

# Anforderungen an ein zukunftsfähiges Stromnetz



## IWES

Dr. Thomas Degner  
thomas.degner@iwes.fraunhofer.de

Prof. Dr. Kurt Rohrig  
kurt.rohrig@iwes.fraunhofer.de

Dr. Philipp Strauß  
philipp.strauss@iwes.fraunhofer.de

Prof. Dr. Martin Braun  
martin.braun@iwes.fraunhofer.de

## DBFZ

Kerstin Wurdinger  
kerstin.wurdinger@dbfz.de

## UFZ

Klaas Korte  
klaas.korte@ufz.de

## Einleitung

Die elektrische Energieversorgung war ursprünglich so konzipiert, dass die zur öffentlichen oder auch industriellen Versorgung notwendige elektrische Energie durch Kraftwerke möglichst in der Nähe der Lastzentren erzeugt wurde. Durch die Drehstrom-Fernübertragung wurde es möglich, elektrische Energie auch über größere Strecken zu transportieren, sowie später durch den Verbundbetrieb eine Energieversorgung basierend auf dem Parallelbetrieb von großen Kraftwerksblöcken zu realisieren. Die Netze wurden auf maximale Lastdeckung ausgelegt. Der Verbundbetrieb ermöglichte eine zuverlässige und wirtschaftliche Versorgung mit elektrischer Energie, mit der auch nicht geplante Lastsprünge sowie Kraftwerksausfälle gut beherrscht werden konnten. Die Verteilungsnetze waren als reine Verbrauchernetze geplant.

Demgegenüber steht die heutige Situation, dass zusätzlich zur konventionellen Erzeugung aus Großkraftwerken ein sehr großer Anteil aus dezentraler und erneuerbarer Erzeugung besteht. Diese Erzeugung ist überwiegend an die Verteilungsnetze (Spannungsebenen  $\leq 110$  kV) angeschlossen (*Abbildung 1*).

Der Anteil erneuerbarer Erzeugung soll zukünftig noch größer werden, während die Erzeugung aus konventionellen Kraftwerken, vor allem aus Kernkraftwerken, weiter zurückgehen soll. Für die Stromnetze und die elektrische Energieversorgung ergibt sich hieraus eine Vielzahl von neuen Anforderungen, u. a.

- zeitweilige Leistungsflussumkehr in den Verteilungsnetzen
- Betrieb von Erzeugungsanlagen mit Stromrichtern am Netz
- Notwendigkeit die Netze auf maximale Einspeisung und nicht auf maximale Versorgung auszuliegen
- zusätzliche Schwankungen durch fluktuierende Erzeugung aus erneuerbaren Energien
- Notwendigkeit sehr viele Erzeugungsanlagen mit sehr kleiner Leistung zu steuern

## Ergebnisse aus Forschung und Entwicklung

Im Folgenden werden exemplarisch einige Ergebnisse aus aktuellen Forschungsvorhaben vorgestellt.

## Frequenzregelung, Regelleistungsbereitstellung

Technisch können schon heute die meisten Erneuerbare-Energie-Anlagen (EEA) Regelleistung bereitstellen. Die Anlagen sind im Vergleich zu thermischen Großkraftwerken sehr reaktionsschnell. Im Unterschied zu konventionellen Quellen stehen jedoch die wichtigsten erneuerbaren Energieträger Sonne und Wind nicht kontinuierlich zur Verfügung, sondern sind vom Dargebot der Natur abhängig. Wetterabhängige EEA können Regelleistung nur erbringen, wenn genügend Wind bzw. Sonne über einen definierten Zeitraum vorhanden ist. Die Regelleistung muss daher von einem vierteiligen, zeitlich variablen Mix von Anlagen bereitgestellt werden. Um die mögliche Regelleistungsbereitstellung durch die einzelnen Anlagen und den Regelleistungsbedarf dynamisch berechnen zu können, sind hochpräzise Einspeiseprognosen mit Angabe von Vertrauensbereichen notwendig. Genaue Prognosen sind auch für die Angebotserstellung von Wind- und Photovoltaikparks am Regelleistungsmarkt entscheidend, da durch sie das Angebot bei gleicher Zuverlässigkeit gesteigert werden kann. Windparks können in Zukunft mit Hilfe von probabilistischen Prognosen genauso zuverlässig Regelleistung bereitstellen wie bisherige Anbieter.

Ein Teilergebnis des Projekts Regeneratives Kombikraftwerk II war, dass der im Forschungsprojekt berechnete Bedarf an Regelleistung bei einer 100% erneuerbaren Stromversorgung zu allen Zeitpunkten gedeckt werden kann. Die Berechnungen zum optimalen Mix für die Vorhaltung von Regelleistung ergaben, dass vor allem Speicher zum Einsatz kommen.

## Statische Spannungshaltung im Verteilungsnetz

Durch den Anschluss von einem großen Anteil von Erzeugungsanlagen im Verteilungsnetz, besteht die Herausforderung, die Spannung innerhalb der erlaubten Toleranzgrenzen zu halten.

Im Verbundprojekt SysDL2.0 werden zwei Ansätze zur Wahrung der Spannung im Verteilungsnetz erprobt.

Der erste Ansatz wird mithilfe koordinierter Blindleistung von im Verteilungsnetz verteilten erneuerbaren Energieanlagen realisiert. Hierzu wird mithilfe einer globalen Optimierung eine ideale Bereitstellung von Blindleistung pro EEA berechnet und dieser Sollwert an die Erzeugungsanlagen geschickt. Das Einstellen der berechneten Sollwerte bewirkt eine optimale Spannungsverteilung an allen Netzknoten, was zur

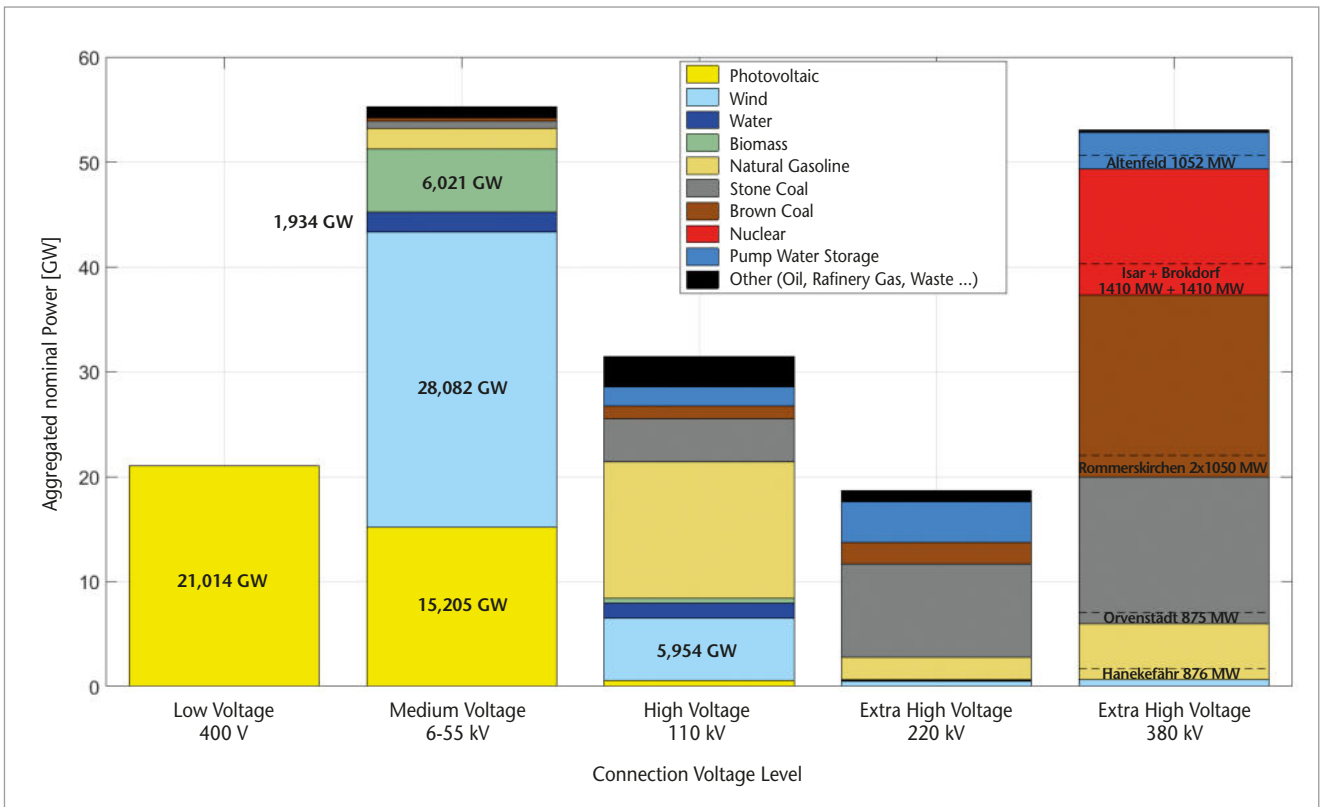


Abbildung 1  
 Angeschlossene Erzeugungsleistung im deutschen Verbundnetz pro Netzebene: Erneuerbare Erzeuger speisen fast ausschließlich in Verteilungsnetze ( $\leq 110$  kV) ein.  
 (Datenquelle: Bundesnetzagentur, Datenbasis 2015, ohne Offshore Wind  
 Bild: Hof, Fraunhofer IWES)

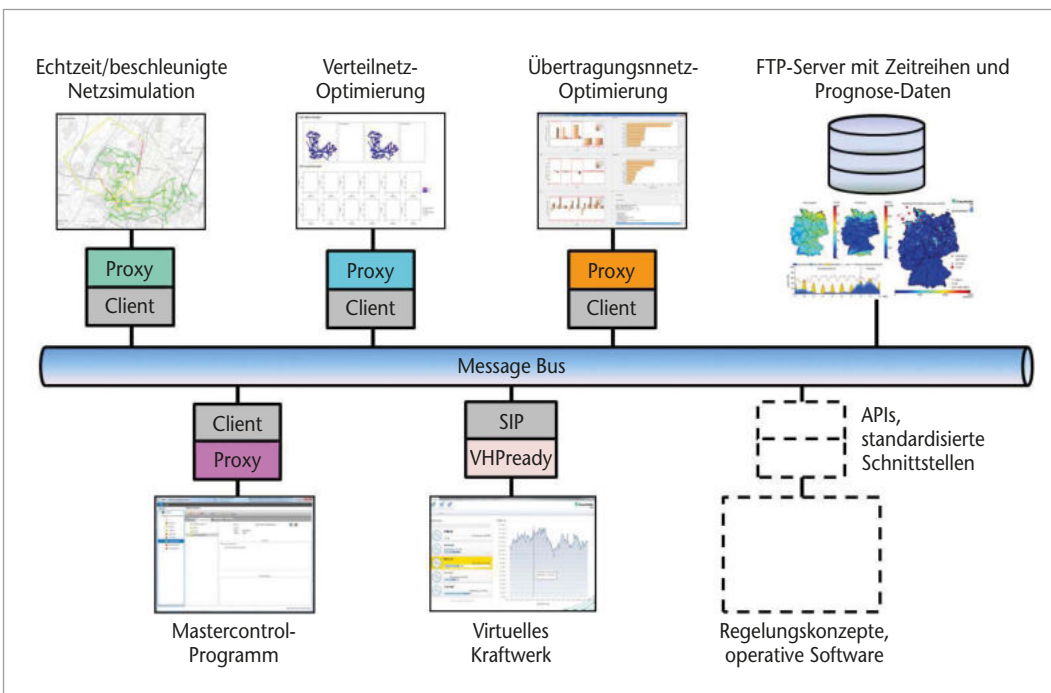


Abbildung 2  
 Test- und Simulationssystem OpSim, das beliebige Co-Simulationen von Stromnetzen, Reglern und operativer Software ermöglicht.  
 (Quelle: www.opsim.net)

Minimierung der Netzverluste führt. Dieser Ansatz wird in einem Feldversuch getestet. Der zweite Ansatz beschreibt die lokale Spannungshaltung an den Anschlusspunkten der EEA. Hierbei werden global ideale Spannungen an den Anschlusspunkten berechnet. Zu diesen Spannungen werden dann Q(U)-Kennlinien für die Anlagen bestimmt und

diese lokal in den Anlagen hinterlegt. Dieser Ansatz hat den Vorteil, dass er auch bei Ausfall von Kommunikationsmitteln weiterhin für eine ideale Spannung im Netz führt. Dieser Ansatz wird am IWES in der Test- und Simulationsumgebung OpSim (www.opsim.net) untersucht. OpSim ist ein Echtzeit-Simulator eines elektrischen

Abbildung 3

**Redispatch-Maßnahmen:**  
zunehmende Häufigkeit von RD-Maßnahmen in Stunden je Jahr  
(Quelle: Bundesnetzagentur)

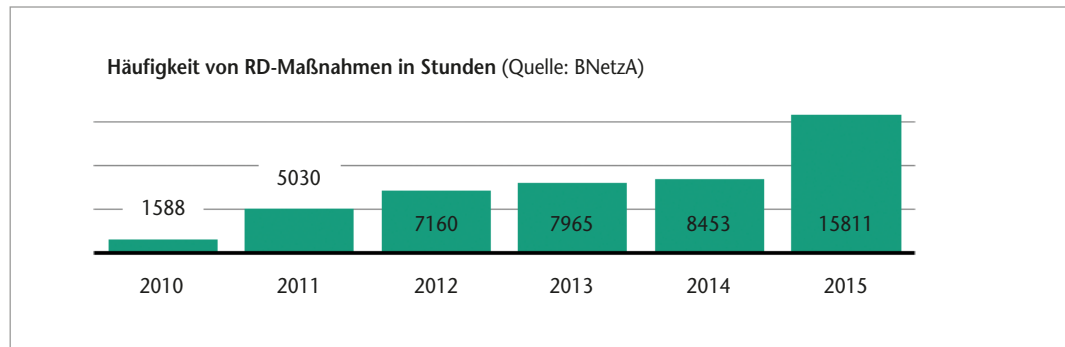
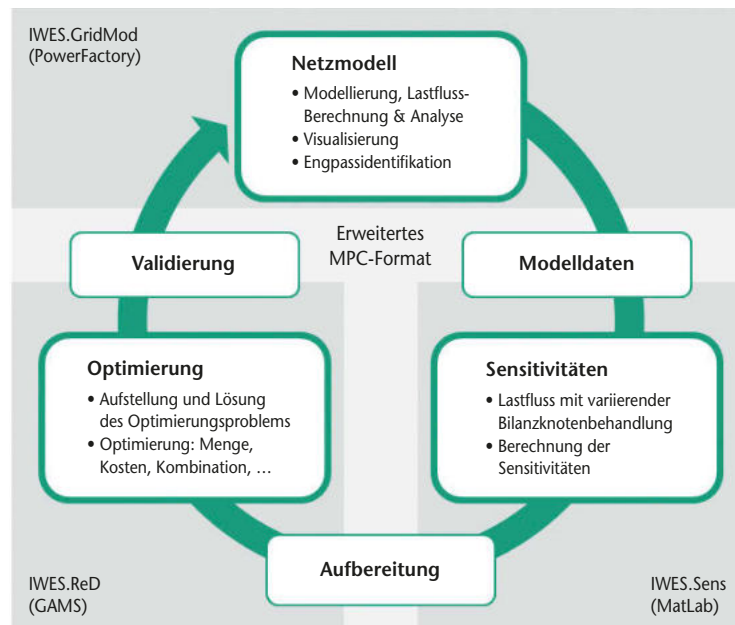


Abbildung 4

**Modularer Simulationsansatz zur optimierten Redispatch-Ermittlung**  
(Fraunhofer IWES)



Energiesystems mit der Möglichkeit, diverse Regler und operative Leitsystemsoftware (z. B. für virtuelle Kraftwerke oder Verteilnetzbetriebsführung) sehr flexibel zu integrieren und in ihrem Zusammenspiel zu testen. (Abbildung 2)

### Strategische Netzentwicklung

Ein wichtiges Element der Infrastrukturgestaltung ist die strategische Netzentwicklung. In verschiedenen Beiträgen wurde bereits gezeigt, dass durch eine automatisierte, auf Heuristiken basierende Optimierung der Netzausbaubedarf und der Ersatzbedarf robust für Zukunftsszenarien kosteneffizient ausgestaltet werden kann [16, 17]. Verschiedene Werkzeuge befinden sich dafür in Entwicklung. Dazu gehört auch ein neuartiges Open Source Tool zur flexiblen und automatisierten Netzberechnung (<http://www.uni-kassel.de/go/pandapower>).

### Optimierter Redispatch

Die geänderte Energieerzeugungsstruktur und der liberalisierte Handel sind oftmals ursächlich für hohe Transportleistungen im Übertragungsnetz. Da der

Netzausbau dieser Entwicklung aus verschiedenen Gründen nicht folgen kann, erfahren Maßnahmen des Engpassmanagements zur Sicherstellung der Systemsicherheit erhöhte Bedeutung. Dies belegt die stark gestiegene Häufigkeit von Redispatch- (RD-) Maßnahmen, wie sie *Abbildung 3* zeigt.

Konkret bedeutet dies, dass Fahrpläne der Kraftwerke entsprechend angepasst werden müssen, um Leitungsüberlastungen oder Spannungsbandverletzungen im Netz zu vermeiden. Bei den hierfür angewendeten Verfahren können verschiedene Gesichtspunkte zum Tragen kommen, wobei die wirtschaftliche Effizienz der Maßnahmen zunehmend wichtiger wird. Naheliegend sind bei der vorliegenden Problemstellung zwei Zielgrößen:

- technisch optimierter Redispatch (Mengeneffizienz)
- wirtschaftlich optimaler Eingriff (Kosteneffizienz)

Der mengeneffiziente Eingriff berücksichtigt dabei in erster Linie die technische Wirksamkeit, welche Sensitivitäten von Kraftwerksleistungen auf einen Engpass berücksichtigt, aber nicht kostenoptimal ist.

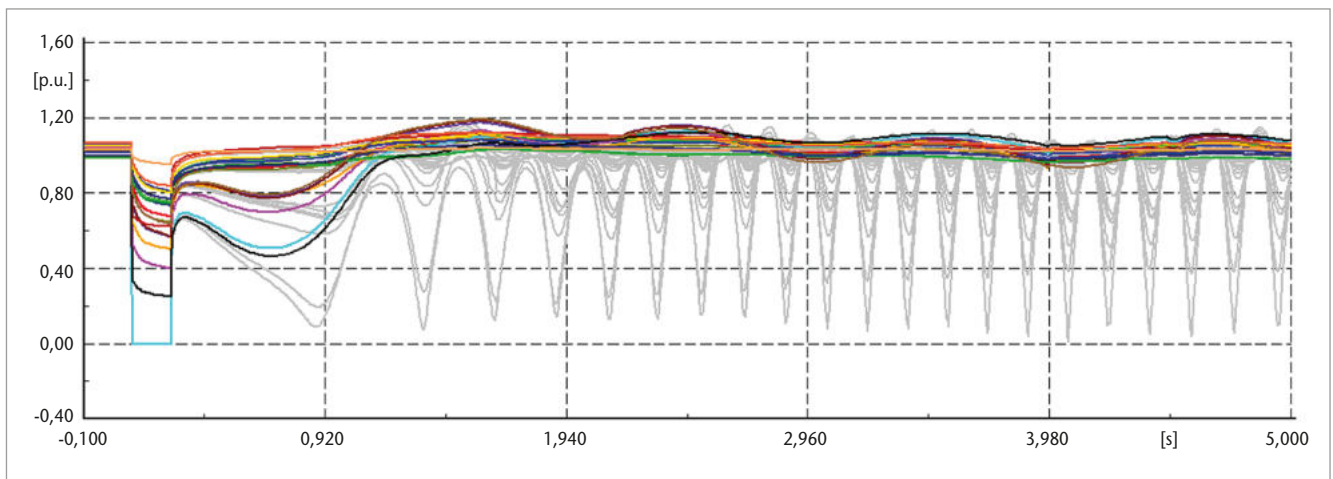


Abbildung 5

**Kurzzeit-Spannungsstabilität:**

*Einfluss des Gradienten der Wirkleistungsrückkehr nach einem Spannungseinbruch. Untersuchung an einem IEEE 39 Bus System.*

*Graue Linien: kleiner Gradient  
Farbige Linien: großer Gradient*

Eine kostenoptimale Lösung kann auf der anderen Seite sehr hohe Verschiebeleistungen bzw. eine hohe Anzahl beteiligter Kraftwerke zur Folge haben.

Das Fraunhofer IWES hat vor diesem Hintergrund ein Verfahren zur optimierten Redispatch-Ermittlung entwickelt, das neben den „klassischen“ Optimierungszielen der Mengen- und Kosteneffizienz auch eine kombinierte Betrachtung unter Berücksichtigung beider Optimierungsziele erlaubt. Hierbei wurde eine modulare Umsetzung angestrebt, die die Vorteile verschiedener Software-Umgebungen und ihrer Funktionalitäten optimal nutzt (vgl. [Abbildung 4](#)).

Die automatisierte Ermittlung, Bewertung und Behandlung entstandener Engpassituationen ermöglicht zeitkritische und flexible Anwendungen unter Berücksichtigung verschiedener Ziele. Die entwickelte Implementierung wurde an verschiedenen Datensätzen getestet und wurde in [1, 2] genauer vorgestellt und anhand der Anwendungsbeispiele erläutert.

**Systemstabilität/Kurzzeitspannungsstabilität**

Die Frequenz- und Spannungsstabilität des Verbundsystems stützt sich heute im Wesentlichen auf Großkraftwerke mit Synchrongeneratoren. Zur Stromerzeugung werden jedoch zunehmend Erzeugungsanlagen eingesetzt, welche überwiegend mit Stromrichtern an das Netz gekoppelt sind. Die technischen Anforderungen an stromrichterbasierte Erzeugungsanlagen wurden in den letzten Jahren kontinuierlich weiterentwickelt, damit auch sie einen Beitrag zur Systemstabilität leisten.

Ein Beispiel hierfür ist das Verbleiben der Anlagen am Netz bei kurzzeitigen Spannungseinbrüchen (FRT-Anforderung). Untersuchungen des IWES haben gezeigt, dass der Gradient der Wirkleistungsrückkehr nach einem kurzzeitigen Spannungseinbruch einen großen Einfluss auf die Stabilität des Verbundsystems haben kann. So zeigt [Abbildung 5](#) beispielhaft das Ergebnis einer Untersuchung an einem IEEE 39 Bus

System mit einem 40-prozentigen Anteil von Photovoltaik-Anlagen [3]. Nach einem Kurzschluss wird das System instabil, wenn der Gradient der Wirkleistungsrückkehr nicht groß genug ist. Derzeit ist dieser Parameter in deutschen Netzanschlussregeln nicht präzise definiert. Dies sollte zukünftig erfolgen.

**Netzregelung im stromrichterdominierten Verbundnetz**

Stromrichter können teilweise ähnliche Eigenschaften der Synchrongeneratoren übernehmen. Diese Eigenschaften der Synchrongeneratoren sind teils inhärent und müssen für eine Realisierung in anderen Erzeugern klar identifiziert und technologieneutral beschrieben werden.

Ein derzeit prominent diskutierter technischer Aspekt ist die Momentanreserve. In stromrichterdominierten Systemen ist darauf zu achten, dass sowohl positive wie auch negative Momentanreserve in ausreichendem Umfang bereitgestellt wird. Hierfür sind neue Regelungsansätze für Stromrichter und den Netzbetrieb bezüglich ihrer Verwendbarkeit für das Verbundnetz zu verifizieren. [Abbildung 6](#) gibt hierzu eine Übersicht für verschiedene Ansätze zur Bereitstellung von Momentanreserve aus Generatoren und Lasten.

**Netzwiederaufbau**

Der Netzwiederaufbau (NWA) stellt eine besondere Herausforderung für den Netzbetrieb dar. Zusätzlich wird nun der Netzaufbau durch Erneuerbare-Energie-Anlagen noch komplexer. Der Netzwiederaufbau unter Berücksichtigung zukünftiger Kraftwerksstrukturen wird im Projekt NETZ:KRAFT erarbeitet. Ziel ist die Einbindung erneuerbarer Energien beim NWA zu ermöglichen. Dazu werden zwei Stränge verfolgt:

- Weiterentwicklung der vorhandenen NWA-Konzepte der Übertragungsnetzbetreiber unter Berücksichtigung des Verhaltens von Erneuerbare-Energie-Anlagen.

Abbildung 6  
**Mögliche Ansätze zur Emulation von Trägheit**  
 (Quelle: Fraunhofer IWES)

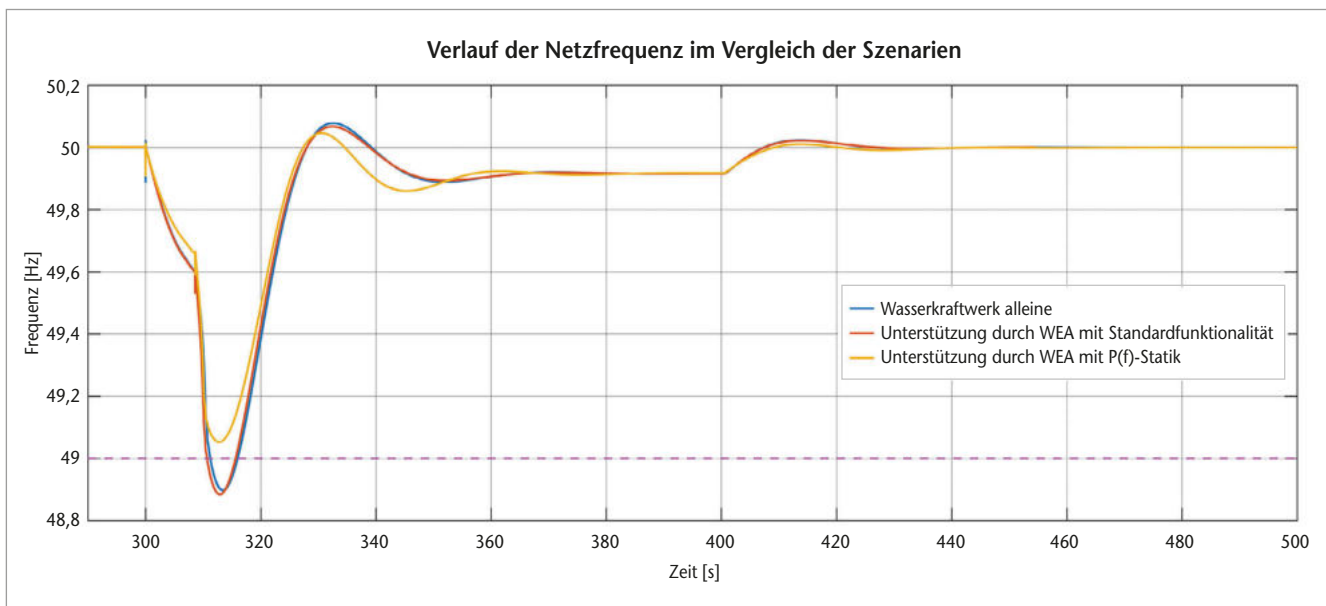
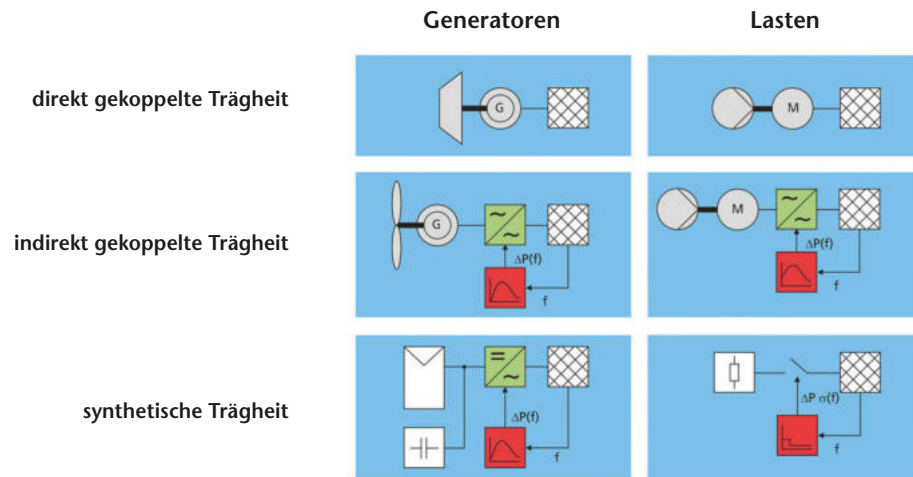


Abbildung 7  
**Netzwiederaufbau:**  
 Frequenzverlauf bei Unterstützung durch Windpark  
 (Quelle: [4])

- Grundlegende Untersuchungen der Möglichkeiten, dezentrale Erzeugung in Versorgungseineln der Verteilungsnetzbetreiber zur Verkürzung von Ausfallzeiten aktiv zu nutzen.

Übergreifend wird die Koordination der beiden Stränge untersucht. Beispielhaft zeigt [Abbildung 7](#) in einem Fallbeispiel das mögliche Zusammenspiel von Windpark und Kraftwerk. Gegenüber dem Basiszenario ohne Windpark kann durch einen Windpark mit einer aktivierten Wirkleistungs-Frequenzstatik die auftretende Frequenzschwankung deutlich reduziert werden. [4]

#### Rolle der Bioenergieanlagen

Bioenergieanlagen trugen 2015 mit 50 TWh zur Bruttostromerzeugung in Deutschland bei und haben damit einen Anteil von 8% an der Deckung des Stromverbrauches (vgl. [Abbildung 8](#)) [5].

Aktuell werden sie größtenteils in Grundlastfahrweise betrieben und stellen Systemdienstleistungen im Regelenenergiebereich bereit. Aufgrund ihres Einsatzes bei der Wärmebereitstellung (2015: 138 TWh [6]) sind Bioenergieanlagen prädestiniert zur Unterstützung der Sektorkopplung von Strom und Wärme – mit verschiedenen Möglichkeiten von Stoffspeichern (z. B. Bereitstellung von klimaneutralem CO<sub>2</sub>) oder Energiespeichern (z. B. thermische Speicher).

Für eine erfolgreiche Transformation des Energiesystems müssen Bioenergieanlagen zukünftig in größerem Umfang entsprechend der Stärken von Bioenergie eingesetzt werden [7]. Diese beruhen auf Dargebotsunabhängigkeit, der Fähigkeit zum teilweisen Ausgleich der hohen Volatilitäten von Wind- und Solarkraft sowie guter Speicherbarkeit. Die Sektorkopplung muss mehr als bisher in den Fokus treten [8]. Die Notwendigkeit der Bereitstellung von



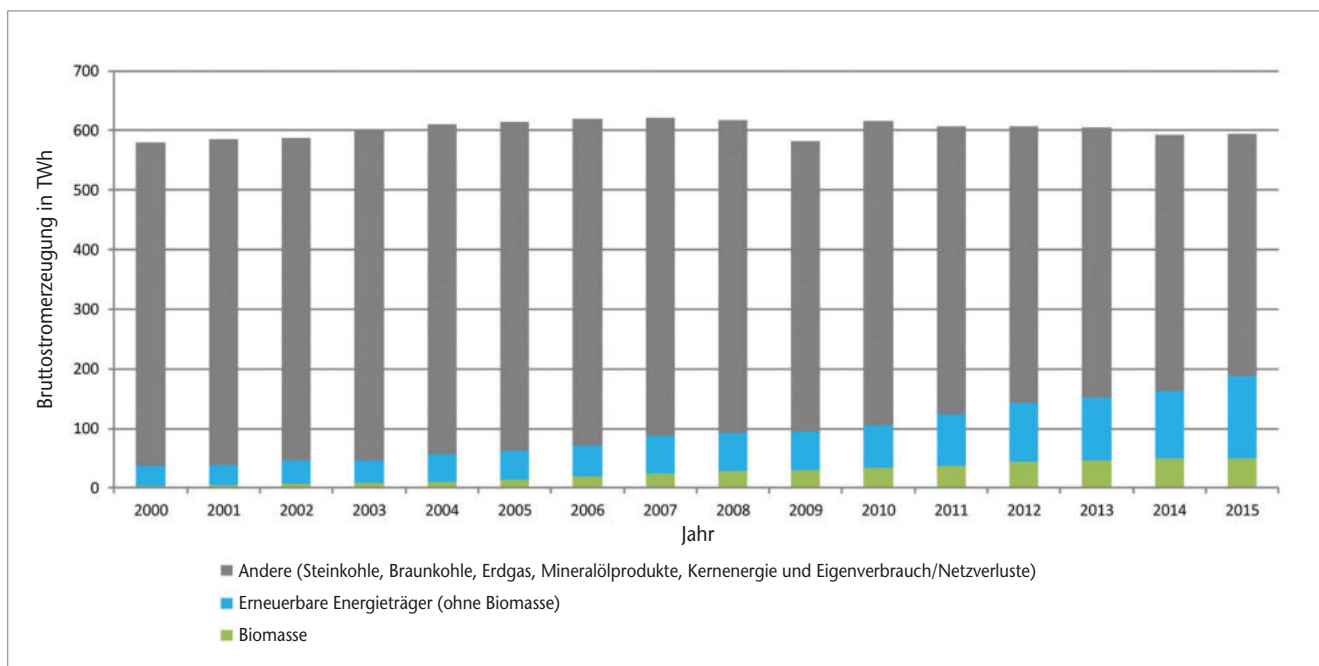


Abbildung 8  
**Bruttostromerzeugung in Deutschland nach Energieträgern**  
 (Datenquelle: AG Energiebilanzen e. V.)

Systemdienstleistungen sowohl in der Niederspannung als auch durch Anlagen kleinerer Leistungen wächst mit zunehmender Anzahl fluktuierender Erzeuger im Netz. Intelligente lokale Regelungssysteme und Kommunikationstechnik in Bioenergieanlagen sollten das Stromnetz gezielt unterstützen. Die technischen Anforderungen bzw. Anschlussregeln für diese zusätzlichen Systemdienstleistungen und erweiterte Flexibilitätsoptionen werden – auch im Kontext der Umsetzung des europäischen Netz-Codes [9] – aktuell erarbeitet. Damit wird ein Beitrag zu den Rahmenbedingungen geschaffen, die einen flexibleren Einsatz von Biomasseanlagen gestatten.

**Anforderungen an den staatlichen Regulierungsrahmen**

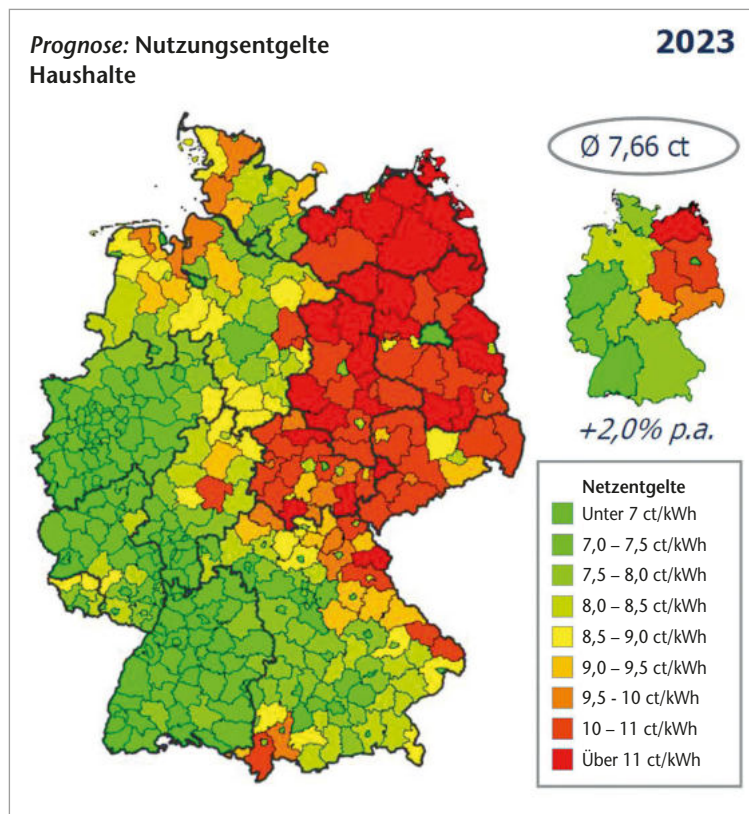
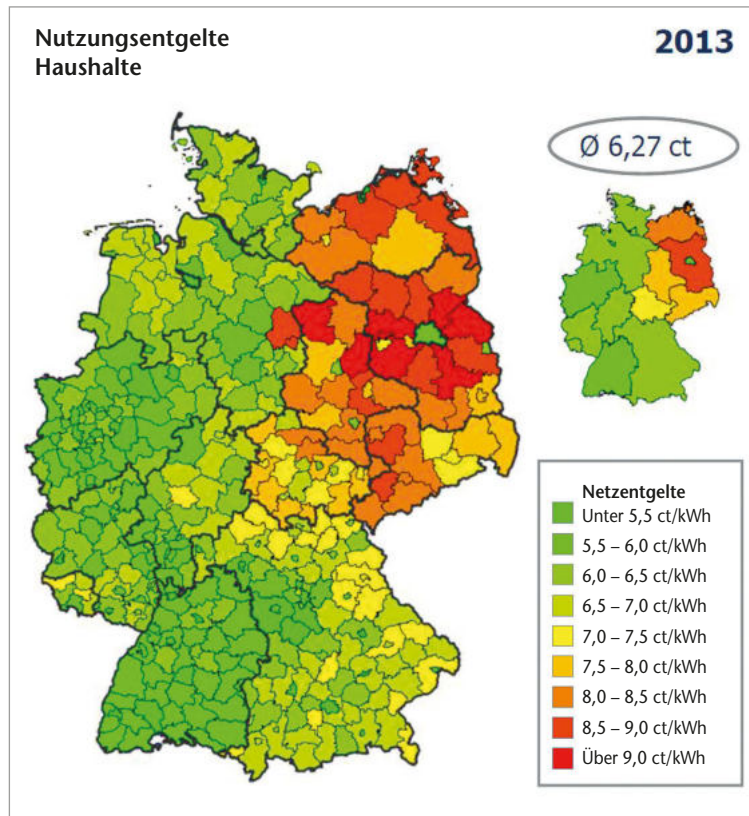
Der Fortgang der Energiewende stellt auch an den regulatorischen Rahmen für den Betrieb von Stromnetzen neue Herausforderungen. Denn von diesem hängt ab, ob die notwendigen Anpassungen bei Aufbau und Einsatz der physischen Netzinfrastruktur auch tatsächlich vorgenommen werden (können). So kann etwa die Entwicklung von innovativen Netztechnologien die Energiewende nicht voranbringen, wenn der regulatorische Rahmen deren Einsatz durch die Netzbetreiber verhindert. Entsprechend ist der regulatorische Rahmen stets auf seine Energiewendekonformität zu prüfen und ggf. anzupassen.

Eine der großen Herausforderungen für die Regulierung sind die Investitionen der Netzbetreiber, die für den notwendigen Um- und Ausbau der Stromnetze erforderlich sind.

Die Regulierung steht hierbei vor einem Dilemma: Sie hat einerseits einen kostengünstigen Stromnetzbetrieb zum Ziel (§ 1, Abs. 1 EnWG) und muss daher Signale zur Kostenminimierung an die Netzbetreiber senden, diese jedoch können darauf u. a. mit Investitionszurückhaltung reagieren und so die Erreichung der Energiewendeziele gefährden [10]. Setzt die Regulierung hingegen Anreize zum Netzausbau, können Überinvestitionen der Netzbetreiber die Folge sein und es könnten Netzausbau-vermeidende Optionen gehemmt werden [12]. Hier ist also eine gute Abstimmung einzelner Regulierungsinstrumente notwendig [13]. Das gilt insbesondere auch für die Interaktion mit Stromerzeugung und -verbrauch. Denn durch die organisatorische Separierung (Unbundling) des Netzbetriebs – mit dem Ziel, außerhalb des Netzsektors Wettbewerb zu ermöglichen – sind auch die Anreize für die Stromerzeuger weggefallen, bei ihren Standort- und Produktionsentscheidungen die Lastsituation im Stromnetz zu berücksichtigen und entsprechende Verbundvorteile entfallen [14]. So werden etwa weiterhin, trotz Engpässen auf den Nord-Süd-Leitungen, Erzeugungskapazitäten im Norden zugebaut, die die Engpässe tendenziell weiter verstärken. Hier bedarf es daher neuer (Preis-) Signale für die Netznutzer, die eine bessere Abstimmung von Netz und Erzeugung ermöglichen.

Eine anders gelagerte Herausforderung für die Regulierung ist die Refinanzierung der Netzkosten. Der starke Zubau erneuerbarer Energien (EE) in einigen Regionen lässt die Netzentgelte in diesen Regionen überproportional stark ansteigen (s. [Abbildung 9](#)) und es wird die Forderung nach einer bundesweiten

Abbildung 9  
**Netznutzungsentgelte für Haushalte:**  
 prognostizierter Anstieg bis 2023  
 (Quelle: [11])



Vereinheitlichung der Netzentgelte laut. Gleichwohl dient der regionale Ausbau von EE auch der örtlichen Wirtschaftsförderung, und Unterschiede in den Netzkosten sind nicht allein dem EE-Zubau geschuldet, sondern haben auch andere strukturelle Ursachen (etwa höhere Kosten der ländlichen Versorgung) [15]. Die Frage, wie eine faire Lastverteilung der Netzkosten aussieht, ist daher alles andere als trivial.

## Zusammenfassung

Um die Anforderungen an ein zukunftsfähiges Stromnetz zu ermitteln, muss das ganze Energieversorgungssystem betrachtet werden. Sowohl Erzeuger, Verbraucher als auch Speicher müssen einbezogen werden. Eine Energieversorgung, die zu großen Anteilen auf erneuerbaren, fluktuierenden Energien basiert, stellt eine besondere Herausforderung dar. Die technologische Weiterentwicklung muss sowohl bei den elektrischen Netzen, als auch bei den angeschlossenen Stromerzeugern, den Verbrauchern und Speichern erfolgen. Hierbei ist eine Zusammenarbeit zwischen den Akteuren wie Netzbetreibern, Anlagen- und Geräteherstellern, Verbänden, Politik und Regulierungsbehörden notwendig. Die Forschung kann hier durch technische, wirtschaftliche und prozessuale Innovationen zu technisch und wirtschaftlich effizienten Lösungen für ein Energiesystem mit einem hohen Anteil von erneuerbaren Energieanlagen beitragen.

## Literatur

- [1] Mende, D.; Stock, S.; Hennig, T.; Löwer, L.; Hofmann, L.: Multiobjective Optimization in Congestion Management Considering Technical and Economic Aspects, IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference, Xi'an, 2016.
- [2] Mende, D.; Stock, S.; Hennig, T.; Löwer, L.; Hofmann, L.: Effizientes Engpassmanagement im Spannungsfeld von technischer und wirtschaftlicher Optimierung, VDE-Kongress 2016, Mannheim, 2016.
- [3] Luis Pabon: Untersuchungen zur Kurzzeitspannungsstabilität, 2016, Projekt DEA-stabil (FKZ 325585)
- [4] H. Becker, T. Hennig, A. Akbulut, D. Mende, L. Hofmann, 2016, „Netzwiederaufbaukonzepte: Mögliches Zusammenspiel zwischen Windenergieanlagen und thermischen Kraftwerken“, VGB Powertech Konferenz Elektrotechnik, Leittechnik, Informationsverarbeitung im Kraftwerk – KELI 2016, Köln, 11.–12. Mai 2016
- [5] Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat). Stand: August 2016: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2016
- [6] Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH: Stromerzeugung aus Biomasse (Vorhaben Ila Biomasse). Zwischenbericht, 2015.
- [7] Bioökonomierat: Bioenergiepolitik in Deutschland und gesellschaftliche Herausforderungen. BÖRMEMO 04. 01.11.2015.
- [8] Thrän, D. (Hrsg.) (2015): Smart Bioenergy. Technologies and concepts for a more flexible bioenergy provision in future energy systems. Heidelberg: Springer, p. 176.
- [9] Verordnung (EU) 2016/631 der Kommission vom 14. April 2016 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger. Amtsblatt der Europäischen Union, 27.04.2016.
- [10] Haucap, J./Heimeshoff, U./Uhde, A. (2008): Vertikale Entflechtung netzgebundener Industrien: Kosten und Nutzen aus ökonomischer Sicht. In: Gesellschaft für öffentliche Wirtschaft (Hrsg.), Auswirkungen der Globalisierung auf die öffentlichen Banken: Trennung von Infrastruktur und Betrieb, Beiträge zur öffentlichen Wirtschaft Nr. 26, Berlin, S. 27–65.
- [11] Hinz, F./Iglhaut, D./Frevel, D./Möst, D. (2014): Abschätzung der Entwicklung der Netznutzungsentgelte in Deutschland. Schriftenreihe des Lehrstuhls für Energiewirtschaft, TU Dresden, Band 3, Dresden.
- [12] Korte, K./Gawel, E. (2013): Anreizregulierung und Energiewende: Eine Mesalliance? Infrastrukturrecht, 10 (11), 250–253.
- [13] Korte, K./Gawel, E. (2015): Stromnetzinvestitionen und Anreizregulierung – Problemfelder und Lösungsansätze. Wirtschaftsdienst, 95 (2), 127–134.
- [14] Korte, K./Gawel, E. (2016): Regional differenzierte Stromnetzentgelte als Auslaufmodell? Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 66 (1/2), 61–65.
- [15] Nykamp, S./Andor, M./Hurink, J. L. (2012): Standard' incentive regulation hinders the integration of renewable energy generation. Energy Policy 47, 222–237
- [16] Dasenbrock, J./Spitzer, H./Löwer, L./Scheidler, A./Töbermann, C./Braun, M.: Optimierte Netzentwicklung in Verteilnetzen. 4. Konferenz Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien, Berlin, 31.1.–1.2.2017.
- [17] Scheidler, A./Thurner, L./Kraicz, M./Braun, M.: Automated Grid Planning for Distribution Grids with Increasing PV Penetration. 6th Solar Integration Workshop, Vienna, 14. November 2016