

Implementierung und Erprobung eines Tracergas Massenstrommessverfahrens an einem solaren Gasturbinen-System

Implementation and Evaluation of a Tracer Gas Mass
Flow Measuring Method at a Solar Gas Turbine System

Diplomarbeit
Christoph Hilgert

**Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule
Aachen**

**Implementierung und Erprobung eines
Tracergas Massenstrommessverfahrens
an einem solaren Gasturbinen-System**

Implementation and Evaluation of a Tracer Gas Mass
Flow Measuring Method at a Solar Gas Turbine System

Diplomarbeit

Christoph Hilgert

Matrikelnummer: 261819

Betreuerin:

Dipl.-Ing. Miriam Ebert

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR)

Institut für Technische Thermodynamik, Abteilung Solarforschung

Prof. Dr.-Ing. Robert Pitz-Paal

Eidesstattliche Erklärung

Hiermit erkläre ich, dass ich diese Arbeit selbstständig verfasst und keine anderen als die angegebenen Quellen und Hilfsmittel benutzt habe.

Aachen,

Zusammenfassung

Die Massenstrommessung in geschlossenen solaren Luftreceivern stellt eine wesentliche Eingangsgröße für die Berechnung ihrer Wirkungsgrade dar und ist somit Grundlage für Kostenkalkulationen und weitere Receiver-Entwicklungen. Für die Anwendung in solaren Luftreceivern gilt es, ein Massenstrommessverfahren zu entwickeln, das unabhängig von Rohrleitungsgeometrien einsetzbar ist, in bestehende Systeme integriert werden kann, einen minimalen Druckverlust erzeugt und auch bei hohen Temperaturen den Luftmassenstrom in den Receivern präzise erfasst. Mit dieser Zielsetzung und der Perspektive zukünftiger Anwendungen werden die Messunsicherheit und die praktische Handhabung des Tracergas-Massenstrommessverfahrens untersucht. Dazu wird im Rahmen dieser Arbeit ein Tracergas-Messsystem mit Schwefelhexafluorid an der solaren Gasturbinen-Anlage im Turmkraftwerk CESA-1 auf der Plataforma Solar de Almería aufgebaut, in Betrieb genommen und über einen Zeitraum von 40 Stunden getestet. Die Tracergas-Messungen werden durch parallele Drehkolbengaszähler-Messungen begleitet und mit diesen verglichen. Diese Vergleichsmessungen offenbaren systematische Unsicherheiten des Tracergas-Messsystems, die durch Fehlerkorrekturen bei der Konzentrationsmessung verringert werden. Die statistische Auswertung der Tracergas-Messungen und die mit Gauß'scher Fehlerfortpflanzung ermittelte Unsicherheit des Tracergas-Messsystems zeigen übereinstimmend, dass mit der Tracergas-Messmethode und der verwendeten Messtechnik Messgenauigkeiten im Bereich von 1-2 % erzielt werden können. Das Abblasventil am Verdichter der Gasturbine und ein Kühlluft-Bypass verhindern die Messung des Luftmassenstroms in den Luftreceivern und beeinträchtigen zudem den präzisen Vergleich der beiden Messmethoden. Aus diesem gestörten Vergleich resultieren unbekannte anlagenspezifische und systematische Unsicherheiten der Tracergas-Messung. Die präzise Massenstrommessung in den Luftreceivern verlangt weitere Verbesserungen und Anpassungen des Messsystems. Hierzu werden konzeptionelle und technische Verbesserungsvorschläge genannt.

Abstract

The mass flow through a solar air receiver is the main input parameter for receiver efficiency calculations. Thus the mass flow measurement is basic for costing and further receiver development. A new mass flow measurement system must be developed for use in such air receivers to measure the mass flow independently of tubing geometry, which is easily adaptable to existing equipment, but does not cause a significant drop in pressure, and is also able to measure high-temperature gas. Against this background, the metering precision and practical application of a tracer-gas mass-flow measuring method have therefore been tested in a tracer-gas measuring system using sulphur hexafluoride installed at the gas turbine at the CESA-1 solar tower at the Plataforma Solar de Almería. During the test period the measuring system was commissioned and tested for about 40 hours. Rotary-piston flow-meter measurements were carried out along with the tracer-gas measurements as a reference. Comparison of measurements made by the two methods shows systematic uncertainties in the tracer-gas mass-flow measuring system. These uncertainties are reduced by correcting errors in concentration measurement. Statistical evaluation of the tracer-gas measurements and error propagation of the tracer-gas measuring system show that the measurement technique and system applied are able to meter with a precision of about 1-2%. Due to the compressor bleed valve and a cooling air bypass, it is not possible to measure the mass flow through the receiver modules. Furthermore the measurement comparisons are affected by the compressor bleed valve. For this reason the tracer-gas measurement system still has remaining unknown systematic and system-dependent uncertainties. Precise mass-flow measurement through the receiver modules requires further development and adaptation of the tracer-gas measuring system. Thus this paper also presents technical and conceptual suggestions for its improvement.

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	IV
Abstract	V
1 Einleitung.....	1
1.1 Einführung	1
1.2 Motivation und Aufgabenstellung	1
2 Technische Grundlagen.....	3
2.1 Turmkraftwerk.....	3
2.2 Receiver	6
2.2.1 Druckbeaufschlagte geschlossene volumetrische Receiver.....	6
2.2.2 Rohrreceiver	7
2.3 Gasturbine Alison 250-C20b und anlagenspezifische Modifikationen	9
3 Massenstrommessung.....	12
3.1 Referenzmessverfahren.....	12
3.2 Theoretische Grundlagen der Messverfahren	13
3.2.1 Tracergas Messmethode	13
3.2.1.1 Konzentrationsmessung	15
3.2.1.2 Tracergas.....	16
3.2.2 Drehkolbengaszähler	17
3.2.3 Staurohr.....	19
4 Implementierung der Messtechnik.....	24
4.1 Positionierung der Messtechnik.....	24
4.1.1 Position der Drehkolbengaszähler	24
4.1.2 Position der Tracergas-Messung.....	25
4.1.2.1 Tracergas Einleitung	25
4.1.2.2 Abzweigung der Entnahmeluft	28
4.1.3 Position des Staurohrs.....	30
4.1.4 Positionsbedingte Unsicherheiten.....	31
4.2 Integration der Messtechnik und damit verbundene technische Modifikationen an der Anlage	33
4.3 Datenerfassung und Sensorik	35
4.3.1 Tracergas Messung	36
4.3.2 Drehkolbengaszähler	36
4.3.3 Staurohr.....	37
5 Vergleichsmessungen, TGM und DKGZM.....	38
5.1 Versuchsdurchführung.....	38

5.2	Messpunkte und Testplan	38
5.3	Überprüfung der Annahmen	39
5.3.1	Vollständige Durchmischung	40
5.3.2	Vollständige Durchmischung bei offenem Abblasventil	40
5.3.3	Umgebungskonzentration	41
5.3.4	Verlustfreie Einleitung	43
5.4	Systematische Unsicherheiten / Ursachen und erprobte Maßnahmen	45
5.4.1	Zeitabhängige Abweichungen (Temperaturabhängigkeit)	46
5.4.2	Lastabhängige Abweichungen (Druckabhängigkeit)	50
5.5	Messdatenauswertung und Fehlerdiskussion	53
5.6	Klimaschaden durch die Tracergas Messung	64
6	Ergebnis und Ausblick	65
6.1	Konzeptionelle Verbesserungen der Tracergas- Messmethode	66
6.2	Technische Verbesserungen der Tracergas-Messmethode	68
	Quellenverzeichnis	70
	Anhang	72

Tabellenverzeichnis

Tabelle 3.1:	Betriebstemperatur, Messbereich und Druckverlust des Aerzener Drehkolbengaszähler G1000	19
Tabelle 4.2:	Übersicht ICP DAS Module der Datenerfassung, Funktion.....	35
Tabelle 5.1:	Abschätzung, Unsicherheit der TGM durch TG-Rezirkulation	43
Tabelle 5.2:	Mögliche systematischen Unsicherheiten und Auswirkungen auf die TGM.....	45
Tabelle 5.3:	Vergleich Umgebungstemperatur mit Geräteanforderungen * (Referenzbeding. 20 °C; 1013 mbar; rel. Luftfeuchte 60 %)	48
Tabelle 5.4:	Übersicht über die Messunsicherheiten der Einzelkomponenten der DKGZM	57
Tabelle 5.5:	Testtag 14, Vergleich relative Standardabweichung und relative Messunsicherheit der DKGZM	58
Tabelle 5.6:	Übersicht über die Messunsicherheiten der Einzelkomponenten der TGM	58
Tabelle 5.7:	Testtag 14, Vergleich relative Standardabweichung und relative Messunsicherheit der TGM	59
Tabelle 5.8:	Testtag 15, Vergleich relative Standardabweichung und relative Messunsicherheit der TGM und der DKGZM, *Der TG-Zuleitungsschlauch wurde bewegt.....	60
Tabelle 5.9:	Testtag 16, Vergleich relative Standardabweichung und relative Messunsicherheit der TGM und der DKGZM.....	62

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2.1:	Fokussierung der Direktstrahlung auf einen Brennfleck am Solarturm.....	3
Abbildung 2.2:	Anlagenschema der solaren Gasturbinenanlage.....	5
Abbildung 2.3:	Receivercluster mit Sekundärkonzentratoren, bestrahlte Receiver	6
Abbildung 2.4:	Aufbau und Durchströmung, geschlossener volumetrischer Luftreceiver mit Sekundärkonzentrator [PIZ 06]	7
Abbildung 2.5:	Aufbau des Niedertemperaturrohrreceivers.....	8
Abbildung 2.6:	Schema Allison 250 Wellenleistungstriebwerk (ohne Axialverdichter) [ALI 96]	9
Abbildung 2.7:	Topologie des Gasturbinen-Systems mit den solaren Luftreivern	10
Abbildung 3.1:	Funktionsschema der Tracergas Messmethode	13
Abbildung 3.2:	Funktionsschema des Gasmonitor-Messsystems [LST 08A].....	15
Abbildung 3.3:	Arbeitsweise des Drehkolbengaszählers „Rootsprinzip“ [AER 06]	17
Abbildung 3.4:	Allgemeine Fehlerkurve der DKGZ [AER 06]	19
Abbildung 3.5:	Schnittdarstellung, umströmtes Staurohr mit zwei Druckaufnahmen [ITA 03]	20
Abbildung 3.6:	Rohrausschnitt mit integrierendem Itabar® Staurohr und angeschlossenem Differenzdrucksensor [ITA 03]	22
Abbildung 4.1:	Position der Drehkolbengaszähler	24
Abbildung 4.2:	Positionen der SF ₆ -Zuleitung.....	27
Abbildung 4.3:	Testtag 12, SF ₆ -Konzentrationsverlauf mit SF ₆ -Zuleitung an verschiedenen Positionen, Messunsicherheit TG-Dosierung und Konzentrationsmessung.....	28
Abbildung 4.4:	Weg des Tracergases durch die Anlage, von der Einleitung bis zur Konzentrationsmessung	30
Abbildung 3.5:	Position des Staurohrs	30
Abbildung 4.6:	Ausschnitt aus dem Flusschema der modifizierten Allison Gasturbine, Fluss der Kühlluft durch die Turbine.....	32
Abbildung 4.7:	Kennfeld des Abblasventils der Allison 250-C20B Gasturbine [RLR 08]	33
Abbildung 5.1:	Vergleich, Konzentration vor DKGZ, Umgebungskonzentration.....	42
Abbildung 5.2:	Testtag 6, Massenstromgraphen TGM und DKGZM.....	46

Abbildung 5.3:	Testtag 6, relative Abweichung der Mittelwerte	46
Abbildung 5.4:	Testtag 8, Massenstromgraphen TGM und DKGZM, Temperaturverlauf der Gasmonitor- Umgebungstemperatur.....	49
Abbildung 5.5:	Testtag 7, relative Abweichung der Mittelwerte	50
Abbildung 5.6:	Testtag 9, Massenstromgraphen TGM und DKGZM.....	52
Abbildung 5.7:	Testtag 14, Massenstromgraphen TGM und DKGZM.....	54
Abbildung 5.8:	Testtag 14, Mittelwerte der TGM und DKGZM, relative Abweichung der Mittelwerte.....	55
Abbildung 5.9:	Testtag 15, Massenstromgraphen TGM und DKGZM.....	59
Abbildung 5.10:	Testtag 15, Mittelwerte der TGM und DKGZM, relative Abweichung der Mittelwerte.....	60
Abbildung 5.11:	Testtag 16, Massenstromgraphen TGM und DKGZM.....	61
Abbildung 5.12:	Testtag 16, Mittelwerte der TGM und DKGZM, relative Abweichung der Mittelwerte.....	61

Nomenklatur

Abkürzung	Bedeutung
AI	analoges Eingangssignal
AO	analoges Ausgangssignal
Ciemat	Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas
DI	digitales Eingangssignal
DKGZ	Drehkolbengaszähler
DKGZM	Drehkolbengaszähler-Messung
HD	Hochdruckturbine
HT	Hochtemperatur
IR	Infrarot
MT	Mitteltemperatur
N1	Gaserzeugerturbinen-Drehzahl
N2	Leistungsturbinen-Drehzahl
ND	Niederdruckturbine
NT	Niedertemperatur
ODBC	Open Database Connectivity, (Datenbankschnittstelle)
OPC	Object Linking and Embedding for Process Control, (Protokollstandard)
PAS	photoakustische Spektroskopie
PSA	Plataforma Solar de Almería
QUARZ-CSP	Qualifizierungs- und Evaluationszentrum solarthermische Kraftwerkstechnik
SOLGATE	Solar Hybrid Gas Turbine Electric Power System
SOLHYCO	Solar hybrid power and cogeneration plants
SW	Softwaresignal
TG	Tracergas
TGM	Tracergas-Messung

Formelzeichen	Bedeutung	Einheit
A	Fläche	m ²
C	Konzentration	ppm
g	Gravitationskonstante	m/s ²
GWP	Global Warming Potential	—
h	Höhe	m
k	Korrekturfaktor	—
M	Molare Masse	g/mol
\dot{m}	Massenstrom	kg/s
n	Stoffmenge	mol
N	Anzahl der Einzelmessungen	—
p	Druck	bar
R _m	universelle Gaskonstante	J/molK
R _s	spezielle Gaskonstante	J/kgK
T	Temperatur	K
t	Temperatur	°C
u	absolute Unsicherheit	—
v	Geschwindigkeit	m/s
\dot{V}	Volumenstrom	m ³ /s
V	Volumen	m ³
X	Wert der Einzelmessung	—
\bar{X}	arithmetischer Mittelwert	—
ε	Expansionsfaktor	—
κ	Isentropenexponent	—
b	Breite des Sondenprofils	m
Δ	relative Unsicherheit	%
ρ	Dichte	kg/m ³
Δp	Druckdifferenz	mbar

Index	Bedeutung
a	Stoff a
amb	Ambiente / Umgebung
aus	Austritt
b	Stoff b
b	Betrieb
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
DKGZ	Drehkolbengaszähler (oben und unten)
ein	Eintritt
fL	feuchte Luft
G	gesamt
H ₂ O	Wasser
L	Luft
m	molar
max	maximal
o	oberer DKGZ
s	statisch
SF ₆	Schwefelhexafluorid
SF ₆ Messung	Schwefelhexafluorid in der Entnahmeluft
SF ₆ Umgebung	Schwefelhexafluorid in der Umgebung
stat	statistisch
TG	Tracergas
TGM	Tracergas Messung
u	unter DKGZ
WD	Wasserdampf

1 Einleitung

1.1 Einführung

Durch den weltweit kontinuierlich wachsenden Energieverbrauch, die zunehmende Verknappung der Primärenergieträger und eine sich deutlich abzeichnende Klimaveränderung haben in den letzten Jahren alternative Energietechniken zunehmend an Bedeutung gewonnen. Die stetig steigende Zahl kommerzieller Kraftwerke mit alternativen Energietechniken verdeutlicht dies. Neben der Nutzung von Windenergie, Wasserkraft und Biomasse zur elektrischen Stromerzeugung hat auch die direkte Nutzung der solaren Strahlungsenergie erheblich zugenommen. So sind, vornehmlich in den sonnenreichen Gegenden Südeuropas und Nordamerikas, neben vielen kleinen und mittleren Photovoltaikanlagen auch solarthermische Großkraftwerke entstanden oder sind in der Entstehung. Dafür sind auf der Grundlage nationaler Einspeisegesetze verschiedene solarthermische Technologien bis zur kommerziellen Marktreife entwickelt worden. Im großtechnischen Maßstab sind dies Solarturm- und Parabolrinnenkraftwerke mit Leistungen im Bereich von 10 – 150 MW elektrisch. Im Vergleich zu Photovoltaik lassen sich mit solarthermischen Anlagen deutlich niedrigere Stromgestehungskosten erzielen, was mittelfristig die Unabhängigkeit dieser Technologien von Subventionen in Aussicht stellt.

Die Abteilung für Solarforschung am Institut für Technische Thermodynamik des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR) ist maßgeblich an der europäischen Entwicklung konzentrierender solarthermischer Technologien beteiligt. Das Institut verfügt über Versuchsanlagen und Labors in Stuttgart und Köln sowie auf der PLATAFORMA SOLAR DE ALMERÍA (PSA), dem größten europäischen Forschungszentrum für konzentrierende Solartechnologien. In internationalen Kooperationen und enger Zusammenarbeit mit der spanischen Partnerorganisation CIEMAT werden auf der PSA verschiedene solarthermische Technologien unter praxisnahen Bedingungen getestet und weiterentwickelt.

1.2 Motivation und Aufgabenstellung

Diese Arbeit dokumentiert den Aufbau und die Erprobung der Tracergas Massenstrommessung an der solaren Gasturbineanlage mit geschlossenen solaren Luftrezeivern im Solarturmkraftwerk CESA-1.

Die Gasturbinenanlage wurde 2002 im Rahmen des SOLGATE Projekts im solarthermischen Turmkraftwerk CESA 1 auf der PSA installiert und betrieben. Zusätzlich zu der konventionellen Gasturbinenbrennkammer verfügt diese Anlage über drei Strahlungsempfänger (Receiver), um solare Strahlungsenergie in den Gasturbinenprozess einzukoppeln. Dazu wird Sonnenlicht durch schwach gekrümmte Spiegel auf den Luftrezeivern konzentriert. In den Receivern erhitzt sich die durchströmende Luft. Da-

bei soll die einfallende solare Strahlungsenergie möglichst vollständig und bei hohen Temperaturen an das Arbeitsmedium (Luft) des Gasturbinenprozesses übergeben werden. Die Bewertung der Receiverfunktion erfolgt primär durch die energetischen Wirkungsgrade der Receivermodule. Dem liegen präzise Wirkungsgradberechnungen zugrunde, die wiederum die genaue Messung der einfallenden Strahlung auf die Receiver, der Temperaturdifferenz des Arbeitsmediums (vor - hinter dem Receiver) und des Luftmassenstroms durch die Receiver erfordert.

Die bisherige Massenstrommessung erfolgt mit einem integrierenden Staurohr. Bedingt durch eine unzureichend lange Einlaufstrecke, ist dieses Messverfahren jedoch unpräzise. Dies schlägt sich in unsicheren Wirkungsgradberechnungen für die Solarreceiver nieder.

Ein Ziel des Arbeitspakets 5 im QUARZ-CSP Projekt ist die Entwicklung eines Messverfahrens, mit dem heiße Luftmassenströme von geschlossenen solaren Luftreivern an bestehenden Systemen zuverlässig und präzise gemessen werden können. Zeit und kostenintensive Modifikationen von Strömungskanal-Geometrien sollen so zukünftig vermieden werden.

Mit dieser Zielsetzung und der Perspektive zukünftiger Anwendungen werden die Messunsicherheit und die praktische Handhabung der Tracergas-Massenstrommessmethode an einer solaren Gasturbine erprobt. Dafür werden im Rahmen dieser Arbeit sämtliche Apparaturen für die Tracergas-Messung (TGM) an der Gasturbinenanlage installiert und Messungen damit durchgeführt. Für den Abgleich mit einer Referenzmassenstrommessung werden begleitend zu den Tracergas-Messungen hochpräzise Drehkolbengaszähler (DKGZ) installiert und betrieben. Dieser Vergleich während der Inbetriebnahme gilt der Identifikation systematischer Unsicherheiten der Tracergas-Messung.

2 Technische Grundlagen

2.1 Turmkraftwerk

Solarthermische Turmkraftwerke sind Großkraftwerke, bei denen so genannte Heliostaten, die direkte Solarstrahlung auf einen zentral auf einem Turm angebrachten Strahlungsempfänger reflektieren. Diese Heliostaten sind zweiachsig dem Lauf der Sonne nach geführte Spiegel. Ihre spiegelnden Oberflächen sind leicht konkav gekrümmt, wodurch das reflektierte Licht auf den Brennfleck am Solarturm fokussiert wird.

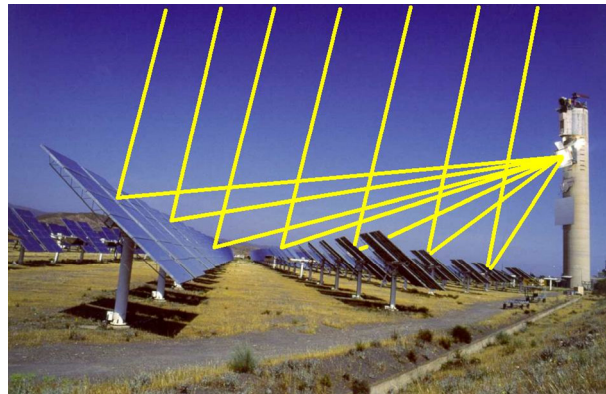


Abbildung 2.1: Fokussierung der Direktstrahlung auf einen Brennfleck am Solarturm

Die Aufstellung der Heliostaten erfolgt in einem so genannten Spiegel- oder Heliostatenfeld. Das Feld ist dabei je nach Breitengrad des Standortes idealerweise nördlich, südlich oder kreisförmig um den Turm angeordnet. Die Heliostaten im Feld sind prinzipiell so aufgestellt, dass sie einander möglichst kaum die "Sicht" auf den Turm verdecken (Blocking) und sich gegenseitig möglichst wenig abschatten (Shading). Grundsätzlich haben deshalb die weiter vom Turm entfernten Heliostaten einen größeren Abstand zueinander.

Die von den Heliostaten reflektierte solare Direktstrahlung wird bis zu 1000-fach konzentriert auf einen oder mehrere Receiver (Receivercluster) an der Turmaußenseite fokussiert. Die Strahlungsenergie wird dort in Wärme umgewandelt und an ein Arbeitsmedium übertragen. Die direkte oder indirekte Einkopplung dieser Wärme in einen Gasturbinen-, kombinierten Gas- und Dampfturbinen oder Dampfturbinenprozess ist möglich. Die unterschiedlichen Prozesse treiben stets Generatoren zu Stromerzeugung an. Der Vorteil der Solarturm-Technologie besteht darin, dass durch hohe Konzentrationsfaktoren Wärme bei sehr hohen Temperaturen zur Verfügung steht. Im Turm des Versuchsturmkraftwerks CESA-1 auf der PLATAFORMA SOLAR DE ALMERÍA sind unterschiedliche Receiver-Konzepte auf drei Ebenen installiert [PIZ 02].



Abbildung 2.2: Turmkraftwerk CESA-1 auf der Plataforma Solar de Almería

Die unterschiedlichen Receiver sind außerhalb des Turms auf dessen Nordseite übereinander angeordnet. Das Spiegelfeld besteht aus 300 Heliostaten mit jeweils 40 m^2 Spiegelfläche. Damit hat das Kraftwerk eine theoretische Spitzenleistung von 7MW thermisch. Der geographischen Lage des Kraftwerks entsprechend ist das Heliostatenfeld als Nordfeld ausgeführt. An der Turmspitze in 83 Meter Höhe befindet sich ein offener volumetrischer Luftreceiver. Durch den Receiver wird atmosphärische Luft angesaugt und erwärmt. Darunter liegend auf der mittleren Ebene ist ein Salzreceiver installiert. In einem geschlossenen Kreislauf zirkuliert flüssiges Salz durch den Receiver und wird so erwärmt. Auf der untersten Ebene in 60 Metern Höhe ist eine Gasturbinenanlage mit drei solaren Luftreceivermodulen eingebaut. Die Luftreceiver koppeln die auftreffende Strahlungsenergie direkt in den Gasturbinenprozess ein. Dabei wird die in den geschlossenen Receivern entstehende Wärme direkt an die komprimierte Luft des Gasturbinenprozesses übertragen.

Die Abbildung 2.3 zeigt das Anlagenschema der solaren Gasturbinenanlage im Solarturm CESA-1 auf der PSA.

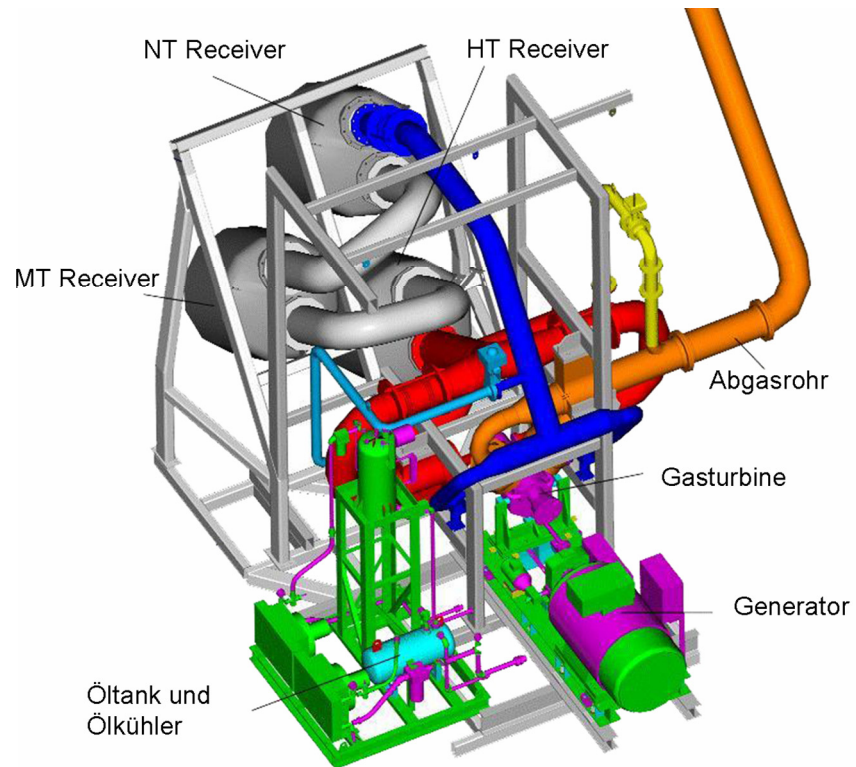


Abbildung 2.2: Anlagenschema der solaren Gasturbinenanlage

Gasfluss

Das Arbeitsmedium Luft wird frei vor dem Verdichter der Gasturbine aus der Umgebung angesaugt. Im Kompressor steigen Druck und Temperatur der einströmenden Luft lastabhängig auf bis zu 290 °C und 7 bar an. Vom Verdichteraustritt strömt die komprimierte Luft durch eine Rohrleitung (blau) in den Niedertemperatur (NT) Rohrreceiver. Von dort aus gelangt die Luft in den volumetrischen Mitteltemperatur (MT) und Hochtemperatur (HT) Receiver, wo sie solar bis auf Brennkammereintrittstemperatur erwärmt wird. Nach dem HT-Modul gelangt die heiße Luft durch eine Rohrleitung (rot) zur Gasturbinenbrennkammer. In der Brennkammer wird die Luft fossil bis auf Turbineneintrittstemperatur erhitzt. Die Verbrennung in der Brennkammer wird auch bei eingekoppelter Solarstrahlung aufrechterhalten, weil mittels der Brennstoffzufuhr die Drehzahl der Gaserzeugerturbine geregelt wird. Ferner werden Temperaturschwankungen hinter dem HT-Receiver aufgrund von solaren Einstrahlungsunregelmäßigkeiten (Wolken) in der Brennkammer ausgeglichen. Aus der Brennkammer strömt das heiße Verbrennungsgas in die anliegende Hochdruckturbinen. Diese entlässt das Verbrennungsgas nachfolgend in die Niederdruckturbinen. Vom Austritt der Turbinen gelangt das Abgas in das Abgasrohr, welches das heiße Abgas außerhalb des Turms in die Atmosphäre entlässt.

Nachfolgend werden in Abschnitt 2.2 und 2.3 Funktion und Aufbau der Receiver-Module und der Gasturbine erläutert.

2.2 Receiver

In der solaren Gasturbinen-Anlage wird konzentrierte Strahlungsenergie mittels drei druckbeaufschlagter geschlossene Luftreceiver an das Arbeitsmedium Luft übergeben. Die hohe Exergie der konzentrierten Solarstrahlung wird durch die direkte Einkopplung der Energie in den Gasturbinenprozess optimal genutzt.

Die drei Receiver sind in Reihe geschaltet und arbeiten deshalb bei unterschiedlichen Temperaturniveaus. Entsprechend ihrer Betriebstemperaturen sind sie in Niedertemperatur (bis ca. 500 °C) Mitteltemperatur- (bis ca. 800 °C) und Hochtemperatur-Receiver (bis ca. 1000 °C) unterteilt. Die drei einzelnen Receivermodule sind in einem Receivercluster angeordnet (siehe Abbildung 2.4).

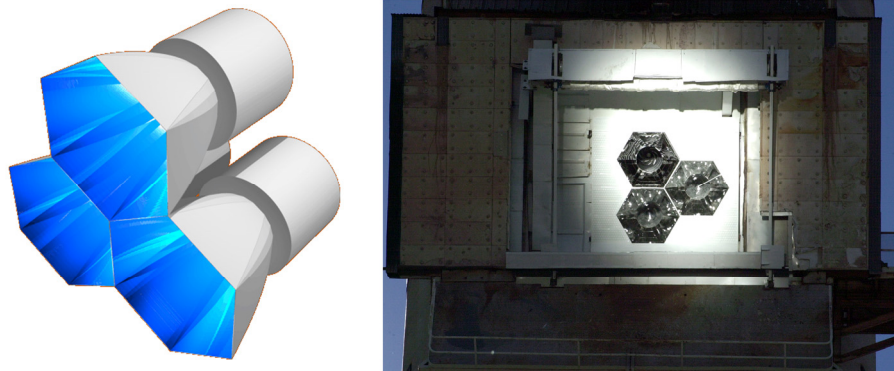


Abbildung 2.3: Receivercluster mit Sekundärkonzentratoren, bestrahlte Receiver

Vor jedem Receivermodul ist ein Sekundärkonzentrator montiert. Die Konzentratoren haben sechseckige Eintritts- und 18-eckige Austrittsaperturen, die an den Receivermodule anliegen. Der Brennfleck des Heliostatenfelds wird so durch die Sekundärkonzentratoren auf die drei Receivermodule aufgeteilt. Die Sekundärkonzentratoren schützen die kreisringförmigen Vorderseiten der Receivermodule vor der konzentrierten Solarstrahlung. Zusätzlich sorgen sie in den Austrittsaperturebenen für eine Homogenisierung und Nachkonzentration der Strahlung [RÖG 05].

2.2.1 Druckbeaufschlagte geschlossene volumetrische Receiver

Der Hochtemperatur- und der Mitteltemperaturreceiver sind als geschlossene volumetrische Receiver ausgeführt. Sie bestehen jeweils aus einem isolierten Druckkessel, der durch ein kuppelförmig gewölbtes Quarzglasfenster zur Umgebung abgeschlossen ist. Im Inneren der Receiver befinden sich keramische oder metallische volumetrische Absorberstrukturen sowie Strömungskanäle, um die strömende Luft gezielt durch den Receiver zu leiten. Dabei durchströmt die Luft den Kessel und die volumetrische Absorberstruktur wie in Abbildung 2.3 veranschaulicht.

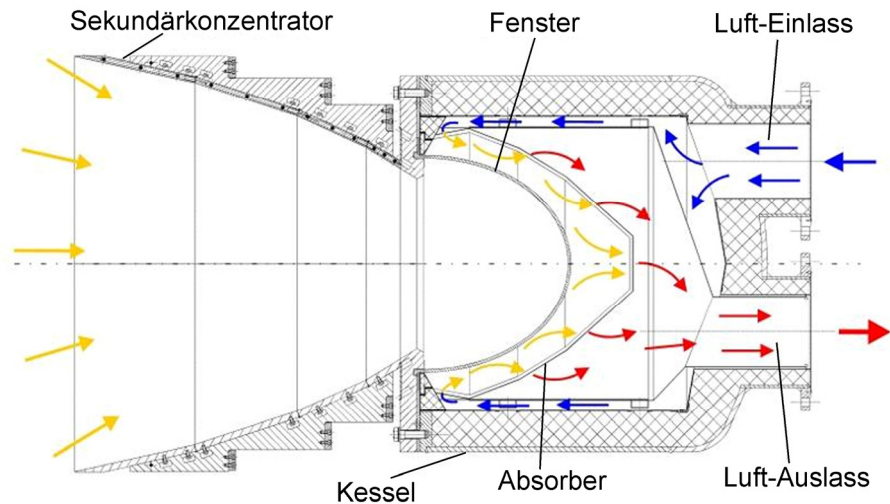


Abbildung 2.4: Aufbau und Durchströmung, geschlossener volumetrischer Luftreceiver mit Sekundärkonzentrator [PIZ 06]

Die konzentrierte Solarstrahlung transmittiert durch das Quarzglasfenster und wird in der dahinter im Kessel angeordneten Absorberstruktur absorbiert. Die volumetrische Struktur erwärmt sich und gibt die Wärme an die durchströmende Luft ab.

Im Gegensatz zu Rohrreceivern findet bei einem volumetrischen Receiver die Absorption von Strahlung nicht an einer Oberfläche statt, sondern im Volumen einer hochporösen Absorberstruktur. Die poröse luftdurchlässige Struktur wird durch die durchströmende Luft gekühlt. Dieser volumetrische Effekt senkt gegenüber einem Rohrreceiver die Oberflächentemperatur und erlaubt deutlich höhere solare Bestrahlungsstärken [RÖG 05].

2.2.2 Rohrreceiver

Der Niedertemperatur-Receiver ist ein metallischer Rohrreceiver. Seine Austrittstemperatur ist für maximal 500 °C ausgelegt. Im Bereich dieser relativ niedrigen Temperaturen ist der Einsatz metallischer Rohrreceiver aus Kostengründen vorteilhaft. Im Vergleich zur Herstellung geschlossener volumetrischer Receiver ist die Fertigung eines Rohrreceivers preiswerter, wodurch sich die Gesamtkosten eines Receiverclusters senken lassen.

Der Niedertemperaturreceiver besteht aus einer hohlraumförmigen Anordnung von 16 parallel geschalteten, gebogenen, hochtemperaturbeständigen Absorberrohren (siehe Abbildung 2.6).

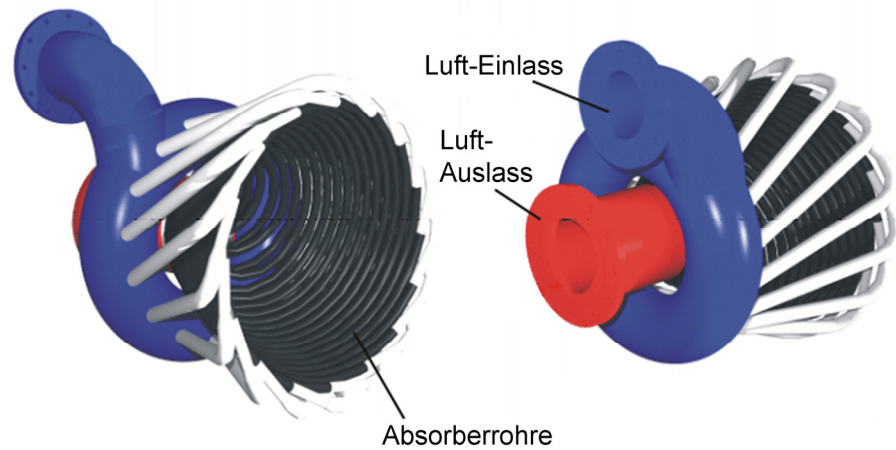


Abbildung 2.5: Aufbau des Niedertemperaturrohrreceivers

Die konzentrierte Solarstrahlung tritt dabei durch eine Öffnung in den Hohlraum ein und wird dort an den Rohraußenseiten absorbiert. Für eine optimale Absorption sind die Rohre äußerlich oberflächenbeschichtet. Die bei der Absorption der Solarstrahlung an einer Rohraußenseite entstehende Wärme wird durch die Rohrwand geleitet und innenseitig konvektiv an die komprimierte Luft übergeben [PIZ 02].

2.3 Gasturbine Allison 250-C20b und anlagenspezifische Modifikationen

Kern der Anlage ist ein Allison 250-C20b Wellenleistungstriebwerk. Diese Zwei-Wellen Gasturbine (eng. Split Shaft Gas Turbine) hat zwei Wellen, die jeweils von zwei Turbinenstufen angetrieben werden. Die erste und die zweite Turbinenstufe hinter der Brennkammer werden zusammen als Hochdruckturbinen (HD) oder Gaserzeugerturbine bezeichnet und treiben den Verdichter an. Turbinenstufe drei und vier bilden die so genannten Niederdruckturbinen (ND) bzw. die Leistungsturbine. Sie sind durch das Triebwerksgetriebe mit der Abtriebswelle verbunden, an der die mechanische Leistung der Gasturbine abgenommen wird.

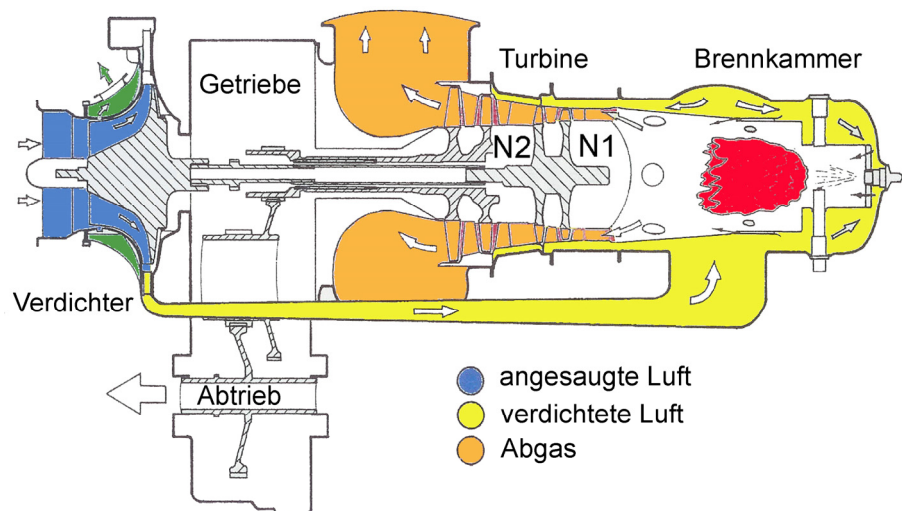


Abbildung 2.6: Schema Allison 250 Wellenleistungstriebwerk (ohne Axialverdichter) [ALI 96]

Der Verdichter besteht aus einem sechsstufigen Axialverdichter und einem einstufigen Radialverdichter, die durch die Gaserzeugerturbine angetrieben werden. Zwischen den axialen Stufen und der Radialstufe ist ein Abblasventil angeordnet [RLR 08A]. Die Verdichter- und die Hochdruckturbinendrehzahl $N1$ werden durch die Regelungssoftware der Gasturbine eingeregelt. Die Auslegungsdrehzahl dieser Welle beträgt 54.000 U/min. Jede Teillastdrehzahl wird durch die Regelungssoftware als Prozentwert der Nenndrehzahl angezeigt und kann über die Eingabe eines prozentualen Wertes geändert werden. Auf diese Weise werden die Lastzustände (Lastpunkte) der Turbine während der Messungen eingestellt. In der vorliegenden Anlagenkonfiguration kann die Turbine im Bereich von 69 % (Leerlauf) bis maximal 100 % (Volllast) betrieben werden. Um Leistungen oberhalb von 78 % zu erreichen, muss zusätzlich zum Brennstoff solare Energie eingekoppelt werden. Die Leistungsturbine ist durch eine Untersetzung mit dem Generator verbunden. Die Drehzahl $N2$ der Leis-

tungsturbine wird nach dem Turbinenstart an die Netzfrequenz angepasst und nach erfolgter Netzkopplung während des Betriebs immer konstant gehalten.

Die meisten Lager und thermisch belasteten Bauteile der Gasturbine werden durch ihre Trockensumpfschmierung gekühlt. Einige Bauteile der Turbine werden jedoch mit Luft gekühlt. Dazu wird Verdichterluft an der Brennkammer vorbei in die Turbine geleitet. Der genaue Verlauf dieser Kühlluft ist in Kapitel 4.1 ausführlich beschrieben. Die Abbildung 2.8 zeigt die Topologie des Gasturbinen-Systems mit den integrierten solaren Luftreceivern. Der Kühlluftstrom ist als ein Bypass zu den Receivern dargestellt.

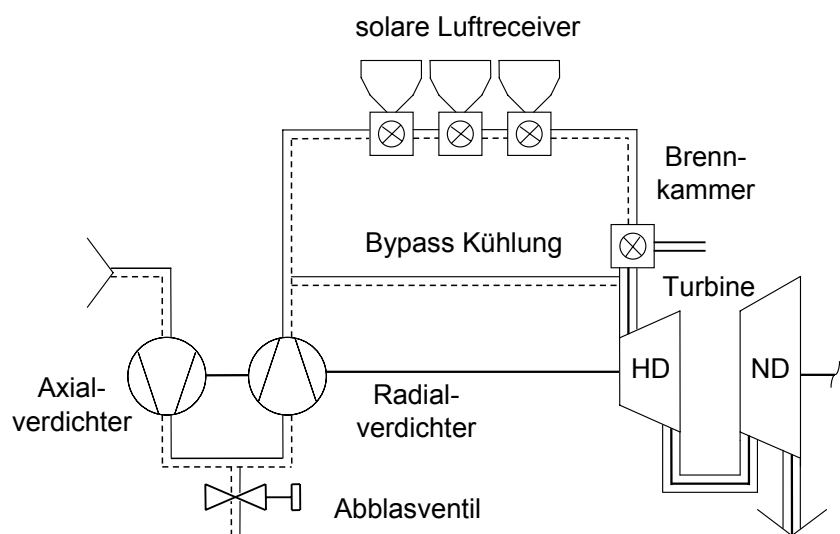


Abbildung 2.7: Topologie des Gasturbinen-Systems mit den solaren Luftreceivern

Für den Einsatz der Gasturbine im Solarturmkraftwerk hat die Firma ORMAT die Gasturbine Allison 250-C20b modifiziert. Der stationäre Betrieb der Gasturbine und die Integration der solaren Receivermodule in das Gasturbinen-System erforderten die Umbauten. Nachfolgend sind die wichtigsten technischen Modifikationen der Turbine aufgelistet:

- Die Turbine wurde mit einer neuen Regelungstechnik und Instrumenten ausgestattet, so dass Turbinenstart bzw. -stopp und alle Turbinensicherheitsfunktionen vollautomatisch durch einen Rechner gesteuert werden. Während des Betriebs wird die Drehzahl/Last der Turbine über diesen Rechner gesteuert.
- Die serienmäßige Brennkammer für den Flugbetrieb wurde ersetzt durch eine Brennkammer mit Rohrflanschen. Daran wird die Rückleitung vom HT-Receiver angeschlossen. Die aus dem HT-Luftreceiver in die Brennkammer eintretende Luft ist deutlich heißer als die Luft am Verdichteraustritt. Deshalb wurde die neue Brennkammer dickwandiger und mit einem temperaturfesteren Material ausgeführt.

- Die Kraftstoffeinspritzung und die Zündung wurden an die neue Brennkammer und die Anforderungen des solaren Betriebs angepasst.
- Die Luftausgänge am Verdichteraustritt wurden mit Rohrflanschen versehen, so dass die Zuleitung zu den Receivern daran angeschlossen werden kann.
- Zwei zusätzliche Schläuche leiten Verdichterluft zur Kühlung verschiedener Turbinenbauteile an den Receivern und der Brennkammer vorbei in die Turbine.
- Die Abtriebswelle des Treibwerks wurde über ein Stirnradgetriebe mit dem Generator verbunden. Generator, Getriebe und Turbine wurden auf einem gemeinsamen Maschinenbett befestigt.
- Sämtliche Aggregate der Gasturbine wie Öl-Vorratsbehälter, Öl-Kühler, Zündelektronik, Kraftstoffpumpe und die Startbatterien wurden stationär an der Anlage angeordnet [URI 04].

3 Massenstrommessung

3.1 Referenzmessverfahren

Bislang wird der Luftmassenstrom durch die Solarreceiver mit einem integrierenden Staurohr gemessen. Dieses Verfahren ist in der bestehenden Anlagenkonfiguration aufgrund einer zu kurzen Einlaufstrecke sehr unsicher. Als Grundlage für künftige präzise Massenstrommessungen kommt jetzt ein zusätzliches hochpräzises Messverfahren zum Einsatz. Es dient der exakten Bestimmung des Luftmassenstroms und gleichzeitig als Referenzverfahren für den Abgleich mit dem Tracergas Messverfahren, das im Rahmen dieser Diplomarbeit aufgebaut und erprobt wird. Für den direkten Vergleich mit der TG Massenstrommessung ist die zeitgleiche Integration des Referenz- und des Tracergas Messverfahren an der Anlage notwendig. Daraus ergeben sich die Anforderungen an das Referenz Messverfahren.

Anforderungen an die Referenzmessmethode:

1. hohe Präzision
2. einfache Integration in das bestehende Gasturbinen-System
3. Unabhängigkeit von lokalen Strömungsverhältnissen
4. geringer Druckverlust

Zu 1.: Das Referenzverfahren muss unter gegebenen Randbedingungen eine Messgenauigkeit im Bereich von 1 % aufweisen.

Zu 2.: Das Referenzverfahren sollte keine großen Veränderungen am Anlagenaufbau erfordern. Prädestiniert ist deshalb die Position vor dem Verdichter. Hier wird die Massenstrommessung der Anlage vorgeschaltet und es bedarf keiner Veränderung der bestehenden Leitungen. An dieser Position kann bei Umgebungsdruck und Umgebungstemperatur gemessen werden. Für den direkten Vergleich von Referenzverfahren und TGM bietet sich diese Messstelle auch als Messstelle für die TGM an (siehe Abschnitt 4.1).

Zu 3.: Die Referenz-Massenstrommessung sollte exakt messen, ohne dass ein eingelaufenes Strömungsprofil erforderlich ist. Damit kann auf eine Ein- und Auslaufstrecke verzichtet werden. Das hat entscheidende Vorteile im Hinblick auf zusätzliche Rohrleitungsinstallationen und Druckverluste.

Zu 4.: Der gesamte Luftmassenstrom durch die Anlage wird vom Verdichter der Gasturbine bewegt. Der Verdichter arbeitet durch die Druckverluste in den Solarreceivern generell näher an seiner Pumpgrenze (kleiner Massenstrom, höheres Druckverhältnis). Der Strömungswiderstand durch die zusätzliche Massenstrommessung sollte deshalb nur um ein Minimum gesteigert werden. Die Verwendung von Messverfahren mit hohen Druckverlusten (z.B. Messblenden) kann also prinzipiell ausgeschlossen werden.

Als Referenzmessverfahren werden Drehkolbengaszähler (DGKZ) verwendet. Genauigkeiten besser als 1 % lassen sich bei Volumenmessungen großer Gasströme (65 bis 6500 m³/h) und kleinen Gasdrücken bisher nur mittels des Drehkolbengaszählers erzielen. Die sehr genaue Volumenströmungsmessung durch Drehkolbengaszähler kann für eine Massenstrommessung nur ausgenutzt werden, wenn ebenfalls Druck, Temperatur und u. U. Feuchtigkeit des durchströmenden Mediums kontinuierlich und präzise erfasst werden. DKGZ stellen minimale Anforderungen an Strömung und Umfeld. Es sind keine Ein- und Auslaufstrecken erforderlich. DKGZ können mit senkrechtem und waagerechtem Durchfluss verbaut werden. Trotz der verhältnismäßig hohen Kosten ist die Verwendung von DKGZ meist unumgänglich, wenn hohe Messgenauigkeiten und geringe Druckverluste verlangt werden.

3.2 Theoretische Grundlagen der Messverfahren

3.2.1 Tracergas Messmethode

Das grundlegende Konzept der Tracergas Messmethode lässt sich am einfachsten an einer geschlossenen Kanalströmung erklären. Die Abbildung 3.1 zeigt den prinzipiellen Aufbau.

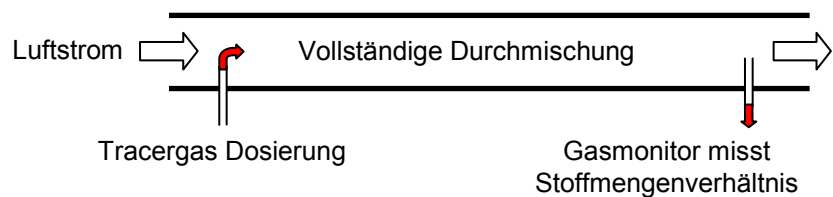


Abbildung 3.1: Funktionsschema der Tracergas Messmethode

Die TG-Messmethode funktioniert nach dem Impfverfahren. Beim so genannten Impfen wird dem zu messenden Luftstrom kontinuierlich eine bekannte Menge Tracergas zugesetzt. Die Luft und das TG mischen sich im Verlauf der Strömung. Nach dem Luft und Tracergas vollständig durchmischt sind, werden stromabwärts geringe Mengen Luft (Proben) dem Strom entnommen und darin die TG-Konzentration gemessen. Mit der Kenntnis des zugeführten TG-Massenstroms und der gemessenen TG-Konzentration lässt sich bei stationären Bedingungen der Luftmassenstrom im Kanal berechnen (siehe Gleichung 3.5).

Kontinuitätsgleichung:

$$\dot{m}_{\text{ein}} = \dot{m}_{\text{aus}} \quad (3.1)$$

Molare Masse:

$$M_a = \frac{m_a}{n_a} \quad (3.2)$$

Stoffmengenverhältnis:

$$C = \frac{n_a}{n_b} \quad (3.3)$$

Werden Gleichung 3.2 und 3.3 in Gleichung 3.1 eingesetzt und diese nach den Massenströmen umgestellt, so erhält man:

$$\frac{\dot{m}_a}{\dot{m}_b} = \frac{M_a}{M_b} \cdot C_{a/b} \quad (3.4)$$

Für den mit Schwefelhexafluorid geimpften Massenstrom feuchter Luft ergibt sich daraus

Luftmassenstrom in kg/s

$$\dot{m}_L = \frac{M_{fL}}{M_{SF_6}} \cdot \frac{\dot{m}_{SF_6}}{C_{SF_6}} \cdot 10^6 \quad (3.5)$$

Die Molare Masse feuchter Luft wird auf der Basis der Wasserkonzentrationsmessung des Gasmonitors berechnet (Gleichung 3.6). Der Einfluss des SF₆ in der feuchten Luft (1-2 ppm) wird dabei vernachlässigt.

$$M_{fL} = M_L \cdot \left(1 - \frac{C_{H_2O}}{10^6}\right) + M_{WD} \cdot \frac{C_{H_2O}}{10^6} \quad (3.6)$$

Neben der präzisen Messung des SF₆-Massenstroms und der SF₆-Konzentration, basiert eine genaue Tracergas-Messung auf der Erfüllung grundlegender Bedingungen. Diese anlagenspezifischen Bedingungen lassen sich im Rahmen dieser Arbeit aus technischen Gründen nicht direkt überprüfen. Aus diesem Grund werden sie nachfolgend als Annahmen formuliert. Sind eine oder mehrere dieser Annahmen nicht erfüllt, so ist eine unsichere Tracergas-Messung zu erwarten.

Grundlegende Annahmen für die TGM:

- Luft und TG durchmischen sich vollständig zwischen Einleitung und Entnahme.
- Für Messungen im Teillastbereich der Gasturbine ist vollständige Durchmischung vor dem Verdichter-Abblasventil (Funktion Abblasventil, Abschnitt 4.1) gegeben.
- Die TG-Umgebungskonzentration ist 0 ppm.
- Der gemessene TG-Massenstrom wird verlustfrei in die Strömung eingeleitet.

3.2.1.1 Konzentrationsmessung

Die Tracergas- und die Wasser-Konzentrationen im Luftstrom werden mit Hilfe des photoakustischen Gasmonitor INNOVA 1214 der Firma LUMASENSE TECHNOLOGIES A/S gemessen. Die im Gasmonitor angewendete photoakustische Spektroskopie (PAS) basiert auf dem, von ALEXANDER GRAHAM BELL im Jahre 1880 entdeckten photoakustischen Effekt. Dabei wird eine Gasprobe in einer Messzelle „eingeschlossen“ und mit IR-Licht eines schmalen Frequenzbandes (schmalbandig) beleuchtet. Die optischen Absorptionsfrequenzen des IR-Lichts (im Bereich von $\sim 10^{14}$ Hz) sind von der zu detektierenden Molekularart vorgegeben. Die in der Probe befindlichen Gasmoleküle (Spuren des zu detektierten Gases), absorbieren die Lichtenergie proportional zu ihrer Konzentration und wandeln dabei die Lichtenergie in Wärme um. Die Moleküle erwärmen und kühlen sich ab mit der „Anregungsfrequenz“ (Pulsformer) des absorbierten Infrarotlichts. Die Temperaturschwankungen der Gasmoleküle haben lokale periodische Druckschwankungen (Schall) zur Folge, die mit Mikrofonen erfasst werden können. Die akustische Frequenz des Messsignals hängt dabei nur von der Anregungsfrequenz ($\sim 10^3$ Hz) des IR-Lichts ab.

Für eine Konzentrationsmessung mit dem Gasmonitor wird eine Gasprobe in die Messzelle im Inneren des Gasmonitors gesogen. Dazu saugt eine kleine Pumpe das gasförmige Medium an der Geräterückseite an und zieht es durch Staubfilter in die Messkammer. Während der Messung (ca. 10 Sekunden) schließen zwei Ventile die Probe in der Messzelle ein. Durch das periodische Ansaugen und Abschließen der Gasproben in der Messkammer kann mit dem Gasmonitor nur inkontinuierlich gemessen werden.

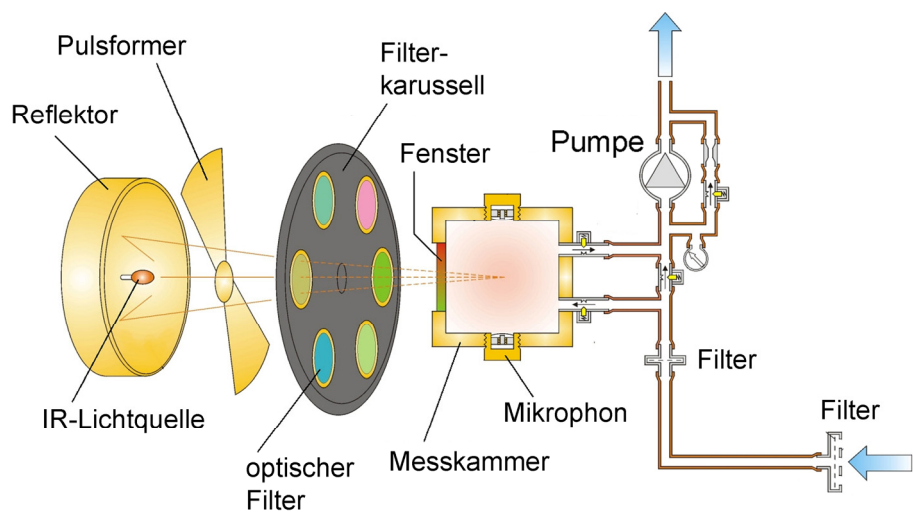


Abbildung 3.2: Funktionsschema des Gasmonitor-Messsystems [LST 08A]

Für die PAS Messung befindet sich im Inneren des Gasmonitors eine Infrarotlichtquelle. Dessen Licht wird über einen parabolischen Reflektor, durch den Pulsformer und durch einen IR-Filter in die Messkammer abgestrahlt. Für die photoakustische Spektroskopie wird schmalbandiges IR-Licht benötigt, weshalb gasspezifische optische Filter mit genau definierter Bandbreite verwendet werden. Das Filterkarussell ermöglicht den raschen Wechsel zwischen verschiedenen optischen Filtern. Dadurch können mit einem Gasmonitor entsprechend der Filter im Karussell unterschiedliche Gase detektiert werden. Für das Aufspüren verschiedener Gase in einer Probe rotiert das Karussell die entsprechenden Filter nacheinander in den gepulsten Lichtkegel vor der Messkammer. Hinter dem Filter transmittiert das Infrarotlicht durch ein Fenster in die Messkammer. Dort trifft es auf die angesaugte Gasprobe und bewirkt, in Abhängigkeit der Wellenlänge des IR-Lichts, den photoakustischen Effekt bei unterschiedlichen Gasmolekülen. Die durch die Absorption des IR-Lichts entstehenden Druckschwankungen in der Messkammer verlaufen periodisch mit der Pulsfrequenz. Zwei hochempfindliche Mikrophone in der Messkammer detektieren das akustische Signal. Das Ausgangssignal der Mikrophone ist proportional zu der zu messenden Gaskonzentration in der Messkammer und wird mit den im Gasmonitor hinterlegten Kalibrierdaten in Konzentrationswerte umgerechnet.

In vielen Fällen ist das Gasgemisch im Inneren der Messkammer nicht absolut trocken. Es ist Wasserdampf vorhanden. Wasser absorbiert über den gesamten spektralen Bereich infrarotes Licht, weshalb der Gasmonitor bei jeder Messung grundsätzlich die Wasserkonzentration der Probe erfasst und automatisch kompensiert. Die Wasserkonzentration wird mit einem speziellen „Wasserfilter“ im Filterkarussell gemessen [LST 08A].

3.2.1.2 Tracergas

Im deutschen Sprachgebrauch wird für „Spuren oder- Indikatorgas“ meist der englische Begriff „Tracergas“ verwendet. Das englische Wort „trace“ oder „to trace“ kann übersetzt werden mit „Spur“ oder „etwas aufspüren“. In dieser Arbeit wird der gebräuchlichere englische Begriff Tracergas verwendet.

Nicht jedes Gas eignet sich als Tracergas. Die nachfolgenden Anforderungen an ein Tracergas verdeutlichen dies. Das Tracergas muss:

- mit großer Genauigkeit detektierbar sein (durch den photoakustischen Effekt)
- in den verwendeten Konzentrationen ungiftig sein
- chemisch inert sein (im Temperaturbereich der Messung)
- nicht brennbar sein
- sich leicht und gut mit Luft vermischen
- in der Umgebungsluft im verwendeten Konzentrationsbereich nicht vorhanden sein

In neuerer Zeit werden im Wesentlichen Schwefelhexafluorid, Helium sowie perfluorierte Kohlenwasserstoffverbindungen verwendet. Für die Erprobung der Tracergas-Massenstrommessung an der Solaren Gasturbine wird Schwefelhexafluorid (SF_6) verwendet. Der Einsatz von Schwefelhexafluorid als Tracergas ist üblich. Bei ähnlichen Anwendungen in der Lüftungstechnik wird es beispielsweise standardmäßig als Tracergas eingesetzt. Es verspricht bei einer exakten Dosierung genaue Messergebnisse begründet durch seine niedrige Nachweisgrenze von 6 ppb. Darüber hinaus kann SF_6 leicht und kostengünstig bezogen werden. Der negative klimatische Aspekt der Nutzung von SF_6 wird, begründet durch die relativ kurze Erprobungsphase der TG-Messmethode, in Kauf genommen. Eine Abschätzung des Klimaschadens durch die SF_6 -Emissionen im Zuge der Messungen ist in Abschnitt 5.6 dargestellt.

Physikalische und chemische Eigenschaften des SF_6

Schwefelhexafluorid ist ein farb- und geruchloses Gas. Seine Dichte beträgt bei 20 °C und 1013 mbar 6,08 g/l. Es ist etwa fünfmal dichter als Luft. Es lässt sich im flüssigen Zustand in Druckgasbehältern lagern und transportieren. Reines SF_6 ist bei Umgebungstemperatur chemisch beständig, inaktiv (inert), nahezu wasserunlöslich und nicht brennbar. Hat sich SF_6 auf Grund der Ausströmbedingungen oder einer vorsätzlichen Mischung mit Luft vermischt, entmischt es sich nicht mehr.

Bei Energieeintrag, z.B. durch Einwirkung von Wärme, elektrische Entladungen oder Lichtbögen, zerfällt SF_6 ab einer Temperatur von etwa 500 °C. Bei anschließender Abkühlung tritt größtenteils Rekombination ein [BGI 04].

3.2.2 Drehkolbengaszähler

Drehkolbengaszähler sind Verdrängerzähler. Sie messen (zählen) unmittelbar das Volumen des durchströmenden Mediums. Kennzeichnend für unmittelbare Volumenzähler ist, dass abgeschlossenen Teilvolumina transportiert werden. Ein DKGZ fördert die Teilvolumina radial um die Drehachsen der Drehkolben. In der nachfolgenden Abbildung 3.3 ist das Funktionsprinzip eines Drehkolbengaszählers schematisch dargestellt.

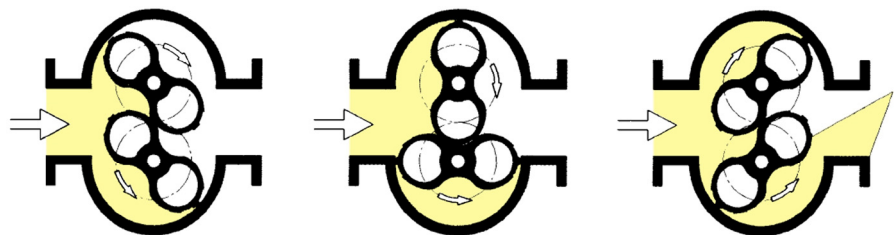


Abbildung 3.3: Arbeitsweise des Drehkolbengaszählers „Rootsprinzip“ [AER 06]

Die zwei nieren- oder lemniskatenförmigen Drehkolben drehen gegenseitig und werden vom Gasstrom in Rotation versetzt. Bei jeder vollen Umdrehung werden vier Teilvolumina durch den Zähler gefördert. Die Drehkolben stehen sich dabei mit einem Spiel kleiner 1mm gegenüber. Die hochpräzise gefertigten und in Wälzlagern laufenden Drehkolben berühren sich bei ihrer Bewegung nicht. Für ihren Gleichlauf sorgt ein in Öl laufendes Zahnradgetriebe. Die am Getriebe abnehmbare Drehbewegung ist proportional zum durchlaufenden Volumenstrom. Aus dem Aufbau des Drehkolbengaszählers ergibt sich eine große Empfindlichkeit gegenüber Verschmutzung [BON 02A], [BRU 08A].

Der G1000 Drehkolbengaszähler der AERZENER MASCHINENFABRIK GMBH hat Leichtmetall Drehkolben, die in einem druckfesten Gehäuse aus Kugelgraphitguss rotieren. Die im Getriebe synchronisierte Drehbewegung der Drehkolbenwellen wird über eine Magnetkupplung druckdicht und berührungslos aus dem Drehkolben-Gehäuse (Druckraum) auf die Zählwerktriebswelle übertragen. Das über diese Welle angetriebene Zählwerkgetriebe bewegt ein von außen ablesbares Rollenzählwerk. Formschlüssig mit dem Zählwerksgetriebe verbunden kann auf der Außenseite des G1000 ein Drehimpulsgeber montiert werden. Über den Impulsgeber werden proportional zum durchgesetzten Volumen elektrische Impulse ausgegeben [AER 06].

Der durch die DKGZ gemessene Volumenstrom geht, zusammen mit der Lufttemperatur, dem Luftdruck (Eintritt DKGZ) und der Luftfeuchtigkeit, in die nachfolgende Formel zur Berechnung des Luftmassenstroms ein.

Ideales Gasgesetz

$$\dot{m}_{fl} = \frac{p \cdot \dot{V} \cdot M_{fl}}{R_m \cdot T} \quad (3.7)$$

Die Molare Masse der feuchten Luft wird mit Gleichung 3.6 auf der Basis der Luftfeuchtemessung des Gasmonitors berechnet.

Als größter Nachteil des DKGZ gelten die hohen Anschaffungskosten. Für den relativ kurzen Zeitraum (3 Monate) der Erprobung des TG-Messverfahrens, können DKGZ bei der Arzener Maschinenfabrik gemietet werden. Die Option des Mietens besteht nur für Geräte mit einem maximalen Volumendurchsatz von 1600 m³/h. Die Gasturbine hat bei Volllast einen Durchsatz von etwa von 1,6 kg was bei Umgebungsbedingungen etwa 5300 m³/h entspricht. Für die Messungen werden zwei DKGZ parallel geschaltet und der Messbereich auf den unteren Lastbereich der Gasturbine beschränkt. Die nachfolgende Tabelle 3.1 zeigt die Betriebsbedingungen des G1000 Drehkolbengaszählers.

Gastemperatur	-10 °C bis + 40 °C
Maximaler Volumenstrom (V_{\max})	1600 m ³ /h
Druckverlust (Δp), bei V_{\max} und $\rho = 1 \text{ kg/m}^3$	6 mbar

Tabelle 3.1: Betriebstemperatur, Messbereich und Druckverlust des Aertzener Drehkolbengaszähler G1000

Die AERZENER MASCHINENFABRIK GMBH gibt für seine DKGZ die in Abbildung 3.4 dargestellte allgemeine Fehlerkurve an.



Abbildung 3.4: Allgemeine Fehlerkurve der DKGZ [AER 06]

Im zulässigen Betriebsbereich der DKGZ ist ihre Messunsicherheit immer deutlich kleiner als 0,5 %. In dieser Arbeit wird mit einer konstanten Unsicherheit der G1000 DKGZ von 0,5 % gearbeitet [AER 06].

3.2.3 Staurohr

Das integrierende Staurohr misst die Geschwindigkeit laminarer Strömungen nach dem Staudruckverfahren und gehört damit zu den Differenzdruckverfahren. Prinzipiell unterscheidet (differenziert) ein Staurohr zwischen dem Druck, den die Strömung in Strömungsrichtung erzeugt und dem Druck der in alle Richtungen wirkt. Der in Strömungsrichtung wirkende Druck ist der Gesamtdruck p_G , der in alle Richtungen wirkende Druck ist der statische Druck p_s . Aus der Differenz der Drücke p_G und p_s lässt sich die Strömungsgeschwindigkeit v in der Umgebung des Staurohrs berechnen. Ist die Strömung stationärer inkompressibler und reibungsfreier, dann kann für die Geschwindigkeitsberechnung die Bernoullische Gleichung verwendet werden.

Bernoullische Gleichung:

$$\rho g h_1 + \frac{1}{2} \rho v_1^2 + p_1 = p_2 + \frac{1}{2} \rho v_2^2 + \rho g h_2 = \text{konst} \quad (3.8)$$

Demnach hat die Summe aus Druckenergie, potentieller und kinetischer Energie an jeder Stelle in der Strömung und zu jedem Zeitpunkt den gleichen Wert.

Für die Erfassung der Strömungsgeschwindigkeit wird in die Strömung ein feststehender Staukörper (Staurohr) eingebracht (siehe Abbildung 3.5), an dem die Differenz der Drücke p_G und p_s gemessen werden kann [BON 02B], [BRU 08B].

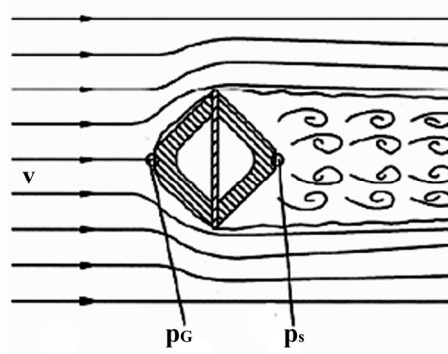


Abbildung 3.5: Schnittdarstellung, umströmtes Staurohr mit zwei Druckaufnahmen [ITA 03]

Die Strömung kommt durch den Einbau des Staukörpers an der Messstelle zur Ruhe, wo eine Druckentnahme (Staudruckaufnehmer) den Gesamtdruck p_G aufnimmt. Dieser Punkt wird als Staupunkt bezeichnet. Nach Bernoulli gilt für diesen Punkt:

$$p_G = p_s + \frac{1}{2} \rho v^2 \quad (3.9)$$

Wird Gleichung 3.9 nach der Geschwindigkeit umgestellt, so lässt sich die Strömungsgeschwindigkeit am Messpunkt berechnen.

$$v = \sqrt{\frac{2}{\rho} \cdot (p_G - p_s)} \quad (3.10)$$

Der statische Druck wird auf der in Strömungsrichtung zeigenden Seite (Leeseite) des Staukörpers durch eine zweite Druckaufnahme erfasst. Die obere und die untere Kante des Staurohrs werden als Abreißkanten bezeichnet, weil dort die Strömung vom Rohr abreißt (ablöst). Das heißt, stromabwärts der Kanten liegt die Strömung nicht mehr am Staurohr an und verwirbelt. Diese leeseitige Wirbelzone wird als Totwasser bezeichnet. Hier lässt sich dicht am Staurohr der statische Druck der Strömung messen.

Für die Geschwindigkeitsmessung einer Rohrströmung nach dem Staudruckverfahren wird meist ein integrierendes Staurohr eingesetzt. Das integrierende Staurohr misst die örtlichen Strömungsgeschwindigkeiten an mehreren Stellen im Leitungsquerschnitt und mittelt (integriert) diese. Dazu hat es eine entsprechende Anzahl an Druckaufnahmepaaren. Die

Druckaufnahmen entgegen der Strömungsrichtung (Gesamtdruck) und in Strömungsrichtung (statischer Druck) sind jeweils miteinander verbunden, dies bewirkt die Mittelung der Drücke (siehe Abbildung 3.6 im Ausschnitt). Die Differenz des gemittelten Gesamtdrucks und des gemittelten statischen Drucks ist nach Formel 3.10 ein Maß für die mittlere Strömungsgeschwindigkeit im Leitungsquerschnitt. Der genaue Zusammenhang zwischen der gemessenen und der tatsächlichen mittleren Strömungsgeschwindigkeit im Rohr wird durch einen Korrekturfaktor k hergestellt.

Der staurohrspezifische Korrekturfaktor k ist ein nur vom Staurohr abhängiger Faktor. Er wird vom Staurohr-Hersteller empirisch ermittelt. Die Korrektur basiert darauf, dass bei der Ermittlung des Korrekturfaktors und am späteren Einsatzort des Staurohres mit dem identischen Rohrströmungsprofil gemessen wird. In den meisten Fällen wird an der Messstelle ein voll ausgeprägtes rotationssymmetrisches Strömungsprofil vorausgesetzt. Ein solches Strömungsprofil im Rohr hängt neben der Strömungsgeschwindigkeit, Einbauten und der rohrinnenseitigen Oberflächenbeschaffenheit vom Rohrleitungsverlauf ab. So werden durch den Staurohr-Hersteller meist konkrete Angaben bezüglich der Rohrleitungsbeschaffenheit vor (Einlaufstrecke) und hinter (Auslaufstrecke) dem Staurohr vorgegeben. Es ist also darauf zu achten, dass das Strömungsprofil an der Messstelle des Staurohrs bzw. die Einlaufstrecke davor und Auslaufstrecke dahinter den Herstellervorgaben entsprechen.

Die in der solaren Gasturbinenanlage verbaute ITABAR[®] Durchfluss-Sonde (Staurohr) vom Typ IBR 25 hat vier Messstellen (Druckaufnehmerpaare)(siehe Abbildung 3.6). Die Bohrungen (Druckaufnahmen) entlang des Leitungsdurchmessers liegen auf den Schwerlinien zweier flächengleicher konzentrischer Segmente. Die beiden im Staurohr gemittelten Drücke werden über zwei Rohrleitungen an einen Differenzdrucksensor übertragen [ITA 03].

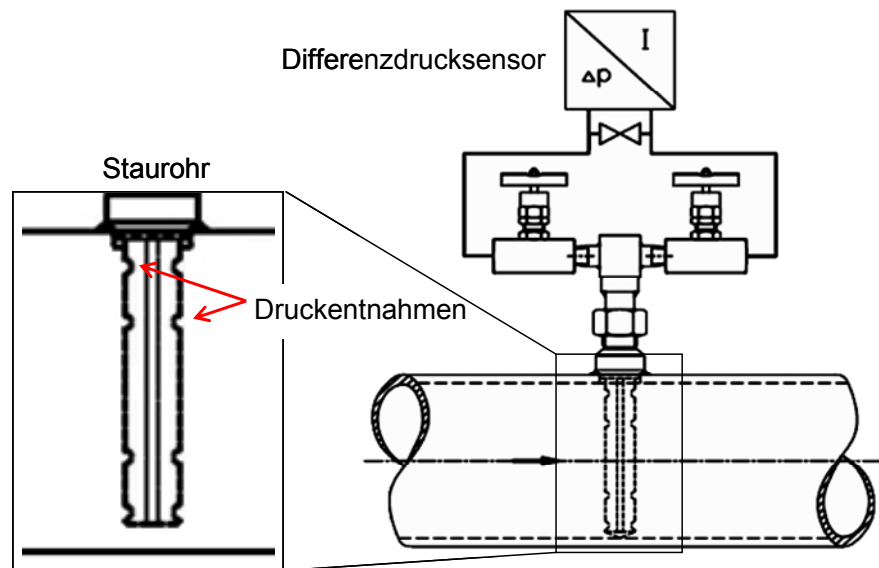


Abbildung 3.6: Rohrausschnitt mit integrierendem Itabar® Staurohr und angeschlossenen Differenzdrucksensoren [ITA 03]

Für die Massenstrommessung mit einem Staurohr müssen grundsätzlich die Strömungsgeschwindigkeit am Messpunkt, der Rohrquerschnitt, die Dichte des strömenden Fluids und der Korrekturfaktor k des Staurohrs bekannt sein. Für die Massenstrommessung von Gasen und Dampf mit ITABAR® Durchfluss-Sonden gibt INTRA-AUTOMATION GmbH zusätzlich zum Korrekturfaktor noch einen Expansionsfaktor an.

Expansionsfaktor

$$\varepsilon = 1 - \frac{p_G - p_s}{\kappa \cdot p_b} \cdot \left[\left(1 - \frac{2 \cdot b}{\sqrt{\pi \cdot A}} \right)^2 \cdot 0,31424 - 0,009484 \right] \quad (3.11)$$

Den Zusammenhang zwischen Massenstrom, Dichte, Rohrquerschnitt, Strömungsgeschwindigkeit, Korrekturfaktor k und Expansionsfaktor ε zeigt die folgende Gleichung.

$$\dot{m} = \varepsilon \cdot k \cdot A \cdot \rho \cdot v \quad (3.12)$$

Für die Berechnung der Dichte nach dem idealen Gasgesetz (Gleichung 3.13)

$$\rho = \frac{p_b}{R_s \cdot T_b} \quad (3.13)$$

werden der Betriebsdruck und die Betriebstemperatur der strömenden Luft in der direkten Umgebung des Staurohrs gemessen. Ein im Staurohr integriertes Pt100 Ω Widerstandsthermometer misst die Betriebstemperatur. Der Betriebsdruck wird durch einen Absolutdrucksensor an der Rohrwand aufgenommen.

Die Herstellervorgaben für die leitungsverlaufabhängigen Vor- und Nachlaufstrecken der IBR 25 sind im Anhang in Abbildung A1 dargestellt. Eine voll eingelaufene rotationssymmetrische Rohrströmung kann durch das IBR 25 Staurohr mit einer Messunsicherheit von maximal $\pm 1\%$ gemessen werden. Der kalibrierte Messbereich dieses Staurohrs beträgt $0,555 \text{ kg/s}$ ($\Delta p = 0,047 \text{ mbar}$) bis $2,777 \text{ kg/s}$ ($\Delta p = 1,171 \text{ mbar}$). Bei niedrigen Strömungsgeschwindigkeiten ist der Differenzdruck über dem Staurohr sehr klein und vom Differenzdrucksensor nur sehr schwer präzise zu erfassen. Dadurch wird die Untergrenze des Messbereichs der Sonde bestimmt.

4 Implementierung der Messtechnik

4.1 Positionierung der Messtechnik

4.1.1 Position der Drehkolbengaszähler

Die bestehenden Rohrleitungen hinter dem Verdichter sollen aus technischen und finanziellen Gründen nicht modifiziert werden. Darüber hinaus ist die Positionierung der DKGZ im Strömungsverlauf hinter den Verdichtern aufgrund der hohen Verdichteraustrittstemperatur ausgeschlossen (siehe Tabelle 3.1: Betriebsbedingungen DKGZ G1000). Als Folge dessen werden die zwei G1000 Drehkolbengaszähler vor dem Verdichter angeordnet und durch eine Rohrleitung mit dem Verdichtereintritt verbunden (siehe Abbildung 4.2).

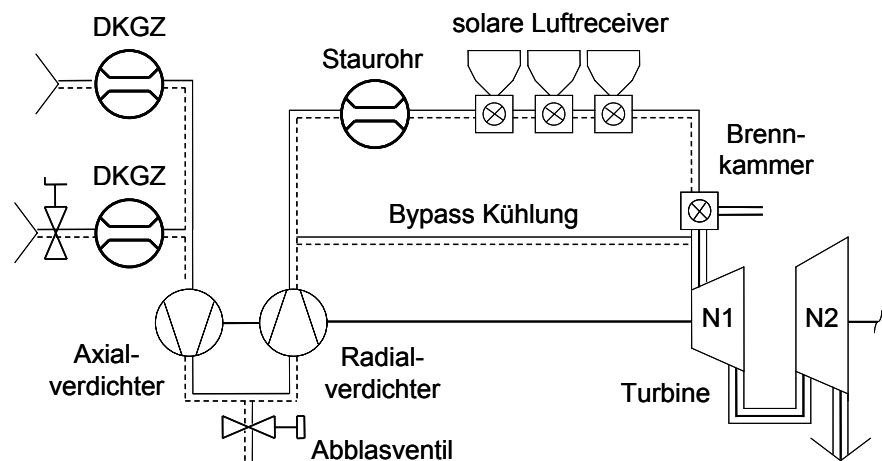


Abbildung 4.1: Position der Drehkolbengaszähler

Der maximale Volumenstrom eines einzelnen G1000 von $0,44 \text{ m}^3/\text{s}$ ($m_L = 0,47 \text{ kg/s}$ ($t_L = 35 \text{ }^\circ\text{C}$, p_{atm})) ist für den Betrieb der Gasturbine zu niedrig. Daher sind die beiden G1000 vor dem Verdichter parallel angeordnet. In dieser Anordnung setzen sie den doppelten Volumenstrom von $0,88 \text{ m}^3/\text{s}$ ($m_L = 0,94 \text{ kg/s}$ ($t_L = 35 \text{ }^\circ\text{C}$, p_{atm})) durch. Die Gasturbine wird bei Vollast in Abhängigkeit der Umgebungstemperatur und des Luftdrucks von etwa $1,4 \text{ kg/s}$ Luft durchströmt. Aus der parallelen Anordnung der zwei G1000 DKGZ ergibt sich der höchste Betriebspunkt für die Gasturbine mit vorgeschalteten DKGZ. Der maximale Anlagenmassenstrom von $0,94 \text{ kg/s}$ stellt sich für eine mittlere Umgebungstemperatur von $t_L = 35 \text{ }^\circ\text{C}$ bei der Turbinendrehzahl N1 von 83 % ein.

Der erhöhte Druckverlust in der längeren Rohrleitung zum oberen Drehkolbengaszähler bewirkt, dass sich in jedem Betriebszustand der untere DKGZ schneller dreht als der Obere. Vor der Zuleitung zum unteren DKGZ ist deshalb ein radial verstellbares Drosselblech angebracht (siehe Abbildung A12). Durch das Zuschieben des Blechs wird die Querschnittsfläche am Lufteinlass verkleinert und der Luftmassenstrom durch

den unteren DKGZ verringert. Mit dem gezielten Zuschieben des Bleches kann der Luftmassenstrom durch den unteren DKGZ dem Luftmassenstrom durch den oberen DKGZ angepasst werden. Der Gleichlauf der DKGZ kann über den Abgleich der beiden Frequenzen an der Datenerfassung erfolgen. Das Synchronisieren der DKGZ ist durch die Schwebung der Betriebsfrequenzen der beiden DKGZ deutlich hörbar. Während des Betriebs erfolgt die Synchronisation der DKGZ ausschließlich nach Gehör.

4.1.2 Position der Tracergas-Messung

Wie in Abschnitt 3.1 beschrieben, messen die TGM und die DKGZM für ihren Abgleich den Luftmassenstrom an der identischen Messstelle. Bedingt durch die fixe Position der DKGZ kommt für die TG Messung ebenfalls nur die Position vor dem Verdichter in Frage.

Die genaue Position der TG Messung wird durch die Durchmischung von Tracergas und Luftstrom bestimmt. Das heißt die Position im Strömungsverlauf an der Tracergas und Luftstrom vollständig miteinander vermischt sind, ist der Messpunkt. Diese Position wird durch die Lage der Tracergas Einleitung beeinflusst. Die Abzweigung der Entnahmeluft muss hinter dem Messpunkt liegen.

4.1.2.1 Tracergas Einleitung

Für die Tracergas Massenstrommessung ist die vollständige Durchmischung von TG und dem zu messenden Luftstrom Grundvoraussetzung. Um die Vermischung zu begünstigen ist die Einleitung des TG im Bereich vor dem 7-stufigen Verdichter sehr sinnvoll. Die Einleitung vor dem Verdichter hat neben der durchmischenden Wirkung des Verdichters den Vorteil, dass dort bei Umgebungstemperatur und Umgebungsdruck eingeleitet werden kann. Daraus resultiert die Möglichkeit, den genauen Ort der Einleitung am Zuleitungsrohr ohne aufwendige Umbauten verändern zu können.

Ohne den notwendigen Abgleich mit den DKGZ wäre das Einleiten des Tracergases auch grundsätzlich im Strömungsverlauf hinter dem Verdichter möglich. Neben der fehlenden Durchmischung durch den Verdichter hat die Einleitung hinter dem Verdichter allerdings noch zwei weitere Nachteile gegenüber einer Einleitung vor dem Verdichter. Die Tracergas Massenstromdosierung müsste hinter dem Verdichter auch mit einem veränderlichen Gegendruck präzise funktionieren. Dieser Gegendruck in der Zuleitung hinter dem Verdichter entspricht dem Verdichteraustrittsdruck und ist somit vom Lastzustand der Anlage bzw. der Turbinendrehzahl N1 abhängig. Darüber hinaus machen Verdichteraustrittstemperaturen zwischen 160°C bei Leerlauf und 290°C bei Vollast eine hitzebeständige und ausreichend druckfeste Verschlauchung bzw. Verrohrung der Tracergas Einleitung notwendig.

Während der Messungen im Rahmen dieser Arbeit wird das TG grundsätzlich immer vor dem Verdichter eingeleitet. Dazu wird das SF₆ aus der 20 l Vorratsdruckflasche durch das Druckregelventil an der Flasche über einen druckfesten Schlauch (Ø 10 mm innen) zum thermischen Massendurchflussregler „red-y“ geleitet. Das Druckregelventil hält den Zuleitungsdruck des Massendurchflussreglers konstant auf 2 bar Überdruck. Der Massendurchflussregler regelt den SF₆-Strom auf 60 Milliliter normal Schwefelhexafluorid pro Minute ein. Dieser SF₆-Massenstrom von 60 mln/min ist bei allen Messungen konstant, weil so die Messunsicherheit der Dosierung am geringsten ist. Vom Durchflussregler wird das Schwefelhexafluorid durch einen etwa 10 m langen Schlauch (Ø 3 mm innen) bis an die jeweilige Einleitungsstelle an der Anlage geleitet. Eine Bohrung mit Schlauchdurchmesser im Zuleitungsrohr ist prinzipiell ausreichend um den SF₆-Schlauch in die Luftströmung einzuführen.

Die Position der TG-Einleitung und ihr Einfluss auf die Durchmischung werden in dieser Arbeit über die durch den Gasmonitor gemessene SF₆-Konzentration und dessen zeitlichen Verlauf an der Entnahmestelle bewertet.

Um den Einfluss der Einleitungsposition auf die Durchmischung abzuschätzen, wird diese am Messtag 12 bei N1 = 83 % Last mehrfach verändert. Die Einleitung des SF₆ erfolgte an drei verschiedenen Positionen in der Luftzuleitung vor dem Verdichter. Zu Beginn der Messung wird unmittelbar vor dem Verdichter im Rohrknief eingeleitet (Position 1), anschließend vor dem unteren DKGZ (Position 2) und zuletzt vor dem oberen DKGZ (Position 3/3a). Die Abbildung 4.2 zeigt die drei Positionen an der Anlage.

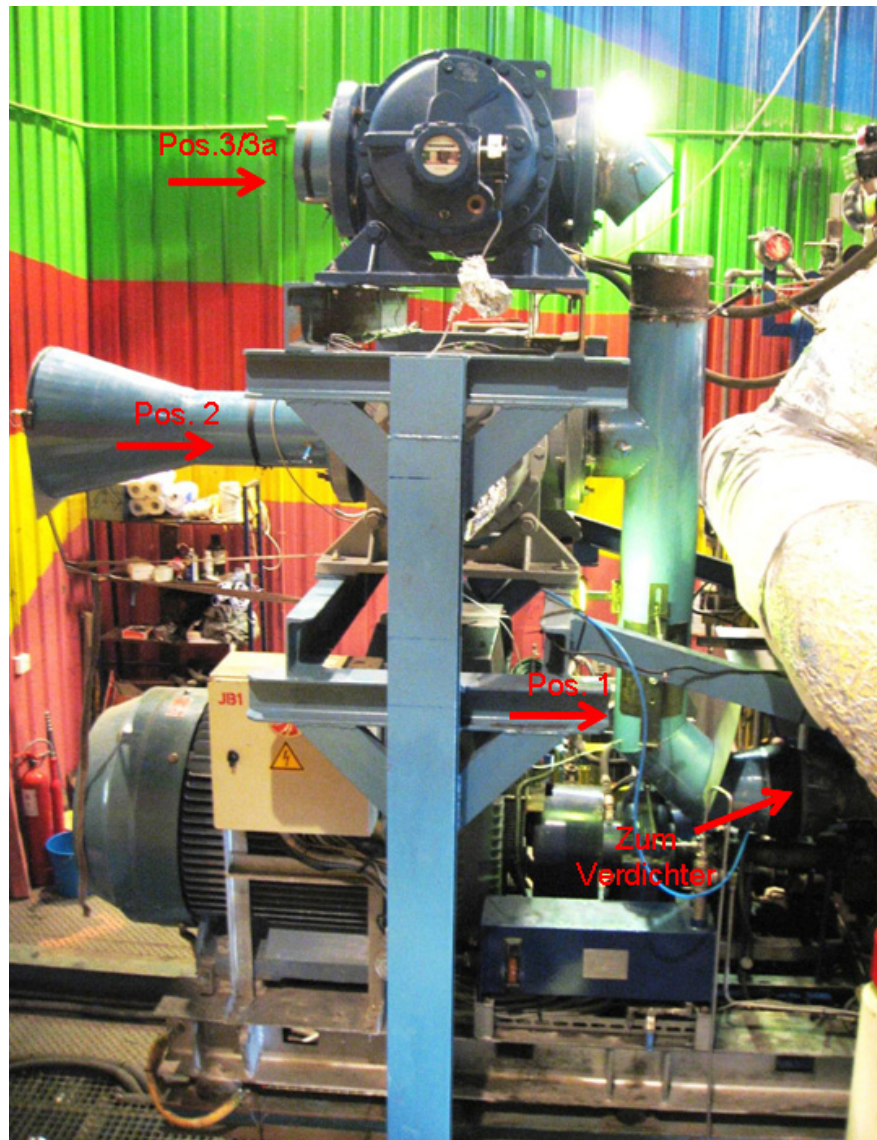


Abbildung 4.2: Positionen der SF₆-Zuleitung

Die nachfolgende Abbildung 4.3 zeigt den Verlauf der SF₆-Konzentration mit konstanter SF₆-Einleitung (60 mln/min) und konstanter Turbinendrehzahl ($N_1 = 83\%$) an den drei Einleitungspositionen.

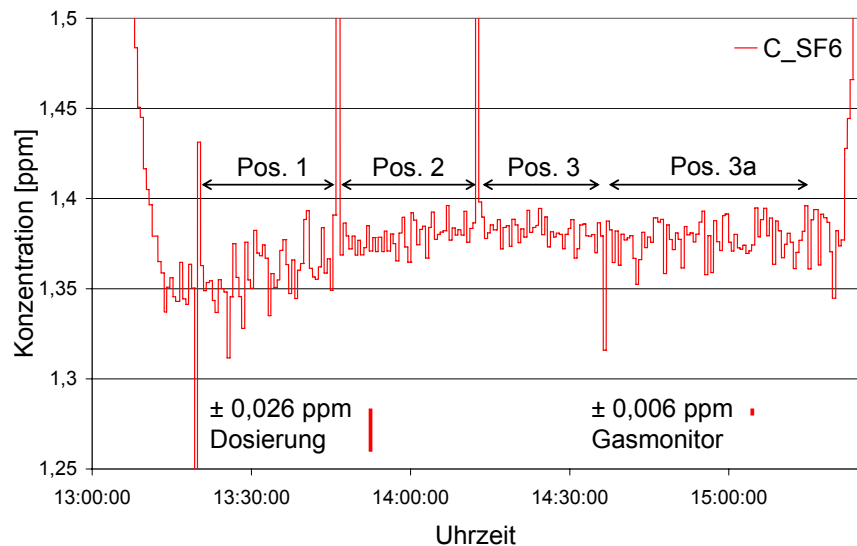


Abbildung 4.3: Testtag 12, SF₆-Konzentrationsverlauf mit SF₆-Zuleitung an verschiedenen Positionen, Messunsicherheit TG-Dosierung und Konzentrationsmessung

Die deutlich sichtbaren Konzentrationsausschläge kennzeichnen die Positionswechsel der Zuleitung (siehe Doppelpfeile). An den Positionen 1 bis 3 wird der SF₆-Zuleitungsschlauch jeweils direkt durch eine kleine Bohrung in die Rohrleitung eingeführt. Bei Position 3a ist zusätzlich an das Schlauchende noch eine Kupferrohrwendel (siehe Abbildung A17) mit 20 feinen Bohrungen angebracht. Die Idee ist, das SF₆ so gleichmäßig verteilt über den Strömungsquerschnitt einzuleiten.

Bewertungskriterium für die Güte der Eindüsungsposition ist der Verlauf der SF₆-Konzentration. Aus dem Konzentrationsverlauf in Abbildung 4.3 wird ersichtlich, dass das Zuleiten unmittelbar vor dem Verdichter zu stärkeren Konzentrationsschwankungen führt als an Position zwei und drei vor den DKGZ. Eine Erklärung dafür ist die durchmischende Wirkung der Drehkolbengaszähler. Position 3a mit Wendel zeigte entgegen der Erwartung eine größere Streuung als die punktuelle Einleitung an der gleichen Stelle aus dem Schlauch. Aus diesem Grund wird ab Messtag 12 immer an Position 3 ohne Rohrwendel eingeleitet.

Der Einfluss der massenstromabhängigen Messunsicherheit der SF₆-Dosierung bei $\dot{m} = 0,94 \text{ kg/s}$ (bei N1 = 83 %) auf die SF₆-Konzentration und die Unsicherheit der Konzentrationsmessung sind in Abbildung 4.3 graphisch dargestellt. Der Vergleich der Unsicherheiten mit dem Konzentrationsverlauf an Position drei zeigt, dass der Massendurchflussregler präziser funktioniert als vom Hersteller angegeben.

4.1.2.2 Abzweigung der Entnahmeluft

Grundsätzlich ist eine Position für die Abzweigung der Entnahmeluft an der Rohrleitung zwischen Verdichter und Niedertemperatur Receiver sinnvoll. Durch die TG-Einleitung vor dem Verdichter macht die Ab-

zweigung in diesem Bereich die mischende Wirkung des Verdichters nutzbar. Die Luft am Verdichteraustritt hat je nach Betriebszustand eine Temperatur von 160 °C bis 290 °C. Unabhängig von der genauen Position muss hinter dem Verdichter entnommene Luft also abgekühlt werden, damit sie dem Gasmonitor bei Umgebungstemperatur (max. 35 °C) zugeführt werden kann. Solange sichergestellt ist, dass zwischen TG-Einleiten und dem Entnahmeluft-Abzweig keine externe Luft dem System zuge mischt und auch keine unvollständig durchmischte Luft entnommen wird, kann der Abzweig an jeder Stelle hinter dem Verdichter stattfinden. Die Entnahme nach den Receivern ist nicht möglich. Bei Temperaturen oberhalb von 500 °C beginnt der thermische Zerfall von Schwefelhexafluorid. Der Zerfall von SF₆ hat einen direkten Einfluss auf die Konzentration und verfälscht somit das Messergebnis der TGM.

Der Abzweig für die Luftentnahmeleitung ist hinter der Rohrzusammenführung am Verdichter positioniert. Die gute Zugänglichkeit für das Anschweißen der Entnahmeleitung und die kurze Entfernung zum Gasmonitor (Messwarte) begründen diese Position. Von dieser Entnahmestelle wird durch eine druck- und temperaturfeste Edelstahlleitung die Entnahmeluft über das Einstellventil zum Luftkühler geleitet (siehe Abbildung A6). Nach dem Verlassen des Luftkühlers wird die kalte (max. 35 °C) Luft durch einen Druckluftschlauch zum Diffusor am Gasmonitor geleitet und dort auf Umgebungsdruck entspannt.

Zum Schutz des Gasmonitors vor erhöhten Entnahmelufttemperaturen ist im Luftschlauch zwischen Luftkühler und Diffusor ein Thermoelement eingebaut. Die dort gemessene Temperatur wird - permanent durch die Messsoftware aufgezeichnet - auf dem Monitor dargestellt. Eine zu hohe Entnahmelufttemperatur kann zu Messabweichungen und unter Umständen zu einer Beschädigung des Gasmonitors führen.

Am Ausgang des Diffusors ist eine luftdurchlässige Papiermanschette befestigt, die Rückströmung von Umgebungsluft in den Diffusor verhindert. Unmittelbar nach dem Diffusor nimmt der Gasmonitor in dreißig Sekunden Abständen Proben aus dem Luftstrom. Diese Proben leitet der photoakustisch Feldgasmonitor automatisch über einen ca. 20 cm langen Schlauch in das Geräteinnere um die SF₆-Konzentration der Probe zu bestimmen (siehe Abbildung A2). Vor Testtag 10 hat der Gasmonitor die Proben direkt (ohne Diffusor) aus dem Druckschlauch entnommen (siehe Abbildung A3). Die Gründe für die Modifikation werden in Abschnitt 5.4.2 erklärt.

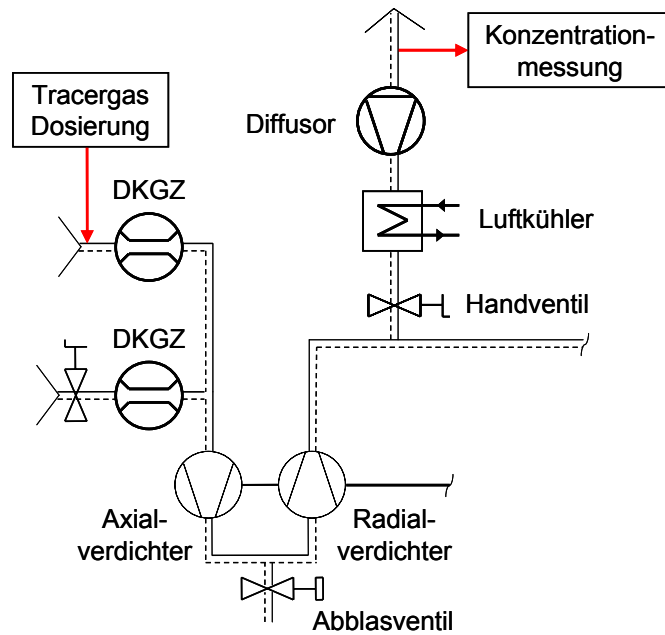


Abbildung 4.4: Weg des Tracergases durch die Anlage, von der Einleitung bis zur Konzentrationsmessung

4.1.3 Position des Staurohrs

Das Staurohr ist in der verbindenden Rohrleitung zwischen Verdichter und den Solarreceivern eingebaut (siehe Abbildung A4). Im Rahmen dieser Arbeit wird das Staurohr technisch nicht verändert. Die Ausgangssignale der Sensoren sind an die Datenerfassung der TGM und der DKGZM angeschlossen. Die Position des Staurohrs in der solaren Gasturbinenanlage ist in Abbildung 3.5 gekennzeichnet.

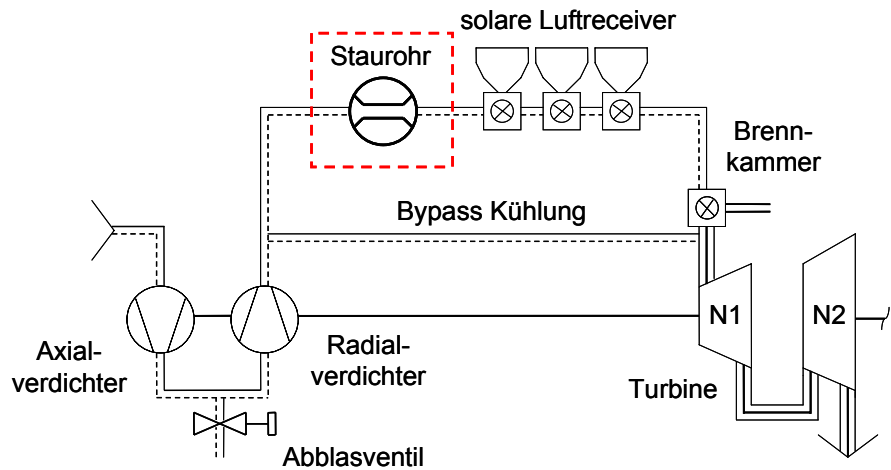


Abbildung 3.5: Position des Staurohrs

4.1.4 Positionsbedingte Unsicherheiten

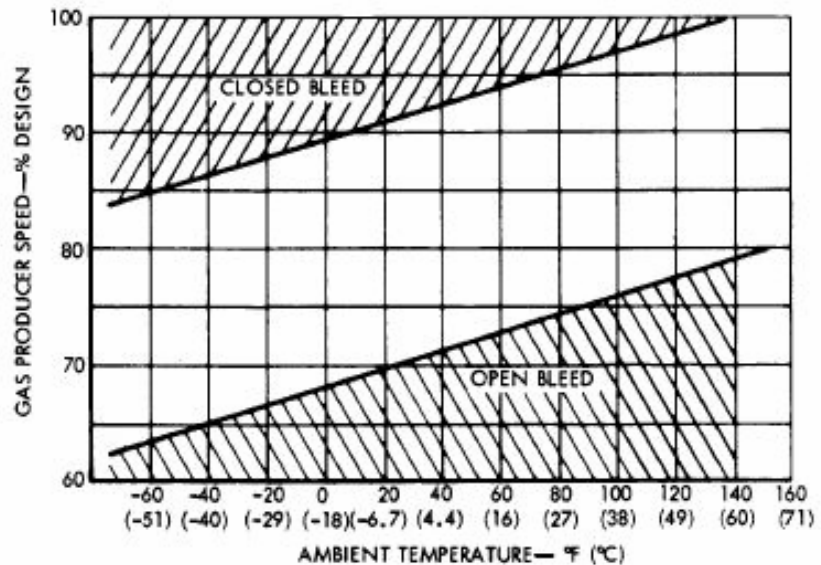
Für die Erprobung der TG Messmethode an der solaren Gasturbinenanlage und den dafür notwendigen Abgleich mit den DKGZ haben die beiden Messverfahren die gleiche Messstelle. Beide Messverfahren messen den Luftmassenstrom am Verdichtereintritt. An dieser Position ist der Vergleich von DKGZ und TG Messung mit der Staurohr Messung nicht möglich. Das bedeutet weiter, dass die Messergebnisse der DKGZ und TG Messungen in keinem bekannten Zusammenhang mit dem Luftmassenstrom in den solaren Luftreceivern stehen. Dafür gibt es zwei Ursachen:

- Ein unbekannter Kühlluftmassenstrom mit Verdichterluft umgeht die Receiver und das Staurohr.
- Der bei Teillast am Verdichterabblasventil austretende Luftstrom verlässt die Anlage, ohne das Staurohr und die Receiver zu passieren.

Nachfolgend werden die Funktionen von Kühlluft-Bypass und Abblasregelung eingehend betrachtet.

Kühlluft-Bypass

Die Bypassleitung leitet Luft durch zwei Leitungen direkt vom Verdichter an der Brennkammer und den Receivern vorbei zur Turbine. Diese Luft hat Verdichteraustrittstemperatur. Sie wird vom Verdichter zwischen Brennkammerwand und Flammrohr in den Ringspalt zwischen Turbinen und Motorgehäuse hineingepresst. Anschließend strömt die Luft durch Löcher in den Leitschaufeln der dritten Turbinenstufe (ND-Turbine) und füllt das Volumen zwischen erster und zweiter Turbinenscheibe. Die einströmende Luft kühlt beide Scheiben und trägt zum Ausgleich der Axialkräfte des HD-Rotors bei. Durch eine Aussparung in der Labyrinthdichtung zwischen den Wellen durchströmt ein Teil der Luft durch die Lager der ineinander laufenden Turbinenwellen und kühlt diese. In der zweiten Stufe des zweiten Läufers mischt sich diese Luft dann wieder mit dem Hauptluftstrom. Der Bypass ist somit notwendig für den sicheren und zerstörungsfreien Betrieb der Turbine [URI 08].



NOTE: THE LINES ON THE FIGURE REPRESENT NOMINAL SETTINGS AND ARE NOT INTENDED AS SPECIFIC LIMITS. THE EXACT OPERATING RANGE MAY VARY DUE TO VARIATIONS IN ENGINE AND AIRCRAFT INSTALLATIONS.

Abbildung 4.7: Kennfeld des Abblasventils der Allison 250-C20B Gasturbine [RLR 08]

Aufgrund des begrenzten maximalen Massenstroms der DKGZ arbeitet bei alle Messpunkten die Gasturbine bei Teillast (N1 69-83 %). Das Abblasventil ist also während der Messungen immer geöffnet. Als Grundlage für eine korrekte TGM wird theoretisch für jede Einleitestelle vor dem Verdichter eine vollständige Durchmischung bis vor dem Abblasventil angenommen. Sollte dies nicht gewährleistet sein, wird unvollständig durchmischte Luft und SF₆ durch das Ventil abgeblasen. Entspricht das Mischungsverhältnis des abgeblasenen Luftstroms nicht dem angestrebten Verhältnis im zu messenden Luftstrom, so hat das Abblasventil einen systematischen Einfluss auf die Messunsicherheit der TG-Messung (siehe Abschnitt 5.3.2).

4.2 Integration der Messtechnik und damit verbundene technische Modifikationen an der Anlage

Integration der TG Messung

Das Einleiten des TG erfordert mehrere 4mm Bohrungen an den entsprechenden Positionen in der Ø 200 mm Rohrleitung (siehe Abbildung 4.2). Durch diese Bohrungen wird der Schlauch der SF₆ Zuleitung in die Strömung eingeführt, so dass das Schlauchende mittig in der Ø 200 mm Rohrleitung ist.

Für den Abzweig der Entnahmeluft wird hinter dem Verdichter ein 300 mm langes ¼“ Rohrstück angeschweißt. Daran angeschlossen folgt eine Ø 4 mm Edelstahl-Rohrleitung, die die Entnahmeluft durch das Einstellventil zum Luftkühler leitet. Der Luftkühler ist über zwei Schlauch-

kupplungen mit dem Kühlwassersystem der Anlage verbunden. Befestigt ist der Luftkühler neben dem oberen DKGZ an der Stahlstruktur (siehe Abbildung A8).

Integration der DKGZ Messung

Für das „Vorschalten“ der DKGZ vor den Verdichter ist eine zusätzliche Verrohrung notwendig. Das \varnothing 200 mm Rohr verbindet die beiden G1000 DKGZ mit dem Verdichtereinlass der Gasturbine. Die Flansche der Rohrleitung sind luftdicht mit den DKGZ verschraubt und tragen darüber das gesamte Rohr. Der Übergang von Verdichtereinlass zur Rohrleitung ist mit einer elastischen Gummimanschette luftdicht verschlossen (siehe Abbildung A7). Unmittelbar an den Flanschen vor und hinter den DKGZ und vor dem Übergang zum Verdichter sind an der \varnothing 200 mm Rohrleitung \varnothing 4 mm Schlauchstutzen angebracht. An diesen Schlauchstutzen kann die Druckdifferenz zur Umgebung (Unterdruck) in der Leitung gemessen werden. Dazu wird je nach Messstelle der Schlauch vom Differenzdrucksensor auf den Stutzen aufgesteckt. Durch die verschiedenen Positionen der Schlauchstutzen können die Druckverluste über die einzelnen Segmente der Zuleitung gemessen werden.

Während der ersten Betriebsstunden wird der Differenzdrucksensor dafür verwendet, den von den DKGZ auf den Verdichter aufgeprägten „Unterdruck“ aufzunehmen. Der Schlauch am Differenzdrucksensor ist dazu am Übergang zwischen Rohrleitung und Verdichter angesteckt. Nachdem das Druckniveau im Bereich von $N1 = 69-83 \%$ bekannt ist, wird die Messstelle an den Eintritt des unteren DKGZ verlegt. Alle nicht mit dem Sensor verbundenen Schlauchstutzen sind verschlossen (siehe Abbildung A7).

Für die Befestigung der beiden DKGZ über dem Generator ist eine Stahlstruktur vorhanden (Abbildung A8). Die DKGZ sind fest durch ihre Maschinenfüße mit der Struktur verschraubt. Das Gewicht von 460 kg pro DKGZ und das der Rohrleitungen wird von der Struktur getragen. Die Zuleitung zum oberen DKGZ erfolgt durch ein 100 mm langes \varnothing 200 mm Rohrstück. Das Rohrstück mit Flansch ist einlassseitig am DKGZ montiert. Vor dem unteren DKGZ ist ein etwa 1 m langes Rohr befestigt, an dessen Ende ein verstellbares Drosselblech montiert ist. DKGZ sind sehr verschmutzungsanfällig und dürfen in keinem Fall Gegenstände ansaugen. Deshalb schützen zwei Gitter vor den DKGZ vor Verschmutzungen. Die Sensorik der DKGZ-Massenstrommessung ist in einem Schaltkasten (siehe Abbildung A15) neben den DKGZ mit dem Bus und der Stromversorgung verbunden (siehe Abbildung A18).

Der zusätzliche Strömungswiderstand der angeschlossenen DKGZ verlängert den Startvorgang der Gasturbine. Das Anschleppen der Turbine durch den elektrischen Anlasser bis auf Startdrehzahl erfolgt also langsamer als ohne DKGZ. Um dem entgegenzuwirken befindet sich an der Rohrleitung vor dem Verdichter die manuelle „Start-Klappe“. Diese ver-

schließbare Öffnung lässt während des Starts Umgebungsluft in die Rohrleitung einströmen. Dabei umgeht ein Teil der Verdichterluft die DKGZ und verringert so den Strömungswiderstand vor dem Verdichter. Das Anfahren mit geöffneter „Start Klappe“ schont den Anlasser und vermeidet eventuelle Fehlstarts durch Überschreiten der Startzeit. Zwischen Abblasventil und Startklappe ist ein Prallblech angebracht. Auf diese Weise wird der heiße, abgeblasene Luftstrom nicht direkt durch die Startklappe wieder eingesaugt (siehe Abbildung A9).

Integration der Staurohr Messung

Das Staurohr ist bereits vor der TG-Erprobung installiert. Die Installation der DKGZ und der TGM haben keine technischen Veränderungen für die Staurohr Massenstrommessung zur Folge. Die messtechnische Integration des Staurohrs ist in Abschnitt 4.3.3 beschrieben.

4.3 Datenerfassung und Sensorik

Für die Datenerfassung der verbauten Sensoren werden externe Kommunikations-, Eingangs- und Ausgangs- Module der Firma ICP DAS verwendet. Entsprechend der verschiedenen Signale aus Drehimpulsgebern, Thermoelementen, Widerstandsthermometern und Drucksensoren werden Module verschiedener Baureihen eingesetzt. Die Verdrahtung der Module und der Sensoren zeigt der Schaltplan (siehe Abbildung A18). In Tabelle 4.2 sind alle verwendeten Modultypen mit ihrer Funktion und Herstellerbezeichnung aufgelistet.

ICP DAS Modul	Funktion
i-7563	Schnittstelle BUS/USB
i-7055	Eingang: Pulssignal, Impulszähler
i-7033	Eingang: Pt100 Ω , 4-Leiterschaltung
i-7024	Ausgang: Stromsignal, Massendurchflussreg. „red-y“
i-7019	Eingang: Stromsignale, Spannungssignale

Tabelle 4.2: Übersicht ICP DAS Module der Datenerfassung, Funktion

Die einzelnen Module sind untereinander mit einem zweipoligen Bus verbunden, der wiederum durch das ICP DAS i-7563 mit der USB-Schnittstelle des Messrechners verkabelt ist. Alle Kanäle der verschiedenen ICP Module werden sekundlich von einem Labview Programm mit graphischer Bedienoberfläche ausgelesen. Die Software berechnet die drei Massenströme von DKGZM, TGM und Staurohrmessung und stellt deren Werte zeitgleich graphisch in einem Diagramm dar. Die Graphik zeigt zudem die wichtigsten Daten für den sicheren Betrieb der Messtechnik (siehe Abbildung A11). Alle ausgelesenen Daten und die berechneten Massenströme werden von der Software sekundlich in einer

Microsoft EXCEL Tabelle gespeichert. Dieses Dokument ist die Basis für nachfolgende Messauswertungen. Alle geloggten Daten sind in der Datenpunktliste aufgeführt (siehe Tabelle A1).

4.3.1 Tracergas Messung

Für die Messung des Luftmassenstroms mit der TG-Messmethode werden drei Größen gemessen. Der eingeleitete SF₆-Massenstrom und die Konzentrationen von SF₆ und Wasser in der Entnahmeluft werden erfasst.

Der eingeleitete SF₆ Massenstrom wird vom thermischen Massendurchflussregler „red-y“ der Firma VÖGTLIN INSTRUMENTS AG gleichzeitig gemessen und geregelt. Der aktuelle Massenstrom Istwert wird als Stromausgangssignal (4-20 mA) des „red-y“ vom ICP DAS i-7019(1) Modul erfasst und an die Messsoftware übermittelt. Mit der graphischen Bedieneroberfläche der Software „get red-y“ auf dem Messrechner wird der SF₆-Sollwert (0-60 ml/min) eingestellt (siehe Abbildung A10). Für die SF₆-Sollwerteinstellung ist der Massendurchflussregler über seine USB Schnittstelle direkt mit dem Messrechner verbunden.

Die SF₆-und Wasser-Konzentrationen in der Entnahmeluft misst der PHOTOAKUSTISCHE GASMONITOR INNOVA 1214 von LUMASENSE TECHNOLOGIES A/S. Der Gasmonitor ist über seine RS232 mit dem Messrechner verbunden. Die Messdaten werden über diese Schnittstelle im Takt der Messung von der Gasmonitor Software ONLINE auf den Messrechner übertragen und in eine Datenbank geschrieben. Die aktuellen Konzentrationswerte der Datenbank werden fortlaufend vom Labview Programm ausgelesen, erneut in der EXCEL-Tabelle gespeichert und auf dem Bildschirm ausgegeben.

4.3.2 Drehkolbengaszähler

Die DKGZM erfasst den Volumenstrom, die Temperatur, den Druck und die Feuchte der durch die DKGZ strömenden Luft.

Die Drehbewegungen der Kolben werden von zwei IZ 11 Drehimpulsgebern an den Gaszählergetrieben abgenommen und in elektrische Impulse (50 Impulse/m³) umgewandelt (siehe Abbildung A13). Die Impulse des oberen und des unteren DKGZs werden jeweils durch das i-7055 Modul gezählt und zusätzlich von zwei Impulsumwandlern in frequenzproportionale Stromsignale umgewandelt. Die beiden Stromsignale erfasst das i-7019(2) Modul.

Die Lufttemperaturen am Eintritt der DKGZ werden von zwei Pt100 Ω Widerstandthermometern mit Vierleiterschaltung gemessen (siehe Abbildung A15). Die Spannungssignale der beiden Widerstandthermometer nimmt das i-1933 Modul auf.

Den atmosphärischen Druck (Eintritt obere DKGZ) misst der Absolutdrucksensor PTB 110 des Herstellers VASISALA. Sein Stromsignal nimmt das i-7019 (1) Modul auf.

Vor dem unteren DKGZ stellt sich aufgrund seiner Zuluftdrosselung kein Umgebungsdruck ein. Deshalb wird am Eintritt des DKGZ zusätzlich - über einen Differenzdrucksensor der Differenzdruck zur Umgebung gemessen. Das Stromsignal des Differenzdrucksensor DPS der ALTHEN GMBH MESS- UND SENSORTECHNIK wird vom i-7019(2) Modul aufgenommen.

4.3.3 Staurohr

Für die Massenstrommessung mit dem Staurohr werden drei Größen gemessen. Die Temperatur der Strömung im Rohr, der statische Druck am Staurohr und der Differenzdruck des Staurohrs. Das Spannungssignal der Temperaturmessung durch das Pt100 Ω mit Dreileiterschaltung wird von einem Messumformer in ein Stromsignal 4-20 mA umgewandelt. Die Stromsignale der Temperatur-, der Absolutdruck- und der Differenzdruckmessung werden von der Datenerfassung der TG-Massenstrommessung und der im Kontrollraum erfasst. Seitens der TG-Datenerfassung nimmt diese drei Stromsignale das i-7019(1) Modul auf.

5 Vergleichsmessungen, TGM und DKGZM

5.1 Versuchsdurchführung

Nachfolgend wird der ungestörte Ablauf eines Testtages zur Massenstrommessung an der Solaren Gasturbine beschrieben.

Die Messtechnik aller drei Messverfahren wird mindestens eine Stunde vor dem geplanten Turbinenstart eingeschaltet. Die Sensoren und Geräte brauchen mitunter bis zu einer Stunde Vorlaufzeit, um ihre maximalen Genauigkeiten zu erreichen. Die Messkammer des Gasmonitors braucht beispielsweise diese Zeit sicher um ihre Betriebstemperatur von 38 °C zu erreichen. Für den thermischen Durchflussregler "red-y" empfiehlt der Hersteller eine Aufwärmzeit von 30 Minuten. Am Messrechner werden die notwendigen Software-Anwendungen gestartet und die korrekte Funktion aller Sensoren überprüft. Das genaue schrittweise Vorgehen ist in der „Checkliste“ im Anhang dokumentiert (Tabelle A3).

Für den Startvorgang der Turbine werden die Startklappe und das Drosselblech vor dem unteren DKGZ geöffnet, woraufhin der Turbinenstart erfolgt. Nach dem der Generator mit dem Netz verbunden ist und die Turbine den ersten Lastpunkt erreicht hat, wird die Startklappe geschlossen. Anschließend wird das Drosselblech vor dem unteren DKGZ langsam zugeschoben, bis der Synchronlauf der DKGZ zu hören ist. Die Aufzeichnung der Messreihen beginnt. Dafür wird der Lastpunkt der Turbine über den Zeitraum der Messung (20-60 Minuten) konstant gehalten. Danach kann der nächste Lastpunkt eingestellt und eine neue Messreihe aufgenommen werden. Bei veränderten Lastpunkten müssen die DKGZ vor dem Aufnehmen einer neuen Messreihe nachsynchronisiert werden.

Nachdem alle Messreihen aufgenommen sind, wird die Turbine heruntergefahren. Die Software und Messtechnik werden der Checkliste entsprechend ausgeschaltet und die Messdaten gesichert.

5.2 Messpunkte und Testplan

Um einen möglichst genauen Vergleich der DKGZM und der TGM zu ermöglichen, werden die beiden Messverfahren an möglichst vielen verschiedenen Lastpunkten im gesamten „fahrbaren“ Lastbereich miteinander verglichen. Mit angeschlossenen DKGZ kann die Turbine im Drehzahlbereich zwischen $N1 = 69\%$ und $N1 = 83\%$ betrieben (gefahren) werden. Ober- und Untergrenze des Luftmassenstroms ergeben sich dann aus der Turbinenleerlaufdrehzahl $N1 = 69\%$ ($m_{DKGZ} = 0,74 \text{ kg/s}$ ($t_L = 35 \text{ °C}$, p_{atm})) und dem maximalem Massenstrom der parallelen DKGZ ($m_{DKGZ} = 0,94 \text{ kg/s}$ bei ($t_L = 35 \text{ °C}$, p_{atm})) bei $N1 = 83\%$ Turbinendrehzahl. Die Betriebspunkte werden immer mit der eingestellten Turbinendrehzahl $N1$ in [%] bezeichnet.

Für die Aufzeichnung von Messreihen werden Betriebspunkte konstanter Drehzahl immer mindestens 20 Minuten lang gehalten. Der Gasmonitor ist das Messgerät mit der längsten Messzeit und bestimmt somit die maximale Frequenz der TGM. Er misst die SF₆- und Wasser-Konzentration etwa alle 34 Sekunden. In der Mindestzeit eines Betriebspunktes von 20 Minuten werden folglich 30-40 Messwerte von der TGM aufgenommen. Diese Mindestanzahl an Einzelmessungen einer Messreihe ergibt sich aus der angestrebten statistischen Unsicherheit der arithmetischen Mittelung (siehe Abschnitt 5.5).

Zum Einstellen eines Lastpunktes bzw. des entsprechenden Massenstroms wird die gewünschte Solldrehzahl N1 (Gaserzeugerdrehzahl) der Turbine an der Bedieneroberfläche der Turbinensoftware eingestellt. Die Software regelt dann die Turbinendrehzahl N1 über die Brennstoffzufuhr in die Brennkammer ein. Um Drehzahlen oberhalb von N1 = 78 % zu realisieren, reicht die fossile Feuerung alleine nicht aus. In diesem Fall wird sukzessive der solare Energieeintrag gesteigert. Die Flamme in der Brennkammer dient dann primär der genauen Drehzahlregelung, während der Großteil der thermischen Energie in den Receivern zugeführt wird. Ab etwa N1 = 78 % ist der zugeführte solare Energieanteil größer als das fossile Regelungsspiel der Turbinenregelung, so kann beispielsweise bei einem Einbruch des Strahlungsangebots ein eingestellter Lastpunkt nicht gehalten werden.

Für die Inbetriebnahme der TGM, die Suche systematischer Unsicherheiten und die Vergleichsmessungen wurde die Gasturbinenanlage an 16 Tagen betrieben. Der Testplan (Tabelle A2) gibt Auskunft über die Betriebszeiten, Lastpunkte und die Vorhaben der einzelnen Messtage.

Die ersten drei Tage wurden darauf verwendet die Messsysteme im Zusammenspiel mit der Gasturbinenanlage in Betrieb zunehmen. In dieser Zeit wurden Softwarefehler, Startprobleme der Turbine und kleinere elektrische Probleme der Messtechnik behoben.

In den nachfolgenden 10 Testtagen der „Fehlersuche“ wurden die systematischen Abweichungen zwischen TGM und DKGZM untersucht. Dabei wurden zwei systematische Einflüsse auf die TGM identifiziert und behoben (siehe Abschnitt 5.4).

Die relativ kurze Testzeit für die Vergleichsmessungen an den Testtagen 14, 15 und 16 erforderte Lastschritte von drei Prozentpunkten, um den gesamten Lastbereich der Anlage abzudecken. Die Ergebnisse der Vergleichsmessungen an diesen Tagen werden in Abschnitt 5.5 detailliert betrachtet.

5.3 Überprüfung der Annahmen

In diesem Abschnitt werden die der Tracergas Messung zugrunde liegenden Annahmen (siehe Abschnitt 3.2.1) überprüft und dadurch eventuell Messunsicherheiten identifiziert.

5.3.1 Vollständige Durchmischung

Durchmischung in einer Strömung wird von vielen verschiedenen Faktoren beeinflusst. Betrachtet man konkret die Durchmischung von Luft und TG in der Rohrströmung vor dem Verdichter, so sind die Einflussfaktoren: der Leitungsverlauf, der Leitungsdurchmesser, die Leitungslänge, die Oberflächenrauigkeit der Rohrwand, evt. Einbauten, die Temperaturen von Luft und TG, die kinetische Viskositäten von Luft und TG, und die Strömungsgeschwindigkeit. Als Grundregel gilt, je öfter die Strömung umgelenkt oder verwirbelt wird, desto besser vermischen sich Luft und TG.

Die qualitative Bewertung der Durchmischung ist mit der verfügbaren Messtechnik an der Anlage nur sehr eingeschränkt möglich. Die Messung der Konzentration an der Abzweigung lässt nur die Aussage über den Konzentrationsverlauf an einer Stelle in der Rohrleitung zu. Eventuelle Konzentrationsveränderungen über den Querschnitt der Rohrleitung werden nicht erfasst. Inkonstante Massenströme zeigen sich als zeitliche Konzentrationsschwankungen. Kleinere Konzentrationsschwankungen aufgrund von unvollständiger Durchmischung sind daher nicht identifizierbar.

In Tabelle 5.5, 5.7, 5.8, und 5.9 werden die relativen statistischen Messunsicherheiten mit den relativen Standardabweichungen der TG Messungen an verschiedenen Lastpunkten gegenübergestellt. Die abgeschätzten relativen Messunsicherheiten der TG Messungen sind meist etwa 3-mal größer als die relativen Standardabweichungen der Messungen. Das heißt die Streuung der Messwerte aufgrund von unvollständiger Durchmischung, Massenstromschwankungen und anderen Einflüssen ist von der Messunsicherheit der TG Massenstrommessung überdeckt. Der Einfluss der zeitlichen Konzentrationsschwankungen in der Entnahmeluft während der Messungen ist also kleiner als die Messunsicherheit der TGM. Es wird konstanter durchgemischt als bewertet werden kann. Diese Aussagen gelten nur für den Punkt im Strömungsquerschnitt, an dem die Entnahmeluft abgezweigt wird.

5.3.2 Vollständige Durchmischung bei offenem Abblasventil

Mit der vorhandenen Messtechnik lässt sich der Einfluss des Abblasventils auf die Durchmischung nicht genau bestimmen. Im Rahmen der Messgenauigkeit der TGM lässt sich nur die Kontinuität der Durchmischung bewerten (siehe Abschnitt 5.3.1). Ein systematischer Einfluss durch das Abblasventil auf die TGM kann also nicht ausgeschlossen werden

Für den Einfluss des Abblasventils auf die Durchmischung von TG und Luft sind drei Szenarien denkbar:

1. In der Strömung vor dem Ventil wird vollständig durchgemischt.

2. In der Strömung vor dem Ventil wird nicht vollständig durchmischt, das Ventil bläst aber im Verhältnis vollständiger Durchmischung SF₆ und Luft ab.
3. In der Strömung vor dem Ventil wird nicht vollständig durchmischt, und das Ventil bläst kontinuierlich oder inkontinuierlich unverhältnismäßig SF₆ und Luft ab.

Punkt eins und zwei haben keinen Einfluss auf die Messgenauigkeit der TGM. Nach Punkt drei kommt es im Teillastbereich bei offenem Abblasventil (bis etwa N1 = 96 %) zu Messunsicherheiten. Diese Unsicherheiten können zwei verschiedenen Auswirkungen auf die Massenstrommessung haben.

- a. Hinter dem Abblasventil in der radialen Verdichterstufe und dem weiteren Leitungsverlauf bis zur Entnahmeluftabzweigung werden das verbleibende TG und die verbleibende Luft weiter durchmischt. Es ist vorstellbar, dass über den gesamten Strömungsquerschnitt vollständig oder nur lokal konstant (Konzentrationsprofil) durchmischt wird. D.h. die Konzentrationsmessung erfasst in Abhängigkeit der Drehzahl N1 einen Wert mit einer konstanten systematischen Unsicherheit.
- b. Auch bis zum Entnahmeluftabzweig wird nicht vollständig durchmischt. Die Konzentration schwankt statistisch um einen Wert, der sich aus dem Einfluss des Abblasventils ergibt. D.h. die Konzentrationsmessung erfasst einen schwankenden Wert, dessen Mittelwert mit einer systematischen Unsicherheit behaftet ist.

5.3.3 Umgebungskonzentration

Schwefelhexafluorid ist ein synthetisiertes Gas, das natürlich in der Luft praktisch nicht vorkommt (Konzentration in der Erdatmosphäre kleiner 1 ppb). Aus diesem Grund wird für die TGM angenommen, dass die Umgebungskonzentration von SF₆ 0 ppm beträgt. Weicht die Umgebungskonzentration jedoch entgegen der Annahme davon ab, so sorgt dies für eine Zunahme der SF₆-Konzentration im zu messenden Luftmassenstrom. Für den Fall, dass SF₆ in der angesaugten Umgebungsluft vorhanden ist, wird trotzdem der dann inkorrekte Tracergas Massenstrom Istwert für die Massenstromberechnung verwendet. Der tatsächlich zugeführte Tracergas-Massenstrom ist höher als der durch den Massendurchflussregler gemessene SF₆-Massenstrom. Dies hat zur Folge, dass der gemessene Luftmassenstrom kleiner als der tatsächliche Luftmassenstrom ist. Diese systematische Unsicherheit wird im statischen Zustand bei einer homogenen Umgebungskonzentration durch die Gleichung 5.12 beschrieben. Das Verhältnis aus TG-Umgebungskonzentration und der Differenz aus TG-Konzentration im vollständig durchmischten Luftstrom und Umgebungskonzentration ist die prozentuale Unsicherheit.

$$\Delta_{\text{TG}} = \frac{C_{\text{SF}_6 \text{ Umgebung}}}{C_{\text{SF}_6} - C_{\text{SF}_6 \text{ Umgebung}}} \times 100\% \quad [\%] \quad (5.14)$$

Der systematische Einfluss der Umgebungskonzentration ist bei konstanter TG-Einleitung abhängig vom Luftmassenstrom. Beim kleinsten Luftmassenstrom ist der Einfluss am kleinsten, beim größten Massenstrom maximal. Zu einer erhöhten SF₆-Konzentration in der Ansaugluft der Anlage kann es z.B. durch die Rezirkulation von abgeblasener Luft aus dem Abblasventil oder durch die Rezirkulation von Turbinenabgasen kommen. Die Abgase der Gasturbine werden oberhalb des Versuchsraums an der Solarturm-Außenseite ausgeblasen. Die Rezirkulation dieser Gase kann deshalb praktisch ausgeschlossen werden. Undichtigkeiten an der SF₆-Druckflasche, dem Druckminderer oder der Zuleitung können theoretisch auch eine lokal veränderte Umgebungskonzentration zur Folge haben. Die Armatur an der Flasche und der Schlauchanschluss sind durch eine Seifenwasserbenetzung auf ihre Dichtigkeit geprüft. Mögliche Einflüsse durch Leckagen im Zuleitungsschlauch hinter der SF₆-Massenstromregelung werden unter 5.3.4 aufgezeigt.

Um eine eventuelle Rezirkulation von Tracergas - vermutlich aus dem Abblasventil - zu erkennen, wird am 4. Messtag die SF₆-Konzentration in der angesaugten Luft vor den DKGZ gemessen. Abbildung 5.1 zeigt den Konzentrationsverlauf in der Ansaugluft. Zum Vergleich ist die SF₆-Konzentration in nicht kontaminierter Umgebungsluft dargestellt.

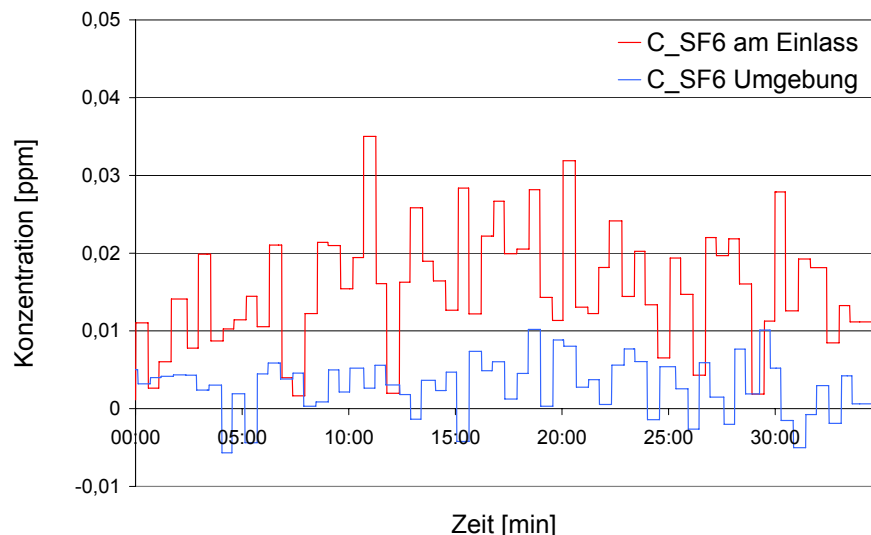


Abbildung 5.1: Vergleich, Konzentration vor DKGZ, Umgebungskonzentration

Am Luftenlass wird eine mittlere Konzentration von 0,01559 ppm gemessen. Der Mittelwert der gemessenen Umgebungskonzentration ist 0,00292 ppm. Die Messunsicherheit des Gasmonitors beträgt $\pm 0,006$ ppm (Nachweisgrenze). Die Schwankung des Konzentrationsver-

laufs am Eintritt der DKGZ macht klar, dass während des Betriebs die Konzentration dort nicht konstant ist. Für nachfolgende Rechnungen wird deshalb die gemittelte Konzentration verwendet. Auf der Basis der Messungen an Messtag 4 wird die Unsicherheit der TGM durch die erhöhte SF₆-Umgebungskonzentration abgeschätzt. In Tabelle 5.1 sind die lastabhängigen Unsicherheiten an drei Lastpunkten aufgeführt. Dazu wird mit Gleichung 5.14 die Konzentration im Luftstrom berechnet, um mit Gleichung 5.13 die relative Unsicherheit bedingt durch die Rezirkulation abzuschätzen.

SF₆-Konzentration im Luftstrom

$$C_{\text{SF}_6} = \frac{\dot{m}_{\text{SF}_6} \cdot M_{\text{SF}_6}}{\dot{m}_L \cdot M_L} \quad (5.15)$$

Turbinendrehzahl N1	Luftmassenstrom (trocken)	Konzentration im Luftstrom (voll. Durchmisch. bei 60 ml/s SF ₆)	systematische Unsicherheit der TGM
[%]	[kg/s]	[ppm]	[%]
69 %	0,74	1,72	0,9
83 %	0,94	1,35	1,1
92 %	1	1,27	1,2

Tabelle 5.1: Abschätzung, Unsicherheit der TGM durch TG-Rezirkulation

Die Abschätzung in Tabelle 5.1 basiert auf Messungen an Messtag 4. Für eine genauere Abschätzung bedarf es einer breiteren Datenbasis. Weil nur ein Gasmonitor zur Verfügung steht, muss für die Konzentrationsmessung in der angesaugten Luft die TGM ausgesetzt werden. Während der kurzen Testkampagne wird deshalb nur an einem Tag die SF₆-Konzentration am Lufteinlass gemessen.

Das am Verdichter abgeblasene SF₆ hat den stärksten Einfluss auf die SF₆-Konzentration in der direkten Umgebung der Anlage. Bei geschlossenem Abblasventil ist die Abschätzung in Tabelle 5.1 deshalb ungültig.

5.3.4 Verlustfreie Einleitung

Eine nicht verlustfreie TG-Einleitung beeinflusst direkt das Messergebnis der TGM. Ursache dafür wäre eine Leckage in der TG-Zuleitung oder an der Einleitestelle. In diesem Fall wäre der gemessene SF₆-Massenstrom größer als der tatsächlich eingeleitete SF₆-Massenstrom. Die daraus resultierende systematische Unsicherheit ist proportional zu den Verlusten an der Leckstelle. Die TGM misst den Luftmassenstrom zu groß.

Die TG-Zuleitung nach dem Massendurchflussregler erfolgt durch einen flexiblen PTFE-Schlauch (Ø 3 mm innen, Ø 4 mm außen) bis an die Ein-

leitestelle. Um sicherzustellen, dass die Zuleitung keine Leckagen aufweist, wurde mit dem PTFE-Schlauch zu Beginn der Messkampagne eine Druckprobe durchgeführt. Während der Druckprobe mit einem bar Überdruck war der gesamte Zuleitungsschlauch in einen Eimer mit Wasser untergetaucht. So hätten gegebenenfalls Leckagen durch aufsteigende Gasblasen detektiert werden können. An den Einleitestellen wird der Zuleitungsschlauch immer mindestens 10 cm weit in die Rohrströmung eingeführt und die Durchführung gedichtet. Eine Unsicherheit der TGM durch eine nicht verlustfreie Einleitung ist somit ausgeschlossen.

Leckagen vor der Massenstromregelung können einen indirekten Einfluss auf das Messergebnis der TGM haben. Das ausströmende SF₆ kann in diesem Fall unter Umständen die SF₆-Konzentration der angesaugten Luft (Umgebungskonzentration) verändern (siehe Abschnitt 5.3.3).

5.4 Systematische Unsicherheiten / Ursachen und erprobte Maßnahmen

Systematische Unsicherheiten beeinflussen bei gleichen Versuchsbedingungen die Messung immer in der gleichen Weise (eine Richtung). Hervorgerufen werden sie z. B. durch Unvollkommenheiten der Messgeräte, der Maßverkörperungen und der Messverfahren sowie durch systematische Änderungen der Versuchsbedingungen. Daher sind sie durch Mittelung wiederholter Messungen nicht zu beseitigen. Grundsätzlich setzen sich systematische Unsicherheiten aus einem bekannten und einem unbekanntem Anteil zusammen. Das Messergebnis kann um bekannte systematische Messabweichungen korrigiert werden.

Die Tabelle 5.2 gibt einen allgemeinen Überblick über die wichtigsten systematischen Unsicherheiten und ihre Auswirkungen auf die TGM.

Unsicherheit	Einfluss	Wirkung
Tracergas Verlust in der Zuleitung	SF ₆ -Massenstrommesswert ist inkorrekt	proportional zu großer Massenstrom
abweichende Konzentrationsmessung		proportionale Abweichungen (beide Richtungen)
abweichende Tracergas-Dosierung		proportionale Abweichungen (beide Richtungen)
externe Luftzuströmung im Bereich zwischen DKGZ und Verdichter	inkorrekt Vergleich zwischen DKGZM und TGM	proportional zu großer Massenstrom
keine vollständige Durchmischung	keine vollst. Durchmischung, unproportionales Abblasen durch das Bleedvalve möglich	kontinuierliche oder inkontinuierliche Abweichungen (beide Richtungen)

Tabelle 5.2: Mögliche systematischen Unsicherheiten und Auswirkungen auf die TGM

Während der Erprobungsphase der Tracergas-Messmethode werden zwei verschiedene systematische Unsicherheiten durch den Vergleich mit der DKGZM sichtbar. Nachfolgend sind die Suche und die Beseitigung dieser „bekannten“ systematischen Unsicherheiten dokumentiert.

5.4.1 Zeitabhängige Abweichungen (Temperaturabhängigkeit)

Die Ergebnisse der TG Massenstrommessung zeigen am 6. Testtag eine über den zeitlichen Verlauf des Tests zunehmende Abweichung von der DKGZ Messung. Während der gesamten Messung wird ausschließlich die Turbinendrehzahl N1 verändert. Die berechneten Massenstromgraphen sind in Abbildung 5.2 dargestellt.

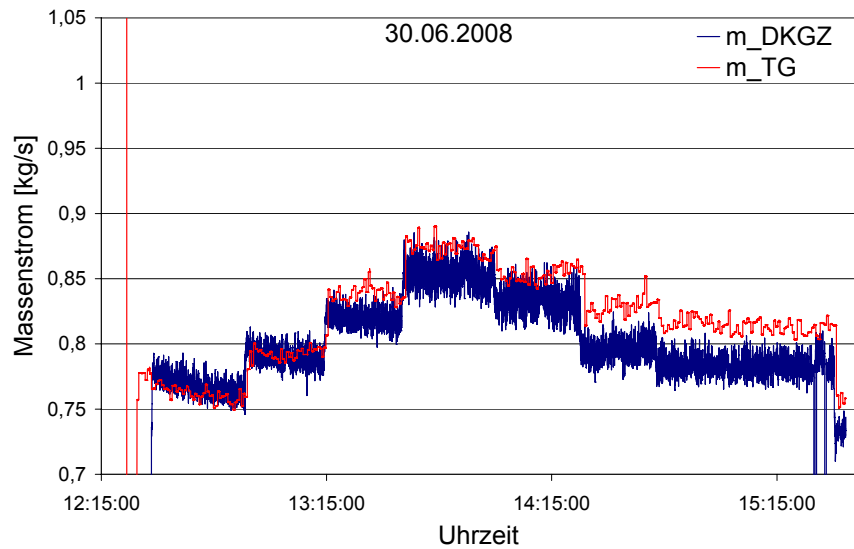


Abbildung 5.2: Testtag 6, Massenstromgraphen TGM und DKGZM

Die relativen Abweichungen der arithmetischen Mittelwerte an den Lastpunkten bezüglich der Referenzmessung sind in Abbildung 5.3 veranschaulicht.

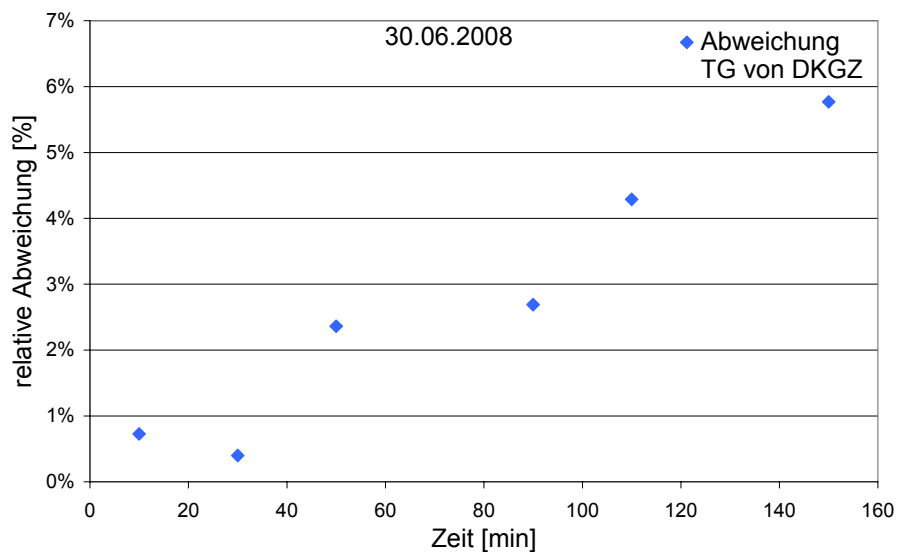


Abbildung 5.3: Testtag 6, relative Abweichung der Mittelwerte

Drei mögliche Erklärungsansätze können für eine zeitabhängige Unsicherheit genannt werden.

1. Die SF₆-Konzentration der Entnahmeluft verändert sich bei konstanter SF₆-Einleitung.
2. Die gemessene SF₆-Konzentration verändert sich, die tatsächliche SF₆-Konzentration der Entnahmeluft ist aber konstant.
3. Der tatsächlich eingeleitete SF₆-Massenstrom weicht vom gemessenen Istwert ab.

Zu 1) Eine nicht bekannte zeitliche Einflussgröße verändert die Durchmischung in der Maschine so, dass es einen Einfluss auf die SF₆-Konzentration an der Abzweigung hat. Dies bedeutet, dass TG und Luft nicht vollständig durchmischt werden. Konzentrationsschwankungen können aber auch auf einen evt. inkonstanten Luftmassenstrom zurückgeführt werden. Dieser Effekt kann im Rahmen dieser Arbeit nicht direkt bewertet werden.

Zu 2) Eine mit der Zeit zunehmende Abweichung der gemessenen von der tatsächlichen SF₆-Konzentration liegt an einer unsicheren Konzentrationsmessung.

Zu 3) Eine mit der Zeit zunehmende Abweichung des gemessenen vom tatsächlichen zugeleiteten SF₆ Massenstroms liegt an einer unsicheren Messung des Massendurchflussreglers „red-y“ oder an einer unsicheren Signalverarbeitung durch das i-7019(0) Modul.

Eine zeitlich zunehmende Abweichung kann mit dem Anstieg der Raumtemperatur während des Testbetriebs in Verbindung gebracht werden. Es ist vorstellbar, dass sich ein Gerät im Verlauf der Messung stark erwärmt und dessen Messgenauigkeit davon beeinflusst wird. Deshalb werden die zulässigen Umgebungstemperaturen und die temperaturabhängigen Messunsicherheiten der betroffenen Geräte mit der Raumtemperatur während des Betriebs verglichen (siehe Tabelle 5.3).

Gerät	Temperatureinfluss	Temperatur	
		min.	max.
Gasmonitor 1214	$\pm 10 \%$ der Nachweisgrenze (6 ppb)/°C *	+5°C	+40°C
Massendurchflussregler	nicht angegeben	0°C	+50°C
ICP Modul i-7019	nicht angegeben	-25°C	+75°C
Temperaturen im Solarturm		28°C	40°C

Tabelle 5.3: Vergleich Umgebungstemperatur mit Geräteanforderungen
* (Referenzbeding. 20 °C; 1013 mbar; rel. Luftfeuchte 60 %)

Der Gasmonitor arbeitet am nächsten an seiner maximalen Betriebstemperatur. LUMASENSE TECHNOLOGIES A/S gibt für den Gasmonitor INNOVA 1412 den Temperatureinfluss auf das Messergebnis mit $\pm 10 \%$ der Nachweisgrenze pro °C an.

Um die Auswirkungen der Übertemperatur des Gasmonitors abschätzen zu können, wird dieser am Testtag 8 künstlich erwärmt. Dazu steht der Gasmonitor in einer wärmeisolierten Kiste. Um 14:40 Uhr wird die Kiste verschlossen. Durch die vom Gasmonitor abgegebene Wärme steigt anschließend die Innentemperatur der Kiste an. Die lokalen Umgebungstemperaturen des Gasmonitors (Temperatur in der Kiste) und das Messergebnis der TGM und DKGZM bei konstanter Drehzahl ($N_1 = 78 \%$) sind in der Abbildung 5.4 dargestellt.

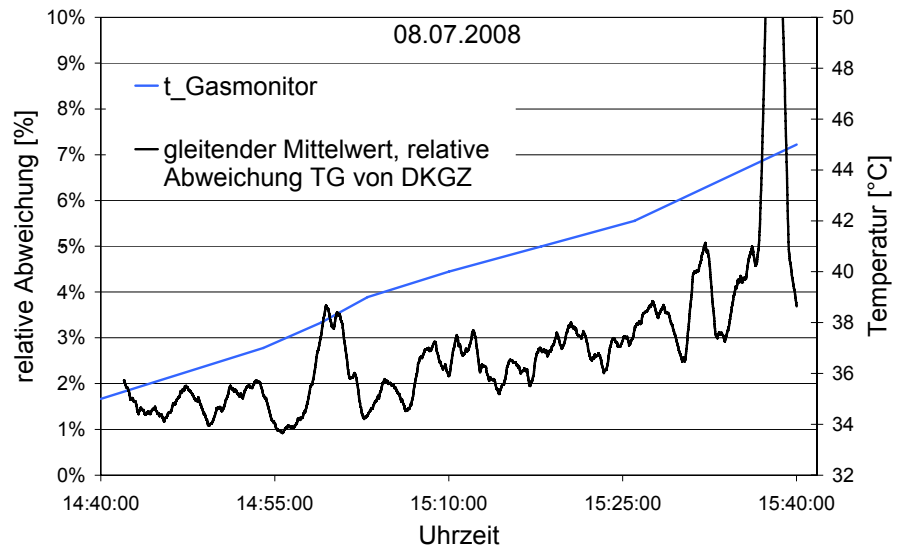


Abbildung 5.4: Testtag 8, relative Abweichung TG von DKGZ, gleitender Mittelwert, Temperaturverlauf der Gasmonitor-Umgebungstemperatur

Die zunehmende Gasmonitor-Umgebungstemperatur bewirkt einen deutlichen Anstieg der Abweichung der TGM von der DKGZM. Der Erklärungsansatz wird durch den Versuch bestätigt.

Maßnahmen

Um den Einfluss der Umgebungstemperatur auf den Gasmonitor aufzuheben, wird der Gasmonitor ab dem Testtag 12 in einem klimatisierten Schrank untergebracht. Der Schrank hält seine Innentemperatur im Verlauf der Messungen zwischen 18 °C und 22 °C (Referenztemperatur Gasmonitor 20 °C). In den nachfolgenden Testtagen wird keine temperaturabhängige Unsicherheit mehr festgestellt.

5.4.2 Lastabhängige Abweichungen (Druckabhängigkeit)

Die Messungen an Messtag 7 zeigen eine deutliche Zunahme der Abweichung von TG zu DKGZ mit zunehmender Turbinendrehzahl N1 (Last). Die über die Messreihen gemittelten Massenströme sind in Abbildung 5.5 dargestellt.

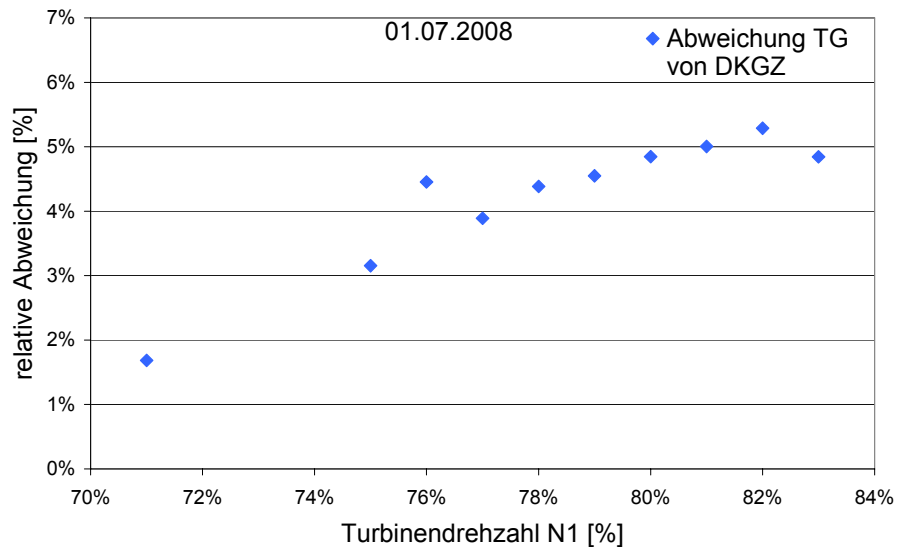


Abbildung 5.5: Testtag 7, relative Abweichung der Mittelwerte

Die Graphik 5.5 zeigt deutlich die Zunahme der Abweichung mit steigender Last. Die verhältnismäßig hohe Abweichung bei 76 % lässt neben der Lastabhängigkeit eine überlagerte Temperaturabhängigkeit vermuten. Die Messreihe bei 76 % wurde zu einem späten Zeitpunkt aufgenommen als die Messreihen bei 75 % und 77 %. An Messtag 7 war die temperaturabhängige Unsicherheit des Gasmonitors noch nicht identifiziert.

Die lastabhängige Unsicherheit der TGM kann sich durch drei verschiedene Effekte auf das Messergebnis auswirken.

1. Die Lastzunahme bewirkt eine Temperaturzunahme im Turbinenraum, die die TGM beeinflusst.
2. Die Parameter (Temperatur und Druck) der Entnahmeluft verändern sich mit der Last und beeinflussen die Konzentrationsmessung.
3. Die tatsächliche SF₆-Konzentration in der Entnahmeluft verändert sich bei konstanter SF₆-Einleitung in Abhängigkeit der Last aufgrund von veränderten Strömungsbedingungen.

Zu 1) Der Einfluss steigender Umgebungstemperaturen auf die TGM wird in Abschnitt 5.4.1 untersucht.

Zu 2) Druck und Temperatur am Verdichteraustritt und somit auch an der Entnahmeluft-Abzweigung sind drehzahlabhängig bzw. lastabhängig. Eine Veränderung der Last beeinflusst also direkt den Druck und die Temperatur der abgezweigten Luft. Um eine Beeinträchtigung der Konzentrationsmessung zu verhindern, müssen Druck und Temperatur der Probenluft am Gasmonitor unabhängig von den Entnahmeluftparametern sein.

Zu 3) Die Durchmischung in der Maschine variiert mit der veränderten Turbinendrehzahl N1 und hat einen Einfluss auf die SF₆-Konzentration in der Entnahmeluft. Das heißt, die Annahme der vollständigen Durchmischung ist nicht erfüllt. Dieser Effekt kann mit der vorhandenen Messtechnik nicht bewertet werden. In Abschnitt 5.3 werden Abweichungen von den getroffenen Annahmen diskutiert.

Die Entnahmeluft wird im Luftkühler „Waldemar“ auf Kühlwassertemperatur abgekühlt. Dadurch hängt die Lufttemperatur nach dem Verlassen des Luftkühlers nicht mehr direkt von der Turbinendrehzahl N1 ab.

Der Druck (Verdichteraustrittsdruck) in der Abzweigung wird im Entnahmeluftventil reduziert. Durch eine Verstellung des Ventils wird die Strömungsgeschwindigkeit in der nachfolgenden Leitung beeinflusst. Bei konstanter Ventilstellung variiert die Strömungsgeschwindigkeit im Schlauch hinter dem Ventil in Abhängigkeit des Drucks vor dem Ventil. Entnimmt der Gasmonitor die Luftproben für die Konzentrationsmessung direkt aus der Luftströmung im Schlauch (siehe Abbildung A3), dann beeinflusst die in Abhängigkeit der Turbinendrehzahl N1 variiierende Strömungsgeschwindigkeit im Schlauch den Druck in der Zuleitung des Gasmonitors. Der Druck in der Zuleitung kann unter diesen Umständen vom Umgebungsdruck abweichen. LUMASENSE TECHNOLOGIES A/S gibt für den Gasmonitor Innova 1412 den Druckeinfluss auf das Messergebnis mit $\pm 0,5$ % der Nachweisgrenze/mbar an.

Um den Einfluss des Drucks an der Luftabzweigung auf die Konzentrationsmessung zu erkennen, wird an Testtag 9 das Entnahmeluftventil während der Messung verstellt.

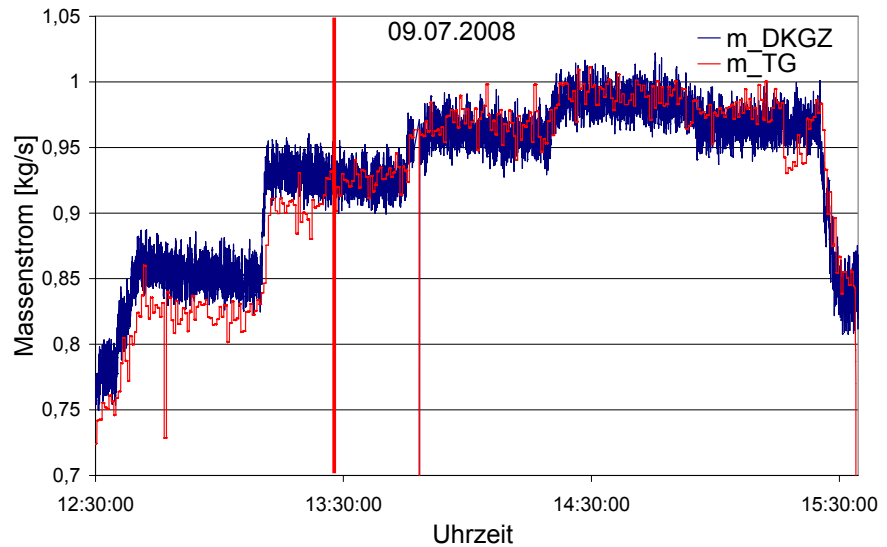


Abbildung 5.6: Testtag 9, Massenstromgraphen TGM und DKGZM

In Abbildung 5.6 sind die beiden Graphen der TG und der DKGZ Messung aufgetragen. Zu Beginn der Messung ist das Entnahmeluftventil voll geöffnet. Um 09:25 Uhr wird es um 50 % geschlossen (Markierung). Es ist deutlich, dass der rote Graph der TG Messung nach dem Drosseln des Luftstroms weniger stark vom blauen Graph der DKGZ abweicht. Dies bedeutet, dass die Strömungsgeschwindigkeit im Schlauch hinter dem Luftkühler die Messunsicherheit der Konzentrationsmessung beeinträchtigt.

Maßnahmen

Eine Beeinträchtigung der Konzentrationsmessung aufgrund von unbekanntem Druckveränderungen in der Zuleitung zum Gasmonitor soll ausgeschlossen werden. Dazu wird die Probenentnahme aus dem Schlauch hinter dem Luftkühler verändert. Der Luftstrom im Schlauch zwischen Luftkühler und Gasmonitor wird ab Testtag 10 durch einen Diffusor geleitet. Der Diffusor verzögert und entspannt die Entnahmeluft auf Umgebungsdruck. Die zyklische Probenentnahme durch den Gasmonitor erfolgt hinter dem Diffusor bei Atmosphärendruck. Die Abbildung A32 zeigt den Gasmonitor und den Diffusor. Die Papiermanschette am Diffusor-Austritt schützt vor Rückströmung von Umgebungsluft in den Diffusor. Nach dem Einbau des Diffusors wird die Konzentrationsmessung nicht mehr durch Verstellen des Entnahmeventils beeinflusst.

Der Einfluss druck- und temperaturabhängiger Unsicherheiten des Gasmonitors auf die TG Messung in Abhängigkeit des Massenstroms ist in Abbildung A16 dargestellt. Die Unsicherheiten der TGM sind auf der Basis der von LUMASENSE angegebenen Einflüsse auf die Konzentrationsmessung berechnet. (Temperatureinfluss: $\pm 10 \text{ }^\circ\text{C}$, Druckeinfluss: $\pm 0.5 \text{ } \%/ \text{mbar}$, bezüglich der Nachweisgrenze, Nachweisgrenze von 6 ppb SF_6 , Referenzbedingungen 20 $^\circ\text{C}$; 1013 mbar; rel. Luftfeuchte 60 %)

5.5 Messdatenauswertung und Fehlerdiskussion

Für die Bewertung der Vergleichsmessungen werden die Messdaten der Testtage 14, 15 und 16 herangezogen. (Ergebnisse siehe Seite 54)

Am Beispiel von Testtag 14 wird im folgenden Abschnitt die Auswertung der Daten und die Berechnung der Messunsicherheiten erklärt. Aus den Messdaten eines Testtages wird mit Gleichung 3.5 der Massenstrom der TGM berechnet.

Massenstrom TGM

$$\dot{m}_L = \frac{M_{\text{fl}}}{M_{\text{SF}_6}} \cdot \frac{\dot{m}_{\text{SF}_6}}{C_{\text{SF}_6}} \cdot 10^6 \quad (3.5)$$

Die Berechnungsformeln der Massenströme durch den oberen und den unteren DKGZ ergeben sich aus Gleichung 3.6.

Massenstrom obere DKGZ

$$\dot{m}_o = \frac{p_{\text{amb}} \cdot \dot{V}_o \cdot M_{\text{fl}}}{R_m \cdot T_o} \quad (5.16)$$

Massenstrom untere DKGZ

$$\dot{m}_u = \frac{(p_{\text{amb}} - \Delta p) \cdot \dot{V}_u \cdot M_{\text{fl}}}{R_m \cdot T_u} \quad (5.17)$$

Durch Addition erhält man die Gleichung für den Gesamtmassenstrom durch beide DKGZ.

$$\dot{m}_{\text{DKGZ}} = \frac{p_{\text{amb}} \cdot \dot{V}_o \cdot M_{\text{fl}}}{R_m \cdot T_o} + \frac{(p_{\text{amb}} - \Delta p) \cdot \dot{V}_u \cdot M_{\text{fl}}}{R_m \cdot T_u} \quad (5.18)$$

Die berechneten Massenstromgraphen der TGM (rot) und der DKGZM Messung (blau) werden zusammen in einem Diagramm abgebildet.

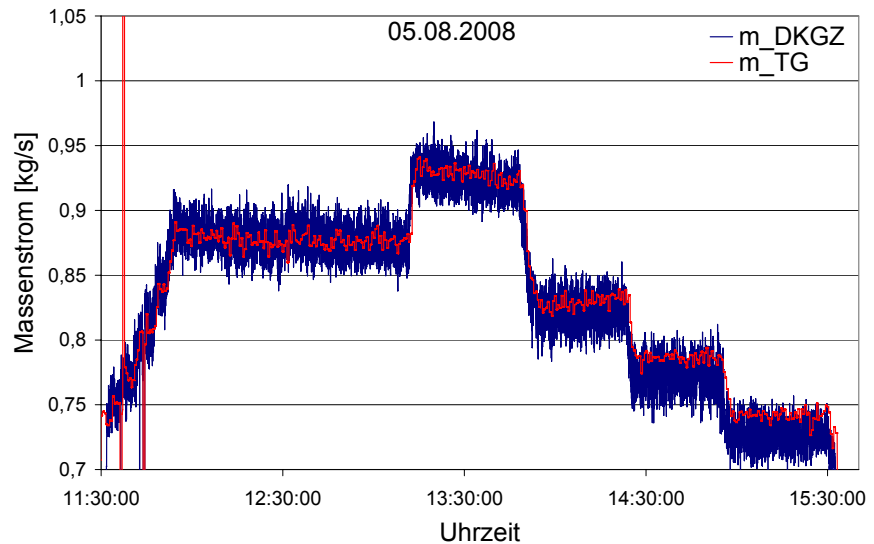


Abbildung 5.7: Testtag 14, Massenstromgraphen TGM und DKGZM

Die konstanten Lastpunkte während des Testtages zeigen sich als Plateaus konstanter Massenströme. Die Abweichung zwischen TGM und DKGZM kann anhand dieser Abbildung grob abgeschätzt werden

Die Unsicherheit des Messergebnisses aufgrund der Überlagerung der schwankenden Messgrößen und der statistischen Unsicherheiten der Messverfahren wird mit arithmetischer Mittelwertbildung minimiert.

arithmetisches Mittel

$$\bar{X} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N X_i \quad (5.19)$$

Die arithmetische Mittelung der Messreihen konstanter Lastpunkte ist zulässig, wenn der Massenstrom nur durch zufällig schwankende Änderungen der Versuchs- und Umgebungsbedingungen beeinflusst ist. Darüber hinaus müssen alle Messwerte innerhalb eines zur Mittelung genutzten Intervalls mit einer nahezu gleichen Unsicherheit behaftet sein.

Während der Aufnahme von Messreihen an konstanten Lastpunkten werden keine systematischen Veränderungen vorgenommen. Alle bekannten systematischen Einflüsse auf die Messverfahren sind so weit wie möglich ausgeschlossen (siehe Abschnitt 5.4). Infolgedessen werden innerhalb einer Messreihe die systematischen Unsicherheiten gegenüber den zufälligen Unsicherheiten vernachlässigt.

Für die arithmetische Mittelung über den Lastpunkt (Plateau) werden die TG- und die DKGZ-Messreihen des gesamten Punktes separat betrachtet. Die ersten drei Minuten eines Messpunktes werden nicht in die Auswertung einbezogen. Auf diese Weise werden die Einflüsse der Totzeit der TG-Messung und der manuellen DKGZ-Synchronisation zu Beginn jedes Messpunktes nicht miteinbezogen. Die ca. 40 Sekunden Totzeit der TG-Messung entstehen durch die Schlauchlänge der Luftentnahme und durch

die Messintervalle des Gasmonitors (34 Sekunden). Die Mittelwerte der verschiedenen Messreihen werden in Abbildung 5.8 (linker Teil) dargestellt. Der rechte Teil der Abbildung stellt die relativen Abweichungen der TGM von der Referenzmessung dar.

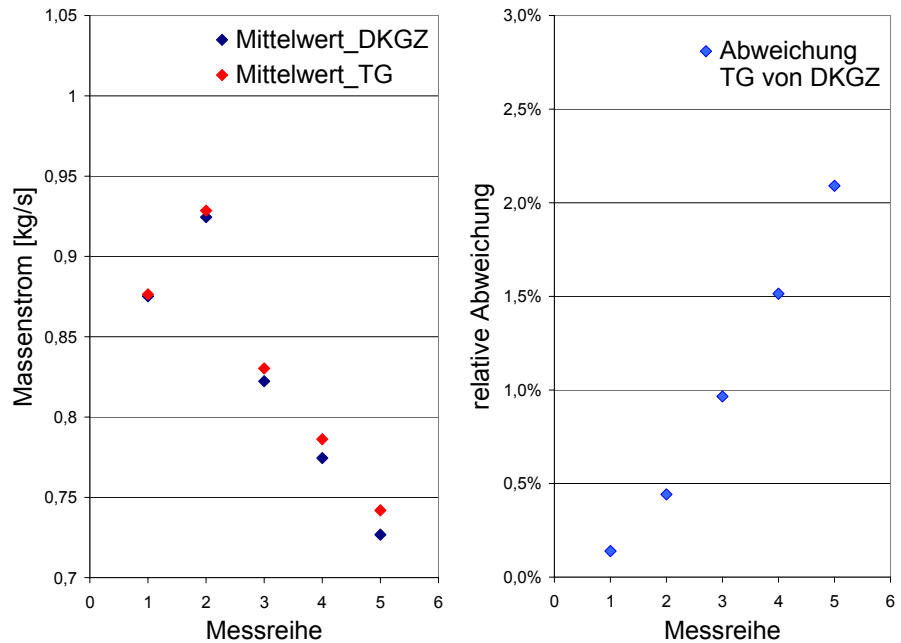


Abbildung 5.8: Testtag 14, Mittelwerte der TGM und DKGZM, relative Abweichung der Mittelwerte

An Testtag 14 werden für Messreihe 1 nur die letzten 30 Minuten des ersten Lastpunkts ausgewertet. Vorher ist die Turbinendrehzahl nicht konstant.

Ein Maß für den Fehler der Einzelmessung gibt die Standardabweichung. Die Standardabweichung wird als Messunsicherheit für den Mittelwert gewählt:

Standardabweichung

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^N (X_i - \bar{X})^2} \quad (5.20)$$

Durch die endliche Zahl der Messwerte einer Messreihe hat der Mittelwert eine Unsicherheit. Ein Maß für die Unsicherheit des Mittelwerts ist die statistische Unsicherheit.

Statische Unsicherheit

$$u_{\text{stat}} = \Delta \bar{x} = \frac{1}{\sqrt{N}} \cdot \sigma \quad (5.21)$$

Die statistische Unsicherheit der TG Messmethode ist, begründet mit der 34-mal kleineren Anzahl an Datenpunkten, grundsätzlich größer als die

der DKGZM. Durch eine Erhöhung der Zahl der Einzelmessungen pro Messreihe kann prinzipiell die Unsicherheit des Mittelwerts verringert werden. 20 bis 30 minütige Messungen der Lastpunkte ergeben relative statistische Unsicherheiten von kleiner 0,1 % für beide Messsysteme. Das heißt, die Anzahl der Messwerte pro Messreihe (Länge der Lastpunkte) beider Verfahren ist ausreichend. Die niedriger auflösende TGM (34 Sekunden Takt) nimmt dabei Messreihen mit etwa 35 bis 50 Einzelmessungen pro Lastpunkt auf.

Für den Vergleich mit der Standardabweichung werden die Unsicherheiten beider Massenstrommessungen abgeschätzt. Dabei werden ausschließlich statistische Einflüsse quantifiziert.

Wenn die Einzelmessungen voneinander statistisch unabhängig sind, können sich die Einflüsse der Einzel-Messunsicherheiten auf das Ergebnis teilweise gegenseitig aufheben. Für die Abschätzung der Unsicherheiten der Massenstrommessungen werden die Unsicherheiten der Einzelkomponenten mit dem Gaußschen Unsicherheitsfortpflanzungsgesetz fortgepflanzt.

Gauß'sches Unsicherheitsfortpflanzungsgesetz

$$u_y = \sqrt{\left(\frac{\partial y}{\partial x_1} \cdot u_{x_1}\right)^2 + \left(\frac{\partial y}{\partial x_2} \cdot u_{x_2}\right)^2 + \dots} \quad (5.22)$$

Die gesamte statistische Unsicherheit der DKGZ Massenstrommessung ergibt sich aus den unsicheren Messgrößen (V_o , V_u , t_o , t_u , p_{amb} , Δp , C_{H_2O}) und der Unsicherheit der Signalverarbeitung. Die Unsicherheiten der IO-Module werden vernachlässigt. Für die Signalverarbeitung des Volumensignals der DKGZ wird eine Unsicherheit von 4 % abgeschätzt. Die Unsicherheiten der Einzelkomponenten sind durch Herstellerangaben oder Normen gegeben (siehe Tabelle 5.4).

Formelzeichen	unsichere Messgröße	Messgerät	Unsicherheit (u)	Quelle
t _o t _u	Temp. oben Temp. unten	Pt100Ω Vierleiters.	± 0,475 °C	Norm IEC60751 Klasse B
p _{amb}	Umgebungsdruck	Abs.drucksens or	± 0,15 hPa	VAISALA
Δp	Druckverlust Zuleitung unten	Diff.drucksens or	± 0,15 mbar	ALTHEN
V _o V _u	Volumenstrom oben/unten	DKGZ	± 0,0022m ³ /s (0,5%)	AERZEN
	Signalverarbeitung	Impulsumwandler	± 0,0022m ³ /s (1%)	BRODERSEN
		Ausleserauschen	± 0,0088m ³ /s (4%)	abgeschätzt
C _{H2O}	Konzentration Wasser	Gasmonitor	± 0,015 ppm	LUMASENSE

Tabelle 5.4: Übersicht über die Messunsicherheiten der Einzelkomponenten der DKGZM

Mit der Anwendung des Gauß'schen Unsicherheitsfortpflanzungsgesetzes auf die Gleichung 5.17 erhält man die Berechnungsformel 5.22 für die Unsicherheit der DKGZ Massenstrommessung.

Gleichung 5.23

$$\begin{aligned}
 \text{um}_{\text{DKGZ}} = & \sqrt{
 \begin{aligned}
 & (u p_{\text{amb}} \cdot \frac{\dot{V}_u \cdot M_{\text{fl}}}{R_m \cdot T_u})^2 + (-u \Delta p \frac{\dot{V}_u \cdot M_{\text{fl}}}{R_m \cdot T_u})^2 + (u \dot{V}_u \cdot \frac{(p_{\text{amb}} - \Delta p) \cdot M_{\text{fl}}}{R_m \cdot T_u})^2 \\
 & + (u M_{\text{fl}} \cdot \frac{(p_{\text{amb}} - \Delta p) \cdot \dot{V}_u}{R_m \cdot T_u})^2 + (-u T_u \frac{(p_{\text{amb}} - \Delta p) \cdot \dot{V}_u \cdot M_{\text{fl}}}{R_m \cdot T_u^2})^2 + (u p_{\text{amb}} \cdot \frac{\dot{V}_o \cdot M_{\text{fl}}}{R_m \cdot T_o})^2 \\
 & + (u \dot{V}_o \cdot \frac{p_{\text{amb}} \cdot M_{\text{fl}}}{R_m \cdot T_o})^2 + (u M_{\text{fl}} \cdot \frac{p_{\text{amb}} \cdot \dot{V}_o}{R_m \cdot T_o})^2 + (-u T_o \frac{p_{\text{amb}} \cdot \dot{V}_o \cdot M_{\text{fl}}}{R_m \cdot T_o^2})^2
 \end{aligned}
 }
 \end{aligned}$$

Die Messunsicherheiten der Einzelkomponenten aus Tabelle 5.4 und die gemittelten Messwerten einer Messreihe werden in Gleichung 5.22 eingesetzt. Auf diese Weise werden für alle Messreihen die absoluten statistischen Unsicherheiten der DKGZ Massenstrommessung berechnet.

Nachfolgend werden die berechneten relativen Messunsicherheiten der DKGZM mit den relativen Standardabweichungen der Messreihen an jedem Lastpunkt gegenüber gestellt.

Messreihe	Drehzahl N1	relative Standardabweichung DKGZM	relative Unsicherheit DKGZM
	[%]	[%]	[%]
1	78	1,4	1,5
2	82	1,3	1,4
3	75	1,6	1,6
4	72	1,8	1,7
5	69	1,5	1,8

Tabelle 5.5: Testtag 14, Vergleich relative Standardabweichung und relative Messunsicherheit der DKGZM

Die gesamte statistische Unsicherheit der TGM ergibt sich aus den unsicheren Messgröße (C_{SF_6} , m_{SF_6} , $C_{\text{H}_2\text{O}}$) und der Unsicherheit der Signalverarbeitung. Die Unsicherheiten der Signalverarbeitung und die des I O-Moduls werden vernachlässigt.

Formelzeichen	unsichere Messgröße	Messgerät	Unsicherheit (u)	Quelle
m_{SF_6}	Massenstrom SF_6	Massendurchflussmesser	$\pm 0,9 \text{ mln/min}$	VÖGT-LIN
C_{SF_6}	Konzentration SF_6	Gasmonitor	$\pm 0,006 \text{ ppm}$	LUMA-SENSE
$C_{\text{H}_2\text{O}}$	Konzentration Wasser	Gasmonitor	$\pm 0,015 \text{ ppm}$	LUMA-SENSE

Tabelle 5.6: Übersicht über die Messunsicherheiten der Einzelkomponenten der TGM

Mit der Anwendung des Gauß'schen Unsicherheitsfortpflanzungsgesetzes auf Gleichung 3.5 erhält man die Berechnungsformel für die absolute statistische Unsicherheit der TG Massenstrommessung.

Gleichung 5.24

$$um_{\text{TGM}} = \sqrt{\left(uM_{\text{fl}} \cdot \frac{\dot{m}_{\text{SF}_6}}{M_{\text{SF}_6} \cdot C_{\text{SF}_6}}\right)^2 + \left(um_{\text{SF}_6} \cdot \frac{M_{\text{fl}}}{M_{\text{SF}_6} \cdot C_{\text{SF}_6}}\right)^2 + \left(uC_{\text{SF}_6} \cdot \frac{M_{\text{fl}} \cdot \dot{m}_{\text{SF}_6}}{M_{\text{SF}_6} \cdot C_{\text{SF}_6}^2}\right)^2}$$

Die Messunsicherheiten der Einzelkomponenten aus Tabelle 5.5 und die gemittelten Messwerte einer Messreihe werden in Gleichung 5.23 eingesetzt. Auf diese Weise werden für alle Messreihen die absoluten statistischen Unsicherheiten der TGM berechnet.

In Tabelle 5.7 sind die berechneten relativen Messunsicherheiten der TG Massenstrommessung mit den relativen Standardabweichungen der Messreihen an jedem Lastpunkt gegenüber gestellt.

Messreihe	Drehzahl N1	relative Standardab- weichung TGM	relative Unsicher- heit TGM
	[%]	[%]	[%]
1	78	0,5	1,6
2	82	0,6	1,6
3	75	0,6	1,5
4	72	0,4	1,5
5	69	0,6	1,5

Tabelle 5.7: Testtag 14, Vergleich relative Standardabweichung und relative Messunsicherheit der TGM

Testtag 15

Die nachfolgend präsentierten Ergebnisse von Testtag 15 und 16 werden analog zu den Daten von Testtag 14 ausgewertet.

Die berechneten Massenstromgraphen von Testtag 15 sind in Abbildung 5.9 dargestellt.

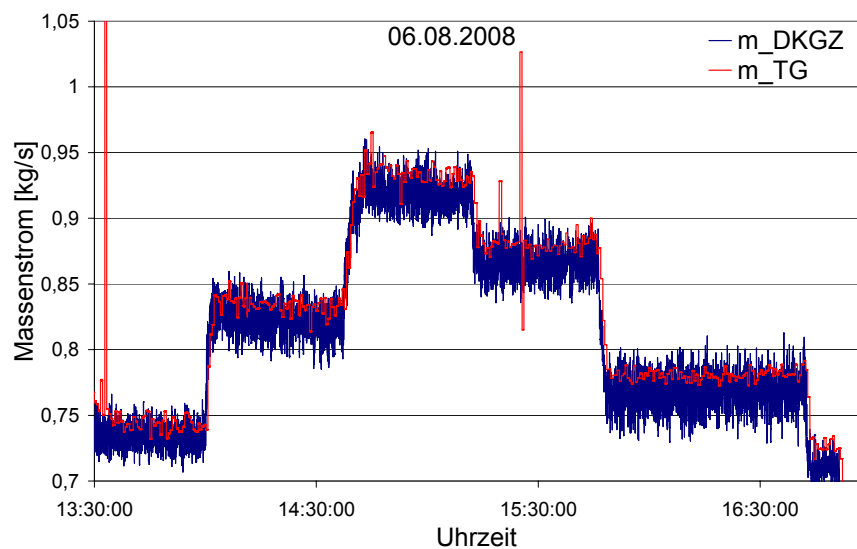


Abbildung 5.9: Testtag 15, Massenstromgraphen TGM und DKGZM

Die ausgeschnittenen Messreihen der Lastpunkte werden arithmetisch gemittelt und die Mittelwerte in Abbildung 5.10 (linker Teil) dargestellt.

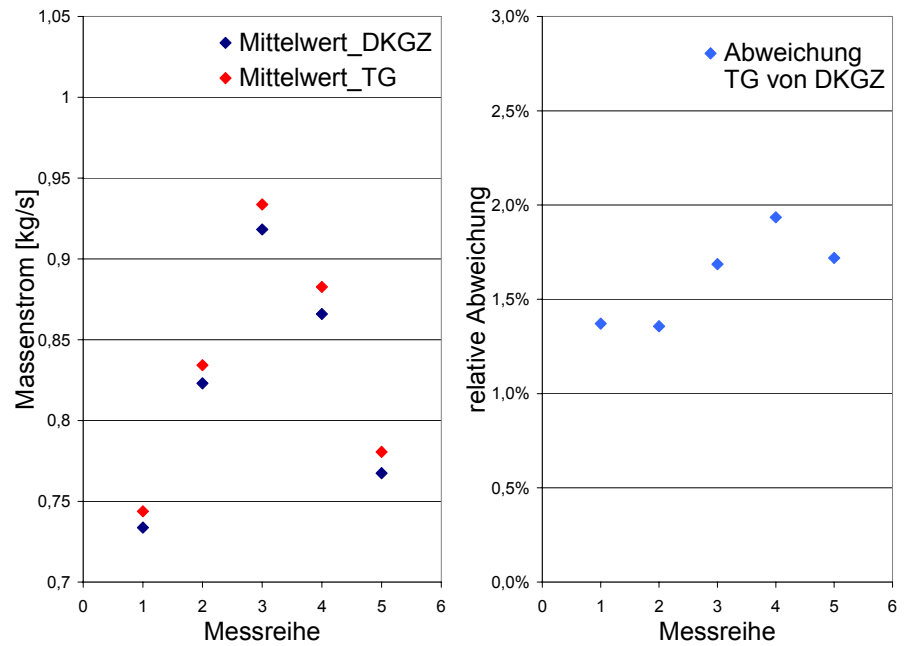


Abbildung 5.10: Testtag 15, Mittelwerte der TGM und DKGZM, relative Abweichung der Mittelwerte

In Tabelle 5.8 werden die berechneten relativen Messunsicherheiten der TGM und der DKGZM mit den relativen Standardabweichungen der Messreihen an jedem Lastpunkt gegenüber gestellt.

Messreihe	Drehzahl N1	relative Standardabweichung TGM	relative Unsicherheit TGM	relative Standardabweichung DKGZM	relative Unsicherheit DKGZM
	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]
1	69	0,7	1,5	1,3	1,8
2	75	0,8	1,6	1,7	1,6
3	82	0,9	1,4	1,3	1,4
4	78	2,7*	1,6	1,4	1,5
5	72	0,5	1,5	1,8	1,7

Tabelle 5.8: Testtag 15, Vergleich relative Standardabweichung und relative Messunsicherheit der TGM und der DKGZM, *Der TG-Zuleitungsschlauch wurde bewegt

Testtag 16

Die berechneten Massenstromgraphen von Testtag 16 sind in Abbildung 5.11 dargestellt.

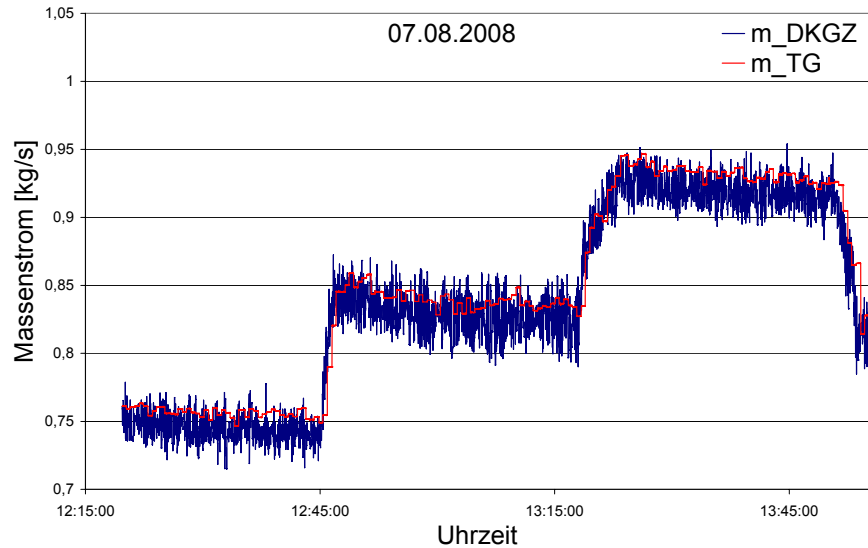


Abbildung 5.11: Testtag 16, Massenstromgraphen TGM und DKGZM

Die ausgeschnittenen Messreihen der Lastpunkte werden arithmetisch gemittelt und die Mittelwerte in Abbildung 5.12 dargestellt.

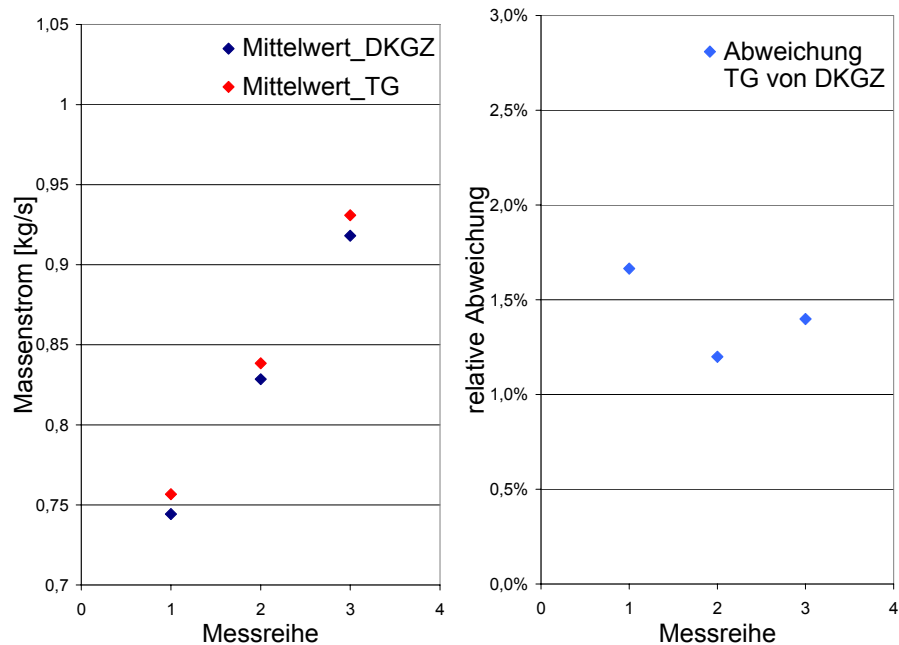


Abbildung 5.12: Testtag 16, Mittelwerte der TGM und DKGZM, relative Abweichung der Mittelwerte

In Tabelle 5.9 werden die berechneten relativen Messunsicherheiten der TG Massenstrommessung und der DKGZ Massenstrommessung mit den relativen Standardabweichungen der Messreihen an jedem Lastpunkt gegenüber gestellt.

Messreihe	Drehzahl NI	relative Standardabweichung TGM	relative Unsicherheit TGM (Δ_{TGM})	relative Standardabweichung DKGZM	relative Unsicherheit DKGZM (Δ_{DKGZ})
	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]
1	69	0,4	1,5	1,3	1,8
2	75	0,7	1,6	1,9	1,6
3	8	0,5	1,6	1,2	1,4

Tabelle 5.9: Testtag 16, Vergleich relative Standardabweichung und relative Messunsicherheit der TGM und der DKGZM

Diskussion der Fehlerbetrachtung

Ein Maß für die zufälligen Abweichungen der Einzelmesswerte vom Mittelwert ist die Standardabweichung. Für voneinander unabhängige und gaußverteilte Abweichungen der Messwerte vom wahren Wert entspricht diese der mit Gaußscher Unsicherheitsfortpflanzung erhaltenen Unsicherheit des Messergebnisses. Mit dem Vergleich der Standardabweichung einer Messreihe und der berechneten Messunsicherheit der entsprechenden Messwerte kann demnach die Abschätzung der fortgepflanzten Unsicherheit bewertet werden.

Die Abschätzung der Unsicherheit der DKGZM liegt an den Testtagen 14, 15 und 16 im Bereich der Standardabweichungen der Messreihen. Die abgeschätzte Unsicherheit entspricht folglich der tatsächlichen Unsicherheit des Messsystems.

Die Abschätzung der Unsicherheit der TGM ist an denselben Testtagen jeweils etwa dreimal größer als die Standardabweichungen der Messreihen. Die Unsicherheiten der Einzelkomponenten sind die Basis dieser Abschätzung. Es wird in diesem Fall davon ausgegangen, dass eine oder mehrere Komponenten der TGM genauer messen als die Hersteller angeben.

Bei der Fortpflanzung der verschiedenen Unsicherheiten der Einzelkomponenten zu der Unsicherheit des gesamten Massenstroms wird die Gewichtung einzelner Unsicherheitskomponenten nicht berechnet. Dies ist aufgrund der zufrieden stellenden statistischen Unsicherheit nicht nötig.

Für die Bewertung der TGM werden die Ergebnisse der Testtage 14, 15 und 16 herangezogen. Die ausgewerteten Daten dieser Messungen sind im Abschnitt 5.5 dargestellt. Die statistischen Messunsicherheiten der beiden Verfahren sind mit max. 1,6% für die TGM und 1,8% für die DKGZM zufrieden stellend.

Die relative Abweichung der TGM von der Referenzmessung ist an jedem ausgewerteten Lastpunkt kleiner als 2,1%. Sie weist an Testtag 14 und 16 einen deutlichen systematischen Einfluss auf. Mit dem Absenken der Drehzahl N1 vergrößert sich an diesen Tagen die Abweichung. An Tag 15 lässt sich dies nicht beobachten. Die Abweichung an Testtag 14 nimmt auch mit der Zeit zu. Das heißt, die Abweichung ist veränderlich und wahrscheinlich auf zwei oder mehrere überlagerte, systematische Unsicherheiten zurückzuführen. Diese Unsicherheiten sind unbekannt und können deshalb nicht korrigiert werden. Die abgeschätzte statistische Messunsicherheit der TGM muss folglich um systematische Unsicherheiten ergänzt werden. Diese Einflüsse sind wahrscheinlich auf die Nichterfüllung der Annahmen von „vollständiger Durchmischung“ und „SF₆-Umgebungskonzentration 0 ppm“ zurückzuführen. Es wird vermutet, dass der Einfluss des Abblasventils sich auf die Durchmischung von TG und Luft in der Anlage und die TG-Umgebungskonzentration auswirkt. Die wenigen Testtage, die unbekanntes Strömungsverhältnisse in der Maschine und die begrenzte Messtechnik lassen keine genaue Aussage

zu. Eine Aussage über die Genauigkeit der TGM bei Turbinendrehzahlen oberhalb des getesteten Drehzahlbereichs ($N1 = 69-83 \%$) ist nicht möglich.

5.6 Klimaschaden durch die Tracergas Messung

Schwefelhexafluorid (SF_6) hat laut der Klimakonvention der Vereinten Nationen (United Nations Framework Convention on Climate Change UNFCCC) das stärkste bekannte Treibhausgas Potential [UNF 95].

Danach beträgt das relative Treibhausgaspotential (Global Warming Potential, GWP) von SF_6 bezogen auf 100 Jahre 22.800. Als Vergleichswert dient Kohlendioxid (CO_2). Damit ist 1 kg Schwefelhexafluorid in der Atmosphäre, über einen Zeitraum von 100 Jahren betrachtet, genauso „klimaschädlich“ wie 22.800 kg freigesetztes CO_2 . Der Abbau von SF_6 in der Atmosphäre durch solare UV-Strahlung dauert ca. 3.200 Jahre.

Bei Betrieb der Tracergas Messung werden minütlich 60 mln SF_6 freigesetzt. Mit dem Molaren Volumen des idealen Gases (22,413 l/mol) und der Molaren Masse von SF_6 (146,1 g/mol) lässt sich mit Gleichung 7.25 daraus der SF_6 Massenstrom berechnen. Wird der emittierte SF_6 -Massenstrom mit dem GWP Faktor von SF_6 multipliziert, so erhält man die äquivalente CO_2 -Emission.

$$V_m = 22,413 \text{ [l/mol]} \quad (7.25)$$

$$\dot{V}_{\text{SF}_6} = 60 \text{ [mln/min]} \quad (7.26)$$

$$M_{\text{SF}_6} = 146,1 \text{ [g/mol]} \quad (7.27)$$

$$\dot{m}_{\text{SF}_6} = \frac{\dot{V}_{\text{SF}_6} \cdot M_{\text{SF}_6}}{V_m} \quad (7.28)$$

$$\dot{m}_{\text{CO}_2} = \dot{m}_{\text{SF}_6} \cdot \text{GWP}_{\text{SF}_6} \quad (7.29)$$

$$\dot{m}_{\text{CO}_2} = 8,92 \text{ [kg/min]} \quad (7.30)$$

Im Zeitraum der Messungen wurde etwa 45 Stunden lang SF_6 freigesetzt (60 mln/min). Der dadurch entstandene Klimaschaden entspricht nach obiger Rechnung einer CO_2 -Emission von 24000 kg.

Mit einer durchschnittlichen monatlichen CO_2 -Emission von etwa 0,83 Tonnen pro Kopf entspricht der Klimaschaden der Messung dem Klimaschaden durch die monatlichen Energieaufwendungen von 28 Menschen in der Bundesrepublik Deutschland [EAN 08].

6 Ergebnis und Ausblick

Die statistische Auswertung der TG-Messungen und die mit Gauß'scher Fehlerfortpflanzung ermittelte Unsicherheit des Tracergas-Messsystems zeigen übereinstimmend, dass mit der Tracergas-Messmethode und der verwendeten Messtechnik Messgenauigkeiten im Bereich von 1-2 % erzielt werden können (siehe Tabelle 5.7, 5.8, 5.9).

Die während dieser Arbeit gewonnenen Erkenntnisse bezüglich der konkreten technischen Umsetzung und der anlagenspezifischen Grundvoraussetzungen bilden die Grundlage für zukünftige Anwendungen der Tracergas-Massenstrommessung an solaren Gasturbinen. In diesem Zusammenhang hat sich gezeigt, dass die Tracergas-Massenstrommessung einen vergleichbaren technischen Aufwand erfordert wie beispielsweise eine konventionelle staurohrbasierte Massenströmmessung. Besonders die Montage des Entnahmeluft-Abzweigs ist aufwändig, weil dafür eine druck- und temperaturfeste Rohrverbindung zur Luftleitung der Receiver hergestellt werden muss.

Am vorliegenden Anlagentyp hat die Tracergas-Massenstrommessung zu erheblichen Komplikationen geführt. Die Messung des Luftmassenstroms in den Receivern und ein genauer Abgleich der beiden Messmethoden waren nicht möglich. Das während der Messungen permanent geöffnete Abblasventil am Verdichter und der Kühlluft Bypass verhinderten die Messung des Luftmassenstroms durch die Luftreceiver. Die Zielsetzungen des Arbeitspakets 5 im QUARZ-CSP Projekt wurden deshalb nur teilweise erfüllt. Die darin vorgesehenen TG-DKGZ-Vergleichsmessungen haben zwar zur Identifizierung von zwei systematischen Unsicherheiten der TG -Messung geführt, ein ungestörter Abgleich der beiden Messverfahren war durch die Funktion des Abblasventils jedoch nicht möglich. Die Einflüsse des Abblasventils auf die Rezirkulation von Tracergas und die TG-Luft-Durchmischung in der Anlage sind unklar und konnten im Rahmen dieser Arbeit nicht untersucht werden. Daraus resultieren unbekannte, anlagenspezifische und systematische Unsicherheiten der Tracergas-Messung, denen mit konzeptionellen Veränderungen begegnet werden kann (siehe Abschnitt 6.1).

Im Arbeitspaket 5 des QUARZ-CSP Projekts war ebenfalls die Entwicklung eines Messsystems zur Massenströmmessung heißer Luftströme vorgesehen. Das verwendete Tracergas SF_6 zerfällt bei Temperaturen oberhalb von ca. 500 °C [BGI 04] und ist somit temperaturbedingt nur begrenzt für eine TG-Messung durch die bis zu 1000 °C heißen Luftreceiver geeignet.

Durch die Freisetzung von Schwefelhexafluorid hat der Einsatz des Tracergas-Messverfahrens einen nicht unerheblichen negativen Umwelteinfluss (siehe Abschnitt 5.6). Diese Tatsachen sollte bei jeder weiteren Anwendung dieses Messverfahrens genauestens bedacht und berücksichtigt werden.

Aus den Komplikationen während der Messungen werden die Anforderungen an eine Anlage hinsichtlich ihrer Eignung für eine TGM deutlich. Bezüglich zukünftiger Anwendungen lassen sich klare Anforderungen an die Anlage formulieren:

Die vollständige Durchmischung der Strömung an der Messstelle muss gewährleistet sein.

Bypass- und Zuströmungen im Bereich der TG-Messstrecke müssen ausgeschlossen sein.

Die Rezirkulation von TG ist auszuschließen.

Unbekannte systematische Messunsicherheiten der TG-Messung, wie sie sich im Verlauf dieser Arbeit zeigten, können damit vermieden werden. Diese Anforderungen entsprechen den Annahmen der TGM wie sie in Abschnitt 3.2.1 beschrieben sind.

6.1 Konzeptionelle Verbesserungen der Tracergas-Messmethode

Für die zukünftige Vermeidung systematischer Unsicherheiten der TGM werden anschließend mögliche konzeptionelle Verbesserungen vorgestellt. Die Lösungsansätze und Ideen beziehen sich dabei alle auf den vorliegenden Anlagentypen.

Zukünftig sollte der Luftmassenstrom unmittelbar vor oder in den Receivern gemessen werden. Dafür ist ein Positionswechsel der TG-Messstrecke „in“ die Receiver notwendig (Verlegen der Messstelle). So werden die systematischen Einflüsse des Abblasventils und des Kühlluft-Bypasses auf die Messunsicherheit der TGM vermieden.

Eine Verlegung der Messstelle in die Receiver bedeutet, dass das Tracergas in der Rohrleitung vor dem Niedertemperaturrohrreceiver eingeleitet wird. Luft und TG mischen sich folglich in den Receivern. Im weiteren Strömungsverlauf zwischen oder hinter den Receiver-Modulen wird die Entnahmeluft abgezweigt. Die Frage nach der genauen Position vollständiger Durchmischung und der Position des Entnahmeluft-Abzweigs kann an dieser Stelle nicht beantwortet werden. Unabhängig davon gehen aus der Verlegung der Messstelle jedoch die Anforderungen an die Messtechnik hervor.

Diese Anforderungen sind im Folgenden in Anforderungen an das TG, die TG-Einleitung und die Probenentnahme unterteilt.

Anforderungen an das Tracergas

Schwefelhexafluorid kann als TG bis zu einer maximalen Temperatur von etwa 500 °C eingesetzt werden. Bei höheren Temperaturen kommt es zu thermischer Dissipation des SF₆ und somit zu Veränderungen der SF₆-

Konzentration im Luftstrom. Vor diesem Hintergrund ist der Einsatz von SF₆ nur dann sinnvoll, wenn TG und Luft vollständig gemischt sind und die Konzentration gemessen ist, bevor das Gemisch die Temperatur von 500 °C überschreitet. Eine denkbare Lösung für dieses Problem ist die Probenentnahme hinter dem ersten oder eventuell dem zweiten Luftrezeiver. Lässt sich in den Receivern vor dem Erreichen der Gemischtemperatur von 500 °C keine vollständige Durchmischung erzielen, so kann der Einbau eines zusätzlichen Mischers in Betracht gezogen werden. Dabei ist der Einfluss des zusätzlichen Druckverlusts durch den Mischer zu berücksichtigen.

Alternativ zum Einsatz von SF₆ soll hier die Verwendung von Kohlenstoffdioxid als Tracergas erörtert werden. Laut LUMASENSE ist CO₂ das einzige hochtemperaturfeste Tracergas [LST 08B]. Somit hat der Einsatz von CO₂ zwei augenscheinliche Vorteile gegenüber der Verwendung von SF₆. CO₂ ist hochtemperaturfest und hat ein deutlich geringeres relatives Treibhausgas-Potenzial als Schwefelhexafluorid.

CO₂ ist ein Aktivgas. Es zerfällt jedoch erst bei sehr hohen Temperaturen in Kohlenmonoxid und Sauerstoff. Bei atmosphärischem Druck und unter Abwesenheit von freiem Kohlenstoff liegt das Gleichgewicht bei 1200 °C erst zu 0,032 % auf der Seite des Kohlenmonoxids [HOW 07]. Somit kann CO₂ im Temperaturbereichen geschlossener Solarreceiver (bis 1000 °C) als inert betrachtet werden. Unter der Bedingung, dass in den Receivern kein freier Kohlenstoff vorliegt ist der Einsatz von Kohlenstoffdioxid als Tracergas für die Massenstrommessung durch alle drei Receiver also grundsätzlich möglich. Ist jedoch freier Kohlenstoff in den Receivern vorhanden, dann beginnt die Dissoziation des Kohlenstoffdioxids bereits etwa bei 400 °C.

Bei der Verbrennung in der Brennkammer entsteht CO₂, welches die CO₂-Konzentration im Luftstrom verändert. Aus diesem Grund ist das Abzweigen der Luft nach der Brennkammer unsinnig. Die Luftentnahme für die Konzentrationsmessung muss folglich vor der Brennkammer erfolgen.

Im August 2008 liegt CO₂ im globalen Mittel mit 385 ppm in der Atmosphäre vor [MLO 08]. Die lokale Umgebungskonzentration kann allerdings durch CO₂-Emissionen und jahreszeitliche Schwankungen davon abweichen. Aus diesem Grunde muss für eine präzise TG-Massenstrommessung mit CO₂ dessen Umgebungskonzentration während der gesamten Messung erfasst werden. Diese „zusätzliche“ Konzentrationsmessstelle macht einen zweiten Gasmonitor oder einen Gasmonitor mit zwei unabhängigen Messkammern erforderlich.

Damit der Gasmonitor die Konzentrationszunahme in der Luft durch den zugegebenen Anteil CO₂ möglichst genau messen kann, sollte nach Angaben von LUMASENSE die Gesamtkonzentration am Messpunkt etwa 10- bis 100-mal größer sein als die CO₂-Umgebungskonzentration. Im Vergleich zum SF₆-Volumenstrom muss dafür ein 3000- bis 30.000-mal grö-

ßerer Volumenstrom CO_2 eingeleitet werden. Dies ergibt stündliche CO_2 -Aufwendungen von 20 bis 200 kg. Nach Gleichung 7.29 beträgt die stündliche äquivalente CO_2 -Emission durch die TGM mit SF_6 535 kg. Damit ist der Klimaschaden bei einer Messung mit CO_2 um den Faktor 2,7 bis 27 kleiner gegenüber der Messung mit SF_6 .

Tracergas-Einleitung

Die Einleitung des Tracergases in die druckbeaufschlagten Rohrleitung vor dem Niedertemperaturreceiver macht eine druckfeste Einleitung und eine Massenstromdosierung für variable Gegendrücke notwendig (siehe Abschnitt 4.2.1).

Entnahme

Bedingt durch die hohen Temperaturen hinter bzw. zwischen den Receivern, ist für die Probenluftentnahme eine Luftkühlung, eine einstellbare Drosselung und ein Diffusor erforderlich (siehe Abschnitt 4.2.2).

6.2 Technische Verbesserungen der Tracergas-Messmethode

Die TGM, wie sie in der Arbeit beschrieben ist, ist in ihrer technischen Ausführung als ein Prototyp zu betrachten. Im Verlauf der Messungen haben sich technische Verbesserungsmöglichkeiten gezeigt, die sich im Rahmen der Arbeit aus zeitlichen und monetären Gründen nicht umsetzen ließen. Im Folgenden werden konkrete Anregungen für technische Verbesserungen gegeben. Die Verbesserungsvorschläge sind den Bauteilen des Tracergas-Messsystems zugeordnet.

Entnahmeluftventil

Es ist sinnvoll, das Entnahmeluftventil als Druckregelventil auszuführen. Dadurch wird die Entnahmeluftmenge lastunabhängig und der Massenstrom bleibt trotzdem einstellbar. Je nach Entnahmelufttemperatur und Temperaturbereich des Druckregelventils muss gegebenenfalls ein Positionswechsel mit dem Luftkühler bedacht werden.

Es bietet sich an die Entnahmeluft durch einen einfachen Durchflussmesser (z. B. Schwebekörperdurchflussmesser) zu leiten, auf diese Weise kann die Tot-Zeit durch die Luftentnahmeleitung, der Messfehler durch die Luftentnahme und die Strömungsgeschwindigkeit in den Leitungen bestimmt werden.

Entnahmeluftkühler

Um den Gasmonitor unbeeinflusst von der Entnahmelufttemperatur betreiben zu können, wäre ein Luftkühler, der die Entnahmeluft lastunabhängig auf 20 °C abkühlt, optimal. Das Gerät sollte nach Möglichkeit nicht wie bisher die Wärme der Entnahmeluft an das Kühlsystem der An-

lage abgeben, sondern beispielsweise durch eine Kompressorkältemaschine gekühlt werden. Die Vorlauftemperatur des Kühlwassers im System liegt in Abhängigkeit der Umgebungstemperatur meist im Bereich von 30-35 °C. Dementsprechend liegt bisher die minimale Entnahmelufttemperatur hinter dem Luftkühler immer knapp über der Kühlwasservorlauftemperatur.

Gasmonitor

Der Gasmonitor ist ein hochpräzises Gerät. Wie die Anwendung im Rahmen dieser Arbeit gezeigt hat, ist auf eine genaue Klimatisierung des Gasmonitors zu achten. Auch wenn das Gerät den Namen „Field-Gasmonitor“ trägt und für den industriellen Einsatz außerhalb eines Labors konzipiert ist, sollte es für gute Messergebnisse unter Laborbedingungen betrieben werden.

SF₆-Armatur

Der während der gesamten Messungen verwendete Druckminderer (Druckregelventil) an der SF₆-Druckflasche sollte gegen ein präzise einstellbares Druckminderer ausgetauscht werden. Jedes Nachstellen am Druckminderer hat einen deutlichen Einfluss auf die Genauigkeit des nachgeschalteten Durchflussreglers. Um überflüssiges Nachstellen zu vermeiden, sollte deshalb der Druckminderer speziell auf die Tracergas-Durchflüsse abgestimmt sein. Bei einer überdimensionierten Druckreduzierung wird häufig nur periodisch Gas nachgespeist (Auf-Zu-Regelung). Dies zeigt sich in Form von periodisch auftretenden Regelschwankungen oder Durchflussänderungen am thermischen Massendurchflussregler. VÖGTLIN, der Hersteller des Massenstromreglers, empfiehlt das Volumen zwischen Druckregelventil und „red-y“ so groß wie möglich zu wählen. Dadurch werden Regeleingriffe des Druckregelventils ausgeglichen. Bei Temperaturen im Bereich von 20 bis 30°C liegt der SF₆-Flaschen-Innendruck bei etwa 20 bis 25 bar. Auf diesen Druck sollte der Messbereich des Flaschendruckbarometers abgestimmt sein.

SF₆-Zuleitung

Bisher wurde für die Zuleitung des Tracergases ein sehr dünnwandiger und empfindlicher Schlauch verwendet. Weil jeder unbemerkte Verlust von Tracergas einen direkten systematischen Einfluss auf die Messgenauigkeit hat, ist es sinnvoll für die TG-Zuleitung einen trittfesten Schlauch zu verwenden. Dies macht den mechanischen Umgang mit dem Schlauch einfacher und erspart überflüssige Druckproben während des Betriebs.

ICP DAS Module

Die verwendeten ICP DAS i-7019 Module fielen während des Testbetriebs regelmäßig aus. Die Module sollten gegen zuverlässigere Bauteile ausgetauscht werden.

Quellenverzeichnis

- [AER 06] Aerzener Maschinenfabrik GmbH: Aerzener Drehkolbengaszähler, www.aerzener.com, Seite 3-6, 2006
- [ALI 96] Allison Engine Company: 250-C20 Series Operation and Maintenance, Typical Engine Airflow, Seite 4, 1996
- [BGI 04] Berufsgenossenschaft der Feinmechanik BGFE und Elektrotechnik: Berufsgenossenschaftliche Informationen für Sicherheit und Gesundheit bei der Arbeit BGI 753 SF6-Anlagen, Juli 1999 aktualisierte Fassung August 2004
- [BON 02A] Karl Walter Bonfig: Technische Durchflussmessung, Vulkan-Verlag, Seite 17-18, 2002
- [BON 02B] Karl Walter Bonfig: Technische Durchflussmessung, Vulkan-Verlag, Seite 67-70, 2002
- [BRU 08A] Armin Brucker: Durchflussmesstechnik, Oldenburg Industrieverlag, Seite 80-81, 2008
- [BRU 08B] Armin Brucker: Durchflussmesstechnik, Oldenburg Industrieverlag, Seite 31-35, 2008
- [EAN 08] Energie Agentur NRW: CO2 Emission pro Kopf in Deutschland, www.energieagentur.nrw.de, abgerufen September 2008
- [HOW 07] Nils Wiberg, Gerd Fischer: Lehrbuch der Anorganischen Chemie, Walter de Gruyter & Co, Seite 893-899, 2007
- [ITA 03] INTRA-AUTOMATION GmbH: ITABAR-Durchflußsonde Typ IBR Betriebsanleitung, Seite 8, 2003
- [LST 08A] LumaSense Technologies: Produktinformation, Photoacoustic Field Gas Monitor - Innova 1412, www.lumasenseinc.com/innova_1412.html, abgerufen September 2008
- [LST 08B] Thorsten Kanuf: LumaSense Technologies, persönliche Mitteilung, 2008
- [MLO 08] Mauna Loa Observatory, part of the National Oceanic and Atmospheric Administration - Earth System Research Laboratory - Global Monitoring Division: Atmospheric Carbon Dioxide - Global, www.esrl.noaa.gov/gmd/ccgg/trends/index.html#global, abgerufen September 2008
- [PIZ 02] Robert Pitz-Paal, Reiner Buck, Bernhard Hoffschmidt: Solarturmkraftwerkssysteme, Forschungsverbund Sonnenenergie, FVS Themen, Seite 26-27, 2002
- [PIZ 06] Robert Pitz-Paal: Vorlesungsunterlagen zum Fach „Grundlagen der Solartechnik“ an der RWTH Aachen, 2006

-
- [RLR 08A] Rolls Royce: Produktbeschreibung der Modellreihe 250, www.rolls-royce.com/civil_aerospace/products/helicopters/model-250/default.jsp, abgerufen September 2008
- [RLR 08B] Dieter Bernhard: Rolls Royce Deutschland, persönliche Mitteilung, 2008
- [RÖG 05] Marc Röger: Fensterkühlung für solare Hochtemperatur-Receiver, Dissertation, Fortschritt-Berichte VDI, Reihe 6, VDI Verlag, Seite 8, 2005
- [UNF 95] UNFCCC: The Science of Climate Change, Summary for Policymakers and Technical Summary of the Working Group I Report, http://unfccc.int/ghg_data/items/3825.php, Seite 22, 1995
- [URI 04] Uri Fisher, Chemi Sugarmen, Arik Ring, Joseph Sinai: Gas Turbine "Solarization"-Modifications for Solar/Fuel Hybrid Operation, Journal of Solar Energy Engineering, Vol. 126, Seite 872-878, 2004
- [URI 08] Uri Fischer: Ormat Technologies Inc., persönliche Mitteilung, 2008

Anhang

Tabelle A1:	Datenpunktliste	73
Tabelle A2:	Testplan	74
Tabelle A3:	Checkliste	75
Abbildung A1:	Länge von Ein- und Auslaufstrecke, ITABAR [®] Staurohrmessung [ITA 03]	76
Abbildung A2:	Gasmonitorrückseite, Probenentnahmeleitung am Diffusor, Diffusor mit Papiermanschette.....	77
Abbildung A3:	Gasmonitor, Probenentnahmeleitung am Schlauch, ohne Diffusor	77
Abbildung A4:	Staurohr mit Temperatursensor Pt100 Ω und Differenzdrucksensor.....	78
Abbildung A5:	Verdichter mit Abblasventil	78
Abbildung A6:	Der Weg der Entnahmeluft vom Abzweig durch das Einstellventil zum Luftkühler	79
Abbildung A7:	Übergang Rohr-Verdichter, Gummimanschette, Schlauchanschluss	79
Abbildung A8:	Tragende Stahlstruktur, DKGZ, Generator	80
Abbildung A9:	Startklappe und Prallblech.....	81
Abbildung A10:	Grafische Benutzeroberfläche des Massendurchflussreglers	82
Abbildung A11:	Graphische Benutzeroberfläche des Labview Programms, oben Konzentrationsverlauf, unten Verlauf berechnete Massenströme.....	82
Abbildung A12:	Luft Eintritt DKGZ, Drosselblech vor unterem DKGZ	83
Abbildung A13:	DKGZ, Zählwerk mit Impulsgeber	84
Abbildung A14:	Messwarte mit Gasmonitor, Messrechner, SF ₆ - Dosierung und SF ₆ -Druckflasche	84
Abbildung A15:	Schaltkasten, Pt100 Ohm am oberen und unteren DKGZ	85
Abbildung A16:	Einfluss druck- und temperaturabhängiger Unsicherheiten des Gasmonitors auf die TGM,	85
Abbildung A17:	Kupferrohrwendel für TG-Einleitung und Pt100 Ω am Luft eintritt des oberen DKGZ	86
Abbildung A18:	Schaltplan Datenerfassung	87

Tabelle A1: Datenpunktliste

Nr. Name	Sensor	Einheit	Signal	Signal		Bereich der Messung	Messstelle	Klemme		ICP	ICP Modul	
				Typ	Signalbereich			ICP	Modul			
OPC Daten												
1	ΔP_Sonde	Diff.-druck-Sensor	mbar	mA	AI	4-20mA	Sonde	3	2	7019	2 7019	
2	P_Sonde	Drucksensor	barg	mA	AI	4-20mA	Sonde	4	2	7019	2 7019	
3	P_Amb	Barom. PTB110	hPa	V	AI	0,167V - 5,005V	900hPa - 1050hPa	Messrechner	0	1	7019	1 7019
4	ΔP_Zuleitung	Diff.-druck-Sensor	mbar	mA	AI	4-20mA	0(-30mbar)	DKGZ	1	2	7019	2 7019
5	T_Entnahme	Thermoelement	°C	mV	AI	—	10-40°C	Luftkühler	0	2	7019	2 7019
6	T_Eintritt_oben	Pt 100 Ω	°C	mV	AI	—	10-40°C	Lufttritt	0	3	7033	3 7033
7	T_Eintritt_unten	Pt 100 Ω	°C	mV	AI	—	10-40°C	Lufttritt	1	3	7033	3 7033
8	T_Sonde	Pt 100 Ω	°C	mA	AI	4-20mA	hinten der Sonde	2	2	7019	2 7019	
9	Impuls_oben	Impulsgeber	1	—	DI	—	—	DKGZ	0	4	7055	4 7055
10	Impuls_unten	Impulsgeber	1	—	DI	—	—	DKGZ	1	4	7055	4 7055
11	m_SF6_ist	flowmeter red-y	min/min	mA	AI	4-20mA	0-60ml	SF6 Zuleitung	1	1	7019	1 7019
12	f_oben	Impulsgeber	1/s	mA	AI	4-20mA	0-50Hz	DKGZ	5	2	7019	2 7019
13	f_unten	Impulsgeber	1/s	mA	AI	4-20mA	0-50Hz	DKGZ	6	2	7019	2 7019
(optional 19)	m_SF6_soll	flowmeter red-y	min/min	mA	AO	4-20mA	0-60ml	SF6 Zuleitung	0 out	0	7024	0 7024
ODBC Daten												
15	Zeit_Moni	Gasmonitor	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
16	C_SF6	Gasmonitor	ppm	—	SW	—	0,006 - 50 ppm	Entnahmestelle	—	—	—	—
17	C_H2O	Gasmonitor	ppm	—	SW	—	0 ppm - *	Entnahmestelle	—	—	—	—
18	P_Moni	Gasmonitor	hPa	—	SW	—	900 - 1050hPa	Messrechner	—	—	—	—
Software- signale												
19	m_SF6_soll	flowmeter red-y	min/min	USB	SW	—	0-60ml	SF6 Zuleitung	—	—	—	—
rho_luft	berechnet	berechnet	kg/m³	—	SW	—	1-1,2kg/m³	Messrechner	—	—	—	—
m_sds	berechnet	berechnet	kg/s	—	SW	—	0-2Kg/s	Messrechner	—	—	—	—
m_dkgz_oben	berechnet	berechnet	kg/s	—	SW	—	0-0,55kg/s	Messrechner	—	—	—	—
m_dkgz_unten	berechnet	berechnet	kg/s	—	SW	—	0-0,55kg/s	Messrechner	—	—	—	—
m_dkgz	berechnet	berechnet	kg/s	—	SW	—	0-1,1kg/s	Messrechner	—	—	—	—
m_tg	berechnet	berechnet	kg/s	—	SW	—	0-2Kg/s	Messrechner	—	—	—	—
PC											USB	7563

* 90% Luftfeuchte ohne Auskondensieren

Testplan

Test-tag	Datum	Last (Drehzahl) [% N1]	Betriebszeit [h]	Aktion
1	19.06.08	—	—	erster Betrieb, Probelauf
2	23.06.08	—	—	Synchronisation der DKGZ erprobt
3	24.06.08	—	—	Test der Startklappe
4	25.06.08	69, 72	—	Synchronisation der DKGZ, Messung der Umgebungskonzentration vor dem Eintritt, Einfluss von Rezirkulation aufgenommen
5	26.06.08	71, 72	3:25	Veränderung der Einleitung um dessen Einfluss auf die Durchmischung zu erkennen
6	30.06.08	69, 71, 72, 73, 74	3:28	Cu-Wendel für Einleitung am oberen DKGZ montiert und getestet
7	01.07.08	69, 71, 75, 76, 77;78, 79, 80, 81, 82, 83	4:35	Test von Proben-Luftkühlung vor dem Gasmonitor
8	08.07.08	69, 72, 76, 78	3:41	Kühlung des Gasmonitors, hohe Umgebungstemperaturen simuliert
9	09.07.08	75, 82, 83, 84, 85	3:28	Gehäuse-Zuluftkühlung des Gasmonitors erprobt, Entnahmeluftmenge verändert
10	10.07.08	72, 76, 79, 80, 81, 82	3:41	Entnahmeluft Diffusor erprobt
11	11.07.08	72, 78, 82, 90	2:28	mit offener Startklappe betrieben
12	01.08.08	83	2:57	Klimatisierung für Gasmonitor erprobt, Einfluss von Einleitung auf Durchmischung bei konstantem Betriebspunkt untersucht
13	04.08.08	83	2:42	Einfluss von Entnahmemenge bei konstantem Betriebspunkt untersucht
14	05.08.08	69, 72, 75, 78, 82	4:10	Abweichung TG/DKGZ über Betriebsbereich aufgenommen
15	06.08.08	69, 72, 75, 78, 82	3:57	Abweichung TG/DKGZ über Betriebsbereich aufgenommen
16	07.08.08	69, 75, 82	3:03	Abweichung TG/DKGZ über Betriebsbereich aufgenommen

Tabelle A2: Testplan

Checkliste Massenstrommessung

Vor der Messung

1. Hauptstromversorgung einschalten
2. Messrechner einschalten
3. Stromversorgung für die Messtechnik und den BUS einschalten
4. gegebenenfalls Klimatisierung für Gasmonitor einschalten
5. Gasmonitor einschalten
6. Löschen der letzten Gasmonitor Datenbank
7. Uhrzeitabgleich des Messrechners mit dem Rechner im Kontrollraum
8. Gas-Monitorsoftware "Online" starten und den Messvorgang beginnen
9. Nach der ersten Gas-Monitor-Messung das Labview Programm „SOLHYCO_Massflow“ starten
10. Kontrollieren aller Messwerte auf korrekte Funktion der Sensoren
11. "get red-y" Software starten
12. Kurz vor Testbeginn Gasflasche öffnen, Druckminderer auf 2 bar einstellen
13. An der "Get red-y" Software den SF₆ Durchfluss auf 60 mln/min einstellen
14. -Messung beginnt

Während der Messung-

- IPC DAS Module auf ihre korrekte Funktion Kontrollieren (bei Fehlfunktion Kontrolllampen erloschen) gegebenenfalls neu starten der Module

Nach der Messung-

1. Sofort den SF₆ Durchfluss stoppen und die Gasflasche schließen
2. Sicher aller Daten auf dem Server
3. Löschen aller Daten auf dem Messrechner
4. Messrechner herunterfahren und alle Geräte abschalten

Tabelle A3: Checkliste

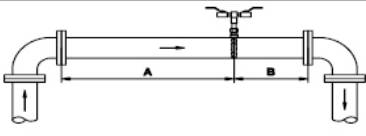
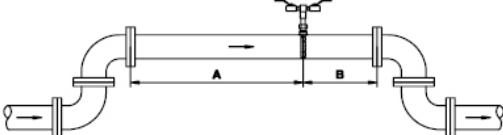
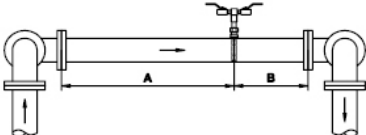
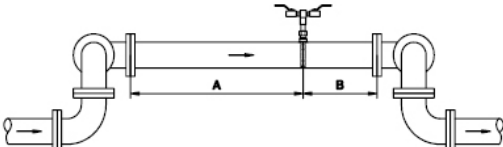
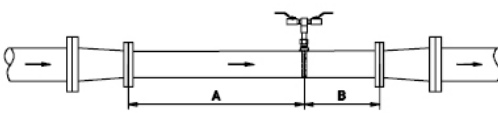
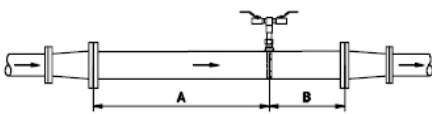
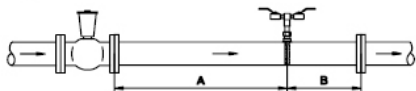
D=Rohrdurchmesser	A=Einlauf	B=Auslauf
	7	3
	9	3
	17	4
	18	4
Einschnürung der Rohrleitung 	7	3
Erweiterung der Rohrleitung 	7	3
Regelorgan 	24	4

Abbildung A1: Länge von Ein- und Auslaufstrecke, ITABAR® Staurohrmessung [ITA 03]

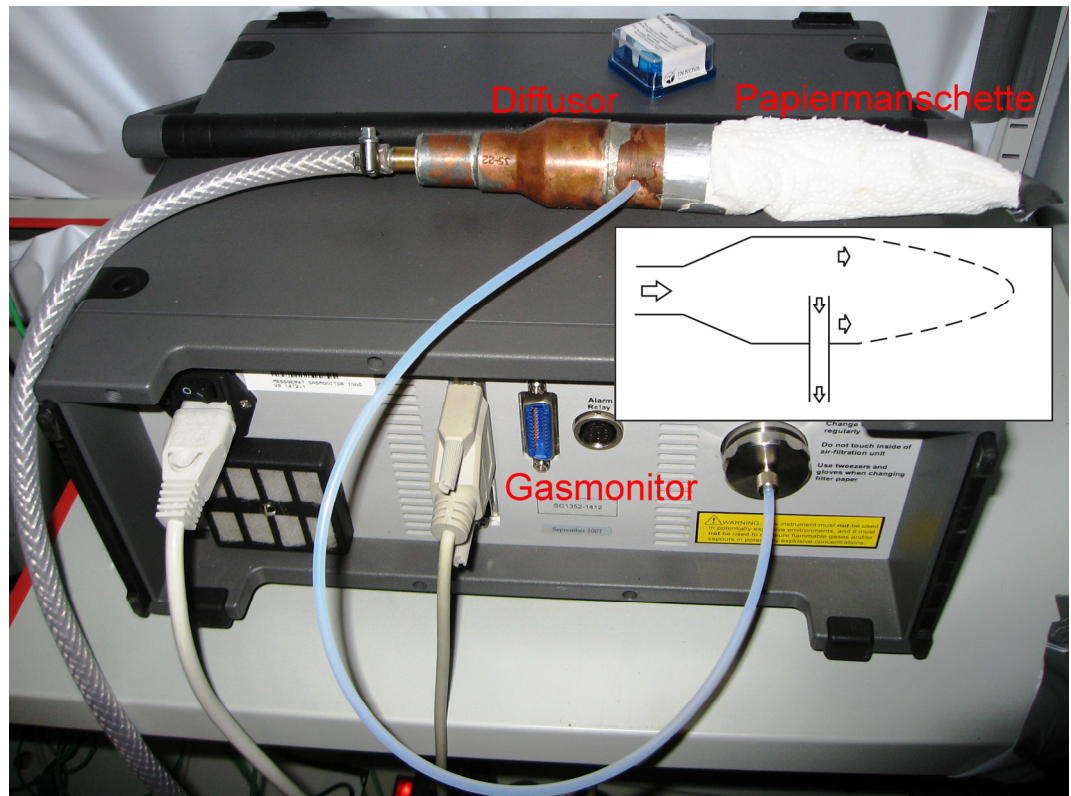


Abbildung A2: Gasmonitorrückseite, Probenentnahmeleitung am Diffusor, Diffusor mit Papiermanschette

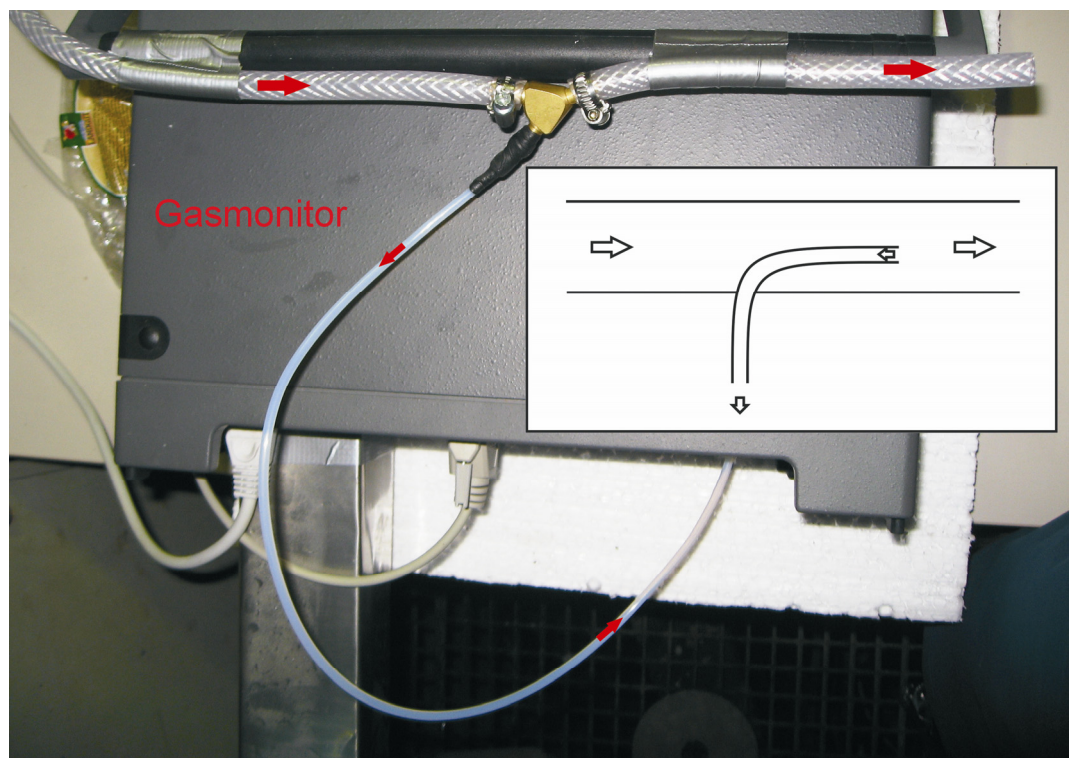


Abbildung A3: Gasmonitor, Probenentnahmeleitung am Schlauch, ohne Diffusor

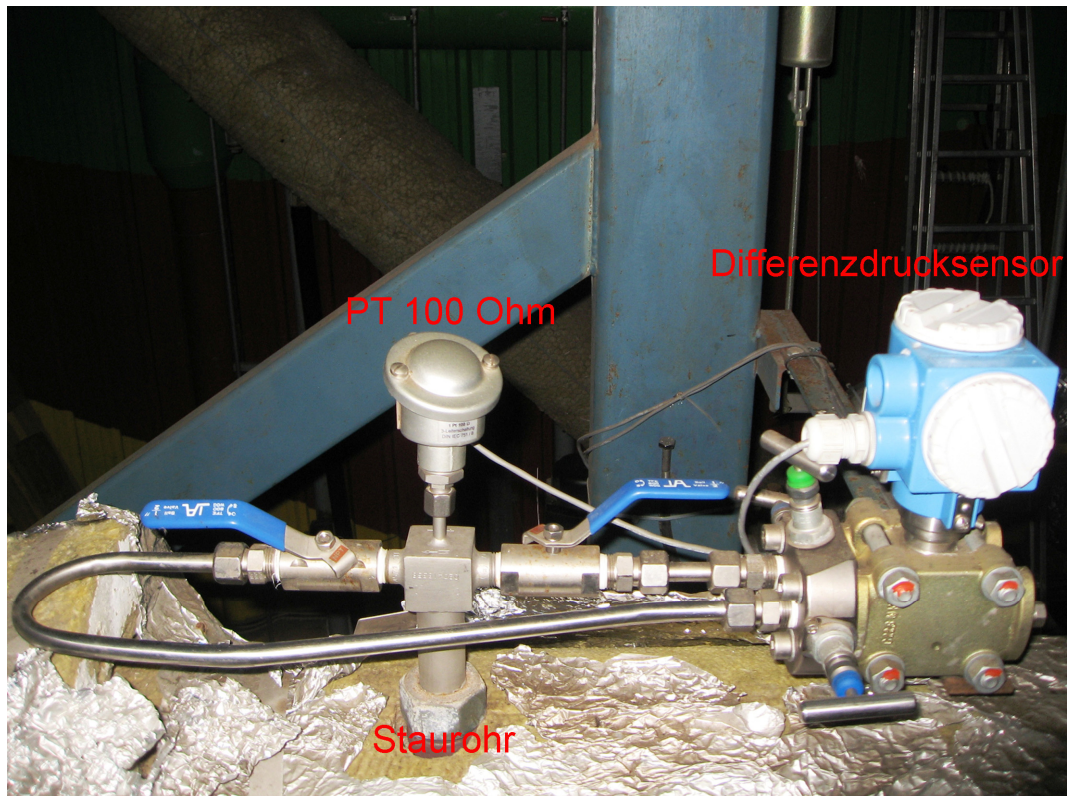


Abbildung A4: Staurohr mit Temperatursensor Pt100 Ω und Differenzdrucksensor

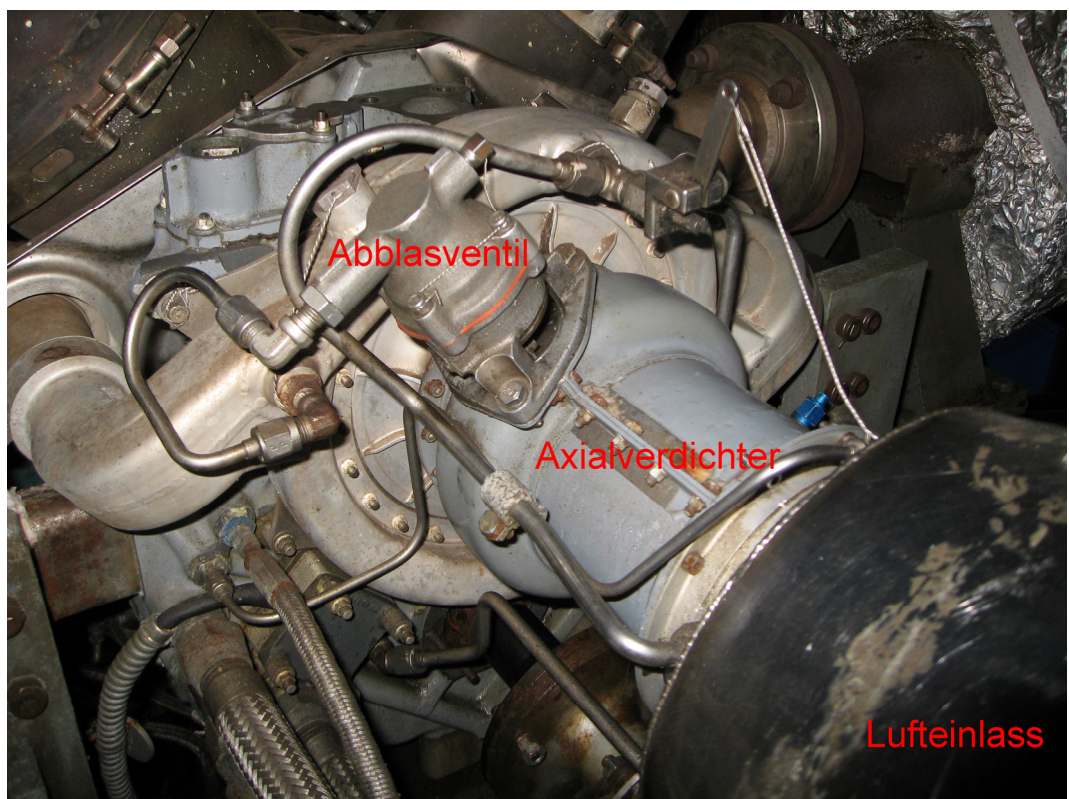


Abbildung A5: Verdichter mit Abblasventil

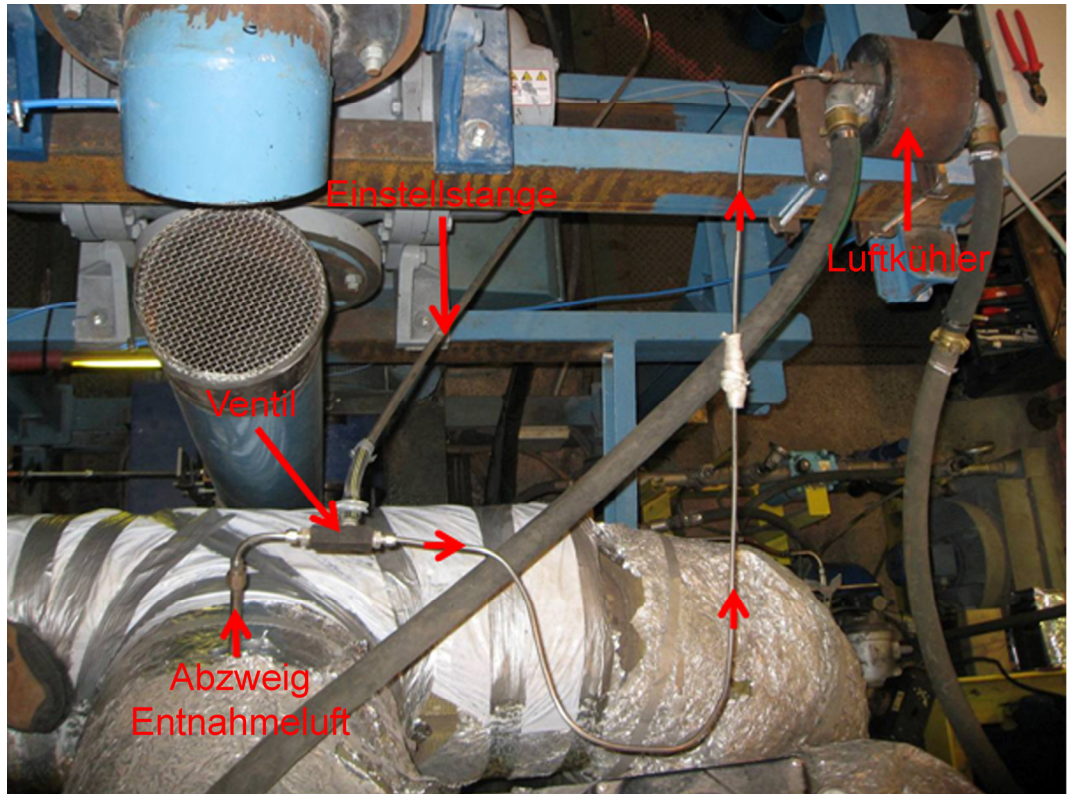


Abbildung A6: Der Weg der Entnahmeluft vom Abzweig durch das Einstellventil zum Luftkühler

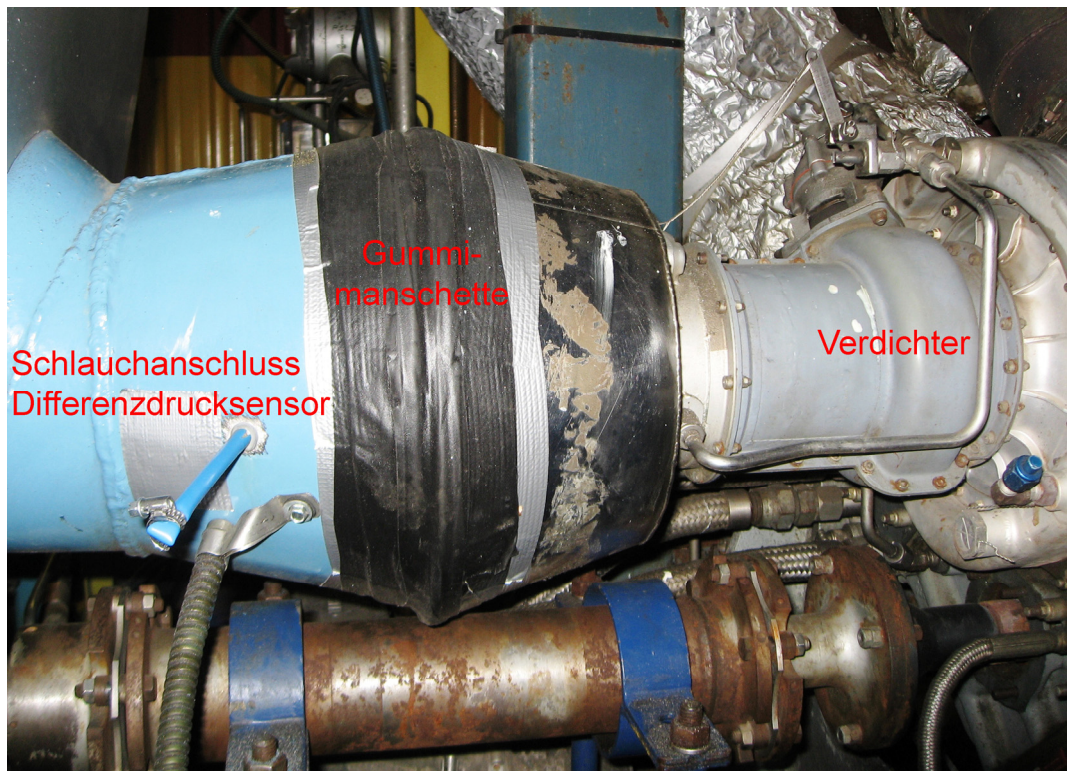


Abbildung A7: Übergang Rohr-Verdichter, Gummimanschette, Schlauchanschluss

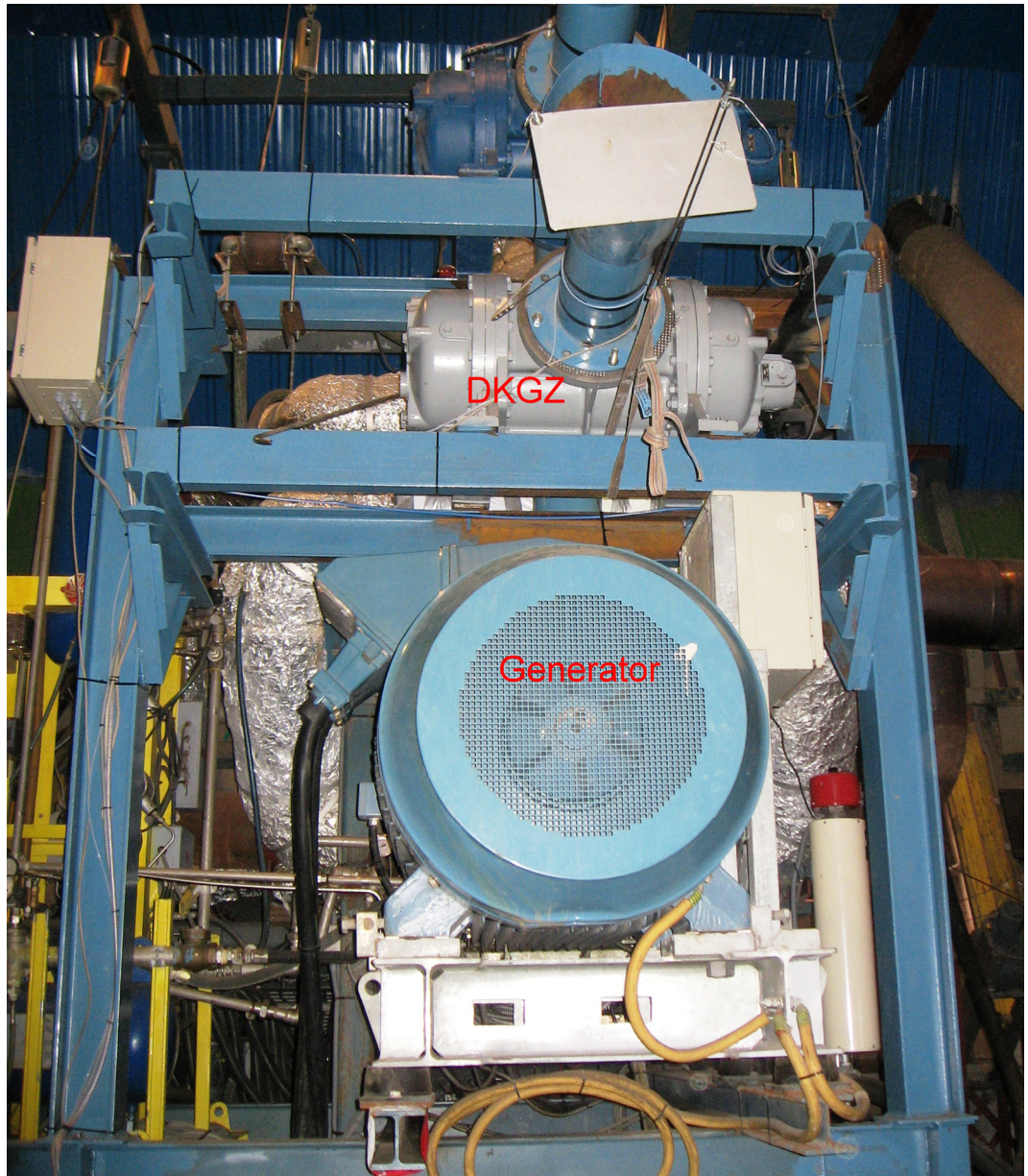


Abbildung A8: Tragende Stahlstruktur, DKGZ, Generator

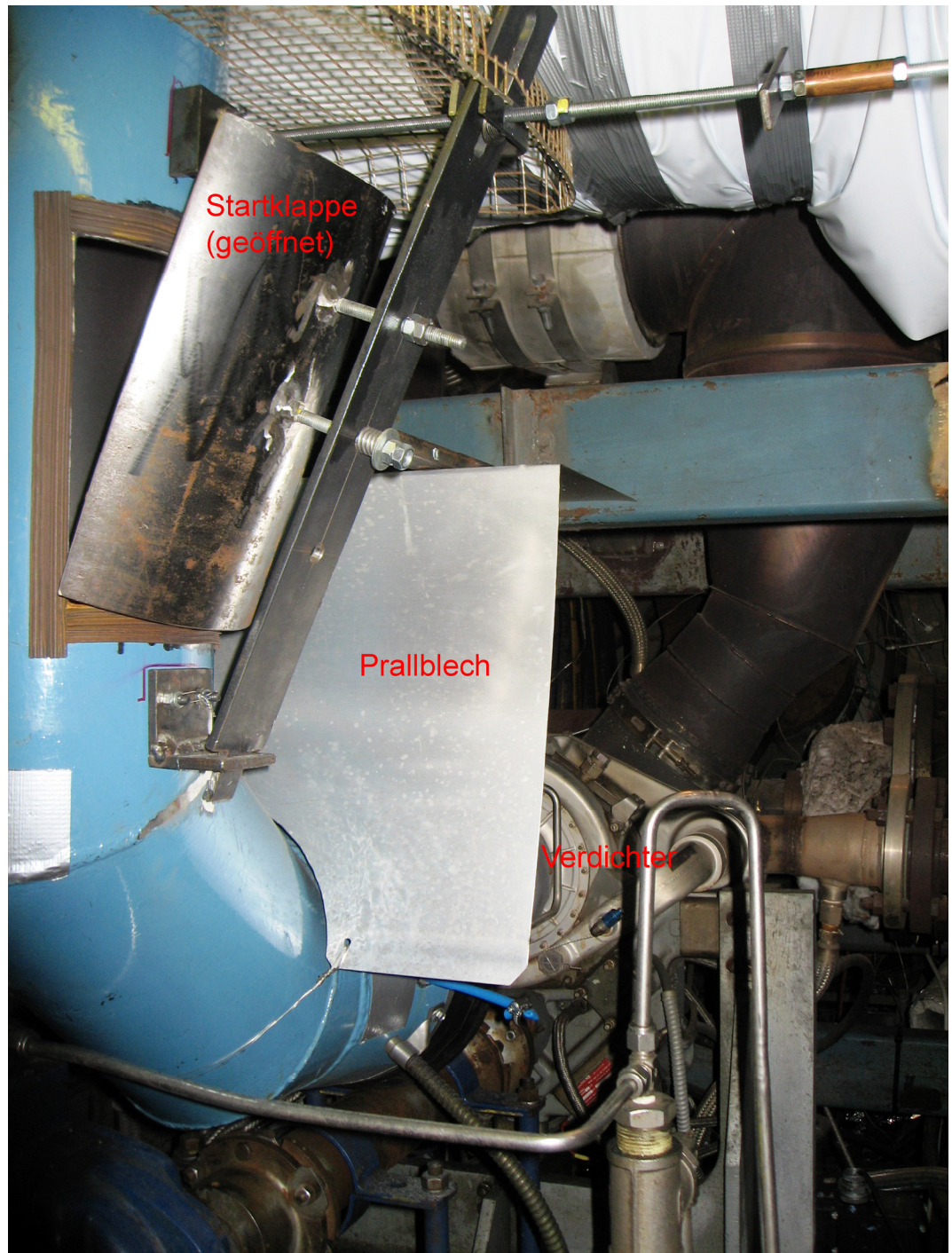


Abbildung A9: Startklappe und Prallblech

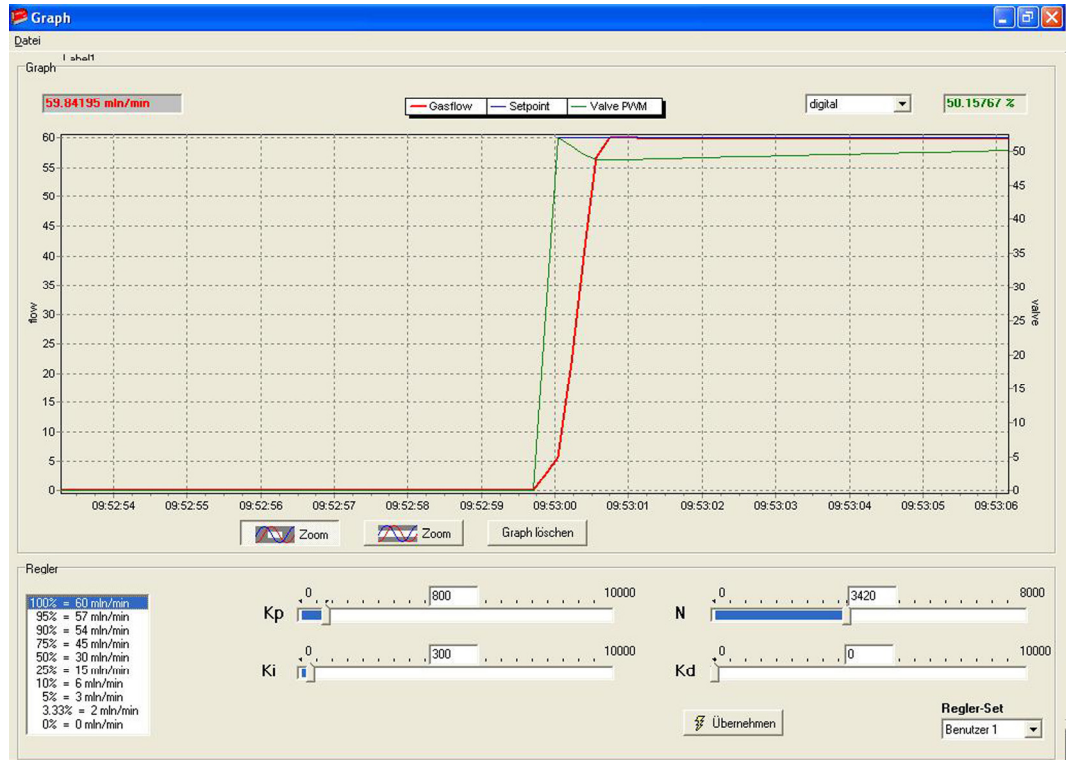


Abbildung A10: Grafische Benutzeroberfläche des Massendurchflussreglers

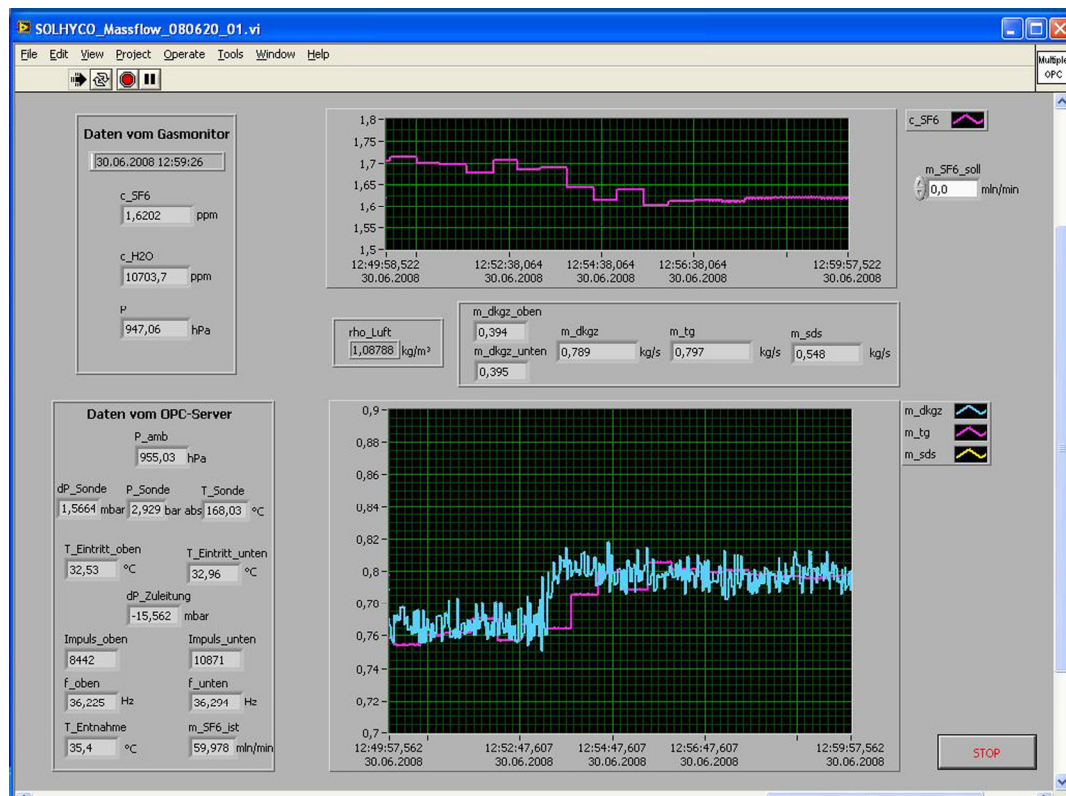


Abbildung A11: Graphische Benutzeroberfläche des Labview Programms, oben Konzentrationsverlauf, unten Verlauf berechnete Massenströme

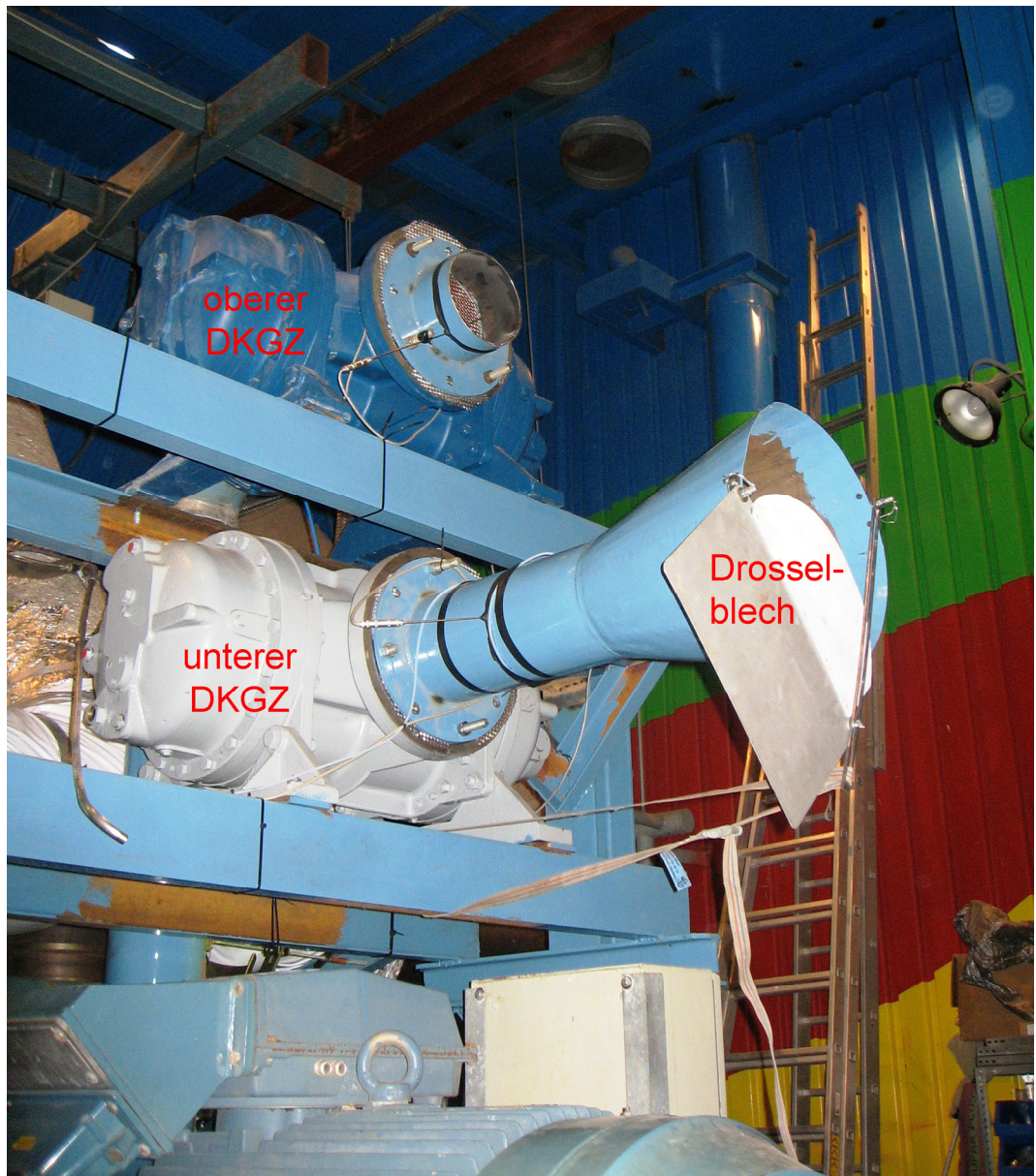


Abbildung A12: Lufteintritt DKGZ, Drosselblech vor unterem DKGZ

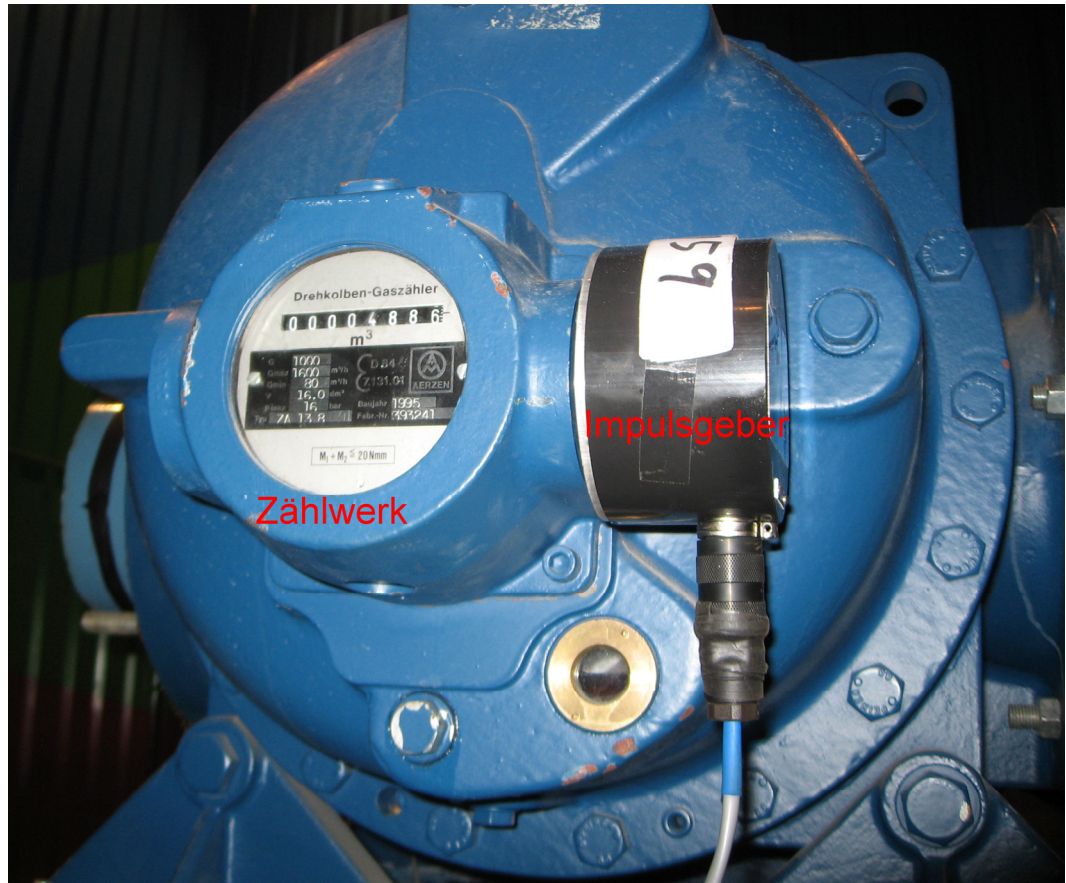
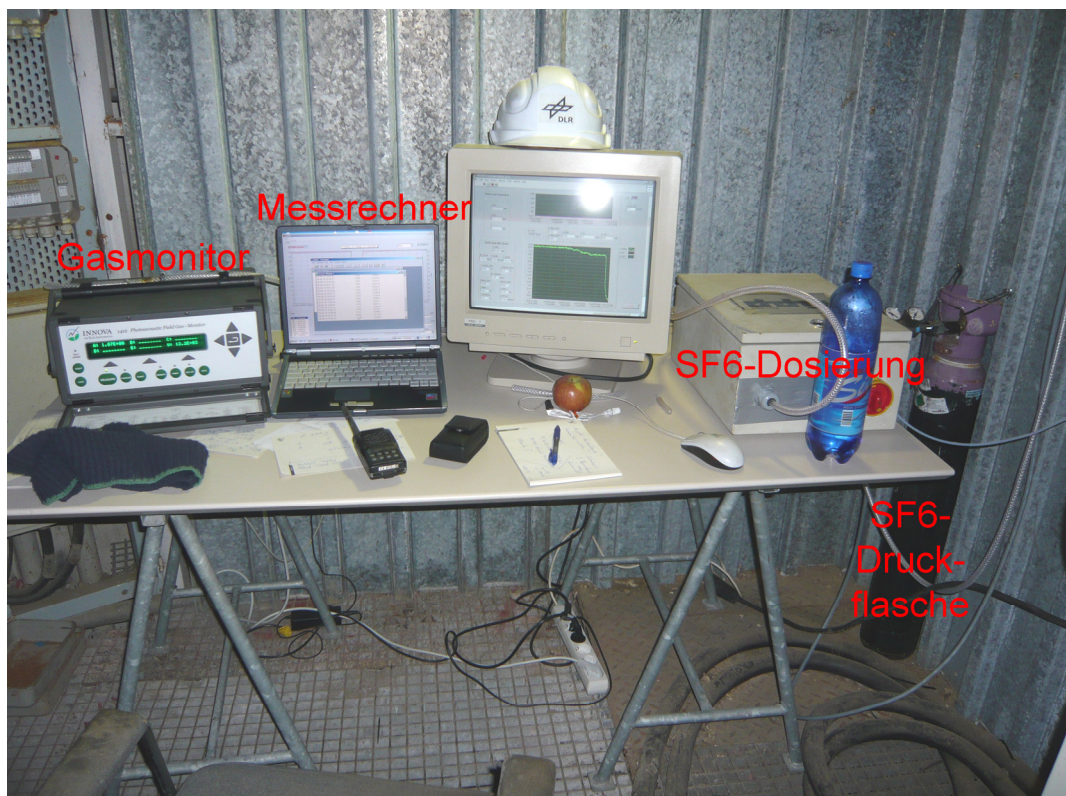


Abbildung A13: DKGZ, Zählwerk mit Impulsgeber

Abbildung A14 Messwarte mit Gasmonitor, Messrechner, SF₆-Dosierung und SF₆-Druckflasche

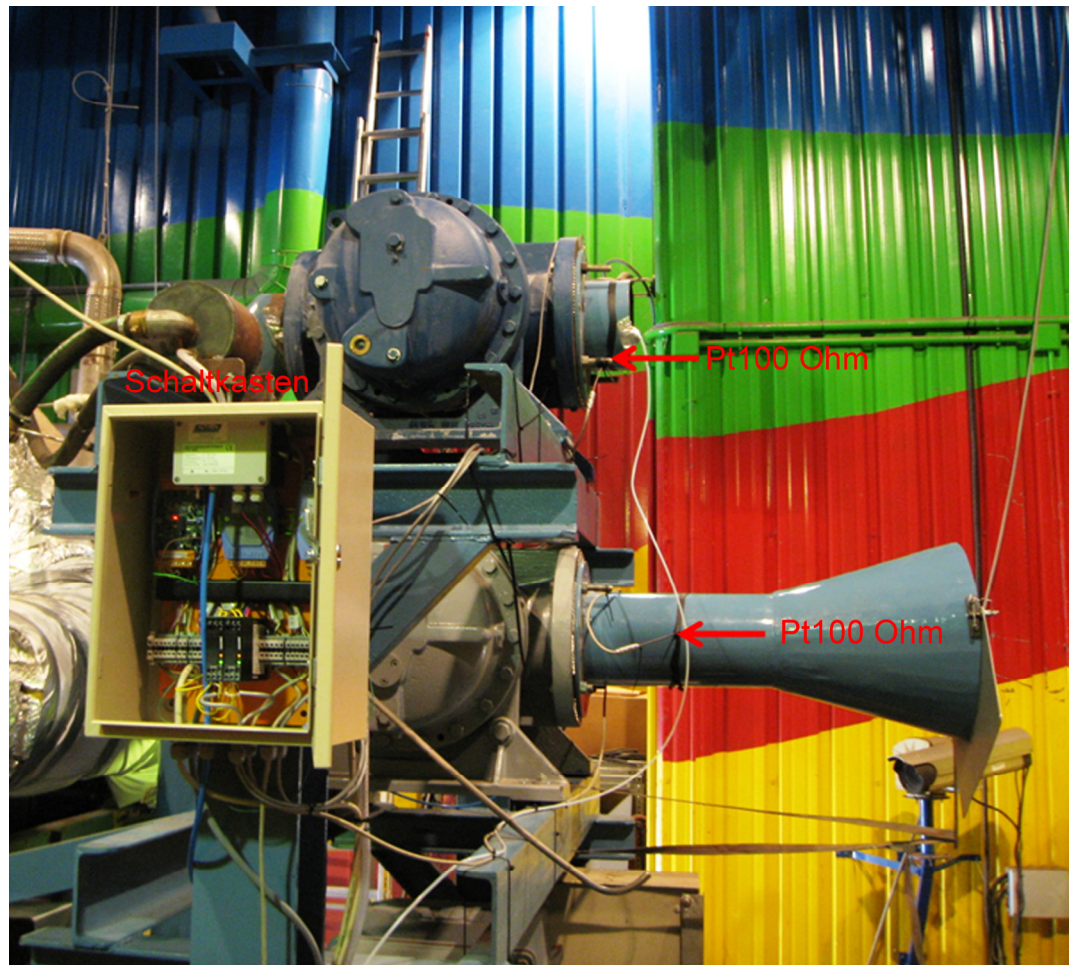


Abbildung A15: Schaltkasten, Pt100 Ohm am oberen und unteren DKGZ

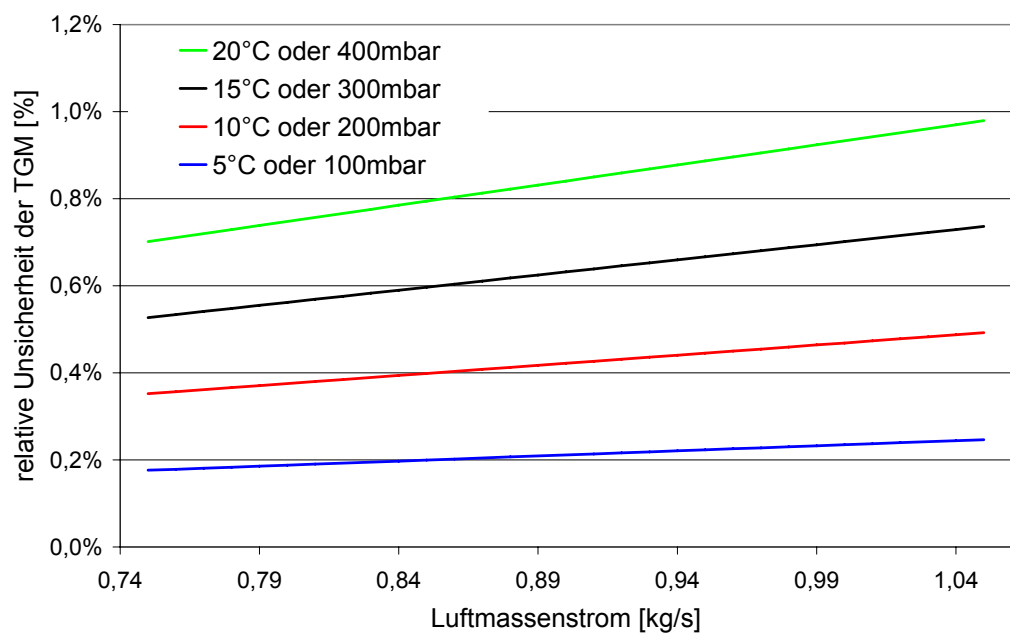


Abbildung A16: Einfluss druck- und temperaturabhängiger Unsicherheiten des Gasmonitors auf die TGM, über Luftmassenstrom, Abweichungen nach Herstellerangabe bezüglich Referenzbedingungen (20°C, 1013 mbar)

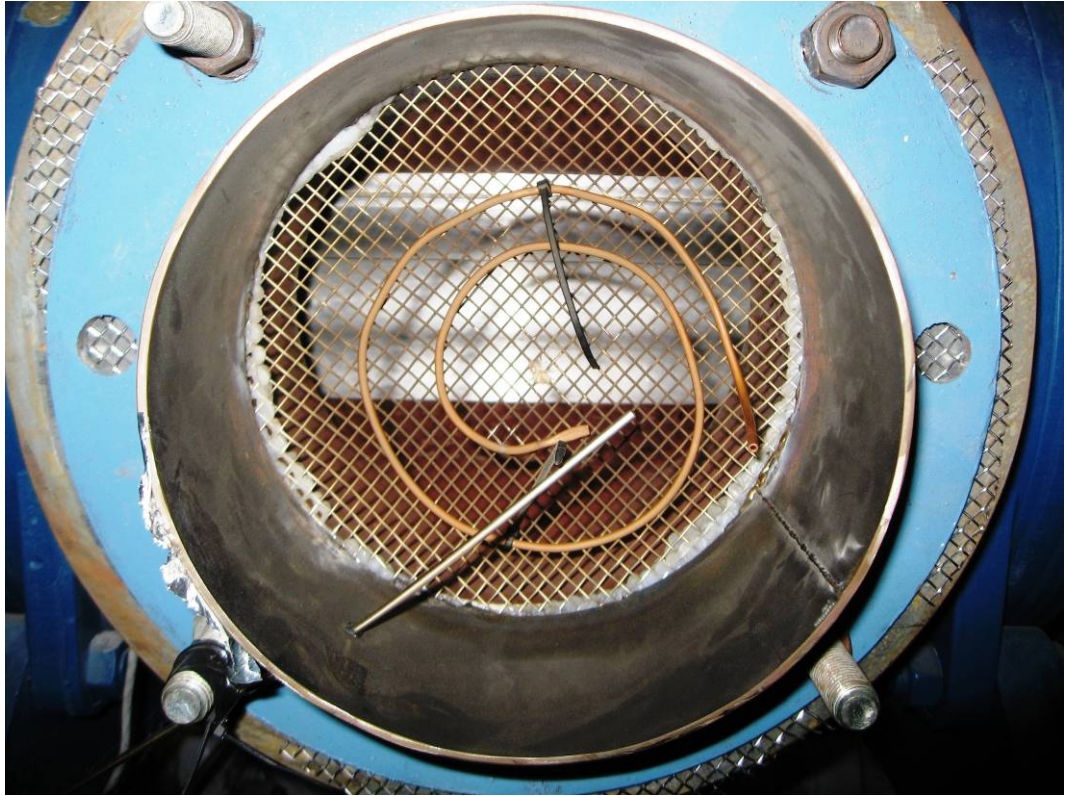


Abbildung A17: Kupferrohrwendel für TG-Einleitung und Pt100 Ω am Lufteintritt des oberen DKGZ

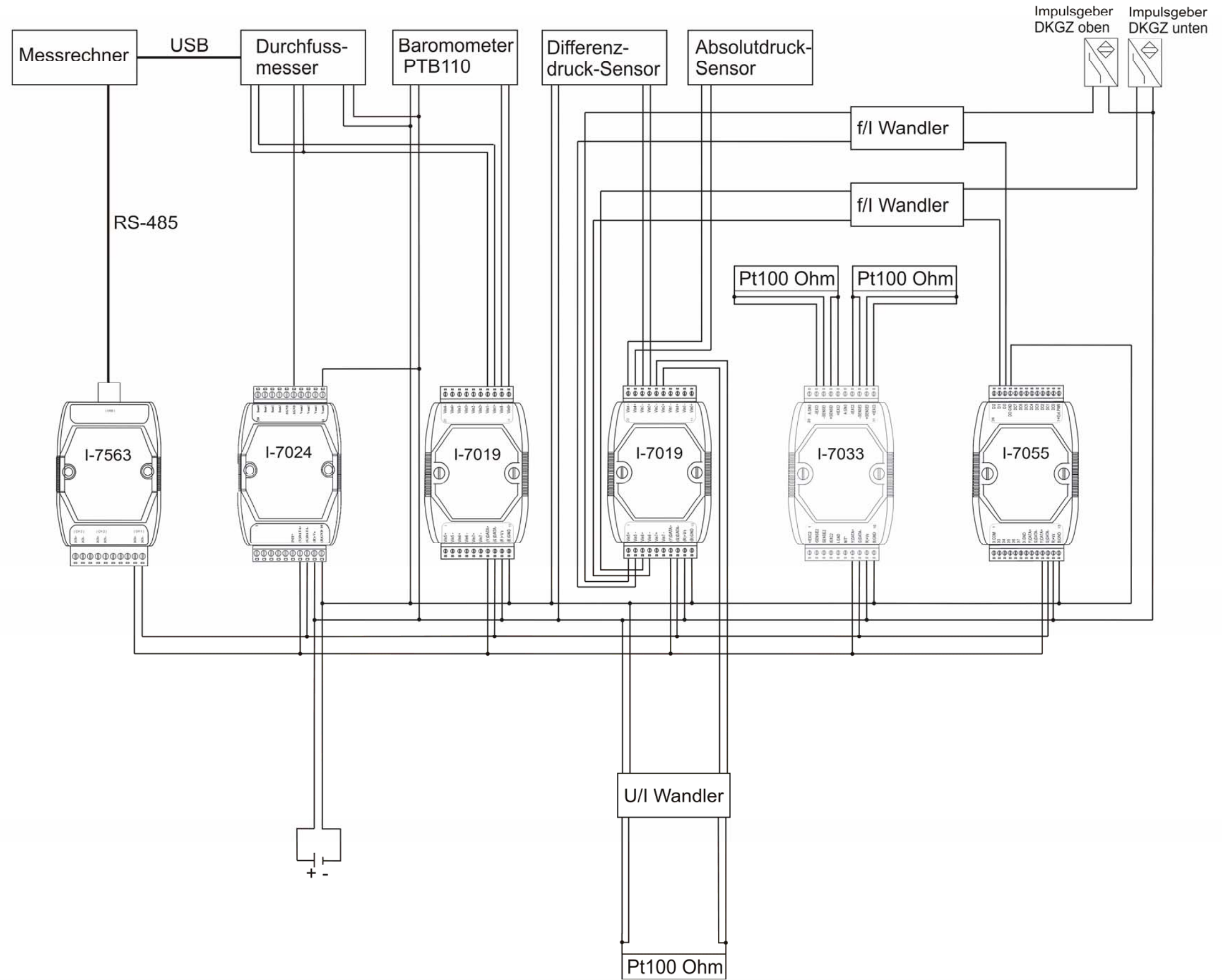


Abbildung A1: Schaltplan Datenerfassung