



## **Stellungnahme der Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE und des Offshore Forum Windenergie zum Entwurf des Netzentwicklungsplans 2012 der Übertragungsnetzbetreiber vom 30. Mai 2012 entsprechend des § 12b EnWG**

Der vorgelegte Entwurf des Netzentwicklungsplans sowie die Ausgestaltung des Verfahrens wird von der Stiftung OFFSHORE-Windenergie und dem Offshore Forum Windenergie im Grundsatz begrüßt, da es ein weiterer Schritt hin zu einer transparenten Netzentwicklungsplanung für das Höchstspannungsnetz in Deutschland ist. Der Netzentwicklungsplan 2012 ist der erste seiner Art und bietet erstmalig im Verfahren einer breiten Öffentlichkeit die Möglichkeit, die Entscheidungen zum Umbau der Netzinfrastruktur zu begleiten und sich aktiv in den Prozess einzubringen. Der Aufforderung zur Abgabe von Hinweisen und konstruktiven Anregungen kommen wir gerne nach.

Die durch die Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen des Netzentwicklungsplans entwickelte Netzinfrastruktur für die Zeitpunkte 2022/2032 kann allerdings durch die Unterzeichner im Detail nicht überprüft werden, da hierzu aufwendige Netzsimulationen auf Grundlage der nach EnWG seit kurzem verfügbaren Netzdaten notwendig wären. Auch aufgrund der Kürze der Zeit sowie des bisher stark eingeschränkten Marktes an externer umfangreicher Netzkompetenz (erst seit kurzem sind die umfangreichen Netzdaten für interessierte Dritte verfügbar) ist dies nicht möglich und wird auch nicht als sinnvoll erachtet. Diese Rolle sollte den bekannten Lehrstühlen der einschlägigen Universitäten und Beratungsunternehmen, insbesondere aber der Bundesnetzagentur im Rahmen der sich anschließenden Prüfung zukommen.

Vor diesem Hintergrund ist es umso wichtiger, dass der Netzentwicklungsplan eine umfangreiche Dokumentation der Ableitung und Begründung der Ergebnisse für die interessierte Öffentlichkeit enthält und damit auch ohne aufwendige Netzsimulationen die Herleitung der Ergebnisse ermöglicht. Der vorgelegte Netzentwicklungsplan erfüllt diese Voraussetzung bisher nicht. Vielmehr sind die Ergebnisse nicht oder nur teilweise nachvollziehbar. Sollte die verkürzte Dokumentation auf den engen Zeitplan

zur Erstellung des NEP zurückzuführen sein, so sollte der Überarbeitung auf der Grundlage des Konsultationsverfahrens mehr Zeit eingeräumt werden. Es bedarf zwingend einer erweiterten Dokumentation. Aufgrund der beschriebenen Problematik können die Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE und das OFW zur Zeit nur grundsätzliche Fragen und Anregungen in ihrer Stellungnahme abgeben, die in die Überarbeitung einfließen sollten.

### **Grundsätzliche Vorbemerkung**

Die Anpassung der Netzinfrastruktur ist eine wesentliche Voraussetzung für die erfolgreiche Neugestaltung der Energieversorgung in Deutschland. Dem vorgelegten Netzentwicklungsplan kommt dabei eine entsprechend hohe Bedeutung zu.

Bei der Darstellung der Grundannahmen verweisen die Übertragungsnetzbetreiber an mehreren Stellen sehr deutlich darauf, dass die regulatorischen Vorgaben massiven Einfluss auf den Netzausbaubedarf haben. Dies gilt insbesondere für

- die bisher nicht mögliche Steuerung der Standorte konventioneller Kraftwerke und zukünftiger Speicher,
- die Fahrweise von neuen und bereits verfügbaren Speichern,
- den gezielten Einsatz von Lastmanagementpotenzialen sowie
- ein sinnvolles Redispatch auch der erneuerbaren Energien im Zusammenspiel mit dem Einsatz von Speichern, Lastmanagement und der Bereitstellung von Regelenergie.

Der von den Übertragungsnetzbetreibern deutlich angesprochene Einfluss der regulatorischen Vorgaben wird allerdings an keiner Stelle qualitativ oder quantitativ im Netzentwicklungsplan bewertet. Insofern bilden die Ergebnisse daher lediglich den regulatorischen Status Quo ab. Es fehlt an einer Auseinandersetzung mit den für 2022 und 2032 möglichen Systemoptimierungspotentialen.

Aus Sicht der Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE und des OFW ist es deshalb erforderlich, dieses Potential kurzfristig zu bewerten und auf Grundlage der Ergebnisse eine Diskussion über die Rolle des Übertragungsnetzes, die Art und Weise der Netzführung, die Aufgaben der Netzbetreiber (inkl. Verteilnetzbetreibern) und sich daraus ergebende Optimierungspotentiale für die sichere, effiziente und zügige Umgestaltung der Energieversorgung zu führen. Es besteht hier Ergänzungs- und Überarbeitungsbedarf.

## **1. Verzahnung des Netzentwicklungsplans und des Offshore-Netzplans ist nicht ausreichend**

Wir begrüßen, dass die Offshore-Leistung in die Kapazitätsplanung des Netzentwicklungsplans umfassend eingeflossen ist.

Allerdings erfolgt keine Auseinandersetzung mit dem tatsächlichen und zukünftig notwendigen Offshore-Netz im Hinblick auf verschiedene Fragestellungen, die aktuell von zentraler Bedeutung sind.

Insofern muss zum einen davon ausgegangen werden, dass die Offshore-Netztopologie auch erhebliche Auswirkungen auf die Onshore-Netzstruktur haben wird und daher beide aufeinander abgestimmt werden sollten. So dürfte eine geeignete Offshore-Vermaschung dazu führen, dass in einem gewissen Umfang die Ableitung des Offshore-Stroms auch an die jeweilige Netzsituation an Land bzw. bei den Interkonnektoren angepasst werden kann. Onshore-Netz und Offshore-Netz müssen als eins betrachtet werden.

Zum zweiten fehlen sämtliche Bestandteile des offshore zu verwirklichenden Netzes in der Darstellung der Netzausbaumaßnahmen.

Wir gehen bezüglich des zweiten Gesichtspunkts allerdings davon aus, dass dieses Manko durch den Offshore-Netzplan, der gerade vom BSH entwickelt wird, behoben wird. Als Vorteil eines solchen Vorgehens ergäbe sich, dass im Offshore-Netzplan wesentlich konkretere Darstellungen und Festlegungen möglich sind, als dies für den NEP vorgesehen ist. Dieser Vorteil gilt allerdings nur unter der Voraussetzung, dass der ONP, wie es für den NEP vorgesehen ist, im Bundesbedarfsplan fortgeführt wird, also (ebenfalls) vom BT beschlossen wird.

Insgesamt zeigen diese Situation und auch die bestehende Unklarheit zu den erforderlichen diesbezüglichen Inhalten des NEP, dass es hier einer Weiterentwicklung des Zusammenspiels der Instrumente bzw. einer Weiterentwicklung der Instrumente selbst bedarf. Insofern kommt auch dem von der Bundesregierung angekündigtem Systemwechsel für die Entwicklung des Offshore-Netzes eine zentrale Bedeutung zu.

## **2. Alternativenprüfung und Weiterentwicklung des gesetzlichen Rahmens fehlt**

Die Vorgaben für den Untersuchungsrahmen orientieren sich maßgeblich am erwarteten Ausbau der erneuerbaren Energien sowie dem aus Marktsicht sich ergebenden konventionellen Kraftwerkpark und dessen Einsatzplanung sowie den gesetzlichen Rahmenbedingungen. Der Ausbau der erneuerbaren Energien, insbesondere auch der Offshore-Windenergie, orientiert sich an den naturräumlichen und klimatologischen Gegebenheiten und ist insofern räumlich nur begrenzt bzw. nicht steuerbar.

Mehrfach wird im Netzentwicklungsplan aber unterstrichen, dass insbesondere die „freie Standortwahl konventioneller Kraftwerke“ sowie „Speichervolumen, die Bewirtschaftung und die geographische Lage“ den Netzausbaubedarf erheblich beeinflussen. Aufgrund der gesetzlichen Regelungen haben die Übertragungsnetzbetreiber keinen Einfluss auf die Standortwahl von Speichern und konventionellen Kraftwerken, weshalb hier eine Alternativenprüfung nicht erfolgt.

Um technische und wirtschaftliche Konsequenzen, ggf. auch für nachfolgende Fortentwicklungen der gesetzlichen Rahmenbedingungen, abschätzen zu können sollte geprüft werden, ob es sich hierbei um sinnvolle „Stellschrauben“ für einen volks- und energiewirtschaftlich optimalen Ausbau der Netze handelt. Dabei sollte auch diskutiert werden, inwieweit die Rolle und die Aufgaben der Netzbetreiber neu zu definieren sind. Eine grundsätzliche Auseinandersetzung hierzu sollte im Rahmen des NEP erfolgen, spätestens bei der Prüfung des NEP durch die Bundesnetzagentur.

## **3. Strategie zur Reduzierung des Anteils der konventionellen must-run-Einheiten wird nicht dargestellt bzw. fehlt**

Aufgrund des zügigen Ausbaus der erneuerbaren Energien wird es verstärkt zu Situationen kommen, in denen die erneuerbaren Energien die Last in Deutschland vollständig decken. Dies wird anfänglich insbesondere nachts sowie am Wochenende auftreten, später aber auch in laststärkeren Situationen. Die im Auftrag der Übertragungsnetzbetreiber ermittelten Werte des Anteils konventioneller Kraftwerke zur Sicherstellung der Systemsicherheit (10-20 GW) machen deutlich, dass eine 100%-Durchdringung durch Strom aus EE-Anlagen bisher noch nicht

möglich ist. Sollte dies aber nicht mittelfristig gelingen, so wird es verstärkt zu Abregelungen trotz Netzausbaus kommen, die bei Weiterentwicklung der EE-Anlageneigenschaften sowie des Aufbaus einer intelligenten Netzinfrastruktur nicht notwendig wären.

Bspw. ist es grundsätzlich möglich, dass Windenergieanlagen in Starkwindzeiten auch die notwendige "Trägheit" der rotierenden Massen konventioneller Kraftwerke abbilden. Darüber hinaus bietet die Wechselrichtertechnologie in den EE-Anlagen erhebliche Potentiale zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen.

Dass keine Auseinandersetzung mit dem Thema "Reduzierung konventioneller must-run-Units aus Systemsicherheitssicht" erfolgt erstaunt auch deshalb, weil die Übertragungsnetzbetreiber mit dem HGÜ-Overlaynetz gezielt eine neue Technologie gewählt haben, die zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen an erzeugungsfernen Netzpunkten (z.B. bei Starkwind in Süddeutschland) sehr gut geeignet ist. Insofern sollte sich der Anteil konventioneller must-run-Units deutlich geringer darstellen.

Deshalb sollte

- a) eine Strategie zur Reduzierung konventioneller must-run-Units entwickelt werden und
- b) der Anteil ausgewiesen werden, der im System mit HGÜ-Overlaynetz aus Systemsicherheitsgründen in 2022 und 2032 noch benötigt wird.

#### **4. Entwicklung der Jahreshöchstlast und Lastmanagementpotential wird nicht ausreichend differenziert genug betrachtet**

Das deutsche Höchstspannungsnetz ist u.a. auf die Deckung der Jahreshöchstlast auszulegen, so die Vorgaben für den NEP. Dies ist grundsätzlich sinnvoll. Allerdings sind die Annahmen eher aus einer historischen Betrachtung heraus entwickelt worden. Es ist anzunehmen, dass diese Last zukünftig bei hoher Windeinspeisung und damit aufgrund des Merit-Order-Effekts vergleichsweise geringeren Strompreisen auftritt. Es scheint aber zunehmend unwahrscheinlich, dass die Jahreshöchstlast in dieser Höhe zukünftig auch in windschwachen Erzeugungssituationen (PV kann aufgrund der bekannten Zeiten des Auftretens vernachlässigt werden) aufgrund der dann zu erwartenden Börsenpreissituation auftritt. Vielmehr ist davon auszugehen, dass in diesen Situationen das im NEP angesprochene, eher konservativ betrachtete Potenzial abgerufen wird.

Insofern ist im NEP darzustellen, an wie vielen Tag und Stunden der Verbrauch in Deutschland im Bereich der Jahreshöchstlast liegt und ob das Lastmanagementpotential zu einer Reduzierung in einem nennenswerten Maß beitragen kann. Dies ist auch vor dem Hintergrund der Diskussionen um den Bedarf an konventionellen Kraftwerken und der kontroversen Diskussion über das Instrument von Kapazitätsmärkten von entscheidender Bedeutung.

## **5. Probabilistische Untersuchungen als Grundlage für die Bewertung der Ergebnisse des NEP fehlen**

Für die Bewertung der Ergebnisse des vorgelegten Netzentwicklungsplans und möglicher Alternativen ist es notwendig, die Auslastung der jeweiligen Trassen bzw. die Häufigkeit und Dauer bestimmter Erzeugungs- und Lastsituationen zu kennen, die zu den aufgezeigten Netzausbaumaßnahmen führen. Hierfür bedarf es zwingend probabilistischer Untersuchungen.

Da ein vollständiges Jahr für die Zeitpunkte 2022 und 2032 auf der Grundlage der 2007er Daten simuliert wurde, liegen diese Daten im Grundsatz vor, wenn auch in sehr vereinfachter Form. Insofern sollten für die Jahreshöchstlast, für die Auslastung der dargestellten Trassen sowie die Einspeisespitzen aus Windenergie und Sonne (für Deutschland sowie für den jeweiligen Netzknoten) die Extremwerte, die Häufigkeit des Auftretens sowie Dauer ausgewiesen werden. Damit würde dann auch deutlich werden, zu welchem Zeitpunkt die Trasse volkswirtschaftlich zwingend notwendig ist und inwieweit auf der Zeitachse bestimmten Trassen eine höhere Priorität zukommt.

## **6. Vermaschung des HGÜ-Overlaynetzes prüfen**

Die entwickelte HGÜ-Overlaynetzstruktur überrascht insofern, als keinerlei Vermaschung bzw. diese lediglich über das untergelagerte AC-Netz erfolgt. Dies erscheint wenig schlüssig, da insbesondere in Süddeutschland für den Zeitpunkt 2032 die HGÜ-Trassen(-enden) räumlich sehr dicht beieinander liegen. Die Gründe, warum diese Vermaschung nicht für sinnvoll erachtet wird, sollten dargestellt werden. Im Grundsatz ist davon auszugehen, dass die verfügbare HGÜ-Technologie inkl. Leistungsschaltern in 2022/2032 eine Vermaschung ermöglicht und durch diese Vermaschung das Overlaynetz deutlich effizienter zur Netzentlastung des untergelagerten AC-Netzes sowie zur gezielten Bereitstellung von

Systemdienstleistungen beitragen würde. In der Dokumentation sollte auch dargestellt werden, wie Interkonnektoren mittels HGÜ-Technologie, wie z.B. aus Belgien bzw. Skandinavien, Berücksichtigung gefunden haben.

## **7. Systemverantwortlichkeit für HGÜ-Overlaynetz ist ungeklärt**

Die vier Regelzonen in Deutschland sind historisch entstanden und weniger aus der Notwendigkeit der Netzplanung und des Netzbetriebs heraus. Diskussionen über mögliche Änderungen zur energie- und volkswirtschaftlichen Optimierung werden regelmäßig geführt.

Das Fazit des NEP unterstreicht deutlich, dass aufgrund der besonderen Eigenschaften der HGÜ-Technologie für die Systemsicherheit sowie der regelzonenübergreifenden Planung der Trassen und deren Betrieb neue Regelungskonzepte notwendig werden. Insofern sollte kurzfristig geklärt werden, wie technisch und organisatorisch ein solches Netz betrieben werden kann und welche Gefahren sich ergeben, wenn die Konverterstationen der jeweiligen Trasse nicht in einer Regelzone liegen. Dabei sollte auch geprüft werden, inwieweit ein Systemverantwortlicher unerlässlich ist, ggf. auch auf europäischer Ebene. Zu diesen Fragen gibt es keinerlei Ansätze im Netzentwicklungsplan.

## **8. Aussagekraft des Betrachtungsjahres 2007 ist unklar**

Die Berechnungen erfolgten auf der Grundlage der Simulation der verschiedenen Wetter- und Lastdaten des Jahres 2007. Was fehlt ist aber eine grundsätzliche Auseinandersetzung, inwieweit andere "Wetterjahre" zu anderen Anforderungen an das Netz kommen würden bzw. ob das Jahr 2007 alle wesentlichen Erzeugungs- und Lastsituationen in geeigneter Form abdeckt. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund, dass die Annahmen auch für die europäische Auslastung der Netze und Kraftwerke auf der Grundlage dieses Jahres erfolgten. Die Begründung, dass für 2007 alle Daten zur Verfügung standen, dürfte nicht der einzige Entscheidungsgrund für das gewählte Vorgehen gewesen sein. Insofern sollte der Netzentwicklungsplan auch hierauf Antworten geben.

Thorsten Falk  
Stiftung Offshore-Windenergie  
[t.falk@offshore-stiftung.de](mailto:t.falk@offshore-stiftung.de)  
Schiffbauerdamm 19  
10117 Berlin

Dr. Ursula Prall  
Offshore Forum Windenergie  
[prall@ofw-online.de](mailto:prall@ofw-online.de)  
Kaiser-Wilhelm-Straße 93  
20355 Hamburg