

**Markt- und Kostenentwicklung
der Stromerzeugung aus Biomasse**

Gutachten

In Kooperation und mit
Unterstützung durch:



Fachverband Biogas e.V.



Verband Deutscher
Biomasseheizwerke e.V.

Angefertigt im April 2002 von:



FICHTNER

FICHTNER

Sarweystrasse 3 • 70191 Stuttgart
Postfach 10 14 54 • 70013 Stuttgart
Tel.: (07 11) 89 95 - 0
Fax: (07 11) 89 95 - 459

Ansprechpartner: Peter Heinrich / Birgit Jahraus
Durchwahl: 1820 / 1823
e-mail: JahrausB@Fichtner.de
HeinrichP@Fichtner.de

Projektpartner:



Verband Deutscher Maschinen - und Anlagenbau e.V.
Lyoner Straße 18, D-60528 Frankfurt
Tel.: 069/6603-0 Fax: 069/6603-1566
Email: gerd.krieger@vdma.de
Internet: www.vdma.de



Union zur Förderung von Oel- und Proteinpflanzen e.V.
Godesberger Allee 142-148 D-53175 Bonn
Tel.: 0228/81 98-226 Fax: 0228/81 98-203
Email: d.bockey@ufop.de
Internet: www.ufop.de



Fachverband Biogas e.V.

Fachverband Biogas e.V.
Angerbrunnenstr. 12 D-85356 Freising
Tel.: 08161/9846-60 Fax: 08161/9846-70
Email: biogas@t-online.de



Deutscher Bauernverband e.V.
Godesberger Allee 142-148 D-53175 Bonn
Tel.: 0228/81 98-0 Fax: 0228/81 98-205
Email: t.forstreuter@bauernverband.de
Internet: www.bauernverband.de

**Verband Deutscher
Biomasseheizwerke e.V.**

Verband Deutscher Biomasseheizwerke e.V.
Theresienstr. 29/II D-80333 München
Tel.: 089/286626-0 Fax: 089/286626-6
Email: verbaende.holzwirtschaft@real-net.de



Borsig Energy GmbH
Duisburger Strasse 375 D-46049 Oberhausen
Tel.: 0208/833-1212 Fax: 0208/833-2107
Email: markus_helm@borsig-energy.de
Internet: www.borsig-energy.de



E.ON Kraftwerke GmbH
Treschkowstr. 5 D-30475 Hannover
Tel.: 0511/439-2785 Fax: 0511/439-2881
Email: thomas.hohmann@eon-energie.com
Internet: www.eon-energie.com



MVV Energie AG
Luisenring 49 D-68159 Mannheim
Tel.: 0621/290-2612 Fax: 0621/290-2874
Email: m.eichelbroenner@mvv.de
Internet: www.mvv.de

Inhaltsverzeichnis

1. Einleitung und Aufgabenstellung	1
2. Allgemeines, gesetzlicher Rahmen	2
2.1 Politische Ausbauziele für erneuerbare Energien	2
2.2 Das Erneuerbare-Energien-Gesetz	3
1.3 Die Biomasseverordnung	4
1.4 Förderprogramme des Bundes und der Länder	5
2.4.1 Marktanzreizprogramm des BMWi	6
2.4.2 Förderprogramme der Bundesländer	8
2.5 Sonstige, für die Nutzung von biogenen Brennstoffen relevante gesetzliche Rahmenbedingungen	10
2.5.1 Agrarpolitische Regelungen zur Flächenstilllegung	10
2.5.2 Mineralölsteuergesetzgebung	10
2.5.3 Altholzverordnung	11
2.6 Literaturverzeichnis zu Kapitel 2	12
3. Aktuelle Stromerzeugungskosten	13
3.1 Untersuchungsumfang und Methodik zur Ermittlung der Stromerzeugungskosten	13
3.1.1 Untersuchungsumfang	13
3.1.2 Methodik und wirtschaftliche Randbedingungen	14
3.1.2.1 Allgemeines	14
3.1.2.2 Berücksichtigung von Steuern	15
3.1.2.3 Wirtschaftliche Randbedingungen	15
3.1.3 Modellfälle	16
3.2 Allgemeine Ansätze zur Ermittlung der Kosten und der Erlöse	17
3.2.1 Allgemeines	17
3.2.2 Investitionen	18
3.2.3 Betriebskosten	18
3.2.4 Wärmevergütung	19
3.2.5 Stromvergütung gemäß EEG	19
3.3 Aktuelle Stromerzeugungskosten von Anlagen zur Verstromung fester Bioenergieträger	20
3.3.1 Modellfälle	20

3.3.2	Randbedingungen und Kostenansätze	22
3.3.2.1	Investitionen	22
3.3.2.2	Biomassekosten	22
3.3.2.3	Sonstige Randbedingungen und Kostenansätze	23
3.3.3	Ergebnisse für den Basisfall	24
3.3.4	Variation der Brennstoffkosten	25
3.3.5	Variation von Wärmeauskopplung und Wärmevergütung	27
3.3.6	Einfluss des Kalkulationszinssatzes	29
3.4	Aktuelle Stromerzeugungskosten von Anlagen zur Verstromung von Rapsöl und RME	32
3.4.1	Modellfälle	32
3.4.2	Randbedingungen und Kostenansätze	33
3.4.2.1	Investitionen	33
3.4.2.2	Kosten von Rapsöl und RME	33
3.4.2.3	Sonstige Randbedingungen und Kostenansätze	33
3.4.3	Ergebnisse für den Basisfall	34
3.4.4	Variation der Brennstoffkosten	35
3.4.5	Variation der Wärmevergütung	36
3.5	Aktuelle Stromerzeugungskosten von Biogasanlagen	37
3.5.1	Modellfälle	37
3.5.2	Randbedingungen und Kostenansätze	39
3.5.2.1	Investitionen	39
3.5.2.2	Substratkosten	39
3.5.2.3	Sonstige Randbedingungen und Kostenansätze	40
3.5.3	Ergebnisse für den Basisfall	40
3.5.4	Variation der Kosten für Abfallfette	42
3.6	Aktuelle Stromerzeugungskosten von Anlagen zur Verstromung von Deponie- und Klärgasen	43
3.6.1	Modellfälle	43
3.6.2	Randbedingungen und Kostenansätze	45
3.6.2.1	Investitionen	45
3.6.2.2	Kosten von Deponie- und Klärgas	46
3.6.2.3	Sonstige Randbedingungen und Kostenansätze	46
3.6.3	Ergebnisse für den Basisfall	47
3.6.4	Variation der Wärmevergütung	48
3.7	Literaturverzeichnis zu Kapitel 3	48

4. Industriepolitische Aspekte	49
4.1 Derzeitiger Stand der Nutzung von Biomasse und sonstiger erneuerbarer Energieträger	49
4.1.1 Nutzung erneuerbarer Energien	49
4.1.2 Nutzung fester Biomassen zur Stromerzeugung	51
4.1.3 Nutzung von Rapsöl und RME	52
4.1.4 Nutzung von Biogas	52
4.1.5 Nutzung von Deponie- und Klärgas	53
4.2 Potentiale biogener Brennstoffe	53
4.2.1 Feste Biomassen	53
4.2.2 Rapsöl, RME	54
4.2.3 Biogas	54
4.3 Industrie- und agrarpolitische Auswirkungen einer verstärkten Nutzung von Biomassen	55
4.3.1 Auswirkungen auf Umsatz und Export	55
4.3.2 Beschäftigungseffekte	57
4.3.3 Auswirkungen auf den ländlichen Raum	59
4.4 Literaturverzeichnis zu Kapitel 4	60
5. Zusammenfassung	61
5.1 Einleitung und Aufgabenstellung	61
5.2 Untersuchungsumfang, Methodik und Kostenansätze zur Ermittlung der Stromerzeugungskosten	61
5.3 Stromerzeugungskosten von Anlagen zur Verstromung fester Bioenergieträger	63
5.3.1 Ergebnisse für den Basisfall	63
5.3.2 Variation der Brennstoffkosten	63
5.3.3 Variation von Wärmeauskopplung und Wärmevergütung	64
5.4 Stromerzeugungskosten von Rapsöl- und RME-BHKW-Anlagen	67
5.5 Stromerzeugungskosten von Biogasanlagen	68
5.6 Stromerzeugungskosten von Deponie- und Klärgas-BHKW-Anlagen	70
6. Beilagen	71
6.1 Stromerzeugungskosten von Anlagen zur Verstromung fester Bioenergieträger	71
6.2 Stromerzeugungskosten von Anlagen zur Verstromung von Rapsöl und RME	72

6.3	Stromerzeugungskosten von Biogasanlagen	73
6.4	Stromerzeugungskosten von Anlagen zur Verstromung von Deponie- und Klärgasen	76

1. Einleitung und Aufgabenstellung

Das zum 01.04.2000 in Kraft getretene Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG) regelt die Abnahme und die Vergütung von Strom, u. a. aus der Verstromung von Biomasse, durch Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die Netze für die allgemeine Versorgung betreiben (Netzbetreiber). Ziel dieses Gesetzes ist es, im Interesse des Klima- und Umweltschutzes eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung zu ermöglichen und den Beitrag erneuerbarer Energien an der Stromversorgung deutlich zu erhöhen, um entsprechend den Zielen der Europäischen Union und der Bundesrepublik Deutschland den Anteil erneuerbarer Energien am gesamten Energieverbrauch bis zum Jahr 2010 mindestens zu verdoppeln.

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie hat dem Deutschen Bundestag gemäß § 12 EEG im Einvernehmen mit dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit sowie dem Bundesministerium für Verbraucherschutz, Ernährung und Landwirtschaft bis zum 30.06.2002 einen Erfahrungsbericht über den Stand der Markteinführung und der Kostenentwicklung von Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen vorzulegen sowie eine Anpassung der Höhe der Vergütungen entsprechend der technologischen und Marktentwicklung für Neuanlagen vorzuschlagen. Davon betroffen ist auch die Verstromung von Biomasse in den verschiedenen Anwendungsbereichen (feste, flüssige, gasförmige Bioenergieträger).

Vor dem Hintergrund dieser Ausgangssituation beauftragte die Bundesinitiative BioEnergie (BBE) in Kooperation mit den vorgenannten BBE-Mitgliedsverbänden und -firmen Fichtner mit der Erstellung eines Gutachtens zur Untersuchung des Stands der Markteinführung und der Kostenentwicklung von Anlagen zur Stromerzeugung aus Biomasse.

Ziel der Untersuchung ist die Erarbeitung fundierter Aussagen zur aktuellen Markt- und Kostenentwicklung der Bioenergienutzung zur Stromerzeugung. Die Ergebnisse dienen der Verifizierung des zum 30.06.02 vorzulegenden Erfahrungsberichts des Bundeswirtschaftsministeriums sowie als Faktenbasis zur Formulierung von Handlungsempfehlungen für die Politik bezüglich der Weiterentwicklung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in Verbindung mit der Biomasseverordnung.

2. Allgemeines, gesetzlicher Rahmen

2.1 Politische Ausbauziele für erneuerbare Energien

Als Grundlage zur Steigerung des Anteils erneuerbarer Energiequellen an der Stromerzeugung im Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Schaffung eines entsprechenden künftigen Gemeinschaftsrahmens verabschiedete der Rat der Europäischen Union am 27. September 2001 im schriftlichen Verfahren die Richtlinie für erneuerbare Energien. Sie trat mit ihrer Veröffentlichung im Amtsblatt der EU am 27.10.2001 in Kraft. Mit der Richtlinie werden für den Strombereich die Grundlagen dafür geschaffen, den Anteil der erneuerbaren Energien am gesamten EU-Energieverbrauch bis 2010 auf 12 % zu verdoppeln.

Um dieses Ziel zu erreichen, wurden für alle Mitgliedsstaaten indikative Richtziele für den Anteil der erneuerbaren Energien am Stromverbrauch festgelegt, der für die gesamte EU von knapp 14 % im Jahr 1997 auf rund 22 % im Jahr 2010 steigen soll. Für Deutschland besteht das Richtziel der Steigerung auf 12,5 % bis 2010. Dies entspricht einer Verdoppelung gegenüber rund 6,25 % im Jahr 2000. Den Mitgliedsstaaten ist es dabei freigestellt, welche Instrumente sie zur Erreichung ihrer jeweiligen Richtziele verwenden.

Diese politischen Ausbauziele der EU und von Deutschland für erneuerbare Energien sind im wesentlichen vor dem Hintergrund des Klimaschutzes zu sehen. So verpflichten sich die Industriestaaten im Kyoto-Protokoll, das 1997 von der 3. Vertragsstaatenkonferenz der Klimarahmenkonvention angenommen wurde, ihre gemeinsamen Emissionen der wichtigsten Treibhausgase im Zeitraum 2008 bis 2012 um mindestens 5 % unter das Niveau von 1990 zu senken. Dabei haben die Länder unterschiedliche Emissionsreduktionsverpflichtungen akzeptiert. Die Reduktionsverpflichtung Deutschlands im Rahmen der EU gemäß Artikel 4 des Protokolls beträgt 21 %. Die konkrete Ausgestaltung des Protokolls wurde auf der Fortsetzung der 6. Vertragsstaatenkonferenz in Bonn im Juli 2001 verhandelt /1/.

Damit das Protokoll in Kraft treten kann, muss es von mindestens 55 Staaten ratifiziert werden, wobei diese mindestens 55 % der CO₂-Emissionen der Annex I-Länder von 1990 auf sich vereinigen müssen. Bis Anfang 2002 haben 33 Staaten ratifiziert. Die EU strebt an, das Kyoto-Protokoll Mitte 2002 zu ratifizieren /1/.

Die Nutzung von biogenen Brennstoffen zur Stromerzeugung kann einen wesentlichen Beitrag zur Erreichung des o. g. Ziels der Bundesrepublik Deutschland, den Anteil erneuerbarer Energien am gesamten Energieverbrauch bis zum Jahr 2010 mindestens zu verdoppeln, leisten, ohne dabei andere Nachhaltigkeitsanforderungen zu verletzen, da die Bioenergie über große technische Potentiale verfügt. Einer raschen weitergehenden Er-

schließung dieses Potentials stehen im Allgemeinen weniger technische und ökologische als vielmehr ökonomische Hemmnisse entgegen /2/.

Neben dem möglichen Beitrag zur Minderung des Ausstoßes von Treibhausgasen bei der Verbrennung fossiler Energieträger umfassen die Vorteile einer verstärkten energetischen Biomassenutzung insbesondere

- die Schonung fossiler endlicher Rohstoffe,
- die Verringerung der Abhängigkeit von Energieimporten,
- die energetische Nutzung ansonsten unkontrolliert entweichender Treibhausgase wie Methan,
- der Schaffung eines zusätzlichen Absatzmarktes für die heimische Land- und Forstwirtschaft und damit der Sicherung von Arbeitsplätzen im ländlichen Raum.

2.2 Das Erneuerbare-Energien-Gesetz

Das zum 01.04.2000 in Kraft getretene Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG) regelt die Abnahme und die Vergütung von Strom, u. a. aus der Verstromung von Biomasse, durch Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die Netze für die allgemeine Versorgung betreiben (Netzbetreiber).

In den Anwendungsbereich des EEG fallen Anlagen, in denen der Strom aus Biomasse gewonnen wird, mit einer installierten elektrischen Leistung bis einschließlich 20 MW sowie Deponiegas- oder Klärgasanlagen mit einer installierten elektrischen Leistung bis einschließlich 5 MW.

Die Vergütungssätze des EEG richten sich nach der Leistungsgröße der Anlage und werden für eine Dauer von 20 Betriebsjahren gewährt. Die Mindestvergütung gemäß § 4 und § 5 für neu errichtete Biomasse- bzw. Deponie- oder Klärgasanlagen beträgt:

	Mindestvergütung in €/MWh	
	Inbetriebnahme 2000/2001	Inbetriebnahme 2002
Bioenergieanlagen bis einschließlich 500 kW _{el} *	102,3	101,3
Bioenergieanlagen bis einschließlich 5 MW _{el} *	92,0	91,1
Bioenergieanlagen ab 5 MW _{el} *	86,9	86,1
Deponie- und Klärgasanlagen bis einschließlich 500 kW _{el}	76,7	76,7
Deponie- und Klärgasanlagen ab 500 kW _{el}	66,5	66,5

* Die Mindestvergütungen für Biomasseanlagen werden ab 2002 jährlich jeweils für mit diesem Zeitpunkt neu in Betrieb genommene Anlagen um jeweils 1 % abgesenkt.

Tabelle 2.2-1: Mindestvergütungssätze gemäß § 4 und § 5 EEG

2.3 Die Biomasseverordnung

Die "Verordnung über die Erzeugung von Strom aus Biomasse (Biomasseverordnung - BiomasseV)" vom Juni 2001 regelt, welche biogenen Stoffe und technische Verfahren in den Anwendungsbereich des EEG fallen.

Als anerkannte Biomasse im Sinne dieser Verordnung gelten Energieträger aus Phyto- und Zoomasse. Hierzu gehören auch aus Phyto- und Zoomasse resultierende Folge- und Nebenprodukte, Rückstände und Abfälle, deren Energiegehalt aus Phyto- und Zoomasse stammt. Dazu gehören insbesondere:

- Pflanzen und Pflanzenbestandteile,
- aus Pflanzen oder Pflanzenbestandteilen hergestellte Energieträger, deren sämtliche Bestandteile und Zwischenprodukte aus Biomasse erzeugt wurden,
- Abfälle und Nebenprodukte pflanzlicher und tierischer Herkunft aus der Land-, Forst- und Fischwirtschaft,
- Bioabfälle im Sinne der Bioabfallverordnung,
- aus Biomasse durch Vergasung oder Pyrolyse erzeugtes Gas und daraus resultierende Folge- und Nebenprodukte, aus Biomasse erzeugte Alkohole, deren Bestandteile, Zwischen-, Folge- und Nebenprodukte aus Biomasse erzeugt wurden.

Weiterhin sind als Biomasse im Sinne des EEG folgende Stoffe anzusehen:

- Altholz, bestehend aus Gebrauchtholz (gebrauchte Erzeugnisse aus Holz, Holzwerkstoffe oder Verbundstoffe mit überwiegendem Holzanteil) oder Industrierestholz (in Betrieben der Holzindustrie anfallende Holz- sowie Holzwerkstoffreste), jedoch mit den untenstehenden Einschränkungen,
- aus Altholz erzeugtes Gas,
- Pflanzenölmethylester, jedoch mit den untenstehenden Einschränkungen,
- Treibsel aus Gewässerpflege, Uferpflege und -reinhaltung,
- durch anaerobe Vergärung erzeugtes Biogas, sofern zur Vergärung keine unzulässigen Substrate eingesetzt werden.

Alt- und Resthölzer stellen nur dann anerkannte Biomasse im Sinne dieser Verordnung dar, soweit sie den Kriterien des Kreislaufwirtschafts- und Abfallgesetzes genügen und keine Beseitigung vorgeschrieben ist. Eine Beseitigung ist nach geltenden EU-Richtlinien für hochbelastete Hölzer, wie etwa PCB-haltige Resthölzer oder solche mit einem besonders hohen Anteil an Quecksilber (kyanisierte Althölzer, z. B. Leitungsmasten) zwingend.

Die gängigen Altholzsortimente, wie Fenster, Außentüren, Bauhölzer aus dem Außenbereich, Konstruktionshölzer für tragende Teile, Bau- und Abbruchholz mit schädlichen Verunreinigungen sowie Holz aus dem Garten- und Landschaftsbau, Gartenmöbel, gestrichene und lackierte Möbel

sowie Altholz aus Sperrmüll sind dagegen als Biomasse im Sinne des EEG zu verstehen.

Für Anlagen zur energetischen Nutzung von schadstoffhaltigem Altholz (Althölzer der Kategorien A III und A IV) muss 3 Jahre nach Inkrafttreten der BiomasseV die immissionsschutzrechtliche Genehmigung vorliegen. Zudem müssen derartige Anlagen ausschließlich nach den Vorgaben der 17. BImSchV genehmigt werden. Weiterhin sind für diese Anlagen bei einer Leistung von über 5 MW_{el} Mindestwerte für den elektrischen Brutto-Wirkungsgrad im Kondensationsbetrieb ohne Wärmeauskopplung vorgeschrieben.

Anlagen zur energetischen Nutzung von Pflanzenölmethylester müssen innerhalb von 3 Jahren nach Inkrafttreten der BiomasseV in Betrieb genommen werden, bzw., falls diese nach den Vorschriften des Bundes-Immissionsschutzgesetzes genehmigungsbedürftig sind, muss hierfür innerhalb dieser 3 Jahre die immissionsschutzrechtliche Genehmigung vorliegen.

Nicht als Biomasse im Sinne der Biomasseverordnung gelten

- fossile Brennstoffe sowie daraus hergestellte Neben- und Folgeprodukte,
- Torf,
- gemischte Siedlungsabfälle aus privaten Haushaltungen sowie ähnliche Abfälle aus anderen Herkunftsbereichen,
- Papier, Pappe, Karton,
- Klärschlämme,
- Hafenschlick und sonstige Gewässerschlämme und -sedimente,
- Textilien,
- Tierkörper, Tierkörperteile und Erzeugnisse im Sinne von § 1 Abs. 1 des Tierkörperbeseitigungsgesetzes, die gemäß Tierkörperbeseitigungsgesetz und den auf Grund dieses Gesetzes erlassenen Rechtsverordnungen in Tierkörperbeseitigungsanstalten zu beseitigen sind,
- Deponie- und Klärgase (die zwar EEG-vergütungsfähig sind, deren Vergütung jedoch im EEG separat von der für Biomasseanlagen geregelt ist).

2.4 Förderprogramme des Bundes und der Länder

Zur Förderung der Markteinführung von Anlagen zur Verstromung von Biomasse existieren in Deutschland die unterschiedlichsten Maßnahmen, von denen insbesondere das Marktanreizprogramm zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi) sowie die Förderprogramme der Bundesländer von Bedeutung sind.

2.4.1 Marktanreizprogramm des BMWi

Im Zusammenhang mit der ökologischen Steuerreform legte die Bundesregierung mit Wirkung vom 01.09.1999 ein Marktanreizprogramm zur "Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien" auf. Die Schwerpunkte dieses Förderprogramms umfassen gemäß der ursprünglichen Richtlinie

- Die Errichtung und Erweiterung von Solarkollektoranlagen zur Brauchwassererwärmung, zur Raumheizung sowie zur Bereitstellung von Prozesswärme.
- Wärmepumpen, soweit sie mit regenerativem Strom betrieben werden.
- Energieeinsparmaßnahmen in Kombination mit der Errichtung und Erweiterung von Solarkollektoranlagen und Wärmepumpen.
- Die Errichtung von Anlagen zur energetischen Nutzung fester Biomasse zur Raumheizung (mit und ohne Brauchwasserbereitstellung), zur Bereitstellung von Prozesswärme, zur kombinierten Wärme- und Stromerzeugung (Kraft-Wärme-Kopplung).
- Die Errichtung von Anlagen zur Gewinnung und Nutzung von Biogas aus Biomasse land-, forst- und fischwirtschaftlichen Ursprungs.
- Die Errichtung, Erweiterung und Reaktivierung von Wasserkraftanlagen.
- Die Errichtung netzgekoppelter Photovoltaikanlagen in Schulen.
- Die Errichtung von Anlagen zur Nutzung der oberflächenfernen Geothermie.

Diese Maßnahmen werden teils in Form von Zuschüssen, teils in Form eines Teilschulderlasses im Zusammenhang mit der Gewährung zinsgünstiger Kredite gefördert. Für die Abwicklung des Programms ist das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) und die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) zuständig.

Die Förderrichtlinien des Programms wurden im Jahr 2001 zweimal in großem Umfang verändert:

- Wesentliche Änderungen zum 31.03.2001:
 - Maßnahmen zur Energieeinsparung an Gebäuden sowie Wärmepumpenanlagen werden nicht mehr gefördert.
- Wesentliche Änderungen zum 23.7.2001:
 - Der Fördersatz für Solarkollektoranlagen sowie für automatisch beschickte Anlagen zur Verfeuerung von Biomasse wurde reduziert.
 - Mechanisch beschickte Anlagen zur Verfeuerung von Biomasse werden nicht mehr gefördert.
 - Für die Errichtung von Anlagen zur Biogasnutzung, von Wasserkraftwerken sowie von automatisch beschickten Anlagen zur Verfeuerung von Biomasse zur kombinierten Wärme- und Stromerzeugung wird kein Teilschulderlass mehr gewährt. Lediglich die vergünstigten Kredite stehen weiterhin zur Verfügung.

- Mit Ausnahme der Förderung für Solarkollektoranlagen wurde das Kumulierungsverbot modifiziert, so dass auch andere Fördermittel in begrenztem Maße in Anspruch genommen werden können.

Mit der Veröffentlichung im Bundesanzeiger trat am 23.03.2002 eine weitere Richtlinienänderung in Kraft. Damit werden, auf der Grundlage eines Beschlusses des Haushaltsausschusses am 15.11.2001, das Marktanzreizprogramm entgegen vorheriger Bestrebungen nicht um 60 Mio. € zu kürzen, sondern vielmehr um 100 Mio. € aufzustocken, teilweise die Kürzungen der Fördersätze vom Juli 2001 wieder zurückgenommen /3/:

Automatisch beschickte Biomassefeuerungsanlagen werden zukünftig einen Mindestförderbetrag von 1.500 € bzw. 55 €/kW installierte Leistung (maximaler Fördersatz pro Anlage 250.000 €) erhalten. Handbeschickte Feuerungsanlagen bleiben weiterhin von einer finanziellen Unterstützung ausgeschlossen. Auch eine zusätzliche Förderung für KWK-Anlagen entfällt in Zukunft weiterhin. Kleine Biogasanlagen bis 70 kW_{el} erhalten zukünftig einen Pauschalbetrag von 15.000 €. Die Kumulierbarkeit mit anderen Förderprogrammen wird beibehalten.

Der Stand der Anträge zum Marktanzreizprogramm nach Angaben des BAFA und der KfW /4/ zum Mai 2001 ist der folgenden Tabelle zu entnehmen. Daraus wird ersichtlich, dass der Großteil der Anträge in diesem Zeitraum auf die Förderung von Solarkollektoranlagen entfiel.

	Anträge auf Zuschüsse		Beantragte Fördermittel in Mio. €		Anträge Darlehen 2000 (bewilligt)	Investitionsvolumen in Mio. €
	01.09.99 - 31.12.00	Jan. - Mai 2001	01.09.99 - 31.12.00	Jan. - Mai 2001		
Solarkollektoranlagen ¹⁾	54.627	25.048	58,8	23,0	1	0,1
Solarkollektoranlagen in Verb. m. Energieeinsparmaßnahmen ^{1),2)}	46.612	21.462	104,5	28,4	-	-
Biomasse	12.696	5.935	21,6 ³⁾	9,9	72	6,4
Biogas	-	-	-	-	227	40,7
Wasserkraft	-	-	-	-	53	45,7
Geothermie	-	-	-	-	1	0,1
Wärmepumpen	1.117	383	1,3	0,5	-	-
Wärmepumpen in Verb. mit Energieeinsparmaßnahmen ²⁾	549	152	0,7	0,2	-	-
PV "Sonne in der Schule"	179	129	0,6	0,4	-	-
Summe	115.780	53.109	187,5⁴⁾	62,4	354	93,0

1) Gesamte beantragte Förderung

2) Einschließlich der Maßnahmen zur Energieeinsparung

3) Investitionsvolumen 181 Mio. €

4) Die bis Ende 1999 bewilligten Zuschüsse beliefen sich auf 4,4 Mio. €

Tabelle 2.4-1: Stand der Anträge zum Marktanzreizprogramm zum Mai 2001 /4/

2.4.2 Förderprogramme der Bundesländer

Die einzelnen Bundesländer fördern in sehr unterschiedlicher Weise die Nutzung erneuerbarer Energien. So wurden in den Jahren 1991 bis 2000 durch die Bundesländer insgesamt 1,3 Mrd. € an Mitteln zur Breitenförderung bereitgestellt, von denen 31 % auf Nordrhein-Westfalen und 20 % auf Bayern entfielen (vgl. Abbildung 2.4-1) /4/. Wie aus Abbildung 2.4-2 ersichtlich, ist bezüglich der auf die Einwohneranzahl bezogenen Mittel das Bundesland Brandenburg - vor Nordrhein-Westfalen und dem Saarland - führend.

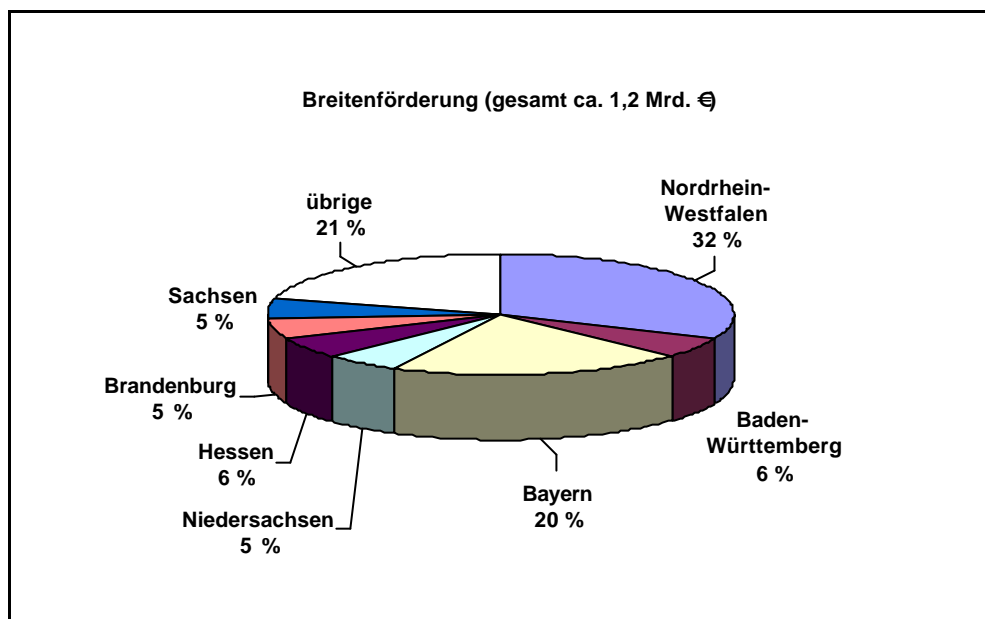


Abbildung 2.4-1: Durch die Bundesländer bereitgestellte Mittel für die Breitenförderung erneuerbarer Energien in den Jahren 1991 bis 2000 /4/

2.5 Sonstige, für die Nutzung von biogenen Brennstoffen relevante gesetzliche Rahmenbedingungen

2.5.1 Agrarpolitische Regelungen zur Flächenstilllegung

Zur Erzielung eines stabileren Gleichgewichts zwischen Angebot und Nachfrage für landwirtschaftliche Erzeugnisse und zur Vereinheitlichung der Vorschriften für Getreide, Ölsaaten und Eiweißpflanzen wurde durch den Europäischen Rat am 26.03.1999 in Berlin mit der Agenda 2000 die Reform der gemeinsamen Agrarpolitik der EU für die Jahre 2000 - 2006 beschlossen.

Die Agenda 2000 sieht u. a. vor, dass 10 % der Flächen, die mit landwirtschaftlichen Kulturpflanzen bebaut sind, still zu legen sind. Freiwillig können bis zu 33 % dieser Flächen stillgelegt werden. An der freiwilligen Flächenstilllegung kann auch der Erzeuger ohne Stilllegungsverpflichtung teilnehmen /5/.

Für die Stilllegungsflächen wird eine Stilllegungsprämie gewährt, die im Wirtschaftsjahr 2001/02 einheitlich 63 € pro Tonne des durchschnittlichen regionalen Getreideertrags beträgt /5/.

Auf stillgelegten Flächen können nachwachsende Rohstoffe angebaut werden, die nicht im Nahrungsmittelsektor Verwendung finden dürfen. Dazu gehört der Anbau von Biomassen zur energetischen Nutzung.

Zum Anbau auf Stilllegungsflächen kommen in der EU bislang vor allem Ölsaaten, die im chemisch-technischen Bereich und zur Treibstoffherstellung (Rapsöl, Biodiesel) verwendet werden. In der EU belief sich der Anbau zur Ernte 2000 auf etwa 842.000 ha. Im Blair-House-Abkommen zwischen der EU und den USA hat sich die EU verpflichtet, die im Futtermittelsektor verwendeten Nebenprodukte aus dem Anbau von Ölsaaten auf Stilllegungsflächen auf 1 Mio. t Sojaschrotäquivalent zu beschränken /5/. Aufgrund der Vereinheitlichung der Flächenprämien ist dagegen die Gesamtflächenregelung (-begrenzung) entfallen.

2.5.2 Mineralölsteuergesetzgebung

Die Mineralölsteuergesetzgebung beeinflusst insbesondere den Einsatz flüssiger Bioenergieträger wie Pflanzenöl, Biodiesel und Bioalkohole im mobilen Bereich. So sind diese Treibstoffe in Deutschland bislang von der Mineralölsteuer befreit, wodurch deren höhere Erzeugungskosten gegenüber Benzin oder Dieselkraftstoff teilweise bzw. vollständig kompensiert werden können.

Diese Regelung wird jedoch u. U. zukünftig geändert. So hatte die EU-Kommission am 07.11.2001 einen Richtlinienvorschlag an den EU-Ministerrat zur Entscheidung weitergeleitet, der bei eng definierten Aus-

nahmeregelungen eine Besteuerung für Biokraftstoffe von mindestens 50 % des normalen Verbrauchsteuersatzes für Mineralöle vorsieht. Dieser Vorschlag würde im Falle seiner Umsetzung die weitere Markteinführung flüssiger Biobrennstoffe im Verkehrssektor deutlich erschweren.

Die Nutzung von Pflanzenöl oder RME in stationären Stromerzeugungsanlagen wäre dagegen hiervon i. d. R. nicht betroffen, da Brennstoffe für Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung mit einem Monats- oder Jahresnutzungsgrad von mindestens 70 % generell von der Mineralölsteuer befreit sind.

2.5.3 Altholzverordnung

Die "Verordnung über Anforderungen an die Verwertung und Beseitigung von Altholz" (Altholzverordnung), die durch das Bundeskabinett am 06.02.2002 beschlossen wurde, soll die stoffliche Verwertung, die energetische Verwertung und die Beseitigung von Altholz regeln.

Gemäß der derzeitigen Fassung der Altholzverordnung werden die folgenden Altholzkategorien unterschieden:

- Altholzkategorie A I:
Naturbelassenes oder lediglich mechanisch bearbeitetes Altholz, das bei seiner Verwendung nicht mehr als unerheblich mit holzfremden Stoffen verunreinigt wurde.
- Altholzkategorie A II:
Verleimtes, gestrichenes, beschichtetes, lackiertes oder anderweitig behandeltes Altholz ohne halogenorganische Verbindungen in der Beschichtung und ohne Holzschutzmittel.
- Altholzkategorie A III:
Altholz mit halogenorganischen Verbindungen in der Beschichtung ohne Holzschutzmittel.
- Altholzkategorie A IV:
Mit Holzschutzmitteln behandeltes Altholz, wie Bahnschwellen, Leitungsmasten, Hopfenstangen, Rebpfähle, sowie sonstiges Altholz, das aufgrund seiner Schadstoffbelastung nicht den Altholzkategorien A I, A II oder A III zugeordnet werden kann, ausgenommen PCB-Altholz.

Aufbauend auf diesen Kategorien wird in den Anhängen 1 bis 3 zur Verordnung die Zulässigkeit von potentiellen Verwertungswegen geregelt, und es werden Anforderungen an die Verwertung definiert. Anhang IV gibt Hinweise für die Zuordnung gängiger Altholzsortimente zu den Kategorien. Der Anhang 3 regelt die energetische Verwertung und ordnet die verschiedenen Altholzkategorien den Genehmigungsklassen der 1. bzw. 4. BImSchV zu.

Die Verordnung legt explizit fest, dass kein Vorrang der stofflichen oder energetischen Verwertung besteht. Insofern eröffnet die Verordnung die Möglichkeit zur Wärme- und Stromerzeugung aus Altholz.

2.6 Literaturverzeichnis zu Kapitel 2

- /1/ Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, <http://www.bmu.de>
- /2/ C. Rösch, Nachhaltige Nutzung von Biomasse als Energieträger, TA-Datenbank-Nachrichten, Nr. 3 / 10. Jahrgang - September 2001, S. 27 - 34
- /3/ Biomasse-Info-Zentrum, Newsletter März 2002
- /4/ F. Staiß, Jahrbuch Erneuerbare Energien 2001, Herausgeber: Stiftung Energieforschung Baden-Württemberg, Bieberstein-Fachbuchverlag, Radebeul, 2001
- /5/ Landesstelle für landwirtschaftliche Marktkunde (LLM) Schwäbisch Gmünd, Stützungsregelung für Erzeuger bestimmter landwirtschaftlicher Kulturpflanzen, Loseblattsammlung Marktwirtschaftliche Erzeugerberatung, <http://www.landwirtschaft-mlr.baden-wuerttemberg.de/la/lel/llm/meb/kap211.html>

3. Aktuelle Stromerzeugungskosten

3.1 Untersuchungsumfang und Methodik zur Ermittlung der Stromerzeugungskosten

3.1.1 Untersuchungsumfang

Im Rahmen der vorliegenden Untersuchung werden die derzeitigen Stromerzeugungskosten von Anlagen zur energetischen Biomassennutzung ermittelt, die in Deutschland netzgekoppelt betrieben werden. Dies erfolgt zunächst für einen Basisfall. Daneben wird in Sensitivitätsbetrachtungen der Einfluss wesentlicher Parameter auf die Stromerzeugungskosten untersucht.

Es werden Bioenergieanlagen bis zu einer elektrischen Leistung von 20 MW - entsprechend der oberen Leistungsgrenze des Geltungsbereichs des EEG - betrachtet.

Nachfolgend finden alle Biobrennstoffe und technisch ausgereifte, marktverfügbare Technologien zur Stromerzeugung, die gemäß BiomasseV in den Anwendungsbereich des EEG fallen, Berücksichtigung. Das bedeutet, Verfahren, die sich derzeit in der Entwicklung befinden, bleiben unberücksichtigt. Auch Technologien wie z. B. die Nutzung von Bioalkoholen, die bislang in Deutschland keine Bedeutung erlangten, bleiben außer Betrachtung.

Daneben werden die Stromerzeugungskosten von Anlagen zur Nutzung von Deponie- und Klärgasen ermittelt.

Davon ausgehend erfolgen die Berechnungen für die folgenden Verfahren:

- Einsatz von festen Biomassen in Dampfkraftprozessen mit und ohne Wärmeauskopplung,
- Nutzung von Rapsöl und RME in Verbrennungsmotoren mit Wärmeauskopplung (Blockheizkraftwerk, BHKW),
- Erzeugung von Biogas durch Vergärung von (Neben-)Produkten pflanzlicher und tierischer Herkunft aus der Land-, Forst- und Fischwirtschaft sowie von Bioabfällen mit Nutzung des Biogases in Verbrennungsmotoren mit Wärmeauskopplung (BHKW),
- Verstromung von Deponie- und Klärgasen in Verbrennungsmotoren mit bzw. ohne Wärmeauskopplung.

Es werden vereinbarungsgemäß aus Vergleichbarkeitsgründen ausschließlich Neuanlagen, die gedanklich im Jahr 2002 in Betrieb gehen, berücksichtigt. Hierzu ist anzumerken, dass die Inbetriebnahme insbesondere des Großteils der geplanten Biomasse-Kraftwerke im Leistungsbereich 10 - 20 MW_{el} voraussichtlich erst in 2003/2004 erfolgen wird, für die die EEG-Vergütung entsprechend geringer (1 % bzw. 2 % geringer als in 2002) ist.

3.1.2 Methodik und wirtschaftliche Randbedingungen

3.1.2.1 Allgemeines

Die Wirtschaftlichkeitsberechnungen erfolgen für praxisnahe Musteranwendungen, sogenannte Modellfälle zur Stromerzeugung aus Bioenergie, für die jeweils eine technische Musterlösung entworfen und durchgerechnet wird. Dies erfolgt modellhaft, das heißt, es werden typische Werte und Randbedingungen zugrunde gelegt. Daher muss betont werden, dass die Ergebnisse dieser Berechnungen wiederum typische Werte darstellen, die nicht uneingeschränkt auf individuelle Vorhaben übertragbar sind, da bei diesen die Randbedingungen von den im Rahmen dieser Studie angesetzten im Einzelfall stark abweichen können.

Zur Ermittlung der Stromerzeugungskosten wird eine Investitionsrechnung mit Anwendung der Annuitätenmethode durchgeführt. Die Annuitätenmethode ist ein dynamisches Verfahren, bei dem einmalige Zahlungen (z. B. die Investitionskosten) und periodische Zahlungen mit veränderlichen (z. B. jährlich steigenden) Beträgen in periodisch konstante, d. h. durchschnittliche jährliche Zahlungen umgerechnet werden. Dies erfolgt durch Multiplikation mit dem Annuitätenfaktor, der eine Funktion des kalkulatorischen Zinssatzes und der kalkulatorischen Betrachtungsdauer darstellt und dadurch die Berücksichtigung der unterschiedlichen Zeitpunkte, zu denen Zahlungen anfallen, ermöglicht.

Bei der Berechnung der Stromerzeugungskosten von Anlagen, die gekoppelt Wärme und Strom erzeugen, sind die jährlichen Gesamtkosten zweckmäßig auf die beiden Koppelprodukte aufzuteilen. Daher werden in derartigen Fällen die "Restkosten der Stromerzeugung" errechnet, indem von den gesamten Kosten die Wärmevergütung abgezogen wird, um die tatsächlich dem Produkt Strom anzulastenden Kosten zu erhalten.

Die spezifischen Stromerzeugungskosten werden durch Division der Summe der jährlichen Kosten durch die Menge an erzeugter elektrischer Energie ermittelt und stellen durchschnittliche Kosten über die angesetzte kalkulatorische Betrachtungsdauer dar.

Alle Kosten werden zunächst auf realer Basis, das heißt inflationsbereinigt, ermittelt. Das Bezugsjahr für die Kosten ist das Jahr 2002. Dies ermöglicht die unmittelbare Interpretation der berechneten Kosten, da diese direkt mit sonstigen, auf 2002 bezogenen Werten verglichen werden können. Den Kosten werden zur Veranschaulichung die derzeit (2002) geltenden Vergütungssätze gemäß EEG gegenübergestellt. Da diese nominal konstant sind, d. h. real (unter Berücksichtigung der Preissteigerungsrate) fallen, werden neben den realen Stromerzeugungskosten die nominalen Werte errechnet und dargestellt.

In den Berechnungen wird ein Gewinn, bezogen auf das eingesetzte Eigenkapital, durch die Wahl eines entsprechenden Eigenkapital-Zinssatzes berücksichtigt (siehe unten).

Die Rechnungen erfolgen ohne Berücksichtigung von Fördermaßnahmen wie Investitionskostenzuschüsse o. ä.

3.1.2.2 Berücksichtigung von Steuern

Generell werden bei Investitionen kapitalabhängige (Substanzsteuern) Steuern, gewinnabhängige (Ertragssteuern) Steuern sowie Verkehrssteuern (Umsatz- oder Grunderwerbssteuern) unterschieden. Zur Berücksichtigung dieser Steuern ist folgendes anzumerken: Derzeit werden in Deutschland keine Substanzsteuern erhoben, die daher unberücksichtigt bleiben können.

Eine exakte Festlegung der gewinnabhängigen steuerlichen Belastungen setzt die Erstellung von jährlichen Bilanzen voraus und erfordert daher eine einzelfallbezogene, detaillierte betriebswirtschaftliche Betrachtung der Investition. Für die im Rahmen des vorliegenden Gutachtens durchzuführenden Modellrechnungen wäre eine derartige Betrachtung wenig zielführend. Daher bleiben, wie üblich bei derartigen Fragestellungen, auch die Ertragssteuern unberücksichtigt, d. h. es wird eine Rechnung vor Steuern angestellt. Diese Vorgehensweise wurde gewählt, da die ansonsten notwendige Abschätzung des (individuell stark unterschiedlichen) Steuersatzes eine erhebliche mögliche Fehlerquelle darstellt.

Im Falle einer wirtschaftlichen Bewertung eines individuellen Vorhabens wären dagegen naturgemäß Gewinnsteuern entsprechend zu berücksichtigen.

3.1.2.3 Wirtschaftliche Randbedingungen

Der für alle Modellfälle verwendete kalkulatorische Betrachtungszeitraum beträgt 15 Jahre. Dies ist ein bei Energieerzeugungsanlagen kleiner und mittlerer Leistung (bis mehrere MW_{el}) üblicher, häufig verwendeter Wert. Für Stromerzeugungsanlagen mit Leistungen im Bereich von 10 - 20 MW_{el} wird dagegen teils mit einem Betrachtungszeitraum von 20 Jahren gerechnet, wodurch sich gegenüber 15 Jahren geringere Stromerzeugungskosten ergeben.

Für den nominalen kalkulatorischen Mischzinssatz (ohne Steuereffekte) wird ein Wert von 8 % angesetzt. Hierbei handelt es sich um einen Bruttowert, d. h. er stellt die Kapitalverzinsung für das eingesetzte Eigen- und Fremdkapital vor Abzug der ergebnisrelevanten Steuerarten dar.

Der gewählte Zinssatz unterstellt einen hohen Fremdkapitalanteil sowie eine moderate Ertragserwartung der Betreiber. So ergibt sich bei einem für Investoren üblichen Wert für die Eigenkapitalrendite, die neben den Ertragserwartungen der Betreiber - orientiert an den Marktzinsen - auch deren

Risikoeinschätzungen und Refinanzierungsvorstellungen berücksichtigen sollte, häufig ein Mischzinssatz von über 8 % (vgl. Abschnitt 3.3.6).

Wie oben aufgeführt, sollen alle Kosten auf realer Basis, d. h. inflationsbereinigt, ermittelt werden. Daher ist zur Ermittlung des Annuitätenfaktors der reale Mischzinssatz zu verwenden, der sich aus dem o. g. nominalen Mischzinssatz abzüglich der allgemeinen Preissteigerungsrate ergibt. Für die allgemeine Preissteigerungsrate wird ein über die Betrachtungsdauer durchschnittlicher Wert von 2 % angesetzt. Demnach ergibt sich der reale, den Investitionsrechnungen zugrunde zu legende Kalkulationszinssatz zu 6 %.

3.1.3 Modellfälle

Wie in Abschnitt 3.1.2.1 erläutert, erfolgen die Berechnungen der Stromerzeugungskosten für typische Vorhaben, sogenannte Modellfälle. Die Modellfälle sollen sich durch eindeutig voneinander abweichende Merkmale unterscheiden, die sich auf die wirtschaftlichen Randbedingungen - und damit auch auf die Stromerzeugungskosten - auswirken. Das bedeutet, dass unterschiedliche Merkmale alleine nicht zur Definierung verschiedener Modellfälle führen, solange diese keinen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit ausüben.

Für die Definierung der Modellfälle wird basierend auf den derzeit in Betrieb befindlichen Bioenergieanlagen die voraussichtlich bei Neuanlagen vorherrschenden Anlagentypen, im wesentlichen differenziert nach

- der Anlagenleistung,
- der Biomasseart(-en),
- und gegebenenfalls der zum Einsatz kommenden Technologie,

festgelegt. Davon ausgehend wurden die im Überblick in Abbildung 3.1-1 dargestellten Modellfälle definiert. Eine detaillierte Beschreibung dieser Modellfälle ist den Abschnitten 3.3.1, 3.4.1, 3.5.1 und 3.6.1 zu entnehmen.

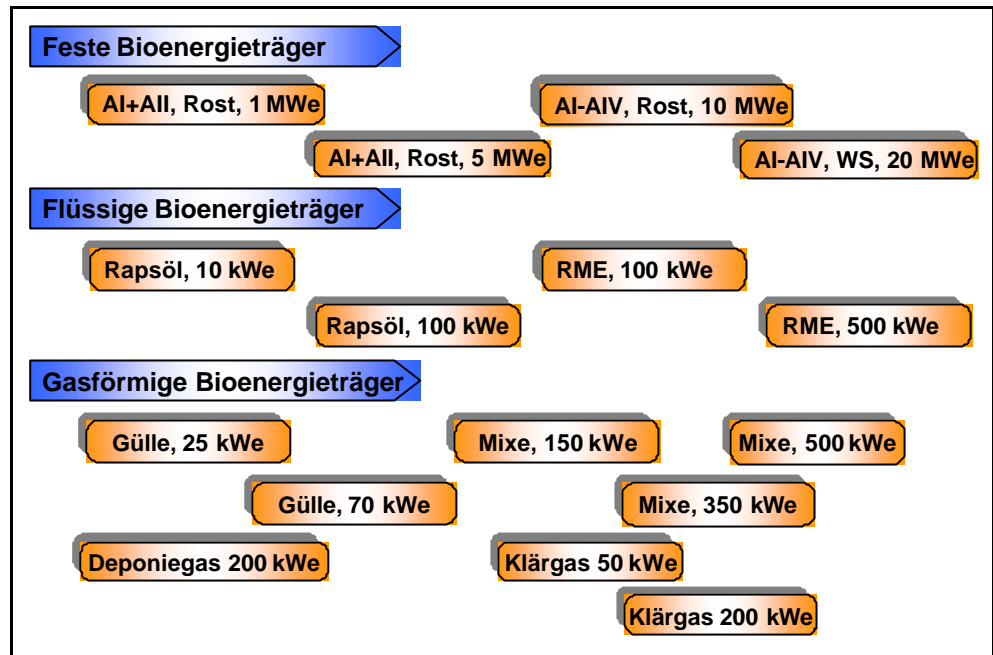


Abbildung 3.1-1: Gewählte Modellfälle für Biomasseanlagen zur Stromerzeugung

3.2 Allgemeine Ansätze zur Ermittlung der Kosten und der Erlöse

3.2.1 Allgemeines

Für alle Modellfälle wird unterstellt, dass eine ausschließlich mit Biomassen befeuerte Anlage auf der "grünen Wiese" errichtet und an die bestehende Infrastruktur (öffentliches Netz, Wasserversorgung, Abwasserentsorgung etc.) angeschlossen wird. Die (soweit nicht vorhanden) teils zusätzlich erforderlichen Anlagenkomponenten für die Spitzenlastabdeckung des Wärmebedarfs bleiben außer Betrachtung. Zudem werden eventuelle Kosten für die Wärmeverteilung nicht berücksichtigt. Dies ist zulässig, indem auch bei der erzielbaren Wärmevergütung ein entsprechender Wert angesetzt wird, der sich ab Anlage (d. h. ohne Wärmeverteilung) und ohne Berücksichtigung von Bedarfsspitzen (für die vergleichsweise hohe Vergütungen zu entrichten sind) versteht. Auf technologie- oder brennstoffspezifische Besonderheiten wird in den unten stehenden Abschnitten 3.3 bis 3.6 separat eingegangen.

Alle verwendeten Kostenansätze beruhen auf Erfahrungswerten von Fichtner, auf (Richtpreis-)Angeboten und auf veröffentlichten statistischen Werten, die ausgewertet und auf Plausibilität geprüft wurden.

Es ist zu betonen, dass die gewählten Kostenansätze zwangsläufig eine Schwankungsbreite aufweisen. So sind insbesondere die Investitionen standortabhängig, so dass im konkreten Fall starke Abweichungen von den im Rahmen dieser Studie angesetzten durchschnittlichen Werten möglich sind.

3.2.2 Investitionen

Die Investitionskosten beinhalten alle erforderlichen Kosten für eine komplette betriebsbereite Anlage einschließlich Nebenkosten für Planung, Genehmigung, Bauzeitzinsen etc.:

- Anlagekosten für
 - Maschinenteknik,
 - Elektro- und Leittechnik,
 - Bautechnik (Gebäude, Außenlagen etc.),
 - Anbindung an die Infrastruktur (Stromnetzanbindung inkl. Trafos, Wasserversorgung, Abwasserentsorgung etc.).
- Nebenkosten für
 - Gutachten, Planung (einschließlich Bauherreneigenleistungen), Einholung der Genehmigung, Überwachung Montage, Bau und Inbetriebsetzung,
 - Kapitalbeschaffung und Finanzierung einschließlich Bauzeitzinsen.

3.2.3 Betriebskosten

Beim Betrieb von Bioenergieanlagen zur Stromerzeugung fallen im wesentlichen die folgenden Betriebskosten an:

- Brennstoffkosten,
- Kosten für Instandhaltung (Wartung und Reparaturen),
- Personalkosten zur technischen Betriebsführung,
- Kosten für Versicherungen, für die Verwaltung sowie Pachtkosten,
- sonstige variable Kosten für Betriebsmittel (z. B. Zusatzwasser, Schmieröl, Dosiermittel für die Wasseraufbereitung, Betriebsmittel für die Rauchgasreinigung etc.), zur Deckung des Stromeigenbedarfs und zur Reststoffentsorgung.

Die im Rahmen der vorliegenden Untersuchung angesetzten Betriebskosten sind alle als Mittelwerte über die Nutzungsdauer zu verstehen. Das bedeutet, dass jährlich real konstante Werte angesetzt werden, die demnach über die Betriebsdauer lediglich mit der allgemeinen Preissteigerungsrate ansteigen. Zwar sind erfahrungsgemäß einzelne Betriebskosten, insbesondere die für die Wartung, Instandhaltung und für Reparaturen von Betriebsjahr zu Betriebsjahr unterschiedlich hoch. Dieser Effekt ist jedoch nicht ausreichend quantifizierbar und bleibt daher unberücksichtigt.

3.2.4 Wärmevergütung

Wie oben aufgeführt, werden bei Anlagen, die gekoppelt Wärme und Strom erzeugen, von den gesamten Kosten die Wärmevergütung abgezogen, um die tatsächlich dem Produkt Strom anzulastenden Kosten zu erhalten. Die Wärmevergütung entspricht

- im Falle der Deckung des Eigenbedarfs des Anlagenbetreibers den Kosten, die ihm ansonsten bei der alternativen Wärmeerzeugung in einer fossilen Anlage entstehen würden (anlegbare Kosten),
- im Falle der Versorgung Dritter den erzielbaren Marktpreisen für Wärme.

Für die Wärmevergütung wird - ausgehend von Erfahrungswerten der Autoren - bei allen Modellfällen ein Durchschnittswert über die Betrachtungsdauer von 20 €/MWh angesetzt. Dieser versteht sich für die Deckung der Grundlast von Wärme in Form von Heißwasser ab Heizkraftwerk (d. h. ausschließlich der Wärmeverteilung), während die - meist hohen - Vergütungen für Bedarfsspitzen außer Betrachtung bleiben, da deren Deckung bei der Ermittlung der Kosten ebenfalls nicht berücksichtigt wird. Der ange-setzte Wert ist jedoch nicht uneingeschränkt auf individuelle Fälle übertragbar, da die Wärmevergütung insbesondere von der Höhe und der Charakteristik des Wärmebedarfs sowie von der individuellen Versorgungssituation des Wärmekunden abhängig ist.

3.2.5 Stromvergütung gemäß EEG

Wie oben aufgeführt, werden den Stromerzeugungskosten zur Veranschaulichung die Vergütungssätze gemäß EEG gegenübergestellt. Da die Berechnungen des vorliegenden Gutachtens für Neuanlagen erfolgen, die gedanklich im Jahr 2002 in Betrieb gehen (vgl. Abschnitt 3.1.1), werden die folgenden für 2002 zutreffenden Werte für die Stromvergütung gemäß § 4 und § 5 EEG zugrunde gelegt:

- | | |
|--|-------------|
| • Bioenergieanlagen bis einschließlich 500 kW _{el} : | 101,2 €/MWh |
| • Bioenergieanlagen bis einschließlich 5 MW _{el} : | 91,1 €/MWh |
| • Bioenergieanlagen ab 5 MW _{el} : | 86,1 €/MWh |
| • Deponie- und Klärgasanlagen
bis einschließlich 500 kW _{el} | 76,7 €/MWh |

3.3 Aktuelle Stromerzeugungskosten von Anlagen zur Verstromung fester Bioenergieträger

3.3.1 Modellfälle

Zur Nutzung fester Biomassen zur Stromerzeugung ist bislang der Dampfkraftprozess die einzige ausgereifte, marktverfügbare Technologie. Dabei wird die Biomasse in einem Kessel verbrannt und Dampf erzeugt, der in einem Dampfmotor oder in einer Dampfturbine entspannt wird. Aus Kostengründen wird der Dampfkraftprozess i. d. R. für elektrische Leistungen über 1 MW eingesetzt; Anlagen kleinerer Leistung bleiben daher außer Betrachtung.

An festen Biomassen werden derzeit in Deutschland nahezu ausschließlich Hölzer energetisch genutzt. Während in Anlagen bis grob 5 MW_{el} überwiegend ein Mix aus Waldresthölzer und Alt- und Industrieresthölzer der Altholzkategorien A I (naturbelassen oder lediglich mechanisch bearbeitet) und A II (behandelt ohne halogenorganische Verbindungen in der Beschichtung und ohne Holzschutzmittel) genutzt wird, werden in größeren Stromerzeugungsanlagen meist Alt- und Industrieresthölzer aller Altholzkategorien (A I bis A IV) eingesetzt.

Davon ausgehend werden folgende Modellfälle betrachtet:

Modellfall - Holzmix aus A I + A II, Rostfeuerung, 1 MW_{el}:

- Bei diesem Modellfall wird ein holzbefeuertes Heizkraftwerk zur Nahwärmeversorgung zugrunde gelegt, das für die Wärmegrundlast ausgelegt ist. Dieser Fall repräsentiert Nahwärmesysteme mittlerer Größenordnung (1 - 10 MW_{th}) sowie Anlagen für Kleinverbraucher mit hohem Wärmebedarf bzw. Industriebetriebe mit mittlerem Wärmebedarf.
- Das Heizkraftwerk mit einer Leistung von 1 MW_{el} wird wärmegeführt betrieben (5.000 jährliche Vollaststunden).
- Als Brennstoffe sollen Waldresthölzer und naturbelassene oder lediglich mechanisch bearbeitete sowie behandelte (ohne halogenorganische Verbindungen in der Beschichtung und ohne Holzschutzmittel) Hölzer der Altholzkategorien A I und A II eingesetzt werden.
- Die Anlage ist mit einer Rostfeuerung ausgestattet. Als Stromerzeugungsaggregat wird eine Gegendruckturbine mit einem elektrischen Wirkungsgrad von 13 % eingesetzt.

Modellfall - Holzmix aus A I + A II, Rostfeuerung, 5 MW_{el}:

- Dieser Modellfall repräsentiert biomassebefeuerte Heizkraftwerke im Leistungsbereich von mehreren MW_{el}, die stromgeführt (7.000 jährliche Vollaststunden) betrieben werden und bei denen lediglich ein Teil der

anfallenden Abwärme zu Heizzwecken ausgekoppelt wird (über 3.000 jährliche Vollaststunden).

- Als Brennstoffe werden analog zum obigen Modellfall Waldresthölzer und Hölzer der Altholzkategorien A I und A II eingesetzt.
- Die Anlage ist mit einer Rostfeuerung ausgestattet. Als Stromerzeugungsaggregat wird eine Entnahme-Kondensationsturbine mit einem elektrischen Wirkungsgrad von 25 % (ohne Entnahme) eingesetzt.

Modellfall - Holzmix aus A I bis A IV, Rostfeuerung, 10 MW_{el}:

- Bei diesem Modellfall wird ein biomassebefeuertes Kraftwerk zugrunde gelegt, das ausschließlich der Stromerzeugung dient (7.000 jährliche Vollaststunden), da keine geeigneten Wärmeabnehmer am Standort vorhanden sind. Die Anlage weist eine Leistung von 10 MW_{el} auf.
- Als Brennstoffe kommen Alt- und Industrieresthölzer aller Altholzkategorien A I bis A IV zum Einsatz.
- Die Anlage ist mit einer Rostfeuerung ausgestattet. Als Stromerzeugungsaggregat wird eine Kondensationsturbine mit einem elektrischen Wirkungsgrad von 27 % (gemäß BiomasseV) eingesetzt.

Modellfall - Holzmix aus A I bis A IV, Wirbelschichtfeuerung, 20 MW_{el}:

- Dieser Modellfall entspricht weitgehend dem 10 MW_{el}-Fall, doch wird eine Leistung von 20 MW_{el} zugrunde gelegt. Weiterhin unterscheidet sich dieser Modellfall durch den Feuerungstyp, für den eine Wirbelschichtfeuerung angenommen wird. Alternativ hierzu werden in der Praxis häufig auch Rostfeuerungssysteme eingesetzt, die jedoch nicht zwangsläufig mit geringeren Kosten verbunden sind.
- Der elektrische Wirkungsgrad beträgt 29 % (gemäß BiomasseV).

Zu den o. g. Wirkungsgraden ist anzumerken, dass zwar höhere Werte in der Praxis durchaus auch realisiert werden. I. d. R. sind damit jedoch höhere Investitionskosten verbunden, so dass die Wirtschaftlichkeit dieser Maßnahme einzelfallabhängig - auch unter Berücksichtigung eventueller genehmigungsrechtlicher Restriktionen (z. B. Unzulässigkeit einer Nassrückkühlung) - zu prüfen ist.

3.3.2 Randbedingungen und Kostenansätze

3.3.2.1 Investitionen

Die Investitionen der mit festen Biomassen befeuerten Stromerzeugungsanlagen umfassen alle Kosten für eine betriebsbereite Anlage einschließlich der bei den 10 MW_{el}- und 20 MW_{el}-Modellfällen erforderlichen Rauchgasreinigungmaßnahmen zur Erfüllung der Anforderungen der 17. BImSchV sowie eines Kurzzeit-Brennstofflagers. Keine Berücksichtigung finden eventuelle Kosten für eine Brennstofflangzeitlagerung oder für Anlagen zur Holzaufbereitung. Weiterhin bleiben, wie in Abschnitt 3.2.2 ausgeführt, eventuelle Kosten für Spitzenlastkessel und für die Wärmeverteilung außer Betrachtung.

3.3.2.2 Biomassekosten

Zwischen den einzelnen Arten fester Biomassen sind große Kostenunterschiede vorhanden. Daneben differieren auch bei jeder Biomasseart die Kosten sehr stark in Abhängigkeit von der Aufbereitungsform, dem regionalen Angebot, den jeweiligen Anbaubedingungen etc. Für die für die vorliegende Untersuchung zugrunde gelegten Biobrennstoffe (vgl. Abschnitt 3.3.1) bewegen sich die derzeitigen Preise in Deutschland, ausgehend von den Erfahrungen der Autoren und von Daten aus der Literatur, in den folgenden Bandbreiten:

- Waldrestholz: 40 bis 75 €/t,
- unbehandeltes Alt- und Industrierestholz (A I): 10 bis 40 €/t,
- behandeltes Alt- und Industrierestholz (A II, A III): -20 bis 5 €/t,
- kontaminiertes Altholz (A IV): -70 bis -10 €/t.

Durch das derzeit große Interesse potentieller Investoren an der energetischen Biomassenutzung wird von den Anbietern von Biomassebrennstoffen zukünftig ein starker Anstieg der Nachfrage und damit der Preise, insbesondere für Hölzer, erwartet. Nach Ansicht der Autoren wird jedoch lediglich ein geringer Anteil der derzeit diskutierten Vorhaben zur energetischen Biomassenutzung tatsächlich realisiert, so dass der Holzpreisanstieg nicht in dem Maß ausfallen dürfte, wie gegenwärtig von manchen Experten befürchtet wird. Zwar kann es in den nächsten Jahren zu großen Preisschwankungen kommen, die sich u. E. jedoch danach wieder stabilisieren werden. Daher erwarten die Autoren für Deutschland mittelfristig ein höheres Preisniveau für Alt- und Industrierestholz.

Davon ausgehend werden für die vorliegende Untersuchung als reale, inflationsbereinigte Mittelwerte über die Betrachtungsdauer die folgenden Brennstoffpreise unterstellt:

- Mix von Waldresthölzer, Hölzer der Altholzkategorien A I und A II: 30,0 €/t,
- Mix von Hölzer der Altholzkategorien A I bis A IV: 12,5 €/t.

Es ist jedoch zu betonen, dass vor dem o. g. Hintergrund belastbare quantitative Aussagen zur Entwicklung der zukünftig erzielbaren Preise/Erlöse bei der Verwertung von Biobrennstoffen derzeit zwangsläufig mit Unsicherheiten verbunden sind, zumal von den Brennstoffanbietern keine mittel- oder langfristigen Preisprognosen zu erhalten sind.

3.3.2.3 Sonstige Randbedingungen und Kostenansätze

Eine Zusammenfassung der oben aufgeführten wirtschaftlichen Randbedingungen und der sonstigen zugrunde gelegten Kostenansätze ist der folgenden Tabelle zu entnehmen.

	Modellfall			
	1 MW _{el}	5 MW _{el}	10 MW _{el}	20 MW _{el}
Betriebsart	wärmegeführt (5.000 h/a)	stromgeführt (7.000 h/a) mit Wärmeaus- kopplung (3.000 h/a)	Reine Stromer- zeugung (7.000 h/a)	Reine Stromer- zeugung (7.000 h/a)
Brennstoffkosten	30 €/t (Mix Waldrestholz, AI + A II)		12,5 €/t (Mix A I bis A IV)	
Jährlicher Personalbedarf	6 Mannjahre	13 Mannjahre	15 Mannjahre	18 Mannjahre
Spez. Instand- haltungskosten	2 %/a bezogen auf die Gesamtinvestitionskosten (entspricht etwa 2,5 %/a bezogen auf die Anlagekosten)			
Spez. Kosten f. Versicherung, Verwaltung Pacht	1,2/a % bezogen auf die Gesamtinvestitionskosten			
Spez. sonst. variable Kosten	1,4 €/MWh (Hu)	2,1 €/MWh (Hu)	2,6 €/MWh (Hu)	3,3 €/MWh (Hu)
Wärmevergü- tung	20 €/MWh			

Tabelle 3.3-1: Zusammenfassung der wirtschaftlichen Randbedingungen und der Kostenansätze

Zu den o. g. Werten für die sonstigen variablen Kosten ist anzumerken, dass diese mit der Anlagenleistung spezifisch ansteigen, da

- bei dem 1 MW_{el}-Modellfall keine Rückkühlung und keine Betriebsmittel für die Rauchgasreinigung gemäß 17. BImSchV erforderlich sind,
- bei dem 5 MW_{el}-Modellfall keine Betriebsmittel für die Rauchgasreinigung gemäß 17. BImSchV erforderlich sind,
- bei dem 20 MW_{el}-Modellfall zusätzliche Kosten durch die bei Wirbelschichtfeuerungsanlagen bei Holzbrennstoffen erforderliche Sandzugabe anfallen.

3.3.3 Ergebnisse für den Basisfall

Die sich ausgehend von der in den vorherigen Abschnitten beschriebenen Vorgehensweise ergebenden nominalen Stromerzeugungskosten für mit festen Biomassen befeuerten Stromerzeugungsanlagen sind für den Basisfall der folgenden Abbildung zu entnehmen. Diesen Kosten ist die Stromvergütung gemäß EEG gegenübergestellt. Die ausführliche Berechnung der Stromerzeugungskosten ist in der Beilage 6.1 aufgeführt.

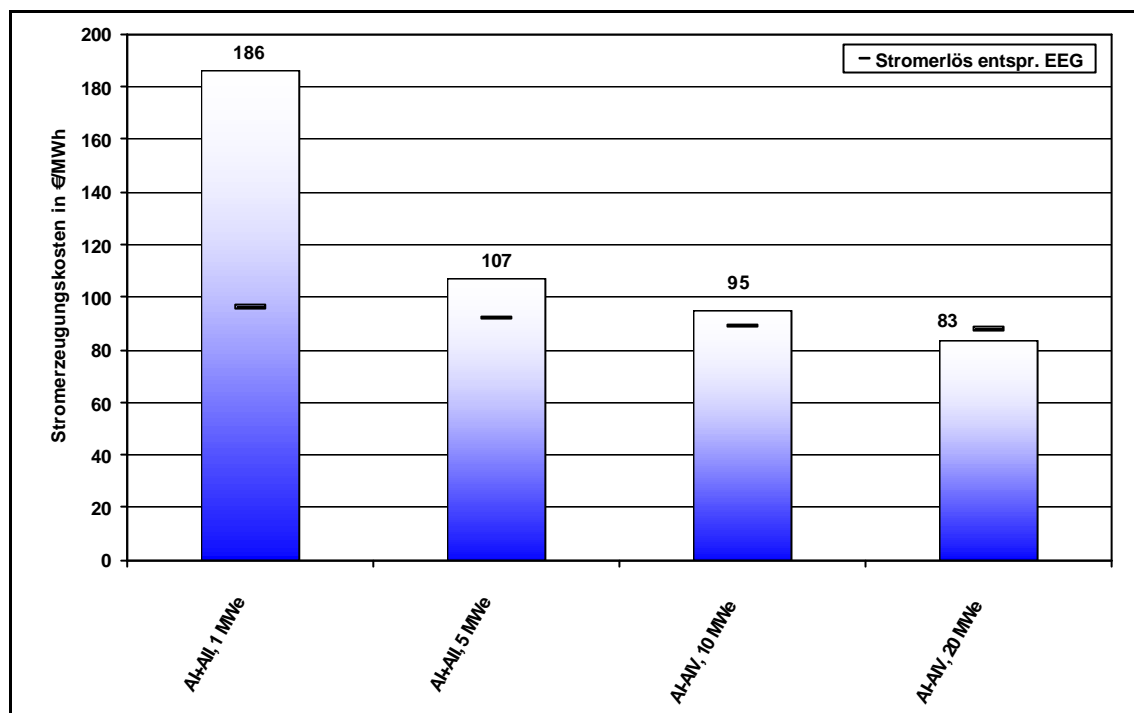


Abbildung 3.3-1: Stromerzeugungskosten (nominal) von Anlagen zur Verstromung fester Biomassen im Basisfall

Demnach weisen die Stromerzeugungskosten - abhängig von der Anlagenleistung - erwartungsgemäß eine große Bandbreite auf. Im Einzelnen ergibt sich:

- Mit festen Biomassen befeuerten Stromerzeugungsanlagen mit Leistungen von 1 MW_{el}, 5 und 10 MW_{el} können bei den angesetzten Randbedingungen nicht wirtschaftlich betrieben werden.
- Die Stromerzeugungskosten von mit festen Biomassen befeuerten Anlagen sinken mit zunehmender Anlagenleistung.
- Große Dampfkraftanlagen mit Leistungen um die 20 MW_{el} ermöglichen, aufgrund der sinkenden spezifischen Anlagenkosten mit zunehmender Leistung, einen wirtschaftlichen Anlagenbetrieb. Dies setzt jedoch voraus, dass die angesetzten Brennstoffkosten erzielbar sind. Zudem ist zu bedenken, dass bei den Berechnungen ein Mischzinssatz zugrunde gelegt wurde, der eine moderate Eigenkapitalrendite unterstellt, die für viele Investoren gerade bei Anlagen dieser Leistungsgröße keinen ausreichenden Anreiz zur Investition darstellt.

3.3.4 Variation der Brennstoffkosten

Wie in Abschnitt 3.3.2 ausgeführt, weisen die Kosten von Waldrest, Alt- und Industrierestholz, u. a. abhängig von der Altholzkategorie und dem regionalen Angebot große Bandbreiten auf. Zudem bestehen Unsicherheiten bezüglich der zukünftigen Entwicklung dieser Kosten.

Der Einfluss der Brennstoffkosten auf die Stromerzeugungskosten von (Heiz-)Kraftwerken für feste Biomassen ist in den beiden folgenden Abbildungen dargestellt.

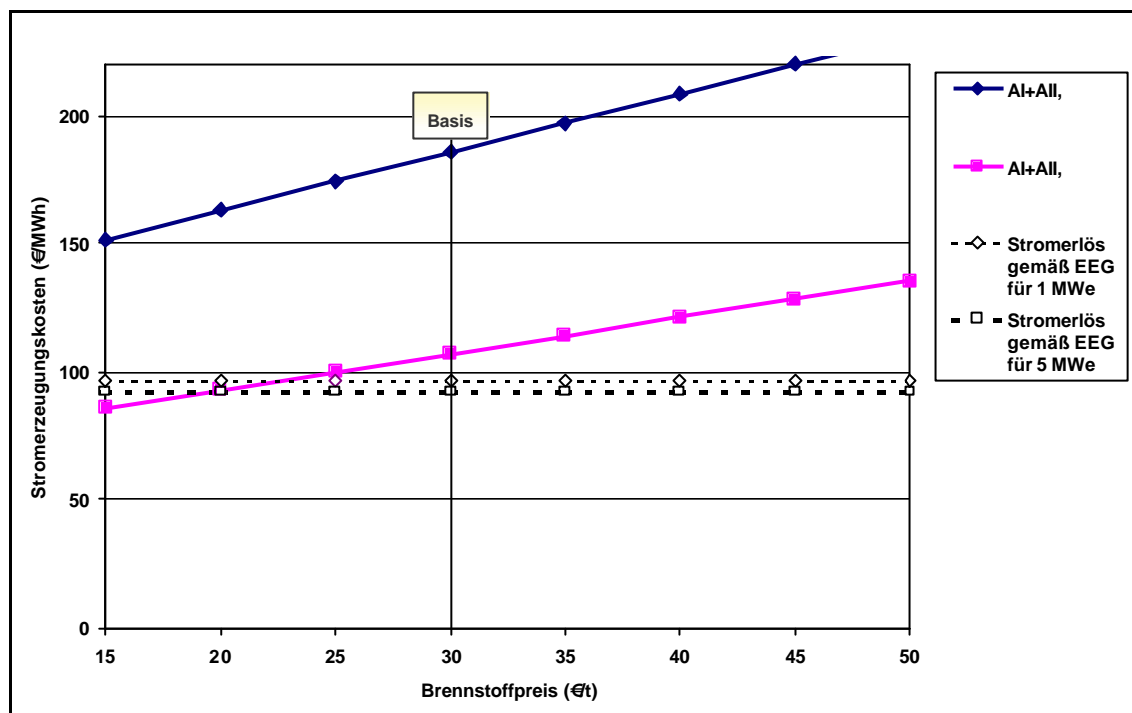


Abbildung 3.3-2: Stromerzeugungskosten (nominal) von Anlagen zur Verstromung fester Biomassen in Abhängigkeit von den Brennstoffkosten (1 und 5 MWe_{el})

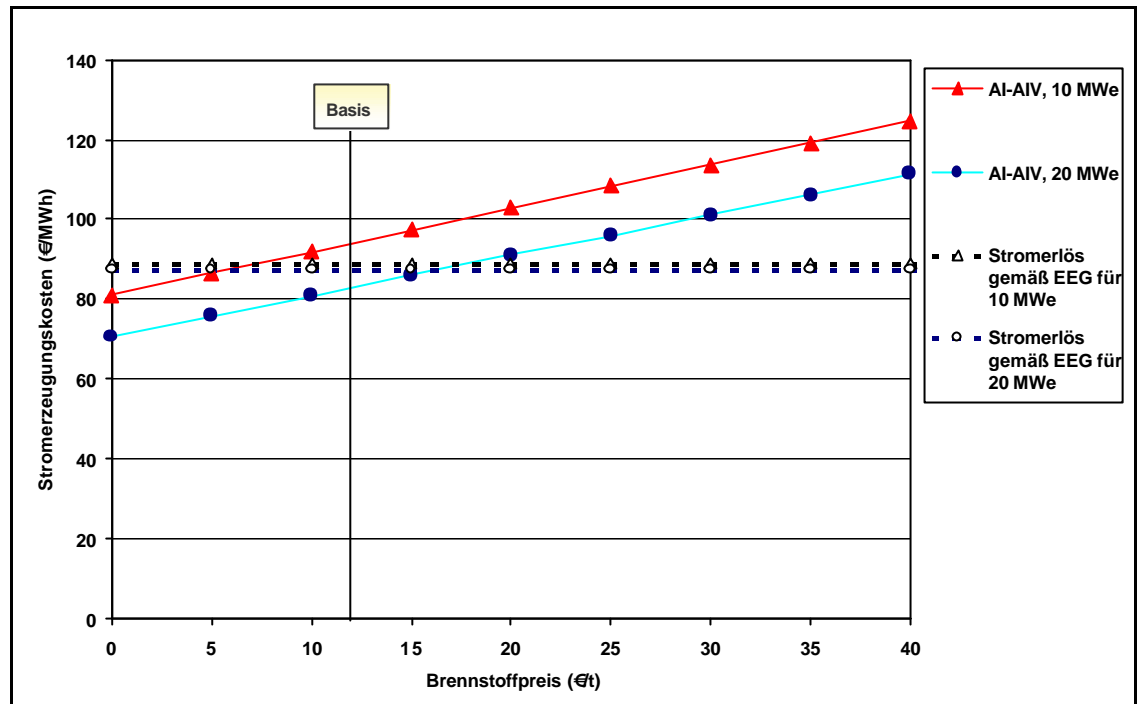


Abbildung 3.3-3: Stromerzeugungskosten (nominal) von Anlagen zur Verstromung fester Biomassen in Abhängigkeit von den Brennstoffkosten (10 und 20 MW_{el})

Aus den Werten der obigen Abbildungen lassen sich die folgenden Schlussfolgerungen ziehen:

- Mit festen Biomassen befeuerte Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen mit einer Leistung von 1 MW_{el} können selbst bei niedrigen Brennstoffkosten von 15 €/t nicht wirtschaftlich betrieben werden.
- Bei Stromerzeugungsanlagen mit einer Leistung von 5 MW_{el} können dagegen im Falle von Holzkosten von unter 20 €/t Stromerzeugungskosten unter der Stromvergütung gemäß EEG erzielt werden, wobei jedoch Kosten von unter 20 €/t i. d. R. einen sehr hohen Anteil an behandelten Hölzern der Altholzkategorie A II erfordern.
- Stromerzeugungsanlagen mit einer Leistung von 10 MW_{el} ermöglichen bei Holzkosten von unter etwa 7 €/t einen wirtschaftlichen Betrieb. Hierbei handelt es sich jedoch um Holzkosten, die u. E. mittelfristig nur an Standorten mit entsprechend ausreichendem regionalem Holzangebot erzielbar sein werden.
- Holzkraftwerke mit einer Leistung von 20 MW_{el} sind unter den angesetzten Randbedingungen bei Holzkosten von bis zu etwa 17 €/t (aufbereitet, frei Anlage) wirtschaftlich. Es ist jedoch zu bedenken, dass nicht auszuschließen ist, dass - abhängig von der regionalen Marktsituation für Althölzer und angesichts des hohen Brennstoffbedarfs von grob 130.000 t/a - bei einem gewissen Anteil der derzeit sich in Planung oder Entwicklung befindlichen Vorhaben zukünftig mit höheren Kosten für einen Brennstoff-Mix aus Althölzern A I bis A IV zu rechnen ist.

3.3.5 Variation von Wärmeauskopplung und Wärmevergütung

Für die obigen Berechnungen im Basisfall wurde, wie in Abschnitt 3.3.1 beschrieben, unterstellt, dass der Modellfall 1 MW_{el} eine wärmegeführte KWK-Anlage darstellt. Beim 5 MW_{el}-Modellfall handelt es sich um ein stromgeführtes Heizkraftwerk, bei dem ein Teil der Abwärme zu Heizzwecken ausgekoppelt wird. Demnach übt bei beiden Modellfällen die erzielbare Wärmevergütung einen nicht unwesentlichen Einfluss auf deren Wirtschaftlichkeit aus.

Dies veranschaulicht die folgende Abbildung 3.3-4, in der die Abhängigkeit der Stromerzeugungskosten von der Wärmevergütung dargestellt ist. Die Ergebnisse der Abbildung können wie folgt zusammengefasst werden:

- Wärmegeführte Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen mit einer Leistung von 1 MW_{el} können selbst bei einer gegenüber dem Basisfall um 50 % erhöhten Wärmevergütung nicht wirtschaftlich betrieben werden.
- Stromerzeugungsanlagen mit einer Leistung von 5 MW_{el} können dagegen im Falle einer Wärmevergütung von über 30 €/MWh geringere Stromerzeugungskosten als die Stromvergütung gemäß EEG aufweisen, doch ist diese Wärmevergütung als vergleichsweise hoch einzuschätzen und kann daher in Deutschland eher selten erzielt werden.

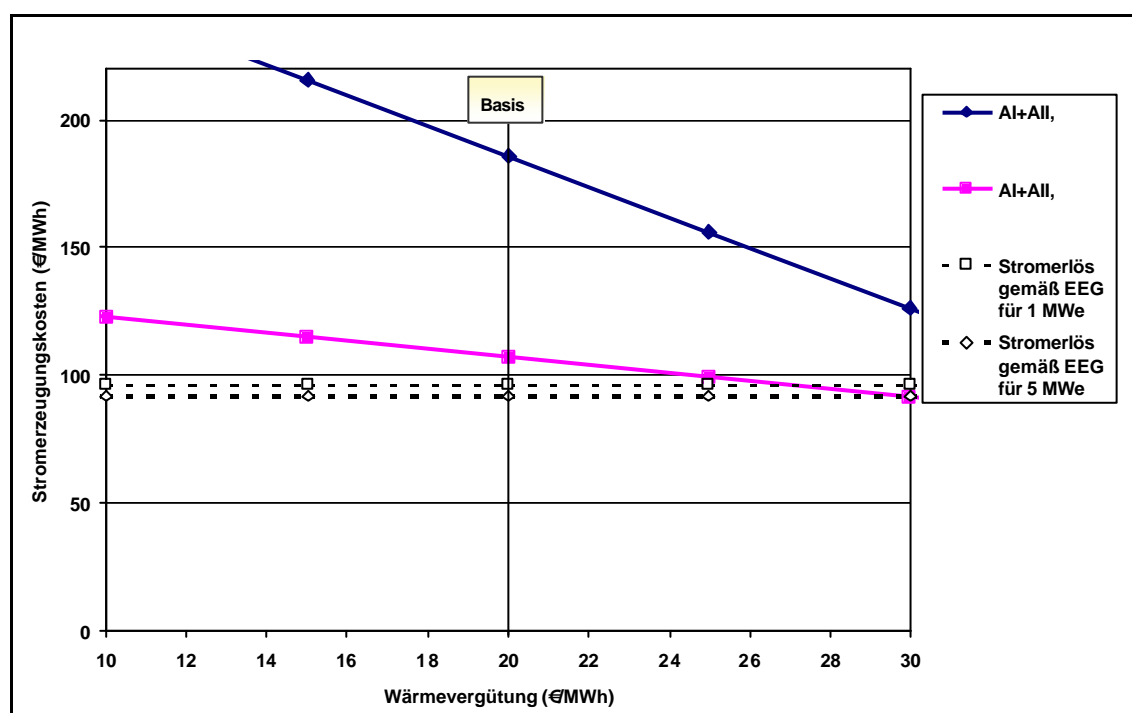


Abbildung 3.3-4: Stromerzeugungskosten (nominal) von Anlagen zur Verstromung fester Biomassen in Abhängigkeit von der Wärmevergütung (1 und 5 MW_{el})

Im Basisfall wurde angenommen, dass bei den Modellfällen 10 und 20 MW_{el} keine Wärmeauskopplung erfolgt, d. h. die Anlagen werden ausschließlich zur Stromerzeugung genutzt. Die wirtschaftlichen Auswir-

kungen einer möglichen Abwärmenutzung für den 10 MW_{el}-Modellfall sind in der Abbildung 3.3-5 dargestellt. Die Abbildung enthält die Stromerzeugungskosten - neben denen des Basisfalls - für die folgenden Fälle:

- Es kann über 2.000 jährlichen Vollaststunden die komplette Abwärmemenge zur Einspeisung in ein Fernwärmenetz ausgekoppelt werden ("2.000 h/a - Fernwärme").
- Es kann über 6.000 jährlichen Vollaststunden die komplette Abwärmemenge zur Einspeisung in ein Fernwärmenetz ausgekoppelt werden ("6.000 h/a - Fernwärme").
- Es kann über 6.000 jährlichen Vollaststunden die komplette Abwärmemenge zur Prozessdampfversorgung (5 bar) eines Industriebetriebes ausgekoppelt werden ("6.000 h/a - Prozessdampf").

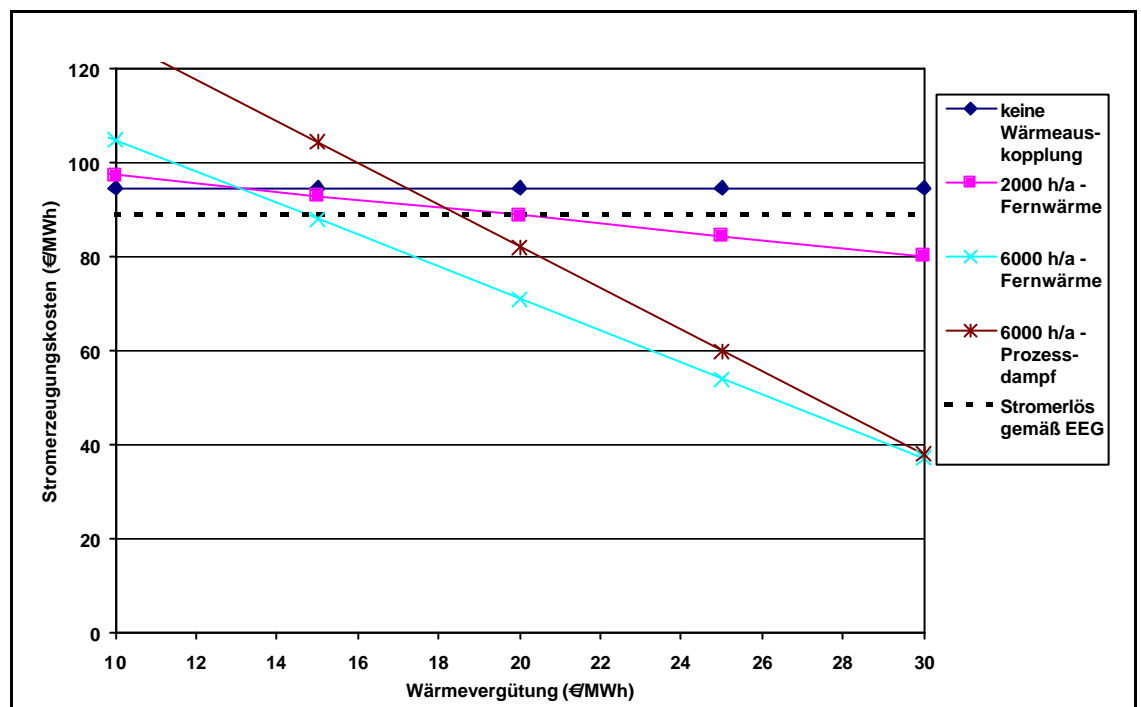


Abbildung 3.3-5: Stromerzeugungskosten von Anlagen zur Verstromung fester Biomassen in Abhängigkeit von Wärmeauskopplung und Wärmevergütung (10 MW_{el})

Aus der obigen Abbildung ergeben sich die folgenden Schlussfolgerungen:

- Die Auskopplung von Abwärme zur Einspeisung in ein Fernwärmenetz ist mit geringeren Stromerzeugungskosten als die ausschließliche Stromerzeugung verbunden, falls ein Wärmeerlös von mindestens 13 €/MWh erzielbar ist. Für den Fall, dass über 2.000 jährliche Vollaststunden die komplette Abwärmemenge ausgekoppelt werden kann, ist jedoch die Verringerung der Stromerzeugungskosten bei üblicherweise erzielbaren Wärmeerlösen von bis zu 25 €/MWh mit unter 10 % eher gering. Zudem unterstellt dieser Fall ein Fernwärmenetz, dessen Größe in Deutschland eher selten ist. So wird bei einer Abwärmeauskopplung über 2.000 jährliche Vollaststunden eine Wärmemenge von 50.000 MWh/a bereitgestellt. Bei einem geschätzten Wärmebedarf eines durchschnittlichen

deutschen Haushalts von 15 MWh/a ergibt sich, dass diese Wärmemenge den Bedarf von 3.300 Haushalten decken könnte.

- Kann die komplette, über 6.000 jährliche VOLLASTSTUNDEN auskoppelbare Abwärmemenge von 140.000 MWh/a zur Einspeisung in ein Fernwärmenetz verwendet werden ("6.000 h/a - Fernwärme"), so ergibt sich eine bedeutende Absenkung der Stromerzeugungskosten gegenüber der ausschließlichen Stromerzeugung. Es ist jedoch zu bedenken, dass für diesen Fall unterstellt wurde, dass - zur Erzielung von 6.000 jährlichen VOLLASTSTUNDEN - mittels der Abwärme lediglich der Grundlastanteil des Wärmebedarfs des Fernwärmesystems gedeckt wird. Dies bedeutet, dass das Fernwärmenetz knapp 50.000 Haushalte umfassen müsste. Demnach weist dieser Fall einen eher akademischen Charakter auf.
- Die Prozessdampfauskopplung ist - bei Unterstellung derselben nutzbaren Abwärmemenge - mit höheren Stromerzeugungskosten als die Heißwasserauskopplung für ein Fernwärmenetz verbunden. Dieser Fall ist erst bei einem erzielbaren Wärmeerlös von über 18 €/MWh wirtschaftlicher als die ausschließliche Stromerzeugung. Auch dieser Fall wird aufgrund der hohen Prozessdampfmenge in Deutschland nur selten zu realisieren sein.

3.3.6 Einfluss des Kalkulationszinssatzes

Nachfolgend soll der Einfluss der Höhe des Mischzinssatzes auf die Wirtschaftlichkeit von großen Biomassekraftwerken mit einer Leistung von 20 MW_{el} aufgezeigt werden. So wurde bei den Berechnungen im Basisfall ein Mischzinssatz von real 6 %/a zugrunde gelegt, der - wie oben aufgeführt - eine moderate Eigenkapitalrendite unterstellt, die für viele Investoren gerade bei Anlagen dieser Leistungsgröße keinen ausreichenden Anreiz zur Investition darstellt.

Der sich für einen beispielhaften Investor, der eine Eigenkapitalrendite von 12 % - ein in der Praxis durchaus nicht seltener Fall - anstrebt, ergebende Mischzinssatz ist in der folgenden Tabelle hergeleitet. Dabei bleibt in einem Beispiel 1 die Gewinnsteuer außer Betrachtung. Für ein Beispiel 2 wird - entgegen den ansonsten im Rahmen dieser Untersuchung durchgeführten Berechnungen - die Gewinnsteuer berücksichtigt und eine beispielhafte steuerliche Situation des Investors unterstellt. Zur Erläuterung der einzelnen Werte der Tabelle ist anzumerken:

- Naturgemäß sind die untenstehenden Werte nicht auf individuelle Vorhaben übertragbar, da diese abhängig von den spezifischen Gegebenheiten - Anteil Eigen-/Fremdkapital, Erwartungen an die Eigenkapitalverzinsung sowie Zugang zu Fremdkapital, steuerliche Situation des Investors - sind.
- Bemessungsgrundlage der Gewerbeertragssteuer ist der Gewerbeertrag. Dieser ist in erster Näherung der Überschuss der Einnahmen über die Ausgaben abzüglich Abschreibungen (Bruttogewinn) zuzüglich Zinsen

für langfristiges Fremdkapital. Die Steuermesszahl beträgt 5 %, der Hebesatz ist je nach Gemeinde unterschiedlich. In der Rechnung wurde ein Hebesatz von 400 % angenommen.

- Bemessungsgrundlage der Körperschaftssteuer ist der Bruttogewinn abzüglich der Gewerbesteuerzahlungen. Die Körperschaftsteuer beträgt 25 % des zu versteuernden Einkommens.
- Die Berechnung der Steueranteile und Zinssätze erfolgt "rückwärts", d. h. ausgehend von den kalkulatorischen Zinssätzen über Gewerbeertragssteuer und Körperschaftssteuer hin zu den Soll-Zinssätzen von Eigen- und Fremdkapital.

	Beispiel 1: Industrieller Investor ohne Berücksichtigung von Gewinnsteuern		Beispiel 2: Industrieller Investor mit Berücksichtigung von Gewinnsteuern	
	Eigenkapital	Fremdkapital	Eigenkapital	Fremdkapital
Anteil	30 %	70 %	30 %	70 %
Soll-Zinssatz (nominal) nach Ertragsteuern	12,0 %	7,0 %	12,0 %	7,0 %
Körperschaftssteuer 25 %	-	-	4,0 %	-
Zwischensumme			16,0 %	7,0 %
Gewerbeertragssteuer (Hebesatz 400 %) 16,7 %	-	-	3,2 %	1,4 %
Brutto-Zinssatz vor Steuern	12,0 %	7,0 %	19,2 %	8,4 %
Nominaler Mischzinssatz	8,5 %		11,6 %	
Inflationsrate	2,0 %		2 %	
Realer Mischzinssatz	6,5 %		9,6 %	

Tabelle 3.3-2: Sich ergebender realer Mischzinssatz eines beispielhaften industriellen Investors

Die sich bei Mischzinssätzen von 6,5 bzw. 9,6 % ergebenden nominalen Stromerzeugungskosten sind - neben denen des Basisfalls (6 %) - in der folgenden Abbildung dargestellt. Demnach erhöhen sich die Stromerzeugungskosten bei einem Mischzinssatz von 6,5 % nur geringfügig auf 85 €/MWh. Im Falle eines anzusetzenden Mischzinssatzes von 9,6 % dagegen ergeben sich deutlich höhere Kosten, die die EEG-Stromvergütung übersteigen.

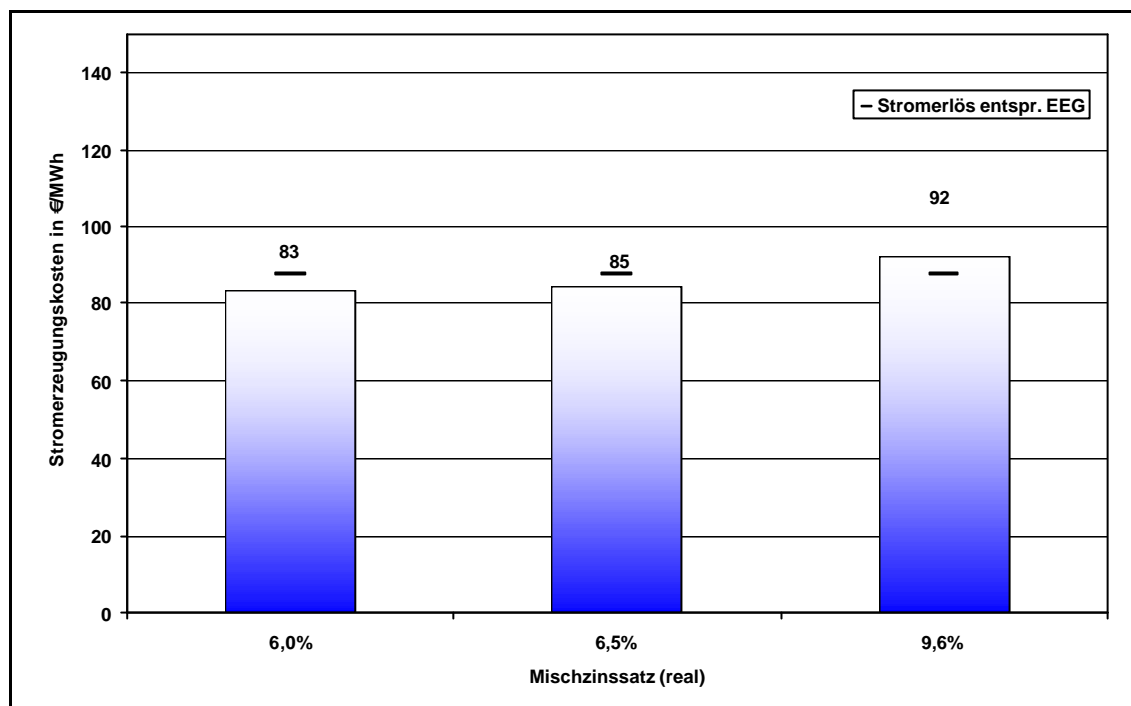


Abbildung 3.3-6: Stromerzeugungskosten (nominal) von Biomassekraftwerken (20 MW_{el}) für verschiedene Mischzinssätze

3.4 Aktuelle Stromerzeugungskosten von Anlagen zur Verstromung von Rapsöl und RME

3.4.1 Modellfälle

Die Nutzung von Rapsöl oder von Rapsölmethylester (RME) zur Stromerzeugung erfolgt bislang ausschließlich in Blockheizkraftwerken (BHKW) auf der Basis von Verbrennungsmotoren im Leistungsspektrum von 5 kW_{el} bis mehrere MW_{el}. Durch weitgehende Nutzung der Motorenabwärme erzielen BHKW-Anlagen Gesamtwirkungsgrade von über 90 %. Aufgrund ihrer kompakten - häufig in Modulform angebotenen - Bauweise können Blockheizkraftwerke unterschiedlichen Bedarfsfällen angepasst und dezentral eingesetzt werden.

Rapsöl kann in pflanzenöлтаuglichen Dieselmotoren oder in Spezialmotoren genutzt werden, während RME in herkömmlichen Dieselmotoren zum Einsatz kommen kann. Rapsölmotoranlagen weisen in Deutschland i. d. R. eine eher kleine Leistung (bis etwa 100 kW_{el}) auf, während die Leistung von RME-BHKW meist im Bereich mehrerer 100 kW_{el} liegt.

Von diesen Betrachtungen ausgehend werden für die Verstromung von Rapsöl und RME die folgenden Modellfälle zugrunde gelegt:

Modellfall - Rapsöl, 10 kW_{el}:

- Bei diesem Modellfall handelt es sich um eine eher kleineres BHKW zur Nutzung von Rapsöl mit einer Leistung von 10 kW_{el}. Die Anlage wird stromgeführt betrieben (7.000 jährliche Vollaststunden), wobei ein Teil der anfallenden Abwärme zu Heizzwecken verwendet wird (über 3.000 jährliche Vollaststunden).

Modellfall - Rapsöl, 100 kW_{el}:

- Dieser Modellfall entspricht weitgehend dem vorigen Fall, doch wird eine Leistung von 100 kW_{el} zugrunde gelegt.

Modellfall - RME, 100 kW_{el}:

- Analog zum vorherigen Modellfall wird ein BHKW mit einer Leistung von 100 kW_{el} zugrunde gelegt, das stromgeführt betrieben wird und bei dem ein Teil der anfallenden Abwärme zu Heizzwecken verwendet wird. Als Brennstoff wird anstelle von Rapsöl RME angesetzt.

Modellfall - RME, 500 kW_{el}:

- Dieser Modellfall entspricht weitgehend dem vorigen Fall, doch wird eine Leistung von 500 kW_{el} zugrunde gelegt.

Da Anlagen größerer Leistung als 100 kW_{el} für den Einsatz von Rapsöl bzw. von 500 kW_{el} bei der Nutzung von RME bislang in Deutschland kaum verbreitet sind und auch zukünftig u. E. nur vereinzelt zum Einsatz kommen werden, finden diese im Rahmen der vorliegenden Untersuchung keine Berücksichtigung.

3.4.2 Randbedingungen und Kostenansätze

3.4.2.1 Investitionen

Die Investitionen der mit Rapsöl- bzw. RME-BHKW-Anlagen umfassen alle Kosten für eine betriebsbereite Anlage, ohne Berücksichtigung eventueller Kosten für Spitzenlastkessel und für die Wärmeverteilung (vgl. Abschnitt 3.2.2).

3.4.2.2 Kosten von Rapsöl und RME

Die Kosten für Rapsöl bzw. RME bewegen sich im Bereich von 0,4 €/l bis 0,8 €/l. So sind aufgrund der derzeitigen Flächenstilllegungsregelungen Rohstoffpreise von zumindest 20 €/t und davon ausgehend Rapsölpreise von 45 - 50 Cent/l erforderlich, um einen kostendeckenden Anbau von Raps zu ermöglichen /1/. Für die zukünftige Entwicklung dieser Kosten sind derzeit keine bedeutenden Änderungen absehbar. Davon ausgehend werden im Basisfall die folgenden Werte angesetzt:

- Rapsöl: 60 Cent/l,
- RME: 65 Cent/l

3.4.2.3 Sonstige Randbedingungen und Kostenansätze

Eine Zusammenfassung der oben aufgeführten wirtschaftlichen Randbedingungen und der sonstigen zugrunde gelegten Kostenansätze ist der folgenden Tabelle zu entnehmen.

	Modellfall			
	Rapsöl, 10 kW _{el}	Rapsöl, 100 kW _{el}	RME, 100 kW _{el}	RME, 500 kW _{el}
Betriebsart	stromgeführt (7.000 h/a) mit Wärmeaus- kopplung (3.000 h/a)	stromgeführt (7.000 h/a) mit Wärmeaus- kopplung (3.000 h/a)	stromgeführt (7.000 h/a) mit Wärmeaus- kopplung (3.000 h/a)	stromgeführt (7.000 h/a) mit Wärmeaus- kopplung (3.000 h/a)
Brennstoffkosten	60 Cent/l		65 Cent/l	
Jährlicher Personalbedarf	0,1 Mannjahre	0,15 Mannjahre	0,15 Mannjahre	0,25 Mannjahre
Spez. Instandhal- tungskosten	4,5 %/a bezogen auf die Gesamtinvestitionskosten (Anmerkung: die häufig bei den derzeit in Betrieb befindlichen Rapsöl- BHKW höheren Instandhaltungskosten finden keine Berücksichtigung)			
Spez. Kosten f. Versicherung, Verwaltung Pacht	1,2 %/a bezogen auf die Gesamtinvestitionskosten			
Spez. sonst. variable Kosten	1,2 €/MWh (Hu)			
Wärmevergütung	20 €/MWh			

Tabelle 3.4-1: Zusammenfassung der wirtschaftlichen Randbedingungen und der Kostenansätze

3.4.3 Ergebnisse für den Basisfall

Ausgehend von der oben beschriebenen Vorgehensweise ergeben sich die in der folgenden Abbildung dargestellten nominalen Stromerzeugungskosten für Rapsöl- und RME-BHKW-Anlagen. Die ausführliche Berechnung der Stromerzeugungskosten ist der Beilage 6.2 zu entnehmen.

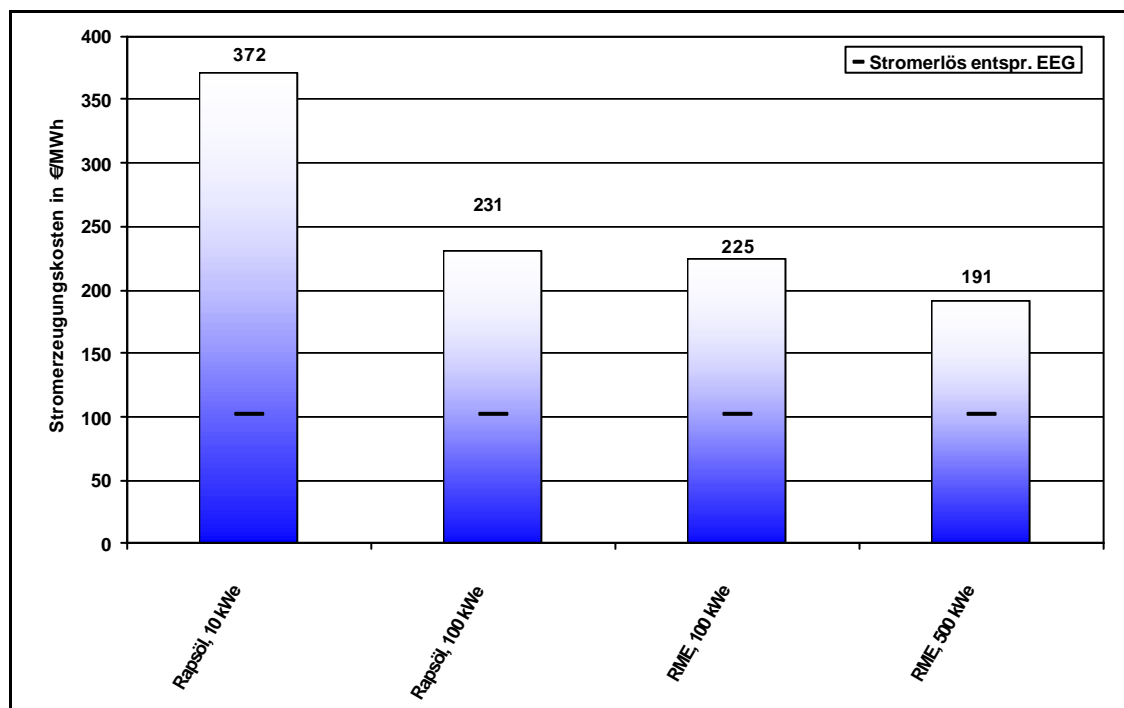


Abbildung 3.4-1: Stromerzeugungskosten (nominal) von Rapsöl- und RME-BHKW-Anlagen im Basisfall

Aus den Werten der Abbildung ergibt sich, dass Rapsöl- und RME-BHKW-Anlagen sehr hohe Stromerzeugungskosten aufweisen, die die Stromvergütung gemäß EEG bei weitem übersteigen. Dies ist im wesentlichen eine Folge der vergleichsweise hohen Brennstoffkosten. Erwartungsgemäß sinken die Stromerzeugungskosten mit zunehmender Anlagenleistung.

Der Vergleich der beiden 100 kW_{el}-Fälle zeigt, dass bei den angesetzten Randbedingungen die RME-BHKW-Anlage mit geringeren Kosten als die Rapsöl-BHKW-Anlage verbunden ist. Der Kostenunterschied ist jedoch gering, so dass daraus kein prinzipieller wirtschaftlicher Vorteil für die Nutzung von RME - bei Unterstellung der selben technischen Zuverlässigkeit - abgeleitet werden kann.

3.4.4 Variation der Brennstoffkosten

Das Ergebnis der Variation der Kosten für Rapsöl bzw. für RME ist der folgenden Abbildung zu entnehmen. Daraus wird ersichtlich, dass selbst bei einer bedeutenden Absenkung der Brennstoffkosten Rapsöl- und RME-BHKW-Anlagen nicht wirtschaftlich sind.

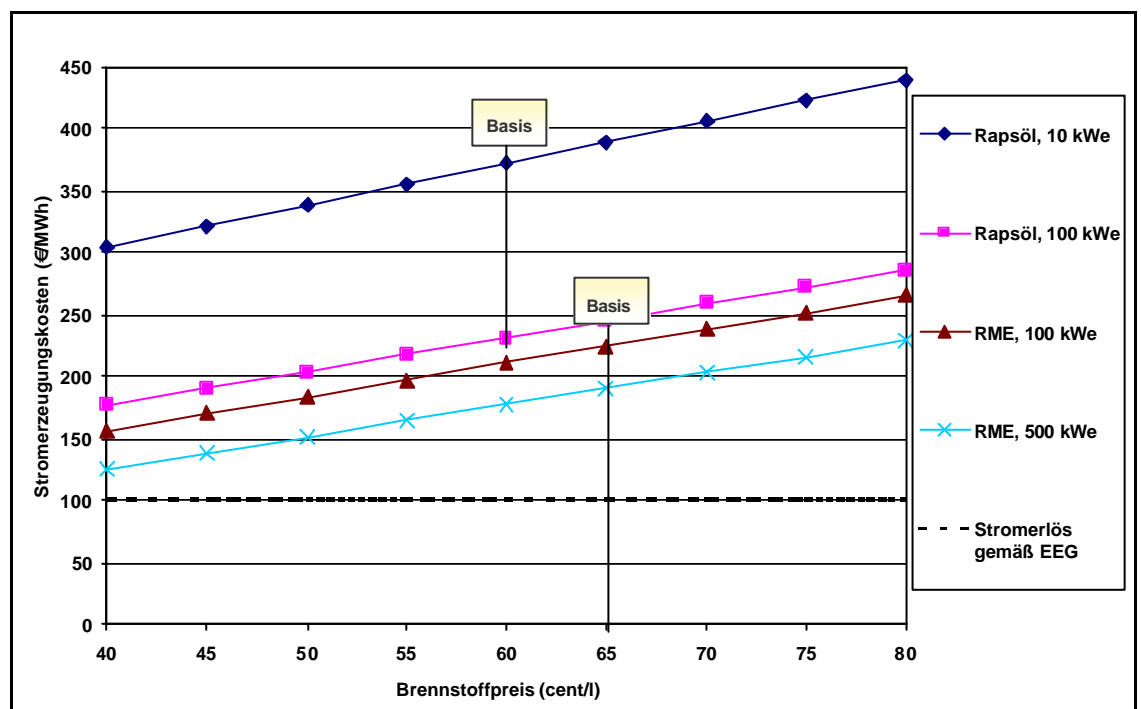


Abbildung 3.4-2: Stromerzeugungskosten (nominal) von Rapsöl- und RME-BHKW-Anlagen in Abhängigkeit von den Brennstoffkosten

3.4.5 Variation der Wärmevergütung

Die Stromerzeugungskosten von Rapsöl- und RME-BHKW-Anlagen in Abhängigkeit von der Wärmevergütung sind der folgenden Abbildung zu entnehmen. Aus den Werten der Abbildung ergibt sich, dass selbst bei einer Verdopplung der Wärmevergütung - in der Praxis ein eher unwahrscheinlicher Fall - kein wirtschaftlicher Anlagenbetrieb erzielbar ist.

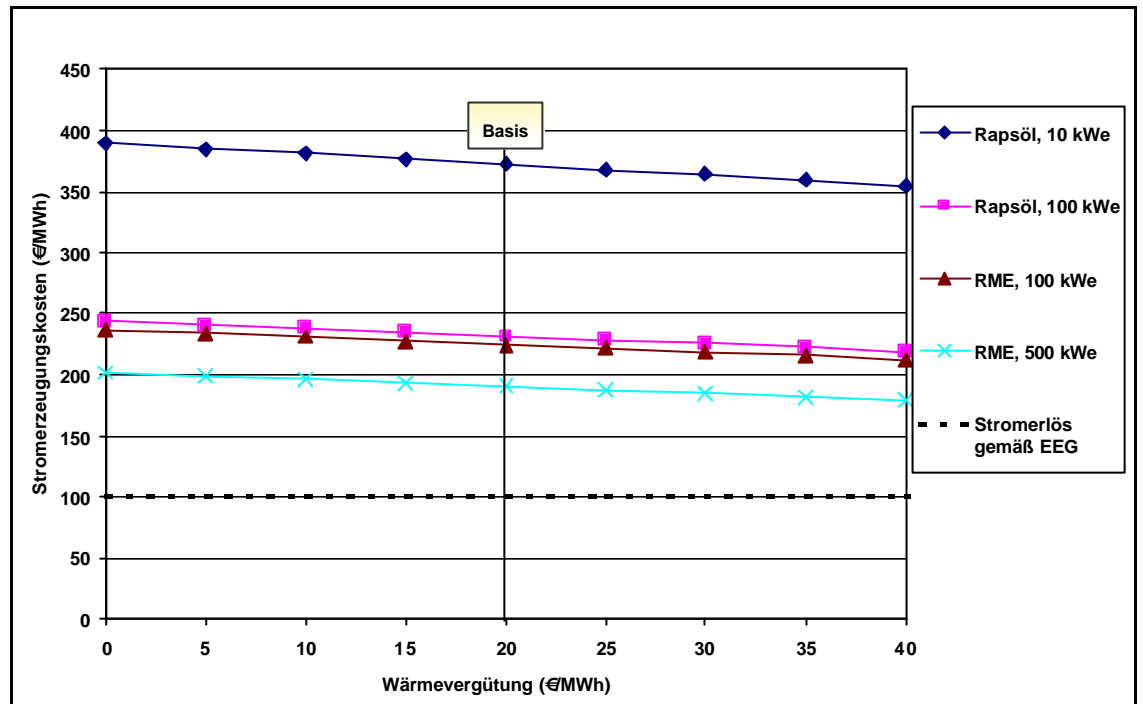


Abbildung 3.4-3: Stromerzeugungskosten (nominal) von Rapsöl- und RME-BHKW-Anlagen in Abhängigkeit von der Wärmevergütung

3.5 Aktuelle Stromerzeugungskosten von Biogasanlagen

3.5.1 Modellfälle

Bei den in Deutschland betriebenen Biogasanlagen zur Stromerzeugung handelt es sich i. d. R. um solche zur gekoppelten Wärme- und Stromerzeugungsanlagen, bei denen lediglich ein geringer Anteil der anfallenden Wärme zur Deckung des Wärmebedarfs des Betreibers genutzt werden kann. So werden Biogasanlagen i. d. R. im ländlichen Raum errichtet, wo eine wirtschaftliche Wärmeversorgung Dritter in den meisten Fällen nicht möglich ist. Daher sind die Anwendungsfälle mit voller Nutzung der anfallenden Abwärme vernachlässigbar.

Bei Biogasanlagen wirkt sich neben der Anlagenleistung insbesondere die Art der zum Einsatz kommenden Substrate auf die Wirtschaftlichkeit aus, so dass die Modellfälle nach der Anlagenleistung und der Substratart differenziert werden. Davon ausgehend werden für Biogasanlagen die folgenden Modellfälle zugrunde gelegt:

Modellfall - BG Gülle, 25 kW_{el}:

- Bei diesem Modellfall handelt es sich um eine Einzelhofanlage eines landwirtschaftlichen Betriebes mit etwa 150 Großvieheinheiten. Die Anlage wird stromgeführt betrieben, wobei die erzeugte elektrische Energie ins Netz eingespeist und ein Teil der anfallenden Abwärme zur Deckung des Wärmebedarfs des landwirtschaftlichen Betriebes verwendet wird.
- Für derartige Biogasanlagen werden als Substrate i. d. R. ausschließlich Gülle aus der Tierhaltung eingesetzt.

Modellfall - BG Gülle, 70 kW_{el}:

- Dieser Modellfall repräsentiert kleine Gemeinschaftsanlagen, bei denen Gülle mehrerer landwirtschaftlicher Betriebe zum Einsatz kommt. Die Anlage wird stromgeführt betrieben, wobei die erzeugte elektrische Energie ins Netz eingespeist wird und ein Teil der anfallenden Abwärme zur Deckung des Wärmebedarfs des landwirtschaftlichen Betriebes verwendet wird.
- Für derartige Biogasanlagen werden als Substrate ebenfalls meist ausschließlich Gülle aus der Tierhaltung eingesetzt.

Modellfall - BG Substratmixe, 150 kW_{el}:

- Bei diesem Modellfall handelt es sich um mittelgroße Gemeinschaftsanlagen, die analog zu den beiden vorigen Modellfällen stromgeführt betrieben werden, und bei denen ein geringer Teil der anfallenden Abwärme zur Deckung des Wärmebedarfs verwendet wird.
- Für derartige Biogasanlagen werden als Substrate neben Gülle die unterschiedlichsten Kosubstrate wie biogene Abfallstoffe, Nebenprodukte aus der Landwirtschaft (Stroh etc.) und nachwachsende Rohstoffe (Mais, Rüben etc.) eingesetzt. Daher werden die folgenden Fälle unterschieden:
 - Fall 1: Es wird ausschließlich Gülle eingesetzt.
 - Fall 2: Es kommt ein Substratmix, bestehend aus 30 Massen-% Maissilage und 70 Massen-% Gülle, zum Einsatz. Dabei ist die Maissilage stellvertretend für die Substrate aus nachwachsenden Rohstoffen zu verstehen.
 - Fall 3: Es wird ein Substratmix, bestehend aus 30 Massen-% Abfallfetten und 70 Massen-% Gülle, verwendet. Die Abfallfette werden stellvertretend für den Einsatz biogener Abfallstoffe betrachtet.

Modellfall - BG Substratmixe, 350 kW_{el}:

- Dieser Modellfall entspricht weitgehend dem 150 kW_{el}-Fall, doch wird eine Leistung von 350 kW_{el} zugrunde gelegt. Es werden analog für die zum Einsatz kommenden Substrate drei verschiedene Fälle betrachtet.

Modellfall - BG Substratmixe, 500 kW_{el}:

- Dieser Modellfall entspricht ebenfalls weitgehend dem 150 kW_{el}-Fall, doch wird eine Leistung von 500 kW_{el} zugrunde gelegt.

Zur Veranschaulichung sind die wesentlichen Merkmale der aufgeführten Modellfälle in der folgenden Tabelle nochmals zusammengefasst.

Anlagenleistung	Substratart		
	100 % Gülle	30 % Maissilage, 70 % Gülle	30 % Abfallfette, 70 % Gülle
25 kW _{el}	X		
70 kW _{el}	X		
150 kW _{el}	X	X	X
350 kW _{el}	X	X	X
500 kW _{el}	X	X	X

Tabelle 3.5-1: Betrachtete Modellfälle für Biogasanlagen

3.5.2 Randbedingungen und Kostenansätze

3.5.2.1 Investitionen

Die Investitionen der Biogasanlagen umfassen alle Kosten für eine betriebsbereite Anlage einschließlich der für den Fermenter zur Biogaserzeugung sowie für die teils erforderlichen Zusatzeinrichtungen zur Kofermentation. Weiterhin werden die Investitionskosten für die Einrichtungen zur Substratannahme (Vorgrube) sowie zur Lagerung der vergorenen Substrate (Überbrückung der Wintermonate, in denen diese nicht auf landwirtschaftlichen Flächen ausgebracht werden können) berücksichtigt. Es wird dabei jedoch unterstellt, dass bestehende Güllelager genutzt werden können, so dass nicht für die gesamte Güllemenge, sondern für etwa 50 % dieser Menge neue Lager zu errichten sind.

Die Investitionskosten beinhalten keine eventuellen Kosten für Spitzenlastkessel und für die Wärmeverteilung (vgl. Abschnitt 3.2.2).

3.5.2.2 Substratkosten

Für die Kosten der verschiedenen Substrate wurden folgende Ansätze gewählt:

- Für Gülle aus der Viehhaltung wird ein kostenneutraler Bezug (0 €/t) zugrunde gelegt. Das bedeutet, es wird angenommen, dass für den Anlagenbetreiber keine Transportkosten anfallen, wobei dies in der Praxis bei großen Anlagen über 100 kW_{el} aufgrund der großen Güllemengen nur teilweise zutrifft. Weiterhin wird keine finanzielle Bewertung des verbesserten Düngewerts der vergorenen Gülle und sonstiger Gutschriften vorgenommen.
- Die Kosten von Maissilage (stellvertretend für den Einsatz nachwachsender Rohstoffe) werden zu 26 €/t (bezogen auf die Frischmasse) angesetzt.
- Die Kosten von biogenen Abfallstoffen variieren sehr stark abhängig von der zum Einsatz kommenden Art der Bioabfälle und sind zudem starken regionalen Unterschieden unterworfen. So können nach Kenntnis der Autoren in Süddeutschland derzeit noch Erlöse bei der Annahme von Bioabfällen aus der Lebensmittelindustrie im Bereich von 0 - 50 €/t erzielt werden, während in Norddeutschland die Annahme von biogenen Abfällen teils kostenneutral bzw. mit Kosten von bis zu 20 €/t verbunden ist. Davon ausgehend wird im Basisfall für Abfallfette, die stellvertretend für den Einsatz biogener Abfallstoffe zu betrachten sind, ein mittlerer Erlös von 0 €/t unterstellt.

3.5.2.3 Sonstige Randbedingungen und Kostenansätze

Eine Zusammenfassung der oben aufgeführten wirtschaftlichen Randbedingungen und der sonstigen zugrunde gelegten Kostenansätze ist der folgenden Tabelle zu entnehmen.

	Modellfall				
	Biogas, 25 kW _{el}	Biogas, 70 kW _{el}	Biogas, 150 kW _{el}	Biogas, 350 kW _{el}	Biogas, 500 kW _{el}
Betriebsart	stromg eführt (7.000 h/a)	stromg eführt (7.000 h/a)	stromg eführt (7.000 h/a)	stromg eführt (7.000 h/a)	stromg eführt (7.000 h/a)
Substratart	100 % Gülle		Fall 1: 100 % Gülle Fall 2: 30 % Maissilage, 70 % Gülle Fall 3: 30 % Abfallfette, 70 % Gülle		
Brennstoffkosten	0 €/t		Gülle: 0 €/t Maissilage: 26 €/t Abfallfette: 0 €/t		
Jährlicher Personalbedarf	0,1 Mannjahre	0,2 Mannjahre	0,4 Mannjahre	0,8 Mannjahre	1 Mannjahr
Spez. Instandhaltungskosten	3,5 %/a bezogen auf die Gesamtinvestitionskosten				
Spez. Kosten f. Versicherung, Verwaltung Pacht	1,2 %/a bezogen auf die Gesamtinvestitionskosten				
Spez. sonst. variable Kosten	1,5 €/MWh (Brennstoffinput BHKW)				
Wärmevergütung	20 €/MWh				

Tabelle 3.5-2: Zusammenfassung der wirtschaftlichen Randbedingungen und der Kostenansätze

3.5.3 Ergebnisse für den Basisfall

Die sich ausgehend von der in den vorherigen Abschnitten beschriebenen Vorgehensweise ergebenden nominalen Stromerzeugungskosten für Biogasanlagen sind für den Basisfall der folgenden Abbildung zu entnehmen.

Diesen Kosten ist die Stromvergütung gemäß EEG gegenübergestellt. Die ausführliche Berechnung der Stromerzeugungskosten ist in der Beilage 6.3 aufgeführt.

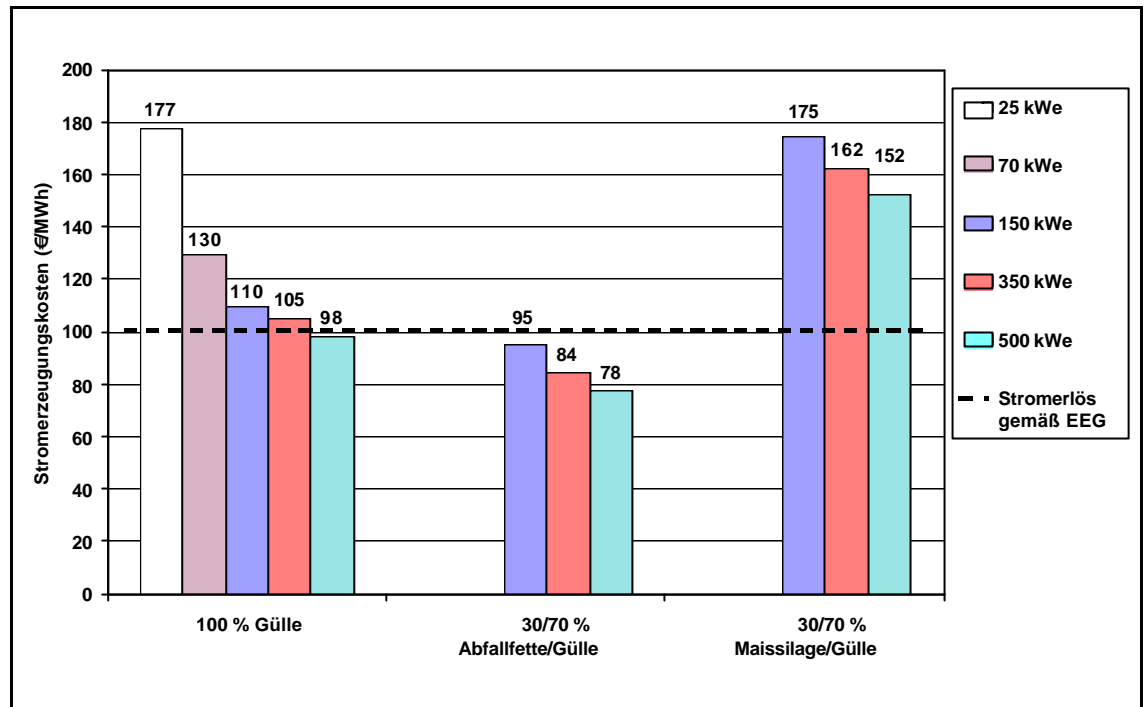


Abbildung 3.5-1: Stromerzeugungskosten (nominal) von Biogasanlagen im Basisfall

Demnach weisen die Stromerzeugungskosten - abhängig von der Anlagengröße und der Substratart - erwartungsgemäß eine große Bandbreite auf. Im Einzelnen ergibt sich:

- Biogasanlagen mit Leistungen bis grob 100 kW_{el} können bei den angesetzten Randbedingungen nicht wirtschaftlich betrieben werden.
- Die Stromerzeugungskosten von Biogasanlagen sinken mit zunehmender Anlagenleistung. Insbesondere im Leistungsbereich bis 100 kW_{el} tritt eine starke Abnahme der spezifischen Investitionskosten mit steigender Anlagenleistung auf. Bei den Anlagen oberhalb von 100 kW_{el} ist dagegen dieser Effekt weniger stark ausgeprägt.
- Biogasanlagen großer Leistung (oberhalb von 200 kW_{el}) weisen beim alleinigen Einsatz von Gülle - unter der Voraussetzung, dass deren kostenneutrale Annahme erzielt werden kann - Stromerzeugungskosten auf, die nur geringfügig von den Stromerlösen gemäß EEG abweichen, so dass im Falle günstiger vorhabensspezifischer Randbedingungen ein wirtschaftlicher Anlagenbetrieb möglich sein kann. Es ist jedoch zu bedenken, dass der Güllebedarf derartiger Anlagen sehr hoch ist (z. B. über 40.000 m³/a entsprechend 2.200 Großvieheinheiten für 350 kW_{el}), so dass derartige Anwendungen in Deutschland eher selten zu realisieren sind. Zudem ist anzumerken, dass, wie in Abschnitt 3.5.2 ausgeführt, unterstellt wurde, dass bestehende Güllelager genutzt werden können, so dass nicht für die gesamte Güllemenge neue Lager zu errichten sind.
- Der Einsatz von Maissilage führt aufgrund der hohen Maissilagekosten - auch im Mix mit kostenneutraler Gülle - im Vergleich zum alleinigen

Einsatz von Gülle zu grob 50 - 70 % höheren Stromerzeugungskosten - trotz geringerer Investitionskosten.

- Die Nutzung von biogenen Abfallstoffen wie Abfallfette in Biogasanlagen mit Leistungen über 100 kW_{el} ermöglicht einen wirtschaftlichen Anlagenbetrieb, falls Erlöse bei deren Annahme von zumindest 0 €/t zu erzielen sind (vgl. Abschnitt 3.5.4).

3.5.4 Variation der Kosten für Abfallfette

Wie oben ausgeführt, variieren die Kosten von biogenen Abfallstoffen sehr stark abhängig von der zum Einsatz kommenden Bioabfallart und sind zudem starken regionalen Unterschieden unterworfen. So können in Süddeutschland derzeit Erlöse bei der Annahme von Bioabfällen von etwa 0 - 50 €/t erzielt werden, während in Norddeutschland die Bioabfall-Annahme teils kostenneutral bzw. mit Kosten von bis zu 20 €/t verbunden ist.

Der Einfluss der Kosten für Abfallfette, die stellvertretend für den Einsatz biogener Abfallstoffe zu betrachten sind, ist der folgenden Abbildung zu entnehmen. Demnach ist bei den angesetzten Randbedingungen (und dem zugrunde gelegten Mix von 30 % Kosubstraten und 70 % Gülle) bei Biogasanlagen im Leistungsbereich von 150 kW_{el} die Erzielung von Erlösen bei der Kosubstratannahme für einen wirtschaftlichen Anlagenbetrieb erforderlich, während sich bei Anlagen mit 350 bzw. 500 kW_{el} erst bei Kosubstratkosten von etwa 5 - 10 €/t höhere Stromerzeugungskosten als die Stromvergütung gemäß EEG ergeben.

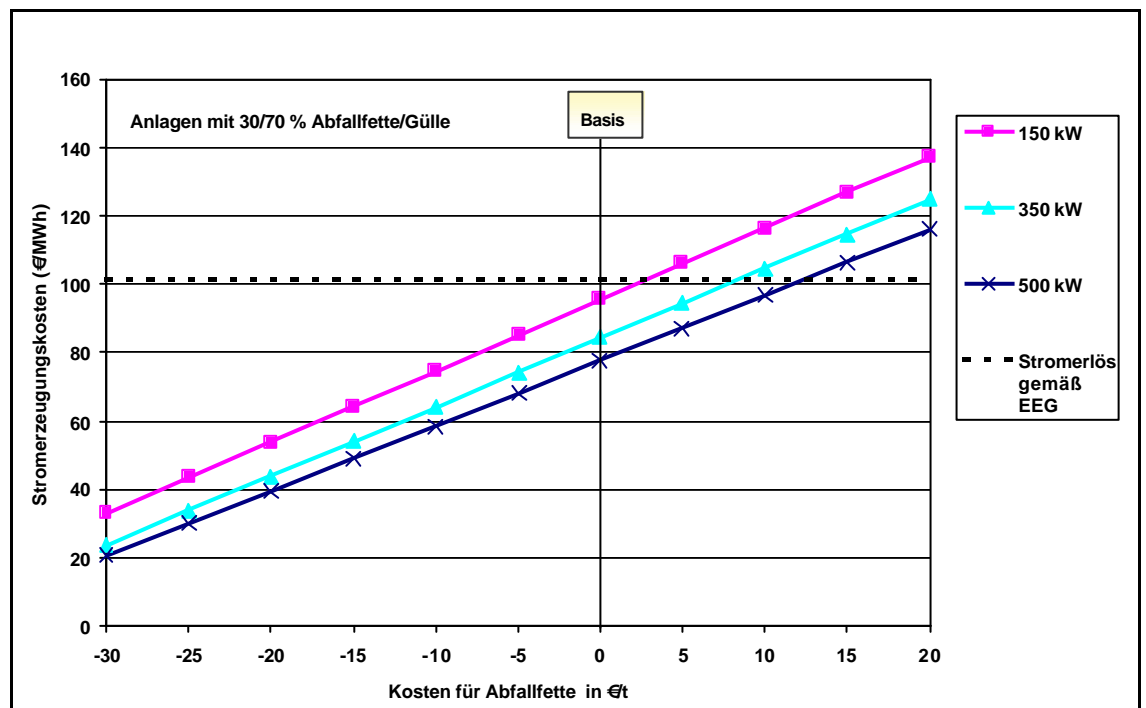


Abbildung 3.5-2: Stromerzeugungskosten (nominal) von Biogasanlagen in Abhängigkeit von den Kosten für Abfallfette

3.6 Aktuelle Stromerzeugungskosten von Anlagen zur Verstromung von Deponie- und Klärgasen

3.6.1 Modellfälle

Die Nutzung des in Mülldeponien durch den mikrobiellen Abbau von organischen Abfällen entstehende Deponiegas und das bei der Ausfäulung von Klärschlamm in Kläranlagen sich bildende Klärgas zur Stromerzeugung erfolgt in Deutschland überwiegend in Verbrennungsmotoren mit bzw. ohne Abwärmenutzung. Bei Deponiegasverstromungsanlagen ist häufig keine wirtschaftliche Abwärmenutzung möglich, so dass diese Anlagen meist ausschließlich der Stromerzeugung dienen. Dagegen wird bei Klärgas-BHKW-Anlagen i. d. R. ein Teil der Abwärme zur Beheizung der Faulbehälter und anderer verfahrenstechnischer Einrichtungen sowie aller Gebäude der Kläranlagen verwendet.

Die Auslegung von Deponiegasanlagen erfolgt entsprechend den zu erwartenden Gasmengen, wobei die Gasproduktion im Laufe der Betriebszeit deutlichen Schwankungen unterworfen ist. Daher werden die Motor-Generatoreinheiten häufig als mobile Systeme in Containern untergebracht. So ist es möglich, je nach Gasanfall die Generatorleistung durch mehrere Module stufenweise zu erhöhen und zu reduzieren sowie einzelne Module gegebenenfalls an anderen Deponien erneut nutzen zu können.

In den folgenden Abbildungen ist die Größenverteilung von in Deutschland in Betrieb befindlichen Klär- und Deponiegas-BHKW-Anlagen dargestellt. Daraus wird ersichtlich, dass die Leistung des Großteils der Deponiegasanlagen derzeit im Bereich von 100 - 800 kW_{el} liegt. Klärgas-BHKW-Anlagen dagegen weisen meist eher geringere Leistungen bis etwa 200 kW_{el} auf.

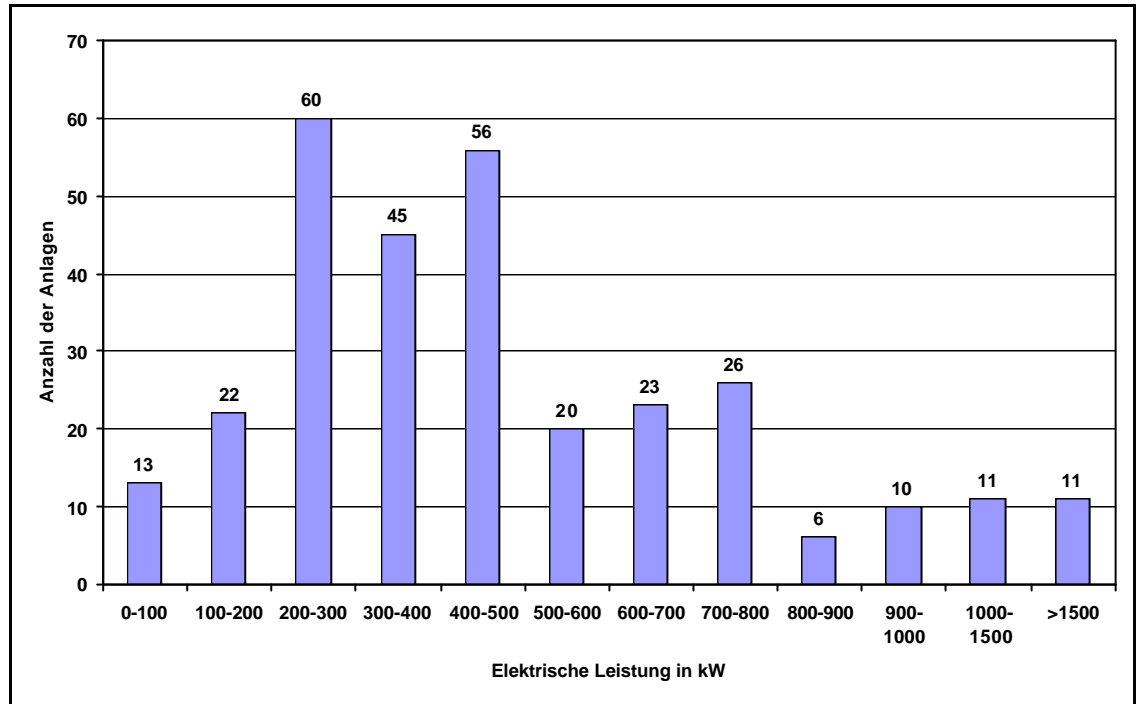


Abbildung 3.6-1: Größenverteilung von in Deutschland in Betrieb befindlichen Deponiegas-BHKW-Anlagen (Stand 1999 /2/)

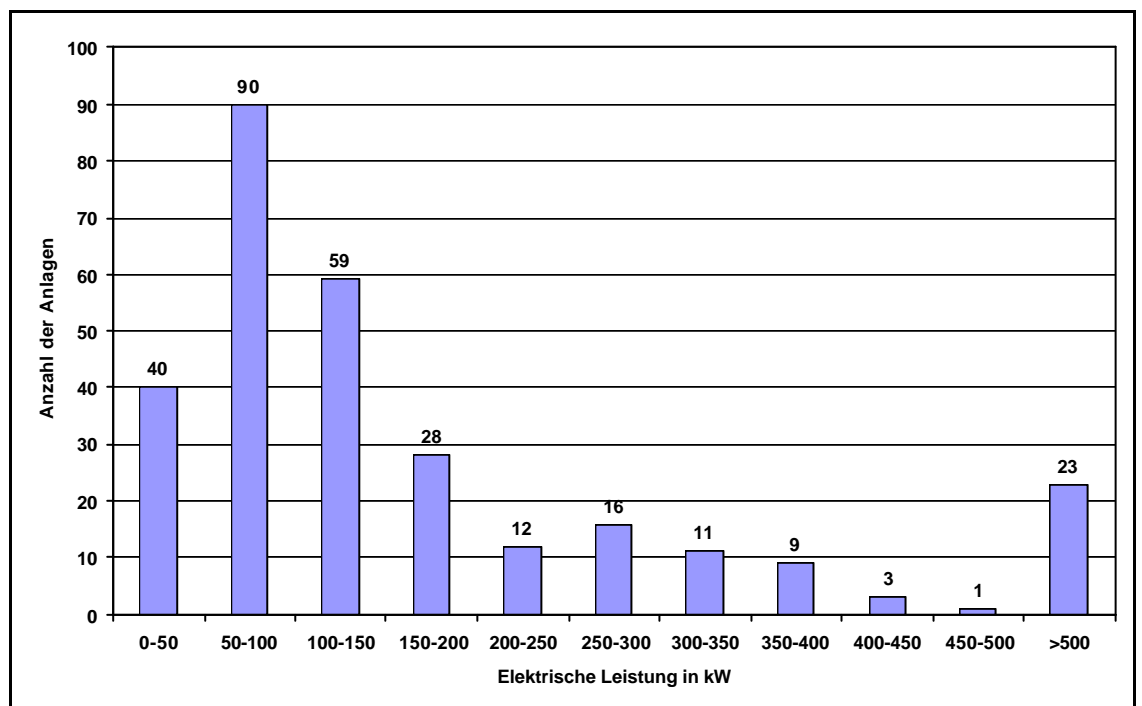


Abbildung 3.6-2: Größenverteilung von in Deutschland in Betrieb befindlichen Klärgas-BHKW-Anlagen (Stand 1999 /2/)

Ausgehend von den obigen Ausführungen werden für Deponie- und Klärgasanlagen die folgenden Modellfälle zugrunde gelegt:

Modellfall - Klärgas, 50 kW_{el}:

- Bei diesem Modellfall handelt es sich um ein Klärgas-BHKW-Modul in Container-Bauweise eher kleiner Leistung, das stromgeführt betrieben wird (7.000 jährliche Vollaststunden).
- Ein Teil der anfallenden Abwärme wird zur Beheizung der Faulbehälter und anderer verfahrenstechnischer Einrichtungen sowie aller Gebäude der Kläranlage ausgekoppelt (über 2.000 jährliche Vollaststunden).

Modellfall - Klärgas, 200 kW_{el}:

- Dieser Modellfall entspricht weitgehend dem 50 kW_{el}-Fall, doch wird eine Leistung von 200 kW_{el} zugrunde gelegt.

Modellfall - Deponiegas, 200 kW_{el}:

- Bei diesem Modellfall wird ein Deponiegas-BHKW zugrunde gelegt, das ausschließlich der Stromerzeugung dient (7.000 jährliche Vollaststunden), da keine geeigneten Wärmeabnehmer am Standort vorhanden sind.
- Die Anlage weist eine Leistung von 200 kW_{el} auf und repräsentiert damit Deponiegas-BHKW-Anlagen im Leistungsbereich von mehreren 100 kW_{el}.

Auf eine Betrachtung von Deponiegas-BHKW-Anlagen größerer Leistung als mehrere 100 kW_{el} wird verzichtet, da u. E. diese Leistungsgröße in den nächsten Jahren bei Neuanlagen nur selten realisiert werden wird. So ist zu erwarten, dass nach Ablauf der Übergangsbestimmungen der TA Siedlungsabfall (TaSi), der für 2005 vorgesehen ist, die Deponierung von organischen Abfällen nicht mehr möglich sein wird, da diese aufgrund ihrer hohen Glühverluste nicht ohne (thermische) Vorbehandlung abgelagert werden können. Daher werden mittelfristig die anfallenden Deponiegasmengen deutlich abnehmen.

3.6.2 Randbedingungen und Kostenansätze

3.6.2.1 Investitionen

Die Investitionen der Deponie- bzw. Klärgas-BHKW-Anlagen umfassen alle Kosten für eine betriebsbereite Anlage einschließlich der Gasreinigungsmaßnahmen, jedoch ohne Berücksichtigung eventueller Kosten für Spitzenlastkessel und für die Wärmeverteilung (vgl. Abschnitt 3.2.2). Sie beinhalten dagegen nicht die - auch ohne energetische Gasnutzung erforderlichen - Anlagen zur Gaserfassung.

3.6.2.2 Kosten von Deponie- und Klärgas

Es werden für Deponie- bzw. Klärgas keine Brennstoffkosten angesetzt. Das bedeutet, es wird unterstellt, dass diese ohnehin erfasst und entsorgt werden müssen und dabei Aufwendungen in vergleichbarer Größenordnung anfallen. Etwaige höhere Kosten im Falle der energetischen Gasnutzung (z. B. aufwendigere Einregulierung der Gasbrunnen auf der Deponie) bleiben daher außer Betrachtung.

3.6.2.3 Sonstige Randbedingungen und Kostenansätze

Eine Zusammenfassung der oben aufgeführten wirtschaftlichen Randbedingungen und der sonstigen zugrunde gelegten Kostenansätze ist der folgenden Tabelle zu entnehmen.

	Modellfall		
	Klärgas, 50 kW _{el}	Klärgas, 200 kW _{el}	Deponiegas, 200 kW _{el}
Betriebsart	stromgeführt (7.000 h/a) mit Wärmeauskopplung (2.000 h/a)	stromgeführt (7.000 h/a) mit Wärmeauskopplung (2.000 h/a)	stromgeführt (7.000 h/a)
Brennstoffkosten	keine		
Jährlicher Personalbedarf	0,25 Mannjahre	0,4 Mannjahre	0,4 Mannjahre
Spez. Instandhaltungskosten	4,5 %/a bezogen auf die Gesamtinvestitionskosten		
Spez. Kosten f. Versicherung, Verwaltung Pacht	1,2 %/a bezogen auf die Gesamtinvestitionskosten		
Spez. sonst. variable Kosten	0,5 €/MWh (Brennstoffinput BHKW)		
Wärmevergütung	20 €/MWh		

Tabelle 3.6-1: Zusammenfassung der wirtschaftlichen Randbedingungen und der Kostenansätze

3.6.3 Ergebnisse für den Basisfall

Ausgehend von der oben beschriebenen Vorgehensweise ergeben sich die in der folgenden Abbildung dargestellten nominalen Stromerzeugungskosten für Deponie- und Klärgas-BHKW-Anlagen. Die ausführliche Berechnung der Stromerzeugungskosten ist der Beilage 6.4 zu entnehmen.

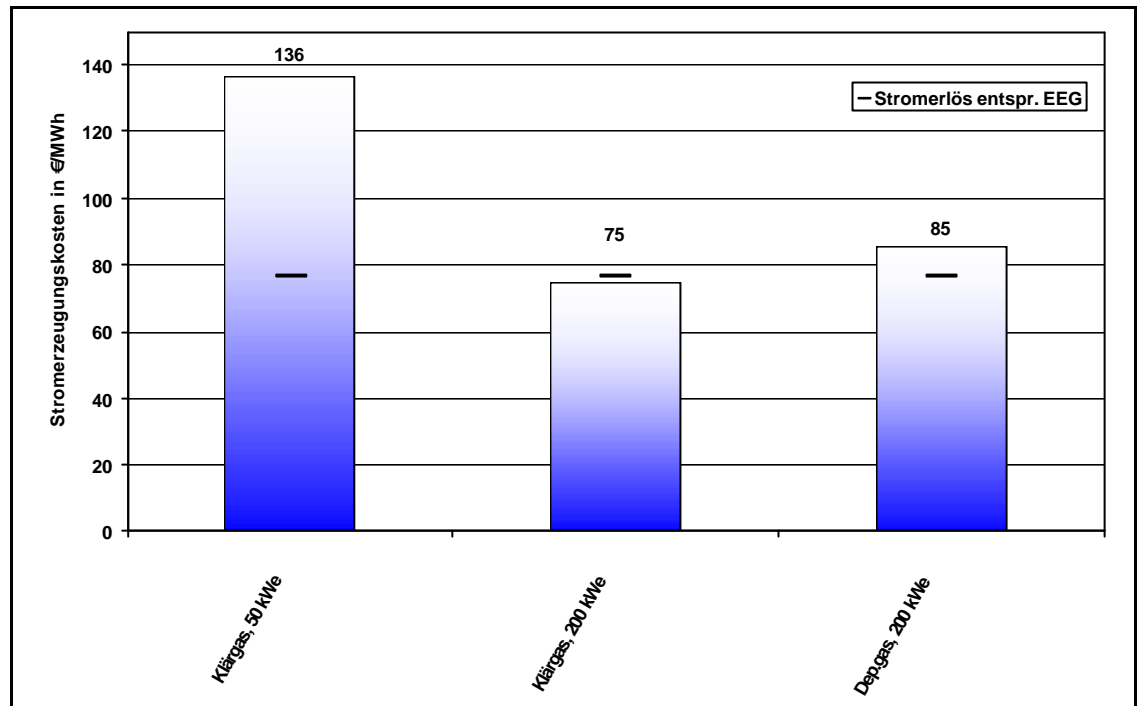


Abbildung 3.6-3: Stromerzeugungskosten (nominal) von Deponie- und Klärgas-BHKW-Anlagen im Basisfall

Aus den Werten der Abbildung ergibt sich, dass Klärgas-BHKW-Anlagen im kleinen Leistungsbereich (50 kW_{el}) hohe Stromerzeugungskosten aufweisen, die die Stromvergütung gemäß EEG beträchtlich übersteigen. Erwartungsgemäß sinken die Stromerzeugungskosten mit zunehmender Anlagenleistung, so dass ein Klärgas-BHKW mit einer Leistung von 200 kW_{el} bei den angesetzten Randbedingungen wirtschaftlich betrieben werden kann - unter der Voraussetzung, dass die zugrunde gelegte nutzbare Abwärmengemenge abgesetzt sowie die angesetzte Wärmevergütung erzielt werden kann.

Im Gegensatz zu einem Klärgas-BHKW derselben Leistungsgröße ist die modellhafte Deponiegas-BHKW-Anlage mit einer Leistung von 200 kW_{el} - für die angenommen wurde, dass die anfallende Abwärme nicht genutzt werden kann - nicht wirtschaftlich.

Zu diesem Ergebnis ist anzumerken, dass für Deponiegas-BHKW-Anlagen mit größeren Leistungen (ab mehrere 100 kW_{el}), wie bei vielen derzeit in Betrieb befindlichen Anlagen in Deutschland zutreffend, auch ein wirtschaftlicher Anlagenbetrieb möglich ist. Wie oben ausgeführt, werden jedoch derartige Anlagengrößen bei Neuanlagen u. E. angesichts des für

2005 zu erwartenden Ablaufs der Übergangsbestimmungen der TA Siedlungsabfall nur selten realisiert werden.

3.6.4 Variation der Wärmevergütung

Die Stromerzeugungskosten von Klärgas-BHKW-Anlagen in Abhängigkeit von der Wärmevergütung sind der folgenden Abbildung zu entnehmen. Aus den Werten der Abbildung ergibt sich, dass

- für Anlagen im Leistungsbereich 50 kW_{el} selbst bei einer Verdopplung der Wärmevergütung - in der Praxis ein eher unwahrscheinlicher Fall - kein wirtschaftlicher Anlagenbetrieb erzielbar ist,
- bei Anlagen mit einer Leistung von 200 kW_{el} eine gegenüber dem Basisfall um 5 €/MWh geringere Wärmevergütung zu höheren Stromerzeugungskosten als die Stromvergütung gemäß EEG führt.

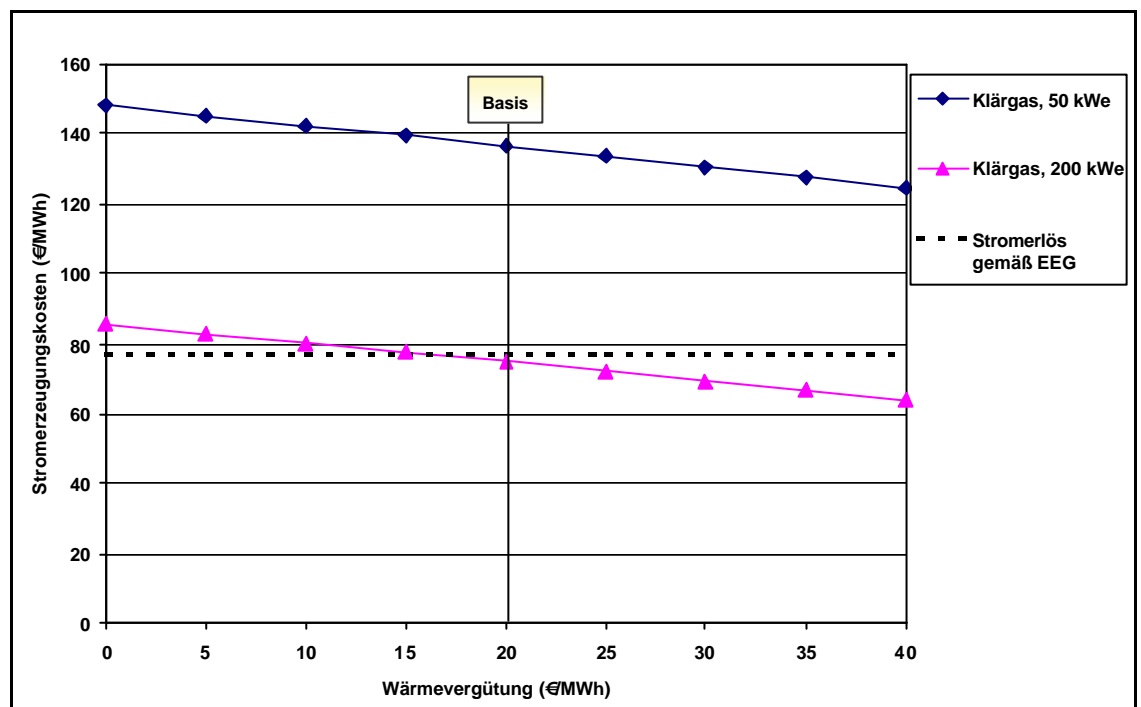


Abbildung 3.6-4: Stromerzeugungskosten (nominal) von Klärgas-BHKW-Anlagen in Abhängigkeit von der Wärmevergütung

3.7 Literaturverzeichnis zu Kapitel 3

- /1/ D. Bockey, Mitarbeiter der UFOP, Auskunft per E-Mail vom 17.03.2002
- /2/ M. Gailfuß, BHKW-Infozentrum Rastatt, Auswertung von Umfrageergebnissen von ASUE und VDEW von 1999, per E-Mail im Februar 2002

4. Industriepolitische Aspekte

4.1 Derzeitiger Stand der Nutzung von Biomasse und sonstiger erneuerbarer Energieträger

4.1.1 Nutzung erneuerbarer Energien

Der Stand der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland im Jahre 2000 ist in der folgenden Abbildung im Überblick dargestellt. Daraus wird ersichtlich, dass durch die Nutzung erneuerbarer Energien etwa 6,5 % des Strombedarfs, 3,3 % des Wärmebedarfs und weniger als 1 % des Kraftstoffbedarfs Deutschlands gedeckt werden. Die Nutzung von Biomassen zur Stromerzeugung spielt bislang eine untergeordnete Rolle. Dagegen stammt über 90 % der Wärme aus erneuerbaren Energien aus der Verbrennung fester Biomassen. Im Verkehrssektor ist bislang der Einsatz von Biodiesel die faktisch einzige Form der Nutzung erneuerbaren Energien.

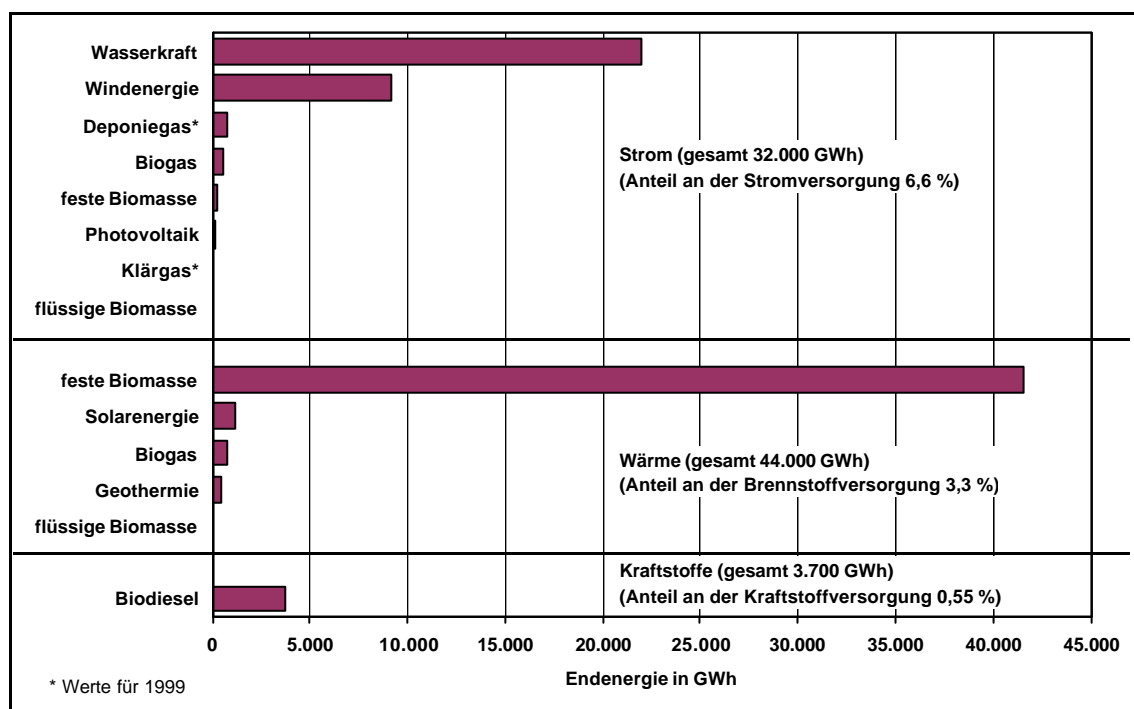


Abbildung 4.1-1: Stand der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland im Jahre 2000 /1/

Die Entwicklung der Nutzung von Biomassen (einschließlich Deponie- und Klärgasen) zur Stromerzeugung (mit Stromeinspeisung in das öffentliche Netz) und deren Struktur im Jahre 1999 gemäß /1/ ist der folgenden Abbildung zu entnehmen.

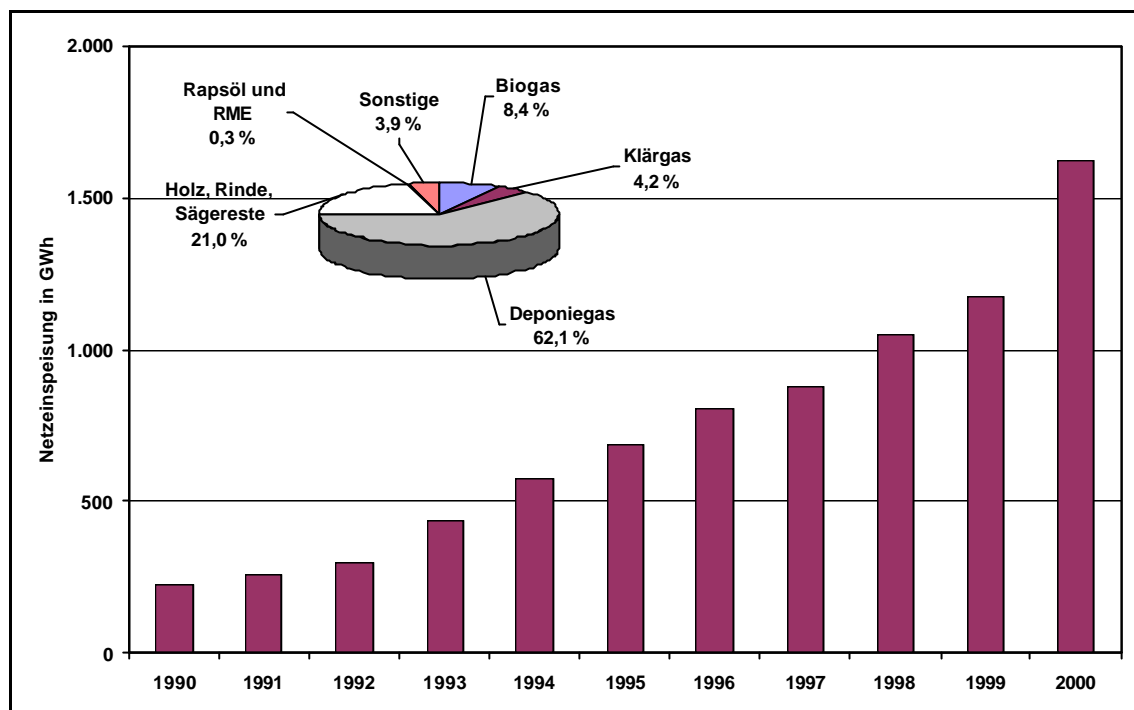


Abbildung 4.1-2: Entwicklung der Nutzung von Biomassen zur Stromerzeugung in Deutschland und deren Struktur in 1999 /1/

Demnach konnte in den Jahren 1995 bis 2000 eine Verdopplung der Stromerzeugung aus Biomassen erzielt werden, doch entfällt über 50 % des in 2000 eingespeisten Stroms auf die Nutzung von Klär- und Deponiegasen.

4.1.2 Nutzung fester Biomassen zur Stromerzeugung

Die Entwicklung der Nutzung von festen Biomassen zur Stromerzeugung (mit Stromeinspeisung in das öffentliche Netz) gemäß den Angaben des VDEW /2/ ist in der folgenden Abbildung dargestellt.

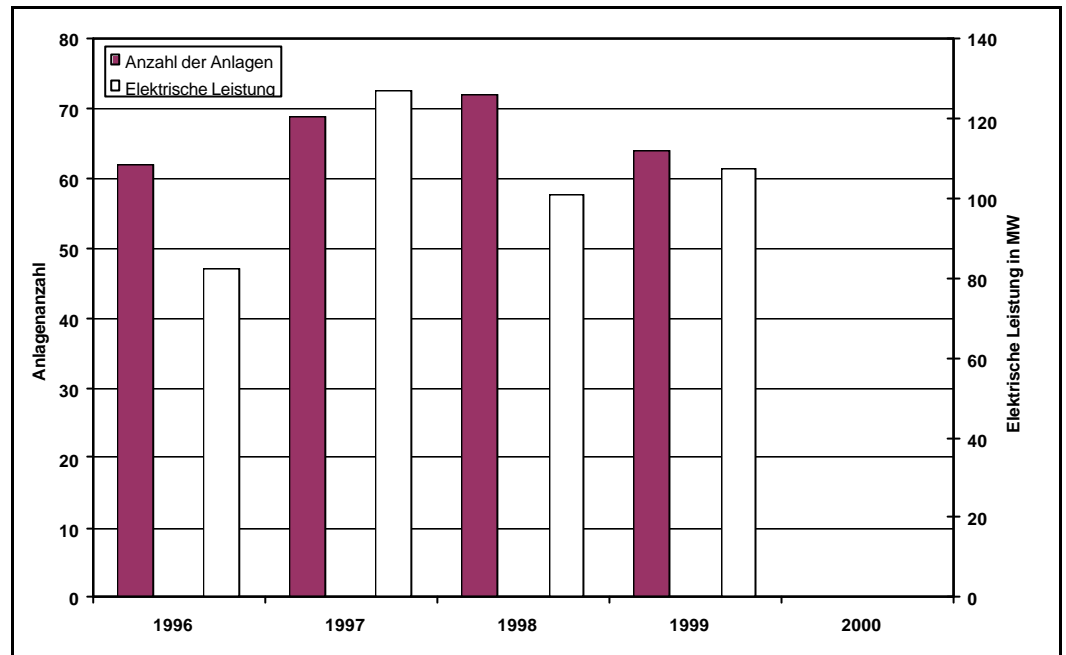


Abbildung 4.1-3: Entwicklung der Nutzung fester Biomassen zur Stromerzeugung in Deutschland /2/

Demnach ist in den letzten Jahren kein wesentlicher Anlagenzuwachs zu beobachten. Teils erfolgte aus wirtschaftlichen Gründen sogar ein Rückbau bzw. eine Stilllegung von Anlagen. 1999 wurden etwa 60 mit festen Biomassen befeuerte Stromerzeugungsanlagen mit einer Gesamtleistung von grob 110 MW_{el} betrieben. Deren Anteil an der Deckung des gesamten Stromverbrauchs Deutschlands aus dem Netz der allgemeinen Elektrizitätsversorgung liegt unter 0,1 %. Demnach erfolgte bis 1999 die Nutzung fester Biomasse zur Stromerzeugung in einem nur sehr geringen Umfang.

Auch in den Jahren 2000 und 2001 (für die bis März 2002 keine veröffentlichten Daten vorlagen) ist nach Ansicht der Autoren - u. a. aufgrund der nicht erst im Juni 2001 erfolgten Verabschiedung der Biomasseverordnung - keine wesentliche Veränderung eingetreten. Erst in den nächsten Jahren ist durch die Vergütungsregelungen des EEG mit einem bedeutenden Anstieg der Nutzung fester Biomassen zur Stromerzeugung zu rechnen. So sind nach Kenntnis der Autoren derzeit deutschlandweit weit über 100 Vorhaben mit Leistungen von über 5 MW_{el} zur Stromerzeugung aus Biomassen, meist Alt- und Resthölzern, in verschiedenen Projektentwicklungs- und Planungsstadien.

4.1.3 Nutzung von Rapsöl und RME

Die Gewinnung der Pflanzenöle kann in industriellen Großanlagen (Ölmühlen) oder in dezentralen Kleinanlagen erfolgen. In Deutschland wird in etwa einem Dutzend zentralen und etwa 190 erzeugernahen dezentralen Ölmühlen Raps zu Rapsöl verarbeitet /3/, /4/. Die RME-Herstellung erfolgt in Deutschland in etwa 10 Ölmühlen mit einer Gesamtkapazität von grob 530.000 Jahrestonnen. Weitere 7 Anlagen mit einer Kapazität von zusammen 390.000 t/a befinden sich derzeit (Anfang 2002) im Bau /3/.

Die Entwicklung des Biodieselabsatzes in Deutschland ist der folgenden Abbildung zu entnehmen. Demnach erfolgte insbesondere in den letzten beiden Jahren ein starker Anstieg des Einsatzes von Biodiesel, jedoch überwiegend im Verkehrssektor. Die Nutzung von Rapsöl oder RME in stationären Anlagen zur Stromerzeugung konnte dagegen aus wirtschaftlichen Gründen bislang keine nennenswerte Bedeutung erlangen. So sind nach Schätzungen der Autoren lediglich ein paar Dutzend Rapsöl- bzw. RME-BHKW-Anlagen in Deutschland in Betrieb.

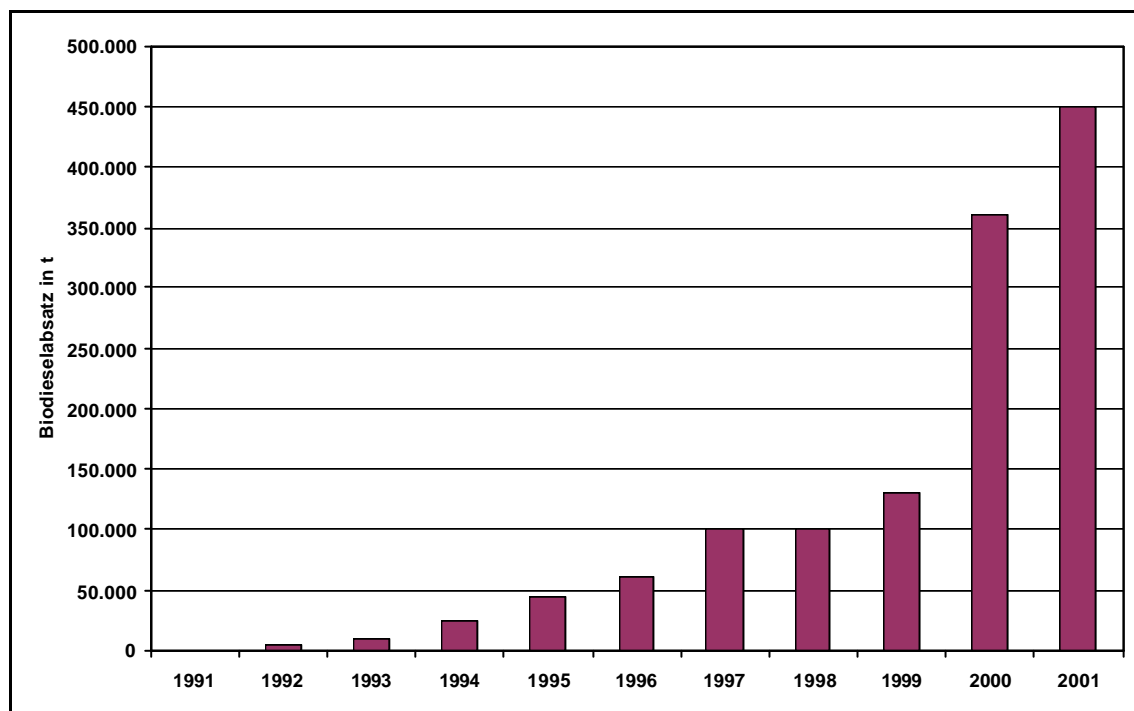


Abbildung 4.1-4: Entwicklung des Biodieselabsatzes in Deutschland /1/, /3/

4.1.4 Nutzung von Biogas

Ende 2001 wurden nach Angaben des Fachverbands Biogas e. V. /5/ etwa 1.650 Biogasanlagen in Deutschland betrieben. Die Entwicklung der Biogasnutzung in den letzten Jahren ist in der folgenden Abbildung dargestellt. Daraus wird ersichtlich, dass in den letzten Jahren ein bedeutender Zuwachs an Biogasanlagen zu verzeichnen war, wodurch sich die Anlageanzahl zwischen 1996 und 2001 mehr als vervierfachte.

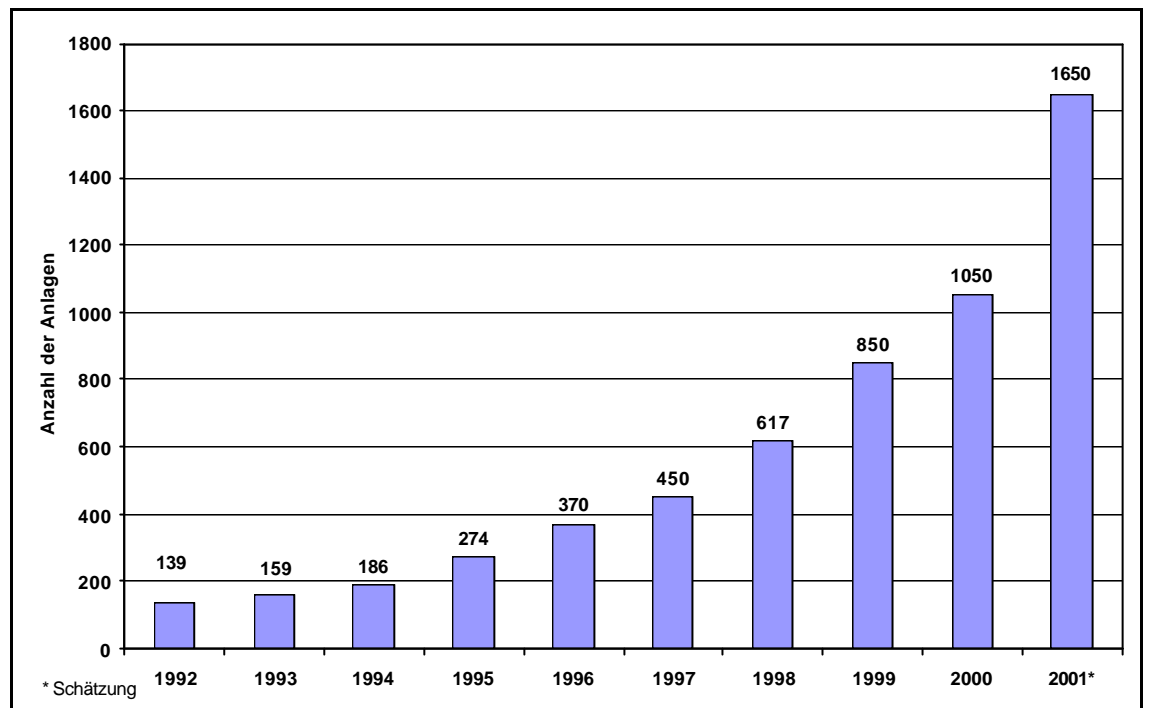


Abbildung 4.1-5: Entwicklung der Anzahl an Biogasanlagen in Deutschland /5/

4.1.5 Nutzung von Deponie- und Klärgas

In Deutschland werden derzeit mehr als 600 Deponie- und Klärgas-BHKW-Anlagen betrieben. Die Leistung des Großteils der Deponiegasanlagen liegt derzeit im Bereich von 100 - 800 kW_{el}. Klärgas-BHKW-Anlagen dagegen weisen meist eher geringere Leistungen bis etwa 200 kW_{el} auf /6/.

4.2 Potentiale biogener Brennstoffe

4.2.1 Feste Biomassen

Ausgehend von verschiedenen, veröffentlichten Schätzungen zu den zur energetischen Nutzung verfügbaren Mengen an festen Biomassen wurden in /7/ die in der folgenden Tabelle zusammengestellten Werte ermittelt. Zu diesen Werten ist folgendes anzumerken:

- Beim Waldrestholz ist lediglich Derbholz berücksichtigt. Stock- und Wurzelholz sowie dünne Äste und die im Wald anfallende Rinde verbleiben zur Erhaltung des Humus- und Nährstoffkreislaufs im Wald.
- Die für den Energiepflanzenanbau angenommene verfügbare Fläche ist mit 1,5 Mio. ha relativ niedrig angesetzt, um Spielräume zur Extensivierung der Landwirtschaft und den Anbau nachwachsender Rohstoffe für stoffliche Zwecke zu erhalten.

	Technisches Potential in TWh/a (auf unteren Heizwert bezogen)
Waldrestholz	33
Industrierestholz, Bau-, Abbruch-, Altholz, Sperrmüll, Landschaftspflege u. ä	28
Reststroh (ca. 15 - 20 % des gesamten Strohaufkommens)	28
Energiepflanzen (angenommene verfügbare Fläche 1,5 Mio. ha)	79
Gesamt	168

Tabelle 4.2-1: Technisches Rohstoffpotential fester Biomassen /7/

Zur Veranschaulichung dieser Daten können diese zum Wärmebedarf von Haushalten wie folgt in Beziehung gesetzt werden: Bei Zugrundelegung eines geschätzten Wärmebedarfs eines durchschnittlichen deutschen Haushalts von 15 MWh/a könnte bei Ausschöpfung dieses Potential theoretisch der Wärmebedarf von grob 9 Mio. Haushalten gedeckt werden.

Es ist jedoch zu bedenken, dass die o. g. Mengen zwar prinzipiell zu energetischen Zwecken nutzbar sind, in der Praxis jedoch bislang nur ein Teil davon tatsächlich verfügbar ist. So wird beispielsweise Waldrestholz teils nicht geborgen; auf Stilllegungsflächen werden derzeit in nur sehr geringem Umfang Energiepflanzen angebaut. Zudem sind zwangsläufig regional sehr große Unterschiede beim Anfall dieser Biomassen vorhanden, so dass der Bedarf an Biobrennstoffen, für die sich bislang nur ansatzweise ein Markt etablieren konnte, teils nicht vor Ort gedeckt werden kann.

4.2.2 Rapsöl, RME

Unter Berücksichtigung der Fruchtfolge- und Standortansprüche der Raps- pflanze könnten nach Schätzungen mittelfristig grob 1 Mio. t/a an Rapsöl und RME erzeugt werden, was gegenüber der heutigen Erzeugungskapazität in etwa eine Verdoppelung darstellt. Durch die Nutzung dieser Rapsöl- und RME-Menge könnte bis zu 5 % des deutschen Dieserverbrauchs ersetzt werden /8/.

4.2.3 Biogas

Nach Schätzungen stehen allein aus der Tierhaltung in Deutschland etwa 21.000 t/a an organischer Trockensubstanz von Fest- und Flüssigmist zur Verfügung /9/. Daraus ergibt sich gemäß Tabelle 4.2-2 ein theoretisches Biogas-Potential von 41,4 TWh/a (auf den unteren Biogas-Heizwert bezogen). Unter Berücksichtigung von Restriktionen (Mindest-Gülleanfall pro Betrieb, Nicht-Verfügbarkeit bei Freiland-Haltung) errechnet sich daraus das technisch verfügbare Biogas-Potential zu 22,5 TWh/a.

	Einheit	Werte
Aufkommen an organischer Trockensubstanz von Fest- und Flüssigmist aus der Tierhaltung	Mio. t/a (TS)	21.000
Theoretisches Biogaspotential	Mio. m ³ /a	6.570
Theoretischer Jahresenergieertrag (auf unteren Heizwert bezogen)	TWh/a	41,4
Technischer Jahresenergieertrag (auf unteren Heizwert bezogen)	TWh/a	22,5

Tabelle 4.2-2: Theoretisches und technisches Potential der Biogas-erzeugung aus der Tierhaltung /9/

Wird unterstellt, dass die obigen Biogasmengen ausschließlich zur (gekoppelten Wärme- und) Stromerzeugung genutzt werden, so lassen sich damit - bei einem durchschnittlichen elektrischen Wirkungsgrad von 32 % - etwa 7.200 GWh/a an elektrischer Energie bei einer elektrischen Leistung von gesamt 1,2 GW (bei angenommen 6.000 h/a Vollastbetrieb) erzeugen. Dies entspricht bei Unterstellung einer durchschnittlichen elektrischen Anlagenleistung von 70 kW_{el} einer Anlagenanzahl von 17.000.

In der Agro- und Ernährungsindustrie und aus der Getrenntsammlung der Kommunalentsorgung fallen zudem grob 17 Mio. t/a /10/ an energiereichen Nebenprodukten und Abfällen an, deren Nutzung eine Erzeugung von grob 5 Mrd. m³/a an Biogas ermöglichen würde, wodurch das obige Potential an Biogasanlagen in etwa verdoppelt werden könnte.

4.3 Industrie- und agrarpolitische Auswirkungen einer verstärkten Nutzung von Biomassen

4.3.1 Auswirkungen auf Umsatz und Export

Der Bau von Anlagen zur energetischen Biomassenutzung (einschließlich Wärmeerzeugungsanlagen) war in Deutschland im Jahre 2000 mit einem Investitionsvolumen von geschätzt 1,5 Mrd. € verbunden. Mit der Nutzung von Biomassen konnte in diesem Zeitraum ein Umsatz von 650 Mio. € erzielt werden. Daraus ergibt sich der Gesamtumsatz der energetischen Biomassenutzung (einschließlich der zur Wärmeerzeugung und dem Einsatz von Biodiesel im Verkehrsbereich) in Deutschland in 2000 zu über 2 Mrd. € /1/.

Dies entspricht, wie in der folgenden Abbildung dargestellt, etwa 30 % des Gesamtumsatzes der Branche der erneuerbaren Energien. Dies veranschaulicht die derzeit nicht unwesentliche industriepolitische Bedeutung der Biomassenutzung für diese Branche.

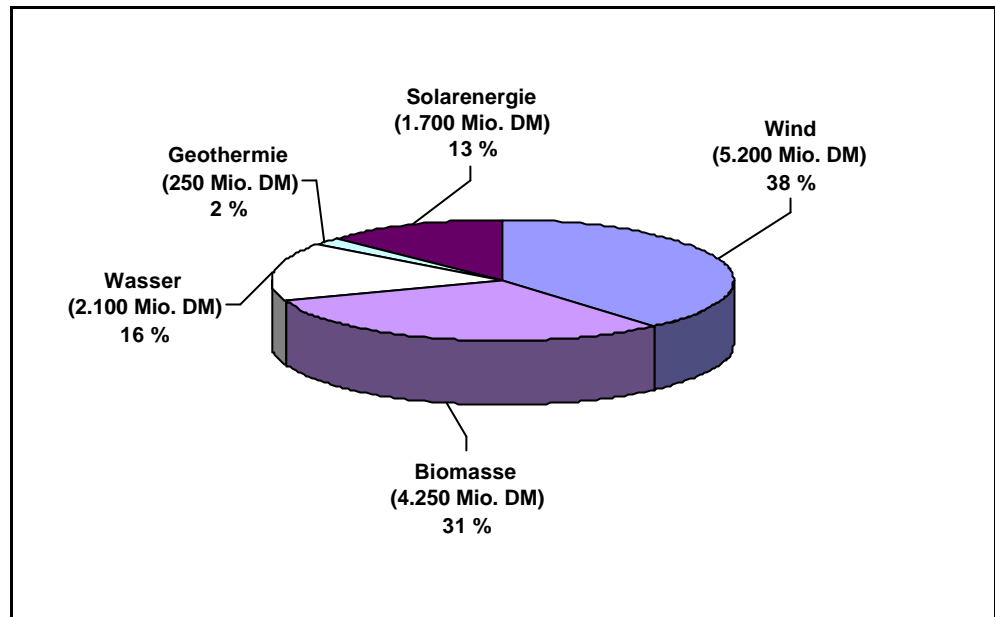


Abbildung 4.3-1: Gesamtumsatz mit erneuerbarer Energien in Deutschland im Jahr 2000 (ca. 13,5 Mrd. DM entsprechend knapp 7 Mrd. €) /1/

Unter den Anbietern von Bioenergieanlagen in Deutschland sind sowohl Vertreter des Mittelstands als auch der Großindustrie zu finden. So handelt es sich bei den Anbietern von Anlagen kleiner Leistung bis etwa 1 MW_{el} überwiegend um kleine und mittelständische Unternehmen, die regional tätig sind. Der Anbietermarkt für große Anlagen dagegen, insbesondere für Kraftwerke für feste Biomassen, umfasst größtenteils große Unternehmen. So bieten mittlerweile nahezu alle bedeutenden Unternehmen des im Energiebereich tätigen Kessel- und Anlagenbaus Kessel- bzw. Gesamtanlagen für biogene Festbrennstoffe an. Sowohl im großen als auch im kleinen Leistungsbereich etablieren sich zunehmend Anbieter schlüsselfertiger Anlagen.

Für die Zukunft wird den Bioenergie-technologien das höchste Steigerungspotential unter den erneuerbaren Energien zugeschrieben. So kann - wie eingangs aufgeführt - die energetische Nutzung von biogenen Brennstoffen einen wesentlichen Beitrag zur Erreichung des Ziels der Bundesrepublik Deutschland, den Anteil erneuerbarer Energien am gesamten Energieverbrauch bis zum Jahr 2010 mindestens zu verdoppeln, leisten, da die Bioenergie - wie im vorherigen Abschnitt dargestellt - über große technische Potentiale verfügt.

Die weitere Erschließung dieser Potentiale kann neben der entsprechenden Umsatzsteigerung für die Lieferindustrie Impulse für weitere Unternehmensgründungen, die Schaffung von Arbeitsplätzen (siehe unten) und die wirtschaftliche Entwicklung in strukturschwachen Gebieten bewirken. Zudem trägt dies mittel- und langfristig zur Erschließung neuer Exportmärkte für Energieanlagen bei. Für weitere, insbesondere quantitative, Aussagen zu diesen industriepolitischen Auswirkungen einer verstärkten Biomassenutzung wären jedoch Untersuchungen erforderlich, die vereinbarungsgemäß nicht Bestandteil des vorliegenden Gutachtens sind.

4.3.2 Beschäftigungseffekte

Derzeit umfasst nach Schätzungen des Bundesverbands Erneuerbare Energie e. V., BEE, die gesamte Branche der erneuerbaren Energien in Deutschland etwa 120.000 Arbeitsplätze /11/. Verlässliche Angaben zu den momentan im Bereich der Bioenergie beschäftigten Arbeitnehmern sind den Autoren nicht bekannt, doch kann ausgehend von einem Anteil der Bioenergie am Gesamtumsatz der Branche der erneuerbaren Energien von etwa 30 % (siehe oben) /1/ die Anzahl der Arbeitsplätze zu grob 40.000 geschätzt werden.

Für Aussagen zu den Beschäftigungseffekten einer zukünftigen verstärkten energetischen Nutzung werden nachfolgend die Ergebnisse einer im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit erstellten Studie der Prognos AG, Basel herangezogen /12/:

Im Rahmen dieser Studie wurden die Beschäftigungseffekte verschiedener Klimaschutzmaßnahmen wie der verstärkten Nutzung von erneuerbaren Energien untersucht. Den Untersuchungen wurden die im Rahmen der Studie "Politiksznarien für den Klimaschutz II" /13/ erarbeiteten Energiebedarfs- und Energieeinsatzentwicklungen zugrunde gelegt. Ziel- bzw. Prognosejahre sind die Jahre 2005, 2010 und 2020.

Die vier im Rahmen der o. g. Studie "Politiksznarien für den Klimaschutz II" mit Hilfe des IKARUS-Optimierungsmodells unter Berücksichtigung von vorgegebenen CO₂-Reduktionen und energiepolitischen und technischen Restriktionen erarbeiteten Entwicklungsszenarien umfassen:

- Das **Basisszenario** basiert auf der Annahme, dass die bis zum 20.09.94 verabschiedeten Klimaschutzmaßnahmen umgesetzt wurden. Auf das Basisszenario setzen die sektorbezogenen Einzelanalysen auf, in denen das einzelwirtschaftliche Entscheidungsverhalten und andere Umsetzungshemmnisse berücksichtigt werden.
- Dies führt zu dem sogenannten **Referenzszenario**, das sich - aufgrund der Berücksichtigung von Hemmnissen - vom Basisszenario durch grundsätzlich höheren Verbrauch und höhere CO₂-Emissionen aber auch höheren Einsatz von erneuerbaren Energieträgern unterscheidet.
- Beim **40 %-Reduktionsszenario** wird angenommen, dass ausgehend von einer 25 %-igen Reduktion der CO₂-Emissionen im Jahr 2005 ein Reduktionsziel von 40 % im Jahre 2020 erreicht wird. Hierfür gab es ursprünglich zwei Varianten hinsichtlich der Nutzung der Kernenergie. Es wurde aber dann in Abstimmung mit BMU/UBA davon ausgegangen, dass bis zum Jahr 2020 kein Zubau an KKW-Kapazitäten möglich ist.
- Das **30 %-Reduktionsszenario** setzt voraus, dass ausgehend von einer 25 %-igen Reduktion der CO₂-Emissionen im Jahr 2005 ein Reduktionsziel von 30 % im Jahre 2020 erreicht wird.

Der für diese Szenarien ermittelte Energieverbrauch ist in der folgenden Abbildung dargestellt.

Energieverbrauch in den Szenarien

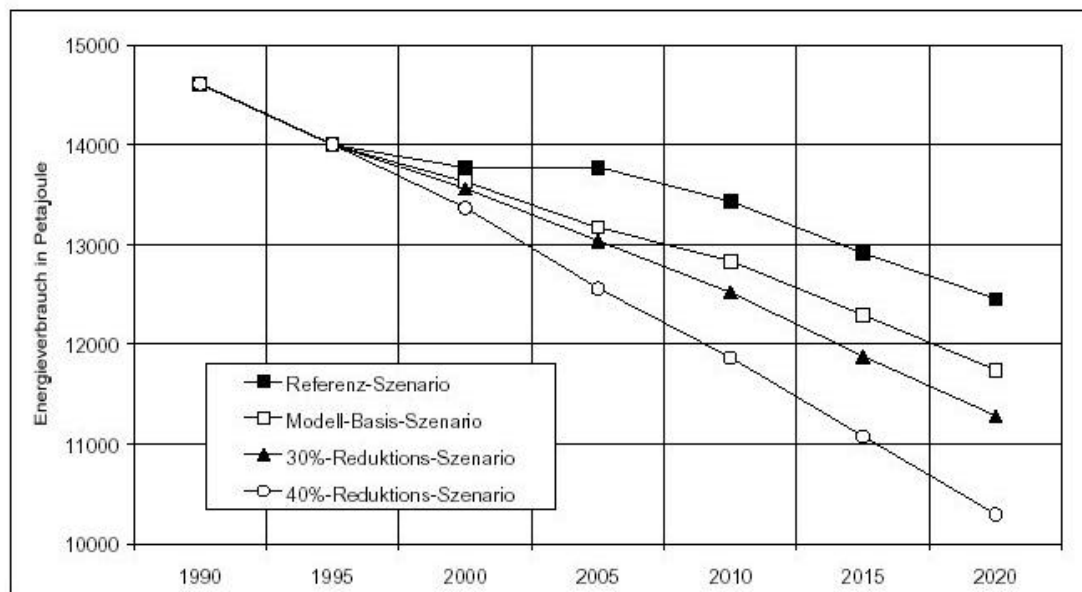


Abbildung 4.3-2: Primärenergieverbrauch der Szenarien gemäß /13/

Die Berechnung der Beschäftigungseffekte erneuerbarer Energieträger wird in der Prognos-Studie lediglich "nachrichtlich" vorgenommen. Die Beschäftigungseffekte der erneuerbaren Energien werden als Differenz zwischen dem Basisszenario und den Reduktionsszenarien ermittelt.

Im 30 %-Reduktionsszenario wird kein weiterer Zuwachs für die Biomasse-nutzung gegenüber dem Basisszenario prognostiziert; daher wird dieses nachfolgend nicht weiter betrachtet. Dagegen beinhaltet das 40 %-Reduktionsszenario eine deutliche Erhöhung der Nutzung von fester Bio-masse und von Biogas mit weitgehender Ausschöpfung der technischen Potentiale von Reststroh, Waldrestholz, Industrierestholz und von zur Vergärung geeigneten biogenen Rohstoffe im Jahr 2020. Die gegenüber dem Basisszenario höheren Mengen an Biomassen, die im 40 %-Reduktionsszenario zukünftig energetisch genutzt werden, sind in der folgenden Tabelle zusammengefasst.

	Zusätzliche Menge gegenüber dem Basisszenario in PJ			
	1995	2005	2010	2020
Feste Biomasse			46	219
Biogas				115
Deponie- und Klärgas				
Rapsöl				
Gesamt			46	334

Tabelle 4.3-1: Erhöhung der Nutzung von Biomassen (in PJ) im 40 %-Reduktionsszenarios gegenüber dem Basisszenario entsprechend /13/

Die auf der Basis dieses erhöhten Biomasseeinsatzes durch Prognos ermittelten zusätzlichen Arbeitskräfte zur Herstellung und zum Betrieb von

Bioenergieanlagen sind der folgenden Tabelle zu entnehmen. Demnach ergeben sich bei diesem Szenario bis zum Jahre 2010 zusätzlich ca. 14.000 und bis zum Jahre 2020 zusätzlich ca. 59.000 Arbeitsplätze.

	Anzahl zusätzlicher Arbeitskräfte gegenüber dem Basisszenario					
	2010			2020		
	Direkt	Indirekt	Gesamt	Direkt	Indirekt	Gesamt
Herstellung von Bioenergieanlagen						
Feste Biomasse	5.320	6.900	12.220	11.240	14.060	25.300
Bio-, Deponie- und Klärgas				10.710	13.400	24.110
Rapsöl						
Gesamt			12.220			49.410
Betrieb von Bioenergieanlagen						
Feste Biomasse	550	900	1.450	1.990	3.650	5.640
Bio-, Deponie- und Klärgas				1.360	2.500	3.860
Rapsöl						
Gesamt			1.450			9.500
Summe			13.670			58.910

Tabelle 4.3-2: Beschäftigungseffekte durch die verstärkte energetische Nutzung von Biomasse im 40 %-Reduktionsszenario entsprechend Prognos /12/

4.3.3 Auswirkungen auf den ländlichen Raum

Die Land- und Forstwirtschaft in Deutschland ist derzeit einem erheblichen Strukturwandel unterworfen. So hat sich allein von 1998 auf 1999 die Zahl der landwirtschaftlichen Betriebe in Deutschland von grob 451.000 auf 429.000 verringert. Die Zahl der Arbeitskräfte (einschließlich der Betriebsinhaber und Familienarbeitskräfte) ist im früheren Bundesgebiet zwischen 1970 und 1999 von etwa 2,7 Mio. auf ca. 1,26 Mio. gesunken /14/. In den nächsten 10 bis 15 Jahren ist für den Gesamtsektor Land- und Forstwirtschaft mit einer weiteren Verringerung der Zahl landwirtschaftlicher Arbeitskräfte zu rechnen. Eine Fortschreibung des bisherigen Trends lässt künftig einen Abbau von durchschnittlich mindestens 20.000 Arbeitskräften pro Jahr erwarten /14/.

Vor diesem Hintergrund ist der Ausbau der Förderung des ländlichen Raums ein wesentliches Element der Agrarpolitik auf nationaler und auf EU-Ebene. Als ein Instrument zur Verbesserung der wirtschaftlichen Situation im ländlichen Raum ist die verstärkte Nutzung von biogenen Brennstoffen zu betrachten, deren positive Auswirkungen wie folgt zusammengefasst werden können:

- In der heimischen Land- und Forstwirtschaft entsteht ein zusätzlicher Absatzmarkt.
- Es werden Arbeitsplätze im ländlichen Raum gesichert.

- Die Nahrungsmittelmärkte werden durch eine zunehmende Biomasseproduktion zur Energieerzeugung entlastet.
- Nachwachsende Rohstoffe können die Kulturlandschaft bereichern.

4.4 Literaturverzeichnis zu Kapitel 4

- /1/ F. Staiß, Jahrbuch Erneuerbare Energien 2001, Herausgeber: Stiftung Energieforschung Baden-Württemberg, Biebrich-Fachbuchverlag, Radebeul, 2001
- /2/ E. Wagner, Nutzung erneuerbarer Energien durch die Elektrizitätswirtschaft, Stand 1999, Elektrizitätswirtschaft Jg. 99 (2000), Heft 24
- /3/ D. Bockey, Mitarbeiter der UFOP, Auskunft per E-Mail vom 17.03.2002
- /4/ D. Bockey, Biodiesel - Marktentwicklung, Qualitätsentwicklung, Freigabensituation und Handlungsbedarf, Zehntes Symposium Energie aus Biomasse, 22. - 23.11.2001
- /5/ M. Ott, Biogas-Brennstoffzellen-Systeme aus der Sicht des Biogasanlagen-Herstellers, Biogas-Brennstoffzellen-Systeme, Symposium über den Stand der Entwicklung und die Perspektiven, Steyr, 15.05.2001
- /6/ M. Gailfuß, BHKW-Infozentrum Rastatt, Auswertung von Umfrageergebnissen von ASUE und VDEW von 1999, per E-Mail im Februar 2002
- /7/ Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hrsg.), Klimaschutz durch Nutzung erneuerbarer Energien, UFO-PLAN-Vorhaben 298 97 340, Endbericht, 1999
- /8/ Biodiesel ist ein umweltschonender Kraftstoff, <http://www.biodiesel.de/alter.htm>
- /9/ M. Kaltschmitt, A. Wiese, Erneuerbare Energieträger in Deutschland, Potentiale und Kosten, Springer-Verlag, 1993
- /10/ P. Weiland, Technik von Biogasanlagen, Tagungsband des Anwenderforums "Energetische Nutzung von Pflanzenöl und Biogas", OTTI-Technologie-Kolleg, November 1999
- /11/ energiewerk brief, Entscheider-Report im Markt erneuerbarer Energien, 17.01.2002, <http://www.energiewerk.net>
- /12/ Prognos AG, Basel, Klimaschutz und Arbeitsplätze, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Forschungsbericht 298 14 338, November 2001
- /13/ DIW, FHG-ISI, Öko-Institut, Politikszenerarien für den Klimaschutz II - Szenarien und Maßnahmen zur Minderung von CO₂-Emissionen in Deutschland bis 2020, Endbericht, 1999
- /14/ Bundesministerium für Verbraucherschutz, Ernährung und Landwirtschaft, Arbeitsmarktpolitische Initiative des Bundesministeriums für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten für die Land- und Forstwirtschaft und den ländlichen Raum, 03.07.2000

5. Zusammenfassung

5.1 Einleitung und Aufgabenstellung

Das zum 01.04.2000 in Kraft getretene Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG) regelt die Abnahme und die Vergütung von Strom, u. a. aus der Verstromung von Biomasse, durch Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die Netze für die allgemeine Versorgung betreiben. Ziel dieses Gesetzes ist es, im Interesse des Klima- und Umweltschutzes eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung zu ermöglichen und den Beitrag erneuerbarer Energien an der Stromversorgung deutlich zu erhöhen, um entsprechend den Zielen der Europäischen Union und der Bundesrepublik Deutschland den Anteil erneuerbarer Energien am gesamten Energieverbrauch bis zum Jahr 2010 mindestens zu verdoppeln.

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie hat dem Deutschen Bundestag gemäß § 12 EEG im Einvernehmen mit dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit sowie dem Bundesministerium für Verbraucherschutz, Ernährung und Landwirtschaft bis zum 30.06.2002 einen Erfahrungsbericht über den Stand der Markteinführung und der Kostenentwicklung von Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen vorzulegen sowie eine Anpassung der Höhe der Vergütungen entsprechend der technologischen und Marktentwicklung für Neuanlagen vorzuschlagen. Davon betroffen ist auch die Verstromung von Biomasse in den verschiedenen Anwendungsbereichen (feste, flüssige, gasförmige Bioenergieträger).

Vor dem Hintergrund dieser Ausgangssituation beauftragte die Bundesinitiative BioEnergie (BBE) in Kooperation mit den vorgenannten BBE-Mitgliedsverbänden und -firmen Fichtner mit der Erstellung eines Gutachtens zur Untersuchung des Stands der Markteinführung und der Kostenentwicklung von Anlagen zur Verstromung von Biomasse.

5.2 Untersuchungsumfang, Methodik und Kostenansätze zur Ermittlung der Stromerzeugungskosten

Im Rahmen der vorliegenden Untersuchung werden die derzeitigen Stromerzeugungskosten von Anlagen zur energetischen Biomassenutzung sowie zur Nutzung von Deponie- und Klärgasen ermittelt, die in Deutschland netzgekoppelt betrieben werden. Dies erfolgt zunächst für einen Basisfall. Daneben wird in Sensitivitätsbetrachtungen der Einfluss wesentlicher Parameter auf die Stromerzeugungskosten untersucht.

Es werden vereinbarungsgemäß ausschließlich Neuanlagen, die gedanklich im Jahr 2002 in Betrieb gehen, berücksichtigt.

Die Wirtschaftlichkeitsberechnungen erfolgen für praxisnahe Musteranwendungen, sogenannte Modellfälle zur Stromerzeugung aus Bioenergie. Dies erfolgt modellhaft, das heißt, es werden typische Werte und Randbedingungen zugrunde gelegt. Daher muss betont werden, dass die Ergebnisse dieser Berechnungen wiederum typische Werte darstellen, die nicht uneingeschränkt auf individuelle Vorhaben übertragbar sind, da bei diesen die Randbedingungen von den im Rahmen dieser Studie angesetzten im Einzelfall stark abweichen können.

Es wurden die im Überblick in der folgenden Abbildung dargestellten Modellfälle definiert.

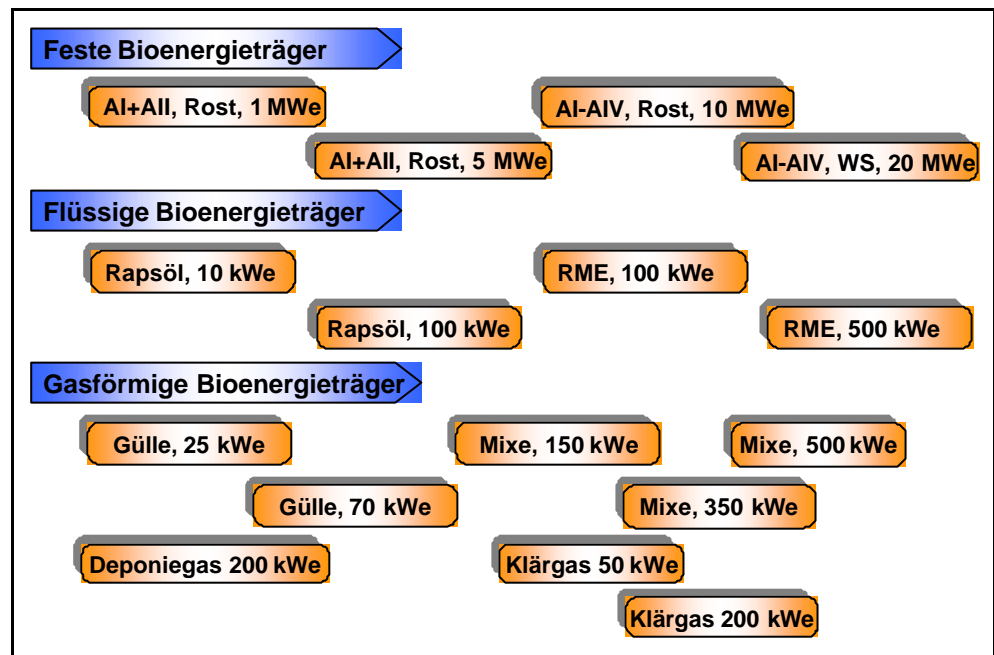


Abbildung 5.2-1: Gewählte Modellfälle für Biomasseanlagen zur Stromerzeugung

Zur Ermittlung der Stromerzeugungskosten wird eine Investitionsrechnung mit Anwendung der Annuitätenmethode durchgeführt. Es werden die spezifischen Stromerzeugungskosten ermittelt, die sich durch Division der Summe der jährlichen Kosten durch die Menge an erzeugter elektrischer Energie ergeben und die durchschnittliche Kosten über die angesetzte kalkulatorische Betrachtungsdauer darstellen.

Die Rechnungen erfolgen ohne Berücksichtigung von Fördermaßnahmen wie Investitionskostenzuschüsse o. ä. Es bleiben, wie üblich bei derartigen Fragestellungen, auch die Ertragssteuern unberücksichtigt, d. h. es wird eine Rechnung vor Steuern angestellt.

Der für alle Modellfälle verwendete kalkulatorische Betrachtungszeitraum beträgt 15 Jahre. Für den nominalen kalkulatorischen Mischzinssatz (ohne Steuereffekte) wird ein Wert von 8 % angesetzt.

5.3 Stromerzeugungskosten von Anlagen zur Verstromung fester Bioenergieträger

5.3.1 Ergebnisse für den Basisfall

Die sich ausgehend von der in den vorherigen Abschnitten beschriebenen Vorgehensweise ergebenden nominalen Stromerzeugungskosten für mit festen Biomassen befeuerten Stromerzeugungsanlagen sind für den Basisfall der folgenden Abbildung zu entnehmen.

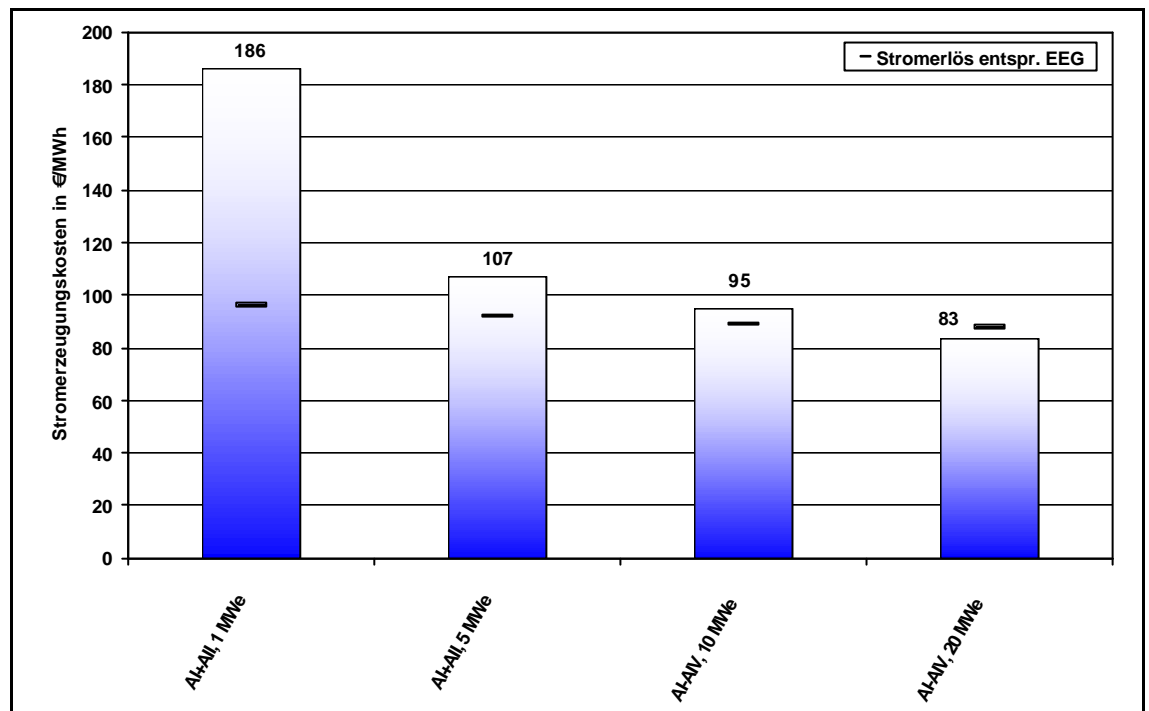


Abbildung 5.3-1: Stromerzeugungskosten (nominal) von Anlagen zur Verstromung fester Biomassen im Basisfall

Demnach weisen die Stromerzeugungskosten - abhängig von der Anlagengröße - erwartungsgemäß eine große Bandbreite auf. So sinken die Stromerzeugungskosten von mit festen Biomassen befeuerten Anlagen mit zunehmender Anlagenleistung. Während sich bei den Modellfällen mit Leistungen von 1 MW_{el}, 5 und 10 MW_{el} Stromerzeugungskosten oberhalb der Stromvergütung gemäß EEG ergeben, können Dampfkraftanlagen mit Leistungen um die 20 MW_{el}, aufgrund der sinkenden spezifischen Anlagenkosten mit zunehmender Leistung, wirtschaftlich betrieben werden. Dies setzt jedoch voraus, dass die angesetzten Brennstoffkosten erzielbar sind.

5.3.2 Variation der Brennstoffkosten

Als ein Ergebnis der Parametervariationsrechnungen ist in der folgenden Abbildung der Einfluss der Brennstoffkosten auf die Stromerzeugungskosten von Stromerzeugungsanlagen für feste Biomassen mit 10 und 20 MW_{el} dargestellt.

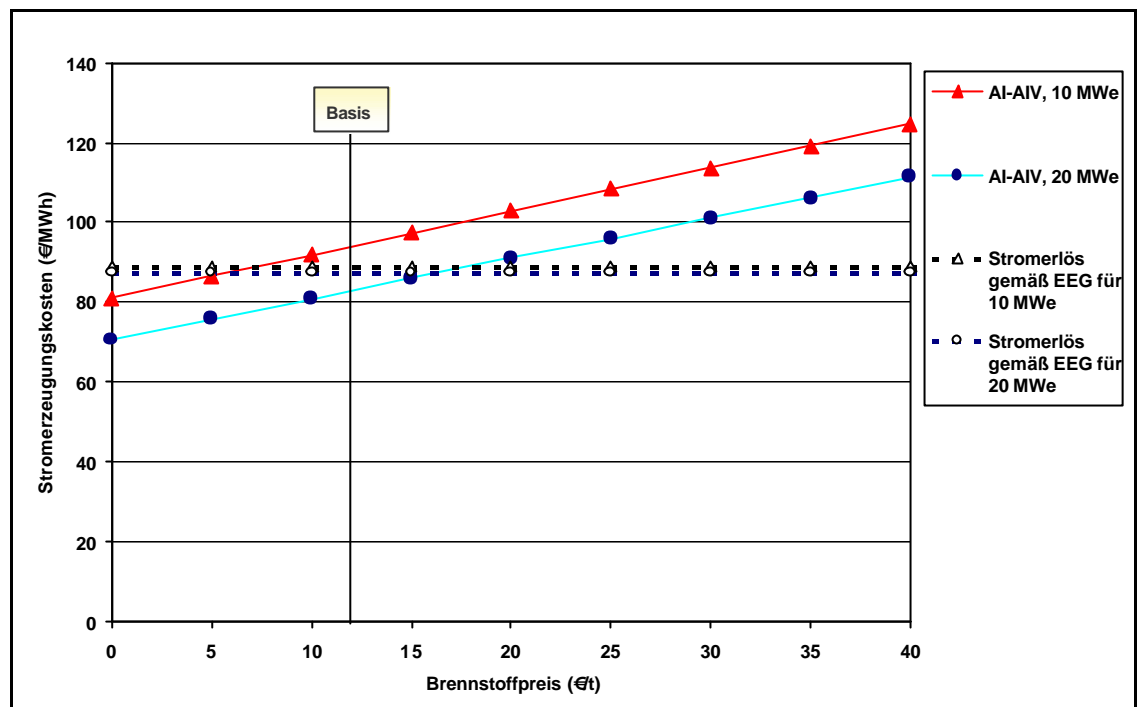


Abbildung 5.3-2: Stromerzeugungskosten (nominal) von Anlagen zur Verstromung fester Biomassen in Abhängigkeit von den Brennstoffkosten (10 und 20 MW_{el})

Aus den Werten der obigen Abbildung ergibt sich, dass bei Stromerzeugungsanlagen mit einer Leistung von 10 MW_{el} bei Holzkosten von unter etwa 7 €/t ein wirtschaftlicher Betrieb möglich ist. Hierbei handelt es sich jedoch um Holzkosten, die u. E. mittelfristig nur an Standorten mit entsprechend ausreichendem regionalem Holzangebot erzielbar sein werden. Holzkraftwerke mit einer Leistung von 20 MW_{el} sind unter den angesetzten Randbedingungen bei Holzkosten von bis zu etwa 17 €/t wirtschaftlich. Es ist jedoch zu bedenken, dass nicht auszuschließen ist, dass - abhängig von der regionalen Marktsituation für Althölzer - bei einem gewissen Anteil der derzeit sich in Planung oder Entwicklung befindlichen Vorhaben zukünftig mit höheren Kosten für einen Brennstoff-Mix aus Althölzern A I bis A IV zu rechnen ist.

5.3.3 Variation von Wärmeauskopplung und Wärmevergütung

Die Abhängigkeit der Stromerzeugungskosten von der Wärmevergütung für den Modellfall 1 MW_{el} (wärmegeführte KWK-Anlage) und für den 5 MW_{el}-Modellfall (stromgeführtes Heizkraftwerk, bei dem ein Teil der Abwärme zu Heizzwecken ausgekoppelt wird) ist in der folgenden Abbildung dargestellt. Demnach können wärmegeführte Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen mit einer Leistung von 1 MW_{el} selbst bei einer hohen Wärmevergütung nicht wirtschaftlich betrieben werden. Stromerzeugungsanlagen mit einer Leistung von 5 MW_{el} können dagegen im Falle einer Wärmevergütung von über 30 €/MWh geringere Stromerzeugungskosten als die Stromvergütung gemäß EEG aufweisen, doch ist diese Wärmevergütung als vergleichsweise

hoch einzuschätzen und kann daher in Deutschland eher selten erzielt werden.

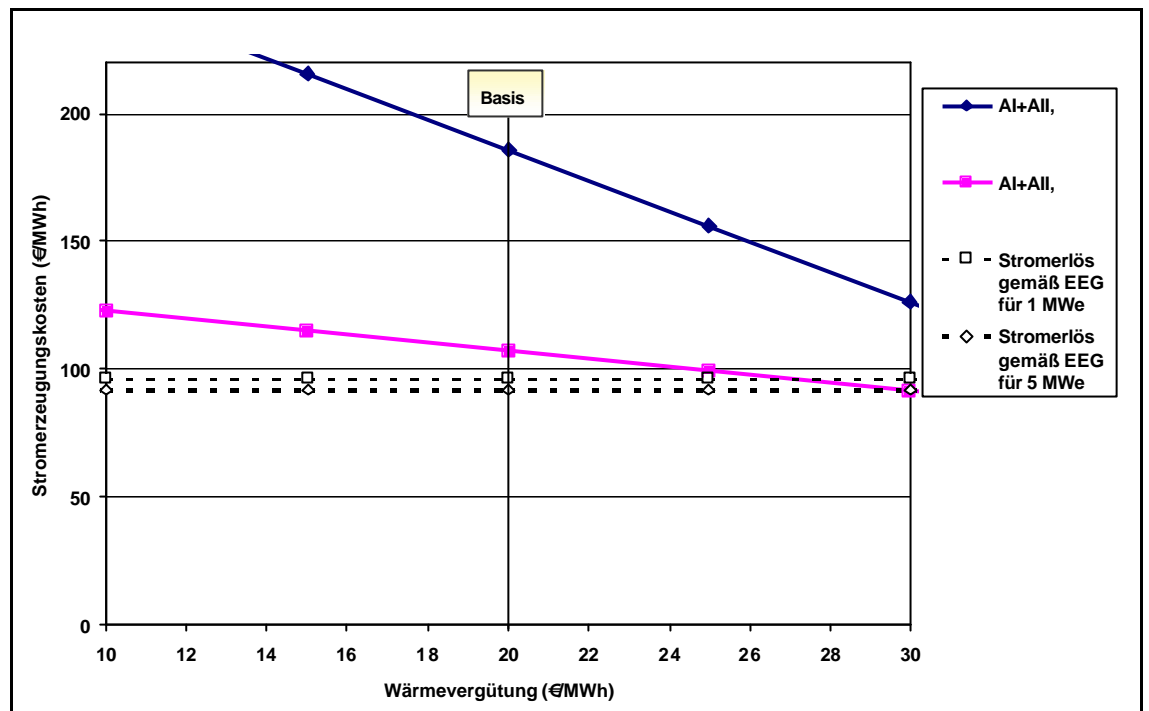


Abbildung 5.3-3: Stromerzeugungskosten (nominal) von Anlagen zur Verstromung fester Biomassen in Abhängigkeit von der Wärmevergütung (1 und 5 MW_{el})

Die wirtschaftlichen Auswirkungen einer möglichen Abwärmenutzung für den 10 MW_{el}-Modellfall (für den im Basisfall unterstellt wurde, dass die Anlagen ausschließlich zur Stromerzeugung genutzt werden) sind in der folgenden Abbildung dargestellt. Die Abbildung enthält die Stromerzeugungskosten - neben denen des Basisfalls - für die folgenden Fälle:

- Es kann über 2.000 jährlichen Vollaststunden die komplette Abwärmemenge zur Einspeisung in ein Fernwärmenetz ausgekoppelt werden ("2.000 h/a - Fernwärme").
- Es kann über 6.000 jährlichen Vollaststunden die komplette Abwärmemenge zur Einspeisung in ein Fernwärmenetz ausgekoppelt werden ("6.000 h/a - Fernwärme").
- Es kann über 6.000 jährlichen Vollaststunden die komplette Abwärmemenge zur Prozessdampfversorgung (5 bar) eines Industriebetriebes ausgekoppelt werden ("6.000 h/a - Prozessdampf").

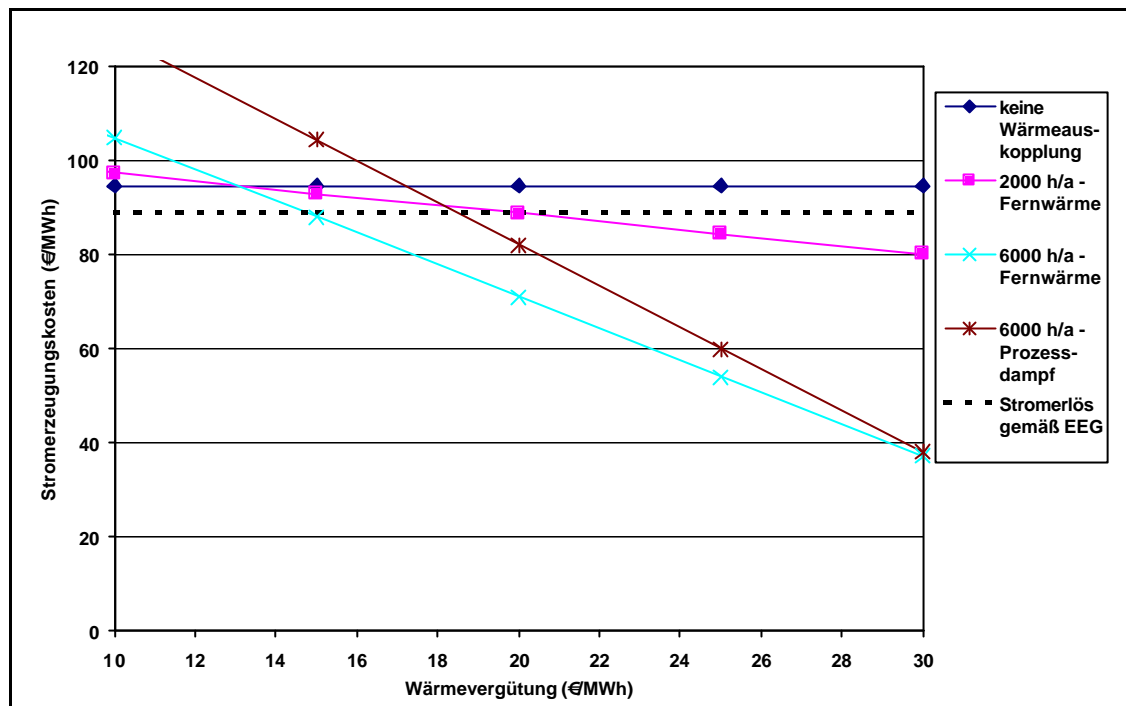


Abbildung 5.3-4: Stromerzeugungskosten von Anlagen zur Verstromung fester Biomassen in Abhängigkeit von Wärmeauskopplung und Wärmevergütung (10 MW_{eI})

Aus der obigen Abbildung ergeben sich die folgenden Schlussfolgerungen:

- Die Auskopplung von Abwärme zur Einspeisung in ein Fernwärmenetz ist mit geringeren Stromerzeugungskosten als die ausschließliche Stromerzeugung verbunden, falls ein Wärmeerlös von mindestens 13 €/MWh erzielbar ist. Für den Fall, dass über 2.000 jährliche Vollaststunden die komplette Abwärmemenge ausgekoppelt werden kann, ist jedoch die Verringerung der Stromerzeugungskosten bei üblicherweise erzielbaren Wärmeerlösen von bis zu 25 €/MWh eher gering. Zudem unterstellt dieser Fall ein Fernwärmenetz, dessen Größe (grob 3.300 Haushalte) in Deutschland eher selten ist.
- Kann die komplette, über 6.000 jährliche Vollaststunden auskoppelbare Abwärmemenge zur Einspeisung in ein Fernwärmenetz verwendet werden ("6.000 h/a - Fernwärme"), so ergibt sich eine bedeutende Absenkung der Stromerzeugungskosten gegenüber der ausschließlichen Stromerzeugung. Es ist jedoch zu bedenken, dass hierfür unterstellt wurde, dass das Fernwärmenetz knapp 50.000 Haushalte umfasst. Demnach weist dieser Fall einen eher akademischen Charakter auf.
- Die Prozessdampfauskopplung ist - bei Unterstellung derselben nutzbaren Abwärmemenge - mit höheren Stromerzeugungskosten als die Heißwasserauskopplung für ein Fernwärmenetz verbunden. Dieser Fall ist erst bei einem erzielbaren Wärmeerlös von über 18 €/MWh wirtschaftlicher als die ausschließliche Stromerzeugung. Auch dieser Fall wird aufgrund der hohen Prozessdampfmenge in Deutschland nur selten zu realisieren sein.

5.4 Stromerzeugungskosten von Rapsöl- und RME-BHKW-Anlagen

Die nominalen Stromerzeugungskosten von Rapsöl- und RME-BHKW-Anlagen sind in der folgenden Abbildung dargestellt.

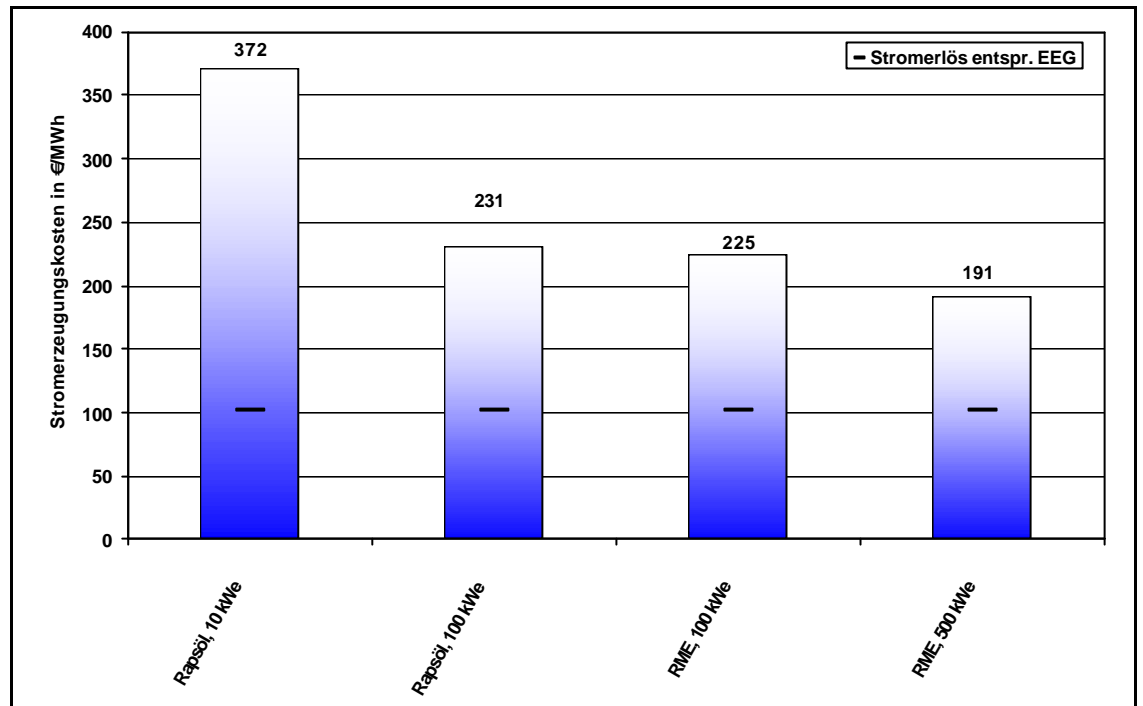


Abbildung 5.4-1: Stromerzeugungskosten (nominal) von Rapsöl- und RME-BHKW-Anlagen im Basisfall

Aus den Werten der Abbildung ergibt sich, dass Rapsöl- und RME-BHKW-Anlagen sehr hohe Stromerzeugungskosten aufweisen, die die Stromvergütung gemäß EEG bei weitem übersteigen. Dies ist im wesentlichen eine Folge der vergleichsweise hohen Brennstoffkosten.

Die Variation der Kosten für Rapsöl bzw. für RME zeigt, dass selbst bei einer bedeutenden Absenkung der Brennstoffkosten Rapsöl- und RME-BHKW-Anlagen nicht wirtschaftlich sind. Auch durch eine bedeutende Erhöhung der Wärmevergütung ist kein wirtschaftlicher Anlagenbetrieb erzielbar.

5.5 Stromerzeugungskosten von Biogasanlagen

Die sich ergebenden nominalen Stromerzeugungskosten für Biogasanlagen sind für den Basisfall der folgenden Abbildung zu entnehmen.

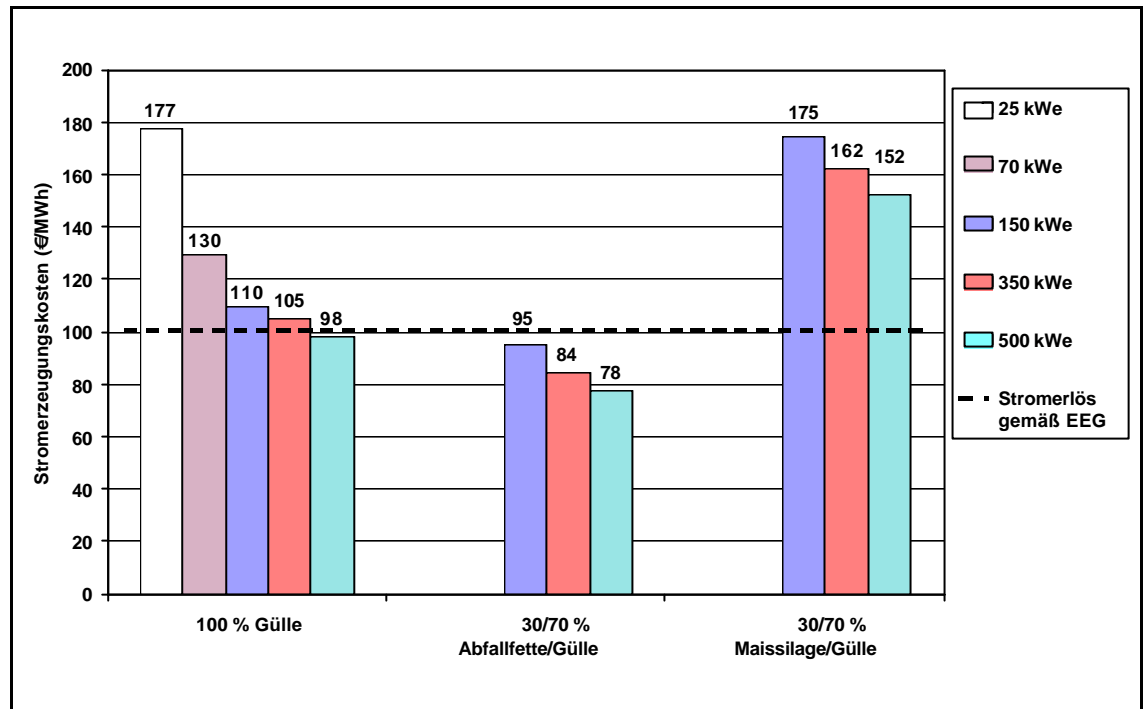


Abbildung 5.5-1: Stromerzeugungskosten (nominal) von Biogasanlagen im Basisfall

Demnach weisen die Stromerzeugungskosten - abhängig von der Anlagengröße und der Substratart - erwartungsgemäß eine große Bandbreite auf. So sinken die Stromerzeugungskosten mit zunehmender Anlagenleistung. Während Biogasanlagen mit Leistungen bis grob 100 kW_{el} bei den angesetzten Randbedingungen nicht wirtschaftlich betrieben werden können, weisen Anlagen großer Leistung (oberhalb von 200 kW_{el}) beim alleinigen Einsatz von Gülle - unter der Voraussetzung, dass deren kostenneutrale Annahme erzielt werden kann - Stromerzeugungskosten auf, die nur geringfügig von den Stromerlösen gemäß EEG abweichen, so dass im Falle günstiger vorhabensspezifischer Randbedingungen ein wirtschaftlicher Anlagenbetrieb möglich sein kann.

Der Einsatz von Maissilage (stellvertretend für den Einsatz nachwachsender Rohstoffe) führt aufgrund der hohen Maissilagekosten - auch im Mix mit kostenneutraler Gülle - im Vergleich zum alleinigen Einsatz von Gülle zu grob 50 - 70 % höheren Stromerzeugungskosten - trotz geringerer Investitionskosten.

Die Nutzung von biogenen Abfallstoffen wie z. B. von Abfallfetten in Biogasanlagen mit Leistungen über 100 kW_{el} kann - abhängig von den preislichen Konditionen für die biogenen Abfallstoffe - zu einem wirtschaftlichen Anlagenbetrieb führen. Dies veranschaulicht die folgende

Abbildung, in der die Stromerzeugungskosten in Abhängigkeit von den Kosten bzw. Erlösen von Abfallfetten, die stellvertretend für den Einsatz biogener Abfallstoffe zu betrachten sind, dargestellt sind. Demnach ist bei den angesetzten Randbedingungen (und dem zugrunde gelegten Mix von 30 % Kosubstraten und 70 % Gülle) bei Biogasanlagen im Leistungsbereich von 150 kW_{el} die Erzielung von Erlösen bei der Kosubstratannahme für einen wirtschaftlichen Anlagenbetrieb erforderlich, während sich bei Anlagen mit 350 bzw. 500 kW_{el} erst bei Kosubstratkosten von etwa 5 - 10 €/t höhere Stromerzeugungskosten als die Stromvergütung gemäß EEG ergeben.

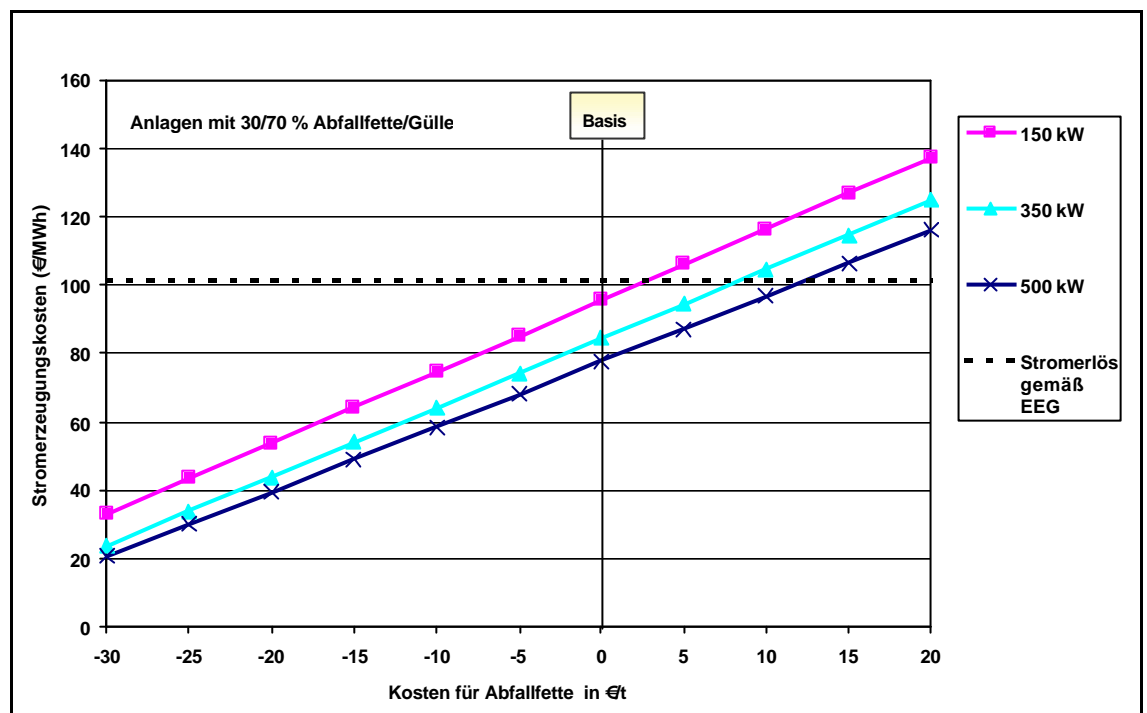


Abbildung 5.5-2: Stromerzeugungskosten (nominal) von Biogasanlagen in Abhängigkeit von den Kosten für Abfallfette

5.6 Stromerzeugungskosten von Deponie- und Klärgas-BHKW-Anlagen

Die nominalen Stromerzeugungskosten von Deponie- und Klärgas-BHKW-Anlagen sind in der folgenden Abbildung dargestellt.

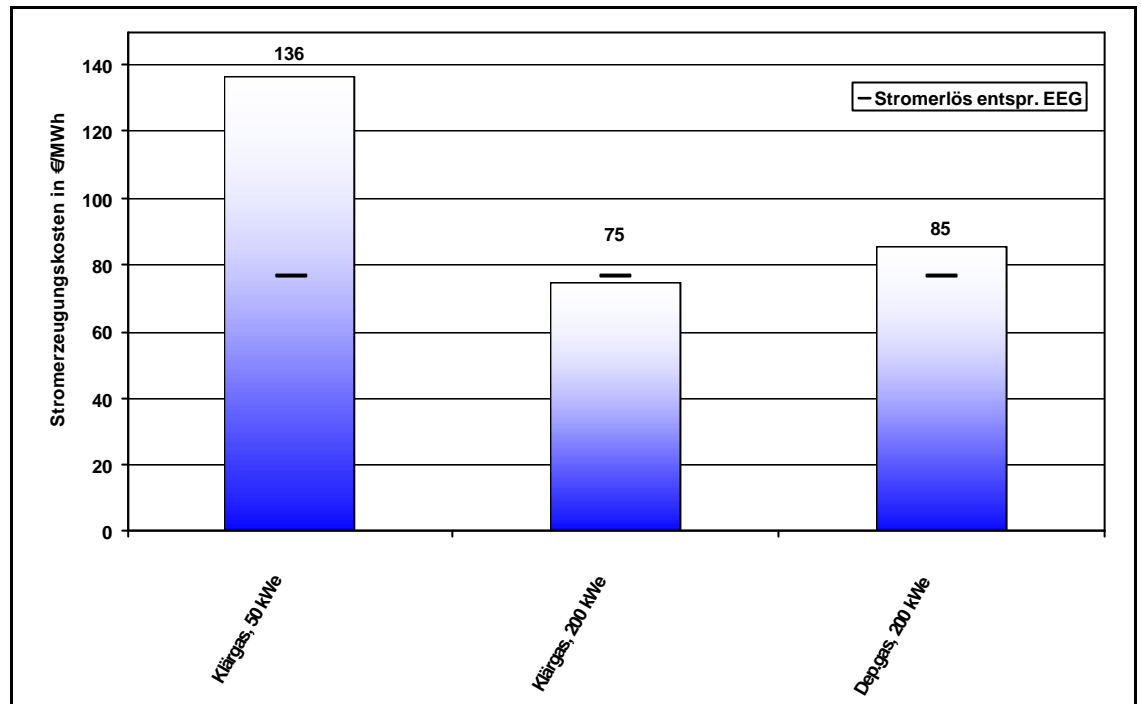


Abbildung 5.6-1: Stromerzeugungskosten (nominal) von Deponie- und Klärgas-BHKW-Anlagen im Basisfall

Aus den Werten der Abbildung ergibt sich, dass Klärgas-BHKW-Anlagen im kleinen Leistungsbereich (50 kW_{el}) hohe Stromerzeugungskosten aufweisen, die die Stromvergütung gemäß EEG beträchtlich übersteigen. Erwartungsgemäß sinken die Stromerzeugungskosten mit zunehmender Anlagenleistung, so dass ein Klärgas-BHKW mit einer Leistung von 200 kW_{el} bei den angesetzten Randbedingungen wirtschaftlich betrieben werden kann - unter der Voraussetzung, dass die zugrunde gelegte nutzbare Abwärmenge abgesetzt sowie die angesetzte Wärmevergütung erzielt werden kann. Im Gegensatz zu einem Klärgas-BHKW derselben Leistungsgröße ist die modellhafte Deponiegas-BHKW-Anlage mit einer Leistung von 200 kW_{el} - für die angenommen wurde, dass die anfallende Abwärme nicht genutzt werden kann - nicht wirtschaftlich.

6. Beilagen

6.1 Stromerzeugungskosten von Anlagen zur Verstromung fester Bioenergieträger

FESTE BIOMASSEANLAGEN	Einheit	AI+All, 1 MWe	AI+All, 5 MWe	AI-AIV, 10 MWe	AI-AIV, 20 MWe
BASISDATEN					
Kalkulat. Betrachtungsdauer	a	15	15	15	15
Kalkulat. Mischzinssatz (real)	%/a	6	6	6	6
Biomassekosten	€/t	30	30	13	13
	€/MWh(Hu)	7,9	7,9	3,3	3,3
Biomasse-Heizwert	MWh/t	3,8	3,8	3,8	3,8
Wärmevergütung	€/MWh	20	20	20	20
Spez. Personalkosten	T€/a	50	50	50	50
Spez. Instandhaltungskosten	%/a	2	2	2	2
Spez. Kosten Versich., Verwaltung, Pacht	%/a	1,2	1,2	1,2	1,2
Spez. sonstige variable Kosten	€/MWh(Hu)	1,4	2,1	2,6	3,3
TECHNISCHE DATEN					
Elektr. Leistung (o. Entnahme)	MW		8,3	10,0	20,0
Elektr. Leistung (bei KWK *)	MW	1,0	5,0		
Brennstoffwärmeleistung	MW	7,7	33,3	37,0	69,0
Nutzwärmeleistung	MW	5,3	22,3	0,0	0,0
Elektr. Wirkungsgrad (ohne Entnahme)	%		25	27	29
Elektrischer Wirkungsgrad (bei KWK)	%	13	15		
Gesamtwirkungsgrad	%	82	82	27	29
Vollastbenutzungsdauer, Strom	h/a	5.000	7.000	7.000	7.000
Vollastbenutzungsdauer, Wärme	h/a	5.000	3.000	0	0
Jährl. Stromeinspeisung	MWh/a	5.000	48.333	70.000	140.000
Jährl. Wärmeerzeugung	MWh/a	26.538	67.000	0	0
Jährl. Biomassebedarf	t/a	10.121	61.404	68.226	127.042
	MWh(Hu)/a	38.462	233.333	259.259	482.759
Personalbedarf	Mann	6	13	15	18
INVESTITION					
Bruttoinvestition	T€	5.200	22.000	27.000	47.000
JÄHRL. ERLÖSE					
Nutzwärme	T€/a	531	1.340	0	0
Summe Erlöse	T€a	531	1.340	0	0
JÄHRL. KOSTEN					
Kapitaldienst	T€/a	535	2.265	2.780	4.839
Biomassekosten	T€/a	304	1.842	853	1.588
Personal	T€/a	300	650	750	900
Reparatur und Wartung	T€/a	104	440	540	940
Versicherung, Verwaltung, Pacht	T€/a	62	264	324	564
Sonstige var. Kosten	T€/a	54	490	674	1.593
Summe jährl. Kosten	T€a	1.359	5.951	5.921	10.424
STROMERZEUGUNGSKOSTEN					
Jährl. Stromerzeugungskosten	T€/a	829	4.611	5.921	10.424
Spez. Stromerzeugungskosten (real)	€/MWh	166	95	85	74
Spez. Stromerzeugungskosten (nominal)	€/MWh	186	107	95	83
*) im Gegendruckbetrieb					
Spez. Stromvergütung gemäß EEG	€/MWh	96	92	89	88

6.2 Stromerzeugungskosten von Anlagen zur Verstromung von Rapsöl und RME

RAPSÖL-, RME-BHKW-ANLAGEN	Einheit	Rapsöl, 10 kWe	Rapsöl, 100 kWe	RME, 100 kWe	RME, 500 kWe
BASISDATEN					
Kalkulat. Betrachtungsdauer	a	15	15	15	15
Kalkulat. Mischzinssatz (real)	%/a	6	6	6	6
Biomassekosten	€/t	552	552	598	598
	cent/l	60	60	65	65
	€/MWh(Hu)	54,1	54,1	58,7	58,7
Biomasse-Heizwert	MWh/t	10,2	10,2	10,2	10,2
Wärmevergütung	€/MWh	20	20	20	20
Spez. Personalkosten	T€/a	50	50	50	50
Spez. Instandhaltungskosten	%/a	4,5	4,5	4,5	4,5
Spez. Kosten Versich., Verwaltung, Pacht	%/a	1,2	1,2	1,2	1,2
Spez. sonstige variable Kosten	€/MWh(Hu)	1,2	1,2	1,2	1,2
TECHNISCHE DATEN					
Elektr. Leistung	MW	0,01	0,10	0,10	0,50
Brennstoffwärmeleistung	MW	0,03	0,27	0,27	1,28
Nutzwärmeleistung	MW	0,02	0,13	0,13	0,58
Elektr. Wirkungsgrad	%	30	37	37	39
Gesamtwirkungsgrad	%	84	84	84	84
Vollastbenutzungsdauer, Strom	h/a	7.000	7.000	7.000	7.000
Vollastbenutzungsdauer, Wärme	h/a	3.000	3.000	3.000	3.000
Jährl. Stromeinspeisung	MWh/a	70	700	700	3500
Jährl. Wärmeerzeugung	MWh/a	54	381	381	1731
Jährl. Biomassebedarf	t/a	23	186	186	880
	MWh(Hu)/a	233	1.892	1.892	8.974
Personalbedarf	Mann	0,1	0,15	0,15	0,25
INVESTITION					
Bruttoinvestition	T€	40	250	170	500
JÄHRL. ERLÖSE					
Nutzwärme	T€/a	1	8	8	35
Summe Erlöse	T€a	1	8	8	35
JÄHRL. KOSTEN					
Kapitaldienst	T€/a	4	26	18	51
Biomassekosten	T€/a	13	102	111	526
Personal	T€/a	5	8	8	13
Reparatur und Wartung	T€/a	2	11	8	23
Versicherung, Verwaltung, Pacht	T€/a	0	3	2	6
Sonstige var. Kosten	T€/a	0	2	2	11
Summe jährl. Kosten	T€a	24	152	148	630
STROMERZEUGUNGSKOSTEN					
Jährl. Stromerzeugungskosten	T€/a	23	145	140	595
Spez. Stromerzeugungskosten (real)	€/MWh	332	206	200	170
Spez. Stromerzeugungskosten (nominal)	€/MWh	372	231	225	191
Spez. Stromvergütung gemäß EEG	€/MWh	101	101	101	101

6.3 Stromerzeugungskosten von Biogasanlagen

BIOGASANLAGEN	Einheit	Gülle, 25 kWe	Gülle, 70 kWe	Gülle, 150 kWe	Gülle, 350 kWe	Gülle, 500 kWe
BASISDATEN						
Kalkulat. Betrachtungsdauer	a	15	15	15	15	15
Kalkulat. Mischzinssatz (real)	%/a	6	6	6	6	6
Substratkosten	€/t	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Wärmevergütung	€/MWh	20	20	20	20	20
Spez. Personalkosten	T€/a	50	50	50	50	50
Spez. Instandhaltungskosten	%/a	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5
Spez. Kosten Versich., Verwaltung, Pacht	%/a	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
Spez. sonstige variable Kosten	€/MWh(Hu)	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
TECHNISCHE DATEN						
Elektr. Leistung	MW	0,025	0,070	0,150	0,350	0,500
Brennstoffwärmeleistung	MW	0,083	0,219	0,455	1,029	1,389
Nutzwärmeleistung	MW	0,045	0,114	0,232	0,515	0,667
Elektr. Wirkungsgrad	%	30	32	33	34	36
Gesamtwirkungsgrad	%	84	84	84	84	84
Vollastbenutzungsdauer, Strom	h/a	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000
Vollastbenutzungsdauer, Wärme	h/a	770	290	290	150	150
Jährl. Stromeinspeisung	MWh/a	175	490	1.050	2.450	3.500
Jährl. Wärmeerzeugung	MWh/a	35	33	67	77	100
Jährl. Biomassebedarf	t/a	3.419	8.974	18.648	42.232	56.980
Personalbedarf	Mann	0,1	0,2	0,4	0,8	1,0
INVESTITION						
Bruttoinvestition	T€	150	300	530	1200	1630
JÄHRL. ERLÖSE						
Nutzwärme	T€/a	1	1	1	2	2
Summe Erlöse	T€/a	1	1	1	2	2
JÄHRL. KOSTEN						
Kapitaldienst	T€/a	15	31	55	124	168
Biomassekosten	T€/a	0	0	0	0	0
Personal	T€/a	5	10	20	40	50
Reparatur und Wartung	T€/a	5	11	19	42	57
Versicherung, Verwaltung, Pacht	T€/a	2	4	6	14	20
Sonstige var. Kosten	T€/a	1	2	5	11	15
Summe jährl. Kosten	T€/a	28	57	104	231	309
STROMERZEUGUNGSKOSTEN						
Jährl. Stromerzeugungskosten	T€/a	28	57	103	229	307
Spez. Stromerzeugungskosten (real)	€/MWh	158	116	98	94	88
Spez. Stromerzeugungskosten (nominal)	€/MWh	177	130	110	105	98
Spez. Stromvergütung gemäß EEG	€/MWh	101	101	101	101	101

BIOGASANLAGEN	Einheit	30/70% Mais- silage/Gülle, 150 kWe	30/70% Mais- silage/Gülle, 350 kWe	30/70% Mais- silage/Gülle, 500 kWe
BASISDATEN				
Kalkulat. Betrachtungsdauer	a	15	15	15
Kalkulat. Mischzinssatz (real)	%/a	6	6	6
Substratkosten	€/t	7,8	7,8	7,8
Wärmevergütung	€/MWh	20	20	20
Spez. Personalkosten	T€/a	50	50	50
Spez. Instandhaltungskosten	%/a	3,5	3,5	3,5
Spez. Kosten Versich., Verwaltung, Pacht	%/a	1,2	1,2	1,2
Spez. sonstige variable Kosten	€/MWh(Hu)	1,5	1,5	1,5
TECHNISCHE DATEN				
Elektr. Leistung	MW	0,150	0,350	0,500
Brennstoffwärmeleistung	MW	0,455	1,029	1,389
Nutzwärmeleistung	MW	0,232	0,515	0,667
Elektr. Wirkungsgrad	%	33	34	36
Gesamtwirkungsgrad	%	84	84	84
Vollastbenutzungsdauer, Strom	h/a	7.000	7.000	7.000
Vollastbenutzungsdauer, Wärme	h/a	290	150	150
Jährl. Stromeinspeisung	MWh/a	1.050	2.450	3.500
Jährl. Wärmeerzeugung	MWh/a	67	77	100
Jährl. Biomassebedarf	t/a	8.925	20.212	27.270
Personalbedarf	Mann	0,4	0,8	1,0
INVESTITION				
Bruttoinvestition	T€	470	980	1.330
JÄHRL. ERLÖSE				
Nutzwärme	T€/a	1	2	2
Summe Erlöse	T€/a	1	2	2
JÄHRL. KOSTEN				
Kapitaldienst	T€/a	48	101	137
Biomassekosten	T€/a	70	158	213
Personal	T€/a	20	40	50
Reparatur und Wartung	T€/a	16	34	47
Versicherung, Verwaltung, Pacht	T€/a	6	12	16
Sonstige var. Kosten	T€/a	5	11	15
Summe jährl. Kosten	T€/a	165	355	477
STROMERZEUGUNGSKOSTEN				
Jährl. Stromerzeugungskosten	T€/a	164	354	475
Spez. Stromerzeugungskosten (real)	€/MWh	156	144	136
Spez. Stromerzeugungskosten (nominal)	€/MWh	175	162	152
Spez. Stromvergütung gemäß EEG	€/MWh	101	101	101

BIOGASANLAGEN	Einheit	30/70% Abfall- fette/Gülle, 150 kWe	30/70% Abfall- fette/Gülle, 350 kWe	30/70% Abfall- fette/Gülle, 500 kWe
BASISDATEN				
Kalkulat. Betrachtungsdauer	a	15	15	15
Kalkulat. Mischzinssatz (real)	%/a	6	6	6
Substratkosten	€/t	0,0	0,0	0,0
Wärmevergütung	€/MWh	20	20	20
Spez. Personalkosten	T€/a	50	50	50
Spez. Instandhaltungskosten	%/a	3,5	3,5	3,5
Spez. Kosten Versich., Verwaltung, Pacht	%/a	1,2	1,2	1,2
Spez. sonstige variable Kosten	€/MWh(Hu)	1,5	1,5	1,5
TECHNISCHE DATEN				
Elektr. Leistung	MW	0,150	0,350	0,500
Brennstoffwärmeleistung	MW	0,455	1,029	1,389
Nutzwärmeleistung	MW	0,232	0,515	0,667
Elektr. Wirkungsgrad	%	33	34	36
Gesamtwirkungsgrad	%	84	84	84
Vollastbenutzungsdauer, Strom	h/a	7.000	7.000	7.000
Vollastbenutzungsdauer, Wärme	h/a	290	150	150
Jährl. Stromeinspeisung	MWh/a	1.050	2.450	3.500
Jährl. Wärmeerzeugung	MWh/a	67	77	100
Jährl. Biomassebedarf	t/a	6.508	14.739	19.885
Personalbedarf	Mann	0,4	0,8	1,0
INVESTITION				
Bruttoinvestition	T€	440	900	1.200
JÄHRL. ERLÖSE				
Nutzwärme	T€/a	1	2	2
Summe Erlöse	T€/a	1	2	2
JÄHRL. KOSTEN				
Kapitaldienst	T€/a	45	93	124
Biomassekosten	T€/a	0	0	0
Personal	T€/a	20	40	50
Reparatur und Wartung	T€/a	15	32	42
Versicherung, Verwaltung, Pacht	T€/a	5	11	14
Sonstige var. Kosten	T€/a	5	11	15
Summe jährl. Kosten	T€/a	91	186	245
STROMERZEUGUNGSKOSTEN				
Jährl. Stromerzeugungskosten	T€/a	89	184	243
Spez. Stromerzeugungskosten (real)	€/MWh	85	75	69
Spez. Stromerzeugungskosten (nominal)	€/MWh	95	84	78
Spez. Stromvergütung gemäß EEG	€/MWh	101	101	101

6.4 Stromerzeugungskosten von Anlagen zur Verstromung von Deponie- und Klärgasen

KLÄR-, DEPONIEGASANLAGEN	Einheit	Klärgas, 50 kWe	Klärgas, 200 kWe	Dep.gas, 200 kWe
BASISDATEN				
Kalkulat. Betrachtungsdauer	a	15	15	15
Kalkulat. Mischzinssatz (real)	%/a	6	6	6
Deponie-, Klärgaskosten	€/t	0	0	0
Wärmevergütung	€/MWh	20	20	0
Spez. Personalkosten	T€/a	50	50	50
Spez. Instandhaltungskosten	%/a	4,5	4,5	4,5
Spez. Kosten Versich., Verwaltung, Pacht	%/a	1,2	1,2	1,2
Spez. sonstige variable Kosten	€/MWh(Hu)	1,5	1,5	1,5
TECHNISCHE DATEN				
Elektr. Leistung	MW	0,05	0,20	0,20
Brennstoffwärmeleistung	MW	0,17	0,63	0,63
Nutzwärmeleistung	MW	0,09	0,33	0,00
Elektr. Wirkungsgrad	%	30	32	32
Gesamtwirkungsgrad	%	85	85	32
Vollastbenutzungsdauer, Strom	h/a	7.000	7.000	7.000
Vollastbenutzungsdauer, Wärme	h/a	2.000	2.000	0
Jährl. Stromeinspeisung	MWh/a	350	1.400	1.400
Jährl. Wärmeerzeugung	MWh/a	183	663	0
Personalbedarf	Mann	0,25	0,4	0,4
INVESTITION				
Bruttoinvestition	T€	200	500	500
JÄHRL. ERLÖSE				
Nutzwärme	T€/a	4	13	0
Summe Erlöse	T€/a	4	13	0
JÄHRL. KOSTEN				
Kapitaldienst	T€/a	21	51	51
Biomassekosten	T€/a	0	0	0
Personal	T€/a	13	20	20
Reparatur und Wartung	T€/a	9	23	23
Versicherung, Verwaltung, Pacht	T€/a	2	6	6
Sonstige var. Kosten	T€/a	2	7	7
Summe jährliche Kosten	T€/a	46	107	107
STROMERZEUGUNGSKOSTEN				
Jährl. Stromerzeugungskosten	T€/a	43	93	107
Spez. Stromerzeugungskosten (real)	€/MWh	122	67	76
Spez. Stromerzeugungskosten (nominal)	€/MWh	136	75	85
Spez. Stromvergütung gemäß EEG	€/MWh	77	77	77

"Mehr Marktanteile für die Bioenergie"

...lautet das Motto, mit dem die Bundesinitiative BioEnergie BBE den Einstieg in eine nachhaltige und umweltfreundliche Energiewirtschaft forcieren will. Das Ziel der BBE ist es, die Nutzung der Bioenergie als heimische und CO₂-neutrale Energieform im Strom-, Wärme- und Verkehrssektor zu verstärken, ihre langfristige Wettbewerbsfähigkeit im Energiemarkt sicherzustellen und ihr den ihrem Potential entsprechenden Platz in der öffentlichen Meinung und in der Politik zu verschaffen.

- ▶ Wir vertreten dabei die Interessen der Bioenergie auf bundes- und EU-politischer Ebene und setzen uns für eine Verbesserung der politischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen ein.
- ▶ Wir ermöglichen es unseren Mitgliedern, in den Fachausschüssen für feste, flüssige und gasförmige Bioenergie die aktive Gestaltung der gemeinsamen Arbeit mitzugestalten.
- ▶ Wir bieten Ihrem Unternehmen die Vernetzung mit gewünschten Marktpartnern und stellen Kontakte für Projektkooperationen her.
- ▶ Wir stellen unseren Mitgliedern mit dem „BBE-Aktuell“ kontinuierlich aktuelle Marktinformationen zur Verfügung.
- ▶ Wir vertreten die Interessen der Bioenergie und unseren Mitgliedern auf Tagungen, Messen, Ausstellungen und in der Öffentlichkeit.

Zusammen sind wir stark!

Stärken Sie mit Ihrem Unternehmen die Marktposition und die Interessensvertretung der Bioenergie und werden Sie Mitglied der Bundesinitiative BioEnergie BBE. Informationen und Beitrittsunterlagen können Sie mit beiliegender Anmelde-Postkarte anfordern. Gerne stehen wir Ihnen auch für weitere Fragen zur Verfügung.

Bundesinitiative BioEnergie BBE

Godesberger Allee 142-148

D-53175 Bonn

Telefon: +49 - (0)2 28 – 81 98-140

Telefax: +49 - (0)2 28 – 81 98-205

eMail: info@bioenergie.de

Internet: www.bioenergie.de