
Systemkostenvergleich von neuen Erdgaskraftwerken mit neuen Solar- und Windenergieanlagen an Land

Ralf Bischof

26. April 2026

RBID GmbH

Kontakt

Dipl.-Ing (TU) Ralf Bischof

ralf.bischof@rbid-berlin.de

Tel. 01577-0534164

RBID GmbH

Galenusstr. 62 P

D-13187 Berlin

Handelsregister Berlin HRB 241114

Geschäftsführung: Ralf Bischof

Haftungsausschluss

Die RBID GmbH haftet bei Vorliegen eines Mangels nach den gesetzlichen Vorschriften, soweit sich aus dem Nachfolgenden nichts anderes ergibt.

Bei fahrlässig verursachten Sach- und Vermögensschäden haftet die RBID GmbH nur bei der Verletzung einer wesentlichen Vertragspflicht, jedoch der Höhe nach beschränkt auf die bei Vertragsschluss vorhersehbaren und vertragstypischen Schäden.

Der Haftungsumfang bei Mängeln beschränkt sich zunächst auf die Honorarhöhe. Personenschäden sind von der Haftungsbeschränkung ausgenommen.

Schadensersatz- und Aufwendungsersatzansprüche des Auftraggebers, gleich aus welchem Rechtsgrund, sind ausgeschlossen, soweit nicht nach gesetzlichen Regelungen zwingend gehaftet wird.

Sämtliche etwaige Schadensersatzansprüche gegen die RBID GmbH verjähren nach spätestens zwei Jahren. Die Verjährungsfrist beginnt mit der Erkennbarkeit des Schadens, jedoch spätestens nach Abschluss der vertraglich vereinbarten Tätigkeit. Bei unberechtigter Reklamation ist der Auftraggeber zur Kostenübernahme der Prüfung verpflichtet.

Inhalt

1	Einführung.....	5
2	Kosten von Strom aus neuen Erdgaskraftwerken.....	5
2.1	Variable Kosten.....	6
2.2	Fixe Kosten.....	6
2.3	Zeitliche Ausnutzung.....	8
3	Kosten von Strom aus neuen Solar- und Windenergieanlagen an Land.....	9
3.1	EEG-Preise.....	10
3.2	Zuschlag für Netzkosten.....	11
3.2.1	Kosten der Verteilnetze.....	11
3.2.2	Kosten der Übertragungsnetze.....	12
3.2.3	Zuordnung der Netzkosten.....	12
3.3	Zuschlag für Stromspeicher.....	14
3.3.1	Beitrag zur gesicherten Leistung.....	14
3.3.2	Zuordnung der Speicherkosten.....	16
4	Systemkostenvergleich.....	17
5	Bewertung.....	19

Abbildungen

Abbildung 1: Darstellung der Marktveränderungen für Erdgaskraftwerke in den USA (Quelle: NextEra).....	7
Abbildung 2: Vollbenutzungsstunden für Erdgas- und H2-Kraftwerke im Zielszenario des Versorgungssicherheitsberichts Strom vom September 2025 (Quelle: Bundesnetzagentur)	9
Abbildung 3: EEG-Preise nach Inbetriebnahmedatum (Daten: Bundesnetzagentur).....	11
Abbildung 4: Treiber des Ausbaubedarfs der 82 größten Verteilnetze bis 2045 (Quelle: RBID GmbH, Daten: Bundesnetzagentur).....	12
Abbildung 5: Mögliche Lastglättung durch Stromspeicher am Beispiel der Dunkelklaute am 3.12.2025 (Quelle: RBID GmbH, Netzlastdaten: Bundesnetzagentur).....	15
Abbildung 6: Vergleich der Systemkosten (Quelle: RBID GmbH).....	18
Abbildung 7: Variante Systemkostenvergleich mit halbierten Investitionskosten für GuD-Anlagen (Quelle: RBID GmbH).....	18
Abbildung 8: In 2026 geplante Neuzugänge von zentralen Stromerzeugungskapazitäten in den USA (Quelle: U.S. EIA).....	20
Abbildung 9: Monatlicher Anteil der Erzeugungsarten am Strommix in den USA (Quelle: Canary Media).....	21

Tabellen

Tabelle 1: Stromgestehungskosten eines neuen GuD-Kraftwerks	6
Tabelle 2: Zuordnung der Netzkosten auf die Erzeugungsarten.....	13
Tabelle 3: Zuordnung der Speicherkosten auf die Erzeugungsarten	17

Abkürzungen

AgNes	Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom
BKartA	Bundeskartellamt
BNetzA	Bundesnetzagentur
CCGT	GuD-Kraftwerk (combined cycle gas turbine)
COD	Inbetriebnahmedatum (commissioning date)
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEX	European Energy Exchange (Börse)
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EUA	Europäisches Emissions-Zertifikat
EWI	Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln
GW	Gigawatt (Leistungseinheit)
GWh	Gigawattstunde (Energieeinheit)
HS	Hochspannung
kV	Kilovolt
kW	Kilowatt (Leistungseinheit)
kWh	Kilowattstunde (Energieeinheit)
LCOE	Durchschnittliche Energiekosten (levelised cost of energy)
LNG	Flüssigerdgas (liquid natural gas)
MW	Megawatt (Leistungseinheit)
MWh	Megawattstunde (Energieeinheit)
MS	Mittelspannung
NEP	Netzentwicklungsplan (Übertragungsnetzbetreiber)
NAP	Netzausbauplan (Verteilnetzbetreiber)
NS	Niederspannung
PV	Photovoltaik
PV-FFA	Photovoltaik-Freiflächenanlage
PV-DA	Photovoltaik-Dachanlage
THE	Trading Hub Europe (Deutsches Marktgebiet für Erdgas)
TWh	Terawattstunde (Energieeinheit)
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VNB	Verteilnetzbetreiber
WACC	Gewichtete Kapitalkosten (weighted average cost of capital)
WaL	Windenergie an Land
WaS	Windenergie auf See

Umrechnung Einheiten

1 MWh	= 1.000 kWh
1 GWh	= 1 Mio. kWh
1 TWh	= 1 Mrd. kWh
1 MW	= 1.000 kW
1 GW	= 1.000 MW
1 ct/kWh	= 10 €/MWh

1 Einführung

Im Folgenden wird ein Kostenvergleich zwischen neuen Erdgaskraftwerken sowie neuen Solar- und Windenergieanlagen an Land angestellt. Dabei werden die jeweils im gesamten System anfallenden Kosten für die Erzeugung des Stroms in den Anlagen, ggf. den Ausbau der Stromnetze und die Bereitstellung von gesicherter Kapazität berücksichtigt. Um eine Vergleichbarkeit herzustellen, wird 2027 als gemeinsames Jahr der Inbetriebnahme (entscheidend für die Preise der Investitionen) und Betrachtungsjahr (entscheidend für die Preise von Brennstoffen und Emissionszertifikaten) unterstellt. Subventionen und andere externe Kosten bleiben dabei außen vor.

Über die spiegelbildlich notwendigen Erlöse werden keine Aussagen getroffen. Grundsätzlich können sie an den Märkten für Energie und Systemdienstleistungen erwirtschaftet oder durch staatliche Instrumente wie beispielsweise dem Erneuerbare-Energien-Gesetz, den geplanten Kapazitätsmechanismen oder Zuschüssen zu den Netzkosten organisiert werden.

2 Kosten von Strom aus neuen Erdgaskraftwerken

Es wird ein modernes Gas-und-Dampfkraftwerk (GuD-Kraftwerk) mit einem Nettowirkungsgrad von 60 Prozent im Kondensationsbetrieb unterstellt. Da sich die Terminpreise für Erdgas aufgrund des Kriegs am Persischen Golf in den Wochen vor Verfassung dieses Berichts deutlich verändert haben, wird in zwei Varianten mit dem Stand der Terminpreise im deutschen Marktgebiet THE für das Lieferjahr 2027 vom 15.1.2026 (27,06 €/MWh)¹ und vom 18.3.2026 (40,89 €/MWh) gerechnet. Diese beiden Werte beschreiben auch in etwa die Preisspanne, die in längerer Zukunft erwartet werden kann.² Tendenziell geringeren Erdgaskosten stehen dabei voraussichtlich wachsende Kosten für Emissionszertifikate und zunehmende geopolitische Risiken gegenüber.

Das Ergebnis zeigt die Tabelle 1. Die variablen Kosten ergeben sich zu 8,1 ct/kWh bzw. 10,2 ct/kWh. Die fixen Kosten werden zu 19,9 ct/kWh ermittelt, zuzüglich eines Beitrags zu den Systemdienstleistungskosten von 0,9 ct/kWh. Daraus folgen **Vollkosten eines neuen Erdgaskraftwerks von 28,9 ct/kWh bzw. 31,1 ct/kWh im Jahr 2027**. Die zugrunde gelegten Annahmen werden in den folgenden Abschnitten beschrieben.

¹ Im Energiegroßhandel ist die Einheit €/MWh üblich. Es gilt: 1 ct/kWh = 10 €/MWh bzw. 1 €/MWh = 0,1 ct/kWh.

² Am 18.3.2026 lag der niedrigste Terminpreis für ein Jahresband an der EEX im letzten gehandelten Lieferjahr 2032 bei 22,10 €/MWh.

Jahr		2027	2027
Preisstand vom		15.01.2026	18.03.2026
Preis Erdgas im Großhandel (THE Future Cal)	€/MWh	27,06	40,89
Preis Emissions-Zertifikate (EUA)	€/t	80,00	68,18
Transportkosten (Gasnetz)	€/MWh _{th}	1,00	1,00
Netto-Wirkungsgrad (Heizwert)	%	60%	60%
Sonstige variable Betriebskosten	€/MWh _{el}	2,00	2,00
Variable Kosten	ct/kWh_{el}	8,1	10,2
Investitionskosten	€/kW	2.200	2.200
Gewichtete Kapitalkosten (WACC)	%	8,0%	8,0%
Nutzungsdauer	a	35	35
Kapitalgebundene Kosten	€/kW _a	189	189
Fixe Instandhaltungskosten	€/kW _a	30,5	30,5
Benutzungsstunden (Mittel der Nutzungsdauer)	h/a	1.100	1.100
Fixe Kosten	ct/kWh_{el}	19,9	19,9
Vollkosten Neubau	ct/kWh_{el}	28,0	30,2
Systemdienstleistungskosten	€/kW _a	10	10
	€/MWh _{el}	9,1	9,1
Systemkosten Neubau	ct/kWh_{el}	28,9	31,1

Tabelle 1: Stromgestehungskosten eines neuen GuD-Kraftwerks

2.1 Variable Kosten

Die Preise für das Erdgas beziehen sich auf den Brennwert und entsprechen dem am jeweiligen Handelstag im Settlement **der Börse EEX als Terminkontrakt (Future) für das Kalenderjahr 2027** im deutschen Marktgebiet THE festgelegten Wert.³ Es werden keine weiteren Strukturierungs- oder Handelskosten angenommen. Für den Transport des Erdgases (Gasnetzentgelt) werden nur 1,0 €/MWh unterstellt.⁴ Die Kosten für Bau und Anbindung der deutschen LNG-Terminals werden hier genauso außen vorge lassen.

Die Werte für die Emissionszertifikate (EUA) entsprechen den Preisen im Settlement an der EEX für den Dezember 2027 an den beiden Handelstagen.

Der mittlere Nettowirkungsgrad – also nach Kraftwerkseigenverbrauch - von 60 Prozent bezieht sich auf den Heizwert von Erdgas. Der Emissionsfaktor für das CO₂-Äquivalent beträgt 0,18 t/MWh. Die sonstigen variablen Kosten betragen 2,0 €/MWh_{el}.⁵

2.2 Fixe Kosten

Es werden die aktuell für Neubestellungen von GuD-Kraftwerken erwarteten Investitionskosten angesetzt, auch wenn als Lieferzeitpunkt frühestens 2030 in Frage käme. Die Kosten für

³ <https://www.eex.com/en/market-data/market-data-hub>

⁴ In https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2025/09/-Dokumentation_EWI_Merit_Order_Tool_v2025.pdf werden 0,5 €/MWh_{th} genannt, was aber aus heutiger Sicht zu wenig erscheint. Die durchschnittlichen Gasnetzentgelte für die Industrie betragen in 2025 5,1 €/MWh, siehe <https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/-Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2025.pdf>

⁵ Inflationsbereinigte Angaben nach https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2025/09/Dokumentation_EWI_Merit_Order_Tool_v2025.pdf

Erdgasturbinen sind durch die hohe Nachfrage in den USA drastisch gestiegen.^{6, 7} Auch andere Kraftwerkskomponenten haben sich deutlich verteuert.

- Eine Untersuchung des US-amerikanischen GridLab ergab, dass GuD-Kraftwerke (engl.: CCGT - combined cycle gas turbines) mit über 2.000 US-\$/kW bei fast dem Doppelten der Preise vor zwei Jahren liegen, Zitat: „Capital costs for new gas CT and CCGT power plants have risen considerably. While projects for completion in 2026 and 2027 were reported at \$1,116/kW to \$1,427/kW, recent CCGT projects are routinely reporting costs of \$2,000/kW or more.”⁸
- Der größte Stromversorger der USA, NextEra (ehemals Florida Power&Light), nannte Anfang 2025 Kosten von 2.400 US-\$/kW und eine Liefer- und Bauzeit von sechs Jahren, siehe Abbildung 1.^{9, 10}
- Die Investmentbank Lazard bestätigt diese Angaben in ihrem jährlich aktualisierten Bericht zu den *Levelized Cost of Energy (LCOE)* verschiedener Stromerzeugungstechnologien, Zitat: “Illustrative high case reflects elevated capital costs (\$2,400/kW – \$2,600/kW) based on recently observed market quotes for CCGT projects in early stages of development (post-2028 COD).”¹¹

Natural gas-fired generation cannot meet demand in the near term and is a longer-term, more expensive solution

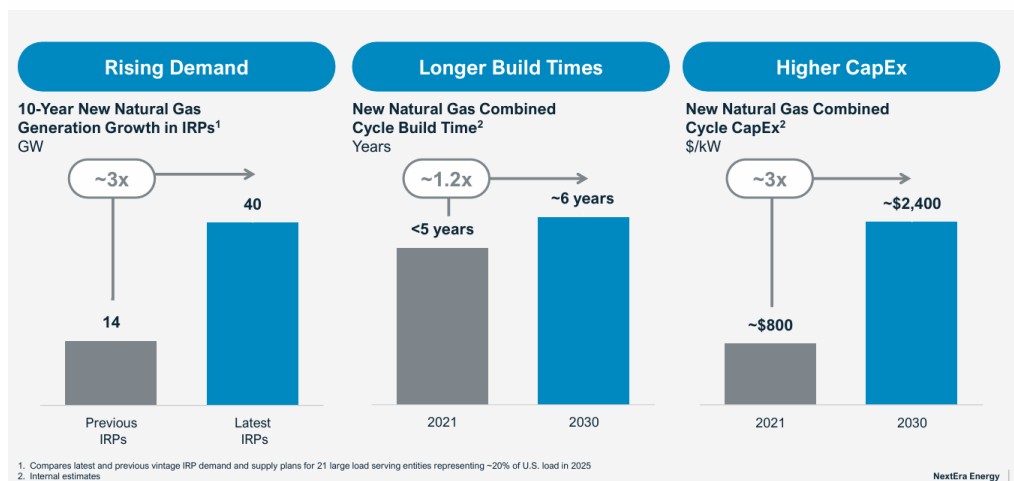


Abbildung 1: Darstellung der Marktveränderungen für Erdgaskraftwerke in den USA (Quelle: NextEra)

⁶ <https://www.zfk.de/energie/strom/ki-boom-gaskraftwerke-gasturbinen-rechenzentren>

⁷ <https://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/industrie-moegliches-problem-bei-der-kraftwerksstrategie/100012944.html>

⁸ <https://gridlab.org/portfolio-item/gas-turbine-cost-report/>

⁹ <https://gasoutlook.com/analysis/costs-to-build-gas-plants-triple-says-ceo-of-nextera-energy/>

¹⁰ <https://www.investor.nexteraenergy.com/~media/Files/N/NEE-IR/news-and-events/events-and-presentations/2025/2025%20March%20Investor%20Deck.pdf>

¹¹ <https://www.lazard.com/media/5tlbhyla/lazards-lcoeplus-june-2025-vf.pdf>, Seite 8, Fußnote, COD: Inbetriebnahmedatum (commissioning date)

Weitere Quellen nennen ebenfalls 2.400 US-\$/kW.^{12, 13} Ein Anfang April 2026 bekannt gewordenes Vorhaben in West-Texas deutet mit geschätzten rund sieben Milliarden Investitionskosten für 2.500 MW auf ggf. noch höhere Kosten hin.¹⁴ **Daher werden hier als Investitionskosten für ein neues GuD-Kraftwerk umgerechnet 2.200 €/kW angenommen.** Eine Variante mit halbierten Investitionskosten wird weiter unten betrachtet.

Als gewichtete Kosten für die Beschaffung von Eigen- und Fremdkapital (WACC = weighted average cost of capital) werden 8% angesetzt.¹⁵ Als Nutzungsdauer werden 35 Jahre unterstellt.¹⁶ Dies impliziert die Umstellung der Anlagen auf reinen Betrieb mit Wasserstoff spätestens im Jahr 2045.¹⁷ Die dafür notwendigen Zusatzinvestitionen und höheren Betriebskosten werden in diesem Rahmen nicht weiter betrachtet.¹⁸ **Die fixen Betriebskosten werden mit 30,5 €/kWh angenommen.**¹⁹ Abschaltkosten werden nicht betrachtet bzw. der zweiten Betriebsphase mit Wasserstoff zugeordnet.

Für den Systemkostenvergleich wird den Erdgaskraftwerken - wie für Solar- und Windenergieanlagen - ein **Finanzierungsbeitrag von 10 €/kWh an den Systemdienstleistungskosten** zugeordnet, Details dazu unten.

2.3 Zeitliche Ausnutzung

Der Bericht der Bundesnetzagentur zur Versorgungssicherheit Strom vom September 2025²⁰ führt aus, dass die Vollbenutzungsstunden von Erdgas-GuD-Kraftwerken ohne Wärmeauskopplung in dem unterstellten Zielszenario kontinuierlich von ca. 1.500 h im Jahr 2030 auf ca. 1.000 h im Jahr 2035 sinken, siehe Abbildung 2. Über den Zeitraum danach werden keine Angaben gemacht. Hier wird konservativ angenommen, dass sie nicht noch weiter fallen – obwohl dies bei einem weiter steigenden Anteil von Solar- und Windstrom wahrscheinlich wäre. Für die 2027 in Betrieb gehende Anlage werden über die Lebensdauer **durchschnittlich 1.100 Vollbenutzungsstunden** unterstellt.

¹² <https://www.spglobal.com/energy/en/news-research/latest-news/electric-power/052025-us-gas-fired-turbine-wait-times-as-much-as-seven-years-costs-up-sharply>

¹³ <https://www.reuters.com/business/energy/power-developers-adapt-gas-turbine-strategies-mitigate-tight-supply-reeii-2026-03-02/>

¹⁴ <https://www.reuters.com/business/energy/microsoft-chevron-engine-no-1-sign-exclusive-deal-power-supply-2026-03-31/>

¹⁵ <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/V/versorgungssicherheit-strom-2025-anhaenge/02-annahmen-und-szenarienbeschreibung.pdf> nimmt 10% an. Dies erscheint im Blick auf die Risikoabsicherung durch die geplanten staatlichen Ausschreibungen als zu hoch. Andernfalls würden sich die Fixkosten um 3,6 ct/kWh erhöhen.

¹⁶ <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/V/versorgungssicherheit-strom-2025-anhaenge/02-annahmen-und-szenarienbeschreibung.pdf>

¹⁷ <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2026/01/20260115-grundsatzeinigung-mit-europaeischen-kommission-ueber-eckpunkte-der-kraftwerksstrategie.html>

¹⁸ Unterstellt man alternativ nur eine Nutzungsdauer bis 2044, also 18 Jahre, würden sich Erzeugungskosten um knapp 4,2 ct/kWh erhöhen. Dazu kämen Abschaltkosten von rund 50 €/kW.

¹⁹ <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/V/versorgungssicherheit-strom-2025-anhaenge/02-annahmen-und-szenarienbeschreibung.pdf>

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

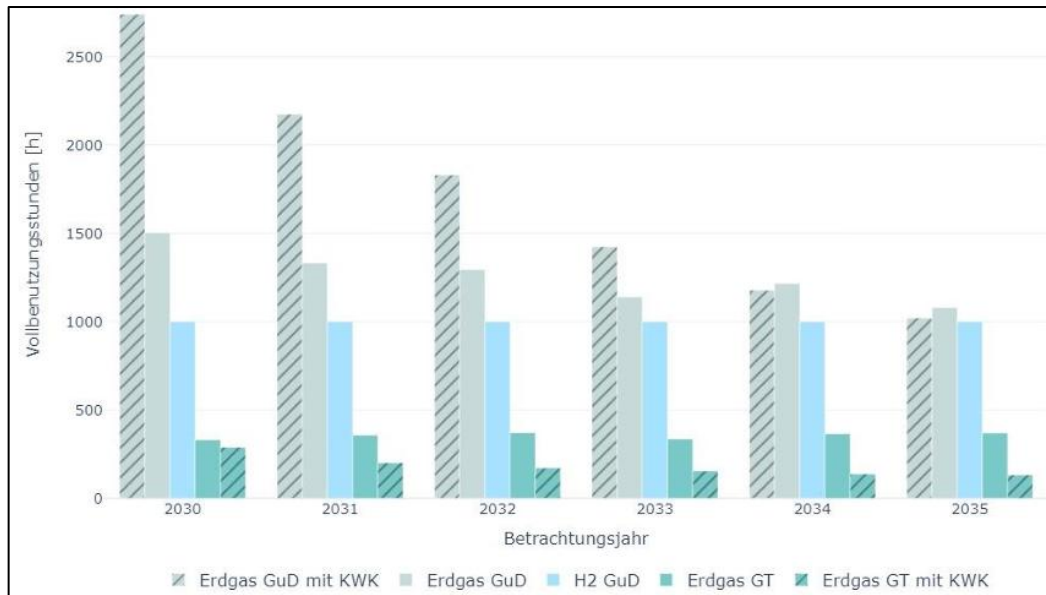


Abbildung 2: Vollbenutzungsstunden für Erdgas- und H2-Kraftwerke im Ziel-szenario des Versorgungssicherheitsberichts Strom vom September 2025 (Quelle: Bundesnetzagentur)

3 Kosten von Strom aus neuen Solar- und Windenergieanlagen an Land

Als repräsentative Anlagen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien (EE) werden aufgrund der hohen Marktanteile gewählt:

- **Windenergieanlage an Land (WaL)** an einem durchschnittlichen Standort mit 80% des Referenzertrages bzw. 2.500 Volllaststunden.
- **Photovoltaik-Freiflächenanlage (PV-FFA)** an einem durchschnittlichen Standort mit Südausrichtung und 1.100 Volllaststunden.
- **Photovoltaik-Dachanlage (PV-DA)** bis 10 kW_p Leistung mit nicht optimaler Ausrichtung bzw. 950 Volllaststunden mit Eigenverbrauch (Überschusseinspeisung).

Die Stromgestehungskosten von WaL und PV-FFA ergeben sich aus den mittleren Zuschlagswerten in den EEG-Ausschreibungen der Bundesnetzagentur.²¹ Die Stromgestehungskosten der PV-DA entsprechen der im EEG festgelegten Einspeisevergütung. Dabei wird auf die Überschusseinspeisung abgestellt, denn nur diese wird anderen Verbrauchern zur Verfügung gestellt. Die durch das EEG definierten Förderhöhen (Anzulegende Werte) werden im Folgenden unabhängig von Vermarktungsform und Ausschreibungspflicht zusammenfassend als „EEG-Preis“ bezeichnet.

Im Gegensatz zu Erdgaskraftwerken, die überwiegend an bestehenden Kraftwerksstandorten entstehen, zieht der Bau von Solar- und Windenergieanlagen in der Regel Netzausbaubedarf nach sich. Dieser wird unten ermittelt und den drei Energieformen zugeordnet. Damit wird keine Aussage getroffen, ob oder wie Netzkosten auch Einspeisern direkt in Rechnung gestellt

²¹ <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/start.html>

werden sollten. Bisher werden die Netzkosten in Deutschland ausschließlich von den Verbrauchern getragen. Auch im Ausland sind Netzentgelte für Erzeuger die Ausnahme. Sie können je nach Ausgestaltung die Investitionsneigung und das Einsatzverhalten der Kraftwerke und Speicher verändern und unerwünschte Effekte nach sich ziehen. Die Diskussion dazu wird zurzeit intensiv anlässlich der Rahmenfestlegung der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes) der Bundesnetzagentur geführt.²²

Weiterhin werden den EE-Anlagen Kosten für Batteriespeicher zugeordnet. Die Speicher können nicht nur die Einspeisung zeitlich verlagern, sondern auch die Stromnachfrage vergleichmäßigen und damit während einer Dunkelflaute Kapazität aus Gaskraftwerken ersetzen. Dieser **Mischbetrieb von Stromspeichern** senkt die Systemkosten. Der Effekt wird unten im Detail beschrieben.

Um die Gesamtkosten für neue Netze und Speicher zu bestimmen, muss der **Umfang des Ausbaus der Erneuerbaren Energien** feststehen. Es werden die **Ziele nach §4 EEG** unterstellt, die sich auch in den Netzentwicklungs- und Netzausbauplänen wiederfinden: 160 GW WaL und 400 GW PV, wobei sich Letztere zu gleichen Teilen auf Dach- und Freiflächenanlagen verteilen soll. Für PV-Anlagen wird eine maximale Netzbelastung von 80 Prozent der installierten Modulleistung (peak) unterstellt, da Wechselrichter in der Regel unterdimensioniert werden und vor allem Dachanlagen unterschiedlich orientiert sind. Damit speisen beide PV-Segmente – wie WaL - jeweils maximal 160 GW in das Netz ein. Die Volllaststundenangaben oben beziehen sich jedoch auf die installierte Modulleistung.

3.1 EEG-Preise

Die EEG-Preise für PV-FFA und WaL ergeben sich aus den letzten EEG-Ausschreibungen der Bundesnetzagentur.²³ Für WaL wird entsprechend der Standortgüte von 80% ein Korrekturfaktor von 1,16 nach dem Referenzertragsmodell des EEG angewendet. Nach dem Ausschreibungszuschlag müssen die Projekte innerhalb einer kurzen Zeit realisiert werden. Es wird angenommen, dass die Anlagen zum Ende der Frist für die Inbetriebnahme ohne Pönale den Betrieb aufnehmen.

Die Einspeisevergütungen für PV-Anlagen werden von der Bundesnetzagentur veröffentlicht.²⁴ Es gilt die Einspeisevergütung zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme.

Die Abbildung 3 zeigt die EEG-Preise in Abhängigkeit von den angenommenen Inbetriebnahmedaten.

Für den Systemkostenvergleich werden folgende Mittelwerte für Inbetriebnahmen im Jahr 2027 verwendet:

- **PV Freifläche: 4,83 ct/kWh**
- **PV Dachanlage (Überschuss): 7,54 ct/kWh**
- **Wind an Land (80% Güte): 8,21 ct/kWh**

²²<https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Netzentgelte/Anreizregulierung/Agnes/start.html>

²³ <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/start.html>

²⁴https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/ErneuerbareEnergien/EEG_Foerderung/Archiv_VergSaetze/start.html

Der stark fallende Trend für WaL zeigt, dass es sich um eine konservative Annahme handelt. Die letzte durchgeführte Ausschreibung vom 1. Februar 2026 führt zu Kosten von 6,43 ct/kWh am 80%-Standort. Das entspricht einer nochmaligen Absenkung um 20 Prozent und liegt unter dem Marktwert von 7,44 ct/kWh in 2025. Für die Photovoltaik sind kurzfristig keine Kostensenkungen in dieser Größenordnung zu erwarten, hier liegt die Marktwertverbesserung durch kollokierte Speicher im Fokus.

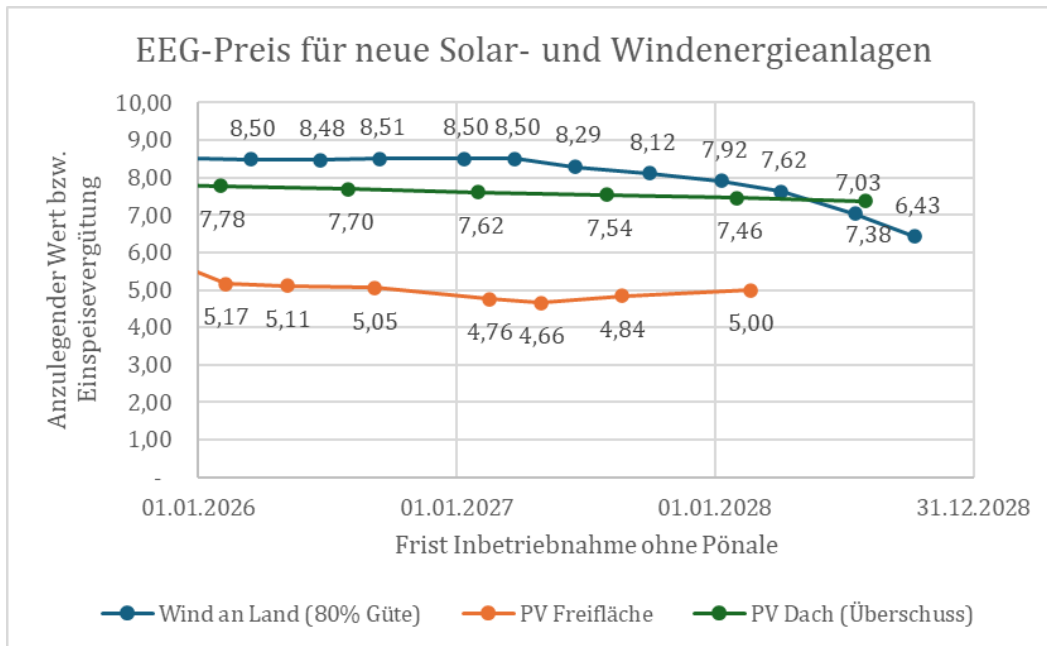


Abbildung 3: EEG-Preise nach Inbetriebnahmedatum (Daten: Bundesnetzagentur)

3.2 Zuschlag für Netzkosten

3.2.1 Kosten der Verteilnetze

Als Ergebnisse der Netzausbaupläne (NAP) der 82 größten Verteilnetzbetreiber hat die Bundesnetzagentur deren Investitionsbedarf bis 2045 auf 236,1 Mrd. Euro summiert.²⁵ Die 82 NAPs decken 100 Prozent der Hochspannungsebene und etwa 80 Prozent der Mittel- und Niederspannungsebene ab.^{26, 27} Bei gleichen Durchschnittskosten erhöht sich der Gesamtinvestitionsbedarf in den Verteilnetzen damit um weitere 26,7 Mrd. Euro auf 262,8 Mrd. Euro. Die Bundesnetzagentur differenziert nach Spannungsebenen und Verursachern (Treibern). Nur der kleinere Teil entfällt allein auf den Ausbau für Einspeiser, siehe Abbildung 4. Nimmt man für den sowohl verbraucher- als auch einspeisegetrieben Ausbau eine hälftige Verteilung an, **so entfallen auf die Einspeiser 105,2 Mrd. Euro**. Das entspricht 40 Prozent der Gesamtinvestitionen. Dieser Betrag wird hier auf die einzelnen Erzeugungsarten verteilt. Den

²⁵ <https://www.smard.de/page/home/topic-article/444/215544/update-verteilernetze-bis-2045>

²⁶ BNetzA/BKartA: Monitoringbericht 2025

²⁷ https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/VerteilerNetz/ZustandAusbauVerteiler_netze2022.pdf

PV-DA werden nur die beiden untersten Spannungsebenen zugeordnet, da dort auch die meisten Speicher und flexiblen Verbraucher angeschlossen sind, um deren temporäre Überschüsse aufzunehmen.²⁸ Die übrigen Kosten der Mittel- und Hochspannung werden nach den installierten Leistungen verteilt. **Im Ergebnis entfallen dann Investitionen von 27,8 Mrd. Euro auf PV-DA und jeweils 38,7 Mrd. Euro auf WaL und PV-FFA.**

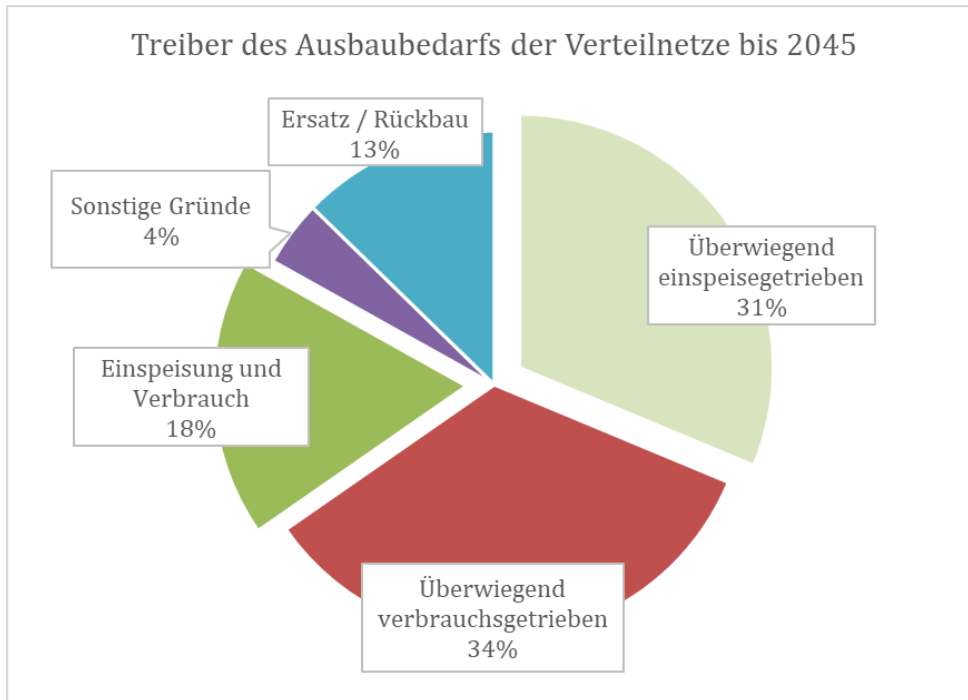


Abbildung 4: Treiber des Ausbaubedarfs der 82 größten Verteilnetze bis 2045
(Quelle: RBID GmbH, Daten: Bundesnetzagentur)

3.2.2 Kosten der Übertragungsnetze

Im Netzentwicklungsplan (NEP) Strom 2037/2045 von 2023²⁹ werden für den landseitigen Ausbau der Übertragungsnetze bis 2045 inklusive dem Startnetz 156,2 Mrd. Euro Investitionen veranschlagt. Es wird hier angenommen, dass davon 90 Prozent **durch Einspeiser bedingt sind und die entsprechenden Investitionen von 140,6 Mrd. Euro** nach installierter Leistung aufgeteilt werden. **Dann entfallen auf die WaL und PV-FFA jeweils 70,3 Mrd. Euro.** Die Kosten für PV-DA werden wie oben dargestellt nur dem Niederspannungsnetz zugeordnet.

3.2.3 Zuordnung der Netzkosten

Für die Berechnung der jährlichen Kosten (Annuität) werden der Vorausschau der Bundesnetzagentur entsprechend WACC von 5% und eine kalkulatorische Nutzungsdauer von

²⁸ Soweit in die Mittelspannungsebene zurückgespeist wird, gelten diese Lastflüsse nicht als auslegungsrelevant. Seltene Spitzen werden abgeregelt.

²⁹ https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-06/NEP_2037_2045_V2023_2_Entwurf_Kap9.pdf

40 Jahren unterstellt.³⁰ Inklusiv einem Aufschlag für die Instandhaltungskosten ergibt sich eine Annuität von 6,1% der Investitionskosten.

Weiterhin fielen im Jahr 2024 knapp **5,3 Mrd. Euro als Kosten für Systemdienstleistungen** wie Vorhaltung von Regelleistung, Netzengpassmanagement (Redispatch), Verlustenergie, Blindleistungsbereitstellung, Schwarzstartfähigkeit und Vorhaltung der Kapazitätsreserve an - mit leicht fallender Tendenz.³¹ Entschädigungszahlungen für EE-Anlagen im Rahmen des Redispatches betragen davon mit 554 Mio. Euro (2025 433 Mio. Euro) rund ein Zehntel, ebenfalls mit fallender Tendenz.³² In Übereinstimmung mit dem Ansatz der BNetzA im AgNes-Prozess³³ wird angenommen, dass die Hälfte der Systemdienstleistungskosten den Erneuerbaren Energien auf Basis einer installierten Leistung von rund 250 GW angerechnet wird, was zu einem **spezifischen Satz von 10 €/kWa** führt. Dies ist eine konservative Annahme, denn insbesondere moderne Wechselrichter für Batteriespeicher werden Systemdienstleistungen wie Blindleistungsbereitstellung oder Schwarzstartfähigkeit inhärent mitbringen.

Erzeugungsart		PV Freifläche	PV Dach	Wind an Land	Summe
Erzeugung					
Volllaststunden	h/a	1.100	950	2.500	1.446
Installierte Leistung	GW _{inst.}	200	200	160	560
Leistung für Zuordnung Investitionen	GW	160	160	160	480
Erzeugung	TWh/a	220	190	400	810
Netzkosten					
Investitionen Verteilnetze	Mrd. €	38,7	27,8	38,7	105,2
Investitionen Übertragungsnetze (landseitig)	Mrd. €	70,3	-	70,3	140,6
Summe Investitionen	Mrd. €	109,0	27,8	109,0	245,8
Annuität absolut	Mrd. €/a	6,7	1,7	6,7	15,1
Annuität auf Leistung bezogen	€/kWa	33,4	8,5	41,7	26,9
Systemdienstleistungskosten	€/kWa	10,0	10,0	10,0	10,0
Zuordnung auf Erzeugungsarten	€/kWa	43,4	18,5	51,7	36,9
	ct/kWh	3,95	1,95	2,07	2,55

Tabelle 2: Zuordnung der Netzkosten auf die Erzeugungsarten

Die Tabelle 2 zeigt die endgültige Zuordnung der Netzkosten auf die drei Erzeugungsarten. **Die notwendigen Netzinvestitionen für Solar- und Windenergieanlagen an Land betragen nach den geltenden Plänen der Netzbetreiber rund 246 Mrd. Euro bis 2045. Daraus resultierte eine absolute Annuität von 15,1 Mrd. Euro pro Jahr bzw. durchschnittlich 2,55 ct/kWh.**

Zahlreiche Studie belegen inzwischen, dass durch verschiedene Maßnahmen der Aufwand für den Stromnetzausbau deutlich verringert werden kann, zum Beispiel:

³⁰https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/Kosten_ErloesReg/Regulatory_Fact_Sheets/Downloads/Regulatory_Factsheets_WACC.pdf

³¹ <https://www.smard.de/page/home/topic-article/211972/218854/kosten-der-systemdienstleistungen>

³² <https://www.smard.de/page/home/topic-article/444/219906/massnahmenvolumen-im-gesamtjahr-stabil>

³³https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/GBK_Termine/Downloads/2026/02_2026/20_02/AgNes_Orientierungspunkte_Einspeiser.pdf, Seite 15

- BET Consulting: Im Zeitverlauf **bis 2045 können insgesamt ca. 80 Mrd. Euro** an Netzausbaukosten eingespart werden. Bis 2030 sind es bereits über 20 Mrd. Euro Netzausbauinvestitionen.³⁴
- Aurora für EnBW: Netzinvestitionen inklusive der Offshore-Anbindungen könnten durch verschiedene Maßnahmen **bis 2045 um rund 125 Mrd. Euro** sinken, bei reduzierter Nachfrage sogar um 296 Mrd. Euro, das sind mehr als 50 Prozent. Allerdings würde dafür der PV-Ausbau deutlich gesenkt.³⁵
- EWI: **Bis zu 1,7 Mrd. Euro pro Jahr Systemkosten** könnten gespart werden, wenn eine Anschlussoptimierung in Kollokation von PV, Wind und Batterien stattfindet. Selbst eine separate Optimierung von PV- und Windanschlüssen könnte schon 0,8 Mrd. Euro pro Jahr sparen.³⁶

Hier wird konservativ angenommen, dass dieses Einsparungspotenzial eventuelle reale Steigerungen der Netzausbaukosten durch inflationäre Effekte abpuffern oder höhere Betriebskosten – etwa für den Redispatch – abdecken könnte.

3.3 Zuschlag für Stromspeicher

In einem effizienten Stromsystem mit hohem Anteil von Solar- und Windstrom müssen Stromspeicher integriert werden. Für den Zubau von Speichern kommen überwiegend Großbatterien in Frage. Die Kosten für diese Speicher werden im Folgenden ausschließlich den EE-Anlagen zugeordnet, obwohl auch der Einsatz von thermischen Kraftwerken dadurch optimiert werden kann.

3.3.1 Beitrag zur gesicherten Leistung

In Kombination mit Speichern können Solar- und Windanlagen einen deutlichen Beitrag zur gesicherten Leistung erbringen. Das oft geäußerte Argument, dass Batteriespeicher keine thermische Kapazität während einer Dunkelflaute ersetzen können, geht fehl, da auch die Nachfrage einer starken täglichen Schwankung von heute bis zu 25 GW unterliegt. Speicher können die Last glätten und damit thermische Kraftwerksleistung einsparen.

Die Abbildung 5 zeigt den Effekt am Beispiel der Dunkelflaute vom 3. Dezember 2025. Die mittlere Einspeisung aus EE (nicht dargestellt) betrug weniger als 12.500 MW und konnte jederzeit direkt verbraucht werden. Die stündliche Netzlast (graue Fläche) schwankte zwischen einem Minimum von 49.664 MW in der Nacht und einem Maximum von 72.761 MW am Abend.³⁷ Die mittlere Netzlast betrug an diesem Tag dagegen nur 64.361 MW (hellblaue Fläche), rund 8,4 GW weniger. Sie könnte durch Energiespeicher (Wirkungsgrad 90%) - die spiegelbildlich zur Differenz von tatsächlicher und mittlerer Last - in der Nacht geladen und am Tag entladen werden, realisiert werden. Da die Ladezeit kürzer als die Entladezeit ist, beträgt die maximale Ladeleistung der Speicher mit 14,7 GW mehr als die Reduktion der Lastspitze. Die Speicher müssten eine Gesamtenergiekapazität von 86 GWh bereitstellen. Beide Werte liegen deutlich

³⁴ <https://www.bet-consulting.de/aktuelles/whitepaper-und-studien/systemdienliches-strommarktdesign-zur-reduktion-von-systemkosten-und-erreichung-der-klimaziele>

³⁵ <https://www.enbw.com/media/presse/docs/gemeinsame-pressemittelungen/2025/zusammenfassung-systemkostenstudie-aurora-zzgl-enbw-ableitungen.pdf>

³⁶ <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/aktuelles/optimierte-ee-netzanschluesse-ueberbauung-spart-netzausbaukosten/>

³⁷ www.smard.de

unter den Annahmen zum Stromspeicherbestand im Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans 2037/2045 (2025).³⁸ Die Bereitstellung von 8,4 GW gesicherter Leistung entspricht bei einer angenommenen Nichtverfügbarkeit von GuD-Anlagen von 13%³⁹ knapp 9,7 GW installierter Kraftwerksleistung.

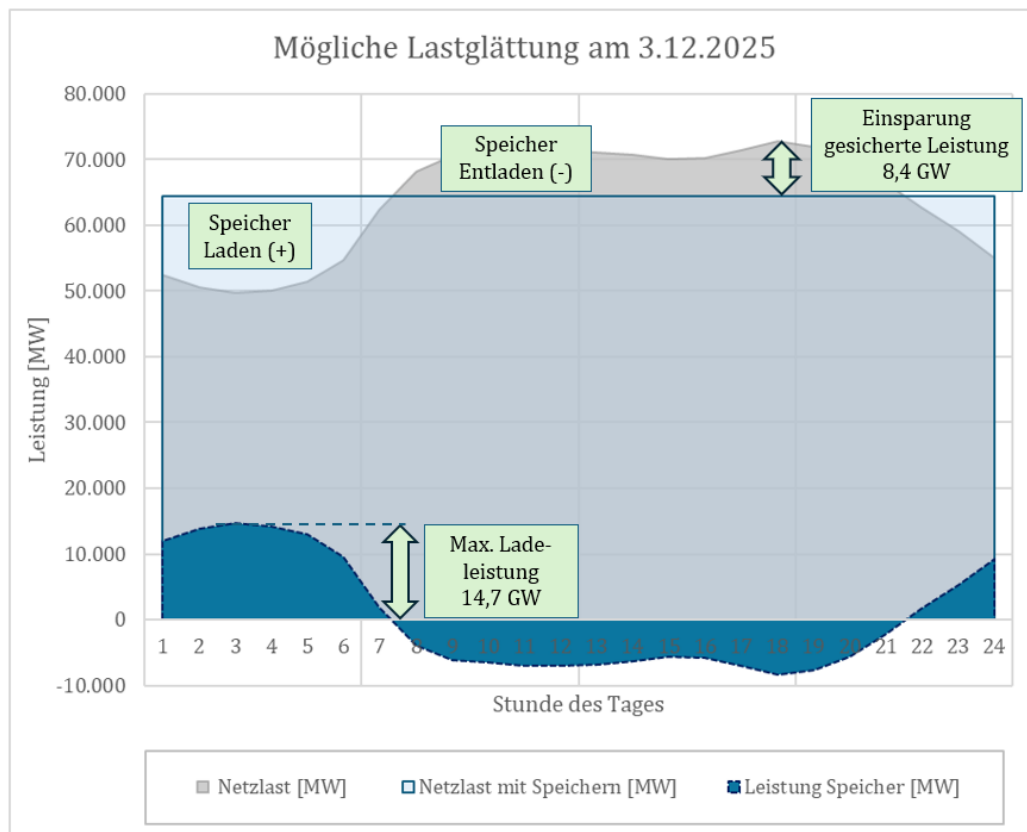


Abbildung 5: Mögliche Lastglättung durch Stromspeicher am Beispiel der Dunkelflaute am 3.12.2025 (Quelle: RBID GmbH, Netzlastdaten: Bundesnetzagentur)

Ein Teil dieses Effekts wird durch die heute vorhandenen Pumpspeicherkraftwerke bereits realisiert. Sowohl die installierte Leistung als auch die tatsächliche Fahrweise zeigen jedoch, dass sie nur einen Teil des Potenzials ausnutzen können. So betrug etwa der maximal Pumpstromverbrauch am oben betrachteten Tag nur 5.261 MWh/h. Vor allem ist aber durch die angestrebte Elektrifizierung von einer absolut steigenden Lastschwankung auszugehen

Zwei detaillierte Simulationen bestätigen diese Abschätzung:

- Eine Simulation von Aurora⁴⁰ für Epico zeigt für die Erzeugung in der kritischsten modellierten Stunde (die Stunde mit der größten Kapazitätslücke; 19 Uhr am 20.1.2035), dass neue Batteriespeicher etwa 10 GW zur Nachfrage von 91 GW beitragen können.

³⁸ <https://www.netzentwicklungsplan.de/nep-aktuell/netzentwicklungsplan-20372045-2025>

³⁹ https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2025/09/Dokumentation_EWI_Merit_Order_Tool_v2025.pdf

⁴⁰ https://epico.org/uploads/images/20250731_AER-EPICO_Energiewendemonitoring_Studie_final-sent.pdf, Folie 34

- Ein öffentlich zugängliches Simulationsmodell⁴¹ berechnet für das Jahr 2030 eine Verringerung der notwendigen Backup-Leistung während einer Dunkelflaute um rund 10 GW durch den Zubau von 25 GW Batteriespeicherleistung mit 4 Stunden nominaler Speicherdauer (100 GWh Kapazität).

Dieses Potenzial ist nur einmal zu haben, beschreibt aber aus heutiger Sicht bzw. bis Anfang der 2030er Jahre die günstigste Wahloption. Die tatsächliche Entwicklung wird von den Derating-Faktoren in den Kapazitätsausschreibungen sowie der weiteren Kostenentwicklung von Speichertechnologien, Gaskraftwerken und Erdgas-Kosten abhängen.

3.3.2 Zuordnung der Speicherkosten

Es wird vereinfachend angenommen, dass pro installiertem Kilowatt Solar- und Windleistung eine Kilowattstunde Speicherkapazität vorgehalten werden muss. Mit der heute marktüblichen nominalen Speicherdauer einer Großbatterie von 2 h könnten also 50 Prozent der installierten Leistung eingespeichert werden. Eine höhere zeitgleiche Einspeisung wird selten erreicht.⁴² **In Summe sind dies 560 GWh Kapazität mit 280 GW Nennleistung.** Dies ist gegenüber dem aktuellen Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans 2037/2045 (2025) eine sehr konservative Annahme.⁴³ Diese Speicher können im Winterhalbjahr im Mischbetrieb⁴⁴ opportunistisch für die Speicherung von Windstrom oder die Lastglättung genutzt werden. Entlädt man diese Speicher über 12 h könnten bei unterstellten 90% Wirkungsgrad konstant 42 GW entnommen werden. Über 4 h wären 126 GW möglich.

Es werden bereits heute realisierte Investitionskosten von 200 €/kWh Energiekapazität in überwiegend kollokierten PV-Anlagen mit Hybridwechselrichtern unterstellt. Dem liegt die konservative Annahme zugrunde, dass weitere Kostensenkungen der Batterietechnik durch Kostenfaktoren wie Baukostenzuschüsse und Netzentgelte kompensiert werden könnten. **Die Gesamtinvestition beläuft sich auf 112 Mrd. Euro bis 2045.**

Für die Berechnung der jährlichen Kosten (Annuität) wird ein WACC von 6,4% und eine kalkulatorische Nutzungsdauer von 15 Jahren unterstellt.⁴⁵ Inklusiv einem Aufschlag für die Instandhaltungskosten ergibt sich eine **Annuität von 11,6% der Investitionskosten, das sind 13 Mrd. Euro pro Jahr.** Analog den Netzkosten wird die Aufteilung nach Leistung vorgenommen.

Die Tabelle 3 zeigt die Zuordnung der Speicherkosten auf die Erzeugungsarten. **Die Kosten liegen abhängig von den Volllaststunden zwischen 0,93 und 2,44 ct/kWh.**

Für PV-FFA ergeben sich Speicherkosten von 2,1 ct/kWh. Dies stimmt recht gut mit dem Unterschied zwischen dem mittleren Zuschlagswert für die Innovationsausschreibung (PV mit Speicher von ca. 2/3 Stunden nominaler Speicherdauer) und den Freiflächenanlagen in den letzten Jahren überein.

⁴¹ <https://dashboards.eco-stor.de/dunkelflaute>

⁴² https://www.energy-charts.info/charts/power_scatter/chart.htm?l=de&c=DE&interval=year&year=2025

⁴³ Im Szenario B 2045 werden dort 141,3 GW Speicherleistung mit 309 GWh Energiekapazität angenommen.

⁴⁴ https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/ErneuerbareEnergien/EEG_Aufsicht/MiSpeL/start.html

⁴⁵ Eigenkapitalanteil 30%, Eigenkapitalzins 12%, Fremdkapitalzins 4%

Erzeugungsart		PV Freifläche	PV Dach	Wind an Land	Summe
Erzeugung					
Volllaststunden	h/a	1.100	950	2.500	1.446
Installierte Leistung	GW _{inst.}	200	200	160	560
Erzeugung	TWh/a	220	190	400	810
Speicherkosten					
Kapazität	GWh	200	200	160	560
Investitionen Speicher	Mrd. €	40,0	40,0	32,0	112
Annuität absolut	Mrd. €/a	4,6	4,6	3,7	13,0
Annuität auf Leistung bezogen	€/kWa	23,1	23,1	23,1	23,1
Zuordnung auf Erzeugungsarten	€/kWa	23,1	23,1	23,1	23,1
	ct/kWh	2,10	2,44	0,93	1,60

Tabelle 3: Zuordnung der Speicherkosten auf die Erzeugungsarten

4 Systemkostenvergleich

In diesem Abschnitt werden nun die Stromerzeugungskosten der drei erneuerbaren Erzeugungsarten und von GuD-Erdgaskraftwerken verglichen.

Die Abbildung 6 zeigt den Vergleich mit den wesentlichen Kostenkomponenten. In Summe ergeben sich folgende Stromgestehungskosten inklusive der Systemkosten:

- **PV Freifläche: 10,9 ct/kWh**
- **PV Dachanlage (Überschuss): 11,9 ct/kWh**
- **Wind an Land (80% Güte): 11,2 ct/kWh**
- **GuD-Kraftwerk: 28,9 bis 31,1 ct/kWh**

Durch die gleichmäßige Verteilung von Netz- und Speicherkosten auf die installierte Leistung von WaL (160 GW) und PV-Anlagen (0,8*200 GW = 160 GW) sowie die geringeren Volllaststunden von PV-FFA sind die Systemkosten in ct/kWh für PV-FFA deutlich höher und nivellieren den geringen EEG-Preis zu einem großen Teil.

Der Vergleich zeigt aber auch, dass sich bei einer anderen Zuordnung der Netz- und Speicherkosten auf die verschiedenen EE-Erzeugungsarten, der Kostenvorteil gegenüber Erdgas in keinem Fall ändern würde. Allenfalls die Rangfolge der EE untereinander würde sich verändern. In der Realität ist sie aber von vielen Faktoren abhängig und nicht der einzige Aspekt, der zu berücksichtigen ist.

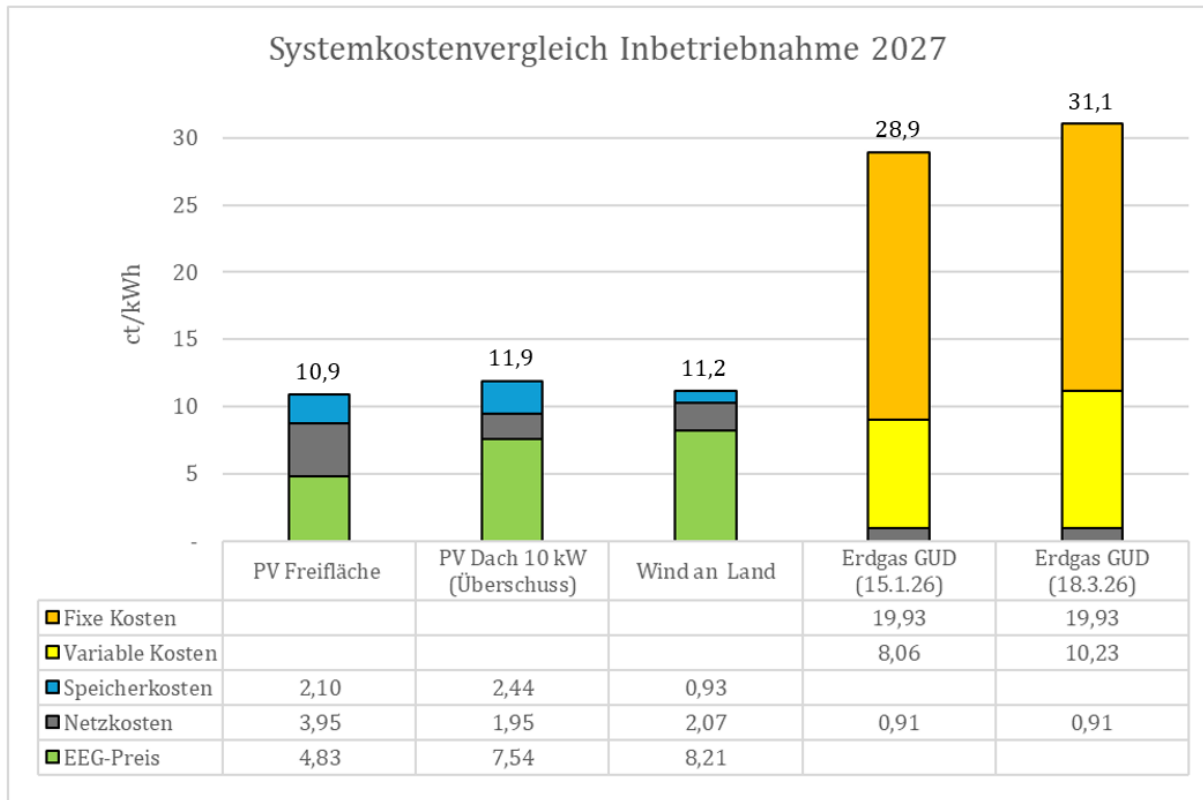


Abbildung 6: Vergleich der Systemkosten (Quelle: RBID GmbH)

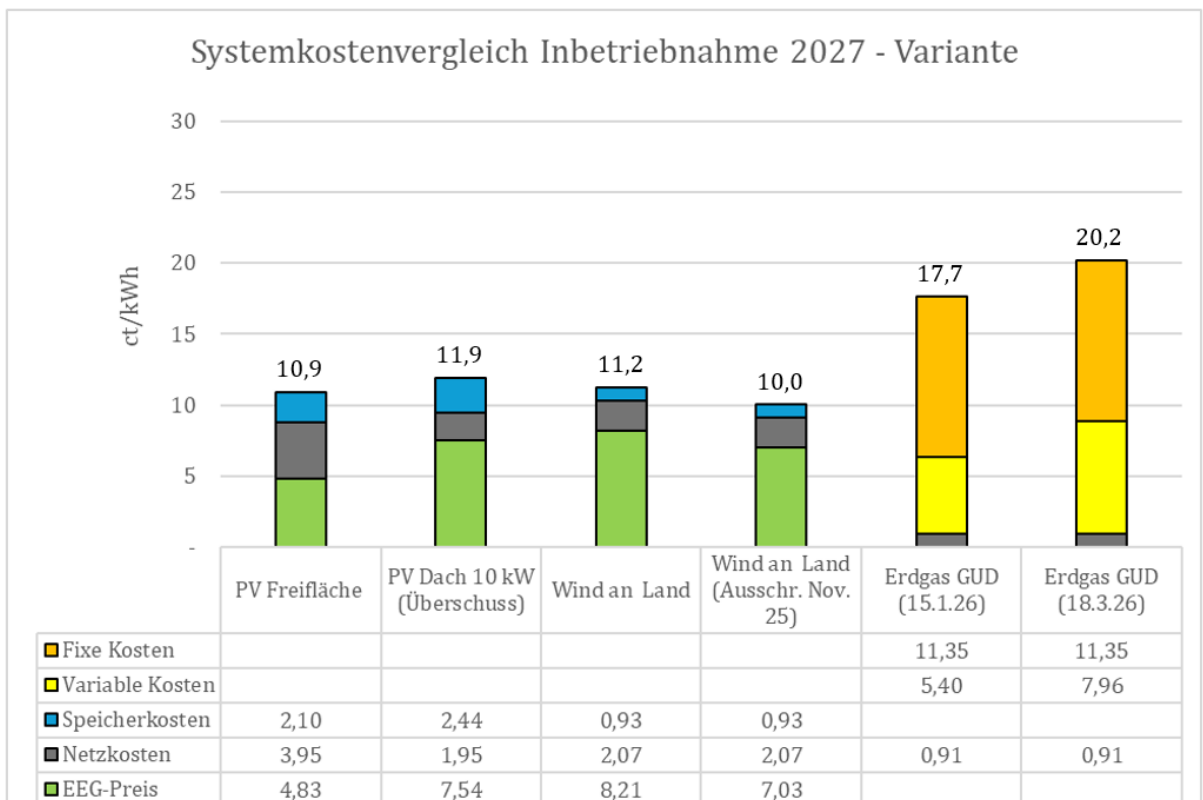


Abbildung 7: Variante Systemkostenvergleich mit halbierten Investitionskosten für GuD-Anlagen (Quelle: RBID GmbH)

Der Systemkostenvorteil der betrachteten EE-Erzeugungsarten würde auch bestehen bleiben, wenn die Investitionskosten für GuD-Anlagen wieder auf die historischen Werte (ca. 50% bzw. 1.100 €/kW) fielen. Selbst bei sinkenden Erdgas- und Emissionspreisen ist ein Wert von 15 ct/kWh aufgrund der wenigen Benutzungsstunden kaum zu unterschreiten. Die Abbildung unten zeigt eine Variante mit halbierten Investitionskosten sowie ohne Emissionskosten für die GuD-Anlage. Zu Vergleichszwecken ist auch der Systempreis für WaL nach der Ausschreibung im November 2025 dargestellt. Auch bei etablierten EE-Technologien sind also weitere Kostensenkungen möglich.

5 Bewertung

Trotz konservativer Annahmen zugunsten der Erdgasverstromung ist die Stromerzeugung aus Solarenergie und Windenergieanlagen an Land im Vergleich günstiger als aus GuD-Kraftwerken mit Erdgas als Brennstoff. Dies gilt auch, wenn die Systemkosten für den Stromnetzausbau und für Stromspeicher einbezogen werden. Es trifft ebenfalls für kleine PV-Anlagen auf Dächern zu.

Der Kostenvorteil der Erneuerbaren bliebe bestehen, falls die zurzeit sehr hohen Investitionskosten für Kraftwerke mit Gasturbinen wieder auf das alte Niveau fallen und Emissionshandelskosten nicht betrachtet würden.

Durch Lastglättung können Stromspeicher den Bedarf an thermischen Kraftwerken um etwa 10 GW in Deutschland senken. Dieser aktuelle Effekt der starken Substitution von Kraftwerksleistung (mit theoretisch unbeschränkter Erbringungsdauer) durch Speicher (mit auf mehrere Stunden beschränkter Erbringungsdauer) sinkt mit deren Zubau und steigt mit der Elektrifizierung. Die Grenze kann entsprechend der Abschätzungen oben bei rund 100 GWh Energiekapazität bzw. 50 GW Nennleistung der Speicher angesetzt werden. Im letzten Jahr wurden 1,2 GW stationäre Großbatteriespeicherkapazität in Deutschland zugebaut.⁴⁶ Selbst bei deutlicher Beschleunigung des Ausbaus von zentralen Stromspeichern dürfte erst Mitte der 30er Jahre eine Nennleistung von 50 GW erreicht sein. Zu Beginn des Hochlaufs der Großbatterien ist der Effekt in jedem Fall sehr hoch. Es ist daher gesamtwirtschaftlich sinnvoll, den aktuell sehr teuren Bau von neuen Erdgaskraftwerken zu minimieren und den Bau von Batteriespeichern⁴⁷ zu forcieren. Die notwendige Umlage der Kosten des geplanten Kapazitätsmechanismus auf Stromkunden und Steuerzahler könnte damit in der Höhe begrenzt und zeitlich deutlich nach hinten geschoben werden. Dazu kommt die mögliche Vermeidung von Redispatch bzw. langfristig auch die Vermeidung von Netzausbau durch den netzdienlichen Einsatz von Speichern.

In einem technologieoffenen Wettbewerb würden sich Batteriespeicher zurzeit in vielen Fällen durchsetzen. Ein Speicher mit zehn Stunden Erbringungszeit würde zwar mit den oben konservativ unterstellten, auf die Energiekapazität bezogenen Investitionskosten von 200 €/MWh kalkulatorisch 2.000 € pro sicher bereitgestelltem kW Leistungskosten und käme damit in den Bereich von GuD-Kraftwerken. Außerhalb der seltenen Dunkelflauten kann er aber zu einem großen Teil mit günstigem Überschussstrom aus Sonne und Wind gefüllt werden, den er mit hohem Wirkungsgrad von rund 90 Prozent wieder zur Verfügung stellt. Erdgaskraftwerke müssen dagegen immer Brennstoff zu Weltmarktpreisen beschaffen und erreichen maximale

⁴⁶ <https://battery-charts.de/de/battery-charts-de/>

⁴⁷ Der Ausbau von Pumpspeicherkraftwerken ist deutlich begrenzter.

elektrische Wirkungsgrade von gut 60 Prozent. Mit typisch zwei Lade-/Entladezyklen pro Tag erreichen Batteriespeicher nicht weniger Volllaststunden als GuD-Anlagen. Daneben können sie viele Systemdienstleistungen günstig erbringen. Perspektivisch können dezentrale Batteriespeicher auch zur Resilienz der Stromversorgung beitragen. Zentrale Kraftwerke sind dagegen besonders schutzbedürftig.

Der deutliche Kostenvorteil von Solar- und Windenergieanlagen im Zusammenspiel mit Batteriespeichern zeigt sich auch in anderen Märkten als Deutschland. Ein Beispiel sind die von der US-amerikanischen Energy Information Administration in 2026 erwarteten Investitionen in neue zentrale Stromerzeugungskapazitäten.⁴⁸ Auch ohne Emissionshandel entfallen dort 93 Prozent der Leistung auf PV, Wind und Batterien, siehe Abbildung 8. Im März 2026 waren Erneuerbare Energien zum ersten Mal die Stromerzeugungstechnologie mit dem höchsten Anteil im Strommix, siehe Abbildung 9.

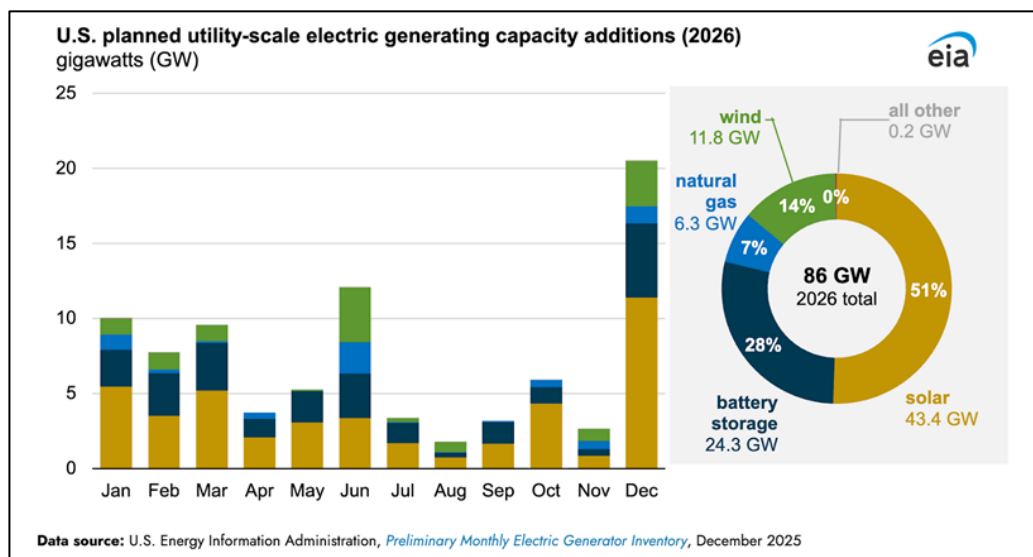


Abbildung 8: In 2026 geplante Neuzugänge von zentralen Stromerzeugungskapazitäten in den USA (Quelle: U.S. EIA)

Dieser globale Trend hat auch Implikationen für Deutschland. Das weltweit starke Wachstum von Photovoltaik, Windenergie und Batteriespeichern führt zu anhaltenden Kostensenkungen und Verbesserung der Technologie. Es ist wahrscheinlich, dass durch den weiteren Kostenverfall von Batteriespeichern bzw. die Entwicklung neuer Langzeitspeicher der kosteneffiziente Neubau von Erdgaskraftwerken ohne Wärmeauskopplung deutlich in die Zeit nach 2035 verschoben wird.⁴⁹ Investitionsentscheidungen wären dann erst 2030 zu treffen. Der genaue Zeitpunkt hängt von der Entwicklung des Strombedarfs und der Nachfrageflexibilität ab. **Der vorgeschlagene Ansatz minimiert daher auch das Risiko von zu frühen Überinvestitionen bzw. langfristigen stranded investments.**

⁴⁸ <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=67205>

⁴⁹ Vergleiche dazu <https://epico.org/de/veroeffentlichungen/zukunftssichere-massnahmen-fuer-die-energie-wende-5-leitlinien-zum-energie-wendemonitoring>

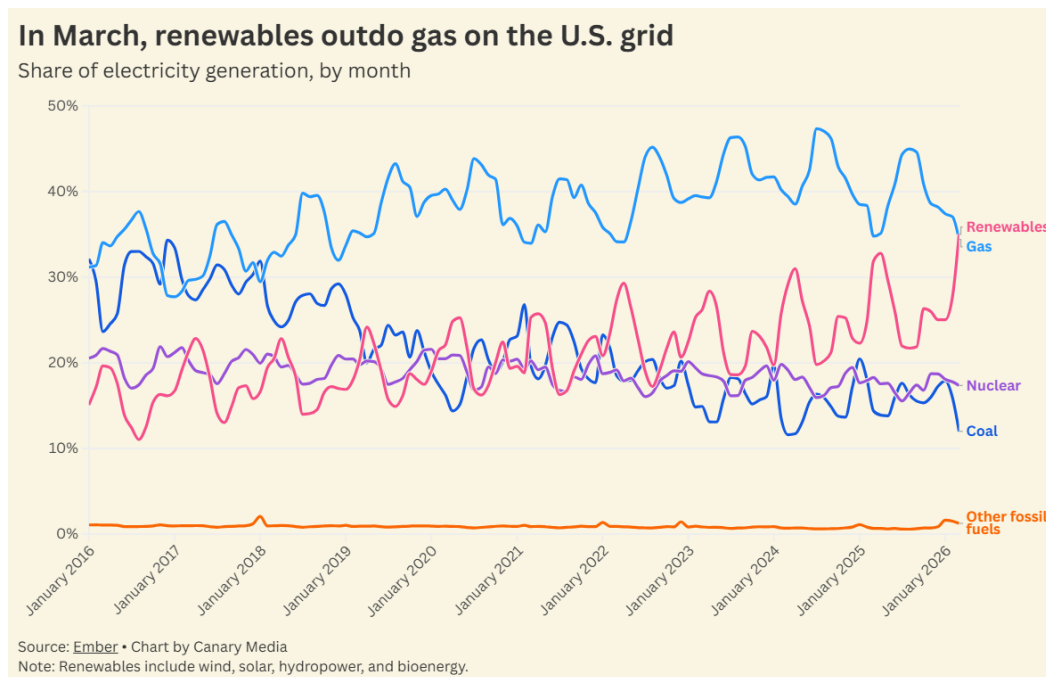


Abbildung 9: Monatlicher Anteil der Erzeugungsarten am Strommix in den USA
(Quelle: Canary Media)

Im Hinblick auf die wettbewerbliche Bildung der Strompreise muss betont werden, dass nur die variablen Kosten in das Gebotsverhalten der Anbieter eingehen. Solar- und Windenergieanlagen mit variablen Kosten nahe Null werden daher in jedem Fall den Einsatz von Erdgaskraftwerken verdrängen und deren preissetzenden Effekt zunehmend schmälern. Der Großhandelspreis für Strom wird in den entsprechenden Zeiten vor allem durch die Zahlungsbereitschaft von Stromspeichern und flexiblen Lasten bestimmt werden. **Ein zunehmender Anteil von Solar- und Windstrom senkt daher die durchschnittlichen Strompreise.**

Abschließend muss noch betont werden, dass externe Kosten wie die Sicherung der Transportwege und Infrastruktur für Erdgas – einschließlich Flüssigerdgas (LNG) – hier nicht betrachtet wurden. Sie erhöhen die gesamtwirtschaftliche Vorteilhaftigkeit einheimischer Erneuerbarer Energien nochmals.