

Positionspapier

des Bankenverbandes zur Finanzierung der Energiewende:
Überlegungen zum künftigen Strommarktdesign und zur
Infrastrukturfinanzierung

April 2013

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	3
1. Einleitung	5
2. Die Wahl des besten Strommarktdesigns – Überlegungen aus Finanzierungssicht....	6
2.1 Einspeisevergütung aus Finanzierungssicht.....	6
2.2 Quotenmodell aus Finanzierungssicht.....	8
2.3 Ausschreibungsmodell aus Finanzierungssicht	9
2.4 Zwischenfazit: evolutionärer und ganzheitlicher Ansatz vorzugswürdig	9
3. Stärkung der europäischen Dimension der Energiewende	11
4. Infrastrukturfinanzierung	12
4.1 Allgemeine Überlegungen zum Netzausbau.....	12
<i>Abstimmung von Stromerzeugung und Netzausbau</i>	<i>12</i>
<i>Zusammenhang Netzentgeltregulierung und Rating.....</i>	<i>12</i>
<i>Finanzierungsbedarf auf mehrere Schultern verteilen.....</i>	<i>13</i>
4.2 Einbindung institutioneller Investoren in die Infrastrukturfinanzierung	14
4.3 Europäische Projektanleihe.....	18
5. Fazit	20

Zusammenfassung

*Knapp zwei Jahre nach den gesetzlichen Beschlüssen zur Energiewende vom Juni 2011 ist eine kontroverse Debatte über das künftige Aussehen des Strommarktes und über das richtige Zusammenwirken staatlicher und privatwirtschaftlicher Instrumente entbrannt. Die Wahl des am besten geeigneten Modells für den künftigen Strommarkt hängt von verschiedenen Faktoren ab. **Die privaten Banken plädieren dafür, dass den Finanzierungsaspekten in der politischen Entscheidungsfindung größere Beachtung geschenkt wird.** Daher werden für drei häufig diskutierte Modelle – das Einspeise-, Quoten- und Ausschreibungsmodell – mögliche Auswirkungen auf die Finanzierung beschrieben.*

Das neue Strommarktdesign sollte langfristig angelegt sein, denn stabile Rahmenbedingungen sind Voraussetzung für Investitions- und Finanzierungsbereitschaft. Die über mehr als zehn Jahre andauernde Stabilität des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) hat maßgeblich zum erfolgreichen Ausbau der erneuerbaren Energien beigetragen. Heute erscheint jedoch besonders wegen der hohen Kosten eine ganzheitliche und langfristig angelegte Neuausrichtung erforderlich. Aufgabe der Politik ist sicherzustellen, dass eine wie auch immer geartete Reform evolutionär erfolgt und so die Kreditwirtschaft in der Lage bleibt, ihren Beitrag zur Finanzierung der Energiewende zu leisten.

***Unabhängig davon, in welchem Grad Änderungen am EEG vorgenommen werden, ist in jedem Fall Bestandsschutz zu gewährleisten.** Würden die Vergütungssätze rückwirkend reduziert oder gar aufgehoben werden, wäre den Projekten die Kalkulationsgrundlage entzogen. Bestehende Projekte wären unter Umständen nicht mehr rentabel, und Kreditinstitute würden sich bei der Finanzierung neuer Projekte mangels Investitionssicherheit zurückhalten oder zumindest höhere Risikoaufschläge verlangen und nur noch kürzere Kreditlaufzeiten anbieten.*

Wichtig bei der Wahl des Strommarktdesigns ist zudem, die deutsche Energieversorgung nicht als isoliertes nationales Projekt zu begreifen, sondern innerhalb des europäischen Energiebinnenmarktes zu sehen.

Der Investitions- und entsprechende Finanzierungsbedarf für Energieinfrastrukturen wie Energienetze ist hoch und daher ein potenziell interessantes Geschäftsfeld für Banken. Gleichzeitig stellt er die Kreditwirtschaft – und die Netzbetreiber – vor erhebliche Herausforderungen. In Folge veränderter Bankenregulierung und Finanzkrise wird die Leistungsfähigkeit der Kreditinstitute im Bereich der großvolumigen und langfristigen Finanzierungen eingeschränkt.

***Aufgabe der Banken ist es daher, Finanzierungsstrukturen zur Einbindung weiterer institutioneller Investoren wie Versicherungen und Pensionsfonds zu schaffen.** Dies ist jedoch nicht trivial, denn die potenziellen Investoren zeichnen sich durch abweichende Zielsetzungen, Anforderungen an die Struktur und das Risikoprofil, Renditeerwartungen,*

Refinanzierungsmöglichkeiten und nicht zuletzt unterschiedliche, teilweise hemmend wirkende regulatorische Rahmenbedingungen aus. Folglich sollte vor zu hohen Erwartungen gewarnt sein.

Unabhängig von der konkreten Struktur der Finanzierung ist wichtig, dass auch bei Hereinnahme weiterer Partner als Co-Finanzierer die Bank am Risiko und an der Kreditsteuerung beteiligt bleibt. Es ist davon auszugehen, dass in der Bauphase von Infrastrukturprojekten weiterhin die fremdkapitalseitige Finanzierung durch ein Kreditinstitut vorherrschen wird, da andere Investorengruppen die hiermit verbundenen Risiken oft nicht nehmen. Ab Betriebsphase kann dann auf eine Struktur umgestellt werden, bei der die Bankfinanzierung in Teilen von institutionellen Investoren übernommen wird und so bei der Bank Mittel für neue Projekte frei werden. Die geplante europäische Projektanleihe verfolgt das Ziel, neue Investorengruppen für die Finanzierung des Gesamtprojektes inklusive der Bauphase zu gewinnen. Für eine Bewertung dieses im Grundsatz richtigen Vorhabens ist es noch zu früh. Es handelt sich – zumindest auf Deutschland bezogen – um eine relativ neue Finanzierungsstruktur und Assetklasse, auf die sich Banken, Investoren und die ausschreibenden Behörden erst noch einstellen müssen.

1. Einleitung

Spätestens mit den gesetzlichen Beschlüssen zur Energiewende vom Juni 2011 ist ein politischer Konsens erzielt worden, die Energieversorgung auf erneuerbare und möglichst kohlendioxidarme Energien umzustellen. Eine Entscheidung über das Aussehen des Strommarktes der Zukunft und über das richtige Zusammenwirken staatlicher und privatwirtschaftlicher Instrumente ist jedoch noch nicht getroffen. Vor dem Hintergrund der anstehenden Bundestagswahl ist mit einer Richtungsentscheidung in diesem Jahr kaum zu rechnen.

Allerdings scheint es schon heute politischer Konsens zu sein, dass das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) in seiner jetzigen Ausgestaltung nicht weiter bestehen kann; die (volkswirtschaftlichen) Kosten gelten als zu hoch. Der Bankenverband möchte aus Finanzierungssicht einen Beitrag zur Diskussion über das künftige so genannte Strommarktdesign leisten. In der politischen Debatte wird dabei die Frage nach der Finanzierung oft mit der Frage nach der Kostenübernahme gleichgesetzt. Aus Sicht der privaten Banken handelt es sich hierbei jedoch um zwei voneinander zu trennende Aspekte: Die Frage nach der Finanzierung meint aus Bankensicht die Beschaffung des für die Realisierung der Maßnahme notwendigen Kapitals. Nach Ablauf erhält der (Fremd- oder Eigen-)Kapitalgeber sein Geld verzinst zurück. Letztlich bezahlt werden die Maßnahmen daher nicht vom Finanzierungspartner, sondern von einem Dritten – dem Auftraggeber, Anlagenbetreiber oder Versorgungsunternehmen und letztlich dem Stromverbraucher am Ende der Kette.

Im Folgenden werden die möglichen Wirkungen verschiedener energiepolitischer Modelle auf die Finanzierung im Sinne der Kapitalbeschaffung analysiert. Eine weitere zentrale Aufgabe der künftigen Bundesregierung, nämlich die Einbettung der deutschen Energiepolitik in den europäischen Strommarkt, wird angerissen. Schließlich geht es um ein – wenn nicht das – Nadelöhr sowohl der Energiewende als auch der Vertiefung des europäischen Strombinnenmarktes: den Netzausbau und – breiter gefasst – die Finanzierung von Infrastrukturen. Der Schwerpunkt der Ausführungen liegt dabei auf den Möglichkeiten aber auch Grenzen der Einbindung institutioneller Investoren.

Das Positionspapier versteht sich als Ergänzung und thematische Erweiterung des Positionspapieres des Bankenverbandes vom Juni 2012¹, in dem die Finanzierung von Offshore-Windparks sowie die Auswirkungen der Finanzmarktregulierung und Staatsschuldenkrise auf die Leistungsfähigkeit der Kreditinstitute im Vordergrund standen. Die dort gemachten Aussagen gelten weiterhin.

¹ Abrufbar unter <http://bankenverband.de/downloads/062012/fd-2012-06-07-posp-finanzierung-energiewende.pdf>.

2. Die Wahl des besten Strommarktdesigns – Überlegungen aus Finanzierungssicht

Das im Jahr 2000 eingeführte Erneuerbare-Energien-Gesetz war entscheidend für den massiven Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland, deren Beitrag zur Endenergiebereitstellung sich in Deutschland im Jahr 2011 im Hinblick auf den Stromverbrauch auf 20,3 % belief, bezüglich des gesamten Endenergieverbrauchs auf 12,5 %.²

Mit dem Ausbau der regenerativen Energiequellen stiegen jedoch auch die Kosten.³ Gleichzeitig kam es zu Überförderungen, insbesondere im Bereich der Photovoltaik, deren Vergütungssätze im Rahmen der EEG-Reform 2012 deutlich reduziert wurden. Ende Januar 2013 skizzierte Bundesumweltminister Altmaier zur weiteren Kostenbegrenzung einen Vorschlag zur Einführung einer „Strompreis-Sicherung“. Mitte Februar verständigte er sich mit Bundeswirtschaftsminister Rösler auf ein Maßnahmenbündel, das in Teilen auf massive Kritik stieß und über das mit den Bundesländern noch verhandelt wird. Dieses angestrebte Paket kann laut Bundesregierung die grundlegende Reform des EEG aber nicht ersetzen – über diesen letzten Punkt herrscht parteiübergreifend politischer Konsens. Differenzen bestehen hinsichtlich des besten Lösungsweges und der richtigen Balance zwischen staatlicher Regulierung und marktwirtschaftlichen Elementen. Die Debatte reicht von einer schrittweisen und eher moderaten Anpassung des EEG bis hin zu einem kompletten Systemwechsel, beispielsweise in Form eines europaweiten Quotensystems. Im Folgenden werden drei häufig diskutierte Modelle aus Finanzierungssicht betrachtet.

2.1 Einspeisevergütung aus Finanzierungssicht

Das EEG hat sich aus Finanzierungssicht als ein sehr attraktives Instrument erwiesen. Dank der Verpflichtung zum Netzanschluss, des Einspeisevorrangs und der Sicherung der Vergütungssätze für bis zu 20 Jahre werden Preis- und Marktrisiken ausgeschaltet, wodurch eine hohe Einnahmenstabilität erzielt wird. Stabile Einnahmen des Anlagenbetreibers bedeuten für die finanzierende Bank größere Sicherheit hinsichtlich der Rückzahlung der ausgeliehenen Mittel. Mit anderen Worten gewährleistet das EEG stabile Cashflows und erhöht damit die Planungs- und Finanzierungssicherheit des Kreditinstituts.

² Daten des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/ee-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/ee_in_deutschland_graf_tab.pdf

³ Die so genannten EEG-Differenzkosten, welche die aus dem EEG resultierenden Gesamtkosten beschreiben, setzen sich zusammen aus der Summe der durchschnittlichen Vergütungszahlungen abzüglich der Erlöse am Strommarkt und ab dem Jahr 2006 abzüglich der vermiedenen Netzentgelte. Diese Kosten werden auf den Stromkunden umgelegt. Betrug diese Umlage im Jahr 2012 3,6 Cent/kWh, stieg sie im Jahr 2013 auf 5,277 Cent/kWh. Vgl. Bardt, Hubertus/Niehues, Judith/Techert, Holger: Die Förderung erneuerbarer Energien in Deutschland. Wirkungen und Herausforderungen des EEG, Beiträge zur Ordnungspolitik aus dem Institut der deutschen Wirtschaft Köln, 2012.

Diese Sicherheit ist insbesondere bei großvolumigen Projektfinanzierungen hilfreich, bei der die Kreditentscheidung nicht von der Bonität der Investoren abhängt, sondern von der Stabilität und Auskömmlichkeit der durch das Projekt erzielten Einnahmen. In einem rein privatwirtschaftlichen Umfeld ist daher die Tragfähigkeit und Wirtschaftlichkeit des Projektes entscheidend. Im Bereich der Erzeugung erneuerbarer Energien gelten diese letzten beiden Kriterien hingegen eingeschränkt, da durch den Einspeisevorrang und den stabilen und zumindest temporär über zwei Jahrzehnte staatlich gesicherten EEG-Tarif die Rentabilität des Projektes unabhängig von der tatsächlichen Stromnachfrage und dem Börsenpreis gesichert ist. Die Schattenseite dieser auch im Hinblick auf die Finanzierung komfortablen Planungssicherheit, die maßgeblich für die hohen Zubauquoten installierter Leistung war, besteht also in der Gefahr der Förderung unnötiger, ineffizienter und in einer Marktwirtschaft unrentabler Projekte. Es ist davon auszugehen, dass bei einer Heranführung der erneuerbaren Energien an die Marktwirtschaft bestehende Projekte nicht unbeschädigt bleiben würden.

Ein weiterer Nutzen der Einnahmensicherheit über einen festen Zeitraum besteht darin, dass sich dies positiv auf die Verschuldungsfähigkeit und das Rating eines Projektes und damit reduzierend auf dessen Finanzierungskosten auswirkt. Zudem senken die hohe Planungssicherheit und das vergleichsweise unkomplizierte Vergütungsmodell Kosten und Aufwand bei der Projektierung, so dass es – insbesondere im Vergleich zu konventionellen Kraftwerkstechnologien – im Bereich der erneuerbaren Energien eine wesentlich höhere Anzahl kleinerer Investoren gibt.

Vor diesem Hintergrund ist es von zentraler Bedeutung, dass rückwirkende EEG-Tarifänderungen unbedingt vermieden werden. Darüber haben sich Bund und Länder im Rahmen ihres Energiegesprächs vom 21. März 2013 nach anfänglich anderslautenden Überlegungen der Bundesregierung verständigt.⁴ Nur wenn Eigen- und Fremdkapitalinvestoren sich sicher sein können, dass das Vergütungsmodell, auf dem die Finanzierung basiert, für die zugesagte Laufzeit Bestand hat, wird es eine entsprechende Finanzierungsbereitschaft geben. Andernfalls würden gerade langfristige Finanzierungen stark eingeschränkt und Kreditzusagen vermehrt unter Vorbehalt gewährt werden.

⁴ „Zweitens haben wir uns mit der Zukunft des Erneuerbare-Energien-Gesetzes befasst und nach einer längeren Diskussion einvernehmlich vereinbart, dass rechtlich verbindlich zugesagte Vergütungen für Bestandsanlagen nicht nachträglich gekürzt werden. Das gilt auch für Anlagen, für die es bereits rechtlich verbindliche Verpflichtungen gibt. Das ist angesichts der Diskussion, die entstanden ist, ein wichtiges Signal, glaube ich, und sollte alle beruhigen, die investieren wollen oder solche Anlagen betreiben.“ Mitschrift der Pressekonferenz nach dem Gespräch der Bundeskanzlerin mit den Regierungschefs der Länder zum Thema Energiewende am 21. März 2013 in Berlin. Vgl. <http://www.bundesregierung.de/Content/DE/Mitschrift/Pressekonferenzen/2013/03/2013-03-21-energiegesprach.html>.

2.2 Quotenmodell aus Finanzierungssicht

Als Gegenentwurf zum Einspeisetarif wird oft das Quotenmodell genannt. Dessen Verfechter verfolgen das Ziel, die oben beschriebene Überförderung zum Teil ineffizienter Technologien zu vermeiden und zunächst die günstigsten Erzeugungspotenziale zu realisieren und so kosteneffizienter zu arbeiten. Im Rahmen eines solchen Systems würden beispielsweise Kraftwerksbetreiber, Stromhändler oder Endkunden verpflichtet werden, einen politisch festgelegten Anteil des Stroms aus erneuerbaren Energien zu erzeugen oder zu beziehen. Für die Erzeugung dieses grünen Stroms würden handelbare Zertifikate erteilt, deren Preis sich über Angebot und Nachfrage bestimmen würde. Der einsetzende Wettbewerb würde zu Kostensenkungen führen.

Aus Finanzierungssicht würde durch die freie Preisbildung die Kalkulation der Einnahmeseite erschwert werden. Diese höhere Unsicherheit infolge des Entfallens der staatlichen Garantie eines festgelegten Preises würde zu einem Anstieg der Risikoprämien und vermutlich zu kürzeren Kreditlaufzeiten führen. Durch letzteres würde sich das Angebot an Fremdkapital verknappen, das durch Banken bereitgestellt wird. Damit würde umgekehrt der Bedarf an Eigenkapital steigen, der jedoch gerade für kleinere Unternehmen schwierig zu decken ist. Maßgeblich für die Höhe der Risikoprämie wäre zukünftig das Rating des Anlagenbetreibers bzw. bei Projektfinanzierungen die eigenständige wirtschaftliche Tragfähigkeit der Anlage. Die positive Wirkung der staatlichen Garantie, nämlich die Verschuldungsfähigkeit des Projektes zu erhöhen, das Rating zu verbessern und damit die Eigenkapitalanforderungen an die finanzierenden Banken zu senken, ginge verloren. Um eine gewisse Kalkulationssicherheit herzustellen, wäre der Abschluss langfristiger Lieferverträge zwischen Stromproduzenten und Versorgungsunternehmen notwendig. Flankierend wäre – zur Ausschaltung des Mengenrisikos – eine gesetzliche Abnahmeverpflichtung der lokalen/regionalen Netzbetreiber hilfreich.

Ferner ist noch offen, in welchem Maße und über welche Dauer Schwankungen der Zertifikatspreise bzw. des Marktpreises angesichts der aktuell bestehenden Marktliquidität der Strombörse durch Finanzinstrumente abgesichert werden könnten. Bei Abschluss solcher Sicherungsgeschäfte würden zudem Counterparty-Risiken entstehen, die entsprechend bepreist und die Finanzierung verteuern würden.

Der Wegfall der staatlichen EEG-Förderung würde die Entwicklung neuer Technologien, die sich noch in einem frühen Entwicklungsstadium befinden, erschweren. Allerdings könnte auch in ein Quotenmodell eine gezielte Technologieförderung eingebaut werden.

Beim Übergang vom System der Einspeisevergütung hin zu einem Quotensystem wäre zunächst mit starken Mitnahmeeffekten zu rechnen, da die Anlagenbetreiber sich noch möglichst viel EEG-Förderung sichern würden. Im Anschluss wäre von einem temporären Stopp der Investitionstätigkeit auszugehen, bis sich die Systemumstellung „eingespielt“ hätte. Folglich müsste bei einem Systemwechsel die Übergangszeit gut reguliert werden, um diese Effekte zu minimieren.

2.3 Ausschreibungsmodell aus Finanzierungssicht

Weniger einschneidend als ein Quotenmodell wäre die Einführung einer Versteigerung des Zugangs zur EEG-Vergütung. Anlagenbetreiber könnten ein Bezugsrecht für Einspeisevergütungen über maximal 20 Jahre gegen einen per Versteigerung ermittelten Preis erwerben. „Die Nettoförderung bestünde dabei in der Differenz zwischen dem erhaltenen Fördersatz und den Bezugskosten und würde somit am Markt bestimmt. Die Einführung eines Versteigerungsprozesses hätte den Vorteil, übermäßige Renditen bei Anlagenbetreibern und -herstellern abzuschöpfen. Die Gebote würden sich an dem Nettofördersatz orientieren, zu dem der Bau und der Betrieb von Erneuerbare-Energien-Anlagen gerade noch wirtschaftlich wären. Dadurch ließe sich der Wettbewerb um kosteneffiziente Technologien erheblich steigern und die Gesamtkosten würden sinken“.⁵

Aus Finanzierungssicht böte dieses Modell den Vorteil, dass die Möglichkeit zur Sicherung der Kalkulationsgrundlage quasi eingekauft werden könnte. Die Finanzierung entsprechender Vorhaben würde nach Erhalt der Berechtigung analog zu den Finanzierungen unter dem EEG ablaufen. Allerdings bedeutet der Erwerb des Bezugsrechts auch eine Erhöhung der Investitionskosten. Zudem scheint dieses Modell in seiner operativen Handhabung nur schwer darstellbar. Insbesondere müsste eine sachgerechte Lösung für die Phase bis zum Erwerb des Bezugsrechts, also für die Phase der Projektentwicklung, gefunden werden.

Projekte wie Windparks haben lange Vorlaufzeiten. Der Entwicklungsaufwand wird nicht nur über Eigenkapital, sondern auch mittels Kredite an Projektentwickler über Fremdkapital finanziert. Fehlt hier eine verlässliche Kalkulationsgrundlage, würden sich Fremdkapitalgeber zurückhalten und die Entwickler wären ausschließlich auf Eigenkapital bis zum Ausschreibungszeitpunkt angewiesen. Jedoch verfügen viele nicht im ausreichenden Maße über solches Eigenkapital. Folglich wäre eine möglichst frühzeitige Ausschreibung und Preisfestlegung erforderlich. Doch kann auch diese wieder zu Problemen führen, wenn sich bis zur Inbetriebnahme wesentliche Projektparameter noch einmal ändern sollten, zum Beispiel die Finanzierungskosten aufgrund des gestiegenen Zinsniveaus höher ausfallen als bei Durchführung des Versteigerungsprozesses zu erwarten gewesen war.

2.4 Zwischenfazit: evolutionärer und ganzheitlicher Ansatz vorzugswürdig

Die Wahl des am besten geeigneten Modells für den künftigen Strommarkt hängt von verschiedenen Faktoren ab. Anliegen der privaten Banken ist es, dass den genannten Finanzierungsaspekten in der politischen Entscheidungsfindung größere Beachtung geschenkt wird.

⁵ Bardt, Hubertus/Niehues, Judith/Techert, Holger: Die Förderung erneuerbarer Energien in Deutschland. Wirkungen und Herausforderungen des EEG, Beiträge zur Ordnungspolitik aus dem Institut der deutschen Wirtschaft Köln, 2012, S. 46.

Unabhängig davon, in welchem Grad Änderungen am EEG vorgenommen werden, ist in jedem Fall Bestandsschutz zu gewährleisten. Würden die Vergütungssätze rückwirkend reduziert oder gar aufgehoben werden, wäre den Projekten die Kalkulationsgrundlage entzogen. Bestehende Projekte wären unter Umständen nicht mehr rentabel, und Kreditinstitute würden sich bei der Finanzierung neuer Projekte mangels Investitionssicherheit zurückhalten oder zumindest höhere Risikoaufschläge verlangen und nur noch kürzere Kreditlaufzeiten anbieten. Die von Bundesumwelt- und Bundeswirtschaftsministerium ursprünglich vorgeschlagene rückwirkende Absenkung der Vergütung für Bestandsanlagen ist daher äußerst kritisch zu sehen. Das Beispiel Spaniens, wo im Jahr 2010 rückwirkend in die Vergütung von bestehenden Solarparks eingegriffen wurde, zeigt, zu welcher Verunsicherung dies bei potenziellen Investoren führen kann.

Das neue Strommarktdesign sollte langfristig angelegt sein, denn stabile Rahmenbedingungen sind Voraussetzung für Investitions- und Finanzierungsbereitschaft. Die über mehr als zehn Jahre andauernde Stabilität des EEG hat maßgeblich zum erfolgreichen Ausbau der erneuerbaren Energien beigetragen. Heute ist jedoch eine ganzheitliche und langfristig angelegte Neuausrichtung erforderlich.

Den privaten Banken ist durchaus bewusst, dass es sich hier um einen sehr schwierigen Balanceakt der Politik zwischen der Wahrung stabiler Rahmenbedingungen einerseits und der Möglichkeit für notwendige Anpassungsmaßnahmen zur Vermeidung von Fehlentwicklungen andererseits handelt und dass Risiken nie gänzlich ausgeschlossen werden können. Hinzu kommt, dass sowohl Entwicklungen auf den Energiemärkten als auch auf den Finanzmärkten berücksichtigt werden müssen. So wird beispielsweise das aktuell sehr günstige Kapitalmarktzinsniveau nicht auf Dauer Bestand haben und zu einem Anstieg der Finanzierungskosten für Energieprojekte beitragen.

Das Management wirtschaftlicher Risiken ist eine Kernaufgabe und Kernkompetenz der Kreditwirtschaft. Deutsche Kreditinstitute sind bereits heute in verschiedenen Ländern mit unterschiedlichen Fördersystemen unterwegs. Dank ihres breiten Know-hows können sie mit verschiedenen Systemen arbeiten. Aufgabe der Politik ist sicherzustellen, dass ein wie auch immer gearteter Systemwechsel evolutionär erfolgt und so die Kreditwirtschaft in der Lage bleibt, ihren Beitrag zur Finanzierung der Energiewende zu leisten.

Zentral bei der Wahl des Strommarktdesigns wird es sein, die deutsche Energieversorgung nicht als isoliertes nationales Projekt zu begreifen, sondern innerhalb des europäischen Energiebinnenmarktes zu sehen.

3. Stärkung der europäischen Dimension der Energiewende

Die Idee einer stärkeren Integration der europäischen Strommärkte ist es, Erzeugungskapazitäten in den Ländern nutzbar zu machen, in denen die Voraussetzungen dafür am günstigsten sind (z. B. Photovoltaik in Südeuropa) und gleichzeitig neue Absatzgebiete für Strom zu erschließen. Damit könnte das Ziel einer grünen und zugleich sicheren sowie kosteneffizienten Energieversorgung leichter verwirklicht werden.

Die Steuerung dieses Prozesses ist eine äußerst komplexe Aufgabe. Ein rein staatliches, europaweites System à la EEG kann keine dauerhafte Lösung sein, sondern würde zu denselben Problemen wie in Deutschland führen. Anliegen der EU-Kommission ist es daher, tatsächlich einen Markt zu gestalten und die Zusammenarbeit und Koordinierung zwischen den Mitgliedstaaten zu erhöhen. So wurden bereits in der Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2009/28/EG (Artikel 6 bis 12) „Mechanismen der Zusammenarbeit“ eingeführt. Angesichts des unterschiedlichen Potenzials zum Ausbau von Energie aus regenerativen Quellen soll es den Mitgliedstaaten ermöglicht werden, auf freiwilliger Basis sich mit anderen Staaten auf Kooperationsformen zu verständigen. Diese werden bislang jedoch unzureichend genutzt. Idealerweise sollten erneuerbare Energien dort erzeugt werden, wo dies am ertragreichsten und – unter Berücksichtigung der Kosten des dadurch notwendigen Netzausbaus – am kostengünstigsten ist.

Auf dem Weg zu einer stärkeren Europäisierung plant die EU-Kommission, im zweiten oder dritten Quartal 2013 Leitlinien zur Förderung erneuerbarer Energien zu verabschieden. Eine größere Koordinierung und europäische Ausrichtung der nationalen Fördermechanismen wären aus Finanzierungssicht wünschenswert, da sie zu einer Vereinfachung der Prozesse beitragen würde.

Dreh- und Angelpunkt für eine Vertiefung des europäischen Binnenmarktes im Strombereich ist der Aufbau einer grenzüberschreitenden Infrastruktur. Entsprechend haben sich das Europäische Parlament und die Mitgliedstaaten darauf verständigt, Projekte von gemeinsamem Interesse auszuwählen, für diese die Genehmigungsverfahren zu beschleunigen sowie Finanzierungsinstrumente vorzusehen. Im Rahmen der „Finanziellen Vorausschau 2014-2020“ ist für den Energiebereich innerhalb der „Connecting Europe Facility (CEF)“ vom Rat ein Volumen von gut fünf Milliarden Euro vorgesehen; eine Einigung mit dem Europäischen Parlament über den künftigen Finanzrahmen der EU und damit diesen Budgetposten steht noch aus. Unter den CEF-Instrumenten findet sich auch die europäische Projektanleihe, auf die in Abschnitt 4.3 noch eingegangen wird. Die Finanzierung der geplanten Trassen ist angesichts der nicht unerheblichen Investitionssummen – die EU-Kommission schätzt für den Bau von Gasfernleitungen und Stromnetzen den Bedarf auf 200 Mrd. Euro – kein Selbstläufer.

4. Infrastrukturfinanzierung

4.1 Allgemeine Überlegungen zum Netzausbau

Abstimmung von Stromerzeugung und Netzausbau

Die Verabschiedung des Bundesbedarfsplangesetzes für Übertragungsnetze im ersten Halbjahr 2013 bildet die Voraussetzung für den Start der konkreten Planungsverfahren. Im Rahmen dieser Planungsverfahren werden zunächst die geeigneten und anschließend die konkreten Trassen festgelegt. Erst dann, wenn Länge und Verlauf der Korridore feststehen, stellt sich die Frage der genauen Finanzierung. Allerdings ist ein solides Planungsverfahren im Vorfeld auch für eine gelingende Finanzierung unerlässlich. Denn sollten beispielsweise bei fehlender frühzeitiger Bürgerbeteiligung in der Bauphase aufgrund öffentlichen Drucks bedeutende Verzögerungen, Änderungen oder gar ein kompletter Baustopp entstehen, hätte dies Auswirkungen auf die Finanzierungsbereitschaft künftiger Projekte durch Banken.

Von großer Bedeutung ist auch, dass Netzausbau und -verstärkung an den tatsächlichen Bedarf angepasst werden. Dies gilt sowohl mit Blick auf die Übertragungsnetze als auch die Verstärkung dezentraler Strukturen über Verteilnetze. Denn sollte erzeugter Strom nicht eingespeist und zum Endverbraucher gebracht werden, können aus der Stromerzeugung keine Einnahmen generiert werden, die zur Tilgung der aufgenommenen Kredite verwendet werden können. Entsprechend negativ würde sich dies auf die Finanzierungsbereitschaft der Kreditinstitute auswirken. Zwar gilt im Rahmen des EEG noch die Verpflichtung zur Abnahme erneuerbaren Stroms und zum Einspeisevorrang, doch ist der dauerhafte Fortbestand dieser Privilegien unwahrscheinlich. Zentral ist folglich eine mit den 16 Bundesländern abgestimmte Gesamtstrategie im Hinblick auf den Zubau von Stromerzeugungskapazitäten und dem entsprechenden Ausbau der Netze. Eine deutschlandweite Abstimmung reicht jedoch nicht aus, um ein effizientes und zukunftsfähiges System zu etablieren. Wie bereits dargestellt, muss eine Einbettung in den europäischen Strommarkt erfolgen.

Zusammenhang Netzentgeltregulierung und Rating

Die Finanzierung des Netzausbaus in Deutschland ist aus Sicht der privaten Banken vom Grundsatz ein attraktives, da reguliertes Geschäft. Die Kosten der Finanzierung werden unter anderem durch das Regulierungsregime bestimmt, da es das Rating eines Transmission System Operator (TSO) maßgeblich beeinflusst. Die großen Ratingagenturen nutzen in ihrem Ratingprozess als Benchmark für das regulatorische Umfeld die Regulierung des Vereinigten Königreichs; andere europäische Regime werden mit einem Abschlag beurteilt. Je transparenter, verlässlicher und prognostizierbarer der Regulierungsrahmen ist, desto besser fällt die Beurteilung aus. Entsprechend wird den Entscheidungen der Bundesnetzagentur für die Regulierungsperioden hohe Bedeutung beigemessen. Ein gutes und stabiles Rating erleichtert den Zugang zum Kapitalmarkt, senkt die Finanzierungskosten und damit die Netzentgelte.

Sonderfall: Anschluss der Offshore-Windparks

Der Ausbau der Offshore-Windparks war im Jahr 2012 ins Stocken geraten, insbesondere wegen Schwierigkeiten bei der Netzanbindung. Neben der technischen Herausforderung, der begrenzten Finanzierungskraft des zuständigen Übertragungsnetzbetreibers Tennet und insgesamt der hohen Komplexität von Planung des Windparks, Netzanbindungszusage, Lieferung von Komponenten und Finanzierung führten offene Haftungsfragen und nicht versicherbare Haftungssummen zu hohen Unsicherheiten bei allen Beteiligten.

Der Gesetzgeber verabschiedete Ende 2012 deshalb ein Gesetz, das erstmalig die Erarbeitung eines Offshore-Netzentwicklungsplanes vorsieht, der für einen Zeitraum von zehn Jahren die Anbindung der geplanten und in Bau befindlichen Windparks vorgibt. Jährlich wird dieser Plan von den Übertragungsnetzbetreibern entsprechend der Realisierungsfortschritte aktualisiert. Damit wird erstmalig eine gewisse Investitionssicherheit geschaffen, die für die Finanzierungsbereitschaft der Geschäftsbanken maßgeblich ist.

Ferner wurde die Haftung bei verzögerter Anbindung geregelt: Offshore-Windparkbetreiber erhalten künftig bei nicht vorsätzlich verursachten Unterbrechungen oder Verzögerungen bei der Anbindung nach einer Karenzzeit 90 % der Einspeisevergütung ersetzt, sofern der Windpark betriebsbereit war. Die Haftung für die Übertragungsnetzbetreiber ist jährlich auf 110 Millionen Euro und auf 17,5 Millionen Euro pro Schadensereignis begrenzt, sofern keine grobe Fahrlässigkeit vorliegt. Werden die Haftungshöchstgrenzen überstiegen, wird der ausstehende Betrag auf die Stromverbraucher umgelegt. Diese Umlage ist gedeckelt. Sofern die Entschädigungsbeträge in einem Jahr nicht von der Umlage gezahlt werden können, werden diese auf das folgende Jahr übertragen. Die entstehenden Zwischenfinanzierungskosten der Übertragungsnetzbetreiber fließen in die Umlage ein.

Das Vorhandensein einer klaren Haftungsregelung ist zu begrüßen und nimmt Unsicherheit aus den stark risikoreichen Offshore-Projekten heraus. Unabhängig von der Frage nach der angemessenen Verteilung der Risiken ist zu bedenken, ob durch eine Verlangsamung des Zubaus Risiken und damit Kosten vermieden werden könnten. Anstatt gleichzeitig alle Projekte in den kommenden zehn Jahren zu realisieren, könnten an ersten Projekten Erfahrungen gesammelt und Fehler bei künftigen Projekten vermieden werden. Parallel könnte aus Erfahrungen anderer Länder, die sich ebenfalls im Offshore-Bereich engagieren (wollen), gelernt werden. Da sich gerade in der Einführungsphase neuer Technologien eine gewisse Risikoübernahme durch den Stromkunden nicht gänzlich vermeiden lassen wird, sollte diese Belastung so gering wie möglich ausfallen. Das Drosseln des Ausbautempos könnte hierzu beitragen.

Finanzierungsbedarf auf mehrere Schultern verteilen

Eine verlässliche Prognose über das anstehende Investitionsvolumen für den Netzausbau in Deutschland ist angesichts der noch bestehenden Unsicherheiten über den wirklichen Bedarf an Übertragungsnetzen nur schwer möglich. Laut Berechnungen von Ernst & Young würde zwischen

2012 und 2022 der Ausbau der Transportnetze ein Investitionsvolumen von 20 Mrd. Euro umfassen.⁶ Für Verteilnetze ist mit einer ähnlichen Summe zu rechnen. Unabhängig vom konkreten Volumen lässt sich festhalten, dass der Investitions- und entsprechende Finanzierungsbedarf hoch und daher ein potenziell interessantes Geschäftsfeld für Geschäftsbanken ist. Gleichzeitig stellt er die Kreditwirtschaft – und die Netzbetreiber – vor erhebliche Herausforderungen.

Während auf Seiten der Netzbetreiber die Bereitstellung von Eigenkapital wegen der Verschlechterung der eigenen Refinanzierungsmöglichkeiten zum Engpass beim Netzausbau werden kann, gestaltet sich auf Bankenseite die Vergabe von Fremdkapital in Folge von Finanz- und Staatsschuldenkrise und neuer Bankenregulierung im langfristigen und großvolumigen Bereich als schwierig. Die neuen – unter dem Stichwort Basel III bekannten – Anforderungen an die qualitative und quantitative Eigenkapitalunterlegung von Krediten sowie die neuen Vorgaben zur langfristigen Refinanzierung, die seit der Finanzkrise nicht mehr beliebig zur Verfügung steht, werden voraussichtlich zu einer Verteuerung der Kreditvergabe und in manchen Fällen auch zu einer Einschränkung der Leistungsfähigkeit der Kreditinstitute führen.⁷

Folglich ist es notwendig, die Finanzierungsvolumina auf weitere Schultern zu verteilen.⁸ Grundsätzlich haben Investoren wie Versicherungskassen und Pensionsfonds ein hohes Interesse an neuen Assetklassen wie Infrastrukturen, da in Folge der Staatsschuldenkrise und Niedrigzinsphase ein gewisser Anlagenotstand herrscht. Aufgabe ist es also, Finanzierungsstrukturen zur Einbindung der diversen Partner zu schaffen. Dies ist jedoch nicht trivial, da sich die potenziellen Investoren durch unterschiedliche Zielsetzungen, Anforderungen an die Struktur und das Risikoprofil, Renditeerwartungen, Refinanzierungsmöglichkeiten und nicht zuletzt regulatorische Rahmenbedingungen auszeichnen.

4.2 Einbindung institutioneller Investoren in die Infrastrukturfinanzierung

Institutionelle Investoren wie Versicherungen und Pensionskassen spielen durch die Wahrnehmung ihrer Kapitalanlagefunktion eine wichtige Rolle in der Unternehmensfinanzierung: indirekt, indem sie als Refinanzierer der Banken über ungedeckte Bankschuldverschreibungen sowie Pfandbriefe und Covered Bonds auftreten. Direkt fungieren sie, wenn auch weniger

⁶ Kästner, Thomas (Ernst & Young): Den Finanziers auf der Spur, Frankfurter Allgemeine Zeitung Verlagsbeilage, 19. September 2012, Nr. 219, S. V8.

⁷ Eine ausführliche Darstellung der möglichen Auswirkungen von Basel III und der Staatsschuldenkrise auf die Finanzierung von erneuerbare Energie-Projekten findet sich im Positionspapier des Bankenverbandes zur Finanzierung der Energiewende vom Juni 2012.

⁸ Die Einbindung von Förderbanken wie der Europäischen Investitionsbank (EIB), der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) oder von Landesförderinstituten sowohl als Risikopartner als auch als Partner bei der Refinanzierung (Funding-Partner) ist weiterhin von hoher Bedeutung für die Bereitstellung von Fremdfinanzierung. Eine ausführliche Darstellung der Wirkungsweise von Förderbanken sowie der Möglichkeit zur Stärkung der Risikopartnerschaft durch die Einführung optionaler Haftungsfreistellungen findet sich im Positionspapier des Bankenverbandes zur Finanzierung der Energiewende vom Juni 2012.

ausgeprägt, als Eigenkapitalgeber (z. B. Aktien, unmittelbar oder mittelbar über (Spezial-)Fonds) und Fremdkapitalgeber (z. B. Kauf von Unternehmensanleihen, Schuldscheindarlehen). Da sie oft an langfristigen Anlageformen interessiert sind, bilden Infrastrukturen potenziell eine interessante Anlageklasse.

Die eigenständige Kreditvergabe an Unternehmen ist Versicherungen, da sie bzw. ihre Tochterunternehmen in der Regel über keine Banklizenz verfügen, nur in sehr engen Grenzen möglich und erfordert den Aufbau einer internen Kreditabteilung mit hohen Investitions- und Fixkosten.

Neben dieser (zurecht) eingeschränkten direkten Kreditvergabe bieten sich indirekt sowohl der Erwerb bereits bankseitig ausgereichter Kredite als auch von Anteilen an Infrastrukturkreditfonds an. Die erste Variante macht für den Investor den Aufbau einer internen Kreditabteilung erforderlich und verlangt in Abhängigkeit vom regulatorischen Rahmenwerk gegebenenfalls eine bestimmte Strukturierung. Bei der zweiten Variante erwirbt in der Regel ein unabhängiger Asset-Manager Kredite von verschiedenen Banken. Die Bank behält oft einen Teil des Kredits auf dem eigenen Buch, der verbleibende Teil wird in den Fonds syndiziert. Die Bank bleibt verantwortlich für das originäre Kreditgeschäft sowie die Kundenbeziehung, was für den Investor von hoher Bedeutung ist. Dieser erhält diversifizierten Zugang zu Infrastrukturkrediten ohne den teuren Aufbau einer eigenen Kreditabteilung, wenngleich er durchaus über die fachlichen und personellen Ressourcen verfügen muss, um sein Engagement zu bewerten. Bei beiden Varianten besteht der Hauptvorteil aus Bankensicht in einer Entlastung der eigenen Bilanz.

Allerdings gibt es verschiedene regulatorische Einschränkungen für das Engagement institutioneller Investoren:⁹

- Nach Aussagen der deutschen Versicherungswirtschaft werden in der bisherigen Fassung des künftigen Regelwerks der Versicherungen – genannt Solvency II – Infrastrukturinvestitionen zur Quote für nicht notierte Beteiligungen (in der auch Investitionen in Hedgefonds und Private Equity erfasst werden) hinzugerechnet. In dieser Quote sind auch Anlagen enthalten, die deutlich risikoreicher sind als Infrastrukturen und für die entsprechend hohes Eigenkapital (im Standardansatz 49 %) vorgehalten werden muss. Dabei wird ignoriert, dass zumindest im regulierten erneuerbare Energien- sowie Netzbereich die Risiken dank garantierter Abnahmepreise, Unabhängigkeit von Rohstoffpreisen etc. reduziert sind. Der Gesamtverband der deutschen Versicherungswirtschaft (GDV) fordert entsprechend die Einführung einer **neuen Assetklasse für Infrastruktur und erneuerbare Energien**. Aber auch gerade für eine solche erscheint es unter Risikogesichtspunkten unverzichtbar, dass es zu keinen rückwirkenden Kürzungen der ursprünglich garantierten Einspeisetarife kommt.

⁹ Das GDV-Positionspapier zur Verbesserung der Bedingungen für Investitionen in Infrastruktur und Erneuerbare Energien vom 20. März 2013 benennt noch weitere regulatorische Hürden für die Versicherungswirtschaft.

- **Externes Raterfordernis:** Ein Rating der Infrastrukturverschuldung – idealerweise Investment Grade – ist in vielen Fällen notwendig, um sowohl inländische regulatorische Vorgaben zu erfüllen sowie auch ausländische Investoren anzuziehen. Oft sind externe Ratings aber nicht verfügbar und müssten erst beauftragt werden. Das Rating bestimmt sich primär aus der wirtschaftlichen Tragfähigkeit des Projektes selbst, aber auch aus dem Rating der beteiligten Firmen sowie dem regulatorischen Rahmen (von der Bundesnetzagentur festgelegte Erlösobergrenzen, Kompensation der Finanzierungskosten etc.).

Neben den genannten regulatorischen Einschränkungen gibt es weitere Aspekte, die dem Engagement von Investoren Grenzen setzen oder zumindest Anpassungsprozesse erfordern:

- **Verhaltener Risikoappetit:** Schon aufgrund ihres Geschäftsmodells können Versicherungen und Pensionskassen nur in begrenztem Umfang Risiken übernehmen. Folglich ist davon auszugehen, dass sie bei neuen Technologien (z. B. Offshore-Windparks) sowie bei Neubauprojekten in der Bauphase zurückhaltend sein werden. Dies gilt zumindest dort, wo die personellen und fachlichen Ressourcen zur Bewertung dieser Projekte fehlen. Erst ab Betriebsphase ist mit einem größeren Engagement zu rechnen. Denkbar wäre daher eine strukturierte Finanzierung, in der die Bank das Fremdkapital für die Bauphase bereitstellen und der institutionelle Investor die Fremdfinanzierung ab Beginn der Betriebsphase in Teilen übernehmen würde.
- **Herausforderungen für die Finanzierungsstruktur:**
 - Gerade im Neubau, aber auch bei bestehenden Projekten sind unregelmäßige Auszahlungstermine und Eigenkapitalnachsüsse nicht unüblich. Dies stellt für Investorengruppen, die auf ein hohes Maß an Regelmäßigkeit und Vorhersehbarkeit bedacht sind, eine Herausforderung dar.
 - Banken wie Investoren haben grundsätzlich beide ein Interesse an Zinssicherung innerhalb eines Projektes. Bei Bankfinanzierungen erfolgt die Zinssicherung typischerweise über ein separates Zinssicherungsgeschäft mit dem Kreditnehmer (Zinsswap). Demgegenüber bevorzugen institutionelle Investoren wie Versicherungen Instrumente mit einem festen Zinssatz/-kupon, so dass ein Zinssicherungsgeschäft nicht mehr notwendig ist.
 - Bisher sind Investoren eher an endfällige Darlehen gewöhnt. Die Art der Projekte verlangt jedoch eine amortisierende Struktur, so dass sich Investoren bereits auf annuitätische Tilgungsprofile umzustellen beginnen. Banken arbeiten unter Risikogesichtspunkten und aus Cashflow-Sicht schon lange mit variablen Tilgungsstrukturen.
- **Fehlendes Know-how:** Da Infrastrukturen in Deutschland noch eine relativ junge Assetklasse sind, besteht gerade bei Investoren, die sich wegen ihrer Größe kein eigenes Research leisten können, Nachholbedarf beim Aufbau des notwendigen Fachwissens für Investitionen in Infrastrukturen und ihre regulatorische Behandlung.

Insgesamt lässt sich festhalten, dass die Einbindung institutioneller Investoren keine leichte Aufgabe ist und sie nur ein Baustein in der Finanzierung des Gesamtprojektes sein kann. Folglich sollte vor zu hohen Erwartungen gewarnt sein. Gerade in der Bauphase von Projekten ist zu erwarten, dass Kreditinstitute weiterhin die zentralen Fremdkapitalgeber sein werden und andere Investorengruppen erst ab der Betriebsphase hinzukommen. Zentral ist, dass auch nach der Hereinnahme weiterer Partner als Co-Finanzierer die Bank am Risiko und an der Kreditsteuerung beteiligt bleibt. Die bei der Bank so frei werdenden Mittel könnten für neue Projekte verwendet werden. Die besondere Herausforderung besteht darin, dass die entsprechenden Strukturen mit den Anlagevorschriften und sonstigen Regularien kompatibel sind, ohne gleichzeitig so komplex und aufwändig zu werden, dass das Engagement aus Sicht des Investors unattraktiv wird.

Bürgerbeteiligungen

Insbesondere die Finanzierung dezentraler Energieprojekte soll durch finanzielle Bürgerbeteiligungen unterstützt werden. Über den Erwerb von Kommanditanteilen, Sparbriefen, Inhaberschuldverschreibungen oder Genussrechten können sich Bürger an der Finanzierung von Wind-, Solar- und Bioenergieanlagen beteiligen, was auch die Akzeptanz für Neubauten erhöhen soll. Allerdings droht der deutsche Gesetzentwurf zur Umsetzung der europäischen Alternative Investment Fund Manager-Richtlinie die Realisierung von Bürgerwind-, Bürgersolar- und Bürgerbioenergieparks erheblich zu erschweren. Insbesondere die Beschränkung der Fremdfinanzierungshöhe auf 60 % des Wertes eines geschlossenen Publikumsfonds könnte dazu führen, dass manche Projekte aus Mangel an Eigenkapital nicht realisiert werden.¹⁰

Im Netzbereich strebt der Bundesumweltminister eine Bürgerbeteiligung an Stromleitungen an. Über eine Art „Volksanleihe“ sollen rund 15 % der Anteile an Stromleitungen für die Bürger, insbesondere direkt von den Leitungen betroffene Anlieger, reserviert werden (bei einer Mindeststückelung von 500 Euro). Als erster Netzbetreiber plant Tennet eine auf Dauer angelegte Bürgerbeteiligung an Leitungen in Schleswig-Holstein mit einer Verzinsung von etwa 5 Prozent.¹¹

Aus Sicht der privaten Banken können die genannten Bürgerparks zur dezentralen Energieerzeugung einen sinnvollen Beitrag zur Finanzierung und Schaffung von Akzeptanz leisten. Regulatorische Hürden sollten entsprechend abgebaut werden. Auf das Industrieland Deutschland insgesamt bezogen können sie jedoch angesichts der erforderlichen großen Volumina und des komplexen Risikoprofils mancher Technologien nur ergänzend und lokal bzw. regional wirken. Eine gesetzliche Verpflichtung der Netzbetreiber, Bürgerbeteiligungen anzu-

¹⁰ Vgl. Positionspapier des Bundesverbands Erneuerbare Energie, Bundesverbands WindEnergie, Bundesverbands Solarwirtschaft, Bundesverbands BioEnergie, Fachverbands Biogas und des Bundesverbands deutscher Wasserkraftwerke vom Januar 2013.

¹¹ Vgl. Bericht in der Frankfurter Allgemeinen Zeitung „Bürger können sich erstmals am Bau einer neuen Stromleitung beteiligen“, 30. Januar 2013, S. 9.

bieten, ist abzulehnen. Netzbetreiber sollten die Möglichkeit haben, die günstigsten Finanzierungsquellen zu nutzen, zumal sich die Finanzierungskosten in den Netzentgelten und damit beim Verbraucher niederschlagen. Die Einbindung von Privatanlegern ist mit nicht unerheblichem Aufwand und Kosten (z. B. Informationspflichten und Anlegerschutzbestimmungen) verbunden, die letztlich von allen Stromkunden zu zahlen sind und die zusätzlich zu den Kosten hinzukommen, die in jedem Fall allein wegen der Projektgröße zur Einbindung institutioneller Investoren entstehen. Und schließlich erzielen nicht alle Projekte stets die gewünschte Rendite und bergen somit auch für Bürger ein Verlustrisiko, das in der aktuellen politischen Diskussion oft ausgeblendet wird.

4.3 Europäische Projektanleihe

Eine in Deutschland bislang noch nicht etablierte Finanzierungsstruktur ist der so genannte „project bond“ oder Projektanleihe. Im Unterschied zu einer regulären Unternehmensanleihe tritt nicht das Unternehmen als Emittent der Anleihe auf, sondern die eigens für das spezifische Projekt gegründete Projektgesellschaft. Struktur und Konditionen dieser Projektanleihe werden daher maßgeblich von der Art und der wirtschaftlichen Tragfähigkeit des Projektes bestimmt.

Die EU-Kommission hält für den Ausbau der Verkehrs-, Energie- und Telekommunikationsstrukturen in den nächsten 10 Jahren ein Volumen von 1,5 und 2 Billionen Euro für notwendig. Angesichts knapper Haushalte können diese Summen nur durch private Gelder finanziert werden. Um private Investoren stärker anzuziehen, hat die EU sich auf die Einführung eines neuen Finanzierungsinstruments, der so genannten EU-Projektanleihe, verständigt, die aktuell im Rahmen einer Pilotphase getestet wird und für Vorhaben im Bereich der Energienetze, der Verkehrswege und der Telekommunikation gedacht ist.

Eine solche Anleihe würde von einer privaten Projektgesellschaft begeben werden. Das Rating der Anleihe soll durch eine von der Europäischen Investitionsbank (EIB) bereitgestellte Kreditfazilität verbessert werden, um institutionelle Investoren wie Versicherungen und Pensionskassen zu gewinnen, und dies bereits zu Beginn der Bauphase (Förderauftragsgedanke). Die Rolle der Geschäftsbank in diesem Modell bestünde in der Beratung, Emissionsbegleitung und Strukturierung der Anleihe.

Für die Pilotphase ist ein Budget von 230 Mio. Euro vorgesehen, die Investitionen in Höhe von 4,6 Mrd. Euro auslösen sollen. Im Rahmen der Finanziellen Vorausschau der EU für den Zeitraum 2014-2020 sind von Seiten des Rates Mittel in Höhe von gut fünf Milliarden Euro eingeplant. Eine Einigung mit dem Europäischen Parlament über den Finanzrahmen der EU und damit auch diesen Budgetposten steht noch aus.

Aus Sicht der privaten Banken können solche Projektanleihen eine sinnvolle Ergänzung zur Bankfinanzierung sein, um die eigene Bilanz zu schonen und die Refinanzierungsproblematik der Bank zu umgehen.

Zum jetzigen Zeitpunkt ist eine Bewertung der europäischen Initiative noch verfrüht. Ihr Erfolg wird unter anderem davon abhängen, dass

- durch die Beteiligung der EIB tatsächlich eine Ratingverbesserung auf ein Investment Grade-Rating erzielt werden kann. Dies setzt voraus, dass das Projekt schon für sich alleine im niedrigen Investment Grade-Bereich (BBB-) liegt. Bei Projekten in hochverschuldeten EU-Staaten wird dies entsprechend schwer zu erreichen sein.
- die Stabilität der Cashflows gewährleistet ist. Die Kalkulation der Cashflows ist umso leichter, je besser sich ein Leitungsprojekt klar definieren und abgrenzen lässt, wie beispielsweise eine Offshore-Anbindung.¹² Der Bau einer Teilstrecke innerhalb eines Netzes lässt sich nur schwer aus diesem herauslösen und die Einnahmen entsprechend berechnen. Daher erscheint nur ein Verfügbarkeitsmodell als praktikabel (wie es auch schon heute von der Bundesnetzagentur für die Festlegung von Erlösobergrenzen und Netzentgelten zugrunde gelegt wird).
- ein externes Rating vorhanden ist.
- die Strukturierung der Projektanleihe den Bedürfnissen und Anforderungen sowohl der Projektgesellschaft als auch den institutionellen Anlegern gerecht wird und hier für beide Seiten zufriedenstellende Lösungen im Hinblick zum Beispiel auf Auszahlungs- und Tilgungsmodalitäten gefunden werden.
- die öffentlichen Ausschreibungen ihre Bedingungen offen für eine Projektanleihefinanzierung gestalten: Problematisch könnte das in der Praxis häufig anzutreffende Erfordernis sein, dass bei Angebotsabgabe eine für mehrere Wochen gültige Finanzierungszusage gegeben werden muss. Während bei einer Bankfinanzierung das Halten des Angebots üblich ist, ist dies auf dem Anleihemarkt deutlich schwieriger und wahrscheinlich nur bei Privatplatzierungen machbar. Der meist öffentliche Auftraggeber muss bereit sein, diese im Vergleich zur Finanzierungszusage der Bank größere Unsicherheit zu tragen.
- die Projektanleihe für die Projektgesellschaft günstiger als eine Bankfinanzierung ist. Angesichts der erhöhten Refinanzierungskosten der Banken im langfristigen Bereich könnten Anleihen im Verhältnis attraktiver werden.

¹² Bei einer Offshore-Anbindung an das nationale Stromnetz wird sich vermutlich aus europäischer Sicht die Frage stellen, inwieweit ein solches Projekt förderfähig ist.

Insgesamt handelt es sich zumindest auf Deutschland bezogen noch um eine relativ neue Finanzierungsstruktur und Assetklasse, auf die sich Banken, Investoren und die ausschreibenden Behörden erst noch einstellen müssen. Dieser Lernprozess erfordert Zeit, die die Politik den beteiligten Akteuren angesichts des Umfangs der Modernisierung der Infrastruktur in Europa geben sollte. Wichtig ist dabei, dass der finanzmarktregulatorische Rahmen nicht zum Hindernis wird. So ist die Projektanleihe ein Instrument der Kapitalmarktfinanzierung, bei der Banken als Berater, Strukturierer und Emissionsbegleiter auftreten. Diese Aufgaben werden klassischerweise dem Investmentbanking zugerechnet. Aktuell steht dieses Geschäftsfeld jedoch massiv in der Kritik, was angesichts seiner Bedeutung für die Realwirtschaft nicht gerechtfertigt ist.

5. Fazit

Die Politik steht vor der schwierigen Aufgabe, den energiepolitischen Rahmen hinreichend stabil für Investitionssicherheit und gleichzeitig flexibel genug zu halten, um bei Fehlentwicklungen frühzeitig gegensteuern zu können. Parallel muss die Bankenregulierung zur Sicherung der Finanzmarktstabilität geeignet sein, ohne die Fähigkeit der Kreditwirtschaft zur Finanzierung der Realwirtschaft bzw. von Infrastrukturprojekten zu beschneiden. Die Politik sollte einen ganzheitlichen, langfristig angelegten Ansatz für das künftige Strommarktdesign wählen und darf dabei die europäische Perspektive nicht unberücksichtigt lassen. Die privaten Banken werden in diesem energiepolitischen Rahmen sowie entsprechend der neuen finanzmarktpolitischen Vorgaben Finanzierungslösungen erarbeiten, bei der die Bank nicht mehr nur Kreditgeber ist, sondern auch andere Kapitalgeber einbezieht. So kann die Kreditwirtschaft zum Gelingen des wichtigen gesellschaftlichen Projekts „Energiewende“ beitragen.