



Kurzversion der Studie *Neues Strommarktdesign*

**Neues Strommarktdesign für die Integration fluktuierender
Erneuerbarer Energien**

Danksagung

Die Strommarktdesignstudie wurde im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energie e.V. erstellt und in Zusammenarbeit mit Unterstützung von rund 70 Stakeholdern aus dem gesamten Energiebereich realisiert. Der BEE bedankt sich für die hervorragende Zusammenarbeit bei allen Unterstützern.

Ein besonderer Dank geht an die vier Übertragungsnetzbetreiber 50 Hertz, Tennet, TransnetBW und Amprion sowie an die Strombörsen EEX und EPEX für die separaten Workshops, um spezielle Fragestellungen der Studie zu erörtern und zu beantworten.

Wissenschaftlicher Beirat der Studie



Unterstützer mit Workshop-Teilnahme



Weitere Unterstützer



In dieser wissenschaftlichen Veröffentlichung wird aus Gründen der besseren Lesbarkeit das generische Maskulinum verwendet. Weibliche und anderweitige Geschlechteridentitäten werden dabei ausdrücklich mitgemeint, soweit dies für die Aussage erforderlich ist.

Impressum

Herausgeber

Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE)

V.i.S.d.P. Wolfram Axthelm

EUREF-Campus 16

10829 Berlin

www.bee-ev.de

Autoren der vorliegenden Kurzversion

Dr. Matthias Stark (BEE)

Norman Gerhardt (IEE)

Yannic Harms (IEE)

Dezember 2021

Auroren der Studie "Neues Strommarktdesign für die Integration fluktuierender Erneuerbarer Energien"

Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (IEE):

Dr. Diana Böttger, Holger Becker, Alexander Dreher, Helen Ganal, David Geiger, Norman Gerhardt, Yannic Harms, Dr. Carsten Pape, Maximilian Pfennig, Richard Schmitz, Andrea Schön, Dr. Sebastian Stock, Jan Ulffers

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE):

Nicolas Fuchs, Dr. Christoph Kost, Dr. Jessica Thomsen

Becker Büttner Held Rechtsanwälte Wirtschaftsprüfer Steuerberater PartGmbB:

Dr. Dörte Fouquet, Andreas Große, Dr. Wieland Lehnert

Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE):

Wolfram Axthelm, Dr. Matthias Stark

Inhaltsverzeichnis

1	Ziel der Studie	6
2	Beschreibung der Szenarien	6
3	Exogene Vorgabe des Ausbaus der Erneuerbaren Energien und des Kohleausstiegs bis zum Jahr 2030	7
4	Arbeitspakete der Studie	7
5	Ergebnisse Basisszenario	8
6	Politische Maßnahmen	9
7	Ergebnisse Reformszenario	11
8	Sensitivität der Flexibilität	12
9	Ergebnisse der Netzberechnungen	13
10	Zentrale Ergebnisse	15
	Literaturverzeichnis	17

1 Ziel der Studie

Der klimapolitisch notwendige Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland erfordert einen neuen Rahmen für die Energiewirtschaft, um sich den drei wesentlichen Herausforderungen der Energiewende zu stellen:

- » **1. Versorgungssicherheit**
- » **2. Finanzierung der Erneuerbaren Energien**
- » **3. Umsetzung Sektorenkopplung**

Die Energiewende in Deutschland basiert im Wesentlichen auf den dargebotsabhängigen Erneuerbaren Energieträgern Wind und Photovoltaik. Zu deren Ausgleich und Integration ins Gesamtenergiesystem sind ausreichend steuerbare flexible Quellen (Flexibilitäten) notwendig. Diese Flexibilitäten können aus dem Verbrauchsbereich, klassisch aus dem Speicherbereich oder aus dem Erzeugungsbereich kommen.

Ziel der vorliegenden Studie ist es, aufzuzeigen, wie sich der aktuelle politische Rahmen im Strommarkt ändern muss, um ausreichend wirtschaftliche Flexibilitäten zu ermöglichen, so dass die Hauptfragen der Energiewende positiv beantwortet werden können. Hierzu werden die kommenden drei Dekaden separat untersucht. Die in der Studie dargestellten Dekadenschritte sind, gerade im Hinblick auf die Zielverschärfung, bis 2045 Klimaneutralität zu erreichen, bei entsprechend ambitionierten Schritten auch früher realisierbar.

Ergänzend zu anderen Studien, welche ebenfalls volkswirtschaftlich optimiert sind, fokussiert diese Studie auf den betriebswirtschaftlichen Rahmen von Flexibilitäten sowie den Erneuerbaren Energien. Innerhalb der Studie werden somit nur wirtschaftlich tragfähige Flexibilitäten berücksichtigt. Damit kann eine Aussage zu fehlenden Flexibilitäten bei der Umsetzung der Energiewende im Strommarktdesign getätigt werden.

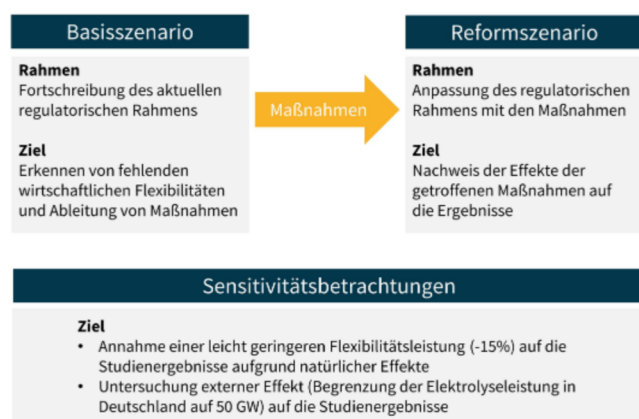
2 Beschreibung der Szenarien

Die Studie basiert auf zwei Szenario-Pfaden (siehe Abb. 1). Das Basisszenario stellt den aktuellen regulatorischen Rahmen dar. Das Reformszenario leitet aus den Erkenntnissen von fehlenden Flexibilitäten des Basisszenarios Maßnahmen ab und setzt diese um.

Innerhalb von Energiesimulationen handelt es sich allerdings häufig um einen nahezu perfekten Rahmen. Dieser Rahmen ist in der Realität aufgrund natürlicher Effekte (z. B. Verzögerungen, Wettbewerbsrahmen usw.) im realen Markt nicht gegeben. Daher werden die Studienergebnisse im Marktsegment beider Szenarien mit einer Sensitivität nochmals berechnet, in der der Ausbau von Elektrolyse, P2H und Speicher gegenüber dem perfekten Rahmen um 15 % gesenkt wird (85%-Szenarien).

Zudem wurde ein künstlicher Effekt untersucht, welcher die Elektrolyseleistung in Deutschland auf maximal 50 GW begrenzt. Hintergrund dieser zusätzlichen Sensitivität sind Ergebnisse anderer Studien ([1], [2]), welche eine ähnliche Leistungsgröße als Ergebnis darstellen.

Abb. 1: Übersicht über die untersuchten Szenarien der Studie



3 Exogene Vorgabe des Ausbaus der Erneuerbaren Energien und des Kohleausstiegs bis zum Jahr 2030

Der gegenüber heute beschleunigte Ausbau der Erneuerbaren Energien basiert für die Windenergie und Photovoltaik auf externen Studienergebnissen ([3], [4], [5]) bzw. im Wasserkraft- und Geothermiebereich auf der fachlichen Einschätzung der jeweiligen erneuerbaren Spartenverbände.

Im Bereich der Bioenergie wurde ein Überbauungsfaktor der Leistung vorgegeben, welcher sich an dem Rahmen des Flexibilitätsanreizes im EEG orientiert. Über diese exogene Vorgabe wurde hierbei nicht mehr Strom aus Bioenergie erzeugt als in den letzten Jahren, sondern die bisherige Stromerzeugung flexibler in Zeitfenster geringer erneuerbarer Einspeisung eingepasst.

Um die Klimaziele Deutschlands nicht zu gefährden, wurde zudem exogen der Kohleausstieg zum Jahr 2030 vorgegeben. Somit ist die Stromproduktion aus Stein- und Braunkohle in keinem der Szenarien enthalten.

4 Arbeitspakete der Studie

Zur Beantwortung der drei Leitfragen konzentriert sich diese Studie auf vier Arbeitspakete.

Im Arbeitspaket Versorgungssicherheit wird neben der stündlichen Deckung des Stromverbrauchs vor allem der Fokus auf die Flexibilitätsanforderungen im Rahmen natürlicher (PV-Einspeisung) sowie künstlicher Einspeisungsgradienten (gleichzeitige freiwillige marktbedingte Abregelung) gesetzt. Um eine Abschaltung fossiler Kraftwerke sicherzustellen, wird in diesem Arbeitspaket auch der Rahmen zur Übernahme der Netzdienstleistungen dieser fossilen Kraftwerke thematisiert. Innerhalb dieses Arbeitspakets werden zudem die Netzberechnungen und -optimierungen auf der Höchstspannungsebene, beim notwendigen Netzausbau sowie für die Netzbetriebsführung analysiert. Die Berechnungen bzw. Optimierungen haben die Zielstellung der Kostenminimierung.

Im zweiten Arbeitspaket liegt der Fokus auf der Verbraucherseite. Untersucht werden die Auswirkungen auf die Arbeitspreisstabilität und auf die Anreizung von Flexibilitäten im Endkundenbereich. In diesem Zusammenhang werden auch die netztechnischen Herausforderungen diskutiert. Zudem wird die zeitliche Entwicklung der Stromsystemkosten innerhalb der Umsetzung der Energiewende in dem jeweiligen Szenario analysiert.

Das dritte Arbeitspaket fokussiert auf die Wirtschaftlichkeit der Erneuerbaren Energien und die erfolgreiche Umsetzung der Sektorenkopplung. Von zentraler Bedeutung ist hierbei die Stabilisierung und Erhöhung der erneuerbaren Marktwerte, um den wirtschaftlichen Betrieb von Altanlagen im Weiterbetrieb sowie von Neuanlagen außerhalb einer Förderung zu realisieren. Aufgrund der Sanktionierung der Erneuerbaren Energien innerhalb der Förderung über den §51 EEG 2021 nehmen Analyse und Auswertung negativer Strompreisstunden sowie der pönanalisierten erneuerbaren Erzeugungsmengen eine zentrale Rolle in der Studie ein.

Das letzte Arbeitspaket thematisiert weitere Fragestellungen der Energiewende. Diese umfassen den Einspeisevorrang der Erneuerbaren Energien untereinander und die Weiterentwicklung eines Terminmarkthandels mit weitestgehend volatilen Erneuerbaren Energien. In diesem Arbeitspaket wird auch die Möglichkeit der Änderung des Strommarktdesigns angesprochen, um potenzielle Anreize für die regionale Stromerzeugung zu setzen, allerdings unter Beibehaltung einer deutschen Strompreiszone. Zudem werden weitere Forschungsrahmen zu den Themen Flexibilitätsmärkte und Netzentgelte analysiert.

5 Ergebnisse Basisszenario

Das Basisszenario, das eine Fortschreibung des heutigen regulatorischen Rahmens unterstellt, belegt anhand der Simulationsergebnisse, dass die Versorgungssicherheit, bei einem vorgezogenen Kohleausstieg bis 2030 und einem hohen Grad an Sektorkopplung, in allen Dekaden gegeben ist. Zudem existiert eine Vielzahl an Optionen, die Netzdienstleistungen heutiger fossiler Kraftwerke zu übernehmen und somit die Abschaltung dieser Kraftwerke zu forcieren.

Aufgrund des klimapolitisch notwendigen starken Zubaus Erneuerbarer Energien (siehe Abb. 2) in Deutschland bleibt Deutschland über alle Dekaden ein Nettostromexporteur und setzt somit die Energiewende mit größtmöglicher heimischer Wertschöpfung und einer deutlichen Verringerung von Importabhängigkeiten aus Drittstaaten um. Der wirtschaftliche Betrieb Erneuerbarer Energien, der den Grundrahmen für die Energiewende darstellt, ist im Basisszenario hingegen nur bedingt gegeben und verdeutlicht damit den dringenden Handlungsbedarf im Strommarktdesign.

Die am Strommarkt erzielbaren erneuerbaren Marktwerte liegen in der Dekade 2030 und 2040 unterhalb der Stromgestehungskosten der einzelnen Technologien (siehe Abb. 3). Daher liegt im Basisszenario der klimapolitisch notwendige Ausbau weitestgehend im Förderbereich. Im Rahmen der EEG-Förderung werden hierbei jedoch Strommengen nicht gefördert, welche in Zeitfenstern negativer Strompreise an der Strombörse (§51 EEG 2021) eingespeist werden, was diesem Teilaspekt eine sehr hohe Bedeutung in Bezug auf den wirtschaftlichen Betrieb und den Ausbau Erneuerbarer Energien zukommen lässt.

Abb. 2: Übersicht über die Entwicklung Erneuerbarer Energien

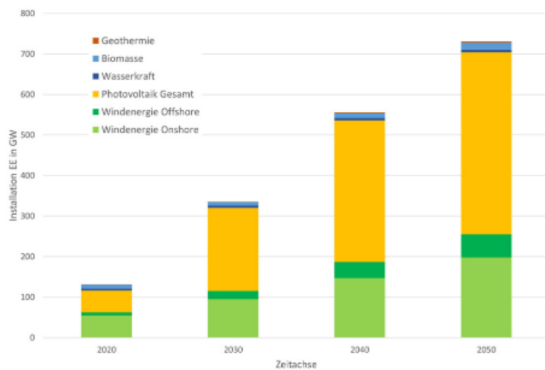


Abb. 4: Verteilung negativer Strompreise

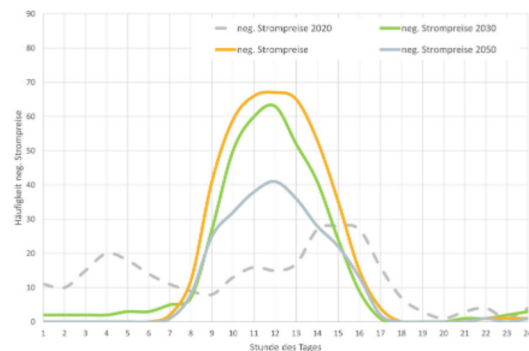


Abb. 3: Ergebnisse Marktwerte Basisszenario

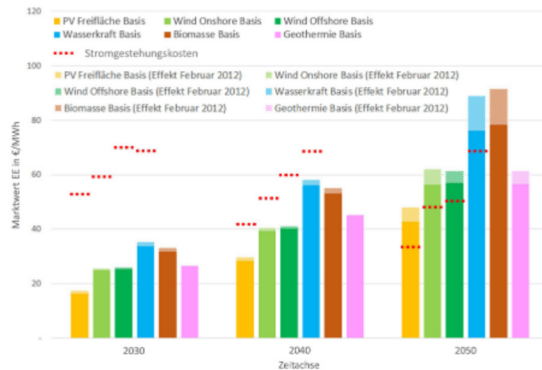
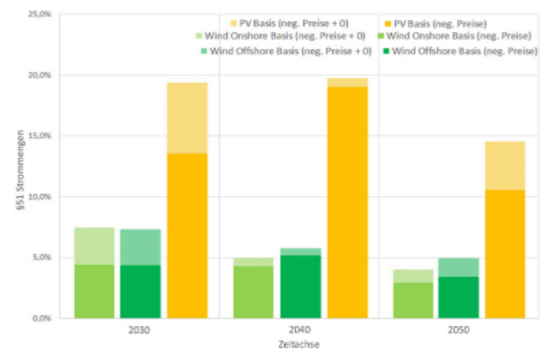


Abb. 5: §51 EEG Energiemengen pro Dekade

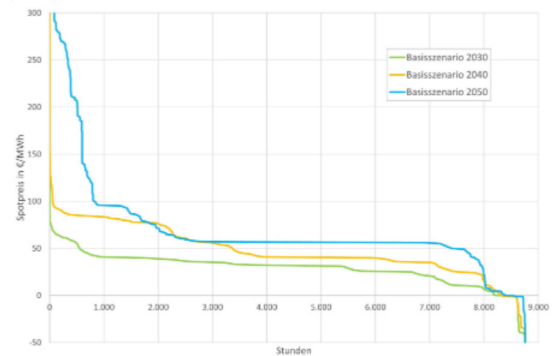


Im Hinblick auf die hohe Photovoltaikeinspeisung verlagert sich die Häufigkeit des Auftretens negativer Strompreise deutlich in den Tagesbereich (siehe Abb. 4). Dies führt – wie in Abb. 5 zu sehen – zu einer drastischen Erhöhung nicht geförderter solarer Einspeisung von 10-20 % der Jahreseinspeisung über die kommenden Dekaden, was wiederum den wirtschaftlichen Betrieb einschränkt und somit den klimapolitisch notwendigen Ausbau begrenzt.

Zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit benötigt das Basisszenario in der Dekade 2050 ca. 9,7 GW an zusätzlichen H₂-Gaskraftwerken. Diese laufen nur in 5 % der Jahreszeitstunden, jedoch verursachen sie extreme Strompreise von mehreren hundert €/MWh mit Spitzen von teilweise oberhalb von 1.000 €/MWh (siehe Abb. 6).

Dennoch können mit der Umsetzung der nationalen Energiewende die heutigen Systemkosten des deutschen Energiesystems deutlich gesenkt werden.

Abb. 6: Jahresdauerlinien der Strompreise



6 Politische Maßnahmen

Auf Basis der Ergebnisse des Basisszenarios wird deutlich, dass das bisherige Strommarktdesigns nicht ausreicht, um den klimapolitisch notwendigen Ausbau Erneuerbarer Energien in Deutschland zu gewährleisten. Das Ziel eines neuen Strommarktdesigns muss es daher sein, die Flexibilitäten schneller und stärker auszubauen, um unter anderem die erneuerbaren Marktwerte zu erhöhen und somit die Differenzkosten der Förderung zu minimieren sowie den Weiterbetrieb von Altanlagen zu forcieren. Zusätzlich müssen negative Strompreise und somit nicht geförderte Energiemengen weitestgehend verhindert werden.

Hieraus können Maßnahmen abgeleitet werden, welche sowohl Erzeuger-, Verbraucher- als auch Speicherflexibilitäten anregen.

6.1 Verbraucherflexibilität

» Netzentgeltbefreiung für Elektrolyse und PtH-Anlagen

§118 EnWG sieht bis 2027 für Elektrolyseure eine Netzentgeltbefreiung vor, allerdings ohne die Knüpfung an Vorgaben. Die Maßnahme der Studie sieht vor, diese Netzentgeltbefreiung zu verlängern und auf PtH-Anlagen auszuweiten mit der Bedingung einer netzdienlichen Allokation der Großverbraucher sowie einer netzdienlichen Fahrweise.

Ziel dieser Maßnahme ist es, ein Verbrauchsverhalten im Gleichklang mit der Erneuerbaren Einspeisung zu gewährleisten, um marktstabilisierend zu wirken. Zusätzlich kann somit unnötiger Netzausbau vermieden werden. Zudem schafft die Maßnahme gleiche Wettbewerbsbedingungen zwischen Elektrolyseuren und PtH-Anlagen.

» Stromsteuerabsenkung auf den Mindestbetrag

Die Maßnahme umfasst die Absenkung der Stromsteuer auf den EU-rechtlich möglichen Mindestbetrag. Sie ermöglicht somit eine Absenkung der Stromnebenkosten für Endverbraucher und einen stärkeren

prozentualen Anteil des Strompreises am Endkundenstrompreis.

Ziel dieser Maßnahme ist es, über den größeren Anteil des Strompreises am Endkundenstrompreis das Stromverhalten von Endkunden stärker auf die Erneuerbare Einspeisung auszurichten.

» **Absenkung der EEG-Umlage auf 0 €/MWh**

Die Maßnahme umfasst die perspektivische Absenkung der EEG-Umlage auf 0 €/MWh. Sie ermöglicht somit eine Absenkung der Stromnebenkosten für Endverbraucher und einen stärkeren prozentualen Anteil des Strompreises am Endkundenstrompreis.

Ziel dieser Maßnahme ist es gleichfalls, über den größeren Anteil des Strompreises am Endkundenstrompreis das Stromverhalten von Endkunden stärker auf die Erneuerbare Einspeisung auszurichten.

» **Zeitvariables Netzentgelt**

Über diese Maßnahme soll die Höhe des Netzentgelts für Endkunden an die Einspeisung Erneuerbarer Energien gekoppelt werden.

Ziel dieser Maßnahme ist es, über den marktpreissenkenden Effekt der Einspeisung Erneuerbarer Energien („Merit Order“-Effekt) Flexibilitäten im Stromverbrauch von Endkunden zu aktivieren.

6.2 Speicherflexibilität

» **Die Stromnebenkosten von Stromspeichern absenken**

Bei dieser Maßnahme sollen die Stromnebenkosten auf Speicher abgesenkt werden, indem die Netzentgeltbefreiung gemäß § 118 Abs. 6 EnWG auf alle Konstellationen der Stromspeicherung anwendbar wird und die jetzt bestehenden Voraussetzungen der Netzentgeltbefreiung für Stromspeicher, insbesondere die Voraussetzung einer notwendigen Rückeinspeisung des Stroms aus dem Speicher in das Netz, gelten.

Ziel dieser Maßnahme ist unter anderem die bivalente Nutzung von Speichern und somit die Erhöhung der Flexibilitätsbereitstellung.

» **Investitionskostenzuschuss für Stromspeicher**

Hier ist vorgesehen, dass Stromspeicher einen Investitionszuschuss in Höhe von 10 % auf Investitionskosten erhalten sollen, um neben den dargestellten Maßnahmen zur Flexibilisierung zusätzlich den Speicherausbau anzureizen.

Dabei sind solche Speicherinvestitionszuschüsse für Heimspeicher vorzusehen, um die geringere Wirtschaftlichkeit des Eigenverbrauchs aufgrund der vorgeschlagenen Maßnahmen zur Reduzierung der Stromnebenkosten zu kompensieren.

6.3 Erzeugerflexibilität

» **Stärkere Überbauung der Bioenergieleistung und Anschluss an die Gasspeicher**

Die Maßnahme zur Pflicht der Kapazitätsvorhaltung für Biogasanlagen sieht vor, dass Biogasanlagen zusätzliche Leistung vorhalten müssen, so dass eine bis zu sechsfache installierte Leistung im Vergleich zur Jahresdurchschnittsleistung (Bemessungsleistung) angereizt werden muss.

Damit würde eine große Leistungskapazität für Biogasanlagen erzeugt, welche in Kombination mit dem Anschluss an die Gasspeicher eine signifikante steuerbare Leistung darstellen und so zu Zeiten niedriger

erneuerbarer volatiler Erzeugung die Stromnachfrage decken würde.

Ziel dieser Maßnahme ist es, den Bedarf an zusätzlichen H2 Gasturbinen oder anderweitiger Flexibilitäten zu substituieren.

» **Mengenförderung Erneuerbarer Energien**

Trotz eines massiven Ausbaus an flexiblen steuerbaren Quellen (Flexibilität) verbleiben im Basisszenario einige hundert Stunden mit negativen Strompreisen, die aufgrund des §51 EEG 2021 einen wirtschaftlichen Betrieb einschränken bzw. verhindern.

In diesen wenigen hundert Stunden im Jahr ist ein wirtschaftlicher Betrieb von Verbraucher- bzw. Speicherflexibilitäten nicht möglich, so dass hierfür nur noch die Erzeugungsflexibilität aus den Erneuerbaren Energien einsetzbar ist. Der Vorschlag sieht eine Mengenförderung vor, in der jede Anlage einer Technologie ein Mengenkontingent als Förderrahmen erhält, welches innerhalb der Betriebslaufzeit der Anlage aufgebraucht werden kann.

Ziel dieser Maßnahme ist es, dass Betreiber auf Marktsignale, wie negative Strompreise, reagieren und ihre Erzeugung entsprechend anpassen können.

7 Ergebnisse Reformszenario

Auch im Reformszenario kann in jeder Stunde die Stromlast in Deutschland gedeckt werden. Deutschland bleibt auch im Reformszenario bis auf das Jahr 2030 ein Nettostromexporteur. Die Möglichkeiten zur Übernahme von Netzdienstleistung fossiler Kraftwerke zur Abschaltung dieser sind ebenfalls gegeben.

Aufgrund der getroffenen Maßnahmen erhöht sich der Einsatz von marktstabilisierenden Flexibilitäten. Dies führt zu einem deutlichen Anstieg der Marktwerte aller Erneuerbaren Energien und bereits Anfang 2040 zu einer Wettbewerbsfähigkeit von PV-Freiflächen und Wind-Onshore am Strommarkt (siehe Abb. 7).

Unter anderem mit der Maßnahme der Mengenförderung für Erneuerbare Energien können im Reformszenario alle negativen Strompreise aus dem Basisszenario vermieden werden. Dieser marktstabilisierende Effekt erhöht zugleich den Marktwert der Erneuerbaren Energien deutlich, was die Förderkosten drastisch senkt sowie den Weiterbetrieb von Altanlagen verbessert und den zeitlich früheren Markteintritt von Neuanlagen ermöglicht.

Zudem verhindert diese Maßnahme die Entstehung von §51 EEG 2021-Zeitfenstern, in denen Anlagen innerhalb der EEG-Vergütung keine Förderung erhalten, was den wirtschaftlichen Ausbau der Erneuerbaren Energien sicherstellt. Die zusätzlich abgeregelte Energiemenge erhöht sich hierbei nur geringfügig gegenüber dem Basis-szenario um bis zu 0,3 % bezogen auf die Jahresenergiemenge der volatilen Erneuerbaren Energien (Abb. 8).

Abb. 7: Ergebnisse Marktwerte Reformszenario



Abb. 8: Vergleich marktlich abgeregelter Strommengen

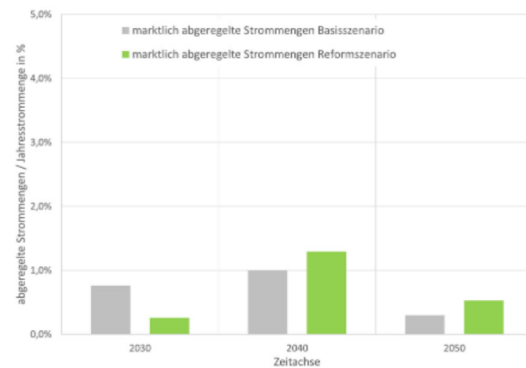


Abb. 9: Vergleich Zubau an konv. steuerbaren Anlagen

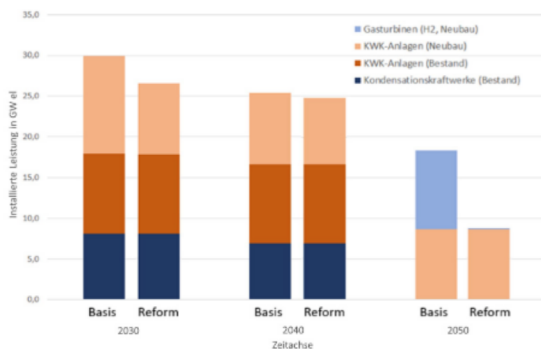
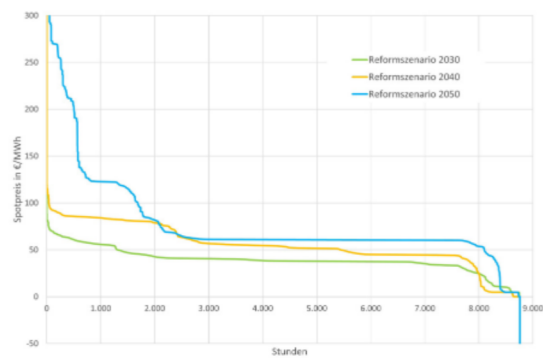


Abb. 10: Jahresdauerlinien der Strompreise



Zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit benötigt das Reformszenario in der Dekade 2050 nur noch 0,1 GW an zusätzlichen H₂-Gaskraftwerken (siehe Abb. 9). Trotz dieser sehr geringen benötigten Leistung verursachen diese H₂-Gaskraftwerke ähnlich extreme Strompreise wie im Basisszenario (siehe Abb. 10). Mit einer potenziell größeren Flexibilität im Bioenergiebereich als in den Maßnahmen angesetzt, könnte auf zusätzliche H₂-Gaskraftwerke für die Versorgungssicherheit verzichtet und könnten somit Extrempreise verhindert werden.

Trotz dieses preistreibenden Effekts zusätzlicher H₂-Gaskraftwerke können mit der Umsetzung der Energiewende die heutigen Systemkosten des deutschen Energiesystems ebenfalls im Reformszenario deutlich gesenkt werden.

8 Sensitivität der Flexibilität

Die Ergebnisse des Basis- und Reformszenarios basieren auf dem ermittelten Ausbau an Flexibilitäten. Um die Bedeutung dieses Ausbaus im Rahmen der Energiewende aufzuzeigen, wurden innerhalb der Studie sowohl das Basis- als auch das Reformszenario nochmals simuliert mit veränderten Rahmenbedingungen.

Wie in Abb. 11 zu sehen, würden aufgrund der geringeren Flexibilität im 85%-Rahmen des Basisszenarios die Marktwerte der Erneuerbaren Energien deutlich sinken. Während im Basisszenario (linke Balkengruppe) volatile Erneuerbare Energien im Jahr 2050 wirtschaftlich betrieben werden könnten, wäre dies mit 15 % weniger Flexibilität nur noch sehr knapp der Fall. Käme zusätzlich eine künstliche Grenze der Elektrolyseleistung in Deutschland zum Tragen, wäre der wirtschaftliche Betrieb dieser Technologien am freien Strommarkt auch im Jahr 2050 noch nicht gegeben.

Ein ähnliches Bild zeichnet sich für das Reformszenario ab (Abb. 12), wobei dieses robuster aufgrund der getroffenen Maßnahmen reagiert und selbst in der Sensitivität mit 15 % reduzierter Flexibilität und einer künstlichen Begrenzung der Elektrolyseleistung in Deutschland auf 50 GW im Jahr 2050 knapp die Wirtschaftlichkeit am freien Strommarkt gewährleistet.

Während es im Reformszenario aufgrund der getroffenen Maßnahmen zu keinen negativen Strompreisen kommt, verursacht die verringerte Flexibilität in den betrachteten Sensitivitäten deutlich stärkere Anstiege im Basisszenario (siehe Abb. 13). Im Jahr 2050 würden sich dort im 85%-Rahmen die negativen Strompreise verdoppeln. Käme zusätzlich noch eine künstliche Grenze in Form von maximal 50 GW Elektrolyse in Deutschland dazu, käme es zu einer weiteren Verdoppelung der negativen Strompreise auf über 1.000 Stunden im Jahr.

Abb. 11: Marktwertvergleich über die Sensitivität - Basisszenario

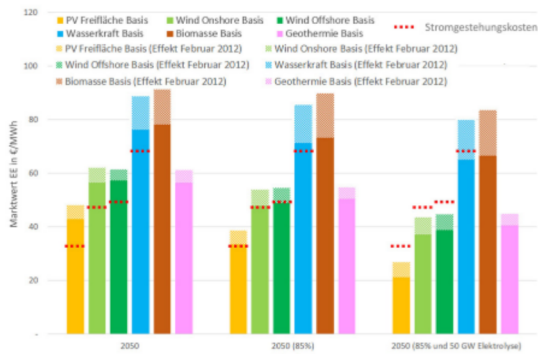


Abb. 13: Entwicklung neg. Strompreise in den Sensitivitäten des Basisszenarios

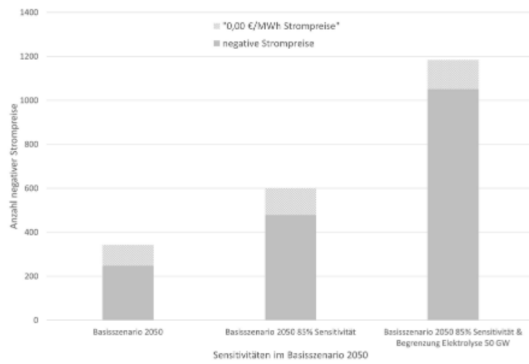
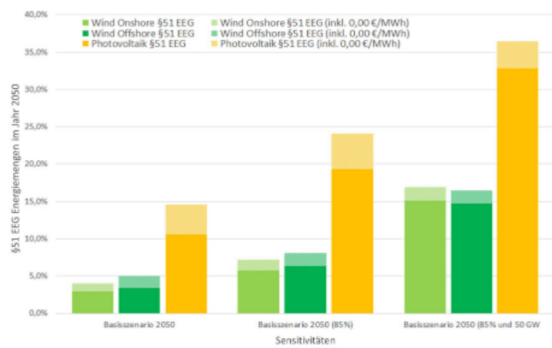


Abb. 12: Marktwertvergleich über die Sensitivität - Reformszenario



Abb. 14: Entwicklung §51 Energiemengen im Basisszenario



Einhergehend mit dem Anstieg negativer Strompreise würde sich auch der prozentuale Erzeugungsmengenanteil auf Basis des §51 EEG 2021 ausweiten. Wie in Abb. 14 zu sehen, würde der Anteil bereits im 85%-Rahmen eine annähernde Verdopplung gegenüber dem Basisszenario bedeuten. Käme eine künstliche Begrenzung der Elektrolyseleistung von 50 GW zum Tragen, würde dies 15 % der Energiemengen im Windbereich und deutlich mehr als 30 % der Energiemengen im Solarbereich betreffen. Ein wirtschaftlicher Betrieb und Ausbau von Erneuerbaren Anlagen innerhalb des EEG-Vergütungsrahmens wäre unter diesen Rahmenbedingungen des Basisszenarios eher nicht möglich.

9 Ergebnisse der Netzberechnungen

Basierend auf den Annahmen und Ergebnissen der Strommarktsimulation wurden eine optimierte Netzausbau-planung sowie eine optimierte Netzbetriebsführung für die jeweiligen Jahre durchgeführt.

Das Startnetz, welches für die Simulationen verwendet wurde, umfasst dabei die AC-Maßnahmen aus dem Bundesbedarfsplangesetz, dem Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen und die DC-Maßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan für das Jahr 2030 aus dem Jahr 2017.

Trotz einer deutlich größeren Erneuerbaren Erzeugung um 25-35 % gegenüber den Szenarien des Netzentwicklungsplans 2019 zeigen die Ergebnisse der optimierten Netzausbau-planung für das Basis- und Reformszenario im Jahr 2030 einen Gesamtzubau-Bedarf im Netzbereich in ähnlicher Größenordnung.

Im Vergleich zu den Langfristszenarien des BMWI (TN Strom) zeigt die Strommarktdesignstudie des BEE für das Jahr 2050 trotz einer deutlich höheren Erneuerbaren Installation (+214 GW) einen ähnlichen Gesamtzubau-Bedarf im Übertragungsnetzbereich. Hierbei wird hingegen ein deutlich geringerer Ausbau an Kuppelstellenleistung zum Ausland (-54 GW), aber dafür ein deutlich höheres Flexibilitätspotenzial über Elektrolyseure (+62 GW) realisiert. Dies unterstreicht den aus Akzeptanzsicht sinnvollen Einsatz verbrauchsnahe dezentraler Erneuerbarer Energien.

Die Kosten der optimierten Netzbetriebsführung im Jahr 2030 innerhalb dieser Studie belaufen sich auf ca. 250 bis 375 Mio. €. Verglichen mit den heutigen Kosten für die Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen aus dem Jahr 2020 mit über 1.380 Mio. € entspricht dies einer Einsparung um 72-82 %.

Auch die Energiemenge, welche durch die optimierte Netzbetriebsführung verändert wird, ist in beiden Szenarien im Jahr 2030 um 53-70 % niedriger als im aktuellen Rahmen des Jahres 2020. Vergleicht man diese Energiemenge mit dem aktuellen Netzentwicklungsplan ebenfalls für das Jahr 2030, ist letztere um 1,2 bzw. 5,0 TWh kleiner, allerdings unter dem Rahmen einer um 19 % bzw. 27 % geringeren Erneuerbaren Erzeugung gegenüber den Szenarien dieser Studie im Jahr 2030.

Im Szenariojahr 2050 steigen die veränderten Energiemengen in der Netzbetriebsführung aufgrund der zentralen Ausrichtung auf die dargebotsabhängigen Erneuerbaren Energien und deren um 230 % höheren Einspeisung gegenüber dem Szenariojahr 2030, sowohl im Basis- als auch im Reformszenario deutlich an.

Dabei weist das Reformszenario eine höhere veränderte Energiemenge auf als das Basisszenario, was an den zusätzlichen Freiheitsgraden im Rahmen der optimierten Netzbetriebsführung liegt, da hierbei vor allem die Verbraucherseite eingesetzt werden kann. Dies vermeidet eine ansonsten vergleichsmäßig teure Veränderung der Einspeisung durch Erzeugungsanlagen und erhöht gleichzeitig die Nutzbarkeit Erneuerbarer Energieeinspeisung.

Trotz dieser erhöhten veränderten Energiemenge in der Netzbetriebsführung im Reformszenario gegenüber dem Basisszenario im Szenariojahr 2050 sind die Kosten im Reformszenario für die Netzbetriebsführung um ca. 32 % geringer als im Basisszenario. Hintergrund hierfür sind u. a. die im Basisszenario erforderlichen zusätzlichen steuerbaren Erzeuger, welche für die Elektrolyseanlagen in Süddeutschland benötigt werden. Dies unterstreicht den volkswirtschaftlichen Nutzen der getroffenen Maßnahmen im Reformszenario.

Für eine sichere Stromversorgung wird gesicherte Leistung benötigt, welche innerhalb der Studie über Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (Biomasse, Geothermie, grünes Gas), Bioenergie, Gaskraftwerke, elektrische Speicher und regelbare Wasserkraftanlagen bereitgestellt wird.

Die Studie konnte zudem qualitativ aufzeigen, wie heutige Systemdienstleistungen (Frequenz- und Spannungshaltung, Versorgungswiederaufbau), welche im aktuellen Rahmen von fossilen Kraftwerken erbracht werden, zukünftig über die Erneuerbaren Energien und den Einsatz von Flexibilitäten sichergestellt werden können. Dies ermöglicht ein sicheres Abschalten fossiler Kraftwerke aus dem heutigen Strommarkt.

Innerhalb der Studie wurde auch auf die Besonderheit des §51 EEG 2021 untersucht, welcher Anreize zur kurzfristigen Abregelung erneuerbarer Strommengen bei negativen Strompreisen setzt.

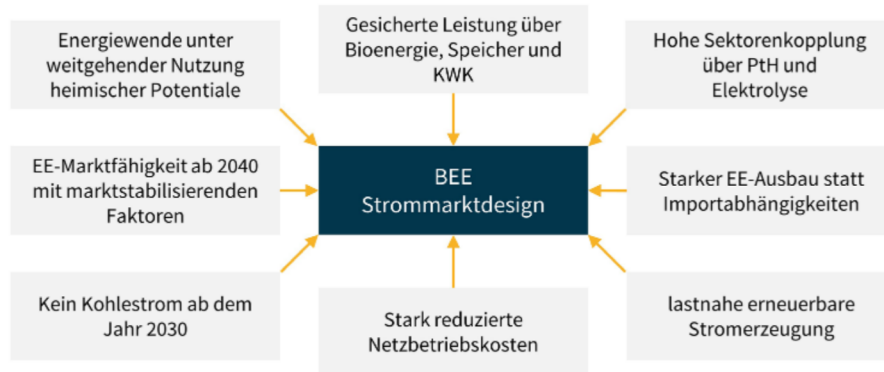
Hierbei zeigen die Berechnungen der Studie, dass kurzfristige künstliche Änderungen der Einspeisung (Netto-Leistungsabfall) von bereits einigen GW zu massiven Netzproblemen bis hin zu frequenzabhängigen Lastabwürfen führen können.

Da der §51 EEG ein politisches Konstrukt darstellt, wäre es sinnvoll, den §51 EEG 2021 abzuschaffen.

10 Zentrale Ergebnisse

Die Studie enthält die in Abb. 15 dargestellten zentralen Ergebnisse.

Abb. 15: Übersicht über die Kernergebnisse der BEE-Strommarktdesignstudie



Die Umsetzung der Energiewende unter weitgehender Nutzung heimischer Potentiale ist zentraler Ansatz der Studie, da sie Deutschlands Importabhängigkeit reduziert und zeitgleich die regionale Wertschöpfung steigert.

Zur Realisierung dieses Rahmens ist ein hoher Erneuerbaren-Ausbau in Deutschland von zentraler Bedeutung. Damit einhergehend ist gleichzeitig der forcierte Ausbau von PtH und Elektrolyse im Inland notwendig. Dies realisiert die notwendige Sektorenkopplung und wirkt gleichzeitig marktstabilisierend für die Erneuerbaren Energien.

Der Kohleausstieg kann bei gleichbleibender Versorgungssicherheit wie im heutigen Rahmen zum Jahr 2030 vorgezogen werden.

Aufgrund flexibel eingesetzter Bioenergie (u. a. mit Kopplung an die Gasspeicher) sowie des Einsatzes elektrischer Speicher konnte im Reformszenario zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit fast vollständig auf den Einsatz von H_2 -Gasturbinen verzichtet werden. Dies reduziert den benötigten Transformationsrahmen der deutschen Energielandschaft und ermöglicht die Verlagerung des dort ansonsten eingesetzten Wasserstoffs in andere Bereiche.

Über die getroffenen Maßnahmen im Reformszenario ist es möglich, die Marktwerte der Erneuerbaren Energien deutlich zu erhöhen. Dies senkt die Differenzkosten der Erneuerbaren Energien in den kommenden Jahrzehnten stark und ermöglicht zugleich einen förderfreien Finanzierungsrahmen voraussichtlich ab dem Jahr 2040.

Zusätzlich können im Reformszenario über die getroffenen Maßnahmen negative Strompreise vollständig verhindert werden, was die Wirtschaftlichkeit Erneuerbarer Energien innerhalb der Förderung und somit deren klimapolitisch notwendigen Ausbau sicherstellt.

Die vorliegenden Ergebnisse der Studie zeigen Lösungen auf, die durch die Langfristszenarien des BMWi nicht abgedeckt werden. Dies liegt an zu geringen Annahmen für den Erneuerbaren-Ausbau innerhalb der Langfristszenarien sowie an der Vorgabe, die energetische Nutzung der Bioenergie bis 2050 sehr stark zu begrenzen. Zusätzlich gehen die BMWi-Langfristszenarien davon aus, dass große Erzeugungskapazitäten für den deutschen Markt in anderen Ländern aufgebaut werden. Daher sind die Langfristszenarien des BMWi zur Abbildung des Lösungsraums zur Umsetzung der Energiewende um ein weiteres Hauptszenario, ähnlich dem Rahmen dieser Studie, zu erweitern.

Erhebliche Einsparungen im Netzbetrieb in einem langfristigen Zeitraum lassen sich durch eine dezentrale, bürgernahe erneuerbare Erzeugung sowie mit erzeugungsnaher Wasserstoffproduktion, welche auf die Residuallast ausgerichtet ist, ermöglichen.

Die Marktfähigkeit der volatilen Erneuerbaren Energien ist mithilfe von marktstabilisierenden Faktoren der Sektorenkopplung (PtH, Elektrolyseure, Wärme usw.) bereits ab 2040 möglich.

Der Einfluss eines geringeren Ausbaus an Flexibilitäten wirkt sich stark auf die Ergebnisse aus. Bereits ein um 15% geringerer Flexibilitätsausbau als im Optimum vorgesehen führt zu einer signifikanten Reduktion des Marktwertes der Erneuerbaren Energien. Dies verursacht Mindererlöse im Markt in Höhe von mehreren Milliarden Euro pro Jahr. Daher ist es von entscheidender Bedeutung, dass für den weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien gleichzeitig die jeweils benötigte Flexibilität in Kapazität und Zeitrahmen bestimmt und umgesetzt wird.

Eine weitere Reduzierung der Flexibilitäten über eine künstliche Begrenzung der in Deutschland errichteten Elektrolyseurleistung auf 50 GW (mittlerer Ausbaurahmen der Langfristszenarien) würde zu einer weiteren deutlichen wirtschaftlichen Verschlechterung für Erneuerbare Energien innerhalb der Rahmenbedingungen dieser Studie führen und somit den klimapolitisch notwendigen Erneuerbaren-Ausbau begrenzen.

Innerhalb der Netzberechnungen konnte gezeigt werden, dass ein sicherer Netzbetrieb im Stromsektor durch Erneuerbare Energien und Flexibilitäten sichergestellt werden kann.

Der Gesamtzubau-Bedarf im Netzbereich im Jahr 2030 entspricht einer ähnlichen Größenordnung wie im Netzentwicklungsplan 2019, trotz einer deutlich größeren Installation der Erneuerbaren Energien innerhalb dieser Studie.

Die Kosten des Netzbetriebs im Szenariojahr 2030 können gegenüber dem Jahr 2020 um über 70 % gesenkt werden.

Aufgrund der zusätzlichen Freiheitsgrade in der Netzbetriebsführung im Reformszenario kann vor allem die Verbraucherseite hierfür genutzt werden. Dies erhöht die Integration der Erneuerbaren Energien und reduziert gleichzeitig die jährlichen Kosten im Netzbereich in der Dekade 2050 um mehrere Milliarden Euro.

Die im Basisszenario, ähnlich wie im Netzentwicklungsplan, vorgesehenen Elektrolyseure in Süddeutschland verursachen für die optimierte Netzbetriebsführung eine zusätzliche steuerbare Erzeugerleistung (u. a. Gasturbinen). Dies verursacht jährliche Zusatzkosten in Milliardenhöhe gegenüber dem Reformszenario. Dies unterstreicht die volkswirtschaftliche Notwendigkeit der im Reformszenario getroffenen Maßnahme, ausschließlich Elektrolyseure in Norddeutschland zu errichten.

Die Bereitstellung gesicherter Leistung für die Versorgungssicherheit wird innerhalb der Studie über KWK-Anlagen, Bioenergie, steuerbare Wasserkraftanlagen und H₂-Gaskraftwerke realisiert. Innerhalb des Reformszenarios kann aufgrund einer größeren Leistungsüberbauung der Bioenergie fast vollständig auf H₂-Gaskraftwerke verzichtet werden.

Die Übernahme der Systemdienstleistungen heutiger fossiler Kraftwerke ist über den Einsatz Erneuerbarer Energien sowie von Flexibilitäten umsetzbar. Eine sichere Abschaltung fossiler Kraftwerke ist somit realisierbar.

Der Herausforderung starker regionaler Stromgradienten auf den Netzbetrieb, unter anderem hervorgerufen durch den §51 EEG 2021, ist frühzeitig mit geeigneten Flexibilitätsmaßnahmen zu begegnen.

Die BEE Strommarktdesignstudie belegt, dass kein zwingender Import von grünem Wasserstoff zur direkten Nutzung für Deutschland stattfinden muss. Auch der PTL-Importbedarf kann ggü. den BMWI Langfristszenarien bzw. AGORA Energiewende um mehr als 50% reduziert werden.

Literaturverzeichnis

- [1] Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut (2021): Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann. Zusammenfassung im Auftrag von Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende
- [2] Sensfuß, F., Lux, B., Bernath, C., et al. (2021): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. 3. Kurzbericht: 3 Hauptszenarien. 05/2021, Karlsruhe
- [3] Brandes, J., Haun, M., Senkpiel, C., Kost, C., Bett, A., Henning, H.-M. (2020): Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem - Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen. Update unter einer Zielvorgabe von 65% CO₂-Reduktion in 2030 und 100% in 2050, Freiburg
- [4] Bundesverband WindEnergie (2012): Potenzial der Windenergienutzung an Land. Kurzfassung
- [5] Deutsche WindGuard GmbH (2020): Status des Offshore-Windenergieausbaus in Deutschland. Erstes Halbjahr 2020, Varel

BEE

Bundesverband
Erneuerbare Energie e.V.



Als Dachverband der Erneuerbare Energien-Branche in Deutschland bündelt der Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. die Interessen von 50 Verbänden, Organisationen und Unternehmen mit 30 000 Einzelmitgliedern, darunter mehr als 5 000 Unternehmen. Unser Ziel: 100 Prozent Erneuerbare Energie in den Bereichen Strom, Wärme und Mobilität.

Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.

V.i.S.d.P. Wolfram Axthelm

EUREF-Campus 16

10829 Berlin

www.bee-ev.de