LAZBW
LANDWIRTSCHAFTLICHES ZENTRUM BADEN-WÜRTTEMBERG
RINDERHALTUNG • GRÜNLANDWIRTSCHAFT • MILCHWIRTSCHAFT • WILD • FISCHEREI

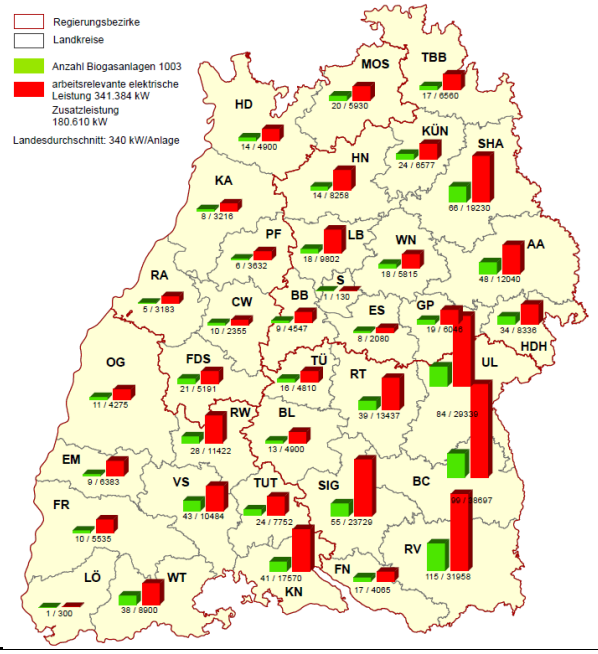
Baden-Württemberg

Zukunftsperspektiven für Biogas als Element einer nachhaltigen Energieerzeugung

Jörg Messner - 10.11.2022

Gliederung

- Einleitung
- EEG 2023
- Zukunftsoptionen Bestandsanlagen
- Nutzung Reststoffe
- Neuanlagen / Güllebiogasanlagen
- Fazit



Biogasanlagen in Baden-Württemberg

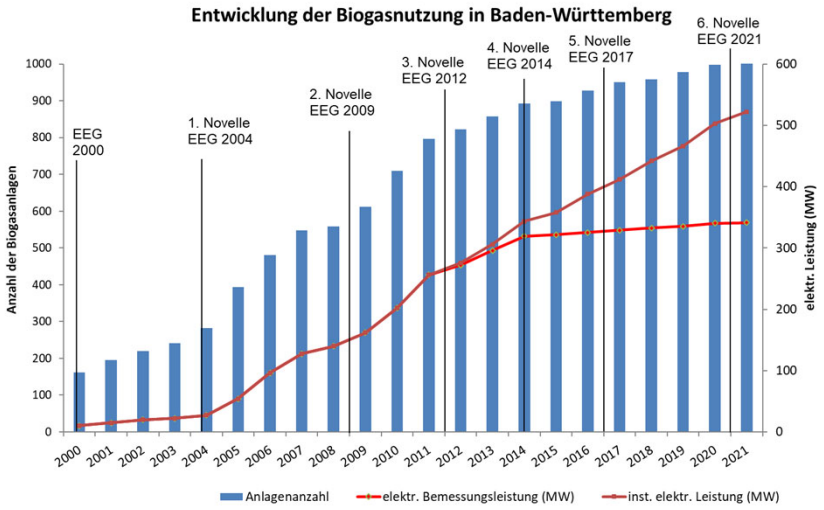
Stand 31.12.2021

Anzahl Biogasanlagen (1.003)

Arbeitsrelevante elektr. Leistung (341 MW)

Seit 2012 wurden 180 Gülle-BGAs < 75/100 KW errichtet

Anlagenzubau in Baden-Württemberg

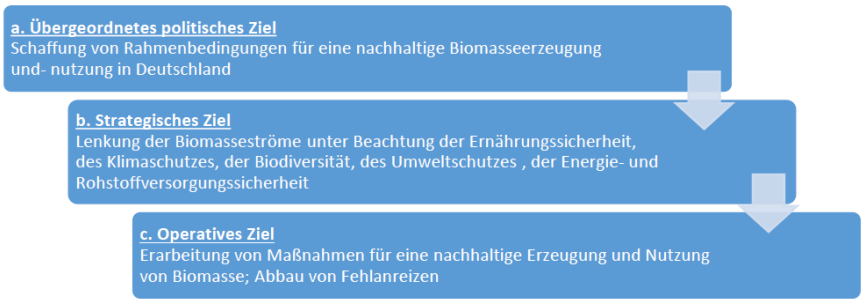


Weg frei für Biogas?

Auszüge aus dem KoaV der Bundesregierung

- Wir machen es zu unserer gemeinsamen Mission, den Ausbau der Erneuerbaren Energien drastisch zu beschleunigen und alle Hürden und Hemmnisse aus dem Weg zu räumen.
- Stärkung dezentraler Ausbau / Strom aus ausgeförderten Anlagen in der Region nutzen
- Die Bioenergie in Deutschland soll eine neue Zukunft haben. Dazu werden wir eine nachhaltige Biomasse-Strategie erarbeiten.
- neues Strommarktdesign. Neue Anreize für flexible Kraftwerke
- rasche und umfassende Reform der Finanzierungsarchitektur des Energiesystems
- Mit dem Kohleausstieg (2030?) die Förderung der EE auslaufen lassen
- CO_2-Preis als wichtiges Instrument

Nationale Biomassestrategie (erste Überlegungen)



einige Leitprinzipien im vorliegenden Eckpunktepapier

- Priorisierung der stofflichen Nutzung vor der energetischen Nutzung
- Mehrfachnutzung / Kreislaufführung
- energetische Nutzung von Anbaubiomasse erst am Ende einer Nutzungskaskade
- energetische Biomasseverwertung vor allem von Rest- und Abfallstoffen (Hinweis: aktuell > 80% der Energie in BGAs aus Nawaros)

EEG 2023 I

- Fokussierung auf hochflexible Biomethan-Spitzenlast-BHKWs (max. 10 % der Jahresstunden, Anhebung Gebotshöchstpreis und Ausschreibungsvolumen)
  negativ → kaum Einspeiseanlagen in BW, zudem sind die Biomethan-BHKWs i.d.R. außerhalb der Ldw.
- Einschränkungen bei der Biomasseausschreibung (Absenkung Volumen, nur ein Termin/Jahr ab 2026, Wegfall Kleinanlagenzuschlag ab 2025)
  negativ → weniger Anlagen haben eine Chance zum Zuge zu kommen
- Reduzierung Maisanteil (Ausschreibungen 24/25: 35%, ab 2026 30%)
- Eigenstromnutzung und Direktlieferung einfacher möglich, zudem Wegfall der EEG-Umlage seit dem 1.7.2022
  positiv → Potential zur Kosteneinsparung und Zusatzerlösen

EEG 2023 II

- Modifikationen bei Güllekleinanlagen
  - Grenze auf 150 KW BML und installierte Leistung hochgesetzt
  - kein Flexzuschlag ab 100 KW
  - gestaffelte Vergütung (bis 75 KW 22 ct/kWh, darüber 19 ct/kWh)
  - bis zu 10% Kleegras können auf Gülleanteil mit angerechnet werden

  negativ → kommt nur sehr großen Tierhaltungsbetrieben (> 500 GV) zugute, für unsere Strukturen ungünstig

  positiv → Anrechnung Kleegras insb. für Ökobetriebe

Die Änderungen gelten nur für Anlagen, die ab dem 01.01.2023 in Betrieb gehen

Energiesicherungsgesetz ⇔ Strompreisbremse

- Energiesicherungsgesetz
  - HBL für 2022-24 für alle Bestandsanlagen aufgehoben
  - Güllebonus flexibilisiert (vorübergehendes Aussetzen möglich)
  - BauGB: befristete Aussetzung der 2,3 Mio m³ Grenze
  - LAI-Hinweise: vorübergehende Erhöhung der Stromerzeugung ohne Änderungsgenehmigung möglich (mit entsprechenden Nachweisen)
- Strompreisbremse (Eckpunktepapier)
  - Abschöpfung 90% der Strommarkterlöse (oberhalb EEG + 3 ct/kWh)
  - Ab Sept 2022, Ende noch offen
  - Spotmarkt und Terminmarkt
  - gilt nicht für Biomethan, Erdgas, Steinkohle

EEG 2023 - Ausschreibungen für Biomasse

- Volumen: 600 MW/ Jahr, wird jährlich abgesenkt auf 300 MW ab 2026
- 2 Termine (01.03. und 01.10.), ab 2026 ein Termin (01.06.)
- 50% der ausgeschriebenen Leistung in der Südregion
- Gebotshöchstpreis für Bestandsanlagen: 18,03 ct/kWh (2023)
- Neuanlagen: 16,07 ct/kWh (2023)
- Zuschlag von 0,5 ct/kWh für Anlagen bis 500 KW inst. (=max. 245 KW Bemessungsleistung), entfällt ab 2025
- Maisdeckel (alle Maisprodukte inkl. Getreidekorn): 40 % (auf FM bezogen), wird ab 2024 auf 35% abgesenkt, ab 2026 auf 30%
- Endogene Mengensteuerung: Wenn Angebot > Nachfrage, dann werden max. 80% der nachgefragten Menge zugeschlagen (die teuersten 20% werden gestrichen).
- Die Bemessungsleistung darf maximal 45% der installierten Leistung betragen.
- **Wechselfrist für Bestandsanlagen von 3 auf 5 Jahre angehoben**
- **Kein Leistungszubau nach Ausschreibung möglich!**

Vergleich Vergütung (Bestandsanlage mit Wechsel in Ausschreibung)

IB 2005	200 KW	350 KW	500 KW	750 KW	1 MW
Vergütung EEG 2004/09 (GV, Nawaro-, Gülle-, Emibonus, 50% KWK (ct/kWh)	23,74	22,16	21,53	19,04	17,8
EEG 2023 Ausschreibung maximal (ct/kWh)**	18,53*	18,03	18,03	18,03	18,03
Differenz (ct/kWh)	- 5,21	- 4,13	- 3,50	- 0,99	+ 0,23
Differenz *** (€/ Jahr)	- 91.000 €	- 126.000 €	- 153.000 €	65.000 €	20.000 €

* inkl. Zuschlag von 0,5 ct/kWh bis 500 KW installierter Leistung
** max. Gebotshöchstwert 2023, ohne Flexzuschlag
*** tatsächliche Differenz ist größer, da der tatsächlich erzielte Zuschlagswert geringer liegt

zusätzlich deutliche Kostensteigerung (Substrate, Betriebsmittel, Inflation)
→ fehlende Vergütung über Zusatzerlöse durch Flexfahrweise und Wärmeverkauf zwingend erforderlich

Potential Eigenenergienutzung

- Wegfall der EEG-Umlage für Eigenstromnutzung und weiterer einschränkender Regelungen im EEG erhöht Attraktivität für Eigenstromnutzung (+ ggf. weitere Elektrifizierung im Betrieb).
- optimale Eigenstrombereitstellung?
  PV ist deutlich günstiger ⇔ Biogas kann kontinuierlich liefern
- Einkaufspreise Strom werden aber zukünftig mit Sicherheit deutlich über der EEG-Vergütung / Spotmarktpreisen liegen
  → Überschusseinspeisung ist sinnvoll

Anreiz Flexibilisierung

Flexzuschlag (Anlagen in der Ausschreibung)

- 65 €/KW installierter Leistung.
- in der 2. Vergütungsphase nur 50 €/KW für die bisher inst. Leistung
- Qualitätsanforderung: Besteht die Anlage aus mehreren Generatoren, muss mind. 1.000 h im Jahr 85% der installierten Leistung betrieben werden. → flexible(re) Fahrweise wird damit verpflichtend

Flexibilitätsprämie (Anlagen im EEG 2009/2012)

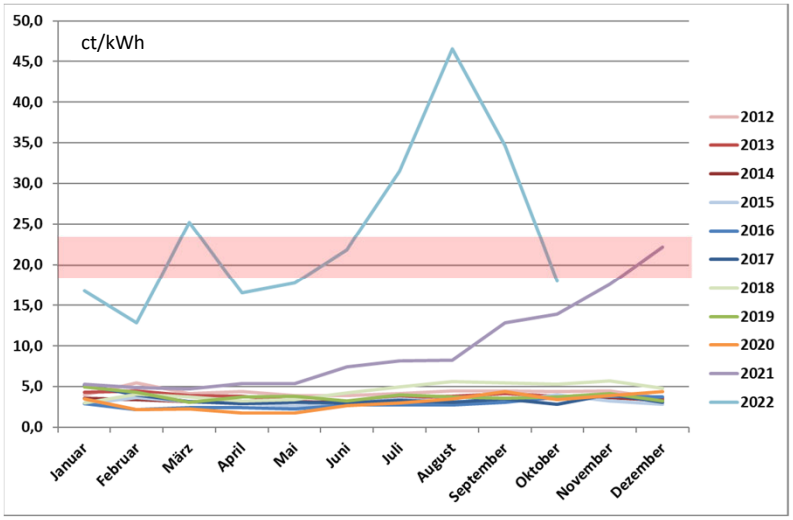
- 130 €/KW Zusatzleistung
- Einstieg ist nach wie vor möglich, aber bei Neueinstieg seit 2021 ebenfalls Qualitätsanforderung verpflichtend

→ Einstieg / Ausbau der Flexibilisierung macht (fast) immer Sinn, wenn Restlaufzeit im EEG > 2 Jahre und wenn auf jeden Fall an der Ausschreibung teilgenommen werden soll

Schlussfolgerungen EEG

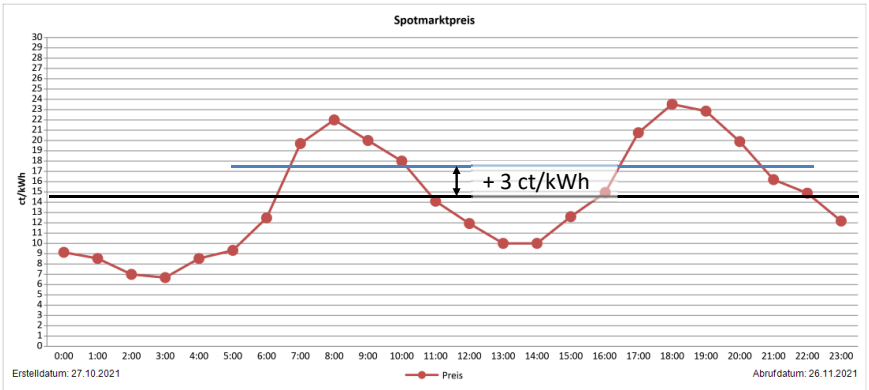
- EEG bietet „Sicherheitsnetz“ nach unten, das Niveau liegt jedoch deutlich unterhalb der bisherigen Vergütung
- reduziertes Ausschreibungsvolumen wird zu einer deutlich sinkenden Bemessungsleistung führen.
- hohe Inflation führt dazu, dass die Kosten deutlich steigen, während die Erlöse aus dem EEG fix sind
- Vergärung von teurer Anbaubiomasse wird zunehmend unter Druck geraten (wirtschaftlich und politisch)
- mittlere Börsenpreise werden vermutlich auf längere Sicht nicht höher liegen als die EEG-Vergütung
- Für einen wirtschaftlichen Anlagenbetrieb sind zukünftig nennenswerte Zusatzerlöse (insb. Strommarkt durch flexible Fahrweise und Wärmeverkauf) zwingend erforderlich

Monatsmarktwerte Spotmarkt Strombörse

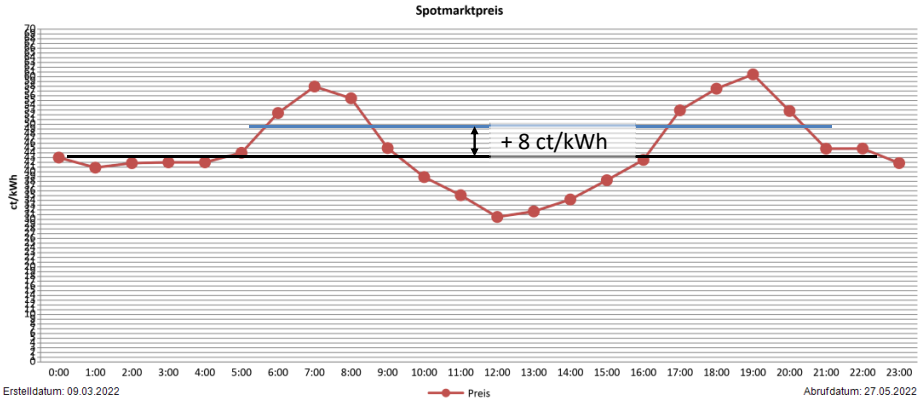


zusätzlich haben die Schwankungen innerhalb eines Tages seit 2021 deutlich zugenommen

27.10.2021

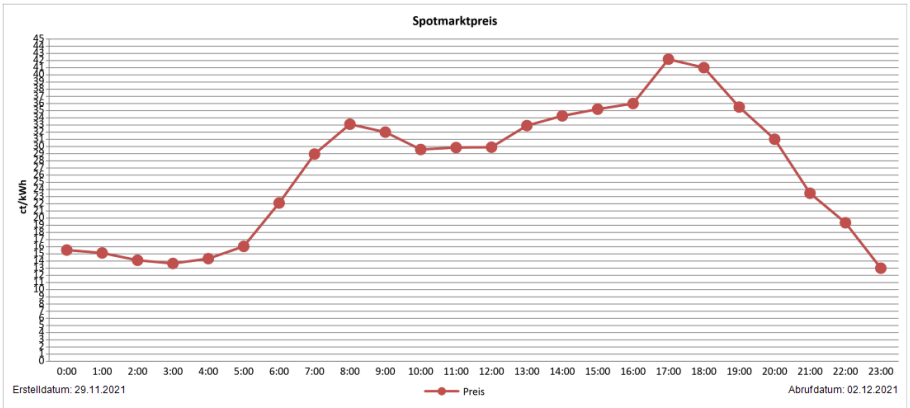


09.03.2022

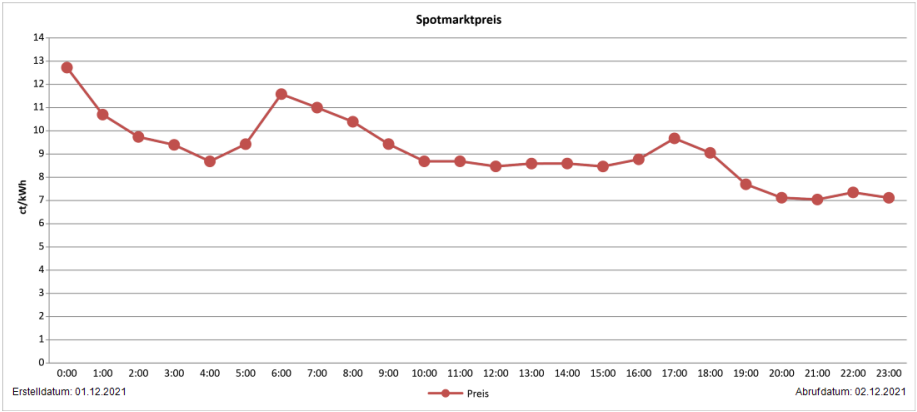


Werte Strombörse für den 29.11.2021

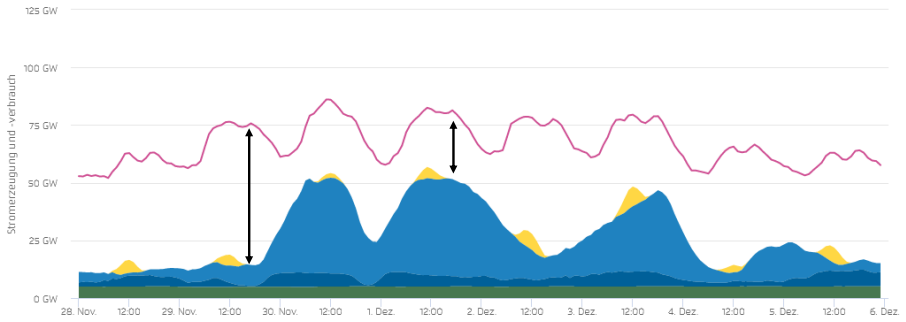
jeder Tag ist anders
am Wochenende zumeist sehr geringes, z.T. negatives Niveau
→ Fahrplan jeden Tag anders / WE runterfahren



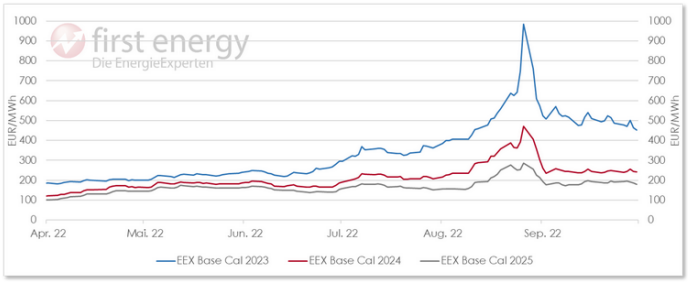
01.12.2021



Stromerzeugung und Stromverbrauch



Strompreisentwicklung 2022 - EEX Jahreskontrakte (power future)



Link zur EEX-Börse: https://www.eex.com/de/marktdaten/strom/futures/phelix-de-futures
Hier finden Sie die jeweils gültigen Tageshandelspreise.

Kontrakt (EEX)	Börsenkurs 30.09.2022	Preisveränderung* innerhalb von				Trend
Base	€/MWh	4 Wochen	6 Monate	12 Monate	24 Monate	
CAL 2023	453,440	-10,9 %	168,6 %	433,5 %	877,9 %	
CAL 2024	241,000	2,3 %	104,2 %	222,2 %	401,2 %	
CAL 2025	179,330	0,6 %	90,8 %	150,4 %	267,9 %	

* Prozentuale Veränderung im Vergleich zum Stichtag

mögliche Zukunftsoptionen

1. Ausschreibung und Flex nach oben
2. Ausschreibung und Flex nach unten
3. Umstieg auf Gaseinspeisung
   → denkbar bei Anlagen > 2 Mio m³ Biogas im Jahr oder bei Gaszusammenführung von mehreren kleineren Anlagen
   ca. 20% der Anlagen / 45% der Leistung in Anlagen > 2 Mio m³ Biogas/a
4. Folgeregelung für kleine BGA < 150 KW
5. (Teil-)Stilllegung der Anlage und (Teil-)Neubau als neue Güllekleinanlage
6. für Anlagen (< 100 KW) ggf. auch Teilhabe an der Regelung für ausgeförderte Anlagen (Vergütung nach mittlerem Börsenpreis)
7. Stilllegung der Anlage

ergänzend bei 1-3: vorab stoffliche Nutzung?

Wirtschaftlichkeit von Bestandsanlagen mit Ausschreibung

(Strompreis Ausschreibung: 17,8 ct/kWh, zzgl. Flexzuschlag von ca. 1,7 ct/kWh, 1,0 ct/kWh Flexfahrweise, **2,3-fache Überbauung**, 50% AfA Bau, 5.000m³ Gülle)

Bemessungsleistung	200 KW	500 KW
Gülleanteil	60 %	35%
Kosten (ohne Biomasse)	198.000 €	439.000 €
Kosten Biomasse (45 €/t)	164.000 €	439.000 €
Gesamtkosten	362.000 €	878.000 €
Kosten in ct / kWh	**20,7**	**20,0**
Erlöse in ct / kWh	21,0*	20,5
Gewinn / Verlust Stromverkauf	**5.000 €**	**22.000 €**
*Gewinn mit 50 € Flexzuschlag** ohne Festkosten BHKW*	*51.000 €*	*162.000 €*

* inkl. Zuschlag von 0,5 ct/kWh bis 500 KW installierter Leistung
** Anlage, die bisher schon „richtig“ flexibilisiert hat (Flexzuschlag reduziert auf 50 €/KW)

Möglicher Gewinnbeitrag aus dem Wärmeverkauf ist nicht berücksichtigt. Ebenfalls unberücksichtigt sind weitere Kostensteigerungen, z.B. durch zusätzliche Anforderungen aus dem EEG, der AwSV, 44. BImSchV, TA Luft, etc.

Wirtschaftlichkeit von Bestandsanlagen mit Ausschreibung

(Strompreis Ausschreibung: 17,8 ct/kWh, zzgl. Flexzuschlag von ca. 3,7 ct/kWh, 2,5 ct/kWh Flexfahrweise, **5-fache Überbauung**, 50% AfA Bau, 5.000m³ Gülle)

Bemessungsleistung	200 KW	500 KW
Gülleanteil	60 %	35%
Kosten (ohne Biomasse)	253.000 €	561.000 €
Kosten Biomasse (45 €/t) (5 €/t FM = 1 ct/kWh)	160.000 €	426.000 €
Gesamtkosten	413.000 €	987.000 €
Kosten in ct / kWh	**23,6**	**22,5**
Erlöse in ct / kWh	24,0	24,0
Gewinn Stromverkauf (AfA BHKW 10 Jahre) (bei 5 ct/kWh Zusatzerlös Börse)	**7.000 €** *(51.000 €)*	**65.000 €** *(175.000 €)*
*Gewinn mit 50 € Flexzuschlag** ohne FK BHKW (bei 5 ct/kWh Zusatzerlös Börse)*	*79.000 € (123.000 €)*	*205.000 € (315.000 €)*

** Anlage, die bisher schon „richtig“ flexibilisiert hat (Flexzuschlag reduziert auf 50 €/KW)
Möglicher Gewinnbeitrag aus dem Wärmeverkauf ist nicht berücksichtigt. Ebenfalls unberücksichtigt sind weitere Kostensteigerungen, z.B. durch zusätzliche Anforderungen aus EEG, AwSV, 44. BImSchV, TA Luft, etc.

Ausschreibung: Flex nach oben oder nach unten?

- Flexibilisierung nach oben rechnet sich zumeist besser als Flex nach unten
- Welche Gründe sprechen ggf. trotzdem für die Flex nach unten?
  - Auslaufender Betrieb / Invest in andere Betriebsbereiche
  - Überbauung nicht rechtzeitig angegangen
  - Genehmigungsschwellen (BImSch / StörfallVO) und ggf. teure Nachrüstinvestitionen, bzw. fehlende Genehmigungsfähigkeit
  - zusätzliche Betreiberpflichten (Anforderungen der 44. BImSchV, Nachhaltigkeitszertifizierung (ab 2 MW FWL), etc.)
  - Unpassender Standort / fehlende Wärmevermarktung
  - Sehr teure Substrate / sehr schlechte Substratversorgung
  - Vermeidung von Kosten, wie z.B. Gärrestlagerzubau
  - Wechsel (in Güllekleinanlagenklasse, bzw.) zu reiner Gülleanlage

Sinnvolle Maßnahmen zur Vorbereitung auf die Ausschreibung

- Wechsel in Direktvermarktung
- Anlage richtig überbauen (keine Alibi-Flexibilisierung), BHKW-Lebensdauer sollte für Anschlussförderung ausreichen, sehr großzügig Gasspeicher (>12h effektiv nutzbar), etc.
- Einstieg / Ausbau der Flexibilisierung macht (fast) immer Sinn, wenn Restlaufzeit im EEG > 2 Jahre und wenn auf jeden Fall an der Ausschreibung teilgenommen werden soll
- (Wärmenutzung) Wärmevermarktung optimieren
- Alternative Einsatzstoffe / -kulturen testen
- Genehmigung für Zielkonzeption beantragen
- Anlage in allen Bereichen auf den aktuellen Stand bringen (Ersatzinvestitionen und Generalüberholungsmaßnahmen frühzeitig durchführen, Nachrüstungen AwSV / 44. BImSchV / etc.)

Folgeregelung für Kleine BGA 150 KW

- Wechselmöglichkeit für Bestandsanlagen am Ende der 20-jährigen EEG-Laufzeit in die Güllekleinanlagenklasse
- Anlage darf nicht an der Ausschreibung teilnehmen
- inst. Leistung am 31. März 2021 max. 150 KW und keine Erhöhung danach
- EEG-Vergütung endet vor dem 01.01.2025
- geringe Vergütungssätze (15,5 ct /kWh bis 75 KW, darüber 7,5 ct/kWh)
- Vergütungsdauer: 10 Jahre
- mind. 80% Gülleanteil
- ansonsten gelten die Regelungen des bisherigen EEGs weiter (z.B. keine gasdichte Abdeckung zwingend, damit bei sehr großen Güllemengen interessant)
- Anlage gilt nicht als neu in Betrieb genommen

Ungenutztes Potential Gülle- / Mistvergärung

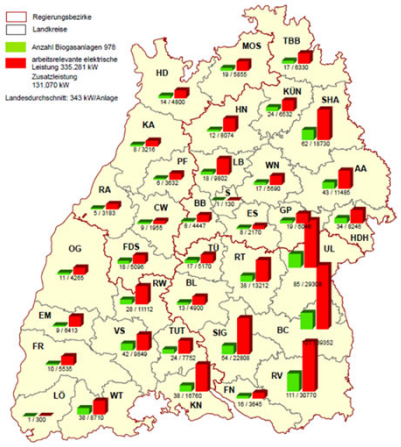
(theoretisch)

Baden-Württemberg

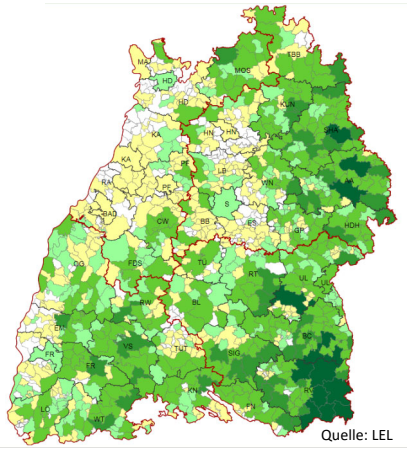
- In Baden-Württemberg werden etwa 25% des (theoretisch verfügbaren) Potentials genutzt
  Dies entspricht rund 35 MW, bzw. 10% der Anlagenleistung im Land
- Das ungenutzte Potential reicht aus für eine inst. el. Leistung von ca. 110.000 KW (= 30% der aktuellen Biogasleistung im Land)
- Davon sind aber realistisch nur rund 50 - 60% technisch nutzbar
- 75% des Potentials stammt aus der Rinderhaltung

Wo liegen die Wirtschaftsdüngerpotentiale?

Biogasanlagen / Landkreis



Rinder / Gemeinde



Quelle: LEL

→ Wirtschaftsdüngerpotentiale liegen in den gleichen Regionen wie die Schwerpunkte der Biogaserzeugung

Anmerkung bezüglich zusätzlicher Wirtschaftsdüngeraufnahme von Bestandsbiogasanlagen

- Vergärung von flüssiger Gülle ist ökonomisch i.d.R. nur für die im eigenen Betrieb anfallende Gülle darstellbar (Transportkosten / Wärmebedarf, Verweilzeit, etc.)
- Die Aufnahme von Festmist und von Festphase aus der Rindergülleseparierung ist häufig ökonomisch vorteilhaft
- Der Maisdeckel im EEG 2023 verbessert die Vorzüglichkeit von Festphase und Festmist, da alternative Anbaubiomassen zumeist teurer als Mais sind
- Entscheidend ist, dass die Gülle frisch separiert und die Festphase und auch der Festmist sehr zeitnah an die Anlage kommen und dort rasch vergoren werden, da ansonsten hohe Energieverluste auftreten. Deshalb ist eine ausgeklügelte Planung, Infrastruktur und Logistik erforderlich
- Probleme beim Festmist sind potentielle Störstoffe und der hohe Strohanteil
- Einsatz von tierischen Wirtschaftsdüngern aus Fremdbetrieben erfordert eine zusätzliche veterinärrechtliche Zulassung
- Förderprogramm der FNR zur Förderung von Investitionen in emissionsmindernde Maßnahmen bei der Vergärung von Wirtschaftsdüngern
  → soll Bestandsanlagen unterstützen bei der Vergärung zusätzlicher Wirtschaftsdüngermengen

Umstieg auf Reststoffe?

- Verfügbarkeit von gut zu vergärenden / unproblematischen Reststoffen?
- Vergärbarkeit und Kosten landw. Reststoffe? (Gülle, Stroh, etc.)
- Anforderungen BioabfallVO, z.B. Hygienisierung / Rückstandsproblematik
- Neu- / Änderungsgenehmigung erforderlich
  (Anforderungen BauGB / Immissionsschutz)
- Anforderungen AwSV
  (Ausnahmen nur bei Gärsubstrate landw. Herkunft möglich)

→ führen die vordergründig günstigen Reststoffe tatsächlich zu geringeren Produktionskosten?

→ landw. Reststoffe und pflanzliche Nebenprodukte sind i.d.R. darstellbar, sobald es sich um Abfallstoffe handelt, wird der Aufwand sehr hoch

wann kann eine Neuanlage noch Sinn machen?

1. neuer Satellit an Bestandsanlage (dieser hat dann wieder 20 Jahre Vergütung, aber max. 16,07 ct Gebotshöchstwert)
   nur bei sehr guter Wärmevermarktung und stark flexibler Fahrweise
2. Anlage auf Basis Abfall- und Reststoffe (i.d.R. außerhalb der Ldw.)
3. Neuanlage mit Gaseinspeisung (insbesondere bei hohem Anteil an Gülle/Mist und Gasnutzung im Kraftstoffsektor)
4. Güllekleinanlage

Neuanlage mit Gaseinspeisung

- Grundsätzlich bietet der Zugang zum Erdgasnetz die vielfältigsten Nutzungsoptionen.
- Zusammenschluss von mehreren Biogasanlagen mit gemeinsamer Einspeisung ist denkbar (bei hoher Anlagendichte)
- Biomethanpreis auf Nawaro-Basis eher unattraktiv
- Durch die Umsetzung der Erneuerbare-Energien-RL (RED II) ist Biomethan aus Wirtschaftsdünger sehr interessant. Es besteht ein hoher Bedarf im Kraftstoffsektor aufgrund der hohen Pönalen (600 €/t CO_2) bei Nichterfüllung der THG-Minderungsquoten
- In Nordwestdeutschland sind mehrere Großanlage in Planung / Bau / Betrieb mit bis zu 1 Mio t Gülle/Mist im Jahr
- Gaspreis für Biomethan aus Gülle/Mist bei 25 – 30 ct / kWh
  das entspricht umgerechnet Stromerlösen von bis zu 80 ct/kWh
  Voraussetzung ist aber gasdichte Gärrestlagerung

Sondervergütung für Gülleanlagen im EEG 2023

- Einspeisevergütung: 21,8 ct / kWh (bis 75 KW BML), 18,8 ct / kWh (über 75 KW)
- Degression von 0,5% / Jahr (zum 1.7)
- Installierte elektr. Leistung am Standort der Biogaserzeugung: **max. 150 KW**
- Bemessungsleistung: max. 150 KW
- Stromerzeugung am Standort der Biogaserzeugung
- **Mind. 80%** (massebezogen, im Jahresmittel) **Gülle:**
  - Gülle nach der Definition der VO (EG) 1069/2009 (Gülle + Festmist von Nutztieren einschließlich Equiden) mit Ausnahme von *Geflügelmist und Geflügeltrockenkot.*
  - *bis zu 10% mehrjähriges Kleegras sind auf den Gülleanteil anrechenbar*
- Nachweis: Kopie des **Betriebstagebuch** (kein Gutachten erforderlich).
- Mindestverweilzeit von 150 Tage im gasdichten System
  - Ausnahme: wenn nur Gülle + Festmist der Anlage zugeführt wird
    Vorsicht: ggf. wird im Baugenehmigungsverfahren die VDI 3475 herangezogen

Gülleanlage: Wirtschaftlichkeit im Betrieb mit Rinderhaltung

(IB 2023, Vergütung: 22 ct/kWh bis 75 KW, darüber 19 ct/kWh)

Rindergülle (frisch, 9% TS)	30 KW	50 KW	75 KW		100 KW	
	100% Gülle	100% Gülle	100% Gülle	85% Gülle + Biomasse	100% Gülle	85% Gülle + Biomasse
Investitionskosten (netto)	400.000 €	650.000 €	750.000 €	950.000 €	800.000 €	1.000.000 €
Stromproduktion	250.000 kWh	420.000 kWh	620.000 kWh		830.000 kWh	
Stromerlös	55.500 €	92.000 €	136.000 €	136.000 €	177.000 €	177.000 €
Wärmeerlös				3.000 €		3.000 €
Kosten ohne Biomasse	50.800 €	82.600 €	98.800 €	119.700 €	105.500 €	127.300 €
Gülle/Mist (1 €/m³)	4.500 €	7.000 €	9.000 €	4.500 €	12.000 €	5.500 €
Biomasse (45 €/t)				34.000 €		45.000 €
Gesamtkosten	55.300 €	89.600 €	107.800 €	158.200 €	117.500 €	177.800 €
Gewinn (ohne Arbeitskosten)	200 €	2.400 €	28.200 €	-19.200 €	59.500 €	2.200 €
Gewinnrate	0,4%	2,6%	20,7%	-13,8%	33,6%	1,2%
Arbeitszeit	6.000 €	6.000 €	6.000 €	9.000 €	6.000 €	9.000 €
Unternehmergewinn / -verlust	**-5.800 €**	**-3.600 €**	**22.200 €**	**-28.200 €**	**53.500 €**	**-6.800 €**
je kWh	-2,3 ct	-0,8 ct	3,5 ct	-3,7 ct	7,0 ct	0,4 ct
Verzinsung der Investition	-1,4%	0,4%	7,4%	-4,4%	14,9%	0,1%

Investitionskosten sehr stark schwankend je nach betrieblichen Voraussetzungen. Aufgrund der aktuellen Preissteigerungen, werden die Kosten beim Bau mit Generalunternehmer ggf. deutlich überschritten!
Substratkosten: 45 €/t FM

Gülleanlage: Wirtschaftlichkeit im Betrieb mit Rinderhaltung

(IB 2023, Vergütung: 22 ct/kWh bis 75 KW, darüber 19 ct/kWh)

Rindergülle (frisch, 9% TS)	150 KW	
	100% Gülle	85% Gülle + Biomasse
Investitionskosten (netto)	900.000 €	1.200.000 €
Stromproduktion	1.200.000 kWh	
Stromerlös	247.000 €	247.000 €
Wärmeerlös		5.000 €
Kosten ohne Biomasse	116.000 €	148.200 €
Gülle/Mist (1 €/m³)	18.000 €	8.500 €
Biomasse (45 €/t)		65.000 €
Gesamtkosten	134.000 €	221.700 €
Gewinn (ohne Arbeitskosten)	113.000 €	30.300 €
Gewinnrate	45,7%	12,0%
Arbeitszeit	9.000 €	12.000 €
Unternehmergewinn / -verlust	**104.000 €**	**18.300 €**
je kWh	7,0 ct	0,4 ct
Verzinsung der Investition	24,6%	4,6%

Investitionskosten sehr stark schwankend je nach betrieblichen Voraussetzungen. Aufgrund der aktuellen Preissteigerungen, werden die Kosten beim Bau mit Generalunternehmer ggf. deutlich überschritten!
Substratkosten: 45 €/t FM

Fazit

- EEG 2023 bringt keine nennenswerte Anreize für Biogas
- Anlagen mit Verstromung werden weiter / stärker flexibilisieren müssen, um die gestiegenen Betriebsmittelpreise abpuffern zu können
- Flexible Fahrweise und gute Wärmevermarktung ist in Zukunft unerlässlich, um NAWARO-Anlagen ökonomisch betreiben zu können
- Höhe der langfristig erzielbaren Mehrerlöse durch Flexfahrweise sind aktuell nicht seriös vorhersagbar
- Flexibilisierung nach unten ist der Einstieg in den Ausstieg
- Güllekleinanlagen werden zunehmend uninteressant, die Ansätze aus dem EEG 2023 sind nicht wirklich zielführend. Investition ist aktuell erst ab rund 400 GV darstellbar.
- Güllevergärung bei Gaseinspeisung ist aktuell hochinteressant