



Bundesnetzagentur

Bericht

Biogas- Monitoringbericht 2014

Bericht der Bundesnetzagentur über die Auswirkungen der Sonderregelungen für die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz

gemäß § 37 GasNZV an die Bundesregierung

**Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen**

Referat Zugang zu Gasverteilernetzen, technische Grundsatzfragen, Versorgungsqualität

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

Tel.: +49 228 14-0

Fax: +49 228 14-8872

E-Mail: gerrit.volk@bnetza.de

Biogas-Monitoringkennzahlen

	2011	2012	2013
Anzahl Anlagen	77	108	144
Eingespeiste Menge (Mio. Nm ³)	275	413	520
Mengengewichtet gemittelte Herstellungskosten für aufbereitetes Biogas in Erdgasqualität (Cent/kWh)	5,7	5,3	7,5
Durchschnittliches Einspeisevolumen einer Biogasanlage (Nm ³ /h)	407	437	412
Realisierungszeitraum für den Netzanschluss (Monate)	12	12	16
Durchschnittlicher Verkaufspreis (mengengewichtet) für Biogas (Cent/kWh)	3,99	7,02	6,44
Wälzungskosten der Gasnetzbetreiber auf alle Netznutzer (Mio. Euro)	78	107	131

Tabelle 1: Biogas-Monitoringkennzahlen

Zusammenfassung

Per 31.12.2013 haben 144 Biogasanlagen (Vorjahr 108) 520 Mio. Nm³ Biogas (Vorjahr 413 Mio. Nm³) in das Gasversorgungsnetz eingespeist. Dies entspricht einer Steigerung von 25,9 Prozent. Im Hinblick auf das normierte Ziel von sechs Mrd. Nm³ jährlich eingespeisten Biogases bis zum Jahre 2020 liegt ein Zielerreichungsgrad von 8,7 Prozent, im Hinblick auf das Ziel von zehn Mrd. Nm³ jährlich eingespeisten Biogases bis zum Jahre 2030 ein Zielerreichungsgrad von 5,2 Prozent vor.

Die für 2013 gemeldeten Herstellungskosten für aufbereitetes Biogas in Erdgasqualität zeigen mit einer Spanne von 2,5 Cent/kWh bis 11,24 Cent/kWh eine sehr große Streubreite. Als arithmetisches Mittel errechnen sich Herstellungskosten von 7,7 Cent/kWh (Vorjahr 5,7 Cent/kWh). Berücksichtigt man, dass die Anlagen unterschiedliche Mengen in das Gasversorgungsnetz einspeisen und nicht alle Anlagen ganzjährig Biogas eingespeist haben, bietet sich eine mengenmäßig gewichtete Ermittlung der durchschnittlichen Herstellungskosten an. Bei einer solchen Vorgehensweise errechnen sich Herstellungskosten in Höhe von 7,5 Cent/kWh (Vorjahr 5,3 Cent/kWh). Allerdings wurden diese Daten nur von insgesamt 27 Anlagen zur Verfügung gestellt und beinhalten bei einigen Anlagen statt der reinen Herstellungskosten auch die Einkaufspreise für das aufbereitete Biogas. Das durchschnittliche Einspeisevolumen einer Anlage lag im Berichtsjahr 2013 bei 412 Nm³/h.

Der Verkaufspreis für Biogas betrug bei einer großen festgestellten Spanne im Jahr 2013 durchschnittlich mengengewichtet 6,44 Cent/kWh. Es ist zu berücksichtigen, dass die Biogas-Markttakteure durch verschiedene Förderungen (z.B. Gasaufbereitungsbonus) unterstützt werden. Zum Vergleich betrug der Grenzübergangspreis für fossiles Erdgas im Jahr 2013 durchschnittlich 2,75 Cent/kWh. An den virtuellen Handelsplätzen betrugen die Preise für fossiles Erdgas im Jahresdurchschnitt am Spotmarkt: Title Transfer Facility Point: 2,69 Cent/kWh; NetConnect Germany (NCG): 2,72 Cent/kWh; Gaspool: 2,72 Cent/kWh.

Die bei den Gasnetzbetreibern entstehenden Kosten der Biogaseinspeisung können von diesen mittels der Netzentgelte auf alle Netznutzer umgelegt werden. Die gesamten Wälzungskosten stiegen von zunächst 53 Mio. Euro im Jahr 2010, über 78 Mio. Euro im Jahr 2011 bis auf 107 Mio. Euro im Jahr 2012. Die Wälzungskosten des Jahres 2013 belaufen sich auf 131 Mio. Euro. Dies stellt eine relative Steigerung in Höhe von 22,6 Prozent im Vergleich zum Jahr 2012 dar. Dabei erfolgte die Wälzung in 2013 zum letzten Mal marktgebietsscharf. Ab 2014 gilt eine bundeseinheitliche Biogasumlage, bedingt durch die am 22. August 2013 in Kraft getretene Neufassung des § 20b GasNEV. Diese dient dem Zweck, der zunehmend ungleichen Verteilung der Kostenbelastung zwischen den beiden Marktgebieten entgegenzuwirken. Im Jahr 2013 ergab sich im Marktgebiet Gaspool eine dreimal so hohe Biogasumlage wie im Marktgebiet NetConnect Germany. Diese Tatsache ist durch eine vergleichsweise größere Anzahl von Biogasanlagen bei einer geringeren Ausspeiseleistung im Marktgebiet Gaspool zu erklären.

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	4
Inhaltsverzeichnis	5
Abbildungsverzeichnis	7
Tabellenverzeichnis	9
Abkürzungsverzeichnis	11
I AUFTRAG UND VORGEHENSWEISE	13
II GRUNDLAGEN	15
A Technische Grundlagen	16
B Power to Gas als Biogas	17
III ERGEBNISSE GEMÄß § 37 GASNZV	19
A Die mengenmäßige Zielerreichung gemäß § 31 GasNZV	20
B Substrate, Aufbereitungstechniken und Kosten von Biogas	21
C Die erzielbaren Erlöse für Biogas	25
1. Verkaufspreise	25
1.1 Verkaufspreise 2011	25
1.2 Verkaufspreise 2012	26
1.3 Verkaufspreise 2013	27
2. Gehandelte Mengen	28
2.1 An Händler und Letztverbraucher verkaufte Biogasmenge	28
2.2 Verkaufte Biogasmenge nach Übergabepunkten	29
D Inanspruchnahme und Überschreitung des Flexibilitätsrahmens	31
E Marktgebietsüberschreitender Transport	33
1. Konvertierungsmenge	33
2. Kosten der Netznutzung, des Bilanzkreismanagements und des Handels	34
F Die Kostenbelastung der Netze und Speicher	36
1. Wälzungskosten 2013	36
2. Anlagenspezifische Anschlusskosten des Netzbetreibers	39
3. Netzanschluss und Einspeisung	43
4. Kapazitätserhöhende Maßnahmen	46
5. Netzkostenmindernde Positionen	50
6. Dienstleistungsverträge	50
G Biogasbilanzierung	51

Impressum60

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Wertschöpfungskette Biogas	16
Abbildung 2: Biogas-Einspeisevolumen ab 2011-2014.....	20
Abbildung 3: Anteil eingesetzter Substratmengen 2013.....	21
Abbildung 4: Herstellungskosten für Biogas 2013.....	22
Abbildung 5: Anteil Aufbereitungstechniken für Biogas 2013.....	23
Abbildung 6: Biogas-Verkaufspreise nach Substraten 2011.....	25
Abbildung 7: Biogas-Verkaufspreise nach Substraten 2012.....	26
Abbildung 8: Biogas-Verkaufspreise nach Substraten 2013.....	27
Abbildung 9: Verkaufte Biomethanmengen 2011-2013	28
Abbildung 10: Verkaufte Biogasmengen nach Marktteilnehmern 2011-2013.....	29
Abbildung 11: Verkaufte Biogasmengen nach Übergabepunkten 2011-2013.....	30
Abbildung 12: Inanspruchnahme des Flexibilitätsrahmens 2011-2013.....	31
Abbildung 13: Überschreitung des Flexibilitätsrahmens 2011-2013.....	32
Abbildung 14: Menge marktgebietsüberschreitender Transport 2011-2013.....	33
Abbildung 15: Konvertierung von Biogas 2011-2014.....	34
Abbildung 16: Wälzungskosten aller Marktgebiete aggregiert (2009-2013).....	37
Abbildung 17: Wälzungskosten nach Marktgebieten 2009 bis 2013.....	38
Abbildung 18: Zusammensetzung der AK/HK 2013.....	41
Abbildung 19: Zusammensetzung der Betriebskosten 2013	41
Abbildung 20: Zusammensetzung der Wartungskosten 2013.....	42
Abbildung 21: Zusammensetzung der Kapitalkosten 2013	42
Abbildung 22: Mengengewichteter Mittelwert der Kosten von Netzanschluss - und Einspeisung 2013	44
Abbildung 23: Mengengewichteter Mittelwert komponentenscharfer Kosten von Netzanschluss- und Einspeisung (Betriebs- und Kapitalkosten).....	45
Abbildung 24: Mengengewichteter Mittelwert komponentenscharfer Kosten von Netzanschluss- und Einspeisung (AK/HK).....	45
Abbildung 25: Mengengewichteter Mittelwert der Kosten für kapazitätserhöhende Maßnahmen 2013	47
Abbildung 26: Mengengewichteter Mittelwert komponentenscharfer Kosten für kapazitätserhöhende Maßnahmen 2013 (Betriebs- und Kapitalkosten).....	48

Abbildung 27: Mengengewichteter Mittelwert komponentenscharfer Kosten für kapazitätserhöhende Maßnahmen 2013 (AK/HK)	49
Abbildung 28: Physisch eingespeiste Biogasmengen 2012-2013	52
Abbildung 29: Biogasbilanzkreise - Einspeisemenge größer Ausspeisemenge.....	52
Abbildung 30: Erlöse aus verkauften externen Regelenergiemengen	53
Abbildung 31: Biogasbilanzkreise: Einspeisemenge kleiner Ausspeisemenge.....	54
Abbildung 32: Kosten für gekaufte externe Regelenergiemengen.....	54
Abbildung 33: Abgerechneter Flexibilitätsrahmen 2013	55
Abbildung 34: Biogas-Einspeisemengen außerhalb des Flexibilitätsrahmens 2013.....	56
Abbildung 35: Übertragene Biogas-Mengen im Jahr 2013.....	57
Abbildung 36: Abgerechnete Biogasmengen im Jahr 2013.....	57
Abbildung 37: Kosten und Erlöse aus der Abrechnung von Biogasmengen.....	58

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Biogas-Monitoringkennzahlen.....	3
Tabelle 2: Redundanz der Auslegung von Netzanschluss- und Einspeisung.....	46
Tabelle 3: Nutzung von kapazitätserhöhenden Maßnahmen.....	46
Tabelle: 4: Redundanz der Auslegung für kapazitätserhöhende Maßnahmen.....	49
Tabelle 5: Anzahl Biogas-Bilanzkreisverantwortliche.....	51
Tabelle 6: Anzahl Biogas-Bilanzkreise.....	51
Tabelle 7: Anzahl Biogas-Rechnungsbilanzkreise.....	51
Tabelle 8: Kosten der Netznutzung, des Bilanzkreismanagements und des Handels.....	59
Tabelle 9: Erlöse aus der Netznutzung und des Bilanzkreismanagements.....	59

Abkürzungsverzeichnis

a	annum
AK/HK	Anschaffungskosten/Herstellungskosten
BHKW	Blockheizkraftwerk
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
ESK	Einsatzstoffklasse
Etc.	Et cetera
GasNEV	Gasnetzentgeltverordnung
GasNZV	Gasnetzzugangsverordnung
h	hora
H-Gas	High-Caloric-Gas
Hs	Brennwert (superior)
i.d.R.	in der Regel
k. A.	keine Angaben
km	Kilometer
kWh	Kilowattstunde

KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
L-Gas	Low-Caloric-Gas
LPG	Liquefied Petroleum Gas
m ³	Kubikmeter
Mio.	Millionen
Mrd.	Milliarden
NCG	NetConnect Germany
Nm ³	Normkubikmeter
VHP	Virtueller Handelspunkt
z. B.	zum Beispiel

I Auftrag und Vorgehensweise

Die Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) enthält in § 37 die Verpflichtung der Bundesnetzagentur, der Bundesregierung jährlich einen Bericht über die Einspeisung von Biogas vorzulegen. Dieser Bericht beinhaltet insbesondere eine Untersuchung hinsichtlich der Zielerreichung nach § 31 GasNZV, der Kostenstruktur für die Einspeisung von Biogas, der erzielbaren Erlöse sowie der Kostenbelastung der Netze und Speicher. Die Zielerreichung nach § 31 GasNZV wird durch die Abfrage der jährlichen Einspeisemenge überprüft. Zur Ermittlung der Kostenstruktur für die Einspeisung von Biogas wurden die Betreiber der Aufbereitungsanlagen sowie Händler nach sämtlichen Kosten im Zusammenhang mit der Biogaseinspeisung befragt. Ferner wurden Händler und Anlagenbetreiber bezüglich der im Rahmen der Biogaseinspeisung erzielbaren Erlöse befragt. Zur Kostenbelastung der Netze wurden neben einer Befragung der Netzbetreiber auch die Meldungen der Netzbetreiber im Rahmen der Biogasumlage nach § 20b GasNEV herangezogen.

Die auf dieser Grundlage erstellten Fragebögen wurden Anfang des Jahres 2014 an die jeweiligen Adressaten versendet. Dabei wurden insgesamt 136 Betreiber von Biogasaufbereitungsanlagen angeschrieben. Davon antworteten 128 Betreiber. Damit betrug die Rücklaufquote in dieser Erhebungsgruppe 94 Prozent. Des Weiteren wurden 100 der Bundesnetzagentur bekannten Biogashändler kontaktiert. Von den befragten Biogashändlern antworteten 93 Prozent. Allerdings wurden weder von den Anlagenbetreibern noch von den Händlern die Fragebögen vollumfänglich beantwortet, so dass eine belastbare Auswertung bei einigen Fragen nicht stattfinden kann.

II Grundlagen

A Technische Grundlagen

Biogas kann fermentativ oder thermisch erzeugt werden. Als Substrate kommen vor allem Energiepflanzen, wie z. B. Mais, sowie Gülle und Bioabfälle zum Einsatz. Bei der Vergärung von Biomasse besteht das erzeugte Biogas zu maximal 60 Prozent aus Methan. Damit das Gas netzkompatibel ist, muss insbesondere der Methangehalt erhöht werden, was in der Regel durch die Abtrennung des im Biogas gebundenen Kohlenstoffs erreicht wird.

Nach der Aufbereitung wird das Biogas in die Anschluss- und Einspeiseanlagen übergeben. Dort wird das Biogas insbesondere nach Brennwert und Menge gemessen, je nach Druckstufe des Einspeisernetzes verdichtet oder entspannt und – sofern es in ein Gasverteilernetz eingespeist wird – odorisiert. Falls der Brennwert des Biogases aufgrund der Anforderungen der Gasabrechnung abgesenkt oder erhöht werden muss, wird das Biogas oftmals entsprechend mit Flüssiggas oder Luft konditioniert.

Als Verwendungspfade des eingespeisten Biogases kommen vor allem die Strom- und Wärmeerzeugung (Kraft-Wärme-Kopplung), die reine Stromerzeugung, die reine Wärmeerzeugung, und die Verwendung als Kraftstoff in Betracht.

Wertschöpfungskette Biogas

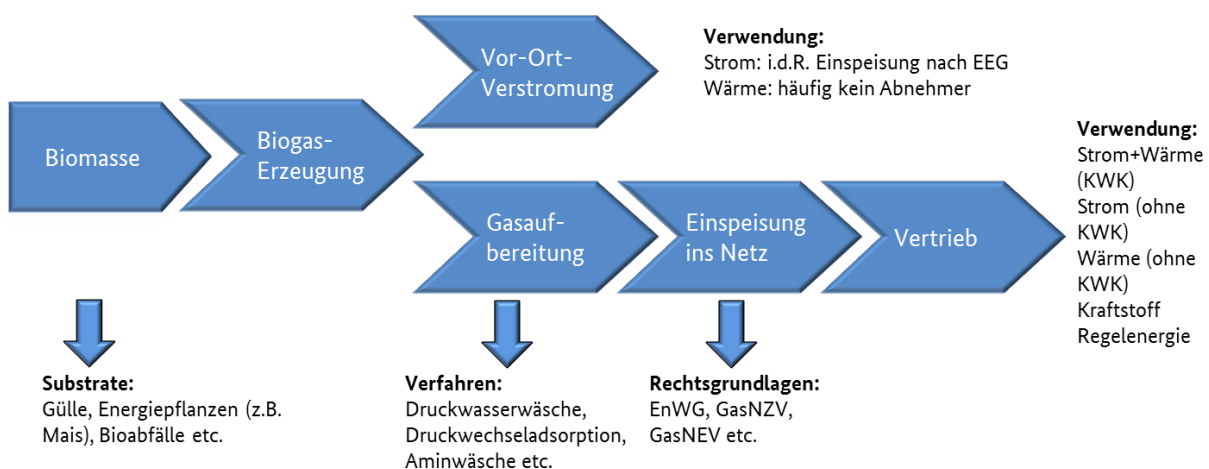


Abbildung 1: Wertschöpfungskette Biogas

B Power to Gas als Biogas

Im Rahmen der Novellierung des EnWG im Jahre 2011 wurde die Begriffsbestimmung für Biogas gemäß § 3 Nr. 10c EnWG inhaltlich erweitert. Als Biogas gilt demnach auch mittels Wasserelektrolyse erzeugter Wasserstoff und synthetisch erzeugtes Methan, wenn der zur Elektrolyse eingesetzte Strom und das zur Methanisierung eingesetzte Kohlendioxid oder Kohlenmonoxid jeweils nachweislich weit überwiegend – das heißt praktisch zu mindestens 80% - aus erneuerbaren Energiequellen stammen. Durch diese Vorschrift sollen Wasserstoff und Synthesegas, die unter den oben genannten Prämissen hergestellt wurden, dieselben Anschluss- und Einspeiseprivilegien genießen wie Biogas. Diese Privilegierung hat der Technologie einen Schub gegeben und wird tatsächlich in Anspruch genommen: Alle bereits einspeisenden sowie die bekannten zukünftigen Projekte werden die Privilegien in Anspruch nehmen. Da die Regelungen der GasNZV ursprünglich auf „klassisches“ Biogas ausgerichtet waren, ergeben sich in der Praxis eine Reihe von Auslegungsfragen, insbesondere hinsichtlich der Einspeisung von Wasserstoff. Aus diesem Grund hat die Bundesnetzagentur ein Positionspapier zur Auslegung von Rechtsfragen im Zusammenhang mit der Einspeisung von Wasserstoff in Erdgasversorgungsnetze erstellt und mit dem Markt konsultiert. Das Papier wird auf der Homepage der Bundesnetzagentur zur Verfügung gestellt.

III Ergebnisse gemäß § 37 GasNZV

A Die mengenmäßige Zielerreichung gemäß § 31 GasNZV

In Deutschland soll gemäß § 31 GasNZV eine Biogaseinspeisung in das Gasnetz von sechs Mrd. m³ jährlich bis 2020 und zehn Mrd. m³ jährlich bis 2030 erreicht werden. Bei der durchgeführten Erhebung wurde deutlich, dass die gesetzlich fixierten Ziele zurzeit nur schwer erreichbar sind. Trotz einer sichtbaren positiven Entwicklung des Einspeisevolumens würde der Zielerreichungsgrad für das Jahr 2020 im Jahr 2013 entsprechend der erhobenen Daten ca. 9 Prozent der verordnungsrechtlich anvisierten Menge betragen.

Im Jahr 2011 belief sich das gesamte Einspeisevolumen gemäß den Angaben der Netzbetreiber auf 275 Mio. Nm³ Biogas. Im Jahr 2012 erhöhte sich das Einspeisevolumen auf 413 Mio. Nm³ Biogas pro Jahr. Für das Jahr 2013 wurde von den befragten Netzbetreibern ein Einspeisevolumen in Höhe von 520 Mio. Nm³ Biogas pro Jahr angegeben. Laut Prognose für 2014 sollen es 638 Mio. Nm³ Biogas sein.

Biogas-Einspeisevolumen
in Mio. Nm³/a

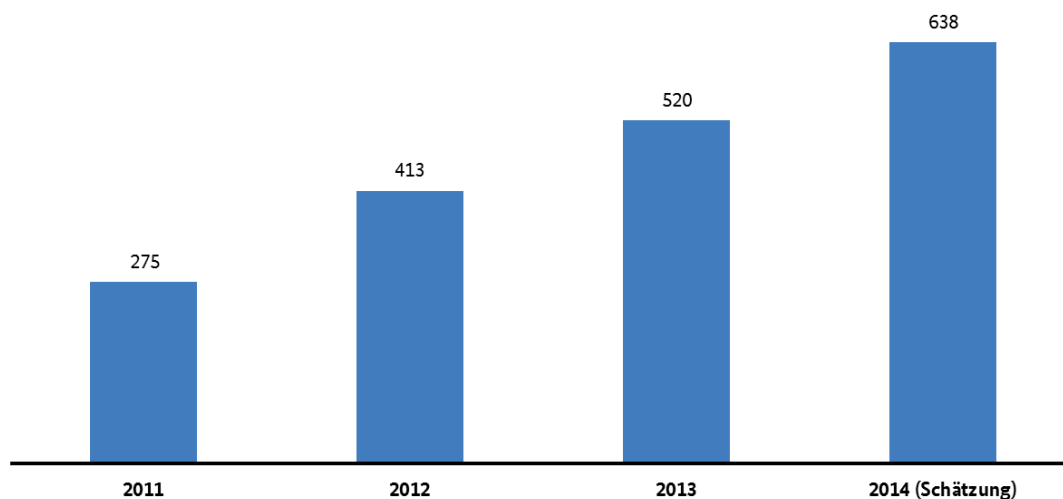


Abbildung 2: Biogas-Einspeisevolumen ab 2011-2014

B Substrate, Aufbereitungstechniken und Kosten von Biogas

Bei den meisten Biogaserzeugungsanlagen werden nachwachsende Rohstoffe eingesetzt. Zusätzlich werden auch Gülle, Bioabfälle, Schlachtabfälle und Klärschlamm verwendet. Laut Angaben der Biogasanlagenbetreiber wurden 2013 zu 62 Prozent nachwachsende Rohstoffe als Substrat eingesetzt und zu 27 Prozent wurden Abfall und Reststoffe verwendet. Von Gülle/Mist wurde als Substrat nur noch zu 7 Prozent Gebrauch gemacht und von Klärschlamm 4 Prozent.

Anteil eingesetzter Substratmengen 2013
in Masse-Prozent

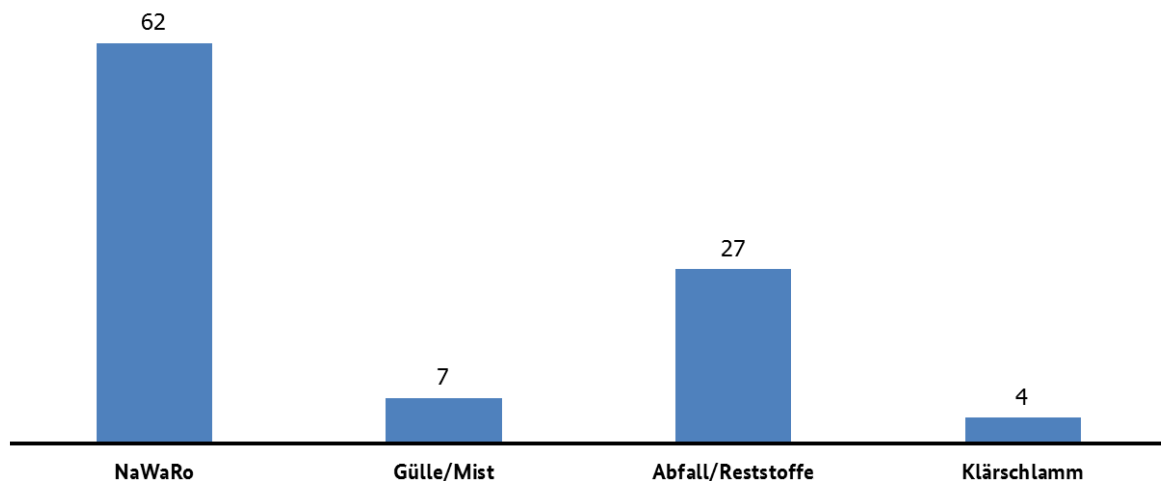


Abbildung 3: Anteil eingesetzter Substratmengen 2013

Bei den Substraten der Biogasanlagen nach Einsatzstoffklassen wurde aufgrund der vorhandenen Datenlage auf eine grafische Darstellung verzichtet. Von den angegebenen Werten (in Masse-Prozent) wurde im Durchschnitt die Einsatzstoffklasse 0 zu 15 Prozent, die Einsatzstoffklasse I zu 18 Prozent und die Einsatzstoffklasse II zu 67 Prozent eingesetzt.

Die Biogasanlagenbetreiber wurden außerdem zu den Herstellungskosten für das aufbereitete Biogas befragt. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass die Biogaseinspeiseanlagen aufgrund unterschiedlicher Anlagenkonzeption verschieden groß ausgelegt sind, was sich auch auf die Herstellungskosten pro kWh auswirkt.

Deshalb ist es zielführend, die mengengewichteten Herstellungskosten aller Anlagen (Herstellungskosten des Biogases der einzelnen Anlagen multipliziert mit der eingespeisten Biogasmenge, addiert über alle Anlagen und dividiert durch die Summe des eingespeisten Biogases) als Referenzgröße für die Herstellungskosten des im Jahr 2013 eingespeisten Biogases heranzuziehen. Für den Biogasmonitoringbericht 2014 wurden die Herstellungskosten für die Biogaserzeugung und für die Aufbereitung erstmals getrennt abgefragt. Bei dieser

Vorgehensweise errechnen sich mengengewichtete Herstellungskosten für Biogas in Höhe von ca. 7,04 Cent/kWh und mengengewichtete Kosten der reinen Biogasaufbereitung in Höhe von 1,68 Cent/kWh. Der mengengewichtete Durchschnittspreis bei den Herstellungskosten inkl. Aufbereitungskosten beträgt ca. 7,49 Cent/kWh. Zu beachten ist aber, dass einige Anlagen nur die Aufbereitung betreiben und die hierfür notwendigen Rohbiogasmengen zuvor vom Erzeuger einkaufen müssen. In diesem Fall fließen die Einkaufskosten mit in die Herstellungskosten ein und wirken sich vermutlich leicht erhöhend auf den ermittelten mengengewichteten Summenwert von 7,49 Cent/kWh aus. Hinzu kommt, dass insgesamt nur 27 Anlagen Daten zu Herstellungskosten und/oder Aufbereitungskosten meldeten, so dass die errechneten Durchschnittswerte nur einen Anhaltspunkt liefern können. Der Einsatz der Substrate für die Erzeugung des Biogases und die mit der Beschaffung verbundenen Kosten sind sehr unterschiedlich. Dies wird durch die große Bandbreite der Herstellungskosten für das aufbereitete Biogas deutlich, welches von 2,5 Cent/kWh bis 11,24 Cent/kWh reicht. Bei den Beschaffungskosten ist zu berücksichtigen, dass je nach Anlagenkonzeption die Rohmaterialien kostenfrei oder nahezu kostenfrei (z. B. wenn durch den Bezug eine andere Wirtschaftseinheit von kostenträchtigen Entsorgungspflichten freigestellt werden kann) bezogen werden, während in anderen Konstellationen die Rohstoffe auf dem Markt (z. B. Agrarmarkt für Mais) bezogen werden müssen.

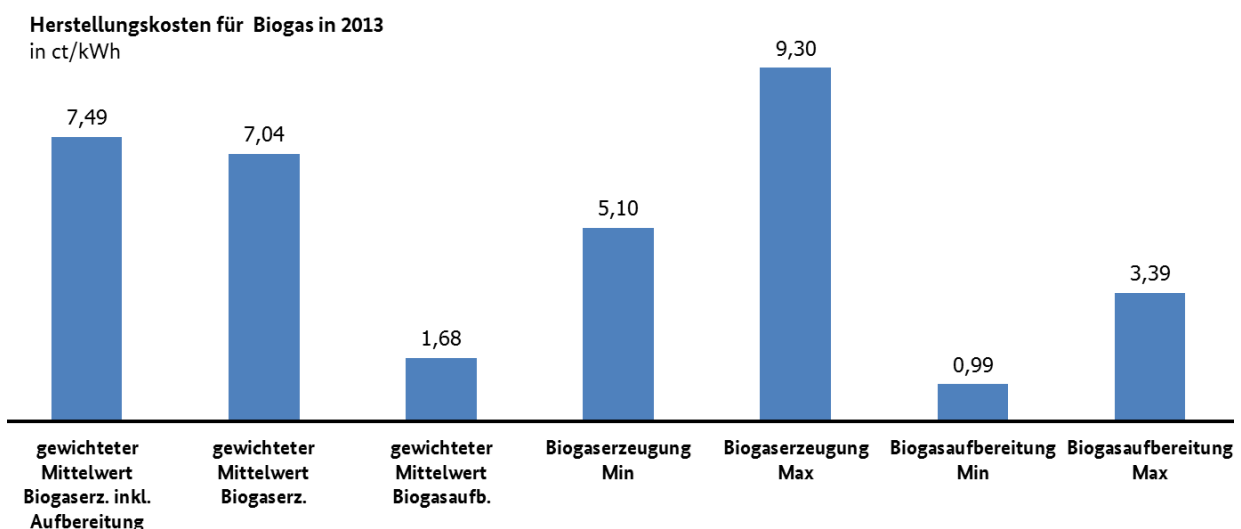


Abbildung 4: Herstellungskosten für Biogas 2013

Bei der Aufbereitungstechnik des Biogases wurde 2013 zu 31 % das chemische Waschverfahren verwendet, zu 28 Prozent die Druckwasserwäsche, gefolgt von der Druckwechseladsorption mit 27 Prozent. Das physikalisch-organische Waschverfahren findet zu neun Prozent und das Membranverfahren lediglich zu vier Prozent Anwendung.

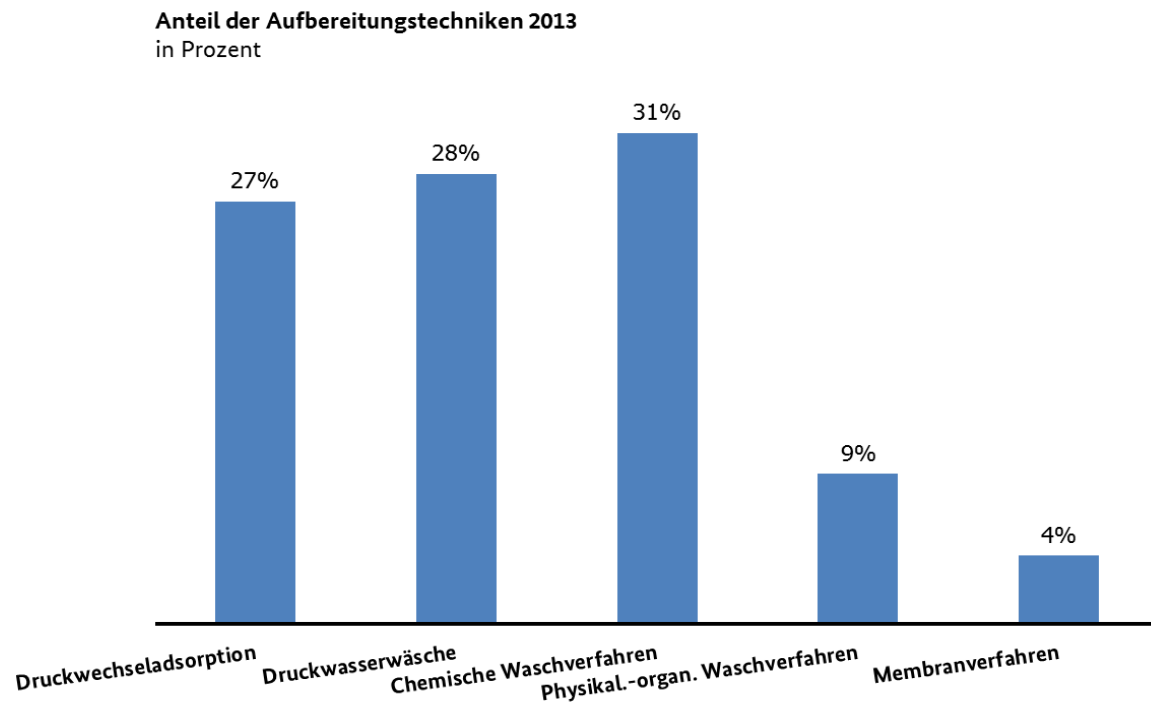


Abbildung 5: Anteil Aufbereitungstechniken für Biogas 2013

Außerdem wurden die Investitionskosten für die Biogaserzeugung abgefragt, falls der Betreiber der Biogaserzeugungsanlage mit dem Betreiber der Biogasaufbereitungsanlage identisch war. Die Investitionskosten setzen sich zusammen aus den Kosten für die baulichen Anlagenteile, wie beispielsweise Vorgrube, Fermenter, Gärrestelager und die notwendige Peripherie, sowie aus den Kosten für die technischen Anlagen, wie beispielsweise Substrateinbringung, Rührwerke, Pumpen, Rohrleitungen, Gasspeicher, elektrische Installationen und Messstellen.

Pro Anlage betrugen die Investitionskosten im Jahr 2013 für die Biogaserzeugung im Mittel 9.997.619 Euro. Die Investitionskosten für die Biogasaufbereitung sind vergleichsweise geringer. Der Mittelwert betrug hier 2.681.807 Euro. Die Netzanschlusskosten beliefen sich im Mittel auf 423.285 Euro, so dass die durchschnittliche Gesamtinvestitionssumme bei 12.540.489 Euro liegt. Bei den Betriebs-, Wartungs- und Instandhaltungskosten der Biogaserzeugung und -aufbereitung wurden gemittelt 1.411.820 Euro ausgegeben, wobei die Spannweite von 21.000-7.625.281 Euro reicht. Hier spielen natürlich auch die unterschiedlichen Größen der Anlagen eine Rolle.

Darüber hinaus wurde der Anteil des Anschlussnehmers an den Kosten des Netzanschlusses abgefragt. Der Anschlussnehmer hat nach § 33 Abs. 1 Satz 3 GasNZV 25 Prozent der Investitionskosten des Netzanschlusses zu tragen, bei einem Netzanschluss einschließlich Verbindungsleitung mit einer Länge von bis zu einem Kilometer höchstens jedoch 250.000 Euro. Die Betriebs- und Wartungskosten trägt gem. § 33 Abs. 2 Satz 2 GasNZV alleine der Netzbetreiber. Der durchschnittliche Anteil der vom Anschlussnehmer bzw. Biogasanlagenbetreiber zu tragenden Netzanschlusskosten betrug im Erhebungszeitraum 423.285 Euro.

Keine der Biogasanlagen besitzt eine Verbindungsleitung zwischen der Biogasaufbereitungsanlage und dem Einspeisepunkt, die länger als 10 km ist. Bei solchen Verbindungsleitungen müsste der Anschlussnehmer gem.

§ 33 Abs. 1 Satz 4 GasNZV die Investitionskosten des Teils der Verbindungsleitung, welcher zehn Kilometer überschreitet, alleine tragen. Bei 57 Anlagen ist die Verbindungsleitung länger als ein Kilometer. Das heißt, bei solchen Anschlüssen gilt die Kostenbegrenzung nach § 33 Abs. 1 Satz 3 GasNZV in Höhe von 250.000 Euro für den Netzanschluss und die Verbindungsleitung für den ersten Kilometer, wohingegen die Investitionskosten des Teils der Verbindungsleitung, welcher ein Kilometer überschreitet, ungedeckt zu 25 Prozent seitens des Anschlussnehmers zu tragen sind.

Daneben wurde noch nach dem Zeitraum für die Realisierung des Netzanschlusses gefragt, da er mittelbar zu finanziellen Einbußen des Biogasanlagenbetreibers führen kann, wenn die vom Biogasanlagenbetreiber geplante Realisierungsdauer nicht eingehalten wird. Die Realisierungsphase beginnt mit dem Netzanschlussbegehren und endet mit der Inbetriebnahme des Netzanschlusses. Der durchschnittliche Zeitraum vom Abschluss des Netzanschlussvertrages bis zur Inbetriebnahme des Netzanschlusses wurde von den befragten Biogasanlagenbetreibern mit 16 Monaten angegeben, wobei der kürzeste Zeitraum ein Monat betrug und der längste 46 Monate.

C Die erzielbaren Erlöse für Biogas

1. Verkaufspreise

Die Händler von Biogas, Biogasbilanzkreisverantwortliche und Biogasnetznutzer wurden im Rahmen der Datenerhebung nach den niedrigsten, durchschnittlichen und höchsten Verkaufspreise für Biogas befragt. Gegliedert nach den verwendeten Substraten ergibt sich auf Grundlage der vorliegenden Daten für die Jahre 2011, 2012 und 2013 folgendes Ergebnis:

1.1 Verkaufspreise 2011

Hinsichtlich der Verkaufspreise 2011 hatten 52 Prozent der Händler im Rahmen der Datenerhebung angegeben, dass das von ihnen verkaufte Biogas aus nachwachsenden Rohstoffen hergestellt wurde. Bei weiteren 21 Prozent der Händler wurde das verkaufte Biogas aus Abfall und Reststoffen hergestellt. Zehn Prozent der Händler verkauften Biogas, das aus den Substratkategorien Gülle/Mist (nicht dargestellt) sowie ESK I und ESK II produziert wurde. 17 Prozent der Händler hatten keine Angaben zu Verkaufspreisen gemacht.

Entwicklung der Verkaufspreise in Abhängigkeit der verwendeten Substrate (2011)
in Cent/kWh (Hs)

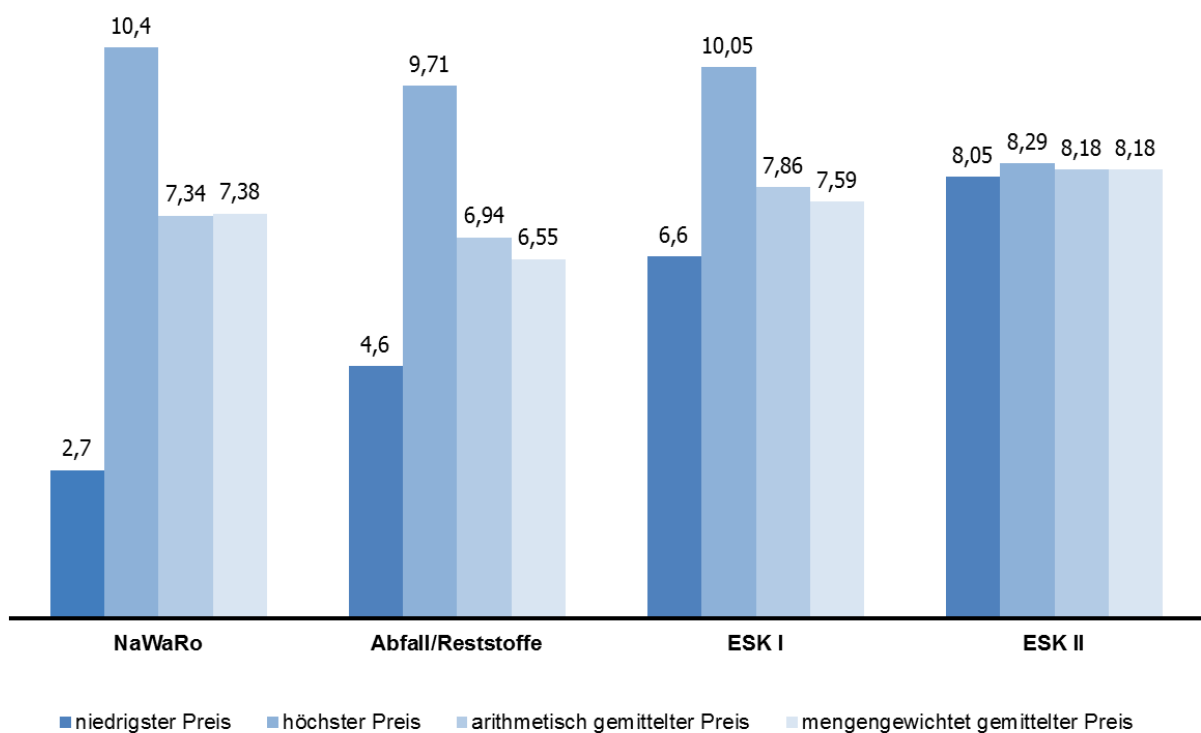


Abbildung 6: Biogas-Verkaufspreise nach Substraten 2011

1.2 Verkaufspreise 2012

Im Gegensatz zum Vorjahr hatte sich die Datengrundlage etwas verbessert. Jedoch musste auch hier auf die Darstellung der Substratkategorien Gülle/Mist sowie ESK 0 verzichtet werden.

Entwicklung der Verkaufspreise in Abhängigkeit der verwendeten Substrate (2012) in Cent/kWh (Hs)

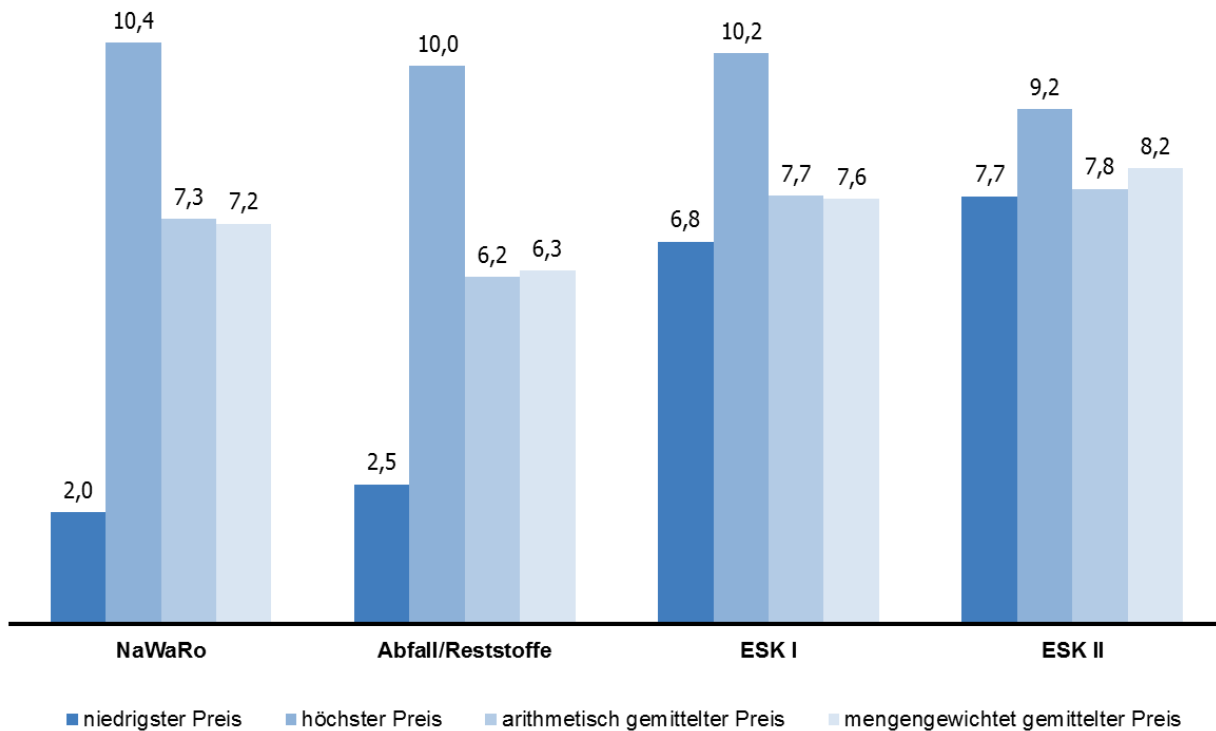


Abbildung 7: Biogas-Verkaufspreise nach Substraten 2012

Der mengengewichtete durchschnittliche Verkaufspreis über alle Einsatzstoffe lag 2012 bei 7,02 Cent/kWh. Deutliche Unterschiede bestehen zwischen den einzelnen Einsatzstoffklassen. Hier betragen die mengengewichteten Durchschnittspreise 7,16 Cent/kWh (nachwachsende Rohstoffe bei 2,424 Mrd. kWh verkaufter Biogasmenge), 6,32 Cent/kWh (Abfall/Reststoffe bei 1,850 Mrd. kWh verkaufter Biogasmenge), 7,61 Cent/kWh (ESK I bei 1,415 Mrd. kWh verkaufter Biogasmenge) und 8,15 Cent/kWh (ESK II bei 0,275 Mrd. kWh verkaufter Biogasmenge). Diese Mengengewichtung wurde aufgrund der Erfahrungen aus dem Jahr 2011 vorgenommen, um Verzerrungen bei der Ermittlung des Durchschnittspreises zu verhindern. Darüber hinaus wurde bei der Abfrage auch danach unterschieden, ob die entsprechenden Preise beim Kauf an der Anlage, beim An- und Verkauf am VHP oder beim Verkauf an Letztverbraucher erzielt wurden. Aufgrund der fehlenden Angaben der befragten Marktteilnehmer konnten hierzu jedoch keine belastbaren Angaben getroffen werden.

1.3 Verkaufspreise 2013

Entwicklung der Verkaufspreise in Abhängigkeit der verwendeten Substrate (2013) in Cent/kWh (Hs)

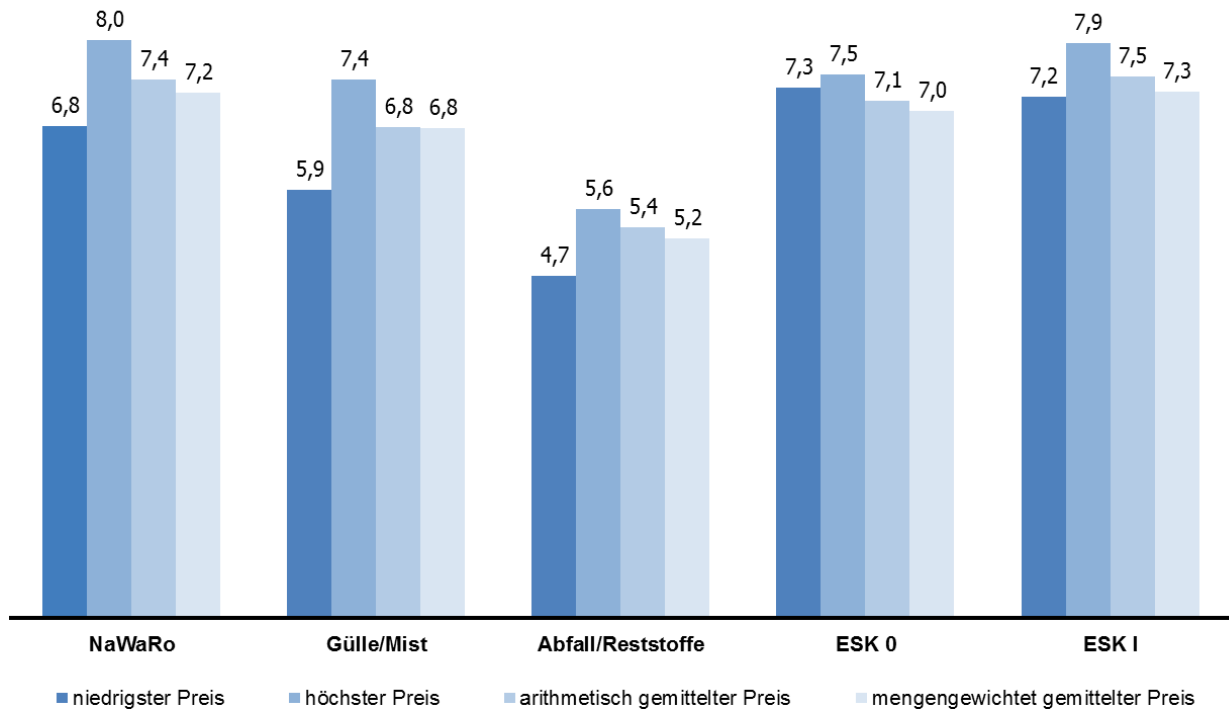


Abbildung 8: Biogas-Verkaufspreise nach Substraten 2013

Der mengengewichtete durchschnittliche Verkaufspreis über alle Einsatzstoffe lag 2013 bei 6,44 Cent/kWh. Deutliche Unterschiede bestehen zwischen den einzelnen Einsatzstoffklassen. Hier betragen die mengengewichteten Durchschnittspreise 7,24 Cent/kWh (nachwachsende Rohstoffe bei 4,39 Mrd. kWh verkaufter Biogasmenge), 5,7 Cent/kWh (Gülle/Mist bei 0,496 Mrd. kWh verkaufter Biogasmenge), 5,2 Cent/kWh (Abfall/Reststoffe bei 3,78 Mrd. kWh verkaufter Biogasmenge) 7 Cent/kWh (ESK 0 bei 0,425 Mrd. kWh verkaufter Biogasmenge) und 7,26 Cent/kWh (ESK I bei 2,26 Mrd. kWh verkaufter Biogasmenge). Insofern sind die Biogas-Verkaufspreise aufgrund der mangelhaften Datengrundlage in den Vorjahren nicht mit dem Wert im Jahr 2013 vergleichbar. Angaben zur ESK II wurden aufgrund der mangelnden Datenlage und der dadurch gegebenen geringen Aussagekraft nicht veröffentlicht.

2. Gehandelte Mengen

Das folgende Schaubild zeigt die verkauften Biogasmengen in den Jahren 2011, 2012 und 2013:

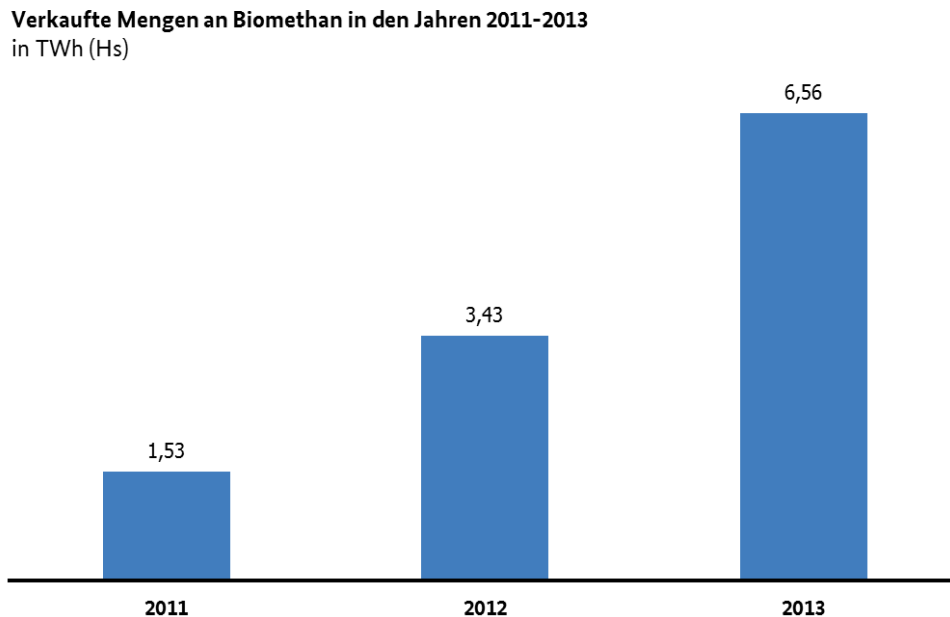


Abbildung 9: Verkaufte Biomethanmengen 2011-2013

Es wurden alle angeschriebenen Marktteilnehmer (Händler und Anlagenbetreiber mit Handel) nach der verkauften Menge an Biogas befragt. Da jedoch nicht alle angefragten Unternehmen antworteten und mangels Meldepflicht der Biogashändler auch keine vollständige Erfassung aller verkauften Mengen möglich ist, kann eine Zuordnung der Mengen zu dem jeweiligen Übergabepunkt (Ausgang Aufbereitungsanlage, VHP, Eingang Kundenanlage) nur unvollständig angegeben werden. Von den 100 angeschriebenen Händlern antworteten 45 und von den angeschriebenen Anlagenbetreibern 14 auf die Frage nach der verkauften Menge beim Letztverbraucher und meldeten diesbezüglich insgesamt 2,06 Mrd. kWh. Es zeigt sich jedoch deutlich, dass die angegebene gesamte verkaufte Menge deutlich angestiegen ist. So hat sich die verkaufte Biogasmenge 2013 im Vergleich zu 2012 nahezu verdoppelt. Allerdings ist auch zu beachten, dass erstmals die gehandelten Mengen der Anlagenbetreiber eingeflossen sind.

2.1 An Händler und Letztverbraucher verkaufte Biogasmenge

Die folgende Abbildung zeigt die verkaufte Biogasmenge 2011 -2013, unterteilt nach Händlern und Letztverbrauchern:

Verkaufte Biogasmengen nach Marktteilnehmern in den Jahren 2011-2013
in TWh (Hs)

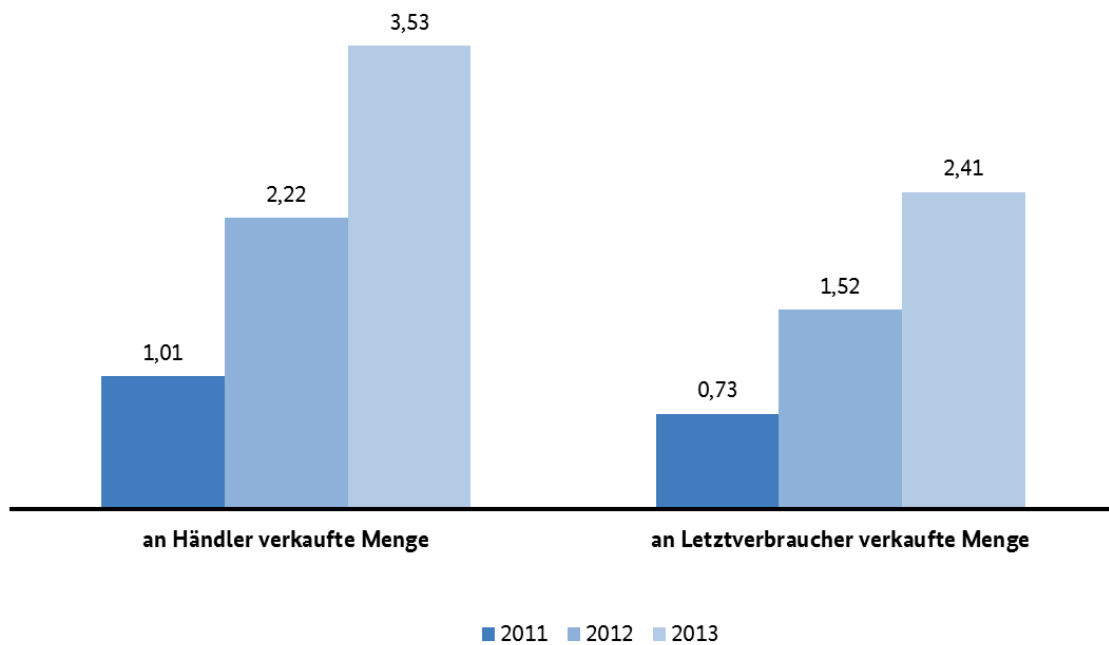


Abbildung 10: Verkaufte Biogasmengen nach Marktteilnehmern 2011-2013

Das Ergebnis dieser Abfrage zeigt, dass die an Händler in 2013 verkaufte Biogasmenge im Vergleich zum Vorjahr stark gestiegen ist. Auch bei der an Letztverbraucher verkauften Menge zeigt sich eine vergleichbare Tendenz.

2.2 Verkaufte Biogasmenge nach Übergabepunkten

Die folgende Abbildung zeigt die verkauften Biogasmengen 2011, 2012 und 2013 unterteilt nach den Übergabepunkten, an welchen Biogas gekauft oder verkauft werden kann:

Verkaufte Biogasmengen nach Übergabepunkten 2011-2013
in TWh (Hs)

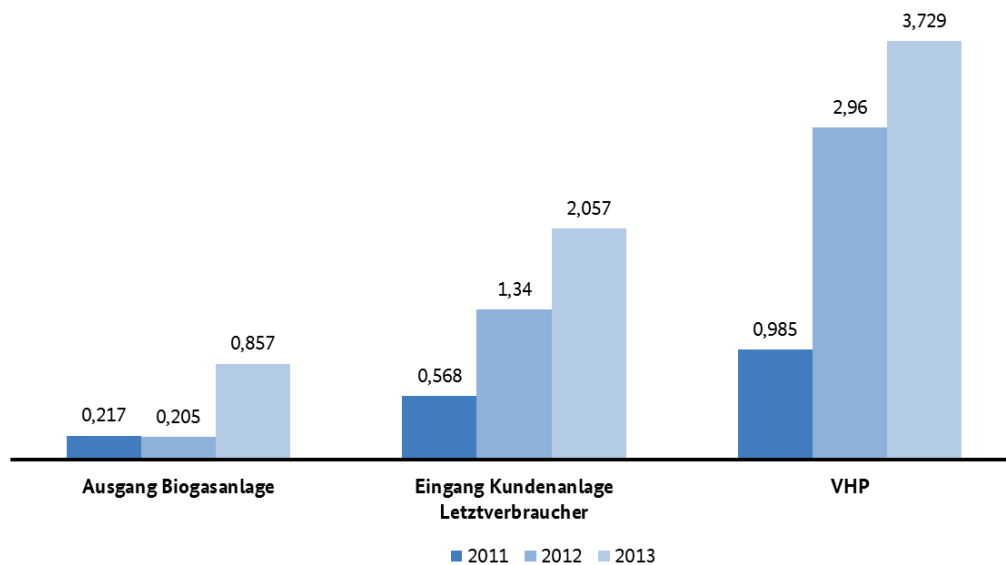


Abbildung 11: Verkaufte Biogasmengen nach Übergabepunkten 2011-2013

Auch bei dieser Abfrage sind für das Jahr 2013 im Vergleich zu den Jahren 2011 und 2012 erhebliche Zuwächse zu verzeichnen. Am deutlichsten zeigt sich dies am Zuwachs der Menge am Übergabepunkt Ausgang Biogasanlage, die sich hier ungefähr vervierfacht hat. Aber auch am Übergabepunkt Eingang Kundenanlage und VHP sind die Mengen stark gestiegen.

D Inanspruchnahme und Überschreitung des Flexibilitätsrahmens

Die folgende Abbildung zeigt die Nutzung aller tatsächlich in Anspruch genommenen Flexibilitätsrahmen in Höhe von 25 Prozent im Sinne des § 35 Abs. 3 GasNZV:

Inanspruchnahme des Flexibilitätsrahmens 2011-2013
in GWh (Hs)

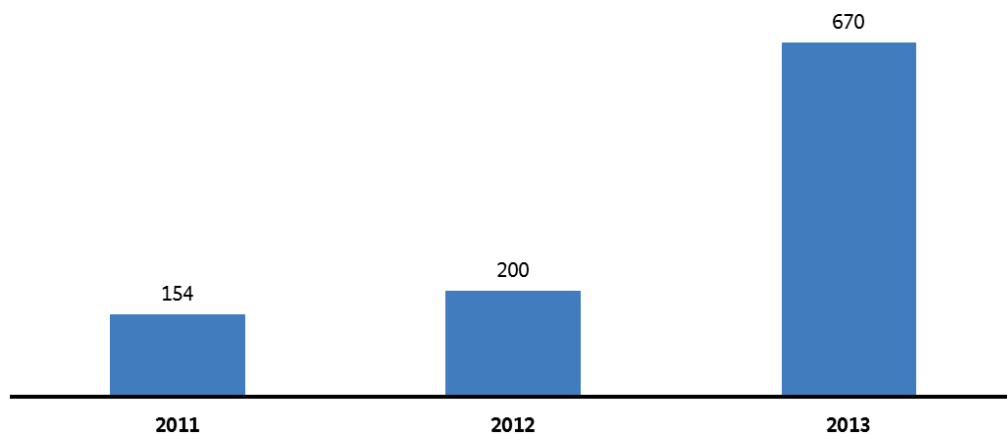


Abbildung 12: Inanspruchnahme des Flexibilitätsrahmens 2011-2013

Bezüglich der Inanspruchnahme des Flexibilitätsrahmens ist 2013 mehr als eine Verdreifachung im Vergleich zum Vorjahr festzustellen.

Die folgende Abbildung zeigt die Summe aller Differenzmengen, die den Flexibilitätsrahmen übersteigen:

Überschreitung des Flexibilitätsrahmens 2011-2013
in GWh (Hs)

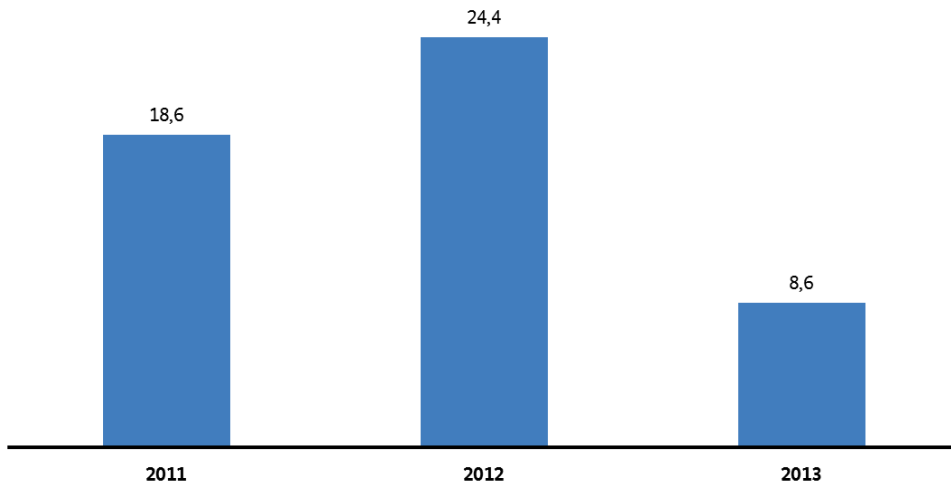


Abbildung 13: Überschreitung des Flexibilitätsrahmens 2011-2013

Bezüglich einer Überschreitung des Flexibilitätsrahmens ist ein deutlicher Rückgang um fast zwei Drittel festzustellen.

E Marktgebietsüberschreitender Transport

Die folgende Abbildung zeigt die gesamte Menge an Biogas, die von einem Marktgebiet in ein anderes transportiert wurde:

Menge marktgebietsüberschreitender Transport 2011-2013
in GWh (Hs)

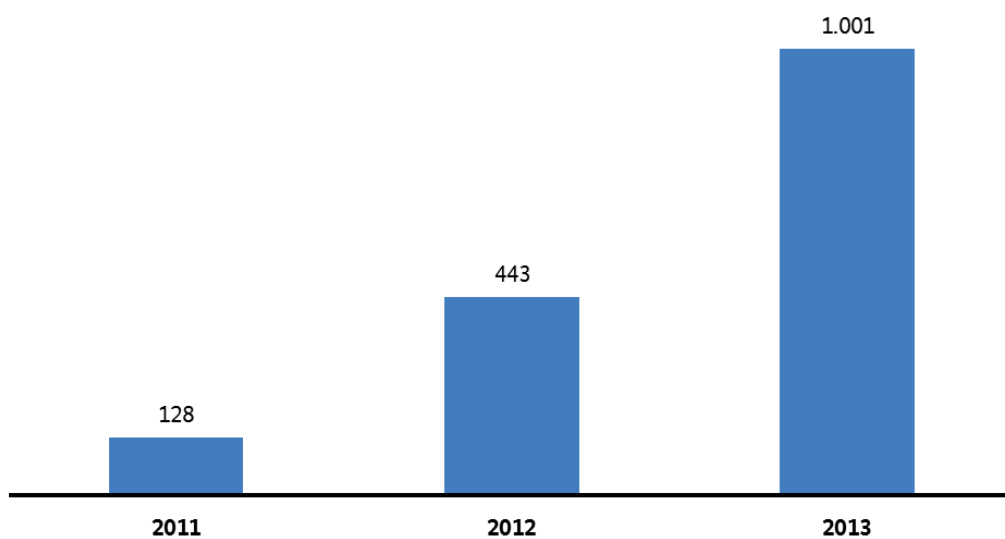


Abbildung 14: Menge marktgebietsüberschreitender Transport 2011-2013

1. Konvertierungsmenge

Die folgende Abbildung zeigt die Menge an Biogas, die insgesamt in eine andere Gasqualität konvertiert wurde:

Konvertierung von Biogas in andere Gasqualitäten 2011-2013
in GWh (Hs)

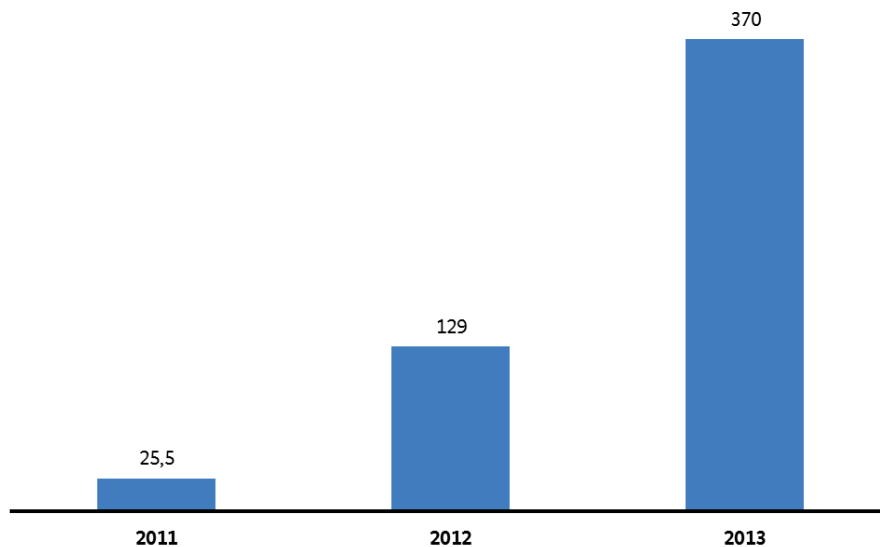


Abbildung 15: Konvertierung von Biogas 2011-2014

2. Kosten der Netznutzung, des Bilanzkreismanagements und des Handels

Der Fragebogen an die Biogashändler, Biogasbilanzkreisverantwortliche und Biogasnetznutzer umfasste unter anderem auch die Abfrage nach den Kosten der Netznutzung, des Bilanzkreismanagements und des Handels. Der Rücklauf zu diesen Fragen war gering, so dass pauschalierende Aussagen auf Basis einer validen empirischen Grundgesamtheit nicht zulässig sind. Trotzdem soll eine Auswahl an Untersuchungsergebnissen wiedergegeben werden. Eine Verallgemeinerung dieser Ergebnisse und/oder Rückschlüsse auf den gesamten „Markt“ sind aber aufgrund der unzureichenden Rückmeldungen unzulässig bzw. wenig aussagekräftig.

Die meisten Biogashändler sind in beiden Marktgebieten tätig. Deshalb wurden alle abgefragten Größen für die beiden Marktgebiete separat erhoben. An einzelnen Untersuchungsergebnissen können folgende Punkte festgehalten werden.

Das Flexibilitätsentgelt betrug pro Bilanzkreisverantwortlichem (BKV) im Gaspool-Marktgebiet durchschnittlich 7.949 Euro und im NCG-Marktgebiet 9.146 Euro. Im Gaspool-Marktgebiet fielen durchschnittlich 2.156 Euro, im NCG-Marktgebiet 3.551 Euro Konvertierungsentgelt pro BVK an. Auch hier handelt es sich um den arithmetischen Mittelwert über alle meldenden Händler. Ein Vergleich zwischen den einzelnen Marktgebieten ist wenig aufschlussreich, da die einzelnen Händler in unterschiedlichem Ausmaß Kunden in den beiden Marktgebieten versorgen.

Bei den Entgelten für vermiedene Netzkosten meldeten insgesamt nur wenige Biogashändler Zahlen, so dass eine verlässliche Auswertung nicht stattfinden kann. Berechnet man die Mittelwerte der gemeldeten Beträge so kommt man für das Gaspool-Gebiet auf 655.607 Euro, der für das NCG-Marktgebiet ermittelte Wert liegt bei 1.042.856. Euro. Die vermiedenen Netzentgelte sind linear von der gehandelten Biogasmenge abhängig. Somit ist es folgerichtig, dass Händler mit einem großen Absatz ein absolut hohes vermiedenes Netzentgelt, integriert in ihren Produktpreis, erheben et vice versa.

Es sei nochmals betont, dass die Untersuchungsergebnisse aus dem Rücklauf der Antworten der Biogashändler im Quervergleich wenig aussagekräftig sind. Trotzdem hat die Bundesnetzagentur für einige Abfragegrößen die marktgebietsrelevanten Mittelwerte als indikative Werte oben ausgewiesen.

F Die Kostenbelastung der Netze und Speicher

Der vorliegende Bericht soll gemäß § 37 GasNZV sowohl die Kostenbelastung der Netze als auch der Speicher durch den Netzanschluss Biogas aufzeigen. Im Gegensatz zu der Belastung der Netze kann über die Belastung der Speicher keine klare Aussage getroffen werden. Kosten im Zusammenhang mit dem Anschluss von Biogasanlagen an Speicher, die nicht Teil des Gasversorgungsnetzes sind, werden nicht auf die Netze umgelegt. Zudem speist bislang auch keine der betriebenen Biogasanlagen unmittelbar in solche Speicher ein. Dadurch ist eine Angabe der Kostenbelastung von Speichern nicht möglich. Die übrigen Speicher sind Teil des Gasversorgungsnetzes. Kosten, die infolge der Biogaseinspeisung bei solchen Speichern anfallen, sind deshalb Kosten des Netzes und nicht der Speicher.

Die Kategorisierung der umlegbaren Kosten sowie der Mechanismus der Erstattung und Wälzung der Kosten wurden ausführlich in den Monitoringberichten der Jahre 2011 und 2012 erläutert, so dass in dieser Ausfertigung darauf verzichtet werden soll und auf die genannten Berichte verwiesen wird.

1. Wälzungskosten 2013

Der bisherige Trend der gestiegenen Wälzungskosten setzt sich auch für das Jahr 2013 fort. Insgesamt beliefen sich die Wälzungskosten des Jahres 2013 auf 130,8 Mio. Euro und stellen damit eine relative Steigerung in Höhe von 22,6 Prozent im Vergleich zum Jahr 2012 dar, die geringer ausfällt als die relative Steigerung von 2011 auf 2012 mit 37 Prozent. Absolut gesehen entspricht der Anstieg des Jahres 2013 annähernd dem Anstieg des Jahres 2010 auf 2011 (je etwa 24 Mio. Euro).

Grund für den anhaltenden Trend der steigenden Wälzungskosten ist die Zunahme der jährlichen Netzanschlüsse von Biogasanlagen und einer somit gestiegenen Einspeisemenge.

Wälzungskosten aller Marktgebiete aggregiert (2009 bis 2013)
in Mio. Euro

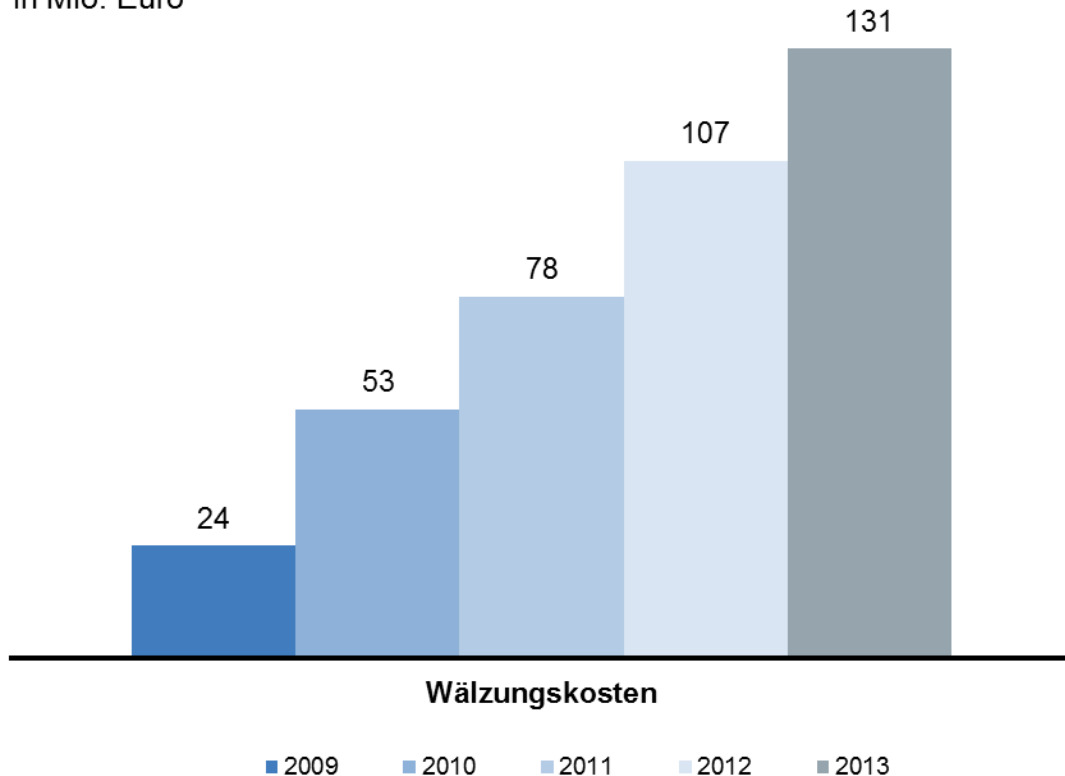


Abbildung 16: Wälzungskosten aller Marktgebiete aggregiert (2009-2013)

Spezifisch gerechnet auf die eingespeiste Biogasmenge betrugen die Wälzungskosten für das Jahr 2013 2,7 Cent/kWh. Im Jahr 2012 lagen diese Kosten bei 2,4 Cent/kWh und im Jahr 2011 bei 3,0 Cent/kWh.

Die Wälzungskosten verteilen sich seit der Konsolidierung der Marktgebiete zum 01. Oktober 2011 auf nunmehr zwei Marktgebiete: NCG und Gaspool. Betrachtet man die Wälzungskosten pro Marktgebiet, so stellt man fest, dass das Marktgebiet Gaspool einen zweifach höheren Wälzungsbetrag im Jahr 2013 aufweist als das Marktgebiet NCG. Der Wälzungsbetrag für das Marktgebiet Gaspool betrug gerundet auf ganze Mio. Euro im Jahr 2013 86 Mio. Euro bzw. 44,8 Mio. Euro für das Marktgebiet NCG. Um einen Vergleich der Wälzungskosten der beiden Marktgebiete zu den vergangenen Jahren herstellen zu können, wurden die Wälzungskosten der ehemaligen Marktgebiete EGT L-Gas, NCG, Thyssengas H-Gas und Thyssengas L-Gas zusammengefasst in das neue Marktgebiet NCG und die ehemaligen Wälzungskosten der Marktgebiete Gaspool und L-Gas 1 in das neue Marktgebiet Gaspool. Der so mögliche Vergleich zeigt, dass die Wälzungskosten des heutigen Marktgebietes NCG sich von 2009 auf 2010 zunächst fast verdoppelt haben (99 Prozent) und zum Jahr 2011 minimal gesunken sind (um zwei Prozent), um dann zum Jahr 2012 erneut um zwanzig Prozent zu steigen. Zum Jahr 2013 gab es eine weitere 57-prozentige Steigerung der Wälzungskosten im Marktgebiet NCG. Im heutigen Marktgebiet Gaspool hingegen gab es eine kontinuierliche Steigerung der Wälzungskosten, die jedoch von Jahr zu Jahr geringer ausfiel. Der Wälzungsbetrag stieg zunächst von 2009 auf 2010 um 143 Prozent. Um etwas weniger als die Hälfte verringerte sich die Steigerung der Wälzungskosten von 2010 auf 2011 (86 Prozent). Die Steigerung von 2011 auf 2012 betrug noch 45 Prozent und die Steigerung von 2012 auf 2013 schließlich nur noch 10 %. Im Jahr 2009 war die Höhe der absoluten Wälzungskosten in beiden Marktgebieten ungefähr noch gleich hoch, in den folgenden Jahren stiegen die Wälzungskosten im

Marktgebiet Gaspool jedoch stark an. Ein Grund hierfür ist, dass im Marktgebiet Gaspool aufgrund größerer Anlagen eine höhere Menge an Biogas eingespeist wird, die wiederum zu höheren Aufwendungen bei den Netzbetreibern führt.

Wälzungskosten nach Marktgebieten (2009 bis 2013)

in Mio. Euro

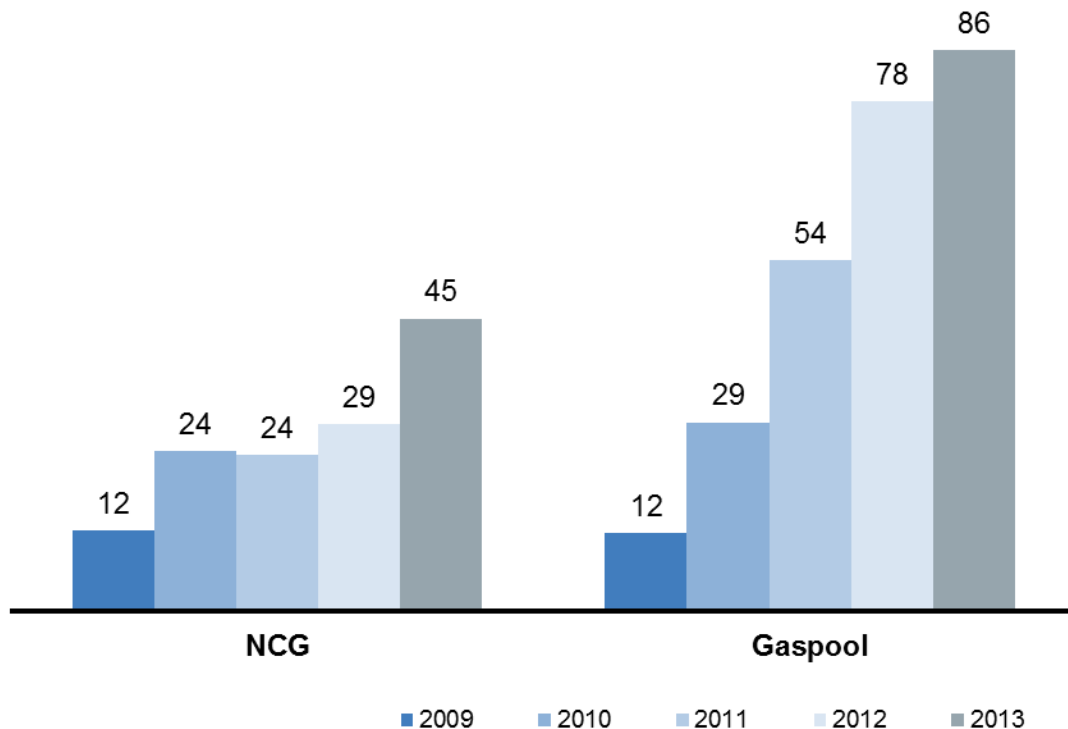


Abbildung 17: Wälzungskosten nach Marktgebieten 2009 bis 2013

Die Höhe der Wälzungskosten ist ausschlaggebend für den Betrag der Biogasumlage in den einzelnen Marktgebieten in Euro/kWh/h/a. Die Höhe der Biogasumlage ergibt sich, indem man die in einem Marktgebiet durch den Netzanschluss von Biogasanlagen entstandenen Wälzungskosten durch die Summe der voraussichtlichen gebuchten bzw. bestellten jährlichen Ausspeisekapazität der marktgebietsaufspannenden Netzbetreiber teilt. Ausspeisepunkte zu Speichern, anderen Marktgebieten und Grenzübergangspunkten erhalten keinen den Biogas-Wälzungsbetrag umfassenden Entgeltzuschlag und werden daher bei der Berechnung der Biogasumlage in Euro/kWh/a nicht berücksichtigt.

Bildet man das gewichtete Mittel über alle Kosten, so ergibt sich eine Biogasumlage von 0,46 Euro/kWh/h/a für das Jahr 2013. Im Jahr 2012 betrug diese noch 0,37 Euro/kWh/h/a. Werden die Marktgebiete separat hinsichtlich der Höhe der Biogasumlage betrachtet, so lässt sich für das Jahr 2013 für das Marktgebiet Gaspool eine fast dreimal höhere Biogasumlage (0,75 Euro/kWh/h/a) als für das Marktgebiet NCG (0,26 Euro/kWh/h/a) konstatieren. Die höheren Wälzungskosten des Marktgebietes Gaspool verteilen sich auf eine vergleichsweise geringe Ausspeisekapazität im Vergleich zum Marktgebiet NCG, was dazu führt, dass die Biogasumlage im Marktgebiet Gaspool höher ist als die des Marktgebietes NCG. Es sei an dieser Stelle angemerkt, dass sich der Gesetzgeber dieser Problematik angenommen hat und nunmehr, aufgrund der

Novelle des § 20b GasNEV mit Wirkung zum 01.01.2014, eine bundesweit einheitliche Biogasumlage erhoben wird.

Transportkunden von Biogas erhalten gemäß § 20a GasNEV vom Netzbetreiber, in dessen Netz sie unmittelbar einspeisen, ein pauschales Entgelt in Höhe von 0,7 Cent/kWh für vermiedene Netzkosten für zehn Jahre ab Inbetriebnahme des jeweiligen Netzanschlusses. Die dadurch beim Netzbetreiber entstehenden Kosten fließen mit in den Wälzungsbetrag des Netzbetreibers ein und werden dementsprechend auf alle Netzentgelte im Marktgebiet umgelegt. Für das Jahr 2009 wurde von den Netzbetreibern 4,8 Mio. Euro an Ist-Kosten für vermiedene Netzentgelte benannt. Davon ausgehend verdreifachte sich die Höhe der Ist-Kosten für vermiedene Netzkosten im Jahr 2010 auf 14,7 Mio. Euro und stieg weiter bis auf 20 Mio. Euro im Jahr 2011. Der Planwert für vermiedene Netzentgelte für das Jahr 2013 fällt noch einmal mehr als zweimal mal höher aus als die Ist-Kosten des Jahres 2011 und liegt bei 46,5 Mio. Euro. Dies entspricht einem Anteil am Biogaswälzungsbetrag 2013 in Höhe von 36 Prozent.

2. Anlagenspezifische Anschlusskosten des Netzbetreibers

Im letzten Jahr wurden im Rahmen der Erhebung der Daten für den Biogas-Monitoringbericht den Biogas-Einspeisenetzbetreibern erstmalig anlagenspezifische Fragen bezogen auf das Berichtsjahr 2012 gestellt. Auch in diesem Jahr wurde eine solche anlagenspezifische Auswertung im Hinblick auf das Berichtsjahr 2013 vorgenommen. Insgesamt wurden die Ergebnisse von 53 Biogas-Einspeisenetzbetreibern ausgewertet, die Angaben für insgesamt 144 Biogasanlagen machten. Es wurden nur solche Biogasanlagen berücksichtigt, die tatsächlich Biogas ins Netz einspeisen und sich nicht mehr im Bau befinden. Die anlagenspezifischen Fragen unterteilten sich in vier Blöcke. Zunächst wurde nach den Maßnahmen gefragt, die ergriffen wurden, um die Anforderungen der Gasabrechnung nach dem DVGW Arbeitsblatt G 685 einzuhalten. Zudem erfolgte eine Abfrage, ob eine kapazitätserhöhende Maßnahme ergriffen wurde. Anschließend war der Netzbetreiber aufgefordert, komponentenscharfe Angaben zu jeder Biogasanlage hinsichtlich Anschaffungs- und Herstellungskosten (AK/HK), Kapitalkosten, sowie Betriebs- und Wartungskosten zu machen. Erstmals in diesem Jahr erfolgte zudem eine Abfrage bezüglich netzkostenmindernder Positionen. Schließlich wurden die Netzbetreiber noch gefragt, ob sie einen Dienstleistungsvertrag nutzen und wenn ja, zu näheren Angaben zur Dienstleistungserbringung gebeten.

Die Auswertung der Antworten zur Einhaltung der Maßnahmen der Gasabrechnung nach dem DVGW Arbeitsblatt G 685 ergab, dass am häufigsten die Maßnahme der „LPG-Konditionierung“ ergriffen wird. Diese wird für 75 Prozent der 144 Anlagen angewandt. Mit größerem Abstand folgen die Maßnahmen „Brennwertnachverfolgung“ (26 Prozent), „Bildung von Brennwertbezirken“ (24 Prozent) und „Luft-Konditionierung“ (19 Prozent). Für lediglich zwei Anlagen wird jeweils die Maßnahme „Dienstleistungsvereinbarungen mit dem Anschlussnehmer über Brennwertanhebungen“ sowie „Stickstoff-Konditionierung“ angewandt. 44 Prozent der Einspeisenetzbetreiber ergriffen mehrere Maßnahmen parallel.

Erstmals erfolgte eine Zusatzabfrage bezüglich der LPG-Einsatzmengen, die in kg sowie in kWh anzugeben waren. Von 53 Netzbetreibern die angaben die Maßnahme der „LPG-Konditionierung“ ergriffen zu haben, machten 92 Prozent Angaben zu den Einsatzmengen in kg. Da von diesen 53 Netzbetreibern nur 20 Prozent die Einsatzmengen in kWh angegeben haben, wird zur weiteren Auswertung die Einsatzmenge in kg herangezogen. Im Mittel wurden 143 Tonnen LPG eingesetzt, wobei eine Spannweite von 2 Tonnen bis 618 Tonnen vorhanden ist. Zudem lassen sich für die Anlagen, für die sowohl Kostendaten, als auch LPG-Einsatzmengen in kg vorliegen durchschnittliche Kapital- und Betriebskosten von 0,94 €/kg errechnen. Diese

Kosten betreffen allesamt Netzanschluss und Einspeisung. Da nur in zwei Fällen angegeben wurde, dass LPG-Konditionierung auch im Zuge einer kapazitätserhöhenden Maßnahme zum Einsatz kam, sind die entsprechenden Kosten nicht mit eingeflossen.

Hinsichtlich der Darstellung der komponentenscharfen Angaben der Anschlusskosten einer Biogasanlage werden im Folgenden mengengewichtete Mittelwerte dargestellt. Eine Darstellung der absoluten Kosten als Teil der gesamten Wälzungskosten ist insofern nicht aussagekräftig, als dass maximal für 51 Prozent der Anlagen Angaben durch die Einspeisenetzbetreiber gemacht worden sind. In den meisten Fällen wurden jedoch weit weniger als für 51 Prozent der Anlagen Kosten angegeben. Auch ist auffällig, dass regelmäßig nicht für alle Positionen (AK/HK, Betriebs- und Wartungskosten, Kapitalkosten) Angaben gemacht wurden. Die meisten Angaben erfolgten zur Höhe der Anschaffungs- und Herstellungskosten.

Verglichen mit den durchschnittlichen Gesamtkosten der AK/HK, Betriebs- und Wartungskosten sowie Kapitalkosten von Netzanschluss und Einspeisung und kapazitätserhöhende Maßnahmen sind die Kosten von Netzanschlüssen und Einspeisung durchschnittlich höher. So machen die Netzanschluss- und Einspeisungskosten mit über 66 Prozent den größten Kostenblock der Biogasanlagen der Netzbetreiber aus (AK/HK 63 Prozent gemessen an den gesamten AK/HK, 93 Prozent gemessen an den gesamten Betriebskosten, 74 Prozent gemessen an den gesamten Wartungskosten und 66 Prozent gemessen an den gesamten Kapitalkosten). Bei den Kosten für kapazitätserhöhende Maßnahmen gemessen an den jeweiligen Gesamtkosten sieht die Verteilung etwas heterogener aus (AK/HK 37 Prozent gemessen an den gesamten AK/HK, 7 Prozent gemessen an den gesamten Betriebskosten, 26 Prozent gemessen an den gesamten Wartungskosten und 34 Prozent gemessen an den gesamten Kapitalkosten). Zu beachten ist, dass zu Kosten der kapazitätserhöhenden Maßnahmen maximal nur für 7 Prozent der Anlagen Angaben gemacht wurden. Für die mengengewichtete Auswertungen waren sogar im besten Fall fünf Prozent zu verwenden. Dies lässt den Schluss zu, dass kapazitätserhöhende Maßnahmen nicht flächendeckend zum Einsatz kommen, bzw. nicht immer Angaben diesbezüglich gemacht wurden.

Bei der vorherigen Erläuterung ist jedoch zu beachten, dass die AK/HK nicht als Kostenblock wie die Betriebs- und Wartungskosten und Kapitalkosten zu verstehen sind. Vielmehr ergeben sich aus den AK/HK die Kapitalkosten, also die Fremdkapitalzinsen, kalkulatorischen Abschreibungen und Steuern und die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung. Die Betriebs- und Wartungskosten und die Kapitalkosten fallen jährlich für die einzelnen Komponenten an. Die AK/HK hingegen sind als eine Ausgangsgröße zu betrachten, die nicht in die Wälzungskosten mit einfließt. Dies ist bei der folgenden Beschreibung zur Auswertung der Monitoring-Daten zu beachten.

Zusammensetzung der AK/HK 2013 in %

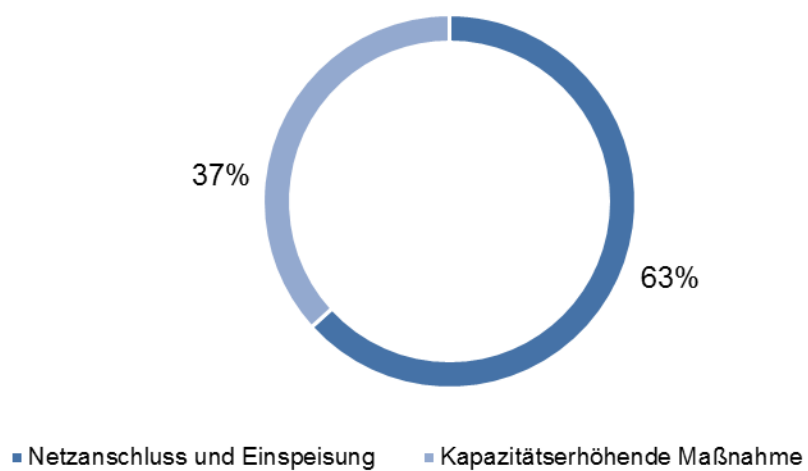


Abbildung 18: Zusammensetzung der AK/HK 2013

Zusammensetzung der Betriebskosten 2013 in %

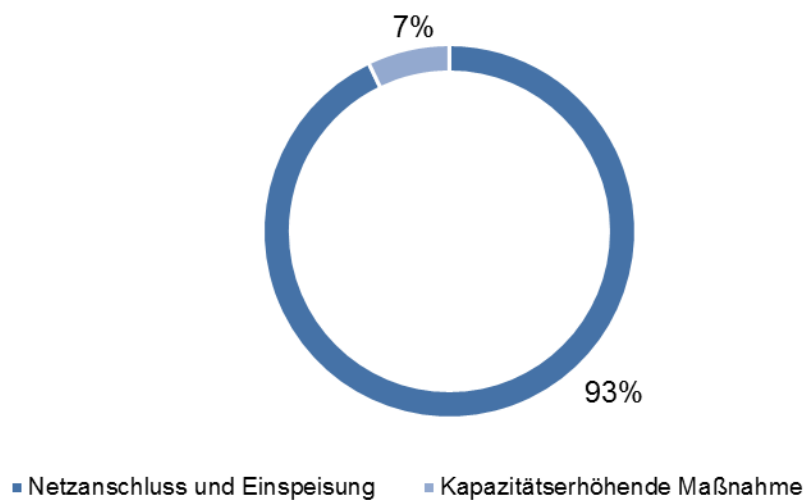


Abbildung 19: Zusammensetzung der Betriebskosten 2013

Zusammensetzung der Wartungskosten 2013 in %

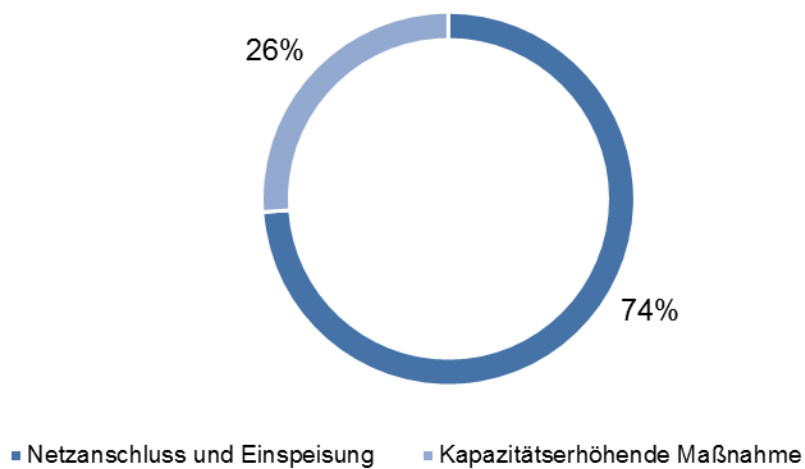


Abbildung 20: Zusammensetzung der Wartungskosten 2013

Zusammensetzung der Kapitalkosten 2013 in %

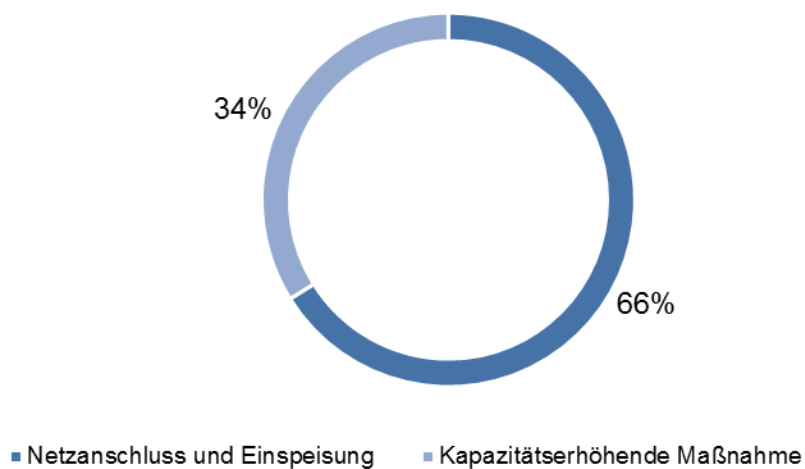


Abbildung 21: Zusammensetzung der Kapitalkosten 2013

Bei der Auswertung der Positionen AK/HK, Betriebskosten, Wartungskosten und Kapitalkosten werden die AK/HK im Folgenden getrennt von den Betriebs-, Wartungs- und den Kapitalkosten betrachtet, da sich, wie schon erwähnt, aus den AK/HK die Kapitalkosten, also die Fremdkapitalzinsen, kalkulatorischen Abschreibungen und Steuern und die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung ergeben. Die Betriebs- und Wartungskosten und die Kapitalkosten fallen hingegen jährlich für die einzelnen Komponenten an. Die AK/HK hingegen sind somit als eine Ausgangsgröße zu betrachten, die nicht in die Wälzungskosten mit einfließt.

Im Folgenden werden die durchschnittlichen Kosten für Netzanschluss und Einspeisung bzw. die kapazitätserhöhenden Maßnahmen dargestellt. Eine Gewichtung hinsichtlich der Größe der einzelnen Biogasanlagen, also der Menge, die eingespeist wird, wurde vorgenommen. Dabei wurde eine Mengengewichtung anhand der zu den jeweiligen Anlagen angegebenen Biogaseinspeisevolumina für 2013 durchgeführt. Bei der Mengengewichtung konnten allerdings nicht die komponentenscharfen Kostenangaben aller Einspeisenetzbetreiber berücksichtigt werden, da einige Netzbetreiber nur ein aggregiertes Einspeisevolumen für ihre Anlagen angegeben haben. In diesen Fällen erfolgte keine Berücksichtigung der angegebenen Kosten. Dies ist bei der Interpretation der Ergebnisse zu beachten. Für eine mengengewichtete Kostenbetrachtung ist es notwendig, dass zu jeder Kostenangabe einer Biogasanlage auch eine entsprechende Einspeisemenge angegeben wurde. Das bedeutet auch, dass nicht die oben erwähnten maximal 51 Prozent der Angaben zu den Biogasanlagen verwendet werden konnten sondern maximal lediglich 28 Prozent. Anstelle der Berücksichtigung der Angaben von maximal 53 Einspeisenetzbetreibern konnten für die Auswertung der komponentenscharfen Kosten nur die Angaben von 29 Einspeisenetzbetreibern berücksichtigt werden.

Im Vergleich zum letzten Jahr erfolgte die Abfrage für Netzanschluss und Einspeisung aggregiert. Außerdem erfolgte bezüglich der abgefragten Kostenpositionen eine Annäherung an die Anlagegruppen gemäß GasNEV Anlage 1, sowie eine Detailabfrage, jeweils für Netzanschluss und Einspeisung bzw. kapazitätserhöhende Maßnahmen, bei der gesondert einzelne Kostenpositionen abgefragt wurden (z.B. LPG-Konditionierung).

3. Netzanschluss und Einspeisung

Bezüglich der Komponente Netzanschluss und Einspeisung fallen die AK/HK für Erdgasverdichteranlagen (1 Mio. Euro) sowie Mess-, Regel- und Zähleranlagen (898 Tsd. Euro) besonders hoch aus. Dies sind jeweils 35 bzw. 31 Prozent der gesamten AK/HK von Netzanschluss und Einspeisung. Niedrig hingegen sind die AK/HK für Fernwirkanlagen, die mit 51 Tsd. Euro nur zwei Prozent am Anteil der gesamten Netzanschluss- und Einspeisungs-AK/HK ausmachen. Der Rest der AK/HK verteilt sich auf allgemeine Anlagen 493 Tsd. Euro (17 Prozent), Gasbehälter 149 Tsd. Euro (5 Prozent), sowie auf Rohrleitungen 281 Tsd. Euro (10 Prozent). Die AK/HK der LPG-Konditionierung betrugen mit 176 Tsd. Euro sechs Prozent der Summe der AK/HK von Netzanschluss und Einspeisung, die der Luft-Konditionierung zwei Prozent (59 Tsd. Euro) und die der Odorierung ein Prozent (28 Tsd. Euro).

Ein ähnliches Bild zeigt sich bei den angegebenen Betriebskosten. Auch hier dominieren die Kosten für Mess-, Regel- und Zähleranlagen (242 Tsd. Euro, 31 Prozent) und Erdgasverdichteranlagen (171 Tsd. Euro, 22 Prozent), jedoch fallen hier auch die Kosten der allgemeinen Anlagen (172 Tsd. Euro, 22 Prozent) ähnlich hoch aus wie die der Erdgasverdichteranlagen. Die Kosten der LPG-Konditionierung machten mit 130 Tsd. Euro 17 Prozent der Summe der Betriebskosten von Netzanschluss und Einspeisung aus.

Auch bei den Kapitalkosten sind es die Kosten für Erdgasverdichteranlagen (104 Tsd. Euro) und Mess-, Regel- und Zähleranlagen (85 Tsd. Euro), die am höchsten sind und 37 bzw. 30 Prozent der gesamten Kapitalkosten von Netzanschluss- und Einspeisung ausmachen. Am niedrigsten sind die Kosten für Gasbehälter (10 Tsd. Euro, 4 Prozent), und Fernwirkanlagen (5 Tsd. Euro, 2 Prozent). Die Kapitalkosten der LPG-Konditionierung (6 Prozent), der Luft-Konditionierung (2 Prozent), sowie der Odorierung (1 Prozent) machen keinen großen Anteil an den Kapitalkosten aus.

Hinsichtlich der Häufigkeit der gemachten Angaben lässt sich sagen, dass die meisten Eintragungen für Mess-, Regel und Zähleranlagen (91), gefolgt von allgemeinen Anlagen (83), Rohrleitungen (80), Erdgasverdichteranlagen (74), Odorierung (60), LPG-Konditionierung (54), Fernwirkanlagen (33), Gasbehälter (19) und zum Schluss Luft-Konditionierung (15) gemacht wurden.

Dies lässt vermuten, dass nicht von allen Einspeisebetreibern, Daten zu den einzelnen Komponenten vorliegen bzw. die Komponenten nicht unbedingt vorhanden sind.

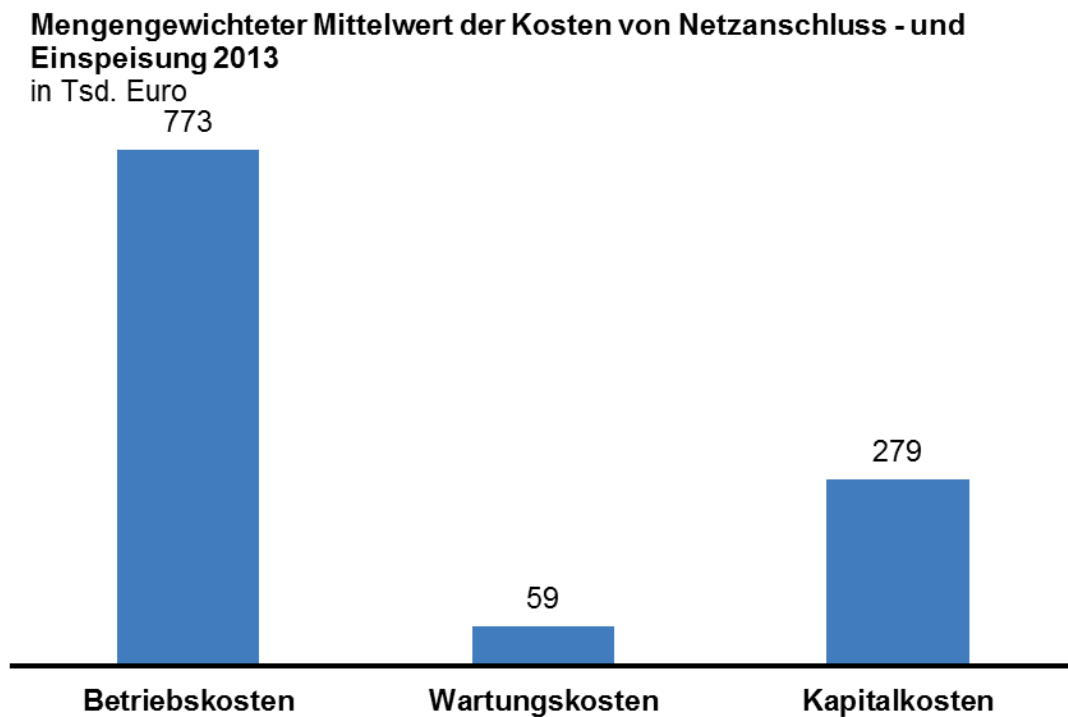


Abbildung 22: Mengengewichteter Mittelwert der Kosten von Netzanschluss - und Einspeisung 2013

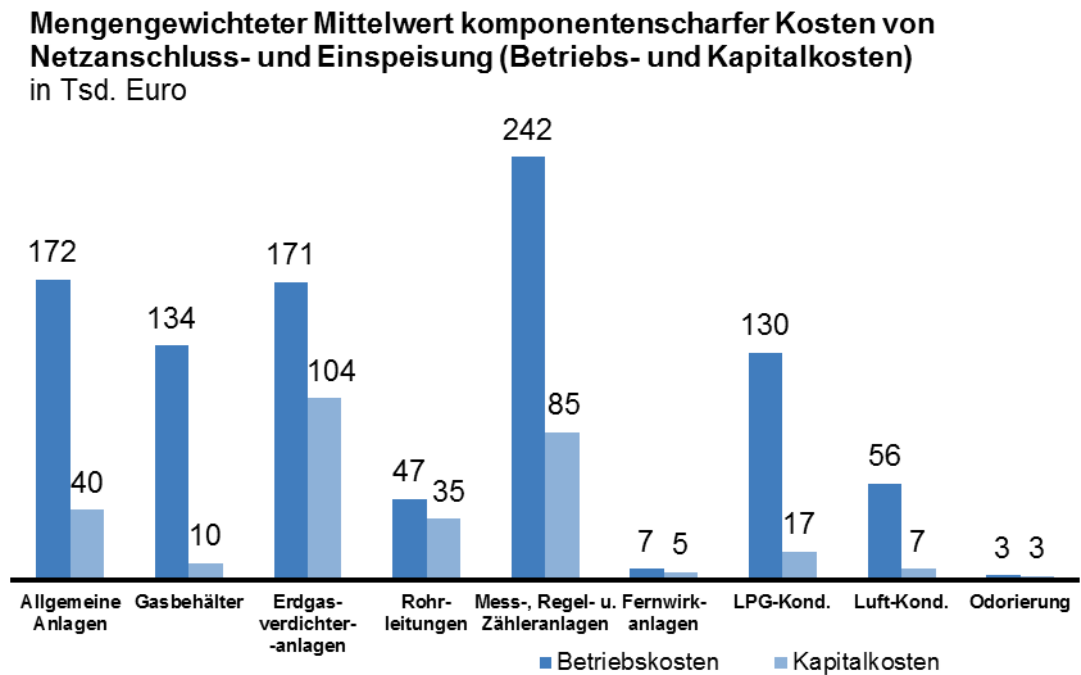


Abbildung 23: Mengengewichteter Mittelwert komponentenscharfer Kosten von Netzanschluss- und Einspeisung (Betriebs- und Kapitalkosten)

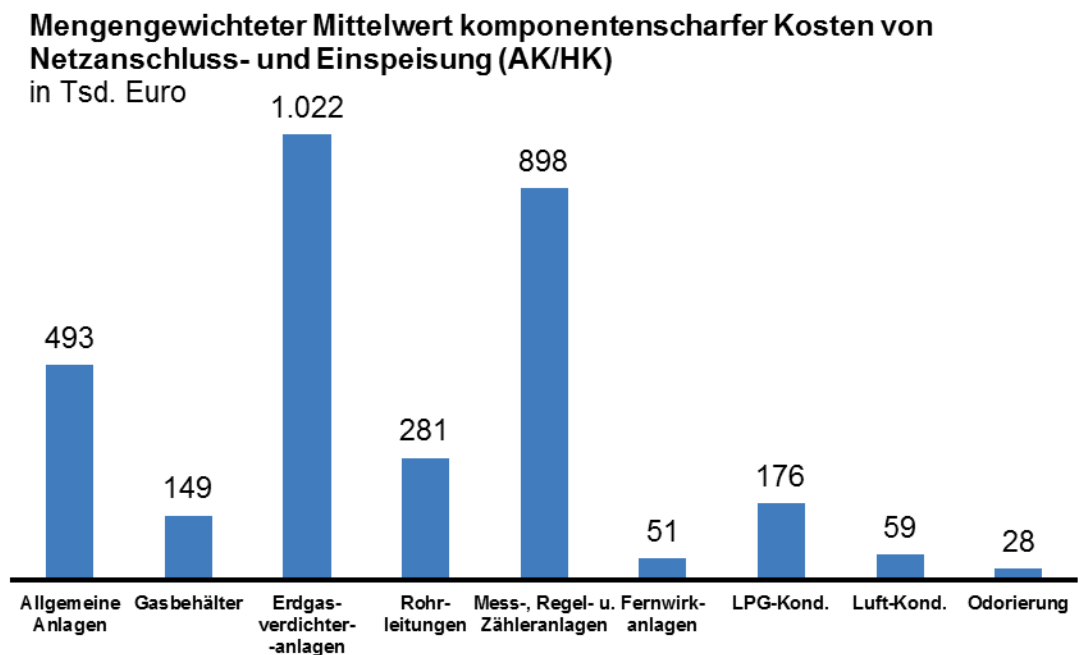


Abbildung 24: Mengengewichteter Mittelwert komponentenscharfer Kosten von Netzanschluss- und Einspeisung (AK/HK).

Hinsichtlich der Frage nach der Redundanz der Auslegung wird deutlich, dass bei einem Großteil der betrachteten Anlagen eine redundante Auslegung der Erdgasverdichteranlagen gegeben ist. Für die übrigen Komponenten scheint eine redundante Auslegung aber eher die Ausnahme als die Regel zu sein. Um auch bei den Angaben zur Redundanz der Auslegung einen direkten Bezug zu den Kosten herstellen zu können, wurden nur diejenigen Anlagen ausgewertet, für die sowohl Kosten als auch das Einspeisevolumen hinterlegt waren.

Redundanz der Auslegung von Netzanschluss- und Einspeisung

	Nein	Ja	Keine Angabe
Allgemeine Anlagen	25	0	6
Gasbehälter	7	0	2
Erdgasverdichteranlagen	5	22	0
Rohrleitungen	30	0	5
Mess-, Regel- und Zähleranlagen	21	8	4
Fernwirkanlagen	12	1	1
LPG-Konditionierung	13	1	6
Luft-Konditionierung	4	1	1
Odorierung	16	1	5

Tabelle 2: Redundanz der Auslegung von Netzanschluss- und Einspeisung

4. Kapazitätserhöhende Maßnahmen

56 Prozent gaben an keine kapazitätserhöhende Maßnahme zu verwenden, wobei acht Prozent bei keiner Position eine Angabe diesbezüglich machten. 16 Prozent verwendeten Rückspeisung als kapazitätserhöhende Maßnahme.

Nutzung von kapazitätserhöhenden Maßnahmen

	Nein	Ja	Keine Angabe
Rückspeisung	108 (75%)	23 (16%)	13 (9%)
Kombinierte Einspeisung	108 (75%)	15 (10%)	21 (15%)
Verbindung bestehender Netze	110 (76%)	15 (10%)	19 (13%)
Sonstiges	-	7 (5%)	-

Tabelle 3: Nutzung von kapazitätserhöhenden Maßnahmen

In Einklang mit der bisherigen Vorgehensweise, werden im Folgenden nur die Biogasanlagen betrachtet, für die sowohl Einspeisemengen als auch Kosten vorlagen. Es wurde also eine mengengewichtete Kostenbetrachtung vorgenommen. Ferner fällt auf, dass nur eine geringe Anzahl der Einspeisenetzbetreiber Angaben zu Kosten der kapazitätserhöhenden Maßnahmen gemacht hat. Dies lässt zum einen darauf schließen, dass kapazitätserhöhende Maßnahmen nicht flächendeckend zum Einsatz kommen, aber auch darauf, dass wahrscheinlich nicht alle Einspeisenetzbetreiber, die eine kapazitätserhöhende Maßnahme genutzt haben, Kosten angegeben haben.

Bezüglich der Komponente kapazitätserhöhende Maßnahmen fallen die AK/HK für Erdgasverdichteranlagen (837 Tsd. Euro) besonders hoch aus. Dies sind 50 Prozent der gesamten AK/HK der kapazitätserhöhenden Maßnahmen. Die restlichen AK/HK verteilen sich auf Rohrleitungen mit 234 Tsd. Euro (25 Prozent), Allgemeine Anlagen 188 Tsd. Euro (11 Prozent) und Mess-, Regel- und Zähleranlagen mit 234 Tsd. Euro (14 Prozent).

Auch im Hinblick auf die Kapitalkosten stellen die Kosten für Erdgasverdichteranlagen mit 79 Tsd. Euro, d.h. 55 Prozent, den größten Anteil, gefolgt von den Kapitalkosten für Rohrleitungen mit 35 Tsd. Euro (24 Prozent), für Mess-, Regel- und Zähleranlagen mit 17 Tsd. Euro (12 Prozent) und den Kapitalkosten für allgemeine Anlagen mit 13 Tsd. Euro (9 Prozent).

Bei den Betriebskosten machen die Kosten der Erdgasverdichteranlagen mit 48 Tsd. Euro sogar 81 Prozent der gesamten Betriebskosten für kapazitätserhöhende Maßnahmen aus, gefolgt von den Kosten für Mess-, Regel- und Zähleranlagen (6 Tsd. Euro, 10 Prozent), Rohrleitungen (4 Tsd. Euro, 6 Prozent) und Kosten der allgemeinen Anlagen (2 Tsd. Euro, 3 Prozent).

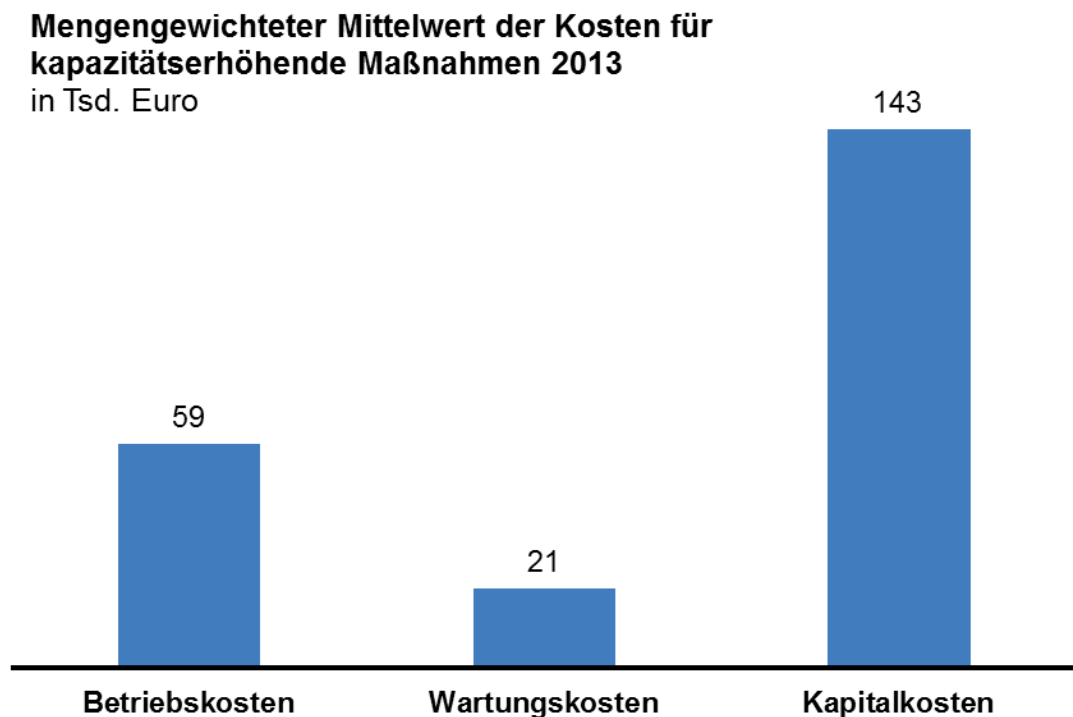


Abbildung 25: Mengengewichteter Mittelwert der Kosten für kapazitätserhöhende Maßnahmen 2013

**Mengengewichteter Mittelwert komponentenscharfer Kosten für
kapazitätserhöhende Maßnahmen 2013
(Betriebs- und Kapitalkosten)**

in Tsd. Euro

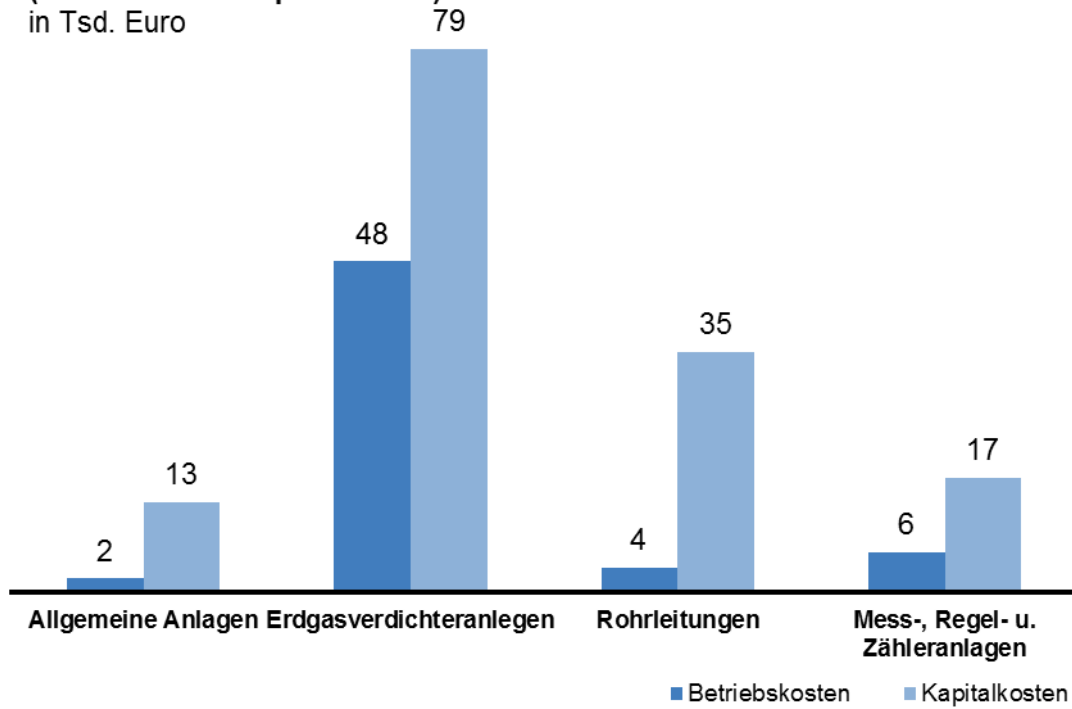


Abbildung 26: Mengengewichteter Mittelwert komponentenscharfer Kosten für kapazitätserhöhende Maßnahmen 2013 (Betriebs- und Kapitalkosten)

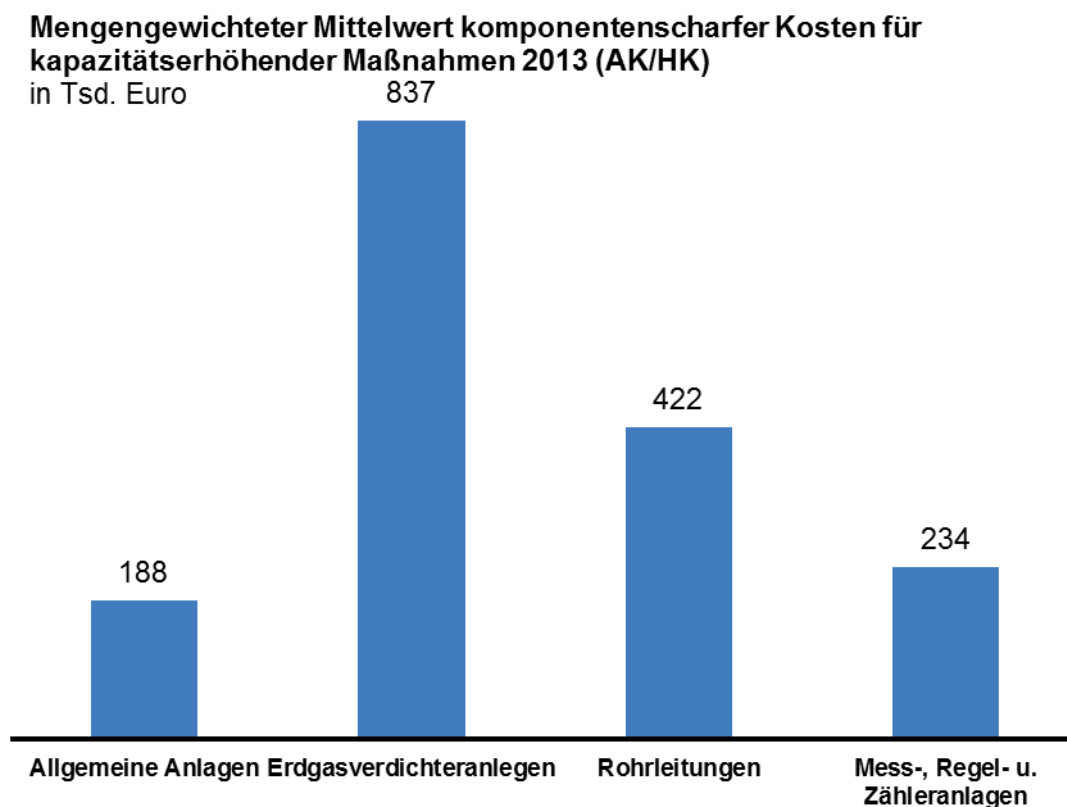


Abbildung 27: Mengengewichteter Mittelwert komponentenscharfer Kosten für kapazitätserhöhende Maßnahmen 2013 (AK/HK)

Die Frage nach einer redundanten Auslegung wurde lediglich einmal bezüglich Erdgasverdichteranlagen und einmal bezüglich Rohrleitungen bejaht.

Redundanz der Auslegung für kapazitätserhöhende Maßnahmen

	Nein	Ja	Keine Angabe
Allgemeine Anlagen	2	0	0
Erdgasverdichteranlagen	4	1	1
Rohrleitungen	6	1	0
Mess-, Regel- und Zähleranlagen	2	0	0

Tabelle 4: Redundanz der Auslegung für kapazitätserhöhende Maßnahmen

5. Netzkostenmindernde Positionen

Die Einspeisenetzbetreiber machten für 61 Prozent der Biogasanlagen Angaben bezüglich des Anschlussnehmernanteils an den Netzanschlusskosten. Dabei wurden in 85 Prozent Kosten von 400.000 Euro oder weniger angegeben, wobei auffällt, dass Kostenangaben von 4.500 Euro (16-mal) und 250.000 Euro (33-mal) gehäuft auftreten.

Bezüglich der Kosten der Anschlussprüfung wurden zu 56 Prozent der Anlagen Angaben gemacht. 82 Prozent gaben an, dass diese 4.000 Euro oder weniger betragen.

6. Dienstleistungsverträge

Zuletzt wurden die Einspeisenetzbetreiber im Rahmen der Monitoring-Erhebung 2013 gefragt, ob sie einen Dienstleistungsvertrag nutzen und wenn ja, ob die entsprechende Dienstleistung von einem konzernverbundenen Unternehmen, dem Anschlussnehmer oder einem Dritten durchgeführt wurde. Außerdem war in einem Freitextfeld die Dienstleistung jeweils zu beschreiben.

Die Auswertung ergab, dass für 21 Prozent der Biogasanlagen kein Dienstleistungsvertrag genutzt wird, hingegen wurde für 64 Prozent der Anlagen mindestens ein Dienstleistungsvertrag abgeschlossen. Diese 64 Prozent setzen sich zusammen aus 28 Prozent, die einen Dienstleistungsvertrag nutzen, 15 Prozent die zwei Dienstleistungsverträge nutzen und 10 Prozent, die drei oder mehr als drei Dienstleistungsverträge nutzen. Zu 15 Prozent der Anlagen gab es keine Angaben. Die Dienstleistungen wurden zu 76 Prozent von Dritten, zu 19 Prozent von konzernverbundenen Unternehmen und zu 5 Prozent vom Anschlussnehmer erbracht. Die Einspeisenetzbetreiber waren in einem Freitextfeld darum gebeten, die erbrachte Dienstleistung zu beschreiben. Die meisten Einspeisenetzbetreiber nutzen Wartung und/oder Betriebsführung als Dienstleistung, die jeweils die einzelnen Komponenten z. B. Verdichter, Kühlung, Odorierung oder Messgeräte betreffen. Auch angegeben wurden Dienstleistungsverträge zu Dienstleistungen wie Druckerhöhung, Gastrocknung, Odorierung. Die durchschnittlichen Kosten pro Dienstleistungsvertrag, errechnet als arithmetischer Mittelwert, belaufen sich auf 4.000. Euro, wobei die Spanne von 300 Euro bis über 2 Mio. Euro pro Dienstleistungsvertrag reicht. Hierbei wurden für 48 Prozent der Dienstleistungsverträge Kosten von 10 Tsd. Euro oder weniger pro Dienstleistungsvertrag angegeben und nur für neun Prozent Kosten von über 100 Tsd. Euro.

G Biogasbilanzierung

Im Rahmen dieses Monitoringberichts wurden auch die Verantwortlichen für die beiden Marktgebiete NCG und Gaspool befragt.

Bezüglich der Anzahl der Biogas-Bilanzkreisverantwortlichen ergibt sich folgendes Bild:

Anzahl Biogas-Bilanzkreisverantwortliche

Marktgebiet	2012	2013
NCG	46	53
Gaspool	66	72

Tabelle 5: Anzahl Biogas-Bilanzkreisverantwortliche

Bei der Anzahl der Biogas-Bilanzkreise zeigt sich folgende Entwicklung:

Anzahl Biogas-Bilanzkreise

Marktgebiet	2012	2013
NCG	126	149
Gaspool	116	131

Tabelle 6: Anzahl Biogas-Bilanzkreise

Weiterhin wurden die beiden Marktgebietsverantwortlichen nach der Anzahl der Biogas-Rechnungsbilanzkreise befragt:

Anzahl Biogas-Rechnungsbilanzkreise

Marktgebiet	2012	2013
NCG	69	82
Gaspool	82	83

Tabelle 7: Anzahl Biogas Rechnungsbilanzkreise

Von den Marktgebietsverantwortlichen wurden im Rahmen der Abfrage die physischen Einspeisemengen an Biogas erhoben. Das Ergebnis stellt sich wie folgt dar:

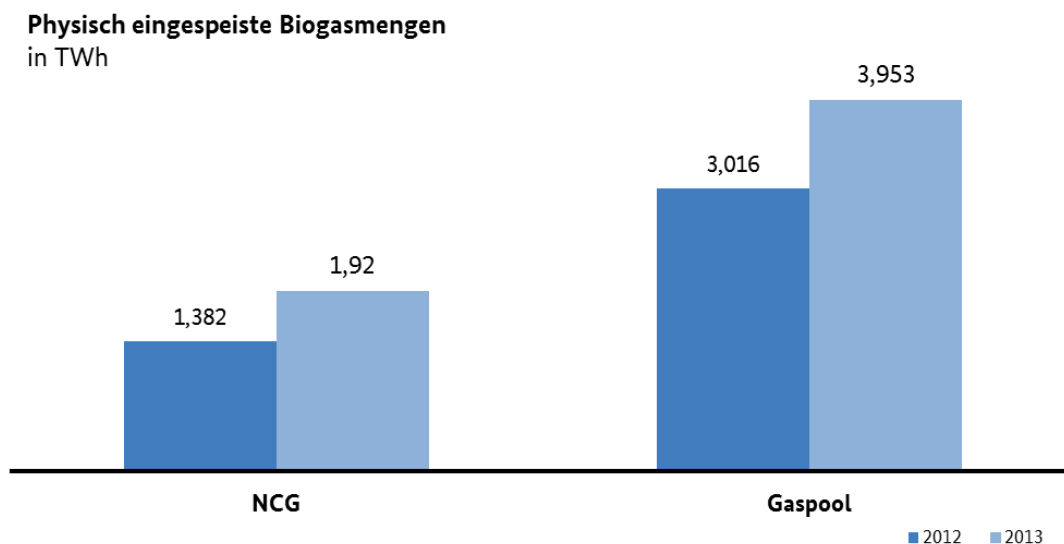


Abbildung 28: Physisch eingespeiste Biogasmengen 2012-2013

Die folgende Abbildung zeigt die Summierung sämtlicher Mengen der Biogasbilanzkreise, in welchen auf den Tag bezogen die Einspeisemenge größer als die Ausspeisemenge war:

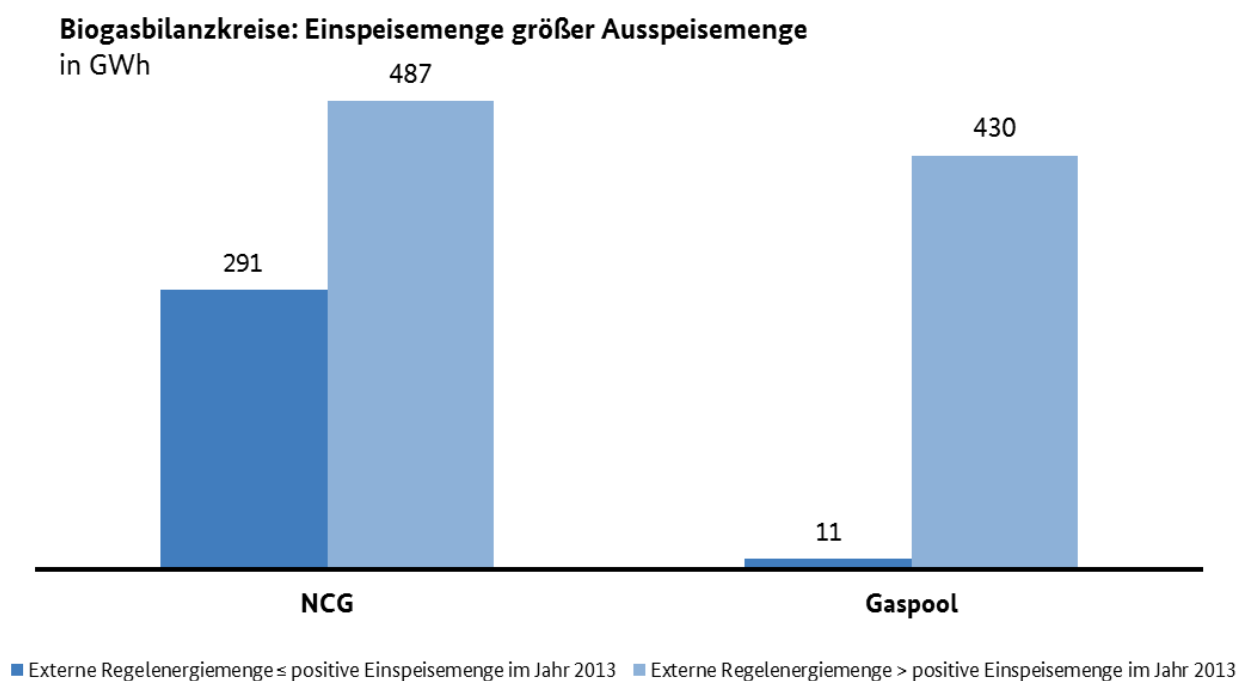


Abbildung 29: Biogasbilanzkreise - Einspeisemenge größer Ausspeisemenge

Die Erlöse aus den verkauften externen Regelenergiemengen werden in der folgenden Abbildung dargestellt:

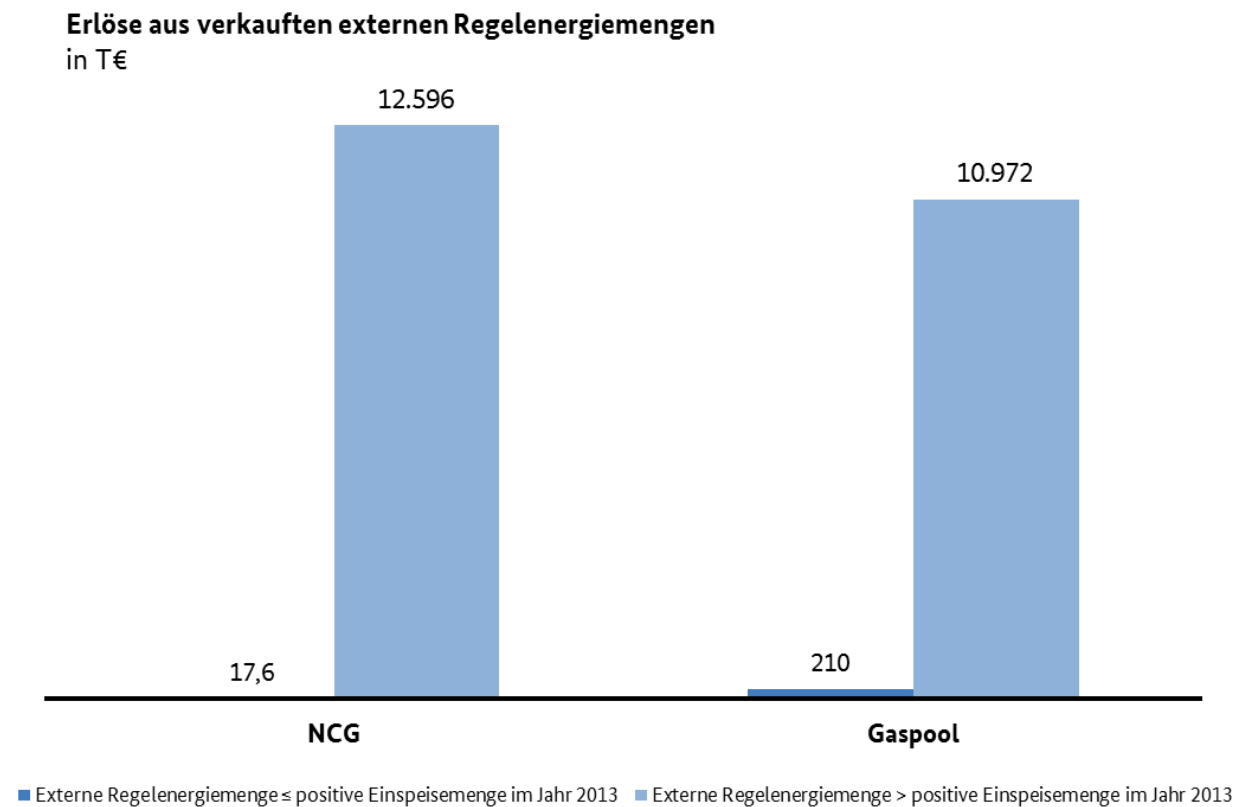


Abbildung 30: Erlöse aus verkauften externen Regelenergiemengen

Die Marktgebietsverantwortlichen wurden im Rahmen der Abfrage nach der Summe sämtlicher Mengen der Biogasbilanzkreise gefragt, in welchen auf den Tag bezogen die Einspeisemenge kleiner als die Ausspeisemenge war:

Biogasbilanzkreise: Einspeisemenge kleiner Ausspeisemenge
in GWh

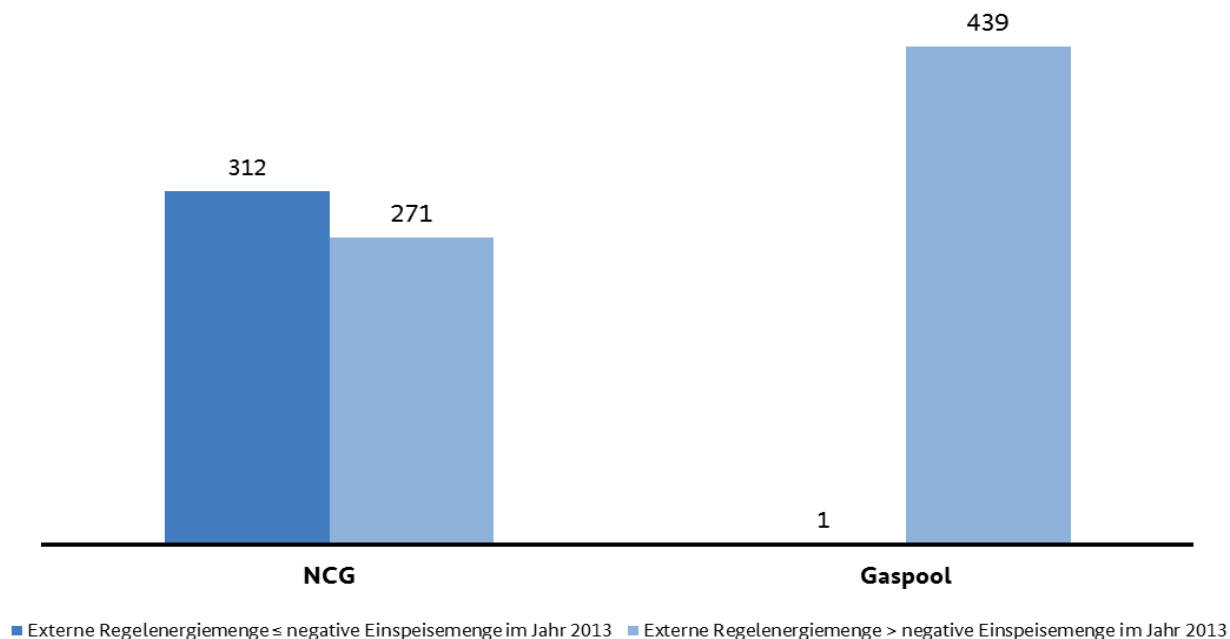


Abbildung 31: Biogasbilanzkreise: Einspeisemenge kleiner Ausspeisemenge

Die Kosten für gekaufte externe Regelenergie im Jahr 2013 werden in der folgenden Abbildung dargestellt:

Kosten für gekaufte externe Regelenergiemengen
in T€

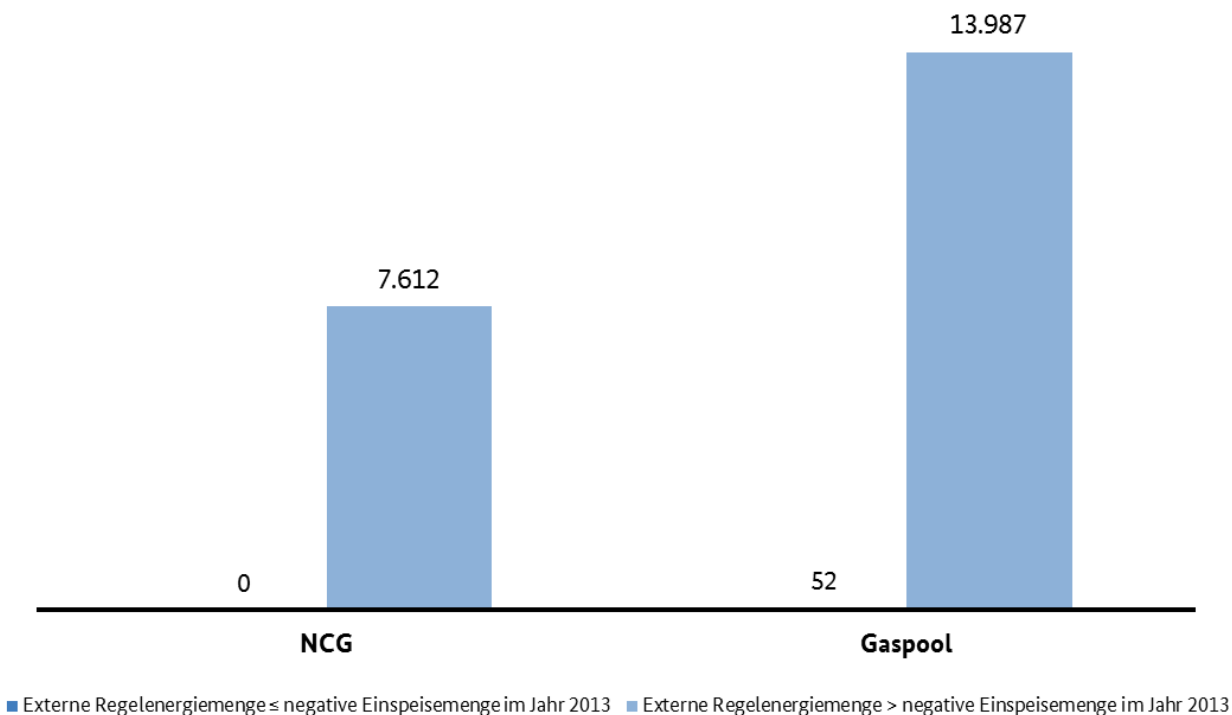


Abbildung 32: Kosten für gekaufte externe Regelenergiemengen

Das folgende Diagramm zeigt die Höhe der in den beiden Marktgebieten abgerechneten Flexibilitätsrahmen:

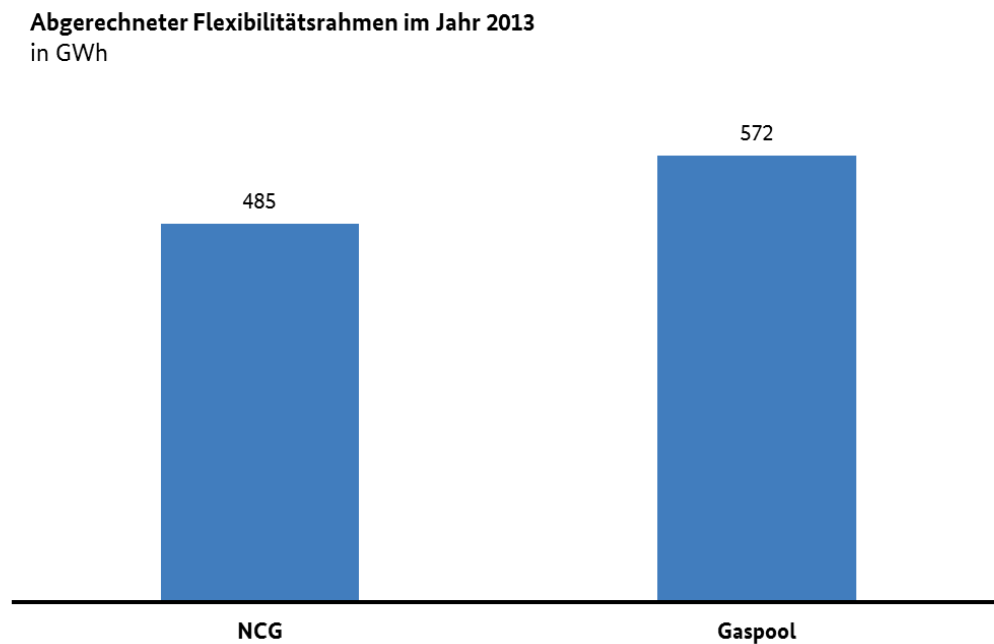


Abbildung 33: Abgerechneter Flexibilitätsrahmen 2013

Die Marktgebietsverantwortlichen wurden weiterhin nach der Summe sämtlicher Mengen der Biogasbilanzkreise außerhalb des Flexibilitätsrahmens gefragt, bei welchen auf den Tag bezogen die Biogas-Einspeisemenge größer bzw. kleiner als die Biogas-Ausspeisemenge war (positive bzw. negative Biogas-Einspeisemenge).

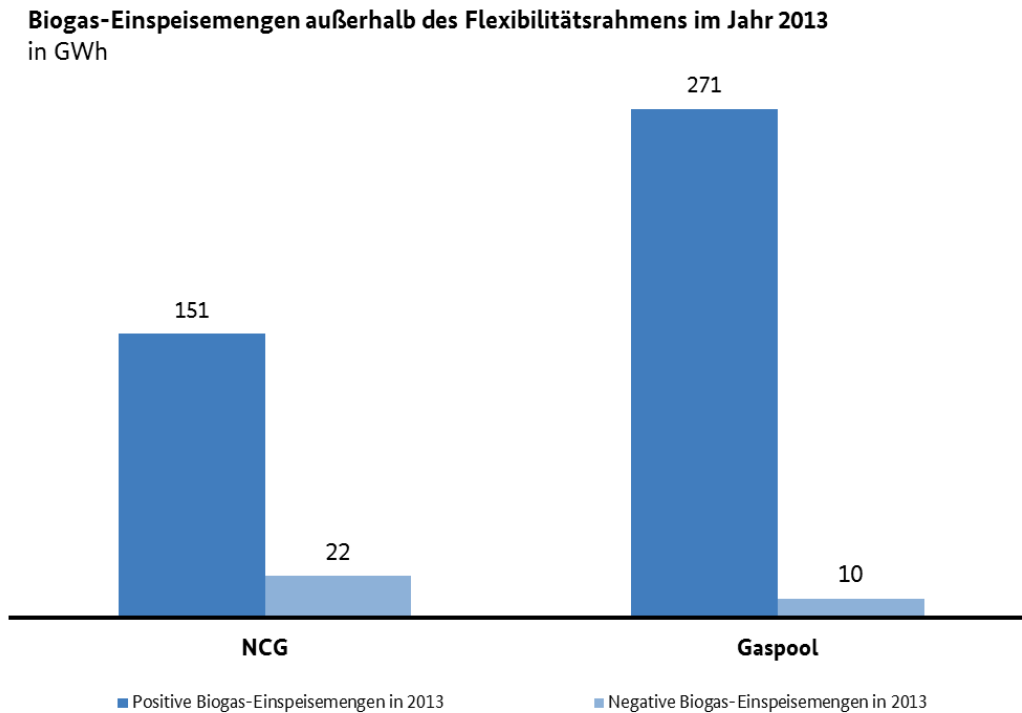


Abbildung 34: Biogas-Einspeisemengen außerhalb des Flexibilitätsrahmens 2013

Des Weiteren wurden die Marktgebietsverantwortlichen nach der Summe sämtlicher positiver Biogasmengen befragt, die am Ende des Bilanzierungszeitraums in den folgenden Bilanzierungszeitraum übertragen wurden. Hierbei ist zu beachten, dass die in der Abbildung dargestellten Mengen auf Basis der bei Redaktionsschluss noch unvollständigen Datengrundlage ermittelt wurden:

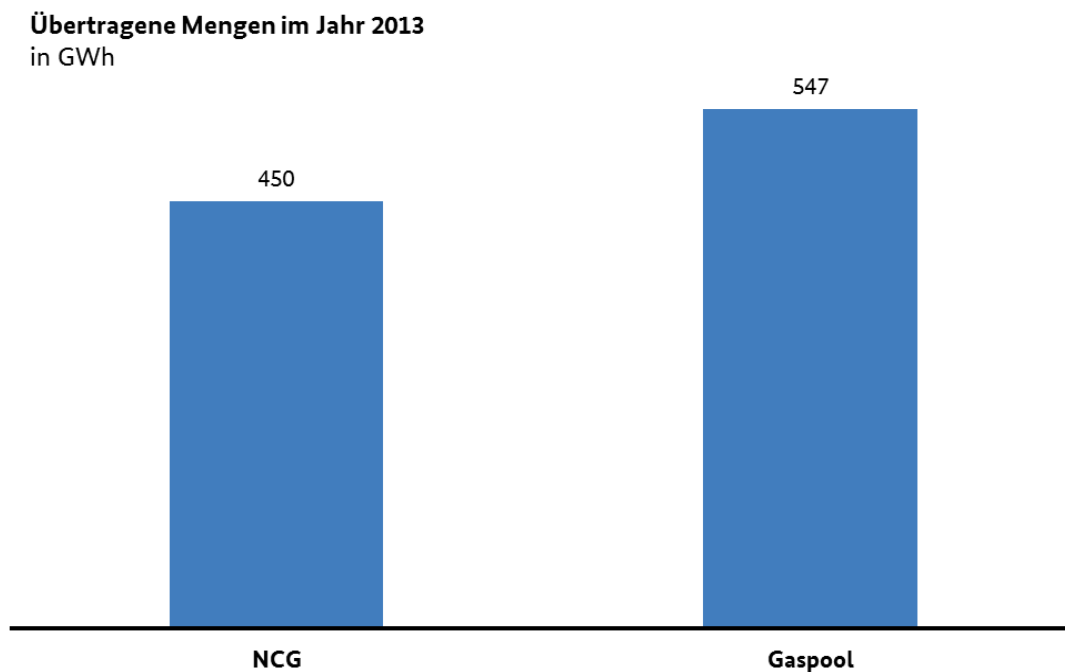


Abbildung 35: Übertragene Biogas-Mengen im Jahr 2013

Die folgende Abbildung zeigt die Summen sämtlicher positiver und negativer Biogasmengen, die am Ende eines Bilanzierungszeitraums abgerechnet wurden:

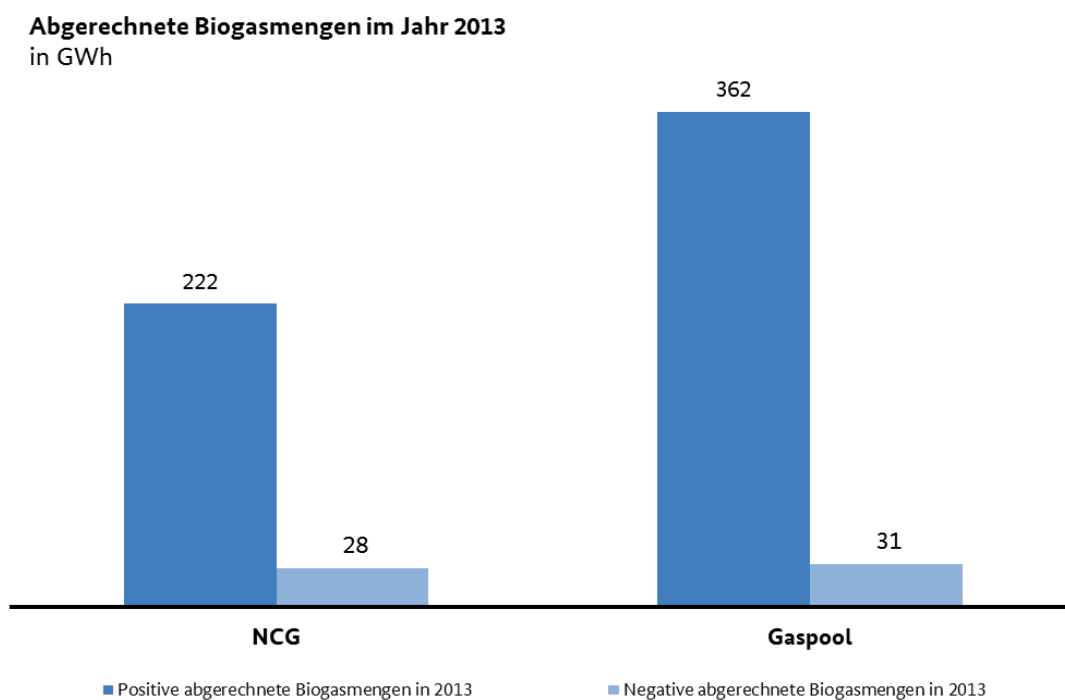


Abbildung 36: Abgerechnete Biogasmengen im Jahr 2013

Die Summen der Kosten und Erlöse die sich aus der Abrechnung der positiven und negativen Biogasmengen ergeben, stellen sich wie folgt dar:

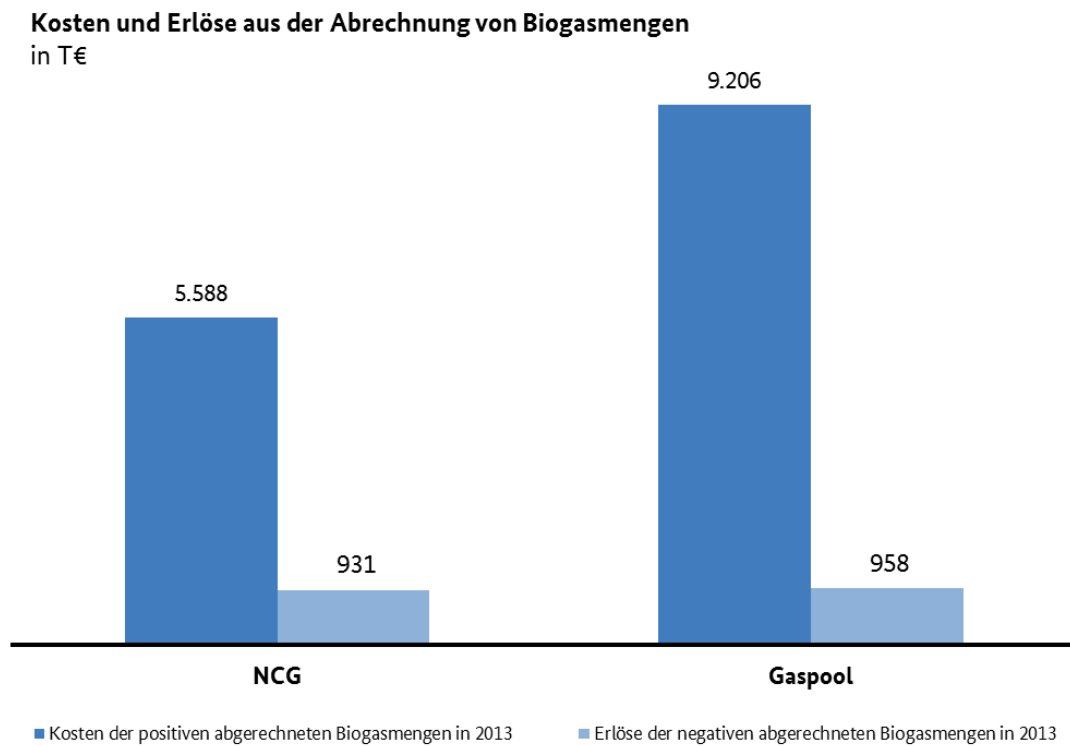


Abbildung 37: Kosten und Erlöse aus der Abrechnung von Biogasmengen

Aus Marktteilnehmersicht stellen sich die Kosten der Netznutzung, des Bilanzkreismanagements und des Handels in den beiden Marktgebieten wie folgt dar:

Kosten der Netznutzung, des Bilanzkreismanagements und des Handels in T €

	NCG (2012)	Gaspool (2012)	NCG (2013)	Gaspool (2013)
Regelenergieumlage	56	79	25	551
Konvertierungsentgelt	82	15	188	155
VHP-Entgelt	4	7	5	12
Flexibilitätsentgelt	333	319	485	572
Kosten des negativen Endsaldos	519	216	150	625
Kosten der positiven Ausgleichsenergie	116	430	781	333

Tabelle 8: Kosten der Netznutzung des Bilanzkreismanagements und des Handels

Die Erlöse aus der Netznutzung und des Bilanzkreismanagements aus Sicht der Marktteilnehmer ergeben sich aus der folgenden Tabelle:

Erlöse aus der Netznutzung und des Bilanzkreismanagements in T€

	NCG (2012)	Gaspool (2012)	NCG (2013)	Gaspool (2013)
Einnahmen des positiven Endsaldos	66	65	1.994	2.589
Erlöse der negativen Ausgleichsenergie	5.602	53	3.593	6.618

Tabelle 9: Erlöse aus der Netznutzung und des Bilanzkreismanagements

Impressum

Herausgeber

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
Tulpenfeld 4
53113 Bonn

Referat Zugang zu Gasverteilnetzen, technische Grundsatzfragen, Versorgungsqualität

Tulpenfeld 4
53113 Bonn
gerrit.volk@bnetza.de
www.bundesnetzagentur.de
Tel. +49 228 14-0
Fax +49 228 14-8872

Stand

Juli 14

Druck

Bundesnetzagentur

Text

Referat 607/611