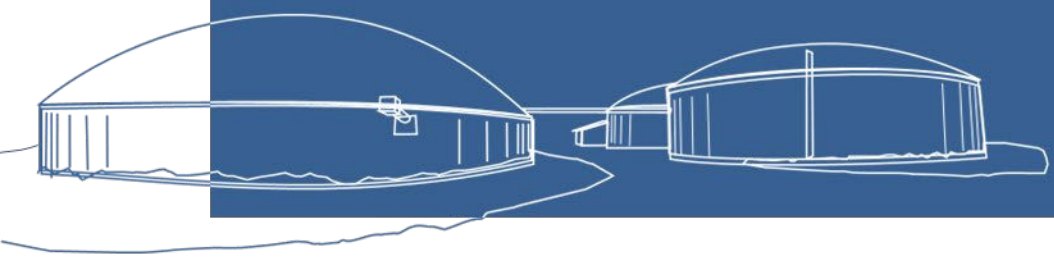
Friedrich-Alexander-Universität
Technische Fakultät

Kurzstudie

Biogas im künftigen Energiesystem

Potential und Wirtschaftlichkeit
der Besicherung von Wind und Photovoltaik
durch die Flexibilisierung von Biogasanlagen

Lehrstuhl für Energieverfahrenstechnik
Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg



Fachverband BIOGAS

Im Auftrag des
Fachverband BIOGAS e.V.

Kurzstudie

Biogas im künftigen Energiesystem

Potential und Wirtschaftlichkeit der Besicherung von Wind und Photovoltaik durch die Flexibilisierung von Biogasanlagen

Nora Elhaus
Peter Treiber
Jürgen Karl

Lehrstuhl für Energieverfahrenstechnik
Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg

Im Auftrag des
Fachverband BIOGAS e.V.

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

Heft 5 – September 2024

Danksagung

Die „Biogas im künftigen Energiesystem“ wurde im Auftrag des Fachverbandes BIOGAS e. V. erstellt. Der Lehrstuhl für Energieverfahrenstechnik der FAU bedankt sich für die hervorragende Zusammenarbeit. Ein besonderer Dank geht an den Bundesverband Erneuerbarer Energien e.V. für die unkomplizierte Bereitstellung der Daten aus der Studie „Neues Strommarktdesign“.

Nürnberg, September 2024

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

Vorwort

Lange hat es gedauert, bis die deutsche Energiewende auch in der deutschen Öffentlichkeit und parteiübergreifend als Erfolg gewertet wurde. Viel zu lange galten erneuerbare Energien als zu teuer und die Versorgung mit Strom aus Wind und Photovoltaik als unsicher. Mit der Ukraine-Krise wurde allen Akteuren der Energiewirtschaft deutlich, dass vor allem die Abhängigkeit von fossilem Erdgas der deutschen Volkswirtschaft teuer zu stehen kommt und die sichere Versorgung mit Strom und Wärme in Frage stellt.

Ein wesentliches Argument für das Ausbremsen des Ausbaus erneuerbarer Energien mit den Novellen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in den Jahren 2012 und 2014 war die Volatilität der Erzeugung von Wind und Photovoltaik. Kritiker der Energiewende prägten früh den Begriff der „Dunkelflaute". Tatsächlich sind längere Perioden mit geringer Einspeisung von Wind und Photovoltaik die wichtigste und noch unzureichend gelöste Herausforderung der Energiewende. Der Begriff „Dunkelflaute" wird mittlerweile auch von Befürwortern der Energiewende genutzt und ist sogar im anglo-amerikanischen Sprachgebrauch etabliert.

Seit Jahren weisen Studien darauf hin, dass für Dunkelflauten große Kapazitäten an Reservekraftwerken vorzuhalten sind. Naheliegend ist die Absicherung mit der „Brückentechnologie" hocheffizienter Gaskraftwerke. Steigende Gaspreise und die Überalterung des konventionellen Kraftwerksparks stellen dies jedoch in Frage.

In ihrer Kraftwerksstrategie plant die Bundesregierung die Absicherung der Dunkelflaute mit wasserstoffbasierten Reservekraftwerken. Hohe Investitionen und die absehbar lange Dauer der Transformation legen es nahe, auch Alternativen zu wasserstoffbasierten Reservekraftwerken in Betracht zu ziehen. Die Nutzung flexibilisierter Biogasanlagen hätte den Vorteil, dass bestehende Infrastrukturen genutzt werden könnten und für diese Infrastrukturen gleichzeitig ein zukunftsfähiges Geschäftsmodell entsteht.

Mit dieser vom Fachverband Biogas e. V. beauftragten Studie wollen wir versuchen, einen Beitrag zur Versachlichung der Diskussion um die Absicherung der Dunkelflaute zu liefern. Die Abschätzung notwendiger Leistungen und Speicherkapazitäten soll zeigen, welche Maßnahmen getroffen werden müssen und mit welchen Kosten gerechnet werden muss.

Nürnberg, im September 2024

Nora Elhaus, MSc. | Dr.-Ing. Peter Treiber | Prof. Dr.-Ing. Jürgen Karl

Kurzfassung

Es besteht Konsens über die Notwendigkeit, künftige Versorgungsengpässe im deutschen Stromsystem durch den Aufbau zusätzlicher Reservekraftwerks-Kapazitäten zu vermeiden. Die wesentliche Herausforderung der kommenden Jahre ist die Besicherung von Dunkelflauten, also länger dauernder Perioden mit unzureichender Einspeisung von Wind und Photovoltaik. Ziel dieser Studie ist es, den möglichen Beitrag der Flexibilisierung bestehender Biogasanlagen für die Bereitstellung notwendiger Reservekraftwerks-Kapazitäten zu quantifizieren und wirtschaftlich zu bewerten. Die Studie kommt zu folgenden Ergebnissen:

Die aktuellen Planungen der Bundesregierung zur Kraftwerksstrategie setzen voraus, dass bei künftigen Versorgungsengpässen stets ausreichend Strom importiert werden kann. Auch der Netzentwicklungsplan und wesentliche Studien beispielsweise des Bundesverbands Erneuerbarer Energien (BEE) postulieren, dass auch während einer Dunkelflaute ausreichende Strommengen aus europäischen Nachbarländern nach Deutschland importiert werden können.

Stehen bei künftigen Versorgungsengpässen keine ausreichenden Import- oder DSM-Kapazitäten zur Verfügung, müssen wasserstoff- und biogasbasierte Reservekraftwerke bereitstehen, um die Versorgung sicherzustellen. Ohne wasserstoff- und biogasbasierte Reservekraftwerke könnten bereits im Jahr 2030 Defizite von bis zu 49 GW entstehen, die durch Importe oder Demand-Side-Management (DSM) Maßnahmen – also das Abschalten großer Verbraucher – möglicherweise nicht gedeckt werden könnten. Der nationale Wasserstoffrat empfiehlt den Zubau von 23,8 GW_{el} wasserstoffbasierten Reservekraftwerken bis 2035. Bei linearem Zubau stünden 2030 also 13,9 GW_{el} zur Verfügung. Auch bei Aktivierung aller dieser Reservekraftwerke müssten in Spitzenzeiten 35,1 GW_{el} importiert oder durch DSM-Maßnahmen abgefangen werden. Der Fachverband Biogas empfiehlt, durch die Flexibilisierung bestehender Biogasanlagen 12 GW_{el} bis 2030 und 24 GW_{el} bis 2040 bereitzustellen. In der Kombination stünden damit im Jahr 2030 insgesamt 25,9 GW_{el} Reserveleistung zur Verfügung. Diese Leistung könnte die Resilienz des deutschen Energiesystems während einer Dunkelflaute deutlich steigern und den Import- und DSM-Bedarf etwa halbieren.

Biogasbasierte Reservekraftwerke reduzieren den Investitionsbedarf gegenüber wasserstoffbasierten Reservekraftwerken bis zum Jahr 2030 um den Faktor 1,9 bis 3,7. Die notwendigen Investitionen bis 2030 für wasserstoffbasierte Reservekraftwerke sind um den Faktor 1,9 bis 3,7 höher als für biogasbasierte Reservekraftwerke. Die Auswertung historischer Erzeugungsdaten zeigte, dass künftig Dunkelflauten mit einem Erzeugungsdefizit von bis zu 160 Volllaststunden überbrückt werden müssten. Der Investitionsbedarf für 13,9 GW_{el} wasserstoffbasierter Reservekraftwerke zur Überbrückung einer solchen Dunkelflaute beträgt bis 2030 etwa 75 bis 120 Mrd. €. Der Investitionsbedarf reduziert sich auf etwa 18 bis 45 Mrd. €, wenn Wasserstoff – beispielsweise als Wasserstoffderivat – in bestehenden Infrastrukturen gespeichert werden kann. Demgegenüber sind für die Bereitstellung von 12 GW_{el} Reserveleistung durch die Flexibilisierung bestehender Biogasanlagen bis 2030 nur 11 bis 22 Mrd. € zu investieren.

Biogasbasierte Reservekraftwerke reduzieren die spezifischen Stromerzeugungskosten im Jahr 2030 gegenüber wasserstoffbasierter Reservekraftwerke um den Faktor 1,5 bis 2,4. Die

spezifischen Stromerzeugungskosten betragen aufgrund der geringen Laufzeiten für wasserstoffbetriebenen Reservekraftwerke bei einem Wasserstoffpreis von 23 ct/kWh$_{H2}$ etwa 49 bis 133 ct/kWh$_{el}$. Die spezifischen Stromerzeugungskosten betragen bei flexibilisierten Biogasanlagen bei einem Biogaspreis von 8 ct/kWh$_{CH4}$ nur 25 bis 44 ct/kWh$_{el}$.

Technische Optionen für die Flexibilisierung sind sofort realisierbar. Die einfachste Option, Flexibilität mit Biogasanlagen bereitzustellen, stellt dabei die Nachrüstung von Biogasspeichern in Kombination mit der Überbauung der Blockheizkraftwerke dar. Mit Hilfe des aktuellen Bestands und mit der aktuell genutzten Biomasse könnten so rund 34 TWh$_{el}$ Strom flexibel bereitgestellt werden. Weitere Optionen zur Flexibilisierung sind die Nachrüstung einer Biogasaufbereitung (mit Entschwefelung, Trocknung und CO_2-Abtrennung) und anschließende Einspeisung von Biomethan in das Gasnetz oder die Methanisierung des CO_2-Anteils von Biogas mit grünem Wasserstoff aus der Elektrolyse.

Können nicht ausreichend Strom importiert und Flexibilitätsoptionen zur Steuerung des Stromverbrauchs genutzt werden, werden die mittleren Strompreise im Großhandel durch wasserstoffbasierte Reservekraftwerke auf bis zu 18 ct/kWh steigen. Biogasbasierte Reservekraftwerke mindern diese Strompreissteigerungen. Der Aufbau der Reserveinfrastruktur wirkt sich drastisch auf die Strompreise aus. Dafür sind zwei Effekte verantwortlich: Durch den Zubau von Elektrolyseuren steigt im NEP-Szenario der Stromverbrauch und damit die Nachfrage am Strommarkt um 165 TWh$_{el}$ bis 2037. Die Nachfragesteigerung lässt den Strompreis bereits im Jahr 2030 um ca. 3 ct/kWh$_{el}$ steigen. Der zweite Effekt resultiert aus dem Fakt, dass wasserstoffbetriebene Reservekraftwerke in vielen Stunden des Jahres in der Merit-Order preissetzend werden. Dadurch steigt der Strompreis um bis zu 10 ct/kWh$_{el}$ und die Projektionen ergeben mittlere Strompreise von bis zu ca. 18 ct/kWh$_{el}$ bis 2030. Biogasbasierte Reservekraftwerke wirken dem Trend entgegen und senken den Strompreis im Jahr 2030 um ca. 4 ct/kWh$_{el}$. Kann jederzeit günstiger Strom aus dem europäischen Ausland importiert werden oder kann der Stromverbrauch bei Versorgungsengpässen ausreichend gemindert werden, werden Strompreise in den nächsten Jahren wieder sinken. Voraussetzung dafür ist, dass der geplante Ausbau Erneuerbarer Energien gelingt und der zunehmende Stromverbrauch mit günstigem Strom aus Wind und Photovoltaik gedeckt werden kann.

Biogasbasierte Reservekraftwerke reduzieren die CO_2-Emissionen der Stromerzeugung. Der Vergleich der entstehenden Treibhausgasemissionen bei der Besicherung von Dunkelflauten zeigt, dass die biogasbasierte Besicherung deutlich emissionsärmer ist. Insbesondere die Nutzung von Gülle ist vielversprechend, da sich durch die vermiedenen Methanemissionen bei der Ausbringung auf die Felder negative Emissionen erzielen lassen. Die entstehenden Treibhausgasemissionen liegen zwischen - 197 g$_{CO2,eq}$/kWh$_{el}$ und 329 g$_{CO2,eq}$/kWh$_{el}$. Die Treibhausgasemissionen bei der Besicherung mit wasserstoffbasierten Kraftwerken liegen derzeit zwischen 68 g$_{CO2,eq}$/kWh$_{el}$ und 322 g$_{CO2,eq}$/kWh$_{el}$. Speziell die Nutzung von Windstrom erweist sich hier als vielversprechend. Künftig können hier die Emissionen durchwachsende Anteile erneuerbarer Energien für die Produktion der Photovoltaik- und Windenergieanlagen, durch Effizienzgewinne in den Bereichen Stromerzeugung, Elektrolyse und in der Wasserstoffverstromung jedoch noch deutlich gemindert werden.

Flexible Biogasanlagen sind kurzfristig die einzige relevante Alternative zum Wasserstoff zur Absicherung längerer Dunkelflauten. Die Flexibilisierung von Biogasanlagen nutzt bestehende Infrastrukturen, gewährleistet eine günstige CO_2-Bilanz und stellt verglichen mit Wasserstoff die deutlich günstigere Möglichkeit zur Besicherung des Energiesystems dar.

Executive Summary

There is a consensus on the need to avoid future supply bottlenecks in the German electricity system by building up additional reserve power plant capacities. The main challenge in the coming years will be to compensate for dark doldrums, i. e. longer periods with insufficient feed-in from wind and photovoltaics. The aim of this study is to quantify and economically assess the possible contribution of flexibilization of existing biogas plants for the provision of necessary reserve power plant capacities. The study comes to the following conclusions:

The federal government's current plans for the power plant strategy assume that sufficient electricity can always be imported in the event of future supply bottlenecks. The grid development plan and key studies, for example by the German Renewable Energy Federation (BEE), also postulate that sufficient quantities of electricity can be imported to Germany from neighboring European countries even during a dark period.

If sufficient import capacities are not available in the event of future supply bottlenecks, hydrogen and biogas-based reserve power plants must be available to secure the supply. Without hydrogen and biogas-based reserve power plants, deficits of up to 49 GW could arise as early as 2030, which may not be covered by imports or demand-side management (DSM) measures - i. e. switching off large consumers. The National Hydrogen Council recommends the expansion of 23.8 GW_{el} of hydrogen-based reserve power plants by 2035. 13.9 GW_{el} would therefore be available in 2030 with linear expansion. Even if all of these reserve power plants were activated, 35.1 GW_{el} would have to be imported at peak times or covered by DSM measures. The German Biogas Association recommends providing 12 GW_{el} by 2030 and 24 GW_{el} by 2040 by making existing biogas plants more flexible. In combination, a total of 25.9 GW_{el} of reserve capacity would be available in 2030. This capacity could significantly increase the resilience of the German energy system during a „Dunkelflaute" and roughly halve the need for imports and DSM.

Biogas-based reserve power plants reduce the investment requirement compared to hydrogen-based reserve power plants by a factor of 1.9 to 3.7 by 2030. The necessary investments by 2030 for hydrogen-based reserve power plants are 1.9 to 3.7 times higher than for biogas-based reserve power plants. The evaluation of historical generation data showed that in the future, doldrums with up to 160 full-load hours would have to be bridged. The investment requirement for 13.9 GW_{el} of hydrogen-based reserve power plants to bridge such a „Dunkelflaute" is around €75 to 120 billion by 2030. The investment requirement is reduced to around €18 to 45 billion if hydrogen - for example as a hydrogen derivative - can be stored in existing infrastructures. In contrast, only €11 to 22 billion needs to be invested by 2030 to provide 12 GW_{el} of reserve capacity by making existing biogas plants more flexible.

Biogas-based reserve power plants reduce the specific electricity generation costs in 2030 by a factor of 1.5 to 2.4 compared to hydrogen-based reserve power plants. The specific electricity generation costs amount to around 49 to 133 ct/kWh_{H2}, at a hydrogen price of 23 ct/kWh_{H2} due to the short operating times for hydrogen-based reserve power plants. The

specific electricity generation costs for flexibilized biogas plants at a biogas price of 8 ct/kWh$_{CH4}$ are only 25 to 44 ct/kWh$_{el}$.

Technical options for flexibilization can be implemented immediately. The simplest option for providing flexibility with biogas plants is the retrofitting of biogas storage facilities in combination with the superstructure of combined heat and power plants. With the help of the current status and the biomass currently in use, around 34 TWh$_{el}$ of electricity could be provided flexibly. Other options for increasing flexibility include retrofitting biogas processing (with desulphurization, drying and CO_2 separation) and subsequent injection of biomethane into the gas grid or methanation of the CO_2 portion of biogas with green hydrogen from electrolysis.

If not enough electricity can be imported, average wholesale electricity prices will rise to up to 18 ct/kWh due to hydrogen-based reserve power plants. Biogas-based reserve power plants reduce these electricity price increases. The development of the reserve infrastructure has a drastic effect on electricity prices. Two effects are responsible for this: The expansion of electrolyzers increases electricity consumption in the NEP scenario and thus demand on the electricity market by 165 TWh$_{el}$ by 2037. The increase in demand causes the electricity price to rise by around 3 ct/kWh$_{el}$ as early as 2030. The second effect results from the fact that hydrogen-powered reserve power plants become price-setting in the merit order during many hours of the year. This increases the electricity price by up to 10 ct/kWh$_{el}$ and the projections result in average electricity prices of approx. 18 ct/kWh$_{el}$ by 2030. Biogas-based reserve power plants counteract this trend and reduce the electricity price by approx. 4 ct/kWh$_{el}$ in 2030. If cheaper electricity can be imported from other European countries at any time or if electricity consumption can be sufficiently reduced in the event of supply bottlenecks, electricity prices will fall again in the coming years. The prerequisite for this is that the planned expansion of renewable energies succeeds, and that the increasing electricity consumption can be covered by cheap electricity from wind and photovoltaics.

Biogas-based reserve power plants reduce CO_2 emissions from electricity generation. A comparison of the greenhouse gas emissions resulting from the backup of „Dunkelflaute" shows that biogas-based backup is significantly lower in emissions. The use of liquid manure is particularly promising, as negative emissions can be achieved by avoiding methane emissions when spreading it on the fields. The resulting greenhouse gas emissions are between - 197 g$_{CO2,eq}$/kWh$_{el}$ and 329 g$_{CO2,eq}$/kWh$_{el}$. The greenhouse gas emissions from collateralization with hydrogen-based power plants are between 68 g$_{CO2,eq}$/kWh$_{el}$ and 322 g$_{CO2,eq}$/kWh$_{el}$. The use of wind power in particular is proving to be very promising here. In the future, however, emissions can be significantly increased through efficiency gains in the field of electricity generation, electrolysis, and hydrogen power generation.

In the short term, flexible biogas plants are the only relevant alternative to hydrogen for securing longer periods of darkness. The flexibilization of biogas plants uses existing infrastructures, ensures a favorable CO_2 balance, and represents a significantly more favorable option for securing the energy system compared to hydrogen.

Inhaltsverzeichnis

Vorwort 4
Kurzfassung 5
Executive Summary 7
Inhaltsverzeichnis 9
Motivation und Zielsetzung der Studie 11
Versorgungssicherheit im künftigen Stromsystem 11
Aktuelle Empfehlungen zur Besicherung des Stromsystems 12
Zielsetzung der Studie 13
Entwicklung des Speicherbedarfs für die deutsche Stromversorgung 15
Historische Dunkelflauten in den Jahren 2012 bis 2023 15
Die Entwicklung künftiger Dunkelflauten 16
Technische Optionen für die Flexibilisierung von Biogasanlagen 27
Status quo Biogasanlagen 27
Flexibilisierung bestehender Biogasanlagen mit Gasspeichern 27
Weitere Möglichkeiten zur Flexibilisierung von Biogasanlagen 29
Kosten flexibler Wasserstoffkraftwerke und Biogasanlagen 31
Reservekraftwerke im aktuellen Energiemarktdesign 31
Investitionsbedarf für flexible Reservekraftwerke 32
Spezifische Stromerzeugungskosten flexibler Reservekraftwerke 33
Einfluss flexibler Wasserstoffkraftwerke und Biogasanlagen auf künftige Strompreise 36
Einfluss der Reservekraftwerke auf die Preisbildung 36
Projektion der künftigen Strompreisentwicklung 38
CO_2-Bilanz der Flexibilisierung von Biogasanlagen 43
Zusammenfassung und Fazit 49
Abkürzungen 51
Anhang 53

Herleitung einer Definition zur Quantifizierung von Dunkelflauten 53
Berechnung spezifischer Stromerzeugungskosten 55
Methodik zur Projektion künftiger Strompreise 56
Abschätzung des Einflusses neuer Windkraftanlagen 62
Abschätzung des Investitionsbedarf für die Überbauung von Biogasanlagen 63
Literatur 69

Motivation und Zielsetzung der Studie

KURZFASSUNG:

Es besteht Konsens über die Notwendigkeit, künftige Versorgungsengpässe im deutschen Stromsystem durch den Aufbau zusätzlicher Reservekraftwerks-Kapazitäten zu vermeiden. Die Bundesregierung plant dazu in Ihrer Kraftwerksstrategie vom 5.2.2024 die Ausschreibung neuer „H_2-Ready"-Gaskraftwerke mit einer Kapazität von 10 GW_{el} Dies steht im Widerspruch zu früheren Planungen und Empfehlungen, die höhere Reserve-Kapazitäten von 23,8 GW_{el} bis 2035 vorsahen. Der Fachverband Biogas empfiehlt in seiner Pressemitteilung vom 22.2.2024, durch die Flexibilisierung bestehender Biogasanlagen Reservekapazitäten von 12 $GW_{el,}$ bis 2030 und bis 24 $GW_{el,}$ bis 2040 zu etablieren.

Zielsetzung dieser Studie ist es, notwendige Reserven und den möglichen Beitrag der Flexibilisierung bestehender Biogasanlagen aufgrund der Annahmen des Netzentwicklungsplans (NEP) der Netzbetreiber und der Fraunhofer-Studie „Neues Strommarkt Design" vom November 2021 zu quantifizieren und wirtschaftlich zu bewerten.

Versorgungssicherheit im künftigen Stromsystem

Durch den künftigen Ausbau erneuerbarer Energien müssen in Deutschland große Speicherkapazitäten entstehen, die in der Lage sind, Überschussstrom aus der Erzeugung von Windkraft und Photovoltaik zu speichern und nachts oder während sogenannter Dunkelflauten wieder bereitzustellen. Als Dunkelflauten werden Perioden von mehreren Tagen bis zu zwei Wochen bezeichnet, die überwiegend in den Wintermonaten bei geringer solarer Strahlung und windarmen Phasen auftreten.

Für die tägliche Speicherung von Photovoltaikstrom in den Nachtstunden ist der Batteriespeicher gut geeignet. Doch für die Überbrückung längerer Knappheitssituationen, wie beispielsweise ‚Dunkelflauten' oder andere länger dauernde Versorgungsengpässe, z. B. bei Produktionsengpässen im Ausland, wäre die Nutzung eines chemischen Speichers zur Speicherung von Strom aus erneuerbaren Quellen vorteilhafter. Mit chemischen Speichern wie Wasserstoff, Wasserstoffderivaten oder biogenen Gasen können generell bei moderaten Kosten viel höhere Energiemengen (=„Kilowatt**stunden**") gespeichert werden als mit Batteriespeichern. Die einfache und dauerhafte Lagerung chemischer Energiespeicher wie Wasserstoff oder Biogas gilt als Voraussetzung dafür, auch mehrtägige oder mehrwöchige Versorgungsengpässe im Stromsystem besichern zu können. Nachteil der chemischen Energiespeicherung sind die hohen Verluste bei der Umwandlung von Elektrizität in das Speichermedium und bei der nachfolgenden Rückverstromung.

Naheliegend ist die Nutzung gasförmiger Energiespeicher. Gasförmige Energiespeicher

wie Wasserstoff, synthetisches Methan oder Biogas können für die Speicherung ganz oder teilweise existierende Infrastrukturen nutzen. Für die Rückverstromung sind Gaskraftwerke und Gasmotoren technisch etabliert und in großen Leistungen flexibel einsetzbar.

Aktuelle Empfehlungen zur Besicherung des Stromsystems

Aktuelle Empfehlungen zur Besicherung des Stromsystems schlagen in der Regel den flexiblen Einsatz von Gaskraftwerken – zunächst mit fossilem Erdgas und später mit erneuerbaren Gasen wie grünem Wasserstoff oder gründen Wasserstoffderivaten vor.

Der **Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW)** betont in seinem Diskussionspapier „Eckpunkte zur Kraftwerksstrategie 2023" vom 13.7.2023 die *„Notwendigkeit, Investitionen in flexible Kraftwerksleistung"*[1] zu tätigen. Der BDEW deklariert „einen *Bedarf zwischen 16 – 40 Gigawatt (GW) an zusätzlicher installierter gesicherter Nettoleistung in Deutschland bis zum Jahr 2030, wenn gemäß dem Koalitionsvertrag die Kohleverstromung ‚idealerweise' bis zum Jahr 2030 beendet werden soll*".

Auch der **nationale Wasserstoffrat** schlägt vor, für die Überbrückung von Dunkelflauten Gaskraftwerke zu installieren, die mit grünem Wasserstoff betrieben werden. In der Fortschreibung der „Nationalen Wasserstoffstrategie" vom Juli 2023[2] und in der Stellungnahme vom 19.1.2024[3] empfiehlt der Rat das Festhalten an der Kraftwerksstrategie der Bundesregierung vom 1.8.2023[4] und die Installation von insgesamt 15 GW_{el} „H_2-Ready"-Gaskraftwerken, 4,4 GW_{el} „H_2-Hybrid"-Kraftwerken" und 4,4 GW_{el} „H_2-Sprinter"-Kraftwerken bis 2035.

Im Rahmen des vom BMWK geförderten Projektes **„Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland"** wurden verschiedene Szenarien für die zukünftige Entwicklung des Energiesystems modelliert, mit denen die energie- und klimapolitischen Ziele erreicht werden können. Zur Besicherung des Stromsystems müssen im Jahr 2050 laut der Studie szenarioabhängig zwischen 26 und 58 GW_{el} installierte Leistung zur Rückverstromung von grünem Wasserstoff bereitgehalten werden [1].

Am 05.07.2024 hat sich die Bundesregierung im Rahmen des Wachstumspakets für die Wirtschaft auch auf die Kraftwerksstrategie geeinigt. Diese sieht die Ausschreibung von 12,5 GW_{el} Kraftwerkskapazität und 500 MW_{el} Langzeitspeicher vor. Davon sind 5 GW_{el} neue „H_2-Ready"-Kraftwerke, 2 GW_{el} „H_2-Ready"-Modernisierungen, 0,5 GW_{el} „H_2-Sprinter" und 5 GW_{el} Gaskraftwerke. Diese sollen über einen Kapazitätsmechanismus zukünftig zusätzlich vergütet werden.

Die vom Bundesverband Erneuerbare Energien e. V. in Auftrag gegebene **Fraunhofer-Studie „Neues Strommarktdesign"** deklariert zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit einen Bedarf an Wasserstoff-Gaskraftwerken von etwa 10 GW_{el}. Als Alternative wird die stärkere Überbauung von Biogasanlagen in Kombination mit einem Anschluss dieser Anlagen an Gasspeicher über das Gasnetz vorgeschlagen [2].

Der **Netzentwicklungsplan 2037/2045** behandelt das Thema der Versorgungssicherheit

[1] https://www.bdew.de/media/documents/BDEW-Eckpunktepapier_KWS2023_oA.pdf, abgerufen am 16.4.2024

[2] https://www.bmbf.de/SharedDocs/Downloads/de/2023/230726-fortschreibung-nws.pdf, abgerufen am 16.4.2024

[3] https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/2024/2024-01-19_NWR-Stellungnahme_Kraftwerkstrategie.pdf, abgerufen am 16.4.2024

[4] https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2023/08/20230801-rahmen-fuer-die-kraftwerksstrategie-steht.htm, abgerufen am 16.4.2024l

nicht primär, sondern fokussiert sich vor allem auf den sicheren Betrieb des Übertragungsnetzes. Die dort definierten Szenarien orientieren sich jedoch an den Zielstellungen der Bundesregierung. Wesentliche Eckpunkte des definierten Szenariorahmens in 2037 stellen dabei zum einen die durch Haushalte (bis ca. 80 GW_{el}), Batteriespeicher (91,6 GW_{el}) und Industrie (5 bis 7,2 GW_{el}) bereitgestellten Flexibilitäten dar. Zum anderen wird die Verfügbarkeit von 38,4 GW Erdgas oder wasserstoffbasierter Kraftwerke angenommen [3].

Aktuelle Planungen der Bundesregierung

Um die Dekarbonisierung und Versorgungssicherheit unseres Stromsystems aufrecht zu erhalten, verständigte sich die Bundesregierung mit ihrer Einigung zur Kraftwerksstrategie vom 5.2.2024 darauf, *„Konzepte für einen marktlichen, technologieneutralen Kapazitätsmechanismus"* zu erarbeiten, *„die bis spätestens 2028 operativ sein sollen"*. Dazu sollen *„neue Kraftwerkskapazitäten im Umfang von bis zu 4 mal 2,5 GW als „H_2-Ready"-Gaskraftwerke im Rahmen der Kraftwerksstrategie kurzfristig ausgeschrieben werden"*, die bis spätestens 2040 *„vollständig auf Wasserstoff"* umgestellt sind.[5]

Die Kraftwerksstrategie der Bundesregierung reduziert die geplante Reservekapazität für „H_2-Ready"-Kraftwerke gegenüber früheren Planungen und dem Vorschlag des nationalen Wasserstoffrates also signifikant von 15 auf 10 GW_{el}. Anstelle von insgesamt 8,8 GW_{el} H_2-"Hybridkraftwerken" und „H_2-Sprinter"-Kraftwerken sollen nurmehr $0{,}5_{el}$ GW aus den Mitteln des Klima- und Transformationsfonds finanziert werden.

Es besteht also Einigkeit über die Notwendigkeit zusätzlicher Reservekapazitäten zur Besicherung des deutschen Stromsystems.

Diskutiert werden aktuell der Umfang notwendiger Reservekapazitäten, konkrete technische Lösungen und der zeitliche Rahmen der Umsetzung.

Alternativer Vorschlag des Fachverbands Biogas

In der Pressemitteilung vom 22.2.2024 schlägt der Fachverband Biogas vor, die installierte Leistung der Motoren an bestehenden Biogasanlagen bis 2030 auf 12 GW_{el} und bis 2040 auf 24 GW_{el} zu erhöhen. Um damit die notwendigen wasserstoffbasierten Reservekapazitäten zu reduzieren und den Fortbestand des existierenden Biogasanlagen-Parks mit knapp 10.000 Anlagen zu gewährleisten[6]. Der Vorschlag basiert auf der Idee, bestehende Biogasanlagen zu nutzen, ohne gleichzeitig die Menge der eingesetzten Substrate zu erhöhen. Um notwendige Investitionen in die Überbauung bestehender Biogasanlagen – also die Installation von Gasspeichern und zusätzlicher Biogasmotoren – zu initiieren, empfiehlt der Fachverband Biogas eine Erhöhung des Ausschreibungsvolumens für Biogasanlagen und die Erhöhung der Flexibilitätsprämie auf 120 €/kW_{el}.

Zielsetzung der Studie

Die vorliegende Studie wurde vom Fachverband Biogas beauftragt, um die in der Pressemitteilung vom 22.2.2024 vorgeschlagenen Ziele zur Flexibilisierung des Biogassektors technisch und wirtschaftlich zu bewerten und mit dem ausschließlichen Aufbau wasserstoffbasierten Reservekapazitäten zu vergleichen. Ziel der Studie ist es, beide Konzepte auf Basis der

[5] https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2024/02/20240205-einigung-zur-kraftwerksstrategie.html, aufgerufen am 16.4.2024

[6] https://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE-Dezentrale-Biogasanlagen-statt-neue-Gaskraftwerke?, abgerufen am 16.4.2024

- zu erwartenden Investitionskosten,
- der zu erwartenden Stromerzeugungskosten

und der resultierenden

- CO_2-Bilanz

zu bewerten.

Resultierende Fragestellungen

Die unterschiedlichen Bewertungen notwendiger Reservekapazitäten resultieren vor allem aus unterschiedlichen Annahmen zur Entwicklung des künftigen deutschen Stromsystems und aus den Unsicherheiten des Transformationspfades für den künftigen Aufbau einer leistungsfähigen Wasserstoffwirtschaft.

Die Annahmen zur künftigen Stromerzeugung und vor allem zum künftigen Stromverbrauch bestimmen im Wesentlichen die notwendige Reservekapazität. Auch die Unsicherheiten des Transformationspfades der Wasserstoffwirtschaft werden maßgeblich das Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch beeinflussen und damit signifikant künftige Stromerzeugungskosten bestimmen. Um diesen Einflüssen gerecht zu werden, kommen im Folgenden die Annahmen des „Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045" (Version 2023, zweiter Entwurf) und der Fraunhofer-Studie „Neues Strommarkt Design" vom November 2021 zur Anwendung, um

1. den möglichen Beitrag zur Deckung des Speicherbedarfs durch die Flexibilisierung bestehender Biogasanlagen zu ermitteln,

und

2. resultierende Investitionen und spezifische Stromerzeugungskosten durch die Flexibilisierung

zu bestimmen und mit den zu erwartenden Kosten der Bereitstellung von Speicherkapazität mit wasserstoffbasierten Gaskraftwerken zu vergleichen.

Dazu wird im Abschnitt *„Entwicklung des Speicherbedarfs für die deutsche Stromversorgung"* zunächst der künftige Speicherbedarf und der Beitrag flexibilisierter Biogasanlagen abgeschätzt. Die Abschnitte *„Technische Optionen für die Flexibilisierung von Biogasanlagen"* und *„Kosten flexibler Wasserstoffkraftwerke und Biogasanlagen"* erklären die Grundlagen für die Abschätzung der künftigen Kosten für die Besicherung der Stromversorgung mit flexibilisierten Biogasanlagen und wasserstoffbasierten Gaskraftwerken.

Schließlich soll aus den Szenarien für die künftige Erzeugung und Verbrauch im Abschnitt *„Einfluss flexibler Wasserstoffkraftwerke und Biogasanlagen auf künftige Strompreise"* der Einfluss flexibilisierter Biogasanlagen und wasserstoffbasierter Gaskraftwerken auf die Strompreise und im Abschnitt *„CO_2-Bilanz der Flexibilisierung von Biogasanlagen"* künftige CO_2-Emissionen quantifiziert werden.

Die „Zusammenfassung und Fazit" werden Handlungsoptionen diskutiert und weitere technische Optionen zusammengefasst, die geeignet wären, flexible Wasserstoffkraftwerke und flexibilisierte Biogasanlagen zu ergänzen.

Entwicklung des Speicherbedarfs für die deutsche Stromversorgung

KURZFASSUNG:

Die Auswertung der historischen Dunkelflauten in den Jahren 2012 bis 2023 zeigt, dass es nahezu in jedem Jahr Dunkelflauten gab, die über einen Zeitraum bis zu 11,8 Tagen andauerten. Diese traten vor allem im November, Dezember oder Januar auf. Ausschlaggebend für die Auswirkung zukünftiger Dunkelflauten werden vor allem die Überbauung der Erzeugungskapazitäten von Wind und Photovoltaik sowie die Entwicklung der Einspeisecharakteristik dieser sein.

Im Rahmen dieser Studie werden die Ausbauszenarien der Fraunhofer-Studie „Neues Strommarkt Design" und des „Netzentwicklungsplan Strom 2027 mit Ausblick 2045" (NEP) miteinander verglichen. Der Zubau der Erzeugungsleistung wird dabei von beiden Studien ähnlich prognostiziert, allerdings geht der NEP von einer deutlich höheren Zunahme des Stromverbrauchs, insbesondere für die Herstellung von Wasserstoff, aus. Durch die Zunahme des Strombedarfs kommt es immer häufiger zu Situationen, in denen der Strombedarf auch bei Aktivierung aller wasserstoffbetriebener Reservekraftwerke nicht gedeckt werden kann. Stehen bis 2030 zusätzlich 12 GW_{el} Reserveleistung durch flexible Biogasanlagen zur Verfügung, können sich notwendige Importe und Demand-Side-Management-Aufgaben um etwa 25 % reduzieren. Batteriespeicher mit den üblichen Speicherkapazitäten leisten für die Überbrückung von Dunkelflauten kaum einen Beitrag, da die begrenzte Entladedauer häufig überschritten werden müsste oder sie nicht vollgeladen werden.

Historische Dunkelflauten in den Jahren 2012 bis 2023

Um den künftigen Speicherbedarf und notwendige Reservekapazitäten zur Absicherung der Dunkelflaute abzuschätzen, gilt es zunächst aus historischen Daten[7] für die Einspeisung aus Wind und Photovoltaik die Länge und das resultierende Energiedefizit abzuschätzen. Eine einheitliche Definition zur Bemessung historischer und künftiger Dunkelflauten findet sich im Anhang. Die im Folgenden verwendete Definition bemisst Dauer und Erzeugungsdefizit einer Dunkelflaute in „Volllaststunden". Die Auswertung der Dunkelflauten der Jahre 2012 bis 2023 normiert die entstandenen Defizite dazu auf die gesamte Stromerzeugung aus Wind und Photovoltaik in diesen Jahren. **Tabelle 1** listet die jeweils längsten Dunkelflauten dieser Jahre.

[7] www.smard.de, abgerufen am 17.4.2024

Tabelle 1: Die jeweils längsten Dunkelflauten der Jahre 2012 bis 2023

Jahr	Dauer der Dunkelflaute			Kumuliertes Defizit KD „Volllast-stunden“	Gesamte Er-zeugung aus Wind und PV	Stromdefizit der Dunkel-flaute
	von	bis	in [h]	in [h]	in [TWh]	in [TWh]
2012	18.12.12 0:00	21.12.12 10:00	82	-67,5	73,3	-0,5
2013	**12.11.13 14:00**	**24.11.13 10:00**	**284**	**-163,6**	**76,9**	**-1,4**
2014	28.11.14 8:00	5.12.14 0:00	160	-96,5	85,3	-0,9
2015	16.1.2015, 13:00	26.1.2015, 17:00	244	-159,9	112,1	-2,0
2016	12.12.2016, 6:00	21.12.2016, 7:00	217	-119,6	111,6	-1,5
2017	15.1.2017, 13:00	26.1.2017, 11:00	262	-183,9	138,5	-2,9
2018	2.2.2018, 15:00	11.2.2018, 12:00	213	-105,7	149,6	-1,8
2019	18.1.2019, 3:00	22.1.2019, 12:00	105	-59,1	166,2	-1,1
2020	24.11.2020, 14:00	30.11.2020, 11:00	141	-81,1	175,5	-1,6
2021	3.1.21.2020, 22:00	11.1.2021, 2:00	172	-78,5	160,0	-1,4
2022	**7.12.2022, 2:00**	**18.12.2022, 16:00**	**278**	**-161,6**	**180,6**	**-3,3**
2023	21.1.2023, 8:00	29.1.2023, 11:00	195	-119,1	197,5	-2,7

Die Auswertung zeigt, dass es nahezu in jedem Jahr des Betrachtungszeitraums Dunkelflauten gab, die über einen Zeitraum von bis zu 284 Stunden bzw. 11,8 Tage andauerten. Diese Dunkelflauten treten vor allem im November, Dezember oder Januar auf.

Bezogen auf die Jahresstromerzeugung ergab sich für die längste Dunkelflaute des Jahres 2013 in diesen 284 Stunden ein kumuliertes Stromdefizit von 163,6 Volllaststunden und im Jahr 2022 in 278 Stunden ein kumuliertes Stromdefizit von 161,6 Volllaststunden. Die Stromerzeugung lag in diesen Perioden im Schnitt etwa 58 Prozent unter der im Jahresmittel erzeugten Leistung aus Wind und Photovoltaik.

Durch die lange Dauer der reduzierten Einspeisung kumulierte sich das Defizit im Jahr 2022 bereits auf 3,3 TWh, die in dieser Zeit durch die Erzeugung von Gas- und Kohlekraftwerken oder anderen erneuerbaren Energien ausgeglichen werden mussten. Dies entspricht mehr als dem 80-fachem der Speicherfähigkeit aller Pumpspeicherkraftwerke Deutschlands.

Mit dem Ausstieg aus den fossilen Energien wird sich das resultierende Stromdefizit in vergleichbaren Situationen künftig erhöhen und muss mit geeigneten Speichertechnologien, DSM-Maßnahmen oder durch Importe besichert werden. Im Betrachtungszeitraum zeigten sich bis zu sechs Dunkelflauten mit einem kumulierten Defizit von mehr als 60 Volllaststunden innerhalb eines Jahres.

Die Entwicklung künftiger Dunkelflauten

Ausschlaggebend für die Auswirkung künftiger Dunkelflauten werden zwei Faktoren. Dies ist zum einen die Überbauung der installierten Erzeugungsleistung von Wind und Photovoltaik (siehe **Gleichung 1** im Anhang) und zum anderen die Entwicklung der Einspeisecharakteristik beider Erzeugungsarten.

Die Überbauung – also die Installation von Erzeugungskapazitäten, deren mittlere Stromerzeugung den mittleren Strombedarf übersteigt – mindert unmittelbar das Erzeugungsdefizit bei Versorgungsengpässen und ist in

Verbindung mit Speichertechnologien auch unabdingbar, um Verluste der Speichertechnologien zu kompensieren.

Ein entscheidender wirtschaftlicher Vorteil der Überbauung ist der Effekt auf die Strompreise. Noch mehr als heute wird künftig das Gleichgewicht aus Angebot und Nachfrage die Großhandelspreise für Strom bestimmen. Bei hoher Überbauung und einem Überangebot von Wind und PV führt der „Merit-Order-Effekt" zu einem Überangebot an den Strommärkten und sinkenden Preisen. Kann der Ausbau von Wind und PV dem erwarteten Anstieg des Stromverbrauchs nicht standhalten, wird eine zu geringe Überbauung zu steigenden Strompreisen führen.

Weniger einfach ist der künftige Einfluss der Entwicklung der Einspeisecharakteristik von Windkraftanlagen und Photovoltaikanlagen abzuschätzen. Durch Neuanlagen und den Ersatz älterer Windkraftanlagen wird sich die durchschnittliche Höhe von Onshore-Windkraftanlagen signifikant steigern. Dies erhöht nicht nur die Anzahl der zu erwartenden Volllaststunden, sondern gerade auch die Erzeugung zu Schwachwindzeiten und wird den Reservebedarf zur Besicherung von Dunkelflauten signifikant mindern.

Aus diesem Grund ist in den folgenden Betrachtungen nicht nur die Überbauung und die Entwicklung der installierten Erzeugungskapazität zu berücksichtigen, sondern auch die Änderung der Einspeisecharakteristik künftiger Windkraftanlagen.

Prinzipiell gilt das auch für künftige Photovoltaikanlagen. Auch hier wird eine Umorientierung von Anlagen mit strikter Südausrichtung hin zu mehr Anlagen mit einer besser bedarfsorientierten Ost-Westausrichtung die Fluktuation der Einspeisung signifikant mindern. Da versorgungskritische Dunkelflauten allerdings in den ohnehin strahlungsarmen Wintermonaten auftreten, wird der Effekt einer veränderten Einspeisecharakteristik von PV-Anlagen im Folgenden vernachlässigt.

Annahmen zur Abschätzung des künftigen Stromverbrauchs und der künftigen Stromerzeugung

Auch künftige Strompreise werden im Wesentlichen vom Gleichgewicht zwischen Stromerzeugung und Stromverbrauch bestimmt. Die Projektion der künftigen Entwicklung basiert auf den Annahmen von zwei Studien.

Einem ersten Szenario liegen die Annahmen des aktuellen Entwurfs der Übertragungsnetzbetreiber für den Netzentwicklungsplan (NEP) Strom zugrunde. Der NEP wird von den Übertragungsnetzbetreibern auf Grundlage des Energiewirtschaftsgesetz (EWG) § 12a bis § 12d in regelmäßigen Abständen aktualisiert. Den folgenden Projektionen liegt das **Szenario A des „Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045"** (Version 2023, zweiter Entwurf) zugrunde. Dem Szenario A liegen Annahmen für eine „Dekarbonisierung durch höheren Anteil an Wasserstoff" zugrunde, und es postuliert somit, dass die Versorgungssicherheit im deutschen Stromsystem wie in der aktuellen Kraftwerksstrategie der Bundesregierung durch mit Wasserstoff betriebene Reservekraftwerke gewährleistet wird. Allerdings wird im Szenario A 2037 kein konkreter Ausbauplan für Wasserstoffkraftwerke angegeben.

Szenario B („Dekarbonisierung durch intensive Elektrifizierung") geht demgegenüber davon aus, dass Wasserstoff nur für Anwendungen zum Einsatz kommt, die für eine direkte Elektrifizierung nicht in Frage kommt und dass die Versorgungssicherheit durch Effizienzsteigerungen und eine Begrenzung des Stromverbrauchs erreicht wird. Szenario C („Dekarbonisierung trotz geringerer Effizienz") setzt dagegen auf einen verstärkten Ausbau erneuerbarer Energien, um dem steigenden Stromverbrauch durch die Elektrifizierung in allen Endenergieverbrauchssektoren zu begegnen.

Die Aufgabenstellung dieser Studie adressiert also das Szenario A des NEP. Der aktuelle Entwurf wurde von der Bundesnetzagentur (BNA) zum 1.3.2024 bestätigt.

Einem zweiten Szenario liegen die Annahmen des **Reformszenarios der Fraunhofer-Studie „Neues Strommarkt Design"** vom November 2021 zugrunde. Die Studie wurde im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energie e. V. erstellt. Das Basisszenario unterstellt eine Fortschreibung des heutigen systemregulatorischen Rahmens. Die Studie stellt dem Basisszenario ein Reformszenario gegenüber, dass eine stärkere Überbauung des Stromsystems mit erneuerbaren Energien vorsieht und leitet Änderungen des Strommarktdesigns mit verbesserten Flexibilitätsoption ab, die geeignet sind, Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit der Stromversorger besser zu gewährleisten.

Die Aufgabenstellung dieser Studie adressiert das Reformszenario, in dem Versorgungssicherheit in der Ausgangssituation durch Reservekapazitäten und verbesserte Flexibilisierungsoptionen realisiert werden sollen. Der Ausbau der erneuerbaren Energien sowie Annahmen bezüglich des Stromverbrauchs werden jedoch auf Basis des Reformszenarios getroffen.

Vergleich der zugrundeliegenden Annahmen

Abbildung 1 stellt die Annahmen für die künftige Stromerzeugung und den künftigen Stromverbrauch beider Studien gegenüber.

Diese Studie beschränkt sich im Folgenden auf Projektionen über einen Zeithorizont bis 2037 mit den Annahmen des Netzentwicklungsplans und bis 2040 mit den Annahmen der Fraunhofer-Studie „Neues Strommarkt Design".

Beide Szenarien unterstellen sehr ähnliche Entwicklungen des künftigen Stromsystems und prognostizieren bis 2037 bzw. bis 2040 nahezu eine Verdopplung des Stromverbrauchs gegenüber dem Referenzjahr 2019.

Sie unterscheiden sich im Wesentlichen durch

- einen höheren Beitrag von Batteriespeichern im Szenario A2037 des NEP[8],
- einen erheblich höheren Beitrag von Bioenergie im Reformszenario der Fraunhofer-Studie[9]
- eine wesentlich reduzierte Leistung der verfügbaren Gaskraftwerke im Reformszenario der Fraunhofer-Studie [10]
- eine stärkere Erhöhung der Volllaststunden von Windkraftanlagen im Reformszenario der Fraunhofer-Studie durch den Zubau und Ersatz bestehender Anlagen mit höherer Nabenhöhe[11]
- ein zusätzlicher Beitrag aus Geothermie im Reformszenario der Fraunhofer-Studie[12]

Als Referenz werden im Folgenden die Daten beider Szenarien verwendet. Allerdings wird der Ausbau Erneuerbarer Energien an die Vorgaben der Novelle des Erneuerbaren Energien Gesetzes des Jahres 2023 angepasst, die einen erheblich beschleunigten Zubau an Wind und Photovoltaik vorsieht, als dies 2021 für die Fraunhofer-Studie angenommen wurde.

[8] Bis 91,1 GW_{el} „strommarktorientierte" Batteriespeicher im NEP-Szenario 2037 statt 30,7 GW_{el} Batteriespeicher in Privathaushalten

[9] Bioenergie: maximale Leistung 11,9 GW_{el} im Jahr 2030 und 16,5 GW_{el} im Jahr 2040 statt 4,5 GW^{el} nach NEP im Jahr 2037

[10] Gaskraftwerke: 18,6 GW_{el} im Jahr 2030 und 16,9 GW_{el} im Jahr 2040 statt > 38,4 GW_{el} im Jahr 2037

[11] Onshore Wind: Steigerung auf 2653 h/a im Jahr 2030 und 2770 h/a im Jahr 2040 statt auf 2332 h/a nach NEP im Jahr 2037, Offshore Wind: Steigerung auf 3945 bzw. 3756 h/a im Jahr 2030 und 3798 bzw. 3899 h/a im Jahr 2040 statt 3337 h/a nach NEP im Jahr 2037

[12] Geothermie: installierte Leistung 0,72 GW_{el} im Jahr 2030 und 2 GW_{el} im Jahr 2040

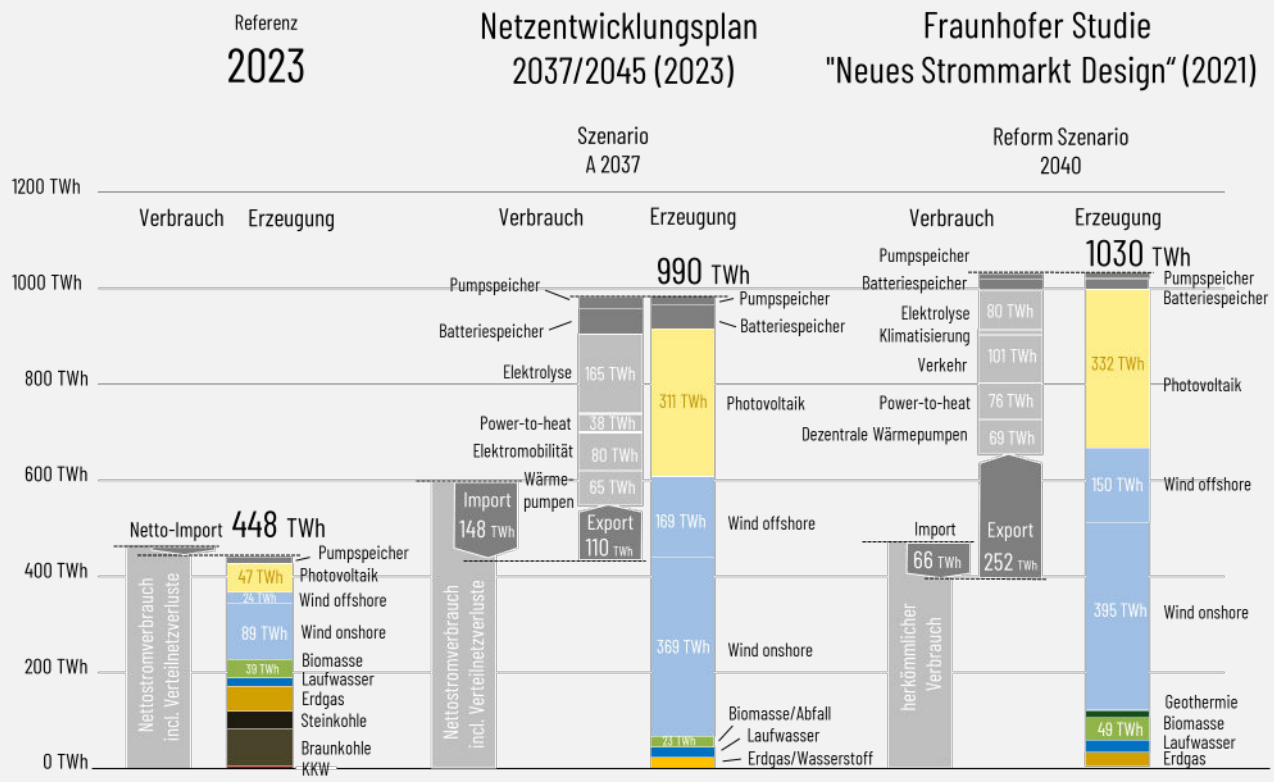


Abbildung 1: Prognostizierte Zunahme des Stromverbrauchs und der Stromerzeugung nach den Annahmen des Netzentwicklungsplan (NEP) Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023 Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber und nach der Fraunhofer-Studie „Neues Strommarkt Design" aus dem Jahr 2021. Der Zubau der Erzeugungsleistung wird von beiden Studien ähnlich prognostiziert, allerdings geht der NEP von einer deutlich höheren Zunahme des Stromverbrauchs– insbesondere für die Herstellung von Wasserstoff – aus.

Da beide Szenarien beispielsweise für installierte Leistungen und den künftigen Stromverbrauch nur Werte in wenigen Stützjahren angeben (NEP für 2037 und 2045, Fraunhofer-Studie für 2030 und 2040) werden die Verläufe der Einspeisezeitreihen in den Jahren dazwischen linear interpoliert (siehe **Tabellen 4** und **5** im Anhang).

Projektion der Stromerzeugung auf Grundlage des Netzentwicklungsplans

Für die Abschätzung künftiger Strompreise sind gleichermaßen die zeitliche Entwicklung der Stromerzeugung und des Stromverbrauchs ausschlaggebend. Beide Entwicklungen bestimmen das Gleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage und damit die zu erwartenden Strompreise. Angebot und Nachfrage werden zudem maßgeblich durch die Versorgungssituation in benachbarten Ländern beeinflusst. Nach dem Prinzip der Merit-Order werden künftig vor allem Gaskraftwerke und sonstige Reservekraftwerke preissetzend sein. Die wesentlichen Unsicherheiten der Projektion resultieren also aus

- den künftigen Gaspreisen,
- dem Angebot in den europäischen Nachbarstaaten und der
- künftigen Entwicklung des Stromverbrauchs.

Die Szenarien des NEP gehen von erheblichen Importen aus. **Abbildung 2** zeigt die zu erwartende Stromerzeugung auf Grundlage des Ausbauplans für Erneuerbare Energien nach § 4 EEG 2023 und nach § 1 Abs. (2) WindSeeG in der Fassung vom 8. Mai 2024. Entgegen der aktuell noch gültigen Fassung des Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVBG) vom

22. Dezember 2023, wird im Folgenden ein linear interpolierter Kohleausstieg bis 2030 angenommen. Wird eine lineare Zunahme des Stromverbrauchs angenommen, ergibt sich aus diesen Annahmen für das NEP-Szenario A 2037 ein Stromdefizit von 83,6 TWh im Jahr 2030, das entweder mit Importen, DSM-Maßnahmen, mit längeren Laufzeiten von Gaskraftwerken oder mit Reservekraftwerken gedeckt werden müsste.

Projektion der Stromerzeugung auf Grundlage der Fraunhofer-Studie

Abbildung 1 und **Abbildung 2** zeigen, dass die Fraunhofer-Studie „Neues Strommarktdesign" von einer ähnlich hohen Zunahme der Stromerzeugung ausgeht wie der Netzentwicklungsplan.

Allerdings wird die Zunahme des Stromverbrauchs deutlich geringer angenommen. Aufgrund der geringeren Zunahme des Stromverbrauchs postuliert des Reformszenarios der Fraunhofer-Studie geringe Importe bis 2030 und hohe Nettoexporte bis 2040.

Da der Zubau der installierten Leistung von Wind und PV in der Fraunhofer-Studie von 2021 deutlich geringer angenommen wurde als zuletzt mit dem EEG 2023 und dem WindSeeG in der Fassung vom 8. Mai 2024 werden den Projektionen im Folgenden die aktuell gültigen Ausbaupfade des EEG 2023 und des WindSeeG zugrunde gelegt.

Wie für das NEP-Szenario wird ein vollständiger Kohleausstieg bis 2030 angenommen. Die Abnahme der verfügbaren Leistung bis 2030 wird wieder linear interpoliert.

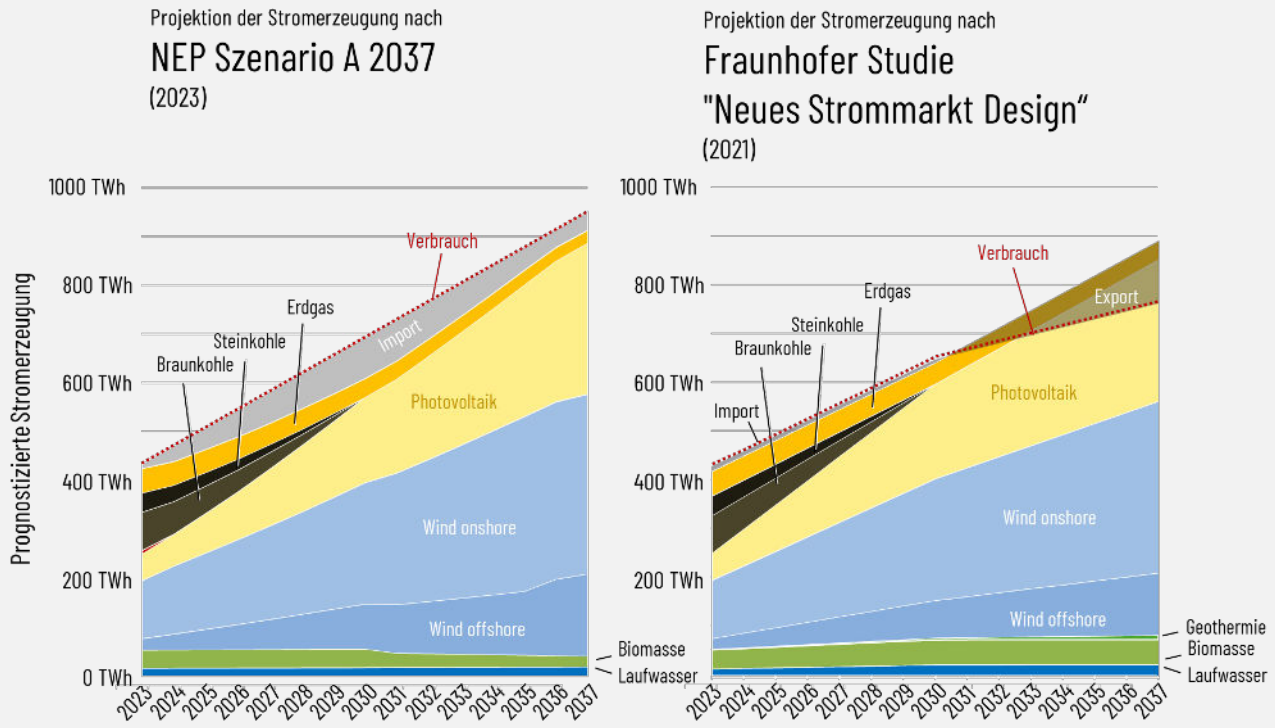


Abbildung 2: Zeitliche Entwicklung des Stromverbrauchs und der Stromerzeugung bis 2037 nach den Annahmen des Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023 Zweiter Entwurf. Der Zubau erneuerbarer Energien bis 2035 wurde entsprechend dem Ausbaupfad nach §4 EEG und nach §1 Abs (2) WindSeeG in der Fassung vom 8. Mai 2024 angenommen. Das hohe Erzeugungsdefizit im NEP-Szenario ergibt sich aus der zu gering angenommenen Auslastung der Erdgaskraftwerke.

Zudem gehen beide Projektionen davon aus, dass die Gaskraftwerke vollständig mit Erdgas betrieben werden und die betrachteten Wasserstoff-Reservekraftwerke zusätzlich entstehen.

Die folgenden Projektionen nutzen als Referenz das Jahr 2023. Sie basieren auf den historischen Daten für den Verbrauch und die öffentliche Stromerzeugung des Jahres 2023 der SMARD-Plattform[13]. Die in den kommenden Jahren zur Verfügung stehende Leistung für jede Technologie und der Gesamtverbrauch in Deutschland werden entsprechend den Szenarien des NEP und der Fraunhofer-Studie extrapoliert und stundenaufgelöst berechnet.

Die einzelnen Technologien kommen nach dem Prinzip der Merit-Order zum Einsatz (siehe Anhang). Die Leistungen der erneuerbaren Energien, Bioenergie, Laufwasser, Wind und PV und andere Erneuerbare werden analog zum Einsatz im Jahr 2023 mit der in künftigen Jahren vorgesehenen installierten Leistung skaliert und vollständig eingesetzt. Die weiteren Kraftwerke werden entsprechend der Merit-Order nach dem aktuellen Strombedarf eingesetzt [4].

Zunächst kommen bis ins Jahr 2030 Braunkohle- und Steinkohlekraftwerke zum Einsatz. Danach werden Gaskraftwerke, die „anderen konventionelle" Kraftwerke und zuletzt – je nach Szenario - mit Biogas oder mit Wasserstoff betriebene Reservekraftwerke eingesetzt.

Noch vor den Gaskraftwerken werden in der Projektion – je nach aktuellem Füllstand und Strombedarf oder Stromüberschuss – Batteriespeicher beladen oder entladen.

Der genaue Einsatz von Gaskraftwerken und sonstiger konventioneller Kraftwerke sowie die Berücksichtigung von Batteriespeichern, Importen und Exporten sind im Anhang dokumentiert.

Die künftige Besicherung von Dunkelflauten

Das im Szenario des Netzentwicklungsplans entstehende Erzeugungsdefizit im Jahr 2030 wirkt sich besonders eklatant während einer Dunkelflaute aus. Die stundenaufgelöste Betrachtung ist notwendig, um detailliert die künftig notwendige Reserveleistung zu analysieren und künftige Strompreise im Großhandel abzuschätzen.

Das höchste Leistungsdefizit von Wind und PV des Jahres 2023 stellte sich in der Dunkelflaute der 48. Kalenderwoche ein. **Abbildung 3** zeigt links die historische Dunkelflaute in der 48. Kalenderwoche des Referenzjahres 2023. Trotz des Einsatzes der verfügbaren Kohle- und Gaskraftwerke mussten vor allem am Donnerstag und Freitag große Strommengen mit einer Leistung von bis zu 10,5 GW_{el} importiert werden, um den aktuellen Bedarf zu decken.

Die Projektion der künftigen Stromerzeugung bei vergleichbaren Wetterverhältnissen zeigt (in der Abbildung rechts), dass im Jahr 2030 trotz einer Verdoppelung der installierten Leistung von Windkraftanlagen und nahezu einer Verdreifachung der installierten PV-Leistung weniger als 20 % der dann notwendigen Leistung mit erneuerbaren Energien bereitgestellt werden können. Ohne Reservekraftwerke entstünde ein **Defizit von 49 GW_{el}**. Dieses Defizit müsste durch Importe oder Demand-Side-Management (DSM)-Maßnahmen gedeckt werden. Stehen in einer solchen Situation keine ausreichenden Importkapazitäten zur Verfügung, müssen wasserstoff- und biogasbasierte Reservekraftwerke bereitstehen, um die Versorgung sicherzustellen. Der nationale Wasserstoffrat empfiehlt den Zubau von 23,8 GW_{el} wasserstoffbasierten Reservekraftwerken bis 2035.

[13] www.smard.de, abgerufen am 17.4.2024

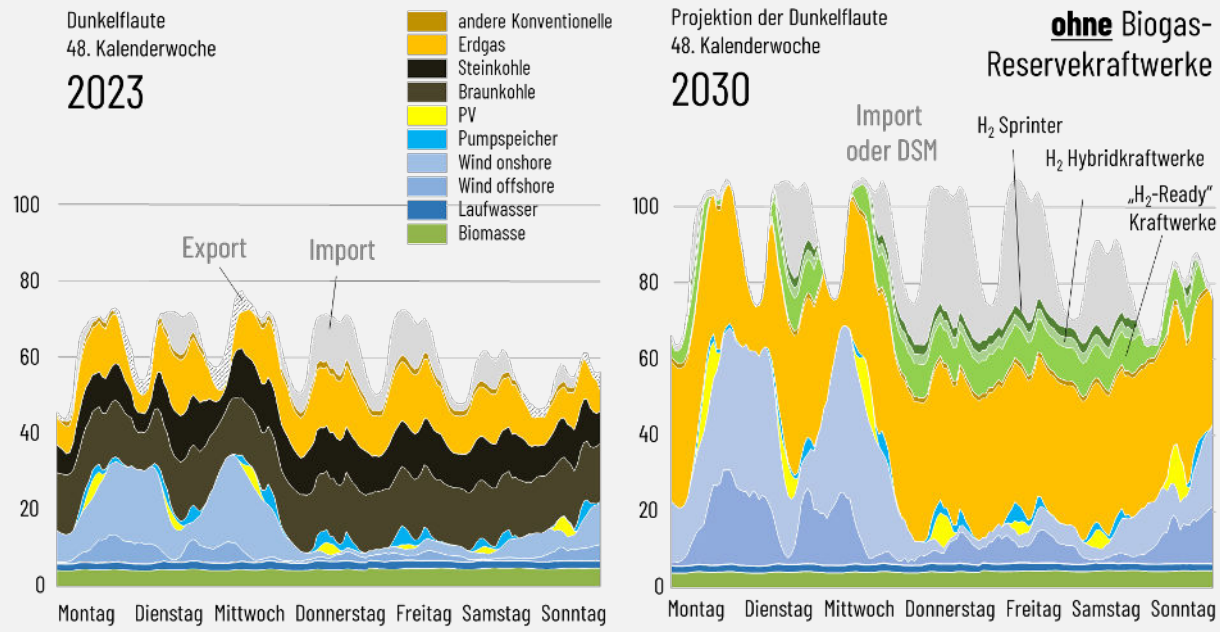


Abbildung 3:
Stromerzeugung während der Dunkelflaute in der 48. Kalenderwoche des Jahres 2023 (links) und Projektion der Stromerzeugung bei einer vergleichbaren Dunkelflaute im Jahr 2030 mit den Annahmen des Netzentwicklungsplans (rechts). Durch die Zunahme des Strombedarfs kann der Strombedarf auch bei Aktivierung aller wasserstoffbetriebenen Reservekraftwerke bei weitem nicht gedeckt werden.

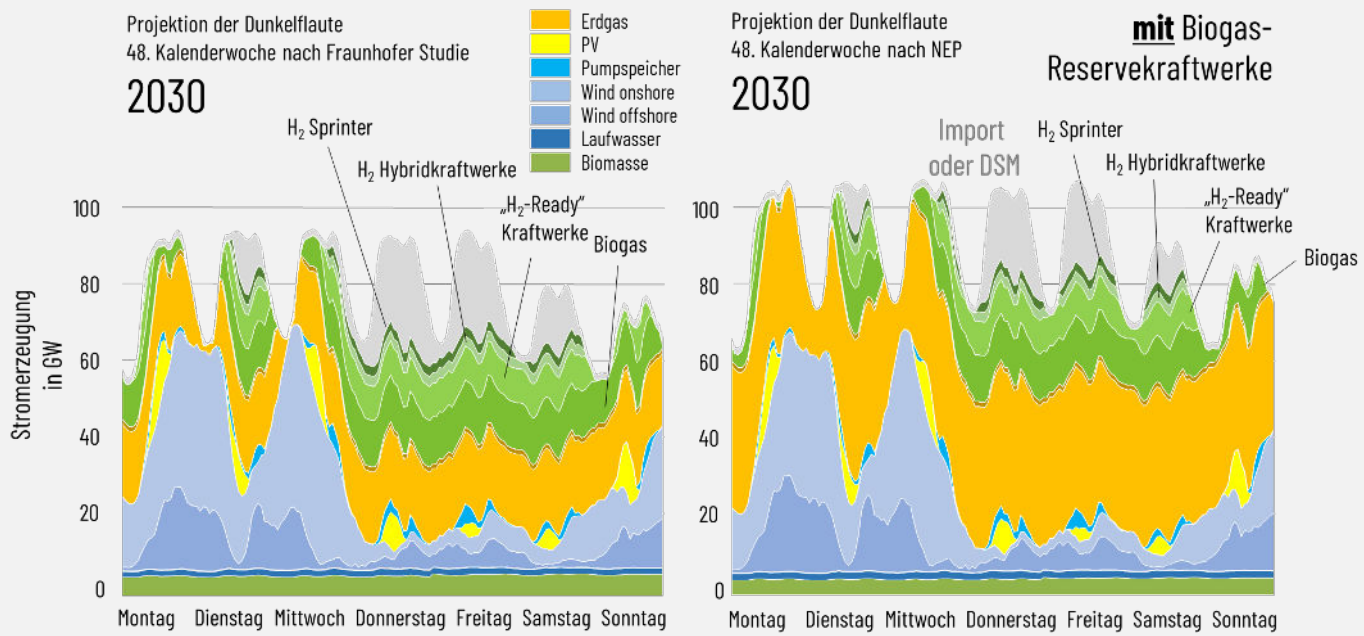


Abbildung 4:
Projektion Stromerzeugung der Dunkelflaute in der 48. Kalenderwoche des Jahres 2023 bei einer vergleichbaren Dunkelflaute im Jahr 2030 (rechts) mit flexibilisierten Biogasanlagen mit den Annahmen der Fraunhofer-Studie „Neues Strommarkt Design" (links) und des Netzentwicklungsplans (rechts). Stehen bis 2030 12 GW_{el} Reserveleistung zur Verfügung reduzieren sich notwendige DSM-Maßnahmen oder Importe im Szenario des NEP um etwa 25%.

Bei linearem Zubau stünden 2030 also 13,9 GW_{el} wasserstoffbasierten Reservekraftwerke zur Verfügung. Selbst wenn die verbleibenden Gaskraftwerke und alle dann verfügbaren Wasserstoffkraftwerke vollständig im Einsatz sind, muss 2030 etwa die Hälfte des Strombedarfs und eine Leistung **von bis zu 35,1 GW_{el}** importiert oder durch DSM-Maßnahmen reduziert werden. Da die Kraftwerksverfügbarkeit im Ausland sich bereits in der Vergangenheit nicht immer als zuverlässig erwiesen hat (im August 2022 waren bspw. nur ca. 40 % er französischen Kernkraftwerke verfügbar), ist nicht auszuschließen, dass der Strombedarf auch bei Aktivierung aller DSM-Potentiale nicht gedeckt werden kann. **Im Szenario des NEP sind also erheblich höhere Reservekapazitäten notwendig,** um Dunkelflauten wie die in der 48. Kalenderwoche des Jahres 2023 auch im Jahr 2030 überbrücken zu können.

Abbildung 4 zeigt die Projektion der Dunkelflaute für den Fall, dass bis 2030 zusätzlich insgesamt 12 GW_{el} flexibler Biogasanlagen bedarfsgerecht eingesetzt werden können. Das maximale Erzeugungsdefizit mindert sich in der Projektion mit den Annahmen des NEP (rechts) auf 24,4 GW_{el}. Die Projektion mit den Annahmen des Reformszenarios der Fraunhofer-Studie zeigt, dass die für 2030 vorgesehene installierte Leistung für Gaskraftwerke (18,6 GW_{el}) zu gering angesetzt ist. Die höhere Leistung der Bioenergie und künftiger Windkraftanlagen erhöht zwar die Gesamtstromerzeugung eines Jahres, doch in der Situation der Dunkelflaute, insbesondere bei der Windenergie, werden keine signifikanten zusätzlichen Beiträge geliefert. Das maximale Erzeugungsdefizit beträgt damit in der 48. Kalenderwoche 27,8 GW_{el}. Eine deutlich schnellere und stärkere Flexibilisierung von Biogasanlagen schon bis 2030 kann dem entgegenwirken und zu einem frühen Kohleausstieg entscheidend beitragen. Unberücksichtigt bleibt in den Projektionen, dass die installierten Gaskraftwerke nie zu 100% verfügbar sind. Die entstehenden Defizite wären gegebenenfalls also noch höher.

Beitrag von Batteriespeichern zur Besicherung von Dunkelflauten

Als naheliegende technische Option zur Absicherung von Wind und Photovoltaik sieht der NEP einen massiven Zubau von Batteriespeichern vor. Im Szenario A 2037 gehen die Netzbetreiber bis 2037 von Batteriespeichern mit einer installierten Leistung von 91,1 GW_{el} aus. Das Szenario geht dabei davon aus, dass sowohl 67,4 GW_{el} Kleinbatteriespeicher als auch 23,7 GW_{el} Großbatteriespeicher strommarktorientiert zum Einsatz kommen. Die Fraunhofer-Studie „Neues Strommarktdesign" sieht im Reformszenario dagegen bis 2040 nur den Zubau von 30,7 GW_{el} Batteriespeicher in privaten Haushalten vor, die nicht am Strommarkt aktiv sind und stattdessen den Eigenbedarf der Haushalte optimieren. Entscheidend für den Beitrag der Speicher zur Absicherung von Dunkelflauten ist in beiden Fällen die Kapazität der Speicher, also die mögliche Speicherdauer. Der NEP gibt für Batteriespeicher ein Kapazitäts- zu Leistungsverhältnis von 2 kWh/kW_{el} an. Dies bedeutet, dass die Batteriespeicher im Mittel nur zwei Stunden mit maximaler Leistung be- und entladen werden können. Die Fraunhofer-Studie „Neues Strommarktdesign" gibt für die 30,7 GW_{el} eine Speicherkapazität von 90,1 GWh_{el} an. Dies entspricht einer maximalen Speicherdauer von 2,9 Stunden beim Be- und Entladen mit maximaler Leistung. Auch wenn sich die Be- und Entladedauer bei geringeren Leistungen erhöht, sind diese Batteriespeicher für die Absicherung von Dunkelflauten ungeeignet. An **Abbildung 5** wird deutlich, dass die Batteriespeicher selbst bei einer installierten Leistung von 47,4 GW_{el} und einer angenommenen Speicherkapazität von 474 GWh_{el} (Be- und Entladedauer mit maximaler Leistung 10 Stunden) im Jahr 2030 im Szenario A 2037 des NEP bereits nach wenigen Stunden entladen sind.

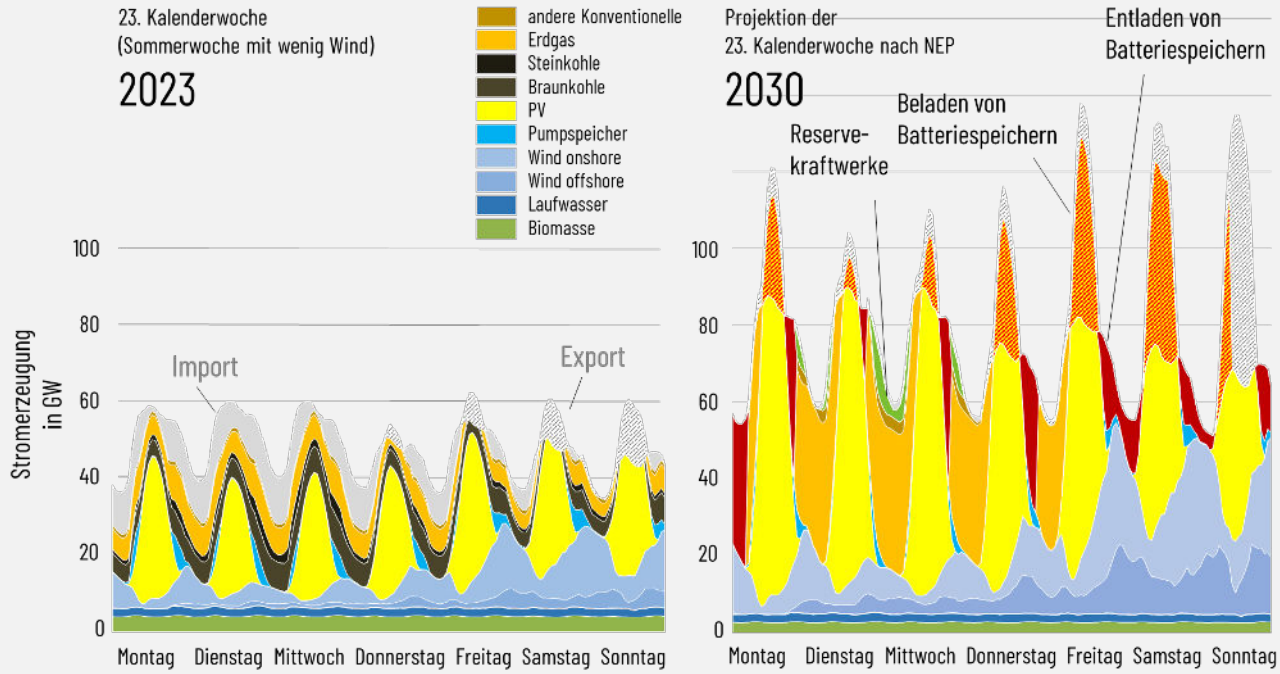


Abbildung 5:
Stromerzeugung während der Dunkelflaute in der 23. Kalenderwoche des Jahres 2023 (links) und Projektion der Stromerzeugung bei einer vergleichbaren Woche im Jahr 2030 mit den Annahmen des Netzentwicklungsplans (rechts). Die Speicherkapazität (hier: 10 Stunden) und der Ladezustand der Batteriespeicher limitierten die kurzzeitige Speicherung und Nutzung von überschüssigem PV-Strom.

Dies liegt entweder daran, dass sie nicht vollständig geladen wurden (in **Abbildung 5**, rechts am Dienstag) oder die begrenzte Entladedauer überschritten wurde (in **Abbildung 5**, rechts am Donnerstag).

Im Beispiel der 23. Kalenderwoche des Jahres 2030 kann also auch beim Ausbau nach NEP die Stromversorgung in den Nachtstunden nicht vollständig gedeckt werden und muss mit Reservekraftwerken (Erdgas, Wasserstoff und/oder flexibilisierten Biogasanlagen) besichert werden. Zwar wurde im Beispiel weder eine Optimierung des Batterieeinsatzes noch Demand-Side Management (DSM)-Maßnahmen vorgesehen, aber auch das Beispiel der Projektion der 48. Kalenderwoche (**Abbildung 4**, Speicherkapazität 10 Stunden) zeigt, dass **Batteriespeicher** mit üblichen Speicherkapazitäten von wenigen Stunden **für die Überbrückung von Dunkelflauten keinen Beitrag** leisten werden.

Notwendige Speicherkapazität zur Besicherung von Dunkelflauten

Nach **Tabelle 1** ergibt sich aus den historischen Dunkelflauten der Jahre 2012 bis 2023 ein maximales kumuliertes Defizit KD nach Gleichung 2 im Anhang von bis zu 180 Stunden. Die historischen Dunkelflauten dauerten dabei bis zu 280 Stunden. Der Speicherbedarf errechnet sich aus dem kumulierten Defizit und der aktuellen Überbauung. **Abbildung 6** zeigt den zu erwartenden Speicherbedarf für das Szenario A 2037 des NEP und das Reformszenario der Fraunhofer-Studie für ein kumuliertes Defizit von 160 Volllaststunden.

Dadurch, dass nach § 4 EEG 2023 der Ausbau von Wind und PV und damit auch die Überbauung Ü bis 2030 stärker ansteigt als der Verbrauch, sinkt die notwendige Speicherkapazität in beiden Szenarien zunächst, steigt aber danach wieder an.

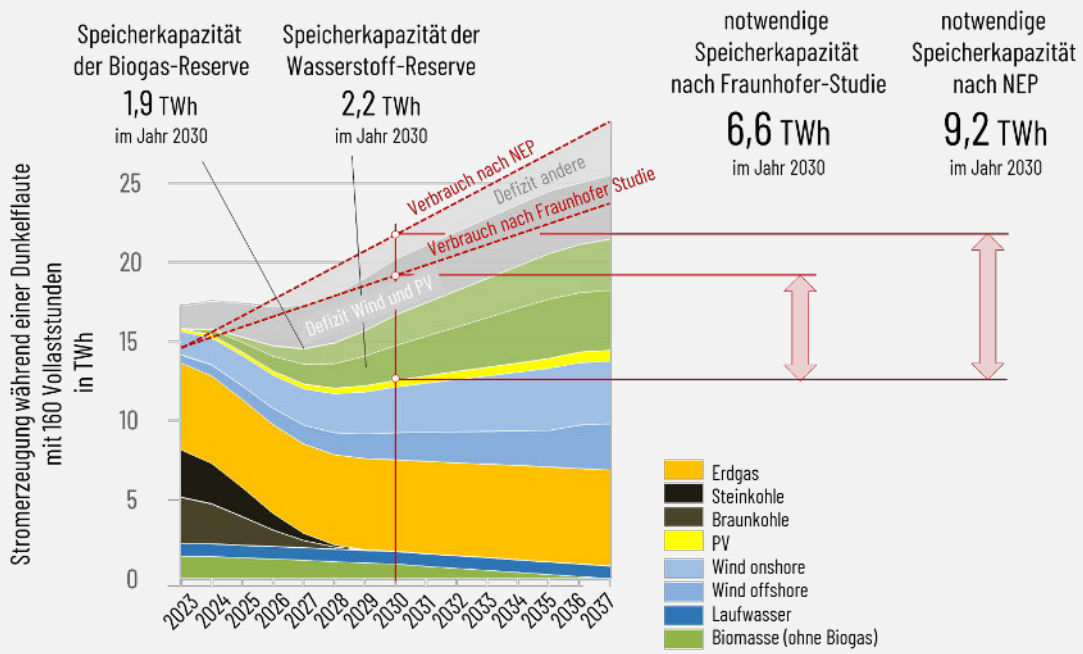


Abbildung 6:
Künftiges Erzeugungsdefizit während einer Dunkelflaute mit einem kumulierten Defizit von 160 Stunden mit den Annahmen für die Zunahme des Stromverbrauchs des NEP-Szenarios A 2037 und des Reformszenarios 2040 der Fraunhofer-Studie. Die wasserstoff- und biogasbasierten Reservekraftwerke können trotz einer angenommenen Verfügbarkeit von Biomasse, Laufwasser, Kohle und Gas von 100% nur einen Teil des Erzeugungsdefizits decken. Das verbleibende Defizit muss durch Importe und Lastabschaltungen (DSM-Maßnahmen) ausgeglichen werden. Mit den Annahmen des NEP ist das gesamte Defizit der Erzeugung ab 2026 noch höher als das Defizit, das sich aus der zu geringen Leistung von Wind und PV errechnet.

Dennoch kann mit den bis 2035 vorgesehenen Reservekapazitäten für Wasserstoffkraftwerke der „Nationalen Wasserstoffstrategie" (bis 2030 13,9 GW_{el}) und den bis dahin vorgeschlagenen 12 GW_{el} flexibilisierter Biogaskraftwerke der Speicherbedarf nur etwa 23 % gedeckt werden, falls die Kapazitäten über 160 Volllaststunden eingesetzt werden. Eine Dunkelflaute mit einem kumulierten Defizit von 160 Volllaststunden erfordert in den nächsten Jahren nach **Gleichung 6** notwendige Speicherkapazitäten von etwa 15TWh bis 2037. Davon können im Jahr 2030 nach den Planungen des NEP etwa 5 bis 6 TWh durch Erdgaskraftwerke abgesichert und bis 2,2 TWh mit den geplanten H_2-Kraftwerken und 1,9 TWh mit den geplanten Biogaskraftwerken gedeckt werden[14]. Die Vorgaben der „Nationalen Wasserstoffstrategie" und die Vorschläge des Fachverbands Biogas können künftige Dunkelflauten nur teilweise absichern. Zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit sind zusätzliche Maßnahmen notwendig. Neben Importen aus dem Ausland zählen dazu neue, einfach skalierbare „dunkelflautenfähige" Speichertechnologien wie Carnot-Batterien oder Redox-Flow-Batterien, aber in erheblichem Umfang auch DSM-Maßnahmen (z. B. Abschalten von Elektrolyseuren oder elektrifizierten Industrieprozessen und die Flexibilisierung des Stromverbrauchs, beispielsweise von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen). Um die Potentiale dieser Maßnahmen vollständig zu nutzen, ist es entschei-

[14] Beitrag der Reservekraftwerke in 2030:
Erdgas: 36,6 GW x 160 h = 5,856 TWh
Wasserstoff: 13,9 GW x 160 h = 2,221 TWh
Biogas: 12 GW x 160 h = 1,920 TWh

dend, dass Preissignale in Knappheitssituationen durch flexible Stromtarife an die Verbraucher weitergegeben werden und nicht durch „Strompreisbremsen" außer Kraft gesetzt werden.

Für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen in den folgenden Kapiteln wird angenommen, dass eine Speicherkapazität von 2,2 TWh_{el} für flexible Wasserstoffkraftwerke und von 1,9 TWh_{el} für flexibilisierte Biogasanlagen bis 2030 erreicht werden soll.

Einfluss der Veränderung künftiger Windkraftanlagen

Bei der einfachen Skalierung des Ertrags von Windkraftanlagen mit der installierten Leistung bleibt unberücksichtigt, dass Windkraftanlagen durch Neubau und den Ersatz älterer Anlagen gerade bei Schwachwind eine höhere Leistung liefern werden als bisher. Für höhere Anlagen erhöht sich nicht nur die Leistung, es verbessert sich auch das Teilastverhalten, also der Ertrag bei geringeren Windgeschwindigkeiten. Die zusätzlichen Erträge wurden in den Projektionen für das Reformszenario der Fraunhofer-Studie durch die im Anhang gegebene Korrelation (**Abbildung 18**) berücksichtigt. Durch die Berücksichtigung des Mehrertrags erhöhen sich die Jahresvolllaststunden für die Onshore Windkraftanlagen von 1991 h/a (im Referenzjahr Jahr 2023) auf 2429 h/a im Jahr. Dies ist geringer als der aus den Datenreihen in der Fraunhofer-Studie berechnete Wert für 2030 von 2622 Volllaststunden[15]. Diese Datenreihen wurden allerdings aus einem anderen Referenzjahr (2012) abgeleitet.

Durch die Berücksichtigung steigen die berechneten Erträge der Windkraftanlagen an Land für 2030 um 21,6 %. Für die Besicherung der Dunkelflaute ist der Mehrertrag allerdings, wie in **Abbildung 4** deutlich wird, marginal.

Einen potenziell größeren Beitrag könnte hingegen der verstärkte Ausbau von Windkraftanlagen im Süden. Durch das am 1. Februar 2023 in Kraft getretene Wind-an-Land-Gesetz ist Bayern verpflichtet, 1,8 % der Landesfläche als Vorrang- und Vorbehaltsgebiete für Windenergie auszuweisen. Die Windprofile von Standorten im Süden und Norden Deutschlands komplementieren sich dabei oft, sodass sich durch den verstärkten Ausbau von Windenergie im Süden zukünftig die Anzahl und Dauer von Dunkelflauten reduziert.

Bedeutung von Demand-Side-Management-Maßnahmen

Die Deckung des gesamten Defizits einer Dunkelflaute durch Importe scheint angesichts der unsicheren Versorgungssituation europäischer Nachbarländer und der limitierten Transportkapazitäten der Übertragungsnetze nicht dauerhaft gesichert. Aus diesem Grund kommt den Demand Side Management-(DSM)-Maßnahmen – also den im Bedarfsfall eingeleiteten Lastreduktionen – eine besondere Bedeutung zu. Tatsächlich werden die DSM-Potentiale in den nächsten Jahren durch die Sektorenkopplung erheblich steigen. Strombedarf für die Elektrolyse, die Wärmeerzeugung und die Beladung von Elektrofahrzeugen kann in erheblichem Umfang gesteuert werden. Vor allem die Elektrifizierung industrieller Prozesse bietet hier große Potentiale. Voraussetzung dafür sind Preisanreize für die Verbraucher, beispielsweise durch flexible Strompreise.

Während kurzfristige Lastreduktionen leicht zu realisieren sind, ist die längerfristige Lastreduktion in der Dunkelflaute über mehrere Tage deutlich problematischer und muss deshalb durch die Nutzung weiterer Flexibilitätsoptionen bei den Verbrauchern (z.B. Wärmespeicher) gestützt werden.

[15] Die Datenreihen wurden den Autoren vom Bundesverband Erneuerbarer Energien e. V. für diese Studie zur Verfügung gestellt.

Technische Optionen für die Flexibilisierung von Biogasanlagen

KURZFASSUNG:

Die einfachste Option zur Flexibilisierung von Biogasanlagen besteht in der Nachrüstung von Biogasspeichern und der Überbauung der Blockheizkraftwerke. So könnten mit dem aktuellen Bestand an Biogasanlagen zukünftig rund 34 TWh Strom flexibel bereitgestellt werden. Eine Überbauung um mindestens das zwei bis dreifache ist in Deutschland dabei möglich. Die Größe der benötigten Gasspeicher ist abhängig von der Anlagengröße und der gewünschten Flexibilisierungsdauer. Als Richtwert kann die Flexibilisierungsdauer (in Stunden) mit der Biogasproduktion der Biogasanlage (in Stunden) multipliziert werden. Eine Alternative zum Zubau von Speichern vor Ort stellt der Anschluss an das bestehende Gasnetz dar. Dazu muss das Biogas zunächst aufbereitet werden (Entschwefelung, Trocknung und CO_2-Abtrennung). In Zukunft stellt auch die Direktmethanisierung des CO_2 im Biogas eine vielversprechende Option dar, um sich den Aufbereitungsschritt der CO_2-Abtrennung zu sparen und gleichzeitig die Methanausbeute bei gleichem Flächenbedarf nahezu zu verdoppeln.

Status quo Biogasanlagen

Ende 2023 waren in Deutschland knapp 10.000 Biogasanlagen in Betrieb, mit einer installierten BHKW-Leistung von 5.900 MW. Die Biogasanlagen erzeugen jährlich etwa 89 TWh Biogas, welches anschließend größtenteils mit Hilfe von BHKWs zu 34 TWh Strom und etwa der gleichen Menge Wärme verbrannt wird. Biogasanlagen bieten eine einfache Möglichkeit, Flexibilität für das Energiesystem bereitzustellen und somit entscheidend zur Besicherung der Dunkelflaute beizutragen. Im Folgenden werden die dafür notwendigen Maßnahmen zum Umbau/Erweiterung der Bestandsanlagen erläutert.

Flexibilisierung bestehender Biogasanlagen mit Gasspeichern

Die einfachste Option zur Flexibilisierung von Biogasanlagen besteht in der Speicherung des Biogases und der Überbauung der Gasmotoren mit zusätzlichen Motoren. Durch Zubau von Gasspeichern kann das Biogas in Zeiten mit niedrigem Strombedarf/hoher erneuerbarer Erzeugung gespeichert werden, und in Zeiten mit hohem Strombedarf/niedriger erneuerbarer Erzeugung mit deutlich erhöhter Leistung verstromt werden.

In geringem Umfang ist das bereits mit dem bestehenden Anlagenbestand möglich. Allerdings bot die im EEG 2023 § 50 angebotene Flexibilisierungsprämie für Neuanlagen in Höhe von 65 €/kW und für Bestandsanlagen, die vor dem 01.08.2014 in Betrieb genommen wurden, in Höhe von 130 €/kW für 10 Jahre keinen hinreichenden Anreiz, eine signifikante Anzahl von Biogasanlagen so zu flexibilisieren.

Weitere Optionen zur Flexibilisierung stellen zum einen die Substratlager von Biogasanlagen dar. Die Biogasanlagen können saisonal unterschiedlich gefüttert und somit die Strom- und Wärmeerzeugung auch saisonal verschoben werden.

Zum anderen können durch den **Anschluss an bestehende Gasnetze** (und ggf. die Nachrüstung einer Biogasaufbereitung) Flexibilität gewonnen werden. Biomethan könnte so bei einem leeren Gasspeicher in Zeiten der Dunkelflaute aus dem Netz bezogen werden und in den BHKWs verstromt werden. Bei einem geringen Strombedarf könnte Biomethan in das Gasnetz zur Speicherung eingespeist werden (bidirektionale Betriebsweise).

Die gesamte Stromerzeugung eines Jahres durch die Biogasanlagen bleibt in allen Fällen konstant (aktuell 34 TWh). Lediglich die Volllaststunden der BHKWs verringern sich auf Grund der größeren zur Verfügung stehenden Leistung. Der Kapazitätsausbau ist daher neutral in Bezug auf die Menge der eingesetzten Rohstoffe und Ressourcen. Die Fachagentur nachwachsende Rohstoffe gibt an, dass der Biogasanlagenbestand um das Zwei- bis Dreifache in Deutschland überbaut werden kann [5].

Dimensionierung von Gasspeichern

Die Speicherung von Biogas erfolgt bei den meisten Anlagen direkt im Fermenter, durch Änderung des Gasdrucks und damit der Gasdichte unter der Membran. Da diese Schwankungen nur in sehr engen Grenzen zulassen, sind bei der Flexibilisierung von Biogasanlagen gegebenenfalls zusätzliche, externe Speicher notwendig. Hierbei kommen primär Niederdruckgasspeicher in Frage. Durchgesetzt haben sich in den vergangenen Jahren Speicher ohne weitere Umbauung bestehend aus textilen, speziell beschichteten Membranen. Die Doppelmembranspeicher, bei der die äußere Membran vor Witterungseinflüssen schützt, während das Biogas unter einer inneren, gasdichten Membran gespeichert ist, ist derzeit Stand der Technik. Typische Speicherkapazitäten liegen hier zwischen 500 und 2000 m^3. [6]

Die Größe der Gasspeicher in Biogasanlagen variiert stark in Abhängigkeit der Anlagengröße:

- Kleine Anlagen (50-250 kW_{el}): 200 bis 500 Nm^3
- Mittlere Anlagen (250-1000 kW_{el}): 500 bis 2000 Nm^3
- Große Anlagen (>1000 kW_{el}): 2000 bis 5000 Nm^3

Im Zuge der Flexibilisierung muss die Speicherkapazität erhöht werden, um über einen festgelegten Zeitraum eine flexible Stromproduktion zu ermöglichen. Bei einer Biogasanlage mit einer elektrischen Leistung von 500 kW_{el} und einer Biogasproduktion von 6000 Nm^3 am Tag und einer gewünschten Flexibilitätsdauer von 3 Tagen, würde die erforderliche Speicherkapazität bei 6000 Nm^3 mal 3 Tagen = 18000 Nm^3 liegen. Bereits heute werden Doppelmembrangasspeicher mit 8000 Nm^3 (Durchmesser ca. 40 m) angeboten[16].

Für die Speicherung von 160 Volllaststunden sind noch deutlich größere Speicherkapazitäten notwendig. So ist an der NawaRo-Anlage

[16] https://zorg-biogas.com/de/equipment/gasspeicher/doppelmembrangasspeicher-kuppelform-1_3d, abgerufen am 2.6.2024

der Betreibergesellschaft BioEnergie Gettorf GmbH & Co am Standort Tüttendorf als Biogasspeicher eine Traglufthalle mit einem Nennvolumen von 44.000 m^3 realisiert[17]. Der Speicher ist damit der größte Biogasspeicher Deutschlands und in der Lage, das Biogas für 4 BHKWs mit 3,1 MW_{el} installierter Leistung (Bemessungsleistung[18] 1,3 MW_{el}) mit der maximal verfügbaren Leistung bis zu 85 Stunden für die Überbrückung von Dunkelflauten bereitzustellen.

Tabelle 2: Notwendige Speichergrößen für eine 500 kW_{el} Biogasanlage

Speicherdauer	10 h	60 h	160 h
3-fache Überbauung			
einsetzbare Leistung	1500 kW_{el}	1500 kW_{el}	1500 kW_{el}
Volumen Gasspeicher	7500 m^3	45.000 m^3	120.000 m^3
6-fache Überbauung			
einsetzbare Leistung	3000 kW_{el}	3000 kW_{el}	3000 kW_{el}
Volumen Gasspeicher	15.000 m^3	90.000 m^3	240.000 m^3

Weitere Möglichkeiten zur Flexibilisierung von Biogasanlagen

Biomethaneinspeisung in bestehende Gasnetze

Eine Alternative zum Zubau von Gasspeichern vor Ort stellt die Aufbereitung des Biogases zu Biomethan und anschließende Einspeisung ins Gasnetz dar. Dies ermöglicht dann auch, die Verstromung an zentralen Orten im Bedarfsfall. Für die Einspeisung ins Gasnetz müssen jedoch eine Reihe an Randbedingungen erfüllt sein, unter anderem:

- Nähe zum Gasnetz
- Einspeisemengen (ergeben sich aus Rohrleitungsquerschnitten, Druckstufen etc.)
- Garantien bei Ausfall/Stilllegung der Biogasanlagen

Eine detaillierte Beschreibung der Einspeisebedingungen bietet der von der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe veröffentlichte „Leitfaden Biogasaufbereitung und -Einspeisung". [7] Laut einer Veröffentlichung des Deutschen Biomasseforschungszentrums ist ein Anschluss von Biogasanlagen an das Gasnetz für 16 bis 22 % der derzeitig installierten Biogasanlagenkapazität möglich [8].

Grundsätzlich muss das Biogas zur Einspeisung in bestehende Gasnetze entschwefelt und getrocknet werden und das CO_2 muss abgetrennt werden. Die Umsetzung der Trocknung und Entschwefelung hängt dabei von der Art der CO_2-Abtrennung ab.

Am häufigsten verbreitet ist derzeit die Druckwasserwäsche (DWW) zur CO_2-Abtrennung. In diesem Fall entfällt eine Grobentschwefelung, da große Teile des Schwefelwasserstoffs in der Druckwasserwäsche mit absorbiert werden. Die Feinentschwefelung erfolgt mittels biologischer Filter. Die Trocknung erfolgt in der Regel mittels adsorptiven Kieselgels.

Wird eine Aminwäsche zur CO_2-Abtrennung verwendet, muss das Biogas sowohl vor als auch nach der Behandlung getrocknet werden und eine zusätzliche Grobentschwefelung (bspw. mittels Biowäscher) ist unabdinglich. Auch bei Verwendung von Druckwechseladsorptionsanlagen ist eine Grob- und Feinent-

[17] https://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/de-24214_bioenergie-gettorf-gmbh-co, abgerufen am 2.6.2024

[18] Jahresdurchschnitt der Anlagenleistung

schwefelung empfohlen. Die Trocknung erfolgt hier durch Kondensatabscheider nach der Verdichtung des Rohbiogases.

Eine weitere Möglichkeit der Biogasaufbereitung stellt das Membranverfahren dar. Dabei nutzt man unterschiedliche Permeabilitäten polymerer Membranwerkstoffe zur Abtrennung unerwünschter Gasbestandteile. Sowie bei nahezu allen Aufbereitungsverfahren machen auch hier Restmengen von Methan im Abgas eine entsprechende Nachbehandlung erforderlich.

Bei der Biomethaneinspeisung in das Gasnetz stellt für Anlagenbetreibende derzeit insbesondere die Vermarktung als Kraftstoff mit den entsprechenden Treibhausgasminderungen eine vielversprechende Option dar.

Steigerung der Biogasausbeute durch Verwendung von Spitzenlastsubstraten

Durch die gezielte Auswahl und Verwendung von Substraten mit hoher, schneller Methanbildung lässt sich die Flexibilität, die mit Biogasanlagen bereitgestellt werden kann, signifikant erhöhen. So wurde unter anderem im Forschungsprojekt „FLEXIZUCKER" der Universität Ulm und Georg-August-Universität Göttingen gezeigt, dass die Zugabe von Zuckerrübensilage zu einem raschen Umsatz der schnell verfügbaren Kohlenhydrate und somit einer unmittelbaren Methanproduktion führt. Der Anteil der Zuckerrübe sollte dabei jedoch nicht mehr als 25 % (bezogen auf die organische Trockensubstanz) betragen, um Prozessinstabilitäten zu vermeiden. Auch andere Spitzenlastsubstrate wie Zuckerrüben, Altbrot, Frittierfett etc. ermöglichen eine kurzfristige Steigerung des Biomethanertrags um das bis zu 3-fache [9]. Biogasanlagen können so auch ohne Zubau von Speichern Flexibilität bereitstellen, wenn entsprechend Gasmotoren zugebaut werden. Die Verwendung von Spitzenlastsubstrate ist aber insbesondere in Verbindung mit Gasspeichern sinnvoll, um bei hoher Überbauung der Anlage die Entleerung von Gasspeichern zu verlangsamen. Da es mehrere Tage dauern kann, bis sich die Kulturen im Fermenter vollständig an veränderte Substrate angepasst haben, ist es sinnvoll, die Umstellung der Fütterung bereits einige Tage vor dem Eintreten einer erwarteten Dunkelflaute vorzubereiten. Zu beachten ist jedoch, dass der Biomasseertrag bei Zuckerrüben pro Hektar Land deutlich unter dem von Mais (Zuckerrüben: 15,3 t Trockensubstanz/ha; Mais: 29,7 t Trockensubstanz/ha), sodass es je nach Substrat zu einem erhöhten Flächenbedarf kommen kann [10].

Methanisierung von Biogas

In Zukunft könnte die Methanisierung des Biogases (Umwandlung des im Biogas erhaltenen CO_2 mit Wasserstoff zu Methan) eine vielversprechende Option sein, um die Methanausbeute bei gleichem Rohstoffbedarf nahezu zu verdoppeln und sich ggf. die Nachrüstung der CO_2-Abtrennung einzusparen. Zudem wird die Freisetzung von (biogenem) CO_2 vermieden.

Die Methanisierung kann dabei entweder biologisch oder katalytisch erfolgen. Bei der biologischen Methanisierung wird das CO_2 mit Hilfe von Mikroorganismen bei milden Reaktionsbedingungen umgesetzt [11]. Großskalige Pilotanlagen wurden hier unter anderem durch die Firma Electrochaea GmbH in Avedore (Dänemark) (1 MW_{in}) und von der microbEnergy GmbH in Allendorf (Deutschland) (400 MWh_{out}/a) realisiert.

Bei der katalytischen Methanisierung werden metallische Katalysatoren bei Temperaturen zwischen 300 und 400 °C genutzt, um das CO_2 in Methan umzuwandeln. Dieses Verfahren wurde beispielsweise im Forschungsprojekt „Power2Biogas" und am Standort der Biogasanlage in Dülmen erfolgreich implementiert [12].

Kosten flexibler Wasserstoffkraftwerke und Biogasanlagen

KURZFASSUNG:

Aufgrund des bestehenden Strommarktdesigns („Energy-Only-Markt") bestand in den vergangenen Jahren ein großes Investitionsrisiko bei Reservekraftwerken. Da wasserstoff- oder biogasbasierte Reservekraftwerke in der Merit-Order „preissetzend" sind, also nur Grenzkosten erwirtschaften, fehlen im aktuellen Energiemarktdesign Investitionsanreize für deren Realisierung. Wie sich die am 17.10.2023 beschlossene Reform des Strommarktdesigns mit den „Contract of Differences" auswirken wird, ist zum Zeitpunkt der Studienveröffentlichung noch unklar.

Entscheidend ist jedoch, dass eine Reserveinfrastruktur aufgebaut werden muss. Der Investitionsbedarf für 13,9 GW_{el} wasserstoffbasierter Reservekraftwerke nach den Empfehlungen des nationalen Wasserstoffrats beträgt bis 2030 etwa 75 bis 120 Mrd. €. Der Investitionsbedarf reduziert sich auf etwa 14 bis 46 Mrd. € wenn zur Speicherung des Wasserstoffs die existierende Erdgasinfrastruktur genutzt werden kann. Der Investitionsbedarf für 12 GW_{el} biogasbasierter Reservekraftwerke nach den Empfehlungen des Fachverbands Biogas beträgt bis 2030 etwa 11 bis 22 Mrd. €. Die spezifischen Stromerzeugungskosten betragen aufgrund der geringen Laufzeiten für wasserstoffbetriebenen Reservekraftwerke bei einem Wasserstoffpreis von 23 ct/kWh_{H2} etwa 49 bis 133 ct/kWh_{el} und für biogasbasierte Reservekraftwerke bei einem Biogaspreis von 8 ct/kWh_{Biogas} etwa 25 bis 44 $ct/kWh_{el.}$ Die alleinige Besicherung durch wasserstoffbasierte Kraftwerke senkt zwar die spezifischen Stromgestehungskosten auf Grund der höheren Volllaststunden, jedoch liegen diese immer noch um den Faktor 1,5 bis 2,4 höher als die der flexibilisierten Biogasanlagen.

Reservekraftwerke im aktuellen Energiemarktdesign

Aus Kapitel 2 geht deutlich hervor, dass die Investition in Reservekraftwerke für eine sichere Stromversorgung in den kommenden Jahren unabdingbar ist. Ausschlaggebend für die Investitionsbereitschaft künftiger Betreiber von Reservekraftwerken sind der Investitionsbedarf und die spezifischen Stromerzeugungskosten. Kritisch zu betrachten sind vor allem die spezifischen Stromerzeugungskosten. Die letzten Jahre haben gezeigt, dass auch im konventionellen Kraftwerksbereich beispielsweise Investitionen in neue Gaskraftwerke nicht erfolgten, da im aktuellen Strommarktdesign kein „Business Case" für neue Gaskraftwerke gegeben war.

Gaskraftwerke sind im europäischen Energy-Only-Markt nach dem Prinzip der Merit-Order in den meisten Fällen die zuletzt eingesetzten Kraftwerkseinheiten. Damit sind die Grenzkosten der Gaskraftwerke „preissetzend". Die Grenzkosten decken nur die variablen Kosten,

also im Wesentlichen die verbrauchsgebundenen Kosten (variabler OPEX) der Stromerzeugung ab und ein Deckungsbeitrag für die investitionsgebundenen Kosten (CAPEX) kann nicht erwirtschaftet werden.

Die gleiche Situation trifft künftig für mit Biogas oder Wasserstoff betriebene Reservekraftwerke zu. Diese Reservekraftwerke kommen aufgrund höherer Brennstoffkosten in der Merit-Order nach den Erdgaskraftwerken zum Einsatz. Inwieweit die vom Europäischen Rat am 17. Oktober 2023 beschlossene Reform des Strommarkt-Designs die Investitionssicherheit in Reservekraftwerke verbessert, ist noch unklar. Die Ausgestaltung der Contracts for Difference (CFDs) soll zunächst vor allem die Investitionssicherheit in erneuerbare Energien fördern [13]. Inwieweit mit solchen CFDs auch die eigentlich für Reservekraftwerke notwendigen Kapazitätsmärkte gefördert werden, ist noch offen. Bis auf Weiteres ist also unklar, wie die Förderung notwendiger Reservekraftwerke erfolgen wird.

Investitionsbedarf für flexible Reservekraftwerke

Für die künftigen Investitionen in die Besicherung des Stromsystems mit Wasserstoffkraftwerken ist entscheidend, ob für die Speicherung des Wasserstoffs eine eigene Speicherinfrastruktur aufgebaut werden muss. Für die Speicherung von Wasserstoff kommen eine Vielzahl unterschiedlicher Technologien in Frage [14]. Im Folgenden wird allerdings nur die Speicherung in wasserstofftauglichen Gasspeichern betrachtet (**Tabelle 16** und **17** im Anhang). Wird Wasserstoff künftig in der existierenden Erdgasinfrastruktur gespeichert, reduzieren sich die Kosten entsprechend. Ideal wäre die Speicherung von Wasserstoff als Methan, einem Wasserstoffderivat. Zwar entstehen bei der Methanisierung von Wasserstoff zusätzliche Kosten und Verluste, allerdings entfallen Investitionen in Speichertechnologien vollständig.

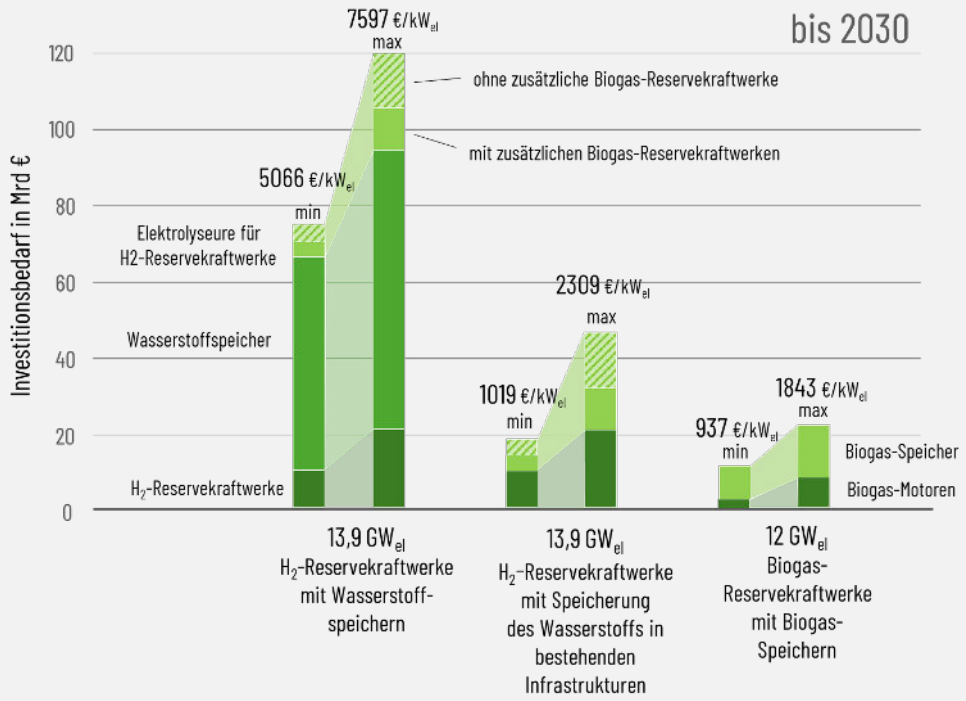


Abbildung 7:
Geschätzter Investitionsbedarf für wasserstoff- und biogasbasierte Reservekraftwerke bis 2030. Wenn Wasserstoff in existierenden Erdgas-Infrastrukturen – beispielsweise in bestehenden Kavernenspeichern – gespeichert wird, entfallen Kosten für Wasserstoffspeicher weitgehend.

Der Investitionsbedarf für die Realisierung der Pläne des nationalen Wasserstoffrats beträgt mit den im Anhang getroffenen Annahmen zwischen 75 und 120 Mrd. € inklusive der Investitionen für die Speicherinfrastruktur. Der Investitionsbedarf reduziert sich auf 71 Mrd. € und 106 Mrd. €, wenn zusätzlich Biogaskraftwerke realisiert werden und den Wasserstoffbedarf und damit den Investitionsbedarf für Elektrolyseure mindern. Geht man davon aus, dass die Wasserstoffinfrastruktur für den Wasserstoffbedarf der Industrie ohnehin geschaffen werden muss und für die Besicherung des Stromsystems mit genutzt werden kann, reduziert sich der berechnete Investitionsbedarf auf 18 bis 45 Mrd. € ohne zusätzliche Biogas-Reservekraftwerke und 14 Mrd. € bis 32 Mrd. € mit zusätzlichen Biogas-Reservekraftwerken.

Für die Bereitstellung von 12 GW flexibel einsetzbarer Leistung aus Biogasanlagen sind bis 2030 zusätzliche Gasmotoren mit einer Leistung von 6095 MW_{el} und Gasspeicher mit einer Speicherkapazität von 0,8 bis 1,2 Mrd. m^3 zuzubauen. Die Kosten belaufen sich bis 2030 auf etwa 11 bis 22 Mrd. €. Die spezifischen Investitionen betragen zwischen 937 und 1834 €/kW für die Flexibilisierung von Biogasanlagen und zwischen 1019 und 7597 €/kW für den Ausbauplan des nationalen Wasserstoffrates (**Abbildung 7**) Beide Werte beziehen sich auf die insgesamt flexibel zur Verfügung stehende Leistung.

Im EEG werden für die Flexibilisierung von für Biogasanlagen, die vor 2014 in Betrieb genommen wurden, 130 €/kW und Jahr – allerdings nur für die nach der Flexibilisierung zusätzlich verfügbare Leistung vergütet[19]. Über die maximale Laufzeit lassen sich damit über 10 Jahre gerechnet bis zu 1300 €/kW für die Zusatzleistung erzielen. Der Betrag reicht selbst im günstigsten Fall nicht aus, um die notwendigen Investitionen der Anlagenbetreiber zu refinanzieren. Für neue Biogasanlagen oder nach 2014 in Betrieb genommene Biogasanlagen beträgt die Flexibilitätsprämie derzeit nur 65 €/kW und Jahr und ist damit bei weitem nicht ausreichend, um die Kosten der Flexibilisierung der Anlagen zu decken.

Spezifische Stromerzeugungskosten flexibler Reservekraftwerke

Die Berechnung der spezifischen Stromerzeugungskosten (Levelized Costs of Electricity, LCOE) erfolgt nach Gleichung 12 im Anhang. Der wichtigste Parameter für die Berechnung der spezifischen Stromerzeugungskosten ist die Anzahl der Volllaststunden, die ein Kraftwerk im Einsatz ist. Die Einsatzdauer richtet sich nach der Merit-Order und dem Strombedarf. Aufgrund der geringeren Kosten des Biogases (in der Projektion 8 ct/kWh_{Biogas}) im Vergleich zu den Kosten des Wasserstoffs (in der Projektion 23 ct/kWh_{H2}) kommen flexibilisierte Biogasanlagen in der Merit-Order nach den Erdgaskraftwerken (Erdgaspreis in der Projektion 4,4 ct/kWh_{Erdgas}) und vor den Wasserstoffkraftwerken.

In der Projektion mit den Randbedingungen des NEP sind flexible Biogasanlagen im Jahr 2030 etwa 1573 Volllaststunden im Einsatz und bei einem angenommenen Zinssatz von 2% und einer Abschreibungsdauer von 15 Jahren ergeben sich spezifische Stromerzeugungskosten von 25 bis 44 ct/kWh_{el} (**Abbildung 8**). Hocheffiziente „H_2-Ready"-Kraftwerke dagegen sind nur 762 Stunden im Einsatz und „H_2-Sprinter"-Kraftwerke aufgrund der geringeren Wirkungsgrade nur 392 Stunden. Entsprechend steigen die spezifischen Stromerzeugungskosten für die wasserstoffbetriebenen Reservekraftwerke auf 49 bis 133 ct/kWh_{el}.

[19] § 50, § 50a und § 50b EEG 2023

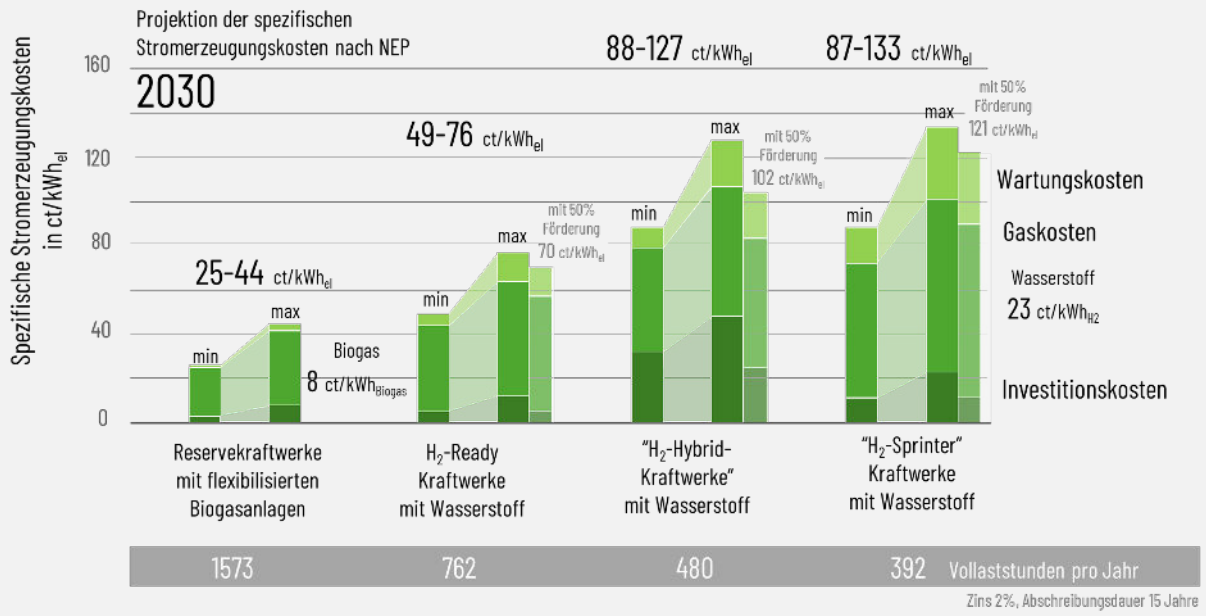


Abbildung 8:
Geschätzter spezifische Stromerzeugungskosten von wasserstoff- und biogasbasierten Reservekraftwerken im Jahr 2030. Die hohen investitionsgebundenen Kostenanteile ergeben sich aus der geringen Laufzeit der mit Wasserstoff betriebenen Reservekraftwerke (Zins 2%, Abschreibungsdauer 15 Jahre).

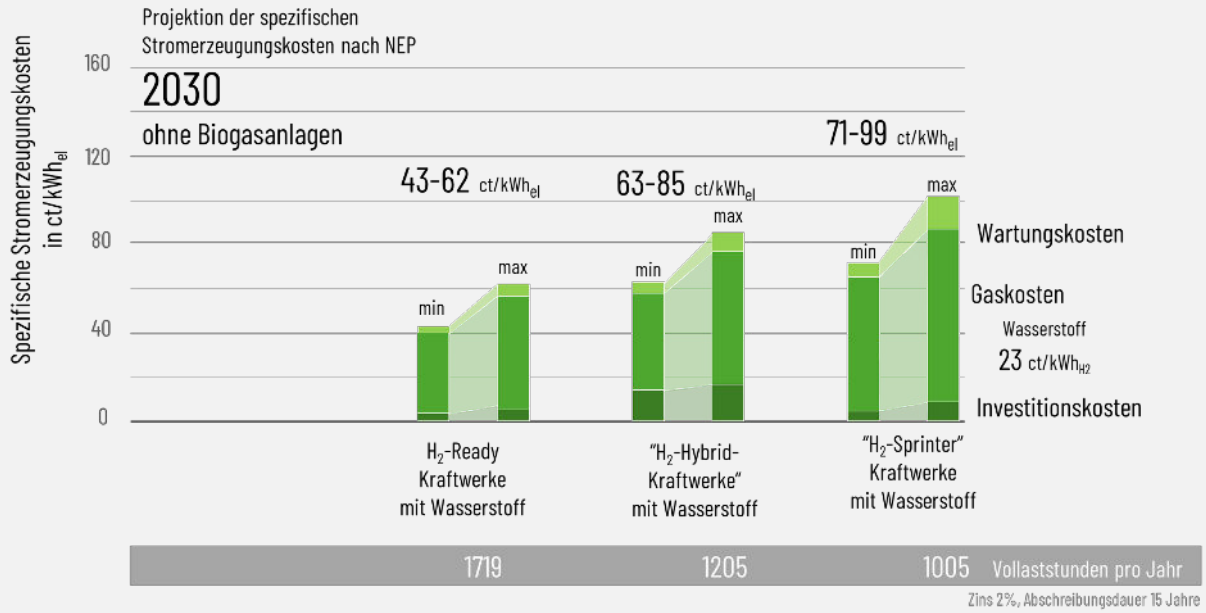


Abbildung 9:
Geschätzte spezifische Stromerzeugungskosten von wasserstoffbasierten Reservekraftwerken ohne flexibilisierte Biogasanlagen im Jahr 2030. Aufgrund der höheren Laufzeiten ergeben sich für die wasserstoffbasierten Reservekraftwerke geringere spezifische Stromerzeugungskosten (Zins 2%, Abschreibungsdauer 15 Jahre).

Ohne Biogaskraftwerke kämen die Wasserstoffkraftwerke deutlich häufiger zum Einsatz (**Abbildung 9**) und die spezifischen Stromerzeugungskosten wären mit 43 bis 99 ct/kWh$_{el}$ erheblich niedriger. Die gemittelten spezifischen Stromerzeugungskosten sind aber noch immer um den Faktor 1,5 bis 2,4 höher als die der biogasbasierten Reservekraftwerke. Durch Kapazitätsvergütungen und Investitionskostenförderungen im Bereich der Elektrolyse lassen sich die Kosten jedoch deutlich senken, da die Wasserstoffkosten selbst einen erheblichen Einfluss auf die Stromerzeugungskosten haben.

Notwendige Investitionsanreize für die Flexibilisierung von Biogasanlagen

Die notwendigen Investitionen von 937 bis 1834 €/kW bedeuten für die 3-fache Überbauung einer 500 kW Biogasanlage – mit einer Gesamtleistung von 1500 kW – Investitionen von knapp 1,5 bis 3 Mio. €. Die Finanzierung würde in diesem Fall bei einem Zinssatz von 4% und einer Abschreibungsdauer von 12 Jahren[20] bezogen auf die Gesamtleistung der flexibilisierten Anlage 100 bis 195 €/kW jährlich kosten. Bezogen auf die zusätzliche Leistung wären dies 150 bis 293 €/kW$_{el}$ die, als Flexibilitätsprämie vergütet werden müsste, um die Flexibilisierung kostenneutral für die Investoren zu fördern.

[20] Annuität 10,7% pro Jahr

Einfluss flexibler Wasserstoffkraftwerke und Biogasanlagen auf künftige Strompreise

KURZFASSUNG:

Für eine gesamtwirtschaftliche Betrachtung zur Besicherung von Dunkelflauten ist es entscheidend, die Rückwirkungen und die Sensitivität einzelner Maßnahmen auf die Strompreise zu untersuchen. Hierbei treten zwei entscheidende Effekte auf, die zukünftig zu eklatant steigenden Strompreisen im bestehenden Strommarkt-Design führen: Zum einen kommen durch die hohen Wasserstoffpreise wasserstoffbasierte Reservekraftwerke in der Merit-Order zuletzt zum Einsatz und sind somit preissetzend. Die hohen Strompreise gelten dann für das gesamte Stromangebot. Zum anderen erhöht sich der Strombedarf durch den Zubau an Elektrolyseuren massiv. Diese konkurrieren mit Elektromobilität, Wärmepumpen und der Elektrifizierung energieintensiver Prozesse in der Industrie um günstige Strompreise und heben diese somit an. Selbst unter der Annahme unveränderter Großhandelspreise für Wasserstoff von 23 ct/kWh wird der Aufbau der Reservekraftwerke zu mittleren Strompreisen im Großhandel von bis zu 18 ct/kWh führen.

Sensitivität künftiger Strompreise auf die Kraftwerksstrategie

Neben dem Ausbau von Wind und PV und der künftigen Entwicklung des Stromverbrauchs, also dem Gleichgewicht aus Angebot und Nachfrage, wird vor allem die Kraftwerksstrategie – also die Technologie und der Einsatz künftiger Reservekraftwerke - den Strompreis im Großhandel maßgeblich bestimmen. Im Folgenden werden daher zunächst neben

- dem Einfluss wasserstoffbasierter Reservekraftwerke und
- dem Einfluss biogasbasierter Reservekraftwerke

auch die Sensitivitäten

- der Auslandnachfrage und des Auslandsangebots
- der verbraucherseitigen Flexibilitäten
- der Erdgaspreise

und

- der Wasserstoffpreise

auf die künftige Entwicklung des Strompreises diskutiert. Die Diskussion der Sensitivität dieser Parameter zeigt im Wesentlichen zwei für die weitere Diskussion der Kraftwerksstrategie wichtige Randbedingungen:

1. Die Wasserstoffstrategie der Bundesregierung wird zu deutlich steigenden Strompreisen führen.
2. Die Projektion künftiger Strompreise ist mit hohen Unsicherheiten verbunden, die im Wesentlichen aus der unklaren Versorgungssituation europäischer Nachbarstaaten und einem möglicherweise zu langsamen Ausbau Erneuerbarer Energien resultiert.

Dies bedeutet nicht, dass die Wasserstoffstrategie der Bundesregierung grundsätzlich in Frage zu stellen ist. Die vorangegangenen Kapitel belegen, dass die geplanten wasserstoffbasierten Reservekapazitäten gerade in der Dunkelflaute notwendig sind, um mögliche Versorgungsdefizite zu vermeiden oder mindestens zu reduzieren. Die hohe Sensitivität des Einsatzes wasserstoffbasierter Reservekapazitäten auf künftige Strompreise zeigt aber, dass zusätzliche Reservekapazitäten – beispielsweise aus biogasbasierten Reservekraftwerken – nicht nur die Versorgungssicherheit signifikant erhöhen und notwendige Investitionen mindern, sondern zugleich auch die drohende Belastung des Wirtschaftsstandorts Deutschland mit steigenden Strompreisen erheblich mindern kann.

Sensitivität künftiger Strompreise auf die künftige Nachfragesituation

Aufgrund der Vielzahl an Optionen kann der notwendige Einsatz steuerbarer Kraftwerke stark variieren. Sollten notwendige Maßnahmen zur Optimierung der Verbrauchsstrukturen nicht optimal umgesetzt werden oder Einschränkungen unterliegen, wird der Bedarf an steuerbaren Kraftwerken steigen.

Dies könnte beispielsweise der Fall sein, wenn Wärmepumpen und Elektrolyseure weniger flexibel betrieben werden oder das Laden von Elektrofahrzeugen nicht gesteuert erfolgt. Auch eine nicht intelligente Lade- und Entladeplanung von Batteriespeichern kann den zusätzlichen Kraftwerksbedarf erhöhen. Zudem könnte der Stromimport aus dem Ausland begrenzt sein.

Um die Auswirkungen dieser Faktoren zu verdeutlichen, wurde der Einfluss von Demand Side Management (DSM) Maßnahmen und der künftigen Angebotssituation im Ausland auf die Strompreisbildung nicht berücksichtigt. Aufgrund dieser „Worst-Case"-Annahmen kommt es in der Simulation zu 3.600 Volllaststunden für Gaskraftwerke, also deutlich mehr als andere Klimaschutzszenarien, die Werte zwischen 700 und 1500 Stunden prognostizieren. Da diese Kraftwerke preissetzend werden, steigert der erhöhte Einsatz dieser Kraftwerke die mittleren Strompreise in den kommenden Jahren.

Einfluss wasserstoffbasierter Reservekraftwerke auf die Preisbildung

Die Kosten der Besicherung künftiger Dunkelflauten mit wasserstoffbasierten Reservekraftwerken basieren im Wesentlichen auf den künftigen Kosten des Wasserstoffs und damit auf den Strompreisen für die Elektrolyse. Entscheidend für die gesamtwirtschaftliche Bewertung ist aber auch die Abschätzung der Rückkopplung der Besicherung der Stromversorgung mit wasserstoffbasierten Gaskraftwerken oder mit flexibilisierten Biogasanlagen auf den Strompreis selbst. Die Höhe des Wasserstoffpreises wirkt sich durch zwei Effekte auf künftige Strompreise aus:

Der **erste Effekt** beruht auf den hohen Preisen von grünem Wasserstoff oder grünen Wasserstoffderivaten. Zum einen werden wasserstoffbasierte Reservekraftwerke in der Merit-Order bei jedem Einsatz preissetzend. Als

letztes zum Einsatz kommende Kraftwerke bestimmen die Grenzkosten, also die verbrauchsgebundenen Kosten eines Wasserstoffkraftwerks, den Strompreis für die gesamte Stromerzeugung. Die Häufigkeit des Einsatzes wirkt sich also signifikant auf den mittleren Strompreis des Stromsystems aus.

Der **zweite Effekt** des Einsatzes wasserstoffbasierter Reservekraftwerke resultiert aus der Erhöhung des Strombedarfs für die Elektrolyse. Es kann nicht davon ausgegangen werden, dass stets genug „Überschussstrom" für den Betrieb eines Elektrolyseurs zur Verfügung steht. Während Perioden mit hohem Stromangebot werden Elektrolyseure auch mit anderen flexiblen Verbrauchern wie Wärmepumpen, der Elektromobilität oder elektrifizierten Industrieprozessen im Wettbewerb stehen. Elektrolyseure erhöhen die Stromnachfrage insgesamt und werden dadurch den Strompreis steigern, da sie auf Grund der Bindung an die Verfügbarkeit erneuerbarer Energien nur wenige Stunden im Jahr zum Einsatz kommen können.

Projektion der künftigen Strompreisentwicklung

Ohne flexibilisierte Biogasanlagen ergeben sich mit dem im Anhang beschriebenen Merit-Order-Modell die in **Abbildung 10** dargestellten Strompreise. Trotz des massiven Zubaus der installierten Leistung an Wind und PV ist unter der Annahme, dass Importe nicht jederzeit gesichert sind in den nächsten Jahren mit weiter steigenden Strompreisen zu rechnen, da der Kohleausstieg bis 2030 zu einer Verknappung des Stromangebots führen wird.

Ohne den Zubau von wasserstoffbasierten Reservekraftwerken wird der weitere Ausbau von Wind und PV den Strompreis wieder senken, da sich der Einsatz der Gaskraftwerke deutlich reduzieren wird. Besonders günstig wird der Strom, wenn auch kein Strom für die Wasserstofferzeugung erzeugt werden muss. Ein wesentlicher Faktor bleibt dabei der Ausbau der Wasserstoffwirtschaft. Der NEP geht im Jahr 2037 von einem Stromverbrauch von 164,9 TWh für Elektrolyseure aus.

Einfluss des Strombedarfs für die Wasserstofferzeugung

Der NEP sieht einen Strombedarf von 164,9 TWh für die Herstellung von 50% des prognostizierten Wasserstoffbedarfs vor. Entfällt dieser Strombedarf, sinkt der mittlere Strompreis in der Projektion bereits bis 2030 auf nur noch 5,4 ct/kWh und fällt bis 2037 auf nur noch 3,3 ct/kWh. Selbst wenn sich die Gaspreise bis 2037 verdoppeln, wird der mittlere Strompreis unter dem mittleren Strompreis des Jahres 2023 liegen. Bleibt der Strombedarf für die Elektrolyse auf dem vom NEP prognostizierten Niveau, stellt sich 2030 ein Strompreis von 8,0 ct/kWh ein, der in der Folge durch den Merit-Order-Effekt [4] bis 2037 auf 6,5 ct/kWh sinkt. Der Strombedarf für die Elektrolyseure erhöht den Strompreis also um 2,6 ct/kWh im Jahr 2030 und um 3,2 ct/kWh im Jahr 2037.

Beide Fälle sind jedoch nur dann gültig, wenn die Erzeugungsdefizite durch Importe aus dem Ausland gedeckt werden können und wenn für die Preissetzung für die Stromerzeugung im Ausland ähnliche Erzeugungsstrukturen angenommen werden können. Ohne Elektrolyse wird in Deutschland durch den Ausbau Erneuerbarer Energien in Summe ausreichend viel Strom vorhanden sein. Aus Deutschland können dann im Jahr 2037 bis zu 75 TWh exportziert werden. Mit der Herstellung von Wasserstoff reicht der Strom allerdings nicht aus und es müssen im Jahr 2037 36 TWh importiert werden, obwohl die Gaskraftwerke dann bereits mit 3165 Volllaststunden im Einsatz sind.

Einfluss der wasserstoffbasierten Reservekraftwerke

Kann der Import dieser Strommengen nicht gewährleistet werden, müssen in Deutschland Reservekraftwerke zum Einsatz kommen. Werden diese Kraftwerke mit Wasserstoff betrieben, werden sie preissetzend, da die Brennstoffkosten mit hoher Wahrscheinlichkeit immer signifikant höher sein werden als die in **Abbildung 10** angenommenen Preise für Erdgas. Auch die Prognose künftiger Preise für Wasserstoff ist mit hohen Unsicherheiten behaftet und hängt im Wesentlichen von künftigen Strompreisen, Investitionsförderungen und den Wirkungsgraden von Elektrolyseuren ab. Steigende Strompreise werden also zu steigenden Wasserstoffpreisen führen.

Selbst unter der Annahme, dass die Großhandelspreise von Wasserstoff unverändert bei 23 ct/kWh$_{el}$ bleiben, wird der Ausbau von mit Wasserstoff betriebenen Reservekraftwerken in der Projektion zu einer erheblichen Eskalation des mittleren Strompreises im Großhandel auf 17,6 ct/kWh$_{el}$ im Jahr 2030 führen und nach dem Kohleausstieg weiter auf 19,0 ct/kWh$_{el}$ steigen, sofern erhebliche Investitionsförderungen/Kapazitätsvergütungen dem nicht entgegenwirken.

Einfluss der Auslandsnachfrage und des Auslandsangebots

Wird der Strombedarf vorzugsweise durch den Einsatz von Gaskraftwerken anstelle von zusätzlichen Importen gedeckt, erhöhen sich die Laufzeiten der Gaskraftwerke erheblich. In der Projektion werden Gaskraftwerke im Jahr 2030 mit 3635 Volllaststunden eingesetzt. Im NEP wurden dagegen für die Gaskraftwerke Laufzeiten von etwa 660 bis 1400 Volllaststunden angenommen.

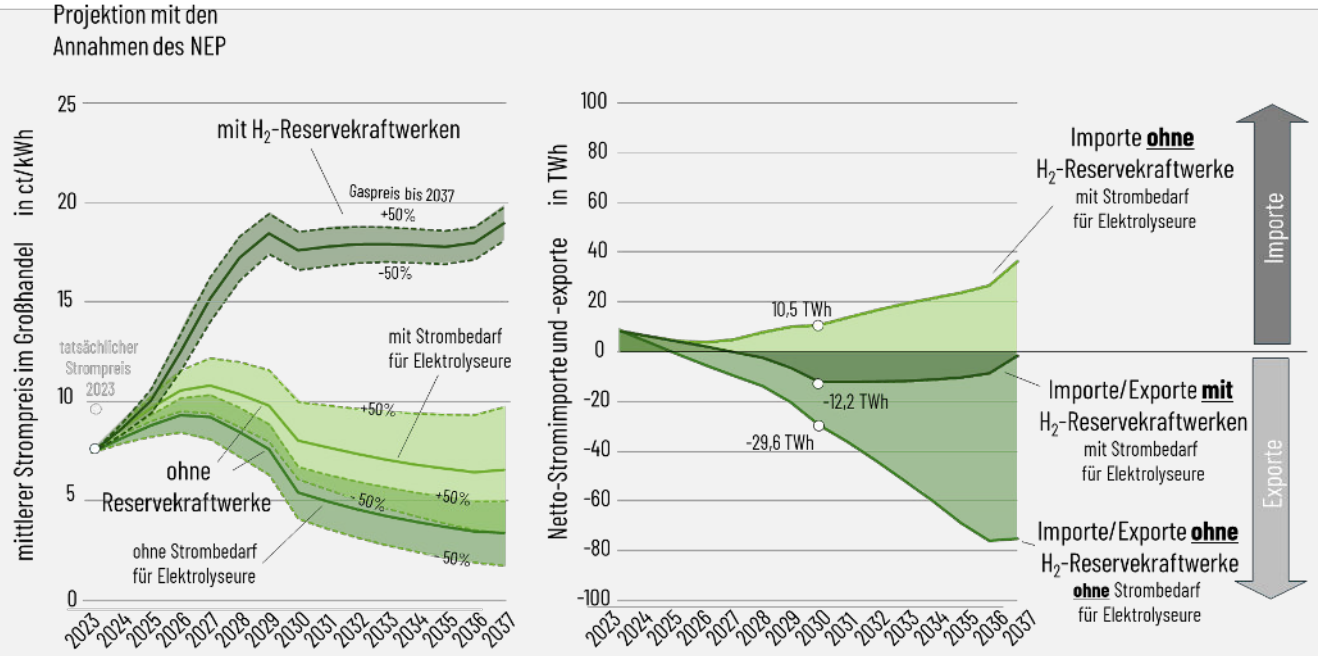


Abbildung 10:
Projektion der zeitlichen Entwicklung der Strompreise und der Importe und Exporte mit dem Verbrauch nach den Annahmen des Netzentwicklungsplans. Sowohl der Strombedarf für die Herstellung von Wasserstoff als auch die Nutzung des Wasserstoffs in Reservekraftwerken erhöhen den Strompreis, falls die notwendige Reservekapazität nicht jederzeit importiert werden kann. Ohne den Zubau von wasserstoffbasierten Reservekraftwerken würde der Strompreis sinken, allerdings müssten große Mengen Strom für die Elektrolyse importiert werden. Ohne Wasserstofferzeugung und Elektrolyseure in Deutschland würde die Stromerzeugung den Verbrauch übersteigen, höhere Exporte und noch geringere Strompreise wären die Folge.

Die geringeren Laufzeiten würden zu niedrigeren Strompreisen führen. Allerdings ist unklar, ob der Bedarf künftig durch Importe in der vorgesehenen Größenordnung gedeckt werden kann und zu welchen Preisen Strom aus den Nachbarländern zur Verfügung stehen würde.

Tatsächlich sind auch künftig Situationen möglich, in denen – wie im Sommer 2022 aufgrund der verringerten Verfügbarkeit französischer Kernkraftwerke – eine steigende Auslandsnachfrage zu einem verstärkten Einsatz deutscher Gaskraftwerke und steigenden Großhandelspreisen in Deutschland führt. Die Importsituation und die Auslandsnachfrage können sich entsprechend gleichermaßen preissteigernd oder preismindernd auf deutsche Großhandelspreise auswirken.

Aus diesem Grund bleiben preismindernde oder preissteigernde Effekte des Auslandsangebots und der Auslandsnachfrage für die Projektion der Strompreise ab 2030 unberücksichtigt (siehe Anhang).

Einfluss verbraucherseitiger Flexibilitäten

Strompreismindernd wirkt sich in jedem Fall auch die flexible Abschaltung von Verbrauchern aus.

Wie durch Importe werden durch Demand-Side-Management-(DSM)-Maßnahmen nicht nur Versorgungsdefizite und notwendige Speicherkapazitäten reduziert, sondern durch den verringerten Einsatz teurer Gaskraftwerke sinken auch die Strompreise. Kann in Perioden mit hohen Strompreisen der Strombedarf dauerhaft um 10 GW_{el} reduziert werden, reduziert sich der berechnete mittlere Strompreis im Großhandel im Jahr 2030 von 17,6 ct/kWh_{el} auf etwa 14,1 ct/kWh_{el}.

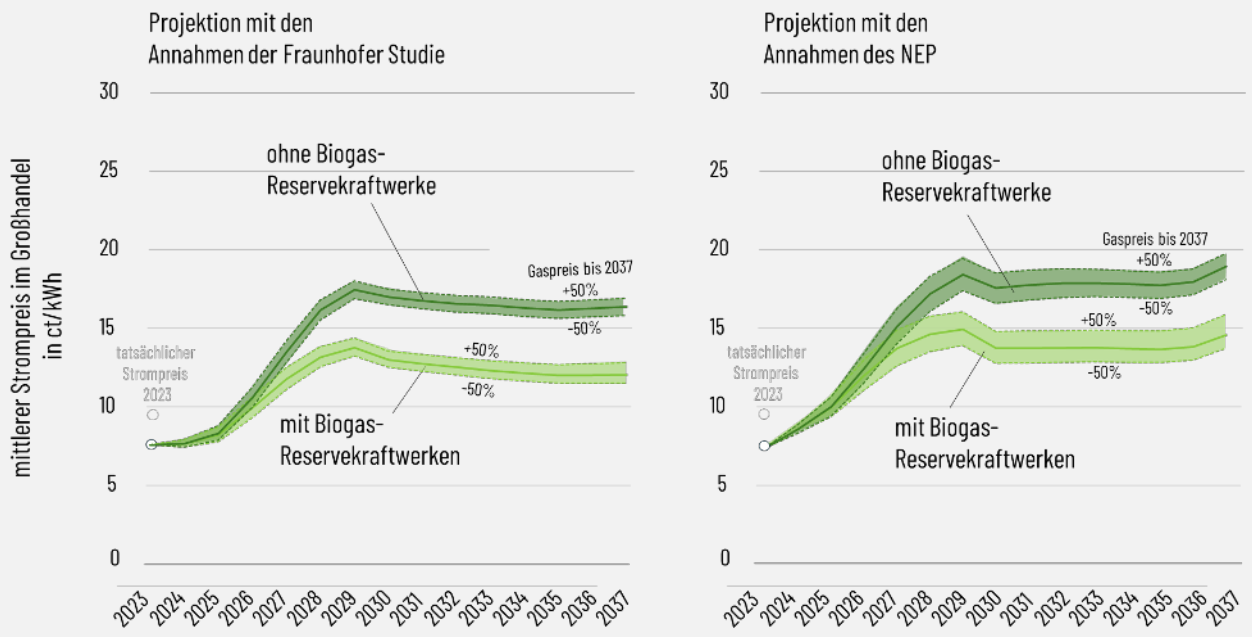


Abbildung. 11:
Projektion der zeitliche Entwicklung der Strompreise mit den Annahmen der Fraunhofer-Studie „Neues Strommarkt Design" (links) und des Netzentwicklungsplans (rechts). Zusätzliche Reservekraftwerke mit flexibilisierten Biogasanlagen senken in beiden Fällen den Strompreis.

Einfluss der biogasbasierten Reservekraftwerke

Abbildung 11 zeigt den Einfluss zusätzlicher Biogas-Reservekraftwerke auf die zu erwartenden Grenzkosten für die Stromerzeugung mit Wasserstoff-Reservekraftwerken. Im NEP Szenario senkt der Einsatz flexibler Biogaskraftwerke den Strompreis im Jahr 2030 von 17,6 ct/kWh$_{el}$ auf 13,8 ct/kWh$_{el}$ also etwa um 22% oder 4 ct/kWh$_{el}$.

Aufgrund des geringeren Strombedarfs werden die Strompreise im Reformszenario der Fraunhofer-Studie etwas günstiger prognostiziert und liegen bei 17,1 ct/kWh$_{el}$ im Szenario ohne flexible Biogaskraftwerke und bei 13,1 ct/kWh$_{el}$ wenn Wasserstoff aufgrund der Biogaskraftwerke seltener eingesetzt werden muss.

Einfluss höherer Erdgaspreise

Solange noch Erdgaskraftwerke zum Einsatz kommen, die mit fossilem Erdgas betrieben werden, wird der Erdgaspreis den Strompreis maßgeblich beeinflussen. Immer dann, wenn noch keine Wasserstoffkraftwerke zum Einsatz kommen, werden diese Erdgaskraftwerke preissetzend und bestimmen damit auch maßgeblich die mittleren Strompreise eines Jahres.

In den Projektionen wurde von einem Gaspreis von 4,4 ct/kWh$_{Erdgas}$ ausgegangen. Dies entspricht dem mittleren Gaspreis am THE Day Ahead Markt im Jahr 2023. Damit errechnete sich für das Jahr 2023 ein mittlerer Strompreis, der mit 7,4 ct/kWh$_{el}$ etwas unter dem tatsächlichen Strompreis von 9,5 ct/kWh$_{el}$ lag (siehe **Abbildungen 10** und **11**). Dies liegt zum einen daran, dass bei der Berechnung der Grenzkosten, wie bei den Wasserstoffkraftwerken, Wartungskosten und Netzkosten nicht berücksichtigt wurden. Zum anderen deutet dies darauf hin, dass der mittlere Gaspreis für die Betreiber von Gaskraftwerken etwas über dem mittleren Großhandelspreis am Day-Ahead Markt gelegen hatte. Dies ist auch naheliegend, da Betreiber von Gasturbinenkraftwerken auch längerfristige Gaslieferverträge mit den Gasversorgern abschließen, die nach der Eskalation der Gaspreise in der Ukrainekrise sicherlich noch vielfach über dem Börsenpreis lagen. Viele Projektionen gehen davon aus, dass Gaspreise künftig wieder auf das Preisniveau vor der Ukraine-Krise sinken. Andererseits ist durch die Umstellung auf LNG-Importe und die weltweit steigende Nachfrage nach LNG möglicherweise auch mit steigenden Erdgaspreisen zu rechnen. In **Abbildungen 10** und **11** ist daher der Einfluss einer Steigerung oder Minderung des Erdgaspreises um jeweils 50% dargestellt.

Einfluss höherer Wasserstoffpreise

Eine wesentliche Unsicherheit der Betrachtung resultiert aus den angenommenen Gaspreisen. Diverse Studien prognostizieren Wasserstoffpreise um 10 ct/kWh$_{H2}$. Der Großhandelspreis für Grünen Wasserstoff[21] lag allerdings im Juni 2024 bei etwa 23 ct/kWh$_{H2}$ und könnte gerade durch steigende Strompreise in Zukunft erheblich steigen.

Die Grenzkosten des Wasserstoffs $s_{H2,grenz}$ errechnen sich aus den Stromkosten des Elektrolyseurs und betragen also mindestens:

$$s_{H2,Grenz} = \frac{s_{Strom}}{\eta_{Elektrolyse}}$$

Bei einem Strompreis von 20 ct/kWh$_{el}$ und einem Elektrolysewirkungsgrad von 60% würden also sogar die Grenzkosten der Wasserstoffherstellung auf 33,3 ct/kWh$_{H2}$ steigen. Dadurch würde sich der Strom weiter verteuern und die tatsächlichen Stromkosten werden möglicherweise noch erheblich über den in **Abbildung 11** dargestellten Strompreisen liegen.

[21] https://www.eex-transparency.com/hydrogen/germany, abgerufen am 2.6.2024

Zwischenfazit zur künftigen Strompreisentwicklung

Die Projektionen zeigen, dass künftige Strompreisentwicklungen zuallererst von der künftigen Importsituation abhängig sein werden. Kann jederzeit und auch in künftigen Dunkelflauten kostengünstig Strom aus den europäischen Nachbarländern nach Deutschland importiert werden, werden die Strompreise im Großhandel langfristig unter die heutigen Großhandelspreise fallen. Diese Entwicklung prognostizieren auch andere Studien, wie die Fraunhofer Studie „Neues Strommarktdesign".

Von sinkenden Großhandelspreisen profitieren vor allem Großverbraucher. Nicht betrachtet ist dabei die künftige Entwicklung der Netzkosten. Besonders für Haushalte, für die die Großhandelspreise einen kleineren Anteil der gesamten Stromkosten ausmachen, könnten sinkende Großhandelspreise im aktuellen Strommarktdesign durch steigende Netzkosten kompensiert werden.

Steigen werden die Strombezugskosten für Großverbraucher und Haushalte allerdings dann, wenn die künftige Versorgungssituation in den Nachbarländern Deutschlands große Importmengen nicht jederzeit zulässt. Dann lassen vor allem hohe Brennstoffpreise für Wasserstoff und hohe Volllaststunden für Erdgaskraftwerke die mittleren Großhandelspreise steigen.

Die Szenarien stellen den Einsatz von Wasserstoff nicht grundsätzlich in Frage. Wasserstoff wird eine wesentliche Rolle im zukünftigen Energiesystem spielen. Seine Nutzung ist vor allem dort sinnvoll, wo Elektrifizierung nur eingeschränkt oder gar nicht möglich ist, wie im Chemiesektor, wo Wasserstoff zusammen mit Biomasse fossile Rohstoffe (vor allem Naphtha und Erdgas) ersetzen soll. Auch die klimaneutrale Stahlerzeugung und die Herstellung von Hochtemperaturprozessen in der Industrie oder von Flugtreibstoffen werden Wasserstoff erfordern. Wenn Alternativen wie Biogas für Reservekraftwerke vorhanden sind, sollte der Einsatz von Wasserstoff möglichst eingeschränkt erfolgen.

CO_2-Bilanz der Flexibilisierung von Biogasanlagen

KURZFASSUNG:

Der ökologische Vergleich erfolgt anhand der entstehenden Treibhausgasemissionen für die Bereitstellung von 1 kWh Strom zur Dunkelflautenbesicherung. Für die Besicherung mittels Biogasanlagen wurden verschiedene Substrate/Substratmischungen untersucht. Die entstehenden Treibhausgasemissionen liegen zwischen -197 $g_{CO2,eq}/kWh_{el}$ und 329 $g_{CO2,eq}/kWh_{el}$.. Insbesondere die Verwendung von Gülle zeigt sich hier als vielversprechend, da sich durch die vermiedenen Methanemissionen bei der Ausbringung auf die Felder negative Emissionen erzielen lassen. Für die Besicherung der Dunkelflauten mittels Wasserstoff wurde heimischer Wasserstoff untersucht, der an den Standorten Nürnberg und Hamburg mittels Photovoltaik und Windkraft (und Mischungen dieser) hergestellt wurde, um unterschiedliche Volllaststunden der Stromerzeugung zu berücksichtigen. Die Treibhausgasemissionen liegen derzeit zwischen 68 $g_{CO2,eq}/kWh_{el}$ und 322 $g_{CO2,eq}/kWh_{el}$. Selbst im ungünstigsten Fall (Biogas aus Mais) entstehen bei der Nutzung von Wasserstoff bis zu 3-mal mehr CO_2-Emissionen als bei der Nutzung von Biogas. Windstrom weist deutlich geringere Emissionen pro kWh Strom auf, weshalb dieser besonders vielversprechend ist für die Wasserstofferzeugung. Großes Potential liegt in Wirkungsgradsteigerungen, vornehmlich bei der Elektrolyse. Bei einer Steigerung auf 72 % lassen sich die Emissionen bis auf 227,49 $g_{CO2,eq}/kWh_{el}$ senken. Zusätzlich ist zukünftig von weiter sinkenden Emissionen in der Stromerzeugung aus Wind und PV auszugehen, die maßgeblich auf die Verwendung erneuerbarer Energien in der Produktion der Anlagen und Effizienzgewinne zurückzuführen sind. Zusammenfassend lässt sich dennoch festhalten, dass die Nutzung von Biogas zur Dunkelflautenbesicherung derzeit die deutlich CO_2-sparendere Variante darstellt.

Im Rahmen dieser Studie wird ein vergleichendes Life Cycle Assessment (LCA) mit der Software openLCA durchgeführt, um die ökologischen Auswirkungen gemessen in $CO_{2,eq}$ (Global Warming Potential) einzuordnen. Als funktionelle Einheit wird die Bereitstellung von 1 kWh Strom zur Besicherung der Dunkelflaute gewählt. Die Emissionen, die während der Bauphase der Anlagen (Biogasanlagen, Blockheizkraftwerken, Elektrolyseuren, Wasserstoffgasturbinen etc.) entstehen, sind im Vergleich zu den Betriebsemissionen über die gesamte Lebensdauer der Anlagen in der Regel relativ gering. Insbesondere bei langfristig betriebenen Anlagen fällt der Beitrag der Bauemissionen pro kWh erzeugtem Strom kaum ins Gewicht, weshalb diese im Rahmen des Vergleiches vernachlässigt werden.

Das LCA wurde basierend auf DIN14040 und DIN14044 durchgeführt. Als Datenbank wurde ecoinvent 3.9.1 verwendet. Die ReCiPe Methode (ReCiPe 2016 v1.03, midpoint (H) [15]) wurde als gängige Methode zum Impact Assessment gewählt. Als Datenbank wurde ecoinvent (Version 3.9) verwendet.

Im Folgenden werden die Life Cycle Inventory Daten zur Modellierung der beiden Optionen erläutert. Eine detaillierte Beschreibung der Datengrundlage findet sich im Anhang.

Option 1: Flexibilisierung durch Zubau von Biogasspeichern und Blockheizkraftwerken

Für die Herstellung von Strom aus Biogas wurden bereits zahlreiche Life Cycle Assessments durchgeführt. Die Ergebnisse dieser hängen dabei jedoch maßgeblich von den verwendeten Rohmaterialien, Anlagengrößen, Standorten und Anlagenkonfigurationen ab. Laut „Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe" kamen im Jahr 2022 in deutschen Biogasanlagen 47 % Wirtschaftsdünger, 46 % nachwachsende Rohstoffe und 7 % kommunaler Bioabfall sowie Reststoffe aus Industrie, Gewerbe und Landwirtschaft zum Einsatz [16]. Im Rahmen dieser Studie wird daher die Stromerzeugung aus Biogas basierend auf den Rohstoffen Mais, Gülle und Bioabfall untersucht. Dabei wird auf das von Elhaus et. al. [17] durchgeführte Literaturreview über die Ein- und Ausgangsstoffströme der Biogasanlagen nach Rohstoffen zurückgegriffen.

Tabelle 3: Inputdaten zur Erzeugung von 1 Nm^3 Biogas sowie Zusammensetzung des Biogases basierend auf den verwendeten Rohstoffen Mais, Gülle und Bioabfall

	Mais	Gülle	Bioabfall
Gaszusammensetzung [Vol. %: CH_4, CO_2, H_2O, NH_3, H_2S]	54.5; 40.9; 4.1; 0.4; 0.1	57.0; 39.7; 2.9; 0.2; 0.2	49.0; 45.5; 5; 0.3; 0.2
Rohstoff Frischmasse[kg]	6.1	46.8	8.4
Wärme[kWh]	0.5	1.0	0.6
Strom [kWh]	0.2	0.4	0.8
Wasser [kg]	0.6	0.0	2.7
Hin- und Rücktransport [km]	20	10	40
Gärreste [kg]	-5.5	-45.6	-9.9

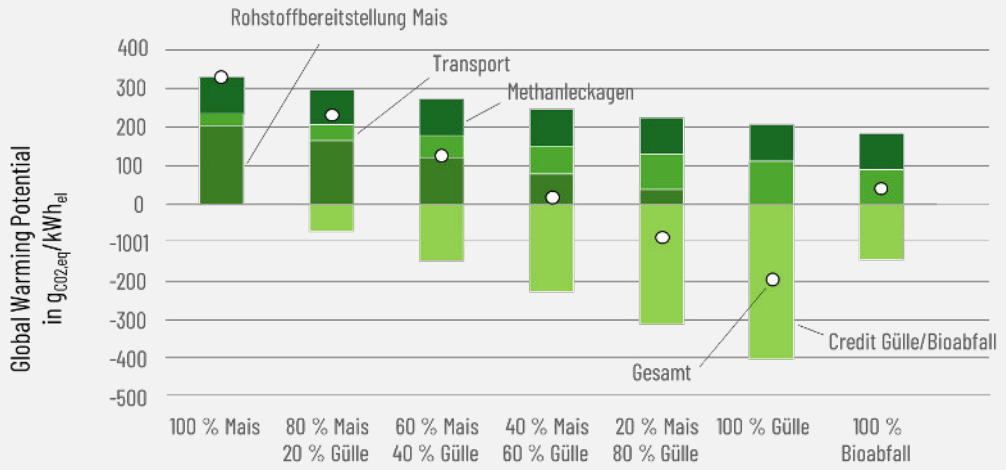


Abbildung 12:
Entstehende Treibhausgasemissionen für die Dunkelflautenbesicherung mittels Biogases aus Substratmischungen aus Gülle und Mais sowie für Bioabfall. Insbesondere bei der verstärkten Nutzung von Gülle als Ausgangsrohstoff lassen sich durch die vermiedenen Methanemissionen sogar negative Emissionswerte erzielen.

Für die Verwendung von Gülle und Bioabfall wird üblicherweise eine Emissionsgutschrift implementiert. Im Falle der Gülle wird vermieden, dass diese auf dem Feld ausgebracht und dabei Methan direkt in die Atmosphäre geht. Im Falle des Bioabfalls entfällt eine anderweitige Abfallbehandlung. Die Gutschriften liegen bei Gülle nach Dresen und Jandewerth [18] bei -16,6 $g_{CO2}/kg_{Rindergülle}$ und bei Bioabfall bei 26 $g_{CO2}/kg_{Bioabfall}$. Der untere Heizwert des erzeugten Biogases wird über den Methangehalt bestimmt. Die Wärme- und Strombereitstellung für die Biogasanlage selbst erfolgt durch eine Teilverbrennung des erzeugten Biogases im BHKW. Dieses wird mit einem elektrischen Wirkungsgrad von 35 % und ei-

nem thermischen Wirkungsgrad von 60 % betrieben. Basierend auf Wechselberger et. al. [19] wird ein Methanschlupf von 0,18 % (bezogen auf das gesamte produzierte Methan) angenommen[22]. Da der Betrieb einer Biogasanlage mit lediglich einem Rohstoff in der Praxis eher unüblich ist, werden für Mais und Gülle verschiedene Rohstoffmischungen im Rahmen der Studie untersucht.

In **Abbildung 12** sind die entstehenden Treibhausgasemissionen für Substratmischungen aus Gülle und Mais sowie für Bioabfall dargestellt. Im Falle der Dunkelflautenbesicherung mit Biogas aus Mais entfällt der größte Teil der Treibhausgasemissionen auf die Rohstoffbereitstellung. Der Düngemittelbedarf und die eingesetzten Traktoren verursachen hier die größten Emissionen. Die Verwendung von Gülle als Rohstoff sorgt hingegen für sehr niedrige und teils negative Treibhausgasemissionen des erzeugten Stroms. Zwar fallen hier vermehrt Emissionen für den Transport auf Grund des höheren massemäßigen Bedarfs an, doch die Emissionsgutschriften gleichen dies deutlich aus. Der Strom aus bioabfallbasiertem Biogas liegt durch die Emissionsgutschriften bei ca. – 4,5 g_{CO2}/kWh.

Emissionsgutschriften lassen sich grundsätzlich auch mit weiteren Substraten erzielen, die beispielsweise die Humusanreicherung im Boden fördern oder deren Gärreste treibhausgasintensive Düngemittel ersetzen können.

Wesentliche Unsicherheitsfaktoren bei der Stromerzeugung aus Biogas liegen zum einen im Rohstoffbedarf und im Wirkungsgrad, mit dem das Blockheizkraftwerk betrieben werden kann. Zum anderen stellen die Methanleckagen einen großen Einflussfaktor dar. Die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse sind in **Abbildung 13** dargestellt. Diese wurde beispielhaft für eine Biogasmischung von 40 % Mais und 60 % Gülle durchgeführt. Zunächst einmal wird deutlich, dass Methanleckagen und der Wirkungsgrad des BHKWs einen sehr großen Einfluss auf die resultierenden Treibhausgasemissionen des erzeugten Stroms haben. Im Falle der Methanleckagen ist es daher besonders wichtig, bereits während der Planungsphase von Anlagen „Best Practice" anzuwenden. Das Abdichten von besonders kritischen Anlagenteilen sowie die Anpassung und Dokumentation von Handlungsabläufen kann hier ebenfalls zur Vermeidung von Treibhausgasemissionen beitragen.

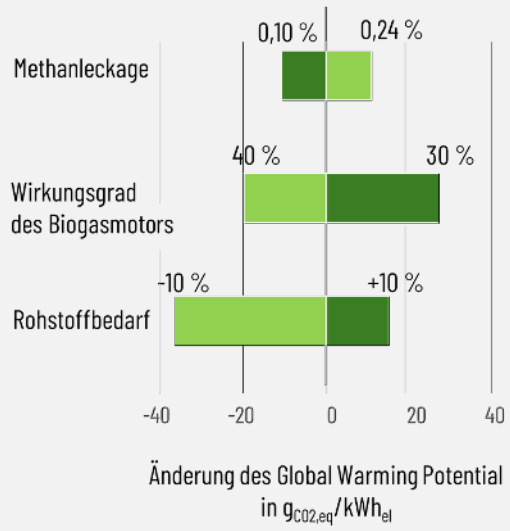


Abbildung 13:
Ergebnis der Sensitivitätsanalyse für die Dunkelflautenbesicherung mit Biogas aus einer Substratmischung von 40 % Mais und 60 % Gülle. Durch die Emissionsgutschriften bei der Verwendung von Gülle wirken sich ein geringerer Rohstoffbedarf und eine höhere Verbrennungseffizienz nicht positiv auf die Emissionen pro kWh aus.

[22] Wechselberger et. al. haben die Methanemissionen an 33 verschiedenen Biogasanlagen gemessen. Diese lagen bei den Anlagen mit gasdichten Lagern zwischen 0,05 und 0,81 %.

Im Falle des BHKW-Wirkungsgrades besteht, wie beim Rohstoffbedarf, eine Abhängigkeit zur Substratmischung. So wirkt sich eine Bedarfsminderung im betrachteten Fall negativ auf die Gesamtemissionen aus, da die Emissionsgutschriften für die Gülle so verloren gehen. Durch einen geringeren Rohstoffbedarf kann jedoch mehr Biogas produziert werden. Eine Wirkungsgradsteigerung des BHKWs oder der Biogasanlage ist somit vor dem Hintergrund der Limitierung von Rohstoffen dennoch wünschenswert.

Option 2: Flexibilisierung mittels Zubaus von PEM-Elektrolyseuren und Wasserstoffgasturbinen

Grüner Wasserstoff kann nach der „Renewable Energy Directive II" (RED II) mittels Elektrolyse über 4 verschiedene Wege hergestellt werden:

1. Direkter Bezug von Strom aus einer EE-Anlage
2. Bezug von Netzstrom in einem Netzgebiet mit über 90 % EE-Anteil
3. Kauf von Strom aus EE über einen Stromabnahmevertrag (Power-Purchase-Agreement (PPA))
4. Strom, der die Abschaltung einer EE-Anlage im Zuge einer Redispatch-Maßnahme vermeidet

In Deutschland lag der Anteil erneuerbarer Energien im Jahr 2023 bei 51,8 %. Die Erzeugung von grünem Wasserstoff aus Netzstrom ist in den kommenden Jahren daher eher unrealistisch, weshalb sich im Rahmen dieser Studie auf die Wasserstofferzeugung aus Wind- und Sonnenenergie fokussiert wird. Dabei wird ausschließlich heimischer Wasserstoff untersucht. Zwar lassen sich im Ausland oft höhere Erträge mit erneuerbaren Energieanlagen erzielen, jedoch kommen zusätzliche Emissionen für den Transport hinzu. Kolb et. al. zeigen in ihrer Studie die große ökologische Abhängigkeit von Wasserstoffimporten von Transportdistanz und Antriebsart [20].

Für die Stromerzeugung aus Wind wird ein Windrad des Types Vestas V90-2.0 mit den in **Tabelle 4** dargestellten Spezifikationen verwendet. Als Standorte werden Bayern (Nürnberger Land) und Hamburg gewählt, um eine möglichst große Bandbreite der erreichbaren Volllaststunden abzubilden (Nürnberg: 1600 h; Hamburg: 2200 h).

Tabelle 4: Technische Spezifikationen und Modellannahmen für die Erzeugung von Windstrom

Parameter	Wert
Typ	Vestas V90-2.0
Ausgangsleistung	2 MW
Nabenhöhe	125 m
Rotordurchmesser	90 m
Windgeschwindigkeitslimitierungen	4 – 25 m/s
Temperaturlimitierungen	-20 – 40°C
Verfügbarkeit	99 % der Zeit
Bodenrauigkeit	0,5 (Nürnberg); 0,045 (Hamburg)

Auch für die Stromerzeugung aus Photovoltaik werden die Standorte Nürnberg und Hamburg untersucht (Nürnberg: 1050 h, Hamburg: 800 h).

Tabelle 5 zeigt die technischen Spezifikationen der angenommenen PV-Module.

Tabelle 5: Technische Spezifikationen und Modellannahmen für die Erzeugung von Photovoltaikstrom

Parameter	Wert
Typ	Multikristalline Siliziummodule
Modulkoeffizient	-0,5 % $°C^{-1}$
Modulausrichtung Azimuth	Süd (180 °C)
Modulneigung	30 °C
Albedo	0,1

Die Wasserstofferzeugung erfolgt mittels PEM-Elektrolyse mit einem Wirkungsgrad von 61 %. Eine Abschreibung von Emissionen auf den erzeugten Sauerstoff entfällt. Die Verbrennung des Wasserstoffs zur Stromerzeugung erfolgt mittels H_2-Gasturbine mit einem Wirkungsgrad von 35 %.

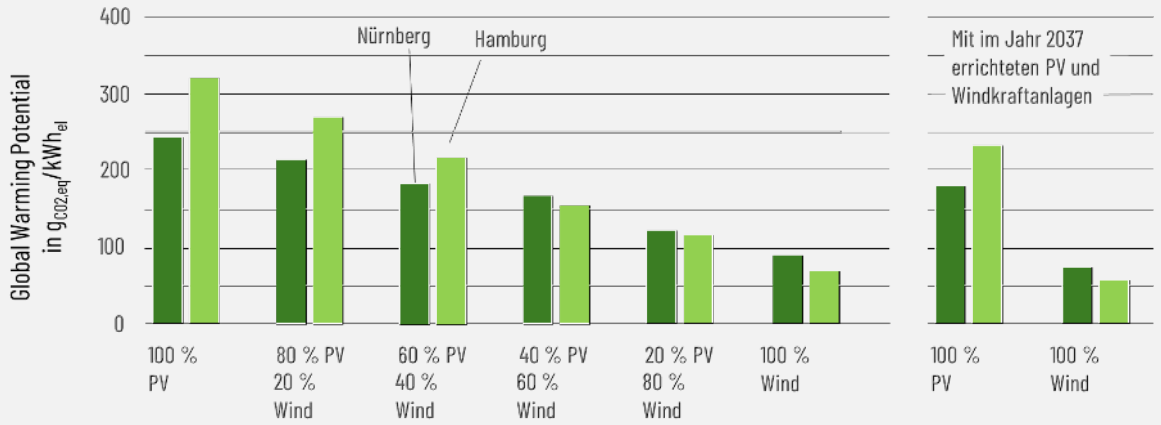


Abbildung 14:
Entstehende Treibhausgasemissionen bei der Dunkelflautenbesicherung mit heimischem Wasserstoff. Die Nutzung von Windstrom ist generell vielversprechender auf Grund der geringeren Emissionen. Für künftog errichtete Wind un PV Anlagen reduzieren sich deren Emissionsfaktoren. Entsprechend reduzieren sich künftig auch die Treibhausgasemissionen der Stromerzeugung mit heimischem Wasserstoff

Gerlach et. al. [21] beschreiben in Ihrer Studie, dass sich Photovoltaik und Windenergie auf Grund der zeitlichen Erzeugungsabhängigkeit gut ergänzen. Daher werden im Rahmen dieser Studie auch Kombinationen aus Wind- und PV-Strombereitstellung untersucht. Die Ergebnisse für die Standorte Nürnberg und Hamburg sind in **Abbildung 14** dargestellt. Die Erzeugung von Strom aus Windenergie weist an beiden Standorten aktuell die geringeren Emissionen pro kWh auf als aus Photovoltaikstrom (Hamburg: 19,84 $g_{CO2,eq}$/kWh; Nürnberg: 14,43 $g_{CO2,eq}$/kWh). Am Standort Hamburg lassen sich Dunkelflauten derzeit mit Wasserstoff mit 67,86 $g_{CO2,eq}$/kWh besichern. Am Standort Nürnberg verursacht die Dunkelflautenbesicherung mit Windstrom 93,20 $g_{CO2,eq}$/kWh. Bei der ausschließlichen Nutzung von Photovoltaikstrom liegen die Treibhausgasemissionen in Abhängigkeit des Standortes aktuell zwischen 245,42 und 322,05 $g_{CO2,eq}$/kWh[23].

Die Emissionen von Wind- und PV-Strom werden in Zukunft weiter sinken. Dies lässt sich darauf zurückführen, dass der Anteil der erneuerbaren Energien am Strommix, der zur Herstellung von Windturbinen und Photovoltaikanlagen verwendet wird, steigt. Gleichzeitig ist von Wirkungsgradsteigerungen auszugehen. Die International Energy Agency geht für Strom aus Photovoltaikanlagen von einer Emissionsreduktion um 56 % im Jahr 2050 (Szenario Real) aus. Im Jahr 2037 gebaute Anlagen werden dann Wasserstoff mit 176,7 bis 231,9 $g_{CO2,eq}$/kWh an den Standorten Nürnberg und Hamburg produzieren [22]. Für Wasserstoff aus im Jahr 2037 errichteten Windanlagen liegen die Emissionen basierend auf Bonoe et. al. im Jahr 2037 zwischen 54,7 und 75,1 $g_{CO2,eq}$/kWh [23]. In der Literatur werden teilweise noch deutlich stärkere Emissionsminderungen prognostiziert, wie unter anderem von Kim et. al. [24] und Gan et. al. [25]. Diese gehen jedoch häufig von der kompletten Verlagerung von Produktionsstandorten, deutlich höheren Volllaststunden, einem massiv verminderten Materialbedarf und stark steigenden Effizienzen in den kommenden Jahren

[23] Am Standort Nürnberg hat der PV-Strom Emissionen von 52,34 $g_{CO2,eq}$/kWh, am Standort Hamburg 68.70 $g_{CO2,eq}$/kWh. Durch die angenommenen Wirkungsgrade von 61 % Elektrolysewirkungsgrad und 35 % Rückverstromungswirkungsgrad ergeben sich die angegebenen Treibhausgasemissionen für die Stromerzeugung aus PV-Wasserstoff.

aus und wurden auf Grund des dazu vergleichsweise kurzen Prognosehorizonts dieser Studie nicht berücksichtigt.

Aus ökologischer Sicht ist somit die Nutzung von Windstrom im Falle der Besicherung mit Wasserstoff und die Nutzung von Gülle/Bioabfällen als Ausgangsrohstoff im Falle der Besicherung mit Biogas wünschenswert. Die Sensitivitätsanalyse (**Abbildung 15**) verdeutlicht zudem, dass die erreichbare Elektrolyseeffizienz und die Verbrennungseffizienz großen Einfluss auf die Treibhausgasbilanz haben.

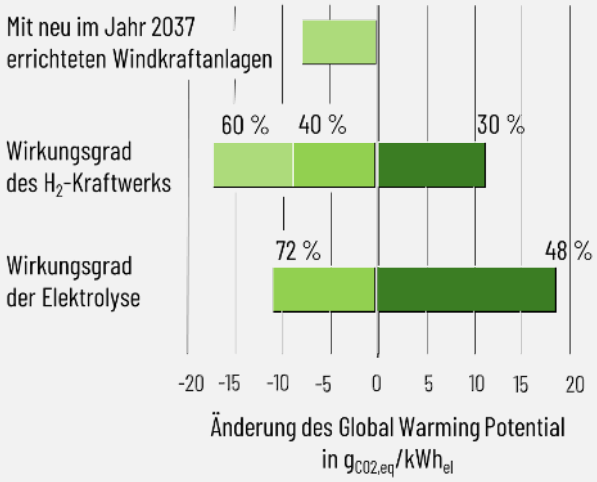


Abbildung 15:
Sensitivitätsanalyse für die Dunkelflautenbesicherung mittels Wasserstoffes aus Windenergie. Durch einen Gewinn in der Elektrolyseeffizienz und der Verbrennungseffizienz können entstehende Treibhausgasemissionen zukünftig deutlich gemindert werden.

Zusammenfassung und Fazit

In den vergangenen Jahren gab es nahezu in jedem Jahr Dunkelflauten über Zeiträume bis zu 11,8 Tage. Diese traten vor allem in den Wintermonaten (November bis Januar auf). Zukünftig wird es dementsprechend einen großen Bedarf an Reservekapazitäten geben, um auch in Zeiten mit wenig Wind und Sonne die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Durch den steigenden Strombedarf treten bereits im Jahr 2030 Erzeugungsdefizite in Höhe von bis zu 49 GW_{el} auf. Diese Defizite müssten durch Importe oder Demand-Side-Management-Maßnahmen gedeckt werden. Stehen bis 2030 zusätzlich 12 GW_{el} flexible Biogasanlagen zur Verfügung, können die benötigten Importe und DSM-Aufgaben um etwa 25 % reduziert werden.

Durch Nachrüstung von Biogasanlagen mit Biogasspeichern in Kombination mit der Überbauung der Blockheizkraftwerke können rund 34 TWh_{el} Strom flexibel bereitgestellt werden. Die dafür notwendigen Investitionen sind um den Faktor 1,9 bis 3,7 niedriger als bei wasserstoffbasierten Reservekraftwerken. Dies wirkt sich auch entsprechend auf die Stromgestehungskosten aus, die bei mit Wasserstoff betriebenen Kraftwerken für das Jahr 2030 mit ca. 49 bis 133 ct/kWh_{el} berechnet wurden, während die Projektionen zu biogasbasierten Kraftwerken mit Stromgestehungskosten zwischen 25 und 44 ct/kWh_{el}.

Der Vergleich der entstehenden Treibhausgasemissionen bei der Besicherung von Dunkelflauten zeigt, dass die biogasbasierte Besicherung deutlich emissionsärmer ist. Insbesondere die Nutzung von Gülle (oder anderen emissionsmindernden Substraten) ist dabei vielversprechend, da sich durch die vermiedenen Methanemissionen bei der Ausbringung auf die Felder negative Emissionen erzielen lassen. Die entstehenden Treibhausgasemissionen liegen zwischen -197 $g_{CO2,eq}/kWh_{el}$ und 329 $g_{CO2,eq}/kWh_{el}$.. Die Treibhausgasemissionen bei der Besicherung mittels wasserstoffbasierter Kraftwerke liegen zwischen 68 $g_{CO2,eq}/kWh_{el}$ und 322 $g_{CO2,eq}/kWh_{el}$.

Die biogasbasierten Reservekraftwerke senken den gesamten deutschen Strompreis im Jahr 2030 um ca. 4 ct/kWh_{el}. Ohne den Strombedarf für die Herstellung von Wasserstoff könnte der Strompreis um weitere ca. 3 ct/kWh_{el} sinken. Vielversprechend kann zukünftig auch die Nachrüstung von biologischer bzw. katalytischer Methanisierung an Biogasanlagenstandorten sein, die es ermöglichen, die Methanausbeute bei gleichbleibendem Rohstoffeinsatz deutlich zu steigern und somit weitere Flexibilität verfügbar machen.

Wichtiger als der direkte Vergleich der Stromerzeugungskosten von wasserstoff- und biogasbasierten Reservekraftwerken ist deren Einfluss auf den Strompreis. Im aktuellen Marktdesign entscheiden die zuletzt eingesetzten Kraftwerke in jeder Stunde des Jahres über den aktuellen Strompreis.

Die aktuellen Planungen der Bundesregierung, notwendige Reservekapazitäten mit Wasserstoffkraftwerken zu etablieren, werden deshalb im heutigen Strommarkt-Design zu eklatant steigenden Strompreisen führen. Ursächlich für die Strompreissteigerungen sind vor allem zwei Mechanismen:

1. Für die Erzeugung des Wasserstoffs müssen Elektrolyseure zugebaut werden. Die Elektrolyse steigert den Strombedarf Deutschlands nach NEP bis 2037 gegenüber 2023 um 25,8 %. Die gestiegene

Nachfrage erhöht den Einsatz teurer Reservekraftwerke. Die Hoffnung, dass Elektrolyseure nur bei niedrigen Strompreisen zum Einsatz kommen, und die Nachfrage nach Strom aus Reservekraftwerken geringer ausfallen würde, wird sich nur teilweise bewahrheiten, da die Elektrolyse um günstige Stromangebote mit Elektromobilität, Wärmepumpen und der Elektrifizierung von energieintensiven Prozessen in der Industrie konkurrieren wird.

2. Aufgrund hoher Wasserstoffpreise werden H_2-Kraftwerke in der Merit-Order zuletzt zum Einsatz kommen und somit „preissetzend" sein. Die hohen Wasserstoffkosten führen zu noch höheren Stromerzeugungskosten für die Rückverstromung des Wasserstoffs. Die hohen Strompreise gelten dann für das gesamte Stromangebot.

Die Nachfragesteigerung durch die Wasserstofferzeugung lässt den Strompreis im Jahr 2030 um ca. 3 ct/kWh$_{el}$ steigen. Der zweite Effekt wirkt sich noch gravierender aus und bewirkt eine Strompreissteigerung um bis zu 10 ct/kWhel und führt in den Projektionen dieser Studie zu mittleren Strompreisen im Großhandel von ca. 18 ct/kWh$_{el}$ im Jahr 2030.

Ob es zu diesen drastischen Strompreissteigerungen tatsächlich kommen wird oder ob aufgrund des Zubaus von Wind und PV im Gegenteil zu Strompreissenkungen kommen wird, hängt, wie in Abbildung 10 dargestellt, im Wesentlichen davon ab

- wie der Strombedarf tatsächlich steigen wird.
- wie viel Strom in Knappheitssituationen zu günstigen Preisen aus dem benachbarten Ausland importiert werden kann.

Diese beiden Faktoren bestimmen, wie viel Strom Deutschland selbst mit teuren Reservekraftwerken (mit Erdgas, Biogas, Wasserstoff oder Wasserstoffderivaten) produzieren muss.

Im Sinne einer nachhaltigen Wirtschaftspolitik ist es sicherlich notwendig, ausreichend große Reservekapazitäten zeitnah zu etablieren. Zu groß sind die Risiken, dass auch in Nachbarländern wie Frankreich, der Schweiz oder Tschechien mit einem hohen Kernenergieanteil durch die altersbedingt notwendige Stilllegung von Kernkraftwerken und den zögerlichen Ausbau von Wind und Photovoltaik keine ausreichenden Exportkapazitäten in Knappheitssituationen zur Verfügung stehen.

Die hohen Preissignale durch den Einsatz von Wasserstoffkraftwerken bieten den Vorteil, dass Demand Side Management-Maßnahmen – also die Nutzung der verfügbaren Flexibilitäten beim Verbrauch – maximiert werden können. Dies ist insbesondere in der Dunkelflaute essenziell, um das zu erwartende Erzeugungsdefizit in Knappheitssituationen zu minimieren. Aus diesem Grund sind „Strompreisbremsen" oder ähnliche Maßnahmen, die zeitweise hohe Kosten für Verbraucher mindern, keine geeignete Maßnahme, um die Versorgungssicherheit zu stützen.

Dennoch ist es eine besonders drängende Aufgabe, Alternativen zu teuren wasserstoffbasierten Reservekraftwerken für die Absicherung von Dunkelflauten zu etablieren und deren Einsatz von Wasserstoff im Stromsektor auf ein Minimum zu reduzieren. Zwar gibt es auch weitere vielversprechende Entwicklungen für neue Speichertechnologien mit hohen Kapazitäten – wie beispielsweise Carnot-Batterien oder Redox-Flow-Batterien – in den nächsten Jahren sind aber **flexible Biogasanlagen die einzige relevante Alternative zum Wasserstoff** zur Absicherung längerer Dunkelflauten.

Die Flexibilisierung von Biogasanlagen bietet also gerade kurzfristig die weitaus höchsten Potentiale, um unter Nutzung bestehender Infrastrukturen und mit einer besonders günstigen CO_2-Bilanz diese Aufgabe zu erfüllen.

Abkürzungen

BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BEE	Bundesverband Erneuerbare Energien
BHKW	Blockheizkraftwerk
BNetzA	Bundesnetzagentur
ct	Euro-Cent
DSM	Demand Side Management
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
EEX	European Energy Exchange
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity (Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber)
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
FAU	Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg
GT	Gasturbine
GUD	Gas- und Dampfkraftwerk
GW	Gigawatt
h	Stunden
HKW	Heizkraftwerk
HYDRIX	HYDRogen IndeX für den Wasserstoffgroßhandelspreis an der EEX
KD	Kumuliertes (Strom-) Defizit (einer Dunkelflaute)
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
LCA	Lebenszyklusanalyse (Life Cycle Assessment)
Mrd.	Milliarden
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
NEP	Netzentwicklungsplan Strom
PV	Photovoltaik
THE	Trading Hub Europe
TWh	Terrawattstunde

Anhang

Herleitung einer Definition zur Quantifizierung von Dunkelflauten

Bislang finden sich in der Literatur keine einheitlichen Definitionen zur Bestimmung und Quantifizierung sogenannter Dunkelflauten. Aktuelle Definitionen aus der Literatur nutzen meteorologische Modelle, um Umfang und Dauer von Dunkelflauten zu spezifizieren [26], [27]. Der im Folgenden vorgeschlagene Ansatz betrachtet nur Einschränkungen der tatsächlichen Stromerzeugung und nutzt dafür historische Stromerzeugungsdaten der Jahre 2012-2023.

Das Kernproblem dieser datenbasierten Bewertung oder Quantifizierung besteht darin, dass sowohl Dauer als auch das resultierende Versorgungsdefizit erheblich von den insgesamt verfügbaren Erzeugungskapazitäten im Stromsystem abhängen. Sind noch hinreichend konventionelle Kraftwerkskapazitäten vorhanden, werden geringere Versorgungsdefizite entstehen als in späteren Jahren nach Abschaltung von Kohlekraftwerken und Gaskraftwerken. Entscheidend für das Versorgungsdefizit während der Dunkelflaute ist auch die Verfügbarkeit der erneuerbaren Energien Wind und Photovoltaik. Bei vielfacher Überbauung steht in Perioden mit wenig Wind und solarer Strahlung mehr Energie zur Verfügung als bei geringer Überbauung und notwendige Speicherkapazitäten und Reserveleistungen werden reduziert.

Um eine einheitliche und vergleichbare Bewertung historischer und künftiger Dunkelflaute zu gewährleisten, werden im Folgenden folgende Definitionen eingeführt: Die Überbauung Ü bezeichnet im Folgenden das Verhältnis der insgesamt in den 8760 Stunden eines Jahres mit Wind und PV jährlich erzeugten Strommenge bezogen auf den aktuellen Stromverbrauch $P_{Verbrauch}$

$$Ü = \frac{\sum_i^{8760} P_{el,PV} + P_{el,Wind\ onshore} + P_{el,Wind\ offshore}}{\sum_i^{8760} P_{Verbrauch}} \quad \text{(Gl. 1)}$$

Sie wird aus den Planungen der Bundesregierung bestimmt. Eine Überbauung von Ü=1 bedeutet, dass die Stromerzeugung aus Wind und PV eines Jahres genau ausreicht, um den Strombedarf der öffentlichen Stromversorgung zu decken. Daraus ergibt sich eine mittlere Erzeugungsleistung P_m von Wind und PV, die bilanziell ausreicht, um den Strombedarf insgesamt zu decken.

$$P_m = \frac{\sum_i^{8760} P_{el,PV} + P_{el,Wind\ onshore} + P_{el,Wind\ offshore}}{8760} \quad \text{(Gl. 2)}$$

oder

$$P_m = \frac{\sum_i^{8760} P_{Verbrauch}}{8760 \cdot Ü} \quad \text{(Gl. 3)}$$

Ein stündliches Defizit D entsteht dann, wenn die aktuelle Leistung P der Erzeugung von Wind und PV diese im Mittel erforderliche Leistung von Wind und PV unterschreitet.

$$D = \frac{P - P_m}{P_m} \text{ in } \% \quad \text{(Gl. 4)}$$

Dauert die Dunkelflaute an, kumuliert sich das stündliche Defizit, bis die notwendige mittlere Leistung P_m wieder erzeugt wird, zum kumulierten Defizit KD:

$$KD = \sum_{Dunkelflaute} D \cdot \Delta t \ in\ [h] \quad \text{(Gl. 5)}$$

Dieses kumulierte Defizit ist also ein Maß für die Dauer einer Dunkelflaute und für das resultierende Energie- oder Arbeitsdefizit. Eine einfache Multiplikation des KD-Wertes mit der mittleren Erzeugungsleistung P_m eines Jahres (in TWh) liefert also das Arbeitsdefizit (wiederum in TWh), das sich während einer Dunkelflaute bis zu dem Zeitpunkt akkumuliert, zu dem der mittlere Strombedarf P_m wieder gedeckt werden kann. Mit dieser Definition steht ein normierter Kennwert für fehlende Arbeitsstunden für jedes Dunkelflautenereignis zur Verfügung, der sowohl die Dauer als auch die Höhe des Defizits veranschaulicht. Die notwendigen kumulierten Speicherkapazität KS erhöht sich bei einer zu Überbauung Ü < 1 mit Wind und sinkt bei einer hohen Überbauung Ü > 1. Für die Berechnung der notwendigen kumulierten Speicherkapazität KS ist das kumulierte Defizit KD also auf die Überbauung Ü zu normieren:

$$KS = KD \cdot P_m = KD \cdot \frac{\sum_i^{8760} P_{Verbrauch} \cdot Ü}{8760} \quad \text{in [TWh]} \qquad \text{(Gl. 6)}$$

Sowohl das Szenario des NEP als auch das Reformszenario der Fraunhofer-Studie gehen davon aus, dass die aus den installierten Leistungen berechnete Überbauung auch bis 2037 den Stromverbrauch nicht decken kann (Abbildung 17). Allerdings bleibt bei dieser Betrachtung unberücksichtigt, dass sich der Ertrag – also die Volllaststunden – höherer Windkraftanlagen und von PV-Anlagen künftig weiter erhöhen wird.

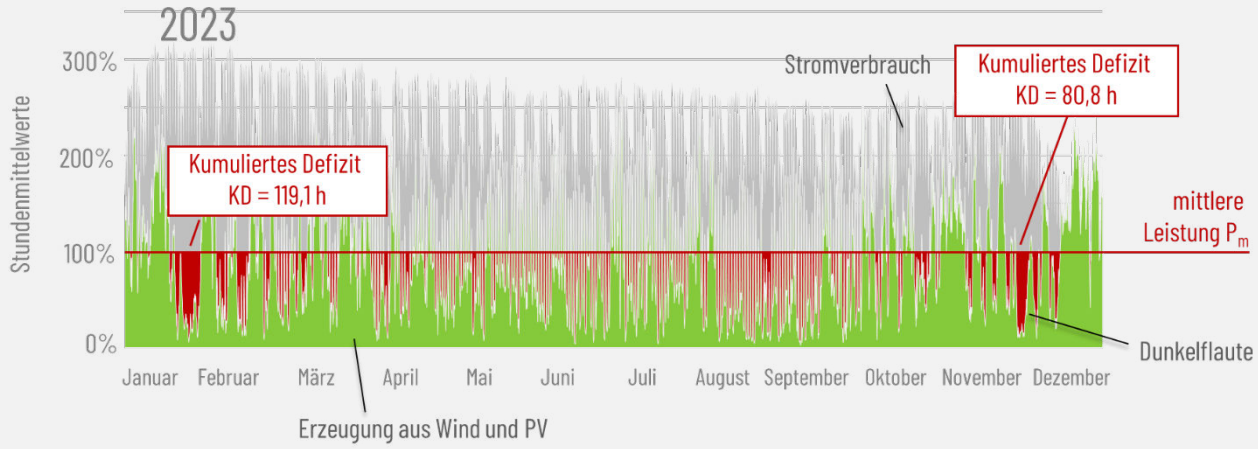


Abb. 16:
Auf die mittlere Jahresstromstromerzeugung aus Wind und PV normierte Stundenmittelwerte für Stromverbrauch und Stromerzeugung aus Wind und PV des Jahres 2023. Das kumulierte Defizit KD bezeichnet die „Volllaststunden" des Erzeugungsdefizits für den Fall, dass die Jahreserzeugung aus Wind und PV genau den Strombedarf eines Jahres gedeckt hätte (Überbauung Ü = 1)

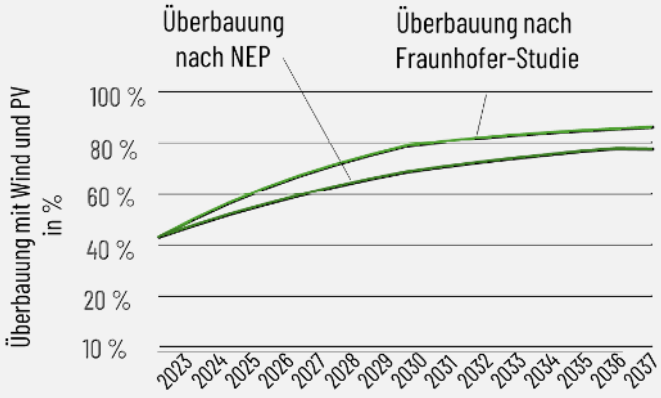


Abb. 17:
Angenommene Überbauung der Wind und Photovoltaik-Erzeugung nach den Annahmen des Netzentwicklungsplans und der Fraunhofer-Studie „Neues Strommarkt Design" (ohne Berücksichtigung künftiger Ertragssteigerungen durch steigende Nabenhöhe und homogenere überregionale Verteilung von Windkraftanlagen und PV-Anlagen).

Berechnung spezifischer Stromerzeugungskosten

Die Stromgestehungskosten s in [ct/kWh$_{el}$] oder [€/MWh$_{el}$] zur Besicherung der Dunkelflauten errechnen sich aus den spezifischen, auf die elektrische Arbeit bezogenen kapitalgebunden Kosten s_i, den verbrauchsgebunden Kosten s_v und den betriebsgebundenen und sonstigen Kosten s_s

$$s = s_i + s_v + s_s \qquad \text{in [ct/kWh}_{el}\text{]} \qquad \text{(Gl. 7)}$$

Die spezifischen kapitalgebunden Kosten s_i [ct/kWh$_{el}$] errechnen sich aus den spezifischen Investitionskosten S_I [€/kWel], der Abschreibungsdauer n und dem Zinssatz p berechneten Annuitätenfaktor a

$$a = \frac{p \cdot (1+p)^n}{(1+p)^n - 1} \qquad \text{(Gl. 8)}$$

und aus der Anlagenauslastung, also die Zahl der realisierten Jahresvolllaststunden z

$$s_i = a \cdot \frac{S_I}{z} \qquad \text{in [ct/kWh}_{el}\text{]} \qquad \text{(Gl. 9)}$$

Die Anlagenauslastung bzw. die Jahresvolllaststunden z

$$z = \frac{A}{P_{el}} \qquad \text{in [h/a]} \qquad \text{(Gl. 10)}$$

sind also gerade bei Reservekraftwerken, die nur wenige Stunden im Jahr im Einsatz sind, ausschlaggebend für die Höhe der kapitalgebundenen Kosten. Die Berechnung der spezifischen, verbrauchsgebundenen Kosten s_v errechnen sich aus den Brennstoffkosten K_B sowie aus den Hilfsstoffkosten K_H

$$s_v = \frac{K_B + \sum x_H \cdot K_H}{\eta_{el} \cdot H_u} \qquad \text{in [ct/kWh}_{el}\text{]} \qquad \text{(Gl. 11)}$$

und dem elektrischen Netto-Wirkungsgrad und dem unteren Heizwert H_u in [kJ/kg] des eingesetzten Brennstoffes (Wasserstoff oder Biogas).

In die betriebsgebundenen und sonstigen Kosten s_s gehen vor allem Personalkosten K_p, Versicherungskosten K_V und Instandhaltungskosten K_I ein,

$$s_s = \frac{K_P + K_V + K_I + \cdots}{P_{el} \cdot z} \qquad \text{in [ct/kWh}_{el}\text{]} \qquad \text{(Gl. 12)}$$

die wiederum auf den erzeugten Strom bzw. die Nennleistung des Reservekraftwerks P_{el} und die realisierten Jahresvollbenutzungsstunden z bezogen werden.

Methodik zur Projektion künftiger Strompreise

Die Kosten der Besicherung künftiger Dunkelflauten mit wasserstoffbasierten Reservekraftwerken basieren im Wesentlichen auf den künftigen Kosten des Wasserstoffs und damit auf den Strompreisen für die Elektrolyse. Maßgeblich für die wirtschaftliche Bewertung ist daher die Projektion künftiger Großhandelspreise für Strom. Diese Projektion erfolgt auf Grundlage des **Prinzips der Merit-Order**, in dem jeweils die Grenzkosten des letzten zum Einsatz kommenden Kraftwerks den aktuellen Strompreis bestimmen.

Annahmen und Datengrundlage

Für die Projektion künftiger Strompreise wurden folgende Annahmen getroffen

1. Die Abschätzung der Entwicklung des Strombedarfs und der Stromerzeugung erfolgt auf Grundlage der historischen Stromerzeugung des Jahres 2023 und des Szenario A des „Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045" (Version 2023, zweiter Entwurf) und der Fraunhofer-Studie „Neues Strommarkt Design" vom November 2021. Die Annahmen zur künftigen installierten Leistung werden aus dem Netzentwicklungsplan entnommen. Die Annahmen zu den künftigen Stromerträge werden zusätzlich aus der Fraunhofer-Studie abgeleitet, um den Änderungen künftiger Technologien für die PV- und Windstromerzeugung Rechnung zu tragen.

2. Bei der Abschätzung der künftigen Stromerzeugung soll insbesondere der Einfluss der künftigen Änderung des PV- und Wind-Anlagenparks analysiert werden (Vergleich der Annahmen des Netzentwicklungsplans und der Fraunhofer-Studie).

3. Die Festlegung des Speicherbedarfs für die Besicherung der Dunkelflaute erfolgt unter der Annahme, dass die längste Dunkelflaute der Jahre 2012-2023, also eine Dunkelflaute mit 280 Volllaststunden, (siehe **Tabelle 1**) besichert werden muss.

4. Künftige Strombezugspreise werden aus dem Stromangebot und den Börsenpreisen des Referenzjahres 2023 und dem künftigen Ausbau von Wind und PV abgeschätzt.

5. Die Abschätzung künftiger Kosten für die Bereitstellung notwendiger Reservekapazitäten mit wasserstoffbasierten Gaskraftwerken basiert auf den Annahmen der „Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie" vom Juni 2023 für den Zubau von Reservekraftwerken. Es wurde angenommen, dass der Zubau linear erfolgt und bis ins Jahr 2030 abgeschlossen ist.

6. Notwendige Annahmen (**Tabellen 2** bis **5**) für die Abschätzung künftiger Kosten für die Bereitstellung notwendiger Reservekapazitäten durch die Flexibilisierung von Biogasanlagen werden aus Literaturwerten abgeleitet und wurden mit dem Fachverband Biogas abgestimmt.

7. Der Zubau erneuerbarer Energien bis 2035 wurde entsprechend dem Ausbaupfad nach § 4 EEG und nach § 1 Abs. (2) WindSeeG in der Fassung vom 8. Mai 2024 angenommen. Die Zunahme des Strombedarfs bis ins Jahr 2037 bzw. 2040 sowie der Rückbau der Kohlekraftwerke bis ins Jahr 2030 bis zu den Zielwerten werden für die Projektionen als linear angenommen.

Definition der Merit-Order für die Projektion künftiger Strompreise

Mit den Annahmen der **Tabellen 2** und **3** ergibt sich für das Jahr 2023 die in **Abbildung 18** dargestellte Merit-Order. Entscheidend für die Projektion der künftigen Strompreise sind vor allem die Brennstoffkosten der preissetzenden Kraftwerke. Dies sind in den nächsten Jahren weiterhin Erdgaskraftwerke und erst mit dem erfolgten Kohleausstieg und steigendem Verbrauch die eingesetzten Wasserstoffkraftwerke. Entsprechend hängen die Jahreskosten vor allem von den Erdgaspreisen ab.

Entgegen einer Vielzahl anderer Studien, die von wieder sinkenden Gaspreisen ausgehen, wurde von einem eher hohen Erdgaspreis von 44 €/MWh Erdgas ausgegangen. Dies entspricht dem Durchschnittspreis des Jahres 2023 im deutschen Day-Ahead-Handel im THE-Marktgebiet. Die Autoren gehen davon aus, dass langfristig die Erdgaspreise im LNG-Weltmarkt preissetzend sein werden. Diese lagen bereits vor der Ukraine-Krise um und über 30 €/MWh. Der Einfluss sinkender oder steigender Marktpreise ist in den **Abbildungen 10** und **11** dargestellt.

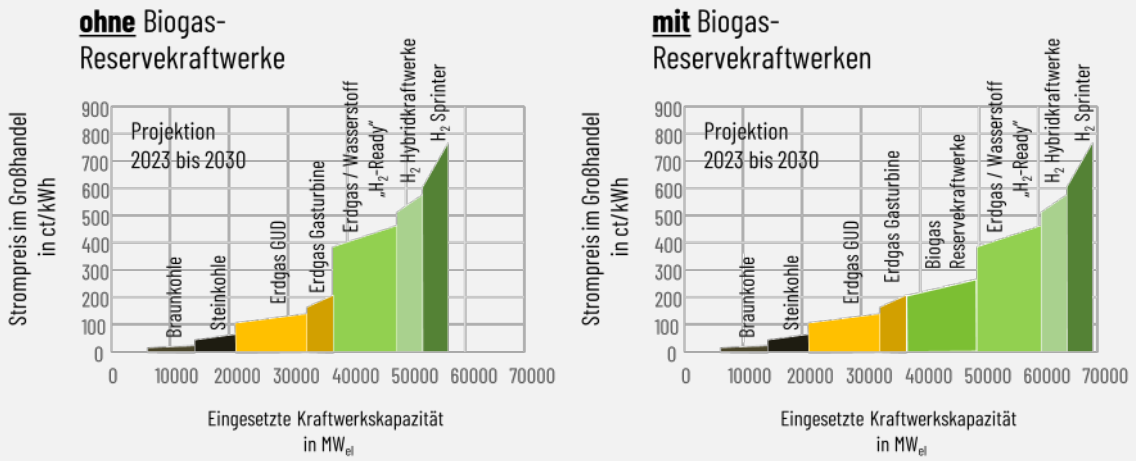


Abbildung 18:
Projektion der Merit-Order der Kraftwerksreserven in den Jahren 2023 bis 2030. Braunkohle und Steinkohlekraftwerke stehen nur 2023 vollständig zur Verfügung. Biogas und H_2-Reservekraftwerke sind erst 2030 vollständig einsatzbereit.

Projektion des künftigen Kraftwerkseinsatzes

In den Projektionen der Stromerzeugung bis in die Jahre 2037 bzw. 2040 wird die eingesetzte Leistung des Referenzjahres 2023 mit der maximal einsetzbaren Leistung des Zieljahres normiert. Nach § 4 des EEG 2023 steigt die installierte PV-Leistung von 75,88 GW_{el} im Jahr 2023 auf 215 GW_{el} im Jahr 2030, also auf das 2,833-fache. Entsprechend wird zur Bestimmung der einsetzbaren Leistung jeder Stunde des Jahres die im Jahr 2023 eingespeiste Leistung um den Faktor 2,833 multipliziert. Der Stromverbrauch jeder Stunde des Jahres wird entsprechend der erwarteten Steigerung des Jahresverbrauchs skaliert.

Nach dem Prinzip der Merit-Order werden in jeder Stunde des Jahres die einsetzbaren Leistungen entsprechend den Grenzkosten der Stromerzeugung eingesetzt. Für

1. Biomasse
2. Laufwasser
3. Wind onshore

4. Wind offshore
5. Sonstige erneuerbare Energien

wird die einsetzbare Leistung immer vollständig eingesetzt. Auch die einsetzbaren

6. Pumpspeicher-Kraftwerke

werden vollständig eingesetzt, da wahrscheinlich ist, dass sich der Einsatz dieser Pumpspeicher künftig wie heute am Angebot von Wind und Photovoltaik orientieren wird. Daneben wird in den Jahren bis 2030 auch immer ein Teil der verfügbaren Leistung der Braunkohle-, Steinkohle- und Erdgaskraftwerke eingesetzt, um die minimale Leistung der „Must-Run"-Kraftwerke abzubilden, die zur Bereitstellung von Prozesswärme oder Fernwärme jederzeit produzieren müssen. Die „Must-Run"-Leistung der Braun- und Steinkohlekraftwerke wird bis 2030 auf null reduziert, die „Must-Run"-Leistung der Erdgaskraftwerke und der anderen konventionellen Kraftwerke wird entsprechend der verfügbaren Leistung eines Jahres (**Tabellen 4** und **5**) angepasst.

Nach den „Must-Run"-Kraftwerken werden entsprechend der Merit-Order die verfügbaren Leistungen der:

7. Braunkohlekraftwerke
8. Steinkohlekraftwerke
9. 49,8 % der anderen konventionellen Kraftwerke

eingesetzt. Diese 49,8 % entsprechen nach der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur der installierten Leistung von Grubengas-, Hochofen- und Konvertergas-, Raffineriegaskraftwerken im Jahr 2023. Die verbleibenden anderen konventionellen Kraftwerke (Heizöl leicht, Heizöl schwer, Diesel und andere Mineralölprodukte) werden erst nach den Erdgaskraftwerken eingesetzt. Entsprechend folgen in der Merit-Order:

10. Erdgaskraftwerke
11. 50,2 % der anderen konventionellen Kraftwerke
12. Biogas-Reservekraftwerke
13. „H_2-Ready"-Kraftwerke
14. „H_2-Hybrid"-Kraftwerke
15. „H_2-Sprinter"-Kraftwerke

Die Batteriespeicherkraftwerke werden vor den Erdgaskraftwerken eingesetzt. Liefern alle „Must-Run"-Kapazitäten und die eingesetzten Braun- und Steinkohlekraftwerke mehr Leistung als aktuell verbraucht wird, werden die Speicher beladen, bis die maximale Speicherkapazität erreicht ist. Das Entladen der Batteriespeicher erfolgt immer dann, wenn der Verbrauch die Leistung dieser Kraftwerke übersteigt. Der Einsatz der Batteriespeicher durch intelligentes Lademanagement ist in der Projektion nicht vorgesehen, da die in den Szenarien vorgesehenen Batteriespeicher in Dunkelflauten aufgrund ihrer geringen Ladekapazität ohnehin keinen Beitrag leisten können.

Projektion der künftigen Stromimporte

Eine der wesentlichen Unsicherheiten für die Projektion des künftigen Kraftwerkseinsatzes resultiert aus der unbekannten Entwicklung der verfügbaren Importkapazitäten. Nach den Szenarien des NEP kann jederzeit ohne Einschränkungen mit den maximalen Übertragungskapazitäten importiert werden. In der Realität ist allerdings damit zu rechnen, dass auch in benachbarten europäischen Ländern Knappheitssituationen entstehen werden, wie dies beispielsweise im Jahr 2022 der Fall war, als zeitweise die Hälfte der französischen Kernkraftwerke nicht verfügbar war. Solche Knappheitssituationen in europäischen Nachbarländern würden sich auch in Deutschland preissteigernd auswirken. Andererseits wirken Importe von Windstrom und Wasserkraft aus Dänemark und Skandinavien preismindernd. Allerdings zeigte sich in den letzten Jahren, dass sich seit Bestehen der HGÜ Leitungen Nordlink und NorNed zwischen Norwegen und dem europäischen Festland die Strompreise im Süden Norwegens dem Preisniveau in Zentraleuropa weitgehend angeglichen hatten.

Die Importsituation und die Auslandsnachfrage kann sich also gleichermaßen preissteigernd oder preismindernd auf deutsche Großhandelspreise

auswirken. Um die tatsächlich auch in 2023 bestehende Auslandsnachfrage zu berücksichtigen, wurden die Exporte mit dem Verhältnis aus aktuellen „Must-Run"-Leistungen und aktuellem Verbrauch korreliert. Mit der Korrelationsgleichung wurde der Netto-Export vor dem Einsatz der Gaskraftwerke berücksichtigt und führte damit wie in der Realität zu einem zusätzlichen Einsatz von Erdgaskraftwerken in der Größenordnung von etwa 20 TWh, die im Jahr 2023 notwendig waren, um die Auslandsnachfrage zu decken. Aufgrund der Unsicherheiten werden diese Exporte linear abnehmend nur bis 2030 berücksichtigt.

Nach 2030 wird angenommen, dass die Kosten des importierten Stroms sich von den Kosten des in Deutschland erzeugten Stroms nicht unterscheiden – dass sich also die Merit-Order in den Nachbarländern ähnlich gestaltet wie in Deutschland. Preismindernde oder preissteigernde Effekte, die auf strukturelle Besonderheiten in den europäischen Nachbarländern beruhen, bleiben also unberücksichtigt.

Aus der verbleibenden Differenz zwischen Erzeugung und Verbrauch errechnet sich schließlich für jede Stunde des Jahres der Import und Export von Strom in benachbarte Staaten. Mögliche Limitierungen aufgrund fehlender Netzkapazitäten bleiben unberücksichtigt.

Tabelle 6: Angenommene Brennstoff und CO2-Kosten

		angenommene Marktpreise	Anmerkungen / Datengrundlage
CO_2-Preis	82	€/t_{CO2}	mittlerer ETS Marktpreis 2023. In die Preisbildung gehen allerdings nur 8,2 €/t_{CO2} ein, da nach UBA sind derzeit nur 10% der Kraftwerks-Emissionen ETS pflichtig sind
Erdgaspreis	44	€/MWh_{Erdgas}	mittlerer Day Ahead Marktpreis im THE Marktgebiet im Jahr 2023 (bezogen auf den Brennwert)[24]
Preis Braunkohle	3,77	€/$MWh_{Braunkohle}$	Quelle Statista: 9,5 €/t für 2020/2023, angenommener Heizwert 9061 kJ/kg[25,26]
Preis Steinkohle	15,6	€/$MWh_{Steinkohle}$	mittlerer Preis für 2023: 125 €/t, Heizwert 27,2 kJ/kg
Preis Wasserstoff	230	€/MWh_{H2}	HYDRIX Marktpreis im Mai 2024, 2016 - 237 e/MWh[27]
Preis Biogas	80	€/MWh_{Biogas}	

[24] Quelle: https://app.montelnews.com/, abgerufen am 18.5.2024

[25] https://de.statista.com/statistik/daten/studie/28697/umfrage/prognose-zur-preisentwicklung-von-braunkohle-von-2000-bis-2030/, aufgerufen am 31.5.2024

[26] https://de.statista.com/statistik/daten/studie/36757/umfrage/heizwert-ausgewaehlter-kraft-und-rohstoffe/, aufgerufen am 31.5.2024

[27] https://www.eex-transparency.com/hydrogen/germany, aufgerufen am 31.5.2024

Tabelle 7: Angenommene Leistungen und Grenzkosten der Stromerzeugung für die eingesetzten Kraftwerksarten

Kraftwerksart	Installierte Leistung	„Must-Run"-Leistung in 2023	Verfügbare Leistung 2023	elektrischer (Netto-) Wirkungsgrad		verbrauchsgebundene Stromerzeugungskosten		Anmerkung
	in MW_{el}	in MW_{el}	in %	in %		in ct/kWh_{el}		
				min	max	min	max	
Braunkohle	18.550	2.637	62,3%	43%	30%	15,5	22,3	Ausstieg bis 2030
Steinkohle	18.940	728	46,5 %	45%	30%	40,9	61,3	Ausstieg bis 2030
Erdgas GUD	12.063	1.514	100 %	60%	45%	84,2	112,3	Aufteilung GT und GUD nach Kraftwerksliste[28]
Erdgas GT	22.737		100 %	38%	30%	133,0	168,5	
andere Konventionelle	4.680	863	58 %	(für Preisbildung nicht berücksichtigt)				
Biogas-Reserve	12.000			30%	40%	266,7	200,0	bis 2030
	24.000			30%	40%	266,7	200,0	bis 2040
„H_2-Hybrid"	15.000			60%	45%	383,3	511,1	bis 2035
„H_2-Hybrid"	4.400			50%	40%	460,0	575,0	bis 2035
„H_2-Sprinter"	4.400			38%	30%	605,3	766,7	bis 2035

Tabelle 8: Angenommene Entwicklung der einsetzbaren Leistung für die eingesetzten Kraftwerksarten nach dem Szenario A 2037 Netzentwicklungsplans

Jahr	Verbrauch	Biomasse	Laufwasser	Wind offshore	Wind onshore	Photovoltaik	andere Erneuerbare	Pumpspeicher	Braunkohle	Steinkohle	Batterie-Speicher	andere Konventionelle	Erdgas	Biogas-Reserve	„H_2-Ready"	„H_2 Hybrid"	„H_2-Sprinter"
	TWh	GW	GW	GW	GW	MG	GW	GW	GW	GW	GW	GW	GW	GW	GW	GW	GW
2023	457,98	8,94	4,94	8,43	59,49	75,88	2,02	9,70	11,56	8,81	1,80	2,71	34,80	0,00	0,00	0,00	0,00
2024	490,48	8,86	4,94	11,51	69,00	88,00	1,95	9,88	9,91	7,55	8,31	2,61	35,06	0,00	1,25	0,37	0,37
2025	522,98	8,79	4,94	14,59	76,50	108,00	1,88	10,06	8,25	6,29	14,81	2,50	35,31	2,00	2,50	0,73	0,73
2026	555,48	8,71	4,94	17,67	84,00	128,00	1,80	10,24	6,60	5,03	21,32	2,39	35,57	4,00	3,75	1,10	1,10
2027	587,98	8,63	4,94	20,76	91,50	150,00	1,73	10,41	4,95	3,77	27,83	2,28	35,83	6,00	5,00	1,47	1,47
2028	620,49	8,55	4,94	23,84	99,00	172,00	1,66	10,59	3,30	2,52	34,34	2,17	36,09	8,00	6,25	1,83	1,83
2029	652,99	8,48	4,94	26,92	107,00	193,50	1,58	10,77	1,65	1,26	40,84	2,06	36,34	10,00	7,50	2,20	2,20
2030	685,49	8,40	4,94	30,00	115,00	215,00	1,51	10,95	0,00	0,00	47,35	1,95	36,60	12,00	8,75	2,57	2,57
2031	717,99	7,84	4,94	32,00	123,40	233,80	1,44	11,13	0,00	0,00	53,86	1,84	36,86	13,20	10,00	2,93	2,93
2032	750,49	7,29	4,94	34,00	131,80	252,60	1,37	11,31	0,00	0,00	60,36	1,73	37,11	14,40	11,25	3,30	3,30
2033	782,99	6,73	4,94	36,00	140,20	271,40	1,29	11,49	0,00	0,00	66,87	1,62	37,37	15,60	12,50	3,67	3,67
2034	815,50	6,17	4,94	38,00	148,60	290,20	1,22	11,66	0,00	0,00	73,38	1,51	37,63	16,80	13,75	4,03	4,03
2035	848,00	5,61	4,94	40,00	157,00	309,00	1,15	11,84	0,00	0,00	79,89	1,40	37,89	18,00	15,00	4,40	4,40
2036	880,50	5,06	4,94	47,50	157,60	326,15	1,07	12,02	0,00	0,00	86,39	1,29	38,14	19,20	15,00	4,40	4,40
2037	913,00	4,50	4,94	50,50	158,20	345,40	1,00	12,20	0,00	0,00	91,10	1,18	38,40	20,40	15,00	4,40	4,40

[28] https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/start.html, abgerufen am 18.5.2024

Tabelle 9: Angenommene Entwicklung der einsetzbaren Leistung für die eingesetzten Kraftwerksarten nach dem Reformszenario der Fraunhofer-Studie Fraunhofer-Studie „Neues Strommarkt-Design“

Jahr	Verbrauch	Biomasse	Laufwasser	Wind offshore	Wind onshore	Photovoltaik	andere Emeuerbare	Pumpspeicher	Braunkohle	Steinkohle	Batterie-Speicher	andere Konventionelle	Erdgas	Biogas-Reserve	„H_2-Ready“	„H_2 Hybrid“	„H_2-Sprinter“
	TWh	GW	GW	GW	GW	GW	GW	GW	GW	GW	GW	GW	GW	GW	GW	GW	GW
2023	457,98	8,94	4,94	8,43	59,49	75,88	2,02	9,70	11,56	8,81	8,13	2,71	34,80	0,00	0,00	0,00	0,00
2024	478,69	9,21	4,83	11,51	69,00	88,00	1,95	9,88	9,91	7,55	9,64	2,61	32,49	0,00	1,25	0,37	0,37
2025	499,39	9,47	4,73	14,59	76,50	108,00	1,88	10,06	8,25	6,29	11,15	2,50	30,17	2,00	2,50	0,73	0,73
2026	520,10	9,72	4,62	17,67	84,00	128,00	1,80	10,24	6,60	5,03	12,66	2,39	27,86	4,00	3,75	1,10	1,10
2027	540,81	9,97	4,52	20,76	91,50	150,00	1,73	10,41	4,95	3,77	14,17	2,28	25,54	6,00	5,00	1,47	1,47
2028	561,51	10,21	4,41	23,84	99,00	172,00	1,66	10,59	3,30	2,52	15,68	2,17	23,23	8,00	6,25	1,83	1,83
2029	582,22	10,44	4,31	26,92	107,00	193,50	1,58	10,77	1,65	1,26	17,19	2,06	20,91	10,00	7,50	2,20	2,20
2030	602,93	10,67	4,20	30,00	115,00	215,00	1,51	10,95	0,00	0,00	18,70	1,95	18,60	12,00	8,75	2,57	2,57
2031	623,64	10,54	4,22	32,00	123,40	233,80	1,44	11,13	0,00	0,00	19,90	1,84	18,43	13,20	10,00	2,93	2,93
2032	644,34	10,41	4,24	34,00	131,80	252,60	1,37	11,31	0,00	0,00	21,10	1,73	18,26	14,40	11,25	3,30	3,30
2033	665,05	10,28	4,26	36,00	140,20	271,40	1,29	11,49	0,00	0,00	22,30	1,62	18,09	15,60	12,50	3,67	3,67
2034	685,76	10,16	4,28	38,00	148,60	290,20	1,22	11,66	0,00	0,00	23,50	1,51	17,92	16,80	13,75	4,03	4,03
2035	706,46	10,04	4,30	40,00	157,00	309,00	1,15	11,84	0,00	0,00	24,70	1,40	17,75	18,00	15,00	4,40	4,40
2036	727,17	9,92	4,32	8,43	157,60	75,88	1,07	12,02	0,00	0,00	25,90	1,29	17,58	19,20	15,00	4,40	4,40
2037	747,88	9,80	4,34	50,50	158,20	345,40	1,00	12,20	0,00	0,00	27,10	1,18	17,41	20,40	15,00	4,40	4,40
2038	768,59	9,80	4,36	60,45	168,15	355,35	1,00	12,20	0,00	0,00	28,30	1,18	17,24	21,60	11,00	4,40	4,40
2039	789,29	9,79	4,38	70,40	178,10	365,30	1,00	12,20	0,00	0,00	29,50	1,18	17,07	22,80	11,00	4,40	4,40
2040	810,00	9,79	4,40	80,35	188,05	375,25	1,00	12,20	0,00	0,00	30,70	1,18	16,90	24,00	11,00	4,40	4,40

Abschätzung des Einflusses neuer Windkraftanlagen

Durch den Neubau höherer und die Erneuerung alter Windkraftanlagen wird sich künftig die Einspeisung von Windkraftanlagen substantiell verändern. Höhere Anlagen führen nicht nur zu höheren Leistungen, sondern auch zu längeren Laufzeiten und höheren Jahresvolllaststunden. Dieser Effekt wird in der Fraunhofer-Studie „Neues Strommarktdesign" ausführlich analysiert und den Einspeisezeitreihen für die Windkraftanlagen an Land in den kommenden Jahren zugrunde gelegt.

Für die auf dem Reformszenario dieser Studie beruhenden Projektionen wird dies zusätzlich berücksichtigt, indem aus den vom Bundesverband Erneuerbare Energie e. V. bereitgestellten Einspeisezeitreihen des Jahres 2030 der Fraunhofer-Studie die Mehrleistung künftiger Windkraftanlagen abgeleitet wird und mit dem in **Abbildung 19** rechts angegebenen Korrelation in der Projektion der Szenarien berücksichtigt wird.

Die Korrelation wird linear bis zum Jahr 2030 wirksam und wird bis 2040 unverändert berücksichtigt.

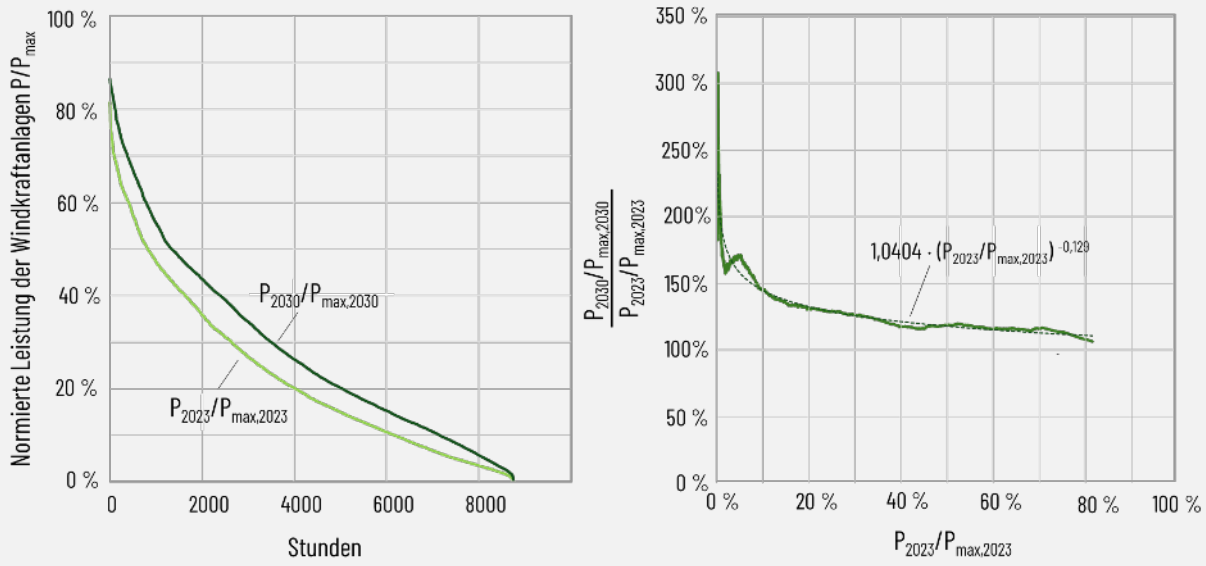


Abbildung 19:
Geordnete Jahresdauerlinie (links) der normierten Leistungen der Windkraftanlagen in den Jahren 2023 (reale Daten) und 2030 (Einspeisezeitreihen der Fraunhofer-Studie) und Korrekturfaktor für die Skalierung der Einspeisezeitreihen (rechts)

Abschätzung des Investitionsbedarf für die Überbauung von Biogasanlagen

Im Folgenden wird die Datengrundlage zur Abschätzung des Investitionsbedarfs für die Überbauung von Biogasanlagen näher erläutert.

Option 1: Flexibilisierung mittels Zubau von Biogasspeichern und Blockheizkraftwerken (BHKWs)

Als erste Option der Überbauung wird im Rahmen der Studie die Überbauung durch den Zubau eines Gasspeichers und eines BHKWs untersucht. In **Tabelle 10** sind die spezifischen Investitionskosten aus der Literaturrecherche dargestellt.

Tabelle 10: Spezifische Investitionskosten eines BHKWs in €/kWel,aus

Quelle	Spezifische Investitionskosten [€/$kW_{el,aus}$] in Abhängigkeit der (Ausgangsleistung des BHKWs)
[28]	1300 (250) 1000 (500) 900 (750) 800 (1000)
[29]	633 (750)
[30]	400 (2000)
[31]	400 (2000)

Basierend auf den in **Tabelle 11** dargestellten Werten werden die Wartungskosten abgeschätzt.

Das BHKW arbeitet dabei mit einem elektrischen Wirkungsgrad von 30 bis40% (**Tabelle 12**).

Tabelle 11: Wartungskosten des BHKWs in ct/kWhel,aus

Quelle	Wartungskosten des BHKWs
[29]	1 %/Jahr bezogen auf Gesamtinvestition
[30]	0,75 ct/kWh
[31]	2,5 ct/kWh
[32]	0,95 ct/kWh *

*Umgerechnet von $ in € (1 $ = 0,92 €)

Tabelle 12: Wirkungsgrad des BHKWs in %elektrisch auf unteren Heizwert

Quelle	Wirkungsgrad in $\%_{elektrisch}$ auf unteren Heizwert
[33]	30 - 40
[32]	24,5 – 40

Tabelle 13: Investitionskosten für Biogasspeicher

Quelle	Spezifische Investitionskosten [€/Nm^3]
[34]	11,7-15,8
[35]	12,5

Die Investitionskosten für Doppelmembranspeicher liegen bei der Zorg Biogas GmbH zwischen 11,7 und 15,8 €/m^3. Am Standort der Firma BioEnergie Gettorf GmbH & Co. KG in Tüttendorf wurde ein Doppelmembran-Traglufthallenspeicher nach eigener Aussage für 12,50 €/Nm^3 errichtet (Tabelle 13). Die Wartungskosten werden über die Wartungskosten für die Biogasanlage (prozentual über die Gesamtinvestition) mit eingepreist.

Option 2: Flexibilisierung mittels Zubau von PEM-Elektrolyseuren und wasserstoffbasierten Kraftwerken

Als zweite Option wird im Rahmen dieser Studie der Zubau von PEM-Elektrolyseuren zur Besicherung der Dunkelflaute mit Wasserstoff untersucht. Die PEM-Elektrolyse wird auf Grund der hohen Lastflexibilität gewählt. Die Investitionskosten belaufen sich zwischen 910 und 1900 €/$kW_{el,in}$ (Literaturreview in **Tabelle 13**).

Tabelle 13: Spezifische Investitionskosten eines PEM-Elektrolyseurs in €/$kW_{el,in}$

Quelle	Spezifische Investitionskosten der PEM-Elektrolyse [€/$kW_{el,in}$]
[36]	1000
[37]	1900
[38]	1060
[39]	910 bis 1302
[40]	1000

Terlouw et. al. und Thema et. al geben zudem an, dass die Kosten für PEM-Elektrolyseure bis 2050 auf 500 €/$kW_{el,in}$ sinken werden [37], [38]. Neben den Investitionskosten müssen für den PEM-Elektrolyseur zusätzlich Wartungskosten, insbesondere für die Elektrolyse-Stacks. Diese liegen zwischen 1,5 und 3 % bezogen auf die Gesamtinvestitionskosten (Datengrundlage **Tabelle 14**).

Für die Investitionskosten des Wasserstoffspeichers werden basierend auf dem in **Tabelle 16** dargestellten Literaturreview Kosten zwischen 20 und 100 €/Nm^3 gewählt. Zusätzlich werden Betriebskosten zwischen 1 und 1,5 %/Jahr bezogen auf die Gesamtinvestitionskosten einkalkuliert (**Tabelle 17**). Für die Verstromung des Wasserstoffs kann auf Wasserstoff-Gasturbine zurückgegriffen werden. **Tabelle 18** gibt einen Überblick über die spezifischen Investitionskosten für die Wasserstoffverstromung mittel Gasturbinen.

Tabelle 14: Wartungskosten eines PEM-Elektrolyseurs in %/Jahr, bezogen auf die Gesamtinvestition des Elektrolyseurs

Quelle	Wartungskosten PEM Elektrolyseur in %/Jahr
[36]	3
[38]	2
[41]	1,5

Im Rahmen dieser Studie wurde für die Elektrolyse ein Wirkungsgrad von 61 % angenommen. Dabei wird auf die Literaturangaben in **Tabelle 15** sowie auf die Prognose von Smolinka et. al. (2030: 65,5 %; 2050: 72,2 %) zurückgegriffen [42].

Tabelle 15: Wirkungsgrad des PEM-Elektrolyseurs in %

Quelle	Wirkungsgrad in %
[38]	61
[43]	61
[42]	64,3
[44]	68 - 72

Tabelle 16: Spezifische Investitionskosten eines Wasserstoffspeichers in €/Nm^3 H_2

Quelle	Spezifische Investitionskosten des H_2-Speichers [€/Nm^3_{H2}]
[45]	20 bis 100
[46]	33 bis 44
[36]	52,8*

* Angabe in €/MWh → Umrechnung mit $H_{i,H2}$ = 3 kWh/kg_{H2}

Tabelle 17: Betriebskosten des H_2-Speichers in %/Jahr, bezogen auf die Gesamtinvestitionskosten des H_2-Speichers

Quelle	Betriebskosten des H_2-Speichers [%/Jahr]
[47]	1,5
[45]	1,5
[46]	1

Tabelle 18: Spezifische Investitionskosten einer H_2-Gasturbine in €/kW_{el}

Quelle	Investitionskosten H_2-Gasturbine [€/kW_{el}]
[48]	1200
[49]	945
[50]	380 - 420

Neben dem Neubau von Wasserstoffgaskraftwerken sieht die Bundesregierung in der „Nationalen Wasserstoffstrategie" auch die Umrüstung bestehender Gaskraftwerke auf Wasserstoff vor. Christides et. al. [51] geben in ihrer Studie kraftwerksgrößenabhängig die Kosten der Umrüstung für Gasturbinenkraftwerke und GuD-Kraftwerke auf Wasserstoff an.

Diese liegen bei Gasturbinen bei 12 bis 39 % (zwischen 50 und 550 MW elektrischer Nettoleistung) der Neubaukosten. Bei GuD-Kraftwerken liegen sie bei 4 bis 12 % (zwischen 50 und 800 MW elektrischer Nettoleistung) der Neubaukosten. Der elektrische Wirkungsgrad von H_2-Gasturbinen liegt üblicherweise zwischen 30 und 40 % [33].

Methodik zur CO_2-Bilanz der Flexibilisierung von Biogasanlagen

Im Folgenden werden die zugrunde gelegten Annahmen mit den verwendeten Quellen im LCA detailliert erläutert.

Option 1: Flexibilisierung mittels Zubau von Biogasspeichern und Blockheizkraftwerken (BHKWs)

Für die Herstellung von Biogas wurden bereits zahlreiche Life Cycle Assessments durchgeführt. Die Ergebnisse dieser hängen dabei jedoch maßgeblich von den verwendeten Rohmaterialien, Anlagengrößen, Standorten und Anlagenkonfigurationen ab. Für die Modellierung der Biogasanlagen wird daher auf das von Elhaus et. al. [17] durchgeführte Literaturreview über die Ein- und Ausgangsstoffströme der Biogasanlagen nach Rohstoffen zurückgegriffen und jeweils der Median der angegebenen Literaturquellen verwendet. **Tabelle 19** bis **Tabelle 21** geben einen Überblick über die Stoffströme für die Biogaserzeugung aus Mais, Gülle und Bioabfällen. Diese dienen als Beispiele für die laut Fachagentur nachwachsende Rohstoffe am häufigsten eingesetzte Substrate in Biogasanlagen 2022 (47 % Wirtschaftsdünger, 46 % nachwachsende Rohstoffe und 7 % kommunaler Bioabfall sowie Reststoffe aus Industrie, Gewerbe und Landwirtschaft) [16].

Tabelle 19: Life Cycle Inventory für die Erzeugung von 1 m³ Biogas aus Mais

Parameter	Verwendeter Wert	Quellen
Inputs		
Frischmasse Mais [kg]	6,1	[52], [53], [54], [55], [56], [57], [58], [59], [60]
Wärme [kWh]	0,5	[53], [54], [56], [57]
Strom [kWh]	0,2	[52], [53], [54], [56], [57]
Wasser [kg]	0,6	[53], [56]
Gärreste [kg]	-5,5	Über Massenbilanz
Outputs		
Methan [kg]	0,4	[61], [62], [63], [64], [65]
Kohlendioxid [kg]	0,8	[61], [64], [65]
Schwefelwassserstoff [g]	1,0	[61], [64], [65]
Ammoniak [g]	3,0	[61], [64], [65]
Wasser [g]	24,0	[61], [64], [65]

Tabelle 20: Life Cycle Inventory für die Erzeugung von 1 m³ Biogas aus Rindergülle

Parameter	Verwendeter Wert	Quellen
Inputs		
Rindergülle [kg]	46,8	[52], [53], [56], [57], [58], [59], [66], [67], [68], [69]
Wärme [kWh]	1,0	[53], [56], [57], [67], [69]
Strom [kWh]	0,4	[52], [53], [56], [57], [67]
Gärreste [kg]	-45,6	Über Massenbilanz
Outputs		
Methan [kg]	0,4	[61], [62], [65]
Kohlendioxid [kg]	0,8	[62], [65]
Schwefelwasserstoff [g]	3,0	[62], [65]
Ammoniak [g]	1,0	[62], [65]
Wasser [g]	17,0	[62], [65]

Tabelle 21: Life Cycle Inventory für die Erzeugung von 1 m³ Biogas aus Bioabfall

Parameter	Verwendeter Wert	Quellen
Inputs		
Bioabfälle [kg]	8,4	[55], [57], [59], [70], [71], [72], [73]
Wärme [kWh]	0,6	[57]
Strom [kWh]	0,8	[57], [71], [72], [73]
Wasser [kg]	2,7	[71], [73]
Gärreste [kg]	-9,9	Über Massenbilanz
Outputs		
Methan [kg]	0,3	[61], [63], [64]
Kohlendioxid [kg]	0,9	[61], [64]
Schwefelwasserstoff [g]	3,0	[61], [64]
Ammoniak [g]	2,0	[61], [64]
Wasser [g]	30,0	[61], [64]

Die Verfahren der Maissilageproduktion unterscheiden sich stark in Art und Menge des eingesetzten Düngers. Aus diesem Grund wird der in der ecoinvent-Datenbank implementierte Bio-Mais-Prozess (Cutoff, U-CH) als Ausgangspunkt verwendet und nach Giuntoli et. al. [57] um den Stickstoff-Düngebedarf erweitert (1,5 $g_N/kg_{Mais, Frischmasse}$).

Für Gülle wird in ecoinvent hinterlegte Rindergülle (Cutoff, U-GLO) verwendet. Diese hat einen Trockenmasseanteil von 7,5 %. Ein Credit wird nach Dresen und Jandewerth [18] für die vermiedenen Methanemissionen in Höhe von -16,6 $g_{CO2}/kg_{Rindergülle}$) angerechnet.

Bei den Bioabfällen handelt es sich um eine Mischung aus 82,9 % Küchenabfällen (Schalen, Obst, Gemüse und Reste von Pflanzenmehl, Reis, Nudeln etc.,) und 17,1 % Grünabfällen. Der Trockenmasseanteil liegt bei 23%. Ein Credit wird für den entfallenden Transport zu einer Abfallbehandlungsanlage sowie für die Behandlungsaktivitäten selbst angerechnet (-26 $g_{CO2}/kg_{Bioabfall}$).

Der Transport wird basierend auf den in **Tabelle 22** angegebenen Daten angenommen.

Tabelle 22: Annahmen in Bezug auf den Transport der verschiedenen Rohstoffe zur Biogasanlage

Parameter	Verwendeter Wert	Quellen
Mais	20	[53], [54], [57], [59], [60]
Rindergülle	10	[52], [53], [57], [67]
Bioabfall	40	[57], [59], [70]

Der untere Heizwert des erzeugten Biogases wird über den Methangehalt bestimmt, wie in **Tabelle 23** gezeigt.

Tabelle 23: Unterer Heizwert des erzeugten Biogases in Abhängigkeit des verwendeten Rohstoffs

Parameter	Unterer Heizwert [kWh/Nm³]
Mais	5,4
Rindergülle	5,7
Bioabfall	4,9

Die Wärme- und Strombereitstellung für die Biogasanlage selbst erfolgt durch eine Teilverbrennung des erzeugten Biogases im BHKW. Dieses wird mit einem elektrischen Wirkungsgrad von 35 % und einem thermischen Wirkungsgrad von 60 % betrieben.

Wechselberger et. al. [19] haben in ihrer Studie die Methanemissionsquellen von 33 Biogasanlagen in verschiedenen Ländern untersucht. Durchschnittlich entstehen 0,16 % Methanschlupf (bezogen auf das gesamte produzierte Methan) bei der Substratannahme und Lagerung und 0,02 % an der Membran der Biogasanlage selbst. Im Rahmen dieser Ökobilanzierung wird ein gasdichtes Gärrestlager verwendet, sodass weitere Methanemissionen vernachlässigt werden können.

Option 2: Flexibilisierung mittels Zubaus von PEM-Elektrolyseuren und Wasserstoffgasturbinen

Für die Stromerzeugung aus Wind wird ein Windrad des Types Vestas V90-2.0 mit den in **Tabelle 24** dargestellten Spezifikationen verwendet. Als Standorte werden Bayern (Nürnberger Land) und Hamburg gewählt, um eine möglichst große Bandbreite der erreichbaren Volllaststunden abzubilden (Nürnberg: 1600 h; Hamburg: 2200 h).

Tabelle 24: Technische Spezifikationen und Modellannahmen für die Erzeugung von Windstrom

Parameter	Wert
Typ	Vestas V90-2.0
Ausgangsleistung	2 MW
Hubhöhe	125 m
Rotordurchmesser	90 m
Windgeschwindigkeitslimitierungen	4 – 25 m/s
Temperaturlimitierungen	-20 – 40°C
Verfügbarkeit	99 % der Zeit
Bodenrauigkeit	0,5 (Bayern); 0,045 (Hamburg)

Auch für die Stromerzeugung aus Photovoltaik werden die Standorte Nürnberg und Hamburg untersucht (Nürnberg: 1050 h, Hamburg: 800 h).

Tabelle 25 zeigt die technischen Spezifikationen der angenommenen PV-Module.

Tabelle 25: Technische Spezifikationen und Modellannahmen für die Erzeugung von Photovoltaikstrom

Parameter	Wert
Typ	Multikristalline Siliziummodule
Modulkoeffizient	-0,5 % $°C^{-1}$
Modulausrichtung Azimuth	Süd (180 °C)
Modulneigung	30 °C
Albedo	0,1

Die Wasserstofferzeugung erfolgt mittels PEM-Elektrolyse mit einem Wirkungsgrad von 61 %. Das benötigte deionisierte Wasser wird durch den ecoinvent-Prozess für europäisches Leitungswasser unter Verwendung des deutschen Strommixes modelliert.

Die Verbrennung des Wasserstoffs zur Stromerzeugung erfolgt mittels H_2-Gasturbine mit einem Wirkungsgrad von 35 %.

Literatur

[1] Fraunhofer ISI, Consentec, Ifeu, and TU Berlin, "Langfristszenarien," 2020. [Online]. Available: https://www.langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/

[2] D. Böttger Holger Becker *et al.*, "Neues Strommarktdesign."

[3] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneTTSO GmbH, and TransnetBW GmbH, "Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023," 2022. [Online]. Available: www.amprion.net

[4] S. Kolb, M. Dillig, T. Plankenbühler, and J. Karl, "The impact of renewables on electricity prices in Germany - An update for the years 2014 – 2018," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 134, no. August, Dec. 2020, doi: 10.1016/j.rser.2020.110307.

[5] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe, "Basisdaten Bioenergie." Accessed: May 31, 2024. [Online]. Available: https://www.fnr.de/fileadmin/allgemein/pdf/broschueren/Broschuere_Basisdaten_Bioenergie_2018_web.pdf

[6] W. Hermeling, K. Nachtmann, and F. Scholwin, *Biogas – ein Taschenbuch für die Erzeugerpraxis*. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2023. doi: 10.1007/978-3-658-39605-3.

[7] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe, "Leitfaden Biogasaufbereitung und -einspeisung," 2014.

[8] P. Matschoss *et al.*, "A consolidated potential analysis of bio-methane and e-methane using two different methods for a medium-term renewable gas supply in Germany," *Energy Sustain Soc*, vol. 10, no. 1, p. 41, Dec. 2020, doi: 10.1186/s13705-020-00276-z.

[9] M. Kazda and F. Bengeldsdorf, "Schlussbericht zum Vorhaben Verfahrenstechnische, enzymatische und genomische Charakterisierung einer flexiblen Biogasproduktion mit gezieltem Einsatz von Zuckerrüben (FLEXIZUCKER) Teilvorhaben 1: Gärversuche, Bestimmung von Enzymaktivitäten und Wirtschaftlichkeitsanalyse," 2021.

[10] T. Amon *et al.*, "Optimierung der Methanausbeute aus Zuckerrüben, Silomais, Körnermais, Sonnenblumen, Ackerfutter, Getreide, Wirtschaftsdünger und Rohglyzerin unter den Standortbedingungen der Steiermark," 2007.

[11] S. Markthaler, T. Plankenbühler, T. Weidlich, M. Neubert, and J. Karl, "Numerical simulation of trickle bed reactors for biological methanation," *Chem Eng Sci*, vol. 226, p. 115847, Nov. 2020, doi: 10.1016/j.ces.2020.115847.

[12] Simon Markthaler, "BMWi-Projekt: Power-to-Biogas – bmwiErfahrungsbasierte Einsatzplanung für die katalytische Methanisierung von Biogas zur Anlagenflexibilisierung." Accessed: Jun. 03, 2024. [Online]. Available: https://www.evt.tf.fau.de/forschung/schwerpunktekarl/ag-thermochemische-stoffwandlung/bmwi-projekt-power-to-biogas/

[13] G. Zachmann and C. Heussaff, "Georg Zachmann (georg. zachmann@bruegel.org) is a Senior Fellow," 2023.

[14] Thomas Plankenbühler, Sebastian Kolb, Katharina Herkendell, and Jürgen Karl, "Screening Wasserstoff Technik," Nürnberg , 2021. Accessed: Mar. 27, 2024. [Online]. Available: https://www.evt.tf.fau.de/files/2021/09/encn-wasserstoffstudie-2021.pdf

[15] M. A. J. Huijbregts, "ReCiPe 2016 A harmonized life cycle impact assessment method at midpoint and endpoint level Report I: Characterization," *National Institutute for Public Health*, 2016, Accessed: May 09, 2023. [Online]. Available: https://www.rivm.nl/bibliotheek/rapporten/2016-0104.pdf

[16] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., "Substrateinsatz in Biogasanlagen." Accessed: May 09, 2023. [Online]. Available: https://mediathek.fnr.de/grafiken/daten-und-fakten/bioenergie/biogas/substrateinsatz-in-biogasanlagen-2021.html

[17] N. Elhaus, S. Kolb, J. Müller, M. Goldbrunner, J. Karl, and K. Herkendell, "Environmental assessment of anaerobic digestion and biological methanation in power-to-methane systems," *J Clean Prod*, vol. 429, p. 139509, Dec. 2023, doi: 10.1016/j.jclepro.2023.139509.

[18] B. Dresen and M. Jandewerth, "Integration of spatial analysis into LCA - calculating GHG

emissions with geoinformation systems," *Int J Life Cycle Assess*, 2012.

[19] V. Wechselberger *et al.*, "Methane losses from different biogas plant technologies," *Waste Management*, vol. 157, pp. 110–120, Feb. 2023, doi: 10.1016/j.wasman.2022.12.012.

[20] S. Kolb, J. Müller, N. Luna-Jaspe, and J. Karl, "Renewable Hydrogen Imports for the German Energy Transition - A Comparative Life Cycle Assessment," *Journal of Cleaner Energy Production*, vol. 373, 2022.

[21] A.-K. Gerlach, D. Stetter, J. Schmid, and C. Breyer, "PV and Wind Power – Complementary Technologies," in *Proceedings of the ISES Solar World Congress 2011*, Freiburg, Germany: International Solar Energy Society, 2011, pp. 1–7. doi: 10.18086/swc.2011.16.04.

[22] R. I. F. W. I. B. G. H. M. R. P. S. A. W. R. Frischknecht, "Life Cycle Assessment of Future Photovoltaic Electricity Production from Residential-scale Systems Operated in Europe," 2014.

[23] A. Bonou, A. Laurent, and S. I. Olsen, "Life cycle assessment of onshore and offshore wind energy-from theory to application," *Appl Energy*, vol. 180, pp. 327–337, Oct. 2016, doi: 10.1016/j.apenergy.2016.07.058.

[24] M. Kim *et al.*, "Identifying methods to reduce emission intensity of centralised Photovoltaic deployment for net zero by 2050: Life cycle assessment case study of a 30 MW PV plant," *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 31, no. 12, pp. 1493–1502, Dec. 2023, doi: 10.1002/pip.3747.

[25] Y. Gan *et al.*, "Greenhouse gas emissions embodied in the U.S. solar photovoltaic supply chain," *Environmental Research Letters*, vol. 18, no. 10, Oct. 2023, doi: 10.1088/1748-9326/acf50d.

[26] B. Li, S. Basu, S. J. Watson, and H. W. J. Russchenberg, "Quantifying the predictability of a 'Dunkelflaute'event by utilizing a mesoscale model," in *Journal of Physics: Conference Series*, IOP Publishing, 2020, p. 062042.

[27] M. Kittel and W.-P. Schill, "Measuring the Dunkelflaute: How (not) to analyze variable renewable energy shortage," *arXiv preprint arXiv:2402.06758*, 2024.

[28] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., "Faustzahlen." [Online]. Available: https://biogas.fnr.de/daten-und-fakten/faustzahlen

[29] F. Scholwin and J. Grope, "Durchführbarkeitsstudie - Biogas als Kraftstoff aus landwirtschaftlichen und kommunalen Reststoffen in Neukirch/Lausitz." [Online]. Available: https://www.landwirtschaft.sachsen.de/fachbezogene-projekte-%0A57878.html

[30] Wolfgang Nowak and Jochen Arthkamp, "BHKW Grundlagen," Jun. 2010.

[31] EPS BHKW GmbH, "Diese Faktoren fließen in den Preis eines Blockheizkraftwerks ein." Accessed: Apr. 09, 2024. [Online]. Available: https://eps-bhkw.de/preis-blockheizkraftwerk/#:~:text=Gro%C3%9Fe%20BHKW%20ab%202.000%20kW,und%2015.000%20Euro%20pro%20kWel.

[32] D. M. Riley, J. Tian, G. Güngör-Demirci, P. Phelan, J. R. Villalobos, and R. J. Milcarek, "Techno-Economic Assessment of CHP Systems in Wastewater Treatment Plants," *Environments*, vol. 7, no. 10, p. 74, Sep. 2020, doi: 10.3390/environments7100074.

[33] Thomas Plankenbühler, Katharina Herkendell, Jürgen Karl, and Sebastian Kolb, "Handbook Screening Wasserstoff Technik," no. April, pp. 138 M4-- Citavi, 2021.

[34] Zorg Biogas GmbH, "Doppelmembrangasspeicher, Kuppelform 1/3 D." Accessed: Jun. 28, 2024. [Online]. Available: https://zorg-biogas.com/de/equipment/gasspeicher/doppelmembrangasspeicher-kuppelform-1_3d

[35] Martin Laß, "E-Mail Verkehr mit Martin Laß (Bioenergie Gettorf)," 2024.

[36] S. Drünert, U. Neuling, S. Timmerberg, and M. Kaltschmitt, "Power-to-X (PtX) aus „Überschussstrom" in Deutschland – Ökonomische Analyse," *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, vol. 43, no. 3, pp. 173–191, Oct. 2019, doi: 10.1007/s12398-019-00256-7.

[37] M. Thema, F. Bauer, and M. Sterner, "Power-to-Gas: Electrolysis and methanation status review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 112, pp. 775–787, Sep. 2019, doi: 10.1016/j.rser.2019.06.030.

[38] T. Terlouw, C. Bauer, R. McKenna, and M. Mazzotti, "Large-scale hydrogen production via water electrolysis: a techno-economic and environmental assessment," *Energy Environ Sci*, vol. 15, no. 9, pp. 3583–3602, 2022, doi: 10.1039/D2EE01023B.

[39] K. Ayers, N. Danilovic, K. Harrison, and H. Xu, "PEM Electrolysis, a Forerunner for Clean Hydrogen," *Electrochem Soc Interface*, vol. 30, no. 4, pp. 67–72, Dec. 2021, doi: 10.1149/2.F16214IF.

[40] J. Bekkering *et al.*, "Farm-scale bio-power-to-methane: Comparative analyses of economic and environmental feasibility," *Int J Energy Res*, vol. 44, no. 3, pp. 2264–2277, Mar. 2020, doi: 10.1002/er.5093.

[41] A. Gantenbein, O. Kröcher, S. M. A. Biollaz, and T. J. Schildhauer, "Techno-Economic Evaluation of Biological and Fluidised-Bed Based Methanation Process Chains for Grid-Ready Biomethane Production," *Front Energy Res*, vol. 9, Mar. 2022, doi: 10.3389/fenrg.2021.775259.

[42] T. Smolinka, N. Wiebe, P. Sterchele, and NOW, "Studie IndWEDe Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme," 2018, [Online]. Available: https://www.now-gmbh.de/content/service/3-publikationen/1-nip-wasserstoff-und-brennstoffzellentechnologie/indwede-studie_v04.1.pdf

[43] M. Delpierre, J. Quist, J. Mertens, A. Prieur-Vernat, and S. Cucurachi, "Assessing the environmental impacts of wind-based hydrogen production in the Netherlands using ex-ante LCA and scenarios analysis," *J Clean Prod*, vol. 299, May 2021, doi: 10.1016/j.jclepro.2021.126866.

[44] G. Tjarks, D. Stolten, and M. Wessling, *PEM-Elektrolyse-Systeme zur Anwendung in Power-to-Gas Anlagen*. 2017.

[45] C. van Leeuwen and M. Mulder, "Power-to-gas in electricity markets dominated by renewables," *Appl Energy*, vol. 232, pp. 258–272, Dec. 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2018.09.217.

[46] J. Gorre, F. Ruoss, H. Karjunen, J. Schaffert, and T. Tynjälä, "Cost benefits of optimizing hydrogen storage and methanation capacities for Power-to-Gas plants in dynamic operation," *Appl Energy*, vol. 257, p. 113967, Jan. 2020, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.113967.

[47] J. Gorre, F. Ortloff, and C. van Leeuwen, "Production costs for synthetic methane in 2030 and 2050 of an optimized Power-to-Gas plant with intermediate hydrogen storage," *Appl Energy*, vol. 253, p. 113594, Nov. 2019, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.113594.

[48] Markus Löffler and Ralf-M. Marquardt, "Wie viele Wasserstoff-Kraftwerke erfordert die Energiewende und wie erhalten wir sie?" Accessed: May 07, 2024. [Online]. Available: https://www.wirtschaftsdienst.eu/inhalt/jahr/2023/heft/10/beitrag/wie-viele-wasserstoff-kraftwerke-erfordert-die-energiewende-und-wie-erhalten-wir-sie.html

[49] V. Grimm, L. Oechsle, and G. Zöttl, "Stromgestehungskosten von Erneuerbaren sind kein guter Indikator für zukünftige Stromkosten," 2024.

[50] Clemens Wunderlich, Swantje Fiedler, and Claudia Kunz, "Investitionskosten von Energiewende-Technologien," 2016. [Online]. Available: www.forschungsradar.de

[51] Andreas Christidis, Anne Wasike-Schalling, and Juliane Arriens, "H2-Ready-Gaskraftwerke," 2023.

[52] P. W. R. Adams, W. G. Mezzullo, and M. C. McManus, "Biomass sustainability criteria: Greenhouse gas accounting issues for biogas and biomethane facilities," *Energy Policy*, vol. 87, pp. 95–109, Dec. 2015, doi: 10.1016/j.enpol.2015.08.031.

[53] A. K. Boulamanti, S. Donida Maglio, J. Giuntoli, and A. Agostini, "Influence of different practices on biogas sustainability," *Biomass Bioenergy*, vol. 53, pp. 149–161, Jun. 2013, doi: 10.1016/j.biombioe.2013.02.020.

[54] D. Dressler, A. Loewen, and M. Nelles, "Life cycle assessment of the supply and use of bioenergy: Impact of regional factors on biogas production," *International Journal of Life Cycle Assessment*, vol. 17, no. 9, pp. 1104–1115, Nov. 2012, doi: 10.1007/s11367-012-0424-9.

[55] F. C. Ertem, J. Martínez-Blanco, M. Finkbeiner, P. Neubauer, and S. Junne, "Life cycle assessment of flexibly fed biogas processes for an improved demand-oriented biogas supply," *Bioresour Technol*, vol. 219, pp. 536–544, Nov. 2016, doi: 10.1016/j.biortech.2016.07.123.

[56] A. Fusi, J. Bacenetti, M. Fiala, and A. Azapagic, "Life cycle environmental impacts of electricity from biogas produced by anaerobic digestion," *Front Bioeng Biotechnol*, vol. 4, no. MAR, Mar. 2016, doi: 10.3389/fbioe.2016.00026.

[57] J. Giuntoli, "Solid and gaseous bioenergy pathways: input values and GHG emissions," 2017, doi: 10.2790/27486.

[58] J. Lansche and J. Müller, "Life cycle assessment of energy generation of biogas fed combined heat and power plants: Environmental impact of different agricultural substrates," *Eng Life Sci*, vol. 12, no. 3, pp. 313–320, Jun. 2012, doi: 10.1002/elsc.201100061.

[59] D. Styles, E. M. Dominguez, and D. Chadwick, "Environmental balance of the of the UK biogas sector: An evaluation by consequential life cycle assessment," *Science of the Total Environment*, vol. 560–561, pp. 241–253, Aug. 2016, doi: 10.1016/j.scitotenv.2016.03.236.

[60] L. Valli *et al.*, "Greenhouse gas emissions of electricity and biomethane produced using the Biogasdoneright™ system: four case studies from Italy," *Biofuels, Bioproducts and Biorefining*, vol. 11, no. 5, pp. 847–860, Sep. 2017, doi: 10.1002/bbb.1789.

[61] Biogasnetzeinspeisung, "Zusammensetzung von Rohbiogas." [Online]. Available: https://www.biogas-netzeinspeisung.at/technische-planung/funktionsprinzip-einer-biogasanlage/zusammensetzung-von-rohbiogas.html

[62] Elisa. Dunkelberg, *Biomethan im Energiesystem: ökologische und ökonomische Bewertung von Aufbereitungsverfahren und Nutzungsoptionen*. Institut für Ökologische Wirtschaftsforschung, 2015.

[63] D. Eric Billig, *DBFZ Report Nr. 26: Bewertung technischer und wirtschaftlicher Entwicklungspotenziale künftiger und bestehender Biomasse-zu-Methan-Konversionsprozesse*. 2016.

[64] W. Jerzak, J. Sikora, P. Łyko, and M. Kuźnia, "Analysis of the combustion products of biogas produced from organic municipal waste," *Journal of Power Technologies*, vol. 95, no. 2, pp. 158–165, 2015.

[65] W. Urban and B. Zeidler-Fandrich, "Beseitigung technischer, rechtlicher und ökonomischer Hemmnisse bei der Einspeisung biogener Gase in das Erdgasnetz zur Reduzierung klimarelevanter Emissionen durch Aufbau und Anwendung einer georeferenzierten Datenbank," *Band 4: Technologien und Kosten*, 2009.

[66] W. G. Mezzullo, M. C. McManus, and G. P. Hammond, "Life cycle assessment of a small-scale anaerobic digestion plant from cattle waste," *Appl Energy*, vol. 102, pp. 657–664, 2013, doi: 10.1016/j.apenergy.2012.08.008.

[67] O. Taylan, D. Kaya, A. A. Bakhsh, and A. Demirbas, "Bioenergy life cycle assessment and management in energy generation," *Energy Exploration and Exploitation*, vol. 36, no. 1, pp. 166–181, Jan. 2018, doi: 10.1177/0144598717725871.

[68] Y. Wang, X. Wu, X. Tong, T. Li, and F. Wu, "Life cycle assessment of large-scale and household biogas plants in northwest China," *J Clean Prod*, vol. 192, pp. 221–235, Aug. 2018, doi: 10.1016/j.jclepro.2018.04.264.

[69] S. Zhang, X. T. Bi, and R. Clift, "Life cycle analysis of a biogas-centred integrated dairy farm-greenhouse system in British Columbia," *Process Safety and Environmental Protection*, vol. 93, pp. 18–30, 2015, doi: 10.1016/j.psep.2014.02.017.

[70] J. Bacenetti, D. Duca, M. Negri, A. Fusi, and M. Fiala, "Mitigation strategies in the agro-food sector: The anaerobic digestion of tomato purée by-products. An Italian case study," *Science of the Total Environment*, vol. 526, pp. 88–97, Sep. 2015, doi: 10.1016/j.scitotenv.2015.04.069.

[71] K. Koido, H. Takeuchi, and T. Hasegawa, "Life cycle environmental and economic analysis of regional-scale food-waste biogas production with digestate nutrient management for fig fertilisation," *J Clean Prod*, vol. 190, pp. 552–562, Jul. 2018, doi: 10.1016/j.jclepro.2018.04.165.

[72] B. Morero, E. Groppelli, and E. A. Campanella, "Life cycle assessment of biomethane use in Argentina," *Bioresour Technol*, vol. 182, pp. 208–216, Apr. 2015, doi: 10.1016/j.biortech.2015.01.077.

[73] H. Tong, Y. Shen, J. Zhang, C. H. Wang, T. S. Ge, and Y. W. Tong, "A comparative life cycle assessment on four waste-to-energy scenarios for food waste generated in eateries," *Appl Energy*, vol. 225, pp. 1143–1157, Sep. 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2018.05.062.