Projekt: EnVisaGe

HFT Stuttgart
zafh.net

Forschungszentrum Nachhaltige Energietechnik
Schellingstr. 24
70174 Stuttgart

BIOENERGIE – Anlagen zur Energieerzeugung aus Biomasse – Techniken der energetischen Biomassenutzung

Autor:
Rafal Strzalka

Ansprechpartner:
Dr. Dirk Pietruschka

Tel. 0711 8926 2674
dirk.pietruschka@hft-stuttgart.de

Inhalt

1 Energieträger Biomasse ... 3
2 Verbrennungsanlagen ... 4
2.1 Handbeschickte Feuerungsanlagen ... 5
2.1.1 Einzelfeuerstätten ... 6
2.1.2 Erweiterte Einzelfeuerstätten ... 8
2.1.3 Zentralheizungskessel ... 9
2.2 Automatisch beschickte Feuerungen ... 12
2.2.1 Pelletfeuerungen ... 12
2.2.2 Unterschubfeuerungen ... 16
2.2.3 Rostfeuerungen ... 18
2.2.4 Stationäre Wirbelschichtfeuerungen ... 19
2.2.5 Zirkulierende Wirbelschichtfeuerungen ... 21
2.2.6 Halmgutfeuerungen ... 23
2.3 Stromerzeugungstechniken ... 24
2.3.1 Dampfkraftprozesse ... 25
2.3.2 ORC Prozesse ... 26
2.3.3 Stirlingprozesse ... 28
2.3.4 Dampfmotoren ... 30
2.4 Mitverbrennung in Kohlekraftwerken ... 31
3 Vergasungsanlagen ... 33
4 Pyrolyseanlagen ... 36
5 Biokraftstoffe ... 38
5.1.1 Biodiesel ... 39
5.1.2 Bioethanol ... 40
5.1.3 Pflanzenöl ... 41
6 Biogaserzeugung und –nutzung ... 42
7 Literaturverzeichnis ... 45

1 Energieträger Biomasse

Biomasse ist ein vielfältiger Energieträger, der aus folgenden Quellen stammen kann:

- Waldholz – Energieholz aus dem Wald das während der Durchforstung und Fällen der Bäume entsteht
- Landwirtschaftliche Nebenprodukte und Energiepflanzen – nicht nur Nebenprodukte aus der Landwirtschaft – wie Stroh – sondern auch Energiepflanzen können für Biogas, Biokraftstoffe und Festbrennstoffe verwendet werden (FNR, 2012)
- Reststoffe aus Holz- und Lebensmittelindustrie – Restprodukte aus der holzverarbeitenden Industrie eignen sich gut als Brennstoff. Obst- und Gemüsereste sind ein wertvoller Substrat für Biogaserzeugung (FNR, 2009)

Abbildung 1: Vielfalt der Biomasse(www.worldofenergy.com.au, 2010)

Bei dem EU-Mitgliedsstatten wächst die Bedeutung von Biomasse, die bereits zu den wichtigsten Energieträgern gehört. Die energiepolitischen Ziele der Europäischen Union sehen ein weiteres Wachstum der auf Basis von Biomasse erzeugten Energiemengen vor. Die Hauptgründe für eine verstärkte Nutzung von Biomasse als Energieträger resultieren zu einem aus den relativ hohen bisher ungenutzten Potenzialen und zu anderem aus der Möglichkeit der Stärkung lokaler Energiemärkte.

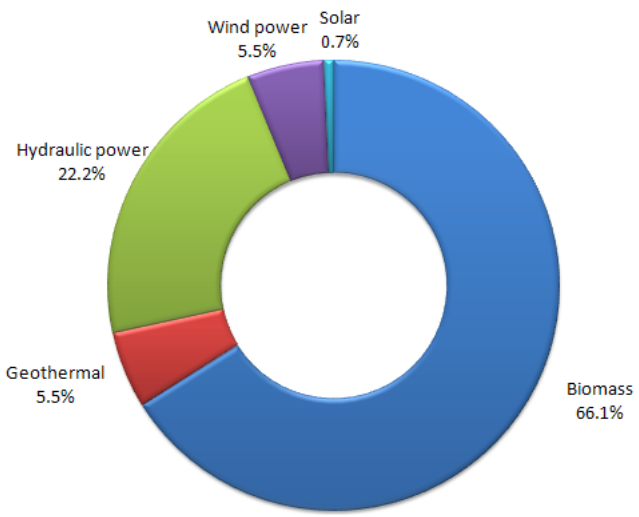


Abbildung 2: Erneuerbare Energieerzeugung in der EU (Staiß, 2007).

2 Verbrennungsanlagen

Biomasse hat mit 80% den größten Anteil bei der globalen Energieerzeugung auf Basis von erneuerbaren Energieträgern (Abbildung 3). Die direkte Verbrennung spielt nach wie vor die wichtigste Rolle bei den Konversionstechnologien zur energetischen Nutzung von Biomasse. Mehr als 90% der aus Biomasse erzeugten Energie wird mit Hilfe der Verbrennungsanlagen generiert. Zu den Vorteilen direkter Verbrennung zählen die hohe Effizienz und die Wirtschaftlichkeit der auf Biomasseverbrennung basierten Anlagen. Biomassefeuerungen können in einem breiten Leistungsspektrum von wenigen kW bis auf mehr als 100 MW eingesetzt werden (Nussbaumer, 2003). In den Verbrennungsanlagen erfolgt die Erzeugung von Wärme, die entweder als Sekundärenergie (z.B. Dampf der in elektrische Energie umgewandelt werden kann), Endenergie (z.B. Fernwärme) oder als Nutzenergie (Strahlungswärme eines Kaminofens) genutzt werden kann. Während der Verbrennung erfolgt die Oxidation des Brennstoffs wobei die chemische Energie der Biomasse als Wärme freigesetzt wird. Dabei entstehen Abgase und Asche (Kaltschmitt, Hartmann, & Hofbauer, 2009) (IEA-Bioenergy, Biomass Combustion and Co-firing: An Overview, 2007).

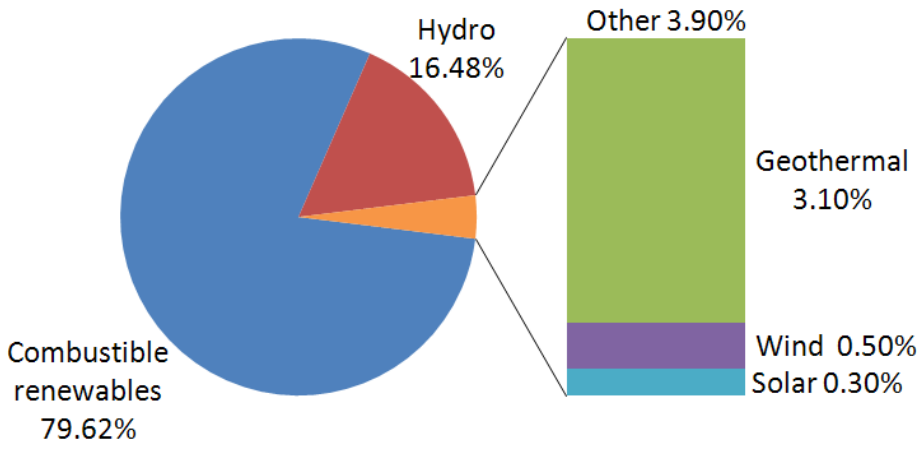


Abbildung 3: Globale Energieerzeugung auf Basis erneuerbarer Energieträger (IEA, Rnewables in global energy supply, 2007).

Die wichtigsten Gründe, die für die Verwendung von Biomasse als Brennstoff sprechen sind die neutrale CO_2-Bilanz und die Möglichkeit der Aktivierung bisher ungenutzter Biomassepotenziale. Verbrennungsanlagen zählen zu den ältesten und am besten entwickelten Systemen zur Energieerzeugung, während Pyrolyse- und Vergasungsanlagen den marktreifen Entwicklungsstand noch nicht erreichen könnten (Obernberger, 2009).

In den letzten Jahren kam es zu einer sprunghaften Verbesserung der Anlagentechnik zu Verbrennung von Biomasse bezüglich der Anlageneffizienz und des Emissionsverhaltens. Bei einer nachhaltigen Betriebsweise von Biomassefeuerungen können diese somit zu einer Verbesserung der Umweltqualität in der betreffenden Region führen. Diese hohe Umweltverträglichkeit der Biomassenutzung kann vor allem durch den Einsatz naturbelassener Biomasse als Brennstoff in Verbindung mit Verwendung moderner Feuerungs- und Regeltechnik zur thermischen Biomassenutzung erreicht werden(Van Loo S., 2008) (Swithenbank, Chen, Zhang, Sharifi, & Pourkashanian, 2011).

Man kann davon ausgehen dass die direkte thermische Nutzung von Biomasse in Verbrennungsanlagen auch in der Zukunft zu den wichtigsten Verfahren der Energieproduktion gehören wird. Die Ursache weshalb die Energieerzeugung in Biomassefeuerungen trotz der aufgezeigten Vorteile noch keinen deutlich höheren Anteil am europäischen Energiemarkt einnimmt sind die nach wie vor noch immer relativ niedrigen Preise der fossilen Energieträger als auch die relativ hohen Investitionskosten im Falle von Biomasseanlagen. Eine verstärkte Nutzung von Biomasse als Energieträger ist derzeit nur möglich, wenn die Investitionskosten der Biomasseanlagen oder die aus Biomasse erzeugte Energie entsprechend gefördert werden. In Ländern wo keine derartige Förderung praktiziert wird, beschränkt sich die Biomassenutzung nur auf die Abfälle der holzverarbeitenden Industrie oder die traditionelle Brennholznutzung in Kleinanlagen (Obernberger, 2005) (IEA, 2007).

2.1 Handbeschickte Feuerungsanlagen

Bei den Verbrennungsanlagen unterscheidet man zwischen den hand- und automatisch beschickten Anlagen. Die jeweilige Art der Beschickung führt zu Unterschieden in Feuerungsablauf, wobei die Verbrennung entweder kontinuierlich oder chargenweise abläuft (Hartmann, Riesinger, Thuneke, Höldrich, & Roßmann, 2007).

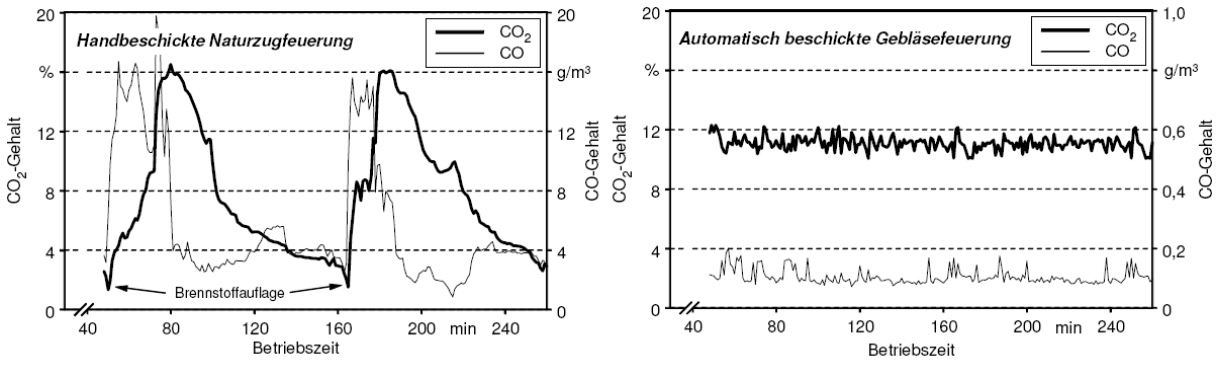


Abbildung 4: Typischer Verbrennungsverlauf einer hand- und automatisch beschickter Feuerung (Kaltschmitt, Hartmann, & Hofbauer, 2009).

Bei den handbeschickten Anlagen kann ein diskontinuierlicher Prozessablauf der Verbrennung beobachtet werden. Der ungleichmäßige Ablauf der Verbrennung führt zu unstabilen Feuerungsbetrieb und verursacht Schwankungen der Anlagenleistung. Die chargenweise Beschickung erschwert die Anpassung der Luftzufuhr an die zugeführte Brennstoffmenge und verursacht Temperaturschwankungen im Feuerraum. Eine derartige Betriebsweise führt letztendlich zu schwankenden und relativ hohen Emissionswerten.

Die diskontinuierliche Betriebsweise der handbeschickten Anlagen erschwert außerdem die Anpassung der Brennstoffmenge an den wechselnden Wärmebedarf. Die handbeschickten Verbrennungsanlagen sind nur bedingt teillastfähig. Aus diesem Grund ist der Einbau eines Pufferspeichers zur Überbrückung von Phasen mit niedriger Wärmenachfrage fast immer zwingend erforderlich.

2.1.1 Einzelfeuerstätten

Einzelfeuerstätten werden zur Beheizung eines Raumes eingesetzt, wobei sie die erzeugte Wärme meist über Wärmestrahlung und zusätzlich über Konvektion abgeben. Die Wandflächen und die Brennkammern dieser Anlagen sind üblicherweise mit feuerfestem Material ausgekleidet. Die meisten Anlagen sind mit einem Ascherost ausgestattet und haben eine Aschebox unter dem Rost (Van Loo S., 2008).

Neben modernen Pelletöfen stellen scheitholzbefeuerte Öfen einen wesentlichen Anteil der gesamtinstallierten Leistung von Kleinfeuerungsanlagen dar. Nachdem Ende der 80-er Jahre haben immer striktere Emissionswerte zur Entwicklung von umweltfreundlichen Verbrennungsanlagen geführt, die auch relativ hohe Wirkungsgrade erreichen können (Unterberger, 2005).

Um eine gute Regelbarkeit der Feuerung und eine saubere Verbrennung zu erreichen wird der Feuerungsprozess erstens in die Feststoffumsetzung in der Primärzone und zweitens den Gasausbrand in der Nachbrennkammer aufgeteilt. Die primäre Verbrennung beeinflusst die Leistung während in der Nachbrennkammer die vollständige Oxidation der Brennstoffbestandteile erfolgt (Nussbaumer, 2001).

Bei den Einzelfeuerstätten kann zwischen folgenden Bauartengruppen unterschieden werden: Kamine, Zimmeröfen, Speicheröfen (einschließlich Warmluftkachelöfen) sowie Holz-Küchenherde und Pelletöfen. Sie werden in der Regel nur gelegentlich als Zusatzheizung betrieben und erreichen etwa 1500 Volllaststunden im Jahr. Der Vorteil dieser Heizungen liegt in den relativ geringen Anschaffungs- und Betriebskosten sowie in der Energieeinsparung, die durch eine geringere Auslastung des Hauptheizsystems erfolgt (Buderus, 2012).

Abbildung 5: Kaminofen für Scheitholz (Wodtke, 2012).

Leistungsbereich

Tabelle 1: Bauarten von Einzelfeuerstätten (Kaltschmitt, Hartmann, & Hofbauer, 2009)

Bauart	Heizleistung in kW	Merkmale
Einzelfeuerstätten (Wärmenutzung bauartbedingt hauptsächlich im Aufstellraum)		
offener Kamin	0 – 5	ungeeignet als Permanent-Heizung
geschlossener Kamin	5 – 15	mit Wärmluftumwälzung, Sichtscheibe
Zimmerofen	3 – 10	Holzofen ohne feste Installation
Kaminofen	4 – 12	wie Zimmerofen, mit Sichtscheibe
Speicherofen	3 -15	langsame Abgabe gespeicherter Wärme über 10 bis 24 h
Küchenherd	3 -12	Kochwärme (Primärnutzen), Heizwärme (Sekundärnutzen)
Pelletofen	2,5 – 10	automatisch beschickt, Nachfüllen ca. alle 1 bis 4 Tage erforderlich

Referenzanlagen, Hersteller

Stand der Technik. Ein bedeutender Anteil bei den 9 Millionen Anlagen, die in Deutschland installiert sind.

Hersteller: Wodtke, Haas + Sohn Ofentechnik GmbH, Wamsler, Buderus, u.v.a.m.

Kostenanalyse

Tabelle 2: Kostenanalyse eines Kaminofens für Scheitholz.

Heizkosten	
Jährliche Wärmeerzeugung	9.000 kWh
Anlagennutzungsgrad	75 %
Energieeinsatz	12.000 kWh
Energiegehalt	4.15 kWh/kg
Brennstoffmenge	2892 kg
Brennstoffpreis	0.148 €/kg
Brennstoffkosten/Jahr	428 €
Betriebskosten (u.a. Wartung/Reparatur, Schornsteinfeger, Hilfsstrom)	270 €
Anlageninvestition	5400 €
Gesamtkosten/Jahr (ohne Invest)	698 €
Spezifische Wärmegestehungskosten (ohne Invest)	7.755 Cent/kWh

2.1.2 Erweiterte Einzelfeuerstätten

Erweiterte Einzelfeuerstätten sind eine Art Mischform zwischen Einzelfeuerstätten und Zentralheizungskesseln, die eine Wärmenutzung auch außerhalb des Aufstellraums ermöglichen. Hierzu zählen neben Zentralheizungsherden auch erweiterte Kachelöfen und Pelletöfen mit integriertem Wasserwärmetauscher. Bei diesen Systemen wird je nach konstruktiver Ausführung nur ca. 30-60 % Wärme in den Aufstellraum abgegeben. Die zusätzliche Wärme wird über einen Wärmeträger an den Heizkreislauf abgeben oder zur Erwärmung von Warmwasser eingesetzt. Im einen Teil der Anlagen wird Luft als Wärmeträgermedium eingesetzt, die entweder direkt in benachbarte Räume strömt oder zu Heizflächen in anderen Räumen geleitet wird (Wesselak & Schabbach, 2009).

Abbildung 6: Zentralheizungsherd Lohberger (Lohberger, 2012)

Der geringe Brennstoffvorrat und die daher erforderliche regelmäßige Befüllung führen dazu, das die erweiterten Einzelfeuerstätten insbesondere für die Beheizung von Etagenwohnungen oder

Niedrigenergiehäuser geeignet sind. Bei mit Pellets befeuerten Anlagen besteht die Möglichkeit des Anschlusses an einen Pelletsvorratsbehälter mit Schwerkraftsystem auf dem Dachboden, wodurch die Einzelfeuerstätte zu einem vollautomatischen Heizsystem umfunktioniert werden kann (FNR, 2010b).

Leistungsbereich

Tabelle 3: Bauarten von erweiterten Einzelfeuerstätten (Kaltschmitt, Hartmann, & Hofbauer, 2009)

Bauart	Heizleistung in kW	Merkmale
Erweiterte Einzelfeuerstätten (Wärmenutzung bauartbedingt auch außerhalb des Aufstellraums)		
Zentralheizungsherd	8 - 30	Wärme dient zum Kochen und für Zentralheizung/Brauchwassererwärmung
erweiterte Kachelofen, Kamin und Kaminofen	6 - 20	Wasser-Heizkreislauf oder geschlossener Warmluftkreislauf
Pelletofen mit Wasser-wärmeüberträger	bis 10	auch zur alleinigen Hausheizung

Referenzanlagen, Hersteller

Stand der Technik, weit verbreitet

Hersteller: Lohberger, Wamsler, De Dietrich Remeha, GERCO Apparatenbau u.v.a.m.

Kostenanalyse

Bei erweiterten Einzelfeuerstätten, die mit einem Pufferspeicher ausgestattet werden sind die Heizkosten vergleichbar mit den Kosten der Zentralheizungskesseln (Tabelle 5).

2.1.3 Zentralheizungskessel

Damit der Bedienungskomfort gesteigert werden kann und eine gleichzeitige Beheizung mehrerer Räume möglich ist wurden holzbefeuerte Zentralheizungen entwickelt. Der Holzkessel wird ähnlich wie eine Gas- oder Ölfeuerung in eigenen Raum aufgestellt, wobei auf eine gute Zugänglichkeit der Anlage geachtet werden sollte. Handbeschickte Feuerungen erfordern – je nach Jahreszeit und Baujahr – eine mehrmalige Beschickung pro Tag. Damit die Verfügbarkeit der Wärme ganzzeitlich gewährleistet ist sollte eine Kombination der Anlage mit einem Pufferspeicher gewählt werden (Marutzky & Seeger, 2002).

Zentralheizungen zur Verbrennung von Stückholz sind in ein großes Leistungsspektrum vorhanden. Verfügbar sind Anlagen, die zur Beheizung von Einfamilienhäusern geeignet sind (Leistungsbereich bis ca. 20 kW) bis hin zur Anlagen die zu Wärmeversorgung von Mehrfamilienhäusern, Reihenhäusern mit einer Heizzentrale und kleineren Nahwärmegebieten (Leistungsbereich bis max. 800 kW) eingesetzt werden können (Wirtschaftsministerium, 2008).

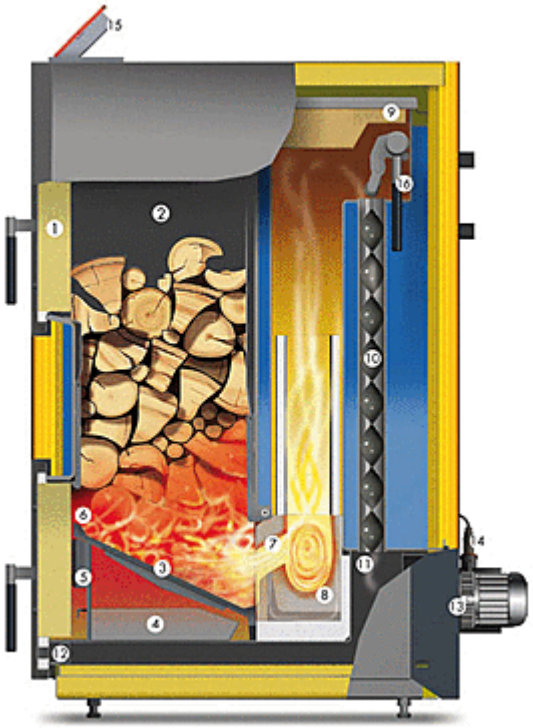


Abbildung 7: Vergaserkessel Guntamatic (Guntamatic, 2012)

Bei den Zentralheizungskesseln wird versucht die Wärmeabgabe an den umgebenden Raum zu vermeiden, da sich der Heizraum meistens nicht in der zu beheizenden Zone befindet. Die Verbrennungssysteme sind mit einem Wärmeüberträger ausgestattet und an einen Wasserkreislauf angeschlossen über welchen der Wärmetransport an die beheizten Räume sichergestellt wird. Es wird versucht die Wärmeabstrahlung von der Geräteoberfläche in den Heizraum durch entsprechende Verkleidung und Wärmedämmung zu minimieren (Hartmann, Riesinger, Thuneke, Höldrich, & Roßmann, 2007).

Leistungsbereich

Tabelle 4: Leistungsbereich - Zentralheizungskessel (Kaltschmitt, Hartmann, & Hofbauer, 2009)

Bauart	Heizleistung in kW	Merkmale
Zentralheizungskessel (Wärmenutzung nur außerhalb des Aufstellraums)		
Stückholzkessel	10 – 250 (max. 800)	bis 1 m Scheitlänge, Naturzug- oder Gebläsekessel, Wärmespeicher erforderlich

Referenzanlagen, Hersteller

Stand der Technik. Werden markttypisch in einem Leistungsspektrum von 10 kW bis ca. 250 kW eingesetzt. Diese Anlagen haben den größten Anteil an den 9 Millionen holzbefeuerten Kleinanlagen, die in Deutschland installiert sind.

Hersteller: Guntamatic, Atmos, Fröhling, Hoval, u.v.a.m.

Kostenanalyse

Tabelle 5: Kostenanalyse eines mit Scheitholz befeuerten Zentralheizungskessels. Basiert auf den Literaturangaben (FNR, 2010b)

Heizkosten	
Jährliche Wärmeerzeugung	24,000 kWh
Anlagennutzungsgrad	83 %
Energieeinsatz	28,916 kWh
Energiegehalt	4.15 kWh/kg
Brennstoffmenge	6,968 kg
Brennstoffpreis	60 €/Rm
Spezifische Brennstoffkosten	3.11 Cent/kWh
Brennstoffkosten/Jahr	899 €
Betriebskosten (u.a. Wartung/Reparatur, Schornsteinfeger, Hilfsstrom)	462 €
Anlageninvestition, incl. Kessel, Pufferspeicher, Regelung, Brauchwasserspeicher sowie Installation	13,200 €
Förderung	1,325 €
Gesamtkosten/Jahr (ohne Invest)	1,361 €
Spezifische Wärmegestehungskosten (ohne Invest)	5.67 Cent/kWh

2.2 Automatisch beschickte Feuerungen

Automatisch beschickte Biomassefeuerungen sind in einer großen Leistungsskala von wenigen kW bis hin zu Anlagen, die über eine Leistung von mehr als 100 MW verfügen. Bei automatisch beschickten Kleinanlagen liegt der wichtigste Vorteil dieser Anlagensysteme bei dem Bedienkomfort. Die modernen Pellet- und Hackschnitzelfeuerungen bieten einen Bedienungskomfort, der mit Gas- oder Ölfeuerungen vergleichbar ist. Bei Großanlagen spricht vor allem die Reduktion der Personalkosten für die Installation von vollautomatischen Feuerungen zur Biomasseverbrennung.

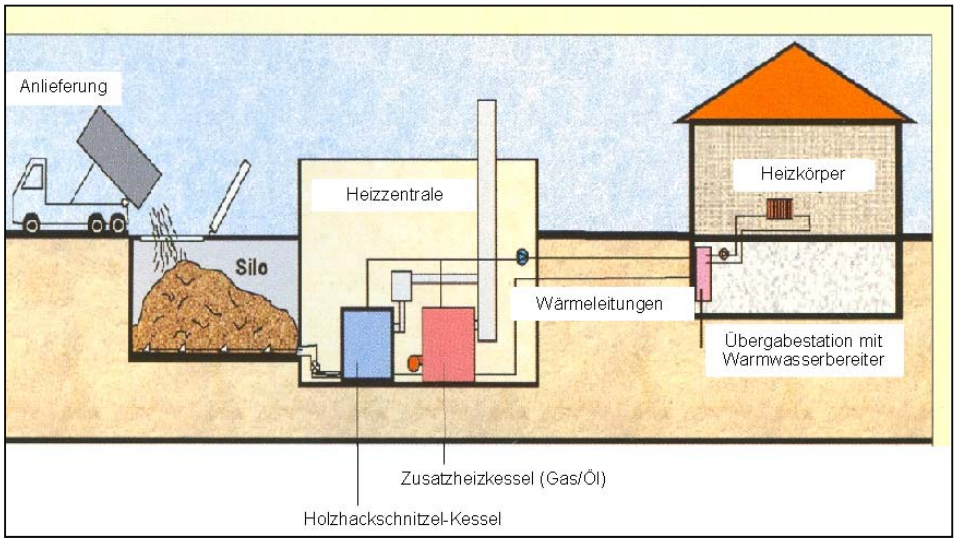


Abbildung 8: Schema einer automatischen Holzhackschnitzel-Heizanlage (Wirtschaftsministerium, 2008).

Die automatischen Biomassefeuerungen sind mit einem System zur Brennstoffdosierung ausgestattet und werden meistens mit Waldhackschnitzeln oder Hackschnitzeln aus Landschaftspflegeholz befeuert. Die automatisch Beschickten Anlagen ermöglichen eine kontinuierliche und stufenlose Anpassung der Feuerungsleistung an den aktuellen Wärmebedarf, die in einem breiten Leistungsbereich von 25-100 % der Nennleistung erfolgen kann. Zusätzlich kann die zugeführte Verbrennungsluftmenge an den Brennstoffumsatz angepasst werden, wodurch relativ niedrige Werte der Schadstoffemissionen erreicht werden können (Nussbaumer, 2001).

Zu den am Markt verfügbaren Anlagetypen, die am meisten eingesetzt werden gehören: Pelletfeuerungen, Unterschubfeuerungen, Rostfeuerungen und Wirbelschichtfeuerungen. Zu den automatischen Systemen für Biomasseverbrennung gehören auch Staubfeuerungen, die jedoch überwiegend zur Mitverbrennung von Biomasse in Kohlekraftwerken eingesetzt werden.

2.2.1 Pelletfeuerungen

Damit Holz als Brennstoff in automatischen Verbrennungsanlagen eingesetzt werden kann müssen seine physikalischen Eigenschaften im Zuge der Bereitstellungskonzepte der Anlagenanforderungen angepasst werden. Bei den Verfahren zur mechanischen Aufbereitung von Energieholz spielen vor allem die Produktion von Holzpellets und Hackschnitzeln die wichtigste Rolle. Einer der wichtigsten Vorteile von Holzpellets als Brennstoff ist ihre, im Vergleich zu anderen Biobrennstoffen deutlich höhere Energiedichte.

Abbildung 9: Energiedichte - Vergleich für Steinkohle, Holzpellets und Holzhackschnitzel (Rentizelas, Karellas, Kakaras, & Tatsiopoulos, 2009)

In den letzten Jahren kann bei den Pelletheizungen eine rasante Entwicklung des Anlagebestandes beobachtet werden. Die Anzahl der Anlagen stieg in den Zeitraum von 1998 bis 2011 von einigen hunderten Pelletheizungen auf etwa 150,000 Anlagen (FNR, 2010c).

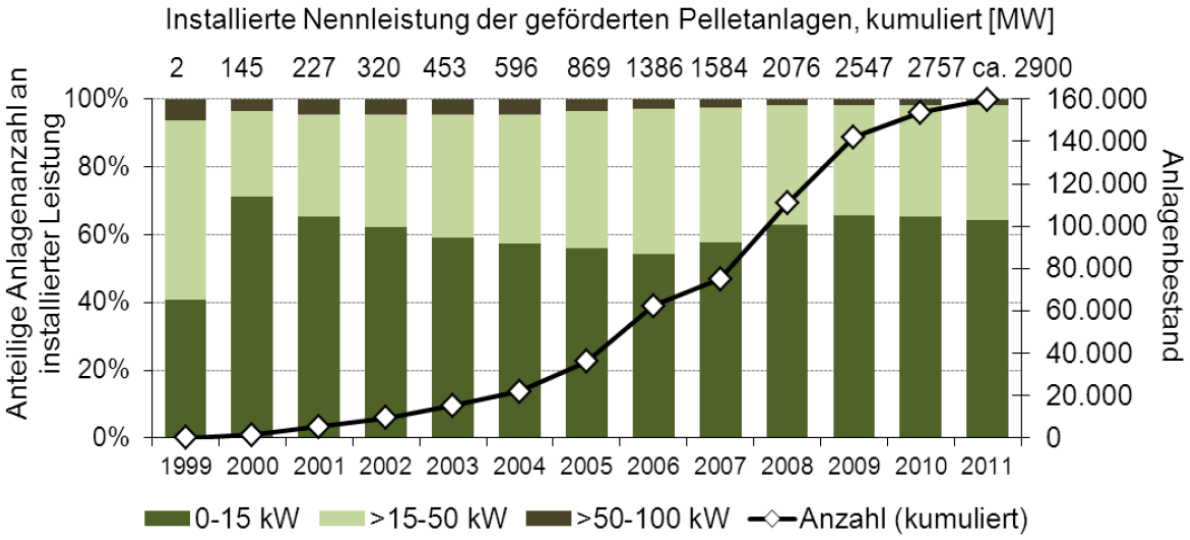


Abbildung 10: Entwicklung des Bestandes von Pelletanlagen (Witt, 2012).

Holzpellets sind genormte, zylindrische Presslinge aus getrocknetem, naturbelassenem Restholz mit einem Durchmesser von ca. 4 - 10 mm . Sie haben einen Heizwert von ca. 5 kWh/kg. Damit entspricht der Energiegehalt von zwei Kilogramm Pellets ungefähr dem von einem Liter Heizöl. Holzpellets werden häufig aus in der Holzindustrie anfallenden Nebenprodukten wie Sägespäne oder Holzstaub hergestellt.

Holzpellets werden mit Hilfe mechanischen Drucks, aber ohne Zuführung von Binde- und Klebemitteln aus Sägespänen und Sägemehl gepresst. Als Bindemittel wirkt das in Holz enthaltene Lignin. Das Verpressen erfordert ca. 10 % derjenigen Energie, die der Pressling als Wärme zur Verfügung stellt. Presslinge in Form von Pellets benötigen weniger Lagerraum als Hackschnitzel. Durch die verwendeten Ausgangsstoffe Sägemehl und –späne ist auch eine geringe Holzfeuchte sichergestellt, die meist 10 % nicht übersteigt. Pellets sind schüttfahig und eignen sich deshalb für automatische Holzheizungsanlagen (Wirtschaftsministerium, 2008).

Aufgrund genormter Brennstoffeigenschaften und des Einsatzes moderner Steuerungssysteme erreichen Pelletheizungen sehr hohe Wirkungsgrade, die mehrheitlich 90% überschreiten. Dazu sind

die Wirkungsgradunterschiede zwischen den verschiedenen Leistungsklassen der Pellet-Zentralheizungen sehr gering, d.h. dass auch bei den Anlagen mit niedriger Wärmeleistung hohe Wirkungsgrade erreicht werden können.

Verbrennungsanlagen die Holz als Brennstoff verwenden stehen oft in der Kritik wegen hohen Feinstaubemissionen. Kleine Staubpartikeln mit einem Durchmesser unter 10 µm (PM10) können verschiedene Gesundheitsbeeinträchtigungen wie Husten, Asthma, Herz-Kreislauf-Probleme oder Erzeugung von Krebs, verursachen. Die Gesundheitsrisiken resultieren vor allem aus den schädlichen Substanzen (z.B. Schwermetalle, Dioxine, PCH) die sich an der Oberfläche der Partikeln anlagern können. Die kleinen Partikeln gelangen beim Einatmen in die Lunge wodurch die schädlichen Substanzen in die Atemwege eindringen können. Pelletanlagen weisen jedoch nur sehr geringe Partikelemissionen auf die meist unter der Grenze von 0.06 g/Nm^3 liegen. Aufgrund strenger Emissionsgrenzwerte ist den Pelletanlagen kein substantieller Beitrag zur Feinstaubproblematik in Deutschland zuzurechnen (FNR, 2010b).

Bei Schadstoffen aus unvollständiger Verbrennung weisen die Pelletanlagen auch sehr niedrige Emissionswerte auf. Die CO-Emissionen die allgemein als Indikator der Verbrennungsqualität dienen sind bei Pelletöfen und Pellet-Zentralheizungen sehr gering. Viele der am Markt verfügbaren Pelletanlagen erfüllen schon heute die erst ab 2015 geltenden Grenzwerte von 0.4g Kohlenmonoxid je Normkubikmeter Abgas (FNR, 2010c).

Die Nutzung von Holzpellets zur Deckung des Wärmebedarfs trägt aufgrund der neutralen CO_2-Bilanz der Biomasse zur Reduzierung der CO_2-Emissionen bei. Wenn eine Ölheizung bei einen Einfamilienhaus durch eine Pelletanlage ersetzt wird resultiert das in einer Reduktion der CO_2-Emissionen um etwa 9 Tonnen jährlich. Bei der Ersetzung einer Gasbrennwertheizung kann eine Reduktion der CO_2-Emissionen um etwa 6 Tonnen jährlich erreicht werden.

Betriebserfahrungen

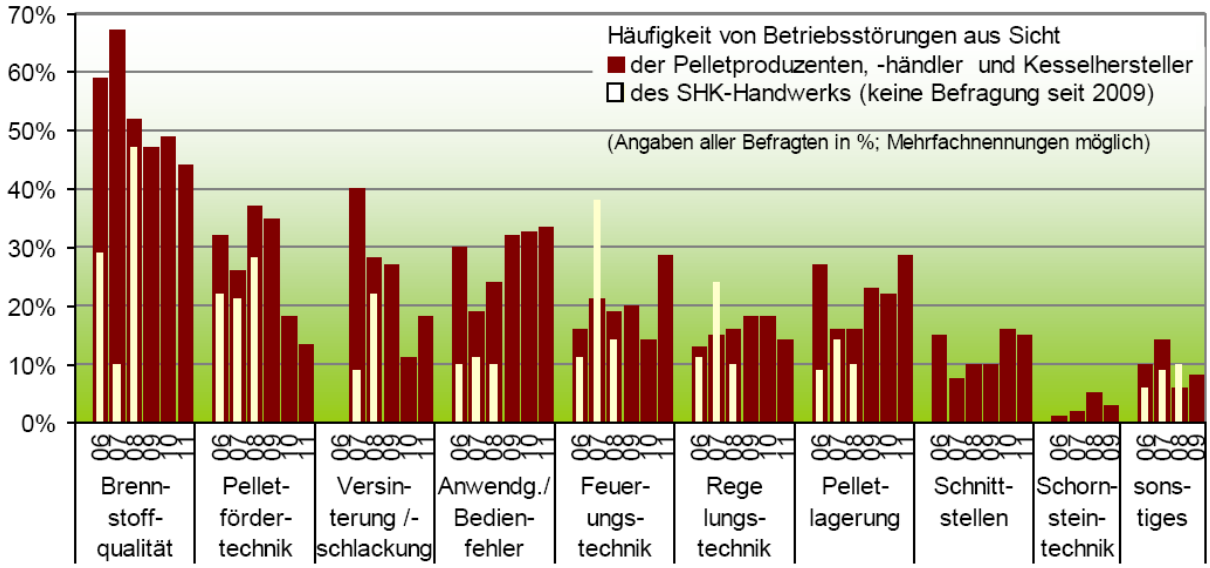


Abbildung 11: Betriebsstörungen bei Pelletkesseln (Witt, 2012).

- die Pelletanlagen haben relativ niedrige Verbrennungseffizienz im Teillastbetrieb
- bei Verwendung von Pellets niedrigerer Qualität kann es zur Ascheerweichung kommen

- bei höheren Aschegehalten der Holzpellets kann es zur hohen Feinstaubemissionen kommen

Leistungsbereich

Marktrelevant sind Anlagen bis zur 300 kW Nennleistung

Referenzanlagen, Hersteller

Stand der Technik, über 150.000 Anlagen deutschlandweit im Betrieb.

Hersteller: Gilles Energie- und Umwelttechnik GmbH & Co. KG, Wolf GmbH, ETA Heiztechnik GmbH, Veissmann Gruppe, u.v.m.

Kostenanalyse

Tabelle 6: Kostenanalyse einer Pelletanlage. Basiert auf den Literaturangaben (FNR, 2010)

Heizkosten	
Jährliche Wärmeerzeugung	24,000 kWh
Anlagennutzungsgrad	87 %
Energieeinsatz	27,586 kWh
Energiegehalt	5 kWh/kg
Brennstoffmenge	5.52 Tonnen
Brennstoffpreis	200 €/Tonne
Spezifische Brennstoffkosten	4.00 Cent/kWh
Brennstoffkosten/Jahr	1,103 €
Betriebskosten (u.a. Wartung/Reparatur, Schornsteinfeger, Hilfsstrom)	659 €
Anlageninvestition, incl. Kessel, Pufferspeicher, Regelung, Brauchwasserspeicher sowie Installation	16,900 €
Förderung	2,700 €
Jahreskapitalkosten bei 20-jähriger Nutzungsdauer	1,089 €
Gesamtkosten/Jahr	2,851 €
Spezifische Wärmegestehungskosten	11.88 €Cent/kWh

2.2.2 Unterschubfeuerungen

Bei Unterschubfeuerungen wird der Brennstoff von unten in einen Stahlteller geschoben. Zusammen mit dem Brennstoff wird auch die Primärluft zugeführt.

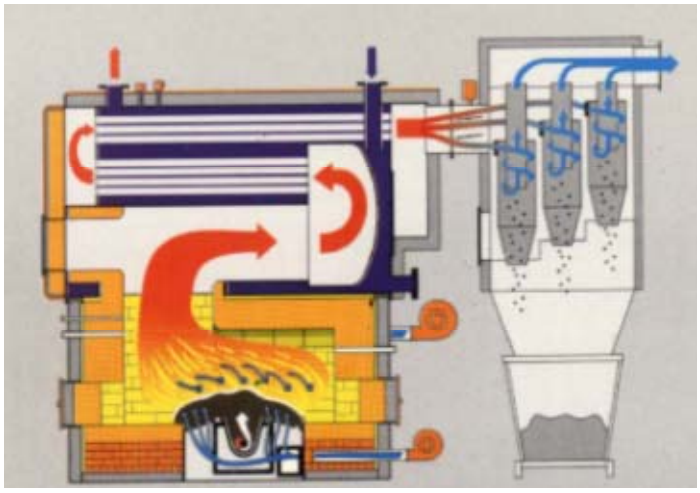


Abbildung 12: Unterschubfeuerung mit einem Zyklon zur Staubabscheidung (Zuberbühler, 2002).

In der Abbildung 12 wird eine typische Bauweise einer Unterschubfeuerung dargestellt, bei welcher die Brennkammer in eine primäre und sekundäre Verbrennungszone unterteilt ist. In der primären Verbrennungszone, wo der Brennstoff zugeführt wird, erfolgt die thermische Umsetzung von Biomasse beim Sauerstoffdefizit. In der sekundären Verbrennungszone erfolgt der komplete Ausbrand der Gasmischung bei Sauerstoffüberschuss.

Unterschubfeuerungen sind grundsätzlich für die Verbrennung von Biomasse mit gleichmäßiger Schüttdichte und geringen Aschegehalt geeignet. Der eingesetzte Brennstoff sollte einen Feuchtegehalt von 5 bis 50% aufweisen, wobei die Feuerraumkonstruktion der jeweiligen Brennstofffeuchte angepasst werden muss. Zu den Vorteilen der Unterschubfeuerungen gehören die niedrigen Investitionskosten und die Möglichkeit des Betriebes in einem breiten Leistungsbereich von 30 bis 100% der Nennleistung. Zu den Nachteilen der Unterschubfeuerungen gehört die fehlende Möglichkeit der Verwendung von Brennstoffen mit ungleichmäßiger Schüttdichte. Die Anwendung von Unterschubfeuerungen ist nur in einen Leistungsbereich von bis zur 6 MW wirtschaftlich, wodurch die Umsetzung dieses Feuerungstyps bei Heizkraftwerken begrenzt wird (Nussbaumer, 2001).

Tabelle 7: Charakteristik von Unterschubfeuerungen (Van Loo S., 2008).

Vorteile	Nachteile
- niedrige Investitionskosten bei Anlagen mit einer Leistung unter 6 MW - einfache Leistungsregelung durch kontinuierliche Brennstoffzufuhr und niedrige Brennstoffmasse in der Brennkammer - niedrige Schadstoffemissionen im Teillastbetrieb durch genaue Brennstoffdosierung	- unflexibel im Bezug auf Teilchengröße - geeignet nur für Brennstoffe mit niedrigen Ascheanteilen und hoher Ascheerweichungs-temperatur

Betriebserfahrungen

- bei guter Brennstoffqualität bieten die Unterschubfeuerungen gute Effizienz und Wirtschaftlichkeit der Energieerzeugung aus Biomasse
- beim nicht homogenen Brennstoff kann es zur Problemen mit der Brennstoffzufuhr kommen
- hoher Aschegehalt führt zur Problemen mit der Brennstoffumsetzung
- bei Verwendung von Brennstoffen mit niedrigen Ascheerweichungstemperaturen kann sich eine Kruste an der Oberfläche des Brennstoffbetts bilden. Das Aufbrechen dieser Kruste während des Anlagebetriebes führt zur unkontrollierbarer, explosionsartiger Verbrennung

Leistungsbereich

Unterschubfeuerungen sind in einem großen Leistungsbereich von 10 kW bis 6 MW verfügbar und eignen sich für die Verbrennung von Pellets, Holzhackschnitzel und Spänen, sowie bis zu einem gewissen Umfang für staubförmige Brennstoffe. Marktrelevant sind Anlagen in einen Leistungsbereich bis zur 2.5 MW_{th}.

Referenzanlagen, Hersteller

Referenzanlage: Biomasseheizwerk Bad Kötzting; eine Unterschubfeuerung mit einer Leistung von 800 kW, Brennstoffsilo 240 m^3, dient der Deckung des Wärmebedarfs der AQUACUR Badewelt Kötzting.

Hersteller: Mawera, Pyros, Viessmann Group

Kostenanalyse

Tabelle 8: Kostenanalyse einer Hackschnitzelfeuerung mit 70 kW. Basiert auf den Literaturangaben (FNR, 2010a)

Heizkosten	
Jährliche Wärmeerzeugung	108,000 kWh
Anlagennutzungsgrad	75 %
Energieeinsatz	144,000 kWh
Energiegehalt	3.14 kWh/kg
Brennstoffmenge	46 Tonnen
Brennstoffpreis	68 €/Tonne
Spezifische Brennstoffkosten	2.17 Cent/kWh
Brennstoffkosten/Jahr	3,118 €
Betriebskosten (u.a. Wartung/Reparatur, Schornsteinfeger, Hilfsstrom)	2,309 €
Anlageninvestition, Feuerungstechnik	28,000 €
Anlageninvestition, Heizraum	42,000 €
Förderung	500 €
Gesamtkosten/Jahr	13,687 €
Spezifische Wärmegestehungskosten	12.7 €Cent/kWh

2.2.3 Rostfeuerungen

Anlagen, in denen die thermische Umsetzung des Brennstoffs auf einem Rost erfolgt zählen derzeit zu den am häufigsten eingesetzten Technologien der Biomassenutzung. Die Rostfeuerungen ermöglichen die Verwendung von Biomasse mit schwankenden Brennstoffeigenschaften und weisen niedrige Investitions- und Betriebskosten auf (Yin, Rosendahl, & Kaer, 2008).

Der Rost in einer Biomassefeuerung ist in Zonen unterteilt, die den einzelnen Etappen der thermischen Umsetzung von Biomasse entsprechen. Jede Rostzone hat eine eigene Verbrennungsluftzufuhr, die eine effektive Anpassung der Luftüberschusszahl zu den Anforderungen der jeweiligen Prozessetappen ermöglicht. Ein Vorteil der Verwendung von Rostfeuerungen zur Energieerzeugung sind deren niedrige NOx-Emissionen, die durch eine Unterteilung der Brennkammer in primäre und sekundäre Verbrennungszone erreicht werden (Bauer, Gölles, Burner, Dourdoumas, & Obernberger, 2010). In der primären Verbrennungszone erfolgt die Entgasung des Brennstoffs beim Sauerstoffdefizit. Die infolge dieses Prozesses entstandene Gasmischung besteht zum Großteil aus Kohlenmonoxid und brennbaren organischen Verbindungen. Die Gasmischung aus der primären Verbrennungszone strömt in die sekundäre Verbrennungszone in welcher die vollständige Oxidation der brennbaren Gase erfolgt. Bei einem Luftüberschuss in Höhe von 25-50% erfolgen die Oxidation von Kohlenmonoxid zur CO_2 und die Verbrennung der Kohlenwasserstoffe. Dieses komplexe System der Verbrennungsluftzufuhr ermöglicht einen effektiven Anlagenbetrieb in einem Leistungsbereich von 25 bis 50% der Nennleistung (Yang, Sharifi, & Swithenbank, 2007) (Zhou, Jensen, Glaborg, Jensen, & Kavaliauskas, 2005).

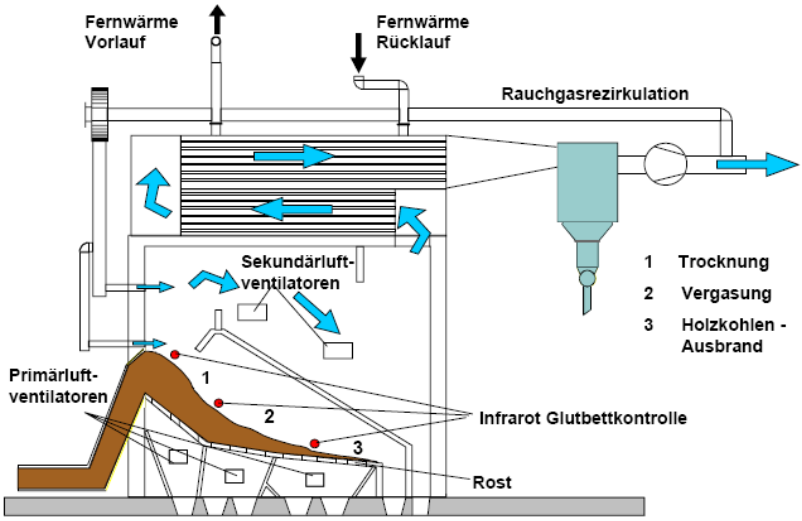


Abbildung 13: Rostfeuerung zur Biomasseverbrennung (Obernberger, 2000).

Rostfeuerungen werden in einen breiten Leistungsbereich von 150 kW bis 50 MW eingesetzt. Aufgrund ihrer Flexibilität im Bezug auf Brennstoffeigenschaften und den niedrigen Betriebskosten bieten sie derzeit die attraktivste Möglichkeit zur thermischen Umsetzung von Biomasse in dezentralen Anlagen.

Tabelle 9: Charakteristik von Rostfeuerungen (Van Loo S., 2008).

Vorteile	Nachteile
- niedrige Investitionskosten für Anlagen mit einer Leistung von < 20 MW_{th} - niedrige Betriebskosten - niedrige Staubemissionen - weniger empfindlich gegen Ascheerweichung im Vergleich zum Wirbelschichtfeuerungen	- keine Möglichkeit zur Mischung von holz- und halmgutartiger Biomasse - effektive Reduktion der NOx-Emissionen kann Sekundärmaßnahmen erfordern - relativ hoher Sauerstoffgehalt der Abgase (5-8 %) beeinflusst negativ den Wirkungsgrad - die Verbrennung ist weniger homogen als bei Wirbelschichtfeuerungen - Erreichen niedriger Schadstoffemissionen beim Teillastbetrieb erfordert Einsatz komplexer Regelungstechnik

Betriebserfahrungen

- keine Probleme bei guter Brennstoffqualität
- schwankende Brennstoffparameter führen zur unstabilen Verlauf des Verbrennungsprozesses
- hoher Aschegehalt und/oder Feinanteil im Brennstoff führt zur Entstehung von Ablagerungen im Brennraum und an den Wärmetauscherflächen
- Brennstoffparameter, vor allem die Brennstofffeuchte, sollen den Anforderungen der Feuerungsanlage entsprechen
- die Verbrennung von Biomasse in Rostfeuerungen erfordert eine gute Kenntnis des komplexen Prozessablaufs der thermischen Umsetzung von Biomasse. Bei sachgemäßen Betrieb bieten jedoch die Rostfeuerungen eine hohe Effizienz zusammen mit 100% Zuverlässigkeit (Feldmann, 2009)

Leistungsbereich

150 kW – 50 MW

Referenzanlagen, Hersteller

Referenzanlagen: Heizwerk Burgkirchen (Biomassekessel 2,500 kW), Energiezentrale der Erzabtei St. Ottilien (Rostfeuerung 440 kW)

Hersteller: Kohlbach, Mawera, Gilles

Kostenanalyse

2.2.4 Stationäre Wirbelschichtfeuerungen

In der Brennkammer einer Wirbelschichtfeuerung befindet sich eine Mischung, die bis zu 98% aus Inertmaterial und nur zur 2 bis 5% aus brennbarem Material besteht. Das Wirbelbett befindet sich in den unteren Teil des Feuerraums, wo der Brennstoff bei den Temperaturen von 800 bis 900°C

umgesetzt wird. Die Verbrennungsluft wird durch einen Düsenboden in die Brennkammer zugeführt, wodurch das Gemisch aus Bettmaterial und Brennstoffteilchen in Schwebe gehalten wird (FNR, 2005). Der Brennstoff wird mittels eines Wurfbeschickers direkt in den Brennraum befördert. Die während der Verbrennung anfallende Asche wird mit den Rauchgasen abtransportiert und in den Entstaubungseinheiten aus dem Abgasstrom abgetrennt.

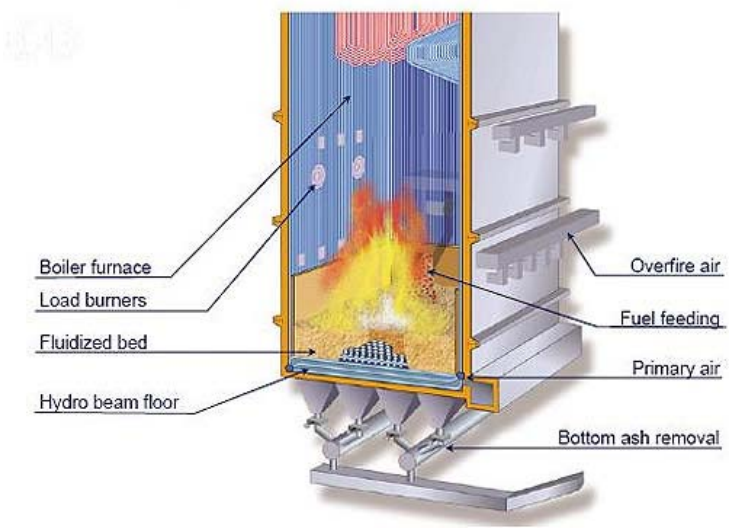


Abbildung 14: Eine biomassebefeuerte Wirbelschichtfeuerung mit 130 MW installiert in Örnsköldsvik, Schweden (Power-Technology, 2010).

Tabelle 10: Charakteristik von stationären Wirbelschichtfeuerungen (Van Loo S., 2008).

Vorteile	Nachteile
- keine beweglichen Anlagekomponenten in der heißen Verbrennungszone - gute Effizienz der NOx-Reduktion durch Verbrennungsluftstufung - hohe Flexibilität im Bezug auf Brennstofffeuchte und Brennstoffart - niedriger Sauerstoffgehalt der Abgase führt zu Erhöhung der Effizienz und Reduktion des Abgasvolumenstromes	- hohe Investitionskosten, attraktiv nur für Großanlagen - hohe Betriebskosten - niedrige Flexibilität im Bezug auf Partikelgröße - Probleme mit Verwendung halmgutartiger Biomasse wegen eines höheren Risikos der Bildung von Ablagerungen - hohe Partikelmenge in den Abgasen - Verluste des Bettmaterials in der Asche

Aufgrund der relativ hohen Investitionskosten ist der Einsatz von stationären Wirbelschichtfeuerungen nur dann wirtschaftlich, wenn die Anlagenleistung über 20 MW liegt. Die in diesen Feuerungstyp verwendeten Brennstoffe sollen eine Teilchengröße von weniger als 100 mm aufweisen. Die relativ niedrige Verbrennungstemperatur, die in den Wirbelbett herrscht ermöglicht die Verwendung von Brennstoffen mit niedriger Ascheerweichungstemperatur. Einer der wichtigsten Vorteile der Wirbelschichtfeuerungen ist der relativ niedriger Sauerstoffgehalt der Abgase und die daraus resultierende relativ hohe Effizienz des Verbrennungsprozesses. Bedingt durch die hohen Investitions- und Betriebskosten ist dieser Anlagentyp für den Einsatz in Kraftwerken und Heizkraftwerken der großen Leistungsklasse prädestiniert (Kaltschmitt, Hartmann, & Hofbauer, 2009).

Betriebserfahrungen

- hohe thermische Effizienz der Biomasseverbrennung
- Ablagerungen können an Wärmetauscher entstehen
- Ablagerungen, die sich von den Wärmetauscherflächen lösen können mehrere Meter in den nach unten in den Feuerraum stürzen und die Verbrennungsanlage beschädigen

Abbildung 15: Ascheablagerungen an Wärmetauscherflächen (Yin, Rosendahl, & Kaer, 2008).

Leistungsbereich

5 MW bis 35 MW

2.2.5 Zirkulierende Wirbelschichtfeuerungen

Bei den Feuerungen mit zirkulierender Wirbelschicht wird die Luftzugabe im Vergleich zu den Feuerungssystemen mit stationärer Wirbelschicht deutlich gesteigert, wodurch die Bettpartikel ausgetragen werden.

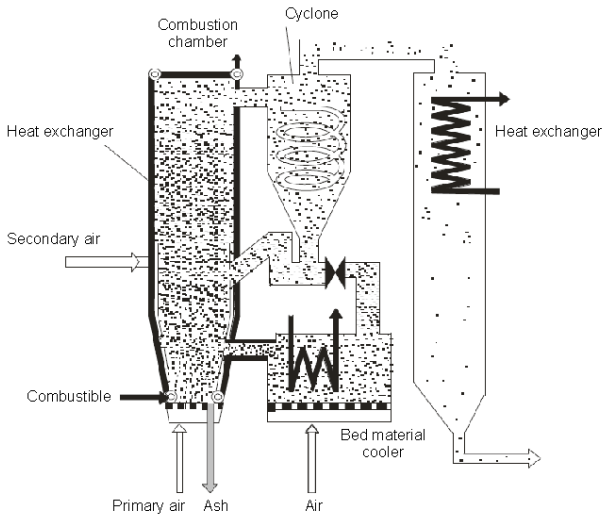


Abbildung 16: Zirkulierende Wirbelschichtfeuerung (Kaltschmitt, Hartmann, & Hofbauer, 2009).

Im Falle von zirkulierender Wirbelschicht wird das Bettmaterial in einem der Feuerung nachgeschalteten Zyklon abgetrennt und zurück in die Brennkammer befördert. Die Verwendung eines zusätzlichen Wärmetauschers für das Bettmaterial ermöglicht die Steuerung der Temperatur in der Brennkammer. Das zirkulierende Wirbelbett führt dazu, dass der Brennstoff gleichmäßig in der Brennkammer verteilt wird, wodurch eine hohe Anlageneffizienz erreicht werden kann.

Zu den Vorteilen der zirkulierenden Wirbelschichtfeuerungen gehört ihr hoher Wirkungsgrad, der durch den sehr niedrigen (1-2%) Sauerstoffgehalt der Abgase erreicht wird. Im Falle von Feuerungen mit zirkulierender Wirbelschicht kommt es auch zu keinen Problemen mit Ascheerweichung, da die Temperatur im Feuerraum effizient geregelt werden kann. Aufgrund der niedrigen Teilchengröße (Durchmesser der Brennstoffteilchen unter 40 mm) ist der Verbrennungsverlauf viel gleichmäßiger und dadurch auch effektiver. Trotz der kompakten Bauweise sind die Investitions- und Betriebskosten bei den Feuerungen mit zirkulierender Wirbelschicht relativ hoch. Dies führt dazu, dass der Einsatz dieses Feuerungstyps sich nur bei den Anlagen der höchsten Leistungsklasse (über 30 MW) lohnt.

Tabelle 11: Charakteristik von Feuerungen mit zirkulierender Wirbelschicht (Van Loo S., 2008).

Vorteile	Nachteile
- keine beweglichen Anlagenkomponente in der Verbrennungszonen - effektive Reduktion der NOx-Emissionen durch Verbrennungsluftstufung - hohe Flexibilität im Bezug auf Brennstofffeuchte und Biomasseart - homogener Ablauf der Verbrennung - hohe Effektivität des Wärmeaustausches durch Turbulenzen im Brennraum - Beimischung von Additiven kann problemlos erfolgen - sehr niedriger Sauerstoffgehalt der Abgase erhöht die Effizienz und reduziert den Abgasvolumenstrom	- hohe Investitionskosten - hohe Betriebskosten - niedrige Flexibilität im Bezug auf die Partikelgröße (Brennstoffpartikel unter 40 mm) - Verwendung von halmgutartiger Biomasse als Brennstoff ist kritisch aufgrund des hohen Risikos der Agglomeration im Wirbelbett - hohe Partikelmengen in den Abgasen - Verluste des Bettmaterials mit Asche - Probleme mit Ascheablagerungen treten relativ oft auf

Betriebserfahrungen

- Probleme mit Ascheablagerungen an den Wärmetauscherflächen
- Risiko der Hochtemperatur-Korrosion

Leistungsbereich

15 MW bis 250 MW

2.2.6 Halmgutfeuerungen

Die Verbrennung von halmgutartiger Biomasse erfolgt meist in Zigarrenbrenner mit anschließendem Schrägrost. Aufgrund der relativ niedrigen Ascheerweichungstemperatur und den relativ hohen NOx-Emissionen ist die Verwendung von Stroh und anderer halmgutartiger Biomasse als Brennstoff oft problematisch. Aus diesem Grund ist die Nutzung halmgutartiger Biomasse als Brennstoff in Deutschland noch nicht auf dem Stand der Holzverbrennungsanlagen.

Durch den Ballenquerschnitt und die Vorschubgeschwindigkeit wird der Leistungsbereich von Strohfeuerungen limitiert. Anlagen wie Zigarrenbrenner lassen sich in der Regel erst ab Leistungen von 2 bis 3 MW_{th} wirtschaftlich betreiben. Um das Stroh in kleineren Leistungsbereich verfeuern zu können müssen die Ballen erst zerkleinert werden. Die Aufgelösten Ballen lassen sich danach in einer halmguttauglichen Rostfeuerung verbrennen. Die Feuerungen für Verbrennung von zerkleinerten Ballen werden im Leistungsbereich von 0.5 bis 3 MW_{th} eingesetzt (FNR, 2005).

Der Einsatz von Halmgutfeuerungen ist vor allem in Skandinavien populär, wo Stroh zur Erzeugung von Wärme in landwirtschaftlichen Betrieben genutzt wird. Außerdem wird überschüssiges Stroh an Heizwerke geliefert, die über Wärmenetze viele Abnehmer versorgen. Es besteht auch die Möglichkeit der Mitverbrennung von halmgutartiger Biomasse in Kohlekraftwerken.

Abbildung 17: Transportband zum Ballenöffner einer Halmgutfeuerung (FNR, 2012).

Leistungsbereich

0.05 MW (Schüttgutfeuerung) bis >20 MW (Rostfeuerung)

Referenzanlagen, Hersteller

Referenzanlage in Schkölen (Thüringen).

Hersteller für Zigarrenbrenner: Firma Vølund

2.3 Stromerzeugungstechniken

Aufgrund der universellen Verwendungsmöglichkeiten von Strom als Energieträger, spielen die Stromerzeugungstechniken die wichtigste Rolle bei der Energieproduktion aus Biomasse. Großkraftwerke (mit einer Systemleistung von mehr als 10 MW) haben zurzeit den größten Anteil an der Stromerzeugung aus Biomasse. Nur ein Kleinteil der Biomasseanlagen arbeitet im KWK-Betrieb weil die Nutzung der bei der Stromerzeugung anfallender Abwärme bei Großkraftwerken problematisch ist. Daraus resultiert der wichtigste Nachteil von Biomassenlagen der höchsten Leistungsklasse, nämlich die relativ niedrige Effizienz der Nutzung der chemischen Brennstoffenergie. Die Effizienz der Nutzung der Brennstoffpotenziale ist deutlich höher im Falle von dezentralen KWK-Anlagen die wärmegeführt arbeiten. Außer der höheren thermodynamischen Effizienz der Brennstoffnutzung ermöglichen die dezentralen Anlagen eine deutliche Reduktion der Transportentfernungen, die bei Brennstoffen mit niedrigen Heizwerten, wie Biomasse von entscheidender Bedeutung sind.

Dampfkraftprozesse werden am häufigsten zur Stromerzeugung im Kraftwerken und Heizkraftwerken eingesetzt. Aufgrund der Komplexität der Anlagenkonstruktion und der Notwendigkeit der Verwendung von teuren Komponenten, sind die Dampfkraftprozesse ungeeignet für die Energieerzeugung in dezentralen Anlagen. Ein zusätzlicher Nachteil von Dampfkraftprozessen ist die Notwendigkeit der ständigen Überwachung des Anlagebetriebes, was zu Erhöhung der Betriebskosten führt. Die Nachteile der Dampfkraftprozesse haben zur Entwicklung neuartiger Verfahren zur dezentralen Stromerzeugung aus Biomasse geführt. Bei den modernen Technologien zur dezentralen Strom- und Wärmeerzeugung aus Biomasse handelt es sich vor allem um ORC-Prozesse und Stirlingmotoren. Bisher wurden auch vereinzelt Anlagen errichtet, die auf den Dampfmotor basieren, jedoch durch die bisher nicht ganz gelösten Probleme mit der Schmierung könnte diese Technologie noch nicht einen marktreifen Stand der Entwicklung erreichen. In der Literatur werden auch andere Stromerzeugungstechniken erwähnt, deren Einsatz jedoch in der Praxis bisher keine Bedeutung erlangen könnte (Maier, 2002).

Tabelle 12: Stromerzeugungstechniken die auf Biomasseverbrennung basieren (Van Loo S., 2008).

Arbeitsmedium	Anlagentyp	Typischer Leistungsbereich	Entwicklungsstand
Flüssigkeit und Dampf (mit Phasenübergang)	Dampfturbine Dampfmotor Schraubenmotor Dampfturbine mit organischen Arbeitsmedium	500 kW – 500 MW 25 kW – 1.5 MW 500 kW – 2 MW 400 kW – 2.5 MW	Standardtechnologie Pilotanlagen Pilotanlagen Standardtechnologie
Gas (ohne Phasenübergang)	Indirekt befeuerte Gasturbine Stirlingmotor	nicht festgelegt 1 kW – 100 kW	im Entwicklungsstadium Pilotanlagen

Die Abgase aus Biomasseverbrennungsanlagen enthalten meistens viele Verunreinigungen wie Partikeln, Schwermetalle und Chlorverbindungen, welche zur Beschädigung mechanischer Anlagenkomponente führen können. Aus diesem Grund basieren die meisten Stromerzeugungsanlagen, die Biomasse als Brennstoff nutzen, auf geschlossenen Kreisläufen. Bei diesem Anlagentypen wird der Prozess der thermischen Umsetzung des Brennstoffs physisch von dem Prozess der Stromerzeugung getrennt. Die Energieübertragung erfolgt in einen Wärmetauscher

in welchen das Arbeitsmedium durch die Abgase der Biomasseanlage erhitzt wird. Tabelle 12 enthält einer Übersicht der Technologien zur Stromerzeugung aus Biomasse, die auf geschlossenen Kreisläufen basieren.

2.3.1 Dampfkraftprozesse

Im großen Leistungsbereich bis 20 MW_{el} arbeiten die Anlagen meistens stromgeführt. Dies bezieht sich vor allem auf Anlagen, die Altholz verbrennen und meistens in den Jahren 2003 und 2004 errichtet wurden. Das Hauptziel der Errichtung dieser Anlagen war die Erzeugung von Strom, der nach EEG Anspruch auf Vergütung hat. Bei diesen Anlagen war die Verwendung der anfallender Abwärme oftmals nicht oder nur geringfügig vorgesehen (DBFZ D. B., 2012b).

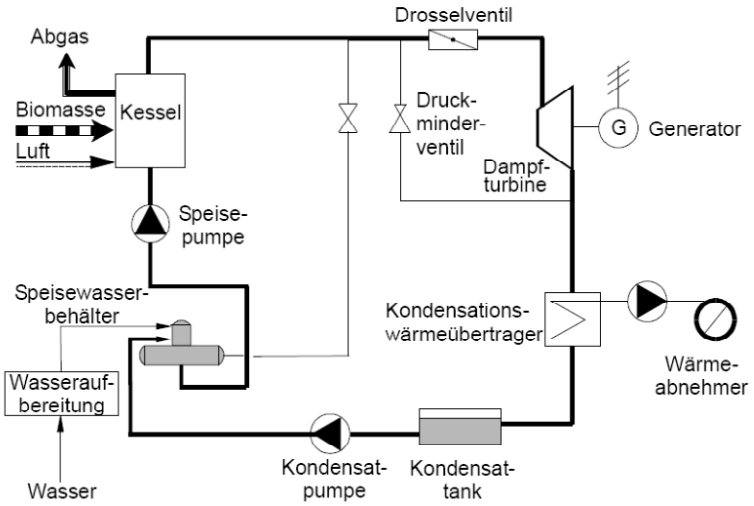


Abbildung 18: Vereinfachtes Wärmeschaltbild eines Dampfturbinenprozesses (Obernberger & Hammerschmid, 1999).

Stromerzeugung in Anlagen mit Dampfturbinen ist eine hochentwickelte Technologie zur Erzeugung elektrischer Energie in Kraftwerken und Heizkraftwerken. In solchen Anlagen wird die in der Feuerung erzeugte Wärme zur Generierung von Dampf mit hohem Druck eingesetzt. Danach wird der Dampf in einer Turbine entspannt wodurch mechanische Energie zum Antrieb eines Generators generiert wird. Bei Großkraftwerken werden Turbinen mit manchmal mehr als 20 Entspannungsstufen eingesetzt. In den mehrstufigen Turbinen können hohe Druckunterschiede des Wasserdampfs (250 bar – 0.1 bar) erreicht werden. Dadurch wird auch das Erreichen relativ hoher elektrischer Wirkungsgrade von bis zu 40% bei Großkraftwerken ermöglicht.

Die derzeit größte Anlage zur Energieerzeugung aus Biomasse befindet sich im Tilbury in Großbritannien. Diese Anlage wurde vorher mit Kohle befeuert und aufgrund der Verschärfung der Umweltgesetze auf Nutzung von Biomasse als Brennstoff umgerüstet. In der Anlage werden Holzpellets aus Russland als Brennstoff verwendet, die über den Wasserweg transportiert werden. Die thermische Leistung der Biomasseverbrennungsanlage beträgt 1750 MW_{th} und die elektrische Leistung liegt bei 742 MW_{el}.

Abbildung 19: Tilbury power station (Library, 2012)

Durch technische Eigenschaften der Biomassekraftwerke sind ihre elektrischen Wirkungsgrade niedriger im Vergleich zu den mit fossilen Brennstoffen (Steinkohle, Braunkohle) befeuerten Anlagen. Dies ist vor allem dadurch begründet, dass in Biomasseanlagen wirkungsgradsteigernde Maßnahmen wie die regenerative Speisewasservorwärmung und die Zwischenüberhitzung aus wirtschaftlichen Gründen in deutlich geringeren Maß realisiert werden. Zusätzlich werden zu Vermeidung von Hochtemperatur-Chlorkorrosion deutlich niedrigere Frischdampftemperaturen (bis 450°C) realisiert, wogegen bei großen, mit Kohle befeuerten Kraftwerken viel höhere Frischdampftemperaturen (bis 600°C) erreicht werden (Kaltschmitt, Hartmann, & Hofbauer, 2009).

2.3.2 ORC Prozesse

Der Kreislauf Prozess in dem eine organische Substanz als Arbeitsmedium eingesetzt wird (Organic Rankine Cycle) ORC wird seit Jahren mit Erfolg zur Stromerzeugung mit Nutzung der Erdwärme eingesetzt. Relativ neuartig ist die Verwendung von ORC-Modulen zur Stromerzeugung aus Biomasse in dezentralen KWK-Anlagen wo der Einsatz von klassischen Dampfturbinen unwirtschaftlich ist.

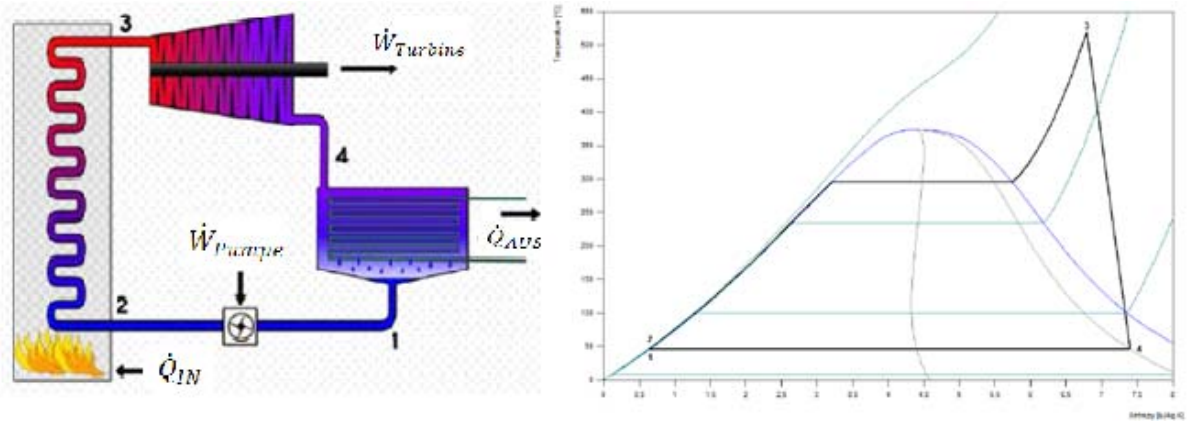


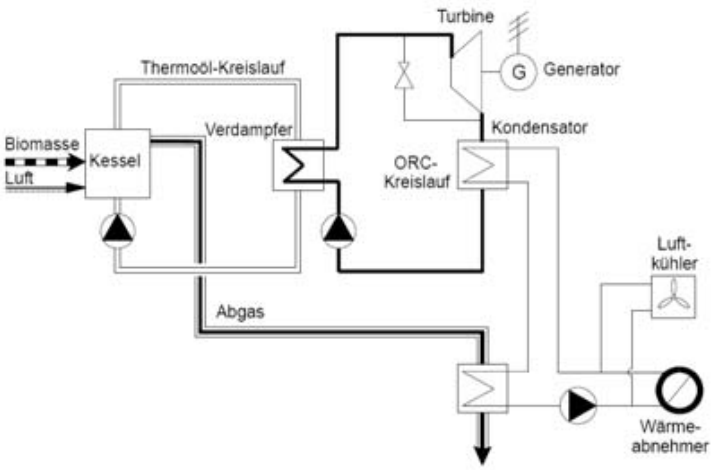
Abbildung 20: Dampfkraftprozess (Vanslambrouck, 2011).

Dampfkraftprozesse sind eine effektive Technologie zur Stromerzeugung in Großkraftwerken, wo der Einsatz von Wasser deutliche Vorteile mit sich bringt. Im Falle von Wasserdampf muss jedoch

überhitzter Dampf erzeugt werden um eine Kondensation in der Turbine ausschließen zu können. Aufgrund der relativ hohen spezifischen Wärmekapazität von Wasser erfordert die Erzeugung von überhitztem Dampf eine Wärmequelle mit hoher Leistung. Diese Barrieren führen dazu, dass Dampfkraftprozesse keinen Einsatz in dezentralen Biomasse-Heizkraftwerken finden. Eine bessere Lösung ist in diesem Fall die Nutzung des ORC Prozesses, der den Einsatz von Wärmequellen mit niedriger Leistung und Abgastemperatur ermöglicht.

Der Wirkungsprinzip von ORC-Anlagen ist ähnlich den Dampfkraftprozessen, mit dem Unterschied dass statt Wasser ein organisches Arbeitsmedium – meistens Silikonöl – eingesetzt wird. Im Vergleich zu Wasserdampf bringt die Verwendung eines organischen Arbeitsmediums in dezentralen Heizkraftwerken folgende Vorteile mit sich:

- das organische Arbeitsmedium ermöglicht Stromerzeugung bei deutlich niedrigeren Temperaturen
- die Notwendigkeit der Dampfüberhitzung entfällt, da der Dampf auch nach der Expansion in der Turbine in überhitzten Zustand bleibt
- die Verdampfungsenthalpie von Silikonöl ist etwa zehnmal niedriger im Vergleich zu der Verdampfungswärme von Wasser (Vanslambrouck, 2011)



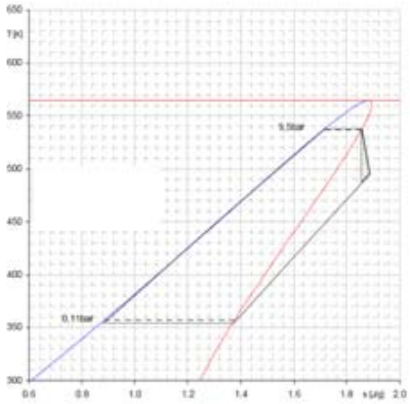


Abbildung 21: Vereinfachtes Wärmeschaltbild eines ORC-Prozesses (Obernberger, Hammerschmid, & Bini, 2001) (Erhart, 2006).

In den klassischen thermischen Kraftwerken, die Wasser als Arbeitsmedium nutzen, wird der Dampf mit einer Temperatur von etwa 450°C und einen Druck von 3.7 MPa in die Turbine geleitet. Im Vergleich dazu hat der Silikonöl in den ORC-Kreislauf eine Temperatur von etwa 270°C und einen Druck von 3.7 MPa am Eingang der Turbine. Die relativ niedrige Verdampfungstemperatur von Silikonöl ermöglicht die Verwendung eines zusätzlichen Thermölkreislaufes zur Wärmeübertragung zwischen der Biomassefeuerung und den Verdampfer des ORC-Moduls. Aus diesem Grund entfällt auch die Notwendigkeit der Verwendung eines Dampfkessels, was zur einen deutlichen Einsparung bei den Investitionskosten führt und die Zuverlässigkeit des Anlagebetriebes verbessert. Im Falle von biomassebefeuerten, dezentralen Heizkraftwerken sind die Investitionskosten im Falle von einer ORC-Anlage um etwa 30% niedriger im Vergleich zu einem Dampfkraftwerk. Die Abwärme aus der Stromerzeugung kann im Kondensator und Economizer des ORC-Kreislaufes an ein Wärmenetz

abgegeben werden, wobei die Temperatur im Vorlauf des Netzes bei etwa 70-95°C liegt (Kotowski & Konopka, 2006) (Rentizelas, Karellas, Kakaras, & Tatsiopoulos, 2009).

Aufgrund der günstigeren physikalischen und chemischen Eigenschaften von organischen Arbeitsmedien im Vergleich zum traditionellen Dampfkraftwerken ist es möglich die Effizienz der Energieerzeugung in dezentralen, biomassebefeuerten Anlagen deutlich zu erhöhen. Zusätzlich zu den vorteilhaften Eigenschaften von organischen Arbeitsmedien sprechen noch folgende Gründe für den Einsatz der ORC-Technologie zur Stromerzeugung in dezentralen Anlagen:

- hohe Betriebsbereitschaft (bis zur 99% während des Betriebsjahres)
- gutes Teillastverhalten (das technologische Minimum für den Anlagenbetrieb liegt bei 10% der Anlagenleistung)
- vorteilhafte Betriebseigenschaften der Turbine (Wirkungsgrade von 85%, keine Probleme mit Erosion, niedrige Drehzahlen)
- lange Betriebszeiten
- kompakte Bauweise und relativ einfache Mechanik
- hoher Automatisierungsgrad (Skotnicki & Weisser, 2009).

Aufgrund der oben erwähnten, positiven Eigenschaften stellt die ORC-Technologie eine gute Wahl für Strom- und Wärmeerzeugung in dezentralen Anlagen, die eine Biomassefeuerung als Wärmequelle nutzen. Die ORC-Anlagen haben längst eine marktreife Entwicklung erreicht und ermöglichen eine effektive Nutzung der Biomassepotenziale. Bisher wurden mehr als 150 Biomasseheizkraftwerke, die auf der ORC-Technologie basieren, in Europa errichtet.

2.3.3 Stirlingprozesse

Stirlingmotoren sind Motoren bei denen der Verbrennungsprozess außerhalb des Zylinders erfolgt. Bei Stirlingprozessen wird Helium oder Wasserstoff als Arbeitsmedium verwendet. Im Falle von Stirlingmotor wird der Kolben nicht direkt durch die Verbrennung vom Treibstoff im Bewegung gesetzt, sondern die Expansion des Arbeitsmedium erfolgt durch Energiezufuhr von einer externen Wärmequelle. Stirlingmotoren ermöglichen somit die Erzeugung von mechanischer Energie in einem geschlossenen Kreislauf, wodurch unterschiedliche Wärmequellen zum Antrieb des Motors eingesetzt werden können. Bei der Verwendung von einer Biomassefeuerung als Wärmequelle können somit die Anforderungen an die Brennstoffqualität gesenkt werden, was zu einer deutlichen Einsparung bei den Betriebskosten führt.

Das Wirkungsprinzip des Stirlingmotors basiert auf dem Effekt der Volumenarbeit des Arbeitsmediums, die in der Folge von Wärmezufuhr aus einer externen Wärmequelle errichtet wird. Eine kontinuierliche Arbeitsweise des Systems wird durch den Transport des Arbeitsmediums zwischen einem Zylinder mit hoher Temperatur und einen Zylinder mit niedriger Temperatur erreicht.

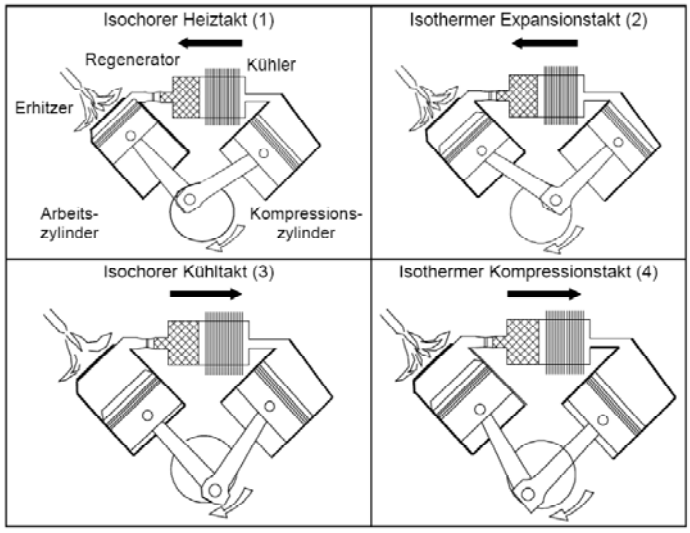


Abbildung 22: Arbeitsweise eines Stirlingmotors (Raggam, 1997).

Stirlingmotoren werden in Biomasseanlagen der niedrigen Leistungsklasse – von 1 kW bis 100 kW – eingesetzt. Zu den Vorteilen der Verwendung von Stirlingmotoren gehört der niedrige Wartungsaufwand und günstige Betriebseigenschaften. Die Wirkungsgrade der Stirlingmotoren in niedrigen Leistungsbereich sind deutlich höherer im Vergleich zu den direkt befeuerten Systemen und erreichen Werte zwischen 15 und 30%.

Aufgrund des niedrigen Leistungsbereichs ist die Verwendung von Stirlingmotoren in dezentralen, biomassebefeuerten Anlagen begrenzt. Außerdem haben Stirlingprozesse, trotz intensiver Entwicklungsarbeiten, noch nicht einen Entwicklungsstand erreicht, der eine kommerzielle Herstellung dieser Anlagen ermöglichen wurde. Im Betrieb von mit Holz befeuerten Stirlinganlagen gibt es derzeit nur wenige Aktivitäten und weitere Entwicklungen (DBFZ D. B., 2012b).

Betriebserfahrungen

Die Arbeitsweise von Stirlingmotoren erfordert die Aufheizung von kleinem Gasvolumen auf hohe Temperaturen, wobei der Wärmeüberträger hohen thermischen Belastungen ausgesetzt wird. Zusätzlich wird er durch die heißen Verbrennungsgasen beaufschlagt, die mit Aschepartikeln beladen sind. Diese Ascheanteile können sich an der Oberfläche des Wärmetauschers ablagern, wodurch der Wärmeübergang reduziert wird. Außerdem enthalten Aschepartikeln bei Biomassefeuerungen korrosive Anteile, die zu Beschädigung des Wärmetauschers führen können. Aus diesem Grund stellt eine betriebssichere Übertragung der im Verbrennungsgasen enthaltenen Wärme an das Arbeitsmedium des Stirlingmotors ein bislang noch nicht befriedigend gelöstes Problem dar (Kaltschmitt, Hartmann, & Hofbauer, 2009).

Obernberger (Obernberger, 2007) berichtet über erfolgreiche Tests an einem 35 kW_{el} Vierzylinder-Stirlingmotor (mehr als 12,000 Betriebsstunden) und einem 70 kW_{el} Achtzylinder-Stirlingmotor (7,000 Betriebsstunden). Die Ablagerungsproblematik bei den Erhitzern wurde durch den Einsatz von einer automatischen Druckluft-Reinigungsanlage gelöst. Die elektrischen Wirkungsgrade des Stirlingprozesses lagen bei rund 12%. Die Stirling-basierte Biomasse-KWK-Anlagentechnologie wird dabei als besonders geeignet für Biomasse-Mikronetze, kleine Biomasse-Fernheizwerke, größere Hotels sowie kleine holzbe- und verarbeitende Betriebe empfohlen.

2.3.4 Dampfmotoren

Dampfmotoren werden bei Anlagen mit Leistung zwischen 25 kW und 1.5 MW eingesetzt, bei denen es sich um dezentrale Anlagen handelt, bei welchen die Verwendung von Dampfturbinen unwirtschaftlich ist. Bei Dampfmotoren handelt es sich um Kolbenmotoren, die als eine Weiterentwicklung der Dampfmaschine angesehen werden können. Die Dampfenergie der in einer Biomassefeuerung entsteht wird durch die Bewegung der Motorkolben in mechanische Energie umgewandelt.

Dampfmotoren haben eine kompakte Bauweise und bestehen aus einem bis sechs Zylindern in verschiedenen Konfigurationen. Die elektrischen Wirkungsgrade von einstufigen Dampfmotoren bewegen sich im Bereich zwischen 4 und 8%. Die Wirkungsgrade von mehrstufigen Dampfmotoren erreichen Werte im Bereich zwischen 8% bis maximal 14%.

Abbildung 23: KWK-Modul mit einem Dampf-Kolbenmotor (Spilling, 2011).

Dampfmotoren haben viele Vorteile im Vergleich zu den Dampfturbinen. Die Dampfmotoren sind unempfindlich im Bezug auf Kondensation des Wasserdampfes, weshalb sie auch mit Nassdampf von niedrigem Druck betrieben werden können. Dampfmotoren erreichen auch höhere Wirkungsgrade im Teillastbetrieb im Vergleich zu den Dampfturbinen. Zu den Nachteilen von Dampfmotoren, insbesondere bei älteren Konstruktionen, zählt die Notwendigkeit der Beimischung von Motoröl zu dem Dampfstrom. Das Motoröl muss danach aus dem Kondensat entfernt werden. Ein zusätzlicher Nachteil der Dampfmotoren sind große Vibrationen und erhöhte Lärmbelästigung die bei dem Anlagenbetrieb entsteht.

2.4 Mitverbrennung in Kohlekraftwerken

Mitverbrennung von Biomasse in Kohlefeuerungen kann viele Vorteile mit sich bringen, wie z.B. Reduktion der Betriebskosten und Verbesserung der Anlageneffizienz. Zu den Vorteilen der Mitverbrennung von Biomasse zählt auch die Reduktion der Emissionen von Schwefel- und Stickstoffoxiden. Die Mitverbrennung ist vor allem für große Kohlefeuerungen wie Kohlenstaubfeuerungen und Wirbelschichtfeuerungen interessant. Dabei werden verschiedene Varianten der Mitverbrennung von Biomasse realisiert.

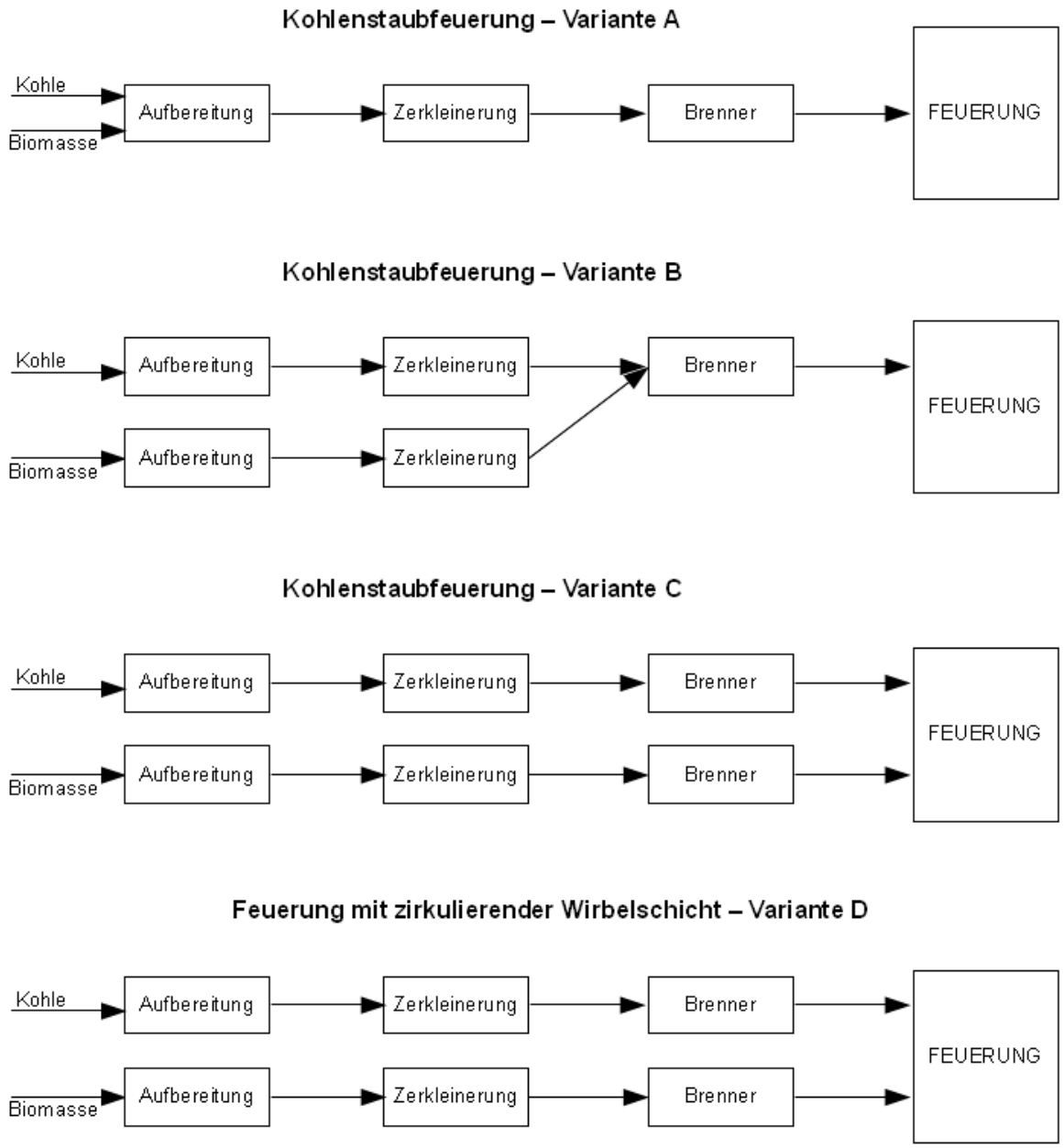


Abbildung 24:Konfigurationen zur Mitverbrennung von Biomasse in Kohlenfeuerungen (AGS, 2007).

Problematisch bei Mitverbrennung von Biomasse können Ascheablagerungen an den Wärmetauscherflächen und in den Feuerraum sein. Durch Beimischung von Biomasse in das Verbrennungsmaterial kann es auch zu Agglomeration des Bettmaterials in einer

Wirbelschichtfeuerung kommen. Die Verwendung von Biomasse als Brennstoff kann auch die Zusammensetzung der Asche ungünstig beeinflusse, wodurch deren Entsorgung erschwert werden kann.

Mitverbrennung von Biomasse in Kohlefeuerungen kann grundsätzlich in Anlagen aller Leistungsklassen, von kleinen individuellen Heizungsanlagen bis hin zu den Feuerungen der großen Leistungsklasse durchgeführt werden. Die einzige Bedingung ist die Einhaltung der optimalen Beimischungsratten von Biomasse, wodurch der Verbrennungsprozess mit hoher Effizienz und reduzierter Umweltbelastung durchgeführt werden kann. Meistens sind Beimischungsraten von Biomasse von bis zu 10% üblich. Höhere Anteile von Biomasse im Brennstoff erfordern meistens Umbaumaßnahmen bei der Feuerungsanlage.

Zu den positiven ökologischen Aspekten der Mitverbrennung von Biomasse zählt auch die Reduktion des Verbrauchs von fossilen Energieträgern. Bei der richtigen Durchführung der Mitverbrennung von Biomasse in Kohlefeuerungen kann mit relativ geringem Aufwand eine deutliche Reduktion der CO_2-Emissionen aus Verbrennung fossiler Brennstoffe erreicht werden. Man kann davon Ausgehen das die Substitution von nur 5% des in den Kohlekraftwerken eingesetzten Brennstoffs durch Biomasse zu einer Reduktion der CO_2-Emissionen um ca. 300 Millionen Tonnen pro Jahr beitragen wird (IEA-Bioenergy, 2009).

Mitverbrennung von Biomasse kommt in den letzten Jahren immer öfter zum Einsatz in Kohlekraftwerken. Dies kann als eine kurzfristige Lösung zur Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energieträger an der Deckung des Energiebedarfs angesehen werden. Die derzeitigen Entwicklungsarbeiten haben die Erhöhung der Beimischungsratten von Biomasse als Ziel. Aktuell sind Beimischungsratten von maximal 30% erreichbar, als zukünftiger Ziel für die Mittverbrennung von Biomasse versucht man Beimischungsratten von 50% und höher zu erreichen.

Betriebserfahrungen

- Bei feuchten Brennstoffen muss die Beimischungsratte der Energiebilanz der Feuerung angepasst werden.
- Die Bestandteile von Biomasse wie Stickstoff, Chlor und Schwefel können das Emissionsverhalten der Anlage ungünstig beeinflussen.
- Die relativ hohen Gehalte von Kalzium, Natrium, Kalium, Mangan, Aluminium, Silizium und Phosphor mancher Biobrennstoffe können zur Entstehung von Ablagerungen und Korrosionsschäden führen.
- Spurenelemente im Brennstoff, wie z.B. Schwermetalle können als Dämpfe durch die Feuerungsanlage emittiert werden.
- Die Anreicherung von Schwermetallen in der Asche kann zu Problemen mit der Ascheentsorgung führen.

Referenzanlagen

Grena (Danmark) 60 MW_{th} Kohlefeuerung mit zirkulierender Wirbelschicht, Alholmen (Finnland) 550 MW_{th} Kohlefeuerung mit zirkulierender Wirbelschicht.

In Deutschland wird Mitverbrennung von Biomasse an 27 Kohlekraftwerken durchgeführt.

In den USA wird Biomasse zum Brennstoff im Falle von 40 Kohlekraftwerken beigemischt.

3 Vergasungsanlagen

Bei der Vergasung wird feste Biomasse zur Sekundärenergieträger umgewandelt indem sie nur teilweise oxidiert wird. Das Ziel der Vergasung von fester Biomasse ist die Erzeugung eines gasförmigen Sekundärenergieträgers, der nachträglich in End- oder Nutzenergie umgewandelt wird. Die derzeit am meisten verbreitete Verwendung von Produktgas aus Biomassevergasung ist die Nutzung als Brennstoff zur Strom- und Wärmeerzeugung mit Hilfe von hocheffizienten KWK-Anlagen. Das Produktgas kann auch als Synthesegas für die chemische Synthese unterschiedlicher Produkte eingesetzt werden. Die Gasmischung aus Biomassevergasung kann auch zur Produktion von Biokraftstoffen (Biowasserstoff, Methan, SNG, Dimethylether, BtL-Kraftstoffe und Methanol) verwendet werden.

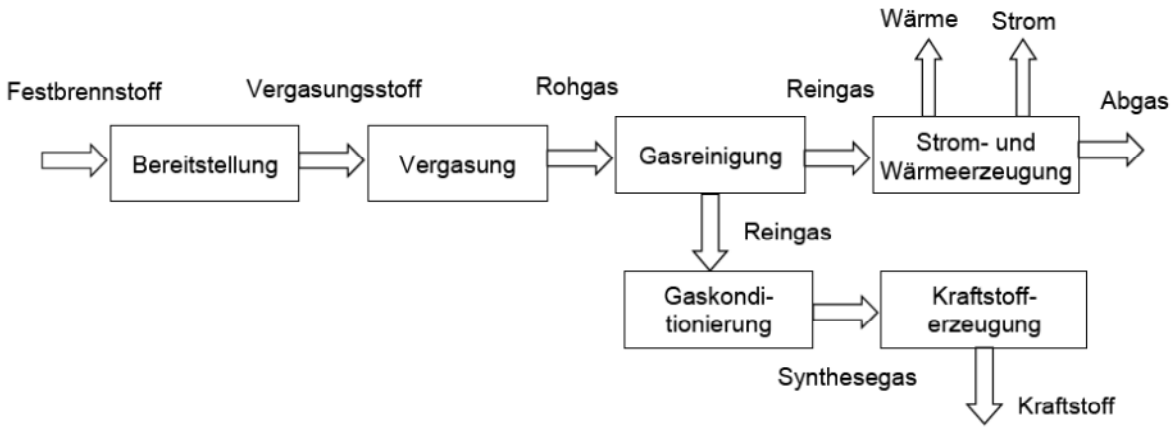


Abbildung 25: Prozessablauf der thermochemischen Vergasung zur Erzeugung von Wärme, Strom und Biokraftstoff (Hofbauer, 2007).

Unter Vergasung versteht man allgemein die Umwandlung von Substraten die Kohle enthalten in gasförmige Produkte. In modernen Vergasungsanlagen entstehen hauptsächlich zwei Produkte: eine Gasmischung, die vor allem Wasserstoff, Kohlenmonoxid, Kohlendioxid, Methan enthält als auch mineralische Rückstände die als Asche anfallen. In Abhängigkeit von der Prozessführung entstehen auch ungewollte Produkte wie Teer, der im Zuge der Kondensation flüchtiger Bestandteile anfällt. Der Prozess der Biomassevergasung wird in speziell dafür entwickelten Gasgeneratoren durchgeführt. Als Brennstoff für die Vergasungsanlagen können verschiedene Biomassearten wie: Holzhackschnitzeln, Pellets, Abfälle, Mischung aus Abfällen und Kohle eingesetzt werden.

Zu den Vorteilen der Biomassevergasung zählen:

- Reduktion der Schadstoffemissionen durch relativ hohe Anlageneffizienz
- Vielseitige Möglichkeiten für die Verwendung des Produktgases (Erzeugung von Strom, Wärme und Biokraftstoffen)
- Das Produktgas kann als Treibstoff für hocheffiziente KWK-Anlagen eigesetzt werden
- Niedrige Anforderungen der Gasgeneratoren im Bezug auf die Parameter der als Brennstoff verwendeten fester Biomasse

Vor allem bei Strom- und Wärmeerzeugung aus Biomasse spielen die Vergasungsanlagen aufgrund ihrer relativ hohen elektrischen Wirkungsgrade eine besonders wichtige Rolle. Die thermochemische Vergasung zeichnet sich in letzten Jahren durch hohe Zuwachsraten bei der Entwicklung des Anlagenbestandes auf. Neben des Dampfkraftprozesses und der ORC-Technologie zählt

thermochemische Vergasung zu den einzelnen Technologien der gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung aus Biomasse, die eine marktreife Entwicklung erreicht haben. Aufgrund der steigenden Brennstoffpreise und der relativ hohen elektrischen Wirkungsgrade der Vergasungsanlagen befindet sich der Marktanteil dieser Technologie in einer starken Wachstumsphase.

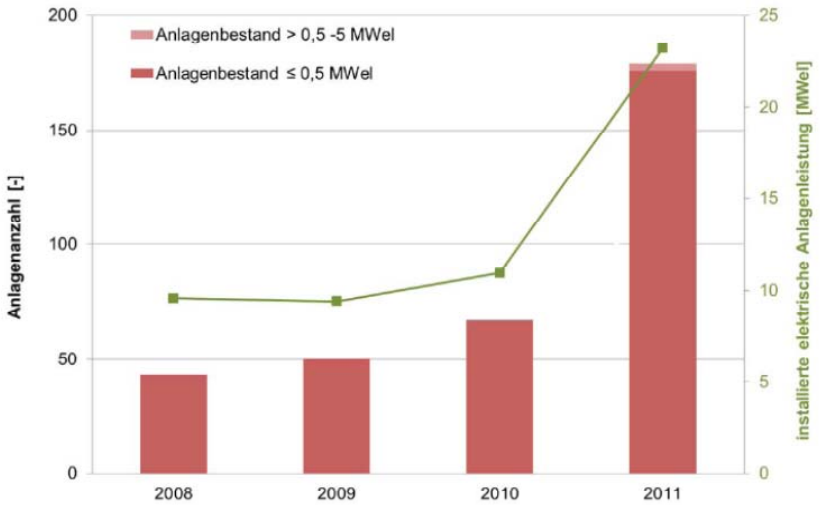


Abbildung 26: Entwicklung des Anlagebestandes und der installierten Anlagenleistung zur thermischen Vergasung von Biomasse (DBFZ D. B., 2012b).

Bei den Leistungsklassen der Anlagen zur Biomassevergasung dominieren vor allem die Kleinanlagen (≤ 50 kW_{el}), die zur Eigenversorgung in landwirtschaftlichen und gewerblichen Bereich eingesetzt werden und wärmegeführt arbeiten. Diese Anlagen werden mittlerweile durch 2 Anbieter in Deutschland in Serienproduktion hergestellt. In der mittleren Leistungsklasse (> 50 – 500 kW_{el}) werden die Anlagen wärmegeführt durch Betriebe mit hohen Wärmebedarf betrieben. In den höchsten Bereich der elektrischen Anlagenleistung (> 500 kW_{el} – 5 MW_{el}) stagniert die Entwicklung derzeitig. Die Anlagen der höchsten Leistungsklasse zeichnen sich durch einen sehr hohen Wartungsaufwand, wodurch die Wirtschaftlichkeit des Anlagebetriebes selten erreicht werden kann. Insgesamt haben jedoch die hohen Zubauraten der Vergasungsanlagen, dazu geführt dass im Jahre 2011 etwa 47 GWh Strom auf Basis der Biomassevergasung erzeugt wurden (DBFZ D. B., 2012b).

Zu den größten technischen Herausforderungen bei der Biomassevergasung gehört die Produktion von Gas, das von Verunreinigungen wie Teer befreit ist. Die Weiterverwendung von Produktgas als Brennstoff oder Syngas erfordert die Entfernung von Teer und Staubpartikeln aus der Gasmischung. Bei Anlagen der höheren Leistungsklasse wird meistens die Prozessführung optimiert, wobei z.B. durch Veränderung der Generatorkonstruktion oder der Prozessparameter wie Temperatur die Anforderungen an die Gasqualität erfüllt werden. Zu den Maßnahmen die für die Einhaltung entsprechender Gasqualität eingesetzt werden zählen auch Sekundärmaßnahmen wie Verwendung von Katalysatoren, die eine Veredelung des Produktgases ermöglichen. In Anlagen der kleineren Leistungsklasse werden aus Kostengründen nur Separationseinheiten (meistens Filtersysteme) für die Trennung schädlicher Gasbestandteile eingesetzt. Die aus der Gasmischung ausgetrennten ungewollten Bestandteile werden nachfolgend zur Weiterverwendung, meistens als Brennstoff für Feuerungen eingesetzt (Glodek, 2010).

Betriebserfahrungen

- Bei den Anlagen der höchsten Leistungsklasse gibt es noch viele ungelöste technische Probleme, die zur Insolvenz einiger Anlagenbetreiber und –hersteller geführt haben
- In den kleineren Leistungsbereich (< 500 kW_{el}) erscheinen die Anlagen zuverlässig und erreichen mit teilweise mehr als 7000 Vollaststunden relativ hohe Stromerezegungsraten
- Die Technologie ist relativ neu auf dem Markt, die Zuverlässigkeit der Anlagen in mehrjährigen Betrieb könnte noch nicht erfasst werden.
- Durch hohe Stromkennzahlen (zwischen 0.5 und 1) bieten die Vergasungsanlagen eine effiziente Alternative zur Stromerzeugung aus Biomasse.

Referenzanlagen

Bisher wurden etwa 100 Vergasungsanlagen, hauptsächlich der kleinen Leistungsklasse in Deutschland im Betrieb genommen.

Hersteller

Kleinanlagen: Babcock Wilcox Volund, AHT Pyrogas Vertrieb

Großanlagen: Envirotherm GmbH, Choren Industries GmbH, Siemens Fuel Gasification Technologies GmbH.

4 Pyrolyseanlagen

Pyrolyse ist ein thermochemischer Umwandlungsprozess, bei dem Biomasse unter Ausschluss von Sauerstoff direkt in überwiegend flüssige (Bio-Öl) oder feste Produkte (Holzkohle) umgewandelt wird. Ausgehend von dem primären Ziel der thermochemischen Umwandlung von Biomasse wird zwischen der Pyrolyse mit dem primären Ziel der Bereitstellung flüssiger und der zur Bereitstellung primär fester Sekundärenergieträger unterschieden (Kaltschmitt, Hartmann, & Hofbauer, 2009).

Pyrolyse von Biomasse wird in einem Temperaturbereich zwischen 250-650°C, bei einem Druck von etwa 0.1-0.5 MPa unter Sauerstoffabschluss durchgeführt. Während der Pyrolyse werden die flüchtigen Bestandteile der Biomasse im Zuge der Entgasung ausgetrennt. Pyrolytische Zersetzung von Biomasse wird zur Herstellung von Sekundärenergieträger wie Holzkohle, Pyrolysegas (mit niedrigeren Stickstoffgehalt im Vergleich zur Holzgas) und Bio-Öl eingesetzt.

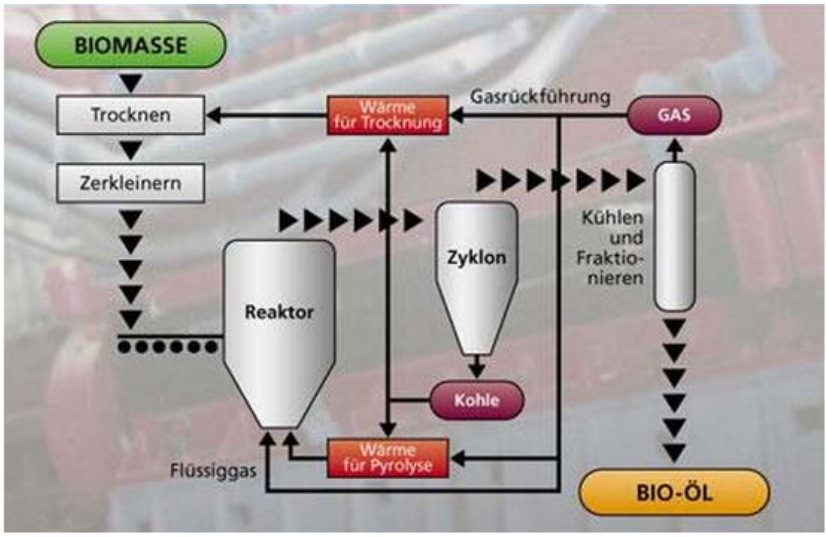


Abbildung 27: Das Pyrolyse-Verfahren von Biomasse (IEA, IEA-Bioenergy).

Biomassepyrolyse wird oft mit Biomassevergasung verwechselt. Die Prozesse der Vergasung und Pyrolyse von Biomasse unterscheiden sich jedoch durch den Luftüberschüss und deren Produkte. Bei der Vergasung entstehen nur Holzgas und Asche, das Primärziel der Pyrolyse liegt in der Produktion von flüssigen und festen Sekundärenergieträger. Der Prozess der pyrolytischen Umwandlung von Biomasse kann entweder langsam oder schnell durchgeführt werden.

Bei der schnellen Pyrolyse von Biomasse werden flüssige Sekundärenergieträger produziert. Dabei werden zwei Verfahren entweder die Flash-Pyrolyse oder Druckverflüssigung mit dem Hauptziel der Produktion von flüssigen Bioenergieträgern eingesetzt. Bei der schnellen Pyrolyse entstehen zusätzlich gasförmige Produkte (H_2, CO, CO_2 und andere organische Gase) und Holzkohle.

Bei der langsam verlaufenden Pyrolye wird hauptsächlich Holzkohle produziert. Zusätzlich entsteht bei den Pyrolyseverfahren ein Synthesegas, der zur Energiegewinnung eingesetzt werden kann. Die im Rahmen der Pyrolyse erzeugte Holzkohle stellt ein wichtiges Wertschöpfungspotenzial mit Klimarelevanz. Holzkohle gewinnt in der letzten Zeit als Struktur- und Bodenhilfsstoff immer mehr an

Bedeutung. Die Klimarelevanz von Holzkohle resultiert aus ihren langsamen Abbau und der damit verbundenen langfristigen Festlegung von CO_2 (Badenova, 2010).

Referenzanlagen

Das Verfahren der Biomassepyrolye befindet sich derzeitig im Entwicklungsstadium. Einige Pilotprojekte werden derzeitig in Deutschland durchgeführt:

- KIT – Karlsruhe Institute of Technology – Entwicklung des bioliq®-Prozesses –Pyrolyse von Stroh zur Erzeugung flüssiger Kraftstoffe
- Fraunhofer UMSICHT Oberhausen – Pilotanlage für Pyrloyse von Biomasse
- Universität Rostock – unter der Koordination der DBFZ und in Zusammenarbeit mit KIT wurde eine mit Bio-Öl betriebene Mikroturbine T216 zur Stromerzeugung entwickelt.

5 Biokraftstoffe

Aufgrund der ständig steigernden Nachfrage für fossile Kraftstoffe kommt es zu Verknappung deren Ressourcen. Aufgrund von Prognosen der Entwicklung der Nachfrage für Kraftstoffe geht man davon aus, dass die Vorkommen am Erdöl in etwa 41 Jahren nicht mehr dafür ausreichen werden um den globalen Bedarf zu decken. In den letzten Jahren wird deshalb nach Alternativen zur Deckung des Kraftstoffbedarfs im Verkehrssektor gesucht. Dabei bieten biomassebasierte, flüssige Energieträger eine sinnvolle Möglichkeit zur Deckung der Kraftstoffnachfrage. Zusätzlich haben sind die Biokraftstoffe frei von Nachteilen der fossilen Kraftstoffe wie die schädlichen Auswirkungen auf die Umwelt.

Bisher wurden die biomassebasierten Kraftstoffe aufgrund der Verfügbarkeit und niedrigen Preise der fossilen Kraftstoffe nur im begrenzten Umfang eingesetzt. Die steigenden Preise der fossilen Energieträger und die Verknappung der Erdölreserven als auch die negativen Auswirkungen der Nutzung von fossilen Kraftstoffen haben zur Steigerung der Bedeutung von Biokraftstoffen geführt. Bei den derzeit verwendeten Biokraftstoffen spielen vor allem: Biodiesel, Bioethanol und Pflanzenöl eine entscheidende Rolle. Zusätzlich kann auch Biomethan, der entweder durch bio-chemische (über Biogas) oder thermo-chemische (über Bio-SNG) generiert wird, als Treibstoff eingesetzt werden.

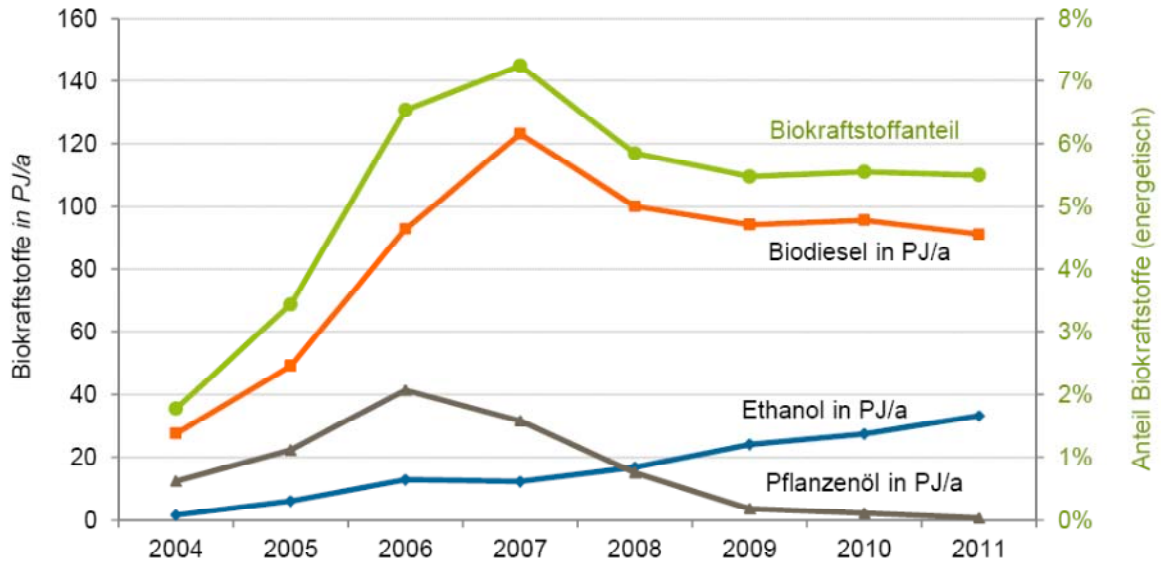


Abbildung 28: Entwicklung des Verbrauchs und des Anteils der Biokraftstoffe in Deutschland (DBFZ, 2012a).

Biokraftstoffe spielen auch in den nationalen Biomassereaktionsplan eine wichtige Rolle. Das Ziel der Förderung von Biokraftstoffen wird im Bezug auf ihren Netto-Beitrag zum Klimaschutz definiert. Bis 2020 sollen die Treibhausgasemissionen durch die Nutzung von Biokraftstoffen um 7% reduziert werden. Biokraftstoffe müssen jedoch zusätzlich verschiedene Bedingungen der Nachhaltigkeit erfüllen um an die Biokraftstoffquote angerechnet zu werden. Eine dieser Kriterien ist der THG-Minderungspotenzial, der mindestens 35% im Bezug zu den fossilen Kraftstoffen betragen muss. Zusätzlich können die Rohstoffe für die Produktion von Biokraftstoffen nicht auf Flächen angebaut werden, die den Status von Waldgebieten, Dauergrünland oder Sumpf bis 2008 hatten.

5.1.1 Biodiesel

Bei der Erzeugung von Biodiesel werden die Fettsäuren, die im Öl enthalten sind mit Hilfe eines Katalysators von Glycerin abgespalten und mit Methanol vereestert.

Biodiesel setzt sich zusammen vor allem aus Fettsäuremethylester (FAME), wobei seine Eigenschaften vor allem von dem Rohstoffparameter resultieren. Die Produktion von Biodiesel gehört mittlerweile zum Stand der Technik. Zu den Nachteilen der Biodieselerzeugung gehören der relativ hoher Energiebedarf des Herstellungsprozesses und die Entstehung von Glycerin als Nebenprodukt der Biodieselerzeugung. Das anfallende Glycerin kann jedoch als Rohstoff für die Kosmetikindustrie ihre Verwendung finden.

Biodieselproduktion aus Speiseölen (Rapsöl, Sojaöl, Sonnenblumenöl) ist aufgrund des Konfliktes zwischen der Nutzung als Nahrung und der Produktion von Treibstoff oft problematisch. Die Verwendung von Nährstoffen zur Deckung des Energiebedarfs führt zwangsläufig zur steigenden Lebensmittelpreisen und Verknappung der Nahrungsressourcen. Eine Alternative bittet hierbei die Herstellung von Biodiesel aus Algenöl. Für die Nutzung des Algenöls als Rohstoff für Biodieselproduktion spricht auch der viel höherer, im Vergleich zur Ölpflanzen Ertrag der Algen pro Hektar Fläche. Der Anbau von Algen ist jedoch oft problematisch. Aus diesem Grund entscheiden sich viele Unternehmen zur Errichtung ihrer Plantagen im Meer, Ozean oder auf dem Wüsten.

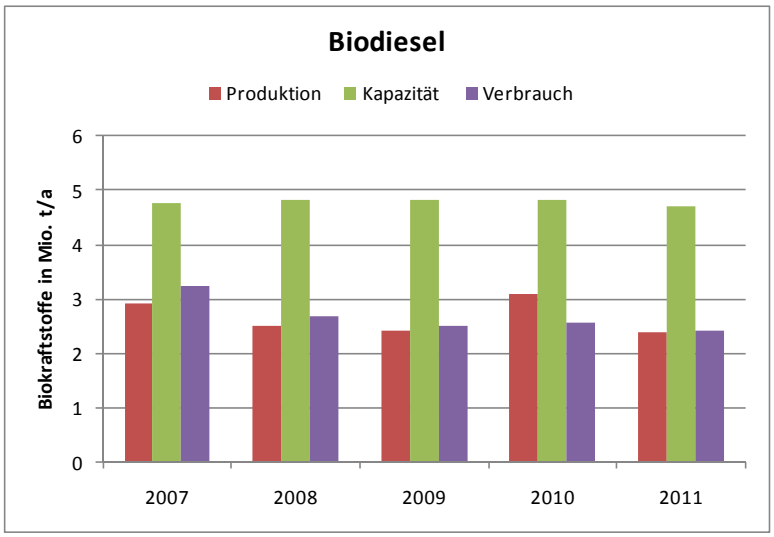


Abbildung 29: Produktion, Kapazität und Verbrauch von Biodiesel in Deutschland (auf Basis von DBFZ).

Als Rohstoffe für das in Deutschland produzierte Biodiesel werden vor allem Rapsöl aber auch Sojaöl und Palmöl sowie tierische Fette und Altspeiseöle/-fett eingesetzt. Die Produktionskapazitäten für Biodiesel werden beständig ausgebaut und sind von 0.35 Mio. t/a im Jahre 2000 auf derzeitig etwa 3.4 Mio. t/a angestiegen. Die Auslastung der sich im Betrieb befindenden Produktionsanlagen für Biodiesel liegt bei etwa 70%. Die Ursachen dafür liegen teilweise in einer relativ niedrigen Nachfrage und billigen Kraftstoffexporten, vor allem von billigen, subventionierten Biodiesel aus dem USA (DBFZ, 2012a).

5.1.2 Bioethanol

Bioethanol wird im Zuge der Fermentation von Kohlehydraten generiert, die im zuckerhaltigen Pflanzen (Zuckerrüben, Zuckerrohr) oder im stärkehaltigen Pflanzen (Kartoffeln, Mais, Getreide) vorkommen. Unter dem Einsatz von Hefe wird der in den Pflanzen enthaltene Zucker zu Ethanol und CO_2 umgesetzt. Alkoholfermentation ist das meistbekannte und anwendete Verfahren zur Herstellung von Bioethanol. Zu den Nachteilen von Bioethanol als Treibstoff gehören jedoch seine hygroskopische Eigenschaften, die Verwendung von Bioethanol als Kraftstoff kann zur Korrossion der Komponenten von Verbrennungsmotoren führen, die Nutzung von Nährstoffen zur Herstellung von Bioethanol führt zusätzlich zur steigenden Preisen von Lebensmitteln und Tierfutter.

Bioethanol hat jedoch viele positive Eigenschaften im Vergleich zu den konventionellen Kraftstoffen, die auf Erdölbasis produziert werden. Zu den positiven Eigenschaften von Bioethanol zählt sein hoher Heizwert und niedrigere Toxizität. Zu den wichtigen positiven energetischen Eigenschaften von Bioethanol zählt auch seine höhere Oktanzahl im Vergleich zu den fossilen Kraftstoffen. Die traditionelle Herstellung von Bioethanol, die auf Fermentation von zucker- und stärkehaltigen Pflanzen basiert kann jedoch die Treibstoffnachfrage nur teilweise decken. Einen zusätzlichen Beitrag zur Deckung des Treibstoffbedarfs kann Bioethanol liefern, der aus zellulosehaltigen Pflanzen erzeugt wurde. Als Rohstoff für die Produktion von Bioethanol aus zellulosehaltigen Pflanzen dienen: Holz, Grass und nichtessbare Pflanzenteile. Dabei werden die in den Zellwänden enthaltenen Kohlehydrate als Basis für die Ethanolerzeugung eingesetzt.

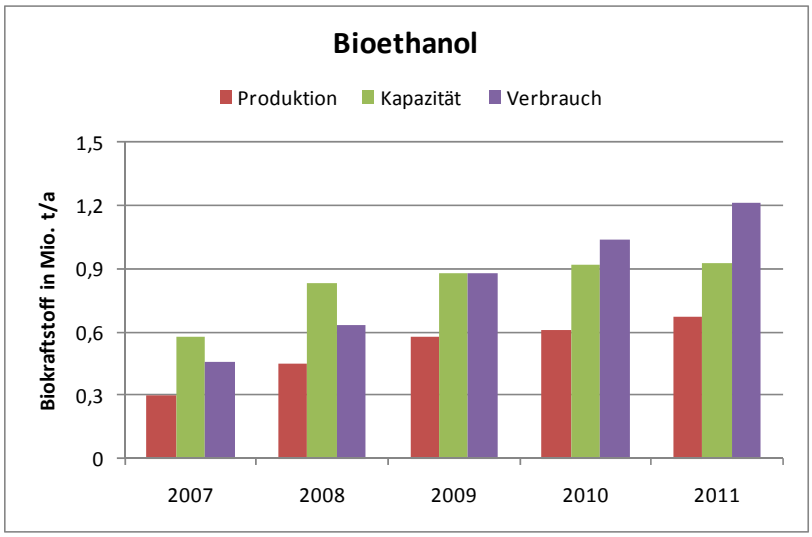


Abbildung 30: Produktion, Kapazität und Verbrauch von Bioethanol in Deutschland (auf Basis von DBFZ).

Für Bioethanol existieren in Deutschland seit 2005 Kapazitäten, die eine Produktion in industriellen Maßstab ermöglichen. Diese Produktionskapazitäten werden ausgebaut und sind von 0.48 Mio. t/a 2005 auf etwa 1 Mio. t/a im Jahr 2011 gestiegen. Die Auslastung der Produktionsanlagen für Bioethanol liegt derzeitig bei etwa 60% (DBFZ, 2012a).

5.1.3 Pflanzenöl

Unbehandeltes Pflanzenöl kann prinzipiell als Kraftstoff für Verbrennungsmotoren eingesetzt werden. Problematisch bei der Nutzung als Treibstoff sind jedoch die relativ hohe Viskosität der Pflanzenöle und die Zusammensetzung der Fettsäuren. Aufgrund dieser Eigenschaften ist die Verwendung von Pflanzenöl als Kraftstoff für herkömmliche Dieselmotoren ohne Anpassungsmaßnahmen in der Regel nicht möglich.

Pflanzenöl kann auch als Treibstoff für hocheffiziente KWK-Module eingesetzt werden. Aufgrund der relativ hohen Preise verliert die Verwendung von Pflanzenöl zur Stromerzeugung immer mehr an Bedeutung. Eine zusätzliche Hörde für die Nutzung von Pflanzenöl zur Stromgewinnung stellt die im Jahr 2011 eingeführte Notwendigkeit der Zertifizierung des Öls, welche die Nachhaltigkeit des verwendeten Brennstoffs bestätigen soll. Im Jahr 2007 betrug die Anzahl der Pflanzenöl-BHKW's etwa 2700 Einheiten mit einer elektrischen Gesamtleistung von 400 MW. Durch Steigerung der Preise von Pflanzenöl und die Notwendigkeit der Brennstoffzertifizierung ist die Anzahl der Anlagen auf 560 Einheiten im Jahre 2011 gesunken, wobei davon auszugehen ist dass die Anlagenanzahl weiter sinken wird. Die elektrische Gesamtleistung der Pflanzenöl-BHKW's beträgt zurzeit knapp 100 MW (DBFZ D. B., 2012b).

Pflanzenöl als Reinkraftstoff wird vor allem in dezentralen Ölmühlen produziert. Der Betrieb von vielen Ölmühlen wurde eingestellt, so dass sich ihre Anzahl von ursprünglich 585 (2007) auf derzeitig etwa 274 (2011) reduziert hat (DBFZ, 2012a).

6 Biogaserzeugung und –nutzung

Die Biogasentstehung ist ein biologischer Prozess, wobei aus organischem Material unter Sauerstoffabschluss eine Gasmischung erzeugt wird. Dieser Prozess der Biomassezersetzung ist in der Natur weitverbreitet und erfolgt z.B. am Meeresgrund, in einer Jauchegrube oder in Torfmooren. Im Verlauf dieses Prozesses wird die organische Masse nahezu vollständig in Biogas umgesetzt. Als Nebenprodukte entstehen relativ kleine Mengen neuer Biomasse und Wärmeenergie.

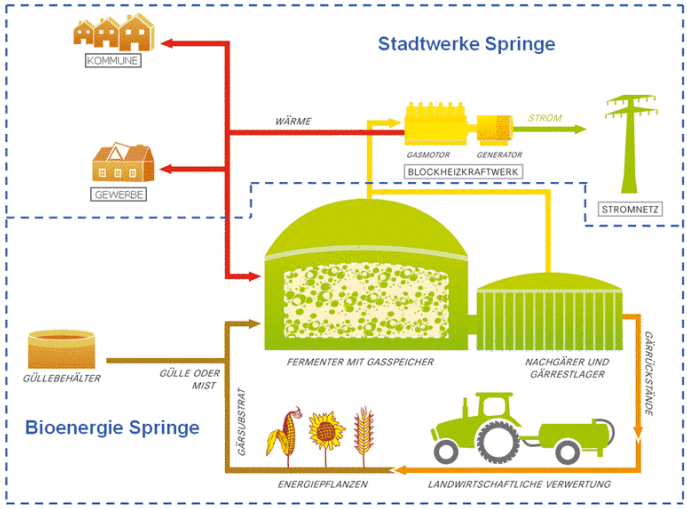


Abbildung 31: Biogasanlage der Stadtwerke Springe (Stadtwerke-Springe, 2012).

Durch die Einführung des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes und die Novelierung dieses Gesetzes ist der Anlagenbestand in Deutschland deutlich gestiegen. Derzeit sind etwa 7200 Anlagen deutschlandweit installiert. Die elektrische Gesamtleistung der Anlagen beträgt etwa 2900 MW_{el}. Die durchschnittliche Anlagenleistung beträgt etwa 400 kW_{el}. Das Potenzial der Stromerzeugung von Biogasanlagen liegt etwa bei 21.4 TWh_{el}. Der durchschnittliche elektrische Wirkungsgrad der Anlagen liegt bei ungefähr 38% und die Auslastung der Anlagen liegt in Durchschnitt bei etwa 8270 h im Jahr (DBFZ D. B., 2012b).

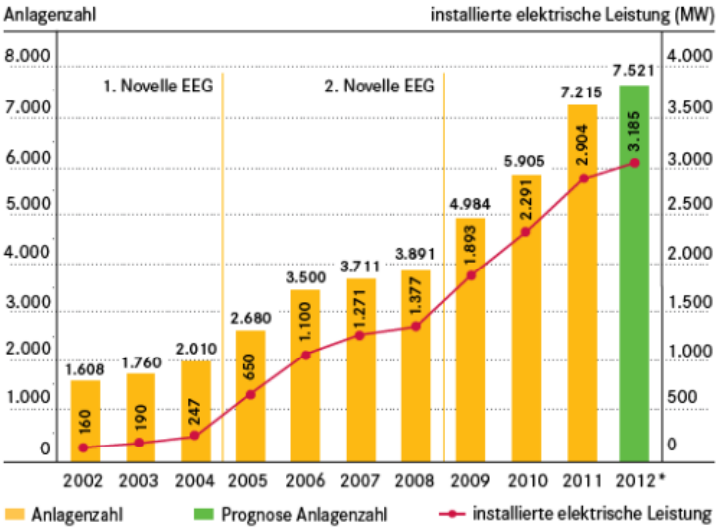


Abbildung 32: Bestandentwicklung Biogasanlagen (FNR, 2012).

Derzeitig trägt Biomasse etwa ein Drittel zu der erneuerbaren Stromerzeugung bei. Das energiepolitische Ziel ist diesen Anteil weiter zu erhöhen um das Potenzial von biogenen Reststoffen effektiv und umsichtig auszuschöpfen. Deshalb erhält die biogasbasierte Stromerzeugung eine besonders wichtige Stellung im Rahmen des 2012 novellierten Erneuerbaren-Energie-Gesetzes (BMELV, 2012).

Bei den Biogasanlagen kommt es vereinzelt zur Schließungen. Die Schließungen der Anlagen werden in den meisten Fällen von Planungsfehlern verursacht. Die Zahl der Schließungen spielt jedoch eine untergeordnete Rolle im Bezug zu der insgesamt installierten Anlagenzahl.

Biogas kann in verschiedenen Formen als Energieträger zum Einsatz kommen, sowohl für die Strom- und Wärmeerzeugung als auch als Kraftstoff und Erdgas-Äquivalent. Ein wichtiger Vorteil von Biogas ist seine Speichereignung und Transportfähigkeit für das Erdgasnetz wodurch es jederzeit und unabhängig von Entstehungsort eingesetzt werden kann. Somit ist die Energieerzeugung aus Biogas nicht von tages- und jahreszeitlichen oder witterungsbedingten Schwankungen abhängig und kann bedarfsgerecht und auch kontinuierlich erfolgen. Biogas kann auch als Energieträger für Brennstoffzellen, Stirlingmotoren und Mikrogasturbinen eingesetzt werden. Diese modernen Lösungen zeichnen sich durch höhere Wirkungsgrade, jedoch verhindern derzeit noch die relativ hohen Kosten deren Einsatz. Eine weitere Möglichkeit zur Steigerung der Effizienz von Biogasanlagen bieten ORC-Module, die aus der Abwärme zusätzlichen Strom erzeugen.

Eine zusätzliche Alternative zur Verwendung von Biogas bieten viele Gasversorger, die biomethanbasierte Produkte in ihrem Angebot haben. Die Aufbereitung von Biogas mit dem Ziel der Einspeisung in das Erdgasnetz gewann in den letzten Jahren immer mehr an Bedeutung. Die Biomethan/Erdgas-Mischprodukte sind mit verschiedenen Biogasanteilen erhältlich (5, 10 oder 20 Prozent Biomethan). Eher selten sind 100-Prozentige Biomethanprodukte, die in der Regel deutlich teurer sind als Erdgasprodukte, wodurch deren Einsatz zurzeit eher unwirtschaftlich ist (FNR, 2009).

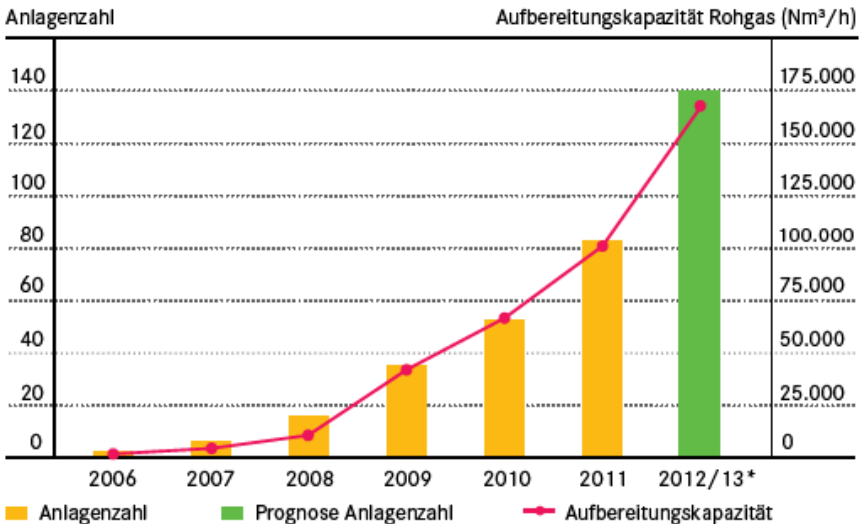


Abbildung 33: Bestandentwicklung - Biogasanlagen zur Biomethan-Produktion (FNR, 2012).

Betriebserfahrungen:

- Laut Anlagenbetreiber sind Biogasanlagen in der Regel robust und zuverlässig
- Stillstandzeiten oder Leistungsminderungen werden in den meisten Fällen durch die BHKW-Module und die Eintragstechnik verursacht
- Relativ selten kommt es zu Problemen die durch Korrosion, Schaumbildung, Übersäuerung, Reinigung, Entsandung, Fütterungsfehler, Deffekten bei Fermenterdach, Überschwemung und nicht funktionierender Fermenterheizung verursacht werden
- Vereinzelt wird die Leistung der BHKW-Module durch die Netzbetreiber reduziert, bzw. die Biogas-BHKW werden abgeschaltet.

7 Literaturverzeichnis

AGS, A. f. (2007). *Co-combustion - a summary of technology - pathways to sustainable energy systems.* Göteborg: AGS.

Badenova. (2010). *Machbarkeitsstudie zum Einsatz einer innovativen Technologie zur Bioenergieerzeugung mittels Pyrolyse mit niedrigen Staubemissionen und hohem CO2-Reduktionspotenzial.* Freiburg: Badenova.

Bauer, R., Gölles, M., Burner, T., Dourdoumas, N., & Obernberger, I. (2010). Modelling of grate combustion in a medium scale biomass furnace for control purposes. *Biomass and Bioenergy (34)* , S. 417-427.

BMELV. (2012). *Das Erneuerbare-Energien-Gesetz: Daten und Fakten zur Biomasse - Die Novelle 2012.* Berlin: Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz.

Buderus. (2012). *Baunetz Wissen - Heizung*. Abgerufen am Oktober 2012 von http://www.baunetzwissen.de/standardartikel/Heizung_Einzelheizungen_161170.html

DBFZ. (2012a). *DBFZ Report Nr. 11 - Monitoring Biokraftstoffsektor.* Leipzig: Deutsches Biomasseforschungszentrum - DBFZ.

DBFZ, D. B. (2012b). *Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse. - Endbericht zur EEG-Periode 2009 bis 2011.* Berlin: BMU.

Erhart, T. G. (2006). *Analyse von biogen befeuerten ORC-Anlagen mit Hilfe von Computersimulationsmodellen.* Stuttgart: Hochschule für Technik.

Feldmann, M. (2009). 40,000 operation hours of heat and power generation from waste wood - design and operation experiences. *17th European Biomass Conference*, (S. 1169-1174). Hamburg.

FNR. (2012). *Basisdaten Bioenergie Deutschland - August 2012.* Gülzow-Prüzen: FNR.

FNR. (2012). *Bioenergie - die vielfältige erneuerbare Energie.* Gülzow: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe.

FNR. (2009). *Bioenergy.* Gülzow: FNR.

FNR. (2010b). *Holzpellets - komfortabel, effizient, zukunftsicher.* Gülzow: FNR.

FNR. (2005). *Leitfaden Bioenergie: Planung, Betrieb und Wirtschaftlichkeit von Bioenergieanlagen.* Gülzow: FNR.

FNR. (2010a). *Marktübersicht: Hackschnitzelheizungen.* Gülzow: FNR.

FNR. (2010c). *Pelletheizungen - Marktübersicht.* Güzlow: FNR.

Glodek, E. (2010). *Biomassevergasung - Leitfaden.* Opole: Institut der Umweltschutztechnik.

Guntamatic. (2012). *Komfortable Wärme Geniessen - Produktprospekt.* Peuerbach: Guntamatic.

Hartmann, H., Riesinger, K., Thuneke, K., Höldrich, A., & Roßmann, P. (2007). *Handbuch: Bioenergie-Kleinanlagen.* Gülzow: Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe.

Hofbauer, H. (2007). Conversion technologies: Gasification overview. *15 European Biomass Conference & Exhibition.* Berlin.

IEA. (2007). *Bioenergy Project Development & Biomass Supply.* Paris: IEA.

IEA. (kein Datum). *IEA-Bioenergy*. Von Task 21: Biomasse - Pyrolyse: www.ieabioenergy.com abgerufen

IEA. (2007). *Rnewables in global energy supply.* Paris: International Energy Agency.

IEA-Bioenergy. (2007). *Biomass Combustion and Co-firing: An Overview.* Paris: IEA.

IEA-Bioenergy. (2009). *Technical status of biomass co-firing.* Paris: IEA.

Kaltschmitt, M., Hartmann, H., & Hofbauer, H. (2009). *Energie aus Biomasse - Grundlagen, Techniken, Verfahren.* Berlin-Heidelberg: Springer Verlag.

Kotowski, W., & Konopka, E. (2006). Biomasse als Energiequelle für Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien. *Energetik und Ökologie* .

Library, S. P. (2012). *Science Photo Library*. Abgerufen am Oktober 2012 von http://www.sciencephoto.com/

Lohberger. (2012). *Lohberger*. Von http://www.lohberger.com/herde-oefen/ abgerufen

Maier, J. (2002). *Biomassebefeuerte Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen.* Stuttgart: Diplomarbeit, Universität Stuttgart.

Marutzky, R., & Seeger, K. (2002). *Energie aus Holz und anderer Biomasse.* Leinfelden-Echterdingen: DRW-Verlag.

Nussbaumer, T. (2003). Combustion and Co-combustion of biomass: Fundamentals, Technologies, and Primary Measures for Emission Reduction. *Energy and Fuels (17) 2003* , S. 1510-1521.

Nussbaumer, T. (2001). *Holzenergie - Teil 2: Handbeschickte Holzfeuerungen und Pelletheizungen.* Zürich: Schweizer Baudokumentation.

Nussbaumer, T. (2001). *Holzenergie - Teil 3: Automatische Holzfeuerungen.* Blauen: Schweizer Baudokumentation.

Obernberger, I. (2005). *Nutzung fester Biomasse in Verbrennungsanlagen.* Graz: TU Graz.

Obernberger, I. (2009). Reached Development of Biomass Combustion Technologies and Future Outlook. *17th European Biomass Conference*, (S. 20-37). Hamburg.

Obernberger, I. (2007). *Strom aus Holz - Stirling und Klein-ORC als neue und innovative Technologien.* Graz: BIOS BIOENERGIESYSTEME.

Obernberger, I. (2000). Thermische Nutzung fester biogener Brennstoffe. *VDI Schriftenreihe "Regenerative Energien in Ungarn und Deutschland"* , S. 59-101.

Obernberger, I., & Hammerschmid, A. (1999). *Dezentrale Biomasse-Kraft-Wärme-Kopplungstechnologien - Potenzial, Einsatzgebiete, technische und wirtschaftliche Bewertung.* Graz: dbv-Verlag.

Obernberger, I., Hammerschmid, A., & Bini, R. (2001). *Biomasse-Kraft-Wärme-Kopplungen auf Basis des ORC-Prozesses - EU-THERMIE-Projekt Admont.* Düsseldorf: VDI.

Power-Technology. (January 2010). *Power Technology*. Abgerufen am January 2010 von www.power-technology.com: www.power-technology.com

Raggam, A. (1997). *Ökologie-Energie, Scriptum zur Vorlesung.* Graz: TU Graz.

Rentizelas, A., Karellas, S., Kakaras, E., & Tatsiopoulos, I. (2009). Comparative techno-economic analysis of ORC and gasification for bioenergy applications. *Energy Conversion and Management (50)* , S. 674-681.

Skotnicki, P., & Weisser, P. (2009). Moderne Technologien vs. Ökonomie - Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung in Wärmeversorgung. *Energietechnik* .

Spilling. (März 2011). *Spilling - Internetseite*. Abgerufen am März 2011 von www.spilling.de

Stadtwerke-Springe. (2012). *Stadtwerke Springe*. Abgerufen am Dezember 2012 von https://www.stadtwerke-springe.de/engagement/biogasprojekt/

Staiß, F. (2007). *Jahrbuch Erneuerbare Energien.* Radebul: Biberstein Verlag.

Swithenbank, J., Chen, Q., Zhang, X., Sharifi, V., & Pourkashanian, M. ((35) 2011). Wood will burn. *Biomass And Bioenergy* , S. 999-1007.

Unterberger, S. (2005). *In-Furnace Measurements and Mathematical Simulation Studies for the Optimisation of Small Scale Wood Combustion Systems.* Aachen: Shaker Verlag.

Van Loo S., K. J. (2008). *The Handbook of Biomass Combustion and Co-firing.* London: Earthscan.

Vanslambrouck, B. (2011). Turn waste heat into electricity by using Organic Rankine Cycle. *2nd European Conference on Polygeneration.* Tarragona.

Wesselak, V., & Schabbach, T. (2009). *Regenerative Energietechnik.* Berlin Heidelberg: Springer.

Wirtschaftsministerium, B.-W. (2008). *Holzenergienutzung - Technik, Planung und Genehmigung.* Stuttgart: Wirtschaftsministerium Baden-Württemberg.

Witt, J. (2012). *Dezentrale Wärmeversorgung mit Pellets - Entwicklungsstand und Herausforderungen.* Leipzig: DBFZ.

Wodtke. (2012). *Wodtke Wärmer Wohnen*. Abgerufen am Oktober 2012 von http://www.wodtke.com/newlook_F9_F12.html

www.worldofenergy.com.au. (2010). Abgerufen am Februar 2010

Yang, Y. B., Sharifi, V. N., & Swithenbank, J. (2007). Converting moving grate incineration from combustion to gasification - Numerical simulation of the burning characteristics. *Waste Management (27)* , S. 645-655.

Yin, C., Rosendahl, L., & Kaer, S. K. (2008). Grate-firing of biomass for heat and power production. *Progress in Energy and Combustion Science (34)* , S. 725-754.

Zhou, H., Jensen, A. D., Glaborg, P., Jensen, P. A., & Kavaliauskas, A. (2005). Numerical modelling of straw combustion in a fixed bed. *FUEL (84)* , S. 389-403.

Zuberbühler, U. (2002). *Maßnahmen zur feuerungsseitigen Emissionsminderung bei der Holzverbrennung in gewerblichen Feuerungsanlagen.* Stuttgart: IVD.