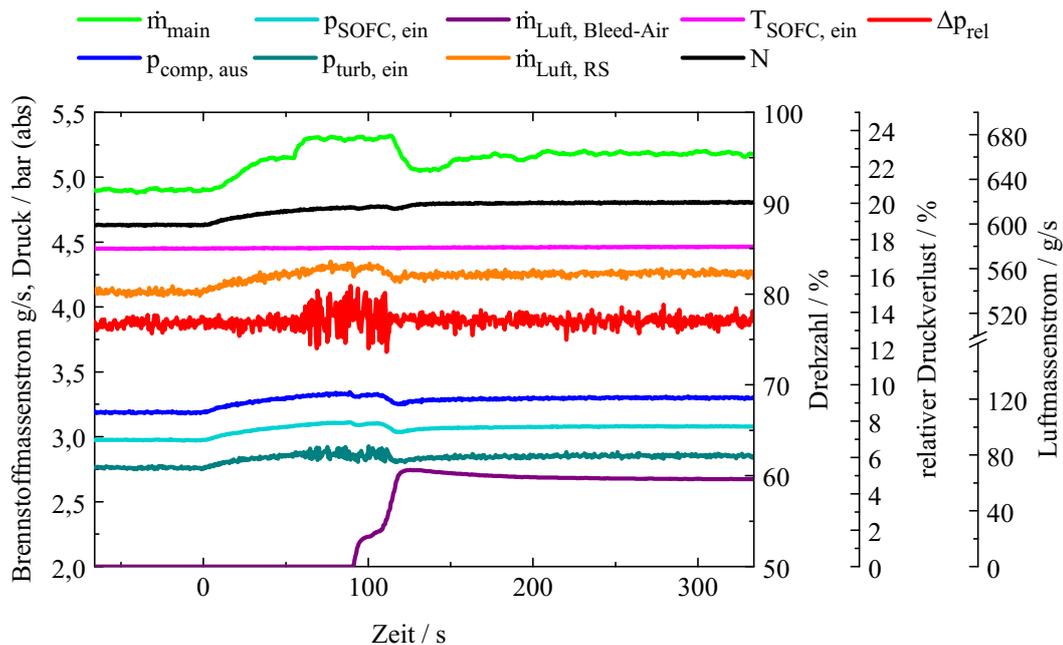


Abbildung 4.49 Einsatz eines Notfallmanövers bei Instabilitäten während eines Lastwechsels an der MGT in Konfiguration G (modifiziert aus [100])

wurden Untersuchungen durchgeführt um den Einfluss auf die MGT zu analysieren und die Randbedingungen für die sichere Ausführung des Notfallmanövers in einem Hybridkraftwerk zu bestimmen. Dabei ergaben sich als Kernpunkte, dass das Öffnen des Bleed-Air-Ventils nur mit einem maximalen Gradienten von 1%/s erfolgen darf, da es sonst zum unbeabsichtigten Ausschalten der MGT kommen kann. Der Durchfluss über das Bleed-Air Ventil der

4 Ergebnisse

Versuchsanlage ändert sich nur bis zu einem Öffnungswinkel von ca. 50 % aufgrund der Rohrleitungsgeometrien am Auslass in den Kamin. Mit dem daraus resultierenden Massenstrom konnte ein ausreichend großer Einfluss auf die Anlage aufgebracht werden, so dass festgelegt wurde, dass das Bleed-Air Ventil nur noch bis max. 50 % geöffnet werden muss.

In Abbildung 4.49 ist ein Lastwechsel von 87,5 auf 90 % Drehzahl dargestellt, bei dem es beim Anfahren der angeforderten Drehzahl zu Instabilitäten kam. Diese sind sehr deutlich im Parameter relativer Druckverlust zu sehen. Bei der Analyse der Einzeldrücke, aus denen der relative Druckverlust berechnet wird, ist zu sehen, dass die Schwingungen nur im Turbineneintrittsdruck, nicht aber im Verdichteraustrittsdruck zu sehen sind. Die Analyse der weiteren Druckmesspunkte im System zeigt, dass sie sich in diesem Fall auf die Brennkammer beschränken. Da nicht auszuschließen ist, dass es durch die Fluktuationen in der Brennkammer zu einem Flammenverlöschen kommt, was wiederum ein Pumpen bzw. ein abruptes Herunterfahren der MGT auslöst und somit die SOFC beschädigt, müssen Gegenmaßnahmen eingeleitet werden. Durch das zur Stabilisierung des Betriebszustands notwendige Öffnen des Bleed-Air-Ventils auf 20 % ändert sich der Druck am Eintritt der SOFC um 60 mbar mit einem maximalen Gradienten von 6 mbar/s. Dieses Manöver hat also einen vergleichsweise geringen Einfluss auf die Eintrittsbedingungen an der SOFC und ist damit in einem Hybridkraftwerk einsetzbar. Ein Pumpen, wie es in Abbildung 4.28 dargestellt ist, hat unausweichlich eine Zerstörung der SOFC zur Folge und sollte daher durch solche Notfallmanöver verhindert werden.

4.3.5 Zusammenfassung des Betriebskonzepts für ein Turbec T100PH basiertes Hybridkraftwerk

Basierend auf den Analysen der einzelnen Manöver und den Überlegungen zu möglichen Betriebskonzepten in den vorherigen Kapiteln wird hier nun das Betriebskonzept für die Turbec T100PH MGT in einem Hybridkraftwerk zusammengefasst. Dabei sind die unterschiedlichen Eigenschaften und Einschränkungen, die die Versuchsanlage gegenüber einem real gekoppelten Hybridkraftwerk mit der untersuchten MGT und einem Hybridkraftwerk mit einer optimierten MGT hat, zu beachten. Während die Versuchsanlage Limitierungen durch den Laboraufbau aufweist, ergeben sich durch die weitestgehend unmodifizierte Mikrogasturbine zusätzliche Einschränkungen im Betrieb. Während den Untersuchungen konnten bereits Optimierungspotenziale aufgezeigt werden. Im Folgenden wird daher beim Betriebskonzept auch auf die Möglichkeiten der unterschiedlichen Varianten (untersuchte/optimierte Variante) eingegangen.

Die Untersuchungen haben gezeigt, dass für den Betrieb eines Hybridkraftwerks basierend auf der Turbec T100PH Mikrogasturbine alle in der Hybridkraftwerksversuchsanlage aufgebauten Stränge notwendig sind und ein Betrieb nur über Heißgas- und Kaltgasstrang nicht

möglich ist. Der Bypass wird für verschiedene transiente Manöver, wie z.B. den Start benötigt. Der Start der Anlage wird so ausgeführt, dass zunächst die Mikrogasturbine über den Bypass-Strang entkoppelt von der SOFC auf den minimalen Lastpunkt hochgefahren wird. Die SOFC wird dabei durch den offenen Ausgang der Kathoden- und Anodenseite unter Druck gesetzt, aber noch nicht durchströmt oder aufgeheizt. Nachdem die Mikrogasturbine ihren stationären Betriebspunkt bei 75 % Drehzahl erreicht hat, wird damit begonnen die SOFC aufzuwärmen. Dies erfolgt über das Öffnen des Kaltgasventils unter Einhaltung des maximalen Temperaturgradienten für die Aufheizung der SOFC von 5 K/min bis 10 K/min. In der Versuchsanlage ist die Öffnung des Kaltgasventils und damit die Umgehung des Rekuperators aufgrund der Eintrittsbedingungen in den Kamin limitiert auf max. 70 %. Die maximal zulässige Temperatur des Kamins müsste auch in einem real gekoppelten Hybridkraftwerk eingehalten werden, was entweder durch eine Limitierung des Öffnungswinkels des Kaltgasstrangs (wie in der Versuchsanlage) oder aber durch eine Absenkung der TOT erreicht werden kann. Gerade bei Anfahr- und Abfahrprozessen spielt die elektrische Leistung noch keine übergeordnete Rolle, weswegen hier eine Absenkung der TOT möglich wäre. Darüber hinaus könnte die Einschränkung auch mit einem für eine Maximaltemperatur von 645 °C ausgelegten Kamin behoben werden. Wird die Anlage für die Kraft-Wärme-Kopplung mit einem Abgaswärmeübertrager ausgestattet, so sind dessen Temperaturlimitierungen bei der Auswahl der Maßnahme zu beachten. Ab dem Zeitpunkt der Durchströmung der Kathode muss die Anodenseite der SOFC mit Formiergas gespült werden, um den erforderlichen Druckausgleich zu erreichen und um die Anode ab Temperaturen von 300 °C frei von Sauerstoff zu halten. Zum Aufheizen über das Temperaturniveau des Verdichteraustritts hinaus, wird der Heißgasstrang langsam geöffnet. Der Kaltgasstrang wird zusammen mit dem Bypass-Strang langsam geschlossen, um den vollen Massenstrom über die SOFC zu leiten. Ist die Betriebstemperatur erreicht, so kann die Reaktion in der SOFC gestartet werden, indem von Formiergas auf Brennstoff übergeleitet wird.

Im stationären Betrieb versorgt die MGT die SOFC mit vorgewärmter Luft. Benötigt die SOFC mehr Luft, so kann dies über Lastwechsel an der MGT eingestellt werden. Bei konstantem Lastpunkt an der MGT kann die Luftmenge über die SOFC mit Hilfe des Bypass-Strangs reguliert werden. Für Lastwechsel zu höheren Lastpunkten sollten bei Verwendung der untersuchten MGT Variante im unteren Drehzahlbereich Schritte von bis zu 5 % Drehzahl und im oberen Drehzahlbereich Schritte von bis zu 2,5 % Drehzahl nicht überschritten werden. Lastwechsel zu niedrigeren Lastpunkten können ohne Einschränkungen durchgeführt werden. Aufgrund der experimentellen Ergebnisse wird davon ausgegangen, dass eine Optimierung des MGT Brenners diese Limitierungen aufheben kann. Der Gradient der Drehzahländerung muss in jedem Fall auf die SOFC angepasst werden. Bei der untersuchten MGT ist der stabile Betriebsbereich auf einen Drehzahlbereich von 75 bis 90 % beschränkt. Die Beschränkungen

4 Ergebnisse

sind hauptsächlich durch einen reduzierten Pumpgrenzabstand der Turbine und Limitierungen in der Leistungselektronik begründet. Treten bei einem Lastwechsel Instabilitäten im relativen Druckverlust auf, so ist das Notfallmanöver Bleed-Air einzusetzen um diese Instabilitäten wieder zu beruhigen. Dabei sollte das Bleed-Air Ventil mit einem maximalen Gradienten von 1%/s geöffnet werden. Der maximale Massenstrom über das Bleed-Air Ventil sollte über den Drehzahlbereich im Bereich von 100 bis 140 g/s liegen (was in der Versuchsanlage einem Öffnungswinkel von ca. 50% entspricht). Die SOFC Austrittstemperatur kann an der Versuchsanlage in einem Bereich bis zu 850 °C variiert werden. In einem real gekoppelten Hybridkraftwerk muss der Brenner hinsichtlich höherer Eintrittstemperaturen optimiert werden, um die SOFC Austrittstemperaturen von bis zu 900 °C zu erreichen.

Ein Warmstart an der Versuchsanlage ist aufgrund der Phänomene an der untersuchten Mikrogasturbine und der daraus resultierenden Gefahr eines Verdichterpumpens nicht durchführbar. Die Untersuchungen zum Warmstart sollten mit einer optimierten MGT nochmals dahingehend überprüft werden, ob sich durch die Veränderungen in der Brennkammer und den Turbokomponenten auch dieses Phänomen beseitigen lässt.

Für das Herunterfahren der Anlage wird zuerst der niedrigste Lastpunkt der MGT von 75% angefahren und die Reaktion in der SOFC gestoppt. Dafür muss die elektrische Leistung langsam bis auf Null reduziert werden. Die Anodenseite wird wieder mit Formiergas gespült. Die SOFC wird anschließend mit Hilfe der verschiedenen Stränge von der MGT abgekühlt. Dazu werden zunächst parallel Bypass- und Kaltgasstrang, unter Berücksichtigung des maximal zulässigen Temperaturgradienten von 5 K/min bis 10 K/min für die Abkühlung der SOFC, geöffnet, um den Massenstrom möglichst konstant zu halten und die Temperatur abzusenken. Durch das Absenken der TOT ist es möglich den Massenstrom über den Kaltgasstrang zu erhöhen. Absenkungen bis auf 550 °C wurden hierbei erfolgreich an der Versuchsanlage eingesetzt. Anschließend wird der Heißgasstrang geschlossen. Die Kerntemperatur der SOFC kann so bis auf das Temperaturniveau des Verdichters abgekühlt werden. Wenn möglich, sollte sie bis unter die kritische Temperatur von 300 °C abgekühlt werden, damit der Formiergasmassenstrom nicht weiter benötigt wird. Für den Stopp der MGT sind nun zwei Varianten einsetzbar. Abhängig von der Temperatur der SOFC bleibt diese bei Temperaturen über 300 °C weiter über den Kaltgasstrang gekoppelt und die MGT wird über die Strangkombination Bypass/Kaltgas von der abgesenkten TOT gestoppt. Bei SOFC Temperaturen unter 300 °C wird die SOFC durch Schließen des Kaltgasstrangs zunächst von der MGT entkoppelt und diese dann rein über den Bypass-Strang gestoppt.

5 Zusammenfassung und Ausblick

5.1 Zusammenfassung

Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wurde ein Betriebskonzept für die Mikrogasturbine in einem MGT/SOFC Hybridkraftwerk aufgestellt und experimentell untersucht. Hierzu wurde eine Hybridkraftwerksversuchsanlage auf Basis einer kommerziell erhältlichen Turbec T100PH Mikrogasturbine eingesetzt. Für den Aufbau der Versuchsanlage wurde ein Hybridkraftwerkskonzept ausgewählt, in dem die SOFC in den MGT Kreislauf zwischen Verdichter und Turbine integriert und so unter Druck betrieben wird. Die SOFC wurde für die Untersuchungen durch einen Simulator ersetzt, der die thermodynamischen und strömungsmechanischen Eigenschaften der SOFC, insbesondere den Druckverlust, die Aufenthaltszeit und die Austrittstemperatur nachbilden kann. Für die Auslegung des Simulators wurde eine tubulare SOFC der Firma Siemens mit einer Größe von 1152 Zellen zugrunde gelegt. MGT und SOFC wurden über ein Interface und ein Rohrleitungssystem verbunden, das aus mehreren Strängen aufgebaut ist. Für das Aufheizen und Abkühlen wurde der Kaltgasstrang eingesetzt, der den Verdichteraustritt direkt mit der SOFC koppelt. Im Betrieb wurde der Rekuperatoraustritt über den Heißgasstrang an die SOFC gekoppelt. Zusätzlich konnte die SOFC über den Bypass-Strang, der die Luft aus dem Rekuperator direkt zur MGT Brennkammer leitet, umgangen werden.

Als Basis für die Untersuchungen und die Bewertung des Einflusses der Hybridkraftwerkskomponenten auf die Mikrogasturbine wurde diese detailliert instrumentiert und zunächst einzeln charakterisiert. Für die Untersuchungen und die spätere Einbindung der MGT in ein Hybridkraftwerk wurden an der Anlage im Vergleich zur kommerziell erhältlichen Version kleinere Anpassungen hinsichtlich der Strömungsführung, dem Aufbau und der Steuerung vorgenommen. In einer ersten Versuchsreihe wurde der Unterschied der über die modifizierte Steuerung möglichen zwei Fahrweisen, in der entweder eine Drehzahl („drehzahlgesteuert“) oder eine elektrische Leistung („lastgesteuert“) vorgegeben wird, untersucht und diskutiert. Es zeigten sich vor allem bei der Durchführung von Lastwechseln Unterschiede, die für die drehzahlgesteuerte Fahrweise sprechen. Neben der Untersuchung der transienten Manöver, Kaltstart, Warmstart, Stopp und Lastwechsel wurde die Charakteristik der einzelnen Bauteile in stationären Lastpunkten über den Betriebsbereich betrachtet und hinsichtlich der

Auswirkungen auf den Hybridbetrieb bewertet. Schließlich wurde die Variation der Turbinenaustrittstemperatur untersucht, die in Abkühl- und Aufheizmanövern oder zur Erhöhung des Pumpgrenzabstands eingesetzt werden kann. Zusammen mit den Ergebnissen von Zanger et al. [93], der die Auswirkungen eines erhöhten Druckverlusts auf die Anlage untersuchte, konnte so ein Basisdatensatz erzeugt werden, der als Grundlage für die weiteren Untersuchungen diene.

Die Integration der Komponenten in die Hybridkraftwerksversuchsanlage wurde schrittweise durchgeführt, um so besser den Einfluss von Rohrleitungssystem, Interface, Ventilen und Klappen sowie des SOFC Simulators untersuchen zu können. Die einzelnen Konfigurationen wurden sowohl in transienten Manövern als auch im stationären Betrieb untersucht und die Messergebnisse denen der Standard-MGT gegenübergestellt. Auf Basis dieser Untersuchungen wurden verschiedene Betriebskonzepte für die einzelnen Manöver aufgestellt, analysiert und diskutiert. Während das Betriebsverhalten im ersten Teil der Arbeit vor allem in Bezug auf die Auswirkungen auf die MGT betrachtet wurde, wurden die ausgewählten Manöver im zweiten Teil vor allem auf den Einfluss, den sie auf die SOFC haben, analysiert.

In den transienten Manövern konnten zwischen den einzelnen HyKW-Konfigurationen keine signifikanten Unterschiede festgestellt werden, jedoch ergaben sich Unterschiede zur Standard MGT, die auch zu Einschränkungen im Betrieb der Anlage führten. Hierbei wurde unterschieden, ob es sich um Limitierungen handelt, die aufgrund des Laboraufbaus in der Versuchsanlage auftreten oder ob diese auch in einem real gekoppelten Hybridkraftwerk mit der untersuchten MGT zu erwarten sind. Gleichzeitig wurden Optimierungsmöglichkeiten für eine modifizierte MGT aufgestellt und diskutiert. Aus den experimentell gewonnenen Ergebnissen und den Randbedingungen der Subsysteme wurde schließlich ein Betriebskonzept für die Anlage aufgestellt.

Das Betriebskonzept sieht vor, die MGT strömungstechnisch getrennt von der SOFC über den Bypass-Strang zu starten. Die SOFC wird dadurch unter Druck gesetzt, aber noch nicht durchströmt. Während des Manövers in der Versuchsanlage konnten Druckschwankungen in der Brennkammer und am Turbineneintritt beobachtet werden, die sich in Einzelfällen auf das gesamte System übertragen. Da dies auch in einem real gekoppelten Hybridkraftwerk mit der eingesetzten Brennkammer auftreten kann, sollte der Brenner dahingehend optimiert werden. Nach einem Warmstart über den Bypass-Strang wurde beobachtet, dass sich die Anlage in einem leicht unterschiedlichen Betriebspunkt im Vergleich zum Kaltstart befindet, der sie sensibel für Störungen im System macht und zum Verdichterpumpen führte. Ein Betrieb nach einem Warmstart war somit an der Versuchsanlage nicht möglich. Versuche, die Anlage mit Gegenmaßnahmen in einen stabilen Betriebsbereich zu überführen, waren nicht erfolgreich. Nach dem Start der MGT wird die SOFC langsam über wechselnde Kombinationen von Kaltgas-, Heißgas- und Bypass-Strang auf Betriebstemperatur aufgeheizt. Zunächst wird dafür das Temperaturniveau am Verdichteraustritt über den Kaltgasstrang genutzt, um dann

langsam auf den Heißgasstrang und damit das Temperaturniveau des Rekuperatoraustritts zu wechseln. Die Voruntersuchungen zum Öffnen und Schließen der Stränge Bypass, Kaltgas und Heißgas mit unterschiedlichen Gradienten zeigten keine Einschränkungen. Lediglich die Limitierung der Abgastemperaturen an der Versuchsanlage führte zu einer Begrenzung im Öffnungswinkel des Kaltgasstrangs. Umgangen werden kann diese Limitierung durch die gleichzeitige Absenkung der Turbinenaustrittstemperatur bei Einsatz des Kaltgasstrangs.

Die Luftmenge über die SOFC kann zum einen über Lastwechsel an der MGT (unter Änderung des Systemdrucks) und zum anderen über die Einstellung des Massenstroms über den Bypass erfolgen. Lastwechsel an der MGT konnten im Betrieb ausschließlich rein über den Bypass-Strang, also entkoppelt von der SOFC, uneingeschränkt durchgeführt werden. Bei Lastwechseln im Betrieb über den Heißgasstrang zeigten sich je nach Richtung, Ausgangspunkt und Schrittweite Einschränkungen in der Durchführung durch in der Brennkammer auftretende Instabilitäten. Auch dieses Ergebnis spricht für eine Optimierung des Brenners für ein real gekoppeltes Hybridkraftwerk. Lastwechsel an der SOFC wurden über Brennstoffvariationen am Erdgasbrenner im SOFC Simulator nachgebildet. Dabei kam es trotz höherer Temperaturgradienten, als dies an einer realen SOFC zu erwarten ist, zu keinen Einschränkungen oder instabilen Zuständen an der MGT.

Im stationären Betrieb wurde der Einfluss auf die MGT und Wechselwirkungen im System untersucht sowie der mögliche Betriebsbereich, sowohl für die einzelnen Konfigurationen, als auch für den Betrieb des SOFC Simulators, aufgezeigt. Der stabile Betriebsbereich ist durch Limitierungen in der Leistungselektronik in Kombination mit dem erhöhten Druckverlust, abhängig von der Konfiguration, eingeschränkt. In der vollausgestatteten Konfiguration konnte daher in der Versuchsanlage nur ein Betriebsbereich von 75 bis 90 % Drehzahl erreicht werden. Für ein Hybridkraftwerk basierend auf der Turbec T100PH sollte zur Erweiterung des erreichbaren Betriebsbereichs eine Optimierung der Turbokomponenten und der Leistungselektronik in Betracht gezogen werden. Aufgrund der Eintrittstemperaturbeschränkung des eingesetzten, originalen Brenners konnte nur ein Betriebsbereich der SOFC bis zu einer SOFC Austrittstemperatur von 850 °C nachgebildet werden. Innerhalb des Bereichs konnten keine Einschränkungen festgestellt werden. Diese Beschränkung unterstreicht die Notwendigkeit einer Optimierung des Brennkammersystems.

Für das Herunterfahren muss die SOFC zunächst über Bypass-, Kaltgas- und Heißgasstrang möglichst auf das Temperaturniveau des Verdichteraustritts abgekühlt werden. Auch hier wird wieder zunächst der Kaltgasstrang geöffnet und dann von Heißgas- auf Bypass-Strang umgeschaltet. Um den Massenstrom über den Kaltgasstrang bei gleichzeitig konstant niedriger Abgastemperatur zu erhöhen, wird die Turbinenaustrittstemperatur abgesenkt.

Der Stopp der MGT erfolgt mit gekoppelter SOFC im Anschluss an das Abkühlen mit abgesenkter TOT über die Kombination von Bypass- und Kaltgasstrang. Ein zusätzlicher Versuch,

die MGT direkt aus dem gekoppelten Betrieb über den Heißgasstrang zu stoppen führte zum Verdichterpumpen und ist somit nicht einsetzbar.

Für instabile Zustände und Notfallsituationen kann das Öffnen des Bleed-Air-Strangs angewendet werden. Im Versuchsprogramm wurde an instabilen Zuständen, wie zum Beispiel die nach einem Lastwechsel auftretenden Fluktuationen an der Brennkammer, der Einsatz des Bleed-Air Strangs als Notfallmanöver getestet und die Auswirkungen auf das System untersucht. Beim Einsatz des Bleed-Air Ventils muss auf den Öffnungsgradienten geachtet werden, da es bei zu schnellem Öffnen zu einem unbeabsichtigten Herunterfahren der Anlage durch die Steuerung der MGT kommen kann. Die Vorgänge und Auswirkungen beim Verdichterpumpen, einem sehr kritischen Notfallereignis, wurden genauer betrachtet.

Für die Turbec T100PH Mikrogasturbine konnte somit erfolgreich ein erstes Betriebskonzept erstellt werden. Gleichzeitig wurde gezeigt, dass für den Einsatz der kommerziell erhältlichen Version der Mikrogasturbine in einem Hybridkraftwerk neben den vorgenommenen Änderungen am Aufbau und der Steuerung, weitere Optimierungen für einen weiten, stabilen Betriebsbereich und einen sicheren Betrieb unabdingbar sind.

5.2 Ausblick

Im Zuge der Untersuchungen zum Betrieb des Hybridkraftwerks und zum Einfluss des Aufbaus auf die Mikrogasturbine konnten sowohl Optimierungspotenziale hinsichtlich der Anlage als auch der Untersuchungsmethoden aufgezeigt werden. Die Erkenntnisse flossen in die Planung und Umsetzung des weiteren Verlaufs des langfristig angelegten Projekts zur Entwicklung eines Hybridkraftwerks am DLR ein.

Die vorgestellten Ergebnisse basieren auf dem bestehenden Regelungssystem der Turbec T100PH und damit auch auf den dort hinterlegten Routinen. Oftmals konnte anhand der Messdaten nicht darauf zurückgeschlossen werden, auf welche Eintrittsparameter die Anlage zurückgreift, wie sie diese umsetzt und welche Parameter als Reaktion verändert werden. Vor allem der Einfluss der Leistungselektronik kann ohne fundierte Kenntnisse der hinterlegten Programmierung nicht immer eindeutig nachvollzogen werden. Für ein real gekoppeltes Hybridkraftwerk sind diese Kenntnisse jedoch von erheblicher Bedeutung. Zudem ist für die Regelung des Gesamtsystems ein gemeinsames Steuerungssystem notwendig, das beide Subkomponenten beinhaltet. Die MGT stellt in erster Linie der SOFC die aufgewärmte, komprimierte Luft zur Verfügung. Der Hauptanteil an der elektrischen Leistung wird durch die SOFC erbracht. Daher scheint es sinnvoller, dass die MGT der SOFC in der Regelung untergeordnet wird und die Drehzahl nach erforderlichem Luftmassenstrom bzw. Temperatur des SOFC Stacks geregelt wird. Ein solches Konzept wird bereits in der aktuellen Phase

des Projekts „Hybridkraftwerk“ verfolgt. Hierbei wird die Steuerung der MGT, bis auf eine Grundregeleinheit, neu aufgesetzt. Dies bietet den Vorteil, dass alle hinterlegten Routinen und Parameter bekannt sind.

Für die Untersuchungen wurde der originale Turbec Brenner verwendet. Dieser ist jedoch nicht für den Einsatz bei sehr hohen Eintrittstemperaturen, wie sie hier auftreten, geeignet. Da mit dieser Limitierung nur eine SOFC Austrittstemperatur von bis zu 850 °C erreicht werden konnte, stellt dies eine zu große Einschränkung im Betriebsbereich dar. Für ein Hybridkraftwerk muss ein Brennerkonzept eingesetzt werden, das deutlich höhere Eintrittstemperaturen zulässt. Eine Möglichkeit hierzu ist der Einsatz eines Brennkammersystems, das auf dem FLOX[®] Konzept basiert. Ein solches Brennkammersystem wurde für die Turbec T100PH Mikrogasturbine von Panne [107] und Zanger [106] für den Einsatz mit Erdgas entwickelt und untersucht. Ein weiterer Punkt, der für den Einsatz eines neuen Brenners spricht, sind die in den Untersuchungen aufgetretenen Instabilitäten beim Start und bei Lastwechseln. Diese konnten fast ausnahmslos der Brennkammer zugeordnet werden. Ein neuer Brenner könnte auch hier die Einschränkungen aufheben.

Hinsichtlich der kritischen Zustände, allen voran des Verdichterpumpens, sind weitere Untersuchungen notwendig, die sich auf die frühzeitige Erkennung eines solchen Zustandes fokussieren. Das Verdichterpumpen führt in jedem Fall zu Materialschäden an der SOFC und muss daher unbedingt verhindert werden. Das Notfallmanöver Bleed-Air kann als Gegenmaßnahme eingesetzt werden, muss aber frühzeitig durch geeignete Parameter ausgelöst werden. Eine Möglichkeit bietet hier eine Überwachung durch einen Akustiksensoren am Austritt aus dem Verdichter. Für weitergehende Untersuchungen ist bereits ein derartiger Akustiksensoren am Verdichteraustritt der neuen Versuchsanlage im Projekt „Hybridkraftwerk“ integriert, mit dem Messungen zur frühzeitigen Erkennung von Pumpen durchgeführt werden sollen.

Die Untersuchung des Einflusses des Hybridkraftwerksaufbaus auf die MGT hat gezeigt, dass es sich hier um sehr komplexe Zusammenhänge handelt. Mit dem hier eingesetzten SOFC Simulator ist nur eine begrenzte Untersuchung der Effekte möglich, da der Simulator von Hand gesteuert wird und kein SOFC Modell hinterlegt ist, das eine Reaktion der SOFC auf die MGT herausgibt. Für den Aufbau eines real gekoppelten Hybridkraftwerks ist es jedoch wichtig, die gegenseitige Beeinflussung der Subkomponenten detaillierter zu untersuchen. Dazu müssen auf beiden Seiten (MGT und SOFC) Versuchsanlagen aufgebaut werden, die die jeweilige Gegenkomponente möglichst genau abbilden können und auch auf die Eintrittsbedingungen reagieren. Auch dieser Ansatz wird im Projekt „Hybridkraftwerk“ weiter verfolgt.

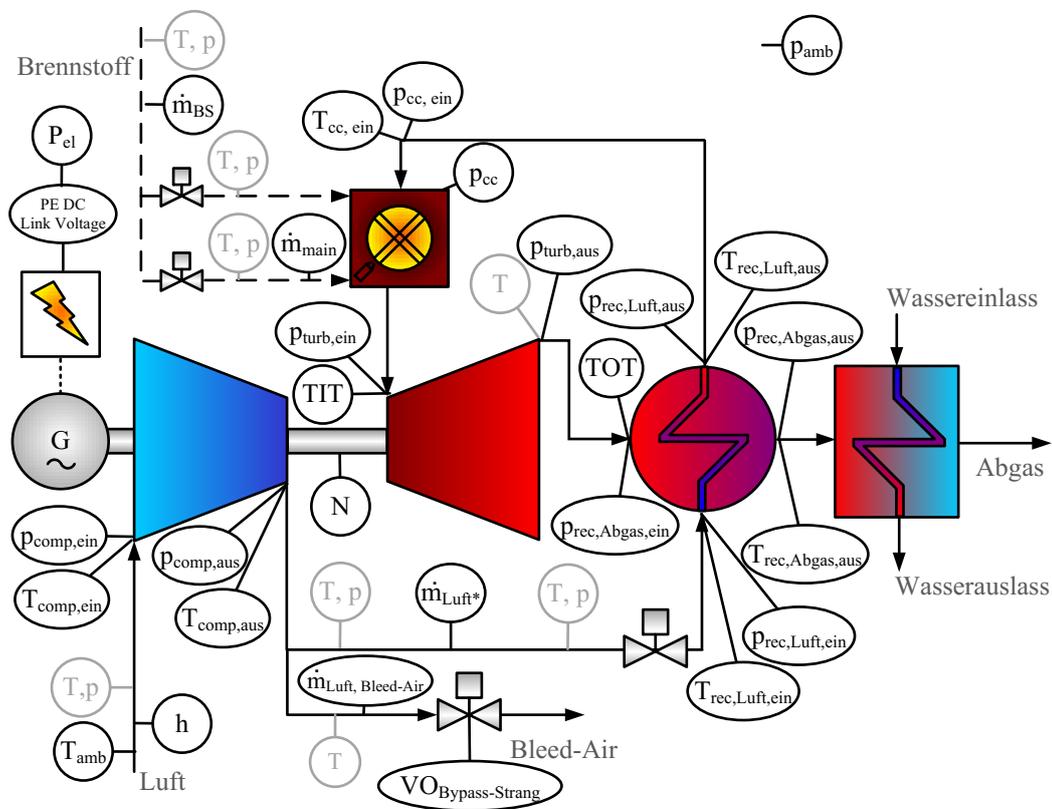
Die Versuchsanlage zeigte aufgrund des erhöhten Druckverlusts durch den Hybridkraftwerksaufbau einen eingeschränkten Betriebsbereich, der aus Limitierungen in der Leistungselektronik und einem verminderten Pumpgrenzabstand resultierte. Für den Einsatz einer Mikrogasturbine in einem Hybridkraftwerk sollte daher bereits im Vorfeld bei der Auswahl einer geeigneten An-

5 Zusammenfassung und Ausblick

lage auf diese Limitierungen geachtet werden, bzw. eine Optimierung der Turbokomponenten und Leistungselektronik in Betracht gezogen werden.

A Anhang A

A.1 Darstellung der verwendeten Messstellen



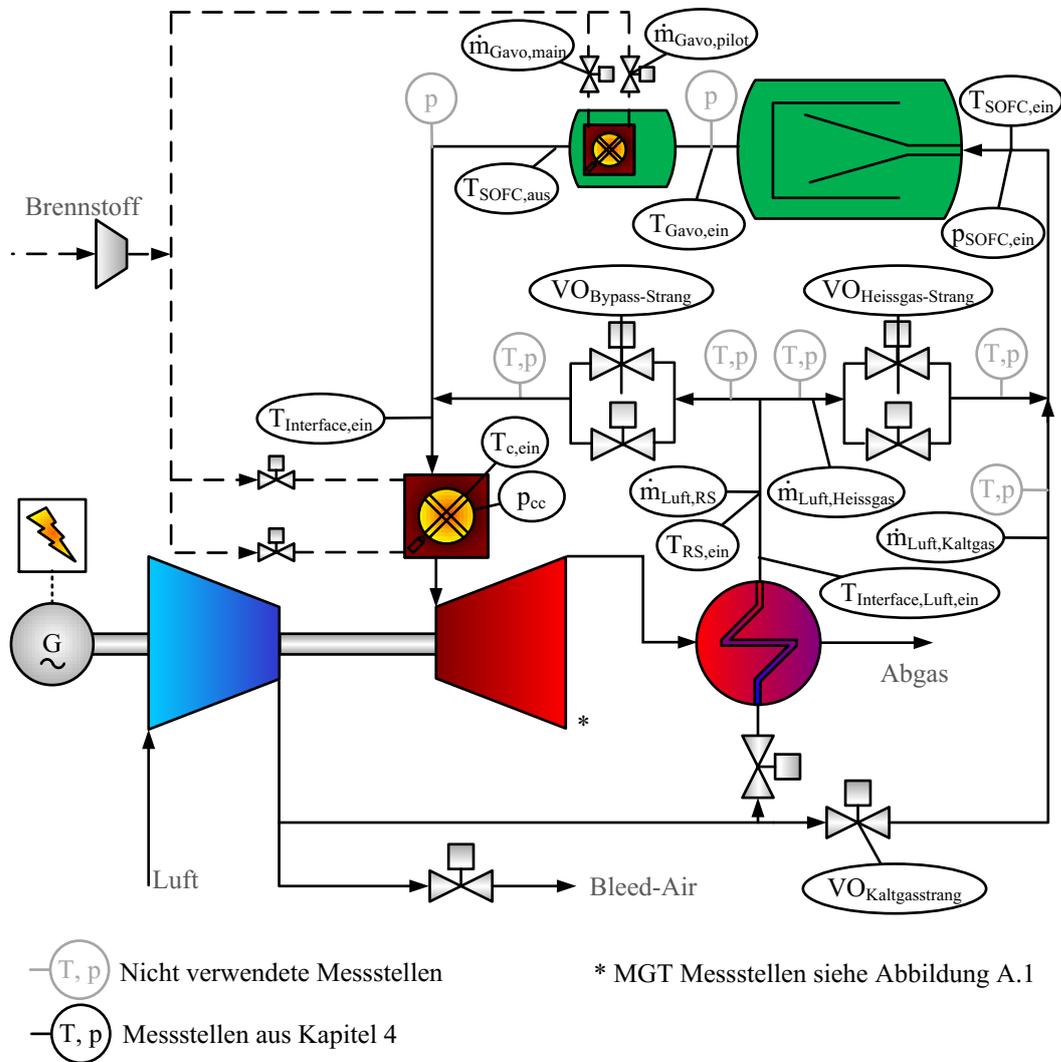
—(T, p) Nicht verwendete Messstellen

—(T, p) Messstellen aus Kapitel 4

* nur bei Konfigurationen A, B und D

$T_{comp,ein}$: Mittelung aus $T_{comp,ein,01} - T_{comp,ein,04}$
 $T_{cc,ein}$: Mittelung aus $T_{cc,ein,01} - T_{cc,ein,02}$
 $T_{rec,Luft,aus}$: Mittelung aus $T_{rec,Luft,aus,01} - T_{rec,Luft,aus,02}$
 $T_{rec,Abgas,aus}$: Mittelung aus $T_{rec,Abgas,aus,01} - T_{rec,Abgas,aus,02}$
 TIT : Mittelung aus $TIT_{01} - TIT_{06}$ (TIT_{01} : Einzelmessstelle)

Abbildung A.1 Instrumentierungsplan zu den in dieser Arbeit gezeigten Messgrößen am Mikrogastrurbinenprüfstand



$T_{\text{Interface,Luft,ein}}$: Mittelung aus $T_{\text{Interface,Luft,ein},01} - T_{\text{Interface,Luft,ein},03}$
 $T_{c,\text{ein}}$: Mittelung aus $T_{c,\text{ein},01} - T_{c,\text{ein},02}$
 $T_{\text{SOFC,aus}}$: Mittelung aus $T_{\text{Gavo,aus},01} - T_{\text{Gavo,aus},11}$

Abbildung A.2 Instrumentierungsplan zu den in dieser Arbeit gezeigten Messgrößen an der MGT-Hybridkraftwerksversuchsanlage zusätzlich zur MGT Instrumentierung

A.2 Stationäre Betriebspunkte: Aufwärmkurven der Hybridkraftwerksversuchsanlage

In diesem Kapitel werden die Aufwärmkurven zu den Messtagen, an denen „stationäre“ Punkte aufgenommen wurden, gezeigt. Diese geben wichtige Auskünfte über die Aufwärmung der Anlage. Es wird jeweils der gesamte Messtag betrachtet. Die jeweilige Drehzahl ist mit aufgetragen. Es wurden Temperaturverläufe an verschiedenen Messstellen in der Hybridkraftwerksanlage über der Zeit aufgetragen. Diese zeigen zum einen die Verläufe am Übergang ins

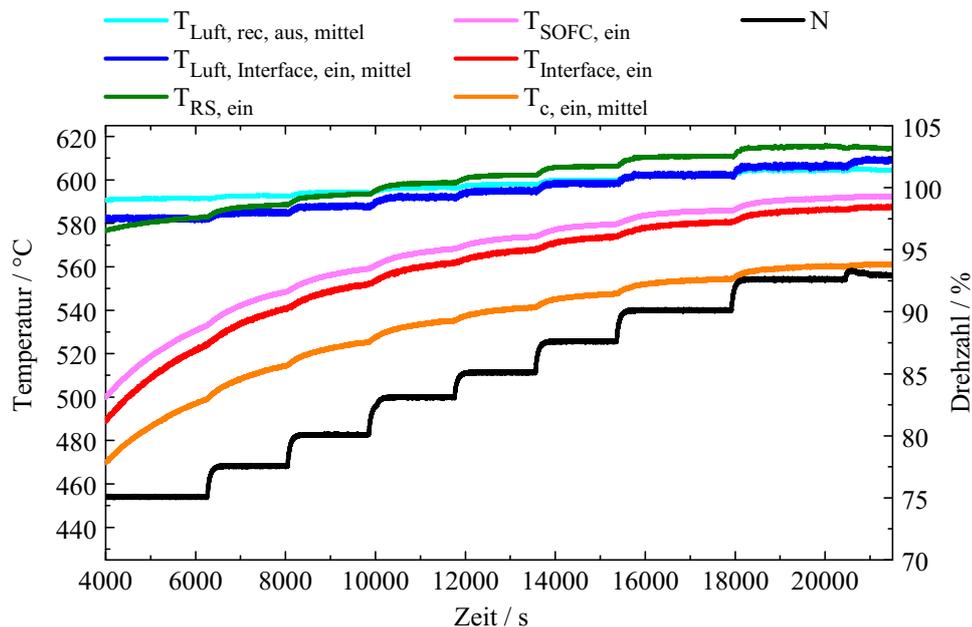


Abbildung A.3 Temperaturen in der Anlage beim Anfahren der stationären Punkte in der Konfiguration E

Rohrleitungssystem und in den MGT Brenner, aber auch am Eintritt in den SOFC Simulator. In Kapitel 4.2 wurde darauf verwiesen, dass die Anlage in den „stationären“ Punkten nicht immer vollständig durchgewärmt war. Dies ist anhand der Graphen eindeutig zu sehen. Vor allem im unteren Lastbereich ist noch eine starke Veränderung der Temperaturen über der Zeit im Rohrleitungssystem erkennbar, während die Messstellen direkt an der MGT bereits weitestgehend als stationär betrachtet werden können. Die Aufwärmung stellt somit eine Fehlerquelle für die „stationären“ Punkte dar, die für die Bewertung der Ergebnisse mit einbezogen werden muss. Gerade bei Versuchen in den Konfigurationen F und G konnte, durch die hohe Bauteilmasse des SOFC Simulators, ein vollständiges Aufwärmen der Anlage an einem Versuchstag nicht immer erreicht werden. Dies ist auch deutlich an der Temperaturdifferenz zwischen Eintritt in den SOFC Simulator und Eintritt in das Interface erkennbar.

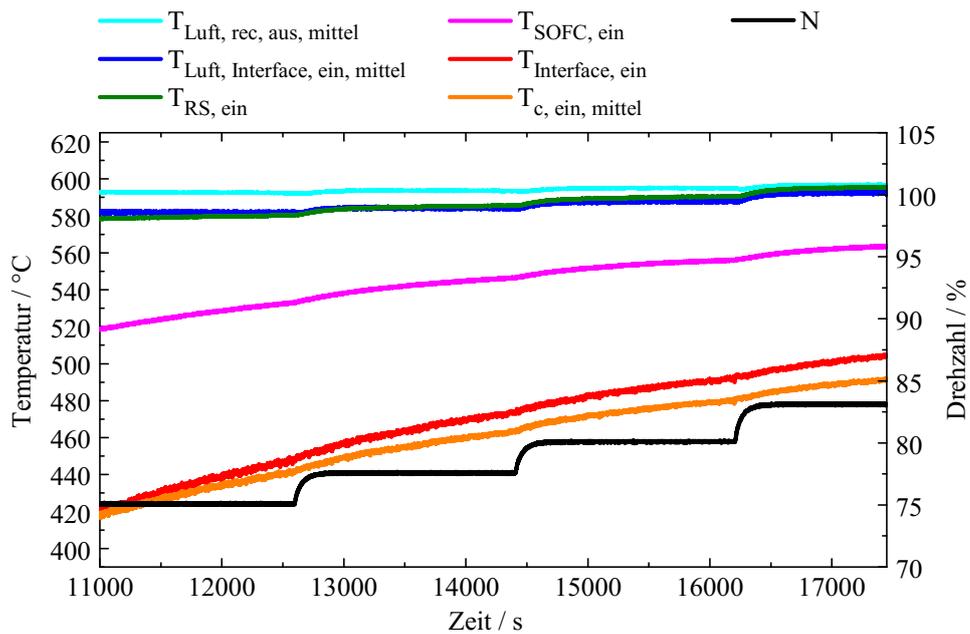


Abbildung A.4 Temperaturen in der Anlage beim Anfahren der stationären Punkte in der Konfiguration F, erster Versuchstag

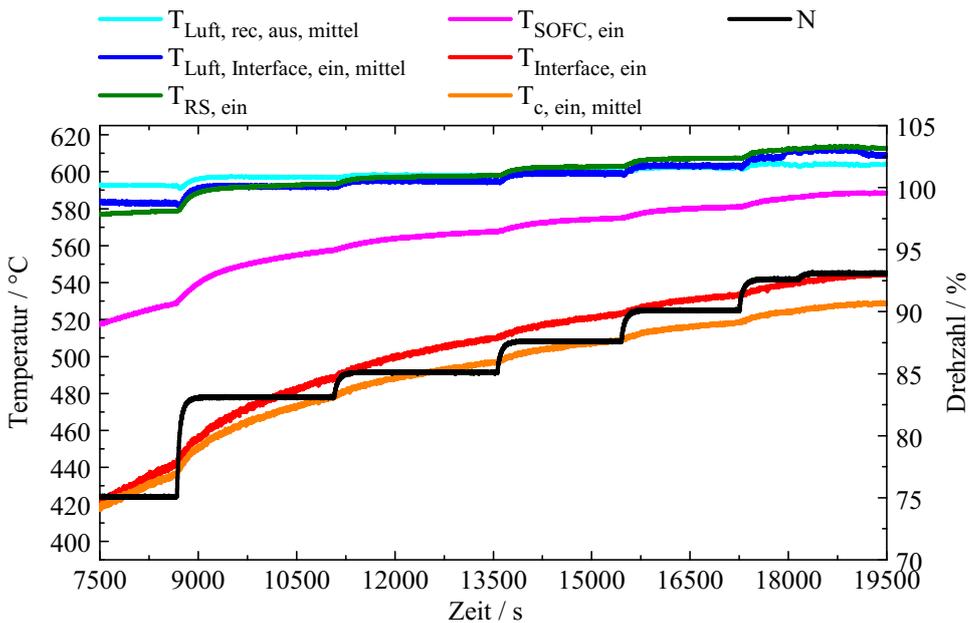


Abbildung A.5 Temperaturen in der Anlage beim Anfahren der stationären Punkte in der Konfiguration F, zweiter Versuchstag

In Abbildung A.7 und A.8 ist die Temperaturerhöhung durch den Betrieb des Gasvorwärmers im SOFC Simulator ersichtlich. Der Unterschied zwischen der Eintrittstemperatur in das Interface und der Eintrittstemperatur in den Brenner ergibt sich, wie auch an den anderen Tagen, aus der Kühlung des Interfaces.

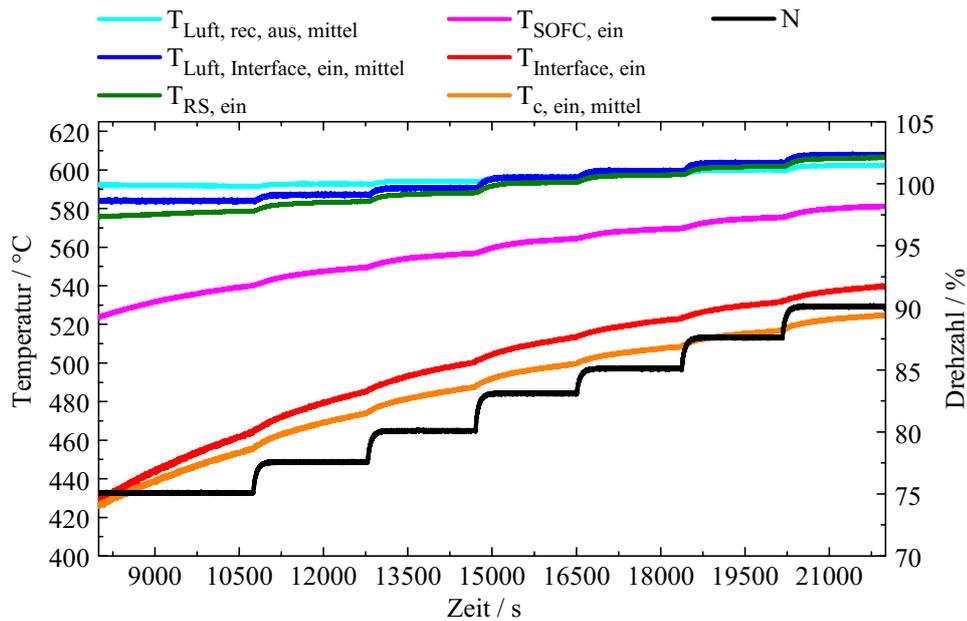


Abbildung A.6 Temperaturen in der Anlage beim Anfahren der stationären Punkte in der Konfiguration G, ohne Betrieb des Gasvorwärmers

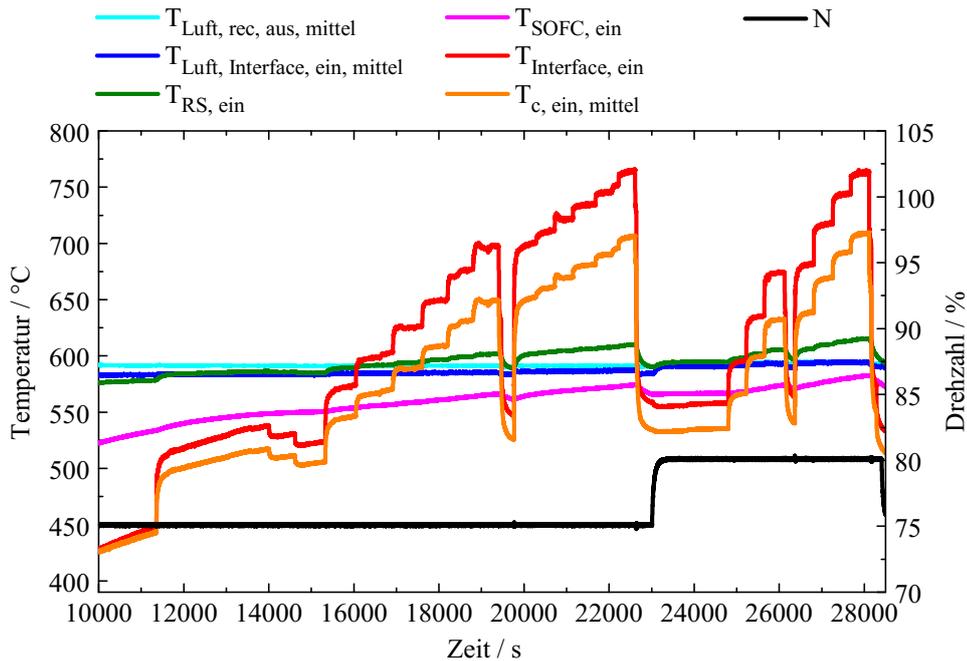


Abbildung A.7 Temperaturen in der Anlage beim Anfahren der stationären Punkte in der Konfiguration G, mit Betrieb des Gasvorwärmers, erster Versuchstag

A.3 Zusätzliche Messergebnisse

In diesem Kapitel werden zusätzliche Messergebnisse aufgeführt. Dabei handelt es sich um zusätzlich auftretende Varianten der transienten Manöver. Bei der Untersuchung der einzelnen

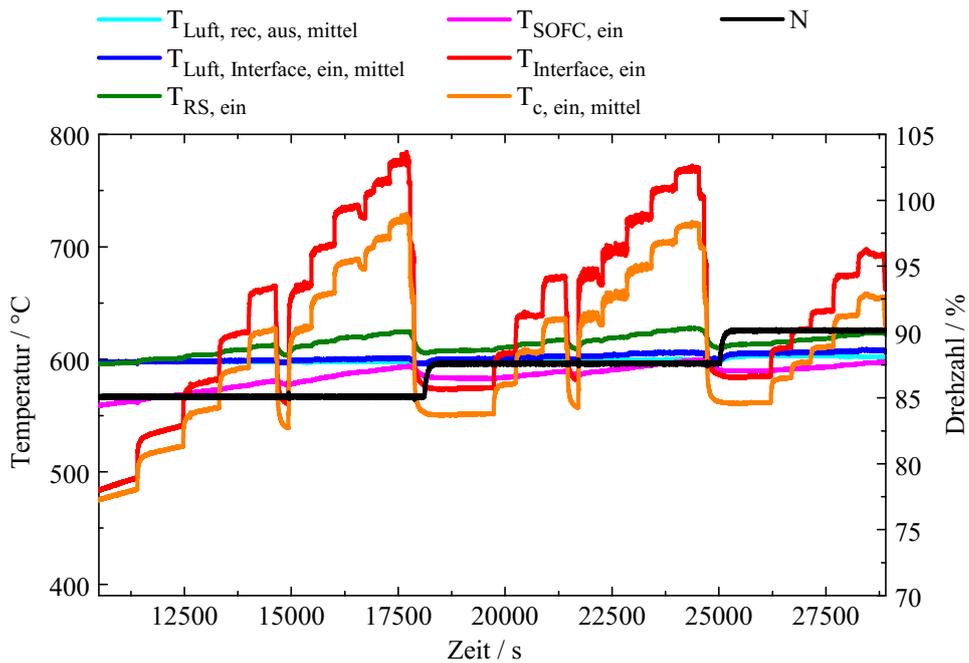


Abbildung A.8 Temperaturen in der Anlage beim Anfahren der stationären Punkte in der Konfiguration G, mit Betrieb des Gasvorwärmers, zweiter Versuchstag

Manöver im Kapitel 4 wird auf die Varianten hingewiesen und diese diskutiert. Des weiteren sind zusätzliche Messergebnisse zur stationären Betrachtung der Anlagen hinzugefügt.

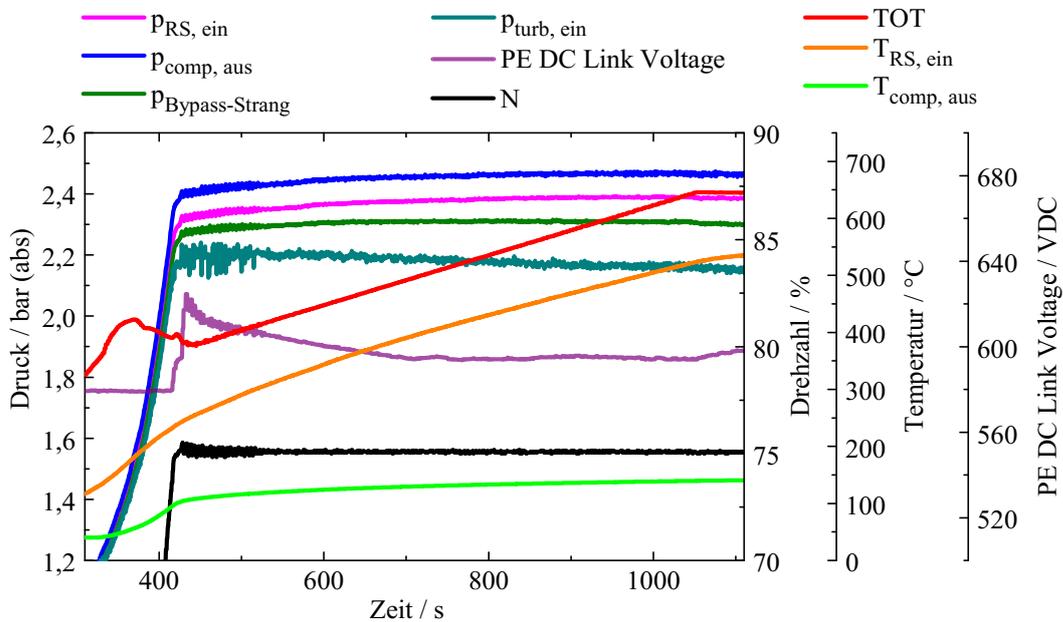


Abbildung A.9 MGT Start auf 75 % Drehzahl mit starken Schwingungen in der Brennkammer, die sich auf das gesamte System auswirken in Konfiguration G

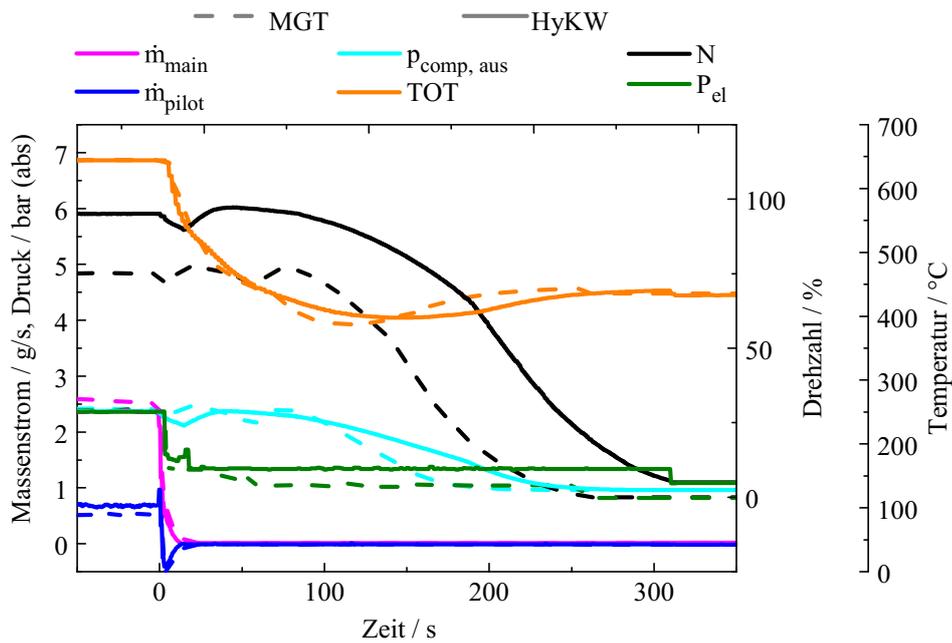


Abbildung A.10 Vergleich Stopp MGT Konfiguration C gegen Stopp HyKW Konfiguration F über Bypass-Strang, Variante des Stopps, die ebenfalls auftreten kann

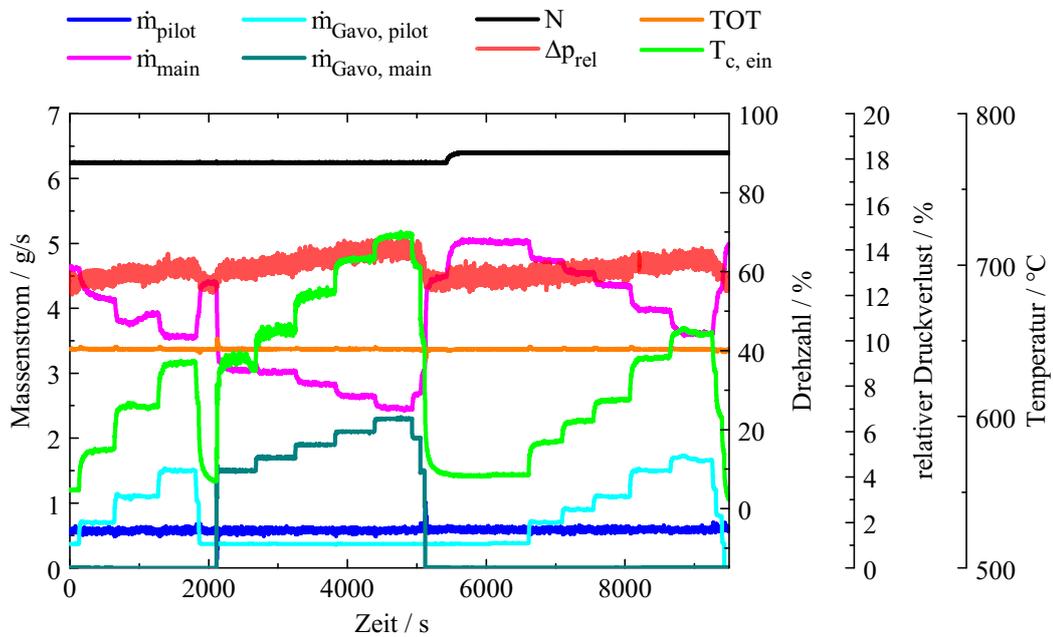


Abbildung A.11 Auswirkungen von verschiedenen SOFC Austrittstemperaturen und der Änderung der Austrittstemperatur auf die MGT in Konfiguration G

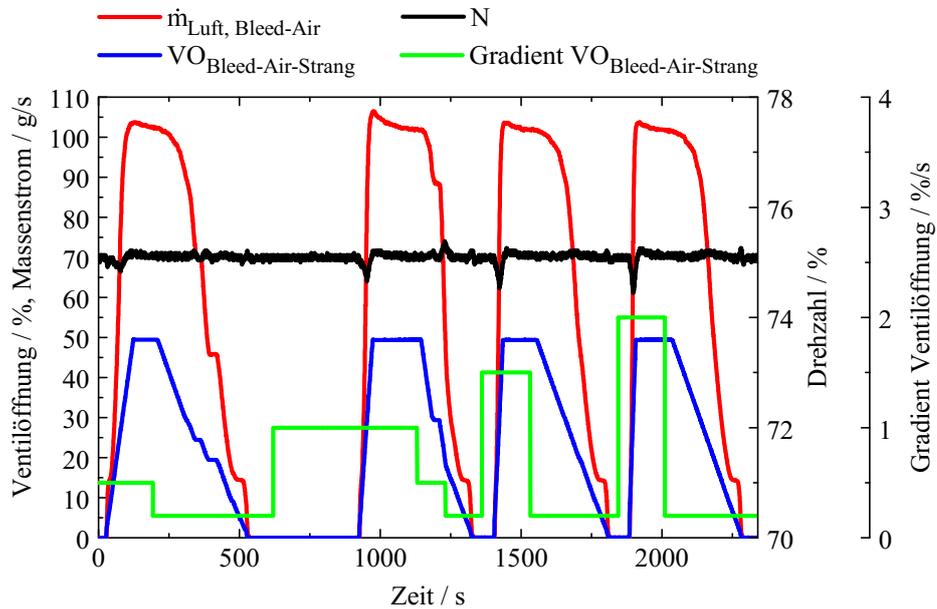


Abbildung A.12 Untersuchung von verschiedenen Bleed-Air-Ventil Öffnungsgradienten in Konfiguration E

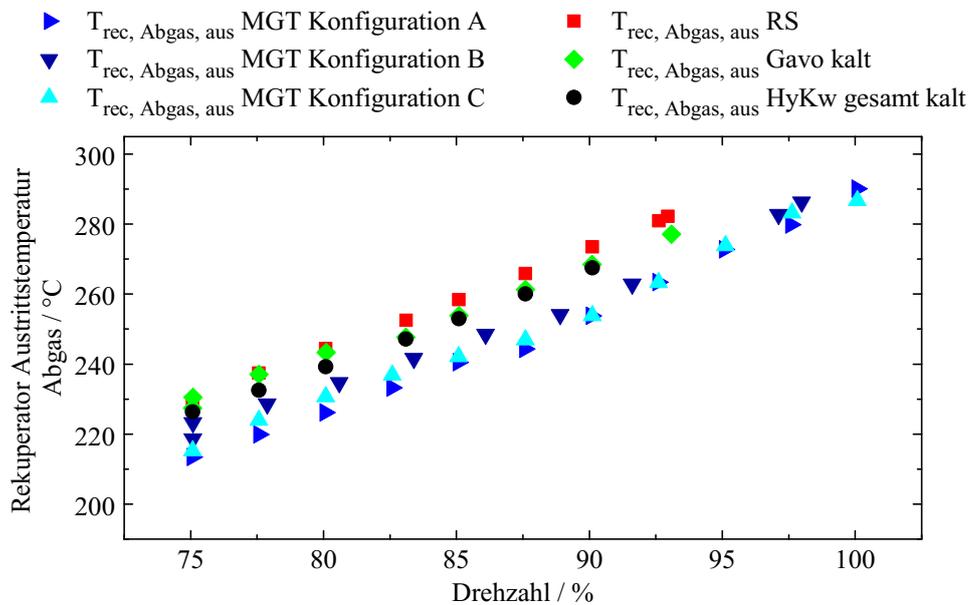


Abbildung A.13 Vergleich der abgasseitigen Austrittstemperatur aus dem Reperator

A.4 Veröffentlichungen

Im Rahmen der Dissertation wurden folgende Veröffentlichungen angefertigt, deren Inhalt in die Dissertation mit eingeflossen ist.

- Martina Hohloch, Axel Widenhorn, Dominik Lebküchner, Tobias Panne, Manfred Aigner Micro Gas Turbine Test Rig For Hybrid Power Plant Application ASME Turbo Expo 2008, Power for Land, Sea and Air, 09.-13.06.2008, Berlin GT2008-50443
- Martina Hohloch, Jan Zanger, Axel Widenhorn, Manfred Aigner Experimental Characterization of a Micro Gas Turbine Test Rig Proc. ASME Turbo Expo 2010, Power for Land, Sea and Air, 14-18.06.2010, Glasgow, UK GT2010-22799
- Martina Hohloch, Andreas Huber, Manfred Aigner Experimental Investigation of a SOFC/MGT Hybrid Power Plant Test Rig – Impact and Characterization of Coupling Elements and Pressure Vessels Proc. ASME Turbo Expo 2014, Power for Land, Sea and Air, June 16-20, 2014, Düsseldorf, Germany GT2014-25918
- Martina Hohloch, Andreas Huber, Manfred Aigner Experimental Investigation of a SOFC/MGT Hybrid Power Plant Test Rig – Impact and Characterization of a Fuel Cell Emulator Proc. ASME Turbo Expo 2016, Power for Land, Sea and Air, 13.-17.06.2016, Seoul, South Korea GT2016-57747
- Martina Hohloch, Andreas Huber, Manfred Aigner Analysis of Operational Strategies of a SOFC/MGT Hybrid Power Plant Proc. ASME Turbo Expo 2017, Power for Land, Sea and Air, 26.-30.06.2017, Charlotte, USA GT2017-65013
- Martina Hohloch, Andreas Huber, Manfred Aigner Analysis of Operational Strategies of a SOFC/MGT Hybrid Power Plant J. Eng. Gas Turbines Power Vol. 140.8 (2018) pages 081703, doi: 10.1115/1.4038605, GTP-17-1416
- Martina Hohloch, Andreas Huber, Moritz Henke Abschlussbericht Projekt Systemverhalten von SOFC/MGT Hybrid-Kraftwerkskonzepten (SyHyKW, Förderkennzeichen 03ET2018), Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), 2014

Während der Tätigkeit am DLR sind weitere Veröffentlichungen entstanden, die jedoch nicht in der vorliegenden Dissertation berücksichtigt wurden. Diese sind nachfolgend aufgeführt.

- Martina Hohloch, Axel Widenhorn, Jan Zanger, Manfred Aigner OH* Chemiluminescence Measurements in a Micro Gas Turbine Combustor VDI-Berichte Nr. 2056, S. 539, 24. Deutscher Flammentag, 16./17. September 2009, Bochum

A Anhang A

- Martina Hohloch, Rajesh Sadanandan, Axel Widenhorn, Wolfgang Meier, Manfred Aigner OH* chemiluminescence and OH-PLIF measurements in a micro gas turbine combustor Proc. ASME Turbo Expo 2010, Power for Land, Sea and Air, 14.-18.06.2010, Glasgow, UK GT2010-22800
- Martin Henke, Nikolai Klempp, Martina Hohloch, Thomas Monz, Manfred Aigner Validation of a T100 Micro Gas Turbine Steady-State Simulation Tool Proc. ASME Turbo Expo 2015, Power for Land, Sea and Air, June 15-19, 2015, Montreal, Canada GT2015-42090
- Thomas Monz, Michael Stöhr, W. O'Loughlin, Jan Zanger, Martina Hohloch, Manfred Aigner Experimental characterization of a swirl stabilized MGT combustor Proc. ASME Turbo Expo 2015, Power for Land, Sea and Air, June 15-19, 2015, Montreal, Canada GT2015-42387
- Moritz Henke¹, Mike Steilen¹, Christian Schnegelberger¹, Marc Riedel¹, Martina Hohloch, Sandro Bücheler, Melanie Herbst, Andreas Huber, Marc Heddrich¹, Josef Kallo¹, Andreas Friedrich¹ Construction of a 30 kW SOFC Gas Turbine Hybrid Power Plant ECS Trans. 68 (1), 85-88, 2015, doi 10.1149/06801.0085ecst
- Iacopo Rossi², Alberto Traverso², Martina Hohloch, Andreas Huber, David Tucker³ Physics Based Dynamic Models of Three SOFC/GT Emulator Test-Rigs Proc. ASME Turbo Expo 2017, Power for Land, Sea and Air, 26.-30.06.2017, Charlotte, USA GT2017-64204
- Iacopo Rossi², Alberto Traverso², Martina Hohloch, Andreas Huber, David Tucker³ Physics Based Dynamic Models of Three SOFC/GT Emulator Test-Rigs J. Eng. Gas Turbines Power Vol. 140.5 (2018) 051702, doi 10.1115/1.4038152, GTP-17-1329

¹DLR-TT

²University of Genova, Department of Mechanical Engineering, Genova, Italy

³National Energy Technology Laboratory (NETL), U.S. Department of Energy, Morgantown, USA

A.5 Fehlerbetrachtung

Für die genaue Einordnung und Bewertung der Ergebnisse ist es wichtig die Messungenauigkeiten der jeweiligen Sensoren und der Messdatenerfassung zu kennen. Daher werden im Folgenden die Messfehler aller verwendeten Sensoren und die Fehler der daraus abgeleiteten Größen betrachtet.

Messdatenerfassungssystem Delphin Für die Erfassung von analogen und digitalen Signalen sowie der Thermoelements Spannungen und der Ausgabe von analogen Signalen (z.B. der Sollwerte an die Ventile) wurde das Messdatenerfassungssystem „TopMessage“ der Firma Delphin Technology verwendet. Es wurden Module der Baureihe AAST, ADGT, ADVT, DIOT und IOIT eingesetzt. In den Geräten sind bereits für verschiedene Thermoelementtypen allgemein gültige Umrechnungspolynome von der Thermospannung in eine Temperatur hinterlegt. Die Vergleichsmessstelle ist fest eingebaut. Die Aufnahme, Umsetzung und Weitergabe der Signale über die Messdatenerfassung ist mit einem Messfehler behaftet, der auf die Ungenauigkeit der einzelnen Messaufnehmer addiert werden muss. Der Hersteller Delphin Technology gibt dabei folgende Fehler an [115]:

Signal	Genauigkeit
V- und mA- Eingangssignale	$\pm 0,1\%$ vom Messbereich bzw. Endwert
mA- Ausgangssignale	$\pm 0,05\%$
Pt100	$\pm 0,1\text{ K}$
Thermoelemente	$\pm 0,1\%$ vom Endwert, nach Kompensation

Tabelle A.1 Genauigkeiten verschiedener Ein- und Ausgangssignale im Messdatenerfassungssystem

Temperatur Für die Temperaturmessung wurden im Regelfall Thermoelemente der Klasse 1 verbaut, in seltenen Fällen auch Thermoelemente der Klasse 2. Daher werden im Folgenden immer die beiden Fehler betrachtet. Bei erwarteten Temperaturbereichen von bis zu $350\text{ }^\circ\text{C}$ wurden Thermoelemente Typ K eingesetzt, darüber hinaus Thermoelemente Typ N [116].

An verschiedenen Messstellen im System wird die Temperatur aus mehreren Thermoelementen gemittelt. Die betreffenden Messstellen und die jeweilige zur Mittelung eingesetzte Anzahl an Messstellen ist in den Abbildungen A.2 und A.1 aufgelistet. Für die Messpunkte ergibt sich nach der Gaußschen Fehlerfortpflanzung [117] der folgende Fehler S_T aus den Fehlern S_i der n Einzelmessungen:

$$S_T = \frac{1}{n} \sqrt{\sum_i^n S_i^2} \quad (\text{A.1})$$

Typ, Klasse	Temperaturbereich	Genauigkeit
Typ N und K, Klasse 1	-40 – 375 °C	± 1,5 °C
	375 °C – 1000 °C	± 0,004 · T
Typ N und K, Klasse 2	-40 – 333 °C	± 2,5 °C
	333 °C – 1200 °C	± 0,0075 · T

Tabelle A.2 Genauigkeiten der eingesetzten Thermoelemente

Druck Die Drücke im System wurden mit Hilfe eines Druckscanners der Firma Esterline, Modell 9116 gemessen und aufgenommen [118]. Die Werte sind damit unabhängig von der Delphin Messdatenerfassung. Der Scanner nimmt dabei die Drücke als Differenzdrücke zur Umgebung auf. Es wurden Kanäle mit Messbereichsendwerten von 30 PSI und 100 PSI eingesetzt. Um daraus den Absolutdruck zu bestimmen, wurde der Umgebungsdruck mit Hilfe des Esterline Druckaufnehmers Modell 9032 gemessen und die Werte addiert.

Modell	Genauigkeit
9116	± 0,05 % vom Messbereichsendwert
9032	± 0,04 % bis 30 PSI

Tabelle A.3 Genauigkeiten der Druckaufnehmer

Der Fehler des Absolutdrucks ergibt sich wieder mit Hilfe der Gaußschen Fehlerfortpflanzung [117] zu:

$$S_p = \sqrt{S_{p_{amb}}^2 + S_{p_{diff}}^2} \quad (\text{A.2})$$

Mit einem mittleren Umgebungsdruck von 0,96 bar ergibt sich somit ein Messfehler von ± 3,5 mbar im Druckbereich und ± 1,1 mbar im atmosphärischen Bereich der Prüfstände.

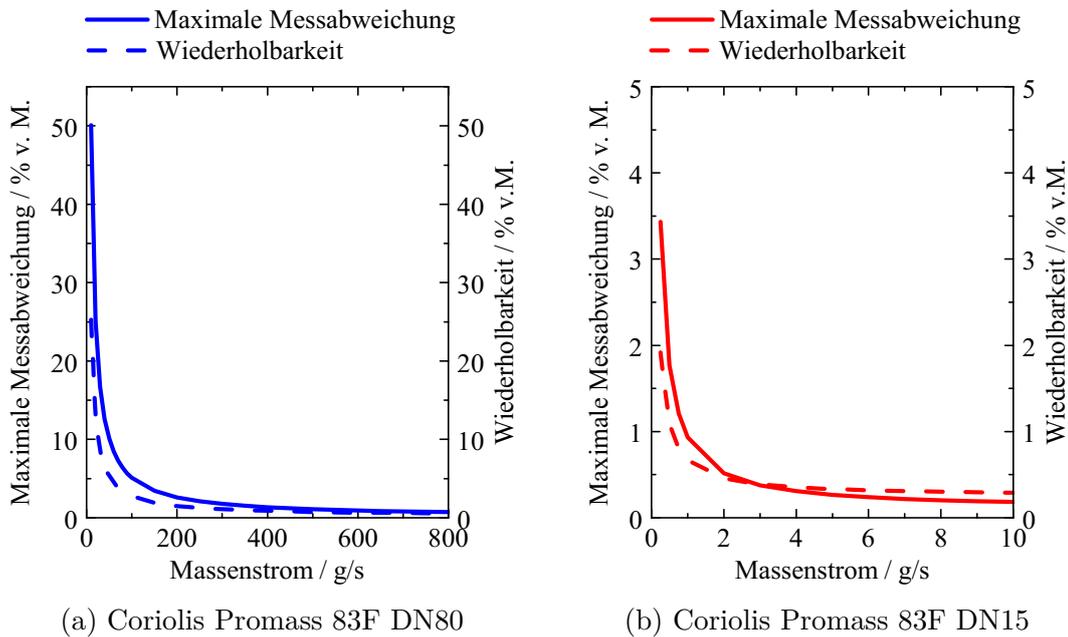
Massenstrom Für die Messung der Luftmassenströme in der Anlage wurden verschiedene Messaufnehmer eingesetzt. In den Konfigurationen A, B und D wurde für die Messung des Luftmassenstroms nach dem Verdichter ein Coriolis-Messgerät der Firma Endress und Hauser, Modell Promass 83F (DN80), eingesetzt [119]. Die maximale Messabweichung setzt sich zusammen aus der Messabweichung für das Gerät Promas F von ± 0,10 % und der Nullpunktstabilität (NS) in Abhängigkeit vom Messwert und wird berechnet nach:

$$S_{in} = \pm 0,10 \% \pm \left[\frac{NS}{\text{Messwert}} \cdot 100 \right] \% \quad (\text{A.3})$$

Die Wiederholbarkeit berechnet sich aus:

$$W_{\dot{m}} = \pm 0,25 \% \pm \left[0,5 \cdot \frac{NS}{\text{Messwert}} \cdot 100 \right] \% \quad (\text{A.4})$$

Für den Coriolis mit einem Durchmesser von DN80 und damit einer Nullpunktstabilität von 18 kg/h (für die Hochtemperaturvariante) ergibt sich im Messbereich von 0-800 g/s eine maximale Messabweichung und eine Wiederholbarkeit, die in Abbildung A.14a, abhängig vom jeweiligen Messwert, aufgetragen sind.



(a) Coriolis Promass 83F DN80

(b) Coriolis Promass 83F DN15

Abbildung A.14 Maximale Messabweichung und Wiederholbarkeit der Coriolis Messgeräte

In den Konfigurationen E und F wurden die Luftmassenströme im Rohrleitungssystem mit Hilfe von drei Staudrucksonden der Firma SKI, Modell SDF aufgenommen [120]. Die Sonden wurden direkt in das Rohrleitungssystem integriert und konnten daher nicht in der Messstrecke kalibriert werden. Der Hersteller gibt daher für diese Sonden keine Messgenauigkeit an. Der Massenstrom in der Einheit g/s wird nach folgender Gleichung berechnet:

$$\dot{m} = \frac{k \cdot ID^2}{15,23} \cdot \sqrt{\frac{\Delta p \cdot p}{\rho_N \cdot T}} \cdot \rho_N \cdot \frac{1000}{3600} \quad (\text{A.5})$$

Wobei der Druck in kPa, die Temperatur in K, der Differenzdruck in mbar, der Innendurchmesser ID in mm und die Normdichte in kg/Nm³ eingegeben werden muss. Der Übertragungsbeiwert k ist abhängig von der Sonde und dimensionslos. Der Messfehler setzt sich daher aus den Einzelfehlern von Differenzdruckaufnehmer, Absolutdruckaufnehmer und Pt100

A Anhang A

Temperaturfühler zusammen. Die temperaturbedingte Ausdehnung der Rohrleitung und damit des Innendurchmessers wurde bei der Berechnung beachtet. Der Pt100 Temperaturfühler der Firma Electrotherm Typ 354, Klasse F0.15 hat eine zulässige Abweichung ΔT im Einsatzbereich von 0-650 °C von 0,3-3,55 K. Der Differenzdruckaufnehmer SI TRANS P, Serie DS III der Firma Siemens hat eine Kennlinienabweichung von $\leq \pm 0,065 \%$. Der Drucktransmitter P121 der Firma SKI mit einer Messzelle der Firma Baumer hat einen maximalen Messfehler von 0,1 % des Endwerts bei 25 °C. Bei einem Endwert von 6 bar ergibt sich somit der Messfehler zu ± 6 mbar. Der Temperatureinfluss beträgt für den Nullpunkt $\leq \pm 0,015 \%/K$ vom Endwert, bei 6 bar also $\leq \pm 0,9$ mbar/K und $\leq \pm 0,01 \%/K$ vom Endwert über der Messspanne, was $\leq \pm 0,6$ mbar/K entspricht. Aufgrund des komplexen Zusammenhangs wurde hier nicht die Gaußsche Fehlerfortpflanzung angewendet, sondern der maximale Messfehler anhand der Einzelmessfehler abgeschätzt. Die Temperatur am Messfühler wurde mit 75 °C angenommen. Die dabei auftretende maximale Abweichung über den Messbereich von 75-90 % Drehzahl liegt damit bei 0,8-1,0 % vom Messwert.

Für die Bestimmung des Massenstroms über den Bleed-Air-Strang wurde ebenfalls eine Staudrucksonde der Firma SKI Typ SDF eingebaut [120]. Hierbei handelt es sich um eine Sonde in einer kalibrierten Messstrecke mit Massenstromberechnung über einen Messwertrechner. Hierfür gibt der Hersteller eine Messgenauigkeit von $\pm 1 \%$ vom Messwert an.

Der Gesamt-Erdgasmassenstrom zur Mikrogasturbine wurde bestimmt über ein Coriolis Messgerät der Firma Endress und Hauser, Typ Promass 83F (DN08) [119]. Für dieses Gerät gelten ebenfalls die Gleichungen A.3 und A.4. Die maximale Messabweichung und die Wiederholbarkeit bei einem Durchmesser von DN08 mit einer Nullpunktstabilität von 0,03 kg/h im eingesetzten Bereich von 0,5-10 g/s sind in Abbildung A.14b über dem Messwert aufgetragen. Der Erdgasmassenstrom zum Hauptbrenner wurde mittels Messgerät der Firma Bronkhorst, Typ Cori-Flow M55 ermittelt [121]. Hierfür wird ein Messfehler von $\pm 0,5 \%$ vom Messwert vom Hersteller angegeben. Die Wiederholbarkeit liegt bei $\pm 0,1 \%$ vom Messwert, bei einer Nullpunktstabilität von $\leq \pm 0,1$ kg/h. Der Massenstrom über den Pilotbrenner ergibt sich aus Gleichung 4.1 als Differenz der beiden Erdgasmassenströme. Damit ergibt sich der Messfehler nach der Gaußschen Fehlerfortpflanzung [117] wieder zu:

$$S_{\dot{m}_{pilot}} = \sqrt{S_{\dot{m}_{BS}}^2 + S_{\dot{m}_{main}}^2} \quad (\text{A.6})$$

Die Erdgasmassenströme zum Brenner im Gasvorwärmer des SOFC Simulators wurden über Massendurchflussregler der Firma Bronkhorst eingestellt [121]. Für die Regelung des Massenstroms zum Hauptbrenner wurde der Typ Cori-Flow M15 eingesetzt. Die Massendurch-

flussgenauigkeit für Gase beträgt $\pm 0,5\%$ vom Messwert. Die Wiederholbarkeit wird mit einer Nullpunktstabilität von $\leq \pm 50$ g/h berechnet nach:

$$W_m = \pm 0,05\% + \left[NS \cdot \frac{100}{\text{Messwert}} \right] \% \quad (\text{A.7})$$

Für die Regelung des Massenstroms zum Pilotbrenner wurde der Typ Cori-Flow M14 eingesetzt. Das Messgerät hat ebenfalls eine Massendurchflussgenauigkeit von $\pm 0,5\%$ vom Messwert. Die Wiederholbarkeit berechnet sich nach Gleichung A.7 mit einer Nullpunktstabilität von $\leq \pm 6$ g/h.

Luftfeuchte Die relative Luftfeuchte der Luft am Eintritt in die Anlage wird über einen Transmitter für relative Feuchte (r.F.) und Temperatur der Firma Newport Omega, Typ HX15 bestimmt, mit einer Genauigkeit von $\pm 2\%$ r.F. bei einer Temperatur von $25\text{ }^\circ\text{C}$, 3% r.F. bis 95% r.F. und einer Genauigkeit in der Temperatur von $\pm 0,5\text{ }^\circ\text{C}$ [122].

Ventilstellung Die Ventile und Klappen werden mit Hilfe des Stellungsreglers 3730-02 der Firma Samson gesteuert. Die Ungenauigkeit des Stellungsreglers beeinflusst daher die Einstellung des geforderten Ventilöffnungswinkels. Der Hersteller gibt eine Abweichung von der Kennlinie von $\leq 1\%$ und eine Hysterese von $\leq 0,3\%$ an [123].

Druckverhältnis Das Druckverhältnis am Verdichter und an Turbine wird mittels von Eintritts- und Austrittsdruck nach den Gleichungen 2.1 und 2.9 berechnet. Damit ergibt sich wiederum nach der Gaußschen Fehlerfortpflanzung [117] der Fehler zu:

$$\left[\frac{S_{\Pi}}{\Pi} \right]^2 = \left[\frac{S_{p_1}}{p_1} \right]^2 + \left[\frac{S_{p_2}}{p_2} \right]^2 \quad (\text{A.8})$$

Der Fehler im Druckverhältnis liegt somit über dem Betriebsbereich bei $0,14\text{-}0,18\%$ vom Messwert.

Massenstromparameter Der Massenstromparameter berechnet sich aus Gleichung 2.2 aus dem Luftmassenstrom, der Temperatur und dem Druck am Verdichtereintritt. Aufgrund des komplexeren Zusammenhangs wurde hier nicht die Gaußsche Fehlerfortpflanzung betrachtet, sondern die Abweichung, die sich aus den maximalen Fehlern der einzelnen Messgrößen innerhalb der durchgeführten Messreihen ergibt. Der Haupteinfluss auf den Wert hat der Fehler des Massenstroms. Bei Einsatz des Coriolis ergibt sich mit den Messfehlern von Temperatur und Druck eine Abweichung von $0,7\text{-}2,5\%$ bezogen auf den Massenstromparameter über den Betriebsbereich von $75\text{-}100\%$ Drehzahl. Bei Einsatz der Staudrucksonde ergibt sich über den

A Anhang A

betrachteten Messbereich der Hybridkraftwerksversuchsanlage eine Abweichung von 1,2-1,43 % von 75-90 % Drehzahl.

Messwerte aus der Steuerung der Turbec T100PH Die Ungenauigkeiten der Messwerte, die aus der Turbinensteuerung ausgelesen wurden, können nicht angegeben werden, da hierzu keine Herstellerinformationen vorliegen. Für die Arbeit wurden die elektrische Leistung, die Drehzahl und die für die Regelung verwendete TOT aus diesen Werten entnommen.

Literatur

- [1] International Energy Agency. *World Energy Outlook, Zusammenfassung*. German translation. (2016).
- [2] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). *Bekanntmachung: Forschungsförderung im 6. Energieforschungsprogramm. Forschung für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung*. (2014).
- [3] Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit (BMWA). *Forschungs- und Entwicklungskonzept für emissionsarme fossil befeuerte Kraftwerke. Bericht der COORETEC-Arbeitsgruppen. Kurz- und Langfassung*. (2003).
- [4] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). *Innovation durch Forschung. Erneuerbare Energien und Energieeffizienz: Projekte und Ergebnisse der Forschungsförderung 2015*. (2016).
- [5] A. Kather. *Technologische Anforderungen zur Bereitstellung von Ausgleichsleistung für fluktuierende Stromerzeugungsanlagen durch Lastflexibilität von kohle- und erdgasbefeuelten Kraftwerken*. Strategiepapier des COORETEC-Beirates. (2010).
- [6] A. Rao, G. Samuelsen. *A Thermodynamic Analysis of Tubular SOFC Based Hybrid Systems*. In: Proceedings of ASME Turbo Expo: Power for Land, Sea and Air. (2001). 2001-GT-0522.
- [7] S. E. Veyo. *Tubular SOFC Hybrids: Present and Prospect*. Presentation. Second DOE/UN International Conference und Workshop on Hybrid Power Systems, Charlotte, North Carolina: Siemens Westinghouse Power Corporation, (2002).
- [8] A. J. Leo, H. Ghezal-Ayagh, R. Sanderson. *Ultra High Efficiency Hybrid Direct Fuel Cell / Turbine Power Plant*. In: Proceedings of ASME Turbo Expo: Power for Land, Sea and Air. (2000). 2000-GT-0552.
- [9] J. Palsson, A. Selimovic, L. Sjunnesson. *Combined Solid Oxide Fuel Cell and Gas Turbine Systems for Efficient Power and Heat Generation*. In: Journal of Power Sources 86.1-2 (2000), S. 442–448.

LITERATUR

- [10] T. Panne, A. Widenhorn, M. Aigner, M. Masgrau. *Operation Flexibility and Efficiency Enhancement for a Personal 7 kW Gas Turbine System*. In: Proceedings of ASME Turbo Expo: Power for Land, Sea and Air. (2009). GT2009-59048.
- [11] M. Henke. *Pressurised Solid Oxide Fuel Cells: From Electrode Electrochemistry to Hybrid Power Plant System Integration*. Dissertation. Universität Stuttgart, Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik, (2015).
- [12] DLR, Institut für Verbrennungstechnik. *Elektrische Wirkungsgrade verschiedener Kraftwerkskonzepte in Abhängigkeit der installierten Leistung*. zuletzt aufgerufen am 19.07.2018. URL: http://www.dlr.de/vt/DesktopDefault.aspx/tabid-9006/18909_read-15119/gallery-1/gallery_read-Image.29.27157/.
- [13] Siemens. *Siemens erreicht Weltrekorde in Düsseldorfer Kraftwerk "Fortuna"*. zuletzt aufgerufen am 19.07.2018. URL: <https://www.siemens.com/press/de/feature/2014/corporate/2014-02-lausward.php>.
- [14] J. F. Pierre. *High Temperature Solid Oxide Fuel Cell Generator Development*. Techn. Ber. DOE Cooperative Agreement No. DE-FC26-97FT34139. Final Technical Progress Report. Siemens Power Generation, (2008).
- [15] Y. Ando, H. Oozawa, M. Mihara, H. Irie, Y. Urashita, T. Ikegami. *Demonstration of SOFC-Micro Gas Turbine (MGT) Hybrid Systems for Commercialization*. In: Mitsubishi Heavy Industries Technical Review 52.4 (2015), S. 47–52.
- [16] S. Veyo, L. Shockling, J. Dederer, J. Gillett, W. Lundberg. *Tubular Solid Oxide Fuel Cell/Gas Turbine Hybrid Cycle Power Systems: Status*. In: Journal of Engineering for Gas Turbines and Power 124.4 (2002), S. 845–849.
- [17] C. Stiller. *Design, Operation and Control Modelling of SOFC/GT Hybrid Systems*. Dissertation. Norwegian University of Science, Technology, Department of Energy und Process Engineering, (März 2006).
- [18] B. Thorud. *Dynamic Modelling and Characterisation of a Solid Oxide Fuel Cell Integrated in a Gas Turbine Cycle*. Dissertation. Norwegian University of Science, Technology, Department of Energy und Process Engineering, (2005).
- [19] J. Pålsson. *Thermodynamic Modelling and Performance of Combined Solid Oxide Fuel Cell and Gas Turbine Systems*. Dissertation. Lund University Sweden, Department of Heat und Power Engineering, (2002).
- [20] T. Panne, A. Widenhorn, M. Aigner. *Steady State Analysis of a SOFC/GT Hybrid Power Plant Test Rig*. In: Proceedings of ASME Turbo Expo: Power for Land, Sea and Air. (2008). GT2008-50288.

- [21] F. Leucht, W. G. Bessler, J. Kallo, K. A. Friedrich, H. Müller-Steinhagen. *Fuel cell system modeling for solid oxide fuel cell/gas turbine hybrid power plants, Part I: Modeling and simulation framework*. In: *Journal of Power Sources* 196.3 (2011), S. 1205–1215.
- [22] L. Magistri, M. Bozzolo, O. Tarnowski, G. Agnew, A. F. Massardo. *Design and Off-Design Analysis of a MW Hybrid System Based on Rolls-Royce Integrated Planar SOFC*. In: *Proceedings of ASME Turbo Expo: Power for Land, Sea and Air*. (2003). GT2003-38220.
- [23] R. S. Gemmen, E. Liese, J. G. Rivera, F. Jabbari, J. Brouwer. *Development of Dynamic Modeling Tools for Solid Oxide and Molten Carbonate Hybrid Fuel Cell Gas Turbine Systems*. In: *Proceedings of ASME Turbo Expo: Power for Land, Sea and Air*. (2000). 2000-GT-554.
- [24] Y. Yi, A. D. Rao, J. Brouwer, G. Samuelsen. *Analysis and Optimization of a Solid Oxide Fuel Cell and Intercooled Gas Turbine (SOFC-ICGT) Hybrid Cycle*. In: *Journal of Power Sources* 132.1-2 (2004), S. 77–85.
- [25] L. K. C. Tse, S. Wilkins, N. McGlashan, B. Urban, R. Martinez-Botas. *Solid oxide fuel cell/gas turbine trigeneration system for marine applications*. In: *Journal of Power Sources* 196.6 (2011), S. 3149–3162.
- [26] A. S. Martinez, J. Brouwer, G. S. Samuelsen. *Feasibility study for SOFC-GT hybrid locomotive power: Part I. Development of a dynamic 3.5 MW SOFC-GT FORTRAN model*. In: *Journal of Power Sources* 213 (2012), S. 203–217.
- [27] A. S. Martinez, J. Brouwer, G. S. Samuelsen. *Feasibility study for SOFC-GT hybrid locomotive power part II. System packaging and operating route simulation*. In: *Journal of Power Sources* 213 (2012), S. 358–374.
- [28] A. S. Martinez, J. Brouwer, G. S. Samuelsen. *Comparative analysis of SOFC-GT freight locomotive fueled by natural gas and diesel with onboard reformation*. In: *Applied Energy* 148 (2015), S. 421–438.
- [29] K. Rajashekara, J. Grieve, D. Daggett. *Hybrid fuel cell power in aircraft*. In: *IEEE Industry Applications Magazine* 14.4 (2008).
- [30] C. J. Steffen, J. E. Freeh, L. M. Larosiliere. *Solid Oxide Fuel Cell/Gas Turbine Hybrid Cycle Technology for Auxiliary Aerospace Power*. In: *Proceedings of ASME Turbo Expo: Power for Land, Sea and Air*. (2005). GT2005-68619.

LITERATUR

- [31] R. A. Roberts, J. Brouwer, E. Liese, R. S. Gemmen. *Dynamic Simulation of Carbonate Fuel Cell-Gas Turbine Hybrid Systems*. In: Journal of Engineering for Gas Turbines and Power 128.2 (2006), S. 294–301.
- [32] K. P. Litzinger, S. E. Veyo, L. A. Shockling, W. L. Lundberg. *Comparative Evaluation of SOFC/Gas Turbine Hybrid System Options*. In: Proceedings of ASME Turbo Expo: Power for Land, Sea and Air. (2005). GT2005-68909.
- [33] S. Schafhirt. *Performance-Analyse verschiedener Kopplungsvarianten von SOFC/GT-Hybridkraftwerken*. Studienarbeit. Universität Stuttgart, Institut für Verbrennungstechnik der Luft- und Raumfahrt, (2008).
- [34] R. Roberts, J. Brouwer. *Dynamic simulation of a pressurized 220kW solid oxide fuel-cell-gas-turbine hybrid system: modeled performance compared to measured results*. In: Journal of Fuel Cell Science and Technology 3.1 (2006), S. 18–25.
- [35] Y. Yi, T. P. Smith, J. Brouwer, A. D. Rao, G. S. Samuelsen. *Simulation of a 220 kW hybrid SOFC gas turbine system and data comparison*. In: Proceedings-Electrochemical Society. Electrochemical Society. (2003), S. 1442–1454.
- [36] S. E. Veyo. *Tubular SOFC Hybrid Power Systems*. Presentation. Third DOE/UN International Conference und Workshop on Hybrid Power Systems, Newport Beach, CA, 13 May: Siemens Westinghouse Power Corporation, (2003).
- [37] T.-H. Lim, R.-H. Song, D.-R. Shin, J.-I. Yang, H. Jung, I. Vinke, S.-S. Yang. *Operating Characteristics of a 5kW Class Anode-Supported Planar SOFC Stack for a Fuel Cell/Gas Turbine Hybrid System*. In: International Journal of Hydrogen Energy 33 (2008), S. 1076–1083.
- [38] MHPS. *Mitsubishi develops Japan's first SOFC-MGT system*. In: Fuel Cells Bulletin 2006.10 (2006), S. 4.
- [39] Y. Kobayashi, Y. Ando, T. Kabata, M. Nishiura, K. Tomida, N. Mataka. *Extremely High-Efficiency Thermal Power System-Solid Oxide Fuel Cell (SOFC) Triple Combined-Cycle System*. In: Mitsubishi Heavy Industries Technical Review 48.3 (2011), S. 9–15.
- [40] MHPS. *Mitsubishi Heavy sees 4000 h pressurised SOFC-MGT operation*. In: Fuel Cells Bulletin 2013.10 (2013), S. 4.
- [41] MHPS. *MHPS begins demo testing of SOFC-MGT hybrid unit in Japan*. In: Fuel Cells Bulletin 2016.10 (2016), S. 8.
- [42] MHPS. *Mitsubishi Hitachi hybrid SOFC-MGTs in trials at Toyota, NGK*. In: Fuel Cells Bulletin 2017.5 (2017), S. 6.

- [43] MHPS. *MHPS launches new integrated SOFC-gas turbine hybrid system*. In: Fuel Cells Bulletin 2017.9 (2017), S. 5–6.
- [44] I. Turbomachinery. *Mitsubishi receives first order for its integrated fuel cell and gas turbine hybrid*. 31. Jan. 2018. URL: https://www.turbomachinerymag.com/mhps-receives-first-order-for-integrated-fuel-cell-and-gas-turbine-hybrid-power-generation-system/?utm_source=Turbo+Newsletter+Subscribers&utm_campaign=f88da3f8f1-Hybrid+power+generation+system&utm_medium=email&utm_term=0_1b8a7dbb4e-f88da3f8f1-85091677.
- [45] G. D. Agnew, R. R. Moritz, C. Berns, A. Spangler, O. Tarnowski, M. Bozzolo. *A Unique Solution to Low Cost SOFC Hybrid Power Plant*. In: Proceedings of ASME Turbo Expo: Power for Land, Sea and Air. (2003). GT2003-38944.
- [46] G. D. Agnew, J. Townsend, R. R. Moritz, M. Bozzolo, S. Berenyi, R. Duge. *Progress in the Development of a Low Cost 1MW SOFC Hybrid*. In: Proceedings of ASME Turbo Expo: Power for Land, Sea and Air. (2004). GT2004-53350.
- [47] G. D. Agnew, M. Bozzolo, R. R. Moritz, S. Berenyi. *The Design and Integration of the Rolls-Royce Fuel Cell Systems 1MW SOFC*. In: Proceedings of ASME Turbo Expo: Power for Land, Sea and Air. (2005). GT2005-69122.
- [48] D. Nichols, G. Agnew, D. Strickland. *Outlook and Application Status of the Rolls-Royce Fuel Cell Systems SOFC*. In: Power and Energy Society General Meeting-Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century. IEEE. (2008), S. 1–3.
- [49] F. Trasino, M. Bozzolo, L. Magistri, A. F. Massardo. *Modeling and Performance Analysis of the Rolls-Royce Fuel Cell Systems Limited: 1 MW Plant*. In: Journal of Engineering for Gas Turbines and Power 133.2 (2011), S. 021701.
- [50] C. DeBellis. *LG Fuel Cell Systems Overview*. In: Ohio Fuel Cell Symposium Balance of Plant Workshop. (31. März 2017).
- [51] R. Dennis, M. Williams. *Hybrid Power Systems Program Plan*. Program Plan. NETL, (2003).
- [52] D. Tucker, L. Lawson, R. Gemmen. *Characterization of Air Flow Management and Control in a Fuel Cell Turbine Hybrid Power System Using Hardware Simulation*. In: Proceedings of ASME Power Conference. (2005). PWR2005-50127.
- [53] E. A. Liese, R. S. Gemmen, T. P. Smith, C. L. Haynes. *A Dynamic Bulk SOFC Model Used in a Hybrid Turbine Controls Test Facility*. In: Proceedings of ASME Turbo Expo: Power for Land, Sea and Air. (2006). GT2006-90383.

LITERATUR

- [54] D. Tucker, E. Liese, J. VanOsdol, L. Lawson, R. S. Gemmen. *Fuel Cell Gas Turbine Hybrid Simulation Facility Design*. In: Proceedings of IMECE: ASME International Mechanical Engineering Congress & Exposition. (2002). IMECE2002-33207.
- [55] M. L. Ferrari, E. Liese, D. Tucker, L. Lawson, A. Traverso, A. F. Massardo. *Transient Modeling of the NETL Hybrid Fuel Cell/Gas Turbine Facility and Experimental Validation*. In: Journal of Engineering for Gas Turbines and Power 129.4 (2007), S. 1012–1019.
- [56] P. Pezzini. *Control Strategy for a Direct-Fired Fuel Cell Turbine Hybrid Power System and Decentralized/Centralized MIMO Control Approach*. Dissertation. Universität Genua, Thermochemical Power Group (TPG), (2014).
- [57] P. Pezzini, S. Celestin, D. Tucker. *Control Impacts of Cold-Air Bypass on Pressurized Fuel Cell Turbine Hybrids*. In: Journal of Fuel Cell Science and Technology 12.1 (2015), S. 011006.
- [58] N. Zhou, C. Yang, D. Tucker, P. Pezzini, A. Traverso. *Transfer Function Development for Control of Cathode Airflow Transients in Fuel Cell Gas Turbine Hybrid Systems*. In: International Journal of Hydrogen Energy 40.4 (2015), S. 1967–1979.
- [59] N. Zhou, C. Yang, D. Tucker. *Evaluation of Cathode Air Flow Transients in a SOFC/GT Hybrid System Using Hardware in the Loop Simulation*. In: Journal of Fuel Cell Science and Technology 12.1 (2015), S. 011003.
- [60] V. Zaccaria. *SOFC degradation model for Cyber-Physical simulations and control of Fuel Cell Gas Turbine Hybrid Systems*. Dissertation. Universität Genua, Thermochemical Power Group (TPG), (2017).
- [61] V. Zaccaria, A. Traverso, D. Tucker. *A Real-Time Degradation Model for Hardware in the Loop Simulation of Fuel Cell Gas Turbine Hybrid Systems*. In: Proceedings of ASME Turbo Expo: Turbine Technical Conference and Exposition. (2015). GT2015-43604.
- [62] D. Tucker, M. Abreu-Sepulveda, N. F. Harun. *SOFC Lifetime Assessment in Gas Turbine Hybrid Power Systems*. In: Journal of Fuel Cell Science and Technology 11.5 (2014), S. 051008.
- [63] M. A. Abreu-Sepulveda, N. F. Harun, G. Hackett, A. Hagen, D. Tucker. *Accelerated Degradation for Hardware in the Loop Simulation of Fuel Cell-Gas Turbine Hybrid System*. In: Journal of Fuel Cell Science and Technology 12.2 (2015), S. 021001.

- [64] M. Pascenti, M. L. Ferrari, L. Magistri, A. F. Massardo. *Micro Gas Turbine Based Test Rig for Hybrid System Emulation*. In: Proceedings of ASME Turbo Expo: Power for Land, Sea and Air. (2007). GT2007-27075.
- [65] M. L. Ferrari, M. Pascenti, R. Bertone, L. Magistri. *Hybrid Simulation Facility Based on Commercial 100 kWe Micro Gas Turbine*. In: Journal of Fuel Cell Science and Technology 6.3 (Aug. 2009), S. 031008.
- [66] M. L. Ferrari, M. Pascenti, L. Magistri, A. F. Massardo. *A General Purpose Test Rig for Innovative Cycles Based on a 100 kWe Micro Gas Turbine*. In: Proceedings of the International Gas Turbine Congress. (2007). IGTC2007 Tokyo TS-015.
- [67] M. L. Ferrari, M. Pascenti, L. Magistri, A. F. Massardo. *A Micro Gas Turbine Based Test Rig for Educational Purposes*. In: Proceedings of ASME Turbo Expo: Power for Land, Sea and Air. (2009). GT2009-59138.
- [68] M. L. Ferrari, M. Pascenti. *Flexible Micro Gas Turbine Rig for Tests on Advanced Energy Systems*. In: Advances in Gas Turbine Technology. 2011, S. 89–114.
- [69] M. Ferrari, A. Traverso, M. Pascenti, A. Massardo. *Early Start-Up of Solid Oxide Fuel Cell Hybrid Systems With Ejector Cathodic Recirculation: Experimental Results and Model Verification*. In: Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part A: Journal of Power and Energy 221.5 (2007), S. 627–635.
- [70] M. L. Ferrari, A. F. Massardo. *Cathode-Anode Side Interaction in SOFC Hybrid Systems*. In: Applied Energy 105 (2013), S. 369–379.
- [71] M. L. Ferrari, M. Pascenti, L. Magistri, A. F. Massardo. *MGT/HTFC Hybrid System Emulator Test Rig: Experimental Investigation on the Anodic Recirculation System*. In: Journal of Fuel Cell Science and Technology 8.2 (2011), S. 021012.
- [72] M. L. Ferrari, L. Magistri, A. Traverso, A. F. Massardo. *Control System for Solid Oxide Fuel Cell Hybrid Systems*. In: Proceedings of ASME Turbo Expo: Power for Land, Sea and Air. (2005). GT2005-68102.
- [73] A. Traverso. *TRANSEO: A New Simulation Tool for Transient Analysis of Innovative Energy Systems*. Dissertation. Universität Genua, (2004).
- [74] F. Ghigliazza, A. Traverso, M. Pascenti, A. F. Massardo. *Micro Gas Turbine Real-Time Modeling: Test Rig Verification*. In: Proceedings of ASME Turbo Expo: Power for Land, Sea and Air. (2009). GT2009-59124.
- [75] I. Rossi. *SOFC Hybrid Systems dynamics simulation: a physics based simple approach*. Dissertation. Universität Genua, Thermochemical Power Group (TPG), (2017).

LITERATUR

- [76] A. Buonomano, F. Calise, M. D. d'Accadia, A. Palombo, M. Vicidomini. *Hybrid solid oxide fuel cells–gas turbine systems for combined heat and power: a review*. In: Applied Energy 156 (2015), S. 32–85.
- [77] M. A. Azizi, J. Brouwer. *Progress in solid oxide fuel cell-gas turbine hybrid power systems: System design and analysis, transient operation, controls and optimization*. In: Applied Energy 215 (2018), S. 237–289.
- [78] *Helmholtz Initiative für Hybrid-Kraftwerke bestehend aus Gasturbine, SOFC-Brennstoffzelle und Systemregelung*. Förderkennzeichen SO-017.
- [79] M. Hohloch, A. Huber, M. Henke. *Systemverhalten von SOFC/MGT Hybridkraftwerkskonzepten (SyHyKw): Abschlussbericht*. Förderkennzeichen 03ET2018. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), (2014).
- [80] F. Kroll. *Simulation und Regelung eines Brennstoffzelle-Gasturbine-Hybridkraftwerks*. Dissertation. Universität Stuttgart, Institut für Luftfahrtantriebe, (2012).
- [81] F. Leucht. *Der Festoxidbrennstoffzellengenerator im Hybridkraftwerk – Untersuchung von Betriebsweisen und ihrer Wirtschaftlichkeit*. Dissertation. Universität Stuttgart, Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik (ITW), (2013).
- [82] M. Henke, M. Steilen, C. Schnegelberger, M. Riedel, M. Hohloch, S. Bücheler, M. Herbst, A. Huber, J. Kallo, K. A. Friedrich. *Construction of a 30kW SOFC Gas Turbine Hybrid Power Plant*. In: ECS Transactions 68.1 (2015), S. 85–88.
- [83] T. Panne, A. Widenhorn, J. Boyde, D. Matha, V. Abel, M. Aigner. *Thermodynamic Process Analyses of SOFC/GT Hybrid Cycles*. In: 5th International Energy Conversion Engineering Conference and Exhibit (IECEC). (2007). AIAA 2007-4833.
- [84] T. Panne. *Entwicklung und Validierung eines Programms zur thermodynamischen Systemanalyse von Hybridkraftwerken bestehend aus Hochtemperaturbrennstoffzelle und Gasturbine*. Studienarbeit. Universität Stuttgart, Institut für Verbrennungstechnik der Luft- und Raumfahrt, (2006).
- [85] V. Abel. *Analyse von Kopplungsvarianten für Hybridkraftwerke bestehend aus Hochtemperaturbrennstoffzelle und Gasturbine*. Studienarbeit. Universität Stuttgart, Institut für Verbrennungstechnik der Luft- und Raumfahrt (IVLR), (2007).
- [86] M. Hohloch, A. Widenhorn, D. Lebküchner, T. Panne, M. Aigner. *Micro Gas Turbine Test Rig for Hybrid Power Plant Application*. In: Proceedings of ASME Turbo Expo: Power for Land, Sea and Air. (2008). GT2008-50443.

- [87] W. P. J. Visser, s. A. Shakariyants, M. Oostveen. *Development of a 3kW Microturbine for CHP Applications*. In: Journal of Engineering for Gas Turbines and Power 133 (2011).
- [88] C. Soares. *Microturbines - Applications for Distributed Energy Systems*. (2007).
- [89] P. Pilavachi. *Mini-and micro-gas turbines for combined heat and power*. In: Applied Thermal Engineering 22.18 (2002), S. 2003–2014.
- [90] E. Hahne. *Technische Thermodynamik*. (1993).
- [91] C. Lechner, J. Seume. *Stationäre Gasturbinen*. 2. Aufl. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, (2010).
- [92] S. Staudacher. *Luftfahrtantriebe*. Vorlesungsskript. Institut für Luftfahrtantriebe, Fakultät Luft- und Raumfahrttechnik und Geodäsie, Universität Stuttgart, (2008).
- [93] J. Zanger, A. Widenhorn, M. Aigner. *Experimental Investigations of Pressure Losses on the Performance of a Micro Gas Turbine System*. In: Journal of Engineering for Gas Turbines and Power 133.8 (2011), S. 082302.
- [94] P. Stephan, K. Schaber, K. Stephan, F. Mayinger. *Thermodynamik - Grundlagen und technische Anwendungen Band 1: Einstoffsysteme*. 17. Aufl. Berlin Heidelberg New York: Springer-Verlag, (2007).
- [95] M. L. Ferrari, M. Pascenti, L. Magistri, A. F. Massardo. *Micro Gas Turbine Recuperator: Steady-State and Transient Experimental Investigation*. In: Journal of Engineering for Gas Turbines and Power 132.2 (2010), S. 022301.
- [96] M. L. Ferrari, A. Sorce, M. Pascenti, A. F. Massardo. *Experimental Investigation of the Dynamic Performance of a Micro Gas Turbine Recuperator Including Innovative Cycle Configurations*. In: Proceedings of ASME Turbo Expo: Power for Land, Sea and Air. (2010). GT2010-22299.
- [97] Turbec AB. *T100 Microturbine System - Technical Description*. (2002).
- [98] S. C. Singhal, K. Kendall. *High Temperature Solid Oxide Fuel Cells. Fundamentals, Design and Applications*. (2003).
- [99] P. Kurzweil. *Brennstoffzellentechnik. Grundlagen, Komponenten, Systeme, Anwendungen*. 2. Aufl. Springer Fachmedien Wiesbaden, (2013).
- [100] M. Hohloch, A. Huber, M. Aigner. *Analysis of Operational Strategies of a SOFC/MGT Hybrid Power Plant*. In: Proceedings of ASME Turbo Expo: Turbomachinery Technical Conference and Exhibition. (2017). GT2017-65013.

LITERATUR

- [101] M. Williams, J. Strakey, S. C. Singhal. *U.S. Distributed Generation Fuel Cell Program*. In: Journal of Power Sources 131.1-2 (2004), S. 79–85.
- [102] F. Leucht. *persönliche Kommunikation*. DLR, Institut für Technische Thermodynamik, (2009).
- [103] M. Tomberg. *persönliche Kommunikation*. DLR, Institut für Technische Thermodynamik, (2017).
- [104] M. Hohloch, J. Zanger, A. Widenhorn, M. Aigner. *Experimental characterization of a micro gas turbine test rig*. In: Proceedings of ASME Turbo Expo: Power for Land, Sea and Air. (2010). GT2010-22800.
- [105] C. Stiller, B. Thorud, O. Bolland. *Safe Dynamic Operation of a Simple SOFC/GT Hybrid System*. In: Proceedings of ASME Turbo Expo: Power for Land, Sea and Air. (2005). GT2005-68481.
- [106] J. Zanger. *Experimentelle Charakterisierung eines atmosphärisch betriebenen, FLOX-basierten Mikrogasturbinenbrenners für Erdgas*. Dissertation. Universität Stuttgart, Institut für Verbrennungstechnik der Luft- und Raumfahrt, (2015).
- [107] T. Panne. *Charakterisierung numerischer Methoden für die Auslegung FLOX®-basierter Brennkammersysteme*. Dissertation. Universität Stuttgart, Institut für Verbrennungstechnik der Luft- und Raumfahrt, (2015).
- [108] M. Hohloch, A. Huber, M. Aigner. *Experimental Investigation of a SOFC/MGT Hybrid Power Plant Test Rig - Impact and Characterization of Coupling Elements*. In: Proceedings of ASME Turbo Expo: Power for Land, Sea and Air. (2014). GT2014-25918.
- [109] M. Hohloch, A. Huber, M. Aigner. *Experimental Investigation of a SOFC/MGT Hybrid Power Plant Test Rig – Impact and Characterization of a Fuel Cell Emulator*. In: Proceedings of ASME Turbo Expo: Turbomachinery Technical Conference and Exposition. (2016). GT2016-57747.
- [110] M. Hohloch, R. Sadanandan, A. Widenhorn, W. Meier, M. Aigner. *OH* Chemiluminescence and OH-PLIF Measurements in a Micro Gas Turbine Combustor*. In: Proceedings of ASME Turbo Expo: Power for Land, Sea and Air. (2010). GT2010-22799.
- [111] M. Hohloch, A. Widenhorn, J. Zanger, M. Aigner. *OH* Chemiluminescence Measurements in a Micro Gas Turbine Combustor*. In: VDI-Berichte. 24. Deutscher Flammentag, 16./17. September, Bochum. Bd. 2056. VDI, (2009), S. 539.

- [112] T. Monz, M. Stöhr, W. O’Loughlin, J. Zanger, M. Hohloch, M. Aigner. *Experimental Characterization of a Swirl Stabilized MGT Combustor*. In: Proceedings of ASME Turbo Expo: Turbine Technical Conference and Exposition. (2015).
- [113] M. Steilen, C. Salettia, M. P. Heddrich, K. A. Friedrich. *Analysis of the Influence of heat transfer on the stationary operation and performance of a Solid Oxide Fuel Cell/Gas Turbine hybrid power plant*. In: Applied Energy 211 (2018), S. 479–491.
- [114] J. Zanger. *persönliche Kommunikation*. DLR, Institut für Verbrennungstechnik, (2011).
- [115] Delphin Technology. *Herstellerinformationen*. (2007).
- [116] TC Mess- und Regeltechnik GmbH. *Handbuch der Temperaturmessung mit Thermoelementen und Widerstands-Thermometern*. Version 6.1. (2008).
- [117] W. Hässelbarth. *BAM-Leitfaden zur Ermittlung von Messunsicherheiten bei quantitativen Prüfergebnissen*. Forschungsbericht. Bundesanstalt für Materialforschung und -prüfung, (2004).
- [118] Esterline. *Herstellerinformationen*. (2008).
- [119] Endress und Hauser. *Herstellerinformationen*. (2008).
- [120] SKI GmbH. *Herstellerinformationen*. (2009).
- [121] Bronkhorst High-Tech B.V. *Herstellerinformationen*. (2018).
- [122] Omega Newport. *Herstellerinformationen*. (2006).
- [123] Samson. *Herstellerinformationen*. (2008).