

Positionspapier

Ausgestaltung eines dezentralen Leistungsmarktes

Berlin, Juni 2014

Gliederung

Einleitung.....	4
Ausgangspunkt: Energy-Only-Markt und Förderung von Erneuerbaren Energien	4
1 Hintergrund und Grundsätze eines dezentralen Leistungsmarktes	5
So viel Markt wie möglich – nicht mehr Regulierung als nötig	6
Der dezentrale Leistungsmarkt dient ausschließlich der Versorgungssicherheit	6
Als marktbreiter Mechanismus erhält der dezentrale Leistungsmarkt den Wettbewerb	7
Einfaches, robustes und zukunftsfähiges Funktionsprinzip des dezentralen Leistungsmarktes	7
Niedrige Kosten durch Standardisierung.....	8
Der dezentrale Leistungsmarkt ist praktikabel.....	8
Der dezentrale Leistungsmarkt setzt frühere Anreize für gesicherte Leistung als der EOM	9
Der dezentrale Leistungsmarkt unterstützt und fördert die Weiterentwicklung des europäischen Energiebinnenmarktes.....	9
Fazit.....	10
2 Der dezentrale Leistungsmarkt	10
2.1 Kernelemente des dezentralen Leistungsmarktes.....	10
Angebot von VSN	10
Nachfrage nach VSN	11
Terminmarkt für VSN	11
Regulatorische Stellgrößen.....	11
Strafzahlung	12
Überprüfungszeitpunkte – Systemknappheit.....	12
Wer überwacht die Einhaltung der Regeln?	13
Wie beeinflussen Strafzahlung und Knappheitspreis Angebot und Nachfrage nach VSN? ...	14
Was wird überprüft?.....	15
2.2 Müssen VSN standardisiert sein?	16
2.3 Welche Laufzeit sollen VSN haben?	17
2.4 Wie gestaltet sich die Implementierung des Leistungsmarktes?.....	17
3 Emittenten von VSN.....	18
3.1 Welche Anforderungen sind an die Emittenten von VSN zu stellen?.....	18
3.2 Wer trägt das Ausfallrisiko?	18
3.3 Können VSN auch von ausländischen Erzeugungsanlagen angeboten werden?.....	19

3.4	Wie wird die von einem VSN-Verkäufer gesichert vorgehaltene Leistung ermittelt?	20
3.5	Wie kann sichergestellt werden, dass der Emittent von VSN auch tatsächlich gesicherte Leistung bereitstellt?	20
3.6	Wird der Emittent von VSN pönalisiert, wenn er bei Systemknappheit nicht erzeugt bzw. bietet?.....	21
4	Nachfrager von VSN	22
4.1	Wie ermitteln BKV die Anzahl der von ihnen benötigten VSN?	22
4.2	Wie ist gewährleistet, dass BKV ausreichend VSN erwerben?	22
4.3	Müssen Vertriebsprodukte zur zeitlichen Leistungseinschränkung standardisiert sein? .	23
4.4	Wie erfolgt die Kontrolle der Leistungs-Bilanz der BKV?	23
4.5	Bis wann müssen die BKV die benötigten VSN beschafft haben?.....	24
4.6	Was muss der BKV im Knappheitsfall veranlassen?	24
4.7	Wie erfolgt die freiwillig vertraglich vereinbarte Leistungsreduktion beim Kunden?	25
5	Preisbildung von VSN	25
5.1	Wie bildet sich der Preis für VSN und wie transparent ist der Preisfindungsprozess?	25
5.2	Warum setzt der DLM stärkere Investitionsanreize als der EOM?.....	26
6	Auswirkungen auf das derzeitige Marktdesign und den Erzeugungspark.....	27
6.1	Welche Auswirkungen hat das Modell auf Bestandsanlagen?	27
6.2	Wie werden die Kosten der VSN gewälzt?	27
6.3	Wie ist mit VSN umzugehen, deren Erzeugungseinheiten im Gültigkeitszeitraum stillgelegt wurden?	27
7	Auswirkungen auf Flexibilität: Wie wird der steigende Bedarf an Flexibilität (steilere Flanken und größere Hübe der Residuallast) gedeckt?	27
8	Marktrollen und Auswirkung auf den EU-Energiebinnenmarkt	28
8.1	Wer trägt die Letztverantwortung, wenn ein Stromvertrieb sich nicht mit genügend VSN eingedeckt hat und der Kunde abgeschaltet werden muss?	28
8.2	Wie ist mit Importen und Exporten von Strom umzugehen?.....	28
8.3	Verstößt der dezentrale Leistungsmarkt gegen das EU-Beihilferecht?.....	28
9	Sonstige FAQs.....	28

Einleitung

Ausgangspunkt: Energy-Only-Markt und Förderung von Erneuerbaren Energien

Dem hohen Anspruch, der in Deutschland an die Versorgungssicherheit (Versorgungssicherheit im Sinne eines Leistungsbilanzgleichgewichts) gestellt wird, steht zurzeit im Energy-Only-Markt (EOM) weder eine explizite Verantwortlichkeit der Stromerzeuger noch der Stromlieferanten gegenüber.

Man geht davon aus, dass die Stromlieferanten jederzeit die von ihren Kunden benötigte Energie am Markt kaufen können. Dies muss aber nicht so bleiben.

Gerade vor dem Hintergrund der Förderung der Erneuerbaren Energien, ergeben sich für die zukünftige Versorgungssicherheit Fragen: Denn die Erneuerbaren Energien senken Strompreise und Auslastung von konventionellen Kraftwerken, ohne diese aber in all ihren Funktionen ersetzen zu können. Die kritischen Stunden für das System in Deutschland sind zukünftig kalte, windstille Abendstunden. Diese Stunden definieren den Bedarf an gesicherter Leistung. Dieser Bedarf wird auch durch einen weiteren Zubau von PV und Windenergie nicht abnehmen, da diese Energieträger in den kritischen Stunden nicht verfügbar sind.

Das gegenwärtige EOM Marktdesign wird aber nicht nur von den Erneuerbaren Energien vor Herausforderungen gestellt. Im Wesentlichen als Reaktion hierauf haben viele Länder (Spanien, Italien, Schweden, Finnland) Kapazitätsmechanismen eingeführt oder sind im Begriff (Frankreich, UK, Belgien), diese einzuführen. Diese Mechanismen haben ihrerseits aufgrund gekoppelter Märkte Auswirkungen auf deutsche Erzeuger. Sie werden die Wahrscheinlichkeit von Preisspitzen in Deutschland weiter reduzieren. Dies erschwert die Kostendeckung von deutschen Kraftwerken zusätzlich.

Für die Kostendeckung von Kraftwerken im EOM muss es aber in den kalten, windstillen Abendstunden extreme Preisspitzen geben. Das bedeutet: Das System muss physikalisch knapp und damit unsicher werden – ansonsten ist eine Kostendeckung der Erzeuger nicht möglich.

Will man – aus Gründen der Versorgungssicherheit – physikalische Knappheit verhindern, so muss man die finanziellen Anreize zur Vorhaltung gesicherter Leistung, von der eigentlichen physikalischen Knappheit abkoppeln. Dabei sollen keine Überkapazitäten entstehen, sondern lediglich eine gesellschaftlich gewünschte Sicherheitsmarge eingehalten werden, um ungewollte Stromabschaltungen zu verhindern.

Daher geht der hier vorgestellte Vorschlag für einen dezentralen Leistungsmarkt von der Frage aus: Wie viel gesicherte Leistung brauchen die deutschen Stromkunden?

1 Hintergrund und Grundsätze eines dezentralen Leistungsmarktes

Zu Beginn des Jahres 2013 haben Akteure aus der Energiewirtschaft Vorschläge zur Schaffung eines dezentralen Leistungsmarkts¹ (DLM) vorgelegt. Hintergrund dieser Vorschläge ist, dass bei unveränderter Fortführung des Energy-Only-Marktes (EOM)

- die Versorgungssicherheit und
- die Kosteneffizienz des bisherigen Strommarktdesigns

zunehmend gefährdet sind.

Im Mittelpunkt der Vorschläge steht der Bedarf der Stromkunden nach gesicherter Leistung. Benötigen die Kunden, bzw. die in ihrem Auftrag agierenden Vertriebe, mehr gesicherte Leistung als über den EOM finanziert werden kann, dann entsteht eine Nachfrage für ein eigenes Produkt „gesicherte Leistung“.

Es wird daher vorgeschlagen, dass die künftige Stromversorgungsdienstleistung sich aus zwei Komponenten zusammensetzt: Aus der Lieferung elektrischer **Arbeit** und aus der Bereitstellung von **gesicherter Leistung**. Dazu ist es erforderlich, dass zusätzlich zum Stromgroßhandelsmarkt ein dezentraler Leistungsmarkt geschaffen wird. Dort kann der Kunde seinen Bedarf an gesicherter Leistung kaufen. Zukünftig werden dann zwei Arten von Produkten gehandelt:

- elektrische Arbeit in Form von Kilowattstunden (am Strommarkt) und
- Versorgungssicherheitsnachweise (VSN) in Form von Kilowatt (am dezentralen Leistungsmarkt).

Die VSN gewährleisten, dass den Vertrieben – und damit implizit deren Kunden – Leistung bis zur mit VSN abgesicherten Höhe zur Verfügung steht. Die Vertriebe müssen diese von ihnen selbst bestimmte Leistungsgrenze nur bei Systemknappheit² einhalten. Solange keine Systemknappheit herrscht, kann elektrische Leistung auch über diese Grenze hinaus beansprucht werden.

Das Produkt VSN stellt damit den – bislang heute nicht im Markt als Produkt abgebildeten und damit handelbaren – Wert von gesicherter Leistung dar. Für den BDEW ist es von großer Bedeutung, dass die Ausgestaltung des dezentralen Leistungsmarktes so erfolgt, dass sie kleinere Vertriebsunternehmen nicht überfordert und damit die Vielfalt der Akteure in Deutschland dauerhaft erhält.

¹ In einem dezentralen Leistungsmarkt entscheiden die Marktakteure selbst, in welchem Umfang sie Versorgungssicherheit nachfragen oder anbieten. Nachfrager besitzen lediglich die Pflicht, in Knappheitssituationen ihren Strombezug auf die von ihnen abgesicherte Leistung zu beschränken. Anbieter von Versorgungssicherheit müssen die von ihnen zugesagte Leistung bereitstellen.

² Systemknappheit ist regulatorisch zu definieren, der BDEW schlägt als Definition einen hohen Strompreis am Day-Ahead-Markt vor, der über den Grenzkosten des teuersten deutschen Kraftwerkes liegen soll, aber unterhalb der Abschaltkosten von Nachfragern (z. B. 300 €/MWh)

Ziel des dezentralen Leistungsmarktes ist es, dass die von den Marktteilnehmern nachgefragte gesicherte Leistung auch tatsächlich physisch und kosteneffizient zur Verfügung steht.

Das hier vorliegende Dokument, das Grundlage für den weiteren Entscheidungsprozess bei der Einführung eines neuen Strommarktdesigns sein soll, gibt das Ergebnis der Überlegungen des BDEW im Detail wider.

So viel Markt wie möglich – nicht mehr Regulierung als nötig

Eine wesentliche Eigenschaft des dezentralen Leistungsmarktes ist, dass kein staatlicher Regulierer die vorzuhaltende gesicherte Erzeugungskapazität planwirtschaftlich vorgibt und die Kosten unabhängig vom Verursacher verteilt. Stattdessen wird die Gesamtmenge der vorzuhaltenden VSN durch den tatsächlichen Bedarf der Stromkunden definiert und verursachungsgerecht finanziert. Zudem gewährt der DLM große Freiheiten zur Einbeziehung von Nachfrageflexibilitäten, die den Leistungsbedarf der Stromkunden in Knappheitszeiten verringern können, und ist deshalb vorteilhaft bei der Ausschöpfung von DSM-Potenzialen.

Um auf die Kernfrage „Wie viel gesicherte Leistung wird tatsächlich benötigt?“ eine korrekte Antwort zu erhalten, muss es einen finanziellen Anreiz zur Optimierung der Nachfrage geben. Dieser Anreiz besteht aus einer Strafzahlung, die dafür sorgt, dass die Vertriebe ausreichend VSN für ihre Kunden vorhalten bzw. beschaffen. Anbieter von VSN sind Betreiber von Stromerzeugungsanlagen. Diese verpflichten sich mit dem Verkauf der VSN, Strom bei Knappheit bereitzustellen.

Der Kunde als Nachfrager von gesicherter Leistung kann sich dafür entscheiden, soweit die technischen Voraussetzungen dazu gegeben sind, seinen Strombezug in einem von ihm bestimmten Umfang zu flexibilisieren und somit den Bedarf an gesicherter Leistung und seine damit verbundenen Kosten zu senken. Im Knappheitsfall ist er verpflichtet, nicht mehr als seine freiwillig vereinbarte Leistung zu verbrauchen. Entscheidet er sich dagegen für eine Vollversorgung, so ist zum Knappheitszeitpunkt eine entsprechende Anzahl an VSNs in Höhe seiner Entnahme zu beschaffen. Der Strombezug bleibt hier unverändert.

Der dezentrale Leistungsmarkt dient ausschließlich der Versorgungssicherheit

Einziges Ziel des DLM ist die Gewährleistung der Versorgungssicherheit im Sinne eines Leistungsbilanzgleichgewichts. Eine Reihe der derzeit diskutierten Kapazitätsmarktmodelle ist diskriminierend ausgestaltet, d. h. bestimmte Angebote von gesicherter Leistung werden benachteiligt. Sie verfolgen neben dem Ziel der Versorgungssicherheit weitere Ziele, beispielsweise die Förderung neuer Kraftwerke. Es soll aber kein Ziel sein, das Marktrisiko für neue Kraftwerke zu senken, weil das nur zu ineffizienten und frühzeitigen Stilllegungen von Bestandsanlagen führt und damit zu Mehrkosten für die Verbraucher.

Trotz ausgeglichener Leistungsbilanz können regionale Netzengpässe (Süddeutschland) weiterhin die Systemsicherheit gefährden. Ein Leistungsmarkt kann jedoch – genau wie der heutige Energy-Only-Markt - keinen Anreiz für eine regionale Differenzierung des Kapazitätsangebotes bzw. des Kapazitätsszubaues an den „richtigen“ Stellen im Netz geben. Die regionale Leistungsbilanz ist ein elementares Kriterium für die Systemstabilität. Zu deren Sicherung kann bei fehlendem Netzausbau zusätzlich ein separates Instrument, wie z. B. eine netzdienliche Reserve, notwendig sein.

Des Weiteren sollen mit diskriminierenden Kapazitätsmärkten bestimmte Kraftwerkstechnologien zur Unterstützung des CO₂-Einsparziels gefördert werden. Ein Beitrag zur Erreichung von Klimaschutzziele kann aufgrund des europäischen Emissionshandels jedoch nicht geleistet werden – es wird nur teurer für den Verbraucher: Zum einen würden bestehende Anlagen durch neue, hoch subventionierte, Anlagen ersetzt, die gegenüber den ursprünglichen Anlagen hinsichtlich Versorgungssicherheit keine Vorteile aufweisen. Zum anderen käme es dadurch zu einer Wechselwirkung mit dem für die Erreichung des CO₂-Einsparziels vorgesehenen Instrument „Emissionshandel“. Die gesamte Emissionsmenge wird ausschließlich durch das europäische Emissionsziel determiniert. Eine darüber hinausgehende Emissionsminderung kann durch einen Kapazitätsmechanismus nicht erreicht werden. Der BDEW setzt sich für eine frühzeitige Festlegung von ambitionierten CO₂-Reduktionszielen in der EU ein.

Als marktbreiter Mechanismus erhält der dezentrale Leistungsmarkt den Wettbewerb

Beim dezentralen Leistungsmarkt handelt es sich nicht um eine Subvention. Letztlich fragen Kunden die gesicherte Leistung nach, die sie brauchen. Die Höhe der Nachfrage wird also vom Kunden und nicht vom Regulator bestimmt. Anbieten kann jeder, der das Produkt „gesicherte Leistung“ bereitstellen kann.

Der Preis für gesicherte Leistung bildet sich demzufolge nach den Prinzipien von Angebot und Nachfrage. Das führt im Ergebnis zu einer sehr kosteneffizienten Vorhaltung gesicherter Leistung. Langfristig setzen sich hier die Technologien durch, die die Marktanforderungen am effizientesten erfüllen. Regulatorische Eingriffe in den Allokationsmechanismus sind nicht erforderlich.

Einfaches, robustes und zukunftsfähiges Funktionsprinzip des dezentralen Leistungsmarktes

Zentraler Baustein des vom BDEW vorgeschlagenen Leistungsmarktes sind VSN. Diese können von allen ausgegeben werden, die sich verpflichten, bei Systemknappheit Strom zu produzieren.

Vertriebe werden veranlasst, im Umfang der von ihnen im Knappheitsfall zu bedienenden Nachfrage ihrer Kunden VSN vorzuhalten. Diese können sie von VSN-Anbietern z. B. über

eine Börse erwerben, durch eigene Erzeugungsanlagen abdecken oder durch mit einem Teil ihrer Kunden vereinbarten Demand-Side-Management-Maßnahmen substituieren. Ein Anreizsystem sorgt für systemkonformes Verhalten aller Beteiligten.

Dieses einfache Funktionsprinzip ermöglicht auch in Zukunft einen fairen Wettbewerb zwischen allen Optionen der Bereitstellung gesicherter Leistung bzw. der Reduktion des Leistungsbedarfs in kritischen Stunden. So wären selbst Haushaltsendkunden mittels Smart Meter in der Lage, ihren Leistungsbedarf und damit ihre Leistungskosten zu senken. Dafür müssten sie nur (auf freiwilliger Basis) ihren Leistungsbedarf in wenigen kritischen Stunden im Jahr absenken. Genau für dieses systemdienliche Verhalten würden sie die richtigen Anreize durch den DLM erhalten. Der DLM wird also durch technische Innovationen wie Smart Meter oder Batteriespeicher nicht überflüssig, er ermöglicht vielmehr einen volkswirtschaftlich sinnvollen Einsatz dieser Technologien.

Durch die wenigen Vorgaben des DLM ist dieser sehr flexibel und offen für Innovationen. Daher ermöglicht der DLM eine schnellere und einfachere Integration von neuen Technologien als zentrale Kapazitätsmärkte, die typischerweise restriktivere Vorgaben enthalten (wie beispielsweise in Großbritannien geplant oder im PJM-Marktgebiet).

Niedrige Kosten durch Standardisierung

Ein wesentlicher Baustein, um Versorgungssicherheit effizient zu erreichen, ist die Standardisierung der VSN. So können diese mit geringen Transaktionskosten zwischen den Marktteilnehmern gehandelt werden. Zur Abwicklung bietet sich eine Börse wie die EEX an. Analog zu anderen Commodities wie Strom oder CO₂ werden auch VSN mit einem zeitlichen Vorlauf von mehreren Jahren handelbar sein. Dies schafft Transparenz bezüglich künftiger Knappheit. Für Anlagenbetreiber ist es durch gleichzeitigen Verkauf von elektrischer Arbeit und gesicherter Leistung möglich, die finanziellen Risiken des Betriebes in den Folgejahren zu begrenzen. Investoren sind aber weiterhin dem Risiko ausgesetzt, dass die künftige langfristige Entwicklung der Märkte zum Zeitpunkt der Investitionsentscheidung unbekannt ist.

Der dezentrale Leistungsmarkt ist praktikabel

Der in zentralen Kapazitätsmechanismen erforderliche Regulierungsaufwand wird im dezentralen Leistungsmarkt weitgehend durch vertragliche Ansprüche zwischen Endkunden, Vertrieben / Händlern und Anbietern gesicherter Leistung ersetzt. Da für das ordnungsgemäße Funktionieren des dezentralen Leistungsmarktes alle Marktakteure ihre eingegangenen Verpflichtungen erfüllen müssen, ist dies regelmäßig zu prüfen. Abgesehen von diesem Prüfungsaufwand ist die Komplexität des DLM auf ein Mindestmaß begrenzt.

Der BDEW setzt bewusst auf einen Markt, der regulatorische Eingriffe und planwirtschaftliche Elemente minimiert. Daher lehnt er eine zentrale staatliche oder staatlich kontrollierte Mengensteuerung ab. Die Mengensteuerung hat sich in anderen Strommärkten als sehr an-

spruchsvoll erwiesen und führte zu kostentreibenden Ineffizienzen wie dem Aufbau von Überkapazitäten und einer nicht auf die aktuelle Erzeugungssituation reagierenden starren Nachfrage. Eine zentrale Instanz ist bei der Abschätzung der zukünftigen Entwicklung von Leistungsnachfrage und -angebot – also des Verhaltens der Marktteilnehmer – einer Koordination durch den Markt unterlegen. Dennoch werden durch die Festsetzung der Rahmenbedingungen (z.B. Höhe der Pönale) zentrale ordnungspolitische Parameter festgelegt, die für die Funktionsfähigkeit und Effizienz des Marktes von entscheidender Bedeutung sind.

Der dezentrale Leistungsmarkt setzt frühere Anreize für gesicherte Leistung als der EOM

Im EOM werden die Preise sehr stark schwanken, d. h. volatil sein, da Preisspitzen nur dann entstehen, wenn die fluktuierenden Erneuerbaren nicht zur Verfügung stehen. In Erzeugungskapazitäten wird im EOM aber nur dann investiert, wenn

- die Investoren erwarten, dass hohe Preisspitzen hinreichend oft während der Amortisationsdauer entstehen
- keine Gefahr besteht, dass die Preisspitzen durch regulatorische Eingriffe (z. B. staatliche Ausschreibung neuer Kraftwerke) der Höhe nach begrenzt oder beseitigt werden.

Die für die Finanzierung von Kraftwerken notwendigen Preisspitzen können nur bei physikalischer Knappheit auftreten. Physikalische Knappheit bedeutet aber, dass die Versorgungssicherheit niedrig ist. Letztlich wird also im EOM spät, also erst bei physikalischer Knappheit, investiert. Ob die Kraftwerke dann noch rechtzeitig gebaut werden können, ist offen.

Der DLM stabilisiert dagegen die Preisentwicklung, da auch bei fehlender Erneuerbaren-Erzeugung immer genügend gesicherte Erzeugungskapazität zur Verfügung steht. Insbesondere kann ein Investor die Erlöse aus dem Verkauf von VSN erwarten und in ihrer Höhe abschätzen. Weiterhin sind kurzfristige regulatorische Eingriffe weniger wahrscheinlich aufgrund des ordnungspolitisch bestehenden Konsenses über den DLM als Instrument zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit. Demzufolge ist das Investitionsrisiko kleiner und Investitionen erfolgen früher und zu niedrigeren Risikoprämien.

Der dezentrale Leistungsmarkt unterstützt und fördert die Weiterentwicklung des europäischen Energiebinnenmarktes

Die Einbindung ausländischer Kapazitäten in den dezentralen Leistungsmarkt ist vorgesehen und gewünscht. Gerade führt Frankreich einen ähnlichen Markt ein. Beide Märkte sind vom Grundsatz her kompatibel und koppelbar.

Aber auch Erzeugungskapazitäten aus Ländern ohne Kapazitätsmarkt könnten unter bestimmten Voraussetzungen am DLM teilnehmen. Zum einen müsste bei Knappheit die Grenzkuppel-Kapazität höher sein als die Leistung der verkauften VSN. Zum anderen müss-

ten bei Knappheit die Erzeugungskapazitäten des exportierenden Landes höher als der eigene Bedarf sein (einschl. Exporte). Außerdem muss eine Doppelvermarktung ausgeschlossen sein.

Die tatsächlichen Import- und Exportflüsse werden aber nur von den Energiemärkten (Arbeitspreisen) bestimmt. Dies bedeutet, dass der Stromhandel nicht verzerrt wird. Dies bedeutet aber auch, dass im Knappheitsfall Strom aus Deutschland in Nachbarländer abfließen kann, aber nur wenn die Knappheit im Ausland größer ist als in Deutschland. Perspektivisch ist ein paneuropäischer Kapazitätsmechanismus zu entwickeln, der die grenzüberschreitende Teilnahme von Erzeugungskapazitäten im Einklang mit dem europäischen Market Coupling ermöglicht. Gerade der dezentrale Kapazitätsmarkt in Frankreich und der DLM-Vorschlag des BDEW bieten hier eine Blaupause an.

Fazit

Der dezentrale Leistungsmarkt schafft einen langfristig geeigneten Rahmen für privat finanzierte Investitionen und gewährleistet so die Versorgungssicherheit. Diese sollte durch eine Weiterentwicklung des deutschen Energierechts adressiert werden, indem die Bilanzkreisverantwortlichen („BKV“, meist Vertriebe) gemeinsam mit ihren Kunden den Bedarf an gesicherter Leistung ermitteln.

Stromversorgung wird für Kunden gemacht und von Kunden bezahlt. Daher soll die Frage „Wie viel gesicherte Leistung braucht Deutschland?“ auch von denen beantwortet werden, die das System bezahlen. Gesicherte Leistung wird auch nur dann einen positiven Preis haben, wenn der EOM allein nicht genügend gesicherte Leistung finanziert.

2 Der dezentrale Leistungsmarkt

2.1 Kernelemente des dezentralen Leistungsmarktes

Angebot von VSN

Durch den Verkauf eines VSN verpflichtet sich der Emittent, bei Systemknappheit Leistung bereitzustellen oder – wenn er diese Leistung nicht bereitstellen kann – eine Strafzahlung zu zahlen. Jeder Marktteilnehmer kann VSN anbieten, wenn er sich vertraglich verpflichtet, den „VSN Marktregeln“ nachzukommen. Es gibt keine Mengenbegrenzung oder Präqualifikation von Anlagen. Die Strafzahlung diszipliniert die Marktteilnehmer so, dass in der Praxis nur Betreiber von neuen und bestehenden Stromerzeugungsanlagen, Speichern und ähnlichen Technologien in der Lage sind, gesicherte Leistung bereitzustellen.

Der Verkauf von VSN ist freiwillig. Dies ermöglicht z. B. eine interne und externe Besicherung durch Anlagen, die keine VSN anbieten. Soll nämlich die VSN-Menge mit hoher Wahrscheinlichkeit zur Verfügung stehen, muss sie u. a. gegen Kraftwerksausfälle abgesichert werden.

Abschaltbare Lasten werden auf der Nachfrageseite in das System integriert.

Wesentliche Anforderung an den Anbieter von VSN ist, dass er bei Knappheit mindestens in Höhe der von ihm verkauften VSN auf dem Strommarkt angeboten hat oder physikalisch Strom einspeist. Hat er daran gemessen zu viele VSN verkauft, muss er Strafzahlungen leisten.

Weitere Anforderungen an VSN-Anbieter sind v. a. organisatorischer und informationstechnischer Natur. So müssen sie z. B. die Anbindung an das Register zur VSN-Verwaltung sicherstellen. Eine Präqualifikation einzelner Erzeugungsanlagen durch die Übertragungsnetzbetreiber als Voraussetzung für den Verkauf von VSN ist dagegen nicht erforderlich. Die Verfügbarkeit in Knappheitszeiten wird durch das Pönalen-System sichergestellt.

Nachfrage nach VSN

Nachfrager nach VSN sind alle Vertriebe und Großverbraucher mit eigenem Bilanzkreis (BKV). Diese müssen ihre Nettolast, die sie an Endkunden zum Zeitpunkt der Systemknappheit abgeben, mit VSNs absichern. Ist ihre VSN-Menge geringer als ihre Last zum Zeitpunkt der Systemknappheit, dann ist für die Fehlmenge eine Strafzahlung zu leisten.

Terminmarkt für VSN

Im Terminmarkt für VSN ist anzunehmen, dass auch Händler als Käufer oder auch als Verkäufer teilnehmen. Solche Transaktionen werden entstehen, sobald im Markt unterschiedliche Erwartungen zur Preisentwicklung der VSN entstehen. Dieser Handel ist positiv zu bewerten, weil er die Liquidität erhöht und damit die Relevanz des Preissignales der VSN erhöht. Damit wird die Effizienz der Entscheidungen der Marktteilnehmer erhöht. Ferner ermöglicht ein Terminhandel, Einnahmen aus und Aufwendungen für die Bereithaltung gesicherter Kapazität mittelfristig abzusichern und damit die Planungssicherheit zu erhöhen. Nachfrager nach VSN können ihren Bedarf an VSN fortlaufend entsprechend ihrer Kundenstruktur anpassen.

Regulatorische Stellgrößen

Für den dezentralen Leistungsmarkt sind zwei Stellgrößen vorzugeben:

1. Höhe der Strafzahlung
2. Überprüfungszeitpunkte (Knappheitspreis).

Durch diese beiden Stellgrößen wird das gewünschte Versorgungssicherheitsniveau gesteuert. Die Tätigkeit einer neutralen Instanz beschränkt sich auf eine Überwachung der gesetzten Regeln.

Strafzahlung

Damit die BKV in ausreichendem Umfang VSN vorhalten, müssen Anreize gesetzt werden. Für eine Unterdeckung mit VSN im Knappheitsfall ist daher eine Strafzahlung festzulegen. Die Höhe der Strafzahlung drückt aus, welchen Grad an Versorgungssicherheit angestrebt wird. Je höher die Strafzahlung für die Unterdeckung mit VSN bzw. – auf der Seite der Anbieter – das Nichtanbieten oder Einspeisen von Strom in Knappheitszeiten ist, desto höher ist das resultierende Versorgungssicherheitsniveau. Um symmetrische Anreize zu liefern, ist die Höhe der Strafzahlung für Anbieter und Nachfrager identisch.

Um regelmäßige Nachjustierungen zu vermeiden, sollte die Strafzahlung einem Mehrfachen des VSN-Preises entsprechen (Multiple). Denn Vertriebe werden beim Kauf der VSN folgendes Optimierungskalkül anstellen: Was kostet ein VSN und wie hoch ist der Erwartungswert der Strafzahlung? Möchte der Regulator ein vom Preis der VSN unabhängiges Versorgungssicherheitsniveau, so ist dies nicht mit einer fixen absoluten Strafzahlung zu erreichen. Denn: Je höher der VSN-Preis, desto günstiger wird eine fixe Strafzahlung verglichen mit dem Kauf eines VSN. Es bietet sich daher an, die Strafzahlung als Mehrfaches des VSN-Preises zu definieren.

Die Strafzahlungen sollen an die Registrierungsstelle für das VSN-System gehen. Wenn nach Abzug der Kosten für die Registrierungsstelle ein Überschuss vorhanden ist, sollte dieser nach einem festzulegenden Schlüssel verteilt werden, so dass auch die Stromkunden davon profitieren (z. B. durch niedrigere Netzentgelte).

Es bietet sich an, als Grundlage für die Strafzahlung in einem Jahr den VSN-Preis des Jahresforwards zu nehmen. Beispielsweise den volumengewichteten Durchschnitt des Jahresforwardpreises 2018 im letzten Quartal 2017.³ Dieser Durchschnittspreis multipliziert mit dem Strafmultiple ergibt die Strafzahlung im Jahr 2018.

Überprüfungszeitpunkte – Systemknappheit

Der dezentrale Leistungsmarkt sorgt dafür, dass es hinreichend gesicherte Leistung gibt. Um dies zu gewährleisten, muss das System nicht rund um die Uhr überprüft werden, sondern nur in bestimmten Knappheitssituationen. Diese Systemknappheit sollte noch einen gewissen Sicherheitsabstand von der physikalischen Unterdeckung des Systems nach Aktivierung der gesamten vereinbarten DSM-Leistung aufweisen.

Ein transparenter Indikator für Knappheit ist ein hoher Day-Ahead-Börsenpreis für Strom (z. B. 300 €/MWh) bzw. ein Preis, der moderat (z. B. 20Prozent) über den Grenzkosten des teuersten deutschen Kraftwerks liegt. Signalisiert dieser Indikator das Vorliegen von Systemknappheit, wird die Last der Vertriebe mit ihren vorgehaltenen VSN-Mengen verglichen.

³ Ob gegebenenfalls eine absolute Höchstgrenze oder auch eine absolute Untergrenze für Strafzahlung administrativ vorzugeben ist, ist noch offen.

Gleichzeitig wird überprüft, ob die Anbieter von VSN entsprechende Leistung bereitstellen, Kraftwerke also entsprechend einspeisen bzw. Gebote an der Strombörse abgegeben haben.

Wird ein Knappheitspreis knapp über den Grenzkosten des teuersten deutschen Kraftwerks gewählt, gestaltet sich die Überprüfung des Systems auf der Kraftwerksseite relativ einfach: Denn alle VSN emittierenden Stromerzeuger haben sich verpflichtet, bei Erreichen des Knappheitspreises in entsprechendem Umfang Strom zu produzieren. Es gibt abschaltbare Lasten (Demand Side Management - DSM) mit höheren Abschaltkosten als die vorgeschlagenen 300 €/MWh. Wollen diese abschaltbaren Lasten keine VSN bezahlen, müssen sie ihren Lastabwurf maximal zum Knappheitspreis am Day-Ahead-Markt anbieten. Dies ist betriebswirtschaftlich auch zu erwarten, denn bei erwarteten Preisen für gesicherte Leistung zwischen 10.000 €/MW und 60.000 €/MW⁴ ist eine Abschaltung in den seltenen Systemknappheitsfällen die deutlich wirtschaftlichere Wahl gegenüber einem Kauf von VSN.

Abschaltbare Lasten wirken also wie gesicherte Leistung zum Knappheitspreis. Tritt der Systemknappheitsfall ein – erreicht also der Strompreis den Knappheitspreis -, kommt es zu einer freiwilligen pro rata Nachfragekürzung. Im Energy-Only-Markt hingegen würde man in Knappheitszeiten eher in eine unfreiwillige Nachfragekürzung hineinlaufen (Brown Out), weil der wirtschaftliche Anreiz zum Verbrauchsverzicht mit maximal 3.000 €/MWh minus Abschaltkosten je Stunde weit weniger stark ausgeprägt ist.

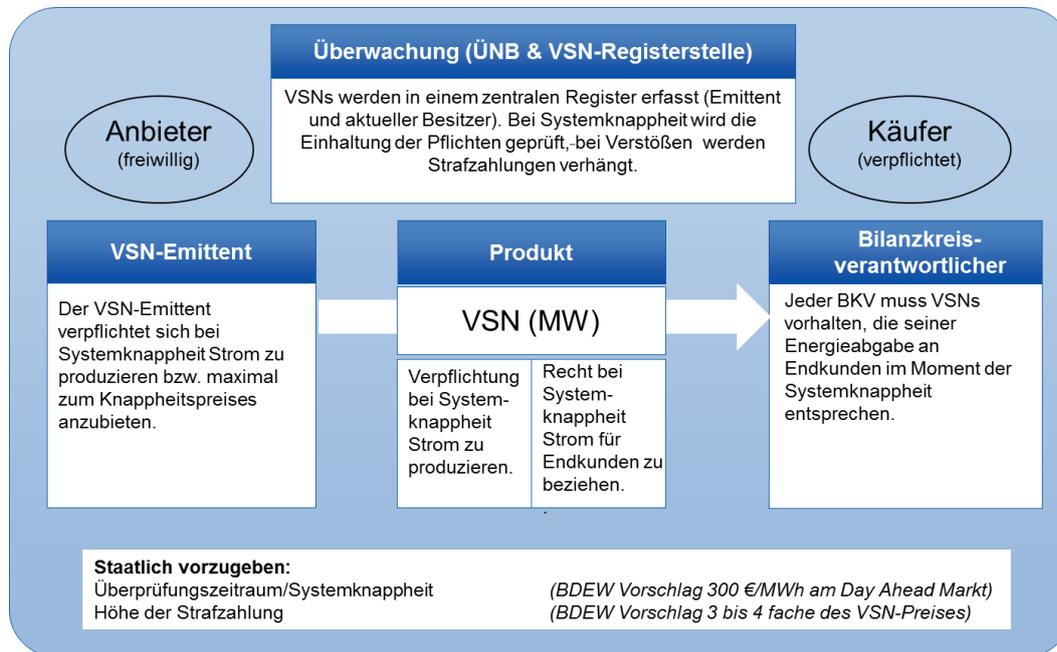
Sollte es sich herausstellen, dass es deutlich mehr abschaltbare Lasten gibt, dann würde der dezentrale Leistungsmarkt zu einem höheren Sicherheitsniveau führen, als dies regulatorisch durch die Wahl des Systemknappheitspreises und des Strafmultiples erwünscht war. Dies wäre aber durch eine Erhöhung des Systemknappheitspreises heilbar. Es ist aber nicht zu erwarten, dass dies häufig notwendig sein dürfte.

Wer überwacht die Einhaltung der Regeln?

Die meisten für die Überwachung eines dezentralen Leistungsmarktes notwendigen Systemdaten liegen heute schon den Übertragungsnetzbetreibern für die Bilanzkreisabrechnung vor. Zusätzlich erforderlich wären der Aufbau und das Datenmanagement eines zentralen VSN-Registers und die Erfassung des Gebotsverhaltens am Day-Ahead-Markt für Strom. Dies könnte eine staatliche Stelle übernehmen. Das Gebotsverhalten am Day-Ahead-Markt könnte durch Wirtschaftsprüfer testiert werden.

⁴ Leistungspreise = Fehlende Erlöse aus dem Strommarkt zur Deckung der abbaubaren Fixkosten von Bestandsanlagen bzw. Vollkosten von neuen Gasturbinen.

Abbildung 1: Rechte, Pflichten und Aufgaben im VSN-System



Wie beeinflussen Strafzahlung und Knappheitspreis Angebot und Nachfrage nach VSN?

Wirtschaftlich rational entscheidende Vertriebe werden so viele VSN kaufen, bis der Erwartungswert der Strafzahlung dem VSN-Preis entspricht. Dies lässt sich als Indifferenzgleichung formulieren:

$$\text{VSN-Preis} = \text{Multiple} \times \text{VSN-Preis} \times \text{Wahrscheinlichkeit}(\text{Strafzahlung})$$

D. h. die Wahrscheinlichkeit für eine Strafzahlung ist der Kehrwert des Multiples:

$$\text{Wahrscheinlichkeit}(\text{Strafzahlung}) = 1/\text{Multiple}$$

Beträgt der Multiple zum Beispiel 3, ist im Durchschnitt alle 3 Jahre mit dem Auftreten des Knappheitspreises und mit Strafzahlungen zu rechnen. Der Zusammenhang erklärt sich dadurch, dass sich der konventionelle Kraftwerkspark dynamisch der Nachfrage nach VSNs anpasst. Ist aufgrund von Überkapazitäten die Wahrscheinlichkeit für das Erreichen des Knappheitspreises gering, werden die BKV entsprechend wenige VSN kaufen und der Preis für gesicherte Leistung ist entsprechend niedrig. Dann werden Kraftwerke stillgelegt und zwar solange, bis der Erwartungswert der Strafzahlung dem VSN-Preis entspricht. Dieser Mechanismus verhindert die Finanzierung von Überkapazitäten.

Die VSN-Anbieter verkaufen so viele VSN, bis sie indifferent gegenüber den Strafzahlungen bei Nichtlieferung und den VSN-Erlösen sind.

Tabelle 1 zeigt eine Abschätzung der Kombination von Sicherheitsniveaus, Strafzahlung/Multiple und Knappheitspreisen an. Strebt der Regulator ein Sicherheitsniveau an, bei

dem nur einmal in 44 Jahren mit einer Lastunterdeckung zu rechnen ist, so hat er die Wahl: Entweder ein niedriger Knappheitspreis (300 €/MWh) und ein niedriger Strafmultiple (3,2) oder er wählt einen hohen Knappheitspreis (600 €/MWh) und einen hohen Strafmultiple (23,3). Mit beiden Kombinationen erreicht er das angestrebte Sicherheitsniveau. Je höher der Knappheitspreis ist, desto seltener wird das System überprüft, desto höher muss der Strafmultiple sein, um das angestrebte Versorgungssicherheitsniveau zu erreichen.⁵

Tabelle 1: Sicherheitsniveaus, Knappheitspreise und Multiples⁶

Lastunterdeckung (Sicherheitsniveau)		Multiple		Anzahl von Stunden mit Strafzahlung pro Jahr (Mittelwert)	
LOLP ⁷	h pro Jahr	Knappheits- preis 300 €/MWh	Knappheits- preis 600 €/MWh	Knappheits- preis 300 €/MWh	Knappheits- preis 600 €/MWh
0,0013%	1 h in 9 a	2,1	7,7	0,48	0,13
0,0003%	1 h in 44 a	3,2	23,3	0,31	0,04
0,0001%	1h in 88 a	5,7	42	0,18	0,02

Was wird überprüft?

Grundsätzlich wird bei den BKV die Höhe der Lieferung an Endkunden und bei Kraftwerken/Speichern die Stromerzeugung überprüft. Diese Daten liegen den Übertragungsnetzbetreibern schon heute vor. Auch sind Netzverluste mit VSNs abzusichern.

BKV (Vertriebe und Großverbraucher) haben bei Systemknappheit grundsätzlich die Lieferungen aus ihrem Bilanzkreis an Letztverbraucher auf ihre gekaufte VSN-Menge zu reduzieren. Haben sie für abschaltbare Lasten Strommengen auf Termin beschafft, ohne dafür auch VSN zu erwerben, so müssen sie diese Menge maximal zum Knappheitspreis in den Day-Ahead-Markt bieten.

Einige Ausnahmen sind allerdings notwendig: Wenn viele Angebote bei dem definierten Knappheitspreis liegen, werden – wenn nicht alle bezuschlagt werden können – Pro-rata-Kürzungen vorgenommen. Dies kann sowohl auf der Angebots- wie auf der Nachfrageseite auftreten.

⁵ Wird eine jährliche Ex-Post-Überprüfung wie im Kapitel 4.2 beschrieben, zusätzlich eingeführt, würden sich die Sicherheitsniveaus noch erhöhen.

⁶ Berechnungen mit Wahrscheinlichkeitsfaltungen von Wind, Last und Kraftwerksverfügbarkeiten

⁷ Loss of load probability: Stunden mit Lastunterdeckung dividiert durch Gesamtstundenzahl

Daher ist es sinnvoll, zur Überprüfung neben dem Bilanzkreissaldo bzw. neben der Stromproduktion auch das Gebotsverhalten an der EPEX heranzuziehen. Dieses dokumentiert die Bereitschaft, gesicherte Leistung bereitzustellen, auch wenn keine Netzeinspeisung erfolgt.

Greift aufgrund eines gesetzlichen Anspruchs oder einer vertraglichen Regelung ein Netzbetreiber (z. B. bei Redispatch oder im Rahmen des „Ampelmodells“) in die Fahrweise der Erzeugungsanlage ein, dann ist der Betreiber dieser Erzeugungsanlage von seiner Einspeisepflicht bei Systemknappheit befreit, soweit und solange er eine Anweisung des Netzbetreibers zur Reduzierung der Einspeisung tatsächlich umgesetzt hat.

Grundsätzlich gilt in diesen Fällen: Physik vor ökonomischem Anreizsystem.

2.2 Müssen VSN standardisiert sein?

VSN sind ein Produkt, das den Wert gesicherter Leistung darstellt. Ein liquider Handel mit VSN setzt voraus, dass diese standardisiert sind, und dass ihr Preis unabhängig von der Regelzone und unabhängig von der bereitstellenden Erzeugungstechnologie ist (nicht aber unbedingt unabhängig vom Emittenten aufgrund individueller Ausfallrisiken, siehe Kapitel 2.2). Standardisierte VSNs werden über die Börse gehandelt. Auch bilaterale Geschäfte sollen möglich sein. Hier kann das unterschiedliche Emittenten-Ausfallrisiko zu unterschiedlichen Preisen für VSN führen.

Jeder Verkäufer von VSN, der gesicherte Leistung für einen festgelegten Zeitraum bietet, erhält hierfür den durch den Handel bestimmten, einheitlichen Marktpreis.

VSN stellen immer auf die Einspeiseleistung in das Netz der allgemeinen Versorgung ab, da die Nachfrager von VSN die aus dem Netz der allgemeinen Versorgung entnommene Leistung der Bilanzkreise absichern. Eine Eigenerzeugungsanlage, die nicht in das Netz der allgemeinen Versorgung einspeist, kann daher auch nur in dem Umfang VSN ausstellen, wie eine physikalische Rückspeisung in das Netz erfolgt. Im Übrigen deckt sie die versorgte Last in dem nachgelagerten Netz.

Für die Nachfrageseite ist im dezentralen Leistungsmarkt die Generierung von VSN nicht vorgesehen. Die hierfür maßgebenden Gründe sind:

- Die Nachfrageseite wird im DLM dadurch eingebunden, dass für Leistungsreduktionspotenziale keine VSN beschafft werden müssen.
- Die Generierung von VSN durch Leistungsreduktion reizt unnötigen Energieverbrauch an (Strom wird verbraucht, um den Bezug bei „Knappheit“ reduzieren zu können).
- Eine quasi doppelte Vergütung (Erlös aus VSN-Verkauf und keine Notwendigkeit VSN zu beschaffen) wäre nicht sachgerecht.
- Es ist keine Standardisierung erforderlich, was die Nutzung kundenindividuell unterschiedlicher DSM-Potenziale ermöglicht.

- Auch ist bei abschaltbaren Lasten die Referenzlast (baseline) schwierig zu ermitteln: Wie viel Last hätte es ohne den Verkauf von VSNs gegeben, also wie viel Last wurde tatsächlich abgeworfen?

2.3 Welche Laufzeit sollen VSN haben?

Die Laufzeit der VSN ist für die Funktionsfähigkeit des Modells von nachrangiger Bedeutung und richtet sich nach den Bedürfnissen der Marktteilnehmer. Grundsätzlich sollten die Laufzeiten der VSN von den im Energiehandel üblichen Laufzeiten für Base-Produkte nicht abweichen. Zu berücksichtigen ist ferner, dass es für einen liquiden Terminhandel mit VSN förderlich ist, die Anzahl der handelbaren Produkte gering zu halten. Aus Sicht der Stromerzeuger sind Jahresforwards vorteilhaft. Den Bedarf der Vertriebe an unterjährige Anpassungen können Rest-Of-The-Year-Produkte abdecken.

Wenn ein Bedarf für VSN mit verschiedenen Laufzeiten bestehen sollte, dann werden hierfür entsprechende Produkte auch am Markt selber entstehen (für bilaterale Geschäfte) oder auch durch die Börse eingeführt. Vertriebe können dann das von ihnen kontrahierte Volumen an VSN besser an einen veränderten Bedarf anpassen. Unabhängig von der Laufzeit der VSN (also Jahres-, Quartals- oder Monatsprodukte) wird es einen Bedarf für einen täglichen Handel geben. Damit können die BKV die Ungleichzeitigkeit ihrer individuellen Lasten ausgleichen. Des Weiteren gewinnen oder verlieren BKV Endkunden auch während der Laufzeit der VSN. Auch dies wird Handelsaktivität zur Folge haben.

Im Prinzip unterscheidet der VSN-Markt sich nicht vom normalen Energiemarkt. Der Markt wird selber feststellen, welche Produkte und welche Laufzeiten benötigt werden. Dabei wird es sowohl weniger liquide Sonderprodukte geben, als auch Standardprodukte.

2.4 Wie gestaltet sich die Implementierung des Leistungsmarktes?

Aktuell ist gesicherte Leistung physikalisch noch nicht knapp. Mit dem zügigen Ausbau an Erneuerbaren Energien gerät jedoch die Wirtschaftlichkeit eines erheblichen Anteils an Erzeugungsanlagen stark unter Druck. Für nachhaltig wirtschaftliche Entscheidungen ist somit größere Klarheit über zukünftige Einnahmen dieser Anlagen zunehmend erforderlich. Ohne eine solche Richtungsentscheidung besteht Gefahr, dass aufgrund der hohen Kosten bei gleichzeitig unsicherer Zukunft der Anlagen über Gebühr Kapazitäten stillgelegt werden und später zu erheblich höheren Kosten durch Neubauten ersetzt wird.

Die Strategische Reserve (vgl. Ergebnisbericht des Fachdialogs „Strategische Reserve“ *„Märkte stärken, Versorgung sichern - Konzept für die Umsetzung einer Strategischen Reserve in Deutschland“*) ist ein geeignetes Übergangsinstrument, dass volkswirtschaftlich solange Sinn ergibt, wie sie relativ klein gehalten werden kann (kleiner 8 GW) und relativ selten eingesetzt wird. Tritt eine dieser beiden Bedingungen ein, bedeutet dies, dass der dezentrale Leistungsmarkt scharf zu schalten ist. Hierzu ist es erforderlich, frühzeitig die relevanten rechtlichen Rahmenbedingungen zu schaffen.

Daher sollte bereits jetzt der gesetzliche Rahmen für die Einführung des dezentralen Leistungsmarkts geschaffen werden, um den Mechanismus kurzfristig aktivieren zu können. Dies ist notwendig, weil nach einer entsprechenden Bedarfsfeststellung schnelles Handeln, im Sinne der Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit, geboten ist.

Im Übrigen würde sich nach der Scharfschaltung nur dann ein signifikanter Preis für VSN einstellen, wenn hierfür ein Bedarf besteht. Bei bestehenden Überkapazitäten wird sich in diesem marktbasieren Modell allenfalls ein sehr niedriger Preis für VSN ergeben.

Wesentlicher Punkt einer gesetzlichen Regelung ist die Einführung eines Anreizes zur Vorhaltung von VSN durch BKV. Darüber hinaus besteht weiterer Regelungsbedarf, z. B. die Einrichtung eines zentralen Registers zur VSN-Verwaltung. Insgesamt zeigt sich aber, dass die Implementierung des dezentralen Leistungsmarktes im Energiewirtschaftsgesetz keine erhebliche Erweiterung des gesetzlichen Rahmens nach sich ziehen würde.

3 Emittenten von VSN

3.1 Welche Anforderungen sind an die Emittenten von VSN zu stellen?

Emittenten von VSN sind verpflichtet, Strom in Knappheitszeiten zu produzieren. Dies gilt unabhängig von der verwendeten Technologie und unabhängig davon, ob es sich um Bestands- oder um Neuanlagen handelt. Entscheidende Anforderung an den Anbieter von VSN ist es, dass er bei Knappheit in Höhe der von ihm verkauften VSN auf dem Strommarkt bietet bzw. physikalisch Strom einspeist.

Weitere Anforderungen an VSN-Anbieter sind v. a. organisatorischer und informationstechnischer Natur. So müssen sie z. B. die Anbindung an das Register zur VSN-Verwaltung sicherstellen.

Eine Präqualifikation einzelner Anlagen durch die Übertragungsnetzbetreiber oder einer alternativen Instanz als Voraussetzung für den Verkauf von VSN, analog zur heutigen technischen Präqualifikation für eine Teilnahme am Regelenergiemarkt, ist dagegen nicht erforderlich, da die Stromeinspeisung im heutigen Bilanzkreissystem schon erfasst ist.

3.2 Wer trägt das Ausfallrisiko?

Generell zahlt der VSN-Käufer für den VSN analog zum Energiemarkt erst im Folgemonat des Liefermonats. Für den Fall, dass der VSN-Emittent bei Erreichen des Knappheitspreises nicht die verkaufte Leistung liefert, hat der Anbieter der VSN eine Pönale in Höhe der fehlenden Leistung zu bezahlen. Der Käufer der VSN bleibt von der fehlenden Einspeisung unberührt.

Für den Fall, dass ein VSN-Emittent nicht zum Knappheitspreis einspeist und der Betreiber Insolvenz anmeldet, muss geklärt werden, wer das Ausfallrisiko trägt.

Grundsätzlich sollte das Insolvenzrisiko analog zu den heutigen Stromhandelsgeschäften verteilt werden. Kauft man die VSN über eine Börse, trägt die Börse das Risiko und wird die Emittenten daher entsprechend prüfen und entsprechende Sicherheiten verlangen. So geschieht dies heute schon bei Stromhandelsgeschäften.

Werden die VSN bilateral gekauft, trägt der Käufer das Ausfallrisiko (Nichtlieferung und Insolvenz). Andernfalls gäbe es Anreize, VSN aus nicht-seriösen Quellen zu beziehen. D. h. meldet der VSN-Anbieter Insolvenz (und der Insolvenzverwalter führt die Geschäfte nicht weiter) an, erklärt die Registrierstelle der VSN die Zertifikate eines insolventen Anbieters für ungültig. Der Käufer der für ungültig erklärten VSN muss demnach kurzfristig Ersatz über den Markt beschaffen bzw. die bei Erreichen des Knappheitspreises für die nicht über VSN nachgewiesene Last die fällige Pönale zahlen. Damit hat er starke Anreize, VSN über die Börse zu beschaffen oder bei bilateralen Geschäften den Anbieter genau zu prüfen. Diese Risikoverteilung ist analog der Vorgehensweise bei heutigen Stromgeschäften.

3.3 Können VSN auch von ausländischen Erzeugungsanlagen angeboten werden?

Ausländische Kapazitäten können an einem dezentralen Leistungsmarkt teilnehmen, solange der Anbieter gewährleistet, dass die dafür im Ausland bereitgestellten Kapazitäten denselben Kriterien genügen, die inländische erfüllen müssen.

Ausländische Kraftwerke aus Ländern mit Energy-Only-Märkten können so viele VSN anbieten, bis eine von zwei Grenzen erreicht ist: Die VSN-Menge ist kleiner gleich der zwischen den Ländern übertragbaren Leistung oder die angebotene VSN-Menge belässt keine hinreichende Kapazitätsmarge im Nachbarland. Die kleinere der beiden Bedingungen ist die bindende Bedingung.⁸

Stromabflüsse an Drittländer (Länder außerhalb der Kapazitätsmarktzone) müssen über Sicherheitsaufschläge zusätzlich berücksichtigt werden.

Gibt es in einem Nachbarland einen Kapazitätsmarkt, wie beispielsweise zukünftig in Frankreich, sollten sich Anlagen (bis zur Kapazitätsgrenze der Grenzkuppelstelle) aussuchen können, in welchem Land sie VSN anbieten wollen.

Weitere Voraussetzung ist, dass die für die operative Durchführung des Kapazitätsmarktes verantwortliche Stelle (in den meisten Fällen die Übertragungsnetzbetreiber) eng miteinander kooperieren, um Doppelvermarktungen zu verhindern und die jeweils ausländischen Kapazitäten als Dienstleistung für die andere Stelle zu überprüfen.

Der Stromfluss zwischen den europäischen Ländern ist unabhängig von einem Kapazitätsmechanismus. Der Strom fließt bis zur Grenze der Übertragungskapazität immer in die Län-

⁸ Im Septemberpapier des BDEW sollten ausländische Erzeuger teilnehmen können, wenn sie Physical Transmission Rights erwerben. Mittlerweile wird dies vom BDEW aber eher als zweitbeste Lösung angesehen. Der jetzige Vorschlag lehnt sich an den EURELECTRIC-Vorschlag an.

der mit den höchsten Preisen. Die vorgeschlagene Systematik führt aber dazu, dass es im betrachteten Marktgebiet hinreichend gesicherte Leistung gibt.

Die Details der Ausgestaltung (Vermeidung von Doppelzahlungen, Fall-Back-Lösung, Haftungsfragen, Governance etc.) sollten in einem Prozess vereinbart werden, der die wesentlichen Akteure, (EU-Mitglieds)Staaten einbezieht.

Die hierfür erforderlichen politischen Prozesse befinden sich naturgemäß noch am Anfang und bedürfen gemeinsam mit nachfolgenden operativen Prozessen weiterer Diskussionen.

3.4 Wie wird die von einem VSN-Verkäufer gesichert vorgehaltene Leistung ermittelt?

Mit dem Kauf eines VSN erwirbt der Käufer das Recht, im Knappheitsfall eine dem VSN entsprechende Leistung beziehen zu können. Dann müssen Anbieter von VSN die den verkauften VSN entsprechende Leistung bereitstellen können. Andernfalls könnte das mit dem dezentralen Leistungsmarkt verfolgte Ziel Versorgungssicherheit nicht erreicht werden. Das heißt, dass Emittenten von VSN bei Systemknappheit eine hundertprozentige Verfügbarkeit garantieren müssen. Dazu ist es notwendig, für technische Ausfälle und Anlagenrevisionen eine Reserve vorzuhalten – entweder mit eigenen Anlagen oder über Verträge mit fremden Anlagen.

Im Falle eines Anlagenportfolios ist nicht die Verfügbarkeit der einzelnen Anlage maßgebend, sondern die Verfügbarkeit des Gesamtportfolios des VSN-Emittenten.

3.5 Wie kann sichergestellt werden, dass der Emittent von VSN auch tatsächlich gesicherte Leistung bereitstellt?

Grundsätzlich erfolgt die Vermarktung der von VSN-Emittenten produzierten elektrischen Arbeit unabhängig von der Vermarktung der VSN.

Um das mit den VSN verfolgte Ziel Versorgungssicherheit zu erreichen, ist es notwendig, dass bei Systemknappheit alle Anlagen physikalisch Strom einspeisen, die gesicherte Leistung (=VSN) verkauft haben. Denn für das durch den VSN-Verkauf generierte zusätzliche Einkommen sind diese Anlagenbetreiber im Gegenzug verpflichtet, bei Systemknappheit Leistung mindestens in Höhe ihrer verkauften VSN bereitzustellen.

Hat der Emittent von VSN seine Produktion zum Zeitpunkt von Systemknappheit auf Termin vermarktet, dann wird er, um seiner Lieferverpflichtung (kWh) nachzukommen, dies durch physikalische Einspeisung seiner Erzeugungsanlage erfüllen. Der Anlagenbetreiber hat damit seine Einspeiseverpflichtung bei Systemknappheit erfüllt.

Soweit der Emittent von VSN seine verfügbaren Kapazitäten nicht bereits anderweitig vermarktet hat, wird er sie am Day-Ahead-Markt für Strom anbieten, und zwar maximal zum Knappheitspreis. Wird dieser erreicht – vorbehaltlich Kürzungen bei preisgleichen Angeboten – ist diese angebotene Kapazität auch vermarktet worden und es genügt die alleinige Betrachtung der Ist-Einspeisung.

Damit ist bekannt, wie viel Strom jeder Emittent von VSN bei Knappheit erzeugt hat bzw. hätte erzeugen können. Wenn die gesamte Leistung mindestens der Höhe der verkauften VSN entspricht, ist Versorgungssicherheit systemimmanent jederzeit gewährleistet.

3.6 Wird der Emittent von VSN pönalisiert, wenn er bei Systemknappheit nicht erzeugt bzw. bietet?

Im DLM kommt der Strafzahlung eine zentrale Bedeutung zu. Das Ziel Versorgungssicherheit kann nur erreicht werden, wenn alle Verkäufer von VSN in Höhe ihrer verkauften VSN im Knappheitsfall einspeisen (und alle BKV VSN im Umfang ihrer Last im Knappheitsfall vorhalten). Um systemkonformes Verhalten zu gewährleisten, wird eine Strafzahlung vorgesehen.

Bemessungsgrundlage für die Strafzahlung ist die positive Differenz aus verkauften VSN in Kilowatt und tatsächlicher Einspeisung zuzüglich ggf. der „day ahead“ angebotenen Einspeiseleistung in Kilowatt in jeder Stunde mit Systemknappheit, wenn kein (vollständiger) Zuschlag erfolgt ist.

Statistische Faltungen von Wind- und Lastdaten zeigen, dass eine wirksame Strafzahlung bei einem Vielfachen (3- bis 4-Fachen) des VSN-Preises liegt. Wesentlicher Vorteil eines Vielfachen (Multiple) des VSN-Preises ist, dass die prozentuale Sicherheitsmarge unabhängig vom VSN-Preis ist. Bei einer fixen absoluten Pönale würde die Sicherheitsmarge mit steigenden VSN-Preisen sinken, dies würde regelmäßige Anpassungen der Strafzahlungshöhe erfordern.

Es bietet sich an, als Grundlage für die Strafzahlung in einem Jahr den VSN-Preis des Jahresforwards (8760 h) zu nehmen, beispielsweise den volumengewichteten Durchschnitt des Jahresforwardpreises 2018 im letzten Quartal 2017.⁹ Dieser Durchschnittspreis multipliziert mit dem Strafmultiple ergibt die Strafzahlung im Jahr 2018.

Der Jahresforward ist die richtige energiewirtschaftliche Bezugsgröße, da hier die nicht gedeckten Vorhaltekosten der Kraftwerke geboten werden. Je näher man an die Erfüllung kommt – beispielsweise „day ahead“ – desto weniger werden VSN-Preise mit Vorhaltekosten zu tun haben. Die Vorhaltekosten für den nächsten Tag sind de facto null. Daher hält der BDEW den Jahresforward für VSN für eine geeignete Basis für den Strafmultiple.

Der Übertragungsnetzbetreiber verfügt über die Einspeise- bzw. Entnahmedaten im Rahmen des deutschen Bilanzkreissystems. Diese benötigt er heute zur Abrechnung der Ausgleichsenergie der einzelnen Bilanzkreise. Die Verwaltungsstelle für das VSN-Register bräuchten also diese Daten nur mit den Kontoständen des VSN-Registers für den Knappheitszeitraum abzugleichen, um gegebenenfalls Strafzahlungen zu verhängen. Niedrigere Einspeisung auf-

⁹ Ob gegebenenfalls eine absolute Höchstgrenze oder auch eine absolute Untergrenze für Strafzahlung administrativ vorzugeben ist, ist noch offen.

Eine Maximalpönale könnte aus dem gewünschten Versorgungssicherheitsniveau und den Kosten der günstigsten Neubauoption abgeleitet werden. Die Mindestpönale aus den abbaubaren Fixkosten eines Bestandspeakers.

grund von Pro-Rata-Kürzungen der Börse und Eingriffe von Netzbetreibern reicht der Betreiber beim Übertragungsnetzbetreiber nach.

4 Nachfrager von VSN

4.1 Wie ermitteln BKV die Anzahl der von ihnen benötigten VSN?

BKV sind gehalten, VSN in Höhe ihrer bei Systemknappheit in Anspruch genommenen Leistung zu beschaffen. Dazu müssen die Vertriebe antizipieren, wann Systemknappheit bestehen kann und wie hoch zu diesem Zeitpunkt ihr Bedarf an gesicherter Leistung ist.

Vorteil dieses Vorgehens ist, dass sich sowohl das Angebot von VSN als auch die Nachfrage von VSN auf die Zeit beziehen, in der Systemknappheit besteht. Die Kraftwerke verkaufen damit so viele VSN, wie die Vertriebe für den Zeitpunkt der Systemknappheit nachfragen. Damit sind Angebot und Nachfrage perfekt aufeinander abgestimmt und Versorgungssicherheit jederzeit gewährleistet.

4.2 Wie ist gewährleistet, dass BKV ausreichend VSN erwerben?

Der Strafzahlung kommt im dezentralen Leistungsmarkt eine zentrale Bedeutung zu, weil das Ziel Versorgungssicherheit regelkonformes Verhalten erfordert. Die bereits unter Ziffer 3.6 beschriebenen Grundsätze, wenn der Verkäufer von VSN seinen Verpflichtungen nicht nachkommt, sind analog auf BKV anzuwenden, die die Entnahme von Leistung bei Systemknappheit nicht auf die durch VSN abgesicherte Höhe reduzieren.

Pönalisiert wird die bei Systemknappheit aus dem Bilanzkreis entnommene Leistung, für die der BKV keine VSN erworben hat. Bemessungsgrundlage für die Strafzahlung ist bei Systemknappheit die positive Differenz aus physikalischen Entnahmen und Einspeisen in einem Bilanzkreis. Hierbei muss vorab ggf. die physikalische Einspeisung in Höhe der verkauften VSN eliminiert werden. Pönalisiert wird die bei Systemknappheit verbleibende Ausspeisung, die nicht über VSN abgedeckt ist.

Die Höhe der Pönale ist analog zu Ziffer 3.6.

Auch hier ergeben statistische Betrachtungen, dass eine sinnvolle Strafzahlung bei einem Vielfachen des VSN-Preises liegt. Hintergrund ist, dass ein Vertrieb das wahrscheinlichkeitsgewichtete Gesamtkostenminimum aus VSN-Kosten und Strafzahlung aufsuchen wird. Der Kauf zusätzlicher VSN senkt zunächst den Erwartungswert der Strafzahlung stark ab. Werden weitere VSN beschafft, dann übersteigen ab einem gewissen Umfang die Kosten der zusätzlich gekauften VSN die Höhe der erwarteten Strafzahlung. Für den BKV wird eine Strafzahlung attraktiver als der Kauf weiterer VSN.

Falls bei Einführung des dezentralen Leistungsmarktes noch Überkapazitäten bestehen sollten, wird der Knappheitsfall zunächst nicht unmittelbar eintreten. Ein richtig gewählter Multiple zur Bestimmung der Strafzahlung ist zwar langfristig ausreichend, um im dezentralen Leis-

tungsmarkt hinreichend gesicherte Leistung effizient zu gewährleisten, allerdings kann es in der Einführungsphase¹⁰ hilfreich sein, eine Ex-Post-Kontrolle durchzuführen. Sollte die definierte Systemknappheit in einem Jahr nicht eintreten, so könnte man regelkonformes Verhalten der Marktteilnehmer durch eine Ex-Post-Kontrolle zum Jahreshöchstpreis garantieren. Da der Jahreshöchstpreis auch relativ niedrig sein kann, ist natürlich zu berücksichtigen, dass Kraftwerke nicht alle produzieren können bzw. abschaltbare Lasten nicht eingesetzt werden.

Details zur Ex-Post-Kontrolle sind in dem BDEW-Papier „*Möglichkeiten der Ergänzung einer Ex-Post-Kontrolle im dezentralen Leistungsmarkt*“ dargestellt.

4.3 Müssen Vertriebsprodukte zur zeitlichen Leistungseinschränkung standardisiert sein?

Das Flexibilisierungspotenzial kann nur dann vollständig gehoben werden, wenn die Vertriebe individuelle, auf die Kundenbedürfnisse zugeschnittene Produkte anbieten. Dies kann sowohl durch standardisierte Produkte für größere Kundengruppen als auch durch individuell angepasste Produkte geschehen.

4.4 Wie erfolgt die Kontrolle der Leistungs-Bilanz der BKV?

Die Kontrolle des Systems ist grundsätzlich an zwei Orten denkbar:

1. die Stelle, die das zentrale VSN-Register verwaltet oder
2. der Übertragungsnetzbetreiber (Bilanzkoordinator BIKO), der alle physikalischen Einspeise- und Entnahmedaten für das System im Rahmen des deutschen Bilanzkreissystems erhebt.¹¹

Unabhängig vom Ort der Überwachung müssen beide Stellen kooperieren. Zunächst sind im Rahmen des Bilanzkreissystems alle physischen Einspeisungen der Kraftwerke und Entnahmen der Bilanzkreise erfasst. Diese Daten liegen heute schon den Übertragungsnetzbetreibern vor.

Es bietet sich an, ein zentrales VSN-Register einzurichten. Alle Marktteilnehmer (Emittenten und Käufer) sind dabei verpflichtet, sich zu registrieren und jegliche VSN-Transaktionen an das zentrale Register zu melden. Die übertragenden VSNs werden auf dem Konto des Verkäufers ausgebucht und dem Konto des Käufers mit dem entsprechenden Zeitstempel zugeordnet.

¹⁰ Nach der Einführungsphase sollte diese Ex-Post-Kontrolle nach heutigem Stand nicht mehr erforderlich sein und sollte nach einer entsprechenden Stakeholderkonsultation wieder abgeschafft werden.

¹¹ Es drängt sich auf, dass die vier Übertragungsnetzbetreiber dieses VSN-Register verwalten sollten, da sie die meisten Daten für die Überwachung des VSN-Systems heute schon haben.

Emittenten von VSNs müssen den entsprechenden Bilanzkreis bzw. Sub-Bilanzkreis angeben, der zur Überprüfung bei Systemknappheit herangezogen wird. Bilanzkreisverantwortliche mit physischen Entnahmestellen müssen ebenfalls ihren Bilanzkreis bzw. Sub-Bilanzkreis angeben, der zur Überprüfung bei Systemknappheit herangezogen wird. Falls physische Einspeisungen in diesem Bilanzkreis existieren, für die keine VSNs emittiert wurden, ist deren Produktion abzuziehen, was die relevante Netto-Entnahme ergibt. Physische Einspeisungen, die keine VSNs abdecken, dürfen keinem Emittenten-Bilanzkreis zugeordnet sein.

Kommt es zur Systemknappheit, müssen diese Daten der physischen Einspeisungen und Entnahmen der jeweiligen Bilanzkreise von den ÜNBs an den VSN-Registerführer gemeldet werden. Der Registerführer führt die Daten der Bilanzkreise der einzelnen BKV bei den verschiedenen ÜNB zusammen und vergleicht sie mit den zu dem Zeitpunkt gültigen VSN-Kontoständen der BKV.

Kommt es bei Systemknappheit zu Abweichungen (Untereinspeisung von Kraftwerken bzw. Mehrentnahme auf Verbrauchsseite) gegenüber dem jeweilig erfassten VSN-Kontensaldo, so sind Pönalen gemäß den unter 3.6 und 4.2 dargestellten Regelungen zu zahlen. Mindereinspeisung an Strom durch Pro-Rata-Kürzungen an der Börse bzw. sonstige Anweisungen durch Netzbetreiber sind bei Abweichungen entsprechend zu berücksichtigen. Gleiches gilt für die Verbrauchsseite für Pro-Rata-Kürzungen bei abschaltbaren Lasten.

4.5 Bis wann müssen die BKV die benötigten VSN beschafft haben?

Handelsschluss mit VSN für den nächsten Tag sollte unmittelbar vor der Day-Ahead-Strommarktauktion sein. Ex-Post-Handel ist auszuschließen, da die Marktergebnisse sonst gegen Extremwerte tendieren. Entweder sind zu viele VSN im System, dann fällt beim Ex-Post-Handel der Preis auf null. Oder es sind zu wenig VSN im System, dann steigt der Preis auf die Höhe der Strafzahlung. Dies würde die Volatilität der Preise unnötig erhöhen. Daher sollte Ex-Post-Handel nicht möglich sein.

4.6 Was muss der BKV im Knappheitsfall veranlassen?

Wird der Knappheitspreis erreicht, ist der BKV nur noch berechtigt, die Leistung aus seinem Bilanzkreis zu entnehmen, für die er VSN vorhält, andernfalls muss er entsprechende Pönale-Zahlungen leisten.

Das heißt, er muss diejenigen Letztverbraucher über die Leistungsbegrenzung informieren, mit denen er eine entsprechende vertragliche Vereinbarung abgeschlossen hat. Die Aufteilung der gesicherten Leistung auf die unterschiedlichen Entnahmestellen ist ausschließliche Angelegenheit des BKV.

4.7 Wie erfolgt die freiwillig vertraglich vereinbarte Leistungsreduktion beim Kunden?

Oberster Grundsatz ist, dass im dezentralen Leistungsmarkt kein Letztverbraucher gegen seinen Willen abgeschaltet oder hinsichtlich seiner beanspruchten Leistung begrenzt wird. Die Inanspruchnahme von Leistung durch Kunden, mit denen eine Leistungsbegrenzung oder -reduktion nicht ausdrücklich vereinbart ist, wird auch bei Systemknappheit weder reduziert noch unterbrochen. Eine Leistungsbegrenzung findet nur bei den Kunden statt, mit denen dies explizit als Option vertraglich vereinbart ist. In diesen Verträgen ist auch der Informations- und Prozessablauf bilateral zu regeln, wobei das Signal zur Leistungsreduktion am Vortag, nachdem das Ergebnis der Day-Ahead-Strommarktauktion bekannt ist, vom Lieferanten bzw. vom BKV kommt.

Da es für die Versorgungssicherheit und die Systemstabilität von hoher Bedeutung ist, dass die Leistung tatsächlich auf das durch VSN abgesicherte Niveau reduziert wird, muss die freiwillig vertraglich vereinbarte Leistungsreduktion oder ggf. Unterbrechung auch physikalisch erfolgen. Verstößt der Kunde gegen seine Vertragspflichten, indem er – entgegen der mit dem Lieferanten getroffenen Vereinbarung – seine Leistung auf Anforderung nicht reduziert, dann ergeben sich die Folgen aus der bilateralen Vereinbarung zwischen Vertrieb und Kunde ebenso wie der im Vergleich zur jederzeit beanspruchbaren Leistung verminderte Preis.

Einer der wesentlichen Vorteile des vorgeschlagenen DLM ist, dass er den Vertrieben ermöglicht, neue Produkte anzubieten, die das bei den Letztverbrauchern vorhandene Flexibilitätspotenzial heben und damit einen hohen volkswirtschaftlichen Nutzen versprechen.

Im Rahmen des DLM ist eine einzelkundenbezogene Überprüfung auf Einhaltung der Leistungsgrenze nicht vorgesehen. Vielmehr wird ausschließlich auf der Aggregationsebene „Bilanzkreis“ überprüft, ob die dem Bilanzkreis zugeordneten Entnahmen durch VSN gedeckt sind.

5 Preisbildung von VSN

5.1 Wie bildet sich der Preis für VSN und wie transparent ist der Preisfindungsprozess?

Die Preisbildung für VSN ist im Prinzip gleich der Preisbildung im Energiemarkt. Der Preis für VSN bildet sich an der Börse gemäß den dort veröffentlichten Regularien. Damit sind maximale Transparenz und Kontrolle gewährleistet. Neben dem Handel an der Börse können VSN auch bilateral gehandelt werden. Die Preisfindung obliegt hierbei den Vertragsparteien. Eventuell missbräuchliches Verhalten zu verhindern, ist wie auf anderen Märkten Aufgabe des Bundeskartellamtes bzw. der Markttransparenzstelle.

Für die VSN-Anbieter ist es rational, am DLM gesicherte Leistung zu einem Preis anzubieten, der den durch den Strommarkt – und ggf. weitere Erlösquellen – nicht gedeckten abbaubaren

Fixkosten¹² entspricht. Damit hängen beide Märkte unmittelbar zusammen. Finanziert der Strommarkt hinreichend gesicherte Leistung, dann ist der Preis am Leistungsmarkt null. Finanziert der Strommarkt hingegen zu wenig gesicherte Leistung, dann ist der Preis exakt hoch genug, um hinreichend Leistung im Markt zu halten bzw. wenn notwendig hineinzubringen.

5.2 Warum setzt der DLM stärkere Investitionsanreize als der EOM?

Der dezentrale Leistungsmarkt wird dafür sorgen, dass die Anreize für den Bestandserhalt/Neubau von gesicherter Leistung rechtzeitig kommen und dass die Anreize dafür ausreichend sind.

Im EOM kommen die notwendigen Preissignale relativ spät, d. h. erst dann, wenn die gesamte Nachfrage nicht mehr durch die verfügbare Erzeugungsleistung gedeckt werden kann. Kann heute ein Vertriebler am Day-Ahead- oder am Intraday-Markt seinen Strombedarf nicht decken (da die Kraftwerksleistung geringer ist als der Bedarf), läuft er in eine Strombilanzkreisabweichung hinein. Eine Strombilanzkreisabweichung wird bestraft: bei Abruf von 80 Prozent der vorhandenen Regelenergieleistung mit dem 1,5-Fachen des Intraday-Preises. Die Preisobergrenze für den Intraday-Markt liegt bei 9.999 €/MWh. Kann also ein Vertriebler „day ahead“ und „intraday“ nicht genügend Strom beschaffen, so hat er maximale Kosten von 15.000 €/MW pro Stunde. Durch das heutige symmetrische Preissystem der Ausgleichsenergie werden Fehlprognosen zudem gemildert.

Nach Einführung des dezentralen Leistungsmarktes ändern sich die Anreize:

Der Vertriebler wird nicht erst für eine Strombilanzkreisabweichung einzelner Stunden bestraft (nicht genug Strom für alle Kunden, außer Regelenergieleistung ist hinreichend), sondern schon bei einer individuellen Leistungsbilanzkreisabweichung (nicht genug VSNs für die Stromnachfrage des Bilanzkreises). D. h., der BKV bekommt ein Knappheitssignal des VSN-Systems **deutlich vor** dem eigentlichen physikalischen Ernstfall. **Er bekommt also ein früheres Knappheitssignal.** Durch den wirtschaftlichen Anreiz, auf den Bezug von VSNs zu verzichten, werden DSM-Maßnahmen auf der Nachfrageseite auf einem niedrigeren Preisniveau angeboten, als dies bei einem reinem EOM der Fall gewesen wäre. Dadurch kommen die Preissignale frühzeitiger als bei einem EOM. Sie kommen durch die potenzielle Pönalenzahlung auch deutlich stärker. Eine Unterdeckung mit VSNs ist deutlich teurer als eine heutige Strombilanzkreisabweichung. Geht man von einem VSN-Preis von 30.000 €/MW aus und einem Multiple für die Strafzahlung von 4, ergeben sich Kosten für eine Leistungsbilanzkreisabweichung von 120.000 €/MW pro Stunde. D. h., die Anreize, für die Versorgungssicherheit vorzusorgen, kommen früher und sind ca. um den Faktor 8 stärker als heute. Im Ergebnis besteht damit ein Anreiz, frühzeitiger in neue Kapazitäten zu investieren und geringfügig mehr Kapazitäten zur Deckung der Nachfrage im Markt zu halten als in einem EOM.

¹² Abbaubare Fixkosten: Fixe Kosten, die durch eine Stilllegung vermieden werden können (also nicht die Investitionskosten des Kraftwerks)

6 Auswirkungen auf das derzeitige Marktdesign und den Erzeugungspark

6.1 Welche Auswirkungen hat das Modell auf Bestandsanlagen?

Gibt es Überkapazitäten, so wird der VSN-Preis so niedrig sein, dass diese abgebaut werden. Ist hinreichend gesicherte Leistung im Markt, so wird der VSN-Preis so hoch sein, dass diese ihre abbaubaren Fixkosten decken können, sofern keine günstigeren Neubauoptionen bestehen. In Verbindung mit der Gleichbehandlung von Neu- und Bestandsanlagen führt dies im Ergebnis zu einer sehr kosteneffizienten Vorhaltung an gesicherter Leistung. Im Gegensatz zu diskriminierenden Kapazitätsmechanismen müssen bestehende kostengünstige Erzeugungskapazitäten nicht zwangsweise durch teure Neuinvestitionen ersetzt werden.

6.2 Wie werden die Kosten der VSN gewälzt?

Die Kosten der VSN werden im Wettbewerb in die Endkundenprodukte eingepreist. Damit wird die Zahlungsbereitschaft der Endkunden für Versorgungssicherheit offengelegt und ein starker Anreiz gesetzt, das Flexibilitätspotenzial der Letztverbraucher zu heben.

Die Einführung des DLM wird für die Endkunden nur zu einer sehr geringen Kostenerhöhung führen. Die Einnahmen, die Erzeuger über den DLM erzielen, werden einen Teil ihrer Vollkosten decken. Die Einnahmen aus dem Energiemarkt (vorher EOM) werden aber sinken, da Knappheitspreise in den DLM verlagert werden. Die letztlich Mehrkosten des DLM-Systems liegen nur darin begründet, dass das System sicherer sein wird als ein EOM.

6.3 Wie ist mit VSN umzugehen, deren Erzeugungseinheiten im Gültigkeitszeitraum stillgelegt wurden?

Es kann nicht ausgeschlossen werden, dass VSN auf Termin verkauft wurden und die hinter diesen VSN stehende Anlage zum Erfüllungszeitpunkt nicht mehr in Betrieb ist. Da der Verkäufer eines VSN als Gegenleistung für den erhaltenen Verkaufserlös das Versprechen abgibt, bei Systemknappheit Leistung physisch anzubieten bzw. einzuspeisen, muss er bei Stilllegungen „Ausgleich“ beschaffen, z. B. durch den Rückkauf von VSN am Leistungsmarkt.

7 Auswirkungen auf Flexibilität: Wie wird der steigende Bedarf an Flexibilität (steilere Flanken und größere Hübe der Residuallast) gedeckt?

Zu unterscheiden sind Flexibilität und gesicherte Leistung. Die Bereitstellung von Flexibilität ist in erster Linie Aufgabe der bestehenden Spot- und Intraday-Märkte. Dagegen soll der dezentrale Leistungsmarkt durch die VSN sicherstellen, dass genug gesicherte Erzeugungskapazität vorgehalten wird.

Derzeit gibt es keine Indizien dafür, dass die Spot- oder Intraday-Märkte den steigenden Anforderungen an Flexibilität nicht gerecht würden. Gäbe es diese, dann wären Justierungen an

den Day-Ahead- oder Intraday-Märkten vorzunehmen. Es muss gelten: „ein Ziel, ein Instrument“.

8 Marktrollen und Auswirkung auf den EU-Energiebinnenmarkt

8.1 Wer trägt die Letztverantwortung, wenn ein Stromvertrieb sich nicht mit genügend VSN eingedeckt hat und der Kunde abgeschaltet werden muss?

Ob sich ein BKV mit nicht ausreichend VSN eingedeckt hat, kann nur ex post festgestellt werden. In diesem Fall wird der BKV nachträglich entsprechend pönalisiert. Dies hat keine unmittelbaren Auswirkungen auf die Kunden des BKV. Insbesondere werden diese Kunden deshalb nicht abgeschaltet.

8.2 Wie ist mit Importen und Exporten von Strom umzugehen?

Der Außenhandel mit Strom ist vom inländischen Leistungsmarkt unberührt und erfolgt wie heute nach Maßgabe des Market-Coupling-Regimes. Danach liefert das billigere Marktgebiet in das teurere Marktgebiet, bis entweder Preisgleichheit herrscht oder die Kuppelstellen-Kapazitäten voll ausgelastet sind. Der Außenhandel wird im Market Coupling nach Maßgabe der Day-Ahead-Preise organisiert.

8.3 Verstößt der dezentrale Leistungsmarkt gegen das EU-Beihilferecht?

Unvereinbar mit dem Binnenmarkt sind staatliche oder aus staatlichen Mitteln gewährte Beihilfen gleich welcher Art, die durch die Begünstigung bestimmter Unternehmen oder Produktionszweige den Wettbewerb verfälschen oder zu verfälschen drohen, soweit sie den Handel zwischen Mitgliedstaaten beeinträchtigen. Das hier vorgestellte Marktdesign mit VSN ist kein Kapazitätsmechanismus im Sinne des EU-Beihilferechts, da keine staatlichen Vorgaben zur Kapazität definiert werden und keine staatlichen Zahlungen an Kraftwerksbetreiber getätigt werden. Daher ist das EU-Beihilferecht nicht auf das vorgeschlagene Marktdesign anwendbar.

9 Sonstige FAQs

• Mit welchem zeitlichen Vorlauf werden die BKV VSN beschaffen?

Es ist davon auszugehen, dass die BKV ihre VSN analog zu den gekauften Strommengen beschaffen. Damit ist ein liquider Forward-Markt zumindest für die nächsten vier Jahre zu erwarten.

- **Wird durch die Definition des Knappheitspreises nicht eine Preisobergrenze am Spotmarkt gesetzt?**

Nein, Anlagen, die keine VSN ausgeben, Importkapazitäten und abschaltbare Lasten, die VSN erwerben, können frei auch oberhalb dieser Grenze bieten. Richtig ist jedoch, dass es beim Knappheitspreis aufgrund der vorgestellten Rahmenbedingungen ein erhöhtes Gebotsvolumen geben dürfte.

- **Warum muss man den Leistungsmarkt technologieneutral ausgestalten?**

Im Energy-Only-Markt (EOM) signalisieren Preisspitzen Knappheit. Preisspitzen kommen im EOM allen Kraftwerken zugute. Dies ist sinnvoll, tragen doch alle Kraftwerke gleichermaßen zur Stromproduktion bei und werden in der konkreten Situation gleichermaßen benötigt. Hierin eine ungerechtfertigte Subvention bestimmter Kraftwerke zu sehen, ist nicht zu begründen.

Bei einem Marktdesign mit Leistungsmarkt wird es deutlich weniger Knappheitssituationen geben, weil der Leistungsmarkt für ein hohes Maß an Versorgungssicherheit sorgt. Die fehlenden Einnahmen aus den Preisspitzen werden durch Einnahmen aus dem Leistungsmarkt ersetzt. Es ergibt sich insofern gegenüber einem funktionierenden EOM keine neue Situation und keine Besserstellung (und auch keine ungerechtfertigten Einnahmen bestimmter Kraftwerke).

Alle Kraftwerke, die zur Erreichung des Versorgungssicherheitsziels beitragen, sollten wie im EOM auch im Leistungsmarkt gleich entlohnt werden. Warum das, was im EOM recht und billig ist (alle profitieren von Preisspitzen), nicht für den Leistungsmarkt gelten soll (hier ersetzen die Zahlungen quasi die Preisspitzen), ist nicht nachzuvollziehen.

Hinzu kommen zwei weitere schwerwiegende Schwachpunkte einer Technologiediskriminierung:

(1) Eine Technologiediskriminierung führt zwangsläufig zu höheren volkswirtschaftlichen Kosten. Warum? Angenommen, es werden nur neue GuD-Anlagen gefördert. Dann drängen diese vorhandene Steinkohleanlagen aus dem Markt, obwohl letztere niedrigere Kosten haben.

(2) Eine Technologiediskriminierung verhindert zudem, dass das Versorgungssicherheitsziel effektiv erreicht werden kann. Nicht im Leistungsmarkt erfasste unrentable Anlagen verlassen den Markt, der Umfang ist jedoch unklar. Anders ausgedrückt: Man kann mit der Steuerung einer Teilmenge der Kapazität nur unzureichend die eigentlich relevante Gesamtkapazität justieren.

Auch lässt einzig ein technologieneutraler Ansatz dem marktwirtschaftlichen Entscheidungsprozess für die günstigsten Lösungen die notwendigen Freiheitsgrade.

- **Ist der dezentrale Ansatz regulatorisch nicht genauso anfällig für Überkapazitäten wie der zentrale Ansatz?**

Beim zentralen Ansatz steuert der Regulator das Kapazitätsziel. Beim dezentralen Ansatz wird das Kapazitätsziel endogen von den Marktteilnehmern bestimmt, der Regulator kann mit der Strafzahlung jedoch die Sicherheitsmarge steuern. Über eine hohe Strafzahlung kann er die Vertriebe auch zu einer aus volkswirtschaftlicher Sicht zu hohen Sicherheitsmarge zwingen. Allerdings hat dies Grenzen: Die Vertriebe optimieren sich gegen den Erwartungswert der Strafzahlung. Je größer ihre Sicherheitsmarge wird, desto geringer ist die Wahrscheinlichkeit für eine Strafzahlung. D. h., da die Strafzahlungshöhe mit der Eintrittswahrscheinlichkeit für eine Strafzahlung multipliziert wird, gibt es einen Punkt, bei dem Regulator auch mit einer Erhöhung der Strafzahlung keine signifikante zusätzliche Nachfrage nach VSN anreizen kann. Damit sind einer Fehlparametrisierung des Systems durch den Regulator inhärente Grenzen gesetzt.

- **Sind die Marktrisiken für Neuanlagen im dezentralen Leistungsmarkt nicht zu hoch?**

Der Investor ist Marktrisiken ausgesetzt, wie in allen anderen Märkten auch. Er kann aber von einer Nachfrage nach seinem Produkt „gesicherte Leistung“ über die nächsten Jahrzehnte ausgehen. Das Risiko, dass Dritte das Produkt „gesicherte Leistung“ ggf. günstiger anbieten können (z. B. aufgrund technischen Fortschritts oder besserem Kostenmanagement) ist wesentliches Merkmal jedes wettbewerblich organisierten Marktes und führt zu kosteneffizienten Ergebnissen.

- **Versucht der dezentrale Leistungsmarkt ein Marktversagen durch eine marktwirtschaftliche Lösung zu beheben?**

Der Energy-Only-Markt hat nicht versagt, er ist durch die massive Subventionierung der Erneuerbaren Energien so stark verzerrt worden, dass physikalische Knappheit auftreten kann. Der dezentrale Leistungsmarkt verhindert marktwirtschaftlich das Auftreten physikalischer Knappheit.

- **Löst der DLM das Problem innerdeutscher Netzengpässe?**

Nein, innerdeutsche Netzengpässe sind durch Netzausbau zu lösen. Der DLM wird lediglich den Stilllegungsdruck im gesamten Bundesgebiet – also auch in Süddeutschland – senken. Dies entschärft etwas die Problematik. Langfristig ist der Netzausbau die beste Option das Problem zu lösen. Kommt der Netzausbau später als heute anvisiert, so müsste die heute schon bestehende Winterreserve verlängert und reformiert werden, d. h. zu einer wettbewerblichen Beschaffung übergehen.

- **Was kostet ein dezentraler Leistungsmarkt?**

Anlagen bieten am dezentralen Leistungsmarkt mit ihren Verlusten je MW, die sie für einen Einsatz im Strommarkt prognostizieren. D. h. die Kosten des Leistungsmarktes hängen primär an der Funktionsfähigkeit des Strommarktes. Finanziert dieser hinreichend gesicherte Leistung, so ist der Preis Null. Bleibt das Strompreisniveau so niedrig, wie 2014, werden Bestandsanlagen mit 10 bis 30 €/kW - das entspricht der Höhe der nicht zu deckenden fixen Betriebskosten – den Preis Ende des Jahrzehnts setzen.

Wenn Neuanlagen notwendig werden, frühestens in den 20er Jahren dieses Jahrhunderts, dann kann der Preis dauerhaft auf die annuisierten Vollkosten der billigst zubaubaren Einheit, d. h. einer offenen Gasturbine, steigen.

Dies sind aber nicht die Mehrkosten gegenüber einem Energy-Only-Markt. Auch in einem EOM werden neue Spitzenlastkraftwerke nach Ausscheiden der Kernenergie notwendig. Auch diese müssten finanziert werden. In einem EOM würde dies über extreme Preisspitzen geschehen. Der Unterschied zwischen einem EOM und dem dezentralen Leistungsmarkt liegt im Versorgungssicherheitsniveau begründet: Der dezentrale Leistungsmarkt verändert die Anreizstruktur der Bilanzkreisverantwortlichen. Sie werden früher gesicherte Leistung nachfragen und aufgrund der gestiegenen Pönalen im Vergleich zum Status Quo auch etwas mehr (s. Kapitel 5.2). Dies führt zu ca. 3 bis 4 GW mehr gesicherter Leistung. Dies würde die Systemkosten um ca. 60 bis 270 Millionen € erhöhen. Bei ca. 50 Milliarden Systemkosten sind das Mehrkosten zwischen 0,1 Prozent und 0,5 Prozent.¹³

- **Welche Wertschöpfungsstufe ist für Versorgungssicherheit zuständig?**

Für die Versorgungssicherheit, d. h. dass immer genügend physische Erzeugungskapazitäten zur Verfügung stehen, ist seit der Liberalisierung keine Wertschöpfungsstufe mehr zuständig.

Für die Aufrechterhaltung der Systemsicherheit sind die ÜNB zuständig, für die Aufrechterhaltung der Netzstabilität (z. B. Abschaltung von Einspeisern wg. Leitungsüberlastung) ist der jeweilige Netzbetreiber verantwortlich.

Mit Einführung des dezentralen Leistungsmarktes wird die Versorgungssicherheit automatisch durch das Nachfrageverhalten der Vertriebe bzw. der Bilanzkreisverantwortlichen gewährleistet.

¹³ Modellrechnungen ergeben, dass ein EOM das vorhandene DSM-Potenzial zur Kraftwerks-Substitution verwenden muss, damit die verbleibenden Kraftwerke ihre reversiblen Fixkosten decken können. Im dezentralen Leistungsmarkt kommen die finanziellen Anreize zur Kraftwerksfinanzierung früher, nämlich immer dann, wenn der Knappheitspreis erreicht wird. Bei 3-4 GW DSM-Potenzial führt das im DLM zu 3-4 GW mehr Kraftwerksleistung im Markt.

- **Wie soll der VSN-Markt starten?**

Indem das EnWG dahingehend geändert wird, dass bei Knappheit bzw. zum Zeitpunkt des Jahreshöchstpreises die Entnahmeleistung durch VSN gedeckt sein muss, andernfalls ist vom BKV eine Pönale zu entrichten.

- **Wird der Arbeitspreis im DLM billiger?**

Da durch den DLM grundsätzlich mehr Erzeugungskapazitäten zugebaut / im Markt gehalten werden als im reinen EOM, treten „echte“ Knappheitspreise mit VSN nicht mehr auf. Daher ist im DLM der Arbeitspreis niedriger als im EOM.

- **Was machen teure abschaltbare Lasten im dezentralen Leistungsmarkt?**

Es gibt abschaltbare Lasten mit relativ hohen Abschaltkosten (größer 2000 €/MWh). Diese haben im dezentralen Leistungsmarkt die Wahl: Entweder sie erwerben VSN und schalten weiterhin bei 2000 €/MWh ab oder sie kaufen keine VSN und bieten Lastabwurf zum Systemknappheitspreis von 300 €/MWh ab.

Der Betrieb, der die abschaltbare Last bereitstellt, wird sich also gegen folgende Größe optimieren: den Preis des VSN, die Häufigkeit des Systemknappheitspreises und seinen eigenen Abschaltkosten. Kostet das VSN 20.000 €/MW und mit dem Systemknappheitspreis ist einmal in 3 Jahren zu rechnen, dann spart er durch den Nichtkauf eines VSN 20.000 €/MW pro Jahr und muss 0,3-mal seinen Lastabwurf zu 300 €/MWh anbieten. Dadurch hat er Abschaltkosten von $(2000 \text{ €/MWh} - 300 \text{ €/MWh}) \times 0,3 = 566 \text{ €/MWh}$. Da auch hohe Abschaltkosten bei allen plausiblen Kombinationen von VSN-Preisen und Häufigkeit des Systemknappheitspreises deutlich niedriger sind als die VSN-Kosten, wird es betriebswirtschaftlich sinnvoll sein, Lastabwurf anzubieten. Dadurch kann das vorhandene Lastflexibilitätspotenzial gehoben bzw. geschaffen werden.

Ansprechpartner:

Andreas Kuhlmann
Geschäftsbereichsleiter Strategie und Politik
Telefon: +49 30 300199-1090
andreas.kuhlmann@bdew.de

Dr. Stephan Krieger
Geschäftsbereich Strategie und Politik
Telefon: +49 30 300199-1060
stephan.krieger@bdew.de