

Zeitschrift: bulletin.ch / Electrosuisse

Herausgeber: Electrosuisse

Band: 106 (2015)

Heft: 4

Artikel: Niederfrequenz : nicht nur für Bahnen

Autor: Behmann, Uwe / Schütte, Thorsten

DOI: <https://doi.org/10.5169/seals-856632>

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften auf E-Periodica. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen sowie auf Social Media-Kanälen oder Webseiten ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. [Mehr erfahren](#)

Conditions d'utilisation

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. La reproduction d'images dans des publications imprimées ou en ligne ainsi que sur des canaux de médias sociaux ou des sites web n'est autorisée qu'avec l'accord préalable des détenteurs des droits. [En savoir plus](#)

Terms of use

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. Publishing images in print and online publications, as well as on social media channels or websites, is only permitted with the prior consent of the rights holders. [Find out more](#)

Download PDF: 13.01.2026

ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, <https://www.e-periodica.ch>

Niederfrequenz – nicht nur für Bahnen

Offshore-Windenergie mit Wechselstrom übertragen

Die elektrotechnischen Vorteile niedriger AC-Netzfrequenz, mit der die Bahnindustrie seit einem Jahrhundert vertraut ist, lassen sich auch anders nutzen. Zum Übertragen von Offshore-Windenergie wird jetzt ihr Potenzial im Vergleich zur aufwendigen Gleichstrom-Hochspannungstechnik geprüft. Ihre technischen und wirtschaftlichen Merkmale gelten aber ebenso für Fernleitungen an Land.

Uwe Behmann, Thorsten Schütte

Als vor 100 Jahren für den Bahnbetrieb mit Reihenschluss-Kommutatormotoren Niederfrequenz (NF) eingesetzt wurde, profitierte man von gewissen Vorteilen: von niedrigen Reaktanzen und einer geringen elektromagnetischen Beeinflussung. Damals gab es noch keine flächendeckende Landesversorgung, geschweige denn eine einheitliche Frequenz. Die hiesige Einführung von 50 Hz, in Nordamerika und Teilen Südamerikas und Japans 60 Hz, war ein langwieriger Prozess, ein Kompromiss zwischen Magnetblechaufwand, Längsreaktanzen, Umwandlungswirkungsgraden und Beeinflussungswirkung.[1] Dieser Kompromiss ist aber keine Naturkonstante, sondern nur eine Vereinbarung. IEC 60196:2009 und daraus abgeleitete DIN EN 60196 (VDE 0175-3):2010-03 nennen als Normfrequenzen für Bahnen auch 16 $\frac{2}{3}$ Hz, für Flugzeuge 400 Hz und für Werkzeuge viele andere Werte.

Sechs Bahnen in Europa geniessen die Vorteile von 16,7 Hz auch nach 100 Jahren, und ebenso lange hat die europäische Bahnindustrie Kompetenz und Kapazität dafür. Nun wächst die Erkenntnis, dass es aktuell noch andere geeignete Anwendungsfälle gibt.

Offshore-Windenergie

Hochspannungskabel können die Leistung mit NF viel weiter übertragen als bei 50 Hz (**Bild 1**). Ein Plädoyer für NF- statt DC-Hochspannungs-Übertragung (NFÜ, HGÜ) wurde kürzlich mehrfach gehalten.[2] Die wesentlichen Unterschiede zwischen der bisher bevorzugten HGÜ und der vorgeschlagenen NFÜ werden in **Bild 2** und **Tabelle 1** präsentiert.

Leitungen und Netze an Land

Mit wachsender Windparkleistung drohen Kapazitätsprobleme im deutschen Hochspannungsnetz, die den Bau einiger sehr langer und leistungsfähiger Nord-Süd-Leitungen erfordern. Zum Prüfen der verfügbaren technischen Optionen hatte der Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU) der Bundesrepublik Deutschland eine Kurzstudie veranlasst. Darin wurden zunächst am Beispiel einer 500 km langen Leitung für 3 GW Übertragungsleistung gemäss Verbundnetzregeln die höchstzulässige Ausfallleistung für die Netzstabilität, die Realisierungsmöglichkeiten technisch und wirtschaftlich diskutiert, und zwar jeweils Freileitungen und Kabel mit 3 AC 380 kV oder 500 kV 50 Hz; DC 500 kV sowie 3 AC 380 kV oder 500 kV 16,7 Hz.

Dann wurden Übertragungsstrecken über 500 km untersucht und dabei auch 800 kV DC.

Die Gutachter empfahlen:

Unterwasserkabel für 3 AC 245 kV sind mit den nötigen Querschnitten verfügbar oder machbar. Erneut gezeigt wurde das Modell eines mit 220 kV 16 $\frac{2}{3}$ Hz durchgerechneten vermaschten 3AC-Netzes in der Nordsee (**Bild 3**).

Die Vorteile der NFÜ sind:

- Umrichter werden nur an Land benötigt, wo sie nicht von schwerem Wetter betroffen und leicht zugänglich sind.
- Offshore gibt es nur Transformatoren und Schaltanlagen – in bewährter Technik.
- In der Nordsee ist ein vermaschtes redundantes 220-kV-Kabelnetz möglich.
- Weiterführung zu einem überlagerten dreiphasigen 16 $\frac{2}{3}$ -Hz-Hochspannungsnetz an Land mit 400 oder 500 kV ist möglich.

- Bis etwa 500 km sind Leitungen 3 AC 380 kV 50 Hz, so weit nötig als VPE-Kabel, mit Kompensation wirtschaftlich, technisch und politisch am ehesten umsetzbar. Eine Nennspannung von 500 kV hätte zwar Vorteile, würde aber auf Widerstände stossen.
- Darüber eignet sich für nicht netzwerkfähige Punkt-zu-Punkt-Verbin-

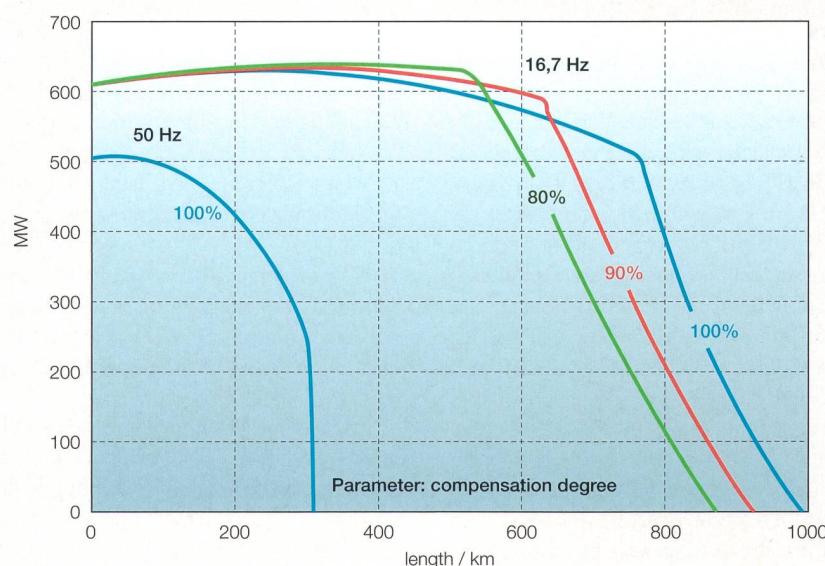
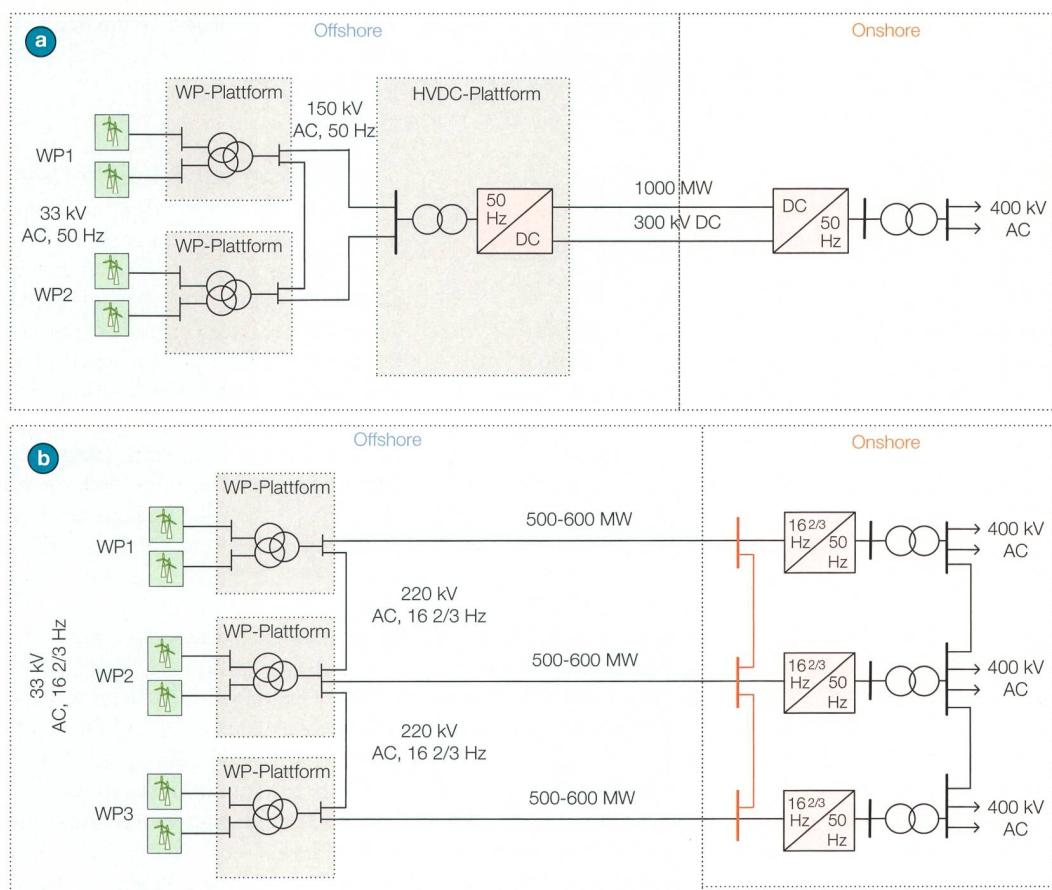


Bild 1 Wirkleistungs-Übertragungsvermögen Unterwasserkabel 3 x 1200 mm² Cu/RM bei 3 AC 245 kV Eingangsspannung.



Universität Duisburg-Essen

Bild 2 Prinzip der Energieübertragung von Windparks (WP):
a) Gleichstrom;
b) 16,7-Hz-Drehstrom (rote Vermaschung nur hier möglich).

dungen klassische HGÜ mit 500 kV, vermutlich auf Freileitungen beschränkt, notfalls mit Massekabeln. Eine Nennspannung von 800 kV braucht noch zu entwickelnde Niederrückölkkabel, die aber umweltproblematisch sind und besonders geschützt verlegt werden müssten. Neuere HGÜ-Versionen sind netzwerkfähig und sollten weiterentwickelt werden.

■ Ein 3AC-NF-Netz würde die möglichen Übertragungslängen annähernd reziprok zur Frequenz erhöhen. Hierbei würden sich die Vorteile der DC-Technologie bei Netzregelbarkeit und Übertragungsverlusten mit denen von 3AC-Übertragungen kombinieren. Umrichter können statt DC auch 3 AC beliebiger Frequenz erzeugen, und für die Bahn entwickelte NF-Umrichter lassen sich auf 3-GW-Anlagen hochskalieren.

Angesichts der Entwicklungunsicherheiten bei Kabeln und Leistungsschaltern für HGÜ schlugen die Gutachter vor, für Langstreckenübertragung über die durchaus realistische Alternative eines überlagenten 16,7-Hz-Netzes nachzudenken.

Als «entscheidender Vorteil» dieses Konzeptes wurde betont, dass es netz-

werkfähig ist und es dafür bewährte 1AC-Bahnfrequenztechnik bei Leistungsschaltern, Transformatoren, Spulen und anderem gibt, die prinzipiell als 3AC-Technik verwendet werden kann; allfällige Weiterentwicklungen müssten mit relativ geringem Aufwand gegenüber den Herausforderungen der HGÜ-Technologien möglich sein. Besonders vorteilhaft sei hier auch die Eignung normaler kunststoffisolierter VPE-Kabel bis zur Höchstspannung. Als Nachteil könnten die zweimaligen Umrichterverluste mit je 2 % bei Vollast gesehen werden.

Wenn Windenergieanlagen mit Vollumrichtern gebaut werden, können sie unmittelbar 3AC-NF erzeugen. Besonders die grossen Offshore-Parks könnten dann direkt in das NF-Onshore-Netz einspeisen, wodurch eine Umrichterstation und deren Investitionen und Umwandlungsverluste gespart würden.

Als wesentliches Problem beim Umsetzen dieser Ideen sahen die Gutachter mangelndes Interesse der Anlagenlieferanten an dieser Übertragungstechnik, die vermutlich meinten, mit der vorhandenen HGÜ-Umrichter- und Kabeltechnik «über Jahrzehnte den Markt beherrschen zu können».

Machbarkeitsstudie

Auf einem Kongress im Januar 2014 wurde eine konkrete NFÜ-Machbarkeitsstudie präsentiert. Als Teil des britischen Windenergieprogramms sind in der Nordsee in der East Anglia Zone Round 3 sechs Windparkpaare mit je 2 x 600 MW Leistung geplant (**Bild 4**). Das Bild zeigt, wie die Anbindungen der landferneren Windparks jeweils zwei Offshore-Plattformen brauchen, und zwar eine für die AC-Umspannung und eine für die AC/DC-Umwandlung zur HGÜ. Ferner sind Redundanzvermaschungen zu sehen, die bisher mit DC nicht möglich wären.

Den Auftrag erhalten hat das Joint Venture East Anglia Offshore Windfarm (EAOW) aus Vattenfall und Scottish Power Renewables. Für das schon konzessionierte Teilprojekt East Anglia One, das auf 300 km² Fläche zwei Parks mit je 60 Turbinen à 10 MW bekommt, hat Vattenfall eine HGÜ-Kabelverbindung zur Station Bramford fertig geplant und die Ausschreibung gestartet.

Die Daten dieser Übertragung und Netzanbindung waren Basis der Studie, die also kein fiktives Modell behandelt, sondern ein konkretes Projekt mit fest definierten Ausgangsgrössen.

Hochspannungs-Gleichstromübertragung (HGÜ)	Übertragung mit AC-Niederfrequenz
AC-Windparkspannung 150 kV zu niedrig zum Übertragen hoher Leistung zum Land.	AC-Spannung 220 kV geeignet zum Übertragen hoher Leistung zum Land.
Eine Offshore-Plattform für AC-Hochspannung und eine für DC-Umwandlung pro Windpark.	Nur eine Plattform für AC-Hochspannung pro Windpark.
Offshore-Umrichter tangieren Zuverlässigkeit.	Keine Offshore-Umrichter.
Bei DC vermaschtes Netz bisher technisch nicht möglich.	AC 220 kV auch geeignet für vermaschtes Nordseennetz.

Tabelle 1 Hauptmerkmale Windenergieübertragungen.

Die Kabelblindleistung soll dabei wie folgt kompensiert werden: offshore, indem die Hochspanntransformatoren 72,5/245 kV (Nennwerte 66/220 kV) als Spartransformatoren mit Luftspalt ausgeführt werden, sowie onshore, indem entweder Luftspalte in die Eisenkerne der niederfrequenzseitigen Transformatoren eingebaut werden oder die Umrichter 16,7/50 Hz dafür bemessen werden.

Als Einschätzung der Technologien durch Vattenfall heisst es, dass AC-Hochspannung 50 Hz möglichst erste Wahl sein soll, weil es hier Erfahrungen mit früheren Offshore-Projekten gibt. Mit typischen Einschränkungen geht das bis 125 km. Viel Blindleistung muss kompensiert werden, es entstehen höhere Verluste als bei HGÜ und es treten Oberwellen auf. Mit Offshore-HGÜ und mit Modularen Multilevel-Direktconvertern (MMDC) fehlen eigene Erfahrungen. Offshore-HGÜ-Plattformen sieht man als Herausforderung mit ungeklärtem Verfügbarkeits- und Risikograd. Man arbeitet deshalb in einem im Oktober 2012 gestarteten Joint Industry Project (JIP) High Voltage DC (HVDC) von DNV GL mit, das ein Papier für die Anforderungen an die Technikrisiko-Evaluierung von Offshore-HGÜ erstellt hat. Dieses wurde Ende August auf der Cigré Technical Exhibition 2014 in Paris vorgestellt.

Zum Stand bei der 16,7-Hz-Ausrüstung und nötige Entwicklungen lassen sich die nur an Land benötigten Frequenzumrichter mit MMDC bauen. Auch ihre Blockumspanner sind Standardprodukte, und sie können ebenso wie die beidseitigen Schaltanlagen im Freien stehen.

- Leistungsschalter für 150 kV 16,7 Hz arbeiten standardmässig bei DB, ÖBB und SBB, nachdem die Hersteller sie aus 50-Hz-Produkten modifiziert haben; sie sind für 245 kV weiterzuentwickeln.
 - Unterwasserkabel für 3 AC 245 kV 1,5 kA gibt es standardmässig.

mit HVDC gegen die potenziellen Vorteile von NF-Lösungen evaluieren. Diese könnten nämlich besser sein, denn sie ermöglichen eine Übertragung von höheren Leistungen bzw. die Überbrückung grösserer Entfernung als mit 50 Hz und vermeiden Offshore-Umrichterstationen, wie sie bei HVDC erforderlich sind.

Patentanträge

Um die Jahreswende 2013/2014 wurden international drei Patentanträge «Power generation and transmission system» veröffentlicht. Der Erfinder Robert J. Nelson, Orlando, Florida (US) arbeitet bei Siemens Wind Power in Orlando. Die US- und die EP-Veröffentlichung sind identisch, zur CN-Anmeldung ist das zu vermuten.

Als Verbesserung schlägt der Erfinder ein innovatives System der Leistungserzeugung und -übertragung vor, bei dem die teuren AC-DC- und DC-AC-Umrichterterminals entbehrlich werden, indem konditionierte AC-Leistung mit Frequenz niedriger als 50 bis 60 Hz erzeugt und übertragen wird. Über den kapazitiven Ladestrom leitet er einen reziproken Zusammenhang von Frequenz und Übertragungslänge ab, so bei 30 statt 60 Hz von 50 auf 100 km verlängert bis zu extrem 5 Hz für 600 km Länge. Für die Kabel schlägt er 100 kV verkettete Nennspannung vor.

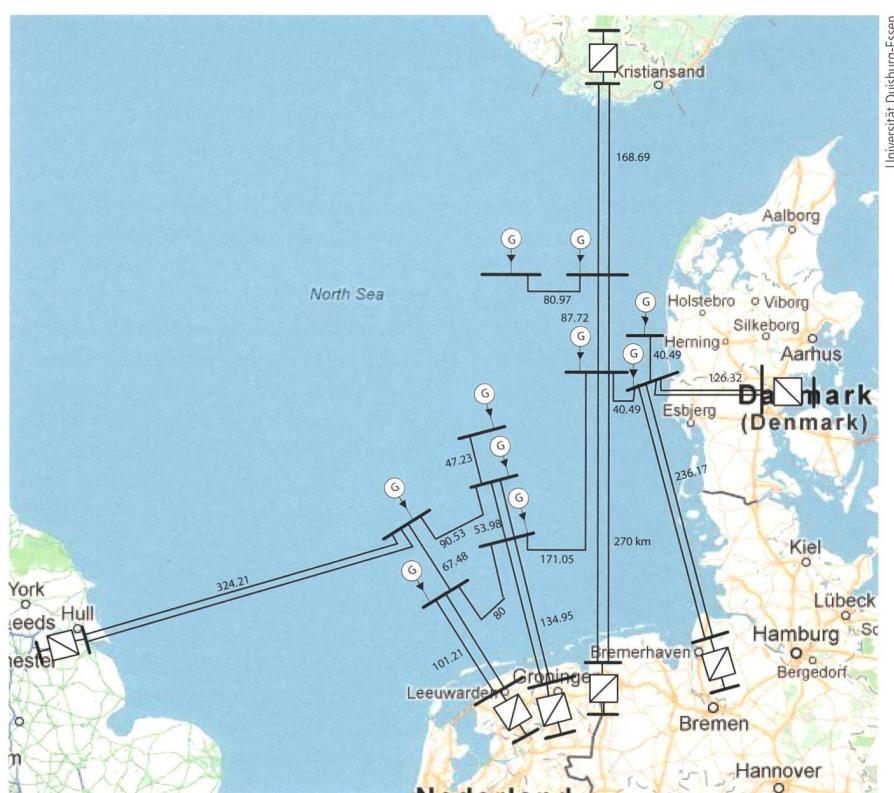


Bild 3 Hypothetisches Nordsee-Verbundnetz 3 AC 220 kV 16,7 Hz, Trassenlängen in km.

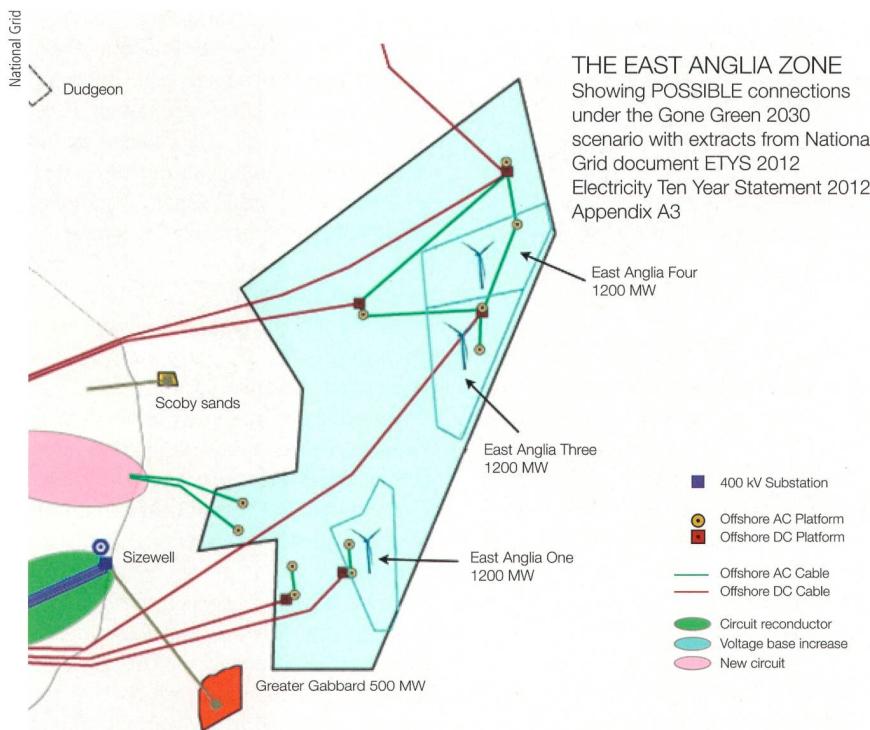


Bild 4 East Anglia Offshore Windfarm Round 3 Zone, total 7,2 GW Leistung.

Die Idee wurde im Januar 1999 von einem der heutigen Autoren und einem Kollegen geboren, als Diensterfindung bei der damals noch für ihren Arbeitgeber Adtranz und für ABB gemeinsamen Patentabteilung eingereicht und nach deren Trennung zum sogleich weltweiten ABB-Patentantrag mit zwei anderen Erfindernamen. Dieser wurde zwar veröffentlicht, aber aus unbekannten Gründen nicht durchgeföhrt.

Die heutigen Anträge erstaunen. Sie stimmen im Wesentlichen nicht nur mit dem Letztgenannten überein, sondern auch mit einer Präsentation in Stockholm und einem daraus folgenden Beitrag im Jahr 2001. [3, 4] Patentrechtlich können also alle diese Dokumente als Entgegenhaltungen eingebracht werden, die zeigen, dass die heutigen Anträge keine Neuheit sind.

Antragsteller ist in den USA der Erfinder selbst, in den beiden anderen Fällen Siemens. Das Unternehmen ist eines der drei, die in der Nordsee die HGÜ bauen (Tabelle 4 in [5]). Es ist also zu vermuten, dass die in den Anträgen geschilderten Sachverhalte auch aus seiner Sicht zutreffen und vielleicht durch Erfahrungen, Erkenntnisse und Einsichten untermauert sind. Man darf gespannt sein, ob die Idee angesichts ihrer langen Bekanntheit für schutzwürdig erklärt wird.

THE EAST ANGLIA ZONE
Showing POSSIBLE connections under the 'Gone Green 2030' scenario with extracts from National Grid document ETYS 2012 Electricity Ten Year Statement 2012 Appendix A3

- 400 kV Substation
- Offshore AC Platform
- Offshore DC Platform
- Offshore AC Cable
- Offshore DC Cable
- Circuit reconductor
- Voltage base increase
- New circuit

schliesst, ist bemerkenswert, und die Aussagen in den Patentanträgen deuten auf Umdenken auch bei den Herstellern.

Es besteht die Chance, für die Folgeprojekte bei der Offshore-Windkraft, für die Nordseennetzpläne der EU sowie für die Leitungsplanungen an Land die in 100 Jahren gesammelten reichen Erfahrungen mit der Niederfrequenz-Bahn-technik einzubringen.

Referenzen

- [1] G. Neidhofer, «Der Weg zur Normfrequenz 50 Hz», Bulletin SEV/VSE 99 (2008), H. 17, S. 29–34.
- [2] I. Erlich, W. Fischer, R. Braun, H. Brakelmann, X. Meng, «Dreiphasiges 16,7-Hz-System für die Übertragung von offshore-Windenergie», EW – Magazin für Energiewirtschaft 2013, H. 11, S. 53–57; H. 12, S. 46–49; Rezension in: Elektrische Bahnen 111 (2013), H. 11, S. 697–698, mit Verweis auf H. 3, S. 213 und H. 6–7, S. 346–348.
- [3] T. Schütte, M. Ström, B. Gustavsson, «The Use of Low Frequency AC for Offshore Wind Power», Proceedings of Second International Workshop on Transmission Networks for Offshore Wind Farms, Session 6, Royal Institute of Technology, Electric Power Systems, Stockholm, March 29–30, 2001.
- [4] T. Schütte, M. Ström, B. Gustavsson, «Erzeugung und Übertragung von Windenergie mittels Sonderfrequenz», Elektrische Bahnen 99 (2001), H. 11, S. 435–443; 100 (2002), H. 1–2, S. 74.
- [5] U. Behmann, «Offshore-Windenergie für Europa und Deutschland», Elektrische Bahnen 112 (2014), H. 1–2, S. 16–18.

Autoren

Dipl.-Ing. **Uwe Behmann**, Studium der Elektrotechnik an der Technischen Hochschule Hannover; 1994 bis 1998 Deutsche Bahn Leiter Regionalbereich Werke Saarbrücken; 1990 bis 2002 Chefredakteur, jetzt Redakteur Elektrische Bahnen.

DE-66386 St. Ingbert, bm.uwe@t-online.de

Dr. rer. nat. **Thorsten Schütte**, Studium Meteorologie und Physik Universitäten Kiel und Uppsala; seit 1987 bei schwedischen Unternehmen; Experte für Bahnstromversorgung, ab 1990 Lehrbeauftragter an der Universität Uppsala.

Atkins Sverige AB, SE-72213 Västerås
thorsten.schutte@atkinsglobal.com

Résumé

La basse fréquence: pas seulement pour les chemins de fer

Transporter l'énergie éolienne offshore par le biais du courant alternatif
Les avantages électrotechniques de la basse fréquence AC familière à l'industrie ferroviaire depuis un siècle peuvent également être utilisés d'une manière différente. Son potentiel est actuellement examiné pour le transport de l'énergie éolienne offshore, en comparaison à la technologie à haute tension en courant continu, car elle ne nécessite l'utilisation de convertisseurs que sur la terre ferme où ces derniers ne sont pas affectés par le mauvais temps et demeurent faciles d'accès. Seuls des transformateurs et des appareillages électriques basés sur une technologie éprouvée seront utilisés au large des côtes. De plus, il serait possible de mettre en œuvre un réseau de câbles maillé et redondant à 220 kV en mer du Nord. Mais les caractéristiques techniques et économiques de la technologie en courant alternatif à basse fréquence s'appliquent également aux lignes à grandes distances sur la terre ferme. Il est désormais possible pour les projets de suivre dans le domaine de l'énergie éolienne offshore, les plans de réseau de l'UE en mer du Nord, ainsi que les planifications des lignes sur la terre ferme de bénéficier des précieuses expériences accumulées pendant 100 ans dans le domaine de la technique ferroviaire à basse fréquence.

No