

Koordinierte Strategische Reserve kann Stromversorgungssicherheit in Europa erhöhen

Von Karsten Neuhoff, Friedrich Kunz, Sophia Rüster und Sebastian Schwenen

Mit Blick auf die Versorgungssicherheit im Stromsektor werden derzeit nicht nur in Deutschland verschiedene Kapazitätsmechanismen diskutiert. Dazu zählt eine Strategische Reserve, also das Vorhalten einzelner Kraftwerke, die nur in Notsituationen mit einem knappen Stromangebot und hohen Preisen zum Einsatz kommen. Die Diskussion der entsprechenden Instrumente findet bisher weitgehend im nationalen Kontext statt. Die EU-Kommission setzt zwar seit Beginn der Debatte auf die Synergieeffekte des europäischen Binnenmarktes, allerdings dominieren bisher noch einzelstaatliche Interessen die Diskussion. Vor diesem Hintergrund hat das DIW Berlin die Möglichkeiten der grenzübergreifenden Koordination einer Strategischen Reserve, die den Strommarkt absichert und die Energiewende in Deutschland und Europa unterstützt, betrachtet. Die Analyse zeigt, dass eine Strategische Reserve, die Erzeugungskapazitäten außerhalb des marktbasierten Stromhandels für extreme Knappheitssituationen vorhält, die Versorgungssicherheit erhöhen und kompatibel zum EU-Strombinnenmarkt ausgestaltet werden kann.

Der europäische Strommarkt befindet sich in einem Transformationsprozess. Der Ausbau erneuerbarer Energien und der damit einhergehende wachsende Anteil variabler und dezentraler Stromerzeugung haben weitreichende Auswirkungen auf die Strompreise sowie den Einsatz konventioneller Kraftwerke. Zentral für den Übergang zu einer CO₂-ärmeren Stromproduktion ist ein funktionierender Energiemarkt, der gerade für konventionelle Kraftwerke marktbasierende Anreize für Betriebs- und Investitionsentscheidungen setzt.

Das DIW Berlin hat sich für Deutschland explizit für einen starken, auf bilateralen und marktbasierten Verträgen aufbauenden Strommarkt ausgesprochen, welcher derzeit mit einer Netzreserve und mittelfristig mit einer Strategischen Reserve abgesichert werden sollte.¹ Eine Strategische Reserve impliziert einen Kapazitätsmechanismus, der für extreme Knappheitssituationen eine ausreichende Erzeugungsreserve – also einen entsprechenden Umfang gesicherter Kraftwerksleistung – vorhält. Als Alternative sind aktuell Kapazitätsmärkte in der Diskussion. Während für eine Strategische Reserve die öffentliche Hand lediglich Reservekapazitäten für Notfälle bestimmt, wird bei Kapazitätsmärkten ein separates Marktsegment geschaffen; Kapazitätzahlungen stellen sicher, dass diese Erzeugungskapazität für einen festgelegten Zeitraum bereitsteht.

Der vorliegende Bericht konzentriert sich auf Ausgestaltungsfragen einer Strategischen Reserve, etwa der Festlegung des Umfangs, der Akquise sowie des Auslösungsmechanismus. Darüber hinaus werden erste Konzepte zur Koordinierung zwischen Ländern mit einer Strategischen Reserve vorgestellt. Exemplarisch werden ein Zwei- und ein Mehr-Länder-Fall besprochen, um die bei der Koordinierung nationaler strategischer Erzeugungsreserven auftretenden Effekte aufzuzeigen.

¹ Siehe Neuhoff, K., Diekmann, J., Schill, W.-P., Schwenen, S. (2013): Strategische Reserve zur Absicherung des Strommarkts. DIW Wochenbericht Nr. 48/2013.

Funktionierender Energiemarkt ist zentral für Energiewende

Zentrale Voraussetzung für eine erfolgreiche und wirtschaftliche *Energiewende* ist ein gutes Marktdesign: So sollten seitens der Kraftwerksbetreiber angebotene Dienste wie eine flexible Stromproduktion angemessen entlohnt werden. Preiszonen sollten die reale Netztopologie und eine mögliche Knappheit in der Stromerzeugung widerspiegeln.² Die stark schwankenden Großhandelspreise können beispielsweise durch Terminverträge abgedeckt werden.

Im gegenwärtigen Transformationsprozess hin zu einem dekarbonisierten Strommarkt findet parallel ein Prozess in Richtung eines neuen Investitionsgleichgewichts statt, bei dem zukünftige Knappheiten perspektivisch zu Investitionen in neue Kraftwerkskapazitäten führen. Zwar existieren derzeit in vielen europäischen Ländern Überkapazitäten.³ Mittelfristig gehen aber alte Erzeugungsanlagen vom Netz und setzen so Anreize für neue Stromerzeugungskapazitäten.⁴

Nationale Alleingänge bei Kapazitätsmechanismen drohen die europäischen Strommärkte zu (re)fragmentieren und einen liquiden und effizienten gemeinsamen Strombinnenmarkt zu behindern.⁵ Die Europäische Kommission und die Agentur der Europäischen Regulierungsbehörden (ACER) fordern daher die Kompatibilität möglicher Absicherungsinstrumente mit den Regelungen des EU-Binnenmarkts.⁶ Auch der polnische Vorschlag einer länderübergreifenden *Energie-Union* verdeutlicht die hohe Priorität einer internationalen Kooperation und Koordination beim Thema Versorgungssicherheit in der laufenden energiepolitischen Debatte.

In ihren Leitlinien zu staatlichen Umwelt- und Energiebeihilfen⁷ hat die EU-Kommission bereits angemerkt, dass mit der nationalen Einführung von Kapazitätzahlungen deutliche Verzerrungen für Betriebs- und In-

vestitionsentscheidungen im europäischen Strommarkt einhergehen können. Dabei betrachtet sie die Wirkungen einer Strategischen Reserve weniger kritisch als die Effekte umfassender Kapazitätsmärkte.

Wie funktioniert eine Strategische Reserve?

Eine Strategische Reserve sieht ein gewisses Volumen an Kraftwerkskapazitäten vor, die für den regulären Energiemarkt nicht zur Verfügung stehen. Stattdessen werden die entsprechenden Kapazitäten ausschließlich in extremen Knappheitssituationen zu einem hohen, regulatorisch vorgegebenen Auslösungspreis auf Kurzzeitmärkten verkauft. Das erhöht die Versorgungssicherheit. Da die Strategische Reserve aus einem speziellen Pool an Kraftwerken besteht, der getrennt finanziert und eingesetzt wird, werden mögliche Verzerrungen auf dem Strommarkt minimiert.

Den entsprechenden Bedarf legt, wie bei alternativen Kapazitätsmechanismen auch, ein unabhängiger Marktakteur (Regulator) zentral fest. Die Betreiber der ausgewählten Anlagen erhalten für die vorgehaltene Kapazität eine Vergütung, die sich aus ihren entsprechenden Geboten für die Ausschreibung ergibt. Damit Stromerzeuger also Reservekapazitäten anbieten, müssen die daraus resultierenden Gewinne mindestens den Einnahmeausfall am regulären Strommarkt abdecken. Zugleich ergeben sich aus den Angeboten bei der Ausschreibung die variablen Kosten, welche die Kraftwerke im Fall eines Abrufs der Reservekapazität erstattet bekommen. Dann verbleibt die Differenz zwischen Strompreis (Auslösungspreis oder darüber) und den variablen Kosten. Diese Differenz wird auf die Fixkosten angerechnet, und verbleibende Kosten oder eventuelle Mehrerlöse werden – analog zu den Netzentgelten – auf die Stromverbraucher umgelegt.⁸

Für das Konzept einer Strategischen Reserve sind verschiedene Gestaltungsvarianten denkbar.⁹ Diese betreffen die Akquise der vorzuhaltenden Reservekapazität, den Auslösungspreis der Reserve beziehungsweise die Erlösstruktur für Reservekapazitäten sowie den Aktivierungsmechanismus.

Akquise der Strategischen Reserve

Reservekapazitäten können entweder ausgeschrieben oder bilateral verhandelt werden. Im Falle einer Ausschreibung sind zudem verschiedene Kriterien (soge-

² Eine räumliche Preisdifferenzierung kann dazu beitragen, Netzengpässe adäquat zu bepreisen und damit zu einer effizienteren Netzauslastung zu kommen.

³ Zu derzeitigen Überkapazitäten vgl. ENTSO-E (2013): Scenario Outlook and Adequacy Forecast. Derzeit wird kontrovers diskutiert, ob der Abbau dieser Überkapazitäten in den 2020er Jahren zu den entsprechenden Ersatzinvestitionen führen wird, vgl. hierzu Growitsch, C., Matthes, F.C., Ziesing, H.-J. (2013): Clearing-Studie Kapazitätsmärkte. Im Auftrag des BMWi.

⁴ Bei dieser Entwicklung ist insbesondere für Deutschland der bis 2022 erfolgende vollständige Atomausstieg zu berücksichtigen.

⁵ Vgl. Glachant, J.-M., Rüster, S. (2014): The EU Internal Electricity Market: Done forever? Utilities Policy, im Erscheinen.

⁶ Vgl. EC (2014): Communication from the Commission on 'Guidelines on State aid for environmental protection and energy 2014-2020'. C(2014) 2322. Vgl. ACER (2013): Capacity remuneration mechanisms and the internal market for electricity.

⁷ Vgl. EC (2014), a. a. O.

⁸ Zu den Vor- und Nachteilen alternativer Kapazitätsmechanismen relativ zu einer Strategischen Reserve siehe Neuhoff, K. et al. (2013), a. a. O.

⁹ Zur möglichen Gestaltung einer Strategischen Reserve in Deutschland vgl. auch R2B (2012): Ziele und Ausgestaltung einer Strategischen Reserve. Eckpunktepapier.

nannte Präqualifikationskriterien) möglich, die neben technischen Parametern auch Politikziele wie den Klimaschutz abbilden. Teil einer Strategischen Reserve können Alt- und Neuanlagen sein, theoretisch also sowohl bereits vorhandene Kohlekraftwerke als auch neue Gasturbinen. Bei der Akquise der Strategischen Reserve ist jedoch zu berücksichtigen, dass es sich um Kraftwerke handelt, die möglicherweise nur wenige Stunden im Jahr eingesetzt werden. Somit dürfte die CO₂-Intensität kein zentrales Kriterium für die Aufnahme in die Strategische Reserve sein; vielmehr wäre es wünschenswert, CO₂-intensive Kraftwerke in die Reserve aufzunehmen und die Stromproduktion auf dem regulären Energiemarkt auf weniger CO₂-intensive Erzeugungstechnologien zu verlagern.

Zentrale Ausschreibungen sind grundsätzlich transparenter als bilaterale Verhandlungen. Die Akquise findet zu einem in der Ausschreibung bestimmten Leistungspreis statt.¹⁰ Neben den Geboten für den Leistungspreis können in der Ausschreibung zudem die Kriterien Standort und Flexibilität berücksichtigt werden.

Einsatz der Strategischen Reserve

Die Reservekapazität kann anhand zweier Kriterien aktiviert werden: Entweder dem Eintreten einer Stromknappheit beziehungsweise einer ungedeckten Nachfrage (in diesem Fall könnte das letzte kommerziell abgegebene Gebot den Marktpreis setzen) oder dem Überschreiten eines ex-ante festgesetzten und für alle Marktteilnehmer transparenten fixen Marktpreises. Im zweiten Fall geht die Strategische Reserve ans Netz, sobald der entsprechende Börsenpreis ein festgelegtes Niveau, den sogenannten Auslösungspreis, überschreitet.

Für die konkrete Festlegung eines fixen Auslösungspreises sind mehrere Faktoren relevant. In der Literatur finden sich auch Vorschläge, denen zufolge die Strategische Reserve erst mit Erreichen der Preisobergrenze des Spotmarktes (3 000 Euro pro Megawattstunde an der Energiebörse EEX) ausgelöst wird.¹¹ Aus der Perspektive eines traditionellen Erzeugungsmixes mit wenigen kritischen Spitzenlaststunden sind hohe Auslösungspreise zweitrangig. Ist ein Einsatz der Strategischen Reserve im Zuge des weiteren Ausbaus erneuerbarer Energien aber nicht mehr nur in einzelnen Spitzenlaststunden, sondern möglicherweise während einer kalten, windstillen Winterwoche gefragt, wäre ein sehr hoher Aus-

lösungspreis mit hohen Kosten für die Stromkunden und Risiken für bilaterale Stromverträge verbunden.¹² Dies würde die politische Akzeptanz der Strommarkt-designs deutlich schwächen. Deshalb sollte der Auslösungspreis der Strategischen Reserve unterhalb der derzeit definierten Preisobergrenze liegen.¹³

Die untere Grenze eines fixen Auslösungspreises ergibt sich hingegen aus zwei Überlegungen. Zum einen sollte der Auslösungspreis die variablen Kosten der Nachfrageflexibilität nicht unterschreiten (in der Regel geschätzt auf 400 Euro je Megawattstunde)¹⁴ und zusätzlich Deckungsbeiträge für Fixkosten von Maßnahmen zur Nachfrageflexibilität ermöglichen. Zum anderen sollten die Deckungsbeiträge für Spitzenlastkraftwerke auf dem Energiemarkt hoch genug sein, um (Re-)Investitionen zu ermöglichen.

Indirekt bestimmt der Auslösungspreis auch die Größe der Strategischen Reserve. Bei einem fixen Auslösungspreis sollte – unter der Annahme, dass oberhalb des Auslösungspreises keine weiteren kommerziellen Kapazitäten bereitstehen – die Reserve die zu erwartende Nachfrage zum Auslösungspreis decken können. Die alternative Auslösungsvariante (nach dem letzten akzeptierten kommerziellen Gebot) birgt hinsichtlich des Reserveumfangs eine tendenziell höhere Unsicherheit, da je nach Höhe des letzten kommerziellen Gebots verschiedene Szenarien für die Nutzung der Erzeugungreserve entstehen. Diese Unsicherheit gilt auch für die Marktteilnehmer. Bei einem fixen Auslösungspreis kann klar kalkuliert werden, in welcher Höhe und in wie vielen Stunden Deckungsbeiträge für Spitzenlastkraftwerke und somit für Investitionen in solche erzielt werden können.

Mechanismus zur Aktivierung der Strategischen Reserve

Für beide der genannten Kriterien, nach denen eine Strategische Reserve zum Einsatz kommen kann, ist ein Mechanismus nötig, der die verschiedenen Erzeugungsanlagen mit ihren jeweiligen technischen Fähigkeiten zur (flexibel steuerbaren) Stromerzeugung ausreichend früh aktivieren kann.

¹⁰ Der Leistungspreis kann identisch für alle Kapazitäten sein und sich am letzten akzeptierten Gebot zur Deckung des Bedarfs orientieren (*uniform price*). Alternativ kann jedes der erfolgreichen Gebote einen Leistungspreis in Höhe des eigenen Gebotes erhalten (*pay-as-bid*).

¹¹ BMWi (2013a): Langfristige Steuerung der Versorgungssicherheit im Stromsektor. Gutachten des Wissenschaftlichen Beirats beim Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.

¹² Für einen hohen Auslösungspreis müssen Zeichner bilateraler Lieferverträge bei Lieferausfall dementsprechend hohe Ausfallzahlungen tätigen beziehungsweise zu dem hohen Auslösungspreis Strom von Dritten erwerben, um den Lieferausfall zu kompensieren.

¹³ In EWI (2012) werden Auslösungspreise von 1 000 und 1 780 Euro/MWh angenommen. So wird zum Beispiel gezeigt, dass für den letzteren Auslösungspreis im Jahr 2020 die Strategische Reserve mindestens 26 Stunden im Jahr eingesetzt werden muss, damit sich Spitzenlastkraftwerke rentieren.

¹⁴ Vgl. Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbZaV) vom 28. Dezember 2012.

Gerade bei konventionellen Kraftwerken kann das Aktivieren beziehungsweise Hochregeln mehrere Stunden dauern. Steinkohlekraftwerke etwa können bei einem Kaltstart zehn Stunden brauchen. Der Vorlaufzeit entsprechend muss die Entscheidung, eine Reserve zu aktivieren, also ex-ante getroffen werden. Mögliche Preisentwicklungspfade können dabei sowohl in positive als auch in negative Richtung ausschlagen (Abbildung 1). Wenn allerdings die Entscheidung für den Einsatz einer Strategischen Reserve schon mehrere Stunden im Voraus gefällt werden muss, besteht das Risiko, dass letztlich doch keine Knappheit vorliegt und der Marktpreis unterhalb des Auslösungspreises bleibt.

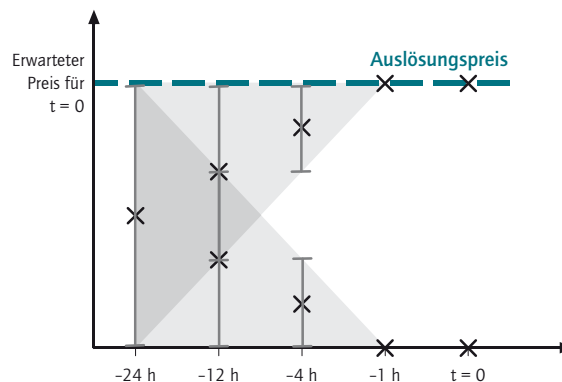
Dass dem Problem der Unsicherheit bezüglich des zeitlichen Auftretens von Knappheit und der langen Anlaufzeit eines Kraftwerks begegnet werden kann, zeigt der beispielhafte Fall einer aus Kohlekraftwerken bestehenden Strategischen Reserve:¹⁵ Sobald die Möglichkeit besteht, dass der Auslösungspreis erreicht wird, aktiviert der Netzbetreiber die entsprechenden Reservekapazitäten. Beispielsweise liegt der erwartete Marktpreis 24 Stunden vor der physischen Lieferung noch unterhalb des Auslösungspreises, die möglichen Preisbewegungen (innerhalb der grauen Intervalle in der Abbildung 1) schließen jedoch nicht aus, dass dieser zum Zeitpunkt $t = 0$ erreicht wird. Der Netzbetreiber wählt ein Kohlekraftwerk mit einer Gesamtleistung von einem Gigawatt, das er auf Teillast (500 Megawatt) anfährt. Die erzeugte Energie substituiert die Produktion eines entsprechenden Volumens flexibler Kapazität aus einem Gaskraftwerk. Dieses stellt seine Produktion ein; die Stromlieferverpflichtungen übernimmt das Kohlekraftwerk aus der Reserve. Fortan steht somit eine Strategische Reserve in Höhe von 1000 Megawatt zur Verfügung: Das Kohlekraftwerk kann von Teil- auf Vollast hochfahren und zusätzlich kann die aus dem Markt genommene reguläre Kapazität wieder angefahren werden.

Internationale Erfahrungen

In Finnland (seit 2006) und in Schweden (seit 2003) ist die Strategische Reserve schon länger ein fester Bestandteil des Strommarktdesigns. Reservekapazitäten stehen für die Zeit zwischen Mitte November und Mitte März bereit. Das Volumen der Strategischen Reserve ist begrenzt. In Schweden beispielsweise liegt der Deckel bei zwei Gigawatt.¹⁶ Bedingung für eine Teilnahme an

Abbildung 1

Szenarien für die Entwicklung des Strompreises im Intraday-Markt



Quelle: Darstellung des DIW Berlin.

© DIW Berlin 2014

Der Strompreis unterliegt kurzfristigen Unsicherheiten.

der Ausschreibung ist, dass die Kapazität in weniger als zwölf Stunden zur Verfügung stehen kann. Der Auslösungspreis für die Stromerzeugung aus der Reserve richtet sich nach dem höchsten Gebot für die letzte verfügbare Einheit im Markt für Ausgleichsenergie und spiegelt damit den Knappheitswert der letzten kommerziellen Erzeugungseinheit wider.

Mit Polen (seit 2013), Belgien und Großbritannien (jeweils ab 2014/15) haben auch andere europäische Länder verschiedene Formen von Strategischen Reserven in ihr Stromsystem aufgenommen oder planen dies. Belgien nimmt für den Winter 2014/15 eine Leistung von 800 Megawatt als Strategische Reserve unter Vertrag. Polen hat eine zentral angesteuerte konventionelle Erzeugungsreserve eingeführt. Im Jahr 2013 belief sich diese Reserve auf 454 Megawatt.¹⁷ Für Großbritannien schlägt der Netzbetreiber vor, zwei neue Reserveformen einzuführen: Zum einen soll die *Demand Side Balancing Reserve* die flexible Nachfrage fördern. Daneben soll die *Supplemental Balancing Reserve* eingeführt werden, die weitestgehend aus konventionellen Erzeugungsanlagen besteht.¹⁸ Vor allem letzteres Instrument ist als traditionelle Strategische Reserve zu verstehen, da die Reservekapazität ausgeschrieben wird, wie in Schweden und Finnland nur nach allen kommerziellen Angeboten eingesetzt werden soll und sich die Erlöse aus dem Strom-

¹⁵ Ähnlich den Mechanismen für Balancing-Reserven, besprochen in NationalGrid (2013). Vgl. NationalGrid (2013): Demand side balancing reserve and supplemental balancing reserve. Final Proposals Consultation.

¹⁶ 2012 beispielsweise wurden mit 1,7 Gigawatt circa 4,8 Prozent der gesamten am Markt existierenden Erzeugung kontrahiert. Vgl. CREG (2012): Study on Capacity Remuneration Mechanisms. (F)121011-CDC-1182.

¹⁷ Vgl. Annual Report 2013, Polish System Operator PSE.

¹⁸ Vgl. NationalGrid (2013), a. a. O.

Abbildung 2

Instrumente zur Absicherung des Strommarktes in Europa



Quelle: Darstellung des DIW Berlin

© DIW Berlin 2014

Strategische Reserven gibt es derzeit vor allem in Nord- und Mitteleuropa.

verkauf nach den Geboten und somit Marktpreisen im Markt für Ausgleichsenergie richten.

Zur Absicherung der jeweiligen Strommärkte greifen die einzelnen Mitgliedstaaten der Europäischen Union zu verschiedenen Instrumenten (Abbildung 2). In Mittel- und Nordeuropa existiert die Strategische Reserve als Lösungsansatz. In Südeuropa und Frankreich gibt es verschiedene Modelle von Kapazitätsmechanismen.¹⁹ Deutschland hat infolge von Netzengpässen als temporäres Instrument eine Netzreserve eingerichtet (Kasten).

¹⁹ Vgl. CREG (2012), a. a. O.

Kasten

Deutschlands Netzreserve

Hinsichtlich der Stromversorgung bestehen in Deutschland regionale Herausforderungen, die der Atomausstieg noch verstärkt. Regionale Erzeugungsknappheiten können sich durch Engpässe in den Übertragungsnetzen ergeben. Da der Strompreis in einer einheitlichen Preiszone diese regionalen Erzeugungsknappheiten in Süddeutschland nicht widerspiegelt, wird befürchtet, dass für Süddeutschland notwendige Kraftwerke vom Netz gehen.

Als temporäres Instrument zur Korrektur des fehlenden Netzausbaus beziehungsweise der fehlenden Abbildung von Knappheitspreisen in Süddeutschland hat die Bundesnetzagentur daher eine Netzreserve (sogenannte Winter-Reserve) eingesetzt: Kraftwerke in Süddeutschland und Österreich werden direkt von den Netzbetreibern kontrahiert und können im Fall von Übertragungsengpässen innerhalb Deutschlands – unabhängig vom Strommarktpreis – für Süddeutschland eingesetzt werden.

Allerdings trägt die Netzreserve nicht zum wirtschaftlichen Betrieb von Kraftwerken außerhalb der Netzreserve in Süddeutschland bei. Daher gibt es derzeit Überlegungen, wie Lösungen jenseits des Jahres 2017 aussehen könnten. Im Unterschied zur bestehenden Netzreserve wäre eine Strategische Reserve marktwirtschaftlich organisiert und erst ab einem klar definierten (hohen) Preis in Betrieb. Verzerrungen am Energiemarkt würden so vermieden. Bestehende Netzprobleme müssten letztlich durch einen Ausbau des Netzes oder mittels regionaler Bepreisung behoben werden.

Koordinierte Auslöskriterien für eine grenzübergreifend wirkende Strategische Reserve nötig

Bislang operieren sämtliche Strategische Reserven – gleich welcher Form – innerhalb eines nationalen Kontexts. Eine internationale Koordinierung beziehungsweise grenzübergreifend wirkende Reservekapazitäten könnten jedoch die Betriebskosten und Umweltwirkungen reduzieren und unter Umständen die Versorgungssicherheit zusätzlich stärken.

Akquise der Strategischen Reserve

Die Akquise kann innerhalb nationaler Ausschreibungsmechanismen erfolgen, da keine kritischen Rückwirkungen auf die Strommärkte zu erwarten sind. Zudem sollten je nach nationalem Kontext alle möglichen

Mechanismen von Ausschreibungen bis zu bilateralen Verhandlungen zwischen Netzbetreiber und Erzeugern zur Verfügung stehen, um die Kosten der Akquise gering zu halten. Beispielsweise kann eine standortspezifische Ausschreibung mit nur wenigen Erzeugern zu geringerem Wettbewerb und damit höheren Leistungspreisen führen. Während für den Mechanismus zur Akquise Strategischer Reserven also keine Koordinierung notwendig ist, erscheint sie für die Bestimmung des Reservevolumens als Grundlage einer verlässlichen gemeinsamen Nutzung der Ressourcen wünschenswert. Dafür ist eine gemeinsame Kalkulation, wie die Versorgungssicherheit im Jahresverlauf unter Berücksichtigung der Übertragungsempässe gesichert werden kann, notwendig.

Auslösung der Strategischen Reserve

Eine grenzüberschreitende Einigung auf ein harmonisiertes Konzept für den Auslösungsmechanismus der Strategischen Reserve soll Verzerrungen auf dem Strommarkt verhindern. Angenommen, Land A wählt einen fixen Auslösungspreis, das Nachbarland B hingegen ein auf dem letzten (und höchsten) kommerziellen Gebot basierenden Auslösungspreis: Dann ist es möglich, dass der festgelegte Auslösungspreis die Strategische Reserve in Land A aktiviert, obwohl in Land B noch kommerzielle Gebote zur Verfügung stehen. Die Strategische Reserve von Land A verdrängt somit kommerzielle Kapazität aus dem Nachbarland B.

Folglich haben die Netzbetreiber einen Anreiz, den Auslösungspreis für ihre systemeigene Reserve herabzusetzen, damit sie diese häufiger gewinnbringend einsetzen können. Deshalb sollte für die Strategischen Reserven von Nachbarländern eine einheitliche Lösung gelten: Entweder es gibt einen identischen fixen Auslösungspreis oder die Reserven werden anhand des letzten im Ausgleichsmarkt abgegebenen Gebots aktiviert.

Eine Festlegung auf einen gemeinsamen Auslösungspreis bringt den Vorteil, dass diese das Vertrauen der Marktteilnehmer in die Stabilität des Auslösungspreises und somit in die Rentabilität von Investitionsmaßnahmen stärkt.

Aktivierung der Strategischen Reserve

Der unterschiedliche Mix von Erzeugungstechnologien in den europäischen Stromsystemen lässt erwarten, dass auch in den einzelnen nationalen Strategischen Reserven verschiedene Technologien zum Einsatz kommen. Während Nationalstaaten die frühe Aktivierung und das Hochregeln der Reservekapazität auf ihre jeweiligen Technologien zuschneiden können, muss im internationalen Kontext eine gemeinsame Regelung ge-

funden werden, um flexible wie inflexible Erzeuger als Strategische Reserve einsetzen zu können. Eine Strategische Reserve in Deutschland – bestehend aus Kohlekraftwerken – wäre beispielsweise nicht in der Lage, auf eine späte Aktivierung im Nachbarland zu reagieren. Vor allem weil Strom in erster Linie für den regulären Strommarkt und nicht für die Reserve flexibel erzeugt werden sollte, sind inflexible Kraftwerke als zentraler Bestandteil einer Strategischen Reserve nötig. Eine koordinierte und frühe Aktivierung der Reservekapazität ist daher unerlässlich, um nicht einzelne der international verschiedenen Reservetechnologien zu diskriminieren und um die vorhandene Flexibilität für den regulären Strommarkt zu nutzen.

Aufteilung der Kosten

Eine wichtige Frage im Zusammenhang mit einer gemeinsamen Strategischen Reserve für den europäischen Strommarkt ist die nach der Aufteilung der Kosten. Diese muss zunächst einmal einen Anreiz bieten, überhaupt eine nationale Reserve grenzübergreifend zur Verfügung stellen zu wollen. Eine mögliche Kostenallokation kann auf dem fixen Auslösungspreis beruhen. Danach erhalten nationale Netzbetreiber jeweils die Differenz zwischen dem Auslösungspreis beziehungsweise dem dann vorherrschenden Strompreis und dem Arbeitspreis der in ihrem Netzgebiet aktivierten Erzeugungsreserve.

Insgesamt zeigt sich, dass für eine gemeinsame Strategische Reserve auf europäischer Ebene bei jedem betrachteten Kriterium eine internationale Koordinierung notwendig oder zumindest vorteilhaft und möglich ist (Tabelle).

Tabelle

Koordinierung für eine grenzübergreifende Strategische Reserve

Kriterium	Nationale Strategische Reserve	International koordinierte Strategische Reserve
Akquise	Nationaler Mechanismus zur Akquise	Nationaler Mechanismus zur Akquise, Umfang gegebenenfalls international koordiniert
Auslösung	Fixer Auslösungspreis oder zum letzten kommerziellen Gebot	Koordinierung notwendig, fixer Auslösungspreis vorteilhaft
Aktivierung	Frühe Aktivierung vorteilhaft	Koordinierte frühe Aktivierung notwendig
Kostenallokation	Nicht notwendig	Notwendig, kann auf Differenz von Auslösungspreis zu Arbeitspreis basieren

Quelle: Darstellung des DIW Berlin.

© DIW Berlin 2014

Basierend auf dem Beispiel eines festen koordinierten Auslösungspreises wird im Folgenden exemplarisch gezeigt, wie eine koordinierte Strategische Reserve als Absicherungsinstrument gegen Unsicherheiten auch grenzübergreifend wirksam eingesetzt werden kann.

Kompatibilität mit dem EU-Strombinnenmarkt

Ein wichtiges Gütekriterium für potentielle Kapazitätsmechanismen ist deren Kompatibilität mit den Regeln des europäischen Strombinnenmarktes.²⁰ Für eine Strategische Reserve bedeutet dies, dass sie in Knappheitssituationen auch länderübergreifend zur Verbesserung der gemeinsamen Versorgungssicherheit beitragen können muss und dabei keine Verzerrung des Stromhandels mit benachbarten Ländern mit sich bringen darf. Wie die EU-Kommission erachtet es auch die Politik in Deutschland als notwendig, dass Kapazitätsmechanismen die weitere Integration des europäischen Stromhandels nicht beeinflussen.²¹

Koordinierte Strategische Reserve stärkt gemeinsame Versorgungssicherheit

Die Möglichkeit der grenzübergreifenden Nutzung einer Strategischen Reserve lässt sich exemplarisch anhand der Systeme zweier Nachbarländer sowie für einen Mehr-Länder-Fall untersuchen.

Zwei-Länder-Fall

Der Ausgangspunkt der Betrachtung ist, dass es in Deutschland sowie in einem Nachbarland jeweils eine Strategische Reserve gibt. In diesem Fall ist Deutschland das Bezugsland des Vergleichs, die Beschreibung lässt sich jedoch symmetrisch auch auf das Nachbarland anwenden.

Liegt der Marktpreis in Deutschland unter dem Auslösungspreis der Strategischen Reserve, herrscht keine Stromknappheit. Unabhängig von den Preisen im Ausland ist die Versorgungssicherheit in Deutschland in diesem Fall gewährleistet. Erreicht der Marktpreis in Deutschland jedoch den Auslösungspreis, wird die Strategische Reserve in Anspruch genommen. Der Umfang, zu dem Reservekapazitäten grenzüberschreitend zur Versorgungssicherheit beitragen können, hängt nun auch von den Preisen im Nachbarland ab.

In einer Situation, in der der Auslösungspreis in Deutschland erreicht wird, im Nachbarland jedoch nicht, ist die kommerzielle Übertragungskapazität für Lieferungen nach Deutschland per Definition ausgelastet. Die Erzeugungskapazität einschließlich der Strategischen Reserve im Nachbarland kann zur Versorgungssicherheit in dem Umfang beitragen, in dem Übertragungskapazität zwischen den Ländern bereitgestellt wird.

Würde die genutzte Übertragungskapazität zwischen zwei Ländern innerhalb von *Market-Coupling* zugeordnet, also gemeinsam mit der Markträumung der Spotmärkte in den beiden Ländern, wäre sichergestellt, dass die kommerzielle Übertragungskapazität auch automatisch vollständig zum Import genutzt wird. Ohne *Market-Coupling* müssten Im- und Exporte zuerst grenzübergreifende Übertragungskapazität buchen. Hier wird das *use-it-or-sell-it*-Prinzip angewendet, nach dem gebuchte, aber ungenutzte Übertragungskapazität neu zugewiesen wird – und somit bei Knappheit auch für die Reserveerzeugung aus dem Nachbarland.²² Wird in spezifischen Fällen befürchtet, dass aufgrund von strategisch handelnden Firmen oder fehlender Liquidität Übertragungskapazität ungenutzt bleibt, können Übertragungskapazitäten schon frühzeitig für den Einsatz der Reservekapazitäten vorgemerkt werden. Eine Implementierung dieser Maßnahme wäre ähnlich zu den vorgeschlagenen Regeln für den grenzüberschreitenden Einsatz von Regelenergie denkbar.²³

In einer Situation, in der der Auslösungspreis neben Deutschland auch im Nachbarland erreicht wird, könnte vereinfacht zunächst von freier kommerzieller Übertragungskapazität zwischen den Ländern ausgegangen werden. Damit stünde die volle aggregierte Kapazität der Reserven in beiden Ländern zur Verfügung, um eine Stromknappheit abzufangen. Da das Auftreten und der Umfang von Knappheitssituationen mit Nachfragespitzen und Verfügbarkeiten von fossilen und erneuerbaren Energien zwischen Ländern variieren kann, deckt die gepoolte Strategische Reserve die gemeinsamen Anforderungen der Versorgungssicherheit besser ab, als jeweils national orientierte Strategische Reserven dies könnten.

Zusammenfassend zeigt sich, dass eine Strategische Reserve auch grenzüberschreitend die Versorgungssicherheit stärken kann – in unterschiedlichem Maße in Abhängigkeit von der relativen Knappheit in den beteiligten Ländern. Im Fall von Knappheit in nur einem Land sind

²⁰ Vgl. EC (2014), a. a. O.

²¹ Vgl. BMWi (2013a), a. a. O.; vgl. BMWi (2013b): Mittel- bis langfristig ausreichende Sicherstellung von Erzeugungskapazitäten. Bericht des Kraftwerkforums.

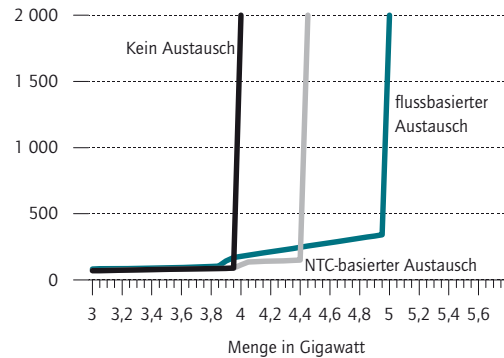
²² Dieses Prinzip könnte auch auf den kontinuierlichen Intraday-Markt zutreffen, für den noch keine koordinierten Auktionen mit *Market-Coupling* existieren.

²³ Vgl. ENTSO-E (2013): Network Code on Electricity Balancing. Final Proposal, 23. Dezember 2013.

Abbildung 3

Mögliche Angebotskurven im Land mit Stromknappheit

Preis in Euro/MWh



Quelle: Illustrative Berechnung des DIW Berlin.

© DIW Berlin 2014

Der flussbasierte Austausch erhöht das Angebot im Land mit Stromknappheit.

klare Regeln für die Nutzung der Übertragungskapazität notwendig. Im Fall von Knappheit in beiden Ländern kann eine koordinierte Strategische Reserve die Versorgungssicherheit ebenfalls erhöhen.

Mehr-Länder-Fall

Wenn zwischen benachbarten Ländern Netzengpässe auftreten, ist die Methode der Vergabe von Netzwerkkapazität wichtig, da diese eine möglichst effiziente Nutzung der Kapazitäten ermöglichen kann; somit kann auch die mögliche Nutzung benachbarter Strategischer Reserven positiv beeinflusst werden. Im europäischen Strommarkt wurden traditionell Übertragungskapazitäten für kommerzielle Transaktionen jeweils zwischen zwei Ländern definiert und dann dem Handel zur Verfügung gestellt (sogenannter NTC-basierter Austausch, *Net Transfer Capacity*). Wenn die bereitgestellte Übertragungskapazität ausgeschöpft ist, kann aus dem europäischen Netz, insbesondere aus den benachbarten Ländern, kein zusätzlicher Strom importiert werden.

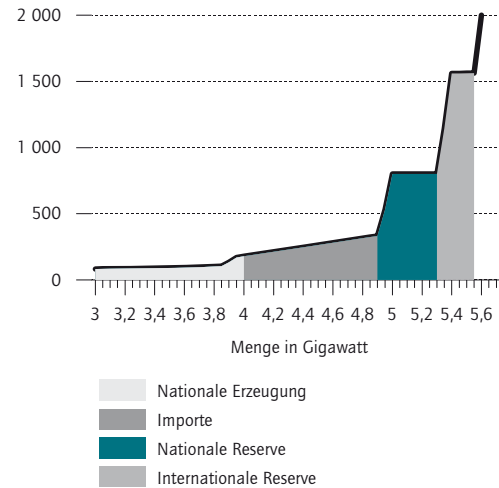
In der Central Western Region (CWE)²⁴ wird im Rahmen der Marktintegration als nächster Schritt eine sogenannte flussbasierte Verteilung von Übertragungskapazität implementiert. Mit dem flussbasierten Ansatz geschieht diese Allokation gleichzeitig für alle grenz-

²⁴ Die CWE-Region umfasst die Benelux-Staaten, Frankreich und Deutschland. Dasselbe Verfahren ist auch in der Central Eastern Region (CEE) geplant (Memorandum of Understanding vom Februar 2014).

Abbildung 4

Struktur der Angebotskurve im Land mit Stromknappheit im flussbasierten System

Preis in Euro/MWh



Quelle: Illustrative Berechnung des DIW Berlin.

© DIW Berlin 2014

Die internationale Strategische Reserve erhöht die Versorgungssicherheit.

übergreifenden Netzverbindungen (Interkonnektoren) und wird mit der Markträumung der Strommärkte integriert. Vereinfacht gesagt: Steigen in einer Region die Preise, dann wird die Übertragungskapazität zwischen den Ländern so zugeordnet, dass zusätzliche Importe in diese Region möglich sind. Mit der flussbasiert zugeordneten Übertragungskapazität steigt somit der Nutzen des europäischen Energiemarktes, da Strom flexibel in die Regionen mit der jeweils größten Nachfrage geliefert werden kann (Abbildung 3).²⁵

Daraus ergibt sich ein zusätzlicher Vorteil einer gemeinsamen Strategischen Reserve. Bei steigender Knappheit und Preisen in einer Region wird weiterhin zunächst die regionale Strategische Reserve und in Situationen ohne bindende Übertragungseingänge zugleich die Strategische Reserve aus Nachbarregionen abgerufen. Bei

²⁵ Das betrachtete System besteht aus drei Länder-Knoten mit einer Erzeugungskapazität von je vier Gigawatt mit unterschiedlicher Kostenstruktur und einer Residuallast von je drei Gigawatt. Eine der drei symmetrischen Verbindungen hat eine Übertragungsbeschränkung von 0,3 Gigawatt. Die Strategische Reserve bietet zusätzliche zehn Prozent Erzeugungskapazität. Für die Analyse wird in einem der drei Länder-Knoten die Nachfrage sukzessive erhöht, um eine Knappheitssituation wiederzugeben. Die tatsächlich für Exporte zur Verfügung stehende Kapazität hängt natürlich auch von der regionalen Nachfrage und Erzeugungsleistung in den anderen Knoten ab, die hier konstant gehalten wird. Da jedoch sowohl Erzeugungsleistung als auch Nachfrage nicht vollständig korreliert sind, wird durch den Poolingeffekt insgesamt eine bessere Abdeckung der Lastspitzen erreicht.

bindenden Übertragungsempfängen muss der Marktpreis gegebenenfalls noch weiter steigen, doch wird dann flussbasiert weitere Importkapazität zur Verfügung gestellt und die Strategische Reserve anderer Regionen kommt zusätzlich zum Einsatz (Abbildung 4). Somit kann eine grenzübergreifend koordinierte Strategische Reserve – trotz bindender Netzengpässe – im flussbasierten Fall zur Versorgungssicherheit in der Region, in der der Strom knapp ist, beitragen.²⁶

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass einzelne Länder durchaus Anreize haben, ihre Strategischen Reserven zu koordinieren. Die grenzüberschreitende Nutzung einer Strategischen Reserve hilft, die gemeinsame Versorgungssicherheit – über Länder- und Preiszonengrenzen hinweg – zu gewährleisten. Durch die koordinierten Auslösungsregeln werden die Einnahmen aus dem Betrieb der Reserve kalkulierbarer und somit die auf Endkunden umzulegenden Kosten geringer. Zusätzlich werden durch die gemeinsame Reserve beziehungsweise die gemeinsame Umsetzung der Versorgungssicherheitsdirektive das Volumen der jeweils vorzuhaltenden Reserve und damit die Kosten der Vorkhaltung reduziert.

Fazit

Mehrere europäische Länder implementieren oder diskutieren derzeit die Einführung von Kapazitätsmechanismen zur Absicherung des Strommarktes. Diese Diskussion wird meist auf nationaler Ebene geführt und das Potential grenzübergreifender Synergien bei der Ausgestaltung von Kapazitätsmechanismen vernachlässigt. Neben einem robusten Marktdesign, das flexible Nachfrage- und Erzeugungstechnologien angemessen entlohnt, das durch eine entsprechende Aufteilung der Preiszonen die Topologie des Stromnetzes adäquat widerspiegelt, und das effiziente Kurzzeit- und Terminmärkte stärkt, sind grenzübergreifende Synergien jedoch zentral für eine wirtschaftliche Ausgestaltung der Energiewende.

Zur Absicherung des Strommarktes werden in Deutschland zwei grundlegende Herangehensweisen zu Kapazitätsmechanismen diskutiert. Zum einen liegt der Schwerpunkt auf einem funktionierenden Energiemarkt, welcher mittels einer Strategischen Reserve zusätzlich abgesichert werden kann. Im Gegensatz dazu basieren andere Modelle auf einer Ergänzung des Ener-

giemarktes mit zusätzlichen, teils umfassenden Kapazitätzahlungen, die Investitionsentscheidungen für Spitzenlastkraftwerke und somit die Versorgungssicherheit weitestgehend regulativ bestimmen.

Eine frühere Studie des DIW Berlin hat die Vorteile einer Strategischen Reserve aufgezeigt, die sich etwa durch den Erhalt marktbasierter Kurzzeit- und Terminmärkte auszeichnet.²⁷ Effiziente Kurzzeitmärkte setzen Anreize für wichtige Systemflexibilität – ohne Kapazitätzahlungen spielt einzig der Strompreis eine Rolle und setzt beispielsweise für flexible Nachfrager klare Preissignale zur Lastreduktion. Zudem vermeidet das Konzept einer Strategischen Reserve große Verteilungswirkungen, da das über Netzentgelte umzulegende Marktvolumen der Reserve relativ gering ausfällt.

Eine solche Strategische Reserve zur Absicherung des Strommarktes wäre auch im europäischen Kontext die zu präferierende Variante eines Kapazitätsmechanismus. Die außerhalb des regulären Strommarktes vorgehaltene Erzeugungskapazität lässt sowohl Kurzzeit- als auch die für Investitionsentscheidungen wichtigen Terminmärkte nahezu unberührt. Dies gilt auch für den europaweiten Handel, sodass die Strategische Reserve kompatibel mit dem EU-Strombinnenmarkt ist.

Auch mit einer Strategischen Reserve kann in Zeiten, in denen der Strom knapp ist, sichergestellt werden, dass zuerst kommerzielle Möglichkeiten zur Deckung der Nachfrage genutzt werden. Einen zusätzlichen Gewinn an Versorgungssicherheit bietet die Strategische Reserve durch die Möglichkeit, in Knappheitszeiten auch ausländische Reserven zu nutzen. Die Vorteile durch die Nutzung ausländischer Reserven steigen im Rahmen einer flussbasierten Verteilung der Übertragungskapazität nochmals. Dieser positive Effekt wird durch die damit einhergehende Möglichkeit einer grenzüberschreitenden Kalkulation der Reservekapazität noch verstärkt. Denn in der Regel müssen größere Systeme, in denen einzelne Nachfragespitzen zu verschiedenen Zeiten auftreten, weniger Reservekapazitäten bereitstellen.

Wenn ein Kapazitätsmechanismus zum Einsatz kommen soll, dann bietet eine Strategische Reserve nicht nur im nationalen Kontext Vorteile, sondern auch bei einer grenzüberschreitenden Koordination eine effektive Möglichkeit, die Versorgungssicherheit zu erhöhen – sowohl aus nationaler als auch aus europäischer Sicht – ohne dabei die weitere Entwicklung und Integration der Kurzzeit- und Terminmärkte in Europa zu behindern.

²⁶ Die Berechnungen basieren auf einem vereinfachten Modell mit drei Knoten. Der Effekt einer gesteigerten Flexibilität der Zuteilung von Übertragungskapazität im flussbasierten Ansatz tritt jedoch auch bei detaillierteren Abbildungen des Netzes auf, vgl. hierzu Neuhoff, K. et al. (2013): Renewable Electric Energy Integration: Quantifying the Value of Design of Markets for International Transmission Capacity. Energy Economics, 40, 760-772.

²⁷ Vgl. Neuhoff, K., Diekmann, J., Schill, W.-P., Schwenen, S. (2013), a. a. O.

STRATEGISCHE RESERVE

Karsten Neuhoff ist Leiter der Abteilung Klimapolitik am DIW Berlin |
kneuhoff@diw.de

Friedrich Kunz ist Wissenschaftlicher Mitarbeiter in der Abteilung Energie,
Verkehr, Umwelt am DIW Berlin | fkunz@diw.de

Sophia Rüster ist Wissenschaftliche Mitarbeiterin in der Abteilung Klimapolitik
am DIW Berlin | sruester@diw.de

Sebastian Schwenen ist Wissenschaftlicher Mitarbeiter in der Abteilung Klima-
politik am DIW Berlin | sschwenen@diw.de

COORDINATED STRATEGIC RESERVE COULD INCREASE SUPPLY SECURITY FOR EUROPEAN POWER MARKET

Abstract: Various capacity mechanisms are currently being discussed in Germany and beyond with a view to increasing supply security in the power sector. One of these mechanisms includes keeping a strategic reserve which means only using specific individual power plants in emergency situations when supply is limited and prices are high. The debate on whether and which instruments to use has, so far, largely taken place in a national context. Since the start of the debate, the EU Commission has indeed opted for

the synergy effects of the single European market but the national interests of individual countries dominated the discussion. Against this background, DIW Berlin has studied the possibility of coordinating a strategic reserve between countries to secure the power market and support the energy transition in Europe. The analysis shows that a strategic reserve of generating capacity that is only dispatched above a defined strike price would increase supply security and would be compatible with the internal EU power market.

JEL: D47, L51, Q48

Keywords: Strategic Reserve, Market Design, Energy Policy



DIW Berlin – Deutsches Institut
für Wirtschaftsforschung e.V.
Mohrenstraße 58, 10117 Berlin
T +49 30 897 89 -0
F +49 30 897 89 -200
www.diw.de
81. Jahrgang

Herausgeber

Prof. Dr. Pio Baake
Prof. Dr. Tomaso Duso
Dr. Ferdinand Fichtner
Prof. Marcel Fratzscher, Ph.D.
Prof. Dr. Peter Haan
Prof. Dr. Claudia Kemfert
Prof. Karsten Neuhoff, Ph.D.
Dr. Kati Schindler
Prof. Dr. Jürgen Schupp
Prof. Dr. C. Katharina Spieß
Prof. Dr. Gert G. Wagner

Chefredaktion

Sabine Fiedler
Dr. Kurt Geppert

Redaktion

Renate Bogdanovic
Andreas Harasser
Sebastian Kollmann
Dr. Claudia Lambert
Dr. WolfPeter Schill

Lektorat

Karl Brenke
Prof. Dr. Christian von Hirschhausen

Textdokumentation

Manfred Schmidt

Pressestelle

Renate Bogdanovic
Tel. +49-30-89789-249
presse@diw.de

Vertrieb

DIW Berlin Leserservice
Postfach 74, 77649 Offenburg
leserservice@diw.de
Tel. 01806 - 14 00 50 25,
20 Cent pro Anruf
ISSN 0012-1304

Gestaltung

Edenspiekermann

Satz

eScriptum GmbH & Co KG, Berlin

Druck

USE gGmbH, Berlin

Nachdruck und sonstige Verbreitung –
auch auszugsweise – nur mit Quellen-
angabe und unter Zusendung eines
Belegexemplars an die Serviceabteilung
Kommunikation des DIW Berlin
(kundenservice@diw.de) zulässig.

Gedruckt auf 100 % Recyclingpapier.