



Ein Beitrag zur Ausgestaltung eines Fangnetzes zur nachhaltigen Gewährleistung der Versorgungssicherheit

Im Auftrag von TenneT TSO GmbH

02.12.2014



Ein Beitrag zur Ausgestaltung eines Fangnetzes zur nachhaltigen Gewährleistung der Versorgungssicherheit

02.12.2014

Das Copyright für die veröffentlichten vom Autor selbst erstellten Objekte sowie Inhalte der Folien bleiben allein dem Autor vorbehalten.

Eine Vervielfältigung, Verwendung oder Änderung solcher Grafiken, Tondokumente, Videosequenzen und Texte in anderen elektronischen oder gedruckten Publikationen ist ohne ausdrückliche schriftlicher Zustimmung des Autors nicht gestattet. Weiter gelten bei Unstimmigkeiten mit der elektronischen Version die Inhalte des Original ausgedruckten Foliensatzes der E-Bridge Consulting GmbH.

E-Bridge Consulting GmbH lehnt jede Verantwortung für jeden direkten, indirekten, konsequenten bzw. zufälligen Schaden, der durch die nicht autorisierte Nutzung der Inhalte und Daten bzw. dem Unvermögen in der Nutzung der Information und Daten, die Bestandteil dieses Dokumentes sind, entstanden sind, ab. Die Inhalte dieses Dokumentes dürfen nur an Dritte in der vollständigen Form, mit dem Copyright versehen, der Untersagung von Änderungen sowie dem Disclaimer der E-Bridge Consulting GmbH weitergegeben werden.

E-Bridge Consulting GmbH, Bonn, Germany. Alle Rechte vorbehalten.

INHALTSVERZEICHNIS

Management-Summary

1	Rolle und Aufgabe des Fangnetzes	4
1.1	Begriffsdefinition Versorgungs- und Systemsicherheit	4
1.2	Das Zusammenspiel von Versorgungssicherheit und Systemsicherheit - der jederzeitige Ausgleich von Angebot und Nachfrage	5
1.3	Einführungsgrundlage für das Fangnetz	7
2	Abruf und Aktivierung des Fangnetzes	9
2.1	Einordnung in § 13 (1) und § 13 (2) - Maßnahmen	9
2.2	Mögliche Abrufindikatoren und Ampelinformationssysteme	11
3	Technische Anforderungen an das Fangnetz	14
3.1	Teilnahmeberechtigung	14
3.2	Zuverlässigkeit und Erbringungszeitraum der Fangnetzkapazität	15
3.3	Vorwärmzeit und Leistungsänderungsgeschwindigkeit	15
3.4	Minimale und maximale Gebotsgröße	16
3.5	Zwischenfazit	16
4	Beschaffung von Fangnetzkapazitäten	18
4.1	Wer beschafft Fangnetzkapazität?	18
4.2	Beschaffungsverfahren	18
4.3	Länge der Vertragsdauer und Ausschreibungsfrequenz	19
4.4	Marktteilnahme	20
4.5	Höhe der Fangnetzkapazität	20
4.6	Kosten des Fangnetzes	21
4.7	Zwischenfazit	23
5	Bepreisung des Fangnetzes	25
5.1	Bestimmung des Fangnetzaktivierungspreises	25
5.2	Umgang der ÜNB mit Mehr- und Mindereinnahmen	28
5.3	Zwischenfazit	28
6	Abgrenzung des Fangnetzes	30
6.1	Abgrenzung gegenüber Kapazitätsmärkten und strategischer Reserve	30
6.2	Abgrenzung gegenüber der Systemreserve	32
7	Einführung und Umsetzung	34
7.1	Einführungszeitpunkt für das Fangnetz	34
7.2	Anpassung des heutigen Ordnungsrahmens	36
8	Exkurs: Das risikobasierte Fangnetz	37
8.1	Die Notwendigkeit eines wirksamen Risikomanagements	37
8.2	Eckpfeiler des risikobasierten Fangnetzes	40

8.3	Ordnungspolitische Einordnung des risikobasierten Fangnetzes	42
8.4	Gesetzliche Verankerung des risikobasierten Fangnetzes	43
ANHANG		44
A.	Implementierung des Fangnetzes im europäischen Kontext	45
B.	Auswirkungen ausländischer Kapazitätsmärkte	46
C.	Definition Versorgungs- und Systemsicherheit	47
D.	Glossar	49
E.	Abkürzungsverzeichnis	51
F.	Abbildungsverzeichnis	52
G.	Tabellenverzeichnis	53

MANAGEMENT SUMMARY

Bereits in den Jahren 2012/13 hat E-Bridge Consulting (E-Bridge) im Auftrag der TenneT TSO BV ein White Paper über die „Herausforderungen an den Strommarkt und Leitplanken für die weitere Ausgestaltung des Marktdesigns“¹ erstellt. Die Ergebnisse wurden am 21.10.2013 veröffentlicht und darauf folgend mit Ministerien, Regulierungsbehörden, Marktparteien, Verbänden und sonstigen Interessensgruppen diskutiert. Im „White Paper“ hat E-Bridge zusammen mit Prof. Wolak von der Stanford University und UMS Group die grundsätzliche Funktionsfähigkeit des Energy-Only Marktes (EoM) konstatiert. Um den zukünftigen Herausforderungen des EoM nachhaltig gerecht zu werden, wurden insgesamt fünf Maßnahmenpakete, sogenannte Eckpfeiler, identifiziert. Sie sollen die Funktionsfähigkeit des EoM sicherstellen (Abbildung 1).

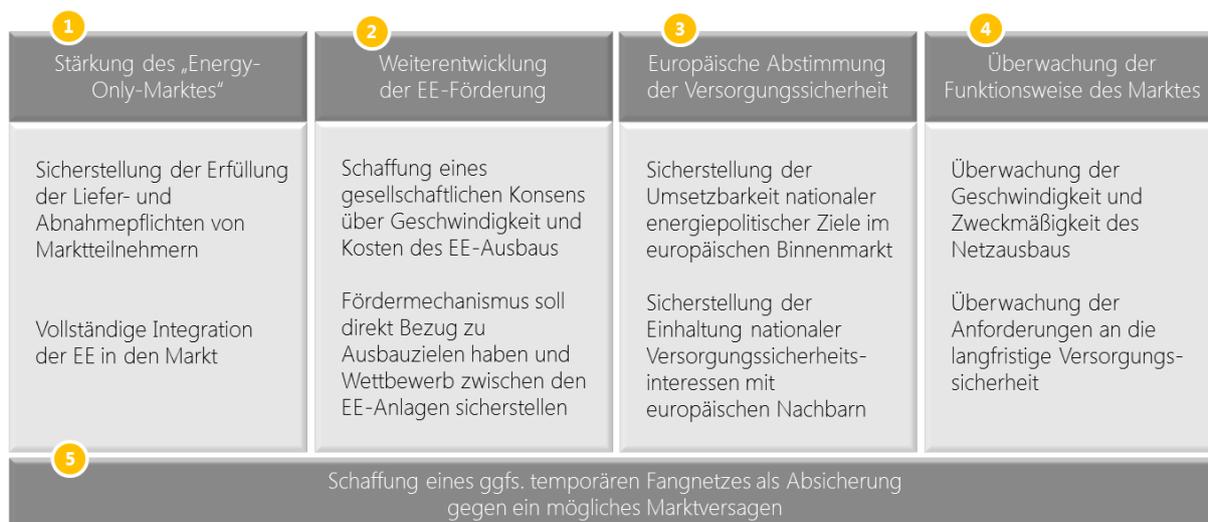


Abbildung 1: Eckpfeiler für ein nachhaltiges Marktdesign

Die ersten vier Eckpfeiler des zukünftigen Marktdesigns sind für ein Funktionieren des EoM und zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit obligatorisch. Der fünfte Eckpfeiler, das Fangnetz, stellt eine optionale und gegebenenfalls temporäre Absicherungsmaßnahme dar, um das Umsetzungsrisiko während der Energiewende zu reduzieren. Das vorgeschlagene Fangnetz ist ein „physisches Fangnetz“, welches zur Vermeidung des kontrollierten Lastabwurfs als letztes Mittel der Systemstabilisierung dient. Optional kann dieses auch um ein „risikobasiertes Fangnetz“ ergänzt werden, welches die finanzielle Sicherheit der Marktteilnehmer – und hier insbesondere der Lieferanten – stärken kann. Es ist hervorzuheben, dass das Fangnetz keine Alternative für die übrigen vier Eckpfeiler darstellt.

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) hat im November 2014 ein Grünbuch zur Entwicklung des Marktdesign in Deutschland veröffentlicht. Die im Grünbuch beschriebenen Vorschläge zur Weiterentwicklung des Marktdesigns decken sich weitgehend mit den oben beschriebenen Eckpfeilern. In Anlehnung an das physische Fangnetz schlägt das BMWi die Einführung einer Kapazitätsreserve vor.

¹ E-Bridge/UMS Group/Wolak: „White Paper zu einem nachhaltigen Strommarktdesign“, Bonn, 21.10.2013 (<http://www.e-bridge.de>)

Die vorliegende Studie dient primär der Diskussion von Optionen zur Ausgestaltung und Implementierung des physischen Fangnetzes beziehungsweise der Kapazitätsreserve. Möglichkeiten der Ausgestaltung eines risikobasierten Fangnetzes liegen nicht im Fokus dieses Berichtes und werden lediglich skizzenhaft als Exkurs am Ende der Ausarbeitung beschrieben.

Das physische Fangnetz dient zur Absicherung der physischen Versorgung der Stromabnehmer. Es dient als zusätzliche Leistungsreserve für den Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) zur Gewährleistung der Systemsicherheit im Echtzeit-Betrieb. Es soll vermeiden, dass Last abgeworfen werden muss, wenn die verfügbare Regelreserve bereits ausgeschöpft ist, die Leistungsungleichgewichte im System aber noch nicht vollständig kompensiert sind. Bedingt durch den Übergang zu einer weitgehend auf Erneuerbare-Energien-Anlagen (EE-Anlagen) basierenden Energieversorgung und den damit einhergehenden signifikanten technischen und marktwirtschaftlichen Änderungen ist das Risiko unzureichender Regelreserve gerade in der Übergangszeit besonders hoch. Das physische Fangnetz ist damit primär ein temporäres Instrument, das reduziert und abgebaut werden kann, sobald ausreichend Erfahrung mit dem neuen Markt vorliegt und entsprechendes Vertrauen aufgebaut wurde.

Eingesetzt wird das Fangnetz vor der sogenannten § 13(2)-Maßnahme. Die im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) festgelegten Maßnahmen sind die letzte Möglichkeit eines Übertragungsnetzbetreibers, einen unkontrollierten Systemzusammenbruch zu vermeiden. § 13(2)-Maßnahmen beinhalten insbesondere einen kontrollierten Lastabwurf, den sogenannten „Brown Out“. Es besteht aus Erzeugungs-, Last- und Speicherkapazitäten, die während der Kontrahierungsdauer als Fangnetzkapazität nicht am Energiemarkt teilnehmen dürfen. Die Kontrahierung der Fangnetzkapazität erfolgt über die ÜNB im Rahmen eines transparenten und marktbasierenden Beschaffungsverfahrens. Die Wahl des Beschaffungsverfahrens richtet sich dabei nach dem Detailgrad der technischen Anforderungen. Werden die Anforderungen so genau definiert, dass die angebotenen Fangnetzkapazitäten ein einheitliches Produkt darstellen, ist eine Auktionierung möglich. Andernfalls, wenn der ÜNB eine Abwägung unterschiedlicher Fangnetzkapazitäten vornehmen muss, ist ein Auswahlverfahren sinnvoll. Teilnehmen dürfen alle Erzeugungs- oder Verbrauchsanlagen, die die technischen Mindestvoraussetzungen erfüllen.

Die Bestimmung der Höhe der benötigten Fangnetzkapazität muss durch die ÜNB in enger Abstimmung mit den Marktteilnehmern, der Politik und der Bundesnetzagentur erfolgen. Auslegungsrelevant ist das Risiko, dass die bestehende Regelreserve nicht ausreicht, die Leistungsbilanz – unter Berücksichtigung der Flexibilität der Last – auszugleichen. In einem ersten Schritt sollen maximal die Hälfte der notwendigen Sekundärregelleistung und Minutenreserve, das heißt rund 2.200 MW, als Fangnetzkapazität beschafft werden. Die Vorbereitungen zum Aufbau des Fangnetzes sollten bereits heute mit dem Ziel beginnen, bis 2022 die vollständige Fangnetzkapazität aufgebaut zu haben.

Eine angemessene regionale Verteilung der Fangnetzkapazitäten trägt zu einer Minimierung des Risikos von Netzbeschränkungen im Falle eines Abrufs bei. Ausländische Anlagen können nicht zur Fangnetzkapazität beitragen, es sei denn, dass sichergestellt werden kann, dass a) ausreichend grenzüberschreitende Transportkapazitäten vorhanden sind, um die Fangnetzkapazität im Fall des Abrufs in den deutschen Regelblock sicher zu transportieren und b) ein Export aus dem Ausland auch für den Fall garantiert wird, dass die Erzeugungskapazität nicht ausreicht und die dortige Last abgeschaltet werden muss.

Bei Abruf des Fangnetzes wird der Ausgleichsenergiepreis auf den Fangnetzaktivierungspreis angehoben. Dabei orientiert sich der Fangnetzaktivierungspreis an den Kosten des Lastabwurfes (Value of lost load, VoLL), der pauschal auf 15.000 €/MWh festgelegt wird. Durch diese Bepreisung trägt das Fangnetz zur Sicherstellung der richtigen „Bewertung“ von elektrischer Energie über alle Handelszeiträume hinweg bei und generiert die notwendigen Anreize zur Absicherung im EoM. Das Fangnetz greift damit lediglich absichernd in die Funktionsweise des EoM ein und überlässt es den Marktparteien, die effektivsten Maßnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit zu ergreifen und ihren vertraglichen Verpflichtungen gegenüber den Kunden nachzukommen oder den eigenen Verbrauch abzusichern.

Kapazitätsmechanismen wirken im Zeitbereich des Energiemarktes, das heißt mehr oder weniger lang vor Echtzeit. Sie greifen damit grundsätzlich – mehr oder weniger stark – in die Funktionsweise des EoM ein. Das Fangnetz dagegen kommt erst im Zeitbereich der Systemführung, das heißt in Echtzeit, zum Einsatz. Die Ausgestaltung des Fangnetzes sorgt dafür, dass wichtige Preissignale an die Marktparteien und in den Energiemarkt gesendet werden, um bereits dort die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Damit unterstützt das Fangnetz flankierend den EoM.

Die geschätzten Kosten für die Vorhaltung von 2.200 MW betragen knapp 90 Mio. Euro pro Jahr. Diese Kostenschätzung basiert auf Neuanlagen, die ausschließlich für den Zweck des Fangnetzes errichtet werden und Fangnetzkapazität während ihrer gesamten Abschreibungsdauer zur Verfügung stellen. Die tatsächlichen Kosten des Fangnetzes hängen unter anderem auch davon ab, ob Bestandsanlagen zur Bereitstellung von Fangnetzkapazitäten akquiriert werden können und für welche Dauer Fangnetzkapazitäten beschafft werden. Um die Gesamtkosten für das Fangnetz gering zu halten und gleichzeitig eine Beeinflussung der Energie- und Regenergiemärkte möglichst zu vermeiden, wird eine Vertragsdauer für Fangnetzkapazität von 1-5 Jahren empfohlen. Kosten und Einnahmen aus dem Fangnetz werden durch den ÜNB mit Netzentgelten verrechnet.

Die heutige Netzreserve kann zur Bereitstellung der Fangnetzkapazität dienen und damit die Kosten der Bereitstellung weiter senken. Die Netzreserve kann allerdings nur in dem Maß als Fangnetzkapazität dienen, in dem eine zeitgleiche Inanspruchnahme zur Behebung von Netzengpässen weitgehend ausgeschlossen werden kann.

In der Studie werden eine Reihe von Optionen der Ausgestaltung der technischen Anforderungen, Beschaffung, Abruf und Bepreisung des Fangnetzes entwickelt und zur Diskussion gestellt. Ziel ist es dabei, einen Beitrag zur Ausgestaltung des Fangnetzes, beziehungsweise zu der im Grünbuch des BMWi erwähnten Kapazitätsreserve zu liefern. Die letztendliche Ausgestaltung resultiert aus der Abwägung zwischen möglichst niedrigen Kosten für die Bereitstellung des Fangnetzes und einer möglichst geringen Beeinflussung der Energie- und Regenergiemärkte. Sie sollte gemeinsam mit Ministerien, Regulierungsbehörden, Marktparteien und anderen Interessensvertretern abgestimmt und vereinbart werden.

Die Einführung eines Fangnetzes ist nicht unerlässlich, wirkt aber stabilisierend, um die Versorgungssicherheit gerade in der Übergangszeit, wenn die Flexibilität der Nachfrage eingeschränkt und das Marktverhalten noch weitgehend unbekannt und unerprobt ist, sicherzustellen und damit eine erfolgreiche Energiewende zu unterstützen. Dabei wird vorausgesetzt, dass die übrigen zur Stärkung des EoM notwendigen Maßnahmen parallel realisiert werden.

1 Rolle und Aufgabe des Fangnetzes

In Deutschland ist die Versorgungssicherheit zusammen mit der Wirtschaftlichkeit und der Umweltverträglichkeit der Energieversorgung eines der zentralen energiepolitischen Ziele. Dieses sogenannte Zieldreieck der Energiepolitik wird in § 1 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) definiert: *„Zweck des Gesetzes ist eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas, die zunehmend auf erneuerbaren Energien beruht.“* Seit dem Kernenergieausstiegsbeschluss von 2011 wird das Thema Versorgungssicherheit intensiv, aber auch kontrovers diskutiert. Für den Begriff Versorgungssicherheit scheint es dabei unterschiedliche Auffassungen zu geben, was dieser beinhaltet und wer dafür zuständig ist. Im Zusammenhang mit der Versorgungssicherheit wird oft der Begriff Systemsicherheit verwendet.

Nachfolgend werden die Begriffe Versorgungs- und Systemsicherheit definiert und diskutiert, wer für die Versorgungssicherheit und wer für die Systemsicherheit verantwortlich ist. Anschließend wird erläutert, welchen Beitrag das Fangnetz zur Gewährleistung der Versorgungs- und Systemsicherheit leisten kann, wie es ausgestaltet und wann es eingeführt werden sollte.

1.1 Begriffsdefinition Versorgungs- und Systemsicherheit

In dieser Studie wird Versorgungssicherheit in Anlehnung an verschiedene in Anhang C gelistete Ausführungen als ein umfassender Begriff, der die Situation aus Sicht des Endkunden widerspiegelt, definiert:

Versorgungssicherheit bedeutet die Sicherstellung einer ausreichenden Versorgung mit elektrischer Energie. Versorgungssicherheit ist gegeben, wenn die Verbraucher jederzeit ihren Bedarf an elektrischer Energie mit der erforderlichen Qualität im gesamten Stromnetz decken können. Die Versorgungssicherheit umfasst alle Stufen der Wertschöpfungskette der Elektrizitätsversorgung von der Bereitstellung von Primärenergieträgern, über die Erzeugung oder Beschaffung von elektrischer Energie, den Transport und die Verteilung über Netze und Anlagen bis zum Handel, Vertrieb und Verbrauch von Strom.

Zusätzlich soll die Energie zu angemessenen Preisen bereitgestellt werden. Energiepreise sind angemessen, wenn sie die Marktsituation, das heißt die Kosten der Versorgung, auch in Zeiten von Knappheit und Überschuss, unverzerrt widerspiegeln.

Auf der Großhandelsmarktebene reflektieren Preise eine Knappheit des Angebotes (im Sinne der Sicherstellung des Angebotes an elektrischer Energie) bereits mehrere Jahre im Voraus. Kurzfristige Knappheit zeigt sich in starken Preisausschlägen auf dem Spotmarkt. Die am Großhandelsmarkt agierenden Marktparteien (Händler, Vertriebe, Lieferanten, Erzeuger, Großverbraucher) können damit sowohl längerfristig als auch kurzfristig auf eine mögliche Gefährdung der Versorgungssicherheit entsprechend reagieren. Dies umfasst alle erdenklichen Optionen sowohl auf der Angebots- als auch auf der Nachfrageseite: Steigerung des Angebotes durch Flexibilisierung, Ertüchtigung oder Zubau von Erzeugungsanlagen, Beschaffung von Strom im Ausland einschließlich der Kopplung von Märkten, Nutzung von Speicherpotenzialen, Lastflexibilisierung und -verschiebung, etc.

Um das Potenzial der Lastflexibilisierung und -verschiebung größtmöglich ausschöpfen zu können ist es zwingend erforderlich, dass sich Knappheit auch in angemessenen – also Knappheit

reflektierenden – Preisen für Endverbraucher widerspiegeln muss: Anhand entsprechender Preissignale können sich Verbraucher in Knappheitssituationen dafür entscheiden, keinen beziehungsweise weniger Strom zu verbrauchen. Dieses Verhalten zeigen bereits heute industrielle Großverbraucher, die zum Teil ihren Strombedarf entsprechend dem Großhandelspreisniveau anpassen.

Damit wird die Versorgungssicherheit in dem Sinne, dass jederzeit ausreichend gesicherte Erzeugungskapazitäten für die Stromerzeugung zur Verfügung stehen, über den funktionierenden EoM gewährleistet. Eine besondere Rolle kommt dabei den Lieferanten zu, die für die vertraglich vereinbarte jederzeitige Deckung ihrer Nachfrage mit ausreichend elektrischer Energie zuständig sind.

Die Netzbetreiber tragen durch die Sicherstellung einer ausreichenden Kapazität ihrer Netze jederzeit zur Versorgungssicherheit bei. Zeitlich betrachtet kündigt sich eine Gefährdung der Versorgungssicherheit für die Netzbetreiber eher kurzfristig und oftmals erst in Echtzeit an. Es gibt jedoch auch zahlreiche Ereignisse, die gut vorhersehbar sind, wie zum Beispiel eine hohe EE-Einspeisung in Kombination mit einer niedrigen Last an Feiertagen als auch langfristige Ausfälle und Stilllegungen von Erzeugungsanlagen. Um jederzeit die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, stehen den Netzbetreibern verschiedene Systemsicherheitsmaßnahmen zur Verfügung.

Übertragungsnetzbetreiber tragen durch die Gewährleistung der Systemsicherheit zur Versorgungssicherheit bei. In dieser Studie wird der Begriff der Systemsicherheit wie folgt definiert:

Systemsicherheit umfasst den sicheren und zuverlässigen Betrieb des Elektrizitätsversorgungssystems in einer Regelzone, der durch den jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber unter Einsatz von Systemsicherheitsmaßnahmen gemäß §13 EnWG zu gewährleisten ist. Durch die Verantwortung der Systemsicherheit tragen die Übertragungsnetzbetreiber zur allgemeinen Versorgungssicherheit bei.

Auf die einzelnen Maßnahmen, die den Übertragungsnetzbetreibern zur Gewährleistung der Systemsicherheit zur Verfügung stehen, wird in Kapitel 2 näher eingegangen.

1.2 Das Zusammenspiel von Versorgungssicherheit und Systemsicherheit - der jederzeitige Ausgleich von Angebot und Nachfrage

Nachfolgend wird das Zusammenspiel von Versorgungssicherheit und Systemsicherheit näher betrachtet. Dafür ist es erforderlich, sowohl auf die Pflichten der Lieferanten² (Deckung der Nachfrage und damit Beitrag zur Versorgungssicherheit) als auch auf die Pflichten des ÜNB (Gewährleistung der Systemsicherheit und damit Beitrag zur Versorgungssicherheit) näher einzugehen.

Die Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) regelt die Bedingungen für Einspeisungen von elektrischer Energie in Elektrizitätsversorgungsnetze und die damit verbundene zeitgleiche Entnahme von elektrischer Energie an räumlich davon entfernt liegenden Entnahmestellen. § 20 (1a) EnWG legt fest, dass ein Ausgleich zwischen Einspeisung und Entnahme durch die

² Großverbraucher, die sich selbst mit Strom eindecken, nehmen dabei beide Rollen ein, sowohl die des Lieferanten als auch die des Endverbrauchers.

Letztverbraucher und Lieferanten über einen Bilanzkreis stattfindet. Schließen Letztverbraucher oder Lieferanten einen Bilanzkreisvertrag mit dem ÜNB ab, übernehmen sie die Rolle des Bilanzkreisverantwortlichen (BKV). Die Rolle und Pflichten des BKV und des ÜNB sind in Tabelle 1 in einer Übersicht gegenübergestellt.

Rolle und Pflichten der BKV	Rolle und Pflichten der ÜNB
<ul style="list-style-type: none"> ■ Ist für eine ausgeglichene Bilanz zwischen Einspeisungen und Entnahmen in seinem Bilanzkreis in jeder Viertelstunde verantwortlich und übernimmt die wirtschaftliche Verantwortung für Abweichungen zwischen Einspeisungen und Entnahmen seines Bilanzkreises.³ ■ Ist verpflichtet durch zumutbare Maßnahmen, insbesondere durch entsprechende Sorgfalt bei der Erstellung der Prognosen, die Bilanzabweichungen möglichst gering zu halten.⁴ ■ Darf nicht Ausgleichsenergie zur Lastdeckung in Anspruch nehmen, außer es handelt sich um nicht prognostizierbare Abweichungen.⁵ 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Kommt seiner Systemverantwortung nach, indem er Regelenergie beschafft und zum Ausgleich von Leistungsungleichgewichten (die Summe der Bilanzkreisabweichungen) in der jeweiligen Regelzone einsetzt.⁶ ■ Die Kosten bzw. Erlöse der ÜNB aus dem Bezug bzw. der Abgabe von Sekundärregelarbeit und Minutenreservearbeit⁷ für jede Viertelstunde werden auf den gesamten Regelenergiebedarf der ÜNB umgelegt (reBAP). ■ Für jeden BKV ermittelt der ÜNB die Bilanzabweichung je Viertelstunde, die mit dem ermittelten reBAP multipliziert wird und rechnet den Betrag gegenüber dem BKV ab.

Tabelle 1: Rolle und Pflichten des BKV und des ÜNB

Man erkennt aus der Gegenüberstellung von Rollen und Pflichten der BKV und ÜNB die jeweiligen Beiträge zur Versorgungssicherheit. Die BKV sind für die Bilanzierung ihrer Einspeisungen und Entnahmen grundsätzlich verantwortlich. Sie müssen Einspeisung und Entnahmen prognostizieren und alle zumutbaren Maßnahmen durchführen, ihre Bilanzen auszugleichen. Bei einer erkennbaren Unterdeckung der Last darf der BKV die Ausgleichsenergie des ÜNB nicht zur Lastdeckung verwenden. Vielmehr muss er durch Beschaffung zusätzlicher Erzeugung oder Reduktion seiner Nachfrage eine ausgeglichene Bilanz sicherstellen.

Der Systembetrieb ist für den Ausgleich der verbleibenden kumulierten Leistungsungleichgewichte verantwortlich. Die Einsatzkosten für den Ausgleich der Bilanzabweichungen werden von den BKV getragen. Die Kosten für die Leistungsvorhaltung werden derzeit sozialisiert. Damit ist eine verursachergerechte Zuordnung der Regelenergiekosten auf die BKV nur bedingt sichergestellt.

³ § 4 (2) StromNZV

⁴ § 5.2. Standardbilanzkreisvertrag, Festlegung BK6-06-013, 2011 (www.bundesnetzagentur.de)

⁵ § 5.2. Standardbilanzkreisvertrag

⁶ § 4.1. Standardbilanzkreisvertrag

⁷ Die Kosten der Leistungsvorhaltung aus Primärregelleistung, Sekundärregelleistung und Minutenreserveleistung werden über die Netzentgelte verrechnet.

1.3 Einführungsgrundlage für das Fangnetz

■ Physisches Fangnetz

Durch die bevorstehende Entwicklung der Energiewende ist möglicherweise ein wachsendes Risiko einer sinkenden Systemsicherheit und damit einhergehend eines höheren Risikos von ungewollten Lastabschaltungen zu befürchten. Grund dafür ist, dass die Wahrscheinlichkeit zunimmt, dass die verfügbare Regelreserve nicht ausreichend ist, um ein wachsendes Leistungsungleichgewicht zu kompensieren.

Das zu erwartende maximale Leistungsungleichgewicht hängt unter anderem von der Höhe der Ungleichgewichte der Bilanzkreise ab. Mit anderen Worten, je geringer die Qualität der Last- und Erzeugungsprognosen der BKV zum Zeitpunkt der Abgabe ihrer letzten Fahrplanänderungen – beziehungsweise je geringer die Flexibilität der BKV, auf ein Erzeugungsdefizit durch Reduktion der Nachfrage zu reagieren – ist, desto höher sind die verbleibenden Leistungsungleichgewichte im System, die durch den ÜNB ausregelt werden müssen.

Die heutige Ausgestaltung des Ausgleichsenergiepreismechanismus (AEP-Mechanismus) fördert nicht eine hohe Bilanzierungsgüte der BKV. Zum einen spiegeln die Kosten für die Inanspruchnahme der Ausgleichsenergie nicht die Kosten wider, die zur Ausregelung von Bilanzabweichungen durch den BKV erforderlich wären. Dies fördert die Versuchung, einen Teil der Last durch Ausgleichsenergie decken zu lassen – zumindest im Falle sehr seltener Erzeugungsdefizite. Zum anderen wird im Falle von kontrolliertem Lastabwurf nach technischen Kriterien entschieden. Die Auswahl der abzuschaltenden Lasten hängt nicht vom Status der Bilanzierung ab. Dadurch kann ein BKV das Risiko einer physikalischen Lastabschaltung nicht direkt durch die Bilanzierung seines Bilanzkreises beeinflussen. Eine Abschaltung von Lasten in Abhängigkeit des Bilanzungleichgewichtes ist heute und mittelfristig nicht oder nur bedingt umsetzbar⁸.

Es ist durchaus denkbar, dass eine Anhebung des Ausgleichsenergiepreises (AEP) auf Werte, die den Kosten einer Lastabschaltung entsprechen, zumindest die wirtschaftlichen Folgen einer Lastabschaltung abbilden und damit Anreize für eine erhöhte Bilanzierungsgüte setzen können. Die BKV würden sich dann auf freiwilliger Basis eigene Ab- bzw. Versicherungslösungen suchen, um die hohen Kosten einer Unterdeckung abzusichern. Das wiederum hat einen positiven (ökonomischen) Effekt auf die Bereitstellung von Erzeugungskapazitäten. Eine Anpassung des AEP-Mechanismus wurde bereits im „White Paper“ und Eckpfeiler 2 „Stärkung des EoM“ gefordert. Sie ist eine obligatorische Voraussetzung für ein nachhaltiges Marktdesign. Auch das BMWi erkennt die Notwendigkeit der Anpassung des AEP-Mechanismus und kündigte eine Anpassung in seinem Grünbuch an.

Welchen Einfluss diese Änderungen auf die Bilanzierung von BKV von sehr seltenen Ereignissen hat, kann heute nur mit großer Unsicherheit abgeschätzt werden. Damit bleibt die Prognose zukünftiger Leistungsungleichgewichte, die durch die ÜNB auszuregeln sind, ebenfalls mit hohen

⁸ Mit voranschreitender Vernetzung und der flächendeckenden Implementierung von intelligenten Stromzählern ist in der Zukunft eine technische Lösung für das Problem aber durchaus vorstellbar.

Unsicherheiten behaftet. Fehler in der Prognose der maximalen Leistungsungleichgewichte wirken sich aber direkt durch eine sinkende Systemsicherheit aus⁹.

Das physische Fangnetz dient dazu, durch zusätzliche Regelreserve das Risiko einer sinkenden Systemsicherheit – und damit einem wachsenden Risiko von Lastabschaltungen – gerade in der Übergangsphase der Energiewende zu begegnen.

■ Risikobasiertes Fangnetz

Das physische Fangnetz reduziert das Risiko von ungewollten Lastabschaltungen als Ultima Ratio des ÜNB zur Gewährleistung der Systemsicherheit. Ein angepasster AEP-Mechanismus dient dazu, effiziente Signale an die BKV zu senden, ihre Lieferverpflichtungen auch in Extremsituationen nicht an die ÜNB weiterzureichen, sondern bereits im Energiemarkt zu erfüllen. Damit tragen die BKV die mit ihren Liefer- und Abnahmeverpflichtungen verbundenen Preis- und Volumenrisiken.

Einige BKV könnten sich der wachsenden Risiken nicht bewusst sein und diese Risiken nicht ausreichend absichern. Damit sind sie erhöhten finanziellen Risiken bis hin zur Gefährdung ihrer Solvenz ausgesetzt. Insolvenzen von Marktparteien gehören zu jedem funktionierenden Wettbewerbsmarkt dazu. Für den Fall aber, dass die Insolvenzen einen zu hohen Teil der Marktparteien betreffen, könnten – um das Vertrauen der Marktteilnehmer in den noch jungen Markt nicht zu stören – optional ein risikobasiertes Fangnetz vorgesehen werden, welches sicherstellt, dass Marktparteien ein adäquates Risikomanagement betreiben und die Versorgungssicherheit von Endkunden – insbesondere von Haushaltskunden – ein bestimmtes Niveau nicht unterschreitet. Die Ausgestaltung des risikobasierten Fangnetzes geht über das Ziel dieser Studie hinaus. In Kapitel 8 werden allerdings einige Hinweise zu wesentlichen Ausgestaltungsoptionen gegeben.

⁹ Die Abhängigkeit der Systemsicherheit von der Bilanzierungsgüte der BKV ist in Deutschland besonders hoch, da die maximalen Leistungsungleichgewichte die Basis für die Dimensionierung der Regelreserve bilden. In anderen meist kleineren Ländern ist der größte mögliche Ausfall - eine Einspeisung oder eine Importverbindung - maßgeblich für die Dimensionierung der Regelreserve. Fehler in der Prognose des maximalen Leistungsungleichgewichtes führen in diesen Ländern nicht in gleichem Maße zu einem wachsenden Risiko für die Systemsicherheit.

2 Abruf und Aktivierung des Fangnetzes

2.1 Einordnung in § 13 (1) und § 13 (2) - Maßnahmen

Die Gefährdung des Energieversorgungssystems durch Leistungsungleichgewichte wird von den ÜNB als „Systembilanzproblem“ definiert. Neben Systembilanzproblemen unterscheiden die ÜNB Netzengpassprobleme und Spannungsprobleme, die die Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems stören oder gefährden können. Der gesetzliche Rahmen für die Maßnahmen, die den ÜNB für die Beseitigung einer Gefährdung oder Störung zur Verfügung stehen, wird durch § 13 EnWG festgelegt. Im Folgenden wird das Fangnetz bezüglich Einsatzzweck, Aktivierungszeitpunkt und der Einsatzreihenfolge gegenüber anderen Systemsicherheitsmaßnahmen, die den ÜNB zur Verfügung stehen, abgegrenzt.

Grundsätzlich kann der ÜNB Regelleistung, Börsengeschäfte und Notreservelieferungen von Nachbar-ÜNB einsetzen sowie Anpassungen von Stromeinspeisungen, Stromtransiten und Stromabnahmen vornehmen, um das System-Leistungsungleichgewicht auszugleichen und damit ein Systembilanzproblem zu lösen.

Im regulären Betrieb werden zunächst Sekundärregelleistung (SRL) und Minutenreserve (MRL) zur Behebung des Systembilanzproblems aktiviert. Kommt es zu sehr starken Bilanzungleichgewichten (Erzeugungsdefizit) und ist die gesamte, kontrahierte SRL und MRL nahezu ausgeschöpft, werden die im Rahmen der AbLaV¹⁰ kontrahierten Lasten abgeschaltet. Die AbLaV ist allerdings bis zum 31.12.2015 befristet. Nach dem heutigen Rechtsrahmen wird die AbLaV damit zum Zeitpunkt eines möglichen Inkrafttretens des Fangnetzes nicht mehr Gültigkeit besitzen. Es ist deshalb eine Anpassung des Regelenergiemarktes notwendig, in dem abschaltbare Lasten vollständig und effektiv integriert werden. Die Entwicklung entsprechender Vorschläge zur Ausgestaltung und Weiterentwicklung des Regelenergiemarktes geht allerdings über das Ziel dieses Gutachtens hinaus.

Gemäß Einsatzrangfolge werden als nächste Maßnahme Börsengeschäfte an der EPEX Spot durch die ÜNB getätigt, bevor Notreservelieferungen von benachbarten ÜNB angefordert werden. Voraussetzung für die grenzüberschreitende Lieferung von elektrischer Energie ist, dass Übertragungskapazität zur Verfügung steht. Bei einem akuten Erzeugungsdefizit besteht deshalb das Risiko, dass die Übertragungskapazität bereits durch die getätigten Importgeschäfte der Marktteilnehmer vollständig ausgeschöpft wurde.

Bevor der ÜNB tatsächlich kontrollierte Abschaltungen von Letztverbrauchern vornimmt, überprüft er jegliche Möglichkeit, das akute Systembilanzproblem anderweitig zu lösen. Dies umfasst auch die Überprüfung, inwieweit Erzeugungsanlagen, die als Netzreserve vorgehalten werden, kurzfristig elektrische Energie bereitstellen können. Aufgrund der langen Vorlaufzeiten¹¹ und der sich daran orientierenden betrieblichen Abläufe¹² greift diese Maßnahme in kurzfristig entstandenen Notsituationen allerdings kaum.

Sind alle marktbezogenen Maßnahmen nach § 13 (1) EnWG ausgeschöpft, greifen die Maßnahmen gemäß § 13 (2) EnWG. Im Falle eines Erzeugungsdefizites bedeutet dies vor allem die

¹⁰ Verordnung zu Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (Verordnung zu abschaltbaren Lasten) vom 28.11.2012

¹¹ Je nach Vereinbarung müssen die Kraftwerke spätestens D-1 zwischen 10:00 und 14:30 angefordert werden.

¹² Zum Beispiel die Vorhaltung von Betriebspersonal und Brennstoff

Durchführung eines kontrollierten Lastabwurfes. Das Fangnetz dient nun gerade dazu, dieses Risiko eines kontrollierten Lastabwurfes zu reduzieren.

Die entsprechenden § 13 (1) und § 13 (2)-Maßnahmen sowie die Einordnung des Fangnetzes sind in Tabelle 2 dargestellt.

	Maßnahme	Abruf
§ 13(1)	Regelleistung	Abrufreihenfolge ist definiert ¹⁾ und erfolgt nach wirtschaftlichen Aspekten - SRL - MRL - AbLa
	Börsengeschäfte der ÜNB und Notreserve von Nachbar-ÜNB	Erfolgt nachrangig zur Regelleistung: - Beschaffung von elektrischer Leistung an der Börse (Intraday-Markt) - Abruf der Notreserve
	Netzreserve	Abruf erfolgt sowohl nach technischen als auch nach wirtschaftlichen Aspekten. Der Abruf erfolgt nachrangig zum Abruf nach Netzengpass- und Spannungsproblemen - netzbezogene Maßnahmen - Redispatchpotenzial konventioneller Kraftwerke - Netzreserve ²⁾
	Fangnetz	Abruf erfolgt sowohl nach technischen als auch nach wirtschaftlichen Aspekten. Der Abruf erfolgt nachrangig zu allen übrigen § 13(1)-Maßnahmen.
§ 13(2)	Anpassung von Stromeinspeisungen, Stromtransiten und Stromentnahmen	Im Falle von einer Erzeugungsunterdeckung finden hier die Maßnahmen einer kontrollierten Lastabschaltung statt.

¹⁾ Festlegung im EnWG, AbLaV und im TransmissionCode 2007 Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber.

²⁾ Umfasst sowohl die Verträge nach ResKV als auch bilaterale Vereinbarungen, die für die Winter 2011/12 und 2012/13 abgeschlossen wurden.

Tabelle 2: Einordnung des Fangnetzes in die § 13 (1) und § 13 (2)-Maßnahmen

Das Fangnetz dient als zusätzliche Absicherung zur Vermeidung einer kontrollierten Lastabschaltung und wird als eine zusätzliche § 13 (1)-Maßnahme etabliert. Eine alternative Ausweitung der Minutenreserve ist zwar ebenfalls technisch möglich, wird aber aus zwei Gründen nicht empfohlen. Zum einen kann das Fangnetz – zumindest ein Teil der erforderlichen Kapazität – auch durch Anlagen bereitgestellt werden, die eine längere Vorlaufzeit haben. Dadurch können auch Anlagen Fangnetzkapazität anbieten, die andernfalls nicht zugelassen wären. Dies erhöht den Druck auf die Kosten und ermöglicht eine günstigere Beschaffung. Zum anderen besteht eine Notwendigkeit, die Definition, Dimensionierung und Beschaffung der Regelleistungsprodukte auch unter Einbeziehung abschaltbarer Lasten, Speichern und Erneuerbare-Energien-Anlagen zu harmonisieren und weiterzuentwickeln. Durch eine Trennung des Fangnetzes von der Minutenreserve soll eine Weiterentwicklung des Regelenergiemarktes gefördert und ein späterer Abbau der Fangnetzkapazität erleichtert werden.

Wie weiter oben beschrieben bestehen einige Wechselwirkungen mit den übrigen § 13 (1)-Maßnahmen. Kurz- und mittelfristig besteht vor allem die Möglichkeit, dass ein Teil der Fangnetzkapazität auch aus der Netzreserve beschafft wird. Heute wird die Netzreserve als Redispatchpotenzial bei Netzengpass- und Spannungsproblemen nachrangig zu netzbezogenen Maßnahmen und dem Redispatch konventioneller Kraftwerke eingesetzt und entsprechend dimensioniert. Es muss allerdings sichergestellt sein, dass zum Zeitpunkt der Aktivierung des Fangnetzes zur Vermeidung einer kontrollierten Lastabschaltung die erforderliche

Fangnetzkapazität auch tatsächlich verfügbar ist und nicht bereits für Redispatch zur Auflösung von Netzengpässen genutzt wurde. Es ist insofern erforderlich, dass die Bedarfe an Netzreserve und Fangnetzkapazität so ermittelt werden, dass dabei auch eine gegebenenfalls gemeinsame Vorhaltung in denselben Erzeugungsanlagen sachgerecht berücksichtigt wird, das heißt, dass eine zeitgleiche Aktivierung als Netzreserve und Fangnetzkapazität weitgehend ausgeschlossen werden kann.

Wenn die Dimensionierung der Regelleistung gemäß der neuen Herausforderungen weiterentwickelt wird und sich ihre Effektivität im Sinne einer ausreichenden Absicherung auch seltener Leistungsungleichgewichte erwiesen hat, kann das Fangnetz reduziert oder vollständig aufgelöst werden. Neben der Höhe der Regelleistung ist dann aber auch zusätzlich der AEP-Mechanismus anzupassen.

2.2 Mögliche Abrufindikatoren und Ampelinformationssysteme

Im Unterschied zum kontrollierten Lastabwurf, der ohne zeitlichen Vorlauf in Echtzeit erfolgen kann, benötigt der Einsatz des Fangnetzes einen zeitlichen Aktivierungsvorlauf: Das Fangnetz besteht aus physische Erzeugungseinheiten, die gegebenenfalls entsprechend vorbereitet (vorgewärmt) werden müssen.

Aus diesem Grunde können Indikatoren definiert werden, damit rechtzeitig erkannt werden kann, dass sich eine Situation anbahnt, die die Aktivierung des Fangnetzes nötig macht, um

- genügend Vorlaufzeit für den Abruf der Fangnetzkapazitäten zu schaffen (Berücksichtigung der Vorwärmzeit), und
- die Marktparteien zu informieren, dass eine Aktivierung des Fangnetzes möglicherweise notwendig ist. Zusammen mit der Information sollten die Marktparteien aufgefordert werden, alle Möglichkeiten des Spothandels, der Lastverschiebung und der Ausübung von Reserveoptionen zu nutzen, um möglichst den Einsatz des Fangnetzes und die damit verbundenen hohen Kosten bei Unterdeckung des Bilanzkreises zu vermeiden.

Mögliche Indikatoren, die sowohl den ÜNB als auch den Marktteilnehmern anzeigen, dass eine Aktivierung des Fangnetzes notwendig sein könnte, sind unter anderem:

- In der vortägigen Stromauktion können trotz des zweiten Auktionsverfahrens die Kauf- und Verkaufsmengen nicht vollständig zu den in den Geboten festgelegten maximalen oder minimalen Preisen erfüllt werden und eine Einkürzung der Nachfrage ist erforderlich.
- Im Intraday-Markt werden Preise weit über 3.000 €/MW erzielt.
- Es kann nicht ausreichend Minutenreservekapazität durch die ÜNB kontrahiert werden. Ein großer Teil der kontrahierten positiven Regelleistung (Sekundärregelarbeit, Minutenreservearbeit) wird abgerufen.
- Die für die Bestimmung der Gebote in der vortägigen Stromauktion verwendeten Wind- und PV-Prognosen sind signifikant höher als zeitnähere Prognosen und Istwerte.

Es müssen nicht alle Indikatoren gleichzeitig eintreten, um abzuschätzen, dass sich eine Situation anbahnt, die die Aktivierung des Fangnetzes nötig macht. Zum Beispiel ist es vorstellbar, dass eine Einkürzung in der vortägigen Stromauktion nicht stattfindet, weil EE-Produzenten aufgrund geänderter Wetterprognosen die fehlenden Strommengen im Intraday-Markt kontrahieren müssen. Dabei würde die vortägige Auktion auch preislich keine Knappheit signalisieren.

Für den Abruf und die Aktivierung des Fangnetzes ist ein transparenter Prozess festzulegen. Dieser muss einerseits klare Regeln für die ÜNB vorschreiben, wann das Fangnetz aktiviert werden darf, nämlich ausschließlich vor dem Lastabwurf im Falle von Systembilanzproblemen. Darüber hinaus sollten die ÜNB verpflichtet werden, entsprechende Warnmeldungen für die Marktteilnehmer zu veröffentlichen. Der Trigger, Inhalt, Zeitpunkt und die Art der Veröffentlichung dieser Warnmeldungen sollte vor der erstmaligen Kontrahierung von Fangnetzkapazität in einem entsprechenden Konsultationsprozess mit den Marktteilnehmern abgestimmt werden.

Abbildung 2 zeigt beispielhaft ein Ampelinformationssystem für die Marktteilnehmer, das aufgrund des Auftretens verschiedener Indikatoren entsprechende Warnmeldungen an den Markt sendet, dass eine Aktivierung des Fangnetzes wahrscheinlich ist:

- Die Einkürzung der Kaufgebote an der EPEX Spot könnten eine erste Warnmeldung an den Markt triggern (angespannter Zustand – „Alarm Gelb“). Die Marktteilnehmer werden aufgefordert, sich im Intraday-Markt entsprechend einzudecken, Lastverschiebungspotenziale sowie Reserveoptionen zu nutzen.
- Extrem hohe Preise im Intraday-Markt triggern eine weitere Warnmeldung an den Markt (kritischer Zustand – „Alarm Orange“). Die Marktteilnehmer werden erneut aufgefordert, alle Möglichkeiten des EoM – insbesondere Lastverschiebungspotenziale – zu nutzen.
- Die positive Regelleistung ist nahezu vollständig aktiviert und das Systembilanzproblem ist sehr kritisch (Echtzeit). Die ÜNB aktivieren sowohl die abschaltbaren Lasten (gemäß AbLaV) als auch die Notreserveverträge mit Nachbar-ÜNBs (Ausnahmesituation – „Alarm Rot“). Die Marktteilnehmer werden erneut aufgefordert, alles zu unternehmen, um den drohenden kontrollierten Lastabwurf und damit auch die Aktivierung des Fangnetzes zu vermeiden.
- Das Fangnetz wird eingesetzt und die Leistungsbilanz wieder hergestellt. Das System wird schrittweise wieder in den normalen Zustand überführt und der Abruf von Fangnetz und Regelreserve wieder zurückgeführt.

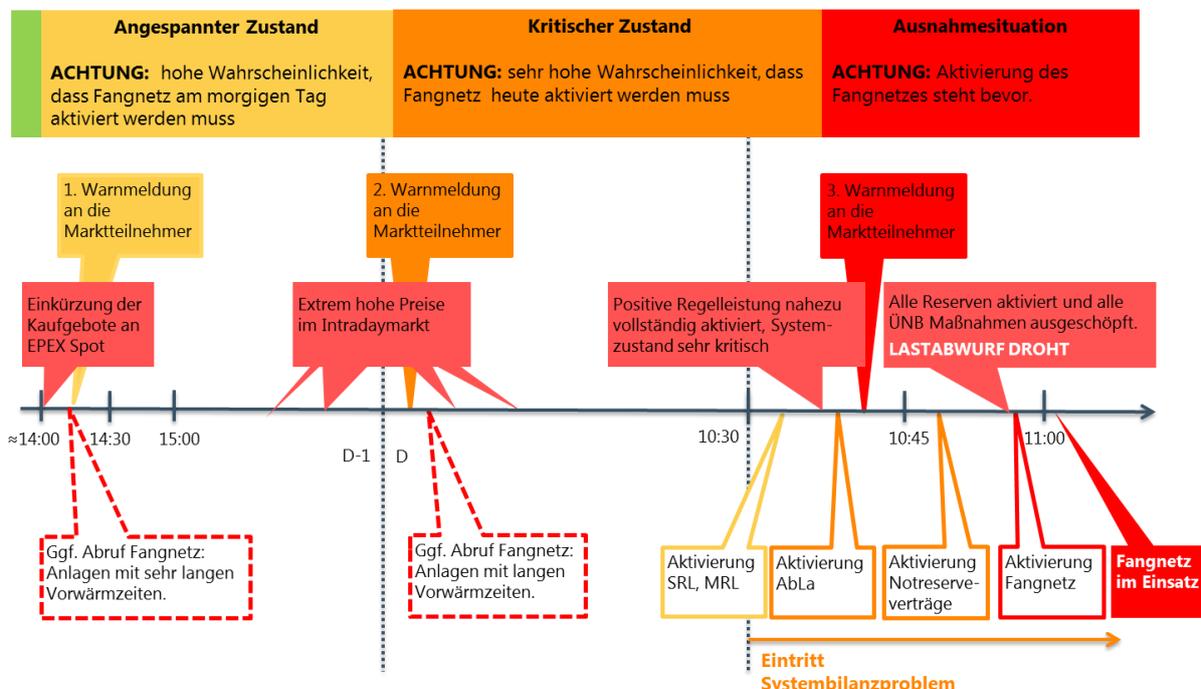


Abbildung 2: Aufbau einer Ausnahmesituation – Indikatoren und Ampelinformationssystem

Nach Abruf des Fangnetzes ist die Systembilanz wieder ausgeglichen, zusätzliche Erzeugungsleistungen können dann schrittweise aktiviert beziehungsweise Lasten reduziert und so das Fangnetz wieder deaktiviert und die Regelleistungen reduziert werden.

3 Technische Anforderungen an das Fangnetz

Im Rahmen dieser Studie wird die Situation eines Erzeugungsdefizits betrachtet. Grundsätzlich gelten die Aussagen entsprechend angepasst auch für den Fall eines Erzeugungsüberschusses. Im Falle des Erzeugungsüberschusses ist allerdings eine verursachergerechte Abschaltung beziehungsweise Reduktion der Einspeisung mitunter etwas leichter zu erreichen.

In diesem Kapitel werden technische Mindestanforderungen an die Fangnetzkapazität näher definiert. Diese umfassen unter anderem technische Anforderungen an die Zuverlässigkeit der Anlagen, den Erbringungszeitraum, die Vorwärmzeit und die Leistungsänderungsgeschwindigkeit. Die technischen Mindestanforderungen dienen als Indikatoren für mögliche Anbieter von Fangnetzkapazität. Zusätzlich wird sichergestellt, dass die kontrahierten Fangnetzkapazitäten im Bedarfsfall auch abgerufen und aktiviert werden können. Für den ÜNB erleichtern vergleichbare technische Standards den Abruf des Fangnetzes, zum Beispiel wenn Anlagen mit ähnlichen Vorwärmzeiten kontrahiert sind und gleichzeitig abgerufen werden können. Sie erleichtern darüber hinaus auch die Vergleichbarkeit von Produkten und fördern damit den Wettbewerb unter den Anbietern.

3.1 Teilnahmeberechtigung

Eine zentrale Frage ist, ob Lasten, Erzeugungseinheiten und Speicher Fangnetzkapazitäten bereitstellen können und dürfen. Grundsätzlich ist eine möglichst große Anzahl unterschiedlicher Anbieter zu bevorzugen, da dadurch der Wettbewerb untereinander gefördert und die Kosten des Fangnetzes begrenzt werden können. Zusätzlich sollte berücksichtigt werden, dass das Fangnetz in erster Linie als Übergangsinstrument dienen und wieder abgeschafft werden soll, sobald Erfahrung mit dem Verhalten von BKV in Extremsituation gewonnen wurde. Um die Kosten des Fangnetzes möglichst niedrig zu halten, schlagen wir eine offene, wettbewerbliche Ausschreibung von Lasten, Erzeugungsanlagen und Speichern vor, vorausgesetzt, die Anlagen erfüllen die technischen Mindestvoraussetzungen. Auch die Kontrahierung von einzelnen Kraftwerksscheiben sollte zulässig sein.

Eine weitere Frage bezüglich der Teilnahmeberechtigung betrifft den Standort der Anlage. Eine gesicherte Transportkapazität und der Zugriff auf die Anlage durch die deutschen ÜNB sollten gewährleistet sein. Eine Regionalkomponente ähnlich zu den Kernanteilen bei der Regelleistungsausschreibung¹³ ist grundsätzlich sinnvoll. Damit können die ÜNB sicherstellen, dass Fangnetzenergie im Falle einer Aktivierung unabhängig von etwaigen Netzengpässen sicher geliefert werden kann.

Gleiches gilt grundsätzlich für Standorte von Fangnetzkapazität im Ausland. Die Fangnetzkapazität darf nur dann im Ausland positioniert sein, wenn die grenzüberschreitende Transportkapazität so dimensioniert ist, dass bei einer Aktivierung des Fangnetzes der physische Transport der Leistung in den deutschen Regelblock mit großer Wahrscheinlichkeit durchgeführt werden kann. Ebenfalls muss sichergestellt werden, dass das Land, in dem die Fangnetzkapazität steht, auch im Extremfall eines physischen Erzeugungsdefizits den Export gewähren wird. Mit anderen Worten, es muss

¹³ Gemäß §6 (2) StromNZV sind ÜNB berechtigt, einen technisch notwendigen Anteil an Regelenergie aus Kraftwerken in ihrer Regelzone auszuschreiben, soweit dies zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in ihrer jeweiligen Regelzone, insbesondere zur Aufrechterhaltung der Versorgung im Inselbetrieb nach Störungen, erforderlich ist.

sichergestellt sein, dass das jeweilige Land den Export garantiert, selbst wenn es einen eigenen Lastabwurf durchführen muss. Diese Problematik wurde bereits unter Eckpfeiler 3 „Europäische Abstimmung der Versorgungssicherheit“ im White Paper diskutiert. Einer Positionierung der Fangnetzkapazität im Ausland ist deshalb nur zuzustimmen, wenn beide Anforderungen erfüllt sind.

3.2 Zuverlässigkeit und Erbringungszeitraum der Fangnetzkapazität

Es ist davon auszugehen, dass die für das Fangnetz kontrahierten Erzeugungskapazitäten nie oder sehr selten aktiviert werden und Strom erzeugen. Damit stehen Anforderungen an einen hohen Wirkungsgrad der Anlage eher im Hintergrund. Wichtig ist jedoch eine hohe Zuverlässigkeit der Erzeugungskapazität, damit im Anforderungsfall die tatsächliche Lieferung von Elektrizität über den definierten maximalen Erbringungszeitraum sichergestellt ist. Eine Orientierung an den Anforderungen für Schwarzstartfähigkeit könnte sinnvoll sein, da diese eine hohe Zuverlässigkeit für schwarzstartfähige Erzeugungsanlagen vorschreiben. Zudem wird empfohlen, die Zuverlässigkeit der Fangnetzkapazitäten in regelmäßigen Abständen zu testen. Es ist denkbar, dass jede Erzeugungsanlage, die Fangnetzkapazität stellt, zu Testzwecken¹⁴ ohne Vorankündigung abgerufen werden kann.

Dies schließt unter anderem unbedingt eine verlässliche Versorgung mit einem Primärenergieträger ein. Die Brennstoffversorgung muss jederzeit gesichert sein und ist gegebenenfalls durch eine entsprechende Bevorratung vor Ort durch den Betreiber der Anlage sicherzustellen. Da die Höhe der Bevorratung vom Erbringungszeitraum abhängig ist und die Dauer des Erbringungszeitraumes sich damit direkt auf die Kosten für das Fangnetz auswirkt, sollte der Erbringungszeitraum vorab festgelegt werden.

Aus Dimensionierungssicht müssen mit dem Fangnetz die Zeiträume überbrückt werden, in denen die vorgehaltenen Reserven nicht ausreichen, die Leistungsbilanz sicherzustellen und anderenfalls Lasten kontrolliert abgeschaltet werden müssten. In Theorie könnte das Fangnetz für einige Stunden bis zu mehreren Tagen aktiviert werden. Der Erbringungszeitraum sollte deshalb mindestens eine Stunde betragen. Der Erbringungszeitraum sollte gemeinsam mit ÜNB, potenziellen Fangnetzerbringern und der Bundesnetzagentur festgelegt werden.

3.3 Vorwärmzeit und Leistungsänderungsgeschwindigkeit

Die Vorwärmzeit ist die Zeit, die eine Anlage benötigt, um aus dem Stillstand bis zum Erreichen der Minimallast anzufahren. Die Vorwärmzeiten können je nach Brennstoffart und Betriebszustand der Erzeugungsanlage stark variieren. Um einerseits die Flexibilität von Anlagen mit kurzen Vorwärmzeiten zu nutzen, andererseits den Kreis der für das Fangnetz in Frage kommenden Anlagen nicht zu stark durch sehr kurze Vorwärmzeiten einzuschränken, sollte im Beschaffungsverfahren nur eine maximale Vorwärmzeit als Indikator für mögliche Anbieter festgelegt werden. Die Vorwärmzeit richtet sich danach, welchen Vorlauf der ÜNB benötigt, um ein mögliches Bilanzungleichgewicht beziehungsweise einen möglichen Abruf des Fangnetzes zu prognostizieren. Während des Beschaffungsverfahrens ist eine Abwägung vorzunehmen zwischen erforderlicher Flexibilität (Anlagen mit kurzen Vorlaufzeiten beziehungsweise Angebote von

¹⁴ Dies könnte zum Beispiel im Rahmen eines regulären Redispatch zur Behebung eines Netzengpassproblems erfolgen. Die dabei durch die Fangnetzkapazitäten erzeugte Strommenge wird zum energetischen Ausgleich eingesetzt.

Kraftwerksscheiben in Mindestlast) und möglicherweise geringeren Kosten (Anlagen mit langen Vorlaufzeiten). Unter Berücksichtigung der Vorlaufzeiten – und auch der Kosten für eine Vorwärmung, wenn der tatsächliche Einsatz aufgrund einer zwischenzeitlich geänderten Erzeugungs- und Lastsituation nicht erforderlich ist – sollen auf Basis der Erwartungswerte des Abrufs die Anlagen mit den niedrigsten Kosten ausgewählt werden.

Die Leistungsänderungsgeschwindigkeit beschreibt, wie viel Zeit die Erzeugungseinheit benötigt, um startend von der Minimallast die maximal gebotene Fangnetzkapazität bereitzustellen. Auch hier kann man verschiedene Leistungsänderungsgeschwindigkeiten für unterschiedliche Anlagen definieren. Das bedeutet aber auch, dass der Dispatcher sich bei sehr stark angespannten Systembilanzproblemen mit den technischen Restriktionen der Fangnetzerzeugungseinheiten auseinander setzen muss, wofür situationsbedingt keine Zeit vorhanden ist. Ähnlich wie für die Vorwärmzeit ist es sinnvoll, minimale Leistungsänderungsgeschwindigkeiten vorzugeben. Diese könnten sich an der Leistungsänderungsgeschwindigkeit für Sekundärregelleistung orientieren, die 2 % der Nennleistung pro Minute beträgt.¹⁵

3.4 Minimale und maximale Gebotsgröße

Eine minimale Gebotsgröße soll sicherstellen, dass der ÜNB die Aktivierung des Fangnetzes prozessual sicher beherrschen kann, da während einer Ausnahmesituation zügig hohe Fangnetzkapazitäten gegebenenfalls manuell abgerufen werden müssen. Die Bildung eines Pools zur Erreichung der minimalen Gebotsgröße sollte zugelassen werden. Als Maß für eine minimale Gebotsgröße kann wiederum die heutige Angebotsgröße bei der Minutenreserveausschreibung, das sind 5 MW, dienen.

Eine Beschränkung der maximalen Gebotsgröße ist unter den Gesichtspunkten „Zuverlässigkeit“ und „geografische Verteilung“ sinnvoll. Nimmt man ein Szenario an, in dem 2.200 MW Fangnetzkapazität kontrahiert sind, von denen 800 MW auf eine Einzelanlage entfallen könnten, stehen beim Ausfall dieser Anlage nur noch etwa 65 % der Fangnetzkapazität zur Verfügung. Aus Risikogesichtspunkten wird empfohlen, die maximale Gebotsgröße in Abhängigkeit zur Gesamtkapazität des Fangnetzes auf rund 20 % zu begrenzen.

3.5 Zwischenfazit

Tabelle 3 fasst die in Kapitel 3 getroffenen Empfehlungen zusammen.

¹⁵ TransmissionCode 2007, Anhang D2, www.regelleistung.net

Teilnahme- berechtigung	Anbieter	Alle bestehenden und neuen Erzeugungsanlagen, Kraftwerksscheiben, Lasten und Speicher, die die technischen Mindestvoraussetzungen erfüllen.
	Standorte	Regionale Verteilung, ähnlich zu Kernanteil.
	Ausländische Anbieter	Zulässig, falls - Ausreichende grenzüberschreitende Transportkapazität gewährleistet ist - Ausreichende Sicherheit, dass im Extremfall ein Export aus dem Ausland auch bei dortiger Lastabschaltung garantiert wird.
Zuverlässigkeit	Orientierung an den Anforderungen für Schwarzstartfähigkeit.	
Erbringungszeitraum	täglich 1 bis 4 Stunden zusammenhängend, mehrere Tage in Folge.	
Maximale Vorwärmzeit	Höhe richtet sich nach zeitlichem Vorlauf, um ein mögliches Bilanzungleichgewicht bzw. einen Abruf des Fangnetzes zu prognostizieren, zunächst ähnlich wie Netzreserve.	
Minimale Leistungs- änderungsgeschwindigkeit	2 % der Nennleistung pro Minute.	
Minimale Gebotsgröße	5 MW, Pooling möglich.	
Maximale Gebotsgröße	20 % der Gesamtkapazität des Fangnetzes.	

Tabelle 3: Übersicht über die Empfehlungen zu den technischen Ausgestaltungsoptionen

Die in diesem Kapitel analysierten und in der Tabelle zusammengefassten technischen Ausgestaltungsoptionen des Fangnetzes sind lediglich Vorschläge, die die technische Realisierbarkeit untermauern und eine mögliche Ausgestaltung illustrieren. Die tatsächliche technische Ausgestaltung des Fangnetzes sollte in enger Abstimmung mit den Marktteilnehmern der Politik und der Bundesnetzagentur (BNetzA) erfolgen.

4 Beschaffung von Fangnetzkapazitäten

Wie in Kapitel 3 ausgeführt sind alle bestehenden und neuen Erzeugungsanlagen als auch Kraftwerksscheiben teilnahmeberechtigt, vorausgesetzt, dass diese die technischen Mindestvoraussetzungen erfüllen. Kapitel 4 behandelt die Beschaffung von Fangnetzkapazität. Dabei wird auf das Ausschreibungsverfahren eingegangen und diskutiert, für wie lange und mit welcher Vorlaufzeit Fangnetzkapazität kontrahiert werden soll. Ebenfalls werden die Höhe und die Kosten der Fangnetzkapazität abgeschätzt.

4.1 Wer beschafft Fangnetzkapazität?

Fangnetzkapazität sollte durch die vier deutschen ÜNB in Abstimmung mit der BNetzA beschafft werden. Der ÜNB in enger Abstimmung mit den Nachbar-ÜNB trifft letztendlich die Entscheidung, ob sich ein Systembilanzproblem soweit aufgebaut hat, dass ein kontrollierter Lastabwurf notwendig ist, um die Gefährdung zu beheben. Da das Fangnetz vor dem Lastabwurf implementiert werden soll, müssen die ÜNB die Entscheidung treffen, ob und wie viel Fangnetzkapazität einzusetzen ist. Für einen ordnungsgemäßen Einsatz müssen die ÜNB sowohl die betriebstechnischen Eigenschaften der Anlagen kennen (zum Beispiel die technisch notwendigen Vorwärmzeiten) als auch einen Kommunikationsprozess mit dem Anbieter vereinbaren. Zudem verfügen die ÜNB über die benötigten Messwerte und Bilanzkreisdaten, einmal zur finanziellen Abwicklung mit den Anbietern beim Einsatz des Fangnetzes als auch für die notwendige Abrechnung mit den BKV.

Eine gemeinsame Beschaffung ist nicht zwingend notwendig, vor allem nicht, wenn die Verteilung der Fangnetzkapazität regional differenziert stattfindet (siehe Kapitel 3.1). Jedoch sind eine zwischen den deutschen ÜNB abgestimmte Vorgehensweise und eine gemeinsame Bestimmung der Höhe der Fangnetzkapazität erforderlich. Die deutschlandweit entstandenen Gesamtkosten für das Fangnetz und die erzielten Einnahmen bei eventueller Aktivierung der Fangnetzkapazitäten können entsprechend einem Aufteilungsschlüssel auf die vier deutschen ÜNB umgelegt werden (siehe auch Kapitel 5.2).

4.2 Beschaffungsverfahren

Fangnetzkapazität wird im Rahmen eines Beschaffungsverfahrens kontrahiert. Ein nicht diskriminierendes Ausschreibungsverfahren würde eine effiziente und transparente Beschaffung von Fangnetzkapazität sicherstellen. Die technische und prozessuale Eignung der Anlagen müsste durch einen Präqualifikationsprozess nachgewiesen werden. Dieses Verfahren setzt allerdings voraus, dass die im Konsultationsprozess mit allen betroffenen Parteien gefundene Spezifikation des Fangnetzes zu einer einheitlichen „Produktdefinition“ führt, die im Rahmen eines Ausschreibungsverfahrens nach wirtschaftlichen Kenngrößen verglichen werden kann.

Erlaubt die technische Spezifikation allerdings einen größeren Spielraum, so muss sich das Auswahlverfahren sowohl an der Erfüllung der technischen Mindestanforderungen der Anlagen als auch an den Gesamtkosten während der Kontrahierungszeit der Fangnetzkapazitäten orientieren.

Es ist genügend Vorlaufzeit einzuplanen, um

- Anlagenbetreibern die nötige wirtschaftliche Abwägung einer Kontrahierung ihrer Anlage(n) als Fangnetzkapazität;

- ein transparentes Auswahlverfahren durch die ÜNB; und
 - nötige formale, prozessuale und organisatorische Vorbereitungen nach der Bezuschlagung
- zu ermöglichen.

Kürzere Vorlaufzeiten erschweren die Teilnahme von Kraftwerksneubauten, da diese in der Regel eine längere Vorlaufzeit benötigen. Wird Fangnetzkapazität in jährlichen Tranchen ausgeschrieben, besteht für spätere Tranchen die Möglichkeit der Teilnahme von Neubauten.

Generell ist für die erstmalige Kontrahierung von Fangnetzkapazität eine Vorlaufzeit von mindestens 1-2 Jahren sinnvoll, um die Marktbeeinflussung möglichst gering zu halten und vor allem, um Anlagenbetreibern die nötige wirtschaftliche Abwägung einer Kontrahierung ihrer Anlage(n) als Fangnetzkapazität zu ermöglichen. Für weitere Tranchen kann die Vorlaufzeit gegebenenfalls entsprechend gekürzt werden.

4.3 Länge der Vertragsdauer und Ausschreibungsfrequenz

Die Länge der Vertragsdauer hat Auswirkungen auf die Teilnehmeranzahl und damit auf die Wettbewerbsintensität und die zu erwartenden Preise.

Die Verträge sollten lang genug sein, damit der Abruf des Fangnetzes nicht vorhergesagt werden kann und eine mögliche Beeinflussung des Marktes vermieden wird. Ebenso rechtfertigt eine längere Vertragsdauer den mit einem Ausschreibungsverfahren basierend auf technischen Kenngrößen verbundenen Abwicklungsaufwand auf der ÜNB- und der Anbieterseite. Andererseits sollten die Verträge nicht zu lang sein, so dass der Kreis der Anbieter eingeschränkt und die Fangnetzkapazität gegebenenfalls zu teuer kontrahiert wird. Berücksichtigt man diese Rahmenbedingungen, erscheint eine Vertragsdauer zwischen 1-5 Jahren sinnvoll.

Grundsätzlich sollte überlegt werden, ob das Verfahren zur Beschaffung von Fangnetzkapazität lediglich eine minimale, jedoch keine maximale Vertragsdauer vorgibt. Es ist durchaus vorstellbar, dass eine Erzeugungsanlage über eine Vertragslaufzeit von zehn Jahren insgesamt günstiger angeboten wird als für zum Beispiel zwei Jahre. Um die volkswirtschaftlichen Gesamtkosten für das Fangnetz möglichst gering zu halten, kann gegebenenfalls auch die Option sehr langer Vertragsdauern möglich gemacht werden. Auch dies ist im Rahmen eines Konsultationsprozesses mit Marktparteien und Regulierungsbehörden – insbesondere vor dem Hintergrund der Reversibilität des Fangnetzes - abzustimmen.

Des Weiteren sollte evaluiert werden, ob in Abhängigkeit vom Ausschreibungsvolumen eine Ausschreibung in mehreren Tranchen mit zeitlichem Versatz sinnvoll ist. Vorausgesetzt, dass die Einzeltranchen groß genug sind, erlaubt dies sowohl ÜNB als auch Anbietern, das Verfahren mit einem geringen Beschaffungsvolumen zu testen und diese Erkenntnisse bei der nächsten Tranche einfließen zu lassen. Zudem besteht die Möglichkeit, das Fangnetzkapazitätswolumen der einzelnen Tranchen anzupassen und damit aktuelle Erkenntnisse zu berücksichtigen.

4.4 Marktteilnahme

Während der Kontrahierungsdauer als Fangnetzleistung darf die Anlage beziehungsweise die Kraftwerksscheibe nicht am Energiemarkt (einschließlich Regelenergiemarkt) teilnehmen¹⁶. Nach Ablauf der Verpflichtung als Fangnetzkapazität dürfen die Anlagen sowie Kraftwerksscheiben wieder vollumfänglich im Energiemarkt teilnehmen. Dies ermöglicht auch neuen oder noch nicht abbeschriebenen Anlagen, Fangnetzkapazität zu stellen und auf veränderte Marktbedingungen zu reagieren. Um eine mögliche Beeinflussung des Großhandelsmarktes zu vermeiden, sind die ÜNB zu verpflichten, die kontrahierten Anlagen (Name, Standort, Primärenergiebrennstoff) sowie die Vertragsdauer zu veröffentlichen.

Durch die Kontrahierung des Fangnetzes wird den Energie- und Regelenergiemärkten Kapazitäten entzogen. So entstehen dort erhöhte Preissignale zur Stimulation zusätzlicher Leistungen. Wird das Fangnetz nicht mehr benötigt und kann reduziert und abgebaut werden, entsteht ein gegensätzlicher Effekt im Markt. Der Abbau der Fangnetzkapazität muss deshalb so gestaltet werden, dass die Rückwirkung auf die Energie- und Regelenergiemärkte möglichst gering ausfällt. Das Risiko unzulässiger Auswirkungen auf diese Märkte ist allerdings durch die im Vergleich zur Leistung in den Energie- und Regelenergiemärkten vergleichsweise geringe Fangnetzkapazität begrenzt.

4.5 Höhe der Fangnetzkapazität

Die Fangnetzkapazität soll eine kontrollierte Abschaltung von Lasten vermeiden, zumindest so lange diese Abschaltung nicht auf Basis ökonomischer Gründe und unter Berücksichtigung der Ausgeglichenheit der Bilanzkreise erfolgen kann. Die Höhe der notwendigen Fangnetzreserve bemisst sich dann nach der Höhe des zu erwartenden Lastabwurfs beziehungsweise nach dem gewünschten Maß, mit dem der zu erwartende Lastabwurf reduziert werden soll. Ob überhaupt mit einem Lastabwurf zu rechnen ist hängt davon ab, ob die verfügbare Regelreserve ausreichend ist, das Leistungsungleichgewicht zu kompensieren. Es sind deshalb zwei Einflussgrößen für die Dimensionierung des Fangnetzes maßgeblich:

- die Höhe des maximal zu erwartenden Leistungsungleichgewichtes und
- die Höhe der verfügbaren Reserve.

Das maximal zu erwartende Leistungsungleichgewicht ist nur mit einer sehr hohen Unsicherheit zu prognostizieren. Dies liegt zum einen daran, dass die durch die veränderten Systemkomponenten – und hier vor allem durch Photovoltaik-Anlagen (PV-Anlagen) und Windkraftwerke – verursachten kurzfristigen Leistungsschwankungen prognostiziert werden müssen. Aufgrund der stetig steigenden Anzahl von EE-Anlagen sind diese Schwankungen nicht aus historischen Messwerten abzulesen, sondern müssen analytisch bestimmt werden. Unter Berücksichtigung moderner Prognosetools lassen sich Vorhersagen mit einiger Belastbarkeit treffen. Der durch das BMWi zurzeit erarbeitete Versorgungssicherheitsbericht kann hierzu sicher einen wichtigen Beitrag leisten.

¹⁶ Vergleich zur Systemreserve: Die BNetzA schlägt ebenfalls vor, dass nach Ablauf der Verpflichtung in der Systemreserve, die Leistungen wieder voll am Markt agieren können. „Würde eine Leistung beispielsweise nur als „Quartalsprodukt“ angeboten, könnte sie in nicht kontrahierten Quartalen weiterhin frei vermarktet werden.“

Deutlich schwieriger ist allerdings die Prognose der mittel- und langfristigen Leistungsschwankungen, da diese durch die BKV auszuregeln sind. Mittel- und langfristige Leistungsschwankungen erhöhen den Regelreservebedarf nur in dem Maße, in dem sie durch die BKV nicht am Energiemarkt (das heißt vor allem am Day-ahead- und am Intraday-Markt) ausgeglichen werden. Die Höhe des maximal zu erwartenden Leistungsungleichgewichtes hängt damit wesentlich von der Annahme ab, in welchem Maße extreme mittel- und langfristige Schwankungen der Erzeugung aus PV- und Windkraftanlagen bereits am Energiemarkt ausgeglichen werden oder durch Regelenergieeinsatz kompensiert werden müssen. Zur Prognose dieser Leistungsschwankungen sind deshalb auch Annahmen zum Verhalten der BKV erforderlich. Da sich das deutsche System in einer Übergangsphase befindet, kann das Verhalten der BKV nur mit sehr großer Unsicherheit vorhergesagt werden.

Das zweite Element für die Dimensionierung des Fangnetzes ist die Höhe der verfügbaren Regelreserve. Im deutschen System wird die erforderliche Regelreserve auf Basis des maximal zu erwartenden Leistungsungleichgewichtes ermittelt. Die Höhe der erforderlichen Regelreserve wird durch die ÜNB kontrahiert und steht dann für die Ausregelung der Leistungsungleichgewichte zur Verfügung. Fehler bei der Prognose der maximalen Leistungsungleichgewichte führen damit direkt zu Fehlern bei der Dimensionierung der verfügbaren Regelreserve und erhöhen das Risiko von kontrollierten Lastabschaltungen. Das Fangnetz dient dazu, dieses Risiko gerade in der Übergangszeit, wenn eine Prognose der erforderlichen Reserve besonders schwierig ist, zu reduzieren.

Die Höhe der erforderlichen Fangnetzkapazität hängt davon ab, mit welcher Wahrscheinlichkeit und in welcher Höhe Leistungsungleichgewichte nicht ausreichend durch Regelreserve abgedeckt sind. Die gängigen Marktmodelle erlauben diese Abschätzung nicht, weil sie das individuelle Verhalten der BKV nicht ausreichend abbilden. Hierzu sind zusätzliche Annahmen, beispielsweise zum Wettbewerbsumfeld, zu den Portfolioeffekten einzelner Marktteilnehmer oder zum Kapitalmarkt notwendig. Mittelfristig kann der Versorgungssicherheitsbericht in Richtung eines effektiven Monitoring weiterentwickelt werden, in dem neben technischen Randbedingungen auch das Marktverhalten der BKV berücksichtigt wird. Dadurch können dann auch Aussagen über das zukünftig zu erwartende Investitionsverhalten in Erzeugungs- und Flexibilitätskapazitäten getroffen werden.

Als pragmatische Lösung könnte das Fangnetz zunächst auf 50 % der heute vorgehaltenen Sekundärregelleistung und Minutenreserve dimensioniert werden, das heißt auf 2.200 – 2.300 MW. Im Laufe der Zeit könnte dann überprüft werden, in welchem Maß die Sekundärregelleistung und Minutenreserve abgerufen und die Fangnetzkapazität aktiviert wird. Ziel dabei sollte es sein, die Beschaffung und Bepreisung von der Regelreserve so weiter zu entwickeln, dass das Fangnetz im Laufe der Zeit obsolet wird.

4.6 Kosten des Fangnetzes

Wie bereits erläutert sollten die Fangnetzwerkwerke nie oder nur sehr selten aktiviert werden. Daher stehen bei den Kosten für das Fangnetz geringe Vorhalte- und Wartungskosten im Vordergrund, während die Brennstoffkosten im Falle der Aktivierung aufgrund der geringen Einsatzzeit eher vernachlässigbar sind.

Die Kosten für die Bereitstellung von Fangnetzkapazität setzen sich zusammen aus Vorhalte- und Aktivierungskosten.

Die **Vorhaltekosten** werden im Rahmen des Ausschreibungsverfahrens durch die Anbieter von Fangnetzkapazität geboten. Vorhaltekosten setzen sich zusammen aus

- „Betriebsbereitschaftskosten“: Diese umfassen alle Kosten für die Bereithaltung der betreffenden Anlage, inklusive Kapitalkosten für die Anlage, Brennstoffbevorratungskosten, Personalkosten, Steuern und Konzessionsabgaben, Kosten für Wartungen, für Reparaturen außergewöhnlicher Schäden und für erforderliche immissionsschutzrechtliche Prüfungen.
- „Vorwärmkosten“: Dieser im Vergleich zu den Betriebsbereitschaftskosten weitaus kleinere Kostenblock umfasst die Kosten für die Vorwärmung der Erzeugungsanlagen bis zur Mindestlast (Vergleich Kapitel 3.3). Die Vorwärmkosten sind in den Vorhaltekosten zu berücksichtigen, für den Fall, dass die Fangnetzkapazitäten während eines Systembilanzproblems vorgewärmt, aber letztendlich nicht aktiviert werden. Der ÜNB berücksichtigt diese Vorwärmkosten entsprechend im Auswahlverfahren, in dem er abschätzt, wie oft er die Fangnetzkapazität abruf¹⁷. Wie oft diese Situation eintritt kann kaum abgeschätzt werden, weil dazu – ähnlich wie bei der Bestimmung der Höhe der Fangnetzkapazität (Vergleich Kapitel 4.5) – Annahmen notwendig sind, in welchem Maß der Markt ausreichende Anreize für regelbare Kraftwerksleistung bietet. In einer ersten Näherung kann sich die Anzahl dieser Ereignisse an der Anzahl der Stunden der Vorjahre orientieren (Maximalwert), in denen die ausgeschriebene Sekundär- und Minutenreserve vollständig ausgeschöpft wurde, die ÜNB Strom an der Börse beschafft und Notreserve von Nachbar-ÜNB angefordert haben.

Die Vorhaltekosten haben mit Abstand den höchsten Anteil an den Gesamtkosten des Fangnetzes. Bei der nachfolgenden Abschätzung handelt es sich um eine erste Abschätzung für die Vorhaltekosten.

Gemäß verschiedenen Studien ist die Gasturbine¹⁸ die günstigste neu zu installierende Erzeugungsanlage. DLR¹⁹ rechnet in seiner Leitstudie 2010 bei einer Abschreibungsdauer von 25 Jahren mit Kapitalkosten von 31,3 €/kW_a und fixen Betriebskosten (exkl. Brennstoffbevorratungskosten) von 8 €/kW_a. Damit fallen für eine aus neu zu installierenden Gasturbinen kontrahierte Fangnetzkapazität knapp 40.000 €/MW_a an. Kontrahiert sich das Fangnetz nur aus diesen neu zu installierenden Gasturbinen, ist bei einer Fangnetzkapazität von 2.200 MW mit Vorhaltekosten von 88 Mio. Euro pro Jahr zu rechnen. Diese Abschätzung ist indikativ. Sie unterstellt eine Kontrahierung der Leistung über die gesamte Lebensdauer. Sie dient zur Abschätzung der Größenordnung der durchschnittlichen jährlichen Kosten des Fangnetzes, die allerdings abhängig von der Ausgestaltung des Fangnetzes und den tatsächlich angebotenen Kapazitäten über- oder auch unterschritten werden kann.

Die heutigen Stromgestehungskosten betragen mehr als 40 Mrd. Euro, wenn man die Förderkosten der erneuerbaren Energien berücksichtigt. Ohne diese Förderkosten und lediglich bewertet mit dem Spotpreis betragen die jährlichen Stromgestehungskosten knapp 25 Mrd. Euro.

¹⁷ Da es sich bei den Fangnetzkapazitäten um technische Anlagen handelt, müssen diese in gewissem zeitlichem Abstand aktiviert werden, um deren Einsatzfähigkeit zu testen und zu gewährleisten (siehe auch Kapitel 3.2). Diese Kosten sollten ebenfalls unter den Vorhaltekosten berücksichtigt werden.

¹⁸ Unter <http://www.energie-studien.de> ist ein Studienvergleich zur „Entwicklung der Investitionskosten neuer Kraftwerke“ veröffentlicht. Alle in diesem Vergleich betrachteten Studien weisen ca. 400 €/kW aus.

¹⁹ DLR, Fraunhofer IWES, IfnE, „Leitstudie 2010 - Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global“, Datenanhang II, Tabelle 1-33, BMU - FKZ 03MAP146

Die Kosten für das Fangnetz würden die Stromgestehungskosten damit um ca. 2-4 % erhöhen. Wird das Fangnetz nicht abgerufen, würden die Netzentgelte um diese Kosten entsprechend angehoben.

Die **Aktivierungskosten** entsprechen den marginalen Kosten bei der Aktivierung des Fangnetzes und setzen sich aus Anfahr- und Abfahrkosten sowie Brennstoffkosten, inklusive Kosten für CO₂-Zertifikate, zusammen.

Die Aktivierungskosten werden neben den An- und Abfahrkosten zum Großteil von den tatsächlichen Brennstoffkosten und dem CO₂-Preis bestimmt. Um diese abzuschätzen, werden die variablen Betriebskosten, die in der Leitstudie von DLR²⁰ für das Jahr 2020 angesetzt wurden, verwendet. Im Preispfad B²¹ betragen die variablen Betriebskosten für ein Braunkohlekraftwerk (Dampfturbine) 37 €/MWh, für ein Steinkohlekraftwerk (Dampfturbine) 54 €/MWh, für ein GuD-Kombikraftwerk (Erdgas) 66 €/MWh und für eine Gasturbine (Erdgas) 100 €/MWh.

Besteht das Fangnetz zum Beispiel nur aus Gasturbinen und wird die gesamte Fangnetzkapazität über zehn Stunden zu 100 €/MWh alle fünf Jahre aktiviert, belaufen sich die durchschnittlichen jährlichen Aktivierungskosten auf knapp 0,5 Mio. Euro (zuzüglich Anfahr- und Abfahrkosten). Damit dürften die Aktivierungskosten im Vergleich zu den Vorhaltekosten nicht ins Gewicht fallen.

4.7 Zwischenfazit

Tabelle 4 fasst alle in Kapitel 4 getroffenen Empfehlungen zusammen.

Wer beschafft Fangnetzkapazität?	Alle vier deutschen ÜNB (gemeinsame Beschaffung nicht zwingend).
Beschaffungsverfahren	Ausschreibungsverfahren oder Auswahlverfahren, je nach Einheitlichkeit der Produktdefinition; Vorlaufzeit für erstmalige Kontrahierung bis zu 1-2 Jahren bei Auswahlverfahren.
Länge der Vertragsdauer und Ausschreibungsfrequenz	Vertragsdauer zwischen 1-5 Jahren, Ausschreibung in mehreren Tranchen.
Marktteilnahme	Während Kontrahierung keine Teilnahme der Fangnetzkapazität in Energie- und Regenergiemärkten, nach Ablauf der Verpflichtung als Fangnetzkapazität dürfen Anlagen/Kraftwerksscheiben wieder vollumfänglich in diesen Märkten teilnehmen.
Höhe der Fangnetzkapazität	Bedarf wird durch Verhalten der BKV bestimmt, Abschätzung: max. 50 % der heutigen Sekundär- und Minutenreserve (d.h. 2.200-2.300 MW), ggfs. Anpassung im Rahmen der Weiterentwicklung der Dimensionierung und Beschaffung der Regelreserve.
Kosten des Fangnetzes	Die Kosten für die Vorhaltung von 2.200 MW Fangnetzkapazität werden mit knapp 90 Mio. EUR p.a. abgeschätzt, d.h. oder 2-4 % der Stromgestehungskosten.

Tabelle 4: Übersicht über die Empfehlungen zu den Beschaffungsoptionen

²⁰ DLR, Fraunhofer IWES, IfnE, „Leitstudie 2010 - Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global“, Datenanhang II, BMU - FKZ 03MAP146

²¹ Preispfad B (mäßig) geht von einem geringeren Preisanstieg aus als Preispfad A. Da bereits heute die CO₂-Preise deutlich niedriger sind als in der von DLR angesetzten Prognose, erscheint Preispfad B als realistischer.

Die in diesem Kapitel analysierten und in Tabelle 4 zusammengefassten Beschaffungsoptionen sind Vorschläge, die die Realisierbarkeit eines Fangnetzes untermauern und eine mögliche Ausgestaltung illustrieren. Die tatsächliche Ausgestaltung sollte in enger Abstimmung mit den Marktteilnehmern, der Politik und der BNetzA erfolgen.

5 Bepreisung des Fangnetzes

5.1 Bestimmung des Fangnetzaktivierungspreises

Die Aktivierung des Fangnetzes soll lediglich den BKV in Rechnung gestellt werden, die die Aktivierung verursacht haben. Es liegt deshalb auf der Hand, die Kompensation der Kosten des Fangnetzes im Ausgleichsenergiepreis zu berücksichtigen. Dazu ist es erforderlich, dass der AEP-Mechanismus grundlegend überarbeitet wird, da er bereits ohne Berücksichtigung des Fangnetzes nicht effiziente Preissignale sendet.

Zum einen vergüten die ÜNB heute Regelenergie auf Basis der Bietspreise – der sogenannte „pay-as-bid“ Preismechanismus. Der AEP wird so bestimmt, dass die Kosten der ÜNB kompensiert werden. Er entspricht damit etwa dem gewichteten Mittelwert der Angebotspreise der bezuschlagten Regelenergieanbieter. Dies führt zu ineffizienten Preisinformationen für die BKV.

Weiterhin enthält der AEP nicht die Kosten für die Leistungsvorhaltung. Damit sind insbesondere die AEP für hohe Regelenergieabrufe zu niedrig und spiegeln die echte Kostensituation nur bedingt wider. Auch dadurch „sehen“ die BKV zu niedrige Kosten zum Ausgleich ihrer Bilanzungleichgewichte.

Schließlich findet die Auswahl der Anbieter für Sekundärregelenergie bereits eine Woche vor Echtzeit auf Basis von Leistungspreisen statt. Der Abruf basiert auf Angebotspreisen für die Regelenergie, die ebenfalls bereits eine Woche vor Echtzeit festgelegt werden müssen. Dieses Verfahren ermöglicht es den Regelenergieanbietern nicht, ihre Angebotspreise den Marktentwicklungen anzupassen und führt damit zu ineffizienten Angebotspreisen, die Überschuss und Knappheit nicht adäquat reflektieren.

Die BNetzA hat die Verzerrung der Preissignale bereits erkannt und damit reagiert, dass der AEP für große Regelenergieabrufe mit einem Zuschlag von 50 %, mindestens jedoch mit 100 €/MWh, beaufschlagt wird. Wenngleich diese Anpassung grundsätzlich zu befürworten ist, so ist doch nicht sichergestellt, dass damit die „richtigen“, das heißt die Grenzkosten reflektierenden Preise ermittelt werden.

Die Anpassung der Berechnungssystematik des AEP wird auch mit Inkrafttreten des Netzkodizes „Electricity Balancing“ erforderlich sein. Dieser schreibt, wie bereits in der Rahmenrichtlinie „Electricity Balancing“ gefordert, eine marginale Bepreisung (pay-as-cleared) für aktivierte Sekundär- und Tertiärregelenergie als zwingend erforderlich vor. In einem solchen System setzt die zuletzt und damit in der Regel auch teuerste aktivierte Maßnahme den Preis und bestimmt damit die Höhe des AEP. Weiterhin schreiben die Framework Guidelines Electricity Balancing eine Gebotspreisabgabe eine Stunde vor Echtzeit (H-1) für Sekundär- und Tertiärregelenergie vor. Die Unzulänglichkeit des AEP-Mechanismus wurde bereits im „White Paper“ thematisiert.

In Abbildung 3 ist die Maßnahmenreihenfolge zur Behebung des Leistungsungleichgewichts (Erzeugungsdefizit) grafisch dargestellt und der Verlauf des heutigen sowie eines angepassten marginalen AEP schematisch eingetragen.

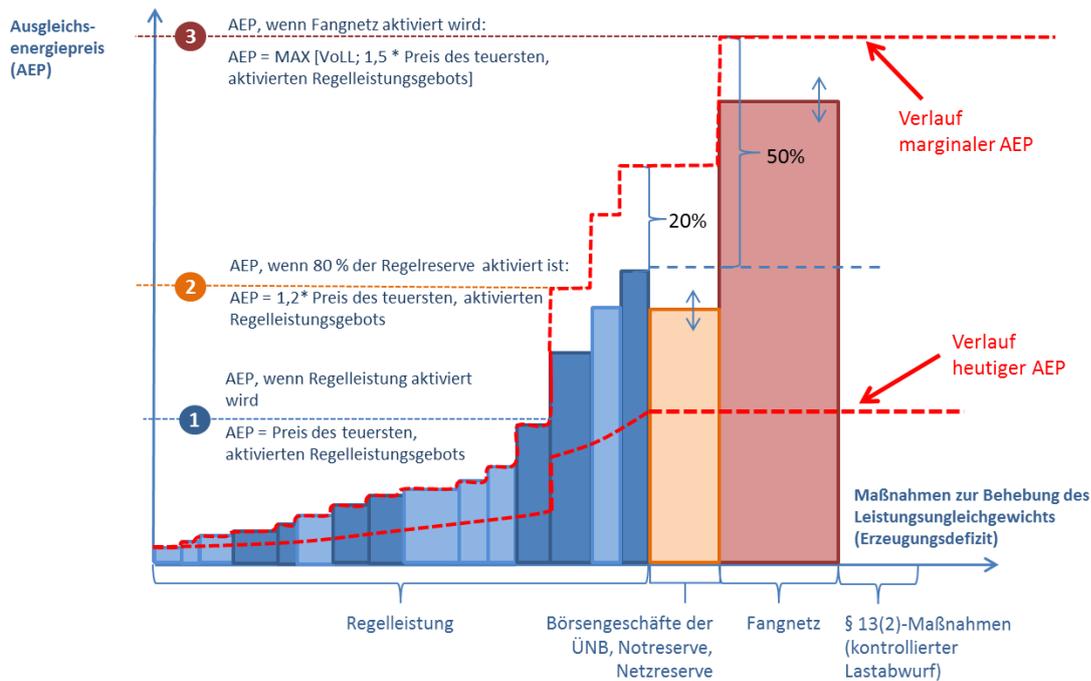


Abbildung 3: Exemplarische Darstellung der Höhe des marginalen AEP in Abhängigkeit von den aktivierten Maßnahmen zur Behebung des Leistungsdefizits

Abbildung 3 zeigt exemplarisch, dass der heutige AEP mit zunehmendem Abruf von Sekundärregelleistung, Minutenreserve und abschaltbare Lasten (AbLa) lediglich leicht ansteigt. Der AEP erhöht sich um 50 % (und mindestens 100 €/MWh), sobald 80 % der kontrahierten Regelleistung abgerufen wurden und steigt danach weiter an, bis sämtliche Regelleistung ausgeschöpft ist. Alle nachrangig aktivierten Maßnahmen²² erhöhen den AEP nicht.

Bevor die Bepreisung des Fangnetzes diskutiert wird, werden einige Anpassungen des AEP unterstellt, die für eine effiziente Bepreisung wesentlich sind:

- Berechnung des AEP für den Abruf der Sekundär- und Minutenreserve. Hier ist in Zukunft der AbLa-Markt zu integrieren und der gesamte AEP-Mechanismus auf Grenzkosten umzustellen. In der Regel geht damit auch eine Anpassung der Beschaffung von Regelenergie einher.
- Kurzfristige Anpassung der Regelenergieangebote, um eine bessere Abstimmung mit Spot- und Intraday-Preisen zu ermöglichen. Insbesondere können damit auch Knappheitssignale ermöglicht werden. Es wird erwartet, dass dadurch zu Zeiten von Knappheit Angebotspreise erzielt werden können, die auch die Kosten für die Leistungsvorhaltung decken können. Auch dadurch ist anzunehmen, dass das heutige Verfahren der Beschaffung grundlegend weiterentwickelt wird.

²² In Kapitel 2.1 wird erläutert, dass der ÜNB jegliche Möglichkeit überprüft, das akute Systembilanzproblem anderweitig zu lösen, bevor er kontrollierte Abschaltungen von Letztverbrauchern vornimmt. Dies umfasst auch die Überprüfung, inwieweit Erzeugungsanlagen, die als Netzreserve vorgehalten werden, kurzfristig elektrische Energie bereitstellen können. Im Rahmen der heutigen AEP-Berechnungssystematik würde die Netzreserve zur Behebung des Systembilanzproblems höchstwahrscheinlich vor der Anpassung des Transits aktiviert. Die Aktivierung der Netzreserve hätte ebenso wie die übrigen Maßnahmen, die nach der vollständigen Ausschöpfung der kontrahierten Regelleistung aktiviert wurden, keinerlei AEP-erhöhende Wirkung. Sollte zukünftig Netzreserve auch als Fangnetzkapazität aktiviert werden, dann wird der Einsatz dieser zum Fangnetzaktivierungspreis abgerechnet.

Durch diese Maßnahmen würde der AEP die Grenzkosten für die Aktivierung von Regelenergie abbilden und auch entsprechende Knappheitssignale beinhalten. Der oben gestrichelte Kurvenverlauf in Abbildung 3 gibt den dazugehörigen Verlauf des AEP schematisch an.

Um sicherzustellen, dass eine ausreichende Anhebung des AEP in Fällen von Knappheit stattfindet, kann man die bereits heute von der BNetzA eingeführte Erhöhung des AEP auch in Zukunft beibehalten. Hier schlagen wir allerdings eine deutliche Absenkung des Aufschlages vor, da durch die oben erwähnten Anpassungen bereits eine höhere Ausgangsbasis des AEP zu erwarten ist. Hier könnte man zunächst mit einem Aufschlag von 20 % beginnen, der im Laufe der Zeit und mit zunehmender Erfahrung anzupassen ist.

Die Aktivierung des Fangnetzes würde dann eine Erhöhung des AEP auf den Fangnetzaktivierungspreis (FAP) zur Folge haben. Aus Transparenzgründen erscheint es sinnvoll, einen fixen FAP festzulegen. Da das Fangnetz eine freiwillige Lastabschaltung beziehungsweise eine Lastverschiebung im EoM anreizen soll und das Fangnetz alternativ zum Lastabwurf aktiviert wird, erscheint auch eine Orientierung des FAP an den Kosten des Lastabwurfes (VoLL) naheliegend.

Der VoLL variiert stark zwischen den unterschiedlichen Verbrauchstypen und regional. Die nachfolgende Tabelle listet eine Auswahl an VoLL für Deutschland²³ :

Haushalte	11.920 €/MWh
Verarbeitende Industrie	1.640 €/MWh
Agrarindustrie	2.490 €/MWh
Dienstleistungssektor	11.040 €/MWh
Bausektor	102.930 €/MWh

Tabelle 5: Ausgewählte VoLL unterschiedlicher Verbrauchstypen

Da der FAP grundsätzlich pönalisierend wirken sollte, um eine Deckung der Last durch Regelenergie im Fall seltener Erzeugungsdefizite zu vermeiden, erscheint eine Festlegung des VoLL in Höhe von mindestens 15.000 €/MWh sinnvoll. Auch sollte der Preis für den Abruf so festgelegt werden, dass im Falle des Abrufes zumindest die Gesamtkosten, einschließlich der Kosten für die Leistungsvorhaltung, gedeckt werden. Hier kann ein Zuschlag von 50 % auf den Angebotspreis der teuersten aktivierten Regelleistung einen sinnvollen Anhaltspunkt bieten.

Der FAP sollte dann das Maximum von VoLL und dem angepassten Angebotspreis für Regelleistung betragen:

$$\text{FAP} = \text{MAX} [\text{VoLL}; 1,5 \cdot \text{Preis des teuersten, aktivierten Regelleistungsgebots}]$$

Der FAP wird als marginales und damit für den AEP preissetzendes Gebot abgerechnet. Alle BKV, die im Zeitraum des aktivierten Fangnetzes eine negative Bilanzkreisabweichung aufweisen, das heißt deren Kunden mehr Strom verbraucht haben als durch den BKV besorgt wurde, zahlen den FAP für die jeweilige Abrechnungsperiode (Viertelstunde). Dies gilt natürlich auch für die Produzenten, die mehr veräußert haben, als sie dann in diesem Zeitraum tatsächlich produziert haben. Alle BKV, die im Zeitraum des aktivierten Fangnetzes eine positive Bilanzkreisabweichung

²³ EWI: „The Costs of Power Interruptions in Germany“ (www.ewi.uni-koeln.de)

aufweisen, das heißt deren Kunden weniger Strom verbraucht haben, als durch den BKV besorgt wurde, erhalten eine Vergütung auf Basis des FAP für die jeweilige Abrechnungsperiode.

5.2 Umgang der ÜNB mit Mehr- und Mindereinnahmen

Durch die Beschaffung von Fangnetzkapazität entstehen den ÜNB Kosten (Vorhaltekosten und Abwicklungskosten). Diese Kosten werden über die Netzentgelte umgelegt. Im Falle der Aktivierung des Fangnetzes entstehen dem ÜNB zusätzliche Aktivierungskosten und Einnahmen aus dem AEP-Mechanismus. Diese zusätzlichen Einnahmen werden kostenmindernd bei der Ermittlung der Netzentgelte in Ansatz gebracht.

Wird das Fangnetz zum Beispiel 4 Jahre lang nicht aktiviert, sind Kosten von 88 Mio. Euro pro Jahr in den Netzentgelten zu berücksichtigen. Werden im fünften Jahr 2.200 MW Fangnetzkapazität für 10 Stunden aktiviert, entstehen zunächst Aktivierungskosten von 2,2 Mio. Dem gegenüber erzielen die ÜNB Einnahmen von 330 Mio. Euro²⁴. Für das fünfte Jahr sind damit neben den Kosten von 90,2 Mio. Euro auch Einnahmen von 330 Mio. Euro in den Netzentgelten²⁵ zu berücksichtigen. Um stark schwankende Netzentgelte zu vermeiden, kann auf dem Wege eines „Fangnetz-Kontos“ die Auswirkung schwankender Einnahmen auf die jährlichen Netzentgelte über mehrere Jahre gemittelt werden.

Die deutschlandweit entstandenen Gesamtkosten für das Fangnetz und die erzielten Einnahmen bei eventueller Aktivierung der Fangnetzkapazitäten können zum Beispiel entsprechend einem Aufteilungsschlüssel (z.B. KWKG-Schlüssel) auf die vier deutschen ÜNB umgelegt werden.

5.3 Zwischenfazit

Die Aktivierung des Fangnetzes soll den BKV in Rechnung gestellt werden, die die Aktivierung verursacht haben. Dazu ist es erforderlich, dass der AEP-Mechanismus grundlegend überarbeitet wird, da er bereits ohne Berücksichtigung des Fangnetzes nicht effiziente Preissignale sendet. In einem Ausgleichsenergiesystem mit marginaler Bepreisung und Gebotsabgabe für Regelenergiearbeit eine Stunde vor Echtzeit ist davon auszugehen, dass die Preise für Regelenergiearbeit über denen im untertägigen und vortägigen Spotmarkt erzielten Preisen liegen.

Dies gilt ebenso für den Fangnetzaktivierungspreis, der den AEP entsprechend erhöht. Da das Fangnetz eine freiwillige Lastabschaltung beziehungsweise eine Lastverschiebung im EoM anreizen soll und das Fangnetz alternativ zum Lastabwurf aktiviert wird, erscheint auch eine Untergrenze des FAP in Höhe von Kosten des Lastabwurfes (VoLL) naheliegend. Der VoLL wird mit 15.000 €/MWh abgeschätzt.

Um ausreichend pönalisierend zu wirken, muss der FAP auch höher als der AEP sein:

$$\text{FAP} = \text{MAX} [\text{VoLL}; 1,5 * \text{Preis des teuersten, aktivierten Regelleistungsgebots}]$$

²⁴ Bei einem FAP von 15.000 €/MWh: (2.200 MW*10 h*15.000 €/MWh)

²⁵ Die Kosten des Fangnetzes sollten auf die Netzentgelte umgelegt werden und sind damit Teil der regulierten Erlöse. Grundsätzlich könnten die Kosten ähnlich behandelt werden wie die heute durch den Abschluss von Netzreserveverträgen entstandenen Kosten.

Durch die Beschaffung von Fangnetzkapazität und im Falle einer Aktivierung des Fangnetzes entstehen den ÜNB Kosten. Prinzipiell werden Mindereinnahmen als zusätzlicher Aufwand und Mehreinnahmen als entlastend bei den Netzentgelten berücksichtigt.

6 Abgrenzung des Fangnetzes

Nachfolgend wird das Fangnetz sowohl gegenüber anderen Systemsicherheitsmaßnahmen als auch gegenüber einigen der derzeit diskutierten Kapazitätsmarktmodellen abgegrenzt.

6.1 Abgrenzung gegenüber Kapazitätsmärkten und strategischer Reserve

Wie im Kapitel 1.1 erläutert wird die Versorgungssicherheit im Sinne, dass jederzeit ausreichend gesicherte Erzeugungskapazitäten für die Stromerzeugung zur Verfügung stehen, über den EoM gewährleistet. Der EoM erzeugt entsprechende Preissignale, so dass die am Großhandelsmarkt agierenden Marktparteien (Händler, Vertriebe, Lieferanten, Erzeuger, Großverbraucher) sowohl langfristig als auch kurzfristig auf eine mögliche Gefährdung der Versorgungssicherheit entsprechend reagieren können.

Das Konzept des EoM basiert darauf, dass Kraftwerksbetreiber ausschließlich für die in den Kraftwerken erzeugte Energie vergütet werden. Der notwendige Kraftwerksneubau wird damit auch über die zuvor erwähnten Knappheitspreise sowie über mittelfristige Preissignale am Terminmarkt angereizt. Im White Paper²⁶ wurde dargelegt, dass der EoM prinzipiell zufriedenstellend funktioniert und die richtigen Signale zum Kraftwerkskapazitätsneubau und -rückbau setzt. Zwingende Voraussetzung für ein zukünftiges Funktionieren des EoM ist, dass regulatorische oder politisch motivierte Restriktionen vermieden werden und dass eine Flexibilisierung der Last stattfindet.

Verschiedene Akteure zweifeln jedoch an, dass die für einen Kraftwerksneubau benötigten Knappheitsrenten im EoM erzielt werden können, da dort die Grenzkosten der Erzeugung preissetzend sind. Sie halten einen ergänzenden Kapazitätsmarkt für notwendig, der die bereitgestellte Leistung vergütet und damit die Versorgungssicherheit gewährleistet.

Kapazitätsmechanismen wirken im Zeitbereich des Energiemarktes, das heißt mehr oder weniger lang vor Echtzeit. Sie greifen damit grundsätzlich – mehr oder weniger stark – in die Funktionsweise des EoM ein. Das Fangnetz dagegen kommt erst im Zeitbereich der Systemführung, das heißt in Echtzeit, zum Einsatz. Die Ausgestaltung des Fangnetzes sorgt dafür, dass wichtige Preissignale an die Marktparteien und in den Energiemarkt gesendet werden, um bereits dort die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Damit unterstützt das Fangnetz flankierend den EoM und überlässt es den Marktparteien, die effektivsten Maßnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit bereits lange vor Echtzeit zu ergreifen.

In Tabelle 6 wird das Fangnetz gegenüber einigen der für Deutschland diskutierten Kapazitätsmarktmodelle abgegrenzt.

²⁶ E-Bridge/UMS Group/Wolak: „White Paper zu einem nachhaltigen Strommarktdesign“, (<http://www.e-bridge.de>)

Modell	Modellbeschreibung	Wer ist berechtigt?	Dauer der Verträge	Bewertung
Strategische Reserve	Die Strategische Reserve (SR) soll vermeiden, dass es bei „Angebotsknappheit“ in der vortägigen Stromauktion zu einer Einkürzung der Nachfrage kommt, indem die Strategische Reserve als zusätzliches Grenzpreisangebot in die Auktion eingestellt wird.	Grundsätzlich alle Bestandskraftwerke, geplante Projekte	In der Regel mehrere Jahre	<ul style="list-style-type: none"> Der Einsatz der SR in der vortägigen Stromauktion nimmt den Marktteilnehmern die Möglichkeit, bis zur endgültigen Fahrplanabgabe eine Lösung für das Problem zu finden. Wichtige Signale an die Marktakteure für die Schaffung eines ausreichenden und flexiblen Kraftwerksparks und DSM werden dadurch unterdrückt. Die Kosten werden sozialisiert.
Dezentraler Kapazitätsmarkt (1)	Vertriebe decken sich mit Versorgungssicherheitsnachweisen für einen definierten Knappheitszeitpunkt ein. Diese Zertifikate werden für steuerbare Erzeugungskapazitäten ausgestellt und über die Börse oder einen anderen Markt gehandelt. Vertriebe haben Anreiz, Potenziale auf der Nachfrageseite beim Verbraucher zu erschließen, um die Höhe der benötigten Zertifikate zu senken	Umfassende Teilnahme von Erzeugung und Lasten	Es gibt keine Verträge, sondern es werden Zertifikate gehandelt.	<ul style="list-style-type: none"> Ein zusätzlich (regulatorisch) geschaffener Markt, der regulatorische Eingriffe (Ausübungspreisfestlegung, Strafzahlungen) und Überwachung erfordert. Beim Start Gefahr von „windfall profits“ auf Erzeugerseite. Wettbewerbliche Interdependenzen zwischen Zertifikats- und Energiemarkt noch unklar.
Fokussierter Kapazitätsmarkt (2)	Sogenannter selektiver Kapazitätsmechanismus. Auswahlkriterien sind: CO ₂ -Emissionswerte, Flexibilität und Standort. Festlegung der Höhe der Kapazitätzahlung durch eine Auktion.	Nur Neuanlagen und stilllegungsfähige Bestandsanlagen mit weniger als 2.000 Betriebsstunden	Bestandskraftwerke können Verträge mit einer Laufzeit von 1 - 4 Jahren abschließen, Neuanlagen 15 Jahren.	<ul style="list-style-type: none"> Eine klare Abgrenzung zur Netzreserve ist notwendig, da diese sich ggfs. auch aus stilllegungsfähigen deutschen Bestandsanlagen zusammensetzt. Gefahr eines Rutschbahneffektes („slippery slope“). Die Kosten werden sozialisiert.
EWI-Modell (3)	Es werden Versorgungssicherheitsverträge eingeführt: eine zentrale Instanz legt das Kapazitätsniveau fest und führt Auktionen durch. Bestandsanlagen dürfen nur Volumen, aber keinen Preis bieten, Neubauten bestimmen den Kapazitätspreis.	Geplante Projekte, Bestandskraftwerke und Lasten, technologieunabhängig	Bestandskraftwerke erhalten jährlichen Auktionspreis, Neuanlagen werden über 15 Jahre ausbezahlt.	<ul style="list-style-type: none"> Modell erfordert laufend regulatorische Eingriffe und Überwachung Tendenz, das Kapazitätsniveau eher zu überschätzen, was das Modell insgesamt noch teurer macht. Gefahr von „windfall-profits“ auf der Erzeugerseite Kosten werden sozialisiert
Fangnetz	Kontrahierung von Erzeugungskapazitäten, die außerhalb des Strommarktes nur als Systemsicherheitsmaßnahme alternativ zum Lastabwurf im Falle von Systembilanzproblemen durch die ÜNB eingesetzt werden. Das Fangnetz wird eingesetzt, um Abschaltung von Lasten zu vermeiden.	Bestandskraftwerke, geplante Projekte, technologieunabhängig	1-mehrere Jahre – siehe Kapitel 4.3	<ul style="list-style-type: none"> Die für das Fangnetz kontrahierte Erzeugungsleistung wird für die Zeit der Kontrahierung vollständig aus dem Markt genommen und steht nur für die definierte Systemsicherheitsmaßnahme zur Verfügung. Das Fangnetz greift nicht in die Funktionsweise des EoM ein, setzt jedoch die richtigen Anreize für die Marktakteure Bilanzgleichgewichte im Markt abzusichern. Kosten werden weitestgehend verursachergerecht umgelegt.

⁽¹⁾ VKU und thüga (ursprünglich), Weiterentwicklung durch den BDEW (Ähnlichkeit mit franz. Kapazitätsmarktmodell)

⁽²⁾ Ökoinstitut, LBD und Raue

⁽³⁾ Energiewirtschaftliche Institut an der Universität Köln (Ähnlichkeit mit dem in Großbritannien geplanten Kapazitätsmarktmodell)

Tabelle 6: Abgrenzung des Fangnetzes zu Kapazitätsmarktmechanismen

Die Kapazitätsmärkte erfordern eine zentrale Instanz, die a) die Höhe der notwendigen Reserve systemweit festlegt oder die b) die Art der Absicherungsgeschäfte vorgibt. Beide regulatorischen Eingriffe bergen das Risiko einer Fehleinschätzung, die zu volkswirtschaftlichen Schäden führen kann. Wesentlich dabei ist auch, dass Kapazitätsmärkte dadurch, dass sie die Wirkungsweise des

EoM direkt oder indirekt beeinflussen, auch die dringend notwendigen Innovations- und Versorgungssicherheitssignale, die ansonsten vom EoM ausgehen, reduzieren.

Die strategische Reserve wird üblicherweise als ein Instrument betrachtet, das bereits im Zeitbereich des Energiemarktes - das heißt im gleichen Zeitbereich, in dem auch die Kapazitätsmärkte wirken - das Risiko unzureichender Erzeugungskapazität reduzieren soll. Falls es in der vortägigen Stromauktion zu einer Situation kommt, in der sich die Angebots- und Nachfragekurven nicht schneiden, wird heute die Nachfragekurve so eingekürzt, dass es wieder zu einem Schnittpunkt kommt. In Folge müssen die Bilanzgruppen ihre Nachfrage entsprechend reduzieren. Die strategische Reserve setzt hier an und sorgt durch Vorhaltung ausreichender Reserve in der vortägigen Stromauktion zur Erfüllung der Nachfragewünsche.

Die Kapazitätsmärkte und die strategische Reserve lösen nicht das Grundproblem, dass Marktparteien durch unzureichende Ausgleichsenergiepreise und einen auf technischen Kriterien basierenden Lastabwurf den Wert einer ausreichenden Absicherung nicht vollständig erkennen können. Dadurch bleibt das Risiko einer unzureichenden Zahlungsbereitschaft für ausreichende Erzeugungskapazität bestehen. Kapazitätsmärkte und strategische Reserve sind nicht so angelegt, dass sie gegebenenfalls wieder abgeschafft werden können. Vielmehr besteht das Risiko, dass durch ihre Existenz die Anreizwirkung des EoM für ausreichende Erzeugungskapazität weiter abnimmt und damit die Rolle und das Volumen der Kapazitätsmärkte im Laufe der Zeit sogar noch weiter zunehmen wird.

Das Fangnetz setzt dagegen direkt bei der Bilanzierungspflicht der BKV an und stärkt diese. Es kann jederzeit reduziert oder sogar vollständig abgeschafft werden, wenn sowohl die Dimensionierung und Beschaffung von Regelenergie als auch der AEP-Mechanismus entsprechend weiterentwickelt und angepasst wurden und gegebenenfalls sogar die kontrollierte Lastabschaltung in Zukunft verursachergerecht durchgeführt werden kann. Da das Fangnetz dazu dient, die Rolle und Verantwortung von Marktparteien durchzusetzen, schafft es die Basis für weitere marktgerichtete Maßnahmen.

6.2 Abgrenzung gegenüber der Systemreserve

Die Bundesnetzagentur schlägt die Einführung einer Systemreserve als Brückenlösung vor, die in einer Übergangsphase die „Versorgungssicherheit effektiv absichert, ohne bereits eine Vorentscheidung über die Tiefe des Markteingriffes zu treffen.“ Der nachfolgende Vergleich zeigt, dass die Systemreserve ähnlich wie das Fangnetz als Systemsicherheitsmaßnahme durch die ÜNB eingesetzt werden soll.

	Systemreserve	Fangnetz
Modellbeschreibung	Die Systemreserve wird als zusätzliches und von den übrigen Regelenergie- und Reserveprodukten unterschiedenes Vorhalteprodukt im Rahmen des Regelenergiemarktes ausgestaltet. Wesentlich für das Produkt ist, dass die Systemreserve erst auf der Ebene der Systemsicherheit von den Übertragungsnetzbetreibern eingesetzt würde, um aufgrund von Unterkapazität auftretenden tatsächlichen Systembilanzunterdeckungen physikalisch zu begegnen.	Kontrahierung von Erzeugungskapazitäten, die außerhalb des Strommarktes nur als Systemsicherheitsmaßnahme alternativ zum Lastabwurf im Falle von Systembilanzproblemen durch die ÜNB eingesetzt werden.
Wer ist berechtigt?	Bestandskraftwerke, Lasten, technologieunabhängig	Kraftwerke, Lasten, Speicher, technologieunabhängig
Dauer der Verträge	Noch offen – Monate bis mehrere Jahre	Mehrere Jahre – siehe Kapitel 4.3
Bewertung	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Die für die Systemreserve kontrahierte Erzeugungsleistung wird zwar vollständig aus dem Markt genommen, da jedoch auch Lasten teilnehmen, kommt es dadurch zu einer Beeinflussung des EoM. ▪ (Teil)-kosten werden verursachergerecht auf die BKV umgelegt. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Die für das Fangnetz kontrahierte Erzeugungsleistung wird für die Zeit der Kontrahierung vollständig aus dem Markt genommen und steht nur für die definierte Systemsicherheitsmaßnahme zur Verfügung. Das Fangnetz beeinflusst die Funktionsweise des EoM kaum. ▪ Kosten werden verursachergerecht umgelegt

Tabelle 7: Vergleich Fangnetz und Systemreserve

Die Systemreserve und das Fangnetz sind in ihren Grundzügen und ihrer Wirkungsweise weitgehend vergleichbar.

7 Einführung und Umsetzung

7.1 Einführungszeitpunkt für das Fangnetz

Derzeit stehen ausreichend gesicherte Erzeugungskapazitäten für die Stromerzeugung zur Verfügung. In dem im September 2013 vorgelegten Bericht zur Leistungsbilanz²⁷ prognostizieren die Übertragungsnetzbetreiber eine deutlich positive Leistungsbilanz für die Jahre 2013 (+5,5 GW) bis 2016 (+12 GW). Verschiedene über diesen Zeitraum hinausgehende Studien legen dar, dass bis ca. 2020-2022 nicht mit Erzeugungsengpässen zu rechnen ist. So kommt ENTSO-E²⁸ zu dem Ergebnis, dass Europas Versorgung mit Elektrizität mindestens bis 2020 jederzeit gesichert ist und trotz Atomausstiegs in Deutschland, der Schweiz und in Belgien keine Versorgungslücke besteht. Zu einem ähnlichen Ergebnis kommt das Gutachten von Frontier Economics und Formaet im Auftrag des BMWi²⁹: „Wir sehen auf Basis der empirischen Analyse vor 2022 keine prinzipielle Gefahr von Versorgungsunterbrechungen und damit externer Effekte durch erzeugungsseitige Kapazitätsdefizite.“

Diese Einschätzung wird auch an den Terminmärkten³⁰ für Strom widergespiegelt, an denen Futures und Optionen zu historisch niedrigen Preisen gehandelt werden. Exemplarisch ist in Abbildung 4 der Preis sowie der Handelsumsatz für den Stromfuture (Base) 2017 dargestellt.

²⁷ Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2013 nach EnWG § 12 Abs. 4 und 5 (<http://www.bmwi.de>)

²⁸ Studie "Scenario Outlook & Adequacy Forecast 2012 – 2030" von 2013, (www.entsoe.eu)

²⁹ Gutachten: „Strommarkt in Deutschland – Gewährleistet das derzeitige Marktdesign Versorgungssicherheit?“ (<http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/strommarkt-in-deutschland-gewaehrleistung-das-derzeitige-marktdesign-versorgungssicherheit.property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>)

³⁰ An der EEX werden derzeit (Stand 13.06.2014) Terminkontrakte für die Kalenderjahre bis 2020 (Cal-15 bis Cal-20) zu Preisen zwischen 32,25 €/MWh bis 34,43 €/MWh gehandelt. Diese niedrigen Preise sind ein deutliches Zeichen, dass Überkapazitäten im Markt bestehen. (www.eex.de),

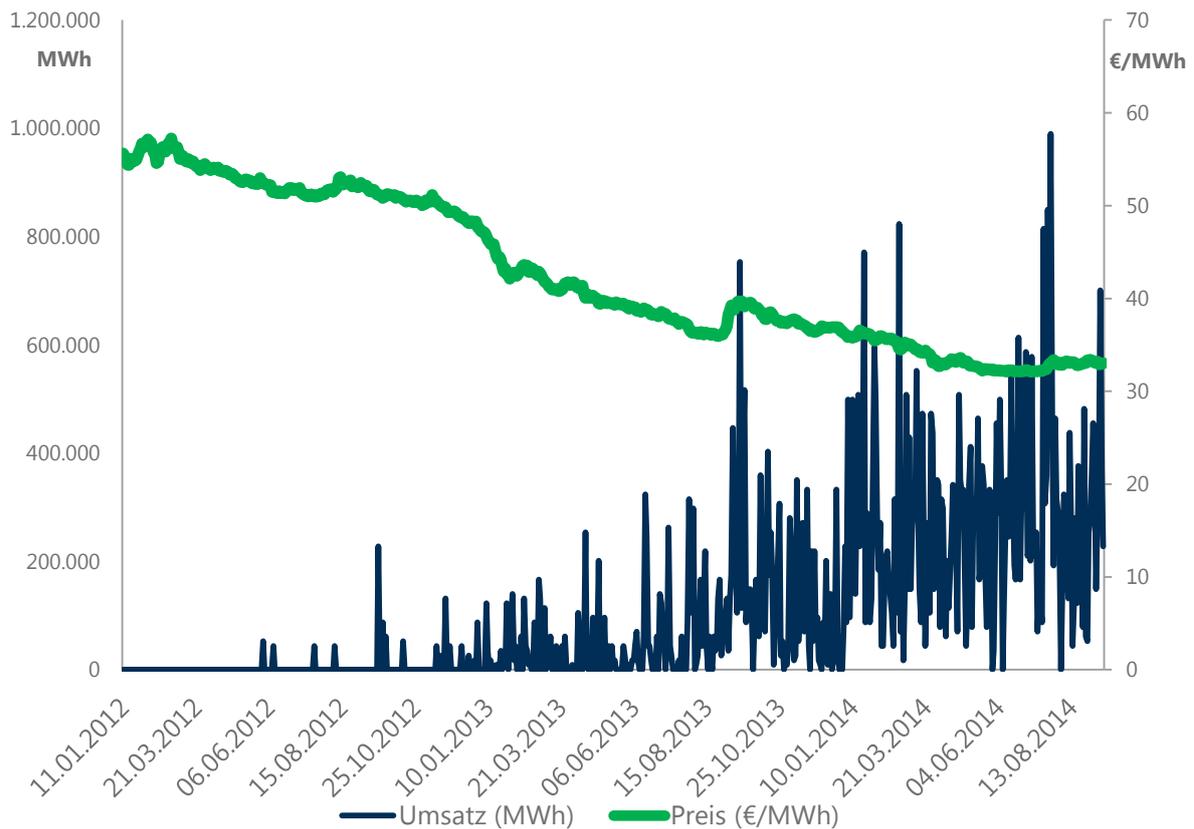


Abbildung 4: Stromfuture (Base) zur Lieferung im Jahr 2017, Preise und Handelsumsätze [EEX]

Der preisliche Verlauf des in Abbildung 4 dargestellten Stromfutures spiegelt die Erwartungshaltung der Marktteilnehmer für das Jahr 2017 wider. So beträgt der Preis für die Stromlieferung im Jahr 2017 zurzeit lediglich etwa 33 €/MWh. Dies deutet darauf hin, dass Marktteilnehmer gegenwärtig weiterhin von ausreichenden Erzeugungskapazitäten im Jahr 2017 ausgehen. Der Abbildung ist auch zu entnehmen, dass de facto kein Handel länger als 3 Jahre im Voraus stattfindet, da größere Handelsumsätze erst ab Ende 2013 sichtbar sind.

Bis Ende 2022 gehen neun Kernkraftwerke mit einer Leistung von insgesamt 12.000 MW vom Netz, davon jeweils drei Ende 2021 und Ende 2022. Folgt man der Annahme, dass ab 2022 Kraftwerkszubau notwendig ist, so dürfte sich dies vermutlich nicht vor 2017/18³¹ auf den Terminmärkten für Strom durch höhere Preise für das Kalenderjahr 2022 (Cal-22) bemerkbar machen.

Bei einem Kraftwerksneubau ist mit Vorlaufzeiten von 4–6 Jahren zu rechnen. Kraftwerke, die nur temporär außer Betrieb genommen werden, die technisch überholt werden müssen oder die sich bereits heute in der Netzreserve befinden, sind zum Teil deutlich schneller verfügbar.

Möchte man zusätzliche finanzielle Anreize für Lieferanten neben den im EoM zu erwartenden Knappheitssignalen zur ausreichenden Stromeindeckung setzen, ist eine sukzessive Ausschreibung von Fangnetzkapazität, die um 2020 erstmalig zur Verfügung steht, sinnvoll. Daher können bereits jetzt die Vorbereitungen zum Aufbau des Fangnetzes mit dem Ziel starten, bis 2022 die vollständige Fangnetzkapazität zu erreichen.

³¹ An der EEX können derzeit Terminkontrakte für Strom für bis zu 6 Jahre im Voraus gehandelt werden.

7.2 Anpassung des heutigen Ordnungsrahmens

Die Definition des Anwendungsbereiches, des Einsatzzweckes, der Dimensionierung, der Beschaffung und Vergütung von Fangnetzkapazität sowie der Aktivierungsprozess, die Bepreisung des Fangnetzes und die Verrechnung der Kosten sind in einer Fangnetzverordnung festzulegen.

Zusätzlich dazu ist eine Anpassung der nachfolgenden Gesetze und Festlegungen erforderlich:

- § 13 EnWG: Einfügen des Fangnetzes als Systemsicherheitsmaßnahme bei Systembilanzproblemen
- BNetzA-Beschlüsse zur Ausschreibung von Regelleistung in Gestalt der Sekundärregelleistung und Minutenreserve (BK6-10-098 und BK6-10-099): Anpassung des Beschaffungsprozesses und der Bepreisung (pay-as-cleared)
- BNetzA-Beschluss Weiterentwicklung des Ausgleichsenergiepreis-Systems (BK6-12-04): Generelle Anpassung der Berechnungssystematik des Ausgleichsenergiepreises (wie im Kapitel 5.1 erläutert), Berücksichtigung des Fangnetzaktivierungspreises bei der Berechnung des Ausgleichsenergiepreises
- Allgemeine Vorschriften zur Anreizregulierung (ARegV): Behandlung der Kosten für das Fangnetz. Insbesondere wäre die Behandlung der Kosten und Erlöse des Fangnetzes als dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenanteil zu betrachten und § 11 ARegV, Abs. (2) entsprechend zu erweitern.

Für den Fall, dass ein Einsatz des Fangnetzes zur Behebung von Netzengpässen oder zur Spannungshaltung (derzeitiger Einsatzzweck der Netzreserve) genehmigt werden soll, ist eine Anpassung des § 13 EnWG und der BNetzA-Festlegungen zum Redispatch (BK6-11-098, BK8-12-019) notwendig.

8 Exkurs: Das risikobasierte Fangnetz

8.1 Die Notwendigkeit eines wirksamen Risikomanagements

Das physische Fangnetz wird im Falle von negativen Leistungsungleichgewichten (fehlende Erzeugung) nachrangig zu anderen Maßnahmen als letzte Maßnahme vor dem kontrollierten Lastabwurf aktiviert. Damit wird das Risiko des kontrollierten Lastabwurfs, bei dem nicht notwendigerweise die Verursacher der Abweichung betroffen sind, minimiert und die wirtschaftlichen Konsequenzen einer Bilanzunterdeckung werden den verursachenden BKV zugewiesen. Durch diese Maßnahme wird eine effiziente Preisfindung sowohl im Ausgleichsenergiemarkt als auch in den Energiemärkten unterstützt. Im Fall von Knappheit können sehr hohe kurzfristige Preise in diesen Märkten auftreten.

Eine wachsende Volatilität der Strompreise und sehr hohe Preisspitzen erhöhen die finanziellen Risiken von Marktteilnehmern – und insbesondere von Lieferanten mit einer geringfügigen Flexibilität der Nachfrage. Hier könnte ein risikobasiertes Fangnetz greifen. Das risikobasierte Fangnetz dient der Minimierung von negativen externen Effekten bei Ausfällen von Energieversorgungsunternehmen (EVU) und dem Schutz der Endverbraucher. Unter einem Ausfall eines EVU wird die Insolvenz des Unternehmens verstanden. Die Verletzung vertraglicher Pflichten, wie beispielsweise die Nichterfüllung der vertraglich fixierten Versorgung aufgrund mangelnder Eindeckung im Großhandel, ist hiervon zu differenzieren.³²

Im EoM werden bei Knappheit von Erzeugungsleistung hohe Preise zu beobachten sein. Neben einem grundsätzlich hohen Preisniveau können auch sehr kurzfristige Preisspitzen auftreten, die die physische Knappheit innerhalb einer oder weniger Stunden widerspiegeln. EVUs beziehungsweise Lieferanten³³ müssen in der Lage sein, solche Situationen zu antizipieren und im Vorfeld Gegenmaßnahmen zu treffen, um sich finanziell und gegebenenfalls auch physisch abzusichern. Werden Engpasssituationen nicht rechtzeitig antizipiert, ist mit finanziellen Folgen für das Unternehmen zu rechnen. Die zusätzlich auftretenden kurzfristigen Preisspitzen können die finanziellen Folgen deutlich verschärfen und die Lieferanten in eine finanzielle Schieflage bringen.

Sollte ein Lieferantenausfall aus der Zahlungsunfähigkeit resultieren, ist mit zahlreichen negativen Effekten zu rechnen, die nicht nur den Lieferanten, sondern auch Dritte betreffen.³⁴ Zunächst bekommen Gegenparteien im Stromgroßhandel den Ausfall des Unternehmens zu spüren, wenn keine Absicherung vorlag. Grundsätzlich steigt dadurch das Kontrahentenausfallrisiko und die Absicherung gegen die Ausfälle wird teurer. Zudem folgen mögliche Ausfälle der Netzentgeltzahlung für Netzbetreiber, in deren Gebiet der Lieferant Endkunden versorgt hat. Dies

³² Sollte ein EVU seinen vertraglichen Pflichten nicht nachkommen, drohen womöglich Konsequenzen z.B. Schadensersatzansprüche oder, falls vertraglich fixiert, Strafzahlungen. Zum Schutz der Haushaltskunden für die Fälle der vertraglichen Pflichtverletzung bei der Versorgungsaufgabe kann der Gesetzgeber die Konsequenzen im Falle der Pflichtverletzung definieren und diese als Gegenstand der AGB der Lieferanten vorschreiben.

³³ Energieversorgungsunternehmen und Lieferanten werden synonym genutzt. Energieversorgungsunternehmen beliefern Endkunden mit Energie bzw. Strom.

³⁴ Bei der Insolvenz von Teldafax waren etwa 400 Netzbetreiber betroffen. Insgesamt gab es bei dieser Insolvenz 750.000 Gläubiger (angemeldet haben sich etwa 500.000). Die Zahl der Gläubiger wurde von der Insolvenz von Flexstrom übertroffen. Bei der Flexstrom-Insolvenz gab es 835.000 Gläubiger, von denen 600.000 Forderungen in Höhe von 511 Mio. Euro angemeldet haben.

hat unmittelbare finanzielle Folgen auf den Netzbetreiber und führt mittelbar zu höheren Netzentgeltzahlungen in der Zukunft, weil mit Ausfällen von Lieferanten gerechnet werden muss.

Ein besonderes Problem tritt jedoch bezüglich der Weiterversorgung der Endkunden des angeschlagenen Unternehmens ein. Gesetzlich ist der Grundversorger in einem gewissen Umfang verpflichtet, die Weiterversorgung der Endkunden zu gewährleisten.³⁵ Der Grundversorger hat die Pflicht, die Versorgung von Endkunden zu übernehmen, wenn andere Lieferanten ausfallen. Die übernommenen Kunden fallen dann in seinen Grundversorgertarif. Muss nun der Grundversorger zusätzliche, zuvor nicht eingeplante Energie am Markt beschaffen, entstehen zwei Risiken:

- Die Kosten für die Energiebeschaffung sind höher als für die Kalkulation des Grundversorgertarifs angenommen. Damit ergibt sich ein zusätzliches Risiko für den Grundversorger bis zu dem Zeitpunkt, in dem er seinen Grundversorgertarif anpassen kann.
- Die zusätzliche Energiemenge kann aufgrund geringer Liquidität entweder sehr teuer oder gar nicht kurzfristig am Markt beschafft werden. Falls Letzteres eintritt und die Nachfrage der Kunden des ausgefallenen Lieferanten nicht reduziert werden kann, würde dies die Aktivierung des Fangnetzes erfordern oder sogar zu kontrollierter Lastabschaltung führen.

Das erste Risiko kann durch eine Anpassung des Grundversorgertarifs abgefangen werden. Hiervon wären alle Kunden betroffen, die im Grundversorgungstarif sind. Das zweite Risiko ist kaum zu reduzieren und ist eine Folge einer unzulänglichen Vorsorge des ausgefallenen Lieferanten. Beide Risiken führen zunächst zu erhöhten Kosten für die von ausgefallenen Lieferanten versorgten Verbraucher. Darüber hinaus sind über erhöhte Grundversorgertarife alle Kunden in der Grundversorgung getroffen. Es ist aber auch der Vertrauensverlust der Endkunden und Marktparteien zu nennen, der mit Ausfällen einhergeht. Insbesondere wird das Vertrauen in einen funktionierenden Markt und Wettbewerb geschwächt, wodurch Ineffizienzen im Markt entstehen. Beispiele sind abnehmendes Wechselverhalten der Endkunden³⁶ und hierdurch verursachte Wettbewerbsabschwächung oder erhöhte Kapitalkosten für Risikoabsicherung der Marktteilnehmer.

Grundsätzlich trifft das Risiko einer physischen Engpasssituation auf der Erzeugungsseite nicht nur Lieferanten, sondern auch große Endkunden, die direkt im Großhandel den Strom beziehen. Allerdings ist zu erwarten, dass diese Kunden preissensitiver sind als die Lieferanten von zum Beispiel Haushaltskunden, da sie mit Wettbewerbsnachteilen in ihren Absatzmärkten (zum Beispiel in der Chemie- oder Automobilbranche) zu rechnen haben. Diese Marktteilnehmer haben zudem technisch mehr Optionen, mit Engpasssituationen und hohen Strompreisen umzugehen (zum Beispiel durch Abschaltung bei Preisspitzen) als Lieferanten von Endkunden. Vor allem Kunden

³⁵ Die Pflicht zur Grundversorgung besteht nur dann nicht, wenn die Versorgung für den Grundversorger aus wirtschaftlichen Gründen nicht zumutbar ist (§ 36, Abs. 1, EnWG). Dabei ist unklar, wie die Unzumutbarkeit genau definiert ist. Sollte der Grundversorger von einer Insolvenz betroffen sein, ist das Vorgehen bei der Weiterversorgung der Endkunden gesetzlich nicht fixiert. Fraglich ist vor allem der Fortbestand der Versorgungspflicht nach der Insolvenzeröffnung.

³⁶ Um das Vertrauen der Haushaltskunden nicht zu schwächen sieht beispielsweise § 5 EnWG die Verpflichtung zur Anzeige bei Aufnahme und Beendigung der Tätigkeit eines Lieferanten vor. Mit der Anzeige der Aufnahme der Tätigkeit ist das Vorliegen der personellen, technischen und wirtschaftlichen Leistungsfähigkeit sowie der Zuverlässigkeit der Geschäftsleitung darzulegen. Die Regulierungsbehörde kann die Ausübung der Tätigkeit jederzeit ganz oder teilweise untersagen, wenn die personelle, technische oder wirtschaftliche Leistungsfähigkeit oder Zuverlässigkeit nicht gewährleistet ist.

ohne registrierende Leistungsmessung haben aufgrund technischer Restriktionen, die zu mangelnder Lastflexibilität führen, eine geringere Preiselastizität.

Die finanziellen Risiken in Engpassituationen erfordern ein adäquates Risikomanagement des am Markt teilnehmenden Unternehmens. Aufgrund der Unsicherheit über die künftige Marktentwicklung und die negativen Folgen, die mit Lieferantenausfällen einhergehen, wären möglichst minimale regulatorische Vorgaben zum Risikomanagement gerechtfertigt. Ein solches minimal invasives Instrument könnte die Forderung der Anwendung eines adäquaten Risikomanagements sein. Die BNetzA könnte Eckpfeiler für ein solches Risikomanagement auf organisatorischem und funktionellem Niveau festlegen. Lieferanten würden verpflichtet werden, ein entsprechendes Risikomanagement zu betreiben und seine Wirksamkeit nachzuweisen. Eine solche Forderung nach der Anwendung eines effektiven Risikomanagements wird „risikobasiertes Fangnetz“ genannt. Neben der Prüfung der Einhaltung des Risikomanagements können standardisierte Risk-Adequacy-Tests geführt werden, die von externen Prüfern durchgeführt und an die Regulierungsbehörde bestätigt werden. In diesem Zusammenhang kann auch das gewünschte Risikomaß vorgegeben werden. So können beispielsweise worst-case Szenarien von der Regulierungsbehörde – gemeinsam mit den Stakeholdern – definiert werden. Diese müssten von den EVU im des Rahmen Risk-Adequacy-Tests dann adäquat behandelt werden, um den Test zu bestehen. Das risikobasierte Fangnetz wäre damit ein präventives Instrument und hätte zum Ziel, die beschriebenen negativen externen Effekte, die durch ein inadäquates Risikomanagement für Drittparteien entstehen, zu internalisieren und möglichst zu minimieren.³⁷

Durch die Vorgabe von Risikogrenzen für die durch den Lieferanten zu beeinflussende Versorgungssicherheit kann der Gefahr begegnet werden, dass die Versorgungssicherheit unter ein gesellschaftlich oder politisch festgelegtes minimales Niveau fällt. Anders als bei Kapazitätsmärkten könnte so die Höhe der Versorgungssicherheit gewährleistet werden, die Mittel und Maßnahmen könnten aber von den Lieferanten selbst gewählt werden, um die geforderte Versorgungssicherheit zu minimalen Kosten zu erreichen.

Durch die aktive Vorsorge von Risiken kann die Liquidität sowohl für finanzielle als auch physische Terminprodukte zunehmen. Dies wiederum hätte nicht nur einen positiven Beitrag für die Erzeuger, sondern auch auf die Versorgungssicherheit. Denn einerseits werden langfristig vermarktete Kapazitäten nicht stillgelegt, wenn sie über Terminkontrakte bereits vermarktet sind. Andererseits werden Investitionen rechtzeitig angereizt, wenn die Terminkontrakte durch die Antizipation eines Erzeugungseinganges in Zukunft ein hohes Preisniveau aufweisen.

Das risikobasierte Fangnetz soll möglichst auf standardisierte Anforderungen beruhen, die von allen Lieferanten erfüllt werden müssen. Auch standardisierte Risk-Adequacy-Tests, deren Rahmenbedingungen, zum Beispiel bei vordefinierten Marktsituationen, gemeinsam mit Interessensgruppen, Marktexperten und Regulierungsexperten festgelegt werden, können zur Prüfung des unternehmensindividuellen Risikomanagements herangezogen werden.

Zu erwähnen ist, dass das risikobasierte Fangnetz möglichst nicht den „Risikoappetit“ des Lieferanten bestimmen soll, sondern die entsprechende Vorsorge, zum Beispiel Sicherstellung der

³⁷ Beispielsweise entstehen externe Effekte für Dritte, wenn ein Lieferant ohne ein wirksames Risikomanagement und gleichzeitig niedrigen und langfristig festgelegten Preisen bei den Endkunden – um diese zu abstrahieren – unvorbereitet mit hohen Großhandelspreisen konfrontiert wird. Dies kann zu einer finanziellen Schieflage führen, aus der die oben beschriebenen Konsequenzen resultieren, die durch ein adäquates Risikomanagement zu vermeiden wären.

physischen Kundenversorgung, bei unternehmensindividueller Risikopräferenz gewährleistet. Es soll beispielsweise nicht vorgegeben werden, wie viele Frontjahre im Voraus und mit welchem Anteil die prognostizierte Absatzmenge abgesichert werden soll. Dies sollten die Lieferanten weiterhin eigenständig entscheiden.

8.2 Eckpfeiler des risikobasierten Fangnetzes

Die Eckpfeiler für das risikobasierte Fangnetz können sich an den für die Finanzinstitute geltenden Mindestanforderungen an das Risikomanagement orientieren.³⁸ Die Detailtiefe und die präzise Ausgestaltung der Anforderung sollten gemeinsam zwischen Interessengruppen, unabhängigen Marktexperten sowie der Regulierungsbehörde getroffen werden. Dies ist insofern wichtig, weil ein gemeinsames Verständnis über die konkreten beziehungsweise detaillierten Anforderungen und hierdurch auch die Akzeptanz der involvierten Marktparteien sichergestellt wird.

Das risikobasierte Fangnetz weist vier Eckpfeiler auf:

1. Sicherstellung der Konsistenz zwischen Geschäfts- und Risikostrategie
2. Definition von wesentlichen Risiken
3. organisatorische Gewährleistung eines internen Kontrollsystems
4. Sicherstellung einer Risikovorsorge

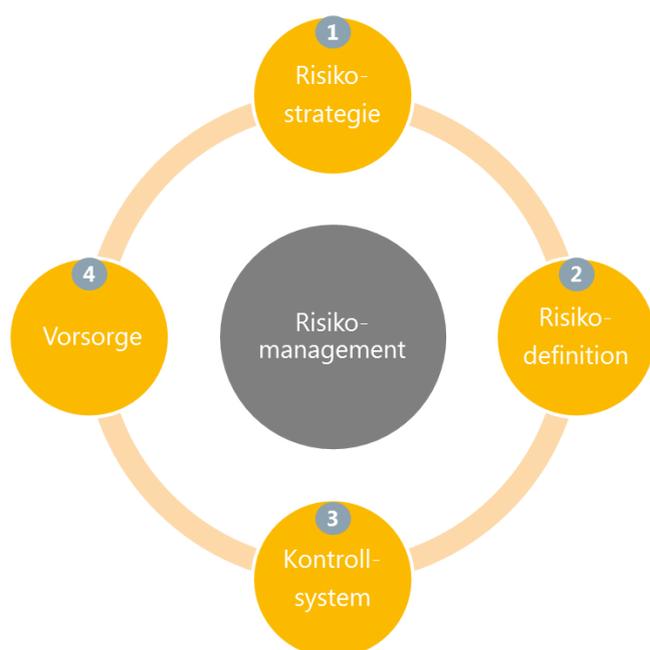


Abbildung 5: Eckpfeiler des risikobasierten Fangnetzes

³⁸ In diesem Zusammenhang sind vor allem das Kreditwirtschaftsgesetz (KWG) und die Präzisierung des § 25 Abs.1 KWG, die sogenannte „Mindestanforderungen an das Risikomanagement“ (MaRisk) der Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht (BaFin), zu nennen. Die Regelungen im MaRisk präzisieren die Pflichten der Geschäftsleitung und geben den Mindestrahmen für die Organisation der Handelsgeschäfte vor. Diese umfassen interessanterweise nicht nur das Wertpapier-, Geld- und Derivatengeschäfte, sondern auch den CO₂- und den Stromhandel.

1. Sicherstellung der Konsistenz zwischen Geschäftsstrategie und Risikostrategie durch die Geschäftsleitung.

Damit soll die Verantwortung der Geschäftsleitung gegenüber den Risiken klar vorgegeben und die Geschäftsleitung zur proaktiven Umsetzung einer Risikostrategie angehalten werden.

- Aufgrund der Gesamtverantwortung der Geschäftsleitung ist sie neben der Erstellung der Geschäftsstrategie auch für das Risikoprofil des Unternehmens zuständig. Damit entscheidet ausschließlich die Geschäftsleitung über den „Risikoappetit“ des Unternehmens.
- Es muss sichergestellt werden, dass die Geschäftsstrategie mit dem Risikoprofil im Einklang steht und dieses mit einer adäquaten Risikostrategie untermauert wird. Dabei umfasst die Risikostrategie den Umgang mit den Risiken, zum Beispiel bei der Beschaffung oder Vermarktung von Strom. So sind beispielsweise Grundsätze zu klären, ob beziehungsweise bei welchen Ausnahmen Risiken in die Endkundertarifen nicht eingepreist werden dürfen.

2. Notwendigkeit zur Definition von wesentlichen Risiken für Stromhandel/-beschaffung und -vermarktung.

Das Ziel dieses Eckpfeilers ist sicherzustellen, dass Lieferanten die wesentlichen Risiken ihrer Tätigkeit identifizieren und deren Ursache und Eintrittswahrscheinlichkeit einschätzen können. Dabei muss das risikobasierte Fangnetz nicht notwendigerweise Vorgaben machen, welche Instrumente zur Identifikation von Risiken genutzt werden sollen und wie deren Effekte quantifiziert werden. Dies kann im Rahmen der Konsultation adressiert werden. Gegebenenfalls verständigen sich Interessenvertreter, Experten und Regulierungsbehörde auf den Einsatz bestimmter Instrumente.

- Grundsätzlich müssen alle Unternehmensbereiche ihre wesentlichen Risiken identifizieren. Deren gegenwärtige und künftig erwartete Entwicklung muss in regelmäßigen Berichten an die Geschäftsleitung adressiert werden. Sind beispielsweise die Strombeschaffungskosten an der Börse ein wesentliches Risiko, kann durch Anwendung von fundamentalen Marktanalysen die künftige Entwicklung des Risikos abgebildet werden.
- Die Quantifizierung von wesentlichen Risiken muss in regelmäßigen Abständen erfolgen und an die Geschäftsleitung berichtet werden. Da vielfältige Quantifizierungsmethoden zur ex-ante Bewertung von Risiken vorliegen, wie beispielsweise Szenarioanalysen oder Value-at-Risk-Modelle, kann – muss jedoch nicht – eine Vorgabe zur Anwendung einer bestimmten Methode erfolgen.
- Frühwarnindikatoren sind für die rechtzeitige Erkennung von Veränderungen der einzelnen Risikoposition zu definieren. So könnten beispielsweise die Anzahl der Stilllegungen oder geplante Investitionstätigkeiten im Markt als Frühwarnindikatoren für das Risiko der Strombeschaffungskosten herangezogen werden. Ist das wesentliche Risiko die Absatzmenge der belieferten Industriekunden, so könnte das Monitoring der Konjunkturzyklen ein Frühwarnindikator für die Entwicklung des Absatzrisikos darstellen.

3. Organisatorische Gewährleistung eines internen Kontrollsystems zur Früherkennung von Risiken, deren Beurteilung und Steuerung.

Die grundsätzliche Anforderung dieses Eckpfeilers ist, dass die ausführenden und kontrollierenden Instanzen organisatorisch wie auch personell voneinander getrennt sind. Dies stellt sicher, dass ein Kontrollsystem wirksam funktioniert. Auch die Ablauforganisation ist so auszurichten, dass sie eine wirksame Kontrolle erlaubt.

- Es ist sicherzustellen, dass die folgenden Funktionen klar voneinander getrennt sind und unterschiedliche Mitarbeiter angesetzt werden:
 - a. Marktabhängige Funktionen: Zum Beispiel Handelstätigkeit, Beschaffung, Vermarktung oder Vertrieb mit wesentlichen Risiken
 - b. Abwicklung und Kontrolle: Erstellt die Abrechnung und kontrolliert die Abschlussgeschäfte. Kontinuierliche Kontrolle der Handelsgeschäfte, zum Beispiel Einhaltung von Limits, Vereinbarung der Handelsbedingungen, Vollständigkeit der Unterlagen, etc.
 - c. Risikocontrolling: Erarbeitung von Instrumenten zu Risikoquantifizierung. Bewertung der Risiken (Markt- und Kreditrisiken). Berichterstattung an die Geschäftsleitung
 - d. Interne Revision: Kontrolle aller Aktivitäten und Prozesse, die mit wesentlichen Risiken behaftet sind.
- Eine klare Definition der Ablauforganisation und der Schnittstellen muss mit Hinblick auf mit wesentlichen Risiken behaftete Geschäfte erfolgen. In der Ablauforganisation müssen die Prozesse so ausgestaltet werden, dass die Sicherstellung der Risikotragfähigkeit durch Planung, Umsetzung, Beurteilung und Anpassung stets gewährleistet ist. Prozesse, die diesen Anforderungen nicht genügen, sind anzupassen.
- In die Ablauforganisation müssen Berichtsprozesse integriert werden, die die Geschäftsleitung über den aktuellen Stand des Risikoportfolios beziehungsweise über die eingetretenen und erwarteten Veränderungen informieren.

4. Sicherstellung einer Risikovorsorge

Die Sicherstellung einer Risikovorsorge kann entweder durch vordefinierte Kriterien erfolgen, zum Beispiel durch Vorgabe des Anteils der langfristigen Verträge zur Absicherung der prognostizierten Absatzmenge, oder durch die ausschließlichen Anforderungen, die Risikotragfähigkeit jederzeit sicherzustellen. Im ersten Fall müssen alle relevanten Kriterien gemeinsam durch Interessengruppen, unabhängige Marktexperten sowie die Regulierungsbehörde definiert werden. Falls ein Monitoring seitens der Regulierungsbehörde gewünscht ist, kann dieses durch die Bestätigung einer externen Prüfgesellschaft erfolgen. Diese bestätigt die Einhaltung der vordefinierten Kriterien, beispielsweise Eigenkapitalanteil, Rücklagen, Risikokapital etc.

Im zweiten Fall werden keine konkreten Kennzahlen vorgegeben. Die Lieferanten müssen jedoch einen standardisierten Risk-Adequacy-Test durchlaufen, der die Risikotragfähigkeit des Unternehmens attestiert. Die Standards des Risk-Adequacy-Tests müssen ebenfalls gemeinsam entwickelt werden, um die Akzeptanz der Anforderungen durch die Marktteilnehmer zu gewährleisten. Dieses Verfahren gleicht einer Zertifizierung nach vordefinierten Normen und muss regelmäßig durchgeführt werden. Voraussetzung ist, dass solche Verfahren möglichst effizient umgesetzt werden, ohne die Unternehmen zusätzlich zu belasten. Entsprechend müssen Standards konzipiert werden.

8.3 Ordnungspolitische Einordnung des risikobasierten Fangnetzes

Eine Reihe europäischer Regelungen fokussiert auf die Aktivitäten im Stromgroßhandel beziehungsweise auf den Handel mit Energieprodukten. So ist vor allem EMIR zu nennen, welche den außerbörslichen Handel mit Derivatprodukten zur Minderung der systemischen Risiken zum Ziel hat. Dieses Ziel wird durch die Clearingpflicht für Unternehmen mit Terminpositionen von 3

Mrd. Euro oder durch eine Risikominderungspflicht bei OTC-Geschäften erreicht. Zudem besteht eine Meldepflicht. Diese Regulierung ausschließlich im OTC-Geschäft trifft die großen Lieferanten beziehungsweise Händler und hätte potenzielle Schnittmengen mit dem risikobasierten Fangnetz. So wären potenzielle Gemeinsamkeiten, beispielsweise die Risikobewertung bei Handelsgeschäften (zum Beispiel bei Marktpreisen) oder Bewertungsmodelle (zum Beispiel market-to-market). Zu beachten ist jedoch, dass, während das risikobasierte Fangnetz auf das Risikomanagement des Unternehmens abzielt, fokussiert EMIR die Risikobetrachtung ausschließlich auf das OTC-Geschäft und ist primär für Finanzinstitute entwickelt. Das risikobasierte Fangnetz ist hingegen ein wesentlich breiteres Konstrukt von allgemeinen Anforderungen an das Risikomanagement speziell für Stromlieferanten.

Eine auf die Energiewirtschaft konzipierte Regelung ist in der europäischen Verordnung Nr. 1227/2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts (REMIT) fixiert. Wesentliches Ziel dieser Verordnung ist die Gewährleistung der Transparenz und Vermeidung von Manipulationen im europäischen Energiegroßhandel. Es werden umfangreiche Meldepflichten für die Unternehmen eingeführt, die in einer „Markttransparenzstelle“ zusammenfließen. Meldepflichtig sind Transaktionsdaten, wie zum Beispiel der Preis der Transaktion, Menge, Handelspartner. Die Verordnung gilt für alle Unternehmen, die im Handel mit Energiegroßhandelsprodukten tätig sind, unabhängig von ihrer Größe und unabhängig davon, ob der Handel ein Kerngeschäft darstellt oder nicht. Die Verordnung knüpft ausschließlich an die Tatsache, dass Handelsgeschäfte/ Transaktionen am Großhandelsmarkt getätigt werden.

Die Abgrenzung zum organisatorischen Fangnetz liegt darin, dass REMIT nicht auf die Aufbau- und Ablauforganisation im Rahmen des Risikomanagements für den Energiemarkt abstellt. Vielmehr ist REMIT als eine Berichtsverpflichtung zu verstehen, welche die Effizienz des Großhandels durch Transparenz und Monitoring gewährleisten soll.

8.4 Gesetzliche Verankerung des risikobasierten Fangnetzes

Das risikobasierte Fangnetz kann durch die Erweiterung des § 5 EnWG „Anzeige der Energiebelieferung“ erfolgen. Dieser verlangt eine Anzeige und einer Nachweispflicht bei erstmaliger Belieferung von Haushaltskunden. Mit der Anzeige der Aufnahme der Tätigkeit ist das Vorliegen der personellen, technischen und wirtschaftlichen Leistungsfähigkeit sowie der Zuverlässigkeit der Geschäftsleitung darzulegen.

Die Erweiterung dieses Paragraphen kann durch die Hinzunahme der Notwendigkeit zur Implementierung eines adäquaten und wirksamen Risikomanagements erfolgen. Entsprechend sollte der Adressatenkreis auf alle Lieferanten, unabhängig davon, welche Endkunden diese beliefern, erweitert werden. Die genaue Auslegung des adäquaten und wirksamen Risikomanagements kann anschließend durch die Regulierungsbehörde in einer verbindlichen Verordnung erfolgen.

ANHANG

- A. Implementierung des Fangnetzes im europäischen Kontext
- B. Auswirkungen ausländischer Kapazitätsmärkte
- C. Definition Versorgungs- und Systemsicherheit
- D. Glossar
- E. Abkürzungsverzeichnis
- F. Abbildungsverzeichnis
- G. Tabellenverzeichnis

A. Implementierung des Fangnetzes im europäischen Kontext

Im Prinzip kann das Fangnetz als Systemsicherheitsmaßnahme für den ÜNB auch in anderen europäischen Strommärkten implementiert werden. Für Kontinentaleuropa definiert ENTSO-E die Lastabschaltung als Systemsicherheitsmaßnahme in absoluten Notsituationen als allerletzte Maßnahme, um die Systemsicherheit aufrecht zu erhalten und einen Blackout zu vermeiden. Die Reihenfolge der vorher einzusetzenden Systemsicherheitsmaßnahmen weist – obwohl es einheitliche Regeln für Regelenergieprodukte gibt – länderspezifische Besonderheiten auf. Die abschaltbaren Lasten gemäß AbLaV in Deutschland stellen zum Beispiel eine solche Besonderheit dar.

Die Höhe des Aktivierungspreises ist gegebenenfalls länderspezifisch entsprechend anzupassen, um seine volle Anreizwirkung entfalten zu können. Da alle EU-Länder verpflichtet sind, die in den Framework Guidelines Electricity Balancing (FG EB) und in dem darauf basierenden Network Code aufgestellten Prinzipien umzusetzen, ist davon auszugehen, dass der Ausgleichenergiepreis in allen Ländern zukünftig die richtigen Anreize an die BKV setzt. Etwaige Regelenergiemaßnahmen, die über die in den FG EB definierten Produkte hinaus national implementiert werden, müssen beim nationalen FAP berücksichtigt werden.

Eine Abstimmung ist erforderlich bezüglich der Aktivierung des Fangnetzes als letzte Maßnahme vor dem kontrollierten Lastabwurf, das heißt nach dem Austausch zwischen den ÜNB. Es ist wichtig, dass es eine Zustimmung auf europäischem Niveau gibt, zunächst Hilfeleistungen benachbarter TSOs abzufragen, bevor das Fangnetz eingesetzt wird.

B. Auswirkungen ausländischer Kapazitätsmärkte

Frankreich hat einen Kapazitätsmechanismus eingeführt, der grundsätzlich eine Auswirkung auf den Großhandelsmarkt in Deutschland haben kann, die Funktionsfähigkeit des EoM aber nicht beeinflusst. Es ist damit zu rechnen, dass Energiepreise im Großhandel in Deutschland tendenziell sinken, weil Kraftwerke in Frankreich aufgrund der expliziten Kapazitätsvergütung die Energie günstiger anbieten können.

Ähnlich ist die mittelbare Wirkung der EEG-Vergütung in Deutschland auf die benachbarten Märkte. So wirkt die subventionierte EE-Energie aus Deutschland negativ auf den Großhandelspreis in den Niederlanden.

Damit führen die nicht koordinierten nationalen energiepolitischen Instrumente zu externen Effekten und bewirken teilweise internationale Umverteilungseffekte. Ein sinkender Energiepreis in Deutschland aufgrund französischer Kapazitätsvergütung führt zu einer höheren Konsumentenrente in Deutschland. Darunter leiden allerdings die deutschen Energieproduzenten, weil sie ihre Produzentenrente verlieren. Es muss mit mehr Desinvestitionsprojekten in Deutschland gerechnet werden, bis sich das Preisniveau stabilisiert.

Die Versorgungssicherheit ist davon grundsätzlich nicht betroffen, sofern sichergestellt werden kann, dass die Regeln des Binnenmarktes auch in einem Fall der extremen Störung der Systembilanz gelten. Das bedeutet, dass ein Land zeitgleich in ein anderes Land gemäß der marktwirtschaftlichen Verträge und Regelungen exportiert, aber aufgrund mangelnder Erzeugungskapazitäten Lasten kontrolliert abschalten muss. Entstehen Zweifel, dass diese Mechanismen umgesetzt werden, besteht ein Risiko für die Versorgungssicherheit und entsprechende regulatorische Eingriffe werden erforderlich. Dieser Zusammenhang wurde bereits im „White Paper“ thematisiert. Die Klärung der grenzüberschreitenden Energietransaktionen in Fällen von unzureichender Erzeugungskapazität ist ein Eckpfeiler für einen funktionierenden Strommarkt.

C. Definition Versorgungs- und Systemsicherheit

Versorgungssicherheit

Eine eindeutige Definition von Versorgungssicherheit findet sich nicht im EnWG. Die Formulierung des § 51 EnWG, gemäß dem das BMWi „ein Monitoring der Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität und Erdgas“ durchführt, lässt darauf schließen, dass der Gesetzgeber Versorgungssicherheit vorrangig mit „genügend Erzeugungskapazität“ gleichsetzt: *„Das Monitoring (...) betrifft insbesondere das Verhältnis zwischen Angebot und Nachfrage auf dem heimischen Markt, die erwartete Nachfrageentwicklung und das verfügbare Angebot, die in der Planung und im Bau befindlichen zusätzlichen Kapazitäten, die Qualität und den Umfang der Netzwartung, eine Analyse von Netzstörungen sowie Maßnahmen zur Bedienung von Nachfragespitzen und zur Bewältigung von Ausfällen eines oder mehrerer Versorger (...).“* Die Grundzüge eines neuen Konzeptes für das Monitoring von Versorgungssicherheit wurde im Sommer 2014 vorgestellt. Dieses Konzept basiert auf probabilistischen Verfahren zur Berechnung der Versorgungswahrscheinlichkeit³⁹.

In ihrer Untersuchung für das BMWi definieren die Gutachter⁴⁰ die Versorgungssicherheit als einen umfassenderen Begriff: *„Wir verstehen Versorgungssicherheit (...) als einen umfassenden Begriff, der die Gesamtsicht auf die Situation der Kunden widerspiegelt: Versorgungssicherheit ist gegeben, wenn die Kunden dauerhaft und nachhaltig ihren Bedarf an (elektrischer) Energie decken können. Damit umfasst die Versorgungssicherheit alle Stufen der Wertschöpfungskette der Elektrizitätsversorgung (analog der Gasversorgung) unter Einschluss der Förderung oder Bereitstellung von Primärenergieträgern, der Erzeugung oder Beschaffung von elektrischer Energie, dem Transport (Übertragung bzw. Fernleitung) und der Verteilung über Netze und Anlagen sowie den Handel und Vertrieb von Strom. Besondere Bedeutung haben dabei die Transportnetze wegen ihrer gesetzlich zugewiesenen Verantwortung für das Gesamtsystem der Energieversorgung.“*

Bei der Definition der Versorgungssicherheit spielt auch die zeitliche Komponente eine wichtige Rolle. Diese wird im EnWG nicht definiert. Lediglich § 12 (3) fordert, dass die ÜNB *„dauerhaft die Fähigkeit des Netzes“* sicherstellen. Das BMWi-Gutachten geht einen Schritt weiter: *„Versorgungssicherheit ist gegeben, wenn die Kunden dauerhaft und nachhaltig ihren Bedarf an (elektrischer) Energie decken können.“* Der Begriff „dauerhaft“ wird im Duden als „einen langen Zeitraum überdauernd, beständig“ definiert. „Dauerhaft“ bedeutet aber nicht „jederzeit“. Letzteres hat Ecoplan⁴¹ in seiner Definition der Versorgungssicherheit berücksichtigt: *„Die Versorgungssicherheit ist gewährleistet, wenn jederzeit die gewünschte Menge an Energie mit der erforderlichen Qualität im gesamten Stromnetz zu angemessenen Preisen erhältlich ist.“*

Es gibt keine einheitliche Definition von Versorgungssicherheit. Je nach Definition werden unter dem Begriff der Versorgungssicherheit verschiedene Unterbegriffe zusammengefasst.

³⁹ Consentec: „Ein neues Konzept für das Monitoring von Versorgungssicherheit – deutsche und europäische Betrachtung“; Projekt „Erneuerbare Energien als Leitlinie für das Marktdesign der Zukunft“ – AP2 Plattform Strommarkt, AG Versorgungssicherheit/Marktdesign; Berlin, 1.07.2014

⁴⁰ Consentec/EWI/IAEW-2010: „Analyse und Bewertung der Versorgungssicherheit in der Elektrizitätsversorgung bis 2030“ (<http://www.consentec.de>)

⁴¹ Ecoplan, Vorstudie für das Bundesamt für Energie, Schweiz

Die Frage nach der Zuständigkeit für die sichere Versorgung beantwortet § 2 (1) EnWG. Dieser definiert die Aufgaben der Energieversorgungsunternehmen, die „im Rahmen der Vorschriften dieses Gesetzes zu einer Versorgung im Sinne des § 1 verpflichtet“ sind, wobei Energieversorgungsunternehmen gemäß Begriffsdefinition EnWG „Energie an andere liefern“ oder „ein Energieversorgungsnetz betreiben“. Die Übertragungsnetzbetreiber sollen gemäß § 12 (3) EnWG lediglich „zur Versorgungssicherheit bei(...)tragen,“ indem sie „dauerhaft die Fähigkeit des Netzes“ sicherstellen, „die Nachfrage nach Übertragung von Elektrizität (...) befriedigen und insbesondere durch entsprechende Übertragungskapazität und Zuverlässigkeit des Netzes zur Versorgungssicherheit“ beitragen.

Das EnWG verpflichtet die Energieversorgungsunternehmen⁴², „eine möglichst sichere (...) leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität“ sicherzustellen.

Der Begriff Versorgungssicherheit wird deshalb in dieser Studie als ein umfassender Begriff verwendet, der alle Stufen der Wertschöpfung beinhaltet. Insbesondere erfordert Versorgungssicherheit die Erfüllung der Liefer- und Bilanzierungspflichten durch die Bilanzkreisverantwortlichen, die Gewährleistung der Systemsicherheit durch die Systembetreiber und den sicheren und zuverlässigen Transport der Elektrizität durch die Netzbetreiber.

Systemsicherheit

Im Zusammenhang mit der Versorgungssicherheit wird oft der Begriff Systemsicherheit verwendet. Der Begriff der Systemsicherheit wird durch das EnWG ebenfalls nicht konkret definiert. Dafür wird der Begriff Systemverantwortung benutzt, die den Betreibern von Übertragungsnetzen obliegt. Die ÜNB haben gemäß § 12 (1) die Aufgabe, „die Energieübertragung durch das Netz unter Berücksichtigung des Austauschs mit anderen Verbundnetzen zu regeln und mit der Bereitstellung und dem Betrieb ihrer Übertragungsnetze im nationalen und internationalen Verbund zu einem sicheren und zuverlässigen Elektrizitätsversorgungssystem in ihrer Regelzone und damit zu einer sicheren Energieversorgung beizutragen.“ „Sofern die Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems in der jeweiligen Regelzone gefährdet oder gestört ist, sind die Betreiber von Übertragungsnetzen“ gemäß §13 (1) „berechtigt und verpflichtet, die Gefährdung oder Störung durch 1. netzbezogene Maßnahmen, (...) und 2. marktbezogene Maßnahmen, (...) zu beseitigen.“

Im §13 (1b) wird der Begriff Systemsicherheitsmaßnahme erwähnt „Nimmt der Betreiber der Anlage den Betreiber des Übertragungsnetzes auf Zahlung der Betriebsbereitschaftsauslagen in Anspruch, so darf die Anlage für die Dauer von fünf Jahren ausschließlich nach Maßgabe angeforderter Systemsicherheitsmaßnahmen betrieben werden“ (ebenso im §13a (3)). Im Kontext des EnWG sind somit Systemsicherheitsmaßnahmen, Maßnahmen die der ÜNB im Rahmen seiner Systemverantwortung wahrnimmt.

Die Übertragungsnetzbetreiber tragen zur Systemsicherheit bei und sind für den Einsatz von Systemsicherheitsmaßnahmen im Falle von Gefährdungen und Störungen verantwortlich.

⁴² Gemäß § 3 Ziffer 18 EnWG sind Energieversorgungsunternehmen „natürliche oder juristische Personen, die Energie an andere liefern, ein Energieversorgungsnetz betreiben oder an einem Energieversorgungsnetz als Eigentümer Verfügungsbefugnis besitzen“.

D. Glossar

Bilanzkreisverantwortlicher (BKV)	<i>„Der Bilanzkreisverantwortliche ist verantwortlich für eine ausgeglichene Bilanz zwischen Einspeisungen und Entnahmen in einem Bilanzkreis in jeder Viertelstunde und übernimmt als Schnittstelle zwischen Netznutzern und Betreibern von Übertragungsnetzen die wirtschaftliche Verantwortung für Abweichungen zwischen Einspeisungen und Entnahmen eines Bilanzkreises.“ [§ 4 (2) StromNZV]</i>
Leistungsbilanz	<i>„Die Leistungsbilanz betrachtet das gesamte elektrische System zu dem Zeitpunkt, an dem die zur Verfügung stehende Kraftwerksleistung ihren voraussichtlich geringsten Wert und der Verbrauch (die "Last") seinen voraussichtlich höchsten Wert annehmen wird. Mit dieser Systematik wird die kritischste Situation eines Jahres bewertet. Als Ergebnis der Leistungsbilanz ergibt sich die Differenz aus der zur Verfügung stehenden gesicherten Erzeugungsleistung und der zu versorgenden Last.“</i> [http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Stromversorgungssicherheit-und-Kraftwerke/versorgungssicherheit.html]
Leistungsungleichgewicht	Entsteht durch unvorhergesehene Schwankungen zwischen der Einspeisung und Entnahme des Stroms im Netz innerhalb einer Regelzone. Wird durch den Einsatz von Regelenergie durch den ÜNB ausgeglichen.
Netzengpassproblem	Drohende Überlastung von Leitungsabschnitten. Zur Entlastung dieser Leitungsabschnitte und zur Vermeidung von Netzengpässen wird u.a. Redispatch eingesetzt.
Regelenergie	Ist <i>„diejenige Energie, die zum Ausgleich von Leistungsungleichgewichten in der jeweiligen Regelzone eingesetzt wird“</i> [§ 2 StromNZV]
Redispatch	<i>„Unter Redispatch sind Eingriffe in die Erzeugungsleistung von Kraftwerken zu verstehen, um Leitungsabschnitte vor einer Überlastung zu schützen. Droht an einer bestimmten Stelle im Netz ein Engpass, so werden Kraftwerke diesseits des Engpasses angewiesen, ihre Einspeisung zu drosseln, während Anlagen jenseits des Engpasses ihre Einspeiseleistung erhöhen müssen. Auf diese Weise wird ein Lastfluss erzeugt, der dem Engpass entgegenwirkt.“</i> [http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/versorgungssicherheit-node.htm]
Spannungsproblem	Gefährdung oder Störung der Spannungshaltung. Oberstes Ziel der Spannungshaltung ist es, die Spannungen auf dem Übertragungsnetz im sicheren, stabilen Bereich zu halten. Betriebsmittel oder Personen

dürfen dabei nicht gefährdet werden. Blindleistung wird zur Spannungshaltung in den Übertragungsnetzen benötigt und muss gleichmäßig verteilt bereitgestellt werden.

Systembilanzproblem	Gefährdung oder Störung des Übertragungsnetzes durch ein zeitgleiches Ungleichgewicht zwischen Einspeisung und Entnahme von Strom, das Leistungsungleichgewicht. Zur Behebung eines Systembilanzproblems wird u.a. Regelenergie eingesetzt.
Systemsicherheit	Systemsicherheit umfasst den sicheren und zuverlässigen Betrieb des Elektrizitätsversorgungssystems in einer Regelzone, der durch den jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber unter Einsatz von Systemsicherheitsmaßnahmen gemäß §13 EnWG zu gewährleisten ist. Durch die Verantwortung der Systemsicherheit tragen die Übertragungsnetzbetreiber zur allgemeinen Versorgungssicherheit bei.
Value of Lost Load	Value of Lost Load (VoLL) ist der geschätzte Betrag, den Stromkunden bereit sind zu zahlen, um eine Unterbrechung der Elektrizitätsversorgung zu vermeiden. Er entspricht im Wesentlichen den Kosten, die Stromkunden durch eine Lastabschaltung entstehen würden.
Versorgungssicherheit	Versorgungssicherheit bedeutet wie es der englische Ausdruck „Security of Supply“ nahe legt, die Sicherstellung des Angebotes an elektrischer Energie. Versorgungssicherheit ist gegeben, wenn die Verbraucher jederzeit ihren Bedarf an elektrischer Energie zu angemessenen Preisen mit der erforderlichen Qualität im gesamten Stromnetz decken können. Die Versorgungssicherheit umfasst die Stufen der Wertschöpfungskette der Elektrizitätsversorgung von der Bereitstellung von Primärenergieträgern, über die Erzeugung oder Beschaffung von elektrischer Energie, den Transport und die Verteilung über Netze und Anlagen bis zum Handel und Vertrieb von Strom.

E. Abkürzungsverzeichnis

AbLa	Abschaltbare Lasten (gemäß AbLaV)
AbLaV	Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten
AEP	Ausgleichsenergiepreis
ARegV	Allgemeine Vorschriften zur Anreizregulierung
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur
Cal	Kalenderjahr
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
EEX	European Energy Exchange
EMIR	European Market Infrastructure Regulation
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EoM	Energy-Only-Märkte
EU	Europäische Union
EVU	Energieversorgungsunternehmen
FAP	Fangnetzaktivierungspreis
FG EB	Framework Guidelines Electricity Balancing
GuD	Gas und Dampfkraftwerk
kWh	Kilowattstunden
KWG	Kreditwirtschaftsgesetz
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
MaRisk	Mindestanforderungen an das Risikomanagement
MRL	Minutenreserve
MWh	Megawattstunden
OTC	Over-the-counter
PV	Photovoltaik
reBAP	regelzonenübergreifende einheitliche Bilanzausgleichsenergiepreis
REMIT	Verordnung über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts
SRL	Sekundärregelleistung
SR	Strategische Reserve
StromNZV	Stromnetzzugangsverordnung
TSO	Transmission System Operator
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VoLL	Value of Lost Load
Y	Year = Jahr

F. Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Eckpfeiler für ein nachhaltiges Marktdesign	1
Abbildung 2: Aufbau einer Ausnahmesituation – Indikatoren und Ampelinformationssystem	12
Abbildung 3: Exemplarische Darstellung der Höhe des marginalen AEP in Abhängigkeit von den aktivierten Maßnahmen zur Behebung des Leistungsdefizits	26
Abbildung 4: Stromfuture (Base) zur Lieferung im Jahr 2017, Preise und Handelsumsätze [EEX]	35
Abbildung 5: Eckpfeiler des risikobasierten Fangnetzes	40

G. Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Rolle und Pflichten des BKV und des ÜNB	6
Tabelle 2: Einordnung des Fangnetzes in die § 13 (1) und § 13 (2)-Maßnahmen	10
Tabelle 3: Übersicht über die Empfehlungen zu den technischen Ausgestaltungsoptionen	17
Tabelle 4: Übersicht über die Empfehlungen zu den Beschaffungsoptionen	23
Tabelle 5: Ausgewählte VoLL unterschiedlicher Verbrauchstypen	27
Tabelle 6: Abgrenzung des Fangnetzes zu Kapazitätsmarktmechanismen	31
Tabelle 7: Vergleich Fangnetz und Systemreserve	33

KOMPETENZ
IN ENERGIE



E-Bridge
Kompetenz in Energie