

Veröffentlichungen des Instituts
für deutsches und europäisches Wirtschafts-,
Wettbewerbs- und Regulierungsrecht
der Freien Universität Berlin

42

Herausgegeben von Franz Jürgen Säcker

Franz Jürgen Säcker
Carsten König
Lydia Scholz

Der regulierungsrechtliche
Rahmen für ein Offshore-
Stromnetz in der Nordsee

Rechtliche Hemmnisse und Vorschläge
für deren Überwindung

A. Einleitung

Die Europäische Union hat sich das Ziel gesetzt, den Anteil der erneuerbaren Energien am Gesamtenergieverbrauch bis zum Jahr 2020 auf mindestens 20 Prozent zu steigern.¹ Dieses Ziel kann nur erreicht werden, wenn der Anteil der erneuerbaren Energien am Stromverbrauch in demselben Zeitraum auf über 30 Prozent erhöht wird; zuletzt ist die Europäische Kommission sogar von einer Steigerung auf 37 Prozent ausgegangen.² Die Offshore-Windenergie nimmt dabei in den Planungen der Kommission und der Mitgliedstaaten einen hohen Stellenwert ein. So soll z. B. in Deutschland die installierte Offshore-Windenergielleistung bis zum Jahr 2030 auf 15 GW erhöht werden.³ Für Großbritannien ist der Ausbau der Windenergie eines der Hauptinstrumente, um bis zum Jahr 2020 einen Anteil der erneuerbaren Energien am Gesamtenergieverbrauch in Höhe von 15 Prozent zu erreichen. Die installierte Offshore-Windenergielleistung soll deshalb bis dahin auf 16 GW und bis zum Jahr 2030 auf 39 GW gesteigert werden.⁴ Europaweit könnte die installierte Offshore-Leistung bis zum Jahr 2030 auf 150 GW steigen.⁵ Die meisten Anlagen sollen in der Nordsee errichtet werden, die sich wegen hoher Windgeschwindigkeiten⁶, einer geringen durchschnittlichen Tiefe von nur 94 Metern und vergleichsweise flachen Küsten gut für die Stromerzeugung mit Offshore-Windenergieanlagen eignet.

-
- 1 Vgl. Art. 3 Abs. 1 EE-RL; Europäischer Rat, Schlussfolgerungen des Vorsitzes zur Tagung am 8./9.3.2007, 7224/1/7, Anl. 1, Rn. 7.
 - 2 Europäische Kommission, Erneuerbare Energien: Fortschritte auf dem Weg zum Ziel für 2020, Mitteilung v. 31.1.2011, S. 6.
 - 3 CDU/CSU/SPD, Deutschlands Zukunft gestalten, Koalitionsvertrag für die 18. Legislaturperiode, 27.11.2013, S. 54; die Vorgängerkoalition hatte noch 25 GW angestrebt, Bundesregierung, Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, 28.9.2010, S. 9.
 - 4 DECC, UK Renewable Energy Roadmap, 2013 update, November 2013, S. 47.
 - 5 EWEA, Pure Power – Wind energy targets for 2020 and 2030, Juli 2011, S. 37.
 - 6 Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Windmonitor, abrufbar unter http://windmonitor.iwes.fraunhofer.de/windwebdad/www_reisi_page_new.show_page?lang=ger&owa=wind_condition_new.do_query%3Fp_lang=ger%26p_lov=2005%26p_parm=1 (Stand 27.12.2013).

Die Anbindung von Offshore-Windenergieanlagen an die Elektrizitätsversorgungsnetze an Land erfolgt bisher mit einzelnen Leitungen oder Sammelenbindungen, die mehrere Anschlussleitungen verbinden und gebündelt zum Festland führen. Ein Netz, also eine Vielzahl von miteinander verbundenen Leitungen, gibt es in der Nordsee bisher nicht. Die Anzahl der Leitungen, die als Unterseekabel in der Nordsee verlegt werden, wird aber mit dem Ausbau der Stromerzeugung aus Offshore-Windenergie in den nächsten Jahren stark ansteigen. In diesem Zusammenhang wird zunehmend über optimierte Anbindungslosungen diskutiert. So können etwa Querverbindungen zwischen an sich getrennten Anbindungsleitungen sinnvoll sein, um den Ausfall einzelner Leitungen besser kompensieren zu können.⁷ Auch kann im Einzelfall die Möglichkeit bestehen, Offshore-Windparks gleichzeitig mit den Übertragungsnetzen an zwei gegenüberliegenden Küsten zu verbinden, um das Anbindungskabel zusätzlich für grenzüberschreitende Stromtransporte nutzen zu können.

Neben Anbindungsleitungen, die sich nur im Hoheitsgebiet eines einzelnen Staates befinden, gibt es in der Nordsee außerdem sog. Interkonnektoren, die sich dadurch auszeichnen, dass sie zwei Übertragungsnetze in unterschiedlichen Staaten miteinander verbinden, mithin transnational sind.⁸ Bisher existieren in der Nordsee die Unterseekabel „NorNed“ zwischen Norwegen und den Niederlanden und „Brit-Ned“ zwischen Großbritannien und den Niederlanden. Weitere Unterseekabel sind zwischen Deutschland und Norwegen („NorGer“, „NORD. LINK“), Großbritannien und Belgien („Nemo“) sowie Dänemark und den Niederlanden („Cobra Cable“)⁹ geplant. Interkonnektoren ermöglichen die Durchführung grenzüberschreitender Stromlieferungen und damit den Abschluss grenzüberschreitender Stromhandelsgeschäfte. Diese wiederum führen zu einer Angleichung der Großhandelspreise auf den gegenwärtig überwiegend noch national abzugrenzenden Strommärkten.¹⁰ Mit dem Ausbau der Interkonnektoren kommt es somit zu einer immer stärkeren Verflechtung der nationalen Märkte. Ziel ist die Verwirklichung des europäischen Elektrizitätsbinnenmarktes (vgl. Art. 194 Abs. 1 AEUV), von dem sich die Europäische Kommission und die Mitgliedstaaten niedrigere Großhandelspreise für Strom und ein höheres Niveau der Versorgungssicherheit versprechen.

7 Ausführlich BET, Technische Optionen zur Verbindung von Offshore-HGÜ-Kopfstationen und deren wirtschaftliche Implikation, Kurzgutachten, 30.3.2012.

8 Ofgem, Electricity interconnector policy, 26.1.2010, S. 4.

9 Dazu ausführlicher unten, S. 13 f.

10 Vgl. hierzu König, Engpassmanagement in der deutschen und europäischen Elektrizitätsversorgung, 2013, S. 79 ff., 335 ff.

Der geplante Ausbau von Anbindungsleitungen und Interkonnektoren wird zu einer Vervielfachung der Offshore-Netzinfrastruktur in der Nordsee führen. Um diesen Infrastrukturausbau möglichst effizient zu gestalten, müssen die Nordseeanrainerstaaten miteinander kooperieren. Im Dezember 2010 unterzeichneten die Energieminister Deutschlands, Großbritanniens, Frankreichs, Dänemarks, Schwedens, Norwegens, Irlands, der Niederlande, Belgiens und Luxemburgs sowie der europäische Energiekommissar ein Memorandum of Understanding zur Gründung einer intergouvernementalen Nordseenetzinitiative (*Northern Seas Countries Offshore Grid Initiative – NSCOGI*).¹¹ Die Initiative sieht sich selbst als Forum für Diskussionen und den Austausch von Informationen. Sie hat das Ziel, Hemmnisse für einen koordinierten Offshore-Netzausbau zu identifizieren und zu beseitigen. Bereits im November 2011 wurde die Schaffung eines integrierten Offshore-Netzes in der Nordsee auch von der Europäischen Kommission als eines von sechs strategisch priorisierten Infrastrukturprojekten in der EU identifiziert.¹²

Im Zusammenhang mit der Errichtung einer transnationalen Offshore-Netzinfrastruktur in der Nordsee stellen sich vielfältige regulatorische und regulierungsrechtliche Fragen. Die vorliegende Untersuchung geht diesen Fragen nach und prüft, ob rechtliche Hemmnisse für den angestrebten Ausbau der Offshore-Netzinfrastruktur in der Nordsee bestehen. Dies liegt bereits auf den ersten Blick nahe, da in der Nordsee die Regulierungsregime von neun¹³ Staaten völkerrechtlich aufeinander treffen. Hinzu kommt als zehntes Regulierungsregime der supranationale Regulierungsrahmen, den die EU mit der dritten Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie (EltRL)¹⁴ und der europäischen Stromhandelsverordnung (StromHVO)¹⁵

11 Zur geographischen Abgrenzung des „Nordsee-Netzes“ unten, S. 21 f.

12 Europäische Kommission, Energieinfrastrukturpaket, 2011, ausführliche Informationen abrufbar unter http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/strategy/2020_en.htm (Stand 27.12.2013); bestätigt durch Anhang 1 Nr. 1 der Verordnung 347/2013 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 17.4.2013 zu Leitlinien für die transeuropäischen Energieinfrastruktur, ABl. 2013 L 115/39.

13 Auch wenn die NSCOGI von zehn Staaten getragen wird, so sind auf den Nordseeraum nur neun nationale Regulierungsregime anwendbar, da das luxemburgische wegen des fehlenden Zugangs zur Nordsee nicht zur Anwendung gelangt.

14 Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates v. 13.7.2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG, ABl. 2009 L 211/55.

15 Verordnung (EG) Nr. 714/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates v. 13.7.2009 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003, ABl. 2009 L 211/15.

vorgibt. Es liegt auf der Hand, dass aus den unterschiedlichen Regulierungsrahmen Anwendungskonflikte resultieren können. Bei näherer Betrachtung wirft die Umsetzung eines transnationalen Offshore-Netzes in der Nordsee zudem Fragen auf, die derzeit in den nationalen Energierechtsordnungen entweder gar nicht oder nur oberflächlich thematisiert werden, da sie sich bei Stromnetzen an Land schlicht nicht stellen.

Die aufzuwerfenden regulatorischen und regulierungsrechtlichen Fragen werden für alle Nordseeaanrainerstaaten auf Grundlage der jeweils geltenden nationalen Gesetze sowie unter maßgeblicher Berücksichtigung des europäischen Rechtsrahmens beurteilt. Im Mittelpunkt der Untersuchung stehen „klassische“ Regulierungsthemen, z. B. Fragen des Netzanschlusses und des Netzzugangs von Offshore-Windenergieanlagen. Es werden jedoch auch Schwierigkeiten angeprochen, die sich aus anderen rechtlichen Vorgaben, z. B. aus nationalen Vorschriften über die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ergeben. In der Nordsee treffen nämlich nicht nur zehn Regulierungsregime aufeinander, sondern auch neun nationale Förderregime, die unter dem Dach der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (EE-RL)¹⁶ mit verschiedenen Instrumenten die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien begünstigen und Anreize zum Ausbau der Offshore-Windenergie setzen.

16 Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23.4.2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG, ABl. 2009 L 140/16.

B. Tatsächlicher Hintergrund

Im Zusammenhang mit der Errichtung und dem Betrieb einer transnationalen Offshore-Netzinfrastruktur in der Nordsee stellen sich vielfältige regulatorische und regulierungsrechtliche Fragen. Die vorliegende Untersuchung geht diesen Fragen nach und prüft, ob rechtliche Hemmnisse für den angestrebten Ausbau der Offshore-Netzinfrastruktur in der Nordsee bestehen. Da ein integriertes Offshore-Netz in der Nordsee bisher nicht existiert, ist zunächst der Gegenstand der Untersuchung zu konkretisieren. Im Folgenden wird deshalb dargestellt, welche technischen und ökonomischen Annahmen den nachfolgenden rechtlichen und rechtspolitischen Ausführungen zugrunde gelegt werden sind. Die Erforschung einer möglichen Errichtung eines Offshore-Netzes in der Nordsee befindet sich derzeit noch in einem frühen Stadium. Bisher gibt es nur wenige wissenschaftliche Veröffentlichungen, die sich mit der technischen Realisierbarkeit oder der ökonomischen Sinnhaftigkeit eines Offshore-Netzes in der Nordsee befassen. Eine Auseinandersetzung mit regulatorischen und regulierungsrechtlichen Fragen findet bisher, wenn überhaupt, lediglich in den Unternehmen und Unternehmensverbänden, insbesondere bei den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB), und in den Regulierungsbehörden statt. Hier liegt der Fokus bisher auf Pilotprojekten, mit denen Einzelprobleme der Regulierung eines Offshore-Netzes in einem überschaubaren Rahmen erprobt werden können.

I. Technische Studien

Die umfassendste veröffentlichte Untersuchung der technischen und ökonomischen Aspekte eines Offshore-Netzes in der Nordsee ist die Studie „Offshore Electricity Grid Infrastructure in Europe“, die im Zeitraum von Mai 2009 bis Oktober 2011 von einem Konsortium unter Leitung des belgischen Beratungsunternehmens „3E“ erstellt worden ist.¹⁷ Die Studie wurde aus dem

17 3E/dena/EWEA/ForWind/IEO/NTUA/Senergy/SINTEF, Offshore Electricity Grid Infrastructure in Europe, Final Report, Oktober 2011.

„Intelligent Energy Europe“-Programm der Europäischen Agentur für Wettbewerbsfähigkeit und Innovation (EACI) gefördert und von der Europäischen Kommission unterstützt. Gegenstand der „3E-Studie“ war die Erstellung einer Kosten-Nutzen-Analyse für ein mögliches Offshore-Netz in der Nordsee. Die Autoren der Studie kommen zunächst zu dem Ergebnis, dass Sammelanbindungen von Offshore-Windparks gegenüber Einzelanbindungen erhebliche wirtschaftliche Vorteile versprechen. Sammelanbindungen (sog. „*hubs*“) führen die Anbindungsleitungen von mehreren Offshore-Windparks zusammen. Der Strom wird dann anstatt mit mehreren kleinen Leitungen mit einer großen Leitung zum nächstgelegenen Elektrizitätsversorgungsnetz an Land transportiert. Die Autoren der 3E-Studie haben 321 Windparkprojekte untersucht und ermittelt, dass bei diesen Projekten durch Sammelanbindungen insgesamt Kosten in Höhe von 14 Mrd. EUR bis zum Jahr 2030 eingespart werden können.¹⁸

Auf Grundlage dieser Berechnung werden in der Studie unterschiedliche „Vernetzungsoptionen“ definiert, mit denen Querverbindungen zwischen Anbindungsleitungen, zwischen Interkonnektoren oder zwischen Anbindungsleitungen und Interkonnektoren geschaffen werden können.¹⁹ Zu diesen Vernetzungsoptionen zählen insbesondere (s. Abb. 1):

- T-förmige Verbindungen („*tee-in connections*“), mit denen Offshore-Windparks an bestehende Interkonnektoren oder Anbindungsleitungen angeschlossen werden;
- Geteilte Verbindungen („*split connections*“), mit denen Offshore-Windparks über zwei verschiedene Anbindungsleitungen an die Übertragungsnetze an zwei Küsten angeschlossen werden;
- Hub-to-Hub-Interkonnektoren („*hub-to-hub interconnections*“), d.h. Interkonnektoren, mit denen zwei Anbindungsleitungen miteinander verbunden werden;
- Vermischte, also miteinander verbundene Interkonnektoren („*meshed interconnections*“).

Die genannten Vernetzungsoptionen sind in der Praxis gegenwärtig noch nicht anzutreffen. Sie sind auch nicht mit Vernetzungsoptionen, die sich bei der Errichtung

18 Ebenda, S. 8.

19 Ebenda, S. 10 ff., 35 ff.