

Positionspapier

Ausgestaltung eines dezentralen Leistungsmarkts

Berlin, 18. September 2013

Gliederung

Einleitung.....	4
1 Kernelemente des VSN-Modells	8
1.1 Wann wird der Kapazitätsmechanismus ausgelöst?	8
1.2 Wer stellt fest, dass Stromknappheit besteht?	9
1.3 Müssen VSN standardisiert sein?	9
1.4 Welche Laufzeit sollen VSN haben?.....	10
1.5 Wie gestaltet sich die Implementierung des Leistungsmarktes?.....	10
2 Anbieter von VSN (Erzeuger, Speicher).....	11
2.1 Welche Anforderungen sind an die Verkäufer von VSN zu stellen?	11
2.2 Können VSN auch von ausländischen Erzeugungsanlagen angeboten werden?.....	11
2.3 Sind Erzeugungseinheiten verpflichtet, VSN anzubieten?.....	11
2.4 Wie wird die von einem VSN-Verkäufer gesichert vorgehaltene Leistung ermittelt?.....	12
2.5 Wie kann sichergestellt werden, dass der Verkäufer von VSN auch tatsächlich gesicherte Leistung bereitstellt?	12
2.6 Wird der Anbieter von VSN pönalisiert, wenn er bei Stromknappheit nicht erzeugt bzw. bietet?.....	13
2.7 Werden VSN Finanzinstrumente und damit ausserhalb der Energiewirtschaft überwacht?	14
3 Nachfrager von VSN (Vertriebe)	14
3.1 Wie ermitteln Vertriebe die Anzahl der von ihnen benötigten VSN?	14
3.2 Wie ist gewährleistet, dass die Vertriebe ausreichend VSN erwerben?.....	14
3.3 Müssen Vertriebsprodukte zur zeitlichen Leistungseinschränkung standardisiert sein? .	16
3.4 Wie erfolgt die Kontrolle der Leistungs-Bilanz der BKV?	16
3.5 Was muss der BKV bei Stromknappheit veranlassen?	16
3.6 Wie erfolgt die freiwillig vertraglich vereinbarte Leistungsreduktion beim Kunden?	17
4 VSN-Preisbildung	17
4.1 Wie bildet sich der Preis für VSN und wie transparent ist der Preisfindungsprozess?	17
4.2 Wird sich ein Terminmarktpreis für VSN bilden, der den Investoren ausreichend Sicherheit für ihre langfristigen Investitionen in Erzeugungskapazitäten bietet?.....	17
5 Auswirkungen auf das derzeitige Marktdesign und den Erzeugungspark.....	18
5.1 Welche Auswirkungen hat das Modell auf Bestandsanlagen?	18

5.2	Wie werden die Kosten der VSN gewälzt?	18
5.3	Wie ist mit VSN umzugehen, deren Erzeugungseinheiten im Gültigkeitszeitraum stillgelegt wurden?	18
5.4	Entstehen in dem Modell Windfall-Profits und wie wird mit diesen umgegangen?.....	18
6	Auswirkungen auf Flexibilität: Wie wird der steigende Bedarf an Flexibilität (steilere Flanken und größere Hübe der Residuallast) gedeckt?	19
7	Marktrolle & Auswirkung auf den EU-Energiebinnenmarkt	19
7.1	Wer trägt die Letztverantwortung, wenn ein Stromvertrieb sich nicht mit genügend VSN eingedeckt hat und der Kunde abgeschaltet werden muss?	19
7.2	Wie ist mit Importen und Exporten umzugehen?	19
7.3	Verstößt das Modell gegen das EU-Beihilferecht?	20

Einleitung

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

- die Versorgungssicherheit und
- die Kosteneffizienz des Gesamtsystems

zunehmend gefährdet sind.

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

Folglich bestehen die gemachten Vorschläge im Kern darin, dass die künftige Stromversorgung sich aus zwei Komponenten zusammensetzt: Aus der Lieferung elektrischer Arbeit **und** aus der Bereitstellung von gesicherter Leistung. Letztere gewährleistet den vom Kunden gewünschten Grad an Versorgungssicherheit. Aus diesen beiden Komponenten werden sich zwei Handelsprodukte entwickeln:

- elektrische Arbeit in Form von Kilowattstunden und
- Versorgungssicherheitsnachweise (VSN) in Form von Kilowatt.

Die VSN gewährleisten, dass den Vertrieben – und damit implizit deren Kunden – Leistung bis zur mit VSN abgesicherten Höhe **jederzeit gesichert** zur Verfügung steht. Die Vertriebe müssen diese von ihnen selbst bestimmte Leistungsgrenze nur bei Stromknappheit einhalten. Solange keine Stromknappheit 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 langfristig gesicherter Leistung dar. Für den BDEW ist es von großer Bedeutung, dass die Ausgestaltung dieses dezentralen Leistungsmarktes derart ist, dass sie kleinere Unternehmen nicht überfordert und damit die Vielfältigkeit der Akteure in Deutschland dauerhaft sicherstellt.

Ziel des VSN-Modells ist es, dass die von den Marktteilnehmern nachgefragte gesicherte Leistung auch tatsächlich physisch und kosteneffizient zur Verfügung steht. Das VSN-Modell kann jedoch keinen Anreiz für eine regionale Differenzierung des Kapazitätsangebotes bzw. des Kapazitätszubaues an den „richtigen“ Stellen im Netz geben. Das regionale Leistungsgleichgewicht ist ein elementares Kriterium für die Systemstabilität. Hierfür kann, auch bei Einführung des VSN-Modells, zusätzlich ein separates Instrument, wie z.B. eine Netzreserve, notwendig sein.

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.

Der BDEW hat diese Vorschläge eingehend analysiert und zu einem praxisnah umsetzbaren Modell („VSN-Modell“) weiterentwickelt. 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 wieder.

So viel Markt wie möglich – nicht mehr Regulierung als nötig

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

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

Mit der Liberalisierung des Strommarktes wurde den Stromkunden das Produkt „Versorgungssicherheit“ kostenlos zur Verfügung gestellt. Dies war auch folgerichtig, da 1998 der deutsche Kraftwerkspark nur aus Erzeugungseinheiten bestand, die verlässlich einspeisten. Als Folge der umfangreicher werdenden Nutzung intermittierend einspeisender Erneuerbarer Energien müssen verlässlich einspeisende Kraftwerke künftig die stärker schwankende Residuallast bedienen. In einem dezentralen Leistungsmarkt erhält die für die Versorgungssicherheit ausschlaggebende Fähigkeit, jederzeit gesicherte Leistung liefern zu können, einen Wert.

Der Kunde als Nachfrager von gesicherter Leistung kann sich dafür entscheiden seinen Strombezug in einem von ihm bestimmten Umfang zu flexibilisieren und somit den Bedarf an gesicherter Leistung und die damit verbundenen Kosten zu senken. Entscheidet er sich für eine Vollversorgung, so erfolgt im VSN-Modell keine Reduktion des Strombezugs.

Der dezentrale Leistungsmarkt dient ausschließlich der Versorgungssicherheit

Eine Reihe der derzeit diskutierten Kapazitätsmarktmodelle verfolgen neben dem Ziel der Versorgungssicherheit weitere Ziele, insbesondere die Förderung bestimmter Kraftwerkstechnologien zur Unterstützung des CO₂-Einsparziels. Der hierdurch angestrebte Vorteil entpuppt sich bei näherer Betrachtung als ein Nachteil: 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 emissionsärmeren neuen Anlagen mindern die

Nachfrage nach Emissionsrechten, was infolge der dadurch bewirkten Preisminderung am CO₂-Markt die Wettbewerbsfähigkeit von stärker emittierenden Anlagen verbessert und somit der beabsichtigten zusätzlichen Emissionsminderung entgegenwirkt.

Als marktbreiter Mechanismus erhält der dezentrale Leistungsmarkt den Wettbewerb

Selektive Kapazitätsmechanismen sorgen dafür, dass der Teil des Anlagenparks, der am wenigsten wirtschaftlich ist, ein zusätzliches Einkommen erhält und so im Markt verbleibt. Dadurch verschlechtert sich die Wettbewerbsfähigkeit der von diesem Subventionsmechanismus nicht erfassten Anlagen, sodass diese über kurz oder lang ebenfalls eine Unterstützung benötigen, um ihre Stilllegung zu verhindern. Am Ende steht ein voll durchreguliertes Modell, in dem alle Erzeugungsanlagen Subventionen erhalten. Ein Bieterwettbewerb besteht dann nicht mehr.

Dagegen wird mit der Einführung von VSN das Ziel verfolgt, eine Nachfrage nach dem Produkt „Gesicherte Leistung“ zu schaffen. Dabei konkurrieren alle Anbieter gesicherter Erzeugung um die Kunden, die für die Vorhaltung von gesicherter Leistung bereit sind zu zahlen. Der Preis für gesicherte Leistung bildet sich demzufolge in einem freien und diskriminierungsfreien Wettbewerb zwischen allen Anbietern gesicherter Leistung. Das führt im Ergebnis zu einer sehr kosteneffizienten Vorhaltung an gesicherter Leistung, unter anderem auch deshalb, weil bestehende Erzeugungskapazitäten nicht durch teure Neuinvestitionen ersetzt werden müssen. Langfristig setzen sich hier die Technologien durch, die die Marktanforderungen am effizientesten erfüllen. Regulatorische Eingriffe sind nicht erforderlich.

Einfaches Funktionsprinzip des dezentralen Leistungsmarkts

Zentraler Baustein des vom BDEW vorgeschlagenen Leistungsmarktes sind Versorgungssicherheitsnachweise (VSN). Diese können von Kraftwerken oder Speichern ausgegeben werden, die in der Lage sind, auf Anforderung Leistung sicher bereitzustellen. Vertriebe werden verpflichtet, im Umfang der von ihnen zu bedienenden Nachfrage im Knappheitsfall VSN vorzuhalten. Diese können sie von VSN-Anbietern erwerben oder durch Demand-Side-Management-Maßnahmen substituieren. Eine Pönale sorgt für systemkonformes Verhalten von Vertrieben und VSN-Anbietern.

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 handelbar sein. Dies schafft Transparenz bezüglich künftiger Knappheit. Investoren sind dabei dem üblichen Risiko ausgesetzt, dass die zum Zeitpunkt der Investitionsentscheidung angenommene künftige Entwicklung des Marktes nicht garantiert ist.

Der dezentrale Leistungsmarkt ist praktikabel

Der in zentralen Modellen 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 VSN-Modells, insbesondere im Vergleich zu zentralen Modellen, auf ein Mindestmaß begrenzt.

Der BDEW setzt bewusst auf ein Modell, das regulatorische Eingriffe und planwirtschaftliche Elemente minimiert. Daher lehnt er eine staatliche Mengensteuerung ab. Sie hat sich in anderen Strommärkten als sehr komplex erwiesen und führte zu kostentreibenden Ineffizienzen wie dem Aufbau von Überkapazitäten und einer nicht an der aktuellen Erzeugungssituation orientierten starren Nachfrage. Eine zentrale Instanz ist bei der Abschätzung der zukünftigen Entwicklung von Leistungsnachfrage und -angebot – also des Verhaltens der Marktteilnehmer – nicht überlegen.

Der dezentrale Leistungsmarkt unterstützt und fördert die Weiterentwicklung des europäischen Energiebinnenmarktes

Die Einbindung ausländischer Kapazitäten ist möglich. Einzige Voraussetzung ist, dass ausländische Marktteilnehmer sich entsprechende physikalische Übertragungsrechte (so genannte PTR) gesichert haben. Gleichzeitig ist es möglich, dass deutsche Kraftwerke nicht am dezentralen Leistungsmarkt, sondern an einem Kapazitätsmechanismus in einem Nachbarland teilnehmen – immer unter der Voraussetzung, dass die Grenzkuppel-Kapazität die physikalische Lieferung von Strom erlaubt und eine zeitgleiche Doppelvermarktung in beiden Ländern nicht stattfindet.

Insbesondere ist darauf hinzuweisen, dass der Vorschlag des BDEW sich nicht ausschließlich auf Deutschland beschränkt, sondern ohne größere Hürden in zumindest allen Ländern des zum jeweiligen Umsetzungszeitpunkt gültigen Market Coupling-Regimes (aktuell z.B. die CWE-Region) implementiert werden könnte.

Fazit

Um die Versorgungssicherheit als Basis für Wirtschaftswachstum und Wohlstand sicherzustellen, schafft der dezentrale Leistungsmarkt einen langfristig geeigneten Rahmen für private Investitionen. Dieser Rahmen ist insbesondere auch gegenüber den zu erwartenden Veränderungen des Marktumfeldes – Umsetzung der deutschen Energiewende und der EU Roadmap 2050 – hinreichend robust.

1 Kernelemente des VSN-Modells

1.1 Wann wird der Kapazitätsmechanismus ausgelöst?

Die Nachfrage nach gesicherter Leistung erfolgt beim VSN-Modell nicht durch einen zentralen Regulator durch planwirtschaftliche Festlegung, sondern nachfragebasiert, d.h., die Nachfrageseite muss ihr Bedürfnis nach gesicherter Leistung in den Markt artikulieren.

Die Höhe der Nachfrage wird somit vom Kunden als Letztverbraucher bestimmt.

Um Gleichzeitigkeitseffekte zu berücksichtigen, ist nur die auf der Bilanzkreis-Ebene im Knappheitsfall nachgefragte aggregierte Leistung durch VSN abzusichern. Die Verantwortung hierfür liegt beim Bilanzkreisverantwortlichen (BKV).

Da die Vertriebe (i.d.R. identisch mit dem BKV) untereinander im Wettbewerb stehen, wird hier ein effizienter Prozess hinsichtlich der Menge und hinsichtlich der Kosten von VSN ausgelöst (und eben nicht durch einen zentralen Regulator festgelegt).

Solange keine Überkapazitäten bestehen verbessern sich für die Anbieter gesicherter Leistung die Investitionsbedingungen, da die Kosten für die Leistungsbereitstellung nicht mehr nur vom EOM gedeckt werden müssen, sondern bei entsprechender Nachfrage zusätzlich über den Leistungsmarkt vergütet werden.

VSN können nur von Erzeugern angeboten werden, die auch bei Knappheit Strom liefern können. Die Anbieter erzielen Erlöse dadurch, dass die Letztverbraucher, und hier i.d.R. aggregiert durch die Stromvertriebe, VSN nachfragen. Damit wird der Zahlungsstrom über das Marktinstrument von der Nachfrage- zur Anbieterseite ausgelöst.

Wesentlich für das Funktionieren des VSN-Modells ist, dass bei Stromknappheit die Inanspruchnahme von elektrischer Leistung der Höhe nach auf die durch VSN gesicherte Leistung begrenzt wird, und dass die Verkäufer von VSN bei Stromknappheit die der Anzahl der verkauften VSN entsprechende Leistung einspeisen. Daraus ergibt sich folgender Regelungsbedarf:

- Höhe der Pönale, wenn im Knappheitsfall
 - mehr als die über VSN abgesicherte Leistung entnommen wird oder
 - weniger Leistung bereitgestellt wird als VSN verkauft wurden,
- Art und Zeitpunkt der Überprüfung der Marktteilnehmer auf Einhaltung ihrer Pflichten,
- Definition von Knappheit.

Eine marktnahe, unbürokratische und sachgerechte Knappheitsdefinition ist nach Auffassung des BDEW ein hoher Preis am Day-Ahead-Markt. Die Höhe sollte so gewählt sein, dass der EOM möglichst wenig beeinflusst wird und dass das nachfrageseitig vorhandene Flexibilitätspotential gehoben werden kann. Wird dieser Preis erreicht, muss die entnommene Leistung auf das durch VSN abgesicherte Niveau reduziert werden und die Verkäufer von VSN müssen Strom aus ihren Erzeugungsanlagen mindestens in Höhe der verkauften VSN anbieten.

Alternative Definitionen wie die Höchstlast der dem Bilanzkreis zugeordneten Verbraucher oder die höchste Residuallast des Bilanzkreises haben aus Vertriebsicht den großen Nach-

teil, dass diese erst ex post bekannt sind. Es ist denkbar, dass neben dem Day-Ahead-Preis auch der Intraday-Preis als Knappheitssignal herangezogen wird.

Um Spekulationen von Marktakteuren, dass der „Knappheitspreis“ nicht auftritt, entgegen zu treten, müssen Anbieter von VSN und Bilanzkreisverantwortliche den Nachweis erbringen, dass sie in der Lage sind, die von ihnen eingegangenen Verpflichtungen erfüllen zu können.

Tritt trotz Vorsorge der Marktteilnehmer Knappheit auf, z. B. wegen unerwarteter Ausfälle von Betriebsmitteln oder falsch prognostizierter EE-Erzeugung, dann wird die fehlende Leistung, wie schon heute, von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) über Regelenergie ausgeglichen. Die Ursachen, die im Februar 2011 zu einem Leistungsbilanzproblem führten, sind davon unbenommen zu beheben.

1.2 Wer stellt fest, dass Stromknappheit besteht?

Der Feststellung, dass Stromknappheit besteht, kommt hohe Bedeutung zu, da mit dieser Feststellung zum einen die Verkäufer von VSN verpflichtet sind, in der Höhe Stromlieferungen aus physischen Erzeugungseinheiten anzubieten wie sie VSN verkauft haben. Zum anderen sind die BKV mit der Feststellung, dass Stromknappheit besteht, verpflichtet, die Entnahme aus ihrem Bilanzkreis auf die durch VSN abgesicherte Leistung zu begrenzen.

Wird, wie in Ziffer 1.1 vorgeschlagen, der Day-Ahead-Preis als alleiniges Kriterium für „Stromknappheit“ herangezogen, dann erübrigt sich eine gesonderte Feststellung. Stromknappheit ergibt sich – per Definition – aus dem von der EPEX veröffentlichten Clearingpreis des Day-Ahead-Marktes, wenn dieser die definierte Grenze erreicht.

1.3 Müssen VSN standardisiert sein?

VSN sind ein Produkt, das den Wert langfristig 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. Jeder Verkäufer von VSN, der gesicherte Leistung für einen festgelegten Zeitraum bietet, erhält hierfür den durch den Handel bestimmten einheitlichen Marktpreis.

Darüber hinaus stellen VSN immer auf die Einspeiseleistung in das öffentliche Netz ab, da die Nachfrager von VSN die aus dem öffentlichen Netz entnommene Leistung absichern. Eine Eigenerzeugungsanlage, die nicht in das öffentliche Netz einspeist, kann daher auch keine VSN ausstellen. Sie kann aber durchaus den Bedarf an VSN reduzieren.

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

- Die Nachfrageseite profitiert im VSN-Modell bereits dadurch, dass für Leistungsreduktionspotential keine VSN beschafft werden müssen,

- Die Generierung von VSN durch Leistungsreduktion reizt unter Umständen zu unnötigem Energieverbrauch an (Strom wird nur verbraucht, um ihn bei „Knappheit“ reduzieren zu können),
- Eine quasi doppelte Vergütung (Erlös aus VSN-Verkauf und keine Notwendigkeit VSN zu beschaffen) wäre nicht sachgerecht.

1.4 Welche Laufzeit sollen VSN haben?

Die Anzahl der handelbaren Produkte sollte zunächst begrenzt werden, um einen liquiden Handel zu ermöglichen. Damit Kraftwerksbetreiber auch die geplante Verfügbarkeit ihrer Kraftwerke berücksichtigen können und zum Beispiel für den Zeitraum geplanter Revisionen keine Reservekapazitäten buchen müssen, wird vorgeschlagen, dass VSN standardmäßig zunächst auf ein Quartal ausgestellt werden.

Wenn darüber hinaus ein Bedarf für VSN mit kürzerer (Monat, Woche oder Tag) oder längerer (Jahr) Fristigkeit bestehen sollte, dann wird sich hierfür ein entsprechender Markt entwickeln. Vertriebe können so das von ihnen kontrahierte Volumen an VSN an einen veränderten Bedarf anpassen. Die zeitliche Auflösung eines VSN entspricht der im Energiehandel üblichen Marktzeiteinheit, d. h. derzeit eine Stunde.

1.5 Wie gestaltet sich die Implementierung des Leistungsmarktes?

Aktuell ist gesicherte Leistung noch nicht knapp. Die Einführung des VSN-Modells ist an Bedingungen zu knüpfen, die im Detail noch zu definieren sind. Hierzu zählen insbesondere der tatsächliche Bedarf für einen Leistungsmarkt im europäischen Rahmen sowie Kriterien für einen volkswirtschaftlich optimalen Einführungszeitpunkt.

Trotzdem sollte bereits jetzt der gesetzliche Rahmen für die Einführung des VSN-Modells geschaffen werden, um den Mechanismus kurzfristig scharf schalten 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 verpflichtende Einführung von VSN. Darüber hinaus besteht weiterer Regelungsbedarf, z. B. die Einrichtung eines zentralen Registers zur VSN-Verwaltung.

2 Anbieter von VSN (Erzeuger, Speicher)

2.1 Welche Anforderungen sind an die Verkäufer von VSN zu stellen?

Anbieter von VSN sind grundsätzlich nur Erzeugungseinheiten und Speicher, unabhängig von der verwendeten Technologie und unabhängig davon, ob es sich um Bestands- oder um Neuanlagen handelt. Wesentliche Anforderung an den Anbieter von VSN ist, dass er bei Knappheit in Höhe der von ihm verkauften VSN auf dem Strommarkt bietet oder 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 Erzeugungsanlagen durch die Übertragungsnetzbetreiber als Voraussetzung für den Verkauf von VSN, analog zur heutigen technischen Präqualifikation für eine Teilnahme am Regelenergiemarkt, ist dagegen in der Regel nicht erforderlich. Um möglichem Missbrauch vorzubeugen könnte eine Bonitätsprüfung sinnvoll sein.

2.2 Können VSN auch von ausländischen Erzeugungsanlagen angeboten werden?

Ausländische Kapazitäten können sich am VSN-System beteiligen, solange der Anbieter gewährleistet, dass die dafür im Ausland bereitgestellten Kapazitäten denselben Kriterien genügen, die inländische erfüllen müssen. Erfüllungskriterium für aus dem Ausland abgedeckte VSN ist grundsätzlich der angemeldete grenzüberschreitende Fahrplan.

Da dies die Sicherung und Nominierung physischer Übertragungsrechte (PTR) voraussetzt, ist es für ausländische gesicherte Erzeugungskapazitäten weniger attraktiv VSN anzubieten als für inländische. Festzuhalten ist aber, dass eine grundsätzliche Diskriminierung ausländischer Anbieter im VSN-Modell nicht gegeben ist.

Sollten die physischen Übertragungsrechte abgeschafft und grenzüberschreitende Stromlieferungen nur noch finanziell abgewickelt werden, dann könnten ausländische Erzeugungseinheiten nur noch implizit, das heißt wie im aktuellen französischen Modell nur rechnerisch pauschal, berücksichtigt werden.

2.3 Sind Erzeugungseinheiten verpflichtet, VSN anzubieten?

Die Möglichkeit einen zusätzlichen Deckungsbeitrag zu erzielen stellt den markttypischen Anreiz für Kraftwerksbetreiber dar, ihre Kapazität auch auf dem VSN-Markt anzubieten. Für eine Verpflichtung VSN anzubieten gibt es daher keine stichhaltige Begründung. Außerdem hätte eine Verpflichtung einen erheblichen Kontroll- und Prüfungsaufwand zur Folge, der in keinem angemessenen Verhältnis zu einem sich aus einer derartigen Verpflichtung ergebenden Nutzen steht. Daher sollten die Betreiber von Erzeugungseinheiten das Recht haben, VSN anzubieten, eine Verpflichtung hierzu besteht nicht. Die Verhinderung eventuell miss-

bräuchlichen Verhaltens ist wie bei anderen Märkten Aufgabe des Bundeskartellamtes bzw. der Markttransparenzstelle.

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

Mit dem Kauf eines VSN erwirbt der Käufer das Recht, eine dem VSN entsprechende Leistung jederzeit beziehen zu können. Daher müssen Anbieter von VSN jederzeit die den verkauften VSN entsprechende Leistung bereitstellen können. Andernfalls könnte das mit dem VSN-Modell verfolgte Ziel „Versorgungssicherheit“ nicht erreicht werden. Das heißt, dass Verkäufer von VSN eine hundertprozentige Verfügbarkeit garantieren müssen. Dazu müssen sie für technische Ausfälle und Revisionen eine physikalische Reserve vorhalten, entweder in eigenen Anlagen oder über Reserveverträge in fremden Anlagen. Alternativ besteht auch die Möglichkeit VSN im Markt zurückzukaufen.

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

2.5 Wie kann sichergestellt werden, dass der Verkäufer von VSN auch tatsächlich gesicherte Leistung bereitstellt?

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

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

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

Hat der Anbieter von VSN seine Produktion zum Zeitpunkt von Stromknappheit nicht vermarktet, dann ist er verpflichtet, Strom aus seiner Erzeugungsanlage am Day-Ahead-Markt anzubieten.

Auch in einem VSN-System bilden sich die Preise im Day-Ahead-Markt weiterhin frei. Um zu vermeiden, dass ein VSN-Anbieter Erlöse aus dem Verkauf von VSN realisiert und im Knappheitsfall Strom zu einem so hohen Arbeitspreis anbietet, dass er nur in einem höchstgradig engen Markt bezuschlagt wird, sollte für Gebote, die über dem in Ziffer 1.1 für die Definition für Stromknappheit genannten Day-Ahead-Preis liegen, eine Präqualifikation vorgesehen werden, um die Verfügbarkeit des Anbieters zu gewährleisten. Gleiches sollte

auch für nachfrageseitige Flexibilitäten gelten, die oberhalb des in Ziffer 1.1 genannten Preises bieten.

Damit muss bei Knappheit jeder Anbieter von VSN Strom erzeugen können, wobei die gesamte Leistung mindestens der Höhe der verkauften VSN entspricht. Somit ist Versorgungssicherheit systemimmanent jederzeit gewährleistet.

2.6 Wird der Anbieter von VSN pönalisiert, wenn er bei Stromknappheit nicht erzeugt bzw. bietet?

Im VSN-Modell kommt der Pönale eine zentrale Bedeutung zu. Einerseits kann das Ziel „Versorgungssicherheit“ nur erreicht werden, wenn alle Verkäufer von VSN in Höhe ihrer verkauften VSN im Knappheitsfall einspeisen können. Andererseits sind die an die VSN-Verkäufer gestellten Präqualifikationsanforderungen sehr gering.

Das VSN-Modell verzichtet bewusst auf eine „Mengensteuerung“ zur Induzierung einer zusätzlichen Sicherheitsmarge, da eine derartige „Mengensteuerung“ einen starken regulatorischen Markteingriff darstellt. Deshalb muss über die Höhe der Pönale für die bei Stromknappheit vom Anlagenbetreiber nicht angebotene Leistung eine Sicherheitsmarge angereizt werden. Letztlich wird durch die Höhe der Pönale bei Nichterfüllung die Sicherheitsmarge gesteuert. Dabei gilt, dass mit steigender Pönale auch die Sicherheitsmarge steigt.

Bemessungsgrundlage für die Pönale ist die positive Differenz aus verkauften VSN in Kilowatt und tatsächlich angebotener bzw. tatsächlich eingespeister Einspeiseleistung in Kilowatt in jeder Stunde auftretender Stromknappheit.

Wahrscheinlichkeitstheoretische Überlegungen zeigen, dass eine wirksame und effektive Pönale bei einem Mehrfachen des VSN-Preises liegt. Wesentlicher Vorteil eines Vielfachen des VSN-Preises ist, dass die Sicherheitsmarge unabhängig vom VSN-Preis ist. Bei einer fixen Pönale würde die Sicherheitsmarge mit steigenden VSN-Preisen sinken.

Nachdem VSN standardmäßig eine Laufzeit von einem Quartal haben, bietet es sich an, als Grundlage für die Pönalisierung, den im Quartal des Regelverstoßes geltenden VSN-Preis heranzuziehen. Ermittelt wird dieser als Durchschnitt der Schlussnotierungen an allen Handelstagen des aktuellen Quartals.

Da regelwidriges Verhalten des VSN-Anbieters letztlich zu einem erhöhten Regelenergieaufwand beim Übertragungsnetzbetreiber führt, sollte dieser auch die Pönale erhalten. Auf diese Weise partizipiert letztlich der Endkunde über niedrigere Netzentgelte implizit von der Pönale.

Offen ist derzeit noch, wer prüft, ob die Anbieter von VSN ihren Verpflichtungen im Knappheitsfall nachgekommen sind und wer eine ggf. fällige Pönale berechnet. Denkbar wäre z.B., dass die VSN-Anbieter der Stelle, die das VSN-Register betreibt, ein Testat über die im Knappheitsfall vom VSN-Anbieter angebotene bzw. tatsächlich eingespeiste Leistung vorlegen. Der Betreiber des VSN-Registers könnte nun prüfen, ob dieser Wert der Anzahl der vom VSN-Anbieter zum gleichen Zeitpunkt im VSN-Register hinterlegten VSN entspricht.

2.7 Werden VSN Finanzinstrumente und damit ausserhalb der Energiewirtschaft überwacht?

VSN sind vertraglich garantierte Leistung von Kraftwerken. Dieser Einsatz hängt von energiewirtschaftlichen Faktoren ab. Es ist eindeutig, dass für das Anbieten von VSN, nur die vorhandene Leistung eine Rolle spielt. Die Anwendung der Finanzmarktregulierung, also dass VSN Anbieter eine Banklizenz erwerben müssten oder ein Finanzinstitut beauftragen müssten, würde in erster Linie zu regulatorischen Fehlentwicklungen führen. Die Aufsicht über die Integrität des VSN Markts hätte heute schon die BNetzA und ACER, sowie die in Kürze ihre Arbeit aufnehmende Markttransparenzstelle.

In der aktuellen Umsetzung der Finanzmarktregulierung (MiFID) definieren sich Finanzinstrumente durch den Handel an geregelten Finanzmärkten, durch Erfüllung durch Barausgleich oder dadurch, dass sie die Charakteristika von Derivaten aufweisen.

Es muss also bei der Ausgestaltung darauf geachtet werden, dass VSN nicht an Finanzmärkten gehandelt werden, eine physische Erfüllung voraussetzen und bei der Ausgestaltung klar von Derivaten abgegrenzt werden. Dies ist im aktuellen Entwurf in jedem Fall sichergestellt, so dass die Finanzmarktregulierung keine Anwendung findet.

Die Bundesregierung (Federführung BMF) plant allerdings, alle Termingeschäfte als Finanzinstrumente zu definieren und setzt sich dafür bei der aktuellen MiFID Novelle ein. Wenn sich diese Vorschläge durchsetzen würden, werden VSN in jedem Fall Finanzinstrumente. In diesem Fall müsste eine explizite Ausnahme für VSN in der Gesetzgebung eingerichtet werden.

3 Nachfrager von VSN (Vertriebe)

3.1 Wie ermitteln Vertriebe die Anzahl der von ihnen benötigten VSN?

Bilanzkreisverantwortliche sind verpflichtet, VSN in Höhe ihrer bei Stromknappheit in Anspruch genommenen Leistung zu beschaffen. Dazu müssen die Vertriebe antizipieren, wann Stromknappheit 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 Stromknappheit besteht. Die Kraftwerke verkaufen damit so viele VSN, wie die Vertriebe für den Zeitpunkt der Stromknappheit nachfragen. Damit sind Angebot und Nachfrage perfekt aufeinander abgestimmt und die Versorgungssicherheit gewährleistet.

3.2 Wie ist gewährleistet, dass die Vertriebe ausreichend VSN erwerben?

Der Pönale kommt im VSN-Modell eine zentrale Bedeutung zu, weil das Ziel „Versorgungssicherheit“ regelkonformes Verhalten erfordert. Die bereits unter Ziffer 2.6 beschriebenen Grundsätze, wenn der Anbieter von VSN seinen Verpflichtungen nicht nachkommt, sind ana-

log auf Bilanzkreisverantwortliche anzuwenden, die die Entnahme von Leistung bei Stromknappheit nicht auf die durch VSN abgesicherte Höhe reduzieren.

Pönalisiert wird die bei Stromknappheit aus dem Bilanzkreis entnommene Leistung, für die der Bilanzkreisverantwortliche keine VSN erworben hat. Bemessungsgrundlage für die Pönale ist bei Stromknappheit die Differenz aus physikalischen Einspeisungen und Entnahmen in einem Bilanzkreis. Hierzu muss vorab die physikalische Einspeisung in Höhe der verkauften VSN aus dem Bilanzkreis eliminiert werden. Pönalisiert wird die bei Stromknappheit verbleibende Ausspeise-Energiemenge, die nicht über VSN abgedeckt ist.

Die Höhe der Pönale ist analog zu Ziffer 2.6. Empfänger der Pönale ist aus den in Ziffer 2.6 genannten Gründen auch hier der Übertragungsnetzbetreiber.

Auch hier führen statistische Betrachtungen dazu, dass eine sinnvolle Pönale bei einem Mehrfachen des VSN-Preises liegt. Hintergrund ist, dass ein Vertriebsunternehmen das wahrscheinlichkeitsgewichtete Gesamtkostenminimum aus VSN-Kosten und Pönale suchen wird. Der Kauf zusätzlicher VSN senkt zunächst den Erwartungswert der Pönale stark ab. Werden weitere VSN beschafft, dann übersteigen die Kosten der zusätzlich gekauften VSN die Höhe der erwarteten Pönale. Für den Vertriebsunternehmen wird die Zahlung der Pönale attraktiver als der Kauf weiterer VSN.

Ein grundsätzliches Problem ist, dass der Day-Ahead-Preis, ab dem per Definition Stromknappheit besteht, nur sehr selten auftritt. So zeigten sich in den letzten vier Jahren nur in 128 Stunden Preise über 100 €/MWh. 250 €/MWh wurden in diesem Zeitraum überhaupt nicht überschritten.

Kann damit gerechnet werden, dass das Knappheitssignal über einen längeren Zeitraum nicht auftritt, dann stellt dies einen starken Anreiz dar, sich nicht mit ausreichend vielen VSN einzudecken. Es wird darauf spekuliert, dass Stromknappheit so selten auftritt, dass die Kosten der dann zu zahlenden Pönale niedriger sind als die Kosten, die bei regelkonformem Kauf von VSN anfallen. Die dadurch verursachte niedrige Nachfrage führt zu nachgebenden Preisen für VSN, was im Ergebnis die Funktionsfähigkeit des Leistungsmarktes gefährdet.

Verhalten sich genügend viele Marktakteure nicht regelkonform, dann könnte dies dazu führen, dass bei einem echten Knappheitsfall der nachgefragten physischen Leistung kein ausreichend großes physisches Erzeugungsangebot gegenübersteht. In der Folge müssten Letztverbraucher gegen ihren Willen abgeschaltet werden, um einen großflächigen Netzsammenbruch zu verhindern. Die Versorgungssicherheit wäre nicht mehr umfassend gewährleistet.

Eine Möglichkeit, Anreize für Marktakteure, die darauf spekulieren, dass kein Knappheitssignal auftritt, zu eliminieren, besteht in einer noch zu definierenden Kontrollmethodik. Dies könnte u. a. über das angesprochene VSN-Register erfolgen.

Eine richtig parametrisierte Pönale ist ausreichend, um im VSN-Modell hinreichend gesicherte Leistung im gesamten Marktgebiet effizient zu gewährleisten. Um möglichen Bedenken Rechnung zu tragen, dass während der Einführungsphase des VSN-Modells die festgelegte Pönale möglicherweise doch keine ausreichende Sicherheitsgarantie darstellt, könnte gesi-

cherte Erzeugungskapazität außerhalb des Marktes zusätzlich als physische Reserve vorgehalten werden, die nur auf Anforderung der Übertragungsnetzbetreiber zum Einsatz kommt. Hierfür ließe sich eine evtl. im Vorfeld eingeführte Strategische Reserve weiter nutzen. Diese wäre wieder abzuschaffen, sobald sie nachweislich nicht mehr benötigt wird.

3.3 Müssen Vertriebsprodukte zur zeitlichen Leistungseinschränkung standardisiert sein?

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

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

Für die Kontrolle der Leistungs-Bilanz bietet sich der BIKO (BIKO: Bilanzkoordinator, üblicherweise der Übertragungsnetzbetreiber) an, da dieser ohnehin im Rahmen der Bilanzkreisabrechnung die aus dem Bilanzkreis entnommene Leistung ermittelt.

Dazu meldet der BKV eine „VSN-Zeitreihe“ an den BIKO. Damit verfügt dieser über alle Informationen um im Rahmen der Bilanzkreisabrechnung zu überprüfen, ob bei Stromknappheit die Summe der von Letztverbrauchern entnommenen Leistung durch VSN gedeckt war.

Für jeden der heute bestehenden Bilanzkreise beschafft der jeweilige Bilanzkreisverantwortliche VSN. Bei Stromknappheit sind die Bilanzkreise eines jeden BKV in allen vier deutschen Regelzonen in Summe zu betrachten. Hier besteht die Möglichkeit, ex post VSN regelzonenübergreifend zu handeln und zwischen den Bilanzkreisen umzuverteilen. Letzteres kann z. B. monatlich im Rahmen der MaBIS-Prozesse (MaBIS = Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom) erfolgen.

Der BKV verhält sich regelkonform, wenn bei Stromknappheit die Letztverbraucher dem Bilanzkreis nicht mehr Leistung entnehmen als diesem VSN zugeordnet sind.

3.5 Was muss der BKV bei Stromknappheit veranlassen?

Besteht Stromknappheit, dann ist der BKV nur noch berechtigt, die Leistung aus seinem Bilanzkreis zu entnehmen, für die er VSN vorhält. 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.

3.6 Wie erfolgt die freiwillig vertraglich vereinbarte Leistungsreduktion beim Kunden?

Oberster Grundsatz ist, dass im VSN-Modell kein Letztverbraucher gegen seinen Willen abgeschaltet oder hinsichtlich seiner beanspruchten Leistung begrenzt wird. Die Inanspruchnahme von Leistung durch vollversorgte Kunden wird auch bei Stromknappheit 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 vom Lieferanten bzw. vom Bilanzkreisverantwortlichen 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 Vertrieb getroffenen Vereinbarung – seine Leistung auf Anforderung nicht reduziert, dann wird dies über das bilaterale Verhältnis zwischen Vertrieb und Kunde geregelt.

Einer der wesentlichen Vorteile des vorgeschlagenen VSN-Modells ist, dass es den Vertrieben ermöglicht, neue Produkte anzubieten, die das bei den Letztverbrauchern vorhandene Flexibilitätspotential heben und damit einen hohen volkswirtschaftlichen Nutzen versprechen.

Im Rahmen des VSN-Modells 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.

4 VSN-Preisbildung

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

Der Preis für VSN bildet sich an der Börse gemäß den dort veröffentlichten Regularien. Damit ist maximale Transparenz und Kontrolle gewährleistet. Neben dem Handel an der Börse, können VSN auch OTC gehandelt werden. Die Verhinderung eventuell missbräuchlichen Verhaltens ist wie auf anderen Märkten Aufgabe des Bundeskartellamtes bzw. der Markttransparenzstelle.

4.2 Wird sich ein Terminmarktpreis für VSN bilden, der den Investoren ausreichend Sicherheit für ihre langfristigen Investitionen in Erzeugungskapazitäten bietet?

Die BKV sind verpflichtet, VSN in Höhe ihrer Last bei Stromknappheit zu beschaffen. Damit ist die Nachfrage an gesicherter Leistung langfristig gegeben und berechenbar. Der Kraftwerksinvestor kann daher davon ausgehen, dass sein Produkt „gesicherte Leistung“ auch

langfristig nachgefragt wird, solange es nicht zu anderweitigen, politisch geförderten Marktveränderungen kommt. Das Risiko eines wegbrechenden Marktes durch Einbruch der Nachfrage, wie in anderen Branchen häufig beobachtbar, ist als geringer einzuschätzen. Das Risiko, dass Dritte das Produkt „VSN“ später ggf. günstiger anbieten können (z. B. aufgrund techn. Fortschritts oder besserem Kostenmanagement) ist wesentliches Merkmal jedes wettbewerblich organisierten Marktes und führt zu kosteneffizienten Ergebnissen.

5 Auswirkungen auf das derzeitige Marktdesign und den Erzeugungspark

5.1 Welche Auswirkungen hat das Modell auf Bestandsanlagen?

Solange nur ein Finanzierungsdefizit der Bestandsanlagen und keine generellen Überkapazitäten bestehen, ist der Verbleib der Bestandsanlagen im Markt sichergestellt. Existieren Überkapazitäten, dann werden diese infolge niedriger Preise im VSN-Modell abgebaut. In Verbindung mit der Gleichbehandlung von Neu- und Bestandsanlagen führt dies im Ergebnis zu einer sehr kosteneffizienten Vorhaltung an gesicherter Leistung. Im Gegensatz zu Modellen wie dem fokussierten Kapazitätsmarkt müssen bestehende kostengünstige Erzeugungskapazitäten nicht durch teure Neuinvestitionen ersetzt werden.

5.2 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 Flexibilitätspotential der Letztverbraucher zu heben.

5.3 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 Erzeugungseinheit zum Erfüllungszeitpunkt nicht mehr in Betrieb ist. Da der Verkäufer eines VSN als Gegenleistung für den erhaltenen Verkaufserlös das Versprechen abgibt, bei Stromknappheit Leistung physisch anzubieten bzw. einzuspeisen, muss er bei Stilllegungen „Ersatz“ beschaffen, z. B. durch den Rückkauf von VSN am Leistungsmarkt. Grundsätzlich gilt: Einmal ausgegebene, d. h. verkaufte, VSN können nicht mehr zurückgezogen werden.

5.4 Entstehen in dem Modell Windfall-Profits und wie wird mit diesen umgegangen?

Alle Kraftwerke, die das Produkt „gesicherte Leistung“ in gleicher Qualität anbieten, erhalten für dieses Produkt den Marktpreis. Es gilt der Grundsatz: „Gleiche Produkte erhalten die gleiche Entlohnung“. Auch das Einkommen der bisherigen, in Grundlast betriebenen Kraftwerke

aus dem EOM geht mit zunehmendem EE-Ausbau zurück, so auch dass deren Verbleib im Markt zunehmend von einem zweiten Einkommen aus dem Leistungsmarkt abhängt.

Wesentlicher Schwachpunkt einer Technologiediskriminierung wäre neben dem erheblichen Regulierungsaufwand, dass diese zu höheren volkswirtschaftlichen Kosten führen würde. Denn dürften nur neue Erzeugungsanlagen mit hohen Gesamtkosten ein zusätzliches Einkommen aus dem Leistungsmarkt erzielen, dann würden günstigere Bestandsanlagen zu hohen volkswirtschaftlichen Kosten verdrängt. Der Verzicht auf eine Differenzierung der Anlagen ist effizient.

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

Zu unterscheiden ist Regelleistung und gesicherte Leistung. Die Bereitstellung von Flexibilität ist in erster Linie Aufgabe des bereits heute existierenden Regelenergiemarktes, des Spotmarktes und des Intraday-Marktes. Dagegen soll der Leistungsmarkt durch die VSN sicherstellen, dass genug gesicherte Erzeugungskapazität vorgehalten wird.

Derzeit gibt es keine Indizien dafür, dass der Regelenergie- oder Spotmarkt den steigenden Anforderungen an Flexibilität nicht gerecht würde. Gäbe es diese, dann wären Justierungen des Regelenergiemarktes notwendig bzw. die Einführung eines zusätzlichen Instruments zur Sicherstellung der benötigten Flexibilität.

7 Marktrollen & Auswirkung auf den EU-Energiebinnenmarkt

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

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

7.2 Wie ist mit Importen und Exporten umzugehen?

Der Außenhandel mit Strom ist vom inländischen Kapazitätsmarkt 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.

7.3 Verstößt das Modell 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 Versorgungssicherheitsnachweisen 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.

Ansprechpartner:

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

Mario Meinecke
Geschäftsbereich Strategie und Politik
Telefon: +49 30 300199-1066
mario.meinecke@bdew.de