



# 1 EINLEITUNG

Fossile Energieträger tragen weltweit maßgeblich zur Bereitstellung elektrischer Energie bei. In Deutschland betrug der Anteil aus Stein- und Braunkohle an der insgesamt produzierten Strommenge im Jahr 2014 etwa 43% [1]. Die damit zwangsläufig verbundenen CO<sub>2</sub>-Emissionen stehen im Verdacht, sich negativ auf das Weltklima auszuwirken [2]. Es gibt daher Bestrebungen, die Emissionen klimarelevanter Gase zu reduzieren, um eine Steigerung der globalen Durchschnittstemperatur um 2 °C gegenüber dem Niveau der vorindustriellen Zeit zu begrenzen [3]. Um dieses Ziel zu erreichen, ist laut Weltklimarat (*Intergovernmental Panel on Climate Change - IPCC*) bis zum Jahr 2050 eine Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen um 50 – 85%, bezogen auf das Jahr 2000, nötig [4].

Die Internationale Energieagentur (IEA) erwartet, dass der Stromverbrauch in den nächsten Jahren weiter ansteigt [5]. Um die steigende Nachfrage decken und die genannten Reduktionsziele trotzdem einhalten zu können, kommt u. a. die verstärkte Nutzung regenerativer Energien zur Stromerzeugung in Frage. Durch das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) [6] konnte in Deutschland bereits eine deutliche Steigerung der Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien erreicht werden. Der Großteil der Einspeisung nach dem EEG basiert auf der Erzeugung aus fluktuierenden Energieträgern wie Sonne und Wind [1], regelbare Leistung kann im Rahmen des EEG nur durch Wasserkraftwerke und mittels kleiner Biomassekraftwerke bereit gestellt werden. Durch eine Beschränkung der förderfähigen Anlagengröße bei der Nutzung von Biomasse zur Stromerzeugung nach dem EEG ergeben sich vergleichbar geringe Wirkungsgrade bei hohem Investitionsaufwand.

Die derzeit in Deutschland nicht geförderte Mitverbrennung von Biomasse in Kohlekraftwerken bietet eine weitere Möglichkeit, regelbare Leistung aus erneuerbaren Energieträgern bereitzustellen. Dabei wird ein Teil des Brennstoffs Kohle durch Biomasse, wie z. B. Holz, substituiert, wodurch eine direkte Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen erreicht werden kann. Durch die Nutzung vorhandener Kohlekraftwerke können vergleichbar hohe Wirkungsgrade bei niedrigen Investitionskosten realisiert werden.



## 1.1 Motivation

Die Nutzung biogener Festbrennstoffe wie Holz hackschnitzel in kohlebefeueten Dampfkraftwerken fñhrt im Vergleich zur Nutzung des Brennstoffs Steinkohle zu verschiedenen Nachteilen u. a. bei Transport, Lagerung und Mahlung. Hauptursachen dieser Nachteile sind die hygroskopischen Eigenschaften der Biomasse und damit verbundene hohe Wassergehalte, die geringen volumetrischen Energiedichten sowie die zähe Faserstruktur. Um diesen Nachteilen zu begegnen, kommen in großen Mitverbrennungsprojekten im europäischen Ausland meist importierte Holzpellets zum Einsatz. Bei der Pelletierung kommt es zu einer Erhöhung der volumetrischen Energiedichte sowie zu verbesserten Eigenschaften bei der Mahlung. Durch eine der Pelletierung vorhergehende Trocknung wird der Wassergehalt gesenkt. Um eine erneute Wasseraufnahme zu unterbinden, müssen Holzpellets allerdings bei Transport und Lagerung vor Feuchtigkeit geschützt werden.

Weiter verbessern lassen sich die Brennstoffeigenschaften von Holz durch geeignete Vorbehandlungsmethoden. In der Literatur werden verschiedene Methoden insbesondere der thermischen Vorbehandlung diskutiert. Als vielversprechende Methode wird dabei die Torrefizierung angesehen. Dabei wird Holz zunächst getrocknet und dann in inerter Atmosphäre einer leichten pyrolytischen Behandlung unterzogen. Ein Teil der flüchtigen Brennstoffkomponenten wird dabei ausgetrieben. Das feste Produkt der Torrefizierung weist eine Reihe von Vorteilen hinsichtlich der Mitverbrennung in einem kohlebefeueten Dampfkraftwerk auf: Das teilweise Austreiben der flüchtigen Bestandteile führt in Kombination mit einer anschließenden Pelletierung zu einer Erhöhung der massen- und volumenbezogenen Energiedichte und somit zu Vorteilen bei der Logistik. Die Oberflächenbeschaffenheit verändert sich während der Torrefizierung. Das torrefizierte Holz verhält sich hydrophob und kann dadurch ohne Schutz vor Feuchtigkeit gelagert werden. Durch die teilweise Zerstörung strukturgebender Bestandteile des Holzes während der thermischen Behandlung wird außerdem die Mahlbarkeit erheblich verbessert.

Einem Torrefizierungsreaktor muss unabhängig von Reaktordesign und Betriebsweise zunächst Wärme zugeführt werden, um die Biomasse auf Reaktionstemperatur aufzuheizen. Erfahrungen aus der Trocknung von Braunkohle zeigen, dass die Integration solcher Vorbehandlungsschritte in den

Kraftwerksprozess gegenüber der getrennten Aufstellung einer Vorbehandlungsanlage vorteilhaft sein kann [7]. An Kraftwerksstandorten sind üblicherweise große Mengen Niedertemperaturwärme vorhanden, die ggf. zur Beheizung von Vorbehandlungsreaktoren verwendet werden können.

## 1.2 Ziel und Abgrenzung der Arbeit

In den letzten Jahren ist die Anzahl von Publikationen über die Torrefizierung stark gestiegen [8]. Der überwiegende Teil der Arbeiten beschäftigt sich mit dem Torrefizierungsprozess als alleinstehende Prozessoperation und bezieht sich auf ein spezielles Teilthema im Zusammenhang mit der Torrefizierung. Beispiele hierfür sind die Durchführung von Torrefizierungsexperimenten in Laborreaktoren [9], [10], [11], die Beurteilung der Eigenschaften torrefizierter Biomassen [12], [13], [14] und die mathematische Modellierung von Torrefizierungsprozessen [15], [16], [17]. Eine Verknüpfung des Torrefizierungsprozesses mit einem Kraftwerksprozess ist dagegen nur Gegenstand einer dem Autor bekannten Veröffentlichung, bei der die Möglichkeit der Integration eines Torrefizierungsprozesses in ein biomassebefeuertes Dampfkraftwerk mit Wärmeauskopplung evaluiert wird [18]. Die vorliegende Arbeit soll durch die Betrachtung integrierter Vorbehandlungsprozesse helfen, diese Lücke zu schließen. Die Verfahrensschritte Trocknung und Torrefizierung werden zum einen in einen Kraftwerksprozess integriert und zum anderen als alleinstehende Anlage zur Erzeugung torrefizierter und nicht torrefizierter Holzpellets modelliert.

Als Basisprozess für die Modellierung der Vorbehandlung im Kraftwerk wird ein Modell eines für Deutschland repräsentativen, mit Steinkohlestaub befeuerten Dampfkraftwerks aus den 1970er Jahren erstellt. Notwendige Wärme- und Kühlleistungen des Trockners und des Torrefizierungsreaktors werden ganz oder teilweise vom Kraftwerksprozess bereitgestellt. Geeignete Betriebsparameter des Torrefizierungsprozesses sowie geeignete Maßnahmen zur Integration von anfallenden Abwärmemengen werden identifiziert. Ziel ist ein möglichst effizienter Gesamtprozess von der Anlieferung nasser Biomasse zum Endprodukt Strom über die Prozessschritte Trocknung, Torrefizierung und Verstromung. Dieser erste Teil der Modellierungs- und Simulationsarbeiten zeigt mögliche Potentiale einer Vorbehandlung durch Trocknung und Torrefizierung von holzartiger Biomasse am Kraftwerksstandort auf.

Die Modellvariante zur Betrachtung einer vom Kraftwerk unabhängigen Vorbehandlung durch Trocknung, Torrefizierung und Pelletierung trägt der zunehmenden Bedeutung des Imports holzartiger Biomassen aus Übersee Rechnung. Dabei kommen dieselben Teilmodelle und Prozessschritte wie bei der Vorbehandlung am Kraftwerksstandort zur Anwendung, ergänzt durch ein Modell zur Berechnung der Pelletierung. Notwendige Wärme- und Kühlleistungen werden durch die Verbrennung von Biomasse und durch ein gesondertes Kühlsystem bereitgestellt.

Die Vorbehandlung am Kraftwerksstandort sowie am Ort des Biomasseanfalls werden abschließend unter Einbeziehung einfacher Transportbilanzen hinsichtlich der Parameter energetische Effizienz und spezifische CO<sub>2</sub>-Emissionen miteinander verglichen und bewertet. Außerdem erfolgt im Rahmen des Importszenarios ein Vergleich zwischen torrefizierten und nicht torrefizierten Holzpellets.

### **1.3 Vorgehensweise**

Nachdem in Kapitel 2 der Stand der Technik der Mitverbrennung von Biomasse und der Torrefizierung dargelegt wird, erfolgt in Kapitel 3 eine Einführung in die Grundlagen des Torrefizierungsprozesses.

In Kapitel 4 werden die betrachteten Varianten und die zur Bewertung verwendete Kennzahl definiert, bevor in Kapitel 5 die Modellierungsarbeiten am Basismodell des Kraftwerks sowie an den zur Trocknung, Torrefizierung und Pelletierung zusätzlich notwendigen Komponenten beschrieben werden.

Die Ergebnisse der Simulationsrechnungen werden in Kapitel 6 vorgestellt, diskutiert und bewertet.

Eine Zusammenfassung schließt die Arbeit mit Kapitel 7 ab.

## 2 STAND VON WISSENSCHAFT UND TECHNIK

In Kapitel 2 wird zunächst ein kurzer Überblick über maßgebliche, weltweite Aktivitäten bezüglich der Mitverbrennung von Biomasse gegeben und die derzeitige Situation in Deutschland vorgestellt. Anschließend wird der aktuelle Stand von Wissenschaft und Technik der Mitverbrennung von nicht torrefizierter sowie von torrefizierter Biomasse in kohlebefeuchten Dampfkraftwerken beschrieben.

### 2.1 Weltweite Aktivitäten

Die Aktivitäten hinsichtlich der Entwicklung und Anwendung der Mitverbrennung von Biomasse sind aufgrund unterschiedlicher wirtschaftlicher Anreizmechanismen sowie lokal vorhandener Biomassepotentiale stark länderspezifisch ausgeprägt. Potentiale zur Bereitstellung erheblicher Mengen Biomasse für die Mitverbrennung sind z. B. in Nordamerika aber auch in den skandinavischen Ländern vorhanden und begründen das grundlegende Interesse der lokalen Energieindustrie [19]. Politisch motivierte Anreizmechanismen ermöglichen durch den Import von biogenen Festbrennstoffen auch Ländern ohne nennenswerte eigene Biomassepotentiale die Anwendung der Mitverbrennung.

KOPPEJAN kommt in einer Zählung aus dem Jahr 2009 auf weltweit 155 Anlagen, die in den vergangenen Jahren durch Testkampagnen oder kommerziellen Betrieb Erfahrungen mit der Mitverbrennung von Biomasse gesammelt haben [20], [21]. Die globale Verteilung der erfassten Anlagen, der Anteil von Anlagen mit Staubfeuerung und die jeweiligen Mitverbrennungsraten sind in Tabelle 2.1 dargestellt. Die Tabelle macht deutlich, dass sich der größte Teil der Anlagen mit Erfahrungen auf dem Gebiet der Mitverbrennung in Europa befindet, gefolgt von Nordamerika. Knapp 40% der in [20] erfassten Anlagen ist mit einer Staubfeuerung ausgerüstet. Die Mitverbrennung in staubbefeuchten Anlagen stellt damit die bedeutendste Technologie dar.

Neuere Studien bestätigen diese Ergebnisse und zeigen eine weitere Zunahme der Anzahl von Kraftwerksanlagen mit Erfahrungen bei der Mitverbrennung seit 2009. CREMERS erfasst in einer Studie aus dem Jahr 2012 insgesamt 234 Anlagen mit Erfahrungen auf dem Gebiet der Mitverbrennung von Biomasse. 98 der Anlagen arbeiten mit einer Staubfeuerung und stellen damit die größte Teilgruppe, gefolgt von 89 Anlagen mit Wirbelschichtfeuerung [22], [23]. Die *International Renewable*

*Energy Agency* (IRENA) zählt im Jahr 2013 weltweit etwa 230 Kraftwerksanlagen mit einer Leistung zwischen 50 und 700 MW<sub>el</sub>, die zur Produktion von Strom und ggf. auch Wärme neben dem Hauptbrennstoff Kohle Biomasse mitverbrennen [24].

**Tabelle 2.1: Globale Verteilung der Kraftwerksanlagen mit Erfahrungen bei der Mitverbrennung von Biomasse im Jahr 2009 nach KOPPEJAN [20]; die zu Grunde liegenden Daten sind teilweise unvollständig**

	Weltweit	Europa	Noramerika	Asien	Australien
Anzahl aller Anlagen	155	115	32	4	8
Anlagen mit Staubfeuerung	60	25	27	0	8
Anlagen mit MVR < 5%	21	2	11	k.A.	8
Anlagen mit MVR 5% - 10%	9	7	2	k.A.	0
Anlagen mit MVR 10% - 30%	16	6	10	k.A.	0
Anlagen mit MVR > 30%	44	39	5	k.A.	0

### **Nordamerika**

Die USA und Kanada stellen nach [20] den zweitgrößten Anteil an Anlagen mit Erfahrungen im Bereich der Mitverbrennung von Biomasse. In den USA kam es u. a. durch ein groß angelegtes Forschungsvorhaben in Zusammenarbeit des *National Energy Technology Laboratory* (NETL), des *US Department of Energy* (US DOE) und des *Electric Power Research Institute* (EPRI) ab dem Jahr 1996 zu großem Interesse verschiedener Anlagenbetreiber an der Mitverbrennung von Biomasse [25]. Inzwischen sind die Aktivitäten vor allem in den USA trotz erheblicher Biomassepotentiale praktisch zum Erliegen gekommen. Als Gründe werden neben derzeit niedrigen Gaspreisen u. a. verschärfte Umweltschutzanforderungen, die Stilllegung älterer Kohlekraftwerke während der Rezession von 2008 bis 2011 sowie ein Mangel an bundesweiten Fördermechanismen genannt [22].

### **Europa**

In den europäischen Ländern mit hohen Biomassepotentialen wie Finnland und Schweden wird Biomasse seit vielen Jahren meist in dezidierten Biomasseanlagen mit Rost- oder Wirbelschichtfeuerung eingesetzt [25]. Staubbefeuerte Anlagen und der Einsatz von Steinkohle kommen dagegen nur vereinzelt vor; die Mitverbrennung spielt dadurch nur eine untergeordnete Rolle. Der europäische und damit auch der globale Schwerpunkt der Mitverbrennung von Biomasse liegt derzeit in Nordwesteuropa [22]. Durch verschiedene staatliche Anreizprogramme konnten vor allem in den Niederlanden, Dänemark und Großbritannien erhebliche

Fortschritte erzielt und viele kommerzielle Mitverbrennungsprojekte mit hohen Mitverbrennungsraten erfolgreich umgesetzt werden [25].

### **Deutschland**

Die Förderung der Erzeugung von Elektrizität aus Biomasse nach dem EEG [6] beschränkt sich auf ausschließlich mit Biomasse befeuerte Anlagen mit einer maximalen Anlagengröße von 20 MW<sub>el</sub>. Vor dem Inkrafttreten des EEG im Jahre 2000 wurde die Mitverbrennung von Biomasse in einigen Kraftwerken getestet und erwogen [25]. Nach Einführung des EEG werden Althölzer und andere Biomassen in Deutschland hauptsächlich in dezidierten Biomasseanlagen, in der Regel mit Rost oder Wirbelschichtfeuerung, eingesetzt. Die auch für Althölzer garantierte Vergütung durch das EEG führt zu hohen Altholzpreisen und macht die Mitverbrennung in kohlebefeuchten Anlagen derzeit unwirtschaftlich.

Viele Großkraftwerke in Deutschland haben Erfahrung mit der Mitverbrennung von Klärschlamm in kleinen Mengenanteilen meist unter 1 gew.-%. Im Jahr 2005 wurde in 10 Kraftwerksanlagen Klärschlamm mitverbrannt [25]. Aufgrund der niedrigen Massenanteile in Verbindung mit den geringen Heizwerten der Klärschlämme sind diese Aktivitäten jedoch eher im Bereich der Entsorgung als zur Erzeugung von Elektrizität einzuordnen.

## **2.2 Mitverbrennung nicht torrefizierter Biomasse**

Welchen Einfluss die Mitverbrennung von holzartiger Biomasse auf die bestehende Anlagentechnik hat und ob zusätzliche Anlagentechnik erforderlich ist, hängt stark von der Art der eingesetzten Biomasse und der angestrebten Mitverbrennungsrate ab.

### **Holzhackschnitzel**

Die Mitverbrennung durch Mitvermahlung in der meist zur Kohlemahlung installierten Walzenschüsselmühle stellt die einfachste Art der Mitverbrennung dar. Bei der Verwendung von Holzhackschnitzeln ist die Mitverbrennungsrate dabei auf etwa 5 gew.-% beschränkt [26]. Die Steigerung der Mitverbrennungsrate über die genannte Größenordnung hinaus erfordert bei der Verwendung von Holzhackschnitzeln die Installation dezidierter Biomassemühlen, meist kommen Hammermühlen zum Einsatz. Dadurch entfallen Limitierungen der Kohlemühlen. Je nach Holzart und Feuchtegehalt kommt es beim Einsatz von Holzhackschnitzeln durch hohe Anforderungen einer Staubfeuerung an die maximale

Brennstoffpartikelgröße und durch das teilweise elastische Verhalten und die faserartige Struktur des Holzes zu einem hohen Energiebedarf bei der Mahlung [27]. Aufgrund der im Vergleich zum Brennstoff Steinkohle niedrigeren Schüttgutdichten und Heizwerte werden außerdem deutlich größere Brennstoffmengen und -volumina erforderlich, die den regionalen Brennstoffbezug erschweren und enorme Lagerkapazitäten erfordern. Aus diesen Gründen haben sich für Mitverbrennungsraten von etwa 10%<sup>th</sup> und mehr bereits international gehandelte Holzpellets als Brennstoff weitgehend durchgesetzt [28].

### **Holzpellets**

Bei der Verwendung von Holzpellets sind höhere Mitverbrennungsraten sowohl durch den Einsatz von Hammermühlen als auch durch die Umstellung einzelner Kohlemühlen auf die Mahlung von 100% Holzpellets möglich. Bei der Anpassung von Walzenschüsselmühlen an die Mahlung von Holzpellets werden zur Erhöhung der Reibung zwischen Walzen und Schüssel von einigen Betreibern Löcher in die Mahlschüssel eingebracht [29]. Durch Anpassung des Mühlensichters können Vorgaben hinsichtlich der maximal zulässigen Partikelgrößen am Austritt erreicht werden. In manchen Fällen erfolgt außerdem eine Optimierung der räumlichen Orientierung der Mahlwalzen. Um die Mühlen vor Explosionen und Feuer zu schützen, erfolgt eine Absenkung der Mühlenlufteintrittstemperatur auf Werte um 110 °C [22]. Zur Aufrechterhaltung nötiger Förderluftgeschwindigkeiten bei abgesenkter Lufttemperatur können innerhalb der Mühle Leitbleche montiert werden. Diese vergleichbar einfachen Anpassungen sind nur bei Verwendung von Holzpellets als Brennstoff ausreichend, weil in der Kohlemühle hauptsächlich eine Auflösung der Pellets in die ursprüngliche Partikelgröße vor der Pelletierung erfolgt [30]. Dadurch ist die Mahlung von Holzpellets auch mit deutlich geringerem Energiebedarf als die Mahlung von Holzhackschnitzeln verbunden. Die aus verbrennungstechnischen Gründen nötige maximale Partikelgröße von etwa 1 mm kann bei beiden Mühlenkonzepten eingehalten werden.

### **Holzstaubzugabe und Brenner**

Nach der Mahlung in Biomassemühlen oder entsprechend angepassten Kohlemühlen wird die Biomasse entweder der Kohlestaubleitung zugegeben oder über ausschließlich mit Biomasse betriebene Brenner dem Feuerraum zugeführt [31]. Als Biomassebrenner kommen weiterentwickelte oder entsprechend angepasste Kohlebrenner zum Einsatz. Dabei wird meist der Drall der Primärluft



erhöht, um eine Verkürzung der aufgrund der größeren Biomassepartikel verlängerten Flammen zu erreichen. In manchen Fällen wird auch die Verteilung der Brennerluft zwischen Primär- und Sekundärluft angepasst.

### **Verschmutzung und Korrosion**

Auch bei Mitverbrennungsraten von 30%<sup>th</sup> und höher kommt es beim Einsatz von Holz in der Regel nur zu geringfügigen Auswirkungen auf die Kesselverschmutzung durch Ablagerungen und Verschlackung, zudem wird nur selten von deutlich verstärkten Korrosionserscheinungen berichtet. Dieses positive Verhalten ist zum einen durch die bei Holz im Vergleich zu anderen Biomassen, wie z. B. Stroh, geringen Gehalte problematischer Komponenten wie Kalium und Chlor zu erklären. Zum anderen kommt es durch Bestandteile der Kohleasche zu Einbindungseffekten, welche die Korrosions- und Verschlackungsneigung der Biomasse deutlich reduzieren. Dieser Effekt ist im Wesentlichen auf die Kohleaschebestandteile Aluminium und Silizium zurückzuführen, die im Feuerraum Aluminosilikate mit hohen Schmelzpunkten bilden und dabei Komponenten wie Kalium binden können. Durch die Einbindung von Kalium entsteht deutlich weniger gasförmiges Kaliumchlorid (KCl), welches vor allem auf den konvektiven Heizflächen des Dampferzeugers kondensieren und dadurch zu Verschlackung und Korrosion insbesondere im Bereich der Überhitzerheizflächen führen kann. Das im Zusammenhang mit Korrosion gefährliche Chlor (Cl) reagiert dann zu gasförmiger Salzsäure (HCl) und wird nach Verlassen des Dampferzeugers in der Rauchgasentschwefelungsanlage abgeschieden. Der beschriebene positive Effekt der Kohleasche gilt als einer der wesentlichen Vorteile der Mitverbrennung von Biomasse gegenüber der Nutzung von Biomasse in Biomassekraftwerken [22], [25], [32], [33]. Auch bei der Mitverbrennung von Biomassen mit höheren Gehalten an problematischen Bestandteilen, wie z. B. Stroh, werden die beschriebenen Effekte beobachtet, allerdings kann Verschlackung und Korrosion aufgrund der höheren Gehalte an Kalium und vor allem Chlor in Stroh nur bis zu gewissen Mitverbrennungsraten wirkungsvoll verhindert werden [22]. Bei höheren Mitverbrennungsraten und der Verbrennung von 100% Biomasse können die Einbindungseffekte durch die Zugabe von Kohleaschen sowie durch die Verwendung ähnlich wirkender Additive oder Mineralien wie Kaolin erreicht werden [32], [34].

### **Emissionen**

Hinsichtlich der Emissionen von Stick- und Schwefeloxiden kann durch die Mitverbrennung von Biomasse meist eine Verbesserung erreicht werden. Niedrige Stickstoffgehalte der Biomassen führen zu einer potentiellen Reduktion der gebildeten Stickoxide. Zusätzlich kommt es durch den hohen Anteil flüchtiger Komponenten in der Biomasse zu einer Verstärkung der meist als Primärmaßnahme zur NO<sub>x</sub>- Minderung angewendeten Luftstufung und dadurch zur Reduktion der Emissionen von NO<sub>x</sub>. Verbesserungen der Schwefeloxidemissionen können durch die deutlich geringeren Gehalte an Schwefel in holzartigen Biomassen sowie durch Einbindungseffekte der Aschen erklärt werden. Auf die Emissionen von Kohlenmonoxid und Staub hat die Mitverbrennung in der Regel keinen oder nur geringen Einfluss. Anfängliche Beschränkungen bei der Vermarktung der Aschen wurden durch die Novellierung der EN450<sup>1</sup> in 2012 deutlich reduziert. Es können in der Regel 40 – 50 gew.-% Biomasse mitverbrannt und zugleich die zur Vermarktung der Aschen nötigen Qualitätsstandards eingehalten werden [35].

### **Wirkungsgrade**

Hinsichtlich des erreichbaren Anlagenwirkungsgrads wird bei der Verwendung von Holzpellets von vergleichbaren oder nur leicht verringerten Werten im Vergleich zum Kohlebetrieb berichtet [28], [36], [37]. Durch höheren Energieaufwand bei der Mahlung oder höhere Wassergehalte kann es bei Holzhackschnitzeln oder anderen biogenen Brennstoffen aber zu stärkeren Auswirkungen kommen.

### **Fazit**

Anhand der beschriebenen Aktivitäten und des Standes der Technik wird ersichtlich, dass die Mitverbrennung von Biomasse in Form von Holzpellets auch bei höheren Biomasseanteilen über 30%<sup>th</sup> als technisch machbare und inzwischen in vielen Fällen bewährte Technologie angesehen werden kann. Verschiedene Anlagenbetreiber haben bereits viele Jahre Erfahrung mit dem kommerziellen Betrieb kohlebefeuerter Anlagen mit Mitverbrennung von Biomasse [38], auch die Zahl von Umrüstungsprojekten auf den Betrieb mit 100% Biomasse hat aufgrund

---

<sup>1</sup> EN450: Norm zur Definition von Anforderungen an Flugaschen für den Einsatz bei der Betonherstellung