# Energiekonzept 2040

## Brandenburg und Berlin nach dem Kohleausstieg

**BVB / FREIE WÄHLER Fraktion im Landtag Brandenburg** • **21.09.2021**

# Energiekonzept 2040 – Brandenburg und Berlin nach dem Kohleausstieg


| | Seite |
|---|---|
| **0. Inhaltsverzeichnis** | **1** |
| **1. Grundlagen** | |
| **1.1 Prämissen** | **2** |
| **1.2 Ziele** | **2** |
| **1.3 Maßnahmen** | **3** |
| **2. Hauptbestandteile** | |
| **2.1 Windkraft** | **4** |
| **2.2 Photovoltaik** | **5** |
| **2.3 Synergiepotential von Windkraft und Photovoltaik** | **6** |
| **2.4 Flexibilisierung von Biogas** | **7** |
| **2.5 Ausbau der Wasserkraft** | **7** |
| **2.6 Reservekraftwerke** | **8** |
| **2.7 Power-to-Heat** | **9** |
| **2.8 Wärmespeicher** | **9** |
| **3. Simulation des Energiekonzeptes 2040** | |
| **3.1 Simulierte Aspekte** | **10** |
| **3.2 Elektroenergie** | **11** |
| **3.3 Fernwärme** | **13** |
| **3.4 CO2-Emissionen** | **17** |
| **4. Kostenschätzung** | **17** |
| **5. Zukunftsaussichten** | **18** |
| **6. Fragen und Antworten** | |
| **6.1 Warum keine Batteriespeicher?** | **18** |
| **6.2 Warum keine Windkraft für Versorgungslücken?** | **19** |
| **6.3 Warum Power-to-Heat statt Power-to-Gas?** | **19** |
| **6.4 Warum keine lokale Massenproduktion von Wasserstoff?** | **20** |
| **6.5 Woher soll der Wasserstoff kommen?** | **21** |

## 1. Grundlagen

### 1.1 Prämissen

Das Energiekonzept basiert auf folgenden Prämissen:

- Aufgrund der erwarteten Steigerung der E-Mobilität sowie Zunahme von elektrisch betriebenen Heizungen (z. B. Erdwärme, Nachtspeicher) im Bereich der Gebäudeheizung wird von einem **Zuwachs des Energiebedarfs bis 2040 von rund 10 %** ausgegangen.

- Aufgrund der engen Verflechtung und Bedeutung als Produzent und Verbraucher ist eine **gemeinsame Betrachtung von Brandenburg und Berlin** zwingend erforderlich.

- Es erfolgen **keine Mutmaßungen zur zukünftigen Entwicklung von Technologien.**

- Das Konzept soll **ausschließlich auf ausgereiften und finanziell tragfähigen Technologien basieren.**

- Die Gesetze zum **Atomausstieg** (2022) und **Kohleausstieg** (2038) werden berücksichtigt, daher wird mit der Stilllegung dieser Kraftwerkstypen gerechnet und entsprechende Kraftwerkstypen werden nicht eingeplant.

### 1.2 Ziele

Generelle Ziele des Energiekonzepts sind Versorgungssicherheit, CO2-Einsparung und Sparsamkeit.

- **Versorgungssicherheit**: Brandenburg und Berlin sollen jederzeit mit Elektroenergie und Fernwärme aus Kraftwerken in der Region versorgt werden können.

- **Energieeffizienz durch Kraft-Wärme-Kopplung**: Abwärme der benötigten Reservekraftwerke soll als Fernwärme genutzt werden.

- **Minimierung periodischer Überproduktion und längerfristiger Produktionsausfälle an Erneuerbarer Energie.**

- unvermeidbare **Überschüsse an Erneuerbarer Energie vor Ort nutzen, um CO2-Emissionen aus der Fernwärmeerzeugung zu reduzieren.**

- **Notwendigkeit neuer Fernleitungen minimieren** durch lokale Versorgung und weitgehend lokale Verwertung von wetterbedingten Energieüberschüssen statt gewaltiger Ex- und Importe.

### 1.3 Maßnahmen

Die wichtigsten Maßnahmen im Rahmen des Energiekonzepts 2040 für Berlin-Brandenburg:

- Aufgrund des auf Bundesebene beschlossenen Kohleausstiegs werden die **Stein- und Braunkohlekraftwerke stillgelegt.**

- Die Nennleistung der **Windkraft verbleibt bei 8.000 MW.**

- Es erfolgt ein Ausbau der **Photovoltaik von derzeit 4.700 MW auf 10.000 MW** auf **Dachflächen** und nicht landwirtschaftlich nutzbaren Flächen der ehemaligen **Tagebaue** der Lausitz.

- **Biogas bleibt bei ca. 200 MW Durchschnittsleistung, die Einspeisung wird jedoch flexibler**. Als Biomasse werden **mehr organische Abfälle (Biomüll, Klärschlamm)** eingesetzt, im Gegenzug wird der **Einsatz von Biomasse aus Mais-Monokulturen zurückgefahren.**

- Für Dunkelflauten werden neue **Gaskraftwerke als Reserve** errichtet. Hierfür erfolgt der Bau von hocheffizienten **Gas-und-Dampf-Kraftwerken (GuD-Kraftwerken) mit Kraft-Wärme-Kopplung. Die Nennleistung steigt von derzeit 1.155 MW auf 4.000 MW**. Abwärme wird als Fernwärme verwendet **(Kraft-Wärme-Kopplung)**.

- Im Bereich **Power-to-Heat** wird die **Umwandlungskapazität von derzeit ca. 170 MW auf 2.750 MW erhöht**. Die Anlagen werden vorwiegend in den GuD-Kraftwerken installiert. Bei Überschüssen an Erneuerbarer Energie im Netz wird in den GuD-Kraftwerken diese anstelle von Gas in Wärme umgewandelt. Somit dienen die „Reservekraftwerke“ zusätzlich als zuschaltbare Lasten zur Netzstabilisierung.

- **Wärmespeicher werden von derzeit 4.300 MWh auf 16.000 MWh ausgebaut**. Hierdurch kann die Produktion von Elektrizität mit anfallender Abwärme sowie die Umwandlung überschüssiger Erneuerbarer Energie (Power-to-Heat) zeitlich von der Nutzung der anfallenden Fernwärme getrennt werden.

- Es erfolgt ein **Ausbau der Wasserkraft von 5 auf 10 MW**.

| Anlagentyp | Einheit | Stand 2022 | Ziel 2040 | Zubau |
|---|---|---|---|---|
| **Photovoltaik** | MW | 5.000 | 10.000 | **5.000** |
| **GuD-Kraftwerke mit KWK** | MW | 1.155 | 4.000 | **2.845** |
| **Biogas flexible Kapazität** | MW | 0 | 50 | **50** |
| **Biogasspeicher** | MWh | 0 | 2.000 | **2000** |
| **Wasserkraft** | MW | 5 | 10 | **5** |
| **Power-to-Heat** | MW | 170 | 2.750 | **2.580** |
| **Wärmespeicher** | MWh | 4.300 | 16.000 | **11.700** |

*Hauptbestandteile des Energiekonzeptes 2040 in Tabellenform*

## 2. Hauptbestandteile

### 2.1 Windkraft

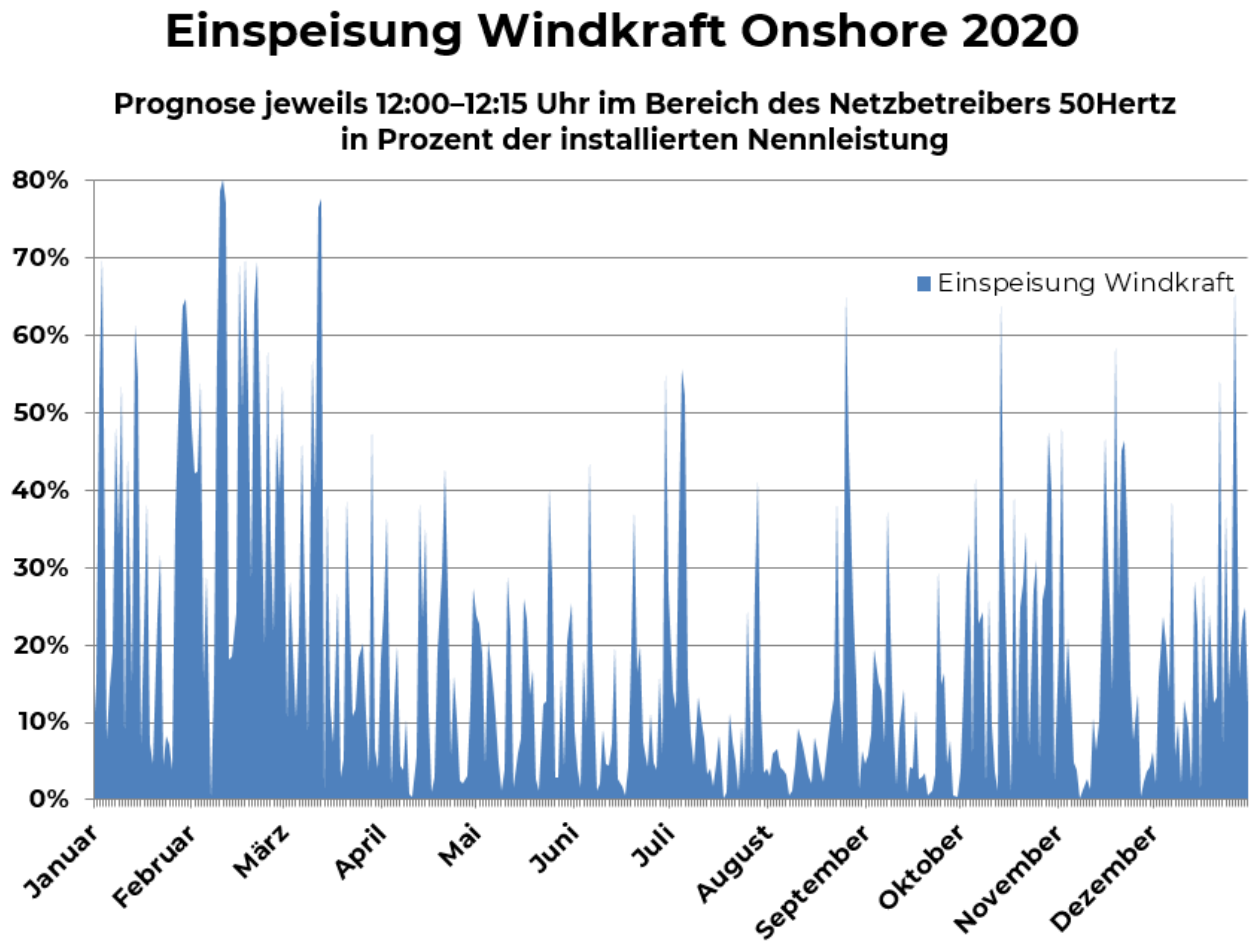


*Abbildung 1: Einspeisung Windkraft - eigene Darstellung nach Daten von 50Hertz*

Die prognostizierte Einspeisung schwankt sehr stark von 0,037 % bis zu Werten von über 82,1 % der Nennleistung. In sämtlichen Monaten (außer Januar) wurden Zeiten mit Einspeisungen von unter 1 % der Nennleistung prognostiziert.

Durchziehende Tiefdruckgebiete sorgen in einem Zeitraum von einem Tag bis zu etwa einer Woche für starken Wind. Es folgen Flauten zwischen einem Tag und drei Wochen. Es ist die Tendenz feststellbar, dass die prognostizierte Einspeisung im Winter häufiger hohe Werte erreicht. Die Ursache ist, dass durchziehende Tiefdruckgebiete im Winterhalbjahr häufiger und stärker sind. Im Sommer wiederum treten häufiger Wetterlagen auf, die Tiefdruckgebiete von Mitteleuropa fernhalten, etwa stabile Hochdruckwetterlagen.

Die Verteilung der Einspeisung folgt komplett den Wetterphänomenen und ist somit nicht langfristig vorhersagbar. Folglich kann bei Windkraft zu keiner Tages- oder Jahreszeit eine Mindesteinspeisung garantiert werden.

## 2.2 Photovoltaik

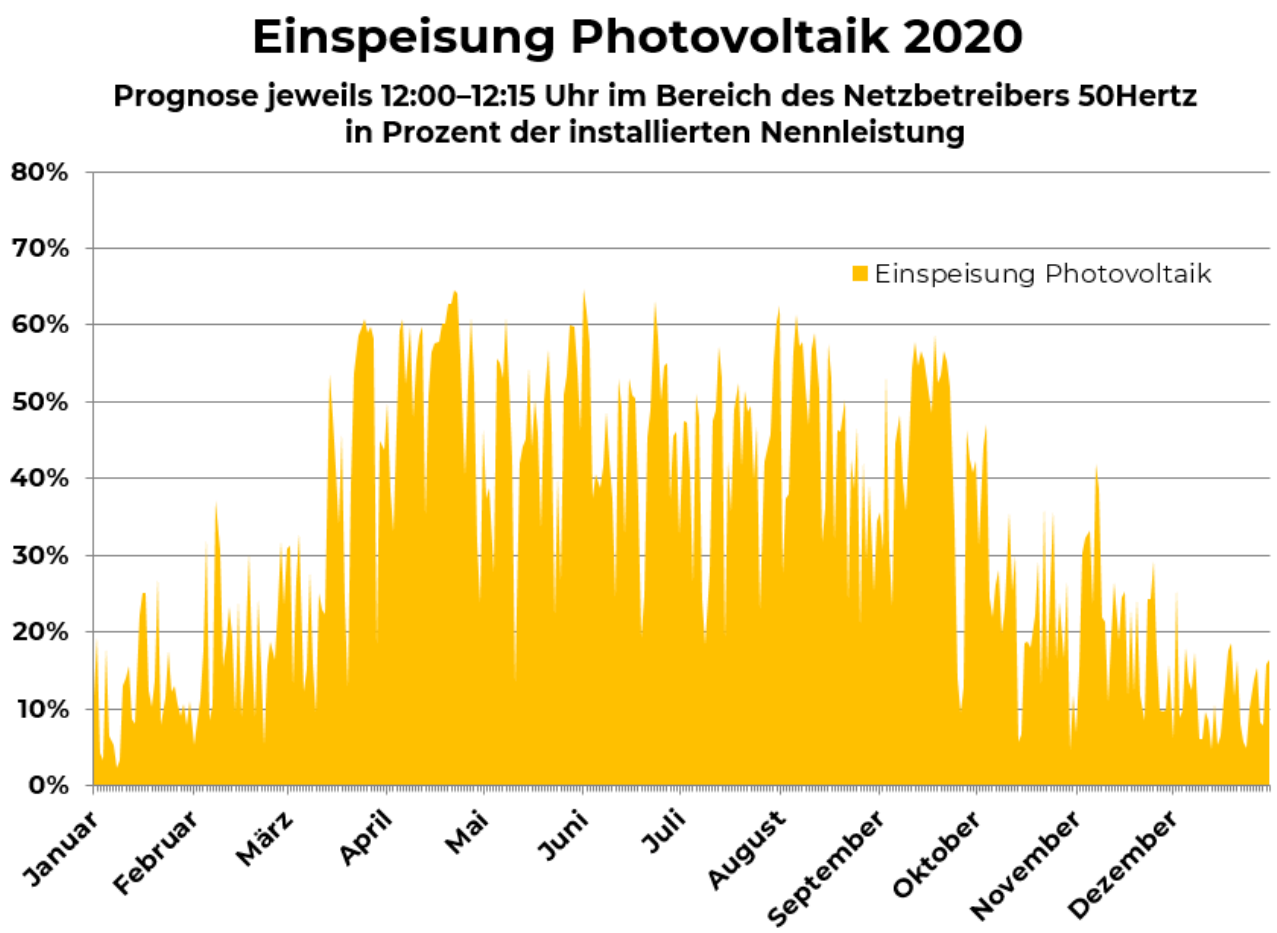


*Abbildung 2: Einspeisung Photovoltaik - eigene Darstellung nach Daten von 50Hertz*

Die prognostizierte Einspeisung schwankt sehr stark von nächtlichen Werten von 0 % bis auf Werte von ca. 66 % der Nennleistung. Verantwortlich für die zeitliche Verteilung der Einspeisung sind in erster Linie astronomische Phänomene, die sich präzise vorherberechnen lassen. Hierzu gehört vor allem die Erdrotation und die Neigung der Erdachse, die Sonnenaufgang, Sonnenuntergang und den Einstrahlungswinkel der Sonne im Tages- und Jahresverlauf bestimmen.

Die präzise vorhersagbaren astronomischen Faktoren werden jedoch erheblich durch das Wetter beeinflusst. Im Allgemeinen reduziert sich bei starker Bewölkung die prognostizierte Einspeisung auf etwa ein Drittel. Dennoch kann für bestimmte Jahres- und Tageszeiten eine – wenn auch geringe – Mindesteinspeisung relativ sicher garantiert werden.

So wird für den Zeitraum von 12:00–12:15 Uhr bei der prognostizierten Einspeisung an lediglich 7 Tagen im Jahr eine Einspeisung von 5 % der Nennleistung unterschritten. Für das astronomische Sommerhalbjahr (20. März bis 22. September) wird an jedem Tag für diese Uhrzeit eine Einspeisung von über 12 % der Nennleistung prognostiziert.

Auch wenn dieser Anteil an der Nennleistung relativ klein ist, ist der Anteil relativ sicherer Einspeisung in der Mittagszeit aus Sicht der Energieversorgung nützlich. Denn in diesen Zeiten besteht der höchste Energiebedarf. Entsprechend reduzieren Photovoltaikanlagen die Notwendigkeit für Mittel- und Spitzenlastkraftwerke.

### 2.3 Synergiepotential von Windkraft und Photovoltaik

Zwischen der prognostizierten Einspeisung aus Windkraft und der aus Photovoltaik besteht ein Korrelationskoeffizient von -0,223. Schließt man durch Beschränkung auf die Einspeisung um 12:00 Uhr die Nächte aus, beträgt der Korrelationskoeffizient sogar -0,385. Dies bedeutet, dass in Zeiten überdurchschnittlicher Einspeisung aus Windkraft die Einspeisung aus Photovoltaik tendenziell unterdurchschnittlich ist und umgekehrt.

Meteorologische Ursache: Durchziehende Tiefs sorgen für starken Wind und somit besonders hohe Einspeisungen an Windkraft. Dies ist jedoch für gewöhnlich mit starker Bewölkung verbunden, was den Ertrag aus Photovoltaikanlagen erheblich reduziert.

Umgekehrt zeichnen sich Hochdruckwetterlagen durch wolkenlosen Himmel und Sonnenschein aus, wodurch Photovoltaikanlagen in diesen Zeiten ihre maximale Leistung erreichen. Gleichzeitig herrschen bei dieser Wetterlage jedoch meist sehr geringe Windgeschwindigkeiten, wodurch in diesen Zeiten kaum Windkraft erzeugt wird.

Die Gegenläufigkeit kann genutzt werden, um die wetterabhängige Schwankung der Einspeisung zu reduzieren. Schwer verwertbare Einspeisungsspitzen werden deutlich abgeschwächt, wenn Windkraft und Photovoltaik in ähnlicher Nennleistung kombiniert werden, statt auf eine der beiden Energiequellen zu setzen.

Photovoltaik liefert im Maximum eine niedrigere Einspeisung im Verhältnis zur Nennleistung (66 % im Vergleich zu 82 % bei der Windkraft). Zudem produziert sie bedarfsgerechter zur Mittagszeit – entsprechend fällt ihre maximale Einspeisung auf die Zeit mit maximalem Bedarf. Hinzu kommt der ökonomische Fakt, dass Photovoltaikanlagen bereits ohne Förderung zu Marktpreisen produzieren können. Daher ist es sinnvoll, im Mix die Photovoltaik gegenüber der Windkraft etwas stärker zu gewichten.

Die Simulation ergab hierbei eine Nennleistung von 10.000 MW Photovoltaik als sinnvolle Ergänzung zur bereits bestehenden Windkraft-Nennleistung von 8.000 MW.

Hierzu die Zeiten, in denen 2020 laut Prognosen von 50Hertz Produktionsspitzen mit über 50 % der Nennleistung auftraten:

- nur Windkraft: 799,5 Stunden,
- nur Photovoltaik: 347,25 Stunden,
- Mix im von uns geplanten Verhältnis 4 zu 5: 9,5 Stunden.

Auch Zeiten mit extrem niedriger Einspeisung werden durch einen Mix zumindest tagsüber etwas reduziert. Hierzu die niedrigste Einspeisung des Jahres um 12:00 Uhr:

- nur Windkraft: 0,18 % der Nennleistung,
- nur Photovoltaik: 2,31 % der Nennleistung,
- Mix im von uns geplanten Verhältnis 4 zu 5: 3,64 % der Nennleistung.

### 2.4 Flexibilisierung von Biogas

Bisher speisen Biogasanlagen zu jeder Zeit Elektroenergie ins Netz ein. In Phasen mit wetterbedingtem Überangebot an Energie aus Windkraft und/oder Photovoltaik ist dies jedoch nicht sinnvoll und bringt aufgrund niedriger Börsenstrompreise auch nur geringe Einnahmen.

Zwar gibt es die Möglichkeit, Biogas zu filtern und als „Bioerdgas“ ins Leitungsnetz einzuspeisen. Dies hat jedoch Nachteile: Nicht überall besteht Anschluss ans Erdgasnetz und die entsprechenden Filter sind relativ teuer. Günstiger ist es, das Biogas vor Ort zu speichern. Das gespeicherte Biogas wird dann in Zeiten mit Mangel an Erneuerbaren Energien (und entsprechend hohen Börsenstrompreisen) in Strom und Wärme umgewandelt. Hierfür müssen Speicher geschaffen und die Kapazität der Gasmotoren erhöht werden.

In der Simulation hat sich eine geringfügige Erhöhung der Leistung der Gasmotoren um 50 MW in Kombination mit relativ großem Speichervolumen für Biogas (rund 1,2 Mio. $m^3$ bzw. äquivalent 2.000 MWh Elektroenergie bei 33 % Wirkungsgrad der Gasmotoren) als sinnvoll herausgestellt.

### 2.5 Ausbau der Wasserkraft

Mit einer installierten Nennleistung von ca. 5 MW werden in Brandenburg pro Jahr zumeist zwischen 20.000 und 25.000 MWh an Strom erzeugt. Damit hat die Wasserkraft nur eine untergeordnete Bedeutung. Laut der Agentur für Erneuerbare Energien ist dies jedoch nur 23 % des vorhandenen technisch nutzbaren Potentials.

Die Wasserkraft ist nur mittelbar vom Wetter abhängig und daher ein relativ zuverlässiger Lieferant von Elektroenergie. Dies ist insbesondere in Dunkelflauten nützlich und kann in diesen Zeiten den Bedarf an Erdgas/Wasserstoff für die Reservekraftwerke senken. Daher streben wir eine Verdopplung der Nennleistung an.

Möglicherweise besteht noch weiteres Potential der Stromerzeugung mittels schwimmender Strömungskraftwerke. Dieses wurde bisher jedoch nicht ermittelt. Ein entsprechender Antrag der BVB / FREIE WÄHLER Fraktion wurde im Landtag abgelehnt.

## 2.6 Reservekraftwerke

Aus den Zahlen der vorherigen Punkte zeigt sich: Auch durch Kombination von Windkraft, Photovoltaik und Wasserkraft sowie der Flexibilisierung von Biogas ist eine Versorgungssicherheit nicht zu vertretbarem Aufwand möglich. Die im Konzept als Endstand geplanten 18.000 MW an Windkraft und Photovoltaikanlagen würden im Minimum zur Mittagszeit nur 655,2 MW liefern, Wasserkraft und Biogas maximal 260 MW. Zu dieser Tageszeit rechnen wir in den 2040ern jedoch mit einem Bedarf von 5.500 MW.

Für diese Zeiten wäre theoretisch der Import von Elektroenergie möglich. Praktisch wird dies jedoch kaum funktionieren, da auch in den restlichen Bundesländern die Energieerzeugungskapazität ihren Schwerpunkt auf Windkraft und Photovoltaik haben wird. Tiefdruckgebiete haben zumeist Durchmesser in der Größenordnung von rund 2.000 km, Hochdruckgebiete haben ähnliche Größen. Folglich betreffen die gleichen Wetterphänomene, die in Brandenburg und Berlin für eine „Dunkelflaute“ sorgen, mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit auch unsere Nachbarbundesländer und sogar Deutschlands Nachbarstaaten. Zudem ist die Fernleitungskapazität begrenzt und teuer in der Errichtung.

Für derartige Zeiträume ist daher ein erheblicher Ausbau der Reservekraftwerke notwendig. Die Simulation ergab ein maximales Defizit von 4.476 MW. Werte von über 4.000 MW traten jedoch nur an 36 Stunden auf, dieser Bereich kann folglich mit einfachen Spitzenlastkraftwerken ohne Kraft-Wärme-Kopplung gedeckt werden. Der vorhandene Bestand von 493,5 MW (Thyrow, Ahrensfelde, Kirchmöser) ist hierfür ausreichend. Die eher niedrige Effizienz dieser Anlagen ist aufgrund der extrem kurzen Laufzeit im Jahr nicht von Bedeutung.

Für die häufiger auftretenden Defizite von bis zu 4.000 MW planen wir eine entsprechende Nennleistung an hocheffizienten **Gas-und-Dampf-Kraftwerken** (GuD-Kraftwerken). Diese sollen an Standorten mit vorhandenem **Fernwärmenetz** oder ausreichender Bevölkerungsdichte für ein solches Netz entstehen. Somit wird die zwangsläufig **auftretende Abwärme genutzt** (**Kraft-Wärme-Kopplung**). An vielen Standorten ist der Aufbau solcher Kombinationen bereits erfolgt, etwa in Brandenburg a. d. Havel, Frankfurt (Oder), Potsdam-Süd sowie in Berlin-Mitte, Berlin-Lichtenberg und Berlin-Marzahn. Aufgrund des vorhandenen Fernwärmenetzes wären die Standorte der verbleibenden Kohlekraftwerke Jänschwalde, Schwarze Pumpe und Reuter West ebenfalls geeignet. Für Letzteres wurde ein entsprechender Umbau bis spätestens 2030 bereits angekündigt.

Beim Bau der Anlagen sollte mit Blick auf die langfristige Entwickung darauf geachtet werden, dass eine Umrüstung/Umstellung auf den Betrieb mit Wasserstoff möglichst einfach ist.

## 2.7 Power-to-Heat

In Zeiten mit Überschüssen aus Erneuerbaren Energien werden die GuD-Kraftwerke nicht benötigt. Entsprechend fällt auch keine Abwärme an. Ungedeckter Bedarf kann in diesen Zeiten per Power-to-Heat aus überschüssiger Elektroenergie gedeckt werden. Die Simulationen ergaben, dass in Kombination mit ausreichenden Wärmespeichern eine Umwandlungskapazität von 2.750 MW ausreicht, um den Wärmebedarf jederzeit decken zu können.

Größere Anlagen dieses Typs bestehen unter anderem im Heizkraftwerk Potsdam-Süd, ENRO Ludwigsfelde und im Fernheizwerk Berlin-Neukölln. Die bisher größte Anlage dieser Art wurde 2019 im Heizkraftwerk Reuter West eröffnet und hat eine Nennleistung von 120 MW.

## 2.8 Wärmespeicher

Der Anfall von Abwärme bei der Stromproduktion oder ein Überschuss an Erneuerbarer Energie fällt zeitlich oft nicht mit dem Bedarf an Fernwärme zusammen. Wärme ist jedoch zu relativ geringen Kosten in Form von erhitztem Wasser in wärmeisolierten Tanks speicherbar. Unsere Simulation ergab, dass eine Speicherkapazität von 16.000 MWh ausreicht, um diese zeitlichen Differenzen (außerhalb des Sommers) auszugleichen und die Abwärme bzw. Wärme aus Power-to-Heat optimal zu nutzen.

Große Anlagen dieser Art bestehen unter anderem im Heizkraftwerk Potsdam-Süd und im Fernheizwerk Berlin-Neukölln. Im Heizkraftwerk Reuter West soll eine sehr große Anlage dieses Typs mit 2.275 MWh Speicherkapazität im Jahr 2022 fertiggestellt werden.

## 3. Simulation des Energiekonzeptes 2040

### 3.1 Simulierte Aspekte

Die Zahlen für den Ausbau der einzelnen Energieträger und Anlagentypen wurden in einer Simulation auf Stundenbasis durchgerechnet. Ziel war es, zu prüfen, ob die Versorgung mit Elektroenergie und Fernwärme zu jedem Zeitpunkt sichergestellt werden kann. Die Simulation diente dabei auch der Optimierung der einzelnen Ausbauziele. Hierzu wurde im Modell unter anderem folgendes simuliert:

- im Tagesverlauf schwankender Elektroenergiebedarf,
- im Jahresverlauf schwankender Bedarf an Fernwärme der Haushalte,
- Bedarf der Industrie an Fernwärme,
- Einspeisung von Elektroenergie und Abwärme/Fernwärme aus Abfallverbrennung und Holzverbrennung,
- im Jahresverlauf schwankende Einspeisung der Wasserkraftwerke,
- wetterbedingt schwankende Einspeisung aus Windkraft*,
- schwankende Einspeisung aus Photovoltaik*,
- Wärmeinhalt der Wärmespeicher, der sich nach anfallender Abwärme, Wärmeproduktion und Wärmebedarf stündlich ändert,
- Leistung der Biogasanlagen abhängig von Elektroenergiebedarf, Angebot aus sonstigen Energiequellen und Füllstand der Biogasspeicher,
- Füllstand der Biogasspeicher,
- Umwandlung von Erneuerbaren Energien in Wärme mittels Power-to-Heat, abhängig von Wärmebedarf und Füllstand der Wärmespeicher,
- Leistung der GuD-Kraftwerke in Abhängigkeit von Elektroenergie- und Fernwärmebedarf und dem Angebot aus sonstigen Energiequellen,
- Umwandlung von sonstiger Elektroenergie in Wärme bei Wärmedefizit,
- Leistung der Spitzenlastkraftwerke in Abhängigkeit vom verbleibenden regionalen Defizit an Elektroenergie.

* Der Einfluss von Wetter und astronomischen Einflussfaktoren wurde auf Grundlage der viertelstündlichen Prognosen für Windkraft und Photovoltaik des Netzbetreibers 50Hertz für das Jahr 2020 simuliert. Die BVB / FREIE WÄHLER Fraktion bedankt sich bei 50Hertz für die zeitnahe Korrektur der beiden von uns entdeckten Datenfehler im Archiv der Prognosedaten.

### 3.2 Elektroenergie

Die gesamte Elektroenergieproduktion im Jahresverlauf beträgt rund 42 TWh.

Hiervon entfallen auf:

- Windkraftanlagen 14,8 TWh,
- GuD-Kraftwerke 14,4 TWh,
- Photovoltaik-Anlagen 9,2 TWh,
- Biogas-Anlagen 1,8 TWh,
- Anlagen zur Abfallverbrennung 0,8 TWh,
- Holzkraftwerke 0,8 TWh,
- Wasserkraftwerke 0,05 TWh,
- Gas-Spitzenlastkraftwerke 0,008 TWh.

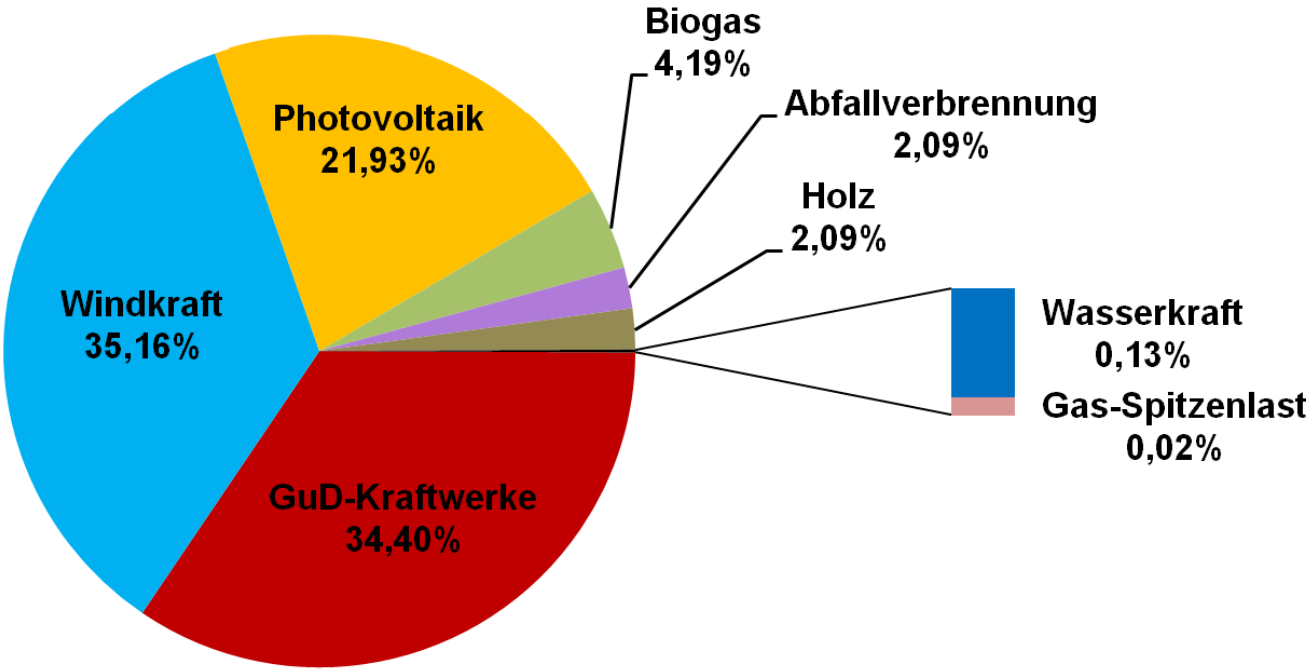


*Abbildung 3: Energiemix der jährlichen Elektroenergieerzeugung – eigene Darstellung*

Trotz Annahme eines deutlich erhöhten Elektroenergiebedarfs (+13 %) kann die Versorgung der Region Berlin-Brandenburg zu jedem Zeitpunkt aus regionalen Kraftwerken sichergestellt werden. Ein Import von Elektroenergie wäre möglich und gegebenenfalls auch sinnvoll, etwa um Laufzeiten der GuD- bzw. Spitzenlastkraftwerke weiter zu reduzieren. Er ist aber zur Aufrechterhaltung der Stromversorgung nicht zwingend erforderlich.

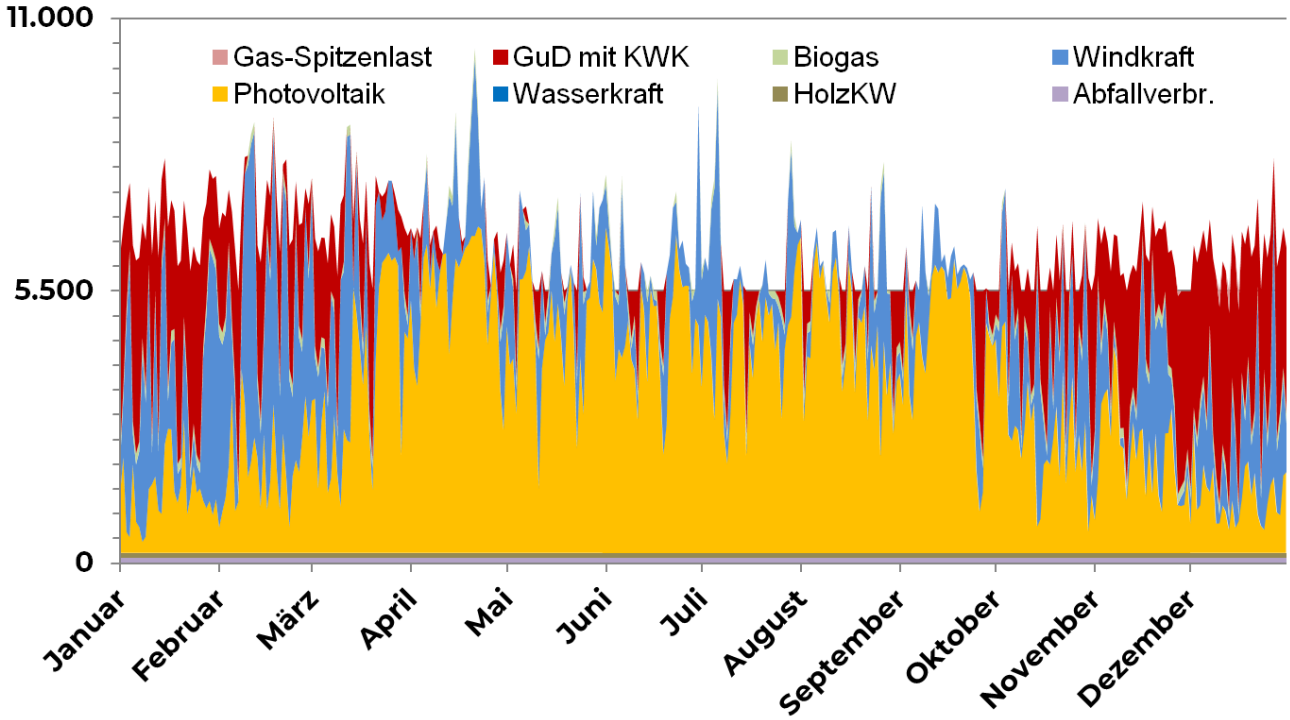


*Abbildung 4: Elektroenergieerzeugung 2040 in Brandenburg und Berlin täglich um 12:00 Uhr. Der Bedarf an Elektroenergie wird in der Simulation für die Mittagszeit mit 5.500 MW angenommen. Zusätzlich besteht im Winterhalbjahr ein Bedarf an Elektroenergie zur Erzeugung von Fernwärme. Eigene Darstellung*

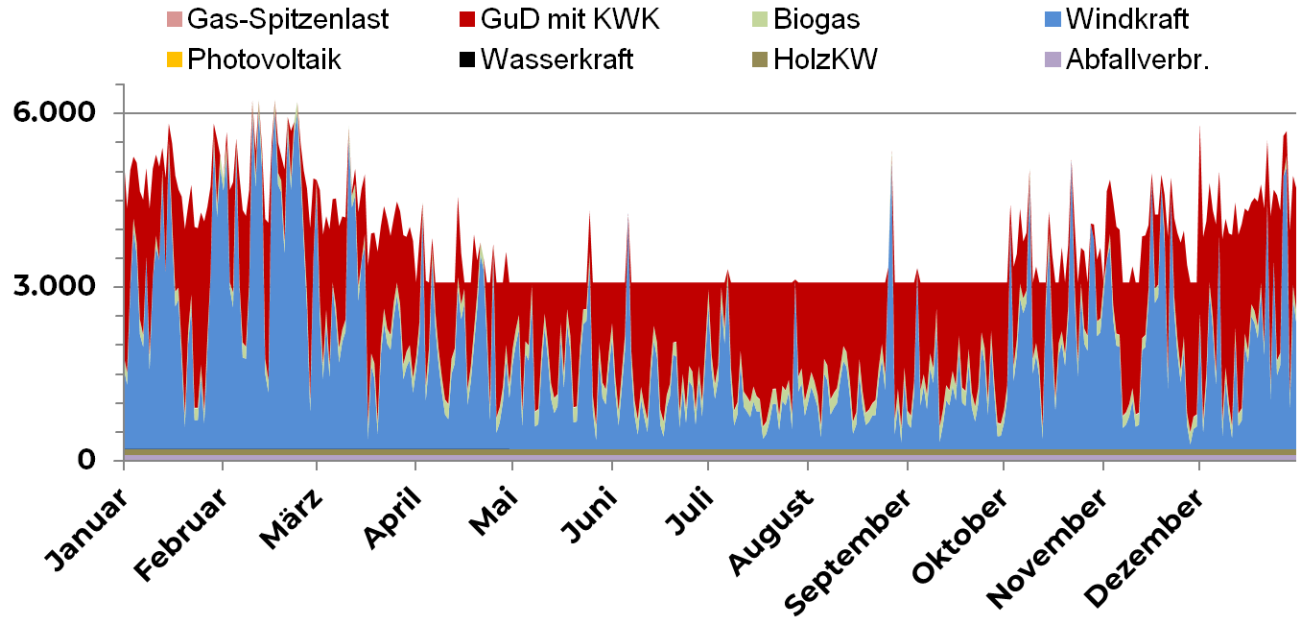


*Abbildung 5: Elektroenergieerzeugung 2040 in Brandenburg und Berlin täglich um 00:00 Uhr. Der Bedarf an Elektroenergie wird in der Simulation für Mitternacht mit 3.080 MW angenommen. Zusätzlich besteht im Winterhalbjahr ein Bedarf an Elektroenergie zur Erzeugung von Fernwärme. Eigene Darstellung*

Es treten periodisch Überschüsse im Gesamtumfang von 0,72 TWh auf, die voraussichtlich vollständig über die bis dahin vorhandenen Fernleitungen exportiert werden können. Für eine wirtschaftliche Umwandlung der Überschüsse in Wasserstoff sind die Zeiten mit Überschüssen (nur 805 Stunden pro Jahr) jedoch deutlich zu kurz.

### 3.3 Fernwärme

Das gesamte Fernwärmeangebot liegt im Jahresverlauf bei rund 20,4 TWh.

Hiervon entfallen auf:

- Abwärme Abfall 2,6 TWh,
- Abwärme Holzkraftwerke 1,8 TWh,
- Abwärme Biogasanlagen 1,3 TWh,
- Abwärme GuD-Kraftwerke 9,7 TWh,
- Power-to-Heat aus Erneuerbarer Energie 1,7 TWh,
- Power-to-Heat aus GuD-Strom 3,4 TWh.

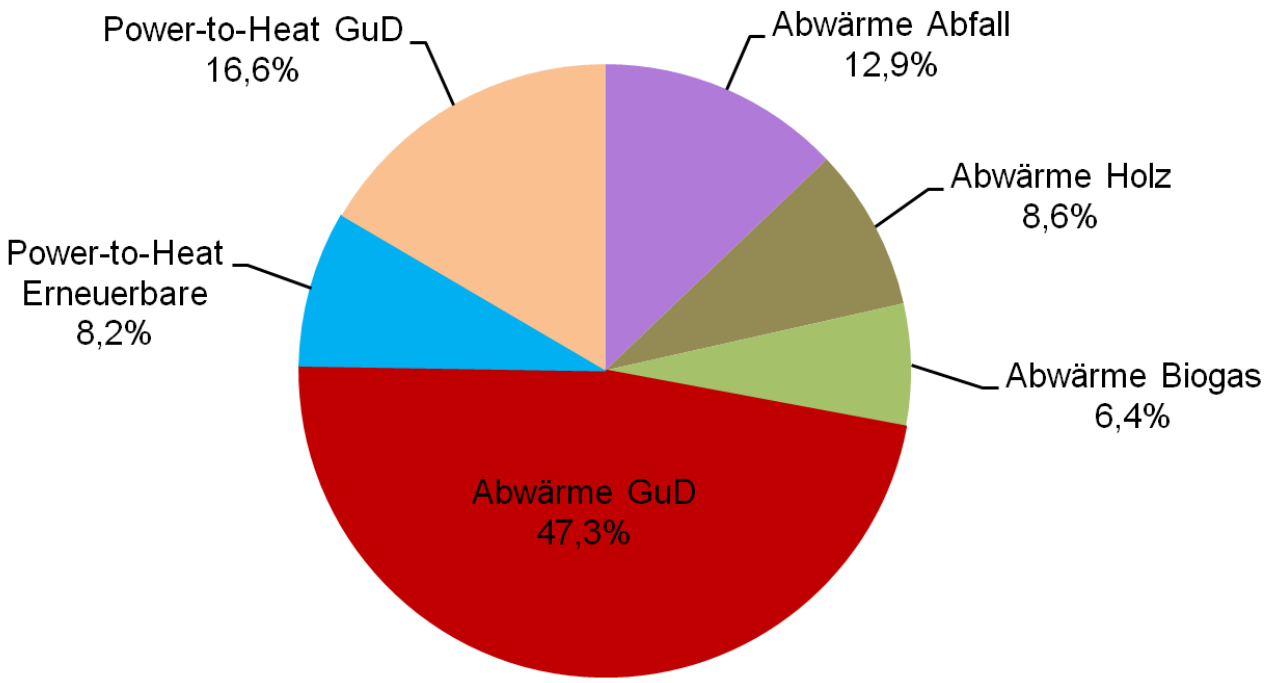


*Abbildung 6: Energiemix der jährlichen Fernwärmeerzeugung – eigene Darstellung*

Durch die Kraft-Wärme-Kopplung machen sich erhebliche Synergieeffekte bemerkbar: Nahezu die Hälfte des Fernwärmebedarfs kann aus der Abwärme der ohnehin als Reservekraftwerke notwendigen GuD-Kraftwerke gedeckt werden. Etwa 15 % stammen aus Biomasse (Holzkraftwerke und Biogasanlagen), sind also weitgehend CO2-neutral.
Weitere 8 % stammen aus der Verwertung überschüssiger Erneuerbarer Energie in Wärme (Power-to-Heat). Knapp 13 % stammen aus der Verbrennung von Abfällen. Lediglich 17 % müssten per Power-to-Heat aus sonstigem Strom – im Falle der Simulation Strom aus GuD-Kraftwerken – gewonnen werden.*

Die Versorgung mit Fernwärme kann – auch dank des Einsatzes von Wärmespeichern – zu jedem Zeitpunkt aus der Abwärme regionaler Kraftwerke bzw. Power-to-Heat-Anlagen sichergestellt werden.*

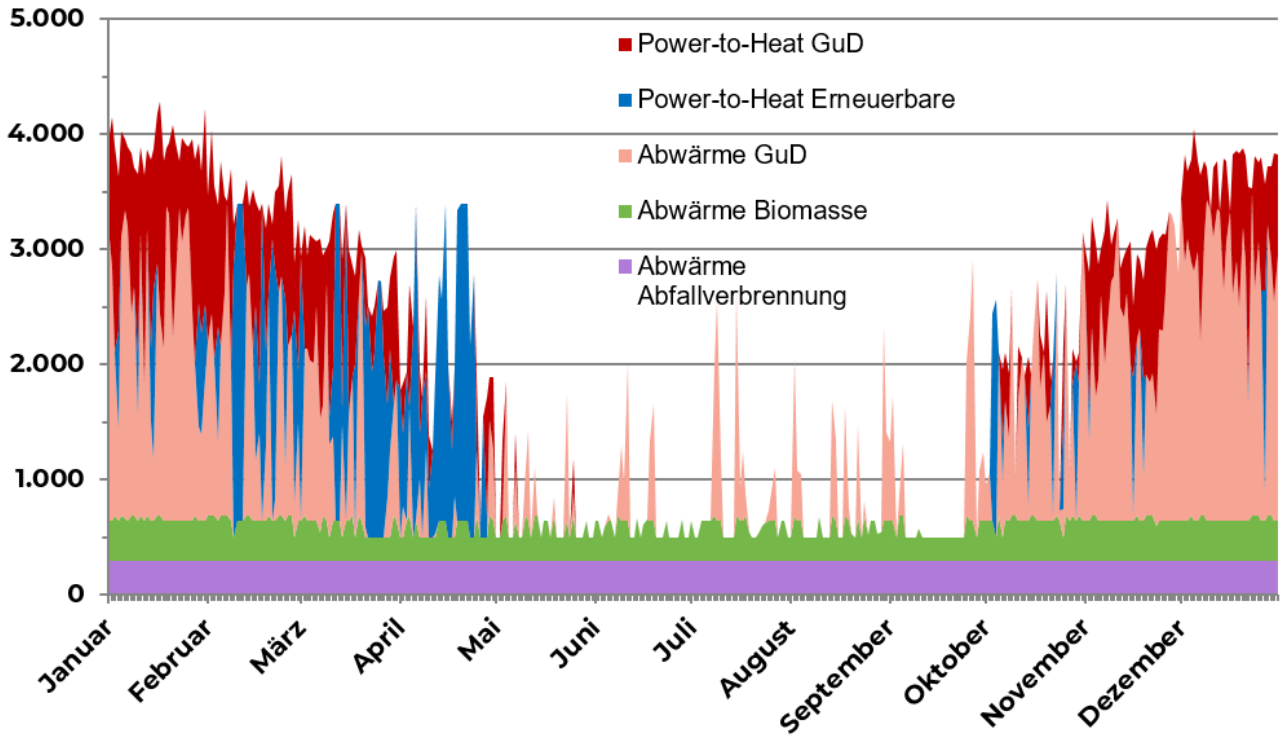


*Abbildung 7: Fernwärmeerzeugung 2040 in Brandenburg und Berlin täglich um 12:00 Uhr – eigene Darstellung*

*Hinweis: Bezüglich des Einsatzes von Power-to-Heat aus dem Strom der GuD-Kraftwerke ist zu prüfen, ob der Bau und Einsatz zusätzlicher Anlagen zur direkten Wärmeerzeugung aus Gas per Saldo günstiger ist als zusätzliche Laufzeiten bei den ohnehin vorhandenen GuD-Kraftwerken und Power-to-Heat-Anlagen. Da letztere Variante flexibler ist, die Wärmeerzeugung aus importiertem (ggf. CO2-neutralem) Strom offenhält und weniger Probleme bei der Umstellung auf Wasserstoff versursacht, haben wir uns für diese Variante entschieden.

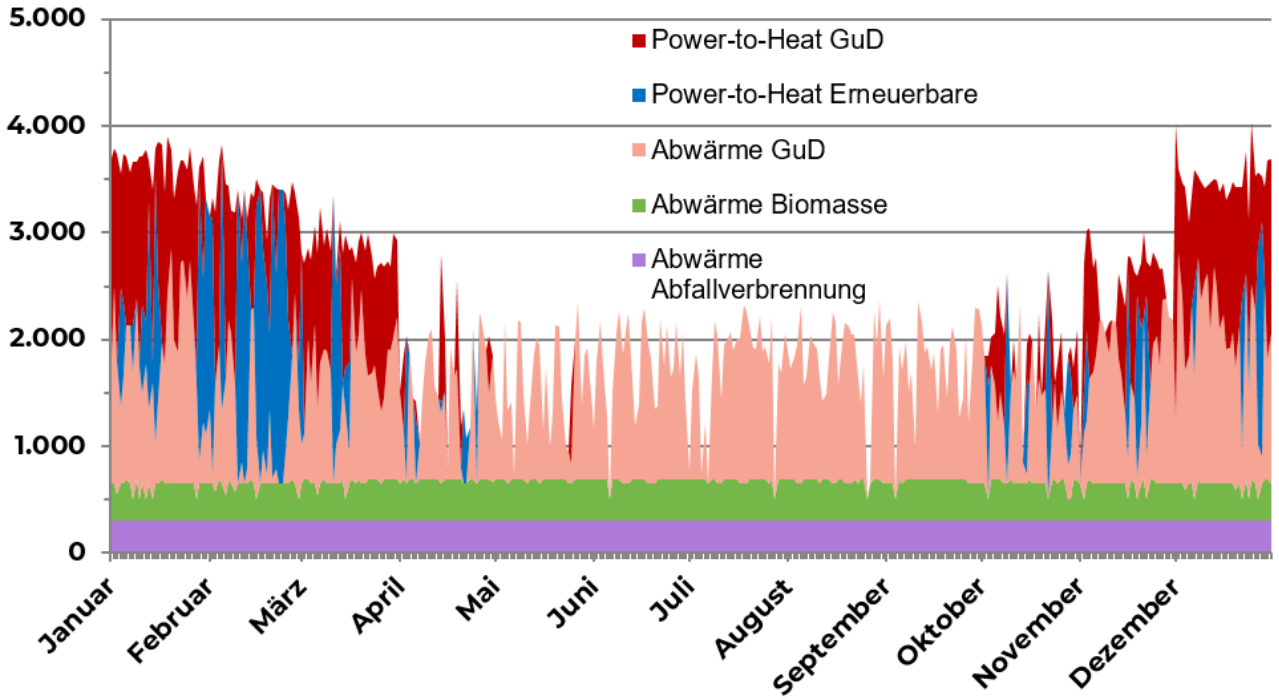


*Abbildung 8: Fernwärmeerzeugung 2040 in Brandenburg und Berlin täglich um 00:00 Uhr – eigene Darstellung*

Die Produktion an Fernwärme liegt rund 2,4 TWh (13 %) über dem angenommenen Bedarf von 18 TWh. Ursache ist das Aufkommen von Abwärme beim Betrieb der Reservekraftwerke im Sommer. Diesem Aufkommen steht zu dieser Jahreszeit kein ausreichender Bedarf an Fernwärme gegenüber. Eine Speicherung der sich im Laufe der Sommermonate ansammelnden enormen Menge an Wärme bis in den Herbst ist nicht mit vertretbarem Aufwand möglich.

**Zur sinnvollen Nutzung dieser im Sommer überschüssigen Abwärme würde sich der vermehrte Einsatz von Absorptionskältemaschinen (AKMs) anbieten.** Diese kühlen nicht mittels elektrischen Stroms, sondern mittels Wärme. Somit könnten Gebäude oder Kühlhäuser mittels überschüssiger Abwärme gekühlt werden. Dies hätte den Synergieeffekt, dass zugleich im Sommer der Bedarf an Elektroenergie gesenkt wird. Dadurch müssten die GuD-Kraftwerke beim wetterbedingten Ausfall von Windkraft und Photovoltaik weniger Leistung erbringen. Entsprechend würde auch weniger überschüssige Abwärme anfallen.

### 3.4 CO2-Emissionen

- **Die CO2-Emissionen aus dem Bereich Elektroenergieerzeugung und Fernwärmeerzeugung sinken gegenüber den Werten von 2018/2019 um 86,6 %.**

- **Eine 10-prozentige Beimischung von Grünem Wasserstoff zum Erdgas würde die CO2-Emissionen gegenüber 2018/2019 um 88,0 % senken.**

Eine 10-prozentige Beimischung von Wasserstoff wäre ohne technische Änderungen am Leitungsnetz oder den Gaskraftwerken möglich. Eine weitere Erhöhung des Wasserstoffanteils würde aufgrund der Gefahr von Wasserstoffversprödung umfangreiche Umbaumaßnahmen am Leitungsnetz (insbesondere den Verdichterstationen) sowie den Kraftwerken erforderlich machen. Bei einem Wasserstoffanteil von 100 % könnte jedoch theoretisch CO2-Neutralität erreicht werden.

Ein Drittel der benötigten Kraftwerkskapazität (1.157 MW GuD und 494 MW Spitzenlast) besteht jedoch bereits heute und ist nicht zum Betrieb mit Wasserstoff ausgerüstet. Zudem ist es äußerst unwahrscheinlich, dass binnen 19 Jahren eine ausreichende Versorgung mit Wasserstoff aufgebaut wird, um in Mitteleuropa den Erdgasverbrauch komplett zu ersetzen. Ein solches CO2-neutrales Szenario ist nach unserer Einschätzung erst nach 2040 plausibel.

## 4. Kostenschätzung

Die Kostenschätzung berücksichtigt ausschließlich die Investitionen, die für den Aufbau neuer Kapazitäten zur Energie- bzw. Fernwärmeerzeugung bzw. zur Fernwärmespeicherung benötigt werden.

| Anlagentyp | Einheit | Stand 2022 | Ziel 2040 | Zubau | Kosten pro MW(h) in Mio. € | Kosten in Mio. € |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Windkraft** | MW | 8000 | 8.000 | **0** | 1,20 | **0** |
| **Photovoltaik** | MW | 5000 | 10.000 | **5.000** | 0,40 | **2.000** |
| **Erdgas/H2 GUD/KWK** | MW | 1155 | 4.000 | **2.845** | 0,75 | **2.134** |
| **Erdgas/H2 Spitzenlast** | MW | 500 | 500 | **0** | 0,50 | **0** |
| **Biogas/Klärgas** | MW | 200 | 200 | **0** | 6,00 | **0** |
| **Biogas Flex-Kapazität** | MW | 0 | 50 | **50** | 1,00 | **50** |
| **Biogasspeicher** | MWh | 0 | 2.00 | **2000** | 0,03 | **60** |
| **Holzkraftwerke** | MW | 100 | 100 | **0** | 0,35 | **0** |
| **Abfallverbrennung** | MW | 100 | 100 | **0** | 10,00 | **0** |
| **Wasserkraft** | MW | 5 | 10 | **5** | 5,00 | **25** |
| **Power-to-Heat** | MW | 170 | 2.750 | **2.580** | 0,10 | **258** |
| **Power-to-Gas (H2)** | MW | | | **0** | 1,00 | **0** |
| **Batteriespeicher** | MWh | 50 | 50 | **0** | 0,50 | **0** |
| **Wärmespeicher** | MWh | 4300 | 16.000 | **11.700** | 0,01 | **117** |
| | | | | | **Summe** | **4.644** |

*Schätzung der notwendigen Investitionen – eigene Darstellung*

Rund 90 % des Investitionsvolumens betreffen Bereiche, die bereits heute weitgehend ohne Subventionen zu den üblichen Strompreisen produzieren können (Photovoltaikanlagen und GuD-Heizkraftwerke). Entsprechend ist kein nennenswerter Einfluss auf die Strompreise zu erwarten – diese Vorhaben finanzieren sich zu den üblichen Gas- und Strompreisen selbst.

Zusätzlich müsste jährlich ein Brennwert von rund 29 Mio. MWh importiert werden. Bei Verwendung von Erdgas und einem Preis von 20 Euro pro MWh betragen die Kosten etwa 580 Mio. Euro pro Jahr. Hinzu kommen EU-ETS-Zertifikate für die Emissionen von ca. 5,85 Mio. Tonnen CO2. Beim aktuellen Preis von ca. 25 Euro/t CO2 wären dies rund 146 Mio. Euro. Die Erdgaspreise sind jedoch langfristig schwer vorhersagbar, ebenso die Kosten für Emissionsrechte. Bei Letzteren ist aufgrund von Verknappung aber langfristig mit einem deutlichen Preisanstieg zu rechnen.

## 5. Zukunftsaussichten

Wenn die Technik entsprechend umgestellt wird, könnte theoretisch der notwendige Brennwert für GuD-Kraftwerke komplett durch den Import von Wasserstoff (jährlich ca. 750.000 Tonnen) gedeckt werden. Zu aktuellen Preisen (ca. 35–110 Euro je MWh) würde dies jedoch trotz Wegfalls der Kosten für Emissionsrechte zu erheblichen Mehrkosten führen.

Es ist jedoch wahrscheinlich, dass die Preise für Wasserstoff langfristig fallen werden. Wann und in welchem Umfang ist allerdings noch unklar. Da umgekehrt die Kosten für Emissionsrechte steigen, wird voraussichtlich im Laufe der nächsten 30 Jahre ein Punkt erreicht, zu dem die Verwendung von Wasserstoff günstiger wird als die Verwendung von Erdgas. Entsprechend sollten neue Kraftwerke vorzugsweise zur hybriden Nutzung von Erdgas und Wasserstoff ausgelegt werden (siehe auch Reservekraftwerke).

Letztendlich würde die Umstellung auf Wasserstoff jedoch die Elektroenergie- und Fernwärmeversorgung in Brandenburg komplett CO2-neutral machen. Dies ist allerdings erst für die Zeit nach 2040 plausibel.

## 6. Fragen und Antworten

### 6.1 Warum soll der Stromüberschuss bei starkem Wind / starkem Sonnenschein nicht einfach in Batterien gespeichert werden?

Elektrischer Strom lässt sich im Gegensatz zu Wärme oder Biogas derzeit nur unter hohen Verlusten und/oder extrem hohen Kosten speichern.

Ein Speicher für 1.000 MWh an Wärme kostet etwa 10 Millionen Euro – ein Speicher für Biogas, aus dem 1.000 MWh Wärme und Strom gewonnen werden können, ebenso.

Eine Batterie mit 1.000 MWh Speicherkapazität kostet hingegen ca. 500 Millionen Euro.

### 6.2 Warum nicht einfach mehr Windkraftanlagen bauen, um die Versorgungslücke in windarmen Zeiten zu decken?

Unter 10 km/h Windgeschwindigkeit erzeugen Windkraftanlagen keine Elektrizität. Daher sinkt die Einspeisung im Gebiet von 50Hertz (Ostdeutschland und Hamburg) bis auf 0,03 % der Nennleistung (siehe 2.1 Windkraft, Seite 4). Windgeschwindigkeiten sind von der Großwetterlage abhängig und daher selbst über hunderte Kilometer Entfernung ähnlich. Daher kann die Versorgungslücke in windarmen Zeiten nicht durch mehr Windkraftanlagen gedeckt werden.

### 6.3 Warum überschüssigen Strom in Wärme statt in Wasserstoff umwandeln?

Die Umwandlung von Elektroenergie in Wärme hat einen Wirkungsgrad von annähernd 100 %. Bei Power-to-Heat ersetzt Elektroenergie also den Brennwert von Erdgas (und dessen CO2-Emissionen) im Verhältnis 1:1.

Elektrolyseanlagen haben hingegen einen Wirkungsgrad, der deutlich unter 100 % liegt. Das Prognos-Gutachten vom 31. Mai 2021 im Auftrag der Landesregierung geht von einem Wirkungsgrad von 75 % aus. Somit ersetzt bei Power-to-Gas eine Einheit Erneuerbare Energie den Brennwert von Erdgas nur im Verhältnis 1:0,75. Kurzum: Selbst bei anschießendem Einsatz des Wasserstoffs mit 100 % Wirkungsgrad würde Power-to-Heat ein Drittel mehr an CO2-Emissionen sparen.

Power-to-Heat-Anlagen kosten zudem lediglich 0,1 Mio. Euro je MW Leistung. Elektrolyseanlagen kosten hingegen derzeit etwa 1 Mio. Euro je MW Kapazität. Sie sind also zehnmal so teuer wie Power-to-Heat. Zwar hoffen die Hersteller, durch Massenproduktion die spezifischen Kosten für Elektrolyseanlagen langfristig auf 0,4 Mio. Euro je MW drücken zu können. Diese optimistische Annahme würde jedoch immer noch bedeuten, dass die Elektrolyseanlagen pro MW viermal so teuer wären wie elektrische Heizsysteme.

Somit ist Power-to-Heat sowohl klimafreundlicher als auch kostengünstiger als Power-to-Gas. Power-to-Heat sollte folglich der Vorzug gegeben werden, solange der Bedarf an Wärme noch nicht aus erneuerbaren Quellen gedeckt ist.

### 6.4 Warum keine Massenproduktion von Wasserstoff in Brandenburg?

Rund 6,2 Millionen Einwohner leben in der Region Berlin-Brandenburg. Hieraus ergibt sich eine Bevölkerungsdichte von rund 204 Einwohnern/km². Dies ist nur geringfügig niedriger als der Schnitt Deutschlands (233 Einwohner/km²) und etwa sechsmal höher als der europäische Schnitt (33,6 Einwohner/km²). Selbst den lokalen Elektroenergie- und Fernwärmebedarf der dicht besiedelten Region allein aus den Erneuerbaren Energien vor Ort zu decken, ist extrem schwer. Der Bedarf der Bevölkerung an Elektroenergie und Fernwärme ist zu groß, um daneben zu vertretbarem Aufwand über längere Zeiträume große Mengen an Erneuerbarer Energie zur Massenproduktion von Wasserstoff zur Verfügung zu stellen.

Aufgrund der hohen spezifischen Investitionskosten rechnen sich Elektrolyseanlagen jedoch nur bei einer ausreichenden Anzahl von Volllaststunden. Eine 1-MW-Anlage zum Preis von 1 Mio. Euro produziert pro Stunde ca. 18 kg Wasserstoff. Es wird gehofft, dass der Preis für Grünen Wasserstoff auf 1 Euro pro Kilogramm fällt – dann wäre er relativ zum Brennwert doppelt so teuer wie heute das Erdgas, aber eben CO2-neutral.

Nun müsste die Anlage rund 55.000 Stunden laufen, um auch nur ihre eigenen Investitionskosten wieder einzuspielen. In unserer Simulation entstehen aber nur an 805 Stunden im Jahr Energieüberschüsse. Die Anlage hätte also selbst bei kostenlosem Strom (besser gesagt: von anderen über die EEG-Umlage finanziertem Strom) erst nach rund 70 Jahren ihre Investitionskosten eingespielt – wenn sie denn so lange funktionstüchtig bleiben würde. Und dabei gehen wir von der unrealistischen Annahme aus, dass Strom, Wasser und Wartung nichts kosten.

Selbst bei einer Auslastung von 1.600 Stunden jährlich wäre laut Speicheranalyse Schleswig-Holstein (Fraunhofer IWES und Ecofys 2014) ein kostendeckender Betrieb der Elektrolyse nur bei nahezu kostenlosem Strombezug möglich. Die chemische Industrie wiederum verlangt, dass die Anlagen zukünftig 5.000 Volllaststunden im Jahr von der EEG-Umlage befreit laufen dürfen. Die rechtliche Begrenzung auf 3.000 Volllaststunden erlaube keinen kostendeckenden Betrieb.

So ist dann angesichts der Ankündigungen der Landesregierung und der von ihr in Auftrag gegebenen Gutachten zu befürchten, dass demnächst in Brandenburg massenhaft Elektrolyseanlagen an einem ungeeigneten – weil stromarmen – Standort gebaut werden. Für die Ansiedlung müssen diese Anlagen aufgrund häufigen Stillstands aus Mangel an Erneuerbarer Energien natürlich subventioniert werden. Um Stromüberschüsse zu verwerten, die von ebenfalls subventionierter Windkraft periodisch erzeugt werden. Wobei die Windkraft mit noch mehr Subventionen ausgebaut werden soll, um den gesteigerten Strombedarf aufgrund der Elektrolyseanlagen zu decken.

Im Endbericht „Gutachten zur Energiestrategie Brandenburg 2040“ (Prognos 2021) im Auftrag der Landesregierung ist in Abbildung 16 zu sehen, dass 2040 jährlich 7 TWh Elektroenergie allein für Elektrolyse eingesetzt werden sollen. Dies würde bedeuten,

den Elektroenergiebedarf des Landes Brandenburg 2040 allein durch Elektrolyseanlagen um fast 40 % zu steigern.

Somit entsteht eine sich selbst verstärkende Subventionsspirale aus subventionierter Energieerzeugung und subventionierten Energieverbrauchern. Der vorgebliche Zweck hierfür ist die Produktion von grünem Wasserstoff. Dieser könnte jedoch für einen Bruchteil der Gesamtkosten dieses ineffizienten Subventionsgeflechts importiert werden (siehe folgender Punkt).

### 6.5 Woher soll der Wasserstoff sonst kommen?

Das von der Landesregierung beauftragte „Gutachten zur Energiestrategie Brandenburg 2040“ (Prognos 2021) kommt zum Ergebnis, dass der Wasserstoffbedarf ohnehin nicht allein durch Produktion vor Ort zu decken ist.

Wasserstoff ist jedoch transportfähig und sollte daher in geeigneteren Regionen produziert und nach Brandenburg bzw. Berlin importiert werden. Es gibt zahlreiche Standorte auf dem Planeten, die eine niedrige Bevölkerungsdichte (= niedrigen lokalen Energieverbrauch) und Gunstfaktoren für die kontinuierliche oder wenigstens regelmäßige Erzeugung Erneuerbarer Energien (Geothermie, garantierter täglicher Sonnenschein, Wasserkraft …) kombinieren. Ein Beispiel ist Norwegen (14,6 Einwohner/km², 20.000 MW an Wasserkraftkapazität), das bereits erhebliche Anstrengungen unternimmt, um Exporteur von Grünem Wasserstoff nach Deutschland zu werden. Solche Angebote sollten genutzt werden.