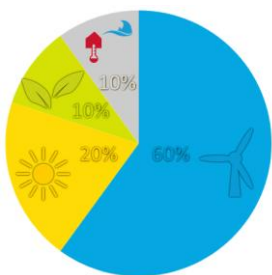


# Infoblätter Kombikraftwerk 2



## Simulation eines 100%-EE-Systems

### Das Erneuerbare-Energien-Szenario und die Ergebnisse der Berechnungen



Anteile der Energieträger an der Jahresstromerzeugung Deutschlands im Szenario

Im Forschungsprojekt Kombikraftwerk 2 wird untersucht, ob eine sichere und stabile Stromversorgung aus 100% regenerativen Quellen in Zukunft technisch möglich sein wird. Dazu wurde ein Zukunftsszenario entwickelt, anhand dessen der dafür notwendige Bedarf an Systemdienstleistungen sowie die Bereitstellung derselben mit einem intelligenten System aus regenerativen Erzeugern, Energiespeichern und Backup-Kraftwerken untersucht wurde. Das Szenario modelliert in bislang nicht gekannter räumlicher Auflösung die zukünftige Stromversorgung Deutschlands mit 100% Erneuerbaren Energien. Dieses Szenario wurde dann mit realen Wetterdaten gespeist und mit Verbrauchswerten gekoppelt, so dass ein detailliertes Bild von Stromerzeugung und -transport zu jeder Stunde des Jahres erzeugt werden konnte. Auf dieser Grundlage konnten die Forscher zu jedem Zeitpunkt Zustand und Optimierungsmöglichkeiten der Stromnetze untersuchen. Ihre Schlussfolgerungen: Eine sichere und stabile Stromversorgung auf Basis von 100% erneuerbarer Quellen ist in Zukunft bei entsprechenden Anpassungen des Systems technisch sicher machbar.

In dreijähriger Forschungsarbeit entwickelten die beteiligten Projektpartner aus Wirtschaft und Wissenschaft dieses hochaufgelöste räumliche Modell eines Stromversorgungssystems nur auf Basis erneuerbarer Energiequellen und nutzen es für intensive Betrachtungen und Berechnungen hinsichtlich seiner technischen Machbarkeit. Im Vordergrund stand dabei die Frage, welche Herausforderungen hinsichtlich der Netzstabilität ein solches System mit sich bringt und wie groß der Systemdienstleistungsbedarf ist, um Frequenz und Spannung mit großen Anteilen fluktuierender Erzeuger stabil zu halten.

### Modellierung des 100%-Szenarios



Die Karte des 100%-Szenarios im Detail

Um die Stabilität eines zukünftigen Stromversorgungssystems zu untersuchen, muss man dieses sehr genau modellieren und exakt wissen, welche Leitungen wo stehen, wie viel Strom erzeugt und an welchen Stellen dieser ins Netz eingespeist und wieder verbraucht wird. Dazu wurde im Forschungsprojekt Kombikraftwerk 2 ein räumlich sehr hoch aufgelöstes Zukunftsszenario entwickelt, das eine 100%ige Stromversorgung mit erneuerbaren Quellen abbildet. Als Orientierung dienten dabei sowohl Potenzial- und Wetterdaten, heutige Anlagenstandorte sowie die Planungen zum Netzausbau der Bundesnetzagentur.

Im Szenario wird angesetzt, dass der prognostizierte Strombedarf zu 60 Prozent durch Windenergie, zu 20 Prozent durch Photovoltaik, zu 10 Prozent durch Bioenergie und der Rest durch Geothermie und Wasserkraft gedeckt wird.

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages





Installierte Leistungen  
Windenergie im Szenario

## Windenergie

Die wichtigsten Energiequellen sind im Modell des Kombikraftwerks 2 Sonne, Wind und Biomasse - wie bei den meisten anderen 100%-Szenarien. Die Standorte der Windenergieanlagen wurden vorrangig auf Basis von Potenzialflächen und Wetterdaten generiert, auch bereits bestehende Standorte von Windenergieanlagen wurden in der statistischen Verteilung berücksichtigt. Da die Anlagen punktgenau im Szenario hinterlegt sind, wurden sogar Abschattungseffekte innerhalb der Windparks bei der Energieerzeugung einberechnet. Insgesamt sind fünf verschiedene Anlagentypen angenommen und je nach Standort verteilt worden. Die Offshore-Windkraft nutzt dabei die heute ausgewiesenen Flächen vollständig aus. Onshore wäre dagegen noch eine deutlich höhere Leistungsinstallation machbar. Insgesamt kommt die Windenergie im Szenario auf folgende Leistungszahlen und Energieerträge:

Windenergie	Onshore	Nordsee	Ostsee
Installierte Leistung (GW)	87	36	4
Volllaststunden	2584	3907	3463
Jahresenergieertrag (TWh)	225	141	14

## Photovoltaik

Für die Positionierung und Auslegung der Photovoltaik-Anlagen wurden die ebenfalls im Szenario hinterlegte tatsächliche Bebauung Deutschlands (unterschieden nach Flach- und Schrägdächern sowie Fassaden) sowie die Verkehrswege (Autobahnen und Schienenwege) berücksichtigt. Auch bei der Photovoltaik wird dabei nur ein Teil des technisch sinnvollen Potenzials genutzt; so dass auch Szenarien mit deutlich höheren Leistungen und Energieausbeuten denkbar wären. Zudem wird davon ausgegangen, dass jede dritte PV-Anlage auf Dächern oder an Hauswänden mit einer Batterie zur Speicherung von PV-Energieüberschüssen ausgerüstet ist. Im Detail erreichen die verschiedenen Formen der Photovoltaik folgende Kennzahlen:

Photovoltaik	Schrägdächer	Flachdächer	Fassaden	Bundesautobahnen	Schienenwege
installierte Leistung (GWp)	70	13	5	15	30
Volllaststunden	909		605	942	947
Jahresenergieertrag (TWh)	75		3	14	28

## Bioenergie

Die Bioenergie ist der drittgrößte Energielieferant, wobei diese vor allem in Ergänzung der fluktuierenden Energieträger Wind und Sonne eingesetzt wird. Im Szenario wird zwischen 10 verschiedenen Bioenergieformen unterschieden, die auf unterschiedliche Weisen verstromt werden. In der folgenden Tabelle werden die Nutzungspfade und Energieerträge angegeben:

Bioenergie	Jahresenergie [TWhel.]		örtliches Potenzial	Verstromung in:
Biogas	Energiepflanzen:	10,2	auf Feldern und Wiesen	Bioenergieanlagen & Methankraftwerken (40% Prozent in Dörfern vor Ort, 60% über das Erdgasnetz)
	Gülle:	14,1	in Dörfern	
	Privates Klärgas	1,3	in Siedlungsgebieten	Bioenergieanlagen & Methankraftwerken (40% Prozent in Industriegebieten vor Ort, 60% über das Erdgasnetz)
	Industrielles Klärgas	0,3	in Industriegebieten	
Feste Biomasse	Energiepflanzen	6,0	auf Feldern	Bioenergieanlagen in Dörfern vor Ort
	Waldrestholz	12,2	in Wäldern	Holzheizkraftwerken (ca. 40% über Vergasung in das Erdgasnetz)
	Altholz	9,1	in Siedlungsgebieten	Altholzkraftwerken (ca. 60% über Vergasung in das Erdgasnetz)
	Biogener Abfall	5,9	in Siedlungsgebieten	Müllheizkraftwerken
Flüssige Biomasse	Energiepflanzen	1,5	auf Feldern	Bioenergieanlagen in Dörfern vor Ort
	Summe	60,5		
	davon Biomethan	26		

## Wasserkraft

Für die Wasserkraft wird ein Energiebeitrag von 25 TWh angenommen. Der Zuwachs gegenüber heute erfolgt vorrangig durch Modernisierung bestehender Kraftwerke und weniger durch neue Anlagen.

## Geothermie

Bei der Nutzung der Geothermie wird davon ausgegangen, dass die Anlagen nur bei kombinierter Strom- und Wärmenutzung wirtschaftlich zu betreiben sind. Unter dieser Prämisse ist ein geothermisches Stromerzeugungspotenzial von jährlich 66 TWh vorhanden, das im Szenario zu rund 60 Prozent ausgeschöpft wird. Dies entspricht einer Jahresstrommenge von 40 TWh. Die räumliche Platzierung der Kraftwerke erfolgte gleichmäßig in den Regionen, die für geothermische Stromerzeugung geeignet sind, also vorrangig im Norddeutschen Becken, im Oberrheingraben sowie im süddeutschen Molassebecken.

## Speicher

Neben den Pumpspeicherkraftwerken und den Batterien wurde als wichtigste Form der Energiespeicherung der Einsatz von Power-to-Gas, also die Umwandlung von überschüssigem Strom aus erneuerbaren Quellen in Methan (EE-Methan), angenommen. Die Leistung der Power-to-Gas-Anlagen wurde dabei als Kompromiss zwischen der zur Einspeicherung aller Erzeugungsüberschüsse notwendigen Speicherleistung und wirtschaftlichen Erwägungen bestimmt. Im Szenario sind Power-to-Gas-Anlagen mit einer Leistung von ca. 13 GW vorgesehen. Dezentrale BHKW und zentrale Gaskraftwerke, die mit dem Oberbegriff „Methankraftwerke“ zusammengefasst

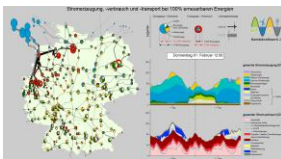


Modellierung der Verteilung der Power-to-Gas-Anlagen

werden, können das EE-Methan sowie das in Biogasanlagen gewonnene Biomethan verstromen und dienen so als Reservekraftwerke für sonnen- und windarme Zeiten. Die Methankraftwerke erzeugen im Szenario in einer Stunde hoher Last und geringer Erzeugung aus Wind und Sonne ihren Maximalwert von 43 GW. Die Power-to-Gas-Anlagen und die zur Rückverstromung nötigen Methankraftwerke wurden dabei gemäß den Notwendigkeiten des Versorgungssystems platziert, wobei es vorrangig im Norden Deutschlands Bedarf an Einspeicherleistung zur Methanisierung überschüssigen (Offshore-)Windstroms gab, während die Methankraftwerke in ganz Deutschland nahe den Lastzentren verteilt sind. Der Einsatz von Power-to-Gas ist dabei eine Modellannahme, andere Szenarien könnten auch einen größeren Einsatz alternativer Speichertechnologien oder eine stärkere Verknüpfung von Strom- und Wärme- bzw. Verkehrssektor vorsehen.

### Stromverbrauch

Für die Ermittlung der Stromtransporte sind nicht nur die Erzeugung- sondern auch die Verbrauchsorte entscheidend. Grundlage zur Stromverbrauchsmodellierung im Szenario waren heutige Verbrauchsdaten, die einerseits wegen steigender Energieeffizienz etwas nach unten korrigiert wurden, denen andererseits aber auch zusätzlicher Verbrauch durch den verstärkten Einsatz von Klimaanlage, Elektroautos und Wärmepumpen hinzugefügt wurden. Insgesamt ergab sich ein Gesamtverbrauch von 532,3 TWh im Jahr. Hinzu kommen 36,6 TWh Speicherungsverluste um insgesamt 68,9 TWh Energie abzuspeichern. Die Verbräuche wurden gemäß der heutigen Verteilung nach Industrie, Gewerbe- und Wohngebieten sowie nach den Speicherstandorten und, im Fall der Netzverluste, den Stromleitungen räumlich aufgeteilt.



Lastflussanimation zur Visualisierung von Erzeugung, Verbrauch und Netzbelastung

### Netzmodellierung

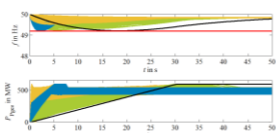
Das Stromnetz des Modells wurde auf Basis des Leitszenarios 2032B der Bundesnetzagentur angenommen, welches bis 2032 realisiert werden soll. Insbesondere die noch zu errichtenden Leitungen zur Hochspannungs-Gleichstromübertragung (HGÜ) spielen eine wichtige Rolle. Auf Grundlage dieses Netzes wurde auch untersucht, ob weitere Ausbaumaßnahmen für einen stabilen Betrieb des 100%-Erneuerbare-Energien-Systems vonnöten sind. Im Ergebnis sind zur Gewährleistung der Netzstabilität (n-1-sicher) vergleichsweise wenige Zubaumaßnahmen über die bis 2032 ohnehin geplanten Verstärkungen nötig, um dieses rein erneuerbare Stromversorgungssystem sicher und stabil zu betreiben. Es sind allerdings regelmäßig umfangreiche Redispatch-Maßnahmen notwendig, um den Kraftwerkeinsatz den Restriktionen des Netzbetriebs anzupassen. Ein erhöhter Netzausbau kann den Redispatch-Bedarf verringern.

Das unterlagerte Verteilnetz wurde im Rahmen dieses Projektes nicht näher betrachtet. Ein Austausch mit dem Ausland wurde angenommen, wobei jedoch die energetische Export-/Importbilanz über das gesamte betrachtete Jahr ausgeglichen ist, und Export bzw. Import in einem Zeitpunkt nur dann möglich ist, wenn in den jeweiligen Nachbarländern Bedarf bzw. Überschuss herrscht.

## Ergebnisse der Berechnungen

### Frequenzhaltung

Bezüglich der Frequenzstabilisierung wurden im Projekt zwei verschiedene Mechanismen untersucht. Die größte kurzfristige Frequenzänderung entsteht durch einen plötzlichen Ausfall eines großen Erzeugers. Hierfür wurde im Projekt wie heute der Ausfall des größten Kraftwerks in Europa angenommen. Im ersten Moment nach dem Ausfall wird die fehlende Energie im System aus den rotierenden Massen der Synchrongeneratoren in thermischen und Wasserkraftwerken entnommen, was den Frequenzabfall verzögert. Nach diesem passiven Stabilisierungsmechanismus muss dann innerhalb von wenigen Sekunden die Primärregelung aus den dafür vorgesehenen Kraftwerken kommen. Diese speisen sofort mehr Leistung ein, so dass sich die Frequenz wieder stabilisiert. Dieses Verhalten wurde im Projekt für alle Zeitschritte mit den jeweils netzverbundenen Generatoren und einer optimierten Verteilung der Regelleistungsbereitstellung auf aktuell mögliche Einheiten simuliert. Bleibt die Zeitspanne bis zum vollständigen Erbringen der Regelleistung bei den heute vorgeschriebenen 30 Sekunden, so sinkt die Frequenz nach einem simulierten Kraftwerksausfall in vielen Fällen mit hoher EE-Einspeisung deutlich zu tief ab. Grund dafür ist, dass die umrichterverbundenen Erzeugungsanlagen, wie Wind und Sonne, dem Netz bei heutigem



Auswertung der dynamischen Frequenzänderungen in der Simulation

Betriebsmodus keine rotierende Masse zur Verfügung stellen. Durch die Simulation deutlich schnellerer Reaktionszeiten von Solar- und Windenergie-, Power-to-Gas-Anlagen und Batterien konnte jedoch auch diese Herausforderung eines rein erneuerbaren Stromversorgungssystems gelöst werden. Um die schnelleren Reaktionszeiten nutzen zu können muss der regulatorische Rahmen für die Regelleistungsabrufzeit verkürzt werden. Technisch gesehen ist der schnelle Abruf bei den genannten Anlagen schon heute möglich und erlaubt den Erneuerbaren die fehlende Schwungmasse zu kompensieren. Mit dieser Maßnahme konnte in den Simulationen für alle Zeitpunkte ein stabiles, zulässiges Frequenzverhalten auch im Falle des größten anzunehmenden Fehlers nachgewiesen werden.

Eine andere Untersuchung des Projekts betraf die Dimensionierung der zeitlich späteren Regelleistungsarten, der Sekundärregelleistung und der Minutenreserve. Nach dem Abfang von Frequenzschwankungen durch die Primärregelleistung führen diese die Frequenz im Zeitbereich von 30 Sekunden bis zu einer Stunde wieder auf den Nominalwert zurück und erlauben der Primärregelung, auf erneute Schwankungen reagieren zu können. Während die kurzfristigen Erzeugungsschwankungen auch in Zukunft durch den Ausfall großer Kraftwerke oder Leitungstrassen bestimmt werden, sind die etwas langsameren Schwankungen signifikant auch durch Fluktuationen im deutschlandweiten Dargebot von Wind und Sonne bestimmt. In einem zukünftigen 100% erneuerbaren System mit zeitweise fast vollständiger Stromerzeugung aus Wind und Sonne werden die zu erwartenden Schwankungen in Summe also sehr groß, und viel Sekundärregelleistung und Minutenreserve müsste zu hohen ökonomischen Kosten vorgehalten werden. Um diesem Effekt entgegenzuwirken, wurde im Projekt eine dynamische Regelleistungsdimensionierung untersucht. Anders als im heutigen System, bei dem die benötigte Regelleistung jeweils für ein Vierteljahr im Voraus bestimmt wird und sich daher am schlimmstmöglichen Fall orientieren muss, wird bei der dynamischen Regelleistungsdimensionierung an jedem Tag anhand von Einspeiseprognosen für jede Stunde des Folgetags bestimmt, welche kurzfristigen Schwankungen dann zu erwarten sind. Im Mittel ergab sich mit der dynamischen Regelleistungsdimensionierung in etwa der gleiche Bedarf an Sekundärregelleistung und Minutenreserve wie heute. Würde das heutige Verfahren zur Bedarfdimensionierung beibehalten, würde sich der Regelleistungsbedarf in etwa verdoppeln.

### **Spannungshaltung**

Neben der Frequenz ist auch die Spannung eine entscheidende Größe bei der Ermittlung der Systemstabilität. Notwendig für die Netzstabilität ist dabei, dass an jedem Netzknoten die dort anliegende Spannung den Sollwert nicht um mehr als 10 Prozent über- oder unterschreitet. Das Forschungsprojekt thematisiert nur die Übertragungsnetzebene, also die Spannungsebenen 380 und 220kV. Zur Korrektur von Spannungsabweichungen im Wechselstromnetz wird Blindleistung benötigt, die lokal bereitgestellt werden muss. Die bislang von Großkraftwerken übernommene Blindleistungsbereitstellung wird im Szenario von einer Vielzahl unterschiedlicher Anlagentypen verschiedener Größen sowie Lokalisierung (zentral/dezentral) übernommen, die miteinander interagieren. Auch mit dieser größeren Verteilung der Blindleistungsbereitstellung kommt es in der Simulation zu keinen kritischen Spannungsabweichungen. Zur Optimierung sollten die Erneuerbare-Energien-Anlagen jedoch in möglichst hohen Spannungsebenen angeschlossen werden. Auch ein gewisser Anteil von zentralen Anlagen (größere EE-Parks, Speicher, Reservekraftwerke) ist wünschenswert. Die Bereitstellungspotenziale für Blindleistung aus unterlagerten Spannungsebenen können insbesondere durch stufbare Transformatoren vergrößert werden, was auch die im Projekt nicht untersuchte Spannungshaltung in den Verteilnetzen verbessern würde. Durch wenige zusätzliche Blindleistungskompensatoren können einige verbleibende lokale Blindleistungsdefizite, welche nicht direkt mit Erzeugungsanlagen gedeckt werden können, ausgeglichen werden. Hierfür könnten umgebaute alte Kraftwerke wie aktuell schon in Biblis oder schon heute verfügbare, eigens für diesen Zweck optimierte Anlagen verwendet werden.

## Zusammenfassung und Handlungsempfehlungen

Die Berechnungen zeigen, dass eine Stromversorgung auf Basis von 100% Erneuerbare Energien in Deutschland in Zukunft technisch sicher machbar sein wird und dass bei einer entsprechenden Anpassung des Systems die hierzulande gewohnt hohe Versorgungsqualität keine Abstriche durch die Energiewende erfährt.

Für eine Vollversorgung mit Erneuerbaren Energien im Strombereich braucht es jedoch große Speicherkapazitäten im System, welche auch für die Erbringung von Systemdienstleistungen geeignet sein sollten. Speichereinsatz, Netzausbau, Umfang von Redispatch-Maßnahmen und die Verwendung oder Kappung von Energieüberschüssen sind gegenseitig voneinander abhängig – hier bestehen erhebliche Einflussmöglichkeiten auf die Ausgestaltung eines rein erneuerbaren Stromversorgungszenarios. Eine installierte Leistung von Bioenergie- und Methankraftwerken in der Größenordnung der Maximallast sollte jedoch in jedem Falle vorhanden sein. Zudem ist für eine regenerative Vollversorgung eine Vernetzung der dezentralen Anlagen, beispielsweise in Kombikraftwerken, unabdingbar, um Schwankungen der Frequenz und der lokalen Spannung systemweit koordiniert ausgleichen zu können.

Die Dimensionierung des Regelleistungsbedarfs sollte in Zukunft dynamisch je nach prognostizierter Einspeisesituation erfolgen, um den Bedarf nicht weiter zu erhöhen. Auch sollte die Abrufzeit für Primärregelleistung nach Energieträger differenziert werden, um mit den technisch möglichen, schnelleren Reaktionszeiten der Wind und PV Anlagen deren reduzierte rotierende Masse auszugleichen. Unter diesen Rahmenbedingungen ist eine Aufrechterhaltung der Frequenz im 100%EE-Szenario jederzeit problemlos möglich. Zusätzlich sollte der Nachweis der erbrachten Regelleistung für fluktuierende Einspeiser wie Wind und Sonne auf das Verfahren „mögliche Einspeisung“ (siehe Hintergrundpapier Feldtest) umgestellt werden, anstelle des bisher verwendeten Abgleichs mit dem aus Prognosen ermittelten Fahrplan. So können diese Anlagen ihr Leistungspotenzial bestmöglich ausschöpfen.

Die Spannungshaltung konnte in der Simulation mit einem Mix aus zentralen und dezentralen Anlagen jederzeit gewährleistet werden. Für zusätzlichen lokalen Blindleistungsbedarf, bspw. in Ballungszentren, müssen ggf. einige ergänzende Kompensationsanlagen eingesetzt werden. Die Erneuerbare-Energien-Anlagen sollten zur optimierten Erbringung von Blindleistung in möglichst hohen Spannungsebenen angeschlossen werden. Umrichter gesteuerte Anlagen sollten auch zur Spannungshaltung beitragen können, wenn sie zum jeweiligen Zeitpunkt keinen Strom produzieren.

### Hintergrund & Kontakt

Das auf drei Jahre angelegte Forschungsprojekt „Kombikraftwerk 2“ wird vom Bundesumweltministerium gefördert. Die Partner des Konsortiums sind: CUBE Engineering GmbH, Deutscher Wetterdienst, ENERCON GmbH, Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), ÖKOBIT GmbH, Fachgebiet Elektrische Energieversorgung der Leibniz Universität Hannover, Siemens AG, SMA Solar Technology AG, SolarWorld AG und die Agentur für Erneuerbare Energien

Agentur für Erneuerbare Energien  
Sven Kirrmann  
Reinhardtstr. 18  
10117 Berlin  
[info@kombikraftwerk.de](mailto:info@kombikraftwerk.de)