



Leopoldina  
Nationale Akademie  
der Wissenschaften



Oktober 2020

Kurzfassung der Stellungnahme

# Netzengpässe als Herausforderung für das Stromversorgungssystem

## Optionen zur Weiterentwicklung des Marktdesigns

Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina  
acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften  
Union der deutschen Akademien der Wissenschaften

Energiewende und europäische Energieunion stellen neue Anforderungen an die Stromnetze. Damit drohen hohe Kosten und zusätzliche Gefahren für die Netzstabilität durch anhaltende Netzengpässe. Anpassungen des Marktdesigns können dem entgegenwirken. Die Arbeitsgruppe „Strommarktdesign“ des Akademienprojektes „Energiesysteme der Zukunft“ diskutiert unterschiedliche Handlungsoptionen und kommt zu folgenden Schlüssen:

- Geeignete **Preissignale** können dafür sorgen, verfügbare Transportkapazitäten bei der Einsatzplanung von Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchsanlagen zu berücksichtigen und Netzengpässe bereits **im Vorfeld zu vermeiden**. Sie können sowohl beim Stromgroßhandelspreis als auch bei den Netzentgelten ansetzen. Solche Ansätze sollten verstärkt geprüft werden.
- **Auslastungsorientierte Netzentgelte** haben den Vorteil, dass sie sich in das System einer einheitlichen deutschen Stromgebotszone integrieren lassen. Allerdings müsste ein solcher Ansatz zunächst ausgearbeitet und erprobt werden.
- Die **marktbasierte Beschaffung von Flexibilität** zur Behebung verbleibender Netzengpässe entspricht dem Leitbild einer Wettbewerbsordnung. Sie würde Anreize setzen, Flexibilitätpotenziale gerade auch auf der Lastseite besser zu nutzen und Innovationspotenziale zu erschließen. Die Funktion der Strom- und Flexibilitätsmärkte müsste allerdings kontrolliert werden. Ähnliches gilt, wenn erhöhte finanzielle Anreize das heutige System einer kostenbasierten Beschaffung ergänzen würden. Solche Ansätze sollten weiterverfolgt werden.
- Alle Handlungsoptionen sind mit **Vor- und Nachteilen** verbunden. Für ein bestmögliches Ergebnis sollte daher auch eine **Kombination** von Handlungsoptionen in Betracht gezogen werden.

## Energiewende und europäischer Strombinnenmarkt erfordern ein neues Marktdesign

Ein Ausfall der Stromversorgung, ein „Blackout“, könnte in Deutschland innerhalb kürzester Zeit schweren Schaden anrichten – das haben uns Fachartikel, Wissenschaftssendungen und sogar Romane in den letzten Jahren vor Augen geführt. Eine stabile Stromversorgung ist elementar für alle Stromverbraucher und ein entscheidender Faktor für den Wirtschaftsstandort. Im europäischen und weltweiten Vergleich erreicht Deutschland hier stets Spitzenwerte. In Fachkreisen wird jedoch seit Jahren umfangreich diskutiert, ob mit Fortschreiten der Energiewende und zunehmendem grenzüberschreitendem Stromhandel Änderungen im Marktdesign erforderlich sind.

Mit der Energiewende und der europäischen Energieunion wachsen die Herausforderungen für die Netzbetreiber, die für die Stabilität in den Stromnetzen verantwortlich sind: Durch die steigende Einspeisung aus Erneuerbare-Energien-Anlagen, veränderte Lastprofile neuer Verbraucher wie Elektrofahrzeuge, einen voraussichtlich wachsenden Stromverbrauch sowie die Ausweitung des grenzüberschreitenden Stromhandels kommt es häufiger zu **Netzengpässen**. Dies sind Situationen, in denen die Kapazität des Stromnetzes nicht ausreicht, um den Transportbedarf zu befriedigen. **Netzausbau** ist nicht immer rechtzeitig möglich, aufgrund von mangelnder Akzeptanz teilweise schwer umsetzbar und teilweise nicht die günstigste Lösung, um eine sichere Stromversorgung zu gewährleisten. Damit drohen über Jahrzehnte hohe Kosten, um Netzengpässe zu beheben sowie ein erhöhtes Ausfallrisiko der Stromversorgung.

Im **derzeitigen Marktdesign** greifen Netzbetreiber bei Netzengpässen in die Einsatzplanung von Erzeugungsanlagen ein. Primär werden Betreiber konventioneller Großkraftwerke zur Anpassung ihrer Stromeinspeisung verpflichtet, wobei diese Anlagen mit fortschreitender Energiewende immer weniger zur Verfügung stehen. Nachrangig können auch Erneuerbare-Energien-Anlagen heruntergeregelt werden. Anreize für die Anlagenbetreiber, ihre Stromeinspeisung oder -entnahme an die verfügbare Netzkapazität anzupassen, bestehen kaum. Verbrauchsanlagen werden nur in geringem Umfang für das Engpassmanagement herangezogen. Daher sollte geprüft werden, ob durch Änderungen des **Marktdesigns** Netzengpässe zukünftig **effizienter**, also zu geringeren Kosten, und wirksamer (**effektiver**) behoben oder bereits im Vorfeld vermieden werden können. Ein solches Marktdesign müsste außerdem die **Anforderungen der Europäischen Union** an die Gestaltung der Strommärkte und das Engpassmanagement berücksichtigen. Die Arbeitsgruppe „Strommarktdesign“ fasst in ihrer Stellungnahme „Netzengpässe als Herausforderung für das Stromversorgungssystem. Optionen zur Weiterentwicklung des Marktdesigns“ den aktuellen Stand der Wissenschaft zusammen, stellt Optionen vor, wie sich Netzengpässe effizient und effektiv vermeiden lassen und bewertet diese anhand festgelegter Kriterien, um politischen Entscheidungsträgern eine Grundlage für weitere Entscheidungen zu geben.

## Wie werden Netzengpässe heute behoben?

Um zu verstehen, wie Netzengpässe heute entstehen, muss der Stromhandel in den Blick genommen werden: Deutschland bildet – unter Einschluss von Luxemburg – eine **einheitliche Gebotszone** für den Stromhandel. Bei Handelsgeschäften innerhalb dieser Gebotszone wird von unbegrenzten Transportkapazitäten ausgegangen („Kupferplatte“). In der Folge ist der Großhandelspreis für Strom in ganz Deutschland gleich. Betreiber planen auf Basis der Handelsgeschäfte den Einsatz ihrer Kraftwerke und Anlagen (Dispatch). **Einsatzentscheidungen** werden also ohne Berücksichtigung der verfügbaren Netzkapazität getroffen. Erschwerend kommt hinzu, dass an den Gebotszonengrenzen aufgrund europäischer Vorgaben steigende Übertragungskapazitäten für den grenzüberschreitenden Stromhandel bereitgestellt werden müssen. Dies kann Netzengpässe an den Gebotszonengrenzen und innerhalb der Gebotszone verschärfen.

Die **Sicherheit** und **Zuverlässigkeit** der Stromversorgung wird durch **Maßnahmen des Engpassmanagements** gewährleistet. Derzeit führen die Netzbetreiber in Deutschland solche Maßnahmen in erheblichem Umfang und den damit verbundenen hohen Kosten durch. Die Kosten lagen in 2019 bei rund 1,2 Milliarden Euro. Damit machten sie rund zwei Prozent der Gesamtkosten der Stromversorgung aus. **Netzbetreibern** stehen verschiedene Möglichkeiten offen, Netzengpässe zu beheben: Zunächst können sie auf eigene Betriebsmittel zurückgreifen. Ist dies nicht möglich, können sie Dritte anweisen, ihre Anlagen hoch- oder herunterzufahren. Wichtigste Maßnahmen sind derzeit der Redispatch, bei dem Betreiber „vor“ und „hinter“ dem Netzengpass ihre konventionellen Kraftwerke hoch- beziehungsweise herunterfahren müssen, sowie das Einspeisemanagement, bei dem Netzbetreiber Erneuerbare-Energien-Anlagen und Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen herunterregeln.

## Optionen für ein effizientes und effektives Marktdesign

Die Arbeitsgruppe stellt **fünf Handlungsoptionen** vor (siehe folgende Box). Die Optionen lassen sich in **zwei Kategorien** aufteilen: Die ersten drei Optionen bezwecken, potenzielle Netzengpässe bereits bei den Stromhandelsgeschäften und somit der Einsatzplanung der Anlagen (dem **Dispatch**) stärker zu berücksichtigen. So können Netzengpässe im Vorhinein vermieden werden und Netzbetreiber müssen seltener eingreifen. Die anderen beiden Optionen setzen nach der Einsatzplanung an: Damit sollen Netzbetreiber **Flexibilität** effizienter beschaffen können, indem finanzielle Anreize für Flexibilitätsanbieter gesetzt werden. Für das künftige Marktdesign sind beide Ansätze wichtig.

Die fünf Handlungsoptionen werden anhand festgelegter **Kriterien** bewertet: Effektivität, Effizienz, Beitrag zum Klimaschutz, Beitrag zum EU-Elektrizitätsbinnenmarkt sowie Umsetzbarkeit und angemessener Umsetzungsaufwand. Die Analyse zeigt: Es gibt nicht eine in jeder Hinsicht vorzugswürdige Option. Alle Optionen haben spezifische Vor- und Nachteile, die je nach Bewertung unterschiedlich ins Gewicht fallen. Die Optionen lassen sich jedoch teilweise kombinieren. So können spezifische Nachteile teilweise reduziert werden.

## Auf einem Blick: Fünf Handlungsoptionen für ein effektives und effizientes Netzengpassmanagement

### 1. Einführung eines Knotenpreissystems (Kategorie: Dispatch)

- **Kurzbeschreibung:** In einem Knotenpreissystem wird ein Strompreis für jeden Netzknoten, das heißt jeden Einspeise- und Entnahmepunkt, ermittelt. Hierbei werden Netzengpässe berücksichtigt. Daraus können regional oder sogar lokal unterschiedliche Strompreise resultieren.
- **Vorteile:** Ein optimal funktionierendes Knotenpreissystem bildet alle Netzengpässe ab; Maßnahmen des Engpassmanagements sind nicht notwendig. Konzeptionell daher ein hervorragendes Modell.
- **Nachteile:** Sehr hoher Umsetzungsaufwand, insbesondere bei Einbeziehung der Verteilernetzebene. Die Netzbetriebsführung muss teilweise einheitlich erfolgen, was bei Netzen unterschiedlicher Netzbetreiber problematisch erscheint – gerade im grenzüberschreitenden Bereich. Zudem steigt die Gefahr marktbeherrschender Stellungen einzelner Flexibilitätsanbieter in räumlich günstigen Lagen.

### 2. Neuzuschnitt der einheitlichen deutschen Stromgebotszone (Kategorie: Dispatch)

- **Kurzbeschreibung:** Durch einen Neuzuschnitt der Stromgebotszone (zum Beispiel Aufteilung in zwei Preiszonen Nord und Süd) werden strukturelle Netzengpässe berücksichtigt. Reichen die Transportkapazitäten an den Gebotszonengrenzen nicht aus, können sich unterschiedliche Strompreise in den einzelnen Gebotszonen ergeben.
- **Vorteile:** Die Netzbetreiber müssen seltener in die Einsatzplanung der Anlagenbetreiber eingreifen, was die Effektivität erhöht und die Kosten für die Eingriffe senkt.
- **Nachteile:** Starre Gebotszonengrenzen können Netzengpässe nie vollständig abbilden. Zukünftige Veränderungen der Netznutzung und Netzausbau können Anpassungen notwendig machen. Für den Stromhandel können zusätzliche Kosten entstehen. Politisch sind unterschiedliche Strompreise in Deutschland heikel. Gebotszoneninterne Netzengpässe bestehen weiterhin, insbesondere auf Verteilernetzebene.

### 3. Einführung auslastungsorientierter Netzentgelte (Kategorie: Dispatch)

- **Kurzbeschreibung:** Bei einer auslastungsorientierten Netzentgeltsystematik sind die Netzentgelte, die bei den Stromnachfragern beim Strombezug und gegebenenfalls bei den Stromerzeugern bei der Einspeisung anfallen, im Falle kritischer Netzauslastung höher als bei geringer Netzauslastung. Hierbei wird räumlich und zeitlich differenziert.
- **Vorteile:** Die Liquidität der Strommärkte bleibt erhalten. Netzbetreiber müssen seltener in die Einsatzplanung eingreifen, somit sinken die Kosten. Potenziell hohe Effektivität, aber abhängig von der richtigen Ausgestaltung.
- **Nachteile:** Die Ermittlung der angemessenen Netzentgelte ist aufwendig, die Lenkungswirkung ist derzeit kaum einzuschätzen. Praktische Erfahrungen fehlen. Es besteht umfangreicher Forschungsbedarf.

### 4. Ausweitung der marktbasierter Beschaffung von Flexibilität (Kategorie: Flexibilität)

- **Kurzbeschreibung:** Flexibilität für das Engpassmanagement wird mit Verfahren beschafft, bei denen die Vergütung (weitgehend) frei zwischen dem Flexibilitätsanbieter und dem Netzbetreiber ausgehandelt wird. Hierbei werden die kostengünstigsten Angebote ausgewählt, zum Beispiel über regionale Flexibilitätsmärkte.
- **Vorteile:** Potenziell geringere Kosten durch zusätzliche Flexibilitätsangebote und Innovationen. Insbesondere entstehen Anreize für Anbieter flexibler Lasten, wie gewerbliche oder industrielle Verbraucher.
- **Nachteile:** Die Funktion der Märkte kann durch Marktmacht einzelner Anbieter gestört sein. Flexibilitätsbedarf und Kosten können durch strategisches Bietverhalten steigen. Erforderlich ist eine regulatorische Kontrolle der Strom- und Flexibilitätsmärkte.

### 5. Erhöhte Anreize bei nicht marktbasierter Beschaffung von Flexibilität (Kategorie: Flexibilität)

- **Kurzbeschreibung:** Flexibilität für das Engpassmanagement wird über Interessenbekundungsverfahren beschafft. Die Vergütung erfolgt soweit möglich auf Basis der anfallenden Kosten, ergänzt um zusätzliche finanzielle Anreize für die Flexibilitätsanbieter.
- **Vor- und Nachteile:** Ähnlich wie bei marktbasierter Beschaffung. Geringere Anreize für Flexibilitätsanbieter, aber auch geringere Kostenrisiken für den Netzbetrieb.

## Netzengpässe im Vorfeld vermeiden, um Kosten einzusparen und Risiken zu mindern

Netzengpässe werden unter den derzeitigen Rahmenbedingungen voraussichtlich noch für Jahrzehnte in erheblichem Umfang auftreten. Dies legt eine Weiterentwicklung des Marktdesigns nahe, um sie aus Gründen der Effektivität und Kosteneffizienz zu einem wesentlichen Teil bereits **im Vorfeld** zu vermeiden. Hierfür erscheinen drei Handlungsoptionen vielversprechend: die Umstellung auf ein Knotenpreissystem, ein Neuzuschnitt der deutschen Stromgebotszone sowie die Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik in Richtung auslastungsorientierter Netzentgelte (Optionen 1 bis 3, Kategorie „Dispatch“). Hierzu lassen sich folgende Punkte festhalten:

### **Knotenpreise: Theoretisch optimal, sehr anspruchsvoll in der Umsetzung**

- Ein optimal funktionierendes Knotenpreissystem kann **Netzengpässe vollumfänglich bei der Strompreisbildung erfassen**. Damit sind Eingriffe der Netzbetreiber in die Einsatzplanung der Anlagen allenfalls noch in sehr eingeschränktem Umfang erforderlich. Zugleich werden – bei korrekter Abbildung von Erzeugungskosten und Transportkapazitäten – die Erzeugungsanlagen eingesetzt, die die Stromnachfrage insgesamt zu den geringsten Kosten befriedigen können. In einigen Regionen der Welt werden Knotenpreise verwendet.
- Einem Knotenpreissystem stehen allerdings erhebliche Einwände gegenüber: Die Einführung würde eine weitreichende Umgestaltung des derzeitigen Marktdesigns bedeuten. Die **praktische Umsetzung wäre sehr aufwendig**. Dies gilt insbesondere, wenn auch die Verteilernetze einbezogen würden. Die Bedeutung der Verteilernetze nimmt durch die Energiewende jedoch zu, und Netzengpässe in den Übertragungs- und Verteilernetzen können sich gegenseitig bedingen.
- Hinzu kommt, dass die betroffenen Netzbetreiber für ein Knotenpreissystem **Kompetenzen** an einen zentralen Akteur **abgeben** müssten. Dieser Eingriff in ihre heutigen Aufgaben stellt ein erhebliches Umsetzungshindernis dar, erst recht für die Schaffung grenzüberschreitender Knotenpreissysteme. Darüber hinaus hängen die Ertragsmöglichkeiten der Marktteilnehmer in einem Knotenpreissystem stark von der Ausgestaltung der Preisbildungsregeln sowie von Entscheidungen über Betrieb, Wartung und Ausbau des Netzes ab. Daher ist **eine engere regulatorische Kontrolle der diskriminierungsfreien und transparenten Ausübung des Netzgeschäfts erforderlich** als derzeit. Schließlich könnten bei knotenscharfen Strompreisen die Kosten für den Stromhandel infolge geringerer Liquidität ansteigen und die **Gefahr marktbeherrschender Stellungen** einzelner Marktteilnehmer wächst.
- Ein Knotenpreissystem wird daher derzeit **nicht als vorrangige Handlungsoption** angesehen. Ein hypothetisches, optimal funktionierendes Knotenpreissystem kann aber als **Benchmark** für andere Optionen des Marktdesigns dienen.

### Neuzuschnitt der Gebotszonen: Kann Kosten senken, Wirkung ist eingeschränkt

- Durch einen **Neuzuschnitt, zum Beispiel eine Teilung der deutschen Stromgebotszone**, würden **strukturelle Netzengpässe** bereits beim Stromhandel und damit bei der Einsatzplanung berücksichtigt. Je besser die neuen Gebotszonengrenzen die strukturellen Netzengpässe im Übertragungsnetz abbilden, desto **geringere Eingriffe in die Einsatzplanung der Anlagen** sind erforderlich.
- Jedoch bestehen Fragen hinsichtlich der Wirksamkeit und der Effizienz: Da Stromflüsse im tages- und jahreszeitlichen Verlauf variieren, können **Netzengpässe durch starre Gebotszonengrenzen nie vollständig abgebildet** werden. Durch Veränderungen der Netznutzung und des Netzausbaus können sich die strukturellen Netzengpässe zudem zukünftig verlagern. Dadurch könnte es notwendig werden, die Zonengrenzen regelmäßig anzupassen – was jeweils mit einem **großen Aufwand** verbunden wäre. Hinzu kommt, dass die **Liquidität auf den Strommärkten abnehmen** könnte. Dadurch könnten die Großhandelspreise für Strom steigen. Dies legen auch Erfahrungen aus der Gebotszonentrennung in Schweden und aus der Trennung der deutsch-österreichischen Gebotszone nahe. Die handelsseitigen Kosteneffekte müssten näher untersucht werden, um sie gegen die Kostenvorteile eines Neuzuschnitts der Gebotszone abzuwägen.
- **Gebotszoneninterne Netzengpässe** dürften bei Bildung relativ großer Gebotszonen, zum Beispiel einer nord- und einer süddeutschen Gebotszone, in erheblichem Umfang **fortbestehen**. Insbesondere werden Netzengpässe in den Verteilernetzen bei dem Zuschnitt der Gebotszonen in der Regel nicht berücksichtigt.

### Auslastungsorientierte Netzentgelte: Potenziell effizient, aber nicht erprobt

- Auslastungsorientierte Netzentgelte setzen **Anreize, das Stromnetz vorzugsweise in Zeiten freier Transportkapazitäten zu nutzen**. Sie können gebotszoneninterne Netzengpässe erfassen und wären daher auch bei Fortbestehen von Stromgebotszonen möglich. Die **Liquidität der Strommärkte bliebe grundsätzlich erhalten**.
- Doch auslastungsorientierte Netzentgelte wären ebenfalls **aufwendig** einzuführen. Ein solches Netzentgeltsystem müsste zunächst ausgearbeitet und die Lenkungswirkung erprobt werden. Erfahrungen fehlen bislang weitgehend. Hierbei müsste entschieden werden, wie stark die Netzentgelte **nach Engpassregionen und -zeiten ausdifferenziert** werden sollen. Zudem wäre die Zurechnung der Kosten des Engpassmanagements zu bestimmten Netznutzern mit **erheblichen Unschärfen** behaftet. Schließlich müssten die **Auswirkungen auf die Strompreise geprüft werden**.
- Um das System effizient zu gestalten, könnte es notwendig sein, Netzentgelte auch auf die **Stromeinspeiser** auszuweiten. Heute zahlen nur Stromverbraucher Netzentgelte. Zudem müssen Netznutzer durch ihr Verhalten die Höhe der Netzentgelte beeinflussen können. Bei Kleinkunden (in der Regel private Haushalte) ist dies bei den derzeit verwendeten **Standardlastprofilen** nicht der Fall. Zudem können verschiedene **fixe Strompreisbestandteile** wie die EEG-Umlage und die Stromsteuer die Anreizwirkung verringern.

## Beschaffung von Flexibilität durch finanzielle Anreize effizienter gestalten

Selbst wenn es gelingt, einen Teil der Netzengpässe im Vorfeld zu vermeiden, bleibt der **Einsatz von Flexibilität** zur Behebung von Netzengpässen voraussichtlich erforderlich. Dies sollte möglichst effizient geschehen. Da zunehmend konventionelle Großkraftwerke wegfallen, nimmt gleichzeitig die Bedeutung der Flexibilität aus kleineren Erzeugungs- und Speichereinrichtungen sowie aus Verbrauchsanlagen zu. Es ist wichtig, Flexibilität aus solchen Anlagen besser verfügbar zu machen. Hierfür erscheinen finanzielle Anreize sinnvoll, die eine rein kostenbasierte Vergütung nicht bieten kann. In Betracht kommen die Ausweitung der marktbasierter Beschaffung sowie erhöhte Anreize bei nicht marktbasierter Beschaffung von Flexibilität (Optionen 4 und 5, Kategorie „Flexibilität“). Die Analyse führt zu folgenden Ergebnissen:

- Beide Optionen würden finanzielle Anreize setzen, um das **Angebot an Flexibilität** zu vergrößern und Innovationspotenzial freizusetzen. Insbesondere entstünden Anreize für Anbieter flexibler **Lasten**, wie gewerbliche oder industrielle Verbraucher. Heute bleiben diese Potenziale größtenteils ungenutzt.
- Die marktbasierter Beschaffung entspricht dem Leitbild einer wettbewerblichen Wirtschaftsordnung. Auch die **neuen Vorschriften des EU-Rechts** im Rahmen des Clean Energy Packages sehen marktbasierter Maßnahmen als Grundsatz bei der Beschaffung von Flexibilität vor. Daher sollten **marktbasierter Ansätze** wie zum Beispiel regionale Flexibilitätsmärkte weiter geprüft werden, sofern keine triftigen Gründe dagegensprechen. Die Funktion der Märkte kann insbesondere durch marktbeherrschende Stellungen einzelner Anbieter gestört sein.
- Soweit Flexibilität weiterhin **nicht marktbasierter** beschafft wird, sollte geprüft werden, inwieweit durch zusätzliche finanzielle Anreize ein erweitertes Flexibilitätsangebot und Innovationen erzielt werden können, die die Kosten der zusätzlichen Flexibilitätsanreize überkompensieren. Für flexible Lasten, bei denen eine kostenbasierte Vergütung nicht ermittelt werden kann, könnte die Vergütung durch die günstigste alternative Flexibilitätsoption begrenzt werden, für die eine kostenbasierte Berechnung möglich ist.
- Bei beiden Optionen besteht die Gefahr **strategischen Bieterverhaltens**: Marktteilnehmer könnten Gebote auf dem Strommarkt zurückhalten, um ihr Angebot beziehungsweise ihre Nachfrage anschließend als Flexibilität zu einem besseren Preis zu vermarkten. Dies kann zum einen den Flexibilitätsbedarf der Netzbetreiber steigern und zum anderen höhere Beschaffungskosten verursachen. Im Extremfall könnten Marktteilnehmer am Strommarkt Gebote zu dem Zweck abgeben, sich diese als Flexibilität wieder „abkaufen“ zu lassen. Um diesen Gefahren zu begegnen, wäre eine **Kontrolle** der Strommärkte und der Flexibilitätsbeschaffung notwendig.

## Das Akademienprojekt „Energiesysteme der Zukunft“

Die Stellungnahme „Netzengpässe als Herausforderung für das Stromversorgungssystem. Optionen zur Weiterentwicklung des Marktdesigns“ ist im Rahmen des Akademienprojekts „Energiesysteme der Zukunft“ entstanden. In interdisziplinären Arbeitsgruppen erarbeiten rund 100 Expertinnen und Experten Handlungsoptionen für den Weg zu einer umweltverträglichen, sicheren und bezahlbaren Energieversorgung.

## Mitglieder der Arbeitsgruppe „Strommarktdesign“

**Mitglieder:** Prof. Dr. Hartmut Weyer (AG-Leiter, TU Clausthal, Prof. Dr. Felix Müsgens (AG-Leitung, BTU Cottbus-Senftenberg), Dr.-Ing. Frank-Detlef Drake (innogy SE), Prof. Dr. Ottmar Edenhofer (PIK), Dr. Christian Growitsch Fraunhofer-Institut für Mikrostruktur von Werkstoffen und Systemen IMWS, Prof. Dr. Albert Moser (RWTH Aachen), Prof. Dr. Wolfram Münch (EnBW), Prof. Dr. Axel Ockenfels (Universität zu Köln), Dr.-Ing. Dr. Tobias Paulun (EEX AG), Dr. Kai Uwe Pritzsche (Bucerius Law School), Prof. Dr. Achim Wambach (ZEW), Prof. Dr. Michael Weinhold (Siemens AG)

**Wissenschaftliche Referentinnen und Referenten:** Sebastian Buchholz (TU Clausthal), Dr. Berit Erlach (acatech), Sebastian Kreuz (BTU Cottbus-Senftenberg), Dr. Cyril Stephanos (acatech)

### Kontakt:

Dr. Ulrich Glotzbach

Leiter der Koordinierungsstelle „Energiesysteme der Zukunft“

Pariser Platz 4a, 10117 Berlin

Tel.: +49 30 206 30 96 - 0 | E-Mail: [glotzbach@acatech.de](mailto:glotzbach@acatech.de)

Die Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina, acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften und die Union der deutschen Akademien der Wissenschaften unterstützen Politik und Gesellschaft unabhängig und wissenschaftsbasiert bei der Beantwortung von Zukunftsfragen zu aktuellen Themen. Die Akademiemitglieder und weitere Experten sind hervorragende Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftler aus dem In- und Ausland. In interdisziplinären Arbeitsgruppen erarbeiten sie Stellungnahmen, die nach externer Begutachtung vom Ständigen Ausschuss der Nationalen Akademie der Wissenschaften Leopoldina verabschiedet und anschließend in der *Schriftenreihe zur wissenschaftsbasierten Politikberatung* veröffentlicht werden.

Deutsche Akademie der Naturforscher  
Leopoldina e. V.

Nationale Akademie der  
Wissenschaften

Jägerberg 1

06108 Halle (Saale)

Tel.: 0345 47239-867

Fax: 0345 47239-839

E-Mail: [politikberatung@leopoldina.org](mailto:politikberatung@leopoldina.org)

Berliner Büro:  
Reinhardtstraße 14  
10117 Berlin

acatech – Deutsche Akademie  
der Technikwissenschaften e. V.

Geschäftsstelle München:

Karolinenplatz 4

80333 München

Tel.: 089 520309-0

Fax: 089 520309-9

E-Mail: [info@acatech.de](mailto:info@acatech.de)

Hauptstadtbüro:  
Pariser Platz 4a  
10117 Berlin

Union der deutschen Akademien  
der Wissenschaften e. V.

Geschwister-Scholl-Straße 2

55131 Mainz

Tel.: 06131 218528-10

Fax: 06131 218528-11

E-Mail: [info@akademienunion.de](mailto:info@akademienunion.de)

Berliner Büro:  
Jägerstraße 22/23  
10117 Berlin