



Das Energiesystem der Zukunft



Photo: by Alex Eckermann on unsplash

100% Erneuerbare Energien für Berlin-Brandenburg bis 2030

Bedarfsgerechte Vollversorgung aller Energiesektoren

Thure Traber und Hans-Josef Fell

EXECUTIVE SUMMARY (DE)

Als Teil der Bundesrepublik Deutschland, die das Klimaschutzabkommen von Paris völkerrechtlich verpflichtend unterzeichnet hat, sind die Länder Berlin und Brandenburg ebenfalls in der Pflicht, ihre Treibhausgasemissionen zu senken. Die bisherige Zeitplanung der Bundesregierung, aus der sich auch die notwendigen Länderziele ableiten, ist jedoch nicht ausreichend, um die vereinbarte Emissionsreduktion einzuhalten. Mit Beschluss von April 2021 hat das Bundesverfassungsgericht die Unzulässigkeit des 2019 verabschiedeten Klimaschutzgesetzes der bisherigen Bundesregierung wegen der Unvereinbarkeit dessen Zeitplans für die Emissionsreduktion mit dem Pariser Klimaabkommen beanstandet.

Der Beschluss wies damit auch indirekt auf die Notwendigkeit der Entwicklung einer schnelleren und anspruchsvolleren Klimapolitik in Bund und Ländern hin. So würde in dem bislang geplanten Zeitplan das vom Sachverständigenrat für Umweltfragen für Deutschland ausgewiesene Restbudget an CO₂-Emissionen bis etwa zum Jahr 2030 aufgebraucht sein.

Die Einhaltung der 1,5 °C-Grenze erfordert schnellere Schritte als geplant und ein Ende aller Treibhausgasemissionen in Deutschland wie auch in Berlin und Brandenburg bis etwa 2030. Der Kern dieser Aufgabe besteht in der Umstellung auf 100% Erneuerbare Energien in allen Energiesektoren. Herkömmliche Technologien im Bereich der fossilen und nuklearen Energien sind nach der Mehrheit aktueller Kostenrechnungen und auch der neuesten Veröffentlichungen der Internationalen Energieagentur teurer, energetisch ineffizient und auch im Ausbau zu langsam, um einen wesentlichen Beitrag zum Klimaschutz leisten zu können.

Für Deutschland hat die Energy Watch Group (EWG) im Sommer ein erstes umfassendes Energie-Szenario veröffentlicht, das den Weg zu einem vollständigen Energieversorgungssystem mit 100% Erneuerbaren Energien bis 2030 aufzeigt. Für Berlin-Brandenburg liegen für den zur Verfügung stehenden Zeitraum bis 2030 bislang noch keine Untersuchungen vor, die ein auf 100% Erneuerbaren Energien basiertes Szenario für alle Sektoren aufzeigen, welches techno-ökonomisch umsetzbar wäre und die vollständige Bedarfsdeckung auch in winterlichen Dunkelflauten stundengenau gewährleistet.

Ergebnis der Berechnungen ist das vorliegende EWG-Szenario mit einem kostengünstigen Energiesystem, welches den Beitrag der Region Berlin-Brandenburg zum völkerrechtlich verbindlich vereinbarten Klimaziel ermöglicht, ohne von der Entwicklung des deutschen und europäischen Verbundnetzes abhängig bleiben zu müssen.

Wesentliche Ergebnisse der Untersuchung sind die Quantifizierung des erforderlichen Ausbaubedarfs an Erzeugungs-, Umwandlungs- und Energietransportkapazitäten für Ökostrom und grünen Wasserstoff, mit der eine vollständige Umstellung auf 100% Erneuerbare Energien in den nächsten zehn Jahren möglich ist.

Die Studie zeigt für Berlin-Brandenburg auf, mit welchem Zielsystem an Erzeugungs-, Sektorenkopplungs- und Speichertechnologien die Umstellung auf 100% Erneuerbare Energien in allen Energiesektoren – Strom, Wärme, Mobilität, industrieller Energieverbrauch – mit Bedarfsdeckung zu jeder Stunde klimaschutzökonomisch und zeitnah bis 2030 gelingen kann.



Zentrale Ergebnisse der Studie sind:

Auf der Erzeugungsseite sind Photovoltaikanlagen auf Gebäuden sowohl in Berlin von heute 0,1 GW auf 11,9 GW, wie auch in Brandenburg von 1,1 GW auf 27 GW auszubauen.

Die bereits weit entwickelten Windenergieanlagen in Brandenburg werden von heute knapp 9 GW um rund 3 GW auf 12 GW weiter ausgebaut, um die vollständige Umstellung aller Energiesektoren in der Region Berlin-Brandenburg zu ermöglichen. Damit bleibt der Windkraftausbau in der Größenordnung der aktuellen Ausbaupläne der Brandenburger Landesregierung.

Die Ausbautolumina von Geothermie um 0,7 GW und Bioenergie auf 3,3 GW erscheinen vergleichsweise gering, sind aber dennoch erheblich, um die Kosten für Speicherung insbesondere zur Bedarfsdeckung in Zeiten der Dunkelflaute zu begrenzen.



Der Flächenbedarf der erforderlichen Freiflächen PV benötigt in herkömmlicher Ausführung etwa 0,5% der Landesfläche der Region und kann durch die gemeinsame Flächennutzung von Photovoltaikanlagen mit gleichzeitiger landwirtschaftlicher Nutzung über Agri-PV weiter gesenkt werden.

Der Gesamtenergieverbrauch in Berlin-Brandenburg sinkt um etwa 16% gegenüber heute, insbesondere durch den Effizienzgewinn durch E-Mobilität und Wärmepumpen gegenüber den heutigen dominanten Verbrennungsmotoren und Erdöl-, wie Erdgasheizungen.

Das hier vorgestellte EWG Szenario für Berlin-Brandenburg senkt die energiebedingten Treibhausgasemissionen auf Null bis 2030.

Die gegenwärtigen bundesweiten Energiekosten von mindestens 90 Euro pro MWh sinken auf 75 Euro pro MWh.

Für die Errichtung der kapitalintensiven Anlagen werden insgesamt 112 Mrd. Euro benötigt. Dies entspricht einem durchschnittlichen Finanzierungsbedarf von knapp 18.400 Euro pro Kopf der Bevölkerung. Dies sollte bei einem pro Kopf Geldvermögen von rund 95.000 Euro im Bundesdurchschnitt auch für Berlin eine finanzierbare Aufgabe darstellen. Entscheidend wird also sein, durch geeignete politische Rahmensetzungen das private Kapital in bürgerlichen Händen für die Energiewende zu mobilisieren. Damit würde der Finanzbedarf der öffentlichen Hand geringgehalten.

EINLEITUNG

Das Energiesystem der Zukunft

100 % Erneuerbare Energien für Berlin-Brandenburg bis 2030

Bedarfsgerechte Vollversorgung aller Energiesektoren

Thure Traber und Hans-Josef Fell

Die Bundesrepublik Deutschland hat – völkerrechtlich verpflichtend – das Klimaschutzabkommen von Paris unterzeichnet. Die Begrenzung der Erderwärmung auf möglichst 1,5°C über dem vorindustriellen Niveau erfordert ein Ende aller Treibhausgasemissionen bis etwa 2030 (Höhne et al., 2019). Der Energiesektor (basierend auf der Nutzung von Erdöl, Erdgas, Kohle) verursacht gegenwärtig etwa 55% aller menschlichen Treibhausgasemissionen (Traber & Fell, 2019). Damit bildet eine Umstellung auf 100% Erneuerbare Energien in allen Energiesektoren den wichtigsten Beitrag zu notwendigen Klimaschutzmaßnahmen. Die beiden anderen großen Posten zur Erlangung einer Null-emissionswirtschaft sind die Umstellung der Land- und Forstwirtschaft auf biologische Landwirtschaft, sowie die Erreichung einer abfall- und emissionsfreien Kreislaufwirtschaft. Parallel zur Schaffung einer Nullemissionswirtschaft muss die Entwicklung von Kohlenstoffsenken forciert werden. Weiterentwicklungen von konventionellen Technologien im Bereich fossiler und nuklearer Energien sind jedenfalls nach allen gängigen Kostenrechnungen energetisch ineffizient, zu teuer und zu langsam ausbaubar und können daher keinen nennenswerten Beitrag zu einer klimafreundlichen Umgestaltung des Wirtschaftssystems leisten. Im Gegenteil: sie behindern durch die Vertagung eines tiefgreifenden Wandels eine konsequente Strategie (Traber, Fell und Marquitan 2021).

Damit Deutschland seine eingegangenen Verpflichtungen erfüllen kann, müssen alle Regionen unverzüglich ihre Beiträge erbringen. Es ergibt sich auch aus wirtschaftlichen Gründen die Notwendigkeit, neben weiteren Klimaschutzmaßnahmen umgehend die gesamte Energieversorgung unter Nutzung von Sektorenkopplung auf 100% Erneuerbare Energien umzustellen. Fossile Energien, sei es mit oder ohne CO₂-Abscheidung sowie Kernenergie, sind nicht nur teurer (Wealer, Ben et al. 2021; Gerhards, Christoph et al. 2021), wie neuerdings auch von der IEA im World Energy Outlook (2021) klar bestätigt, sondern auch mit einem rechtzeitigen Umstieg auf eine klimaverträgliche Wirtschaftsweise unvereinbar. Die Kernenergie wie auch CO₂-Abscheidung, -Transport und -Lagerung sind zu langsam, um im für die Einhaltung der Klimaziele entscheidenden Zeitraum der nächsten zehn Jahre wirksam werden zu können. Erdgas-technologien sind durch Methanemissionen in der Förder- Transport- und Verteilungskette ebenfalls keine Option (Howarth 2014; Howarth and Jacobson 2021). Vor dem Hintergrund kostengünstiger Alternativen durch erneuerbare Energien sind die herkömmlichen fossilen und nuklearen Technologien insgesamt nicht mehr zu rechtfertigen.

Um die Einhaltung des Pariser Abkommens in Deutschland erreichen zu können, muss auch die Region Berlin-Brandenburg einen klaren Plan entwickeln. Dies wird auch durch verschiedene Erklärungen der Landesregierungen unterstützt.



Land Berlin:

Der aktuelle Koalitionsvertrag zwischen Grünen, SPD und den Linken plant die Entwicklung Berlins an den Pariser Klimazielen orientiert zu gestalten. Hieraus wird Klimaneutralität Berlins bis 2045 im Sinne des 1,5-Grad-Limits angestrebt. Für das Jahr 2030 wird hierzu ein Reduktionsziel von 70 Prozent genannt. Dies entspricht einer Reduktion der jährlichen Treibhausgasemissionen von 26,9 Mio. Tonnen in 1990 auf nur noch 8,07 Mio. Tonnen im Jahr 2030. Unterstützt werden soll dies mit einer sektoralen Mengensteuerung, die durch ein transparentes Monitoring begleitet wird.

Angaben werden auch zum Ausbau der Solarenergie gemacht. Der Koalitionsvertrag nennt das im Masterplan Solarcity angestrebte Ausbauziel von 25 Prozent an der Berliner Stromerzeugung mit einer dann erzeugten Jahresmenge von 3,9 TWh auf das Jahr 2035 vorzuziehen. Weiterhin beabsichtigt die Regierung die Potenziale der klimaneutralen Wärme der Stadt für die Wärmeversorgung zu erschließen und plant die Beauftragung einer Machbarkeitsstudie für das Jahr 2023, die auch einen Ersatz von Erdgas in der

Energieversorgung vorsieht.

Die vorliegende Studie der EWG gibt bereits Antworten, wie der Erdgasbedarf bis 2030 im Energiesektor vollständig mit Erneuerbaren Energien ersetzt werden kann. Dies zusammen mit anderen Anforderungen erfordert aber einen deutlich beschleunigten und stärkeren Ausbau der Erneuerbaren Energien, insbesondere der Solarenergie in Berlin.

Land Brandenburg:

Die Regierungskoalition des Landes Brandenburg bekennt sich in ihrem 2019 geschlossenen Koalitionsvertrag zu den Pariser Klimazielen. Die damit einhergehende Reduktion der Treibhausgasemissionen auf Netto-Null bis 2050 wurde aufgrund der Novelle des Bundesklimaschutzgesetzes auch vom Land Brandenburg auf 2045 vorgezogen. Die sogenannte Klimaneutralität in Brandenburg soll durch eine sektorenübergreifende, verbindliche Klimaschutzstrategie sowie ein entsprechendes Maßnahmenpaket erreicht werden, denen ein landesspezifischer

Klimaplan zugrunde gelegt wird. Dieser Klimaplan wird seit Sommer 2021 von einem Konsortium verschiedener wissenschaftlicher Institute in Zusammenarbeit mit dem Land Brandenburg unter Bürger*innenbeteiligung erarbeitet und ab dem ersten Quartal 2022 umgesetzt (Ministerium für Landwirtschaft, Umwelt und Klimaschutz, 2021).

Die Energiestrategie 2030, die als Zwischenziel für das Jahr 2030 eine Minderung der energiebedingten CO₂-Emissionen auf 25 Millionen Tonnen festlegt, wird im Zuge des Klimaschutzstrategieprozesses ebenfalls überarbeitet. Mit der Herabsenkung des Netto-Null-Ziels von 2050 auf 2045 einher geht auch das Erreichen von 100% Erneuerbarer Energiegewinnung bis 2045. Darüber hinaus beinhaltet der Beschluss des Landtags vom Juni 2020 auch die Vorlage eines Klimaberichts über die Entwicklung der Treibhausgasemissionen auf Grundlage eines wissenschaftlich begleiteten Monitorings, der alle zwei Jahre fortgeschrieben wird, sowie ein Verfahren, nach dem ein Klima-Check in alle Gesetze eingeführt werden kann (Landtag Brandenburg, 2020).

Die Einhaltung von Paris bedeutet jedoch, dass die energiebedingten Emissionen bis 2030 schrittweise abgebaut werden müssen und nicht auch weiterhin sogenannte Szenarien der Klimaneutralität bis zum Jahr 2050 oder 2045 diskutiert werden dürfen, die weitere Investitionen in fossile Energien beinhalten.

Mehrere Studien zeigen die technologische Machbarkeit einer klimaschützenden Versorgung auf Basis von 100% erneuerbaren Energien bis 2050 auf (Ram et al. 2018; Brown et al. 2018; Hansen, Mathiesen, and Skov 2019; Bogdanov et al. 2021; Child et al. 2019), woraus sich auch Implikationen für die deutsche Bundesebene ergeben. Um den Klimazielen gerecht zu werden ist

jedoch eine frühere Umstellung bis etwa 2030 nötig. Der Beitrag von Kobiela et al. (2020) entwirft Elemente der Herausforderung und untersucht alle wichtigen Treibhausgassektoren auch über die hier untersuchten Energiesektoren hinaus, jedoch nicht in einem integriert optimierten System mit Sektorenkopplung.

Eine wichtige Grundlage für die hier vorgestellte Untersuchung ist die Veröffentlichung „Transforming the electricity generation of the Berlin-Brandenburg region, Germany“ (Moeller et al. 2014), welche in einer bislang einmaligen Analyse die Möglichkeiten für eine vollständige Umstellung auf 100% erneuerbare Energien in Berlin und Brandenburg im Sektor Elektrizität in zeitlichen Stufen bis zum Jahr 2020 und 2030 aufzeigt. Diese Studie konnte jedoch weder den für die Einhaltung der Klimaziele zwischenzeitlich verkürzten Zeitraum für die erforderliche Umsetzung, die weiteren Kostensenkungen bei den entscheidenden Technologien, noch die Möglichkeit und ökonomische Notwendigkeit der Kopplung des Stromsektors mit dem Wärmesektor und dem Verkehrssektor über Sektorenkopplung vollständig berücksichtigen. Die vorliegende Untersuchung schließt diese Lücke unter zusätzlicher Berücksichtigung der Kosten des Biomassetransports von Berlin nach Brandenburg sowie unter Optimierung des interregionalen Stromaustauschs und der interregionalen Speicherung von grünem Wasserstoff und dessen Pipeline-Transports zwischen Berlin und Brandenburg.

Eine technisch-ökonomische Möglichkeit für 100% erneuerbare Energien für alle Energiesektoren wird durch diese Studie für die Region Berlin-Brandenburg in einer vergleichsweise kleinräumigen Versorgung einer Metropole wie Berlin aufgezeigt und damit die Grundlage für erhebliche Wertschöpfung, Energiekostenstabilität und Beschäftigung in Aussicht gestellt. Zwar wirken der Verzicht auf Offshore-Windenergieressourcen, der Wasserkraft in Deutschland und insbesondere Skandinavien und

dem Alpenraum sowie der Verzicht auf die deutlichen Durchmischungseffekte von Stromverbrauch im Tagesprofil auch in der europäischen West-Ost Durchmischung (Koivisto et al. 2019; Child et al. 2019) technologisch herausfordernd und für eine kostengünstige Lösung erschwerend. Diese Studie will die Vorteile von Verbundlösungen nicht in Frage stellen, sondern versucht eine selbständige Perspektive für Berlin und Brandenburg aufzuzeigen, um zu demonstrieren, wie sich Klimaschutz sofort auch ohne ein Warten auf Lösung der infrastrukturellen Herausforderungen in anderen Teilen des Verbundes kostengünstig umsetzen lässt. Gleichwohl sind Gesetzgeber und Investoren frei, kostengünstige und schnell realisierbare Beiträge, z.B. Offshore-Windenergie für die Region Berlin-Brandenburg nutzbar zu machen.

SZENARIEN FÜR 100% ERNEUERBARE ENERGIEN IN DER REGION BERLIN-BRANDENBURG

Szenario 1 Konservatives Szenario

Hohe Kosten

Szenario 2 EWG Szenario

Mittlere Kosten

Szenario 3 Progressives Szenario

Niedrige Kosten

Diese Studie stellt drei Szenarien einer Vollversorgung für alle Energiesektoren – Strom, Wärme, Verkehr, Industrieproduktion – und alle Verbrauchssektoren mit Kostenminimierung sowohl der Stromtrassen, der Technologien der Wasserstoffnutzung als Energiespeicher und des Biomassetransports vor.

Im zentralen EWG-Szenario wird eine mittlere Kostenentwicklung sowohl für die Speicherung, den Transport und die Verstromung von Wasserstoff in Brennstoffzellen angenommen. Zwei weitere Szenarien unterstellen einerseits höhere und andererseits günstigere Kosten.

- **Szenario 1 (Konservatives Szenario):** Hohe Kosten für Wasserstoffspeicherung, Wasserstoffpipelinetransport und Brennstoffzellentechnologie
- **Szenario 2 (EWG Szenario):** Mittlere Kosten für Wasserstoffspeicherung, Wasserstoffpipelinetransport und Brennstoffzellentechnologie
- **Szenario 3 (Progressives Szenario):** Niedrige Kosten für Wasserstoffspeicherung, Wasserstoffpipelinetransport und Brennstoffzellentechnologie

Dieser Szenarienauswahl liegt einerseits die Unsicherheit der zu erwartenden Kosten der Nutzung von grünem Wasserstoff in stationären Energieanwendung (Nicht-Verkehrsanwendung) und andererseits die Frage, ob große Wasserstoffspeicher in Salzkavernen oder lediglich kleinere Wasserstofftanks genutzt werden können zu Grunde. Für die stationäre Anwendung ist insbesondere auch die Verstromung mit Brennstoffzellen relevant, welche durch die bislang geringe Anwendung von stationären Brennstoffzellen noch nicht zu Erfahrungen durch Massenproduktion geführt hat. Es wird diesen Technologien jedoch ein hohes Lernpotential zugeschrieben (Tsuchiya 2004; Petkov and Gabrielli 2020), welches bei hoher weltweiter Ausbaugeschwindigkeit aufgrund erheblicher Lernraten zu sinkenden Kosten führt und die kostenminimale Auslegung des Systems erheblich beeinflussen kann. Brennstoffzellen bieten im Vergleich zu beispielsweise Gas- und Dampfturbinenkraftwerken die Möglichkeit zur Versorgung mit kleineren und daher vergleichsweise dezentral zu errichtenden Anlagen, die weniger auf den Ausbau der öffentlichen Infrastrukturen angewiesen sind¹. Ein weiterer für die Kostenentwicklung

wesentlicher Treiber ist, wie sich im Ergebnis deutlich zeigt, die Nutzung der Speicherung von Wasserstoff in Salzkavernen.

In Bezug auf die Kosten² der Errichtung und des Betriebs von Speicherkapazität von Wasserstoff nehmen die Autoren für das progressive Szenario an, dass in Brandenburg Salzkavernen mit Kosten von 0,24 Euro pro kWh Speicherkapazität³ entsprechend der Annahme von Fasihi und Breyer (2020) genutzt werden können und in Berlin andere Großspeicher mit Kosten von 9 Euro pro kWh Speicherkapazität möglich sind. Im EWG-Szenario wird angenommen, dass in Brandenburg Salzkavernen und andere Großspeicher zu gleichen Teilen genutzt werden können und die Kosten je kWh Wasserstoffspeicher 4,6 Euro betragen, während in Berlin 13 Euro pro kWh Speicherkapazität für eine Mischung aus kleineren und größeren Speichern aufzuwenden sind.

Für das konservative Szenario wird dagegen unterstellt, dass in Brandenburg Großspeicher mit Kosten von 9 Euro pro kWh Speicherkapazität und in Berlin mit 30 Euro je kWh genutzt werden können. Kosten für Wasserstofftransport werden zwischen 109 und 169 Euro pro kW pro 100 km und Kosten für Brennstoffzellen zwischen 2000 und 3000 Euro pro kW elektrischer Leistung angesetzt (Petkov and Gabrielli 2020). Der jeweilige Mittelwert dieser beiden Größen wird für das EWG Szenario genutzt und jeweils höhere Werte für das konservative Szenario sowie die niedrigeren Werte für das progressive Szenario. Die für den Betrieb der Leitungen benötigte Energie wird mit einem Verlustfaktor von jeweils 2% jeweils bei Aus- und Einspeisung in die Leitungen berücksichtigt. Die übrigen für diese Studie genutzten Kostenannahmen sowie Verweise auf die Technologieparameter finden sich im Anhang insbesondere in Abbildung A4.

Das Ergebnis skizziert, mit welchem Zielsystem an Erzeugungs- und Speichertechnologien die Umstellung auf 100% Erneuerbare Energien in allen Energiesektoren - Strom,

Wärme, Mobilität - unter Wahrung der Energieversorgungssicherheit mit Energiebedarfsdeckung zu jeder Stunde des Jahres und unter Berücksichtigung des sinnvollen Energieimportes von Berlin aus Brandenburg ökonomisch und für schnellen Klimaschutz gelingen kann. Es zeigt sich, dass die optimale Systemauslegung bis auf die Kapazitäten für Wasserstoffspeicherung in den drei Szenarien ähnlich ist.

Daher werden nach der Darstellung der Anlagen im Folgenden - zunächst mit Fokus auf das zentrale EWG Szenario - die elektrischen Leistungen der erforderlichen Anlagenkapazitäten und dann die Lastdeckung während der für die Systemauslegung entscheidenden Dunkelflauten vorgestellt. Diese werden hier anhand von drei meteorologisch herausfordernden Wochen im Januar 2017 abgebildet. Daran anschließend wird die Stromerzeugung und die Wärmebereitstellung aufgezeigt.

Anschließend werden die durchschnittlichen Energiekosten zusammen mit den jährlich notwendigen Investitionen des EWG Szenarios im Vergleich mit den Szenarien zu hohen und niedrigen Kosten des Wasserstoffspeicherns und des Wasserstofftransports in Pipelines erläutert.

¹ Eine andere hier nicht betrachtete und ebenfalls dezentral umsetzbare technische Möglichkeit ist die Verbrennung von Wasserstoff in Motoren, die jedoch geringere elektrische Wirkungsgrade und kaum noch Lerneffekte aufweisen.

² Annahmen zu den Kosten und technischen Effizienzen finden sich im Anhang in den Abbildungen A3-A7.

³ Damit sind die Kosten der Speicherkapazität für Wasserstoff weit geringer als die Speicherkapazität für Strom in Batterien. Diese betragen gegenwärtig 200 € pro kWh und wie hier für die nahe Zukunft angenommen 163 € pro kWh (Anhang A4).

ENERGIEVERSORGUNG UND MÖGLICHER ZUBAU BIS 2030

Die Energieversorgung in Berlin mit seinen 3,7 Millionen Einwohnenden und in Brandenburg mit seinen 2,5 Millionen Einwohnenden beruht nach den zuletzt verfügbaren Daten der statistischen Ämter der beiden Länder 2017 zusammen im Wesentlichen auf Erdgas (22 %), Mineralöl (35%) sowie zu etwa 16% auf erneuerbare Energien, die mit der noch vorhandenen Stein- (4%) und Braunkohle (1%) die Deckung eines Endenergieverbrauchs von 154 TWh gewährleisten. Berlin bezog jahresbilanziell etwa 6,2 TWh Strom aus Brandenburg und nutzte damit etwa 24% der gesamten Stromexporte Brandenburgs.

Für die Abbildung im Modell wird der in Tabelle 1 angegebene Verbrauch an Strom und Wärme angenommen. Aufgrund der fast um Faktor 3 höheren Effizienz von Elektromobilität und der energiebilanziell weit günstigeren Verwendung von Wärmepumpen wird gegenüber den oben genannten Daten aus 2017 eine Einsparung um rund 21 TWh (14%) unterstellt, die neben der hier betrachteten Transformation des Versorgungssystems eine erhebliche Verbesserung der energetischen Effizienz im Endverbrauch, insbesondere im hier nicht näher untersuchten Gebäudebereich, voraussetzt.

EWG 100 % BB			
TWh	Berlin	Brandenburg	Gesamt BB
Strom	29	42	71
davon klass. Strom	14	22	36
davon Verkehr	15	20	35
Wärme	22	40	62
Endenergie	51	82	133

Tabelle 1: Zur Vollversorgung benötigte Endenergie an Strom und Wärme. Mehr als die Hälfte des erwarteten Endverbrauchs an Strom wird in Berlin für den Verkehrssektor benötigt.

Bei der Potentialabschätzung wird hier die Erfüllung der epochalen Aufgabe der Umstellung von einem in der Region Berlin-Brandenburg zu gut 83% durch fossile Energien befeuerten System zu einem mit erneuerbaren Energien grundlegend dezentralerem System innerhalb von kaum zehn Jahren unterstellt. Vergleichbare Transformationen haben sich historisch nur auf Teilbereiche des Energiebedarfs bezogen. Beispielsweise die Umstellung von Pferdekutschen auf PKWs und der Wechsel von Kohle zu Diesel, insbesondere in der Marine in der ersten Hälfte des 20. Jahrhunderts, und der Einstieg in die Nutzung von Erdöl in der Stromerzeugung zu Beginn der zweiten Hälfte des 20. Jahrhunderts. Der Aufgabe entsprechend wird die Erreichung ambitionierter Potentiale angenommen. Dies betrifft sowohl die Gebäude-Photovoltaik und die geother-

mischen Strompotentiale sowie Wärmepumpen und schließt die Bioenergie und Wasserstoffnutzung konzentriert auf die Systemsicherung jeweils im Winterhalbjahr eines durchschnittlichen meteorologischen Jahres ein.

Die in Tabelle 2 oben zusammengefassten existierenden Anlagen und Potentiale in Gigawatt elektrisch installierbarer Leistung werden angenommen. Das Bioenergiepotential beinhaltet für die Abbildung hier sowohl feste als auch gasförmige Potentiale von geschätzt insgesamt 4,5 TWh und begrenzt effektiv den Ausbau von Bioenergie Blockheizkraftwerken (BHKW). Die Stromleitungskapazität zwischen Berlin und Brandenburg beträgt 1,2 GW und wird als bis 2030 um 1,8 GW ausbaubar angenommen.

GW elektrisch	Berlin		Brandenburg	
	2020	Potential	2020	Potential
PV Freifläche	-	0,4	2,7	15,4
PV Gebäude	0,1	12,0	1,1	30,0
Wind an Land	-	0,2	8,9	11,9
Bioenergie HKW*	-	0,3	-	0,3
Bioenergie BHKW*	0,5	offen	1,1	offen
Geothermie	-	0,2	-	0,5

Tabelle 2: Installierte EE-Erzeugungskapazitäten im Jahr 2020 und Potentiale in GW elektrischer Leistung in Berlin und Brandenburg. *Das Potenzial der Bioenergie in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) ist durch deren Primärenergiepotenzial auf 4,5 TWh begrenzt. Die Potentiale für Geothermie wurden entsprechend (Traber, Hegner, and Fell 2021) und in Anlehnung an (Aghahosseini and Breyer 2020; Jain, Vogt, and Clauser 2015) fest gesetzt.

ERZEUGUNGS- UND SPEICHERKAPAZITÄTEN FÜR DIE GANZJÄHRIGE VERSORGUNG DURCH 100% EE

Die elektrischen Kapazitäten von benötigten Umwandlungsanlagen umfassen insgesamt knapp 128,5 GW⁴. Davon sind in Berlin rund die Hälfte und in Brandenburg gut ein Drittel für Speicherung, Transport und Umwandlung von Strom in Wärme nötig. Für den Zeitpunkt der maximalen Residuallast stehen dauerhaft insgesamt gut rund 14 GW Leistung zur Verfügung.

Hervorstechende Merkmale dieses Kapazitätsausbaus sind der Aufbau von knapp 16 GW Elektrolyseurleistung einerseits und 5,3 GW Batterieleistung mit einer Speicherkapazität von 26 GWh andererseits. Brennstoffzellen sind um gut 4 GW und Gas- und Dampfturbinen Kombikraftwerke (Wasserstoff GuD) um 1 GW für die Wasserstoff-

nutzung auszubauen, denen zusammen eine Wasserstoffspeicherkapazität von 4,8 TWh zur Verfügung zu stellen ist.

Photovoltaische Freiflächenanlagen, Windanlagen, die HKWs für Bioenergie sowie Wasserstoff nutzen die hier angenommenen Ausbaupotentiale bis 2030 vollständig. Die Bioenergienutzung in BHKWs und HKWs nutzt gemeinsam das gesamte hier angenommene energetische Potential. Der BHKW Ausbau wird effektiv nur durch die Verfügbarkeit von Bioenergie auf 2,7 Gigawatt begrenzt.

⁴ Die Kapazitäten sämtlicher Szenarien sind in Anhang in Abbildung A1 vergleichend dargestellt.

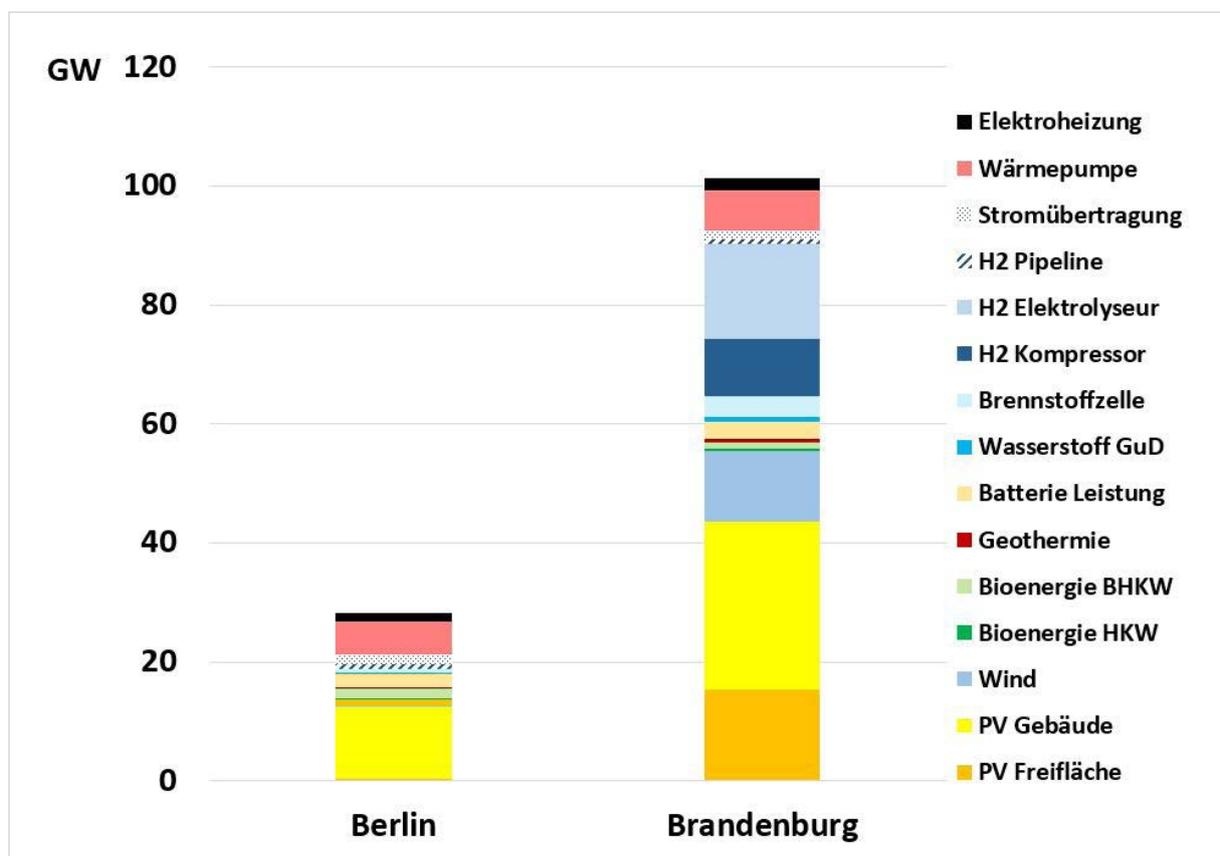


Abbildung 1: Erzeugungs- Umwandlungs- und Energieübertragungskapazitäten für eine 100% Vollversorgung aller Energiesektoren auf Grundlage erneuerbarer Energien im EWG-Szenario.

Die Lastdeckung in der Dunkelflaute zeigt, wie das System am Beispiel des EWG-Szenario den nahezu vollständigen Ausfall der Photovoltaik zwischen dem 12. und 15. Januar in Berlin (Abbildung 2; Stunden 181 bis 221) und den Ausfall der Windkraft in der Woche vom 21. bis 24. Januar am Beispiel Brandenburg (Abbildung 3; Stunden 401 bis 481) des hier verwendeten Referenzjahres 2017 auffangen kann.

In den unterschiedlichen Phasen der abgebildeten Dunkelflaute⁵ spielen verschiedene Technologien eine besondere Rolle. Bei Ausfall der Photovoltaik infolge geringer Solarstrahlung werden für Berlin über die insgesamt 3 GW Hochspannungsanbindung bestehend aus 1,2 GW existierenden Wechselstromleitungen und 1,8 GW zusätzlichen Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitung mit Erdverkabelung

aus Brandenburg teilweise bis zu 95 % der benötigten Energie bereitgestellt.

Neben Situationen mit vergleichsweise hohem Anteil an Wasserstoff-Verstromung (Stunden 261 bis 281) ist über längere Zeiträume die Bioenergieverstromung und vereinzelt auch Batterieleistung entscheidend. Zum Zeitpunkt der höchsten hier betrachteten Residuallast zwischen Stunde 441 und 481 werden alle thermischen Anlagen insbesondere Brennstoffzellen sowie auch die Batterien vollständig genutzt.

⁵ Sämtliche hier verwendeten stündlichen Last- und Verfügbarkeitsdaten sind einer Untersuchung für Deutschland entnommen und in der EWG Deutschlandstudie (Traber, Hegner und Fell 2021) näher beschrieben.

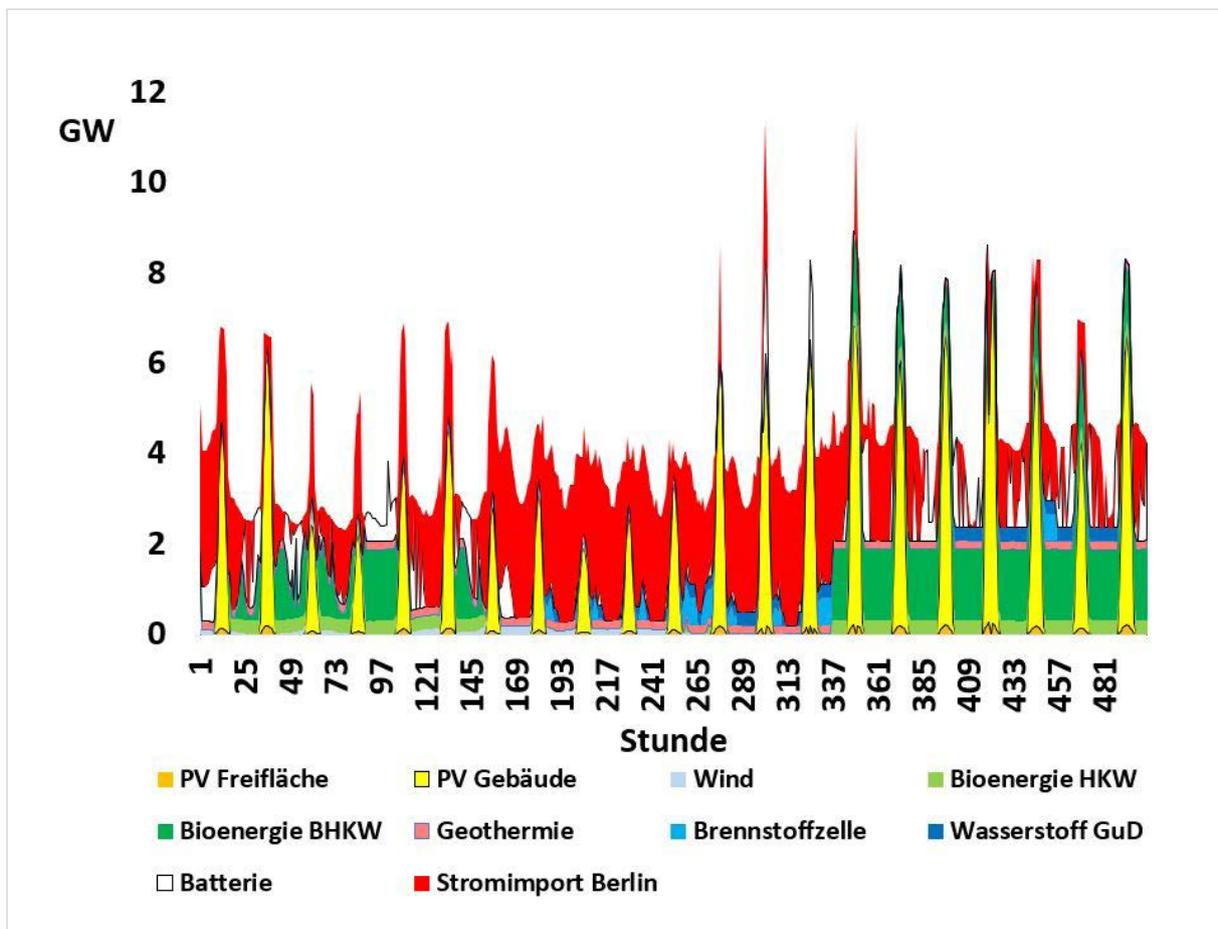


Abbildung 2: Stromerzeugung und Stromimport Berlins aus Brandenburg.

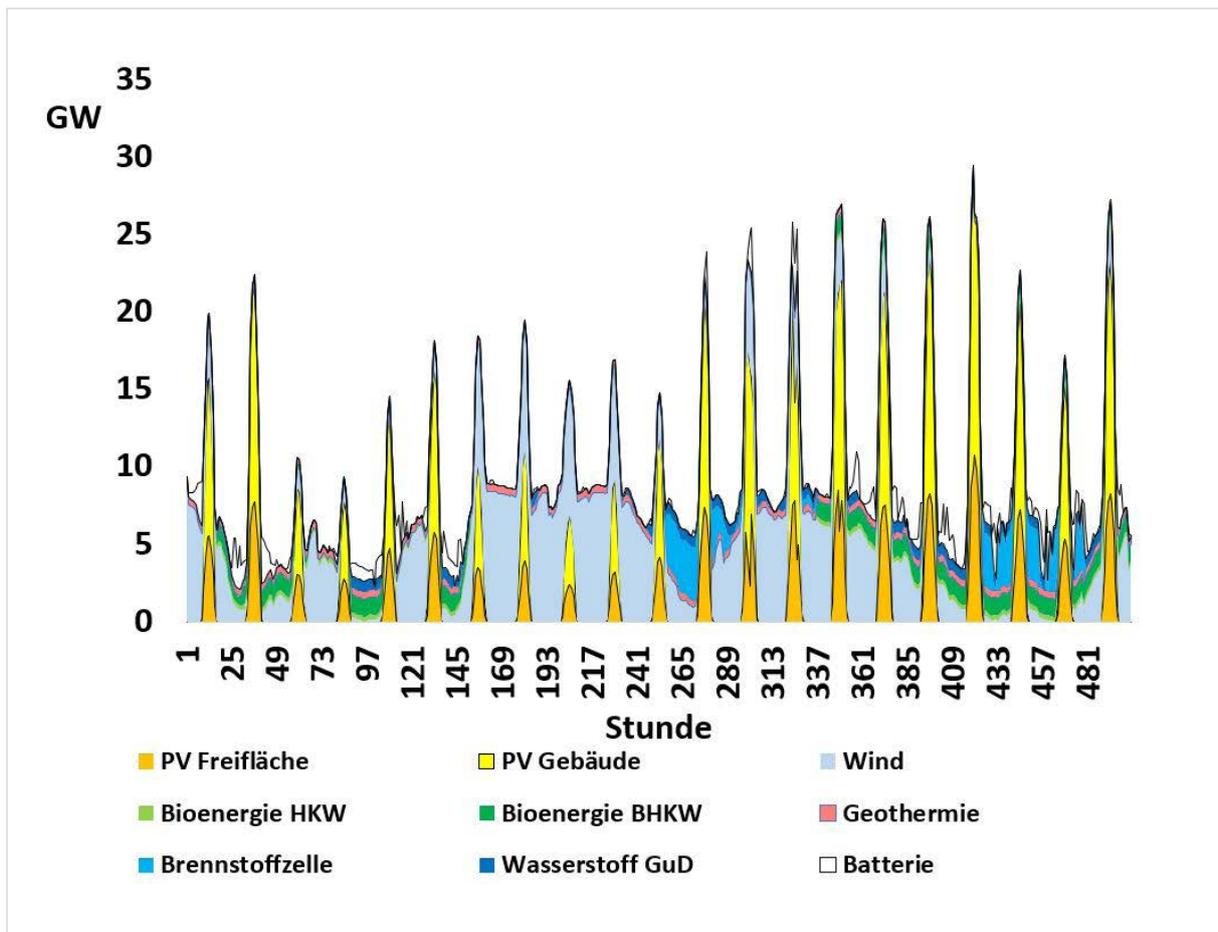


Abbildung 2: Stromerzeugung und Stromimport Berlins aus Brandenburg.

Das regionale Energiesystem in Brandenburg ist im Gegensatz zur Großstadt Berlin idealerweise auf wesentliche regionale Windkraftpotentiale aufzubauen, sodass jedoch längere Flauten in der ersten und in der letzten Woche der hier zur Systemauslegung abgebildeten Dunkelflaute entscheidend sind. Zu Beginn der abgebildeten Dunkelflaute ist allerdings die Energienachfrage dieser Periode noch vergleichsweise gering. Die höchste Residuallastspitze wird in Brandenburg gegen Ende der Dunkelflaute in der hier abgebildeten Stunde 455 erreicht (24. Januar) und durch eine Mischung von Batterien, Wasserstoffverstromung und Bioenergieeinsatz sowie geothermischer Stromerzeugung aufgefangen.

In einem integrierten 100% EE-System in Europa würden voraussichtlich weit weniger Wasserstoff- und Batteriespeicher benötigt, da sich die Durchmischung der Verbrauchsspitzen und die Verfügbarkeit Erneuerbarer geografisch ausgleicht. Hinzu kommt, dass mit Wasserkraft aus Süddeutschland und den Alpenländern sowie Offshore-Wind aus Nord- und Ostsee erhebliche fast ganzjährig verfügbare Leistung hinzukommen würde. Das hier vorgestellte System ist aber im Bereich der Erzeugungsanlagen voraussichtlich für den weit überwiegenden Teil der Anlagen auch für eine Verbundlösung mit 100% EE effizient.

Stromerzeugung und Energieaustausch Berlin-Brandenburg

Über das gesamte Jahr betrachtet wird der gesamte Endenergiebedarf an Wärme, herkömmlicher Stromanwendung und Elektromobilität von 133 TWh im EWG Szenario durch 109 TWh Strom ermöglicht.

Zur Bereitstellung der hierfür benötigten Strommenge spielen die brandenburgische Windkraft, Photovoltaik mit Freiflächenanlagen vor allem in Brandenburg sowie Gebäudeanlagen in beiden Bundesländern eine entscheidende Rolle. Gut 50% der Berliner Versorgung wird im optimalen EWG Szenario jährlich durch Importe aus Brandenburg bereitgestellt (Abbildung 4).

Im Strombereich leistet die Wasserstoffverstromung 9 TWh und die Batterieauspeisung mit insgesamt 4 TWh jeweils entscheidende Beiträge durch die Bereitstellung bei schwacher Verfügbarkeit der fluktuierenden erneuerbaren Energien insbesondere Wind und Sonne. Im Szenario mit höheren Kosten für die Wasserstoffspeicherung und H₂-Pipelinetransport werden im Gegensatz dazu deutlich mehr Batteriespeicherung und bei niedrigeren Kosten mehr Wasserstoffspeicher gebaut und eingesetzt (Anhang, Abbildungen A1 und A2). Der übrige hier dargestellte Erzeugungsmix bleibt dagegen auch in den Szenarien mit anderen Kostenannahmen ähnlich dem hier dargestellten.

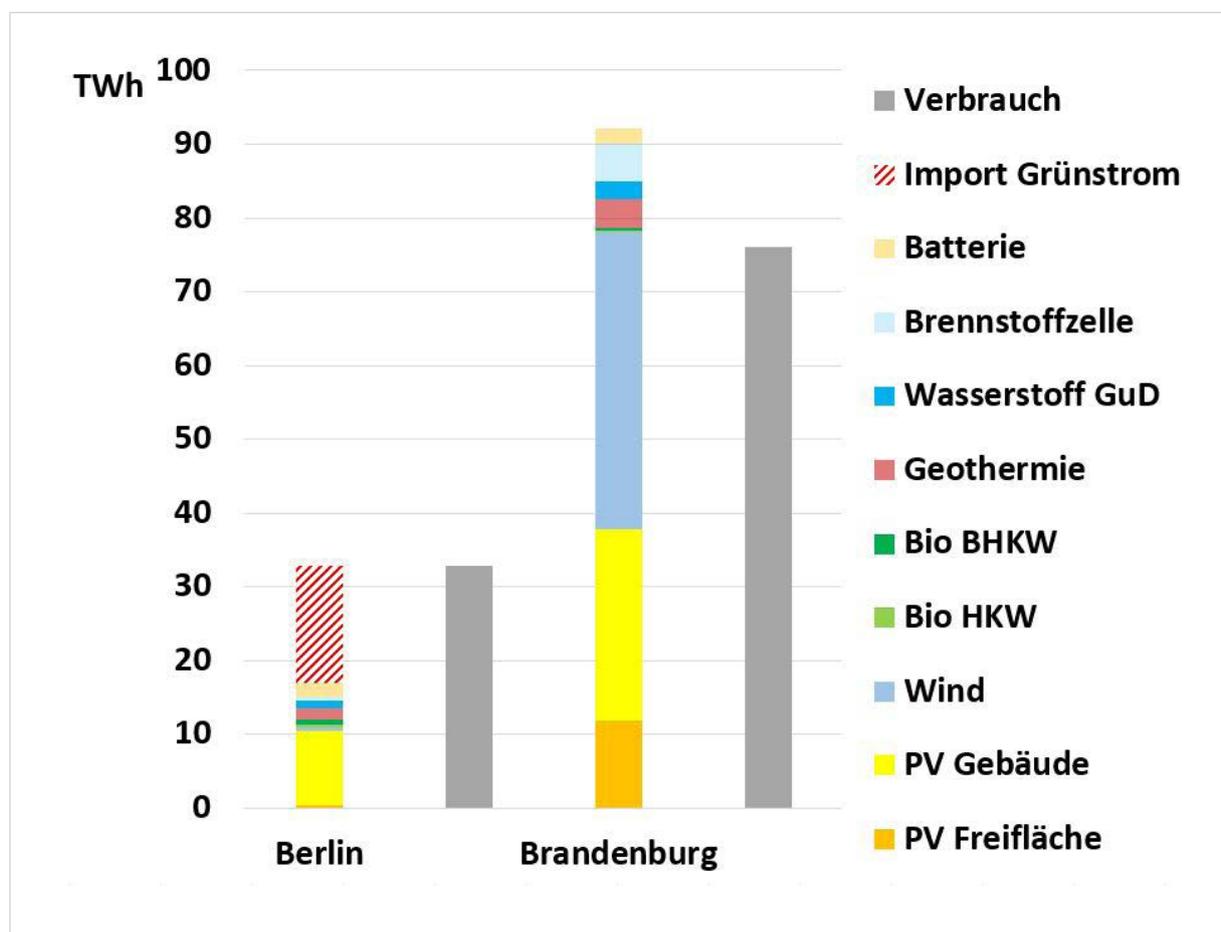


Abbildung 4: Stromerzeugung und Verbrauch in Berlin und Brandenburg sowie Grünenergieimport Berlins aus Brandenburg.

WÄRMEVERSORGUNG BERLIN UND BRANDENBURG

Die Stromversorgung im EWG-Szenario mit 100% erneuerbaren Energien ermöglicht auch eine vollständige Wärmeversorgung ohne Treibhausgasemissionen wie in Abbildung 5 oben dargestellt. Ein Großteil der Wärmeerzeugung wird durch Wärmepumpen und zu geringerem Teil durch Heizstäbe direkt aus Strom gewonnen. In Berlin macht dies knapp vier Fünftel der Erzeugung von 28 TWh und in Brandenburg knapp drei Viertel der Erzeugung von 41 TWh aus und ist in Abbildung 5 zur Wärmeversorgung im jeweils linken Balken für Berlin und Brandenburg dargestellt. Die verbleibende Wärmeerzeugung wird

aus thermischen Anlagen mit Kraftwärmekopplung im Umfang von insgesamt gut 17 TWh erzeugt, die grundsätzlich in den existierenden Fernwärmenetzen genutzt werden können.

Zur Überbrückung von Zeiten mit geringer Verfügbarkeit erneuerbarer Energien werden große Teile der Primärwärme in Wärmespeichern zwischengelagert. Die Entnahme aus den Speichern beträgt in Berlin 12 TWh und in Brandenburg rund 15 TWh (Balken Entnahme in Abbildung 5).

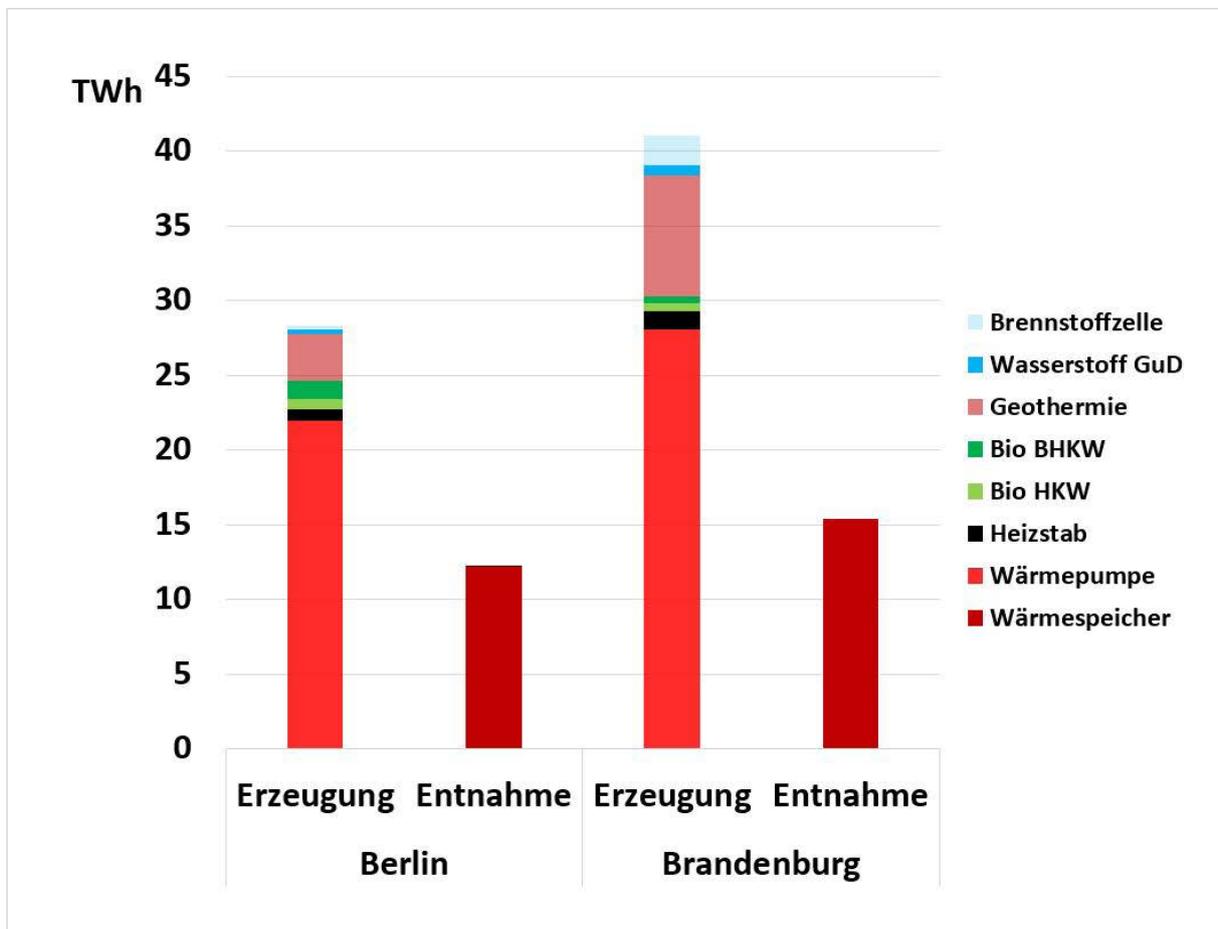


Abbildung 5: Wärmeversorgung in Berlin und Brandenburg im EWG Szenario. Wärmepumpen dominieren den optimalen EWG Erzeugungsmix, der im jeweils unteren Teil der Balken dargestellt ist.

HUNDERTPROZENTIGE VOLLVERSORGUNG MIT ERNEUERBAREN ENERGIEN MACHT NIEDRIGERE KOSTEN FÜR SEKTORALE NEUEMISSIONEN MÖGLICH

Im EWG Szenario wird nicht nur eine klimaverträgliche, sondern auch günstige Vollversorgung durch die optimierte Nutzung der vorhandenen Potentiale erneuerbarer Energien erreichbar. Die Kosten liegen mit durchschnittlichen 76 Euro pro MWh niedriger als die bundesdurchschnittlichen Energiekosten von über 90 Euro pro MWh. Damit liegen sie insbesondere wesentlich niedriger als die aktuellen Kosten von Steinkohle-, Erdgas- oder Kernenergieanlagen

(EWG Kostenstudie 2021) und nur geringfügig höher als in einem für Gesamtdeutschland optimierten Energiesystem wie mit einem ähnlichen Datensatz ohne Wasserstoffpipelineoption in der EWG Deutschlandstudie berechnet wurde.

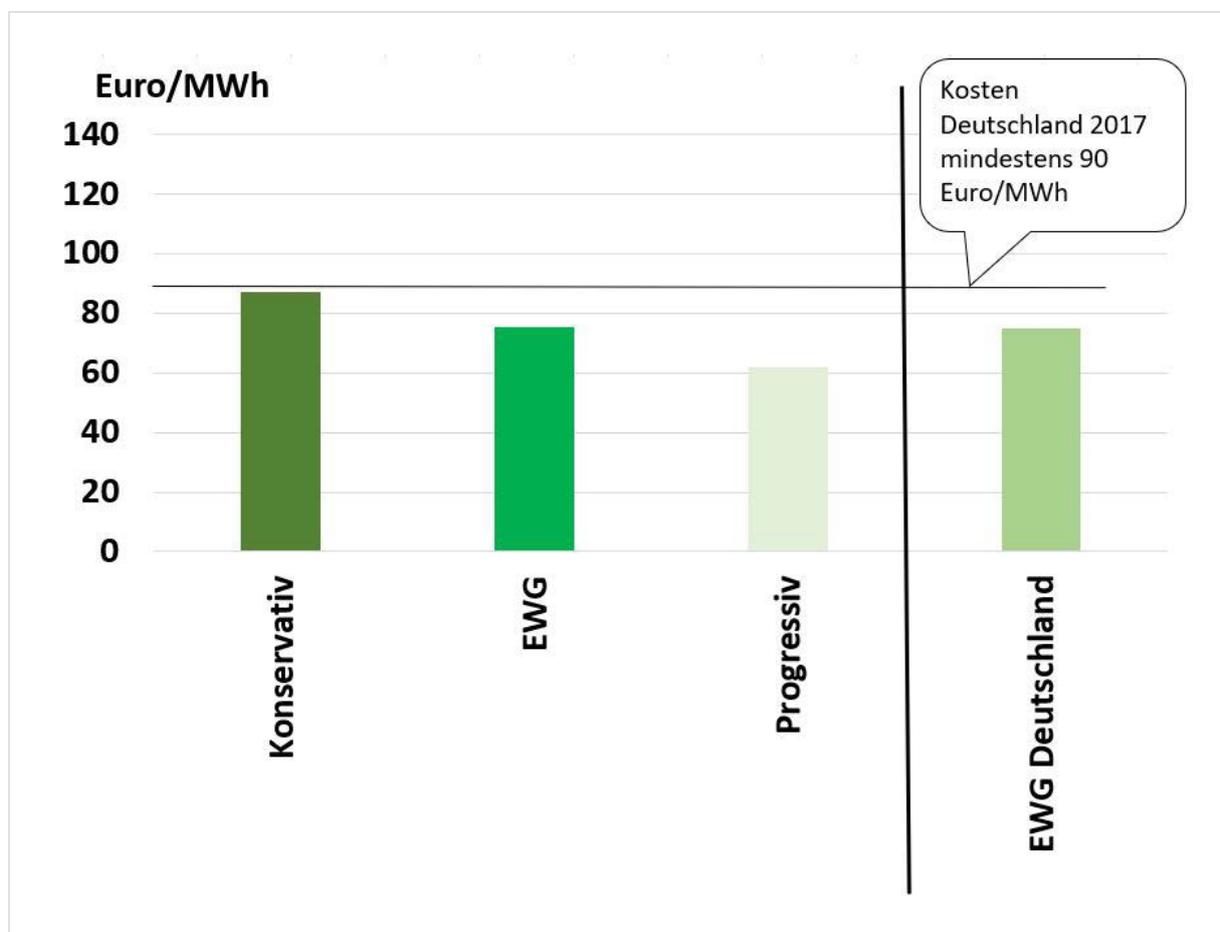


Abbildung 6: Durchschnittliche Energiekosten im EWG-Szenario (EWG) und in den Szenarien mit günstigeren (Progressiv) und höheren Kosten (Konservativ) für Wasserstoffspeicherung und -transport für die regionale Vollversorgung mit erneuerbaren Energien. Werden gegenüber dem EWG Szenario günstigere Kosten oder höhere Kosten für die Wasserstoffspeicherung und dessen Pipelinetransport unterstellt, ergeben sich 18% niedrigere (Progressiv) und 16% höhere (Konservativ) minimal erreichbare Kosten im Vergleich zum Szenario EWG (Abbildung 6). Zum Vergleich sind rechts abgegrenzt die durchschnittlichen Kosten aus der überregionalen Optimierung für Deutschland ausgewiesen.

Im EWG Szenario sind insgesamt jahresdurchschnittlich 9,3 Mrd. Euro Kosten zu decken⁶. Etwa die Hälfte dieser Kosten werden für PV-Anlagen, Windenergieanlagen, Biomasse- und Geothermieanlagen verwendet. Dieser Kostenblock ist auch über die Szenarien hinweg weitgehend konstant. Erhebliche Differenzen zwischen den Szenarien ergeben sich durch den Wasserstoffprozess, der im progressiven Szenario stärker genutzt wird, so dass auch höheren Kostenanteile für die Elektrolyse, die Wasserstoffkompression und die Wasserstoffverstromung anfallen. Entscheidend für die Kostendifferenzen zwischen den Szenarien sind jedoch die unterschiedlichen Kosten für die Errichtung und den Betrieb

insbesondere von Wasserstoff- und Batteriespeichern⁷. Abbildung 7 unten zeigt, dass die Kosten für die verschiedenen Speichertechnologien zwischen 0,6 und 3,5 Mrd. Euro eine große Spannweite aufweisen und im EWG Szenario bei 2,3 Mrd. Euro liegen. Insgesamt sind bis zur vollständigen Umstellung auf 100% Erneuerbare Energien in 2030 im EWG Szenario 112 Mrd. Euro zu investieren.

⁶ Annahmen zu den Kosten und technischen Effizienzen finden sich im Anhang in den Abbildungen A3-A7.

⁷ Für die Erreichung günstiger Kosten ist die Bioenergie ein weiterer wichtiger Faktor. Erste Berechnungen zeigen, dass der Verzicht auf die Nutzung des Bioenergiepotentials zu einer mindestens zweistelligen prozentualen Erhöhung der erforderlichen Durchschnittskosten führt.

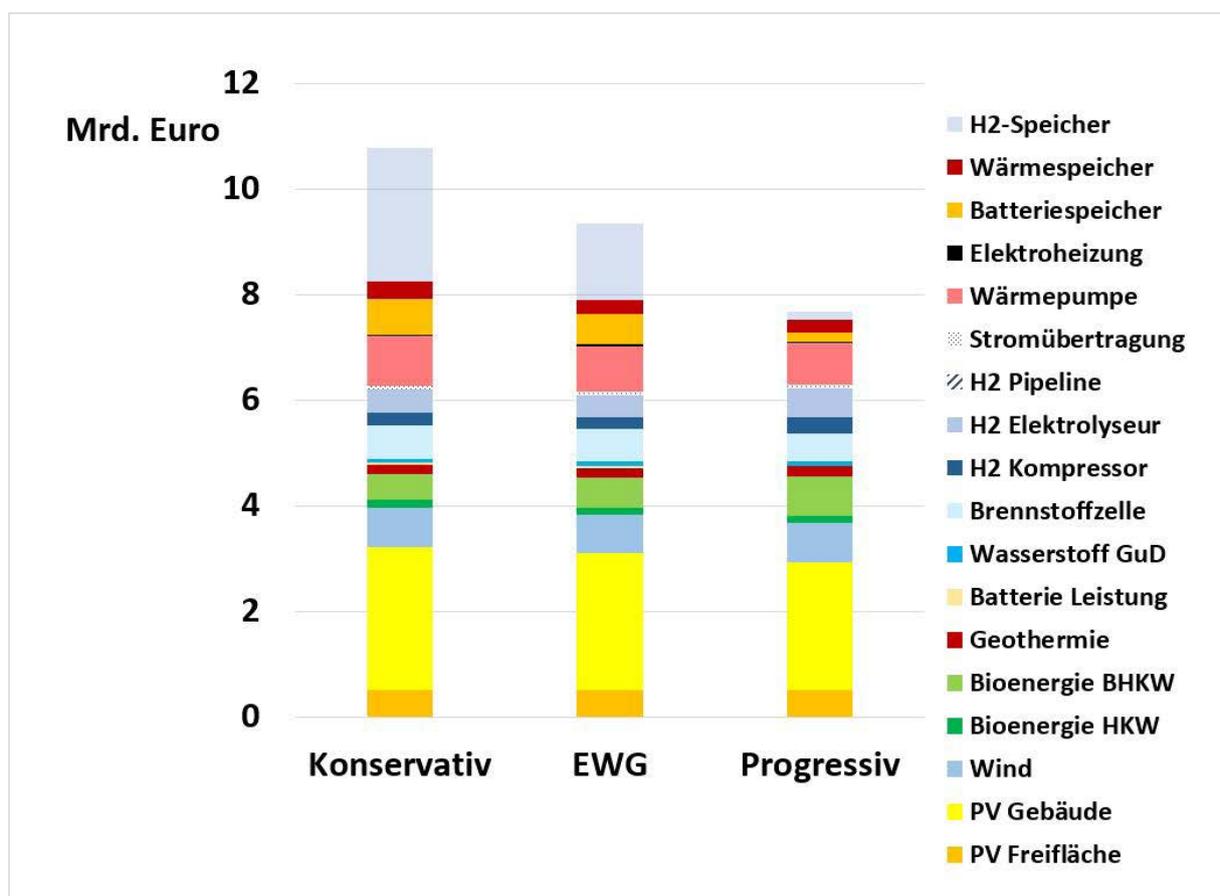


Abbildung 7: Annualisierte Gesamtkosten des Systemkosten in den drei Szenarien. Im EWG Szenario werden 2,3 Mrd. Euro jährlich für Speicher aufgewendet. Darunter 1,5 Mrd. Euro für Wasserstoffspeicher. Bei günstigen Speicherkosten liegen die Kosten für Wasserstoffspeicher eine Größenordnung geringer als im EWG Szenario (Progressiv).



Die jährlichen Kosten, die für die übrigen Technologien aufgewendet werden müssen, liegen in allen hier untersuchten Szenarien bei gut 7 Mrd. Euro und sind nur wenig durch die Kosten der Speichertechnologien beeinflusst.

Es zeigt sich, dass erhebliche technologische und planerische Unsicherheiten für die Kosten vor allem im Bereich der Wasserstoffnutzung für die ganzjährig sichere energetische Versorgung bestehen. Ist die Machbarkeit von insbesondere Salzkavernenspeicherung von Wasserstoff, dessen Transport und die industrielle Nutzung in Brennstoffzellen gegeben, bekommt die Energiewende einen weiteren wirkungsvollen Hebel durch die Sektorenkopplung über grüne Gase, welche die Kopplung der Strom-, Verkehrs- und Wärmesektoren verstärken können.

Aber auch ohne auf zu große technologische Durchbrüche zu hoffen, zeigt das EWG Szenario eine erhebliche Nutzung von Wasserstofftechnologien und -infrastrukturen. Diese energetische Nutzung der Wasserstoffoption sollte den Weg für die Nutzung von grünem Wasserstoff auch für Materia-

lanwendungen zur Emissionsbeendung in der Verpackungs-, Chemie- und Metallindustrie sowie weiteren Sektoren ermöglichen. Synergien hieraus werden dann wiederum die energetische Umstellung insbesondere durch die Bereitstellung von Infrastrukturen der Materialwirtschaft eröffnen.

Grenzen der Untersuchung

Das hier vorgestellte Energiesystem berücksichtigt nicht die Möglichkeiten, die sich aus dem nationalen und internationalen Stromsystem ergeben. Neben der und als Ersatz für die hier im Fokus stehende Wasserstoffspeicherung kann auch das europäische Verbundsystem, insbesondere mit Pumpspeichern und Speicherseen, vor allem in den benachbarten Alpen und in Skandinavien, zur Deckung des Speicherbedarfs genutzt werden, ebenso wie eine intelligente, insbesondere bidirektionale Speicherung von Strom im Verkehrssektor. Hinzu kann durch die wünschenswerte Einbindung von Offshore-Windenergie der Speicherbedarf verringert werden.

Auch die Wärmespeicherung wird in dieser Studie vergleichsweise oberflächlich dargestellt, da die Kosten für die Deckung des Wärmebedarfs etwa eine Größenordnung kleiner sind als die Kosten für Stromanwendungen. Sie können aber eine vergleichbare Planungsaufgabe darstellen, wenn die Wärmenetze berücksichtigt werden. Hier können auch Solarkollektoren mit Photovoltaik-Synergien und Möglichkeiten zur Abwärmenutzung in der Elektrolyse relevante Renditen bringen. Darüber hinaus muss das Potenzial der Geothermie vor dem Hintergrund des raschen technologischen Wandels aktuell bewertet werden. Mit einem Zeithorizont von 2030 wird die hier unterstellte Möglichkeit, Geothermie elektrisch zu nutzen, noch zu demonstrieren sein.

Schließlich werden wichtige Sektoren wie die Zementproduktion und die Metall- und Chemieindustrie, die ebenfalls Flexibilität ermöglichen und den Speicherbedarf begrenzen können, in dieser Studie als unflexibel angenommen. Neben der notwendigen THG-Vermeidung des Energie- und Industriesektors muss auch die Land- und Forstwirtschaft einen Beitrag zum Klimaschutz leisten, nicht nur durch die Bereitstellung von Bioenergie für das

Stromsystem, sondern auch durch die Speicherung von Kohlenstoff im Boden. Dies sollte in zukünftigen, weiterführenden Studien berücksichtigt werden.

Erleichternd kommt jedoch hinzu, dass insbesondere die Möglichkeiten des Ausbaus von öffentlichem Nahverkehr, Radverkehr und Fußgängerkehr nicht berücksichtigt wurden. Hier sind genauso wichtige politische Handlungsfelder wie in der Umstellung der Materialwirtschaft, die durch die Sektorkopplung weiter Effizienzverbesserungen ermöglichen, die hier nicht berücksichtigt werden konnten.

Diskussion und Einordnung der Ergebnisse

Die vorliegende Studie zeigt einen Weg auf, wie die Region Berlin-Brandenburg gemeinsam ihren Beitrag für die Einhaltung der im Pariser Abkommen vereinbarten Klimaziele im gegenwärtigen Jahrzehnt und zu wettbewerbsfähigen Kosten erreichen kann, ohne auf die Einbindung in das deutsche und europäische Verbundnetz angewiesen zu sein. Für das EWG Szenario zeigt sich, dass ein Leitungsausbau von den heute vorhandenen 1,2 GW um 1,8 GW auf 3 GW Übertragungsleistung bei Aufbau von Wasserstofftransportpipelines mit einer Transportleistung von weiteren 1,7 GW ausreichend ist, um die vergleichsweise geringe Flächenverfügbarkeit in Berlin durch Energieüberschüsse Brandenburgs ausgleichen zu können.

Das hier im Rahmen des EWG Szenarios vorgestellte System sieht einen erheblichen Speicherausbau im Umfang von 4,8 TWh Wasserstoffspeicher sowie gut 4 GW elektrischer Kapazität von Brennstoffzellen vor. Eine weitere wesentliche Rolle spielen Batterien, die mit einer Leistung von 5,3 GW und einem Speichervolumen von 26 GWh ausgestattet werden. Auf der Erzeugungsseite sind an erster Stelle massiv Photovoltaikanlagen auf Gebäuden sowohl in Berlin



(11,9 GW) wie auch in Brandenburg (27 GW) auszubauen und zusätzlich die bereits weit entwickelten Windenergieanlagen in Brandenburg von heute knapp 9 GW um rund 3 GW auf knapp 12 GW weiter ausgebaut, um die vollständige Umstellung aller Energiesektoren in der Region Berlin-Brandenburg zu ermöglichen.

Der Flächenbedarf der erforderlichen Freiflächen PV benötigt in herkömmlicher Ausführung etwa 0,5% der Landesfläche der Region und kann durch die gemeinsame Flächennutzung von Photovoltaikanlagen mit gleichzeitiger landwirtschaftlicher Nutzung über Agri-PV weiter gesenkt werden.

Das EWG Energiesystem für Berlin-Brandenburg ermöglicht die Verbindung der Senkung der energiebedingten Emissionen auf Null mit erschwinglichen Kosten, die mit 75 Euro pro MWh deutlich niedriger liegen als die gegenwärtigen Energiekosten von gut 90 Euro pro MWh. Für die Errichtung der kapitalintensiven Anlagen werden insgesamt 112 Mrd. Euro benötigt. Dies entspricht einem durchschnittlichen Finanzierungsbedarf von knapp 18.400 Euro pro Kopf der Bevölkerung. Dies sollte bei einem pro Kopf

Geldvermögen von rund 95.000 Euro im Bundesdurchschnitt auch für Berlin eine finanzierbare Aufgabe darstellen. Entscheidend wird also sein, durch geeignete politische Rahmensetzungen das private Kapital in bürgerlichen Händen für die Energiewende zu mobilisieren. Damit würde der Finanzbedarf der öffentlichen Hand geringgehalten.

DANKSAGUNG

Unser herzlicher Dank gilt Dr. Hermann Falk von der Naturstrom Stiftung sowie Dr. Paul Grunow von der Haleakala Stiftung, die die Finanzierung der Studie gestellt haben. Wir danken ihnen herzlich für die freundliche und unterstützende Zusammenarbeit.



Über die Energy Watch Group

Die Energy Watch Group (EWG) ist ein unabhängiger, gemeinnütziger Think-and-Do-Tank mit Sitz in Berlin. Wir setzen uns dafür ein, politisches Handeln für Erneuerbare Energien und Klimaschutz weltweit zu beschleunigen – durch wissenschaftliche Analysen, Politikberatung und Dialog.

Energy Watch Group

ein Projekt der Global Eco Transition gGmbH
Albrechtstraße 22
10117 Berlin
office@energywatchgroup.org



Quellenverzeichnis

Aghahosseini, A., Breyer, C. (2020). From Hot Rock to Useful Energy: A Global Estimate of Enhanced Geothermal Systems Potential. *Applied Energy* 279 (December): 115769. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115769>.

Bogdanov, D., Gulagi, A., Fasihi M., Breyer, C. (2021). Full Energy Sector Transition towards 100% Renewable Energy Supply: Integrating Power, Heat, Transport and Industry Sectors Including Desalination. *Applied Energy* 283 (February): 116273. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.116273>.

Brown, T., Schlachtberger, D., Kies A., Schramm, S., Greiner, M. (2018). Synergies of Sector Coupling and Transmission Reinforcement in a Cost-Optimised, Highly Renewable European Energy System. *Energy* 160 (October): 720–39. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.06.222>.

Child, M., Kemfert, C., Bogdanov, D., Breyer, C. (2019). Flexible Electricity Generation, Grid Exchange and Storage for the Transition to a 100% Renewable Energy System in Europe. *Renewable Energy* 139 (August): 80–101. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.02.077>.

Fasihi, M., Breyer, C. (2020). Baseload Electricity and Hydrogen Supply Based on Hybrid PV-Wind Power Plants. *Journal of Cleaner Production* 243 (January): 118466. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.118466>.

Gerhards, C., Weber, U., Klafka, P., Golla, S., Hagedorn, G., Baumann, F., Brendel, H., et al. (2021). Klimaverträgliche Energieversorgung für Deutschland – 16 Orientierungspunkte / Climate-friendly energy supply for Germany—16 points of orientation. Zenodo. <https://doi.org/10.5281/ZENODO.4409334>.

Hansen, K., Brian, V., Skov, I. (2019). Full Energy System Transition towards 100% Renewable Energy in Germany in 2050. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 102 (March): 1–13. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.11.038>.

Höhne, N., Emmrich, J., Fekete, H., Kuramochi, T. (2019). 1,5 °C: Was Deutschland tun muss. New Climate Institute. https://newclimate.org/wp-content/uploads/2019/03/Deutschland_1.5_Web.pdf

Howarth, R.W. (2014). A Bridge to Nowhere: Methane Emissions and the Greenhouse Gas Footprint of Natural Gas. *Energy Science & Engineering* 2 (2): 47–60. <https://doi.org/10.1002/ese3.35>.

Howarth, R.W., Jacobson, M. (2021). How Green Is Blue Hydrogen?. *Energy Science & Engineering* 9 (10): 1676–87. <https://doi.org/10.1002/ese3.956>.

Jain, C., Vogt, C., Clauser, C. (2015). Maximum Potential for Geothermal Power in Germany Based on Engineered Geothermal Systems. *Geothermal Energy* 3 (1): 15. <https://doi.org/10.1186/s40517-015-0033-5>.

Jens, J., Wang, A., van der Leun, K., Peters, D., Buseman, M. (2021). Extending the European Hydrogen Backbone. A European Hydrogen Infrastructure Vision Covering 21 Countries.

Guidehouse. https://oge.net/_Resources/Persistent/b/9/d/f/b9df70ff59217e9cb5c4d30500802d62dcfb323f/European%20Hydrogen%20Backbone_Report_April%202021.pdf

Kobiela G. et al. (2021). CO₂-neutral bis 2035: Eckpunkte eines deutschen Beitrags zur Einhaltung der 1,5-°C-Grenze. Wuppertal Institut. <https://wupperinst.org/p/wi/p/s/pd/924>

Koivisto, M., Kaushik, D., Guo, F., Sørensen, P., Nuño, E., Cutululis N., Maule, P. (2019). Using Time Series Simulation Tools for Assessing the Effects of Variable Renewable Energy Generation on Power and Energy Systems. *WIREs Energy and Environment* 8 (3). <https://doi.org/10.1002/wene.329>.

Landtag Brandenburg. (2020). Beschluss des Landtages Brandenburg. Klimaplan Brandenburg -eine verbindliche Klimastrategie für unser Land. Landtag Brandenburg. Drucksache 7/1420(ND)-B, 7. Wahlperiode. (Juni). <https://www.parlamentsdokumentation.brandenburg.de/starweb/LBB/ELVIS/parladoku/w7/beschlpr/anlagen/1420-B.pdf>.

Manish, R., Bogdonov, D., Aghahosseini, A. et al. (2018). Global Energy System Based on 100% Renewable Energy Energy Transition in Europe Across Power, Heat, Transport and Desalination Sectors. Lappeenranta University of Technology.

Ministerium für Landwirtschaft, Umwelt und Klimaschutz (MLUK). (2021). Klimaschutz und Klimawandelanpassung in Brandenburg. MLUK. Landesregierung Brandenburg. <https://mluk.brandenburg.de/mluk/de/klimaschutz/#>

Moeller, C. et al. (2014). Transforming the Electricity Generation of the Berlin–Brandenburg Region, Germany. *Renewable Energy* 72 (December): 39–50. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.06.042>.

Petkov, I., Gabrielli, P. (2020). Power-to-Hydrogen as Seasonal Energy Storage: An Uncertainty Analysis for Optimal Design of Low-Carbon Multi-Energy Systems. *Applied Energy* 274 (September): 115197. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115197>.

Traber, T., Fell, H.-J. (2019) Sektorale Treibhausgasemissionen weltweit. Energy Watch Group. https://www.energywatchgroup.org/wp-content/uploads/EWG-Kurzanalyse-THG_2019-1.pdf

Traber, T., Hegner, F.S., Fell, H.J. (2021). An Economically Viable 100% Renewable Energy System for All Energy Sectors of Germany in 2030. *Energies* 14 (17): 5230. <https://doi.org/10.3390/en14175230>.

Tsuchiya, H. (2004). Mass Production Cost of PEM Fuel Cell by Learning Curve. *International Journal of Hydrogen Energy* 29 (10): 985–90. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2003.10.011>.

Wealer, B., Breyer, C., Hennicke, P., Hirsch, H., von Hirschhausen, C., Klafka, P., Kromp-Kolb, H. et al. (2021). 'Kernenergie Und Klima'. Zenodo. <https://doi.org/10.5281/ZENODO.5573719>.

World Energy Outlook (2021). 'INTERNATIONAL ENERGY AGENCY'. World Energy Outlook. (Oktober). www.iea.org/weo.

ANHANG

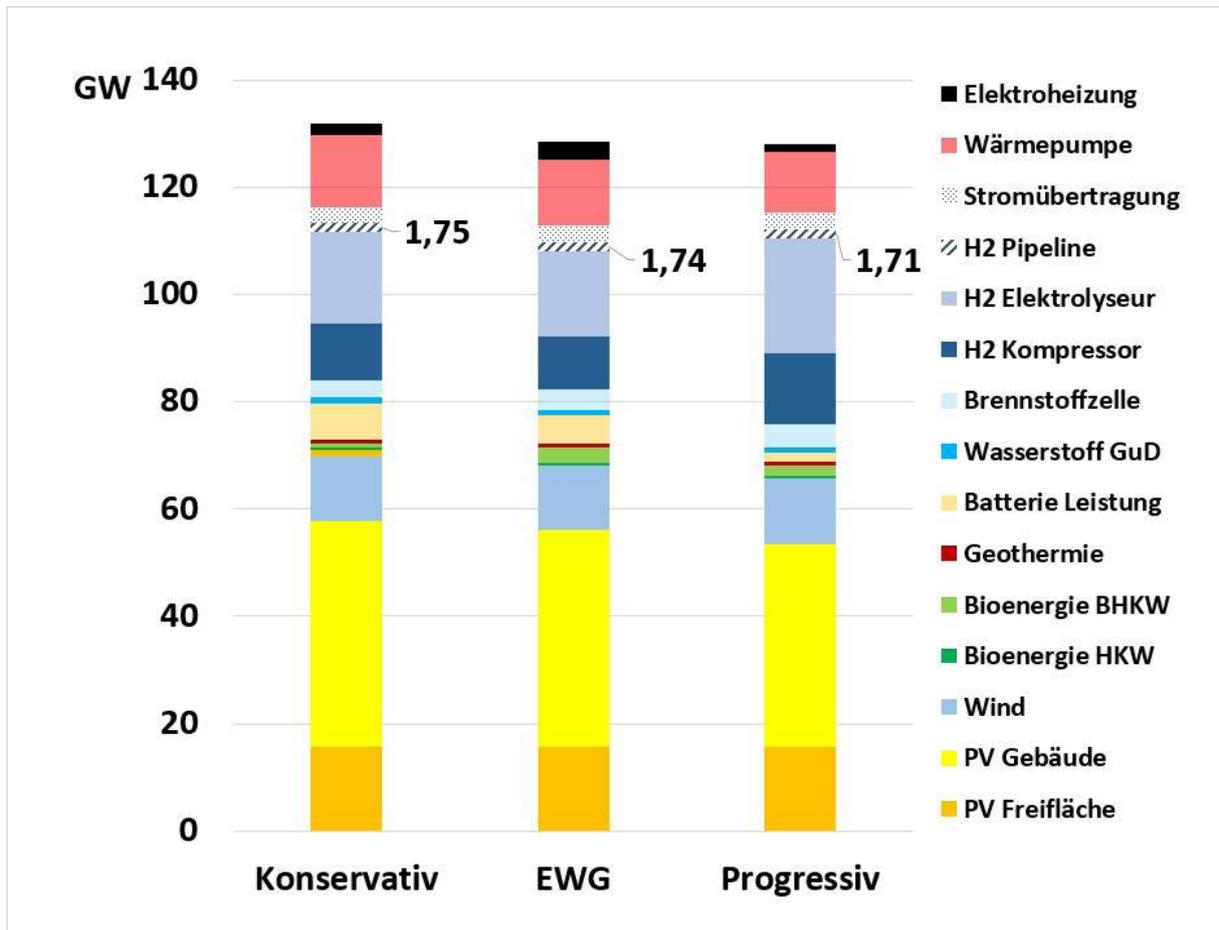


Abbildung A1: Elektrische Kapazitäten in den Szenarien; Das EWG Szenario nutzt 1,74 GW Wasserstofftransportkapazität und 4 GW Batterien sowie vergleichsweise ausgeprägt Elektroheizung. Das progressive Szenario nutzt Wasserstoffspeicherung stark und kommt mit geringeren Erzeugungskapazitäten aus.

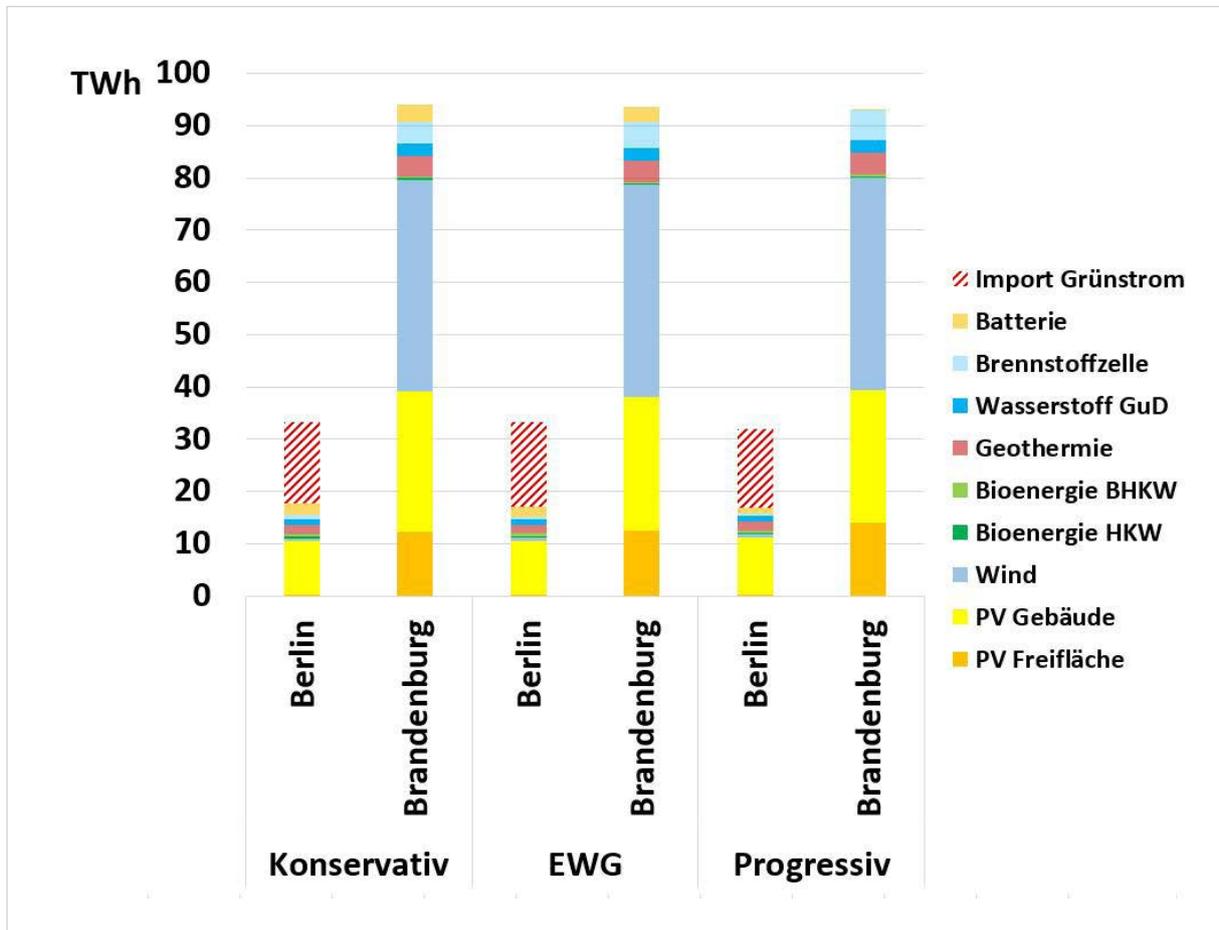


Abbildung A2: Stromerzeugungsmix für den Endverbrauch: Im EWG Szenario ergibt sich ein vergleichsweise ausgewogener Mix zwischen Batterie und Wasserstoffspeicherung für die Erzeugung. Batterien dominieren die Speicherenergie bei konservativen Kosten, während im progressiven Szenario die Wasserstoffspeicherung stark überwiegt. Die übrigen Stromerzeugungstechnologien sind über die Szenarien stabil.

	Capex (€/kW; €/kWh*)
PV Freifläche	333
PV Gebäude	737
Wind an Land	1060
H2 Kompressor	220
H2 Elektrolyseur	380
Wasserstoff GuD	975
Brennstoffzelle	2500
H2 Pipeline	137
Stromübertragung	437
Bioenergie HKW	577
Bioenergie BHKW	3000
Batteriespeicher*	163
Batterie Leistung	91
Wärmepumpe	768
Wärmespeicher*	16
Elektroheizung	30

Abbildung A3: Kapitalaufwand (CAPEX) für Technologien, die einheitlich in allen Szenarien sind.

		Capex (€/kW)
Brennstoffzelle	EWG	2500
	Konservativ	3000
	Progressiv	2000
H2 Pipeline	EWG	137
	Konservativ	164
	Progressiv	110

	Capex (€/kW)	
H2-Speicher	Berlin	Brandenburg
EWG	13,08	4,62
Konservativ	30,00	9,00
Progressiv	9,00	0,24

Abbildung A4: Technologien mit Unterschieden in den CAPEX (Kapitalaufwand) nach Szenario und für H2-Speicherung zusätzlich nach Bundesland.

Im Vergleich mit den Technologien zur Nutzung von erneuerbaren Energiequellen bestehen deutliche Unterschiede in den Kosten der Wasserstoffspeicherung je nach genutzter Speichertechnik. Einerseits können Salzkavernen-Speicher sehr günstige Kosten (angegeben in Euro je kWh) aufweisen, während die Speicherung in kleineren Tanks kostenintensiver sind, aber eine stärkere Dezentralität ermöglichen. Weitere Technologien mit bislang vergleichsweise unsicheren effektiven Kosten sind die Brennstoffzelle,

die erhebliche Lerneffekte durch eine Anwendung im industriellen Maßstab verspricht, und der Transport von Wasserstoff. Die Kosten des Wasserstofftransportes basieren auf Industrieangaben und sind stark abhängig von der Möglichkeit der Umrüstung von existierenden Erdgaspipelines. Hier werden konservativ Kosten für die Pipelines unterstellt, die einem Neubau zu mittleren Kostenangaben der Industrie für eine Länge von 100 Kilometern entsprechen (Jens et al., 2021).

	Opex (€-Cent/kWh _{therm})	
Bioenergie	Berlin	Brandenburg
	6	5

Abbildung A5: Die Kosten des Biomassetransportes in und nach Berlin werden über einen regionalen Aufschlag von einem Euro je kWh Energieträgerinput berücksichtigt

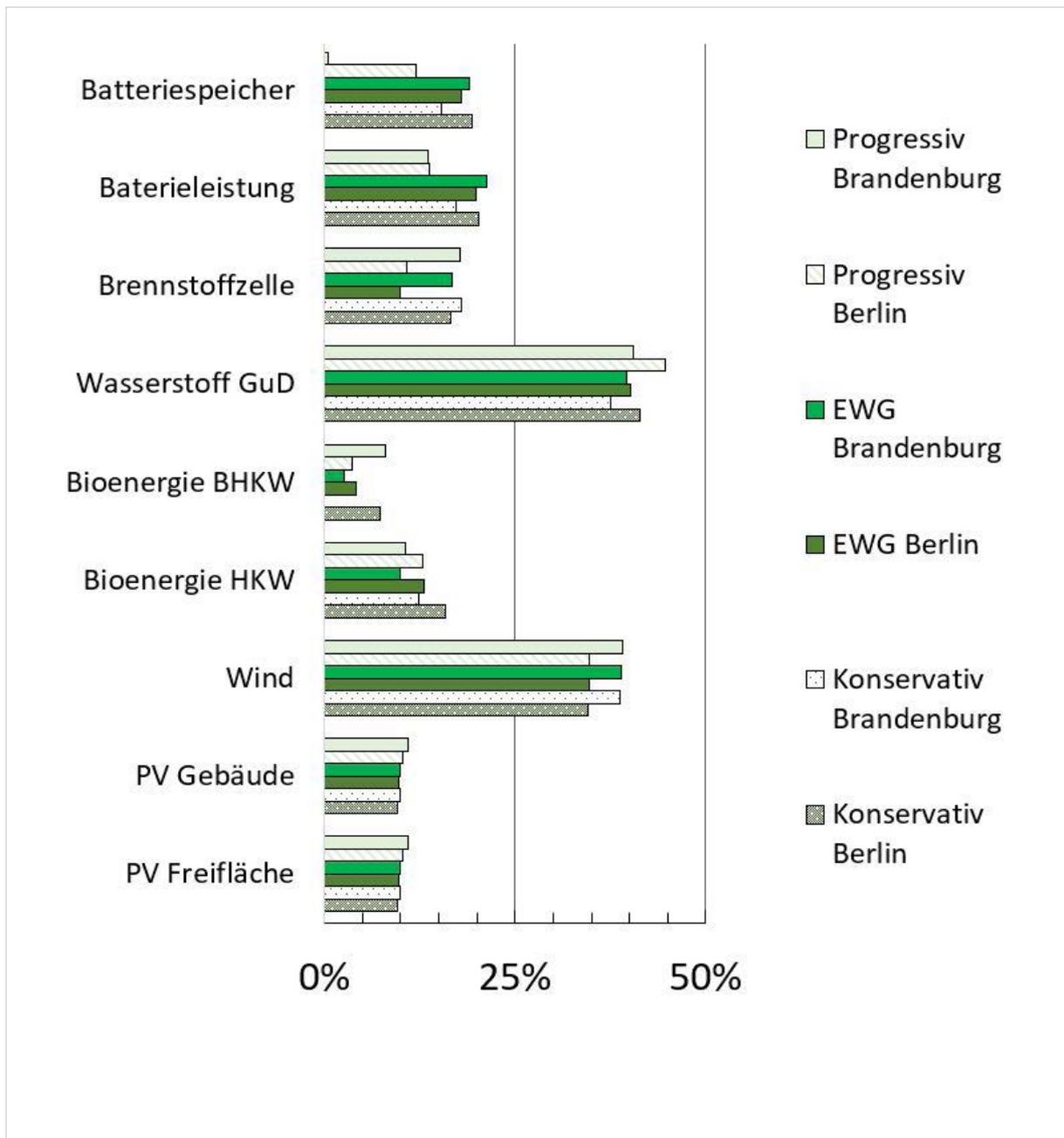


Abbildung A6: Auslastung der elektrisch installierten Leistung der Anlagen als Faktor der Endenergiebereitstellung je installierter elektrischer Leistung in den untersuchten Szenarien.

	Wirkungsgrad		
	Einspeisung	Entnahme	Speicherung
H2 Kompressor	0,98	1,00	-
H2 Elektrolyseur	0,62	1,00	-
Wasserstoff GuD	1,00	0,60	-
Brennstoffzelle	1,00	0,50	-
Bio HKW	1,00	0,35	-
Bio BHKW	1,00	0,30	-
Batterie Leistung	1,00	1,00	-
Wärmepumpe	1,00	3,57	-
Batteriespeicher	0,98	0,98	1,00
Wasserstoffspeicher	0,99	0,99	0,98
Wärmespeicher	0,95	0,95	0,90
H2 Pipeline	0,98	0,98	0,00
Stromübertragung	0,99	0,99	0,00

Abbildung A7: Effizienzen bei Einspeisung, Entnahme und über einen durchschnittlichen Speicherzyklus: Der Wirkungsgrad der Wasserstoffspeicherung wird mit 98% und der des Wasserstofftransports wird mit insgesamt rund 96% je 100 km (Einspeisungs- und Ausspeisungsverlust je 2%) zwischen Berlin und Brandenburg angenommen. Diese Wirkungsgrade bilden den jeweiligen energetischen Aufwand ab.