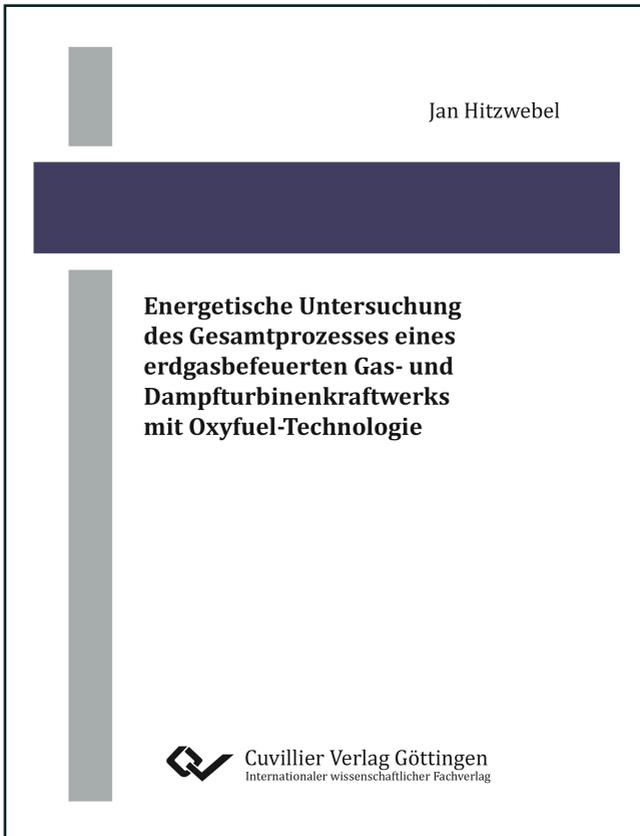




Jan Hitzwebel (Autor)

# **Energetische Untersuchung des Gesamtprozesses eines erdgasbefeierten Gas- und Dampfturbinenkraftwerks mit Oxyfuel-Technologie**



<https://cuvillier.de/de/shop/publications/7623>

Copyright:

Cuvillier Verlag, Inhaberin Annette Jentsch-Cuvillier, Nonnenstieg 8, 37075 Göttingen,  
Germany

Telefon: +49 (0)551 54724-0, E-Mail: [info@cuvillier.de](mailto:info@cuvillier.de), Website: <https://cuvillier.de>



# 1 Einleitung

Im Übereinkommen von Paris vom 12. Dezember 2015 wurde das Ziel gesetzt, den Anstieg der mittleren Erdtemperatur deutlich unter 2 °C bezüglich des vorindustriellen Niveaus zu halten. Dazu sollen ab der zweiten Hälfte dieses Jahrhunderts nicht mehr anthropogene Treibhausgase ausgestoßen werden, als der Atmosphäre durch Senken entzogen werden [1]. In der Folge wurde das langfristige Ziel der Bundesregierung bekräftigt, bis 2050 die deutschen Treibhausgasemissionen im Vergleich zu 1990 um 80 bis 95 % zu senken. Im Jahr 2014 entfielen ca. 40 % der Treibhausgasemissionen auf die Energiewirtschaft. Diese nimmt daher eine zentrale Rolle beim Erreichen dieser Ziele ein. Nach dem Willen der Bundesregierung soll Strom aus erneuerbaren Energien in Zukunft den zentralen Energieträger darstellen und die Energiewirtschaft weitgehend dekarbonisiert werden [2]. Daraus folgt, dass die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Energiewirtschaft möglichst auf null zu reduzieren sind. Der Hauptteil des aus erneuerbaren Energien bereitgestellten Stroms wird in Windenergieanlagen und durch Photovoltaik erzeugt. Aufgrund deren fluktuierender Einspeisung müssen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit entsprechende regelbare Erzeugungskapazitäten vorgehalten werden.

## 1.1 Motivation

Kombinierte Gas- und Dampfturbinenkraftwerke (GuD-Kraftwerke) können diese Rolle sowohl als CO<sub>2</sub>-arme erdgasbefeuerte Übergangstechnologie [2] als auch als CO<sub>2</sub>-neutrale Stromerzeugungstechnologie zur Verstromung von regenerativ erzeugtem Gas in zukünftigen Szenarien einnehmen [3]. Trotz des steigenden Anteils an fluktuierenden erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung nimmt die maximale Residuallast kaum ab, sodass die Volllaststundenzahl der regelbaren Erzeuger deutlich abnimmt [3, 4]. Aufgrund der vergleichsweise geringen Investitionskosten im Vergleich zu Dampfkraftwerken haben GuD-Kraftwerke für solche Einsatzbedingungen bei Neubau auch wirtschaftliche Vorteile [5].



Eine weitere Möglichkeit, die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Energieerzeugung signifikant zu reduzieren, ohne auf fossile Brennstoffe zu verzichten, sind Technologien zur CO<sub>2</sub>-Abtrennung und -Speicherung (Carbon Capture and Storage, CCS). Dazu kann das CO<sub>2</sub> entweder vor der Verbrennung aus einem vorher erzeugten Synthesegas (Pre-Combustion CO<sub>2</sub>-Abtrennung) oder nach der Verbrennung (Post-Combustion CO<sub>2</sub>-Abtrennung) aus dem Abgas abgetrennt werden. Eine Alternative dazu bietet die Oxyfuel-Technologie. Dabei erfolgt die Verbrennung anstatt mit Luft mit einem hochangereicherten Sauerstoffstrom. Ohne den Stickstoffanteil der Luft steigen die Konzentrationen der Verbrennungsprodukte, hauptsächlich CO<sub>2</sub> und Wasserdampf, im Abgas deutlich an, was eine Abtrennung des CO<sub>2</sub> vereinfacht. Aufgrund hoher Verbrennungstemperaturen bei der Verbrennung mit Sauerstoff ist unter Oxyfuel-Bedingungen die Rezirkulation von abgekühltem Rauch- bzw. Abgas notwendig [6]. Alle CCS-Prozesse haben gemeinsam, dass der Nettowirkungsgrad der Stromerzeugung deutlich reduziert wird, da für den Betrieb der Abtrennungsanlage beim Pre- bzw. Post-Combustion Verfahren oder die Bereitstellung des Sauerstoffs durch Luftzerlegungsanlagen (LZA) im Oxyfuel-Prozess zusätzlich Energie benötigt wird. Weiterhin muss das abgetrennte CO<sub>2</sub> für den Transport und die Speicherung verdichtet werden.

Aufgrund der höheren spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen werden CCS-Verfahren hauptsächlich bei Kohlekraftwerken in Betracht gezogen. Abhängig von den politischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen ist im Hinblick auf den Einsatz zur Residuallastdeckung in zukünftigen Energiesystemen auch die Anwendung in GuD-Kraftwerken sinnvoll. In dieser Arbeit wird die Anwendung des Oxyfuel-Prozesses für GuD-Kraftwerke untersucht. Prozesse dieser Art sind in der Literatur bereits unter verschiedenen Gesichtspunkten beschrieben worden [7]. Der Fokus der Untersuchungen liegt dabei meistens auf dem Verhalten des Gasturbinenprozesses, während die übrigen Komponenten nur am Rande mitbetrachtet werden [8-12]. Der wesentliche Einflussparameter auf den Prozess ist das Druckverhältnis der Gasturbine. Innerhalb des Gasturbinenprozesses werden vor allem der Verdichter [10, 13], die Brennkammer [14] und das Kühlsystem [11, 15] genauer betrachtet. Die Sauerstoffbereitstellung und CO<sub>2</sub>-Aufbereitung des Prozesses wird in der Regel durch einen festgelegten Prozess berücksichtigt, ohne dass der Einfluss auf den Prozess dargestellt wird. Eine Ausnahme bildet hier die Sauerstoffreinheit [9]. Aufgrund der oft unterschiedlichen Annahmen und Schwerpunkte der jeweiligen Veröffentlichungen ist eine Vergleichbarkeit untereinander schwierig.

## 1.2 Ziel und Umfang der Arbeit

Das Ziel dieser Arbeit ist eine umfassende energetische Untersuchung des Gesamtprozesses für GuD-Kraftwerke mit Oxyfuel-Technologie auf Basis vergleichbarer Randbedingungen. Dabei sollen die wichtigsten Einflussparameter des GuD-Kraftwerksprozesses unter Oxyfuel-Bedingungen auf den Prozess identifiziert und bewertet werden. Parameter und Varianten aller Teilprozesse – GuD-Prozess, Rezirkulation, Sauerstoffbereitstellung und CO<sub>2</sub>-Aufbereitung – werden dabei im Hinblick auf die Effizienz des Gesamtprozesses untersucht. Die Ergebnisse dieser Arbeit sollen ein breiteres Verständnis des Prozesses vermitteln, um eine geeignete Prozesswahl in Abhängigkeit von den jeweiligen politischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen treffen zu können.

Die Bewertung des Prozesses erfolgt mithilfe der kommerziell verfügbaren Simulationssoftware EBSILON®Professional und AspenPlus®. Anhand der mit diesen Programmen durchgeführten Berechnungen wird als wichtigste Kennzahl für die Effizienz der Nettowirkungsgrad des Gesamtprozesses ermittelt.

Als Basis für die Untersuchung dient ein modernes konventionelles GuD-Kraftwerk, auf dessen Grundlage ein Referenzmodell erstellt wird. Aufgrund der besonderen Prozessführung der gewählten Gasturbine, der sogenannten sequentiellen Verbrennung, wird der Referenzprozess in zwei Varianten unterteilt. In der ersten Variante wird die Gasturbine mit sequentieller Verbrennung verwendet und in der zweiten Variante eine Gasturbine mit einstufiger Verbrennung bei vergleichbaren Randbedingungen. Somit können Effekte identifiziert werden, die nur aufgrund der Prozessführung der Gasturbine auftreten. Die Gasturbinenmodelle werden mit Modellen zur Bestimmung der Kühlluftströme und des Verdichterwirkungsgrades ergänzt.

Auf Basis der beiden Varianten des Referenzmodells werden zwei Varianten des Oxyfuel-GuD-Prozesses mit einstufiger und sequentieller Verbrennung erstellt. Diese werden zunächst auf die wesentlichen Unterschiede zum Luftfall hin untersucht. Dabei dient das Druckverhältnis der Oxyfuel-Gasturbine als wesentlicher Variationsparameter. Unter Berücksichtigung des Verdichterwirkungsgrades wird für die beiden Varianten jeweils ein Basisfall festgelegt. Ausgehend von diesen Basisfällen werden an verschiedenen Stellen Veränderungen am Prozess vorgenommen und die Auswirkungen bewertet.

## 2 Stand von Wissenschaft und Technik

Der Oxyfuel-Prozess für erdgasbefeuerte GuD-Kraftwerke basiert auf dem konventionellen GuD-Prozess, bei dem Luft als Oxidationsmedium verwendet wird. In diesem Kapitel werden daher zunächst die Grundlagen dieses Prozesses kurz dargestellt. Für eine detaillierte Darstellung des konventionellen Prozesses wird auf die Standardliteratur verwiesen [16-18]. Darauf aufbauend wird der Stand des Wissens für die Umstellung des Prozesses auf Oxyfuel-Bedingungen vorgestellt. Ergänzend dazu erfolgt eine Einführung in die größten zusätzlichen Verbraucher im Oxyfuel-Prozess – Luftzerlegungsanlage und CO<sub>2</sub>-Aufbereitung – im Hinblick auf die Anwendung mit Gasturbinen.

### 2.1 Konventionelle GuD-Kraftwerke

GuD-Kraftwerke stellen eine Kombination aus einem Gasturbinenprozess nach dem Joule-Prozess und einem Dampfturbinenprozess nach dem Clausius-Rankine-Prozess dar. Aufgrund der hohen Temperatur der Wärmezufuhr im Gasturbinenprozess durch Heißgastemperaturen von 1450 °C und mehr [16, 17, 19] und der niedrigen Temperatur der Wärmeabfuhr im Dampfturbinenprozess erreichen GuD-Kraftwerke die höchsten Wirkungsgrade fossil-befuerter Kraftwerke von über 60 % [17, 20]. Durch den hohen Luftüberschuss bei der Verbrennung und die Verwendung von kohlenstoffarmen Brennstoffen, enthält das Abgas nur ca. 4 Vol.-% CO<sub>2</sub>. Die Gasturbinen in einem GuD-Kraftwerk sind in der Regel Standardmaschinen – bestehend aus den Komponenten Verdichter, Brennkammer und dem eigentlichen Turbinenteil – während der Dampfprozess auf die vom Hersteller bereitgestellten Daten zur Abgasmenge und zum Abgaszustand der Gasturbine angepasst wird. Gasturbinen im Heavy-Duty Bereich sind in der Regel eng an den klassischen Joule-Prozess angelehnt. Dazu wird Luft aus der Umgebung angesaugt und verdichtet. Durch die interne Verbrennung in der Brennkammer entsteht aus Brennstoff und Luft das Heißgas, das durch die freigesetzte Wärme auf die Turbineneintrittstemperatur er-

hitzt wird. Das Heißgas wird danach im Turbinenteil entspannt. Eine Ausnahme bildet die von ALSTOM® entwickelte GT26 Gasturbine (heute im Vertrieb von Ansaldo Energia®) mit sequentieller Verbrennung [21]. Dort folgt nach der Verbrennung in einer ersten Brennkammer (EnVironmental, EV-Brennkammer) zunächst eine Entspannung auf ein mittleres Druckniveau. Anschließend erfolgt eine zweite Verbrennung in der sogenannten Sequential EnVironmental (SEV-)Brennkammer und erst dann die Entspannung auf den Austrittsdruck. Die Leistung des Turbinenteils wird zu einem Teil zur Verdichtung der Luft benötigt, der übrige Anteil kann z. B. im Generator in elektrische Energie umgewandelt werden. Als Brennstoff wird in großen stationären Gasturbinen vor allem Erdgas verwendet, als Reserve- oder Ausweichbrennstoff kommt auch Heizöl zum Einsatz. Im sogenannten Integrated Gasification Combined Cycle (IGCC) Kraftwerk kann durch eine vorgeschaltete Vergasung auch Kohle als Brennstoff genutzt werden [17]. Im Folgenden wird sich auf den Betrieb mit Erdgas beschränkt. Um die heute gängigen Turbineneintrittstemperaturen zu ermöglichen, ist eine Kühlung der Schaufeln im Turbinenteil notwendig. Dazu wird in der Regel Kühlluft aus dem Verdichter entnommen, von innen durch die Schaufeln geleitet und anschließend mit dem Heißgas vermischt. Bei der Entspannung im Turbinenteil nimmt die Temperatur des Heißgases ab, sodass die Gasturbinaustrittstemperatur abhängig vom Druckverhältnis der Gasturbine ist. Das Druckverhältnis der Gasturbine  $\Pi$  ist dabei über den Druck am Eintritt und am Austritt des Verdichters definiert:

$$\Pi = \frac{p_{V,\text{aus}}}{p_{V,\text{ein}}} \quad (2-1)$$

Bezüglich des reinen Gasturbinenwirkungsgrades sind niedrige Gasturbinaustrittstemperaturen und damit hohe Druckverhältnisse von Vorteil. Im GuD-Prozess wird das heiße Abgas jedoch in einem Abhitzedampferzeuger (AHDE) zur Erzeugung von Dampf genutzt, der wiederum in einem Dampfkraftprozess zusätzliche Leistung erzeugt. Abhängig von den gewählten Dampfparametern im AHDE sind für den GuD-Wirkungsgrad höhere Gasturbinaustrittstemperaturen sinnvoll. Moderne industrielle Gasturbinen für den GuD-Betrieb weisen Druckverhältnisse im Bereich von 15 bis 20 auf und erreichen dabei Austrittstemperaturen von 550 °C bis 650 °C. Im Gegensatz dazu beträgt die Austrittstemperatur bei auf den Einzelbetrieb optimierten Gasturbinen (z.B. Aeroderivate) ca. 480 °C bei Druckverhältnissen von 20 bis 35 [17]. Gasturbinen mit sequentieller Verbrennung erreichen bei gleichem Gasturbinenwirkungsgrad höhere Austrittstemperaturen, was sich beim GuD-Prozess positiv auswirkt. Dafür ist ein deutlich höheres Druckverhältnis von über 30

notwendig [17]. Eine schematische Darstellung eines modernen GuD-Kraftwerks mit Gasturbine mit sequentieller Verbrennung ist in Abbildung 1 dargestellt. Da zwei Gasturbinen mit einer Dampfturbine verschaltet sind, wird dieser Aufbau als 2+1 Konfiguration bezeichnet.

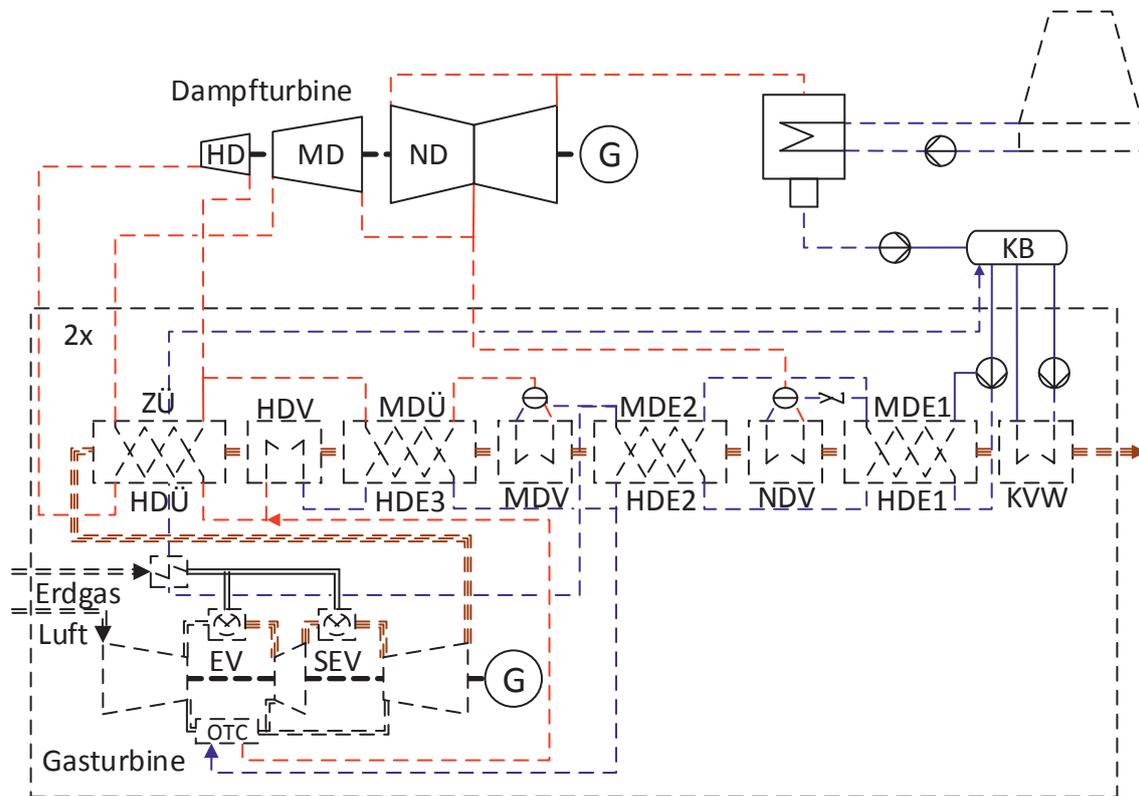


Abbildung 1: Prozessschema eines modernen GuD-Kraftwerks mit einer Gasturbine mit sequentieller Verbrennung, eigene Darstellung nach [22] und [23]

Der AHDE ist im Gegensatz zu Dampferzeugern kohlebefeuerter Dampfkraftwerke, die einen Strahlungsfeuerraum besitzen, ein rein konvektiver Wärmeübertrager [16]. Die Dampfparameter von GuD-Kraftwerken sind meistens unterkritisch, daher sind Umlaufverdampfer mit Trommel die gängigsten Verdampfertypen. Bei höheren Drücken ab ca. 170 bar werden Durchlaufverdampfer eingesetzt [16, 17, 23]. Die Dampftemperatur am Austritt des AHDE sollte nicht mehr als 30 bis 40 K unterhalb der Gasturbinenaustrittstemperatur liegen [17]. Eine exergetisch bessere Ausnutzung der Abwärme wird durch Mehrdruckprozesse erreicht. Dabei werden Verdampfer bei unterschiedlichen Drücken und somit Verdampfertemperaturniveaus betrieben [16]. In Abbildung 1 ist das Schema eines Dreidruck-Prozesses mit Zwischenüberhitzung (ZÜ) dargestellt, wobei der Hochdruckverdampfer (HDV) als

Durchlaufverdampfer und der Mittel- und Niederdruckverdampfer (MDV bzw. NDV) als Umlaufverdampfer mit Trommel ausgeführt sind. Bei einer Gasturbinenaustrittstemperatur von 570 °C kann der mit einem Eindruckprozess erreichbare GuD-Wirkungsgrad durch einen Zwei- oder Dreidruckprozess um ca. 1,6 bzw. 2,1 %-Pkt. gesteigert werden. Eine zusätzliche ZÜ erhöht den Nettowirkungsgrad ausgehend vom Dreidruckprozess um weitere 0,7 %-Pkt. [17]. Mit steigender Gasturbinenaustrittstemperatur nimmt der Vorteil der Mehrdruckprozesse gegenüber einem Eindruckprozess ab, da die auf den unteren Druckniveaus erzeugten Dampfmassenströme abnehmen. Eine ZÜ ist hingegen auch bei steigenden Gasturbinenaustrittstemperaturen vorteilhaft [24]. Entscheidend für die Dampfproduktion ist die Temperaturdifferenz am Pinch Point, also die minimale Temperaturdifferenz zwischen der jeweiligen Verdampfertemperatur und dem zugehörigen Abgas. Dabei werden typischerweise Werte von 8 bis 12 K realisiert [17]. Die Vorwärmung des Speisewassers erfolgt in mehreren Economisern (HDE bzw. MDE). Diese sind entsprechend den Temperaturniveaus der Verdampfer unterteilt. Um niedrige Abgastemperaturen am Austritt des AHDE zu erreichen, muss das Speisewasser möglichst kalt sein. Aus diesem Grund gibt es bei GuD-Kraftwerken in der Regel keine regenerative Speisewasservorwärmung, sodass Turbinenanzapfungen entfallen. Eine Speisewassertemperatur von 60 °C sollte jedoch nicht unterschritten werden. Damit wird eine Wassertaupunktunterschreitung bei schwefelarmen Brennstoffen mit Sicherheit vermieden [17]. Dazu wird als letzte Heizfläche des AHDE ein Kondensatvorwärmer (KVW) realisiert. Das dort erwärmte Kondensat wird im Kondensatbehälter (KB) mit dem kalten Kondensat aus dem Kondensator vermischt, sodass sich im KB die minimale Temperatur von 60 °C einstellt [22]. Eine weitere Möglichkeit ist eine Rezirkulation eines Teils des im KVW vorgewärmten Kondensats, ohne dass der gesamte Massenstrom in den KB zurückgeleitet wird [17].

## 2.2 Oxyfuel-Technologie bei Gasturbinenprozessen

### 2.2.1 Grundlagen der Oxyfuel-Verbrennung

Das Ziel des Oxyfuel-Prozesses zur CO<sub>2</sub>-Abtrennung und -Speicherung besteht darin, die CO<sub>2</sub>-Konzentration im Abgas anzuheben, um eine anschließende Abtrennung des CO<sub>2</sub> vorzunehmen. Dazu wird Luft als Oxidationsmedium durch hoch angerei-

cherten Sauerstoff ersetzt. Der Stickstoff als Hauptbestandteil der Luft – und dementsprechend auch des Abgases im konventionellen GuD-Prozess – wird in einer vorgeschalteten Luftzerlegungsanlage abgetrennt. Zur großtechnischen Erzeugung der unter Oxyfuel-Bedingungen notwendigen Sauerstoffmenge werden kryogene Luftzerlegungsanlagen verwendet [25]. Für den kohlebefeueren Dampfkraftprozess ist der Oxyfuel-Prozess bereits sehr umfangreich untersucht und in mehreren Pilotanlagen umgesetzt worden [4, 7, 26-28]. Zur Moderation der Verbrennungstemperaturen wird das CO<sub>2</sub>-reiche Rauchgas bzw. Abgas zu hohen Anteilen rezirkuliert.

In Abbildung 2 ist die allgemeine Sauerstoffbilanz bei der Verbrennung dargestellt. Um eine vollständige Verbrennung zu erreichen, muss mindestens die stöchiometrisch benötigte Menge an Sauerstoff zugeführt werden. Für reale Verbrennungsprozesse muss dazu der Sauerstoff im Überschuss vorliegen. Das Verhältnis der tatsächlich zugeführten Sauerstoffmenge zur stöchiometrisch benötigten Menge wird als Sauerstoffzahl bezeichnet. Im Luftfall ist auch die Bezeichnung als Luftzahl gängig.

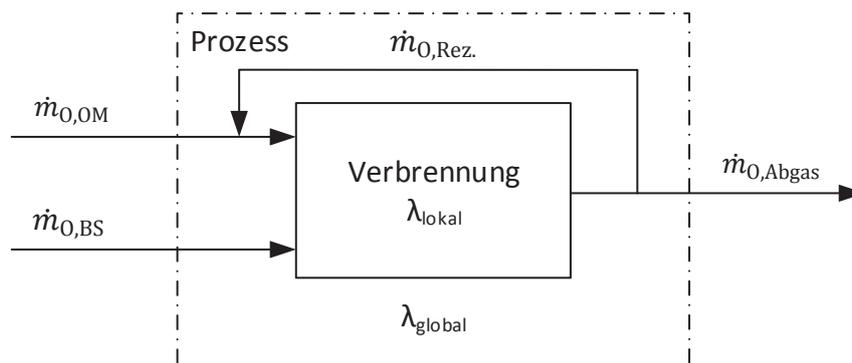


Abbildung 2: Definition des lokalen und globalen Sauerstoffüberschusses bei Prozessen mit Rezirkulation

Betrachtet man nur die von außen durch das Oxidationsmedium (OM) und ggf. den Brennstoff (BS) zugeführten Sauerstoffmengen erhält man die globale Sauerstoffzahl  $\lambda_{\text{global}}$ .

$$\lambda_{\text{global}} = \frac{\dot{m}_{\text{O,OM}} + \dot{m}_{\text{O,BS}}}{\dot{m}_{\text{O,min}}} \quad (2-2)$$

Der überschüssig zugegebene Sauerstoff passiert die Verbrennung ohne zu reagieren und liegt dann als Restsauerstoff im Abgas vor. Mit dem Rezirkulationsstrom

wird auch ein Anteil des Restsauerstoffs zur Verbrennung zurückgeführt. Daraus ergibt sich die sogenannte lokale Sauerstoffzahl  $\lambda_{\text{lokal}}$  [29, 30], welche für die Bewertung des Verbrennungsprozesses entscheidend ist.

$$\lambda_{\text{lokal}} = \frac{\dot{m}_{\text{O,OM}} + \dot{m}_{\text{O,Rez}} + \dot{m}_{\text{O,BS}}}{\dot{m}_{\text{O,min}}} \quad (2-3)$$

In einem kohlebefeuerten Dampfkraftwerk werden sowohl im konventionellen Luftfall als auch unter Oxyfuel-Bedingungen der Luft- bzw. Sauerstoffüberschuss aus verbrennungstechnischen Gründen so eingestellt, dass die lokale Sauerstoffzahl ca. 1,15 beträgt [29, 30]. Bei konstanter lokaler Sauerstoffzahl nimmt die globale Sauerstoffzahl mit zunehmender Rezirkulationsrate ab. Bei reinem Luftfall ohne Rezirkulation gilt  $\lambda_{\text{lokal}} = \lambda_{\text{global}}$ . Bei typischen Rezirkulationsraten von 60 % für kohlebefeuerte Oxyfuel-Dampfkraftwerke ist  $\lambda_{\text{global}} \approx 1,05$  [29], um  $\lambda_{\text{lokal}} = 1,15$  einzuhalten. Für Gasturbinen liegen die Sauerstoffzahlen im Luftfall aufgrund der begrenzten Prozesstemperaturen im Bereich von ca. 2. Um den Energieaufwand für die Sauerstoffbereitstellung gering zu halten, wird unter Oxyfuel-Bedingungen nur eine leicht überstöchiometrische Verbrennung angestrebt [14]. Deshalb sind sehr hohe Rezirkulationsraten von ca. 90 % erforderlich. Die tatsächlich im Oxyfuel-Prozess erreichbare  $\text{CO}_2$ -Konzentration hängt von der Reinheit des verwendeten Sauerstoffs und dessen Überschuss ab. Zusätzlich ist der Falschlufteintrag in den Prozess ein entscheidender Faktor [31]. Da das Abgas bei GuD-Prozessen bei Überdruck vorliegt, tritt im Vergleich zu Kohlekraftwerken kein Falschlufteintrag auf. Dies ermöglicht eine höhere  $\text{CO}_2$ -Anreicherung als im kohlebefeuerten Oxyfuel-Prozess.

Da die Modifikationen durch den Oxyfuel-Prozess die Verbrennung betreffen, sind die Auswirkungen auf den eigentlichen Arbeitsprozess bei Dampfkraftwerken gering. Aufgrund der internen Verbrennung in Gasturbinen unterscheidet sich die Umsetzung des Oxyfuel-Prozesses für Gasturbinenanwendungen erheblich vom Oxyfuel-Prozess in reinen Dampfkraftwerken. Die signifikante Veränderung der Gaszusammensetzung im Verdichter und Turbinenteil der Gasturbinen unter Oxyfuel-Bedingungen ermöglicht auch veränderte Prozessführungen. Eine Verbrennung von Erdgas mit reinem Sauerstoff liefert als Produkte in etwa zu gleichen Massenanteilen  $\text{CO}_2$  und Wasser, sodass sich beide Produkte zur Moderation der Verbrennungstemperatur eignen. Je nachdem, welcher Stoff zur Rezirkulation verwendet wird, unterscheidet sich die Zusammensetzung des Heißgases erheblich [7, 32].

Wird Wasser als Rezirkulationsmedium genutzt, so erhält man ein wasserdampfreiches Heißgas. Zu diesen Prozessen zählen der Water-Cycle oder CES-Cycle [8, 33, 34] sowie der Graz-Cycle [35, 36]. Das Kernelement des Water-Cycles ist ein sogenannter Gasgenerator. Dabei wird die Oxyfuel-Verbrennung bei 50-100 bar durch die Einspritzung von flüssigem Wasser gekühlt. Das Wasser verdampft und es ergibt sich ein Heißgas, welches zu ca. 90 % aus Dampf und zu 10 % aus CO<sub>2</sub> besteht. Im Graz-Cycle erfolgt die Verbrennung bei einem Druck von ca. 40 bar und wird durch Zugabe von zwei Rezirkulationsströmen gekühlt. Dies sind zum einen ein Abgasstrom ohne vorherige Kondensation des Wassers und zusätzlich ein Dampfstrom, der mithilfe der Abwärme der Turbine produziert wird. Für beide Prozesse gibt es mehrere Schaltungsvarianten, die hier nicht detailliert aufgeführt werden. Die Trennung des CO<sub>2</sub> von Wasser und den weiteren Bestandteilen erfolgt in einem Vakuumkondensator, aus dem die gasförmigen Bestandteile kontinuierlich abgesaugt werden. Der Graz-Cycle ist aufgrund der Anzahl der Rezirkulationsströme deutlich komplexer als der Water-Cycle, hat dafür jedoch einen höheren Nettowirkungsgrad [37].

Wird das bei der Verbrennung entstehende Wasser vor der Rezirkulation auskondensiert, bestehen das rezirkulierte Abgas und das Heißgas hauptsächlich aus CO<sub>2</sub>. Dies ist bei dem sogenannten MATIANT-Cycle, sowie dessen Vorgängerprozessen [38-40] der Fall. Als weiterer Prozess in dieser Kategorie ist der, im Vergleich zu den anderen Prozessen, neue Allam-Cycle [41] zu nennen. Diese Prozesse arbeiten mit überkritischem CO<sub>2</sub> bei Drücken von bis zu 300 bar. Anstatt einen Dampfprozess zu betreiben, wird das Abgas nach der Entspannung durch eine interne Wärmerückgewinnung in einem Rekuperator abgekühlt. Die Prozesse unterscheiden sich dabei vor allem durch die Anzahl von Zwischenerhitzungen und die Lage der Druckstufen. Der Allam-Prozess sieht zudem vor, dass im Rekuperator zusätzlich Abwärme aus der vorgeschalteten Luftzerlegung integriert wird. Dadurch erreicht der Prozess vergleichsweise hohe Nettowirkungsgrade [37].

### 2.2.2 Oxyfuel-GuD-Prozess

Die genannten Prozesse unterscheiden sich in der Prozessführung sehr stark von einem konventionellen GuD-Kraftwerk, sodass eine Vergleichbarkeit der Technologien schwierig ist. In dieser Arbeit wird daher der Oxyfuel-GuD-Prozess betrachtet. Dieser Prozess wird in der angelsächsischen Literatur als Semi-closed oxygen combustion combined cycle (SCOC-CC) [11, 37, 42, 43] oder als Oxyfuel combined cycle