

## Kurzstudie

# Ökonomische Analyse der technologischen Optionen zur Besicherung der Stromversorgung in Zeiten der Dunkelflauten in Deutschland bis 2038

### Bearbeiter:

con|energy consult GmbH

Bianca Lehman, bianca.lehmann@ceco.de

Sandra Michali, sandra.michali@ceco.de

Marc Behrends, marc.behrends@ceco.de

Nina Kämmerling, nina.kaemmerling@ceco.de

Joachimsthaler Straße 20, 10719 Berlin

[www.ceco.de](http://www.ceco.de)



### Auftraggeber:

KlimaUnion gGmbH

Berthold Schilling

Wöhlerstraße 12-13, 10115 Berlin

[info@klimaunion.de](mailto:info@klimaunion.de)

**KlimaUnion**

Stand: 28.03.2025

## Inhalt

Abbildungsverzeichnis .....	3
Tabellenverzeichnis .....	4
Abkürzungsverzeichnis .....	5
1. Einleitung & Ziel .....	6
1.1. Ausgangslage .....	6
1.2. Ziel der Studie .....	6
2. Dunkelflauten - Definition & historische Analyse .....	7
2.1. Definition Dunkelflaute .....	7
2.2. Historische Analyse 2015 bis 2024 .....	8
3. Prognose zukünftiger Strombedarfe & Residuallast .....	11
3.1. Strombedarf der Zukunft .....	11
3.2. Residuallast der Zukunft .....	12
4. Technologische Optionen zur Absicherung der Dunkelflaute .....	14
4.1. Verfügbare Technologien .....	14
4.2. Prognostizierter Markthochlauf der Technologien .....	16
4.3. Abschätzung des theoretisch möglichen Marktpotenzials der Technologien in 2038 .....	18
4.4. Analyse und ökonomische Bewertung .....	21
4.5. Technologiesteckbriefe .....	22
5. Fazit .....	34
6. Literaturverzeichnis .....	38
7. Anhang .....	43

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Visualisierung der Analyse historischer Dunkelflauten (2015-2024) .....	9
Abbildung 2: Gegenüberstellung Stromerzeugungsleistung (EE = PV & Wind) sowie Dunkelflautenereignisse .....	9
Abbildung 3: Strombedarf 2023 sowie Prognosen für 2030 .....	12
Abbildung 4: Strombedarf 2023 sowie Prognosen für 2038 .....	12
Abbildung 5: Historische Fortschreibung der durchschnittlichen Lasten (SMARD, 2025) .....	13
Abbildung 6: Entwicklung und Prognose der maximalen Residuallast bis 2038 (Übertragungsnetzbetreiber, 2024) .....	13
Abbildung 7: Entwicklung der installierten Leistung von Wärmepumpen (links), Elektroautos (Mitte) und Heimspeichern (rechts) in verschiedenen Szenarien .....	15
Abbildung 8: Installierte regelbare Kraftwerksleistung in Deutschland .....	16
Abbildung 9: Prognose für Regelbare Leistungen für 2030 .....	17
Abbildung 10: Prognose für Regelbare Leistungen in 2038 .....	17
Abbildung 11: Bandbreite der Stromgestehungskosten bzw. Opportunitätskosten sowie Strommarkt-Eignung in 2038	35
Abbildung 12: Abschätzung des theoretisch möglichen Marktpotenzials der Technologien sowie der LCOE/LCOS bzw. Opportunitätskosten in 2038 .....	36

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Analyse historischer Dunkelflautenereignissen nach verschiedenen Definitionen .....	8
Tabelle 2: Technologiebewertung Großbatteriespeicher (Lithium-Ionen) .....	22
Tabelle 3: Technologiebewertung Großbatteriespeicher (Eisen-Luft).....	23
Tabelle 4: Technologiebewertung Pumpspeicherkraftwerk .....	24
Tabelle 5: Technologiebewertung Gaskraftwerk (inkl. CO <sub>2</sub> -Kosten).....	25
Tabelle 6: Technologiebewertung Gaskraftwerk (inkl. CSS) .....	26
Tabelle 7: Technologiebewertung Gaskraftwerk H <sub>2</sub> .....	27
Tabelle 8: Technologiebewertung KWK-Anlage .....	28
Tabelle 9: Technologiebewertung Biomassekraftwerk .....	29
Tabelle 10: Technologiebewertung Geothermische Stromerzeugung.....	30
Tabelle 11: Technologiebewertung Elektroautos .....	31
Tabelle 12: Technologiebewertung Wärmepumpen .....	32
Tabelle 13: Technologiebewertung Kleinbatteriespeicher.....	33
Tabelle 14: Parameter zur ökonomischen Bewertung der zentralen Technologien.....	43
Tabelle 15: Parameter zur ökonomischen Bewertung der dezentralen Technologien .....	44
Tabelle 16: Weitere Parameter zur ökonomischen Bewertung.....	45

## Abkürzungsverzeichnis

BMWK	.....	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
CO <sub>2</sub>	.....	Kohlenstoffdioxid
DWD	.....	Deutscher Wetterdienst
EEG	.....	Erneuerbare-Energien-Gesetz
GT	.....	Gasturbinenkraftwerk
GuD	.....	Gas- und Dampfturbinenkraftwerk
H <sub>2</sub>	.....	Wasserstoff
KIT	.....	Karlsruher Institut für Technologie
KWK	.....	Kraft-Wärme-Kopplung
PV	.....	Photovoltaik
SMC	.....	Science Media Center
UBA	.....	Umweltbundesamt

## 1. Einleitung & Ziel

### 1.1. Ausgangslage

- › **Steigender Strombedarf:** Durch die Elektrifizierung in der Industrie, Mobilität und Elektrolyse wird ein steigender Strombedarf in den nächsten Jahrzehnten prognostiziert. Bzgl. der Höhe dieser Steigerungen gehen die Prognosen jedoch stark auseinander; im Jahr 2024 lag der reale Stromverbrauch deutlich unter den erwarteten Werten.
- › **Ausbau der erneuerbaren Energien:** Die ambitionierten Ziele aus dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) und Osterpaket 2023 ergeben bis 2030 installierte Anlagenleistung von Photovoltaik (PV) & Wind von über 360 GW, im Jahr 2045 sind 655 GW angestrebt (EEG, 2023). Der Großteil (365 GW) entfallen dabei auf PV, dicht gefolgt von Wind Onshore (220 GW) und Wind Offshore (70 GW).
- › **Umbau des Kraftwerksparks:** Der beschlossene Kohleausstieg soll 2037 komplett vollzogen werden und muss durch regelbare Stromerzeugungs- bzw. Speichertechnologien kompensiert werden.
- › **Herausforderung Residuallast:** Als Residuallast wird die Differenz zwischen aktuellem Stromverbrauch (Last) und der Einspeisung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien (wie Wind- und Solarstrom) bezeichnet. Ein Spezialfall sind sogenannte Dunkelflauten, in denen kein bzw. kaum Wind weht und die Sonne nicht scheint. Die Residuallast kann mit einer Bandbreite an (erneuerbaren) technologischen Optionen gedeckt werden. Hierzu gehören regelbare Kraftwerke, Speichertechnologien und weitere Maßnahmen, die in dieser Studie analysiert und ökonomisch bewertet werden.
- › **Politisches Umfeld:** Im Zuge der Regierungsbildung im Rahmen der Bundestagswahl 2025 haben sich die Koalitionspartner darauf geeinigt, einen technologieoffenen und marktwirtschaftlichen Kapazitätsmechanismus einzurichten. Diese Studie soll einen Überblick über die verschiedenen realisierbaren Technologien zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Zeiten von Dunkelflauten geben.

### 1.2. Ziel der Studie

- › Verständnis über Dauer und Häufigkeit von Dunkelflautenereignissen in der Vergangenheit und der Zukunft
- › Umfassende Analyse vorhandener (grundsätzlicher) Technologieoptionen zur zukünftigen Deckung der Residuallast bzw. Absicherung von Dunkelflauten
- › Einordnung der Wirtschaftlichkeit der Technologieoptionen anhand der Stromgestehungskosten

## 2. Dunkelflauten – Definition & historische Analyse

### 2.1. Definition Dunkelflaute

- › Der Begriff „Dunkelflaute“ wird zunehmend im Zusammenhang mit Versorgungssicherheit und erneuerbaren Energien diskutiert
  - Grundsätzlich bezeichnet eine Dunkelflaute „das gleichzeitige Auftreten von Dunkelheit und Windstille“, eine präzise quantitative oder qualitative Definition existiert jedoch nicht (NextKraftwerke, 2024)
  - Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) definiert den Begriff mit Bezug zur Energieerzeugung, bleibt aber ebenfalls vage: „Gemeint ist also eine Wetterlage, in der Windenergieanlagen nicht genügend Wind und Photovoltaikanlagen nicht genug Sonne bekommen, um ausreichend oder überhaupt Strom zu produzieren.“ (BMWK, Energieforschung, 2025)
- › Für die Analyse historischer Dunkelflauten und die Prognose zukünftiger Entwicklungen sind exakte Grenzwerte erforderlich. In der Literatur existieren verschiedene Ansätze zur quantitativen Definition einer Dunkelflaute:
  - Science Media Center (SMC) identifiziert Dunkelflauten anhand des Anteils erneuerbarer Energien an der durchschnittlichen Gesamtstromerzeugung, legt jedoch keinen festen Prozentwert fest (SMC, 2025)
  - Energy Brainpool definiert keine festen Parameter, sondern bestimmt Dunkelflauten anhand der maximalen Residuallast innerhalb des Untersuchungszeitraums (Energy Brainpool, 2017)
  - Verschiedene Studien setzen zur Definition der Dunkelflaute auf den Kapazitätsfaktor von Solar- und Windenergie, der über einen bestimmten Zeitraum unterschritten wird (DWD, 2018; KIT, 2022; TU-Delft, 2021; Ohlendorf & Schill, 2020; Copernicus, 2019). Der Kapazitätsfaktor wird hier als Maßstab angesetzt, um auszudrücken, wie viel Strom durch Solar- und Windkraftanlagen während einer Dunkelflaute produziert werden kann
- › Es existieren unterschiedliche Ansätze hinsichtlich der Dauer und der Grenzwerte für den Kapazitätsfaktor:
  - Betrachtete Zeiträume reichen von 60 Minuten bis 120 Stunden
  - Kapazitätsfaktoren zwischen 5 % und 20 % werden berücksichtigt

- › In der weiteren Untersuchung werden die Definitionen des Karlsruher Institut für Technologie (KIT), des Deutschen Wetterdienstes (DWD) und von Copernicus beispielhaft betrachtet (KIT, 2022; DWD, 2018; Copernicus, 2019). Die Studien betrachten einen Zeitraum von 48 Stunden mit folgenden Kapazitätsfaktoren
  - < 6 %
  - < 10 %
  - < 15 %

## 2.2. Historische Analyse 2015 bis 2024

- › Datenquelle: zur Bestimmung historischer Dunkelflauten wurden die Energy Charts des Fraunhofer ISE genutzt. Analysiert wurden die installierte Leistung und Nettostromproduktion von Solar-, Onshore- und Offshore-Windenergie sowie Last, Residuallast und der Börsenstrompreis im Zeitraum von 2015 bis 2024 (EnergyCharts, 2025; EnergyChart, 2025)
- › Bestimmung des Kapazitätsfaktors: der Kapazitätsfaktor ergibt sich aus der summierten Nettostromerzeugung dividiert durch die summierte installierte Leistung innerhalb der 15-Minuten-Intervalle. Eine Dunkelflaute wird identifiziert, wenn der Kapazitätsfaktor über mindestens 192 aufeinanderfolgende 15-Minuten-Intervalle (48 Stunden) unter den jeweiligen Grenzwert fällt

**Tabelle 1: Analyse historischer Dunkelflautenereignissen nach verschiedenen Definitionen**

	KIT	DWD	Copernicus
Kapazitätsfaktor	< 6 %	< 10 %	< 15 %
Zeitintervall	48 h	48 h	48 h
Anzahl Dunkelflauten 2015-2024	8	34	91
Anzahl Dunkelflauten pro Jahr	0,8 (0 - 2/Jahr)	3,4 (2 - 6/Jahr)	9,1 (6 - 12/Jahr)
Gesamtstunden pro Jahr *	116 h	272 h	893 h
Durchschnittliche Dauer *	70 h	85 h	101 h
Dauer *	52 – 92 h	50 – 165 h	75 – 146 h
Anteil an den Gesamtjahresstunden	1%	3 %	10 %
Saisonalität	Nov - Jan	Okt - Jan	Aug – Mär

\*Der Mittelwert wurde nur aus den Jahren gebildet, in denen Dunkelflauten auftreten

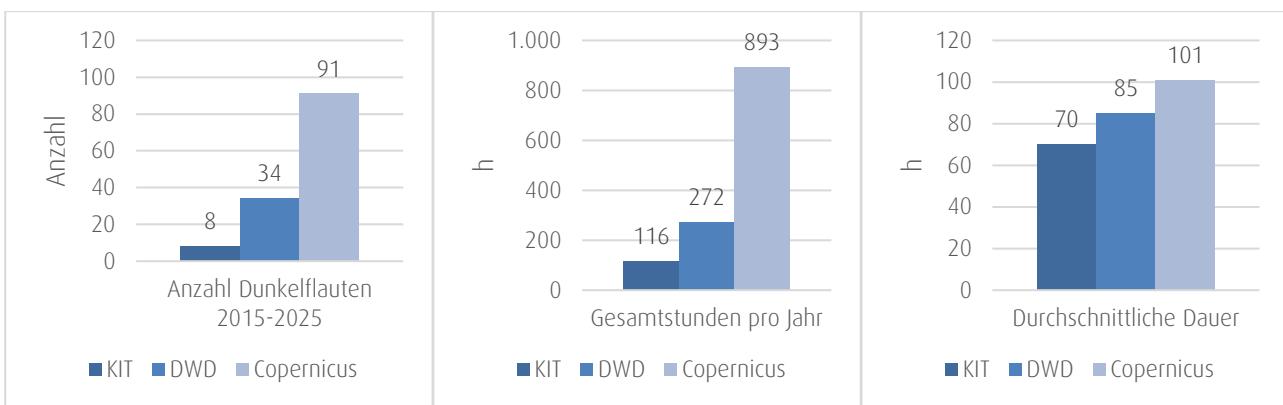


Abbildung 1: Visualisierung der Analyse historischer Dunkelflauten (2015-2024)

- Zudem wird der Zusammenhang zwischen Last, Residuallast und dem Auftreten von Dunkelflauten in den Jahren 2015 bis 2024 analysiert (siehe Abbildung 2 – Differenzierte Darstellung nach Häufigkeit pro Jahr von Dunkelflauten (oben) und Dauer in Stunden der Dunkelflautenereignisse pro Jahr)

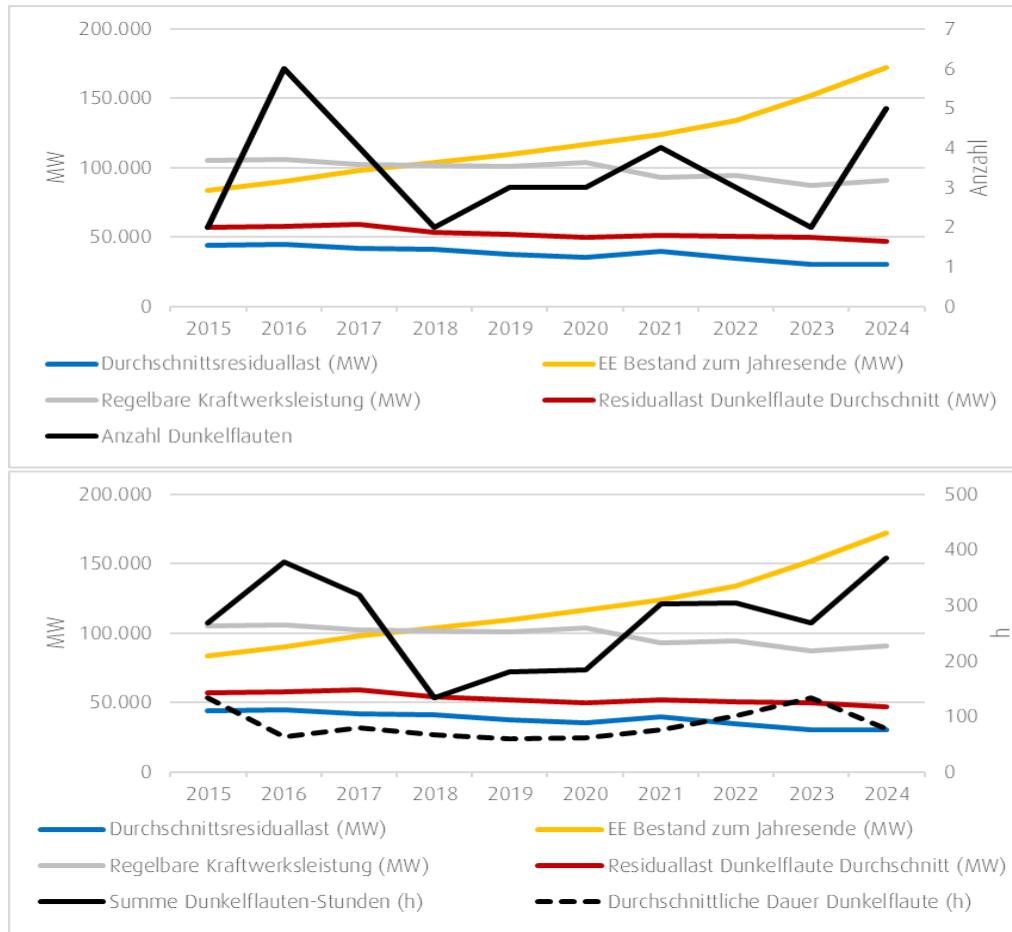


Abbildung 2: Gegenüberstellung Stromerzeugungsleistung (EE = PV & Wind) sowie Dunkelflautenereignisse<sup>1</sup>

<sup>1</sup> (eigene Berechnung nach DWD-Definition der Dunkelflauten; (EnergyChart, 2025))

- › Ergebnis: Es kann keine direkte Korrelation zwischen dem Ausbau von Solar- und Windkapazitäten und der Häufigkeit oder Dauer von Dunkelflauten festgestellt werden
- › **Zentrale Erkenntnisse** der Analyse historischer Dunkelflauten:
  - Häufigkeit und Dauer von Dunkelflauten variieren stark in Abhängigkeit vom Kapazitätsfaktor und traten mindestens 0,8 bis 9,1 Mal im betrachteten Zeitraum pro Jahr auf
  - Eine ausgeprägte Saisonalität in den Wintermonaten ist bei allen drei Definitionen deutlich erkennbar
  - Weder die installierten Leistungen an PV & Wind noch die des regelbaren Kraftwerksparks korrelieren mit der Häufigkeit und Dauer von Dunkelflauten
  - Unabhängig von der Definition und der Häufigkeit von Dunkelflauten ist die Residuallast, welche nicht durch PV und Wind gedeckt werden kann, relevant. Diese Residuallast muss teilweise auch für wenige Stunden in der Nacht gedeckt werden. Die durchschnittliche Residuallast ist in Deutschland in den vergangenen 10 Jahren sukzessive gesunken, da der Ausbau der EE-Kapazitäten den steigenden Strombedarf überkompensiert hat

### 3. Prognose zukünftiger Strombedarfe & Residuallast

#### 3.1. Strombedarf der Zukunft

- › Für die Entwicklung des Strombedarfs wurden Szenarien aus sechs Veröffentlichungen aus den Jahren 2023 bis 2025 (Agora Think Tanks, 2024; Fraunhofer, 2024; UBA, 2024; Übertragungsnetzbetreiber, 2024; McKinsey & Company, 2025; e.venture, 2023) ausgewertet und dem Status quo aus dem Jahr 2023 (AGEB, 2024) gegenübergestellt
- › Im **Status quo** (AGEB, 2024)
  - wird knapp über 40 % des Stroms in der Industrie vor allem zur Erzeugung von Bewegung und Prozesswärme genutzt
  - Für Raumwärme und Warmwasser wird über alle Sektoren hinweg bereits ca. 7 % des Stroms aufgewendet; Verkehr spielt mit 3 % eine untergeordnete Rolle
- › **Strombedarf der Zukunft** (siehe Abbildung 3 für 2030 und Abbildung 4 für 2038):
  - Die Auswertung der Szenarien bis 2030 bzw. 2038 zeigt übereinstimmend einen tendenziell steigenden Strombedarf, der im Mittel der Szenarien bei 652 TWh 2030 und 957 TWh 2038 liegt
  - Steigende Strombedarfe zwischen 2030 und 2038 werden vor allem in den Bereichen Elektrolyse (durchschnittlich +243 %), Wärmepumpen und Power to Heat (+ 198 %) und E-Mobilität (+126 %) prognostiziert. Darüber hinaus steigen auch die sektoralen Strombedarfe für Gewerbe und Industrie im Mittel um etwa ein Viertel, was vor allem auf Elektrifizierung von nicht separat angegebener Wärmeerzeugung und Produktionsprozessen zurückgeführt werden kann
  - Die Szenarien unterscheiden sich hinsichtlich der Höhe des Anstiegs. Szenarien, die einen kostenoptimalen Weg zur Klimaneutralität (Agora Think Tanks, 2024; Fraunhofer, 2024) abbilden, geben einen höheren Stromverbrauch an, als die von den derzeitigen Trends und politischen Rahmenbedingungen bestimmten Szenarien (UBA, 2024; McKinsey & Company, 2025)

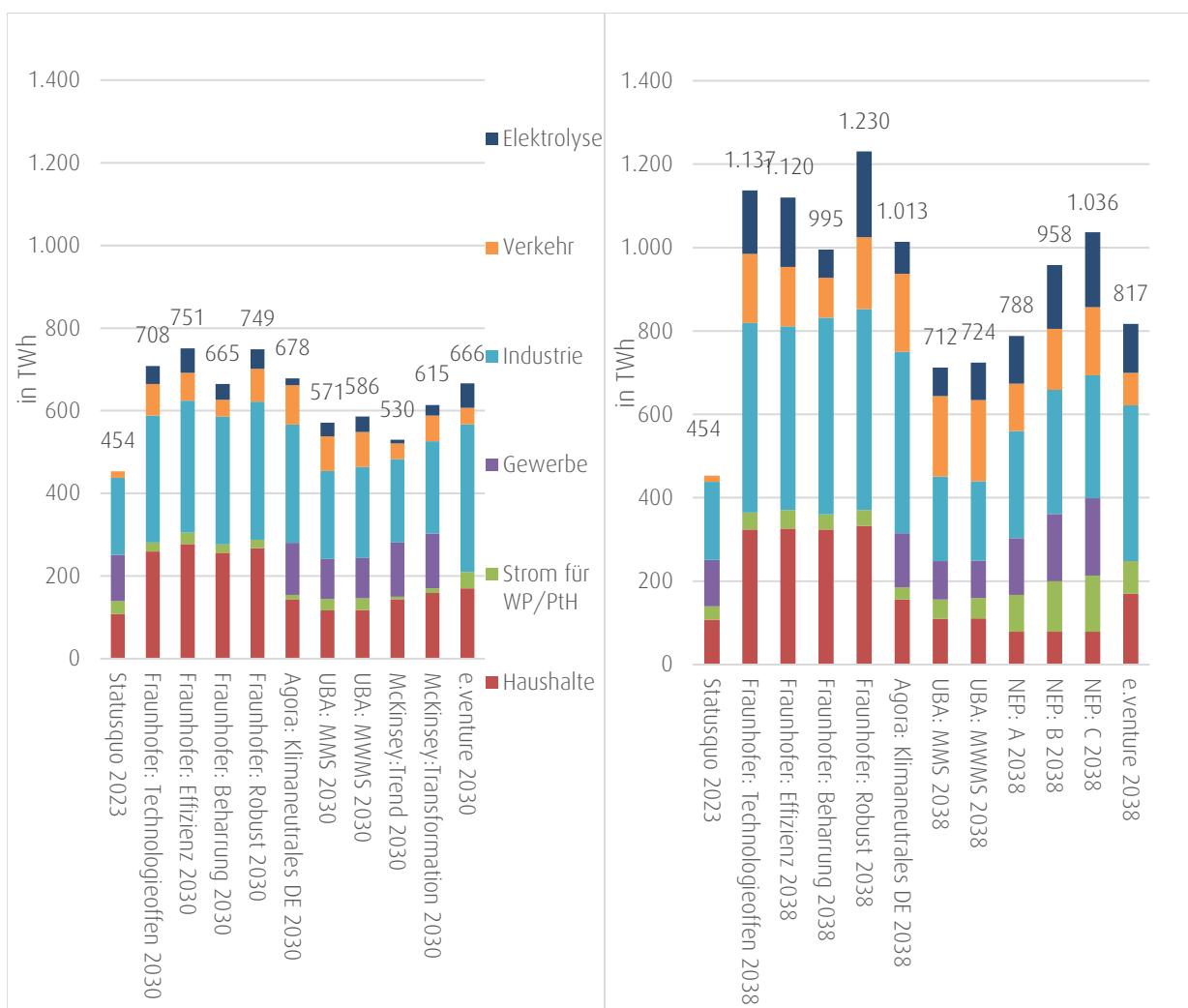
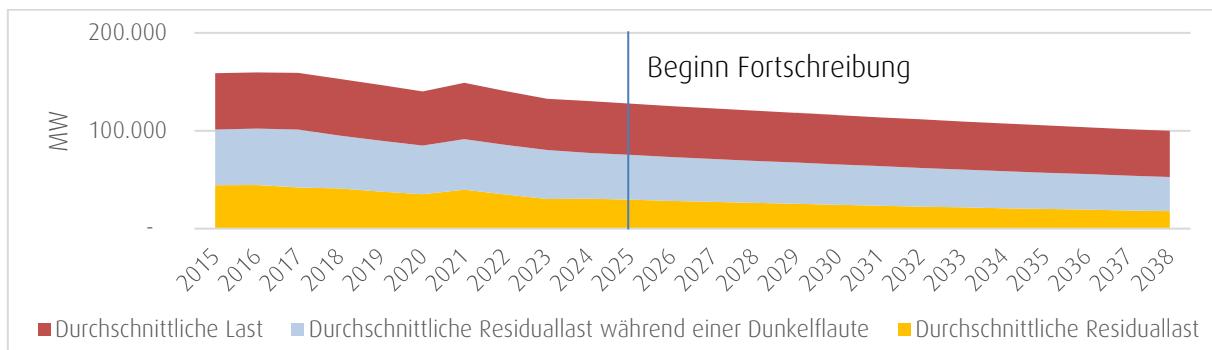


Abbildung 3: Strombedarf 2023 sowie Prognosen für 2030 Abbildung 4: Strombedarf 2023 sowie Prognosen für 2038

### 3.2. Residuallast der Zukunft

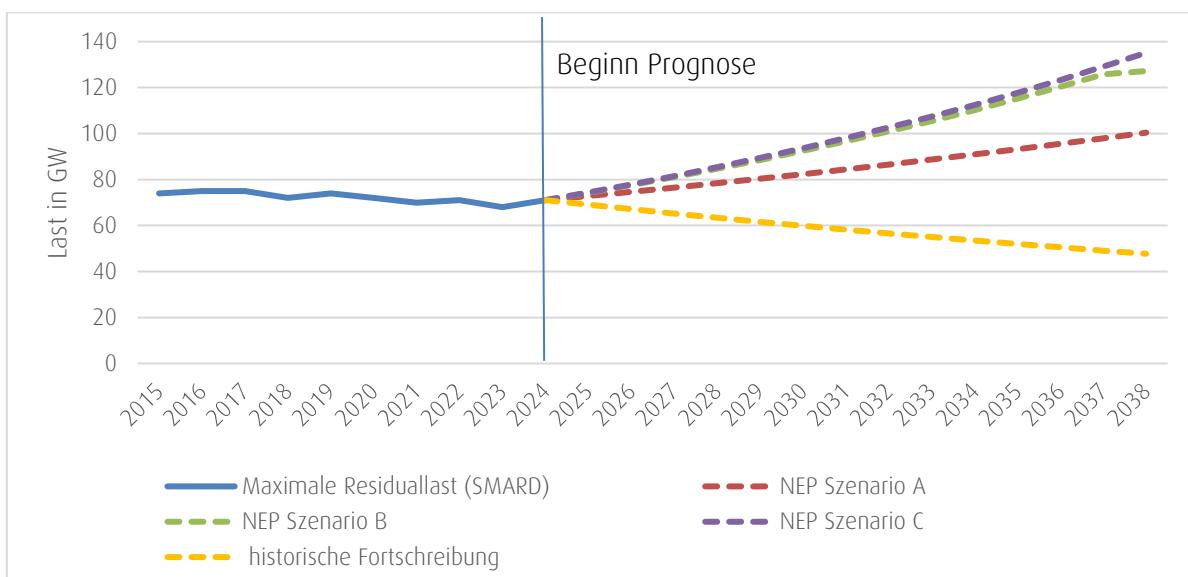
- Die Residuallast ist in den letzten Jahren gesunken, jedoch ist aufgrund der zunehmenden Elektrifizierung in den kommenden Jahren wieder mit einem Anstieg der Residuallast zu rechnen. Dieser Trend zeigt sich auch im Vergleich älterer und neuerer Prognosen (BMWK, Expertenkommission zum Energiewende-Monitoring, 2024)
- Das Umweltbundesamt (UBA) ging im Jahr 2015 noch von einer sinkenden Residuallast aus (UBA, 2015)
- Laut der Metastudie von Prognos wird die maximale Residuallast in Deutschland im Jahr 2030 zwischen 70 und 90 GW liegen (Prognos, 2016). Bis 2050 zeigen die untersuchten Szenarien eine Bandbreite von 40 bis 80 GW, mit einer einzelnen Ausreißerstudie, die 110 GW maximale Residuallast prognostiziert (Prognos, 2016)

- › Eine Studie aus dem Jahr 2023 (e.venture, 2023) prognostiziert für das Jahr 2040 eine maximale Residuallast von 120 GW, welche durch Flexibilitäten auf 112 GW reduziert werden kann
- › Laut dem Netzentwicklungsplan Strom (NEP) 2037 mit Ausblick auf 2045 wird die maximale Residuallast im Zeitverlauf in allen betrachteten Szenarien ansteigen. Die Analyse unterscheidet drei Szenarien mit unterschiedlichen Annahmen zur zukünftigen Energieversorgung (Übertragungsnetzbetreiber, 2024)
  - Im Szenario A steht die verstärkte Nutzung von Wasserstoff im Fokus, während Szenario B & C eine höhere Direktelktrifizierung betrachten (Übertragungsnetzbetreiber, 2024)
  - Die maximalen Residuallastwerte variieren je nach Szenario und Annahmen zur Energieversorgung
- › Würde sich der historische Trend fortsetzen, würde die mittlere Residuallast jährlich um 3,8 % und die mittlere Durchschnittslast um 2,1 % sinken (siehe Abbildung 5)



**Abbildung 5: Historische Fortschreibung der durchschnittlichen Lasten (SMARD, 2025)**

- › Die folgende Abbildung 6 zeigt die prognostizierte Veränderung der maximalen Residuallast im Zeitverlauf und den historischen Fortschreibungspfad



**Abbildung 6: Entwicklung und Prognose der maximalen Residuallast bis 2038 (Übertragungsnetzbetreiber, 2024)**

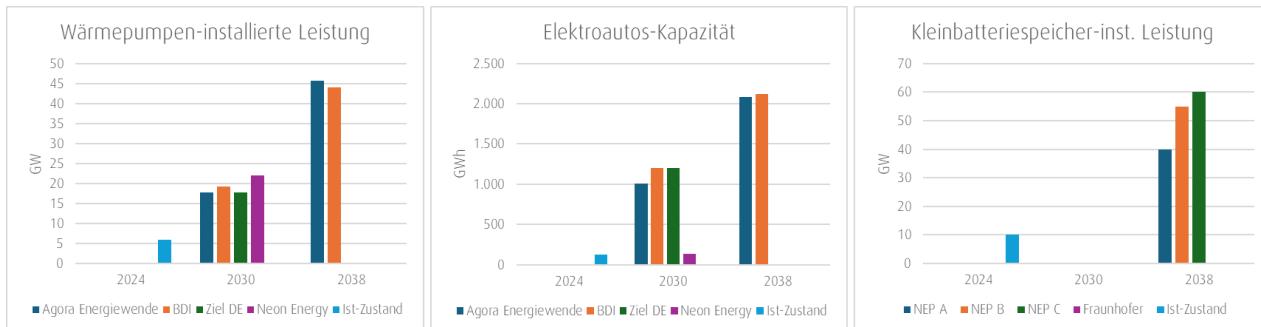
## 4. Technologische Optionen zur Absicherung der Dunkelflaute

### 4.1. Verfügbare Technologien

- › Dunkelflauten entgegenzuwirken kann über zwei Wege erfolgen: Verschiebung des Strombedarfs durch Lastverschiebung oder durch kurzfristige Strombereitstellung:
  1. **Lastverschiebung:**
    - › Im Energiesystem der Zukunft werden **dezentrale Flexibilitätsoptionen durch Lastverschiebung** vorhanden sein. Diese entwickeln sich durch ihre primäre Einsatzbestimmung unabhängig von Dunkelflauten oder dem Zubau der Erneuerbaren, dazu gehören v. a.: dezentrale Wärmepumpen, E-Fahrzeuge und Heimspeicher
      - Intelligent gesteuerte Wärmepumpen: flexible Laststeuerung zur Netzstabilisierung, Nutzung überschüssiger erneuerbarer Energie
      - Bidirektionales Laden (E-Mobilität): Elektrofahrzeuge als temporäre Energiespeicher, Einspeisung ins Netz bei Bedarf
      - Heimspeicher: Glättung von Lastspitzen im Stromnetz und Ausgleich von Netzfrequenzschwankungen
    - › Die zukünftige Elektrifizierung im Mobilitäts- und Wärmebereich (vgl. Kapitel 3) werden häufig als besonders relevante Potenziale genannt. Eine Abschätzung zukünftiger verfügbarer Kapazitäten kann anhand der beiden Prognosen von Agora Energiewende (Agora Think Tanks, 2024), des Bundesverbands der Deutschen Industrie (Boston Consulting Group, Institut der Deutschen Wirtschaft, Bundesverband der deutschen Industrie, 2024), Neon Energy (Neon Energy, 2024) sowie den Zielen der Bundesregierung erfolgen
      - Agora und IW rechnen mit dem Erreichen des Ziels der Bundesregierung von 6 Mio. eingebauter Wärmepumpen im Jahr 2030 (Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, 2022)
      - Ebenfalls hat sich die Bundesregierung als Ziel gesetzt, eine Bestandsflotte von 15 Mio. Elektro-Fahrzeugen im Jahr 2030 erreichen zu wollen (Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, 2022). Neon Energy geht von geringeren Zahlen für E-Fahrzeuge aus und prognostiziert 130 GWh Kapazität an Batterien in E-Fahrzeugen bis 2030
  - › Weitere Effekte:
    - Industrielle Anreize: Förderung flexibler Produktionsprozesse, Lastmanagement zur Reduzierung der Residuallast
    - Nutzung/Abschaltung von Elektrolyseuren: Anpassung an Stromüberschuss/-mangel zur effizienten Wasserstoffproduktion
  - › Aber auch die Opportunitätskosten dezentraler Flexibilität müssen berücksichtigt werden. Diese entstehen durch entgangene Erträge oder zusätzliche Kosten, wenn dezentrale Verbraucher wie Elektroautos, Wärmepumpen oder Heimspeicher ihre Lastverschiebung für das Netz bereitstellen, anstatt von günstigeren Strompreisen oder alternativen Vermarktungsmöglichkeiten wie dem

Regelenergiemarkt zu profitieren. Die Höhe dieser Kosten wird maßgeblich durch Einnahmeoptionen wie die Eigenverbrauchsoptimierung oder Arbitrage am Strommarkt beeinflusst (TransnetBW GmbH, 2021)

- › Abbildung 7 adressiert den prognostizierten Hochlauf für die dezentrale Flexibilitätsoptionen bis 2038. Ausgehend von ca. 5 GW installierter Leistung bei Wärmepumpen, 120 GWh Speicherkapazität von Elektroautos und 10 GW installierter Leistung von Heimspeichern



**Abbildung 7: Entwicklung der installierten Leistung von Wärmepumpen (links), Elektroautos (Mitte) und Heimspeichern (rechts) in verschiedenen Szenarien**

Hinweis: Für die Abschätzung der installierten Leistung von Wärmepumpen auf Basis des Stückzahlenhochlaufs wurde für 2030 eine durchschnittliche Leistung einer WP von 8 kW angenommen und für 2038 von 11 kW. Für die Ableitung der zur Verfügung stehenden Batteriekapazität, wurde eine durchschnittliche Batteriekapazität von 80 kWh je Fahrzeug angesetzt (jeweils „Ziel DE“ in dunkelgrün)

- › Die meisten Technologien werden aus dem Markt heraus entstehen und erfüllen einen primär anderen Zweck (Wärmebereitstellung, Mobilität, Stromtransport, Grundlaststromerzeugung etc.). Dagegen entstehen zukünftig Großbatteriespeicher und regelbare Gaskraftwerke in erster Linie zur Besicherung der Residuallast in Zeiten ohne ausreichend Wind- und PV-Stromerzeugung
- › Im Bezug zur prognostizierten Residuallast von ca. 100 bis 140 GW in 2030 (vgl. Kapitel 3.2) könnten sowohl Wärmepumpen als auch E-Fahrzeuge theoretisch einen großen Beitrag zur Lastverschiebung bzw. zur Strombereitstellung mittels bidirektionalem Laden bieten

## 2. Strombereitstellung:

- › Um die Residuallast in Zeiten von Dunkelflauten bereitstellen zu können, kann eine Bandbreite an Technologien eingesetzt werden. Hierzu zählen Technologien, die in einem kurzen Zeitintervall von wenigen Minuten bis Stunden verfügbar sind:

- **Klassische Speichertechnologien:**
  - Großbatteriespeicher (Lithium-Ionen, Eisen-Luft)
  - Pumpspeicherkraftwerke
- **Regelbare Kraftwerke**
  - Gas-Kraftwerke (mit und ohne CCS)
  - H<sub>2</sub>-Kraftwerke (inkl. Elektrolyse)

- KWK-Anlagen
- Biomassekraftwerke
- Geothermische Stromerzeugung
- **Sonstige Maßnahmen**
  - Netzausbau
  - Stromimporte
- › Darüber hinaus werden technologische Entwicklungen und Innovationen vermutlich die Bandbreite an Optionen in den nächsten Jahren noch erweitern. Im Rahmen dieser Analyse wurde sich auf überwiegend etablierte und marktreife Technologien beschränkt, um eine belastbare Vergleichbarkeit herzustellen

## 4.2. Prognostizierter Markthochlauf der Technologien

- › **Status quo:** Die installierte regelbare Kraftwerksleistung in Deutschland (EnergyChart, 2025) gemäß Abbildung 8 verdeutlicht, dass Kraftwerke, basierend auf Erdgas und Steinkohle, die dominanten Erzeugungstechnologien gegenwärtig darstellen

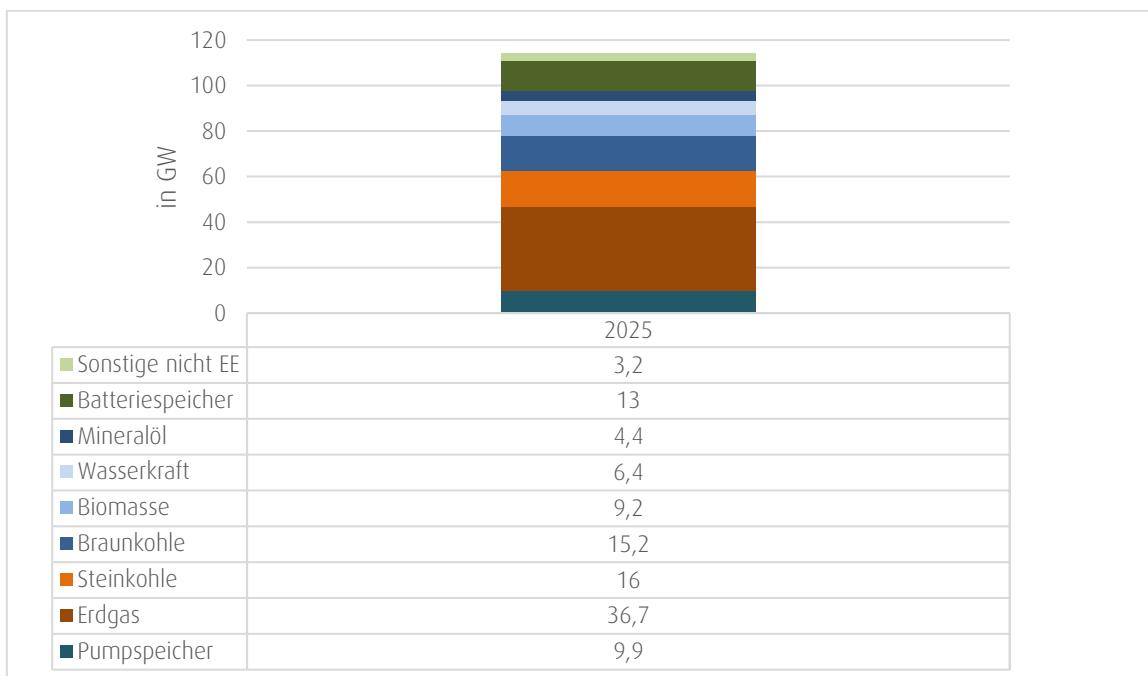


Abbildung 8: Installierte regelbare Kraftwerksleistung in Deutschland

- › **Prognose:** Die installierte Leistung von regelbarer Strombereitstellung unter Berücksichtigung von unterschiedlichen Technologieoptionen steigt im Mittelwert der Studien (Agora Think Tanks, 2024; Fraunhofer, 2024; UBA, 2024; Übertragungsnetzbetreiber, 2024) leicht von 95 GW in 2030 auf 110 GW

in 2038<sup>2</sup> (siehe Abbildung 9 und Abbildung 10). Die Prognosen unterscheiden sich zum Teil stark zwischen den berücksichtigten Technologieoptionen

- › Dabei machen klassische Speichertechnologien, wie bspw. Pumpspeicherkraftwerke und Großbatteriespeicher, im Mittel etwa 14 % der regelbaren Kapazitäten in 2030 und 20 % in 2038 aus
  - Für hydraulische Kraftwerkskapazitäten gehen die Übertragungsnetzbetreiber von einem moderaten Ausbau von 10,7 GW in 2023 auf 12,7 in 2037 aus (Übertragungsnetzbetreiber, 2024). Über die Studien hinweg wird die Leistung von Pumpspeicherkraftwerken als relativ konstant angesehen
  - Batteriespeicher hingegen befinden sich aktuell im Ausbau, sodass eine starke Steigung der Leistung von 11,3 GW in 2025 (UBA, 2024) auf 26,6 GW in 2030 (UBA, 2024) und 40 bis 60 GW in 2035 bzw. 2037 (Übertragungsnetzbetreiber, 2024; UBA, 2024) ausgegangen wird

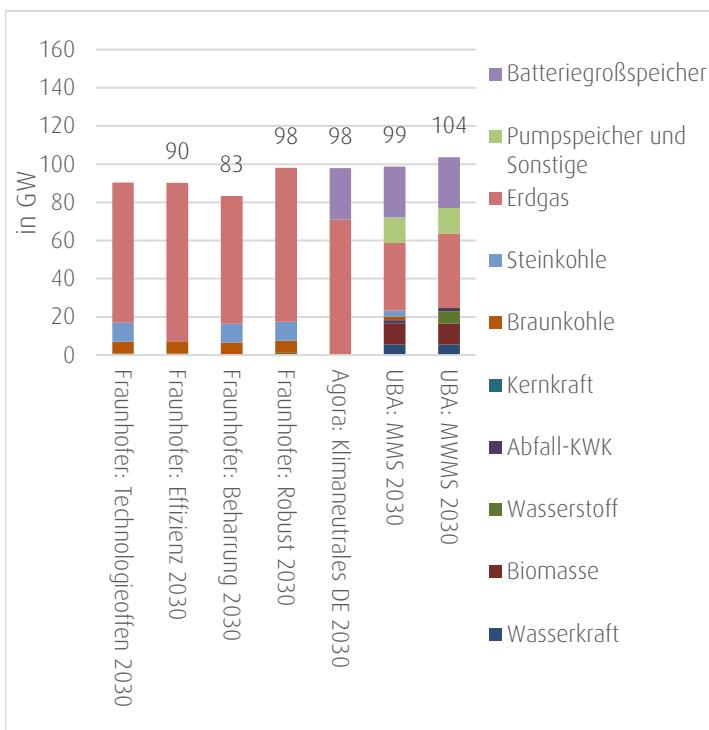


Abbildung 9: Prognose für Regelbare Leistungen für 2030

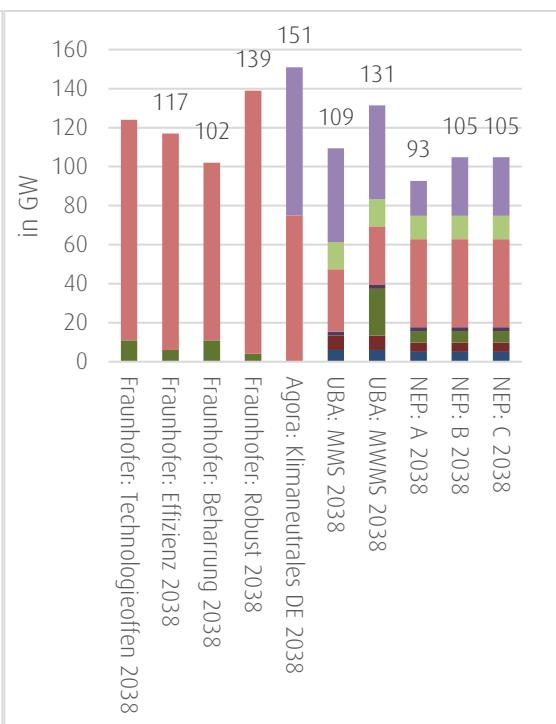


Abbildung 10: Prognose für Regelbare Leistungen in 2038

- › Regelbare Kraftwerke im engeren Sinne sind zum Beispiel Erdgas-, Wasserstoff- und Biomasse-Kraftwerke sowie KWK-Anlagen. Lässt man die in 2030 noch vorhandene Leistung von Braunk- und Steinkohle außen vor, machen die restlichen Erzeuger im Mittel der Studien 77 % in 2030 und 80 % in 2038 den größten Anteil der regelbaren Erzeugung aus

<sup>2</sup> Die Prognosen für 2038 sind überwiegend linear interpoliert. Nur die Studie des Fraunhofer Instituts lieferte Szenarienoutput für 2038

- Der Anteil von **Wasserstoff** schwankt sehr stark zwischen den Prognosen. Die größte Spannbreite zeigen die UBA-Projektionen auf, die ohne weitere Maßnahmen in 2030 und 2038 keine Kapazitäten von Wasserstoff-Kraftwerken prognostizieren und mit weiteren Maßnahmen 6,4 GW in 2030 und 23,8 GW in 2038 (UBA, 2024) erreichen. Im Mittel liegen die Prognosen jedoch bei 1,6 GW in 2030 und 8,3 GW in 2038 und machen damit 1 % bzw. 7 % der regelbaren Erzeugung aus
- Übereinstimmend wird in Prognosen von einer großen Relevanz von **Erdgas-Kraftwerken** ausgegangen. Im Mittel der Studien werden für 2030 und 2038 jeweils etwa 60 % Erdgas an der regelbaren Kraftwerksleistung ausgegangen. Dabei steigt die prognostizierte Leistung leicht von 64 GW in 2030 auf 72 GW in 2038
- In den Prognosen von 2024 wird tendenziell eher von einem Rückgang der installierten **Biomasse**-Kapazitäten ausgegangen. Wo 2030 noch eine Leistung von durchschnittlich 10,9 GW prognostiziert wurde, soll im Jahr 2038 noch 5,79 GW dem Strommarkt zur Verfügung stehen. Eine Kurzstudie zur Rolle von Biomasse während Dunkelflauten diskutiert auch 12 GW Leistung in 2035 (Elhaus, Treiber, & Karl, 2024)

#### 4.3. Abschätzung des theoretisch möglichen Marktpotenzials der Technologien in 2038

- › Neben der Studienlage können weitere Faktoren entscheidend beim zukünftigen Markthochlauf der Technologien sein, wie bspw. rechtlichen Rahmenbedingungen, Ressourcenverfügbarkeit oder Standortlimitationen:
  - **Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge und dezentrale Kleinbatteriespeicher** bieten großes Potenzial für die dezentrale Lastverschiebung. Durch intelligente Steuerung können Wärmepumpen Wärme vorrangig dann speichern, wenn ein Überschuss an erneuerbarem Strom vorhanden ist, während Elektrofahrzeuge gezielt in lastarmen Zeiten geladen werden. Wird im Jahr 2038 10 % der verfügbaren Leistung dieser Technologien für die Lastverschiebung genutzt, ergibt sich ein **Lastverschiebepotenzial von 40 GW**, basierend auf den optimistischsten Prognosewerten aus dem obigen Kapitel 4.1.1<sup>3</sup>
  - Bei Wärmepumpen kann nicht die gesamte Last verschoben werden, da Heizwärme benötigt wird und der Netzbetreiber derzeit nur die Option einer Drosselung auf 4,2 kW für 2 Stunden täglich verfolgen kann (\$14a EnWG, 2025)
  - E-Fahrzeuge werden für den Individualverkehr genutzt und sind daher nicht zu jeder Zeit am Netz verfügbar, um Regelleistung bereitzustellen. Dennoch könnten sie in Zukunft eine bedeutende Rolle in der Flexibilitätsbereitstellung spielen. Nach dem BDI-Klimapfad werden im Jahr 2030 rund 15 Millionen E-Autos in Deutschland zugelassen sein. Laut Agora Energiewende wird erwartet, dass 25 % dieser Fahrzeuge bidirektionales Laden unterstützen und 50 % der Fahrzeugbesitzer bereit sind, die Flexibilitätsoptionen zu nutzen (Energiewende, 2023). Geht man davon aus, dass etwa 60 % der verfügbaren Ladeleistung tatsächlich bereitgestellt werden (E.ON, 2024) und eine durchschnittliche E-Auto-Batterie eine

<sup>3</sup> Als mittlere Leistung einer Elektroautobatterie wurde 11 kW angenommen

Entladeleistung von 11 kW besitzt, ergibt sich eine potenziell bereitstellbare Leistung **von 12 GW für bidirektionales Laden**. Durch gezielte finanzielle Anreize und einen passenden regulatorischen Rahmen könnten E-Fahrzeuge nicht nur zur Lastverschiebung, sondern auch zur aktiven Bereitstellung von Flexibilität und Regelleistung im Stromnetz genutzt werden. Dies würde die Integration erneuerbarer Energien erleichtern und zur Netzstabilität beitragen.

- In Deutschland sind keine potenziellen Standorte für **Pumpspeicher** mehr verfügbar, daher ist neben Modernisierung von Bestandsanlagen kein Leistungszuwachs möglich. Pumpspeicher stagnieren daher in allen Prognosen bei **ca. 10 GW**.
- Der Fachverband Biogas gibt in einem Positionspapier bis zu **16 GW Leistung in 2040** zur Verstromung von Biogas als Potenzial an (Fachverband Biogas, 2024). Diese Steigerung wird bei gleichbleibender Biogasmenge durch den Ausbau der installierten Leistung, die sogenannte Überbauung, erreicht. Eine Ausweitung der Verstromung des Energieträgers Biogas gilt aufgrund der begrenzten Verfügbarkeit und prognostizierten hohen Nachfrage nach ökologischen Gasen als unwahrscheinlich.
- Batteriespeicher werden geladen, wenn ein EE-Überschuss vorliegt. Der Überschuss wird im Jahr 2040 auf 219 TWh mit einer Spitzenlast von über 200 GW geschätzt (e.venture, 2023). Übernehmen wir die Annahme von 200 Vollastladezyklen aus der Berechnung von den Stromgestehungskosten, würde der gesamte EE-Überschuss in Batterien mit 1.095 GWh Speicherkapazität eingespeichert werden können. Je nach Entladezeit (zwischen einer und 10 Stunden) ergibt sich somit eine nötige Speicherleistung von 1.095 GW bis 109,5 GW. Die höchsten wissenschaftlichen Prognosen geben dagegen eine Leistung von **76 GW Batteriespeicherkapazität** aus (Agora Think Tanks, 2024)<sup>4</sup>. Die Verteilung auf Lithium-Ionen und den neuartigen Eisen-Luft-Speicher kann unter Berücksichtigung des deutlich geringeren Wirkungsrad (95 % ggü. 50 %) zu 2/3 auf Lithium-Ionen und zu 1/3 auf Eisen-Luft angenommen werden. Zudem stellen Eisen-Luft-Speicher noch keine ausgereifte Technologie dar.
- **Für geothermische Stromerzeugung** basierend auf Tiefen-Geothermie existiert ein Strategiepapier (Fraunhofer IEG, UMSICHT & IBP, Helmholtz-Zentrum GFZ & UFZ und Karlsruher Institut für Technologie, 2022), das ein Marktpotenzial von 70 GW thermisch in Deutschland ausgibt. Bei einem Wirkungsgrad von 15 % (Bundesverband Geothermie, 2025) kann so von einer Leistung von **10,5 GW** für die Stromerzeugung ausgegangen werden.
- Der derzeit 36,7 GW installierten Gaskraftwerksleistung stehen einem geplanten Rückbau von 4,6 GW gegenüber, welcher von den in Bau oder Planung befindlichen Anlagen nicht ausgeglichen werden kann (Übertragungsnetzbetreiber, 2024). Ein Zubau wird von verschiedenen Prognosen vor allem zur Sicherstellung von genügend regelbaren Kraftwerkskapazitäten vorgesehen. Da klassische Gaskraftwerke in ihrer Nutzungsdauer bis 2045 limitiert sind<sup>5</sup>, ist eine

<sup>4</sup> Nach aktuellem Stand liegen bereits mit über 200 GW heute schon deutlich mehr Anschlussanfragen bei den Übertragungsnetzbetreibern vor (PV Magazine, 2025)

<sup>5</sup> Erreichung der nationalen Klimaneutralität bis 2045 bzw. europäischen bis 2050

Neuinvestition nur basierend auf einer zukünftigen Nutzung von CCS oder Wasserstoff denkbar

- Die Verfügbarkeit von CCS für die Stromerzeugung mit Erdgas ist hoch umstritten und aktuell rechtlich unzulässig, daher wird davon ausgegangen, dass, wenn überhaupt, eine **CCS-Anlage mit 0,5 GW** in 2038 in Betrieb sein wird
- Für **H<sub>2</sub>-Kraftwerke** wird aufgrund der geringen Verfügbarkeit und dem hohen Preis von grünem Wasserstoff sowie der langen Bau- und Genehmigungszeiten von neuen Kraftwerksstandorten von maximal **10,92 GW** in 2038 (Fraunhofer, 2024) ausgegangen
- Demgegenüber stehen die **20 GW** neue „technologieoffene“ Gaskraftwerke, worauf sich Union und SPD in den Koalitionsverhandlungen geeinigt haben (FOCUS Online, 2025). Diese müssten nach aktuellem EU-Recht ausschließlich als H<sub>2</sub>-ready oder durch die Erweiterung um CCS-Anlagen realisiert werden

## 4.4. Analyse und ökonomische Bewertung

### Methodik der ökonomischen Bewertung

- › Zur wirtschaftlichen Bewertung werden die Levelized Cost of Electricity (LCOE), die Stromgestehungskosten, herangezogen. Sie geben die durchschnittlichen Kosten pro MWh für die Stromerzeugung über die gesamte Lebensdauer einer Anlage an, unter Berücksichtigung von Investitionskosten, Betriebskosten und anderen Faktoren.
- › Im Kontext der Dunkelflautenabsicherung werden die LCOE speziell für die Technologien berechnet, die für die Flexibilität und Zuverlässigkeit des Stromnetzes notwendig sind. Folgende Formel und Parameter werden hierfür verwendet:

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^T O_t}{\sum_{t=1}^T E_t}$$

$I_0$  = Anfangsinvestitionen

$O_t$  = Betriebskosten pro Jahr (einschließlich Wartung, Brennstoffkosten, Personal etc.)

$E_t$  = Stromerzeugung/-bereitstellung im Jahr t

- › Bei der Berechnung werden Bandbreiten der Parameter bestehender Anlagen, Literaturwerte und Prognosen verwendet. Der Durchschnittswert wird anschließend aus den Mittelwerten der Parameter gebildet (und entspricht nicht unbedingt dem Mittelwert der Stromgestehungskosten)
- › Für Speichertechnologien wird der LCOS (Levelized Cost of Storage) herangezogen und bezieht sich auf die Kosten der Energiespeicherung. Der LCOS misst die Kosten pro gespeicherter Kilowattstunde, die während der Lebensdauer eines Speichersystems entstehen
- › Für Wärmepumpen werden informativ die Wärmegestehungskosten ermittelt, für E-Fahrzeuge die LCOS für das bidirektionale Laden bzw. die Strombereitstellung aus den Speichern
- › Als Opportunitätskosten für dezentrale Flexibilitäten wie Wärmepumpen und E-Fahrzeuge werden um die 100 €/MWh angesetzt, um Lastverschiebung zu betreiben. Insbesondere in den ersten Stunden der Lastverschiebung sind die Opportunitätskosten gering, da Verbraucher kaum Komforteinbußen haben, während längere Flexibilitätszeiträume zu einem höheren Komfortverlust führen und damit teurer werden. (TransnetBW GmbH, 2021; Agora Energiewende, 2015)
- › Alle Annahmen sind den dem Anhang 7 zu entnehmen

## 4.5. Technologiesteckbriefe

**Tabelle 2: Technologiebewertung Großbatteriespeicher (Lithium-Ionen)**

Großbatteriespeicher (Lithium-Ionen)		
Grundsätzliche Eignung		Bewertung
Flexibilitätsoption oder Dunkelflauten-Besicherung	Kann sowohl für Dunkelflauten-Besicherung als auch für regelbare Lasten genutzt werden	3
Bereitstellungszeit	Sehr schnelle Reaktionszeiten zur Netzstabilisierung, Energiebereitstellung für 2 Stunden (Entladezeit)	3
Technologische Reife	In den letzten Jahren deutliche Skaleneffekte und technologische Fortschritte erreicht	3
Kriterien zur Umsetzbarkeit		
Bauliche/standortbedingte Voraussetzungen	Modularer Aufbau, benötigt wenig Platz. Ideal für Industrieflächen, Konversionsflächen (ehem. Kohlekraftwerke, ungenutzte Lagerflächen). Flexibel einsetzbar ohne spezifische geografische Anforderungen	2
Genehmigungspflichten	relativ schnelle Genehmigung, besonders bei kleinen Anlagen, Genehmigungen für größere Anlagen je nach Bundesland erforderlich (z. B. Umwelt- und Brandschutzvorgaben)	2
Ressourcenverfügbarkeit / Importabhängigkeit	Lithium, Nickel, Kobalt für Lithium-Ionen-Batterien. Potenziell Engpässe durch steigenden Bedarf, aber zunehmende Recyclingkapazitäten als Lösung	1,5
Akzeptanz	Hohe gesellschaftliche Akzeptanz, insbesondere bei urbarer Nutzung und auf Konversionsflächen	3
Wirtschaftlichkeit		
Stromgestehungskosten (LCOE)	65 – 410 €/MWh	3
Fazit		
<b>Sehr gut geeignet</b>		<b>2,56</b>

**Tabelle 3: Technologiebewertung Großbatteriespeicher (Eisen-Luft)**

Großbatteriespeicher (Eisen-Luft)		
Grundsätzliche Eignung		Bewertung
Flexibilitätsoption oder Dunkelflauten-Besicherung	Kann sowohl für Dunkelflauten-Besicherung als auch für regelbare Lasten genutzt werden	3
Bereitstellungszeit	Bis zu 100+ Stunden Energiespeicherung, die flexibel bereitgestellt werden kann (Minuten bis Stunden)	3
Technologische Reife	Pilotcharakter, wurde bisher noch nicht kommerziell erschlossen, geringerer Wirkungsgrad als Lithium-Ionen-Batterien (ca. 50 %)	1
Kriterien zur Umsetzbarkeit		
Bauliche/standortbedingte Voraussetzungen	Modularer, platzsparender Aufbau; unabhängig von geologischen Voraussetzungen; flexibel platzierbar	3
Genehmigungs-pflichten	Bisher noch nicht für kommerzielle Zwecke genutzt, daher liegen keine Angaben zu Genehmigungsprozessen vor	1
Ressourcenverfügbarkeit / Importabhängigkeit	Eisen und Kalium sind im großen Umfang lokal vorhanden	3
Akzeptanz	Allgemein hohe Akzeptanz für Batteriespeicher fällt ggf. etwas geringer aus auf Grund der Neuartigkeit	1,5
Wirtschaftlichkeit		
Stromgestehungskosten (LCOE)	25 – 221 €/MWh	0
Fazit		
<b>Geeignet</b>		<b>1,94</b>

**Tabelle 4: Technologiebewertung Pumpspeicherkraftwerk**

<b>Pumpspeicherkraftwerk</b>		
Grundsätzliche Eignung		Bewertung
Flexibilitätsoption oder Dunkelflauten-Besicherung	Kann sowohl für Dunkelflauten-Besicherung als auch für regelbare Lasten genutzt werden	3
Bereitstellungszeit	Innerhalb von wenigen Sekunden einsatzbereit, hohe Speicherkapazität, langanhaltende Energiebereitstellung (10 Stunden)	3
Technologische Reife	etablierte Technologie, seit 1930 gibt es in Deutschland großtechnisch betriebene Pumpspeicherkraftwerke	3
Kriterien zur Umsetzbarkeit		
Bauliche/standortbedingte Voraussetzungen	Zugang zu Wasserquelle notwendig, Fallhöhe muss vorhanden sein, starker Eingriff in die Natur	1,5
Genehmigungs-pflichten	Umfangreiche Umweltprüfungen notwendig	1,5
Ressourcenverfügbarkeit / Importabhängigkeit	Wasser ist in großen Mengen verfügbar und nicht von Importen abhängig	3
Akzeptanz	Umwelteinwirkung beim Bau der Pumpspeicherkraftwerke sorgen für gesellschaftliche Diskussionen, je nach Standort schwankt die Akzeptanz	2,5
Wirtschaftlichkeit		
Stromgestehungskosten (LCOE)	21 – 109 €/MWh	3
Fazit		
<b>Sehr gut geeignet</b>		<b>2,56</b>

**Tabelle 5: Technologiebewertung Gaskraftwerk (inkl. CO<sub>2</sub>-Kosten)**

<b>Gaskraftwerk (inkl. CO<sub>2</sub>-Kosten)</b>		
Grundsätzliche Eignung		Bewertung
Flexibilitätsoption oder Dunkelflauten-Besicherung	Gut zur Dunkelflauten-Besicherung geeignet, keine Flexibilitätsoption	1,5
Bereitstellungszeit	Schnell startfähig zur Netzstabilisierung; Gasturbinenkraftwerke decken Spitzenlasten aufgrund geringer CAPEX und kurzer Hochfahrzeiten. Für längere Zeiträume eignen sich effizientere GuD-Kraftwerke (Minuten bis Stunden)	2
Technologische Reife	Gaskraftwerke sind erprobt und weit verbreitet in Energiesystemen weltweit	3
Kriterien zur Umsetzbarkeit		
Bauliche/standortbedingte Voraussetzungen	Kaum Standortabhängig (einfache Anbindung ans Gasnetz)	2
Genehmigungs-pflichten	Emissionsvorgaben können streng sein	2
Ressourcenverfügbarkeit / Importabhängigkeit	Abhängigkeit von Erdgaslieferanten	1
Akzeptanz	Niedrigere gesellschaftliche Akzeptanz im Vergleich zu EE-Anlagen. Im Vergleich zu Kohlekraft und Kernkraft ist die Akzeptanz jedoch höher	2
Wirtschaftlichkeit		
Stromgestehungskosten (LCOE)	100 – 325 €/MWh	2
Fazit		
<b>Geeignet</b>		<b>1,94</b>

**Tabelle 6: Technologiebewertung Gaskraftwerk (inkl. CSS)**

<b>Gaskraftwerk (inkl. CSS)</b>		
Grundsätzliche Eignung		Bewertung
Flexibilitätsoption oder Dunkelflauten-Besicherung	Kann sowohl für Dunkelflauten-Besicherung als auch für regelbare Lasten genutzt werden	1,5
Bereitstellungszeit	Eignen sich auch um Bedarf nach längerer Leistungsbereitstellung zu decken	2
Technologische Reife	Insbesondere Post-Combustion-Verfahren sind kommerziell verfügbar für große Kraftwerke (z.B. in den Niederlanden). In Deutschland gibt es bisher nur kleine Demonstrationsanlagen	1,5
Kriterien zur Umsetzbarkeit		
Bauliche/standortbedingte Voraussetzungen	Geologische Bedingungen zur Speicherung oder der Anschluss an die CO <sub>2</sub> -Transportinfrastruktur notwendig.	1
Genehmigungs-pflichten	Aufwendige Genehmigungen für CO <sub>2</sub> -Speicherung	1
Ressourcenverfügbarkeit / Importabhängigkeit	Abhängigkeit von Erdgaslieferanten	1
Akzeptanz	Gesellschaftlich sind CCS-Technologien umstritten, aufgrund des Pilotcharakters als auch der Angst über die Unsicherheiten der Speicherung	1,5
Wirtschaftlichkeit		
Stromgestehungskosten (LCOE)	77 – 295 €/MWh	3
Fazit		
<b>Geeignet</b>		<b>1,56</b>

**Tabelle 7: Technologiebewertung Gaskraftwerk H<sub>2</sub>**

<b>Gaskraftwerk H<sub>2</sub></b>		
Grundsätzliche Eignung		Bewertung
Flexibilitätsoption oder Dunkelflauten-Besicherung	Kann sowohl für Dunkelflauten-Besicherung als auch für regelbare Lasten genutzt werden	3
Bereitstellungszeit	Eignen sich auch um Bedarf nach längerer Leistungsbereitstellung zu decken (bei H <sub>2</sub> -Verfügbarkeit)	2
Technologische Reife	Technologie entwickelt sich schnell, die Kraftwerksstrategie setzt insbesondere auf die Umrüstung bestehender Gaskraftwerke	2,5
Kriterien zur Umsetzbarkeit		
Bauliche/standortbedingte Voraussetzungen	Anschluss an das Wasserstoffkernnetz oder andere H <sub>2</sub> -Versorgungsinfrastruktur notwendig	1,5
Genehmigungs-pflichten	Genehmigungen für Wasserstoffproduktion notwendig	2
Ressourcenverfügbarkeit / Importabhängigkeit	Nutzung von inländischer H <sub>2</sub> -Produktion oder Import von grünem H <sub>2</sub>	1,5
Akzeptanz	Mittlere gesellschaftliche Akzeptanz auf Grund der hohen Energieverluste der H <sub>2</sub> -Produktion	2
Wirtschaftlichkeit		
Stromgestehungskosten (LCOE)	283 – 483 €/MWh	1,5
Fazit		
<b>Sehr gut geeignet</b>		<b>2</b>

**Tabelle 8: Technologiebewertung KWK-Anlage**

KWK-Anlage		
Grundsätzliche Eignung		Bewertung
Flexibilitätsoption oder Dunkelflauten-Besicherung	Gut zur Dunkelflauten-Besicherung geeignet aber keine Flexibilitätsoption	1,5
Bereitstellungszeit	KWK-Anlagen können im Grundlastbetrieb oder als flexible Regelleistung eingesetzt werden. Je nach Bauform können sie in relativ kurzer Zeit (wenige Sekunden bis Minuten) hochgefahren werden	2
Technologische Reife	KWK-Anlagen in jeglicher Bauart sind erprobte Technologien	3
Kriterien zur Umsetzbarkeit		
Bauliche/standortbedingte Voraussetzungen	Abhängig von Wärmeabnehmern (Industrie, Fernwärmennetze)	1,5
Genehmigungspflichten	Genehmigungen variieren je nach Standort	2
Ressourcenverfügbarkeit / Importabhängigkeit	Hohe Importabhängigkeit bei Erdgas	1
Akzeptanz	Hohe Akzeptanz aufgrund der Bewährtheit und Effizienz.	2
Wirtschaftlichkeit		
Stromgestehungskosten (LCOE)	151 – 183 €/MWh	2
Fazit		
<b>Geeignet</b>		<b>1,88</b>

**Tabelle 9: Technologiebewertung Biomassekraftwerk**

Biomassekraftwerk		
Grundsätzliche Eignung		Bewertung
Flexibilitätsoption oder Dunkelflauten-Besicherung	Biomassekraftwerke sind aufgrund ihrer kontinuierlichen Brennstoffversorgung gut zur Absicherung von Dunkelflauten geeignet	1,5
Bereitstellungszeit	Minuten bis Stunden (gut für Grundlast)	2
Technologische Reife	Etablierte Anwendungen weltweit	3
Kriterien zur Umsetzbarkeit		
Bauliche/standortbedingte Voraussetzungen	Kontinuierliche Brennstoffversorgung benötigt	1,5
Genehmigungspflichten	Abhängig von Umwelt- und Nachhaltigkeitsauflagen	1,5
Ressourcenverfügbarkeit / Importabhängigkeit	Begrenzte Verfügbarkeit, Importabhängigkeit möglich	2
Akzeptanz	Mittlere Akzeptanz abhängig von Nachhaltigkeit der Biomassenutzung	1,5
Wirtschaftlichkeit		
Stromgestehungskosten (LCOE)	168 – 372 €/MWh	3
Fazit		
<b>Sehr gut geeignet</b>		<b>2</b>

**Tabelle 10: Technologiebewertung Geothermische Stromerzeugung**

<b>Geothermische Stromerzeugung</b>		
Grundsätzliche Eignung		Bewertung
Flexibilitätsoption oder Dunkelflauten-Besicherung	Kein Flexibilitätspotential, aber wetterunabhängige EE-Stromproduktion	1,5
Bereitstellungszeit	Primär zur Bereitstellung von Grundlaststrom geeignet, Anfahrtzeiten lang (Stunden bis Tage)	1
Technologische Reife	Technologie in kleinerem Maßstab vorhanden, wenig etabliert	2
Kriterien zur Umsetzbarkeit		
Bauliche/standortbedingte Voraussetzungen	Hochenthalpie-Lagerstätten mit Temperaturen über 150°C erforderlich	1
Genehmigungspflichten	Mehrjähriger Genehmigungsprozess (Bohrgenehmigungen, Umweltverträglichkeit)	1
Ressourcenverfügbarkeit / Importabhängigkeit	Lokale geothermische Ressourcen nutzbar	3
Akzeptanz	Tiefengeothermie ist gesellschaftlich umstritten, unter anderem aufgrund von Bedenken hinsichtlich möglicher Erdbeben	1
Wirtschaftlichkeit		
Stromgestehungskosten (LCOE)	85 – 420 €/MWh	2
Fazit		
<b>Geeignet</b>		<b>1,56</b>

**Tabelle 11: Technologiebewertung Elektroautos**

<b>Elektroauto</b>		
Grundsätzliche Eignung		Bewertung
Flexibilitätsoption oder Dunkelflauten-Besicherung	Kann sowohl für Dunkelflauten-Besicherung als auch für regelbare Lasten genutzt werden	2
Bereitstellungszeit	Strombereitstellung innerhalb von Sekunden möglich	3
Technologische Reife	Batterietechnologie vorhanden, Potential jedoch begrenzt durch aktuelle regulatorische Rahmenbedingungen und fehlende finanzielle Anreize	1,5
Kriterien zur Umsetzbarkeit		
Bauliche/standortbedingte Voraussetzungen	Anschlussmöglichkeiten vielfältig, allerdings ist nicht jedes Hausnetz für bidirektionales Laden ausgelegt	1,5
Genehmigungs-pflichten	Genehmigung durch den Netzbetreiber erforderlich (ab 11 kW); Bearbeitungszeit: ca. 2 Monate	2
Ressourcenverfügbarkeit / Importabhängigkeit	Deutsche Hersteller (VW, BMW, Mercedes) produzieren viele E-Fahrzeuge selbst, aber Batteriezellen & Rohstoffe kommen fast ausschließlich aus dem Ausland, Aufbau von Batterieproduktion und Recycling in Deutschland in der Entwicklung	1,5
Akzeptanz	Der Marktanteil von E-Fahrzeugen ist weiterhin gering, bedingt durch hohe Preise und Komfortbedenken. Grundsätzlich besteht jedoch Akzeptanz bei E-Auto-Nutzern, sofern sich wirtschaftliche Vorteile ergeben.	2
Wirtschaftlichkeit		
Stromgestehungskosten (LCOE)	313 -346 €/MWh	3
Opportunitätskosten zur Lastverschiebung	100 €/MWh	
Fazit		
<b>Sehr gut geeignet</b>		<b>2,06</b>

**Tabelle 12: Technologiebewertung Wärmepumpen**

<b>Wärmepumpe</b>		
Grundsätzliche Eignung		Bewertung
Flexibilitätsoption oder Dunkelflauten-Besicherung	Nicht zur Dunkelflauten-Besicherung geeignet, aber für regelbare Lasten nutzbar	1,5
Bereitstellungszeit	Netzbetreiber kann Verbrauch der Wärmepumpe auf 4,2 kW dimmen	3
Technologische Reife	Etablierte Technologie	3
Kriterien zur Umsetzbarkeit		
Bauliche/standortbedingte Voraussetzungen	Voraussetzung für einen wirtschaftlichen Betrieb ist eine ausreichende Gebäudedämmung und Platz zur Außenaufstellung	2
Genehmigungspflichten	Luft-Wasser und Sole-Wasser Wärmepumpen sind genehmigungsfrei, bei der Nutzung von Grundwasser fallen Genehmigungspflichten an	2,5
Ressourcenverfügbarkeit / Importabhängigkeit	Viele Wärmepumpen werden in Europa hergestellt, z. B. von Vaillant (Deutschland), Viessmann (Deutschland, jetzt Teil von Carrier USA), Stiebel Eltron (Deutschland), Bosch, Daikin (Japan, aber europäische Werke), aber hohe Importabhängigkeit bei Schlüsselkomponenten wie Kompressoren und Leistungselektronik	2,5
Akzeptanz	Große Akzeptanz von Wärmepumpen vor allem im Neubaubereich	2,5
Wirtschaftlichkeit		
Wärmegestehungskosten	157 – 210 €/MWh	3
Opportunitätskosten zur Lastverschiebung	100 €/MWh	
Fazit	<b>Sehr gut geeignet</b>	<b>2,5</b>

**Tabelle 13: Technologiebewertung Kleinbatteriespeicher**

<b>Heimspeicher</b>		
Grundsätzliche Eignung		Bewertung
Flexibilitätsoption oder Dunkelflauten-Besicherung	Kann sowohl für Dunkelflauten-Besicherung als auch für regelbare Lasten genutzt werden	3
Bereitstellungszeit	Flexibilitätsoption (schnelle Reaktionszeiten zur Netzstabilisierung), Energiebereitstellung für 2 Stunden (Entladung)	3
Technologische Reife	In den letzten Jahren deutliche Skaleneffekte und technologische Fortschritte erreicht	3
Kriterien zur Umsetzbarkeit		
Bauliche/standortbedingte Voraussetzungen	Kompakte Bauweise, integrierbar in bestehende Wohnstrukturen. Ideal für Privathaushalte mit PV-Anlagen.	2
Genehmigungs-pflichten	Relativ unkomplizierte Genehmigung, insbesondere bei typischen Heimspeichern unterhalb gewisser Leistungsgrenzen. In der Regel keine Baugenehmigung erforderlich.	2
Ressourcenverfügbarkeit / Importabhängigkeit	Lithium, Nickel, Kobalt für Lithium-Ionen-Batterien. Potenziell Engpässe durch steigenden Bedarf, aber zunehmende Recyclingkapazitäten als Lösung	1,5
Akzeptanz	Hohe gesellschaftliche Akzeptanz	3
Wirtschaftlichkeit		
Wärmegestehungskosten	23 – 101 €/MWh	3
Opportunitätskosten zur Lastverschiebung	100 €/MWh	
Fazit		
<b>Sehr gut geeignet</b>		<b>2,56</b>

## 5. Fazit

Folgende Erkenntnisse konnten gewonnen werden:

- › Dunkelflauten sind in Wintermonaten zu verzeichnen und in den vergangenen 10 Jahren (je nach Definition) ca. 1 bis 9 mal pro Jahr mit einer durchschnittlichen Dauer von 70 – 100 Stunden aufgetreten. Ein Eindeutiger Trend neben der Saisonalität ist nicht erkennbar
- › Entscheidend für die Stromerzeugung der Zukunft sind aber weniger Dunkelflauten, sondern die verbleibende Residuallast, welche ohne die Verfügbarkeit von Wind und Sonne gedeckt werden muss. Trotz konstant sinkender Residuallast seit 2015 gehen die Übertragungsnetzbetreiber von einem Anstieg der (maximalen) Residuallast auf Grund des Elektrifizierungsbedarfs aller Sektoren aus. Die Studienlage bestätigt diesen steigenden Strombedarf
- › Zur Absicherung der Residuallast sind vielfältige Technologieoptionen verfügbar, die teilweise gut erprobt und teilweise noch Entwicklungspotenzial besitzen
- › Speichertechnologien wie Batterie- und Pumpspeicher können sowohl für die Residuallastdeckung als auch für die Flexibilisierung von Lasten genutzt werden, gleiches gilt im kleineren Maßstab für Wärmepumpen und v. a. für Batterien der E-Fahrzeuge. Bei Wärmepumpen und E-Fahrzeugen zeigen die Hochrechnungen der Prognosen zwar ein großes theoretisch verfügbares Potenzial, welches allerdings in der Praxis durch den tatsächlichen Nutzen der Technologien kleiner ausfallen wird, da Heizwärme und persönliche Mobilität nur bedingt verschiebbar sind (vgl. Kapitel 4.1 & 4.2, Abbildung 11)
- › Die Stromgestehungskosten werden gemeinsam mit den weiteren Kriterien zur grundsätzlichen Eignung und Umsetzbarkeit in einem Punktesystem von 1 bis 3 bewertet. Als Fazit erhalten die Technologien folgende Gesamtbewertung:
  - Sehr gut geeignet: ab 2,0 Punkten, optimale Absicherung von Residuallast und Flexibilitätsbereitstellung im Energiesystem der Zukunft
  - Geeignet: 1,5 bis 2,0 Punkten, sowohl vorteilhafte als auch nachteilige Eigenschaften der Technologie vorhanden
  - Wenig geeignet: > 1,5 Punkten, die nachteiligen Eigenschaften überwiegen die positiven Aspekte der Technologie für den Einsatz in einem Energiesystem der Zukunft

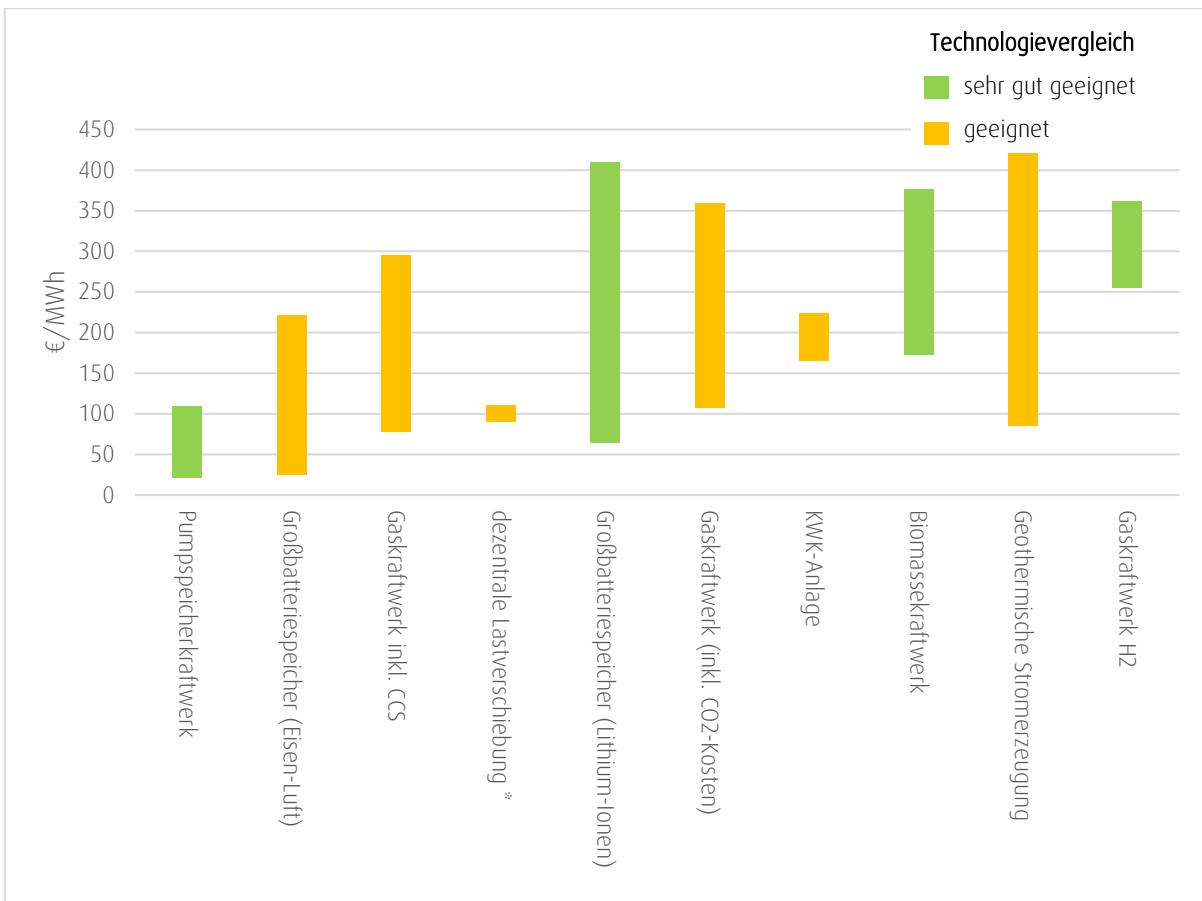
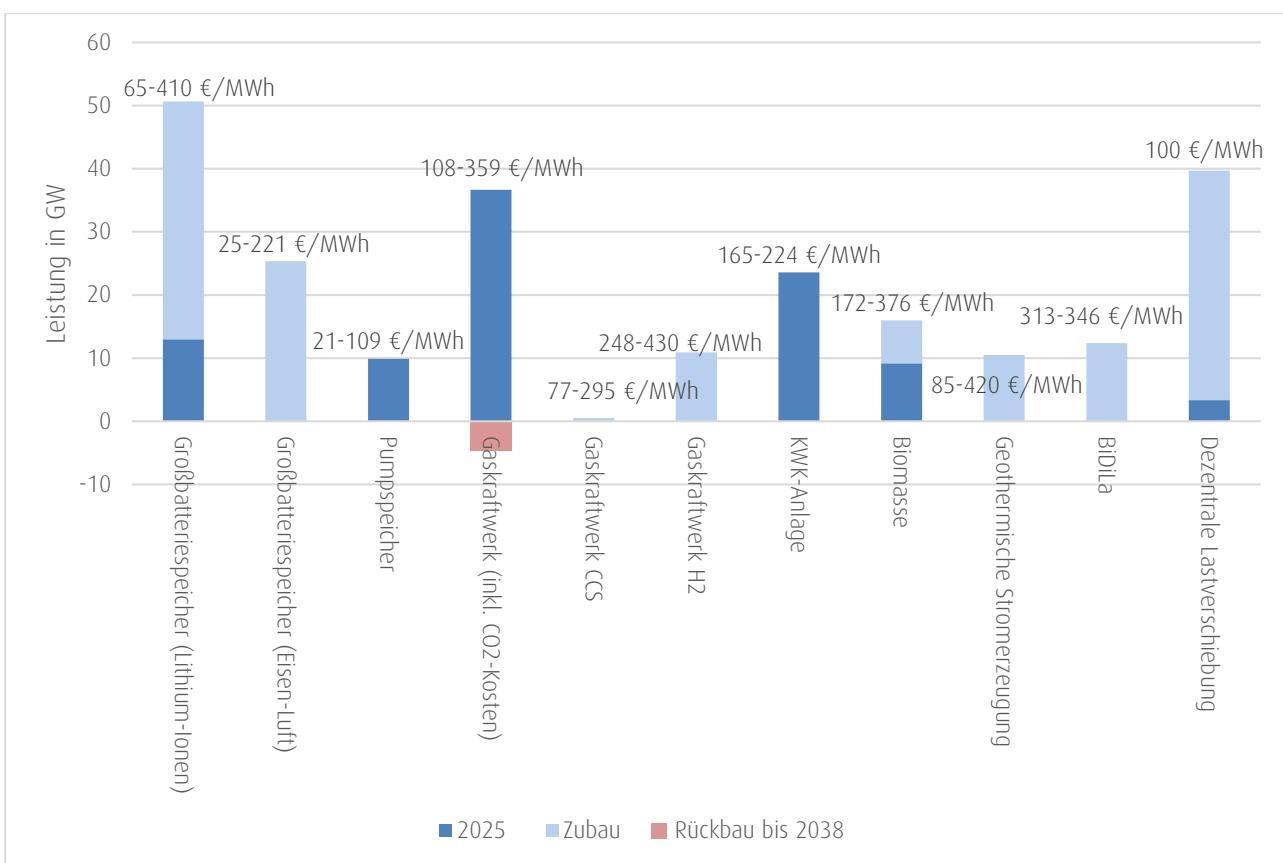


Abbildung 11: Bandbreite der Stromgestehungskosten bzw. Opportunitätskosten\* sowie Strommarkt-Eignung in 2038

- › Verbunden mit den abgeschätzten zukünftigen technischen Marktpotenzial basierend auf Kapitel 4.3 kann folgende Auswertung erfolgen (Abbildung 12):



**Abbildung 12: Abschätzung des theoretisch möglichen Marktpotenzials der Technologien sowie der LCOE/LCOS bzw. Opportunitätskosten in 2038**

- › In der Zukunft kann bei einigen Technologien durch weitere Technologiereife eine Kostendegression erwartet werden
  - Bis 2030 kann mit Kostendegressionen bei Großbatteriespeichern gerechnet werden durch Skaleneffekte und optimierte Zellchemie, auch bei H<sub>2</sub>-Kraftwerken ist durch Kostendegressionen der Elektrolyseure und Skaleneffekte bei Speicherung und Transport eine Kostendegression zu erwarten. Kostensenkend können auch Subventionen oder Förderungen greifen, diese müssen allerdings mit den deutschen und europaweiten Klimazielen im Einklang stehen
  - Bis etwa 2040 können sich auch die heute noch in der Pilotphase befindenden Technologien wie Eisen-Luft-Speicher, Geothermie zur Stromerzeugung oder CCS technologisch weiterentwickelt haben

- › Die umfassende Analyse der Technologien zeigt, dass folgende Technologien als **optimale Absicherung von Residuallast und Flexibilitätsbereitstellung im Energiesystem der Zukunft** bewertet werden können:
  - › Batteriespeicher (Groß- und Kleinbatteriespeicher, Lithium-Ionen)
  - › Pumpspeicherkraftwerke
  - › Gaskraftwerke H<sub>2</sub>
  - › Biomassekraftwerke
- › Als **geeignet zur Absicherung der Residuallast** mit sowohl vorteilhaften als auch nachteiligen Eigenschaften können folgende Technologien bewertet werden:
  - › Großbatteriespeicher (Eisen-Luft)
  - › Gaskraftwerk (CH<sub>4</sub> inkl. CO<sub>2</sub>-Kosten)
  - › Gaskraftwerk inkl. CCS
  - › KWK-Anlage
  - › dezentrale Lastverschiebung (Wärmepumpen und E-Fahrzeuge)
  - › Geothermische Stromerzeugung

## 6. Literaturverzeichnis

\$14a EnWG. (2025). Von [https://www.gesetze-im-internet.de/enwg\\_2005/\\_14a.html](https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/_14a.html) abgerufen

1KOMMA5°. (2025).

AGEB. (2024). *Anwendungsbilanzen zur Energiebilanz Deutschland: Endenergieverbrauch nach Energieträgern und Anwendungszwecken*. AG Energiebilanzen e.V. Von [https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2023/11/AGEB\\_23p2.pdf](https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2023/11/AGEB_23p2.pdf) abgerufen

Agora Energiewende. (2015). Von [https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2014/aktionsplan-lastmanagement/Agora\\_Aktionsplan\\_Lastmanagement\\_web.pdf](https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2014/aktionsplan-lastmanagement/Agora_Aktionsplan_Lastmanagement_web.pdf) abgerufen

Agora Think Tanks. (2024). *Klimaneutrales Deutschland. Von der Zielsetzung zur Umsetzung*. Berlin: Agora Think Tanks. Von [https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2023/2023-30\\_DE\\_KNDE\\_Update/A-EW\\_344\\_Klimaneutrales\\_Deutschland\\_WEB.pdf](https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2023/2023-30_DE_KNDE_Update/A-EW_344_Klimaneutrales_Deutschland_WEB.pdf) abgerufen

bdew. (2021). Von [https://www.bdew.de/media/documents/BDEW-HKV\\_Neubau.pdf](https://www.bdew.de/media/documents/BDEW-HKV_Neubau.pdf) abgerufen

BMWK. (2019). Von <https://www.bkwk.de/kraft-waerme-kopplung/effiziente-technologie-kwk/#:~:text=Die%20Flexibilit%C3%A4t%20von%20KWK-Anlagen,die%20Resilienz%20in%20einem%20Energieversorgungssystem>. abgerufen

BMWK. (2023). Von [https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/ergebnisbericht-warmepumpen-offensive-bf.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=4](https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/ergebnisbericht-warmepumpen-offensive-bf.pdf?__blob=publicationFile&v=4) abgerufen

BMWK. (2024). Von [https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/A/abschlussbericht-tvb-geothermie-240119.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=2](https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/A/abschlussbericht-tvb-geothermie-240119.pdf?__blob=publicationFile&v=2) abgerufen

BMWK. (2024). *Expertenkommission zum Energiewende-Monitoring*. Von [https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/monitoringbericht-expertenkommission-zum-energiewende-monitoring.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=6](https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/monitoringbericht-expertenkommission-zum-energiewende-monitoring.pdf?__blob=publicationFile&v=6) abgerufen

BMWK. (2025). *Energieforschung*. Von <https://www.energieforschung.de/de/glossar/Dunkelflaute> abgerufen

Bosch. (2025). Von <https://www.bosch-homecomfort.com/de/de/wohngebaeude/wissen/heizungsratgeber/waermepumpe/jahresarbeitszahl-waermepumpe/#:~:text=Moderne%20W%C3%A4rmepumpen%20erreichen%20in%20der,oder%20h%C3%B6her%20in%20der%20Praxis> abgerufen

Boston Consulting Group, Institut der Deutschen Wirtschaft, Bundesverband der deutschen Industrie. (2024). *Transformationspfade für das Industrieland Deutschland*.

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. (2022). *Eckpunktepapier zur Diskussion der Beschleunigung des Wärmepumpenhochlaufs*.

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. (2022). *Rahmenbedingungen und Anreize für Elektrofahrzeuge und Ladeinfrastruktur*.

Bundestag. (2024). Von <https://www.bundestag.de/presse/hib/kurzmeldungen-997098> abgerufen

Bundesverband Geothermie. (2013). Von <https://www.geothermie.de/bibliothek/lexikon-der-geothermie/I/lcostromgestehungskosten> abgerufen

Bundesverband Geothermie. (2025). Von <https://www.geothermie.de/bibliothek/lexikon-der-geothermie/s/stromerzeugung> abgerufen

Cleanthinking. (2025). Von <https://www.cleanthinking.de/form-energy-eisen-luft-batterie/> abgerufen

Copernicus. (2019). *Advances in Science and Research*. Von <https://asr.copernicus.org/articles/16/119/2019/> abgerufen

DWD. (2018). *Deutscher Wetterdienst*. Von [https://www.dwd.de/DE/klimaumwelt/aktuelle\\_meldungen/180306/ertragsausfaelle\\_ee\\_pk\\_2018.html](https://www.dwd.de/DE/klimaumwelt/aktuelle_meldungen/180306/ertragsausfaelle_ee_pk_2018.html) abgerufen

E.ON. (2024). Von <https://www.eon.de/de/unternehmen/presse/pressemeldungen/2024/2024-10-04-zwoelf-stunden-strom-fuer-mehr-als-millionen-haushalte-eon-berechnung-zeigt-speicher-potenzial-des-bidirektionalen-fahrzeugbestands-.html> abgerufen

e.venture. (2023). Zukunft des deutschen Strommarktes. Von [https://e-vc.org/wp-content/uploads/e.venture\\_Point\\_of\\_View\\_Strommarkt\\_2040.pdf](https://e-vc.org/wp-content/uploads/e.venture_Point_of_View_Strommarkt_2040.pdf) abgerufen

EBeV 2030. (2025). Von [https://www.gesetze-im-internet.de/ebev\\_2030/anlage\\_2.html](https://www.gesetze-im-internet.de/ebev_2030/anlage_2.html) abgerufen

EEG. (2023). Von [https://www.gesetze-im-internet.de/eeg\\_2014/\\_4.html](https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/_4.html) abgerufen

Elhaus, N., Treiber, P., & Karl, J. (2024). Biogas im künftigen Energiesystem: Potential und Wirtschaftlichkeit der Besicherung von Wind und Photovoltaik durch die Flexibilisierung von Biogasanlagen. *Energiewirtschaftliche Schriften des Lehrstuhls für Energieverfahrenstechnik der Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg (FAU)*. Von <https://www.evt.tf.fau.de/files/2024/09/Biogas-im-kuenftigen-Energiesystem-final-09-09-24.pdf> abgerufen

e-mobil BW GmbH. (2023). Von [https://www.e-mobilbw.de/fileadmin/media/e-mobilbw/Publikationen/Studien/Potenzialanalyse\\_bidirektionales\\_Laden.pdf](https://www.e-mobilbw.de/fileadmin/media/e-mobilbw/Publikationen/Studien/Potenzialanalyse_bidirektionales_Laden.pdf) abgerufen

EnBW. (2024). Von <https://www.enbw.com/blog/elektromobilitaet/laden/ladezeit-beim-e-auto-welche-modelle-laden-am-schnellsten/> abgerufen

Energiewende, A. (2023). Von [https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2023/2023-14\\_DE\\_Flex\\_heben/A-EW\\_315\\_Flex\\_heben\\_WEB.pdf](https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2023/2023-14_DE_Flex_heben/A-EW_315_Flex_heben_WEB.pdf) abgerufen

Energiewende, A. (2023). Von [https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2023/2023-14\\_DE\\_Flex\\_heben/A-EW\\_315\\_Flex\\_heben\\_WEB.pdf](https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2023/2023-14_DE_Flex_heben/A-EW_315_Flex_heben_WEB.pdf) abgerufen

Energy Brainpool. (2017). *green planet energy*. Von [https://green-planet-energy.de/fileadmin/docs/publikationen/Studien/170629\\_GPE\\_Studie\\_Kalte-Dunkelflaute\\_Energy-Brainpool.pdf](https://green-planet-energy.de/fileadmin/docs/publikationen/Studien/170629_GPE_Studie_Kalte-Dunkelflaute_Energy-Brainpool.pdf) abgerufen

EnergyChart. (2025). *Energy Charts - Installierte Leistung*. Von [https://www.energy-charts.info/charts/installed\\_power/chart.htm?c=DE](https://www.energy-charts.info/charts/installed_power/chart.htm?c=DE) abgerufen

EnergyCharts. (2025). *Energy Charts - Nettostromerzeugung*. Von <https://www.energy-charts.info/charts/power/chart.htm?c=DE> abgerufen

Fachverband Biogas . (2024). Positionspapier Kraftwerksstrategie. Von [https://members.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE-Positionspapier-Kraftwerksstrategie/\\$file/FvB%20Flexible%20Biogasanlagen%20als%20Element%20der%20KWS%20\[13.02.2024\].pdf](https://members.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE-Positionspapier-Kraftwerksstrategie/$file/FvB%20Flexible%20Biogasanlagen%20als%20Element%20der%20KWS%20[13.02.2024].pdf) abgerufen

FOCUS Online. (2025). Von [https://www.focus.de/finanzen/finanz-news/koalitionsapiere-zu-energie-und-klima-einigungen-und-streitfaelle\\_83d70439-8330-43b9-ab8c-d769afef3164.html](https://www.focus.de/finanzen/finanz-news/koalitionsapiere-zu-energie-und-klima-einigungen-und-streitfaelle_83d70439-8330-43b9-ab8c-d769afef3164.html) abgerufen

Fraunhofer. (2024). *Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem*. Von <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/wege-zu-einem-klimaneutralen-energiesystem.html> abgerufen

Fraunhofer IEG, UMSICHT & IBP, Helmholtz-Zentrum GFZ & UFZ und Karlsruher Institut für Technologie. (2022). Roadmap tiefe Geothermie für Deutschland. Von <https://doi.org/10.24406/ieg-n-645792> abgerufen

Fraunhofer ISE. (2024). Von [https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2024\\_ISE\\_Studie\\_Stromgestehungskosten\\_Erneuerbare\\_Energien.pdf](https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2024_ISE_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf) abgerufen

Fraunhofer UMSICHT. (2022). Von <https://www.umsicht.fraunhofer.de/de/presse-medien/pressemitteilungen/2022/eisen-luft-batterie.html> abgerufen

Heizung.de. (2024). Von <https://www.heizung.de/waermepumpe/wissen/lebensdauer-waermepumpe.html#:~:text=Durchschnittlich%20kommt%20eine%20W%C3%A4rmepumpe%20auf,Laufzeit%20k%C3%B6nnen%20den%20Verschle%C3%9F%20erh%C3%84hen> abgerufen

IER. (2012). Von [https://www.ier.uni-stuttgart.de/publikationen/arbeitsberichte/downloads/Studienarbeit\\_Pumpspeicher\\_Glems\\_Januar\\_2012.pdf](https://www.ier.uni-stuttgart.de/publikationen/arbeitsberichte/downloads/Studienarbeit_Pumpspeicher_Glems_Januar_2012.pdf) abgerufen

KIT. (2022). *Karlsruhe Institute of Technology*. Von <https://arxiv.org/pdf/2212.04870v1.pdf> abgerufen

McKinsey & Company. (2025). Zukunftspfad Stromnachfrage. Von

[https://www.mckinsey.de/~/media/mckinsey/locations/europe%20and%20middle%20east/deutschland/news/presse/2025/2025-01-20%20zukunftspfad%20stromnachfrage/mckinsey\\_zukunftspfad%20stromnachfrage\\_januar%202025.pdf](https://www.mckinsey.de/~/media/mckinsey/locations/europe%20and%20middle%20east/deutschland/news/presse/2025/2025-01-20%20zukunftspfad%20stromnachfrage/mckinsey_zukunftspfad%20stromnachfrage_januar%202025.pdf) abgerufen

Neon Energy. (2024). *Mehrwert dezentraler Flexibilität*. Von <https://neon.energy/Neon-Mehrwert-Flex.pdf> abgerufen

NextKraftwerke. (2024). *Next Kraftwerke*. Von <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/dunkelflauten> abgerufen

Ohlendorf, N., & Schill, W.-P. (2020). *iopscience*. Von <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1748-9326/ab91e9> abgerufen

Prognos. (2016). Von [https://www.prognos.com/sites/default/files/2021-01/20160421\\_prognos\\_aee\\_metaanalyse\\_flexibilitaet\\_sektorkopplung\\_apr16\\_002\\_.pdf](https://www.prognos.com/sites/default/files/2021-01/20160421_prognos_aee_metaanalyse_flexibilitaet_sektorkopplung_apr16_002_.pdf) abgerufen

PV Magazine. (2025). Von Übertragungsnetzbetreibern liegen zum Jahreswechsel 650 Anschlussanfragen für große

Batteriespeicher mit 226 Gigawatt vor – pv magazine Deutschland abgerufen

SMARD. (2025). Von <https://www.smard.de/home/203798-203798> abgerufen

SMC. (2025). *Science Media Center Germany*. Von <https://dunkelflauten-guide.smc.page/> abgerufen

t3n - digital pioneers. (26. 01 2025). Von <https://t3n.de/news/guenstiger-als-lithium-batterie-rost-1667301/> abgerufen

Thermondo. (2024). Von <https://www.thermondo.de/info/rat/waermepumpe/lebensdauer-einer-waermepumpe/> abgerufen

TransnetBW GmbH . (2021). Von

[https://www.transnetbw.de/\\_Resources/Persistent/f/e/c/d/fecdc4e38e84da435ed92095f609faf6e6d7b563/2021-10-28-14-09-12-72-1.pdf](https://www.transnetbw.de/_Resources/Persistent/f/e/c/d/fecdc4e38e84da435ed92095f609faf6e6d7b563/2021-10-28-14-09-12-72-1.pdf) abgerufen

TU-Delft. (2021). *MDPI*. Von <https://www.mdpi.com/1996-1073/14/20/6508> abgerufen

TÜV NORD. (2025). Von <https://www.tuev-nord.de/de/privatkunden/verkehr/auto-motorrad-caravan/elektromobilitaet/elektroauto-batterie/> abgerufen

UBA. (2015). *Strommarktdesign der Zukunft*.

[https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/climate\\_change\\_20\\_2015\\_strommarktdesign\\_der\\_zukunft\\_0.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/climate_change_20_2015_strommarktdesign_der_zukunft_0.pdf).

UBA. (2024). *Technischer Anhang der Treibhausgas-Projektionen 2024 für Deutschland (Projektionsbericht 2024)*.

Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt. Von

[https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/projektionen\\_technischer\\_anhang\\_0.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/projektionen_technischer_anhang_0.pdf) abgerufen

Übertragungsnetzbetreiber. (2024). *Szeniorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025*. Von [https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2024-07/Szeniorahmenentwurf\\_NEP2037\\_2025.pdf](https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2024-07/Szeniorahmenentwurf_NEP2037_2025.pdf) abgerufen

Universität Göttingen. (2025). Von <https://www.uni-goettingen.de/en/fragen+und+antworten+der+diskussionsrunde/510435.html> abgerufen

Vattenfall. (2023). Von <https://group.vattenfall.com/de/newsroom/pressemitteilungen/2023/vattenfall-flaggschiff-psw-goldisthal-wird-20-jahre#:~:text=W%C3%A4hrend%20seiner%202020%2Dj%C3%A4hrigen%20Betriebszeit,62%20TWh%2C%20Quelle%20BDEW> abgerufen

Verivox. (2004). Von <https://www.verivox.de/strom/nachrichten/goldisthal-deutschlands-groesstes-pumpspeicher-kraftwerk-im-dauerbetrieb-7515/#:~:text=Der%20Energiekonzern%20Vattenfall%20erhielt%20vom,sich%20%C3%BCber%20vier%20Jahre%20hin.> abgerufen

Wuppertal Institut für Klima, U. E. (2019). Von <https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/7211/file/WP194.pdf> abgerufen

## 7. Anhang

**Tabelle 14: Parameter zur ökonomischen Bewertung der zentralen Technologien**

Technologie	Investitionskosten (€/MW)	Leistung (MW)	Betriebskosten	Stromertrag (MWh/a)	Nutzungsdauer (a)
Großbatteriespeicher (Lithium-Ionen)	225.000 – 473.000 (Fraunhofer ISE, 2024)	1 (Annahme ce co)	2 % der Investitionskosten (Fraunhofer ISE, 2024)	100 – 300 (Fraunhofer ISE, 2024)	15 (Fraunhofer ISE, 2024)
Großbatteriespeicher (Eisen-Luft)	22.500 – 47.300 (t3n - digital pioneers, 2025)	1 (Annahme ce co)	2 % der Investitionskosten (Fraunhofer ISE, 2024)	50 - 210 (Cleanthinking, 2025)	30 (Fraunhofer UMSICHT, 2022)
Pumpspeicherkraft- werk	584.906 – 1.500.000 (Wuppertal Institut für Klima, 2019; Verivox, 2004)	250 – 1.060 (Vattenfall, 2023)	3 – 6 % der Investitions- kosten (Wuppertal Institut für Klima, 2019; IER, 2012)	275.000 – 1.116.000 (Vattenfall, 2023)	50 – 100 (IER, 2012)
Gaskraftwerk inkl. CO <sub>2</sub>	700.000 – 900.000 (Fraunhofer ISE, 2024)	200 – 500 (Fraunhofer ISE, 2024)	20.000 €/MW (Fraunhofer ISE, 2024)	100.000 – 2.250.000 (Fraunhofer ISE, 2024)	10 – 13 <sup>*</sup> (Fraunhofer ISE, 2024)
Gaskraftwerk inkl. CCS	2.300.000 – 2.500.000	200 – 500 (Fraunhofer ISE, 2024)	40.000 €/MW (Annahme ce co) <sup>6</sup>	100.000 – 2.250.000 (Fraunhofer ISE, 2024)	30 (Fraunhofer ISE, 2024)
Gaskraftwerk H <sub>2</sub>	1.750.000 – 875.000 (Fraunhofer ISE, 2024)	200 – 500 (Fraunhofer ISE, 2024)	25.000 €/MW (Fraunhofer ISE, 2024)	100.000 – 1.500.000 (Fraunhofer ISE, 2024)	30 (Fraunhofer ISE, 2024)
KWK-Anlage	1.200.000 – 1.500.000 (BMWK, 2019)	1 (Annahme ce co)	3 % der Investitionskosten (BMWK, 2019)	8.000 (BMWK, 2019)	20 – 30 (BMWK, 2019)
Biomassekraftwerk	3.473.000 (Fraunhofer ISE, 2024)	300 (Fraunhofer ISE, 2024)	4 % der Investitionskosten (Fraunhofer ISE, 2024)	600.000 – 1.650.000 (Fraunhofer ISE, 2024)	20 (Fraunhofer ISE, 2024)

<sup>6</sup> Verdopplung der Betriebskosten ggü. Gaskraftwerk ohne CCS aufgrund der CO<sub>2</sub>-Abscheidung, Spezialpersonal für CCS-Anlagen, Speicherung und Überwachung

Geothermische Stromerzeugung	3.000.000 (Bundesverband Geothermie, 2013; BMWK, 2024)	5 (Annahme ce co)	45 €/MWh	10.000 (Annahme ce co) <sup>7</sup>	20 (Universität Göttingen, 2025)
------------------------------	---	----------------------	----------	--	-------------------------------------

**Tabelle 15: Parameter zur ökonomischen Bewertung der dezentralen Technologien**

Technologie	Investitions- kosten (€/kW)	Leistung (kW)	Betriebs- kosten	Strombedarf (kWh/a)	Nutzungsdauer (a)
Wärmepumpe	3.398– 3.931 (bdew, 2021)	8 -11 (Annahme ce co)	559 – 1.763 €/a (bdew, 2021)	14.400 – 19.800 (Bosch, 2025; Heizung.de, 2024)	15 – 20 (Thermondo, 2024)
	Investitions- kosten (€/MW)	Leistung (kW)	Betriebs- kosten	Stromertrag (kWh/a)	Nutzungsdauer (a)
E-Fahrzeug (Lithium- ionen-Batterie)	288.000 – 840.000 (Fraunhofer ISE, 2024)	11 (EnBW, 2024; e-mobil BW GmbH, 2023)	2 % der Investitionskos- ten (Fraunhofer ISE, 2024)	29.000 (E.ON, 2024)	8 – 10 (TÜV NORD, 2025)
Kleinbatteriespeicher	230.000 – 504.000 (1KOMMA5°, 2025)	30 (1KOMMA5°, 2025)	0 (1KOMMA5°, 2025)	500 MWh/a (1KOMMA5°, 2025)	10-20 (1KOMMA5°, 2025)

<sup>7</sup> Ca. ¼ der VBH werden für die Stromerzeugung allokiert

**Tabelle 16: Weitere Parameter zur ökonomischen Bewertung**

Parameter Annahmen			
Variable	Einheit	2038	Quelle
CO <sub>2</sub> -Preis	€/t CO <sub>2</sub>	125 - 225	(Fraunhofer ISE, 2024)
Preis Erdgas	€/MWh	27	(Fraunhofer ISE, 2024)
Preis Biomasse (fest)	€/MWh	26,4	(Fraunhofer ISE, 2024)
Preis H <sub>2</sub> (grün)	€/MWh	129	(Fraunhofer ISE, 2024)
Emissionsfaktor Erdgas	t CO <sub>2</sub> /MWh	0,18	(EBeV 2030, 2025)
Umrechnungsfaktor Gas GuD		1,67	(Fraunhofer ISE, 2024)
Umrechnungsfaktor Gas GT		2,50	(Fraunhofer ISE, 2024)
Umrechnungsfaktor Biomassekraftwerk (elektrisch)		4,22	(Fraunhofer ISE, 2024)
Umrechnungsfaktor KWK Gas		3,03	(Fraunhofer ISE, 2024)
Volllaststunden Gas GT	h/a	500 - 3.000	(Fraunhofer ISE, 2024)
Volllaststunden Gas GuD	h/a	1.000 - 4.500	(Fraunhofer ISE, 2024)
Volllaststunden GT-H <sub>2</sub>	h/a	500 - 3000	(Fraunhofer ISE, 2024)
Volllaststunden Biomasse	h/a	2.000 - 4.000	(Fraunhofer ISE, 2024)
Variable OPEX Gas GT	€/MWh	3,5	(Fraunhofer ISE, 2024)
Variable OPEX Gas GuD	€/MWh	5	(Fraunhofer ISE, 2024)
Variable OPEX Biomasse	€/MWh	4	(Fraunhofer ISE, 2024)
Strompreis	€/MWh	300	(Annahme ce co)
Wärmepumpen Vollbetriebsstunden	Std./a	1.800	(Heizung.de, 2024)
Jahresarbeitszahl	JAZ	2,7	Annahme ce co