

Speicherkosten und Endverbraucherpreise bei Nutzung von Speichern nach dem GroNaS-Konzept

Soll die Energieversorgung vollständig auf regenerative Quellen umgestellt werden, stellt sich die Frage, welche Strategie dabei verfolgt wird und welche Technologie dazu geeignet ist. Im Bereich der Energieversorgung gibt es dabei mehrere Bereiche mit recht unterschiedlichen Anforderungen. Im folgenden geht es um die Sektoren "Stromversorgung" und "Heizungsenergieversorgung".

Die Situation bei der Stromversorgung ist derzeit dadurch gekennzeichnet, dass Elektroenergie inzwischen zwar recht günstig durch regenerative Kraftwerke produziert werden kann, aber nicht zu jeder Zeit und in der Menge meistens nicht zum Stromverbrauch (Last) passend. Dieses Problem hat zwei Hauptaspekte. Zum Einen muss der Lastunterschied kurzfristig zwischen Tag und Nacht (und zwischen Wochentagen und Wochenenden) ausgeglichen werden, zum Anderen müsste die speicherbare Energiemenge so groß sein, dass auch sog. Dunkelflauten (Zeiträume ohne Wind- und Solarstromproduktion, bis zu 14 Tagen) überbrückt werden können. Der Kurzzeitausgleich kann jetzt schon durch Kurzzeit-Batteriespeicher mit Li-Ionen- oder Bleibatterien zu akzeptablen Preisen erfolgen. Für die Dunkelflautenabsicherung steht aber noch keine ausreichend kostengünstige Speichertechnologie zur Verfügung. Dazu müssen immer noch fossil befeuerte Kraftwerke bereitgehalten werden. Um sie abzulösen, bräuchte man eine Speichertechnologie, die bei akzeptablen Speicherkosten bis zu zwei Wochen lang Strom liefern kann. Dafür sind derzeit verfügbare Batteriespeicher aber viel zu teuer.

Auch die Umstellung der Heizungsenergieversorgung auf Strom aus regenerativen Quellen wäre möglich, wenn Elektroenergiespeicher mit großer Speicherkapazität verfügbar wären und diese ausreichend kleine Stromspeicherkosten hätten. Die Anforderungen sind dabei aber noch größer, denn nun bräuchte man einen Speicher, der das ganze Sommerhalbjahr über Strom aufnehmen und den ganzen Winter über liefern kann. Dem entspräche eine Ladedauer bei voller Leistung von wenigstens 1000 Stunden (der Sommer ist 4380 Stunden lang, aber auch im Sommer gibt es Zeiten ohne Licht und Wind, in denen gar kein Strom für das Laden des Speichers zur Verfügung steht).

Die folgende Abschätzung soll zeigen, dass mit der GroNaS-Speichertechnologie in den Sektoren "Stromversorgung" und "Heizungsenergieversorgung" eine komplette Umstellung auf Solar- und Windenergie möglich wäre, ohne dass Endkunden-Energiepreise dafür steigen müssten.

Dazu werden zunächst die Speicherkosten (LCOS) für GroNaS-Speicher berechnet. Nachfolgend erfolgt die Berechnung des Stromgestehungspreises (LCOE) für Erzeugerverbünde, die aus Solar- und Windkraftwerken sowie GroNaS-Speichern bestehen. Schließlich wird, in je einem Beispiel, eine Abschätzung des Endverbraucher-Strompreises und des Endverbraucherpreises für Heizungsenergie auf Basis von Modellen mit langfristiger Vertragsbindung und Fixpreisen. Diese Modelle wurden absichtlich besonders einfach gestaltet, damit sie ohne komplexe Analyse nachvollziehbar sind. Die darin verwendeten Werte für die Berechnungsparameter, z. B. die jährliche bezogene Strommenge, wurde so gewählt, dass sie einfach erfüllt werden können. Ein real am Markt agierendes Unternehmen würde weder mit Fixpreisen operieren noch müsste es sich an die mutwillig gesetzten Begrenzungen des Modells halten. Es würde somit bei hoher Wahrscheinlichkeit bei günstigeren Speicherkosten arbeiten.

Zu dieser Untersuchung gehört ein Arbeitsblatt einer Tabellenkalkulations-Software. Es kann als .ods-File von der Homepage der GroNaS GmbH & Co. KGaA herunter geladen werden.

1 Bezeichnungen, Begriffsdefinitionen, Vergleichbarkeit und Berechnungsformel

1.1 Wirkungsgrad

Sowohl bei der Energieaufnahme als auch bei der Energieabgabe entstehen Umwandlungsverluste in Form von Wärme. Der Speicher, für den die folgenden Berechnungen gelten, ist so ausgelegt, dass der Wirkungsgrad bei der Energieaufnahme bei 94,87% liegt. Wird die Energie dem Speicher wieder entnommen, entstehen nochmals Verluste. Der Wirkungsgrad liegt dabei gleichfalls bei 94,87%. Insgesamt gesehen erfolgt das Ein- und Ausspeichern also mit einem Wirkungsgrad, der dem Produkt der Wirkungsgrade für die beiden Einzelprozesse entspricht. Das sind 90%. Dieser Parameter heißt auch Systemwirkungsgrad (engl. Overall Efficiency).

1.2 Speicherkosten

Die Speicherkosten (engl. Levelized Cost of Storage, LCOS) von Energiespeicheranlagen sind das Äquivalent zu den Stromgestehungskosten der Energieerzeugungsanlagen. Der Wert drückt aus, welche Kosten die Aufnahme und Wiederabgabe von Elektroenergie verursacht. Dabei werden die anfallenden Kosten pro entnommener Kilowattstunde an Elektroenergie ausgedrückt.

Anhand der Speicherkosten lassen sich Speichertechnologien mit unterschiedlicher Kostenstruktur miteinander vergleichen. Leider geht aus vielen Publikationen jedoch nicht klar hervor, ob der angegebene Wert auch die in einem externen Kraftwerk entstehenden Kosten für die Erzeugung des Stroms (die Stromgestehungskosten des externen Kraftwerks, eng. Levelized Cost of Energy, LCOE) enthält oder ob ausschließlich die Kosten, die der Speicher selbst verursacht, gemeint sind. In den folgenden Berechnungen der Speicherkosten ist das der Fall. Die hier vorgenommene Abtrennung der Speicherkosten von den Stromgestehungskosten für die ursprüngliche Erzeugung der Energie hat jedoch eine Ausnahme. Das ist der Kostenbetrag, der für die im Speicher selbst verbrauchte Energie veranschlagt wird. Bei diesem Kostenfaktor gehen die im Abschnitt 2.6 (Kosten für die in der Anlage verbrauchte Energie (A1) aufgeführten externen Stromgestehungskosten in die Berechnung mit ein.

1.3 Stromgestehungskosten

Die Stromgestehungskosten von Energieerzeugungsanlagen (englisch Levelized Cost of Electricity, LCOE) dienen dem Vergleich derartiger Anlagen mit unterschiedlicher Kostenstruktur. Sie sind ein wichtiges Kriterium für die Beantwortung der Frage, ob eine Investition in eine Energieerzeugungstechnologie sinnvoll ist oder nicht.

Das Fraunhofer Institut für solare Systeme hat die Stromgestehungskosten verschiedener etablierter Energieerzeugungstechnologien für das Jahr 2024 untersucht. Die Ergebnisse wurden in (1) veröffentlicht.

Erfolgt ein Strombezug von einem Verbund aus regenerativen Stromerzeugern und einem Stromspeichern und erfolgt der Bezug dabei ausschließlich vom Speicher, kann man den Verbund auch als Kraftwerk betrachten. Somit lassen sich dann auch Stromgestehungskosten dafür errechnen. Sie ergeben sich als Summe der Stromgestehungskosten (LCOE) der regenerativen Erzeuger und der Speicherkosten (LCOS) des Stromspeichers.

1.4 Vergleichbarkeit mit Angaben anderer Untersuchungen

Damit die Stromgestehungskosten (LCOE) bzw. Speicherkosten (LCOS) von Anlagen unterschiedlicher Baugrößen vergleichbar werden, werden alle Preiskomponenten auf die installierte Leistung des Kraftwerks bzw. des Speichers normiert. Die installierte Leistung ist bei Kraftwerksanlagen die maximale Leistung bei der Stromproduktion und bei Speicheranlagen die maximal vorgesehene Leistung bei der Energieabgabe. Auch das Ergebnis der Berechnung, der Wert für die Speicherkosten, ist auf die installierte Leistung normiert. Er wird somit in Euro pro kW_i angegeben.

Für die Bewertung von Speicheranlagen ist ein weiterer Parameter entscheidend. Das ist die Speicherkapazität. Um die Kosten, die zur Bereitstellung der vorgesehenen Speicherkapazität erforderlich sind, mit in die Berechnung der Speicherkosten aufnehmen zu können, wird auch die Speicherkapazität auf die installierte Leistung bezogen. Man erhält dann einen Wert, der nachfolgend als spezifische Kapazität bezeichnet wird. Da bei seiner Berechnung eine Energiemenge durch eine Leistung geteilt wird, erhält man als Dimension eine Zeit. Wird dieser Wert mit der installierten Leistung multipliziert, erhält man die im Speicher enthaltene Energie. Die aufgenommene Energiemenge ist etwas größer als die im Speicher enthaltene, weil der Wirkungsgrad beim Einspeichern kleiner als 100% ist. Teilt man die aufgenommene Energiemenge durch die installierte Leistung erhält man gleichfalls eine Zeitdauer. Sie gibt an, wie lange der Speicher bei voller Leistung geladen werden muss, um ihn voll zu laden (Ladedauer, Energieaufnahmedauer). Die Energiemenge, die dem Speicher entnommen werden kann, ist etwas kleiner als die spezifische Kapazität, denn auch beim Ausspeichern gibt es Verluste. Auch diese Energiemenge kann als Dauer der Energieabgabe bei voller Leistung angegeben werden (Entladedauer, eng. Discharge Duration).

1.5 Berechnungsverfahren

Um den Vergleich der hier berechneten Stromgestehungskosten für Erzeugerverbünde aus regenerativen Stromerzeugern und GroNaS-Speichern mit den in der Fraunhofer-Studie (1) aufgeführten Energieerzeugungstechnologien zu ermöglichen, wurden die zu erwartenden Speicherkosten für die GroNaS-Speichertechnologie hier nach dem gleichen Berechnungsverfahren (sog. Kapitalwertmethode) und Zinssätzen wie in dieser Studie (in der Studie angegeben als Weighted Average Cost of Capital, WACC) berechnet. Die Berechnungsformel für die Stromgestehungskosten ist in der Studie (1) enthalten.

Die Speicherkosten für die GroNaS-Technologie wurden analog zur Formel für die Stromgestehungskosten nach folgender Formel berechnet:

1.6 Berechnungsformel

$$LCOS = \frac{Cp1 + Cp2 + Cp3 + Cc1 + Cc2 + \sum_{t=1}^n \frac{A1_t + A2_t + A3_t + A4_t - R_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{W}{(1+i)^t}}$$

Darin sind folgende Parameter enthalten:

i:	Zins (WACC)
n:	Lebensdauer der Anlage
Cp1:	Kosten für Maschinenhaus, Hochspannungsgarten und elektrotechnische Ausrüstung
Cp2:	Kosten für die Energiewandler, allgemeiner Maschinenbau
Cp3:	Kosten für die Energiewandler, Spezialteile
Cc1:	Kosten für das Energieträgermaterial
Cc2:	Kosten für die Tankanlage
A1:	Kosten für in der Speicheranlage selbst verbrauchte Energie
A2:	Netzentgelt in Folge des Eigenverbrauchs
A3:	Lohnkosten
A4:	Reparaturkosten
R:	Verbleibender Wert der Anlage nach Ablauf der Lebensdauer
W:	Jährlich von der Speicheranlage abgegebene Energiemenge

2 Kostenbestandteile und weitere Berechnungsfaktoren

Für die genannten Parameter werden die nachfolgend aufgeführten Annahmen getroffen. Für unsichere Parameter wird dabei eine optimistische und eine pessimistische Schätzung vorgenommen. Daraus ergibt sich dann auch im Ergebnis eine optimistische und eine pessimistische Angabe der Speicherkosten. Die Kostenpunkte Cp1, Cp2 und Cp3 sowie Cc1 und Cc2 bilden die initialen Investitionskosten (CAPEX) ab. Dabei sind die Kostenpunkte Cp1, Cp2 und Cp3 nur von der installierten Leistung des Speicherkraftwerks abhängig, die Kostenpunkte Cc1, Cc2 und Cc3 zusätzlich auch noch von der spezifischen Kapazität (der Energiemenge, die pro Kilowatt installierter Leistung maximal im Speicher enthalten sein kann).

Die Kostenbeiträge A1, A2, A3 und A4 stellen die zu erwartenden jährlichen Kosten dar. Einen sehr großen Einfluss auf das Berechnungsergebnis haben der Zins (i) und die jährlich von der Speicheranlage abgegebene Energiemenge (W).

2.1 Kosten für Maschinenhaus, Hochspannungsgarten und elektrotechnische Ausrüstung (Cp1)

Als Basis für die Kostenschätzung dient hier das bekannt gewordene Ergebnis einer Ausschreibung für eine sog. Gleichspannungs-Kurzkopplung (6). Derartige Anlagen werden in den USA genutzt, um Energie zwischen unterschiedlich synchronisierten Wechselspannungsnetzen auszutauschen. Eine Gleichspannungs-Kurzkopplung besteht aus zwei fast identischen Einheiten aus Hochspannungsgarten, Hochspannungstrafo, Stromrichtern, Steuermodulen sowie den diese Komponenten umschließenden Gebäuden. Jede der zwei Einheiten ist ein Äquivalent zu der im GroNaS-Speicherwerk benötigten Hoch- und Niederspannungstechnologie, so dass sich aus dem im Jahr 2012 genannten Ausschreibungsergebnis von 60 Mio. US-Dollar für eine Anlage mit 220 MW installierter Leistung ein auf derzeitige (2025) Preise umgerechneter Kostenbeitrag von 145 €/ kW ergibt (Dollarkurs 8/2012: 1 € = 1,25 \$, kumulierte Inflation 2012 - 2024: 32%).

Optimistische und pessimistische Schätzung: 145 €/ kW

2.2 Elektrochemische Energiewandler (Cp2)

In einem GroNaS-Speicherwerk befinden sich ein oder mehrere große elektrochemische Energiewandler mit einer Leistung von je 1 bis 2 MW. Sie sind das Herz der Anlage. Solch ein Energiewandler hat die Form eines Stapels aus flachen Scheiben mit einem Durchmesser von 1 bis 2 Metern. Er existiert bisher nur als Zeichnung. Deshalb liegen noch keine validen Angaben zum Herstellungspreis vor. Er hat jedoch eine ähnliche Bauweise, Größe und elektrische Leistung wie ein sog. alkalische Elektrolyseur. Das ist ein seit langem am Markt verfügbares elektrochemisches Aggregat, für das Angaben zum Kaufpreis ermittelt werden konnten. Aufgrund der technologischen Ähnlichkeit wurden diese Angaben für die Kostenschätzung des GroNaS-Energiewandlers herangezogen.

Alle Bauteile eines alkalischen Elektrolyseurs, abgesehen vom sog. Diaphragma, können mit Standardmethoden des Maschinenbaus gefertigt werden. Das Diaphragma gibt es im GroNaS-Energiewandler nicht. Seine Funktion wird im GroNaS-Energiewandler durch Spezialbauteile aus Natrium-beta-aluminat, einer Spezialkeramik, realisiert. Sie sind

deutlich teurer als das Diaphragma des alkalischen Elektrolyseurs und werden deshalb hier mit einem zusätzlichen Kostenbeitrag berücksichtigt.

Die CAPEX-Angaben für einen basische Elektrolyseur wurde dem Bericht „The Future of Hydrogen“ der IEA (International Energy Agency) für die G20-Staatengruppe entnommen (2). In diesem Bericht (S. 45) ist wird ein Bereich von 500 €/ kW_i bis 1400 €/ kW_i für eine komplette Elektrolyseanlage genannt und weiterhin angegeben, dass auf den Elektrolysestack (den eigentlichen Energiewandler) 50% dieser Kosten entfallen.

Optimistische Schätzung: 250 €/ kW_i

Pessimistische Schätzung: 700 €/ kW_i

2.3 Herstellungskosten der Spezialbauteile aus Natrium-beta-aluminat (Cp3)

Die Festelektrolytbauteile sind derzeit nicht als Standardteile erhältlich, können jedoch in einer Pilotanlage des Fraunhofer IKTS in Hermsdorf hergestellt werden. Ein Anhaltspunkt für den zukünftigen Herstellungspreis wurde in einer industrienahen Studie, durchgeführt bei der Friedrichsfeld GmbH in Mannheim, bereits 1980 ermittelt. Diese Studie kam damals zu dem Ergebnis, dass die Bauteile zum Preis von 9 DM, das sind bei Berücksichtigung der Inflation bis zum Jahr 2024 ca. 11 €, hergestellt werden können. Für die Bestimmung der Anzahl der Festelektrolytbauteile wurde der angestrebte Wirkungsgrad berücksichtigt. Er ist abhängig von der insgesamt vorhandenen Oberfläche der Bauteile. Soll ein Systemwirkungsgrad von 90% erreicht werden, sind 49 Bauteile pro Kilowatt installierter Leistung erforderlich.

Die Studie liegt nun schon über 30 Jahre zurück. In der Zwischenzeit konnte die Produktivität des Herstellungsverfahrens gesteigert werden konnte. Wir gehen in der optimistischen Schätzung davon aus, dass der Herstellungspreis inzwischen auf die Hälfte gesenkt werden konnte.

Optimistische Schätzung: 269,5 €/ kW_i

Pessimistische Schätzung: 539 €/ kW_i

2.4 Investitionskosten für Energieträgermaterial (Cc1)

2.4.1 Anwendungsfall Stromversorgung

Der Speicher hat eine spezifische Kapazität von 336 Stunden. Für jedes Kilowatt an installierter Leistung muss also Energieträgermaterial für 336 kWh bereit stehen. Der Speicher gleicht vor allem die Unterschiede zwischen Erzeugung und Last zu Tages und Nachtzeiten sowie zwischen Wochentagen und Wochenenden (bzw. Feiertagen) aus. Der Zeitpunkt des Beginns und die Länge einer Dunkelflaute lassen sich nicht vorhersagen. Der Speicher wird deshalb so geführt, dass er die meiste Zeit zu zwei Dritteln geladen ist. Damit wird die Wahrscheinlichkeit erhöht, eine Dunkelflaute auch wirklich ausgleichen zu können, wenn sie auftritt.

Optimistische Schätzung: 104 €/ kW_i (0,31 €/kWh x 336 h)

Pessimistische Schätzung: 181 €/ kW_i (0,54 €/kWh x 336 h)

2.4.2 Anwendungsfall "Heizungsenergieversorgung

Für dieses Berechnungsbeispiel wird angenommen, dass ein Verbund aus Solar- und Windkraftwerken und einem GroNaS-Speicher betrieben wird. Dabei ist die installierte Leistung der Solaranlagen gleich der der Windkraftanlagen und weiterhin genau so groß wie die des Speichers. Der Speicher wird im Sommer geladen und im Verlauf des Winters durch die Entnahme von Elektroenergie für den Betrieb von Wärmepumpen wieder vollständig geleert.

Solkraftwerke erzeugen in einem Jahr ca. 1000 kWh Strom pro installiertem Kilowatt, davon zwei Drittel im Sommerhalbjahr. Diese im Sommer erzeugte Strommenge geht komplett in den Speicher. Dem entspricht eine Ladedauer von 667 h.

Windkraftwerke erzeugen ca. 2000 kWh Strom pro installiertem Kilowatt, davon ein Drittel im Sommerhalbjahr. Auch diese Strommenge wird eingespeichert. Dem entsprechen weitere 667 h Ladezeit bei voller Leistung.

Um die gesamte, im Sommer erzeugte Energiemenge im Speicher aufnehmen zu können, ergibt sich unter Berücksichtigung des Wirkungsgrads beim Einspeichern eine spezifische Kapazität von 1266 h.

Optimistische Schätzung: 392 €/ kW_i (0,31 €/kWh x 1266 h)

Pessimistische Schätzung: 683 €/ kW_i (0,54 €/kWh x 1266 h)

2.5 Tankanlagen für das Energieträgermaterial (Cc2)

Die Tanks für Schwefel und Natriumsulfide sind einfache große Behälter ähnlich den Öltanks in Erdöl-Raffinerien. Sie sind somit vergleichsweise billig. Bei den Tanks für Natrium geht die Schätzung weit auseinander, weil noch nicht klar ist, ob ein günstiger Potenzialtrenner gebaut werden kann oder nicht. Ein GroNaS-Energiewandler besteht aus einem

Stapel von Energiewandlereinheiten von denen jede eine Kammer mit Natrium hat. Diese Kammern dürfen nicht direkt elektrisch leitend miteinander verbunden werden. Weil Natrium selbst ein hervorragender elektrischer Leiter ist, können sie deshalb nicht mittels eines einfachen Verteilsystems aus verzweigten Rohrleitungen versorgt werden. Das ist nur möglich, wenn zwischen der Hauptleitung und jeder der Abzweigungen ein Potenzialtrenner arbeitet. Das ist ein Gerät, das Natrium durchlässt, ohne eine elektrische Verbindung herzustellen. Gelingt es nicht, einen ausreichend günstigen Potenzialtrenner zu entwickeln, muss für jede Stapeleinheit eine eigener kleiner Tank für Natrium gebaut werden. Das ist die Grundlage für die pessimistische Schätzung. Ihr liegt eine Recherche zu Preisen von kleinen stählernen Druckbehältern für kleine Drücke (ca. 10 bar) zu Grunde. Diese Kosten würden den Preis für die gesamte Tankanlage dominieren. Die optimistische Schätzung geht davon aus, dass nur ein Viertel dieses Betrags benötigt wird.

2.5.1 Anwendungsfall Stromversorgung

Optimistische Schätzung: 34 €/ kW_i (0,1 €/kWh x 336 h)

Pessimistische Schätzung: 134 €/ kW_i (0,4 €/kWh x 336 h)

2.5.2 Anwendungsfall Heizenergieversorgung

Optimistische Schätzung: 127 €/ kW_i (0,1 €/kWh x 1266 h)

Pessimistische Schätzung: 506 €/ kW_i (0,4 €/kWh x 1266 h)

2.6 Kosten für die in der Anlage verbrauchte Energie (A1)

Für diese Berechnung wird vereinfachend angenommen, dass der GroNaS-Speicher ausschließlich Strom von Solar- und Windkraftwerken bezieht. Als Grundlage für die Abschätzung der Kosten, die durch die Energieverluste in der Speicheranlage entstehen, wurden folgende der Fraunhofer-Studie (1) aufgeführten Stromgestehungskosten herangezogen:

- LCOE Solarstrom, optimistisch: 0,041 €/ kWh (Freiflächen-PV-Anlagen in Süddeutschland)
- LCOE Solarstrom, pessimistisch: 0,12 €/ kWh (große PV-Dachanlagen in Norddeutschland)
- LCOE Windstrom, optimistisch: 0,043 €/ kWh (Onshore-Windturbinen mit günstigem Standort)
- LCOE Windstrom, pessimistisch: 0,103 €/ kWh (Offshore-Windturbinen mit ungünstigem Standort)

Für die Bestimmung der Kosten für den Eigenenergieverbrauch wurden diese Faktoren mit den Anteilen von Wind- und Solarstrom am Gesamtstrombezug (50% / 50% in beiden Anwendungsfällen s. Abschnitte 5.1 und 5.2) gewichtet und mit der Menge der verbrauchten Energie multipliziert:

2.6.1 Anwendungsfall Stromversorgung:

Optimistische Schätzung: 8,3 € pro kW_i und Jahr

Pessimistische Schätzung: 22,1 € pro kW_i und Jahr

2.6.2 Anwendungsfall Heizenergieversorgung:

Optimistische Schätzung: 5,6 € pro kW_i und Jahr

Pessimistische Schätzung: 14,9 € pro kW_i und Jahr

2.7 Netzentgeltkosten (A2)

Industrielle Großspeicher sind derzeit gem. §118 Abs. 6 EnWG für die ersten 20 Jahre ihrer Lebensdauer vom Netzentgelt befreit. Da ein realer Speicher aber immer einen Wirkungsgrad von weniger als 100% hat, ist eine Speicheranlage zugleich aber auch immer ein Energieverbraucher. Die Texte der derzeit für das Netzentgelt geltenden Verordnungen und Gesetze beantworten leider nicht alle Fragen, die Stromspeicher betreffen. Die Mehrheit der Juristen geht jedoch davon aus, dass für den Bezug des Stroms, der in der Anlage selbst verbraucht wird, Netzentgelt entrichtet werden muss. Für diese Abschätzung wird der GroNaS-Speicher daher gedanklich in zwei Einheiten geteilt.

Eine Einheit ist ein idealer Stromspeicher mit einer Leistung von 90% der installierten Leistung. Diese Einheit ist vom Netzentgelt befreit.

Die zweite Einheit ist ein Energieverbraucher und hat 10% der installierten Leistung. Auf diese Einheit wird in dieser Abschätzung die in § 19 Abs. 4 StromNEV gegebene Regel angewendet. Dem zu Folge ergibt sich das Netzentgelt im ersten Schritt als Produkt des Jahresleistungspreises mit dem Anteil der vom Speicher nicht ins Netz zurückgegebenen Energie an der insgesamt aufgenommenen Energie und dem Wert der sog. Gleichzeitigkeitsfunktion. Im zweiten Schritt erfolgt dann noch eine Reduktion auf 20%, weil der gedachten, Energie verbrauchenden Einheit ein netzdienliches Verhalten gem. § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV zugeschrieben werden kann.

Der Wert für die Gleichzeitigkeitsfunktion wird vom Übertragungsnetzbetreiber nur für reale Anlagen berechnet und steht für diese Speicherkostenschätzung einer zukünftigen Anlage also nicht zur Verfügung. Deshalb wird für diese

Abschätzung ein Wert von 1 veranschlagt. Das ist der in Bezug auf das Netzentgelt ungünstigste Wert der Gleichzeitigkeitsfunktion, er kann immer erreicht werden.

Für den Jahresleistungspreis des Netzentgelts wurde ein Wert von 127,74 €/kW verwendet. Das ist der Wert, der für Standorte mit Höchstspannungsnetzanschluss vorgesehen ist. Er wurde dem bundeseinheitliche Preisblatt 2025 der Bundesnetzagentur (4) entnommen.

2.7.1 Anwendungsfall Stromversorgung

Optimistische und pessimistische Schätzung: 3,1 € pro kW_i und Jahr

2.7.2 Anwendungsfall Heizenergieversorgung:

Optimistische und pessimistische Schätzung: 2,9 € pro kW_i und Jahr

2.8 Personalkosten (A3)

In der Zielstellung unseres Konzepts ist ein GroNaS-Speicherwerk eine weitgehend automatisch arbeitende Anlage mit geringem Verschleiß, so dass nur sehr wenig Personal (vor allem zur Überwachung, Verwaltung und Steuerung) beschäftigt werden muss. In einer ersten Abschätzung wäre das eine Anzahl von 0,0005 Fachkräften pro kW_i (das wären 200 Personen für ein 1000-MW-Kraftwerk) mit einem Personalkostensatz von je 50.000 € pro Jahr.

Optimistische und pessimistische Schätzung: 25 € pro kW_i und Jahr

2.9 Reparaturen (A4)

Für Reparaturen werden 2% der leistungsabhängigen Investitionskosten veranschlagt.

Optimistische Schätzung: 13,3 € pro kW_i und Jahr

Pessimistische Schätzung: 27,7 € pro kW_i und Jahr

2.10 Zins (i)

Die durch den Zins bedingten Finanzierungskosten für eine Investition werden bei einer Berechnung nach der Kapitalwertmethode durch die sog. Diskontierung abgebildet. Die Fraunhofer-Studie (1) zu den Stromspeicherkosten nutzt als Zinssatz für diese Berechnung den inflationskorrigierten Wert (Realwert) für die Weighted Average Costs of Capital (WACC). Der WACC-Wert für die Finanzierung der in der Studie aufgeführten unterschiedlichen Technologien weist den kleinsten Wert für kleine Photovoltaik-Dachanlagen und die größten Werte für Brennstoffzellenanlagen, mit Wasserstoff betriebene Gasturbinenkraftwerke sowie Kernkraftwerke aus. Der WACC ist vor allem davon abhängig, welches Risiko der Finanzierer, sei es das eigene Unternehmen oder eine Bank, für die Rückzahlung der Investition sieht. Dieses Risiko ist für kleine private PV-Dachanlagen besonders klein und für Kernkraftwerke und alle Anlagentypen, in denen Wasserstoff als Energieträger verwendet wird, besonders hoch. Da die GroNaS-Technologie weder in kleinen Privatanlagen betrieben werden kann, noch die besonderen finanziellen Unsicherheiten bei der zukünftigen Wasserstoffversorgung oder der Nukleartechnologie eine Rolle spielen, blieben der minimale und maximale WACC-Wert für diese Abschätzung unberücksichtigt. Als vergleichbarer, optimistischer Wert wurde der WACC-Wert für große Solaranlagen und als pessimistischer Wert der die Angabe für mit Erdgas betriebener Gasturbinenkraftwerke gewählt.

Optimistische Schätzung: 3,5%

Pessimistische Schätzung: 6,4%

2.11 Abzinsungszeitraum / Lebensdauer des Kraftwerks (n)

Für die in der Berechnungsformel enthaltene Abzinsung ist die Angabe der Lebensdauer der Anlage erforderlich. Ein GroNaS-Speicherwerk ist eine automatisch arbeitende Anlage mit geringem Verschleiß, so dass mit einer Lebensdauer von mehr als 20 Jahren zu rechnen ist.

Optimistische und pessimistische Schätzung: 20 Jahre

2.12 Pro Jahr vom Speicher abgegebene Energiemenge (W)

2.12.1 Anwendungsfall Stromversorgung

Die Speicherkosten eines Energiespeichers sind stark abhängig von der Energiemenge, die durch den Speicher geführt wird. In der aktuellen (November 2025) Situation (größte Last im Netz: ca. 85 GW_i, gesamte installierte Leistung der Photovoltaik-Anlagen: 104 GW_i, gesamte installierte Leistung aller Windkraftwerke: 76 GW_i, Kohle und Gaskraftwerke sind noch am Netz) ist die Energiemenge, die durch einen von Marktpreisen geführten Speicher mit einer spe-

zifischen Kapazität von 336 h laufen würde, nur mit einer aufwändigen Datenanalyse zu beziffern. Die Situation ändert sich jedoch, sobald ein solcher Speicher verfügbar ist, weitere Wind- und Solaranlagen hinzukommen und die jetzt noch als Backup benötigten Kohle-, Gas- und Ölkraftwerke (derzeit zusammen ca. 39 GWi) vom Netz gehen. Sie stellen derzeit noch ca. ein Drittel der jährlich erzeugten Strommenge bereit. Soll diese Strommenge regenerativ erzeugt werden, erfordert das einen Zubau von Solar- und Windanlagen auf ungefähr das Doppelte der derzeit installierten Leistung. Das bedeutet dann, dass immer, wenn die Sonne scheint und immer, wenn der Wind weht, ein drastisches Überangebot an regenerativer Energie besteht. Unter derartigen Bedingungen lassen sich einfache Annahmen für die Energiemenge, die durch den Speicher geführt wird, treffen:

- Der Speicher bezieht tagsüber in Zeiten ohne Wolkenbedeckung (sog. Sonnenstunden) immer Energie. Das sind 1983 Stunden pro Jahr (Daten vom Standort München im Durchschnitt über die Jahre 2014 bis 2023). Der Umstand, dass die Leistung der Solarkraftwerke am Morgen und am Abend wegen des niedrigen Sonnenstandes und somit sehr schlechter Ausrichtung der PV-Module auf die Sonne nur sehr gering ist, wird mit einem Faktor von 0,5 berücksichtigt. Es ergibt sich somit eine Solarstrom-Ladedauer von 991 Stunden pro Jahr.

- Der Speicher bezieht, über das ganze Jahr verteilt, aus den Windanlagen nochmals die gleiche Energiemenge wie aus den Solaranlagen, also nochmals über 991 Stunden.

Die jährliche Energieentnahmedauer ergibt sich dann als Produkt des Systemwirkungsgrades (90%) mit der gesamten Energieaufnahmedauer:

Pessimistische und optimistische Schätzung: 1785 h (kWh pro kW_i)

2.12.2 Anwendungsfall Heizenergieversorgung:

Wie bereits im Abschnitt „Investitionskosten für Energieträgermaterial (Cc1)“ dargelegt, nimmt der Speicher im Sommer Energie in einem Äquivalent von 1334 Stunden bei installierter Leistung Energie auf. Der Systemwirkungsgrad liegt bei 90%. Im Winterhalbjahr wird demzufolge folgende Energiemenge abgegeben:

Pessimistische und optimistische Schätzung: 1201 h (kWh pro kW_i)

2.13 Verbleibender Wert der Anlage (R)

Wir gehen davon aus, dass die Anlage nach der für diese Abschätzung zu Grunde gelegten Lebensdauer einen gewissen Wert darstellt. Dabei ist der verbleibende Wert der technischen Ausrüstung jedoch noch unbekannt. Vergleichsweise sicher ist jedoch der Wert des in einem GroNaS-Speicherkraftwerk enthaltenen Energieträgermaterials (Natrium und Schwefel), denn dieses Material bleibt während der gesamten Lebensdauer erhalten und erleidet auch keinen Qualitätsverlust. Selbst wenn die Anlage nicht weiter betrieben werden sollte, kann es an die chemische Industrie verkauft werden. Als verbleibender Wert der gesamten Anlage wird deshalb hier Wert des Energieträgermaterials angenommen.

In der pessimistischen Betrachtung muss mehr für den Ankauf des Speichermaterials bezahlt werden. Somit ist der verbleibende Wert des Materials nun in der selben pessimistischen Betrachtung auch größer als in der optimistischen, auch wenn einem das zunächst paradox vorkommt.

2.13.1 Anwendungsfall "Stromversorgung"

Das Speicherwerk enthält pro Kilowatt installierter Leistung ca. 445 kg Energiespeichermaterial (Natrium und Schwefel zusammen genommen).

Optimistische Schätzung: 104 € pro kW_i und Jahr

Pessimistische Schätzung: 181 € pro kW_i und Jahr

2.13.2 Anwendungsfall "Heizungsenergieversorgung"

Das Speicherwerk enthält pro Kilowatt installierter Leistung ca. 1769 kg Energiespeichermaterial (Natrium und Schwefel zusammen genommen).

Optimistische Schätzung: 392 € pro kW_i und Jahr

Pessimistische Schätzung: 683 € pro kW_i und Jahr

3 Speicherkosten von GroNaS-Speichern

3.1 Anwendungsfall Stromversorgung

Das Speicherkraftwerk hat eine spezifische Kapazität von 336 h. Mit den o. g. Parametern ergeben sich folgende Werte für die Speicherkosten:

Optimistische Schätzung: 0,057 €/kWh

Pessimistische Schätzung: 0,127 €/kWh

Zum Vergleich: Ein gemeinsam vom Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme, der Universität Stuttgart und der TTI GmbH erstellter Forschungsbericht (5), S. 41 beziffert die Speicherkosten für derzeit vorhandene große Kurzzeit-Stromspeicher:

Technologie	LCOS
Pumpspeicherwerke	0,05 bis 0,09 €/kWh
Blei-Batteriespeicher	0,15 bis 0,19 €/kWh
Li-Ionen-Batteriespeicher	0,23 bis 0,37 €/kWh

Diesen Werten liegt jedoch ein Betriebsmodell mit 365 Ladezyklen zu Grunde. Das bedeutet, dass die spezifische Kapazität bei höchstens 12 h liegt. Damit wären sie für die Lösung der Aufgabe "Kurzfristiger Ausgleich mit Absicherung gegen Dunkelflauten" aber gar nicht geeignet. Li-Ionen- bzw. Bleibatteriespeicher könnte man für diesen Fall auslegen, indem man einfach ein Vielfaches an Batterien aufstellt (das 28fache, wenn der Speicher in einfacher Ausführung für den Kurzzeitspeicherbetrieb eine spezifische Kapazität von 12 Stunden hat). Dadurch würden die Investitionskosten so drastisch steigen, dass die Berechnung mit den selben Rahmenbedingungen (Energieaufnahme und -abgabe in ca. 2500 Stunden pro Jahr, Fähigkeit zur Überbrückung einer Dunkelflaute von einer Woche durch eine spezifische Kapazität von 336 h) Speicherkosten von mehreren Euro pro kWh ergäben.

Bei Pumpspeichern würde dem Bericht (5) zu Folge die Erhöhung der spezifischen Kapazität auf 336 h nur zu einer geringen Erhöhung des Speicherpreises führen. Sie ist jedoch nur theoretisch denkbar weil die natürlichen Bedingungen für Aufbewahrung der dazu erforderlichen Wassermengen gar nicht gegeben sind.

3.2 Anwendungsfall Heizungsenergieversorgung

Das Speicherkraftwerk hat eine spezifische Kapazität von 1983 h. Mit den o. g. Parametern ergeben sich folgende Werte für die Speicherkosten:

Optimistische Schätzung: 0,097 €/kWh

Pessimistische Schätzung: 0,237 €/kWh

Zum Vergleich: Die Fraunhofer-Studie (1) nennt Pumpspeicherwerke, die einmal pro Jahr komplett gefüllt und wieder entleert werden, als derzeit kostengünstigste Langzeitspeichertechnologie für Strom. Die Speicherkosten für diesen Betriebsmodus lägen dann im Bereich zwischen 0,93 €/kWh und 1,85 €/kWh. Diese Variante ist jedoch wegen der nicht vorhandenen natürlichen Ressourcen (viele ganze Täler, die man mit Wasser füllen müsste) nicht relevant.

4 Stromgestehungskosten für Erzeugerverbünde mit GroNaS-Speichern

Betreibt man einen Verbund, der aus einem GroNaS-Speicherwerk und mehreren Solar- und Windkraftwerken besteht und entnimmt Energie ausschließlich vom Speicher, kann das ganze System auch als Kraftwerk gesehen werden und. Für diese Art Kraftwerk lassen sich dann auch Stromgestehungskosten (LCOE) errechnen. Sie ergeben sich als Summe der gewichteten Stromgestehungskosten der Kraftwerke des Verbunds und den Speicherkosten des Speichers. Mit dem Ergebnis wird der Vergleich mit anderen Stromerzeugungstechnologien möglich.

4.1 Anwendungsfall „Stromversorgung“

Für die Aufgabe, Strom in Zeitabschnitten mit geringer oder fehlender regenerativer Erzeugung bereit zu stellen, stehen derzeit zwei Optionen zur Debatte. Die erste Option ist die Investition in Gaskraftwerke, die in den Zeiten mit Strommangel dazugeschaltet werden sollen (sog. Backup-Kraftwerke). Das gilt als vergleichsweise kostengünstig und hätte gegenüber dem derzeit zu diesem Zweck benutzten Park aus Kohlekraftwerken mittleren Alters den Vorteil, dass die Menge des emittierten Kohlendioxids etwas verringert wird (weil pro erzeugter Kilowattstunde Strom bei der Verbrennung von Gas weniger Kohlendioxid entsteht, als bei der Verbrennung von Kohle). Die zweite Option ist der Betrieb eines Speichers, der mit Strom aus regenerativen Quellen versorgt wird. Diese Option hätte den enormen Vorteil, dass gar kein Kohlendioxid mehr erzeugt wird. Eine weitere Frage wäre jedoch, welche der beiden Optionen kostengünstiger ist. Dazu eignet sich der Vergleich der Stromgestehungskosten des Strombezugs aus dem Speicher mit dem Stromgestehungskosten des Bezugs aus einem Gaskraftwerk. Die Stromgestehungskosten des Strombezugs des Strombezugs aus dem Speicher ergeben sich als Summe der Stromspeicherkosten und den Stromgestehungskosten der Quelle, aus der der Speicher gespeist wird. Bezieht der Speicher Strom von Quellen mit unterschiedlichen Stromgestehungskosten (z. B. Solar- und Windstrom), müssen diese nach dem Anteil an der bezogenen Strommenge gewichtet werden.

Als Stromgestehungspreis für den Bezug von Strom aus einem Verbund eines GroNaS-Speichers mit Solar- und Windkraftwerken ergibt sich eine Preisspanne, die ungefähr dem Bereich der Stromgestehungskosten von neuen GuD-Kraftwerken entspricht. Gegenüber einfachen Gasturbinenkraftwerken wäre das Versorgungssystem mit dem GroNaS-Speicher sogar deutlich im Vorteil.

Stromgestehungskosten eines Verbunds von Solar- und Windkraftwerke mit GroNaS-Speichern:

Optimistische Schätzung: 0,099 €/kWh

Pessimistische Schätzung: 0,238 €/kWh

Die Fraunhofer-Studie (1) nennt folgende Werte für GuD- bzw. Gasturbinenkraftwerke (die Werte für einfache Gasturbinenkraftwerke sind höher, weil ihr Wirkungsgrad deutlich kleiner ist als der von GuD-Kraftwerken und sich somit die Brennstoffkosten und die CO₂-Abgabe bemerkbar machen):

- Stromgestehungskosten neue Gas- und Dampfturbinenkraftwerke (GuD): 0,11 – 0,18 €/kWh
- Stromgestehungskosten neuer Gasturbinenkraftwerke: 0,15 - 0,33 €/kWh

Für die Aufgabe, kurzfristige Lastschwankungen auszugleichen und eine gegen Dunkelflauten stabile Stromversorgung zu gewährleisten, wäre eine Investition in einen GroNaS-Speicher samt Zubau an weiteren Solar- und Windkraftwerken also die vorteilhaftere Option, denn sie verursacht die gleichen Kosten wie die Anschaffung neuer Gaskraftwerke und die Emission von Kohlendioxid entfällt.

4.2 Anwendungsfall Heizenergieversorgung

Ein Erzeugerverbund aus Wind- und Solarkraftwerken sowie GroNaS-Speichern, der ausschließlich für die Versorgung von Wärmepumpen im Winter errichtet würde, hätte folgende Stromgestehungskosten:

Optimistische Schätzung: 0,139 €/kWh

Pessimistische Schätzung: 0,348 €/kWh

5 Schätzung erreichbarer Endverbraucher-Preise

Der Strompreis wird durch ein Marktgeschehen, in das eine Unzahl von Parametern eingeht, bestimmt. Der Einfluss der Verwendung von Großspeichern nach dem GroNaS-Konzept auf den Strompreis wäre deshalb nur mit einer sehr aufwändigen Datenanalyse bestimmbar. Mit Modellen, die langfristige Verträge und Fixpreise als Basis haben, lassen sich aber auch mit einfachen Berechnungen plausible Aussagen über den Endverbraucher-Strompreis treffen. Die Annahmen für die Berechnungsmodelle sind marktfremd. Anhand der Modelle lässt sich aber immerhin die Aussage treffen, dass es bei einer Investition in die im Modell aufgeführten Güter (Wind- und Solarkraftwerke, GroNaS-Speicher) möglich ist, den Kunden den errechneten Preis zu bieten. Durch eine Preisbildung am Markt würden mutmaßlich bessere Ergebnisse, also geringere Strompreise erreicht werden, denn das ist der Grund, warum niemand Fixpreisverträge nach derartigen Modellen abschließt.

5.1 Anwendungsfall „Stromversorgung“

Das Modell für diesen Fall beruht auf folgenden Annahmen:

- Die Endverbraucher sind Gewerbebetriebe und Privatpersonen.
- Es besteht ein langfristiger Vertrag (20 Jahre) des Endverbrauchers mit einem Erzeuger-Speicher-Verbund. Der Strompreis hat einen fixen Wert.
- Der Verbund besteht aus Solar- und Windkraftwerken sowie GroNaS-Speichern. Diese haben eine spezifische Kapazität von 336 h.
- Die Solar- und Windkraftwerke erzeugen pro Jahr die gleiche Menge an Energie, aber zu unterschiedlichen Zeiten.
- Der Endverbraucher bezieht 50% seines Stroms vom Speicher (bei Flaute bzw. Dunkelheit) und 50% direkt von den Kraftwerken (bei ausreichendem regenerativen Angebot).

Mit dem oben errechneten Stromgestehungspreis für den Bezug von Strom aus dem Speicher (0,099 - 0,238 €/kWh), den Werten aus der Fraunhofer-Studie (1) genannten Stromgestehungskosten für Solarstrom (0,041 - 0,12 €/kWh) und Windstrom (0,043 - 0,103 €/kWh), einem Aufschlag von 6% für Vertrieb und die Verwaltung des Verbunds, dem Endverbraucher-Netzentgelt (0,132 €/kWh) und einer Position für Steuern, Abgaben und Umlagen (0,103 €/kWh), beide Werte laut Angaben der Bundesnetzagentur (3), ergibt sich folgendes Ergebnis:

Endverbraucher-Strompreis:

optimistische Schätzung: 0,31 €/kWh

pessimistische Schätzung: 0,42 €/kWh

Fazit: Unter den Modellbedingungen wäre eine vollständig regenerative, stabile, gegen Dunkelflauten abgesicherte Stromversorgung möglich, ohne dass der Strompreis ansteigt. Der durchschnittliche reale Endverbraucher-Strompreis lag im Jahr 2024 bei 0,416 €/kWh (Angabe der Bundesnetzagentur), der Mittelpunkt des Bereichs zwischen optimistischer und pessimistischer Schätzung läge also deutlich darunter.

5.2 Anwendungsfall „Heizungsenergieversorgung“

Das Modell für die Berechnung beruht auf folgenden Annahmen:

- Die Endverbraucher sind Privatpersonen und Unternehmen, die Gebäudeheizungen betreiben.

- Sie betreiben im Winterhalbjahr Wohnungsheizungen mit Wärmepumpen, die eine Jahresarbeitszahl von 3,5 haben. Sie haben einen für die Stromversorgung der Wärmepumpe einen separaten Vertrag mit langer Laufzeit und fixem Strompreis.
- Die Endverbraucher werden von einem Verbund aus Solar- und Windkraftwerken sowie GroNaS-Speichern mit Strom versorgt.
- Die GroNaS-Speicher des Verbunds haben eine spezifischen Kapazität von 1334 h.
- Die insgesamt installierte Leistung der Solarkraftwerke des Verbunds ist genau so groß wie die installierte Leistung des Speichers. Pro Jahr wird damit eine Strommenge von 1000 kWh pro Kilowatt installierter Leistung erzeugt. Das entspricht 1000 h Stromerzeugung bei maximaler Leistung. Zwei Drittel dieser Menge werden im Sommer erzeugt und eingespeichert. Das restliche Drittel wird im Winterhalbjahr produziert und direkt an die Endverbraucher geliefert.
- Auch die insgesamt installierte Leistung der Windkraftwerke des Verbunds ist genau so groß wie die installierte Leistung des Speichers. Pro Jahr wird damit eine Strommenge von 2000 kWh pro Kilowatt installierter Leistung erzeugt. Das entspricht 2000 h Stromerzeugung bei maximaler Leistung. Ein Drittel dieser Menge werden im Sommer erzeugt und eingespeichert. Die restlichen zwei Drittel werden im Winterhalbjahr produziert und direkt an die Endverbraucher geliefert.
- Insgesamt betrachtet, werden 4/9 (44,45%) des erzeugten Stroms im Sommer an den Speicher geliefert und 5/9 (55,55%) im Winter direkt an die Endverbraucher. Wegen der Umwandlungsverluste im Speicher weicht das Verhältnis der direkt bezogenen und der vom Speicher bezogenen Strommenge bei den Verbrauchern geringfügig davon ab. Sie beziehen 42% ihres Stroms vom Speicher und 58% direkt von den Kraftwerken.

Mit dem oben errechneten Stromgestehungspreis für den Bezug von Strom aus dem Speicher (0,139 - 0,348 €/kWh), den aus der Fraunhofer-Studie (1) genannten Stromgestehungskosten für Windstrom (0,043 - 0,103 €/kWh), einem Aufschlag von 6% für Vertrieb und die Verwaltung des Verbunds, dem Endverbraucher-Netzentgelt (0,132 €/kWh) und einer Position für Steuern, Abgaben und Umlagen (0,103 €/kWh), beide Werte laut Angaben der Bundesnetzagentur (3), ergibt folgendes Ergebnis:

Endverbraucher Strompreis für den Betrieb der Wärmepumpen:

optimistische Schätzung: 0,323 €/kWh

pessimistische Schätzung: 0,455 €/kWh

Eine Wärmepumpe mit einer Jahresarbeitszahl von 3,5 erzeugt im Jahresdurchschnitt aus einer Kilowattstunde Strom 3,5 Kilowattstunden Heizungsenergie. Für einen Vergleich mit einer Gasheizung, bei der es keinen Zugewinn durch aufgenommene Umgebungswärme gibt, müssen diese Stromkosten also durch 3,5 geteilt werden. Es ergibt sich somit:

Endverbraucherpreis für Heizungsenergie:

optimistische Schätzung: 0,092 €/kWh

pessimistische Schätzung: 0,130 €/kWh

Fazit: Auch die Heizungsenergieversorgung ließe sich durch einen Verbund von regenerativen Kraftwerken mit GroNaS-Speichern vollständig auf regenerative Quellen umstellen, ohne dass der Preis für Heizungsenergie ansteigt. Der Mittelwert zwischen optimistischer und pessimistischer Schätzung liegt bei 0,111 €/kWh.

Der durchschnittliche Endverbraucher-Gaspreis lag laut Angabe der Bundesnetzagentur (3) im Jahr 2024 bei 0,125 €/kWh. Im Gegensatz zum Heizungsenergiepreis des Berechnungsbeispiels wird er in den nächsten Jahren steigen, weil die darin enthaltene CO₂-Umlage höher wird.

6 Quellen

- (1) [Fraunhofer-ISE: Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien 2024](#)
- (2) [Report prepared by the IEA: The Future of Hydrogen, Seizing today's opportunities.](#)
- (3) [Bundesnetzagentur: Durchschnittliche Strom- und Gaspreisen und ihre Zusammensetzung, 2024](#)
- (4) [Bundesnetzagentur: Bundeseinheitliches Preisblatt 2025, Finale Netzentgelte](#)
- (5) [Fraunhofer ISE, Uni Stuttgart: Forschungsbericht BWPLUS, Förderkennzeichen BWE 13015 – 13016](#)
- (6) [news.thomasnet.com: ABB Awarded 60 Million HVDC Order](#)