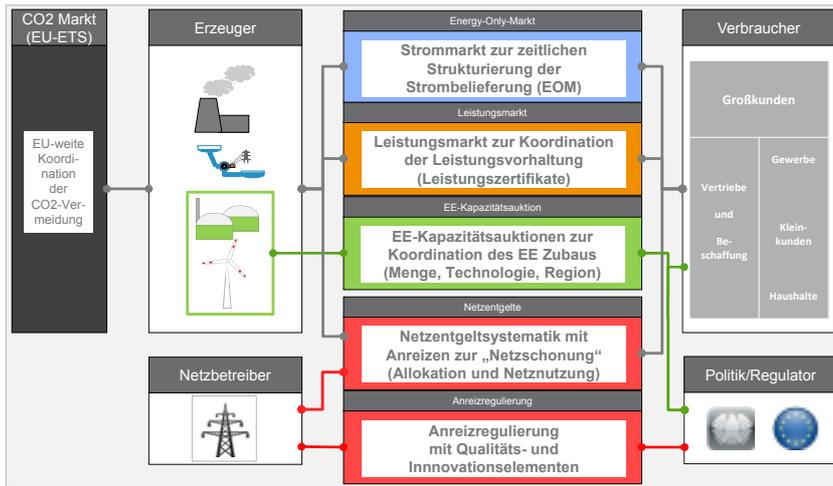


Horst Wolter und Wolfgang Zander über den Strommarkt der Zukunft

# „Wir sollten möglichst schnell Konsens erzielen“



Die Elemente des vorgeschlagenen, zukunftsfähigen und integrierten Energiemarktdesigns decken alle Aufgaben der Energieversorgung ab.

re sollten wir uns freimachen vom jetzigen System und strikt in Richtung 2050 denken. Im Zentrum der Überlegungen stand deshalb ein Design, dessen Elemente sich auf ihre Aufgaben fokussieren und die konsequent aufeinander abgestimmt sind. Dabei gilt es selbstverständlich auch einen Weg für einen verträglichen Übergang zu gestalten.

## Wie sind Sie vorgegangen?

**Wolter:** Wir haben zunächst die Ausgangslage analysiert und Problemfelder identifiziert. Das politisch gewollte Ziel heißt Energiewende, also Umstieg auf erneuerbare Energien – und zwar vergleichsweise schnell. Dies hat zur Folge, dass die erneuerbare Erzeugung zunimmt. Allerdings rechnen sich Investitionen in erneuerbare Erzeugungsanlagen nicht von selber. Deshalb ist zum Erreichen der Ausbauziele eine Förderung erforderlich. Diese Förderung fällt teilweise zu hoch aus, was zu Überrenditen und Zusatzbelastungen für die Verbraucher führt.

>> „Marktdesign muss Erneuerbare fördern und anderen Erzeugern auskömmliche Existenz ermöglichen“

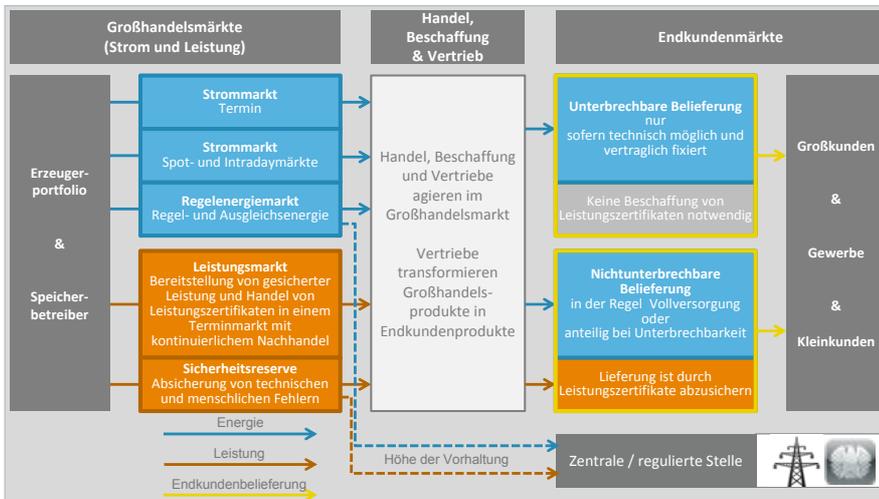
Der zweite virulente Punkt ist, dass die zunehmende Erzeugung aus erneuerbaren Energien die konventionelle Erzeugung zurückdrängt. Wir haben zum Teil neue, moderne Kraftwerke, die mit hohen Wirkungsgraden Strom produzieren können, die aber nicht auf ihre Kosten kommen, weil sie nur 1 000 oder 2 000 Stunden Auslastung erreichen statt der geplanten 4 000 oder 5 000. Die Verdrängung fossiler Kraftwerke ist jedoch gewollt. Die Vorteile sind eine umweltfreundliche, in Bezug auf die variablen Kosten günstige Erzeugung und langfristig die Abkopplung vom Risiko

**MARKTDESIGN** | Im deutschen Strommarkt wächst der Handlungsbedarf, um die Energiewende erfolgreich zu bewältigen. Aktuell verschärfen sich die Probleme in mehreren Bereichen. Zu nennen sind etwa die steigende Belastung der Stromverbraucher durch die EEG-Förderung, Schwierigkeiten in den Verteilnetzen bei der Aufnahme von immer mehr Strom aus erneuerbaren Quellen und die wirtschaftliche Schieflage bei konventionellen Kraftwerken durch geringere Auslastung. Ein neues Marktdesign muss dringend entwickelt werden. Doch das ist angesichts der Komplexität der Aufgabe und unterschiedlicher Auffassungen über die beste Strategie leichter gesagt als getan. Auf dem Tisch liegt unter anderem ein Vorschlag des Verbandes Kommunaler Unternehmen (VKU) über die Ausgestaltung des künftigen Strommarktdesigns, der aktuell diskutiert wird und die Basis für einen konstruktiven Lösungsansatz sein könnte. BWK sprach mit zwei Mitautoren der Studie, beide von der BET GmbH: Dr. Wolfgang Zander, Gründer und Geschäftsführer des Aachener Beratungshauses, sowie Dr. Horst Wolter, Bereichsleiter Marktberatung.

Für den VKU haben die enervis energy advisors GmbH und die BET GmbH gemeinsam ein Gutachten über das künftige Strommarktdesign erstellt. Unter welchen Prämissen wurde die Studie erarbeitet?

**Zander:** Die Aufgabe war, ein zukunftsfähiges und wettbewerblich orientiertes Modell für das Marktdesign zu erstellen. Unter dieser Prämisse haben wir sowohl die heutigen Elemente des Marktdesigns als auch bestehende Designvorschläge analysiert. Die heute gut

funktionierenden Elemente sollen erhalten bleiben, wenn sie gleichzeitig diesen Prämissen entsprechen. Wegen der vorgegebenen wettbewerblichen Ausrichtung wurden Designmodelle mit zentral organisierter Nachfrage nicht weiter verfolgt, obwohl sie durchaus Stärken haben und vielleicht auch gut funktionieren könnten. Um ein vollständiges Bild zu transportieren, haben wir auch die Schwachpunkte unseres Vorschlags benannt und jeweils Lösungsvorschläge zur Behebung unterbreitet. Insbesondere



**Der Großhandelsmarkt wird um einen Leistungsmarkt ergänzt, um der gesicherten Leistung einen Preis zu geben. Der vollversorgte Anteil des Verbrauchs ist durch Leistungszertifikate abzusichern.**

der Primärenergieträger. Also brauchen wir ein Marktdesign, das den Ausbau der Erneuerbaren weiter fördert und den anderen Erzeugern eine auskömmliche Existenz ermöglicht.

**Mit fossilen Kraftwerken als Back-up-Kapazitäten für die volatile regenerative Erzeugung?**

**Wolter:** Genau, wenn der Wind nicht weht und die Sonne nicht scheint, müssen konventionelle Kraftwerke einspringen. Da diese Anlagen aber nur noch wenige Stunden im Jahr laufen, sollten sie eine Vergütung für die Bereithaltung der Erzeugungskapazität erhalten. Jederzeit Energie erzeugen zu können, ist ja ein Wert für das Gesamtsystem und die Endverbraucher, und dem sollten wir eine entsprechende Vergütung gegenüberstellen, deren Höhe im Wettbewerb ermittelt wird.

**Und wie könnte ein solcher Kapazitätsmarkt aussehen?**

**Wolter:** Da gibt es verschiedene Ansätze: selektiver oder umfassender Kapazitätsmarkt oder eben ein Leistungsmarkt, wie der VKU ihn vorgeschlagen hat. Neu am VKU-Vorschlag ist, dass die Höhe der vorgehaltenen Leistung von Angebot und Nachfrage bestimmt wird. Das heißt, der Endkunde bzw. sein Lieferant überlegt sich als Kapazitätsnachfrager, ob und wie viel gesicherte Leistung er braucht oder zu welchen Zeiten und in welchem Umfang er darauf verzichten kann. Und der Anbieter wird

sich überlegen, mit welchen Anlagen er die Leistung am günstigsten bereitstellen kann. Das heißt, unter Umständen ist ein hochmodernes GuD-Kraftwerk nicht die wirtschaftlichste Lösung, sondern es genügt eine einfache Gasturbine oder ein Motorkraftwerk. Die wesentlichen Vorteile des VKU-Modells sind, dass erstens alle Erzeuger und Verbraucher am Markt teilnehmen und sich ihre ganze Kreativität um optimale Lösungen bemüht, und dass zweitens sich das System selber anpasst, wenn die Anforderungen sich ändern. Und wir wissen ja alle nicht, wie die Energielandschaft in zehn Jahren aussehen wird, geschweige denn in 2050.

**>> „Durch Abschaltung großer Verbraucher den Bedarf an Leistungsvorhaltung reduzieren“**

In dieser Idee des Leistungsmarktes steckt ein weiterer wichtiger Gedankengang, der auf der Analogie zum normalen Energiemarkt beruht. Der Leistungsmarkt ist wie der Energiemarkt ein Großhandelsmarkt, an dem – bis auf wenige Großkunden – die Endkunden nicht teilnehmen, sondern die Lieferanten. Damit übernimmt der Lieferant die Transformation zwischen dem Großhandelsprodukt, also der gesicherten Leistung, und dem Endkundenprodukt, also dem Liefervertrag. Der Endkunde kann den Bedarf seines Lieferanten an gesicherter Leistung reduzieren, indem er sich unterbrechen lässt. Die Unterberechnungen betreffen nie den gesamten Verbrauch des Kunden, sondern immer nur einzelne steuerbare Aggregate. Und sie werden so gewählt, dass sie das gesamte System in Zeiten knapper Erzeu-

gungsleistung entlasten. Durch gezielte kurze Abschaltungen von großen Verbrauchern lässt sich also der Bedarf an Leistungsvorhaltung deutlich reduzieren. Das wiederum macht den Bau von Kraftwerken entbehrlich. Und im Gegensatz zu heutigen Versuchen, Demand-Side-Management über die mittlerweile geringen Differenzen im Spotmarktpreis zu aktivieren, steckt hinter dem neuen Leistungsmarkt ein hochattraktiver finanzieller Anreiz, weil die Investitionen in Kraftwerke reduziert werden.

**Woher weiß der Markt, wie viel Leistung gebraucht wird, um das System stabil zu halten?**

**Wolter:** Wenn alle Lieferanten Leistung für ihre eigene Bedarfsspitze vorhalten, wird insgesamt zu viel Leistung vorgehalten, weil die Spitzen der Lieferanten nicht gleichzeitig auftreten. Deshalb braucht man eine zentrale Stelle, die prognostiziert, zu welchen Zeiten im System wahrscheinlich Knappheit herrschen wird. Anhand dieser Prognose können die Lieferanten den Leistungsbedarf zu den Systemspitzen abschätzen und sich eindecken. Der Leistungsbedarf besteht natürlich nur für den nicht unterbrechbaren Teil des Verbrauchs, der unterbrechbare Teil kann ja während der Systemspitzen abgeschaltet werden. Auf diese Weise weiß jeder Lieferant, welchen Leistungsbedarf er zur Systemspitze hat, und die Summe über die Lieferanten ergibt die insgesamt erforderliche Leistung.

**Wer könnte diese zentrale Stelle sein?**

**Wolter:** Das könnten die Übertragungsnetzbetreiber übernehmen. Sie müssen einerseits den Gesamtbedarf abschätzen und die erneuerbare Erzeugung prognostizieren. Letzteres tun sie heute schon sehr genau und sehr gut. Auch die Prognose des Verbrauchs wäre prinzipiell möglich, weil die Ist-Werte des Verbrauchs in den einzelnen Bilanzkreisen vorliegen.

**Aber an dem vorgeschlagenen Leistungsmarkt hat sich Kritik entzündet. Welche?**

**Wolter:** Der größte Kritikpunkt ist, dass die Lieferanten ihren Energie- und Leistungsbedarf maximal drei oder vier Jahre im Voraus kennen und sich auch nur für diesen Zeitraum mit Leistungszertifikaten eindecken werden. Einem Investor, der ein Kraftwerk bauen möchte, genügt das möglicherweise nicht, denn der Zeitraum für die Refinanzierung seines Investments ist deutlich

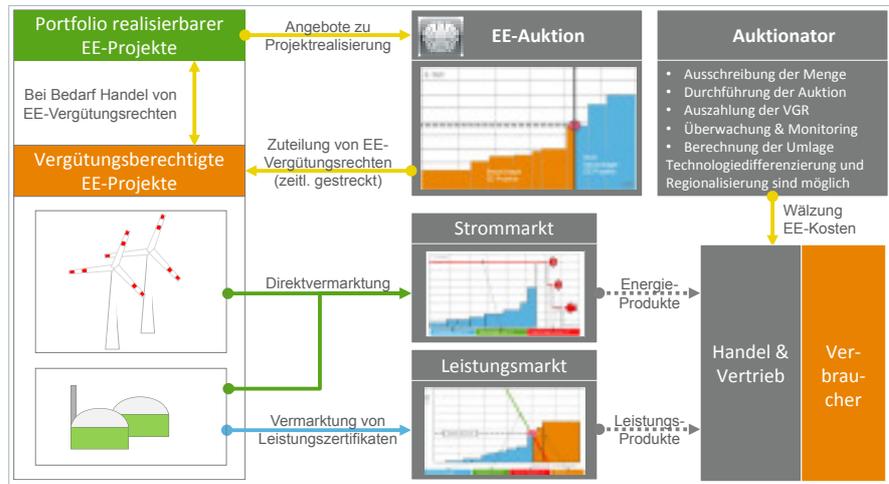
länger. Andere Investoren aber sagen, sie würden dieses Risiko eingehen, wenn die Marktspielregeln konstant bleiben. Dann kann die Entwicklung des Marktes und der Erlöse belastbar abgeschätzt werden.

**>>> „Zentrale Stelle zur Ermittlung des Leistungsbedarfs?“**

Um diese Unsicherheit zu beseitigen, setzen die Kritiker auf eine zentrale Stelle, die den Leistungsbedarf ermittelt und ihn für zehn bis 15 Jahre ausschreibt. Damit hätte der Investor – falls er die Ausschreibung gewinnt – eine sehr sichere Planungsgrundlage. Die zentrale Stelle wäre wohl eher eine Behörde, die einen planerischen Ansatz verfolgt und möglicherweise das Potenzial an Kreativität und Flexibilität nicht optimal nutzt. Auch würde sie sich nicht dem Vorwurf aussetzen wollen, sie hätte zu wenig Kapazität eingeplant. Deshalb besteht die Gefahr, dass sie eher mit zu viel Reserve plant, was die Kosten in die Höhe treibt. Auf der Stadtwerke-Tagung in Berlin ist das VKU-Modell recht positiv bewertet worden, weil es gerade keine zentrale Stelle vorsieht.

**Nun ist die Bereitstellung ausreichender Erzeugungskapazität wichtig, aber sie ist nicht die einzige Schwierigkeit, die zu lösen ist. Wie könnte man die Kosten zur Förderung der Erneuerbaren reduzieren?**

**Wolter:** Unser Ansatz ist, dass die Erneuerbaren zunächst einmal alle für sie erreichbaren Marktstufen nutzen, um Erlöse zu generieren. Die Erzeugung der Erneuerbaren muss mit der Erzeugung der Konventionellen koordiniert werden; das leistet der heutige Spotmarkt sehr gut. Deshalb sollten auch die Produzenten erneuerbaren Stroms in diesem Spotmarkt bieten. Dies werden nicht einzelne Betreiber von Photovoltaikanlagen tun, sondern Dienstleister wie zum Beispiel lokale Vertriebe. Eventuell stehen den Erneuerbaren auch weitere Marktstufen zur Verfügung, etwa die Regelleistungsmärkte oder beispielsweise für Biogasanlagen auch der Leistungsmarkt. Nur wenn die dort erzielten Erlöse nicht ausreichen, um die Investitionskosten einzuspielen, kommt die Förderung zum Tragen. Aber nicht wie bisher mit der Gießkanne, sondern per Ausschreibung. Wer zum Beispiel 10 MW Windstrom zum günstigsten Preis anbietet, bekommt den Zuschlag. In die-



sem Wettbewerb um die Förderung muss der Anlagenbetreiber sich überlegen, was ihn der Anlagenstandort kostet, wie gut das Winddargebot ist, was damit am Spotmarkt zu Erlösen wäre und was ihm noch fehlt? Und daraus ergeben sich der zusätzliche Förderbedarf und das zugehörige Gebot. Bei diesem Wettbewerb werden die heute zum Teil vorhandenen Überrenditen vermieden, weil im Idealfall immer derjenige den Zuschlag bekommt, der seine Möglichkeiten am intelligentesten nutzt.

**Die Erzeugungsstandorte der Erneuerbaren sind ja vorrangig in der Fläche verteilt, wo die Netze schnell an Belastungsgrenzen stoßen? Welche Lösungsansätze sehen Sie hier?**

**Zander:** Das Problem besteht tatsächlich darin, dass Strom aus erneuerbaren Quellen nicht abtransportiert werden kann, wenn nur ein schwaches Netz vorhanden ist. Es muss also ertüchtigt werden. Unsere Untersuchung für das Gutachten hat gezeigt: Wenn die Erneuerbaren weiter ausgebaut werden, ohne das Verteilnetz auszubauen, werden bis zu 20 % der möglichen Erzeugung nicht genutzt. Die Erzeugung kommt dann auch nicht im Übertragungsnetz an, so dass auch hier nur ein reduzierter Ausbaubedarf erforderlich ist. Da wir die Erneuerbaren aber in das System hineinnehmen wollen, müssen wir die Verteilnetze ausbauen, und zwar möglichst schon am Anfang der Energiewende. Insbesondere in den Verteilnetzen ist der Ausbaubedarf bereits jetzt vorhanden, während er in der Zukunft nur relativ moderat ansteigt.

**Welche Maßnahmen schlagen Sie vor?**

**Zander:** In den Verteilnetzen gibt es verschiedene Maßnahmen zur Erhö-

**Die erneuerbaren Energien erhalten leistungsorientierte Vergütungsrechte aus einer wettbewerblich organisierten Auktion. Erlöse im Energie- und Leistungsmarkt werden um die Förderung aus der Auktion ergänzt.**

hung ihrer Aufnahmefähigkeit. Prinzipiell kann man das Netz physisch ausbauen, also das Kupfer quasi dicker machen. Das ist aber die teuerste Lösung. In der Nieder- und Mittelspannung verhindern in der Regel die zulässigen Spannungsgrenzen den Anschluss weiterer Einspeiser. Hier ist es intelligenter und kostengünstiger, die Spannungshaltung zu optimieren. Dazu speisen die Erzeuger nicht nur Wirkleistung ein, sondern auch Blindleistung. Das ist sehr kostengünstig, weil nur die Wechselrichter entsprechend eingestellt werden müssen.

**>>> „Regelbare Ortsnetztrafos zur ertüchtigung der Verteilnetze“**

Die nächste effiziente Möglichkeit ist der Einbau von regelbaren Ortsnetztransformatoren an den neuralgischen Netzpunkten. Diese können insbesondere auf die sich rasch verändernden Einspeisesituationen reagieren und die Spannungsverhältnisse im Netz justieren. In der Hochspannungsebene ist in der Regel nicht die Spannung, sondern die transportierbare Energie der limitierende Faktor. Aber auch hier können mit Leiterseil-Monitoring und Auslastungsüberwachung zuerst intelligente, kostengünstige Maßnahmen ergriffen werden, bevor das Netz physisch verstärkt wird.

## Der Netzausbau und -ausbau wird dennoch Geld kosten.

**Zander:** Das ist richtig, ohne Investitionen wird es nicht gehen. Unsere Studie kommt zu dem Ergebnis, dass der Investitionsbedarf bei den Verteilnetzen in Deutschland aufsummiert bis 2050 bei 12 bis 15 Mrd. € liegt. Davon sollten 10 bis 12 Mrd. € bereits bis 2020 investiert sein. Der Vorteil der frühen Investition in intelligente Netzelemente ist, dass die Verteilnetze dann für künftige Herausforderungen weitgehend gerüstet sind. Würde der Ausbau der Verteilnetze klassisch durch Leitungsbau vorgenommen, verdoppeln sich die Kosten in etwa. Diese Größenordnung der Kosten wird im Übrigen auch von der dena-Verteilnetzstudie bestätigt.

Aber nicht nur in den Verteilnetzen, sondern auch in den Übertragungsnetzen ist der Um- und Ausbau erforderlich, weil der Strom zu den Verbrauchern im Süden transportiert werden

**Dr. Wolfgang Zander, BET GmbH:** „Wenn die Erneuerbaren weiter ausgebaut werden, ohne das Verteilnetz auszubauen, werden bis zu 20 % der möglichen Erzeugung nicht genutzt.“



**Dr. Horst Wolter, BET GmbH:** „Wir sollten möglichst schnell den Konsens für ein zukunftsfähiges Marktdesign erzielen.“



muss. Die Kosten des Übertragungsnetzausbaus sind im Netzentwicklungsplan 2013 mit gut 20 Mrd. € bis 2023 angegeben. Nach unseren Schätzungen dürften sie sich bis 2050 auf etwa 30 Mrd. € erhöhen.

**>>> „Das heute praktizierte Abregeln ist volkswirtschaftlicher Unsinn“**

Unsere Ergebnisse zeigen ferner, dass der gesamte Netzausbau deutlich günstiger ist als das heute praktizierte Abre-

geln der Erneuerbaren. Denn der Verbrauch ist ja weiterhin vorhanden; die abgeregelte Energie muss also anderweitig, das heißt in konventionellen Kraftwerken, erzeugt werden. Die Kosten für diese Verlagerung der Erzeugung sind etwa dreimal so hoch wie die Kosten des Netzausbaus. Und die abgeregelte Energie wird entsprechend dem heutigen EEG vergütet. Diese zusätzlichen Kosten erhöhen den Kostenunterschied noch einmal deutlich. Im Fazit bedeutet das: Die Abregelung ist volkswirtschaftlicher Unsinn!

## Werfen wir noch einmal einen Blick auch den gesamten VKU-Vorschlag: Was wird gelobt, was kritisiert?

**Wolter:** Bei den zu lösenden Aufgaben herrscht im Wesentlichen Konsens: Erstens führt am Netzausbau kein Weg vorbei. Zweitens müssen die Kosten zur Förderung der Erneuerbaren sinnvoll begrenzt werden und Ungerechtigkeiten bei der Umlage dieser Kosten beseitigt werden. Und drittens muss aus Gründen der Versorgungssicherheit die Deckungsbeitragslücke bei den Konventionellen geschlossen werden, dazu sollte die Bereitstellung der Erzeugungskapazität vergütet werden. Bei den Lösungsvorschlägen ist der Konsens aber nur in einigen Punkten gefunden.

**Zander:** Für den Ausbau der Verteilnetze muss die Anreizregulierung so weiterentwickelt werden, dass der Netzbetreiber für Investitionen in intelligente Maßnahmen eine ausreichende Rendite erhält. Diese Frage ist für die Mittel- und die Niederspannung noch nicht geklärt. Der VKU-Vorschlag, dies über Maßnahmen-Cluster zu lösen, findet Zustimmung, wobei einige Stimmen dafür plädieren, die Abwicklung noch weiter zu vereinfachen.

**Wolter:** Die Förderung der Erneuerbaren über ein Auktionsverfahren auszuscheiden, wird im Wesentlichen begrüßt, weil es zum einen eine Steuerung der geförderten Menge ermög-

licht und zum anderen einen Wettbewerb um die Förderung einführt. Allerdings gibt es den Einwand, dass es zu teuer werden könnte, weil erstens der Abwicklungsaufwand und zweitens die Risiken für den Erzeuger steigen. Die diesbezügliche Diskussion muss fortgesetzt werden.

**>>> „Diskussion in der Fachöffentlichkeit noch nicht zu Ende geführt“**

Der Leistungsmarkt wird gelobt, weil er eine starre Zentrale entbehrlich macht. Andererseits wird aber kritisiert, dass das VKU-Modell die Investitionsanreize nicht explizit setzt, sondern dies dem Markt überlässt. Damit besteht die Möglichkeit, dass der Markt keine ausreichenden Anreize setzt, dass also Bestandskraftwerke aus dem Markt gehen und keine neuen Anlagen gebaut werden. Auch hier ist die Diskussion in der Fachöffentlichkeit noch nicht zu Ende geführt.

## Welche Alternativen zum Leistungsmarkt liegen auf dem Tisch?

**Wolter:** Zu den wichtigsten Alternativvorschlägen gehört der zentral organisierte Kapazitätsmarkt. Hier ermittelt ein zentraler Koordinator den Bedarf an gesicherter Leistung und schreibt diesen für einen langen Zeitraum von 10 bis 15 Jahren aus. Die Erzeuger erhalten für diesen Zeitraum feste Zahlungen, so dass ein klares Investitionssignal besteht. Hier gibt es zwei Fraktionen, eine plädiert für einen umfassenden Markt, die andere für einen selektiven Markt.

Der wesentliche Unterschied liegt darin, dass im umfassenden Markt alle Kraftwerke einbezogen wären, also auch sämtliche Bestandsanlagen. Es gefällt natürlich nicht jedem, dass quasi abgeschriebene Anlagen per Kapazitätsprämie noch zusätzlich Geld verdienen könnten. Aber das käme natürlich auch neueren, noch nicht abgeschriebenen Kraftwerken wie etwa Irsching 5 zugute, die sonst aus dem Markt zu fallen drohen. Die Ungerechtigkeit eventueller Windfall-Profits versuchen selektive Mechanismen zu umgehen, indem sie separate Ausschreibungen für Bestand und Neubau vornehmen. Dies verkleinert allerdings den Markt und erhöht die Gefahr der Ausübung von Marktmacht.

### Wie geht es weiter? Was wir brauchen, ist doch ein schneller Konsens.

**Zander:** Eigentlich müsste die Politik daran interessiert sein, dass eine belastbare und allgemein tragfähige Lösung entwickelt wird, die durchaus auch eine Kombination der verschiedenen Vorschläge darstellen kann. Hier ist aber eher ein Gegeneinander zu beobachten. Das ist schade und schlecht, denn für ein Gelingen der Energiewende benötigen wir ein weiterentwickeltes Markt-design. Erst wenn dieses feststeht, herrschen stabile Randbedingungen, an denen sich die Marktteilnehmer orientieren können und die Investitionssicherheit gewährleisten. Deshalb brauchen wir eine Stelle, die die Diskussion zu einem Konsens führt. Wobei ich dafür plädiere, diesen Konsens zunächst einmal in der Fachöffentlichkeit zu erzielen.

### >> „Der Handlungsdruck ist groß und wächst beständig“

#### Läuft die Zeit davon?

**Wolter:** Der Handlungsdruck ist groß und wächst beständig. Wir werden nicht erst mit dem Abschalten des letzten Kernkraftwerks ein Problem bekommen, sondern wir haben es jetzt. Neue Kraftwerke werden nach unseren Berechnungen erst nach 2020 benötigt, aber der Ausbau der Erneuerbaren geht heute ungestüm voran. Und Kraftwerksbetreiber überlegen sich schon heute, ob sie Anlagen stilllegen, weil sie durch den Weiterbetrieb Geld verlieren. Wir sollten möglichst schnell den Konsens für ein zukunftsfähiges Markt-design erzielen und dieses dann umsetzen, so dass das heute vorherrschende Prinzip Hoffnung durch klare

und verlässliche Rahmenbedingungen ersetzt wird und alle Beteiligten gemeinsam auf das Ziel Energiewende hinarbeiten.

### Vor der Bundestagswahl im September dürfte sich nichts mehr tun. Also hoffen auf die nächste Legislaturperiode?

**Zander:** Angesichts der sich zuspitzenden Lage ist das recht spät. Idealerweise sollten vor der Wahl ein Konsens in der Fachöffentlichkeit erarbeitet und die politische Meinungsbildung der Parteien abgeschlossen sein, damit etwas Konkretes in den künftigen Koalitionsvertrag hineingeschrieben werden kann. Aber das ist sehr ambitioniert. Als Alternative würde ich mir wünschen, die politischen Vereinbarungen so zu treffen, dass nach der Wahl noch die Freiheit besteht, ein fachlich konsistentes Markt-design zu entwickeln.

**i** [www.bet.de](http://www.bet.de)