



LfL

Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft

Bayernplan

Einsatz von Biogas zum Ersatz von Gaskraftwerken

Arbeitsgruppe 1

„Potential, verfahrenstechnische und ökonomische
Konsequenzen für die Biogaserzeugung“

7

2013



Schriftenreihe

ISSN 1611-4159

Impressum

Herausgeber: Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft (LfL)
Vöttinger Straße 38, 85354 Freising-Weihenstephan
Internet: www.LfL.bayern.de

Redaktion: Institut für Agrarökonomie
Menzinger Straße 54, 80638 München
E-Mail: poststelle@LfL.bayern.de
Telefon: 089/17888-111

1. Auflage: September 2012

Schutzgebühr: keine

© LfL



LfL

Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft

Bayernplan

Einsatz von Biogas zum Ersatz von Gaskraftwerken

Arbeitsgruppe 1

**„Potential, verfahrenstechnische und ökonomische
Konsequenzen für die Biogaserzeugung“**

**Aschmann, V., Effenberger, M., Graf, J.,
Halama, M., Keymer, U., Strobl, M., Winkler, J.**

Inhaltsverzeichnis

		Seite
1	Einleitung	21
2	Arbeitsgruppe 1	22
3	Zusammenfassung der Ergebnisse	24
3.1	Zusätzlich erschließbares Methanpotential	24
3.1.1	Ergebnis der Potentialanalyse Biogas	24
3.1.2	Erschließbare Strommengen und Anlagenleistungen im Grundlast- und Intervallbetrieb	25
3.2	Verfahrenstechnische Konsequenzen (bei derzeit verfügbarer Technik).....	26
3.2.1	Möglichkeiten zur Anpassung der Biogaserzeugung:.....	26
3.2.2	Möglichkeiten zur Kofeuerung fossiler Brennstoffe.....	26
3.2.3	Möglichkeiten zur Regelung eines einzelnen BHKW	26
3.2.4	Möglichkeiten zur Regelung der BHKW-Leistung (Teillastbetrieb).....	27
3.2.4.1	Details.....	27
3.3	Ökonomische Konsequenzen	27
3.3.1	Umrüstung von Bestandsanlagen auf den Intervallbetrieb.....	28
3.3.2	Neuanlagen der 50-kW _{el} -Klasse im Intervallbetrieb (150 kW _{el} inst. Leistung).....	28
3.4	Ausblick	29
4	Begriffsbestimmungen	30
4.1	Ackerfläche	30
4.2	Bemessungsleistung	30
4.3	Dauergrünlandfläche	30
4.4	Potential.....	30
5	Vorhandene Biogaserzeugung - Ergebnisse der Biogasbetreiber-Datenbank (BBD)	32
5.1	Hinweise zur Datenerfassung und Datenverwendung.....	32
5.2	Kennzahlen.....	32
5.3	Anlagenbestand	34
5.4	Substrateinsatz.....	35
5.5	Behälter und Biogasspeicherkapazität.....	38
5.5.1	Nutzvolumen	38
5.5.2	Biogasspeicherkapazität	40
5.5.3	Behältertyp und -abdeckung.....	42

5.6	BHKW.....	44
5.6.1	Typ des Verbrennungsmotors	44
5.6.2	Reserve- und Satelliten-BHKW	45
5.7	Externe Wärmenutzung.....	45
6	Potentialabschätzung - Biogas.....	47
6.1	Wirtschaftsdünger	47
6.1.1	Wirtschaftsdünger aus der Rinderhaltung	47
6.1.2	Wirtschaftsdünger aus der Haltung sonstiger Rauhfutterfresser.....	51
6.1.3	Wirtschaftsdünger aus der Schweinehaltung	53
6.1.4	Wirtschaftsdünger aus der Geflügelhaltung.....	56
6.1.4.1	WiDü aus der Haltung von Legehennen	56
6.1.4.2	WiDü aus der Masthähnchenhaltung	58
6.1.4.3	WiDü aus der Putenhaltung.....	58
6.1.4.4	WiDü aus der Gänse- und Entenhaltung	58
6.1.4.5	Abschätzung des erschließbaren Potentials und Bewertung	59
6.1.5	Zusammenfassung	59
6.2	Nebenprodukte aus der Verarbeitung und dem Lebensmittelkonsum	60
6.2.1	Einordnung und Vorgehensweise.....	60
6.2.2	Zusätzlich erschließbares Methanpotential	61
6.2.2.1	Getreideverarbeitung	61
6.2.2.2	Ölpflanzenverarbeitung	63
6.2.2.3	Zuckerrübenverarbeitung	63
6.2.2.4	Kartoffelverarbeitung	64
6.2.2.5	Milchverarbeitung	65
6.2.2.6	Fleischverarbeitung	66
6.2.2.7	Obstverarbeitung	67
6.2.2.8	Gemüseverarbeitung.....	68
6.2.2.9	Nebenprodukte aus dem Lebensmittelkonsum	68
6.2.3	Zusammenfassung	69
6.3	Erntenebenprodukte	70
6.3.1	Stroh	70
6.3.1.1	Getreidestroh	70
6.3.1.2	Rapsstroh	72
6.3.1.3	Maisstroh.....	73
6.3.2	Rübenblatt	75

6.3.3	Hopfen-Rebhäckseln	76
6.3.4	Sonstige Erntenebenprodukte	77
6.3.5	Zusammenfassung	78
6.4	Landschaftspflegematerial und Grünabfälle	78
6.4.1	Einordnung und Vorgehensweise	78
6.4.2	Zusätzlich erschließbares Methanpotential	79
6.4.3	Zusammenfassung	80
6.5	Rückgang des Futterbaus bis 2015	80
6.5.1	Grundfutterbedarf und -lieferung	80
6.5.1.1	Ermittlung der Erträge	80
6.5.1.2	Grundfutterlieferung	85
6.5.1.3	Grundfutterbedarf	87
6.5.1.4	Saldo aus Grundfutterbedarf und Grundfutterlieferung	87
6.5.2	Nicht mehr benötigte Dauergrünlandfläche	90
6.5.2.1	Verfügbares Flächenpotential	90
6.5.2.2	Zusätzlich erschließbares Methanpotential im Jahr 2011	93
6.5.2.3	Zusätzlich erschließbares Methanpotential bis zum Jahr 2015	94
6.5.3	Nicht mehr benötigte Maisanbaufläche	95
6.5.3.1	Verfügbares Flächenpotential	95
6.5.3.2	Zusätzlich erschließbares Methanpotential im Jahr 2011	101
6.5.3.3	Zusätzlich erschließbares Methanpotential bis zum Jahr 2015	102
6.5.4	Zusammenfassung	103
6.6	Ausdehnung des Maisanbaus	103
6.6.1	Auftrag und Gedanke zum methodischen Vorgehen	103
6.6.2	Restriktion des Maisanbaus nach BayStMUG	104
6.6.3	Zusätzlich erschließbares Flächenpotential	106
6.6.4	Zusätzlich erschließbares Methanpotential	108
6.7	Zukünftige Ertragssteigerungen	109
6.8	Zusätzlich erschließbares Methanpotential – Zusammenfassung	109
7	Verfahrenstechnische Konsequenzen	112
7.1	Möglichkeiten der Flexibilisierung	112
7.1.1	Modulation der Gaserzeugung	112
7.1.1.1	Intermittierende Beschickung	113
7.1.1.2	Selektive Beschickung	113

7.1.1.3	Saisonaler Betrieb.....	113
7.1.2	Modulation der Gasverwertung/Stromerzeugung	114
7.1.2.1	Intervallbetrieb	114
7.1.2.2	Teillastbetrieb.....	115
7.1.3	Fakultative Kofeuerung fossiler bzw. regenerativer Energieträger.....	115
7.1.3.1	Parallelbetrieb mit regenerativen und fossilen Treibstoffen im Zündstrahlmotor	115
7.1.3.2	Fakultativer Solobetrieb mit fossilen Treibstoffen im Gasmotor.....	115
7.2	Konsequenzen der Flexibilisierung	116
7.2.1	Blockheizkraftwerk (BHKW)	116
7.2.1.1	Technische Lösungen	116
7.2.1.2	Wirkungsgrade	117
7.2.1.3	Verschleiß.....	117
7.2.1.4	Instandhaltung	117
7.2.1.5	Emissionen	118
7.2.2	Wärmebereitstellung	118
7.2.2.1	Interne Wärmeversorgung	118
7.2.2.2	Externe Wärmeversorgung.....	118
7.3	Konfiguration Neuanlage	119
7.3.1	Substratmischung	119
7.3.2	Anlagentechnik.....	120
7.3.2.1	Behälterausstattung	120
7.3.2.2	Eintragstechnik.....	121
7.3.2.3	Substrataufbereitung.....	121
7.3.2.4	Rührwerke	122
7.3.2.5	Gasspeicher	122
8	Ökonomische Konsequenzen.....	126
8.1	Ausrichtung der Bestandsanlagen auf Intervallbetrieb	126
8.1.1	Anschaffungskosten	126
8.1.2	Zusatzerlöse bzw. eingesparte Kosten durch die Umrüstung auf den Intervallbetrieb	134
8.1.3	Kosten der Umrüstung auf den Intervallbetrieb.....	139
8.1.3.1	Zusatzkosten der Stromerzeugung	139
8.1.3.2	Zusatzkosten der Gasspeicherung	139
8.1.3.3	Zusatzkosten der Wärmespeicher.....	140

8.1.3.4	Zusammenfassende Bewertung.....	140
8.1.4	Einnahmesteigerung durch Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie	140
8.1.5	Investitionszuschuss für Kleinanlagen	141
8.1.6	Hemmnisse bei Umrüstung auf den Intervallbetrieb.....	142
8.1.6.1	Anlagenbegriff.....	143
8.1.6.2	Austausch des BHKW.....	143
8.1.6.3	Kleine Gülleanlagen	144
8.1.6.4	§ 35 Baugesetzbuch.....	144
8.1.6.5	Direktvermarktung	144
8.2	Neuanlagen mit 150 kW _{el} im Intervallbetrieb	157
8.3	Neuanlagen mit 700 kW _{el} im Intervallbetrieb	160
9	Intervallbetrieb und dessen denkbarer Effekt auf die Höhe der EEG-Umlage.....	162
9.1	Managementprämie (§ 33 und Anlage 4 EEG 2012).....	162
9.2	Marktprämie (§ 33g EEG 2012).....	162
9.3	Flexibilitätsprämie (§ 33i EEG 2012)	163
9.4	Zusammenfassung	163
10	Anhang	164
10.1	BBD - Substrateinsatz zum Stichtag 31.12.2011	164
10.2	Potentialabschätzung	171
10.2.1	Wirtschaftsdünger aus der Rinderhaltung	171
10.2.2	Wirtschaftsdünger aus der Haltung sonstiger Rauhfutterfresser.....	175
10.2.3	Restriktionen nach BayStMUG.....	176
10.2.4	Ausdehnung des Maisanbaus nach Restriktion BayStMUG.....	187
10.3	Grenzkosten bei Umrüstung auf Intervallbetrieb	190
	Literatur-/Quellenverzeichnis	192

Abkürzungsverzeichnis

AELF	Amt für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten (plural: ÄELF)
AF	Ackerfläche
Art.	Artikel
AS	Abfallschlüssel
AUM	Agrarumweltmaßnahmen
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BayStMELF	Bayerisches Staatsministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten
BayStMWIVT	Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie
BayStMUG	Bayerisches Staatsministerium für Umwelt und Gesundheit
BBD	Biogas Betreiber Datenbank
BGA	Biogasanlage
BHKW	Blockheizkraftwerk
CH ₄	Methan
DF	Dauergrünlandfläche
DIN	Deutsche Industrie Norm
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
FM	Frischmasse
GOM	Gas-Otto-Verbrennungsmotor
GPS	Ganzpflanzensilage
GWh	Gigawattstunden
ha	Hektar
hl	Hektoliter
InVeKoS	Integriertes Verwaltungs- und Kontrollsystem
KTBL	Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft
KuLaP	Kulturlandschaftsprogramm
LF	Landwirtschaftlich genutzte Flächen
LfL	Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft
LfStD	Bayerisches Landesamt für Statistik und Datenverarbeitung
Mio.	Million
NawaRo	Nachwachsende Rohstoffe
NI	Normliter

Nm ³	Normkubikmeter
oTM	Organische Trockenmasse
t	Tonne
TM	Trockenmasse
Vbh	Vollbenutzungsstunden
WiDü	Wirtschaftsdünger
ZS	Zündstrahl-Verbrennungsmotor

Abbildungsverzeichnis

	Seite
Abb. 1: Zusätzlich erschließbares Methanpotential in Bayern 2011 und 2015 (Flächennutzung aus Basisjahr 2011)	24
Abb. 2: Der Potentialbegriff.....	31
Abb. 3: BBD – Räumliche Verteilung der Biogasanlagen unter Angabe der installierten elektrischen Äquivalenzleistung [$kW_{el\ äqu}$] - Bayern zum 31.12.2011	34
Abb. 4: BBD - Installierte elektrische Äquivalenzleistung [$kW_{el\ äqu}$] bezogen auf die Gesamtfläche, die landwirtschaftlich genutzte Fläche (LF) sowie die Ackerfläche (AF) einer Gemeinde - Bayern zum 31.12.2011	35
Abb. 5: Relative Substratausnutzung nach KTBL (links) und Box-Plot zur Validierung der Betreiberangaben zum Substrateinsatz in der BBD (rechts).....	36
Abb. 6: BBD – Prozentuale Anteile im Substratmix (nach Massenanteil, ohne Kofermente) der Biogasanlagen - Bayern zum 31.12.2011	37
Abb. 7: BBD – Prozentuale Anteile im Substratmix (nach Methanertrag, ohne Kofermente) der Biogasanlagen - Bayern zum 31.12.2011	38
Abb. 8: BBD - Verteilung der Biogasanlagen nach vorhandenem Behältervolumen - Bayern zum 31.12.2011.....	39
Abb. 9: BBD - Spezifisches Behältervolumen der Biogasanlagen nach Leistungsklasse - Bayern zum 31.12.2011	40
Abb. 10: BBD - Vorhandene Biogasspeicherkapazität nach Leistungsklasse - Bayern zum 31.12.2011 - Stichprobe 1 mit 448 Biogasanlagen.....	41
Abb. 11: BBD - Vorhandene Biogasspeicherkapazität nach Leistungsklasse - Bayern zum 31.12.2011 - Stichprobe 2 mit 1.023 Biogasanlagen.....	42
Abb. 12: BBD - Typ der einzelnen Behälter - Bayern zum 31.12.2011	43
Abb. 13: BBD - Abdeckung der einzelnen Behälter - Bayern zum 31.12.2011	43
Abb. 14: BBD - Motortyp der BHKW - Verteilung anteilig nach elektrisch installierter Nennleistung - Bayern zum 31.12.2011.....	44
Abb. 15: BBD - Aufteilung der BHKW nach Einsatzart und Typ - Bayern zum 31.12.2011	45
Abb. 16: BBD - Häufigkeitsverteilung zur Art der externen Wärmenutzung bei Biogasanlagen - Bayern zum 31.12.2011.....	46
Abb. 17: Übersicht zum zusätzlich erschließbaren Methanpotential durch energetische Verwertung der Wirtschaftsdünger aus der Tierhaltung	60
Abb. 18: Zusätzlich erschließbares Methanpotential durch energetische Verwertung von Nebenprodukten aus der Verarbeitung und dem Lebensmittelkonsum	69
Abb. 19: Übersicht zum zusätzlich erschließbaren Methanpotential durch Verwertung der Erntenebenprodukte	78
Abb. 20: Übersicht zum zusätzlich erschließbaren Methanpotential durch energetische Verwertung von Landschaftspflegematerial und Grünabfälle	80
Abb. 21: TM-Ertrag des Standardgrünlandes 2008 in den landwirtschaftlichen Erzeugungsgebieten im Vergleich zum bayerischen Durchschnitt von 65,7 dt/ha (netto)	83
Abb. 22: TM-Ertrag des Silomais (Ø 2009 - 2011) in den landwirtschaftlichen Erzeugungsgebieten im Vergleich zum bayerischen Durchschnitt von 140,8 dt/ha (netto)	84

Abb. 23: Anteil des TM-Grundfutterbedarfs an der Lieferung (%) 2011 in den landwirtschaftlichen Erzeugungsgebieten Bayerns.....	89
Abb. 24: Nicht mehr für die Viehhaltung benötigte Dauergrünlandfläche 2011 in den landwirtschaftlichen Erzeugungsgebieten Bayerns.....	92
Abb. 25: Nicht mehr für die Viehhaltung benötigte Dauergrünlandfläche 2015 in den landwirtschaftlichen Erzeugungsgebieten Bayerns – Referenzjahr 2011.....	93
Abb. 26: Nicht mehr für die Viehhaltung benötigte Silomaisfläche 2011 in den landwirtschaftlichen Erzeugungsgebieten Bayerns.....	99
Abb. 27: Nicht mehr für die Viehhaltung benötigte Silomaisfläche 2015 in den landwirtschaftlichen Erzeugungsgebieten Bayerns – Referenzjahr 2011.....	100
Abb. 28: Übersicht zum zusätzlich erschließbaren Methanpotential durch energetische Verwertung der vom Futterbau bis zum Jahr 2015 freigesetzten Dauergrünland- und Maisanbaufläche.....	103
Abb. 29: Wirkung der Maisanbau-Restriktion nach BayStMUG im Jahr 2011 auf die bayerischen Gemeinden – Szenario 4.....	108
Abb. 30: Zusätzlich erschließbares Methanpotential in Bayern 2011 und 2015 (Flächennutzung aus Basisjahr 2011).....	109
Abb. 31: Einschraubheizkörper zur Temperierung des Motorkühlkreislaufes auf 60 °C (Quelle: Schnell Motoren AG).....	117
Abb. 32: Behälterschema für die „Standard-Biogasanlage“ (150 kW _{el} , 8/24 h).....	121
Abb. 33: Behälterschema für die Biogasanlage mittlerer Leistung bzw. mit nennenswertem Energiepflanzeninsatz (700 kW _{el} , 8/24 h).....	121
Abb. 34: Speichervolumen von Biogas-Membranspeichern auf Behältern in Abhängigkeit von Behälterdurchmesser und Speicherbauweise (Quelle: SATTLER AG/Ceno Membrane Technology GmbH).....	123
Abb. 35: Spezifische Investitionskosten für einen 1/4-Kugel-Doppelmembran-Gasspeicher auf einem Behälter in Abhängigkeit vom Behälterdurchmesser (Quelle: Ceno Membrane Technology GmbH).....	124
Abb. 36: Spezifische Investitionskosten für einen integrierten 1/4-Kugel- bzw. einen externen Kugel-Gasspeicher (ohne Peripherie) in Abhängigkeit vom Nutzvolumen (Quelle: Ceno Membrane Technology GmbH).....	125
Abb. 37: Elektrische Wirkungsgrade von Biogas-BHKW nach ASUE 2011 [77].....	134
Abb. 38: Spezifische Kosten von Instandhaltungsverträgen für Biogas-BHKW nach ASUE 2011 [77].....	134
Abb. 39: Mögliche Mehrerlöse bei Umrüstung einer 150-kW _{el} -Anlage in Abhängigkeit vom elektrischen Nutzungsgrad und der Vergütungshöhe.....	135
Abb. 40: Mögliche Mehrerlöse bei Umrüstung einer 300-kW _{el} -Anlage in Abhängigkeit vom elektrischen Nutzungsgrad und der Vergütungshöhe.....	136
Abb. 41: Stromerzeugungskosten – ohne Substratkosten – in Abhängigkeit vom Investitionsvolumen.....	157
Abb. 42: Berechnung der Marktprämie.....	162
Abb. 43: Substratmix im Regierungsbezirk Oberbayern nach Massen- (oben) und Energieanteil (unten) – Stichprobenumfang:326 Biogasanlagen.....	164
Abb. 44: Substratmix im Regierungsbezirk Niederbayern nach Massen- (oben) und Energieanteil (unten) – Stichprobenumfang:193 Biogasanlagen.....	165
Abb. 45: Substratmix im Regierungsbezirk Oberpfalz nach Massen- (oben) und Energieanteil (unten) – Stichprobenumfang:131 Biogasanlagen.....	166

Abb. 46: Substratmix im Regierungsbezirk Oberfranken nach Massen- (oben) und Energieanteil (unten) – Stichprobenumfang:83 Biogasanlagen.....	167
Abb. 47: Substratmix im Regierungsbezirk Mittelfranken nach Massen- (oben) und Energieanteil (unten) – Stichprobenumfang:132 Biogasanlagen.....	168
Abb. 48: Substratmix im Regierungsbezirk Unterfranken nach Massen- (oben) und Energieanteil (unten) – Stichprobenumfang:52 Biogasanlagen.....	169
Abb. 49: Substratmix im Regierungsbezirk Schwaben nach Massen- (oben) und Energieanteil (unten) – Stichprobenumfang:323 Biogasanlagen.....	170
Abb. 50: Ökologie - Regionale Verteilung der Kategorie Wiesenbrüter-Gebiet in Bayern	176
Abb. 51: Ökologie - Regionale Verteilung der Kategorie Biotopkartierung Alpen in Bayern	176
Abb. 52: Ökologie - Regionale Verteilung der Kategorie Biotopkartierung Flachland in Bayern	177
Abb. 53: Ökologie - Regionale Verteilung der Kategorie Biotopkartierung Stadt in Bayern	177
Abb. 54: Ökologie - Regionale Verteilung der Kategorie Moorbodenstandort in Bayern	178
Abb. 55: Ökologie - Regionale Verteilung der Kategorie Nationalpark in Bayern.....	178
Abb. 56: Ökologie - Regionale Verteilung der Kategorie Geschützter Landschaftsbestandteil (Ort) in Bayern.....	179
Abb. 57: Ökologie - Regionale Verteilung der Kategorie Geschützter Landschaftsbestandteil (Fläche) in Bayern	179
Abb. 58: Ökologie - Regionale Verteilung der Kategorie Natura-2000-Gebiet in Bayern	180
Abb. 59: Ökologie - Regionale Verteilung der Kategorie FFH-Gebiet in Bayern.....	180
Abb. 60: Ökologie - Regionale Verteilung der Kategorie Naturschutzgebiet in Bayern	181
Abb. 61: Ökologie - Regionale Verteilung der Kategorie Naturpark in Bayern.....	181
Abb. 62: Ökologie - Regionale Verteilung der Kategorie Landschaftsschutzgebiet in Bayern	182
Abb. 63: Ökologie - Regionale Verteilung der Kategorie Biosphärenreservat Rhön in Bayern	182
Abb. 64: Ökologie - Regionale Verteilung der Kategorie Biosphärenreservat Berchtesgadener Land in Bayern	183
Abb. 65: Ökologie - Regionale Verteilung der Kategorie Maßnahmengebiet Grundwasser in Bayern	183
Abb. 66: Ökologie - Regionale Verteilung der Kategorie Maßnahmengebiet Trinkwasser in Bayern	184
Abb. 67: Ökologie - Regionale Verteilung der Kategorie Heilquellenschutzgebiet in Bayern	184
Abb. 68: Ökologie - Regionale Verteilung der Kategorie Oberflächenwasser (Priorität 1) in Bayern	185
Abb. 69: Ökologie - Regionale Verteilung der Kategorie Maßnahmengebiet Oberflächenwasser in Bayern.....	185
Abb. 70: Ökologie - Regionale Verteilung der Kategorie Naturdenkmal (Ort) in Bayern	186
Abb. 71: Ökologie - Regionale Verteilung der Kategorie Naturdenkmal (Fläche) in Bayern	186

Abb. 72: Wirkung der Maisanbaurestriktionen nach BayStMUG auf die
Gemeinden in Bayern (Szenario 1 bis Szenario 4).....188

Tabellenverzeichnis

	Seite
Tab. 1: Möglichkeiten und Grenzen der Modulation der Gaserzeugung	27
Tab. 2: Möglichkeiten und Grenzen der Modulation der Verstromung	27
Tab. 3 BBD - Kennzahlen zur Erstellung der Statistik.....	33
Tab. 4: BBD - Annahmen zur Umrechnung der eingesetzten Substratmassen zum Methannormertrag	35
Tab. 5: BBD - Substrateinsatz der Biogasanlagen - Bayern zum 31.12.2011 - Stichprobe und Hochrechnung auf Grundgesamtheit zum Stichtag	37
Tab. 6: Rinderbestand in Bayern 2011 [6].....	47
Tab. 7: Anteil der Stallplätze mit Gülle und Mist in Bayern [9]	48
Tab. 8: Weidehaltung von Rindern und Milchkühe in Bayern nach Bestandsgrößenklassen – Erhebungsjahr 2009 [11][12].....	49
Tab. 9: Theoretisches WiDü-Potential aus der Rinderhaltung in Bayern 2011 ¹⁾	49
Tab. 10: Nutzbares WiDü-Potential aus der Rinderhaltung in Bayern 2011 ¹⁾ – Tierbestände \geq 50 GV	50
Tab. 11: Verfügbares und erschließbares WiDü-Potential aus der Rinderhaltung in Bayern	51
Tab. 12: Richtwerte für die Gasausbeuten von Rindergülle und Rindermist [18]	51
Tab. 13: WiDü-Potentiale aus der Pferdehaltung in Bayern 2011 ¹⁾ – Tierbestände \geq 25 GV	52
Tab. 14: Anteil der Stallplätze mit Gülle und Mist in Bayern [16]	54
Tab. 15: Theoretisches WiDü-Potential aus der Schweinehaltung in Bayern 2011 ¹⁾	54
Tab. 16: Nutzbares WiDü-Potential aus der Schweinehaltung in Bayern 2011 ¹⁾ – Tierbestände \geq 50 GV	55
Tab. 17: Verfügbares und erschließbares WiDü-Potential aus der Schweinehaltung in Bayern	56
Tab. 18: Richtwerte für die Gasausbeuten von Schweinegülle und Schweinemist.....	56
Tab. 19: Theoretisches WiDü-Potential aus der Legehennenhaltung in Bayern 2011 ¹⁾	57
Tab. 20: Nutzbares WiDü-Potential aus der Legehennenhaltung in Bayern 2011 ¹⁾ – Tierbestände \geq 25 GV	57
Tab. 21: Verfügbarkeit von Nebenprodukten aus der Getreide-Verarbeitung in Bayern zur Biogaserzeugung.....	62
Tab. 22: Verfügbarkeit von Nebenprodukten aus der Ölpflanzenverarbeitung in Bayern zur Biogaserzeugung.....	63
Tab. 23: Verfügbarkeit von Nebenprodukten aus der Zuckerrübenverarbeitung in Bayern zur Biogaserzeugung.....	64
Tab. 24: Verfügbarkeit von Nebenprodukten aus der Kartoffelverarbeitung in Bayern zur Biogaserzeugung.....	65
Tab. 25: Verfügbarkeit von Nebenprodukten aus der Milchverarbeitung in Bayern zur Biogaserzeugung	66
Tab. 26: Verfügbarkeit von Nebenprodukten aus der Fleischverarbeitung in Bayern zur Biogaserzeugung	67
Tab. 27: Verfügbarkeit von Nebenprodukten aus der Obstverarbeitung in Bayern zur Biogaserzeugung	68
Tab. 28: Verfügbarkeit von Nebenprodukten aus dem Lebensmittelkonsum in Bayern zur Biogaserzeugung.....	69

Tab. 29: Getreidestrohnutzung - Einstreubedarf nach Regierungsbezirk.....	71
Tab. 30: Richtwerte für die Berechnung des Biomassepotentials von Getreidestroh	71
Tab. 31: Richtwerte für die Gasausbeute von Getreidestroh.....	72
Tab. 32: Anbaufläche und zusätzlich erschließbares Methanpotential durch Nutzung von Getreidestroh	72
Tab. 33: Richtwerte für die Berechnung des Biomassepotentials von Rapsstroh	72
Tab. 34: Richtwerte für die Gasausbeute von Rapsstroh.....	73
Tab. 35: Anbaufläche und zusätzlich erschließbares Methanpotential durch Nutzung von Rapsstroh	73
Tab. 36: Richtwerte für die Berechnung des Biomassepotentials von Maisstroh	74
Tab. 37: Richtwerte für die Gasausbeute von Maisstroh.....	74
Tab. 38: Anbaufläche und zusätzlich erschließbares Methanpotential durch Nutzung von Maisstroh	74
Tab. 39: Richtwerte für die Berechnung des Biomassepotentials von Zuckerrübenblatt	75
Tab. 40: Richtwerte für die Gasausbeute von Zuckerrübenblatt	75
Tab. 41: Anbaufläche und zusätzlich erschließbares Methanpotential durch Nutzung von Zuckerrübenblatt.....	76
Tab. 42: Richtwerte für die Berechnung des Biomassepotentials von Hopfen- Rebhäcksel	76
Tab. 43: Richtwerte für die Gasausbeute von Hopfen-Rebhäcksel.....	77
Tab. 44: Anbaufläche und zusätzlich erschließbares Methanpotential durch Nutzung von Hopfen-Rebhäcksel	77
Tab. 45: Verfügbarkeit von Straßenbegleitgrün sowie Garten- und Parkabfälle in Bayern zur Biogaserzeugung.....	79
Tab. 46: Durchschnittlicher TM-Ertrag der Futterflächen in dt/ha (netto) in den landwirtschaftlichen Erzeugungsgebieten Bayerns (Ø 2005-2007 bzw. Ø 2009-2011)	82
Tab. 47: Dauergrünland- und Futterflächen in den landwirtschaftlichen Erzeugungsgebieten Bayerns 2011	86
Tab. 48: Bedarf an Futtereinheiten (TM) aus dem Grundfutter	87
Tab. 49: TM-Bedarf und TM-Lieferung 2011 in den landwirtschaftlichen Erzeugungsgebieten Bayerns	88
Tab. 50: Nicht mehr für die Raufutterfresser benötigte TM (netto) 2011 in den landwirtschaftlichen Erzeugungsgebieten Bayerns.....	90
Tab. 51: Hochrechnung der durch den Futterbau freigesetzten Dauergrünlandfläche für die Jahre 2011 und 2015 nach Erzeugungsgebiet.....	91
Tab. 52: Erschließbares Methanpotential durch Nutzung vom Futterbau freiwerdenden Dauergrünlandflächen im Jahr 2011	94
Tab. 53: Richtwerte für die Berechnung des Methanpotentials von Dauergrünland 2015.....	95
Tab. 54: Richtwerte für die Gasausbeute von Grünlandaufwuchs	95
Tab. 55: Anbaufläche und erschließbares Methanpotential durch Nutzung vom Futterbau freiwerdenden Maisanbauflächen bis 2015.....	95
Tab. 56: Hochrechnung der durch den Futterbau freigesetzten Maisanbaufläche für die Jahre 2011 und 2015 nach Erzeugungsgebiet (nach vereinfachtem Bilanzansatz)	96

Tab. 57: Hochrechnung der durch den Futterbau freigesetzten Maisanbaufläche für die Jahre 2011 und 2015 nach Erzeugungsgebiet (nach vereinfachtem Bilanzansatz, korrigiert) ³⁾	98
Tab. 58: Erschließbares Methanpotential durch Nutzung vom Futterbau freiwerdenden Maisanbauflächen im Jahr 2011.....	101
Tab. 59: Richtwerte für die Berechnung des Methanpotentials von Maissilage.....	102
Tab. 60: Richtwerte für die Gasausbeute von Maissilage.....	102
Tab. 61: Anbaufläche und erschließbares Methanpotential durch Nutzung vom Futterbau freiwerdenden Maisanbauflächen bis 2015.....	102
Tab. 62: Ökologische Kriterien und Fruchtfolgerestriktionen für Maisanbauszenarien nach BayStMUG.....	105
Tab. 63: Richtwerte für die Berechnung des Methanpotentials von Maissilage.....	106
Tab. 64: Richtwerte für die Gasausbeute von Maissilage.....	106
Tab. 65: Erschließbares Potential durch Ausdehnung des Maisanbaus (max. Maisanbau nach Vorgabe BayStMUG).....	107
Tab. 66: Zusätzlich erschließbares Methanpotential nach Restriktionen des BayStMUG in Bayern im Jahr 2011.....	109
Tab. 67: Erschließbare Strommengen und Anlagenleistungen ohne Veränderung der Anbauflächen für NawaRo (Grundlast- und Intervallbetrieb).....	110
Tab. 68: Jährlich zusätzlich erschließbares Methanpotential bei Änderungen in Anbauumfang und Biomassertrag in Bayern (Referenzjahr 2011).....	111
Tab. 69: Kosten für Wärmespeicher unterschiedlicher Größe (HAASE GFK-Technik GmbH).....	119
Tab. 70: Richtwerte für das erforderliche Netto-Gasspeichervolumen bei 8-/24-h-Betrieb in Abhängigkeit der BHKW-Nennleistung; Annahmen: Methangehalt im Biogas 54 Vol.-%, Biogastemperatur 38°C.....	122
Tab. 71: Annahmen zur Abschätzung der Anschaffungskosten.....	128
Tab. 72: Umrüstung einer vorhandenen 50-kW _{el} -Biogasanlage auf 8-/24-h-Intervallbetrieb - Anschaffungskosten.....	129
Tab. 73: Umrüstung einer vorhandenen 100-kW _{el} -Biogasanlage auf 8-/24-h-Intervallbetrieb - Anschaffungskosten.....	130
Tab. 74: Umrüstung einer vorhandenen 150-kW _{el} -Biogasanlage auf 8-/24-h-Intervallbetrieb - Anschaffungskosten.....	131
Tab. 75: Umrüstung einer vorhandenen 300-kW _{el} -Biogasanlage auf 8-/24-h-Intervallbetrieb - Anschaffungskosten.....	132
Tab. 76: Umrüstung einer vorhandenen 500-kW _{el} -Biogasanlage auf 8-/24-h-Intervallbetrieb - Anschaffungskosten.....	133
Tab. 77: Mehreinnahmen aus Stromverkauf.....	137
Tab. 78: Einsparungen bei der Instandhaltung.....	138
Tab. 79: Anreiz durch Investitionszuschüsse für Netzverstärkung, Gas- und Wärmepufferspeicher (Beispiel).....	142
Tab. 80: Grenzkosten der Umstellung auf 8-/24-h-Intervallbetrieb für Bestandsanlagen - Leistungsklasse 50 kW _{el} (ohne Flexibilitätsprämie nach EEG 2012).....	145
Tab. 81: Grenzkosten der Umstellung auf 8-/24-h-Intervallbetrieb für Bestandsanlagen - Leistungsklasse 100 kW _{el} (ohne Flexibilitätsprämie nach EEG 2012).....	146

Tab. 82: Grenzkosten der Umstellung auf 8-/24-h-Intervallbetrieb für Bestandsanlagen - Leistungsklasse 150 kW _{el} (ohne Flexibilitätsprämie nach EEG 2012)	147
Tab. 83: Grenzkosten der Umstellung auf 8-/24-h-Intervallbetrieb für Bestandsanlagen - Leistungsklasse 300 kW _{el} (ohne Flexibilitätsprämie nach EEG 2012)	148
Tab. 84: Grenzkosten der Umstellung auf 8-/24-h-Intervallbetrieb für Bestandsanlagen - Leistungsklasse 500 kW _{el} (ohne Flexibilitätsprämie nach EEG 2012)	149
Tab. 85: Grenzkosten der Umstellung auf 8-/24-h-Intervallbetrieb für Bestandsanlagen - Leistungsklasse 50 kW _{el} (mit Flexibilitätsprämie nach EEG 2012).....	150
Tab. 86: Grenzkosten der Umstellung auf 8/24h-Intervallbetrieb für Bestandsanlagen - Leistungsklasse 100 kW _{el} (mit Flexibilitätsprämie nach EEG 2012).....	151
Tab. 87: Grenzkosten der Umstellung auf 8-/24-h-Intervallbetrieb für Bestandsanlagen - Leistungsklasse 150 kW _{el} (mit Flexibilitätsprämie nach EEG 2012).....	152
Tab. 88: Grenzkosten der Umstellung auf 8/24h-Intervallbetrieb für Bestandsanlagen - Leistungsklasse 300 kW _{el} (mit Flexibilitätsprämie nach EEG 2012).....	153
Tab. 89: Grenzkosten der Umstellung auf 8-/24-h-Intervallbetrieb für Bestandsanlagen - Leistungsklasse 500 kW _{el} (mit Flexibilitätsprämie nach EEG 2012).....	154
Tab. 90: Grenzkosten der Umstellung auf 8-/24-h-Intervallbetrieb für Bestandsanlagen - Leistungsklasse 50 kW _{el} (mit Flexibilitätsprämie nach EEG 2012 sowie 60 % Investitionszuschuss für Netzverstärkung, Biogas- und Warmwasser-Pufferspeicher)	155
Tab. 91: Grenzkosten der Umstellung auf 8-/24-h-Intervallbetrieb für Bestandsanlagen - Leistungsklasse 50 kW _{el} (mit Flexibilitätsprämie nach EEG 2012 sowie 60 % Investitionszuschuss für Netzverstärkung, Biogas- und Warmwasser-Pufferspeicher)	156
Tab. 92: Beispielhafte Kalkulationsansätze.....	159
Tab. 93: Beispielhafte Kalkulationsansätze.....	160
Tab. 94: Theoretisches WiDü-Potential aus der Rinderhaltung in Bayern 2011 ¹⁾	171
Tab. 95: Nutzbares WiDü-Potential aus der Rinderhaltung in Bayern 2011 ¹⁾ – Tierbestände ≥ 50 GV	173
Tab. 96: WiDü-Potentiale aus der Pferdehaltung in Bayern 2011 ¹⁾	175
Tab. 97: Zusätzlich erschließbares Potential durch Ausdehnung des Maisanbaus (max. Maisanbau nach Vorgabe BayStMUG) nach Regierungsbezirk.....	187
Tab. 98: Beispiel-Kalkulation zu den Grenzkosten bei Umrüstung einer 50-kW-Biogasanlage auf Intervallbetrieb.....	190

1 Einleitung

Die Bayerische Staatsregierung hat im Jahr 2011 den Ausstieg des Freistaates aus der Atomenergie bis zum Jahr 2022 beschlossen und die daraus entstehenden Herausforderungen und Lösungen im Bayerischen Energiekonzept „Energie innovativ“ [1] beschrieben. Ziel ist es unter anderem, die Stromerzeugung aus Erneuerbare Energien deutlich schneller auszubauen und ihren Anteil am Gesamtstromverbrauch bis zum Jahr 2021 auf mindestens 50 Prozent anzuheben. Der angestrebte massive Ausbau der Windenergie und Photovoltaik führt wetter- und tageszeitabhängig zu starken Schwankungen der Stromerzeugung. Zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit sieht das Bayerische Energiekonzept zusätzlich zu bereits bestehenden gesicherten Kapazitäten (fossile, Wasser- und Biomassekraftwerke) den Zubau neuer, hocheffizienter Gaskraftwerke mit einer Gesamtleistung von 4 GW elektrischer Leistung vor, die bei einer Benutzungsstruktur von ca. 3.600 h/a rund 14,4 Mrd. kWh Strom im Jahr erzeugen würden.

Die Biogaserzeugung wäre bei konsequenter und nachhaltiger Ausschöpfung aller Potentiale in der Lage zum Gelingen der Energiewende beizutragen. Insbesondere in Zeiten, in denen Photovoltaikanlagen keinen Strom liefern, könnten Biogasanlagen mit einer flexibleren und bedarfsgerechteren Stromerzeugung zur Deckung der Stromnachfrage beitragen und eventuelle Erzeugungseingänge abmildern. Im Rahmen der Prüfung des Bayernplans wurde die Arbeitsgruppe 1 unter Leitung der Bayerischen Landesanstalt für Landwirtschaft beauftragt,

- das vorhandene und das zusätzlich erschließbare Potentiale der Biogaserzeugung ohne weitere Ausdehnung des NawaRo-Anbaus zu bestimmen,
- die technischen Möglichkeiten und Grenzen der flexiblen Stromerzeugung zu prüfen, sowie
- die Mehrkosten einer flexiblen Stromerzeugung zu quantifizieren.

2 Arbeitsgruppe 1

Die Arbeitsgruppe 1 hat insgesamt viermal getagt und die Zwischenergebnisse der LfL diskutiert. An den Sitzungen haben teilgenommen:

Name	Institution	Sitzungen			
		02. Jul.	23. Jul.	27. Aug.	29. Okt.
Herr Aschmann	Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft (LfL), Freising		x		x
Herr Dr. Barthel	Bund Naturschutz, Nürnberg	x			
Herr Batsch	Thüga Aktiengesellschaft, München		x		
Herr Bugar	agriKomp GmbH, Merkendorf	x	x		
Herr Bürger	VR Bank Rosenheim-Chiemsee eG, Rosenheim	x	x	x	x
Herr Carr	Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE), München			x	
Herr Ebertsch	Bayerisches Landesamt für Umwelt (LfU), Augsburg	x			x
Herr Dr. Effenberger	Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft (LfL), Freising	x	x	x	
Herr Dr. Eichacker	Bayerisches Staatsministerium für Umwelt und Gesundheit (StMUG), München	x	x	x	x
Herr Fischer	Tyczka Totalgaz GmbH, Linden				x
Herr Gehwolf	Bayerischer Bauernverband (BBV), München	x	x		x
Herr Geisberger	Geisberger Gesellschaft für Energieoptimierung mbH, Schwindegg		x		x
Herr Graf	Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft (LfL), München	x	x	x	x
Frau Hartmann	Technologie- und Förderzentrum (TFZ), Straubing	x	x		x
Herr Dr. Haug	Bayerisches Staatsministerium für Umwelt und Gesundheit (StMUG), München	x			
Herr Keymer (Leiter der AG)	Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft (LfL), München	x	x	x	x
Herr Kick	Bayerischer Bauernverband (BBV), München	x		x	x

Name	Institution	Sitzungen			
		02. Jul.	23. Jul.	27. Aug.	29. Okt.
Herr Kleiner	Energieagentur Energie Innovativ, München	x	x		
Herr Kraus	AgriKomp, Merkendorf	x		x	x
Herr Niederlöhner	NQ-Anlagentechnik GmbH, Meinheim				x
Herr Radlinger	Erdgas Schwaben GmbH	x	x	x	x
Herr Dr. Rauh	Fachverband Biogas e.V., Freising	x	x	x	x
Herr Dr. Reimann	Bayerisches Staatsministerium für Umwelt und Gesundheit (StMUG), München		x	x	
Herr Scheckendorfer	Energieagentur Energie Innovativ, München			x	x
Herr Schilcher	Bayerisches Staatsministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten (StMELF), München		x	x	x
Herr Strobl	Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft (LfL), München	x	x	x	x
Herr Dr. Weber	Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft (LfL), Freising	x	x		
Frau Winkler	Bayerisches Landesamt für Umwelt (LfU), Augsburg		x	x	
Herr Winkler	Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft (LfL), München	x	x		x

3 Zusammenfassung der Ergebnisse

3.1 Zusätzlich erschließbares Methanpotential

- Basis der Potentialabschätzung ist die Flächennutzung aus dem Jahr 2011. Folglich ist das ausgewiesene zusätzlich erschließbare Methanpotential ohne weitere Ausdehnung des NawaRo-Anbaus zu erreichen.
- Die Diskussion der Systemintegration von Biogasstrom bedarf stets einer differenzierten Betrachtung der
 - von Biogasanlagen eingespeisten Strommenge (kWh_{el}) sowie der
 - von Biogasanlagen maximal erreichbaren Einspeiseleistung (z. B. kW_{el})
 Sinngemäß wird die Strommenge v. a. von der vorhandenen Methanmenge und dem elektrischen Nutzungsgrad eines BHKW bestimmt, während die Einspeiseleistung überwiegend davon abhängt, ob eine bestimmte Methanmenge beispielsweise in 24 Stunden oder mit einem leistungsstärkeren BHKW in nur 8 Stunden verstromt wird.
- Die Angaben zu Strommengen und Einspeiseleistungen sind brutto, der Stromeigenbedarf der Biogasanlage ist nicht berücksichtigt.
- Bei der Ausweisung des Potentials wurde bei Umrüstung einer Bestandsanlage von Grundlast- auf Intervallbetrieb keine Nutzungsgraderhöhung angenommen, weil diese zwar im konkreten Einzelfall beschrieben werden kann, jedoch bisher für die bayerischen Biogasanlagen keine statistisch belastbaren Nutzungsgrade bekannt sind. Einer möglichen Überschätzung des Potentials wird so zuvorgekommen.

3.1.1 Ergebnis der Potentialanalyse Biogas

674 MW_{el}	Aktuell installierte elektrische Nennleistung zum 31.12.2011 (Quelle: Biogas-Betreiber-Datenbank Bayern)
840 Mio. $\text{Nm}^3 \text{CH}_4$	Jährlich zusätzlich erschließbares Methanpotential bis 2015 (bei unveränderter Flächennutzung)

Das zusätzliche erschließbare Methanpotential beläuft sich auf rund 840 Mio. Normkubikmeter Methan. Die Berechnungen basieren auf der Flächennutzung des Jahres 2011.

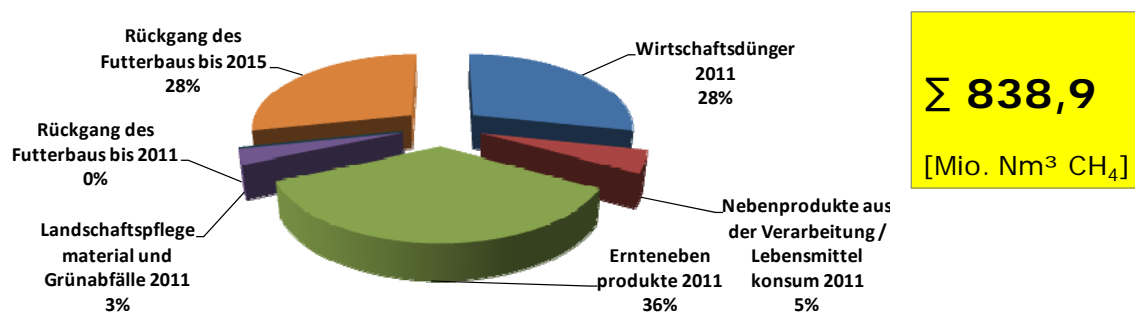


Abb. 1: Zusätzlich erschließbares Methanpotential in Bayern 2011 und 2015 (Flächennutzung aus Basisjahr 2011)

3.1.2 Erschließbare Strommengen und Anlagenleistungen im Grundlast- und Intervallbetrieb

- Kurzfristiges Potential (2013), falls 100 % der BGA in den Intervallbetrieb wechseln:
7.610 GWh_{el} Kurzfristig jährlich verfügbare Strommenge aus Biogas
2.607 MW_{el} Mittelfristig verfügbare Anlagenleistung mit 8/24-h-Intervallbetrieb

- Mittelfristiges Potential (ab 2015), falls 100 % der BGA in den Intervallbetrieb wechseln:
8.486 GWh_{el} Mittelfristig jährlich verfügbare Strommenge aus Biogas
2.907 MW_{el} Mittelfristig verfügbare Anlagenleistung mit 8/24-h-Intervallbetrieb

- Mittelfristiges Potential (ab 2015), falls 50 % der Bestandsanlagen in den Intervallbetrieb wechseln und 50 % des zusätzlichen Potentials für Intervallbetrieb neu erschlossen wird:
6.939 GWh_{el} Mittelfristig jährlich verfügbare Strommenge aus Biogas
1.454 MW_{el} Mittelfristig verfügbare Anlagenleistung mit 8/24-h-Intervallbetrieb
337 MW_{el} Verfügbare Anlagenleistung im Grundlastbetrieb

Erschließbare Strommengen und Anlagenleistungen (Grundlast- und Intervallbetrieb)

Annahmen zur Umrechnung:

- Grundlastbetrieb: 8.000 [Vbh/a]
- 8/24-h-Intervallbetrieb: 2.920 [Vbh/a]
- H₂ Methan: 9,968 [kWh/Nm³CH₄]
- Elektrischer Nutzungsgrad: 37 %
- Ohne Effizienzsteigerung durch Umrüstung der Bestandsanlagen auf Intervallbetrieb

	Stromerzeugung (per annum)				Anlagenleistung maximal	
	[GWh _{el}]	[GWh _{el}]	[GWh _{el}]	[GWh _{el}]	[MW _{el}]	[MW _{el}]
	Status Quo 31.12.2011	+ Zusätzliches Potential ab 2013 (Basisjahr 2011)	+ Zusätzliches Potential ab 2015 (Basisjahr 2011)	= Summe ab 2015	bei Grundlastbetrieb (ab 2015)	bei täglich 8h Intervallbetrieb (ab 2015)
	[GWh _{el}]	[GWh _{el}]	[GWh _{el}]	[GWh _{el}]	[MW _{el}]	[MW _{el}]
ALLE	5.392	2.218	876	8.486	1.061	2.907
Bereits erschlossenes Methanpotential (Bestandsanlagen zum 31.12.2011)	5.392			5.392	674	1.847
Zusätzlich erschließbares Methanpotential		2.218	876	3.094	387	1.060
Wirtschaftsdünger		875		875	109,4	299,8
Nebenprodukte aus der Verarbeitung und dem Lebensmittelkonsum		140		140	17,4	47,8
Erntenebenprodukte		1.109		1.109	138,6	379,7
Landschaftspflegematerial und Grünabfälle		94		94	11,8	32,3
Rückgang des Futterbaus bis 2011/2012		-			-	-
Rückgang des Futterbaus bis 2015			876	876	109,5	300,0

3.2 Verfahrenstechnische Konsequenzen (bei derzeit verfügbarer Technik)

3.2.1 Möglichkeiten zur Anpassung der Biogaserzeugung:

- Modulationsmöglichkeiten der Gaserzeugung (untertägig) gering.
- Saisonale Anpassung der Gaserzeugung in gewissen Grenzen denkbar.

3.2.2 Möglichkeiten zur Kofeuerung fossiler Brennstoffe

- Kein Einsatz von Flüssiggas (LPG) sinnvoll.
- BHKW mit Zündstrahl-Motor: Kofeuerung von Biodiesel/RME/Pflanzenöl möglich, beliebig über den Zündölanteil von ca. 5 % hinaus.
- BHKW mit Gas-Otto-Motor: Biogasbetrieb oder Betrieb mit 100 % Erdgas.

3.2.3 Möglichkeiten zur Regelung eines einzelnen BHKW

- Regelbereich ohne nennenswerten Effizienzverlust: 75 % - 100 % der Nennleistung (Teillastbetrieb).

3.2.4 Möglichkeiten zur Regelung der BHKW-Leistung (Teillastbetrieb)

– Regelbereich ohne nennenswerten Effizienzverlust: 75 % - 100 % der Nennleistung.

3.2.4.1 Details

Tab. 1: Möglichkeiten und Grenzen der Modulation der Gaserzeugung

	Gasproduktionsrate	Reaktionszeit
	[%]	[h]
Intermittierende Beschickung	70 – 100	4 - 5
Selektive Beschickung	100 – 150	2 - 3

Tab. 2: Möglichkeiten und Grenzen der Modulation der Verstromung

	Zündstrahl-Motor (ZS)	Gas-Otto-Motor (GOM)
Teillastbetrieb	Bereich: 75 - 100 %	Bereich: 75 - 100 %
Solobetrieb „fossil“	Anteil: 0 - 100 %	0 oder 100 %
Parallelbetrieb „CH ₄ -fossil“	Bereich: 5 - 100 %	-
Einsatz von fossilen Brennstoffen (solo, parallel)	() Erdgas () Flüssiggas (LPG ¹⁾)	(x) Erdgas () Flüssiggas (LPG ¹⁾)
Einsatz von Biokraftstoffen (solo, parallel)	(x) Biodiesel / RME ²⁾ (x) Pflanzenöl	() Biodiesel / RME ²⁾ () Pflanzenöl

1) LPG: Liquefied Petroleum Gas

2) RME: Rapsmethylester

3.3 Ökonomische Konsequenzen

Letztendlich scheint ein Intervallbetrieb mit einmal pro Tag 8 Vollbenutzungsstunden oder zweimal pro Tag jeweils 4 Vollbenutzungsstunden eine aus **derzeitiger** technischer Sicht vertretbare Lösung zu sein. Zwar erhöht sich prinzipiell mit zunehmender Verkürzung der Laufzeiten der Instandhaltungsaufwand der Aggregate und vermindert sich die Effizienz der BHKW, aber durch eine Temperierung des Motors auf ca. 60°C lassen sich diese Effekte abmildern. Praktische Erfahrungen bzw. gesicherte Daten gibt es dazu allerdings auch bei den BHKW-Herstellern nicht.

3.3.1 Umrüstung von Bestandsanlagen auf den Intervallbetrieb

Auf der Basis der Kalkulationsansätze beträgt das Saldo aus Kosten der Umstellung und Mehrerlösen sowie eingesparten Kosten -0,34 bis 3,50 Cent pro Kilowattstunde eingespeisten Stroms. Engt man den Bereich der Nutzungsgradsteigerung auf einen realistischen Bereich ein, liegen die Beträge in einem Korridor von **0,33 bis 2,83 Ct/kWh_{el}**. Am teuersten ist die Umstellung der 50-kW_{el}-Klasse mit 2,83 Ct/kWh_{el}, wenn der komplette Gasspeicher (540 m³) und ein Pufferspeicher für 70 % der erzeugten Wärme (33 m³) neu gebaut werden muss. Mit 0,33 Ct/kWh_{el} lässt sich die Maßnahme am kostengünstigsten für eine 300-kW_{el}-Anlage realisieren, die nur 60 % des notwendigen Gasspeichervolumens (1.756 m³) ergänzen muss und einen Pufferspeicher für lediglich 30 % der Wärme (Nutzvolumen 71 m³) benötigt.

Unter realistischen Annahmen ist die Umstellung auf den Intervallbetrieb für eine Biogasanlage ökonomisch nicht sinnvoll, wenn keine höheren Einnahmen generiert werden können.

Allerdings haben alle umstellungswilligen Bestandsanlagen die Möglichkeit - sofern das EEG in seiner derzeitigen Form zum Zeitpunkt der Umstellung noch Gültigkeit haben sollte - in die Direktvermarktung nach § 33a bis § 33i EEG 2012 zu wechseln und sich für 10 Jahre die Flexibilitätsprämie nach § 33i EEG 2012 zu sichern. Nach den derzeit gültigen Berechnungsvorgaben (Anlage 5 zum EEG 2012) wären die hier diskutierten Anlagen berechtigt, für die Hälfte der installierten Leistung diese Kapazitätskomponente zu beanspruchen. Eine 500-kW_{el}-Anlage kann dann unter sonst gleichen Annahmen mit einem Zusatzgewinn von mehr als 20.000 €/a rechnen. Für eine Anlage der 300-kW_{el}-Klasse sollten mindestens 18.000 €/a übrig bleiben. Der Überschuss einer 150-kW_{el}-Anlage liegt in einer Größenordnung von 4.500 €/a und mehr. Kleinere Anlagen erzielen **nicht in jedem Szenario** einen Überschuss.

Ein Investitionszuschuss könnte für Kleinanlagen einen zusätzlichen Anreiz schaffen. Die Förderung müsste sich am Einzelfall orientieren, um massive Überförderungen möglichst zu vermeiden. Würde man beispielsweise die nachgewiesenen Anschaffungskosten für die Verstärkung des Netzanschlusses, den Zubau des Gasspeichers und des Wärmepufferspeichers durch einen einmaligen Investitionszuschuss in Höhe von 25 % (Anlagen der 100 kW_{el}-Klasse) bzw. 60 % (Anlagen der 50-kW_{el}-Klasse) subventionieren, wäre es für kleine Anlagen aus ökonomischer Sicht interessant in die Direktvermarktung zu wechseln.

Derzeit ist allerdings eine landesfinanzierte Subvention der Pufferspeicher nicht erforderlich, da das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) den Neu- und Ausbau von Wärmespeichern auf der Basis des KWKG [82] fördern kann.

Der Umstieg in die Direktvermarktung ist aber mit einer Reihe von Hürden verbunden, die vor allem Betreiber kleinerer Biogasanlagen abschrecken.

3.3.2 Neuanlagen der 50-kW_{el}-Klasse im Intervallbetrieb (150 kW_{el} inst. Leistung)

Die Stromerzeugungskosten - **ohne Berücksichtigung der Substratkosten** - von Neuanlagen, die auf Intervallbetrieb ausgelegt sind, liegen je nach Investitionsvolumen in einem Bereich von 22 bis 26 Ct/kWh_{el}. Unter den derzeitigen Rahmenbedingungen ist davon auszugehen, dass Stromerzeugungskosten (einschließlich der Substratkosten) von weniger als 30 Ct/kWh_{el} auch mit einem Substratmix aus Wirtschaftsdüngern, Erntenebenprodukten und Gras kaum zu erreichen sind.

Die Vergütung für kleine Anlagen, die 2013 erstmals an das Netz gehen, beträgt ca. 21 Ct/kWh_{el}. Die Inanspruchnahme der Vergütung für kleine Gülleanlagen in Höhe von 24,50 Ct/kWh_{el} ist wegen der Überschreitung der Leistungsgrenze von 75 kW installierter elektrischer Leistung nicht möglich.

3.4 Ausblick

Die Studie konzentriert sich auf die aktuelle Situation sowie die kurzfristigen Potentiale und Möglichkeiten bis 2015. Die beschriebene bedarfsgerechtere Stromspeisung von Biogasanlagen wird als pareto-optimal angesehen und ist kurzfristig umsetzbar. Daher könnte sie im Rahmen der Energiewende durchaus der nächste Schritt in die richtige Richtung sein. Szenarien, die weit in die Zukunft reichen, sind nicht zielführend, da derzeit weder die Rahmenbedingungen für den Ausbau der Erneuerbaren Energien noch die möglichen Anpassungsstrategien der Verbraucher vorhersehbar sind.

Das zusätzlich erschließbare Methanpotential kann nicht nur von neuen kleinen „Gülleanlagen“, sondern auch durch die Erweiterung vorhandener Biogasanlagen genutzt werden.

Die Studie basiert auf Anlagentechnik, die für Grundlastbetrieb optimiert ist. Sollte tatsächlich ein Markt für bedarfsgerecht einspeisende Biogasanlagen entstehen, sind kurzfristig deutliche Innovationen zu Effizienz und Funktionalität zu erwarten.

Zur Integration der in Intervallen betriebenen Biogasanlagen ins Stromsystem könnten einzelne Biogasanlagen zu einer Vielzahl von „virtuellen Kraftwerken“ zusammengefasst werden. Durch das zeitlich unterschiedliche Zu- und Abschalten einzelner virtueller Kraftwerke wären viele Einspeiseszenarien denkbar. Welche Szenarien sind für eine aus technischer Sicht optimale Netzintegration sinnvoll? Fragen dieser Art können nur von der Arbeitsgruppe 2 („Stromsystemintegration“) beantwortet werden.

4 Begriffsbestimmungen

4.1 Ackerfläche

Zur Ackerfläche zählen sämtliche Flächen, die regelmäßig umgebrochen oder wenigstens oberflächlich bearbeitet werden. Der Umbruch kann in größeren Abständen als jährlich erfolgen. Wechselgrünland oder Flächen, auf denen Egartwirtschaft betrieben wird, sind Ackerflächen. [2]

4.2 Bemessungsleistung

Bemessungsleistung einer Anlage ist der Quotient aus der Summe der in dem jeweiligen Kalenderjahr erzeugten Kilowattstunden und der Summe der vollen Zeitstunden des jeweiligen Kalenderjahres abzüglich der vollen Stunden vor der erstmaligen Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien durch die Anlage und nach endgültiger Stilllegung der Anlage (nach EEG 2012 § 3 Nr. 2a [80]).

4.3 Dauergrünlandfläche

„Flächen, die durch Einsaat oder auf natürliche Weise (Selbstaussaat) zum Anbau von Gras oder anderen Grünfütterpflanzen genutzt werden und mindestens 5 Jahre lang nicht Bestandteil der Fruchtfolge des landwirtschaftlichen Betriebs waren, ausgenommen Flächen im Rahmen von Stilllegungsregelungen...“[4]. „Grünland ist durch menschliche Einflüsse entstanden und keine natürliche Vegetationsform Mitteleuropas“[5].

4.4 Potential

Der Begriff „Potential“ wird in vielen Fachgebieten verwendet und unterschiedlich abgegrenzt. Im Rahmen dieser Ausarbeitung werden folgende Potentialbegriffe unterschieden (vgl. Abb. 2):

Das *theoretische Potential* beschreibt quantitativ die erzeugte Biomasse, die für eine weitere Nutzung potentiell zur Verfügung steht.

Das *nutzbare Potential* umfasst den Anteil des theoretischen Potentials, der nach Abzug der Ernte- bzw. Erfassungs-, Transport- und Lagerverluste oder aufgrund anderweitiger Aspekte (z. B. Humusversorgung des Bodens, fachrechtliche Restriktionen) als potentiell nutzbarere Biomasse verbleibt.

Das *verfügbare Potential* ist der Saldo aus nutzbarem Potential und bereits in der Nutzung befindlichem Biomasseaufkommen.

Das *erschließbare Potential* ergibt sich aus der Multiplikation des verfügbaren Potentials mit einem Schätzfaktor. Dieser „Mitmachfaktor“ ist ein subjektiver Schätzwert für die Bereitschaft innerhalb der Landwirtschaft, Biomasse bereitzustellen.



Abb. 2: Der Potentialbegriff

5 Vorhandene Biogaserzeugung - Ergebnisse der Biogasbetreiber-Datenbank (BBD)

5.1 Hinweise zur Datenerfassung und Datenverwendung

Mit dem Projektnamen „Biogas-Betreiber-Datenbank Bayern“ beauftragte das BayStMELF im Oktober 2005 das LfL-Institut für Agrarökonomie, den für die Jahre 2005 und 2006 vorliegenden Biogasanlagen-Bestand zu ermitteln. Aufgrund der wachsenden Bedeutung der landwirtschaftlichen Biogaserzeugung wurde die Statistik über die Projektlaufzeit hinaus weitergeführt. Für das Jahr 2009 konnten die Zahlen zur Anzahl und installierten elektrischen Nennleistung der bayerischen Biogasanlagen erstmalig auf Landkreisebene ausgewiesen und im Internet veröffentlicht werden. Die Statistik wird seitdem jährlich jeweils zum Stichtag 31. Dezember des Jahres erstellt und im Internet allen Interessenten zur Verfügung gestellt (vgl. <http://www.lfl.bayern.de/ilb/technik/35144/>).

Da der BayernPlan einerseits das Strom-Einspeise-Potential durch die Flexibilisierung der vorhandenen Biogasanlagen einbezieht, zum anderen vorhandene Biogasanlagen bereits Teile des aktuell nutzbaren NawaRo-Potentials verwerten und damit einschränken, musste die Statistik kurzfristig und außerplanmäßig um Informationen zum Substrateinsatz, den Behälterbestand, die Gasspeicherkapazität sowie zur Wärmenutzung ergänzt werden. Mit der dafür notwendigen und außerordentlichen Datenerfassung beauftragte das BayStMELF die ÄELF und v. a. die neu eingestellten Mitglieder aus dem Expertenteam „LandSchafftEnergie“. Die Ergebnisse finden sich in den folgenden Kapiteln.

Im Wesentlichen beruhen die Informationen der BBD auf Angaben der Anlagenbetreiber und wurden aus methodischer Sicht im Rahmen einer Expertenbefragungen erfasst. Die im BayernPlan verarbeiteten Informationen aus der BBD beziehen sich bei Anlageneigenschaften auf den Stichtag 31. Dezember 2011 (z. B. BHKW-Nennleistung) und bei Mengenangaben auf das Kalenderjahr 2011 (z. B. eingesetzte Substratmenge). Der Stand der Information - die letztmalige Aktualisierung - ist der 1. September 2012.

Die meisten der ausgewiesenen Informationen werden auf ganze Zahlen gerundet. Folgerichtig ergibt die Rundung des exemplarischen Zahlenwerts 0,3 eine 0. Zu allen Auswertungen wird der Umfang der Stichprobe angegeben.

5.2 Kennzahlen

Die Aussagen der BBD bauen auf die in Tab. 3 vorgestellten Kenngrößen auf. Aufgrund der Zunahme der Biomethan-Einspeiseanlagen wird die Leistungsangabe der Biogasanlagen zukünftig nicht mehr als ‚installierte elektrische Nennleistung‘, sondern als ‚installierte elektrische Äquivalenzleistung‘ ausgewiesen. Die Äquivalenzleistung berücksichtigt sowohl die Nennleistung der Verstromungsanlagen (mit BHKW) als auch die Leistung der Biomethan-Einspeiser (ohne BHKW), wobei die Biomethan-Einspeiseleistung in eine vergleichbare Verstromungsleistung umgerechnet wurde, die in der Öffentlichkeit als übliche Größenangabe verstanden wird.

Tab. 3 BBD - Kennzahlen zur Erstellung der Statistik

Bezeichnung	Einheit	Anmerkung
Anzahl Biogasanlagen	[n]	Berücksichtigt werden alle Biogasanlagen, die zum Stichtag dem Betriebszustand „in Betrieb“ oder „in Bau“ zuzuordnen sind. Der Betriebszustand einer Biogasanlage wird für die Statistik direkt erfasst.
Bemessungsleistung	[kW _{el}]	Die Bemessungsleistung nach EEG 2012 „...ist der Quotient aus der Summe der im jeweiligen Kalenderjahr erzeugten Kilowattstunden und der Summe der vollen Zeitstunden des jeweiligen Kalenderjahres abzüglich der vollen Stunden vor der erstmaligen Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien durch die Anlage und nach endgültiger Stilllegung der Anlage“ [3].
Biomethan-Einspeiseleistung	[Nm ³ CH ₄ /h]	Die Leistung einer Biogasanlage, die in ein öffentliches Gasnetz Biomethan einspeist, wird mit der durchschnittlichen Biomethan-Einspeiseleistung je Stunde beschrieben. Die Biomethan-Einspeiseleistung einer Biogasanlage wird für die Statistik direkt erfasst.
Installierte elektrische Nennleistung	[kW _{el}]	Die installierte elektrische Nennleistung einer Biogasanlage ergibt sich aus der Summe der elektrischen Nennleistungen der einzelnen BHKW. Die installierte elektrische Nennleistung beschreibt lediglich, wie viel Leistungskapazität installiert ist, macht jedoch keine Aussagen zum Umfang und der Art der Nutzung. Die installierte elektrische Nennleistung einer Biogasanlage wird für die Statistik direkt erfasst.
Installierte elektrische Äquivalenzleistung	[kW _{el äqu}]	Um die Biomethan-Einspeiseanlagen mit Direktverstromungsanlagen vergleichen zu können, wird die Biomethan-Einspeiseleistung in eine äquivalente installierte elektrische Nennleistung umgerechnet. Die Umrechnung berücksichtigt einen elektrischen Nutzungsgrad von 37 %, eine theor. Volllaststundenzahl von 7.500 Jahresstunden sowie den Heizwert von Methan. Die Summe aus der umgerechneten Biomethan-Einspeiseleistung und der installierter elektrischer Nennleistung einer Anlage ergibt die Kennzahl Installierte elektrische Äquivalenzleistung.
Nutzvolumen eines Behälters	[m ³]	Das Nutzvolumen eines Behälters bezieht sich auf den aus technischen Gründen maximal nutzbaren Rauminhalt eines Behälters.
Heizwert von Methan	[kWh*Nm ⁻³]	Bei den vorliegenden Berechnungen wurde als Heizwert von Methan 9,968 kWh je Nm ³ angenommen.

5.3 Anlagenbestand

Zum 31.12.2011 listet die BBD für Bayern 2.372 Biogasanlagen mit einer elektrischen installierten Äquivalenzleistung von insgesamt 674 MW_{el.äqu.}. Die Abb. 3 zeigt die räumliche Verteilung der Biogasanlagen zum 31.12.2011. [17]

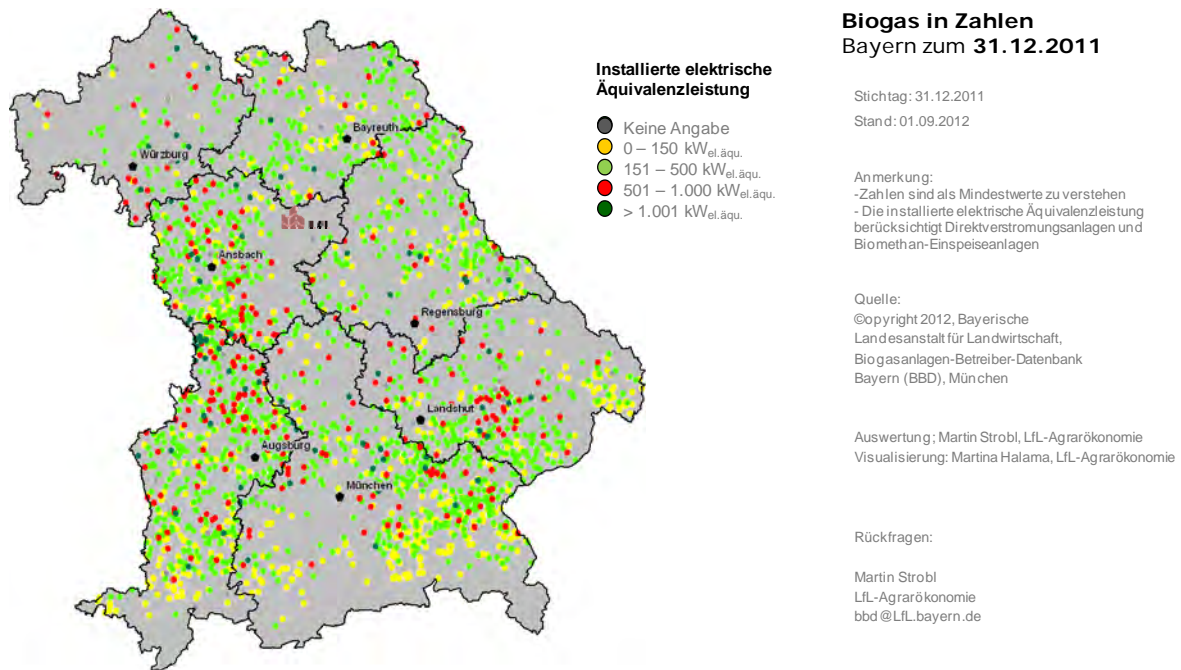


Abb. 3: BBD – Räumliche Verteilung der Biogasanlagen unter Angabe der installierten elektrischen Äquivalenzleistung [$kW_{el.äqu}$] - Bayern zum 31.12.2011

Anmerkung: Stichprobenumfang: n=2.372
Bitte Hinweise zur Datenerfassung und Datenverwendung beachten

Bereits in Abb. 3 sind Regionen mit höherer Biogasanlagendichte erkennbar. Diese werden in den 3 Karten der Abb. 4 deutlicher sichtbar. Die installierte elektrische Äquivalenzleistung wurde dabei mit der Gesamtfläche, der landwirtschaftlich genutzten Fläche (LF) sowie der Ackerfläche (AF) der jeweiligen Gemeinde ins Verhältnis gesetzt. Die Visualisierung der installierten elektrischen Äquivalenzleistung bezogen auf die Ackerfläche kann besonders in grünlandbetonten Gemeinden (z. B. Voralpenland) ein verzerrtes Bild wiedergeben: Biogasanlagen produzieren ihre Substrate nicht nur auf Ackerflächen, sondern gerade in Grünlandregionen verstärkt auf Dauergrünland. Eine höhere Biogasanlagendichte je Hektar AF resultiert daher nicht aus dem höheren Gesamtumfang der NawaRo-Erzeugung, sondern aus dem geringen Anteil der Ackerfläche an der gesamten landwirtschaftlich genutzten Fläche. Ein direkter Rückschluss auf die Intensität des z. B. viel diskutierten Maisanbaus ist daher basierend auf diese Abbildungen nicht möglich. Die Karten in Originalgröße finden sich im Anhang (ab Seite 188).

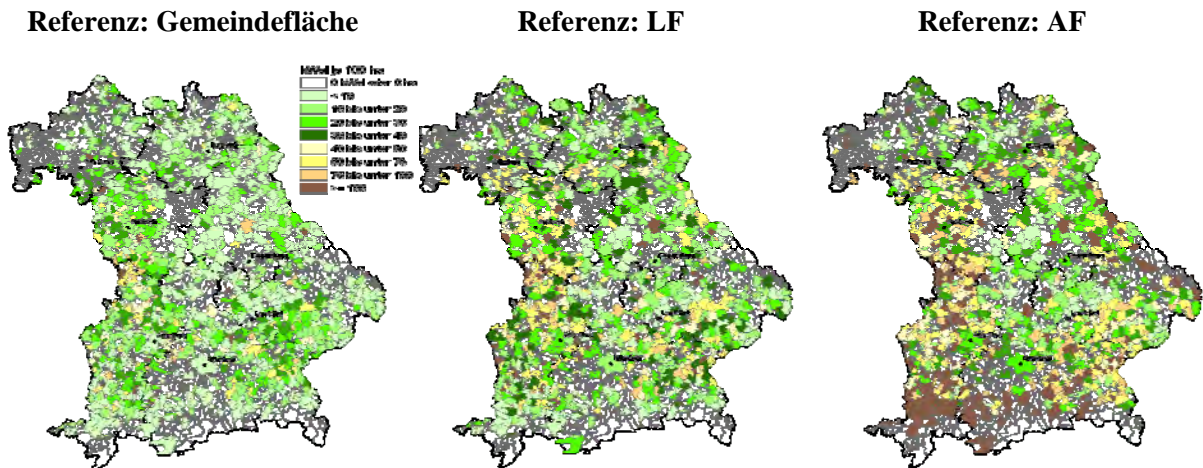


Abb. 4: BBD - Installierte elektrische Äquivalenzleistung [$kW_{el \text{ äqu}}$] bezogen auf die Gesamtfläche, die landwirtschaftlich genutzte Fläche (LF) sowie die Ackerfläche (AF) einer Gemeinde - Bayern zum 31.12.2011

Anmerkung: Stichprobenumfang: n=2.246 (95 %)
 Bitte Hinweise zur Datenerfassung und Datenverwendung beachten

5.4 Substrateinsatz

Zu 1.240 bayerischen Biogasanlagen mit 358 $MW_{el \text{ äqu}}$ liegen in der BBD für das Kalenderjahr 2011 validierte Zahlen zum Substrateinsatz vor. Die Statistik zum 31.12.2011 weist für Bayern 2.372 Biogasanlagen aus [17]. Die Stichprobe umfasst damit 52 % der Biogasanlagen und 53 % der installierten elektrischen Äquivalenzleistung.

In der BBD erfasste Substrateinsatzmengen sind als Frischmasse „frei Eintrag“ zu verstehen. Im Sinne „frei Eintrag“ sind bei den ausgewiesenen Substratmengen bereits alle Ernte-, Lager- und sonstigen Verluste berücksichtigt, es handelt sich um die tatsächlich eingesetzten Massen an der „Fermenterkante“. Die Weiterverrechnung der Substratmassen zu Methanvolumina basiert auf substratartspezifischen Annahmen (vgl. Tab. 4).

Tab. 4: BBD - Annahmen zur Umrechnung der eingesetzten Substratmassen zum Methanormertrag

Substratart	Theoretischer Methanertrag **
	[Nm ³ CH ₄ /t FM]
Maissilage	106*
Grassilage	113*
GPS	103*
Körner	320*
Rindergülle	13*
Rindermist	50*
Schweinegülle	11*
Schweinemist	50*
Geflügeltrockenkot	99*
Sonstige	72*

Anmerkung: * Gerundet auf ganze Zahlen
 ** Methanerträge nach KTBL [72]. Bei Grassilage wurde ein von KTBL abweichender TM-Anteil angenommen.

Alle oben erwähnten 1.240 Substratangaben bestanden eine Validierung über den theoretischen Methannormertrag. Die Validierung dieser Substrateinsatzmengen vergleicht auf der Ebene der Einzelanlage den theoretischen Gasertrag mit der BHKW-Leistung unter Berücksichtigung eventuell vorhandener Zündstrahlmotoren (Zündöleinsatz). Die zur Validierung notwendigen Annahmen sind mit den Annahmen zur Umrechnung von der Biomethan-Einspeiseleistung auf die installierte elektrische Äquivalenzleistung identisch (Begriff vgl. Kapitel 5.2). Konkret werden ein durchschnittlicher elektrischer BHKW-Nutzungsgrad von 37 %, ein eventueller energetischer Zündölanteil von 8 % sowie jährlich 7.500 Vollbenutzungsstunden (= theoretische Volllaststunden) angenommen. Weicht unter diesen Annahmen der theoretische Methanertrag, errechnet aus den Substratmengen, vom theoretisch benötigten Methanvolumen für den BHKW-Betrieb um weniger als 40 % ab, so liegt eine valide Substratmenge vor. Zur Einordnung dieses Grenzwertes von 40 % wird auf die in Abb. 5 links gezeigte KTBL-Auswertung zur relativen Substratausnutzung verwiesen [72]. Ebenfalls in Abb. 5 sind die Validierungsergebnisse der Stichprobe als BoxPlot dargestellt (rechte Grafik). Demnach liegen die Betreiberangaben beim Ist-Soll-Vergleich im Median bei 100 %. Im Mittel sind die Substratangaben der Stichprobe um 0,8 % höher als erwartet. Die Hälfte der Substratangaben weichen weniger als 12 % vom erwarteten Wert ab.

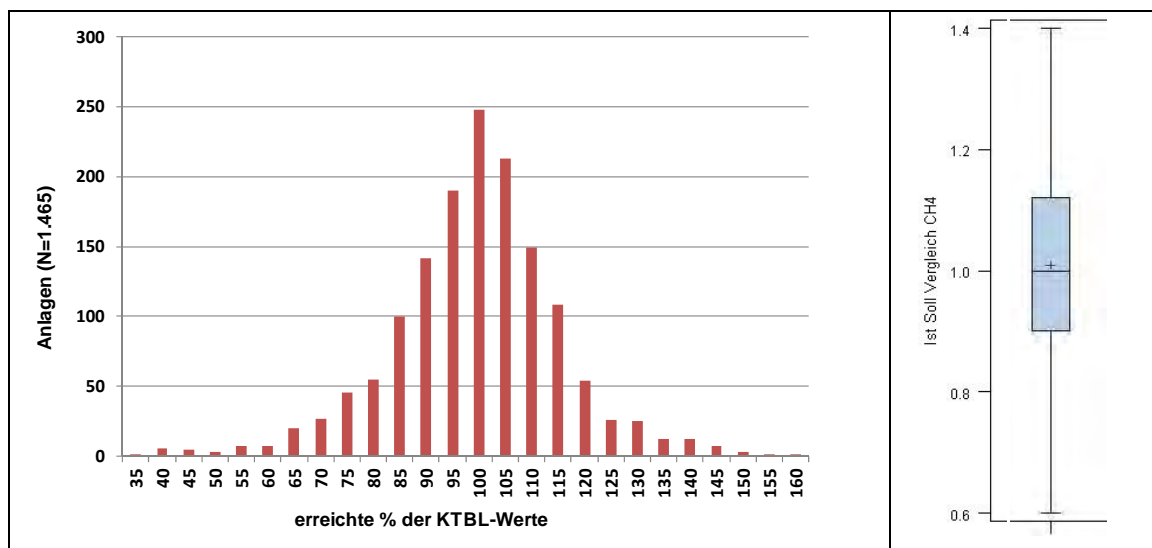


Abb. 5: Relative Substratausnutzung nach KTBL (links) und Box-Plot zur Validierung der Betreiberangaben zum Substrateinsatz in der BBD (rechts)

Quelle: Relative Substratausnutzung nach KTBL (links): [72], S. 29
Box-Plot (rechts): eigene Abbildung

Der als Massen- sowie Energie-Prozent ausgewiesene Substratmix wird in Tab. 5 beschrieben und in Abb. 6 und Abb. 7 veranschaulicht. Während sich die Abbildungen ausschließlich auf die Stichprobe beziehen, wird in der Tabelle die Stichprobe für das Kalenderjahr 2011 (358 MW_{el äqu}) auf alle bayerischen Biogasanlagen (674 MW_{el äqu}) hochgerechnet [17].

Tab. 5: BBD - Substrateinsatz der Biogasanlagen - Bayern zum 31.12.2011 - Stichprobe und Hochrechnung auf Grundgesamtheit zum Stichtag

	BBD-Stichprobe 2011 Bayern (n=358 MW _{el äqu})		BBD-Hochrechnung 2011 Bayern (N=674 MW _{el äqu})	
	Masse „frei Eintrag“	Theor. Methanertrag	Masse „frei Eintrag“	Theor. Methanertrag
	[%]	[%]	[Mio. t FM]	[Mio. Nm ³ CH ₄]
Maissilage	44	60	8,4	887
Grassilage	10	14	1,9	212
GPS	8	11	1,5	156
Körner	1	5	0,2	74
Rindergülle/-mist	28	6	5,4	87
Schweinegülle/-mist	6	1	1,2	14
Geflügeltrockenkot/-mist	2	2	0,3	32
Sonstige	1	1	0,3	21

Anmerkung: Gerundet auf ganze Zahlen (Ausnahme: Masse „frei Eintrag“)
Bitte Hinweise zur Datenerfassung und Datenverwendung beachten
Bitte Annahmen zur Berechnung der theor. Gaserträge berücksichtigen

Laut Stichprobe setzten die bayerischen Biogasanlagen im Kalenderjahr 2011 zu 36 Massen-% Reststoffe aus der Tierhaltung (Wirtschaftsdünger) ein. Das übrige Substrat stammt mit 62 Massen-% überwiegend aus dem Anbau von NawaRo (vgl. Spalte Masse „frei Eintrag“).

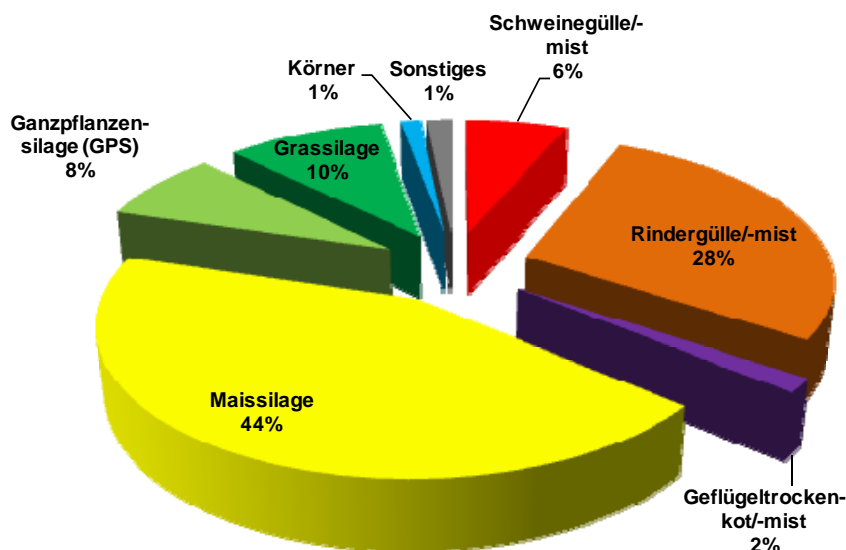


Abb. 6: BBD – Prozentuale Anteile im Substratmix (nach Massenanteil, ohne Kofermente) der Biogasanlagen - Bayern zum 31.12.2011

Anmerkung: Stichprobenumfang: n=1.240 (52 %); n=358 MW_{el} (53 %)
Gerundet auf ganze Zahlen
Bitte Hinweise zur Datenerfassung und Datenverwendung beachten
Die Abbildungen zu den Regierungsbezirken befinden sich im Anhang

Beim „energetischen Substratmix“ nehmen die Wirtschaftsdünger nur 9 % ein, während die NawaRo 90 % des Methanertrags liefern.

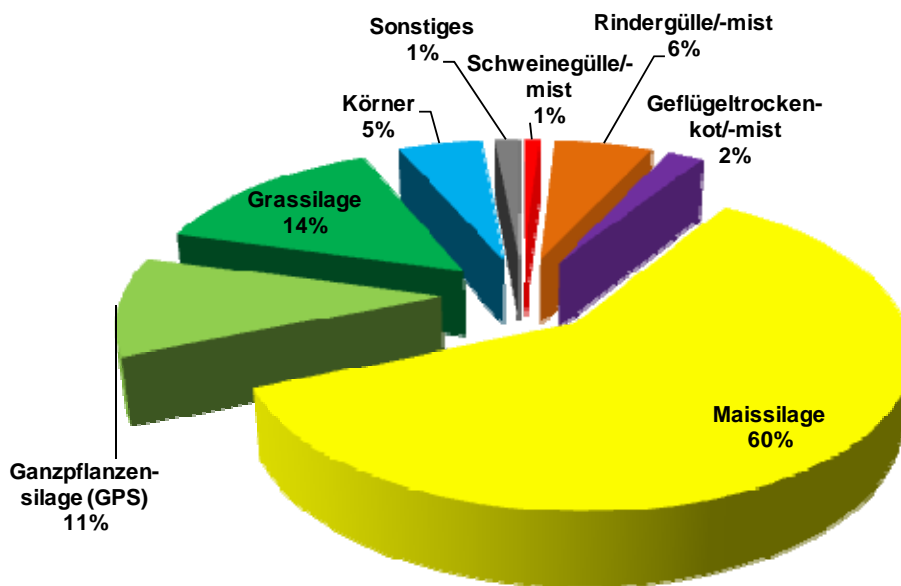


Abb. 7: BBD – Prozentuale Anteile im Substratmix (nach Methanertrag, ohne Kofermente) der Biogasanlagen - Bayern zum 31.12.2011

Anmerkung: Stichprobenumfang: n=1.240 (52 %); n=358 MWel (53 %)
 Gerundet auf ganze Zahlen
 Bitte Hinweise zur Datenerfassung und Datenverwendung beachten
 Die Abbildungen zu den Regierungsbezirken befinden sich im Anhang

Der durch die BBD-Auswertung berechnete Substrateinsatz gilt für bereits vorhandene Biogasanlagen. Vor allem die Zahlen zur im Kalenderjahr 2011 eingesetzten Menge an Wirtschaftsdünger, Maissilage und Grassilage werden in den Kapiteln zum jeweiligen Methanpotential aufgegriffen, plausibilisiert und eingerechnet.

5.5 Behälter und Biogasspeicherkapazität

5.5.1 Nutzvolumen

In der BBD können anlagenbezogene Betreiberangaben zu Behältern erfasst werden, wobei jeder Behälter mit 4 Informationen beschrieben wird:

- Nutzvolumen (in der Einheit m³)
- Funktion: Fermenter (beheizt) oder Gärrestlager
- Abdeckung vorhanden (ja/nein)
- Integrierte Biogasspeicherkapazität (in der Einheit m³)

Zu 1.937 der 2.372 Biogasanlagen (82 %) liegen Zahlen zum Behältervolumen und der installierten Leistung vor. Das Behältervolumen ist dabei als Nutzvolumen zu verstehen und berücksichtigt alle am Standort der Biogasanlage vorhandenen Vorgruben und Gärbehälter (inkl. Gärrestlager). Lagerstätten für Substrate sind nicht enthalten.

Mit knapp 95 % verfügt der überwiegende Teil der Biogasanlagen über ein aufsummiertes Nutzvolumen zwischen 1.000 und 10.000 Kubikmeter. Bei zwei Drittel der Biogasanlagen weisen die Behälter zusammen weniger als 5.000 Kubikmeter auf (vgl. Abb. 8).

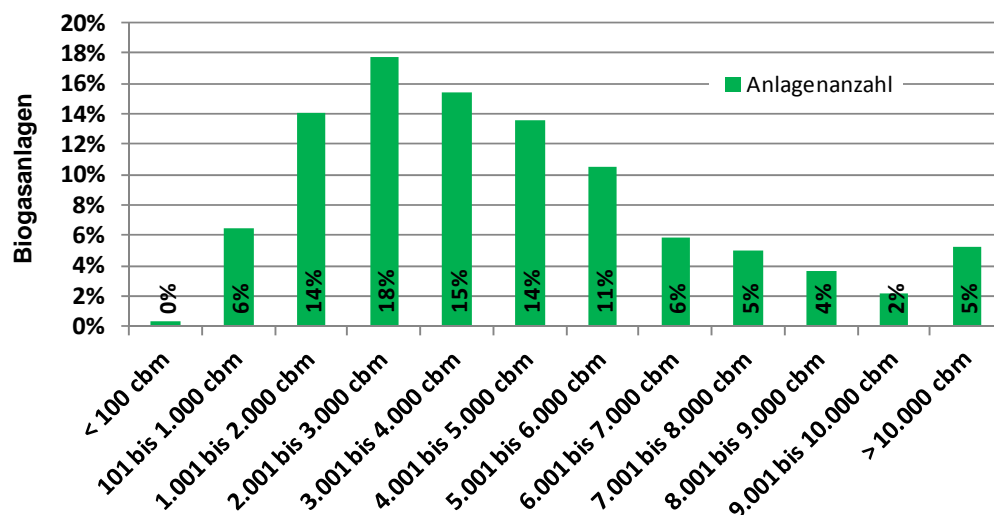


Abb. 8: BBD - Verteilung der Biogasanlagen nach vorhandenem Behältervolumen - Bayern zum 31.12.2011

Quelle: LfL-Agrarökonomie, Biogas-Betreiber-Datenbank, München 2012

Anmerkung: Stichprobenumfang: n=1.937 (82 %); n=622 MWel (92 %)

Gerundet auf ganze Zahlen

Das Behältervolumen ist als sog. „Nutzvolumen“ zu verstehen und berücksichtigt alle am Standort der Biogasanlage vorhandenen Vorgruben und Gärbehälter (inkl. Gärrestlager). Lagerstätten für Substrate sind nicht enthalten.

Bitte Hinweise zur Datenerfassung und Datenverwendung beachten

Mit zunehmender Anlagenleistung nimmt das spezifische Behältervolumen ab. Die Stichprobe zeigt hier eine deutliche Größendegression auf (vgl. Abb. 9). Während Anlagen in der Größenklasse von 0 bis 100 kW_{el äqu} je Kilowatt Äquivalenzleistung ungefähr 25 Kubikmeter Nutzvolumen aufweisen, reduziert sich dieser Wert für Anlagen mit mehr als 700 kW_{el äqu} auf 10 Kubikmeter je Kilowatt Äquivalenzleistung.

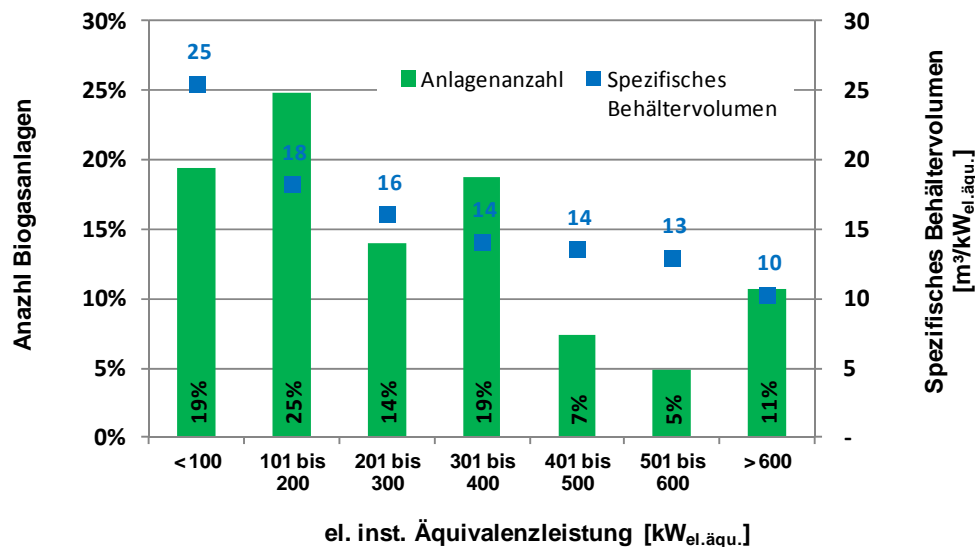


Abb. 9: BBD - Spezifisches Behältervolumen der Biogasanlagen nach Leistungsklasse - Bayern zum 31.12.2011

Quelle: LfL-Agrarökonomie, Biogas-Betreiber-Datenbank, München 2012

Anmerkung: Stichprobenumfang: n=1.937 (82 %); n=622 MW_{el} (92 %)
 Das Behältervolumen ist als sog. „Nutzvolumen“ oder zu verstehen und berücksichtigt alle am Standort der Biogasanlage vorhandenen Vorgruben und Gärbehälter (inkl. Gärrestlager). Lagerstätten für Substrate sind nicht enthalten.
 Bitte Hinweise zur Datenerfassung und Datenverwendung beachten

5.5.2 Biogasspeicherkapazität

Für 448 der 2.372 Biogasanlagen liegen neben der Anlagenleistung auch alle Informationen zu den Behältern vor. Abb. 10 stellt die spezifische Biogasspeicherkapazität nach Leistungsklassen dar und zeigt durch die Summe Äquivalenzleistung der Klasse deren jeweilige Bedeutung in der Stichprobe auf. Der überwiegende Teil der vorhandenen Biogasspeicherkapazität stammt von behälterintegrierten Speichern (z. B. Gashauben). Die durchschnittliche Biogasspeicherkapazität der Stichprobe liegt bei 4,35 m³ je kW_{el.äqu.}

Diese Stichprobe stellt eine Auswahl von sehr gut mit Biogasspeichern ausgestatteten Biogasanlagen dar. In der BBD sind die Planer oder Hersteller von Biogasanlagen nicht explizit gespeichert oder der einzelnen Biogasanlage zuordenbar. Aus Erfahrung realisieren viele Planer und Hersteller die Biogasanlagen nach ihrem „eigenen Stil“. So versehen manche Hersteller alle Gärbehälter konsequent mit Gashauben, andere setzen beinahe ausnahmslos auf Stahlbetondecken. Diese Stichprobe mit 448 Biogasanlagen kann aus sachlogischer Sicht nicht auf die Grundgesamtheit aller 2.372 bayerischen Biogasanlagen hochgerechnet werden. Dennoch: Bei 448 bayerischen Biogasanlagen lag zum 31.12.2011 etwa die Hälfte der Biogasspeicherkapazität für eventuellen BHKW-Intervallbetrieb vor. Die 448 Biogasanlagen standen dabei für 19 % der Einzelanlagen und 25 % der installierten elektrischen Nennleistung in Bayern.

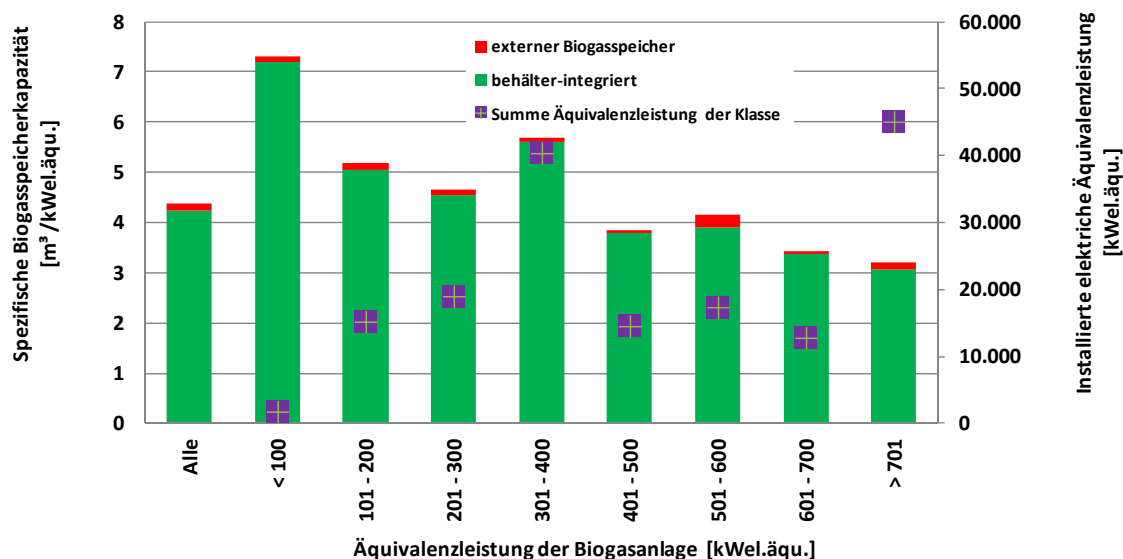


Abb. 10: BBD - Vorhandene Biogasspeicherkapazität nach Leistungsklasse - Bayern zum 31.12.2011 - Stichprobe 1 mit 448 Biogasanlagen

Quelle: LfL-Agrarökonomie, Biogas-Betreiber-Datenbank, München 2012

Anmerkung: Stichprobenumfang: n=448 (19 %); n=166 MW_{el} (25 %)

Zur Hochrechnung der Biogasspeicherkapazität aller bayerischen Biogasanlagen kann auf eine größere Stichprobe mit 1.023 Biogasanlagen zurückgegriffen werden (vgl. Abb. 11). Sie beschreibt 43 % der Biogasanlagen und 53 % der Anlagenleistung. Gegenüber der oben erwähnten Stichprobe mit 448 Biogasanlagen kommen weitere 575 Anlagen dazu, die zwar vollständige Angabe zum Nutzvolumen, zur Funktion und zur Abdeckung haben, zu denen jedoch keine Zahl zur behälterintegrierten Biogasspeicherkapazität vorliegt. Damit verteilt sich die „gesicherte“ Biogasspeicherkapazität der 448 auf die nun 1.023 Biogasanlagen. Es ergeben sich die in Abb. 11 dargestellte verringerte Biogasspeicherkapazität. Die Stichprobe mit der verringerten aber gesicherten Biogasspeicherkapazität repräsentiert 53 % der bayerischen Anlagenleistung.

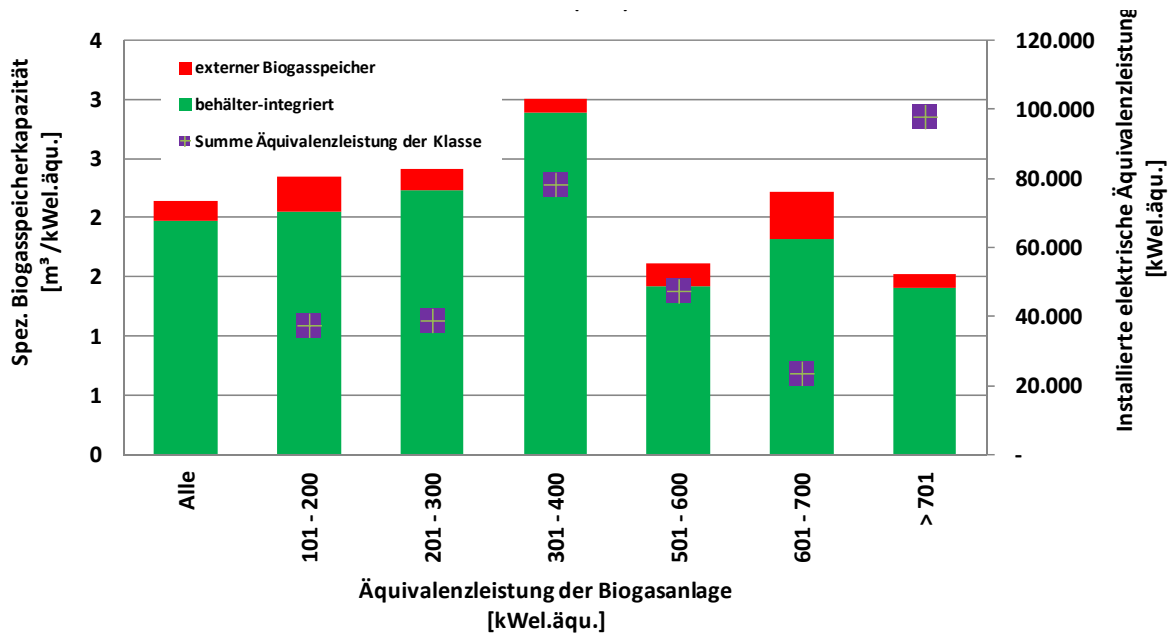


Abb. 11: BBD - Vorhandene Biogasspeicherkapazität nach Leistungsklasse - Bayern zum 31.12.2011 - Stichprobe 2 mit 1.023 Biogasanlagen

Quelle: LfL-Agrarökonomie, Biogas-Betreiber-Datenbank, München 2012
 Anmerkung: Stichprobenumfang: n=1.023 (43 %); n=359 MW_{el} (53 %)

5.5.3 Behältertyp und -abdeckung

In der BBD sind zum Stichtag 31.12.2011 zu 1.895 Biogasanlagen 6.620 einzelne Behälter mit 8,5 Mio. m³ Nutzvolumen erfasst. Die durchschnittliche Biogasanlage der Stichprobe besitzt demnach gerundet 3,5 Einzelbehälter mit einem durchschnittlichen Nutzvolumen von ungefähr 4.500 m³ Nutzvolumen.

In Abb. 12 wird die Aufteilung nach Behältertyp dargestellt. Das linke Diagramm zeigt die relativen Anteile nach Behälteranzahl, die rechte entsprechend nach Behältervolumen. Demnach ordneten die Anlagenbetreiber ihre einzelnen Behälter zu 56 % (nach Volumen: 53 %) der Kategorie Fermenter, zu 32 % (nach Volumen 35 %) der Kategorie Gärrestlager und zu 12 % (nach Volumen: 12 %) keiner der beiden Kategorien zu.

Allerdings können einzelne Betreiber die Definition Fermenter unterschiedlich auslegen. Erfahrungsgemäß wird in der Praxis aus Gärrestlagern direkt der Gärrest entnommen und damit in diesen Behältern im Laufe des Jahres der Füllstand abgesenkt.

Die als Fermenter klassifizierten Behälter sind mit großer Sicherheit abgedeckt, die Kategorie Gärrestlager lässt diesen Rückschluss nicht eindeutig zu. Daher wurde explizit zu jedem Einzelbehälter abgefragt, ob eine Abdeckung vorhanden ist. Das Ergebnis findet sich in Abb. 13.

Wie Abb. 13 ebenfalls zeigt, sind laut Stichprobe 75 % der Behälter mit 81 % des Nutzvolumens abgedeckt. Bei 21 % der Behälter mit 16 % des Nutzvolumens ist die Abdeckung unbekannt und lediglich bei 4 % der Behälter mit 3 % des Nutzvolumens liegt keine Abdeckung vor. Die Abb. 12 differenziert die abgedeckten Behälter darüber hinaus nach Informationen zur behälterintegrierten Biogasspeicherkapazität. Bei 30 % des Nutzvolumens ist gesichert eine behälterintegrierte Biogasspeicherkapazität vorhanden, bei 48 % ist dies unbekannt.

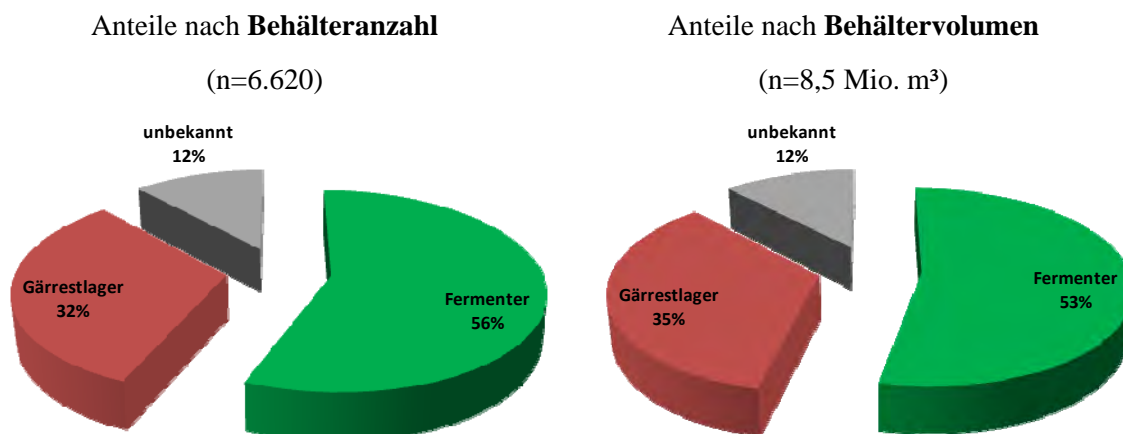


Abb. 12: BBD - Typ der einzelnen Behälter - Bayern zum 31.12.2011

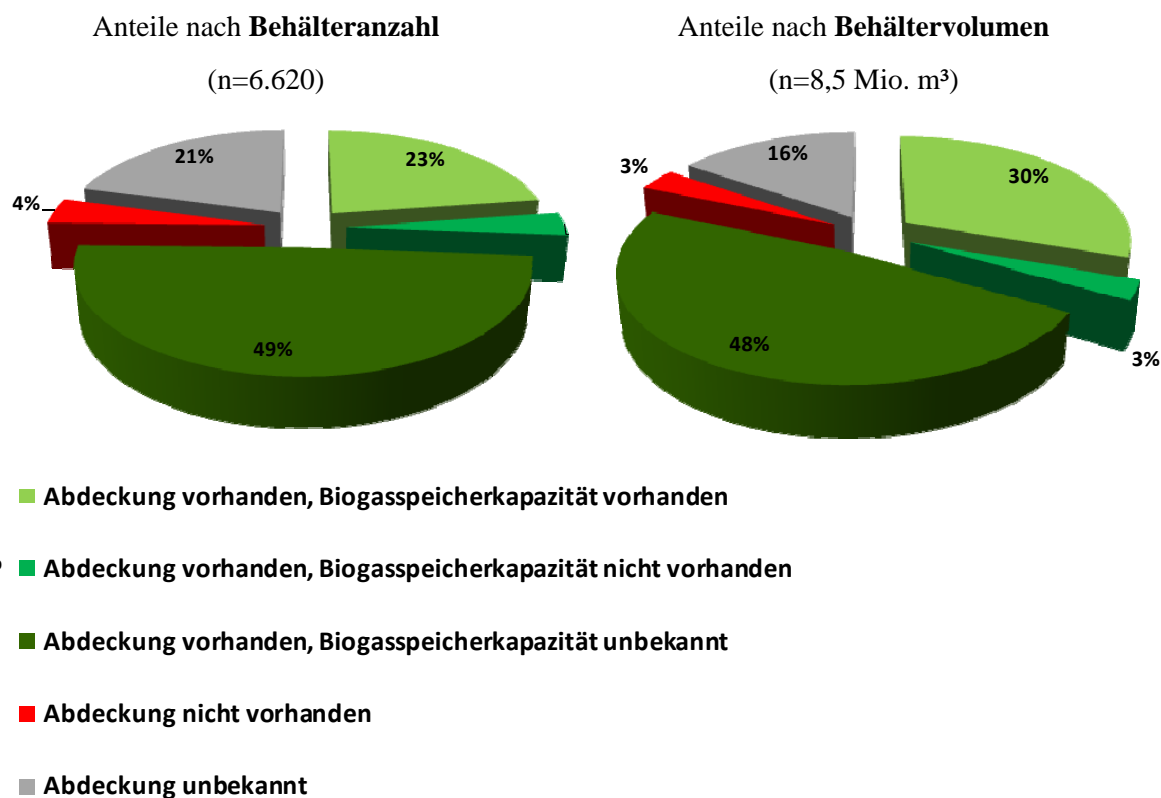


Abb. 13: BBD - Abdeckung der einzelnen Behälter - Bayern zum 31.12.2011

Quelle: LfL-Agrarökonomie, Biogas-Betreiber-Datenbank, München, 2012

5.6 BHKW

5.6.1 Typ des Verbrennungsmotors

Zu 3.494 BHKW von 2.227 Biogasanlagen ist die elektrische installierte Nennleistung bekannt. Abb. 14 zeigt, wie sich der Typ des Verbrennungsmotors auf die einzelnen Leistungsklassen verteilt. Insgesamt betrachtet sind 11 % der Motoren Zündstrahler und 65 % Gas-Otto-Motoren. 23 % der Verbrennungsmotoren haben die Anlagenbetreiber nicht näher spezifiziert.

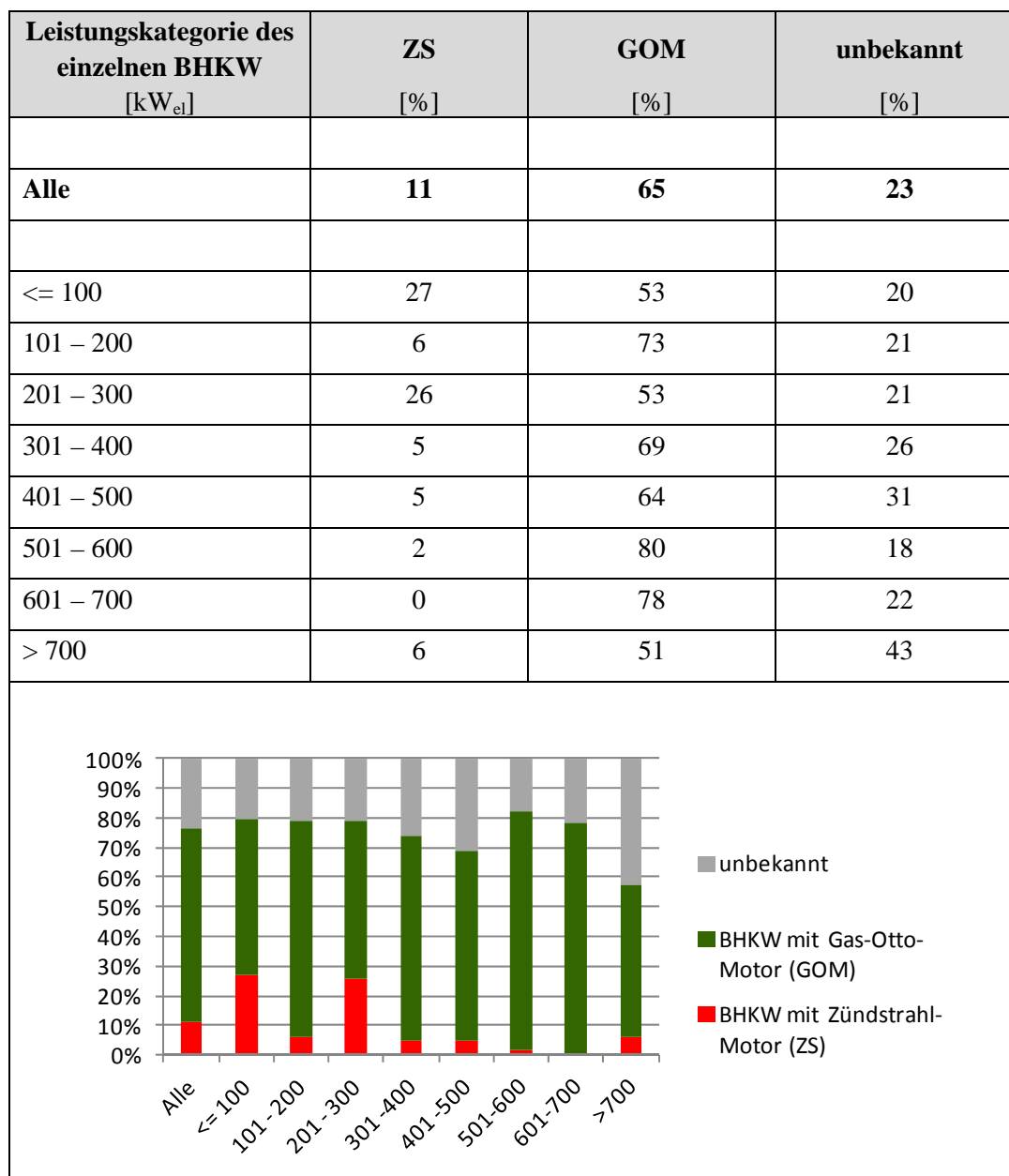


Abb. 14: BBD - Motortyp der BHKW - Verteilung anteilig nach elektrisch installierter Nennleistung - Bayern zum 31.12.2011

Quelle: LfL-Agrarökonomie, Biogas-Betreiber-Datenbank, München 2012

Anmerkung: Stichprobenumfang: n=3.494 BHKW

5.6.2 Reserve- und Satelliten-BHKW

Die Aufteilung der 3.394 BHKW nach Standard-, Reserve- und Satelliten-BHKW zeigt Abb. 15. Mit 92 % wird der überwiegende Teil der installierten elektrischen BHKW-Nennleistung im „Standard“ betrieben. Es handelt sich hierbei in der Regel um stromgeführte BHKW im Grundlastbetrieb. Gut 5 % der gesamten BHKW-Leistung entfallen auf sogenannte Satelliten-BHKW, die häufig wärmegeführt betrieben werden. Rund 3 % der BHKW-Leistung klassifizieren die Anlagenbetreiber als Reserve-BHKW-Leistung. Mit einer Ausnahme waren alle BHKW eindeutig zuordenbar. Das BHKW mit Doppelnennung wurde der Kategorie Satellit zugeschlagen.

Neben der Aufteilung nach der Einsatzart zeigt Abb. 15 auch die Verteilung des Verbrennungsmotortyps auf die einzelnen Kategorien. Nicht in den Abbildungen enthalten ist die BHKW-Leistung nach Einsatzart. Die Auswertungen ergaben eine durchschnittliche installierte elektrische Leistung von 109 kW_{el} für Standard-BHKW und 113 kW_{el} für Reserve-BHKW. Satelliten-BHKW haben eine durchschnittliche Leistung von 303 kW_{el} installiert.

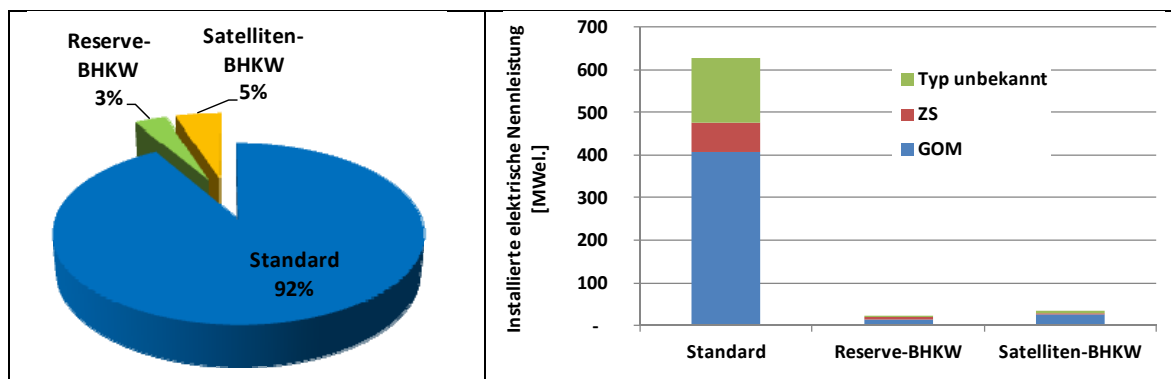


Abb. 15: BBD - Aufteilung der BHKW nach Einsatzart und Typ - Bayern zum 31.12.2011

Quelle: LfL-Agrarökonomie, Biogas-Betreiber-Datenbank, München 2012

Anmerkung: Stichprobenumfang: n=3.494 BHKW
 ZS = BHKW mit Zündstrahl-Verbrennungsmotor
 GOM = BHKW mit Gas-Otto-Verbrennungsmotor

5.7 Externe Wärmenutzung

Bei 1.206 der 2.372 Biogasanlagen (51 %) ist die Art der Wärmenutzung angegeben (vgl. Abb. 16). Mehrfachnennungen waren möglich. Der Großteil der Biogasanlagen nutzt demnach die Wärme extern zum Heizen von Gebäuden (95 %) und/oder zur Trocknung von Gütern (35 %). Nur 3 der 1.206 Biogasanlagen gaben an, Kälte aus der Abwärme zu erzeugen. Die Bedeutung der sonstigen Nutzung (5 %) lässt sich nicht näher einordnen. Es wird vermutet, dass es sich hierbei überwiegend um Prozesswärme für Gewerbebetriebe handeln könnte.

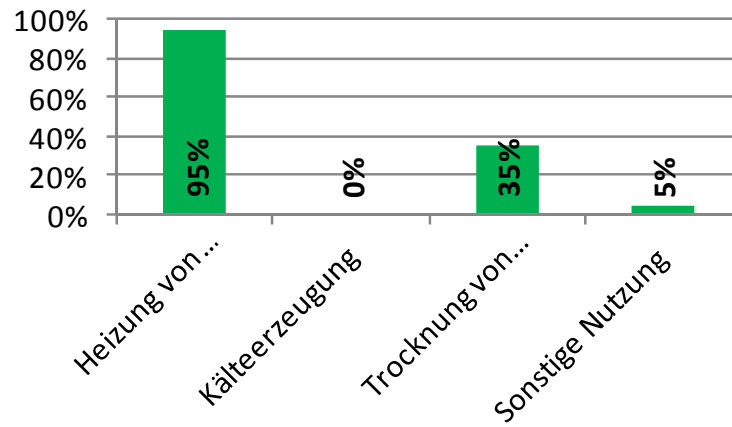


Abb. 16: BBD - Häufigkeitsverteilung zur Art der externen Wärmenutzung bei Biogasanlagen - Bayern zum 31.12.2011

Quelle: LfL-Agrarökonomie, Biogas-Betreiber-Datenbank, München 2012
Anmerkung: Stichprobenumfang: n=1.206 (51 %); n=376 MW_e (56 %)
Gerundet auf ganze Zahlen
Bitte Hinweise zur Datenerfassung und Datenverwendung beachten
Die Abbildungen zu den Regierungsbezirken befinden sich im Anhang

6 Potentialabschätzung - Biogas

Ziel der Abschätzung ist es, die noch erschließbaren Potentiale (siehe Kap. 4.1) aus Wirtschaftsdüngern, nicht mehr für die Versorgung von Rauhfutterfressern benötigten Grünlandaufwüchsen, pflanzlichen Nebenprodukten und Reststoffen bzw. Bioabfällen zu quantifizieren. Dem Untersuchungsauftrag entsprechend sind diese Substrate, die mit der Nahrungs- und Futtermittelerzeugung nicht oder nur geringfügig um die Fläche konkurrieren, vorrangig für die Biogaserzeugung zu nutzen.

Die ausgewiesenen Potentiale lassen sich, darauf sei vorsorglich hingewiesen, nicht so zu interpretieren, dass Biogasanlagen, ungeachtet der ökonomischen Sinnhaftigkeit, ausschließlich mit diesen Inputmaterialien zu betreiben sind.

6.1 Wirtschaftsdünger

Grundlage der Abschätzung des Potentials aus Wirtschaftsdüngern der einzelnen Tierarten sind einzelbetriebliche Daten des Mehrfachantrags 2011 (InVeKoS) [6], die soweit erforderlich durch Experteneinschätzungen ergänzt wurden. Die ausgewiesenen Wirtschaftsdünger- und Einstreumengen basieren auf den Tabellenwerten des Leitfadens für die Düngung von Acker- und Grünland [10].

6.1.1 Wirtschaftsdünger aus der Rinderhaltung

Für das Jahr 2011 ergibt sich aus den InVeKoS-Tierdaten einen Durchschnittsbestand von 3.356.743 Rindern (siehe Tab. 6). In den vergangenen fünf Jahren hat sich die Zahl der Milch- und Mutterkühe um rund 3 Prozent oder 38.000 Tiere vermindert. Der Bestand an männlichen Rindern ist im gleichen Zeitraum um 8,4 Prozent (ca. 38.000 Rinder) zurückgegangen, während die Abnahme bei den weiblichen Tieren nur 1,8 Prozent betrug.

Tab. 6: Rinderbestand in Bayern 2011 [6]

insgesamt	Rinder								
	Milchkühe	Kälber bis 0,5 Jahre	weibliche Rinder				davon männliche Rinder		
			0,5 bis 1 Jahr	1 bis 2 Jahre	> 2 Jahre	Mutter- kühe	0,5 bis 1 Jahr	1 bis 2 Jahre	> 2 Jahre
[n]	[n]	[n]	[n]	[n]	[n]	[n]	[n]	[n]	[n]
3.356.743	1.216.654	509.832	292.341	569.351	274.945	61.694	182.940	232.881	16.105

Der Strukturwandel setzt sich bei den Milchviehbetrieben weiter fort. Gegenüber der letzten Bestandsgrößenzählung 2009 ist der Anteil der Bestände mit 50 und mehr Kühen von 13,9 % auf 17,5 % im Jahr 2011 angestiegen. Dort stehen nunmehr 40,2 % aller Milchkühe [7]. Nach wie vor ist die zahlenmäßig größte Gruppe die Gruppe der Milchviehalter mit 30 bis 49 Kühen, die ca. 30 % der rund 1,2 Mio. Milchkühe halten. Bestände mit weniger als 30 Kühen nehmen seit Jahren ab. Die Wachstumsschwelle bei den kuhhaltenden Betrieben liegt bei einer Bestandsgröße ab 40 Kühe. Die Strukturentwicklung bei den Milchviehbetrieben hat unmittelbar auch Auswirkung auf die Struktur der Rindermastbetriebe. Von knapp 31.000 Rindermästern im Jahre 2010 waren nur 16 % spezialisierte Betriebe mit einem Durchschnittsbestand von 40 Bullen. Die Wachstumsschwelle liegt bei der Größenklasse ab 150 Tiere. Im Jahr 2010 waren in dieser Größenklasse 228 Betriebe.

Entgegen dem Trend bei Kuhhaltern nahm die Zahl der größeren Rindermastbetriebe nur unwesentlich zu [8].

Statistische Kennwerte zu Haltungsverfahren, die auf Regierungsbezirksebene vorliegen, erlauben eine gewisse Differenzierung und Regionalisierung in Stallplätze, die Wirtschaftsdünger (WiDü) in Form von Gülle oder Mist liefern (siehe Tab. 7). Die in der Statistik ausgewiesenen Stallplätze mit „anderen Haltungsverfahren“ haben nur eine geringe Bedeutung. Die entsprechenden Stallplätze sind den mistliefernden Haltungsverfahren zugeordnet. Analog zum Anteil der Stallplätze auf Regierungsbezirksebene erfolgte die Zuordnung auf Landkreis- und Gemeindeebene.

Tab. 7: Anteil der Stallplätze mit Gülle und Mist in Bayern [9]

	Stallplätze	Anbinde- /Laufstall Gülle	Anbinde- /Laufstall Festmist	Andere Haltungs- verfahren
Bayern	Milchkühe	85,35 %	14,23 %	0,42 %
	Rinder ohne Milchkühe ¹⁾	65,18 %	32,15 %	2,67 %
Oberbayern	Milchkühe	84,59 %	12,52 %	2,89 %
	Rinder ohne Milchkühe ¹⁾	66,81 %	30,91 %	2,29 %
Niederbayern	Milchkühe	84,65 %	11,82 %	3,53 %
	Rinder ohne Milchkühe ¹⁾	70,64 %	27,19 %	2,17 %
Oberpfalz	Milchkühe	87,94 %	9,93 %	2,13 %
	Rinder ohne Milchkühe ¹⁾	63,70 %	34,84 %	1,45 %
Oberfranken	Milchkühe	78,30 %	17,95 %	3,75 %
	Rinder ohne Milchkühe ¹⁾	53,20 %	37,98 %	8,82 %
Mittelfranken	Milchkühe	83,39 %	16,22 %	0,40 %
	Rinder ohne Milchkühe ¹⁾	64,08 %	33,94 %	1,98 %
Unterfranken	Milchkühe	70,52 %	0,00 %	29,48 %
	Rinder ohne Milchkühe ¹⁾	54,44 %	43,27 %	2,29 %
Schwaben	Milchkühe	90,29 %	9,53 %	0,18 %
	Rinder ohne Milchkühe ¹⁾	67,09 %	30,46 %	2,45 %

1) Kälber und Jungrinder, männliche Rinder sowie andere Kühe.

Die Kühe konnten anhand zusätzlicher einzelbetrieblicher Informationen in Milchkühe und Ammen- bzw. Mutterkühe differenziert ausgewiesen werden. Somit konnte der WiDü-Anfall von Milchkühen entsprechend dem Grünlandanteil zugeordnet werden. Auch der Einfluss der Weidehaltung auf das WiDü-Aufkommen ist berücksichtigt. Laut Statistik haben 16 % der Milchkühe und rund 13 % der sonstigen Rinder Weidegang (siehe Tab. 8). Das WiDü-Aufkommen, auf Betriebsebene berechnet, wurde entsprechend dem Anteil der Tiere und der Weidestunden pro Jahr linear gekürzt. Es ist zu vermuten, dass mit diesem Vorgehen das WiDü-Potential größerer Tierhaltungen unterschätzt wird.

Eine weitergehende Differenzierung ist aber auf Grund der lückenhaften Statistik nicht möglich. Tab. 9 zeigt das WiDü-Aufkommen in Bayern. Die auf Landkreisebene aggregierten Mengen sind in Anhang-Tab. 94 zusammengestellt. Die Gesamtgüllemenge liegt um rund 1,0 % unter dem in der Statistik ausgewiesenen Stichprobenwert für das Jahr 2010 [13]. Aufgrund sinkender Tierzahlen ist diese Abweichung plausibel. Für Festmist ist kein tierartspezifischer statistischer Kennwert verfügbar.

Tab. 8: Weidehaltung von Rindern und Milchkühe in Bayern nach Bestandsgrößenklassen – Erhebungsjahr 2009 [11][12]

Betriebe mit ... bis...	Milchkühe			Betriebe mit ... bis ...	Rinder ohne Milchkühe			
	Milch- kühen	Anteil Weidegang	Weidedauer		Rindern	Anteil Weidegang	Weidedauer	
[Wo.]			[Tage]	[Wo.]			[Tage]	
1 – 9	--		21	12	1 - 9	0,8 %	27	9
10 – 19	2,9 %		22	12	10 - 19	2,4 %	25	9
20 – 49	9,5 %		21	11	20 - 49	--	23	9
50 – 99	2,8 %		17	13	50 - 99	2,7 %	24	8
100 – 199	--		16	12	100 - 199	0,7 %	24	11
20 – 499	--		.	.	20 - 499	--	24	12
≥ 500	--		-	-	≥ 500	0,0 %	27	.
Gesamt	16,0 %		21	12	Gesamt	13,2 %	24	9

Tab. 9: Theoretisches WiDü-Potential aus der Rinderhaltung in Bayern 2011¹⁾

	Gülle ²⁾			Festmist ³⁾		
	insgesamt	davon		Insgesamt	davon	
		Milchkühe	Rinder ⁴⁾		Milchkühe	Rinder ³⁾
m ³ /Jahr	m ³ /Jahr	m ³ /Jahr	t/Jahr	t/Jahr	t/Jahr	
Bayern insgesamt	38.965.272	24.949.519	14.015.753	4.878.175	1.648.573	3.229.602
Oberbayern	11.484.242	7.332.100	4.152.142	1.388.244	514.152	874.092
Niederbayern	5.753.927	3.316.650	2.437.278	679.291	232.585	446.706
Oberpfalz	5.421.711	3.548.549	1.873.162	664.100	189.013	475.087
Oberfranken	2.540.167	1.749.166	791.001	494.196	188.355	305.840
Mittelfranken	3.719.073	2.286.371	1.432.702	532.234	176.981	355.254
Unterfranken	1.070.471	585.413	485.058	294.265	94.969	199.297
Schwaben	8.975.680	6.131.270	2.844.410	825.844	252.519	573.326

1) WiDü-Anfall nach [10]

2) Gülle mit 7,5 % TM

3) Festmist mit 25 % TM

4) Mutter- bzw. Ammenkühe liefern Festmist

Der gesamte WiDü aus der Rinderhaltung – das theoretische Potential – wird als Substrat für die Biogaserzeugung nicht nutzbar sein. Zum einen ist wegen des Strukturwandels auch in den kommenden Jahren von einer moderaten Abnahme der Rinderhaltung auszugehen. So prognostiziert beispielsweise eine Studie zur Nutzung von Grünland zur Biogaserzeugung [26] bis 2020 einen Rückgang der Milchkühe um etwa 200.000 Tiere und ein Absinken des gesamten Rinderbestandes um 16,5 Prozent auf 2,8 Mio. Rinder. Eine gesicherte Aussage über die weitere Entwicklung der Milcherzeugung in Bayern ist allerdings auf Grund des Auslaufens der Milchquotenregelung zum 31. März 2015 nicht möglich. Zum anderen brauchen kleine Hofbiogasanlagen mit einer Bemessungsleistung (siehe Kap. 4.1) von rund 50 kW_{el} zur Substratversorgung ca. 1.000 t Rindergülle, wenn ca. 50 Masseprozent des Inputmaterials aus Gülle bestehen soll. Dafür sind Bestandgrößen ab ca. 50 GV - etwa 30 Milchkühe mit Nachzucht - erforderlich.

Zur Ableitung des für die Biogaserzeugung mittelfristig nutzbaren Potentials wurden deshalb in einem weiteren Rechenschritt unter sonst gleichen Annahmen, nur Rinderbestände ab 50 GV berücksichtigt. Auf Grund dieser Restriktion sinkt das nutzbare Gülle- und Festmistpotential auf knapp 68 % bzw. 65 % des theoretischen Potentials (siehe Tab. 10 und Anhang-Tab. 95).

Tab. 10: Nutzbares WiDü-Potential aus der Rinderhaltung in Bayern 2011¹⁾
– Tierbestände \geq 50 GV

	Gülle ²⁾			Festmist ³⁾		
	insgesamt m ³ /Jahr	davon		insgesamt t/Jahr	Davon	
		Milchkühe m ³ /Jahr	Rinder ⁴⁾ m ³ /Jahr		Milchkühe t/Jahr	Rinder ⁴⁾ t/Jahr
Bayern insgesamt	26.317.311	17.142.973	9.174.338	3.153.660	1.133.973	2.019.687
Oberbayern	7.788.091	5.002.314	2.785.777	922.140	351.751	570.389
Niederbayern	3.815.927	2.223.809	1.592.118	430.419	156.249	274.171
Oberpfalz	3.664.369	2.457.268	1.207.101	420.268	130.943	289.324
Oberfranken	1.707.118	1.208.038	499.079	315.300	130.099	185.201
Mittelfranken	2.564.749	1.644.757	919.992	348.238	127.325	220.913
Unterfranken	663.133	392.139	270.994	169.545	63.606	105.939
Schwaben	6.113.923	4.214.646	1.899.277	547.750	173.999	373.750

1) WiDü-Anfall nach [10]

2) Gülle mit 7,5 % TM

3) Festmist mit 25 % TM

4) Mutter- bzw. Ammenkühe liefern Festmist

Auswertungen der BBD haben ergeben, dass rund 18 % des nutzbaren Güllepotentials und ca. 17 % des Festmistes bereits in der Biogaserzeugung verwertet werden (vgl. Kapitel 5.4). Somit verbleibt ein verfügbares Potential in Höhe von 21,5 Mio. m³ Gülle und 2,6 Mio. t Festmist. Wären ca. 50 % der Tierhalter auch tatsächlich bereit, ihre WiDü für die Biogaserzeugung zur Verfügung zu stellen oder selbst eine Biogasanlage zu betreiben (Mitmachfaktor), dann beträgt das für die Biogaserzeugung noch erschließbare WiDü-Potential etwa 10,7 Mio. m³ Gülle bzw. 1,3 Mio. t Festmist (siehe Tab. 11). Das entsprechende Methanpotential ergibt sich durch Multiplikation der WiDü-Mengen mit Richtwerten für den Methanertrag (siehe Tab. 12).

In summa beträgt das noch erschließbare Potential für die Biogaserzeugung in Bayern aus WiDü der Rinderhaltung ungefähr 203 Mio. Nm³ CH₄.

Tab. 11: Verfügbares und erschließbares WiDü-Potential aus der Rinderhaltung in Bayern

	Substrat	Einheit	Nutzbares Potential	In Nutzung ¹⁾	Verfügbares Potential	Mitmachfaktor	erschließbares Potential
Bayern	Gülle	m ³ /Jahr	26.317.311	4.843.088	21.474.223	50 %	10.737.111
	Festmist	t/Jahr	3.153.660	536.735	2.616.925	50 %	1.308.463
Oberbayern	Gülle	m ³ /Jahr	7.788.091	1.038.363	6.749.728	50 %	3.374.864
	Festmist	t/Jahr	922.140	84.320	837.821	50 %	418.910
Niederbayern	Gülle	m ³ /Jahr	3.815.927	419.603	3.396.324	50 %	1.698.162
	Festmist	t/Jahr	430.419	27.002	403.417	50 %	201.709
Oberpfalz	Gülle	m ³ /Jahr	3.664.369	553.213	3.111.157	50 %	1.555.578
	Festmist	t/Jahr	420.268	51.823	368.444	50 %	184.222
Oberfranken	Gülle	m ³ /Jahr	1.707.118	412.367	1.294.751	50 %	647.375
	Festmist	t/Jahr	315.300	49.785	265.515	50 %	132.757
Mittelfranken	Gülle	m ³ /Jahr	2.564.749	999.121	1.565.628	50 %	782.814
	Festmist	t/Jahr	348.238	173.244	174.994	50 %	87.497
Unterfranken	Gülle	m ³ /Jahr	663.133	96.449	566.685	50 %	283.342
	Festmist	t/Jahr	169.545	67.686	101.858	50 %	50.929
Schwaben	Gülle	m ³ /Jahr	6.113.923	1.323.973	4.789.951	50 %	2.394.975
	Festmist	t/Jahr	547.750	82.874	464.876	50 %	232.438

1) nach BBD (siehe Kapitel 5)

Tab. 12: Richtwerte für die Gasausbeuten von Rindergülle und Rindermist [18]

Substrat	TM [%]	oTM [% der TM]	Biogasertrag ¹⁾		CH ₄ [%]	CH ₄ -Ertrag [Nm ³ CH ₄ /t _{FM}]
			[]NI/kg _{oTM}]	[Nm ³ /t _{FM}]		
Rindergülle mit Futterresten	7,5 %	80 %	380	22,80	55 %	12,54
Rindermist, wenig gelagert	25 %	85 %	450	95,63	55 %	52,59

1) Annahme: $\rho_{\text{Gülle}} \sim 1.000 \text{ kg/m}^3$

6.1.2 Wirtschaftsdünger aus der Haltung sonstiger Rauhfutterfresser

Die Bestandsgrößen bei Ziegen liegen im Durchschnitt bei ca. 7 Tieren. Nur 36 Betriebe halten 150 und mehr Ziegen. Für die Biogaserzeugung werden sich keine nennenswerten Mengen an WiDü akquirieren lassen. „Die 6.255 Schafe haltenden Betriebe in Bayern setzen sich aus ca. 255 Hütelhaltungen mit durchschnittlich 480 Mutterschafen, ca. 500 größeren Koppelschafhaltungen zwischen 50 und 200 Mutterschafen und 5.500 kleineren Schafhaltern mit bis zu 50 Mutterschafen zusammen“ [7]. Insgesamt dominiert die Weidehaltung. Rund 80 % aller Schafe stehen im Durchschnitt 35 Wochen auf der Weide [19]. Schon aus diesem Grund ist das erschließbare WiDü-Potential gering.

Diesbezüglich erscheint es vertretbar, auf die Ermittlung des WiDü-Potentials für die Biogaserzeugung aus der Ziegen- und Schafhaltung zu verzichten.

Der Pferdehaltung kommt eine erheblich größere Bedeutung zu. In Bayern wurden im Jahr 2011 rund 102.000 Pferde gehalten [6]. Pferde in Kleinstbetrieben oder in Reit- und Voltigiervereinen, die die Mindestgrenzen für eine Antragstellung auf EU-Direktzahlungen (z. B. 1 ha LF) nicht erreichen, sind in dieser Summe nicht enthalten. Der geschätzte Gesamtpferdebestand in Bayern liegt bei mehr als 130.000 Tieren [7]. Für die Ableitung des nutzbaren WiDü-Aufkommens spielen Klein- und Kleinstbestände allerdings keine Rolle. Ähnlich wie in der Rinderhaltung wird für die Berechnung des nutzbaren WiDü-Potentials eine Mindestbestandsgröße vorausgesetzt: Erst ab 25 GV, das entspricht ungefähr einer Jahresmenge von 200 t Mist, steht genügend Material für eine kontinuierliche Belieferung einer Biogasanlage zu Verfügung. Die Mindestbestandsgröße ist deutlich niedriger angesetzt als in der Rinderhaltung. Pferdehalter haben in der Regel kein Interesse eine eigene Biogasanlage zu betreiben, aber nicht selten Probleme, den anfallenden Mist auf betriebseigenen Flächen zu verwerten. Sie sind deshalb vermutlich eher bereit Mist abzugeben bzw. abholen zu lassen. Die Einschränkung auf die Mindestbestandsgröße von 25 GV bewirkt, dass nur rund 30 % des theoretischen WiDü-Potentials aus der Pferdehaltung übrig bleiben. Wie viel von diesem verbleibenden Anteil bereits als Biogassubstrat, als Brennstoff oder als Kultursubstrat verwertet wird, ist leider nicht bekannt. Wenn man hilfsweise davon ausgeht, dass rund ein Drittel des nutzbaren Potentials erschließbar ist, dann stehen insgesamt nur rund 10 % des theoretischen Potentials für die Biogaserzeugung zur Verfügung (siehe Tab. 13). Mit dem Richtwert für den Methanertrag [18] aus Pferdemit multipliziert, ergibt sich ein für die Biogaserzeugung erschließbares Potential von rund 5 Mio. Nm³ CH₄.

Tab. 13: WiDü-Potentiale aus der Pferdehaltung in Bayern 2011¹⁾
– Tierbestände ≥ 25 GV

	Pferde			Mistanfall [t/Jahr]	davon in Nutzung	Mitmachfaktor [%]	erschließbares Potential [t/Jahr]
	insgesamt	≤ 1 Jahr	> 1 Jahr				
	[n]	[n]	[n]				
Bayern	30.435	7.022	23.413	223.349	unbekannt	33 %	73.705
Oberbayern	13.385	2.652	10.733	99.099			32.703
Niederbayern	3.202	838	2.364	23.300			7.689
Oberpfalz	2.222	572	1.650	16.188			5.342
Oberfranken	2.608	537	2.071	19.268			6.359
Mittelfranken	2.836	765	2.071	20.591			6.795
Unterfranken	1.671	538	1.133	11.958			3.946
Schwaben	4.511	1.120	3.391	32.946			10.872

1) WiDü-Anfall nach [10]

2) Gasausbeute Pferdemit (30 % TM, 85 % oTM, 480 NI/kg oTM, 55 % CH₄) [18]

6.1.3 Wirtschaftsdünger aus der Schweinehaltung

Die Gesamtzahl der im Jahresdurchschnitt 2011 gehaltenen Schweine beträgt 3.740.392 Tiere. Davon sind 331.987 Zuchtsauen und 2.214.796 Mastschweine [6]. In den vergangenen 5 Jahren ist der Schweinebestand um knapp 4 Prozent zurückgegangen. Die Zunahme der Mastschweine um weniger als ein halbes Prozent konnte die Abnahme der Zuchtsauen um fast 17 Prozent nicht kompensieren. Die Anzahl der erzeugten Ferkel hat sich auf Grund einer verbesserten Zuchtleistung nur wenig verändert. Sowohl die Ferkelerzeugung als auch die Schweinemast sind in Bayern im Vergleich zum bundesdeutschen Durchschnitt relativ klein strukturiert. Knapp 40 % der Sauen stehen in Betrieben mit weniger als 100 Zuchtsauen. Die Wachstumsschwelle in der Ferkelerzeugung liegt derzeit bei Betrieben mit rund 100 Zuchtsauen [7]. In der Schweinemast wachsen die Betriebe ab ca. 1.000 Mastplätze [14].

Die Statistik erfasst allerdings nur Tiere aus landwirtschaftlichen Betrieben. Dies führt insbesondere in der Schweinemast zu einer Unterschätzung der tatsächlichen Tierbestände, da gewerbliche Haltungen nicht berücksichtigt sind. Um auch diese näherungsweise abzubilden, wurden die Tierzahlen in Beständen ab 2.000 Mastplätze verdreifacht [15]. Dadurch erhöht sich der durchschnittlichen Mastschweinebestand gegenüber der Statistik um rund 128.000 Tiere oder rund sechs Prozent. Der Experteneinschätzung zufolge, konzentrieren sich die gewerblichen Tierhaltungen in Landkreisen mit sehr großen Beständen [15]. Eine exakte räumliche Zuordnung dieser Tiere ist ohne Kenntnis der Mastanlagenstandorte nicht möglich.

Statistische Kennwerte zu Haltungsverfahren auf Regierungsbezirksebene, erlauben eine Differenzierung und Regionalisierung in Stallplätze, die WiDü in Form von Gülle oder Mist liefern (siehe Tab. 14). Die in der Statistik ausgewiesenen, Stallplätze mit „anderen Stallhaltungsverfahren“ und „Freilandhaltung“ sind in der Rubrik „Sonstige“ zusammengefasst und haben in der Regel eine geringe Bedeutung. Der statistische Ausreißer für Oberbayern ist nicht plausibel. Die Stallplätze der sonstigen Verfahren sind in den weiteren Berechnungen den mistliefernden Haltungsverfahren zugeordnet. Die sich daraus ergebende Unschärfe ist hinnehmbar, da in einem zweiten Schritt, auch in der Schweinehaltung nur Bestandsgrößen ab 50 GV für die Abschätzung des mittelfristig nutzbaren Potentials herangezogen werden. In diesen Bestandsgrößen ist davon auszugehen, dass Weidehaltung und Verfahren, die sich nicht dem Voll- bzw. Teilspaltenboden oder dem planbefestigten Boden mit Einstreu zuordnen lassen, keine Rolle spielen. Für gewerbliche Mastschweinebestände wurden generell Gülle liefernde Haltungsverfahren angenommen.

Tab. 14: Anteil der Stallplätze mit Gülle und Mist in Bayern [16]

	Stallplätze für	Voll-/Teilspaltenboden Gülle	Planbefestigter Boden Festmist	Sonstige
Bayern	Sonstige Schweine ¹⁾	88,62 %	8,76 %	2,62 %
	Sauen und Zuchteber	79,45 %	17,79 %	2,75 %
Oberbayern	Sonstige Schweine ¹⁾	87,12 %	10,56 %	2,32 %
	Sauen und Zuchteber	30,11 %	21,98 %	47,90 %
Niederbayern	Sonstige Schweine ¹⁾	92,85 %	5,72 %	1,43 %
	Sauen und Zuchteber	76,63 %	19,96 %	3,41 %
Oberpfalz	Sonstige Schweine ¹⁾	79,25 %	15,22 %	5,54 %
	Sauen und Zuchteber	80,47 %	15,73 %	3,80 %
Oberfranken	Sonstige Schweine ¹⁾	86,90 %	9,38 %	3,71 %
	Sauen und Zuchteber	81,10 %	15,62 %	3,29 %
Mittelfranken	Sonstige Schweine ¹⁾	87,04 %	9,72 %	3,24 %
	Sauen und Zuchteber	82,22 %	15,56 %	2,22 %
Unterfranken	Sonstige Schweine ¹⁾	82,82 %	14,08 %	3,10 %
	Sauen und Zuchteber	77,80 %	20,68 %	1,52 %
Schwaben	Sonstige Schweine ¹⁾	91,27 %	0,00 %	8,73 %
	Sauen und Zuchteber	84,95 %	0,00 %	15,05 %

1) Aufzuchtferkel, Jungschweine, Mastschweine und ausgemerzte Zuchttiere.

Das theoretische Potential und das nutzbare Potential aus WiDü der Schweinehaltung sind in Tab. 15 und Tab. 16 zusammengefasst.

Tab. 15: Theoretisches WiDü-Potential aus der Schweinehaltung in Bayern 2011¹⁾

	insgesamt [m ³ /Jahr]	Gülle ²⁾ davon		insgesamt [t/Jahr]	Festmist ³⁾ davon	
		Mast- schwein [m ³ /Jahr]	Zucht- schweine [m ³ /Jahr]		Mast- schwein [t/Jahr]	Zucht- schweine [t/Jahr]
Bayern	8.554.586	6.474.349	2.080.237	370.214	184.816	185.398
Oberbayern	968.607	721.678	246.929	52.582	25.536	27.046
Niederbayern	2.910.631	2.292.644	617.987	105.199	40.785	64.413
Oberpfalz	574.428	362.780	211.648	43.399	25.843	17.556
Oberfranken	546.184	392.437	153.746	27.574	15.329	12.246
Mittelfranken	1.147.147	832.595	314.552	54.867	31.619	23.248
Unterfranken	804.904	575.767	229.136	48.907	26.561	22.346
Schwaben	1.218.278	912.040	306.239	37.685	19.143	18.543

1) WiDü-Anfall nach [10]

2) Gülle mit 5 % TM (der Gülleanfall der Ferkel ist bei den Zuchtschweinen enthalten)

3) Festmist mit 25 % TM (der Festmistanfall der Ferkel ist bei den Zuchtschweinen enthalten)

Tab. 16: Nutzbares WiDü-Potential aus der Schweinehaltung in Bayern 2011¹⁾
 – Tierbestände ≥ 50 GV

	Gülle ¹⁾			Festmist ²⁾		
	insgesamt [m ³ /Jahr]	davon		insgesamt [t/Jahr]	davon	
		Mast- schwein [m ³ /Jahr]	Zucht- schweine [m ³ /Jahr]		Mast- schwein [t/Jahr]	Zucht- schweine [t/Jahr]
Bayern insgesamt	6.093.882	4.840.995	1.252.887	217.697	107.951	109.746
Oberbayern	669.412	547.719	121.693	29.300	15.970	13.329
Niederbayern	2.435.665	2.083.033	352.632	67.129	30.373	36.755
Oberpfalz	320.008	206.222	113.786	21.618	12.179	9.438
Oberfranken	322.280	229.386	92.894	13.873	6.474	7.399
Mittelfranken	798.810	583.281	215.530	31.774	15.845	15.929
Unterfranken	568.105	424.271	143.833	28.744	14.717	14.027
Schwaben	979.602	767.083	212.519	25.260	12.392	12.868

1) WiDü-Anfall nach [10]

2) Gülle mit 5 % TM (der Gülleanfall der Ferkel ist bei den Zuchtschweinen enthalten)

3) Festmist mit 25 % TM (der Festmistanfall der Ferkel ist bei den Zuchtschweinen enthalten)

Von diesem nutzbaren Potential werden rund 1.160.000 m³ der Gülle und 52.000 t des Festmistes bereits in der Biogaserzeugung verwertet (vgl. Kapitel 5.4). Somit verbleibt ein verfügbares Potential in Höhe von 4.934.102 m³ Gülle und 165.421 t Festmist. Bemerkenswert ist, dass in den Landkreisen Ebersberg, Cham, Lichtenfels und Weißenburg-Gunzenhausen bilanziell mehr Schweinemist als Substrat für die Biogaserzeugung Verwendung findet als an nutzbarem Potential ausgewiesen ist. Im Landkreis Ebersberg übersteigt die Verwertung sogar das theoretisch Potential. Ein Grund dafür könnten Transporte über die Landkreisgrenzen hinweg sein.

Geht man davon aus, dass ca. 50 % der Schweinehalter auch bereit wären ihre WiDü für die Biogaserzeugung zur Verfügung zu stellen oder selbst eine Biogasanlage zu betreiben, dann lassen sich noch 2.467.051 m³ Gülle und 82.710 t Festmist als Potential erschließen. (siehe Tab. 17).

Durch Multiplikation mit den Richtwerten für die Gasausbeuten von Schweinegülle und Schweinemist (siehe Tab. 18) ergibt sich das erschließbare Methanpotential aus WiDü der Schweinehaltung. Es beträgt in summa knapp 29 Mio. Nm³ CH₄.

Tab. 17: Verfügbares und erschließbares WiDü-Potential aus der Schweinehaltung in Bayern

	Substrat	Einheit	Nutzbares Potential	In Nutzung ¹⁾	Verfügbares Potential	Mitmachfaktor	erschließbares Potential
Bayern	Gülle	m ³ /Jahr	6.093.882	1.159.780	4.934.102	50 %	2.467.051
	Festmist	t/Jahr	217.697	52.276	165.421	50 %	82.710
Oberbayern	Gülle	m ³ /Jahr	669.412	120.398	549.014	50 %	274.507
	Festmist	t/Jahr	29.300	5.255	24.044	50 %	12.022
Niederbayern	Gülle	m ³ /Jahr	2.435.665	223.301	2.212.364	50 %	1.106.182
	Festmist	t/Jahr	67.129	5.875	61.253	50 %	30.627
Oberpfalz	Gülle	m ³ /Jahr	320.008	103.468	216.540	50 %	108.270
	Festmist	t/Jahr	21.618	4.874	16.743	50 %	8.372
Oberfranken	Gülle	m ³ /Jahr	322.280	46.114	276.166	50 %	138.083
	Festmist	t/Jahr	13.873	5.384	8.489	50 %	4.245
Mittelfranken	Gülle	m ³ /Jahr	798.810	320.506	478.304	50 %	239.152
	Festmist	t/Jahr	31.774	17.801	13.973	50 %	6.987
Unterfranken	Gülle	m ³ /Jahr	568.105	96.501	471.604	50 %	235.802
	Festmist	t/Jahr	28.744	10.236	18.509	50 %	9.254
Schwaben	Gülle	m ³ /Jahr	979.602	249.491	730.111	50 %	365.056
	Festmist	t/Jahr	25.260	2.851	22.408	50 %	11.204

Tab. 18: Richtwerte für die Gasausbeuten von Schweinegülle und Schweinemist

Substrat	TM [%]	oTM [% der TM]	Biogasertrag ¹⁾		CH ₄ [%]	CH ₄ -Ertrag [Nm ³ CH ₄ /t _{FM}]
			[NI/kg _{oTM}]	[Nm ³ /t _{FM}]		
Schweinegülle ²⁾	5 %	80 %	420	16,80	60 %	10,08
Schweinemist ³⁾	25 %	82,5 %	400	82,50	60 %	49,50

1) Annahme: $\rho_{\text{Gülle}} \sim 1.000 \text{ kg/m}^3$

2) [18]

3) eigene Berechnungen

6.1.4 Wirtschaftsdünger aus der Geflügelhaltung

Im Bereich der Geflügelhaltung ist die Abschätzung des WiDü-Anfalls schwierig. Zum einen sind die von InVeKoS [6] ausgewiesenen Tierzahlen, insbesondere im Bereich der Legehennen- und Masthähnchenhaltung ohne Berücksichtigung gewerblicher Tierhaltungen nicht aussagekräftig. Zum anderen erfasst die BBD nur Geflügelfestmist und Geflügeltrockenkot. Eine Differenzierung nach einzelnen Geflügelarten ist dort nicht vorgesehen. Deshalb erfolgt die Ableitung des verfügbaren bzw. erschließbaren WiDü-Potentials summarisch in Kap. 6.1.4.5.

6.1.4.1 WiDü aus der Haltung von Legehennen

In bayerischen Betrieben wurden nach der Landwirtschaftszählung vom März 2010 insgesamt 3,9 Mio. Legehennen im Alter von über einem halben Jahr gehalten. Zwischen 1999 und 2010 verringerte sich die Zahl der Legehennen um rund 1,6 Mio. Tiere. Überwiegend stellten die Betriebe mit kleineren und mittleren Beständen die Haltung ein. Die Legehennenhaltung hat ihre regionalen Schwerpunkte in Niederbayern, gefolgt von der Oberpfalz und Oberbayern [7].

Die Datenbasis für die Abschätzung des WiDü-Anfalls aus der Legehennenhaltung ist das Legehennenbetriebsregister [20], das alle Betriebe, die 350 oder mehr Legehennen halten oder Betriebe, die weniger als 350 Hennen halten, aber ihre Eier kennzeichnungspflichtig vermarkten, erfasst. Danach sind in Bayern (Stand Juli 2012) ca. 5,2 Mio. Legehennenplätze registriert. Davon entfallen 286.626 Plätze auf ökologische Tierhaltungen und 554.792 Plätze auf Freilandhaltungen. Die entsprechenden Mistmengen gehen nicht in die Abschätzung des theoretischen Potentials aus WiDü der Legehennenhaltung ein. Es ist davon auszugehen, dass dieses Mistaufkommen grundsätzlich nicht für die Biogaserzeugung zur Verfügung steht. Die verbleibenden 4.356.559 Plätze befinden sich ca. 68 % in Betrieben mit Bodenhaltung und 32 % in Betrieben mit ausgestalteten Käfigen. Die Auslastung der Plätze liegt allerdings nur bei etwa 80 % [21], sodass die Zahl der tatsächlich gehaltenen Tiere in Bodenhaltung bzw. in ausgestalteten Käfigen bei rund 3,5 Mio. Tieren im Jahresdurchschnitt liegen dürfte. Einschließlich der Junghennen ist ein WiDü Aufkommen aus der Legehennenhaltung in Höhe von etwa 125.000 t zu erwarten (siehe Tab. 19).

Tab. 19: Theoretisches WiDü-Potential aus der Legehennenhaltung in Bayern 2011¹⁾

	insgesamt [n]	davon		insgesamt [t/Jahr]	HTK (50 % TM)	HTK (60 % TM)
		Legehennen [n]	Junghennen [n]		Legehennen [t/Jahr]	Junghennen [t/Jahr]
Bayern insgesamt	5.227.871	3.485.247	1.742.624	125.469	101.072	24.397

1) WiDü-Anfall nach [10]
 Stand des Legehennenbetriebsregisters: Juli 2012
 Durchschnittsbestand Legehennen = Plätze * 0.8
 Durchschnittsbestand Junghennen = 0,5 * Legehennen

Unterstellt man auch bei Legehennenhaltungen, dass erst ab Bestandsgrößen von 25 GV – das entspricht ca. 180 t HTK pro Jahr – das WiDü-Potential für die Biogaserzeugung nutzbar ist, sinkt das WiDü-Aufkommen um rund 14 % auf 87.043 t (vgl. Tab. 20). Auf die Ableitung eines nutzbaren WiDü-Potentials aus der Junghennenaufzucht wurde verzichtet. Zur Struktur dieses Betriebszweiges liegen keine belastbaren Informationen vor.

Tab. 20: Nutzbares WiDü-Potential aus der Legehennenhaltung in Bayern 2011¹⁾
 – Tierbestände ≥ 25 GV

	insgesamt [n]	HTK (50 % TM) [t/Jahr]
Bayern insgesamt	2.932.815	87.043

1) WiDü-Anfall nach [10]
 Stand des Legehennenbetriebsregisters: Juli 2012
 Durchschnittsbestand Legehennen = Plätze * 0.8

6.1.4.2 WiDü aus der Masthähnchenhaltung

Nach der Landwirtschaftszählung vom März 2010 halten 1.121 Betriebe 5,2 Mio. Masthähnchen. Rund 98 % der Tiere befinden sich in Betrieben mit Stallkapazitäten über 10.000 Tieren. Schwerpunkte der Hähnchenmast sind Niederbayern und die Oberpfalz [7].

Nach Expertenmeinung [22] liegt allerdings der Durchschnittsbestand deutlich höher: Hochgerechnet über die bayerische Stallfläche, die rund 397.000 m² beträgt, ergibt sich eine Gesamtzahl von 8,73 Mio. eingestellten Tieren. Beträgt die Zyklusdauer, also die Mastdauer einschließlich der Leerstandszeit, rund 49 Tagen, ergibt sich bei ca. 7,25 Umtrieben pro Jahr ein Durchschnittsbestand in Höhe von 8,5 Mio. Hähnchen. Je nach angestrebtem Mastendgewicht beträgt der Mistanfall pro Tier und Umtrieb 1,0 bis 1,25 kg. Insgesamt fallen demzufolge 63.000 bis 79.000 t HTK (TM > 50 %) an, die schon jetzt zu ca. 50 % als Substrat in BGA zum Einsatz kommen. Eingestreut werden üblicherweise Stroh, Strohpellets und Dinkelspelzen. Die Einstreumenge beträgt 0,8 bis 1,0 kg/m² Stallfläche und Umtrieb [22].

Zu Standorte der Mastställe liegen keine Informationen vor.

6.1.4.3 WiDü aus der Putenhaltung

Der Landwirtschaftszählung von 2010 zufolge, hielten 441 bayerische Betriebe insgesamt 809.900 Truthühner. In 70 Betrieben in der Bestandsgröße mit 1.000 und mehr Tieren werden 99 % der bayerischen Puten erzeugt. Schwerpunkte der Putenhaltung sind Oberbayern, das westliche Mittelfranken und Schwaben [7]. Die InVeKoS-Statistik weist einen Durchschnittsbestand für das Jahr 2011 in Höhe von 741.322 Puten aus. Die Abweichung beträgt lediglich 8,5 % und ist eventuell mit der unterschiedliche Erfassungsmethodik zu erklären. Die Landwirtschaftszählung ist eine Stichtagszählung, während InVeKoS die Jahresdurchschnittsbestände erfasst. Für die Abschätzung des WiDü-Aufkommen wurde die InVeKoS-Statistik herangezogen, die eine regionale Zuordnung der Mistmengen erlaubt. Das theoretische WiDü-Potential für Bayern beträgt rund 36.000 t Putenmist mit einem TM-Gehalt von ca. 60 %. Damit weicht das rechnerische Ergebnis um ca. 12 % von einer Experteneinschätzung ab, der zufolge das Putenmistaufkommen in Bayern bei ungefähr 41.000 t liegt [24]. Etwa 80 % dieser Mengen, so die Experteneinschätzung, gehen in Biogaserzeugung. Putenmäster, die nicht selbst eine BGA betreiben, geben häufig den Mist gegen die Lieferung von Stroh ab.

6.1.4.4 WiDü aus der Gänse- und Entenhaltung

Enten und Gänse sind überwiegend Saisongeflügel. Dies erschwert die statistische Erfassung. Laut Landwirtschaftszählung werden in Bayern 15.347 Gänse und 203.701 Enten gehalten. Die Anfang März erfassten Gänse und Enten entsprechen jedoch bei weitem nicht der tatsächlich in Bayern erzeugten Zahl, da die Gänse- und Entenküken der Direktvermarkter zumeist erst nach dem Stichtag der Viehzählung auf die Betriebe kommen [7]. Diese Einschätzung stützt eine Auswertung der InVeKoS-Tierdaten für das Jahr 2011. Danach betragen die Jahresdurchschnittsbestände für Gänse und Enten 53.344 bzw. 288.486 Tieren. Das rechnerisch ermittelte theoretische WiDü-Aufkommen beträgt für beide Tierarten rund 25.000 t. Auf die Gänsehaltung entfallen davon ca. 9.600 t. Nur in 4 Landkreisen (Altötting, Rottal-Inn, Ansbach, Donau-Ries) liegen die Mengen zwischen 500 t und knapp 800 t.

Etwas günstiger aus Sicht der Biogaserzeugung ist die Situation in der Entenhaltung. Das Gesamtaufkommen erreicht hier knapp 16.000 t. Saldiert man von dieser Menge das Aufkommen des Landkreises Erlangen-Höchstadt, in dem die Wichmann Enten GmbH beheimatet ist, verbleiben noch ca. 9.000 t, die zu 2/3 von wenigen großen Entenmastern in sieben Landkreisen stammen.

In der Gesamtbetrachtung ist das theoretische WiDü-Potential aus der Gänse- und Entenmast gering.

6.1.4.5 Abschätzung des erschließbaren Potentials und Bewertung

Summiert man die theoretischen Potentiale der Geflügelhaltung ungeachtet unterschiedlicher TM-Gehalte auf, ergibt sich eine Gesamtmenge von ca. 258.000 t. Laut BBD werden derzeit aber schon ca. 305.000 t Geflügelmist und HTK in der Biogaserzeugung eingesetzt. Gründe für diese deutliche Diskrepanz können einerseits in der Unterschätzung der Tierzahlen oder des Mistanfalls pro Tierplatz liegen. Andererseits basieren die Angaben über die bereits in der Biogaserzeugung eingesetzten Mengen auf einer relativ geringen Anzahl an plausiblen Angaben zu Geflügelmist und HTK in der BBD (n=117). Eine Überschätzung der Einsatzmenge ist dementsprechend möglich. Hinzu kommt, dass Transporte von Geflügelmist und HTK über größere Entfernungen ökonomisch sinnvoll sein können und in der Praxis auch vorkommen.

Auch wenn sowohl die Potentialabschätzung als auch der aus der BBD ermittelte Substrateinsatz mit großen Unsicherheiten behaftet ist, lässt sich aus den Ergebnissen eine Aussage ableiten: Aus der Geflügelhaltung ist mit großer Wahrscheinlichkeit kein nennenswertes zusätzliches Potential für neue Biogasanlagen erschließbar.

6.1.5 Zusammenfassung

Zählt man die vorsichtig ermittelten Potentiale der einzelnen Tierarten zusammen, beträgt das zusätzlich erschließbare Methanpotential aus der Tierhaltung 237,4 Millionen Normkubikmeter Methan aus 14,7 Mio. Tonnen Wirtschaftsdünger (siehe Abb. 17). Rund 86 Prozent des Potentials kommt aus der Rinderhaltung. Der Anteil aus der Schweinehaltung liegt bei ca. 12 Prozent. Auf Pferdemist entfallen lediglich 2 Prozent des erschließbaren Potentials.

Da Rinder- und Schweinebestände erst ab einer Bestandsuntergrenze von 50 GVE in die Potentialanalyse eingegangen sind und zusätzlich nur 50 Prozent der ermittelten WiDü-Massen nach Abzug der bereits in der Biogaserzeugung eingesetzten WiDü-Mengen in der Berechnung berücksichtigt sind, kann vermutet werden, dass auch bei fortschreitendem Strukturwandel, das ausgewiesene Potential mittelfristig annähernd stabil bleibt.

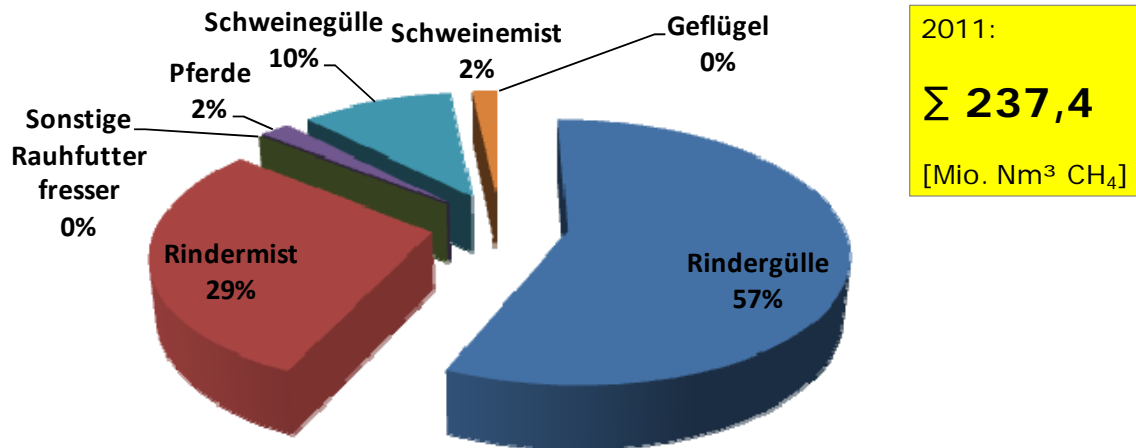


Abb. 17: Übersicht zum zusätzlich erschließbaren Methanpotential durch energetische Verwertung der Wirtschaftsdünger aus der Tierhaltung

6.2 Nebenprodukte aus der Verarbeitung und dem Lebensmittelkonsum

Zur Vereinfachung werden Nebenprodukte, Reststoffe und Abfälle synonym als Nebenprodukte bezeichnet.

6.2.1 Einordnung und Vorgehensweise

Bei der Verarbeitung von pflanzlichen und tierischen Erzeugnissen zu Lebensmitteln und Getränken oder deren Nutzung als nachwachsende Rohstoffe fallen neben dem Hauptprodukt häufig weitere organische Stoffe an. Ursachen sind ein nicht vollständiger Bedarf aller Teile oder Inhaltsstoffe der Rohstoffe, verfahrenstechnische Grenzen sowie im Produktionsprozess wegen mangelnder Qualität ausgeschlossene Ware. Diese Stoffe können in verschiedenen Prozessschritten anfallen und werden als Nebenprodukte, Reststoffe oder Abfälle bezeichnet. Die hygienische Qualität entspricht in der Regel den Anforderungen bei Lebensmitteln. So hat sich bisher die Nutzung in der Tierfütterung, zur Herstellung anderer Lebensmittel oder in der energetischen Verwertung etabliert.

Es wurden jeweils zu den einzelnen Stoffen primär die derzeit anfallende Menge sowie die derzeitige Verwertung erfasst. Eine Prognose zur zukünftigen Situation unterbleibt. Die Analyse stützte sich in diesem Bereich vor allem auf Anfragen bei Branchenverbänden oder direkt bei Unternehmen, um eine hohe Aktualität zu erreichen. Für die qualitative Erfassung der Verfügbarkeit, wurde zusätzlich um eine technische und wirtschaftliche Einschätzung zum Potential der verschiedenen Stoffe bezüglich ihrer energetischen Verwertung in Biogasanlagen gebeten.

In einigen Fällen wurde auf bereits vorhandene Studien zurückgegriffen, insofern diese ebenfalls die Informationen in entsprechender Qualität liefern konnten oder eine eigene Erhebung in der verfügbaren Zeit nicht realisierbar war.

Die Gliederung der Ergebnisdarstellung erfolgt entsprechend den landwirtschaftlichen Roherzeugnissen, bei deren Verarbeitung zu Zwischen- oder Endprodukten die Nebenprodukte entstehen. Die Mengen werden als Gesamtmasse für Bayern angegeben und beziehen sich entweder auf konkrete Jahre oder sind als Durchschnitt bestimmter Jahre bzw. übliche jährlich anfallende Mengen angegeben. Dies ist in den Ergebnistabellen explizit vermerkt.

Die zur Ermittlung der Methanerträge verwendeten Methanausbeuten basieren nach Keymer [27] soweit möglich auf den durchschnittlichen Nährstoffgehalten (Fett, Eiweiß und Kohlenhydrate) der einzelnen Stoffe und angenommenen Verdauungsquotienten. Die Angabe der Methanmengen erfolgt als Normkubikmeter nach DIN 1343 [28].

6.2.2 Zusätzlich erschließbares Methanpotential

6.2.2.1 Getreideverarbeitung

Bei Getreide wurde die Verarbeitung zu Bier, Ethanol, Mehl und Frischbackwaren berücksichtigt (Tab. 21). Die jeweils vorausgehende Grobreinigung des Getreides, z. B. in Lagerhäusern, ist dabei nicht enthalten, sondern als eigener Verwertungsschritt aufgeführt, der sich auf alle Verwertungsarten des Getreides - inklusive Futtergetreide - bezieht.

Die bei der Bierherstellung anfallenden Treber wurden vom Bayerischen Brauerbund [29] auf Basis der Bierproduktion in Bayern von 23 Mio. Hektoliter in 2011 kalkuliert. Dabei wird ein Frischmasse-Anfall an Treber in Höhe der 1,2-fachen der eingesetzten Menge Malz, bei 16 kg Malz pro hl Bier, angenommen. Entsprechend ergibt sich eine Gesamtmenge an Treber von 441.000 t. Es wurde mitgeteilt, dass diese Menge vollständig in der Nutztierfütterung verwertet wird, wo Treber aufgrund eines hohen Proteingehaltes als wertvolles Futtermittel gelten. Folglich wurde kein verfügbares Potential für die Biogaserzeugung angenommen.

Für die Alkoholherstellung aus Getreide und Kartoffeln insgesamt wurde vom Verband Bayerischer Landwirtschaftlicher Brennereien e.V. [30] eine jährlich anfallende Menge Schlempe von 200.000 t angegeben. Dies resultiert aus dem Verhältnis von 1 m³ Schlempe je hl Alkohol und einer Jahresproduktion an Alkohol von 200.000 Hektolitern in 2011. Damit ist die gesamte Alkoholproduktion erfasst, indem über landwirtschaftlichen Brennereien hinaus derzeit keine industriellen Brennereien in Bayern existieren.

Es wurde unterstellt, dass sich diese Menge zu gleichen Teilen auf die Rohstoffe Getreide und Kartoffeln verteilt, weshalb hier 100.000 t Schlempe angesetzt werden (Tab. 21). Bisher kommt die Schlempe als Dünger oder Futtermittel zum Einsatz.

Aufgrund des Wegfalls des Branntweinmonopols für landwirtschaftliche Verschlussbrennereien im Jahr 2013 wird eine hohe Rate an Betriebsaufgaben erwartet (90 % - 100 %). Damit wird zukünftig Schlempe nicht mehr oder nur in sehr geringen Mengen anfallen. Ein verfügbares Potential für die Biogaserzeugung wird daher nicht gesehen [30].

Im Bereich der Müllerei fallen jährlich in Summe 250.000 t Nebenprodukte an, davon je etwa zwei Fünftel Kleie und Grieskleie, sowie ein weiteres Fünftel Futtermehl. Diese Stoffe werden bisher als Tierfutter zu einem Preis von ca. 160 €/t abgesetzt, wobei nicht die vollständige Menge nachgefragt wird [31]. Vor diesem Hintergrund wird jeweils ein Drittel der Gesamtmenge als verfügbar für die Biogaserzeugung angesetzt, woraus sich 21,97 Mio. Normkubikmeter Methan ergeben.

Für Backabfälle sowie Rückbrot konnte keine Informationen zu den insgesamt anfallenden Mengen gewonnen werden. Dem Landes-Innungsverband für das bayerische Bäckerhandwerk [32] liegen dazu keine Daten vor. Die Abfälle im Backprozess selbst seien gering. Hinsichtlich der Verwertung von Rückbrot wurde angegeben, dass ein Teil der Bäckereien dieses bereits in Biogasanlagen verwertet. Ein Beispiel hierfür ist die Bäckerei Zöttl GmbH [33] mit großem Filialnetz in München. Dort wurde bestätigt, dass Backabfälle nur im Bereich von weniger als 1 % anfallen. Entsprechend wurde kein verfügbares Potential für die Biogaserzeugung angenommen.

Die Getreidereinigung ist keine Produktionslinie als solche. Sie ist jedoch bei der Erfassung des Getreides vor jeder Art der Nutzung – d. h. Futtergetreide mit eingeschlossen – in Form einer Grobreinigung vorgelagert. Die hierbei ausgeputzte Menge variiert entsprechend der Erntequalität im Bereich von 0,5 – 3 %. Bisher gelangen diese Chargen bei der BayWa AG schon zur Nutzung in Biogasanlagen [34]. Für Bayern wird eine jährlich anfallende Menge von etwa 66.000 t angenommen (Tab. 21), abgeleitet auf Basis der durchschnittlichen Gesamt-Getreideernte (ohne Körnermais) von 2005 bis 2010 mit 6.605.611 t [35] und einem angenommenen Ausputzanteil von 1 %. Von der BayWa AG [34], als Getreidehändler mit hohem Marktanteil in Bayern, wird angegeben, dass diese Menge schon weitgehend vollständig in Biogasanlagen genutzt wird. Ein zusätzliches Potential ist daher nicht gegeben.

Tab. 21: Verfügbarkeit von Nebenprodukten aus der Getreide-Verarbeitung in Bayern zur Biogaserzeugung

Produktionslinie	Nebenprodukt, Reststoff, Abfall	Menge Anfall [t FM] (Bezug)	Verwendung derzeit	Verfügbares Potential (Einschätzung)	Methanertrag [Nm ³]
Bier	Trebern	441.600 (2011)	Fütterung	0 %	0
Ethanol	Schlempen	100.000 (2011)	Düngung, Fütterung	0 %	0
Mehl	Kleie	100.000 (jährlich)	z.T. Fütterung	33 %	7.889.575
	Grieskleie	100.000 (jährlich)	z.T. Fütterung	33 %	8.913.530
	Futtermehl	50.000 (jährlich)	z.T. Fütterung	33 %	5.164.903
Frischbackwaren	Rückbrot	nicht abschätzbar	Biogasanlagen, unbekannt	0 %	0
	Backabfälle	in geringsten Mengen	Biogasanlagen, unbekannt	0 %	0
Getreidereinigung	Vorreinigerstaub	66.000 (jährlich)	Biogasanlagen	0 %	0

Quellen: [27], [29], [30], [32], [33], [34], [35], eigene Annahmen

6.2.2.2 Ölpflanzenverarbeitung

Bei der Pflanzenölgewinnung (Tab. 22) in sogenannten dezentralen Ölmühlen sind im Jahr 2006 insgesamt 125.000 t Presskuchen angefallen [36]. Aufgrund eines massiven Rückgangs solcher Ölmühlen von 228 auf 91 im Zeitraum von 2006 bis 2011 ist aktuell von einer weitaus geringeren Menge auszugehen [37]. Für die einzige in Bayern bekannte Pflanzenöl-Extraktionsanlage wird eine Verarbeitungskapazität von 600.000 t Ölpflanzen-saat angegeben, woraus 250.000 t Öl entstehen [38]. Bei voller Auslastung der Anlage wird demnach eine Produktion von 350.000 t Extraktionsschrot angenommen. Der hohe Proteingehalt macht Presskuchen und Extraktionsschrot zu wertvollen und stark nachgefragten Futtermitteln. Die Nutzung in Biogasanlagen scheint daher nicht realistisch.

Für die Kalkulation der bei der Biodieselherstellung anfallende Menge Glycerin (41.000 t) wurden 10,4 % [39] der bayerischen Produktionskapazität von 393.000 t Biodiesel [40] angesetzt. Derzeit ist allerdings nur eine Anlage mit einer Produktion von 75.000 t Biodiesel in Betrieb [41]. Dies entspricht einer Menge von 7.800 t Glycerin.

Glycerin wird bisher u. a. in der Chemie- und Pharmaindustrie genutzt [42]. Der Preis in den vergangenen zwei Jahren lag bei etwa 200 €/t [43], wohingegen Biogasanlagen nach eigenen Berechnen nur einen Preis von 130 €/t zahlen könnten. Eine Verfügbarkeit wird folglich nicht angenommen.

Tab. 22: Verfügbarkeit von Nebenprodukten aus der Ölpflanzenverarbeitung in Bayern zur Biogaserzeugung

Produktionslinie	Nebenprodukt, Reststoff, Abfall	Menge Anfall [t FM] (Bezug)	Verwendung derzeit	Verfügbares Potential (Einschätzung)	Methan-ertrag [Nm ³]
Pflanzenöl	Presskuchen	125.000 (2006)	Fütterung	0 %	0
	Extraktionsschrot	350.000 (jährlich)	Fütterung	0 %	0
Biodiesel	Glycerin	41.000 (Kapazität) 7.800 (derzeit)	u. a. Chemie- und Pharmaindustrie	0 %	0

Quellen: [27], [36], [37], [38], [39], [40], [42], [43]

6.2.2.3 Zuckerrübenverarbeitung

Zu den Nebenprodukten aus der Zuckerherstellung (Pressschnitzel, Melasse, Melasseschnitzel, Trockenschnitzel und Rübenkleinteile) wurden von der Südzucker AG [44], als einziges zuckerproduzierendes Unternehmen in Bayern, jeweils die jährlichen Mengen der Jahre 2009 bis 2011 angegeben. Diese Stoffe werden bisher vorwiegend als Futtermittel eingesetzt bzw. zum Teil schon zur Energieerzeugung in Biogasanlagen genutzt. In Tab. 23 werden die Durchschnittsmengen dieser Nebenprodukte für die genannte Zeitspanne dargestellt. Etwa 0,56 Mio. Normkubikmeter Methan können aus Rübenkleinteilen als zusätzliches Potential für die Biogaserzeugung angesetzt werden, wenn ein Drittel [45] der anfallenden Nebenprodukte hierfür eingesetzt werden.

Die Nebenprodukte aus der Süßwarenherstellung wurden durch eine Umfrage des Bundesverbands der Deutschen Süßwarenindustrie e. V. unter den bayerischen Verbandsmitgliedern erhoben. Die in Tab. 23 aufgeführten Stoffe und Mengen entsprechen dem Rücklauf aus der Umfrage zum 31.07.2012 [46]. Ein verfügbares aber verhältnismäßig geringes Potential mit umgerechnet ca. 8.000 Normkubikmeter Methan wird für die Stoffe Isomalt, Zuckersirup und Bonbonmasse gesehen. Bei Backwaren liegt ebenso ein Potential an Methan von umgerechnet ca. 0,1 Mio. Normkubikmeter vor.

Tab. 23: Verfügbarkeit von Nebenprodukten aus der Zuckerrübenverarbeitung in Bayern zur Biogaserzeugung

Produktionslinie	Nebenprodukt, Reststoff, Abfall	Menge Anfall [t FM] (<i>Bezug</i>)	Verwendung derzeit	Verfügbares Potential (Einschätzung)	Methanertrag [Nm ³]
Zuckerproduktion	Pressschnitzel	43.832 (2009/2010/2011)	Fütterung, Biogasanlagen	0 %	0
	Trockenschnitzel	38.371 (2009/2010/2011)	Fütterung	0 %	0
	Melasse	124.046 (2009/2010/2011)	Fütterung	0 %	0
	Melasseschnitzel	274.169 (2009/2010/2011)	Fütterung	0 %	0
	Rübenkleinteile	34.287 (2009/2010/2011)	Fütterung	33 %	562.317
Süßwarenherstellung	Pulver, Granulate, Tablette	6,5 (2011)	Biogasanlagen	0 %	0
	Backabfälle	100 (2011)	Fütterung	0 %	0
	Isomalt	13,5 (2011)	Restmüll	100 %	4.935
	Zucker-Sirup, Bonbonmasse	4,8 (2011)	Restmüll	100 %	1.755
	Backwaren	300 (2011)	Fütterung	90 %	92.749

Quellen: [27], [44], [45], [46]

6.2.2.4 Kartoffelverarbeitung

Tab. 24 zeigt die Nebenprodukte aus der Verarbeitung von Speisekartoffeln sowie Kartoffeln für die Stärke- und Alkoholherstellung.

In der Speisekartoffelverarbeitung wurden pauschal 5 % von der geernteten Menge als nicht verwertbar angenommen. Darunter fallen aussortierte Knollen sowie nicht nutzbare Knollenteile. Bei einem zugrundegelegten Durchschnittsertrag von 42 t/ha FM für Speisekartoffeln auf 30.537 ha [47] Anbaufläche, abzüglich geschätzten 5.000 ha Brennereiware in 2011, lässt sich eine nicht verwertbare Menge an Speisekartoffeln von ca. 54.000 t er rechnen.

Pülpe aus der Stärkeproduktion fällt bei der Südstärke GmbH [48] als einziger Produzent in Bayern im Umfang von jährlich 90.000 t an. Diese wird in die Fütterung abgesetzt, wo eine Nachfrage stets gegeben ist [49]. Kartoffelfruchtwasser wurde bei einer Verarbeitungsmenge von 600.000 t [50] und einem Wassergehalt von 60 % auf 360.000 t geschätzt. Bisher wird es als Dünger eingesetzt. Der Trockensubstanzgehalt von Kartoffelfruchtwasser liegt etwa bei 5 %. Dieser setzt sich u. a. aus 1,3 % Eiweiß, 0,76 % Zucker und 0,51 % Kalium zusammen [51]. In Summe ergeben sich daraus als Energieträger 2.736 t Zucker und 4.680 t Eiweiß. Auf Grund des hohen Wassergehaltes fallen für das so erschlossene Energiepotential relativ hohe Kosten für den An- und Abtransport zu Biogasanlagen an. Ein wirtschaftlicher Einsatz von Kartoffelfruchtwasser ist daher nur bei unmittelbarer Nähe zu Stärkefabriken denkbar, weswegen kein Potential kalkuliert wird.

Für die Kartoffelschlempe aus der Alkoholproduktion wurden 100.000 t Schlempe angesetzt.

Diese Menge wird aber aufgrund des Wegfalls des Branntweinmonopols für landwirtschaftliche Verschlussbrennereien im Jahr 2013 und der damit zu erwartenden hohen Rate an Betriebsaufgaben (90 % - 100 %) kaum noch oder nur noch in sehr geringen Mengen zur Verfügung stehen [30]. Ein Potential für die Biogaserzeugung kann demnach nicht mehr erwartet werden.

Tab. 24: Verfügbarkeit von Nebenprodukten aus der Kartoffelverarbeitung in Bayern zur Biogaserzeugung

Produktionslinie	Nebenprodukt, Reststoff, Abfall	Menge Anfall [t FM] (Bezug)	Verwendung derzeit	Verfügbares Potential (Einschätzung)	Methanertrag [Nm ³]
Speisekartoffeln	Abfälle gesamt	53.628 (2011)	unbekannt	0 %	0
Stärke	Pülpe	90.000 (jährlich)	Fütterung, bisher kein Absatzproblem	0 %	0
	Kartoffelfruchtwasser	360.000 (jährlich)	Düngung	0 %	0
Alkohol	Schlempe	100.000 (2011)	Düngung, Fütterung	0 %	0

Quellen: [27], [30], [47], [48], [49], [50], [51]

6.2.2.5 Milchverarbeitung

Bei der Milchverarbeitung wurden die Nebenprodukte Molke und Laktose berücksichtigt. Mengen konnten hierzu nicht angegeben werden. Molke wird in der Nahrungsmittelherstellung sowie Fütterung eingesetzt [52] [53]. Die Nachfrage hierfür wird vom Verband der bayerischen privaten Milchwirtschaft e.V. [52] derzeit als hoch eingeschätzt, wohingegen die Landesvereinigung der bayerischen Milchwirtschaft [53] von einem Überschuss ausgeht. Erstere Aussage wird als zutreffender bewertet, weshalb bei Molke kein Potential für die Biogaserzeugung gesehen wird. Da die Laktose bei der Herstellung von Pharmaka verwendet wird, sind diesbezüglich auch hier Biogasanlagen als Verwertungsalternative nicht konkurrenzfähig [52]. Entsprechend wird auch hier kein Potential angesetzt.

Tab. 25: Verfügbarkeit von Nebenprodukten aus der Milchverarbeitung in Bayern zur Biogaserzeugung

Produktionslinie	Nebenprodukt, Reststoff, Abfall	Menge Anfall [t FM] (Bezug)	Verwendung derzeit	Verfügbares Potential (Einschätzung)	Methanertrag [Nm ³]
Molkereiindustrie	Molke	unbekannt	Fütterung, Nahrungsmittel	0 %	0
	Laktose	unbekannt	z. B. Tabletengrundstoff	0 %	0

Quellen: [27], [52], [53]

6.2.2.6 Fleischverarbeitung

Die Nebenprodukte aus der Fleischverarbeitung werden in Tab. 26 entsprechend der in Verordnung (EG) Nr. 1069/2009 Art. 8 - 10 definierten Kategorien 1 bis 3 gegliedert [54]. Die Tabellenspalte Produktionslinie orientiert sich an dieser Systematik. Die Menge der Nebenprodukte in der Kategorie 1 umfasst im Durchschnitt der Jahre 2010 und 2011 etwa 48.000 t. Die Mengen wurden auf Basis von [55] [56] für Deutschland publizierten Werten für Bayern entsprechend dem prozentualen Gewichtsanteil der Schlachtmenge bei den gewerblichen Schlachtungen abgeleitet [57]. Material der Kategorie 1 wird derzeit der thermischen Energiegewinnung bzw. -beseitigung zugeführt. Aus biologischer Sicht wäre eine Verwertung in Biogasanlagen denkbar, was jedoch aufgrund der hygienischen Eigenschaften ausgeschlossen ist [54].

Die Menge der in Kategorie 2 erfassten Stoffe beträgt nur ca. 7.000 t. Rechtlich ist eine Nutzung zur Biogaserzeugung entsprechend Verordnung (EG) Nr. 1069/2009 Art. 13 bei geforderter hygienischer Behandlung zulässig [54]. Da diese Stoffe bereits überwiegend technisch genutzt werden, wird kein erschließbares Potential für die Biogaserzeugung angenommen.

Nebenprodukte der Kategorie 3 sind tierische Schlachtprodukte, die für den menschlichen Verzehr prinzipiell tauglich sind bzw. keine Anzeichen hinsichtlich vom Tier auf den Mensch übertragbarer Krankheiten aufweisen. Sie sind für die Nutzung zur Biogaserzeugung zugelassen [54].

Die aufgeführten Mengen an Blutmehl, Grießenmehl, Federnmehl und Fleischknochenmehl beziehen sich auf das Jahr 2010 und stammen aus einer direkten Erhebung bei Erfassungsbetrieben in Bayern. Als hygienisch unproblematischere Stoffe werden sie soweit bekannt überwiegend in der Fütterung von Heimtieren genutzt [58]. Nur bei den Fleischknochenmehlen, die teilweise zur Düngung eingesetzt werden, wird eine geringe Verfügbarkeit für die Biogaserzeugung von 10 % und demzufolge ca. 1,35 Mio. Normkubikmeter Methan geschätzt.

Die Mengen der Tierfette in der Kategorie 3 sowie für Schmalz und Talg wurden für Bayern ebenfalls nach der beschriebenen Vorgehensweise abgeleitet. Die Tierfette werden vollständig verwertet, die bisherige Nutzung von Schmalz und Talg ist nicht bekannt [55]. [56] [57] Ein Potential für die Biogaserzeugung wird nicht untergestellt.

Tab. 26: Verfügbarkeit von Nebenprodukten aus der Fleischverarbeitung in Bayern zur Biogaserzeugung

Produktionslinie	Nebenprodukt, Reststoff, Abfall	Menge Anfall [t FM] (Bezug)	Verwendung derzeit	Verfügbares Potential (Einschätzung)	Methan-ertrag [Nm³]
Kategorie 1	Proteine	30.960 (2010/2011)	87 % Therm. Energiegewinnung, 13 % Therm. Beseitigung	0 %	0
	Tierfette	16.737 (2010/2011)	Thermische Verwertung	0 %	0
Kategorie 2	Proteine	4.856 (2010/2011)	74 % Technische Verwertung, 26 % Thermische Verwertung	0 %	0
	Tierfette	2.235 (2010/2011)	Technische Verwertung	0 %	0
Kategorie 3	Blutmehl	3.246 (2010)	Heimtiernahrung	0 %	0
	Griebenmehl	5.000 (2010)	Heimtiernahrung	0 %	0
	Federnmehl	3.300 (2010)	Heimtiernahrung	0 %	0
	Fleischknochenmehl	50.720 (2010)	25 % Düngung, 75 % Heimtiernahrung	10 %	1.354.936
	Tierfette	37.179 (2010/2011)	60 % Technische Verwertung, 40 % Lebens- und Futtermittel	0 %	0
Schmalz/Talg		15.579 (2010/2011)	unbekannt	0 %	0

Quellen: [27], [54], [55], [56], [57], [58]

6.2.2.7 Obstverarbeitung

Tab. 27 stellt die Verfügbarkeit von Nebenproduktion aus der Obstverarbeitung dar. Bei der Erzeugung von Apfelsaft fallen etwa 30 % der Verarbeitungsmenge als Trester an [59]. Daraus ergeben sich insgesamt etwa 23.000 t, die in der Fütterung, in Biogasanlagen oder zur Pektinherstellung eingesetzt werden [60]. Ein Potential zur Biogaserzeugung wird nicht gesehen.

Die Trester aus der Weinherstellung umfassen jährlich etwa 30.000 t. Bisher kommt er als Dünger auf den Rebflächen zum Einsatz. Die Menge von etwa 2,35 Mio. Normkubikmeter Methan stünde daher vollständig der Biogaserzeugung zur Verfügung, wenn der Gärrest als alternativer Dünger verwendet werden könnte [61].

Der Umfang der Alkoholproduktion aus Obst und damit auch die dort anfallende Menge Trester mit ca. 2.300 t sind verhältnismäßig gering [60]. Es wurden hierbei ebenfalls 30 % Trester in Bezug auf die Verarbeitungsmenge angenommen. Über die bisherige Verwendung konnte keine Informationen erlangt werden. Da mit der Erfassung bei den vielen existierenden Kleinbrennereien ein hoher logistischer Aufwand notwendig wäre, wird kein erschließbares Potential für die Biogaserzeugung angenommen.

Tab. 27: Verfügbarkeit von Nebenprodukten aus der Obstverarbeitung in Bayern zur Biogaserzeugung

Produktionslinie	Nebenprodukt, Reststoff, Abfall	Menge Anfall [t FM] (Bezug)	Verwendung derzeit	Verfügbares Potential (Einschätzung)	Methan-ertrag [Nm ³]
Säfte	Trester	22.651 (2001/2002/2003)	Fütterung, Pektinherst., Biogasanlagen	0 %	0
Wein	Trester	30.000 (jährlich)	Düngung	100 %	2.360.582
Alkohol	Trester	2.236 (2001/2002/2003)	unbekannt	0 %	0

Quellen: [27], [59], [60], [61]

6.2.2.8 Gemüseverarbeitung

Im Bereich der Gemüseverarbeitung fallen keine wesentlichen Mengen an Nebenprodukten an. Bei Feldgemüse wird versucht, die Ernte schon direkt am Feld weitgehend verkaufsfähig zu reinigen. Gemüseabfälle als nicht abgesetzte Chargen auf Großmärkten ergeben sich ebenfalls in nur geringen Mengen [62] [63].

Zudem weist Gemüse meist einen hohen Wassergehalt und damit eine geringe Energiedichte auf, was eine geringe Wertigkeit für einen Einsatz in Biogasanlagen bedeutet.

6.2.2.9 Nebenprodukte aus dem Lebensmittelkonsum

Die Nebenprodukte aus dem Lebensmittelkonsum werden in Tab. 28 entsprechend der Gliederung von Abfällen nach der Abfallverzeichnis-Verordnung (AVV) [64] dargestellt. Die Menge an gewerblichen Essensresten wird unterschiedlich eingeschätzt. Die Firma Berndt GmbH geht von einer jährlich anfallenden Menge zwischen 150.000 – 200.000 t aus [65], während Hilger etwa 287.000 t nennt [66]. Diese Essensreste werden nach der Einschätzung von C.A.R.M.E.N schon vollständig in Biogasanlagen genutzt [67].

Bei den Bioabfällen (Abfallschlüssel 20 03 01, dort als Unterkategorie 20 03 01 04 eingeordnet), die bei etwa drei Viertel der Bevölkerung über die Biotonnen erfasst werden, wird für Bayern eine Menge von etwa 630.000 t angegeben [68]. Derzeit werden diese Abfälle kompostiert oder in Biogasanlagen eingesetzt. Eine Reduzierung der Kompostierung zugunsten eines Ausbaus der Biogaserzeugung wird als realisierbar und nachfragekonform bewertet. Es wird geschätzt, dass gut ein Drittel dieser Bioabfälle für die Verstromung genutzt werden können. Dies würde ein zusätzliches Potential von etwa 20 Mio. Normkubikmeter Methan ausmachen. In Regionen, in denen keine Biotonne eingeführt wurde, ist anzunehmen, dass die Bioabfälle im Hausgarten kompostiert oder zusammen mit dem Restmüll entsorgt werden. Auch diese Potentiale können möglicherweise zusätzlich erschlossen werden.

Die Menge an Speiseölen und -fetten beträgt etwa 11.000 t [69]. Dennoch wird hier kein Potential gesehen, da bereits eine Nutzung dieser Stoffe zur Strom- und Wärmeerzeugung in Blockheizkraftwerken (BHKW) oder in der Nutztierfütterung angenommen wird. Gleiches gilt für die ca. 70.000 t Schlämme aus der betriebseigenen Abwasserbehandlung in Fett- und Stärkeabscheider [67] [69].

Tab. 28: Verfügbarkeit von Nebenprodukten aus dem Lebensmittelkonsum in Bayern zur Biogaserzeugung

Nebenprodukt, Reststoff, Abfall	Menge Anfall [t FM] (Bezug)	Verwendung derzeit	Verfügbares Potential (Einschätzung)	Methan-ertrag [Nm³]
Gewerbliche Essensreste	150.000 - 287.000 (jährlich)	Biogasanlagen	0 %	0
Bioabfälle (Biotonne)	630.052 (2009/2010)	Kompostierung, Biogasanlagen	33 %	11.502.955
Speiseöle und -fette (AS 20 01 25)	10.742 (2010)	BHKW, Fütterung	0 %	0
Schlämme aus Fettabscheider, Stärkeabscheider (AS 02 02 04)	69.516 (2010)	BHKW, Fütterung	0 %	0

Quellen: [27], [65], [66], [67], [68], [69]

6.2.3 Zusammenfassung

Insgesamt beträgt das zusätzlich erschließbare Potential im Bereich der Nebenprodukte aus der Verarbeitung und dem Konsum von pflanzlichen und tierischen Erzeugnissen ca. 37,85 Mio. Normkubikmeter Methan (siehe Abb. 18) aus 337.000 t Frischmasse. Die wesentlichen Anteile haben dabei Müllerei-Nebenprodukte (21,97 Mio.), Fleischknochenmehl aus der Fleischverarbeitung (1,35 Mio.), Trester aus der Weinherstellung (2,36 Mio.) sowie Bioabfälle, die über die Biotonne in privaten Haushalten erfasst werden (11,50 Mio.). Weitere Bereiche mit größeren Mengen an anfallenden Nebenprodukten sind die Bierherstellung, die Pflanzenöl- sowie Zuckerproduktion und die Herstellung von Stärke aus Kartoffeln. Hier findet jedoch bereits eine vollständige Verwertung der Nebenprodukte meist als Futtermittel statt. Schlempe aus der Alkoholproduktion im Umfang von 200.000 t wurde aufgrund des Wegfalls des Branntweinmonopolst für landwirtschaftliche Verschlussbrennereien im Jahr 2013 nicht angesetzt. Die theoretisch verfügbaren Nebenprodukte aus der Fleischverarbeitung der Kategorie 1 wurden hinsichtlich der hygienischen Eigenschaften ebenfalls nicht mit in das verfügbare Potential einbezogen.

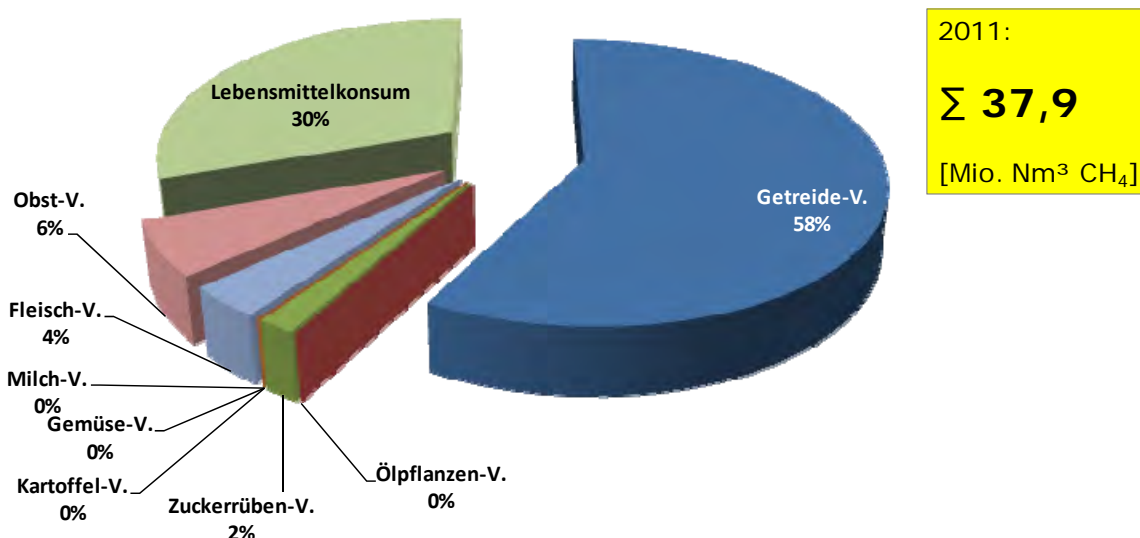


Abb. 18: Zusätzlich erschließbares Methanpotential durch energetische Verwertung von Nebenprodukten aus der Verarbeitung und dem Lebensmittelkonsum

6.3 Erntenebenprodukte

Erntenebenprodukte werden als Pflanzen oder Pflanzenbestandteile verstanden, die neben dem Hauptprodukt in landwirtschaftlichen Betrieben anfallen und keiner weiteren als der zur Ernte, Konservierung oder Nutzung in der Biomasseanlage erfolgten Aufbereitung oder Veränderung unterzogen wurden (z. B. Stroh oder Rübenblatt).

Im Jahr 2011 wurden in Bayern auf 2.063.300 Hektar Ackerfläche verschiedenste Kulturarten zur Produktion von Nahrungsmitteln und Energie bewirtschaftet (InVeKoS) [6]. Während die Hauptprodukte bereits vollständig verwertet werden, der Zwischenfruchtanbau aus pflanzenbaulichen Gründen ohne Berücksichtigung bleibt, liegt in den Erntenebenprodukten noch nicht erschlossenes Methanpotential. Bei der Bewertung wurde wie folgt vorgegangen:

Über die Anbaufläche und den Hauptprodukt-Ertrag lässt sich der Frischmasseeertrag des Erntehauptprodukts einer Kulturart berechnen. Der Frischmasseeertrag des anfallenden Erntenebenprodukts ergibt sich durch Multiplikation mit dem fruchtartspezifischen Ernteindex. Aufbauend auf den Frischmasseeertrag des Erntenebenprodukts kann anhand der ebenfalls fruchtartspezifischen Richtwerte für die Gasausbeute das theoretische Methanpotential abgeleitet werden. Das theoretische Methanpotential verringert sich aufgrund von Ernte-, Transport- und Lagerungsverlusten zum nutzbaren Methanpotential. Dieses steht im Falle keiner anderweitigen Nutzung komplett der Verstromung zur Verfügung. Existiert eine nennenswerte Nutzung an anderer Stelle für das betrachtete Erntenebenprodukt, so ist das verfügbare Methanpotential dementsprechend geringer. Die Korrektur des verfügbaren Potentials um den Mitmachfaktor ergibt schließlich das auf diese Weise erschließbare Methanpotential.

6.3.1 Stroh

Das in den folgenden Kapiteln diskutierte zusätzlich erschließbare Methanpotential aus Getreidestroh berücksichtigt neben der Nutzung als Einstreu in tierhaltenden Betrieben, Verluste in Höhe von 33 % sowie einen Mitmachfaktor von 50 %. In der Konsequenz werden so weniger als 30 % des tatsächlichen Strohanfalls als mögliches Potential gesehen. Das auf der Fläche verbleibende Stroh, zusammen mit dem Zwischenfruchtanbau und der Rücklieferung des Gärrestes auf die Landwirtschaftlichen Nutzflächen führt zu einer deutlich positiven Humusbilanz.

6.3.1.1 Getreidestroh

Im Jahr 2011 wurde auf mehr als 1 Million Hektar Getreidekorn geerntet (InVeKoS) [6]. Das Erntenebenprodukt Stroh wird als Einstreu in der Tierhaltung genutzt oder in gehäckelter Form in den Boden zur Rotte eingearbeitet. Der geschätzte Umfang der Einstreunutzung ist in Tab. 29 nach Tierarten differenziert zusammengestellt. Die Zusammenstellung baut direkt auf die Berechnungen des Wirtschaftsdünger-Potentials auf (vgl. Kapitel 6.1) und korreliert mit dem Festmistanfall. Der Einstreubedarf umfasst die Tiere aller Bestandsgrößen. Das nicht als Einstreu genutzte Stroh steht theoretisch für eine Ausweitung der Biogaserzeugung zur Verfügung.

Tab. 29: Getreidestrohnutzung - Einstreubedarf nach Regierungsbezirk

Region	Rind	Schwein	Geflügel	Pferd
	[t FM/a]	[t FM/a]	[t FM/a]	[t FM/a]
Bayern	717.419	71.323	40.397	165.155
Oberbayern	204.578	10.145	6.738	60.051
Niederbayern	99.742	20.505	14.759	23.309
Oberpfalz	97.523	8.276	6.794	15.464
Oberfranken	79.912	5.281	1.294	13.433
Mittelfranken	72.912	10.485	4.688	14.889
Unterfranken	77.845	9.379	2.095	12.511
Schwaben	164.820	7.254	4.028	25.499

Quelle: vgl. Kapitel 6.1

Der Strohertrag der einzelnen Getreidearten wird in den Statistiken nicht explizit ausgewiesen, sondern kann implizit über den bekannten Kornertrag und das fruchtartspezifische Korn-Stroh-Verhältnis bestimmt werden. Eine Aufzählung der betrachteten Getreidearten und die jeweiligen Korn-Stroh-Verhältnisse finden sich in Tab. 30. Ebenfalls in der Tabelle beschrieben sind die Verluste – für alle Getreidearten bei 33 % – und der Mitmachfaktor – für alle Getreidearten bei 50 %.

Tab. 30: Richtwerte für die Berechnung des Biomassepotentials von Getreidestroh

Kulturart	Korn-Stroh-Verhältnis []	Verluste [%]	Mitmachfaktor [%]
Wintergerste	1:0,7	33	50
Sommergerste	1:0,7	33	50
Hartweizen	1:0,8	33	50
Dinkel	1:0,8	33	50
Winterweizen	1:0,8	33	50
Sommerweizen	1:0,8	33	50
Winterroggen	1:0,9	33	50
Sommerroggen	1:0,9	33	50
Wintertriticale	1:0,9	33	50
Sommertriticale	1:0,9	33	50
Wintermenggetreide	1:1	33	50
Sommermenggetreide	1:1	33	50
Hafer	1:1,1	33	50

Quelle: Korn-Stroh-Verhältnis nach [74]
Kornertrag nach [73]

Zur Berechnung des Methanpotentials wurde der in Tab. 31 angeführte Richtwert für die Gasaubeute angenommen.

Tab. 31: Richtwerte für die Gasausbeute von Getreidestroh

Substrat	TM [%]	oTM [% der TM]	Biogasertrag		CH ₄ [%]	CH ₄ -Ertrag [Nm ³ CH ₄ /t _{FM}]
			[lNI/kg _{oTM}]	[Nm ³ /t _{FM}]		
Getreidestroh ¹⁾	86 %	90 %	400	309,60	52 %	160,99

1) [18]

Basierend auf statistischem Kornertrag, dem Korn-Stroh-Verhältnis und dem Richtwert zur Gasausbeute ergibt sich für Bayern im Jahr 2011 ein theoretisches Methanpotential von knapp 800 Mio. Normkubikmeter. Abzüglich der Verluste von 33 %, der anderweitigen Strohnutzung als Einstreu sowie unter Berücksichtigung des Mitmachfaktors von 50 % resultiert daraus ein zusätzlich erschließbares Methanpotential von gerundet 181 Mio. Normkubikmeter. Laut Berechnung wären damit rund 23 % des theoretischen Methanpotentials erschließbar.

Tab. 32: Anbaufläche und zusätzlich erschließbares Methanpotential durch Nutzung von Getreidestroh

Region	Anbaufläche ¹⁾ [ha]	Theoretisches Methanpotential [Nm ³ CH ₄]	Erschließbares Methanpotential [Nm ³ CH ₄]
Bayern	1.033.503	799.857.679	181.078.434
Oberbayern	192.207	153.104.855	28.478.930
Niederbayern	167.495	142.021.518	32.357.521
Oberpfalz	144.151	105.386.607	23.577.920
Oberfranken	123.771	82.063.356	19.046.216
Mittelfranken	126.487	93.241.777	21.399.211
Unterfranken	166.496	127.010.971	34.822.773
Schwaben	112.895	97.028.594	21.395.864

1) InVeKoS [6], BALIS-Code: 113, 115, 116, 121, 122, 125, 126, 131, 132, 140, 144, 145, 156, 157, 190

6.3.1.2 Rapsstroh

Die theoretisch zur Verfügung stehende Rapsstrohmenge wird ebenfalls über das Korn-Stroh-Verhältnis bestimmt (vgl. Tab. 33). Gegenüber den oben diskutierten Getreidestroharten fällt bei Raps zwar relativ zum Kornertrag deutlich mehr Stroh an, aufgrund des niedrigeren Kornertrags ergeben sich aber bezogen auf die Fläche vergleichbare Stroh-mengen.

Tab. 33: Richtwerte für die Berechnung des Biomassepotentials von Rapsstroh

Kulturart	Korn-Stroh- Verhältnis ¹⁾ []	Verluste [%]	Mitmach- faktor [%]
Raps	1:1,7	33	50

1) Korn-Stroh-Verhältnis nach [74], Kornertrag nach [73]

Rapsstroh ist nasser als Getreidestroh, der Trockenmasseanteil beläuft sich auf 65 % (Tab. 34). Auch die Gasausbeute der organischen Trockenmasse ist deutlich geringer.

Tab. 34: Richtwerte für die Gasausbeute von Rapsstroh

Substrat	TM [%]	oTM [% der TM]	Biogasertrag		CH ₄ [%]	CH ₄ -Ertrag [Nm ³ CH ₄ /t _{FM}]
			[lNI/kg _{oTM}]	[Nm ³ /t _{FM}]		
Rapsstroh ¹⁾	65 %	94,3 %	248,46	152,29	52 %	79,19

1) [18]

Bei einer Anbaufläche von 93.800 Hektar ergibt sich ein theoretisches Methanpotential von etwa 54 Mio. Normkubikmeter, das aufgrund von 33 % Verluste während der Bergung und Lagerung des Strohs und aufgrund des Mitmachfaktors von 50 % mit 18 Mio. Normkubikmeter nur zu einem Drittel erschließbar ist.

Tab. 35: Anbaufläche und zusätzlich erschließbares Methanpotential durch Nutzung von Rapsstroh

Region	Anbaufläche ¹⁾ [ha]	Theoretisches Methanpotential [Nm ³ CH ₄]	Erschließbares Methanpotential [Nm ³ CH ₄]
Bayern	93.808	53.882.941	18.050.785
Oberbayern	23.721	10.847.224	3.633.820
Niederbayern	15.088	7.110.492	2.382.015
Oberpfalz	16.474	7.090.231	2.375.227
Oberfranken	15.959	6.705.921	2.246.483
Mittelfranken	12.517	4.954.623	1.659.799
Unterfranken	-	12.421.630	4.161.246
Schwaben	10.050	4.752.820	1.592.195

1) InVeKoS [6], BALIS-Code: 311, 312

6.3.1.3 Maisstroh

Maisstroh fällt bei der Ernte von Körnermais, Corn-Cob-Mix (CCM) und Liesch-Kolben-Schrot (LKS) an. Zu LKS liegen zum einen keine genauen Anbaustatistiken vor, zum anderen ist dessen Bedeutung gering. LKS wird daher im Rahmen der Maisstroh-Betrachtung vernachlässigt. Die übrigen Verwertungsrichtungen der Maiskultur nutzen jeweils die Ganzpflanze, wodurch keine Erntenebenprodukte erschlossen werden können. Das Korn-Stroh-Verhältnis von Körnermais ist 1:1, das heißt, der Kornertrag entspricht dem Strohertrag (vgl. Tab. 36). Bei Maisstroh wurden sehr hohe Verluste angenommen (50 %), da die Erntemaschinen bei der Körnermaisernte anders als bei Getreideernte keinen Schwad erzeugen können, sondern das Stroh auf dem Boden verteilt ablegen.

Tab. 36: Richtwerte für die Berechnung des Biomassepotentials von Maisstroh

Kulturart	Korn-Stroh-Verhältnis ¹⁾ []	Verluste [%]	Mitmachfaktor [%]
Körnermais	1:1	50	50
Corn-Cob-Mix (CCM)	1:1	50	50

1) Korn-Stroh-Verhältnis nach [74], Korntrug nach [73]

Der Trockenmassegehalt von Maisstroh wurde deutlich niedriger als von Raps- und Getreidestroh angenommen (vgl. Tab. 37). Aufgrund des höheren Methanertrags der organischen Trockenmasse wird dieses Defizit jedoch ausgeglichen. Insgesamt enthält eine Tonne Frischmasse 116,09 Nm³ CH₄.

Tab. 37: Richtwerte für die Gasausbeute von Maisstroh

Substrat	TM [%]	oTM [% der TM]	Biogasertrag		CH ₄ [%]	CH ₄ -Ertrag [Nm ³ CH ₄ /t _{FM}]
			[NI/kg _{oTM}]	[Nm ³ /t _{FM}]		
Maisstroh ¹⁾	50 %	92,3 %	488,46	225,42	51,5%	116,09

1) [18]

Basierend auf dem Anbauumfang von 124.310 Hektar Körnermais und CCM ergibt sich ein theoretisches Methanpotential von 146 Mio. Normkubikmeter. Unter Einbeziehung der Verluste und des Mitmachfaktors von je 50 % sind davon rund 36 Mio. Normkubikmeter Methan für die Biogasproduktion nutzbar (vgl. Tab. 38).

Tab. 38: Anbaufläche und zusätzlich erschließbares Methanpotential durch Nutzung von Maisstroh

Region	Anbaufläche ¹⁾ [ha]	Theoretisches Methanpotential [Nm ³ CH ₄]	Erschließbares Methanpotential [Nm ³ CH ₄]
Bayern	124.310	145.562.459	36.390.615
Oberbayern	37.161	42.877.619	10.719.405
Niederbayern	60.908	72.690.329	18.172.582
Oberpfalz	6.226	7.011.750	1.752.938
Oberfranken	1.192	1.223.110	305.777
Mittelfranken	1.921	2.058.961	514.740
Unterfranken	3.593	4.115.180	1.028.795
Schwaben	13.311	15.585.509	3.896.377

1) InVeKoS [6], BALIS-Code: 171, 172

6.3.2 Rübenblatt

Im Jahr 2011 wurden auf 66.874 Hektar (InVeKoS) [6] Zuckerrüben angebaut (vgl. Tab. 41). Der geerntete Rübenkörper als Hauptfrucht wird in den Zuckerfabriken zu Rübenzucker oder Ethanol verarbeitet und daher nicht weiter als Potential betrachtet. Die Nebenfrucht, das Rübenblatt, verbleibt meist auf dem Feld und wird zur Erleichterung der Rotte von der Erntemaschine bereits während des Rodevorgangs gehäckselt. Es könnte aber auch durch eine Zusatzvorrichtung am Rodeaggregat der Erntemaschine direkt auf ein Transportfahrzeug übeladen werden.

Eine anderweitige Nutzung des Rübenblatts wurde nicht angenommen, obwohl dies in Ausnahmefällen beispielsweise bei der Tierfütterung eingesetzt werden kann. Gestützt wird diese Annahme durch die persönliche Auskunft eines Herstellers von selbstfahrenden Zuckerrüben-Erntemaschinen, demnach die Vorrichtung zur Bergung von Rübenblatt auf dem Feld derzeit nicht neu gebaut oder verkauft wird. [75]

Das Rübe-Blatt-Verhältnis wird bei Zuckerrüben auf 1 zu 0,7 geschätzt (vgl. Tab. 39). Die Verluste während der Ernte, des Transports und der Lagerung summieren sich laut Annahme auf 33 %. Die Hälfte des nutzbaren Potentials kann erschlossen werden, der Mitmachfaktor ist 50 %.

Tab. 39: Richtwerte für die Berechnung des Biomassepotentials von Zuckerrübenblatt

Kulturart	Rübe-Blatt-Verhältnis ¹⁾ []	Verluste [%]	Mitmachfaktor [%]
Zuckerrübe	1:0,7	33	50

1) Rübe-Blatt-Verhältnis nach [74], Kornertrag nach [73]

Der Biogasertrag bezogen auf die organische Trockenmasse ist bei Zuckerrübenblatt zwar überdurchschnittlich, jedoch mit 82 % Feuchte stark wasserhaltig, was den Methanertrag der Frischmasse insgesamt mit 51,41 Nm³CH₄ sehr niedrig ausfallen lässt (Tab. 40).

Tab. 40: Richtwerte für die Gasausbeute von Zuckerrübenblatt

Substrat	TM [%]	oTM [% der TM]	Biogasertrag		CH ₄ [%]	CH ₄ -Ertrag [Nm ³ CH ₄ /t _{FM}]
			[NI/kg _{oTM}]	[Nm ³ /t _{FM}]		
Zuckerrübenblatt ¹⁾	18 %	83,5 %	636,97	95,74	53,7%	51,41

1) [18]

Bei 66.874 Hektar Zuckerrüben ergibt sich ein theoretisches Methanpotential in Höhe von rund 188 Mio. Normkubikmeter. Unter Berücksichtigung der Verluste sowie des Mitmachfaktors ist davon mit 63 Mio. Normkubikmeter Methan nur ein Drittel erschließbar (vgl. Tab. 41).

Tab. 41: Anbaufläche und zusätzlich erschließbares Methanpotential durch Nutzung von Zuckerrübenblatt

Region	Anbaufläche ¹⁾ [ha]	Theoretisches Methanpotential [Nm ³ CH ₄]	Erschließbares Methanpotential [Nm ³ CH ₄]
Bayern	66.874	187.506.498	62.814.677
Oberbayern	7.710	21.264.626	7.123.650
Niederbayern	20.554	60.654.331	20.319.201
Oberpfalz	5.113	14.957.387	5.010.725
Oberfranken	892	2.121.811	710.807
Mittelfranken	5.164	13.256.014	4.440.765
Unterfranken	19.396	52.499.944	17.587.481
Schwaben	8.044	22.752.385	7.622.049

1) InVeKoS [6], BALIS-Code: 620

6.3.3 Hopfen-Rebhäcksels

Auf 15.602 Hektar (InVeKoS) [6] wurde im Jahr 2011 Hopfen geerntet (Tab. 44). Zur Ernte wird die Ganzpflanze geschnitten, meist zu einem Verarbeitungszentrum transportiert, um dort die Dolde als Hauptprodukt von der Restpflanze abzutrennen und zu trocknen. Die Rebe als Restpflanze wird in gehäckselter Form wieder auf den Feldern ausgebracht. Vor der Ausbringung kann eine Miete am Feldrand als Zwischenlager dienen. Diese Hopfen-Rebhäcksels können theoretisch in Biogasanlagen verwertet werden.

Die „Bioerdgas Holledau“ (siehe www.bioerdgas-hallertau.de) ist eine Biogasanlage mit Methaneinspeisung, die gemäß ihres Konzepts Rebhäcksels von 5.000 Hektar Hopfenfläche einsetzt. Sie verwertet damit bereits 33 % des theoretischen Biomassepotentials. Daher wurde der Mitmachfaktor bei Hopfen-Rebhäcksels auf 33 % reduziert (vgl. Tab. 42).

Tab. 42: Richtwerte für die Berechnung des Biomassepotentials von Hopfen-Rebhäcksels

Kulturart	Dolde- Rebhäcksels- Verhältnis ¹⁾ []	Verluste [%]	Mitmach- faktor [%]
Hopfen	1:9,37	33	33

1) Dolde-Rebhäcksels-Verhältnis nach [74]

Der Methanertrag einer Tonne Frischmasse der Hopfen-Rebhäcksels ist mit 44 Nm³ CH₄ niedrig, der Trockenmasseanteil mit 30 % ähnlich einer Getreide-Ganzpflanzensilage (Tab. 43).

Tab. 43: Richtwerte für die Gasausbeute von Hopfen-Rebhäcksels

Substrat	TM [%]	oTM [% der TM]	Biogasertrag		CH ₄ [%]	CH ₄ -Ertrag [Nm ³ CH ₄ /t _{FM}]
			[lNI/kg _{oTM}]	[Nm ³ /t _{FM}]		
Hopfenrebhäcksels ¹⁾	30 %	86,0 %	330,00	85,14	52 %	44,27

1) [18]

Das theoretische Methanpotential beläuft sich auf 10,4 Mio. Normkubikmeter, wovon unter Berücksichtigung der anderweitigen Nutzung, der Verluste und des Mitmachfaktors nur 2,3 Mio. Normkubikmeter erschließbar sind (vgl. Tab. 44).

Tab. 44: Anbaufläche und zusätzlich erschließbares Methanpotential durch Nutzung von Hopfen-Rebhäcksels

Region	Anbaufläche ¹⁾ [ha]	Theoretisches Methanpotential [Nm ³ CH ₄]	Erschließbares Methanpotential [Nm ³ CH ₄]
Bayern	15.602	10.355.405	2.289.580
Oberbayern	8.543	5.670.246	1.253.691
Niederbayern	6.674	4.429.819	979.433
Oberpfalz	-	-	-
Oberfranken	47	31.309	6.922
Mittelfranken	331	219.883	48.616
Unterfranken	-	-	-
Schwaben	6	4.142	916

1) InVeKoS [6], BALIS-Code: 750

6.3.4 Sonstige Erntenebenprodukte

Das theoretische Methanpotential bei Erntenebenprodukten der Kartoffel sowie der Ölsaaten und Eiweißpflanzen zur Körnergewinnung wird nicht berücksichtigt, da es sich um geringe Potentiale handelt, diese technisch schwierig zu erschließen wären oder prioritäre pflanzenbauliche Aspekte dagegen sprechen. Konkret wurden die Erntenebenprodukte der folgenden Kulturarten nicht in der Studie ermittelt (in runden Klammern ist der jeweilige BALIS-Code nach InVeKoS [6] angegeben):

- Kartoffel (611, 612, 613, 615, 640, 619)
- Erbsen (210)
- Ackerbohnen Stroh (220, 240)
- Süßlupinen und sonstige Hülsenfrüchte (230, 290)
- Sonnenblumen (320)
- Sojabohnen (330)
- Öllein zur Körnergewinnung und sonstige Ölfrüchte (341, 390)
- Gemüse und sonstige Handelsgewächse (710, 715, 720, 722, 723, 731, 732, 750, 760, 770, 771, 790, 791, 342, 793, 794)

6.3.5 Zusammenfassung

Im Bereich der Erntenebenprodukte summiert sich das zusätzlich erschließbare Methanpotential auf 300,6 Mio. Nm³ aus insgesamt 2,8 Mio. t Frischmasse (vgl. Abb. 19).

Den größten Beitrag hierfür leistet das Getreidestroh (60 %), gefolgt von Rübenblatt (21 %) und dem Maisstroh (12 %). Das Rapsstroh liefert 6 % des Methanpotentials. Die Hopfen-Rebhäcksel spielen mit einem Beitrag von 1 % nur eine marginale Rolle.

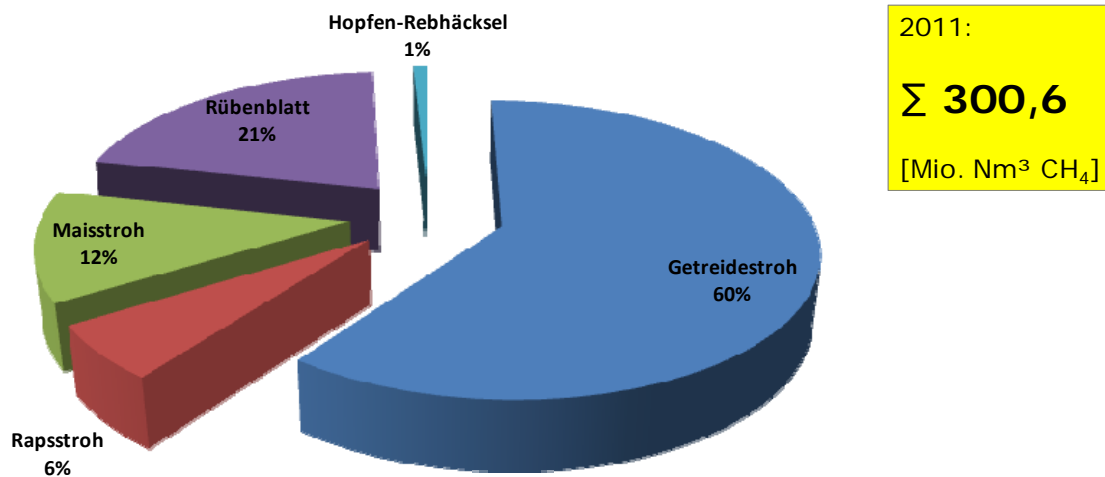


Abb. 19: Übersicht zum zusätzlich erschließbaren Methanpotential durch Verwertung der Erntenebenprodukte

6.4 Landschaftspflegematerial und Grünabfälle

6.4.1 Einordnung und Vorgehensweise

Als Landschaftspflegematerial werden alle Materialien verstanden, die bei Maßnahmen anfallen, welche vorrangig und überwiegend den Zielen der Landschaftspflege dienen und nicht gezielt angebaut wurden. Dazu gehört unter anderem Grünschnitt aus der privaten oder öffentlichen Garten- und Parkpflege oder aus Schienen- und Straßenbegleitgrün.

Neben landwirtschaftlichen Flächen wächst krautige Biomasse auch auf Begleitflächen von Gebäuden, Verkehrswegen sowie sonstigen öffentlichen und privaten Grundstücken heran. Der Zweck dieser Flächen ist jedoch nicht die Erzeugung von Biomasse, sodass die Nutzung zunächst ausschließlich einen Aufwand darstellt. Der Aufwuchs besteht in der Regel überwiegend aus Gras, was eine energetische Verwertung in Biogasanlagen aus biologischer und verfahrenstechnischer Sicht möglich macht.

Die Flächeneigentümer sind in der Regel an einer möglichst einfachen und wirtschaftlichen Form der Verwertung interessiert. Bisher hat sich vor allem die Kompostierung aber auch schon teilweise die Nutzung in Biogasanlagen etabliert.

Es wurden zu den einzelnen Materialien primär jeweils die derzeit anfallende Menge sowie die derzeitige Verwertung erfasst. Eine Prognose zur zukünftigen Situation unterbleibt. Die Erfassung des Biomassepotentials stützt sich für den Bereich des Landschaftspflegematerials und der Grünabfälle auf die amtliche Statistik des Landesamtes für Umwelt [68] sowie eigene Berechnungen auf Basis der Anteile verschiedener Flächenkategorien.

Die Mengen werden als Gesamtmengen für Bayern angegeben und beziehen sich entweder auf konkrete Jahre oder sind als Durchschnitt bestimmter Jahre bzw. übliche jährlich anfallende Menge angegeben. Dies ist in den Ergebnistabellen jeweils vermerkt.

Die zur Ermittlung der Methanerträge verwendeten Methanausbeuten basieren nach Keymer [27] soweit möglich auf den durchschnittlichen Nährstoffgehalten (Fett, Eiweiß und Kohlenhydrate) der einzelnen Stoffe und angenommenen Verdauungsquotienten. Die Angabe der Methanmengen erfolgt als Normkubikmeter nach DIN 1343 [28].

6.4.2 Zusätzlich erschließbares Methanpotential

Grüngut fällt im Umfang von ca. 934.000 t in Hausgärten und ca. 188.000 t aus der kommunalen Grünflächenpflege an (Tab. 45). Dabei sind die Mengen erfasst, die gemäß den Landkreisen und kreisfreien Gemeinden als öffentlich-rechtliche Entsorgungsträger angeordnet werden. Genutzt werden die Grünabfälle in der Kompostierung sowie zur Biogaserzeugung [68]. Eine Verlagerung auf die Biogaserzeugung um ein weiteres Drittel der Gesamtmenge wird als realistisch betrachtet. Daraus ergibt sich ein zusätzliches Methanpotential von etwa 19,58 Mio. Normkubikmeter.

Der Biomasseanfall aus Begleitgrün von Straßen (Tab. 45) wurde auf Basis der Streckenlängen außerorts von Autobahnen, Bundesstraßen sowie Kreisstraßen kalkuliert [57]. Dabei wurde je Fahrtrichtung für Autobahnen eine Begleitstreifenbreite von 3 m und für Bundesstraßen sowie Kreisstraßen 1,5 m angesetzt. Wahrscheinlich wird das Material derzeit überwiegend kompostiert. Die Kompostierung scheint jedoch aus Nachfragesicht teilweise entbehrlich [70], sodass die Verfügbarkeit für Biogasanlagen auf 50 % der Menge geschätzt wird. Gemeindestraßen wurden nicht berücksichtigt, da hier angenommen wird, dass diese in der Regel von Landwirten zusammen mit der Bewirtschaftung von angrenzenden Grünflächen genutzt werden. Bei einem unterstellten Ertrag von 4 t Trockenmasse je Hektar und einer Verfügbarkeit von 50 % ergibt sich eine Methanmenge von ca. 6,00 Mio. Normkubikmetern.

Schienenbegleitgrün wurde wegen der schlechten Zugänglichkeit zum Abtransport nicht weiter berücksichtigt. Dieser könnte nur über die Schiene selbst erfolgen, da in den seltensten Fällen ein Zugang zum Bahndamm über die angrenzenden Flurstücke möglich sein wird. Damit kann hier von keinem Potential zur Biogaserzeugung ausgegangen werden.

Tab. 45: Verfügbarkeit von Straßenbegleitgrün sowie Garten- und Parkabfälle in Bayern zur Biogaserzeugung

Material	Menge Anfall [t FM] (Bezug)	Verwendung derzeit	Verfügbares Potential (Einschätzung)	Methanertrag [Nm ³]
Grüngut aus Hausgärten	933.745 (2009/2010)	Kompostierung, Biogasanlagen	33 %	16.294.494
Grüngut aus kommunaler Grünflächenpflege	188.224 (2009/2010)	Kompostierung, Biogasanlagen	33 %	3.284.630
Begleitgrün von Straßen	227.000 (jährlich)	unbekannt	50 %	6.001.980

Quellen: [27], [57], [68], [70], eigenen Annahmen

6.4.3 Zusammenfassung

Als zusätzlich erschließbares Methanpotential aus Landschaftspflegegras und Grünabfällen werden gerundet 25,58 Mio. Normkubikmeter aus 484.000 t Frischmasse angenommen. Zwei Drittel macht allein das in privaten Hausgärten anfallende Grüngut aus (vgl. Abb. 20). Es wurde angenommen, dass die Kompostierung als derzeit dominierender Verwertungsweg zu Gunsten der Biogaserzeugung reduziert wird. Entsprechend der Nachfrage nach Kompost erscheint dies auch realistisch.

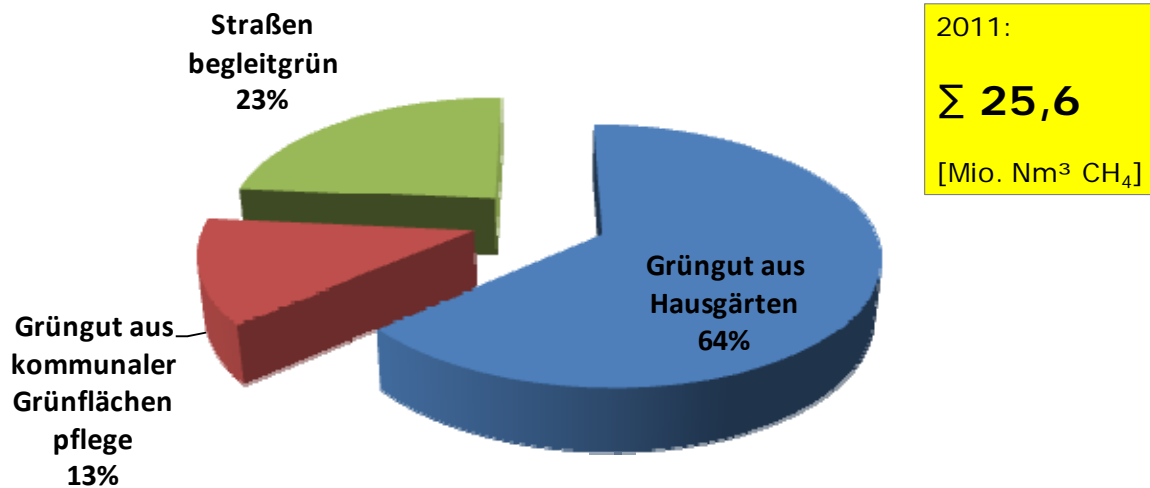


Abb. 20: Übersicht zum zusätzlich erschließbaren Methanpotential durch energetische Verwertung von Landschaftspflegematerial und Grünabfälle

6.5 Rückgang des Futterbaus bis 2015

Der Rückgang der Rinderhaltung in Bayern führt zu einer Verringerung des Futterbaus. Betroffen sind davon vor allem Dauergrünland-, Silomais- und Klee-/Klee grasflächen. Die freiwerdenden Futterbauflächen könnten zur Biogaserzeugung genutzt werden.

6.5.1 Grundfutterbedarf und -lieferung

Zur Abschätzung der nicht mehr in der Viehhaltung benötigten Flächen wird zunächst die insgesamt zur Verfügung stehende Trockenmasse (TM) an Grundfutter aus der Flächennutzung und den Erträgen ermittelt. Dieser Lieferung an TM wird die für die Viehhaltung benötigte Grundfuttermenge gegenübergestellt. Die nicht mehr in der Viehhaltung benötigte Grundfuttermenge steht dann anderen Verwertungsmöglichkeiten zur Verfügung.

6.5.1.1 Ermittlung der Erträge

Über die tatsächlichen Frischmasse- und TM-Erträge der verschiedenen Futterflächenkategorien in Bayern liegen keine flächendeckenden und gesicherten Daten vor. Bei der Besonderen Erntermittlung (BEE) des Bayerischen Landesamtes für Statistik und Datenverarbeitung werden die Frischmasseerträge von Grün- und Silomais sowie der Heuertrag von Klee und Klee gras, Luzerne, Ackerwiesen, Wiesen und Mähweiden nur geschätzt.

Aus diesem Grunde war es für die Grünlandstudie Bayern erforderlich, die Erträge über Futterbilanzen zu korrigieren [1]. Als Ergebnis wurden die Netto-TM-Erträge ausgewiesen. Um die korrigierten Futterbauerträge auf das Jahr 2008 fortzuschreiben, wurden die prozentualen Ertragsveränderungen aus der amtlichen Statistik für Bayern auf die einzelnen landwirtschaftlichen Erzeugungsgebiete angewandt. Für Almen und sonstige Grünlandflächen wie z. B. Hutungen und Streuwiesen wurden keine Ertragsänderungen angenommen.

Es wird davon ausgegangen, dass die Futterbauerträge außer bei Mais seit 2008 konstant geblieben sind, lediglich bei Grün-/Silomais wird ein Ertragszuwachs von ca. 0.3 % p.a., abgeleitet aus der amtlichen Statistik, für Bayern zu Grunde gelegt.

Tab. 46 fasst die unterstellten Netto-TM-Erträge zusammen. Die *Abb. 21* und *Abb. 22* visualisieren die regionalen Ertragsunterschiede für Standardgrünland und Silomais.

Tab. 46: Durchschnittlicher TM-Ertrag der Futterflächen in dt/ha (netto) in den landwirtschaftlichen Erzeugungsgebieten Bayerns (Ø 2005-2007 bzw. Ø 2009-2011)

Nr.	Landwirtschaftliches Erzeugungsgebiet	TM-Erträge in dt TM je ha und Jahr (netto)					
		Standardgrünland	KuLaP, VNP Schnittzeitpunktregelung	Almen, Alpen	Sonstiges Grünland z. B. Hutungen	Silomais	Klee, Klee gras
1.1	Allgäuer Alpen	53,0	26,5	12,8	12,8	90,6	0,0
1.2	Oberbayer. Alpen	45,9	22,9	11,1	11,1	101,0	60,8
1.3	Allgäuer Alpenvorland	69,7	34,9	16,8	16,8	112,6	71,4
1.4	Oberbayer. Alpenvorland	61,2	30,6	14,8	14,8	117,0	64,0
2.1	Bodenseebecken	74,6	37,3	-	18,0	125,7	68,0
2.2	Schwäb. Schotteriedel-Hügelland	76,9	38,5	18,6	18,6	146,4	78,5
2.3	Oberbayer. Moränen-Hügelland	73,7	36,9	17,8	17,8	134,5	77,2
3.1	Landsberger Altmoräne und Lechfeld	72,0	36,0	-	17,4	149,7	75,0
3.2	Münchener Schotter- und Mooregebiete	62,7	31,4	15,2	15,2	129,5	67,4
3.3	Erdinger-Trostberger Altmoräne	77,9	38,9	-	18,8	154,8	83,1
4.1	Schwäbisches Tertiär-Hügelland	76,6	38,3	18,5	18,5	158,7	80,9
4.2	Tertiär-Hügelland (Nord)	72,4	36,2	17,5	17,5	147,7	77,1
4.3	Tertiär-Hügelland (Süd)	73,7	36,9	-	17,8	154,9	78,7
4.4	Tertiär-Hügelland (sandig)	69,8	34,9	-	16,9	150,6	77,1
4.5	Donauried	64,9	32,5	-	15,7	158,9	70,0
4.6	Donautal	71,1	35,6	-	17,2	141,6	73,7
4.7	Donaumoo	63,1	31,6	-	15,3	134,0	64,3
4.8	Regensburg-Straubinger Gäu	66,3	33,2	-	16,0	163,4	76,1
5.1	Südl. Vorwald	65,6	32,8	-	15,9	129,3	71,2
5.2	Mittlerer Bayerischer Wald	60,4	30,2	-	14,6	118,4	69,0
5.3	Innerer Bayerischer Wald	50,3	25,1	-	12,2	91,6	58,7
5.4	Westlicher Vorwald	70,5	35,3	-	17,0	132,7	73,2
5.5	Vorderer Oberpfälzer Wald	78,5	39,2	-	19,0	158,4	84,5
5.6	Innerer Oberpfälzer Wald	71,6	35,8	-	17,3	147,3	81,0
5.7	Hof-Wunsiedler-Gebiet	72,5	36,2	-	17,5	139,7	78,3
5.8	Frankenwald und Fichtelgebirge	58,7	29,4	-	14,2	126,6	68,7
6.1	Donau- und Egualb	64,4	32,2	-	15,6	159,5	69,5
6.2	Südlicher Jura	66,6	33,3	-	16,1	143,6	75,2
6.3	Nördlicher Jura	56,3	28,2	-	13,6	116,0	62,0
6.4	Ries	68,8	34,4	-	16,6	150,6	72,2
7.1	Oberpfälzer Hügelland	70,1	35,1	-	16,9	138,8	73,2
7.2	Oberfränkisches Hügelland	61,5	30,7	-	14,9	121,9	65,2
7.3	Westliches Tonkeupergebiet	66,1	33,0	-	16,0	135,1	66,8
7.4	Nördliches Tonkeupergebiet	62,7	31,4	-	15,2	130,2	63,8
7.5	Sandkeupergebiet	63,8	31,9	-	15,4	123,8	65,7
7.6	Regnitztal	50,3	25,2	-	12,2	89,0	50,1
7.7	Südliches Albvorland	72,3	36,2	-	17,5	121,0	77,7
7.8	Nördliches Albvorland	49,4	24,7	-	11,9	108,7	53,1
7.9	Steigerwald und Hassberge	58,7	29,3	-	14,2	113,0	57,4
8.1	Fränkisches Gäu	68,6	34,3	-	16,6	159,1	74,9
8.2	Südliche Fränkische Platte	60,4	30,2	-	14,6	131,4	66,1
8.3	Nördliche Fränkische Platte	53,5	26,8	-	12,9	110,8	55,5
8.4	Steigerwald-Vorland	61,5	30,8	-	14,9	127,8	65,0
8.5	Untermainebene	55,1	27,6	-	13,3	111,2	55,4
9.1	Vorspessart und Odenwald	44,8	22,4	-	10,8	85,2	47,4
9.2	Spessart	31,5	15,7	-	7,6	61,6	32,8
9.3	Vorrhön	46,1	23,0	-	11,1	96,7	48,0
9.4	Rhön	38,2	19,1	-	9,2	66,0	47,5
	Bayern insgesamt	65,7	31,3	12,4	15,5	140,8	72,4

Datengrundlage: LfStD: Besondere Ernteterminung 2005-2011; Balis: InVeKoS 2011, AUM 2011; Grünlandstudie Bayern; eigene Berechnungen

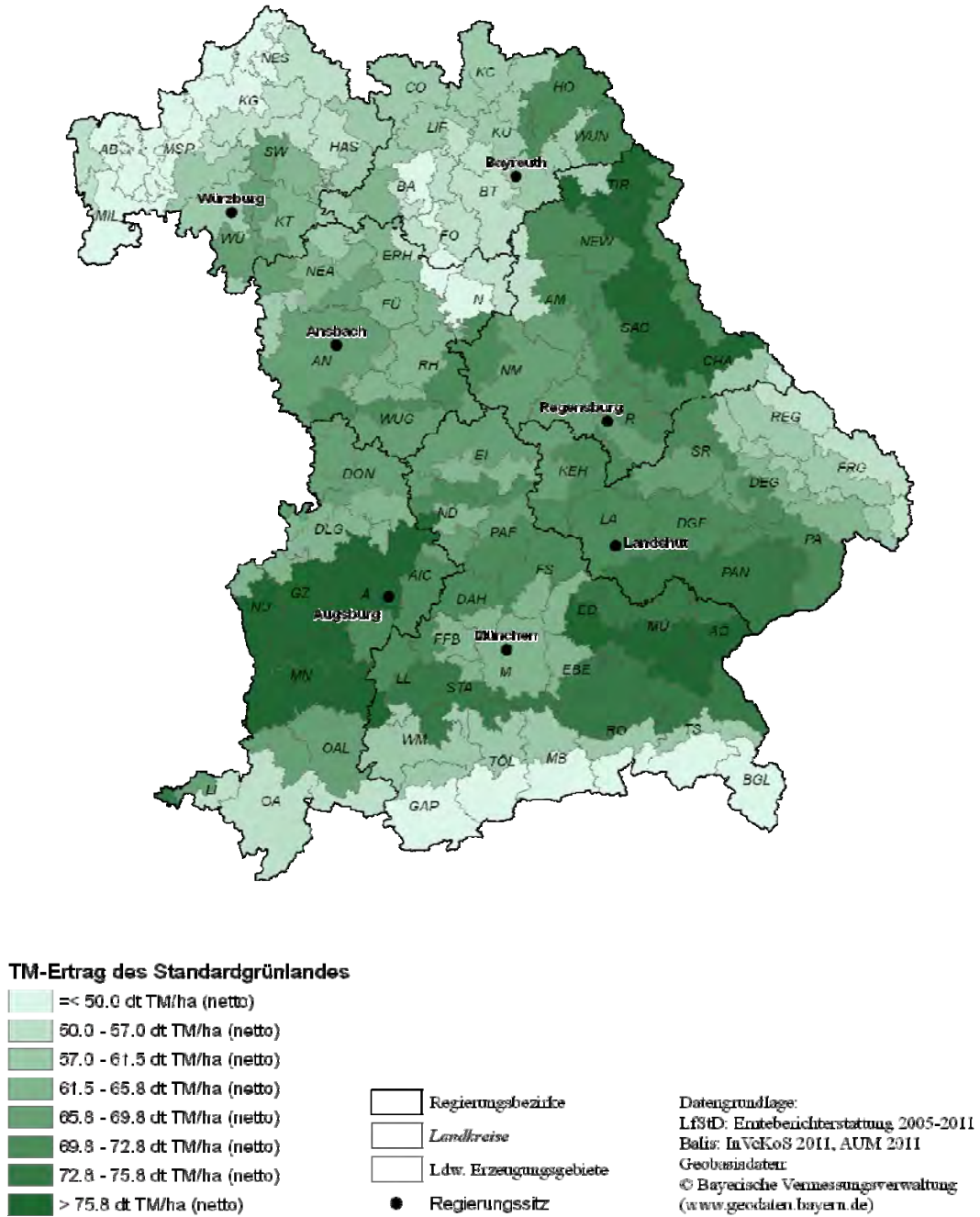


Abb. 21: TM-Ertrag des Standardgrünlandes 2008 in den landwirtschaftlichen Erzeugungsgebieten im Vergleich zum bayerischen Durchschnitt von 65,7 dt/ha (netto)

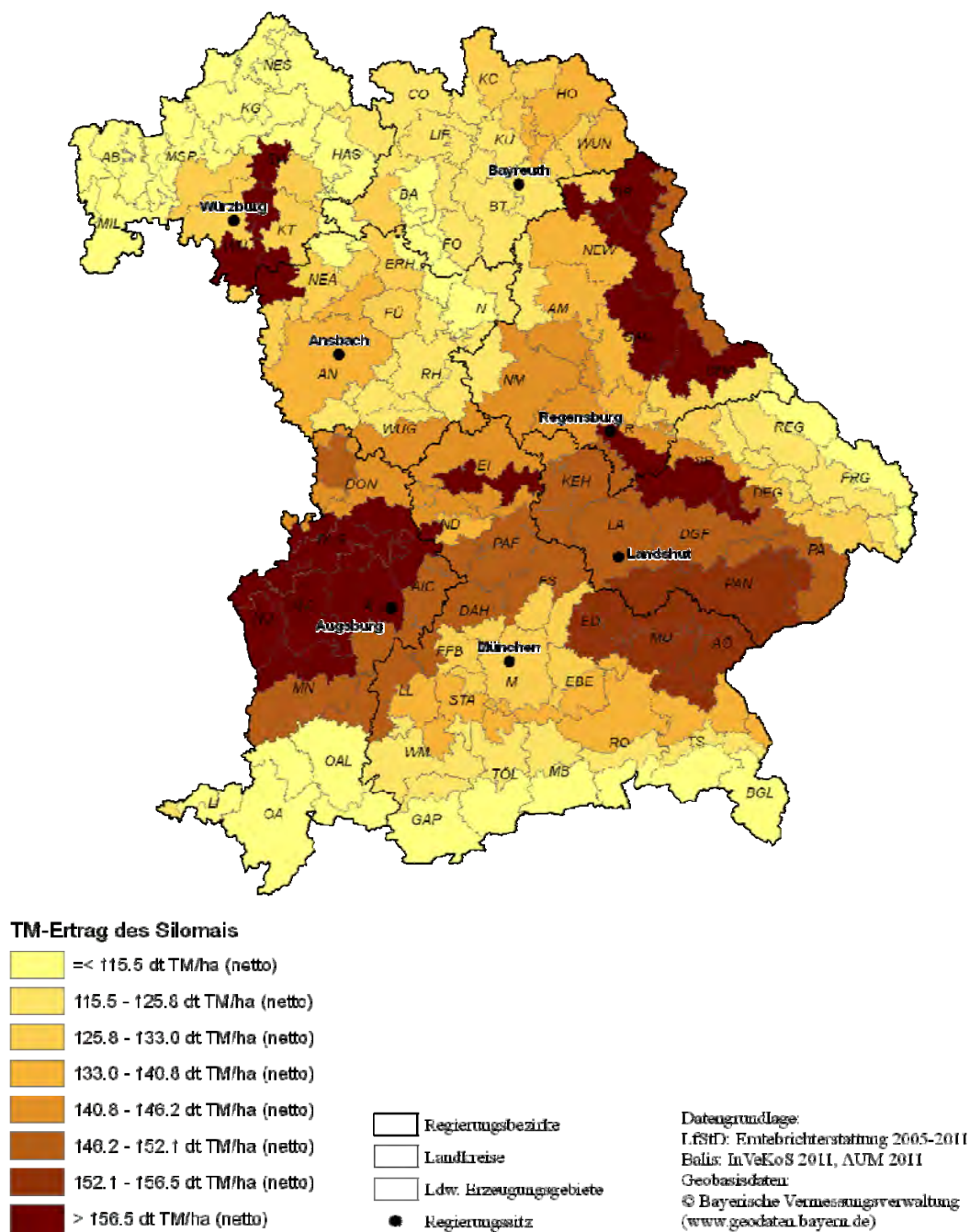


Abb. 22: TM-Ertrag des Silomais ($\bar{\Delta}$ 2009 - 2011) in den landwirtschaftlichen Erzeugungsgebieten im Vergleich zum bayerischen Durchschnitt von 140,8 dt/ha (netto)

6.5.1.2 Grundfutterlieferung

Über die Futterflächen und Erträge wird die zur Verfügung stehende Menge an TM (netto) errechnet. Als Futterflächen stehen im Wesentlichen Dauergrünland, Klee-/Kleegras und Silomais zur Verfügung.

Der Ackerfutterbau umfasst nach den Merkmalen des InVeKoS-Antrages den Silomais, den Klee und das Kleegras, das Ackergras, die Luzerne, den Runkel- und Futterrübenanbau und das sonstige Ackerfutter. Von insgesamt 540.854 ha Ackerfutterflächen im Jahr 2011 entfallen rund 74 % bzw. 398.306 ha auf Silomais und rund 17 % oder 91.985 ha auf Klee und Kleegras. Zugunsten eines vereinfachten Bilanzansatzes beim TM-Ertrag der Futterflächen werden die vorgenannten Ackerfutterflächen mit einem geringen bis unbedeutenden Anbauumfang anteilig – nach dem jeweiligen Flächenverhältnis im Gebiet – als Silomais- bzw. Klee-/Kleegrasflächen in die Bilanzierung aufgenommen. Durch die Vereinfachung steigen die Anteile von Silomais bzw. Klee und Kleegras auf etwa 78,5 % bzw. 21,5 %.

Die Grünlandfläche der InVeKoS-Statistik wird um die Flächen korrigiert, die in der Regel für eine futterbauliche Nutzung nur bedingt oder wegen mangelhafter Futterqualität gar nicht in Frage kommen. Grünlandflächen, die auf Grund von Agrarumweltmaßnahmen, wie zum Beispiel dem Kulturlandschaftsprogramm (KuLaP) und dem Vertragsnaturschutzprogramm (VNP), extensiver zu bewirtschaften sind, gehen nur mit dem halben durchschnittlichen Ertrag in die Futterbilanz ein. Streuwiesen und Flächen mit einem Schnittzeitpunkt ab dem 1. September werden nicht in die Futterbilanz der Raufutterfresser einbezogen. Von diesen Flächen lässt sich nur ca. $\frac{1}{4}$ des TM-Ertrages des durchschnittlichen Grünlandes erzeugen. Almen und Hutungen liefern in etwa denselben Ertrag, sind aber in der Futterbilanz berücksichtigt.

Tab. 47 zeigt den Umfang der Futterflächen 2011 in den landwirtschaftlichen Erzeugungsgebieten Bayerns. Insgesamt stehen in Bayern etwa 1,1 Mio. ha Dauergrünlandfläche zur Verfügung, darunter sind über 90 % sog. Standardgrünlandflächen (intensiv bewirtschaftete Grünlandflächen), etwa 9,2 % Almflächen, KuLaP-Flächen oder Hutungen. Weniger als 0,8 % der Grünlandflächen sind nicht für Raufutterfresser geeignet.

Insgesamt wurden in Bayern 2011 etwa 13.574.552 t Grundfutter-TM erzeugt, davon etwa 49,7 % auf Grünlandflächen und etwa 50,3 % auf Ackerfutterflächen. Der Anteil von Silomais an der TM-Lieferung der Ackerfutterflächen betrug etwa 87,7 %.

Tab. 47: Dauergrünland- und Futterflächen in den landwirtschaftlichen Erzeugungsgebieten Bayerns 2011

Nr.	Landwirtschaftliches Erzeugungsgebiet	Dauergrünlandfläche					Silomais ha	Klee, Klee gras ha	
		gesamt ha	Standard- grünland ha	KuLaP, VNP Schnittzeit- punktregel- ung ha	Almen/ Alpen ha	Sonst. DF als Futterfläche, Hutungen ha			Sonst. DF keine Futter- fläche, z. B. Streuwiesen ha
1.1	Allgäuer Alpen	69 603,3	47 755,9	778,5	20 159,7	14,6	894,7	8,1	0,9
1.2	Oberbayer. Alpen	52 820,5	33 265,3	1 182,9	16 170,7	641,7	1 559,9	629,0	132,5
1.3	Allgäuer Alpenvorland	76 708,0	74 690,8	268,8	1 060,1	27,0	661,3	1 170,1	180,8
1.4	Oberbayer. Alpenvorland	103 938,2	96 010,0	1 122,9	2 744,3	141,7	3 919,2	6 414,2	2 087,0
2.1	Bodenseebecken	1 105,2	1 041,1	2,0	-	-	62,2	74,6	4,5
2.2	Schwäb. Schotterriedel-Hügelland	44 588,2	44 061,6	470,1	35,5	18,5	2 285,0	12 285,0	2 539,9
2.3	Oberbayer. Moränen-Hügelland	83 234,9	80 675,9	1 335,3	215,5	265,6	742,6	24 118,6	6 630,7
3.1	Landsberger Altmoräne und Lechfeld	10 737,2	9 970,2	446,0	-	220,0	101,1	7 683,9	1 815,0
3.2	Münchner Schotter- und Mooregebiete	13 005,7	11 847,7	751,7	38,9	288,3	79,2	11 037,4	3 377,3
3.3	Erdinger-Trostberger Altmoräne	23 355,7	22 947,8	391,2	-	5,2	11,5	20 404,9	4 338,0
4.1	Schwäbisches Tertiär-Hügelland	47 203,6	45 756,8	949,5	-	492,5	4,7	27 175,6	3 593,3
4.2	Tertiär-Hügelland (Nord)	37 787,5	35 042,7	2 442,5	27,3	239,9	35,1	38 138,7	7 848,8
4.3	Tertiär-Hügelland (Süd)	38 561,4	37 267,1	800,2	-	491,0	3,1	37 670,0	5 720,4
4.4	Tertiär-Hügelland (sandig)	6 050,1	4 857,1	1 072,0	-	0,6	120,4	3 703,4	660,5
4.5	Donauried	10 047,3	9 070,9	728,9	-	113,0	134,4	11 277,5	740,3
4.6	Donautal	6 693,0	5 739,2	618,2	-	316,4	19,1	2 789,2	719,1
4.7	Donaumöos	2 804,8	2 295,5	507,1	-	-	2,3	1 114,9	197,7
4.8	Regensburg-Straubinger Gäu	3 606,6	2 460,7	380,4	-	749,0	16,4	3 151,8	705,5
5.1	Südl. Vorwald	14 004,0	13 403,7	489,6	-	95,8	14,8	5 719,1	1 774,1
5.2	Mittlerer Bayerischer Wald	51 339,2	49 581,0	1 671,4	-	75,2	11,6	7 891,4	3 802,5
5.3	Innerer Bayerischer Wald	18 885,8	17 624,0	1 144,1	-	89,4	28,3	909,6	675,8
5.4	Westlicher Vorwald	14 286,9	13 464,1	260,5	-	554,3	7,9	4 402,3	1 561,2
5.5	Vorderer Oberpfälzer Wald	41 328,4	39 492,5	1 779,7	-	0,0	56,1	20 597,2	8 468,3
5.6	Innerer Oberpfälzer Wald	10 233,1	9 552,2	673,0	-	-	7,8	3 113,2	2 012,4
5.7	Hof-Wunsiedler-Gebiet	20 296,3	19 051,2	929,9	-	293,6	21,6	7 063,7	4 407,1
5.8	Frankenwald und Fichtelgebirge	14 002,1	12 168,0	1 815,4	-	3,6	15,0	1 982,1	3 002,2
6.1	Donau- und Egaualb	2 887,8	2 454,9	232,7	-	197,8	2,5	2 599,0	358,8
6.2	Südlicher Jura	40 243,6	34 408,3	2 086,3	-	3 609,4	139,7	29 144,5	11 860,6
6.3	Nördlicher Jura	27 894,4	25 769,8	1 987,4	-	119,8	17,4	9 802,8	7 281,9
6.4	Ries	3 533,1	3 105,0	329,7	-	80,9	17,5	6 525,6	543,2
7.1	Oberpfälzer Hügelland	20 565,4	18 807,9	815,3	-	926,6	15,6	12 589,3	3 829,9
7.2	Oberfränkisches Hügelland	31 862,5	29 515,5	2 225,1	-	110,9	11,0	13 622,3	4 876,4
7.3	Westliches Tonkeupergebiet	32 175,8	29 718,4	2 226,9	-	229,9	0,6	21 513,8	2 765,4
7.4	Nördliches Tonkeupergebiet	12 802,8	11 726,3	333,0	-	736,3	7,2	9 685,4	1 769,2
7.5	Sandkeupergebiet	10 649,9	9 843,0	629,1	-	177,5	0,3	7 003,9	1 071,8
7.6	Regnitztal	2 899,2	2 604,4	284,8	-	-	10,0	1 574,0	356,3
7.7	Südliches Albvorland	20 741,3	17 940,1	1 240,7	-	1 537,6	23,0	10 672,3	2 755,3
7.8	Nördliches Albvorland	9 616,1	8 870,6	667,5	-	62,0	16,1	3 365,8	1 174,3
7.9	Steigenwald und Hassberge	6 636,1	6 208,7	413,2	-	12,4	1,8	3 434,3	869,2
8.1	Fränkisches Gäu	4 765,5	3 309,8	248,5	-	1 205,5	1,7	9 006,3	1 233,1
8.2	Südliche Fränkische Platte	6 948,3	5 865,0	420,7	-	660,8	1,8	5 308,8	1 695,1
8.3	Nördliche Fränkische Platte	12 064,2	9 788,1	1 186,7	-	1 062,9	26,5	6 625,2	2 188,9
8.4	Steigenwald-Vorland	7 481,8	6 368,0	706,9	-	379,1	27,9	8 116,0	1 257,2
8.5	Untermainebene	1 875,7	1 611,8	89,1	-	174,8	-	808,4	408,0
9.1	Vorspessart und Odenwald	13 077,5	11 949,8	521,8	-	605,8	0,0	1 457,1	1 194,7
9.2	Spessart	3 265,2	2 966,8	232,5	-	66,0	-	42,4	161,0
9.3	Vorhön	9 135,8	7 427,9	1 160,0	-	546,5	1,4	1 058,4	1 135,4
9.4	Rhön	7 882,2	5 795,9	2 086,3	-	-	-	189,7	401,4
Bayern gesamt		1 105 230,8	995 148,7	43 135,7	40 452,1	17 639,4	8 854,9	424 670,9	116 182,8

Datengrundlage: LfStD: Besondere Ernteermittlung; Balis: InVeKoS 2011, AUM 2011; Grünlandstudie Bayern; eigene Berechnungen.

Anmerkung: Flächenangaben für Silomais und Klee gras entsprechend der Beschreibung in Kapitel 0 korrigiert (Faktor: ca. 1,06)

6.5.1.3 Grundfutterbedarf

Der Futterbedarf der Raufutterfresser wird wie in der Grünlandstudie Bayern über Futtereinheiten ermittelt [1]. Die Futtereinheit ist wie folgt definiert:

10 kg Trockensubstanz (TM) aus dem Grundfutter netto pro Tag.

Der Bedarf der einzelnen Tiergattungen und Altersklassen an den Futtereinheiten ist in Tab. 48 wiedergegeben.

Tab. 48: Bedarf an Futtereinheiten (TM) aus dem Grundfutter

Tierart	Futtereinheiten pro Tier und Tag
Kälber bis 6 Monate	0,20
Rinder, 0,5 - 1 Jahr, männlich + weiblich	0,50
Rinder, 1 - 2 Jahre, männlich + weiblich	0,80
Rinder über 2 Jahre, männlich	1,20
Sonstige Rinder über 2 Jahre, weiblich	1,00
Kühe	1,20
Mutterkühe	1,20
Pferde unter 1 Jahr	0,30
Pferde über 1 Jahr	0,50
Schafe	0,12
Ziegen	0,12
Dam-, Rotwild	0,12

Quelle: Rutzmoser, K. und Spann, B.: Mündliche Auskunft, LfL-ITE, Grub, 2003

Bei der Definition der Futtereinheiten für die Milchkühe ist unterstellt, dass die TM-Aufnahme der Milchkuh aus dem Grundfutter von der Milchleistung nicht beeinflusst wird. Der Bestand an Raufutterfressern wird dem InVeKoS-Antrag 2011 (d. h. aus der HI-Tier-Datenbank) entnommen. Der Futterbedarf pro Jahr ergibt sich aus der Multiplikation des Viehbestandes mit den entsprechenden Futtereinheiten pro Tier und Tag * 365 Tage. In Bayern wurden 2011 etwa 106.139.603 dt TM (netto) Grundfutter benötigt (siehe Tab. 49).

6.5.1.4 Saldo aus Grundfutterbedarf und Grundfutterlieferung

Die erzeugte Grundfuttermenge war 2011 nicht mehr vollständig zur Deckung des Grundfutterbedarfs erforderlich. Etwa 2.960.592 Tonnen TM oder 21,8 % der TM-Lieferung wurden nicht mehr der Verwertung über den Tiermagen zugeführt (siehe Tab. 49). Regional lag der für die Viehhaltung notwendige Grundfutteranteil zwischen etwa 33 % im landwirtschaftlichen Erzeugungsgebiet 4.8 „Regensburg-Straubinger Gäu“ und über 100 % im Erzeugungsgebiet 1.2 „Oberbayerische Alpen“. Wie Abb. 23 auch zeigt, wurde in Gebieten mit nur wenig Strukturwandel wie z. B. im Bayerischen Wald und in den Alpen bzw. im Voralpengebiet die höchsten Anteile der TM über den Tiermagen verwertet, während in typischen Ackerbaugebieten wie den Gäugebieten und dem Ries bereits größere Anteile nicht mehr über die Viehhaltung zu nutzen sind.

Tab. 49: TM-Bedarf und TM-Lieferung 2011 in den landwirtschaftlichen Erzeugungsgebieten Bayerns

Nr.	Landwirtschaftliches Erzeugungsgebiet	TM-Bedarf der Rau-	TM-Lieferung der	Anteil des Bedarfs
		futterfresser	Futterflächen	an der Lieferung
		dt TM / Jahr	dt TM / Jahr	%
1.1	Allgäuer Alpen	2 725 821	2 808 800	97,1
1.2	Oberbayer. Alpen	1 818 215	1 810 103	100,5
1.3	Allgäuer Alpenvorland	4 999 336	5 378 731	93,0
1.4	Oberbayer. Alpenvorland	6 489 318	6 835 430	94,9
2.1	Bodenseebecken	78 224	87 411	89,5
2.2	Schwäb. Schotterriedel-Hügelland	4 423 410	5 405 754	81,8
2.3	Oberbayer. Moränen-Hügelland	8 745 700	9 761 823	89,6
3.1	Landsberger Altmoräne und Lechfeld	1 325 635	2 023 626	65,5
3.2	Münchner Schotter- und Mooregebiete	1 704 506	2 427 724	70,2
3.3	Erdinger-Trostberger Altmoräne	4 511 885	5 320 681	84,8
4.1	Schwäbisches Tertiär-Hügelland	6 028 601	8 154 590	73,9
4.2	Tertiär-Hügelland (Nord)	6 441 299	8 868 471	72,6
4.3	Tertiär-Hügelland (Süd)	7 593 217	9 069 678	83,7
4.4	Tertiär-Hügelland (sandig)	679 495	984 916	69,0
4.5	Donauried	1 481 680	2 458 398	60,3
4.6	Donautal	646 662	883 325	73,2
4.7	Donaumoos	253 266	322 974	78,4
4.8	Regensburg-Straubinger Gäu	250 845	756 509	33,2
5.1	Südl. Vorwald	1 643 665	1 762 666	93,3
5.2	Mittlerer Bayerischer Wald	4 027 903	4 244 833	94,9
5.3	Innerer Bayerischer Wald	953 325	1 038 987	91,8
5.4	Westlicher Vorwald	1 390 946	1 666 791	83,5
5.5	Vorderer Oberpfälzer Wald	5 528 112	7 147 302	77,4
5.6	Innerer Oberpfälzer Wald	985 247	1 329 815	74,1
5.7	Hof-Wunsiedler-Gebiet	2 079 539	2 751 398	75,6
5.8	Frankenwald und Fichtelgebirge	937 770	1 224 989	76,6
6.1	Donau- und Egualb	415 627	607 947	68,4
6.2	Südlicher Jura	5 181 915	7 494 714	69,1
6.3	Nördlicher Jura	2 319 060	3 096 792	74,9
6.4	Ries	554 770	1 248 304	44,4
7.1	Oberpfälzer Hügelland	2 490 461	3 390 218	73,5
7.2	Oberfränkisches Hügelland	2 806 204	3 862 607	72,7
7.3	Westliches Tonkeupergebiet	3 445 689	5 131 255	67,2
7.4	Nördliches Tonkeupergebiet	1 428 625	2 131 173	67,0
7.5	Sandkeupergebiet	1 224 184	1 588 275	77,1
7.6	Regnitztal	183 977	296 114	62,1
7.7	Südliches Albvorland	2 157 326	2 874 082	75,1
7.8	Nördliches Albvorland	628 999	883 748	71,2
7.9	Steigerwald und Hassberge	578 645	814 326	71,1
8.1	Fränkisches Gäu	1 060 951	1 780 527	59,6
8.2	Südliche Fränkische Platte	741 761	1 186 479	62,5
8.3	Nördliche Fränkische Platte	765 908	1 424 871	53,8
8.4	Steigerwald-Vorland	984 268	1 537 970	64,0
8.5	Untermainebene	133 364	206 133	64,7
9.1	Vorspessart und Odenwald	572 886	734 550	78,0
9.2	Spessart	86 431	105 468	82,0
9.3	Vorrhön	411 670	531 764	77,4
9.4	Rhön	223 260	292 476	76,3
Bayern gesamt		106 139 603	135 745 520	78,2

Datengrundlage: LfStD: Besondere Erntermittlung 2005 - 2011; Balis: InVeKoS 2011, AUM 2011; eigene Berechnungen

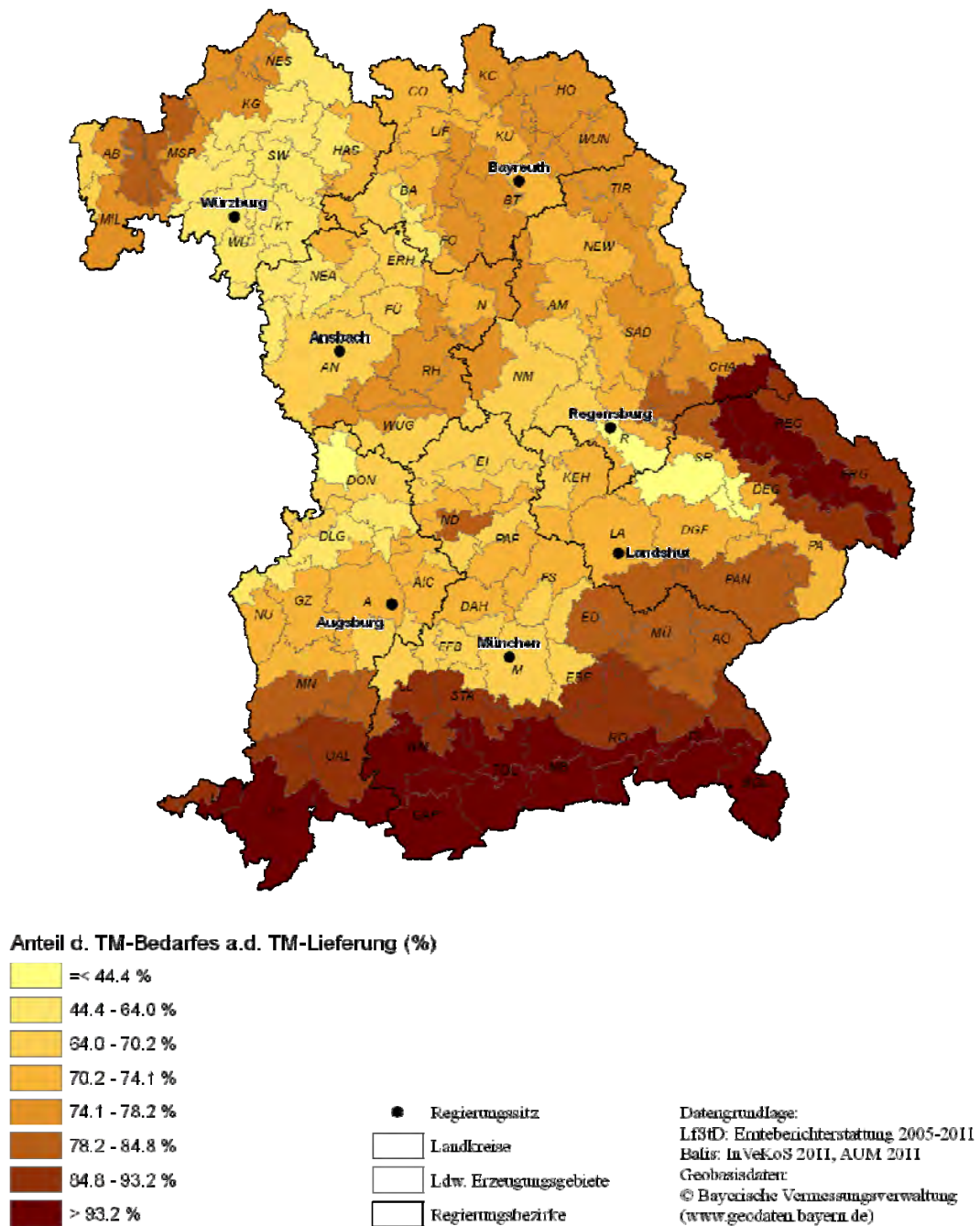


Abb. 23: Anteil des TM-Grundfutterbedarfs an der Lieferung (%) 2011 in den landwirtschaftlichen Erzeugungsgebieten Bayerns

Um die nicht mehr benötigte Menge an TM auf die einzelnen Futterarten aufteilen zu können, müssen die Grundfutterrationen in den einzelnen Erzeugungsgebieten bekannt sein. Vereinfacht wird davon ausgegangen, dass sich die Futtermengen aus dem Jahr 2003 nur geringfügig geändert haben.

Für nicht tierische Verwertungszwecke standen in Bayern 2011 etwa 2.962.259 Tonnen TM (netto) zur Verfügung. Würde man für die Fütterung der Raufutterfresser ungeeignetes Grünland einbeziehen, kämen weitere 12.850 Tonnen TM (netto) hinzu (siehe Tab. 50).

Tab. 50: Nicht mehr für die Raufutterfresser benötigte TM (netto) 2011 in den landwirtschaftlichen Erzeugungsgebieten Bayerns

Nr.	Landwirtschaftliches Erzeugungsgebiet	Umfang der TM (netto), die nicht mehr für die Viehhaltung benötigt wird					Klee, Kleegrass dt TM	Sonst. DF z. B. Streu- wiesen dt TM
		Standard- grünland dt TM	KuLaP, VNP Schnittzeitp. dt TM	Almen, Alpen dt TM	Sonst. DF z. B. Hutungen dt TM	Silomais dt TM		
1.1	Allgäuer Alpen	75 152	0	7 090	0	737	0	11 448
1.2	Oberbayer. Alpen	0	0	2 770	0	4 650	0	17 279
1.3	Allgäuer Alpenvorland	287 896	0	0	0	89 230	3 413	11 136
1.4	Oberbayer. Alpenvorland	101 229	0	0	0	235 926	8 956	57 932
2.1	Bodenseebecken	5 128	65	0	0	3 748	247	1 121
2.2	Schwäb. Schottemedel-Hügelland	17 367	6 575	216	342	927 999	29 843	46
2.3	Oberbayer. Moränen-Hügelland	83 145	2 879	341	3 857	854 228	71 672	13 229
3.1	Landsberger Altmoräne und Lechfeld	50 779	0	0	0	604 962	42 250	1 757
3.2	Münchner Schotter- und Mooregebiete	117 467	7 884	13	0	491 723	106 130	1 199
3.3	Erdinger-Trostberger Altmoräne	131 738	0,00	0	99	620 392	56 567	215
4.1	Schwäbisches Tertiär-Hügelland	127 619	8 047	0	1 885	1 948 681	39 758	88
4.2	Tertiär-Hügelland (Nord)	282 307	42 884	0	0	1 863 009	238 972	613
4.3	Tertiär-Hügelland (Süd)	220 729	1 405	0	3 431	1 183 625	67 271	56
4.4	Tertiär-Hügelland (sandig)	44 118	30 816	0	0	208 531	21 956	2 030
4.5	Donauried	74 115	18 319	0	735	875 265	8 285	2 108
4.6	Donautal	86 066	13 057	0	0	117 497	20 042	329
4.7	Donaumoo	12 837	14 258	0	0	33 631	8 982	34
4.8	Regensburg-Straubinger Gäu	69 708	10 328	0	3 418	385 161	37 048	263
5.1	Südl. Vorwald	48 740	2 952	0	0	67 309	0	235
5.2	Mittlerer Bayerischer Wald	151 964	0	0	292	64 675	0	170
5.3	Innerer Bayerischer Wald	59 109	1 309	0	1 086	24 159	0	344
5.4	Westlicher Vorwald	105 812	0	0	9 446	160 588	0	135
5.5	Vorderer Oberpfälzer Wald	337 740	0	0	0	1 274 462	6 989	1 064
5.6	Innerer Oberpfälzer Wald	96 195	0	0	0	245 908	2 464	135
5.7	Hof-Wunsiedler-Gebiet	145 691	0	0	5 140	508 575	12 454	378
5.8	Frankenwald und Fichtelgebirge	111 502	5 112	0	51	130 512	40 042	213
6.1	Donau- und Egaualb	25 215	3 375	0	0	158 300	5 430	39
6.2	Südlicher Jura	249 796	2 576	0	2 586	1 775 104	282 737	2 245
6.3	Nördlicher Jura	221 638	15 376	0	238	467 921	72 558	237
6.4	Ries	50 516	10 345	0	346	601 229	31 098	292
7.1	Oberpfälzer Hügelland	108 203	0	0	2 495	727 717	61 342	264
7.2	Oberfränkisches Hügelland	241 594	14 457	0	0	664 964	135 388	163
7.3	Westliches Tonkeupergebiet	223 013	53 127	0	0	1 383 004	26 422	10
7.4	Nördliches Tonkeupergebiet	117 061	15	0	4 729	533 668	47 075	109
7.5	Sandkeupergebiet	36 256	6 354	0	1 389	299 658	20 435	5
7.6	Regnitztal	21 990	4 242	0	0,00	72 793	13 111	122
7.7	Südliches Albvorland	140 100	9 702	0	19 531	493 429	53 994	401
7.8	Nördliches Albvorland	75 767	3 096	0	425	156 307	19 154	192
7.9	Steigenwald und Hassberge	40 091	0	0	0	174 889	20 701	26
8.1	Fränkisches Gäu	42 576	2 473	0	6 498	620 154	47 876	28
8.2	Südliche Fränkische Platte	51 809	0	0	0	314 734	78 175	26
8.3	Nördliche Fränkische Platte	135 769	12 617	0	2 871	419 831	87 875	342
8.4	Steigenwald-Vorland	48 238	12 299	0	518	454 146	38 501	414
8.5	Unterrainebene	17 084	1 122	0	1 394	36 357	16 810	0
9.1	Vorspessart und Odenwald	85 207	551	0	0	29 947	45 959	1
9.2	Spessart	15 081	0	0	182	-207	3 981	0
9.3	Vornhön	36 147	13 243	0	0	31 735	38 969	16
9.4	Rhön	22 688	26 844	0	0	4 841	14 843	0
	Bayern gesamt	4 849 994	357 704	10 431	72 984	22 345 702	1 985 777	128 489

Datengrundlage: LfStD: Besondere Ernteermittlung 2005 - 2011; Balis: InVeKoS 2011, AUM 2011; eigene Berechnungen

6.5.2 Nicht mehr benötigte Dauergrünlandfläche

6.5.2.1 Verfügbares Flächenpotential

Insgesamt wurden 2011 in Bayern neben 8.850 ha Streuwiesen rund 91.700 ha Dauergrünland (ca. 74.700 ha Standardgrünland und etwa 17.000 ha Almen oder weniger intensiv bewirtschaftete Grünlandflächen) nicht mehr für Raufutterfresser benötigt (vgl. Tab. 51). Der Ausblick auf das Jahr 2015 zeigt die Freisetzung von weiteren 127.010 ha Dauergrünland.

Tab. 51: Hochrechnung der durch den Futterbau freigesetzten Dauergrünlandfläche für die Jahre 2011 und 2015 nach Erzeugungsgebiet

	Landwirtschaftliches Erzeugungsgebiet	Dauergrünland 2011 ²⁾				Dauergrünland 2015 ^{1) 2)}		Differenz 2011/2015 freigesetzte Fläche ha
		insgesamt ha	nicht für die Fütterung geeignet ha	Bedarf für Tierhaltung Fütterung ha	freigesetzte Fläche ha	Bedarf für Tierhaltung Fütterung ha	freigesetzte Fläche ha	
1,1	Allgäuer Alpen	69.603	895	66.736	1.973	56.967	11.741	9.768
1,2	Oberbayer. Alpen	52.821	1.560	51.011	250	45.322	5.938	5.688
1,3	Allgäuer Alpenvorland	76.708	661	71.917	4.130	63.084	12.962	8.832
1,4	Oberbayer. Alpenvorland	103.938	3.919	98.364	1.654	86.268	13.751	12.097
2,1	Bodenseebecken	1.105	62	973	70	748	295	224
2,2	Schwäb. Schotterriedel-Hügelland	44.588	2	44.159	427	39.089	5.496	5.069
2,3	Oberbayer. Moränen-Hügelland	83.235	743	81.051	1.441	71.804	10.689	9.247
3,1	Landsberger Altmoräne und Lechfeld	10.737	101	9.930	706	8.602	2.034	1.328
3,2	Münchner Schotter- und Mooregebiete	13.006	79	10.801	2.126	8.031	4.896	2.770
3,3	Erdinger-Trostberger Altmoräne	23.356	11	21.647	1.697	19.136	4.209	2.511
4,1	Schwäbisches Tertiär-Hügelland	47.204	5	45.222	1.977	38.205	8.994	7.017
4,2	Tertiär-Hügelland (Nord)	37.787	35	32.670	5.082	26.450	11.302	6.220
4,3	Tertiär-Hügelland (Süd)	38.561	3	35.334	3.224	31.273	7.286	4.061
4,4	Tertiär-Hügelland (sandig)	6.050	120	4.414	1.516	3.883	2.047	531
4,5	Donauried	10.047	134	8.159	1.753	6.360	3.553	1.800
4,6	Donautal	6.693	19	5.096	1.578	4.549	2.125	547
4,7	Donaumoos	2.805	2	2.147	655	2.199	603	-52
4,8	Regensburg-Straubinger Gäu	3.607	16	2.014	1.576	1.401	2.189	612
5,1	Südl. Vorwald	14.004	15	13.156	833	12.062	1.927	1.095
5,2	Mittlerer Bayerischer Wald	51.339	12	48.793	2.535	43.920	7.408	4.873
5,3	Innerer Bayerischer Wald	18.886	28	17.540	1.317	15.182	3.676	2.359
5,4	Westlicher Vorwald	14.287	8	12.224	2.054	11.659	2.620	566
5,5	Vorderer Oberpfälzer Wald	41.328	56	36.969	4.303	34.908	6.365	2.061
5,6	Innerer Oberpfälzer Wald	10.233	8	8.882	1.343	7.563	2.663	1.319
5,7	Hof-Wunsiedler-Gebiet	20.296	22	17.971	2.304	16.586	3.688	1.384
5,8	Frankenwald und Fichtelgebirge	14.002	15	11.911	2.076	10.106	3.881	1.805
6,1	Donau- und Egualb	2.888	3	2.389	496	1.933	952	456
6,2	Südlicher Jura	40.244	140	36.112	3.992	32.303	7.801	3.810
6,3	Nördlicher Jura	27.894	17	23.378	4.499	19.575	8.302	3.803
6,4	Ries	3.533	18	2.460	1.056	2.226	1.289	234
7,1	Oberpfälzer Hügelland	20.565	16	18.859	1.691	17.254	3.296	1.605
8,2	Oberfränkisches Hügelland	31.862	11	27.450	4.402	24.293	7.558	3.157
7,3	Westliches Tonkeupergebiet	32.176	1	27.192	4.983	24.018	8.157	3.174
7,4	Nördliches Tonkeupergebiet	12.803	7	10.617	2.179	9.626	3.170	991
7,5	Sandkeupergebiet	10.650	0	9.792	858	9.131	1.518	661
7,6	Regnitztal	2.899	10	2.284	606	1.802	1.087	482
7,7	Südliches Albvorland	20.741	23	17.395	3.323	15.938	4.780	1.457
7,8	Nördliches Albvorland	9.616	16	7.906	1.694	6.244	3.357	1.663
7,9	Steigerwald und Hassberge	6.636	2	5.951	684	5.232	1.402	719
8,1	Fränkisches Gäu	4.766	2	3.679	1.085	2.725	2.038	953
8,2	Südliche Fränkische Platte	6.948	2	6.089	857	5.035	1.911	1.054
8,3	Nördliche Fränkische Platte	12.064	26	8.808	3.229	7.151	4.886	1.657
8,4	Steigerwald-Vorland	7.482	28	6.235	1.219	5.177	2.277	1.058
8,5	Untermainebene	1.876	0	1.420	455	828	1.047	592
9,1	Vorspessart und Odenwald	13.077	0	11.152	1.926	8.473	4.604	2.678
9,2	Spessart	3.265	0	2.762	503	2.122	1.143	640
9,3	Vorrhön	9.136	1	7.775	1.360	7.163	1.971	611
9,4	Rhön	7.882	-	5.880	2.002	4.058	3.824	1.822
	Bayern insg.	1.105.231	8.855	1.004.676	91.700	877.666	218.710	127.010

1) Kein Grünlandumbruch vorausgesetzt

2) Quelle: Grünlandstudie [26], eigene Berechnungen

In Abb. 24 und Abb. 25 werden die räumlichen Verteilungen der nicht mehr für die Viehhaltung benötigten Dauergrünlandflächen als absolute und prozentuale Größen für die Jahre 2011 und 2015 dargestellt.

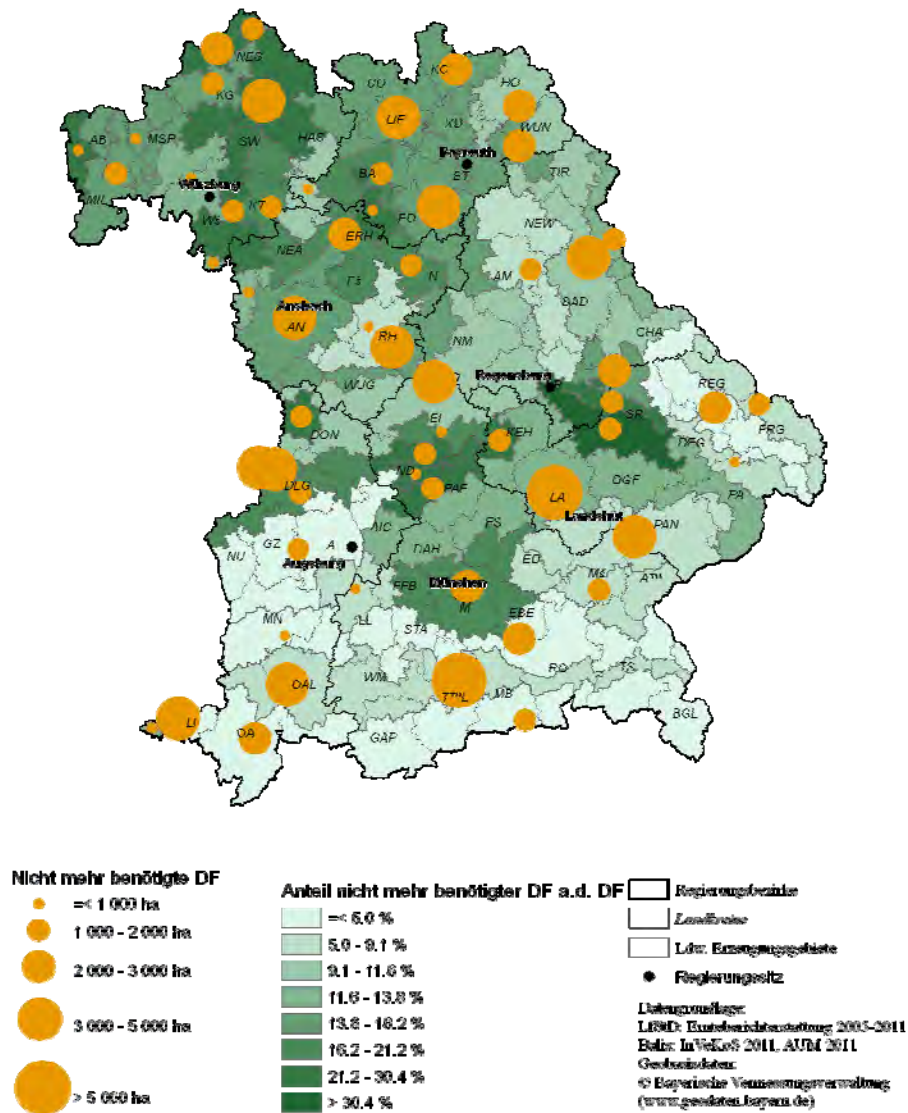


Abb. 24: Nicht mehr für die Viehhaltung benötigte Dauergrünlandfläche 2011 in den landwirtschaftlichen Erzeugungsgebieten Bayerns

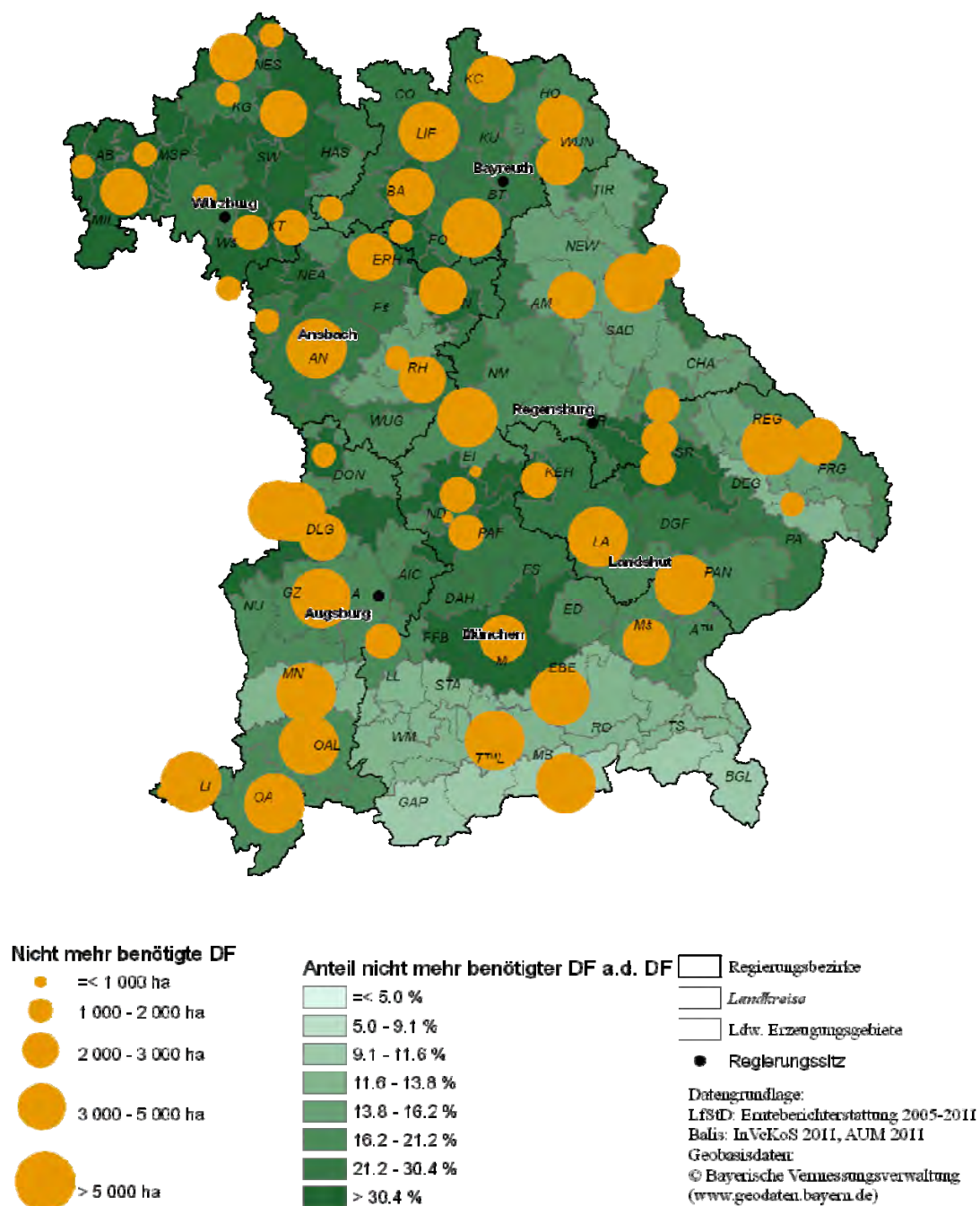


Abb. 25: Nicht mehr für die Viehhaltung benötigte Dauergrünlandfläche 2015 in den landwirtschaftlichen Erzeugungsgebieten Bayerns – Referenzjahr 2011

6.5.2.2 Zusätzlich erschließbares Methanpotential im Jahr 2011

Es wird vermutet, dass die im Jahr 2011 nicht mehr benötigte Dauergrünlandfläche von 91.700 ha nahezu vollständig bereits durch die vorhandene Biogaserzeugung verwertet wurde. In diesem Jahr standen netto 529.111 Tonnen Trockenmasse an Grassilage für anderweitige Nutzung zur Verfügung (vgl. Kapitel 6.5.1). Netto beziehen sich in diesem Kontext auf die Masse an der Bilanzgrenze „frei Futtertisch“ und berücksichtigt damit bereits alle Ernte-, Transport- und Lagerverluste.

Die BBD-Statistik (vgl. Kapitel 5) weist für das Jahr 2011 einen Grassilage-Einsatz an der vergleichbaren Bilanzgrenze „frei Eintrag“ in Höhe von 1.897.000 Tonnen Frischmasse aus.

Während die BBD die eingesetzte Frischmasse erfasst, liegen für freiwerdendes Dauergrünland Zahlen als Trockenmasse vor. Die Verrechnung erfolgt über den Trockenmasse-Anteil. Die für 2011 geäußerte Annahme der vollständigen Nutzung des freiwerdenden Dauergrünlands durch Biogasanlagen trifft zu, falls:

- der Trockenmasseanteil entgegen der üblichen Annahmen (35 %) in vorliegendem Falle 28 % betragen würde,
- die Dauergrünlandflächen um gerundet 25 % ertragreicher waren, als es in der Statistik ausgewiesen ist, oder
- 134.839 Tonnen Trockenmasse im Detail keine Grassilage von Dauergrünlandflächen, sondern Silage von Klee- oder Feldgrasbeständen war.

Für Letzteres spräche, dass die 134.839 t Trockenmasse etwa 7 % der ebenfalls nicht mehr durch die Tierhaltung genutzten Kleeegrasmenge ausmachen und Grassilage im Sinne der BBD Klee- und Feldgrassilage nicht ausschließt.

Am wahrscheinlichsten ist jedoch eine Kombination der Möglichkeiten, die aber insgesamt zum gleichen Ergebnis führen. Für das Jahr 2011 existiert bezüglich der nicht mehr durch den Futterbau genutzten Dauergrünlandflächen kein zusätzlich erschließbares Methanpotential, das für den Ausbau der Biogaserzeugung genutzt werden könnte (vgl. Tab. 52).

Tab. 52: *Erschließbares Methanpotential durch Nutzung vom Futterbau freiwerdenden Dauergrünlandflächen im Jahr 2011*

Region	nicht für Tierhaltung genutzte Biomasse		Substrateinsatz nach BBD 2011 [t FM]	Erschließbares Methanpotential [Nm ³ CH ₄]
	[t TM]	[t FM] ¹⁾		
Bayern	529.111	1.511.746	1.897.000	≤ 0

1) TM-Anteil für Grassilage: 35 %

6.5.2.3 Zusätzlich erschließbares Methanpotential bis zum Jahr 2015

Der prognostizierte Rückgang der Tierbestände setzt zwischen den Jahren 2011 und 2015 weitere 127.010 Hektar Dauergrünland frei. Wird der ein durchschnittlicher TM-Ertrag in Höhe von netto 5,77 t TM angenommen (vgl. 2011), so beläuft sich das Trockenmassepotential auf 732.848 t TM. Wiederum bezieht sich netto auf die Trockenmasse „frei Eintrag“ und damit unter Berücksichtigung aller Ernte-, Transport- und Lagerverluste. Als Mitmachfaktor werden 100 % angesetzt (vgl. Tab. 53).

Tab. 53: Richtwerte für die Berechnung des Methanpotentials von Dauergrünland 2015

Kulturart	Ertrag [t TM/ha]	Verluste [%]	Mitmachfaktor [%]
Grassilage von Dauergrünland	6,27	8	100

Zur Bestimmung des Methanpotentials werden die in Tab. 54 erwähnten Richtwerte für die Gasausbeute verwendet. Um das Methanpotential nicht zu überschätzen, wird die Gasausbeute der KULAP-Flächen herangezogen.

Tab. 54: Richtwerte für die Gasausbeute von Grünlandaufwuchs

Substrat	TM [%]	oTM [% der TM]	Biogasertrag		CH ₄ [%]	CH ₄ -Ertrag [Nm ³ CH ₄ /t _{FM}]
			[lNI/kg _o TM]	[Nm ³ /t _{FM}]		
Grassilage (Standardgrünland)	35 %	90 %	600	189,00	53 %	100,17
Grassilage (KULAP-Flächen)	35 %	90 %	500	157,50	53 %	83,48
Grassilage (Almen, Hutungen, Sonstiges)	35 %	90 %	450	141,75	53 %	75,13

Durch die freigesetzten 127.010 ha Dauergrünland ergibt sich ein theoretisches Methanpotential in Höhe von ungefähr 190 Mio. Normkubikmeter. Unter Berücksichtigung der Verluste und des Mitmachfaktors sind davon mit rund 175 Mio. Normkubikmeter Methan knapp 92 % erschließbar (vgl. Tab. 55).

Tab. 55: Anbaufläche und erschließbares Methanpotential durch Nutzung vom Futterbau freiwerdenden Maisanbauflächen bis 2015

Region	Anbaufläche [ha]	Theoretisches Methanpotential [Nm ³ CH ₄]	Erschließbares Methanpotential [Nm ³ CH ₄]
Bayern (Ø Ertrag: 17,91 t FM/ha)	127.010	189.896.055	174.734.058

6.5.3 Nicht mehr benötigte Maisanbaufläche

6.5.3.1 Verfügbares Flächenpotential

Insgesamt wurden 2011 in Bayern nach vereinfachtem Bilanzansatz 187.578 ha Ackerfutterflächen, davon etwa 84,6 % Silomais und 15,4 % Klee- und Klee gras, nicht mehr für Raufutterfresser benötigt. Wiederum der vereinfachte Bilanzansatz weist für das Jahr 2011 eine Maisfläche von 158.663 ha aus, die zwar als Silomais in der Statistik erfasst, jedoch nicht von Raufutterfressern verwertet wurde (vgl. Tab. 56). Der in Kapitel 6.5.1 erläuterte vereinfachte Bilanzansatz überschätzt aufgrund der Vereinfachung die Silomaisfläche um etwa 6 %.

Tab. 56: Hochrechnung der durch den Futterbau freigesetzten Maisanbaufläche für die Jahre 2011 und 2015 nach Erzeugungsgebiet (nach vereinfachtem Bilanzansatz)

	Ldw. Erzeugungsgebiet	Maisanbaufläche 2011 ²⁾			Maisanbaufläche 2015 ¹⁾²⁾		Differenz 2011 / 2015 freigesetzte Fläche ha
		insgesamt ha	Bedarf für Tierhaltung (Fütterung) ha	freigesetzte Fläche ha	Bedarf für Tierhaltung (Fütterung) ha	freigesetzte Fläche ha	
1,1	Allgäuer Alpen	8	-	8	-	8	-
1,2	Oberbayer. Alpen	629	583	46	539	90	44
1,3	Allgäuer Alpenvorland	1.170	377	793	346	824	31
1,4	Oberbayer. Alpenvorland	6.414	4.398	2.016	4.070	2.344	328
2,1	Bodenseebecken	75	45	30	37	38	8
2,2	Schwäb. Schotterriedel-Hügelland	12.285	5.948	6.337	5.403	6.882	545
2,3	Oberbayer. Moränen-Hügelland	24.119	17.767	6.352	16.304	7.815	1.463
3,1	Landsberger Altmoräne und Lechfeld	7.684	3.643	4.041	3.276	4.408	367
3,2	Münchner Schotter- und Moorgebiete	11.037	7.239	3.798	5.784	5.253	1.455
3,3	Erdinger-Trostberger Altmoräne	20.405	16.396	4.009	15.020	5.385	1.376
4,1	Schwäbisches Tertiär-Hügelland	27.176	14.894	12.282	13.044	14.132	1.850
4,2	Tertiär-Hügelland (Nord)	38.139	25.522	12.616	21.725	16.413	3.797
4,3	Tertiär-Hügelland (Süd)	37.670	30.027	7.643	27.421	10.249	2.606
4,4	Tertiär-Hügelland (sandig)	3.703	2.319	1.385	2.099	1.605	220
4,5	Donauried	11.277	5.771	5.507	4.809	6.469	962
4,6	Donautal	2.789	1.959	830	1.813	977	147
4,7	Donaumoos	1.115	864	251	887	228	-23
4,8	Regensburg-Straubinger Gäu	3.152	795	2.357	580	2.572	215
5,1	Südl. Vorwald	5.719	5.198	521	4.864	855	334
5,2	Mittlerer Bayerischer Wald	7.891	7.345	546	6.865	1.026	480
5,3	Innerer Bayerischer Wald	910	646	264	584	325	62
5,4	Westlicher Vorwald	4.402	3.192	1.210	3.107	1.295	85
5,5	Vorderer Oberpfälzer Wald	20.597	12.552	8.045	12.151	8.446	401
5,6	Innerer Oberpfälzer Wald	3.113	1.444	1.669	1.323	1.790	121
5,7	Hof-Wunsiedler-Gebiet	7.064	3.424	3.639	3.303	3.761	121
5,8	Frankenwald und Fichtelgebirge	1.982	951	1.031	855	1.128	96
6,1	Donau- und Egualb	2.599	1.606	993	1.367	1.232	240
6,2	Südlicher Jura	29.145	16.785	12.360	15.350	13.795	1.435
6,3	Nördlicher Jura	9.803	5.768	4.035	5.041	4.761	726
6,4	Ries	6.526	2.533	3.992	2.326	4.200	208
7,1	Oberpfälzer Hügelland	12.589	7.345	5.244	6.963	5.626	382
8,2	Oberfränkisches Hügelland	13.622	8.167	5.455	7.456	6.166	712
7,3	Westliches Tonkeupergebiet	21.514	11.274	10.240	10.141	11.373	1.133
7,4	Nördliches Tonkeupergebiet	9.685	5.587	4.098	5.220	4.465	367
7,5	Sandkeupergebiet	7.004	4.584	2.420	4.367	2.637	217
7,6	Regnitztal	1.574	756	818	624	950	132
7,7	Südliches Albvorland	10.672	6.593	4.080	6.164	4.508	429
7,8	Nördliches Albvorland	3.366	1.927	1.438	1.600	1.766	327
7,9	Steigerwald und Hassberge	3.434	1.886	1.548	1.757	1.677	129
8,1	Fränkisches Gäu	9.006	5.108	3.898	4.094	4.912	1.014
8,2	Südliche Fränkische Platte	5.309	2.914	2.395	2.524	2.785	390
8,3	Nördliche Fränkische Platte	6.625	2.835	3.791	2.381	4.244	453
8,4	Steigerwald-Vorland	8.116	4.562	3.554	4.013	4.103	549
8,5	Untermainebene	808	481	327	307	501	174
9,1	Vorspessart und Odenwald	1.457	1.105	352	861	596	245
9,2	Spessart	42	46	-3	37	6	9
9,3	Vorrhön	1.058	730	328	679	379	51
9,4	Rhön	190	116	73	89	101	27
	Bayern insg.	424.671	266.008	158.663	239.569	185.102	26.439

1) Kein Grünlandumbruch vorausgesetzt

2) Quelle: Grünlandstudie [26], eigene Berechnungen

Die für die Weiterverrechnung korrigierten Werte finden sich in Tab. 57. Die im Jahr 2011 für anderweitige Nutzung zur Verfügung stehende Silomaisfläche beläuft sich nach Korrektur auf 149.221 ha. Der Ausblick auf das Jahr 2015 zeigt die Freisetzung von weiteren 24.866 ha Silomaisanbaufläche, die bei gleichbleibendem Anbauumfang nicht mehr durch Tiermägen verwertet würde.

In Abb. 26 und Abb. 27 werden die räumlichen Verteilungen der nicht mehr für die Viehhaltung benötigten Dauergrünlandflächen als absolute und prozentuale Größen für die Jahre 2011 und 2015 dargestellt.

Tab. 57: Hochrechnung der durch den Futterbau freigesetzten Maisanbaufläche für die Jahre 2011 und 2015 nach Erzeugungsgebiet (nach vereinfachtem Bilanzansatz, korrigiert)³⁾

	Ldw. Erzeugungsgebiet	Maisanbaufläche 2011 ²⁾			Maisanbaufläche 2015 ¹⁾²⁾		Differenz 2011 / 2015 freigesetzte Fläche
		insgesamt	Bedarf für Tierhaltung (Fütterung)	freigesetzte Fläche	Bedarf für Tierhaltung (Fütterung)	freigesetzte Fläche	
1,1	Allgäuer Alpen	8	-	8	-	8	-
1,2	Oberbayer. Alpen	592	548	43	507	85	41
1,3	Allgäuer Alpenvorland	1.100	355	745	326	775	29
1,4	Oberbayer. Alpenvorland	6.033	4.136	1.896	3.828	2.204	308
2,1	Bodenseebecken	70	42	28	34	36	8
2,2	Schwäb. Schotterriedel-Hügelland	11.554	5.594	5.960	5.081	6.473	512
2,3	Oberbayer. Moränen-Hügelland	22.683	16.709	5.974	15.333	7.350	1.376
3,1	Landsberger Altmoräne und Lechfeld	7.227	3.426	3.801	3.081	4.146	346
3,2	Münchner Schotter- und Moorgebiete	10.381	6.808	3.572	5.440	4.940	1.368
3,3	Erdinger-Trostberger Altmoräne	19.191	15.421	3.770	14.126	5.065	1.295
4,1	Schwäbisches Tertiär-Hügelland	25.558	14.008	11.551	12.267	13.291	1.740
4,2	Tertiär-Hügelland (Nord)	35.869	24.004	11.866	20.433	15.437	3.571
4,3	Tertiär-Hügelland (Süd)	35.428	28.240	7.188	25.790	9.639	2.451
4,4	Tertiär-Hügelland (sandig)	3.483	2.181	1.302	1.974	1.509	207
4,5	Donauried	10.606	5.427	5.179	4.523	6.084	904
4,6	Donautal	2.623	1.843	781	1.705	918	138
4,7	Donaumoos	1.049	812	236	834	214	-22
4,8	Regensburg-Straubinger Gäu	2.964	748	2.216	545	2.419	203
5,1	Südl. Vorwald	5.379	4.889	490	4.575	804	314
5,2	Mittlerer Bayerischer Wald	7.422	6.908	514	6.456	965	452
5,3	Innerer Bayerischer Wald	855	607	248	549	306	58
5,4	Westlicher Vorwald	4.140	3.002	1.138	2.923	1.218	80
5,5	Vorderer Oberpfälzer Wald	19.372	11.805	7.566	11.428	7.943	377
5,6	Innerer Oberpfälzer Wald	2.928	1.358	1.570	1.244	1.684	114
5,7	Hof-Wunsiedler-Gebiet	6.643	3.220	3.423	3.106	3.537	114
5,8	Frankenwald und Fichtelgebirge	1.864	894	970	804	1.060	90
6,1	Donau- und Egaualb	2.444	1.511	934	1.285	1.159	225
6,2	Südlicher Jura	27.410	15.786	11.624	14.436	12.974	1.350
6,3	Nördlicher Jura	9.219	5.424	3.795	4.741	4.478	683
6,4	Ries	6.137	2.383	3.755	2.187	3.950	195
7,1	Oberpfälzer Hügelland	11.840	6.908	4.932	6.549	5.291	360
8,2	Oberfränkisches Hügelland	12.812	7.681	5.130	7.012	5.799	669
7,3	Westliches Tonkeupergebiet	20.234	10.603	9.631	9.537	10.696	1.066
7,4	Nördliches Tonkeupergebiet	9.109	5.255	3.854	4.909	4.200	345
7,5	Sandkeupergebiet	6.587	4.311	2.276	4.107	2.480	204
7,6	Regnitztal	1.480	711	770	587	894	124
7,7	Südliches Albvorland	10.037	6.200	3.837	5.797	4.240	403
7,8	Nördliches Albvorland	3.166	1.813	1.353	1.505	1.661	308
7,9	Steigerwald und Hassberge	3.230	1.774	1.456	1.653	1.577	121
8,1	Fränkisches Gäu	8.470	4.804	3.666	3.851	4.620	953
8,2	Südliche Fränkische Platte	4.993	2.740	2.252	2.374	2.619	367
8,3	Nördliche Fränkische Platte	6.231	2.666	3.565	2.240	3.991	426
8,4	Steigerwald-Vorland	7.633	4.290	3.343	3.774	3.859	516
8,5	Untermainebene	760	453	308	289	471	164
9,1	Vorspessart und Odenwald	1.370	1.040	331	809	561	230
9,2	Spessart	40	43	-3	34	5	9
9,3	Vorrhön	995	687	309	639	357	48
9,4	Rhön	178	109	69	84	95	26
	Bayern insg.	399.400	250.179	149.221	225.313	174.087	24.866

1) Kein Grünlandumbruch vorausgesetzt

2) Quelle: Grünlandstudie [26], eigene Berechnungen

3) Der vereinfachte Bilanzansatz führt zur leichten Überschätzung aller Flächenangaben um ca. 6 %. Die Korrektur gleicht diese Überschätzung aus.

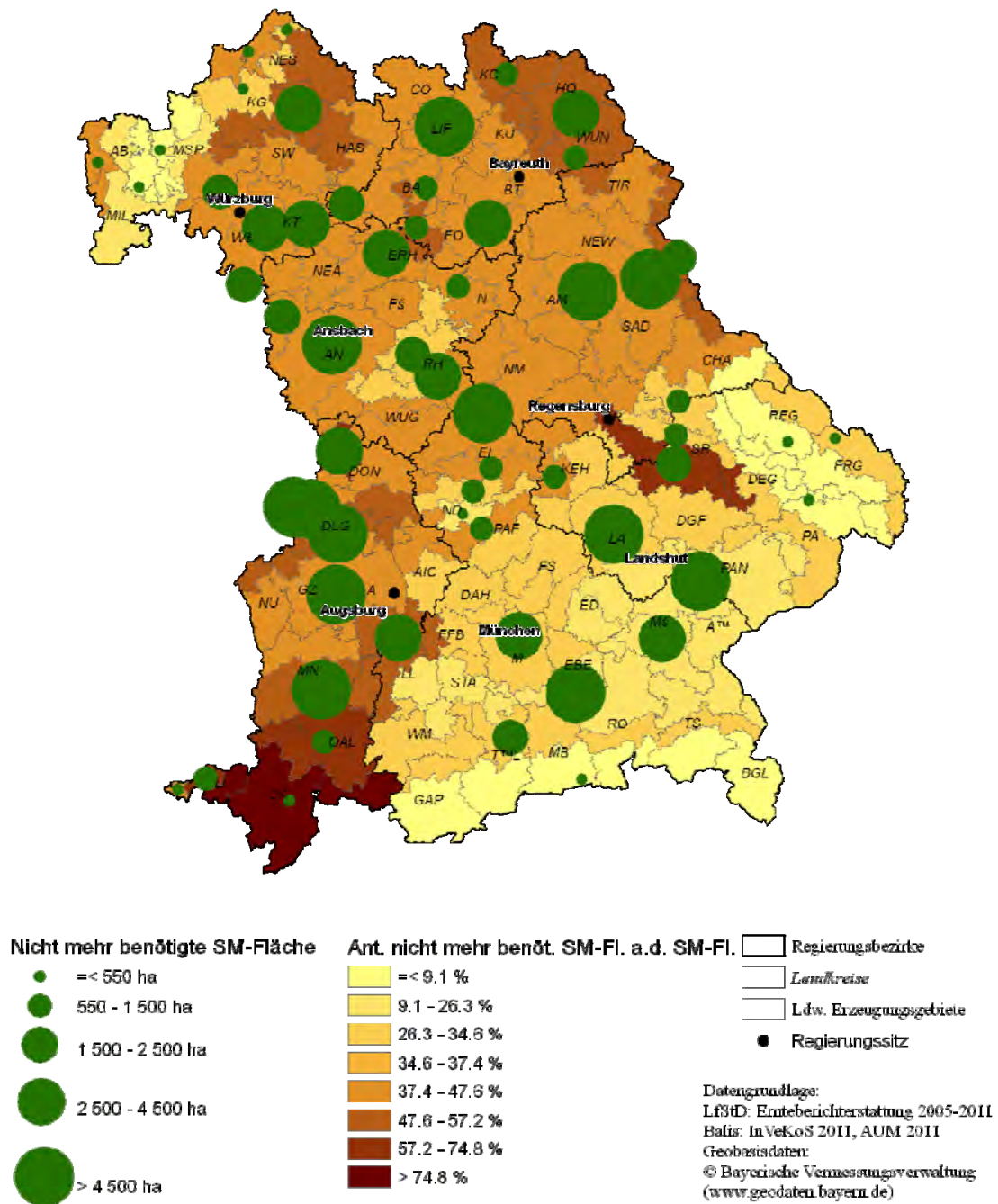


Abb. 26: Nicht mehr für die Viehhaltung benötigte Silomaisfläche 2011 in den landwirtschaftlichen Erzeugungsgebieten Bayerns

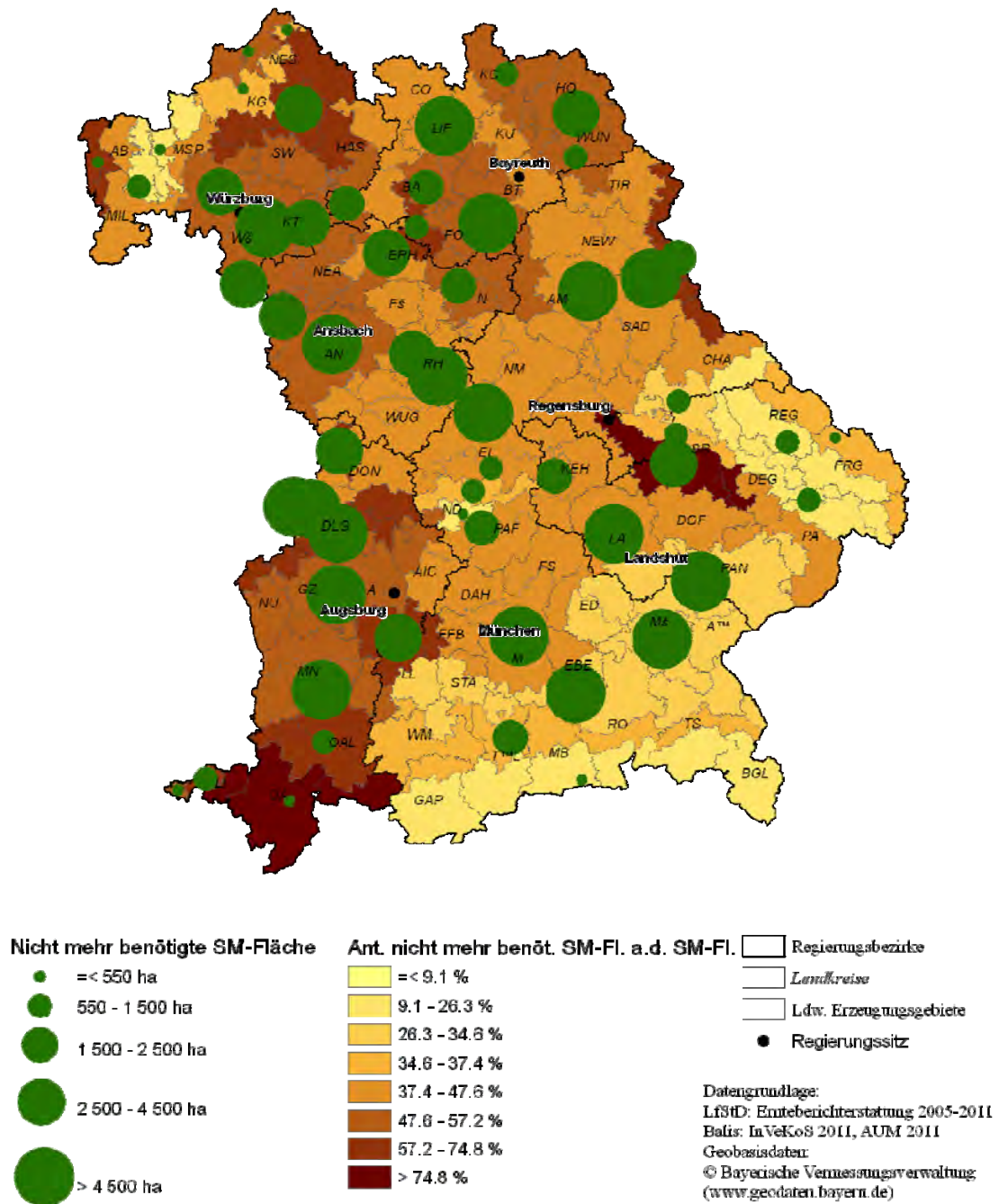


Abb. 27: Nicht mehr für die Viehhaltung benötigte Silomaisfläche 2015 in den landwirtschaftlichen Erzeugungsgebieten Bayerns – Referenzjahr 2011

6.5.3.2 Zusätzlich erschließbares Methanpotential im Jahr 2011

Die vereinfachte Berechnung nach Grünlandstudie weist eine freiwerdende Ackerfutterfläche von 187.578 ha aus, wobei der Anteil von Silomais bei 84,6 % liegt. Unter Berücksichtigung des Korrekturfaktors aus der vereinfachten Berechnung (vgl. Kapitel 6.5.1) von 1,0633 ergibt sich für das Jahr 2011 eine freigewordene Silomaisanbaufläche von 149.221 ha.

In der BBD-Statistik (vgl. Kapitel 5) summiert sich für das Jahr 2011 der Maissilage-Einsatz „frei Eintrag“ auf 8.454.000 Tonnen Frischmasse auf. Nach Umrechnung anhand der Erträge nach LfStaD [73] ergibt dies eine für die Biogaserzeugung benötigte Anbaufläche von 169.500 Hektar.

Ebenfalls nach LfStaD [73] standen im Jahr 2011 in Bayern auf 523.500 Hektar Maispflanzen, wobei von dieser Anbaufläche 124.100 ha der Verwertung als Körnermais oder Corn-Cob-Mix und 399.400 ha der Verwertung als Silomais oder Liesch-Kolben-Schrot zugewiesen wurden. In der Praxis kann es jedoch vorkommen, dass ein zur Körnernutzung gedachter Maisbestand kurz vor der Ernte aufgrund günstiger Marktbedingungen als Grünmais zur Silomaiserzeugung verkauft wird oder umgekehrt. Die von der Statistik ausgewiesene Aufteilung in Körnermais, Grünmais, etc. wird anders als die Summe der Anbaufläche über alle Verwertungsarten nur bedingt als „harte“ Zahl eingeschätzt.

Saldiert man die gesamte Maisanbaufläche aus dem Jahr 2011 (523.500 ha) mit der Verwertung durch Rauhfutterfresser (250.146 ha) und der Verwertung in Biogasanlagen (169.500 ha), so verbleibt für die Nutzung als Körnermais ein Rest von 103.854 ha. Die abgeleitete Körnermaisfläche entspräche demnach rund 84 % der statistisch ausgewiesenen Fläche. Biogasexperten berichteten im Herbst 2011 von – aus Sicht mehrerer Jahre – überdurchschnittlich hohen Marktpreisen für Grünmais „ab Feld“. Zu den Verkaufspreisen von Grünmais liegt jedoch keine amtliche Statistik vor. Dennoch könnte dies Maisanbauer dazu veranlasst haben, ihren für den Verkauf angedachten und gemeldeten Körnermaisbestand vor der Körnerernte umzuwidmen und als Grünmais zu veräußern.

Unabhängig von der Diskussion zur Verwertung als Körner- oder Grünmais, die vom Futterbau freigesetzte Maisanbaufläche wird 2011 bereits vollständig durch die vorhandene Biogaserzeugung verwertet. Diesbezüglich resultiert für das Jahr 2011 kein zusätzlich erschließbares Methanpotential (vgl. Tab. 58).

Tab. 58: *Erschließbares Methanpotential durch Nutzung vom Futterbau freiwerdenden Maisanbauflächen im Jahr 2011*

Region	Anbaufläche	Verwertung durch Rauhfutterfresser	Verwertung als Körnermais	Verwertung zu Biogas		Erschließbares Potential	
				[t FM]	[ha]	[ha]	[Nm ³ CH ₄]
	[ha]	[ha]	[ha]				
Bayern	523.500 ¹⁾	250.146 ²⁾	103.854 ³⁾	8.454.000	169.500	-	0

1) Maisanbaufläche 2011 nach LfStaD [73]

2) Nach Grünlandstudie, mit vereinfachtem Bilanzansatz: 265.980 ha, korrigiert mit Faktor 1,0633 (vgl. Kapitel 6.5.1)

3) die Nutzung als Körnermais ergibt sich aus dem Saldo der Anbaufläche, der Nutzung als Grünmais für die Tierhaltung sowie der Nutzung für die Biogaserzeugung.

6.5.3.3 Zusätzlich erschließbares Methanpotential bis zum Jahr 2015

Eine Prognose zur Silomaisanbaufläche im Jahr 2015 liegt nicht vor. Die Gegenüberstellung von Grundfutterbedarf und Grundfutterlieferung beim Silomais ist daher „ceteris paribus“ einzuordnen, der vorausgeschätzte (verringerte) Tierbestand im Jahr 2015 wird der Maisanbaufläche aus dem Jahr 2011 gegenübergestellt. Die vom Futterbau im Jahr 2015 gegenüber dem Jahr 2011 freigesetzte Maisanbaufläche in Höhe von 24.866 ha könnte im Jahr 2015 selbstverständlich auch anderweitig genutzt werden. Bei anderweitiger Nutzung der Ackerfläche würde sich dementsprechend die Maisanbaufläche um 24.866 ha reduzieren und diesbezüglich kein zusätzliches Potential ergeben.

Werden die 24.866 Hektar freiwerdende Silomaisfläche weiter durch Maisanbau genutzt, ist ein Hektarertrag von durchschnittlich 51,8 Tonnen Frischmasse zu erwarten (vgl. Tab. 59). Dieser ergibt sich aus dem Fünfjahresdurchschnitt nach [73] und einem jährlichen Ertragszuwachs von 0,3 %. Die Potentialberechnung basiert zusätzlich auf Verluste während der Ernte, des Transports und der Lagerung in Höhe von 8 % und einem Mitmachfaktor von 100 %.

Tab. 59: Richtwerte für die Berechnung des Methanpotentials von Maissilage

Kulturart	Ertrag 2015 ¹⁾ [t FM/ha]	Verluste [%]	Mitmachfaktor [%]
Maissilage	51,8	8	50

1) Durchschnittsertrag 2007 - 2011 nach [73], Ertragssteigerung 0,3 % p.a.

Der Annahmen zum Biogasertrag entsprechen den Richtwerten nach KTBL (vgl. Tab. 60).

Tab. 60: Richtwerte für die Gasausbeute von Maissilage

Substrat	TM [%]	oTM [% der TM]	Biogasertrag		CH ₄ [%]	CH ₄ -Ertrag [Nm ³ CH ₄ /t _{FM}]
			[lNI/kg _{oTM}]	[Nm ³ /t _{FM}]		
Maissilage ¹⁾	33 %	95 %	650	203,78	52%	105,96

1) [18]

Bei 24.866 Hektar Mais ergibt sich ein theoretisches Methanpotential in Höhe von gerundet 136 Mio. Normkubikmeter. Unter Berücksichtigung der Verluste und des Mitmachfaktors sind davon mit rund 126 Mio. Normkubikmeter Methan knapp 46 % erschließbar (vgl. Tab. 61).

Tab. 61: Anbaufläche und erschließbares Methanpotential durch Nutzung vom Futterbau freiwerdenden Maisanbauflächen bis 2015

Region	Anbaufläche [ha]	Theoretisches Methanpotential [Nm ³ CH ₄]	Erschließbares Methanpotential [Nm ³ CH ₄]
Bayern	24.866	136.482.710	62.782.043

6.5.4 Zusammenfassung

Die durch den Futterbau bis zum Jahr 2015 freigesetzten Dauergrünland- und Maisanbauflächen ermöglichen ein zusätzlich erschließbares Methanpotential in Höhe von 237,5 Mio. Nm³ CH₄ aus gerundet 3,3 Mio. t Frischmasse.

Rund zwei Drittel (74 %) des Potentials stammen dabei aus der Nutzung des freiwerdenden Grünlands und rund ein Drittel aus der Nutzung der freiwerdenden Silomaisanbauflächen. Allerdings gilt es zu beachten, dass beim Silomais ein Mitmachfaktor von 50 % angenommen wurde, während das Dauergrünland von 100 % ausgeht.

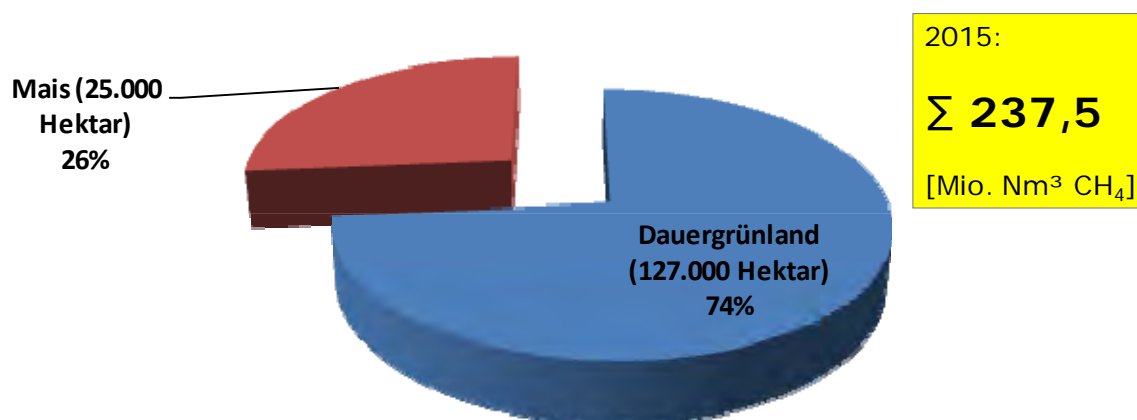


Abb. 28: Übersicht zum zusätzlich erschließbaren Methanpotential durch energetische Verwertung der vom Futterbau bis zum Jahr 2015 freigesetzten Dauergrünland- und Maisanbaufläche

6.6 Ausdehnung des Maisanbaus

Mais ist zum einen derzeit das Maß aller Dinge und der flächenstärkste NawaRo, steht aber zum anderen totum pro parte als Synonym für Hohertrags-NawaRo. In der Diskussion könnte Mais – überwiegend mit gewissen Abschlägen – selbsterklärend durch andere Kulturarten wie beispielsweise das Energiegetreide, die Zuckerrübe oder die Zuckerhirse ausgetauscht werden.

6.6.1 Auftrag und Gedanke zum methodischen Vorgehen

Am 02. Juli 2012 beschloss die Arbeitsgruppe 1 in Ihrer 1. Sitzung, das zusätzliche Methanpotential durch ausgedehnten Maisanbau anhand ökologischer Kriterien von uns berechnen zu lassen. Im Nachgang zur 2. Sitzung vom 23.07.2012 wurde die konkrete Datenlieferung durch das BayStMUG besprochen. Die aus ökologischen Gründen zu definierenden Anbaueinschränkungen wurden am 17. August 2012 in georeferenzierter Form von Herrn Dr. Reimann (BayStMUG) geliefert und berücksichtigten die in Tab. 62 aufgelisteten Kriterien. Die Kriterien wurden entsprechend dem Vorschlag von Herrn Dr. Reimann in vier sogenannte Restriktionsgruppen zusammengefasst, die jeweils vorgegebene Maisanteile in der Fruchtfolge erlauben.

Die objektive, zielgerichtete und mit Zahlen konkretisierte Diskussion des Maisanbaus gestaltet sich allerdings schwierig, weil sie im Wesentlichen von der Perspektive des Betrachters abhängt. Vor jeder Diskussion wäre zu hinterfragen, welcher der folgenden Aspekte im Fokus stehen:

- Pflanzenbauliche Fragestellung (z. B. Nachhaltigkeit der Bodennutzung)
- Gesellschaftliche Fragestellung (z. B. Landschaftsbild und deren Erholungsfunktion)
- Ökologische Fragestellung (z. B. CO₂-Bilanz der NawaRo-Erzeugung)
- Ökonomische Fragestellung (z. B. Wertschöpfung in der Landwirtschaft)
- Verfahrenstechnische Fragestellung (z. B. Effizienz der Flächennutzung)
- u. v. m.

Die Liste könnte durchaus noch erweitert werden. Jeder dieser beispielhaften Aspekte bedarf einer eigenständigen Diskussion innerhalb des jeweiligen Fachgebiets. Andere Bundesländer zeigen, wie die institutions- und verbandsübergreifende Zusammenarbeit zu konkrete für Landwirte umsetzbare Handlungsempfehlungen führen und so die Diskussion um NawaRo (z. B. Mais) aktiv geführt werden kann [76]. Dies kann und will das vorliegende Kapitel nicht leisten. Vielmehr ist es eine beauftragte Berechnung auf Basis einer klar vorgegebenen Datengrundlage.

6.6.2 Restriktion des Maisanbaus nach BayStMUG

Tab. 62 listet die ökologischen Kriterien, die zur Bestimmung der maximalen Maisanbaufläche zu berücksichtigen sind. Jedes ökologische Kriterium ist genau einer der vier Restriktionsgruppen zugeordnet. Jede Restriktionsgruppe erlaubt einen konkret vorgegebenen maximalen Maisanteil in der Fruchtfolge (vgl. Spalte Anteil in Fruchtfolge). Beispielsweise erlaubt die Restriktionsgruppe 1 keinen Mais, während bei den Berechnungen für die Restriktionsgruppe 2 ein Maisanteil von 0, 25 oder 33 Prozent in der Fruchtfolge angenommen werden soll.

Jedes Flurstück kann aus fachlichen Gründen von mehr als einem ökologischen Kriterium betroffen und daher auch gleichzeitig mehr als einer Restriktionsgruppe zugeordnet sein. Die Restriktionsgruppe 1 schränkt die mögliche Anbaufläche stärker als die Gruppe 2 ein. Daher wurde zur Ableitung des Methanpotentials die jeweils niedrigste Restriktionsgruppe eines Flurstücks als Basis für die Zuordnung des erlaubten Maisanbauumfangs verwendet.

Darüber hinaus ist in Tab. 62 eine Statistik zu den betroffenen Flurstücken integriert. Diese zeigt die LF der Maßnahme und damit den Flächenumfang, welche das einzelne Kriterium auf in InVeKoS bekannten Flurstücken einnimmt. Befindet sich ein Quadratmeter eines Kriteriums auf einem Flurstück, so wurde angenommen, dass die gesamte Flurstückfläche von diesem Kriterium betroffen ist. Daher ist die LF der Flurstücke stets größer als die LF der Maßnahme. Die AF des Flurstücks zeigt die anteilige AF an der LF der betroffenen Flurstücke.

Tab. 62: Ökologische Kriterien und Fruchtfolgerestriktionen für Maisanbauszenarien nach BayStMUG

Auftrag		Statistik der betroffenen Flurstücke (Mehrfachnennungen möglich)			
Gruppe	Anteil in Fruchtfolge	LF der Maßnahme	Anzahl Flurstücke	LF der Flurstücke	AF der Flurstücke
Ökologisches Kriterium	[%]	[1.000 ha]	[1.000]	[1.000 ha]	[1.000 ha]
Restriktion 1	{0}		527	958	424
Wiesenbrüter-Gebiet		55	42	67	28
Biotopkartierung Alpen		22	16	50	< 1
Biotopkartierung Flachland		73	420	741	334
Biotopkartierung Stadt		2	11	23	11
Moorbodenstandort		108	97	186	72
Nationalpark			-	-	-
Naturdenkmal (Fläche)		1	3	6	2
Naturdenkmal (Ort)			1	5	3
Geschützter Landschaftsbestandteil (Fl.)		2	5	10	5
Geschützter Landschaftsbestandteil (Ort)			< 1	< 1	< 1
Restriktion 2	{0;25;33}		790	1.223	695
Natura-2000-Gebiet		106	69	121	53
FFH (Stand 01.08.2008)		104	127	201	56
Naturschutzgebiet		23	18	31	5
Naturpark		863	584	864	534
Landschaftsschutzgebiet		586	469	696	358
Biosphärenreservat Berchtesgadener Land		17	9	17	4
Biosphärenreservat Rhön		23	22	24	11
Restriktion 3	{0;25;33}		976	1.742	1.338
Maßnahmengebiet Grundwasser		853	490	866	668
Maßnahmengebiet Trinkwasser		131	90	162	103
Maßnahmengebiet Oberflächenwasser		1.283	732	1.310	1.055
Heilquellenschutzgebiet		26	20	26	16
Restriktion 4	{50}		308	558	338
Kein Kriterium trifft zu			308	558	338

Anmerkung: Auf ganze Zahlen gerundet

Es ist bemerkenswert, dass einzelne ökologische Kriterien große Anteile der bayerischen landwirtschaftlichen Nutzfläche einnehmen. Beispielsweise betrifft das Maßnahmengebiet Oberflächenwasser in Summe eine Ackerfläche von 1,06 Mio. Hektar. Dies entspricht gut 50 % der bayerischen Ackerfläche aus dem Jahr 2011. Dementsprechend schwerwiegend ist eine Fruchtfolgerestriktion mit 0, 33 oder 50 % maximalen Maisanteil.

Lediglich 308.000 Flurstücke mit 558.000 Hektar LF, wovon anteilig 338.000 Hektar AF sind, werden in ihrer Nutzung durch keines der dargestellten ökologischen Kriterien eingeschränkt.

6.6.3 Zusätzlich erschließbares Flächenpotential

Die Berechnung des zusätzlich erschließbaren Biomassepotentials basiert auf die Anbauverhältnisse des Jahres 2011 [6] und nimmt den bayerischen Durchschnittsertrag für Silomais der Jahre 2007 bis 2011, Lagerverluste in Höhe von 8 % sowie ein Mitmachfaktor von 100 % an (vgl. Tab. 63).

Tab. 63: Richtwerte für die Berechnung des Methanpotentials von Maissilage

Kulturart	Ertrag 2011 ¹⁾ „frei stehender Bestand“ [t FM/ha]	Verluste [%]	Mitmach- faktor [%]
Maissilage	51,2	8	100

1) Durchschnittsertrag 2007-2011 [73], Ertragssteigerung. 0,3 % p.a.

Aufbauend auf das Biomassepotential kann mit Hilfe der Richtwerte für die Gasausbeute von Maissilage (vgl. Tab. 64) das zusätzlich erschließbare Methanpotential bestimmt werden.

Tab. 64: Richtwerte für die Gasausbeute von Maissilage

Substrat	TM [%]	oTM [% der TM]	Biogasertrag		CH ₄ [%]	CH ₄ -Ertrag [Nm ³ CH ₄ /t _{FM}]
			[Nl/kg _{oTM}]	[Nm ³ /t _{FM}]		
Maissilage ¹⁾	33 %	95 %	650	203,78	52 %	105,96

1) [18]

Tab. 65 zeigt das in Bayern erschließbare Methanpotential aus Mais für das Referenzjahr 2011. Vier Szenarien berücksichtigen die Vorschläge des BayStMUG für verschieden restriktive Maisanteile in der Fruchtfolge.

Das Szenario S1 weist auf Bayernebene ein rechnerisches Maisflächenpotential aus, das um 154.000 Hektar kleiner als die tatsächliche Maisanbaufläche im Jahr 2011 ist. Zwar bestünde unter diesen Restriktionen in 556 der 2.056 bayerischen Gemeinden ein zusätzliches Maisflächenpotential von gerundet 66.000 Hektar, dieses wird jedoch durch die Maisanbaueinschränkung in den übrigen Gemeinden mehr als kompensiert.

Ähnlich wirkt Szenario S2. Auch hier ist auf Bayernebene das rechnerische Maisflächenpotential kleiner als die tatsächliche Anbaufläche im Jahr 2011. Das in 888 Gemeinden vorliegende zusätzliche Flächenpotential in Höhe von 105.000 Hektar ist geringer als die aus den Restriktionen resultierende Maisflächeneinschränkung in Höhe von 130.000 Hektar. Saldiert ergibt sich für Bayern gegenüber 2011 ein Negativpotential von 25.000 Hektar.

Aggregiert auf Bayern ergibt Szenario S3 ein zusätzliches Potential in Höhe von 39.000 Hektar Maisanbaufläche. Dieses ist das Ergebnis aus 978 Gemeinden mit zusätzlichem Maisflächenpotential in Höhe von 138.000 Hektar, saldiert mit den übrigen Gemeinden mit einem Negativpotential in Höhe von 99.000 Hektar.

Ein deutlich zusätzliches auf Bayernebene aggregiertes Maisflächenpotential bedingen die Restriktionen aus Szenario S4. Es beläuft sich saldiert auf 80.000 Hektar Maisfläche. Gegenüber Szenario S3 verfügen weitere 110 Gemeinden (in Summe 1.089 Gemeinden) über ein zusätzliches Potential, das sich auf 164.000 Hektar Maisfläche aufsummiert. Das Negativpotential der übrigen Gemeinden ergibt zusammen 84.000 Hektar.

Das nicht beauftragte Szenario S5 verbietet den Maisanbau auf Flurstücken der Restriktionsgruppe 1, lässt aber auf den übrigen Flächen einen Maisanteil von 50 % zu. Als Ergebnis ergibt sich auf Bayernebene ein zusätzliches Maisflächenpotential von 305.000 Hektar, das einem zusätzlich erschließbaren Methanpotential von 1.522 Mio. Nm³ CH₄ entspricht. Allein diese Methanmenge würde eine Verdopplung der zum 31.12.2011 vorhandenen Biogaserzeugung ermöglichen.

Tab. 65: Erschließbares Potential durch Ausdehnung des Maisanbaus (max. Maisanbau nach Vorgabe BayStMUG)

Restriktion (Maisfläche in % der AF)				Potential 2011			IST 2011	Zusätzlich erschließbares Potential (Referenzjahr 2011)		
R1*	R2*	R3*	R4*	Maisfläche	AF	LF	InVeKoS 2011	Mais- fläche	Methan	
[%]	[%]	[%]	[%]	[1.000 ha]	[%]	[%]	[1.000 ha]	[1.000 ha]	[Mio. Nm ³ CH ₄]	
S1	0	0	25	50	370	18	11	523	-154	-835
S2	0	25	25	50	498	24	15	523	-25	-138
S3	0	25	33	50	562	27	17	523	39	210
S4	0	33	33	50	603	29	19	523	80	433
S5	0	50	50	50	828	40	26	523	305	1.522

Anmerkung: Auf ganze Zahlen gerundet
Generell kein Grünlandumbruch

R1: Restriktion berücksichtigt Wiesenbrüteregebiete, Biotope, Moorbodenstandorte, Nationalparks, Naturdenkmäler, geschützte Landschaftsbestandteile

R2: Restriktion berücksichtigt Natura-2000-Gebiete, Naturschutzgebiete, Naturparks, Landschaftsschutzgebiete, Biosphärenreservate

R3: Restriktion berücksichtigt Maßnahmengebiete Grundwasser, Maßnahmengebiet Oberflächengewässer, Wasserschutz- und Heilquellenschutzgebiete

R4: Restriktion berücksichtigt alle Gebiete, die nicht unter R1, R2 und/oder R3 fallen

Die Visualisierung der vier Szenarien und deren Auswirkung auf Gemeindeebene zeigen Abb. 29 (Szenario 4) sowie die Anhang-Abb. 72 (Szenario 1 - 4). In der Abbildung weisen grüne Regionen ein positives Maisflächenpotential aus, rote Regionen ein negatives. Der Zahlenwert -0,1 bedeutet, dass in der Region der tatsächliche Maisanbau 2011 das Flächenpotential nach BayStMUG um 10 % der Ackerfläche übersteigt. Der Zahlenwert +0,1 bedeutet, dass in der Region nach Restriktionen des BayStMUG ein zusätzliches Maisflächenpotential von 10 % der Ackerfläche bestünde.

Insbesondere zeigen grünlandbetonte Gemeinden im Voralpenland ein deutlich negatives Potential aus. Zwar ist hier der Maisanteil an der AF in der Tat hoch, jedoch nimmt die Ackerfläche in diesen Grünlandregionen nur einen kleinen Anteil an der gesamten LF ein. Die strikte Anwendung der Restriktionen würde hier wohl nicht zu einem zielführenden Ergebnis führen.

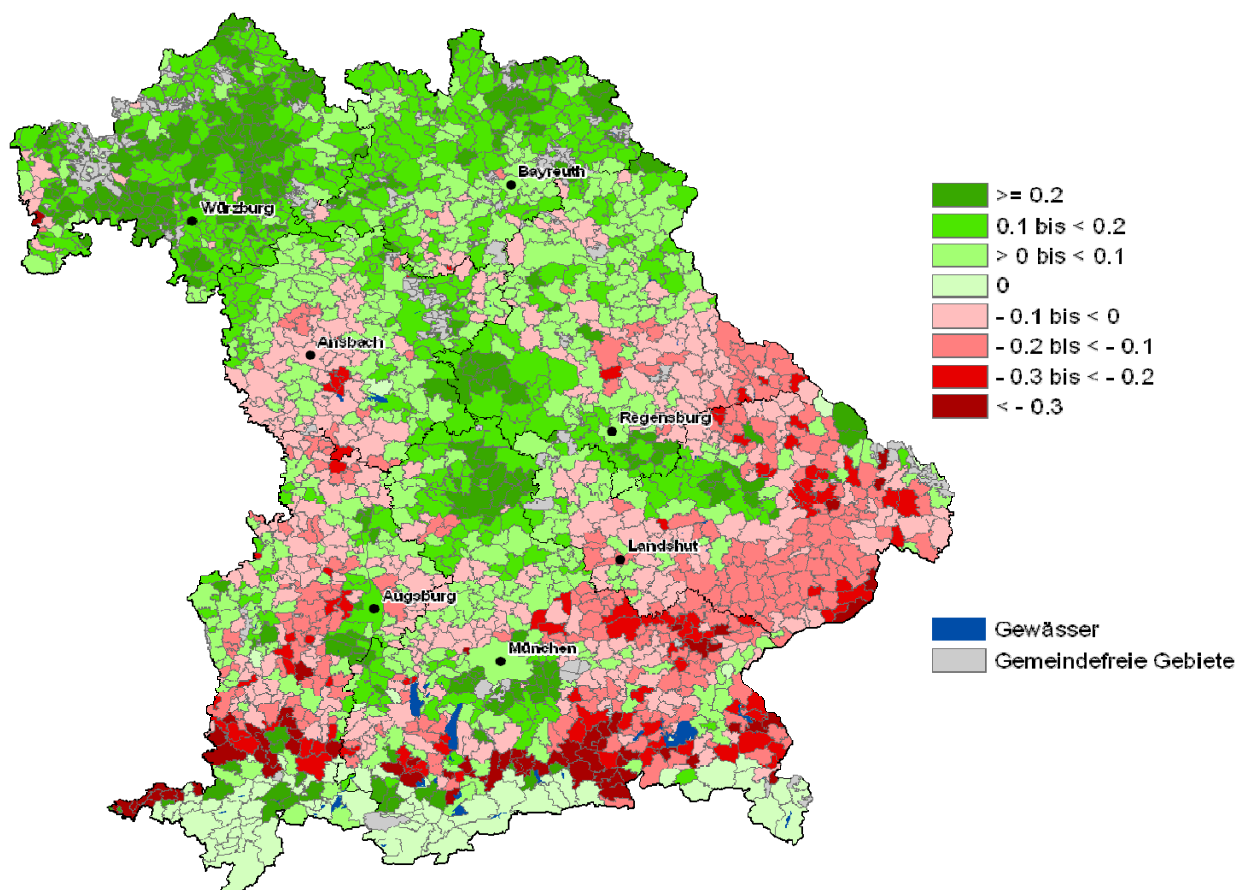


Abb. 29: Wirkung der Maisanbau-Restriktion nach BayStMUG im Jahr 2011 auf die bayerischen Gemeinden – Szenario 4

6.6.4 Zusätzlich erschließbares Methanpotential

Das aus den Restriktionen nach BayStMUG resultierende Methanpotential unterscheidet zwei Fälle:

- Fall A: **Keine Substitution** der Maisflächeneinschränkung durch anderweitigen Energiepflanzenanbau
- Fall B: **Vollständige Substitution** der Maisflächeneinschränkung durch anderweitigen Energiepflanzenanbau

Im Fall A findet keine Substitution der Maisflächeneinschränkung durch anderweitigen Energiepflanzenanbau statt. In der Konsequenz entsprechen die zusätzlichen Potentiale den Zahlen der Anhang-Tab. 97. Die Aggregation auf Bayernebene ist in Tab. 66 beschrieben.

Im Fall B findet eine Substitution der Maisflächeneinschränkung durch anderweitigen Energiepflanzenanbau statt. Als alternative und ebenfalls flächeneffiziente Energiepflanzen kommen beispielsweise neben der Zuckerrübe auch Energiegetreide zur Ernte als Ganzpflanze in Frage. Der Anbau beider Alternativen ist auf Maisanbaustandorten denkbar, würde jedoch insgesamt – unter der Annahme der geringeren Flächeneffizienz - zu einer leichten Ausdehnung der Substratflächen führen.

Die Substitution der Negativpotentiale führt zu einem deutlichen Mehrpotential gegenüber Fall A. Die Aggregation auf Bayernebene ergibt das in Tab. 66 aufgezeigte Bild.

Es wird darauf hingewiesen, dass die strikte und undifferenzierte Anwendung der Restriktionen auf Gemeinde- und einzelbetrieblicher Ebene enorme Konsequenzen und Verschiebungen zur Folge haben könnten.

Tab. 66: Zusätzlich erschließbares Methanpotential nach Restriktionen des BayStMUG in Bayern im Jahr 2011

	Fall A „keine Substitution“		Fall B „Substitution der Negativpotentiale“		
	Zusätzlich erschließbares Methanpotential	Zusätzliches Maisflächenpotential	Zusätzlich erschließbares Methanpotential	Zu substituierende Maisanbaufläche	Zusätzliches Maisflächenpotential
	[Mio. Nm ³ CH ₄]	[1.000 ha]	[Mio. Nm ³ CH ₄]	[1.000 ha]	[1.000 ha]
Szenario 1	-835	-154	358	220	66
Szenario 2	-138	-25	570	130	105
Szenario 3	210	39	749	99	138
Szenario 4	433	80	890	84	164

Anmerkung: Auf ganze Zahlen gerundet

6.7 Zukünftige Ertragssteigerungen

Deutliches zusätzliches Methanpotential liegt in zukünftigen Ertragssteigerungen. Sie wirken in zweierlei Hinsicht: Zum einen vergrößert sie den vom Futterbau freigesetzte Fläche, zum anderen erhöhen sie die Methanerträge auf den vorhandenen NawaRo-Flächen. Es könnte demzufolge nicht nur mehr Flächen freigesetzt, sondern jedes Hektar auch effizienter genutzt werden. Das diesbezüglich zusätzlich erschließbare Methanpotential wird im Rahmen dieser Studie allerdings nicht quantifiziert.

6.8 Zusätzlich erschließbares Methanpotential – Zusammenfassung

Das zusätzliche erschließbare Methanpotential beläuft sich auf rund 840 Mio. Normkubikmeter Methan (vgl. Abb. 30). Die Berechnungen basieren auf die Flächennutzung des Jahres 2011 (InVeKoS [6]). Mit 36 % tragen die Erntenebenprodukte den größten Anteil bei, gefolgt von den Wirtschaftsdüngern und den Rückgang des Futterbaus bis 2015 mit jeweils 28 %. Landschaftspflegematerial und Nebenprodukte aus der Verarbeitung und dem Lebensmittelkonsum spielen nur eine marginale Rolle.

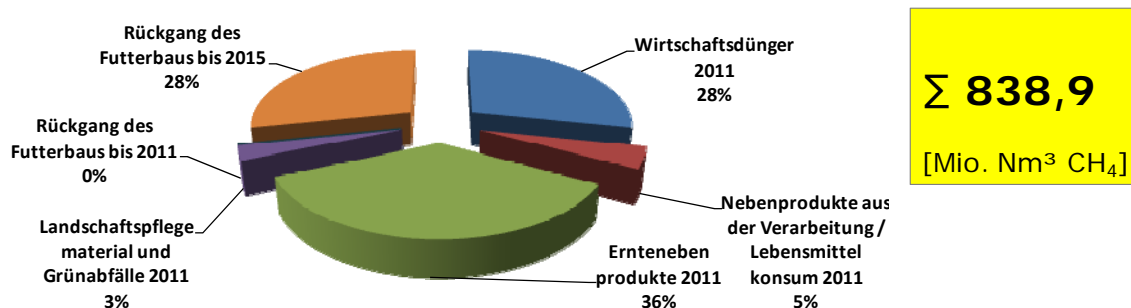


Abb. 30: Zusätzlich erschließbares Methanpotential in Bayern 2011 und 2015 (Flächennutzung aus Basisjahr 2011)

Durch die vorhandenen Bestandsanlagen (vgl. Kapitel 5) mit einer installierten elektrischen Äquivalenzleistung von 674 MW_{el äqu} und dem zusätzlich erschließbaren Methanpotential in Höhe von 840 Mio. Nm³ können in Summe die in Tab. 67 dargestellten Strommengen und Anlagenleistung realisiert werden.

Könnte das gesamte zusätzlich erschließbare Potential tatsächlich auch umgesetzt werden, so könnten damit die Biogasanlagen im Grundlastbetrieb mit einer Leistung von 1,06 GW einspeisen. Würden alle Biogasanlagen anstatt des Grundlastbetriebs täglich 8 Stunden im Intervallbetrieb gefahren, könnten die Biogasanlagen mit 2,9 GW elektrischer Leistung einspeisen.

Die tatsächliche Realisierung des Potentials im Intervallbetrieb hängt selbsterklärend von den zukünftigen Rahmenbedingungen ab.

Tab. 67: Erschließbare Strommengen und Anlagenleistungen ohne Veränderung der Anbauflächen für NawaRo (Grundlast- und Intervallbetrieb)

	Stromerzeugung (per annum) [GWh _{el.}]				Anlagenleistung maximal [MW _{el.}]	
	Status Quo 31.12.2011	+ Zusätzliches Potential ab 2013 (Basisjahr 2011)	+ Zusätzliches Potential ab 2015 (Basisjahr 2011)	= Summe ab 2015	bei Grundlastbetrieb (ab 2015)	bei täglich 8h Intervallbetrieb (ab 2015)
	[GWh _{el.}]	[GWh _{el.}]	[GWh _{el.}]	[GWh _{el.}]	[MW _{el.}]	[MW _{el.}]
ALLE	5.392	2.218	876	8.486	1.061	2.907
Bereits erschlossenes Methanpotential (Bestandsanlagen zum 31.12.2011)	5.392			5.392	674	1.847
Zusätzlich erschließbares Methanpotential		2.218	876	3.094	387	1.060
Wirtschaftsdünger		875		875	109,4	299,8
Nebenprodukte aus der Verarbeitung und dem Lebensmittelkonsum		140		140	17,4	47,8
Erntenebenprodukte		1.109		1.109	138,6	379,7
Landschaftspflegematerial und Grünabfälle		94		94	11,8	32,3
Rückgang des Futterbaus bis 2011/2012		-			-	-
Rückgang des Futterbaus bis 2015			876	876	109,5	300,0

Eine zusätzliche Ausweitung des NawaRo-Anbaus könnte weitere Methanpotentiale erschließen (vgl. Tab. 68). Die konsequente Anwendung der Anbaurestriktionen nach BayStMUG führt allerdings auf Gemeindeebene teilweise auch zu Negativpotentialen.

Die Tab. 68 betrachtet die zwei Alternativen mit und ohne Substitution der negativpotentiale auf Gemeindeebene. Falls auf Gemeindeebene die Substitution der rechnerisch überschüssigen Maisanbauflächen durch anderweitige Energiepflanzen stattfindet, erhöht sich das saldierte Gesamtpotential auf die Summe aller positiven – noch freien – Potentiale.

Tab. 68: Jährlich zusätzlich erschließbares Methanpotential bei Änderungen in Anbauumfang und Biomassertrag in Bayern (Referenzjahr 2011)

	Fall A „keine Substitution“ [Mio. Nm ³ CH ₄]	Fall B „mit Substitution“ [Mio. Nm ³ CH ₄]
Potential 2011¹⁾	- 835 bis 433	358 bis 890
Restriktion und Ausdehnung des Mais-Anbaus		
- BayStMUG-Szenario 1 Σ 370.000 ha	- 835	358
- BayStMUG-Szenario 2 Σ 498.000 ha	- 138	570
- BayStMUG-Szenario 3 Σ 562.000 ha	210	749
- BayStMUG-Szenario 4 Σ 609.000 ha	433	890

1) Mitmachfaktor: 100 %

7 Verfahrenstechnische Konsequenzen

7.1 Möglichkeiten der Flexibilisierung

Eine Anpassung der Stromerzeugung aus Biogas an wechselnde Lastanforderungen kann theoretisch auf mehreren Wegen erfolgen. Hierzu sind Maßnahmen auf Seiten der Biogasproduktion oder der Biogasverwertung möglich, die auch kombiniert werden können.

Die Biogaserzeugung lässt sich über intermittierende Beschickungsintervalle oder selektive Beschickung modulieren. Variierende Lasten bei der Biogasverwertung bei konstanter Biogasproduktion lassen sich durch entsprechend dimensionierte Gasspeicher realisieren. Eine weitere Option ist ein saisonaler Betrieb der Fermenter, bei dem durch Änderung der Fütterungsintensitäten bzw. Einsatzstoffe ein unterschiedliches Niveau der Gasproduktion im Sommer und Winterhalbjahr angestrebt wird. Daneben besteht die Möglichkeit, etwaige Lücken in der Stromversorgung durch den Einsatz fossiler Energieträger in den vorhandenen Blockheizkraftwerken auszugleichen.

Die beschriebenen Maßnahmen betreffen also das Substratmanagement und die Fütterungsintensität sowie die Bevorratung und den Einsatz zusätzlicher Energieträger. Die einzelnen Strategien werden im Folgenden näher beleuchtet. Insgesamt unterliegt die Flexibilisierung der Stromerzeugung aus Biogas naturgemäß gewissen Grenzen. Dass diese Grenzen von Seiten der Forschung und Entwicklung noch nicht in allen Fällen systematisch ausgelotet wurden, liegt darin begründet, dass unter den bisherigen Rahmenbedingungen zur Stromeinspeisung aus Biogas hierfür keine Notwendigkeit bestand.

7.1.1 Modulation der Gaserzeugung

Im Grundsatz ist die Leistung der Biogaserzeugung von der Menge und der Qualität der Einsatzstoffe („Substrate“) abhängig. Die Inhaltsstoffe der Substrate bestimmen das Gasertragspotenzial und können naturgemäß sehr stark variieren. Wirtschaftsdünger (v. a. Gülle) haben einen sehr hohen Wasseranteil und eine verhältnismäßig geringe Methanerausbeute, während hoch energetische Substrate, wie z. B. Mais ein hohes Methanertragspotenzial besitzen. Zudem bestimmt der Anteil an leicht verdaulichen Bestandteilen die Geschwindigkeit der Substratumsetzung. Lignin- bzw. Lignocellulose-reiche Substrate bedürfen einer längeren Verweilzeit oder zusätzlichen Aufbereitung, um effektiv abgebaut zu werden, während Zucker- oder Stärke-reiche Biomassen sehr rasch „methanisiert“ werden.

Die Gesamtheit der am Abbau der Biomasse beteiligten Mikroorganismen wird als Fermenter- oder Gärbiologie bezeichnet. Diese kann sich als spezialisierte Gemeinschaft dem zur Verfügung stehenden Substratangebot anpassen und ist in der Lage, den Substratabbau über die Zeit zu optimieren. Hierfür sind jedoch abhängig von der Zusammensetzung der Einsatzstoffe und auch der verwendeten Verfahrenstechnik mehr oder weniger lange Zeiträume erforderlich. In der Praxis ist es bisher Usus, möglichst gleichmäßige Substratmischungen zu verwenden und etwaige Umstellungen möglichst behutsam durchzuführen, um eine Destabilisierung der Gärbiologie zu vermeiden. Eine Umstellung der Fütterungsstrategie kann somit unter Umständen mehrere Wochen in Anspruch nehmen.

Vor diesem Hintergrund sind die folgenden Varianten als theoretische Möglichkeiten zu betrachten, die in der Praxis zwar in gewissen Grenzen durchführbar sind, aber sehr genauer Kenntnisse der Prozessführung und der Betriebsparameter bedürfen. Voraussetzung ist dabei natürlich immer eine entsprechende Kapazität auf Seiten der Biogasverwertung.

7.1.1.1 Intermittierende Beschickung

Die Biogasproduktion kann durch eine zeitliche Variation der Beschickung moduliert werden. Beispielsweise kann für den Tag, wenn mehr Strom benötigt wird, die Fütterung gesteigert und für die Nacht die Fütterung reduziert bzw. ausgesetzt werden. Abhängig von der Substratbeschaffenheit (Anteil leicht verdaulicher Bestandteile) ist hierbei mit einer um mehrere Stunden verzögerten Wirkung auf die tatsächliche Biogasproduktion zu rechnen. Während die technische Steuerung dieser Strategie problemlos möglich ist, ergeben sich gärbiologische Limitationen hinsichtlich der Reaktionsgeschwindigkeit und der möglichen Schwankungsbreite der Biogasproduktionsrate. Ein exaktes Abfahren von Lastgängen allein mit dieser Maßnahme ist auf dem derzeitigen Stand der Anlagentechnik nicht möglich.

Verschiedene Verfahrenskonzepte zielen darauf ab, durch eine geeignete räumliche Trennung der Abbauphasen den Gärprozess belastbarer und variabler zu gestalten. Während solche Verfahren in der industriellen Abwasserreinigung bereits Stand der Technik sind, befinden sich diese für die in der Landwirtschaft üblichen Einsatzstoffe noch in der Entwicklung und es existieren nur wenige Referenzanlagen.

7.1.1.2 Selektive Beschickung

Um Lastspitzen bedienen zu können, kann die Biogasproduktion durch Fütterung des Fermenters mit schnell verfügbarer Biomasse kurzfristig gesteigert werden. Hierbei wird die Grundbelastung der Gärbehälter durch die Zufuhr leicht abbaubarer Substrate (z. B. Glycerin) aufgestockt. Diese Betriebsweise birgt bei herkömmlichen Biogasanlagen erhebliche gärbiologische Risiken. Für eine Absicherung dieser Strategie sind sehr gute Prozesskenntnisse und eine angepasste verfahrenstechnische Ausstattung erforderlich, die i. d. R. über den derzeitigen Stand der Technik hinausgeht und für die noch Forschungs- und Entwicklungsbedarf bestehen.

7.1.1.3 Saisonaler Betrieb

Eine dritte Möglichkeit der Flexibilisierung der Stromerzeugung stellt der saisonale Betrieb einer Biogasanlage dar. Hierbei wird saisonal in Zeiten mit geringem Strombedarf bzw. bei erhöhter Stromerzeugung fluktuierender regenerativer Energieerzeuger (Photovoltaik- bzw. Windkraftanlagen) die Gasproduktion auf einem niedrigeren Niveau gehalten. Dies ist vornehmlich im Sommer der Fall. In dieser Zeit könnten Biogasanlagen hauptsächlich mit Gülle betrieben werden. In der sonnen- und windärmeren Winterzeit könnte eine Umstellung bzw. Erhöhung der Anlagenfütterung durch den Einsatz energiereicher Substrate erfolgen. Voraussetzung hierfür wäre zum einen die entsprechende Bevorratung dieser Substrate, zum anderen die Flexibilität der Verstromungseinheit. Die Umstellung zwischen den Betriebsphasen wird i. d. R. einen Zeitraum von mehreren Wochen benötigen und erfordert eine entsprechende Betriebserfahrung des Anlagenbetreibers.

7.1.2 Modulation der Gasverwertung/Stromerzeugung

Basierend auf einer kontinuierlichen oder auch einer variablen Biogasproduktion kann die Verstromung des Biogases innerhalb gewisser Grenzen an den Strombedarf angepasst werden.

7.1.2.1 Intervallbetrieb

Beim Intervallbetrieb der Verstromungseinheit wird das Biogas zwar täglich, aber überwiegend in den Zeiträumen mit dem höchsten Strombedarf verwertet. Die Intervalle können vor allem in den Morgenstunden, der Mittagszeit und den Abendstunden liegen.

8/24 h Intervallbetrieb

Ein 8/24-h-Intervall bezeichnet eine kontinuierliche Stromproduktion über einen Zeitblock von 8 Stunden pro Tag. Während der übrigen 16 Stunden wird das produzierte Biogas zwischengespeichert. Dies ermöglicht eine dreifach höhere Einspeiseleistung im Vergleich zu einer gleichmäßigen Verstromung über den gesamten Tag. Unter den hier betrachteten Szenarien für den Intervallbetrieb benötigt diese Konstellation den größten Gasspeicherbedarf und wird deshalb als Referenzszenario bei der Betrachtung des zur Verfügung stehenden variablen Stromerzeugungspotentials in Kapitel 7 ausführlich behandelt.

2*4/24 h Intervallbetrieb

Ein täglicher 8-h-Betrieb, der in zwei Vierstunden-Blöcke unterteilt ist, benötigt weniger Gasspeicherkapazität und hat ggf. den Vorteil einer günstigeren Verteilung der Stromproduktion zu Zeiten erhöhter Last (z. B. 4 h morgens und 4 h abends). Die kürzeren Laufzeiten stellen aber höhere Anforderungen an das BHKW. Ein intensiverer Start-Stopp-Betrieb geht zu Lasten der Standzeit des BHKW und verursacht einen größeren Wartungs- und Reparaturaufwand bei gleichzeitig verminderter Effizienz der Verstromung. Um diese Effekte zu quantifizieren, fehlen jedoch noch gesicherte Daten. Auch kann derzeit kein Hersteller exakte Auskunft darüber geben, in wie weit eine technische Anpassung der BHKW diese Effekte egalisieren kann.

4*2/24-h-Intervallbetrieb

Für eine Aufteilung der Verstromung in vier Zweistunden-Blöcke gilt das oben Beschriebene in verstärktem Maße.

Lastfolgebetrieb in kürzeren Intervallen

Ein BHKW-Betrieb in noch kürzeren Intervallen ist technisch und wirtschaftlich noch problematischer, so dass hierfür ein Start-Stopp-Betrieb nicht in Erwägung gezogen werden kann. In diesem Fall wäre eine kurzfristige Absenkung der elektrischen Leistung, eine sogenannte Minusleistung, als einzige Option denkbar. Diese ist jedoch nur innerhalb bestimmter Grenzen realisierbar, da BHKW nur bedingt im Teillastbereich betrieben werden sollten (vgl. Kapitel 0).

7.1.2.2 Teillastbetrieb

Ein Teillastbetrieb sieht vor, das erzeugte Gas kontinuierlich zu verstromen, jedoch die Leistung des BHKW je nach Bedarf herauf oder herunter zu regeln. Dies ist technisch bis zu einer Reduktion auf ca. 40 % der Nennleistung möglich, kann aber aufgrund erheblicher negativer Auswirkungen auf Verschleiß, Effizienz und Schadstoffausstoß nur in Notfällen und für kurze Zeiträume empfohlen werden. Eine Absenkung der Leistung auf 75 bis 80 % der Nennlast ist ohne größere Wirkungsgradeinbußen durchführbar und wird in der Praxis auch betrieben. Ein dauerhafter Teillastbetrieb unterhalb 75 % hat bei der derzeit auf Vollastbetrieb optimierten Technik nennenswerte Wirkungsgradeinbußen und Emissionsprobleme zur Folge, die auf längere Sicht ökologisch nicht zu vertreten sind.

7.1.3 Fakultative Kofeuerung fossiler bzw. regenerativer Energieträger

Bei ungünstigen Wetterlagen mit hoher Erzeugungslücke kann die erforderliche Stromproduktion ggf. nicht ausschließlich durch eine modulierende Biogasproduktion und -verwertung abgedeckt werden. In diesen Fällen besteht die Möglichkeit einer Kofeuerung fossiler bzw. anderer regenerativer Energieträger. Dabei sind die unterschiedlichen Anforderungen der zur Verfügung stehenden Brennstoffe sowie der im Einsatz befindlichen Verstromungseinheit zu beachten.

7.1.3.1 Parallelbetrieb mit regenerativen und fossilen Treibstoffen im Zündstrahlmotor

Das Prinzip des Zündstrahlmotors beruht auf derselben Einspritztechnik wie im Dieselmotor. Da sich das Biogasmisch jedoch nicht allein durch Komprimierung entzündet, wird eine geringe Menge an sogenanntem Zündöl verwendet, das die nötige Aktivierungsenergie liefert. Dieses Zündöl kann entweder fossiles Heizöl oder – wie seit 2007 gesetzlich vorgeschrieben – regenerativer Kraftstoff (Biodiesel, RME, Pflanzenöl) sein. Der Vorteil dieses Verfahrens ist neben dem höheren elektrischen Wirkungsgrad dieses Motortyps die Möglichkeit, den Anteil des Zündöls bei der Verstromung zu variieren. So kann bei einem Strommehrbedarf, der die Verfügbarkeit von Biogas übersteigt, die Stromproduktion bis zu 100 % aus Pflanzenöl bzw. Heizöl erfolgen. Dies setzt jedoch eine entsprechende Bevorratung des Zündöls voraus. Eine Verwendung von anderen Gasen, wie z. B. Erdgas oder Flüssiggas als Ersatz für Biogas ist in diesem Motorentyp nicht möglich, da aufgrund der hohen Verdichtung bei Zündstrahlmotoren die Klopfgrenzen unterschritten werden und eine geregelte Verbrennung damit nicht möglich ist.

7.1.3.2 Fakultativer Solobetrieb mit fossilen Treibstoffen im Gasmotor

Im Gegensatz zum Zündstrahlmotor können im Gasmotor auch andere Gase wie Erdgas oder Flüssiggas verstromt werden. Insbesondere ist es auch möglich, einen im Biogasbetrieb befindlichen Gasmotor auf Erdgasbetrieb umzuschalten. Hierzu muss das BHKW allerdings heruntergefahren und im Stillstand auf Erdgasbetrieb umgeschaltet werden, da hier andere Zündzeitpunkte verwendet werden. Einschließlich des erneuten Hochfahrens erfordert dieser Vorgang ca. 15 Minuten. Während sich beim Motorwirkungsgrad durch den Wechsel der Betriebsart keine Änderung ergibt, ist aufgrund der höheren Energiedichte bei Erdgas mit einer 5- bis 10%igen Leistungserhöhung im thermischen Bereich zu rechnen. Ein Erdgasbetrieb kommt jedoch nur für diejenigen Anlagen in Frage, die Zugang zu einer Erdgasleitung haben, da Erdgas im Regelfall nicht stationär gelagert wird.

Der Betrieb mit Flüssiggas ist im Gasmotor technisch möglich und wird in der Praxis zum Aufheizen der Fermenter während der Anfahrphase der Anlage praktiziert. In diesem Fall läuft der Motor allerdings auf 20 % der Nennleistung. Eine höhere Leistung ist im Solobetrieb mit Flüssiggas aufgrund des deutlich niedrigeren Verdichtungsverhältnisses von 1:7 im Gegensatz zu 1:13 für Biogas nicht möglich, ohne den Motor nachhaltig zu schädigen. Derzeit ist der Einsatz von Flüssiggas in Biogas-BHKWs für den Betrieb unter Nennlast nicht zu empfehlen.

7.2 Konsequenzen der Flexibilisierung

7.2.1 Blockheizkraftwerk (BHKW)

Aufgrund des EEGs lag der Fokus bei der Verstromung von Biogas im BHKW bisher auf einem kontinuierlichen und dauerhaften Betrieb. Daher wurden die Motoren auf den Dauerbetrieb optimiert. Ein BHKW-Stopp wurde nur zu Wartungs- und Reparaturmaßnahmen vorgenommen. So waren Jahresbetriebsstunden von bis zu 8.500 h im Jahr möglich.

Ein 8-/24-h-Betrieb erreicht unter optimalen Bedingungen eine Betriebsstundenanzahl von höchstens 2.920 h. Die geringen Laufzeiten stellen an das BHKW andere Herausforderungen, als der kontinuierliche Betrieb. Laut Hersteller sind die Aggregate auf einen Betrieb von mindestens 6 h je Startvorgang konzipiert. Bei einem täglichen Betrieb von 8 h am Stück ist somit nicht mit erhöhtem Verschleiß zu rechnen. Wird dieser Bereich jedoch unterschritten, so kommt es zu einem höheren Wartungsaufwand und eventuell zu verminderten Standzeiten. Dies lässt sich momentan jedoch nur schwer beziffern, da diese Betriebsweise im Biogasbereich bisher nicht vorgesehen war und deshalb hierzu keine Erfahrungswerte vorliegen.

Ein anderer ganz wesentlicher Punkt bei der hier vorgesehenen Fahrweise ist die 16-stündige Stillstandzeit des BHKW. Während der Stillstandzeit des BHKW kühlen sämtliche Motorbauteile, sowie Dichtungen und Lager auf Raumtemperatur ab. Dies hat zur Folge, dass es besonders in der kalten Jahreszeit zu Aushärtungen von Dichtungen kommen kann. Dies wiederum führt zu Undichtigkeiten im Motorsystem und damit zu einem erheblichen Mehraufwand für Wartungen und Reparaturen, sowie zu erhöhtem Verschleiß und verminderten Standzeiten. Ein Abkühlen des Motors während der Ruhephase muss deshalb in jedem Fall verhindert werden.

7.2.1.1 Technische Lösungen

Um einen erhöhten Verschleiß des Motors durch Abkühlung zu verhindern ist es erforderlich den Motorkühlkreislauf während der Stillstandzeit auf 60 °C zu halten. Dadurch bleiben die Dichtungen elastisch und die Schmierung bleibt erhalten. Dies kann relativ einfach durch einen Einschraubheizstab bzw. durch die Einbindung des Motorkühlkreislaufes in das vorhandene Heizungssystem erfolgen. Der zusätzliche Leistungsbedarf, der durch die Warmhaltung bei Stillstand des Motors entsteht, beläuft sich laut Herstellerangaben auf ca. 5 kW. Hiervon entfällt jeweils ca. 1 kW auf Aggregatpumpe und Schaltschrank sowie 1,8 kW auf den Heizstab und 0,3 kW auf die Begleitheizung (Schnell Motoren AG).



Abb. 31: Einschraubheizkörper zur Temperierung des Motorkühlkreislaufes auf 60 °C
(Quelle: Schnell Motoren AG)

Die Umbaumaßnahmen zur Motorerwärmung mittels Heizstab beziffert der BHKW-Hersteller mit Kosten in Höhe von 3.000 bis 5.000 €

7.2.1.2 Wirkungsgrade

Der elektrische Wirkungsgrad des einzelnen BHKW wird bei einem 8-/24-h-Betrieb nur unwesentlich beeinflusst. Lediglich die Betriebsphase zwischen dem Start und dem Regelbetrieb dauert einige Minuten, in der nicht der volle elektrische Wirkungsgrad erreicht wird. Dies ist aber bei einem 8-h-Betrieb vernachlässigbar.

Betrachtet man jedoch die Erhöhung der Anlagenleistung von 50-kW-Dauerbetrieb auf 150-kW-Intervallbetrieb, so kann man von einer Erhöhung des elektrischen Nutzungsgrades ausgehen, da ein BHKW höherer Leistung in der Regel auch einen höheren elektrischen Wirkungsgrad aufweist. So hat ein BHKW mit 50 kW elektrischer Leistung über die gesamte Standzeit einen elektrischen Nutzungsgrad von ca. 32 %, während ein 150-kW-BHKW auf 35 % elektrischen Nutzungsgrad kommt. Dies hat einen positiven Effekt auf die Nachhaltigkeit der Stromproduktion und den Flächenverbrauch.

7.2.1.3 Verschleiß

Für eine eindeutige Aussage zu einem eventuell erhöhten Verschleiß bei einem Intervallbetrieb fehlen konkrete Daten, da dies bisher nicht Gegenstand der Praxis war und es somit keine Untersuchungen dazu gibt. Laut Motorenhersteller sind die Motoren für einen 6-h-Betrieb pro Startvorgang konstruiert. Für fundierte Aussagen sind konkrete Untersuchungen zu diesem Thema unerlässlich.

7.2.1.4 Instandhaltung

Auch in Bezug auf die Instandhaltung lässt sich hier keine eindeutige Aussage treffen, da Erfahrungen aus der Praxis fehlen. Es ist jedoch sehr wahrscheinlich, dass für diese Betriebsweise spezielle Wartungskonzepte entwickelt werden müssen, die gezielt auf diese besondere Situation abstellen, um den 8-stündigen Betrieb garantieren zu können. Für den Intervallbetrieb werden um den Faktor 3 größere BHKW benötigt, die sich im Betrieb auch als wartungsfreundlicher erweisen können.

7.2.1.5 Emissionen

Bei den zu erwartenden Emissionen verhält es sich ähnlich, wie beim elektrischen Wirkungsgrad. Lediglich beim Startvorgang ist mit erhöhten Emissionswerten zu rechnen, die sich im Normalfall nach 10 bis 15 Minuten auf den Regelbetrieb einpendeln. Auch hier wird ein 150-kW_{el}-Aggregat i. d. R. günstigere Emissionswerte aufweisen als ein Aggregat im niedrigen Leistungsbereich (50 kW_{el}).

7.2.2 Wärmebereitstellung

Im Gegensatz zur Möglichkeit die Biogasverstromung diskontinuierlich zu betreiben, läuft die Biogasproduktion kontinuierlich ab. Die Biozönose im Prozess ist nur in den aufgezeigten Bereichen regelbar (vgl. Kapitel 7.1.1) und auf weitestgehend gleichbleibende Betriebsparameter angewiesen. Deshalb muss unter anderem eine nahezu gleichbleibende Wärmeversorgung gewährleistet werden. Die Forderung nach einer kontinuierlichen Wärmebereitstellung gilt insbesondere bei einer externen Wärmerverwertung. Dies kann auf den Intervallbetrieb einer Anlage Auswirkungen haben.

7.2.2.1 Interne Wärmeversorgung

Bei einem Intervallbetrieb der Biogasanlage muss trotz Motorstillstand die Wärmeversorgung der Fermenter gesichert sein. Im mesophilen Temperaturbereich einer Biogasanlage arbeiten die Mikroorganismen im Temperaturbereich zwischen 37 und 43 °C. Eine Temperaturschwankung von 1 bis 2 °C im Tagesverlauf kann von der Biozönose in der Regel ohne große Effizienzeinbußen verkraftet werden. Dies gilt jedoch nur für den mesophilen Bereich. Im thermophilen Bereich oberhalb von 47 °C können Temperaturschwankungen erheblich größere Auswirkungen auf die Biozönose haben. Dieser Bereich ist deshalb für einen Intervallbetrieb eher ungeeignet.

Bei Gärbehältern mit Betondecke und guter Wärmedämmung stellt der Intervallbetrieb im mesophilen Bereich in der Regel kein Problem dar, da der Wärmeübergangskoeffizient sehr gering ist. Hier ist ein zusätzlicher Wärmespeicher zur Bereitstellung der benötigten Prozesswärme i. d. R. nicht erforderlich.

7.2.2.2 Externe Wärmeversorgung

Bei der Bereitstellung von Wärme für die externe Verwertung sind je nach Verwertungskonzept zusätzliche Wärmepufferspeicher und/oder Spitzenlastkessel vorzusehen. Diese(r) könnte(n) in Ausnahmefällen, wie z. B. einer lang anhaltenden Kälteperiode, auch Prozesswärme zur Verhinderung einer zu starken Abkühlung der Gärbehälter zur Verfügung stellen.

In Einzelfällen (Scheitholztrocknung) kann eventuell auf den Zubau eines Wärmepuffers verzichtet werden und die Trocknung nur während der Betriebszeit des Motors durchgeführt werden. Wärmenutzungskonzepte, die einen kontinuierlichen Wärmebedarf besitzen, erfordern zwingend den Zubau eines externen Wärmespeichers. Die Kosten für diese Wärmespeicher richten sich nach der Größe des Speichers und sind in Tab. 69 aufgeführt.

Tab. 69: Kosten für Wärmespeicher unterschiedlicher Größe (HAASE GFK-Technik GmbH)

Speichertyp	Inhalt ca. Liter	Außendurchmesser x Höhe in m	Listenpreis* Pos. 1. - 2.5.	Montagepreis* Pos. 3.
T 419-58	6.050	2,20 x 2,80	6.250,00	1.280,00
T 425-100	10.300	3,00 x 2,95	9.560,00	1.620,00
T 435-197	20.500	4,00 x 3,05	15.180,00	2.280,00
T 440-293	30.300	4,40 x 3,40	21.030,00	2.560,00
T 440-387	40.250	4,40 x 4,20	23.230,00	3.470,00
T 635-509	50.900	4,00 x 6,35	28.400,00	12.580,00
T 640-605	60.500	4,40 x 5,90	32.690,00	14.080,00
T 640-728	72.800	4,40 x 6,90	40.050,00	15.030,00
T 640-790	79.000	4,40 x 7,40	41.280,00	15.540,00
T 640-917	91.740	4,40 x 8,40	46.130,00	18.730,00
T 640-979	97.920	4,40 x 8,90	48.280,00	19.890,00

* in EURO, zzgl. Mwst.

Für den Standardfall beträgt die über 16 h zu speichernde Wärmemenge 489 kWh (Annahmen: thermischer Nutzungsgrad BHKW: 40 %, Prozesswärmebedarf (24 h): 500 kWh, Wirkungsgrad Fermenterheizung: 80 %). Bei Annahme einer Temperaturspreizung von 20 K für Wasser ergibt sich ein erforderliches Pufferspeichervolumen von ca. 22 m³.

7.3 Konfiguration Neuanlage

7.3.1 Substratmischung

Die Substrate, die vorrangig in neu zu errichtende landwirtschaftliche Biogasanlagen genutzt werden sollen (WiDü, Gras, Erntenebenprodukte und Landschaftspflegematerial) können nicht uneingeschränkt und in jeder Zusammensetzung vergoren werden. Die Verwendbarkeit der Einsatzstoffe unterliegt in Abhängigkeit von der Anlagentechnik bestimmten Restriktionen, die im Folgenden ausgeführt werden.

Die Anlagenkonfigurationen, die hier zugrunde gelegt werden, spiegeln den Stand der Technik wider, wobei sie vom Aufbau her möglichst einfach, robust und kostensparend ausgelegt sind. Die in der Region jeweils zur Verfügung stehenden Substratpotentiale (Rinder- und Schweinegülle, Rinder-, Schweine- und Pferdemist sowie Stroh, Rübenblatt und Grassilage, zuzüglich evtl. geringer Mengen an Energiepflanzen) sollen je nach Verfügbarkeit am Standort möglichst vollständig der Vergärung zugeführt werden. Besondere Anforderungen an die Anlagentechnik bzw. den Vergärungsprozess stellen hierbei faserige Bestandteile bzw. hohe Stickstoffgehalte.

Da es sich bei den hier betrachteten Substraten hauptsächlich um Reststoffe aus landwirtschaftlichen Betrieben handelt und die Vermeidung von Methanemissionen prioritär zu behandeln ist, sollte ein möglichst hoher Anteil an Wirtschaftsdüngern in die Vergärung gelenkt werden.

Für die Standard-Anlagenkonfiguration der vorliegenden Studie wird ein **Mindestanteil an flüssigen Wirtschaftsdüngern von 50 Masse-%** veranschlagt. Alle anderen Substrate kommen je nach Verfügbarkeit in veränderlichen Gewichtsanteilen in die Biogasanlage. Hierbei sind folgende Restriktionen zu beachten:

- Eine Vergärung mit 100 % Masseanteil eines einzigen Substrates (mit Ausnahme von Gülle) sollte vermieden werden.
- Problematisch sind strohhaltige Substrate, allen voran reines Stroh mit einem TM-Gehalt von ca. 86 %. Stroh ist langfaserig und teilweise verholzt, so dass es zur Bildung von Schwimmschichten in den Gärbehältern und zu Verstopfungen bzw. Rührproblemen führen kann. Stroh sollte daher nur zerkleinert und mit einem Massenanteil von höchstens 10 % eingesetzt werden. Strohmehl kann evtl. auch in höheren Anteilen vergoren werden.
- Pferdemist besteht zu einem hohen Anteil ebenfalls aus Stroh, so dass der Massenanteil an Pferdemist auf maximal 20 % zu begrenzen ist. Dies gilt auch in Verbindung mit der Verwendung von reinem Stroh.

Alle anderen Substratkombinationen innerhalb dieser Restriktionen sind in der Regel technisch ohne Probleme verwertbar, wobei angemerkt werden muss, dass sich mit zunehmendem Gülleanteil die Prozessführung vereinfacht.

7.3.2 Anlagentechnik

Als „Standardfall“ wird eine Biogasanlage mit einer installierten elektrischen Leistung von 150 kW bei 8-/24-h-Betrieb betrieben (entsprechend einer Dauerleistung von 50 kW_{el}). Da eine Anlage dieser Größe mit den betrachteten Einsatzstoffen unter den derzeitigen Rahmenbedingungen kaum wirtschaftlich darstellbar ist, werden außerdem eventuelle zusätzliche Anforderungen für eine Biogasanlage im mittleren Leistungsbereich um 700 kW_{el} (8/24 h) aufgeführt.

Es werden hier im Einzelnen die technischen Voraussetzungen beschrieben, welche von einer geeigneten Anlagenkonfiguration mindestens erfüllt werden müssen. Dies geschieht unter der Prämisse, dass die eingesetzte Technik einfach und kostensparend sein soll, um auch im niedrigen Leistungsbereich der Wirtschaftlichkeitsschwelle möglichst nahe zu kommen.

Gleichzeitig muss die Biogasanlage so errichtet und betrieben werden, dass eine weitestgehende Umsetzung der Einsatzstoffe in Biogas erreicht wird und dieses Biogas dann hocheffizient verwertet wird. Kommen in nennenswertem Umfang Pflanzen zum Einsatz, die eigens zum Zwecke der Energiegewinnung produziert wurden („Energiepflanzen“), gelten besonders hohe Anforderungen an die Effizienz der Biogasanlage. Dies ist damit zu begründen, dass alle Aufwendungen und Umweltbelastungen im Zusammenhang mit der Produktion dieser Pflanzen im vollen Umfang der Energiebereitstellung über den Weg der Biogasanlage zuzuschlagen sind.

7.3.2.1 Behälterausstattung

Für den „Standardfall“ wird eine Konfiguration mit einem Gärbehälter (Fermenter) sowie einem Gärrestlager mit Gaserfassung vorgegeben. Der Fermenter sollte mit einer gedämmten Massivdecke versehen sein, um die Wärmeverluste gering zu halten. Der Gasspeicher wird in diesem Fall durch eine Gashaube auf dem Gärrestlager bereit gestellt (siehe Kap. 7.3.2.5).

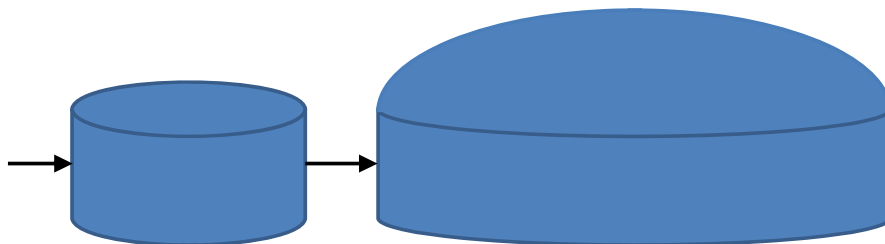


Abb. 32: Behälterschema für die „Standard-Biogasanlage“ (150 kW_{el} , $8/24 \text{ h}$)

Für den mittleren Leistungsbereich sowie für den unteren Leistungsbereich im Falle des Einsatzes nennenswerter Mengen an Energiepflanzen wird eine zweistufige Anlagenkonfiguration mit Haupt- und Nachfermenter in Reihe vorgegeben. Durch eine zweistufige Anlagenkonfiguration wird vermieden, dass kaum ausgegorenes Material bei der Beschickung des Gärbehälters frühzeitig in das Gärrestlager gelangt. Das Gärrestlager ist im Regelfall nicht beheizt, weshalb dort ein wesentlich langsamerer Abbau stattfindet und nur ein geringer Anteil des Methanertragspotentials der eingetragenen Biomasse freigesetzt wird. Zum Gasspeicherbedarf siehe Kap. 7.3.2.5.

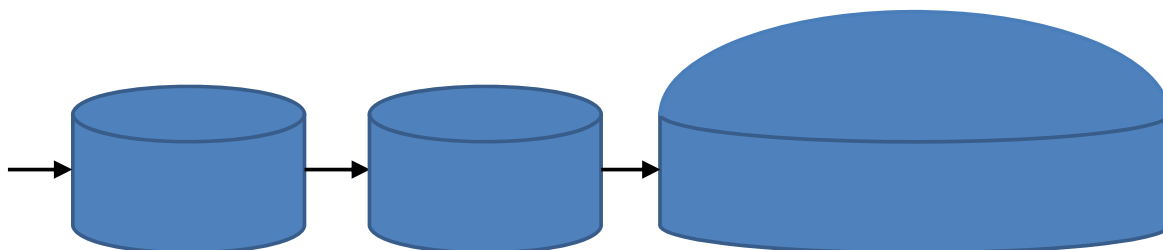


Abb. 33: Behälterschema für die Biogasanlage mittlerer Leistung bzw. mit nennenswertem Energiepflanzeneinsatz (700 kW_{el} , $8/24 \text{ h}$)

7.3.2.2 Eintragstechnik

Die zu verwendende Eintragstechnik für die festen Substrate muss standardmäßig über eine Einrichtung zur Auflockerung und zur Auflösung von Klumpen verfügen. Ein Mischer kann optional vorgesehen werden.

7.3.2.3 Substrataufbereitung

Im Standardfall ist eine zusätzliche Substrataufbereitung bei der Anlage in der Regel nicht erforderlich. Stroh sollte jedoch nur gehäckselt zum Einsatz kommen, auch bei Verwendung als Einstreu.

Bei Anlagen im höheren Leistungsbereich, insbesondere wenn ein höherer Anteil an faserigen Substraten eingesetzt werden soll, können technisch aufwändigere Verfahren für die Substrataufbereitung vor der Einbringung oder für den Aufschluss des Gärgemisches evtl. einen wirtschaftlichen Vorteil bringen. Dies ist letztlich jedoch immer für den individuellen Fall zu betrachten.

7.3.2.4 Rührwerke

Für die Standardkonfiguration ist bei der Auswahl der Rührwerke in erster Linie darauf zu achten, dass eine effektive Einmischung der festen Einsatzstoffe gewährleistet und eine Entmischung im Fermenter vermieden wird. Wenig geeignet sind Rührwerke mit schnell drehenden Propellern kleinen Durchmessers, da es bei diesen leicht zum Aufwickeln von Fasern kommt. Sollen größere Anteile an Feststoffen eingesetzt werden und treten entsprechend hohe Konzentrationen an Trockenmasse im Gärbehälter auf ($> 12\%$), so kommen für stehende Behälter nur noch Axialrührwerke mit speziellen Impellern oder Paddeln in Frage. Diese sind in der Anschaffung deutlich teurer.

7.3.2.5 Gasspeicher

Um einen 8-/24-h-Betrieb des BHKW zu gewährleisten, muss mindestens die während des BHKW-Stillstands produzierte Gasmenge gespeichert werden können. Diese entspricht $2/3$ der Gasmenge, welche das BHKW in 8 h verbraucht. Das erforderliche Gasspeichervolumen ist also abhängig vom elektrischen Nutzungsgrad des BHKW und der Zusammensetzung des Biogases. Es ergibt sich ein spezifischer Gasspeicherbedarf je kW_{el} im Bereich von etwa $2,5$ bis $3,3 \text{ Nm}^3$. Dies gilt für Normbedingungen, d. h. eine Gastemperatur von 0°C und einen Gasdruck von 1013 hPa . Bei einer Gastemperatur von 38°C erhöht sich das Gasvolumen um ca. 25% . Für Zündstrahlmotoren ergibt sich bei gleicher Nennleistung auf Grund des Zündölanteils und des höheren elektrischen Nutzungsgrades ein geringerer Gasspeicherbedarf.

Das erforderliche Gasspeichervolumen muss an jedem Tag netto für die Zeit des BHKW-Stillstands zur Verfügung stehen. Richtwerte für das erforderliche Netto-Gasspeichervolumen in Abhängigkeit von der elektrischen Nennleistung des BHKW zeigt Tab. 70.

Tab. 70: Richtwerte für das erforderliche Netto-Gasspeichervolumen bei 8-/24-h-Betrieb in Abhängigkeit der BHKW-Nennleistung; Annahmen: Methangehalt im Biogas 54 Vol.-% , Biogastemperatur 38°C

BHKW-Nennleistung [kW_{el}]	angenommener elektrischer Nutzungsgrad [%]	Netto-Gasspeichervolumen [m^3]	spezifisches Netto-Gasspeichervolumen [$\text{m}^3 \cdot \text{kW}_{\text{el}}^{-1}$]
150	35	531	3,5
190	35	673	3,5
250	36	860	3,4
330	37	1.105	3,3
560	38	1.825	3,3
750	39	2.381	3,2

In der Praxis muss der Gasspeicher tatsächlich größer ausgelegt werden, um auch bei ungünstigen Betriebszuständen sicher ausreichend Gas aufnehmen bzw. vorhalten zu können. Hinzu kommt die Ausdehnung des Gasvolumens in integrierten Biogasspeichern („Gashauben“) durch starke Sonneneinstrahlung. Hierfür wird ein Aufschlag von 40% vorgenommen. Für die Standardkonfiguration mit $150\text{-kW}_{\text{el}}$ -BHKW (Gas-Otto-Motor) ergibt sich daraus ein erforderliches Brutto-Gasspeichervolumen von 743 m^3 .

Ein ausreichend großer Gasspeicher kann für diesen Fall durch eine Gashaube auf dem Gärrestlager geschaffen werden („integrierter Gasspeicher“). Es wird ein Gärrestlager von $20 \times 6 \text{ m}$ (Nettovolumen: 1.728 m^3 entsprechend ca. 200 Tagen Lagerdauer) veranschlagt.

Der erforderliche Bedarf an Gasspeichervolumen kann mit einem Zeltdach mit 40-Neigung oder einem 1/4-Kugel-Doppelmembran-Gasspeicher knapp gedeckt werden (siehe Abb. 34). Alternativ kann ein 1/2-Kugel-Doppelmembran-Gasspeicher eingesetzt werden, der deutlich mehr Speichervolumen bietet.

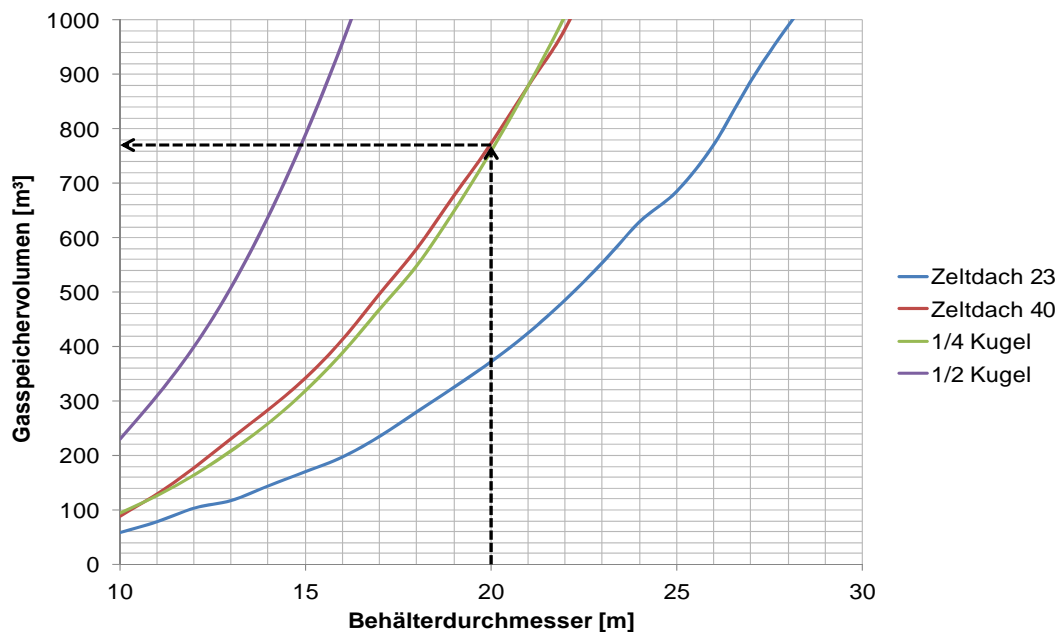


Abb. 34: Speichervolumen von Biogas-Membranspeichern auf Behältern in Abhängigkeit von Behälterdurchmesser und Speicherbauweise (Quelle: SATTLER AG/Ceno Membrane Technology GmbH)

Die spezifischen Investitionskosten für den Gasspeicher sind abhängig von der baulichen Ausführung und nehmen mit zunehmender Behältergröße exponentiell ab. Angaben zu den spezifischen Investitionskosten für einen 1/4-Kugel-Doppelmembran-Gasspeicher der Firma Ceno Membrane Technology GmbH, Greven zeigt Abb. 35.

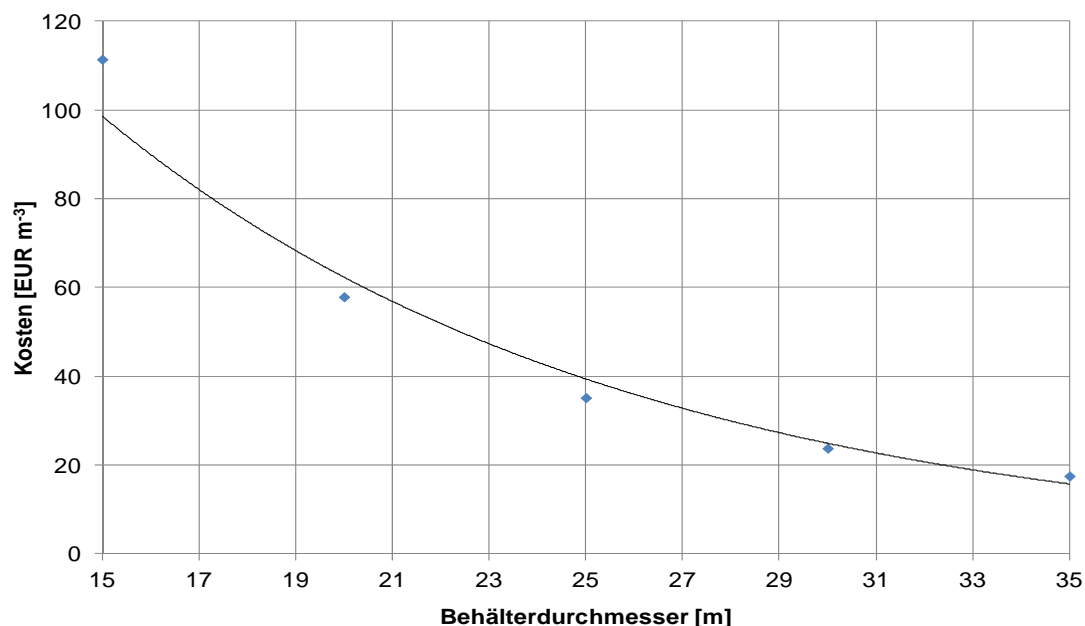


Abb. 35: Spezifische Investitionskosten für einen 1/4-Kugel-Doppelmembran-Gasspeicher auf einem Behälter in Abhängigkeit vom Behälterdurchmesser (Quelle: Ceno Membrane Technology GmbH)

Für die 700-kW_{el}-Anlage ergibt sich unter obigen Annahmen ein Netto-Gasspeichervolumen von 2.546 m³. Das erforderliche Lagervolumen für den Gärrest beträgt ca. 6.150 m³. Bei 5,5 m Füllhöhe errechnet sich ein erforderlicher Behälterdurchmesser von 38 m. Ein 23° bzw. 40°-Zeltdach auf einem solchen Behälter erreicht ein Nutzvolumen von 2.468 bzw. 4.813 m³, ein 1/4-Kugel-Doppelmembran-Gasspeicher ein Nutzvolumen von 5.250 m³.

Ist die Installation eines integrierten Gasspeichers auf der Biogasanlage nicht möglich oder nicht gewünscht, kann ein externer Gasspeicher errichtet werden. Hierfür kommen unterschiedliche Bauweisen in Betracht. Eine Gegenüberstellung der Investitionskosten für einen integrierten 1/4-Kugel- bzw. einen externen Doppelmembran-Kugel-Gasspeicher anhand von Firmenangaben zeigt Abb. 36.

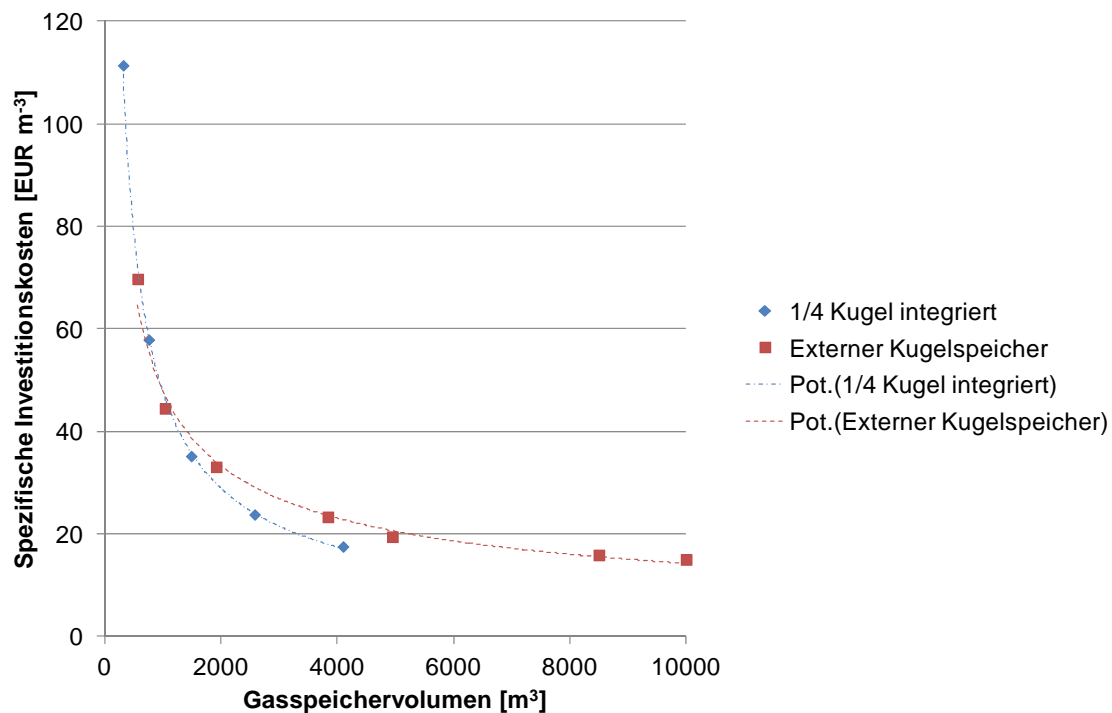


Abb. 36: Spezifische Investitionskosten für einen integrierten 1/4-Kugel- bzw. einen externen Kugel-Gasspeicher (ohne Peripherie) in Abhängigkeit vom Nutzvolumen (Quelle: Ceno Membrane Technology GmbH)

8 Ökonomische Konsequenzen

Intermittierende oder selektive Beschickung der Biogasanlage ist mit gärbioologischen Risiken behaftet, bisher kaum erprobt (vgl. Kapitel 7.1.1.1) und macht sich lediglich in einem etwas geringeren Gasspeicherbedarf bemerkbar. Beim BHKW ist ein Teillastbetrieb mit 75 bis 80 % der Nennlast ohne größere Wirkungsgradeinbußen möglich, bringt aber nur einen begrenzten Effekt. Letztendlich scheint ein Intervallbetrieb mit einmal pro Tag acht Vollbenutzungsstunden oder zweimal pro Tag mit jeweils vier Vollbenutzungsstunden eine aus technischer Sicht vertretbare Lösung zu sein. Zwar erhöht sich prinzipiell mit zunehmender Verkürzung der Laufzeiten der Instandhaltungsaufwand der Aggregate und vermindert sich die Effizienz der BHKW. Aber durch eine Temperierung des Motors auf ca. 60°C lassen sich diese Effekte abmildern. Praktische Erfahrungen bzw. gesicherte Daten gibt es dazu allerdings auch bei den BHKW-Herstellern nicht.

8.1 Ausrichtung der Bestandsanlagen auf Intervallbetrieb

Alle Bestandsanlagen könnten derzeit, sofern die unübersichtliche Gesetzeslage überhaupt eine Interpretation zulässt, wahrscheinlich auf der Grundlage des EEG 2009 und des EEG 2012 auf Intervallbetrieb umstellen. *Conditio sine qua non* ist die eindeutige und gerichtsfeste Klärung, ob der Austausch eines BHKW gegen ein neues BHKW mit dreifacher Leistung als „Austausch einer Anlage“ im Sinne des EEG zulässig ist, ohne den ursprünglichen Zeitpunkt der Inbetriebnahme zu verändern (siehe 8.1.6).

Die Umrüstung von Bestandsanlagen auf den Intervallbetrieb erfordert einige Anpassungsmaßnahmen. Diese Lösungen sind jedoch relativ kostengünstig zu realisieren. Die Anlagen haben einen Einspeisevorrang für den erzeugten Strom und erhalten eine gesetzlich garantierte Einspeisevergütung. Deshalb sind hier nur die Mehrkosten (Grenzkosten) für die Umstellung auf den Intervallbetrieb von Belang.

Die folgenden Aussagen beziehen sich nur auf Anlagen mit einer installierten Leistung zwischen 30 und 600 kW_{el}. Damit werden ca. 85 % der bayerischen Anlagen und 70 % der elektrischen installierten Nennleistung erfasst (vgl. Kapitel 0). Größere Anlagen brauchen Gasspeicher mit mehr als 6.000 m³ Volumen und werden schon aus diesem Grund die Umstellung auf den Intervallbetrieb nur im Einzelfall in Erwägung ziehen.

8.1.1 Anschaffungskosten

Die höchsten Kosten verursacht meist die Anschaffung eines deutlich leistungsstärkeren BHKW, die im Rahmen einer Ersatzinvestition erfolgen soll. Unter der Prämisse eines ausreichend dimensionierten Maschinenraumes ist dann die Differenz zwischen den Anschaffungskosten eines Ersatz-BHKW gleicher oder ähnlicher Leistung und dem leistungsstärkeren BHKW für den Intervallbetrieb anzusetzen. Zur Abschätzung der Anschaffungskosten werden die spezifischen Richtpreise der ASUE [77] herangezogen (siehe Tab. 71). Sie umfassen das komplette BHKW, einschließlich Schaltschrank, Be- und Entlüftung des Motorraums, Fernüberwachung sowie Transport und Montage.

Für die konkrete Ermittlung der Anschaffungskosten der einzelnen Anlagenklassen mit 50 bis 500-kW_{el}-Leistung sind Aggregate mit Gas-Otto-Motoren unterschiedlicher elektrischer Nutzungsgrade und einer 98%igen Auslastung im 8-h-Betrieb angenommen (siehe Tab. 72 bis Tab. 76). BHKW mit Zündstrahlmotoren eignen sich ebenso für die Umrüstung. Allerdings sind derzeit Aggregate nur bis ca. 1 MW_{el} verfügbar.

Pauschalwerte sind angesetzt für

- die Verstärkung des Netzanschlusses,
- die Anpassung oder die Erweiterung der Steuer- und Regeltechnik,
- den Anschluss des Motor-Kühlkreislaufs an einen externen Heizkreislauf und eventuell notwendige, weitere Adaptionen,
- Planung und Genehmigung.

Die Gasspeicher, vor allem älterer Biogasanlagen, sind in der Regel knapp dimensioniert und reichen nicht, das erzeugte Biogas für einen Zeitraum von bis zu 16 Stunden zwischenspeichern. Die nachträglich gasdichte Abdeckung vorhandener Gärrestlager ist aus statischen Gründen nicht immer möglich. Deshalb ist zur Erweiterung des Gaslagers die Anschaffung eines externen Kugelspeichers unterstellt. Der Gasspeicher besteht aus einer formgebenden Außenmembran, sowie einer Innen- und einer Bodenmembran, die den eigentlichen Gasraum bilden. Ein permanent laufendes Stützluftgebläse fördert Luft in den Zwischenraum und hält die Außenmembran in Form. Die spezifischen Anschaffungskosten sollen sowohl die Kosten der Fundamente als auch die Kosten des Transportes und der Montage einschließen.

Das erforderliche Gaslagervolumen lässt sich anhand der Bruttoenergieerzeugung der Biogasanlage, des Heizwertes von Methan (9,969 kWh/Nm³), des angenommenen Methan-gehalt des Biogases (53 % CH₄), der Lagerdauer (16 h) und eines Korrekturfaktors (1,4) ermitteln. Mit dem Korrekturfaktor wird der unterschiedlichen Ausdehnung des Gases in Abhängigkeit von der Temperatur, dem Druck und der Feuchte Rechnung getragen. Von diesem für Intervallbetrieb benötigten Gaslagervolumen wird das vorhandene Gaslagervolumen abgezogen. Die Auswertung der BBD hat ergeben, dass alle Biogasanlagen „gesichert“ 1 m³ Biogas pro Kilowatt installierter elektrischer Leistung speichern können (siehe Kap. 5.5.2).

Wärmepufferspeicher sind bei der Umstellung auf einen Intervallbetrieb immer dann erforderlich, wenn externe Wärmekunden zu bedienen sind. Die Größe der Speicher richtet sich in erster Linie nach dem Wärmebedarf der Kunden.

Zur Versorgung der Biogasanlage selbst mit Prozesswärme sind Wärmepuffer nur dann erforderlich, wenn in der kalten Jahreszeit hohe Transmissionsverluste auszugleichen sind. Anlagen mit geschlossenen und gut isolierten Stahl- oder Stahlbetonfermentern brauchen aus diesem Grund nicht zwingend Speicher für die kontinuierliche Versorgung mit Prozesswärme (vgl. Kap 7.3.2.1).

Nicht immer werden es die baulichen Gegebenheiten zulassen, die Pufferspeicher in Gebäuden unterzubringen. In den Kalkulationen sind deshalb etwas teurere Pufferspeicher angesetzt, die sich für die Aufstellung im Freien eignen. In den Anschaffungskosten sollen Fracht, Montage, notwendige Armaturen und Flanschanschlüsse für die Be- und Entladung des Speichers eingepreist sein. Beispielhaft wurde in den Tabellen 2 bis 6 ein Pufferspeichervolumen für die Zwischenspeicherung von 30 %, 50 % und 70 % der erzeugten Wärme ausgewiesen. Anlagen die mehr als 70 % der erzeugten Wärme nutzen, sind für den Intervallbetrieb weniger geeignet. Die Wärmeerzeugung reicht dann zum Ausgleich der mit der Be- und Entladung des Pufferspeichers einhergehenden Verluste nicht aus. In diesen Fällen könnte ein Gegenstromwärmetauscher, der dem Gärgemisch vor dem Austrag in das Gärrestlager die Wärme entzieht, den Anteil der nutzbaren Wärme nochmals erhöhen.

Tab. 71: Annahmen zur Abschätzung der Anschaffungskosten

Bezeichnung	Einheit	Annahme	Bemerkung
BHKW $\leq 100 \text{ kW}_{\text{el}}$	[€kW _{el}]	$26.683 * p_{\text{el}}^{-0,6513}$	Ausgleichsfunktionen nach ASUE ¹ ; Werte gerundet
BHKW $> 100 \text{ kW}_{\text{el}}$	[€kW _{el}]	$15.648 * p_{\text{el}}^{-0,5361}$	
Netzverstärkung	[€kW _{el}]	200	Mittelwerte gerundet
Steuer-/Regeltechnik	€Anlage	4.000	
Anschluss an Heizkreislauf	[€Anlage]	3.000 – 10.000	größenabhängig
Planung und Genehmigung	[€Anlage]	10.000 – 30.000	größenabhängig
Externes Gaslager	[€m ³]	$3836,2 * m^3^{-0,577}$	eigene Erhebungen; Werte gerundet
Pufferspeicher (Außenaufstellung)	[€m ³]	$0,6871 * m^3 * 1000 + 4108,2$	Eigene Erhebungen; Werte gerundet

Tab. 72: Umrüstung einer vorhandenen 50-kW_{el}-Biogasanlage auf 8-/24-h Intervallbetrieb - Anschaffungskosten

Bezeichnung	Einheit	IST	ZIEL							
Installierte Leistung	kW _{el}	50	141	143	145	147	149	151	153	155
Nutzungsgrad _{el}	%	32,0 %	33,0 %	33,5 %	34,0 %	34,5 %	35,0 %	35,5 %	36,0 %	36,5 %
BHKW nach ASUE_2011	€	104.000	155.000	156.000	157.000	158.000	159.000	161.000	162.000	163.000
Differenz BHKW	€	--	51.000	52.000	53.000	54.000	55.000	57.000	58.000	59.000
Motorheizung	€	--	3.000							
Verstärkung Netzanschluss	€	--	20.000							
Steuerung	€	--	4.000							
Planung, Genehmigung	€	--	10.000							
Stromerzeugung - Summe	€	--	88.000	89.000	90.000	91.000	92.000	94.000	95.000	96.000
externes Gaslager (540 m ³)	€	--	55.000							
Pufferspeicher für 30 % der erzeugten Wärme (14 m ³)	€	--	14.000							
Pufferspeicher für 50 % der erzeugten Wärme (24 m ³)	€	--	21.000							
Pufferspeicher für 70 % der erzeugten Wärme (33 m ³)	€	--	27.000							

Tab. 73: Umrüstung einer vorhandenen 100-kW_{el}-Biogasanlage auf 8-/24-h Intervallbetrieb - Anschaffungskosten

Bezeichnung	Einheit	IST	ZIEL							
			281	285	289	293	297	301	305	309
Installierte Leistung	kW _{el}	100	281	285	289	293	297	301	305	309
Nutzungsgrad _{el}	%	34,0 %	35,0 %	35,5 %	36,0 %	36,5 %	37,0 %	37,5 %	38,0 %	38,5 %
BHKW nach ASUE_2011	€	133.000	214.000	215.000	217.000	218.000	219.000	221.000	222.000	224.000
Differenz BHKW	€	--	81.000	82.000	84.000	85.000	86.000	88.000	89.000	91.000
Motorheizung	€	--	4.000							
Verstärkung Netzanschluss	€	--	39.000							
Steuerung	€	--	4.000							
Planung, Genehmigung	€	--	12.500							
Stromerzeugung - Summe	€	--	140.500	141.500	143.500	144.500	145.500	147.500	148.500	150.500
externes Gaslager (1.011 m ³)	€	--	72.000							
Pufferspeicher für 30 % der erzeugten Wärme (26 m ³)	€	--	22.000							
Pufferspeicher für 50 % der erzeugten Wärme (43 m ³)	€	--	34.000							
Pufferspeicher für 70 % der erzeugten Wärme (60 m ³)	€	--	45.000							

Tab. 74: Umrüstung einer vorhandenen 150-kW_{el}-Biogasanlage auf 8-/24-h Intervallbetrieb - Anschaffungskosten

Bezeichnung	Einheit	IST	ZIEL							
			421	418	424	429	435	441	446	452
Installierte Leistung	kW _{el}	150	421	418	424	429	435	441	446	452
Nutzungsgrad _{el}	%	35,0 %	36,0 %	36,5 %	37,0 %	37,5 %	38,0 %	38,5 %	39,0 %	39,5 %
BHKW nach ASUE_2011	€	160.000	258.000	257.000	259.000	260.000	262.000	264.000	265.000	267.000
Differenz BHKW	€	--	98.000	97.000	99.000	100.000	102.000	104.000	105.000	107.000
Motorheizung	€	--	4.000							
Verstärkung Netzanschluss	€	--	59.000							
Steuerung	€	--	4.000							
Planung, Genehmigung	€	--	15.000							
Stromerzeugung - Summe	€	--	180.000	182.000	183.000	185.000	187.000	188.000	190.000	191.000
externes Gaslager (1.468 m ³)	€	--	84.000							
Pufferspeicher für 30 % der erzeugten Wärme (37 m ³)	€	--	30.000							
Pufferspeicher für 50 % der erzeugten Wärme (61 m ³)	€	--	46.000							
Pufferspeicher für 70 % der erzeugten Wärme (85 m ³)	€	--	63.000							

Tab. 75: Umrüstung einer vorhandenen 300-kW_{el}-Biogasanlage auf 8-/24-h Intervallbetrieb - Anschaffungskosten

Bezeichnung	Einheit	IST	ZIEL							
			862	874	885	897	909	920	932	944
Installierte Leistung	kW _{el}	300	862	874	885	897	909	920	932	944
Nutzungsgrad _{el}	%	36,0 %	37,0 %	37,5 %	38,0 %	38,5 %	39,0 %	39,5 %	40,0 %	40,5 %
BHKW nach ASUE_2011	€	221.000	360.000	362.000	364.000	367.000	369.000	371.000	373.000	375.000
Differenz BHKW	€	--	139.000	141.000	143.000	146.000	148.000	150.000	152.000	154.000
Motorheizung	€	--	6.000							
Verstärkung Netzanschluss	€	--	121.000							
Steuerung	€	--	4.000							
Planung, Genehmigung	€	--	20.000							
Stromerzeugung - Summe	€	--	290.000	292.000	294.000	297.000	299.000	301.000	303.000	305.000
externes Gaslager (2.927 m ³)	€	--	112.000							
Pufferspeicher für 30 % der erzeugten Wärme (71 m ³)	€	--	53.000							
Pufferspeicher für 50 % der erzeugten Wärme (119 m ³)	€	--	86.000							
Pufferspeicher für 70 % der erzeugten Wärme (166 m ³)	€	--	118.000							

Tab. 76: Umrüstung einer vorhandenen 500-kW_{el}-Biogasanlage auf 8-/24-h Intervallbetrieb - Anschaffungskosten

Bezeichnung	Einheit	IST	ZIEL							
			1.416	1.435	1.453	1.471	1.490	1.508	1.527	1.545
Installierte Leistung	kW _{el}	500	1.416	1.435	1.453	1.471	1.490	1.508	1.527	1.545
Nutzungsgrad _{el}	%	38,0 %	38,5 %	39,0 %	39,5 %	40,0 %	40,5 %	41,0 %	41,5 %	42,0 %
BHKW nach ASUE_2011	€	280.000	453.000	456.000	459.000	461.000	464.000	467.000	469.000	472.000
Differenz BHKW	€	--	173.000	176.000	179.000	181.000	184.000	187.000	189.000	192.000
Motorheizung	€	--	10.000							
Verstärkung Netzanschluss	€	--	197.000							
Steuerung	€	--	4.000							
Planung, Genehmigung	€	--	30.000							
Stromerzeugung - Summe	€	--	414.000	417.000	420.000	422.000	425.000	428.000	430.000	433.000
externes Gaslager (4.595 m ³)	€	--	136.000							
Pufferspeicher für 30 % der erzeugten Wärme (107 m ³)	€	--	78.000							
Pufferspeicher für 50 % der erzeugten Wärme (178 m ³)	€	--	126.000							
Pufferspeicher für 70 % der erzeugten Wärme (250 m ³)	€	--	176.000							

8.1.2 Zusatzerlöse bzw. eingesparte Kosten durch die Umrüstung auf den Intervallbetrieb

Mit zunehmender BHKW-Leistung verbessert sich der elektrische Nutzungsgrad eines BHKW, was nach ASUE 2011 [77] insbesondere im unteren Leistungsbereich stark ausgeprägt ist (siehe Abb. 37).

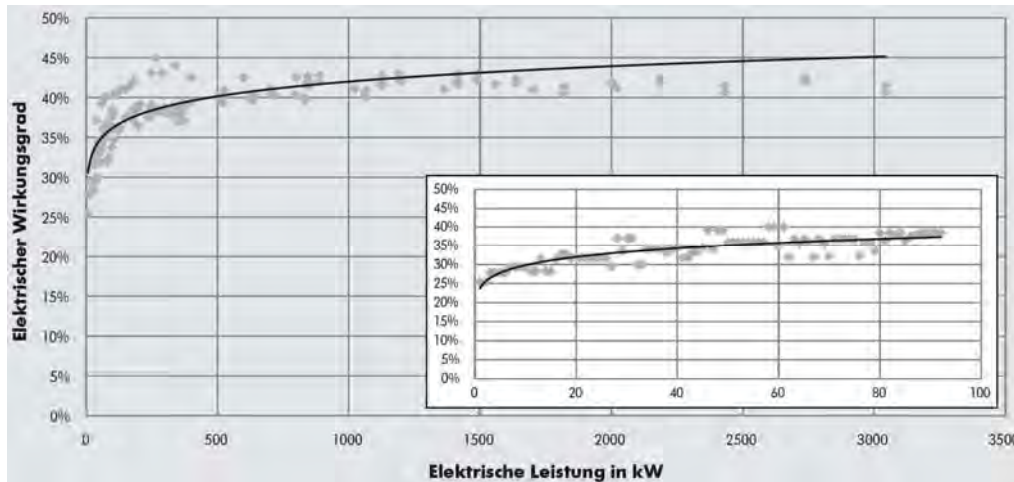


Abb. 37: Elektrische Wirkungsgrade von Biogas-BHKW nach ASUE 2011 [77]

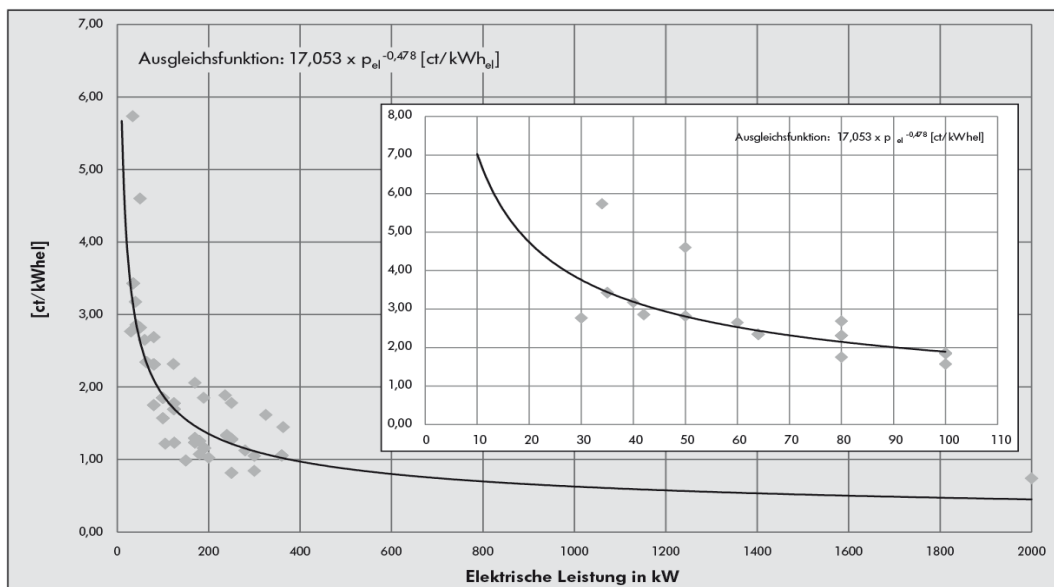


Abb. 38: Spezifische Kosten von Instandhaltungsverträgen für Biogas-BHKW nach ASUE 2011 [77]

Für BHKW mit Gas-Otto-Motoren gilt dieser Zusammenhang bis in den Leistungsbereich von ca. 500-kW_{el}-Zündstrahl-Aggregate erreichen sehr hohe Nutzungsgrade schon bei rund 300 kW_{el}. Steigt der Nutzungsgrad, verbessert sich die Anlageneffizienz; d. h. bei gleichbleibendem Substratinput und Methanertrag erhöht sich die Stromerzeugung bzw. eingespeiste Strommenge. Die entsprechenden Zusatzerlöse sind erheblich, wie Tab. 77 exemplarisch zeigt.

Die Stromvergütungen innerhalb einer Leistungsklasse können streuen, je nachdem welche Boni eine Anlage in Anspruch nimmt. Beispielhaft sind diese Zusammenhänge für eine 150- und eine 300-kW_{el}-Anlage in Abb. 39 und Abb. 40 dargestellt.

Hinzu kommen Einsparungen im Bereich der Instandhaltung (vgl. Tab. 78). Die Richtwerte für die Kosten von Instandhaltungsverträgen (vgl. Abb. 38) legen die Vermutung nahe, dass mit zunehmender Anlagenleistung eine erhebliche Reduktion der spezifischen Instandhaltungskosten möglich ist. Dabei ist nicht die absolute Höhe der Richtwerte, sondern deren Differenz aufgrund der Leistungsänderung beim BHKW von Bedeutung. Auch wenn in landwirtschaftlichen Biogasanlagen Instandhaltungsverträge eher selten vorkommen, kann man davon ausgehen, dass auch bei Teilwartungsverträgen und Eigenwartung ähnliche Differenzkosten auftreten, wenn die Arbeitszeit angemessen entlohnt wird. Ein möglicherweise höherer Verschleiß durch den häufigen Start-Stopp-Betrieb der Aggregate ist allerdings nicht berücksichtigt. Kenn- oder Erfahrungswerte liegen dazu nicht vor. Um diesem Aspekt trotzdem Rechnung zu tragen, wurde die Nutzungsdauer der BHKW vom 60.000 auf 36.000 h herabgesetzt.

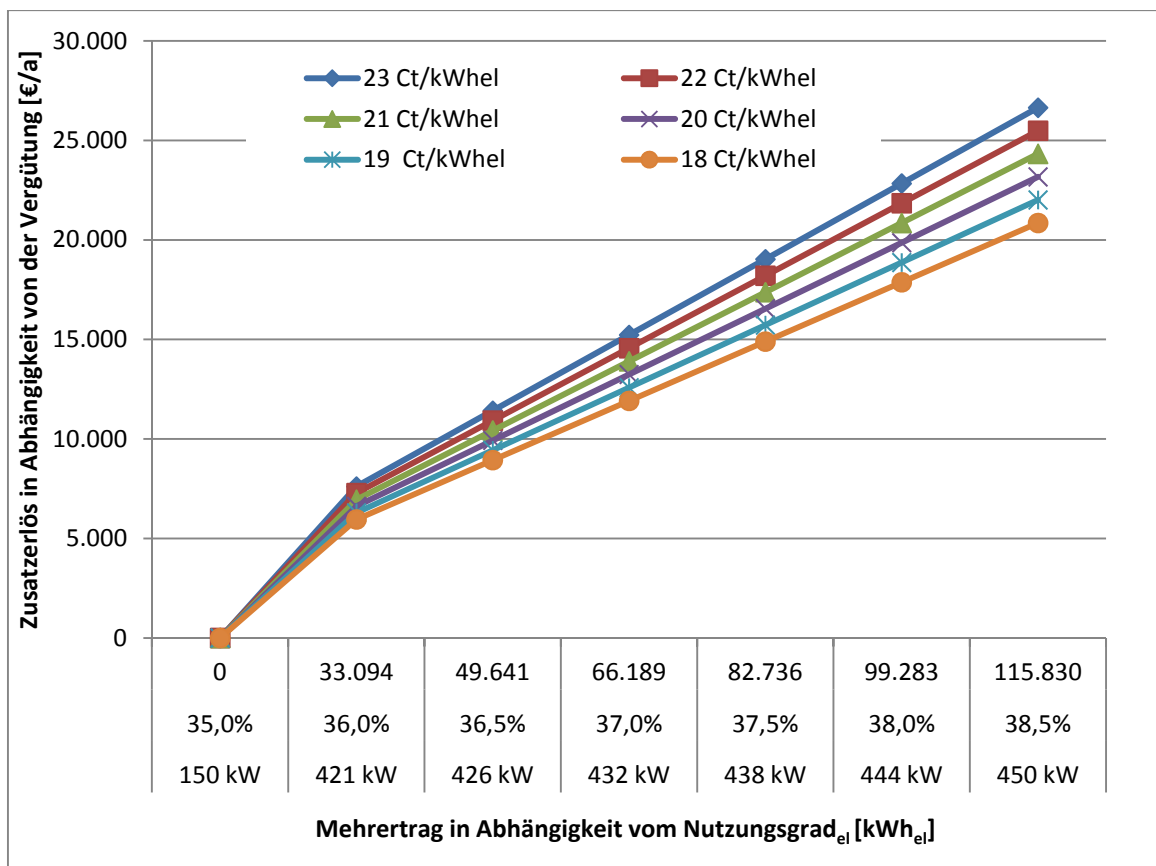


Abb. 39: Mögliche Mehrerlöse bei Umrüstung einer 150-kW_{el}-Anlage in Abhängigkeit vom elektrischen Nutzungsgrad und der Vergütungshöhe

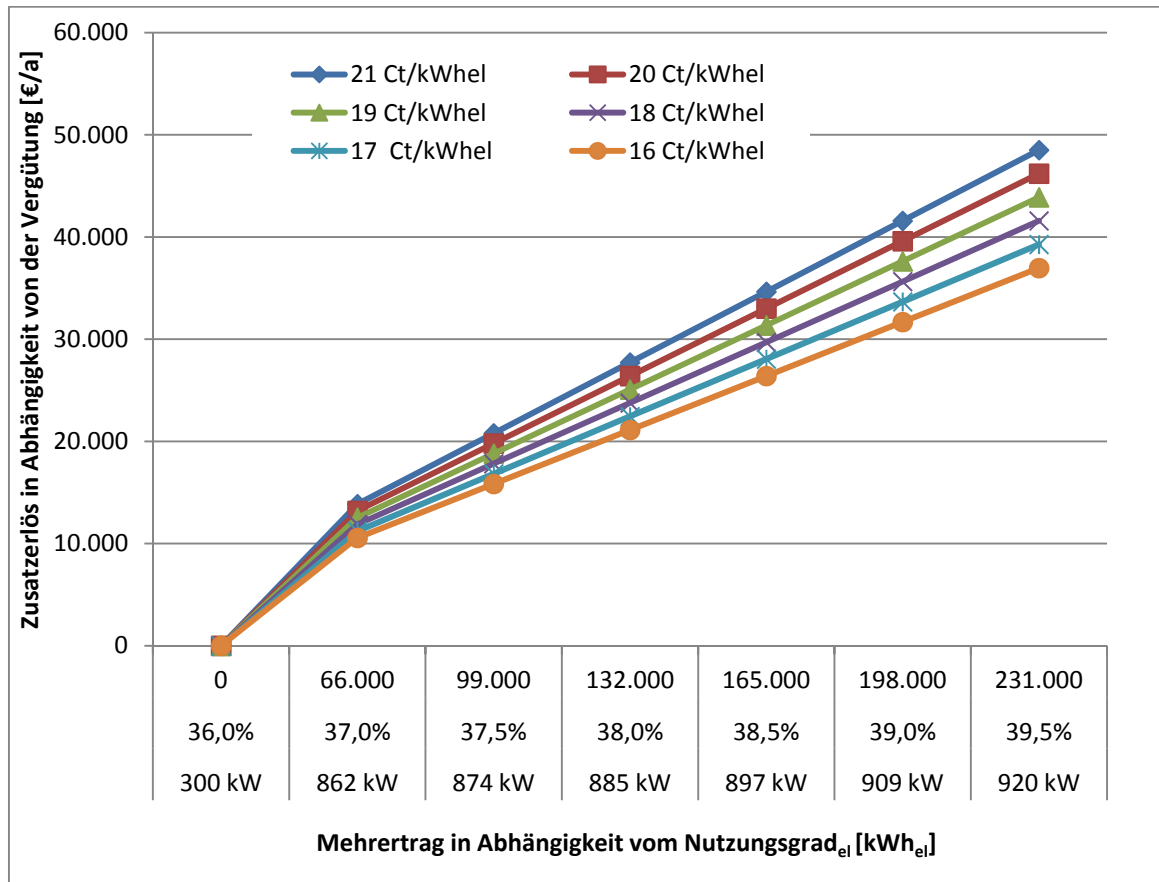


Abb. 40: Mögliche Mehrerlöse bei Umrüstung einer 300-kW_{el}-Anlage in Abhängigkeit vom elektrischen Nutzungsgrad und der Vergütungshöhe

Tab. 77: Mehreinnahmen aus Stromverkauf

		IST	ZIEL							
Vollbenutzung	h/a	7.800	2.920	2.920	2.920	2.920	2.920	2.920	2.920	2.920
Installierte Leistung	kW_{el}	50	141	143	145	147	149	151	153	155
Nutzungsgrad effektiv	%	32,0 %	33,0 %	33,5 %	34,0 %	34,5 %	35,0 %	35,5 %	36,0 %	36,5 %
Stromeinspeisung	kWh _{el}	386.100	398.166	404.198	410.231	416.264	422.297	428.330	434.363	440.395
Ø Stromvergütung	Ct/kWh _{el}	22	22	22	22	22	22	22	22	22
Mehreinnahmen aus Stromverkauf	€a	--	2.654	3.982	5.309	6.636	7.963	9.291	10.618	11.945
Installierte Leistung	kW_{el}	100	281	285	289	293	297	301	305	309
Nutzungsgrad effektiv	%	34,0 %	35,0 %	35,5 %	36,0 %	36,5 %	37,0 %	37,5 %	38,0 %	38,5 %
Stromeinspeisung	kWh _{el}	772.200	794.912	806.268	817.624	828.979	840.335	851.691	863.047	874.403
Ø Stromvergütung	Ct/kWh _{el}	22	22	22	22	22	22	22	22	22
Mehreinnahmen aus Stromverkauf	€a	--	4.997	7.495	9.993	12.491	14.990	17.488	19.986	22.485
Installierte Leistung	kW_{el}	150	421	426	432	438	444	450	456	461
Nutzungsgrad effektiv	%	35,0 %	36,0 %	36,5 %	37,0 %	37,5 %	38,0 %	38,5 %	39,0 %	39,5 %
Stromeinspeisung	kWh _{el}	1.158.300	1.191.394	1.207.941	1.224.489	1.241.036	1.257.583	1.274.130	1.290.677	1.307.224
Ø Stromvergütung	Ct/kWh _{el}	22	22	22	22	22	22	22	22	22
Mehreinnahmen aus Stromverkauf	€a	--	7.281	10.921	14.561	18.202	21.842	25.483	29.123	32.763

Vollbenutzung	h/a	8.000	2.920	2.920	2.920	2.920	2.920	2.920	2.920	2.920
Installierte Leistung	kW_{el}	300	862	874	885	897	909	920	932	944
Nutzungsgrad effektiv	%	36,0 %	37,0 %	37,5 %	38,0 %	38,5 %	39,0 %	39,5 %	40,0 %	40,5 %
Stromeinspeisung	kWh _{el}	2.376.000	2.442.000	2.475.000	2.508.000	2.541.000	2.574.000	2.607.000	2.640.000	2.673.000
Ø Stromvergütung	Ct/kWh _{el}	--	17	17	17	17	17	17	17	17
Mehreinnahmen aus Stromverkauf	€a	--	11.220	16.830	22.440	28.050	33.660	39.270	44.880	50.490
Installierte Leistung	kW_{el}	500	1.416	1.435	1.453	1.471	1.490	1.508	1.527	1.545
Nutzungsgrad effektiv	%	38,0 %	38,5 %	39,0 %	39,5 %	40,0 %	40,5 %	41,0 %	41,5 %	42,0 %
Stromeinspeisung	kWh _{el}	3.960.000	4.012.105	4.064.211	4.116.316	4.168.421	4.220.526	4.272.632	4.324.737	4.376.842
Ø Stromvergütung	Ct/kWh _{el}	--	17	17	17	17	17	17	17	17
Mehreinnahmen aus Stromverkauf	€a	--	8.858	17.716	26.574	35.432	44.289	53.147	62.005	70.863

Tab. 78: Einsparungen bei der Instandhaltung

Nutzungsdauer BHKW	h	60.000	36.000	36.000	36.000	36.000	36.000	36.000	36.000	36.000
Installierte Leistung	kW _{el}	50	141	143	145	147	149	151	153	155
Stromerzeugung	kWh _{el} /a	390.000	402.188	408.281	414.375	420.469	426.563	432.656	438.750	444.844
Instandhaltungskosten nach ASUE	Ct/kWh _{el}	2,81	1,60	1,59	1,58	1,57	1,56	1,55	1,54	1,53
Instandhaltungskosten nach ASUE	€a	10.954	6.444	6.495	6.545	6.595	6.645	6.694	6.743	6.792
Einsparungen	€a	--	4.510	4.459	4.409	4.359	4.309	4.260	4.211	4.162
Installierte Leistung	kW _{el}	100	281	285	289	293	297	301	305	309
Stromerzeugung	kWh _{el} /a	780.000	802.941	814.412	825.882	837.353	848.824	860.294	871.765	883.235
Instandhaltungskosten nach ASUE	Ct/kWh _{el}	1,89	1,15	1,14	1,14	1,13	1,12	1,11	1,11	1,10
Instandhaltungskosten nach ASUE	€a	14.755	9.243	9.312	9.380	9.448	9.515	9.582	9.648	9.714
Einsparungen	€a	--	5.512	5.444	5.375	5.308	5.240	5.174	5.107	5.041
Installierte Leistung	kW _{el}	150	421	426	432	438	444	450	456	461
Stromerzeugung	kWh _{el} /a	1.170.000	1.203.429	1.220.143	1.236.857	1.253.571	1.270.286	1.287.000	1.303.714	1.320.429
Instandhaltungskosten nach ASUE	Ct/kWh _{el}	1,55	0,95	0,95	0,95	0,94	0,93	0,93	0,92	0,92
Instandhaltungskosten nach ASUE	€a	18.171	11.416	11.610	11.693	11.775	11.857	11.938	12.018	12.099
Einsparungen	€a	--	6.755	6.561	6.478	6.396	6.314	6.233	6.153	6.072
Installierte Leistung	kW _{el}	300	862	874	885	897	909	920	932	944
Stromerzeugung	kWh _{el} /a	2.400.000	2.466.667	2.500.000	2.533.333	2.566.667	2.600.000	2.633.333	2.666.667	2.700.000
Instandhaltungskosten nach ASUE	Ct/kWh _{el}	1,11	0,67	0,67	0,66	0,66	0,66	0,65	0,65	0,64
Instandhaltungskosten nach ASUE	€a	26.758	16.602	16.718	16.834	16.950	17.064	17.178	17.291	17.404
Einsparungen	€a	--	10.156	10.039	9.924	9.808	9.694	9.580	9.467	9.354
Installierte Leistung	kW _{el}	500	1.416	1.435	1.453	1.471	1.490	1.508	1.527	1.545
Stromerzeugung	kWh _{el} /a	4.000.000	4.052.632	4.105.263	4.157.895	4.210.526	4.263.158	4.315.789	4.368.421	4.421.053
Instandhaltungskosten nach ASUE	Ct/kWh _{el}	0,87	0,53	0,53	0,52	0,52	0,52	0,52	0,51	0,51
Instandhaltungskosten nach ASUE	€a	34.931	21.511	21.657	21.801	21.945	22.087	22.229	22.370	22.511
Einsparungen	€a	--	13.420	13.274	13.130	12.986	12.844	12.702	12.561	12.421

8.1.3 Kosten der Umrüstung auf den Intervallbetrieb

Die Kosten der Umstellung auf den Intervallbetrieb lassen sich in die Bereiche Stromerzeugung, Biogas- und Wärmespeicherung aufteilen (siehe Tab. 72 bis Tab. 76). Die Ergebnis-Tabellen Tab. 80 bis Tab. 84 sind dementsprechend gegliedert.

Für alle Leistungsklassen soll die Restlaufzeit der EEG-Vergütungen 12 Jahren betragen. Die maximale Nutzungsdauer einzelner Komponenten liegt dann ebenfalls bei 12 Jahre. Der Zinsansatz beträgt generell 6 %, berechnet von den halben Anschaffungskosten. Die Versicherungsbeiträge sind mit 0,6 % der Anschaffungskosten angesetzt. Den elektrischen Prozessenergiebedarf decken die Biogasanlagen aus dem Netz (Stromzukauf). Alle weiteren Kalkulationsannahmen sind in Anhang-Tab. 98 im Rahmen einer beispielhaften Detailkalkulation aufgeführt. Von den Betriebs- und Festkosten, die auf die Stromerzeugung entfallen, sind in den Ergebnistabellen die Mehreinnahmen aus Stromverkauf (vgl. Tab. 77) und Einsparungen bei der Instandhaltung (siehe Tab. 78) bereits saldiert.

8.1.3.1 Zusatzkosten der Stromerzeugung

Für alle betrachteten Leistungsklassen zeigt sich, dass die mit der Umrüstung auf den Intervallbetrieb einhergehenden zusätzlichen Kosten der Stromerzeugung durch die Mehreinnahmen aus dem Stromverkauf (höhere Stromeinspeisung auf Grund des höheren Nutzungsgrades) und die eingesparten Wartungskosten weitgehend aufgefangen oder sogar überkompensiert werden, falls der Nutzungsgrad entsprechend zunimmt.

Werden kleinere BHKW ($< 400 \text{ kW}_{\text{el}}$) durch Aggregate mit dreifacher Leistung ersetzt, ist die Annahme einer Verbesserung des Nutzungsgrades um 2 Prozentpunkte realistisch. Die erzielbaren Mehrerlöse und Einsparungen sind dann in allen Beispielskalkulationen höher als die Mehrkosten der Umrüstung der Stromerzeugung auf den Intervallbetrieb. Dies gilt auch bei einer Erhöhung der angesetzten Instandhaltungskosten im Intervallbetrieb um 10 %.

In der $500\text{-kW}_{\text{el}}$ -Klasse fällt die mögliche Steigerung des Nutzungsgrades geringer aus. Kosteneinsparungen und Mehrerlöse werden deshalb in der Regel nicht ausreichen, um die Zusatzkosten zu decken. Steigt beispielsweise der Nutzungsgrad um einen Prozentpunkt, liegt die Unterdeckung in einer Größenordnung von 10.000 €/a. Verteuert sich die Instandhaltung um 10 %, erhöht sich der Fehlbetrag unter sonst gleichen Annahmen auf knapp 13.000 €/a.

8.1.3.2 Zusatzkosten der Gasspeicherung

Bayerische Biogasanlagen haben laut Statistik eine Biogasspeicherkapazität, die mindestens 1 m^3 Biogas pro Kilowatt installierter elektrischer Leistung aufnehmen können (siehe Kap. 5.5.2). Für den Intervallbetrieb sind je nach Leistungsklasse zusätzliche Gasspeicher zwischen 540 m^3 und 4.600 m^3 erforderlich.

Die Kosten sind für zwei Varianten berechnet. In der ersten Variante ist angenommen, dass ein separater Kugelgasspeicher neu zu errichten ist, der auf 60 % des notwendigen Speichervolumens ausgelegt ist. Mindestens 448 Biogasanlagen mit insgesamt 166 MW installierter elektrischer Leistung verfügen bereits über Biogaslager, die knapp 50 % des Lagerbedarfs abdecken (vgl. Abb. 10).

Im zweiten Fall soll der externe Speicher das gesamte zusätzlich notwendige Gasvolumen aufnehmen können. Die Nutzungsdauer entspricht der Restlaufzeit der EEG-Vergütung. Die Instandhaltungskosten sind mit 5 % der Anschaffungskosten relativ hoch angesetzt, da mit diesem Betrag auch die Stromkosten für den Betrieb des Gebläses abgedeckt sein sollen.

8.1.3.3 Zusatzkosten der Wärmespeicher

Die Pufferspeicher werden entsprechend der angenommenen Restlaufzeit der Vergütung auf 12 Jahre abgeschrieben, obwohl eine deutlich längere Nutzung möglich wäre. Die Instandhaltungskosten sollen 2 % der Anschaffungskosten betragen. Die Jahreskosten der Pufferspeicher sind in den Tab. 80 bis Tab. 84 zusammengestellt.

8.1.3.4 Zusammenfassende Bewertung

Auf der Basis der Kalkulationsansätze betragen die Kosten der Umstellung auf den Intervallbetrieb - 0,34 bis 3,50 Cent pro Kilowattstunde eingespeisten Stroms (siehe Tab. 85 bis Tab. 89). Engt man den Bereich der Nutzungsgradsteigerung auf den in den Tabellen grau unterlegten Bereich ein, liegen die Kosten in einem Korridor von 0,33 bis 2,83 Ct/kWh_{el}. Am teuersten ist die Umstellung der 50-kW_{el}-Klasse mit 2,83 Ct/kWh_{el}, wenn der komplette Gasspeicher (540 m³) und ein Pufferspeicher für 70 % der erzeugten Wärme (33 m³) neu gebaut werden müssen (vgl. Tab. 80). Mit 0,33 Ct/kWh_{el} lässt sich die Maßnahme am kostengünstigsten für eine 300-kW_{el}-Anlage realisieren, die nur 60 % des notwendigen Biogasspeichervolumens (1.756 m³) ergänzen muss und einen Pufferspeicher für lediglich 30 % der Wärme (71 m³) benötigt (vgl. Tab. 83).

Mit Zündstrahl-Aggregaten lässt sich die Umrüstung geringfügig kostengünstiger durchführen. Zum einen sind rund 20 % weniger Gasspeichervolumen erforderlich. Zum anderen können die Pufferspeicher um ca. ein Drittel kleiner ausfallen, aufgrund der geringeren Wärmeerzeugung. Die Kosten der Umstellung betragen unter sonst gleichen Annahmen -0,71 bis 3,21 Ct/kWh_{el}. Berücksichtigt man die geringere Wärmeerzeugung bzw. den geringeren Pufferspeicherbedarf auch bei der Kalkulation mit Gas-Otto-Aggregaten ergeben sich Kosten in Höhe von -0,44 bis 3,22 Ct/kWh_{el}. Die Unterschiede sind also marginal.

Unter realistischen Annahmen ist die Umstellung auf den Intervallbetrieb für Biogasanlage ökonomisch nicht sinnvoll, wenn keine höheren Einnahmen generiert werden können.

8.1.4 Einnahmesteigerung durch Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie

Alle umstellungswilligen Bestandsanlagen haben die Möglichkeit - sofern das EEG in seiner derzeitigen Form zum Zeitpunkt der Umstellung noch Gültigkeit haben sollte - in die Direktvermarktung nach § 33a bis § 33i EEG 2012 zu wechseln und sich für 10 Jahre die Flexibilitätsprämie nach § 33i EEG 2012 zu sichern. Vorausgesetzt die Bemessungsleistung (vgl. Kap. 4.2) unterschreitet die 0,2-fache installierte elektrische BHKW-Leistung nicht, kann jede Anlage für einen Teil der installierten Zusatzleistung eine sogenannte Kapazitätskomponente in Höhe von 130 €/kW_{el} *a⁻¹ für maximal 10 Jahre vom Netzbetreiber bekommen. Nach den derzeit gültigen Berechnungsvorgaben (Anlage 5 zum EEG 2012) wären die hier diskutierten Anlagen berechtigt, für die Hälfte der installierten Leistung diese Kapazitätskomponente zu beanspruchen.

Zinst man diese jährlichen Zahlungen, die je nach Leistungsklasse der Anlagen zwischen knapp 10.000 €/a und rund 100.000 €/a liegen, mit 3 % ab und verteilt den Betrag auf die Laufzeit der Investition (12 Jahre), rechnet sich unter sonst gleichen Annahmen die Umstellung für die Beispielsanlagen ab ca. 150 kW_{el} bereits bei den derzeitigen Rahmenbedingungen. Unter den Kalkulationsannahmen kann eine 500-kW_{el}-Anlage mit einem Zusatzgewinn von mehr als 20.000 €/a rechnen. Für eine Anlage der 300-kW_{el}-Klasse sollten mindestens 18.000 €/a übrig bleiben. Der Überschuss einer 150-kW_{el}-Anlage liegt im schlechtesten Fall bei rund 4.500 €/a (siehe Tab. 85 bis Tab. 89).

Kleinere Anlagen erzielen nicht in jedem Szenario einen Überschuss (vgl. Tab. 85 bis Tab. 87). Die Beispielsanlage mit 100 kW_{el} kann unter den Kalkulationsannahmen im ungünstigsten Fall (Zubau des kompletten Gaslagers und eines Pufferspeichers für 70 % der erzeugten Wärme) die Zusatzkosten mit der die Flexibilitätsprämie nicht ganz kompensieren. Die 50-kW_{el}-Anlage erreicht die Kostendeckung nur unter günstigen Annahmen.

Eventuelle zusätzliche Einnahmen aus der Direktvermarktung durch Strom-Verkaufspreise, die über den tatsächlichen Monatsmittelwerten der Stundenkontrakte am Spotmarkt der Strombörse EPEX Spot SE in Leipzig liegen, oder eine Aufteilung der Managementprämie zwischen Stromerzeuger und Stromvermarkter sind nicht berücksichtigt. Zu beachten ist, dass im Rahmen der Flexibilitätsprämie, ein 8-h-Vollastbetrieb nur auf freiwilliger Basis erfolgt. Die flexibilitätsprämiengoptimierte Anlage könnte auch etwas länger oder kürzer nahe an der Nennleistung zu fahren.

8.1.5 Investitionszuschuss für Kleinanlagen

Ein Investitionszuschuss könnte für Kleinanlagen einen zusätzlichen Anreiz schaffen in die Direktvermarktung zu wechseln. Die Förderung müsste sich am Einzelfall orientieren, um massive Überförderungen möglichst zu vermeiden. Würde man beispielsweise die nachgewiesenen Anschaffungskosten für die Verstärkung des Netzanschlusses, den Zubaus des Gasspeichers und des Wärmepufferspeichers durch einen einmaligen Investitionszuschuss in Höhe von 25 % (Anlagen der 100-kW_{el}-Klasse) bzw. 60 % (Anlagen der 50-kW_{el}-Klasse) subventionieren, wäre es auch für kleine Anlage aus ökonomischer Sicht interessant, den Strom direkt zu vermarkten. Die Anlagen können unter sonst gleichen Annahmen mit einem Überschuss von 3.400 bis über 10.000 €/a rechnen (siehe Tab. 90 und Tab. 91).

Derzeit ist allerdings eine landesfinanzierte Subvention der Pufferspeicher nicht erforderlich, da das BAFA den Neu- und Ausbau von Wärmespeichern auf der Basis des KWKG [82] fördern kann. KWK-Anlagen i. S. d. KWKG § 3 Absatz 2 - dazu gehören u. a. Verbrennungsmotoren-Anlagen - können für die Errichtung eines Wärmespeichers bis 50 m³ Wasseräquivalent einen einmaligen Zuschlag in Höhe 250 Euro pro Kubikmeter Wasseräquivalent des Speichervolumens erhalten. Übersteigt das Speichervolumen 50 m³ Wasseräquivalent beträgt der Zuschlag maximal 30 % der ansatzfähigen Investitionskosten.

Größere Anlagen brauchen unter den derzeitigen Rahmenbedingungen keine Investitionszuschüsse. Trotzdem wäre ein gewisser Anreiz überlegenswert. Über die Förderbedingungen wäre es möglich, auch diese Anlagen zum Intervallbetrieb zu verpflichten oder Einfluss auf den Substratmix zu nehmen. Allerdings wird es kaum zu rechtfertigen sein, neben dem Investitionszuschlag für die Errichtung von Wärmepufferspeichern eine weitere Investitionsförderung anzubieten.

Die Förderung der Umrüstung von Kleinanlagen erscheint wenig sinnvoll. Die 92 bekannten Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 30 kW_{el} haben insgesamt nur eine Leistung von ca. 2 MW. Kleine Anlagen mit 30 bis 75 kW elektrischer Leistung, müssen unter den Kalkulationsannahmen für die Umrüstung auf den Intervallbetrieb zwischen 58.000 € und 133.000 € investieren, um den Netzanschluss zu verstärken sowie den Gas- und den Wärmepufferspeicher zu errichten. Bei einem Zuschuss in Höhe von 60 % der nachgewiesenen Anschaffungskosten würde eine Anlage höchstens 80.000 € erhalten. Aufgrund der KWKG-Förderung für Wärmespeicher durch das BAFA sinkt der Zuschussbedarf auf einen Betrag von ca. 55.000 € pro Anlage. Dieser Höchstbetrag sollte, falls eine Investitionsförderung ernsthaft erwogen würde, auch als Förderobergrenze gelten. Bezogen auf eine Grundgesamtheit von 200 bayerischen Anlagen mit einer Gesamtleistung von 10 MW_{el}, ergibt sich ein Subventionsbedarf von maximal 5,5 Mio. Euro, wenn die Hälfte dieser Anlagen umrüstet.

Der Investitionsbedarf für Netz- und Speicherausbau der 100-kW_{el}-Klasse (76 kW_{el} bis 125 kW_{el}) liegt in einer Größenordnung von 130.000 € bis 184.000 €. In diesem Segment gibt es ca. 216 Anlagen. Die installierte Gesamtleistung beträgt rund 19 MW. Ein Zuschussbetrag von 25 % der Anschaffungskosten bzw. maximal 50.000 € pro Anlage angenommen, ist mit einem Fördervolumen in Höhe von höchstens 5,4 Mio. Euro zu rechnen bei einem Mitmachfaktor von 50 %. Auf Grund der KWKG-Förderung für Wärmespeicher sinkt der Höchstbetrag auf rund 30.000 € pro Anlage bzw. rund 3,3 Mio. € insgesamt (siehe Tab. 79).

Für die höheren Leistungsklassen wird von einem zusätzlichen Investitionsanreiz für den Umstieg in die Direktvermarktung mit Intervallbetrieb abgeraten.

Tab. 79: Anreiz durch Investitionszuschüsse für Netzverstärkung, Gas- und Wärmepufferspeicher (Beispiel)

Leistungsbereich [kW _{el}]	Anzahl [n]	Gesamtleistung [MW _{el}]	Fördersatz [%]	max. Zuschuss [€]	Mitmachfaktor [%]	Max. Förderbetrag [Mio. €]
< 30	92	2	--	--	--	--
30 – 75	200	10	60	55.000	50	5,5
76 – 125	216	19	25	30.000	50	3,3
126 – 200	559	87	--	--	--	--
201 – 400	793	225	--	--	--	--
401 – 600	271	121	--	--	--	--
> 600	241	210	--	--	--	--
Summe	2.372	674	--	--	--	~ 9,0

8.1.6 Hemmnisse bei Umrüstung auf den Intervallbetrieb

Einerseits behindert das EEG 2012 die Umrüstung auf den Intervallbetrieb; auch der § 35 Baugesetzbuch könnte eventuell zu Problemen führen. Andererseits ist der Umstieg in die Direktvermarktung mit einer Reihe von Hürden verbunden, die vor allem Betreiber kleinere Biogasanlagen abschrecken. Hinzu kommen Klagen aus der Praxis über eine schleppende Bearbeitung von Netzzugangsbegehren.

8.1.6.1 Anlagenbegriff

Als Anlage im Sinne des EEG (§ 3 Nr. 1, Satz 1) gilt „jede Einrichtung zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien oder aus Grubengas“. Für die Vergütungsberechnung ist der Zeitpunkt der ersten Inbetriebnahme der Anlage maßgeblich. Nach § 3 Nr. 5 EEG 2012 gilt „als Inbetriebnahme die erstmalige Inbetriebsetzung des Generators der Anlage nach Herstellung der technischen Betriebsbereitschaft der Anlage...“. Erst nachdem die Biogasanlage technisch betriebsbereit ist, kann also das BHKW, im engeren Sinne der stromerzeugende Generator, erstmals in Betrieb genommen werden. Dabei ist es gleichgültig, ob erneuerbare Energien oder fossile Energieträger (z. B. Erdgas, Gasöl) den Generator antreiben.

Die Auslegung des Anlagenbegriffs ist seit dem EEG 2009 umstritten. „Nach dem weiten Anlagenbegriff zählen zu einer Biogasanlage neben der Stromerzeugungseinheit auch alle technischen und baulichen Einrichtungen, die zur Stromerzeugung erforderlich sind. Der weite Anlagenbegriff hat zur Folge, dass eine Biogasanlage stets als „Gesamtanlage“ anzusehen ist und nur insgesamt ein Inbetriebnahmejahr haben kann“ [78]. Die Clearingstelle EEG vertritt die enge Auslegung des Anlagenbegriffs, nach der - vereinfacht ausgedrückt - jeder Verstromungseinheit als eigenständige Anlage zu betrachten ist [79].

Die enge Auslegung hat zur Folge, dass, falls die zusätzliche Leistung für den Intervallbetrieb durch ein neues BHKW (Anlage i. S. d. EEG) bereitgestellt werden soll,

- kleinere und mittlere Biogasanlagen, die bisher einen Anspruch auf den Gülle-Bonus haben, trotz leicht steigender Stromeinspeisung mit einer massiven Verschlechterung der Erlössituation rechnen müssen. Die Vergütung für Strom, den das neue BHKW erzeugt, ist dann nach den besonderen Vergütungsvorschriften des EEG 2012 zu ermitteln und fällt damit deutlich geringer aus als nach den Bedingungen des EEG 2009.
- die verschärften Voraussetzungen des EEG 2012 für die Vergütung mit Ausnahme des sog. Maisdeckels (§ 27 Absatz 5 Nummer 1) einzuhalten sind. Dazu gehören, die Einhaltung einer Verweilzeit von 150 Tagen im gasdichten System und der Nachweis einer 60%igen Nutzung der in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugten Wärme für das neue BHKW.
- alle Biogasanlagen, die nach dem 31. Dezember 2013 ein BHKW mit einer elektrischen Leistung von mehr als 750 KW erstmals in Betrieb nehmen, den Strom dieser Anlage direkt vermarkten müssen.

Unabhängig von der Auslegung des Anlagenbegriffs müssen alle Biogasanlagen, die ein oder mehrere Satelliten-BHKW betreiben, bei Neuinstallation eines BHKW mit Einbußen rechnen. Nach EEG 2012 § 19 Absatz 1 Nr.4 gilt die Leistung aller BHKW, die das Biogas aus derselben Biogasanlage beziehen, „zum Zweck der Ermittlung der Vergütung für den jeweils zuletzt in Betrieb gesetzten Generator als eine Anlage“.

8.1.6.2 Austausch des BHKW

Da die Installation eines neuen BHKW auf Grund des Anlagenbegriffs derzeit kaum empfohlen werden kann, bleibt die Option des Austausches. Für Biogasanlagenbetreiber, die auf Intervallbetrieb umrüsten wollen, ist folgender Passus aus § 3 Nr. 5 EEG 2012 von entscheidender Bedeutung: „...; der Austausch des Generators oder sonstiger technischer oder baulicher Teile nach der erstmaligen Inbetriebnahme führt nicht zu einer Änderung des Zeitpunkts der Inbetriebnahme“; d. h. nur bei Austausch des vorhandenen Generators bleibt der ursprüngliche - meist deutlich höhere - Vergütungsanspruch erhalten.

Nicht eindeutig geht aus dem Gesetzestext hervor, wie es sich mit dem Zeitpunkt Inbetriebnahme verhält, wenn die Anlage durch eine neue Anlage höherer Leistung ersetzt wird. Der Gesetzgeber hat nicht näher definiert, was unter „Austausch“ zu verstehen ist.

Ohne die eindeutige und gerichtsfeste Klärung, dass der Austausch eines BHKW gegen ein neues BHKW mit dreifacher Leistung als „Austausch einer Anlage“ im Sinne des EEG zulässig ist, kann einem Anlagenbetreiber die Umrüstung auf den Intervallbetrieb nicht empfohlen werden.

8.1.6.3 Kleine Gülleanlagen

Kleine Gülleanlagen (EEG 2012 § 27 b) verlieren ihren Vergütungsanspruch in Höhe von 25 Ct/kWh_{el}, wenn die installierte elektrische Leistung am Standort der Biogasanlage 75 kW übersteigt. Damit ist eine Umrüstung auf den Intervallbetrieb für diese Anlagen derzeit keine Option. Würde man im EEG den Begriff „installierte Leistung“ durch „Bemessungsleistung“ ersetzen, könnten auch diese Biogasanlagen in den Intervallbetrieb wechseln.

8.1.6.4 § 35 Baugesetzbuch

Die Privilegierung von Vorhaben zur energetischen Nutzung von Biomasse im Außenbereich ist unter anderem an die Voraussetzung gebunden, dass die Feuerungswärmeleistung der Anlage 2,0 Megawatt nicht überschreitet (§ 35 Absatz 1 Nr. 6 Buchstabe d). Je nach Nutzungsgrad eines BHKW entspricht dies einer installierten elektrischen Leistung von ca. 680 bis 900 kW. Bei einer Umrüstung auf den Intervallbetrieb würden Biogasanlagen ab einer Bemessungsleistung von ca. 300 kW_{el} die Voraussetzung nicht mehr erfüllen können und ihre Privilegierung verlieren.

8.1.6.5 Direktvermarktung

Zwischen Stromerzeuger und Stromvermarkter sind die Geschäftsbeziehungen, die Rechte und Pflichten der Vertragspartner, sowie die Vergütungen und Pönalen möglichst eindeutig zu regeln. Für den Fall einer Insolvenz des Stromvermarkters müssen die Ansprüche des Stromerzeugers durch entsprechende Bankbürgschaften absichert werden. Ohne fachjuristischen Beistand sind Risiken und Folgewirkungen dieser privatrechtlichen Verträge schwer zu durchschauen. Die Ausarbeitung bzw. Bereitstellung praxisgerechter Musterverträge würde einerseits den Wechsel in die Direktvermarktung und andererseits den Wechsel des Stromvermarkters deutlich erleichtern und verbilligen.

Die Standardisierung der Fernsteuerung der Anlagen wäre hilfreich, um beim Wechsel des Stromvermarkters Zusatzkosten für die Anlagensteuerung zu vermeiden, die mehrere tausend Euro betragen können.

Tab. 80: Grenzkosten der Umstellung auf 8-/24-h-Intervallbetrieb für Bestandsanlagen - Leistungsklasse 50 kW_{el} (ohne Flexibilitätsprämie nach EEG 2012)

Leistungsklasse 50 kW	Einheit	ZIEL							
		141	143	145	147	149	151	153	155
Installierte elektrische Leistung	kW _{el}	141	143	145	147	149	151	153	155
Elektrischer Nutzungsgrad	η _{el}	33,0 %	33,5 %	34,0 %	34,5 %	35,0 %	35,5 %	36,0 %	36,5 %
1.0 + 1.1 + 2.1 Zusätzliche Anschaffungskosten	€	146.000	147.000	148.000	149.000	150.000	152.000	153.000	154.000
1.0 + 1.1 + 2.1 Zusätzliche Jahreskosten	€a	10.316	9.159	8.002	6.844	5.686	4.647	3.488	2.328
	Ct/kWh _{el}	2,59	2,27	1,95	1,64	1,35	1,08	0,80	0,53
1.0 + 1.1 + 2.2 Zusätzliche Anschaffungskosten	€	153.000	154.000	155.000	156.000	157.000	159.000	160.000	161.000
1.0 + 1.1 + 2.2 Zusätzliche Jahreskosten	€a	11.292	10.135	8.977	7.819	6.661	5.622	4.463	3.304
	Ct/kWh _{el}	2,84	2,51	2,19	1,88	1,58	1,31	1,03	0,75
1.0 + 1.1 + 2.3 Zusätzliche Anschaffungskosten	€	159.000	160.000	161.000	162.000	163.000	165.000	166.000	167.000
1.0 + 1.1 + 2.3 Zusätzliche Jahreskosten	€a	12.128	10.971	9.813	8.655	7.497	6.458	5.299	4.140
	Ct/kWh _{el}	3,05	2,71	2,39	2,08	1,78	1,51	1,22	0,94
1.0 + 1.2 + 2.1 Zusätzliche Anschaffungskosten	€	157.000	158.000	159.000	160.000	161.000	163.000	164.000	165.000
1.0 + 1.2 + 2.1 Zusätzliche Jahreskosten	€a	12.113	10.956	9.798	8.641	7.482	6.443	5.284	4.125
	Ct/kWh _{el}	3,04	2,71	2,39	2,08	1,77	1,50	1,22	0,94
1.0 + 1.2 + 2.2 Zusätzliche Anschaffungskosten	€	164.000	165.000	166.000	167.000	168.000	170.000	171.000	172.000
1.0 + 1.2 + 2.2 Zusätzliche Jahreskosten	€a	13.088	11.931	10.774	9.616	8.458	7.419	6.260	5.100
	Ct/kWh _{el}	3,29	2,95	2,63	2,31	2,00	1,73	1,44	1,16
1.0 + 1.2 + 2.3 Zusätzliche Anschaffungskosten	€	170.000	171.000	172.000	173.000	174.000	176.000	177.000	178.000
1.0 + 1.2 + 2.3 Zusätzliche Jahreskosten	€a	13.924	12.767	11.610	10.452	9.294	8.255	7.096	5.936
	Ct/kWh _{el}	3,50	3,16	2,83	2,51	2,20	1,93	1,63	1,35

Tab. 81: Grenzkosten der Umstellung auf 8-/24-h-Intervallbetrieb für Bestandsanlagen - Leistungsklasse 100 kW_{el} (ohne Flexibilitätsprämie nach EEG 2012)

Leistungsklasse 100 kW	Einheit	ZIEL							
		281	285	289	293	297	301	305	309
Installierte elektrische Leistung	kW _{el}	281	285	289	293	297	301	305	309
Elektrischer Nutzungsgrad	η _{el}	35,0 %	35,5 %	36,0 %	36,5 %	37,0 %	37,5 %	38,0 %	38,5 %
1.0 + 1.1 + 2.1 Zusätzliche Anschaffungskosten	€	220.500	221.500	223.500	224.500	225.500	227.500	228.500	230.500
1.0 + 1.1 + 2.1 Zusätzliche Jahreskosten	€a	15.876	13.565	11.374	9.063	6.751	4.558	2.246	52
	Ct/kWh _{el}	2,00	1,68	1,39	1,09	0,80	0,54	0,26	0,01
1.0 + 1.1 + 2.2 Zusätzliche Anschaffungskosten	€	232.500	233.500	235.500	236.500	237.500	239.500	240.500	242.500
1.0 + 1.1 + 2.2 Zusätzliche Jahreskosten	€a	17.548	15.237	13.046	10.735	8.423	6.230	3.918	1.724
	Ct/kWh _{el}	2,21	1,89	1,60	1,29	1,00	0,73	0,45	0,20
1.0 + 1.1 + 2.3 Zusätzliche Anschaffungskosten	€	243.500	244.500	246.500	247.500	248.500	250.500	251.500	253.500
1.0 + 1.1 + 2.3 Zusätzliche Jahreskosten	€a	19.080	16.770	14.579	12.268	9.956	7.763	5.451	3.257
	Ct/kWh _{el}	2,40	2,08	1,78	1,48	1,18	0,91	0,63	0,37
1.0 + 1.2 + 2.1 Zusätzliche Anschaffungskosten	€	234.500	235.500	237.500	238.500	239.500	241.500	242.500	244.500
1.0 + 1.2 + 2.1 Zusätzliche Jahreskosten	€a	18.162	15.852	13.661	11.350	9.038	6.845	4.533	2.339
	Ct/kWh _{el}	2,28	1,97	1,67	1,37	1,08	0,80	0,53	0,27
1.0 + 1.2 + 2.2 Zusätzliche Anschaffungskosten	€	246.500	247.500	249.500	250.500	251.500	253.500	254.500	256.500
1.0 + 1.2 + 2.2 Zusätzliche Jahreskosten	€a	19.834	17.524	15.333	13.022	10.710	8.517	6.205	4.011
	Ct/kWh _{el}	2,50	2,17	1,88	1,57	1,27	1,00	0,72	0,46
1.0 + 1.2 + 2.3 Zusätzliche Anschaffungskosten	€	257.500	258.500	260.500	261.500	262.500	264.500	265.500	267.500
1.0 + 1.2 + 2.3 Zusätzliche Jahreskosten	€a	21.367	19.057	16.865	14.554	12.243	10.050	7.737	5.544
	Ct/kWh _{el}	2,69	2,36	2,06	1,76	1,46	1,18	0,90	0,63

Tab. 82: Grenzkosten der Umstellung auf 8-/24-h-Intervallbetrieb für Bestandsanlagen - Leistungsklasse 150 kW_{el} (ohne Flexibilitätsprämie nach EEG 2012)

Leistungsklasse 150 kW	Einheit	ZIEL							
		421	426	432	438	444	450	456	461
Installierte elektrische Leistung	kW _{el}	421	426	432	438	444	450	456	461
Elektrischer Nutzungsgrad	η _{el}	36,0 %	36,5 %	37,0 %	37,5 %	38,0 %	38,5 %	39,0 %	39,5 %
1.0 + 1.1 + 2.1 Zusätzliche Anschaffungskosten	€	278.000	280.000	281.000	283.000	285.000	286.000	288.000	289.000
1.0 + 1.1 + 2.1 Zusätzliche Jahreskosten	€a	19.125	15.806	12.367	9.047	5.726	2.285	-1.037	-4.478
	Ct/kWh _{el}	1,61	1,31	1,01	0,73	0,46	0,18	-0,08	-0,34
1.0 + 1.1 + 2.2 Zusätzliche Anschaffungskosten	€	294.000	296.000	297.000	299.000	301.000	302.000	304.000	305.000
1.0 + 1.1 + 2.2 Zusätzliche Jahreskosten	€a	21.355	18.036	14.596	11.276	7.955	4.515	1.193	-2.249
	Ct/kWh _{el}	1,79	1,49	1,19	0,91	0,63	0,35	0,09	-0,17
1.0 + 1.1 + 2.3 Zusätzliche Anschaffungskosten	€	311.000	313.000	314.000	316.000	318.000	319.000	321.000	322.000
1.0 + 1.1 + 2.3 Zusätzliche Jahreskosten	€a	23.723	20.404	16.965	13.645	10.324	6.883	3.561	120
	Ct/kWh _{el}	1,99	1,69	1,39	1,10	0,82	0,54	0,28	0,01
1.0 + 1.2 + 2.1 Zusätzliche Anschaffungskosten	€	294.000	296.000	297.000	299.000	301.000	302.000	304.000	305.000
1.0 + 1.2 + 2.1 Zusätzliche Jahreskosten	€a	21.739	18.420	14.980	11.660	8.339	4.899	1.577	-1.865
	Ct/kWh _{el}	1,82	1,52	1,22	0,94	0,66	0,38	0,12	-0,14
1.0 + 1.2 + 2.2 Zusätzliche Anschaffungskosten	€	310.000	312.000	313.000	315.000	317.000	318.000	320.000	321.000
1.0 + 1.2 + 2.2 Zusätzliche Jahreskosten	€a	23.968	20.649	17.210	13.889	10.569	7.128	3.806	365
	Ct/kWh _{el}	2,01	1,71	1,41	1,12	0,84	0,56	0,29	0,03
1.0 + 1.2 + 2.3 Zusätzliche Anschaffungskosten	€	327.000	329.000	330.000	332.000	334.000	335.000	337.000	338.000
1.0 + 1.2 + 2.3 Zusätzliche Jahreskosten	€a	26.337	23.018	19.578	16.258	12.937	9.497	6.175	2.733
	Ct/kWh _{el}	2,21	1,91	1,60	1,31	1,03	0,75	0,48	0,21

Tab. 83: Grenzkosten der Umstellung auf 8-/24-h-Intervallbetrieb für Bestandsanlagen - Leistungsklasse 300 kW_{el} (ohne Flexibilitätsprämie nach EEG 2012)

Leistungsklasse 300 kW	Einheit	ZIEL							
Installierte elektrische Leistung	kW _{el}	862	874	885	897	909	920	932	944
Elektrischer Nutzungsgrad	η _{el}	37,0 %	37,5 %	38,0 %	38,5 %	39,0 %	39,5 %	40,0 %	40,5 %
1.0 + 1.1 + 2.1 Zusätzliche Anschaffungskosten	€	433.000	435.000	437.000	440.000	442.000	444.000	446.000	448.000
1.0 + 1.1 + 2.1 Zusätzliche Jahreskosten	€a	29.341	24.086	18.831	13.694	8.437	3.180	-2.078	-7.337
	Ct/kWh _{el}	1,20	0,97	0,75	0,54	0,33	0,12	-0,08	-0,27
1.0 + 1.1 + 2.2 Zusätzliche Anschaffungskosten	€	466.000	468.000	470.000	473.000	475.000	477.000	479.000	481.000
1.0 + 1.1 + 2.2 Zusätzliche Jahreskosten	€a	33.939	28.684	23.429	18.292	13.035	7.778	2.520	-2.739
	Ct/kWh _{el}	1,39	1,16	0,93	0,72	0,51	0,30	0,10	-0,10
1.0 + 1.1 + 2.3 Zusätzliche Anschaffungskosten	€	498.000	500.000	502.000	505.000	507.000	509.000	511.000	513.000
1.0 + 1.1 + 2.3 Zusätzliche Jahreskosten	€a	38.398	33.143	27.888	22.751	17.494	12.236	6.978	1.719
	Ct/kWh _{el}	1,57	1,34	1,11	0,90	0,68	0,47	0,26	0,06
1.0 + 1.2 + 2.1 Zusätzliche Anschaffungskosten	€	455.000	457.000	459.000	462.000	464.000	466.000	468.000	470.000
1.0 + 1.2 + 2.1 Zusätzliche Jahreskosten	€a	32.934	27.680	22.424	17.287	12.031	6.773	1.515	-3.744
	Ct/kWh _{el}	1,35	1,12	0,89	0,68	0,47	0,26	0,06	-0,14
1.0 + 1.2 + 2.2 Zusätzliche Anschaffungskosten	€	488.000	490.000	492.000	495.000	497.000	499.000	501.000	503.000
1.0 + 1.2 + 2.2 Zusätzliche Jahreskosten	€a	37.532	32.278	27.022	21.885	16.629	11.371	6.113	854
	Ct/kWh _{el}	1,54	1,30	1,08	0,86	0,65	0,44	0,23	0,03
1.0 + 1.2 + 2.3 Zusätzliche Anschaffungskosten	€	520.000	522.000	524.000	527.000	529.000	531.000	533.000	535.000
1.0 + 1.2 + 2.3 Zusätzliche Jahreskosten	€a	41.991	36.736	31.481	26.344	21.087	15.830	10.572	5.313
	Ct/kWh _{el}	1,72	1,48	1,26	1,04	0,82	0,61	0,40	0,20

Tab. 84: Grenzkosten der Umstellung auf 8-/24-h-Intervallbetrieb für Bestandsanlagen - Leistungsklasse 500 kW_{el} (ohne Flexibilitätsprämie nach EEG 2012)

Leistungsklasse 500 kW	Einheit	ZIEL							
Installierte elektrische Leistung	kW _{el}	1.416	1.435	1.453	1.471	1.490	1.508	1.527	1.545
Elektrischer Nutzungsgrad	η _{el}	38,5 %	39,0 %	39,5 %	40,0 %	40,5 %	41,0 %	41,5 %	42,0 %
1.0 + 1.1 + 2.1 Zusätzliche Anschaffungskosten	€	601.000	604.000	607.000	609.000	612.000	615.000	617.000	620.000
1.0 + 1.1 + 2.1 Zusätzliche Jahreskosten	€a	47.424	39.069	30.714	22.238	13.881	5.523	-2.955	-11.315
	Ct/kWh _{el}	1,18	0,96	0,75	0,53	0,33	0,13	-0,07	-0,26
1.0 + 1.1 + 2.2 Zusätzliche Anschaffungskosten	€	649.000	652.000	655.000	657.000	660.000	663.000	665.000	668.000
1.0 + 1.1 + 2.2 Zusätzliche Jahreskosten	€a	54.112	45.757	37.402	28.926	20.569	12.211	3.733	-4.627
	Ct/kWh _{el}	1,35	1,13	0,91	0,69	0,49	0,29	0,09	-0,11
1.0 + 1.1 + 2.3 Zusätzliche Anschaffungskosten	€	699.000	702.000	705.000	707.000	710.000	713.000	715.000	718.000
1.0 + 1.1 + 2.3 Zusätzliche Jahreskosten	€a	61.079	52.724	44.369	35.893	27.536	19.178	10.700	2.340
	Ct/kWh _{el}	1,52	1,30	1,08	0,86	0,65	0,45	0,25	0,05
1.0 + 1.2 + 2.1 Zusätzliche Anschaffungskosten	€	628.000	631.000	634.000	636.000	639.000	642.000	644.000	647.000
1.0 + 1.2 + 2.1 Zusätzliche Jahreskosten	€a	51.834	43.479	35.124	26.648	18.291	9.933	1.455	-6.905
	Ct/kWh _{el}	1,29	1,07	0,85	0,64	0,43	0,23	0,03	-0,16
1.0 + 1.2 + 2.2 Zusätzliche Anschaffungskosten	€	676.000	679.000	682.000	684.000	687.000	690.000	692.000	695.000
1.0 + 1.2 + 2.2 Zusätzliche Jahreskosten	€a	58.522	50.167	41.812	33.336	24.979	16.621	8.143	-217
	Ct/kWh _{el}	1,46	1,23	1,02	0,80	0,59	0,39	0,19	-0,00
1.0 + 1.2 + 2.3 Zusätzliche Anschaffungskosten	€	726.000	729.000	732.000	734.000	737.000	740.000	742.000	745.000
1.0 + 1.2 + 2.3 Zusätzliche Jahreskosten	€a	65.489	57.134	48.779	40.303	31.946	23.588	15.110	6.750
	Ct/kWh _{el}	1,63	1,41	1,19	0,97	0,76	0,55	0,35	0,15

Tab. 85: Grenzkosten der Umstellung auf 8-/24-h-Intervallbetrieb für Bestandsanlagen - Leistungsklasse 50 kW_{el} (mit Flexibilitätsprämie nach EEG 2012)

Leistungsklasse 50 kW	Einheit	ZIEL							
		141	143	145	147	149	151	153	155
Installierte elektrische Leistung	kW _{el}	141	143	145	147	149	151	153	155
Elektrischer Nutzungsgrad	η _{el}	33,0 %	33,5 %	34,0 %	34,5 %	35,0 %	35,5 %	36,0 %	36,5 %
1.0 + 1.1 + 2.1 Zusätzliche Anschaffungskosten	€	146.000	147.000	148.000	149.000	150.000	152.000	153.000	154.000
1.0 + 1.1 + 2.1 Zusätzliche Jahreskosten	€/a	2.488	1.212	-64	-1.341	-2.618	-3.775	-5.053	-6.331
	Ct/kWh _{el}	0,62	0,30	-0,02	-0,32	-0,62	-0,88	-1,16	-1,44
1.0 + 1.1 + 2.2 Zusätzliche Anschaffungskosten	€	153.000	154.000	155.000	156.000	157.000	159.000	160.000	161.000
1.0 + 1.1 + 2.2 Zusätzliche Jahreskosten	€/a	3.463	2.187	911	-365	-1.642	-2.800	-4.078	-5.355
	Ct/kWh _{el}	0,87	0,54	0,22	-0,09	-0,39	-0,65	-0,94	-1,22
1.0 + 1.1 + 2.3 Zusätzliche Anschaffungskosten	€	159.000	160.000	161.000	162.000	163.000	165.000	166.000	167.000
1.0 + 1.1 + 2.3 Zusätzliche Jahreskosten	€/a	4.299	3.023	1.747	471	-806	-1.964	-3.242	-4.519
	Ct/kWh _{el}	1,08	0,75	0,43	0,11	-0,19	-0,46	-0,75	-1,03
1.0 + 1.2 + 2.1 Zusätzliche Anschaffungskosten	€	157.000	158.000	159.000	160.000	161.000	163.000	164.000	165.000
1.0 + 1.2 + 2.1 Zusätzliche Jahreskosten	€/a	4.284	3.008	1.732	456	-821	-1.979	-3.256	-4.534
	Ct/kWh _{el}	1,08	0,74	0,42	0,11	-0,19	-0,46	-0,75	-1,03
1.0 + 1.2 + 2.2 Zusätzliche Anschaffungskosten	€	164.000	165.000	166.000	167.000	168.000	170.000	171.000	172.000
1.0 + 1.2 + 2.2 Zusätzliche Jahreskosten	€/a	5.260	3.984	2.708	1.431	154	-1.003	-2.281	-3.559
	Ct/kWh _{el}	1,32	0,99	0,66	0,34	0,04	-0,23	-0,53	-0,81
1.0 + 1.2 + 2.3 Zusätzliche Anschaffungskosten	€	170.000	171.000	172.000	173.000	174.000	176.000	177.000	178.000
1.0 + 1.2 + 2.3 Zusätzliche Jahreskosten	€/a	6.096	4.820	3.544	2.267	990	-167	-1.445	-2.723
	Ct/kWh _{el}	1,53	1,19	0,86	0,54	0,23	-0,04	-0,33	-0,62

Tab. 86: Grenzkosten der Umstellung auf 8/24h-Intervallbetrieb für Bestandsanlagen - Leistungsklasse 100 kW_{el} (mit Flexibilitätsprämie nach EEG 2012)

Leistungsklasse 100 kW	Einheit	ZIEL								
		281	285	289	293	297	301	305	309	
Installierte elektrische Leistung	kW _{el}	281	285	289	293	297	301	305	309	
Elektrischer Nutzungsgrad	η _{el}	35,0 %	35,5 %	36,0 %	36,5 %	37,0 %	37,5 %	38,0 %	38,5 %	
1.0 + 1.1 + 2.1 Zusätzliche Anschaffungskosten	€	220.500	221.500	223.500	224.500	225.500	227.500	228.500	230.500	
1.0 + 1.1 + 2.1 Zusätzliche Jahreskosten	€/a	246	-2.287	-4.702	-7.237	-9.772	-12.188	-14.723	-17.140	
	Ct/kWh _{el}	0,03	-0,28	-0,58	-0,87	-1,16	-1,43	-1,71	-1,96	
1.0 + 1.1 + 2.2 Zusätzliche Anschaffungskosten	€	232.500	233.500	235.500	236.500	237.500	239.500	240.500	242.500	
1.0 + 1.1 + 2.2 Zusätzliche Jahreskosten	€/a	1.918	-615	-3.030	-5.565	-8.100	-10.516	-13.051	-15.468	
	Ct/kWh _{el}	0,24	-0,08	-0,37	-0,67	-0,96	-1,23	-1,51	-1,77	
1.0 + 1.1 + 2.3 Zusätzliche Anschaffungskosten	€	243.500	244.500	246.500	247.500	248.500	250.500	251.500	253.500	
1.0 + 1.1 + 2.3 Zusätzliche Jahreskosten	€/a	3.451	917	-1.497	-4.032	-6.567	-8.983	-11.519	-13.936	
	Ct/kWh _{el}	0,43	0,11	-0,18	-0,49	-0,78	-1,05	-1,33	-1,59	
1.0 + 1.2 + 2.1 Zusätzliche Anschaffungskosten	€	234.500	235.500	237.500	238.500	239.500	241.500	242.500	244.500	
1.0 + 1.2 + 2.1 Zusätzliche Jahreskosten	€/a	2.533	-1	-2.415	-4.950	-7.485	-9.901	-12.437	-14.854	
	Ct/kWh _{el}	0,32	-0,00	-0,30	-0,60	-0,89	-1,16	-1,44	-1,70	
1.0 + 1.2 + 2.2 Zusätzliche Anschaffungskosten	€	246.500	247.500	249.500	250.500	251.500	253.500	254.500	256.500	
1.0 + 1.2 + 2.2 Zusätzliche Jahreskosten	€/a	4.205	1.671	-743	-3.278	-5.813	-8.229	-10.765	-13.182	
	Ct/kWh _{el}	0,53	0,21	-0,09	-0,40	-0,69	-0,97	-1,25	-1,51	
1.0 + 1.2 + 2.3 Zusätzliche Anschaffungskosten	€	257.500	258.500	260.500	261.500	262.500	264.500	265.500	267.500	
1.0 + 1.2 + 2.3 Zusätzliche Jahreskosten	€/a	5.737	3.204	789	-1.745	-4.280	-6.696	-9.232	-11.649	
	Ct/kWh _{el}	0,72	0,40	0,10	-0,21	-0,51	-0,79	-1,07	-1,33	

Tab. 87: Grenzkosten der Umstellung auf 8-/24-h-Intervallbetrieb für Bestandsanlagen - Leistungsklasse 150 kW_{el} (mit Flexibilitätsprämie nach EEG 2012)

Leistungsklasse 150 kW	Einheit	ZIEL							
		421	426	432	438	444	450	456	461
Installierte elektrische Leistung	kW _{el}	421	426	432	438	444	450	456	461
Elektrischer Nutzungsgrad	η _{el}	36,0 %	36,5 %	37,0 %	37,5 %	38,0 %	38,5 %	39,0 %	39,5 %
1.0 + 1.1 + 2.1 Zusätzliche Anschaffungskosten	€	278.000	280.000	281.000	283.000	285.000	286.000	288.000	289.000
1.0 + 1.1 + 2.1 Zusätzliche Jahreskosten	€a	-4.300	-7.944	-11.709	-15.355	-19.001	-22.767	-26.414	-30.181
	Ct/kWh _{el}	-0,36	-0,66	-0,96	-1,24	-1,51	-1,79	-2,05	-2,31
1.0 + 1.1 + 2.2 Zusätzliche Anschaffungskosten	€	294.000	296.000	297.000	299.000	301.000	302.000	304.000	305.000
1.0 + 1.1 + 2.2 Zusätzliche Jahreskosten	€a	-2.071	-5.715	-9.480	-13.125	-16.771	-20.537	-24.185	-27.952
	Ct/kWh _{el}	-0,17	-0,47	-0,77	-1,06	-1,33	-1,61	-1,87	-2,14
1.0 + 1.1 + 2.3 Zusätzliche Anschaffungskosten	€	311.000	313.000	314.000	316.000	318.000	319.000	321.000	322.000
1.0 + 1.1 + 2.3 Zusätzliche Jahreskosten	€a	298	-3.346	-7.111	-10.757	-14.403	-18.169	-21.816	-25.583
	Ct/kWh _{el}	0,03	-0,28	-0,58	-0,87	-1,15	-1,43	-1,69	-1,96
1.0 + 1.2 + 2.1 Zusätzliche Anschaffungskosten	€	294.000	296.000	297.000	299.000	301.000	302.000	304.000	305.000
1.0 + 1.2 + 2.1 Zusätzliche Jahreskosten	€a	-1.687	-5.331	-9.096	-12.741	-16.387	-20.153	-23.801	-27.568
	Ct/kWh _{el}	-0,14	-0,44	-0,74	-1,03	-1,30	-1,58	-1,84	-2,11
1.0 + 1.2 + 2.2 Zusätzliche Anschaffungskosten	€	310.000	312.000	313.000	315.000	317.000	318.000	320.000	321.000
1.0 + 1.2 + 2.2 Zusätzliche Jahreskosten	€a	543	-3.102	-6.866	-10.512	-14.158	-17.924	-21.571	-25.338
	Ct/kWh _{el}	0,05	-0,26	-0,56	-0,85	-1,13	-1,41	-1,67	-1,94
1.0 + 1.2 + 2.3 Zusätzliche Anschaffungskosten	€	327.000	329.000	330.000	332.000	334.000	335.000	337.000	338.000
1.0 + 1.2 + 2.3 Zusätzliche Jahreskosten	€a	2.911	-733	-4.498	-8.143	-11.789	-15.555	-19.203	-22.970
	Ct/kWh _{el}	0,24	-0,06	-0,37	-0,66	-0,94	-1,22	-1,49	-1,76

Tab. 88: Grenzkosten der Umstellung auf 8/24h-Intervallbetrieb für Bestandsanlagen - Leistungsklasse 300 kW_{el} (mit Flexibilitätsprämie nach EEG 2012)

Leistungsklasse 300 kW	Einheit	ZIEL							
Installierte elektrische Leistung	kW _{el}	862	874	885	897	909	920	932	944
Elektrischer Nutzungsgrad	η _{el}	37,0 %	37,5 %	38,0 %	38,5 %	39,0 %	39,5 %	40,0 %	40,5 %
1.0 + 1.1 + 2.1 Zusätzliche Anschaffungskosten	€	433.000	435.000	437.000	440.000	442.000	444.000	446.000	448.000
1.0 + 1.1 + 2.1 Zusätzliche Jahreskosten	€a	-18.674	-24.577	-30.482	-36.267	-42.173	-48.079	-53.986	-59.894
	Ct/kWh _{el}	-0,76	-0,99	-1,22	-1,43	-1,64	-1,84	-2,04	-2,24
1.0 + 1.1 + 2.2 Zusätzliche Anschaffungskosten	€	466.000	468.000	470.000	473.000	475.000	477.000	479.000	481.000
1.0 + 1.1 + 2.2 Zusätzliche Jahreskosten	€a	-14.076	-19.979	-25.884	-31.669	-37.575	-43.481	-49.388	-55.296
	Ct/kWh _{el}	-0,58	-0,81	-1,03	-1,25	-1,46	-1,67	-1,87	-2,07
1.0 + 1.1 + 2.3 Zusätzliche Anschaffungskosten	€	498.000	500.000	502.000	505.000	507.000	509.000	511.000	513.000
1.0 + 1.1 + 2.3 Zusätzliche Jahreskosten	€a	-9.617	-15.521	-21.425	-27.211	-33.116	-39.023	-44.930	-50.838
	Ct/kWh _{el}	-0,39	-0,63	-0,85	-1,07	-1,29	-1,50	-1,70	-1,90
1.0 + 1.2 + 2.1 Zusätzliche Anschaffungskosten	€	455.000	457.000	459.000	462.000	464.000	466.000	468.000	470.000
1.0 + 1.2 + 2.1 Zusätzliche Jahreskosten	€a	-15.081	-20.984	-26.888	-32.674	-38.580	-44.486	-50.393	-56.301
	Ct/kWh _{el}	-0,62	-0,85	-1,07	-1,29	-1,50	-1,71	-1,91	-2,11
1.0 + 1.2 + 2.2 Zusätzliche Anschaffungskosten	€	488.000	490.000	492.000	495.000	497.000	499.000	501.000	503.000
1.0 + 1.2 + 2.2 Zusätzliche Jahreskosten	€a	-10.483	-16.386	-22.290	-28.076	-33.982	-39.888	-45.795	-51.703
	Ct/kWh _{el}	-0,43	-0,66	-0,89	-1,10	-1,32	-1,53	-1,73	-1,93
1.0 + 1.2 + 2.3 Zusätzliche Anschaffungskosten	€	520.000	522.000	524.000	527.000	529.000	531.000	533.000	535.000
1.0 + 1.2 + 2.3 Zusätzliche Jahreskosten	€a	-6.024	-11.927	-17.832	-23.617	-29.523	-35.429	-41.336	-47.244
	Ct/kWh _{el}	-0,25	-0,48	-0,71	-0,93	-1,15	-1,36	-1,57	-1,77

Tab. 89: Grenzkosten der Umstellung auf 8-/24-h-Intervallbetrieb für Bestandsanlagen - Leistungsklasse 500 kW_{el} (mit Flexibilitätsprämie nach EEG 2012)

Leistungsklasse 500 kW	Einheit	ZIEL							
Installierte elektrische Leistung	kW _{el}	1.416	1.435	1.453	1.471	1.490	1.508	1.527	1.545
Elektrischer Nutzungsgrad	η _{el}	38,5 %	39,0 %	39,5 %	40,0 %	40,5 %	41,0 %	41,5 %	42,0 %
1.0 + 1.1 + 2.1 Zusätzliche Anschaffungskosten	€	601.000	604.000	607.000	609.000	612.000	615.000	617.000	620.000
1.0 + 1.1 + 2.1 Zusätzliche Jahreskosten	€a	-31.463	-40.842	-50.222	-59.722	-69.103	-78.486	-87.989	-97.373
	Ct/kWh _{el}	-0,78	-1,00	-1,22	-1,43	-1,64	-1,84	-2,03	-2,22
1.0 + 1.1 + 2.2 Zusätzliche Anschaffungskosten	€	649.000	652.000	655.000	657.000	660.000	663.000	665.000	668.000
1.0 + 1.1 + 2.2 Zusätzliche Jahreskosten	€a	-24.775	-34.154	-43.534	-53.034	-62.415	-71.798	-81.301	-90.685
	Ct/kWh _{el}	-0,62	-0,84	-1,06	-1,27	-1,48	-1,68	-1,88	-2,07
1.0 + 1.1 + 2.3 Zusätzliche Anschaffungskosten	€	699.000	702.000	705.000	707.000	710.000	713.000	715.000	718.000
1.0 + 1.1 + 2.3 Zusätzliche Jahreskosten	€a	-17.808	-27.187	-36.567	-46.067	-55.449	-64.831	-74.334	-83.718
	Ct/kWh _{el}	-0,44	-0,67	-0,89	-1,11	-1,31	-1,52	-1,72	-1,91
1.0 + 1.2 + 2.1 Zusätzliche Anschaffungskosten	€	628.000	631.000	634.000	636.000	639.000	642.000	644.000	647.000
1.0 + 1.2 + 2.1 Zusätzliche Jahreskosten	€a	-27.053	-36.432	-45.812	-55.312	-64.693	-74.076	-83.579	-92.963
	Ct/kWh _{el}	-0,67	-0,90	-1,11	-1,33	-1,53	-1,73	-1,93	-2,12
1.0 + 1.2 + 2.2 Zusätzliche Anschaffungskosten	€	676.000	679.000	682.000	684.000	687.000	690.000	692.000	695.000
1.0 + 1.2 + 2.2 Zusätzliche Jahreskosten	€a	-20.365	-29.744	-39.124	-48.624	-58.005	-67.388	-76.891	-86.275
	Ct/kWh _{el}	-0,51	-0,73	-0,95	-1,17	-1,37	-1,58	-1,78	-1,97
1.0 + 1.2 + 2.3 Zusätzliche Anschaffungskosten	€	726.000	729.000	732.000	734.000	737.000	740.000	742.000	745.000
1.0 + 1.2 + 2.3 Zusätzliche Jahreskosten	€a	-13.398	-22.777	-32.157	-41.657	-51.039	-60.421	-69.924	-79.308
	Ct/kWh _{el}	-0,33	-0,56	-0,78	-1,00	-1,21	-1,41	-1,62	-1,81

Tab. 90: Grenzkosten der Umstellung auf 8-/24-h-Intervallbetrieb für Bestandsanlagen - Leistungsklasse 50 kW_{el} (mit Flexibilitätsprämie nach EEG 2012 sowie 60 % Investitionszuschuss für Netzverstärkung, Biogas- und Warmwasser-Pufferspeicher)

Leistungsklasse 50 kW	Einheit	ZIEL								
		141	143	145	147	149	151	153	155	
Installierte elektrische Leistung	kW _{el}	141	143	145	147	149	151	153	155	
Elektrischer Nutzungsgrad	η _{el}	33,0 %	33,5 %	34,0 %	34,5 %	35,0 %	35,5 %	36,0 %	36,5 %	
1.0 + 1.1 + 2.1 Zusätzliche Anschaffungskosten	€	146.000	147.000	148.000	149.000	150.000	152.000	153.000	154.000	
1.0 + 1.1 + 2.1 Zusätzliche Jahreskosten	€/a	-2.816	-4.092	-5.368	-6.645	-7.922	-9.079	-10.357	-11.635	
	Ct/kWh _{el}	-0,71	-1,01	-1,31	-1,60	-1,88	-2,12	-2,38	-2,64	
1.0 + 1.1 + 2.2 Zusätzliche Anschaffungskosten	€	153.000	154.000	155.000	156.000	157.000	159.000	160.000	161.000	
1.0 + 1.1 + 2.2 Zusätzliche Jahreskosten	€/a	-2.317	-3.593	-4.869	-6.145	-7.422	-8.580	-9.858	-11.135	
	Ct/kWh _{el}	-0,58	-0,89	-1,19	-1,48	-1,76	-2,00	-2,27	-2,53	
1.0 + 1.1 + 2.3 Zusätzliche Anschaffungskosten	€	159.000	160.000	161.000	162.000	163.000	165.000	166.000	167.000	
1.0 + 1.1 + 2.3 Zusätzliche Jahreskosten	€/a	-1.889	-3.165	-4.441	-5.717	-6.994	-8.152	-9.430	-10.707	
	Ct/kWh _{el}	-0,47	-0,78	-1,08	-1,37	-1,66	-1,90	-2,17	-2,43	
1.0 + 1.2 + 2.1 Zusätzliche Anschaffungskosten	€	157.000	158.000	159.000	160.000	161.000	163.000	164.000	165.000	
1.0 + 1.2 + 2.1 Zusätzliche Jahreskosten	€/a	-1.768	-3.044	-4.320	-5.596	-6.873	-8.031	-9.308	-10.586	
	Ct/kWh _{el}	-0,44	-0,75	-1,05	-1,34	-1,63	-1,87	-2,14	-2,40	
1.0 + 1.2 + 2.2 Zusätzliche Anschaffungskosten	€	164.000	165.000	166.000	167.000	168.000	170.000	171.000	172.000	
1.0 + 1.2 + 2.2 Zusätzliche Jahreskosten	€/a	-1.268	-2.544	-3.820	-5.097	-6.374	-7.531	-8.809	-10.087	
	Ct/kWh _{el}	-0,32	-0,63	-0,93	-1,22	-1,51	-1,76	-2,03	-2,29	
1.0 + 1.2 + 2.3 Zusätzliche Anschaffungskosten	€	170.000	171.000	172.000	173.000	174.000	176.000	177.000	178.000	
1.0 + 1.2 + 2.3 Zusätzliche Jahreskosten	€/a	-840	-2.116	-3.392	-4.669	-5.946	-7.103	-8.381	-9.659	
	Ct/kWh _{el}	-0,21	-0,52	-0,83	-1,12	-1,41	-1,66	-1,93	-2,19	

Tab. 91: Grenzkosten der Umstellung auf 8-/24-h-Intervallbetrieb für Bestandsanlagen - Leistungsklasse 50 kW_{el} (mit Flexibilitätsprämie nach EEG 2012 sowie 60 % Investitionszuschuss für Netzverstärkung, Biogas- und Warmwasser-Pufferspeicher)

Leistungsklasse 50 kW	Einheit	ZIEL							
		141	143	145	147	149	151	153	155
Installierte elektrische Leistung	kW _{el}	141	143	145	147	149	151	153	155
Elektrischer Nutzungsgrad	η _{el}	33,0 %	33,5 %	34,0 %	34,5 %	35,0 %	35,5 %	36,0 %	36,5 %
1.0 + 1.1 + 2.1 Zusätzliche Anschaffungskosten	€	146.000	147.000	148.000	149.000	150.000	152.000	153.000	154.000
1.0 + 1.1 + 2.1 Zusätzliche Jahreskosten	€/a	-2.816	-4.092	-5.368	-6.645	-7.922	-9.079	-10.357	-11.635
	Ct/kWh _{el}	-0,71	-1,01	-1,31	-1,60	-1,88	-2,12	-2,38	-2,64
1.0 + 1.1 + 2.2 Zusätzliche Anschaffungskosten	€	153.000	154.000	155.000	156.000	157.000	159.000	160.000	161.000
1.0 + 1.1 + 2.2 Zusätzliche Jahreskosten	€/a	-2.317	-3.593	-4.869	-6.145	-7.422	-8.580	-9.858	-11.135
	Ct/kWh _{el}	-0,58	-0,89	-1,19	-1,48	-1,76	-2,00	-2,27	-2,53
1.0 + 1.1 + 2.3 Zusätzliche Anschaffungskosten	€	159.000	160.000	161.000	162.000	163.000	165.000	166.000	167.000
1.0 + 1.1 + 2.3 Zusätzliche Jahreskosten	€/a	-1.889	-3.165	-4.441	-5.717	-6.994	-8.152	-9.430	-10.707
	Ct/kWh _{el}	-0,47	-0,78	-1,08	-1,37	-1,66	-1,90	-2,17	-2,43
1.0 + 1.2 + 2.1 Zusätzliche Anschaffungskosten	€	157.000	158.000	159.000	160.000	161.000	163.000	164.000	165.000
1.0 + 1.2 + 2.1 Zusätzliche Jahreskosten	€/a	-1.768	-3.044	-4.320	-5.596	-6.873	-8.031	-9.308	-10.586
	Ct/kWh _{el}	-0,44	-0,75	-1,05	-1,34	-1,63	-1,87	-2,14	-2,40
1.0 + 1.2 + 2.2 Zusätzliche Anschaffungskosten	€	164.000	165.000	166.000	167.000	168.000	170.000	171.000	172.000
1.0 + 1.2 + 2.2 Zusätzliche Jahreskosten	€/a	-1.268	-2.544	-3.820	-5.097	-6.374	-7.531	-8.809	-10.087
	Ct/kWh _{el}	-0,32	-0,63	-0,93	-1,22	-1,51	-1,76	-2,03	-2,29
1.0 + 1.2 + 2.3 Zusätzliche Anschaffungskosten	€	170.000	171.000	172.000	173.000	174.000	176.000	177.000	178.000
1.0 + 1.2 + 2.3 Zusätzliche Jahreskosten	€/a	-840	-2.116	-3.392	-4.669	-5.946	-7.103	-8.381	-9.659
	Ct/kWh _{el}	-0,21	-0,52	-0,83	-1,12	-1,41	-1,66	-1,93	-2,19

8.2 Neuanlagen mit 150 kW_{el} im Intervallbetrieb

Neuanlagen sollen überwiegend oder ausschließlich mit landwirtschaftlichen Nebenprodukten beschickt werden können, um das erschließbare Potential zu nutzen. Die technischen Aspekte und Vorgaben sind in Kap. 7.3 beschrieben. Grundsätzlich soll der Fermenter mit einer gedämmten Massivdecke ausgestattet sein, um die Transmissionswärmeverluste gering zu halten. Als Gasspeicher dient eine Gashaube auf dem Gärrestlager. Mit ca. 70 bis 90 Tagen Verweilzeit im Fermenter und zusätzlich 180 Tagen im technisch gasdicht abgedeckten Gärrestlager, das an das gasführende System angeschlossen ist, werden die Anforderungen des EEG 2012 erfüllt. In tierhaltenden Betrieben stehen Güllebehälter für eine Verlängerung der Lagerdauer in der Regel zusätzlich zur Verfügung.

Die Stromerzeugungskosten - **ohne Berücksichtigung der Substratkosten** - von Neuanlagen, die auf Intervallbetrieb ausgelegt sind, liegen je nach Investitionsvolumen in einem Bereich von 22 bis 26 Ct/kWh_{el} (siehe Abb. 41). Entsprechende Kalkulationsansätze sind beispielhaft in der Tab. 92 zusammengefasst.

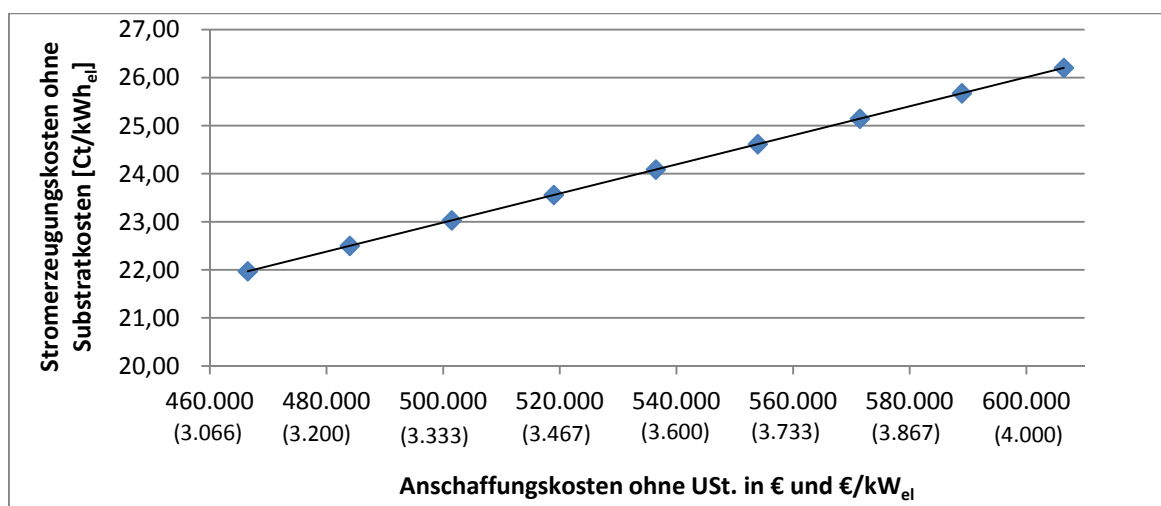


Abb. 41: Stromerzeugungskosten – **ohne Substratkosten** – in Abhängigkeit vom Investitionsvolumen

Die Substratkosten der Biogaserzeugung haben in der Vergangenheit lt. Auswertungen der Betriebszweigabrechnungen Biogas durchschnittlich 8 Ct/kWh_{el} betragen für Anlagen mit mindestens 30 Masseprozent Gülle und/oder Festmist im Substratmix. Auf Grund steigender Agrarrohstoffpreise werden diese Kosten allerdings kaum noch zu halten sein. Auch mit einem Substratmix aus Wirtschaftsdüngern, Erntenebenprodukten und Gras lassen sich die vorgenannten Substratkosten wahrscheinlich nur dann unterschreiten, wenn die Biogasanlage weitgehend mit kostenfreien Wirtschaftsdüngern betrieben werden kann. Die erforderlichen Mengen an Gülle und /oder Mist stehen allerdings nur selten einzelbetrieblich zur Verfügung.

Die Lagerung und Bereitstellung von Erntenebenprodukten ist in der Regel aufwendig. Der Biogasanlagenbetreiber wird diese schwer handhabbaren Substrate nur dann einsetzen, wenn sie kostengünstig zu beziehen sind. Getreidestroh, das wichtigste Erntenebenprodukt kostet derzeit deutlich über 100 €/t.

Stroh ist damit mehr als doppelt so teuer wie Maissilage, hat aber energetisch betrachtet bestenfalls den 1,5-fachen Wert. Auch im fünfjährigen Durchschnitt betrachtet, liegen die Marktpreise in einer Größenordnung von 80 bis 90 €/t. Auf die Kilowattstunde Strom bezogen, ergeben das Substratkosten in Höhe von 13 bis 15 Ct, ohne Berücksichtigung von Lager-, Entnahme- und Aufbereitungskosten. Der Einsatz von Stroh zur Biogaserzeugung ist unter diesen Bedingungen ökonomisch nicht sinnvoll.

Im Gegensatz dazu ist Grassilage eine echte Alternative. Auf Grund der (bisher) geringen Nutzungskosten ist Grassilage meist kostengünstiger als Maissilage. Die Machbarkeitsstudie zur Nutzung von Grünland zur Biogaserzeugung [26] hat gezeigt, dass Grassilage für 75 €/t TM oder rund 26 €/t Silage frei Feststoffeintrag bereitzustellen ist, wenn der Aufwuchs kostenfrei zur Verfügung steht. Betragen die Bereitstellungskosten ca. 35 €/t Silage (35 % TM), liegt der Substratkostenanteil je nach Nutzungsgrad zwischen 9 und 10 Ct/kWh_{el}.

Unter den derzeitigen Rahmenbedingungen ist insgesamt davon auszugehen, dass Neuanlagen der 50-kW_{el}-Klasse im Intervallbetrieb Stromerzeugungskosten (einschließlich der Substratkosten) von weniger als 30 Ct/kWh_{el} kaum erreichen können. Die Vergütung für kleine Anlage, die 2013 erstmals in Betrieb gehen, liegt in einer Größenordnung von ca. 21 Ct/kWh_{el}. Rechnet man die mögliche Flexibilitätsprämie hinzu, steigt die Vergütung in den ersten zehn Jahren um rund 2,3 Ct/kWh_{el}. Die Inanspruchnahme der Vergütung für kleine Gülleanlagen in Höhe von 24,5 Ct/kWh_{el} ist wegen der Leistungsbegrenzung auf 75 kW installierte elektrische Leistung unter den derzeitigen Rahmenbedingungen nicht möglich.

Tab. 92: Beispielhafte Kalkulationsansätze

Installierte elektrische Leistung		kW _{el}		150	
Gasertrag		Nm ³		235.464	
Bruttoenergieerzeugung	Heizwert Substrat	kWh/m ³		5,36	
		kWh/Jahr		1.262.472	
Erzeugte elektrische Energie	Vollbenutzung	2.920 h	kWh _{el} /Jahr	429.240	
BHKW			Ø Nutzungsgrad _{el}	34%	
abzüglich Transformationsverluste	1,0%		kWh _{el} /Jahr	4.292	
Eingespeiste elektrische Energie			kWh/Jahr	424.948	
Langlebige Wirtschaftsgüter	AfA		€		
Vorgrube für Rinder-/Schweinegülle 28 m ³	4,8%		€	4.659	3.584
Hauptfermenter (Betondecke) 889 m ³	4,8%		€	83.199	64.000
Gärrestlager 1529 m ³	4,8%		€	65.457	50.352
Wärmepufferspeicher 27 m ³	4,8%		€	23.566	18.128
Netzanbindung, Trafo	4,8%		€	31.200	24.000
Genehmigung	4,8%		€	4.160	3.200
Planungskosten	4,8%		€	6.240	4.800
Erdarbeiten	4,8%		€	31.200	24.000
Grundstück	4,8%		€	0	0
Unvorhergesehenes	4,8%		€	15.600	12.000
Bauliche Anlagen und Technik			€		
Einbringtechnik	20,0%		€	31.225	24.020
Pump-/Rührtechnik	12,5%		€	41.600	32.000
Gasmessung/ -kühlung	14,3%		€	10.400	8.000
Anlagensteuerung	10,0%		€	7.800	6.000
Heizungsinstallation/ -regeltechnik pauschal	8,3%		€	8.320	6.400
Gaslager 608,8 m ³ (intern)	10,0%		€	38.050	29.269
Siloraum 634 m ³	8,3%		€	20.672	15.901
Mistplatte 323 m ²	8,3%		€	17.390	13.377
Gas-Otto-BHKW			€		
Gas-Otto-BHKW 150 kW	8,3%		€	166.334	127.949
davon GOM	8,3%		€	33.766	25.974
Anschaffungskosten				614.354	472.580
Geschätzte Jahreskosten					
Abschreibungen			€Jahr		
Langlebige Wirtschaftsgüter	60%		€Jahr	12.632	9.717
Bauliche Anlagen und Technik	40%		€Jahr	21.381	16.447
Gas-Otto-BHKW ohne Motor			€Jahr	11.654	8.965
Gas-Otto-Motor			€Jahr	2.814	2.164
Zinsen/Zinsansatz					
EK-Anteil	20%	Laufzeit	21 Jahre		
Ø Zinsen der Annuität	4%		€Jahr	2.907	2.236
FK-Anteil			%	23%	23%
Ø Zinsansatz (der Annuität)	4%	Laufzeit	20	€Jahr	3.358
			%	57%	57%
Ø Zinsansatz (der Annuität)	4%	Laufzeit	10	€Jahr	8.130
			%	57%	57%
Versicherung	0,6% v. A.		€Jahr	3.686	2.835
Sonstige Kosten (z.B.: Gutachten, BF, BG, Betriebshilfsstoffe,...)			€Jahr	3.500	3.500
Pacht Betriebsgrundstück			€Jahr	1.000	1.000
Instandhaltung			€Jahr		
Langlebige Wirtschaftsgüter	1,5%		€Jahr	3.979	3.061
Bauliche Anlagen und Technik	5,0%		€Jahr	8.773	6.748
Gas-Otto-BHKW (Vollwartung nach ASUE 2011)			Ct/kWh _{el}	1,55	1,55
			€Jahr	6.666	6.666
Anlagenbetreuung ohne BHKW		Arbeitszeitbedarf	Std./Jahr	365	365
Lohnkosten/-ansatz	25,00	€Std	€Jahr	9.125	9.125
elektrische Prozessenergie für Anlagenbetrieb			%	12,55%	12,55%
Bedarf			kWh/Jahr	53.874	53.874
Zukaufspreis	21,00	Ct/kWh	€Jahr	11.314	11.314
Jahreskosten Biogasanlage ohne Substrate			€Jahr	110.920	92.617
			Ct/kWh _{el}	26,1	21,8

8.3 Neuanlagen mit 700 kW_{el} im Intervallbetrieb

Mit zunehmender Anlagengröße sinken die spezifischen Anschaffungskosten. Der Nutzungsgrad des BHKW steigt mit zunehmender Leistung - dies gilt zumindest im unteren und mittleren Leistungssegment - deutlich an. Gleichzeitig nehmen die spezifischen Instandhaltungskosten der Aggregate ab. Die Stromerzeugungskosten - **ohne Berücksichtigung der Substratkosten** - sinken auf Grund dieser Skaleneffekte erheblich. Neuanlagen mit einer installierten Leistung von 700 kW_{el}, die auf Intervallbetrieb ausgelegt sind, sollten Stromerzeugungskosten in Höhe von rund 13 bis 14 Ct/kWh_{el} erreichen können. Entsprechende Kalkulationsansätze sind beispielhaft in der Tab. 93 zusammengestellt.

Unterstellt man vereinfachend, dass sich die Substratkosten bezogen auf die Tonne Frisch- oder Trockenmasse mit zunehmender Anlagengröße nur wenig verändern, sind Stromerzeugungskosten einschließlich Substratkosten vom 21 bis 22 Ct/kWh_{el} möglich. Im Einzelfall können Neuanlagen dieser Größenordnung unter den derzeitigen Rahmenbedingungen bei Inanspruchnahme der Flexprämie und des Zuschusses für den Neu- und Ausbau von Wärmespeichern die Wirtschaftlichkeitsschwelle erreichen.

Tab. 93: Beispielhafte Kalkulationsansätze

Installierte elektrische Leistung		kW _{el}	700	
Gasertrag		Nm ³	986.757	
Bruttoenergieerzeugung	Heizwert Substrat	kWh/m ³	5,34	
		kWh/Jahr	5.271.371	
Erzeugte elektrische Energie	Vollbenutzung	2.920 h	cWh _{el} /Jahr	2.003.121
BHKW			Ø Nutzungsgrad _{el}	38%
abzüglich Transformationsverluste	1,0%		kWh _{el} /Jahr	20.031
Eingespeiste elektrische Energie			kWh/Jahr	1.983.090
Langlebige Wirtschaftsgüter		AfA	€	
Vorgrube für Rinder-/Schweinegülle	82 m ³	4,8%	€ 14.432	12.333
Hauptfermenter (Betondecke)	1105 m ³	4,8%	€ 103.342	88.311
Gärrestlager	5308 m ³	4,8%	€ 190.553	162.836
Wärmepufferspeicher	102 m ³	4,8%	€ 81.612	69.741
Netzanbindung, Trafo		4,8%	€ 154.000	131.600
Genehmigung		4,8%	€ 8.800	7.520
Planungskosten		4,8%	€ 22.000	18.800
Erdarbeiten		4,8%	€ 44.000	37.600
Grundstück		4,8%	€ 0	0
Unvorhergesehenes		4,8%	€ 38.500	32.900
Bauliche Anlagen und Technik				
Einbringtechnik		20,0%	€ 56.204	48.029
Pump-/Rührtechnik		12,5%	€ 60.500	51.700
Gasmessung/-kühlung		14,3%	€ 22.000	18.800
Anlagensteuerung		10,0%	€ 38.500	32.900
Heizungsinstallation/ -regeltechnik pauschal		8,3%	€ 16.500	14.100
Gaslager 3188,8 m ³ (intern)		10,0%	€ 108.579	92.785
Siloraum 3718 m ³		8,3%	€ 56.365	48.166
Mistplatte/befestigte Fläche		8,3%	€ 25.963	22.187
Gas-Otto-BHKW				
Gas-Otto-BHKW 700 kW		8,3%	€ 359.495	307.205
davon GOM		8,3%	€ 110.243	94.207
Anschaffungskosten			1.583.568	1.353.231

Geschätzte Jahreskosten						
Abschreibungen						
Langlebige Wirtschaftsgüter	68%		€Jahr	39.451	33.712	
Bauliche Anlagen und Technik	32%		€Jahr	44.890	38.360	
Gas-Otto-BHKW ohne Motor			€Jahr	21.688	18.533	
Gas-Otto-Motor			€Jahr	9.187	7.851	
Zinsen/Zinsansatz						
EK-Anteil	20%	Laufzeit	21 Jahre			
Ø Zinsen der Annuität	4%		€Jahr	7.494	6.404	
FK-Anteil			%	32%	32%	
Ø Zinsansatz (der Annuität)	4%	Laufzeit	20	€Jahr	12.068	
			%	48%	48%	
Ø Zinsansatz (der Annuität)	4%	Laufzeit	10	€Jahr	17.587	
Versicherung	0,6%	v. A.	€Jahr	9.501	8.119	
Sonstige Kosten (z.B.: Gutachten, BF, BG, Betriebshilfsstoffe,...)			€Jahr	5.000	5.000	
Pacht Betriebsgrundstück			€Jahr	2.000	2.000	
Instandhaltung						
Langlebige Wirtschaftsgüter	1,5%		€Jahr	12.427	10.619	
Bauliche Anlagen und Technik	5,0%		€Jahr	19.231	16.433	
Gas-Otto-BHKW (Vollwartung nach ASUE 2011)			Ct/kWhel	0,74	0,74	
			€Jahr	14.893	14.893	
Anlagenbetreuung ohne BHKW		Arbeitszeitbedarf	Std./Jahr	600	600	
Lohnkosten/-ansatz	25,00	€Std	€Jahr	15.000	15.000	
elektrische Prozessenergie für Anlagenbetrieb						
Bedarf			%	10,82%	10,82%	
			kWh/Jahr	216.737	216.737	
Zukaufspreis	21,00	Ct/kWh	€Jahr	45.515	45.515	
Jahreskosten Biogasanlage ohne Substrate						
			€Jahr	275.930	247.782	
			Ct/kWhel	13,9	12,5	

9 Intervallbetrieb und dessen denkbarer Effekt auf die Höhe der EEG-Umlage

Im geschilderten Szenario wechselt 50 % der bestehenden Biogasleistung kurzfristig vom Grundlast- in den Intervallbetrieb mit Verdreifachung der BHKW-Leistung. Die von Biogasanlagen im Intervallbetrieb zur Verfügung gestellte Leistung entspräche demnach gerundet 1.000 MW_{el} (Rechenweg: 674 MW_{el} * 50 % * 3 = 1.011 MW_{el}). Davon könnten folgende EEG-Mechanismen betroffen sein:

9.1 Managementprämie (§ 33 und Anlage 4 EEG 2012)

Biogasanlagen, die bedarfsgerecht Strom einspeisen, erhalten eine Managementprämie. Die Managementprämie wird gezahlt, um die zusätzlichen Kosten der Börsenzulassung, der Handelsanbindung, der Transaktionen, der Dokumentation und Abrechnung, der IT-Infrastruktur, des Personals und der Dienstleistungen, der Erstellung der Prognosen sowie durch Abweichungen der tatsächlichen Einspeisung von der Prognose auszugleichen.

Die Höhe der Managementprämie beträgt 0,275 Ct/kWh_{el} (2013), 0,25 Ct/kWh_{el} (2014) und 0,225 Ct/kWh_{el} (ab 2015) [80].

Falls die Biogasanlagen im Intervallbetrieb zusätzlich nach EEG für Ihre Stromeinspeisung die Managementprämie erhalten, erhöht die Managementprämie im Jahr 2015 die EEG-Vergütung in Summe um rund 6,6 Mio. Euro (Rechenweg: 1.011 MW_{el} x 2.920 VBh x 0,225 Ct/kWh_{el} = 6.642.270 €).

9.2 Marktprämie (§ 33g EEG 2012)

Die Marktprämie ist die Differenz zwischen der anlagenspezifischen EEG-Vergütung und dem Marktwert (siehe Abb. 42).

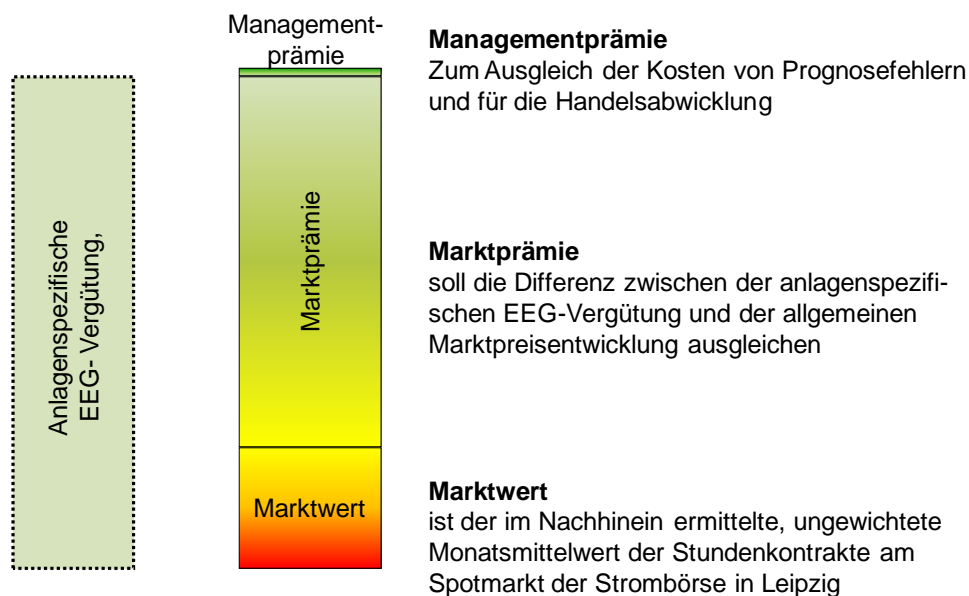


Abb. 42: Berechnung der Marktprämie

Wenn Biogasstrom überwiegend zu Tageszeiten mit höheren Börsenpreisen eingespeist wird, könnten die durchschnittlichen Monatsmittelwerte der Stundenkontrakte an der Strombörse in Leipzig geringfügig sinken. Dies hätte zur Folge, dass die Belastung durch die Marktprämie und somit die EEG-Umlage entsprechend ansteigt. Nach hiesiger Kenntnis gibt es derzeit keine Studie, die den möglichen Effekt von Biogasanlagen im Intervallbetrieb auf den monatlichen Durchschnittstrompreis analysiert.

9.3 Flexibilitätsprämie (§ 33i EEG 2012)

Vorausgesetzt, die Bemessungsleistung (siehe Kap. 4.2) unterschreitet die 0,2-fache installierte elektrische BHKW-Leistung nicht, kann jede Anlage für einen Teil der installierten Zusatzleistung eine sogenannte Kapazitätskomponente in Höhe von $130 \text{ €kW}_{\text{el}} \cdot \text{a}^{-1}$ für maximal 10 Jahre vom Netzbetreiber bekommen. Sollte die Hälfte der bayerischen Biogasanlagenleistung in Intervallbetrieb wechseln, könnten diese - bei annähernd gleichbleibenden Bemessungsleistungen - für 50 % der installierten elektrischen Nennleistung die Kapazitätskomponente erhalten. In Summe ergäbe sich eine EEG-Mehrvergütung von 65,7 Mio. Euro (Rechenweg: $1.011 \text{ MW}_{\text{el}} \cdot 0,5 \cdot 130 \text{ €kW}_{\text{el}} = 65.715.000 \text{ €}$).

9.4 Zusammenfassung

Die prognostizierte EEG-Umlage für das Jahr 2013 beträgt 20,36 Mrd. €[81]. Zusätzliche Kosten in Höhe von ca. 72,4 Mio. Euro könnte die Umstellung von 50 % der bayerischen Biogasanlagenleistung auf den Intervallbetrieb im Jahr 2015 verursachen. Das sind 0,36 % der derzeitigen EEG-Umlage oder 0,019 Ct/kWh_{el}. Kostensteigerungen aufgrund eventuell sinkender EEX-Börsenpreise bleiben unberücksichtigt.

10 Anhang

10.1 BBD - Substrateinsatz zum Stichtag 31.12.2011

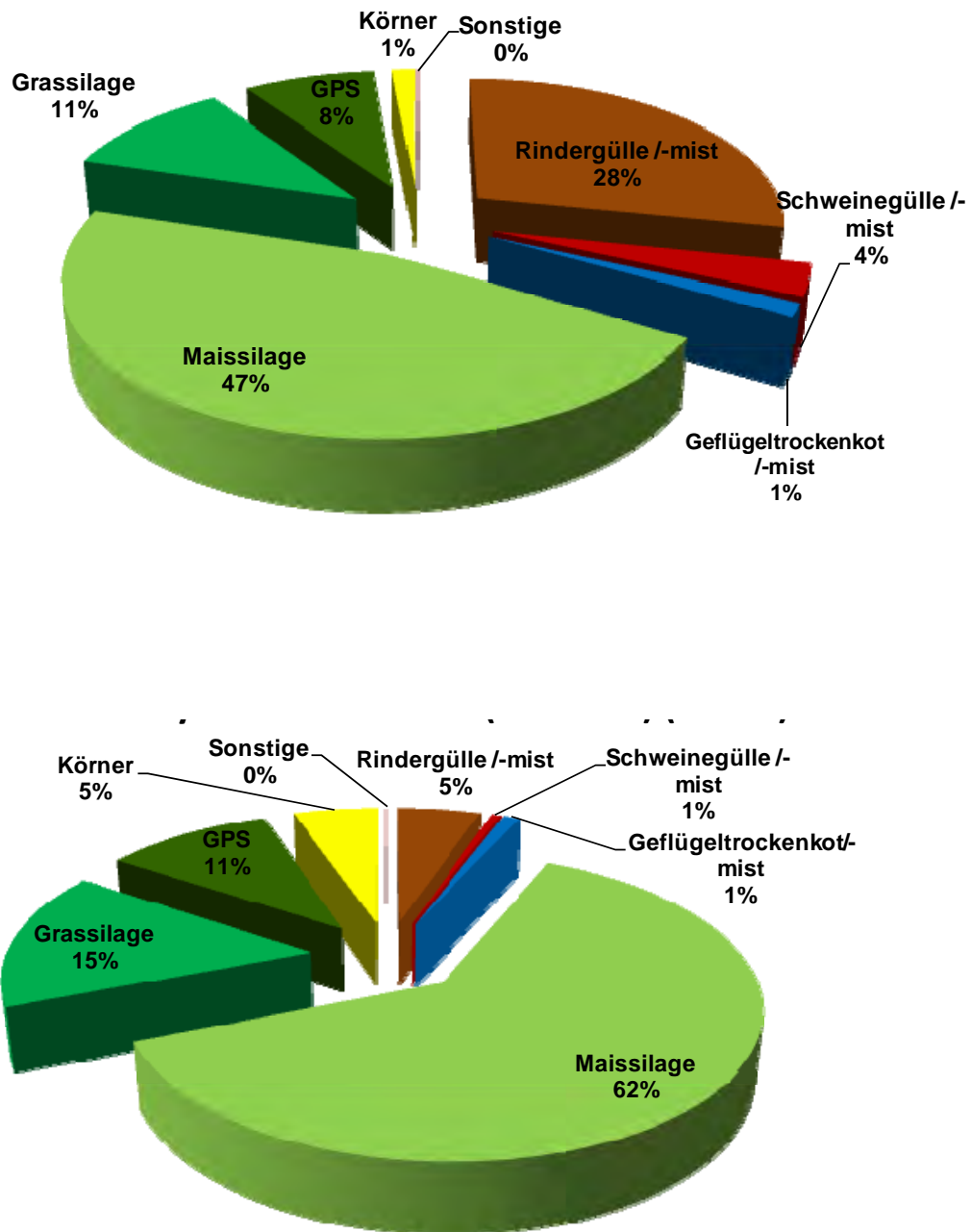


Abb. 43: Substratmix im Regierungsbezirk Oberbayern nach Massen- (oben) und Energieanteil (unten) – Stichprobenumfang: 326 Biogasanlagen

Quelle: Biogas-Betreiber-Datenbank Bayern (BBD), LfL-Agrarökonomie, München
 Anmerkung: Gerundet auf ganze Zahlen, bitte Hinweise zur Datenerfassung und Datenverwendung beachten

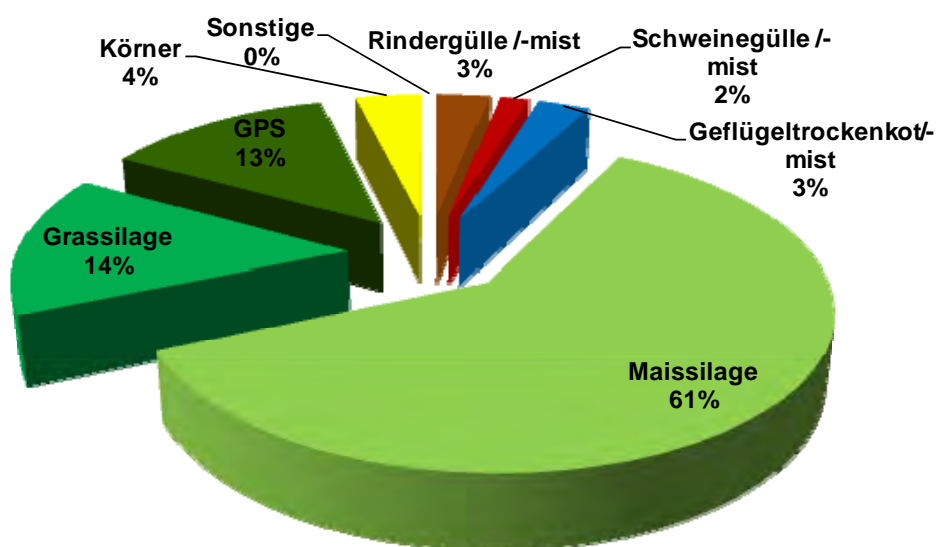
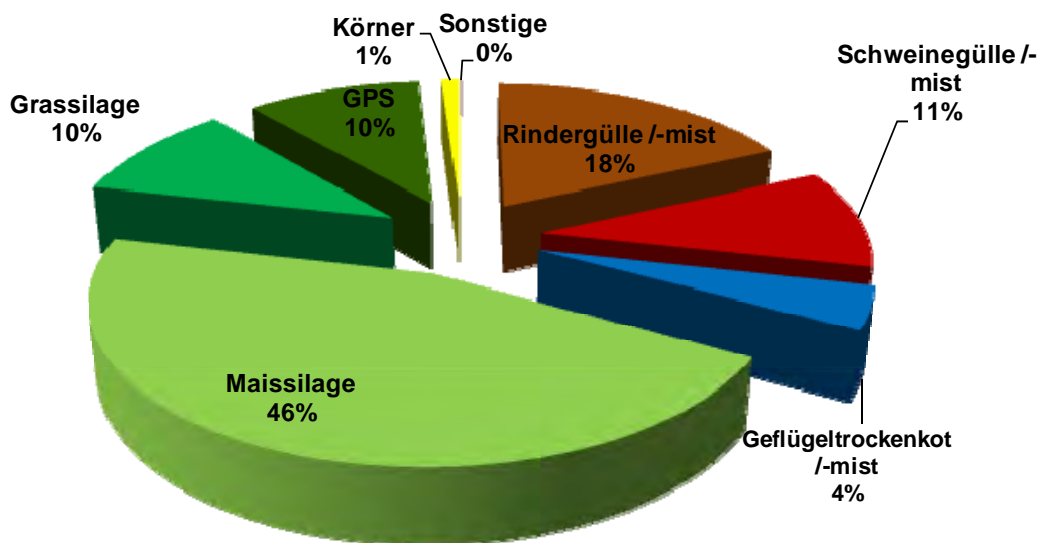


Abb. 44: Substratmix im Regierungsbezirk Niederbayern nach Massen- (oben) und Energieanteil (unten) – Stichprobenumfang: 193 Biogasanlagen

Quelle: Biogas-Betreiber-Datenbank Bayern (BBD), LfL-Agrarökonomie, München
 Anmerkung: Gerundet auf ganze Zahlen, bitte Hinweise zur Datenerfassung und Datenverwendung beachten

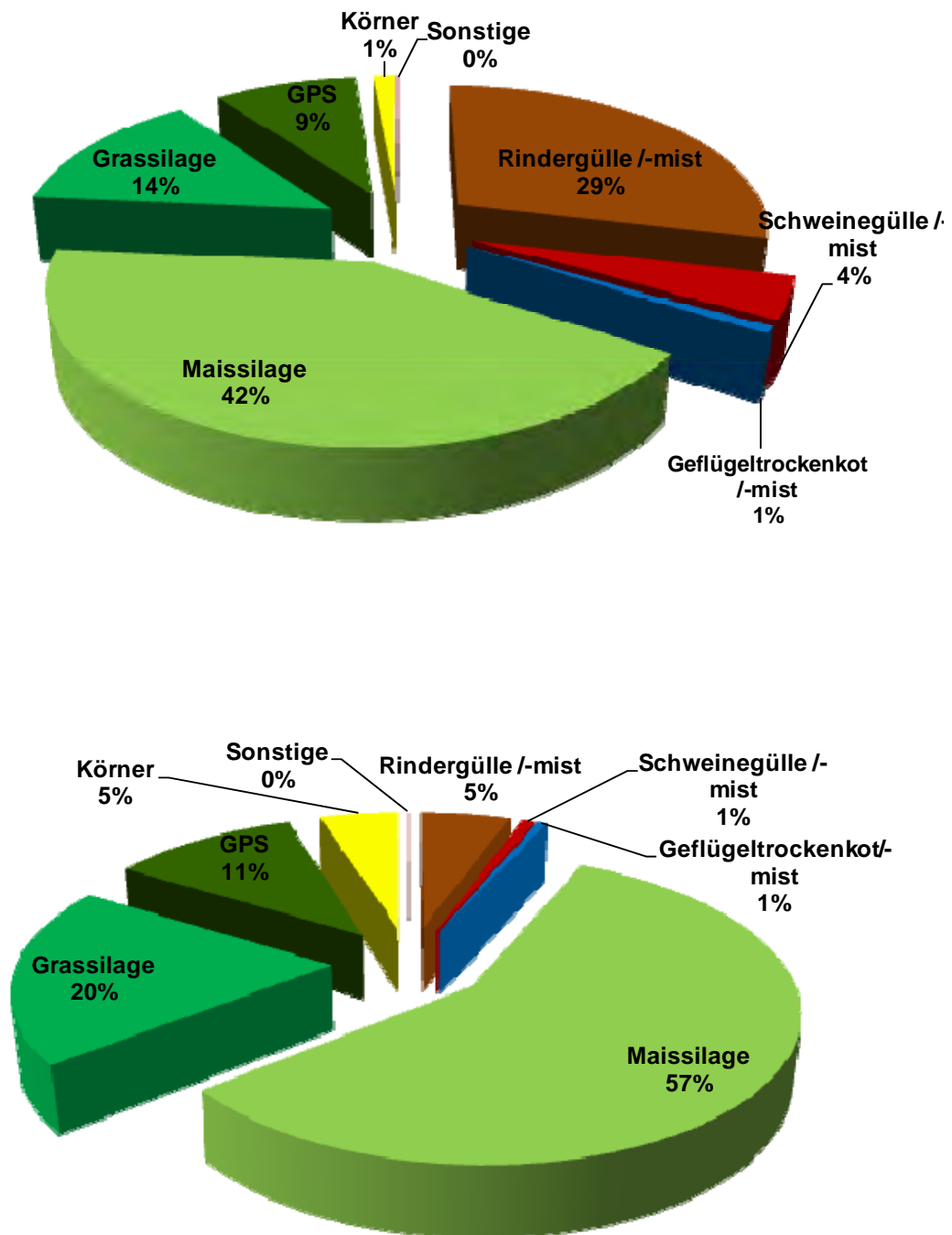


Abb. 45: Substratmix im Regierungsbezirk Oberpfalz nach Massen- (oben) und Energieanteil (unten) – Stichprobenumfang: 131 Biogasanlagen

Quelle: Biogas-Betreiber-Datenbank Bayern (BBD), LfL-Agrarökonomie, München
 Anmerkung: Gerundet auf ganze Zahlen, bitte Hinweise zur Datenerfassung und Datenverwendung beachten

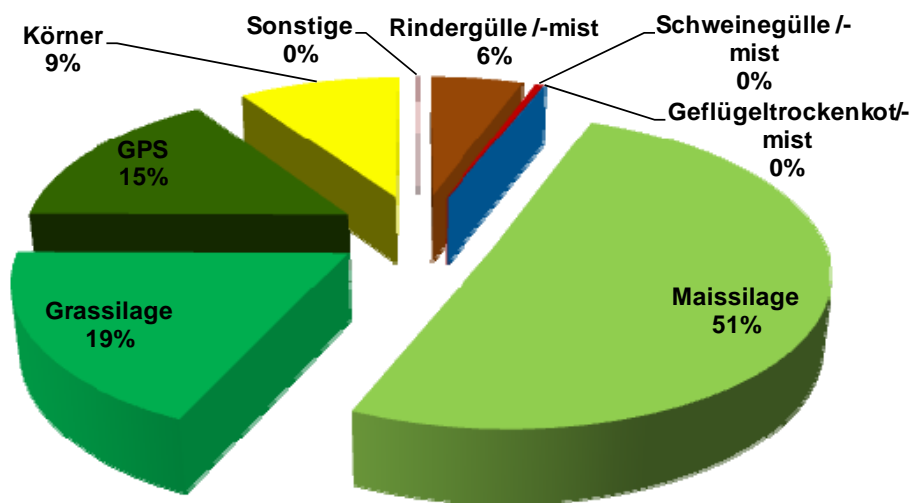
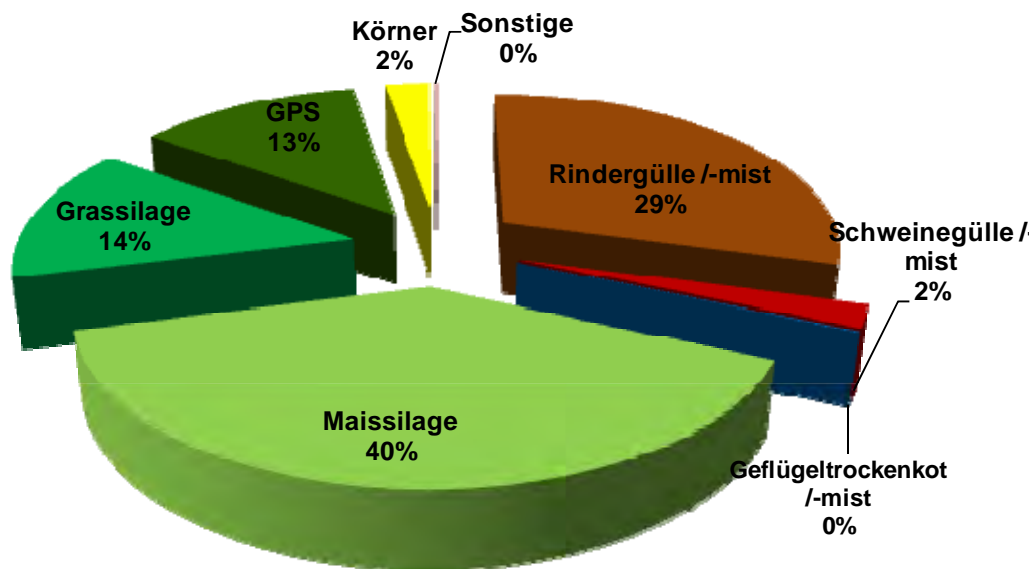


Abb. 46: Substratmix im Regierungsbezirk Oberfranken nach Massen- (oben) und Energieanteil (unten) – Stichprobenumfang: 83 Biogasanlagen

Quelle: Biogas-Betreiber-Datenbank Bayern (BBD), LfL-Agrarökonomie, München
 Anmerkung: Gerundet auf ganze Zahlen, bitte Hinweise zur Datenerfassung und Datenverwendung beachten

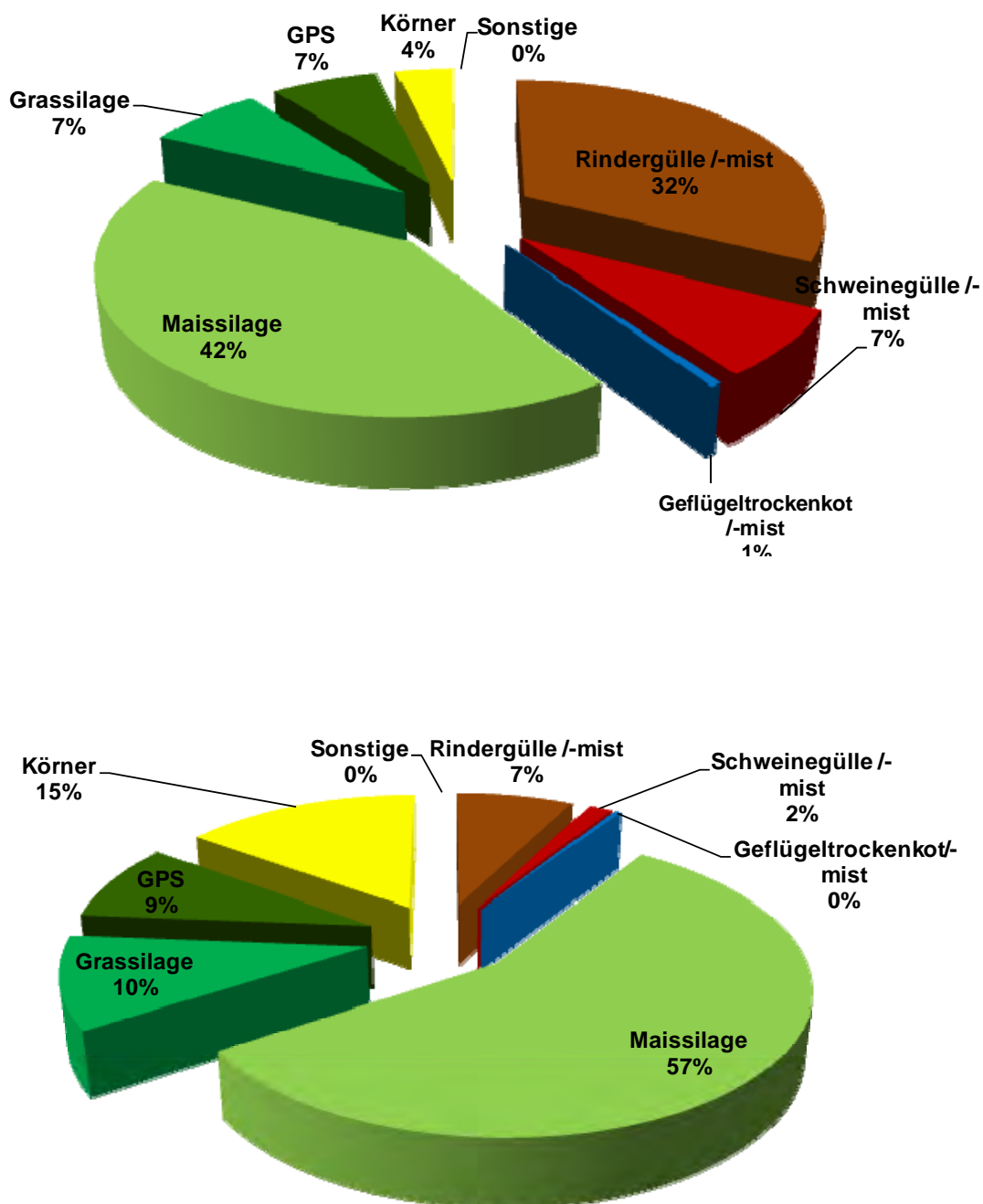


Abb. 47: Substratmix im Regierungsbezirk Mittelfranken nach Massen- (oben) und Energieanteil (unten) – Stichprobenumfang: 132 Biogasanlagen

Quelle: Biogas-Betreiber-Datenbank Bayern (BBD), LfL-Agrarökonomie, München

Anmerkung: Gerundet auf ganze Zahlen, bitte Hinweise zur Datenerfassung und Datenverwendung beachten

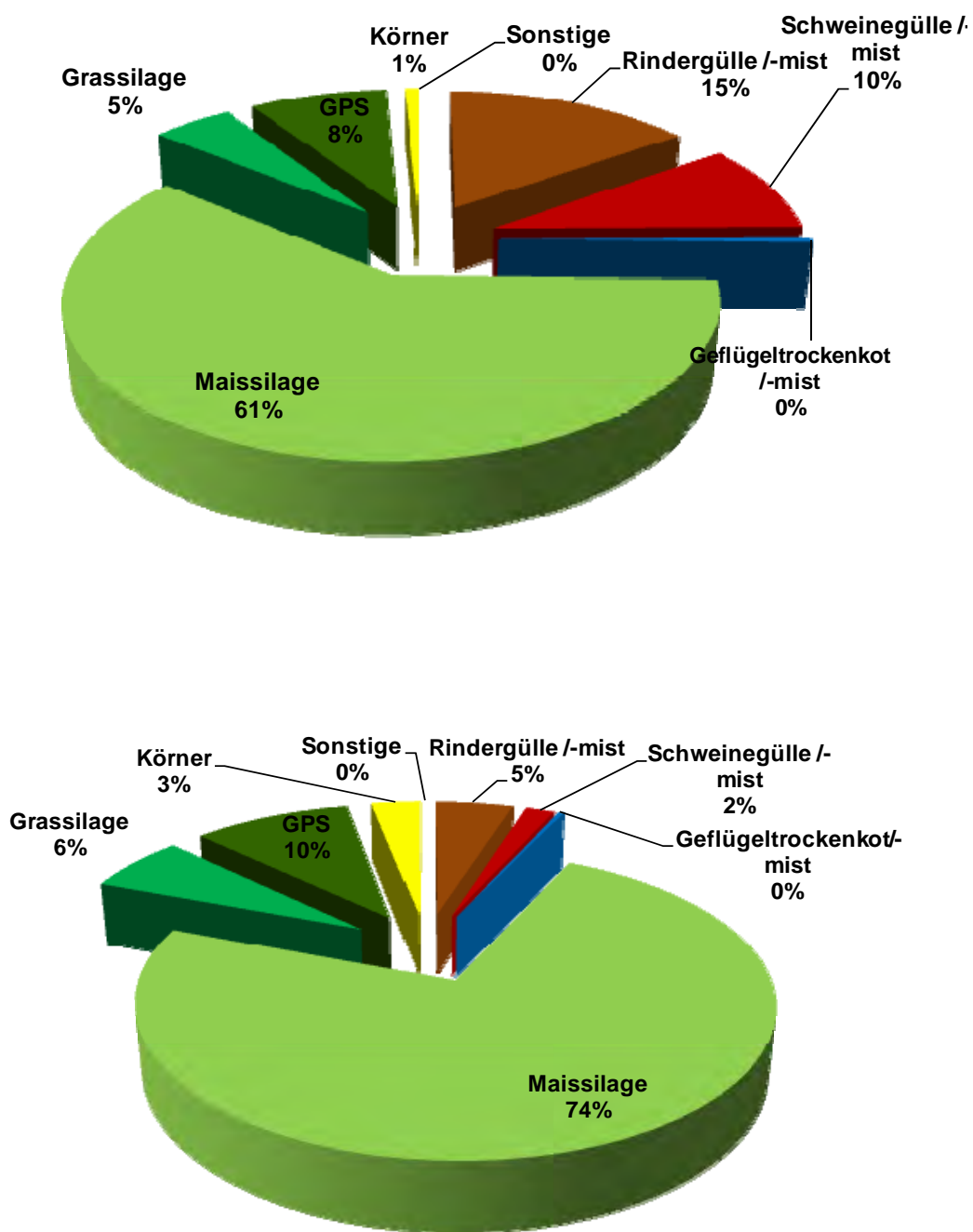


Abb. 48: Substratmix im Regierungsbezirk Unterfranken nach Massen- (oben) und Energieanteil (unten) – Stichprobenumfang: 52 Biogasanlagen

Quelle: Biogas-Betreiber-Datenbank Bayern (BBD), LfL-Agrarökonomie, München
 Anmerkung: Gerundet auf ganze Zahlen, bitte Hinweise zur Datenerfassung und Datenverwendung beachten

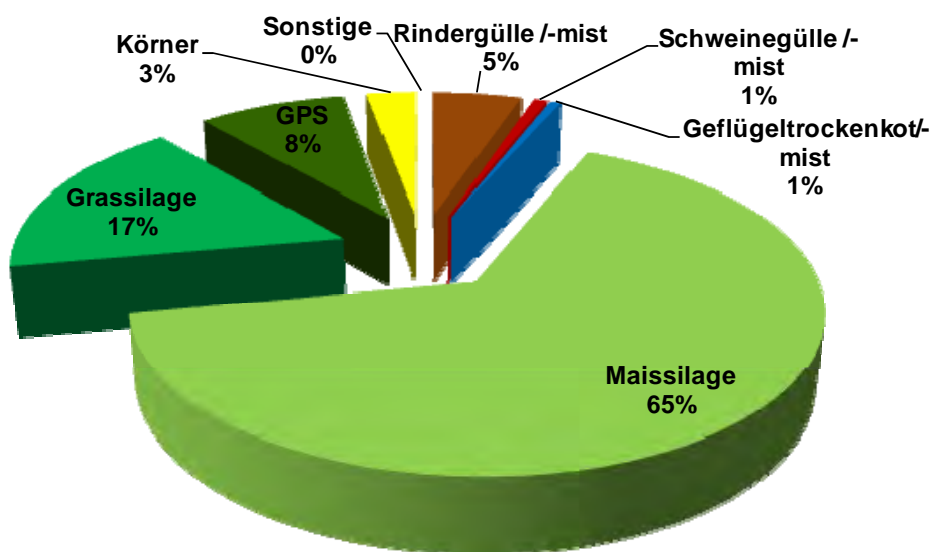
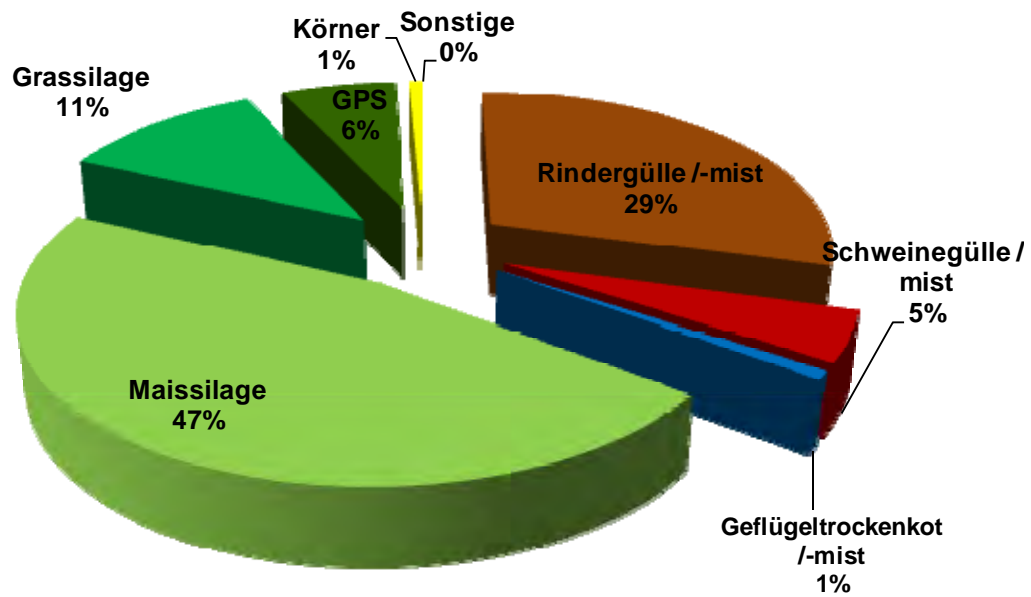


Abb. 49: Substratmix im Regierungsbezirk Schwaben nach Massen- (oben) und Energieanteil (unten) – Stichprobenumfang: 323 Biogasanlagen

Quelle: Biogas-Betreiber-Datenbank Bayern (BBD), LfL-Agrarökonomie, München
 Anmerkung: Gerundet auf ganze Zahlen, bitte Hinweise zur Datenerfassung und Datenverwendung beachten

10.2 Potentialabschätzung

10.2.1 Wirtschaftsdünger aus der Rinderhaltung

Tab. 94: Theoretisches WiDü-Potential aus der Rinderhaltung in Bayern 2011¹⁾

	Gülle ²⁾			Festmist ³⁾		
	insgesamt m ³ /Jahr	Davon		Insgesamt t/Jahr	davon	
		Milchkühe m ³ /Jahr	Rinder ⁴⁾ m ³ /Jahr		Milchkühe t/Jahr	Rinder ³⁾ t/Jahr
Bayern insgesamt	38.965.272	24.949.519	14.015.753	4.878.175	1.648.573	3.229.602
Altötting	559.194	346.879	212.315	69.524	24.553	44.971
Berchtesgadener Land	389.024	258.976	130.048	45.368	18.058	27.310
Bad Tölz- Wolfratshausen	505.437	343.089	162.348	56.516	23.658	32.858
Dachau	408.389	222.869	185.520	55.434	15.780	39.654
Ebersberg	531.225	356.845	174.380	61.013	25.156	35.856
Eichstätt	331.959	207.189	124.770	41.228	14.667	26.561
Erding	1.044.354	579.708	464.646	137.959	41.027	96.932
Freising	335.872	179.940	155.932	49.073	12.736	36.337
Fürstenfeldbruck	181.407	83.054	98.353	27.837	5.880	21.957
Garmisch- Partenkirchen	188.643	123.489	65.155	22.023	8.482	13.541
Landsberg/Lech	520.184	353.661	166.523	60.380	24.863	35.516
Miesbach	437.484	314.290	123.194	45.474	21.678	23.796
Mühldorf	1.112.687	665.410	447.277	140.084	47.064	93.020
München	87.714	49.369	38.345	12.508	3.478	9.031
Neuburg- Schrobenhausen	362.187	220.288	141.899	47.826	15.594	32.232
Pfaffenhofen	255.781	160.800	94.982	34.224	11.385	22.839
Rosenheim	1.775.110	1.221.275	553.834	199.097	85.379	113.718
Sarnberg	136.095	88.411	47.683	16.827	6.209	10.618
Traunstein	1.394.908	907.513	487.395	164.072	63.743	100.329
Weilheim- Schongau	926.588	649.045	277.543	101.779	44.762	57.017
Deggendorf	371.104	209.826	161.278	46.232	14.736	31.496
Freyung-Grafenau	511.129	347.066	164.063	57.812	24.032	33.780
Kelheim	246.023	140.866	105.157	28.928	9.927	19.001
Landshut	864.601	412.989	451.613	108.120	29.104	79.016
Passau	1.059.320	669.218	390.102	119.428	46.990	72.438
Regen	494.693	328.915	165.778	56.036	22.772	33.263
Rottal-Inn	1.397.505	765.216	632.290	164.288	53.919	110.369
Straubing-Bogen	516.344	323.844	192.500	59.117	22.738	36.378
Dingolfing-Landau	293.209	118.712	174.496	39.331	8.366	30.964
Amberg-Sulzbach	661.458	434.434	227.024	79.871	23.151	56.720
Cham	1.287.253	829.469	457.783	167.750	44.114	123.636
Neumarkt/Opf.	636.142	420.105	216.037	75.304	22.391	52.913

Neustadt a. d. Waldnaab	835.538	560.841	274.696	99.136	29.884	69.252
Regensburg	469.475	298.671	170.804	58.789	15.917	42.871
Schwandorf	857.115	558.848	298.267	103.301	29.778	73.523
Tirschenreuth	674.731	446.180	228.552	79.949	23.778	56.171
Bamberg	294.617	204.544	90.072	56.738	22.032	34.706
Bayreuth	591.709	418.284	173.425	110.636	45.031	65.605
Coburg	244.411	170.314	74.096	45.644	18.344	27.299
Forchheim	152.775	105.156	47.619	32.247	11.325	20.923
Hof	505.049	349.938	155.111	96.619	37.690	58.929
Kronach	118.660	78.045	40.615	26.099	8.398	17.701
Kulmbach	247.420	168.070	79.350	48.835	18.091	30.744
Lichtenfels	158.469	103.738	54.730	31.755	11.173	20.581
Wunsiedel	227.057	151.075	75.982	45.624	16.272	29.352
Ansbach	1.440.389	865.131	575.259	208.680	66.966	141.714
Erlangen-Höchststadt	157.896	102.556	55.340	21.969	7.939	14.029
Fürth	198.770	125.196	73.574	27.517	9.691	17.826
Nürnberger-Land	214.598	138.344	76.253	31.668	10.705	20.962
Neustadt/Aisch-Bad Windsheim	692.216	421.514	270.702	98.014	32.631	65.384
Roth	431.417	280.135	151.281	58.891	21.685	37.206
Weißenburg-Gunzenhausen	583.788	353.494	230.294	85.495	27.363	58.132
Aschaffenburg	35.653	12.959	22.694	16.740	2.105	14.635
Bad Kissingen	155.053	92.575	62.477	41.635	14.948	26.688
Rhön-Grabfeld	102.334	56.353	45.981	29.580	9.147	20.432
Hassberge	190.621	121.903	68.718	45.573	19.802	25.771
Kitzingen	178.563	107.361	71.202	42.326	17.441	24.885
Miltenberg	67.048	31.593	35.455	25.023	5.104	19.920
Main-Spessart	62.924	25.401	37.523	20.848	4.119	16.729
Schweinfurt	129.930	63.046	66.885	34.563	10.243	24.320
Würzburg	148.343	74.222	74.122	37.976	12.059	25.917
Aichach-Friedberg	545.300	313.227	232.072	62.128	13.089	49.038
Augsburg	769.230	513.413	255.817	75.180	21.415	53.765
Dillingen/Donau	527.897	288.635	239.262	62.921	12.064	50.856
Günzburg	605.486	389.029	216.457	62.408	16.229	46.179
Neu-Ulm	312.444	197.984	114.461	33.173	8.272	24.901
Lindau/Bodensee	377.401	279.237	98.165	31.176	11.326	19.850
Ostallgäu	1.808.533	1.355.323	453.209	140.825	55.265	85.560
Unterallgäu	2.081.263	1.534.770	546.493	172.938	63.280	109.658
Donau-Ries	725.120	405.174	319.947	83.085	16.933	66.152
Oberallgäu	1.223.006	854.479	368.527	102.011	34.645	67.367

1) WiDü-Anfall nach [10]

2) Gülle mit 7,5 % TM

3) Festmist mit 25 % TM

4) Mutter- bzw. Ammenkühe liefern Festmist

Tab. 95: Nutzbares WiDü-Potential aus der Rinderhaltung in Bayern 2011¹⁾ – Tierbestände ≥ 50 GV

	Gülle ²⁾			Festmist ³⁾		
	insgesamt m ³ /Jahr	davon		insgesamt t/Jahr	Davon	
		Milchkühe m ³ /Jahr	Rinder ⁴⁾ m ³ /Jahr		Milchkühe t/Jahr	Rinder ³⁾ t/Jahr
Bayern insgesamt	26.317.311	17.142.973	9.174.338	3.153.660	1.133.973	2.019.687
Altötting	419.003	262.601	156.402	50.455	18.592	31.863
Berchtesgadener Land	187.156	124.854	62.302	21.941	8.767	13.174
Bad Tölz-Wolfratshausen	262.755	183.056	79.699	28.562	12.651	15.911
Dachau	319.331	178.243	141.088	41.985	12.620	29.365
Ebersberg	413.398	277.972	135.426	46.982	19.620	27.363
Eichstätt	192.605	123.451	69.154	22.845	8.741	14.105
Erding	825.652	468.317	357.335	106.084	33.152	72.932
Freising	234.844	127.181	107.662	33.484	9.001	24.482
Fürstenfeldbruck	138.216	65.150	73.067	20.564	4.613	15.951
Garmisch-Partenkirchen	75.593	50.354	25.240	8.488	3.459	5.029
Landsberg/Lech	382.130	260.159	121.971	42.875	18.313	24.562
Miesbach	188.102	136.178	51.924	19.535	9.439	10.097
Mühldorf	842.634	503.685	338.949	104.390	35.656	68.734
München	55.421	31.425	23.996	7.718	2.216	5.502
Neuburg-Schrobenhausen	213.828	132.890	80.938	27.681	9.408	18.273
Pfaffenhofen	151.463	99.163	52.300	18.605	7.021	11.584
Rosenheim	1.219.136	846.871	372.266	133.717	59.420	74.297
Sarnberg	95.836	62.142	33.694	11.543	4.371	7.171
Traunstein	960.589	636.559	324.030	110.091	44.855	65.236
Weilheim-Schongau	610.398	432.064	178.334	64.595	29.837	34.758
Deggendorf	235.752	137.718	98.034	26.588	9.697	16.892
Freyung-Grafenau	302.696	205.330	97.365	32.020	14.263	17.757
Kelheim	150.186	89.395	60.791	17.141	6.300	10.840
Landshut	638.322	314.837	323.485	77.355	22.189	55.166
Passau	720.165	464.496	255.669	76.908	32.673	44.235
Regen	279.404	187.312	92.092	28.849	13.027	15.821
Rottal-Inn	982.279	544.321	437.958	113.278	38.361	74.917
Straubing-Bogen	309.241	200.481	108.759	32.482	14.105	18.377
Dingolfing-Landau	197.883	79.917	117.966	25.798	5.632	20.165
Amberg-Sulzbach	465.964	316.384	149.579	53.042	16.860	36.182
Cham	826.755	541.180	285.575	99.097	28.825	70.272
Neumarkt/Opf.	411.291	280.027	131.264	46.117	14.926	31.192
Neustadt a. d. Waldnaab	603.172	412.876	190.296	67.319	22.003	45.316
Regensburg	303.043	198.406	104.637	35.814	10.574	25.239

Schwandorf	573.100	384.369	188.731	64.498	20.485	44.013
Tirschenreuth	481.045	324.027	157.018	54.382	17.271	37.111
Bamberg	173.201	122.943	50.258	31.726	13.243	18.483
Bayreuth	435.104	313.840	121.264	78.098	33.794	44.305
Coburg	178.946	128.272	50.673	32.051	13.817	18.235
Forchheim	83.347	57.502	25.845	17.189	6.194	10.996
Hof	369.144	262.105	107.039	67.348	28.232	39.116
Kronach	56.534	39.326	17.207	11.708	4.236	7.472
Kulmbach	170.581	120.012	50.569	32.254	12.916	19.338
Lichtenfels	92.079	62.798	29.281	17.180	6.763	10.417
Wunsiedel	148.184	101.240	46.944	27.745	10.904	16.840
Ansbach	1.024.967	642.876	382.091	140.773	49.767	91.006
Erlangen- Höchstadt	104.874	70.854	34.020	13.679	5.485	8.193
Fürth	144.156	94.971	49.185	19.172	7.352	11.820
Nürnberger-Land	118.464	79.365	39.099	15.999	6.143	9.856
Neustadt/Aisch- Bad Windsheim	481.849	308.102	173.747	64.810	23.852	40.958
Roth	273.423	186.591	86.831	35.309	14.444	20.865
Weißenburg- Gunzenhausen	417.017	261.997	155.019	58.496	20.281	38.215
Aschaffenburg	25.344	11.335	14.009	9.517	1.842	7.675
Bad Kissingen	105.803	69.390	36.413	25.780	11.203	14.577
Rhön-Grabfeld	61.393	36.877	24.516	16.752	5.990	10.762
Hassberge	117.302	79.553	37.748	26.214	12.923	13.292
Kitzingen	105.661	67.570	38.091	24.027	10.976	13.051
Miltenberg	54.823	27.153	27.670	18.079	4.388	13.691
Main-Spessart	32.427	15.317	17.110	9.256	2.483	6.773
Schweinfurt	78.683	42.731	35.952	19.591	6.943	12.648
Würzburg	81.699	42.214	39.485	20.328	6.859	13.470
Aichach-Friedberg	392.681	237.392	155.290	41.320	9.922	31.398
Augsburg	547.469	369.886	177.582	51.385	15.442	35.944
Dillingen/Donau	416.205	230.281	185.924	47.957	9.625	38.332
Günzburg	453.325	296.814	156.511	44.512	12.396	32.115
Neu-Ulm	238.450	154.677	83.773	23.906	6.465	17.442
Lindau/Bodensee	197.598	147.644	49.954	16.122	5.988	10.134
Ostallgäu	1.207.504	904.678	302.826	92.996	36.958	56.038
Unterallgäu	1.572.343	1.158.423	413.920	128.856	47.851	81.005
Donau-Ries	505.252	293.690	211.562	54.878	12.276	42.603
Oberallgäu	583.096	421.162	161.935	45.817	17.077	28.740

1) WiDü-Anfall nach [10]

2) Gülle mit 7,5 % TM

3) Festmist mit 25 % TM

4) Mutter- bzw. Ammenkühe liefern Festmist

10.2.2 Wirtschaftsdünger aus der Haltung sonstiger Rauhfutterfresser

Tab. 96: WiDü-Potentiale aus der Pferdehaltung in Bayern 2011¹⁾

Substrat	Einheit	Theoret. Potential	Nutzbares Potential	In Nutzung	Mitmachfaktor	Erschließbares Potential
Festmist ²⁾	t/Jahr	736.232	223.349	unbekannt	33 %	73.705
	Nm ³ CH ₄ /Jahr	49.563.165	15.035.855			4.961.183

1) WiDü-Anfall nach [10]

2) Gasausbeute Pferdemist (30 % TM, 85 % oTM, 480 NI/kg oTM, 55 % CH₄) [18]

10.2.3 Restriktionen nach BayStMUG

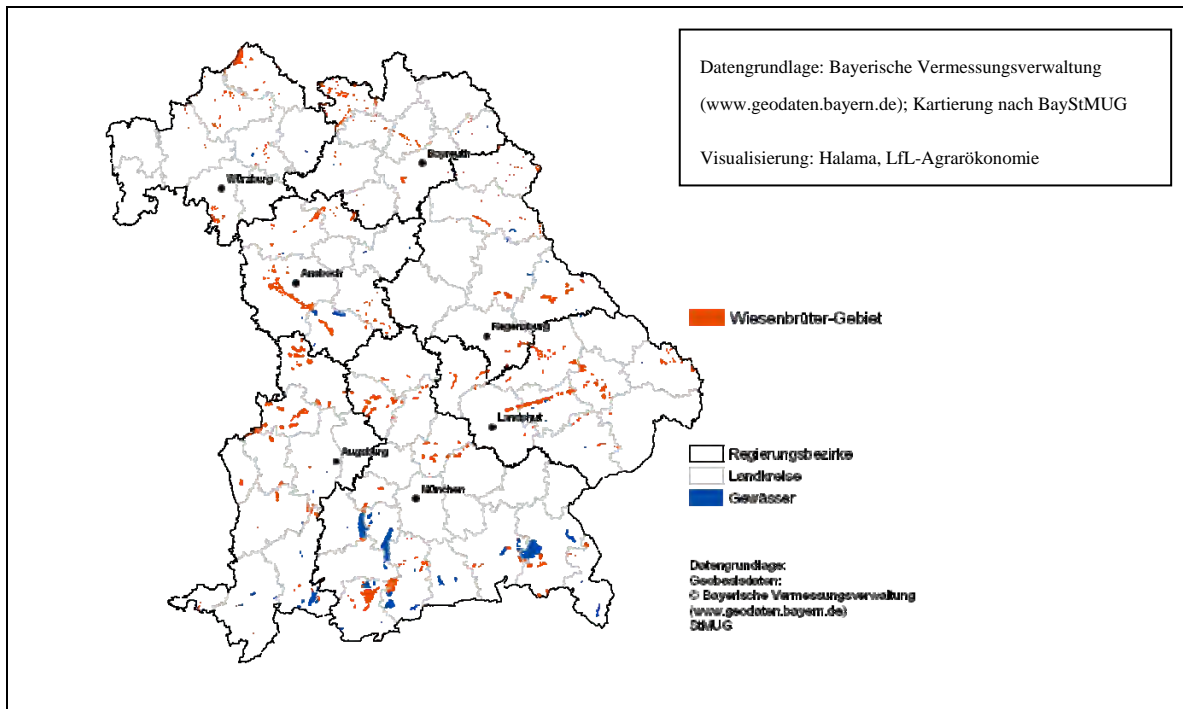


Abb. 50: Ökologie - Regionale Verteilung der Kategorie Wiesenbrüter-Gebiet in Bayern

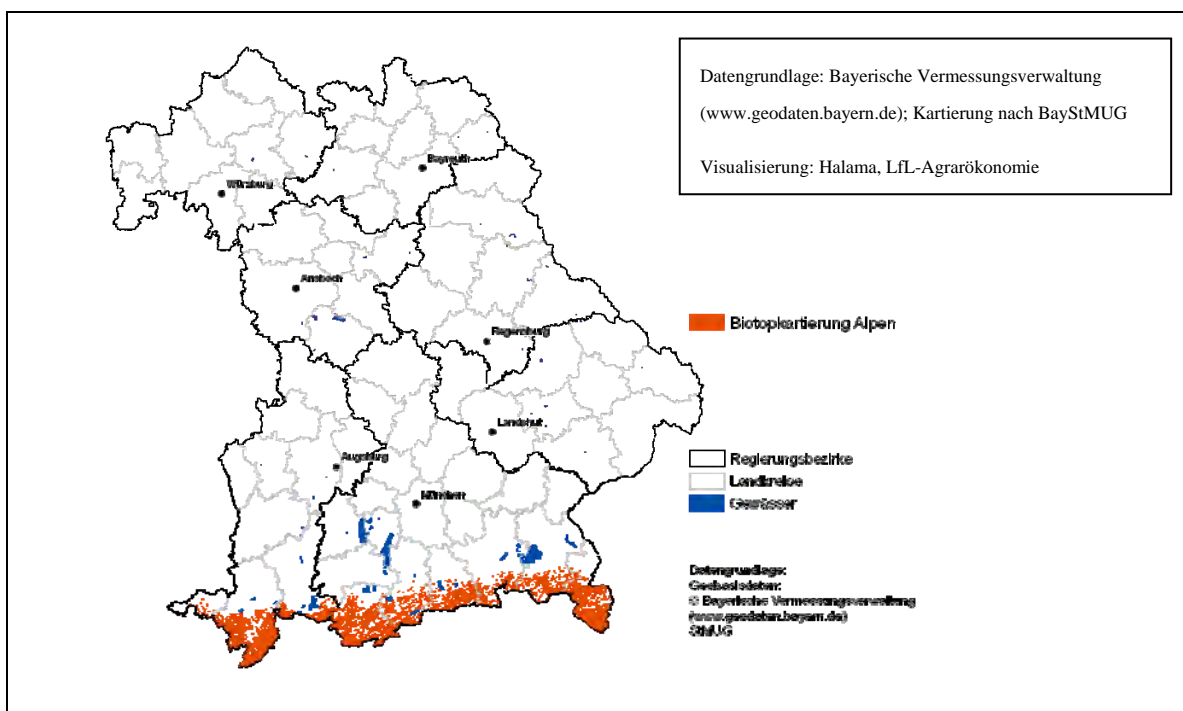


Abb. 51: Ökologie - Regionale Verteilung der Kategorie Biotopkartierung Alpen in Bayern

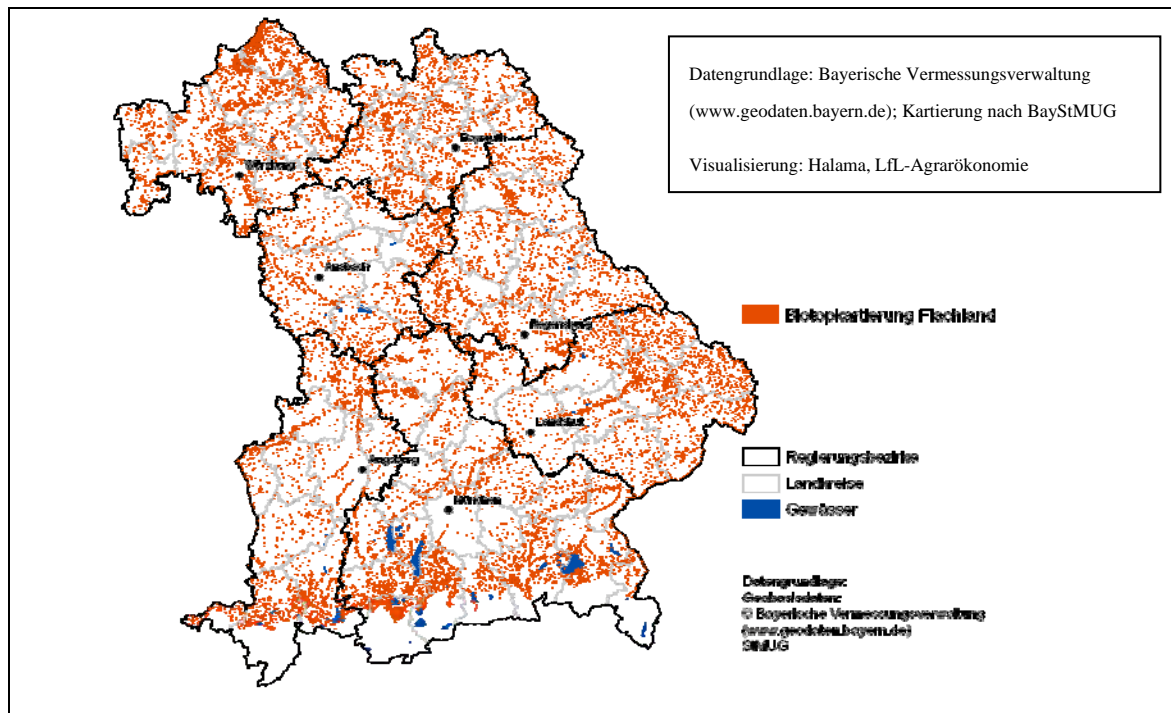


Abb. 52: Ökologie - Regionale Verteilung der Kategorie Biotopkartierung Flachland in Bayern

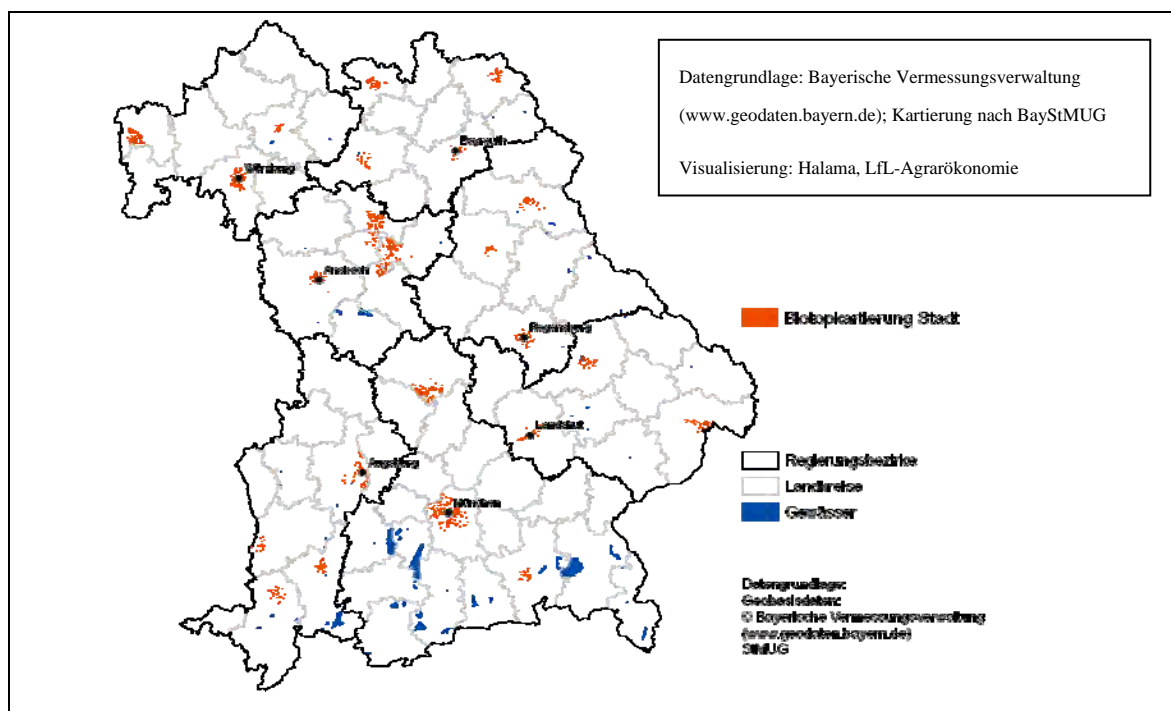


Abb. 53: Ökologie - Regionale Verteilung der Kategorie Biotopkartierung Stadt in Bayern

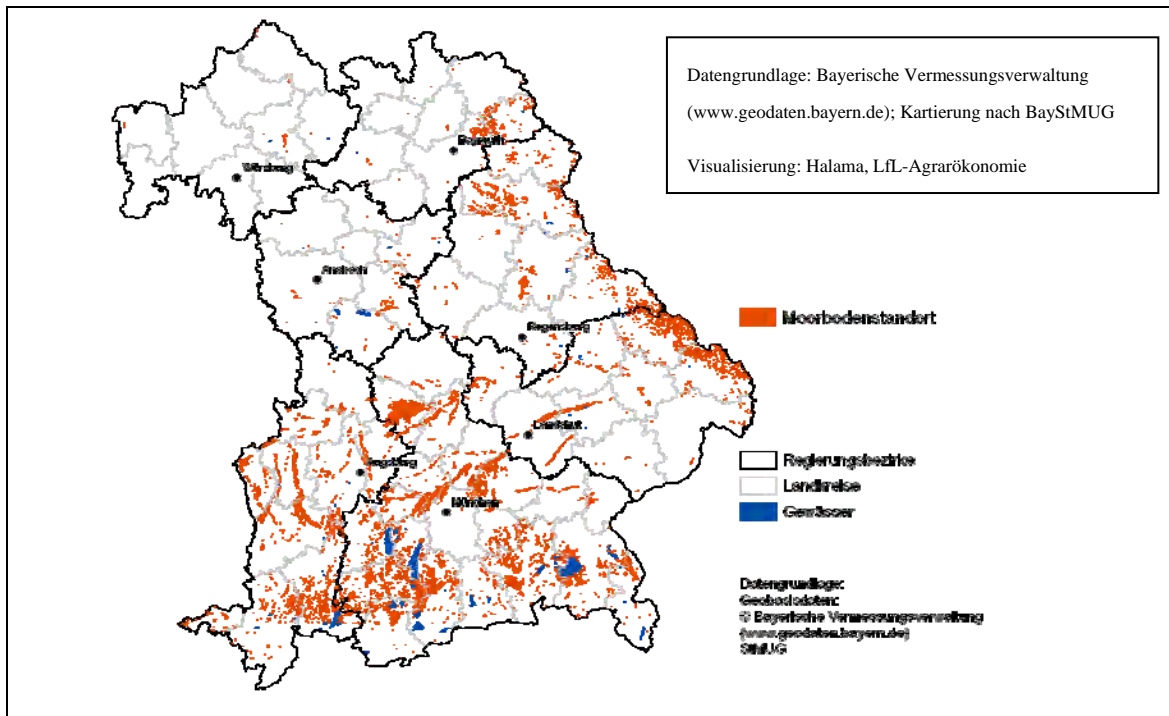


Abb. 54: Ökologie - Regionale Verteilung der Kategorie Moorbodenstandort in Bayern

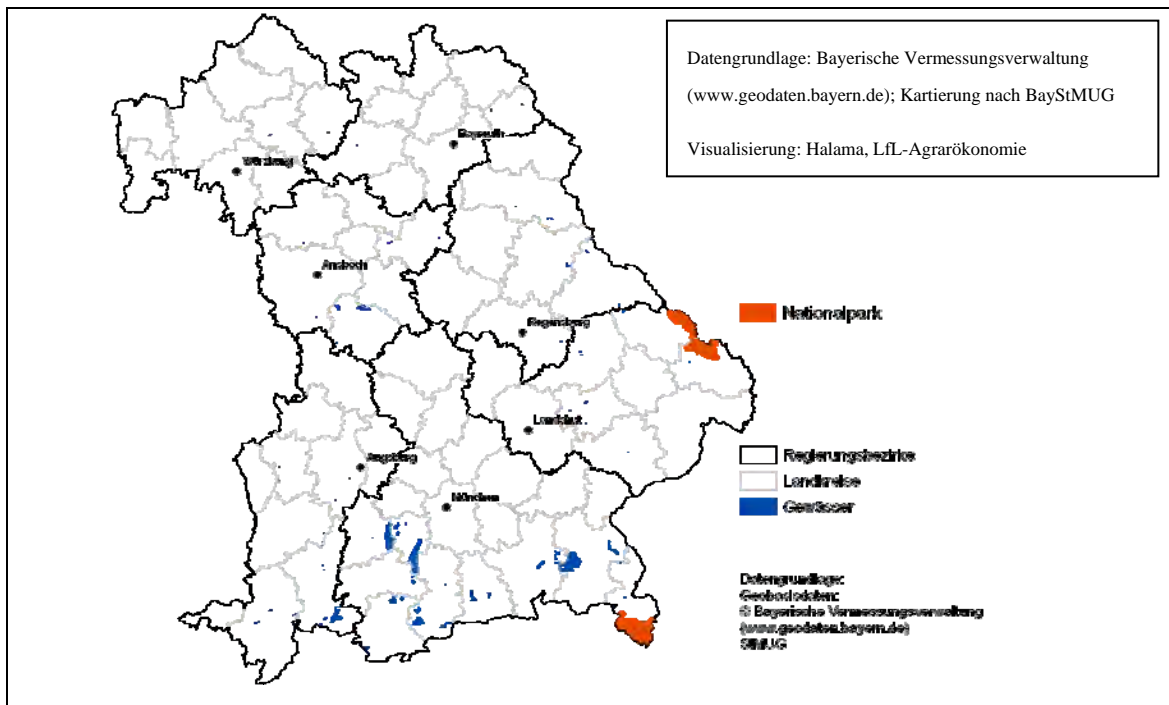


Abb. 55: Ökologie - Regionale Verteilung der Kategorie Nationalpark in Bayern

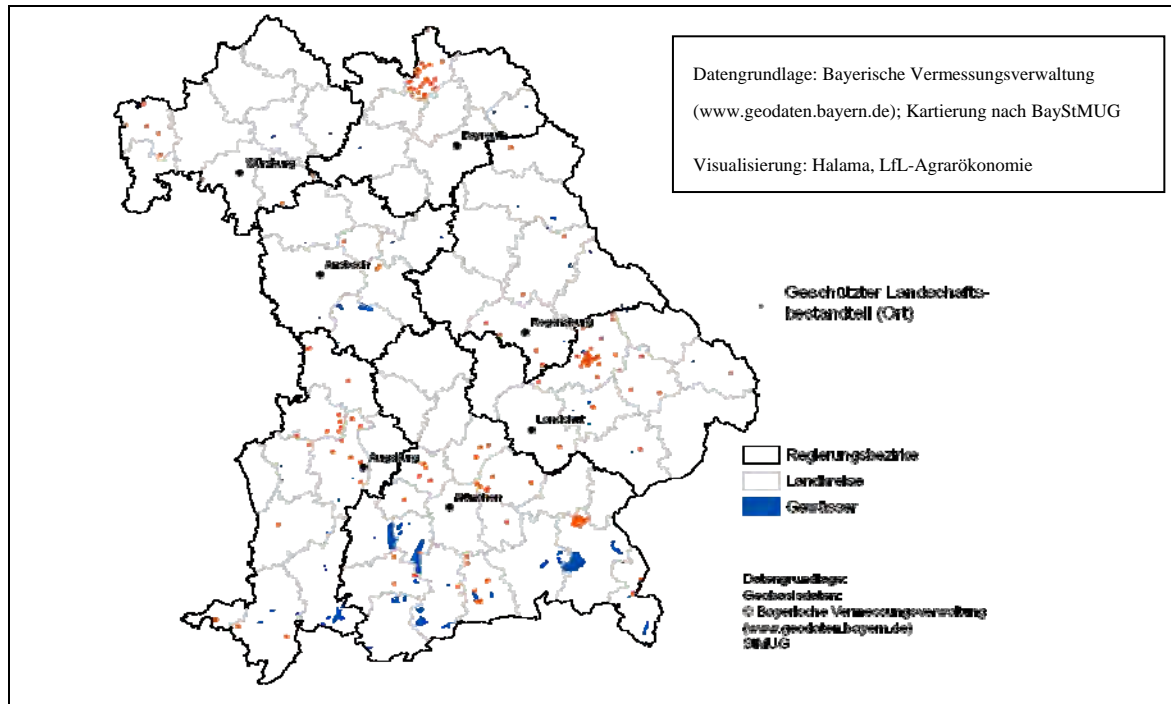


Abb. 56: Ökologie - Regionale Verteilung der Kategorie Geschützter Landschaftsbestandteil (Ort) in Bayern

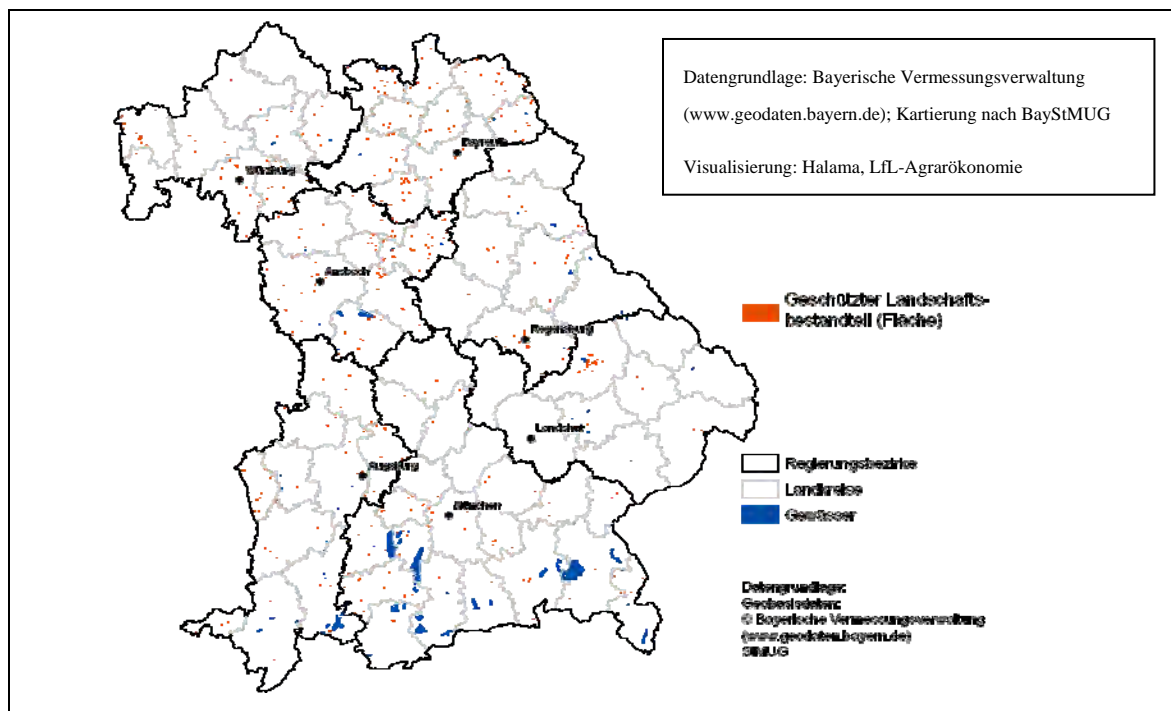


Abb. 57: Ökologie - Regionale Verteilung der Kategorie Geschützter Landschaftsbestandteil (Fläche) in Bayern

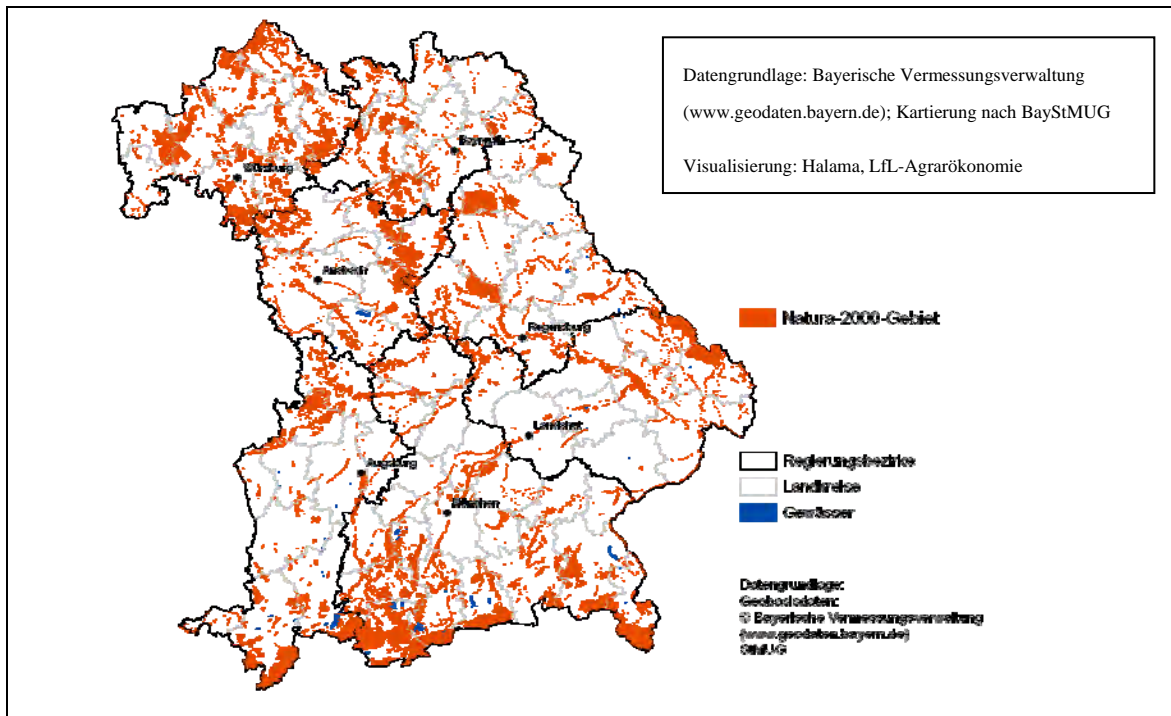


Abb. 58: Ökologie - Regionale Verteilung der Kategorie Natura-2000-Gebiet in Bayern

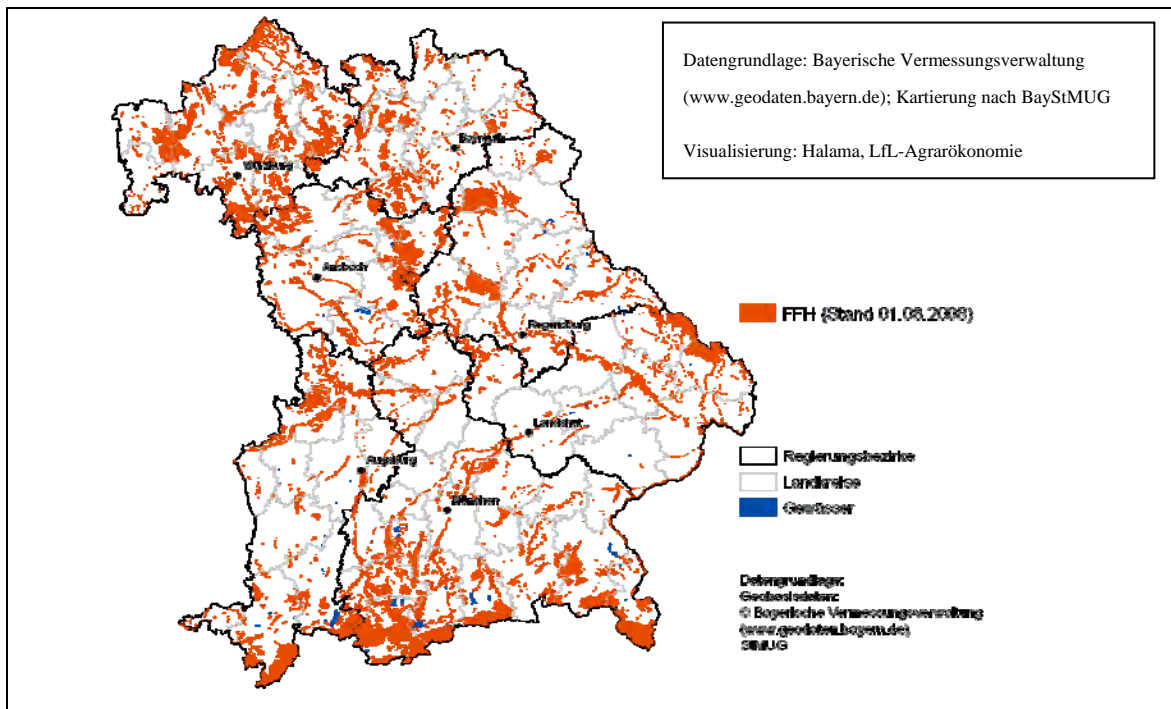


Abb. 59: Ökologie - Regionale Verteilung der Kategorie FFH-Gebiet in Bayern

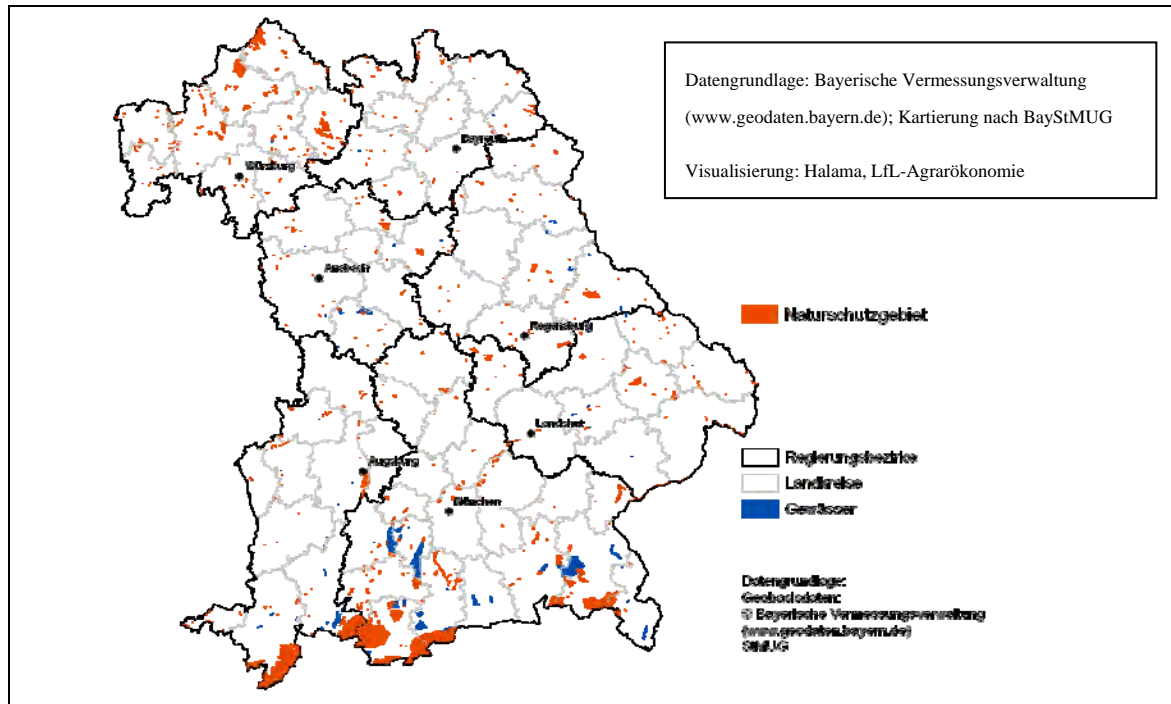


Abb. 60: Ökologie - Regionale Verteilung der Kategorie Naturschutzgebiet in Bayern

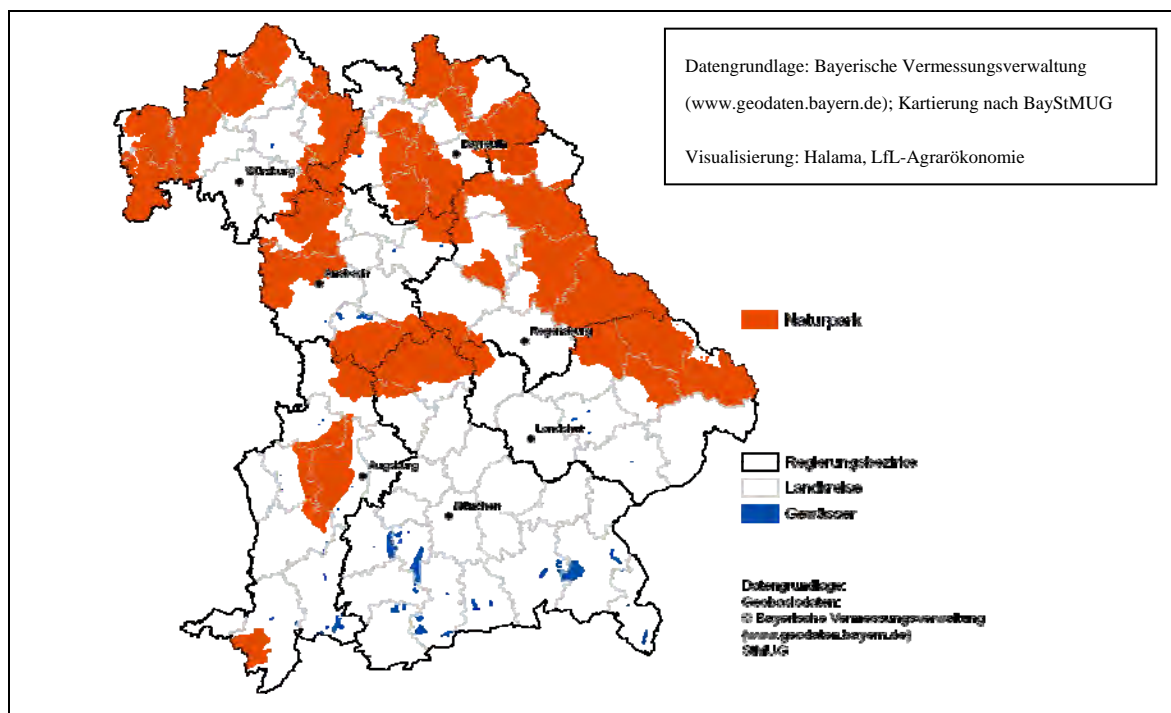


Abb. 61: Ökologie - Regionale Verteilung der Kategorie Naturpark in Bayern

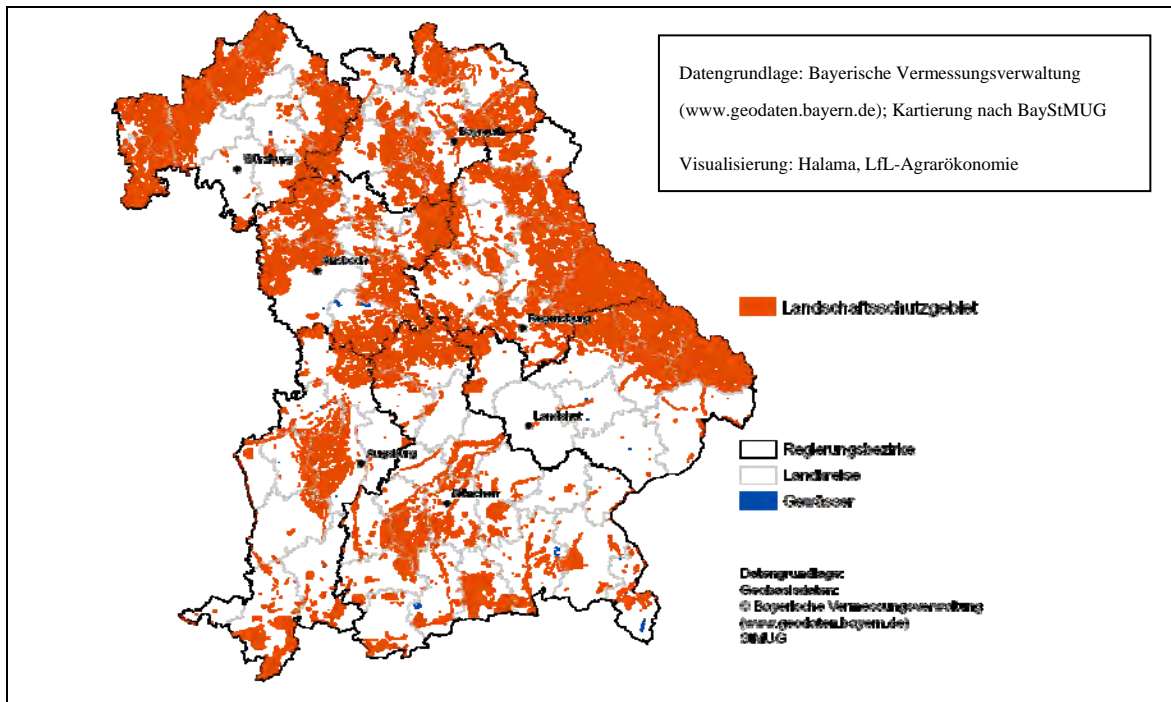


Abb. 62: Ökologie - Regionale Verteilung der Kategorie Landschaftsschutzgebiet in Bayern

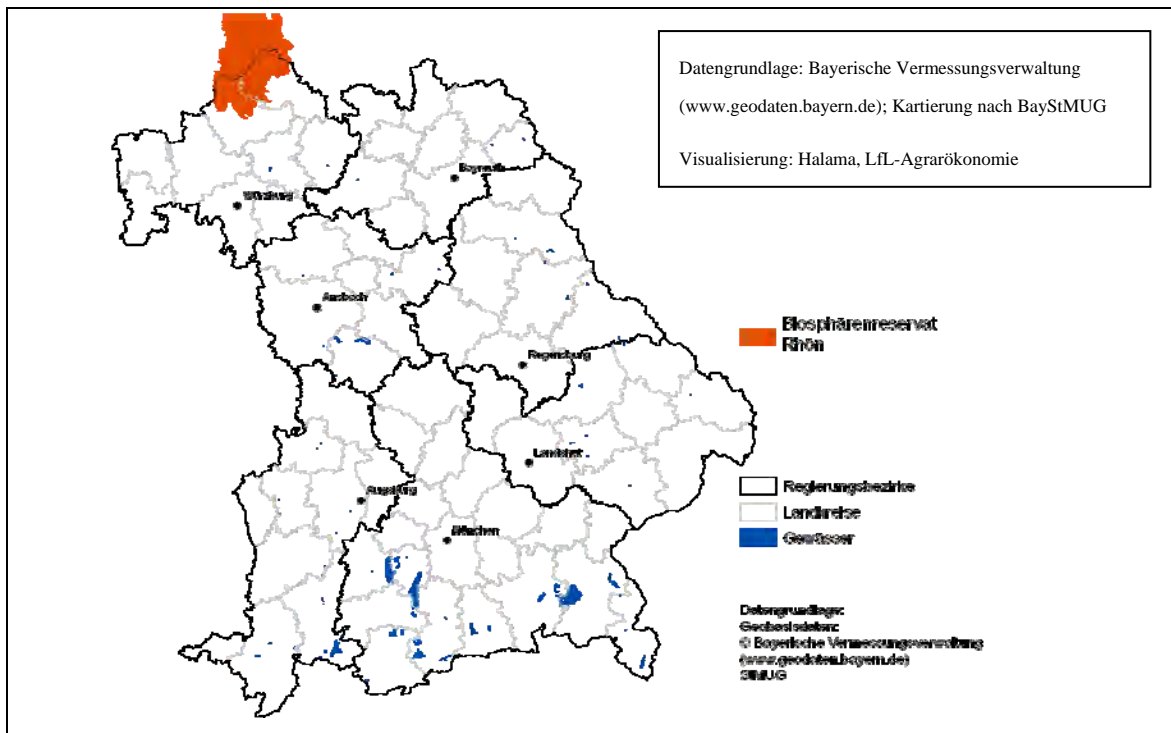


Abb. 63: Ökologie - Regionale Verteilung der Kategorie Biosphärenreservat Rhön in Bayern

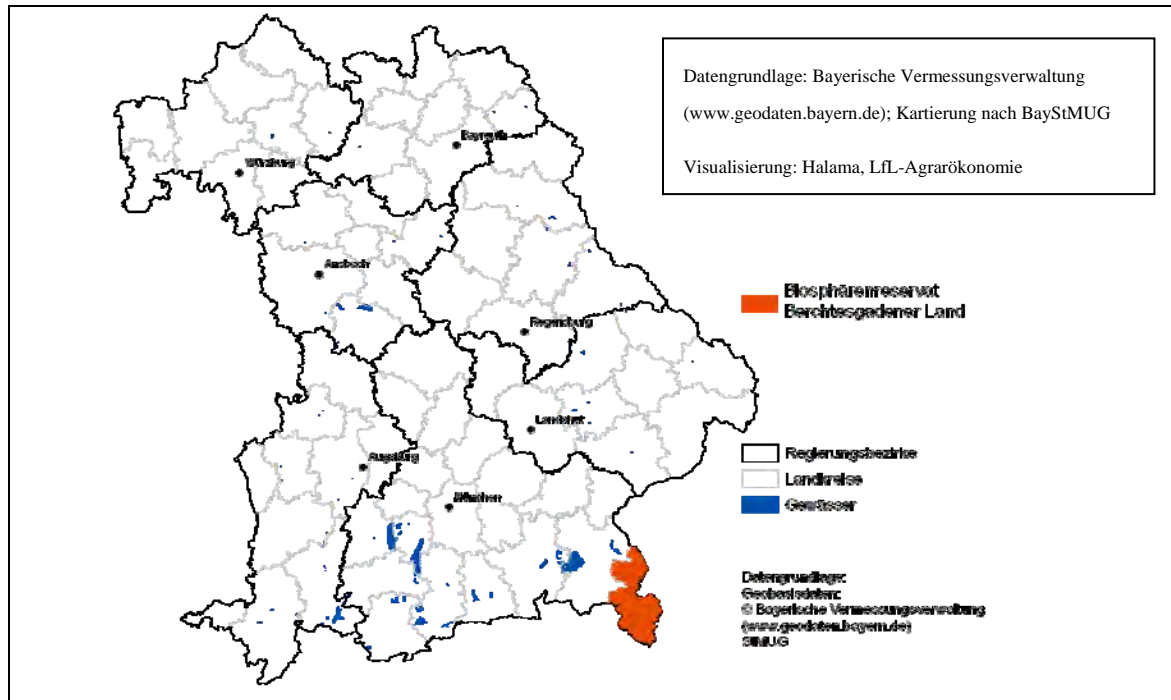


Abb. 64: Ökologie - Regionale Verteilung der Kategorie Biosphärenreservat Berchtesgadener Land in Bayern

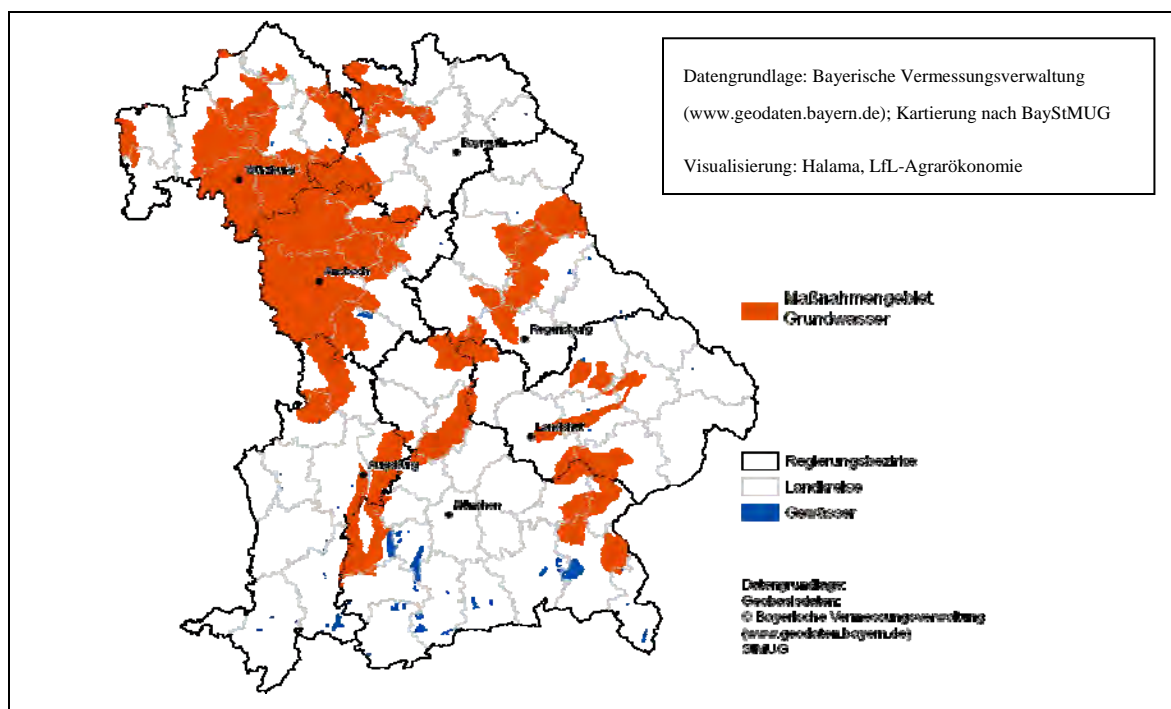


Abb. 65: Ökologie - Regionale Verteilung der Kategorie Maßnahmenggebiet Grundwasser in Bayern

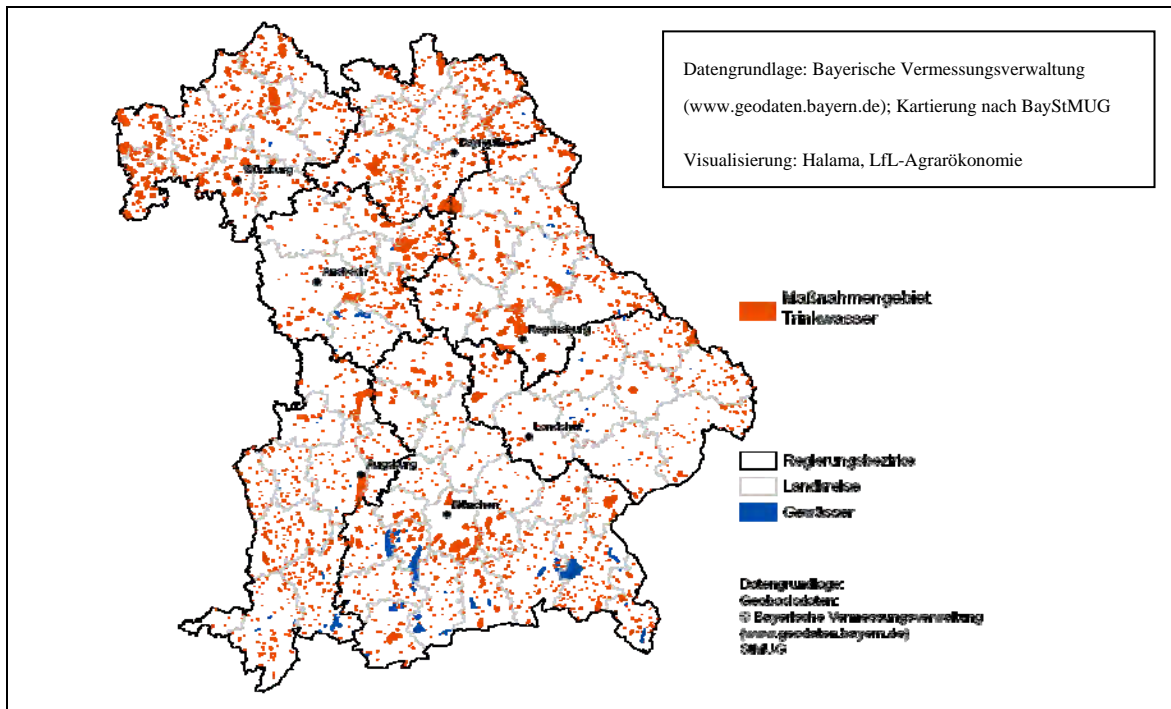


Abb. 66: Ökologie - Regionale Verteilung der Kategorie Maßnahmengebiet Trinkwasser in Bayern

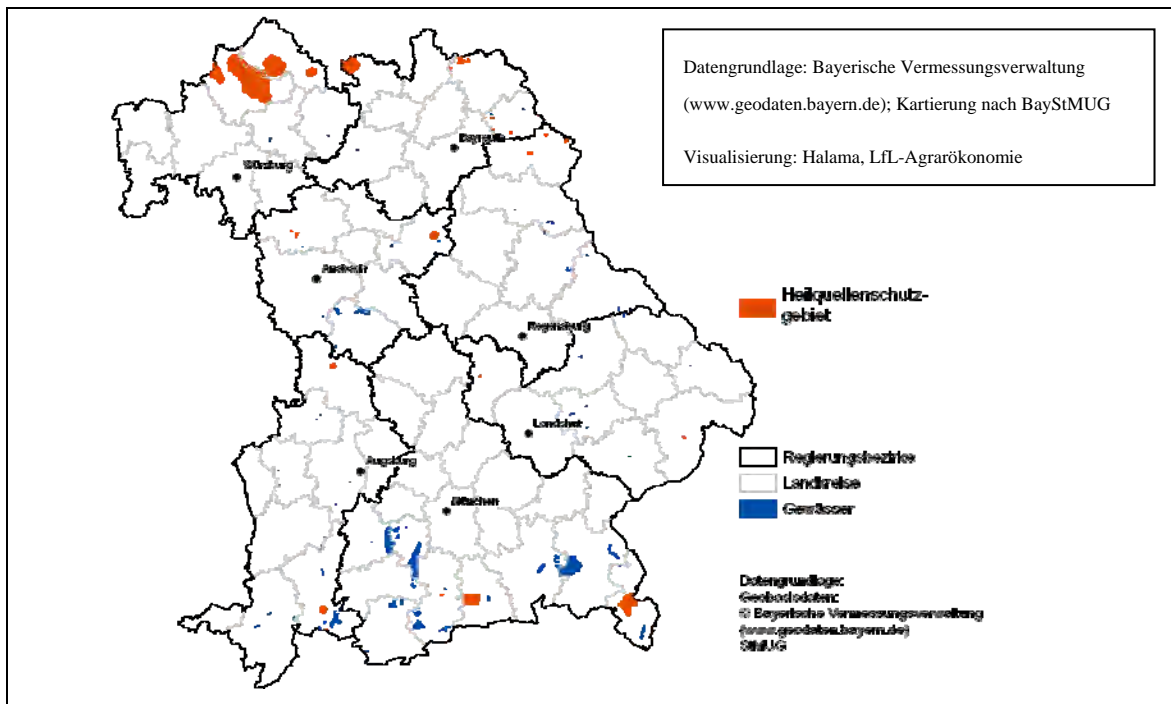


Abb. 67: Ökologie - Regionale Verteilung der Kategorie Heilquellenschutzgebiet in Bayern

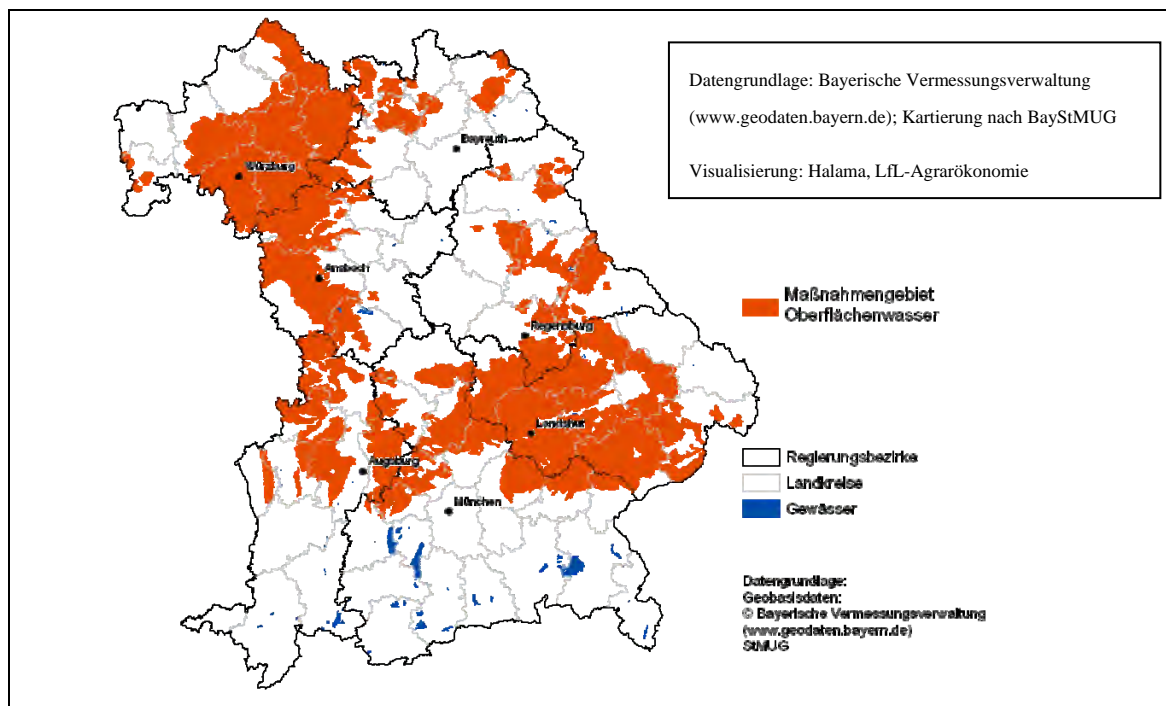


Abb. 68: Ökologie - Regionale Verteilung der Kategorie Oberflächenwasser (Priorität 1) in Bayern

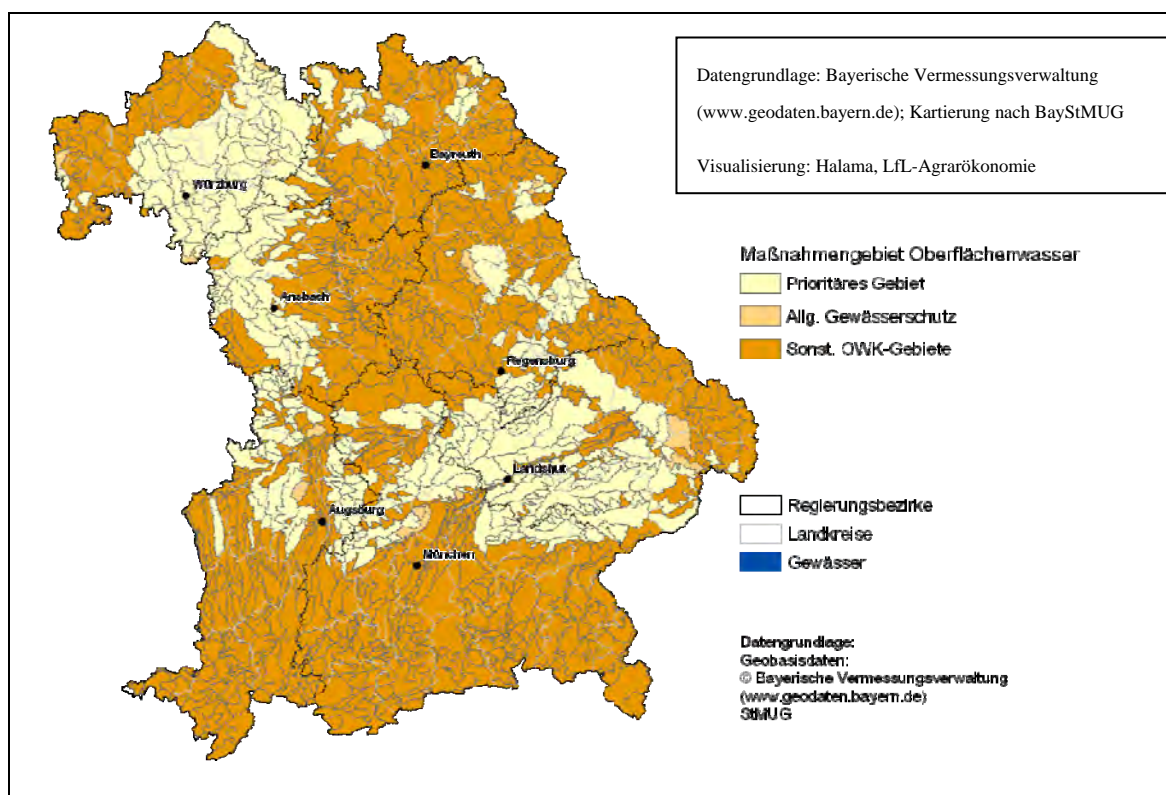


Abb. 69: Ökologie - Regionale Verteilung der Kategorie Maßnahmensgebiet Oberflächenwasser in Bayern

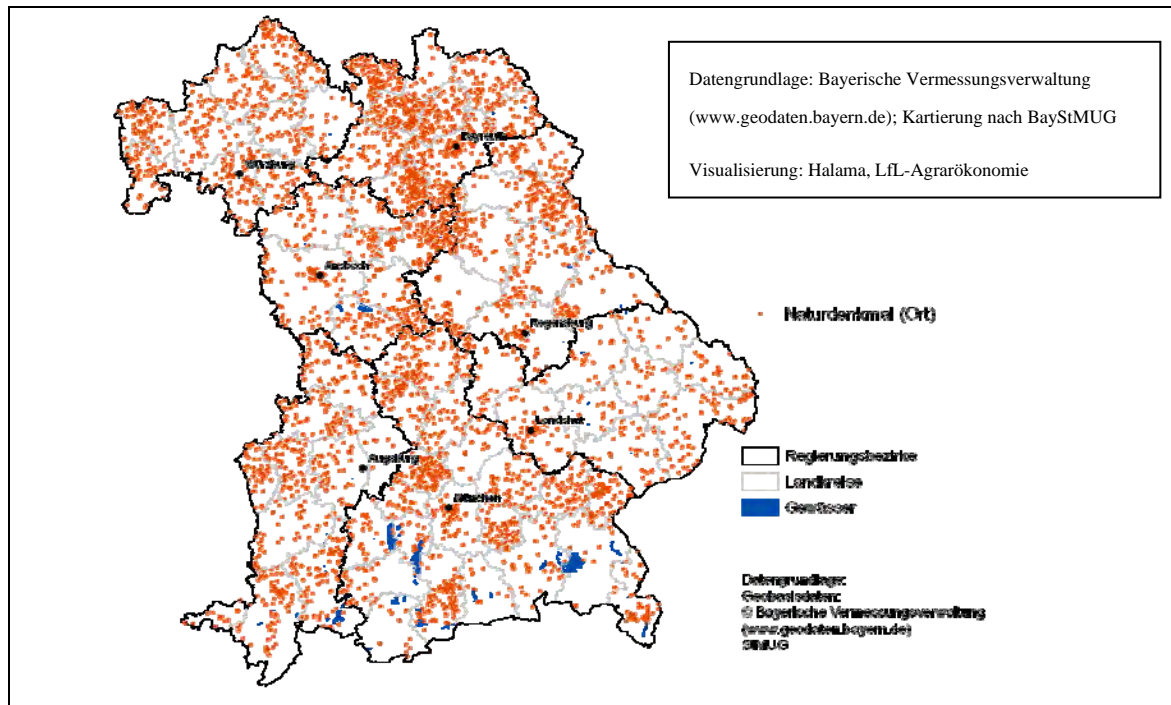


Abb. 70: Ökologie - Regionale Verteilung der Kategorie Naturdenkmal (Ort) in Bayern

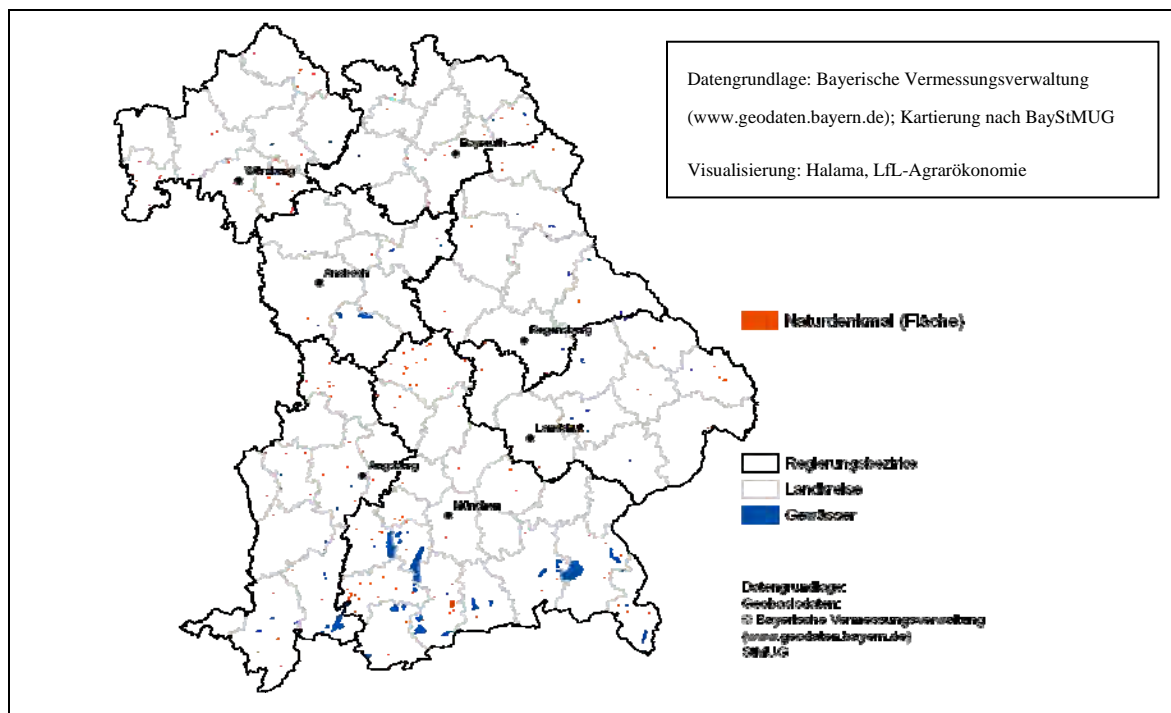


Abb. 71: Ökologie - Regionale Verteilung der Kategorie Naturdenkmal (Fläche) in Bayern

10.2.4 Ausdehnung des Maisanbaus nach Restriktion BayStMUG

Tab. 97: Zusätzlich erschließbares Potential durch Ausdehnung des Maisanbaus (max. Maisanbau nach Vorgabe BayStMUG) nach Regierungsbezirk

Region	Restriktion (Maisfläche in % der AF)				Mais-Anbaufläche 2011			Zusätzl. erschließbares Methanpotential [Mio. Nm ³ CH ₄]
	R1*	R2*	R3*	R4*	IST (BALIS) [1.000ha]	POT [1.000 ha]	DIFF [1.000 ha]	
	[%]	[%]	[%]	[%]				
Bayern	0	0	25	50	523	370	-153	-835
	0	25	25	50	523	498	-25	-138
	0	25	33	50	523	562	39	210
	0	33	33	50	523	603	80	433
Oberbayern	0	0	25	50	134	101	-33	-181
	0	25	25	50	134	116	-18	-98
	0	25	33	50	134	129	-5	-29
	0	33	33	50	134	134	-0	-2
Niederbayern	0	0	25	50	122	77	-44	-241
	0	25	25	50	122	85	-37	-201
	0	25	33	50	122	104	-18	-98
	0	33	33	50	122	106	-16	-85
Oberpfalz	0	0	25	50	61	37	-24	-128
	0	25	25	50	61	65	4	21
	0	25	33	50	61	69	8	43
	0	33	33	50	61	78	17	90
Oberfranken	0	0	25	50	31	28	-3	-18
	0	25	25	50	31	46	15	81
	0	25	33	50	31	50	19	102
	0	33	33	50	31	56	25	133
Mittelfranken	0	0	25	50	61	29	-32	-176
	0	25	25	50	61	55	-6	-31
	0	25	33	50	61	62	1	6
	0	33	33	50	61	71	10	53
Unterfranken	0	0	25	50	27	38	11	60
	0	25	25	50	27	59	32	172
	0	25	33	50	27	70	44	236
	0	33	33	50	27	77	50	272
Schwaben	0	0	25	50	87	59	-28	-152
	0	25	25	50	87	72	-15	-82
	0	25	33	50	87	78	-9	-50
	0	33	33	50	87	82	-5	-28

Anmerkung: Auf ganze Zahlen gerundet, Generell kein Grünlandumbruch

R1: Restriktion berücksichtigt Wiesenbrüteregebiete, Biotop, Moorbodenstandorte, Nationalparks, Naturdenkmäler, geschützte Landschaftsbestandteile

R2: Restriktion berücksichtigt Natura 2000-Gebiete, Naturschutzgebiete, Naturparks, Landschaftsschutzgebiete, Biosphärenreservate

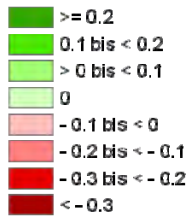
R3: Restriktion berücksichtigt Maßnahmenggebiete Grundwasser, Maßnahmenggebiet Oberflächengewässer, Wasserschutz- und Heilquellenschutzgebiete

R4: Restriktion berücksichtigt alle Gebiete, die nicht unter R1, R2 und/oder R3 fallen

Abb. 72: Wirkung der Maisanbaurestriktionen nach BayStMUG auf die Gemeinden in Bayern (Szenario 1 bis Szenario 4)

Legende:

(Veränderung in Prozentpunkte (absolut))



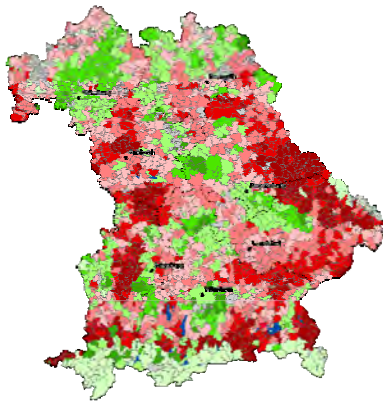
Anmerkung:

- Veränderung in Prozentpunkte der AF/LF
- linke Spalte: Maisanbaufläche relativ zur AF
- rechte Spalte: Maisanbaufläche relativ zur LF

Referenz: Ackerfläche

Szenario 1: 0 – 0 – 25 – 50

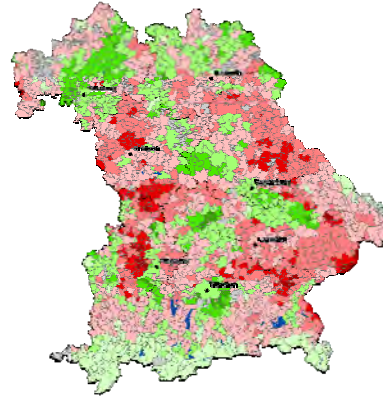
Vgl. Kapitel 6.6.2



Referenz: Landwirtschaftliche Nutzfläche

Szenario 1: 0 – 0 – 25 – 50

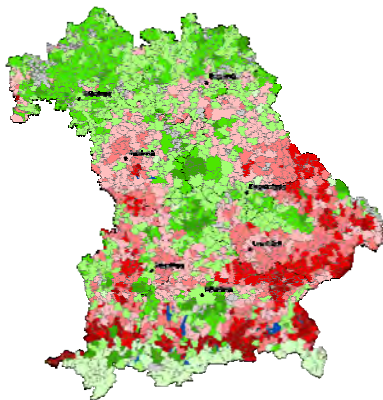
Vgl. Kapitel 6.6.2



Referenz: Ackerfläche

Szenario 2: 0 – 25 – 25 – 50

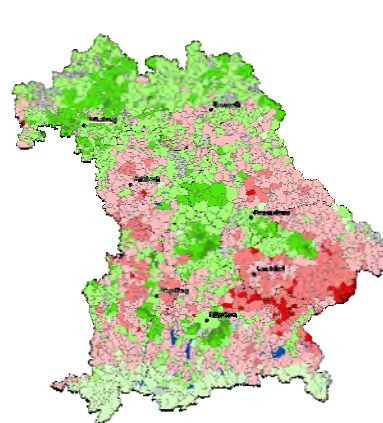
Vgl. Kapitel 6.6.2



Referenz: Landwirtschaftliche Nutzfläche

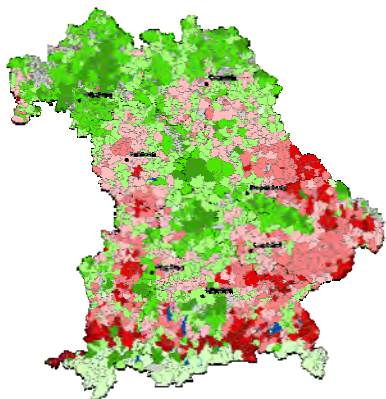
Szenario 2: 0 – 25 – 25 – 50

Vgl. Kapitel 6.6.2

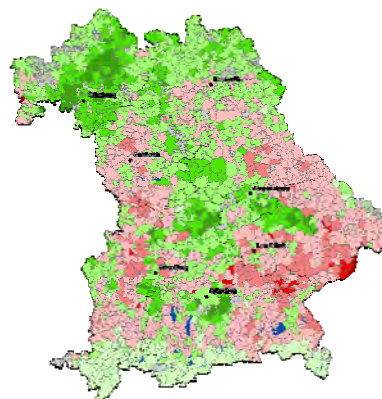


..Fortsetzung Abb. 72

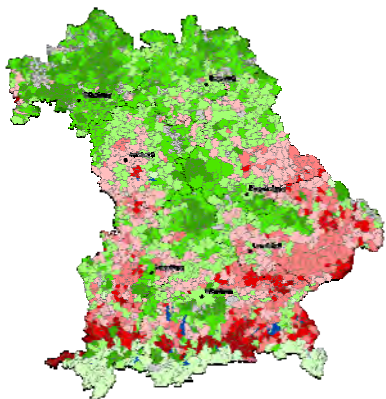
Referenz: Ackerfläche
Szenario 3: 0 – 25 – 33 – 50
Vgl. Kapitel 6.6.2



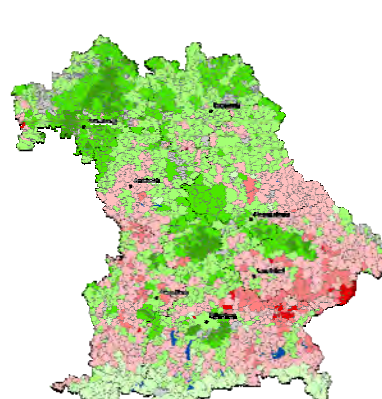
Referenz: Landwirtschaftliche Nutzfläche
Szenario 3: 0 – 25 – 33 – 50
Vgl. Kapitel 6.6.2



Referenz: Ackerfläche
Szenario 4: 0 – 33 – 33 – 50
Vgl. Kapitel 6.6.2



Referenz: Landwirtschaftliche Nutzfläche
Szenario 4: 0 – 33 – 33 – 50
Vgl. Kapitel 6.6.2



10.3 Grenzkosten bei Umrüstung auf Intervallbetrieb

Tab. 98: Beispiel-Kalkulation zu den Grenzkosten bei Umrüstung einer 50-kW-Biogasanlage auf Intervallbetrieb

Bezeichnung	Einheit	IST	ZIEL							
Installierte Leistung	kW _{el}	50	141	143	145	147	149	151	153	155
Auslastung	%	--	98%							
Vollbenutzung	h/d	21,37	8							
Vollbenutzung	h/a	7.800	2.920							
Ø Nutzungsgrad	%	32,0%	33,0%	33,5%	34,0%	34,5%	35,0%	35,5%	36,0%	36,5%
Leitungsverluste	%	1%	1%							
Eigenstrombedarf - Zukauf	%	8%	8%							
Ø Leistungsaufnahme Motorheizung	kW _{el}	--	2,0							
Heizdauer Motorheizung	h/d	--	15,0							
Heizwert (Hi)	kWh _{oto}	1.218.750	1.218.750	1.218.750	1.218.750	1.218.750	1.218.750	1.218.750	1.218.750	1.218.750
Stromerzeugung	kWh _{el}	390.000	402.188	408.281	414.375	420.469	426.563	432.656	438.750	444.844
Stromeinspeisung	kWh _{el}	386.100	398.166	404.198	410.231	416.264	422.297	428.330	434.363	440.395
Anschaffungskosten Motorheizung	€	--	3.000							
Anschaffungskosten BHKW nach ASUE_2011	€	104.000	155.000	156.000	157.000	158.000	159.000	161.000	162.000	163.000
Nutzungsdauer BHKW, Motorheizung	h	60.000	36.000							
Nutzungsdauer BHKW (max. 8 bzw. 12 Jahre)	a	8	12							
Zinsansatz	% v. A/2	6%	6%							
Versicherung	% v. A.	0,60%	0,60%							
Festkosten BHKW	€/a	16.744	18.855	18.974	19.093	19.213	19.332	19.571	19.690	19.809
Zusätzliche Festkosten BHKW	€/a	--	2.111	2.230	2.349	2.469	2.588	2.827	2.946	3.065
BHKW-Instandhaltungsverträge ASUE_2011	Ct/kWh _{el}	2,81	1,60	1,59	1,58	1,57	1,56	1,55	1,54	1,53
Instandhaltungskosten	€/a	10.954	6.444	6.495	6.545	6.595	6.645	6.694	6.743	6.792
Fremdstrombezug	Ct/kWh _{el}	21	21,00							
Stromkosten	€/a	6.552	8.852	8.852	8.852	8.852	8.852	8.852	8.852	8.852
Zusätzliche Betriebskosten	€/a	--	-2.211	-2.160	-2.109	-2.059	-2.010	-1.960	-1.911	-1.863
Mehreinnahmen aus Flexprämie	€/a	--	0	0	0	0	0	0	0	0
Vergütung für zusätzliche Einspeisung	Ct/kWh _{el}	--	22							
Mehreinnahmen aus Stromverkauf	€/a	--	2.654	3.982	5.309	6.636	7.963	9.291	10.618	11.945
Mehreinnahmen aus Stromverkauf	€/a	--	2.654	3.982	5.309	6.636	7.963	9.291	10.618	11.945
Zusätzliche Jahreskosten BHKW	€/a	--	-2.754	-3.911	-5.069	-6.227	-7.385	-8.424	-9.583	-10.742
Verstärkung Netzanschluss	€/kW _{el}	--	200							
Anschaffungskosten (Mittelwert)	€	--	20.000							
abzüglich Zuschuss (Z)	€	--	0							
Nutzungsdauer = Restlaufzeit EEG	a	--	12							
Zinsansatz	% v. (A-Z)/2	--	6%							
Zusätzliche Jahreskosten Netzanschluss	€/a	--	2.267							
Bezeichnung	Einheit	IST	ZIEL							
Installierte Leistung	kW _{el}	50	141	143	145	147	149	151	153	155
zusätzlicher Anschaffungskosten Steuerung	€	--	4.000							
AfA (nach Nutzungsdauer BHKW)	% v. A.	--	8%							
Zinsansatz	% v. A/2	--	6%							
Instandhaltung	% v. A.	--	2%							
Zusätzliche Jahreskosten Steuerung	€/a	--	533							
Sonstige Kosten (Planung, Genehmigung, ...)	€	--	10.000							
Nutzungsdauer = Restlaufzeit EEG	a	--	12							
Zinsansatz	% v. A/2	--	6%							
Zusätzliche Jahreskostenkosten Planung	€/a	--	1.133							
Zusätzliche Jahreskosten Stromerzeugung	€/a	--	1.179	22	-1.136	-2.293	-3.452	-4.491	-5.650	-6.809
Methangehalt Biogas	%	53%	53,0%							
Biogaserzeugung	Nm ³ /h	--	26,33							
Notw. Speichervolumen für 16 h	Nm ³	--	422							
	Nm ³ /kW _{el}	--	3,00	2,96	2,91	2,87	2,83	2,79	2,75	2,71
Reservevolumen (Biogas ist nicht Normgas!)	% v. Vol.	--	40%							
Vorhandes Gasspeichervolumen	m ³	--	50							
zusätzlich notw. externes Gaslager	m ³	--	540							
Anschaffungskosten Gaslager	€	--	55.000							
abzüglich Zuschuss (Z)	€	--	0							
Nutzungsdauer = Restlaufzeit EEG	a	--	12							
Zinsansatz	% v. (A-Z)/2	--	6%							
Instandhaltung einschließlich Strom	% v. A/2	--	5%							
Zusätzliche Jahreskosten Gaslager	€/a	--	8.983							

..Fortsetzung Tab. 98

Bezeichnung	Einheit	IST	ZIEL							
			141	143	145	147	149	151	153	155
Installierte Leistung	kW _{el}	50	141	143	145	147	149	151	153	155
Wärmenutzung Winter		30%								
Gesamtnutzungsgrad	%	85%	85%							
Nutzungsgrad _{therm}	%	50%	49%	48%	48%	47%	47%	46%	45%	45%
Wärmeerzeugung	kWh _{therm} /h	69	68	67	66	65	65	64	63	62
Wirkungsgrad Wärmespeicher	%	--	80%							
Sprenzung	*K	--	25							
Wärmekapazität von Wasser	kJ/kg K	--	4,19							
Pufferspeichervolumen	m ³	--	14,00							
Anschaffungskosten	€	--	14.000							
abzüglich Zuschuss (Z)	€	--	0							
Nutzungsdauer = Restlaufzeit EEG	% v. (A-Z)	--	8%							
Zinsansatz	% v. (A-Z)/2	--	6%							
Instandhaltung	% v. A	--	2,0%							
Versicherung	% v. A	--	0,60%							
Zusätzliche Jahreskosten Pufferspeicher^{*)}	€/a	--	1.951							
Wärmenutzung Winter		50%								
Pufferspeichervolumen	m ³	--	24							
Anschaffungskosten	€	--	21.000							
abzüglich Zuschuss	€/m ³	--	0							
Zusätzliche Jahreskosten Pufferspeicher^{*)}	€/a	--	2.926							
Wärmenutzung Winter		70%								
Pufferspeichervolumen	m ³	--	33							
Anschaffungskosten	€	--	27.000							
abzüglich Zuschuss	€/m ³	--	0							
Zusätzliche Jahreskosten Pufferspeicher^{*)}	€/a	--	3.762							

^{*)} Aufstellung im Freien

Literatur-/Quellenverzeichnis

- [1] Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie (StMWIVT)(2011): Bayerisches Energiekonzept „Energie innovativ“. München Mai 2011. <http://www.stmwivt.bayern.de/energie-und-rohstoffe> am 10.06.2012
- [2] Zenger, X. (2009): Produktionsfaktoren. In: VELA (Hrsg.) Wirtschaftslehre, BLV Verlagsgesellschaft München, 13. Aufl., S. 617.
- [3] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (2011): EEG 2009, Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien vom 25.10.2008, BGBl I 2008, 2074; zuletzt geändert durch Art. 2 Abs. 69 G v. 22.12.2011 I 3044.
- [4] VERORDNUNG (EG) Nr. 796/2004 DER KOMMISSION vom 21. 4.2004, ABl. L 141 vom 30.4.2004, S. 18.
- [5] Diepolder, M., Rieder, J., Hartmann, S., Gehring, K., Zellner, M. und Demmel, M. (2006): Dauergrünland. In: VELA (Hrsg.) Pflanzliche Erzeugung, BLV Verlagsgesellschaft München, 12. Aufl., S. 761.
- [6] Bayerisches Staatsministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten (StMELF)(2011): InVeKoS 2011.
- [7] Bayerisches Staatsministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten (StMELF) (2012): Bayerischer Agrarbericht 2012. <http://www.agrarbericht-2012.bayern.de/landwirtschaft-laendliche-entwicklung/index.html>.
- [8] Zenger, X. (2011): Agrarstrukturentwicklung in Bayern. Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft, LfL-Information, Freising.
- [9] Landesamt für Statistik und Datenverwaltung (LfStaD) (2012): Landwirtschaftliche Betriebe mit Haltungsplätzen für Rinder am 1. März 2010 nach Haltungsverfahren (Tab. 1401 R-5R).
- [10] Wendland, M., Diepolder, M., Capriel, P. (2011): Leitfaden für die Düngung von Acker- und Grünland. LfL-Information, Freising.
- [11] Landesamt für Statistik und Datenverwaltung (LfStaD) (2012): Weidehaltung von Milchkühen auf Betriebsflächen im Kalenderjahr 2009 (Tab. 1410 R-5R-L).
- [12] Landesamt für Statistik und Datenverwaltung (LfStaD) (2012): Weidehaltung von Rindern ohne Milchkühe auf Betriebsflächen im Kalenderjahr 2009 (Tab. 1411 R-5R-R).
- [13] Statistisches Bundesamt (Destatis) (2011): Wirtschaftsdünger tierischer Herkunft in landwirtschaftlichen Betrieben - Erhebung zur Wirtschaftsdüngerausbringung. Fachserie 3 Reihe 2.2.2, Wiesbaden.
- [14] Weiß A (2012): Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft, Institut für ländliche Strukturentwicklung, Betriebswirtschaft und Agrarinformatik, Experteneinschätzung 21.08.2012.

- [15] Weiß J (2012): Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft, Institut für ländliche Strukturentwicklung, Betriebswirtschaft und Agrarinformatik, Experten-einschätzung 11.07.2012.
- [16] Landesamt für Statistik und Datenverwaltung (LfStaD)(2012): Landwirtschaftliche Betriebe mit Haltungsplätzen für Schweine am 1. März 2010 nach Hal-tungsverfahren (Tab. Tab. 1402 R-5 R).
- [17] Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft (LfL)(2012): Biogas-Betreiber-Datenbank Bayern (BBD), Institut für Ländliche Strukturentwicklung, Be-triebswirtschaft und Agrarinformatik, München.
- [18] Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (KTBL)(2010): Gasausbeuten in landwirtschaftlichen Biogasanlagen. KTBL-Heft 88, Dar-mstadt.
- [19] Landesamt für Statistik und Datenverwaltung (LfStaD)(2012): Weidehaltung von Schafen auf Betriebsflächen im Kalenderjahr 2009, (Tab. 1412 R-5R-L).
- [20] Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft (LfL) (2012): Legehennen-betriebsregister. Institut für Ernährung und Markt, Stand Juli 2012, München.
- [21] Antwort des Bayerischen Staatsministeriums für Umwelt und Gesundheit vom 20.10.2009 auf Schriftliche Anfrage des Abgeordneten Dr. Christian Magerl BÜNDNIS 90/ DIE GRÜNEN vom 30.09.2009.
[http://www.bayern.landtag.de/www/ElanTextAblage_WP16/Drucksachen/Schr iftliche%20Anfragen/16_0002421.pdf](http://www.bayern.landtag.de/www/ElanTextAblage_WP16/Drucksachen/Schriftliche%20Anfragen/16_0002421.pdf)
- [22] Brüterei Süd (2012): Telefonische Auskunft von Bachmeier, J., 17.6.2012, Re-genstauf.
- [23] Rintelen, P.-M.(1998):Potentialabschätzung zur Biogaserzeugung in Bayern. In: Grundlagen und Ausgangssituation für Biogas in Bayern. (Hrsg.) Institut und Bayerische Landesanstalt für Landtechnik der Technischen Universität München–Weihenstephan, Landtechnik Arbeitsblatt, Freising.
- [24] Süddeutsche Truthahn AG Handelsgesellschaft (2012): Telefonische Auskunft von Kirchmeier, G., 13.6. 2012, Ampfing.
- [25] Würfl, P., Halama, M., Keymer, U. (2008): Grünlandstudie Bayern. Schriften-reihe der Bayerischen Landesanstalt für Landwirtschaft, Band Nr. 9, Freising.
- [26] Bachmair, J., Diepolder, M., Effenberger, M., Fröhner, A., Halama, M., Hartmann, S., Heinz, S., Spatz, A., Keymer, U., Kissel, M., Kuhn, Moosmeyer, M., Thurner, S. Wank, S. (2011): Nutzung von Grünland zur Biogaserzeugung – Machbarkeitsstudie. Schriftenreihe der Bayerischen Landesanstalt für Landwirtschaft, Band Nr. 4, Freising.
- [27] Keymer, U. (2004): Biogasausbeuten verschiedener Substrate.
<http://www.lfl.bayern.de/ilb/technik/10225/>
- [28] Deutsches Institut für Normung (DIN) (Hrsg.) (1990): DIN 1343 - Referenzzu-stand, Normzustand, Normvolumen; Begriffe und Werte. Berlin.

- [29] *Bayerischen Brauerbund (2012): Telefonische Mitteilung 17.07.2012, München.*
- [30] *Verband Bayerischer Landwirtschaftlicher Brennereien e.V. (2012): Telefonische Auskunft 13.07.2012, München.*
- [31] *Bayerischer Müllerbund e.V.(2012): Telefonische Mitteilung 13.07.2012, München.*
- [32] *Landes-Innungsverband für das bayerische Bäckerhandwerk (2012): Telefonische Auskunft 18.07.2012, München.*
- [33] *Bäckerei Zöttl GmbH (2012): Telefonische Mitteilung 18.07.2012, München.*
- [34] *BayWa AG (2012): Telefonische Mitteilung 16.07.2012, München.*
- [35] *Landesamt für Statistik und Datenverwaltung (LfStaD)(2012): Anbau und Ernte der Feldfrüchte in Bayern 2011, im Vorjahr und im langjährigen Durchschnitt. <https://www.statistik.bayern.de/statistik/landwirtschaft/>, 31.07.2012.*
- [36] *Technologie- und Förderzentrum (TFZ) (Hrsg.) (2008): Dezentrale Ölmühlen in Bayern, Straubing.*
- [37] *Technologie- und Förderzentrum (TFZ) (Hrsg.) (2011): Status Quo der dezentralen Ölgewinnung – bundesweite Befragung, Straubing.*
- [38] *Campa Süd GmbH & Co. KG (2007): Firmenbroschüre. www.kraftwerksbauer.de/files/5-9redaktioncampa.pdf, 16.07.2012.*
- [39] *Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft (TLL) (2007): Biodiesel in der Landwirtschaft. <http://www.tll.de/ainfo/pdf/biod0508.pdf>, 13.08.2012.*
- [40] *Fachagentur nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) (2012): Homepage. <http://www.nachwachsenderohstoffe.de/?id=617&GID=0&OID=0&KID=7>, 13.08.2012.*
- [41] *Technologie und Förderzentrum (TFZ), (2012): Telefonische Mitteilung 30.07.2012, Straubing.*
- [42] *Südsprit GmbH (2012): Homepage. <http://www.suedsprit.de/pages/glycerin.php>, 13.08.2010.*
- [43] *Südsprit GmbH, Schrobenhausen (2012): Telefonische Mitteilung 30.07.2012*
- [44] *Südzucker AG, Rain am Lech (2012): E-Mail vom 21.06.2012 an Herrn Reisenweber, Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft.*
- [45] *Südzucker AG, Rain am Lech (2012): Telefonische Mitteilung 26.07.2012.*
- [46] *Bundesverband der Deutschen Süßwarenindustrie e.V. (BDSI) (2012): Umfrageergebnisse unter bayerischen Süßwarenhersteller Stand 31.07.2012, Bonn.*
- [47] *Bayerisches landwirtschaftliches Informationssystem (Balis) (2012): Kartoffelanbauflächen. Unveröffentlicht.*

- [48] *Südstärke GmbH, Schrobenhausen (2012): E-Mail vom 11.07.2012 an Herrn Reisenweber, Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft*
- [49] *Südstärke GmbH (2012): Telefonische Mitteilung 16.07.2012, Schrobenhausen.*
- [50] *Südstärke GmbH (2012): Homepage. <http://www.suedstaerke.de/index.php?Unternehmen>, 30.07.2012.*
- [51] *Scherz und Souci (1994): Food composition and nutrition tables. Deutsche Forschungsanstalt für Lebensmittelchemie, Garching.*
- [52] *Verband der bayerischen private Milchwirtschaft e.V. (2012): Telefonische Mitteilung 16.07.2012, München.*
- [53] *Landesvereinigung der bayerischen Milchwirtschaft(2012) Telefonische Mitteilung 13.07.2012, München.*
- [54] *Verordnung (EG) Nr. 1069/2009 des europäischen Parlaments und des Rates vom 21. Oktober 2009, ABl. EU L 300, S. 1.*
- [55] *Servicegesellschaft Tierische Nebenprodukte mbH (2012): Homepage. http://www.stn-vvtn.de/fakten_zahlen.php, 17.07.2012.*
- [56] *Niemann, H. (2011): Statistik der Verarbeitung tierischer Nebenprodukte 2010. In: Tierische Nebenprodukt Nachrichten, TNN II/2011.*
- [57] *Statistisches Bundesamt (Destatis) (2011): Statistisches Jahrbuch Deutschland 2011. https://www.destatis.de/DE/Publikationen/StatistischesJahrbuch/StatistischesJahrbuchKomplett.pdf?__blob=publicationFile, 13.08.2012.*
- [58] *Stockinger, B., Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft (2012): Herstellungsmengen tierischer Nebenprodukte in Bayern. Unveröffentlicht.*
- [59] *Ehberger, S.; Vorstandsmitglied des Obst- und Gartenbauvereins Tuntenhausen, Landkreis Rosenheim (2003): Mündliche Mitteilung. Zitiert in: Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft (LfL) (2005): Erzeugung von Apfelsaft in Bayern. Freising.*
- [60] *Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft (LfL) (2005): Erzeugung von Apfelsaft in Bayern. Freising*
- [61] *Bayerische Landesanstalt für Wein- und Gartenbau (LWG) (2012): Telefonische Mitteilung 16.07.2012, Veitshöchheim.*
- [62] *Bayerischer Gärtnereiverband e.V. (2012): Telefonische Mitteilung 13.07.2012, München.*
- [63] *Landesanstalt für Wein- und Gartenbau (LWG) (2012): Telefonische Mitteilung 16.07.2012, Veitshöchheim.*
- [64] *Abfallverzeichnis-Verordnung (AVV) vom 10. Dezember 2001 (BGBl. I S. 3379), die zuletzt durch Artikel 5 Absatz 22 des Gesetzes vom 24. Februar 2012 (BGBl. I S. 212) geändert worden ist*

- [65] *Berndt GmbH (2012): Telefonische Mitteilung 18.07.2012, Obererding.*
- [66] *Hilger, J. (2000): Struktur- und Absatzplanung für die Verwertung von Speiseresten als Futtermittel. Dissertation. Bonn. Zitiert in: Kohl, U. (o.J.): Aufkommen, Behandlung und Verbleib von tierischen Nebenprodukten und Speiseabfällen aus Sicht des Bundesverbands der Nahrungsmittel- und Speisereste-Verwertung (BNS) e.V.. Querfurt.*
- [67] *Centrales Agrar-Rohstoff-Marketing- und Energie-Netzwerk e.V. (C.A.R.M.E.N) (2012): Telefonische Mitteilung 13.07.2012, Straubing.*
- [68] *Landesamt für Umwelt (LfU) (Hrsg.) (2011): Hausmüll in Bayern. <http://www.abfallbilanz.bayern.de/doc/Abfallbilanz2010.pdf>, 16.08.2012.*
- [69] *Landesamt für Statistik und Datenverwaltung (LfStaD) (2012): E-Mail vom 22.08.2012.*
- [70] *Wurzer Umwelt GmbH (2012): Telefonische Mitteilung 19.07.2012, Eitting.*
- [71] *Fübbeker, A.; Landwirtschaftskammer Weser-Ems (2003): Grassilagen rechtzeitig einsilieren. In: RCG aktuell, Ausgabe 1/2003.*
- [72] *Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (KTBL)(2010): Gasausbeute in landwirtschaftlichen Biogasanlagen. Heft 88, 2. Überarbeitete Auflage, ISBN 978-3-941583-42-9, Darmstadt.*
- [73] *Landesamt für Statistik und Datenverwaltung (LfStaD) (2012):Ernte-, Betriebsberichterst.(EBE):Feldfrüchte, Grünland im Kalenderjahr 2011, Getreide (Tab. 41241-001R) und Hackfrüchte (Tab. 41241-002R).*
- [74] *Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft (LfL)(2011): Leitfaden für die Düngung von Acker- und Grünland (Gelbes Heft). 9. unveränderter Auflage 2011. LfL-Information, Freising.*
- [75] *ROPA Maschinenbau GmbH (2012): Persönliche Auskunft 01.08.2012.*
- [76] *Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume (MLUR) (2012): Broschüre: „Empfehlungen zur Optimierung des Maisanbaus in Schleswig-Holstein“: Homepage. http://www.schleswig-hols-tein.de/MLUR/DE/Service/Broschueren/Landwirtschaft/pdf/Maisanbau_blob=publicationFile.pdf, 29.10.2012.*
- [77] *Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. (ASUE)(2011): BHKW-Kenndaten 201, Verlag für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch, Essen.*
- [78] *Loibl, H. (2011): Strom aus Biogasanlagen – ein Überblick über die Neuregelungen des EEG 2012. In: REE - Recht der Erneuerbaren Energien, Ausgabe 04/2011, S. 197 - 203. <http://www.paluka.de/fileadmin/paluka/pdf/ree.pdf>*
- [79] *Clearingstelle EEG, Empfehlung 2009/12 vom 10. Juli 2010 http://www.clearingstelle-eeg.de/files/2009-12_Empfehlung.pdf*

-
- [80] *EEG 2012, Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien vom 30.6.2011, BGBl. I S. 1634, zuletzt geändert durch Art. 1 G v. 17.8.2012 (BGBl. I S. 1754).*
- [81] *Übertragungsnetzbetreiber(ÜNB) (2012):EEG-Umlage. <http://www.eeg-kwk.net/de/EEG-Umlage.htm>. 26.11.2012.*
- [82] *Kraft-Wärme Kopplungsgesetz (KWKG) 2002, zuletzt geändert durch Art. 1 G v. 12.7.2012 | 1494.*
- [83] *Baugesetzbuch, in der Fassung der Bekanntmachung vom 23. September 2004 (BGBl. I S.2414), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 22. Juli 2011 (BGBl. I S. 1509) geändert worden ist.*