

Beitrag der Flexibilitätspotenziale des Bioenergiesektors zur Versorgungssicherheit und Resilienz des deutschen Stromsystems

Lehrstuhl für Energieverfahrenstechnik
Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg



Kurzstudie

Beitrag der Flexibilitätspotenziale des Bioenergiesektors zur Versorgungssicherheit und Resilienz des deutschen Stromsystems

Nora Elhaus

Maximilian Weitzer

Jürgen Karl

Lehrstuhl für Energieverfahrenstechnik

Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg



Energiewirtschaftliche Schriften
des Lehrstuhls für Energieverfahrenstechnik der
Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg (FAU)

Heft 7 – September 2026

Disclaimer

Die Kurzstudie „Beitrag der Flexibilitätpotenziale des Bioenergiesektors zur Versorgungssicherheit und Resilienz des deutschen Stromsystems“ wurde für einen öffentlichen Auftraggeber erstellt. Der Auftraggeber distanziert sich von wesentlichen Kernaussagen und Ergebnissen der Studie, deshalb erfolgt jede Veröffentlichung und Weitergabe nur im Namen der Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg und der Autoren.

Nürnberg, September 2026

© Copyright Lehrstuhl für Energieverfahrenstechnik
Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg
Fürther Straße 244f
D-90429 Nürnberg
www.evt.cbi.fau.de

Vorwort

Die Bedeutung flexiblierter Biogasanlagen für die Versorgungssicherheit und die Begrenzung zukünftiger Strompreise wurde bereits in den bisherigen Studien des Lehrstuhls für Energieverfahrenstechnik der Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg aufgezeigt. Mit dem Biomassepaket 2025 wurden erste Schritte unternommen, um die Bereitstellung zusätzlicher flexibler Leistung aus Biogas im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) zu fördern.

Mit dem fortschreitenden Ausbau von Wind- und Photovoltaikanlagen gewinnt die Bereitstellung gesicherter Leistung zunehmend an Bedeutung. Länger andauernde Dunkelflauten, steigende Anforderungen an die Netzstabilität sowie die anhaltenden geopolitischen Unsicherheiten verdeutlichen, dass Versorgungssicherheit und Resilienz künftig zu den zentralen Herausforderungen der Energiewende gehören. Die Frage, welche Technologien diese gesicherte Leistung künftig bereitstellen sollen, wirkt sich dabei sowohl auf die langfristigen geopolitischen Abhängigkeiten als auch auf die zukünftigen Strompreise und Versorgungssicherheit aus.

Das Strom-Versorgungssicherheits- und Kapazitätengesetzes (StromVKG) sieht den Aufbau umfangreicher Reservekapazitäten vor, legt seinen Schwerpunkt jedoch weiterhin auf erdgasbasierte Kraftwerke. Die Potenziale be-

reits vorhandener flexiblierter Bioenergieanlagen werden dagegen bislang nur eingeschränkt berücksichtigt. Dabei können Biogas- und Biomasseanlagen aufgrund ihrer Speicherkapazität, ihrer kurzfristigen Verfügbarkeit sowie ihrer Nutzung heimischer erneuerbarer Energieträger einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten.

Vor diesem Hintergrund untersucht die vorliegende Studie den möglichen Beitrag der Flexibilitätspotenziale des Bioenergiesektors zur Versorgungssicherheit und Resilienz des deutschen Stromsystems. Analysiert werden die regulatorischen Rahmenbedingungen des zukünftigen Kapazitätsmarktes, das technische und wirtschaftliche Potenzial flexiblierter Bioenergieanlagen sowie deren Auswirkungen auf Versorgungssicherheit und Strompreise. Auf dieser Grundlage werden Handlungsempfehlungen für eine technologieoffene Weiterentwicklung des regulatorischen Rahmens abgeleitet.

Die Studie soll damit einen Beitrag zur aktuellen Diskussion über die zukünftige Ausgestaltung des deutschen Stromsystems leisten und aufzeigen, wie bestehende Flexibilitätspotenziale des Bioenergiesektors effizient genutzt werden können, um Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Klimaschutz gleichermaßen zu stärken.

Nürnberg, im Juli 2026



Nora Elhaus, M. Sc.



Dr.-Ing. Maximilian Weitzer



Prof. Dr.-Ing. Jürgen Karl

Kurzfassung

Die Etablierung eines Kapazitätsmarkts ist ein wichtiger und richtiger Schritt, um die Versorgungssicherheit in Deutschland auch künftig zu gewährleisten.

Mit dem fortschreitenden Ausbau von Wind- und Photovoltaikanlagen sowie dem Kohleausstieg steigt der Bedarf an gesicherter Leistung für Phasen geringer erneuerbarer Stromerzeugung. Zusätzlich zu den bestehenden, im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) reglementierten „außermarktlichen Reserven“ müssen deshalb in erheblichem Umfang zusätzliche Kraftwerksreserven im Energiemarkt entstehen, um Loss of Load Expectation (LOLE)-Ereignisse zu vermeiden und um gerade in Knappheitssituationen das Angebot am Strommarkt zu erhöhen und strompreismindernd zu wirken.

Folgerichtig muss der gesetzliche Rahmen geschaffen werden, um wirtschaftliche Anreize für Investitionen in Reservekapazitäten zu schaffen, die in Knappheitssituationen kurzfristig verfügbar sind.

Das aktuelle Ausschreibungsvolumen des StromVKG ist viel zu gering und Bioenergie ist notwendig, um Defizite auch sehr zeitnah zu besichern

Die im StromVKG vorgesehenen Ausschreibungsmengen reichen nach den Analysen dieser Studie nicht aus, um den künftig erwarteten Bedarf an gesicherter Leistung zu decken. Insgesamt müssen laut BNetzA bis 2035 89 GW_{el} an „steuerbaren Leistungen“ bereitstehen. Der derzeit von der Bundesnetzagentur (BNetzA) vorgesehenen Zubau von 22,4 bis 35,5 GW_{el} und die im StromVKG vorgesehenen Ausschreibungsmengen reichen bei weitem nicht aus, um LOLE-Ereignisse in den

kommenden Jahren zu vermeiden. Bioenergie kann die geforderte Reserve der BNetzA verdoppeln und das ist auch notwendig. Flexibilisierte Biogasanlagen stellen eine bereits heute verfügbare Infrastruktur dar und können deshalb wesentlich schneller zusätzliche Reservekapazitäten bereitstellen als neu zu errichtende Gaskraftwerke.

Durch eine Ausweitung der Ausschreibungsvolumina im EEG sowie eine stärkere Einbindung in den Kapazitätsmarkt könnten erhebliche zusätzliche Leistungen innerhalb weniger Jahre aktiviert werden.

Die wichtigsten Kritikpunkte am StromVKG sind die fehlende Privilegierung Erneuerbarer Energien und eine wesentlich zu hohe Höchstgebotsgrenze für Gaskraftwerke

Das Gesetz behandelt erneuerbare Reservekapazitäten und fossile Technologien gleich und ignoriert deren Vorteile für Klimaschutz, Versorgungssicherheit und geopolitische Unabhängigkeit. Zwar erlaubt das StromVKG prinzipiell Gebote flexibilisierter Biogasanlagen, sieht allerdings ein Langzeitkriterium vor, wonach Technologien nach 10 Betriebsstunden innerhalb von 3 Stunden wieder verfügbar sein müssen. Dieses Kriterium schließt in den ersten beiden Ausschreibungsrunden Batteriespeicher aus, die mit ausreichend großen Speicherkapazitäten auch die Besicherung von Dunkelflauten mit Strom aus Wind und Photovoltaik ermöglichen würden. Gleichzeitig liegt die zulässige Höchstgebotsgrenze von 244 €/rkW_{el} für fossile Gaskraftwerke weit über den notwendigen und den tatsächlich erzielten Zuschlagswerten vergleichbarer Kapazitätsmärkte in anderen europäischen Ländern.

Dadurch entstehen hohe Kosten, die letztlich von den Stromverbrauchern getragen werden müssen.

Jeder Motor zählt - Um notwendige Kapazitäten rechtzeitig zu aktivieren, sollten alle Optionen zur Bereitstellung von Reserveleistung berücksichtigt werden

Aufgrund drohender, prekärer Versorgungssituationen sollten neben großen Kraftwerken alle leicht aktivierbaren Potenziale zur Bereitstellung einer Kapazitätsreserve aktiviert werden. Dazu zählen auch kleinere Biogasanlagen, bestehende Notstromaggregate sowie mobile Verbrennungsmotoren in landwirtschaftlichen Maschinen oder anderen Anwendungen. Besonders groß ist das bestehende Potenzial von Kleinanlagenpools bestehend aus landwirtschaftlichen Zugmaschinen, die mit einfachen Zapfwellengeneratoren besonders kostengünstig und kurzfristig eine hochflexible Reserve mit mehr als 50 GW_{el} steuerbarer Leistung bereitstellen könnten. Der Ausschluss von „Kleinanlagenpools“ in den ersten Runden des StromVKG schließt die Nutzung dieser Optionen aus und sollte deshalb gestrichen werden.

Ein möglichst hoher Anteil der Biogasanlagen sollte eine achtfache Überbauung erreichen, um künftige Knappheitssituationen um bis zu 90 % zu reduzieren und den zu erwartenden Strompreisanstieg um bis zu 40% bzw. 4 ct/kWh_{el} zu mindern

Eine hohe Überbauung flexibilisierter Biogasanlagen ermöglicht es, deutlich mehr elektrische Leistung in Zeiten hoher Nachfrage oder geringer Einspeisung aus Wind- und Photovoltaikanlagen bereitzustellen. Die Simulationen des FAU-Strommarktmodells zeigen, dass eine achtfache Überbauung die Versorgungssicherheit erheblich verbessert und die Dauer von Knappheitssituationen deutlich reduziert.

Die Modellrechnungen ergeben eine Reduktion der LOLE von 186 auf 13 Stunden (93 %) im Jahr 2037. Da gerade LOLE-Situationen extreme Strompreise von bis zu 3.000 €/MWh am Day-Ahead-Markt bewirken, errechnen sich durch die Vermeidung dieser Ereignisse („LOLE-Effekt“) und durch den „Merit-Order-Effekt“ Minderungen des durchschnittlichen Strompreises im Großhandel um 4,3 ct/kWh für das Jahr 2037.

Executive Summary

The introduction of a capacity market is an important and necessary step to safeguard Germany's future security of electricity supply.

As the expansion of wind and solar power continues and coal-fired generation is phased out, the need for firm capacity during periods of low renewable electricity generation is increasing. In addition to the existing "out-of-market reserves" regulated under the German Energy Industry Act (EnWG), substantial additional reserve generation must be established within the electricity market to prevent Loss of Load Expectation (LOLE) events. These reserves are also needed to increase electricity supply during scarcity periods and thereby mitigate extreme wholesale electricity prices. Consequently, an appropriate legal framework is required to create economic incentives for investments in reserve capacities that can be activated at short notice.

The auction volumes proposed under the StromVKG are far too low, and bioenergy is essential to close the capacity gap in the near term.

According to the analyses presented in this study, the auction volumes specified in the StromVKG are insufficient to meet the expected future demand for firm capacity. The German Federal Network Agency (BNetzA) estimates that 89 GW of dispatchable capacity will be required by 2035. In contrast, the currently planned addition of only 22.4–35.5 GW, together with the auction volumes foreseen in the StromVKG, falls far short of what is needed to avoid LOLE events in the coming years. Flexible biogas plants could provide more than twice the reserve capacity currently envisaged by BNetzA and are therefore indispensable. As existing infrastructure, they can deliver additional reserve capacity much faster than newly

constructed gas-fired power plants. Expanding auction volumes under the Renewable Energy Sources Act (EEG) and integrating biogas more strongly into the capacity market would enable substantial additional capacity to be activated within only a few years.

The main shortcomings of the StromVKG are the lack of preferential treatment for renewable energy and a very high bid cap for gas-fired power plants.

The StromVKG largely treats renewable reserve capacities in the same way as fossil technologies, thereby ignoring their advantages for climate protection, security of supply, and geopolitical independence. While the StromVKG formally allows bids from flexible biogas plants, it includes a long-duration criterion requiring technologies to be available again within three hours after ten hours of operation, thereby excluding battery storage systems in the first two auction rounds, although sufficiently large storage capacities could also provide reliable backup during prolonged periods of low wind and solar generation ("Dunkelflauten").

At the same time, the permitted bid cap of 244 €/rkW_{el} for fossil gas-fired power plants is significantly higher than both the required investment costs and the clearing prices observed in comparable European capacity markets. This creates unnecessary costs that will ultimately have to be borne by electricity consumers.

Every engine counts – all available options for reserve capacity should be considered to ensure sufficient capacity is available in time.

Given the increasing risk of supply shortages, all readily deployable sources of reserve capacity should be utilized alongside large

power plants. This includes smaller biogas plants, existing emergency generators, and mobile combustion engines used in agricultural machinery and other applications. In particular, agricultural tractors represent a significant untapped resource. Equipped with simple power take-off (PTO) generators, they could provide a highly cost-effective and rapidly deployable aggregated pool of small-scale installations of more than 50 GW_{el} of dispatchable capacity. The exclusion of aggregated small-scale capacity pools from the StromVKG prevents these resources from participating and should therefore be removed.

A high share of biogas plants should be expanded to eight times their installed generator capacity to reduce future scarcity situations by more than 90% and lower wholesale electricity prices by up to 40% or around 4 ct/kWh_{el}.

A high degree of overcapacity in flexible biogas plants enables significantly more electricity to be supplied during periods of high demand or low generation from wind and solar power. Simulations using the FAU electricity market model show that increasing generator capacity to eight times the continuous biogas production capacity would substantially improve security of supply and significantly reduce the duration of scarcity events. Model results indicate that LOLE in 2037 would decline from 186 to just 13 hours, corresponding to a 93% reduction.

Because LOLE events are associated with extreme wholesale electricity prices of up to €3,000/MWh in the day-ahead market, avoiding these events (the "LOLE effect"), together with the additional merit-order effect of flexible biogas generation, would reduce average wholesale electricity prices by approximately 4.3 ct/kWh in 2037.

Inhaltsverzeichnis

Vorwort	5
Kurzfassung	7
Executive Summary	9
Inhaltsverzeichnis	11
Motivation und Zielsetzung der Studie	13
Der rechtliche Rahmen zur Besicherung des Stromsystems	15
Regelungen zur Bereitstellung von Reservekapazitäten außerhalb des Energiemarktes	15
Regelungen zur Bereitstellung von Reservekapazitäten innerhalb des Energiemarktes	17
Aktuelle Kosten für Reserveleistungen	18
Regierungsentwurf für das StromVKG vom 13.5.2026	19
Last-Minute-Änderungen des Wirtschaftsausschusses vom 8.7.2026	23
Kapazitätsmärkte in anderen EU-Staaten	23
Notwendige Reserveleistungen für die kommenden Jahre	26
Der mögliche Beitrag von Bioenergie zur Besicherung des Stromsystems	33
Relevanz der Reserveleistung für das CO ₂ -Budget Deutschlands	33
Potenzial der Reserveleistung mit erdgasbasierten Technologien	34
Potenzial der Reserveleistung mit Bioenergie	37
Einflüsse von Bioenergie auf die künftige Strompreisentwicklung	43
Szenarien für die Abschätzung der künftigen Strompreisentwicklung	43
Ergebnisse der Abschätzung der künftigen Strompreisentwicklung	46
Strompreissenkende Wirkung flexibilisierter Biogasanlagen im StromVKG und im EEG	49
Diskussion der Höchstgebotswerte des StromVKG	51
Handlungsempfehlungen	53
Zusammenfassung und Fazit	57
Anhang	59
Aktuelle Regelungen des Regierungsentwurfs für das ein „Strom-Versorgungssicherheits- und Kapazitätengesetz – StromVKG“ vom 13.5.2026	59
Anmerkung: Ist Bioenergie CO ₂ -neutral?	64
Bestimmung der Cost of New Entry (CONE) nach der Methode von ACER	65
Abkürzungen	67
Glossar	69

Motivation und Zielsetzung der Studie

KURZFASSUNG:

Das Strom-Versorgungssicherheits- und Kapazitätengesetzes (StromVKG) vom 21.7.2026 schafft den regulatorischen Rahmen für den Aufbau zusätzlicher Reservekapazitäten zur Besicherung des deutschen Stromsystems. Der Fokus liegt dabei bislang überwiegend auf erdgasbasierten Kraftwerken.

Die vorliegende Studie untersucht, welchen Beitrag flexibilisierte Bioenergieanlagen zur Versorgungssicherheit und Resilienz des deutschen Stromsystems leisten können. Analysiert werden die regulatorischen Rahmenbedingungen sowie das technische und wirtschaftliche Potenzial der Bioenergie, um daraus Handlungsempfehlungen für eine technologieoffene Weiterentwicklung des Kapazitätsmarktes abzuleiten.

Transformation des Energiesystems

Die zunehmend spürbaren Auswirkungen der globalen Erwärmung und die zunehmend eskalierenden geopolitischen Krisen der letzten Jahre haben gezeigt, dass die Transformation des Energiesystems und eine Abkehr von fossilen Energieträgern für die Wirtschaftsstandorte Deutschland und Bayern unabdingbar ist.

Die Strompreisentwicklungen der letzten Jahre bestätigen die strompreissenkende Wirkung der Einspeisung von Wind- und Photovoltaikstrom im Großhandel. Gleichzeitig führen wetterbedingte Knappheitssituationen („Dunkelflauten“) zu Strompreisspitzen und zu steigenden Kosten für den Ausbau der Strominfrastruktur. Neben dem Ausbau der Stromnetze

ist für diese Kosten auch der Aufbau von Speicher- und Reservekapazitäten verantwortlich.

Der Regierungsentwurf für ein „Strom-Versorgungssicherheits- und Kapazitätengesetz – StromVKG“¹ vom 13. Mai 2026 setzt den Rahmen, um diese Reservekapazitäten in den nächsten Jahren zu etablieren. Der Entwurf wurde durch den Wirtschaftsausschuss des deutschen Bundestages am 8. Juli 2026 modifiziert, die modifizierte Fassung wurde am 9. Juli vom Bundestag in zweiter und dritter Lesung verabschiedet und am 10. Juli vom Bundesrat bestätigt.

Der Fokus des Gesetzes liegt auf dem Aufbau einer überwiegend auf fossilem Erdgas basierenden Kraftwerksreserve, die erst spätestens ab dem Jahr 2045 beispielsweise mit Wasserstoff „klimaneutral“ betrieben werden soll. Die

¹ <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/Gesetz/2026/20260513-entwurf-eines-gesetzes-zur-sicherung-der-versorgungssicherheit-strom.pdf>, abgerufen am 30.5.2026

Nutzung erneuerbarer – und von den geopolitischen Spannungen unabhängiger – Energieressourcen für den Aufbau von Reservekapazitäten wird im StromVKG nicht priorisiert.

Die vorliegende Studie soll daher untersuchen, in welchem Umfang erneuerbare und klimaneutrale Bioenergie einen signifikanten **Beitrag zur Versorgungssicherheit im deutschen Energiesystem** leisten kann und welche Auswirkungen eine verstärkte Einbeziehung flexibilisierter Biomassekraftwerke und Biogasanlagen **auf die Strompreisentwicklung** hat.

Im Fokus der Analyse stehen die regulatorischen, technischen und wirtschaftlichen Voraussetzungen, die für eine systemdienliche Integration entsprechender Flexibilitätsoptionen erforderlich sind.

Resultierende Fragestellungen

Die Studie soll zunächst

1. den aktuellen regulatorischen und marktwirtschaftlichen Rahmen für den Einsatz flexibilisierter Biogasanlagen und sonstiger Bioenergieanlagen sowie weiterer landwirtschaftlicher Flexibilitätspotenziale analysieren

und im zweiten Schritt darauf aufbauend

2. den potenziellen Beitrag dieser Technologien zur Versorgungssicherheit sowie deren Auswirkungen auf Strompreise quantifizieren und bewerten.

Abschließend werden daraus

3. konkrete Handlungsempfehlungen für die Weiterentwicklung des gesetzlichen Rahmens

abgeleitet.

Der rechtliche Rahmen zur Besicherung des Stromsystems

KURZFASSUNG:

Das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) enthält bereits heute verschiedene Instrumente zur Bereitstellung gesicherter Leistung außerhalb des Strommarktes (Regelenergie, Netzreserve, besondere netztechnische Betriebsmittel und Kapazitätsreserve). Die Ausschreibungen der bestehenden Kapazitätsreserve wurden in den vergangenen Jahren jeweils nahe dem Höchstgebotswert von jährlich 100 €/kW_{el} bezuschlagt und verdeutlichen den marktseitigen Wert gesicherter Leistung. Dort partizipierende Anlagen werden bisher außerhalb des Energy-Only-Markts bereitgehalten und können daher bei Knappheitssituationen nicht strompreismindernd eingesetzt werden.

Mit dem Strom-Versorgungssicherheits- und Kapazitätengesetz (StromVKG) soll dieser Ansatz zu einem umfassenden Kapazitätsmarkt weiterentwickelt werden. Das Gesetz sieht dabei jedoch Höchstgebotswerte von bis zu 244.000 €/rMW_{el} pro Jahr vor. Die Anlagen dürfen weiterhin am Energy-Only-Markt teilnehmen, sind jedoch verpflichtet, in sogenannten Hochpreisviertelstunden verfügbar zu sein. Der Vergleich mit Kapazitätsmärkten anderer EU-Staaten zeigt dagegen, dass technologieoffene Ausschreibungen und die Einbindung bestehender Kraftwerkskapazitäten bereits erfolgreich umgesetzt werden.

Die im deutschen StromVKG festgelegten Gebotshöchstwerte sind im internationalen Vergleich wesentlich zu hoch. Eine Priorisierung erneuerbarer, mit heimischen Ressourcen bereitstellbarer Kapazitäten, wie bspw. biomassebasierter Kapazitäten, erfolgt nicht.

Regelungen zur Bereitstellung von Reservekapazitäten außerhalb des Energiemarktes

Im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) in der Fassung vom 29.3.2026 finden sich bereits mehrere Regelungen zur Bereitstellung von Reserveleistungen im Stromnetz. Unterschieden werden darin Regelungen

- zur Erbringung von **Regelenergie** nach §§ 23ff. EnWG

und Regelungen „für die Bewirtschaftung von Netzungspässen“ und den Weiterbetrieb „systemrelevanter Kraftwerke“ nach § 13b und § 13f

EnWG. So kann der Übertragungsnetzbetreiber nach § 13b Absatz 4 die Stilllegung von Kraftwerken verbieten, wenn diese als „systemrelevant“ angesehen werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber sind

- zur Vorhaltung einer **Netzreserve** nach § 13d EnWG
- zur Vorhaltung einer **Kapazitätsreserve** nach § 13e EnWG

und

- zur Vorhaltung **besonderer netztechnischer Betriebsmittel** nach § 118 Abs. 33 EnWG (früher § 11 Abs. 3)

verpflichtet. Zudem müssen die Übertragungsnetzbetreiber die Sicherstellung von **Redispatchleistungen** nach §§ 13, 13a EnWG übernehmen.

Diese Regelungen reglementieren die Bereitstellung und den Einsatz von Reservekapazitäten **außerhalb des Strommarktes**. Der Einsatz liegt in der Verantwortung der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNBs), und die entstehenden Kosten werden über die Netzkosten auf die Endverbraucher umgelegt.

Aktuelle Regelungen zur Netzreserve nach § 13d EnWG

Die Netzreserve nach § 13d EnWG dient der Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems. Die Übertragungsnetzbetreiber sehen Reservekraftwerke vor, die insbesondere zur Beseitigung von Netzengpässen, zur Spannungshaltung und für den Wiederaufbau der Stromversorgung nach Störungen eingesetzt werden können. Die Netzreserve besteht vor allem aus systemrelevanten Kraftwerken, deren Stilllegung verhindert oder verschoben wurde und die außerhalb des regulären Strommarktes vorgehalten werden.

Aktuelle Regelungen zur Kapazitätsreserve nach § 13e EnWG

Bereits in der aktuell geltenden Fassung des Energiewirtschaftsgesetzes ist in §§ 13e bis 13h EnWG eine Kapazitätsreserve geregelt. Nach § 13e EnWG halten die Übertragungsnetzbetreiber Reservekapazitäten vor, die nur eingesetzt werden dürfen, wenn der Strommarkt die Nachfrage nicht mehr decken kann.

Die Reserve steht außerhalb des regulären Strommarktes und wird über wettbewerbliche Ausschreibungen beschafft. Die konkrete Ausgestaltung erfolgt auf Grundlage der Verordnungsermächtigung des § 13h EnWG durch die Kapazitätsreserveverordnung (KapResV). Ziel der Regelung ist es, die Versorgungssicherheit mit bestehenden Kraftwerkskapazitäten zu gewährleisten. Die Kapazitätsreserveverordnung sieht in § 12 KapResV einen Höchstgebotswert von 100 €/kW_{el} pro Jahr vor. Die Kapazitätsreserve nach § 13e EnWG wurde in den Jahren 2024 bis 2026 mit 99,99 €/kW_{el} pro Jahr nahe am Höchstgebotswert bezuschlagt. Für die Jahre 2026 bis 2028 beträgt der Zuschlagswert 100 €/kW_{el} pro Jahr². Nach 2030 sind jedoch gemäß der Kapazitätsreserveverordnung keine weiteren Ausschreibungen geplant³.

Aktuelle Regelungen für besondere netztechnische Betriebsmittel

Besondere netztechnische Betriebsmittel (bnBm), die bis 2021 nach § 11 Abs. 3 EnWG reglementiert waren, sind Anlagen, die von den Übertragungsnetzbetreibern ausschließlich zur Gewährleistung der Netzstabilität (Frequenz- und Spannungshaltung) vorgehalten werden. Sie kommen nur zum Einsatz, wenn andere Maßnahmen nicht ausreichen, um kritische Netzsituationen zu vermeiden. Besondere netztechnische Betriebsmittel dürfen grundsätzlich nicht am Strommarkt teilnehmen und dienen ausschließlich der Erbringung von Systemdienstleistungen.

Regelungen für Kohlekraftwerke

Neben diesen Regelungen finden sich im EnWG und im Kohleverstromungsbeendigungsgesetz KBBG weitere Regelungen zur Vorhaltung von Kraftwerksreserven („Sicherheitsbereitschaft“ von Braunkohlekraftwerken

² <https://www.netztransparenz.de/de-de/Systemdienstleistungen/Betriebsfuehrung/Kapazit%C3%A4tsreserve/Ver%C3%B6ffentlichungen-zum-Erbringungszeitraum-2026-2028>, abgerufen am 12.7.2026

³ <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/Gesetz/zweite-verordnung-zur-aenderung-der-kapazitaetsreserveverordnung.pdf>, abgerufen am 06.07.2026

nach § 13g EnWG und „Zeitlich gestreckte Stilllegung“ nach § 50 KVBG). Bis 2019 gab es zudem eine Sicherheitsbereitschaft bestehend aus Braunkohlekraftwerken der Inbetriebnahmephase 1966 bis 1987, die innerhalb von zehn

Tagen reaktivierbar sein sollten. Die Kosten für die Sicherheitsbereitschaft summierten sich bis 2024 auf insgesamt 1,65 Mrd. €⁴.

Regelungen zur Bereitstellung von Reservekapazitäten **innerhalb** des Energiemarktes

Strompreismindernde Wirkung von Reservekapazitäten innerhalb des Strommarktes

Der wesentliche Unterschied der neu geplanten Reserveleistungen des StromVKG und der über das EEG bereits etablierten Reserveleistung aus flexibilisierten Biogasanlagen besteht darin, dass die im EnWG definierten Regelenergie- und Reserveleistungen **außerhalb des Energy-Only-Markts** (Day-Ahead und Intraday-Handel an der European Energy Exchange EEX) bereitgestellt werden.

Der Einsatz der Reservekraftwerke wird von den Übertragungsnetzbetreibern geplant, und die Kosten werden vollständig über die Netzentgelte auf die Endverbraucher umgelegt. Für die Endverbraucherpreise bedeutet dies, dass sich das Angebot dieser Reserveleistungen nicht preismindernd auswirkt. Dagegen erhöhen die **innerhalb des Energy-Only-Markts** durch das EEG und das geplante StromVKG bereitgestellten Kapazitäten das Angebot am Strommarkt und wirken insbesondere in Knappheitssituationen preisdämpfend.

Da Reservekapazitäten aufgrund zu geringer Laufzeiten in Energy-Only-Märkten nicht kostendeckend betrieben werden können, müssen Kapazitätsmechanismen durch Förderungen (z.B. Flexibilitätszuschlag im EEG oder Kapazitätsvergütung im StromVKG) angereizt

werden. Die dafür entstehenden Zusatzkosten werden wieder auf die Endverbraucher umgelegt.

Koalitionsvertrag von CDU/CSU und SPD der 21. Legislaturperiode

Im Koalitionsvertrag von CDU/CSU und SPD heißt es, man wolle „*durch schnellstmögliche technologieoffene Ausschreibungen verlässliche Rahmenbedingungen für Investitionen in ausreichend gesicherte Leistung und Versorgungssicherheit schaffen*“. Konkret soll „*der Bau von bis zu 20 GW_{el} an Gaskraftwerksleistung bis 2030 [...] technologieoffen angereizt*“ werden. Die konkrete Ausgestaltung eines Kapazitätsmechanismus wurde im Koalitionsvertrag nicht vereinbart.

Regelungen für Biogasanlagen im EEG

In den letzten Jahren wurde im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) durch Vorgaben zur Flexibilisierung von Biogasanlagen ein weiterer Mechanismus zur Bereitstellung von Reservekapazitäten in Knappheitssituationen etabliert. Mit der EEG-Novelle 2025 („Biomassepaket“) ist am 25.02.2025 eine Novelle in Kraft getreten⁵, die den Einsatz von Biogasanlagen in den Betriebsviertelstunden anreizen soll, in denen besonders hohe Strompreise entstehen. Im Gegensatz zu den oben beschriebenen Reser-

⁴ https://www.rwi-essen.de/fileadmin/user_upload/RWI/Publikationen/RWI_Materialien/rwi-materialien_168.pdf, abgerufen am 12.7.2026

⁵ <https://www.recht.bund.de/bgbl/1/2025/52/VO.html> abgerufen am 16.5.2026

vekapazitäten werden Strommengen aus flexibilierten Biogasanlagen im Strommarkt angeboten und wirken in Knappheitssituationen damit strompreismindernd.

In dem Referentenentwurf des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2027 werden die Ausschreibungsvolumina für Biomasseanlagen auf

nur noch 500 MW_{el} pro Jahr von 2027 bis 2032 erhöht.⁶ Mit diesen geringen Ausschreibungsmengen würde das Reservepotenzial flexibiliert Biogasanlagen nur unzureichend genutzt. Die FAU-Biogasstudie 2026⁷ empfiehlt daher eine Anhebung des jährlichen Ausschreibungsvolumens auf 3,2 GW_{el} mit der kommenden EEG-Novelle (EEG 2027).

Aktuelle Kosten für Reserveleistungen

Die Kosten für die Bereitstellung der Reserveleistungen nach EnWG sind in **Tabelle 1** und **Tabelle 2** zusammengefasst. Aktuell entstehen den Endverbrauchern für die Bereitstellung der **Reserveleistung** Kosten von etwa **0,75 ct/kWh_{el}**. Darin enthalten sind auch die

Kosten für notwendige Redispatch-Maßnahmen. Die Förderung der **Flexibilisierung der Biogasanlagen im EEG** verursacht für die Endverbraucher derzeit Kosten von etwa **0,04 ct/kWh_{el}**.

Tabelle 1:

Verfügbare Regelenenergie- und Reserveleistungen und Kosten für die Vorhaltung der Reserveleistung außerhalb des Energiemarkts im Jahr 2024

Vorhaltung der Reserveleistung	Reserve-Leistung ^{1,2} in MW _{el}	Spezifische Kosten in €/kW·a	Kosten ² in Mio €	Anteil an den Stromkosten der Endverbraucher ⁴
Primärregelung	564	136,52	77	
Sekundärregelung, positiv	1941	105,64	397	
Sekundärregelung, negativ	1817			
Minutenreserve, positiv	603	45,50	44	
Minutenreserve, negativ	364			
Netzreserve nach § 13d	6615	87,74	694 ⁵	
Besondere netztechnische Betriebsmittel nach § 118	1295			
Kapazitätsreserve nach § 13e EnWG ¹	1227	99,99 ³	91	
Summe			1212	0,24 ct/kWh_{el}
Erbringung der Reserveleistung	Leistung in MW _{el}	spez. Kosten in €/kW·a	Kosten in Mio, €	
Arbeitspreis Regelenenergie			311	
Redispatch			1781	
Countertrading			98	
Einsatz Netzreserve und besondere netztechnische Betriebsmittel			357	
Summe			2547	0,51 ct/kWh_{el}

¹ <https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2025.pdf>, abgerufen am 31.5.2026

² Kraftwerksliste der BNetzA, Stand 3.11.2025

³ Zuschlagshöhe der Ausschreibung für die Kapazitätsreserve nach § 13e EnWG das Jahr 2024

⁴ Nettostromverbrauch incl. Netzverluste im Jahr 2024: 498 TWh_{el}

⁵ Netzreserve und besondere netztechnische Betriebsmittel sind nicht einzeln ausgewiesen

⁶ https://table.media/assets/berlin/260420_referenten-entwurf_novelle_eeg_2027.pdf, abgerufen am 16.5.2026

⁷ <https://www.evt.tf.fau.de/fau-biogasstudie-2026/>, abgerufen am 27.6.2026

Tabelle 2:

Vorhandene und geplante Reserveleistungen im Energiemarkt

	Reserve- Leistung	spez. Kosten	Kosten	Anteil an den Stromkosten der Endver- braucher ⁴
	in MW _{el}	€/kW _{el} ·a	in Mio €	
geplante Kapazität nach StromVKG	11.000	207,4 ¹	2271	0,46 ct/kWh_{el}
Biogasanlagen mit Flexibilitätsprämie bzw. Flexibilitätszuschlag nach § 50a und § 50b EEG in 2024	2.760 ²	65-130	205 ³	0,04 ct/kWh_{el}
Sollwerte ⁵ bis 2030	12.600	150	1890	0,38 ct/kWh_{el}
Sollwerte bis 2033	22.200	150	3330	0,67 ct/kWh_{el}

¹ die Höchstgebotsgrenze 244 €/rkW bezieht sich auf die „reduzierte Leistung“. Bei Bezug auf die installierte Leistung reduziert sich der Wert um den Reduktionsfaktor (0,85 für Gaskraftwerke) auf 244 €/rkW_{el} × 0,85 = 207,4 €/kW_{el}

² Flexible Leistung nach Marktstammdatenregister, Stand Juni 2026, siehe Tabelle 8

³ EEG Jahresabrechnung 2024, <https://www.netztransparenz.de/xspproxy/api/staticfiles/ntp-relaunch/dokumente/erneuerbare%20energien%20und%20umlagen/eeg-jahresabrechnungen/2024/eeg-jahresabrechnung%202024.pdf>, abgerufen am 20.6.2026

⁴ bezogen auf den Nettostromverbrauch incl. Netzverluste im Jahr 2024: 498 TWh_{el}. bei steigendem Stromverbrauch sinken die anteiligen Stromkosten.

⁵ <https://www.evt.tf.fau.de/fau-biogasstudie-2026/>, abgerufen am 18.6.2026

Regierungsentwurf für das StromVKG vom 13.5.2026

Mit dem Entwurf eines Strom-Versorgungssicherheits- und Kapazitätengesetz (StromVKG)⁸ bereitet die Bundesregierung derzeit den rechtlichen Rahmen für die Realisierung zusätzlicher Kapazitäten **innerhalb des Energy-Only-Markts** vor, um damit, wie im Koalitionsvertrag vereinbart, „Rahmenbedingungen für Investitionen in ausreichend gesicherte Leistung und Versorgungssicherheit“ zu schaffen.

Der Gesetzentwurf sieht drei Ausschreibungsrunden mit insgesamt fünf Gebotsterminen für die Realisierung von gesicherter Leistung durch „Erzeugungsanlagen“ vor. Die ersten beiden Runden sehen die Ausschreibung von Kapazitäten im Umfang von insgesamt 11 GW_{el} für den Verpflichtungszeitraum von 1. November 2031 bis 31. Oktober 2032 bei einem

Höchstgebotswert von 244.000 €/rMW_{el}, also etwas mehr als 244 €/rkW_{el} pro Jahr vor⁹. Für die dritte Ausschreibungsrunde enthält der Regierungsentwurf keine konkreten Angaben zum Höchstgebotswert sowie zum Ausschreibungsvolumen – beide werden von der Bundesnetzagentur erst auf Basis der Ergebnisse der ersten beiden Runden ermittelt

Die Einzelheiten des Gesetzentwurfs zu Umfang, Anforderungen und Zuschlagsverfahren sind im Anhang diskutiert.

Berücksichtigung Erneuerbarer Energien im StromVKG

Prinzipiell sind erneuerbare Erzeugungsanlagen im StromVKG teilnahmeberechtigt. Neben Biomasse sind auch Geothermie, Laufwasser

⁸ <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/Gesetz/2026/20260513-entwurf-eines-gesetzes-zur-sicherung-der-versorgungssicherheit-strom.pdf>, abgerufen am 29.06.2026

⁹ Die Höchstgebotsgrenze bezieht sich auf die „reduzierte Leistung“ einer Erzeugungsanlage. Für Gaskraftwerke beträgt der Reduktionsfaktor nach Anlage 4 StromVKG 0,85. Bezogen auf die nominelle Leistung eines Kraftwerks reduziert sich die Höchstgebotsgrenze damit auf 244 €/kW_{el} × 0,85 = 207,4 €/kW_{el}

und Speicherwasser als Erneuerbare Energien mit hohem Reduktionsfaktor, d. h. mit hoher Zuverlässigkeit, im StromVKG explizit aufgezählt. Das Doppelförderungsverbot nach § 11 schließt allerdings Anlagen aus, die im Verpflichtungszeitraum ab November 2031 noch einen Anspruch nach EEG oder KWKG haben. Daher können nur Biogasanlagen teilnehmen, deren EEG-Förderung bis dahin ausgelaufen ist oder die darauf verzichten.

Unverständlich ist, dass eine mögliche **Privilegierung erneuerbarer Energien** im StromVKG **nicht vorgesehen** ist, obwohl für die Besicherung der Dunkelflaute auch Gase, flüssige und feste Energieträger aus erneuerbaren Quellen zum Einsatz kommen könnten. An keiner Stelle ist vorgesehen, dass der Wasserstoff aus erneuerbaren Quellen stammen muss, um eine Minderung von CO₂-Emissionen zu erreichen. Auch die mögliche Nutzung „grüner Wasserstoffderivate“ ist an keiner Stelle erwähnt, obwohl diese Optionen eine erhebliche Minderung geopolitischer Abhängigkeiten bieten würden. Ob der klimaneutrale Betrieb ab 2045 nach § 38 StromVKG de-facto nachgewiesen sein muss und nicht einfach durch Kompensation nachgewiesen werden kann, kann von der Autorin und den Autoren nicht beurteilt werden.

Berücksichtigung von Bioenergieanlagen im StromVKG

Bioenergie wird an zwei Stellen explizit erwähnt: Erstens fällt Bioenergie laut Begründung zu § 2 Nr. 10 unter den Begriff „*Erzeugungsanlage*“, ausdrücklich genannt als Anlagen „zur Erzeugung von Strom mittels der Verbrennung von Bioenergie und Abfall“. Zweitens wird in der Begründung zu § 2 Nr. 27 klargestellt, dass unter den Begriff „Kraftwerk“ Anlagen mit gasförmigen Brennstoffen als Hauptenergieträger, „insbesondere Gas- und

Wasserstoffkraftwerke sowie Biomethan- und Biogasanlagen zu verstehen“ sind.

Grundsätzlich fallen Biogasanlagen also unter die engere Definition eines „Kraftwerks“ und damit auch unter den erweiterten Begriff der „Erzeugungsanlage“ und können an allen Ausschreibungen des StromVKG teilnehmen.

Bioenergieanlagen, die als Hauptbrennstoff flüssige oder feste Biomasse nutzen, gelten nicht als „Kraftwerke“, sondern nur als „Erzeugungsanlagen“ und sind deshalb von einigen Regelungen (z.B. Privilegierung des „netztechnischen Süden“) ausgenommen.

Erfüllung des „Langzeitkriteriums“ durch flexibilisierte Biogasanlagen

Ein wesentlicher Kritikpunkt am StromVKG ist, dass Batteriespeicher für die 9 GW_{el} der ersten Ausschreibungsrunde ausgeschlossen werden. Der de facto Ausschluss wird im „Langzeitkriterium“ des §12 Abs. 5 festgelegt, wonach für diese Ausschreibung nur Gebote zulässig sind, wenn „Anlagen energiebegrenzter Technologieklassen“ Strom unterbrechungsfrei für mindestens 10 Stunden liefern können und diese Anforderung „jederzeit spätestens nach drei Stunden“ wieder erfüllbar sein muss. Diese Anforderungen können Batterien nicht erfüllen, da Batterien nach einer 10-stündigen Entladung mit der geforderten „installierten Leistung“ mindestens 10 Stunden geladen werden müssen, um die 10 Stunden erneut erbringen zu können.

Auch flexibilisierte Biogasanlagen können dieses Kriterium nicht erfüllen¹⁰. Eine achtfach überbaute Biogasanlage bräuchte nach einer Entladung des Gasspeichers mit der installierten Leistung über 10 Stunden sogar etwa

¹⁰ Sofern kein Anschluss an ein Gasnetz besteht

80 Stunden, um den Gasspeicher wieder wie zuvor zu beladen¹¹.

Durch den Gasspeicher sind flexibilisierte Biogasanlagen aus technischer Sicht auch „*energiebegrenzte Technologieklassen*“ und müssten das 3-Stunden Kriterium genau wie Batteriespeicher erfüllen. In der Definition nach § 2 Nr. 4 sind „energiebegrenzter Technologieklassen“ allerdings auf Stromspeicheranlagen und regelbare Lasten beschränkt.

Hemmnisse für die Nutzung von Bioenergie in den ersten beiden Ausschreibungsrunden

Hemmnisse für die Bezuschlagung von **flexibilisierter Biogasanlagen** ergeben sich vor allem

1. aus der Beschränkung der Förderung auf zusätzlich installierte Leistung in den ersten beiden Runden nach **§ 12 Abs. 3**,
2. aus dem Ausschluss von „Kleinanlagenpools“ für Ausschreibungen für Langzeitkapazitäten nach **§ 12 Abs. 4**,
3. aus den hohen Anforderungen an die unterbrechungsfreie Einspeisung der „vollen Leistung“ über 10 Stunden in der ersten Runde nach **§ 12 Abs. 5 ohne spezifische Förderung von Gasspeichern**
4. durch die Berechnung des Preisspitzenausgleichs nach **§ 66 Abs. 2** auf Grundlage der Erzeugungskosten von Erdgaskraftwerken

Hemmnisse für die Bezuschlagung **sonstiger biomassebasierter Erzeugungsanlagen** ergeben sich vor allem aus

5. der Einschränkung der Definition der „Kraftwerke“ auf Erzeugungsanlagen mit gasförmigen Brennstoffen nach **§ 2 Nr. 27**

und

6. der Einführung einer Mindestinvestitionsschwelle von 201 bzw. 431 €/rkW_{el} nach **§ 14 Abs. 1**.

Hemmnisse durch die Beschränkung der Förderung auf zusätzlich installierte Leistung

Gemäß **§ 12 Abs. 3** sind in den ersten beiden Runden nur Gebote zulässig, wenn entweder die Anlage an einem Standort errichtet wird, an dem in den letzten fünf Jahren keine gasförmigen Brennstoffe als Hauptenergieträger eingesetzt wurden (Nr. 1a), oder die installierte Leistung erweitert wird (Nr. 2), wobei im letzteren Fall ausschließlich die neu hinzukommende Leistung teilnehmen kann.

Dies bedeutet de facto, dass für flexibilisierte Biogasanlagen immer nur ein Teil der angebotenen Leistung teilnahmeberechtigt ist und die an einer Biogasanlage bereits existierende Leistung nicht für den Kapazitätsmarkt in den ersten beiden Runden angeboten werden kann.

Hemmnisse durch den Ausschluss von „Kleinanlagenpools“ für Ausschreibungen für Langzeitkapazitäten nach § 12 Abs. 4.

Nach § 12 Abs. 4 können Kleinanlagenpools „an den Ausschreibungen für Langzeitkapazitäten und Erzeugungskapazitäten nicht teilnehmen.“ Dies schließt die Teilnahme kleinerer Biogasanlagen aus, die nach § 2 Nr. 25 immer einem Kleinanlagenpool zuzuordnen wären, falls die Anlage „weniger als 1 Megawatt installierte Leistung“ hat. Dieses Ausschlusskriterium verhindert auch die Bildung von Kleinanlagenpools mit landwirtschaftlichen Zugmaschinen, die mit einfachen Zapfwellengeneratoren gerade in den Wintermonaten erhebliche Reser-

¹¹ Ob dies als diskriminierend gegenüber Batteriespeichern gewertet werden könnte, bleibt abzuwarten. In jedem Fall ist zu erwarten, dass die sachlich nicht gerechtfertigte Diskriminierung von Batteriespeichern gegenüber Gaskraftwerken durch das Langzeitkriterium noch beklagt

werden wird. Der Ausschluss großer Batteriespeicher ist unverständlich und sachlich nicht gerechtfertigt, da gerade große Langzeitbatteriespeicher die einzige Option sind, um auch erneuerbaren Strom aus Wind und PV für Reservekapazitäten unmittelbar zu nutzen.

leistungen bereitstellen könnten (siehe Kapitel „Der mögliche Beitrag von Bioenergie zur Besicherung des Stromsystems“).

Hemmnisse durch die hohen Anforderungen an die unterbrechungsfreie Einspeisung ohne spezifische Förderung von Gasspeichern

Zusätzlich verlangt **§ 12 Abs. 5** für die erste Runde eine unterbrechungsfreie Einspeisefähigkeit in Höhe der installierten Leistung von mindestens zehn Stunden. Dieses an sich wichtige Kriterium kann von Biogasanlagen im Gegensatz zu netzgebundenen Gaskraftwerken nicht ohne signifikante Investitionen in sehr große Biogasspeicher erfüllt werden, insbesondere dann, wenn die Anlage stark überbaut ist. Die Förderung von Gasspeichern für Anlagen ohne Gasnetzanschluss ist im StromVKG nicht vorgesehen.

Dies bedeutet zum einen gerade für Biogasanlagen eine Benachteiligung gegenüber Technologien, die den Mehraufwand für die Errichtung von Speicherinfrastrukturen nicht erfordern.

Zum anderen wäre der Aufbau netzunabhängiger Speicherinfrastrukturen parallel zu existierenden vulnerablen Gasnetzen ein wesentlicher Beitrag zur resilienteren Gestaltung des Stromsystems.

Hemmnisse durch die Berechnung Preisspitzenausgleichs nach § 66 Abs. 2 auf Grundlage der Erzeugungskosten von Erdgaskraftwerken

Der „Preisspitzenausgleich“ des StromVKG sieht vor, Übergewinne in Knappheitssituationen nach **§ 66 Abs. 2** auf einen einheitlichen „Abstandswert von 150 Euro je Megawattstunde“ zu beschränken. Als Referenz dienen für die Berechnung die Erzeugungskosten von fossilen Gaskraftwerken nach **Anlage 7**. Da die realen Erzeugungskosten von Biogasanlagen bei niedrigen Gaspreisen höher sind als die fossiler Gaskraftwerke, werden für Biogasanlagen deutlich geringere Abstandswerte realisiert als für fossile Gaskraftwerke.

Hemmnisse durch die Einschränkung der Definition der „Kraftwerke“ auf Erzeugungsanlagen mit gasförmigen Brennstoffen

Die Einschränkung auf gasförmige Brennstoffe nach **§ 2, Nummer 27** schließt aus dem „Kraftwerks“-Begriff insbesondere die Nutzung biomassebasierter flüssiger Energieträger wie Biodiesel, Biomethanol oder Pflanzenöle aus. Relevant ist dies für das Zuschlagsverfahren der ersten Ausschreibungsrunde für Langzeitkapazitäten nach **§ 48 Abs. 5**, das die Gewährung eines Bonus von 16 €/rkW_{el} im „netztechnischen Süden“ regelt. Im Gegensatz zu fester Biomasse könnten diese flüssigen Energieträger auch in kostengünstigen und bestehenden Verbrennungsmotoren für die Bereitstellung von gesicherter Leistung eingesetzt werden. Damit ist die unten vorgeschlagene Realisierung von Kleinanlagenpools mit landwirtschaftlichen Zugmaschinen zur Besicherung von Dunkelflauten in den Wintermonaten in den südlichen Bundesländern gegenüber fossilen Erdgaskraftwerken benachteiligt.

Hemmnisse durch die Einführung einer Mindestinvestitionsschwelle

Auch die Einführung einer Mindestinvestitionsschwelle von 201 bzw. 431 €/kW_{el} nach **§ 14 Abs. 1** schließt möglicherweise die Erschließung der Kapazitäten von Kleinanlagenpools mit landwirtschaftlichen Zugmaschinen aus, die mit deutlich geringeren Investitionen realisierbar wäre.

Bioenergiebasierte Erzeugungsanlagen in der dritten Ausschreibungsrunde

In der dritten Ausschreibungsrunde gemäß § 6 ist die Teilnahme von Bioenergie deutlich erleichtert: **Ab Oktober 2027 können Bio-masse- und Biogasanlagen auch als Bestandsanlagen teilnehmen.** Selbst in der dritten Ausschreibungsrunde bleiben jedoch **erhebliche Unsicherheiten für Biogasanlagen** im StromVKG: Problematisch ist gerade

für Betreiber kleinerer Anlagen der Wettbewerbsdruck durch Gaskraftwerke, Batteriespeicher und regelbare Lasten, die in der dritten Runde ebenfalls bieten können. Ein weiteres wirtschaftliches Risiko ergibt sich aus dem **Preisspitzenausgleich** nach §§ 81–82, der teilnehmenden Anlagen zur Abführung von Übererlösen verpflichtet, sobald der Day-Ahead-Preis den Ausübungspreis übersteigt –

unabhängig davon, ob die Anlage in diesem Moment tatsächlich einspeist. Schließlich stellen **Präqualifizierungspflicht, Sicherheits hinterlegung** nach § 44 und laufende **Datenmeldepflichten** nach § 65 Abs. 3 einen erheblichen administrativen Aufwand dar, der für Betreiber kleinerer Einzelanlagen schwer wirtschaftlich darstellbar ist

Last-Minute-Änderungen des Wirtschaftsausschusses vom 8.7.2026

Die Regelungen des Kabinettsbeschlusses vom 13.5.2026 wurden durch Beschluss des „Ausschusses für Wirtschaft und Energie“ des Bundestages am 8.7.2026 kurz vor der Abstimmung im Bundestag geändert und am 9. Juli 2026 in zweiter und dritter Lesung beschlossen.

Die zentrale Änderung betrifft die ohnehin schon wesentlich zu hohe Höchstgebotsgrenze des § 39 StromVKG. Der Höchstgebotswert wurde im Kabinettsbeschluss vom 13.5.2026 auf jährlich 173 €/rkW_{el} festgelegt und durch Beschluss des „Ausschusses für Wirtschaft und Energie“ des Bundestages am

8.7.2026 kurz vor der Abstimmung im Bundestag **auf jährlich 244 €/rkW_{el} erhöht**. Der Beschlussvorschlag des Ausschusses wurde vom Deutschen Bundestag am 9. Juli 2026 in zweiter und dritter Lesung beschlossen.

Damit steigen die möglichen Zusatzkosten für den Kapazitätsmarkt für die Endverbraucher des deutschen Stromsystems von **jährlich 1,9 auf 2,7 Milliarden Euro**. Weitere relevante Änderungen betreffen das Langzeitkriterium wonach die in *„mindestens 10 aufeinanderfolgende Stunden“* zu erbringende Leistung auf 80% der installierten Leistung reduziert wurde und auch erst nach drei Stunden zur Verfügung stehen muss.

Kapazitätsmärkte in anderen EU-Staaten

Kapazitätsmechanismen haben in den vergangenen Jahren stark an Bedeutung gewonnen. Ziel dieser Instrumente ist es, ausreichend gesicherte Erzeugungskapazitäten vorzuhalten, um auch in Zeiten hoher Nachfrage oder geringer Einspeisung erneuerbarer Energien die Stromversorgung sicherzustellen. Nach Angaben von ACER beliefen sich die Kosten der europäischen Kapazitätsmechanismen im Jahr 2024 auf rund 6,5 Mrd. EUR und haben sich

damit gegenüber 2020 mehr als verdoppelt¹². Innerhalb der EU existieren verschiedene Kapazitätsmechanismen. Am weitesten verbreitet sind dabei Kapazitätsmärkte, wie beispielsweise in Frankreich, Italien, Belgien, Polen, Irland und Litauen. In Belgien, Irland, Italien und Polen erfolgt die Beschaffung über zentrale Auktionen. Die jeweilige nationale Behörde legt hierzu zunächst die benötigte Kapazitätsmenge fest. Anschließend können Kraftwerke,

¹² ACER: „Security of EU electricity supply“ (2025): <https://www.rinnovabili.it/wp-content/uploads/2025/11/ACER-2025-Security-of-EU-electricity-supply.pdf>, abgerufen am 18.06.2026

Beitrag der Flexibilitätspotenziale des Bioenergiesektors

Speicher und teilweise auch Lastmanagementanbieter Gebote für die Bereitstellung von gesicherter Leistung abgeben. Die Teilnahme erneuerbarer Energien ist je nach Marktausgestaltung unterschiedlich: Ist ihre Teilnahme zulässig, muss der Beitrag zur gesicherten Leistung nachgewiesen werden: Statt der installierten Leistung wird dann die gesicherte Leistung angesetzt, die sich an der statistischen Verfügbarkeit in Zeiten hoher Systemlast orientiert. Dies ist dementsprechend analog zum vorgeschlagenen Ansatz der reduzierten Leis-

tung im StromVKG. Meist existieren zwei festgelegte Gebotsobergrenzen, unterschieden in eine Gebotsobergrenze für bereits existierende Kapazität und eine für neu geschaffene Kapazität.

In den meisten Ländern wurde diese basierend auf den Kosten für den neuen Markteintritt abzüglich zu erwartender Markterlöse (CONE¹³) und einem Korrekturfaktor bestimmt.¹⁴ In Belgien resultierte daraus eine Gebotsobergrenze bei der Erstauktion von jährlich 75 €/kW_{el}¹⁵.

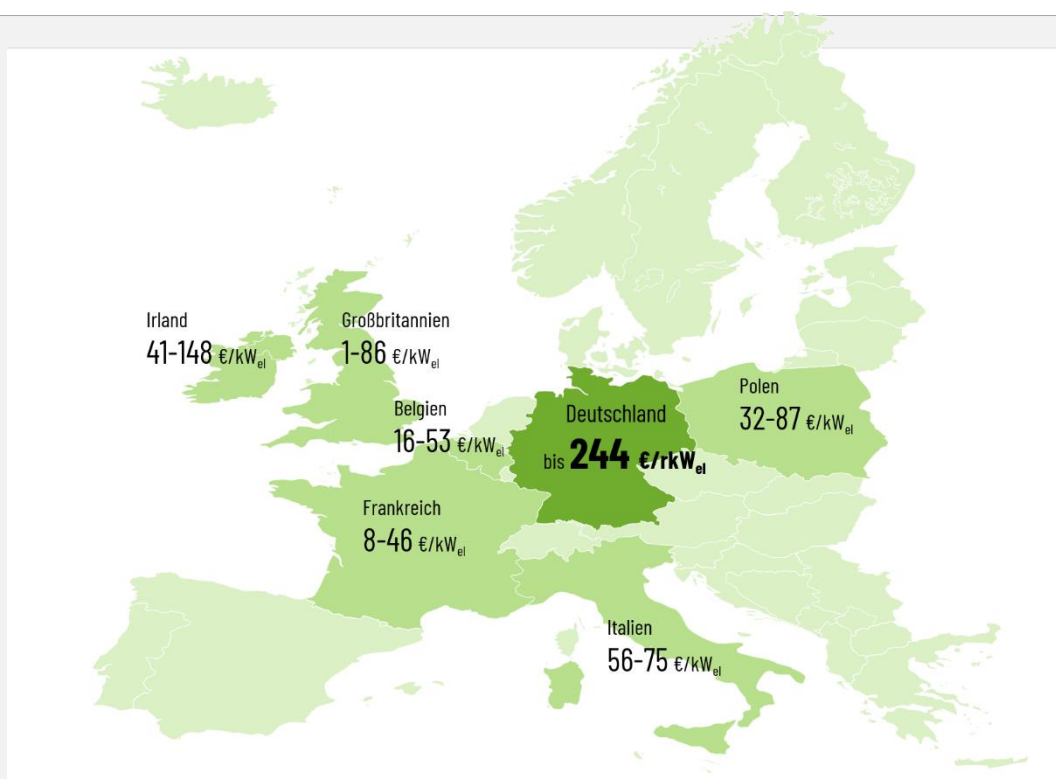


Abbildung 1: Höchste Gebote in den Kapazitätsmärkten in Belgien, Frankreich, Irland, Italien und Polen im Jahr 2025¹⁶ sowie im StromVKG vorgeschlagener Gebotshöchstwert für Deutschland. Der im StromVKG festgelegte Höchstgebotswert von 244 €/rKW_{el} für Reserveleistungen im Kapazitätsmarkt liegt weit über den tatsächlich bezuschlagten Gebotspreisen in benachbarten Staaten. Durch die starke Einschränkung potenzieller Anbieter im StromVKG ist zu erwarten, dass die bezuschlagten Gebotspreisen in Deutschland – wie schon für den Kapazitätsmarkt nach § 13e EnWG – dem Höchstgebotswert entsprechen werden.

¹³ CONE = Cost of New Entry, definiert als die Investitions- und Fixkosten, abzüglich der Markterlöse geteilt durch die installierte Leistung

¹⁴ Eine detaillierte Beschreibung der Berechnungsgrundlage des CONE findet sich im Anhang.

¹⁵ Consentec, R2B energy consulting, Ökoinstitut e.V.: "Overview of the design of a combined capacity mar-

ket" (2024); <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/EN/Downloads/design-proposal-for-a-combined-capacity-market.pdf>, abgerufen am 18.06.2026

¹⁶ https://beyondfossilfuels.org/wp-content/uploads/2025/01/202501_BFF_CRM-Report_.pdf, abgerufen am 25.6.2026

Frankreich verfolgt im Gegensatz zu den meisten anderen Ländern einen dezentralen Ansatz: Die Energieversorger sind verpflichtet, Kapazitätssertifikate nachzuweisen. Die erforderliche Zertifikatsmenge orientiert sich dabei an der Spitzenlast ihrer Kunden. Der Erwerb der Zertifikate erfolgt bilateral.

Im Bericht der ACER sind die Clearingpreise der Kapazitätsmärkte in Frankreich, Belgien, Italien, Polen und Irland in den Jahren 2025 bis 2029 dargestellt.

Irland weist dabei mit Abstand die höchsten Kapazitätsvergütungen auf. Als Inselstaat sind diese Werte jedoch nur bedingt vergleichbar mit anderen Ländern, da insbesondere die hohen Baukosten und Verzögerungen beim Netzausbau ursächlich sind. Überschreitet der irländische Marktpreis einen festgelegten Strike Price, müssen Kapazitätsanbieter entsprechende Differenzzahlungen leisten. Erfüllt ein Anbieter seine Kapazitätsverpflichtung in einer solchen Knappheitssituation nicht, können zusätzlich Non-Performance Difference Charges anfallen. Das hieraus resultierende Verlustrisiko ist allerdings durch Stop-Loss-Regelungen begrenzt.

Polen wies in den vergangenen Jahren ebenfalls überdurchschnittlich hohe Auktionspreise auf. Ursache dafür war, dass die ausgeschriebenen Mengen deutlich über der Anzahl der abgegebenen Gebote lagen. In der Folge erhielten alle Bieter Zuschläge in Höhe der festgelegten Gebotsobergrenze. Auch in Polen bestehen Pönalen bei einer Nichterfüllung der Kapazitätsverpflichtung. Diese greifen insbesondere während vom Übertragungsnetzbetreiber ausgerufenen System-Stress-Ereignisse sowie bei entsprechenden Tests. Einen an

hohe Strommarktpreise gekoppelten Claw-back wie in Irland, Belgien oder Deutschland gibt es dagegen nicht.

In Italien, Belgien und Frankreich schwankt der Kapazitätspreis zwischen 0 und 59 €/kW_{el}. Sowohl der belgische als auch der italienische Kapazitätsmarkt sehen einen Claw-back-Mechanismus vor, bei dem Kapazitätsanbieter bei Marktpreisen oberhalb eines festgelegten Ausübungspreises Differenzzahlungen leisten müssen. Daneben bestehen Sanktionen bei einer Nichterfüllung der jeweiligen Verfügbarkeits- beziehungsweise Angebotsverpflichtungen. Der bisherige französische Kapazitätsmechanismus weist hingegen keinen vergleichbaren, an Strompreisspitzen gekoppelten Claw-back auf.

Im Vergleich mit anderen EU-Ländern fällt auf, dass Deutschland im StromVKG mit 244 €/rkW_{el} einen Höchstwert für Gebote setzt, der weit über den Kapazitätsvergütungen anderer Länder liegt. Zwar bezieht sich der Wert auf die „reduzierte Leistung“ und reduziert sich mit einem technologiespezifischen Faktor (bei Gaskraftwerken 0,85) noch etwas. Aber auch der reduzierte Wert liegt im Fall von Gaskraftwerken mit 207,4 €/kW_{el} weit über vergleichbaren Werten benachbarter Staaten.

Abbildung 1 gibt diese im Jahr 2025 für europäische Länder mit Kapazitätsmarkt an. Zudem liegt dieser auch deutlich über den von ACER im Jahr 2025 veröffentlichten CONE in Deutschland für eine Gasturbine in Höhe von 57,07 €/kW_{el}. Selbst unter Berücksichtigung des in Belgien angewandten Korrekturfaktors von 1,5¹⁷ erscheint die Höchstgebotsgrenze von 244 €/rkW_{el} sehr hoch.¹⁸

¹⁷ Consentec, R2B energy consulting, Ökoinstitut e.V.: „Overview of the design of a combined capacity market“ (2024); <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/EN/Downloads/design-proposal-for-a-combined-capacity-market.pdf>, abgerufen am 18.06.2026

¹⁸ Eine Besonderheit im deutschen StromVKG liegt in der Verpflichtung der Anlagen ab 10 MW zur Bereitstellung

von Momentanreserve. Diese wird derzeit marktgestützt von den ÜNBs beschafft. Unter Annahme der Premium-Vergütung (90 % Verfügbarkeit) und den im StromVKG gesetzten Randbedingungen entspricht die Bereitstellung der Momentanreserve in etwa einem Wert von jährlich 4 €/kW und ist daher nahezu vernachlässigbar.

Notwendige Reserveleistungen für die kommenden Jahre

KURZFASSUNG:

Der Versorgungssicherheitsbericht 2025 der Bundesnetzagentur geht bis 2035 von einem Bedarf zusätzlicher steuerbarer Kraftwerkskapazitäten von 22,4 GW_{el} im Zielszenario bzw. 35,5 GW_{el} bei verzögertem Ausbau der erneuerbaren Energien. Dadurch sollen in Knappheitssituationen „steuerbare Kapazitäten“ von 76 bis 90 GW_{el} bereitstehen. Im Szenario „mit verzögerter Energiewende“ beträgt der Bedarf an „steuerbaren Kapazitäten“ 79 bis 100 GW_{el}.

Eigene Analysen der FAU zeigen jedoch, dass während ausgeprägter Dunkelflauten deutlich höhere Leistungsdefizite auftreten können – insbesondere, weil in der Vergangenheit etwa die Hälfte der vorhandenen Gaskraftwerke in Knappheitssituationen gar nicht eingesetzt wurden.

Ohne zusätzliche Reservekraftwerke entstehen mit den Planungen des Netzentwicklungsplans schon 2030 Defizite von bis zu 50 GW_{el} bei vollständigem Einsatz aller verfügbaren Gaskraftwerke. Bei einer tatsächlichen Verfügbarkeit der Gaskraftwerke wie im Jahr 2024 (47 % der installierten Leistung) steigt das Defizit auf etwa 70 GW_{el}. Die Ergebnisse verdeutlichen, dass zusätzliche Reservekapazitäten sowie alternative, langfristig verfügbare Technologien zur Sicherung der Stromversorgung erforderlich sind.

Bericht „Versorgungssicherheit Strom“ 2025 der Bundesnetzagentur BNetzA

Die Bundesnetzagentur kommt im Versorgungssicherheitsbericht 2025¹⁹ zu dem Ergebnis, dass die Stromversorgung Deutschlands bis 2035 gesichert werden kann, wenn die Ausbauziele für erneuerbare Energien, Netze und Flexibilitäten erreicht werden. Dafür werden **bis 2035 zusätzliche „steuerbare Kapazitäten“ von 22,4 GW_{el} im Zielszenario bzw. 35,5 GW_{el}** bei einer verzögerten Energiewende und einem verzögerten Ausbau von

Wind- und Photovoltaikanlagen benötigt. Der größte Teil dieser Leistung soll durch neue regelbare Gas- bzw. H₂-ready-Kraftwerke bereitgestellt werden, ergänzt durch Netzersatzanlagen (bestehende und neue Notstromaggregate).

Die mit „steuerbaren Kapazitäten“, also mit

- Reservekraftwerken, oder
- Demand-Side-Management-(DSM-)Maßnahmen

zu deckende Residuallast beträgt dann etwa im Zielszenario **76 GW_{el} bis 90 GW_{el}**.

¹⁹ <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/versorgungssicherheit-strom-bericht-2025.pdf>, abgerufen am 27.6.2026

Zur Bewertung der marktseitigen Versorgungssicherheit führt der Bericht die Indikatoren **LOLE (Loss of Load Expectation in h/a)** und **EENS (Expected Energy Not Served in GWh_{el}/a)** ein. Der LOLE, also die erwartete Anzahl an Stunden eines Jahres, in denen die Nachfrage am Strommarkt nicht vollständig gedeckt werden kann, wird (für das Szenario „geringere Nachfrageflexibilität“) mit maximal 7,7 Stunden im Jahr 2030 und 11,6 Stunden im Jahr 2035 angegeben.

Die Modellbetrachtungen gehen dabei davon aus, dass Stromimporte in Knappheitssituationen auch durch die grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten (NTC) limitiert sind. In den Szenarien der BNetzA traten keine Situationen auf, in denen Importe durch die Übertragungskapazitäten limitiert wurden, allerdings verwendeten die Autoren nur eine „aggregierte Importkapazität“, berücksichtigten also nicht die physikalischen Kapazitäten einzelner Leitungen²⁰.

Amprion Versorgungssicherheitsstudie 2025

Zu deutlich pessimistischeren Aussagen als die BNetzA kommt die „Amprion-Versorgungssicherheitsstudie“ von 2025 des Übertragungsnetzbetreibers Amprion²¹, die für Szenarien ohne gesonderte „außermarktliche Reserven“ schon für das Jahr 2032 LOLE-Werte um 100, und damit rund 100 Stunden der Lastunterdeckung pro Jahr prognostiziert. Die Autoren verweisen darauf, dass diese problematischen Werte durch die Beibehaltung „außermarktlicher Reserven“ reduziert werden können, die Verfügbarkeit und der Umfang dieser Reserven derzeit aber noch höchst unklar sind.

Abschätzungen notwendiger Reserveleistungen der FAU-Biogasstudie 2024

Im Rahmen der Ausarbeitung der FAU-Biogasstudien 2024 wurden die Dunkelflauten der Jahre 2012 bis 2023 analysiert und basierend auf dem Referenzjahr 2023 sowie den Vorgaben des Netzentwicklungsplans 2023 die Stromversorgung bis 2037 unter der Annahme bilanziert, dass in Knappheitssituationen bevorzugt mit eigenen Reservekapazitäten gedeckt werden muss. Die Projektionen zeigten, dass ohne den Zubau von Reservekraftwerken in Dunkelflauten Defizite von bis zu 49 GW_{el} entstehen würden. Dieses Defizit könnte also auch beim von der BNetzA empfohlenen Zubau von 22,4 GW_{el} im Zielszenario bzw. 35,5 GW_{el} nicht ohne substantielle Importe gedeckt werden.

Verfügbare Importkapazitäten bei Dunkelflauten

Bereits heute zeichnet sich ab, dass gerade in Dunkelflautesituationen die tatsächlichen Stromimportkapazitäten weit geringer sein könnten als die in den BNetzA-Szenarien angenommenen grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten (NTC). Dies liegt insbesondere daran, dass in typischen Dunkelflautesituationen auch die unmittelbaren Nachbarstaaten Deutschlands von Knappheitssituationen betroffen sind. **Abbildung 2** zeigt die Winderzeugung während der Dunkelflaute am 06.11.2024 um 17:00 Uhr, als die Wind- und PV-Erzeugung in Deutschland nur 174 MW_{el} betrug und der Strompreis nach dem Rückgang der PV-Einspeisung auf 82 ct/kWh gestiegen war.

²⁰ <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/V/versorgungssicherheit-strom-2025-anhaenge/05-ergebnisse.pdf>, abgerufen am 15.7.2026

²¹ <https://www.amprion.net/Publikationen/Versorgungssicherheitsstudie/2025/> abgerufen am 9.7.2026

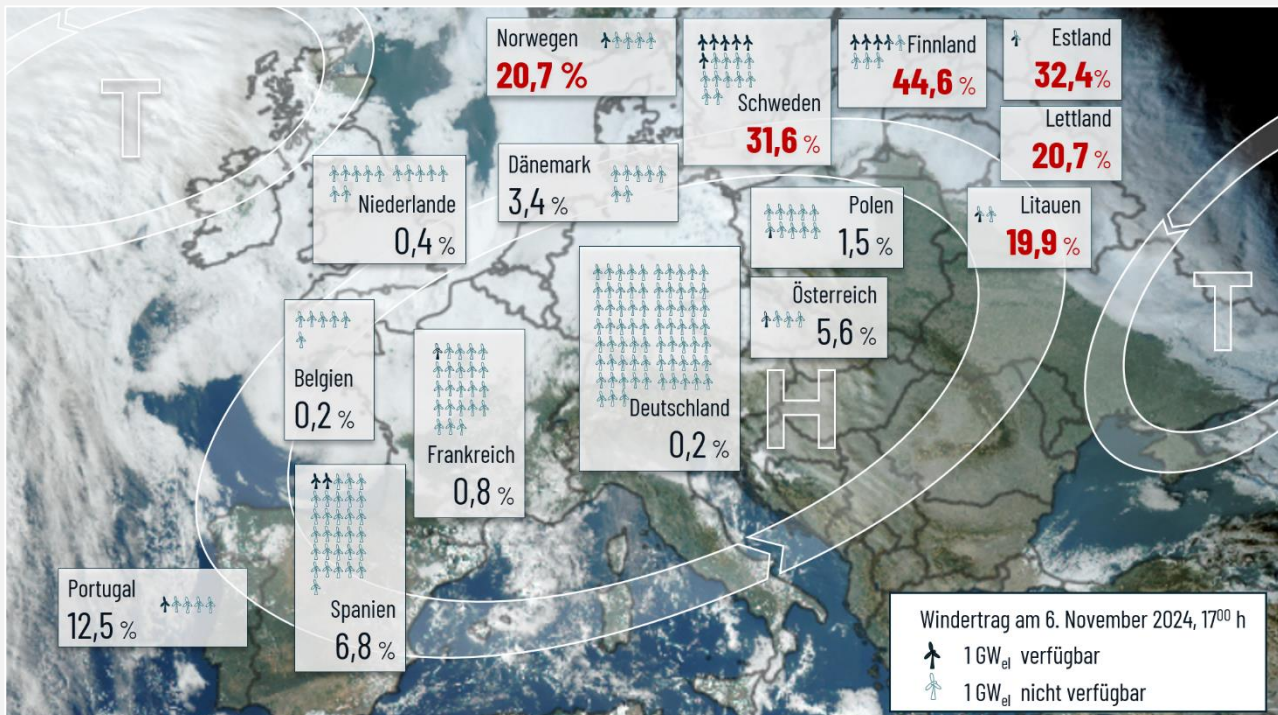


Abbildung 2:

Stromerzeugung der Windkraftanlagen in Europa in Prozent der installierten Leistung während der Dunkelflaute am 6.11.2024. Durch eine stabile Hochdrucklage in Mitteleuropa waren auch die unmittelbaren Nachbarstaaten Deutschlands wie Frankreich, Dänemark und Polen von geringen Windeinspeisungen betroffen (Quelle: <https://www.energy-charts.info/>. Anmerkung: Die durchschnittliche Leistung der Windkraftanlagen liegt bei etwa 20% der installierten Leistung)

In dieser Situation speisten insbesondere die Offshore-Windparks in Deutschland, Belgien, den Niederlanden und Dänemark kaum mehr ein. Aber auch die Onshore-Windparks in Deutschland, Frankreich und Polen produzierten kaum noch Strom und führten in ganz Mitteleuropa zu Stromknappheit. Zwar traten an den Rändern des ausgeprägten Hochdruckgebiets, insbesondere im Baltikum und in Skandinavien, zum selben Zeitpunkt hohe Windleistungen auf, allerdings ist der Ausbau der installierten Leistung derzeit noch zu gering, um nennenswerte Reserveleistung zu liefern und die Defizite in Mitteleuropa auszugleichen.

Verfügbare Reservekapazitäten bei Dunkelflauten

Die Analyse der Dunkelflauten des Jahres 2024 offenbart auch ein weiteres Problem für die tatsächliche Versorgungssicherheit in Knappheitssituationen. Während die Szenarien davon ausgehen, dass die „steuerbaren Leistungen“ – also im Wesentlichen die verfügbaren Gaskraftwerke – in Knappheitssituationen auch vollständig oder fast vollständig eingesetzt werden können, zeigen die Erzeugungsdaten der Jahre 2024 und 2025, dass die **tatsächlich eingesetzte Kraftwerksleistung der Gaskraftwerke weit hinter der installierten Leistung zurückbleibt**. So wurde selbst in den extremen Knappheitssituationen am 06.11.2024 und 12.12.2024 trotz Großhandelspreisen von 82 bzw. 93,6 ct/kWh nicht mehr

als etwa die Hälfte der installierten Kraftwerksleistung eingesetzt (**Abbildung 3**).

Ein Teil der als „installierte Kraftwerksleistung“ ausgewiesenen Kraftwerke ist dem Engpassmanagement und Redispatch vorbehalten und steht als Netzreserve nach § 13d EnWG dem Strommarkt nicht zur Verfügung. Im Winter 2024/2025 betrug die Gesamtleistung der Netzreserve 6.947 Megawatt²². Nach den Zahlen der Kraftwerksliste der BNetzA²³ (Stand 03.11.2025) tragen Gaskraftwerke dazu nur mit einer Leistung von 1.340 MW_{el} bei. Hinzu kommen die Gaskraftwerke, die als „besondere netztechnische Betriebsmittel“ und als „Kapazitätsreserve“ nach § 13e EnWG dem Strommarkt nicht zur Verfügung stehen.

Insgesamt addieren sich die Reserven außerhalb des Strommarktes also auf 3,7 GW_{el} (**Tabelle 3**) und erklären nicht die hohen fehlenden Leistungen von bis zu etwa 20 GW_{el} während der in den Jahren 2024 und 2025 aufgetretenen Dunkelflauten.

Der Grund für die hohen Leistungsdefizite der „steuerbaren Leistung“ liegt zum einen wahrscheinlich darin, dass viele der Gasturbinenanlagen als KWK-Anlagen überwiegend wärmegeführt betrieben werden. Möglicherweise ist ein Teil der Kraftwerke zur Vermeidung hoher Leistungspreise für den Bezug von Erdgas nicht verfügbar oder generell bereits nicht mehr einsatzfähig.

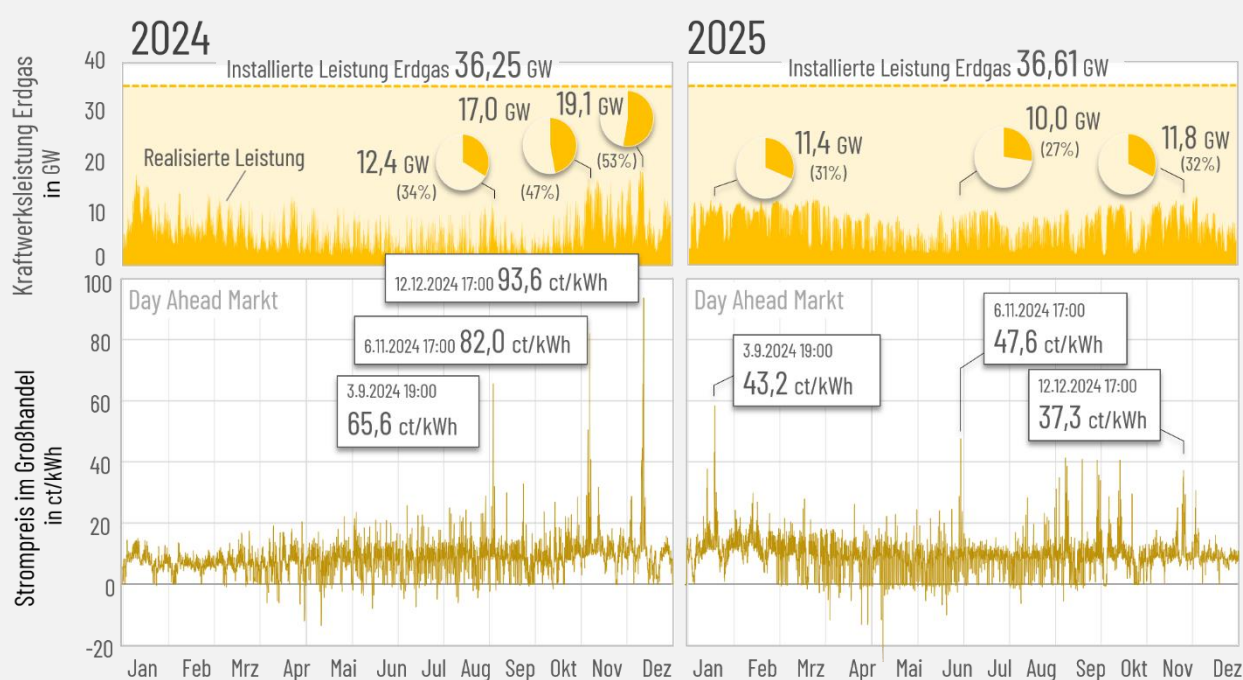


Abbildung 3:

Beitrag der Gaskraftwerke zur Stromerzeugung in den Jahren 2024 und 2025. Trotz Dunkelflaute und extremer Großhandelspreise war nie mehr als etwa die Hälfte der installierten Kraftwerksleistung im Einsatz.

²² https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Netzreserve/DL/Netzreservebedarf_2024.pdf, abgerufen am 6.6.2026

²³ <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/start.html>, abgerufen am 6.6.2026

Tabelle 3:

Anteil der Gaskraftwerke, die dem Strommarkt nicht zur Verfügung stehen

	Reservekraftwerke		Durchschnitts- Alter in Jahren
	insgesamt in MW _{el}	davon Gaskraftwerke in MW _{el}	
besondere netztechnische Betriebsmittel	1.294,9	988,4	3,1
Netzreserve nach § 13d EnWG	6.614,6	1.340,0	43,0
Kapazitätsreserve nach § 13e EnWG	1.375,2	1.375,2	43,6
Summe	9.284,7	3.703,6	

Problematisch für die Versorgungssicherheit der nächsten Jahre ist auch das hohe Alter der heute verfügbaren Kraftwerksreserven. Insbesondere die Kraftwerke der Netzreserve und der Kapazitätsreserve werden mit ihrem durchschnittlichen Alter von 43 Jahren dem Kraftwerksmarkt nicht mehr lange zur Verfügung stehen. Die sonstigen in der Kraftwerksliste ausgewiesenen Gasturbinenkraftwerke weisen ein Durchschnittsalter von 21,9 Jahren auf, die gasgefeuerten Dampfkraftwerke ein Durchschnittsalter von 37,6 Jahren.

Das im Szenario A des „Netzentwicklungsplans 2025 Strom 2037 mit Ausblick 2045“ entstehende Stromdefizit im Jahr 2030 wirkt sich besonders eklatant während einer Dunkelflaute aus. Das höchste Leistungsdefizit von Wind- und PV-Anlagen des Jahres 2024 stellte sich in der Dunkelflaute der ersten Novemberwoche ein. **Abbildung 4** zeigt links die historische Dunkelflaute in der ersten Novemberwoche des Jahres 2024. Die Projektion der künftigen Stromerzeugung bei vergleichbaren Wetterverhältnissen zeigt (in **Abbildung 4** rechts), dass im Jahr 2030 trotz einer Verdoppelung der installierten Leistung von Windkraftanlagen und nahezu einer Verdreifachung der installierten PV-Leistung nur 10,7 % der dann notwendigen Leistung mit erneuerbaren Energien bereitgestellt werden kann. Beim Einsatz

aller verfügbaren Gaskraftwerke (ohne Zubau: 36,6 GW) entstünde ein Defizit von 50 GW_{el}. Wären zu diesem Zeitpunkt – wie im Jahr 2024 – nur 47 % der Gaskraftwerke einsetzbar, entstünde ein Defizit von etwa 70 GW_{el}.

Der mögliche Beitrag der Kohleverstromung

Die Annahmen des Versorgungssicherheitsberichts Strom der BNetzA basieren auf der Annahme, dass der Kohleausstieg bereits im Jahr 2030 vollständig vollzogen ist. Diese Vorgaben der Ampelregierung werden im Koalitionsvertrag der aktuellen Bundesregierung nicht adressiert und die aktuelle Version des Kohleverstromungsbeendigungsgesetzes KVBG sieht noch immer den Kohleausstieg bis 2038 vor. Demnach wären im Jahr 2030 noch Kohlekraftwerke mit einer Leistung von 17 GW_{el} verfügbar, deren Leistung bis 2038 vollständig vom Netz ginge. Diese sehr großen Kraftwerke sind aber für die Deckung von Leistungsspitzen als Reservekraftwerke weitgehend ungeeignet, würden aufgrund ihrer fehlenden Flexibilität – wie schon heute – erneuerbaren Strom verdrängen und das CO₂ Budget Deutschlands weiter belasten.

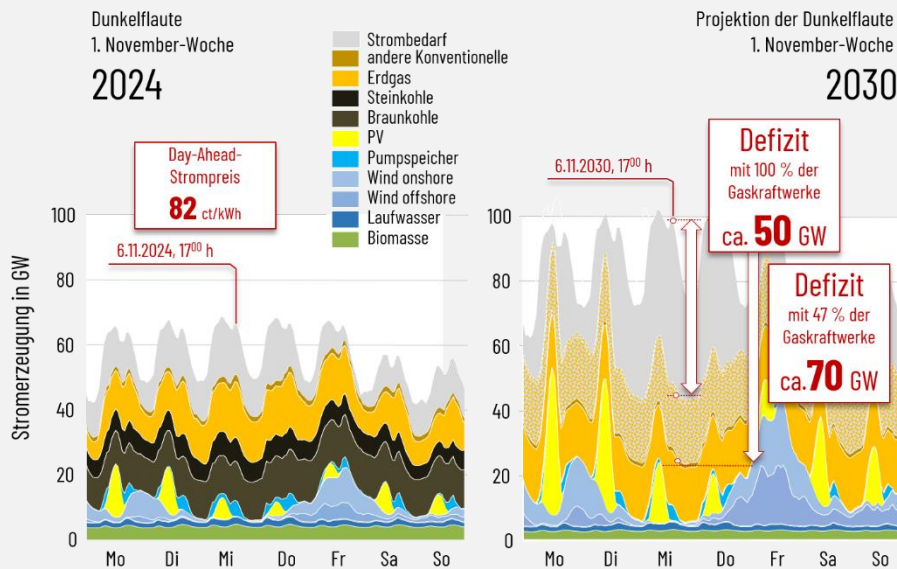


Abbildung 4:

Stromerzeugung während der Dunkelflaute in der 1. Novemberwoche des Jahres 2024 (links) und Projektion der Stromerzeugung bei einer vergleichbaren Dunkelflaute im Jahr 2030 mit den Annahmen des Netzentwicklungsplans des Jahres 2023 (rechts). Durch die Zunahme des Strombedarfs steigt das Defizit der Stromerzeugung am Abend des 6.11. auf etwa 50 GW_{el} wenn 100 % aller Gaskraftwerke eingesetzt werden. Stehen wie im Jahr 2024 zu diesem Zeitpunkt nur 47 % der Gaskraftwerke zur Verfügung, steigt das Defizit auf etwa 70 GW_{el}

Einfluss der Entwicklung des künftigen Stromverbrauchs

Entscheidend für künftige Knappheitssituationen ist vor allem auch die künftige Entwicklung des Stromverbrauchs²⁴ und mehrere Autoren verweisen darauf, dass der Bruttostromverbrauch Deutschlands seit dem Höchststand im Jahr 2007 (625 TWh_{el}) bis 2025 (526 TWh_{el}) um 16% sank²⁵. Der NEP geht demgegenüber von einem signifikanten Anstieg von 85% bis 2037 aus (Abbildung 6).

Der NEP geht nach dem überwiegend krisen- und konjunkturbedingten Rückgang der verbrauchten Strommenge künftig von signifikanten Zuwächsen vor allem für die Elektrifizierung des Wärme- und Verkehrssektors und beim Stromverbrauch für Rechenzentren aus. Gerade vor dem Hintergrund der aktuellen

geopolitischen Krisen und die damit verbundenen Benzin- und Gaspreissteigerungen werden Entscheidungen der Verbraucher, von Transportunternehmen und von Industriekunden für eine Elektrifizierung der Wärmeversorgung und des Transportsektors zunehmend wahrscheinlich. Zudem ist die Entwicklung des jährlichen Stromverbrauchs auch nur teilweise für die momentane Versorgungssituation in Knappheitssituationen relevant.

Fazit zur Reservesicherheit in den kommenden Jahren.

Die Zahlen der aktuell verfügbaren Kraftwerkskapazitäten und der künftig zur Verfügung stehenden Reserveleistungen zeigen also deutlich, dass **die von der BNetzA geplanten Reserveleistungen von 20** (im Zielszenario) **bis 35,5 GW_{el}** (im Szenario „Verzogelter EE-Ausbau in Deutschland“) **zusätzlicher**

²⁴ <https://www.welt.de/wirtschaft/article68cd5d545d604c6d7adabe72/VKU-Chef-Kurskorrektur-der-Energiewende-ist-noetiger-denn-je.html>, abgerufen am 16.7.2026

²⁵ <https://www.umweltbundesamt.de/daten/umweltzustand-trends/energie/stromverbrauch#entwicklung-des-stromverbrauchs>, abgerufen am 16.7.2026

Gaskraftwerke mit hoher Wahrscheinlichkeit nicht ausreichen werden, um eine sichere Versorgung auch in länger anhaltenden Dunkelflautesituationen sicherzustellen.

Zudem sind bestehende Gaskraftwerke nur teilweise einsetzbar, und deren Verfügbarkeit wird aufgrund der Altersstruktur des existierenden Kraftwerksparks in den nächsten Jahren weiter zurückgehen.

Vor allem aufgrund der problematischen geopolitischen Versorgungssituation und der hohen mit der Erdgasförderung und Erdgasnutzung verbundenen Treibhausgasemissionen ist es unabdingbar, alternative Reservekapazitäten zu entwickeln und zu nutzen.

Der mögliche Beitrag von Bioenergie zur Besicherung des Stromsystems

KURZFASSUNG:

Der steigende Bedarf an steuerbarer Reserveleistung lässt sich grundsätzlich durch erdgasbasierte Technologien decken. Neben hocheffizienten GuD-Kraftwerken kommen vor allem einfache Gasturbinen-„Sprinter“ und Verbrennungsmotoren in Betracht. Die Bundesnetzagentur BNetzA beziffert den Bedarf an „steuerbaren Leistungen“ bis 2035 auf 90 GW_{el} und geht davon aus, dass dieser Bedarf durch den Zubau von 22,4 GW_{el} gedeckt werden kann. Tatsächlich basieren die Zahlen auf Annahmen zum Anlagenbestand. Dadurch ergibt sich allein mit gasbasierten Kraftwerken **im Zielszenario eine Deckungslücke von etwa 20 GW_{el}.**

Bioenergie kann einen substanziellen Anteil dieses Bedarfs decken. Das technische Potenzial von Bioenergie zur Bereitstellung steuerbarer Leistung in Dunkelflauten beträgt kurzfristig mehr als 80 GW_{el} und langfristig bis 120 GW_{el}. Geeignet für die Deckung des Versorgungsdefizits sind vor allem flexibilisierte Biogasanlagen und die Aktivierung einfach verfügbarer Generatoren und Motoren und zusätzlicher Notstromaggregate, beispielsweise im Landwirtschaftssektor.

Relevanz der Reserveleistung für das CO₂-Budget Deutschlands

Ein möglicher Beitrag von Bioenergie zur Besicherung des Stromsystems hat grundsätzlich den Vorteil, fossile CO₂-Emissionen zu reduzieren und sollte genau wie die Bereitstellung von Reserveleistung mit PV- und Windstrom aus Batterien gegenüber der Bereitstellung von Reserven aus fossilen Brennstoffen im StromVKG privilegiert werden.

Zwar kommen Reservekraftwerke nur wenige Stunden im Jahr zum Einsatz, aber selbst bei

einem Einsatz von nur 1.000 Stunden im Jahr summieren sich die äquivalenten CO₂-Emissionen²⁶ fossiler Gaskraftwerke auf jährlich 6 bis 12 Mio. t_{CO₂eq}²⁷. Demgegenüber führt die Nutzung von Energiepflanzen (z.B. Mais) bereits zu CO₂-Einsparungen, die Nutzung von Rest- und Abfallstoffen (z.B. Waldrestholz) ist CO₂-neutral und die Nutzung von Gülle in Biogasanlagen führt sogar zu negativen CO₂-Emissionen (siehe Anhang).

²⁶ Spezifische CO₂-Emissionen 320 g/kWh (bei Berücksichtigung von 2% Methanleckagen mit GWP20)

²⁷ elektrischer Wirkungsgrad der Gaskraftwerke 30 bzw. 60%. Zum Vergleich: CO₂-Emissionen des Luftverkehrs

im Jahr 2024: 27,8 Mio t. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/1392767/umfrage/co2-emissionen-durch-den-flugverkehr-in-deutschland/>, abgerufen am 10.7.2026

Potenzial der Reserveleistung mit erdgasbasierten Technologien

Das technisch nutzbare Potenzial von Gaskraftwerken für den Kapazitätsmarkt setzt sich generell aus den bislang existierenden Gaskraftwerken und den neu zu bauenden Einheiten zusammen. Die Bundesnetzagentur geht in ihrem „Bericht zu Stand und Entwicklung der Versorgungssicherheit im Bereich der Versorgung mit Elektrizität“ vom September 2025²⁸ davon aus, dass der in ihrem Zielszenario definierte Bedarf an „steuerbaren Kapazitäten“ von 76 bis 90 GW_{el} für die Jahre 2030 bis 2035 zu etwa 43 bis 50% (32,8 bis 45,4 GW_{el}) mit Gaskraftwerken gedeckt wird. Der Rest wird mit Pumpspeicherkraftwerken (10,1 GW_{el}), „sonstigen Kraftwerken“ (20,2 bis 24,1 GW_{el}), Industrieflexibilität und Batterien beigesteuert. Im Wesentlichen sollen diese „steuerbaren Kapazitäten“ durch

- Hocheffiziente Gaskraftwerke (GuD-Kraftwerke)
- Gasturbinen-„Sprinter“ (einfache, offene Gasturbinen) und
- Verbrennungsmotoren

realisiert werden:

Hocheffiziente Gaskraftwerke



Unter hocheffizienten Gaskraftwerken versteht man moderne Kraftwerke, die Erdgas besonders effektiv zur Strom- und Wärmeerzeugung nutzen. Sie erreichen hohe Wirkungsgrade von bis zu 60 %, indem sie die bei der Verbrennung von Gas entstehende Energie möglichst vollständig verwerten. Dabei handelt es sich um Gas-

und-Dampf-Kraftwerke (GuD-Kraftwerke), bei denen etwa 2/3 der Leistung durch die Gasturbine bereitgestellt wird und 1/3 der Leistung durch die Nutzung der Abwärme der Gasturbine in einem Dampfkraftprozess erzeugt wird. Durch den hohen Wirkungsgrad entstehen deutlich geringere CO₂-Emissionen als mit einfachen Gasturbinenprozessen. Der geringere Gasverbrauch reduziert auch die Grenzkosten der Stromerzeugung. Die BNetzA geht in ihrem Zielszenario davon aus, dass ab 2035 eine Reserveleistung von 19,3 GW_{el} mit hocheffizienten Gaskraftwerken bereitgestellt werden muss. Die Kraftwerksliste der BNetzA²⁹ listet derzeit GuD-Kraftwerke mit einer Leistung von 10,7 GW_{el}. Entsprechend müssen bis 2032 **mindestens 8,6 GW_{el} hocheffiziente Gaskraftwerke neu gebaut** werden (Tabelle 4).

Gasturbinen-„Sprinter“



Gasturbinen-„Sprinter“ sind einfache Gaskraftwerke, die ohne nachgeschaltete Wärmenutzung ausschließlich zur Stromerzeugung verwendet werden sollen. Sie können innerhalb weniger Minuten gestartet werden und werden vor allem eingesetzt, um kurzfristige Reserveleistungen mit geringen Laufzeiten im Stromnetz bereitzustellen. Aufgrund ihrer hohen Flexibilität unterstützen sie die Integration von erneuerbaren Energien wie Wind- und Solarstrom. Allerdings sind ihre Betriebskosten und CO₂-Emissionen aufgrund geringer Wirkungsgrade um 30% erheblich höher als die von dauerhaft laufenden Kraftwerken.

Die BNetzA geht in ihrem Zielszenario davon aus, dass ab 2035 eine Reserveleistung von

²⁸ <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/versorgungssicherheit-strom-bericht-2025.pdf>, abgerufen am 27.6.2026

²⁹ <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/start.html>, abgerufen am 27.6.2026

25,5 GW_{el} mit einfachen Gasturbinenanlagen bereitgestellt werden muss. Die Kraftwerksliste der BNetzA listet derzeit insgesamt 8,5 GW_{el} einfacher Gasturbinenanlagen (**Tabelle 4**). Davon sind 6,5 GW_{el} allerdings als KWK-Anlagen mit Abhitzeessel ausgeführt, müssen dementsprechend wärmegeführt betrieben werden und stehen nur bedingt zur Bereitstellung von Reserveleistung zur Verfügung. Einfache Gas-Sprinter ohne Abwärmenutzung stehen derzeit nur mit 2,0 GW_{el} bereit. Um das Ziel von insgesamt 25,5 GW_{el} zu erreichen, müssen bis 2035 **mindestens 23,5 GW_{el} einfacher Gasturbinen-Sprinter neu gebaut** werden.

Verbrennungsmotoren



Aufgrund höherer Wirkungsgrade (40-45%) wurden in den letzten Jahren oft Verbrennungsmotoren anstelle von Gasturbinen-Sprintern neu gebaut. Derzeit sind in der Kraftwerksliste der BNetzA **etwa 1,7 GW_{el} Gasmotoren** gelistet.

Auch die mit dem **Zielwert von 4,2 GW_{el}** von der BNetzA angegebenen „Netzersatzanlagen“ sind Notstromaggregate, die in der Regel auch als Verbrennungsmotoren ausgeführt werden. Gasmotoren sind generell sehr günstige und zuverlässige Aggregate und eignen sich daher in besonderer Weise für die Bereitstellung von Reserveleistungen, vor allem in kleineren und dezentralen Anlagen. Der Nachteil gegenüber Gasturbinen – die höheren Wartungskosten – sind bei geringen Laufzeiten weniger relevant. Für den Aufbau einer redundanten, kostengünstigen, hochflexiblen und einfach steuerbaren **Reserveleistung sind Gasmotoren** wegen kürzerer Anfahrzeiten **generell besser geeignet als große Gaskraftwerke**.

Gasgefeuerte Dampfkraftwerke und wärmegeführte Gasturbinen



Neben den Gasturbinenanlagen gibt es derzeit noch eine relevante Anzahl an erdgasgefeuerten Dampfkraftwerken und wärmegeführten Gasturbinenkraftwerken. Die Leistung dieser Kraftwerke summiert sich laut Kraftwerksliste auf insgesamt 14,5 GW_{el}. Davon entfallen 6,5 GW_{el} auf Gasturbinen mit Abhitzeessel, also überwiegend wärmegeführte Anlagen, die beispielsweise an Chemiestandorten Prozesswärme erzeugen oder für die Fernwärmeversorgung an Standorten kommunaler Versorger genutzt werden.

Auch wenn wärmegeführte Gasturbinenanlagen für die Kapazitätsreserve überwiegend nicht als „steuerbare Kapazitäten“ genutzt werden, leisten sie einen Betrag zur Besicherung von Dunkelflauten, da sie gerade in den Wintermonaten eine signifikante Grundlast beitragen, und so den Bedarf an zusätzlichen, steuerbaren Leistungen reduzieren.

Während wärmegeführte Gaskraftwerke dem Kapazitätsmarkt überwiegend nicht zur Verfügung stehen werden, werden die Dampfkraftwerke schon heute teilweise als Reservekraftwerke genutzt. Diese Kraftwerke werden schon heute teilweise für die Netzreserve nach § 13d und für die Kapazitätsreserve nach § 13e EnWG für die Vorhaltung von Reserveleistungen eingesetzt, werden aufgrund der Altersstruktur nach 2030 nur noch teilweise einsetzbar sein.

Inkonsistenzen des Versorgungssicherheitsbericht der BNetzA vom September 2025

Die BNetzA quantifiziert in ihrem Stromversorgungssicherheitsbericht vom September 2025 für das Zielszenario einen Zubau von 22,4 GW_{el}. Aus dieser Zahl resultiert nach Stilllegungen ein Nettozubau von 11,9 GW_{el} (**Tabelle 4**). Dabei geht der Bericht von einem

„Bestand des Jahres 2024 in Höhe von 32,9 GW Gaskraftwerke (GT und GuD)“ aus. Diese Zahlen liegen weit über den tatsächlichen Bestandszahlen der Kraftwerksliste. Daraus resultiert in den Szenarien des Berichts **eine Deckungslücke von etwa 20,2 GW_{el} an „steuerbaren Kapazitäten“**

Der Bestand sonstiger Gaskraftwerke ist mit 16,5 GW_{el} etwas geringer und besteht überwiegend aus wärmegeführten Gaskraftwerken und sehr alten Dampfkraftwerken. Wärmegeführte Anlagen dienen allerdings der (Fern-) Wärmeversorgung, sind deshalb nicht wirklich „steuerbar“ und können für eine Kraftwerksreserve nur bedingt eingesetzt werden.

Stadtwerke priorisieren aufgrund der Versorgungspflicht in der Regel die Wärmeversorgung. Die etwa 6,5 GW_{el} wärmegeführte Gasturbinen werden in den Wintermonaten und in Dunkelflauten zur Grundlast beitragen und reduzieren so den Bedarf an „steuerbaren Kapazitäten“, können aber das Defizit von 20,2 GW_{el} nur teilweise kompensieren.

Auch erdgasbefeuerte Dampfkraftwerke können für die Besicherung künftiger Dunkelflauten nur marginal beitragen. Das Durchschnittsalter der 8 GW_{el} erdgasgefeuerten Dampfkraftwerke beträgt zum 1.1.2035 46,2 Jahre und mehr als 50 % dieser Kraftwerke mit einer Gesamtleistung von 4,3 GW_{el} sind dann älter als 50 Jahre. Ein großer Teil dieser Anlagen wird daher im Jahr 2035 nicht mehr einsetzbar sein.

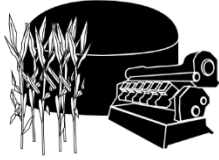
Tabelle 4:

Leistung existierender und neu zu errichtender Gaskraftwerke zur Deckung des von der BNetzA ausgewiesenen Bedarfs an „steuerbaren Kapazitäten“. Im Versorgungssicherheitsbericht wird der Bestand an existierenden GUD und Gasturbinen-Kraftwerken um 20 GW_{el} zu hoch angegeben (alle Zahlen inkl. Netzreserve, Kapazitätsreserve und besondere netztechnische Betriebsmittel).

	Be- stand in MW _{el}	Zielwert in MW _{el}	notwendiger Nettozubau in MW _{el}	Durch- schnittsalter zum 1.1.2035 in Jahren
GUD Kraftwerke	10.696	19.300	8.604	30,8
Gasturbinen-„Sprinter“	1.967	25.500	23.533	34,1
Summe laut Kraftwerksliste	12.663	44.800	32.137	
Summe laut Versorgungssicherheitsbericht	32.900	44.800	11.900	
Deckungslücke des Versorgungssicherheitsberichts der BNetzA			20.237 MW_{el}	
sonstige Gaskraftwerke				
Wärmegeführte GT	6.515			29,6
Gasmotoren	1.673			19,1
Dampfkraftwerke	7.961			46,2
sonstige	330			28,7
Summe sonstige Gaskraftwerke	16.497			
Notstromaggregate („Netzersatzanlagen“)	1.800	4.100	2.300	k.a.

Potenzial der Reserveleistung mit Bioenergie

Biogaskraftwerke



Biogasanlagen stehen derzeit im Fokus der Diskussion um Alternativen zur Besicherung des Stromsystems mit fossilen Gaskraftwerken. Die FAU-Metastudie Hochflexible Biogas-Speicherkraftwerke³⁰ vom Mai 2026 identifiziert eine mögliche Reserveleistung von 12,6 GW bis 2030 und 22,2 GW_{el} bis 2033. Die Zahlen des Marktstammdatenregisters weisen derzeit (Stand 9.6.2026) 8.107 Biogasanlagen „in Betrieb“ mit einer Bemessungsleistung von 3.427 MW_{el} aus (**Tabelle 5**). Bei einer 8-fachen Überbauung könnten diese sogar eine flexible Leistung von 27,4 GW_{el} bereitstellen. Hinzu kommen 1.144 Klärgas und Deponiegasanlagen, die zusätzliche Reserven bereitstellen könnten.

An diesen Biogasanlagen sind insgesamt ca. 15.000 Gasmotoren verbaut, ein signifikanter Teil davon an insgesamt 2.808 „Biogas-Satelliten“ also kleinen Kraftwerkseinheiten, die mit Verbrennungsmotoren nicht nur Strom, sondern verbrauchernah auch Wärme für kleine Nahwärmenetze bereitstellen. Die „Biogas-Satelliten“ haben keine eigenen Gaserzeuger, sondern sind über Biogasleitungen mit Biogasanlagen verbunden.

Derzeit sind die Anlagen bundesweit mit einem Faktor von 1,9 „überbaut“. Die Überbauung ergibt sich aus dem Verhältnis von installierter Leistung und Bemessungsleistung und liefert indirekt aus den 8.760 Stunden eines Jahres auch die Anzahl der Jahresvolllaststunden der Anlagen:

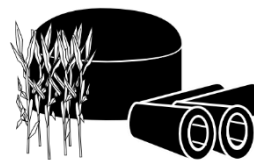
$$\text{Überbauung} = \frac{\text{Installierte Leistung}}{\text{Bemessungsleistung}} = \frac{8760 \text{ h}}{\text{Volllaststunden}}$$

Nach § 39i EEG werden für Biogasanlagen in der zweiten Förderphase nur 11.680 Betriebsviertelstunden bei Höchstlast, also 2.920 Volllaststunden gefördert. Dies entspricht einer etwa dreifachen Überbauung. Für Biogasanlagen bis zu 350 kW_{el} gilt eine Grenze von 16.000 Betriebsviertelstunden (bzw. 4.000 Jahresvolllaststunden), also einer 2,2-fachen Überbauung. Das Potenzial der Bereitstellung flexibler Leistung von Biogasanlagen ist damit nur teilweise genutzt. Auch Biogasanlagen aus dem Ausland können ab dem 1.12.2027 Gebote im StromVKG abgeben und dadurch das Potenzial flexibilisierter Biogasanlagen zusätzlich erhöhen.

Das künftig tatsächlich realisierbare Potenzial für die Überbauung des Anlagenbestands wird wesentlich von den regulatorischen Bedingungen bestimmt. Während im Förderregime des StromVKG eine möglichst hohe Überbauung für die Betreiber attraktiv wäre, könnte der niedrigere Flexibilitätszuschlag für im EEG geförderte Anlage eine höhere Laufzeit und eine geringere Überbauung einen wirtschaftlicheren Betrieb ermöglichen.

Nicht berücksichtigt sind in **Abbildung 5** mögliche, zusätzliche Potenziale aus dem Bau neuer Biogasanlagen.

Biomethankraftwerke



Das Marktstammdatenregister weist auch 1.042 mit „Biomethan“ betriebene Verbrennungsmotoren-Kraftwerke aus, die bilanziell mit Biomethan aus den 290 Biomethaneinspeiseanlagen Deutschlands³¹ betrieben werden. Nach den

³⁰ <https://www.evt.tf.fau.de/fau-biogasstudie-2026>, abgerufen am 20.6.2026

³¹ <https://www.unendlich-viel-energie.de/erneuerbare/bioenergie/fachverband-biogas-praesentiert-aktuelle-branchenzahlen>, abgerufen am 20.6.2026

Zahlen des Bundesumweltamts³² laufen diese Biomethananlagen durchschnittlich mit 4.469 Volllaststunden (**Tabelle 5**; Überbauung 1,96), könnten aber deutlich stärker überbaut werden – insbesondere da sie über das Gasnetz mit einem sehr großen Gasspeicher begünstigt sind. Da diese Anlagen überwiegend für die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) „wärmegeführt“ eingesetzt werden, müssten diese Anlagen allerdings in vielen Fällen mit Wärmespeichern nachgerüstet werden, um einen möglichst flexiblen Einsatz zu realisieren.

Biomasse-Heizkraftwerke



Eine Leistung von ca. 1,7 GW_{el} wird derzeit auch mit Biomasse-Heizkraftwerken bereitgestellt, in denen mit Dampfturbinen, Organic-Rankine-Cycle (ORC)-Anlagen oder auch mit kleinen Dampfmaschinen und kleinen Holzvergasungsanlagen aus fester Biomasse Strom erzeugt wird.

Ein in Dunkelflauten abrufbares Flexibilisierungspotenzial kann von diesen Anlagen in der Regel nicht erbracht werden, da diese Anlagen – genau wie wärmegeführte Gasturbinen – als KWK-Anlagen wärmegeführt betrieben werden und im Gegensatz zu Biomethankraftwerken nicht durch den kostengünstigen Zubau von Verbrennungsmotoren in der Leistung gesteigert werden können. Dennoch sind diese Kraftwerke – wie wärmegeführte Gasturbinenanlagen – auch für die Besicherung von Dunkelflauten relevant, da sie gerade in den Wintermonaten eine signifikante Grundlast beitragen, und so den Bedarf an zusätzlichen, steuerbaren Leistungen reduzieren.

Kleinanlagenpools mit landwirtschaftlichen Zugmaschinen

Eine **außerordentlich hohe zusätzliche biomassebasierte Reserveleistung** könnte dem



deutschen Stromsystem zur Verfügung stehen, wenn die Motorleistung vorhandener, landwirtschaftlichen Zugmaschinen

für Dunkelflautesituationen genutzt werden könnte. Die existierenden Motoren landwirtschaftlicher Zugmaschinen bieten deutschlandweit die größte und die am einfachsten aktivierbare Leistungsreserve für Knappheitssituationen.

Aus den Zahlen des Kraftfahrtbundesamtes³³ ergibt sich für die etwa 1,8 Mio. Traktoren Deutschlands (**Tabelle 4**) eine mittlere Nennleistung von etwa 54 kW_{el}, die mit Zapfwellengeneratoren im Dauerbetrieb gerade in den Wintermonaten eine Leistung von 30 – 36 kW_{el} bereitstellen könnten³⁴. Mit einer mittleren Generatorleistung von 30 kW_{el} ergibt sich ein technisches Potenzial von 54,5 GW_{el} bei einem außerordentlich geringen Investitionsbedarf von etwa 178 – 314 €/kW_{el} nur etwa ein Fünftel des Investitionsbedarfs von Gaskraftwerken beträgt.

Tabelle 5:

Anzahl und geschätzte Leistung landwirtschaftlicher Zugmaschinen in Deutschland

	Anzahl	angenommene Generatorleistung in kW _{el}	Reserveleistung in GW _{el}
Deutschland	1.817.749	30	54,5
Bayern	563.422	30	16,9

³² https://www.umweltbundesamt.de/system/files/document/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland-excel_uba_deu_0_0.xlsx.pdf, abgerufen am 18.4.2026,

³³ Bestand an Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern (FZ27), Stand 1.4.2026 (FZ 27),

https://www.kba.de/DE/Statistik/Produktkatalog/produkte/Fahrzeuge/fz27_b_uebersicht.html, abgerufen am 20.6.2026

³⁴ <https://www.zapfwelle.de>, abgerufen am 20.6.2026

Die Nutzung dieses Potenzials erfordert allerdings die Änderung des regulatorischen Rahmens, der derzeit eine Einspeisung ins Stromnetz mit Zapfwellengeneratoren nicht zulässt. Wird die gesamte Leistung über 400 Stunden eines Jahres abgerufen, errechnet sich daraus ein Bedarf an Biodiesel von 6-7 Mio. Tonnen³⁵, der ggf. übergangsweise auch mit fossilem Diesel ergänzt werden könnte.

Problematisch für eine zeitnahe Implementierung signifikanter Kapazitäten mit Kleinanlagenpools aus landwirtschaftlichen Zugmaschinen ist der regulatorische Rahmen, der derzeit die Möglichkeit eines Netzparallelbetriebs und der Netzeinspeisung mit Zapfwellengeneratoren stark einschränkt.

Naheliegend wären hier technische Lösungen die den bestehenden Netzanschluss der PV-Anlagen landwirtschaftlicher Betriebe nutzen oder eine entsprechende Anpassung der geltenden technischen Regeln.

Sicherzustellen wäre auch, dass die angebotene Kapazität in Knappheitssituationen auch abgerufen wird. Für Biogasanlagen ist die flexible Steuerung der Anlagen in bestehenden Anlagenpools durch Vermarkter bereits etabliert. Die Regelungen des StromVKG zur Pönalisierung einer verminderten Verfügbarkeit in Hochpreisviertelstunden bieten mit hoher Wahrscheinlichkeit eine ausreichende Sicherheit, dass die Verfügbarkeit der angebotenen Kapazitäten im Vertragsverhältnis zwischen Vermarkter und Betreiber sichergestellt wird.

Innovative Konzepte zur flexiblen Nutzung biogener Festbrennstoffe



Neben den etablierten Technologien zum flexiblen Einsatz biogener Energieträger zur Bereitstellung von Reservekapazitäten

gibt es auch zahlreiche innovative Technologien, die geeignet wären, auf der Basis biogener Festbrennstoffe flexible Leistungen bereitzustellen. Dies sind insbesondere Technologien, die aus dem Festbrennstoff gasförmige oder flüssige Energieträger erzeugen, die in kostengünstigen Stromerzeugern wie Verbrennungsmotoren zur Bereitstellung von Reserveleistungen genutzt werden könnten. Beispiele wären:

- die Erzeugung von Wasserstoff aus Biomasse,
- die Erzeugung von synthetischem Methan (Substitute Natural Gas, SNG) aus Biomasse,
- die Erzeugung von Methanol oder Fischer-Tropsch-Diesel aus Biomasse

und

- die Erzeugung von Pyrolyseölen.

Der Vorteil dieser Technologien für die Bereitstellung von Reserveleistung besteht darin, dass die teuren Anlagenkomponenten, beispielsweise die thermochemische Vergasung, mit einer hohen Anlagenauslastung betrieben werden können und nur die Stromerzeugung mit geringen Jahresvolllaststunden erfolgt. Technologien für diese Technologiepfade wurden über viele Jahre entwickelt und auch großtechnisch demonstriert, konnten sich aber gegenüber fossilen Technologien nicht durchsetzen.

³⁵ zum Vergleich: der Inlandsabsatz von Biodiesel betrug 2024 ca. 2,1 Mio. Tonnen, <https://biokraftstoffe.fnr.de/kraftstoffe/aktuelle-marktsituation>, abgerufen am 20.6.2026

Beitrag der Flexibilitätspotenziale des Bioenergiesektors

Aktuelle Entwicklungen zur Erzeugung von Sustainable Aviation Fuels (SAF) für den Flugverkehr greifen diese Entwicklungen derzeit wieder verstärkt auf und könnten daher in den kommenden Jahren auch zur Bereitstellung von Reserven in den Kapazitätsmärkten zur Verfügung stehen.

Die Stromerzeugung aus gasförmigen biogenen Energieträgern könnte unmittelbar in den für Erdgas errichteten Gaskraftwerken erfolgen. Synthetisches Methan (Substitute Natural Gas, SNG) aus Biomasse könnte dadurch genau wie Biomethan aus Biogasanlagen im Gegensatz zu biogenem Wasserstoff ohne Anpassungen der bestehenden Infrastruktur und ohne die Neuentwicklung von „H₂-ready“ Gasturbinen fossiles Erdgas ersetzen und geopolitische Abhängigkeiten für die Stromversorgung Deutschlands mindern.

Für die Nutzung flüssiger biogene Energieträger müssten vorzugsweise mit Verbrennungsmotoren neue Kapazitäten realisiert werden.

Noch wesentlich erhöhen würde sich das technische Potenzial synthetischer biogener Energieträger gegenüber den in **Abbildung 5** dargestellten Werten, wenn für die Synthesen grüner Wasserstoff aus der Elektrolyse zusätzlich genutzt würde. Bilanzell entsteht bei der Synthese biogener Energieträger immer auch CO₂, das mit grünem Wasserstoff zusätzlich in den synthetischen Energieträger gewandelt werden könnte. Bei der Synthese von Methan (SNG) aus Biomasse könnte damit die Ausbeute von Methan pro Tonne Biomasse etwa verdoppelt werden und die Kohlenstoffeffizienz der Synthese maximiert werden.

Tabelle 6:

Stromerzeugungsanlagen und installierte Leistung zur Stromerzeugung aus Biomasse (Quelle: Marktstammdatenregister, Stand 9.6.2026)

	Anzahl Anlagen		Installierte Leistung		Bemessungsleistung	
	Deutschland	davon Bayern	Deutschland in MW _{el}	davon Bayern in MW _{el}	Deutschland in MW _{el}	davon Bayern in MW _{el}
Biogas insgesamt	10.955	3077	6.190	1.532	3.427	796 (23%)
davon						
Biogasanlagen	8.107 ¹	2239 (28%)	4.648	1.080 (23%)		
"Biogas-Satelliten"	2.848	838 (29%)	1.542	451 (29%)		
Biomethan-Verstromung	1.042 ²	158 (15%)	606	81 (13%)	309	42 (13%)
Dampfkraftwerke	151	20 (13%)	1.434	142 (10%)		
ORC	103	35 (34%)	108	39 (32%)		
Vergaser	663	300 (45%)	111	33 (30%)		
Klärgas, Deponiegas	1.144	173 (15%)	280	33 (12%)		
sonstige	299	195 (65%)	128	31 (24%)		
Summe	14.502	3.972 (27%)	8.827	18.901 (21%)		

¹ ohne Klärgas und Deponiegasanlagen und ohne „vorübergehend stillgelegte“ Anlagen, Anzahl mit Deponie- Klärgas und vorübergehend stilgelegten Anlagen zum 9.6.2026: 9066

² Gasmotorenanlagen zur Verstromung von Biomethan nach EEG (entspricht nicht der Anzahl der Biomethananlagen zur Erzeugung von Biomethan zur Einspeisung ins Gasnetz, sondern der Anzahl der EEG-Anlagen, die Biomethan bilanziell aus dem Gasnetz entnehmen)

Tabelle 7:

Technisches Potenzial der Bereitstellung flexibler Leistung mit Bioenergie

	aktuelles Flexibilitätspotenzial						technisches Flexibilitäts- potenzial bei 1.095 Volllaststunden		
	Deutschland			Bayern			Deutschland		Bayern
	Volllast- stunden in h/a	Überbau- ung Faktor	Leistung in MW _{el}	Volllast- stunden in h/a	Überbau- ung Faktor	Leistung in MW _{el}	Über- bauung Faktor	Leistung in MW _{el}	Leistung in MW _{el}
Biogas insgesamt	6.459	1,81	2.763	6.448	1,93	736	8	27.416	6.365
Biomethan- verstromung	4.469	1,96	297	4.469	1,96	40	8	2.478	333
Dampfkraftwerke ORC									
Vergaser Klärgas, Deponiegas sonstige									
(geringes Flexibilisierungspotenzial, wärmegeführter Betrieb)									
Kleinanlagenpools mit landwirtschaftlichen Zugmaschinen								54.500	16.000
Innovative Konzepte mit gasförmigen und flüssigen Energieträgern								40.000 ¹	10.000 ¹
Summe			3.061			776		124.394	32.698

¹ Schätzwerte

Die Fachagentur Nachwachsender Rohstoffe (FNR) beziffert alleine das bislang **ungenutzte mobilisierbare Potenzial** biogener Rest- und Abfallstoffe auf 481 von insgesamt 1.005 PJ³⁶. Das entspricht 133,6 TWh Bioenergie, die nach Umwandlung in einen flüssigen oder gasförmigen Energieträger jährlich ca. 30 bis 40 TWh Strom erzeugen könnte. In 1.000 Volllaststunden könnte damit für Knappheitssituationen eine Leistung von **30 bis 40 GW_{el}** bereitgestellt werden.

Importe biogener Energieträger und Synergien mit der Nutzung von grünem Wasserstoff aus der Elektrolyse (Power-to-Gas) könnten dieses Potenzial noch deutlich erhöhen. Für die Realisierung einer Kraftwerksreserve schon in den nächsten Jahren stehen die Potenziale allerdings noch nicht zur Verfügung. Ungeachtet dessen wäre eine Förderung dieser Technologien auch in Hinblick auf weitere Nutzungen (z.B. SAF) dringend geboten.

³⁶ <https://bioenergie.fnr.de/bioenergie/biomasse/biomasse-potenziale>, abgerufen am 12.7.2026

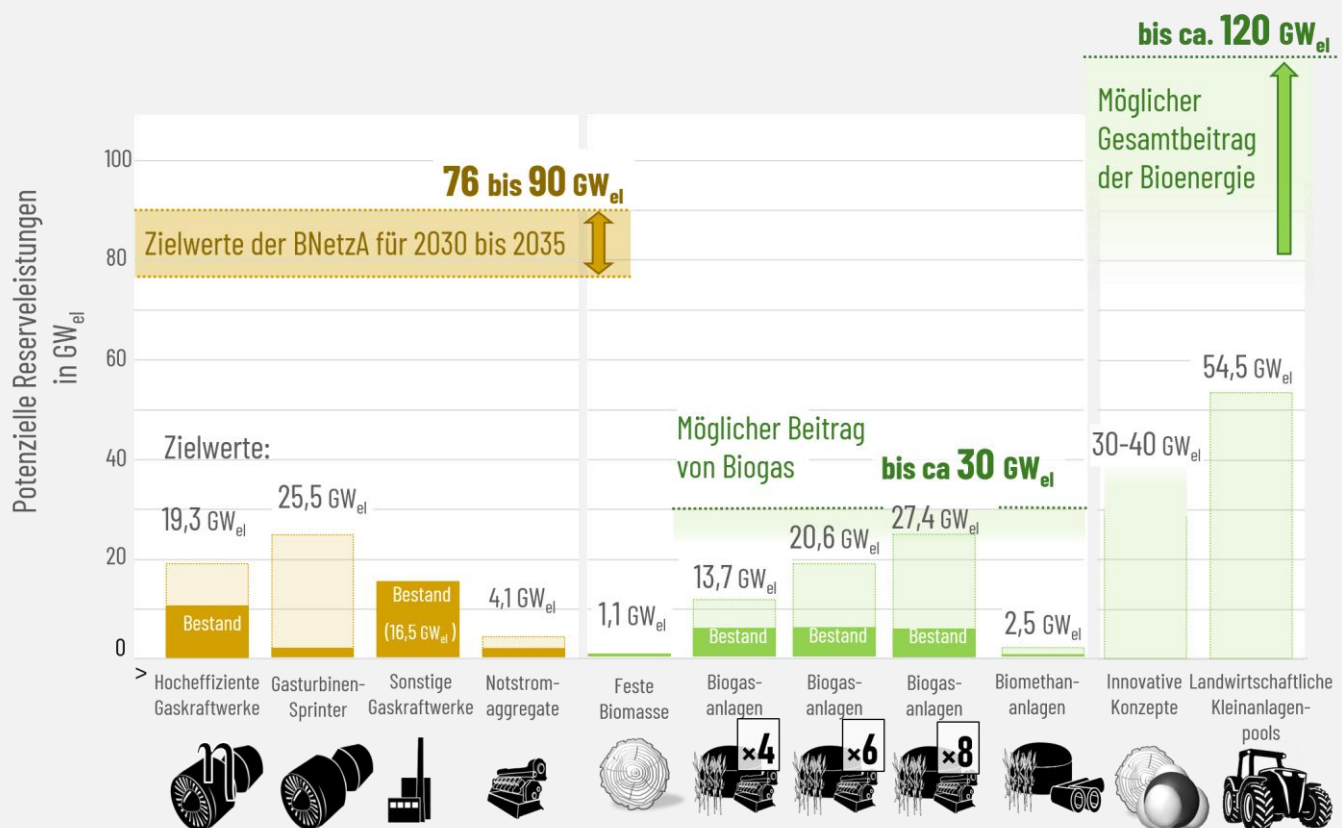


Abbildung 5:

Potenzielle Beiträge unterschiedlicher Technologien zur Deckung des Leistungsdefizits in Dunkelflauten in den Jahren 2030 bis 2035. Das Erreichen der Zahlen des Zielszenarios der BNetzA erfordert den Zubau von 22,2 GW_{el} Gaskraftwerken. Dieselbe Leistung könnte mit einer 7-fachen Überbauung von Biogasanlagen erreicht werden. Die höchste biomassebasierte Reserveleistung könnte die Ausstattung landwirtschaftlicher Zugmaschinen mit Biodiesel und einfachen Zapfwellengeneratoren bereitstellen. Da Beiträge innovativer Konzepte noch technische Entwicklungen erfordern, werden diese Technologien erst mittelfristig bereitstehen. Kurzfristig kann Bioenergie Reserven von bis zu 80 GW_{el} beitragen.

Einflüsse von Bioenergie auf die künftige Strompreisentwicklung

KURZFASSUNG:

Die Simulationen des FAU-Strompreismodells zeigen, dass flexibilisierte Biogasanlagen im StromVKG positive Auswirkungen sowohl auf die Versorgungssicherheit als auch die Strompreisentwicklung haben. Bei einer 8-fachen Überbauung der Biogasanlagen im StromVKG reduziert sich die *Loss of Load Expectation (LOLE)* im Jahr 2037 von 186 h auf 13 h. Gleichzeitig kann der mittlere Börsenstrompreis um etwa 4 ct/kWh_{el} reduziert werden. Ursache hierfür ist insbesondere die Vermeidung von Knappheitssituationen mit Strompreisen bis zum Börsenlimit von 3.000 €/MWh_{el}. Insgesamt hängt die Entwicklung künftiger Strompreise stark an der Entwicklung des Gaspreises. Biogasanlagen im EEG wirken insbesondere in Zeiten mit hohen Gaspreisen strompreissenkend, indem sie den Einsatz teurer Wasserstoffkraftwerke vermeiden.

Um die Potenziale einer erneuerbaren Kraftwerksreserve auszuschöpfen, sollte der Gebotshöchstwert für Gaskraftwerke durch einen **Versorgungssicherheitsbonus** auf 67 €/kWh_{el} abgesenkt werden, um deren Beitrag zur Versorgungssicherheit, zur Senkung der CO₂-Emissionen und zur Verringerung geopolitischer Abhängigkeiten angemessen zu berücksichtigen.

Szenarien für die Abschätzung der künftigen Strompreisentwicklung

Eines der entscheidenden Kriterien für die künftige Rolle von Bioenergie im Energiesystem ist der zu erwartende Einfluss auf den Strompreis und die Versorgungssicherheit. Im Folgenden werden diese beiden Kenngrößen jeweils

- mit den Vorgaben des NEP 2025 mit den zusätzlichen Gaskraftwerksreserven des StromVKG³⁷

sowie

- mit den Vorgaben des NEP 2025 mit den zusätzlichen Gaskraftwerksreserven

des StromVKG und einer zusätzlichen biogasbasierten Kraftwerksreserve **im StromVKG**

näher untersucht. Um die Auswirkungen des Einflusses von Bioenergie auf die Strompreise und Versorgungssicherheit zu quantifizieren, wird ein techno-ökonomisches Fundamentalmmodell des deutschen Day-Ahead-Strommarktes genutzt. Das Modell bildet die physikalischen und ökonomischen Zusammenhänge am Strommarkt in stündlicher Auflösung ab und berücksichtigt neben den verschiedenen Stromerzeugungstechnologien

³⁷ <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/Gesetz/2026/20260513-entwurf-eines-gesetzes-zur-sicherung-der-versorgungssicherheit-strom.pdf>, abgerufen am 26.06.2026

auch Speicher, Nachfrageflexibilitäten sowie den Stromhandel mit direkten internationalen Stromhandelspartnern.

Preisbildung im verwendeten Strommarktmodell

Die stündliche Preisbildung erfolgt, wie in der FAU-Biogasstudie 2024 beschrieben³⁸, nach dem Prinzip der Merit-Order. Die verfügbaren Kraftwerke werden entsprechend ihrer Grenzkosten sortiert. Der Strompreis jeder Stunde bestimmt sich anschließend aus den Grenzkosten des letzten zur Deckung der Nachfrage benötigten Kraftwerks. Die Einspeisepprofile der erneuerbaren Energien in der Simulation basieren in dieser Studie auf dem Wetterjahr 2022, das verglichen mit anderen historischen Wetterjahren eine durchschnittliche Wind- und Photovoltaikerzeugung aufweist.

Weiterentwicklungen des FAU-Strommarktmodells im Vergleich zur FAU-Biogasstudie 2024

Die wesentliche Erweiterung des aktuellen FAU-Strommarktmodells gegenüber dem Stand des Jahres 2024 ist die zusätzliche Berücksichtigung der Marktsituation in den Nachbarländern. Der grenzüberschreitende Stromhandel wird über verfügbare Übertragungskapazitäten modelliert, während Nachfrageflexibilitäten über kostenabhängige Lastverschiebungs- und Lastreduktionspotenziale integriert werden. Ein weiteres neues Merkmal des Modells ist die gekoppelte Abbildung von Stromspeichern und Strommarkt. Speicher treffen ihre Lade- und Entladeentscheidungen auf Basis der erwarteten Strompreisentwicklung. Sie laden bevorzugt in Stunden mit niedrigen Preisen beziehungsweise hoher erneuerbarer Einspeisung und speisen Energie in Stunden mit hohen Preisen wieder aus.

Details zur Weiterentwicklung des FAU-Strommarktmodells und insbesondere zur Berücksichtigung der Vorgaben des StromVKG sind im Anhang zusammengefasst.

Referenz-Szenario

Als Referenzszenario wird dieser Studie das Szenario A des Netzentwicklungsplans 2025³⁹ zugrunde gelegt. Dieses weist verglichen mit den anderen Szenarien des NEP eine geringere Steigerung des Stromverbrauchs aufgrund einer geringeren Elektrifizierung und geht von einem verstärkten Einsatz von Wasserstoff aus. **Abbildung 5** zeigt die im Szenario A des NEP unterstellte Entwicklung des Nettostromverbrauchs. Auf der Erzeugungsseite nimmt zum einen der Anteil der Wind- und Photovoltaikerzeugung stark zu. So steigt die installierte Leistung von PV von 99,8 GW_{el} im Jahr 2024 auf 270,0 GW_{el} im Jahr 2037 bzw. 315,0 GW_{el} im Jahr 2045. Zum anderen geht der NEP von 28,7 GW_{el} Wasserstoffkraftwerken sowie 13,9 GW_{el} Erdgaskraftwerken im Jahr 2037 bzw. 60,6 GW_{el} Wasserstoffkraftwerken im Jahr 2045 aus. Verglichen mit den rund 75,8 GW_{el} thermischen Kraftwerken im Jahr 2024 reduziert sich die installierte Leistung steuerbarer Stromerzeuger also deutlich.

Der Nettostromverbrauch verdoppelt sich durch die zunehmende Elektrifizierung nahezu von 498 TWh_{el} im Jahr 2024 auf 922 TWh_{el} im Jahr 2037 bzw. 1.047 TWh_{el} im Jahr 2045 (**Abbildung 6**). Eine wesentliche Änderung des Szenarios A im NEP 2025 gegenüber dem NEP 2023 ist ein um 2/3 reduzierter Stromverbrauch für Elektrolyseure für die Herstellung von Wasserstoff (52 TWh_{el} statt 165 TWh_{el}). Neu berücksichtigt wird der künftige Stromverbrauch von Rechenzentren (78 TWh_{el}).

³⁸ https://www.evt.tf.fau.de/faustudie_biogasimenergiesystem2024/, abgerufen am 10.7.2026

³⁹ https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2026-05/NEP_2037_2045_V2025_2_Entwurf_1.pdf, abgerufen am 26.06.2026

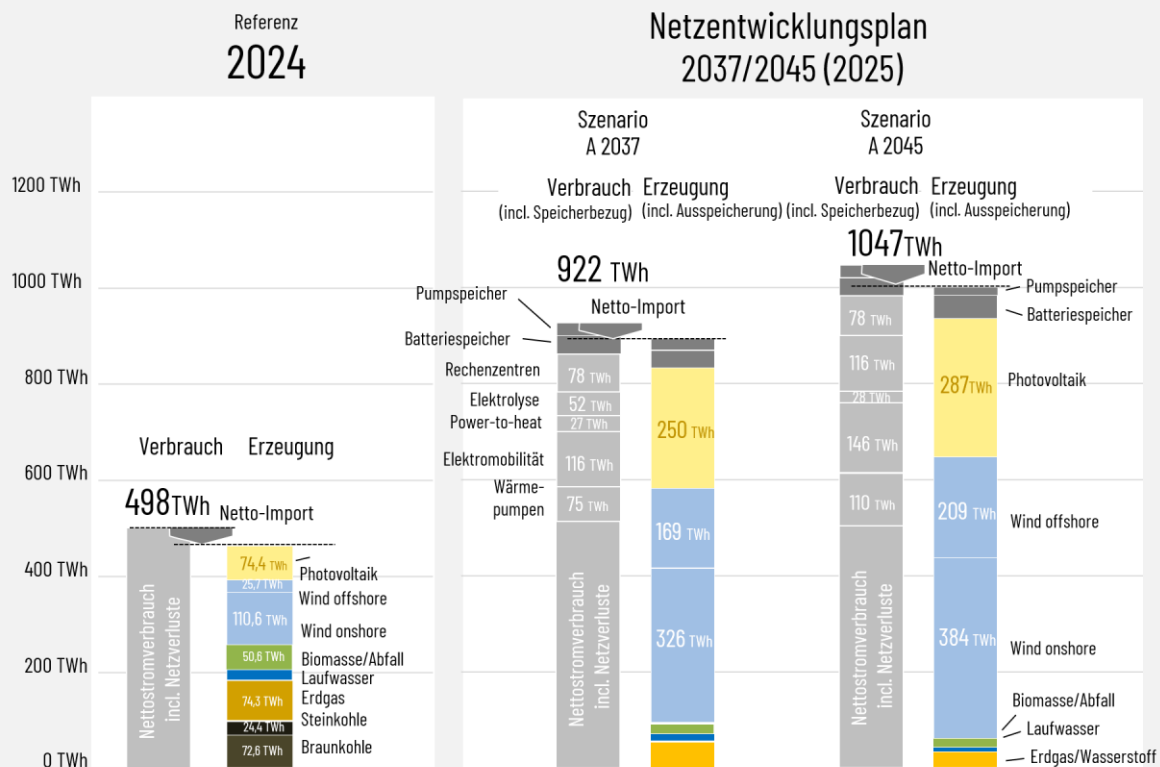


Abbildung 6: Prognostizierte Zunahme des Stromverbrauchs und der Stromerzeugung nach den Annahmen des Netzentwicklungsplan (NEP) Strom 2037 mit Ausblick 2045. Der Nettostromverbrauch wird sich gegenüber dem Jahr 2024 bis 2037 nahezu verdoppeln. Wesentliche Gründe dafür sind der Wasserstoffbedarf der Industrie, die Elektrifizierung des Wärme- und des Verkehrssektors und der künftige Strombedarf für Rechenzentren.

Annahmen zur Entwicklung des künftigen Gas- und CO₂-Preises

Die zukünftige Entwicklung der Strompreise hängt wesentlich von den zugrunde gelegten Brennstoff- und Wasserstoffpreisen und den angenommenen Preisen für den Bezug von CO₂-Zertifikaten ab. Im Szenario A des Netzentwicklungsplans 2025 werden vergleichsweise niedrige Erdgaspreise von 16,9 €/MWh_{Erdgas} im Jahr 2037 beziehungsweise 16,3 €/MWh_{Erdgas} im Jahr 2045 unterstellt. Für Wasserstoff wird angenommen, dass sich dessen Preis aus den Erdgaskosten einschließlich der CO₂-Kosten ableitet.

Die aktuellen Marktdaten liegen deutlich über diesen Annahmen. Der über das Jahr 2025 gemittelte mengengewichtete Erdgaspreis betrug 38,78 €/MWh_{Erdgas}⁴⁰. Großhandelspreise für grünen Wasserstoff liegen erheblich über den Großhandelspreisen für fossiles Erdgas. Der HYDRIX-Wasserstoffpreis liegt im Juli 2026 bei etwa 256 €/MWh_{H₂}. Auch langfristige Projektionen gehen von höheren Wasserstoffkosten aus. So werden im Diskussionspapier der FfE Wasserstoffpreise von rund 222 €/MWh⁴¹ im Jahr 2040 prognostiziert. Die Simulationen dieser Studie wurden deshalb auch Gaspreise von 38,78 und 222 €/MWh_{Gas} zugrunde gelegt. Die künftige Entwicklung des CO₂-Preises

⁴⁰ Montel Commodities: <https://www.montelnews.com/>, abgerufen am 20.02.2026

⁴¹ FfE (2025): „Von der Theorie zur Praxis: Warum grüner Wasserstoff teurer ist als gedacht“;

https://www.ffe.de/wp-content/uploads/2025/07/Diskussion_Paper-Investitionskosten_Elektrolyse-2.pdf, abgerufen am 20.02.2026

basiert auf den Annahmen des „Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025“⁴². Hier werden für

2037 CO₂-Preise von 152,7 und für das Jahr 2045 CO₂-Preise von 172,5 €/t_{CO2} angenommen.

Ergebnisse der Abschätzung der künftigen Strompreisentwicklung

Entwicklung der künftigen Loss of Load Expectation (LOLE)

Neben der künftigen Entwicklung von Gas- und CO₂-Preisen für die in der Merit-Order oft preissetzenden Gaskraftwerken, führen künftig

vor allem auch Knappheitssituationen im Energiemarkt zu steigenden Strompreisen. Analog zu den Ergebnissen der Amprion Versorgungssicherheitsstudie 2025 errechnen auch die Simulationen des FAU-Strommarktmodells eine starke Zunahme der LOLE-Ereignisse im Energiemarkt (**Abbildung 7**)

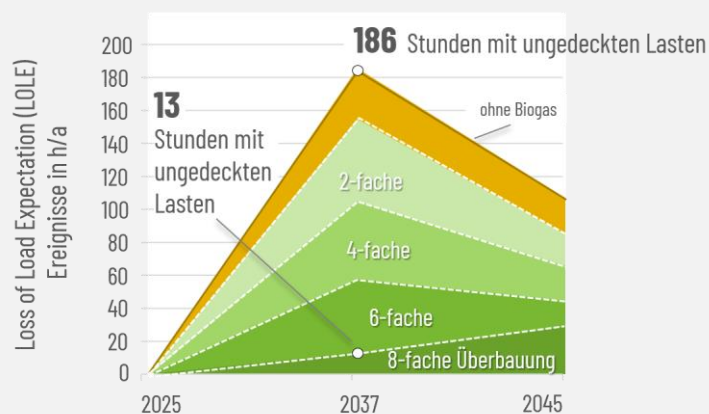


Abbildung 7: Zu erwartende Entwicklung der Loss of Load Expectation (LOLE) Ereignisse (Stunden ungedeckter Lasten) in den Jahren 2037 und 2045 unter den Annahmen des NEP 2025 mit und ohne zusätzliche Biogasreserve im Energiemarkt. Die Stunden ungedeckter Lasten nehmen durch den Kohleausstieg und die unzureichenden Reservekapazitäten bis 2037 eklatant zu. Durch stark überbaute Biogasanlagen können diese Knappheitssituationen weitgehend vermieden werden. Im Jahr 2045 führt der stärkere Zubau an Wind und Photovoltaik auch zu einer leichten Reduktion der LOLE-Ereignisse.

Einfluss von LOLE-Ereignissen auf künftige Strompreise

Die LOLE-Ereignisse reduzieren nicht nur die Versorgungssicherheit und führen zu notwendigen Abschaltungen im Verteilnetz sondern

steigern auch maßgeblich künftige Strompreise. In Situationen, in denen die Nachfrage am Energiemarkt nicht gedeckt werden kann steigen die Strompreise massiv an. Am Day-Ahead-Markt sind die Strompreise auf 3.000 €/MWh_{el} bzw. 3 €/kWh_{el} limitiert⁴³. Wird

⁴² https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/NEP/DL_Szenariorahmen/SR_Entwurf2025Strom.pdf, abgerufen am 10.07.2026

⁴³ In der Vergangenheit wurden entsprechen hohe Preise auch schon aufgerufen. Als beispielsweise am 4.2.2022

in Folge von Abschaltungen von Kernkraftwerken der Strombedarf für elektrische Heizungen in Frankreich nicht mehr gedeckt werden konnte, wurden dort Preise von 2988 €/MWh_{el} aufgerufen. Am 3.6.2024 führten

dieser Preis im Jahr in den 186 Stunden ungedeckter Last aufgerufen, steigt der mittlere Strompreis des Jahres 2037 um 6,1 ct/kWh auf einen Strompreis von 19,8 ct/kWh_{el} („LOLE-Effekt“). Besonders deutlich nimmt der LOLE-Wert bei hohen Überbauungen der Biogasanlagen ab. So lassen sich die Stunden mit ungedeckter Last im Jahr 2037 von 186 h auf 13 h reduzieren.

Der zunehmende Ausbau der erneuerbaren Energien führt anschließend zu einer leichten Zunahme der Versorgungssicherheit bis 2045. Jedoch können auch hier zusätzlich flexibilisierte Biogasanlagen zu einer deutlichen Steigerung der Versorgungssicherheit führen. Können die LOLE-Ereignisse durch zusätzliche

Biogasreservekraftwerke wie in **Abbildung 7** auf nur 13 Stunden reduziert werden, sinkt der Strompreis um etwa 4 ct/kWh (**Abbildung 8**).

Entscheidend für die Strompreisentwicklung ist, dass die zusätzliche Reserveleistung im Strommarkt angeboten wird. Reserven, die beispielsweise als Netzreserve nach § 13d EnWG oder als Kapazitätsreserve nach §§ 13e EnWG außerhalb des Energy-Only-Marktes (Intraday bzw. Day-Ahead Markt) vorgehalten werden, können zwar Abschaltungen verhindern und die Stunden ungedeckter Last beim Verbraucher reduzieren. Eskalierende Strompreise am Energy-Only-Energiemarkt werden durch außermärkliche Reserven aber nicht verhindert.

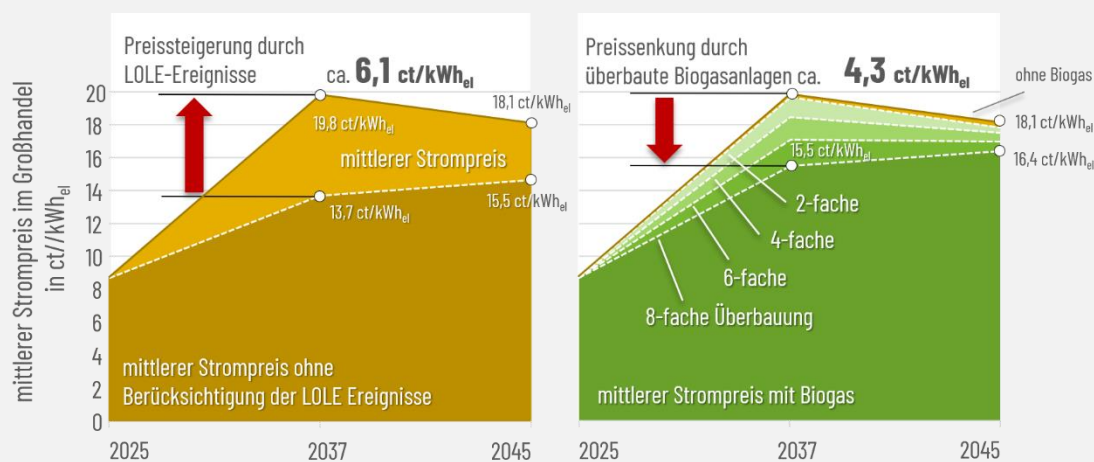


Abbildung 8: Einfluss der LOLE-Ereignisse auf die künftige Entwicklung des mittleren Strompreises. Der preissenkende Effekt flexibilisierter Biogasanlagen korreliert mit der Überbauung der Biogasanlagen und der dadurch zusätzlich zur Verfügung stehenden Reservekapazität.

Der preismindernde Effekt flexibilisierter Biogasanlagen wirkt sich mit etwa 4 ct/kWh_{el} auf den jahresgemittelten Strompreis aus. Dies entspricht in etwa den Ergebnissen der FAU-Biogasstudie 2024. Das absolute Preisniveau der Großhandelspreise von knapp unter 24 ct/kWh_{el} im Jahr 2037 bei vergleichbaren Gaspreisen (Erdgas um 4 ct/kWh_{Gas}) wird mit

dem neuen FAU-Strompreismodell, selbst ohne Berücksichtigung von Wasserstoffkraftwerken etwas höher prognostiziert als mit dem Modell ohne Berücksichtigung der Marktsituation in den Nachbarstaaten. Dies liegt im Wesentlichen an der zusätzlichen Nachfrage im Ausland gerade in Situationen mit höheren Strompreisen, aber auch an der

Prognosefehler am Intraday-Markt in Deutschland sogar kurzzeitig zu Preisen an der Preisobergrenze des Intraday Handels von 9999 €/MWh_{el}

neuen saisonalen Skalierung des Stromverbrauchs mit vermehrten Strombezugsspitzen im Winter. Wesentliche Unterschiede in den Annahmen bestanden darin, dass für die FAU-Biogasstudie 2024 Importe in der Merit Order als letzte Option vorgesehen waren, da die Marktsituation in Nachbarländern nicht abgebildet werden konnte. Die Einbeziehung der Marktsituation in den Nachbarstaaten zeigt jetzt, dass durchaus mit einem generell höheren Angebot und höheren Importen gerechnet werden kann. Dies führt zunächst zu sinkenden Durchschnittspreisen. Die preissenkende Wirkung höherer Importe wird aber durch die neu auftretenden LOLE-Situationen kompensiert, die durch Importe nicht verhindert werden können. Durch die Integration zusätzlicher Kraftwerksleistung in Form von Biogasreservekraftwerken, steht in Stunden mit geringer erneuerbarer Erzeugung deutlich mehr Kraftwerksleistung zur Verfügung. Dadurch können sowohl die Stunden mit ungedeckten Lasten (LOLE) als auch die mittleren

Börsenstrompreise, wie in **Abbildung 8** dargestellt, deutlich reduziert werden. Die positiven Auswirkungen auf den mittleren Strompreis kommen primär dadurch zustande, dass in Stunden mit ungedeckter Last der Strompreis dem Börsenlimit von 3.000 €/MWh_{el} entspricht. Durch die Reduktion der Anzahl dieser Stunden sinkt folglich auch der mittlere Strompreis. Der durchschnittliche Börsenstrompreis im Jahr 2037 liegt bei 19,8 ct/kWh_{el} bzw. 18,1 ct/kWh_{el} im Jahr 2045. Eine 8-fache Überbauung der Biogasanlagen senkt den Strompreis im Jahr 2037 um rund 4,3 ct/kWh_{el} und im Jahr 2045 um 1,7 ct/kWh_{el}.

Einfluss von Gaspreisen auf künftige Strompreise

Für das Jahr 2037 ergibt sich mit den Annahmen des NEP25 – ohne zusätzliche Biogasreserve – ein durchschnittlicher Strompreis von 19,8 ct/kWh_{el}.

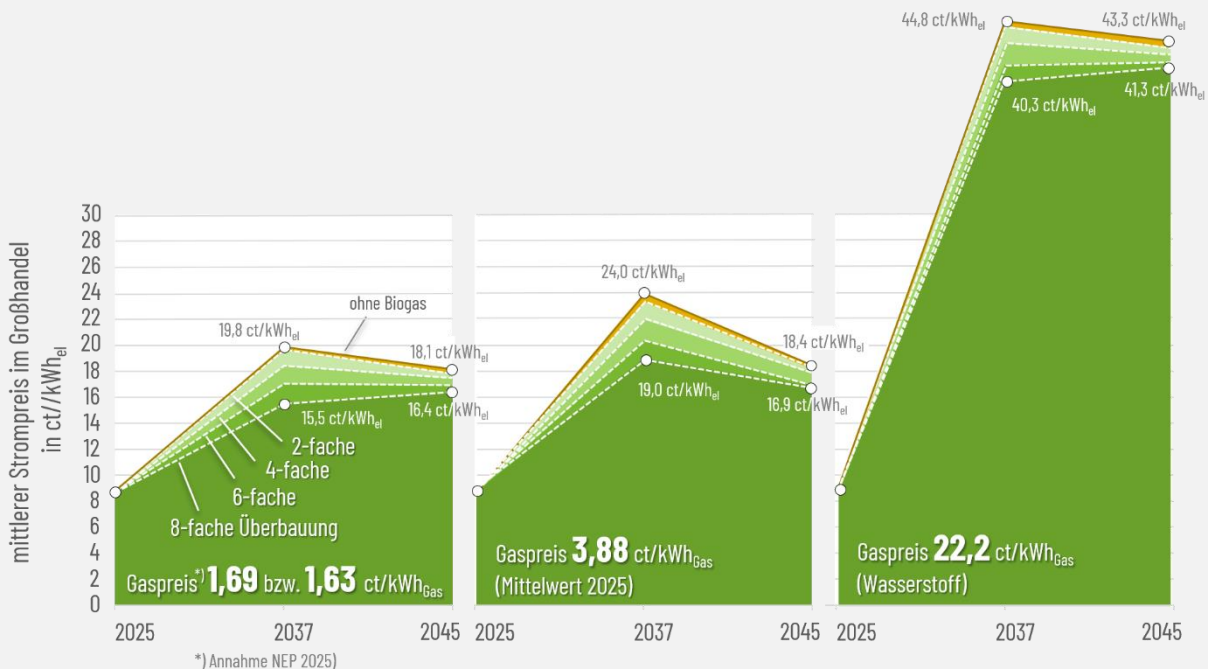


Abbildung 9: Einfluss des Gaspreises auf den mittleren Strompreis im Großhandel. Durch die geringe Anzahl von Einsatzstunden der Gaskraftwerken ist der Einfluss moderater Gaspreisänderungen gering. Soll in den kommenden Jahren dagegen grüner Wasserstoff für Reservekraftwerke zum Einsatz kommen führt dies zu erheblichen Strompreissteigerungen. In allen Fällen ist der preismindernde Effekt flexiblerisierter Biogasanlagen bis zu etwa 4 ct/kWh_{el}

Unter Annahme eines Gaspreises von 222 €/MWh_{Gas} liegt der mittlere Strompreis des Jahres 2037 jedoch bei 44,78 ct/kWh_{el} (**Abbildung 9**). Mit dem weiteren Ausbau von Windenergie- und Photovoltaikanlagen sowie zusätzlichen Flexibilitätsoptionen sinken die Strompreise bis 2045 auf Werte zwischen 41,3 ct/kWh_{el} bzw. 43,0 ct/kWh_{el}.

Die Ergebnisse verdeutlichen, dass die zukünftigen Strompreise in hohem Maße von den tatsächlichen Entwicklungen auf den Gas- und Wasserstoffmärkten abhängen. Insbesondere Abweichungen von den im Netzentwicklungsplan unterstellten Brennstoffkosten können zu deutlich veränderten Strompreisniveaus führen.

Strompreissenkende Wirkung flexibilisierter Biogasanlagen im StromVKG und im EEG

Flexibilisierte Biogasanlagen können entweder wie bisher im EEG partizipieren oder als Kapazitäten im StromVKG teilnehmen. Um die Verfügbarkeit in Hochpreisviertelstunden im StromVKG zu gewährleisten, ist es dabei entscheidend, dass Biogasanlagen sich als „letztes“ in die Merit-Order integrieren, wie in **Abbildung 16** im Anhang dargestellt.

Die Alternative für Biogasanlagen liegt in der Förderung über den Flexibilitätszuschlag im EEG. In diesem Fall erhalten die Anlagenbetreibenden zwar eine (vermutlich) wesentlich geringere Fördersumme, haben jedoch keine Restriktionen bezüglich der Verfügbarkeit in den Hochpreisviertelstunden. Dementsprechend tragen flexibilisierte Biogasanlagen im EEG weniger zur Versorgungssicherheit und zur Reduktion von LOLE-Ereignissen bei. Stattdessen wirken sie im EEG primär strompreissenkend insbesondere bei hohen Gaspreisen, wenn sie den Einsatz deutlich teurerer Wasserkraftwerke vermeiden.

Im Folgenden soll der Einfluss der Überbauung und der Speichergröße sowie die Auswirkungen auf die Strompreise und die Versorgungssicherheit näher beleuchtet werden.

Einfluss der Überbauung auf die erforderliche Speichergröße für Biogasanlagen im StromVKG

Abbildung 10 zeigt die Simulationsergebnisse des Speicherfüllstands für einen optimierten

Betrieb der Biogasanlagen in Deutschland in Abhängigkeit der Überbauung. Durch die Implementierung der Biogasanlagen als letzten Kraftwerkstyp in der Merit-Order führt eine geringe Überbauung dazu, dass der Speicher nahezu immer voll ist und die Möglichkeit der flexiblen Fahrweise nur selten genutzt wird. Anders sieht es bei einer höheren Überbauung aus. Bei einer 8-fachen Überbauung ermöglichen Biogasanlagen eine Art saisonale Speicherung. In Stunden mit geringer erneuerbarer Verfügbarkeit können sie mit hoher Leistung Strom bereitstellen, wenn entsprechend Speicherkapazität vorhanden ist.

Abbildung 11 zeigt die benötigte Speicherkapazität in Abhängigkeit des Überbauungsgrads im Jahr 2037 und im Jahr 2045 für eine Teilnahme der Biogasanlagen im StromVKG. Während im Jahr 2037 bei einer 2-fachen Überbauung ein Speicher mit 18 Volllaststunden Speicherkapazität ausreicht, wird bei einer 8-fachen Überbauung eine Speicherkapazität in Höhe von ca. 140 h benötigt. Die notwendige Überbauung reduziert sich jedoch mit zunehmendem Ausbau der erneuerbaren Energien, insbesondere für hochüberbaute Anlagen. So benötigt eine 8-fach überbaute Biogasanlage im Jahr 2045 ca. 85 Volllaststunden Speicherkapazität.

Diese Angaben basieren auf den Daten des Referenzjahres 2022. Windarme und besonders dunkelflautenreiche Referenzjahre (z.B. 2017) führen zu höheren Speicherbedarfen.

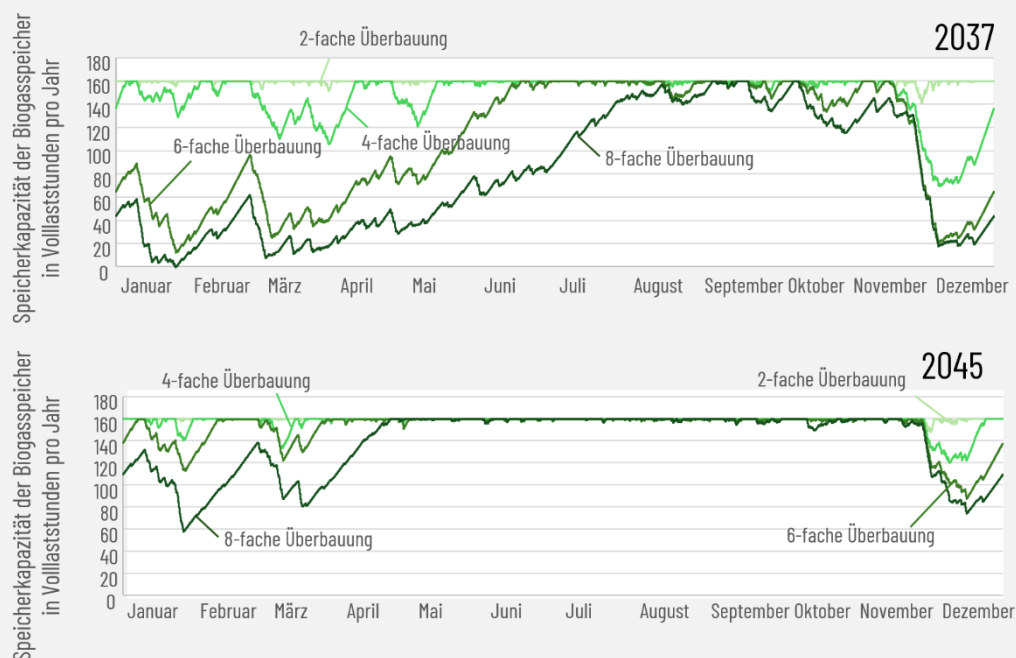


Abbildung 10:

Verlauf der (optimalen) Speicherfüllstände im Jahr 2037 und 2045 für die Biogasanlagen Deutschlands im StromVKG. Bei einer hohen Überbauung entlädt sich der Biogasspeicher deutlich schneller, so dass mehr Speicherkapazität benötigt wird. Genutzt wird die volle Speicherkapazität vor allem in den Wintermonaten, um in Hochpreisviertelstunden ausreichend lange Strom bereitstellen zu können.

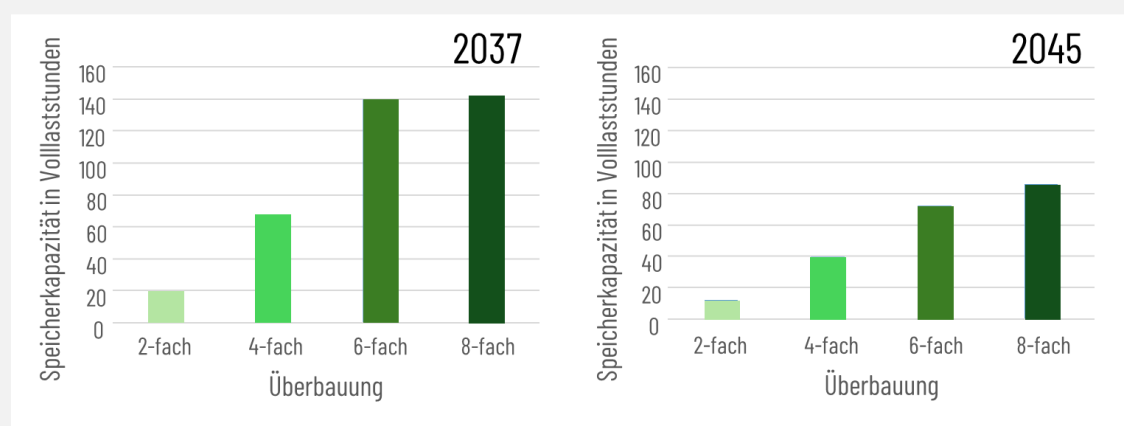


Abbildung 11:

Benötigte Speicherkapazität in Abhängigkeit der Überbauung für die Teilnahme der Biogasanlagen im StromVKG.

Diskussion der Höchstgebotswerte des StromVKG

Ein wesentlicher Kritikpunkt des StromVKG ist neben der fehlenden Privilegierung erneuerbarer Energien der zu hohe Höchstgebotswert nach § 39 StromVKG. Der Höchstgebotswert wurde durch den Kabinettsbeschluss vom 13.5.2026 auf jährlich 173 €/kW_{el} festgelegt und durch Beschluss des Ausschusses für Wirtschaft und Energie des Bundestages am 08.07.2026 kurz vor der Abstimmung im Bundestag **auf jährlich 244 €/kW_{el} erhöht** und vom Deutschen Bundestag am 09.07.2026 in zweiter und dritter Lesung beschlossen.

Wie in **Abbildung 1** gezeigt liegt dieser Höchstwert weit über vergleichbaren Werten in europäischen Nachbarstaaten. Durch die starke Einschränkung des StromVKG auf fossile Gaskraftwerke und den fehlenden Wettbewerb unter nur wenigen potenziellen Anbietern der Energiewirtschaft ist zu erwarten, dass die Zuschlagswerte – genau wie die Zuschlagswerte vorangegangener Auktionen zur außermärklichen Kapazitätsreserve⁴⁴ nach § 13e EnWG – auch **nahe an diesem Höchstwert** liegen werden. Als Anhaltswerte für Förderungen neue Reserven definiert die European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) eine Berechnungsmethode⁴⁵ für die „Cost of New Entry“ (CONE). Diese orientieren sich an den Investitionskosten für eine einfache Gasturbine abzüglich der potenziell erwirtschafteten Erlöse im Strommarkt. Im europäischen Vergleich fallen die im deutschen StromVKG extrem hohen Gebotshöchstwerte im Vergleich zu den mit der ACER-Methode abgeschätzten CONE in Höhe von 85,61 €/kW_{el}·a für eine Gasturbine

auf. Die Investitionskosten in die Flexibilisierung von Biogasanlagen sind in der Regel etwas höher, da die Anlagen kleiner sind („Economy-of-Scale“) und neben der zusätzlichen installierten Leistung auch entsprechend Speicherkapazität zugebaut werden muss. Aus diesem Grund wäre es zielführend, **für Reserven mit Erneuerbaren Energien ein Versorgungssicherheitsbonus einzuführen**, der die Nachteile gegenüber fossilen Gaskraftwerken kompensiert. Rechtfertigen lässt sich dies durch den erhöhten ökologischen Nutzen dieser Anlagen und einer verbesserten Resilienz des Energiesystems.

Basierend auf den in **Tabelle 8** dargestellten Kosten sollte für den Versorgungssicherheitsbonus eine Höhe von 67,3 €/kW_{el} pro Jahr vorgesehen werden. Die Privilegierung der erneuerbaren Energien könnte also dadurch erfolgen, dass Biogasanlagen dann bevorzugt bezuschlagt werden, wenn ihr Gebotswert nicht mehr als 67,3 €/kW_{el} über dem fossiler Erdgaskraftwerke liegt („Versorgungssicherheitsbonus“). Dies rechtfertigt sich durch die großen Vorteile von Biogas in Bezug auf die Schaffung geopolitischer Unabhängigkeit, Ökologie sowie die langfristige Reduktion der Strompreise.

Eine besondere Rolle könnte die Einführung von Kleinanlagenpools mit landwirtschaftlichen Zugmaschinen spielen. Im Gegensatz zu anderen Stromerzeugungstechnologien stehen diese Anlagen nicht ganzjährig zur Verfügung, da die Zugmaschinen im landwirtschaftlichen Betrieb benötigt werden. Die Anlagen können also nicht ganzjährig am Strommarkt

⁴⁴ Der Höchstgebotswert für die Kapazitätsreserve nach §§ 13e EnWG liegt bei 100 €/kW_{el}. Die Zuschlagswerte lagen zuletzt bei 99,99 €/kW_{el} (2024–2026) und 100 €/kW_{el} (2026–2028). <https://www.netztransparenz.de/de-de/Systemdienstleistungen/Betriebsfuehrung/Kapazit%C3%A4tsreserve/Ver%C3%B6ffentlichungen-zum-Erbringungszeitraum-2026-2028>, abgerufen am 11.8.2026

⁴⁵ https://acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Decisions_annex/ACER%20Decision%202023-2020%20on%20VOLL%20CONE%20RS%20-%20Annex%20I.pdf, abgerufen am 07.07.2026

Beitrag der Flexibilitätspotenziale des Bioenergiesektors

zusätzliche Erlöse erzielen. Dafür liegen die Investitionskosten für einen Zapfwellengenerator deutlich unter denen von Gasturbinen bzw. Biogas-BHKWs, wie in **Tabelle 8** dargestellt. Die für den Aufbau einer Reserve bestehend aus landwirtschaftlichen Zugmaschinen notwendige Förderung liegt bei maximal

49 €/kW_{el} somit deutlich unter denen der anderen Technologien, so dass der Aufbau einer Reserve aus Kleinanlagenpools mit landwirtschaftlichen Zugmaschinen in jedem Fall wirtschaftlich möglich ist und die Endverbraucher erheblich weniger belasten würde als der Bau und die Förderung fossiler Gaskraftwerke.

Tabelle 8: Aufwand für Anlagenbetreiber für den Zubau zusätzlicher Leistung und ggf. Speicherkapazität. Für Biogasanlagen liegt der Investitionsaufwand deutlich höher. Demgegenüber stehen ökologische Vorteile der Anlagen im Vergleich zu mit fossilem Erdgas betriebenen Gasturbinen sowie die geopolitische Unabhängigkeit der Strombereitstellung und die langfristige strompreisreduzierende Wirkung, die die Einführung eines **Versorgungssicherheitsbonus für biomassebasierte Reserven** nahelegen

Markterlöse nach ACER		min	max	erforderlicher Versorgungssicherheitsbonus
Gasturbinen-Kraftwerke				
Spezifische Investitionskosten ^{2,3}	in €/kW _{el}	540	1.070	
jährlicher Kapitaldienst ¹	in €/kW _{el} ·a	55,6	110,2	
Costs-of-New-Entry (CONE)	ca. 52%	26,7	57,07 ⁸	67,3
flexibilisierte Biogasanlagen (8-fache Überbauung)				
Spezifische Investitionskosten	in €/kW _{el}	1.335 ⁴	2.335 ⁵	
jährlicher Kapitaldienst ¹	in €/kW _{el} ·a	137,5	240,4	
Costs-of-New-Entry (CONE)	ca. 52%	71,2	124,4	
Zapfwellengenerator (Kleinanlagenpools mit landwirtschaftlichen Zugmaschinen)				
Spezifische Investitionskosten ⁶	in €/kW _{el}	178	314	
jährlicher Kapitaldienst ¹	in €/kW _{el} ·a	18,3	32,3	
Notwendige Förderung ⁷	100%	27,5	48,5	(keiner)
Vergleichswert:	in €/kW_{el}·a	244,0		
Höchstgebotsgrenze nach § 39 StromVKG	bzw. €/kW_{el}⁹	bzw. 207,4		

¹ Zins 6%, 15 Jahre

² Freitag, Patrick, et al. "A techno-economic analysis of future hydrogen reconversion technologies." International Journal of Hydrogen Energy 77 (2024): 1254-1267.

³ EnBW nennt für die Realisierung von Gaskraftwerken mit einer Kapazität von 1,5 GW in Altbach/Deizisau Kosten von 1,6 Mrd Euro <https://www.enbw.com/press/enbw-hydrogen-ready-gas-turbine-stuttgart.html> abgerufen am 26.4.2026

⁴ https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/sites/default/files/2021-05/210511_Handlungsempfehlungen_Runder_Tisch_Flexibilisierung_Biogasbestandsanlagen.pdf, abgerufen am 15.5.2026

⁵ Mit Gasspeicher 160 Volllaststunden, <https://www.evt.tf.fau.de/fau-biogasstudie-2026/>, abgerufen am 11.7.2026

⁶ <https://sev-stromerzeuger.com/collections/zapfwellengeneratoren>, Zapfwellengeneratoren verschiedener Größen (hier: ENDRESS EZG 25/2 II/TN-S, SDMO AWB 4-4OX und ENDRESS EZG 100/4 II/TN-S, abgerufen am 06.07.2026

⁷ Abweichend von den anderen Technologien kann nicht davon ausgegangen werden, dass Zapfwellengeneratoren aufgrund der Nutzung der Traktoren in der Landwirtschaft im übrigen Jahresverlauf Erlöse an der Strombörse erzielen. Daher sind diese in der Berechnung nicht inkludiert.

⁸ ACER: „Security of EU electricity supply“ (2025): <https://www.rinnovabili.it/wp-content/uploads/2025/11/ACER-2025-Security-of-EU-electricity-supply.pdf>, abgerufen am 18.06.2026 → entspricht 52% des jährlichen Kapitaldienstes

⁹ Unter Annahme eines für Gaskraftwerke im StromVKG vorgesehenen Reduktionsfaktors von 0,85

Handlungsempfehlungen

KURZFASSUNG:

Die Handlungsempfehlungen adressieren insbesondere die Gestaltung der dritten Ausschreibungsrunde nach § 6 StromVKG mit den Gebotsterminen am 1. Dezember 2027 und 1. Oktober 2029 sowie das angekündigte Anschlussgesetz 2027 für den Kapazitätsmarkt ab 2032 und begleitende Regelungen. Konkret wird empfohlen...

1. ... im angekündigten Anschlussgesetz eine Privilegierung erneuerbarer Reservekapazitäten durch einen Versorgungssicherheitsbonus festzuschreiben,
 2. ... bereits in der dritten Ausschreibungsrunde des StromVKG durch eine privilegierte Ausschreibung biogasbasierter Kapazitäten eine Biogas-Kapazitätsreserve von mindestens 24 GW_{el} bis 2032 sicherzustellen,
 3. ... bereits in der dritten Ausschreibungsrunde durch einen technologiespezifischen „Preisspitzenausgleich“ die Teilnahme flexibilisierter Biogasanlagen am StromVKG zu motivieren,
- und
4. ... spätestens im angekündigten Anschlussgesetz den gezielten Ausbau resilienter und hochflexibler „Kleinanlagenpools“ zu forcieren.

Für die zukünftige Gewährleistung der Versorgungssicherheit und die Förderung erneuerbarer Energien im Rahmen des StromVKG und späterer Anschlussgesetze ergeben sich folgende zentrale Handlungsempfehlungen:

1.

Im Anschlussgesetz zum StromVKG sollte die Privilegierung erneuerbarer Reservekapazitäten durch einen **Versorgungssicherheitsbonus** eingeführt werden, um geopolitische Risiken durch eskalierende Gaspreise zu mindern.

Die Projektionen künftiger Strompreise zeigen den eklatanten Einfluss des fossilen Gaspreises

auf künftige Strompreise. Aufgrund der daraus resultierenden gesamtwirtschaftlichen Risiken bei geopolitischen Krisen ist es aus diesem Grund notwendig, einen möglichst hohen Anteil der Reserven mit eigenen, erneuerbaren Energieressourcen zu sichern.

Zusätzliche Reserven, die auf eigenen, erneuerbaren Energieressourcen wie Wind, PV oder Biomasse basieren, sind notwendig, um in Knappheitssituationen die Gefahr von *Loss of Load Expectation* (LOLE)-Situationen zu mindern.

Die Schlüsseltechnologie, um auch Strom aus Wind und PV zur Besicherung von Dunkelflauten und für die Überbrückung von 10 und

mehr Stunden netzdienlich einsetzen zu können, sind große Batteriespeicher.

In jedem Fall sollte deshalb **im Anschlussgesetz des StromVKG**

1. der Ausschluss von Batteriespeichern durch die aktuellen Regelungen des StromVKG vermieden und eine adäquate Förderung von Stromspeichern sichergestellt werden

und für die Privilegierung von Technologieklassen zur Speicherung und Nutzung Erneuerbaren Energien

2. ein **Versorgungssicherheitsbonus**

neu eingeführt werden.

Die Privilegierung von Biogasanlagen für die Besicherung längerer Dunkelflauten könnte beispielsweise dadurch realisiert werden, dass Gebote mit erneuerbaren Reservekapazitäten dann bevorzugt werden, wenn der Gebotspreis nicht mehr als 67,3 €/rkW_{el} über den Geboten fossiler Gaskraftwerke liegt („Versorgungssicherheitsbonus“), um den höheren Gestehungskosten von Reservekapazitäten, die Biogas nutzen, im Vergleich zu auf fossilem Erdgas basierenden Reservekapazitäten Rechnung zu tragen.

2.

Durch eine deutliche Erhöhung des Ausschreibungsvolumens in der dritten Ausschreibungsrunde des StromVKG sollte die Entstehung einer flexibilisierten Biogasanlagen-Kapazität von mindestens 24 GW_{el} bis 2032 sichergestellt werden.

Auch die hohen, in Dunkelflautesituationen notwendigen, steuerbaren Leistungen können allein mit den derzeit geplanten erdgasbasierten Gaskraftwerken nicht gedeckt werden.

Die wichtigste Maßnahme zur Bereitstellung einer biomassebasierten Reserve ist, nach der unzureichenden Berücksichtigung biogener Kapazitäten im StromVKG, die deutliche Ausweitung der Ausschreibungsvolumina für flexibilisierte Biogasanlagen im EEG. Im EEG kann bis 2030 eine installierte flexible Biogaskraftwerkskapazität von bis zu 12,6 GW_{el} und bis 2033 von bis zu 22,2 GW_{el} aufgebaut werden, wenn in den nächsten Jahren biogasbasierte Reservekraftwerke im Umfang von 3,2 GW_{el} jährlich ausgeschrieben und zugebaut werden.

Diese Kapazitäten leisten einen wesentlichen Beitrag zur Versorgungssicherheit in Dunkelflauten und ermöglichen gleichzeitig erhebliche volkswirtschaftliche Einsparungen durch die Stabilisierung des Stromnetzes und durch den „Merit-Order“-Effekt, insbesondere bei steigenden fossilen Gaspreisen.

Sollten die Reserven durch zu niedrige Ausschreibungsmengen der kommenden EEG-Novelle oder zu geringe Zuschlagsmengen verfehlt werden, sollten **in der dritten Ausschreibungsrunde des StromVKG**

3. zusätzliche biogasbasierte Reserveleistungen privilegiert in der Menge ausgeschrieben werden, die notwendig ist, um eine flexibilisierte Biogasanlagen-Kapazität von mindestens 24 GW_{el} bis 2032 sicherzustellen.

3.

Die Förderung hochflexibler Biogasanlagen sollte bevorzugt über das StromVKG realisiert werden. Um die Teilnahme am StromVKG zu motivieren, sollte sich der Preisspitzenausgleich auf die Erzeugungskosten von Biogas beziehen.

Obwohl die Förderung flexibilisierter Biogasanlagen im EEG über den Merit-Order-Effekt stärker zu Strompreissenkungen beiträgt als die Förderung flexibilisierter Biogasanlagen im

StromVKG, sollte gerade die Förderung hochflexibler Biogasanlagen mit hoher Überbauung bevorzugt im StromVKG erfolgen, um den Betrieb von Biogasanlagen mit hoher Spitzenleistung gesichert in Knappheitssituationen mit maximalen Strompreisen und den höchsten Risiken ungedeckter Strombedarfe zu gewährleisten. Flexibilisierte Biogasanlagen werden im StromVKG derzeit durch den Preisspitzenausgleich nach Anlage 7 StromVKG benachteiligt. Der Preisspitzenausgleich orientiert sich bislang für alle Technologien starr am berechneten Ausübungspreis für eine offene Gasturbine im Erdgasbetrieb. Um die Teilnahme flexibler Biogasanlagen am StromVKG anzureizen, sollte schon **in kommenden Ausschreibungsrunden**

4. der Preisspitzenausgleich für Biogasanlagen an den realen Erzeugungskosten von Strom aus Biogas bemessen werden.

4.

Um in Knappheitssituationen auch kleinere Biogasanlagen und motorbasierte Reserven (z.B. Notstromaggregate, Kleinanlagenpools mit landwirtschaftlichen Zugmaschinen) nutzen zu können, sollte gezielt der Aufbau resilienter Kleinanlagenpools forciert werden.

Da in Knappheitssituationen ausschließlich die verfügbare Generatorkapazität entscheidend ist, um Stromausfälle oder Lastabschaltungen zu vermeiden, sollten alle für die Stromerzeugung infrage kommenden Motorkapazitäten unter 1 MW_{el} mobilisiert werden, die in Kleinanlagenpools derzeit für Gebote von Langzeit- und Erzeugungskapazitäten ausgeschlossen sind.

Dies betrifft insbesondere kleinere Biogasanlagen, Motoren an Klär- und Deponiegasanlagen, BHKWs und Notstromaggregate unterschiedlichster Größe. Besonders hohe Reser-

veleistungen könnten kurzfristig durch Verbrennungsmotoren landwirtschaftlicher Zugmaschinen realisiert werden. Die technischen Voraussetzungen für die Mobilisierung von Kleinanlagenpools mit landwirtschaftlichen Zugmaschinen sind bei allen Traktoren vorhanden und Traktoren sind gerade in Dunkelflautesituationen in den Wintermonaten verfügbar.

Um die Nutzung von Generatoren-Pools und kleiner Biogasanlagen zeitnah zu ermöglichen, muss schon **in der dritten Ausschreibungsrunde des StromVKG**

5. der Aufbau hochflexibler, dezentral organisierter und biomassebasierter Kleinanlagenpools durch zusätzliche Ausschreibungsmengen adressiert werden

und **im Anschlussgesetz des StromVKG**

6. entweder der Ausschluss von Kleinanlagenpools für künftige Ausschreibungen für Langzeitkapazitäten gestrichen werden

oder

7. die Leistungsgrenze für Anlagen eines Kleinanlagenpools nach § 2 Nr. 25 von 1 MW_{el} installierter Leistung auf maximal 30 kW_{el} reduziert werden.

Auch die

8. Einführung einer Mindestinvestitionsschwelle von 201 bzw. 431 €/kW_{el} nach **§ 14 Abs. 1**

sollte ersatzlos gestrichen werden, um die Gebotswerte und damit die Kosten für die Endverbraucher nicht künstlich nach oben zu treiben.

Darüber hinaus sollten technische Regeln, die derzeit kleinere Motoren und eine Einspeisung des Stroms aus Zapfwellengeneratoren verbieten, überprüft werden, und insbesondere Lösungen gefördert werden, die beispielsweise die Nutzung der Einspeiseinfrastruktur an existierenden PV-Anlagen nutzen.

Zusammenfassung und Fazit

Die Studie kommt zu dem zentralen Ergebnis, dass flexibilisierte Bioenergieanlagen einen relevanten Beitrag zur Versorgungssicherheit des zukünftigen deutschen Stromsystems leisten können. Mit dem weiteren Ausbau von Wind- und Photovoltaikanlagen steigt der Bedarf an steuerbarer Leistung, die insbesondere in Dunkelflauten kurzfristig verfügbar ist. Ohne zusätzliche Reservekraftwerke werden Versorgungslücken von bis zu 70 GW_{el} im Jahr 2037 wahrscheinlich.

Während die Bundesnetzagentur bis 2035 einen zusätzlichen Bedarf von 22,4 bis 35,5 GW_{el} steuerbarer Kapazität ausweist, zeigen die Analysen der Studie, **dass in ausgeprägten Dunkelflauten deutlich höhere Defizite auftreten können**, insbesondere bei begrenzt verfügbaren Importen und hohen Nicht-Verfügbarkeiten der bestehenden Erdgaskraftwerke. Zudem geht die Bundesnetzagentur von einem viel zu hohen Bestand an „steuerbaren“ GuD- und Gasturbinenkraftwerken aus (32,9 GW_{el} statt 12,7 GW_{el}), was zu erwartende Versorgungslücken noch weiter verschärft.

Durch eine stärkere Flexibilisierung bestehender Biogasanlagen ließe sich nach den Berechnungen eine flexible Biogaskraftwerkskapazität von rund 12,6 GW_{el} bis 2030 und 22,2 GW_{el} bis 2033 aufbauen. Damit würde Bioenergie nicht wie bisher kontinuierlich Strom erzeugen, sondern gezielt dann einspeisen, wenn Wind- und Solarstrom nicht ausreichend verfügbar sind und das Stromsystem besonders angespannt ist.

Die flexibilisierten Biogasanlagen können, wenn sie im StromVKG partizipieren, nicht nur zur Versorgungssicherheit beitragen, sondern auch **preisdämpfend wirken**. Der Effekt entsteht vor allem in Knappheitssituationen:

Wenn zusätzliche Biogaskapazitäten verfügbar sind, reduzieren sich die Stunden ungedeckter Lasten drastisch und somit auch die Stunden, an denen das Börsenlimit des Strommarkts von 3 €/kWh erreicht wird. Eine stärkere Nutzung heimischer Bioenergie kann zudem die Abhängigkeit von fossilem Erdgas und geopolitisch unsicheren Importen reduzieren.

Regulatorisch bewertet die Studie das Strom-Versorgungssicherheits- und Kapazitätsengesetz kritisch. Das StromVKG priorisiert in den ersten Ausschreibungsrunden vor allem neue Gaskraftwerke, während bestehende und flexibilisierbare Bioenergieanlagen für Langzeitausschreibungen nur eingeschränkt zugelassen werden und ihre ökologischen Vorteile nicht berücksichtigt werden.

Vor allem aber ist mit dem Ausschluss großer Batteriespeicher die Möglichkeit vergeben, große Reserveleistungen auch mit heimischen Wind- und PV-Strom bereitzustellen und damit geopolitische Risiken und CO₂-Emissionen zu mindern.

Um das StromVKG technologieoffener gestalten, sollte ein „Versorgungssicherheitsbonus“ für erneuerbare Energien eingeführt werden. Gebote von Biogasanlagen sollten, sofern sie maximal 67,3 €/kW_{el} über den Geboten der fossilen Konkurrenz liegen, bevorzugt bezuschlagt werden.

Zudem sollte der Ausschluss der Partizipation von Kleinanlagenpools gestrichen werden um die existierenden Motoren- und Erzeugungsanlagen (z.B. Biogasanlagen mit weniger als 1 MW_{el}, BHKWs, Notstromgeneratoren oder Zapfwellengeneratoren landwirtschaftlicher Zugmaschinen) nutzen zu können.

Beitrag der Flexibilitätpotenziale des Bioenergiesektors

Insgesamt zeigen die Ergebnisse, dass flexibilisierte Bioenergieanlagen kein alleiniger Ersatz für den Ausbau weiterer steuerbarer Kapazitäten mit Gaskraftwerken sind, aber einen erheblichen Beitrag zur Absicherung kritischer Versorgungssituationen leisten können.

Ein technologieoffen ausgestaltetes StromVKG sollte die Potenziale geopolitisch unabhängig-

keitsschaffender Reserven, die auch zum Klimaschutz beitragen, gezielt in die Bereitstellung gesicherter Leistung einbinden.

Dadurch ließen sich Versorgungssicherheit, Strompreisstabilität, Klimaschutz und die Verringerung geopolitischer Abhängigkeiten wirksam miteinander verbinden.

Anhang

Regierungsentwurfs für das „Strom-Versorgungssicherheits- und Kapazitätengesetz – StromVKG“ vom 13.5.2026

Ziele des StromVKG

§ 1 StromVKG formuliert das Ziel des Gesetzes knapp: „Ziel dieses Gesetzes ist im Interesse einer sicheren und zuverlässigen Versorgung mit Elektrizität einen Kapazitätsmarkt für das Jahr 2031 einzuführen, um ausreichend gesicherte elektrische Leistung zur Deckung der Stromnachfrage in diesem Jahr bereitzustellen.“ Das StromVKG⁴⁶ soll stufenweise einen Kapazitätsmarkt für das Jahr 2031 schaffen, der in drei Ausschreibungsrunden zwischen 2026 und 2029 gesicherte Leistung vor allem durch neue Kraftwerke erreichen soll, mit einer klaren Bevorzugung neuer Gaskraftwerken in den ersten beiden Stufen und einem technologieoffeneren Ansatz ab 2027. Der Kapazitätsmarkt vergütet dabei nicht die tatsächliche Stromerzeugung, sondern allein die Bereithaltung von elektrischer Leistung. **Anlagen im StromVKG nehmen ganz regulär am Strommarkt teil.** Der Erbringungszeitraum ist auf den 1. November 2031 bis 31. Oktober 2032 begrenzt (§ 2 Nr. 9). Ein Anschlussgesetz für den Zeitraum ab 2032 ist für 2027 angekündigt.

Umfang der geplanten Reserveleistung

Das Gesetz sieht drei gestaffelte Ausschreibungsrunden vor, die alle auf denselben Erbringungszeitraum ab 1. November 2031 abzielen. Die **erste Runde (Langzeitkapazitäten**

nach § 4) findet am 8. September und 22. Dezember 2026 statt, umfasst jeweils **4,5 GW_{el}** und ist auf neue oder erweiterte Anlagenkapazitäten mit einem 15-jährigen Verpflichtungszeitraum beschränkt. Zusätzlich gilt als Voraussetzung das Langzeitkriterium von mindestens zehn unterbrechungsfreien Einspeisestunden und diese Anforderung „jederzeit spätestens nach einer 1 Stunde“ wieder erfüllbar sein muss (§ 12 Abs. 5).

Die **zweite Runde (Erzeugungskapazitäten** nach § 5) folgt am 18. Mai 2027 mit **2 GW_{el}**, ebenfalls nur für neue oder erweiterte Anlagenkapazitäten mit 15-jährigem Verpflichtungszeitraum, jedoch ohne Langzeitkriterium.

Die **dritte Runde (Kapazitäten** nach § 6) am 1. Dezember 2027 und 1. Oktober 2029 ist technologieoffener: Sie steht Bestands- und Neuanlagen, regelbaren Lasten und Anlagenpools (auch verschiedener Technologien) offen, erlaubt Verpflichtungszeiträume von 1, 7 oder 15 Jahren, und ihr Volumen wird von der Bundesnetzagentur bedarfsabhängig ermittelt. 2027 werden 75 Prozent, 2029 100 Prozent des festgestellten Bedarfs ausgeschrieben.

Bedeutung der „reduzierten Leistung“

Den Geboten liegt stets die sogenannte **reduzierte Leistung (rMW_{el})** zugrunde – installierte Leistung multipliziert mit einem technologiespezifischen Reduktionsfaktor, der den

⁴⁶ <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/Gesetz/2026/20260513-entwurf-eines-gesetzes-zur-sicherung-der-versorgungssicherheit-strom.pdf>, abgerufen am 29.06.2026

tatsächlichen Versorgungssicherheitsbeitrag der Anlage abbildet (§§ 22–24). In Anlage 4 werden biomassebasierte Erzeugungsanlagen je nach eingesetztem Brennstoff unterschieden: Biogasanlagen fallen unter die Klasse „Gasturbinen ohne Abhitzeessel, Gasmotoren, sonstige Gaskraftwerke“ mit einem Reduktionsfaktor von **0,85**, während Anlagen zur Stromerzeugung aus fester oder flüssiger Biomasse einen Faktor von **0,84** erhalten.

Beide Werte sind vergleichbar mit konventionellen Gaskraftwerken (0,85) und spiegeln den hohen Versorgungssicherheitsbeitrag von Bioenergie wider.

Anforderungen an Anlagen

Allen Ausschreibungen gemeinsam sind eine **Mindestleistung von 1 rMW_{el}** (auch als Anlagenpool erreichbar (§ 7)), ein Emissionsgrenzwert von 550 g CO₂/kWh aus fossilen Brennstoffen (§ 9) sowie ein **Doppelförderungsverbot** durch Programme wie EEG und KWKG (§ 11). Die Mindestleistung kann auch als Anlagenpool erreicht werden (§ 7). Allerdings sind nach § 12 Abs. 4 **Kleinanlagenpools** (Anlagen mit weniger als 1 MW_{el} installierte Leistung) für Ausschreibungen von Langzeitkapazitäten und Erzeugungskapazitäten ausgeschlossen. Dies schließt die Teilnahme kleinerer Biogasanlagen aus, die nach § 2 Nr. 25 immer einem Kleinanlagenpool zuzuordnen wären, falls die Anlage „weniger als 1 Megawatt installierte Leistung“ hat.

Ausschließlich für die **erste Runde (Langzeitkapazitäten)** gilt zusätzlich:

- **Langzeitkriterium** (§ 12 Abs. 5): Die Anlage muss technisch in der Lage sein, ohne Unterbrechung mindestens zehn aufeinanderfolgende Stunden in Höhe der installierten Leistung einzuspeisen.

Für die **Verpflichtungszeiträume von 7 und 15 Jahren** (in allen drei Runden) gilt:

- **Mindestinvestitionsschwellen** (§ 14) in Höhe von 201.000 €/rMW_{el} (7 Jahre) bzw. 431.000 €/rMW_{el} (15 Jahre)

Für den **Verpflichtungszeitraum von 15 Jahren** (in allen drei Runden) gilt außerdem:

- **Fähigkeit zur Momentanreserve** (§ 16) für Anlagen am Hochspannungsnetz oder mit mehr als 10 MW_{el}
- **Pflicht zur Wasserstoffkompatibilität** für neue Gaskraftwerke (§ 17)
- Verpflichtung zur **klimaneutralen Betriebsweise** ab 2045 (§ 73)

Höchstgebotswert und Zuschlagsverfahren

Bemerkenswert ist der hohe Höchstwert für Gebote für die Ausschreibungen von Langzeit- und Erzeugungskapazitäten (erste und zweite Ausschreibungsrunde) nach **§ 39 Abs 1**. Während im Regierungsentwurf vom 13.05.2026 noch jährlich 173.000 Euro je rMW_{el} vorgesehen waren, wurde der Wert durch Beschluss des „Ausschusses für Wirtschaft und Energie“ des Bundestages am 8.7.2026 kurz vor der Abstimmung im Bundestag auf **244.000 Euro je rMW_{el}** bzw. 244 Euro je rKW_{el} pro Jahr nochmals angehoben. Nachdem dieser Wert in vorherigen Entwürfen des StromVKG lange unklar blieb, überraschte der sehr hohe Wert viele Beobachter.

Der Wert liegt damit erheblich höher als geltende vergleichbare Zuschläge für Reservekapazitäten flexibilisierter Biogasanlagen nach EEG (65 bzw. bis 130 €/kW_{el}), der Kapazitätsreserve nach § 13e EnWG (99,99 €/kW_{el}) oder vergleichbare Werte anderer europäischer Staaten. Für die dritte Runde werden die Höchstwerte abhängig vom Verpflichtungszeitraum von der BNetzA veröffentlicht. Die Bundesnetzagentur führt als Zuschlagsverfahren ein Pay-as-Bid-Verfahren durch, bei dem jeder Zuschlagsempfänger seinen eigenen gebotenen Preis erhält, bis das Ausschreibungsvolumen erschöpft ist (§ 48). In der ersten

Runde werden Gebote für Kraftwerke im netz-technischen Süden im Zuschlagsverfahren bevorzugt behandelt, indem ihr Gebotswert für die Reihenfolgebildung um 16.000 €/rMW_{el} pro Jahr reduziert wird – der tatsächlich ausbezahlte Preis bleibt davon unberührt (§ 48 Abs. 5).

Anforderungen an die Verfügbarkeit und Vergütung

Die jährliche Kapazitätsvergütung wird als pauschaler Betrag aus Gebotswert multipliziert mit gebotener reduzierter Leistung gezahlt (§ 74), unabhängig vom tatsächlichen Anlageneinsatz. Der zuständige Übertragungsnetzbetreiber überprüft ergänzend die Verfügbarkeit in sogenannten **Hochpreisviertelstunden** (Abbildung 12), in denen der Day-Ahead-Preis den täglich neu berechneten Ausübungspreis um mehr als 150 €/MWh_{el} übersteigt (§ 66 Abs. 2) – und ermittelt daraus je Kalendermonat Verfügbarkeitsfehlmengen

und Verfügbarkeitsüberschussmengen in den Hochpreisviertelstunden (§ 68). Die Abrechnung erfolgt erst nach Ablauf des gesamten Verpflichtungsjahres (§ 78 Abs. 1): Die Übertragungsnetzbetreiber berechnen dann für jeden Kalendermonat einen **Verrechnungspreis**, der sich aus dem systemweiten Verhältnis von Fehl- zu Überschussmengen aller Kapazitätsverpflichteten ergibt.

Übersteigen die systemweiten Überschussmengen die Fehlmengen, beträgt der Verrechnungspreis null – niemand zahlt, niemand erhält eine Prämie (§ 78 Abs. 2). Überwiegen die Fehlmengen, ergibt sich ein positiver Verrechnungspreis: Unterverfügbare Anlagen leisten **Ausgleichszahlungen** an den ÜNB (§ 76), überverfügbare erhalten **Ausgleichsprämien** vom ÜNB (§ 77) – jeweils als Produkt aus Menge und Verrechnungspreis. Ein etwaiger Netto-Einnahmeüberschuss des ÜNB entlastet die Kosten des Kapazitätsmarkts.

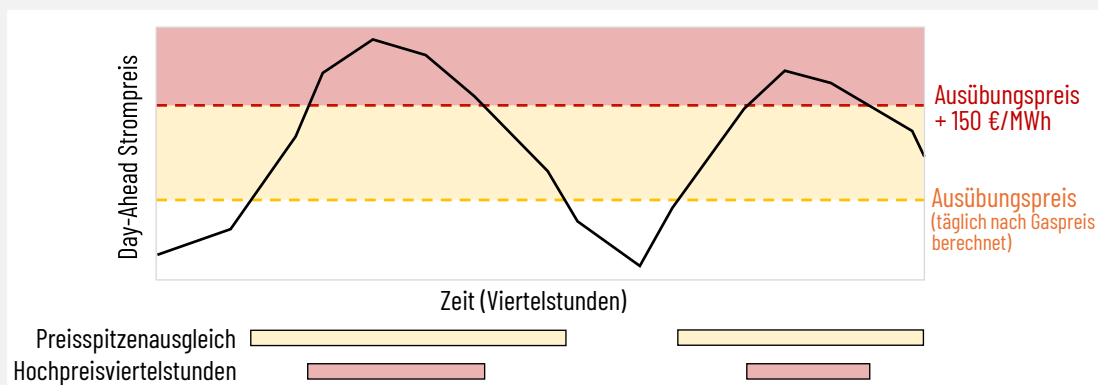


Abbildung 12:

Hochpreisviertelstunden und Preisspitzenausgleich zum Abschöpfen von Übererlösen. Sobald der Day-Ahead-Preis den „Ausübungspreis“ übersteigt, sind Anlagenbetreiber im StromVKG – unabhängig vom tatsächlichen Anlagenbetrieb – zur Abführung der Differenz an den ÜNB verpflichtet.

Die Ausgleichszahlung ist gedeckelt auf das Zweifache der anteiligen Kapazitätsvergütung (§ 76 Abs. 3) und entfällt bei höherer Gewalt (§ 76 Abs. 4). Zusätzlich gibt es einen **Preisspitzenausgleich** (Abbildung 12) zum Abschöpfen von Übererlösen (§§ 81–82): Sobald der Day-

Ahead-Preis den Ausübungspreis übersteigt – also bereits unterhalb der Hochpreisviertelstundenschwelle – sind Kapazitätsverpflichtete zur Abführung der Differenz an den ÜNB verpflichtet, unabhängig vom tatsächlichen Anlagenbetrieb.

Ein Kraftwerk im StromVKG hat damit drei potenzielle Einnahmequellen (**Abbildung 13**):

1. **Kapazitätsvergütung** (§ 74): Jährliche Pauschzahlung für die Verfügbarkeit der Leistung
2. **Stromerlöse** aus dem normalen Verkauf von Strom
3. **Ausgleichsprämie** (§ 77) bei Überverfügbarkeit in Hochpreisviertelstunden, sofern der systemweite Verrechnungspreis größer null ist

Demgegenüber stehen als Zahlungen:

1. **Ausgleichszahlung** (§ 76) bei Unterverfügbarkeit in Hochpreisviertelstunden

2. **Preisspitzenausgleich** (§§ 81–82): Abführung von Übererlösen, sobald der Day-Ahead-Preis den Ausübungspreis übersteigt – unabhängig vom tatsächlichen Betrieb

Die Abrechnungsperioden für die Vergütungen nach StromVKG betragen jeweils 12 Monate. Während der Preisspitzenausgleich der Betreiber monatlich an den ÜNB abzuführen ist, erfolgt die Vergütung der Kapazitätsprämie erst am Ende der Abrechnungsperioden (**Abbildung 14**):

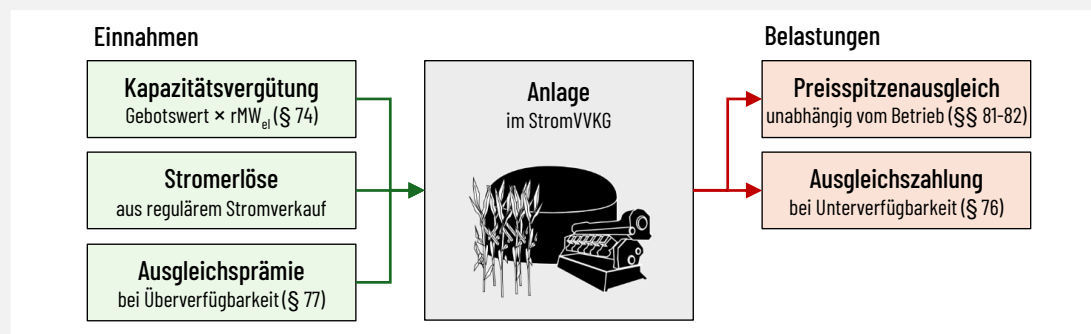


Abbildung 13:
Einnahmen und Ausgaben für Erzeugungsanlagen im StromVKG.

Einordnung der Biogas-Reserve in die „Merit-Order“ im StromVKG

Für neue Gaskraftwerke und biogasbasierte Reservekraftwerke im StromVKG gilt, dass die Verfügbarkeit in sogenannten Hochpreisviertelstunden überprüft wird. Ist die gebotene Leistung in diesen Stunden nicht verfügbar, fallen Ausgleichszahlungen an den Übertragungsnetzbetreiber an. Der Grenzwert, ab dem eine Hochpreisviertelstunde als solche gewertet wird, ist in **Abbildung 15** dargestellt. Dieser berechnet sich aus dem aktuellen Erd-

gaspreis unter Annahme eines Kraftwerkswirkungsgrads von 37 %. Hinzu kommen die spezifischen CO₂-Kosten unter Annahme des Emissionsgrenzwertes von 550 g/kWh_{el}, ein fester sonstiger Anteil variabler Kosten sowie ein Abstandswert von 150 €/MWh. Unter der Annahme des nach NEP prognostizierten Gaspreises von 16,9 €/MWh_{Gas} im Jahr 2037 bzw. 16,3 €/MWh_{Gas} 2045 liegt der Grenzwert bei ca. 300 €/MWh_{el}. Liegt der Gaspreis bei 222 €/MWh_{Gas}⁴⁷, wie bspw. in der Studie der FFE für Wasserstoff prognostiziert, liegt der Grenzwert bei ca. 840 €/MWh_{el}.

⁴⁷ FFE (2025): „Von der Theorie zur Praxis: Warum grüner Wasserstoff teurer ist als gedacht“;

https://www.ffe.de/wp-content/uploads/2025/07/Discussion_Paper-Investitionskosten_Elektrolyse-2.pdf, abgerufen am 20.02.2026

Konkret bedeutet dies, dass sich die verfügbare Kraftwerksleistung durch das StromVKG zunächst erhöht. Die Gaskraftwerke ordnen sich dabei neben den bestehenden Gaskraft-

werken ein, da in der Regel von einer Verfügbarkeit fossilen Erdgases ausgegangen werden kann (**Abbildung 16**).

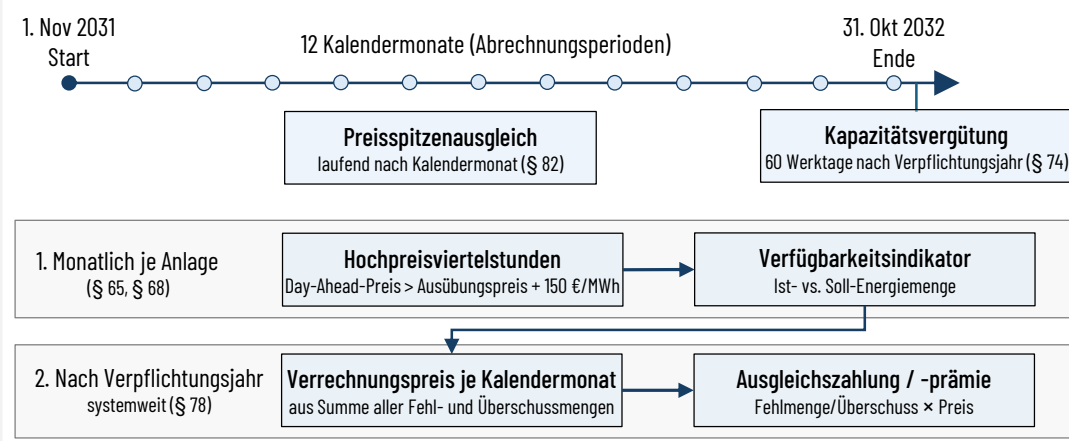


Abbildung 14:

Zeitlicher Rahmen der Zahlungen und Erstattungen für Erzeugungsanlagen im StromVKG.

Durch das StromVKG geförderte Biogasanlagen müssten sich hingegen künstlich als teuerster Kraftwerkstyp etablieren, da bei einem zu häufigen Einsatz das Leerlaufen des Biogasspeichers droht und somit eine Nichtverfügbarkeit in Hochpreisviertelstunden. Dies gilt auch bei steigenden Erdgas- bzw. Wasserstoffpreisen, wie im rechten Teil der Abbildung dargestellt.

Einordnung der Biogas-Reserve in die „Merit-Order“ im EEG

Biogasanlagen, die ihre Reservekapazität nicht im StromVKG anbieten, sondern den (vermutlich erheblich niedrigeren) Flexibilitätszuschlag nutzen, sind nicht auf den überwiegenden Betrieb in Hochpreisviertelstunden eingeschränkt.

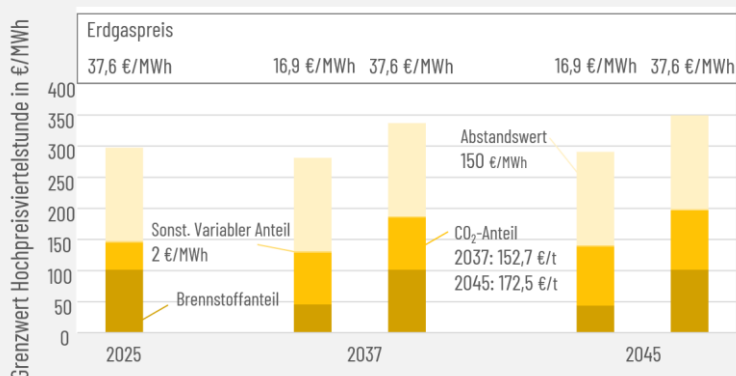


Abbildung 15: Berechnung des Grenzwertes der Hochpreisviertelstunde in Abhängigkeit des Gas- und CO₂-Preises

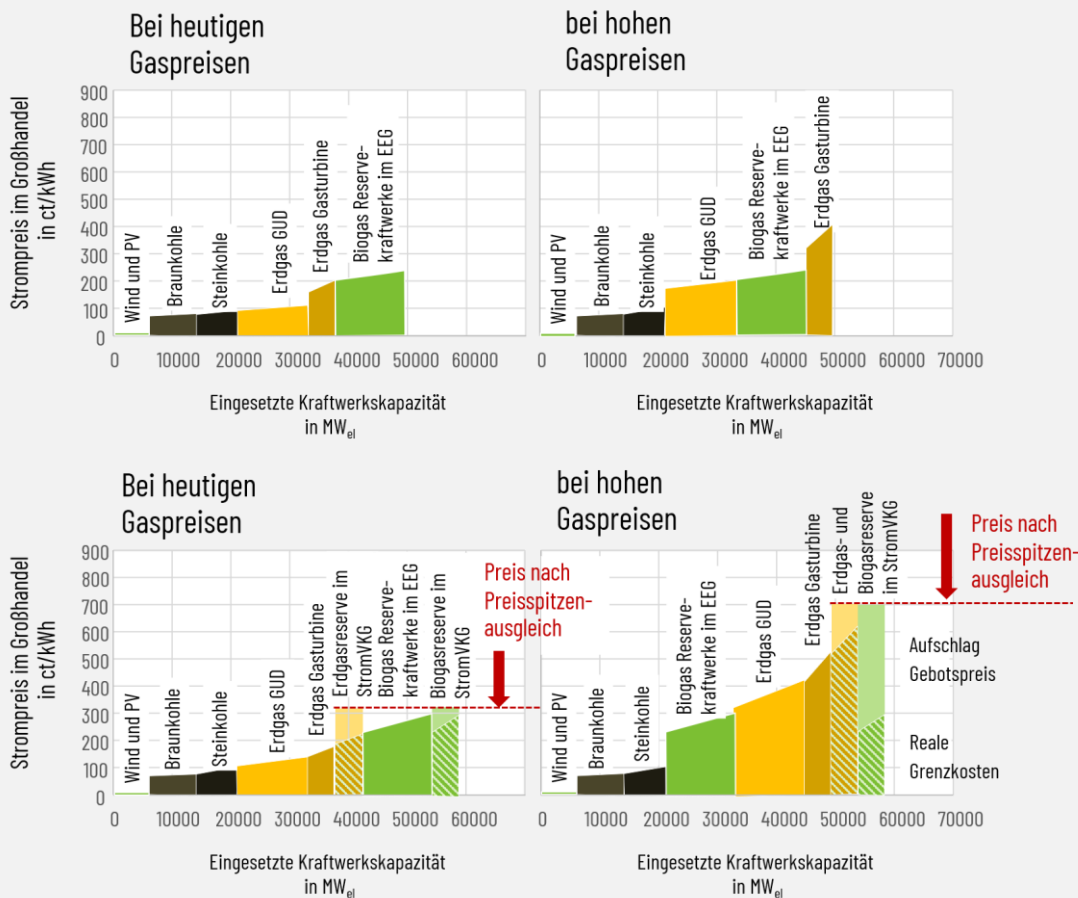


Abbildung 16: Bisher (oben) partizipieren Biogas-Reservekraftwerke im Energy-Only-Market und integrieren sich dort je nach fossilem Erdgaspreis vor oder hinter den erdgasbetriebenen Kraftwerken. Die Reservekraftwerke im StromVKG (unten) partizipieren weiterhin am Energy-Only-Market, müssen jedoch in Hochpreisviertelstunden ihre Verfügbarkeit nachweisen. Für Biogasanlagen bedeutet dies, dass sie sich unabhängig vom Gaspreis als letztes Kraftwerk etablieren müssen, um in den Hochpreisviertelstunden einen entsprechenden Speicherfüllstand aufzuweisen.

Die Einordnung dieser Reservekapazitäten wird im Wesentlichen von künftigen fossilen Erdgaspreisen abhängen. Bei den geringen Erdgas-Großhandelspreisen bis etwa 3-4 ct/kWh_{Gas} werden sich biogasbasierte Reservekraftwerke nach den hocheffizienten Erdgas

GuD-Kraftwerken und nach den weniger effizienten Erdgas-Sprinter-Kraftwerken einordnen. Bei höheren Gaspreisen werden sich Biogasbasierte Reserven zwischen diesen Kraftwerksarten einordnen.

Anmerkung: Ist Bioenergie CO₂-neutral?

Der Beitrag der Bioenergie zur Energiewende wurde in den letzten Jahren, zuletzt vor allem auf nationaler Ebene, immer wieder in Frage

gestellt⁴⁸. Hauptkritikpunkte des Umweltbundesamtes (UBA) sind dabei Flächenkonkurrenzen, im Vergleich zu PV- und Windenergie geringe Flächeneffizienzen und vor allem die in

⁴⁸ <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/bioenergie#energiewende>, abgerufen am 7.6.2026

den letzten Jahren zunehmend in Frage gestellte CO₂-Neutralität der Nutzung von Biomasse. So sei die Erzeugung von Anbaubiomasse durch den Düngemiteleinsatz, N₂O-Emissionen und indirekte Landnutzungsänderungen (iLUC: indirect land use change) mit signifikanten CO₂-Emissionen belastet und führe gerade in Verbindung mit der energieaufwendigen Herstellung von Biokraftstoffen der ersten Generation (z. B. Bioethanol und Rapsmethylester, RME) oft zu marginalen CO₂-Einsparungen im Vergleich zur Nutzung fossiler Treibstoffe. Entsprechend sei auch der Anbau von Mais für Biogasanlagen mit signifikanten CO₂-Emissionen verbunden, die sich durch Methanleckagen an schlecht gewarteten Biogasanlagen noch erhöhen.

Grundlegend unterschiedlich ist die CO₂-Bilanz bei der Nutzung von Gülle als Substrat für Biogasanlagen. Durch die Vergärung von Gülle und anderen „Wirtschaftsdüngern“ werden Methanemissionen, die beispielsweise bei der landwirtschaftlichen Nutzung entstehen würden, vermieden. Der Güllenutzung werden daher negative CO₂-Emissionen zugeschrieben, und das DBFZ beziffert die einsparbaren Treibhausgasemissionen bei einer vollständigen Nutzung der technischen Güllepotenziale auf 10,1 Mio. tCO₂eq pro Jahr⁴⁹.

In der Regel immer positiv für den Klimaschutz ist auch die energetische Nutzung von Holz zu werten. Zwar sind Wälder nach den Ozeanen die größten Kohlenstoffspeicher weltweit und wirken in der Regel auch als Kohlenstoffsenken. Dennoch führt eine nachhaltige Waldbewirtschaftung immer dann zu CO₂-Einsparungen, wenn mit den Holzbrennstoffen die Verbrennung fossiler Brennstoffe substituiert wird. Zudem ersetzt die stoffliche Nutzung von Holz – z. B. in der Bauindustrie – CO₂-intensive mineralische Baustoffe und bindet den Kohlenstoff langfristig.

Die bei der Waldbewirtschaftung als Restholz anfallenden Biomassepotenziale setzen bei der energetischen Nutzung nur die CO₂-Mengen frei, die vorher aus der Atmosphäre entnommen wurden. In jedem Fall ist die CO₂-Bilanz der unterschiedlichen Nutzungspfade für die energetische Nutzung von Bioenergie kritisch zu prüfen, und die Nutzung von Gülle und Holz – insbesondere auch die Nutzung von Restholz – ist der Nutzung von Anbaubiomasse in jedem Fall vorzuziehen. Vor allem aber der Umbau der heimischen Wälder auf klimaresistente Baumarten und die Waldbewirtschaftung zur Vermeidung von Waldbränden setzen in den nächsten Jahren erhebliche Biomassepotenziale frei, die für die Energiewende genutzt werden sollten.

Bestimmung der Cost of New Entry (CONE) nach der Methode von ACER

Der CONE (*Cost of New Entry*) beschreibt die jährlichen Kosten, die für den Markteintritt einer neuen Referenztechnologie erforderlich sind. Er dient damit als Maßstab dafür, welche Kapazitätsvergütung notwendig wäre, damit

eine neue Anlage ihre Investitions- und Fixkosten über ihre wirtschaftliche Lebensdauer decken kann.

Die ACER-Methodik^{50,51} berechnet dazu zunächst die äquivalenten annualisierten Kosten

⁴⁹ https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/Broschueren/Broschuere_Peggie.pdf, abgerufen am 06.07.2026

⁵⁰ https://acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Decisions_annex/ACER%20Decision%2023-

[2020%20on%20VOLL%20CONE%20RS%20-%20Annex%20I.pdf](https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/klimaschutz/ag3-inputpapier-kombinierter-kapazitaetsmarkt-kkm.pdf), abgerufen am 07.07.2026

⁵¹ <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/klimaschutz/ag3-inputpapier-kombinierter-kapazitaetsmarkt-kkm.pdf>, abgerufen am 07.07.2026

(*Equivalent Annualized Cost*, EAC), wie in Gl. 1 dargestellt. Dabei werden sowohl die während der Bauzeit anfallenden Investitionskosten als auch die über die Betriebsdauer entstehenden

jährlichen Fixkosten auf den Betrachtungszeitpunkt abgezinst und anschließend in eine konstante jährliche Kostenbelastung umgerechnet:

$$EAC = \left[\sum_{i=1}^X \frac{CuC(i)}{(1+WACC)^i} + \sum_{i=X+1}^{X+Y} \frac{AFC(i)}{(1+WACC)^i} \right] \cdot \frac{WACC \cdot (1+WACC)^{X+Y}}{(1+WACC)^Y - 1} \quad \text{Gl. 1}$$

Dabei gilt:

- i bezeichnet das jeweilige Jahr innerhalb der Bauzeit (X) bzw. der wirtschaftlichen Lebensdauer (Y) der Anlage
- CuC bezeichnet die im jeweiligen Baujahr anfallenden Investitionskosten in €/MW
- AFC bezeichnet die jährlichen fixen Betriebskosten während der wirtschaftlichen Lebensdauer in €/MW
- $WACC$ bezeichnet die gewichteten, durchschnittlichen Kapitalkosten

Für die Bewertung gesicherter Leistung wird anschließend berücksichtigt, dass die installierte Leistung einer Technologie nicht vollständig als gesicherte Leistung angesetzt werden kann. Hierzu wird ein technologiespezifischer Reduktionsfaktor ($K_{d,RT}$) verwendet. Dieser beschreibt, welcher Anteil der installierten Leistung in Knappheitssituationen tatsächlich als verlässlich verfügbar gilt.

Außerdem wird für die Festlegung des Gebotshöchstwerts üblicherweise eine Schätzung der zu erwartenden Markterlöse (NMR) vorgenommen, die von dem auf den Fixkosten beruhenden CONE abgezogen wird. Der Netto-CONE ergibt sich anschließend wie in Gl. 2 dargestellt:

$$\text{Netto} - \text{CONE} = \frac{EAC - \text{NMR}}{K_{d,RT}} \quad \text{Gl. 2}$$

In **Tabelle 9** sind die von der ACER publizierten CONE für verschiedene Mitgliedstaaten der EU angegeben. Auffällig ist der hohe Gebotshöchstwert in Deutschland verglichen mit den publizierten CONE.

Tabelle 9:

Von der ACER publizierte CONE für Mitgliedsstaaten der EU für Gasturbinen

Land	CONE _{fixed} für Gasturbinen ⁵² [€/kW _{el}]
Tschechien	105,8
Estland	72,859
Deutschland	57,067
Irland	115,99
Italien	53,00
Luxemburg	33,905
Polen	119,256

⁵² ACER: „Security of EU electricity supply“ (2025): <https://www.rinnovabili.it/wp-content/uploads/2025/11/ACER-2025-Security-of-EU-electricity-supply.pdf>, abgerufen am 18.06.2026

Abkürzungen

ACER	European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators
BHKW	Blockheizkraftwerk
BNetzA	Bundesnetzagentur
CO ₂	Kohlendioxid
CONE	Cost of New Entry
DBFZ	Deutsches Biomasseforschungszentrum
DSM	Demand Side Management
EL	Elektrische Leistung
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EENS	Expected Energy Not Served
EEX	European Energy Exchange
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EU	Europäische Union
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EnBW	Energie Baden-Württemberg AG
FAU	Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg
FfE	Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.
FNR	Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe
GT	Gasturbine
GuD	Gas- und Dampfkraftwerk
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunden
H ₂	Wasserstoff
HYDRIX	HYDRogen IndeX (Wasserstoffpreisindex der EEX)
KapResV	Kapazitätsreserveverordnung
KVBG	Kohleverstromungsbeendigungsgesetz
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
LOLE	Loss of Load Expectation
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
NEP	Netzentwicklungsplan

Beitrag der Flexibilitätspotenziale des Bioenergiesektors

NMR	Net Market Revenue
NTC	Net Transfer Capacity (grenzüberschreitende Übertragungskapazität)
ORC	Organic Rankine Cycle
PV	Photovoltaik
RME	Rapsmethylester
SAF	Sustainable Aviation Fuel
SNG	Substitute Natural Gas
StromVKG	Strom-Versorgungssicherheits- und Kapazitätengesetz
TWh	Terawattstunde
UBA	Umweltbundesamt
WACC	Weighted Average Cost of Capital
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber

Glossar

Anlagenpool	Zusammenschluss mehrerer Erzeugungsanlagen, die ihre Leistung gemeinsam vermarkten oder an Ausschreibungen teilnehmen.
Bioenergie	Erneuerbare Energie aus Biomasse wie Biogas, Holz oder biogenen Reststoffen. Sie ist speicherbar und wetterunabhängig verfügbar.
Biogasanlage	Anlage zur Erzeugung von Biogas aus organischen Substraten. Das Biogas wird gespeichert und bedarfsgerecht zur Strom- und Wärmeerzeugung genutzt.
Dunkelflaute	Zeitraum mit gleichzeitig geringer Stromerzeugung aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen. In dieser Zeit sind steuerbare Kraftwerke oder Speicher erforderlich.
Energy-Only-Markt	Strommarkt, in dem ausschließlich die erzeugte elektrische Energie vergütet wird. Die Bereitstellung von Leistung wird nicht separat entlohnt.
Flexibilisierung	Technische Anpassung einer Anlage, um Strom bedarfsgerecht statt kontinuierlich bereitzustellen.
Flexibilitätsprämie / Flexibilitätszuschlag	Förderinstrumente des EEG zur Unterstützung der Flexibilisierung von Biogasanlagen.
Gesicherte Leistung	Elektrische Leistung, die auch in Knappheitssituationen mit hoher Wahrscheinlichkeit verfügbar ist.
Kapazitätsmarkt	Marktmechanismus, bei dem die Bereitstellung gesicherter Leistung zusätzlich zur Stromerzeugung vergütet wird.
Kapazitätsreserve	Reservekraftwerke außerhalb des Strommarktes, die nur in außergewöhnlichen Versorgungssituationen eingesetzt werden.
Kleinanlagenpool	Zusammenschluss kleiner Erzeugungsanlagen (< 1 MW) zur gemeinsamen Teilnahme an Ausschreibungen oder am Strommarkt.
LOLE (Loss of Load Expectation)	Kennzahl für die erwartete Anzahl von Stunden pro Jahr, in denen die Stromnachfrage rechnerisch nicht vollständig gedeckt werden kann.
Merit-Order-Effekt	Senkung des Börsenstrompreises durch den Einsatz kostengünstiger Kraftwerke, die teurere Anlagen aus der Preisbildung verdrängen.
Momentanreserve	Automatisch bereitgestellte Regelleistung zur Stabilisierung der Netzfrequenz innerhalb weniger Sekunden.
Netzreserve	Reservekraftwerke, die von Übertragungsnetzbetreibern zur Sicherung des Netzbetriebs vorgehalten werden.

Beitrag der Flexibilitätspotenziale des Bioenergiesektors

NTC (Net Transfer Capacity)	Maximal verfügbare grenzüberschreitende Übertragungskapazität zwischen zwei Stromnetzen.
Reduktionsfaktor	Faktor im StromVKG zur Bestimmung der gesicherten Leistung einer Technologie auf Basis ihrer Verfügbarkeit.
Redispatch	Anpassung des Kraftwerkseinsatzes durch Netzbetreiber zur Vermeidung oder Beseitigung von Netzengpässen.
Regelenergie	Kurzfristig aktivierbare Leistung zum Ausgleich von Abweichungen zwischen Stromerzeugung und Stromverbrauch.
Reserveleistung	Kurzfristig verfügbare elektrische Leistung zur Sicherstellung der Stromversorgung in Engpasssituationen.
Resilienz	Fähigkeit des Stromsystems, auch bei Störungen oder Krisen zuverlässig funktionsfähig zu bleiben.
Steuerbare Leistung	Elektrische Leistung, deren Einspeisung unabhängig von Wetterbedingungen gezielt geregelt werden kann.
StromVKG	Strom-Versorgungssicherheits- und Kapazitätengesetz zur Einführung eines Kapazitätsmarktes in Deutschland.
Versorgungssicherheit	Fähigkeit des Stromsystems, die Stromnachfrage jederzeit zuverlässig zu decken.
Versorgungssicherheitsbonus	In der Studie vorgeschlagener Fördermechanismus zur Bevorzugung erneuerbarer Reservekapazitäten im Kapazitätsmarkt.
Überbauung	Verhältnis der installierten elektrischen Leistung einer Biogasanlage zur kontinuierlich verfügbaren Brennstoffleistung. Ausbau der installierten Leistung einer Biogasanlage über ihre Dauerleistung hinaus, um höhere Spitzenleistungen bereitstellen zu können.