

Schlussbericht

zum Vorhaben

Thema:

**Verbundvorhaben: Biogasbestandsanlagen nach der EEG-Phase –
Geschäftsmodelle einer energetischen Eigenversorgung landwirtschaftlicher
Betriebe mittels ihrer Biogasanlagen (Biogas Autark)**

Zuwendungsempfänger:

**Teilvorhaben 1: Institut für ZukunftsEnergie- und StoffstromSysteme
(IZES gGmbH)**

Teilvorhaben 2: Universität Hohenheim

Förderkennzeichen:

22404816, 22404817

Laufzeit:

01.10.2017 bis 31.08.2020

Monat der Veröffentlichung:

06/2020

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Ernährung
und Landwirtschaft

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wurde aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages mit Mitteln des Bundesministeriums für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL) über die Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) als Projektträger des BMEL für das Förderprogramm Nachwachsende Rohstoffe unterstützt. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

	Teilvorhaben 1	Teilvorhaben 2
Zuwendungsgeber	Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL) 11055 Berlin Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe e.V. Hofplatz 1 18276 Gülzow-Prüzen	
Zuwendungsempfänger	Institut für ZukunftsEnergie- und StoffstromSysteme (IZES gGmbH) Altenkesseler Str. 17 A1 66115 Saarbrücken	Universität Hohenheim Landesanstalt für Agrartechnik und Bioenergie (740) Garbenstraße 9 70599 Stuttgart
Förderkennzeichen	22404816	22404817
Vorhabensbezeichnung	Verbundvorhaben: Biogasbestandsanlagen nach der EEG-Phase – Geschäftsmodelle einer energetischen Eigenversorgung landwirtschaftlicher Betriebe mittels ihrer Biogasanlagen (Biogas Autark) – Teilvorhaben 1	Verbundvorhaben: Biogasbestandsanlagen nach der EEG-Phase – Geschäftsmodelle einer energetischen Eigenversorgung landwirtschaftlicher Betriebe mittels ihrer Biogasanlagen (Biogas Autark) – Teilvorhaben 2
Laufzeit	01.10.2017 bis 31.08.2020	
Berichtszeitraum	01.10.2017 bis 31.08.2020	
Kontaktperson	Bernhard Wern Tel: +49 681 844 972 74 E-Mail: wern@izes.de	Dr. Simon Zielonka Tel: +49 711 459-22531 E-Mail: simon.zielonka@uni-hohenheim.de
Autoren	Dr. Joachim Pertagnol Dr. Gerd Reinhold (TLLLR)	Dr. Simon Zielonka

Inhalt

1	Kurze Darstellung	12
1.1	Aufgabenstellung	12
1.2	Planung und Ablauf des Vorhabens	12
1.3	Wissenschaftlicher und technischer Stand an den angeknüpft wurde	13
1.3.1	Rechtliche Rahmenbedingungen beim Betrieb einer Biogasanlage außerhalb des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG)	13
1.3.1.1	Einleitung	13
1.3.1.2	Rechtliche Rahmenbedingungen	14
1.3.1.3	EEG-Umlage	14
1.3.1.4	Netzentgelte	16
1.3.1.5	§ 19 StromNEV-Umlage	17
1.3.1.6	Umlage für abschaltbare Lasten	18
1.3.1.7	Offshore-Haftungsumlage und Offshore-Netzumlage	19
1.3.1.8	KWKG-Umlage	19
1.3.1.9	Konzessionsabgabe	20
1.3.1.10	Stromsteuer	20
1.3.1.11	Mehrwertsteuer	21
1.3.2	Energiebedarf Landwirtschaft	22
1.3.2.1	Einführung Energieverbrauch globaler Effekt	22
1.3.2.2	Allgemeiner Energiebedarf in der Landwirtschaft	22
1.3.2.3	Beschreibung Biogasanlagen	22
1.3.2.4	Strombedarf Landwirtschaft	22
1.3.2.5	Wärmebedarf Landwirtschaft	25
1.3.2.6	Mobilität	25
1.4	Zusammenarbeit mit anderen Stellen	25
2	Ergebnisse	27
2.1	Material und Methode	27
2.1.1	Betriebsauswahl	27
2.1.2	Datenerhebung	27
2.1.3	Ökonomische Ansätze	28
2.2	Ergebnisse und Diskussion	28
2.2.1	Betrieb 40 kW Milchvieh	29
2.2.1.1	Landwirtschaftsbetrieb	29
2.2.1.2	Biogasanlage	29
2.2.1.3	Ergebnisse der Messphase	32
2.2.1.4	Eigenversorgungskonzepte	42
2.2.1.5	Ökonomische Betrachtungen	43
2.2.1.6	Strombedarf je Tierplatz und Jahr	46
2.2.2	Betrieb 75 kW Milchvieh	46

2.2.2.1	Landwirtschaftsbetrieb	46
2.2.2.2	Biogasanlage	46
2.2.2.3	Ergebnisse der Messphase	51
2.2.2.4	Eigenversorgungskonzepte	61
2.2.2.5	Ökonomische Betrachtungen	62
2.2.2.6	Strombedarf je Tierplatz und Jahr	66
2.2.3	Betrieb 75 kW Legehennen	66
2.2.3.1	Landwirtschaftsbetrieb	66
2.2.3.2	Biogasanlage	66
2.2.3.3	Ergebnisse der Messphase	71
2.2.3.4	Eigenversorgungskonzepte	82
2.2.3.5	Ökonomische Betrachtungen	84
2.2.3.6	Strombedarf je Tierplatz und Jahr	88
2.2.4	Betrieb 250 kW Wärmegeführt	88
2.2.4.1	Landwirtschaftsbetrieb	88
2.2.4.2	Biogasanlage	89
2.2.4.3	Ergebnisse der Messphase	90
2.2.4.4	Eigenversorgungskonzepte	97
2.2.4.5	Ökonomische Betrachtungen	98
2.2.5	Betrieb 366 kW Schweine	100
2.2.5.1	Landwirtschaftsbetrieb	100
2.2.5.2	Biogasanlage	100
2.2.5.3	Ergebnisse der Messphase	103
2.2.5.4	Ökonomische Betrachtungen	110
2.2.5.5	Strombedarf je Tierplatz und Jahr	112
2.2.6	Betrieb G	112
2.2.6.1	Energiebedarf und Energiebereitstellung	112
2.2.6.2	Biogaserzeugung außerhalb des EEG zur Eigenstromerzeugung	114
2.2.6.3	Abdeckung des Wärmebedarf bei Eigenstromerzeugung	118
2.2.6.4	Varianten zur Abdeckung des Kraftstoffbedarf	118
2.2.7	Betrieb A	119
2.2.7.1	Energiebedarf und Energiebereitstellung	119
2.2.7.2	Biogaserzeugung außerhalb des EEG zur Eigenstromerzeugung	120
2.2.7.3	Abdeckung des Wärmebedarf bei Eigenstromerzeugung	123
2.2.7.4	Varianten zur Abdeckung des Kraftstoffbedarfs	124
2.3	Handlungsempfehlungen	126
2.3.1	Erste Schritte	126
2.3.2	Messkonzept/ Datenerhebung	126
2.3.3	Verbrauchsoptimierung	127
2.3.4	Energiesystem	127

2.3.5	Betrieb	128
2.4	Abschlussdiskussion	129
2.5	Verwertung	132
2.6	Erkenntnisse von Dritten.....	133
2.7	Veröffentlichungen	134
2.8	Literatur	135
ANHANG	137

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Entwicklung der EEG-Umlage nach BNetzA, 2020a	16
Abbildung 2: Entwicklung der Netzentgelte für Haushaltskunden für das Abnahmeband zwischen 2.500 und 5.000 kWh im Jahr (über alle Vertragskategorien mengengewichtet) nach (BNetzA, 2020b) .	17
Abbildung 3: Entwicklung der § 19 StromNEV-Umlage nach 50HERTZ ET AL., 2020	18
Abbildung 4: Entwicklung der Abschaltbare Lasten-Umlage nach 50HERTZ ET AL., 2020	18
Abbildung 5: Entwicklung der Offshore-Umlage nach 50HERTZ ET AL., 2020	19
Abbildung 6: Entwicklung der KWKG-Umlage bzw. des KWK-Aufschlags nach 50HERTZ ET AL., 2020	20
Abbildung 7: Die Massen der täglichen Einsatzstoffe in der Substratration für 2018	31
Abbildung 8: Theoretischer Methanertrag der eingesetzten Substrate pro Tag für das Jahr 2018	31
Abbildung 9: Summierter spezifischer Norm-Methanertrag (Mittelwert aus drei Wiederholungen) der Substrate Körnermais (15.01.2019), Grassilage (15.01.2019), Grassilage (09.04.2019) und Maissilage (09.04.2019).....	32
Abbildung 10: Summierter spezifischer Norm-Methanertrag (Mittelwert aus drei Wiederholungen) der Substrate Grassilage (06.08.2019) und Maisschrot (06.08.2019)	32
Abbildung 11: Stromproduktion und –verbrauch im Untersuchungszeitraum.....	33
Abbildung 12: Aufteilung des Gesamtstrombedarfs auf die Betriebszweige.....	34
Abbildung 13: Nutzung der BHKW-Abwärme (Wärmeproduktion über Stromkennzahl berechnet. Eigenwärmebedarf der BGA mit 15% geschätzt)	35
Abbildung 14: Verlauf der Stromproduktion und der Stromnutzung im Untersuchungszeitraum (03.08.18-06.08.2019)	37
Abbildung 15: Verlauf der Wärmeproduktion und der Wärmenutzung im Untersuchungszeitraum (03.08.18-06.08.2019)	38
Abbildung 16: Faktoren der Produktion und Verbrauchs von Strom und Wärme bezogen auf die Abschnitte des Untersuchungszeitraums	38
Abbildung 17: Beispiel des Tageslastgangs der Betriebszeige im Minutentakt ohne Heutrocknung (25.09.2019)	39
Abbildung 18: Beispiel des Tageslastgangs der Betriebszeige im Minutentakt mit Heutrocknung (25.07.2019)	40
Abbildung 19: Verlauf des Leistungsbezugs über eine Woche ohne Betrieb der Heutrocknung.....	40
Abbildung 20: Verlauf des Leistungsbezugs über eine Woche mit Betrieb der Heutrocknung	41
Abbildung 21: Gemittelter Lastgang des Untersuchungszeitraumes für die Betriebszweige	41
Abbildung 22: Tages-Maximalwerte des Lastgangs für Betriebszweige	42
Abbildung 23: Massenzusammensetzung der täglichen Substratzufuhr.....	48
Abbildung 24: Monatssummen der Substratmassen (Balken) im Vergleich zu den zu erwartetem (Wirkungsgrad 38%) und tatsächlichen Ertrag an elektrischer Energie	49
Abbildung 25: Zu erwartender Methanertrag (Balken) aus den gefütterten Substratmengen gegenübergestellt dem aus der produzierten elektrischen Energie zurückgerechnetem Methanertrag Y_{CH_4} für die Jahre 2018 und 2019 (Wirkungsgrad BHKW 38%, 9,97 kWh/ m ³ CH ₄).....	49
Abbildung 26: Anteil der produzierten elektrischen Energie an der aus der gefütterten Substratmenge zu erwartenden elektrischen Energie für die Jahre 2018 und 2019 (Wirkungsgrad BHKW 38%, 9,97 kWh/ m ³ CH ₄).....	50
Abbildung 27: Summierter spezifischer Norm-Methanertrag (Mittelwert aus drei Wiederholungen) der Substrate Grassilage/Maissilage (14.01.2019) und Grassilage (10.04.2019)	50
Abbildung 28: Summierter spezifischer Norm-Methanertrag (Mittelwert aus drei Wiederholungen) der Substrate Maissilage und Grassilage aus der Probenahme vom 07.08.2019.....	51
Abbildung 29: Stromproduktion und –verbrauch im Untersuchungszeitraum.....	52

Abbildung 30: Aufteilung des Gesamtstrombedarfs auf die Betriebszweige.....	52
Abbildung 31: Nutzung der BHKW-Abwärme (Wärmeproduktion über Stromkennzahl berechnet. Eigenwärmebedarf der BGA mit 15% geschätzt).....	53
Abbildung 32: Verlauf der Stromproduktion und der Stromnutzung im Untersuchungszeitraum (04.09.18-17.09.19)	55
Abbildung 33: Verlauf der Wärmeproduktion und der Wärmenutzung im Untersuchungszeitraum (04.09.18-17.09.19)	56
Abbildung 34: Faktoren aus Produktion und Verbrauch an Strom und Wärme in Bezug auf die Abschnitte des Untersuchungszeitraumes.....	56
Abbildung 35: Einspeiselastgang des BHKW und der PV-Anlage im 15 Minutentakt des Untersuchungszeitraumes (04.09.18-17.09.19) (Daten für Dezember lagen nicht vor)	57
Abbildung 36: Einspeiselastgang des BHKW im Zeitraum 01.05.2019 bis 15.05.2019	57
Abbildung 37: Beispiel des Tageslastgangs der Betriebszweige im Vergleich der Stromproduktion eines Wochenendtages (07.09.2019) im Minutentakt.....	59
Abbildung 38: Beispiel des Tageslastgangs der Betriebszweige im Vergleich der Stromproduktion eines Wochentages (13.08.2019) im Minutentakt.....	59
Abbildung 39: Gemittelter Lastgang des Untersuchungszeitraumes für das Wohnhaus, den Stall und den Gesamtbetrieb.....	60
Abbildung 40: Minütliche Maximalwerte des Lastgangs bezogen auf die Tageszeit für den Gesamtbetrieb, den Stall und das Wohnhaus für den Zeitraum 24.07.2019 – 08.09.2019	60
Abbildung 41: Minütliche summierte Maximalwerte (gestapelte Kurven) des Lastgangs bezogen auf die Tageszeit für den Stall und das Wohnhaus (18.06.19 – 08.09.19).....	61
Abbildung 42: Anzahl an Ereignissen, in den kein Strom eingespeist wurde bezogen auf die Tageszeit (01.01.2015 – 01.10.2020; 15 min Intervall).....	62
Abbildung 43: Die Anteile der täglichen Einsatzstoffe an der Substratration.....	68
Abbildung 44: Die Anteile der Einsatzstoffe an der Substratration pro Monat	68
Abbildung 45: Theoretischer Methanertrag der eingesetzten Substrate pro Monat	69
Abbildung 46: Summierter spezifischer Norm-Methanertrag (Mittelwert aus drei Wiederholungen) der Substrate Grassilage (15.01.2019), Hühnermist (15.01.2019) und Mischung Grassilage Hühnermist (09.04.2019)	70
Abbildung 47: Summierter spezifischer Norm-Methanertrag (Mittelwert aus drei Wiederholungen) der Substrate Grassilage (06.08.2019), Hühnertrockenkot (06.08.2019) und Mischung Feststoffdosierer (06.08.2019)	71
Abbildung 48: Stromproduktion und –verbrauch im Untersuchungszeitraum.....	71
Abbildung 49: Aufteilung des Gesamtstrombedarfs auf die Betriebszweige (Angaben basieren auf Tagesdurchschnittswerten der Intensivmessphase).....	72
Abbildung 50: Nutzung der BHKW-Abwärme (Wärmeproduktion über Stromkennzahl berechnet. Eigenwärmebedarf der BGA mit 15% geschätzt).....	73
Abbildung 51: Verlauf der Stromproduktion und der Stromnutzung im Untersuchungszeitraum (03.08.18-06.08.19)	75
Abbildung 52: Verlauf der Wärmeproduktion und der Wärmenutzung im Untersuchungszeitraum (03.08.18-06.08.19)	76
Abbildung 53: Faktoren der Produktion und Verbrauchs von Strom und Wärme bezogen auf die Abschnitte des Untersuchungszeitraumes	76
Abbildung 54: Leistungsabgabe des BHKW im 15 Minutentakt während der Intensivmessphase (28.02.19-07.10.19)	77
Abbildung 55: Leistungsabgabe des BHKW im Zeitraum 01.04.2019 bis 14.04.2019	78
Abbildung 56: Füllstand des Gasspeichers im Zeitraum 01.04.19-14.04.19	78

Abbildung 57: Beispiel des Tageslastgangs der Betriebszeige im Vergleich zur Stromproduktion eines Wochentages (21.03.2019) im 15-Minutentakt	79
Abbildung 58: Beispiel des Tageslastgangs der Betriebszeige im Vergleich zur Stromproduktion eines Wochentages (02.09.2019) im 15-Minutentakt	80
Abbildung 59: Beispiel des Tageslastgangs der Betriebszeige im Vergleich zur Stromproduktion eines Wochentages (26.08.2019) im Minutentakt.....	80
Abbildung 60: Gemittelter Lastgang des Untersuchungszeitraumes für die einzelnen Betriebszweige	81
Abbildung 61: Maximalwerte des Lastgangs bezogen auf die Tageszeit für die Betriebszweige im 15-Minuten-Takt.....	82
Abbildung 62: Lastgang des Gesamtbetriebes (ohne Wohnhaus) in der Intensivmessphase.....	83
Abbildung 63: Leistungsbedarf des Betriebszweigs Landwirtschaft (ohne Wohnhaus und Biogasanlage).....	84
Abbildung 64: Summierter spezifischer Norm-Methanertrag (Mittelwert aus drei Wiederholungen) der Grassilagen (erster und dritter Schnitt) vom 09.01.19 und der Grassilage und des Rinderfestmistes vom 08.04.19	90
Abbildung 65: Summierter spezifischer Norm-Methanertrag (Mittelwert aus drei Wiederholungen) der Grassilage und des Pferdemitestes vom 08.08.19	90
Abbildung 66: Stromproduktion und –verbrauch im Untersuchungszeitraum (08.10.18-02.10.19)	91
Abbildung 67: Aufteilung des Stromverbrauches im Untersuchungszeitraum	92
Abbildung 68: Wärmeproduktion/ -einspeisung und –verbrauch im Untersuchungszeitraum (Wirkungsgrad Holzofen mit 90% angenommen, Wärmeproduktion des BHKW über die Stromproduktion und Stromkennzahl berechnet, Betrieb (Rest) entspricht dem Verbrauch des Hauptzählers abzüglich der Netzverluste und der Einzelverbraucher)	93
Abbildung 69: Gegenüberstellung der Stromproduktion (BHKW + PV) und des Stromverbrauchs (PV Eigenverbrauch + Netzbezug) des Jahres 2017.....	94
Abbildung 70: Netzbezug des Betriebes über die Monate des Jahres 2017 mit max. Leistungsbezug.....	94
Abbildung 71: Gegenüberstellung der Stromproduktion (BHKW + PV) und des Stromverbrauchs (PV Eigenverbrauch + Netzbezug) des Untersuchungszeitraumes (08.10.2018 – 02.10.2019)	95
Abbildung 72: Gegenüberstellung des Wärmeverbrauches (Balken gestapelt) und der Wärmeeinspeisung (Kurven gestapelt) im Untersuchungszeitraum	96
Abbildung 73: Faktoren der Produktion und des Verbrauchs von Strom und Wärme bezogen auf die Abschnitte des Untersuchungszeitraums	96
Abbildung 74: Tagesdurchschnittswerte der BHKW Leistung und des Eigenstrombedarfs der BGA im Zeitverlauf	97
Abbildung 75: Betriebsnetzwerk exemplarisch dargestellt.	100
Abbildung 76: Summierter spezifischer Norm-Methanertrag (Mittelwert aus drei Wiederholungen) der Maissilage vom 09.01.19 und 08.04.19	102
Abbildung 77: Summierter spezifischer Norm-Methanertrag (Mittelwert aus drei Wiederholungen) der Triticale-GPS vom 08.08.19	103
Abbildung 78: Stromproduktion und –verbrauch im Untersuchungszeitraum (08.10.18-02.10.19)	104
Abbildung 79: Jahresstrombezug und maximaler Leistungsbezug	104
Abbildung 80: Jahresstrombezug und max. Leistungsbezug verschiedener Betriebszweige.....	105
Abbildung 81: Stromverbrauch der Biogasanlage und der LW in 2018 und 2019 mit max. Leistungsbezug zum Vergleich von Volleinspeisung und Überschusseinspeisung.....	105
Abbildung 82: Aufteilung des Gesamtstrombedarfs im Untersuchungszeitraum auf die Betriebszweige ...	106
Abbildung 83: Nutzung der BHKW-Abwärme (Wärmeproduktion über Stromkennzahl berechnet. Eigenwärmebedarf der BGA mit 15% geschätzt, Werte für Wohnhaus und Wärmelieferungen über prozentualen Anteil aus dem Jahr 2019 berechnet)	106
Abbildung 84: Verlauf der Stromproduktion und der Stromnutzung im Untersuchungszeitraum (03.08.18-06.08.19)	108

Abbildung 85: Verlauf der Wärmeproduktion und der Wärmenutzung im Untersuchungszeitraum (03.08.18-06.08.19) (Wärmeproduktion aus der Stromproduktion und den Stromkennzahlen der BHKW berechnet, Wärmenetzverlust 8,9% angenommen, Wohnhaus + Lieferungen = Hauptzähler – Hofstelle – Trocknung – Netzverluste)	109
Abbildung 86: Faktoren aus Produktion und Verbrauch für Strom und Wärme im Verlauf	109
Abbildung 87: Lastgang der BHKWs (Tageswerte Betriebstagebuch 01.10.18-31.10.19).....	110
Abbildung 88: Typischer Wochengang des Strombezugs von Betrieb B	114
Abbildung 89: Jahreskurve des Strombezugs im Betrieb G	115
Abbildung 90: Leistungsbedarf Betrieb A (absteigend sortiert nach Leistungsbezug).....	115
Abbildung 91: Arbeitsbereich des BHKW anhand der Jahresstrombezugskurve	117
Abbildung 92: Jahresganglinie der Gasspeicherfüllung (350 kW BHKW) und täglich konstanter Fütterung	117
Abbildung 93: Wärmeanfall und Wärmebedarf bei Eigenstromerzeugung auf Güllebasis.....	118
Abbildung 94: Wochengang des Strombezugs im Agrarbetrieb A	121
Abbildung 95: Leistungsbedarf Betrieb A (absteigend sortiert nach Leistungsbezug).....	122
Abbildung 96: Jahresleistungskurve und Arbeitsbereich des BHKW	122
Abbildung 97: Jahresganglinie der Gasspeicherfüllung	123
Abbildung 98: Wärmeanfall und Wärmebedarf bei Eigenstromerzeugung auf Güllebasis.....	124
Abbildung 99: Ablaufplan zur Erhöhung des Autarkiegrades bei der Eigenversorgung mit elektrischer Energie	128

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Zeitplan des Projektes.....	13
Tabelle 2: Primäre Stromverbraucher aufgeteilt nach Nutztierart (nach KTBL 2014 a/b und Zorn et al. 2018)	23
Tabelle 3: Angaben zum Landwirtschaftsbetrieb und zur Biogasanlage.....	30
Tabelle 4: Substratkosten und Menge pro Jahr.....	30
Tabelle 5: Kennzahlen der Jahresbilanz.....	36
Tabelle 6: Akkubedarf und -kosten.....	43
Tabelle 7: Auflistung der Stromproduktionskosten für mehrere Szenarien mit bzw. ohne einer Investition zur autarken Stromversorgung. Dabei wird zwischen mit oder ohne Wärmevergütung unterschieden.	44
Tabelle 8: Kostenvergleich eines Autarken Betriebes gegen den aktuellen Stromzukauf mit und ohne einer wirtschaftlichen Wärmeverwertung.....	45
Tabelle 9: Bilanzielle Stromversorgung unter Berücksichtigung unterschiedlicher EEG-Umlagebesteuerung.	45
Tabelle 10: Bilanzielle Stromversorgung mittels BHKW mit Leistungsspanne von 7-16 kW.....	46
Tabelle 12: Angaben zum Landwirtschaftsbetrieb und zur Biogasanlage.....	47
Tabelle 12: Substratkosten und Menge pro Jahr.....	48
Tabelle 13: Kennzahlen des Untersuchungszeitraumes	54
Tabelle 14: Akkubedarf und -kosten.....	63
Tabelle 15: Auflistung der Stromproduktionskosten für mehrere Szenarien mit bzw. ohne einer Investition zur autarken Stromversorgung. Dabei wird zwischen mit oder ohne Wärmevergütung unterschieden.....	64
Tabelle 16: Kostenvergleich eines Autarken Betriebes gegen den aktuellen Stromzukauf mit und ohne einer wirtschaftlichen Wärmeverwertung.....	65
Tabelle 17: Bilanzielle Stromversorgung unter Berücksichtigung unterschiedlicher EEG-Umlagebesteuerung mit BHKW-Leistung 15-5,25 kW	65
Tabelle 18: Angaben zum Landwirtschaftsbetrieb und zur Biogasanlage.....	67
Tabelle 19: Substratkosten und Menge pro Jahr.....	69
Tabelle 20: Kennzahlen der Jahresbilanz.....	74
Tabelle 21: Akkubedarf und -kosten.....	85
Tabelle 22: Auflistung der Stromproduktionskosten für mehrere Szenarien mit bzw. ohne einer Investition zur autarken Stromversorgung. Dabei wird zwischen mit oder ohne Wärmevergütung unterschieden.....	86
Tabelle 23: Kostenvergleich eines autarken Betriebes gegen den aktuellen Stromzukauf mit und ohne einer wirtschaftlichen Wärmeverwertung.....	87
Tabelle 24: Bilanzielle Stromversorgung unter Berücksichtigung unterschiedlicher EEG-Umlagebesteuerung.	88
Tabelle 25: Angaben zum Landwirtschaftsbetrieb (am BGA Standort) und zur Biogasanlage (Werte beziehen sich auf den Untersuchungszeitraum 08.10.2018-02.10.2019)	89
Tabelle 26: Auflistung der Stromproduktionskosten für mehrere Szenarien mit bzw. ohne einer Investition zur autarken Stromversorgung. Dabei wird zwischen mit oder ohne Wärmevergütung unterschieden.....	99
Tabelle 27: Bilanzielle Stromversorgung unter Berücksichtigung unterschiedlicher EEG-Umlagebesteuerung.	99
Tabelle 28: Angaben zum Landwirtschaftsbetrieb (am BGA Standort) und zur Biogasanlage (Werte beziehen sich auf den untersuchungszeitraum 08.10.2018-02.10.2019).....	101
Tabelle 29: Substratkosten und Menge pro Jahr	102

Tabelle 30: Kennzahlen der Jahresbilanz.....	107
Tabelle 31: Auflistung der Stromproduktionskosten für mehrere Szenarien mit bzw. ohne einer Investition zur autarken Stromversorgung. Dabei wird zwischen mit oder ohne Wärmevergütung unterschieden.....	111
Tabelle 32: Bilanzielle Stromversorgung unter Berücksichtigung unterschiedlicher EEG-Umlagebesteuerung	112
Tabelle 33: Kurzbeschreibung des Betriebes G	113
Tabelle 34: Strombedarfsabdeckung und Anzahl der Schaltvorgänge bei Grund und Spitzenlast-BHKW-Auslegung.....	116
Tabelle 35: Abdeckung des Strombedarfs, BHKW-Schaltvorgänge und power to heat Arbeit	116
Tabelle 36: Kurzbeschreibung des Betriebs A.....	120
Tabelle 37: Abdeckung des Strombedarfs, BHKW-Schaltvorgänge und power to heat Arbeit	123
Tabelle 38: Produktionskosten der süddeutschen Praxisbetriebe aufgeteilt nach Anlagenkosten und Substratkosten	129
Tabelle 39: Eigenversorgungsgrad an Strom bei einer bilanziellen Autarkie	130
Tabelle 40: Präsentationen und Veröffentlichungen im Rahmen des Projektes "Biogas Autark".	134

Schlussbericht

1 Kurze Darstellung

In diesem Kapitel werden die Aufgabenstellung, Planung und Ablauf, der technische bzw. der wissenschaftliche Stand zu Projektbeginn sowie die interne und die Zusammenarbeit mit Dritten des Vorhabens Biogas Autark kurz erläutert.

1.1 Aufgabenstellung

Ein übergeordnetes Ziel der Biogasproduktion ist es - im Kontext aktueller Nachhaltigkeitskriterien - in einem System ohne staatliche Förderungen wirtschaftlich tragfähig zu sein. Die Biogasbranche ist derzeit abhängig vom Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (EEG). Dieses Projekt untersucht die Möglichkeiten, eine Biogasproduktion unabhängig vom EEG zu gestalten. Die Biogasanlagen sollen dabei besser in die landwirtschaftliche Produktion der Betriebe integriert und dadurch „autark“ gegenüber externen Energiebereitstellungen für die Sektoren Strom, Wärme und Mobilität werden. Dabei sollen wirtschaftliche Perspektiven für einzelne landwirtschaftliche Biogasanlagen herausgearbeitet sowie auf Basis dieser Ergebnisse Handlungsempfehlungen erarbeitet werden. Es werden fünf unterschiedliche Biogasanlagen betrachtet, um bezogen auf die einzelnen Produktionsverfahren eine optimierte energetische Nutzung der Biogasanlage in konkreten landwirtschaftlichen Betrieben zu ermitteln. Die Erkenntnisse werden zum einen als bottom-up-Betrachtung für landwirtschaftliche Betriebe mit Biogasanlagen erarbeitet. Zum anderen werden durch eine Clusterbetrachtung Rückschlüsse auf die bundesweiten Auswirkungen und Potenziale für den existierenden Anlagenpark gezogen.

1.2 Planung und Ablauf des Vorhabens

Als Beginn des Vorhabens war der 01. Oktober 2017 geplant. Die geplante bzw. voraussichtliche Dauer betrug 24 Monate, so dass das Vorhaben am 30. September 2019 geendet hätte. Durch eine geringe Rückmeldung im Zeitraum der Praxisbetriebsfindung verschob sich der Starttermin der Praxismessungen. Hiervon waren alle Folgeaufgaben betroffen weswegen das Projekt kostenneutral um fünf Monate verlängert wurde. Am Ende der Projektlaufzeit war eine Abschlussveranstaltung geplant. Durch den Ausbruch der Corona-Pandemie (COVID-19) musste die Abschlussveranstaltung zunächst abgesagt und neu gestaltet (Onlineseminar) und organisiert werden. Hierfür war eine weitere Projektverlängerung von zwei Monaten notwendig.

Die Leistungen wurden in Analogie zu dem nachfolgenden „Balkendiagramm“ in Tabelle 1erbracht.

Tabelle 1: Zeitplan des Projektes

Jahr	2017	2018				2019				2020	
Quartal	IV	I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II
AP1: Datenerhebung und Literaturrecherche der Energieverbräuche landwirtschaftlicher Betriebe und der Biogasnutzung im landwirtschaftlichen Mobilitätsbereich											
AP2: Technische Voraussetzungen für Biogasanlagen zur energetischen Betriebsversorgung und Prüfung einer Biogasaufbereitung.											
AP3: Umlegung der technischen Möglichkeiten auf die energetische Nutzung in unterschiedlichen landwirtschaftlichen Praxisbetrieben											
AP4: Bewertung der einzelbetrieblichen Nutzungssysteme											
AP5: Auswirkungen auf das energiewirtschaftliche und landwirtschaftliche Gesamtmodell											
AP6: Handlungsempfehlungen für Anlagenbetreiber & Änderungsbedarf der Rahmenbedingungen											
AP7: Projektmanagement, Review und Verbreitung der Ergebnisse											
Meilensteine											
Fachworkshop											
Abschlusskonferenz (Online)											

1.3 Wissenschaftlicher und technischer Stand an den angeknüpft wurde

Im folgenden Kapitel wird auf den wissenschaftlichen und technischen Stand eingegangen. Dabei liegt der Schwerpunkt auf den rechtlichen Rahmenbedingungen, die für eine autarke Stromversorgung Voraussetzung sind.

1.3.1 Rechtliche Rahmenbedingungen beim Betrieb einer Biogasanlage außerhalb des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG)

1.3.1.1 Einleitung

Angesichts einer auslaufenden Förderung durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) stellt sich für Betreiber von Biogasanlagen die Frage nach alternativen Betriebskonzepten außerhalb des EEG.

Dieser Bericht beschäftigt sich im Speziellen mit dem Konzept der Autarkie als eine Möglichkeit des Weiterbetriebs von Biogasanlagen nach Ende der EEG-Förderung.

Der Fokus liegt dabei auf den rechtlichen Rahmenbedingungen, die bei einer Nutzung des Stroms, der bis dahin im Rahmen des EEG vergütet worden ist und nun im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang mit der Biogasanlage ‚verbraucht‘ werden soll, zu beachten sind. Sinnvollerweise wird gleichzeitig auch die Wärmenutzung mit betrachtet.

Bei dem Begriff Autarkie ist je nach dem Grad der Autarkie zwischen einer tendenziellen, bilanziellen und kompletten Energieautarkie zu differenzieren. Der vorliegende Bericht versteht, wenn er von Energieautarkie spricht, eine „komplette“ Strom- und Wärmeautarkie im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang der Biogas-

anlage (KIT, 2015). Das bedeutet, dass die Biogasanlage inklusive aller Strom- und Wärmeerzeugungsanlagen (Blockheizkraftwerk, Notstromaggregat etc.) sowie alle Strom- und Wärmeverbraucher im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang der Biogasanlage – hierzu zählen auch Batteriespeicher – von ihrer Umgebung und damit vom umliegenden Stromnetz energetisch abgetrennt sind. Die Nachfrage nach Strom und Wärme innerhalb der auf diese Weise definierten Systemgrenzen muss somit ständig und komplett unabhängig vom örtlichen Stromnetz gedeckt werden. Das Verhältnis zwischen der Eigenerzeugung und dem Strom- und Wärmeverbrauch sowie der Anteil der Eigenerzeugung, der selbst verbraucht wird, liegen somit jeweils bei 100 Prozent.

Es lässt sich weiter zwischen lokalem Direktverbrauch und Eigenverbrauch unterscheiden (KIT, 2015). Beim lokalen Direktverbrauch sind alle oben beschriebenen Kriterien erfüllt, d.h.:

- Verbrauch im unmittelbar räumlichen Zusammenhang mit der Erzeugungsanlage. Ein unmittelbar räumlicher Zusammenhang sollte nach Bundesnetzagentur (BNETZA) dann gegeben sein, wenn sich die Stromerzeugungsanlage und die Verbrauchsgeräte auf demselben Gebäude, demselben Grundstück oder zumindest auf demselben, räumlich und funktional zusammengehörenden und überschaubaren Betriebsgelände befinden und der unmittelbar räumliche Zusammenhang nicht durch störende Hindernisse, wie beispielsweise weitere Gebäude oder Betriebseinrichtungen, unterbrochen ist (BNETZA, 2016, S. 36).
- Keine Durchleitung durch ein öffentliches Netz
- Zeitgleichheit im 15-Minuten-Intervall

Ergänzend hierzu bedingt der Eigenverbrauch eine Personenidentität zwischen Erzeuger und Verbraucher – bildet also einen Sonderfall des lokalen Direktverbrauchs. Personenidentität liegt nur vor, „wenn es sich bei dem Betreiber der Stromerzeugungsanlage und dem Letztverbraucher des in der Stromerzeugungsanlage erzeugten Stroms um dieselbe natürliche oder juristische Person handelt. Demnach erfüllen beispielsweise Genossenschaftsmodelle die Anforderungen an die Personenidentität nicht, sobald die Stromerzeugungsanlage durch eine Genossenschaft betrieben wird und nicht die Genossenschaft selbst, sondern Mitglieder der Genossenschaft den in der Anlage erzeugten Strom verbrauchen“ (BNETZA, 2016, S. 29).

Es wird zudem darauf hingewiesen, dass der Begriff ‚Eigenverbrauch‘ im eigentlichen Sinn den Eigenverbrauch eines Kraftwerks meint, sodass für den unmittelbaren Verbrauch eigenerzeugten Stroms der Begriff ‚Selbstverbrauch‘ besser geeignet ist. Gleichzeitig wird jedoch auch gezeigt, dass auch der Begriff ‚Selbstverbrauch‘ definitorische Unschärfen birgt, da er in der öffentlichen Debatte „häufig in Verbindung zu rechtlichen Bestimmungen, insbesondere zu ihn betreffenden Ausnahmetatbeständen“ steht – gleichzeitig die Voraussetzungen zu Inanspruchnahme solcher Regelungen jedoch nicht immer einheitlich sind (IW & EWI, 2014, S. 9). Im Folgenden soll dennoch der Begriff ‚Selbstverbrauch‘ verwendet werden, wenn von dem Sonderfall *lokaler Direktverbrauch mit Personenidentität zwischen Erzeuger und Verbraucher* gesprochen wird.

Gleichzeitig erscheint es sinnvoll zu sein, bei der Analyse der rechtlichen Rahmenbedingungen eine erhöhte Sensibilität gegenüber den definitorischen Voraussetzungen, unter denen die untersuchten Regelungen gültig sind, aufzubringen. Zu berücksichtigen sind dabei insbesondere die räumliche und zeitliche Ebene, also die Frage nach dem räumlichen Zusammenhang und der Zeitgleichheit von Erzeugung und Verbrauch, die Frage der Netzkopplung sowie die Frage der Personenidentität zwischen Erzeuger und Verbraucher.

1.3.1.2 Rechtliche Rahmenbedingungen

Nachfolgend werden die geltenden gesetzlichen Regelungen bei der Nutzung von Strom und Wärme im (unmittelbar) räumlichen Zusammenhang mit der Erzeugungsanlage dargestellt. Untersucht werden im Einzelnen:

- EEG-Umlage
- Netzentgelte
- § 19 StromNEV-Umlage
- Umlage für abschaltbare Lasten
- Offshore-Haftungs- bzw. Netzumlage
- KWKG-Umlage
- Konzessionsabgabe
- Stromsteuer
- Mehrwertsteuer

1.3.1.3 EEG-Umlage

Nach § 60 Abs. 1 EEG 2017 sind die Übertragungsnetzbetreiber berechtigt und verpflichtet, von Elektrizitätsversorgungsunternehmen für den an die Letztverbraucher gelieferten Strom eine Umlage, die sog. EEG-Umlage, zu verlangen. Die EEG-Umlage wird im Strompreis vom Elektrizitätsversorgungsunternehmen auf den

Letztverbraucher umgelegt. „Die EEG-Umlage dient zum Ausgleich der gezahlten Vergütungssummen zwischen den unterschiedlich stark betroffenen Netz- und Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) sowie der bundesweit gleichmäßigen Verteilung auf alle Letztversorger. So soll im Ergebnis eine gleichmäßige Lastenverteilung auf alle deutschen Marktteilnehmer sichergestellt werden“ (IW & EWI, 2014, S. 11).

Ein „Elektrizitätsversorgungsunternehmen“ ist nach § 3 Nr. 20 EEG 2017 jede natürliche oder juristische Person, die Elektrizität an Letztverbraucher liefert. „Damit ist immer, wenn der Strom an eine andere Person, die den Strom verbraucht, weitergegeben wird, der Lieferant zur Zahlung der EEG-Umlage verpflichtet, auch wenn es sich [...] beispielsweise um eine natürliche Person handelt“ (BNETZA, 2016, S. 9).

Die gesetzlichen Pflichten zur Zahlung der EEG-Umlage sind somit an den Letztverbrauch von Strom und an die Beziehung zwischen dem Lieferanten und dem Letztverbraucher gebunden.

Sind der Lieferant und der Letztverbraucher personenidentisch – das EEG spricht hier von Eigenversorgung und meint Selbstverbrauch – ist der Lieferant von der Umlagepflicht befreit, insofern nach § 61 a EEG 2017 eine der folgenden Voraussetzungen erfüllt ist:

1. Kraftwerkseigenverbrauch
2. Eigenversorgung im Inselbetrieb (komplette Autarkie über das gesamte Kalenderjahr)
3. Eigenversorgung (kein Bezug) mit Direktvermarktung der Überschussmengen
4. Nutzung von Strom aus Stromerzeugungsanlagen mit einer installierten Leistung von höchstens 10 Kilowatt, wobei dies nur für höchstens zehn Megawattstunden selbst verbrauchten Stroms pro Kalenderjahr und für die Dauer von 20 Kalenderjahren ab dem Inbetriebnahmejahr gilt.

Des Weiteren verringert sich der Anspruch nach § 61 b EEG 2017 auf 40 Prozent der EEG-Umlage, wenn der Strom für die Eigenversorgung in Anlagen im Sinne des § 3 Nr. 1 EEG 2017 oder in hocheffizienten KWK-Anlagen im Sinne des § 53 a Abs. 1 Satz 3 EnergieStG mit einem Monats- oder Jahresnutzungsgrad von mindestens 70 Prozent nach § 53 a Abs. 1 Satz 2 Nr. 2 EnergieStG erzeugt wird. Dies gilt auch bei der Zwischenspeicherung von EE-Strom in Zwischenspeichern, solange der „ausgespeicherte“ Strom im Sinne einer Eigenversorgung selbst verbraucht wird.

Unabhängig davon verringert sich der Anspruch nach § 61 c EEG 2017 auf null Prozent der EEG-Umlage für Strom aus Bestandsanlagen, die im Sinne der Eigenversorgung bereits vor dem 1. August 2014 oder – im Fall einer Genehmigung vor dem 23. Januar 2014 – vor dem 1. Januar 2015 als Eigenerzeuger betrieben worden sind und die außerdem nicht nach dem 31. Dezember 2017 erneuert, erweitert oder ersetzt worden sind. Nach § 61 c Abs. 1 Nr. 3 gilt dies auch dann, wenn der Strom – im Gegensatz zu den beiden vorgenannten Fällen – durch ein Netz durchgeleitet wird, solange er im räumlichen Zusammenhang zu der Stromerzeugungsanlage verbraucht wird.

Für Anlagen, die zudem bereits vor dem 1. September 2011 als Eigenerzeuger betrieben und seit dem 31. Juli 2014 nicht mehr erneuert, erweitert oder ersetzt worden sind, verringert sich der Anspruch nach § 61 d auch dann auf null Prozent der EEG-Umlage, wenn kein räumlicher Zusammenhang zwischen Stromerzeugung und Verbrauch besteht.

Ist eine Anlage, die bereits vor dem 1. September 2011 zur Eigenerzeugung betrieben worden ist, nach dem 31. Juli 2014 und vor dem 1. Januar 2018 an demselben Standort erneuert, erweitert oder ersetzt worden, ohne dass sich die Leistung der Anlage um mehr als 30 Prozent erhöht hat, verringert sich nach § 61 d Abs. 3 EEG 2017 auch hier der Anspruch auf null Prozent der EEG-Umlage. Dies setzt allerdings voraus, dass der Strom nicht durch ein Netz durchgeleitet wird, im räumlichen Zusammenhang zu der Stromerzeugungsanlage verbraucht wird oder bereits vor dem 1. September 2011 im Eigentum des Letztverbrauchers gestanden hat und gleichzeitig auf dem Betriebsgrundstück des Letztverbrauchers errichtet worden ist.

Bei Anlagen, die nach dem 31. Dezember 2017 erneuert oder ersetzt werden bzw. erneuert oder ersetzt worden sind (und zwar am selben Standort und ohne Erweiterung der installierten Leistung), verringert sich nach § 61 e Abs. 1 EEG 2017 der Anspruch auf 20 Prozent der EEG-Umlage, wenn die Stromerzeugungsanlage weiterhin von demselben Letztverbraucher zur Eigenversorgung genutzt wird (Personenidentität). Der Strom darf allerdings nicht durch ein Netz durchgeleitet werden – es sei denn, er wird im räumlichen Zusammenhang zur Stromerzeugungsanlage verbraucht. Bei älteren Anlagen, die bereits vor dem 1. September 2011 zur Eigenerzeugung betrieben worden sind und nach dem 31. Dezember 2017 erneuert oder ersetzt werden bzw. erneuert oder ersetzt worden sind, gilt dasselbe. Allerdings muss kein räumlicher Zusammenhang zwischen der Stromerzeugung und dem Verbrauch bestehen. Bei älteren Anlagen, die bereits vor dem 1. September 2011 zur Eigenerzeugung betrieben worden sind, nach dem 31. Juli 2014 und vor dem 1. Januar 2018 erneuert oder ersetzt worden sind (ohne dass sich die Leistung der Anlage dabei um mehr als 30 Prozent erhöht hat) und nach dem 31. Dezember 2017 nochmals erneuert oder ersetzt werden bzw. erneuert oder ersetzt worden sind (ohne Erhöhung der installierten Leistung), sind hiervon ausgenommen, wenn sie schon vor dem 1. Januar 2011 von dem Letztverbraucher für die Erzeugung von Strom genutzt und auf dem Betriebsgrundstück des Letztverbrauchers errichtet worden sind. Für sie verringert sich der Anspruch weiterhin auf null Prozent der EEG-Umlage. Gleiches gilt nach § 61 e Abs. 3 EEG 2017 auch für Bestandsanlagen, die nach dem 31. Dezember 2017 erneuert oder ersetzt worden sind, solange sie der handelsrechtlichen Abschreibung oder

der Förderung nach dem EEG unterliegen oder solange die Stromerzeugungsanlage – für den Fall, dass durch die Erneuerung oder den Austausch der Anlage Strom auf Basis von Stein- oder Braunkohle substituiert wird – nicht vollständig handelsrechtlich abgeschrieben worden ist.

Die Höhe der EEG-Umlage wird durch die Übertragungsnetzbetreiber ermittelt. Im Jahr 2020 wurde sie auf 6,79 ct/kWh festgelegt (vgl. Abbildung 1).

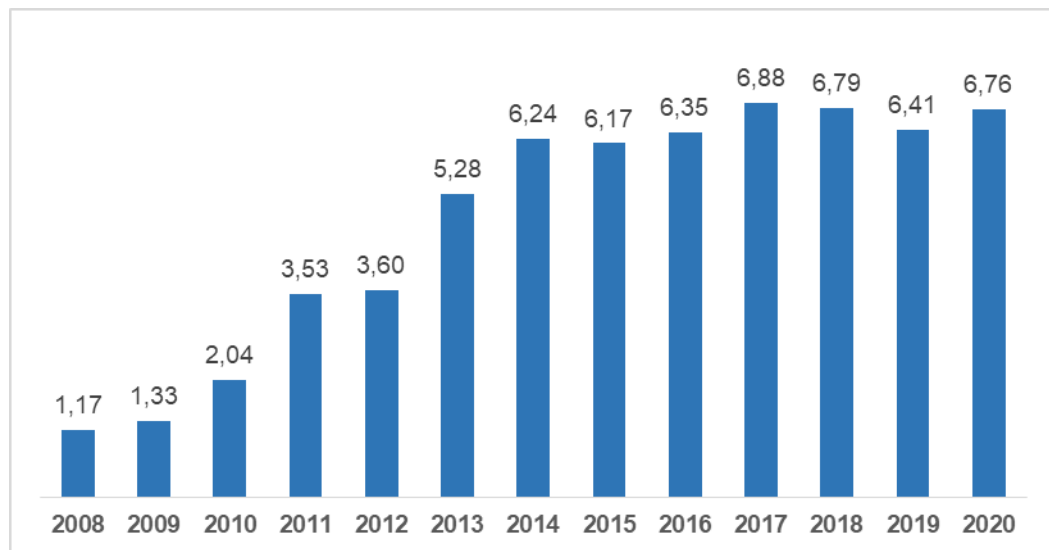


Abbildung 1: Entwicklung der EEG-Umlage nach BNETZA, 2020a

Weitere Sonderregelungen bestehen für stromkostenintensive Unternehmen sowie für den Fahrbetrieb im Schienenbahnverkehr (§ 63 EEG 2017). In beiden Fällen erfolgt aus wettbewerblichen Gründen bei einem entsprechenden Nachweis eine Begrenzung der EEG-Umlage.

Im Falle einer Verringerung oder einer Befreiung von der EEG-Umlage besteht nach § 70 EEG 2017 eine Verpflichtung zur Bereitstellung der für den bundesweiten Ausgleich erforderlichen Daten. Hierdurch entsteht auch für den Anlagenbetreiber bzw. den Letztverbraucher und Eigenversorger eine Mitteilungspflicht.

1.3.1.4 Netzentgelte

Die Netzentgelte bzw. Netznutzungsentgelte werden erhoben für den Zugang zu den Elektrizitätsübertragungs- und Elektrizitätsverteilnetzen (§ 1 Stromnetzentgeltverordnung – StromNEV), womit ausdrücklich auch deren Nutzung gemeint ist (MOENCH ET AL., 2013). In diesem Sinne ist das Netzentgelt eine Gebühr, die jeder Netznutzer an den Netzbetreiber zahlen muss. Sie ist dagegen nicht zu entrichten, „wenn der Zugang zum Netz der allgemeinen Versorgung beziehungsweise dessen Nutzung nicht beansprucht wird“ (IW & EWI, 2014, S. 16).

Netznutzer ist in der Regel der jeweilige Stromlieferant. Er rechnet die Netzentgelte in einen Grund- und Arbeitspreis um und legt ihn über den Strompreis auf den Endverbraucher um. Großverbraucher zahlen die Netzentgelte dagegen zumeist direkt (BNETZA, 2018c).

Im Netzentgelt enthalten sind die „Kosten für Netzaufbau/Erhaltung, Pflege/Reparatur, Erneuerung und Umspannungen zwischen den verschiedenen Spannungsebenen, Systemdienstleistungen für die Frequenz- und Spannungshaltung sowie die anteiligen Übertragungsverluste“ (IW & EWI, 2014, S. 16).

Die Höhe der Netzentgelte ist regional und bei jedem Verteilnetzbetreiber unterschiedlich hoch. Sie variiert zudem in Abhängigkeit der Spannungsebene. Über alle Vertragskategorien hinweg lag das Netzentgelt im Jahr 2018 bei durchschnittlich 7,19 ct/kWh inklusive der Kosten für die Messung und den Messstellenbetrieb (vgl. Abbildung 2). Ab dem 1. Januar 2023 sollen nach § 14a StromNEV die Netzentgelte im gesamten Bundesgebiet einheitlich gebildet werden. Die Vereinheitlichung erfolgt in fünf Stufen, beginnend am 1. Januar 2019. Grundlage hierfür ist Art. 1 Nr. 9 Netzentgeltmodernisierungsgesetz (NEMoG).

Entwicklung der Netzentgelte für Haushaltskunden für das Abnahmeband zwischen 2.500 und 5.000 kWh im Jahr (über alle Vertragskategorien mengengewichtet)
in ct/kWh

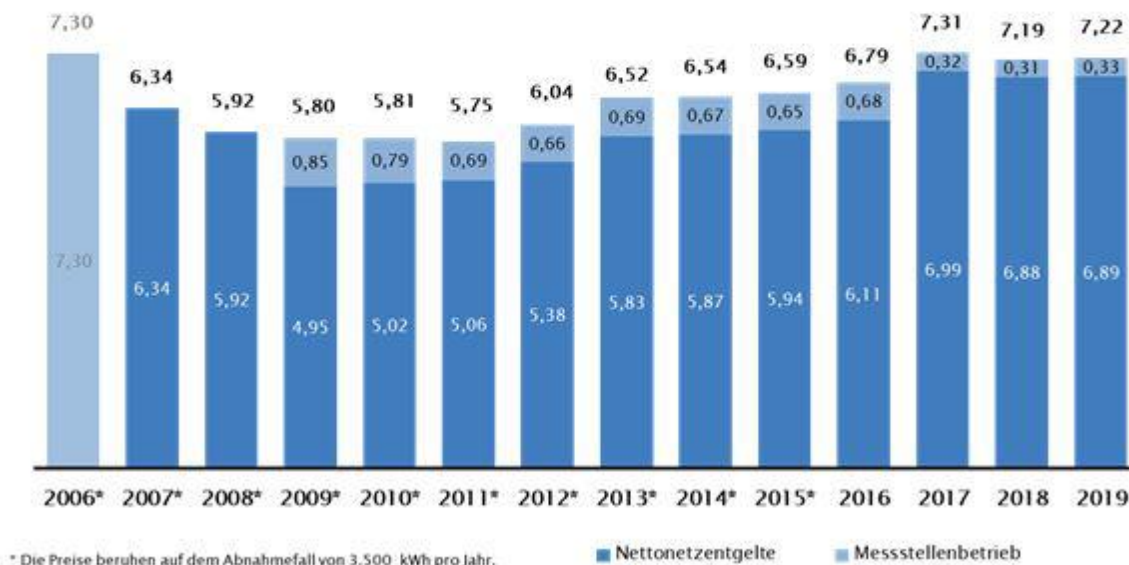


Abbildung 2: Entwicklung der Netzentgelte für Haushaltskunden für das Abnahmeband zwischen 2.500 und 5.000 kWh im Jahr (über alle Vertragskategorien mengengewichtet) nach (BNetzA, 2020b)

Für die Einspeisung von elektrischer Energie sind nach § 15 Abs. 1 StromNEV dagegen keine Netzentgelte zu entrichten. Im Gegenteil: Nach § 19 Abs. 1 StromNEV erhalten Betreiber von dezentralen Erzeugungsanlagen mit einer Inbetriebnahme vor dem 1. Januar 2023 – und bei Anlagen mit volatiler Erzeugung (d.h. von Wind- und Solarstrom) mit einer Inbetriebnahme vor dem 1. Januar 2018 – ein Entgelt vom Betreiber des Elektrizitätsverteilnetzes, falls sie nicht bereits durch das EEG oder KWKG gefördert werden. Das Entgelt muss dabei den durch die jeweilige Einspeisung vermiedenen Netzentgelten entsprechen. Für Anlagen mit volatiler Einspeisung verringert sich nach § 19 Abs. 5 StromNEV ab dem 1. Januar 2018 jährlich schrittweise um ein Drittel des ursprünglichen Ausgangswertes.

1.3.1.5 § 19 StromNEV-Umlage

Nach § 19 Abs. 2 StromNEV können Letztverbraucher bei einer atypischen oder stromintensiven Netznutzung ein individuelles Netzentgelt beantragen. Hierdurch werden Netznutzer privilegiert, „die aufgrund ihres besonderen Verbrauchsverhaltens einen individuellen Beitrag zur Senkung bzw. Vermeidung von Netzkosten erbringen“ (BNetzA, 2018a).

Die Erlöse, die dem betroffenen Netzbetreiber auf diese Weise entgehen, werden den Stromversorgungsunternehmen in Rechnung gestellt und als Aufschlag auf die Netzentgelte anteilig auf alle Letztverbraucher umgelegt. Sofern die Netze der allgemeinen Versorgung nicht genutzt werden, besteht keine Pflicht zur Zahlung der Umlage (IW & EW, 2014, S. 18).

Die § 19 StromNEV-Umlage beträgt für das Jahr 2018 für die Letztverbrauchs-kategorie A, gemäß § 19 Abs. 2 StromNEV eine von drei Letztverbrauchs-kategorien, für die jeweils ersten 1.000.000 kWh je Abnahmestelle 0,37 ct/kWh (vgl. Abbildung 3).

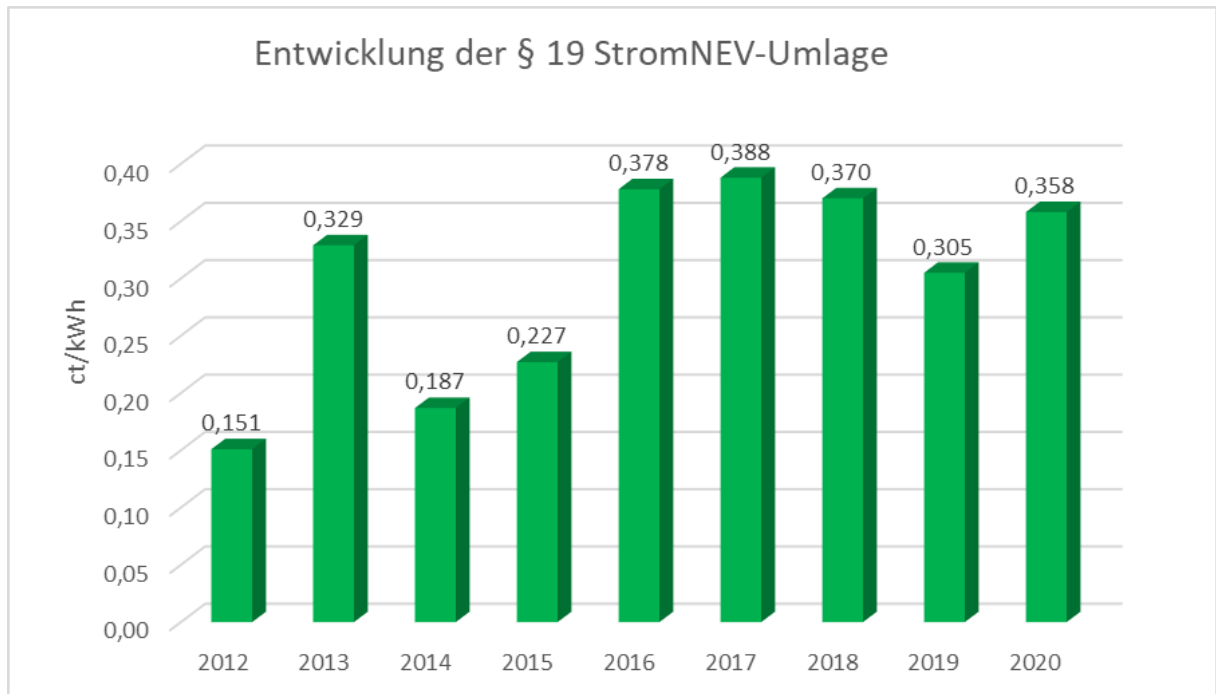


Abbildung 3: Entwicklung der § 19 StromNEV-Umlage nach 50HERTZ ET AL., 2020

1.3.1.6 Umlage für abschaltbare Lasten

Abschaltbare Lasten sind große Verbrauchseinheiten, die auf Abruf für eine bestimmte Zeit ihrer Verbrauchsleistung reduzieren können. Sie werden zur Aufrechterhaltung oder Verbesserung der Versorgungssicherheit eingesetzt. Mit der Umlage nach § 18 AbLaV werden die Zahlungen und Aufwendungen, die die Anbieter von Abschaltleistung erhalten, auf den Letztverbraucher umgelegt. Im Jahr 2018 beträgt die Umlage 0,011 ct/kWh (vgl. Abbildung 4).

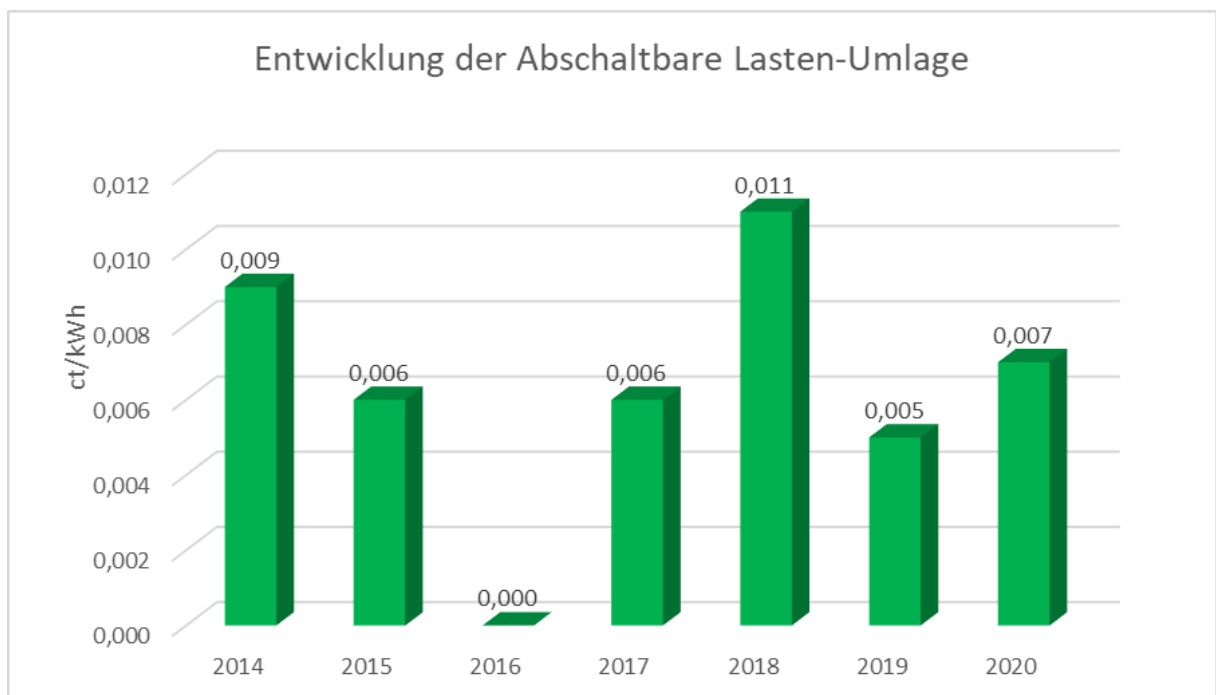


Abbildung 4: Entwicklung der Abschaltbare Lasten-Umlage nach 50HERTZ ET AL., 2020

Für die Umlage für abschaltbare Lasten gilt das gleiche wie für die § 19 StromNEV-Umlage: „Sofern die Netze der allgemeinen Versorgung nicht genutzt werden, besteht auch keine Pflicht zur Zahlung der Umlage“ (IW & EWI, 2014, S. 18).

1.3.1.7 Offshore-Haftungsumlage und Offshore-Netzumlage

Seit dem 1. Januar 2013 sind die Netzbetreiber berechtigt, die Kosten für Entschädigungszahlungen bei verspätetem Anschluss von Offshore-Windparks – solange diese dem Belastungsausgleich unterliegen und nicht erstattet worden sind – als Aufschlag auf die Netzentgelte geltend zu machen. Auf diese Weise werden die den Netzbetreibern entstehenden Kostenbelastungen bundesweit auf alle Letztverbraucher umgelegt. Grundlage hierfür ist § 17 f EnWG.

Im Jahr 2018 beträgt die Offshore-Haftungsumlage 0,037 ct/kWh (50HERTZ ET AL., 2020).¹ Ab 2019 wird die Offshore-Haftungsumlage durch die Offshore-Netzumlage ersetzt. Diese enthält – neben der Offshore-Haftungsumlage – zusätzlich die Offshore-Netzkosten, die bislang unter den Netzentgelten subsummiert worden sind. Die Offshore-Netzumlage beträgt im Jahr 2019 0,416 ct/kWh¹ (vgl. Abbildung 5).

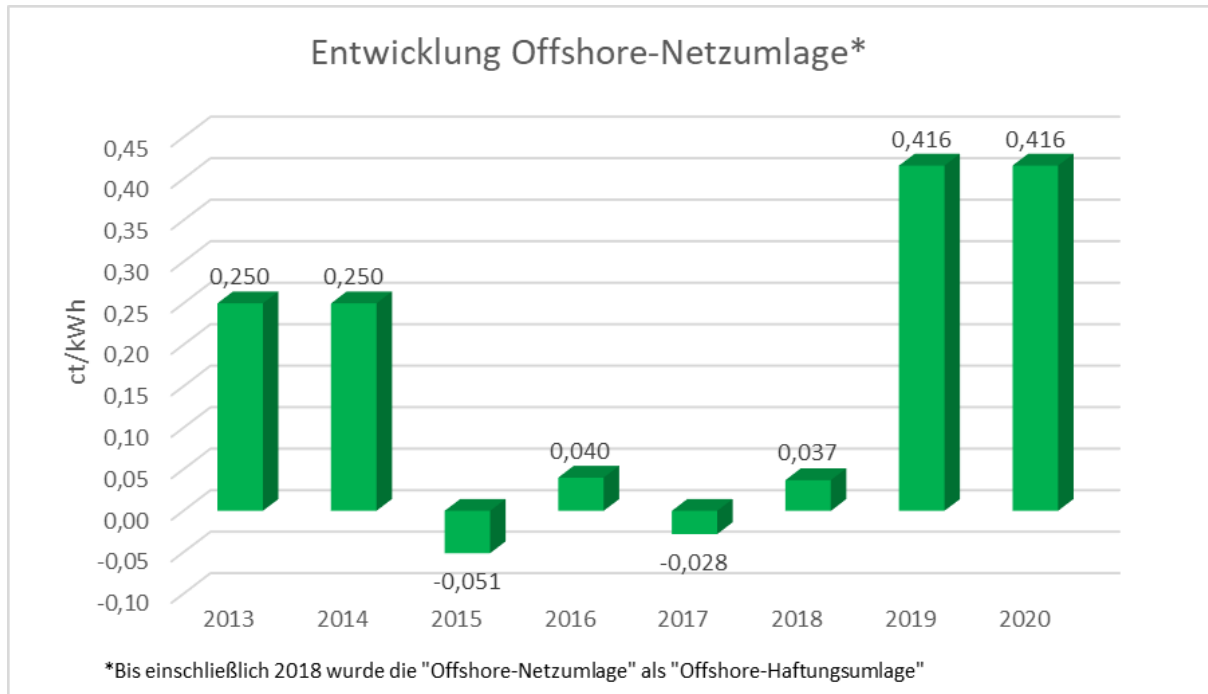


Abbildung 5: Entwicklung der Offshore-Umlage nach 50HERTZ ET AL., 2020

Auch die Offshore-Haftungsumlage bzw. Offshore-Netzumlage muss, wie die § 19 StromNEV-Umlage und die Abschaltbare Lasten-Umlage, nicht gezahlt werden, falls die Netze der allgemeinen Versorgung nicht genutzt werden (IW & EWI, 2014, S. 18).

1.3.1.8 KWKG-Umlage

Vergleichbar mit der EEG-Umlage werden auch die Kosten für die KWK-Förderung bundesweit ausgeglichen und gleichmäßig auf die Letztverbraucher umgelegt. Die rechtliche Grundlage für die KWKG-Umlage (früher KWK-Aufschlag) bildet § 26 KWKG, nach dem die Netzbetreiber berechtigt sind, „die Kosten für die nach diesem Gesetz erforderlichen Ausgaben bei der Berechnung der Netzentgelte als Aufschlag in Ansatz zu bringen“ (§ 26 Abs. 1 KWKG).

Abbildung 6 zeigt die Entwicklung der KWKG-Umlage bzw. des KWK-Aufschlags. Im Jahr 2018 beträgt sie für nichtprivilegierte Letztverbraucher mit einem Verbrauch unter 1. Mio. kWh 0,345 ct/kWh. Für stromintensive Unternehmen, die nach § 63 EEG nicht die volle EEG-Umlage zahlen, ist nach § 27 KWKG auch die KWKG-Umlage begrenzt. Für Schienenbahnen gilt dies nach § 27 c KWKG nur eingeschränkt.

Entscheidend für die Zahlungspflicht ist die Nutzung des Netzes der allgemeinen Versorgung. Sofern also die Netze der allgemeinen Versorgung nicht genutzt werden, besteht auch keine Pflicht zur Zahlung der KWKG-Umlage auf selbstverbrauchten Strom (IW & EWI, 2014, S. 17).

¹ für die Letztverbrauchskategorie A für die jeweils ersten 1.000.000 kWh je Abnahmestelle

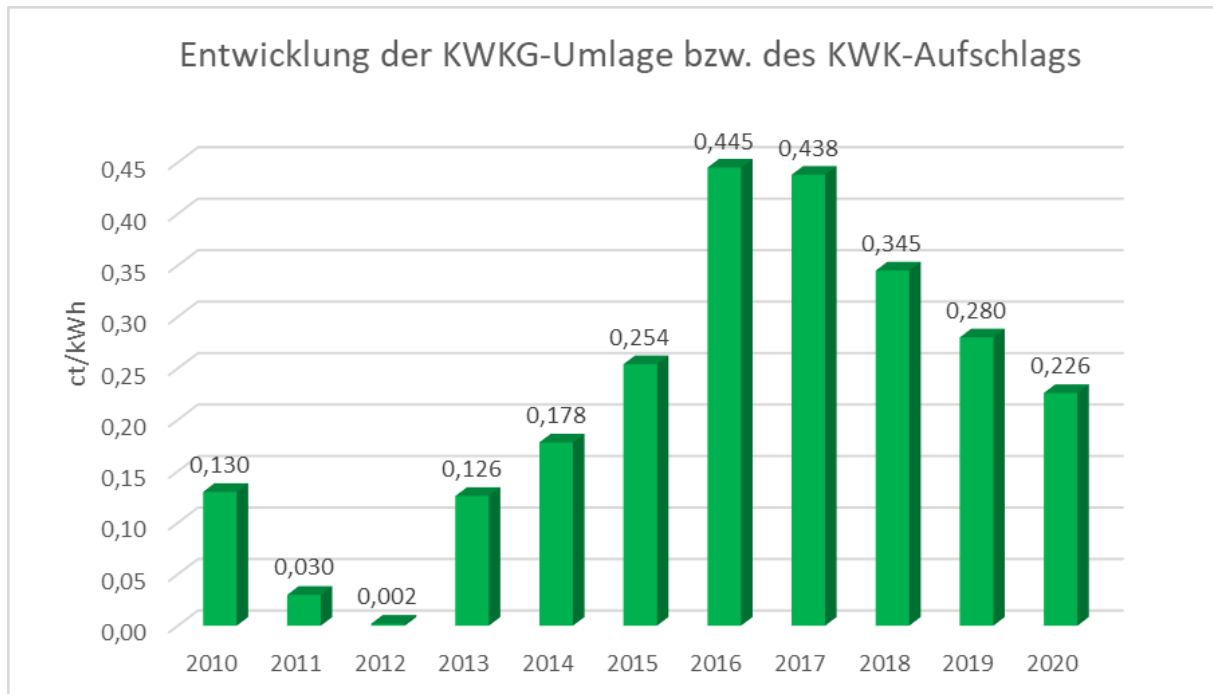


Abbildung 6: Entwicklung der KWKG-Umlage bzw. des KWK-Aufschlags nach 50HERTZ ET AL., 2020

1.3.1.9 Konzessionsabgabe

Nach § 48 EnWG müssen Netzbetreiber an die Gemeinden als Gegenleistung für die Benutzung der öffentlichen Straßen und Wege zur Verlegung von Strom- und Gasleitungen eine Konzessionsabgabe (KA) abführen.

Die Höchstbeträge der KA sind in § 2 KAV geregelt und richten sich nach der Art der Energie (Strom oder Gas), der Anzahl der Einwohner in der Gemeinde, der durchgeleiteten Energiemenge und der Kundengruppe (Tarif- und Sondervertragskunden). Ausgenommen sind Unternehmen, die einen vom Statistischen Bundesamt festgelegten Grenzpreis unterschreiten. Für sie entfällt die Konzessionsabgabe (§ 2 Abs. 4 KAV).

Die Konzessionsabgabe wird auf den Stromkunden umgelegt. Im Jahr 2017 lag sich für einen durchschnittlichen Haushalt bei 1,62 ct/kWh (BNETZA & BKARTA, 2017, 231)².

Für Stromkunden mit Verträgen außerhalb der Grundversorgung³ beträgt die Konzessionsabgabe einheitlich 0,11 ct/kWh, sofern es sich nicht um Stromlieferungen aus dem Niederspannungsnetz handelt und die gemessene Leistung des Kunden in mindestens zwei Monaten des Abrechnungsjahres 30 Kilowatt überschreitet und der Jahresverbrauch mehr als 30.000 Kilowattstunden beträgt (§ 2 Abs. 7 KAV). Auch bei Heizstromlieferungen (Abnahmefall Nachtspeicherheizung) ist nach Auffassung des Bundeskartellamtes grundsätzlich ein Wert in Höhe von 0,11 ct/kWh anzusetzen (BNETZA & BKARTA, 2017, S. 250).

Für die Versorgung mit Fernwärme gibt es dagegen keine energierechtlichen Grundlagen im Sinne einer Verordnung für die Erhebung einer Gestattungsentgeltes. Gelegentlich wird dennoch für die Überlassung des Wegenutzungsrechts zur Verlegung und den Betrieb eines Fernwärmenetzes – zum Teil auf Grundlage landesgesetzlicher Verordnungen oder Verwaltungsvorschriften – ein Nutzungsentgelt erhoben (BDEW, 2010, S. 10).

1.3.1.10 Stromsteuer

Die Stromsteuer – umgangssprachlich als „Ökosteuern“ bezeichnet – ist eine indirekte Steuer, die grundsätzlich über den Strompreis auf den Verbraucher abgewälzt wird. Sie entsteht nach § 5 Abs. 1 StromStG in dem Moment, in dem durch den Letztverbraucher Strom aus dem Versorgungsnetz entnommen wird – unabhängig davon, ob der Strom von einem Versorger an einen Letztverbraucher oder von einem Eigenerzeuger zum Selbstverbrauch geliefert wird.

Befreit von der Stromsteuer (Privilegierung) ist nach § 9 StromStG Strom:

² Durchschnittlich mengengewichteter Preis für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband zwischen 2.500 kWh und 5.000 kWh im Jahr über alle Vertragskategorien.

³ Vor Inkrafttreten des neuen EnWG wurden diese als Sondervertragskunden bezeichnet.

- Strom, der zur Stromerzeugung genutzt wird (Kraftwerkseigenverbrauch)
- Strom aus Notstromanlagen
- Strom aus erneuerbaren Energien, der selbst erzeugt und ohne Umweg über das öffentliche Netz verbraucht wird. Hierbei ist unerheblich, ob der Betreiber der Anlage Eigenerzeuger oder Versorger ist.
- Strom aus Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung von bis zu zwei Megawatt, der entweder vom Anlagenbetreiber in einem räumlichen Zusammenhang zur Anlage zum Selbstverbrauch entnommen wird (Personenidentität ist dabei nicht erforderlich) oder der vom Anlagenbetreiber an Letztverbraucher, der wiederum den Strom im räumlichen Zusammenhang der Anlage entnimmt, geliefert wird.
Räumlicher Zusammenhang ist hierbei bislang nicht näher definiert. Nach einem Urteil des BFH vom 20.04.2004 (VII R 44/03) ist anzunehmen, dass der räumliche Zusammenhang auch dann besteht, wenn mit dem Strom Abnahmestellen innerhalb einer kleinen Gemeinde versorgt werden und wenn zwischen den Abnahmestellen und dem Standort der Anlage maximal eine Entfernung von 4,5 Kilometer liegt. Dies gilt auch dann, wenn der Strom durch das öffentliche Stromnetz durchgeleitet wird. Abweichend hiervon schlug das BFM im Referentenentwurf vom 4. Januar 2016 vor, dass der räumliche Zusammenhang (nur noch) „das Gebäude oder das Grundstück umfasst, in oder auf dem sich die Stromerzeugungseinheit“ befindet und „unmittelbar anliegende Gebäude und Grundstücke sowie auf einem Stadt- oder Gemeindegebiet geographisch abgrenzbare Gewerbe- und Wohngebiete, auf denen sich die Stromerzeugungseinheiten befinden“. Allerdings findet sich der Änderungsvorschlag des BFM in der aktuellen Version des StromStG vom 27. August 2017 nicht wieder, da er, unter anderem, dem Wortlaut des Merkmals des „räumlichen Zusammenhangs“ des § 9 Abs.1 Nr. 3 StromStG widerspricht.
- Strom, der auf Wasserfahrzeugen oder in Luftfahrzeugen erzeugt und verbraucht wird.

Daneben sind im Stromsteuergesetz Steuerbegünstigungen vorgesehen für den Verkehr mit Oberleitungsbussen, den Fahrbetrieb im Schienenbahnverkehr (§ 9 Abs. 2 StromStG), den öffentlichen Nahverkehr (§ 9 c StromStG) sowie bei einer landesweiten Stromversorgung von Wasserfahrzeugen für die Schifffahrt (§ 9 Abs. 3 StromStG).

Zudem werden bestimmte Prozesse und Verfahren des produzierenden Gewerbes (§ 9 a und § 10 StromStG) sowie Unternehmen des produzierenden Gewerbes und der Land- und Forstwirtschaft, insofern der Strom für betriebliche Zwecke (allerdings nicht für Elektromobilität) verwendet wird (§ 9 b StromStG), begünstigt.

Der Regelsteuersatz beträgt nach § 3 StromStG 2,05 ct/kWh.

1.3.1.11 Mehrwertsteuer

Der Begriff Mehrwertsteuer ist der umgangssprachliche Überbegriff für Vorsteuer (Steuer auf unternehmerische Ausgaben) und Umsatzsteuer (Steuer auf unternehmerische Einnahmen). Obwohl er auf Rechnungen noch oft auftaucht, wird er im Steuerrecht nicht mehr verwendet.

Gemäß § 1 UStG fällt die Umsatzsteuer immer dann an, wenn im Inland im Rahmen einer unternehmerischen Tätigkeit eine Dienstleistung erbracht oder eine Ware geliefert worden ist.

Bei der Lieferung von Strom oder Wärme handelt es sich um eine unternehmerische Tätigkeit. Daher muss auf den abgegebenen Strom oder die abgegebene Wärme Umsatzsteuer gezahlt werden, selbst wenn der Betreiber der Anlage kein Entgelt vom Abnehmer verlangt (FG Baden-Württemberg, Urteil vom 09.02.2017 – 1 K 755/16). Allerdings ist der Anlagenbetreiber in diesem Fall zum Vorsteuerabzug berechtigt.

Wird der Strom vollständig oder anteilig selbst verbraucht und liegt der Anteil der privaten Nutzung bei nicht mehr als 90 Prozent, kann der Anlagenbetreiber wählen, ob es sich um eine vollständig unternehmerische, um eine vollständig nicht-unternehmerische oder um eine anteilig nicht-unternehmerische Tätigkeit handelt. Liegt der Anteil der privaten Nutzung über 90 Prozent entfällt die Wahl der Zuordnung und die Anlage wird vollständig dem Nicht-Unternehmensbereich zugeordnet. Alternativ kann der Anlagenbetreiber – vorausgesetzt sein Jahresumsatz überschreitet nicht den Grenzwert von 17.500 € – die Kleinunternehmerregelung (KA) in Anspruch nehmen. Für den Fall, dass der Anlagenbetreiber die KA in Anspruch nimmt oder die Anlage vollständig oder anteilig dem Nicht-Unternehmensbereich zuordnet, ist die zum Selbstverbrauch entnommene Strommenge in dem Umfang von der Umsatzsteuer befreit, in dem sie nicht einer unternehmerischen Tätigkeit zugeordnet ist. Allerdings entfällt auch dann anteilig das Recht auf Vorsteuerabzug (IW & EW, 2014, 21 f.).

Der Umsatzsteuersatz (für Strom und Wärme) beträgt 19 Prozent bezogen auf den Nettopreis.

1.3.2 Energiebedarf Landwirtschaft

1.3.2.1 Einführung Energieverbrauch globaler Effekt

In vielen Bereichen wird der heutige Energieverbrauch mit CO₂-Emissionen in Verbindung gebracht. Dabei gibt es in der Landwirtschaft zum einen den Teil CO₂-Emissionen, die aus dem Bereich der Energienutzung stammen, und zum anderen die CO₂-Emissionen, die aufgrund von Bewirtschaftung und der Haltung bzw. Aufzucht von Tieren entstehen. Zusätzlich können in der Landwirtschaft Emissionen durch die Energieproduktion entstehen und zu gleich eingespart werden.

1.3.2.2 Allgemeiner Energiebedarf in der Landwirtschaft

Der Energiebedarf setzt sich für einen landwirtschaftlichen Betrieb aus drei Teilen zusammen: Elektrische Energie, Wärme und Treibstoff. Hierbei handelt es sich um elektrische Energie, die meist für den innerbetrieblichen Ablauf wie z.B. Beleuchtung, Pumpen, Steuerung und Kühlung benötigt wird. Je nach Betriebsform wird auch Wärme, z.B. durch Wärmelampen elektrisch erzeugt. Des Weiteren benötigen die Betriebe Wärme. Hierbei ist dies auch stark von der Betriebsform abhängig, die im Kapitel 2.2 noch genauer beschrieben werden. Der dritte Bereich ist der Energiebedarf zum Betreiben der landwirtschaftlichen Maschinen. Diese werden im Regelfall mit Diesel betrieben. Vor allem im Ackerbau existieren derzeit keine Alternativen, die die Nutzung von Verbrennungsmotoren ersetzen. In einigen Konzeptstudien wird versucht mittels Elektromotoren Feldarbeiten zu verrichten. Diese können aber nur für leichte Arbeiten genutzt werden, wenn sie auf Akku-Technologie basieren. Oder wie in dem Praxisversuch von John Deere bei dem der Traktor über ein Stromkabel versorgt wird, sind große Schläge notwendig, die nur in einzelnen Regionen in Deutschland vorhanden sind. Auch die Nutzung von Traktoren, die mittels Methan betrieben werden, ist aktuell nur für die leichte Feldarbeit auf kleineren und mittleren Betrieben ausgelegt.

1.3.2.3 Beschreibung Biogasanlagen

Schwerpunkt der Untersuchung liegt auf der elektrischen Nutzung von der mittels Biogasanlage produzierten Energie. Da die meisten Biogasanlagen auf die Produktion von Strom ausgelegt sind, ist dieser zunächst ohne besondere Maßnahmen nutzbar. Weiterer Nutzungsbereich bei den Biogasanlagen ist die Wärmenutzung, die als Nebenprodukt bei der Stromproduktion entsteht. Einzelne Anlagen sind primär auf die Wärmeproduktion ausgelegt. In diesem Fall stellt der Strom das Nebenprodukt dar. Für eine Methannutzung bzw. eine Einspeisung des Methans in das Erdgasnetz müssen spezielle Aufbereitungsanlagen vorhanden sein. Dies ist aber erst bei größeren Anlagen wirtschaftlich.

Für die Ermittlung des Strombedarfes eines landwirtschaftlichen Betriebes, Wohnhäusern oder auch Firmenanlagen sind mehrere Werte von Bedeutung. Neben dem Jahresgesamtbedarf sind vor allem der Spitzenbedarf oder auch die Höchstlast für alle weiteren Berechnungen von Bedeutung. Für wirtschaftliche Berechnungen muss auch bekannt sein, zu welcher Zeit der Strom benötigt wird und wie hoch der durchschnittliche Verbrauch ist. Des Weiteren sind Besonderheiten zu erfassen. Beispielsweise kann vor allem das Anlaufen von großen Elektromotoren für einen kurzfristigen sehr hohen Strombedarf führen. Vor allem Maschinen, die nur selten zum Einsatz kommen, können bei einer Bilanzierung vergessen werden und bei einem späteren Betrieb zu Störungen führen.

1.3.2.4 Strombedarf Landwirtschaft

Typische Elektroenergie verbrauchende Gruppen sind nach KTBL (2014a/b) die Schweinehaltung, die Milchviehhaltung sowie die Geflügelhaltung. Des Weiteren werden für Verwaltungs- und Sozialgebäude sowie Lager und Werkstätten Strom benötigt. In der folgenden Tabelle 2 werden zu den einzelnen Bereichen die jeweiligen Verbraucherguppen aufgelistet. Die einzelnen Verbraucherguppen schwanken sehr stark in der Dauer sowie in der Menge des Energiebedarfs. Beispielsweise wird für Beleuchtung, insbesondere bei neueren Beleuchtungssystemen, im Vergleich nur wenig Energie benötigt. Dahingegen ist der Energiebedarf beispielsweise von Fütterungssystemen oder Pumpen punktuell sehr hoch.

Tabelle 2: Primäre Stromverbraucher aufgeteilt nach Nutztierart (nach KTBL 2014 a/b und Zorn et al. 2018)

Schweinehaltung	Rinderhaltung	Milchviehhaltung	Geflügelhaltung	Lager, Werkstätten, Sozialgebäude
Lüftung	Zusatzbelüftung	Zusatzbelüftung	Lüftung	Lüftung / Klimatisierung
Fütterung	Stallbeleuchtung	Stallbeleuchtung	Fütterung	Beleuchtung
Stallbeleuchtung	Fütterung	Fütterung	Stallbeleuchtung	
Entmistung	Entmistung	Entmistung	Entmistung	
Reinigung		Reinigung (Melkstand)	Reinigung	Reinigung
Infrarotlampen		Frostschutzheizung		Betriebsstrom
Futtermittelzubereitung		Milchgewinnung	Eiersortierung	Arbeitsgeräte
		Milchkühlung		

1.3.2.4.1 Schweinehaltung

In der Schweinehaltung gilt es zwischen wärmegeprägten und Offenställen zu unterscheiden. Während Offenställe meist frei belüftet werden und primär das Tageslicht zur Beleuchtung genutzt wird, müssen wärmegeprägte Ställe belüftet und beleuchtet werden. Dabei benötigt die Lüftung den höchsten Energiebedarf. Die Lüftung in Schweineställen wird benötigt um Schadgase wie Ammoniak und CO₂ bzw. auch entstehende Feuchtigkeit in den Räumen aus den Ställen zu transportieren. Dies gilt vor allem in der kalten Jahreszeit. Im Sommer wird die Lüftung zur Regulation der Temperatur in den Ställen benötigt. Die Auslegung bzw. Dimensionierung der Lüftung wird durch DIN 18910 vorgegeben. Speziell in den Sommermonaten kommt es hier zu erhöhtem Strombedarf. Insgesamt ergibt sich abhängig vom Lüftungssystem eine Spanne von 6,9 bis 18 kWh/(TP*a) (KTBL 2014a, Pertagnol 2013). Im Abferkelbereich werden im Durchschnitt 90 kWh/(TP*a) Strom verbraucht. Im Deck und Wartebereich werden 35 kWh/(TP*a) Strom verbraucht (KTBL 2014a).

An zweiter Stelle des Energieverbrauchs steht die Fütterung. Hierbei gibt es Schwankungen zwischen der Sauenhaltung und der Masthaltung (vgl. KTBL 2014 a). Zusätzlich unterscheiden sich die Verbräuche in den einzelnen Fütterungstechniken. Neben der eigentlichen Fütterung ergeben sich durch die Futtermischung weitere Energieverbräuche. Unter anderem Futtermühlen, die normal mit Strom betrieben werden, steigern den Stromverbrauch.

Durch die Beleuchtung der Ställe werden speziell in der dunklen Jahreszeit über große Zeiträume Energie verbraucht. Durch die Tierschutz-Nutztierhaltungsverordnung (TierSchNutzV) werden für die Schweinehaltung die Vorgaben der Mindestbeleuchtung eines Tierplatzes (TP) festgelegt. Über Nacht wird die Beleuchtung ausgestellt. Die Entmistung und Reinigung sind sehr von den jeweiligen Bauformen des Stalles und der eingesetzten Technik abhängig. Speziell bei der Entmistung kann es insbesondere beim Anlaufen von Pumpen zu einem hohen Wirkleistungsbezug kommen.

Das Heizen der Ferkelnester erfolgt in vielen Fällen mittels Infrarotlampen. Somit spielt dies nur in Sauenbetrieben eine Rolle. In Mastställen wird für die Wärmeerzeugung auf fossile Energieträger, Biogasanlagen oder Biomasseheizungen zurückgegriffen.

Alle Verbräuche sind neben den technischen Vorgaben auch von der jeweiligen Betriebsform und auch vom Management des Betriebsleiter bzw. der ausführenden Person abhängig.

In der vorliegenden Untersuchung wurden Offenställe auf Grund ihres geringen Strombedarfes nicht berücksichtigt.

1.3.2.4.2 Hühnerhaltung

Wie auch in der Schweinehaltung wird bei der Hühnermast bzw. der Legehennenhaltung die meiste Energie für die Belüftung der Ställe benötigt. Dahinter folgen Energiebedarfe für Fütterungstechnik, Beleuchtung und Reinigung der Ställe. In den zwangsbelüfteten Ställen werden die Vorgaben zur Lüftung in der DIN 18910 geregelt. Diese legt die Minimal und Maximalbereiche der Lüftung da. Je nach Geflügelstall (Hühnermast oder Legehennenhaltung) schwankt der Strombedarf zwischen 0,78 – 1,16 kWh/(TP*a). Maßgeblichen Einfluss hat das Wetter auf den Strombedarf. Bei hohen Temperaturen müssen die Ventilatoren auf Volllast laufen, was zu einem erhöhten Strombedarf führt. Bei der Fütterungstechnik ist bei der Legehennenhaltung der Strombedarf mit rund 0,04 kWh/(TP*a) am höchsten. Hinzu kommt noch der Energieverbrauch für die Eiersortierung, die bei ca. 0,036 kWh/(TP*a) liegt. Dies ist aber stark von der eingesetzten Technik abhängig (KTBL 2014a).

1.3.2.4.3 Rinderhaltung

In der Rinderhaltung wird zwischen der Mastrinderhaltung und der Milchviehhaltung unterschieden. Bei ersterer ist der Energieverbrauch nicht so hoch. Insbesondere, wenn die Haltung von Mastrinder in der Kombination mit Weidehaltung durchgeführt wird. Aber auch im Mastbereich gibt es vereinzelt die Haltung in Warmställen, die ähnlich wie die Mastschweineställe zu bewerten sind. Den größeren Energiebedarf hat die Milchviehhaltung. Stand der Technik ist die Haltung von Milchvieh in Boxen-Lauf-Ställen. Hierbei handelt es sich um frei belüftete Offenställe, die nur im Sommer auf eine zusätzliche Belüftung zur Kühlung der Tiere zurückgreifen.

Milchgewinnung

Der höchste Energiebedarf wird in der Milchviehhaltung zur Gewinnung und Kühlung der Milch benötigt. Allgemein liegt der Stromverbrauch pro Milchkuh und Jahr bei den meisten Betrieben zwischen 350 bis 600 kWh (Neiber, 2020). Dabei ist zu unterscheiden, ob ein Betrieb einen Melkstand besitzt oder die Milch per Melkroboter gewonnen wird. Im Bereich der Melkstände gibt es technische Unterschiede wie Fischgrätenmelkstand oder Side by Side bei denen der Melker zu den einzelnen Tieren läuft. Bei großen Kuhherden werden auch Melkkarusselle eingesetzt, bei denen der Melker einen festen Standort hat und die Kühe an ihm vorbeifahren. In diesen Systemen wird in der Regel zweimal am Tag gemolken, was zu zwei Peaks in der Lastgangkurve des Betriebes führt. Alternativ dazu werden Melkroboter eingesetzt. Diese erledigen den kompletten Melkvorgang automatisch. Da bei Melkrobotern immer nur ein Tier gemolken werden kann, erstreckt sich der Melkzeitraum über den gesamten Tag. Tiere werden auch mehr als zweimal am Tag gemolken. Dafür ist die Zeit pro Melkdurchgang etwas geringer. Insgesamt führt die mehr oder weniger gleichmäßige Auslastung des Melkroboters zu einem relativ gleichmäßigen Stromverbrauch über den Tag. Vom Betreiber wird ein Zeitfenster vorgegeben, in dem sich der Roboter reinigt und die Kühe nicht gemolken werden. Dies geschieht in der Regel nachts. Zur Reinigung wird ebenfalls Strom benötigt. Bei allen Melksystemen sind folgende Komponenten maßgebend für den Energieverbrauch:

- Vakuumversorgung
- Milchpumpe
- Wärme für Reinigungssysteme der Anlage
- Druckluft- / Hydraulikpumpen
- Karussellantrieb

Nach dem Melken steht die Milchkühlung im Stromverbrauch an zweiter Stelle. Ziel ist es die frisch gewonnene Milch so schnell wie möglich auf 6°C ab zu kühlen. Hierbei sind folgende Komponenten für den Stromverbrauch zu nennen: Verdichter der Kühlaggregate, Rührwerk des Milchtanks, Verdichter der Kühlaggregate und Ventilatoren am Verflüssiger. Zusätzlich können auch noch je nach Kühlungssystem Zirkulation von Eis- oder Brunnenwasser hinzukommen. Insgesamt liegt der Energiebedarf für die Milchkühlung zwischen 130 bis 147 kWh/(TP*a) (KTBL 2014b). Wie auch im Leitfaden des Sächsischen Landesamtes für Umwelt, Landwirtschaft und Geologie vorgestellt, können durch die Optimierung der einzelnen Komponenten jeweils nennenswerte Energieeinsparungen erzielt werden (Zorn et al., 2018).

Im Bereich der Beleuchtung gibt es nur rechtliche Vorgaben für Kälber (TierSchNutzV, 2001). Generell wird empfohlen den Milchkühen ausreichend Licht zur Verfügung zu stellen (Heidenreich, 2012). Hierbei sind Natriumdampflampen und LED-Beleuchtung Stand der Technik.

Fütterung

In der Milchviehfütterung wird üblicherweise eine Totalmischration (TMR) für die Tiere angemischt und verteilt. Hierbei wird je nach Betrieb Kraftfutter komplett hinzu gegeben oder über Kraftfutterstationen einzeln und Tier individuell vorgesetzt. Kraftfutterstationen haben einen Strombedarf von 7,2 kWh/(TP*a) (KTBL 2014b). Große Unterschiede gibt es bei der Anmischung und Verteilung der TMR. Derzeit wird dies überwiegend noch mittels Futtermischwagen, die direkt oder über eine Zapfwelle von einem Dieselmotor angetrieben werden, geleistet. Dabei liegt der Dieserverbrauch zwischen 20–60 Liter je Kuh und Jahr. Mittlerweile gibt es immer mehr Hersteller, die Fütterungsautomaten wie auch Futtermischwagen so wie Radlader zur Befüllung auf Strombasis anbieten. Als Beispiel sind hier die Firmen Lely, Siloking oder Kramer zu nennen. Dabei besitzen einige Systeme einen Akku, der einen großen Aktionsradius ermöglicht. Andere Systeme werden über Schienen mit Strom versorgt. Hierbei können Kosten für Akkus eingespart werden, dafür sind die Systeme an Stromschienen gebunden und können keine gespeicherte Energie nutzen.

Entmistung

Der Strombedarf der Entmistung ist vom Stallmodell abhängig. Hierbei wird, nach Ausführung des Bodens zwischen Planbefestigten- und Spaltenböden unterschieden. Hinzu kommt, ob die Gülle in den Güllebehälter per Schwerkraft fließt oder umgepumpt werden muss. Insgesamt ergeben sich Unterschiede zwischen 22-32 kWh/(TP*a) (KTBL 2014b).

Weitere Verbraucher

Hierunter ist als feste Größe die Beleuchtung zu nennen. Diese kann je nach Technik große Schwankungen im Verbrauch aufweisen. Zusätzlich ist die Anzahl an Beleuchtungsstunden von den baulichen Gegebenheiten des Stalles abhängig. Also handelt es sich um einen alte Stallform, die nur einen geringen Lichteinfall besitzt, oder ist der Stall offen und besitzt beispielsweise zusätzlich einen Lichtfirst.

Neben der Beleuchtung können eine Vielzahl an weiteren Verbrauchern, abhängig vom Betrieb, eingesetzt werden. Zu nennen sind z.B. Futterschieber oder Hochdruckreiniger. Im Tierbereich werden automatische Kuhbürsten oder Hochdruckbefeuchtungsanlagen eingesetzt um das Tierwohl zu erhöhen. Hinzu kommen gelegentliche arbeiten wie beispielsweise Klauenpflege, für die ebenfalls Energie benötigt wird.

1.3.2.5 Wärmebedarf Landwirtschaft

Der Wärmebedarf in der Landwirtschaft ist besonders bei Ferkelerzeugenden und Ferkelaufzuchtbetrieben sowie bei Hühneraufzuchtbetrieben hoch. In der Rinderhaltung spielt der Wärmebedarf für die Tiere direkt weitestgehend keine Rolle.

Wie schon erwähnt, werden im Ferkelbereich oft in den ersten Lebenstagen Wärmelampen eingesetzt. In der späteren Ferkelaufzucht und in der Mast werden in wärmegeämmten Ställen Gasheizstrahler oder andere fossile Wärmeträger verwendet. In geringer Anzahl werden auch Erdwärmetauscher sowie Unterflurzuluftsysteme eingesetzt, die eine Energieeinsparung mit sich bringen (Pertagnol 2013).

Ein Ferkelaufzuchtstall hat im Schnitt ein Wärmebedarf von 120 kWh/(TP*a). Beim Einsatz eines Wärmetauschers reduziert sich der Wärmebedarf auf 95 kWh/(TP*a) (KTBL 2014a). In der Sauenhaltung liegt der Wärmebedarf bei 62 kWh/(TP*a) ohne das Ferkelnest. Dieses benötigt nochmal 150 kWh/(Sau*a).

Der Wärmebedarf in der Hähnchenmast liegt nach Schneider & Büscher (2006) zwischen 0,75 und 0,98 kWh/Tier. Hierbei ist zu berücksichtigen, wie viele Mastdurchgänge in einem Jahr stattfinden und ob der Stall komplett belegt ist. Ein geringerer Besatz führt zu einem erhöhten Wärmebedarf pro Tier.

1.3.2.6 Mobilität

Der Mobilitätsbereich gilt als einer der zentralen Bereiche zur Senkung von CO₂-Emissionen. Hierbei wird im Straßenverkehr aktuell auf Elektroantriebe gesetzt. Für den landwirtschaftlichen Bereich ergeben sich primär durch die geringe Speicherkapazität von Batterien bzw. dem hohen Leistungsanspruch der Feldarbeiten aktuell keine praxisnahen Lösungen, um den betriebseigenen Strom auf den betrieblichen Feldern zu nutzen. Voraussichtlich erst in mehreren Jahren können diese hohen Energiebedarfe direkt auf dem Feld beispielsweise durch Stromkabel versorgt werden (Pickel 2020). Auch eine Versorgung durch Biomethan stellt sich insbesondere für kleinere Biogasanlagen als schwierig heraus. Zum einen ist die technische Verfügbarkeit zur Biogasaufbereitung an Kleinanlagen begrenzt und zum anderen ist diese wirtschaftlich aktuell nicht umsetzbar. Des Weiteren existiert derzeit nur ein Traktor, der mittels Erdgas betrieben werden kann. Dieser ist zugleich für schwere und lange Arbeiten auf dem Feld nur bedingt geeignet. Alternative für methan- oder elektrisch basierende Antriebsformen stellen Biokraftstoffe dar, die aber in dieser Arbeit nicht weiter untersucht werden (vgl. Remmele et al. 2020).

Neben den technischen Problemen der Biomethannutzung im Verkehrssektor der Landwirtschaft sind auch verfahrenstechnische Probleme ein Grund, so dass eine Versorgung des Maschineparks mit Biogas schwierig ist. Insbesondere während der Erntezeit werden große Mengen an Diesel bzw. Treibstoff verbraucht. Diese werden in einem kurzen Zeitfenster benötigt. Danach stehen die Maschinen teilweise monatelang ohne Bedarf in den Hallen. Hieraus ist selbst bei einer bestehenden Technik keine wirtschaftliche Nutzung einer Biome-thantankstelle möglich. Auch müssten die Maschinen zum Auftanken immer an die Hofstelle zurück kommen und können nicht bei Bedarf an einer öffentlichen Tankstelle oder dem Hofnachbarn tanken (außer diese besäßen ebenfalls eine Methantankstelle).

1.4 Zusammenarbeit mit anderen Stellen

Das Vorhaben Biogas Autark wurde unter Verantwortung der IZES gGmbH zusammen mit der Universität Hohenheim durchgeführt. Die verschiedenen Aufgaben- und Fragestellungen wurden unter Mithilfe des Thüringer Landesamtes für Landwirtschaft und Ländlichen Raum (TLLLR) bearbeitet. Innerhalb der IZES gGmbH haben die Arbeitsfelder Stoffströme und Energiemärkte das Vorhaben bearbeitet. Die Arbeitsteilung erfolgte über die Definition inhaltlicher Schwerpunkte nach denen die beiden Arbeitsfelder ausgerichtet sind. Dementsprechend bearbeitete das Arbeitsfeld Stoffströme die Felder Stoffstromanalyse und Biogasanlagenpark sowie Verfahrenstechnik der Biogasanlagen. Das Arbeitsfeld Energiemärkte betrachtete Fragen bezüglich Stromkosten und Markteinflüsse von Autarkie. Der Focus der Universität Hohenheim lag in der Zusammenarbeit und

den Untersuchungen auf den Praxisbetrieben sowie der Analyse der Praxisanlagen. Demnach wurden die Arbeitspakete (AP) 1 und 4 hauptsächlich von IZES gGmbH (Stoffströme), AP 5 von AF IZES gGmbH (Energimärkte) und die AP 2 und 3 von der Universität Hohenheim bearbeitet. Alle Partner beschäftigten sich in enger Zusammenarbeit mit dem AP 6. AP 7 diente zur Koordination des Forschungsvorhabens und wurde hauptsächlich durch das IZES gGmbH (Stoffströme) bearbeitet.

Neben der TLLLR, die mittels eigener Untersuchungen zusätzliche Daten und Ergebnisse dem Projekt beitragen hat, wirkten weitere Institute und Firmen am Projekt mit. Im Folgenden sind diese aufgelistet. Die Zuarbeit lag im Bereich Beantwortung von einzelnen Fachfragen bis hin zur aktiven Beteiligung im Rahmen des Workshops:

- Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft (LfL) – Institut für Landtechnik und Tierhaltung mit u.a. Expertisen in den Bereichen Energieverbräuche in der Tierhaltung; Ansprechpartner Josef Neiber.
- Treurat und Partner Unternehmensberatungsgesellschaft mbH - Unabhängige Beratung in den Feldern Erneuerbare Energien und Klimaschutzkonzepte Klassische Unternehmensberatung für Landwirtschaft und Business so wie juristische Fragestellungen; Ansprechpartner Gerrit Müller-Rüster
- Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (IEE)- Erschließung erneuerbarer Energien für die Produktion von Wärme und Elektrizität führen im Bereich der Biomasse; Ansprechpartner Dr. Bernd Krautkremer
- Keitlinghaus Umweltservice – Unternehmen für Eigenstromnutzung, Lastmanagement und E-Mobilität; Ansprechpartner Hendrik Keitlinghaus

2 Ergebnisse

In dem folgenden Kapitel werden alle wissenschaftlichen und technischen Resultate des Vorhabens auf den sieben Praxisbetrieben dargestellt. Dabei wird jeder Betrieb einzeln beschrieben. Die Handlungsempfehlungen sind allgemein gehalten und dienen als Ansatz für weitere Betriebe. Die wichtigsten Erkenntnisse der Untersuchung werden in der Diskussion nochmal aufgegriffen. Des Weiteren werden die Verwertung, Erkenntnisse von Dritten und Veröffentlichungen des Projektes beschrieben.

2.1 Material und Methode

In diesem Kapitel werden die Wahl der Betriebe und deren Datenerhebung beschrieben. Des Weiteren werden die Grundlagen für die wirtschaftlichen Berechnungen aufgezeigt.

2.1.1 Betriebsauswahl

Im Projekt wurde die Möglichkeit der energetischen Eigenversorgung an 7 Betrieben beispielhaft untersucht. Die Untersuchung teilt sich auf in zwei Teile. Zwei Betriebe wurden durch das Thüringer Landesamt für Landwirtschaft und Ländlichen Raum (TLLLR) ermittelt und decken Großbetriebe mit leistungsstarken Biogasanlagen in östlichen Bundesländern ab. Die weiteren Betriebe, die kleine bis mittlere Anlagen im süddeutschen Raum abbilden, konnten sich anhand eines Fragbogens für eine Teilnahme bei der Universität Hohenheim bewerben. Die im Bewerbungsfragebogen erhobenen Daten dienten der Ermittlung von Auswahlkriterien. Diese waren der landwirtschaftliche Betriebszweig, wie z.B. Milchviehhaltung, Schweinemast, Marktfrucht, und die Relation aus Energieproduktion zu Energiebedarf. Ziel war es mit den fünf Praxisbetrieben gängige Wirtschaftsformen der Landwirtschaft abzubilden und damit eine Übertragbarkeit auf eine hohe Zahl an Betrieben in Deutschland zu gewährleisten.

Die Relation aus Energiebedarf zu Verbrauch wurde über die Annahme von 8.000 Jahresbetriebsstunden bei Ausnutzung der installierten Leistung geschätzt. Ziel war hier ein möglichst enges Verhältnis, im Idealfall 1:1. Es wurde davon ausgegangen, dass bei einer geringen Differenz zwischen Produktion und Verbrauch die Anpassungen für eine Eigenversorgung leichter umgesetzt werden können.

2.1.2 Datenerhebung

Universität Hohenheim

Es wurden durch die Universität Hohenheim an fünf süddeutschen Landwirtschaftsbetrieben mit Biogasanlage der Energieverbrauch der wesentlichen Betriebszweige und die Strom- und Wärmeproduktion über etwa ein Jahr aufgenommen. Die Datenaufnahme bezieht die Bezugs- und Einspeisezähler für Strom, die Wärmezähler und Gaszähler mit ein. Die Erfassung erfolgte nach Möglichkeit für die Einheiten Wohnhaus, Stall und Biogasanlage. Die Datenerfassung erfolgte mindestens im monatlichen Rhythmus, bei Möglichkeit (elektronische Zähler, Speicher, Datenbanken, etc.) häufiger. Es wurden auch die Aufzeichnungen aus den vergangenen Jahren mit einbezogen, soweit diese vorhanden waren. Zusätzlich wurde, bei Vorliegen, der Lastgang im 15 Minutentakt verwertet. Bei zwei Betrieben mit analogen Zählern erfolgte die Lastgangmessung über zusätzliche Messtechnik (Solarautonomie Energiemonitor Basis bzw. Plus in Kombination mit Ferraris Zähler Lesekopf, D0 IR-Lesekopf und LED Zähler Lesekopf) für einige exemplarische Monate.

An der Biogasanlage wurden im monatlichen Rhythmus Proben des Fermenterinhaltess genommen, um die korrekte prozessbiologische Funktion der Anlage während des Messzeitraumes sicherzustellen. Auch die Gasqualität wurde bei Möglichkeit mit erfasst (fest installierte Analysatoren) oder per tragbarem Messgerät bestimmt. Im Messzeitraum wurden an drei Terminen die Hauptsubstrate beprobt und deren Methanertrag anhand des Hohenheimer Biogasertragstests ermittelt.

Thüringer Landesamt für Landwirtschaft und Ländlichen Raum (TLLLR)

Neben den Erhebungen der Universität Hohenheim wurden durch das TLLLR weitere Daten zur Potentialermittlung der Eigenstromerzeugung in ostdeutschen Agrarbetrieben geliefert. Die energetische Bilanzierung erfolgt am Beispiel von zwei großen Thüringer Agrarbetrieben. Hierzu wurden je ein Betrieb aus einer Ackerbauregion und einer aus einer Grünlandregion ausgewählt. Die Betriebe betreiben jeweils eine Biogasanlage (BGA), die kurz vor dem Auslaufen der EEG-Vergütung steht, so dass realer Handlungsbedarf besteht.

Für die Untersuchungen zu energetischer Autarkie der Betriebe bilden die vorhandenen Biogasanlagen die Grundlage. Die im Betrieb anfallenden Wirtschaftsdünger bilden aus ökonomischen Gründen das Hauptsubstrat. Da die Forderung nach 150 d Verweilzeit nicht nur eine EEG Forderung ist, sondern über die VDI 3475 auch Stand der Technik geworden ist, besteht für Bestandsanlagen einerseits die Möglichkeit das fehlende

gasdichte Behältervolumen zuzubauen, was jedoch ökonomisch kaum realisierbar ist. Erfolgt die Umstellung des Substrateinsatzes auf ausschließlichen Einsatz von Wirtschaftsdüngern stellt die VDI 3475 keine Forderungen an eine Mindestverweilzeit. Allerdings können dann zusätzliche verfügbare Reststoffe wie Futterreste und Silodeckschichten nicht eingesetzt werden.

Als erstes wird untersucht in wie weit über Vor-Ort-Verstromung mittels BHKW lastmodellierend die Strombedarfskurven der Betriebe abgefahren werden. Hierbei bilden die ¼ Stundenwerte des Strombezugs die Basis. Auf einen Inselbetrieb, der die EEG-Umlage auf Eigenstrom vermeidet, wird bewusst verzichtet, da der technische Aufwand zur Spannungs- und Frequenzhaltung bei der heute in den Betrieben befindlichen Elektronik (Steuerungsanlage, Melkroboter, etc.) bzw. die erforderliche Notstrombereitstellung bei Wartung oder Ausfall der BHKW-Anlage deutlich zu hoch erscheint.

Als weiterer Schritt wird geprüft, ob unter diesen Stromerzeugungsbedingungen eine Absicherung des Wärmebedarfs möglich ist. Falls noch aus dem Einsatz der verfügbaren Substrate aus dem Wirtschaftsdüngerbereich Überschüsse erschließbar sind, wird der Einsatz von Gasbrennern zur Biogasdirektverbrennung zur Wärmebereitstellung geprüft, da eine Stromlieferung ins Netz ohne EEG derzeit nicht rentabel ist. Bei Nichtabdeckung des Wärmebedarfs ist der Bedarf alternativer, eigenerzeugbarer Brennstoffe wie z.B. Stroh bzw. Hackschnitzel zu ermitteln.

Der Kraftstoffbedarf wird ausgehend von den Betriebsangaben ermittelt. Da für die Autarkie im Kraftstoffbereich nur technische Lösungen für Pflanzenöleinsatz verfügbar sind, erfolgt kalkulatorisch bilanziell die Bereitstellung auf Basis von Pflanzenöl, Biogas als CNG und Biogasstrom und E-Mobilität. Erste Hofschlepper für Biogas- bzw. Strombetrieb sind zwar am Markt verfügbar, jedoch ist der Betrieb biogas- bzw. strombasiert größerer Feldarbeitsmaschinen zurzeit noch nicht realistisch. Strom wird aus der BGA und den vorhandenen PV-Anlagen bereitgestellt. Die Energiemengen werden im Vergleich zum zusätzlich Flächenbedarf für die Biogaserzeugung auf Basis von Nachwachsenden Rohstoffen bzw. zur Stromerzeugung mittels PV-Anlagen und Pufferung über Batteriesysteme ausgewiesen. Aufgrund des diskontinuierlichen Bedarfs und des fluktuierenden Anfalls des PV-Stroms sind erhebliche Batteriespeicher erforderlich.

2.1.3 Ökonomische Ansätze

Zur Berechnung wurde auf allgemeine Kostentabellen des KTBL bzw. Werte der TLLLR zurückgegriffen. Diese wurden durch die ermittelten Produktions- und Verbrauchszahlen ergänzt. Insgesamt setzen sich die Stromproduktionskosten aus einer Vielzahl von Unterpunkten zusammen. Hieraus können sich größere Schwankungen ergeben, und von den Praxisdaten abweichen. Insbesondere bei den Substratkosten wurden die lokalen Preise ermittelt. Für die Berechnung der Stromerzeugungskosten werden für fünf süddeutsche Biogasanlagen drei Szenarien gewählt, die sich zwischen einer Reinvestition in die Biogasanlage und keiner Investition und einem erhöhten Reparaturbedarf unterscheiden. Genauer sind diese Szenarien bei den Ergebnissen der ökonomischen Analyse beschrieben. Dabei wird für die süddeutschen Betriebe zur Produktionskostenrechnung jeweils die Variante gewählt, die ein Kompromiss aus keinen Investitionen und einer kompletten Reinvestition in die Biogasanlage beinhaltet. Aufgrund von Unsicherheiten bezüglich zukünftigen EEG und Gesetzesvorgaben (Anlagenbetrieb, Düngeverordnung, u.a.) war die Bereitschaft der Betriebsleiter zurückhaltend, um eine große, langfristige Investition in die Biogasanlage zu tätigen.

Für die Berechnung der jährlichen Kosten wurde eine lineare Abschreibung gewählt. Je nach Technik liegt der angesetzte Zeitraum zwischen acht und zehn Jahren. Der Zinssatz wurde auf 4 % festgelegt, was bei den aktuellen wirtschaftlichen Bedingungen einer realistischen Annahme entspricht. In den Produktionskosten sind Kosten für Versicherung, Umweltgutachten oder Beratungsgebühren nicht berücksichtigt.

Da für die meisten Auswertungen Jahreswerte als Grundlage herangezogen wurden, mussten fehlende Werte, mit Werten aus dem Zeitraum des Vorjahres oder rechnerisch ergänzt werden.

2.2 Ergebnisse und Diskussion

Auf Grund der Komplexität der Betriebe und deren unterschiedlichen Aufstellungen bzw. Ausrichtungen werden im Folgenden alle Betriebe einzeln betrachtet. Im Rahmen der Untersuchung hat sich gezeigt, dass die Betriebe bzw. deren Daten auch bei beispielsweise gleicher Leistungsklasse der Biogasanlage nicht miteinander verglichen werden können. Bei den ersten fünf Betrieben handelt es sich um die Anlagen im süddeutschen Raum. Hierbei handelt es sich um eine BGA mit 40 kW_{el} und Milchviehhaltung (40 kW, Milchvieh), eine 75 kW_{el} BGA mit Milchviehhaltung (75 kW, Milchvieh), eine 75 kW_{el} BGA mit Legehennenhaltung (75 kW, Legehennen), eine 250 kW_{el} BGA wärmegeführt (250 kW, Wärmegeführt) und eine 366 kW_{el} BGA Sauen- und Masthaltung (366 kW, Schweine). Die ostdeutschen Betriebe gliedern sich auf in eine 549 kW_{el} BGA in einer Grünlandregion (Betrieb G) und eine 870 kW_{el} BGA in einer Ackerregion (Betrieb A).

2.2.1 Betrieb 40 kW Milchvieh

2.2.1.1 Landwirtschaftsbetrieb

Der Landwirtschaftsbetrieb ist ein Einzelunternehmen mit etwa 50 GV Milchvieh inklusive Nachzucht. Der Hof verfügt über ein Wohnhaus (296,52 m²) mit einem angrenzenden Boxenlaufstall mit Melkstand und über eine Metzgerei. Weitere Gebäude dienen der Maschinenlagerung. Über dem Stall befindet sich die Heutrocknung, die mit BHKW-Abwärme betrieben wird. Die bewirtschaftete Fläche beträgt etwa 38 ha Grünland, davon sind 15 ha gepachtet. Der Gesamtstromverbrauch liegt bei etwa 143.971 kWh im Untersuchungszeitraum (368 d). Es wurden etwa 5.482 l Diesel im Jahr 2018 für die Bewirtschaftung benötigt. Der Betrieb verfügt neben der BGA auch über drei PV-Anlagen mit insgesamt 72 kWp.

2.2.1.2 Biogasanlage

Die Biogasanlage wurde am 30.11.2000 in Betrieb genommen und ist nach Baurecht genehmigt. Der produzierte Strom wird nach EEG 2009 mit Gülle-, Nawaro- und KWK-Bonus vergütet. Es erfolgt eine Überschusseinspeisung. Die BGA besteht aus einem Fermenter (300 m³) und einem offenen Gärrestlager (1.000 m³) und den dazugehörigen Fahrsilos. Die Behälter sind über einen Pumpenschacht mit Substratpumpe miteinander verbunden. Der Fermenter ist in Unterflurbauweise mit Betondecke ausgeführt und mit einem aufgesetzten Feststoffeintrag mit Wiegeeinheit versehen. Gerührt wird mit einem Schrägachsrührwerk. Die Güllezuführung erfolgt frei aus dem Stall. Die Güllemenge wird über GV und Volumen erfasst. Bei dem Gasspeicher handelt es sich um einen externen Foliengasspeicher mit 250 m³ der in einer separaten Halle untergebracht ist. Eine Gasfackel ist vorhanden. Das BHKW wurde am 08.11.2016 installiert und ist von 50 auf 40 kW_{el} gedrosselt.

Die Anlage verfügt über eine Wärmeverwertung, die das Wohnhaus, die Metzgerei (Warmwasserspeicher 500 l) und die Heutrocknung versorgt. Hierüber werden etwa 91.730 kWh Wärme im Untersuchungszeitraum verwertet. Das Wohnhaus, die Metzgerei und die Heutrocknung werden getrennt erfasst. Der Eigenwärmebedarf der BGA wird nicht gemessen.

Es wurden im Jahr 2018 1.852,4 t Substrat genutzt, davon entfällt der größte Massenanteil auf Rindergülle (1.204,7 t/a) und Grassilage (537,8 t/a) (Tabelle 3).

Tabelle 3: Angaben zum Landwirtschaftsbetrieb und zur Biogasanlage

Betriebsart		Milchvieh
Anzahl Tiere	GV	50
Melkstand/-Roboter		Melkstand
Acker ha (davon eigene ha)	ha	-
Grünland ha (davon eigene ha)	ha	38 (23)
Rechtliche Betriebsform BGA		Keine eigene
Rechtliche Betriebsform LW		Zugewinn
Metzgerei		Zugewinn
Leistung BHKW	kW _{el.}	40
Bemessungsleistung	kW _{el.}	28,5
Wärmenutzung		Heizung, Warmwasser, Trocknung
Substrat gesamt	t/a	1.852,40
Maissilage	t/a	81,80
Grassilage	t/a	537,80
Feuchtmais	t/a	28,10
Rindergülle	t/a	1.204,70
Stromverbrauch	kWh/a	143.971
Wärmeverbrauch	kWh/a	91.730
Kraftstoffverbrauch	l/a	5.482
PV-Anlage 1	kWp	20 (2009)
PV-Anlage 2	kWp	22 (2010)
PV-Anlage 3	kWp	30 (2011)

Für die Ermittlung der Substratkosten wurden Durchschnittliche Kosten der einzelnen Komponenten angenommen. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass die Preise je nach Region und Qualität des Substrates schwanken (Tabelle 4).

Tabelle 4: Substratkosten und Menge pro Jahr

	t FM	€/t FM	€/a
Mais	81,8	35,00	2.863,00
Feuchtmais	28,1	150,00	4.215,00
Gras	537,8	31,00	16.671,00
Gülle	1204	0,00	0,00
Summe			23.749,00

Die Substrate werden nach Masse bemessen dem Fermenter zugeführt. Dies gelingt recht gleichmäßig (Abbildung 7). Auch bei einer Betrachtung der zu erwartenden Methanerträge (Abbildung 8) setzt sich diese Konstanz fort, obwohl die Ration mit Maissilage und Feuchtmais ergänzt wird. Der größte Teil des Methanertrages ist auf die Grassilage zurückzuführen (Abbildung 8). Aber auch durch die eingesetzte Gülle werden etwa 55 m³ Methan produziert. Das entspricht in etwa 190 kWh Strom am Tag bei einem Wirkungsgrad von 35 %. Der zu erwartende Stromertrag bei aktueller Fütterung ist relativ konstant und bewegt sich meist zwischen 747 und 1120 kWh/d (bei 35 % Wirkungsgrad).

Die Methanerträge der untersuchten Substrate sind in Abbildung 8 sowie in Abbildung 9 und Abbildung 10 dargestellt.

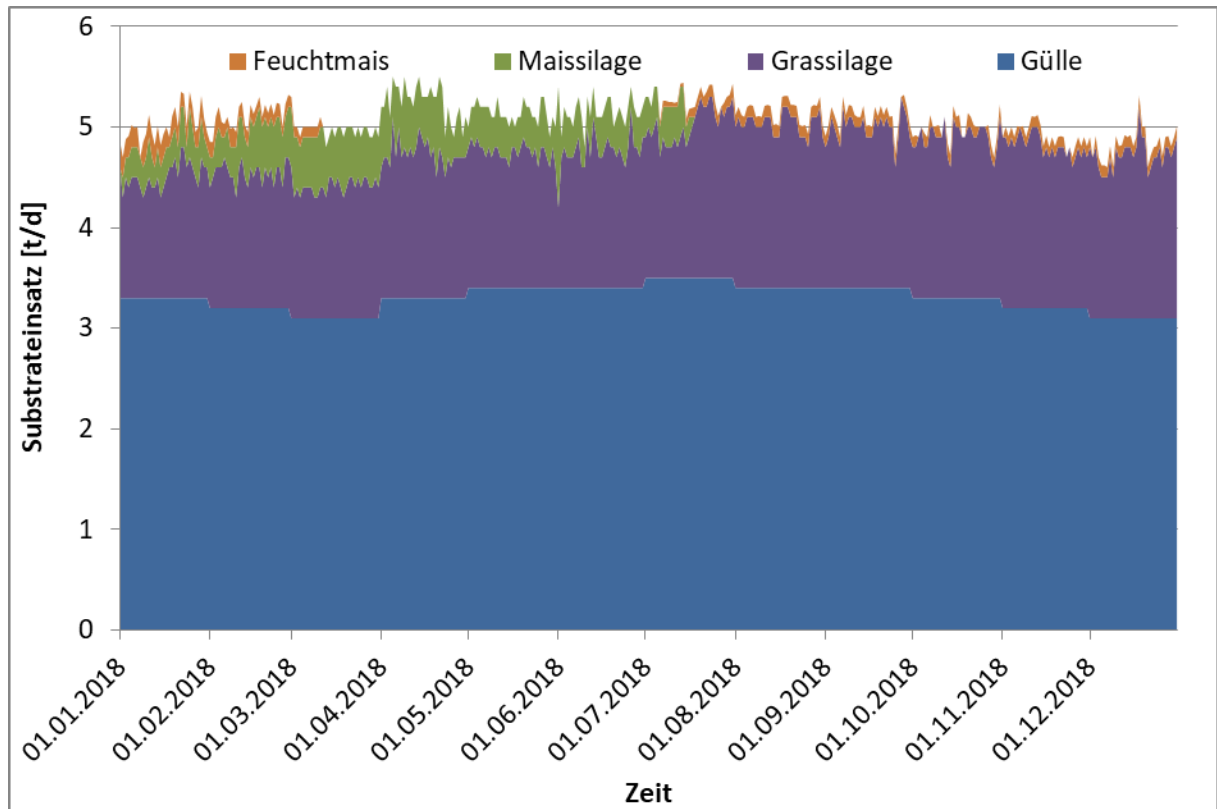


Abbildung 7: Die Massen der täglichen Einsatzstoffe in der Substratration für 2018

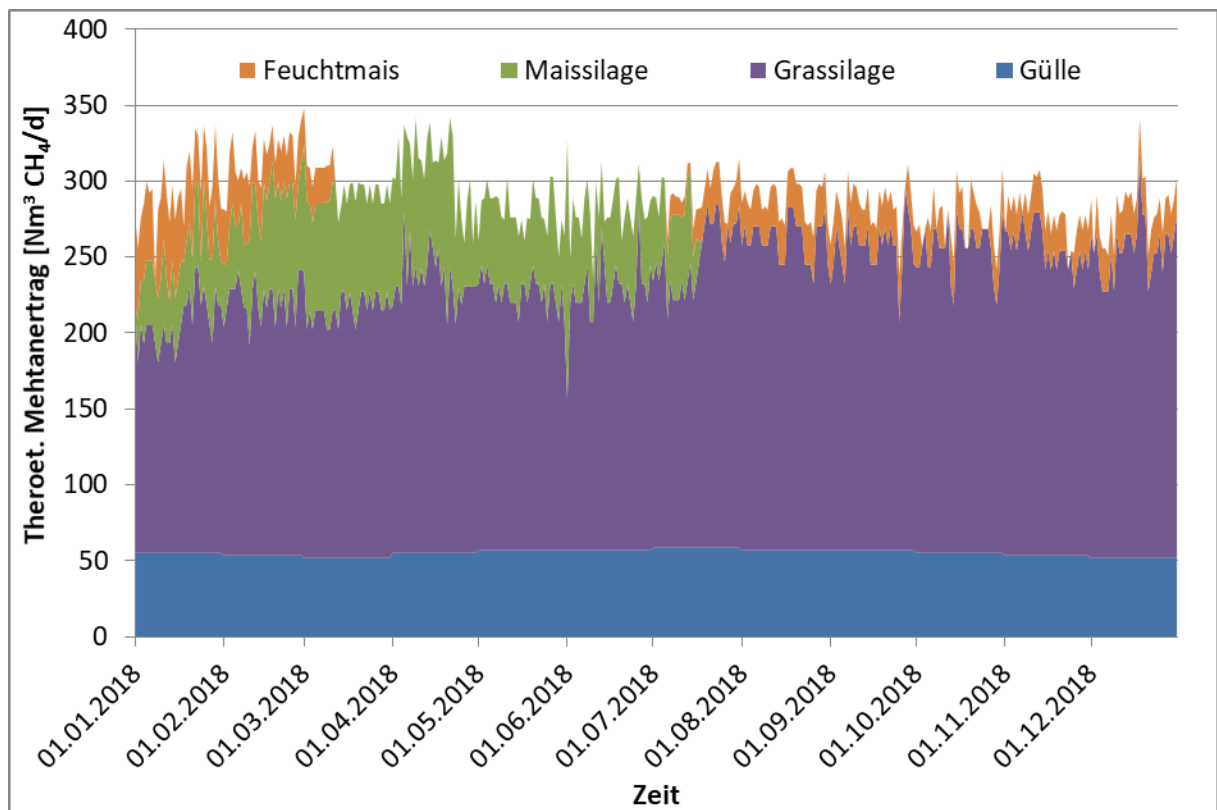


Abbildung 8: Theoretischer Methanertrag der eingesetzten Substrate pro Tag für das Jahr 2018

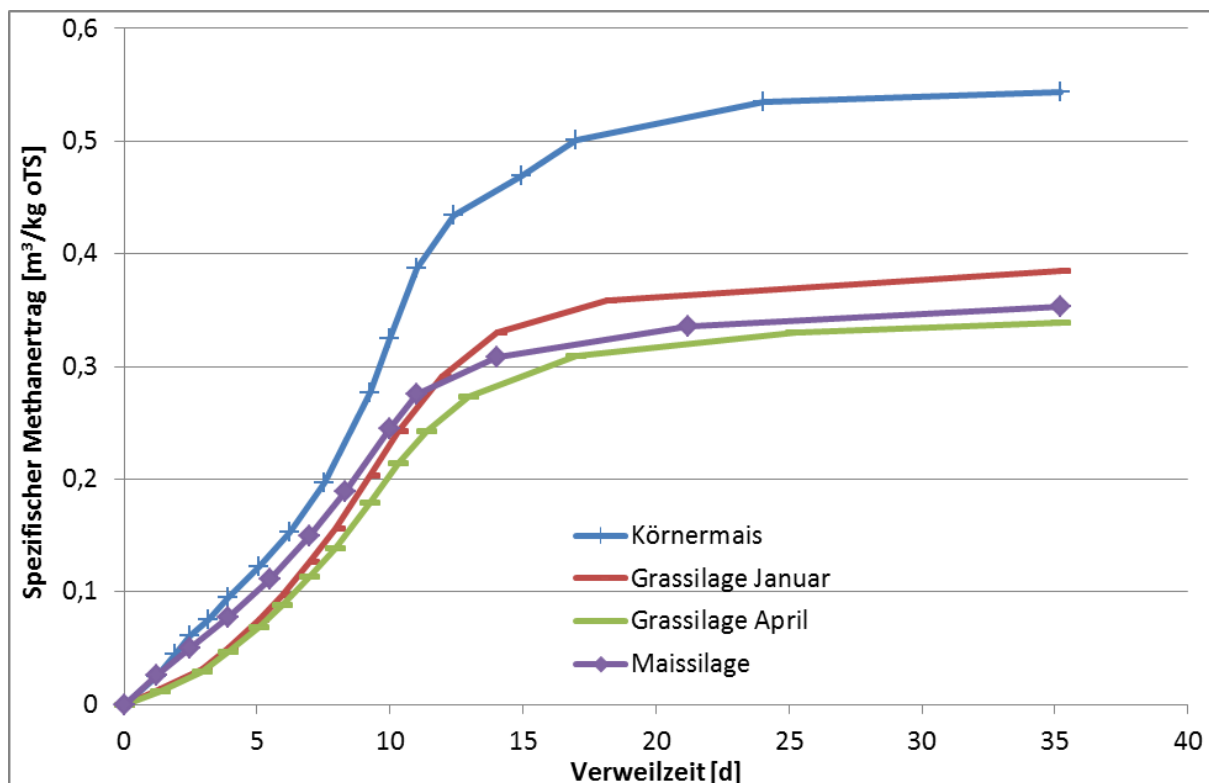


Abbildung 9: Summierter spezifischer Norm-Methanertrag (Mittelwert aus drei Wiederholungen) der Substrate Körnermais (15.01.2019), Grassilage (15.01.2019), Grassilage (09.04.2019) und Maissilage (09.04.2019)

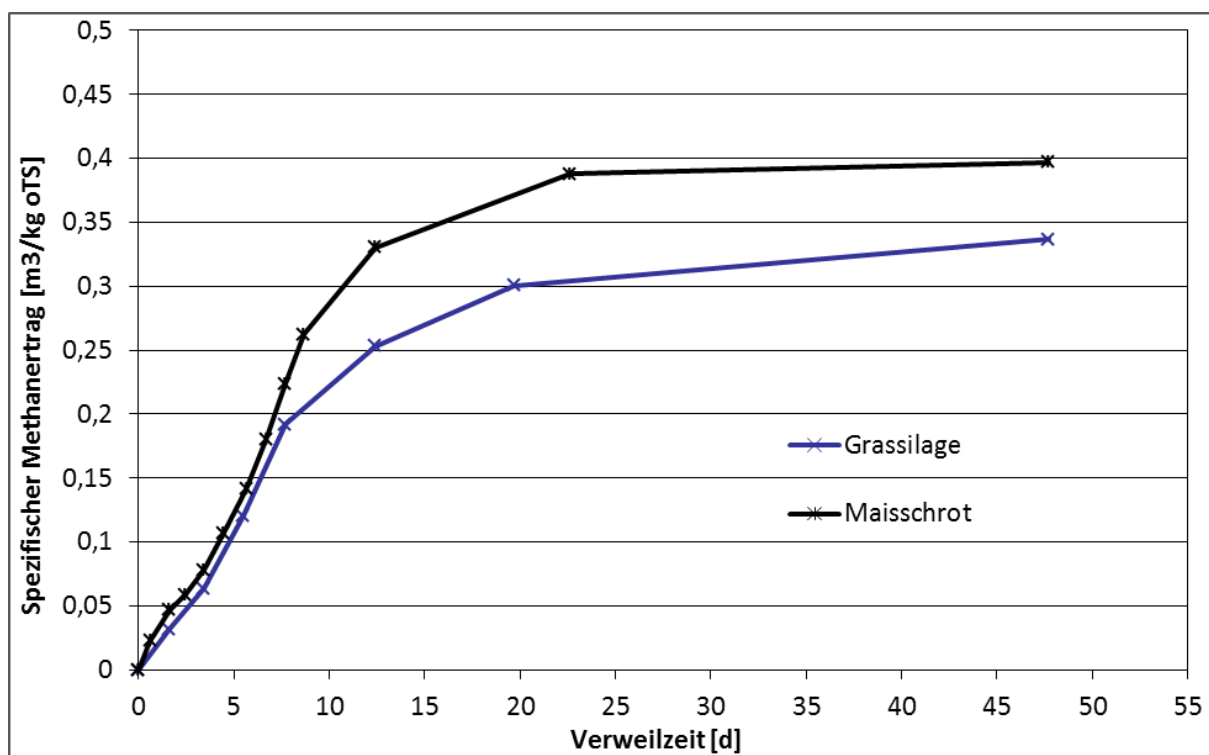


Abbildung 10: Summierter spezifischer Norm-Methanertrag (Mittelwert aus drei Wiederholungen) der Substrate Grassilage (06.08.2019) und Maisschrot (06.08.2019)

2.2.1.3 Ergebnisse der Messphase

2.2.1.3.1 Jahresbilanz

Die Bilanz über den Untersuchungszeitraum von 368 Tagen (03.08.18 – 06.08.19) zeigt, dass die BGA 2,8-mal so viel Strom produzierte, wie der Betrieb benötigt. Bezogen auf den Strombedarf des Betriebes (ohne Eigenstrombedarf der BGA) sind es sogar 3,5-mal so viel. Der erzeugte Strom der PV-Anlage entspricht 69% des Gesamtbedarfs bzw. 88% des Bedarfs der Betriebszweige Landwirtschaft, Metzgerei und Wohnen (Abbildung 11).

Der gute Eigenstromverbrauch der BGA (7,8 %) in Kombination mit dem recht hohen Stromverbrauch der LW führt zu einem recht geringen Anteil der BGA am Gesamtstromverbrauch von 21,4 %. Da über den BGA-Zähler nur Rührwerk und Feststoffeintrag erfasst werden ist es möglich, dass der Eigenverbrauch etwas höher liegt (Abbildung 12). Der im Untersuchungszeitraum eigentlich zu deckende Strombedarf des Landwirtschaftsbetriebes, der Metzgerei und des Wohnhauses liegt bei 92.297 kWh.

Auffällig ist die gute Ausnutzung der möglichen Volllaststunden des BHKW von 92 % (99 % der Betriebsstunden). Die theoretisch benötigte Leistung des BHKW zur Produktion der Strommenge beträgt 37,16 kW (Tabelle 5).

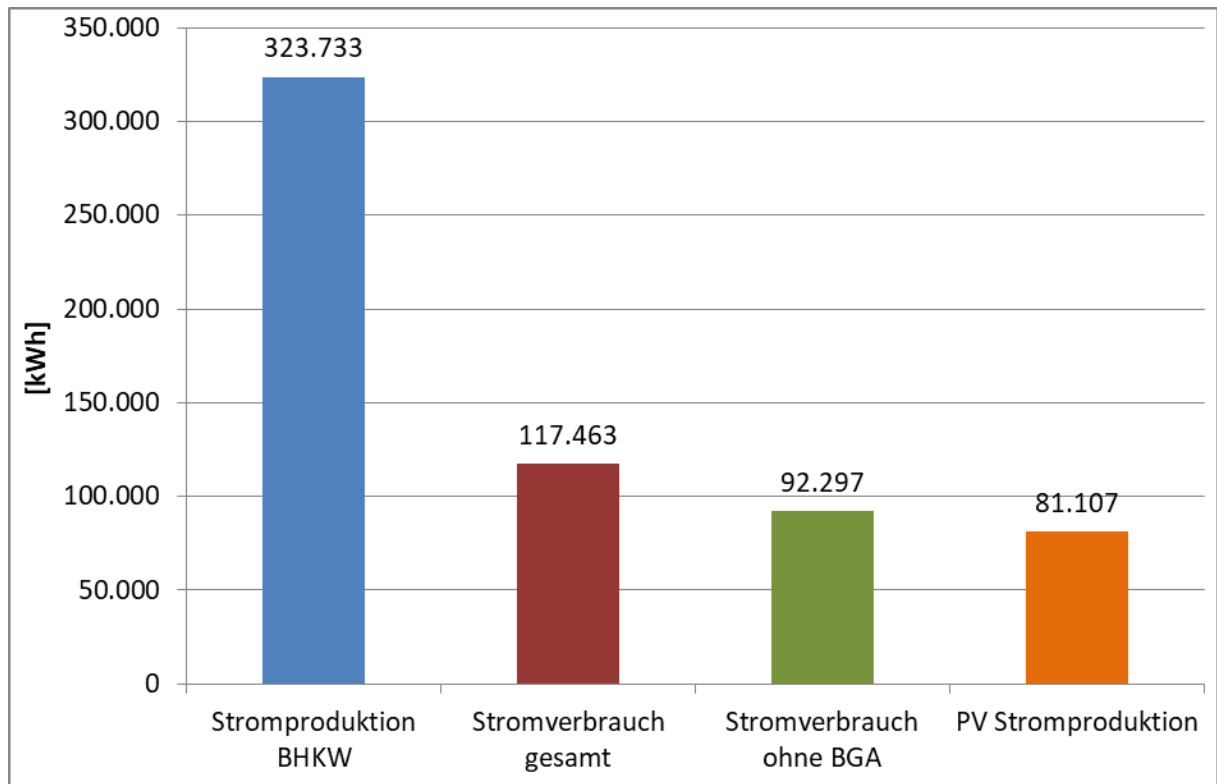


Abbildung 11: Stromproduktion und –verbrauch im Untersuchungszeitraum

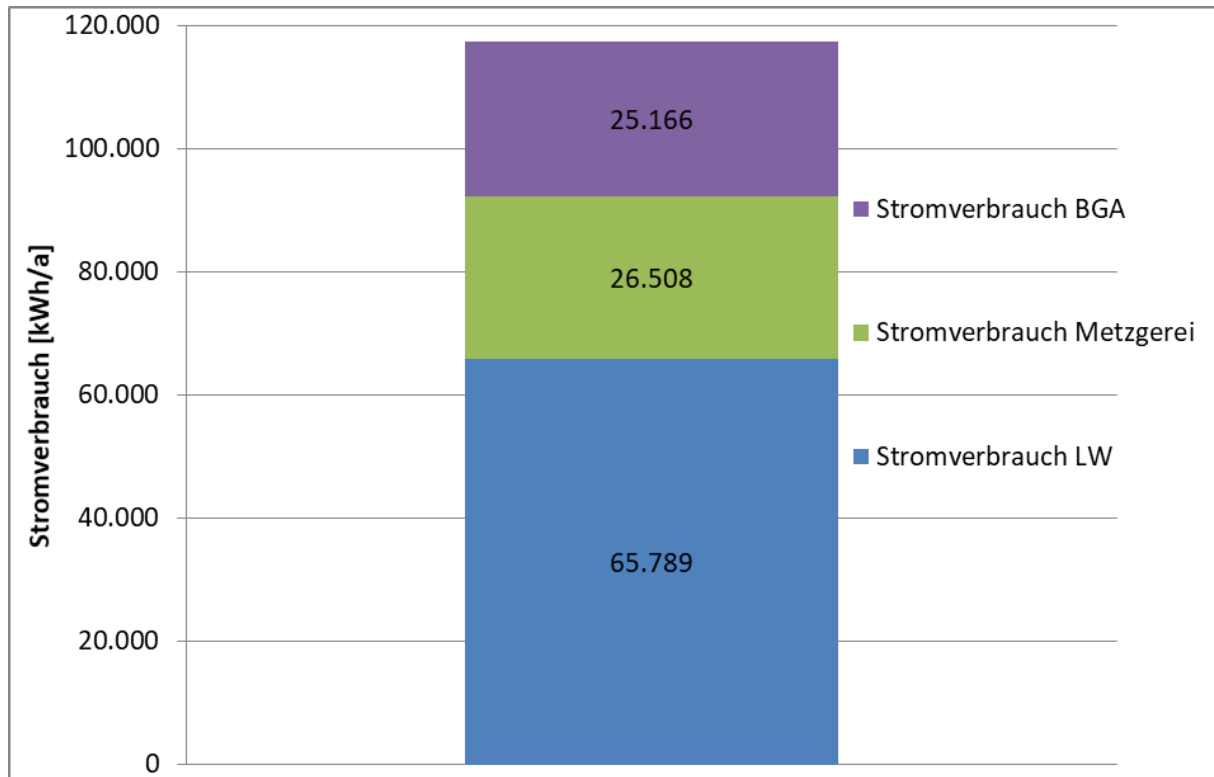


Abbildung 12: Aufteilung des Gesamtstrombedarfs auf die Betriebszweige

Im Untersuchungszeitraum wurden 420.853 kWh Wärme produziert (abgeleitet aus Stromproduktion und Stromkennzahl 0,77 des BHKW). Es wurde ein Eigenwärmebedarf der BGA von 15 % angenommen, da dieser nicht über Zähler erfasst wird. Wird dieser von der produzierten Wärme abgezogen, erhält man die verfügbare Wärme. Diese wurde zu 26 % genutzt (Abbildung 13). Der Wärmebedarf des Wohnhauses (296,52 m²) liegt umgerechnet bei 241 kWh/m² a. Dies ist selbst für einen Altbau hoch und sollte vor einer energetischen Eigenversorgung optimiert werden. Die Warmwasserbereitung im Melkstand wird nicht mittels der BHKW-Abwärme realisiert. Auch dies sollte vor einer Eigenversorgung genauer betrachtet werden, da dadurch nicht nur die Ausnutzung der Wärme steigen, sondern auch der Stromverbrauch durch Wegfall der elektrischen Warmwasserbereitung sinken kann. Der Anteil der zur Heutrocknung genutzten Wärme an der zur Verfügung stehenden Wärme liegt gerade einmal bei 1,3 %. Unter den aktuellen Bedingungen ist hier noch Potenzial, um die Wärmenutzung zu verbessern. Entweder durch eine Ausweitung der Heutrocknung oder durch eine Containertrocknungsanlage. An Dritte wird keine Wärme geliefert.

Die Wärmenutzung bietet unter der aktuellen Betriebsweise Optimierungspotenzial. Bei einem Inselbetrieb, der stromgeführt betrieben würde, wäre die geringe Wärmenutzung nicht unbedingt von Nachteil da die Anpassung der elektrischen Leistung des BHKW zur Eigenversorgung (Faktor 2,8) eine Verringerung der Wärmeleistung mit sich bringen würde.

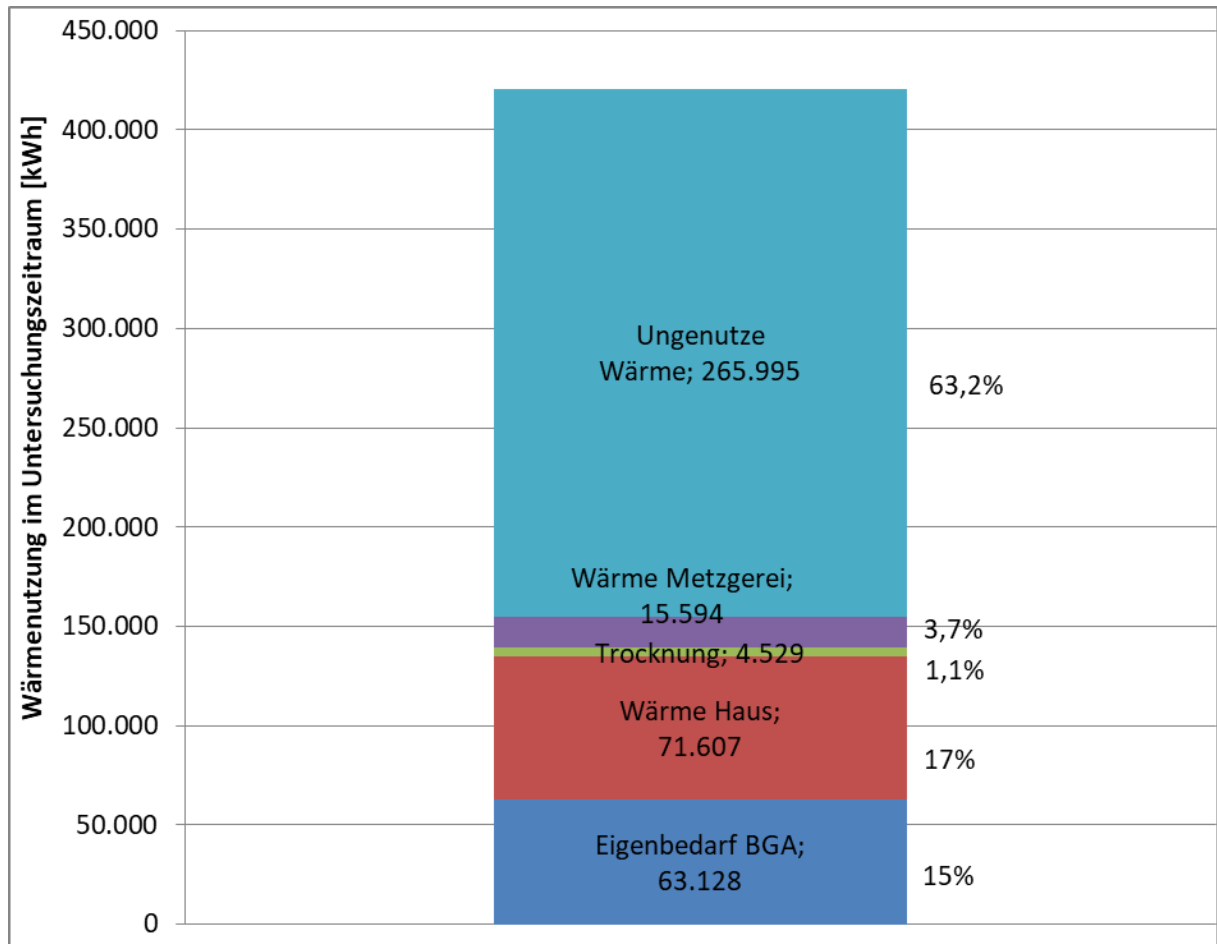


Abbildung 13: Nutzung der BHKW-Abwärme (Wärmeproduktion über Stromkennzahl berechnet. Eigenwärmebedarf der BGA mit 15% geschätzt)

Tabelle 5: Kennzahlen der Jahresbilanz

Bezugszeitraum	d	368
Inst. el. Leistung	kWel.	40
Inst. therm. Leistung	kWth.	52
Stromkennzahl		0,77
Stromproduktion BHKW	kWh	323.733
Einspeisung BGA	kWh	232.190
Stromverbrauch gesamt	kWh	117.463
Strombezug	kWh	754
Stromverbrauch LW	kWh	65.789
Stromverbrauch Haus	kWh	
Stromverbrauch Metzgerei	kWh	26.508
Stromverbrauch BGA	kWh	25.166
Eigenstrombedarf BGA	%	7,8
Stromverbrauch ohne BGA	kWh	92.297
Anteil BGA am Stromverbrauch	%	21,4
Strombezug	kWh	25.920
Eigenverbrauch (Stromproduktion BHKW-Einspeisung)	kWh	91.543
Anteil Eigenverbrauch am Gesamtverbrauch	%	77,93
theoretische Dauerleistung BHKW	kW	37,16
Theoret. Betriebsstunden	h	8832
Betriebsstunden BHKW	h	8711
Volllaststunden	h	8093
Ausnutzung möglicher Betriebsstunden	%	99
Ausnutzung möglicher Volllaststunden	%	92
Produzierte Wärme	kWh	420.853
Eigenbedarf BGA	kWh	63.128
Verfügbare Wärme	kWh	357.725
genutzte Wärme	kWh	91.730
Nutzung verfügbarer Wärme	%	26
Wärme LW	kWh	
Wärme Haus	kWh	71.607
Wärmelieferung	kWh	
Trocknung	kWh	4.529
Wärme Metzgerei	kWh	15.594
Ungenutzte Wärme	kWh	265.995
Inst. Leistung PV	kWpeak	72
PV Stromproduktion	kWh	81.107

2.2.1.3.2 Monatsverlauf Betriebszweige

Durch die in etwa monatlichen Zählerablesungen im Untersuchungszeitraum lassen sich die produzierten Mengen an Strom und Wärme dem Verbrauch gegenüberstellen. Die produzierte Menge an Strom des BHKW lag in allen betrachteten Abschnitten über dem Gesamtverbrauch des Betriebes. Der PV-Strom reicht vor allem in den Wintermonaten nicht zur Deckung des Strombedarfs der Betriebszweige LW, Metzgerei und Wohnen aus (Abbildung 14). Zur Deckung einzelner Betriebszweige, wie z.B. der Metzgerei ist dies überlegenswert.

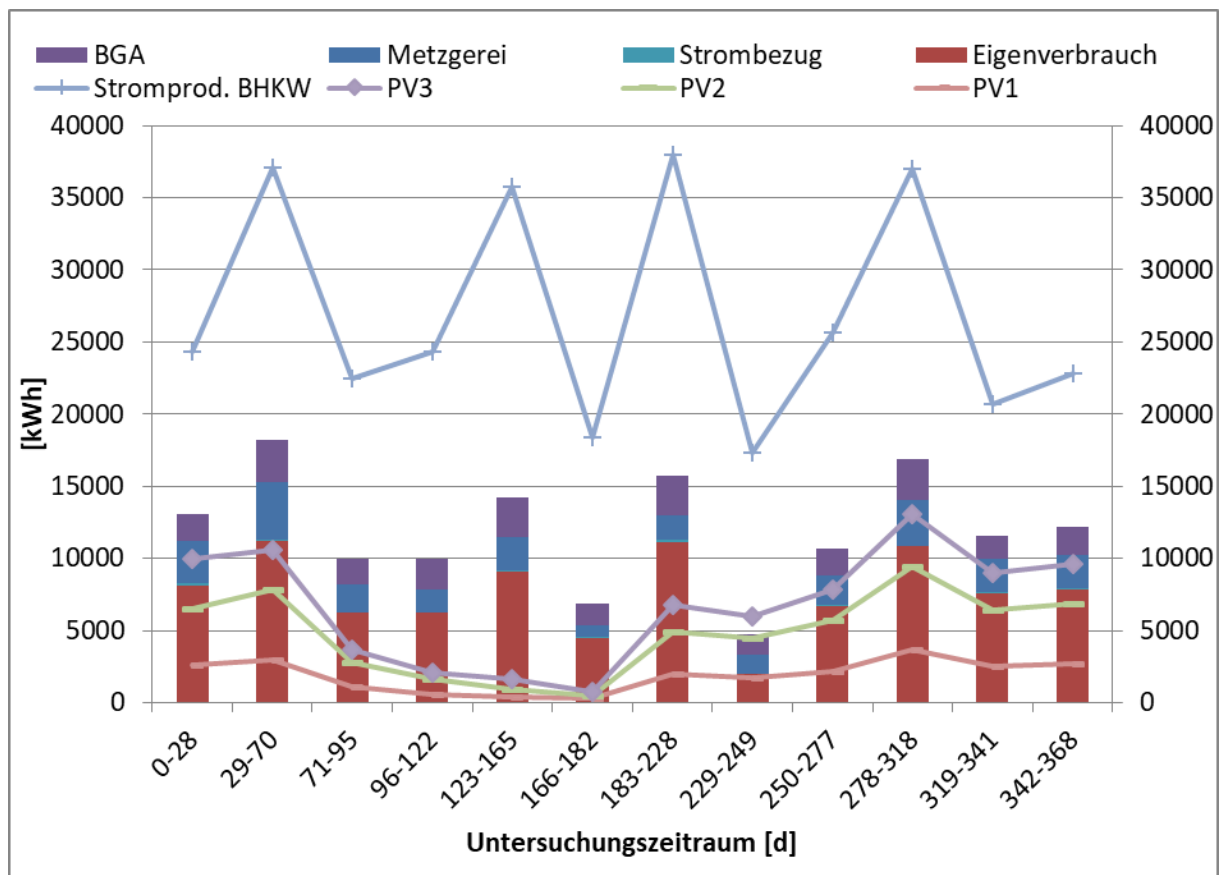


Abbildung 14: Verlauf der Stromproduktion und der Stromnutzung im Untersuchungszeitraum (03.08.18-06.08.2019)

Es ist in den untersuchten Zeitabschnitten stets deutlich mehr Wärme verfügbar, als genutzt wird (Abbildung 15). Unter den jetzigen Bedingungen wäre ein Ausbau der Wärmenutzung sinnvoll. Unter dem Aspekt der Selbstversorgung mit Strom eröffnet dies die Möglichkeit, ein kleineres BHKW zu installieren. Bei Betrachtung des Verhältnisses aus Produktion und Verbrauch zeigt sich, dass in den Wintermonaten der Faktor der Wärme niedriger als der des Stroms ist, also der begrenzende Faktor ist (Abbildung 16). Im Sommer ist der Strom limitierend bei der Reduktionsmöglichkeit des BHKW (2,25). Insgesamt liegen die Faktoren aber in einem engen Bereich und eine Halbierung der Leistung sowohl im thermischen, wie auch im elektrischen Bereich ist möglich. Aufgrund der hohen Anzahl an Volllaststunden lässt sich dies auch in etwa auf die installierte Leistung übertragen. Rechnet man die Produktion und Verbräuche in den Zeitabschnitten auf die Stunde um, ist der Zeitabschnitt mit dem geringsten Stromfaktor von 2,25 auch der mit der höchsten theoretischen inst. elektrischen Leistung von 16,7 kW (bei angenommenem konstanten Verbrauch). Bei einer in dieser Größenordnung üblichen Stromkennzahl von 0,45 wären das etwa 37 kW thermisch. Das wäre stets deutlich mehr als benötigt (max. 21,8 kW). Ein weiterer Ausbau der Wärmenutzung, z.B. Warmwasser für den Melkstand, wäre also weiterhin möglich.

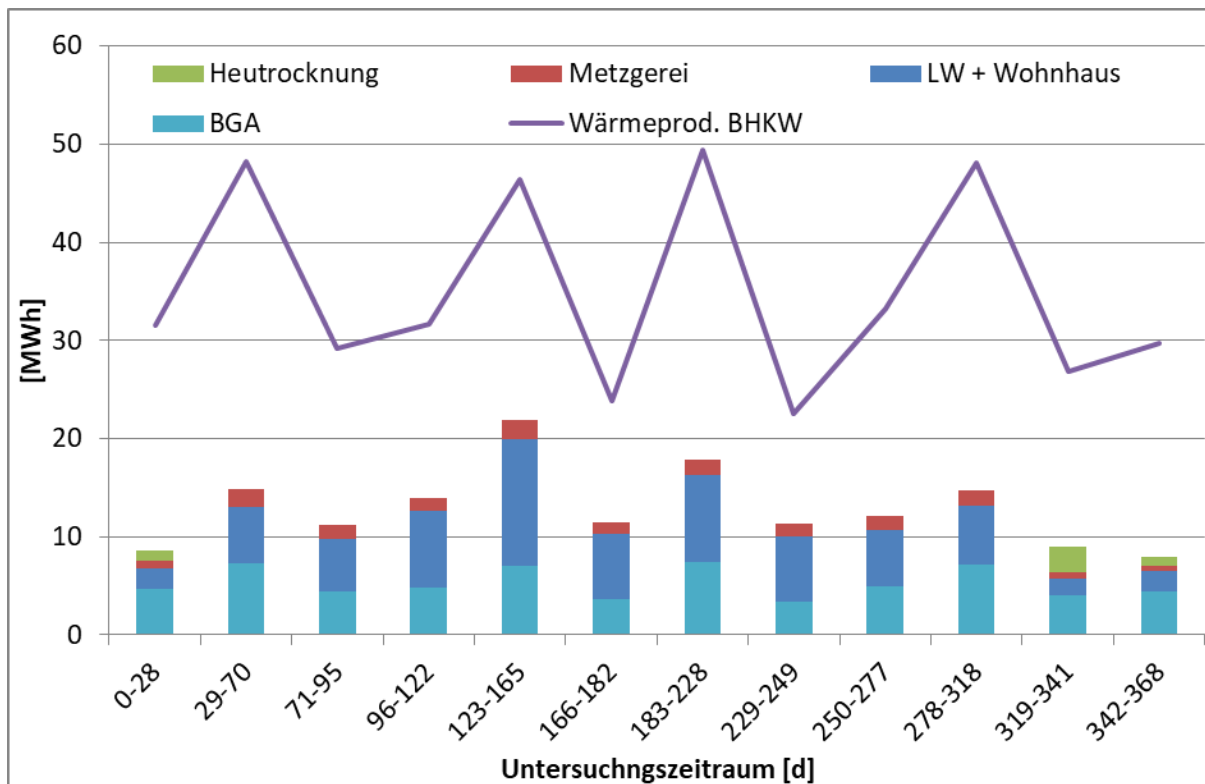


Abbildung 15: Verlauf der Wärmeproduktion und der Wärmenutzung im Untersuchungszeitraum (03.08.18-06.08.2019)

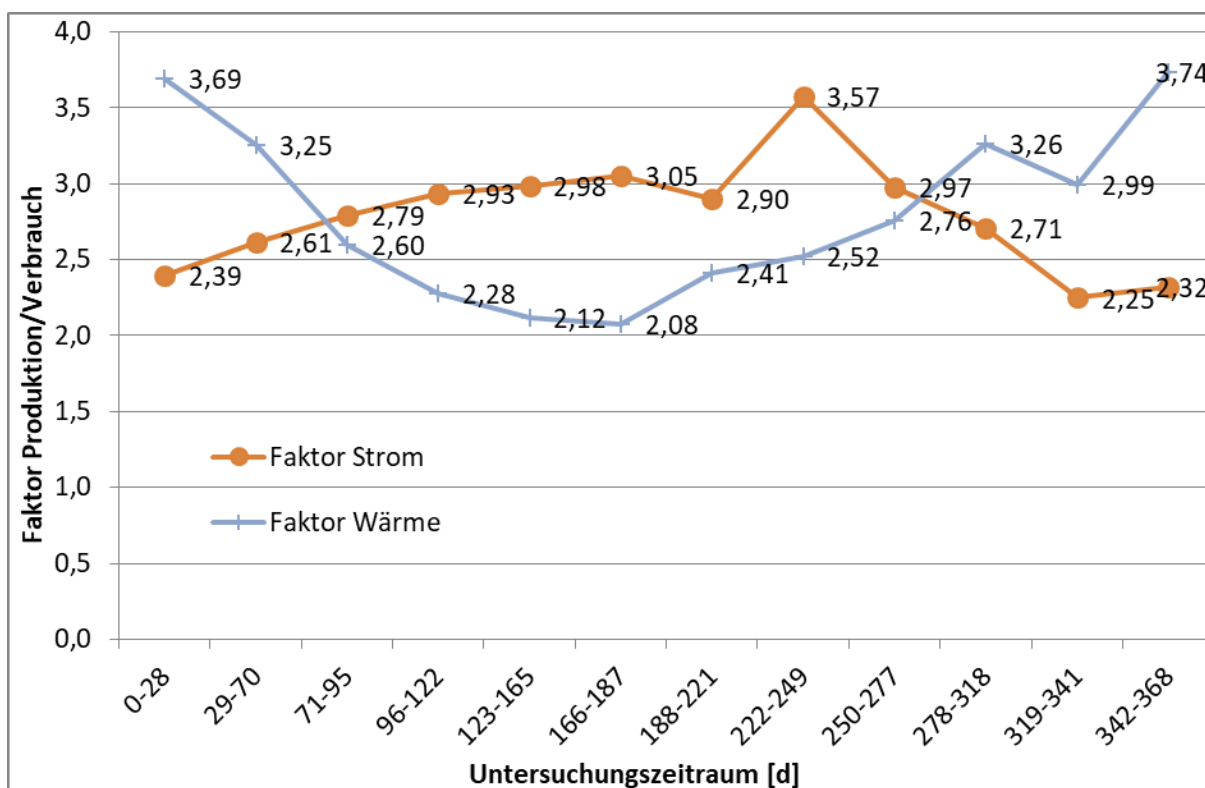


Abbildung 16: Faktoren der Produktion und Verbrauchs von Strom und Wärme bezogen auf die Abschnitte des Untersuchungszeitraums

2.2.1.3.3 Lastgänge

2.2.1.3.3.1 Stromproduktion

Der erzeugte Strom der Biogasanlage wird vorrangig auf dem Betrieb genutzt und nur der Überschuss ins Netz eingespeist. Die PV-Anlagen speisen vollständig ins Netz ein. Die 15 Minuten-Einspeise-Lastgänge des Netzbetreibers liegen nicht vor.

Aufgrund der sehr guten Auslastung des BHKW wird von einem kontinuierlichen Betrieb, ohne nennenswerte Anzahl an ungeplanten Stopps, ausgegangen.

2.2.1.3.3.2 Stromverbrauch

Der Betrieb verfügt über einen Strombezugszähler, der auch als Einspeisezähler für die BGA fungiert. Die Biogasanlage (Rührwerk und Feststoffeintrag: 1028649) wird über einen separaten Zähler und die Metzgerei über einen privaten Unterzähler (22986434) erfasst. Ebenso ist der Einspeisezähler der PV1-Anlage am gleichen Standort. Diese vier Zähler wurden im Zeitraum 24.06.2019 – 01.10.2019 mit zusätzlicher Messtechnik ausgerüstet, die durch Erfassung der Zählerumdrehungen, bzw. Auslesen der Datenschnittstelle (Solarautonomie Energiemonitor Plus in Kombination mit Ferraris Zähler Lesekopf, D0 Zähler Lesekopf) die minutliche Erfassung des Lastgangs ermöglichen. PV2 und PV3 speisen über einen separaten Punkt ein und konnten aufgrund der Gegebenheiten nicht intensiv erfasst werden. PV1 dient hier beim Verlauf als Bezugsgröße.

In Abbildung 17 ist exemplarisch ein Wochenendtag (25.09.2019) dargestellt. Gegenüber einem für Milchviehbetriebe üblichen Profil ist die Grundlast in verbrauchsarmen Zeiten erhöht. Dies ist vor allem auf die Metzgerei zurückzuführen. Deutlich sichtbar sind trotzdem die Melkzeiten. Und die regelmäßigen Peaks der Rührwerke und des Substrateintrags der BGA.

Ist die Heutrocknung in Betrieb verbraucht der Lüfter zusätzlich 11,5 kW. Dieser läuft nach Abgaben des Betreibers vornehmlich nachts ca. 15 bis 20 Stunden, um die 1.500 m³ Heu zu trocknen. Hierdurch ergibt sich eine stark erhöhte Grundlast, die auch die Melkzeiten nicht mehr klar hervortreten lässt (Abbildung 18). Auch im Wochenverlauf sind die Auswirkungen der Trocknung deutlich sichtbar (Abbildung 19, Abbildung 20).

Legt man alle untersuchten Tage übereinander erhält man den gemittelten Tageslastgang. Hier fallen besonders die regelmäßig wiederkehrenden Lasten auf, wie z.B. die Melkzeiten und die Rührzeiten bei der Biogasanlage (Abbildung 21). Gut zu erkennen ist auch, dass die Spitzenlast in der Melkzeit regelmäßig über 45 kW liegt. Das aktuell installierte BHKW könnte den Bedarf nicht ohne Batteriespeicher decken. Obwohl die Trocknung nur wenige Monate im Jahr in Betrieb ist, wirkt sich diese auch auf den gemittelten Lastgang in Form des erhöhten Nachtstromverbrauches aus.

Für die Auslegung eines Inselsystems zur Deckung des Eigenbedarfes ist der maximale Leistungsbedarf entscheidend. Auffällig ist die dauerhaft anliegende hohe Last, die sich auch in der maximal eingespeisten Leistung zeigt (35,8 kW). Das bedeutet, dass zu jedem Zeitpunkt mind. 4,2 kW verbraucht wurden. Im Wohnhaus/Stall wurden maximal 17,5 kW bezogen (Eigenverbrauch) (Abbildung 22). Die Biogasanlage liegt im Maximum bei 24,5 kW. Auffällig ist die Metzgerei mit einem Maximum von 61,6 kW. Die aufsummierten Leistungswerte liegen bei 91,4 kW im betrachteten Zeitraum.

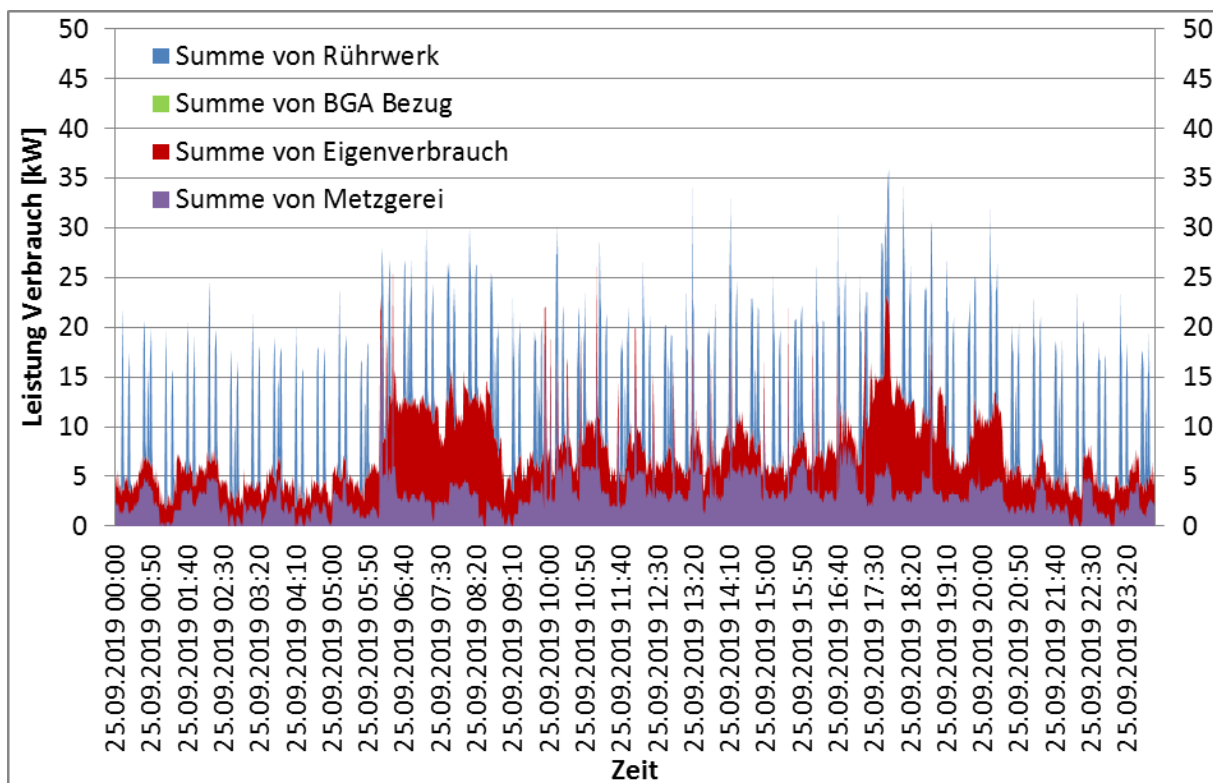


Abbildung 17: Beispiel des Tageslastgangs der Betriebszeige im Minutentakt ohne Heutrocknung (25.09.2019)

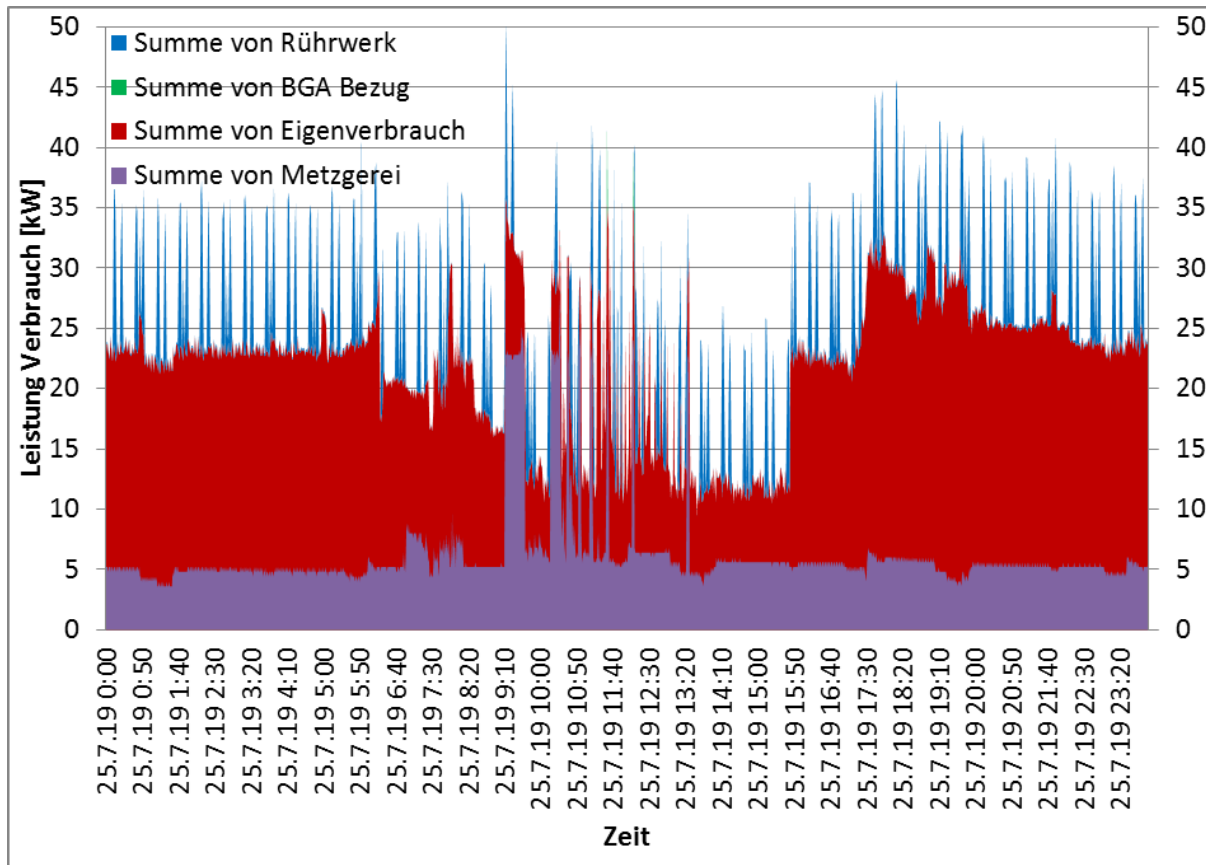


Abbildung 18: Beispiel des Tageslastgangs der Betriebszeige im Minutentakt mit Heutrocknung (25.07.2019)

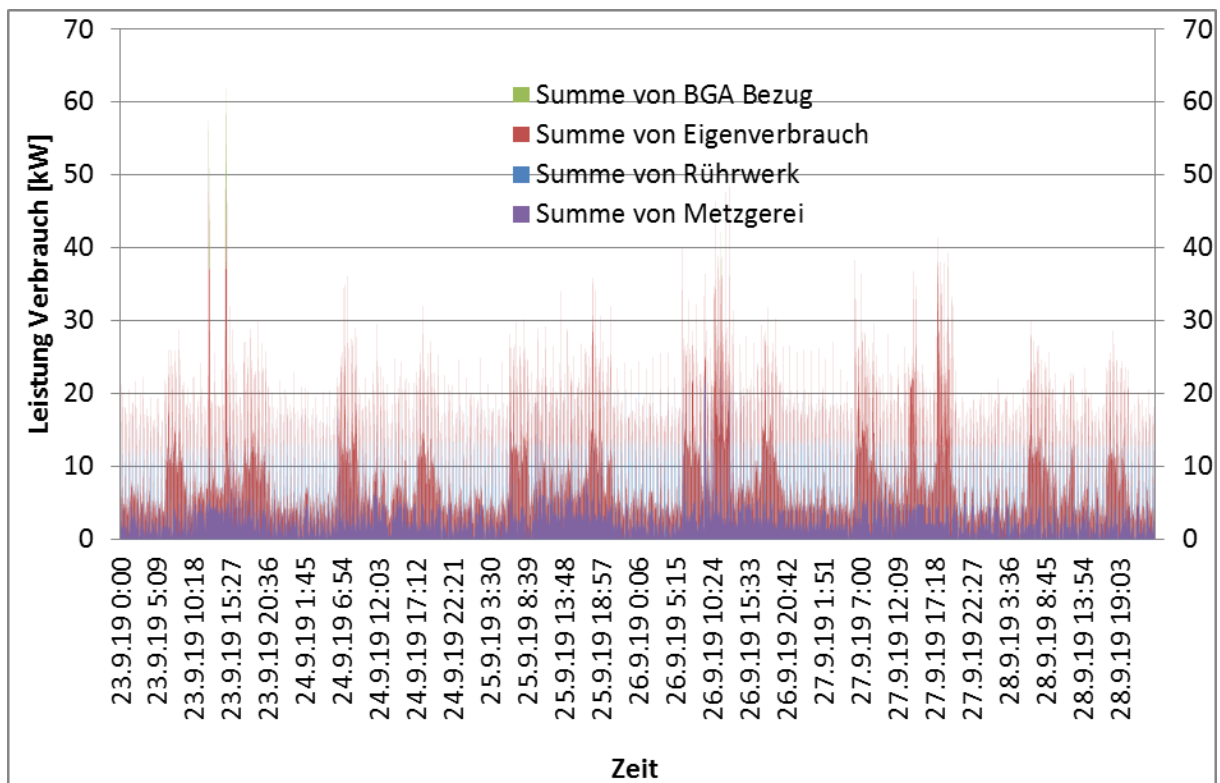


Abbildung 19: Verlauf des Leistungsbezugs über eine Woche ohne Betrieb der Heutrocknung

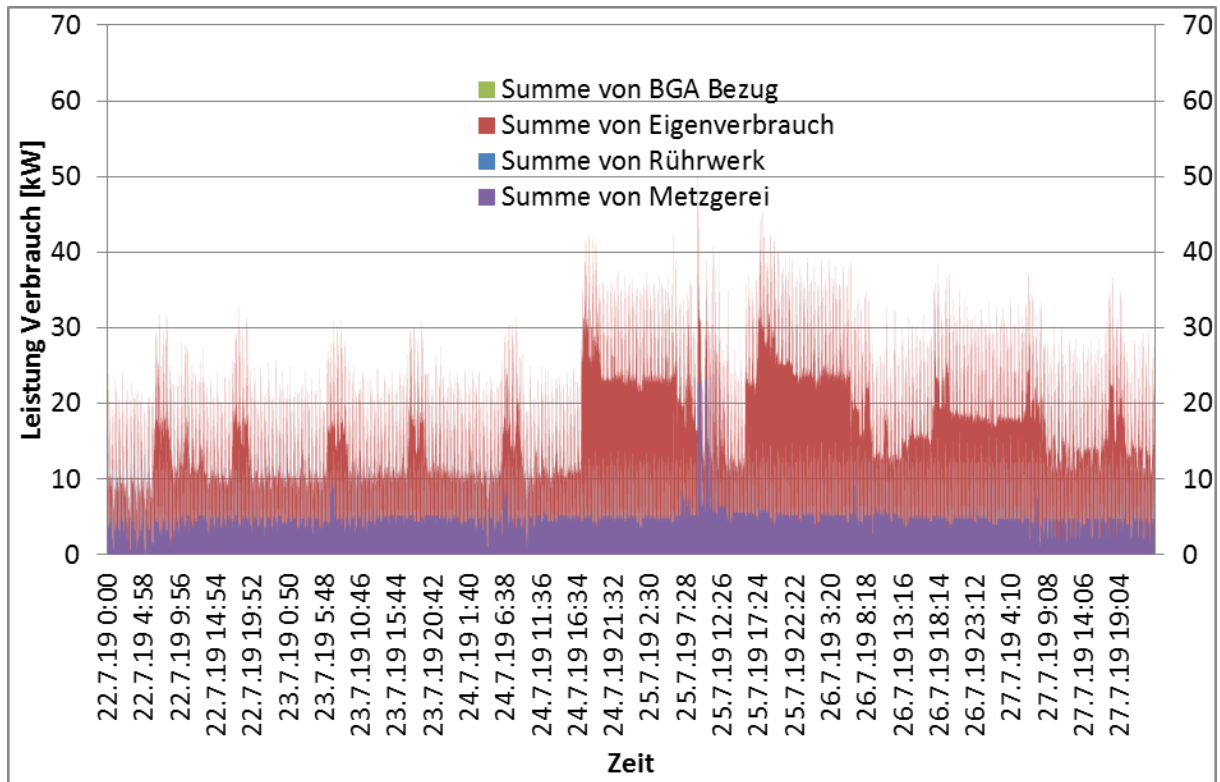


Abbildung 20: Verlauf des Leistungsbezugs über eine Woche mit Betrieb der Heutrocknung

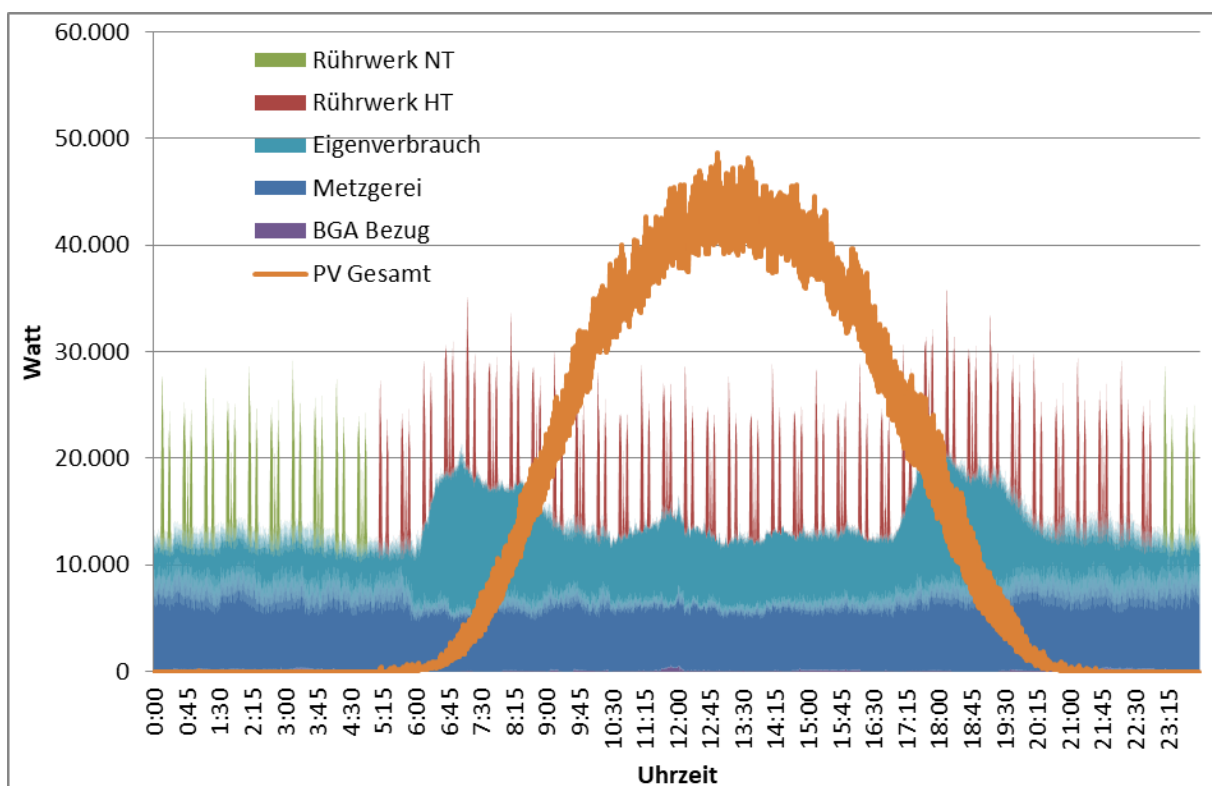


Abbildung 21: Gemittelter Lastgang des Untersuchungszeitraumes für die Betriebszweige

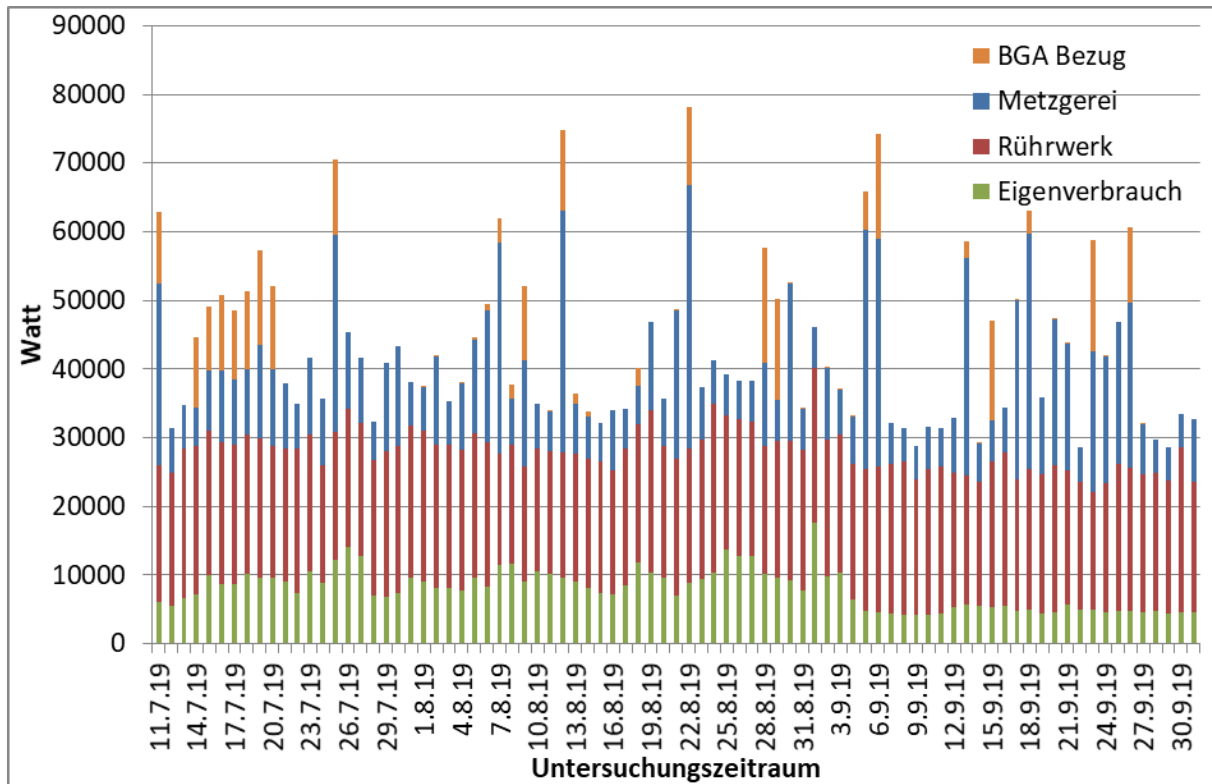


Abbildung 22: Tages-Maximalwerte des Lastgangs für Betriebszweige

2.2.1.4 Eigenversorgungskonzepte

Bei der Auslegung des Eigenversorgungssystems werden zwei Pfade betrachtet. Zum einen die Orientierung der Stromproduktion an dem Bedarf des Landwirtschaftsbetriebs. Zum anderen die Orientierung am Bedarf des Gesamtbetriebs inklusive dem Eigenbedarf der Biogasanlage, wie sie aktuell betrieben wird.

2.2.1.4.1 Gesamtbetrieb

Werden die Maximalwerte des Stromverbrauchs zusammengezählt kommen Bedarfsspitzen von über 70 kW zustande. Bei der Deckung des Bedarfs des Gesamtbetriebs im aktuellen Zustand könnte mit den bestehenden BHKW (Inst. Leistung 40 kW_{el.}) weitergearbeitet werden. Für die Lastbereiche über 40 kW wären Batteriespeicher nötig. Durch diese Betriebsweise würden aber Mengen an überschüssigem Strom produziert, die eine Einspeisung notwendig machen.

Wird ein BHKW von 16 kW_{el.} angenommen (Orientierung am gemittelten Bedarf) müssen Stromspeicher für die Lastspitzen (BGA) und die Spitzen der Melkzeiten installiert werden.

2.2.1.4.2 Landwirtschaft

Bei der Herangehensweise der Auslegung auf den landwirtschaftlichen Bedarf fallen die Bedarfsspitzen der BGA weg. Die Auslegung des BHKW kann aber trotzdem bei 16 kW_{el.} bleiben.

Wird die monatlich maximal verbrauchte Wärmemenge als Auslegungsgröße herangezogen könnte das BHKW auf etwa 21,7 kW_{th.} verkleinert werden. Da in diesem Leitungsbereich die Stromkennzahlen aber bei etwa 0,45 liegen ist die Wärme hier tatsächlich nicht der limitierende Faktor und eine Auslegung über den Strombedarf bei verbesserter Wärmeverwertung sinnvoll.

Unabhängig von den geltenden gesetzlichen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen ergeben sich folgende sinnvolle technische Entwicklungspfade zur Erhöhung des Autarkiegrades:

- Weiterbetrieb des bestehenden BHKW bei optimierter Wärmenutzung und Überschussstromeinspeisung.
- Stromgeführte Fahrweise eines 16 kW_{el.} BHKW mit Stromspeicher zur Lastspitzendeckung und optimierter Wärmeausnutzung.

2.2.1.5 Ökonomische Betrachtungen

2.2.1.5.1 Batteriespeicherauslegung

Für die Batteriekosten wurden die Werte aus den Messungen im Versuchszeitraum genutzt. Da nicht alle Werte für ein Jahr vorlagen, wurden fehlende Werte anhand der gemessenen Werte für ein Jahr berechnet. Ausschlaggebend für die Dimensionierung des Akkus war der höchste Bedarf in einem Zeitraum, in dem der Strombedarf durch das BHKW nicht gedeckt werden konnte. Dabei wurde die PV-Anlage nicht berücksichtigt, da diese zwar genutzt werden kann, aber keine gesicherte Stromversorgung darstellt. Für den Zeitraum der Abschreibung wurden 8 Jahre gewählt, da nach dieser Zeit die Speicherkapazität des Akkus nachlassen kann und neue/ weitere Investitionen getätigt werden müssten.

Der höchste Strombedarf, der nicht durch das BHKW gedeckt wurde, lag bei 161,7 kWh. Mit 8 ¾ Stunden war dies auch der längste Zeitraum ohne eine Eigenversorgung. Hieraus ergab sich für einen autarken Betrieb eine Akkuinvestitionssumme von 129.360 €. Diese Kosten beziehen sich auf den reinen Akku ohne Installationskosten oder Mess- und Steuertechnik.

Tabelle 6: Akkubedarf und -kosten

Akkuleistungsbedarf		
Max Akkubedarf	kWh	161,7
Mittelwert Akkubedarf	kWh	8,0
Median Akkubedarf	kWh	2,5
Zeitlicher Akkubedarf		
Längster Zeitraum (Akkubedarf)	Minuten	825
Mittelwert Zeitraum (Akkubedarf)	Minuten	63
Median Zeitraum (Akkubedarf)	Minuten	30
Anzahl einer Unterversorgung		
Zyklen (Anzahl Unterversorgung)		581
Kosten		
Akkukosten	€/kWh	800,00
Zinssatz	%	4
Abschreibung		8
Akkukosten gesamt	€/kWh	129.360,00
Abschreibung Akku	€/a	19.213,56

2.2.1.5.2 Ökonomische Analysen

Kosten für Investition, Reparatur & Wartung und Betriebsstoffe

Für die Ermittlung der Kosten wurden drei Ansätze gewählt.

- Retrofit:** In einem Großteil der Biogasanlage wird noch einmal investiert, um eine sichere Nutzung für die nächsten 10 Jahren zu garantieren
- Ohne Investition:** Nur die jährlichen Kosten von Reparatur, Wartung und Betriebsstoffen werden berücksichtigt. Zusätzlich wird davon ausgegangen, dass für weitere 10 Jahre in das BHKW investiert werden muss.
- Erhöhte Reparatur:** Im Gegensatz zu a) werden keine Neuinvestitionen getätigt. Dafür wird davon ausgegangen, dass für die kommenden 10 Jahre beim Weiterbetrieb der Anlage im Ist-Zustand höhere Reparatur- und Verbrauchskosten entstehen.

2.2.1.5.3 Stromproduktionskosten

Bei der Kostenberechnung für die Stromproduktion wurde der Wert von 323.735 kWh festgelegt. Das Szenario „Erhöhte Reparaturkosten“ gilt aufgrund der geringen Investitionskosten und den wahrscheinlich steigenden Reparaturkosten als praxisnah.

Die Stromproduktionskosten teilen sich einmal in die Variante, in der die Wärmenutzung nicht berücksichtigt und einmal mit 5 Cent/kWh vergütet wird. Dies spiegelt die aktuellen Kosten der Biogasanlage wider. Die gleichen Ansätze wurden für die Betrachtung eines autarken Betriebes gemacht. Zusätzlich wurden Kosten für Akku und Steuertechnik berücksichtigt. Dieses deckt nicht alle Kosten, die bei einem autarken Betrieb entstehen, ab. Dennoch sollen die Zahlen eine erste Abschätzung ermöglichen, ob ein autarker Betrieb unter

den aktuellen Bedingungen umsetzbar ist. Insgesamt setzen sich die Stromproduktionskosten aus einer Vielzahl von Unterpunkten zusammen. Hieraus können sich größere Schwankungen ergeben, die alle einen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit haben.

Tabelle 7: Auflistung der Stromproduktionskosten für mehrere Szenarien mit bzw. ohne einer Investition zur autarken Stromversorgung. Dabei wird zwischen mit oder ohne Wärmevergütung unterschieden.

Substratkosten	€/a	23.749,80
Retrofitkosten	€/a	63.992,01
ohne Investition	€/a	35.387,72
Erhöhte Reparatur	€/a	39.988,77

Stromproduktionskosten aktuell ohne Akku- und Steuertechnikkosten		
Retrofit	€/kWh	0,271
ohne Investition	€/kWh	0,183
Erhöhte Reparatur	€/kWh	0,197
Stromproduktionskosten abzüglich Wärmenutzung aktuell ohne Akku- und Steuertechnikkosten		
Retrofit	€/kWh	0,263
ohne Investition	€/kWh	0,174
Erhöhte Reparatur	€/kWh	0,188

Stromproduktionskosten (Autark)		
Retrofit	€/kWh	0,332
ohne Investition	€/kWh	0,244
Erhöhte Reparatur	€/kWh	0,258
Stromproduktionskosten abzüglich Wärmenutzung (Autark)		
Retrofit	[€/kWh]	0,324
ohne Investition	[€/kWh]	0,235
Erhöhte Reparatur	[€/kWh]	0,249

Neben den genannten Kostenberechnungen wurde auch der Ansatz überprüft, ob sich eine Reduktion der teuren NawaRo-Substrate bzw. ein ausschließlicher Betrieb mit Gülle und Mist wirtschaftlich rechnet. Es hat sich gezeigt, dass die Stromerzeugungskosten unter den oben genannten Annahmen nicht gesenkt werden. Grund ist die geringe Jahresstromproduktion und die im Verhältnis nur gering sinkenden laufenden Kosten der Biogasanlage.

2.2.1.5.4 Kosten Autarker Betrieb

Für die Gegenüberstellung wurden einzelne Posten wie Akku, kleineres BHKW und Messtechnik zu den reinen Stromproduktionskosten hinzu addiert. Dem wurden die jährlichen Rechnungen des Stromanbieters gegenüber gestellt. Nicht berücksichtigt wurden Installationskosten, Umbau, Stromverteilung, zusätzlicher Arbeits- und Wartungsbedarf sowie Langzeitwartungen an BGA. Selbst mit der Wärmenutzung kann kein Plus erwirtschaftet werden. Zusätzlich sind die zuvor genannten Kostenpunkte noch nicht berücksichtigt. Die Wärmenutzung wird in der Rechnung mit 5 Cent/kWh angesetzt. Sobald diese sich verändert, hat dies insbesondere bei einer hohen Wärmeverwertung hohe Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit. Bei keiner Vergütung der Wärme entstehen durch den autarken Betrieb Kosten von mindestens 3.514 €.

Insgesamt ist für den Betrieb keine autarke Stromversorgung zu empfehlen.

Tabelle 8: Kostenvergleich eines Autarken Betriebes gegen den aktuellen Stromzukauf mit und ohne einer wirtschaftlichen Wärmeverwertung.

mit Wärme		
Verbrauch nach Messungen	kWh	118.805
Jahreskosten (Rechnung)	€	26.113,34
Jahreskosten mit Eigenproduktion	€	29.628,29
Einsparung	€	-3.514,95

ohne Wärme		
Verbrauch nach Messungen	kWh	118.805
Jahreskosten (Rechnung)	€	26.113,34
Jahreskosten mit Eigenproduktion	€	30.638,19
Einsparung	€	-4.524,85

2.2.1.5.5 Bilanzielle Stromversorgung

Bei einer bilanziellen Stromversorgung ist es das Ziel, möglichst dem Bedarf angepasst Strom zu produzieren. Allerdings ist der Betrieb weiterhin an das öffentliche Stromnetz angeschlossen und kann den Fehlbedarf über dieses decken. Das hat den Vorteil, dass man das Risiko eines Stromausfalles minimiert und zusätzlich in keine Technik zur Autarkie wie beispielsweise Akkus investieren muss. Schritte wie eine Optimierung des Energiebedarfs und des Verbrauchs des Betriebes, wie auch eine Steuertechnik sind dennoch nötig. Auch die Investition in ein neues, meist kleineres BHKW ist sinnvoll. Allerdings gilt bei dieser Art der Stromnutzung nicht unbedingt eine Befreiung von der EEG-Umlage, sodass diese berücksichtigt werden muss.

Ohne eine Installation von Akkus kann sich der Betrieb zu rund 10 % mit Strom selbst versorgen bei einer Nutzung eines BHKW, das eine Leistung zwischen 14-40 kW abfahren kann. Bei einem geringen Strombedarf, den das BHKW nicht abdeckt, wird Strom vom bisherigen Stromlieferant zugekauft. Überschüsse, die ins Stromnetz abgegeben werden, werden mit 3 Cent/kWh vergütet. Wie beschrieben, muss für eine bilanzielle Eigenversorgung die EEG-Umlage berücksichtigt werden, die aktuell, je nach EEG-Vergütung in unterschiedlicher Höhe anfällt. Ausgehend von der aktuellen EEG-Umlage von 6,76 Cent/kWh ergeben sich bei einer 40 % EEG-Umlage Mehrkosten von 2,7 Cent/kWh und bei 100 % EEG-Umlage folglich 6,76 Cent/kWh. Hieraus ergeben sich für den Betrieb folgende Varianten bei einer bilanziellen Eigenversorgung und der jeweiligen EEG-Umlagebelastung (Tabelle 9):

Tabelle 9: Bilanzielle Stromversorgung unter Berücksichtigung unterschiedlicher EEG-Umlagebesteuerung.

	Produktionskosten	Stromkaufpreis	
ohne EEG-Umlage	0,203 €/kWh	0,218 €/kWh	
+ 40 % EEG-Umlage	0,230 €/kWh		
+ 100 % EEG-Umlage	0,270 €/kWh		
	Produktionskosten	Kaufpreis	Differenz
ohne EEG-Umlage	€ 25.316,92	€ 18.040,37	-7.276,55 €
40 % EEG-Umlage	€ 27.554,59	€ 18.040,37	-9.514,22 €
100 % EEG-Umlage	€ 30.911,09	€ 18.040,37	-12.870,72 €

Primärer Grund für die geringe Eigenversorgung und das für die Eigenversorgung zu groß dimensionierte BHKW bzw. die geringe Stromvergütung bei der Überschusseinspeisung. Schon bei einer Verringerung des BHKW mit einer Spannweite von 7-16 kW ergibt sich eine verbesserte Wirtschaftlichkeit, die aber immer noch negativ ist (Tabelle 10).

Tabelle 10: Bilanzielle Stromversorgung mittels BHKW mit Leistungsspanne von 7-16 kW.

	Produktionskosten	Kaufpreis	Differenz
ohne EEG-Umlage	18.441,25 €	18.040,37 €	-400,88 €
40 % EEG-Umlage	20.678,92 €	18.040,37 €	-2.638,54 €
100 % EEG-Umlage	24.035,42 €	18.040,37 €	-5.995,05 €

Bei der Nutzung eines kleineren BHKW kann eine Eigenversorgung von rund 85 % gesichert und bei einer EEG-Umlagebefreiung wirtschaftliche Gewinne erzielt werden. Hierbei ist aber immer noch eine wirtschaftliche Wärmenutzung vorausgesetzt. Durch eine weitere Optimierung der Auslegung des BHKW ist eine Erhöhung der Stromeigennutzung möglich.

Bei den gezeigten Kostenrechnungen sind zusätzliche Techniken wie Akkus oder auch Power-to-heat nicht inbegriffen. Diese können den Eigenversorgungsgrad erhöhen bzw. Überschüsse abfangen, erhöhen aber zugleich die Produktionskosten.

2.2.1.6 Strombedarf je Tierplatz und Jahr

Der Strombedarf im landwirtschaftlichen Bereich und dem Wohnhaus betrug 65.789 kWh. Da diese zwei Bereiche nicht einzeln erfasst werden können, wird die Annahme getroffen, dass rund 10.000 kWh für das Haus benötigt werden. Zusätzlich wird die Trocknung mit rund 1.300 kWh vom Gesamtbetrag abgezogen. Somit werden rund 54.500 kWh dem landwirtschaftlichen Bereich zugeschrieben. Für eine vereinfachte Rechnung werden die schwankenden Tierzahlen für die Jahresverbrauchsrechnung auf 50 GV aufgerundet. Das bedeutet, dass der jährliche Stromverbrauch bei **1.090 kWh/GV** liegt. Dieser Wert ist nach den Untersuchungen von NEIBER (2014) weit über dem Durchschnitt. NEIBER gibt für Betriebe zwischen 41 bis 60 Tieren einen Verbrauch zwischen 84-890 kWh/Milchkuh und Jahr an. Dabei liegt der Mittelwert bei 518 kWh/Tier und Jahr. Kleinbetriebe unter 20 Tieren können einen Verbrauch von 1.694 kWh/Milchkuh und Jahr erreichen. Bei einer Optimierung des Strombedarfs pro Kuh und Jahr auf 890 kWh können 10.000 kWh bzw. 2.200 € jährlich eingespart werden.

2.2.2 Betrieb 75 kW Milchvieh

2.2.2.1 Landwirtschaftsbetrieb

Der Landwirtschaftsbetrieb ist ein Einzelunternehmen mit etwa 110 GV Milchvieh inklusive Nachzucht. Der Aussiedlerhof am westlichen Schwarzwaldrand verfügt über ein Wohnhaus, einen Boxenlaufstall mit Melkstand, einen Rinderstall, einen alten Schweinestall mit Werkstatt und Futteraufbereitung und zwei Gebäude zur Maschinenlagerung mit Werkstatt. Der Schweinestall ist elektrisch am Kuhstall angeschlossen. Der Rinderstall (Güleschieber 4x am Tag, Licht) ist bilanziell der BGA zuzuordnen. Die bewirtschaftete Ackerfläche beträgt etwa 40 ha. Zusätzlich werden 70 ha Grünland genutzt. Davon sind jeweils etwa 2/3 gepachtet. Die Pachtpreise liegen bei 2 € für Ackerland und 1,2 € für Grünland. Der Gesamtstromverbrauch lag bei etwa 83.667 kWh im Untersuchungszeitraum (378 d). Es werden etwa 20.000 l Diesel pro Jahr für die Bewirtschaftung benötigt. Der Betrieb verfügt neben der BGA auch über eine im Jahr 2007 in Betrieb genommene PV-Anlage mit 39,9 kWp.

2.2.2.2 Biogasanlage

Die Biogasanlage wurde 2001 in Betrieb genommen und ist nach Baurecht genehmigt. Der produzierte Strom wird nach EEG 2009 mit Gülle-, Nawaro- und KWK-Bonus vergütet und vollständig eingespeist. Die BGA besteht aus einem Fermenter (450 m³) und zwei offenen Gärrestlagern (insgesamt 1.100 m³) und den dazu gehörigen Fahrtilos. Der Fermenter ist in Unterflurbauweise mit Betondecke ausgeführt und teilweise mit einem BHKW Raum überbaut. Gerührt wird mit einem Schrägachsrührwerk. Die Substratzufuhr erfolgt über eine Gülleleitung frei fließend direkt aus dem Kuhstall und einen Feststoffdosierer mit Wiegeeinheit, der viermal am Tag Substrat zuführt. Der Gärrest wird mittels Pumpe ins Gärrestlager gefördert. Beim Gasspeicher handelt es sich um einen externen Foliengasspeicher mit 100 m³ der in einem alten Hochsilo untergebracht ist. Auf dem Silo ist die Gasfackel platziert. Es sind zwei BHKW vorhanden. Das ältere mit 45 kW_{el.} (Teillastbereich bis etwa 30 kW_{el.}), und das am 09.12.2011 installierte mit 75 kW_{el.} installierter Leistung (Teillastbereich bis 45 kW_{el.}). Betrieben wird ausschließlich das 75 kW_{el.} BHKW. Die Gasleitung ist für den gleichzeitigen Betrieb beider Aggregate zu klein dimensioniert.

Die Anlage verfügt über ein Wärmenetz, das das Wohnhaus, den Stall und den Nachbarn mit Wärme versorgt. Hierüber wurden 352.402 kWh Wärme im Untersuchungszeitraum verwertet. Das Wohnhaus, der Stall und der Nachbar werden getrennt erfasst. Der Eigenwärmebedarf der BGA wird nicht gemessen.

Es wurden im Untersuchungszeitraum 3.561 t Substrat genutzt, davon entfällt der größte Massenanteil auf Rindergülle (2.173 t/a) und Grassilage (568 t/a) (Tabelle 11). Von der Grassilage wird der dritte und vierte Schnitt in der Biogasanlage verwertet.

Die Schwankungen in den täglichen Substratmengen sind recht hoch (Abbildung 23). Wobei das bei den monatlich zugeführten Massen noch relativ konstant wirkt (Abbildung 24). Bei Betrachtung des Gasbildungspotenzials (Abbildung 25) fällt aber auf, dass hier die Grassilage den höchsten Anteil der Gasbildung ausmacht und dessen Anteile am Gesamtgasertrag stark schwanken. Eine Verstetigung der zugeführten Substratmengen ist, insbesondere bei den gasertragsstarken Substraten, zu empfehlen.

Prozessbiologische Störungen wurden während des Untersuchungszeitraums nicht festgestellt. Aber es wurde im Laufe der Untersuchungen eine Differenz von etwa 170.000 kWh zwischen der produzierten Strommenge und dem zu erwarteten Ertrag, abgeleitet aus dem Einsatzstofftagebuch, festgestellt. Dies kann an der Substratqualität liegen. Die Gasertragserwartung beruht hauptsächlich auf Literaturwerten. Es werden aber vornehmlich minderwertige Substratchargen gefüttert. Da die letzte Entfernung der Sinkschicht schon 6 bis 7 Jahre zurück liegt, könnte auch eine, auf Sinkschichtbildung zurückzuführenden Faulraumverminderung zu einer Verringerung der Verweilzeit und damit zu geringeren Abbaugraden und Gaserträgen geführt haben. Ebenso kommen Temperaturschwankungen im Fermenter als Ursache in Frage, z.B. verursacht, durch die schlagartige Zufuhr großer Mengen kalter Substrate, da die Verminderung des Gasertrages hauptsächlich im Winter beobachtet wird (Abbildung 26). Eine weitere Ursache könnten die Zuleitungen zum Fermenter sein. Da die Gülle von Stall frei in die Anlage überläuft, könnte hier Gas entweichen, falls die Rohrleitungen sich nicht mehr in einem ordnungsgemäßen Zustand befinden.

Tabelle 11: Angaben zum Landwirtschaftsbetrieb und zur Biogasanlage

Betriebsart		Milchvieh
Anzahl Tiere	GV	110
Melkstand/-Roboter		Melkstand
Acker ha (davon eigene ha)	ha	40 (20)
Grünland ha (davon eigene ha)	ha	70 (35)
Rechtliche Betriebsform BGA		Getrenntes Einzelunternehmen
Rechtliche Betriebsform LW		Einzelunternehmen
Inst. Leistung BHKW	kWh _{el.}	75 + 45
Wärmenutzung		Wohnhaus: Heizung Warmwasser, Kuhstall: Warmwasser, Wärmelieferung: Nachbar
Substrat gesamt	t/378 d	3.561
Maissilage]	t/378 d	208
GPS	t/378 d	202
Grassilage	t/378 d	568
Rindergüll	t/378 d	2.173
Rinderfestmist	t/378 d	364
Getreide	t/378 d	49
Stromverbrauch	t/378 d	83.667
Wärmeverbrauch	t/378 d	352.402
Kraftstoffverbrauch	l/a	20.000

Substratkosten und Menge

Für die Ermittlung der Substratkosten wurden durchschnittliche Kosten der einzelnen Komponenten angenommen. In Absprache mit den Betreibern wurde für einige Substrate bekannte Kosten angesetzt bzw. mittels des LfL-Deckungsbeitragsrechner ermittelt (vgl. Tabelle 12).

Tabelle 12: Substratkosten und Menge pro Jahr.

	t FM	€/t FM	€/a
Mais	201	34,00	6.834,00
GPS	195	33,00	6.435,00
Gras	549	30,38	16.678,62
Gülle	2.098	0	0,00
Mist	364	0	0,00
Summe			29.947,62

Die Methanerträge der untersuchten Substrate sind in Abbildung 26, Abbildung 27 und Abbildung 28 dargestellt.

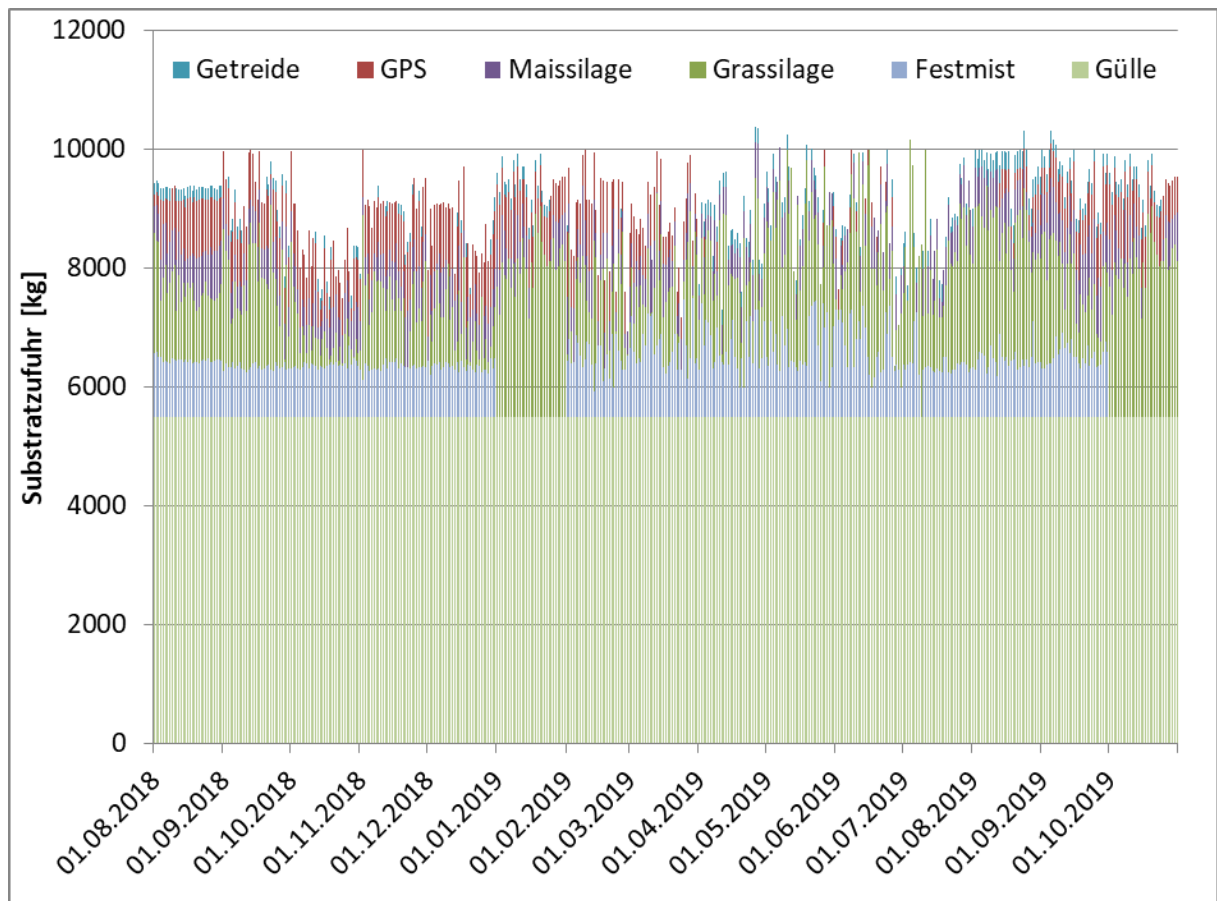


Abbildung 23: Massenzusammensetzung der täglichen Substratzufuhr

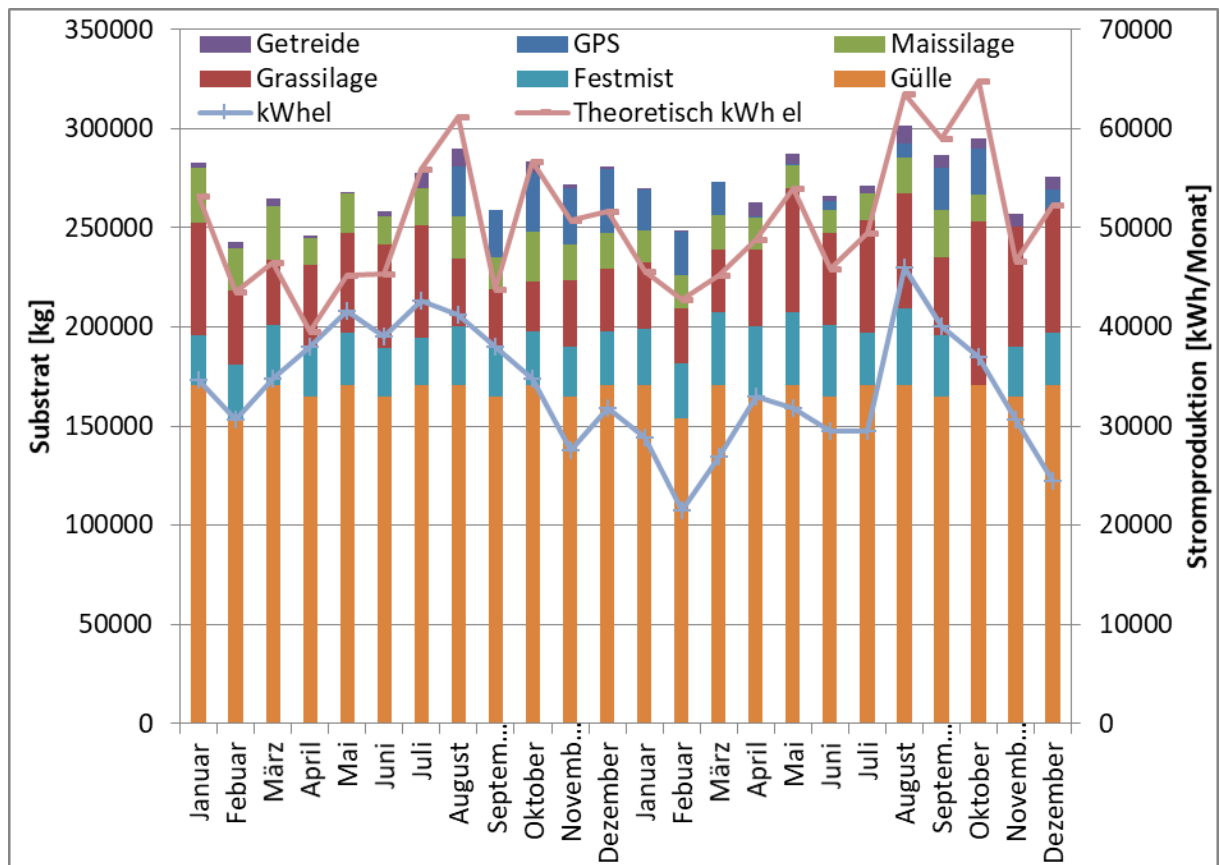


Abbildung 24: Monatssummen der Substratmassen (Balken) im Vergleich zu den zu erwarteten (Wirkungsgrad 38%) und tatsächlichen Ertrag an elektrischer Energie

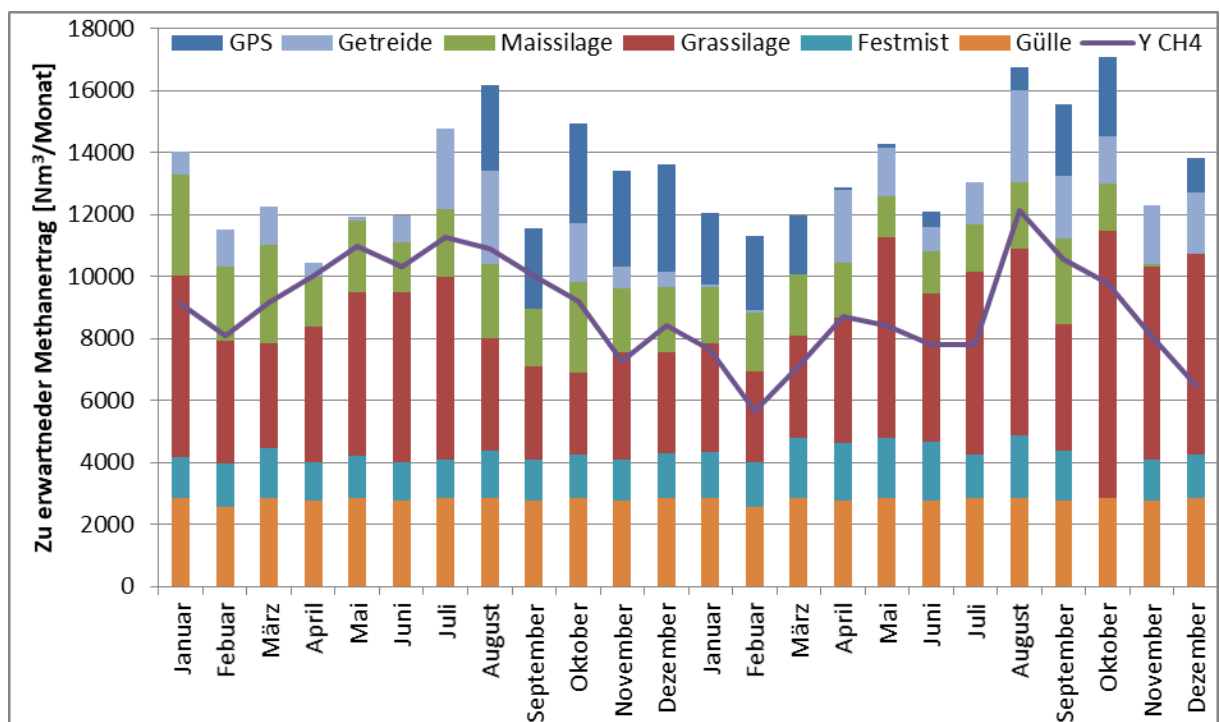


Abbildung 25: Zu erwartender Methanertrag (Balken) aus den gefütterten Substratmengen gegenübergestellt dem aus der produzierten elektrischen Energie zurückgerechneten Methanertrag Y_{CH_4} für die Jahre 2018 und 2019 (Wirkungsgrad BHKW 38%, 9,97 kWh/ m³ CH₄)

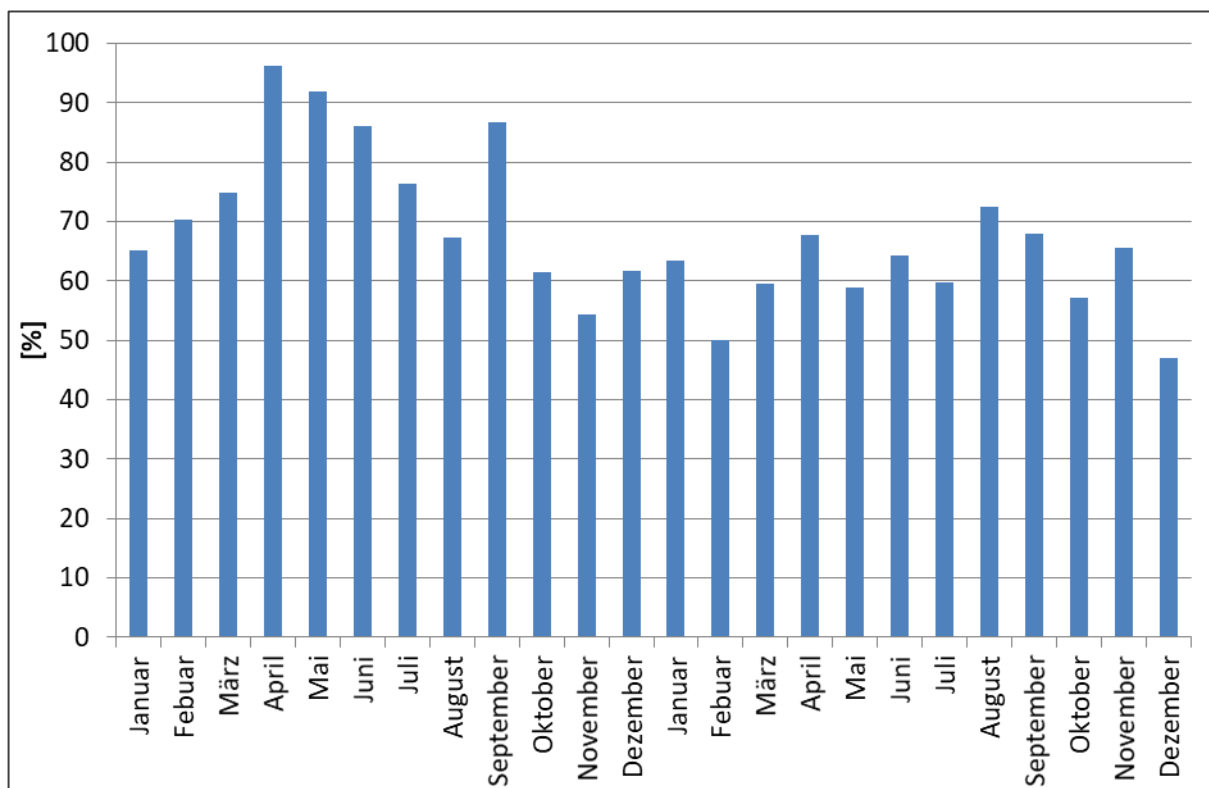


Abbildung 26: Anteil der produzierten elektrischen Energie an der aus der gefütterten Substratmenge zu erwartenden elektrischen Energie für die Jahre 2018 und 2019 (Wirkungsgrad BHKW 38%, 9,97 kWh/ m³ CH₄)

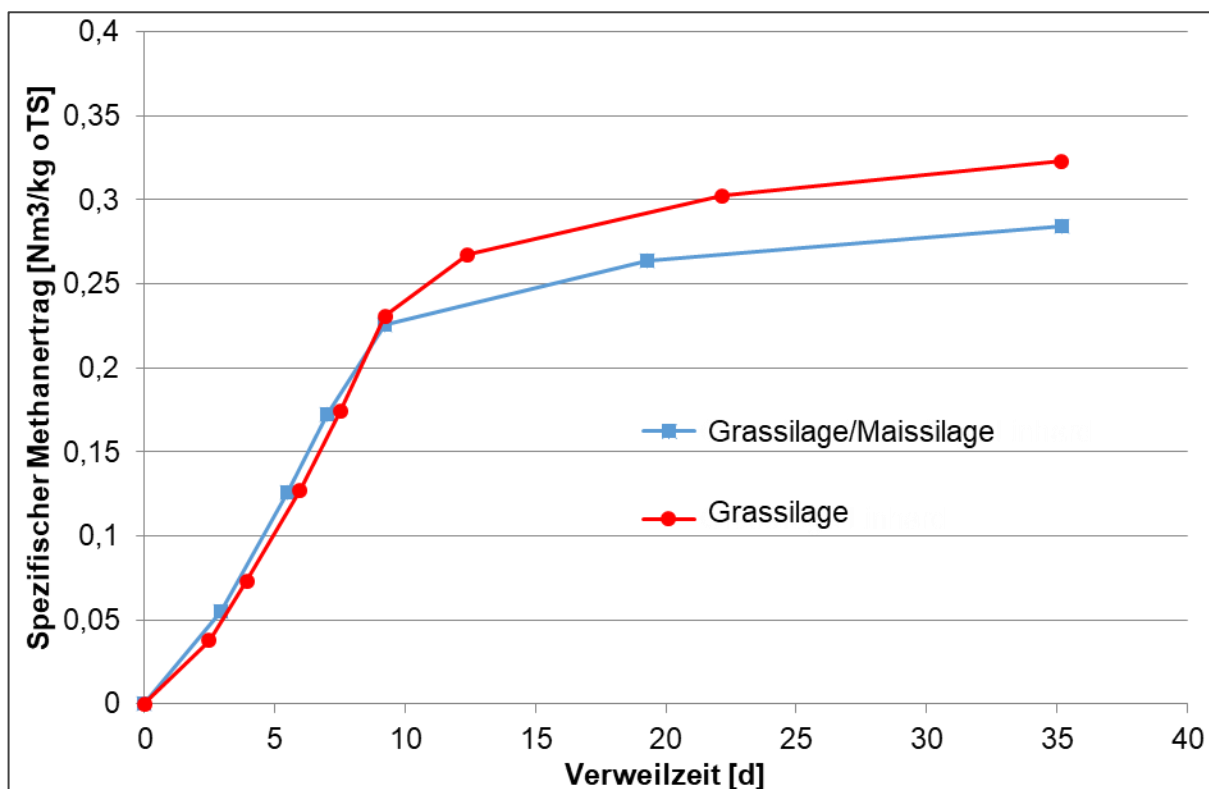


Abbildung 27: Summierter spezifischer Norm-Methanertrag (Mittelwert aus drei Wiederholungen) der Substrate Grassilage/Maissilage (14.01.2019) und Grassilage (10.04.2019)

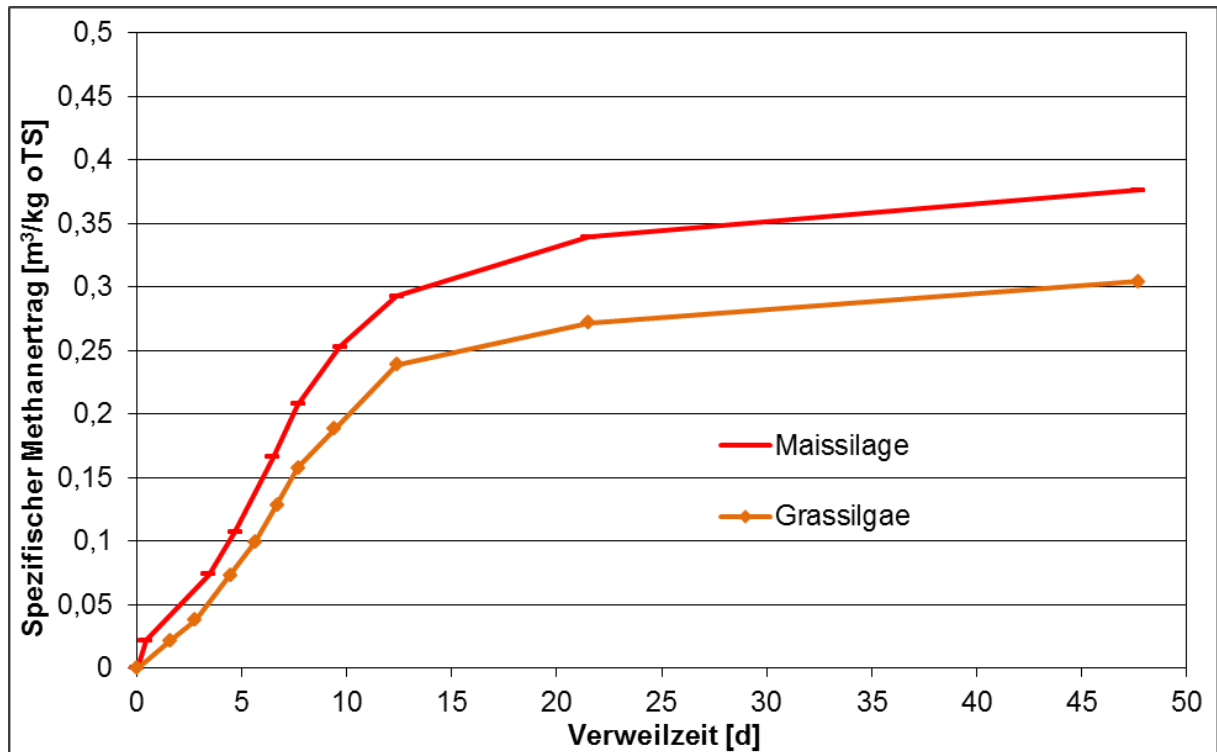


Abbildung 28: Summierter spezifischer Norm-Methanertrag (Mittelwert aus drei Wiederholungen) der Substrate Maissilage und Grassilage aus der Probenahme vom 07.08.2019

2.2.2.3 Ergebnisse der Messphase

2.2.2.3.1 Jahresbilanz

Die Bilanz über den Untersuchungszeitraum von 378 Tagen (04.09.18 – 17.09.19) zeigt, dass die BGA 4,8-mal so viel Strom produziert, wie der Betrieb benötigt. Bezogen auf den Strombedarf des Betriebes (ohne Eigenstrombedarf der BGA) sind es sogar 10,2-mal so viel. Der erzeugte Strom der PV-Anlage entspricht 37 % des Gesamtbedarfs bzw. 79 % des Bedarfs der Betriebszweige Landwirtschaft und Wohnen (Abbildung 29).

Bei Betrachtung der Betriebszweige zeigt sich der hohe Anteil des Eigenstrombedarfs der BGA am Gesamtstrombedarf von etwa 53 %. Da es sich hier um einen bilanziellen Rest handelt, in dem auch der Rinderstall enthalten ist, liegt dieser Wert in Wirklichkeit etwas niedriger (Abbildung 30). Der Eigenstrombedarf der BGA liegt bei 11 % und ist damit, abzüglich der im Rinderstall verbrauchten Strommenge, den Substraten entsprechend üblich. Der im Untersuchungszeitraum eigentlich zu deckende Strombedarf des Landwirtschaftsbetriebes und des Wohnhauses liegt bei 39.136 kWh.

Auffällig ist die geringe Ausnutzung der möglichen Vollaststunden des BHKW von 59 %. Die theoretisch benötigte Leistung des BHKW zur Produktion der Strommenge beträgt 44 kW (Tabelle 13). So kommen zahlreiche Starts und Stopps des 75 kW-BHKW zustande, die die Lebenszeit des BHKW verkürzen. Dafür wurden über den BHKW Einspeisezähler 913 kWh bezogen. Die Einstellung des BHKW auf eine Teillast von 45 kW wäre hier empfehlenswert (Ergebnis der Messphase).

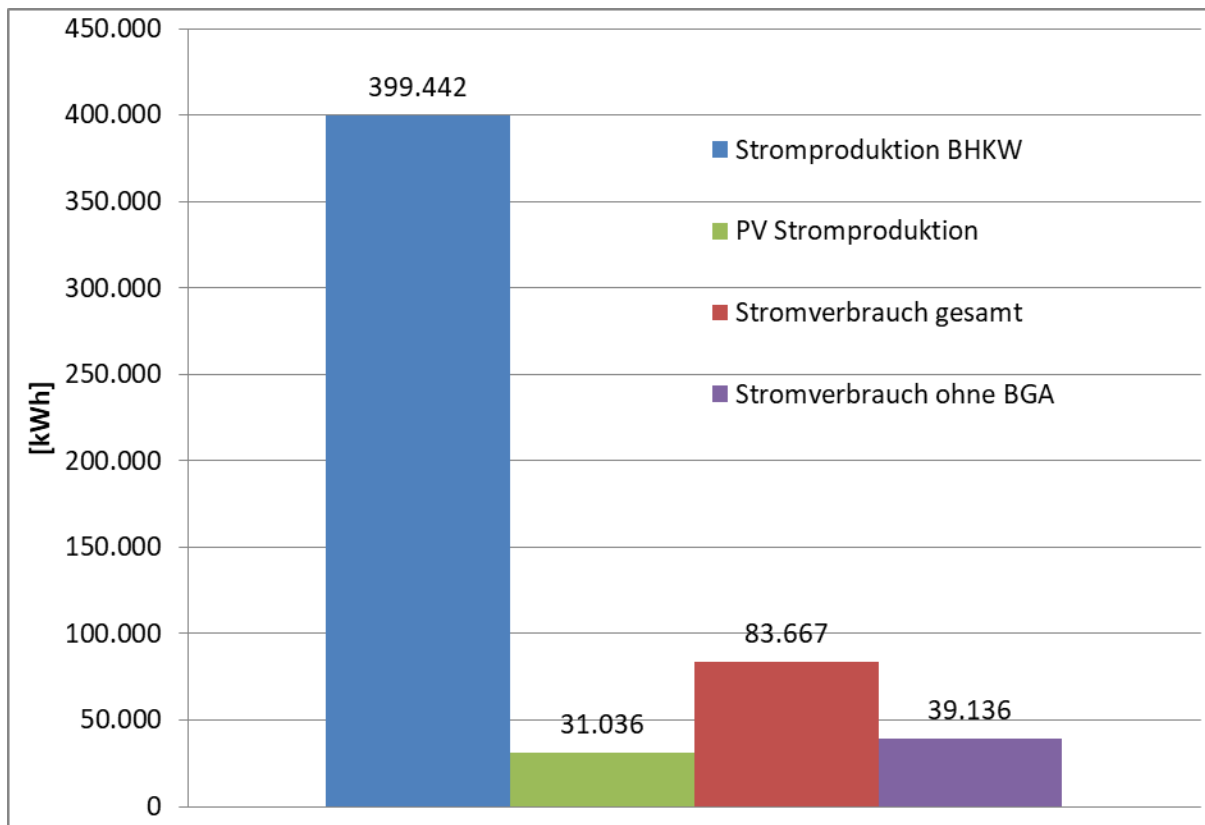


Abbildung 29: Stromproduktion und –verbrauch im Untersuchungszeitraum

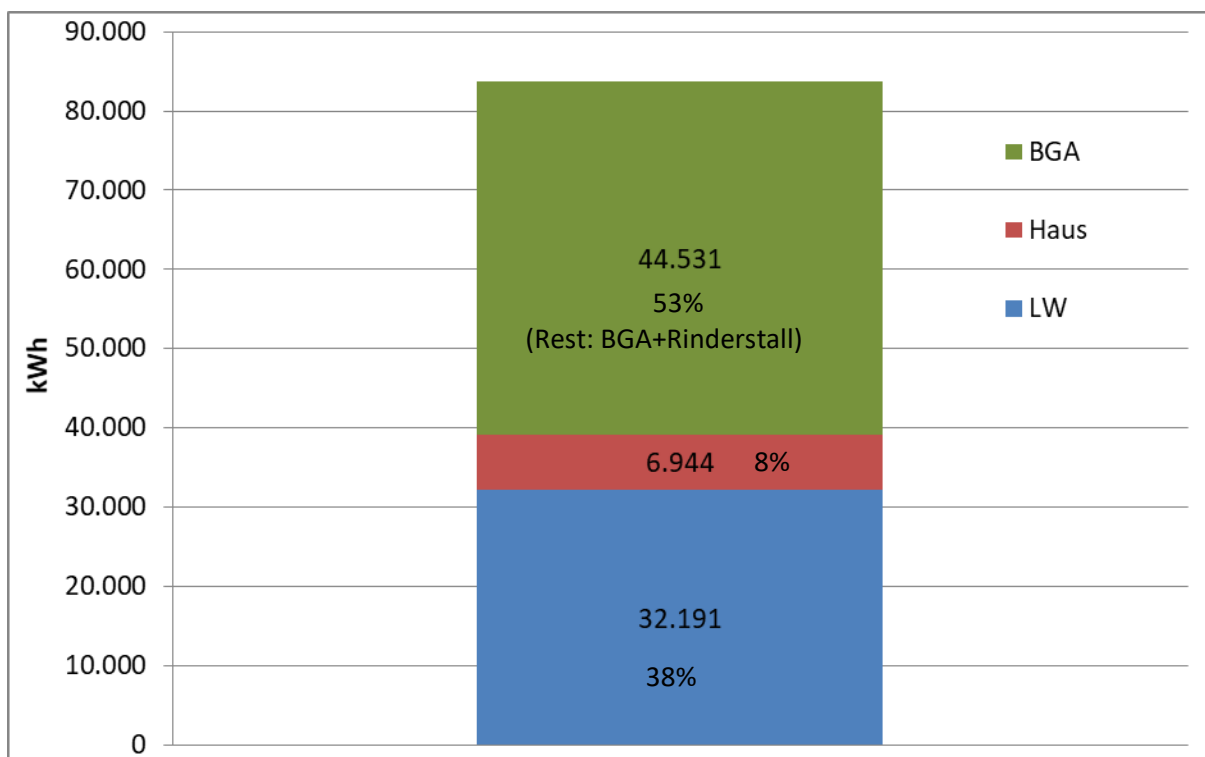


Abbildung 30: Aufteilung des Gesamtstrombedarfs auf die Betriebszweige

Im Untersuchungszeitraum wurden 438.947 kWh Wärme produziert (abgeleitet aus Stromproduktion und Stromkennzahl des BHKW). Es wurde ein Eigenwärmebedarf der BGA von 15 % angenommen, da dieser nicht über Zähler erfasst wird. Wird dieser von der produzierten Wärme abgezogen, erhält man die verfügbare Wärme. Diese wurde zu 94 % genutzt. Der mit Abstand größte Anteil der Wärme wird vom Nachbar verbraucht (Abbildung 31). Diese sehr gute Wärmenutzung ist für die aktuelle Betriebsweise erfreulich. Bei einem Inselbetrieb, der stromgeführt betrieben würde, wäre bei einer Anpassung der elektrischen Leistung des BHKW an den Bedarf des Landwirtschaftsbetriebes der Weiterbetrieb des Wärmenetzes in Frage zu stellen.

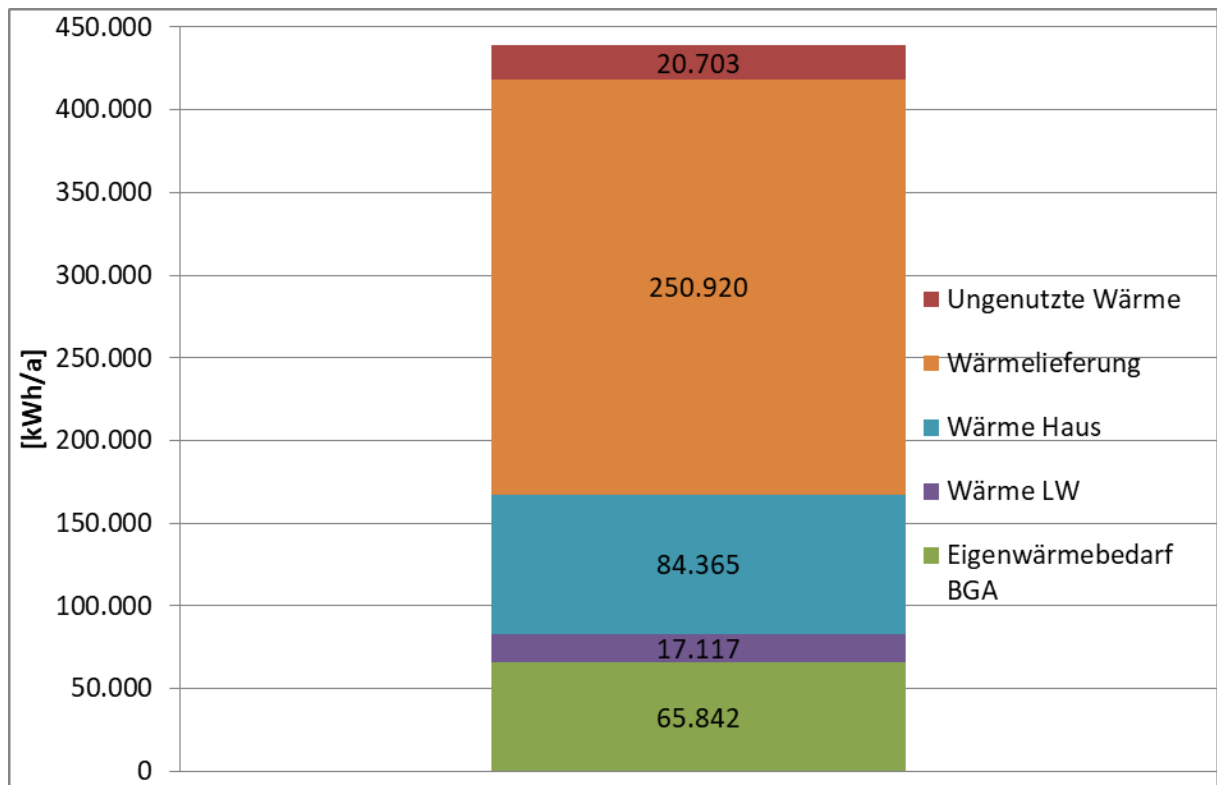


Abbildung 31: Nutzung der BHKW-Abwärme (Wärmeproduktion über Stromkennzahl berechnet. Eigenwärmebedarf der BGA mit 15% geschätzt)

Tabelle 13: Kennzahlen des Untersuchungszeitraumes

Bezugszeitraum	d	378
Inst. el. Leistung	kW _{el.}	75
Inst. therm. Leistung	kW _{th.}	82
Stromkennzahl		0,91
Stromproduktion BHKW	kWh	399.442
Stromverbrauch gesamt	kWh	83.667
Landwirtschaft	kWh	32.191
Haus	kWh	6.944
BGA	kWh	44.531
Eigenstrombedarf BGA	%	11
Stromverbrauch ohne BGA	kWh	39.136
Anteil BGA am Stromverbrauch	%	53
Strombezug	kWh	83.667
Eigenverbrauch (Stromproduktion BHKW-Einspeisung)	kWh	0
Anteil Eigenverbrauch am Gesamtverbrauch	%	0
Theoret. el. Leistung BHKW bei Dauerbetrieb	kW	44
Theoret. Betriebsstunden im Untersuchungszeitraum	h	9.072
Betriebsstunden BHKW	h	Unbekannt
Volllaststunden	h	5.326
Ausnutzung möglicher Betriebsstunden	%	Unbekannt
Ausnutzung möglicher Volllaststunden	%	59
Produzierte Wärme	kWh	438.947
Verfügbare Wärme	kWh	373.105
genutzte Wärme	kWh	352.402
Nutzung verfügbarer Wärme	%	94
Wärme LW	kWh	17.117
Wärme Haus	kWh	84.365
Wärmelieferung	kWh	250.920
Trocknung	kWh	Nicht vorhanden
Ungenutzte Wärme	kWh	65.842
Inst. Leistung PV	kWp	39,9
PV Stromproduktion	kWh	31.036

2.2.2.3.2 Monatsverlauf Betriebszweige

Durch die in etwa monatlichen Zählerablesungen im Untersuchungszeitraum lassen sich die produzierten Mengen an Strom und Wärme dem Verbrauch gegenüberstellen. Die produzierte Menge an Strom des BHKW lag in allen betrachteten Abschnitten über dem Gesamtverbrauch des Betriebes. Der PV-Strom reicht vor allem in den Wintermonaten nicht zur Deckung des Strombedarfs der Betriebszweige LW und Wohnen aus (Abbildung 32). Das BHKW produziert etwa 3 bis 7-mal so viel Strom wie benötigt.

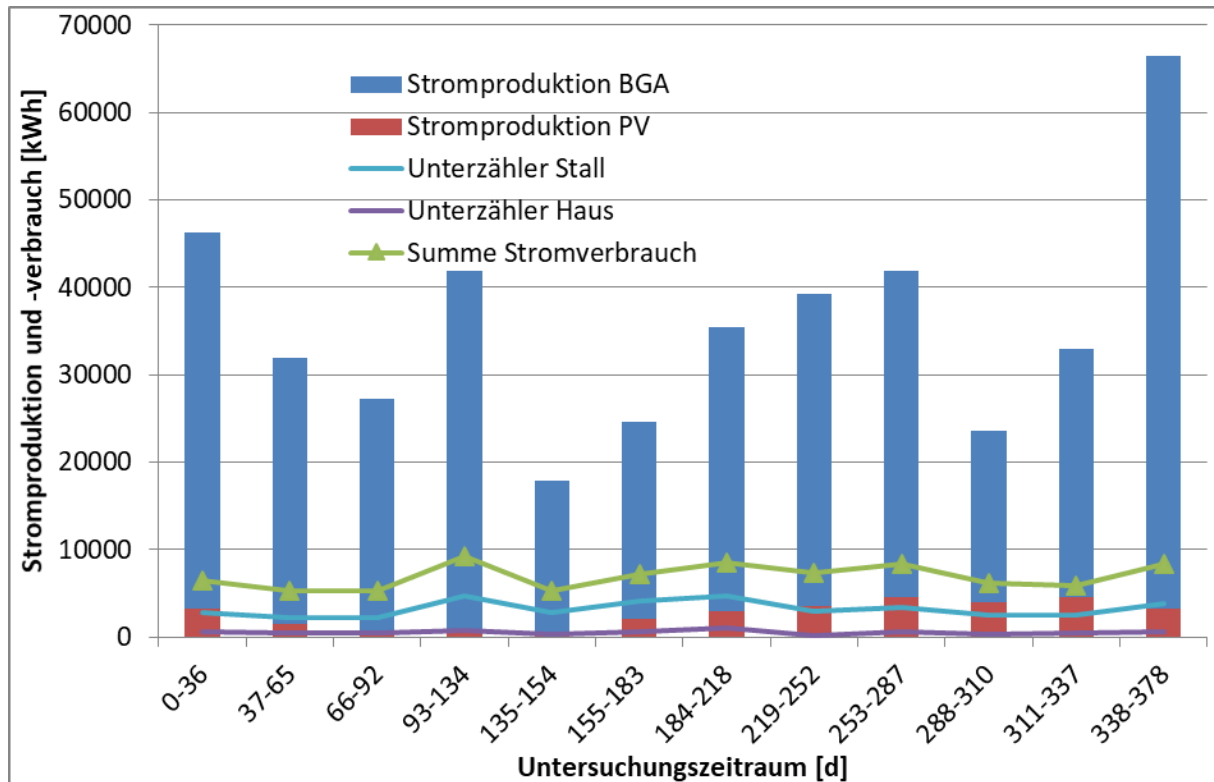


Abbildung 32: Verlauf der Stromproduktion und der Stromnutzung im Untersuchungszeitraum (04.09.18-17.09.19)

Der Verlauf der Wärmeproduktion und des Wärmeverbrauches sind nicht vollständig schlüssig. In einigen Zeitabschnitten (0-36 d, 288-378 d) gibt es Wärmeüberschüsse, die eine weitere Nutzung, wie Trocknung, ermöglichen würden. In anderen Zeitabschnitten wird sogar, laut Wärmezähler, mehr Wärme verbraucht als durch das BHKW, über die Stromkennzahl berechnet, produziert wurde.

Da die Wärmelieferung an den Nachbarn den größten Anteil an den Schwankungen der Wärmeabnahme ausmacht (Abbildung 33), könnte dies mittels eines Wärmespeichers ausgeglichen werden. In einigen Zeitabschnitten übersteigt die genutzte Wärmemenge die verfügbare bzw. auch die produzierte Wärme. Dies liegt an der hohen Wärmeabnahme durch den Nachbarn. Da der Nachbar die Wärme zur Wohnraumbeheizung nutzt und die Spitzen in dazu ungewöhnlichen Zeiträumen liegen ist unklar, woran dies liegt und ob es sich hierbei nicht um einen Fehler handelt. Die Überprüfung dieses Sachverhaltes wird empfohlen.

Bei Betrachtung der Faktoren aus der Produktion und dem Verbrauch zeigt sich, dass die Wärme bei der installierten Leistung des BHKW limitierend ist. Bis auf den Zeitabschnitt 288 bis 310 Tage sind die Faktoren niedriger als beim Strom. Bei diesem wird mindestens 3,14-mal so viel Strom produziert, wie benötigt wird. Bei der Wärme sind es, ohne den Nachbarn, 1,91-mal so viel (Abbildung 34). Die Faktoren beziehen sich auf die tatsächlich produzierten Mengen, also nicht auf die installierten Leitungen. Werden die Verbrauchswerte auf die Anzahl der Stunden im Zeitabschnitt bezogen, ergibt sich eine theoretische benötigte inst. Leistung von 23 kW_{th} ohne Nachbarn und 77 kW_{th} mit Nachbarn. Bei der elektrischen Leistung würden bei gleichmäßigem Verbrauch im Zeitabschnitt gerade einmal 11 kW benötigt.

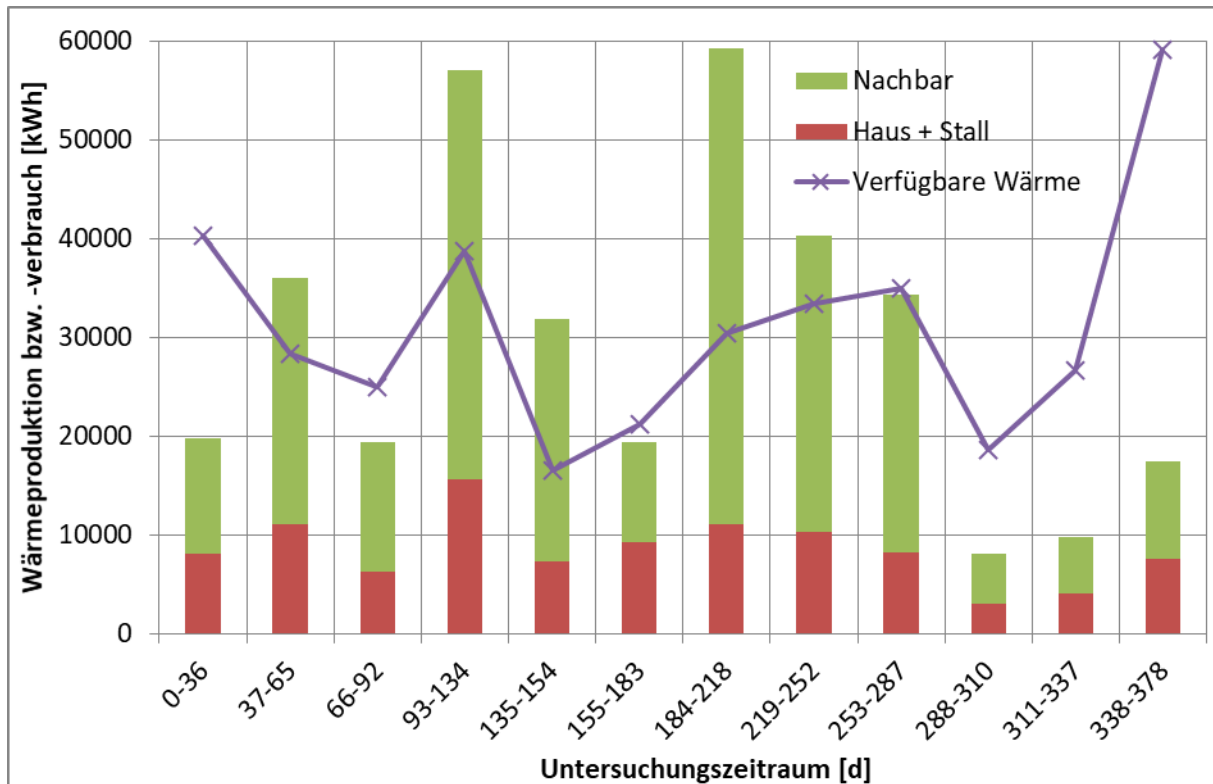


Abbildung 33: Verlauf der Wärmeproduktion und der Wärmenutzung im Untersuchungszeitraum (04.09.18-17.09.19)

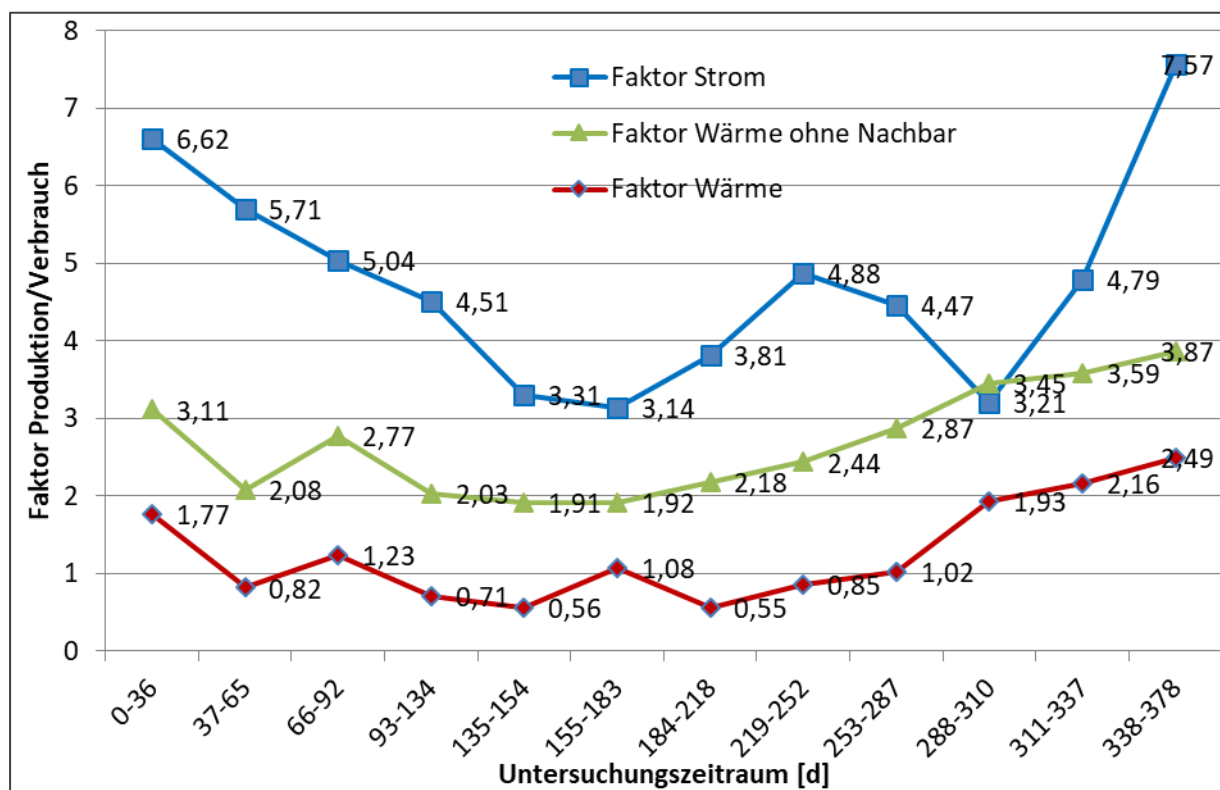


Abbildung 34: Faktoren aus Produktion und Verbrauch an Strom und Wärme in Bezug auf die Abschnitte des Untersuchungszeitraumes

2.2.2.3.3 Lastgänge

2.2.2.3.3.1 Stromproduktion

Der erzeugte Strom der Biogasanlage und der PV-Anlage wird vollständig ins Netz eingespeist. Die Aufzeichnungen des Netzbetreibers im 15-Minutentakt zeigen bei der Einspeisung des BHKW sehr häufige Ausfälle und einige, eher saisonale, Laststufenwechsel (Abbildung 35). Bei Betrachtung eines zufällig ausgewählten Zeitraums von zwei Wochen wird besonders deutlich, dass bis auf wenige Ausnahmen das BHKW mehrmals am Tag den Betrieb stoppt (Abbildung 36). Diese Fahrweise erhöht den Verschleiß des BHKW und sollte

unterbunden werden. Ein Teillastbetrieb könnte hier Abhilfe schaffen. Auch könnte der am Wärmebedarf orientierte BHKW Betrieb besser durch eine Kombination aus altem und neuem BHKW realisiert werden.

Die PV-Anlage zeigt die typischen jahreszeitlichen Schwankungen. Im Zeitraum zwischen dem 16.08.19 und 03.09.19 wurde kein Strom eingespeist.

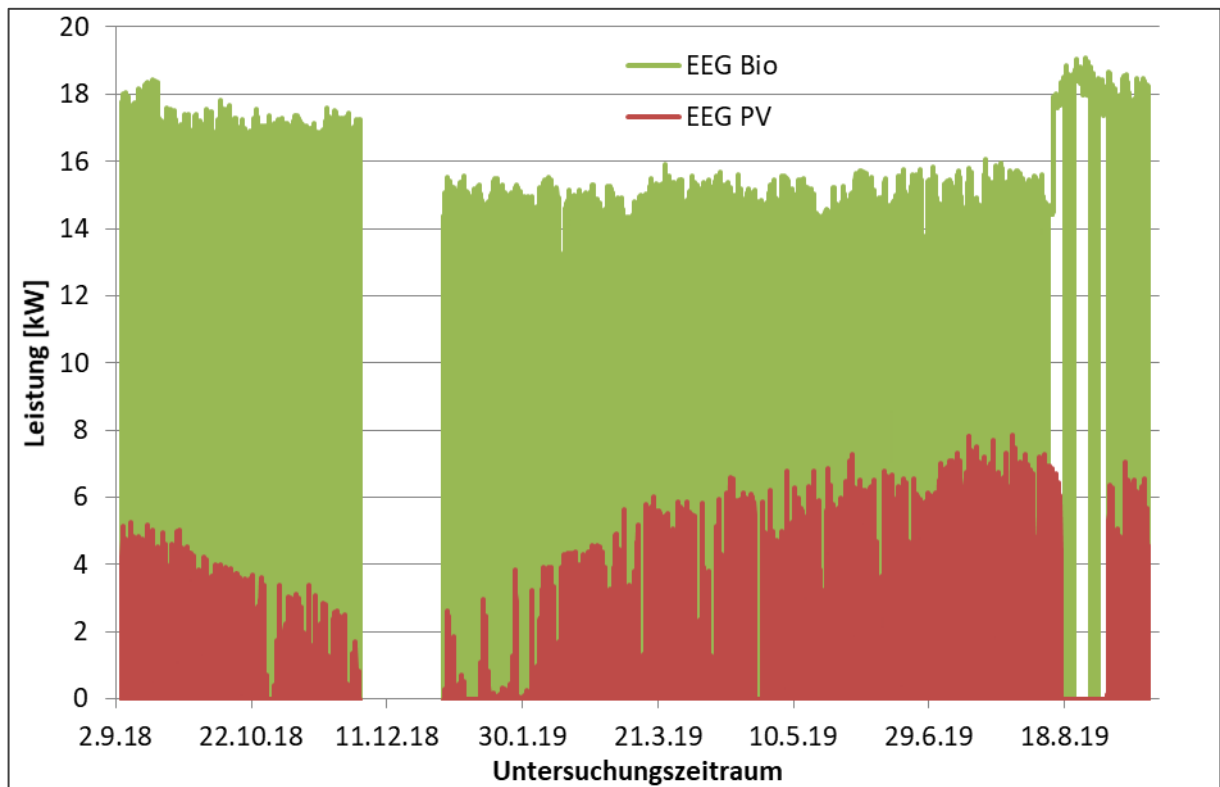


Abbildung 35: Einspeiselausgang des BHKW und der PV-Anlage im 15 Minutentakt des Untersuchungszeitraumes (04.09.18-17.09.19) (Daten für Dezember lagen nicht vor)

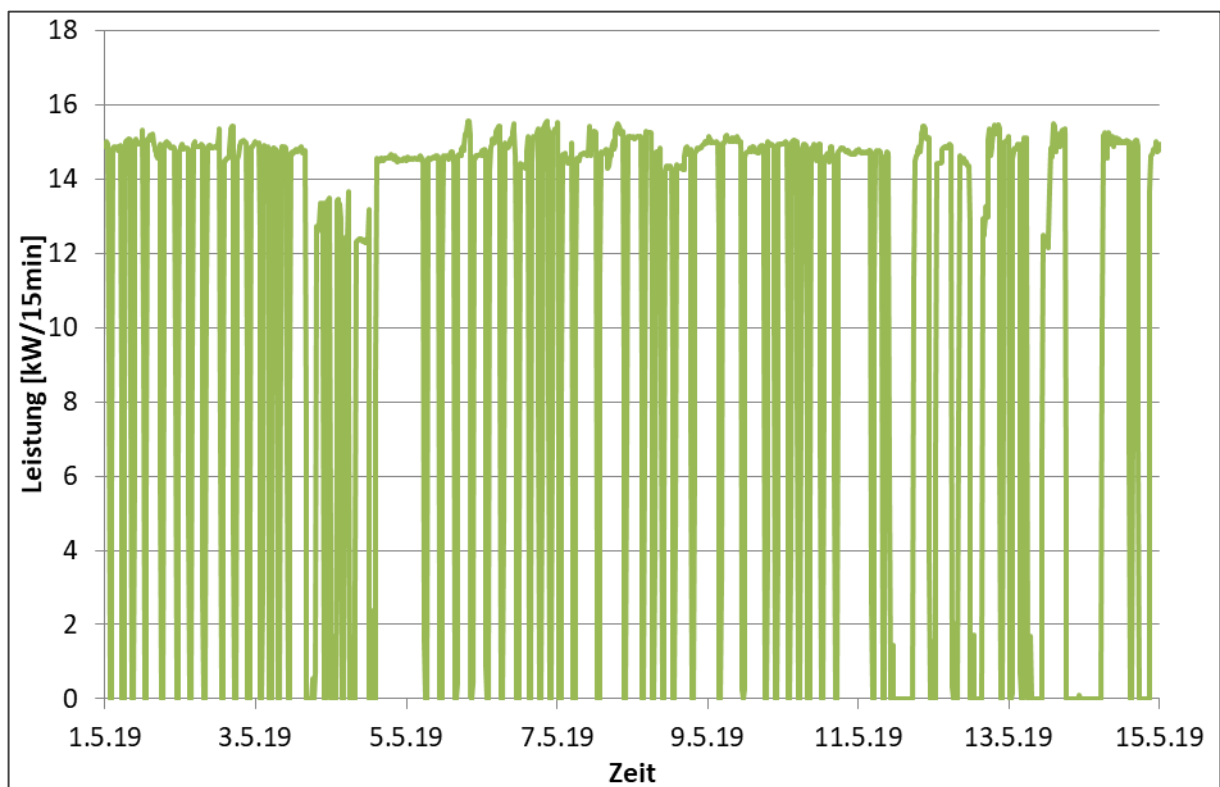


Abbildung 36: Einspeiselausgang des BHKW im Zeitraum 01.05.2019 bis 15.05.2019

2.2.2.3.3.2 Stromverbrauch

Der Betrieb verfügt über einen Strombezugszähler, der den gesamten Betrieb erfasst. Während des Projektes wurden Unterzähler für den Stall und das Wohnhaus installiert. Die Differenz zwischen dem Strombezugszähler und den Unterzählern wurde als Strombedarf für die Biogasanlage angenommen. Diese beinhaltet allerdings noch, wie erst nach der Messphase festgestellt wurde, den Rinderstall. Hier wird vor allem Strom durch den Abschieber verbraucht, der viermal am Tag läuft. Der Hauptzähler und die Unterzähler für Haus und Milchviehstall wurden im Zeitraum 18.06.2019 – 04.10.2019 mit zusätzlicher Messtechnik ausgerüstet, die durch Erfassung der Zählerumdrehungen bzw. der Blink-LED (Solarautonomie Energiemonitor Basis bzw. Plus in Kombination mit Ferraris Zähler Lesekopf, LED Zähler Lesekopf) die minütliche Erfassung des Lastgangs ermöglichen.

In Abbildung 37 ist exemplarisch ein Wochenendtag (07.09.2019) dargestellt. An diesem Tag kam es zu zwei BHKW-Ausfällen etwa um 05:30 und 12:00. Im Wohnhaus ist ein erhöhter Leistungsbedarf bis etwa 5 kW zwischen etwa 08:00 und 09:15 zu verzeichnen. Ein zweiter Peak liegt etwa bei 16:00 mit etwa 1,5 kW. Ansonsten liegt die Anschlussleistung relativ konstant bei durchschnittlich 600 Watt. Im Stall liegt der nächtliche Leistungsbezug auch bei etwa 670 Watt. Deutlich zu sehen sind die Melkzeiten die den Leistungsbedarf zwischen 6:20 und 11:45 sowie 16:50 und 20:45 auf maximal 11,4 kW ansteigen lassen. Zu unterscheiden sind dabei die eigentliche Melkzeit und die nachlaufende Milchkühlung von etwa 4 kW. Der Leistungsbedarf der BGA/restlicher Betrieb setzt sich zusammen aus einem Grundbedarf von etwa 1,5 kW und Leistungsspitzen des Rührwerks von etwa 9 kW, die dreimal pro Stunde für etwa fünf Minuten auftreten. Dazu kommen noch Leistungsspitzen von etwa 20 bis 30 kW, die vermutlich auf den Feststoffeintrag und die Pumpen zurückzuführen sind.

Bei dem Lastgang des Wochentages zeigt sich insbesondere beim nächtlichen Leistungsbezug ein sehr ähnliches Bild. Unterschiede sind vor allem tagsüber beim Stall zu erkennen. Hier kommt es zu deutlich mehr Leistungsspitzen, die vermutlich auf Tätigkeiten in der Landwirtschaft zurückzuführen sind (Abbildung 38).

Die Lastspitzen innerhalb der Betriebszweige und gesamtbetrieblich liegen häufig übereinander und ergänzen sich so zu einem unnötig hohen Leistungsbezug. Eine Sperrung großer Verbraucher gegeneinander könnte den Leistungsbezug leicht um etwa 10 kW senken.

Legt man alle untersuchten Tage übereinander erhält man den gemittelten Tageslastgang. Hier fallen besonders die regelmäßig wiederkehrenden Lasten auf, wie z.B. die Melkzeiten und die Rührzeiten bei der Biogasanlage (Abbildung 39). Gut zu erkennen ist auch, dass die Substratzufuhr in der Melkzeit stattfindet. Würde diese verschoben könnte die durchschnittliche Maximallast von 31 kW auf etwa 25 kW verringert werden. Nimmt man einen optimierten Betrieb der Verbraucher an und orientiert sich dazu an den gemittelten Bedarfskurven, ergibt sich bei ausschließlicher Betrachtung von Stall und Wohnhaus lediglich ein Leistungsbedarf von etwa 10 kW.

Für die Auslegung eines Inselsystems zur Deckung des Eigenbedarfes ist der maximale Leistungsbedarf entscheidend. Für den Gesamtbetrieb ist der Maximalwert 45 kW, bezogen auf den Zeitraum 24.07.19 – 04.10.2019 (Abbildung 40). Im Wohnhaus wurden maximal 7,32 kW und im Stall 19,98 kW gemessen (Abbildung 41). Die aufsummierten Leistungswerte von Stall und Wohnhaus liegen maximal bei 22,5 kW.

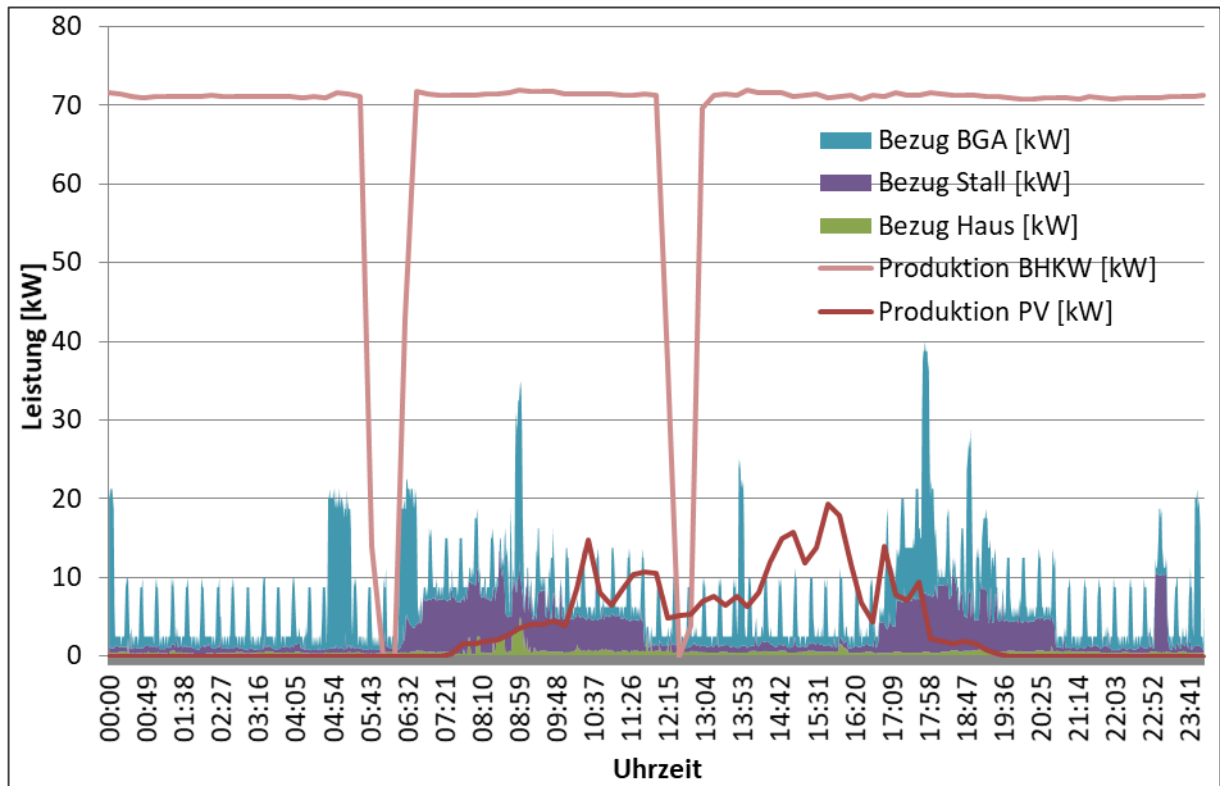


Abbildung 37: Beispiel des Tageslastgangs der Betriebszweige im Vergleich der Stromproduktion eines Wochenendtages (07.09.2019) im Minutentakt

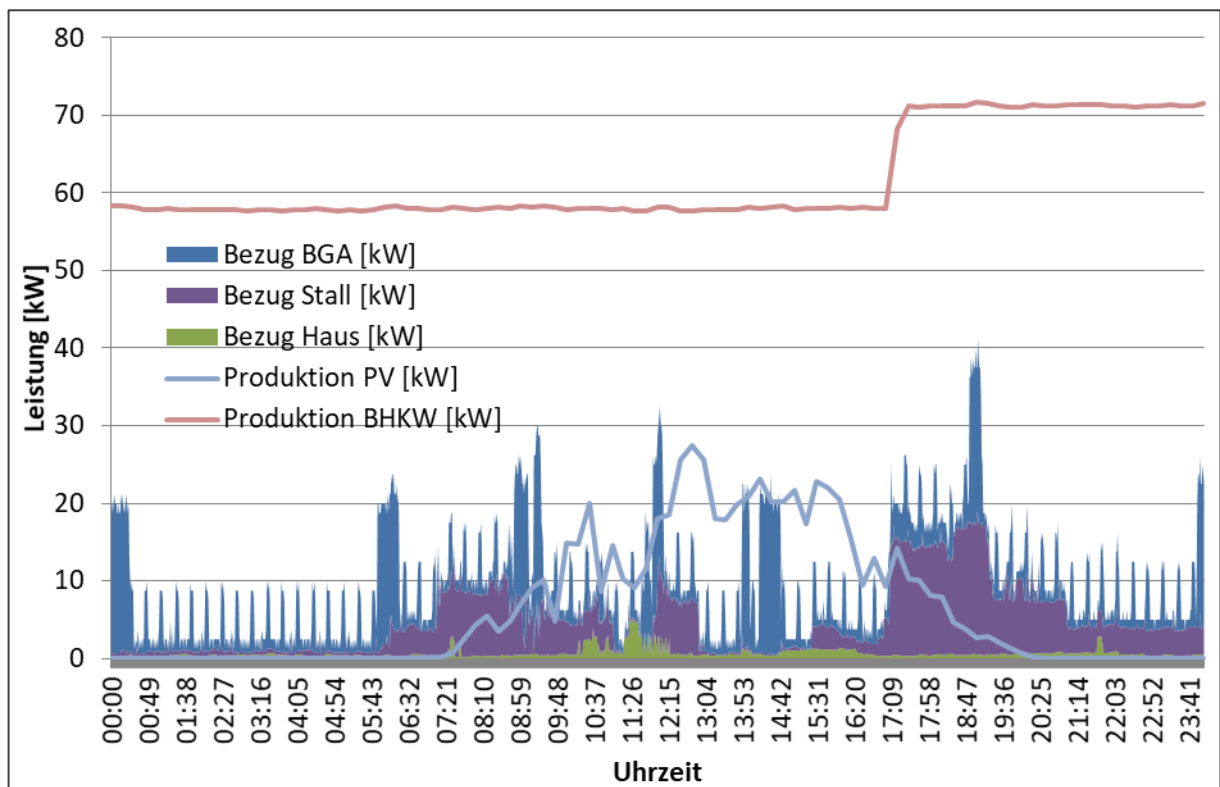


Abbildung 38: Beispiel des Tageslastgangs der Betriebszweige im Vergleich der Stromproduktion eines Wochentages (13.08.2019) im Minutentakt

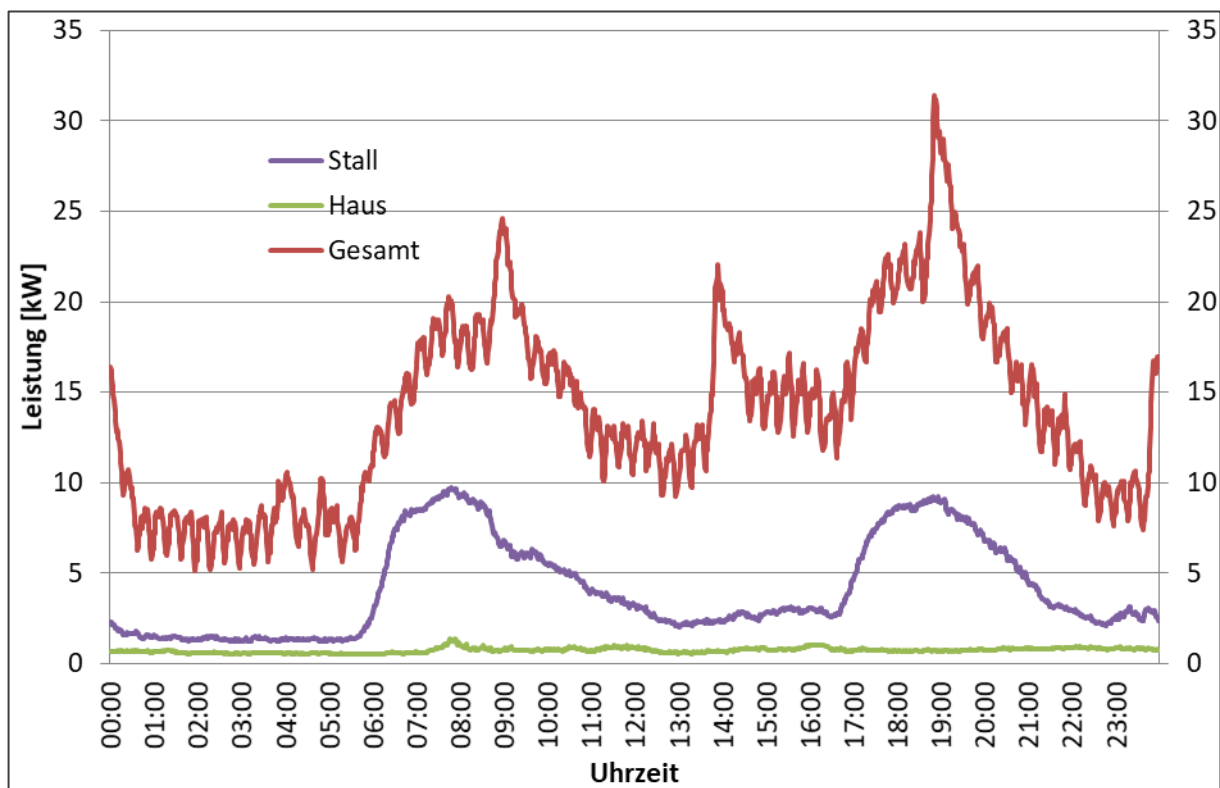


Abbildung 39: Gemittelter Lastgang des Untersuchungszeitraumes für das Wohnhaus, den Stall und den Gesamtbetrieb

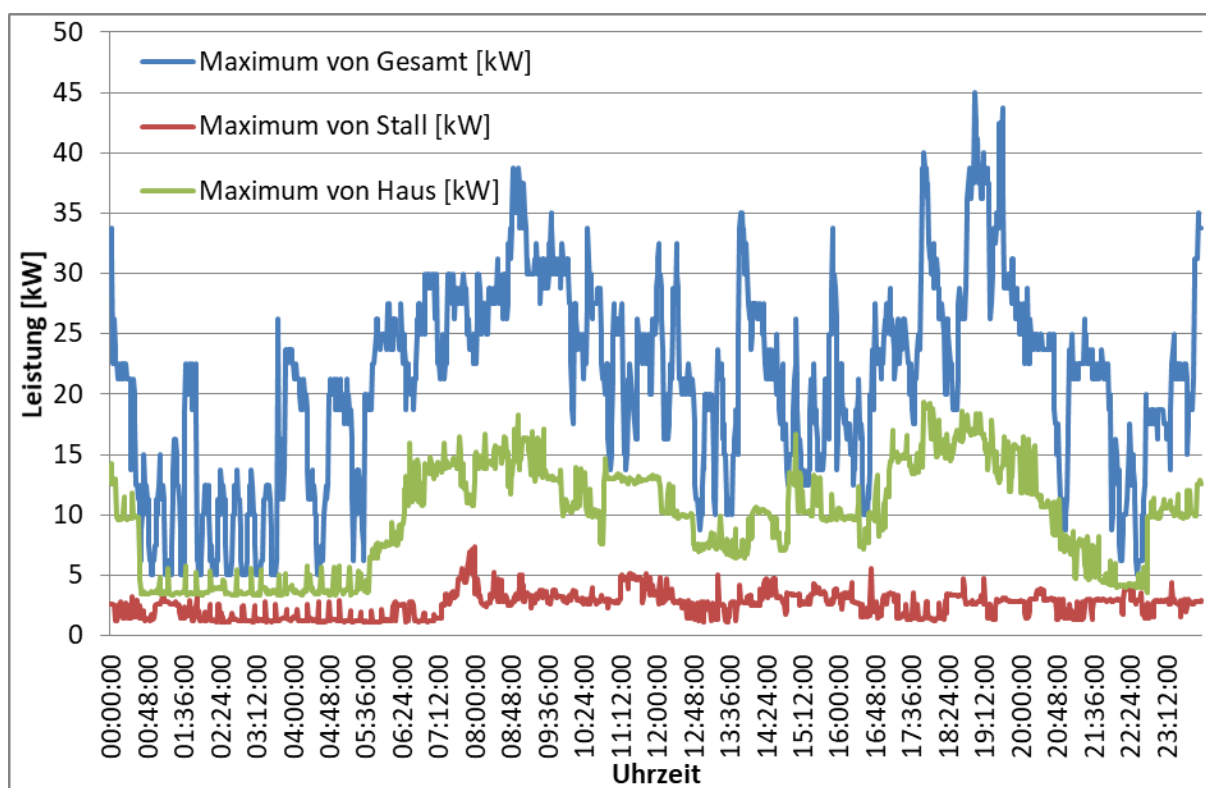


Abbildung 40: Minütliche Maximalwerte des Lastgangs bezogen auf die Tageszeit für den Gesamtbetrieb, den Stall und das Wohnhaus für den Zeitraum 24.07.2019 – 08.09.2019

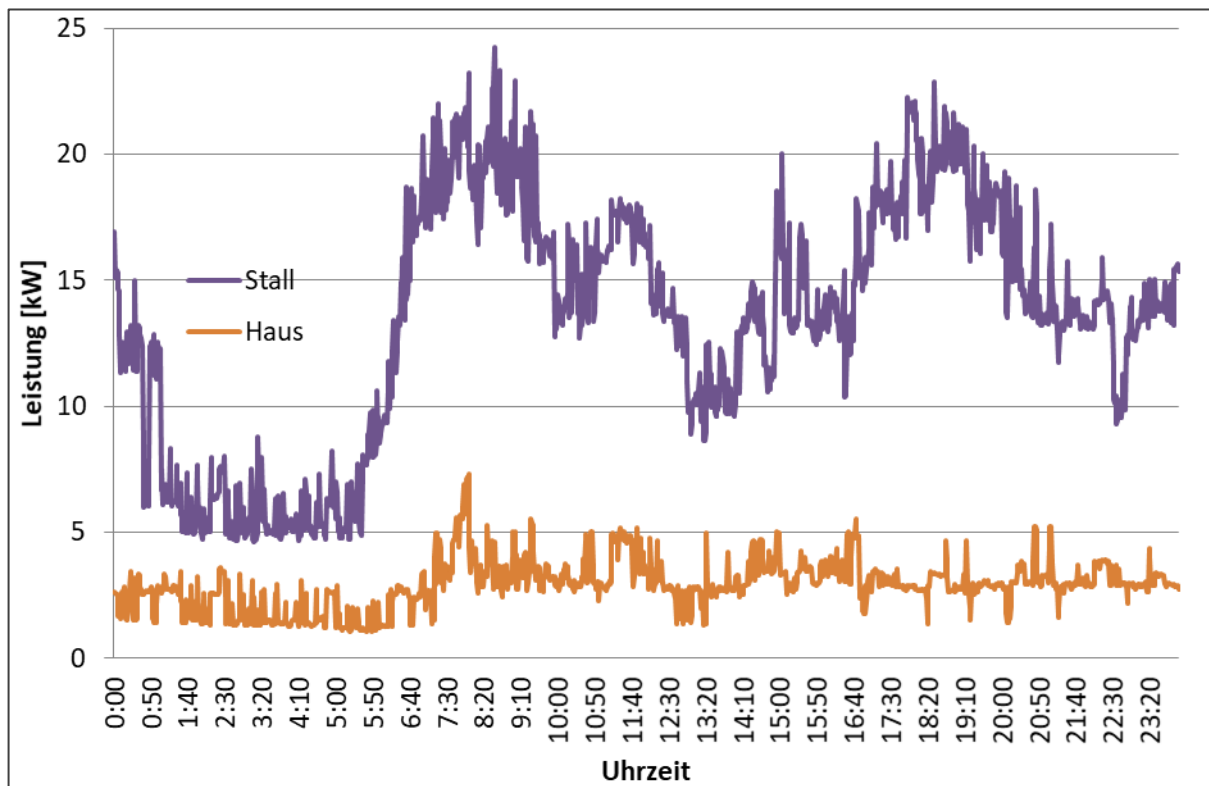


Abbildung 41: Minütliche summierte Maximalwerte (gestapelte Kurven) des Lastgangs bezogen auf die Tageszeit für den Stall und das Wohnhaus (18.06.19 – 08.09.19)

2.2.2.4 Eigenversorgungskonzepte

Bei der Auslegung des Eigenversorgungssystems werden zwei Pfade betrachtet. Zum einen die Orientierung der Stromproduktion an dem Bedarf des Landwirtschaftsbetriebs. Zum anderen die Orientierung am Bedarf des Gesamtbetriebs inklusive dem Eigenbedarf der Biogasanlage, wie sie aktuell betrieben wird.

2.2.2.4.1 Gesamtbetrieb

Bei der Deckung des Bedarfs des Gesamtbetriebs im aktuellen Zustand könnte mit den beiden bestehenden BHKW (min. Teillast 22,5 kW_{el.} bis inst. Leistung 75 kW_{el.}) weitergearbeitet werden. Durch diese betriebsweise würden aber große Mengen an überschüssigem Strom produziert, die eine Einspeisung notwendig machen würden.

Wird die monatlich maximal verbrauchte Wärmemenge als Auslegungsgröße herangezogen lässt sich das BHKW nur geringfügig verkleinern. Im Untersuchungszeitraum betrug die maximale benötigte inst. thermische Leistung 71 kW. Bei einer Auslegung auf einen Teil der Wärmemenge müsste ein Spitzenlastkessel installiert werden. Dabei könnte es sich auch um einen Biogas-Heizkessel handeln. Eine Vergrößerung des Gasspeichers ist nicht möglich. Dieser müsste mit einem Neubau erweitert werden. Auch Wärmespeicher oder eine saisonale Fahrweise kämen hier in Betracht. Der größte Wärmeabnehmer ist der Nachbar, der über eine Wärmeleitung versorgt wird. Wird dieser aus der Betrachtung ausgenommen passen Strom- und Wärmebedarf deutlich besser zueinander.

2.2.2.4.2 Landwirtschaft

Werden die Maximalwerte des Stromverbrauchs des Wohnhauses und des Stalles zusammengezählt werden 25 kW zu keinem Zeitpunkt überschritten. Orientiert sich die BHKW Leistung an diesem Wert können 30 kW (mit Eigenstrombedarf) als Leistung des BHKW angenommen werden. Dazu wäre ein neues BHKW nötig, um über den Teillastbereich eine sinnvolle Abdeckung des Leistungsspektrums zu erreichen. Die Stromspeicher würden in diesem Fall die Lastwechsel abpuffern. Kritisch ist auch hier der nächtliche Bedarf zu sehen, da eine typische Teillast von etwa 50% dies nicht abdecken könnte. Das BHKW müsste in der Nacht abgeschaltet und der Bedarf über Speicher abgedeckt werden.

Wird ein BHKW von 10 kW_{el.} angenommen (Orientierung am gemittelten Bedarf) müssen Stromspeicher für die Lastspitzen installiert werden. Der nächtliche Bedarf wäre immer noch zu niedrig, um über Teillast abgedeckt zu werden. Der Eigenstrombedarf der aktuellen BGA könnte so nicht mehr gedeckt werden.

Die PV-Anlage wird bei diesen Größenordnungen zur Deckung des Strombedarfs interessant. Auch die Alternative eines Erdgas- oder Pflanzenöl-BHKW bei Stilllegung der BGA wäre denkbar. Beide Varianten wären auf ihre Wirtschaftlichkeit hin zu prüfen.

Auch die Wärmeversorgung des bestehenden Fermenters (450 m³) sollte mit beachtet werden. Eventuell stellt ein BHKW dieser Größe nicht genug Wärme bereit. Insbesondere dann, wenn auf nachwachsende Rohstoffe zugunsten der Gülle verzichtet wird. Die Bestimmung des Eigenwärmebedarfsverlaufes wäre notwendig, um hierzu belastbare Aussagen treffen zu können. Eine Verkleinerung der BGA ist schwierig, da sie nur aus einem Fermenter besteht. Eine Verkleinerung des Fermenters oder ein Neubau wären wirtschaftlich zu prüfen. Biogasanlagen in diesen Größenordnungen sind allerdings aktuell am Markt nicht verfügbar. Bei der Auslegung auf 10 kW_{el.} ist davon auszugehen, dass die Verwertung eventueller Restwärme für den Nachbarn uninteressant wird. Für die Sommermonate sollte dann eine Wärmeverwertung geschaffen werden, z.B. Trocknung.

Die bei den Untersuchungen gefundenen Probleme, wie das Ungleichgewicht zwischen Substratmenge und Stromertrag, die BHKW-Ausfälle oder die Zeitabschnitte in denen mehr Wärme abgenommen als produziert wurde, sollten zu allererst behoben werden, bevor eine Änderung der Energieversorgung vorgenommen wird. Unabhängig von den geltenden gesetzlichen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen und ausgehend von der vorliegenden Situation ergeben sich die folgenden sinnvollen technischen Entwicklungspfade zur Erhöhung des Autarkiegrades:

- Wärmegeführte Fahrweise des bestehenden BHKW mit Überschussstromeinspeisung und Wärmeversorgung des Nachbarn.
- Stromgeführte Fahrweise mit gedrosseltem bestehenden BHKW mit Überschussstromeinspeisung. Deckung von Wärmespitzen über Spitzenlastkessel.
- Stromgeführte Fahrweise eines Mikro-BHKW mit Orientierung am optimierten Strombedarf bei Ausschluss des Nachbarn aus der Wärmeversorgung.

2.2.2.5 Ökonomische Betrachtungen

2.2.2.5.1 Ausfälle vom BHKW

Im Zeitraum von 01.01.2015 bis 01.10.2019 kam es zu regelmäßigen Ausfällen des BHKW. Diese verteilten sich gleichmäßig über den gesamten Tag, sodass anhand der Uhrzeit auf keine konkrete Ursache geschlossen werden konnte. Im Zeitraum von 2015 bis 2019 gab es vereinzelt Messausfälle. Diese beliefen sich zusammen gerechnet auf rund zwei Monate, in denen nicht gemessen wurde, ob eine Stromproduktion stattfand. So kann die reale Ausfallzeit des BHKW noch höher liegen. In der folgenden Abbildung ist zu sehen, dass bei der viertelstündigen Messung die Anzahl an Ausfällen auf 24 Stunden verteilt zwischen 285 und 347 liegt (vgl. Abbildung 42). Insgesamt gab es in dem Zeitraum 30.744 Ausfälle, was rund 320 Tagen entspricht. Umgerechnet auf ein Jahr bedeutet dies einen Ausfall von rund 66 Tagen bzw. eine Ausfallrate von 19 %.

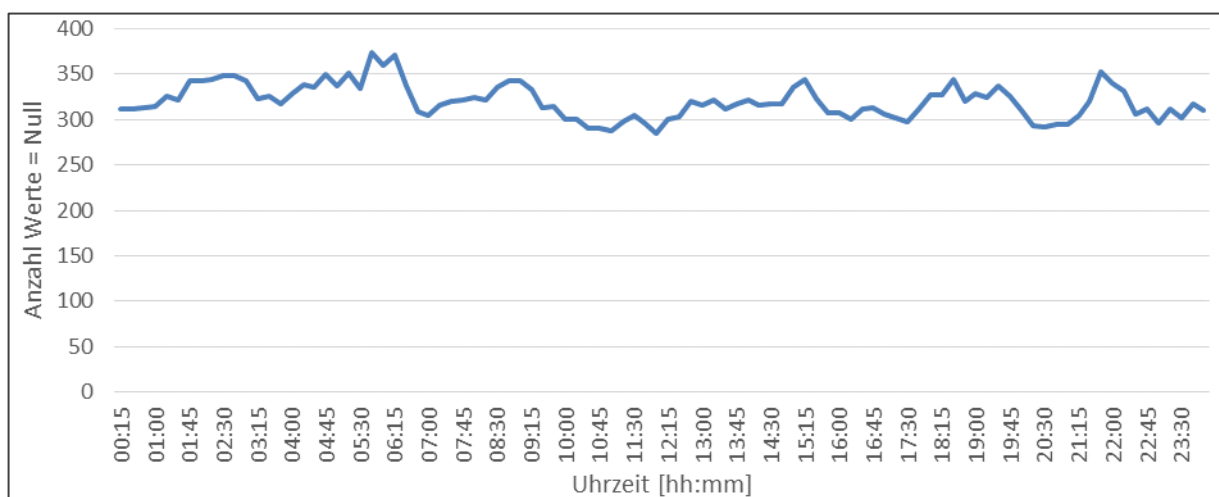


Abbildung 42: Anzahl an Ereignissen, in den kein Strom eingespeist wurde bezogen auf die Tageszeit (01.01.2015 – 01.10.2020; 15 min Intervall)

2.2.2.5.2 Batteriespeicherauslegung

Für die Batteriekosten wurden die Werte aus den Messungen im Versuchszeitraum genutzt. Da nicht alle Werte für ein Jahr vorlagen, wurden fehlende Werte anhand der gemessenen Werte eines Jahres berechnet.

Ausschlaggebend für die Dimensionierung des Akkus war der höchste Bedarf in einem Zeitraum, in dem der Strombedarf durch das BHKW nicht gedeckt werden konnte. Dabei wurde die PV-Anlage nicht berücksichtigt, da diese zwar genutzt werden kann, aber keine gesicherte Stromversorgung darstellt. Für den Zeitraum der Abschreibung wurden 8 Jahre gewählt, da nach dieser Zeit die Speicherkapazität des Akkus nachlassen kann und neue/ weitere Investitionen getätigt werden müssen.

Der höchste Strombedarf, der nicht durch das BHKW gedeckt wurde, lag bei 66,7 kWh. Dabei war dieser Zeitraum mit rund 6 Stunden nicht der längste Zeitraum, in dem eine Unterversorgung gemessen wurde. Der längste Zeitraum betrug 10 ½ Stunden. Hieraus ergab sich für einen autarken Betrieb eine Investitionssumme von 53.360 € (vgl. Tabelle 14). Diese Kosten beziehen sich auf den reinen Akku ohne Installationskosten oder Mess- und Steuertechnik.

Tabelle 14: Akkubedarf und -kosten

Akkuleistungsbedarf		
Bedarf Akkuleistung gesamt	kWh	5.464
Max Akkubedarf	kWh	66,7
Mittelwert Akkubedarf	kWh	9,0
Median Akkubedarf	kWh	5,9
Zeitlicher Akkubedarf		
Längster Zeitraum (Akkubedarf)	Minuten	630
Mittelwert Zeitraum (Akkubedarf)	Minuten	61
Median Zeitraum (Akkubedarf)	Minuten	45
Anzahl einer Unterversorgung		
Zyklen (Anzahl Unterversorgung)		1.336
Kosten		
Akkukosten	€/kWh	800,00
Zinssatz	%	4
Abschreibung		8
Akkukosten gesamt	€/kWh	53.360,00
Abschreibung Akku	€/a	7.925,45

2.2.2.5.3 Ökonomische Analysen

Kosten für Investition, Reparatur & Wartung und Betriebsstoffe

Für die Ermittlung der Kosten wurden drei Ansätze gewählt.

- Retrofit:** In einem Großteil der Biogasanlage wird noch einmal investiert, um eine sichere Nutzung für die nächsten 10 Jahren zu garantieren.
- Ohne Investition:** Nur die jährlichen Kosten von Reparatur, Wartung und Betriebsstoffen werden berücksichtigt. Zusätzlich wird davon ausgegangen, dass für weitere 10 Jahre in das BHKW investiert werden muss.
- Erhöhte Reparatur:** Im Gegensatz zu a) werden keine Neuinvestitionen getätigt. Dafür wird davon ausgegangen, dass für die kommenden 10 Jahre beim Weiterbetrieb der Anlage im Ist-Zustand höhere Reparatur- und Verbrauchskosten entstehen.

In den Produktionskosten sind Kosten für Versicherung, Umweltgutachten oder Beratungsgebühren nicht berücksichtigt.

2.2.2.5.4 Stromproduktionskosten

Bei der Kostenberechnung für die Stromproduktion wurde der Wert von 399.442 kWh festgelegt. Das Szenario „Erhöhte Reparaturkosten“ gilt aufgrund der geringen Investitionskosten und den wahrscheinlich steigenden Reparaturkosten als praxisnah.

Die Stromproduktionskosten teilen sich einmal in die Variante, in der die Wärmenutzung nicht berücksichtigt wird und einmal in eine Variante bei der die Genutzte Wärme mit 5 Cent/kWh vergütet wird. Dies spiegelt die aktuellen Kosten der Biogasanlage wider. Die gleichen Ansätze wurden für die Betrachtung eines autarken Betriebes gemacht. Zusätzlich wurden Kosten für Akku und Steuertechnik berücksichtigt. Hieraus ergeben sich beispielsweise Stromproduktionskosten bei keiner Wärmenutzung von 0,210 €/kWh_{el} (vgl. Tabelle 15). Dieses deckt nicht alle Kosten, die bei einem autarken Betrieb entstehen, ab. Dennoch sollen die Zahlen eine

erste Abschätzung ermöglichen, ob ein autarker Betrieb unter den aktuellen Bedingungen umsetzbar wäre. Insgesamt setzen sich die Stromproduktionskosten aus einer Vielzahl von Unterpunkten zusammen. Hieraus können sich größere Schwankungen ergeben, die alle einen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit haben.

Tabelle 15: Auflistung der Stromproduktionskosten für mehrere Szenarien mit bzw. ohne einer Investition zur autarken Stromversorgung. Dabei wird zwischen mit oder ohne Wärmevergütung unterschieden.

Substratkosten	€/a	29.947,62
Retrofitkosten	€/a	73.075,23
ohne Investition	€/a	47.976,68
Erhöhte Reparatur	€/a	53.798,61

Stromproduktionskosten aktuell ohne Akku- und Steuertechnikkosten		
Retrofit	€/kWh	0,258
ohne Investition	€/kWh	0,195
Erhöhte Reparatur	€/kWh	0,210
Stromproduktionskosten abzüglich Wärmenutzung aktuell ohne Akku- und Steuertechnikkosten		
Retrofit	€/kWh	0,246
ohne Investition	€/kWh	0,184
Erhöhte Reparatur	€/kWh	0,198

Stromproduktionskosten (Autark)		
Retrofit	€/kWh	0,279
ohne Investition	€/kWh	0,216
Erhöhte Reparatur	€/kWh	0,231
Stromproduktionskosten abzüglich Wärmenutzung (Autark)		
Retrofit	€/kWh	0,268
ohne Investition	€/kWh	0,205
Erhöhte Reparatur	€/kWh	0,219

Neben den genannten Kostenberechnungen wurde auch der Ansatz überprüft, ob sich eine Reduktion der teuren NawaRo-Substrate bzw. ein ausschließlicher Betrieb mit Gülle und Mist wirtschaftlich rechnet. Es hat sich gezeigt, dass die Stromentstehungskosten unter den oben genannten Annahmen nicht gesenkt werden. Grund ist die geringe Jahresstromproduktion und die im Verhältnis nur gering sinkenden laufenden Kosten der Biogasanlage.

2.2.2.5.5 Kosten Autarker Betrieb

Für die Gegenüberstellung wurden einzelne Posten wie Akku, kleineres BHKW und Messtechnik zu den reinen Stromproduktionskosten hinzu addiert. Dem wurden die jährlichen Rechnungen des Stromanbieters gegenüber gestellt. Nicht berücksichtigt wurden Installationskosten, Umbau, Stromverteilung, zusätzlicher Arbeits- und Wartungsbedarf sowie Langzeitwartungen an der BGA. Selbst mit der Wärmenutzung kann kein Plus erwirtschaftet werden. Zusätzlich sind die zuvor genannten Kostenpunkte noch nicht berücksichtigt. Die Wärmenutzung wird in der Rechnung mit 1,3 Cent/kWh angesetzt, da nur die Eigennutzung von Wärme aktuell zur Kostensenkung am Betrieb beiträgt. Die abgegebene Wärme wird derzeit nur über den KWK-Bonus verrechnet und ist somit nach Ablauf der EEG-Vergütung nicht mehr vorhanden. Sobald für die abgegebene Wärme Einnahmen erzielt werden, hat dies Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit. Bei keiner Vergütung der Wärme entstehen durch den autarken Betrieb Kosten von mindestens 1.068,14 € (vgl. Tabelle 16).

Insgesamt ist für den Betrieb unter den aktuellen Bedingungen keine autarke Stromversorgung zu empfehlen.

Tabelle 16: Kostenvergleich eines Autarken Betriebes gegen den aktuellen Stromzukauf mit und ohne einer wirtschaftlichen Wärmeverwertung.

mit Wärme		
Verbrauch nach Messungen	kWh	82.754
Jahreskosten (Rechnung)	€	18.034,53
Jahreskosten mit Eigenproduktion	€	18.153,57
Einsparung	€	-119,04

ohne Wärme		
Verbrauch nach Messungen	kWh	82.754
Jahreskosten (Rechnung)	€	18.034,53
Jahreskosten mit Eigenproduktion	€	19.102,67
Einsparung	€	-1.068,14

2.2.2.5.6 Bilanzielle Stromversorgung

Bei einer bilanziellen Stromversorgung ist es das Ziel, möglichst dem Bedarf angepasst Strom zu produzieren. Allerdings ist der Betrieb weiterhin an das öffentliche Stromnetz angeschlossen und kann den Fehlbedarf über dieses decken. Das hat den Vorteil, dass man das Risiko eines Stromausfalles minimiert und zusätzlich in keine Technik zur Autarkie wie beispielsweise Akkus investieren muss. Schritte wie eine Optimierung des Energiebedarfs und Verbrauchs des Betriebes, wie auch eine Steuertechnik sind dennoch nötig. Auch die Investition in ein neues, meist kleineres BHKW ist sinnvoll. Allerdings gilt bei dieser Art der Stromnutzung nicht unbedingt eine Befreiung von der EEG-Umlage, sodass diese berücksichtigt werden muss.

Ohne eine Installation von Akkus kann sich der Betrieb zu rund 30 % mit Strom, bei einer Nutzung eines BHKW, das eine Leistung zwischen 14-40 kW abfahren kann, selbst versorgen. Unter den aktuellen Bedingungen wird bei einer Installation eines BHKW mit einer Leistungsspanne von 5,25-15 kW eine Stromeigenbedarfsdeckung von 86 % erreicht. Bei einem geringen Strombedarf, den das BHKW nicht abdeckt, wird Strom vom bisherigen Stromlieferant zugekauft. Überschüsse, die ins Stromnetz abgegeben werden, werden mit 3 Cent/kWh vergütet. Für die bilanzielle Eigenversorgung muss zu dem verbrauchten Strom des landwirtschaftlichen Betriebes der Strombedarf der Biogasanlage hinzu addiert werden. Zusätzlich fällt die EEG-Umlage an, die aktuell je nach EEG-Vergütung unterschiedlich hoch ist. Ausgehend von der aktuellen EEG-Umlage von 6,76 Cent/kWh ergeben sich bei einer 40 % EEG-Umlage Mehrkosten von 2,7 Cent/kWh und bei 100 % EEG-Umlage folglich 6,76 Cent/kWh. Hieraus ergeben sich für den Betrieb folgende Varianten bei einer bilanziellen Eigenversorgung und der jeweiligen EEG-Umlagebelastung. Hieraus resultieren für den Betrieb bei einer bilanziellen Eigenversorgung keine wirtschaftliche Gewinne (vgl. Tabelle 17).

Tabelle 17: Bilanzielle Stromversorgung unter Berücksichtigung unterschiedlicher EEG-Umlagebesteuerung mit BHKW-Leistung 15-5,25 kW

	Produktionskosten	Stromkaufpreis	
ohne EEG-Umlage	0,220 €/kWh	0,218 €/kWh	
+ 40 % EEG-Umlage	0,247 €/kWh		
+ 100 % EEG-Umlage	0,288 €/kWh		
	Produktionskosten	Kaufpreis	Differenz
ohne EEG-Umlage	20.295,22 €	18.040,37 €	-2.254,84 €
40% EEG-Umlage	22.532,88 €	18.040,37 €	-4.492,51 €
100% EEG-Umlage	25.889,39 €	18.040,37 €	-7.849,01 €

Der aktuelle diskontinuierliche Betrieb des BHKW führt zu gesteigerten Produktionskosten, die bei einem störungsfreien Betrieb sinken. Weiteres Potential für einen wirtschaftlichen Betrieb liegt in einer Inwertsetzung der Wärme, sowie einer Optimierung der Substratkosten.

Bei den gezeigten Kostenrechnungen sind zusätzliche Techniken wie Akkus oder auch Power-to-heat nicht inbegriffen. Diese können den Eigenversorgungsgrad erhöhen bzw. Überschüsse abfangen. Diese erhöhen aber zugleich die Produktionskosten.

2.2.2.6 Strombedarf je Tierplatz und Jahr

Der **Strombedarf** von Stall bzw. im landwirtschaftlichen Bereich beträgt rund 31.084 kWh pro Jahr. Das bedeutet, bei 110 GV wird **282,6 kWh/GV*a** an Strom benötigt. Dieser Wert liegt nach den Untersuchungen von NEIBER (2014 und 2020) genau im Durchschnitt. Der Verbrauch von Betrieben mit mehr als 100 Tieren wird zwischen 68 – 430 kWh/Milchkuh und Jahr angegeben. Dabei liegt der Mittelwert bei 277 kWh/Tier*a.

2.2.3 Betrieb 75 kW Legehennen

2.2.3.1 Landwirtschaftsbetrieb

Der Landwirtschaftsbetrieb besteht aus vier Unternehmen:

- LW Legehennenhaltung und Grünland
- Eiervermarktung
- Photovoltaik (30 kWp, Installation 2008)
- Biogasanlage

Die Landwirtschaft ist eine GbR mit etwa 7.500 Legehennen an mehreren Standorten. Der Hof verfügt über zwei Wohnhäuser (insg. 400 m² Wohnfläche) mit angrenzendem Legehennenstall (Stall oben) und Eiersortierung. Es gibt einen weiteren Legehennenstall (Stall unten) etwa 150 m von der Hofstelle entfernt, auf dessen Dach eine PV-Anlage installiert ist. An diesem Standort befindet sich auch die Biogasanlage. Der Landwirtschaftsbetrieb bewirtschaftet 30 ha Grünland (davon 24 ha gepachtet). Zudem werden noch 3 ha an Mais bzw. GPS zugekauft, im Tausch gegen den Gärrest der BGA. Der Gesamtstromverbrauch liegt bei 145.417 kWh im Jahr. Es werden etwa 15.000 l Diesel pro Jahr für die Bewirtschaftung benötigt.

2.2.3.2 Biogasanlage

Die Biogasanlage wurde 2002 in Betrieb genommen und ist nach Baurecht genehmigt. Der produzierte Strom wird nach EEG 2006 mit Gülle-, Nawaro- und KWK-Bonus (2 Cent/kWh) vergütet. Es wird nur der Überschussstrom eingespeist. Die BGA besteht aus einem thermophilen Fermenter (450 m³ davon 350 m³ Arbeitsvolumen), einem Nachgärer (450 m³) und einem Gärrestlager (600 m³) sowie den dazugehörigen Fahrsilos. Fermenter und Nachgärer sind in Unterflurbauweise mit Betondecke ausgeführt und teilweise mit einer Maschinenhalle mit integriertem ehemaligem BHKW-Raum überbaut. Gerührt wird mit einem Schrägachsrührwerk. Die Subtratzufuhr erfolgt über eine Pumpe aus der Vorrube mit Füllstandsensoren und einen Feststoffdosierer mit Wiegeeinheit. Beim Gasspeicher handelt es sich um einen externen Foliengasspeicher mit 80 m³ der in der Maschinenhalle über dem ehemaligen BHKW-Raum untergebracht ist. Es sind drei BHKW vorhanden. Das Älteste mit 30 kW_{el.}, das Mittlere mit 45 kW_{el.} und das am 09.12.2011 installierte mit 75 kW_{el.} installierter Leistung. Betrieben wird ausschließlich das 75 kW_{el.} BHKW bei einem elektrischen Wirkungsgrad von 36 %. Das 30 kW BHKW ist als Gasfackel zugelassen.

Die Anlage verfügt über ein Wärmenetz, das zwei Wohnhäuser und den Hühnerstall an der BGA mit Heizwärme und Warmwasser versorgt. Hierüber wurden etwa 247.730 kWh Wärme im Untersuchungszeitraum verwertet. Die Wohnhäuser und der Stall werden getrennt erfasst. Der Stall am Wohnhaus wird nicht mit Wärme versorgt. Der Eigenwärmebedarf der BGA wird nicht gemessen.

Es wurden im Untersuchungszeitraum 1.646 t Substrat genutzt, davon entfällt der größte Massenanteil auf Grassilage (549 t/a) und Rindergülle vom Nachbarn (491 t/a) (Tabelle 18). Die Substrate werden nach Masse bemessen dem Fermenter zugeführt. Für HTK gelingt dies recht gleichmäßig (Abbildung 43). Die Rindergülle und Grassilage weisen etwas höhere Schwankungen auf. Bei gleichbleibender Silagequalität sollte dies vermieden werden. Zudem kommen diverse Substrate in kleineren Mengen zum Einsatz, die sich über den Zeitverlauf oft abwechseln.

Etwa die Hälfte der eingesetzten Massen der Substrate sind Rindergülle und HTK (Abbildung 44). Bei dem zu erwartenden Methanertrag spielen diese Substrate nur eine untergeordnete Rolle. Hier dominiert die Grassilage ergänzt mit Maissilage und GPS (Abbildung 45). Der zu erwartende Stromertrag ist relativ konstant und bewegt sich meist zwischen 29.000 und 33.000 kWh/Monat. Der Juli 2019 reißt hier nach oben hin etwas aus, aufgrund der Feuchtmalszugabe.

Tabelle 18: Angaben zum Landwirtschaftsbetrieb und zur Biogasanlage

Betriebsart		Legehennen	
Anzahl Tiere		7.500	
Acker ha (davon eigene ha)	ha	3 (0)	
Grünland ha (davon eigene ha)	ha	30 (24)	
Rechtliche Betriebsform BGA		Gehört zum LW-Betrieb	
Rechtliche Betriebsform LW		GbR	
Leistung BHKW 1	kWh _{el.}	30	Inbetriebnahme 2002
Leistung BHKW 2	kWh _{el.}	75	Inbetriebnahme 2004
Bemessungsleistung	kWh _{el.}	75	Inbetriebnahme 2016
Wärmenutzung		Beheizung Wohnhaus und Stall, Warmwasser	
Substrat gesamt	t/a	1.645,53	
Maissilage	t/a	152,1	
GPS	t/a	16,8	
Grassilage	t/a	549,4	
Gülle	t/a	491,23	
HTK	t/a	345,6	
Feuchtmais	t/a	37,7	
Gras	t/a	27,1	
Sonstige	t/a	25,6	
Stromverbrauch	kWh/a	145.417	
Wärmeverbrauch	kWh/a	247.730	
Kraftstoffverbrauch	l/a	15.000	

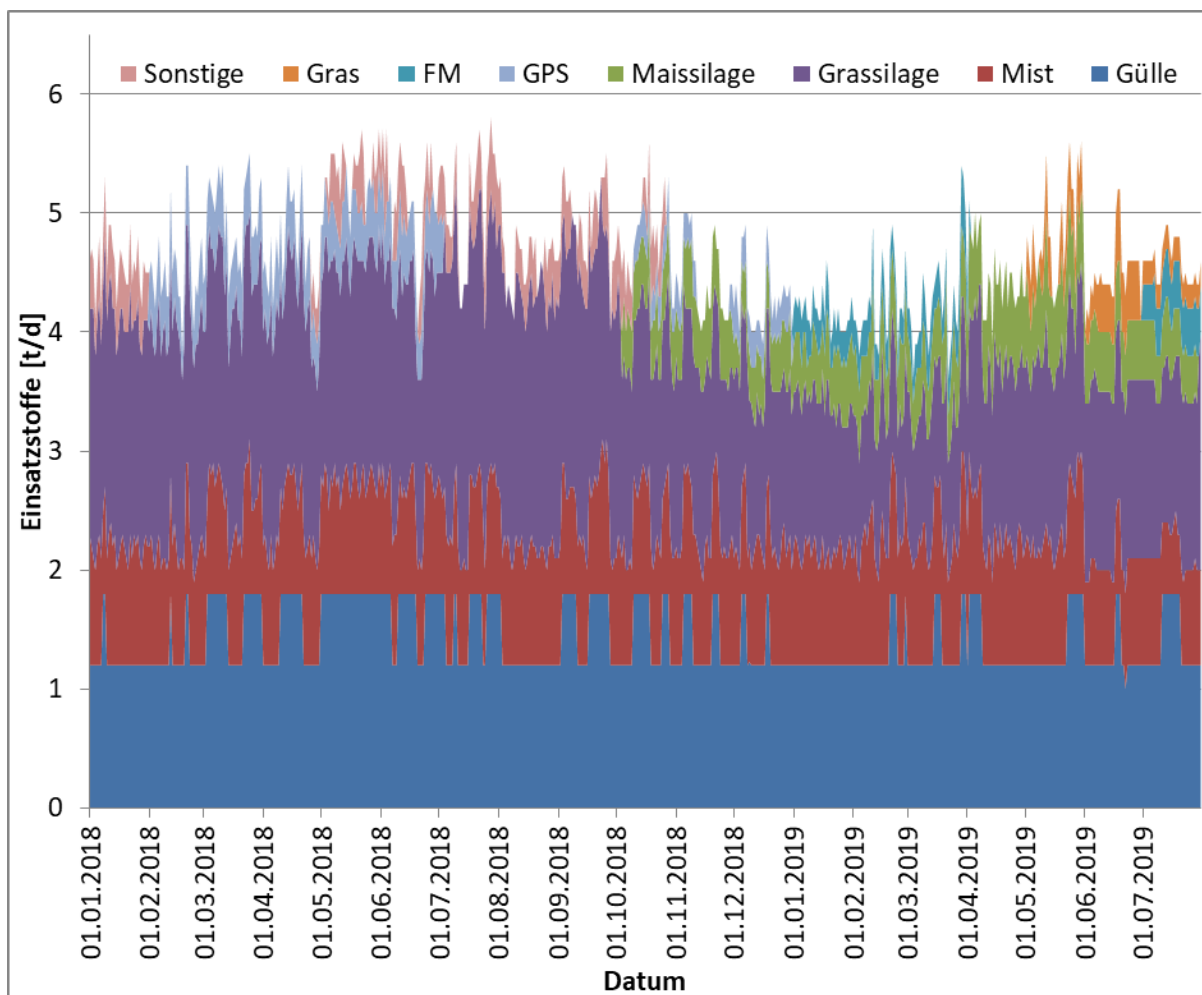


Abbildung 43: Die Anteile der täglichen Einsatzstoffe an der Substratration

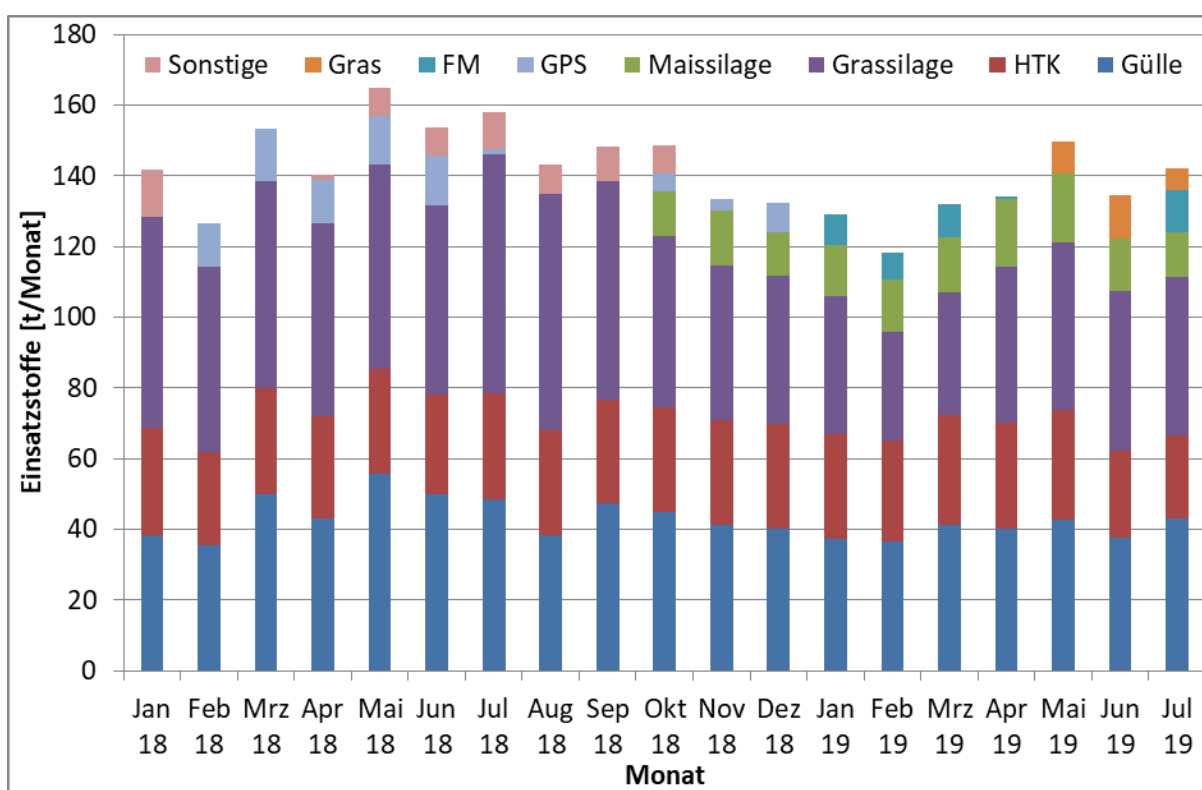


Abbildung 44: Die Anteile der Einsatzstoffe an der Substratration pro Monat

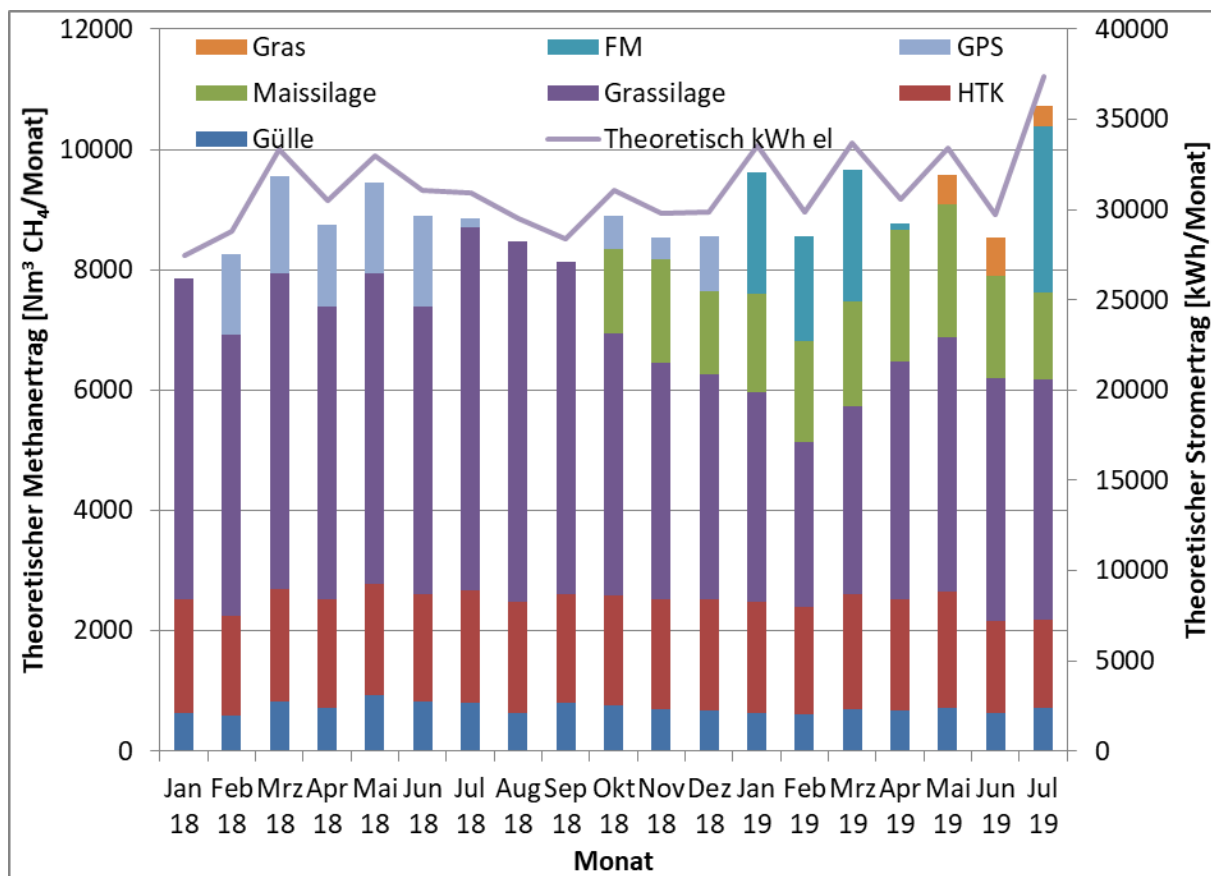


Abbildung 45: Theoretischer Methanertrag der eingesetzten Substrate pro Monat

Substratkosten und Menge

Für die Ermittlung der Substratkosten wurden Durchschnittliche Kosten der einzelnen Komponenten angenommen. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass die Preise je nach Region und Qualität des Substrates schwanken. Zusätzlich wurden die Betreiber nach ihren Kosten befragt und deren Angaben in die Kostenermittlung mit einbezogen (vgl. Tabelle 19).

Tabelle 19: Substratkosten und Menge pro Jahr

	t FM	€/t FM	€/a
Mais	152,1	36,37	5.532,09
Feuchtmals	37,7	150,00	5.655,00
GPS	16,8	34,00	571,20
Grassilage	549,4	29,88	16.416,07
Gras	27,1	29,88	809,75
Gülle	491,2	0	0,00
Mist	345,6	0	0,00
Summe			28.984,11

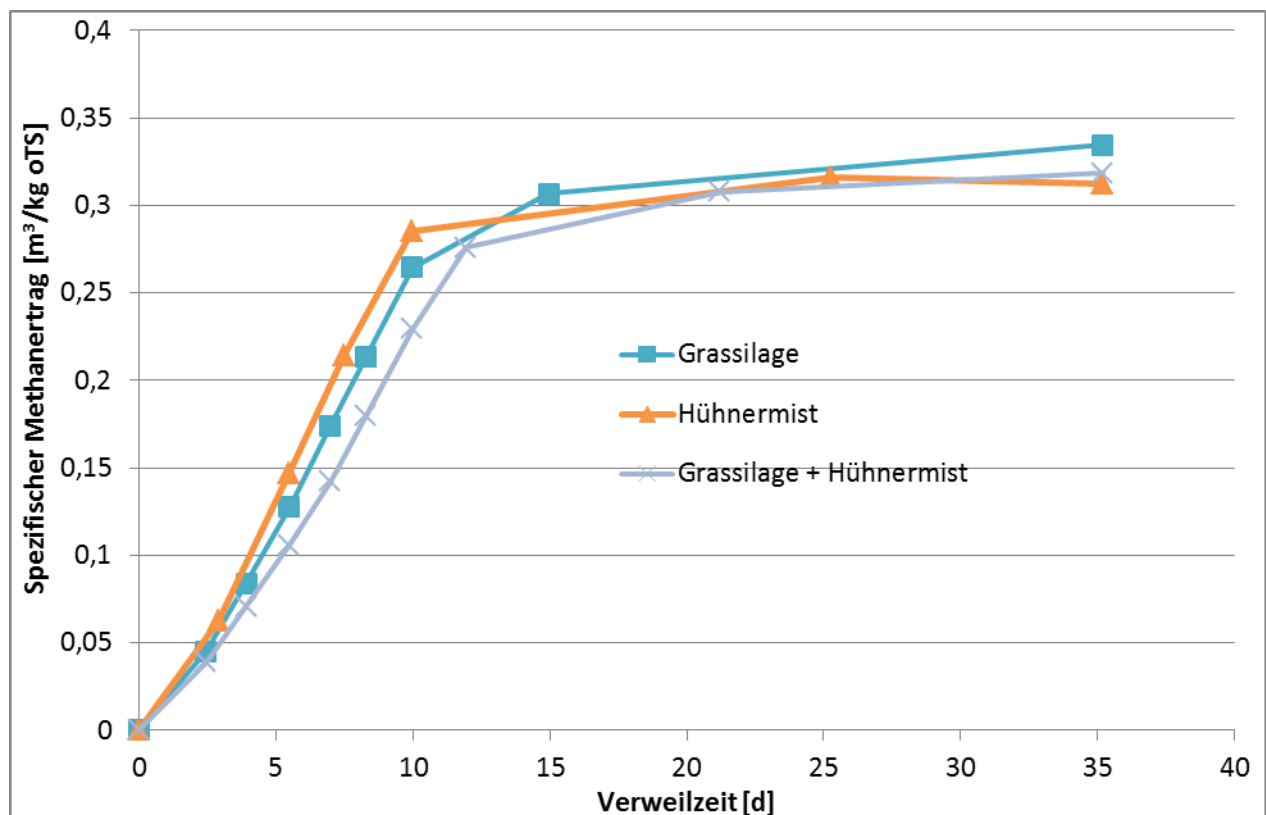
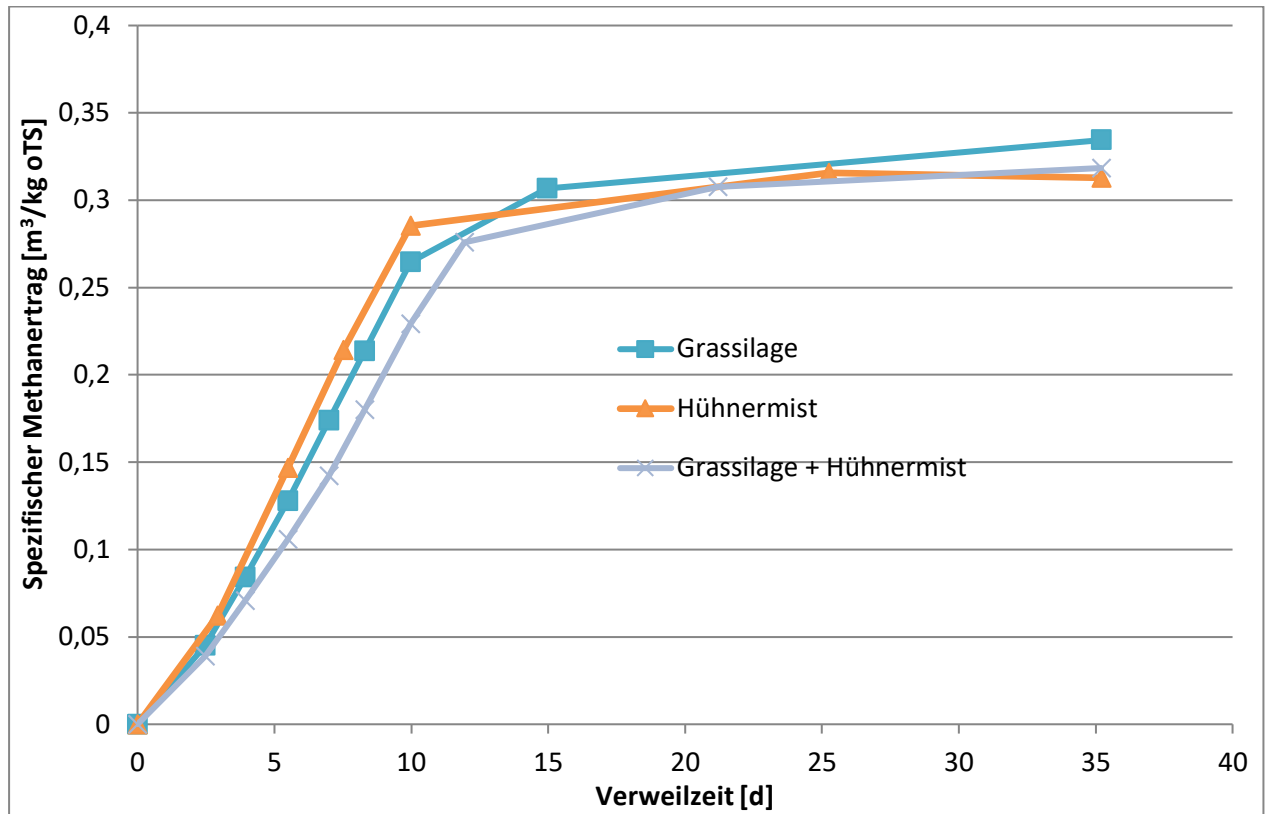


Abbildung 46: Summierter spezifischer Norm-Methanertrag (Mittelwert aus drei Wiederholungen) der Substrate Grassilage (15.01.2019), Hühnermist (15.01.2019) und Mischung Grassilage Hühnermist (09.04.2019)

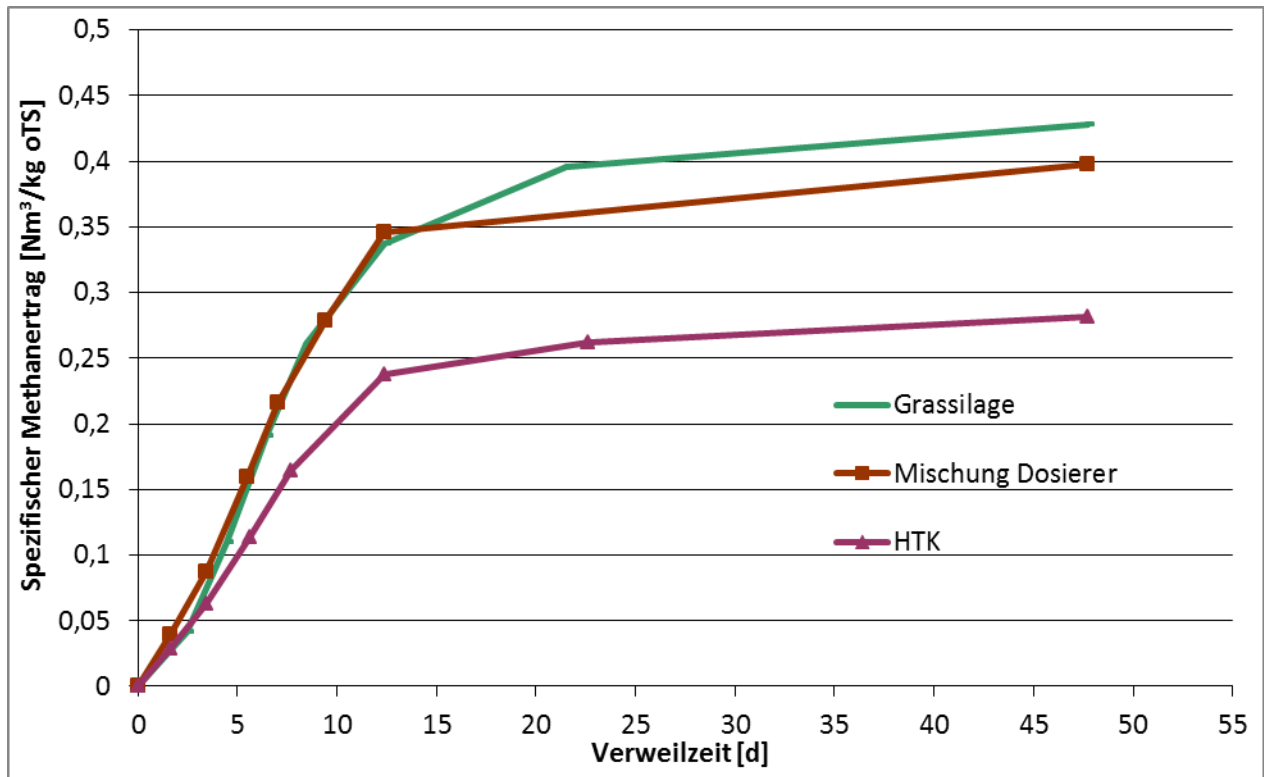


Abbildung 47: Summierter spezifischer Norm-Methanertrag (Mittelwert aus drei Wiederholungen) der Substrate Grassilage (06.08.2019), Hühnertrockenkot (06.08.2019) und Mischung Feststoffdosierer (06.08.2019)

2.2.3.3 Ergebnisse der Messphase

2.2.3.3.1 Jahresbilanz

Die Bilanz über den Untersuchungszeitraum von 378 Tagen (04.09.18 – 17.09.19) zeigt, dass die BGA 3,1-mal so viel Strom produziert, wie der Betrieb benötigt. Bezogen auf den Strombedarf des Betriebes (ohne Eigenstrombedarf der BGA) sind es sogar 5,8-mal so viel. Der erzeugte Strom der PV-Anlage entspricht 24 % des Gesamtbedarfs bzw. 44 % des Bedarfs der Betriebszweige Landwirtschaft und Wohnen (Abbildung 48).

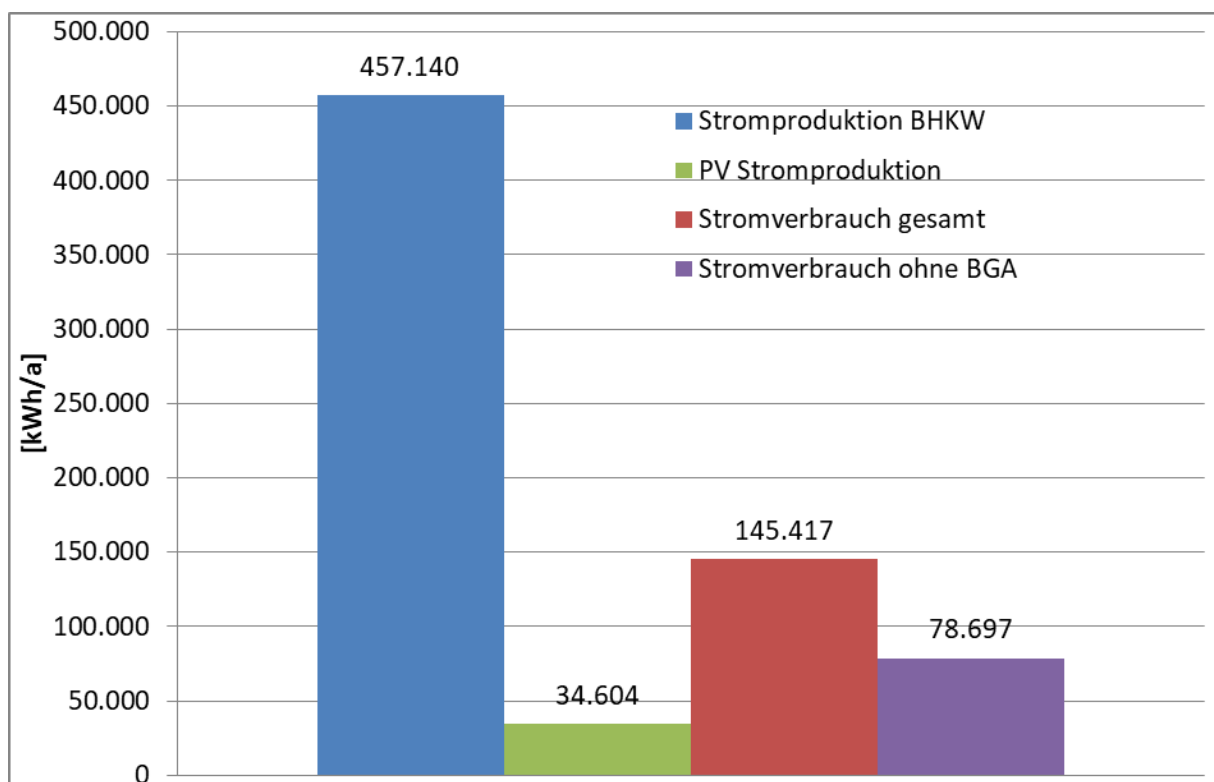


Abbildung 48: Stromproduktion und -verbrauch im Untersuchungszeitraum

Bei Betrachtung der Betriebszweige zeigt sich der hohe Anteil des Eigenstrombedarfs der BGA am Gesamtstrombedarf von etwa 46 %. Durch Einsatz von HTK findet ein hoher Sandeintrag in den Fermenter statt, so dass es zu Sinkschichtbildung kommt. Um diesen Effekt abzumildern wird intensiv gerührt. Dadurch liegt der Eigenstrombedarf der BGA bei 15 %. Der im Untersuchungszeitraum eigentlich zu deckende Strombedarf vom Landwirtschaftsbetrieb und dem Wohnhaus liegt bei 78.697 kWh. Ungewöhnlich hoch erscheint der Stromverbrauch des Wohnhauses mit 48.137 kWh. Da es sich hier um einen bilanziellen Rest handelt, ist es möglich, dass dieser Wert niedriger liegt, zudem basiert dieser Wert auf Tagesdurchschnittswerten der Intensivmessphase, da für den gesamten Untersuchungszeitraum keine getrennte Erfassung möglich war (Abbildung 49).

Trotz der Ausnutzung der möglichen Betriebsstunden von 91 % ist die Ausnutzung der möglichen Vollaststunden des BHKW bei nur 69 %. Dies kommt durch eine hohe Anzahl an Teillaststunden aber auch durch BHKW-Stopps zu Stande. Die theoretisch benötigte Leistung des BHKW zur Produktion der Strommenge beträgt 57 kW (Tabelle 20). Bemerkenswert ist der hohe Autarkiegrad von 91 % und der damit verbundene geringe Strombezug von 13.158 kWh.

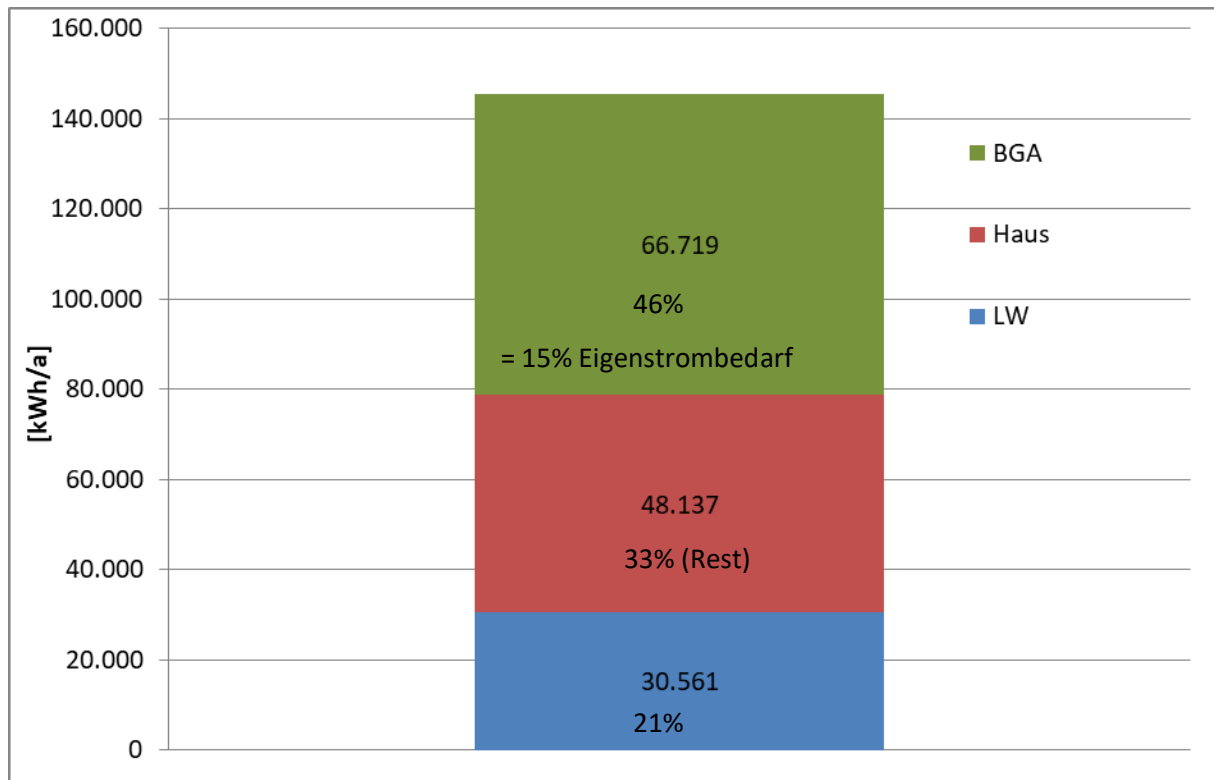


Abbildung 49: Aufteilung des Gesamtstrombedarfs auf die Betriebszweige (Angaben basieren auf Tagesdurchschnittswerten der Intensivmessphase)

Im Untersuchungszeitraum wurden 550.771 kWh Wärme produziert (abgeleitet aus Stromproduktion und Stromkennzahl des BHKW). Es wurde ein Eigenwärmebedarf der BGA von 15 % angenommen, da dieser nicht über Zähler erfasst wird. Wird dieser von der produzierten Wärme abgezogen, erhält man die verfügbare Wärme. Diese wurde zu 53 % genutzt (Abbildung 50). Bei einem Inselbetrieb, der stromgeführt betrieben wird, wäre, bei einer Anpassung der elektrischen Leistung des BHKW an den Bedarf des Landwirtschaftsbetriebes, die ausreichende Versorgung mit Wärme zu überprüfen. Eventuell ist die Nachrüstung eines Warmwasserspeichers, zusätzlich zu den im Wohnhaus vorhandenen, notwendig.

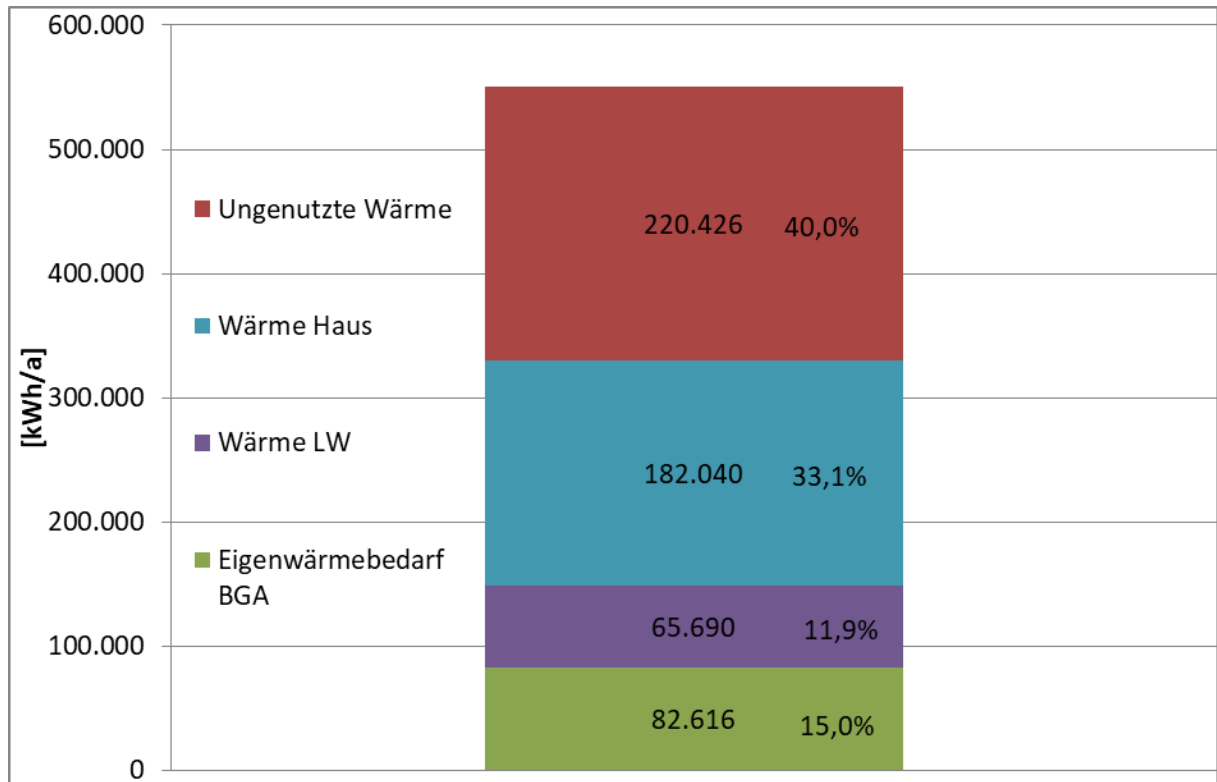


Abbildung 50: Nutzung der BHKW-Abwärme (Wärmeproduktion über Stromkennzahl berechnet. Eigenwärmebedarf der BGA mit 15% geschätzt)

Tabelle 20: Kennzahlen der Jahresbilanz

Bezugszeitraum	d	368
Inst. el. Leistung	kW _{el.}	75
Inst. therm. Leistung	kW _{th.}	90
Stromkennzahl		0,83
Stromproduktion	kWh	457.140
Stromverbrauch gesamt	kWh	145.417
Stromverbrauch LW	kWh	30.561
Stromverbrauch Haus	kWh	48.137
Stromverbrauch Metzgerei	kWh	
Eigenstrombedarf BGA	kWh	66.719
Eigenstrombedarf BGA	%	15
Stromverbrauch ohne BGA	kWh	78.697
Anteil BGA am Stromverbrauch	%	46
Strombezug	kWh	13.158
Eigenverbrauch (Stromproduktion BHKW - Einspeisung)	kWh	132.259
Anteil Eigenverbrauch am Gesamtverbrauch	%	91
durchschnittl. Leistung BHKW	kW	57
Theoret. Betriebsstunden	h	8.832
Betriebsstunden BHKW	h	8.072
Volllaststunden	h	6.095,2
Ausnutzung möglicher Betriebsstunden	%	91
Ausnutzung möglicher Volllaststunden	%	69
Produzierte Wärme	kWh	550.771
Verfügbare Wärme	kWh	468.155
genutzte Wärme	kWh	247.730
Nutzung verfügbarer Wärme	%	53
Wärme LW	kWh	65.690
Wärme Haus	kWh	182.040
Wärmelieferung	kWh	
Trocknung	kWh	
Ungenutzte Wärme	kWh	220.426
Inst. Leistung PV	kW _p	30
PV Stromproduktion	kWh	34.604

2.2.3.3.2 Monatsverlauf Betriebszweige

Durch die in etwa monatlichen Zählerablesungen in Untersuchungszeitraum lassen sich die produzierten Mengen an Strom und Wärme dem Verbrauch gegenüberstellen. Die produzierte Menge an Strom des BHKW lag in allen betrachteten Abschnitten über dem Gesamtverbrauch des Betriebes. Der PV-Strom reicht in der Regel nicht zur Deckung des Strombedarfs aus (Abbildung 51).

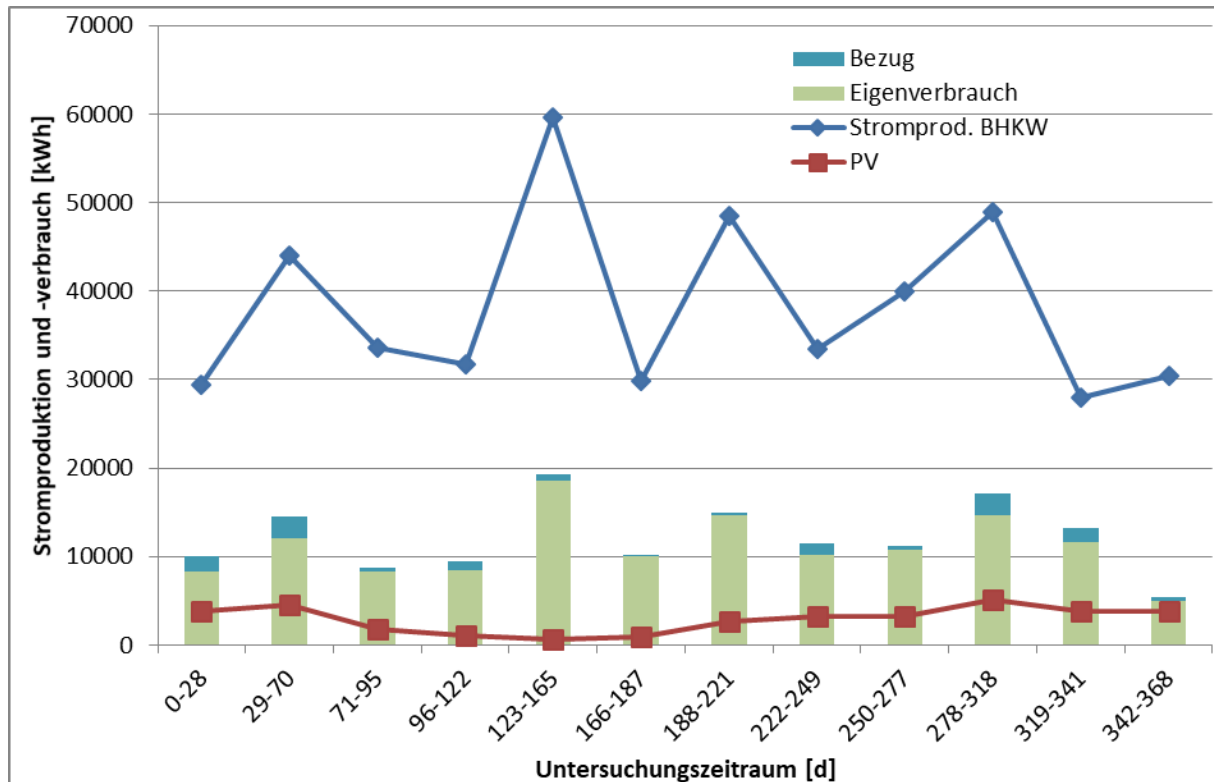


Abbildung 51: Verlauf der Stromproduktion und der Stromnutzung im Untersuchungszeitraum (03.08.18-06.08.19)

Der Verlauf der Wärmeproduktion mittels BHKW zeigt, dass in allen untersuchten Zeitabschnitten die Wärmeproduktion höher als der Wärmebedarf war (Abbildung 52). Die Sommermonate August 2018 (0-28 d), Juni 2019 (319-341 d) und Juli 2019 (342-368 d) bieten einen Wärmeüberschuss, der weitere Nutzungen, wie z.B. Trocknung, ermöglichen würde.

Bei Bildung der Faktoren aus Produktion und Verbrauch zeigt sich, dass die Wärme eher der limitierende Faktor ist. Während in etwa 3-mal so viel Strom produziert wie verbraucht wurde, sind die Differenzen bei der Wärme deutlich geringer (Abbildung 53). Zur Stromversorgung, bezogen auf den Abschnitt es Untersuchungszeitraums mit dem geringsten Faktor (2,11), könnte die Leistung des BHKW etwa halbiert werden. Unter der Annahme, dass ausschließlich das BHKW zur Wärmeversorgung genutzt werden soll, könnte, bei aktueller Wärmenutzung, gerade einmal eine Reduktion der installierten Leistung um etwa 20 % erfolgen, ohne eine Zusatzheizung installieren zu müssen. Lediglich im Zeitabschnitt 319 bis 341 (entspricht in etwa Juni) war der Stromfaktor kleiner als der Wärmefaktor und damit die Stromproduktion limitierend.

Da der am Wohnhaus gelegene Stall oben noch nicht in die Wärmeversorgung integriert ist, fällt die Möglichkeit der Reduktion vermutlich noch geringer aus. Dieser sollte bei der Auslegung berücksichtigt werden. Alternativ könnte die Wärmespeicherung ausgebaut werden. Aktuell sind 5 m³ Warmwasserspeicher, zur Beheizung der Wohnhäuser installiert. Diese werden bei etwa 52°C betrieben. Eine Erhöhung der Speichertemperatur, wie auch ein Zubau an Speichern z.B. zur Beheizung der Ställe wäre denkbar.

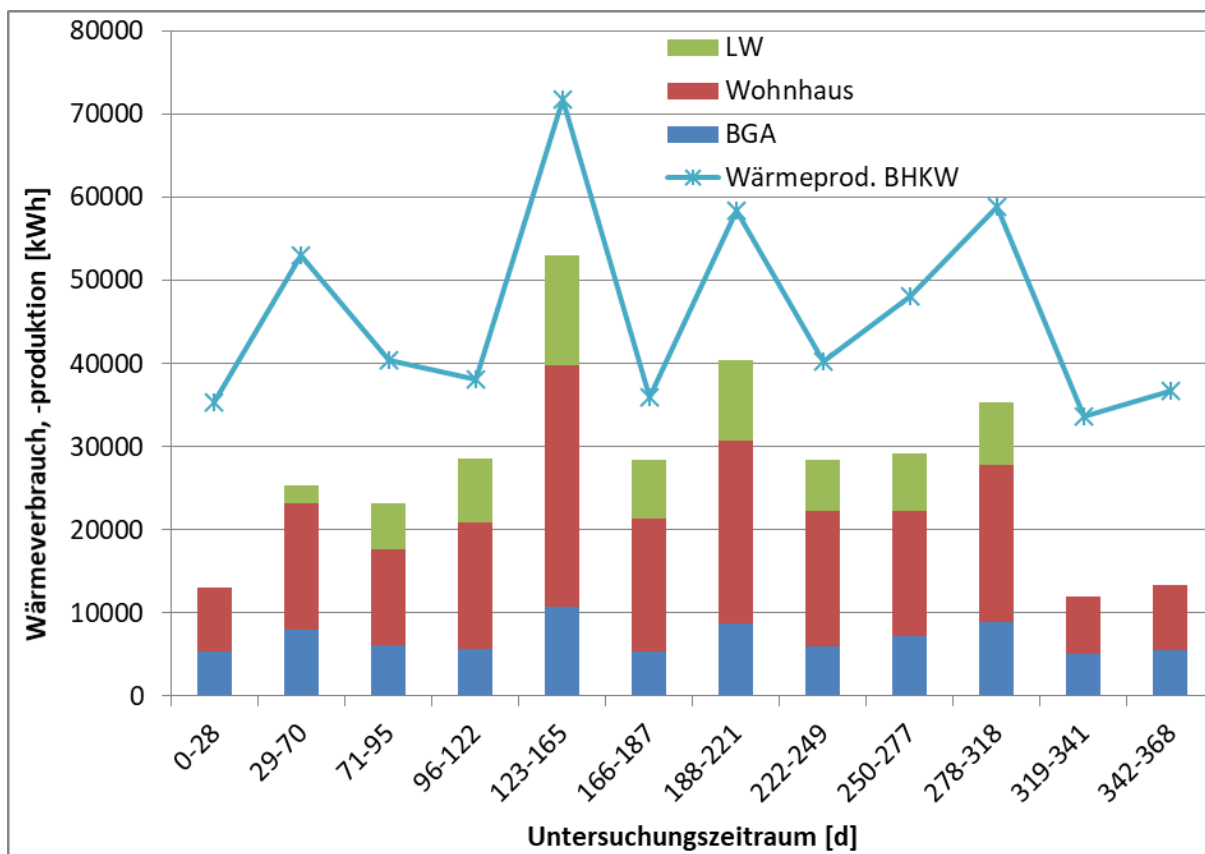


Abbildung 52: Verlauf der Wärme-Produktion und der Wärmenutzung im Untersuchungszeitraum (03.08.18-06.08.19)

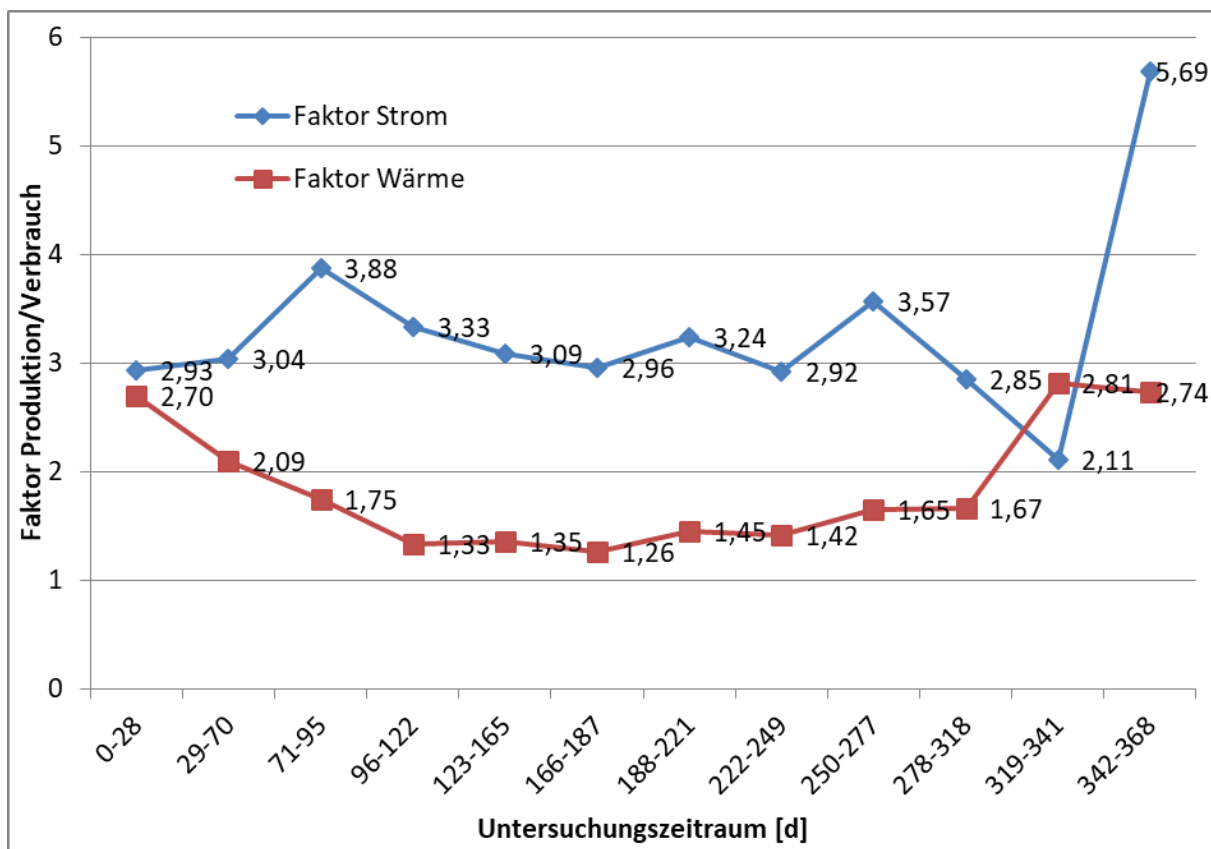


Abbildung 53: Faktoren der Produktion und Verbrauchs von Strom und Wärme bezogen auf die Abschnitte des Untersuchungszeitraums

2.2.3.3.3 Lastgänge

2.2.3.3.3.1 Stromproduktion

Der erzeugte Strom der Biogasanlage wird vorrangig selbst genutzt und nur der Überschussstrom eingespeist. Die PV-Anlage speist vollständig ins Netz ein. Die Aufzeichnungen des Netzbetreibers im 15 Minutentakt liegen nicht vor. Die Lastanganalyse bezieht sich nur auf die Daten aus der SPS-Steuerung der zusätzlich installierten Stromzähler (Intensivmessphase).

Der Füllstand des Gasspeichers wird über einen Sensor gemessen. Dieser ist mit dem BHKW-gekoppelt und regelt den BHKW-Betrieb. Trotzdem zeigt der Lastgang des BHKW sehr häufige Ausfälle und Laststufenwechsel (Abbildung 54). Bei Betrachtung eines zufällig ausgewählten Zeitraums von vier Wochen wird besonders deutlich, dass das BHKW mehrmals am Tag den Betrieb stoppt, obwohl es schon auf 55 kW runtergeregelt war (Abbildung 55). Grund ist der zu geringe Füllstand des Gasspeichers (Abbildung 56), bzw. die zu geringe Gasproduktion. Diese ist auf prozessbiologische Störungen zurückzuführen (Anhang Analysen). Aber auch das geringe Volumen des Gasspeichers macht es schwer einen konstanten BHKW-Betrieb zu erreichen. Die Start/Stopp-Fahrweise erhöht den Verschleiß des BHKW und sollte unterbunden werden. Ein niedrigerer Teillastbetrieb könnte hier Abhilfe schaffen, solange die Gasproduktion so niedrig ist. Die Schwellenwerte für den Start und Stopp des BHKW (Füllstand Gasspeicher) könnten ebenso angepasst werden, um die Anzahl an Stopps zu verringern. Da es sich um eine kontinuierliche Füllstandsmessung handelt wäre sogar eine stufenweise Anpassung der BHKW-Leistung an den Gasspeicherfüllstand denkbar. Dies würde sich auch positiv auf die Menge des Bezugsstroms und damit auf den Autarkiegrad auswirken. Ein Zubau an Gasspeicher und ein stabiler Fermentationsprozess sind aber für einen stabilen Anlagenbetrieb unerlässlich.

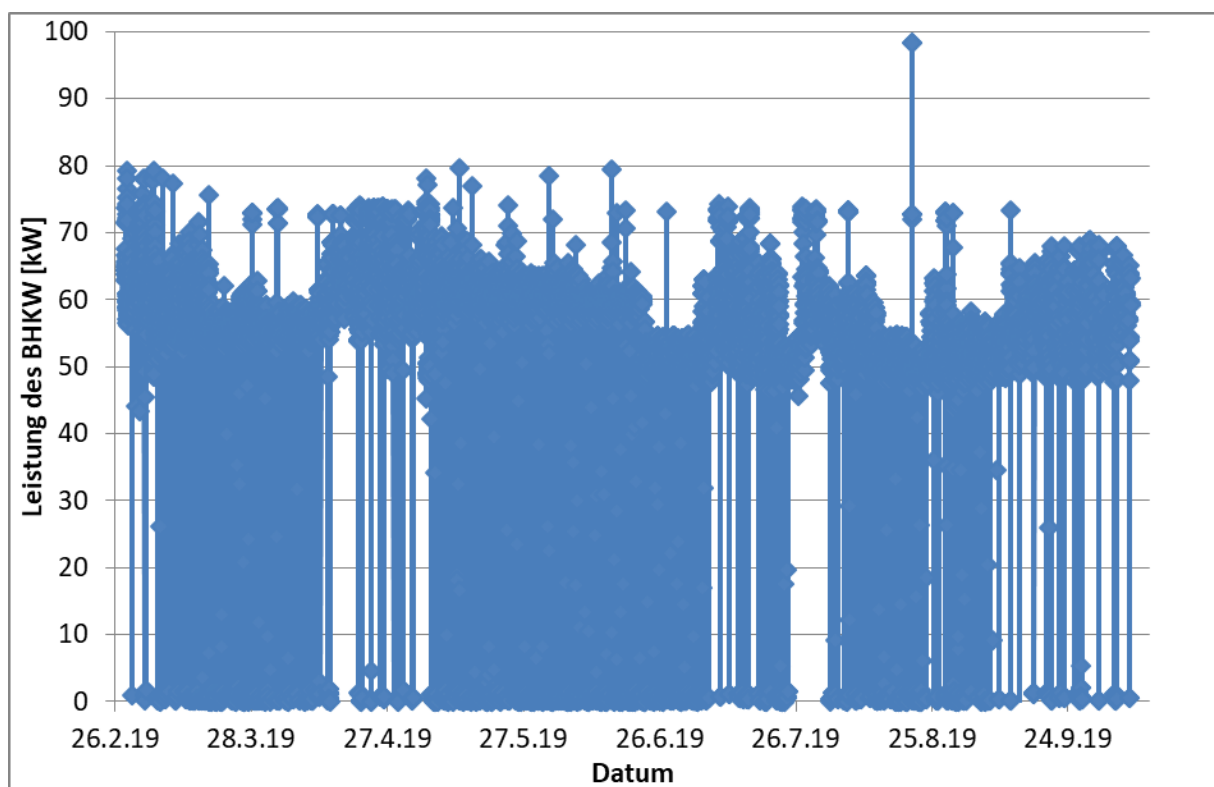


Abbildung 54: Leistungsabgabe des BHKW im 15 Minutentakt während der Intensivmessphase (28.02.19-07.10.19)

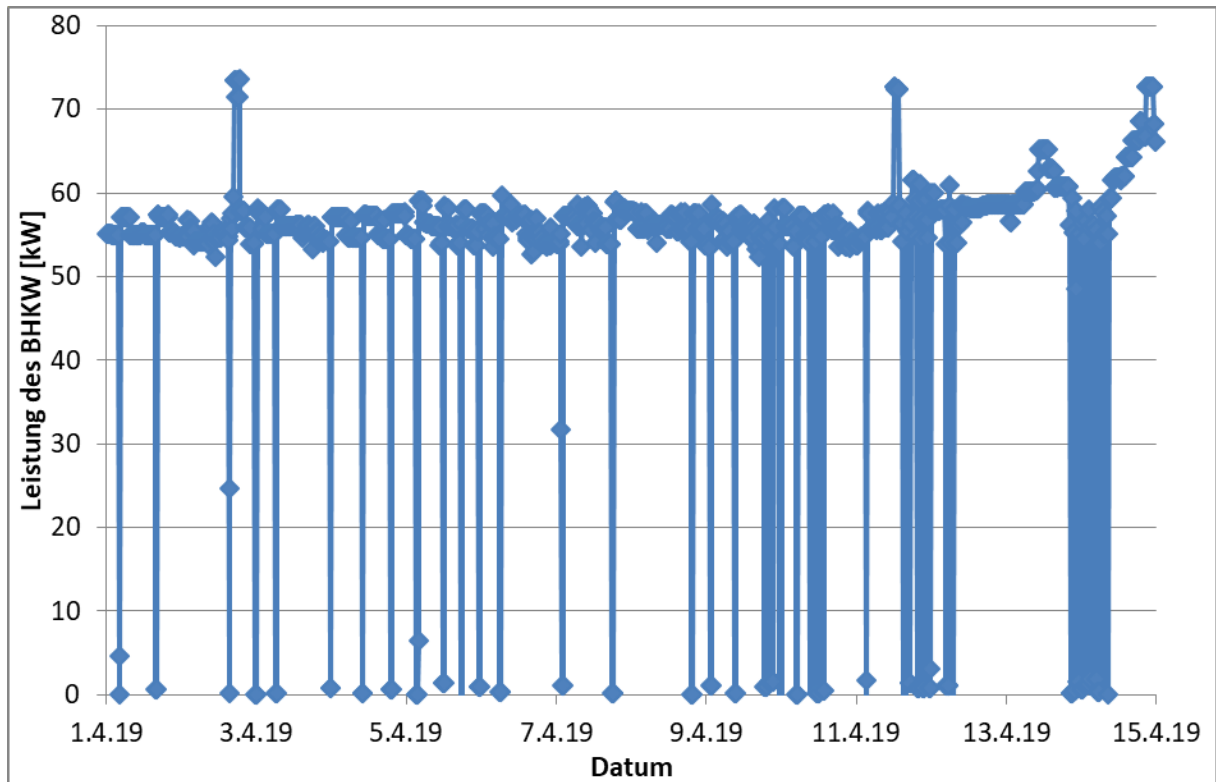


Abbildung 55: Leistungsabgabe des BHKW im Zeitraum 01.04.2019 bis 14.04.2019

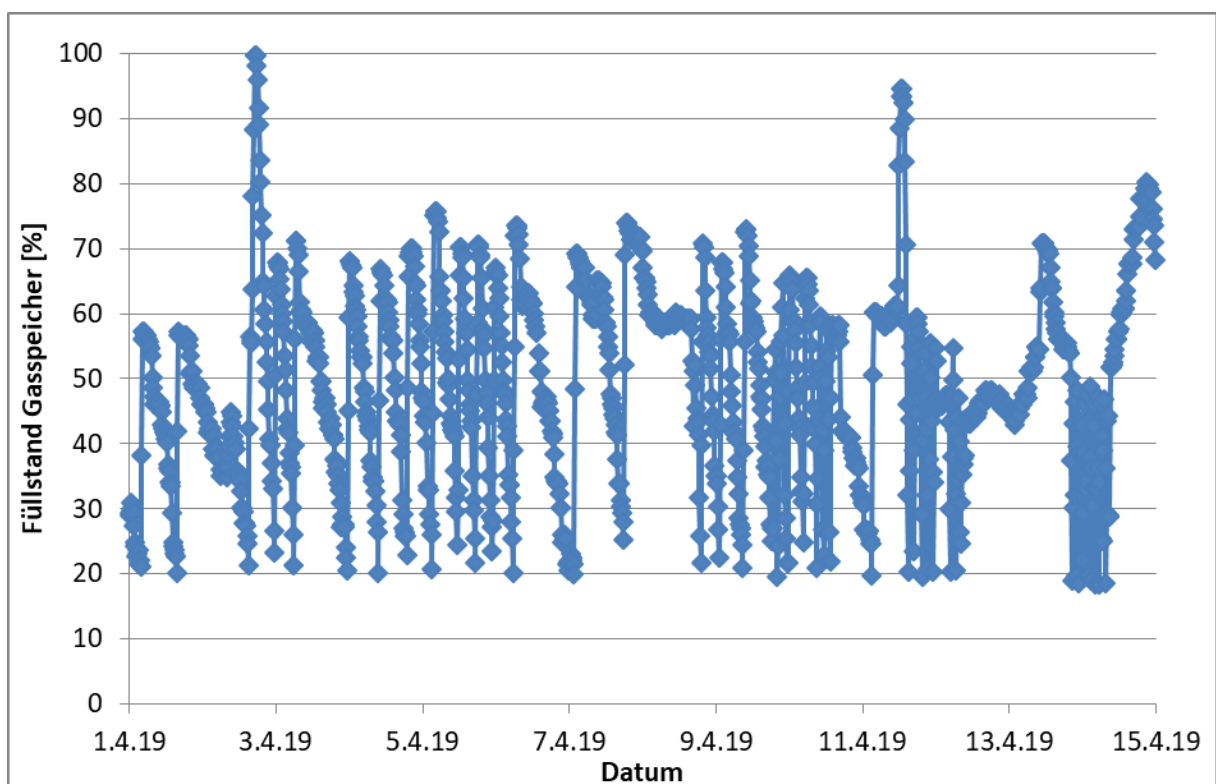


Abbildung 56: Füllstand des Gasspeichers im Zeitraum 01.04.19-14.04.19

2.2.3.3.3.2 Stromverbrauch

Der Betrieb verfügt über einen Zweirichtungszähler, der den Strombezug des gesamten Betriebs und den Einspeisestrom des BHKW erfasst. Während des Projektes wurden Unterzähler für die Biogasanlage, die Eiersortierung, den Stall oben (am Wohnhaus) und den Stall unten (nah Biogasanlage) installiert. Die Differenz zwischen dem Strombezugszähler und den Unterzählern wurde als Strombedarf für das Wohnhaus angenommen.

In Abbildung 57 bis Abbildung 59 sind exemplarisch Wochentage dargestellt. An allen Tagen kam es zu BHKW-Stopps. Am 21.03.2019 kam es sogar zu insgesamt sieben Stopps. Jeder Stopp hätte ein Inselnetz

zum Zusammenbruch gebracht. Gut zu sehen, ist die gleichmäßige Grundlast von etwa 2 bis 3 kW, die durch die Ställe verursacht wird. Die Aktivitätsspitzen in der Landwirtschaft sind vor allem vormittags zu erkennen. Schön zu sehen ist, wie sich die einzelnen Lasten der Betriebszweige aufaddieren bis zu einer Last von über 60 kW am 21.03.2019. Diese hätte auch bei der vorliegenden Betriebsweise des BHKW zu einem Zusammenbruch geführt. Ein Batteriespeicher könnte dies eventuell abpuffern. Den Ausfall des BHKW in diesem Hochlastzeitraum abzufangen würde aber eine sehr große Batterie voraussetzen.

Die Aufzeichnungen im Minutentakt zeigen, dass auch an einem Tag ohne größere Aktivität Lastspitzen von über 40 kW entstehen. Die Maximallast lag im untersuchten Zeitraum bei 69 kW. Die Mittlere Last liegt bei 13 kW. Nimmt man die BGA aus der Betrachtung heraus ergibt sich eine Maximallast von 51 kW und eine durchschnittliche Last von 4 kW für den Landwirtschaftsbetrieb. Die meisten Lastspitzen überschreiten die 30 kW nicht. Durch eine Reorganisation der Lastspitzen können, allein bei der BGA schnell 10 kW eingespart werden, so dass der maximale Leistungsbedarf bei etwa 15 kW liegt. Eine Entzerrung der Lastspitzen in der Landwirtschaft ist in der Regel nicht nötig, trotzdem kann der Leistungsbedarf, wie der 21.03.2019 zeigt durch den gleichzeitigen Betrieb aller Bereiche auch 50 kW übersteigen. Dies wäre bei einem Inselbetrieb zu vermeiden, um Akkukapazitäten zu sparen.

Werden alle untersuchten Tage übereinandergelegt und für jede Uhrzeit der Mittelwert berechnet erhält man den gemittelten Tageslastgang (Abbildung 60). Hier fallen besonders die regelmäßig wiederkehrenden Lasten auf. Auffällig ist hier die sehr gleichmäßige Lastverteilung über den Tagesverlauf. Im landwirtschaftlichen Bereich liegen dauerhaft 3 kW an. Die Aktivitätsphasen sind regelmäßig tagsüber zwischen ca. 07:30 und 11:30 und lassen den Leistungsbedarf auf ca. 8 kW ansteigen. Die Biogasanlage benötigt durchgehend ca. 10 kW. Das der Verbrauch der BGA nicht in Form von Peaks erkennbar ist, sondern sich als Fläche darstellt kann an der Umstellung der Rührintervalle während der Messphase liegen.

Nimmt man einen optimierten Betrieb der Verbraucher an (Lastspitzenglättung) und orientiert sich dazu an den gemittelten Bedarfskurven ergibt sich bei ausschließlicher Betrachtung der Landwirtschaft lediglich ein Leistungsbedarf von maximal etwa 8 kW. Da dieser stets tagsüber benötigt wird und es sich um eine Lastspitze handelt, könnte hier auch mit PV-Strom gearbeitet und ein BHKW eher zur Deckung der durchgängig benötigten Leistung (3 kW) eingesetzt werden. Ungünstig ist der hohe und stetige Leistungsbedarf der BGA im Verhältnis zur LW. Hier zeigt sich auch der hohe Eigenstromverbrauch von ca. 15%. Allerdings fehlt in diesen Betrachtungen noch der Stromverbrauch des Wohnhauses, da hierzu kein Lastgang vorlag. Leider war der Stromverbrauch des Wohnhauses ungewöhnlich hoch, so dass dies in die Betrachtungen dringend mit einbezogen werden sollte, wenn eine Eigenversorgung angestrebt wird.

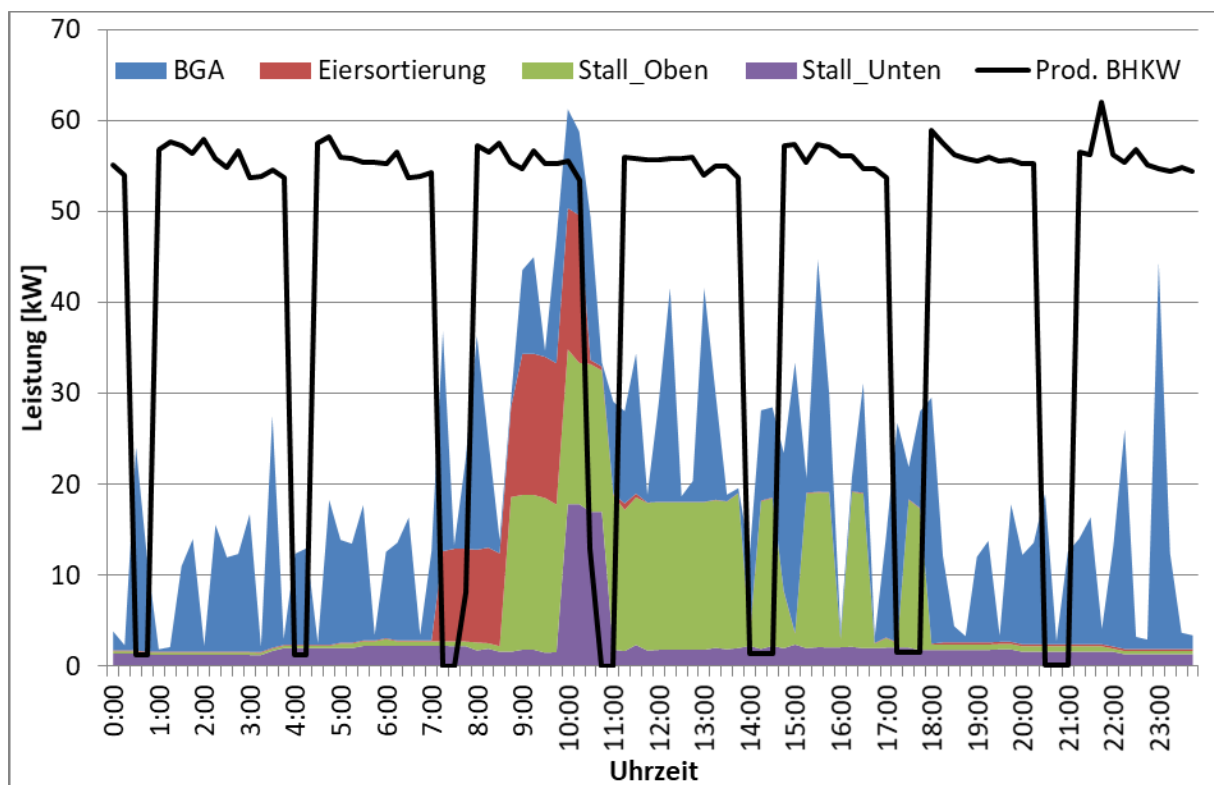


Abbildung 57: Beispiel des Tageslastgangs der Betriebszweige im Vergleich zur Stromproduktion eines Wochentages (21.03.2019) im 15-Minutentakt

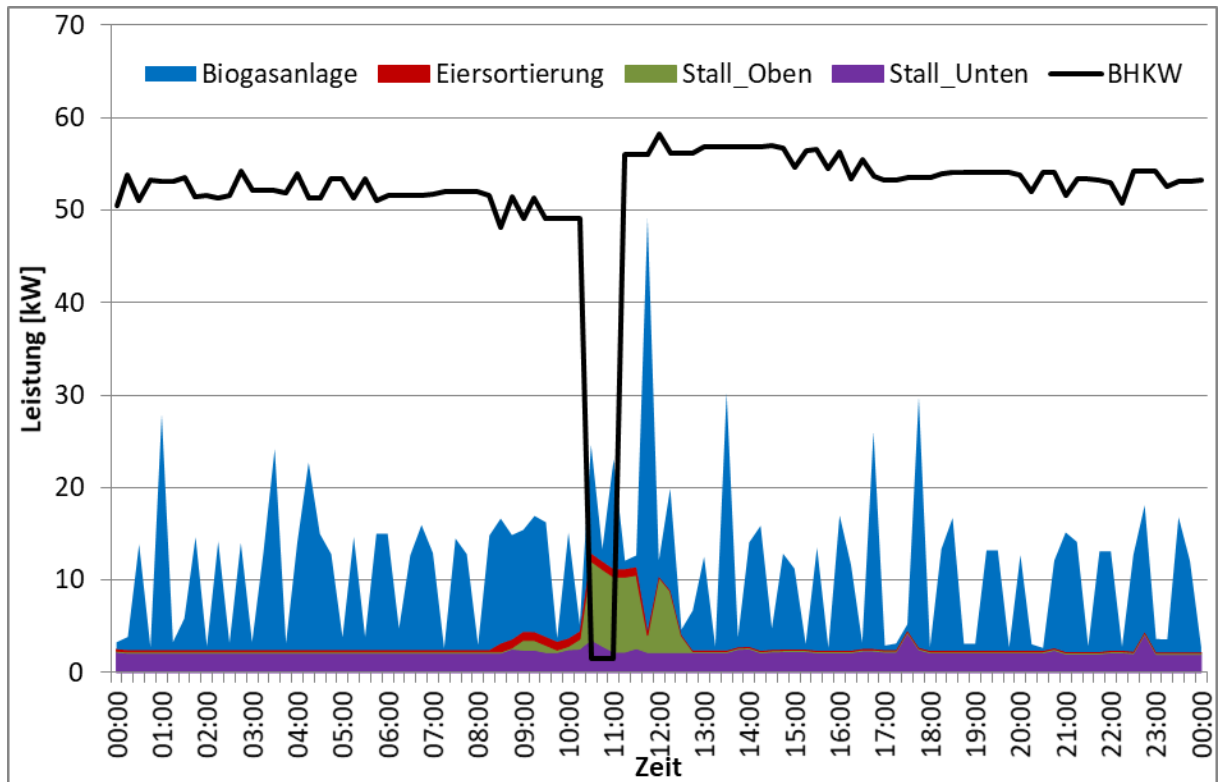


Abbildung 58: Beispiel des Tageslastgangs der Betriebszeige im Vergleich zur Stromproduktion eines Wochentages (02.09.2019) im 15-Minutentakt

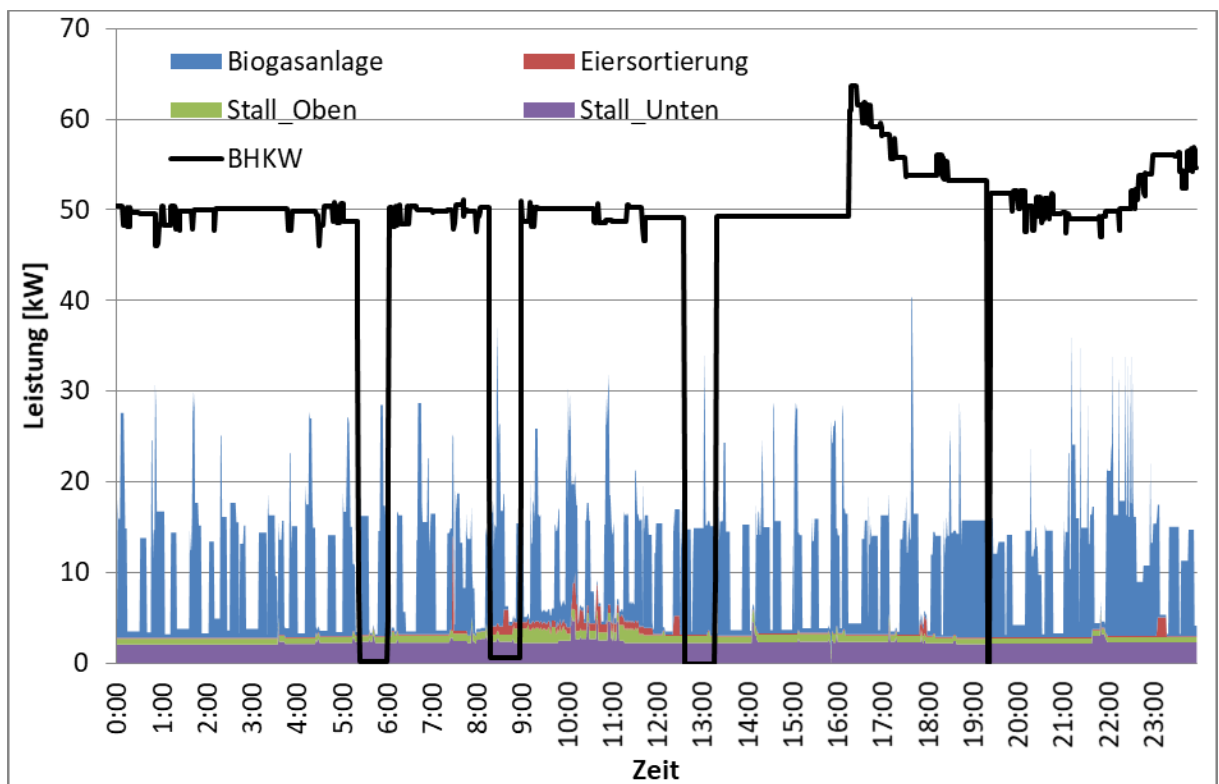


Abbildung 59: Beispiel des Tageslastgangs der Betriebszeige im Vergleich zur Stromproduktion eines Wochentages (26.08.2019) im Minutentakt

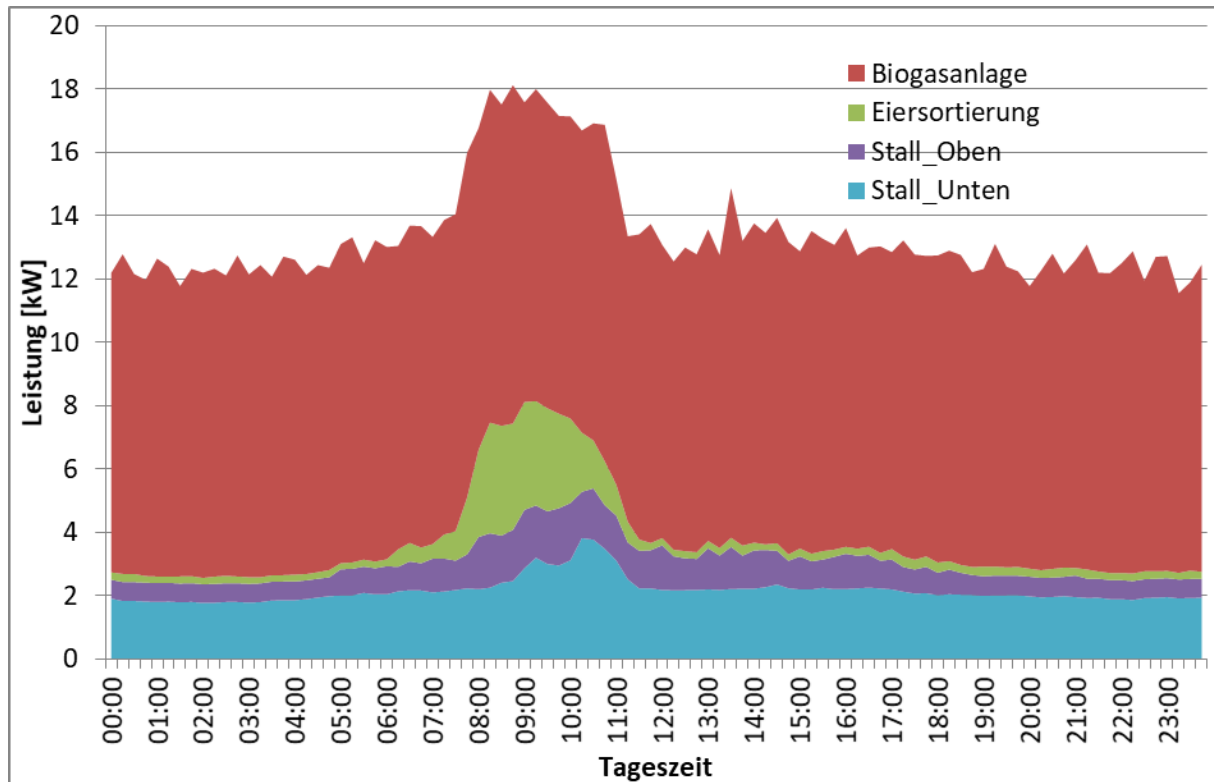


Abbildung 60: Gemittelter Lastgang des Untersuchungszeitraumes für die einzelnen Betriebszweige

Für die Auslegung eines Inselsystems zur Deckung des Eigenbedarfes ist der maximale Leistungsbedarf entscheidend. Die BGA bezog maximal 50 kW, die Eiersortierung 19 kW, der Stall oben 20 kW und der Stall unten 22 kW (Abbildung 61). Werden diese Werte aufsummiert, ergibt sich ein theoretischer max. Leistungsbezug von 109 kW. Es zeigt sich, dass Leistungsbedarfsspitzen auch in ansonsten verbrauchsarmen Zeiten, zwischen 19:00 und 05:00, erreicht werden. In diesem Nachtzeitfenster liegt der normale Verbrauch bei rund 3 kW. Dennoch werden immer wieder und unregelmäßig Lastspitzen von etwa 50 kW erreichen. In diesen Zeiten wäre das BHKW zumindest heruntergeregt, wenn nicht sogar abgeschaltet, so dass der Batteriespeicher diese Spitzen nahezu komplett übernehmen müsste. Im Messzeitraum lag der tatsächliche maximale Leistungsbedarf bei 69 kW. 30 kW werden meist nicht überschritten (Abbildung 62). Auch hier wäre noch der Leistungsbezug des Wohnhauses hinzuzuzählen, so dass ein BHKW zur Eigenversorgung bei den jetzigen Zustand eine elektrische Leistung von etwa 35 kW haben sollte.

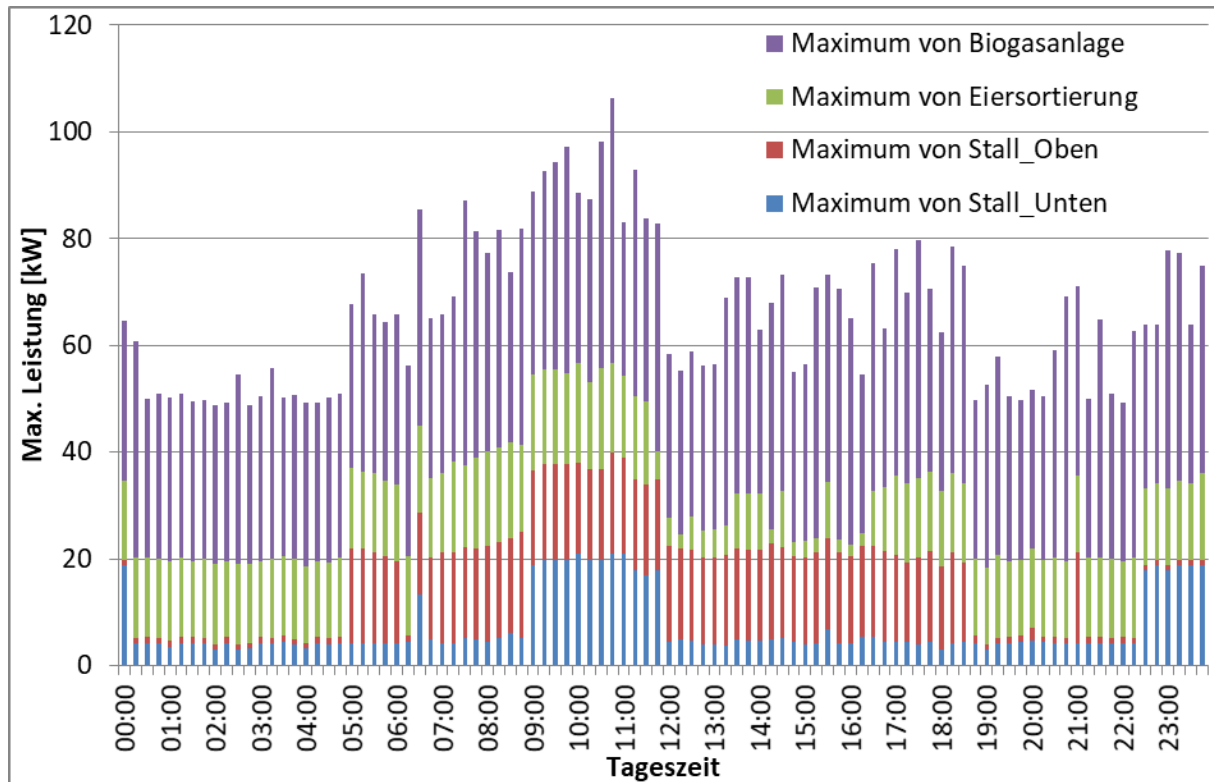


Abbildung 61: Maximalwerte des Lastgangs bezogen auf die Tageszeit für die Betriebszweige im 15-Minuten-Takt

2.2.3.4 Eigenversorgungskonzepte

Bei der Auslegung des Eigenversorgungssystems werden zwei Pfade betrachtet. Zum einen die Orientierung der Stromproduktion an dem Bedarf des Gesamtbetriebs inklusive dem Eigenbedarf der Biogasanlage, wie sie aktuell betrieben wird. Zum anderen die Orientierung am Bedarf des Landwirtschaftsbetriebs, ohne die BGA.

2.2.3.4.1 Gesamtbetrieb

Werden die Maximalwerte des Stromverbrauchs der LW zusammengezählt, werden 60 kW in der Regel nicht überschritten. Die darüber liegenden Werte könnten vor allen durch Reorganisation des Betriebs der Ställe unter 80 kW gesenkt werden (Abbildung 61). Im Realbetrieb (Abbildung 62) wurden die 80 kW auch nicht überschritten, so dass dies zur Auslegung des Batteriespeichers herangezogen werden könnte. Der reale Lastgang zeigt einen Hauptbedarf zwischen etwa 3 kW und 35 kW. Orientiert sich die BHKW-Leistung an den 35 kW wäre ein neues BHKW nötig, um über den Teillastbereich eine sinnvolle Abdeckung des Leistungsspektrums zu erreichen. Die Stromspeicher würden in diesem Fall die Lastwechsel und über 35 kW hinausgehende Spitzen abpuffern. Als problematisch ist der nächtliche Bedarf zu sehen, da eine typische minimale Teillast dies nicht abdecken könnte. Das BHKW müsste in der Nacht abgeschaltet und der Bedarf über Speicher abgedeckt werden. Da die Grundlast mit etwa 3 kW recht hoch ist wären große Batteriespeicher von Nöten. Alternativ könnte das BHKW nachts bei minimaler Teillast weiterlaufen. Dann müssen aber die überschüssigen Strommengen anderweitig verwertet werden.

Bei der Deckung des Bedarfs des Gesamtbetriebs im aktuellen Zustand wäre also das aktuelle BHKW (75 kW_{el.}) deutlich zu groß. Durch diese Betriebsweise würden große Mengen an überschüssigem Strom produziert, die eine Einspeisung notwendig machen. Zudem würde das BHKW in einem ineffizienten Teillastbetrieb genutzt.

Wird die monatlich maximal verbrauchte Wärmemenge als Auslegungsgröße herangezogen wären etwa 51 kW_{th.} nötig (minimal sind es etwa 22 kW_{th.}). Das würde bei 35 kW_{el.} einer Stromkennzahl von 0,68 entsprechen. BHKW in dieser Größenordnung weisen Stromkennzahlen von 0,5 – 0,55 auf und würden damit sogar einen Wärmeüberschuss bereitstellen.

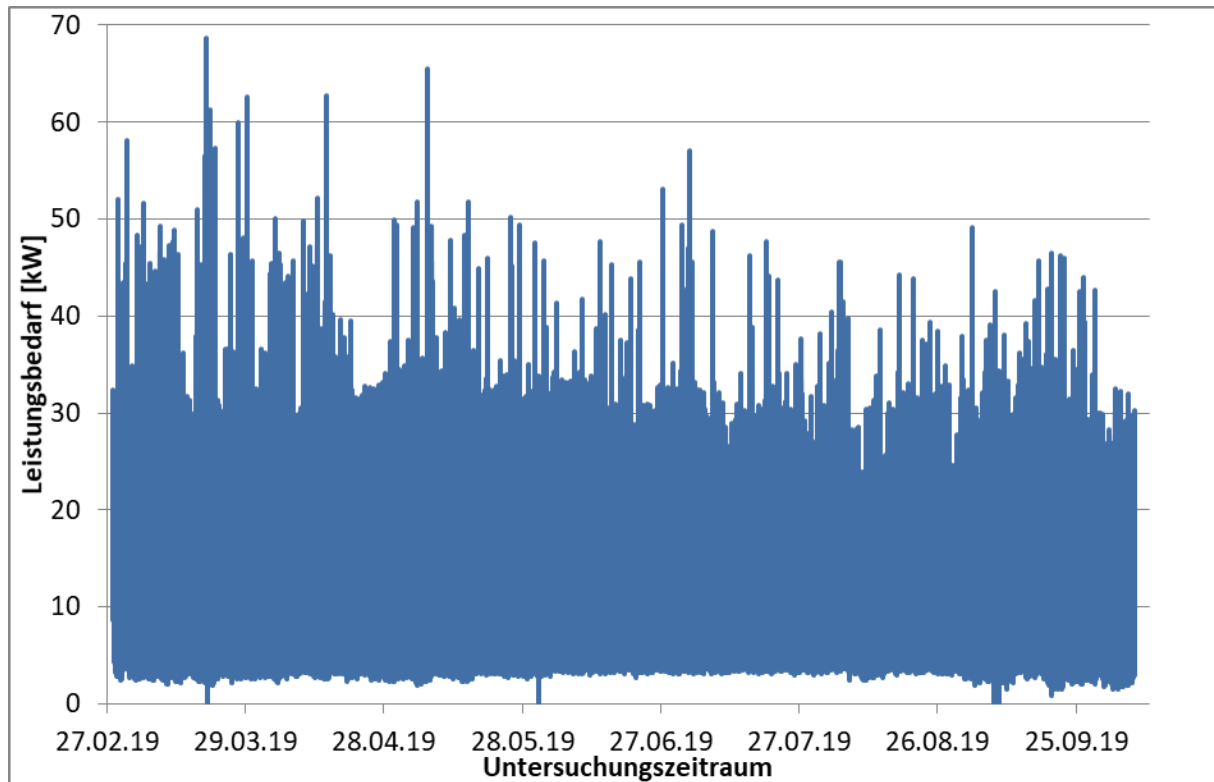


Abbildung 62: Lastgang des Gesamtbetriebes (ohne Wohnhaus) in der Intensivmessphase

2.2.3.4.2 Landwirtschaft

Bei ausschließlicher Betrachtung des Leistungsbedarfs des Betriebszweiges Landwirtschaft könnten die Leistungsspitzen auch durch versetzten Betrieb der Ställe um etwa 20 kW, auf dann etwa 30 kW, gesenkt werden. Die Konstanz der Grundlast von etwa 3 kW, wie es Abbildung 63 oder der minütliche Lastgang (Abbildung 61) anschaulich zeigen, lässt die Auslegung eines BHKW zur Deckung des landwirtschaftlichen Strombedarfs in dieser Größenordnung sinnvoll erscheinen. Wird ein BHKW von 6 kW_{el.} (Teillast 3 kW) angenommen, um die konstanten Verbraucher, wie z.B. Stalllüfter, abzudecken, könnte die PV-Anlage (30 kWp) zur Deckung der Stromspitzen genutzt werden, da diese immer durch den Betrieb in den Ställen und der Eiersortierung immer tagsüber auftreten. Ein Stromspeicher würde dieses System ergänzen, um Lastwechsel und die Fluktuationen im PV-Strom auszugleichen.

Problematisch in diesem System wäre dann der Eigenstrombedarf der BGA. Dieser bleibt in etwa der Gleiche, da die Komponenten, wie Rührwerke und Pumpen, sich nicht proportional zur der geringeren Leistung verkleinern. Daher wären auch Erdgas- oder Pflanzenöl-BHKW und die Stilllegung der BGA denkbar. Hier würde mangels Eigenstrom und Eigenwärmebedarf die volle installierte Leistung nutzbar sein. Beide Varianten wären auf Ihre Wirtschaftlichkeit hin zu überprüfen.

Da die BGA aber ein integraler Bestandteil des Betriebskonzeptes (Mistverwertung und Wärmebereitstellung) darstellt ist der Weiterbetrieb erwünscht.

Die Wärmeversorgung sollte daher mit beachtet werden. Es kann bei derart kleinen BHKW mit niedrigen Stromkennzahlen von etwa 0,4 gerechnet werden. Damit würde die thermische Leistung bei etwa 15 kW liegen. Ausgehend vom angenommenen Eigenwärmebedarf von etwa 15% und dem Monat mit dem höchsten Wärmebedarf, wäre eine thermische Leistung von 10 kW zur Beheizung des Fermenters nötig. Dann wären lediglich 5 kW zur Versorgung der Wohnhäuser und Ställe zu Verfügung.

Daher wäre auch eine Variante mit einer Teilnutzung der Gasproduktion zur Stromerzeugung denkbar. Die BGA wird in ähnlicher Weise, wie aktuell, weiterbetrieben. Es ist ein Mikro-BHKW zur Deckung der Grundlast installiert. Um die Lastspitzen der BGA abzufangen wäre ein größerer Batteriespeicher nötig. Ein weiterer Teilstrom der Gasmenge könnte zur Wärmebereitstellung, mittels Biogasbrenner, dienen. Der Gasüberschuss könnte über eine Rohgasleitung an den Nachbarn in etwa 250 m Entfernung verkauft werden. Dieser betreibt eine etwas größere BGA und könnte damit ohne größere Investitionen seine Anlage erweitern. Dieses Betriebsmodell setzt das Mitwirken von Dritten voraus und ist damit organisatorisch schwieriger zu realisieren.

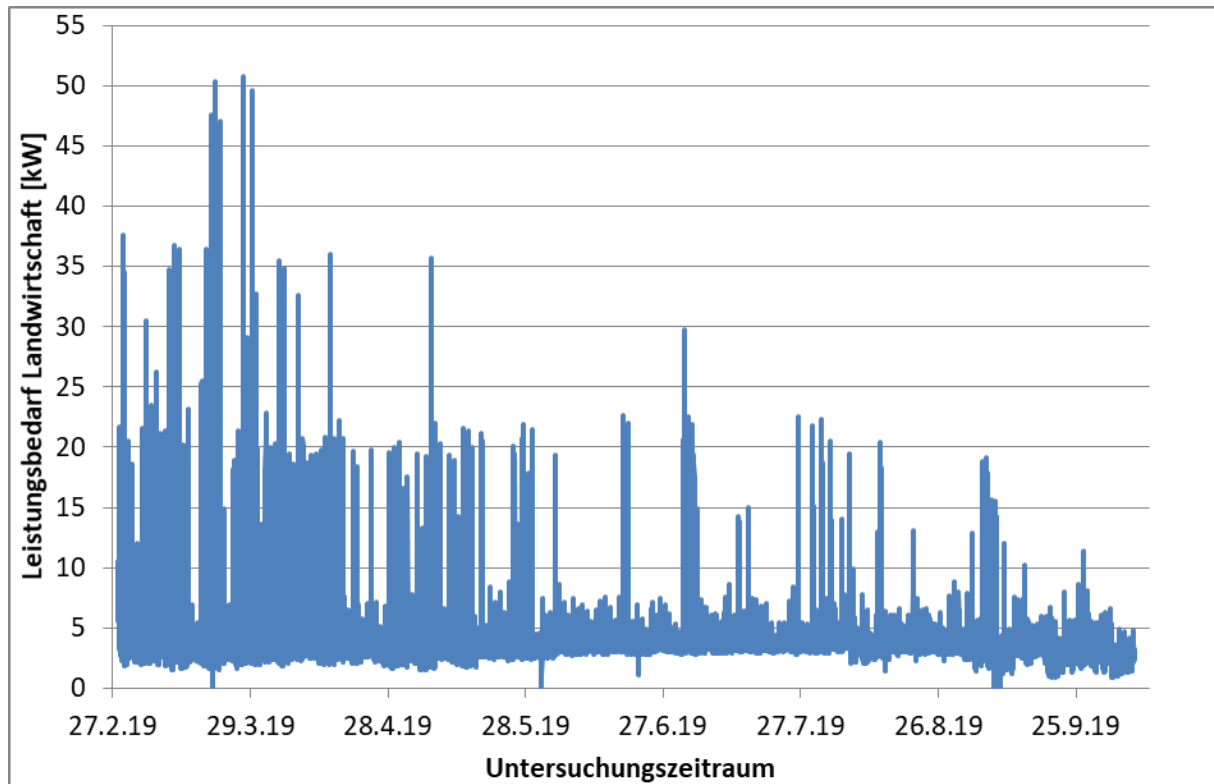


Abbildung 63: Leistungsbedarf des Betriebszweigs Landwirtschaft (ohne Wohnhaus und Biogasanlage)

Unabhängig von den geltenden gesetzlichen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen ergeben sich folgende sinnvolle technische Entwicklungspfade zur energetischen Eigenversorgung und Erhöhung des Autarkiegrades:

- Betrieb eines Kleinst-BHKW von etwa 3-5 kW_{el.} zur Deckung der Grundlast des LW-Betriebes in Kombination mit der PV-Anlage zur Deckung des erhöhten Strombedarfs tagsüber. Das BHKW deckt die Wärmegrundlast. Zur Verbesserung der Ausnutzung der BHKW-Wärme wird die Wärmespeicherkapazität erweitert. Ein Spitzenlastkessel deckt den restlichen Wärmebedarf. Die Lastspitzen werden mittels Batteriespeicher abgedeckt.
- Betrieb der BGA mit Teilnutzung der Gasmenge zum Betrieb eines Mikro-BHKW, eines Biogasbrenners und Verkauf der überschüssigen Biogasmenge über eine Rohgasleitung.
- Stromgeführte Fahrweise der aktuellen BGA mit verkleinerten BHKW von etwa 35 kW_{el.} mit Überschussstromeinspeisung bei erweiterter Wärmenutzung in den Ställen und eventuell zur Trocknung.

2.2.3.5 Ökonomische Betrachtungen

2.2.3.5.1 Batteriespeicherauslegung

Für die Batteriekosten wurden die Werte aus den Messungen im Versuchszeitraum genutzt. Da nicht alle Werte für ein Jahr vorlagen, wurden fehlende Werte anhand der gemessenen Werte für ein Jahr berechnet. Ausschlaggebend für die Dimensionierung des Akkus war der höchste Bedarf in einem Zeitraum, in dem der Strombedarf durch das BHKW nicht gedeckt werden konnte. Dabei wurde die PV-Anlage nicht berücksichtigt, da diese zwar genutzt werden kann, aber keine gesicherte Stromversorgung darstellt. Für den Zeitraum der Abschreibung wurden 8 Jahre gewählt, da nach dieser Zeit die Speicherkapazität des Akkus nachlassen kann und neue/ weitere Investitionen getätigt werden müssen.

Der höchste Strombedarf, der nicht durch das BHKW gedeckt wurde, lag bei 29,5 kWh. Dies war in einem Zeitraum von 90 Minuten. Der längste Zeitraum ohne eine Eigenversorgung betrug drei Stunden. Hieraus ergab sich für einen autarken Betrieb eine Akkuinvestitionssumme von 23.600 € (vgl. Tabelle 21). Diese Kosten beziehen sich auf den reinen Akku ohne Installationskosten oder Mess- und Steuertechnik.

Tabelle 21: Akkubedarf und -kosten

Akkuleistungsbedarf		
Max Akkubedarf	kWh	29,5
Mittelwert Akkubedarf	kWh	7,0
Median Akkubedarf	kWh	6,3
Zeitlicher Akkubedarf		
Längster Zeitraum (Akkubedarf)	Minuten	180
Mittelwert Zeitraum (Akkubedarf)	Minuten	44
Median Zeitraum (Akkubedarf)	Minuten	30
Anzahl einer Unterversorgung		
Zyklen (Anzahl Unterversorgung)		1.154
Kosten		
Akkukosten	€/kWh	800,00
Zinssatz	%	4
Abschreibung		8
Akkukosten gesamt	€/kWh	23.600,00
Abschreibung Akku	€/a	3.505,26

2.2.3.5.2 Ökonomische Analysen

Kosten für Investition, Reparatur & Wartung und Betriebsstoffe

Für die Ermittlung der Kosten wurden drei Ansätze gewählt:

- Retrofit:** In einem Großteil der Biogasanlage wird noch einmal investiert, um eine sichere Nutzung für die nächsten 10 Jahren zu garantieren
- Ohne Investition:** Nur die jährlichen Kosten von Reparatur, Wartung und Betriebsstoffen werden berücksichtigt. Zusätzlich wird davon ausgegangen, dass für weitere 10 Jahre in das BHKW investiert werden muss.
- Erhöhte Reparatur:** Im Gegensatz zu a) werden keine Neuinvestitionen getätigt. Dafür wird davon ausgegangen, dass für die kommenden 10 Jahre beim Weiterbetrieb der Anlage im Ist-Zustand höhere Reparatur- und Verbrauchskosten entstehen.

In den Produktionskosten sind Kosten für Versicherung, Umweltgutachten oder Beratungsgebühren nicht berücksichtigt.

2.2.3.5.3 Stromproduktionskosten

Bei der Kostenberechnung für die Stromproduktion wurde der Wert von 457.140 kWh festgelegt. Das Szenario „Erhöhte Reparaturkosten“ gilt aufgrund der geringen Investitionskosten und den wahrscheinlich steigenden Reparaturkosten als praxisnah.

Die Stromproduktionskosten teilen sich einmal in die Variante, in der die Wärmenutzung nicht berücksichtigt und einmal mit 3 Cent/kWh vergütet wird. Dies spiegelt die aktuellen Kosten der Biogasanlage wider. Der Preis für die Wärmenutzung ergibt sich aus der Nutzung in Bereichen, in denen die Wärme andere Energieträger ersetzt und einem Bereich, in dem aktuell die Wärmegenutzt wird aber unter ökonomischen Bedingungen eingespart würde. Die gleichen Ansätze wurden für die Betrachtung eines autarken Betriebes gemacht. Zusätzlich wurden Kosten für Akku und Steuertechnik berücksichtigt. Hieraus ergeben sich beispielsweise Stromproduktionskosten bei keiner Wärmenutzung von 0,193 €/kWh_{el} (vgl. Tabelle 22). Dieses deckt nicht alle Kosten, die bei einem autarken Betrieb entstehen, ab. Dennoch sollen die Zahlen eine erste Abschätzung ermöglichen, ob ein autarker Betrieb unter den aktuellen Bedingungen umsetzbar wäre. Insgesamt setzen sich die Stromproduktionskosten aus einer Vielzahl von Unterpunkten zusammen. Hieraus können sich größere Schwankungen ergeben, die alle einen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit haben.

Neben den genannten Kostenberechnungen wurde auch der Ansatz überprüft, ob sich eine Reduktion der teuren NawaRo-Substrate bzw. ein ausschließlicher Betrieb mit Gülle und Mist wirtschaftlich rechnet. Es hat sich gezeigt, dass die Stromentstehungskosten unter den oben genannten Annahmen nicht gesenkt werden. Grund ist die geringe Jahresstromproduktion und die im Verhältnis nur gering sinkenden laufenden Kosten der Biogasanlage.

Tabelle 22: Auflistung der Stromproduktionskosten für mehrere Szenarien mit bzw. ohne einer Investition zur autarken Stromversorgung. Dabei wird zwischen mit oder ohne Wärmevergütung unterschieden.

Substratkosten	€/a	28.984,11
Retrofitkosten	€/a	77.295,04
ohne Investition	€/a	53.007,44
Erhöhte Reparatur	€/a	59.124,06
Stromproduktionskosten aktuell ohne Akku- und Steuertechnikkosten		
Retrofit	€/kWh	0,232
ohne Investition	€/kWh	0,179
Erhöhte Reparatur	€/kWh	0,193
Stromproduktionskosten abzüglich Wärmenutzung aktuell ohne Akku- und Steuertechnikkosten		
Retrofit	€/kWh	0,216
ohne Investition	€/kWh	0,163
Erhöhte Reparatur	€/kWh	0,176
Stromproduktionskosten (Autark)		
Retrofit	€/kWh	0,241
ohne Investition	€/kWh	0,188
Erhöhte Reparatur	€/kWh	0,202
Stromproduktionskosten abzüglich Wärmenutzung (Autark)		
Retrofit	€/kWh	0,225
ohne Investition	€/kWh	0,172
Erhöhte Reparatur	€/kWh	0,185

2.2.3.5.4 Kosten Autarker Betrieb

Für die Gegenüberstellung wurden einzelne Posten wie Akku, kleineres BHKW und Messtechnik zu den reinen Stromproduktionskosten hinzu addiert. Dem wurden die jährlichen Rechnungen des Stromanbieters gegenüber gestellt. In einem autarken Betrieb müssen zu den Stromproduktionskosten noch die Kosten für den Betrieb der Biogasanlage hinzuaddiert werden. Der Eigenstrombedarf der Anlage liegt bei 15 %, so dass die Produktionskosten für einen autarken Betrieb um 15 % erhöht würden. Nicht berücksichtigt wurden Installations- und Umbaukosten, Stromverteilung, zusätzlicher Arbeits- und Wartungsbedarf sowie Langzeitwartungen an der BGA. Mit der Wärmenutzung kann ein Plus von 778,15 € erwirtschaftet werden. Zusätzlich sind die zuvor genannten Kostenpunkte noch nicht berücksichtigt. Die Wärmenutzung wird in der Rechnung mit 3 Cent/kWh angesetzt. Sobald diese sich verändert, hat dies insbesondere bei einer hohen Wärmeverwertung starke Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit. Bei keiner Vergütung der Wärme ergeben sich Mehrkosten von 693,16 € (Tabelle 23).

Tabelle 23: Kostenvergleich eines autarken Betriebes gegen den aktuellen Stromzukauf mit und ohne einer wirtschaftlichen Wärmeverwertung.

mit Wärme		
Verbrauch nach Messungen	kWh	78.697
Jahreskosten (Rechnung)	€	17.549,72
Jahreskosten mit Eigenproduktion	€	16.771,56
Einsparung	€	2.965,75

ohne Wärme		
Verbrauch nach Messungen	kWh	78.697
Jahreskosten (Rechnung)	€	17.549,72
Jahreskosten mit Eigenproduktion	€	18.243,88
Einsparung	€	-693,16

Trotz der Einsparungen kann eine Empfehlung zur Autarkie nicht direkt gegeben werden. Die ermittelten Werte sind erste Ergebnisse, die durch weitere Messungen und Kostenberechnungen, insbesondere für technische Umbau- und Steuerungsmaßnahmen anfallen. Komplet unberücksichtigt ist ein Sicherungskonzept, dass sowohl von Versicherungsseite als auch von technischer Seite, bei einem Ausfall des angedachten autarken Systems, zum Tragen käme. Insbesondere trägt die Gefahr eines Komplettausfalles zu einer erhöhten psychischen Belastung bei. Dies hat sich auch schon früher bei der Automatisierung von Betriebsabläufen wie beispielsweise Melkrobotern gezeigt, die zunächst eine Arbeitsentlastung dargestellt haben, aber durch häufige Störmeldungen zu psychischen Belastungen geführt haben. Eine weitere Optimierung des Betriebes würde auch zu einer Verringerung der Differenz zwischen Stromrechnung und eigenen Produktionskosten führen. Hier muss der Betriebsleiter für sich selbst entscheiden, welche Kosteneinsparung im Bezug zur gesteigerten Verfügbarkeit als gerechtfertigt empfunden wird.

2.2.3.5.5 Bilanzielle Stromversorgung

Bei einer bilanziellen Stromversorgung ist es das Ziel, möglichst dem Bedarf angepasst Strom zu produzieren. Allerdings ist der Betrieb weiterhin an das öffentliche Stromnetz angeschlossen und kann den Fehlbedarf über dieses decken. Das hat den Vorteil, dass man das Risiko eines Stromausfalles minimiert und zusätzlich in keine Technik zur Autarkie wie beispielsweise Akkus investieren muss. Schritte wie eine Optimierung des betrieblichen Energiebedarfs und Verbrauchs, wie auch eine Steuertechnik sind dennoch nötig. Auch die Investition in ein neues, kleineres BHKW ist sinnvoll. Allerdings gilt bei dieser Art der Stromnutzung nicht unbedingt eine Befreiung von der EEG-Umlage, sodass diese Kosten berücksichtigt werden müssen.

Ohne eine Installation von Akkus kann sich der Betrieb zu rund 96 % mit Strom selbst versorgen bei einer Nutzung eines BHKW, das eine Leistung zwischen 14-40 kW abfahren kann. Bei einem geringen Strombedarf, den das BHKW nicht abdeckt, wird Strom vom bisherigen Stromlieferant zugekauft. Überschüsse, die ins Stromnetz abgegeben werden, werden mit 3 Cent/kWh vergütet. Für die bilanzielle Eigenversorgung muss zu dem verbrauchten Strom des landwirtschaftlichen Betriebes der Strombedarf der Biogasanlage hinzu addiert werden. Damit wäre ein Bedarf von 90.501 kWh zu decken. Dem gegenüber steht der Strombedarf des landwirtschaftlichen Betriebes mit 78.697 kWh. Wie beschrieben, muss für eine bilanzielle Eigenversorgung die EEG-Umlage berücksichtigt werden, die aktuell je nach EEG-Vergütung in unterschiedlicher Höhe anfällt. Ausgehend von der aktuellen EEG-Umlage von 6,76 Cent/kWh ergeben sich bei einer 40 % EEG-Umlage Mehrkosten von 2,7 Cent/kWh und bei 100 % EEG-Umlage folglich 6,76 Cent/kWh auf den eigenproduzierten Strom. Hieraus resultieren für den Betrieb bei einer bilanziellen Eigenversorgung keine wirtschaftlichen Gewinne (Tabelle 24).

Tabelle 24: Bilanzielle Stromversorgung unter Berücksichtigung unterschiedlicher EEG-Umlagebesteuerung.

	Produktionskosten	Stromkaufpreis	
ohne EEG-Umlage	0,185 €/kWh	0,223 €/kWh	
+ 40 % EEG-Umlage	0,212 €/kWh		
+ 100 % EEG-Umlage	0,253 €/kWh		
	Produktionskosten	Kaufpreis	Differenz
ohne EEG-Umlage	17.848,28 €	17.549,43 €	-298,85 €
40 % EEG-Umlage	20.295,44 €	17.549,43 €	-2.746,01 €
100 % EEG-Umlage	23.966,19 €	17.549,43 €	-6.416,75 €

Wirtschaftlich würde ein positiver Ertrag bei einer theoretischen BHKW-Leistung von 10-32 kW erzielt werden. Dieser würde unter den oben genannten Bedingungen rund 74 € betragen und zu einem Autarkiegrad von rund 98 % führen. Ein solcher Leistungsbereich würde aber Effizienzverluste mit sich bringen, die in der Rechnung unberücksichtigt sind.

Bei der gezeigten Kostenrechnung sind zusätzliche Techniken wie Akkus oder auch Power-to-heat nicht inbegriffen. Diese können den Eigenversorgungsgrad erhöhen bzw. Überschüsse abfangen, erhöhen aber zugleich die Produktionskosten. Neben der Wärmenutzung würde auch eine Senkung des Eigenbedarfs an Strom für die Biogasanlage zu einer Verbesserung der Kostenrechnung der bilanziellen Eigenversorgung beitragen.

2.2.3.6 Strombedarf je Tierplatz und Jahr

Der Strombedarf im landwirtschaftlichen Bereich beträgt rund 30.561 kWh. Da eine Einzelmessung von allen Verbrauchern bzw. Steckdosen im Rahmen des Projektes nicht umsetzbar war, können in der genannten Summe auch Verbraucher, die nicht zur Landwirtschaft bzw. nicht direkt zur landwirtschaftlichen Tierhaltung zählen, integriert sein. Für eine vereinfachte Rechnung werden die schwankenden Tierzahlen für die Jahresverbrauchsrechnung auf 5.900 Tiere gerundet. Das bedeutet, dass der jährliche Stromverbrauch bei 5,18 kWh/TP liegt. Dieser Wert liegt über den Literaturwerten des KTBL. Das KTBL (2019) gibt für die Legehennenhaltung inkl. Eiersortierung eine Spanne von 1,17 – 3,12 kWh/TP*Jahr an. Ein Grund hierfür könnte sein, dass weitere Verbraucher, die nicht direkt zum Legebetrieb gehören vom Stromzähler erfasst werden. Des weiteren bewirtschaftet der Betrieb insgesamt 7.500 Tierplätze. So werden auch Eier aus weiteren Ställen in der zentralen Eiersortierung verarbeitet.

2.2.4 Betrieb 250 kW Wärmegeführt

2.2.4.1 Landwirtschaftsbetrieb

Der Betrieb hat eine dorfähnliche Struktur aufgrund der zahlreichen Wohn- und Arbeitsstätten sowie einem Landwirtschaftsbetrieb. Dieser verfügt über ein umfangreiches Nahwärmenetz von 1.550 m Länge und produziert einen großen Teil der Energie selbst. Daher ist es auch als Bioenergiedorf ausgezeichnet worden. Es werden auch Externe mit Wärme versorgt (Tierheim, Freizeitheim). Es wurden die Zähler am Standort der Biogasanlage und am Standort der Energiezentrale in die Untersuchungen einbezogen. Dies waren:

- BGA
- Landwirtschaftsbetrieb
- Holz- und Metallwerkstatt (exemplarisch für die Werkstätten)
- Energiezentrale (Hauptzähler)

Durch die Ablesungen der Zähler in der Energiezentrale wurden die Hauptzähler erfasst. Eine vollständige Erfassung auf der Ebene der Betriebszweige war aufgrund der Anzahl der Zähler und deren Zugänglichkeit (Privatwohnungen) nicht möglich.

Der Gesamtstromverbrauch liegt bei 826.040 kWh im Messzeitraum (08.10.2018 – 02.10.2019). Es werden etwa 80.000 l Treibstoff pro Jahr benötigt. Der Betrieb verfügt neben der BGA auch über zwei PV-Anlagen. Die Anlage mit 5,4 kWp wird in Volleinspeisung betrieben. Die Anlage mit 202,92 kWp wird als Überschusseinspeisung betrieben. Diese wurde mit erfasst.

Zur Wärmeversorgung dient die BGA mit einem 25 m³ Wärmespeicher, ein Hackschnitzelkessel mit 350 kW und 6 m³ Wärmespeicher und als Ausfallsicherung und Spitzenlastlieferant ein Ölkessel mit 720 kW. Die Wärmeversorgung wird über eine zentrale Steuerung geregelt.

Der Landwirtschaftsbetrieb bewirtschaftet 60 ha Ackerland und 150 ha Grünland. Es wird eine Milchviehherde mit etwa 56 Tieren und Rindermast mit etwa 100 Tieren betrieben. Dazu kommen einige Tiere des Gnadenhofs.

2.2.4.2 Biogasanlage

Die Biogasanlage wurde am 06.12.2011 in Betrieb genommen und ist nach Baurecht genehmigt. Der Eigentümer ist auch Anlagenbetreiber. Der produzierte Strom wird nach EEG 2009 mit Gülle-, Nawaro- und KWK-Bonus vergütet. Der Strom wird vollständig ins Netz eingespeist. Die BGA besteht aus einer Vorgrube (150 m³), einem Fermenter (1.525 m³), einem Nachgärer (1.525 m³), zwei offenen Gärrestlagern mit je 500 m³ und den dazugehörigen Fahrtilos mit 7.000 m³, sowie der Mistplatte mit 800 m². Weitere Gärrestlager sind an anderen Standorten vorhanden. Der Fermenter und der Nachgärer sind in oberirdischer Bauweise mit Tragluftfoliendach ausgeführt, das als Gasspeicher mit insgesamt 980 m³ dient. Gerührt wird mit je einem Schrägachsrührwerk und einem Tauchmotorrührwerken pro Behälter. Die Subtratzufuhr erfolgt aus einer Vorgrube mit Füllstandsmessung über eine Pumpe mit Durchflussmesser und einen Feststoffdosierer mit Wiegeeinheit. Eine Gasfackel ist vorhanden. Das Zündstrahl-BHKW mit 250 kW_{el.} befindet sich bei der Energiezentrale und wird über eine 350 m lange Rohgasleitung versorgt.

Die Wärme wird in das Nahwärmenetz eingespeist und für eine Containertrocknung genutzt. Hierüber wurden etwa 1.481.400 kWh BHKW-Wärme im Untersuchungszeitraum verwertet. Der Eigenwärmebedarf der BGA wird über einen Zähler erfasst und beträgt 17%.

Es wurden im Jahr 2017 etwa 6.751,13 t Substrat genutzt. Davon entfällt der größte Massenanteil auf die Grassilage (3.755,33 t) sowie Rindergülle (2.683,30 t). Der Rest ist Rinderfestmist (312,50 t) (Tabelle 25). Die Methanerträge der untersuchten Substrate sind im Anhang sowie in Abbildung 64 und Abbildung 65 dargestellt.

Tabelle 25: Angaben zum Landwirtschaftsbetrieb (am BGA Standort) und zur Biogasanlage (Werte beziehen sich auf den Untersuchungszeitraum 08.10.2018-02.10.2019)

Betriebsart		Milchvieh und Rindermast
Anzahl Tiere (2017)		56 Milchkühe und 100 Mastrinder
Acker	ha	60
Grünland	ha	150
Rechtliche Betriebsform BGA		e.V.
Rechtliche Betriebsform LW		e.V.
Leistung BHKW _i]	kWh _{el.}	250
Leistung BHKW	kWh _{el.}	232
Stromkennzahl		1,08
Höchstbemessungsleistung	kWh _{el.}	237,5
Zündöl		Pflanzenölmethylester
Wärmenutzung		Wärmenetz (Heizenergie, Warmwasser), Trocknung
Substrat gesamt	t/a	6.751,13
Grassilage	t/a	3.755,33
Milchviehgülle	t/a	2.683,30
Rinderfestmist	t/a	312,50
Stromverbrauch	kWh/359	826.040
Wärmeverbrauch	kWh/359	3.152.200
Kraftstoffverbrauch	l/a	80.000

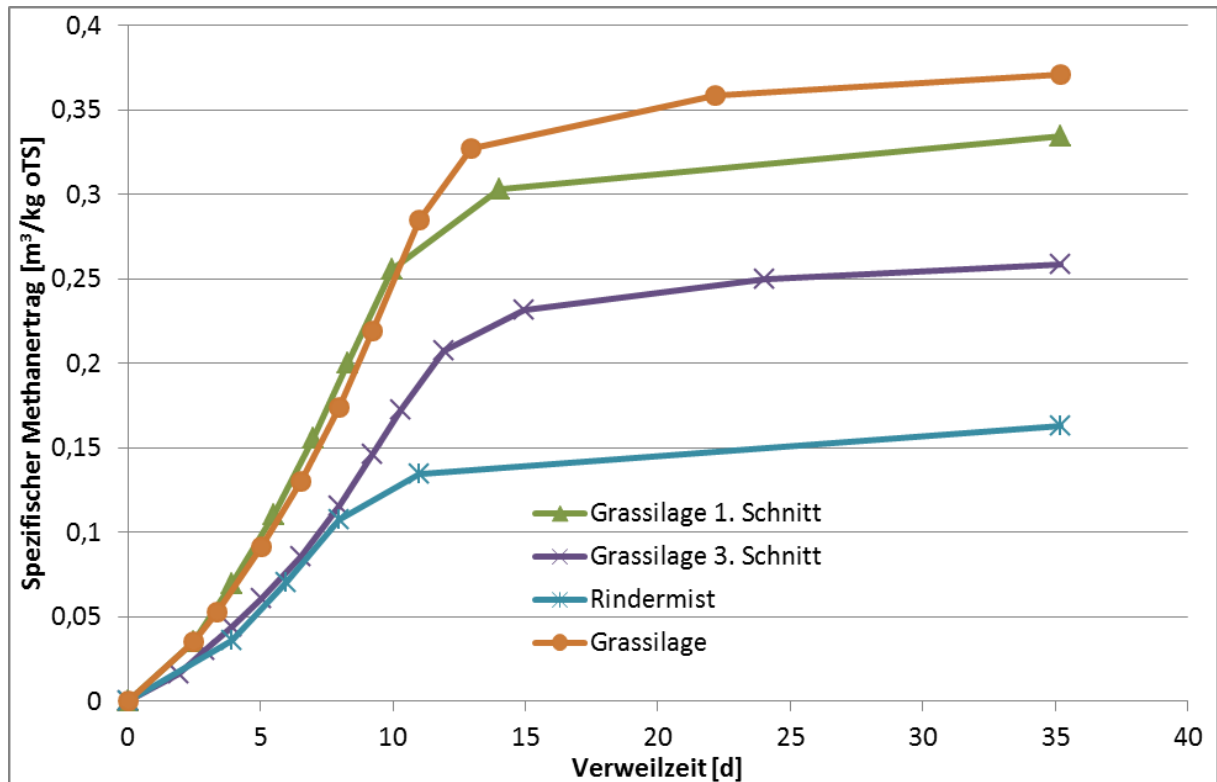


Abbildung 64: Summierter spezifischer Norm-Methanertrag (Mittelwert aus drei Wiederholungen) der Grassilagen (erster und dritter Schnitt) vom 09.01.19 und der Grassilage und des Rinderfestmistes vom 08.04.19

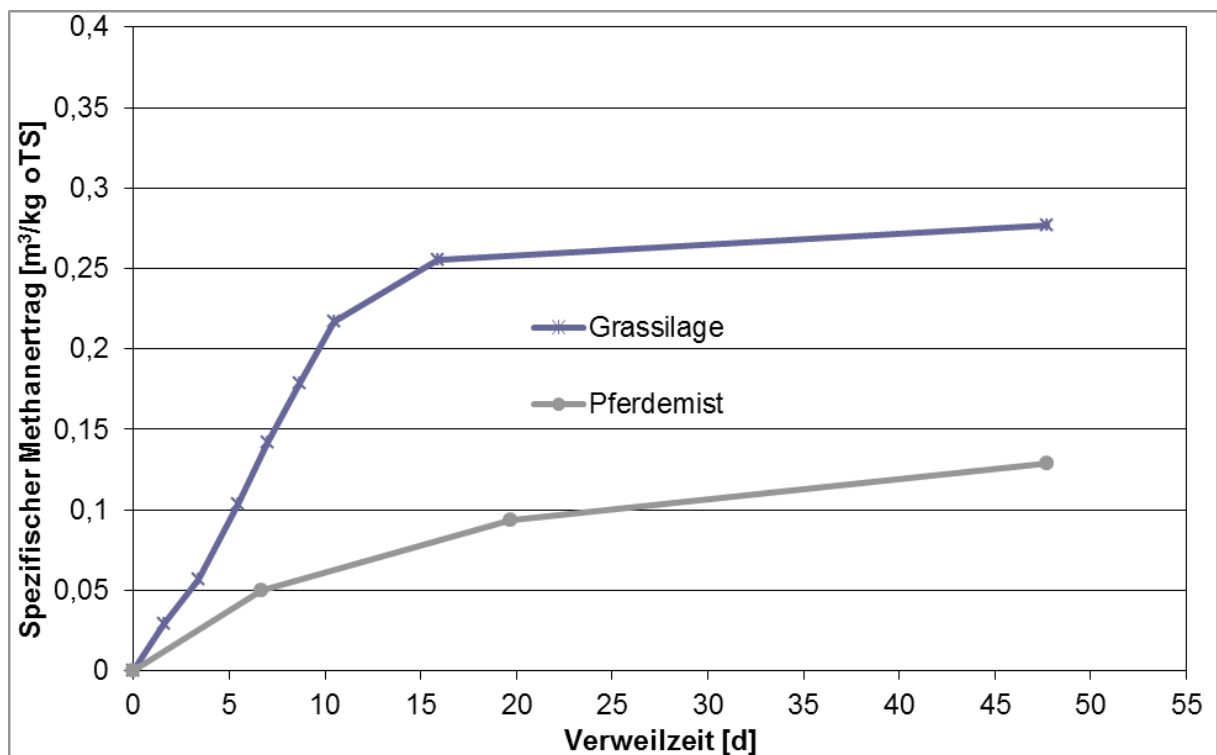


Abbildung 65: Summierter spezifischer Norm-Methanertrag (Mittelwert aus drei Wiederholungen) der Grassilage und des Pferdemistes vom 08.08.19

2.2.4.3 Ergebnisse der Messphase

2.2.4.3.1 Jahresbilanz

Die Bilanz über den Untersuchungszeitraum von 359 Tagen (08.10.18-02.10.19) zeigt, dass die BGA mehr als zweimal so viel Strom produzierte, wie der Betrieb benötigte. Bezogen auf den Strombedarf des Betriebes (ohne Eigenstrombedarf der BGA) sind es sogar 2,8 mal so viel. Der erzeugte Strom der PV-Anlage (202,93 kWp) entspricht 21,8 % des Gesamtbedarfs (Abbildung 66). Etwa 92 % des PV-Stroms werden selbst

verbraucht. Das sind etwa 20 % des Gesamtbedarfs. Der im Untersuchungszeitraum eigentlich zu deckende Strombedarf liegt bei 619.222 kWh.

Der Eigenstrombedarf der BGA liegt bei 10 % und ist damit als erhöht einzustufen. Bei den verwendeten Substraten Grassilage und Festmist ist ein erhöhter Wert aber nicht ungewöhnlich. Zudem wird die Anlage wärmegeführt betrieben. Dadurch schöpft Sie nicht das volle Potenzial der Stromproduktion aus, was sich wiederum negativ auf den prozentualen Eigenstrombedarf auswirkt. Im Bereich der höheren Leistungen sinkt der Eigenstrombedarf tendenziell auf etwa 8 %. Bei Betrachtung der Zusammensetzung des Verbrauches des Gesamtbetriebes zeigt sich, dass dieser Eigenstrombedarf der BGA trotzdem etwa 25 % des Gesamtstrombedarfs des Betriebes ausmacht (Abbildung 67).

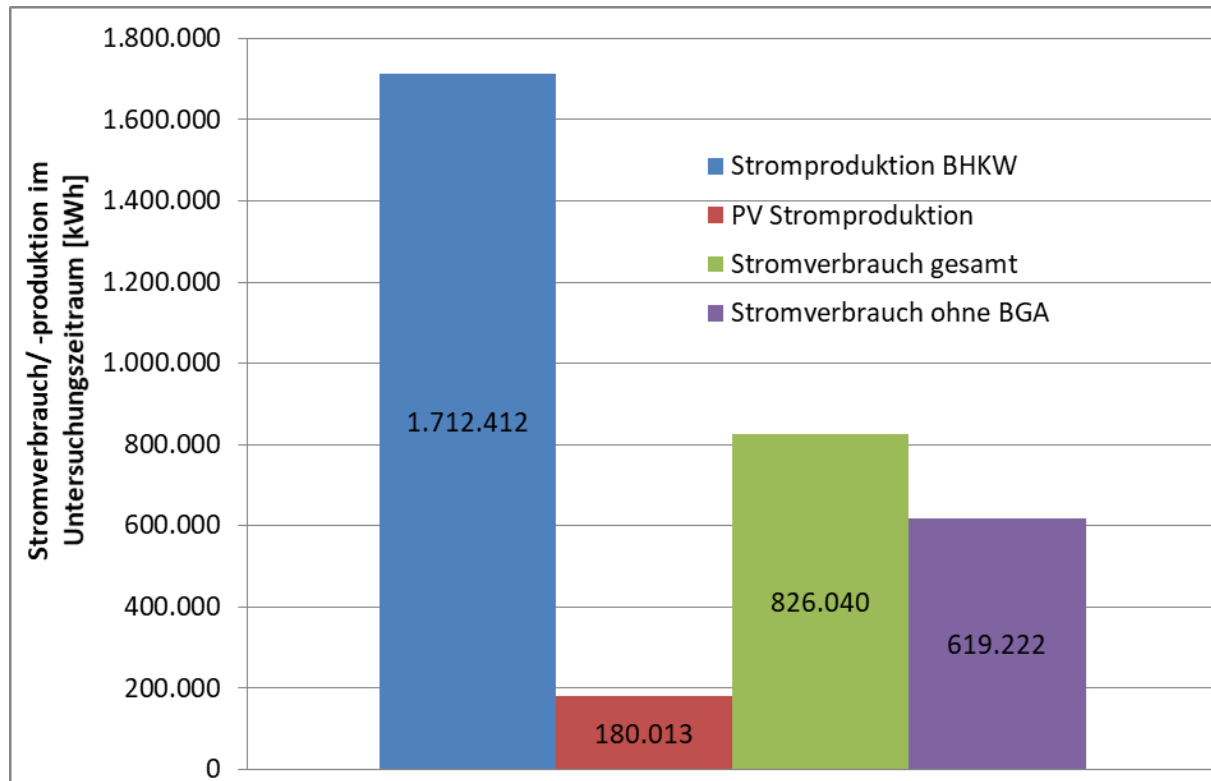


Abbildung 66: Stromproduktion und –verbrauch im Untersuchungszeitraum (08.10.18-02.10.19)

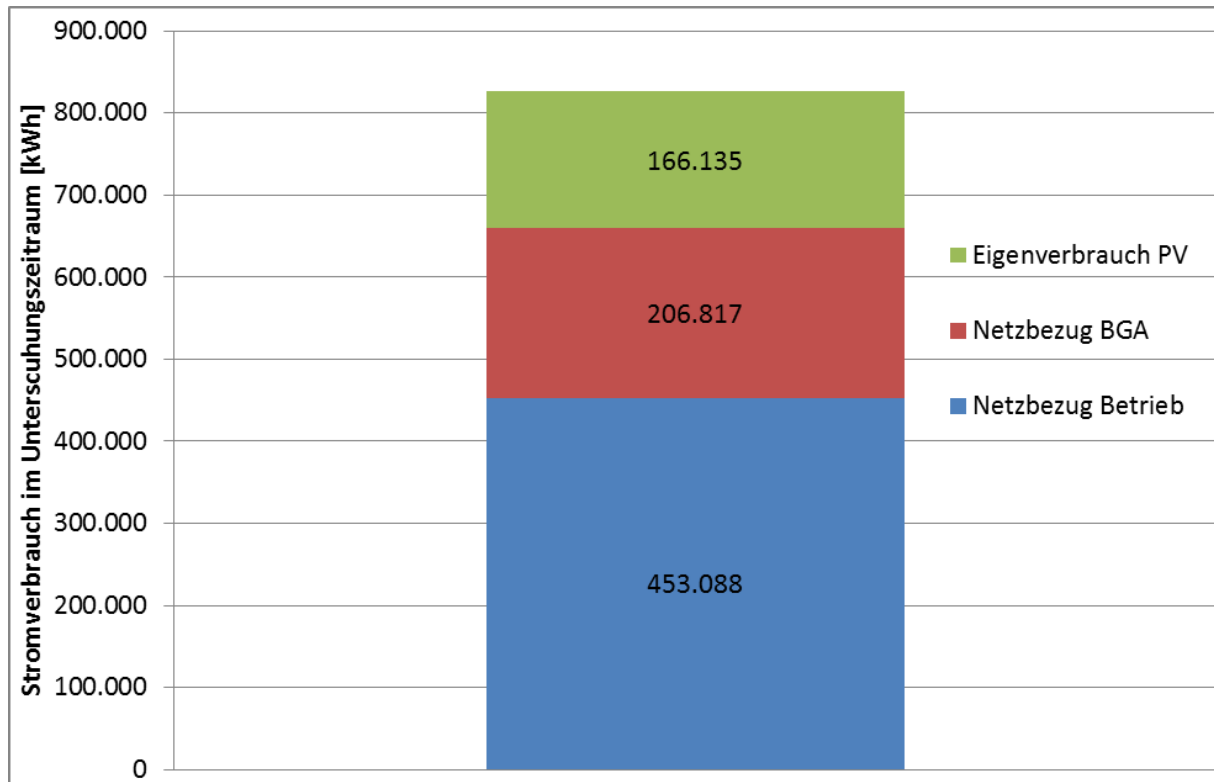


Abbildung 67: Aufteilung des Stromverbrauches im Untersuchungszeitraum

Eine Besonderheit des Betriebes ist, dass das BHKW nicht die komplette Wärmemenge stellt. Ein Holzhackschnitzelkessel mit 350 kW_{th} und ein Ölkessel (720 kW_{th}) als Spitzenlastkessel und Notfallreserve werden auch noch zur Deckung des Wärmebedarfs benötigt. Damit stand im Untersuchungszeitraum eine ins Fernwärmenetz eingespeiste Menge von insgesamt 3.152.200 kWh zur Verfügung. Der Holzkessel lieferte 1.670.800 kWh. 1.585.567 kWh Wärme wurden durch das Biogas-BHKW produziert (Abgeleitet aus Stromproduktion und Stromkennzahlen der BHKWs). Davon wurden laut Zähler 1.481.400 kWh in das Fernwärmenetz am Standort des BHKW (Energiezentrale) eingespeist. Das Fernwärmenetz verfügt über einen Hauptzähler, der den Wärmeverbrauch (2.676.436 kWh) am Netzanfang zählt. Alle Verbrauchsstellen verfügen ebenfalls Wärmezähler, so dass eine vollständige Bilanz erstellt werden kann. Darüber wurden die Netzverluste von 10,58% bestimmt.

Das Verhältnis der produzierten zur eingespeisten Wärme des BHKW entspricht einer Nutzung von 93%. Dieser hohe Wert kann täuschen, da er nur das Verhältnis von produzierter Wärme zur eingespeisten Wärme darstellt. Die Netto-Wärme, die die BGA zur Verfügung stellt, muss um den Eigenwärmebedarf bereinigt werden. Der Eigenwärmebedarf der BGA von 17% wird aus dem Fernwärmenetz bezogen und auch über einen Zähler erfasst (Tabelle 20). Korrigiert um die durchschnittlichen Netzverluste liegt dieser aber schon bei 20,3%. Wird dieser Wert nicht von der produzierten Energie, sondern von der eingespeisten Energie abgezogen sind weitere Systemverluste mit integriert. Damit erreicht die BGA immerhin noch eine Ausnutzung von 74% der produzierten Wärme. Würde das BHKW ganzjährig unter Volllast laufen wären es allerdings nur 13,4 bzw. 14,8% Eigenwärmebedarf.

Die gute Wärmenutzung durch den wärmegeführten Betrieb ist für die aktuelle Betriebsweise der BGA erfreulich. Bei einem Inselbetrieb, der stromgeführt betrieben wird, wäre, bei einer Anpassung der elektrischen Leistung des BHKW an den Bedarf des Betriebes, die ausreichende Versorgung mit Wärme zu überprüfen.

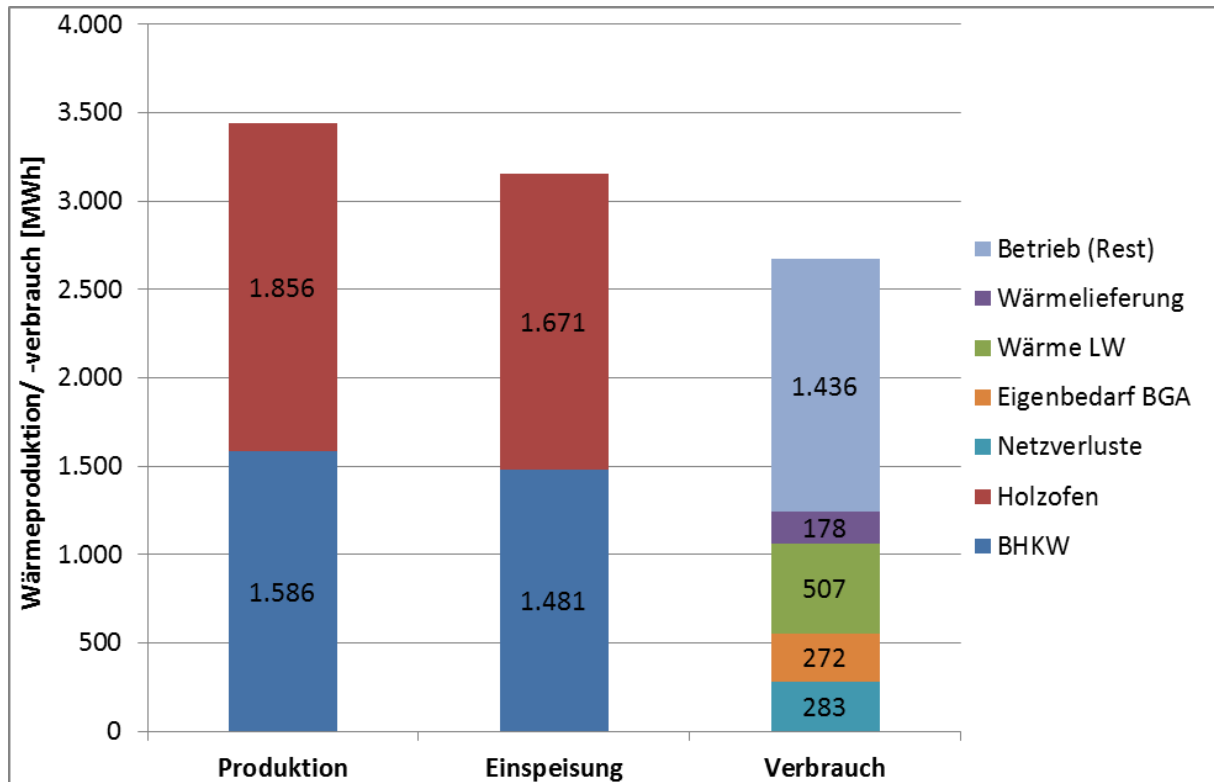


Abbildung 68: Wärmeproduktion/ -einspeisung und -verbrauch im Untersuchungszeitraum (Wirkungsgrad Holzofen mit 90% angenommen, Wärmeproduktion des BHKW über die Stromproduktion und Stromkennzahl berechnet, Betrieb (Rest) entspricht dem Verbrauch des Hauptzählers abzüglich der Netzverluste und der Einzelverbraucher)

2.2.4.3.2 Monatsverlauf

Für das Jahr 2017 stehen sowohl der monatliche Stromverbrauch und die Stromproduktion zur Verfügung. Trotz des enormen Stromverbrauches wird immer noch mehr als doppelt so viel Strom produziert. Der mittleren benötigten Leistung von etwa 100 kW steht hier die mittlere Leistung von 211 kW gegenüber, die das BHKW und die PV-Anlage bereitstellen. Der Strom der 202,92 kWp PV-Anlage wird zum größten Teil direkt selbst verbraucht. Im Minimum sind es 87%, maximal wird der gesamte Strom selbst verbraucht. Der maximale Leistungsbezug lag im Jahr 2017 zwischen 219 kW im Juni und 288 kW im Oktober (Abbildung 81).

Für den Untersuchungszeitraum ergibt sich ein ähnliches Bild. Auch hier wurde der Großteil des PV Stroms selbst verbraucht und der Netzbezug liegt im Monat mit dem maximalen Bezug bei etwa 80.000 kWh. Die Zeiträume unterscheiden sich im Minimalbezug. Dieser liegt in 2017 im Juni mit 41.622 kWh und im Untersuchungszeitraum im September bei etwa 27.354 kWh. Auch der Gesamtverbrauch ist im Untersuchungszeitraum niedriger: 670.934 kWh bezogen auch 365 Tage zu 713.043 kWh in 2017. Diese Schwankungen wirken relativ gering. Es muss aber beachtet werden, dass es sich hierbei in absoluten Zahlen doch um relevante Energiemengen handelt.

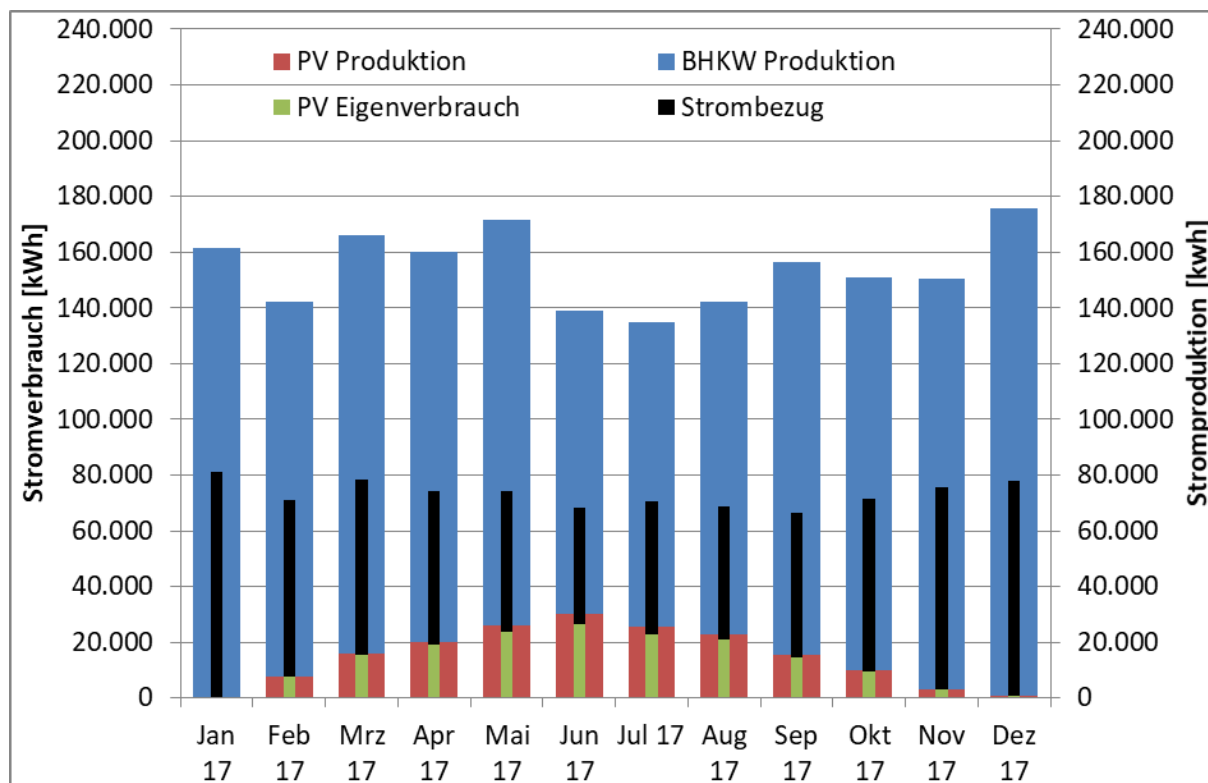


Abbildung 69: Gegenüberstellung der Stromproduktion (BHKW + PV) und des Stromverbrauchs (PV Eigenverbrauch + Netzbezug) des Jahres 2017

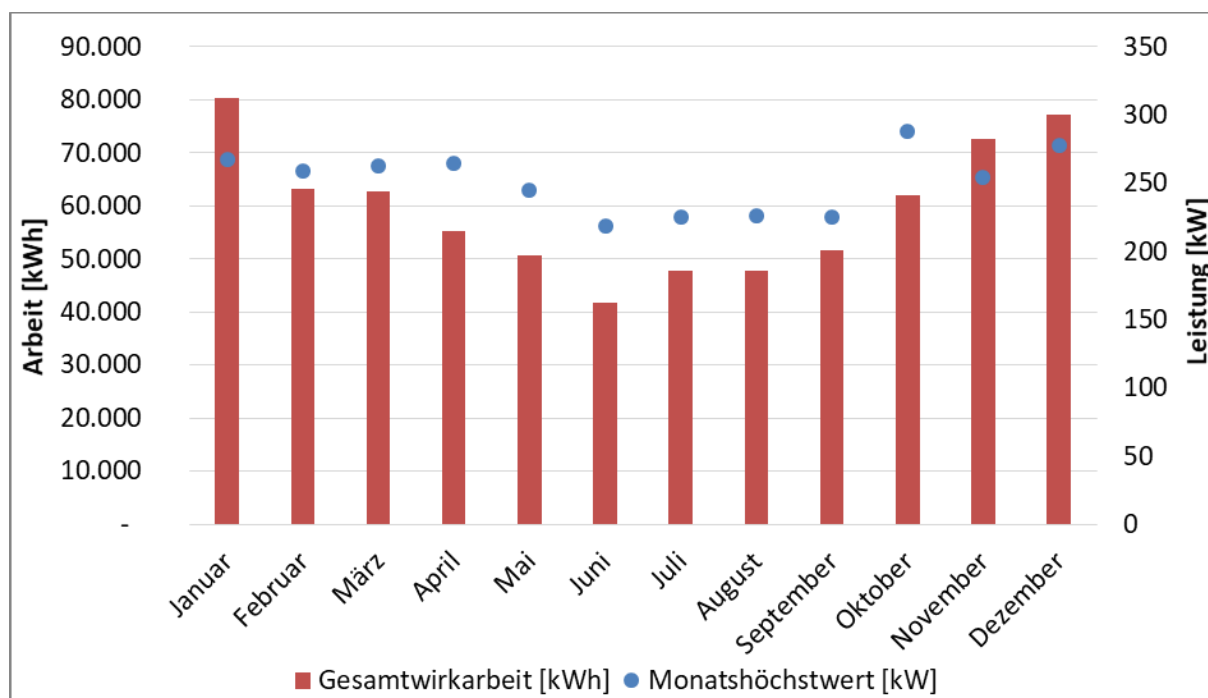


Abbildung 70: Netzbezug des Betriebes über die Monate des Jahres 2017 mit max. Leistungsbezug

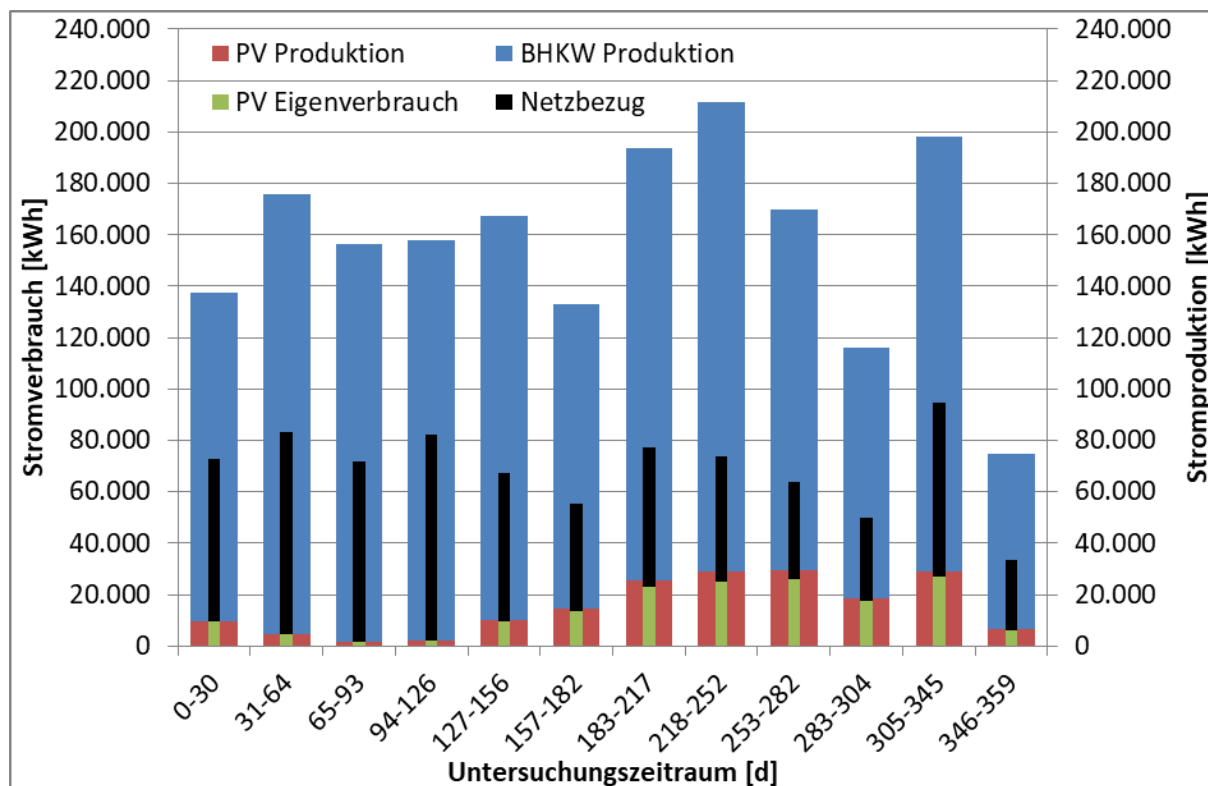


Abbildung 71: Gegenüberstellung der Stromproduktion (BHKW + PV) und des Stromverbrauchs (PV Eigenverbrauch + Netzbezug) des Untersuchungszeitraumes (08.10.2018 – 02.10.2019)

Die Wärmebereitstellung erfolgt über die drei Wärmequellen BHKW, Holzheizung und Ölkessel. In Abbildung 72 ist gut zu erkennen, wie die Wärmeproduktion sich auf die Wärmequellen BHKW als Grundlastdeckung und die Holzheizung als Spitzenlastkessel aufteilt. Der Ölkessel wurde im Untersuchungszeitraum nicht benötigt. Im Zeitraum 253 - 345 konnte das BHKW den Wärmebedarf allein decken. Die Auslastung der beiden Wärmequellen ist im Zeitraum 65-93, der den höchsten Wärmebedarf aufweist, mit durchschnittlich 401 kW_{th} (maximale Feuerungsleistung) für den Holzkessel und 219 kW_{th} (94%) für das BHKW sehr hoch. Es ist daher anzunehmen, dass hier kein Potenzial zur Verkleinerung der Leistung vorhanden ist, um dem elektrischen bedarf näher zu kommen. Eventuell könnte mit einem Tausch des BHKW gegen eines mit gleicher thermischer Leistung aber einer geringeren Stromkennzahl das Verhältnis etwas verbessert werden.

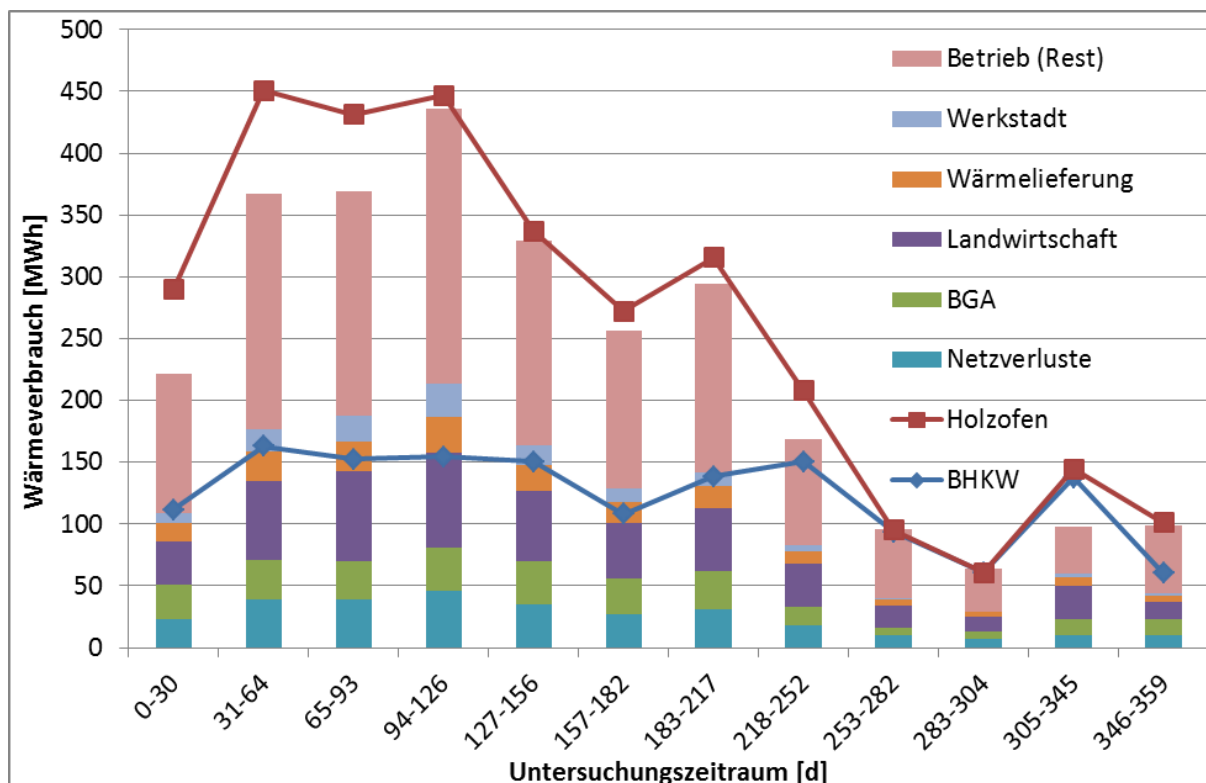


Abbildung 72: Gegenüberstellung des Wärmeverbrauchs (Balken gestapelt) und der Wärmeeinspeisung (Kurven gestapelt) im Untersuchungszeitraum

Die Faktoren aus Energieproduktion und Verbrauch zeigen sehr deutlich die wärmegeführte Fahrweise. Der Wärmebedarf wird normalerweise sehr gut getroffen. Der Stromfaktor fluktuiert deutlich stärker und bildet eine größere Spannweite zwischen 1,9 und 2,9 ab (Abbildung 73). Wird die PV-Stromproduktion aus der Betrachtung ausgenommen ändert dies im Wesentlichen nichts. Die Fluktuationen sind also eher auf die Anpassung an den Wärmebedarf und den Strombedarf selbst zurückzuführen.

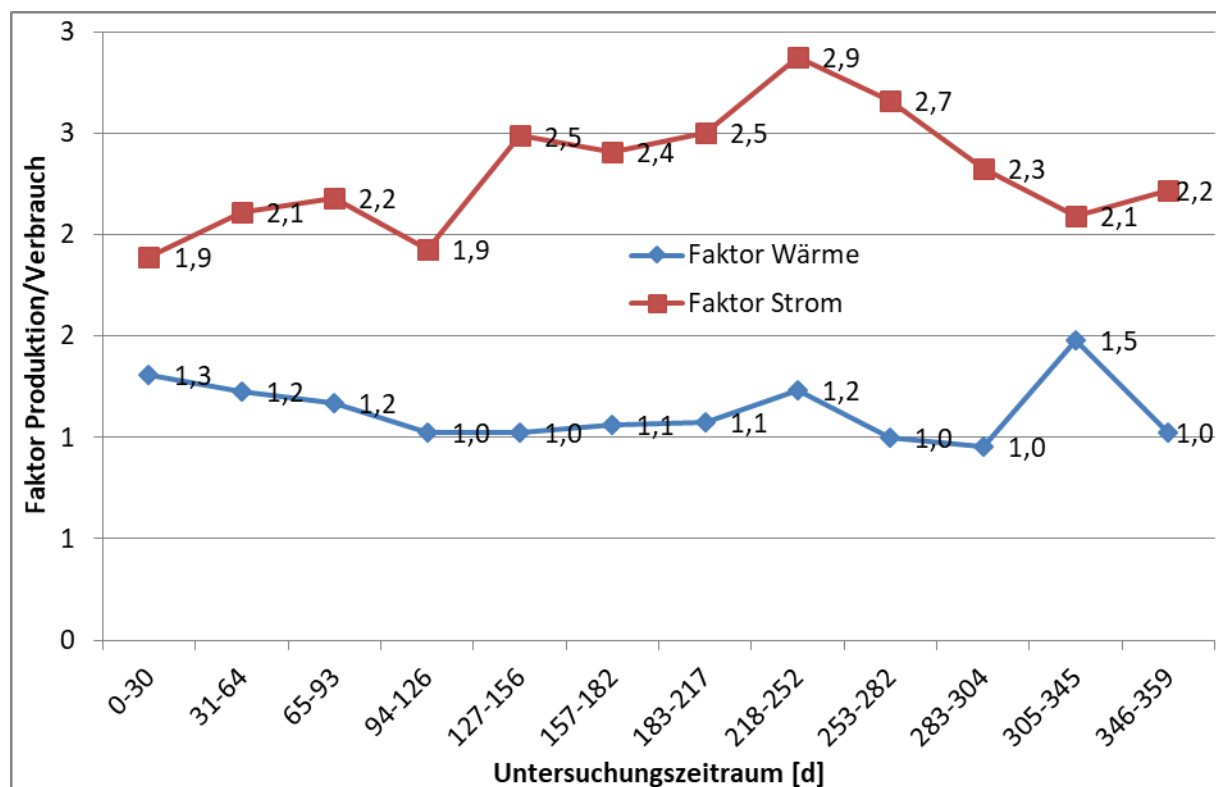


Abbildung 73: Faktoren der Produktion und des Verbrauchs von Strom und Wärme bezogen auf die Abschnitte des Untersuchungszeitraums

2.2.4.3.3 Lastgänge

2.2.4.3.3.1 Stromproduktion

Der erzeugte Strom der Biogasanlage wird vollständig in das Netz eingespeist. Zur Produktion stand nur die Tagesproduktion im Betriebstagebuch zur Verfügung. Leider lag letzteres für den Messzeitraum nur unvollständig vor. Bei der Stromproduktion lässt sich der wärmegeführte Betrieb der Anlage nur erahnen. Da der Holzkessel einen Großteil der Wärme produziert und das BHKW eher die Grundlast liefert schlägt die wärmegeführte Fahrweise nur in den Sommermonaten auf die Stromproduktion durch. Im Zeitraum 2017/2018 sind die Laststufen des BHKW zur Anpassung der Leistung deutlich sichtbar. Im Zeitraum in 2019 werden keine jahreszeitlichen Zusammenhänge deutlich (Abbildung 74).

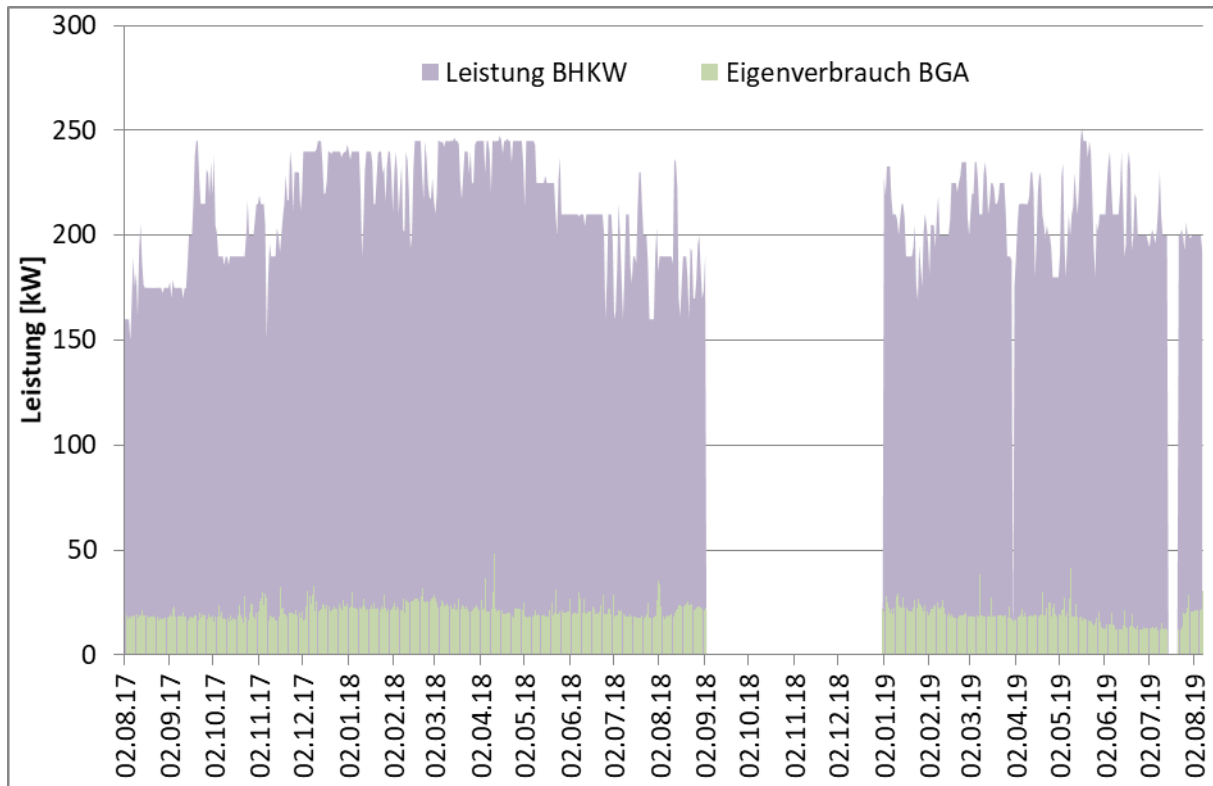


Abbildung 74: Tagesdurchschnittswerte der BHKW Leistung und des Eigenstrombedarfs der BGA im Zeitverlauf

Stromverbrauch

Zum Stromverbrauch lagen nur die monatlichen Werte vor.

2.2.4.4 Eigenversorgungskonzepte

Der Betrieb stellt bei der Eigenversorgung einen Sonderfall dar. Die Anzahl der Betriebszweige und die Zugänglichkeit der Zähler ließ eine Einzelerfassung nicht zu. Aufgrund der Komplexität der aufgebauten Strukturen ist deren Anpassung zur Strombedarfsbeeinflussung aber auch sehr unwahrscheinlich. Zudem wären die Folgen eines Stromausfalls deutlich komplexer als auf einem klassischen Landwirtschaftsbetrieb. Im Falle einer Überlast eines Inselsystems wäre die Fehlersuche sehr langwierig. Zudem werden auch Dritte (Tierheim, Jugendheim) mit Wärme und Strom versorgt. Dies wäre im Inselbetrieb eine Lieferung an Dritte und stellt einen hohen juristischen Aufwand dar. Es ist eher davon auszugehen, dass die bestehenden Strukturen, wie die Wärmeversorgung, beibehalten werden und eine Autarkiegraderhöhung in Form einer bilanziellen Autarkie bei der Stromversorgung angestrebt wird.

Aufgrund der hohen Auslastung der Wärmequellen im Winter ist eine Verkleinerung der installierten thermischen Leistung des BHKW nicht möglich. Wird auf eine Überschusseinspeisung mit elektrischer Energie umgestellt wäre es die Aufgabe die Mengen an Überschussstrom so gering wie möglich zu halten, bei gleichbleibender Wärmeproduktion.

Bei dem aktuellen BHKW handelt es sich um ein Zündstrahl-BHKW mit einem hohen elektrischen Wirkungsgrad von 43% und einer Stromkennzahl von 1,08. Würde das BHKW gegen eines mit einer geringeren Stromkennzahl getauscht werden könnte das die Menge an Überschussstrom reduzieren. Der Gesamtwirkungsgrad kann dabei sogar besser sein als der beim aktuellen BHKW. Wird der Eigenverbrauch des PV Stroms beibehalten müsste das BHKW nur den Netzbezug decken. Aus den monatlichen Ablesungen im Untersuchungszeitraum ergeben sich die durchschnittlichen Tagesleistungen. Die maximale benötigte Leistung liegt bei

101 kW. Daraus ergibt sich bei gleichbleibender thermischer Leistung eine theoretische Stromkennzahl von 0,44. Die Herausforderung wäre es ein solches BHKW in dieser Größenordnung am Markt zu finden. Moderne Biogas-BHKW sind auf eine hohe Stromausbeute ausgelegt und weisen häufig schon Stromkennzahlen von über Eins auf. Kleinere BHKW dagegen weisen niedrigere Stromkennzahlen auf. Es wäre denkbar mehrere kleine BHKW zu betreiben und dadurch das Verhältnis von Strom- zur Wärmeproduktion zu beeinflussen. Zwar spielt die Erhöhung der Versorgungssicherheit bei der Wärme bei der aktuellen Installation keine Rolle. Der Anteil an Überschussstrom könnte dadurch aber gesenkt werden, da sich die Stromproduktion präziser anpassen ließe. Der Anteil an Teillastbetrieb könnte auch gesenkt werden.

Eine weitere Möglichkeit den Überschussstrom zu senken wäre es den Wärmebedarf zu senken. Auch dadurch könnte das BHKW verkleinert werden.

2.2.4.5 Ökonomische Betrachtungen

Batteriespeicherauslegung

Auf Grund der Komplexität des Betriebes sowohl technisch als auch rechtlich konnten keine Batteriespeicherauslegung ermittelt werden. Hierzu wären weitere Messungen von einzelnen Verbrauchern im ¼ Stundentakt bzw. bei für genaue Berechnungen im Millisekundentakt nötig. Dennoch wurde durch die Messungen und vorhandenen Daten des Betriebes gezeigt, dass eine kontinuierliche Stromversorgung durch das BHKW gegeben ist. Die Ausfallzeiten ergeben sich primär durch Wartungsarbeiten.

Durch die gleichmäßige Stromproduktion würden Batterien, die den Fehlbedarf decken sollen nur selten genutzt, was ein schlechtes Kosten-Nutzen-Verhältnis bedeutet. Insbesondere bei geplanten Wartungsarbeiten wäre für den Betrieb eine Versorgung durch Notstromaggregate kostengünstiger.

2.2.4.5.1 Ökonomische Analysen

Kosten für Investition, Reparatur & Wartung und Betriebsstoffe

Für die Ermittlung der Kosten wurden drei Ansätze gewählt.

- d) **Retrofit:** In einem Großteil der Biogasanlage wird noch einmal investiert, um eine sichere Nutzung für die nächsten 10 Jahren zu garantieren
- e) **Ohne Investition:** Nur die jährlichen Kosten von Reparatur, Wartung und Betriebsstoffen werden berücksichtigt. Zusätzlich wird davon ausgegangen, dass für weitere 10 Jahre in das BHKW investiert werden muss.
- f) **Erhöhte Reparatur:** Im Gegensatz zu a) werden keine Neuinvestitionen getätigt. Dafür wird davon ausgegangen, dass für die kommenden 10 Jahre beim Weiterbetrieb der Anlage im Ist-Zustand höhere Reparatur- und Verbrauchskosten entstehen.

2.2.4.5.2 Stromproduktionskosten

Bei der Kostenberechnung für die Stromproduktion wurde der Wert anhand der Untersuchungsdaten von 1.798.528 kWh festgelegt. Das Szenario „Erhöhte Reparaturkosten“ gilt auf Grund der geringen Investitionskosten und den wahrscheinlich steigenden Reparaturkosten als praxisnah.

Die Stromproduktionskosten teilen sich einmal in die Variante, in der die Wärmenutzung nicht berücksichtigt wird und einmal mit 4,5 Cent/kWh vergütet wird. Dies spiegelt die aktuellen Kosten der Biogasanlage wider. Der Preis für die Wärmenutzung ergibt sich aus der Nutzung in Bereichen, in denen die Wärme andere Energieträger ersetzt und einem Bereich, in dem aktuell die Wärme genutzt wird aber unter ökonomischen Bedingungen eingespart würde. Insgesamt setzen sich die Stromproduktionskosten aus einer Vielzahl von Unterpunkten zusammen. Hieraus können sich größere Schwankungen ergeben, die alle einen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit haben. Für weitere Berechnungen wird der Produktionspreis aus dem Szenario „Erhöhte Reparatur“ mit einer Wärmenutzung von 0,102 € angesetzt (Tabelle 26). In den Produktionskosten sind Kosten für Versicherung, Umweltgutachten oder Beratungsgebühren nicht berücksichtigt.

Tabelle 26: Auflistung der Stromproduktionskosten für mehrere Szenarien mit bzw. ohne einer Investition zur autarken Stromversorgung. Dabei wird zwischen mit oder ohne Wärmevergütung unterschieden.

Substratkosten	€/a	126.191,25
Retrofitkosten	€/a	170.537,52
ohne Investition	€/a	125.861,27
Erhöhte Reparatur	€/a	136.902,31
Stromproduktionskosten aktuell		
Retrofit	€/kWh	0,165
ohne Investition	€/kWh	0,140
Erhöhte Reparatur	€/kWh	0,146
Stromproduktionskosten abzüglich Wärmenutzung		
Retrofit	€/kWh	0,121
ohne Investition	€/kWh	0,096
Erhöhte Reparatur	€/kWh	0,102

Auf Grund der sehr hohen Eigenwärmenutzung ergeben sich bei einer Vergütung von 4,5 Cent je Kilowattstunde thermisch Produktionskosten von rund 10 Cent/kWh bei dem Szenario mit erhöhten Reparaturkosten.

2.2.4.5.3 Bilanzielle Stromversorgung

Für den Betrieb werden Strombezugskosten von 17,15 Cent/kWh angesetzt. Dies beinhaltet neben den Stromkosten auch die Stromhöchstbezugskosten. Für eine genaue bilanzielle Stromkostenrechnung wäre eine genaue Stromaufzeichnung mit allen Verbrauchern mindestens viertelstündlich notwendig. Da dieses nicht komplett abgedeckt werden konnte, wird hier nur anhand der des Gesamtverbrauches eine Eigenversorgung mit Überschusseinspeisung gerechnet. Strombezüge, die das BHKW nicht abdecken kann, werden in dieser Rechnung nicht direkt berücksichtigt. Durch die Eigenbedarfsdeckung muss auf die Produktionskosten jeweils noch der Eigenbedarf der Biogasanlage von 10 % gerechnet werden da nur der Stromverbrauch für die Bereiche neben der Biogasanlage dargestellt sind. Auf Grund des bestehenden Wärmenetzes und des hohen Eigenwärmebedarfes des Betriebes ist davon aus zu gehen, dass die Wärme komplett in Wert gesetzt wird. Zur Übersicht und einer besseren Abschätzung der reinen Produktionskosten werden in der Tabelle 32 zwischen den Kosten mit und ohne einer Wärmenutzung unterschieden. Dabei können ohne und mit 40 % EEG-Umlage Einsparungen bei der Eigenstromversorgung erzielt werden.

Neben den Einsparungen mit und ohne Wärmenutzung zwischen Bezugsstrom und Eigenstromnutzung wird auch die Auswirkung unterschiedlicher Besteuerung durch die EEG-Umlage (40 % und 100 %) dargestellt. Ausgehend von der aktuellen EEG-Umlage von 6,76 Cent/kWh ergeben sich bei einer 40 % EEG-Umlage Mehrkosten von 2,7 Cent/kWh und bei 100 % EEG-Umlage folglich 6,76 Cent/kWh.

Tabelle 27: Bilanzielle Stromversorgung unter Berücksichtigung unterschiedlicher EEG-Umlagebesteuerung.

	Produktionskosten		
	ohne Wärmenutzung	mit Wärmenutzung	
ohne EEG-Umlage	0,146 €/kWh	0,102 €/kWh	
+ 40 % EEG-Umlage	0,173 €/kWh	0,129 €/kWh	
+ 100 % EEG-Umlage	0,214 €/kWh	0,170 €/kWh	
2018 (Bezug 458.728 kWh)	Produktionskosten ohne / mit Wärmenutzung	Kaufpreis	Differenz ohne / mit Wärmenutzung
ohne EEG-Umlage	99.640,65 / 69.431,73 €	106.196,57 €	6.556,93 / 36.764,84 €
40 % EEG-Umlage	118.057,79 / 87.849,87 €	106.196,57 €	-11.861,21 / 18.346,70 €
100 % EEG-Umlage	145.684,99 / 115.477,08 €	106.196,57 €	-39.488,42 / -9.280,51 €

Bei der gezeigten Kostenrechnung sind zusätzliche Techniken wie Akkus oder auch Power-to-Heat nicht inbegriffen. Diese können den Eigenversorgungsgrad erhöhen bzw. Überschüsse abfangen, sie steigern aber zugleich auch die Produktionskosten.

2.2.5 Betrieb 366 kW Schweine

2.2.5.1 Landwirtschaftsbetrieb

Der Landwirtschaftsbetrieb besteht aus diversen Unternehmen. Betrachtet wurden die Betriebsteile am Standort der Biogasanlage. Dies waren:

- Biogasanlage
- Wärmenetz
- Tierhaltung (300 Zuchtsauen und 1.000 Mastplätze)
- Futteraufbereitung
- 2 Wohnhäuser
- PV-Anlagen

Weitere Betriebsstandorte wurden im Strom- und Wärmeverbrauch nicht direkt berücksichtigt. Bereiche wie die Futteraufbereitung, die auch diesen Standorten zugutekommt, wurde aber in der Untersuchung mit erfasst.

Der Landwirtschaftsbetrieb bewirtschaftet 180 ha Ackerland (davon 37 Eigene). Zudem werden noch 7 ha Grünland (davon 0,5 Eigene) bewirtschaftet. Der Gesamtstromverbrauch liegt bei 414.583 kWh im Jahr. Es werden etwa 45.000 l Diesel pro Jahr für die Bewirtschaftung benötigt. Der Betrieb verfügt neben der BGA am Standort auch über vier PV-Anlagen mit insgesamt 57 kWpeak (3x 8 kWpeak und 1x 33 kWpeak).

Exemplarisch wird in der Abbildung 75 gezeigt, wie hoch die Vernetzung des Betriebes mit weiteren Betrieben ist. Diese enge Verflechtung bietet aus steuerlichen Gesichtspunkten eine Fülle an Vorteilen und ist auch Grund der Betriebsaufteilung. Allerdings verhindert dieses Konstrukt eine reine autarke Stromnutzung. Hierfür müssen einzelne Bereiche wieder zu einem Betrieb zusammengeführt werden. Hierbei muss abgewogen werden, ob der steuerliche Vorteil oder die Einsparung in der Eigenversorgung überwiegt.

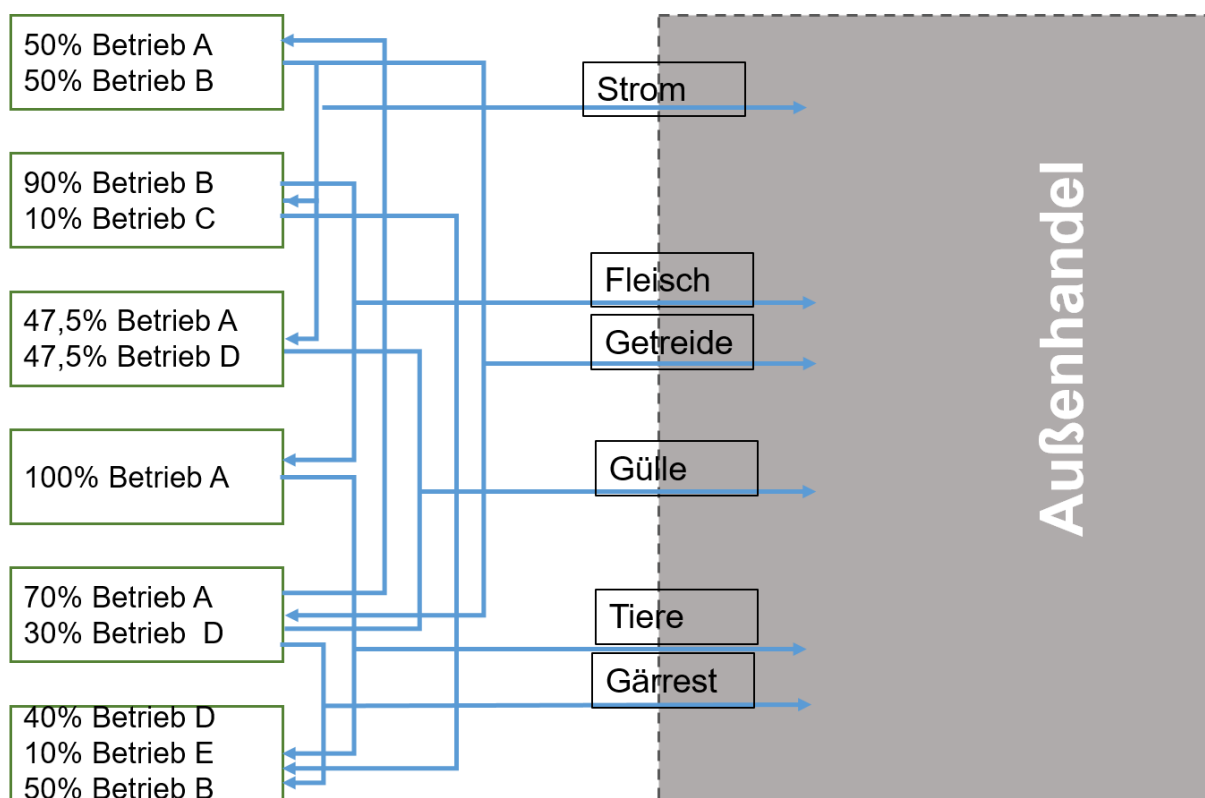


Abbildung 75: Betriebsnetzwerk exemplarisch dargestellt.

2.2.5.2 Biogasanlage

Die Biogasanlage wurde 2010 in Betrieb genommen und ist nach BImSchG genehmigt. Diese ist als eigene Unternehmung (Bioenergie KG) organisiert. Der produzierte Strom wird nach EEG 2009 mit Gülle-, Nawaro-

und KWK-Bonus vergütet. Es wird seit 01.04.2019 nur der Überschussstrom eingespeist. Die BGA besteht aus einem Fermenter (1.050 m³), einem Nachgärer (1.050 m³) und einem gasdichten Gärrestlager (3.000 m³) und den dazugehörigen Fahrhilfen, sowie einer Fahrzeugwaage. Die Fermenter sind in oberirdischer Bauweise mit Tragluftfoliendach ausgeführt, das als Gasspeicher dient, mit insgesamt 2.800 m³. Gerührt wird mit je zwei Tauchmotorrührwerken pro Behälter. Die Substratzufuhr erfolgt aus einer Vorgrube über eine Pumpe mit Durchflussmesser und einen Feststoffdosierer mit Wiegeeinheit. Eine Gasfackel ist vorhanden. Es sind zwei BHKW in Containern vorhanden. Das ältere mit 366 kW_{el.} und das 10/2018 installierte Flex-BHKW mit 550 kW_{el.} installierter Leistung. Beide BHKW befinden sich im Betrieb.

Die Wärme wird zum Betrieb einer Containertrocknungsanlage genutzt. Zusätzlich verfügt die Anlage über ein Wärmenetz, das die Wohnhäuser, die Werkstatt, und die angrenzenden Ställe mit Wärme versorgt. Es ist ein 20 m³ Wärmespeicher installiert. Hierüber werden etwa 2.023.828 kWh Wärme im Untersuchungszeitraum verwertet. Der Eigenwärmebedarf der BGA wird nicht gemessen.

Es wurden im Untersuchungszeitraum etwa 14.920 t Substrat genutzt, davon entfällt der größte Massenanteil auf die eigene Schweine- und die Milchviehgülle vom Nachbarn (7884 t) sowie Maissilage (Summe 4.920 t) (Tabelle 18).

Die Methanerträge der untersuchten Substrate sind in Abbildung 76 und Abbildung 77 dargestellt.

Tabelle 28: Angaben zum Landwirtschaftsbetrieb (am BGA Standort) und zur Biogasanlage (Werte beziehen sich auf den untersuchungszeitraum 08.10.2018-02.10.2019)

Betriebsart		Schweinehaltung
Anzahl Tiere		300 Zuchtsauen + 1.000 Mastschweine
Acker (davon eigene ha)	ha	180 (37)
Grünland (davon eigene ha)	ha	7 (0,5)
Rechtliche Betriebsform BGA		KG
Rechtliche Betriebsform LW		Siehe Übersicht
Leistung BHKW 1	kWh _{el.}	366
Leistung BHKW 2	kWh _{el.}	550
Bemessungsleistung	kWh _{el.}	363
Wärmenutzung		Trocknung, Beheizung Wohnhäuser und Ställe
Substrat gesamt	t/359d	14.920,44
Maissilage	t/359d	4.919,70
GPS	t/359d	1.116,24
Milchviehgülle	t/359d	1.036,15
Schweinegülle	t/359d	6.847,85
Putenmist	t/359d	250,00
Rindermist	t/359d	663,50
Stromverbrauch	t/359d	484.513
Wärmeverbrauch	t/359d	2.023.828
Kraftstoffverbrauch	l/a	45.000

Substratkosten und Menge

Für die Ermittlung der Substratkosten wurden Durchschnittliche Kosten der einzelnen Komponenten angenommen. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass die Preise je nach Region und Qualität des Substrates schwanken. Zusätzlich wurden die Betreiber nach ihren Kosten Befragt und deren Angaben in die Kostenermittlung mit einbezogen (vgl. Tabelle 29).

Tabelle 29: Substratkosten und Menge pro Jahr

2019	t FM	€/t FM	€/a
Mais	4.441	35,00	126.390,86
GPS	1.290	34,00	35.358,90
Gras	75	31,00	2.325,00
Gülle Schwein	6.623	0	0,00
Gülle Rind	961	0	0,00
Mist Rind	601	10	6.010,00
Mist Puten	239	12	2.868,00
Summe			172.952,76

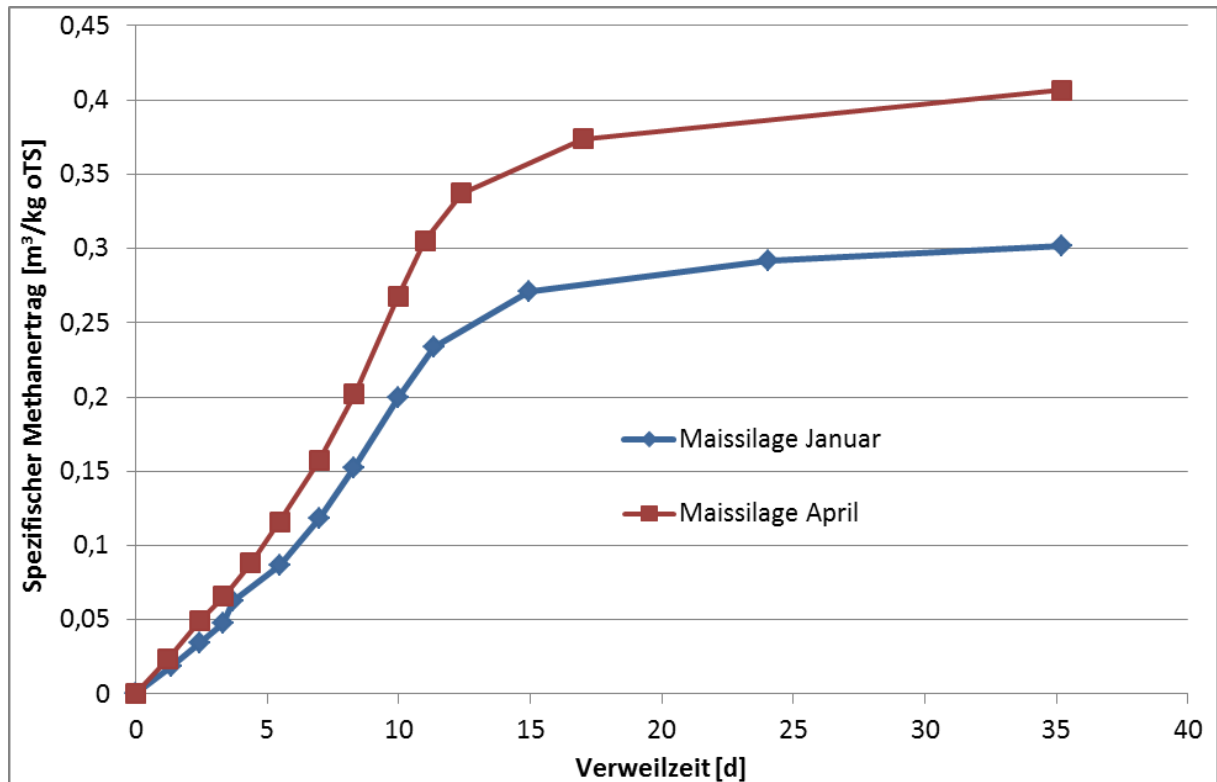


Abbildung 76: Summierter spezifischer Norm-Methanertrag (Mittelwert aus drei Wiederholungen) der Maissilage vom 09.01.19 und 08.04.19

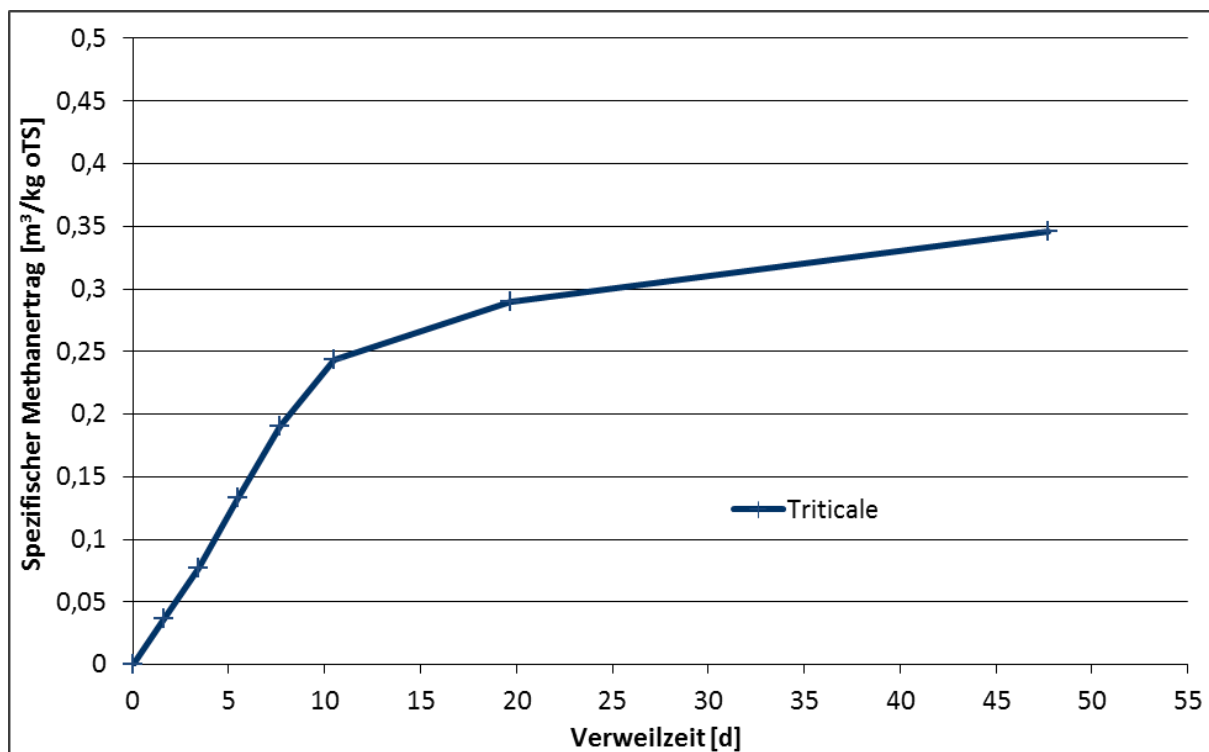


Abbildung 77: Summierter spezifischer Norm-Methanertrag (Mittelwert aus drei Wiederholungen) der Triticale-GPS vom 08.08.19

2.2.5.3 Ergebnisse der Messphase

2.2.5.3.1 Jahresbilanz

Die Bilanz über den Untersuchungszeitraum von 359 Tagen (08.10.18-02.10.19) zeigt, dass die BGA 6,8 mal so viel Strom produzierte, wie der Betrieb benötigte. Bezogen auf den Strombedarf Betriebes (ohne Eigenstrombedarf der BGA) sind es sogar 19,0 mal so viel. Der erzeugte Strom der PV-Anlagen entspricht 12% des Gesamtbedarfs bzw. 34% des Bedarfs der Betriebszweige Landwirtschaft und Wohnen (Abbildung 78). Im Vergleich des Strombezugs der vergangenen Jahre fällt auf, dass nicht nur die bezogene Arbeit sondern auch die max. Leistung im Jahr 2019 deutlich niedriger ausfallen (Abbildung 79). Dies ist auf die BGA zurückzuführen, die 2019 in die Überschusseinspeisung wechselte (Abbildung 80, Abbildung 81).

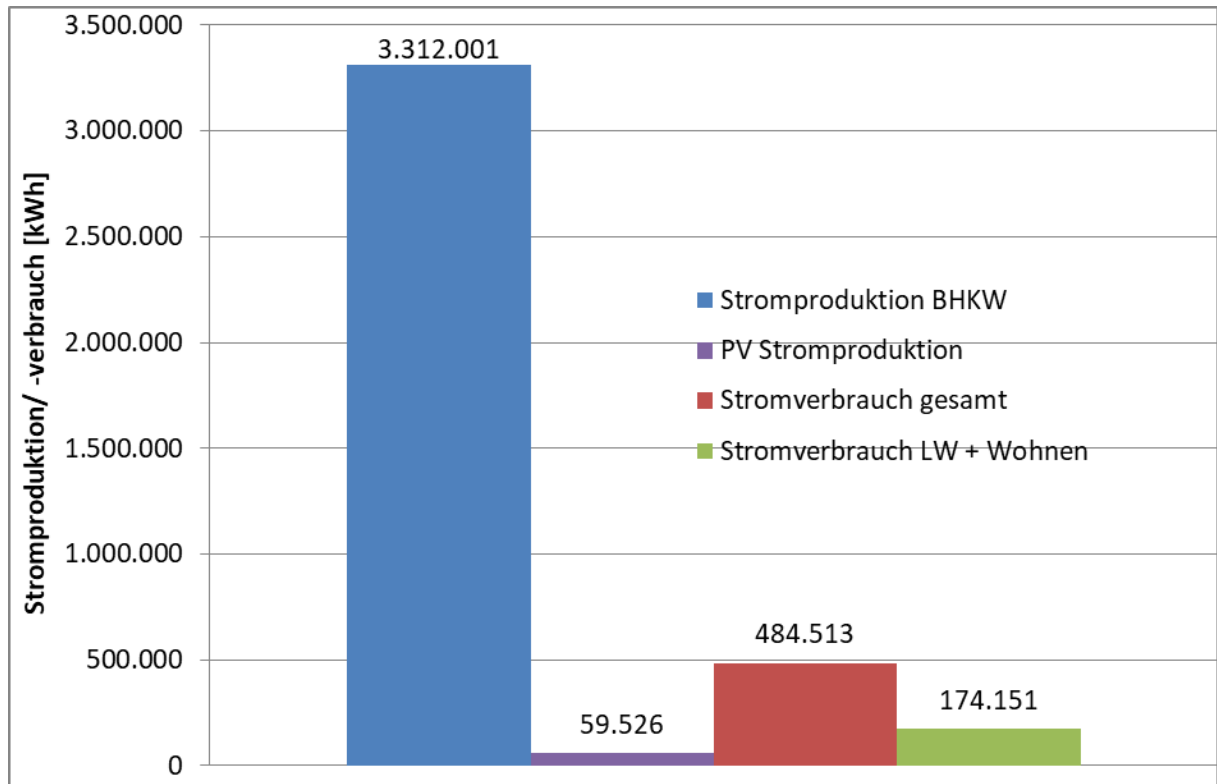


Abbildung 78: Stromproduktion und –verbrauch im Untersuchungszeitraum (08.10.18-02.10.19)

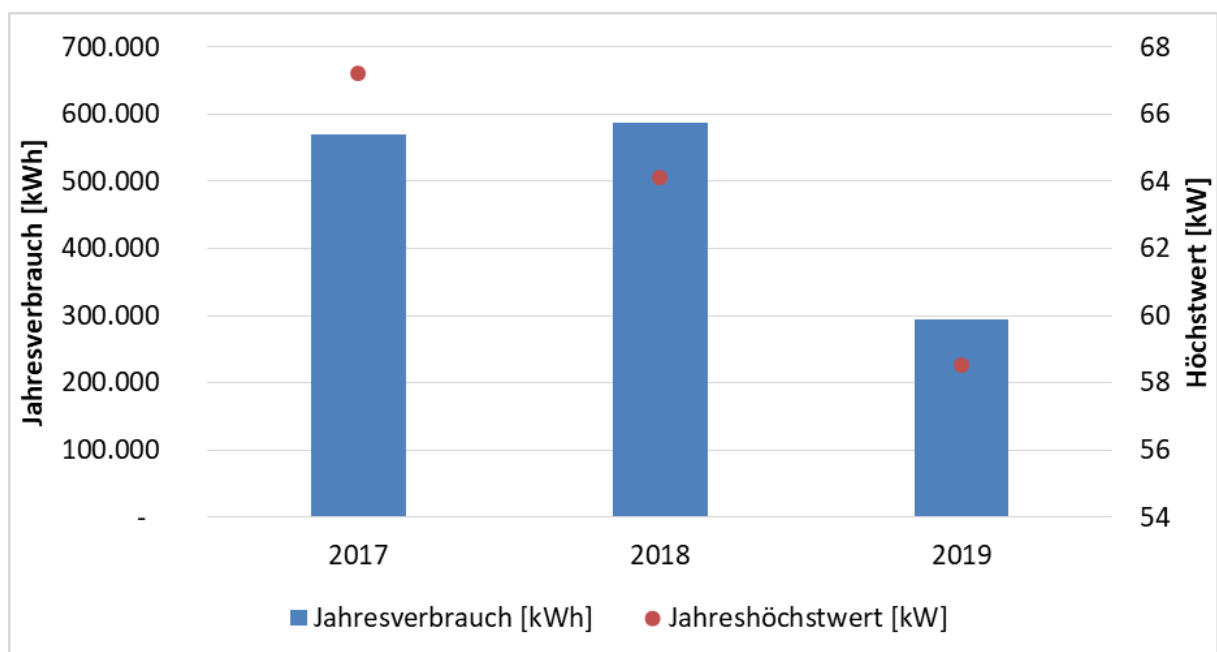


Abbildung 79: Jahresstrombezug und maximaler Leistungsbezug

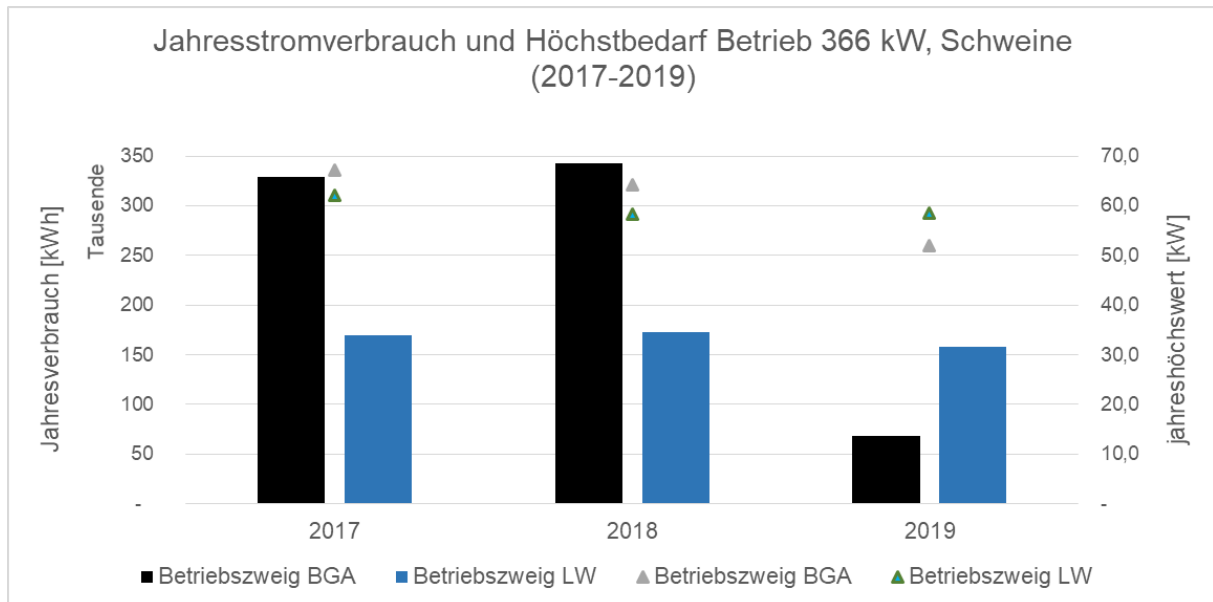


Abbildung 80: Jahresstrombezug und max. Leistungsbezug verschiedener Betriebszweige

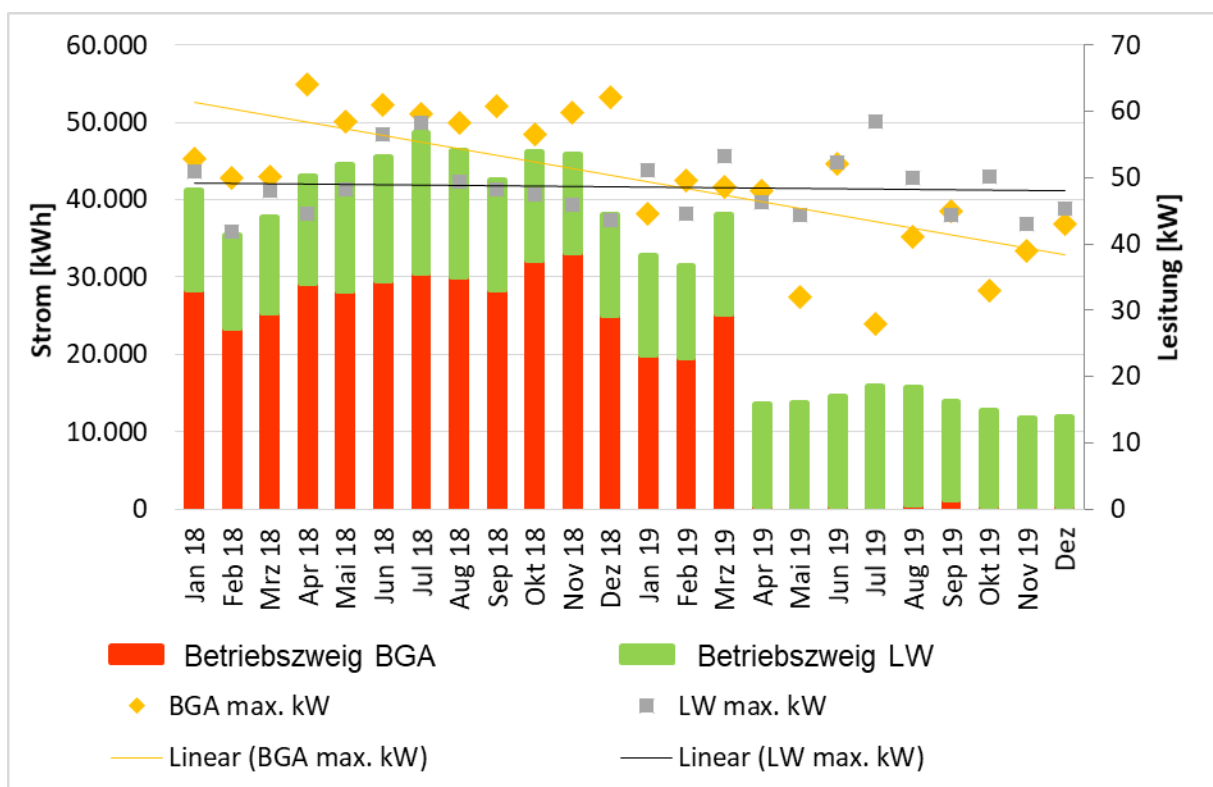


Abbildung 81: Stromverbrauch der Biogasanlage und der LW in 2018 und 2019 mit max. Leistungsbezug zum Vergleich von Volleinspeisung und Überschusseinspeisung

Der Eigenstrombedarf der BGA liegt bei 8,7% und ist damit als gut einzustufen. Bei Betrachtung der Betriebszweige zeigt sich, dass dieser Eigenstrombedarf trotzdem etwa 59% des Gesamtstrombedarfs ausmacht. Der im Untersuchungszeitraum eigentlich zu deckende Strombedarf von Landwirtschaft und Wohnen liegt bei 174.151 kWh (Abbildung 82).

Der Eigenverbrauch wurde auf den Zeitraum mit Überschusseinspeisung bezogen (01.04.19-02.10.19). Dieser liegt bei 65%. Die Ausnutzung der möglichen Betriebsstunden bzw. Vollaststunden ist aufgrund des Flex-BHKW (ab Feb. 19) wenig aussagekräftig (Tabelle 30).

Im Untersuchungszeitraum wurden 3.461.729 kWh Wärme produziert (Abgeleitet aus Stromproduktion und Stromkennzahlen der BHKWs). Es wurde ein Eigenwärmebedarf der BGA von 15% angenommen, da dieser nicht über Zähler erfasst wird. Wird dieser von der produzierten Wärme abgezogen erhält man die verfügbare Wärme. Diese wurde zu 69% genutzt (Abbildung 83). Am meisten Wärme wird über die Trocknung verwertet (1.001.100 kWh) danach folgt die Hofstelle (411.845 kWh) mit einem Wohnhaus und den Ställen. Diese gute

Wärmenutzung ist für die aktuelle Betriebsweise erfreulich. Bei einem Inselbetrieb, der stromgeführt betrieben wird, wäre, bei einer Anpassung der elektrischen Leistung des BHKW an den Bedarf des Landwirtschaftsbetriebes, die ausreichende Versorgung mit Wärme zu überprüfen. Eventuell müsste die Nutzung der Wärme zur Trocknung in Zeiten hohen Heizwärmebedarfs verringert werden. Insgesamt ist Aufgrund der hohen Mengen hier aber auch noch viel Spielraum vorhanden. Zudem ist ein 20 m³ Warmwasserspeichers vorhanden.

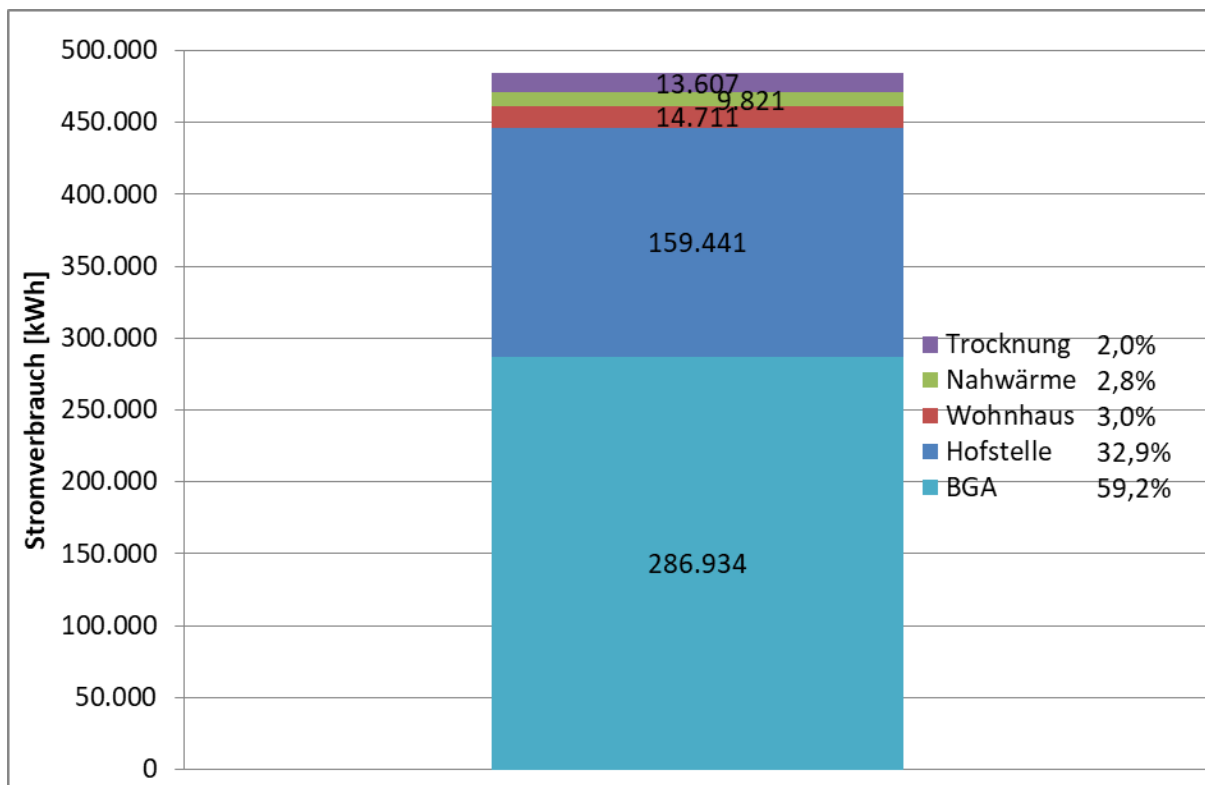


Abbildung 82: Aufteilung des Gesamtstrombedarfs im Untersuchungszeitraum auf die Betriebszweige

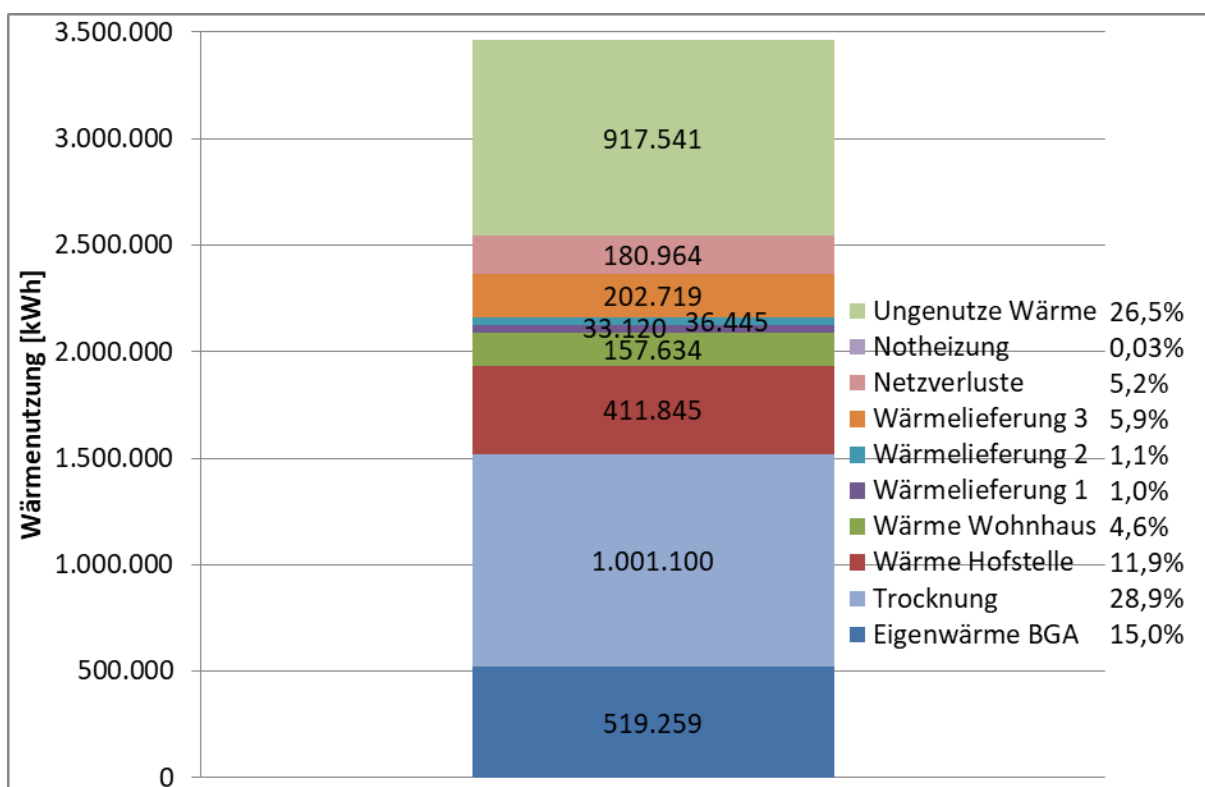


Abbildung 83: Nutzung der BHKW-Abwärme (Wärmeproduktion über Stromkennzahl berechnet. Eigenwärmebedarf der BGA mit 15% geschätzt, Werte für Wohnhaus und Wärmelieferungen über prozentualen Anteil aus dem Jahr 2019 berechnet)

Tabelle 30: Kennzahlen der Jahresbilanz

Bezugszeitraum	d	359	359	359
Inst. el. Leistung	kW _{el.}	916	366	550
Inst. therm. Leistung	kW _{th.}	945	411	534
Stromkennzahl			0,89	1,03
Stromproduktion BHKW	kWh	3.312.001	1.612.042	1.699.959
Stromverbrauch gesamt	kWh	484.513		
Hofstelle	kWh	159.441		
Wohnhaus	kWh	14.711		
Nahwärme	kWh	9.821		
Trocknung	kWh	13.607		
BGA	kWh	286.934		
Eigenstrombedarf BGA	%	8,7		
Stromverbrauch LW + Wohnen	kWh	174.151		
Anteil BGA am Stromverbrauch	%	59		
Strombezug	kWh	243.669		
Eigenverbrauch (Stromprod. BHKW-Einspeisung)	kWh	159.597		
Anteil Eigenverbrauch am Gesamtverbrauch	%	65		
durchschnittl. Leistung BHKW	kW	384	187	197
Theoret. Betriebsstunden	h	8.616	8.616	8.616
Betriebsstunden BHKW	h	9.335	5.306	3.803
Volllaststunden	h	3.616	4.404	3.091
Ausnutzung möglicher Betriebsstunden	%	108	62	44
Ausnutzung möglicher Volllaststunden	%	42	51	36
Produzierte Wärme	kWh	3.461.729	1.811.283	1.650.446
Eigenwärme BGA	kWh	519.259		
Verfügbare Wärme	kWh	2.942.469		
genutzte Wärme	kWh	2.023.828		
Nutzung verfügbarer Wärme	%	69		
Wärme Hofstelle	kWh	411.845		
Wärme Wohnhaus	kWh	157.634		
Wärmelieferung 1	kWh	33.120		
Wärmelieferung 2	kWh	36.445		
Wärmelieferung 3	kWh	202.719		
Trocknung	kWh	1.001.100		
Notheizung	kWh	1.100		
Netzverluste	kWh	180.964		
Ungenutzte Wärme	kWh	917.541		
Inst. Leistung PV	kWp	57		

2.2.5.3.2 Monatsverlauf Betriebszweige

Durch die in etwa monatlichen Zählerablesungen in Untersuchungszeitraum lassen sich die Produzierten Mengen an Strom und Wärme dem Verbrauch in Verlauf gegenüberstellen. Die produzierte Menge an Strom des BHKW lag in allen betrachteten Abschnitten über dem Gesamtverbrauch des Betriebes. Der PV-Strom reicht in der Regel nicht zur Deckung des Strombedarfs aus (Abbildung 84). Dieser könnte aber zur Verringerung des Strombezugs genutzt werden. Die Stromproduktion der BHKW ist erwartungsgemäß deutlich höher als die benötigten Strommengen.

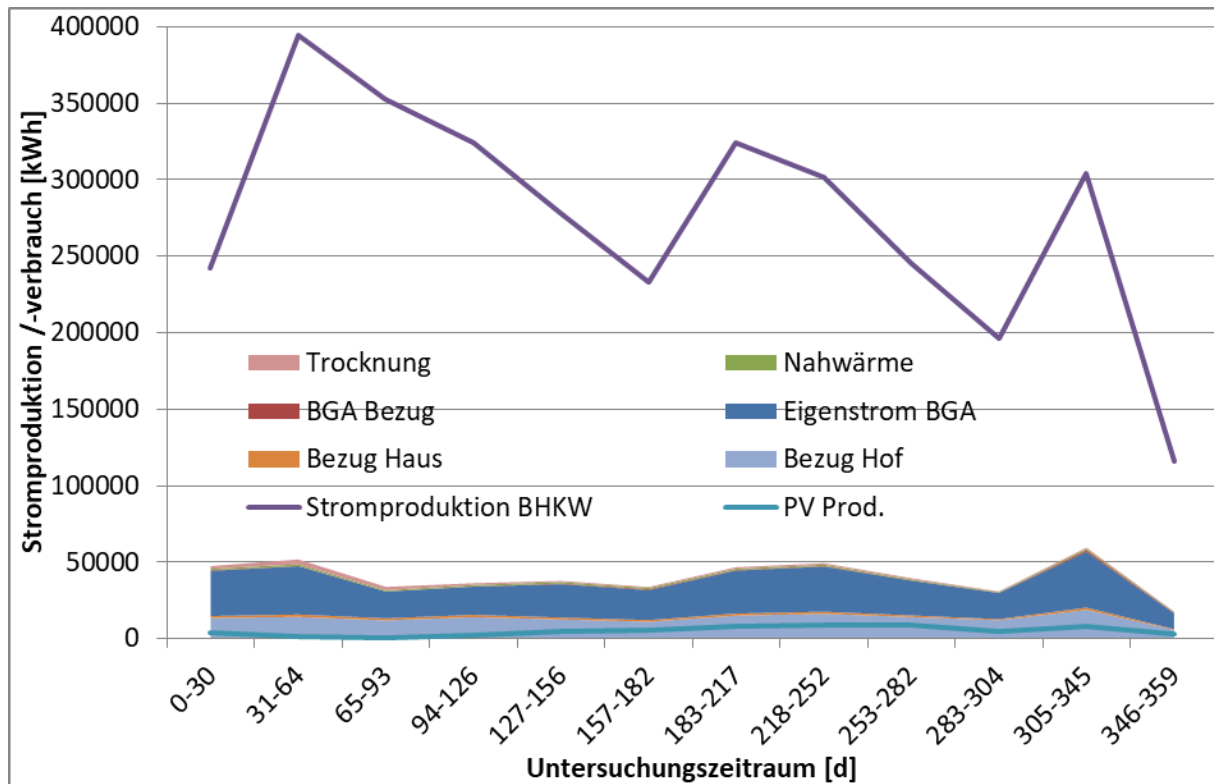


Abbildung 84: Verlauf der Stromproduktion und der Stromnutzung im Untersuchungszeitraum (03.08.18-06.08.19)

Während deutlich mehr Strom produziert als verbraucht wird sind die Differenzen bei der Wärme nicht ganz so groß. Zur Stromversorgung bezogen auf die Monatssummen könnte die Leistung des BHKW um 81% verringert werden. Bei der Wärme wäre gerade einmal eine Reduktion der installierten Leistung um etwa 15% möglich (Abbildung 85, Abbildung 86). Dies sollte bei der Auslegung eines BHKW zur Eigenversorgung berücksichtigt werden. Da ein großer Teil der Wärme zur Trocknung verwendet wird, ist hier aber Spielraum, gibt man der Heizwärme für Wohnungen und Stallungen Vorrang. Zudem ist ein 20 m³ Wärmespeicher installiert der hier zusätzlich Möglichkeiten schafft.

Zu beachten ist hierbei aber, dass die installierte Leistung nicht voll ausgenutzt wird, aufgrund der Flex-Fahrweise, so dass die Reduktionspotenziale sich hier auch die tatsächlich erbrachte Leistung beziehen und diese liegt für den Zeitraum 0 bis 30 Tage (Okt. 18) rechnerisch bei 375 kW_{th}. und für den Zeitraum 305 bis 345 (Sep. 19) bei 309 kW_{el}. Also wären 318 kW thermisch benötigt worden und gerade einmal knapp 59 kW elektrisch bei gleichmäßigem Verbrauch über den Zeitraum.

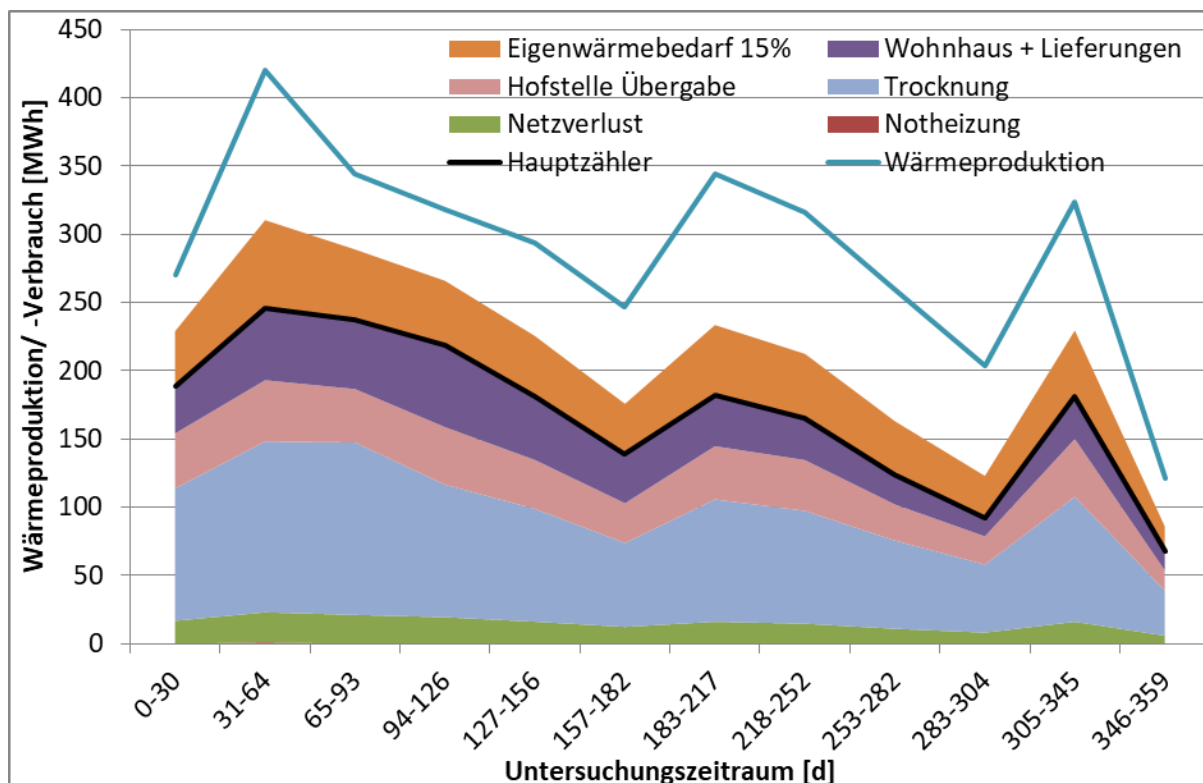


Abbildung 85: Verlauf der Wärmeproduktion und der Wärmenutzung im Untersuchungszeitraum (03.08.18-06.08.19) (Wärmeproduktion aus der Stromproduktion und den Stromkennzahlen der BHKW berechnet, Wärmenetzverlust 8,9% angenommen, Wohnhaus + Lieferungen = Hauptzähler – Hofstelle – Trocknung – Netzverluste)

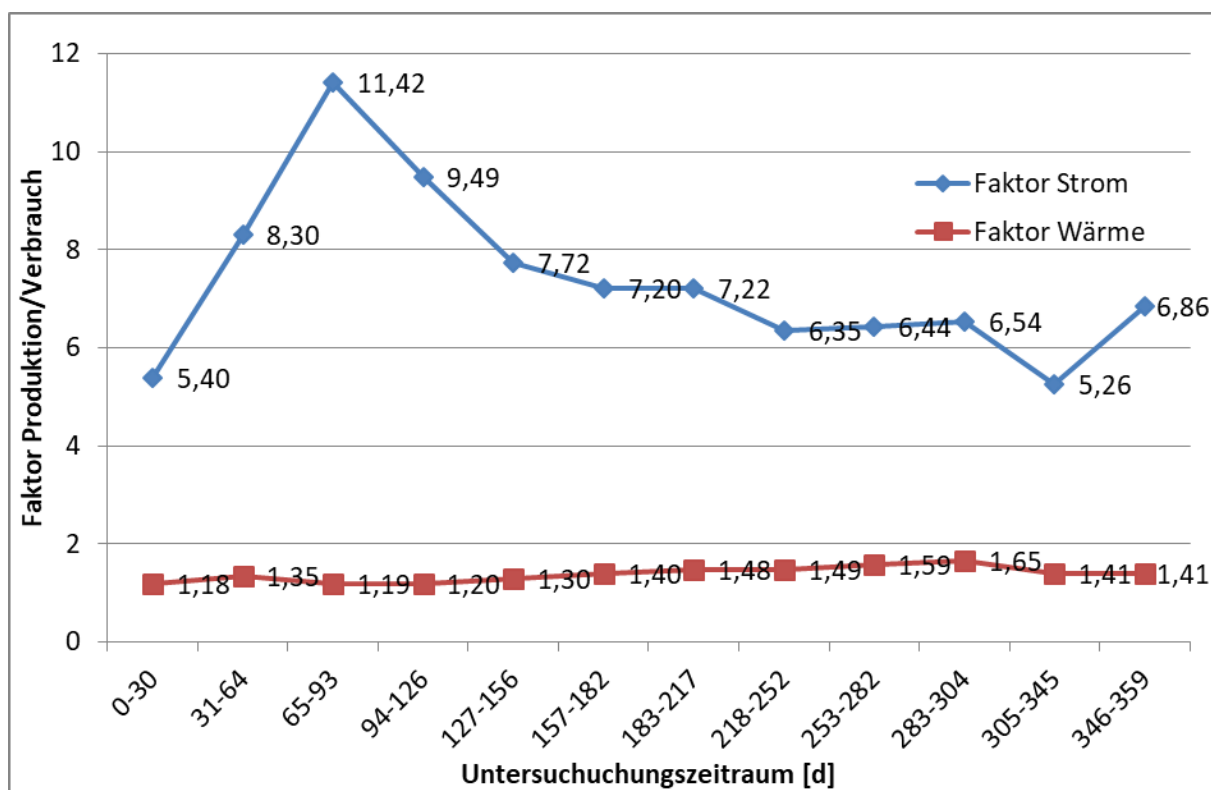


Abbildung 86: Faktoren aus Produktion und Verbrauch für Strom und Wärme im Verlauf

2.2.5.3.3 Lastgänge

2.2.5.3.3.1 Stromproduktion

Der erzeugte Strom der Biogasanlage wird seit dem 01.04.2019 vorrangig selbst genutzt und nur der Überschussstrom eingespeist. Die PV-Anlagen speisen vollständig ins Netz ein. Die Aufzeichnungen des Netzbetreibers im 15 Minutentakt lagen nicht vor. Die Lastanganalyse bezieht sich nur die Daten aus dem Einsatzstofftagebuch mit täglichen Aufzeichnungen der Stromproduktion der BHKWs (Abbildung 87).

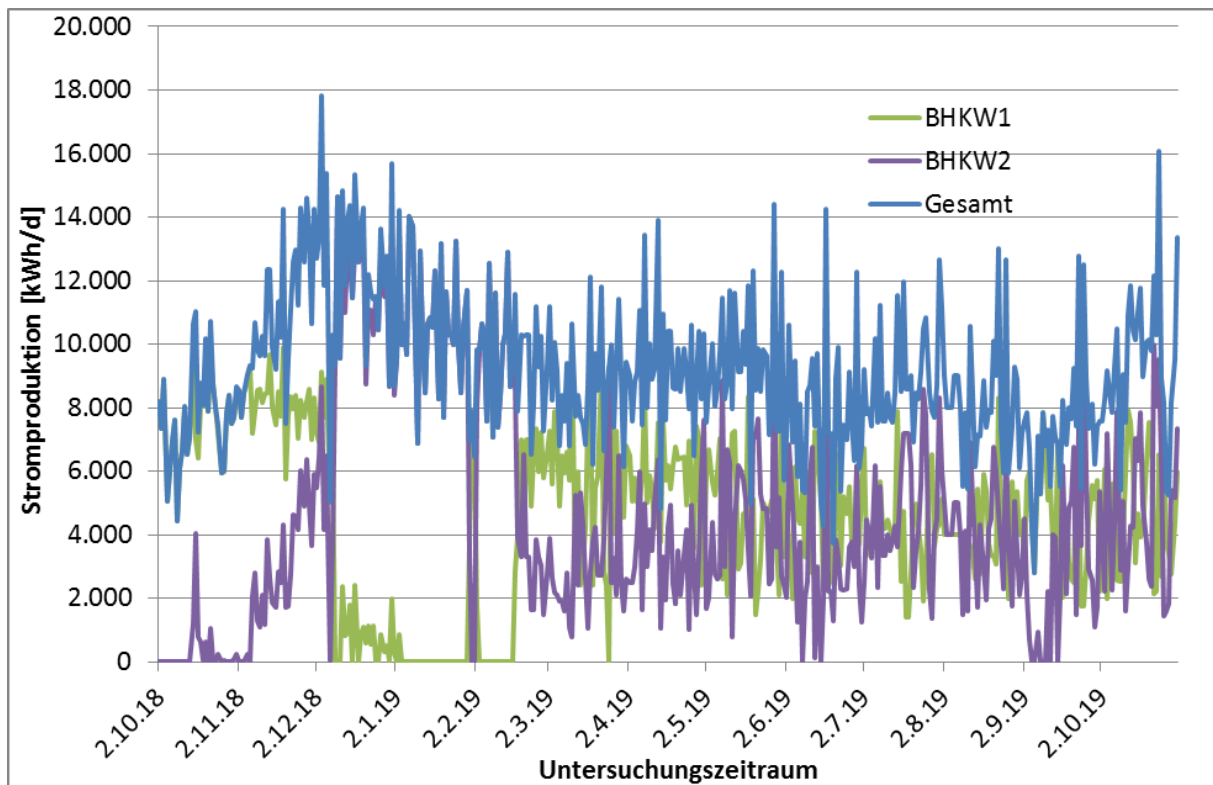


Abbildung 87: Lastgang der BHKWs (Tageswerte Betriebstagebuch 01.10.18-31.10.19)

2.2.5.4 Ökonomische Betrachtungen

Batteriespeicherauslegung

Auf Grund der Komplexität des Betriebes sowohl technisch als auch rechtlich konnten keine Batteriespeicherauslegung ermittelt werden. Hierzu wären weitere Messungen von einzelnen Verbrauchern im ¼ Stundentakt bzw. bei für genaue Berechnungen im Millisekundentakt nötig. Dennoch wurde durch die Messungen und vorhandenen Daten des Betriebes gezeigt, dass eine kontinuierliche Stromversorgung durch das BHKW gegeben ist. Die Ausfallzeiten ergeben sich primär durch Wartungsarbeiten.

Durch die gleichmäßige Stromproduktion würden Batterien, die den Fehlbedarf decken sollen nur selten genutzt, was ein schlechtes Kosten-Nutzen-Verhältnis bedeutet. Insbesondere bei geplanten Wartungsarbeiten wäre für den Betrieb eine Versorgung durch Notstromaggregate kostengünstiger.

2.2.5.4.1 Ökonomische Analysen

Kosten für Investition, Reparatur & Wartung und Betriebsstoffe

Für die Ermittlung der Kosten wurden drei Ansätze gewählt.

- Retrofit:** In einen Großteil der Biogasanlage wird nochmal investiert, um eine sichere Nutzung für die nächsten 10 Jahren zu garantieren
- Ohne Investition:** Nur die jährlichen Kosten von Reparatur, Wartung und Betriebsstoffen werden berücksichtigt. Zusätzlich wird davon ausgegangen, dass für weitere 10 Jahre in das BHKW investiert werden muss.
- Erhöhte Reparatur:** Im Gegensatz zu a) werden keine Neuinvestitionen getätigt. Dafür wird davon ausgegangen, dass für die kommenden 10 Jahre beim Weiterbetrieb der Anlage im Ist-Zustand höhere Reparatur- und Verbrauchskosten entstehen.

In den Produktionskosten sind Kosten für Versicherung, Umweltgutachten oder Beratungsgebühren nicht berücksichtigt.

2.2.5.4.2 Stromproduktionskosten

Bei der Kostenberechnung für die Stromproduktion wurde der Wert von 2.704.474 kWh festgelegt. Das Szenario „Erhöhte Reparaturkosten“ gilt auf Grund der geringen Investitionskosten und den wahrscheinlich steigenden Reparaturkosten als praxisnah.

Die Stromproduktionskosten teilen sich einmal in die Variante, in der die Wärmenutzung nicht berücksichtigt wird und einmal mit 3 Cent/kWh vergütet wird. Dies spiegelt die aktuellen Kosten der Biogasanlage wider. Der Preis für die Wärmenutzung ergibt sich aus der Nutzung in Bereichen, in denen die Wärme andere Energieträger ersetzt und einem Bereich, in dem aktuell die Wärmegenutzt wird aber unter ökonomischen Bedingungen eingespart würde. Die gleichen Ansätze wurden für die Betrachtung eines autarken Betriebes gemacht. Zusätzlich wurden Kosten für Akku und Steuertechnik berücksichtigt. Hieraus ergeben sich beispielsweise Stromproduktionskosten bei keiner Wärmenutzung von 0,0,128 €/kWh_{el} (vgl. Tabelle 31). Dieses deckt nicht alle Kosten, die bei einem autarken Betrieb entstehen, ab. Dennoch sollen die Zahlen eine erste Abschätzung ermöglichen, ob ein autarker Betrieb unter den aktuellen Bedingungen umsetzbar ist. Insgesamt setzen sich die Stromproduktionskosten aus einer Vielzahl von Unterpunkten zusammen. Hieraus können sich größere Schwankungen ergeben, die alle einen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit haben.

Tabelle 31: Auflistung der Stromproduktionskosten für mehrere Szenarien mit bzw. ohne einer Investition zur autarken Stromversorgung. Dabei wird zwischen mit oder ohne Wärmevergütung unterschieden

Substratkosten	€/a	172.952,76
Retrofitkosten	€/a	223.296,62
ohne Investition	€/a	159.528,19
Erhöhte Reparatur	€/a	173.880,23
Stromproduktionskosten aktuell		
Retrofit	€/kWh	0,147
ohne Investition	€/kWh	0,123
Erhöhte Reparatur	€/kWh	0,128
Stromproduktionskosten abzüglich Wärmenutzung		
Retrofit	€/kWh	0,123
ohne Investition	€/kWh	0,099
Erhöhte Reparatur	€/kWh	0,104

Neben den genannten Kostenberechnungen wurde auch der Ansatz überprüft, ob sich eine Reduktion der teuren NawaRo-Substrate bzw. ein ausschließlicher Betrieb mit Gülle und Mist wirtschaftlich rechnet. Es hat sich gezeigt, dass die Stromentstehungskosten unter den oben genannten Annahmen nicht gesenkt werden. Grund ist die geringe Jahresstromproduktion und die im Verhältnis nur gering sinkenden laufenden Kosten der Biogasanlage.

2.2.5.4.3 Bilanzielle Stromversorgung

Der Betrieb ist in drei Zweige aufgeteilt, die jeweils unterschiedliche Stromtarife haben. Diese schwanken von 15,5 Cent/kWh bis 21,7 Cent/kWh (Netto, Bezugsjahr 2019). Für eine genaue bilanzielle Stromkostenrechnung wäre eine genaue Stromaufzeichnung mit allen Verbrauchern mindestens viertelstündlich notwendig. Da dieses nicht komplett abgedeckt werden kann, wird hier nur anhand der bestehenden Verbräuche eine Eigenversorgung mit Überschusseinspeisung gerechnet. Bei der Überschusseinspeisung wird davon ausgegangen, dass diese zumindest zu den Produktionskosten vergütet wird. Auf Grund der Umstellung von Volleinspeisung auf Eigenbedarfsdeckung der Biogasanlage im Jahr 2019 werden die Kostenrechnungen sowohl für das Jahr 2018 wie auch für 2019 in den folgenden Tabellen angegeben. Durch die Eigenbedarfsdeckung muss für das Jahr 2019 auf die Produktionskosten jeweils noch der Eigenbedarf der Biogasanlage von 8,66 % gerechnet werden da nur der Stromverbrauch für die Bereiche, die nicht zur BGA gehören dargestellt sind. Auf Grund des bestehenden Wärmenetzes und des hohen Eigenwärmebedarfes ist davon aus zu gehen, dass die Wärme in Wert gesetzt wird. Nicht berücksichtigt ist in der Rechnung Stromverbräuche, die nicht von der BGA abgedeckt werden können. Hierzu müsste eine genaue Messungen (viertelstündlich) aller Verbraucher des Betriebes durchgeführt werden. Zur Übersicht und einer besseren Abschätzung der reinen Produktionskosten werden in der Tabelle 32 zwischen den Kosten mit und ohne einer Wärmenutzung unterschieden.

Neben den Einsparungen mit und ohne Wärmenutzung zwischen Bezugsstrom und Eigenstromnutzung wird auch die Auswirkung unterschiedlicher Besteuerung durch die EEG-Umlage (40 % und 100 %) dargestellt. Ausgehend von der aktuellen EEG-Umlage von 6,76 Cent/kWh ergeben sich bei einer 40 % EEG-Umlage Mehrkosten von 2,7 Cent/kWh und bei 100 % EEG-Umlage folglich 6,76 Cent/kWh.

Tabelle 32: Bilanzielle Stromversorgung unter Berücksichtigung unterschiedlicher EEG-Umlagebesteuerung

	Produktionskosten 2018		Produktionskosten 2019	
	ohne Wärmenutzung	mit Wärmenutzung	ohne Wärmenutzung	mit Wärmenutzung
ohne EEG-Umlage	0,128 €/kWh	0,104 €/kWh	0,139 €/kWh	0,114 €/kWh
+ 40 % EEG-Umlage	0,155 €/kWh	0,131 €/kWh	0,166 €/kWh	0,140 €/kWh
+ 100 % EEG-Umlage	0,196 €/kWh	0,172 €/kWh	0,207 €/kWh	0,181 €/kWh
2018 (Bezug 458.728 kWh)	Produktionskosten ohne / mit Wärmenutzung		Kaufpreis	Differenz ohne / mit Wärmenutzung
ohne EEG-Umlage	58.829,21 € / 47.819,74 €		98.895,23 €	40.066,02 € / 51.075,49 €
40 % EEG-Umlage	71.233,23 € / 60.223,75 €		98.895,23 €	27.662,00 € / 38.671,48 €
100 % EEG-Umlage	89.839,24 € / 78.829,77 €		98.895,23 €	9.055,99 € / 20.065,46 €
2019 (Bezug 294.673 kWh)	Produktionskosten Ohne / mit Wärmenutzung		Kaufpreis	Differenz Ohne / mit Wärmenutzung
ohne EEG-Umlage	41.062,71 € / 33.378,11 €		53.125,89 €	12.063,18 € / 19.747,78 €
40 % EEG-Umlage	49.030,67 € / 41.346,07 €		53.125,89 €	4.095,22 € / 11.779,82 €
100 % EEG-Umlage	60.982,60 € / 53.298,00 €		53.125,89 €	-7.856,71 € / -172,11 €

Bei der gezeigten Kostenrechnung sind zusätzliche Techniken wie Akkus oder auch Power-to-Heat nicht inbegriffen. Diese können den Eigenversorgungsgrad erhöhen bzw. Überschüsse abfangen, sie steigern aber zugleich auch die Produktionskosten.

2.2.5.5 Strombedarf je Tierplatz und Jahr

Auf Grund der komplexen Struktur des Betriebes können die Verbräuche in der Landwirtschaft nicht den einzelnen Tierproduktionszweigen zugeordnet werden. Zum allgemeinen Vergleich werden für den aktuellen Tierbestand durchschnittliche Kennzahlen genutzt. Anhand dieser kann abgeschätzt werden, ob der Verbrauch in der Landwirtschaft über oder unter dem Durchschnittsverbrauch der einzelnen Verfahrenssectoren liegt. Der Strombedarf im landwirtschaftlichen Bereich beträgt 159.441 kWh im Untersuchungszeitraum.

300 Zuchtsauen

Ab 200 Zuchtsauen (ZS) wird zwischen 78 – 708 kWh/ZS und Jahr verbraucht. Im Mittelwert sind es 284 kWh je Tierplatz und Jahr. Bei 300 Sauenplätzen wird im Jahr rund 85.200 kWh Strom verbraucht.

1.000 Mastschweine

Im KTBL 2018 (Betriebswirtschaftsplanung 2018/19) wird für die Mastschweinehaltung ein Stromverbrauch zwischen 19,1 – 29,6 kWh/TP und Jahr angesetzt. Als Rechenwert wird der Verbrauch von 24,5 kWh/TP*a empfohlen. Dies ergibt bei 1.000 Mastplätzen einen Bedarf von 24.500 kWh.

Zusammen mit der Sauenhaltung ergibt sich bei einem optimalen Energieeinsatz ein Gesamtverbrauch von 109.700 kWh. Dieser Betrag liegt unter dem gemessenen Strombedarf. Wie aber schon beschrieben wurden nicht alle Verbraucher am Hof erfasst. Zudem wird an der Hofstelle Futter für weitere Schweineställe aufbereitet, so dass ein zusätzlicher Stromverbrauch entsteht, der nicht den genannten Tierplätzen zugerechnet werden kann.

2.2.6 Betrieb G

2.2.6.1 Energiebedarf und Energiebereitstellung

Der Betrieb G aus der Grünlandregion ist durch einen Grünlandanteil von 56 % und eine angepasste vielfältige Tierhaltung gekennzeichnet. Zusätzlich zur Primärproduktion werden eine Verarbeitungslinie und eine Kantine betrieben. Er benötigt 2.479 MWh/a Strom. Das sind 814 kWh/ha. Eine Aufgliederung des Strombedarfes auf

die einzelnen Bereiche ist aufgrund fehlender Unterzähler nicht möglich. Der Nutzwärmebedarf (ohne Prozesswärmebedarf der BGA) von 1684 MWh/a wird durch zu 73 % über die BGA abgedeckt. 27 % werden über Heizöl bereitgestellt. Der Kraftstoffbedarf beträgt 519.000 l/a bzw. 171 l/ha LF. Hinsichtlich der Energieerzeugung liefert die BGA 4.524 MWh/a Strom ins Netz und die PV- Anlage mit 226.2 kW_p 206 MWh/a (Tabelle 33).

Tabelle 33: Kurzbeschreibung des Betriebes G

Parameter	Einheit	Wert
bewirtschaftete Fläche	ha	3.042
- davon Ackerland	ha	1.696
- davon Grünland	ha	1.346
Anbau		
- Getreide	ha	643
- Winterraps	ha	242
- Mais	ha	285
- Feldfutter	ha	185
Tierhaltung		
- Milchviehherde	Stück	1.552
- Jungrinder	Stück	1.439
- Mastschweine	Stück	1.439
- Schafe	Stück	762
- Legehennen	Stück	6.837
Biogaserzeugung:		
- Installierte Leistung BGA	kW _{el.}	549
- Bemessungsleistung	kW _{el.}	516
Faulraumkapazität		
- Fermenter	m ³	3 x 1.000
- Nachgärer	m ³	1 x 2.000
- gasdichtes Gärrestlager	m ³	1 x 4.000
Substrate:		
- Wirtschaftsdünger	%	95,5 %
dav. Rindergülle	m ³ /d	111
Stallmist	t/d	6,67
Trockenkot	t/d	2,95
- NAWARO	%	4,5 %
dav. Maissilage	t/d	3,40
Anwelksilage	t/d	2,32
Stromerzeugung	MWh/a	4.524
Wärmenutzung	MWh/a	2.681
dav. Nutzwärme	MWh/a	1.284
dav. Prozesswärmebedarf	MWt/a	1.396
Installierte Leistung PV-Anlage	kW _p	226,2
PV-Stromeinspeisung	MWh/a	206,1

Die Wärmeerzeugung aus der BGA wird nicht gemessen und beträgt rechnerisch bei einem aus über eine Regressionsanalyse ermittelten elektrischen Wirkungsgrad von 40,25 % (ASUE 2014) und einen thermischen Wirkungsgrad von 43,38 % 4.875 MWh/a. Der gemessene Prozesswärmebedarf liegt bei 1.771 MWh/a bzw. 36,3 % der Wärmeerzeugung. Kalkulatorisch ergäbe sich ein Bedarf von 1.928 MWh/a bzw. 42 % der Erzeugung, der auf Basis mehrerer BGA ermittelten wirtschaftsdüngerabhängigen Regressionskurve Prozesswärmebedarf ermittelt wurde (Reinhold 2017). Eine Ursache für den geringeren Bedarf ist, dass da die drei Fermenter zum Teil in den Boden versenkt und bis zu Oberkante mit Erdreich angefüllt sind. Somit besteht eine bessere Isolierung als im der der Datenerhebung zugrundeliegende Anlagen. Der Betrieb bezieht zusätzlich noch 40.000 l/a Heizöl so dass sich ein Gesamtwärmebedarf von 1.320 MWh/a (90 % Wirkungsgrad) ergibt. Bilanziell folgt daraus ein Wärmeüberschuss von 2.164 MWh/a.

2.2.6.2 Biogaserzeugung außerhalb des EEG zur Eigenstromerzeugung

Die Prüfung der Machbarkeit der Eigenstromerzeugung im Betrieb G erfolgt auf Basis der bestehenden BGA mit 3 x 1.000 m³ Faulraum, 2.000 m³ Nachgärer und 4.000 m³ gasdichtem Gärrestlager. Täglich werden 111 m³ Rindergülle, 6,7 t/d Stallmist, 2,9 t Trockenkot und 2,3 t Grassilage und 3,4 t Maissilage gefüttert. Aus rechtlichen- und ökonomischen Gründen werden bei Eigenversorgung nur noch die Wirtschaftsdünger eingesetzt, wodurch die Bemessungsleistung auf 423 kW sinkt.

Die Leistungskurve eines Milcherzeugers zeigt einen Strombedarf zwischen 120 und 550 kW, bei einer Stromspitze am Morgen und einer deutlichen Nachtabenkung (Abbildung 88). Die für Milcherzeuger typische Strombedarfskurve mit Leistungsspitzen zu den Melkzeiten ist im Betrieb nicht erkennbar, da weitere Produktionsrichtungen, wie Fleischerei, etc. integriert sind.

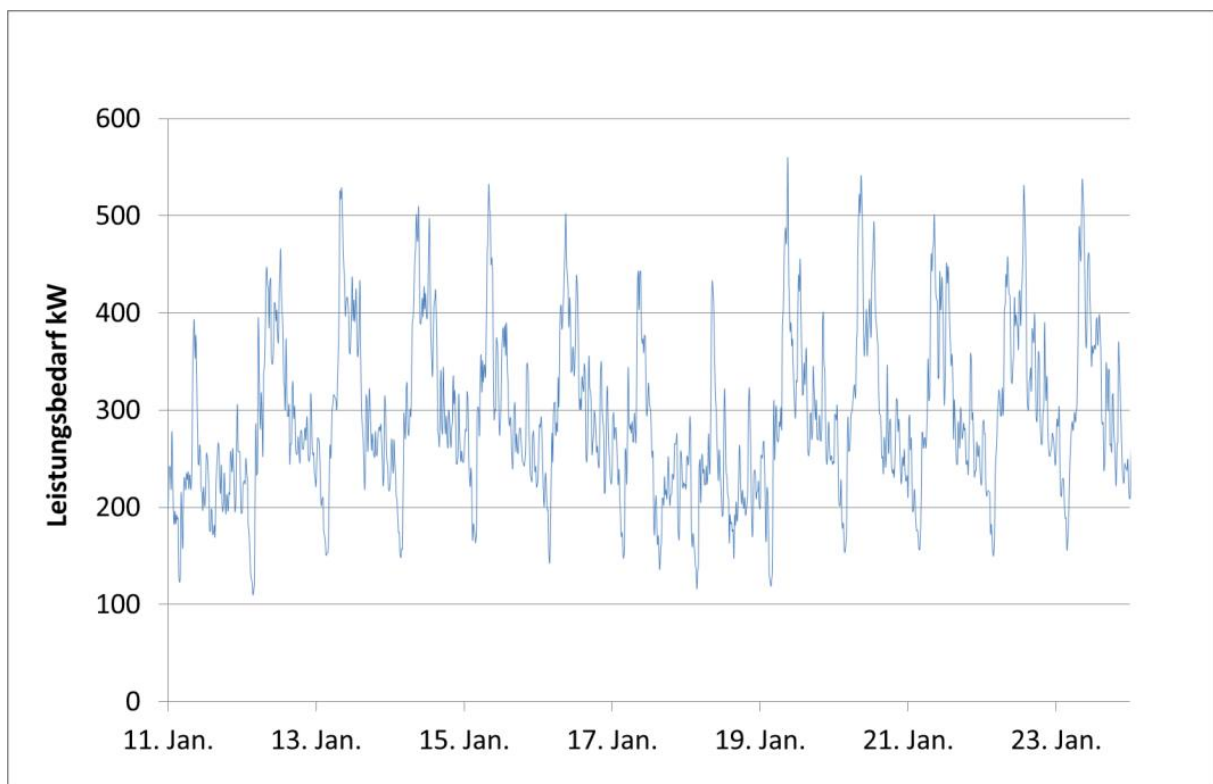


Abbildung 88: Typischer Wochengang des Strombezugs von Betrieb B

An Hand der Jahreskurve des Strombezugs im Beispielsbetrieb ist zu erkennen, dass Leistungsspitzen bis 585 kW auftreten (Abbildung 89). Nachts beträgt die Minimalleistung ca. 100 kW und während vier ¼ Stunden war die Stromversorgung komplett ausgeschaltet. Unabhängig von der BHKW-Auslegung ist zu erwarten, dass Zeiten mit zusätzlichem Netzbezug auftreten, da die BHKW-Leistung nicht für alle Lastspitzen ausreicht (Regelbereich des BHKW 50 und 100 der Nennlast). Zusätzlich treten Phasen auf in denen besonders nachts der Strombedarf unter die untere Leistungsgrenze des BHKW fallen würde.

Durch Sortierung der ¼ Stundenwerte nach der Höhe des Bezugs lassen sich die Leistungsspitzen und die Zeiten mit Minimalbezug gut abgrenzen und eine Grobauslegung der BHKW Kapazität vornehmen (Abbildung 90).

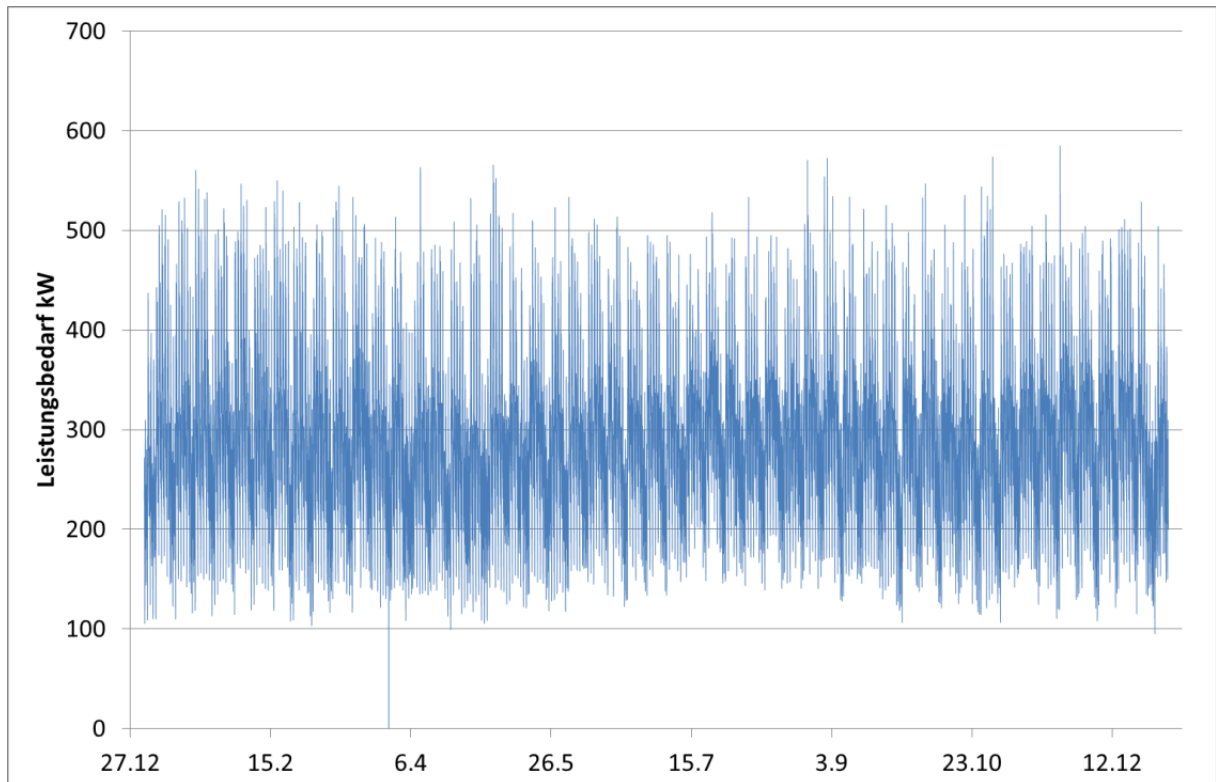


Abbildung 89: Jahreskurve des Strombezugs im Betrieb G

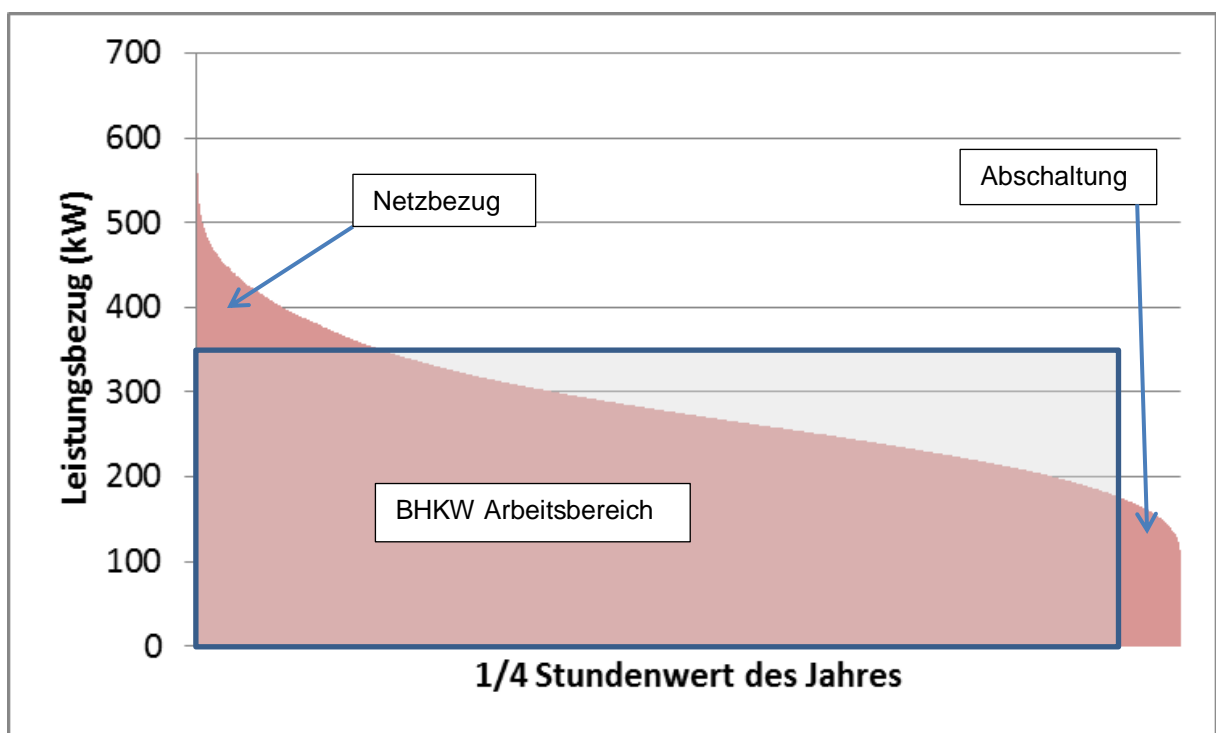


Abbildung 90: Leistungsbedarf Betrieb A (absteigend sortiert nach Leistungsbezug)

Aufgrund des relativ hohen Spitzenbedarfs am Morgen und der geringen Minimalleistung nachts wurde geprüft, wie gut mit einer Aufteilung in ein Grundlast BHKW und einen Spitzenlast BHKW die Strombedarfskurve nachgebildet werden kann. Es stellte sich dabei heraus, dass der Eigenbedarf mit einem Grundlast BHKW von 250 kW und einen Spitzenlast BHKW (150 kW) zu 98,6 % und damit fast vollständig nachgefahren werden kann (Tabelle 34). Doch führte eine Auslegung mit 2 BHKW zu 5.172 Startvorgängen, verteilt über beide Aggregate. Diese 14 Schaltungen pro Tag lassen sich mit der verfügbaren Technik kaum realisieren, zumal die An- und Abfahrvorgänge zusätzlich zu berücksichtigen wären. Somit erscheint die Auslegung mit nur einem BHKW vorteilhafter, auch wenn nur ein etwas geringerer Autarkiegrad von zu erreichen ist.

Tabelle 34: Strombedarfsabdeckung und Anzahl der Schaltvorgänge bei Grund und Spitzenlast-BHKW-Auslegung

BHKW Größe	Abdeckung Strombedarf	Abschaltung wegen BHKW Minimalleistung	Schaltvorgänge
kW	%	Anzahl	Anzahl
150 + 150	91,7	1	1.309
200 + 150	96,4	2	3.238
250 + 100	96,3	68	4.524
250 + 150	98,6	68	5.172

Bei dem vorhandenen Leistungsbezug (Viertelstundenwerten des Jahres) zeigt sich, dass bei nur einem BHKW bei unterschiedlichen BHKW-Größen eine Abdeckung des Strombedarfs von 69 bis 93 % erreichbar ist (Tabelle 35).

Zur Abdeckung der Bedarfsspitzen ist noch ein Strombezug aus dem Netz je nach BHKW Auslegung von 171 bis zu 756 MWh erforderlich. Aufgrund der Unterschreitung der minimalen BHKW-Leistung resultieren je nach BHKW Größe zwischen 0,02 und 196 MWh zusätzliche Stromverbräuche. Über einen zusätzlichen Verbraucher (z.B. eine power to heat Anlage) kann ein Strombedarf generiert werden um das Abschalten des BHKW zu verhindern. Der Strom wird in Wärme gewandelt die zur Abdeckung des Prozesswärmebedarfs beiträgt.

Wird die Abschaltung in Kauf genommen so entstehen zusätzliche Startvorgänge die zu Lasten der BHKW-Lebensdauer gehen

Tabelle 35: Abdeckung des Strombedarfs, BHKW-Schaltvorgänge und power to heat Arbeit

BHKW Größe	Abdeckung Strombedarf	Netzbezug		Abschaltung Minimalleistung	power to heat bzw. zu speichernde Strommenge	
		MWh	% des Bedarfs		MWh	% des Bedarfs
kW	%			Anzahl		
200	69,5	756	30,5	2	0,02	0,00
250	82,8	426	17,2	68	3,29	0,13
300	90,7	230	9,28	326	23,7	0,96
350	93,1	171	6,90	783	81,6	3,30
400	90,8	227	9,16	1286	195,9	7,90

Es zeigt sich, dass die höchsten Autarkiegrad von >90 % zwischen 300 und 400 kW installierter BHKW-Kapazität erreicht werden. In Abhängigkeit vom Wärmekonzept ist zu entscheiden, welche Leistung der zusätzliche Stromverbraucher (power to heat Anlage oder Batteriespeicher) haben sollte, oder ob eine zeitweise Abschaltung toleriert werden kann.

Alternativ ist der Einsatz von Batterien in einem technischen Konzept zu prüfen. Diese könnten bei Unterschreitung der Minimallast des BHKW geladen werden und würden so ein Abschalten des BHKW verhindern. Allerdings ist dies ökonomisch nicht sinnvoll, da mit dem Markterlös die Gestehungskosten nicht gedeckt werden.

Weiter könnten Leistungsspitzen gebrochen werden indem der Strombedarf der über der Maximalleistung des BHKW liegt durch die Entladung der Batterie gedeckt wird. Bei Unterschreitung der Minimalleistung würde dann die Batterie geladen (Abbildung 91). Je nach Auslegung der Batterie ist eine deutliche Steigerung des Autarkiegrades möglich. Eine vollständige Autarkie würde allerdings den Einsatz einer redundanten Notstromerzeugung erfordern um auch bei Wartungsarbeiten am BHKW bzw. bei Havarien eine Stromquelle zur Verfügung zu haben.

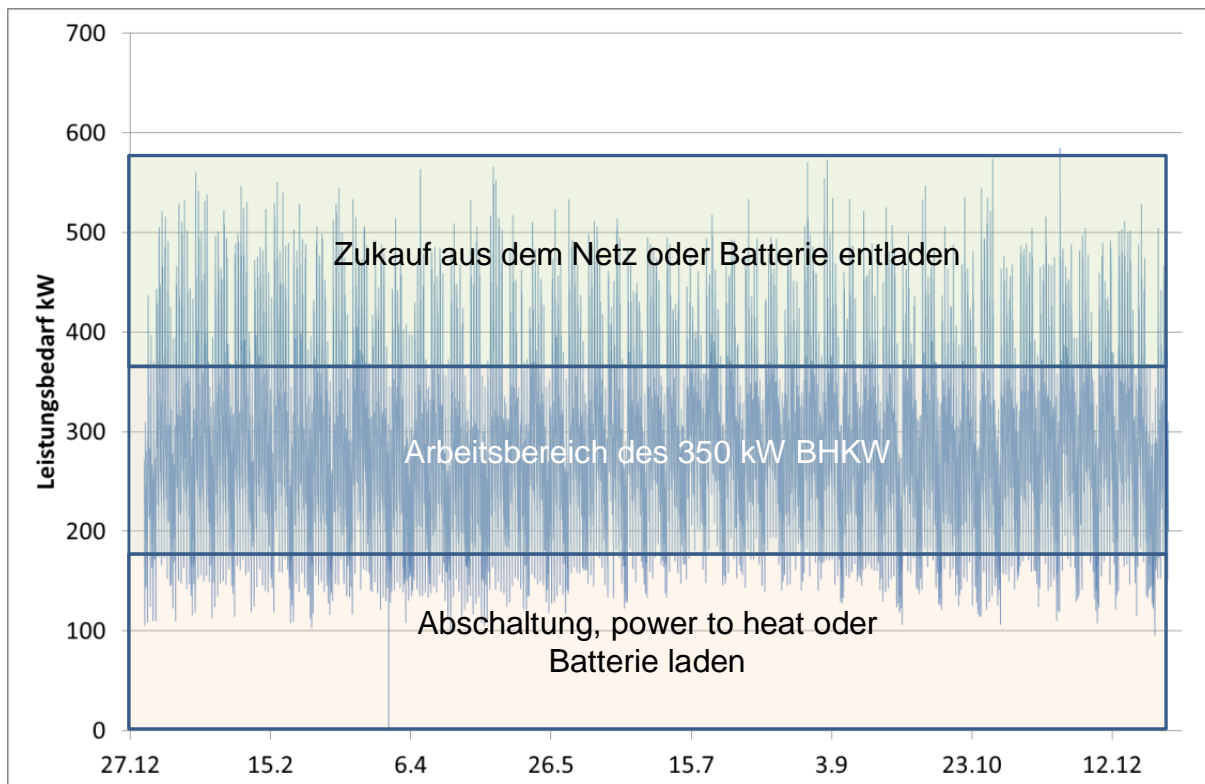


Abbildung 91: Arbeitsbereich des BHKW anhand der Jahresstrombezugskurve

Die bedarfsoptimierte Fahrweise erfordert Gasspeicherkapazität. Unterstell man z.B. eine Speicherfüllung von 1.000 m³ zu Beginn der Periode, zeigt sich, dass bei täglich angepasster Fütterung ein Speicherbedarf von ca. 400 Nm³ ausreichen für die flexibel bedarfsorientierte Fahrweise zur Eigenstromerzeugung ist (Abbildung 92).

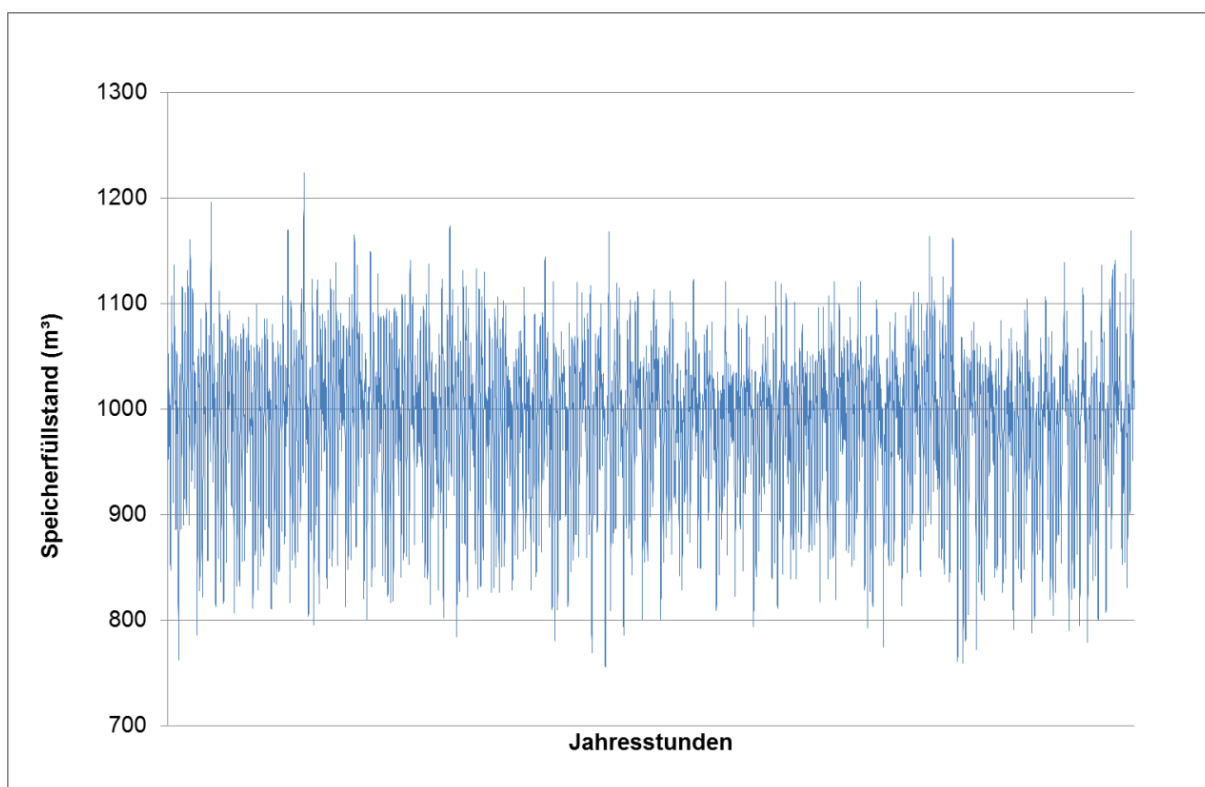


Abbildung 92: Jahresganglinie der Gasspeicherfüllung (350 kW BHKW) und täglich konstanter Fütterung

2.2.6.3 Abdeckung des Wärmebedarf bei Eigenstromerzeugung

Der Agrarbetrieb in der Grünlandregion nutzt im Jahresdurchschnitt 1.284 MWh Wärme. Das stromgeführte BHKW (283 kW Bemessungsleistung) würde 44,9 % der anfallenden Rindergülle (19.791 m³/a) benötigt.

Aus der Analyse der Thüringer BGA (Reinhold 2017) ergab sich ein enger Zusammenhang zwischen dem Wirtschaftsdüngeranteil am Substratmix und dem Prozesswärmebedarf, der sich mit folgender Regressionsfunktion beschreiben lässt:

$$Q_p (\%) = 0,0371 e^{(WD (\%) 2,584)}$$

mit $Q_p (\%)$ = Prozesswärmebedarf (in der BHKW-Wärmeerzeugung)

$WD (\%)$ = Wirtschaftsdüngeranteil am Substratmix

Aufgrund des ausschließlichen Wirtschaftsdüngeinsatzes für das stromgeführte BHKW ergibt sich kalkulatorisch ein Prozesswärmebedarf von 1.087 MWh bzw. 37 % und eine Bereitstellung von 3.833 MWh/a Nutzwärme. Auch wenn bilanziell damit der Bedarf von 1.284 MWh abdeckbar ist, so zeigt sich, dass das BHKW im Winter den Bedarf nicht vollständig absichern kann. Dem Zusatzbedarf von 506 MWh steht ein Überschuss im Sommer von 722 MWh gegenüber (Abbildung 93).

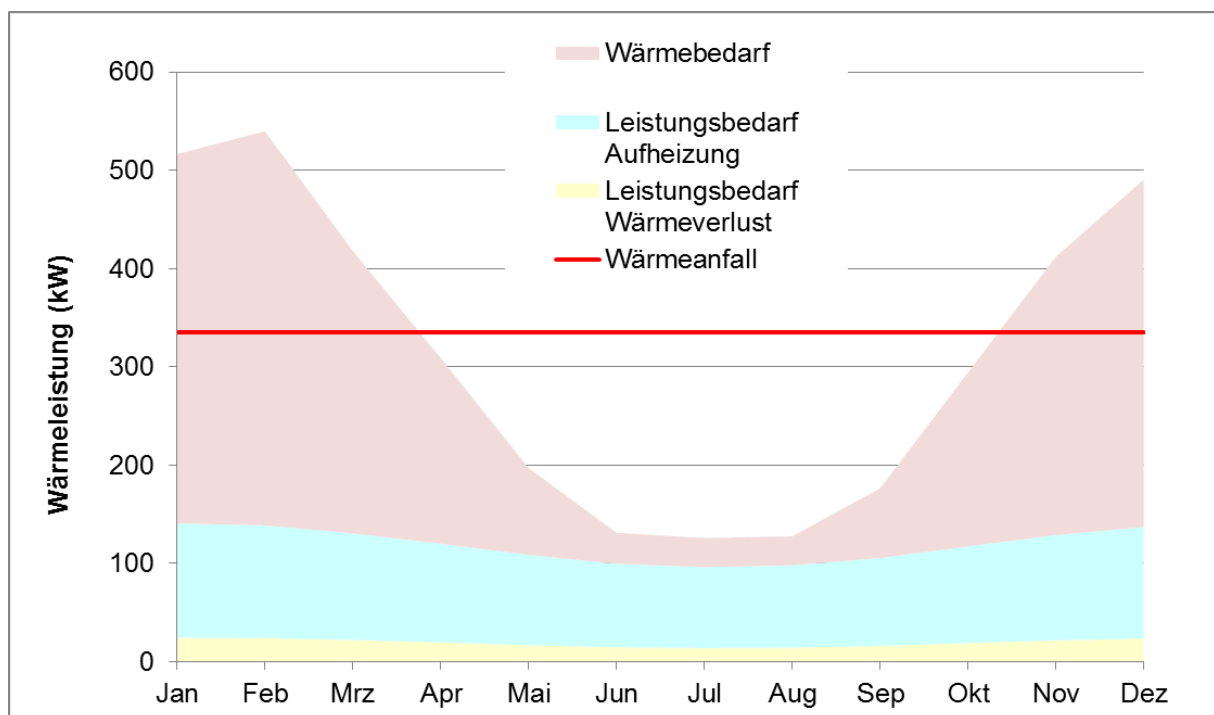


Abbildung 93: Wärmeanfall und Wärmebedarf bei Eigenstromerzeugung auf Güllebasis

Zur Absicherung des Wärmebedarfs könnte die für die Stromerzeugung nicht benötigte Wirtschaftsdüngermenge eingesetzt werden. Daraus lässt sich zusätzliche Methanerzeugung von 883 m³/h bzw. 366 kW Feuerungswärmeleistung generieren. Abzüglich der Prozesswärme von 15,9 % bezogen auf die Feuerungswärmeleistung ergäbe sich eine maximal verfügbare Wärmemenge von 2.696 MWh/a.

Der Wärmebedarf im Winter von 506 MWh kann gut abgesichert werden, indem die zusätzlich erzeugte Gasmenge über den einen Gaskessel in Wärme gewandelt wird oder bei BHKW Einsatz die über dem Bedarf erzeugte Strommenge einer anderen Nutzung, z.B. für die Mobilität, zugeführt wird.

2.2.6.4 Varianten zur Abdeckung des Kraftstoffbedarf

Der Kraftstoffbedarf im untersuchten Unternehmen liegt bei 518.805 l/a. Ungeachtet der derzeitigen technischen Realisierbarkeit bestehen prinzipiell folgende Möglichkeiten zur Substitution:

- Einsatz von Pflanzenöl aus dem Rapsanbau

Bei dem mittleren Thüringer Ertragsniveau von 37,5 dt/ha und einen Öl-Gehalt von 42 % folgt bei einer Ölausbeute von 82 % ein Rapsölertrag 1.410 l/ha. Für den Betrieb bedeutet das der Kraftstoffbedarf von 518.895 l/a könnte durch den Anbau von 368 ha vollständig abdecken könnte. Mit 21,6 % der Ackerfläche würde dann aber fast die Anbaugrenze erreicht. Flächenseitig sind bilanziell aber nicht die vollen 368 ha anzurechnen, da neben dem Pflanzenöl auf der Fläche noch wertvolles Eiweißfuttermittel produziert wird und sich so sich

die Futteranbaufläche reduziert. Deshalb wird vorgeschlagen nur ein Drittel der Anbaufläche der Energieautarkie, als nur 123 ha anzulasten, was 7,2 % der Ackerfläche entspräche.

b) Einsatz von erneuerbarem Methan auf Basis von Nachwachsenden Rohstoffen

518.805 l/a Kraftstoffbedarf entsprechen 518.805 m³/a Biomethan. Bei vollständiger Nutzung der Wirtschaftsdünger und Absicherung des Wärmebedarfs sind noch 2.190 MWh in Form von Methan für die Kraftstoffnutzung verfügbar, die 42 % des Bedarfs ersetzen könnten. Da das Potential der Wirtschaftsdünger ausgeschöpft ist, ist der Einsatz von NAWARO zur Absicherung des noch bestehenden Bedarfs von 300.000 l zu untersuchen.

Aus 210 m³ Biogas/t Maisilage nach KTBL Richtwerten folgt ein Methanhektarertrag von 4.423 m³ CH₄/ha (10 % Silierverlust, 52 % CH₄ und 45 t Frischmasseertrag). Unter Beachtung von 10 % Prozesswärmebedarf ist eine Anbaufläche von 75,4 ha erforderlich. Damit würden 4,4 % der Ackerfläche gebunden. Besteht die Möglichkeit ungenutzte Grünlandaufwüchse zu nutzen kann der Flächeneinsatz weiter verringert werden. Die Erzeugung von Methan als Kraftstoffsubstitut benötigt somit wesentlich weniger Fläche als Pflanzenölkraftstoffe, da ein Teil des Bedarfes aus der Wirtschaftsdüngervergärung abdeckbar ist.

Allerdings ist aufgrund der Forderung nach 150 Tagen gasdichter Verweilzeit wesentlich in den Zubau von Faulraumvolumen zu investieren. Die dazu notwendige Vervierfachung des Volumens ist aus ökonomischen Gründen nicht umsetzbar. Weiter sind aber auch die höheren Anforderungen an die Aufbereitung des Biogases zu Biomethan, die Aufwendungen für die Verdichtung und Lagerung, aufgrund des diskontinuierlichen Kraftstoffbedarfs zu beachten.

Während für Pflanzenöleinsatz erprobte Techniken vorliegen, sind für den Einsatz von Biomethan als CNG gerade die ersten Schlepper auf dem Markt verfügbar. Für selbstfahrende Maschinen (Mähdrescher, Feldhäcksler, etc.) sind noch keine Lösungen am Markt verfügbar, so dass eine Autarkie auf Basis von Biogas heute kaum erreichbar ist.

c) Einsatz von Strom aus der bestehenden PV-Anlage bzw. der BGA

Die bestehende PV-Anlage mit 226 kWp produziert 206,1 MWh/a. Bei der Abdeckung des Energiebedarfs an Kraftstoff ist zu beachten, dass bei Elektroantrieben im Vergleich zu Verbrennungsmotoren kaum Wandlungsverluste auftreten. Bei einem unterstellten Wirkungsgrad der Verbrennungsmotoren von 35 % und 90 % für den Elektromotor würden energetisch nur 201 MWh Strom erforderlich sein. Somit könnte die bestehende PV-Anlage den Bedarf zu 97,5 % decken. Nachteilig erweist sich der Speicherbedarf, welcher aufgrund der fluktuierenden Stromerzeugung der PV-Anlage und dem saisonal stark schwankenden Energiebedarf der Arbeitsmaschinen extrem hoch sein dürfte. Ökonomisch ist die Stromspeicherung auch abzulehnen, da je gespeicherter kWh zwischen 20 und 50 ct Speicherkosten anfallen würden.

Die Variante der vollständigen Verstromung des Methans und der Einsatz der Elektroenergie über Batteriesysteme in den Fahrzeugen wären energetisch möglich. Der BHKW-Wirkungsgrad ist höher, als der von mobilen Anlagen. Es fallen Wandlungsverluste von Methan zu Strom in der Biogasanlage in Form von Wärme an, die den Wirtschaftsdüngereinsatz zur Wärmeerzeugung und Prozessenergie reduzieren würden. Aber auch hier besteht Speicherbedarf, der zwar geringer als bei PV-Stromnutzung ist, aber in der verfahrenstechnischen Auslegung hoch komplex ist. Vorteilhaft ist, dass besonders in Zeiten mit geringem Eigenstrombedarf, z.B. in der Nacht, eine gute Möglichkeit zur Steigerung des Strombedarfs generiert werden könnte, was wiederum positiv auf die Steuerung der Stromerzeugung in der BGA wirken kann.

Auch bei stromgetriebenen Schleppern sind nur erste Schlepper im unteren Leistungsbereich am Markt verfügbar.

2.2.7 Betrieb A

2.2.7.1 Energiebedarf und Energiebereitstellung

Der Betrieb A bewirtschaftet 1045 ha mit einem Grünlandanteil von 8,7 %. Er ist durch einen Strombedarf von rund 900 MWh/a gekennzeichnet. Das sind 855 kWh/ha a. Eine Aufgliederung des Strombedarfes auf die einzelnen Bereiche ist aufgrund fehlender Unterzähler nicht möglich. Der Nutzwärmebedarf von 1.800 MWh/a wird derzeit durch die BGA abgedeckt. Der Kraftstoffbedarf ist mit 251.000 l/a bzw. 240 l/ha LF hoch.

Hinsichtlich der Energieerzeugung liefert die BGA 4.525 MWh/a Strom ins Netz und die PV-Anlage 55 MWh/a. Der Prozessstrombedarf der BGA liegt mit 6,8 % bei 310 MWh/a (Tabelle 36). Der Betrieb hat die BGA bereits flexibilisiert und hat bei 870 kW installierter Leistung eine Bemessungsleistung von 530 kW.

Tabelle 36: Kurzbeschreibung des Betriebs A

Parameter	Einheit	Wert
bewirtschaftete Fläche	ha	1.045
- davon Ackerland	ha	945
- davon Grünland	ha	91
Anbau:		
- Getreide	ha	190
- Winterraps	ha	233
- Ackerfutter	ha	212
- Luzerne	ha	111
- Silomais	ha	205
- Zuckerrüben	ha	11
- Durchwachsene Silphie	ha	2
Tierhaltung		
- Milchviehherde	Stück	927
- Jungrinder	Stück	880
Energieerzeugung:		
- Installierte Leistung BGA	kW _{el.}	870
- Bemessungsleistung	kW _{el.}	530
Faulraumkapazität		
- Fermenter	m ³	2 x 1.500
- Nachgärer	m ³	1 x 3.000
- gasdichtes Gärrestlager	m ³	1 x 3.185
Substrate:		
- Wirtschaftsdünger (Rindergülle)	m ³ /d	80
- NAWARO (Mais, AWS, ...)	t/d	12
Stromerzeugung	MWh/a	4.524
Prozessstrombedarf	MWh/a	310
Nutzwärme	MWh/a	1.800
Installierte Leistung PV-Anlage	kWp	60,5
PV-Stromeinspeisung	MWh/a	55

Die Wärmeerzeugung aus der BGA wird nicht gemessen und beträgt rechnerisch bei einem elektrischen Wirkungsgrad von 40 % und einen thermischen Wirkungsgrad von 44 % 4.980 MWh/a. Bedingt durch den hohen Gülleeinsatz ist der Prozesswärmebedarf hoch. Kalkulatorisch liegt dieser mit 1.470 MWh/a bei 35 % der Erzeugung. Der Nutzwärmebedarf des Betriebes von 1.800 MWh wird abgedeckt und es verbleibt ein Wärmeüberschuss von 1.710 MWh/a.

2.2.7.2 Biogaserzeugung außerhalb des EEG zur Eigenstromerzeugung

Da eine Eigenstromerzeugung im EEG 2017 ausgeschlossen ist, liegt der Gedanke nahe, Bestandsbiogasanlagen nach dem Ende der ersten Förderperiode auf Eigenstromerzeugung außerhalb des EEG umzustellen. Damit stellt die BGA als wesentlicher Energieerzeuger den Schwerpunkt bei der energetischen Autarkie dar. Die Strombezugskosten für die Agrarbetriebe (Bezug 100 MWh/a) liegen zwischen 18 und 19 ct/kWh und sind abhängig von der genutzten Wirkarbeit und dem Leistungsbezug zuzüglich der Messkosten sowie den Steuern und Abgaben. Bei höherem Strombezug sind entsprechend niedrigere spezifische Preise möglich.

Eine betriebliche Voraussetzung ist, dass ein möglichst ausgeglichener Strombezug weitgehend und dauerhaft durch den Regelbereich des BHKW von 50 bis 100 % abgedeckt werden kann. Als erstens wird geprüft, welcher Stromanteil aus den verfügbaren Wirtschaftsdüngern abgedeckt werden kann. Unter Nutzung der vom Energieversorger bereitgestellten Strombedarfswerte ($\frac{1}{4}$ Stundenmessung) lässt sich leicht das Wochen- und Jahresprofil bewerten und Maßnahmen zur Glättung der Stromkurven ableiten. Dies stellt aber nicht Gegenstand der Untersuchungen dar.

Betrieb A4 betreibt eine im Jahr 2001 errichtete BGA mit 2 x 1.500 m³ Faulraum und 3.000 m³ Nachgärer, die mit 80 m³ Rindergülle, 10 t/d Silomais und 2 t/d Grassilage/Durchwachsene Silphie gefüttert wird. Aus rechtlichen und ökonomischen Gründen darf bzw. sollte für den autarken Betrieb nur Wirtschaftsdünger eingesetzt werden. Nach KTBL Richtwerten folgt daraus eine deutliche Verringerung der Bemessungsleistung auf 220 kW.

Die Leistungskurve eines Milcherzeugers zeigt einen Strombedarf zwischen 50 und 130 kW, bei einer Stromspitze am Morgen und einem ausgeprägten Tageslastprofil (Abbildung 94). Die für kleinere Milcherzeuger typische Strombedarfskurve mit Leistungsspitzen zu den Melkzeiten ist aber für den Großbetrieb in der Ackerbauregion nicht erkennbar.

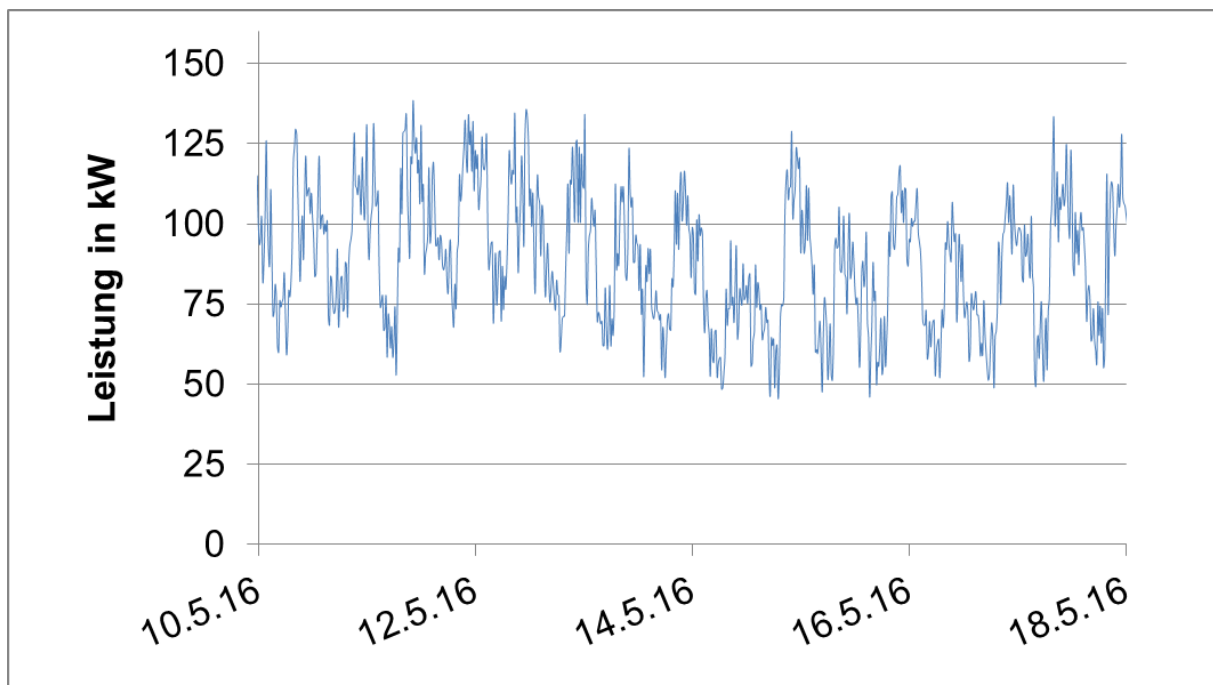


Abbildung 94: Wochengang des Strombezugs im Agrarbetrieb A

An Hand der nach der Leistung sortierten Strombezugswerte eines Jahres im Betrieb A ist zu erkennen, dass Leistungsspitzen bis 180 kW auftreten und die Minimalleistung nachts 35 kW beträgt (Abbildung 95 und Abbildung 96). Unabhängig von der BHKW-Auslegung ist zu erwarten, dass Zeiten mit zusätzlichem Netzbezug auftreten, da die BHKW-Leistung nicht für alle Lastspitzen ausreicht, da der übliche Regelbereich des BHKW zwischen 50 und 100 % der Nennlast liegt. Besonders nachts treten Phasen auf in denen der Strombedarf unter die untere Leistungsgrenze des BHKW fällt.

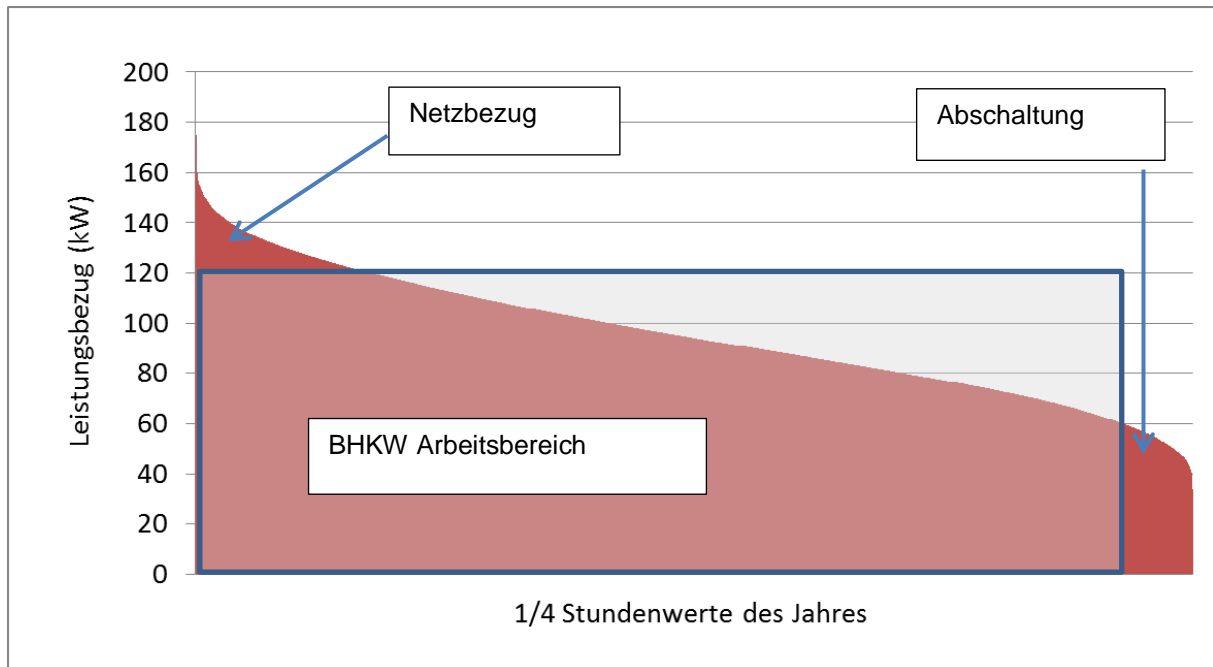


Abbildung 95: Leistungsbedarf Betrieb A (absteigend sortiert nach Leistungsbezug)

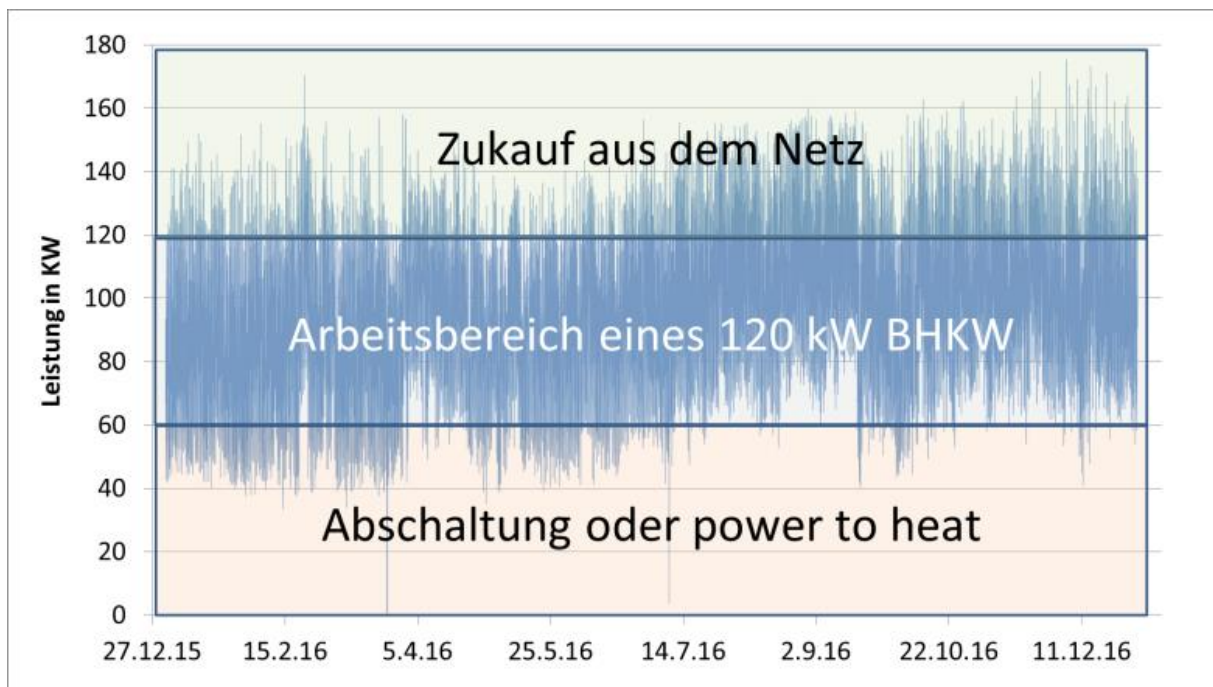


Abbildung 96: Jahresleistungskurve und Arbeitsbereich des BHKW

Als erstes wurde, wie auch schon im Betrieb G, untersucht, wie gut mit einer Aufteilung in ein Grundlast BHKW und einen Spitzenlast BHKW die Strombedarfskurve nachgebildet werden kann. Es stellte sich heraus, dass der Eigenbedarf fast vollständig nachgefahren werden kann, doch führte diese Auslegung mit 2 BHKW zu 4.663 Startvorgängen, verteilt über beide Aggregate. Somit erscheint die Auslegung mit nur einem BHKW aus technischer Sicht angeraten, auch wenn ein geringerer Autarkiegrad zu erwarten ist.

Bei dem vorhandenen Leistungsbezug (Viertelstundenwerte des Jahres) ergab sich bei unterschiedlichen BHKW-Größen eine Abdeckung des Strombedarfs von 85 bis fast 94 % (Tabelle 37). Zur Abdeckung der Bedarfsspitzen ist noch ein Bezug je nach BHKW-Auslegung von 0,4 bis zu 112 MWh erforderlich. Mit zunehmender Leistung steigen die Abschaltungen wegen Unterschreitung der Minimalleistung und somit auch die über power to heat zu verwertende bzw. zu speichernde Strommenge.

Tabelle 37: Abdeckung des Strombedarfs, BHKW-Schaltvorgänge und power to heat Arbeit

BHKW Größe	Abdeckung Strombedarf	Netzbezug		Abschaltung Minimalleistung	power to heat bzw. zu speichernde Strommenge	
		MWh	% des Bedarfs		MWh	% des Bedarfs
kW	%			Anzahl		
90	86,4	114,1	13,6	171	2	0,3
100	90,9	76,4	9,1	422	7	0,9
110	93,3	56,2	6,7	801	18	2,1
120	93,9	51,0	6,1	1154	32	3,9
130	92,7	61,3	7,3	1466	54	6,5
140	90,0	83,4	10,0	1805	81	9,7
150	85,3	123,0	14,7	2151	123	14,7

Aufgrund der Unterschreitung der minimalen BHKW-Leistung resultieren je nach BHKW-Größe zwischen 0,3 und 14 MWh zusätzliche Stromverbräuche, um ein Abschalten in diesen Zeiträumen zu verhindern. Wird die Abschaltung in Kauf genommen entstehen zusätzliche Startvorgänge die zu Lasten der BHKW-Lebensdauer gehen. Über einen zusätzlichen Verbraucher (z.B. eine power to heat Anlage) könnte ein Strombedarf generiert werden um ein Abschalten des BHKW zu verhindern. Der Strom würde dann in Wärme umgewandelt und könnte zur Abdeckung des Prozesswärmebedarfs beitragen. Auch der Einsatz von Batterien ist denkbar, aber aufgrund der hohen Kosten von 20 bis 50 ct/kWh ökonomisch nicht angeraten.

Es zeigt sich, dass der höchste Autarkiegrad zwischen 110 und 130 kW erreicht wird. In Abhängigkeit vom Wärmekonzept und den Entwicklungsoptionen des Betriebes ist zwischen zeitweiser Nachtabeschaltung und Realisierung von power to heat bzw. Batterie-Konzepten zu entscheiden. Auch die Leistung zusätzlicher Stromverbraucher ist in Verbindung mit dem Wärmekonzept zu optimieren.

Die bedarfsoptimierte Fahrweise erfordert zusätzlichen Gasspeicherbedarf. Unterstellt man z.B. eine Speicherfüllung von 1.000 m³ zu Beginn der Periode, zeigt sich, dass bei täglich angepasster Fütterung ein Speicherbedarf von ca. 260 Nm³ ausreichen für die flexibel bedarfsorientierte Fahrweise zur Eigenstromerzeugung (Abbildung 97).

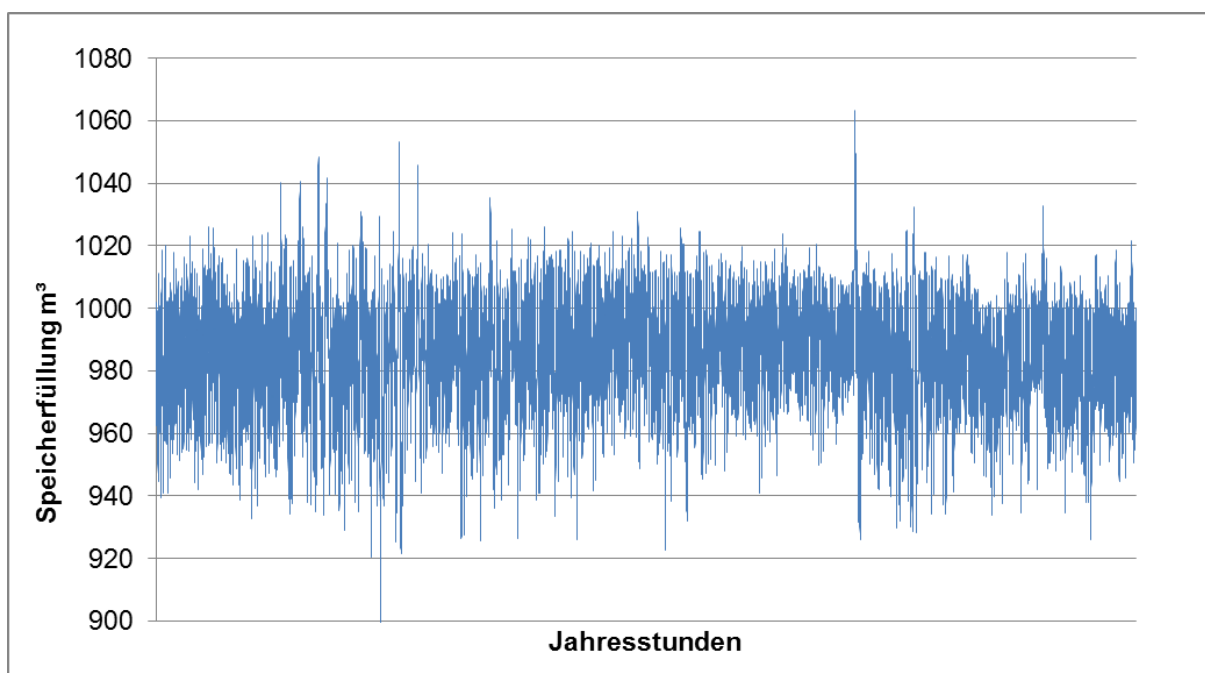


Abbildung 97: Jahresganglinie der Gasspeicherfüllung

2.2.7.3 Abdeckung des Wärmebedarfs bei Eigenstromerzeugung

Der untersuchte Agrarbetrieb hat ein Wärmekonzept und verbraucht im Durchschnitt 1.800 MWh/a. Eine Jahresganglinie des Verbrauchs lag nicht vor, so dass diese geschätzt werden musste. Das stromgeführte BHKW mit 120 kW installierter Leistung arbeitet mit 87 kW Bemessungsleistung. Dafür ist der Einsatz von 46 % der

anfallenden Gülle nötig. Der Prozesswärmebedarf der Biogasanlage ist aufgrund des geringen TS-Gehaltes der Gülle und des hohen Wärmebedarfs für die Gülleaufheizung relativ hoch.

Für 100 % Wirtschaftsdüngereinsatz folgte aus der unter 2.2.6.3 genannten Analyse ein Prozesswärmebedarf von 49,2 %. Es zeigt sich, dass das BHKW mit einer Wärmeleistung von 103,4 kW auch im Sommer nicht ausreichend Nutzwärme zur Verfügung stellen kann (Abbildung 98).

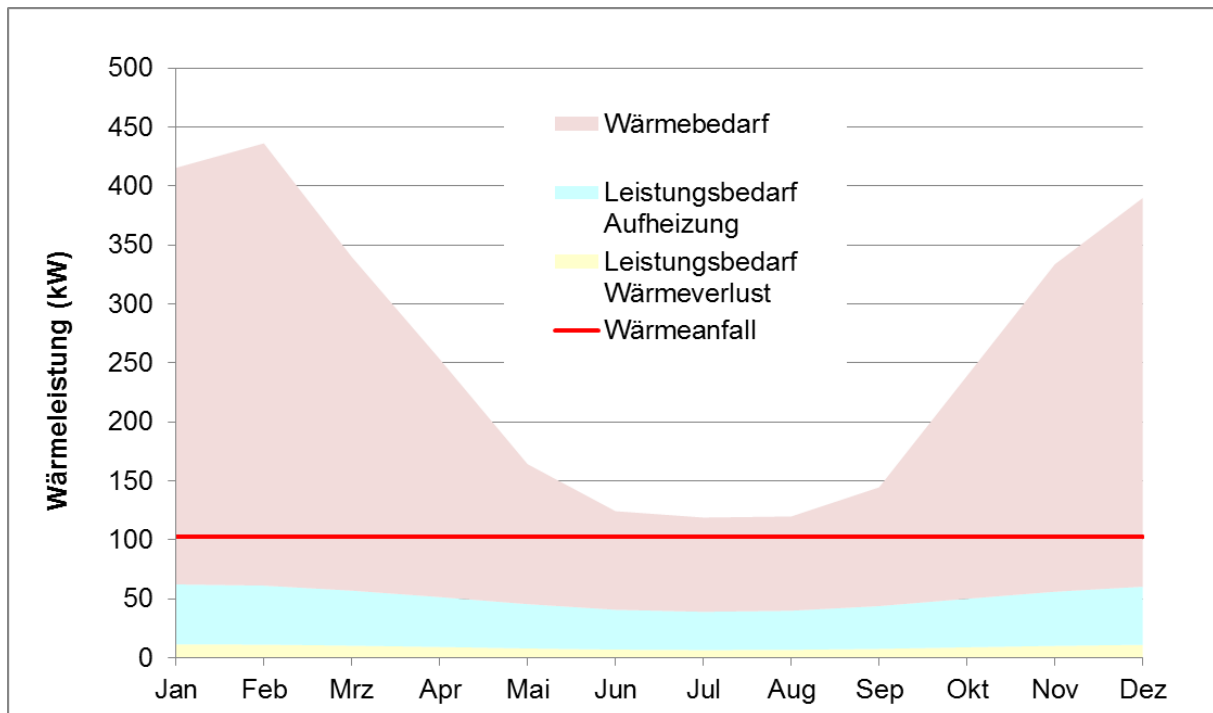


Abbildung 98: Wärmeanfall und Wärmebedarf bei Eigenstromerzeugung auf Güllebasis

Zur Absicherung bietet sich eine saisonale Fahrweise der BGA an. Aus der zur Stromerzeugung nicht benötigten Gülle lässt sich eine Wärmeleistung von 271 kW bzw. eine Wärmemenge 2.374 MWh generieren. Der verbleibende Wärmebedarf von 1.378 MWh ließe sich absichern, indem im Winterhalbjahr die gesamte anfallende Gülle eingesetzt und die überschüssige Gasmenge über den vorhandenen Gaskessel in Wärme gewandelt wird, wobei aber der steigende Prozesswärmebedarf zu beachten ist. Diese Vorgehensweise passt auch in die durch die Düngeverordnung veränderten Wirtschaftsdüngereinsatzzeiten. Perspektivisch wird im Sommer und Herbst nur sehr wenig Gülle auf den Flächen zum Einsatz kommen, so dass mehr vergärbare Gülle im Winter verfügbar ist. Nachteilig sind die notwendige getrennte Lagerung von Gülle und Gärrest, Gaspotentialverluste bei der notwendigen Güllelage und der im Winter höhere Prozesswärmebedarf.

Durch Einsatz der noch nicht für die Stromerzeugung benötigten Güllmenge könnte der Wärmebedarf abgesichert werden. Zur Verringerung des Prozesswärmebedarfs und Erhöhung des Lagervolumens kann der 2. Fermenter als Gärrestlager ohne Heizung betrieben werden. Der zusätzliche Effekt der Generierung von zusätzlichem Gärproduktlager hilft bei der Umsetzung der Forderungen der Düngeverordnung.

2.2.7.4 Varianten zur Abdeckung des Kraftstoffbedarfs

Der Kraftstoffbedarf im untersuchten Unternehmen liegt bei 251.000 l/a bzw. 2.479 MWh/a. Ungeachtet der derzeitigen technischen Realisierbarkeit werden folgende Möglichkeiten zur Substitution untersucht:

a) Einsatz von Pflanzenöl aus dem Rapsanbau

Im Betrieb A werden bereits 233 ha Winterraps angebaut. Bei dem mittleren Thüringer Ertragsniveau von 37,5 dt/ha und einen Öl-Gehalt von 42 % folgt bei einer Ölausbeute von 82 % ein Ölertrag von 344 kg/t Saat. Das sind 376,4 l/t Saat. Für den Betrieb bedeutet das eine Ölerzeugung von 328.880 l, die somit den Bedarf vollständig abdecken könnte. Aus Sicht des Kraftstoffbedarfs wären nur 178 ha (18,8 % der Ackerfläche) Anbau erforderlich.

Flächenseitig sind zwar die vollen 178 ha anzurechnen. Da neben dem Öl wird noch wertvolles Eiweißfuttermittel (Rapskuchen) erzeugt wird, sind ca. 2/3 der Fläche auf die Futterproduktion anzurechnen. Für energetische Autarkie im Kraftstoffbereich auf Rapsölbasis sind somit ca. 60 ha (6,34 % der AF) erforderlich.

b) Einsatz von erneuerbarem Methan auf Basis von nachwachsenden Rohstoffen

251.000 l/a Kraftstoffbedarf entsprechen 251.000 m³/a Biomethan. Da die Wirtschaftsdünger für die Strom- und Wärmeproduktion genutzt werden ist der Einsatz von NAWARO zu prüfen. Unterstellt man den Einsatz von Mais, so wären 6,7 t/d Maissilage (32% TS, 95 % oTS und 350 l/kg oTS Methanausbeute) nötig, die eine Anbaufläche von 68 ha erfordern, zuzüglich des Substrates für Prozessenergiebereitstellung. Die Bereitstellung von Methan als Kraftstoffsubstitut benötigt ca. 6,8 % der LF bzw. 7,7 % der AF (Frischmasseertrag 400 dt/ha, 32% TS, 95% oTS der TS).

Zu beachten ist aber, dass aufgrund der Forderung nach 150 Tagen gasdichter Verweilzeit, nicht nur im EEG sondern auch in der VDI 3475, wesentlich in den Zubau von Faulraumvolumen zu investieren ist.

Eine vollständige Verstromung des Methans und der Einsatz der Elektroenergie über Batteriesysteme in den Fahrzeugen wären energetisch ähnlich. Einerseits fallen Wandlungsverluste von Methan zu Strom in der Biogasanlage in Form von Wärme an und sind somit für die Prozessenergie nutzbar, aber andererseits ist der Wirkungsgrad im Fahrzeug (unterstellt 90 %) zu beachten.

Damit erfordert die Erzeugung von Methan als Kraftstoffsubstitut eine ähnliche Fläche wie die Pflanzenölkraftstoffe. Zusätzlich sind die extrem hohen Anforderungen an die Lagerung des Methans zu beachten, da ein diskontinuierlicher Kraftstoffbedarf vorhanden ist.

c) Einsatz von Strom aus der bestehenden PV-Anlage

Die bestehende PV-Anlage mit 60,5 kWp produziert 55 MWh/a. Bei der Abdeckung des Energiebedarfs an Kraftstoff ist zu beachten, dass bei Elektroantrieben im Vergleich zu Verbrennungsmotoren kaum Wandlungsverluste auftreten. Für die Substituten von 251.000 l Kraftstoff werden bei einem unterstellten Wirkungsgrad des Verbrennungsmotors von 35 % und 90 % für den Elektromotor nur 98,6 MWh Strom benötigt. Die vorhandene PV Anlage könnte damit den Bedarf zu 55,7 % abdecken, bzw. sie müsste um den Faktor 1,8 vergrößert werden. Allerdings ist das Stromangebot aus der PV-Anlage und Strombedarf für den Fahrzeugbetrieb zeitlich nicht deckungsgleich, so dass nicht unwesentliche Strommengen zwischen zu speichern sind.

Der Einsatz von Strom aus der BGA würde neben zusätzlichem Substratbedarf, und den doppelten Wandlungsverlusten das Problem des auseinanderklaffen von Stromangebot und Bedarf nicht lösen. Bilanziell wären hierfür der Anbau von 68 ha Mais (6,8 % der Ackerfläche) erforderlich, der sich bei vollständigem Einsatz der Wirtschaftsdünger fast halbieren würde.

2.3 Handlungsempfehlungen

In der Untersuchung wurde an den Praxisbetrieben gezeigt, dass eine direkte Umsetzung eines autarken Betriebes nicht möglich ist. Zunächst müssen mehrere Schritte unternommen werden, die eine Autarkie technisch möglich machen. Ob sich dann auch eine wirtschaftliche Autarkie lohnt, muss erneut am Einzelbetrieb geprüft werden. Die Projektergebnisse zeigen jedoch, dass eine bilanzielle Autarkie möglich ist. Diese ist auch als erster Schritt hin zur vollständigen Autarkie zu empfehlen, da hierfür die gleichen Voraussetzungen getroffen werden müssen und Risiken eingeschränkt werden können. Im folgenden Abschnitt wird skizziert, welche Schritte und Punkte umgesetzt werden müssen (Abbildung 99). Dieses Konzept ist so konzipiert, dass dessen Durchführung sich zur Betriebsoptimierung, Energieeinsparung und Autarkiegraderhöhung, über die bilanzielle Autarkie bis zur vollständigen Autarkie, eignet.

2.3.1 Erste Schritte

Voraussetzung für eine energetische Autarkie mittels Biogasanlage ist ein stabiler Anlagenbetrieb ohne prozessbiologische Störungen und verlässlicher Technik, die eine hohe Zahl an Jahresvolllaststunden ermöglicht. Auch bei der Vorbereitung der Autarkie erschweren diese Probleme realistische Annahmen und Wirtschaftlichkeitsberechnungen. Die Ausfallzeiten sollten in dem Maße prognostizierbar sein, dass der Zeitaufwand für Wartungen, Fermenterreinigungen Komponententausch, etc. gut abgeschätzt werden kann, um einen funktionierenden Plan B (Batteriespeicher, Notstromaggregat, zweites BHKW) für diesen Fall vorsehen zu können. Eine Redundanz bei Schlüsselkomponenten, wie dem BHKW, erhöht die Ausfallsicherheit. Jedoch ist nicht jedes BHKW für einen Inselbetrieb geeignet. Eine Anlage mit z.B. mehreren Fermentern und einem großen Gasspeicher bietet mehr Anpassungsmöglichkeiten in Bezug auf das Faulraumvolumen, bei Leistungsreduzierung, und eine flexible Fahrweise des BHKW. Ein geringer Eigenstrom- bzw. Eigenwärmebedarf der BGA ist natürlich von Vorteil. Auch vorhandene Heizkessel verbessern die Ausgangsbedingungen. Die Substratversorgung sollte günstig und gesichert sein. So sind die eigenen Nebenprodukte hier die zugekauften Substraten im Hinblick auf Kosten und Versorgungssicherheit vorzuziehen. Aber auch Ernteauffälle und Änderungen der Tierzahl können die Substratversorgung beeinflussen.

Um ein wirtschaftliches Eigenversorgungskonzept erstellen zu können sollten die Stromgestehungskosten der BGA, z.B. mittels Betriebszweigabrechnung, und die Kosten für den Strombezug bekannt sein. Es empfiehlt sich nicht nur die bestehenden Stromverträge in die Betrachtungen mit einzubeziehen, sondern auch die weiteren Stromanbieter. Ein Wechsel kann viel Geld sparen und so kann vermieden werden, dass zu hohe Strombezugskosten veranschlagt werden. Auch unspezifische Energiesparmaßnahmen, wie z.B. bei der Beleuchtung, können schon zu diesem Zeitpunkt durchgeführt werden.

Eine Überschusseinspeisung sollte immer einer vollständigen Autarkie vorangehen. Über sie kann der aktuelle Autarkiegrad relativ leicht ermittelt werden. Auch eine Frühzeitige Kontaktaufnahme zum Netzbetreiber hilft Problemen vorzubeugen. Bei guten Erfolgchancen sind trotzdem präzise hochaufgelöste Daten zum Lastgang notwendig.

2.3.2 Messkonzept/ Datenerhebung

Im nächsten Schritt müssen der Strombedarf und die Stromproduktion ermittelt werden. Meist sind nur jährliche Ablesungen oder Stromrechnungen vorhanden. Für die Vorbereitung einer Autarkie sind aber sehr hoch aufgelöste Daten zur Stromproduktion und zum Stromverbrauch nötig, aus denen sich dann eine Bilanz des kompletten Betriebes erstellen lässt. Lange Messzeiträume erhöhen die Präzision der späteren Auslegung. Dieser Schritt dient ebenfalls zum Auffinden von Stromfressern und damit zur Stromeinsparung. Die energetische Optimierung des Betriebes sollte stets vor der Autarkie durchgeführt werden.

Es empfiehlt sich die vorhandene Messtechnik, wie Stromzähler, in das Konzept einzubinden. Elektronische Zähler sind dabei von Vorteil, da Sie sich besser Auslesen und in Steuerungen integrieren lassen. Sehr gut sind Zähler mit einer RLM, da deren Lastgang-Daten im 15-Minutentakt lediglich beim Netzbetreiber abgefragt werden müssen. Da an den vielen Betrieben meist nur eine geringe Zahl an Stromzählern vorhanden ist und sich anhand derer keine genauen Aussagen treffen lassen, sind i.d.R. weitere Messungen notwendig. Die Installation von Unterzählern hilft bei der Zuordnung der Verbräuche und der späteren Organisation der Verbraucher. Unterzähler mit einem Datenausgang ergeben in Kombination mit einem Datenspeicher und einer Steuerung ein leistungsfähiges System, dass sehr gut den Ansprüchen einer Autarkie gerecht wird, da die Verbraucher dann geregelt werden müssen. Die vollständige Abdeckung der Elektroinstallation ist bei den Messungen zu beachten. Häufig ist diese über die Jahre gewachsen und nur noch schwer den einzelnen Betriebszweigen zuzuordnen. Die Installation der Unterzähler sollte so erfolgen, dass die ermittelten Verbräuche auch für eine BZA genutzt werden können. Darüber können dann der Eigenstrombedarf der BGA und die Stromgestehungskosten ermittelt werden, falls noch nicht bekannt. Auch kann der Betrieb vor der Autarkie weiter optimiert werden und strategische Entscheidungen, die vor einer Umstellung auf Eigenversorgung fallen sollten, können angestoßen werden.

Bei den Messungen sollte die Wärme nicht vernachlässigt werden. Auch hier ist die Nachrüstung von Zählern (z.B. Fermenterheizung) einzuplanen und ein adäquates Ableseintervall zu wählen. Wärmezähler verfügen häufig über interne Speicher. Diese erleichtern die Datenaufnahme über längere Zeiträume. Der Strom, wie auch der Wärmebedarf gilt es bei der Auslegung des BHKW zu berücksichtigen. BHKW sind fest in die Wärmeversorgung der Betriebe integriert und so müssen bei einer Leistungsanpassung des BHKW zur Stromversorgung eventuelle Fehlbedarfe bei der Wärme bekannt sein, um Speicher oder alternative Wärmequellen in die Kalkulation aufnehmen zu können.

Ziel der Messungen ist die Erstellung einer vollständigen Bilanz aus Produktion und –Verbrauch von Strom und Wärme in Form von Lastgängen. Diese werden benötigt, um den Verbrauch zu optimieren und die nötige Leistung des BHKW, sowie eventuell ergänzender Energiequellen zu berechnen.

2.3.3 Verbrauchsoptimierung

Liegen die Lastgänge des Betriebes vor wird der Verbrauch optimiert. Energiesparmaßnahmen sind hier prioritär durchzuführen. Über die Lastgänge lassen sich gut die Verbraucher identifizieren, die ein Stromsparpotenzial aufweisen. Erst danach gilt es den Stromverbrauch zu organisieren. Ziel hierbei ist ein möglichst gleichmäßiger Lastgang. Dies passt gut zu einem BHKW und verringert den Bedarf an Batteriespeicherkapazität. Dies lässt sich zum einen durch die Verschiebung des Betriebs von zeitlich unabhängigen Verbrauchern in lastschwache Zeiträume (ähnlich wie bei einem HT/NT-Tarif) realisieren. Zum anderen wird versucht die Lastspitzen zu glätten. Dazu können große Verbraucher gegeneinander gesperrt werden, z.B. Rührwerke und Feststoffdosierer. Auch lässt sich der Anlaufstrom großer Verbraucher (z.B. bei Pumpen) reduzieren, indem eine Drehzahlregelung über Frequenzumrichter stattfindet. Auch eine Reorganisation des Betriebes kann dazu beitragen. Bei dem untersuchten Betrieb mit Legehennenhaltung wurden alle Ställe und die Eiersortierung zu gleichen Zeit betrieben. Diese führte zu hohen Lastspitzen. Bei Betrieb des Stalles A am Vormittag und des Stalles B am Nachmittag könnten die Spitzen geglättet werden. Auch die Umstellung eines Milchviehbetriebes vom Melkstand auf einen Melkroboter wäre so eine Reorganisationsmaßnahme. Durch die Elektrifizierung von Maschinen, z.B. Futtermischwagen, können Ausgleichende lasten geschaffen werden, so lange diese in Lastschwachen Zeiträumen geladen werden. Verbleibende Lastspitzen können mittels eines Batteriespeichers geglättet werden. Dies ist insbesondere für Betriebe mit einem Leistungsbezug im Stromvertrag interessant und kann dort auch schon im Rahmen einer bilanziellen Autarkie Strombezugskosten senken. Für eine spätere vollständige Autarkie wäre der Batteriespeicher sowieso notwendig. Bei modularen Systemen könnte dieser dann bei Bedarf nachträglich angepasst werden.

Im Anschluss an die Optimierungsphase sollten die Maßnahmen mittels erneuter Messung überprüft werden. Wenn die Voraussetzungen passen, können weitere Investitionen in Regeltechnik getätigt werden, die eine bilanzielle Autarkie steuern und unterstützen. Zusätzlich können Verträge mit Stromlieferanten oder Strom- und Wärmekunden erneuert werden.

2.3.4 Energiesystem

Das vorhandene BHKW ist bei den meisten Betrieben im Vergleich zum Eigenverbrauch zu groß. Die Ausrichtung des BHKW muss sich am (optimierten) LW-Strombedarf orientieren. Ziel dabei ist es, dass das BHKW auf eine für einen wirtschaftlichen Betrieb ausreichende Zahl an Jahresvolllaststunden kommt. Bei einem autarken Betrieb muss zusätzlich den Lastbereichen über der maximalen Leistung des BHKW bzw. unter der minimalen Teillast besondere Beachtung geschenkt werden. Im Grunde muss der gesamte BHKW-Strom verwertet werden. Eine Überproduktion müsste vernichtet werden (z.B. Power to heat) und bei zu geringer Leistung würde das Inselnetz zusammenbrechen. Zu diesen Fehlbedarfen kommt es dann, wenn der Leistungsbereich des BHKW über- oder unterschritten wird, aber auch dann, wenn die Lastwechsel auf Verbrauchsseite schneller stattfinden, als die Leistungsregelung des BHKW sich darauf anpassen kann. Besonderer Bedeutung kommen, in einem Inselnetz, daher Stromspeichertechnologien zu. Batteriespeicher sind aktuell die Lösung der Wahl, da diese schnell genug auf Lastwechsel reagieren können. Gerade für die korrekte Auslegung der kostenintensiven Batteriespeicher ist eine hochauflösende Lastgangmessung über einen ausreichend langen Zeitraum sinnvoll. Die Speicherkapazität ist nicht allein entscheidend. Es ist darauf zu achten, dass diese über eine einem Landwirtschaftsbetrieb angepasste Leistungsabgabe verfügen. So das auch große Verbraucher mit ausreichend Leistung versorgt werden können.

Die Auslegung des BHKW auf den optimierten Strombedarf des Landwirtschaftsbetriebes hat Auswirkungen auf den Substratmix und die Wärmeproduktion sowie die Wärmebilanz des Fermenters. Hier muss geprüft werden, ob diese Punkte erfüllt werden können. Technische Maßnahmen wie Wärmepuffer und auch weitere Einnahmen aus beispielsweise der Wärmenutzung von der BGA sind bei der Kostenberechnung ebenfalls zu berücksichtigen.

2.3.5 Betrieb

Bei einem autarken Betrieb müssen alle elektrischen Schwankungen mit erfasst werden um die Netzstabilität zu gewährleisten, denn Inselnetze sind weniger stabil als das Stromnetz. Zudem müssen alle Verbraucher von einem zentralen Punkt angesteuert werden können, damit es zu keinem gleichzeitigen Betrieb von zu vielen Verbrauchern kommt. Eine Priorisierung der Verbraucher hilft einer Überlast vorzubeugen. Dadurch werden Verbraucher mit geringerer Priorität abgeschaltet, wenn eine Überlast droht. Kommt es doch zu einer Überlast bricht das Inselnetz zusammen und muss nach erfolgreicher Fehlersuche Schritt für Schritt wieder hochgefahren werden. Da eine Fehlersuche langwierig sein kann, sollten sensible Bereiche im Inselnetz daher über eine gesonderte Absicherung, z.B. Notstromaggregat, verfügen. Zudem sollten Versicherungsverträge angepasst werden. Für die Installation der Technik sowie die Wartung wäre eine Firma vor Ort von Vorteil; diese sollte sich zudem mit allen Bereichen (BGA, BHKW, Batteriespeicher) auskennen.

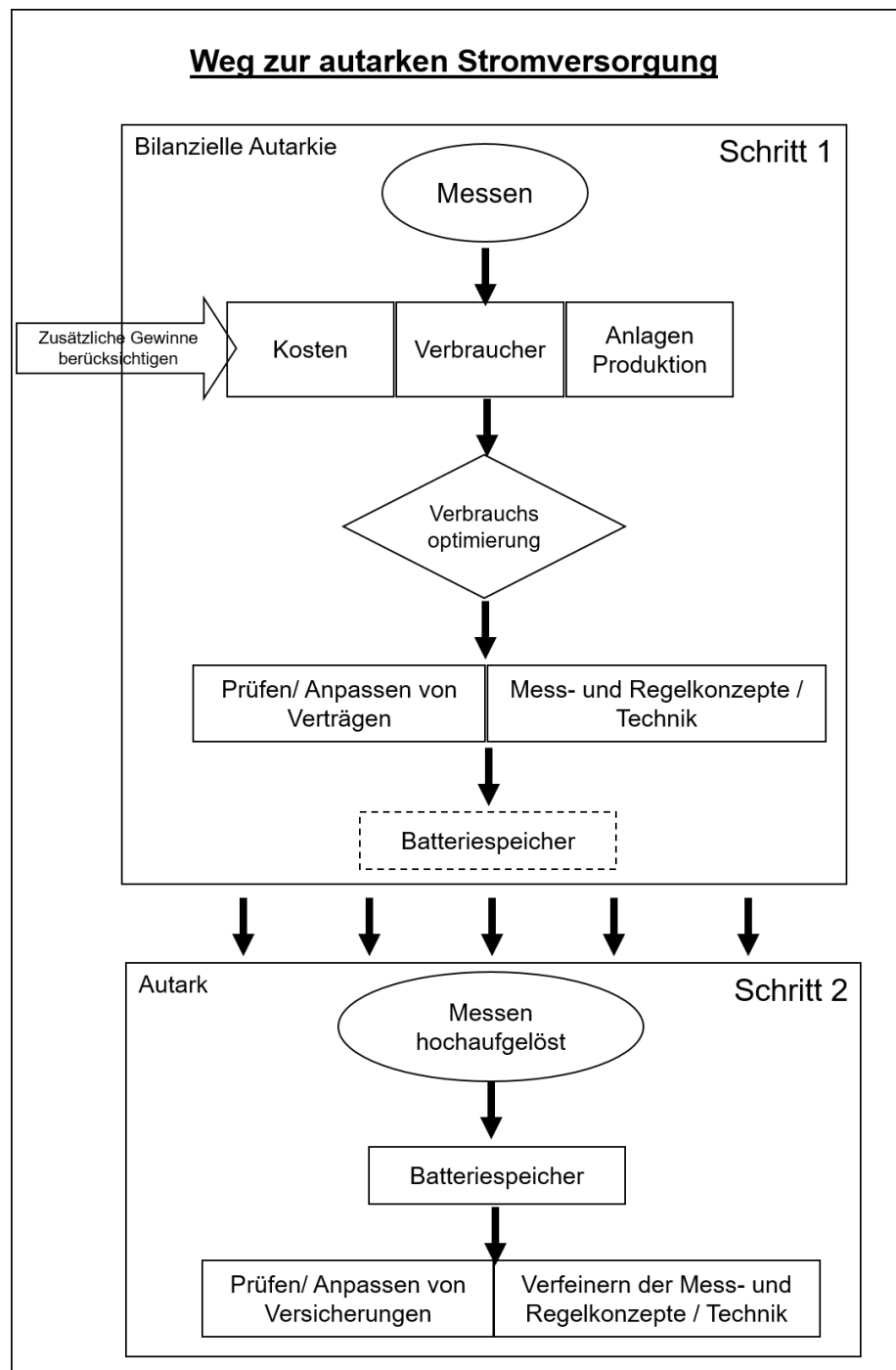


Abbildung 99: Ablaufplan zur Erhöhung des Autarkiegrades bei der Eigenversorgung mit elektrischer Energie

In der folgenden Auflistung wird als Schnellcheck gezeigt, welche Punkte für einen Betrieb, der sich selbst mit Strom versorgen möchte, vorteilhaft sind:

Idealfall

- Stromproduzent & Stromverbraucher (BGA, Landwirtschaft, Haushalt) sind juristisch eine Person
- Kenntnis der Bezugsstromkosten und der Stromgestehungskosten (BZA)
- Energiesparmaßnahmen schon durchgeführt
- Hoher, gleichmäßiger Stromverbrauch (z.B. Weiterverarbeitung)
- Kenntnis der Stromproduktion und des Lastgangs in hoher zeitlicher Auflösung
- Rel. kleine, stabil laufende BGA in technisch gutem Zustand
- Geringer Eigenstrom- & Eigenwärmebedarf der BGA
- Kostenlose, unproblematische Substrate (Rindergülle)
- Passender Wärmebedarf
- Vorhandene Technik (Batterie-, Warmwasserspeicher)
- Fachfirma vor Ort

2.4 Abschlussdiskussion

Die Untersuchungen im Projekt „Biogas Autark“ haben gezeigt, dass Biogasanlagen fest in landwirtschaftliche Betriebe und deren Prozesse integriert sind. Dabei versuchen viele Betriebe schon heute, eine energetische Eigenversorgung sicherzustellen. Im Bereich der Wärmenutzung wurde dies durch unterschiedliche Vergütungskonzepte des EEG (bis 2014) gefördert. Hieraus ergaben sich Investitionen und Betriebskonzepte, die über eine zwanzigjährige Laufzeit der EEG-Vergütung hinausgingen. Als Beispiel sind hier Nahwärmenetze zu nennen, die erst im laufenden Betrieb der Biogasanlage entstanden sind. Ein weiterer Bestandteil der Betriebskonzepte der untersuchten Betriebe ist die Reststoffnutzung aus dem Tierbereich. Hier sind vor allem die Kleinbiogasanlagen zu nennen, deren Betriebskonzept komplett auf die Vergärung von Gülle und Mist abgestimmt ist. Diese Betriebe profitieren zwar z.B. von geringeren Geruchsemissionen, haben aber mit die höchsten Produktionskosten zu tragen.

In der Tabelle 38 sind für die süddeutschen Betriebe die Stromproduktionskosten der Biogasanlage aufgelistet. Hierbei wird zwischen den drei Szenarien (1) „ohne Investition“, also Weiterbetrieb der BGA ohne Erneuerungen, (2) Austausch von Teilen bis hin zu (3) „Reinvest“ entschieden, das zu den Betriebskosten alle Kosten für einen weiteren 10-jährigen Betrieb beinhaltet. Gesondert sind die Substratkosten gelistet, die aktuell bei allen Betrieben anfallen. Dabei zeigt sich, dass die Betriebe im Bereich der Substratkosten keine nennenswerten Unterschiede haben. Diese liegen alle zwischen 6 – 7,5 Cent/kWh. Bei den Stromproduktionskosten der BGA zeigt sich ein Skaleneffekt von den Kleinanlagen zu den Großanlagen. Unabhängig von den Investitionskosten zum Weiterbetrieb der BGA sind Gülleanlagen mehr als doppelt so teuer. Um die Kosten zu senken wurde im Projekt mit überprüft, ob bei Kleinanlagen eine Substratumstellung, wie es bei den ostdeutschen Anlagen angedacht ist, möglich ist. Dabei ist das Ergebnis, dass zwar die Substratkosten sinken, aber zeitgleich sich die Produktionskosten erhöhen. Ursache ist hierfür, dass durch das Ersetzen der „teuren“ Substrate, die auch meist viel Energie in die Produktion bringen, die Stromproduktion signifikant abgesenkt wird. Durch das begrenzte Raumvolumen können alternative Substrate nur zu begrenzten Mengen eingesetzt werden. Zeitgleich ändern sich anfallende Reparatur- und Instandhaltungskosten nicht oder nur geringfügig, so dass nahezu gleiche Kosten durch eine geringere Stromproduktion geteilt werden. Dies ändert sich allerdings, je weniger Reinvestitionen durchgeführt werden.

Tabelle 38: Produktionskosten der süddeutschen Praxisbetriebe aufgeteilt nach Anlagenkosten und Substratkosten

Szenarien		40 kW, Milchvieh	75 kW, Legehennen	75 kW, Milchvieh	250 kW, Wärmegeführt	366 kW, Schweine
Retrofit	€/kWh	0,198	0,169	0,183	0,095	0,08
ohne Investition	€/kWh	0,109	0,116	0,120	0,070	0,06
Erhöhte Reparaturkosten	€/kWh	0,124	0,129	0,135	0,076	0,06
Substratkosten	€/kWh	0,060	0,063	0,075	0,070	0,064

Eine komplette Autarkie kann in den untersuchten Betrieben nicht erzielt werden. Darüber hinaus sind kostenintensive Investitionen zu tätigen, die anhand einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung zu keinem positiven Ergebnis kommen. Für einen autarken Betrieb müssten auch weitreichende Umbauten bezüglich der Mess- und Steuertechnik auf den Betrieben getätigt werden, die in der Art nicht im Projekt untersucht werden konnten. Aus juristischer Sicht ergab sich auch für vier der sieben Betriebe das Problem, dass die Biogasanlage aus steuerrechtlicher Sicht nicht zum landwirtschaftlichen Betrieb gehört. Um eine Autarkie zu erreichen, müssen

neben der physikalischen Trennung vom öffentlichen Stromnetz auch der Stromproduzent und der Stromverbraucher die gleiche juristische Person sein. In vielen Fällen sind hier die steuerlichen Vorteile höher, als die, die sich durch eine Zusammenlegung der Betriebsteile und der Kosteneinsparung durch die Eigenstromproduktion ergeben würden.

In einigen Fällen war anhand des aktuellen technischen Betriebes der Biogasanlage keine autarke Eigenversorgung zu empfehlen. Hierzu wurden im Messzeitraum zu viele Ausfälle der Biogasanlage registriert. Falls eine Autarkie angestrebt wird, ist eine Grundvoraussetzung, dass die Biogasanlage ohne Probleme läuft und Ausfälle so gut wie nicht vorkommen. Hierin liegt auch ein weiterer Punkt, der bei einer Trennung vom öffentlichen Netz nicht außer Acht gelassen werden soll. Durch eine Autarkie steigt die psychische Belastung, da bei einem Stromausfall meist schnell reagiert werden muss. Zudem können solche Ausfälle auch unterschiedliche Folgekosten mit sich ziehen, die man als Betriebsleiter vermeiden muss. Hierbei muss sich jeder Betriebsleiter selber die Frage stellen, was ihm die Einsparungen durch die Eigenproduktion wert sind. Insbesondere kleine Betriebe, die einen geringen Stromverbrauch haben, können meist einige hundert Euro einsparen, müssen dafür aber in ständiger Rufbereitschaft arbeiten und leben.

Dagegen hat sich gezeigt, dass alle Betriebe einen hohen Grad an einer bilanziellen Autarkie erreichen. Dies hat den Vorteil, dass einige Investitionen nicht getätigt werden müssen und auch eine psychische Belastung nicht so hoch ist, da keine Trennung vom öffentlichen Stromnetz stattfindet und so bei einer unzureichenden Stromproduktion der Strom einfach weiter aus dem öffentlichen Netz bezogen werden kann.

Die Spanne der bilanziellen Eigenversorgung reicht von 85 % bis zu 96 % (Tabelle 39). Bei allen Betrieben ist für eine bilanzielle Autarkie eine Änderung des Leitungsbereiches des BHKW notwendig, da die Betriebe (ausgenommen der wärmegeführte Betrieb) ein zu großes BHKW besitzen. Problematisch stellt sich der breite Leistungsbereich dar, den das BHKW zur optimalen Eigenversorgung abdecken müsste. Ergänzend könnten hier auch Akkus eingesetzt werden. Allerdings ist auch unter den angesetzten Kosten ohne die Nutzung von Akkus die bilanzielle Stromeigenversorgung bei einigen Betrieben nicht wirtschaftlich umsetzbar, so dass bei dem aktuellen Stromverbrauch der Zukauf von Strom günstiger ist. Dies würde sich noch verstärken, wenn der Stromverbrauch auf den Betrieben weiter gesenkt würde. Für alle Betriebe stellt der Anfall der EEG-Umlage ein wirtschaftliches Problem dar. Durch diese wird auch die bilanzielle Eigenversorgung unwirtschaftlich. Vorausgesetzt wurde, dass der Überschussstrom nur für 3 Cent in das öffentliche Netz abgegeben wird.

Tabelle 39: Eigenversorgungsgrad an Strom bei einer bilanziellen Autarkie

	40 kW, Milchvieh	75 kW, Milchvieh	75 kW, Legehennen	250 kW, Wärmegeführt	366 kW, Schweine	Betrieb (G)rünland	Betrieb (A)ckerbau
Autarkie- grad (Bilanziell) [%]	85	86	96	Spitzenlast zeitweise >250 kW	Spitzenlast <68 kW, Hoher Autarkiegrad möglich	93,1	93,9

Die Untersuchungen haben gezeigt, dass es zwei Bereiche gibt, die einen Einfluss auf eine wirtschaftliche Eigenstromnutzung von Biogasanlagen in landwirtschaftlichen Betrieben haben. Der erste Teil betrifft die Landwirtschaft und die Biogasanlage direkt. Optimal für die Autarkie ist ein hoher und recht konstanter Stromverbrauch. Es muss ein stabiler Betrieb des BHKW gewährleistet sein und viele Startvorgänge vermieden werden. Im Optimalfall besitzt der Betrieb schon mehrere BHKWs in unterschiedlichen Leistungsklassen, um so einen größeren Eigenversorgungsbereich ab zu decken. Auch müssen zukünftige Betriebsentwicklungen hinsichtlich des Einsatzes von Eigenenergie überlegt werden, um Lock In Investitionen zu vermeiden.

Die Untersuchungsergebnisse haben gezeigt, dass eine reine Autarkie technisch wie auch wirtschaftlich schwer umsetzbar ist. Projektgrund für eine autarke Energieversorgung waren primär gesetzliche Vorgaben (vgl. Kapitel 1.3.1). Dabei hat sich im Projekt gezeigt, dass eine bilanzielle Autarkie für einige Betriebe möglich ist und einen Fortbestand der BGA sichern würde.

Bei einer vermehrten Eigenversorgung sollten die Auswirkungen auf das deutsche Energiesystem beachtet werden. Es kommt zu einer Verminderung der eingespeisten Strommenge und im Falle der bilanziellen Autarkie eventuell zu vermehrten Fluktuationen bei Bezug und Einspeisung. Dem ist entgegen zu halten, dass auch mit Landwirtschaftsbetrieben und BGAs Verbraucher vom Netz gehen die Fluktuationen verursachen. Zudem betreiben viele Biogasanlagen schon heute Überschusseinspeisung.

Aktuell gibt es ca. 9.500 BGA, die Brutto etwa 33,3 TWh/a Strom produzieren. Auf Deutschland gesehen beträgt der Strombedarf 2019 in der Nutztierhaltung, bestehend aus Rind (inkl. Milchvieh), Schwein und Geflügel (inkl. Puten) 3,86 TWh/a (KTBL, 2019) bei 266.700 Betrieben. Geht man bei den Betrieben mit BGA von einem durchschnittlichen Energieverbrauch aus und einem Autarkiegrad von 90% ergibt sich die Summe von 145,58 GWh, die sowohl auf Verbrauchs-, als auch auf Produktionsseite wegfallen könnten, wenn alle BGA in die Überschusseinspeisung gehen. Das sind 0,44% des aktuell produzierten Biogasstroms. Wird das Flex-BHKW nicht zur Eigenversorgung genutzt bliebe die Netzdienlichkeit der BGAs unberührt. Das zeigt, dass der

landwirtschaftliche Teil nur einen geringen Teil der aktuell produzierten Energie benötigt. In der Praxis ist der Anteil noch um ein Vielfaches kleiner, da vermutlich nur wenige Prozent der BGA eine energetische Eigenversorgung anstreben werden. Zusätzlich müssen es dann auch noch Betriebe mit Tierhaltung und Biogasanlage sein, was den Teil der landwirtschaftlichen Versorgung durch Biogasanlagen nochmals einschränkt.

Schlussfolgerung

Die Wirtschaftlichkeit der energetischen Eigenversorgung landwirtschaftlicher Betriebe mittels Ihrer Biogasanlage ist aktuell noch nicht gegeben. Dies liegt zum einen an den noch zu hohen Kosten für Batteriespeicher. Zum anderen ist die Differenz zwischen Strombezugspreis und Stromgestehungskosten der BGA noch zu gering. Dieser Effekt wird dadurch verstärkt, dass Betriebe mit hohem Strombezug auch günstige Bezugspreise erhalten. Neben den technischen und ökonomischen Hürden lassen sich aber auch politische Hemmnisse feststellen.

Neben den Überlegungen für die Eigenbetriebe wurde im Projekt eruiert, in wie fern die Gesetzgebung bzw. die aktuelle Gesetzeslage, die zukünftige Eigenstromnutzung einschränkt oder gar verhindert. Drei Punkte lassen sich dabei herausstellen:

a) Ausschreibung und Eigenstromnutzung

In der Fassung des EEG 2017 so wie auch in der aktuellen Novelle des EEG ist bei der Teilnahme an der Ausschreibung keine betriebliche Eigenversorgung durch die Biogasanlage vorgesehen. Im Gesetztext wird vorgegeben, dass der komplette produzierte Strom eingespeist werden muss. Hierdurch wird das Konzept der Eigenversorgung verhindert und zum andern kann dies zu einer zusätzlichen Belastung des Stromnetzes führen. Bei einer Eigenversorgung ist das Ziel des Betriebsleiters eine möglichst hohe Deckung mit dem Eigenbedarf abzustimmen. Folglich reduzieren sich die Mengen und damit auch Stromspitzen, die der Betrieb durch das öffentliche Netz bezieht.

b) EEG-Umlage auf Eigenstromnutzung

Insbesondere bei der bilanziellen Autarkie zeigt sich, dass die Kosten der EEG-Umlage für die Rentabilität der Nutzung der Biogasanlage in der Eigenversorgung maßgeblich sind. So führt die EEG-Umlage dazu, dass Biogasanlagen, die für einen landwirtschaftlichen Betrieb von Bedeutung sind, stillgelegt werden müssen. Durch den Wegfall der Umlage bei der Eigennutzung oder auch durch eine nennenswerte Anhebung der Befreiung von der Umlage könnten einige Biogasanlagen weiter in Betrieb bleiben und so zumindest die betrieblichen Energieverbräuche abdecken. Zusätzliche Wärmelieferungen erhalten bestehende Wärmenetze und geben die Möglichkeit, neue Wärmekunden zu erschließen. Die Einspeisung von Reststrommengen ins öffentliche Netz trägt weiter zur Erfüllung der Klimaziele bei und kann dabei auch Energiesystemdienstleistungen erbringen. Zusätzlich bedeutet ein kompletter Wegfall der Biogasanlage, dass dieser mittels anderer EE-Anlagen sowohl auf Strom- wie auch auf der Wärmeseite ausgeglichen werden muss (Matschoss et. al, 2019).

c) Autarkiebegriff erweitern

Da die meisten Betriebe den landwirtschaftlichen Teil und die Biogasanlage als unterschiedliche Rechtsformen führen, ist hier schon keine Nutzung im Sinne eines autarken Energieversorgungsbetriebes möglich. Hier wäre es notwendig, dass beispielsweise Betriebe auch bei unterschiedlicher Rechtsform als ein Betrieb im Bereich der Eigenstromversorgung angesehen werden. Ähnlich ist es auch in der EU-Richtlinie 2018/2001, die am 11. Dezember 2018 vom Europäischen Parlament und dem Rat zur Förderung der Nutzung von Energien aus erneuerbaren Quellen verabschiedet wurde, gefordert. Dieses sollte auch für Betreiber von Biogasanlagen umgesetzt werden.

Weiterer Forschungsbedarf

Die Untersuchung hat gezeigt, dass individuelle Lösungen für die Betriebe notwendig sind. Im Projekt konnte insbesondere die Nutzung der PV-Anlagen wie auch eine technische Umsetzung zur Verbrauchersteuerung und ein optimierter Energiebezug der Betriebe nicht umgesetzt werden. Zudem hat sich allein während der Projektlaufzeit der Preis wie auch der technische Stand von Akkubatterien stark weiterentwickelt. Da diese eine wichtige Rolle bei der Selbstversorgung spielen und aktuelle Entwicklungen zeigen, dass Akkus günstiger bzw. leistungsfähiger werden, kann dies zu einer Neubewertung der zuvor genannten Projektergebnisse führen. Um den Einsatz und die Nutzung solcher Akkus auf landwirtschaftlichen Betrieben zu ermöglichen müssten Stromverbrauchsmessungen <1 Sekunde durchgeführt werden.

2.5 Verwertung

Im Rahmen des *Verwertungsplans* leisten die Ergebnisse einen Beitrag zur Erarbeitung alternativer Finanzierungsmöglichkeiten für Biogasanlagen. Durch die verfahrenstechnische Integration der Biogasanlagen in die landwirtschaftlichen Betriebe stellen die Biogasanlagen lokal ein komplexes wie auch effizientes System dar, das in den Bereichen Energie, THG-Minderung und Nährstoffaufbereitung (Mist→Gärrest) dem Betrieb dient. Mit der wirtschaftlichen Nutzung von Eigenstrom ergibt sich ein Fortbestand dieses Konzeptes, was in der Untersuchung in unterschiedlichen Szenarien gezeigt werden konnte. So trägt das Projekt maßgeblich dazu bei, die mögliche Rolle des Biogases bzw. der Biomasse allg. besser im landwirtschaftlichen Sektor wie auch im zukünftigen Energiesystem zu beschreiben. Das Projekt hat bereits einen unmittelbaren Input zum Fachdiskurs geleistet, indem die Ergebnisse zeitgleich mit der Projekterstellung in mehrere andere Projekte eingeflossen sind (BE20+ (FKZ 22407817, gefördert durch die FNR), Biogas Progressiv (FKZ 22405416, gefördert durch die FNR)). In letzterem Projekt werden die Ergebnisse in Empfehlungen des KTBL bzgl. der Wirtschaftlichkeit von Biogasanlagen einfließen. Weiterhin wurden die Projektergebnisse auf einer Vielzahl von Konferenzen in Fachkreisen diskutiert.

Aus diesen Ergebnissen ergeben sich auch entsprechende wirtschaftliche Verwertungsmöglichkeiten über die Bereitstellung von Grundlagenwissen für die Beratung von Anlagenbetreibern (Entscheidungsgrundlagen für retrofits, Vermeidung von Lock-in-Effekten). Hier sind aber die betrieblichen Voraussetzungen entscheidend, in wieweit eine Umsetzung möglich bzw. sinnvoll ist. Das vorliegende Projekt dient als Grundlage für Berater und Betreiber von Biogasanlagen und soll erste Anhaltspunkte zur Eigenbewertung der Biogasanlagen und des landwirtschaftlichen Betriebes leisten. Somit werden über die Frage der Autarkie von Biogasanlagen hinaus Empfehlungen für einen wirtschaftlich tragfähigen Betrieb der Anlagen gegeben.

Eine mögliche nächste Phase eines Anschlussprojektes ergeben sich aus den angezeigten Forschungsbedarfen, insbesondere vor dem Hintergrund der Bedeutung von Biogas in einer 100 % EE-Welt, in der praxisnahe Umsetzungen notwendig sind und zugleich deren Machbarkeit als Grundlage zur Erfüllung der politischer Ziele dienen. Es wird hier v.a. auf die Bedeutung der Batterieforschung im Zusammenhang mit autarken Konzepten verwiesen.

2.6 Erkenntnisse von Dritten

Inzwischen gibt es eine Reihe weiterer Forschungsvorhaben, die aus dem Forschungsvorhaben „Strom aus Biomasse in zukünftigen Energiesystemen“ (sog. „Post-EEG-Projekte“) gefördert werden:

- NextGenBGA: Neue Generation Biogasanlagen, FKZ: 22404616, 22407217, 22407717
- REzAB: Repoweringmaßnahmen hinsichtlich zukünftiger Aufgaben von Biogasanlagen, FKZ: 22404916, 22409117, 22409217
- Energiewende Unterallgäu: Modellregion erprobt beschleunigte Energiewende im ländlichen Raum, FKZ: 22407314
- Biogas Progressiv: Zukunftsweisende Strategien für landwirtschaftliche Biogasanlagen, FKZ: 22405416, 22407617, 22408117
- BE20+: Bioenergie – Potenziale, Langfristperspektiven und Strategien für Anlagen zur Stromerzeugung nach 2020, FKZ: 22404016, 22407817, 22406917, 22407117, 22407517, 22407417
- Optiflex: Bedarfsgerechte Gasproduktion in Biogasanlagen, FKZ: 22402716, 22401617, 22401717, 22402017, 22402117
- OptiBioSys: Biogasanlagen optimal in regionale und überregionale Energiesysteme integrieren, FKZ: 22405016, 22410417, 22410517
- SmartBio: Biogasanlagen als Akteur am Smart Market, FKZ: 22405116, 22407317
- Anschlussuntersuchungen an das Projekt: Verbesserung der Energieeffizienz in der Landwirtschaft in Bayern, LfL Institut für Landtechnik und Tierhaltung
- Powerland 4.2 - Smart and innovative Land Power Systems; Teilvorhaben 1: Prognosemodelle und Biogasanlagensteuerung

Diese Projekte sind allerdings noch nicht so weit fortgeschritten, so dass sie einen Einfluss auf die Ergebnisse des vorliegenden Projekts gehabt hätten.

2.7 Veröffentlichungen

Der Schlussbericht soll auf der Projektseite des IZES und der der Uni Hohenheim präsentiert bzw. als Link zur Veröffentlichungsseite der FNR angeboten werden. Weiterhin ist geplant, die Erkenntnisse in Zukunft wieder auf Konferenzen zu präsentieren. Bisher wurde das Projekt und dessen Ergebnisse auf folgenden Veranstaltungen veröffentlicht (Tabelle 40).

Tabelle 40: Präsentationen und Veröffentlichungen im Rahmen des Projektes "Biogas Autark".

Datum / Ausgabe	Veranstaltung / Veröffentlichung	Ort
September 2020	Biogas Journal 5_2020 S.91-94	
30. Juli 2020	„Abschlussveranstaltung“	Online-Seminar
5. März 2020	abonocare®-Konferenz Konzepte, Verfahren und Technologien zur Nährstoffrückgewinnung aus organischen Reststoffen	Leipzig
4. März 2020	11. Biogastagung Landwirtschaftskammer Niedersachsen	Verden/Aller
30. Januar 2020	Biogas Infotage 2020	Ulm
12. Dezember 2019	Biogas Convention 2019	Nürnberg
10. September 2019	Biogaskongress KTBL/FNR	Leipzig
4. April 2019	DFBEW „Biogas in der Kreislaufwirtschaft“	Paris
5. März 2019	FNR Statusseminar	Berlin
13. Februar 2019	Biogas Autark Workshop	„Unterer Lindenhof“ Eningen unter Achalm
30. Januar 2019	Biogas Infotage 2019	Ulm
13.-14. November 2018	Energy decentral „EE-Special“ 2018	Hannover
27. November 2018	SLB Unternehmertag	Wasserwerk Mittweida
9. November 2018	Abschlussveranstaltung „Makrobiogas“	Berlin
16. November 2018	Sächsische Biogastagung	Klipphausen OT Groitzsch
6. März 2018	EUWID BMEL fördert sechs Bioenergiepro- jekte zur Entwicklung von Post-EEG-Kon- zepten	https://www.euwid-ener- gie.de/bmel-foerdert-sechs-bio- energieprojekte-zur-entwicklung- von-post-eeg-konzepten/
Februar 2018	Energie aus Pflanzen 1/18: „Projekt „Biogas Autark“ erfolgreich gestartet“	
9. Februar 2018	EUWID „Süddeutsche Agrarbetriebe mit Bi- ogasanlage für Projekt gesucht	https://www.euwid-ener- gie.de/sueddeutsche-agrarbe- triebe-mit-biogasanlage-fuer-pro- jekt-gesucht/
8 Februar 2018	Mitteilung in der FnBB e.V. Rundmail	
10.-11. Januar 2018	Biogas Infotage 2018	Ulm
6. Dezember 2017	Biogasstammtisch	Kupferzell - Eschental

2.8 Literatur

50HERTZ; AMPRION; TRANSNETBW; TENNET (2020): § 19 StromNEV-Umlage. Online verfügbar unter <https://www.netztransparenz.de/EnWG/-19-StromNEV-Umlage/-19-StromNEV-Umlagen-Uebersicht>, zuletzt geprüft am 20.09.2020.

ASUE (2014): BHKW Kenndaten 2014/2015. – ASUE 2014

BDEW (2010): Leitfaden Konzessionsverträge und Konzessionsabgaben in der Strom- und Gasversorgung. BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. Berlin.

BNETZA (2020a): Details zu Abgaben und Umlagen Online verfügbar unter <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Verbraucher/PreiseRechnTarife/preiseundRechnungen-node.html#FAQ402188>, zuletzt geprüft am 07.10.2020.

BNETZA (2020b): Netzentgelt. Was ist ein Netzentgelt (auch als Netznutzungsentgelt bezeichnet)? Online verfügbar unter <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Verbraucher/Energielexikon/energielexikon-node.html>, zuletzt geprüft am 07.10.2020.

BNETZA & BKARTA (2017): Monitoringbericht 2017. MONITORINGBERICHT GEMÄß § 63 ABS. 3 I.V. M. § 35 ENWG UND § 48 ABS. 3 I. V. M. § 53 ABS. 3 GWB. STAND: 13. DEZEMBER 2017. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen / Bundeskartellamt. Bonn.

DEUTSCHES INSTITUT FÜR NORMUNG e.V. (2004): DIN 18910-1 Wärmeschutz geschlossener Ställe – Wärmedämmung und Lüftung – Teil 1 Planungs- und Berechnungsgrundlagen für geschlossene zwangsbelüftete Ställe.

Heidenreich, T. (2012): Licht und Lichtprogramme in der Rinderhaltung, LfL-Information Tagungsunterlagen, Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft (LfL), Freising-Weihenstephan

IW & EWI (2014): Eigenerzeugung und Selbstverbrauch von Strom. STAND, POTENZIALE UND TRENDS. Gutachten im Auftrag des BDEW Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e.V. Institut der deutschen Wirtschaft Köln / Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln. Köln.

KIT (2015): Energieautarkie: Definitionen, Für- bzw. Gegenargumente, und entstehende Forschungsbedarfe. Working Papers Series in Production and Energy, No. 6. Universität des Landes Baden-Württemberg und nationales Forschungszentrum in der Helmholtz-Gemeinschaft.

KTBL (2014a): Energiebedarf in der Schweine- und Hühnerhaltung, KTBL- Heft 105, Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e. V., Darmstadt.,

KTBL (2014b): Energiebedarf in der Milchviehhaltung, KTBL- Heft 104, Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e. V., Darmstadt.

KTBL (2019): Energiebedarf der Landwirtschaft, Datenlage, Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e. V., Darmstadt.

Matschoss, P.; Pertagnol, J.; Wern, B.; Bur, A.; Baur, F.; Dotzauer, M.; Oehmichen, K.; Koblenz, B.; Khalsa, J.; Korte, K.; Purkus, A.; Thrän, D.; Gawel, E.; Bulach, W. (2019): *Analyse der gesamtwirtschaftlichen Effekte von Biogasanlagen. Wirkungsabschätzung des EEG (MakroBiogas)*, Verbundvorhaben gefördert durch die deutsche Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (FNR) / Bundesministerium für Landwirtschaft und Ernährung (BMEL). IZES, DBFZ, UfZ. Saarbrücken, Leipzig. DOI: 10.13140/RG.2.2.13184.17920

MOENCH, CHRISTOPH; WAGNER, JOHANN; SCHULZ, MARTIN (2013): Gutachterliche Stellungnahme "Rechtsfragen des Eigenverbrauchs und des Direktverbrauchs von Strom durch Dritte aus Photovoltaikanlagen". Erstattet im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Gleiss Lutz Hootz Hirsch Partnergesellschaft von Rechtsanwälten, Steuerberatern. Berlin.

Müller, J. (2010): Preise und Parameter zur Ermittlung von Verfahrenskosten, Strompreise 2016 nach Angebotsabfrage der Energieanbieter, www.verivox.de/gewerbestrom/vergleich, Abfrage vom 17.02.2016

Neiber, J. (2014): Von der Theorie zur Praxis – Energieverbrauchsmessungen an landwirtschaftlichen Betrieben, Alternativen zur Wärme- und Stromversorgung, Haus Düsse 30.01.2014
<https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwjJ6u-piKLsAhVHwKQKHWWuAakQFjAAegQIBhAC&url=https%3A%2F%2Fwww.landwirtschaftskammer.de%2Fduesse%2Fznr%2Fpdfs%2F2014%2F2014-01-30-energie-04.pdf&usg=AOvVaw1KjI96efqs0A9T3bA1m8gV>

Neiber, J.(2020): Strombedarf und Eigenversorgung in der Nutztierhaltung, KTBL-Tagung; Mit Energie in die Zukunft, Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e. V. (KTBL) | Darmstadt.

Reinhold, G. 2017: Abschlussbericht Projekt Nr. 96.08 „Integration der Biogaserzeugung in die Landwirtschaft Thüringens“, Jena TLL, 2017, 65 S.;<http://www.thueringen.de/th9/tll/>

Remmele, E.; Eckel, H.; Pickel, P.; Rathbauer, J.; Reinhold, G.; Stirnimann, R.; Hörner, R.; Uppenkamp, N. (2020) Alternative Antriebssysteme für Landmaschinen, KTBL-Schrift 519, Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e. V. (KTBL) | Darmstadt

Pertagnol, J. (2013):): Untersuchung zu verschiedenen Zuluftführungs- und Kühlmöglichkeiten in Mast-schweineställen, Dissertation, Forschungsbericht Agrartechnik, MEG 526, Hohenheim.

Pickel, P.(2020): Ackerbauliche Elektromobilität – mobile Maschine am Netz, KTBL-Tagung; Mit Energie in die Zukunft, Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e. V. (KTBL) | Darmstadt

Schneider, T.; Büscher, W. (2006): Heizenergiebedarf in der Hähnchenmast. Landtechnik Band 61, Heft 4 (2006), S220-221 Darmstadt <https://www.landtechnik-online.eu/landtechnik/article/view/2006-61-4-220-221/2006-61-4-220-221-de-pdf> (26.02.2020)

VDI 3475: Emissionsminderung Biogasanlagen in der Landwirtschaft. – August 2010

Zorn, S.; Hilse, H.; Pommer, R. (2018): Energieeffizienz in der Landwirtschaft, Sächsisches Landesamt für Umwelt, Landwirtschaft und Geologie, Dresden. KTBL (2014):

ANHANG

Teilvorhaben 22404816

Ziel und Gegenstand des Teilvorhabens

Ziel des Teilvorhabens ist, anhand der Messergebnisse und Praxisdaten aus dem Teilvorhaben 2 zu bewerten, ob bzw. inwieweit eine eigene Energieversorgung durch eine Biogasanlage wirtschaftlich möglich ist. Die Erkenntnisse werden zum einen als bottom-up-Betrachtung für landwirtschaftliche Betriebe mit Biogasanlagen erarbeitet. Zum anderen werden durch eine Clusterbetrachtung Rückschlüsse auf die bundesweiten Auswirkungen und Potentiale für den existierenden Anlagenpark gezogen.

Bearbeitete Arbeitspakete

Das IZES hat folgende Arbeitspakete bearbeitet:

AP 1: Datenerhebung und Literaturrecherche der Energieverbräuche landwirtschaftlicher Betriebe und der Biogasnutzung im landwirtschaftlichen Mobilitätsbereich

AP 2: Technische Voraussetzungen für Biogasanlagen zur energetischen Betriebsversorgung und Prüfung einer Biogasaufbereitung (Teilbereich rechtliche Rahmenbedingungen)

AP 5: Auswirkungen auf das energiewirtschaftliche und landwirtschaftliche Gesamtmodell

AP 6: Handlungsempfehlungen für Anlagenbetreiber & Änderungsbedarf der Rahmenbedingungen

AP 7: Projektmanagement, Review und Verbreitung der Ergebnisse

Wesentliche Ergebnisse des Teilvorhabens

AP 1: Datenerhebung und Literaturrecherche der Energieverbräuche landwirtschaftlicher Betriebe und der Biogasnutzung im landwirtschaftlichen Mobilitätsbereich

Die Erfassung der aktuellen Literatur bzw. Veröffentlichungen zur Entwicklung der Eigenstromnutzung wie auch in den technischen Bereichen der Elektrifizierung des Verkehr und Transportsektors in der Landwirtschaft. Ergebnisse dieser Untersuchung sind in Kapitel 1.3.2 genannt.

AP 2: Teilbereich rechtliche Rahmenbedingungen

In dem AP wurden die rechtlichen Grundlagen untersucht, die bei einer energetischen Eigenversorgung zu beachten sind. Eine Zusammenfassung der steuerrechtlichen Vorgaben wird in Kapitel 1.3.1 beschrieben. Grundlegendes Ergebnis ist, dass der Begriff „Autark“ im Bereich der Stromversorgung sehr eng gefasst ist und für viele Betriebe, die aus mehreren rechtlichen Bereichen bestehen eine Eigenstromnutzung verhindern. Aber auch das EEG 2017 lässt eine Eigenstromnutzung nicht mehr zu, weswegen grundlegende Überlegungen im Bereich der bilanziellen Autarkie aktuell nicht umsetzbar sind.

AP 4: Bewertung der einzelbetrieblichen Nutzungssysteme

Im AP 4 wurden die Kosten für den Weiterbetrieb der Biogasanlagen ermittelt. Hierbei wurde drei Szenarien gebildet, die von keiner Reinvestition bis zur kompletten Reinvestition reichten. In einem zweiten Teil wurden durch Befragung die Substratkosten ermittelt. Dabei zeigte sich, dass bei einer Senkung der Substratkosten und der damit einhergehenden Reduktion an Stromproduktion Investitionen einen hohen Einfluss auf die Stromproduktionskosten haben. Hieraus ergaben sich die Produktionskosten, die als Grenzwert für eine Eigenversorgung gegenüber dem Strompreis standen (vgl. Kapitel 2.2.1.5.3, 2.2.2.5.4, 2.2.3.5.3, 2.2.4.5.2, 2.2.5.4.2). Zugleich wurden in weiteren Szenarien finanzielle Einflüsse wie die EEG-Umlage mit berücksichtigt.

AP 5: Auswirkungen auf das energiewirtschaftliche und landwirtschaftliche Gesamtmodell

Auf Grund der sehr unterschiedlichen Einbindungen von Biogasanlagen in landwirtschaftliche Betriebe sind die untersuchten Betriebe mehr oder weniger als Einzelfallbeispiele zu betrachten. Insbesondere der Einfluss der Betriebsleiter auf den betrieblichen Ablauf und die Produktivität der Biogasanlagen haben maßgebende Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit aber auch auf den Mengenbedarf an Energie und deren zeitlichen Bezug. Dennoch konnte gezeigt werden, dass die Betriebe derzeit schon eigenproduzierten Strom wie auch Wärme in den Betrieben verwenden. Insbesondere im Wärmesektor hat sich gezeigt, dass alle Praxisbetriebe eine Wärmenutzung haben. Diese war zwar unterschiedlich intensiv, deckte aber immer Primärbereiche ab,

die bei einer Stilllegung der Biogasanlage durch alternative Energiequellen ersetzt werden müssen. Gleiches ist für den Stromsektor zu sagen. Hier wird durch die Eigennutzung des produzierten Strom das öffentliche Netz entlastet und andere Energieträger ersetzt (vgl. beispielhaft Kapitel 2.2.1.3.3 oder 2.2.3.5).

Im Bereich der ackerbaulichen Nutzung können sich bei größeren Biogasanlagen Vorteile durch eine Eigenversorgung ergeben. Da die Anlagen meist mehr Strom produzieren können diese aus Kostengründen auf Substrate wie Mais oder GPS verzichten und dafür mehr Gülle bzw. die vorhandene Gülle in der Anlage nutzen (vgl. 2.2.7). Insbesondere die verstärkte Güllenutzung hat parallel positive Effekte auf den Klimaschutz. Bei den Kleinanlagen können auch Substrate reduziert werden. Allerdings ist ein reines Ersetzen auf Grund der eingeschränkten Fermentervolumen schwierig. Bei den Großbetrieben ist davon aus zu gehen, dass Anbaubsubstrate wie Mais durch Markfrüchte ersetzt werden. Dabei werden die Flächen in die bestehende Fruchtfolge integriert.

Hinsichtlich des Klimaschutzes zeigt sich, dass durch eine Eigenstromnutzung und vor allem einem Fortbestands der Anlage insbesondere durch die Nutzung von Gülle klimaschädliche Emissionen verhindert werden. Auch der Ersatz von fossilen Energieträgern im Bereich der Wärmeversorgung trägt mit zum Klimaschutz bei.

Neben den genannten Emissionseinsparungen im Weiterbetrieb der Anlagen würde bei einer angestrebten bilanziellen Autarkie weiter eine Energiesystemdienstleistung zur Verfügung stehen. Zwar würden sich die Strommengen für das öffentliche Netz, dass von der Biogasanlage produziert wird voraussichtlich verringern, dennoch können andere Energieträger wie Kohle verdrängt bzw. ersetzt werden. Bzw. für den bestehenden Anlagenpark, der in dem Fall weniger zurück gebaut wird, würde es bedeuten, dass weniger andere Erneuerbaren Energieanlagen gebaut werden müssen, um den Wegfall zu kompensieren.

AP 6: Handlungsempfehlungen für die Anlagenbetreiber und Änderungsbedarf der Rahmenbedingungen

Im AP 6 wurden für die einzelnen Betriebe Handlungsempfehlungen erarbeitet, die zum Teil auch auf andere Betriebe mit ähnlichen Konstellationen übernehmbar sind (vgl. Kapitel 2.2). Daneben wurden Im Kapitel 2.3 allgemeine Handlungsempfehlungen erarbeitet. Des Weiteren wird in Kapitel 2.4 auf Grundlegende Forderungen eingegangen, die für eine Optimierung der Rahmenbedingungen notwendig sind und zu einem Fortbestand von Biogasanlagen beitragen. Hierbei handelt es sich um a) Eigenstromnutzung auch bei Teilnahme der Ausschreibung, b) keine EEG-Umlage auf Eigenstromnutzung und c) eine Erweiterung des Autarkiebegriffes im Sinne der Stromnutzung

AP 7: Projektmanagement, Handbuch und Verbreitung der Ergebnisse

Mit AP 7 hatte das IZES die Gesamtkoordination inne und diente als Schnittstelle zum Zuwendungsgeber. Zur Koordination des Konsortiums gehörte die interne Projektabwicklung, insbesondere regelmäßigen Telefonkonferenzen, gemeinsames Agendasetting und Klärung inhaltlicher Fragen, sowie administrative Aufgaben wie Einrichtung von Dokumenten. Weiterhin wurde ein Workshop organisiert und eine Abschlussveranstaltung mit praxisnahen Akteuren vor- und nachbereit. Die Abschlussveranstaltung wurde abweichend zum ursprünglichen Plan als Onlineveranstaltung durchgeführt. Positiv ist eine hohe Teilnehmerzahl (mind. 52 Personen, 62 Anmeldungen) zu verzeichnen, die sich aus gesamt Deutschland und der Schweiz hinzugeschaltet hatten. Es ist davon aus zu gehen, dass bei einer Präsenzveranstaltung an nur einem Ort weniger Anlagenbetreiber teilgenommen hätten. Neben Anlagenbetreibern haben auch Ingenieurbüros, Landwirtschaftskammern, Ministerien, Anwaltskanzleien und Forschungs-, Hochschulinstitute teilgenommen.

Teilvorhaben 22404817

Ziel und Gegenstand des Teilvorhabens

Ziel des Teilvorhabens war es in anhand von gemeinsam definierten Kriterien Beispielbetriebe auszuwählen. Diese Betriebe wurden auf die technischen Gegebenheiten hin untersucht und beurteilt werden. Dadurch wurde eventueller Bedarf an Technik festgestellt, der zur Eigenversorgung nötig ist. Anschließend wurden Messungen an diesen Betrieben durchgeführt, um den Jahresgang des Strom-, Wärme- und Treibstoffbedarfs zu erfassen. Diese Daten wurden dem Projektpartner IZES zur Verfügung gestellt, um die weiterführenden Berechnungen durchzuführen. Anschließend wurden diese gemeinsam auf ihre Schlüssigkeit hin überprüft.

Bearbeitete Arbeitspakete

Die Uni Hohenheim hat folgende Arbeitspakete bearbeitet:

AP 1: Literaturrecherche hinsichtlich der Energieverbräuche landwirtschaftlicher Betriebe und der Biogasnutzung im landwirtschaftlichen Mobilitätsbereich

AP 2: Technische Voraussetzungen für Biogasanlagen zur energetischen Betriebsversorgung und Prüfung einer Biogasaufbereitung

AP 3: Betriebsangepasste Nutzungsmöglichkeiten von Praxisbiogasanlagen

AP 4: Bewertung der einzelbetrieblichen Nutzungssysteme

AP 6: Handlungsempfehlungen für Anlagenbetreiber & Änderungsbedarf der Rahmenbedingungen

AP 7: Projektmanagement, Handbuch und Verbreitung der Ergebnisse

Wesentliche Ergebnisse des Teilvorhabens

AP 1: Literaturrecherche hinsichtlich der Energieverbräuche landwirtschaftlicher Betriebe und der Biogasnutzung im landwirtschaftlichen Mobilitätsbereich

Die Uni Hohenheim hat das IZES bei der Auswahl der Praxisbetriebe in Süd-West-Deutschland mittels Projektbekanntmachung und Verbreitung des Bewerbungsbogens unterstützt. So konnten 5 Betriebe unterschiedlicher Betriebszweige und Größenordnungen für das Projekt akquiriert werden.

AP 2: Technische Voraussetzungen für Biogasanlagen zur energetischen Betriebsversorgung und Prüfung einer Biogasaufbereitung

Nach Auswahl der Betriebe wurden diese durch die Uni Hohenheim begutachtet und eine Bestandsaufnahme durchgeführt. Diese berücksichtigte die vorhandene Messtechnik sowie die Energieproduzenten und -verbraucher, sowie und deren Eignung zur Eigenversorgung. Technisch sind die Betriebe gut für eine Eigenversorgung gerüstet. Einige betreiben auch schon eine Überschusseinspeisung. Die detaillierten Ergebnisse sind in Kapitel 2.2, den einzelnen Betrieben zugeordnet, enthalten.

AP 3: Betriebsangepasste Nutzungsmöglichkeiten von Praxisbiogasanlagen

Im AP 3 war die Messkampagne des Projektes angesiedelt. Hier wurden über einen Zeitraum von über einem Jahr an den Beispielbetrieben die Energieproduktion und der Energieverbrauch aufgenommen. Das Messsystem wurde bei ausgewählten Betrieben um eigene Zähler und Messtechnik erweitert. Zusätzlich wurden die BGA in diesem Zeitraum auf einen stabilen Betrieb hin überwacht. Neben den eigenen Zählerablesungen und Messungen flossen auch die von den Betriebsleitern zur Verfügung gestellten Daten an dieser Stelle in das Projekt ein. Die Ergebnisse der Messkampagne sind in Kapitel 2 beschrieben.

Die Prüfung der Möglichkeit der energetischen Versorgung des Fuhrparks der Betriebe wurde Aufgrund der negativen Ergebnisse der Recherche in AP 2 nicht vorgenommen (siehe Kapitel 1.3.2.6).

AP 4: Bewertung der einzelbetrieblichen Nutzungssysteme

Die Ergebnisse des IZES zu den Kostenberechnungen der Eigenversorgung und der Anpassung des Substratmixes wurden zusammen mit dem IZES im Hinblick auf die individuellen Voraussetzungen und die technischen Möglichkeiten der Betriebe evaluiert.

AP 6: Handlungsempfehlungen für die Anlagenbetreiber und Änderungsbedarf der Rahmenbedingungen

Im AP 6 wurden für die einzelnen Betriebe Handlungsempfehlungen in Form von Dossiers erarbeitet. Die Dossiers enthalten die erhobenen Daten, die Auswertungen der Messungen und die daraus gezogenen Schlussfolgerungen zu möglichen technischen Ausbaupfaden, sowie die ökonomische Analyse der energetischen Eigenversorgung. Daneben zeigen sie den Betriebsleitern auch die Hemmnisse für eine erfolgreiche Umsetzung der Eigenversorgung auf.

Die Ergebnisse sind zum Teil auch auf andere Betriebe mit ähnlichen Konstellationen übertragbar (vgl. Kapitel 2.2). Daneben wurden im Kapitel 2.3 allgemeine Handlungsempfehlungen erarbeitet. Des Weiteren wird in Kapitel 2.4 auf grundlegende Forderungen eingegangen, die für eine Optimierung der Rahmenbedingungen notwendig sind und zu einem Fortbestand von Biogasanlagen beitragen. Hierbei handelt es sich um a) Eigenstromnutzung auch bei Teilnahme der Ausschreibung, b) keine EEG-Umlage auf Eigenstromnutzung und c) eine Erweiterung des Autarkiebegriffes im Sinne der Stromnutzung

AP 7: Projektmanagement, Handbuch und Verbreitung der Ergebnisse

Die Uni Hohenheim hat im AP 7 mit Zuarbeiten sowie bei der Organisation und Durchführung des Workshops und der Abschlussveranstaltung das IZES unterstützt. Die im Rahmen des Projektes getätigten Veröffentlichungen sind in Kapitel 2.7 aufgelistet.