

POSITIONSPAPIER

# Windenergie und Netzausbau

---

15. Januar 2014



<b>Zentrale Forderungen des Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE)</b>	<b>4</b>
<b>Einleitung</b>	<b>6</b>
<b>1. Beschleunigung des Netzausbaus</b>	<b>8</b>
1.1 Kurz- und Mittelfristig: Zeitnahe Umsetzung des NOVA-Prinzips zur Beschleunigung des Netzausbaus	8
1.2 Ermittlung des Netzausbaubedarfs	11
1.3 Ermittlung der Netzanschlusskapazität	14
1.4 Verstärkte Abstimmung bei Ausbau von Übertragungs- und Verteilnetz	15
<b>2. Errichtung von Einspeisenetzen</b>	<b>17</b>
2.1 Einspeisenetze als Alternative zum Netzausbau	17
2.2 Einspeisenetze als (Erneuerbares) Verbundkraftwerk im Verteilnetz	19
<b>3. Flexibilitätsoptionen und Windenergie</b>	<b>21</b>
3.1 Übersicht zu Flexibilitätsoptionen	21
3.2 Netzmanagement und Abschaltungen als flexible Leistungsbereitstellung in einem überwiegend erneuerbar gespeisten Netz	23
3.3 Regelleistung durch Windenergieanlagen	25
3.4 Verstetigung der Einspeisung von Windenergieanlagen	28
<b>4. Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen</b>	<b>30</b>
<b>5. Einrichtung eines Anlagenregisters</b>	<b>34</b>
<b>Literatur</b>	<b>37</b>

## Um den Netzbau für die erfolgreiche Weiterentwicklung der Windenergie Onshore und der Energiewende fortzuführen, ...

- 1** muss das **volle Potenzial an Flexibilitätsoptionen** ausgeschöpft werden, um das Stromsystem für einen steigenden Anteil fluktuierender Erneuerbaren Energie-Anteile zu flexibilisieren.
- 2** ist es entscheidend, dass der bislang **stark verzögerte Netzausbau beschleunigt** wird. Auf allen Spannungsebenen sind Netzoptimierungs-, Netzverstärkungs- und Netzausbaumaßnahmen auszuschöpfen.
- 3** muss die Möglichkeit der **Schaffung von Systemdienstleistungsmärkten** bestehen für Systemdienstleistungen, die über die technischen Mindestanforderungen hinausgehen. Die **technischen Mindestanforderungen** müssen durch eine **Kosten-Nutzen-Analyse** transparent nachvollziehbar sein.
- 4** soll der **Netzausbaubedarf nicht auf das letzte einzuspeisende Kilowatt** ermittelt werden.
- 5** soll die **maximale Netzanschlusskapazität für Windenergieanlagen nach einem neuen Verfahren** ermittelt werden. Hierbei darf in einer Netzregion der **Gleichzeitigkeitsfaktor von Wind und Photovoltaik  $< 1$**  angesetzt werden. Außerdem sind Wirkleistungsverluste bis zum Netzanschlusspunkt zu berücksichtigen.
- 6** sollen **Einspeisernetze als Alternative zur Beschleunigung des klassischen Netzausbaus** berücksichtigt werden, wenn dies volkswirtschaftlich effizienter ist.
- 7** müssen die im **Energiewirtschaftsgesetz vorhandenen Instrumente zu Netzausbauplänen im Verteilnetz** ausgeschöpft werden, um ein größeres Zusammenspiel zwischen Übertragungs- und Verteilnetz zu erzielen und Synergien auszuschöpfen.

- 8 sollten **Abschaltungen als flexible Leistungsbereitstellung** in einem überwiegend erneuerbar gespeisten Netz angewandt werden. Hierzu muss das Einspeisemanagement als eine werthaltige und damit zu finanzierende Netzdienstleistung entwickelt werden. Bei dieser Form des Einspeisemanagements darf die **abgeregelte Jahresenergie** je Netzanschlusspunkt **1 % bis 5 %** nicht überschreiten. Die abgeregelte Energie muss zu 100 % vergütet werden.
- 9 können Windenergieanlagen zur **Verstetigung der Einspeisung** durch eine entsprechende Auslegung beitragen. Dies sollte weiter untersucht werden. **Übergeordnete Regeleinheiten** mit Speichern und anderen Erzeugern zu virtuellen Kraftwerken, die der Verstetigung dienen, müssen zusätzlich angereizt werden.
- 10 müssen **Regelleistungsmärkte** mit kürzeren Ausschreibungszeiträumen und asymmetrischer Ausschreibung für alle drei Regelleistungsarten angepasst werden, um sie für **fluktuierende Erzeuger wie Windenergie** zu öffnen.
- 11 sollen **Systemdienstleistungen technologieoffen formuliert** werden, um eine breite Partizipation an Akteuren zu ermöglichen.
- 12 ist ein **Anlagenregister** erforderlich mit einheitlichem Datenformat und Zuweisungsschlüssel für jede Erzeugungsanlage, um Datenabgleich mit anderen Registern zu gewährleisten. Dieses Anlagenregister soll nicht nur Erneuerbare Energie-Anlagen sondern alle Erzeugungsanlagen und Kraftwerke umfassen.
- 13 ist es sinnvoll, den **Netzentwicklungsplan Strom** nur **alle 2 Jahre** zu aktualisieren und zu konsultieren, dafür mit weitergehenden Sensitivitätsanalysen.

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) sieht ein Mindestziel von 80 Prozent Erneuerbaren Energien an der Stromversorgung bis spätestens 2050 vor. Ein **regeneratives Energieversorgungssystem**, in dem Erneuerbare Energien die tragende Säule darstellen, führt zu einem Paradigmenwechsel: Es wird zunehmend – teils dargebotsabhängige – elektrische Energie in die Verteilnetze eingespeist. Mit Wind, Photovoltaik und den weiteren Erneuerbaren Energien als neue tragende Säule sind eine Flexibilisierung und ein Umbau des Stromversorgungssystems vonnöten. Diese „**Systemtransformation**“ geht weit über den Aus- und Umbau der Stromnetze hinaus.

Aktuell ergeben sich für die Windenergie zwei große Herausforderungen im Netzbereich:

- Zum einen gilt es, die Windenergie als tragende Säule im sich wandelnden Stromsystem beim **Umbau der Netze** aktiv miteinzubeziehen. Dies beinhaltet sowohl den Einsatz von **Flexibilitätsoptionen** als auch **neue Anforderungen an Kommunikation und Steuerung** unter den Akteuren (Netzbetreiber, Erzeuger und Lasten). Komplementär zum Netzausbau ist es essenziell, das Potenzial von Einspeisenetzen, der weiteren Öffnung der Regelleistungsmärkte für fluktuierende Erneuerbare Erzeuger und andere Flexibilitätsoptionen auszuschöpfen. Es geht hierbei nicht mehr um die Integration der Windenergie in das bestehende System nach einem „produce-and-forget“-Ansatz, sondern um einen Umbau der Strom- und Energieversorgung auf allen Spannungsebenen mit den Erneuerbaren Energien im Zentrum. Wenn grundlastfähige „rotierende“ Generatoren zunehmend durch variable Erneuerbare Energien-Anlagen ersetzt werden, muss die Flexibilität des Systems und die kommunikative Verknüpfung der Akteure diesen neuen Gegebenheiten Rechnung tragen. Gleichzeitig führt dies zu einer neuen Rolle der Verteilnetzbetreiber, die als zentraler Akteur aktiv am Anschluss und an der Steuerung der Erneuerbaren Anlagen beteiligt sind.
- Zum anderen befindet sich die **Rolle der Windenergie an Land** innerhalb des Versorgungssystems selbst im Wandel. Mit dem Anstieg an Erneuerbaren Energien im Stromsystem sind sie zu einer systemrelevanten Größe geworden. Für einen sicheren und zuverlässigen Betrieb des Energieversorgungsnetzes bedarf es **Systemdienstleistungen**<sup>1</sup>, um die Netzstabilität und Qualität der Stromversorgung sicherzustellen. Dies bedeutet, dass Windenergie- und andere Erneuerbare Energie-Anlagen zunehmend in die **Belange der Systemsicherheit** einbezogen und einen Teil der Aufgaben der konventionellen Erzeuger langfristig übernehmen werden. So liefern Windenergieanlagen bereits heute nicht nur Strom. Durch die Bereitstellung von Systemdienstleistungen können sie zur Frequenz- und Spannungshaltung beitragen. Durch die Verstärkung der Einspeisung und Teilnahme an Regelleistungsmärkten können sie sich an der sicheren Stromversorgung beteiligen.

<sup>1</sup> Zu den klassischen Systemdienstleistungen zählen Frequenzhaltung, Spannungshaltung, Versorgungswiederaufbau sowie System- und Betriebsführung (TC 2007, S. 49)

---

Angesichts dieser beiden großen Herausforderungen ist sich der Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE) der großen Verantwortung, den die Windenergie beim Umbau der Netze und bei der Systemsicherheit spielt, bewusst.

Deshalb hält der BWE es für essenziell, Vorschläge einzubringen und im Dialog mit den Akteuren (Netzbetreibern und Stakeholdern) zu stehen, um den aktiven Beitrag der Windbranche zur Systemsicherheit weiter auszubauen. So ist der BWE in diversen Gremien aktiv eingebunden, in denen es um die Formulierung von technischen Anforderungen als auch um den Netzausbau geht.

**Ziel dieses Positionspapiers** ist es, die Kernforderungen des BWE im Netzbereich darzulegen. Dies beinhaltet sowohl den Netzausbau im Übertragungs- und Verteilnetz als auch die Rolle der Windenergie an Land – und ihren möglichen Beitrag – bei dem kurz- und mittelfristigen **Umbau der Netze** auf dem Weg zu einem regenerativen Energieversorgungssystem.

# 1. Beschleunigung des Netzausbaus

---

Für eine nachhaltige und kosteneffiziente Energiewende ist der Netzaus- und -umbau eine Grundvoraussetzung. Ein Großteil der Erneuerbaren Energie-Erzeuger speist elektrische Energie in die Verteilnetze ein. Dies führt zu bidirektionalen Leistungsflüssen, d.h. von den unteren Spannungsebenen im Mittel- und Niederspannungsnetz wird zunehmend elektrische Energie ebenfalls in die höheren Netzebenen (Hoch- und Höchstspannung) transportiert. Großräumig betrachtet muss die elektrische Energie im Übertragungsnetz von den Erzeugungszentren im Norden zu den Verbrauchszentren im Westen und Süden des Landes geleitet werden.

Der Netzausbau ist daher ein wichtiger und vor allem kurz- bis mittelfristig realisierbarer **Flexibilitätsbaustein** im Rahmen des Netzausbaus für die Energiewende: Durch den großräumigen Austausch zwischen Erzeugungs- und Laststandorten in einem bedarfsgerecht ausgebauten Übertragungsnetz können **Fluktuationen in einzelnen Erzeugungsregionen teilweise ausgeglichen werden**. Dies betrifft sowohl das Verteil- als auch das Übertragungsnetz. Ein leistungsfähiges Übertragungsnetz stellt in der Regel die kostengünstigste Option für die Integration von Erneuerbaren Energien in das Stromsystem dar (BMU 2012, S. 16).

---

## 1.1 Kurz- und Mittelfristig: Zeitnahe Umsetzung des NOVA-Prinzips zur Beschleunigung des Netzausbaus

### Herausforderung

---

Bislang geht der **Netzausbau im Übertragungsnetz** nur schleppend voran. Nicht nur die Energiewende und die zuverlässige Integration der Erneuerbaren Energien sind die Haupttreiber des Netzausbaus sondern ebenso der europäische Stromhandel und der fokussierte Zuwachs konventioneller Erzeugung im Norden und Westen. Die Verzögerungen beim Netzausbau existieren nicht erst seit dem Beschluss zum Atomausstieg vom 30. Juni 2011, sondern lassen sich zeitlich weiter zurückverfolgen:

- So waren im Jahre 2010 lediglich rund 90 Kilometer der in der dena-Netzstudie I ermittelten 850 Kilometer realisiert worden (dena 2010, S. 3).
- Aktuell sind von den 1.834 Kilometern Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) -Leitungen gerade mal 214 Kilometer umgesetzt worden, was knapp 12% entspricht (BNetzA 2013, S. 44).

Der Netzentwicklungsplan 2013 (NEP 2013) hat für das Leitszenario B 2023 einen **Ausbaubedarf von 3.800 Kilometern im Übertragungsnetz** ermittelt. Jedoch auch im **Verteilnetz** besteht großer Ausbaubedarf: Die dena-Verteilnetzstudie (dena 2012) beziffert einen Neubaubedarf von 135.000 bis 193.000 Kilometern Stromkreislänge (nicht Trassenlänge) im Hoch-, Mittel- und Niederspannungsnetz.

---

Für die Windenergie hat der verzögerte Netzausbau deutliche Konsequenzen: In Regionen, wo Überlastungen im Mittel- und Hochspannungsnetz sowie in Umspannwerken auftreten, werden zunehmend **Windenergieanlagen abgeregelt** (Einspeisemanagement, sog. EinsMan). Während EinsMan früher insbesondere aufgrund von Engpässen im Verteilnetz praktiziert wurde, haben Einsätze im Höchstspannungsnetz in letzter Zeit zunehmend an Bedeutung gewonnen. Hiervon waren insbesondere die Gebiete im Norden mit einer hohen installierten Windleistung betroffen (Ecofys 2012; BNetzA 2013, S. 14).

Grundsätzlich soll die Netzplanung nach dem sog. **NOVA-Prinzip** erfolgen (BNetzA 2012, S. 18f.). Das NOVA-Prinzip steht für **NetzOptimierung vor -Verstärkung vor -Ausbau**. Gemäß §11 Abs. 1 im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) und §9 Abs. 1 EEG sind Netzbetreiber dazu verpflichtet, ihre Netze bedarfsgerecht bzw. entsprechend dem Stand der Technik zu optimieren, zu verstärken und auszubauen. Das NOVA-Prinzip setzt voraus, dass zunächst das Potenzial an Optimierungsmaßnahmen (z.B. Freileitungsmonitoring) und an Netzverstärkungsmaßnahmen (z.B. Umbeseilung auf höhere Spannung) ausgeschöpft wird, bevor der Netzausbau greift. Auf Übertragungsnetzebene findet das NOVA-Prinzip bei der Bedarfsermittlung des Netzausbaus im Netzentwicklungsplan Strom Anwendung.

Unter den **Verteilnetzbetreibern** hat im Jahr 2012 die Umsetzung von NOVA-Maßnahmen gemäß §9 Abs. 1 EEG im Vergleich zu den Vorjahren zugenommen. Die Erhöhung des Leitungsquerschnitts sowie von Trafoleistungen sind auf Verteilnetzebene die beiden meist umgesetzten Optimierungs- und Verstärkungsmaßnahmen (BNetzA 2013, S. 54). Leiterseil-Monitoring wurde von 14 Verteilnetzbetreibern angewandt und Hochtemperaturleiterseile von sieben Verteilnetzbetreibern (ebd.).

## Lösungsansätze

---

Der BWE betont die Wichtigkeit der **zeitnahen Umsetzung des NOVA-Prinzips auf allen Spannungsebenen**. Das NOVA-Prinzip steigert sowohl die Kosteneffizienz als auch die Akzeptanz der Umsetzung und trägt somit zu einer Beschleunigung des Netzausbaus bei. Hierbei ist zu beachten, dass es bei den Netzoptimierungs- und -verstärkungsmaßnahmen keine „Universallösung“ gibt, sondern eine Vielzahl von verschiedenen Maßnahmen wie Erhöhung des Kabelquerschnitts, Erhöhung der Trafoleistung, Leiterseil-Monitoring, Einbau von Spannungsreglern, Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen, etc., die Anwendung finden kann. Die Wahl der Maßnahme muss im jeweiligen Einzelfall entschieden werden. Das Potenzial zur Ausschöpfung der realen Kapazitätsgrenze der Netze ist in Bezug auf Wind insbesondere bei Freileitungsmonitoring und Hochtemperaturseilen hervorzuheben:

- **Freileitungsmonitoring:** Grundsätzlich gilt: Die maximale Leiterseiltemperatur von 80°C darf nicht überschritten werden. Für die Temperatur des Leiterseils sind sowohl die Wetterbedingungen (Umgebungstemperatur) als auch die Strombelastung ausschlaggebend. Insbesondere in Norddeutschland ergibt sich bei hoher Windeinspeisung hier ein „glückliches Zusammenspiel“: Der Transportbedarf für Windstrom ist bei Windaufkommen erhöht, gleichzeitig verfügt das Leiterseil aufgrund der niedrigeren Außentemperatur (Kühlung durch den Wind) über eine größere

---

Übertragungskapazität. Durch Temperaturmonitoring des Leiterseils kann die Übertragungsleistung annähernd verdoppelt werden, ohne dass die maximale Leiterseiltemperatur überschritten wird (vgl. dena 2010, S. 139; Jarass und Obermair 2012, S. 96ff).<sup>2</sup>

Zusätzlich zum Freileitungsmonitoring durch die Nutzung von Wetterstationen, wie es in der dena-Netzstudie II modelliert wurde (dena 2010, S. 151ff.), kann direktes Online-Leiterseiltemperaturmonitoring mit Echtzeitmessung an der Leitung selbst die Übertragungskapazität ohne Sicherheitsabschläge noch weiter steigern (Jarass und Obermair 2012, S. 96ff).

- **Hochtemperaturleiterseile:** Durch den Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen kann die Übertragungsleistung auf bestehenden Trassen erheblich gesteigert werden. Akzeptanz fördernd kommt hinzu, dass dies durch die Neubeseilung bereits bestehender Masten geschehen kann, soweit deren Statik das erlaubt. Es gibt eine Vielzahl von Hochtemperaturleiterseiltechnologien. ACCR-Leiterseile, die aus einem innovativen Verbundwerkstoff aus Aluminium- und Kohlefasern bestehen, können bei Temperaturen von bis zu 210°C (im Gegensatz zu den herkömmlichen 80°C) in Betrieb bleiben und laut einer Studie der RWTH Aachen bis zu die doppelte Strommenge aufnehmen (Erneuerbare Energien 2011, dena 2012a). Bei dem Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen sind im Vergleich zu herkömmlichen Freileitungen jedoch die höheren Übertragungsverluste zu beachten. Zudem werden die Stabilitätsgrenzen, die von den Netzreaktanzen bestimmt werden, hierdurch nicht verändert, so dass ihr Einsatz nur begrenzt eine Lösung darstellt (NEP 2012, S. 106) und nur punktuell zu empfehlen ist.

Im Verteilnetz besteht ebenfalls ein großes Potenzial für die Anwendung der oben beschriebenen Optimierungsmaßnahmen. Der BWE sieht zudem die Wichtigkeit des Einsatzes **innovativer Betriebsmittel** in den Verteilnetzen. Der dena-Verteilnetzstudie (dena 2012) zufolge besteht hier das größte Reduktionspotenzial des Netzausbaus auf Verteilnetzebene (fast 50%). Der Anstieg operativer Kosten muss allerdings den Einsparungen beim Netzausbau gegenübergestellt werden, um hier den optimalen Mix an Maßnahmen zu finden. Weitere wichtige Optionen zur Reduktion des Verteilnetzausbaus sind der netzgetriebene Einsatz von Speichern, die Abregelung von Erneuerbaren Energien-Erzeugungsspitzen sowie vorausschauende Netzplanung (dena 2012).

Der BWE betont, dass diese Alternativen den Netzausbau keineswegs ersetzen können. Im Rahmen einer volkswirtschaftlichen Analyse ist es allerdings essenziell, diese Optionen unter einer Kosten-Nutzen-Bewertung komplementär zum Netzausbau einzubeziehen.

<sup>2</sup> Hierbei muss allerdings immer die Belastung der weiteren Netzkomponenten im Strompfad, was ggf. ein begrenzender Faktor sein kann, berücksichtigt werden und die Komponenten entsprechend ausgelegt werden.

## Daraus resultieren folgende Handlungsempfehlungen:

- Die Hemmnisse und Verzögerungen beim Netzausbau dürfen nicht zu einer Bremse der Energiewende werden. **Hemmnisse beim Netzausbau**, sowohl aus regulatorischen als auch aus praktischen Gesichtspunkten bei der Umsetzung (z.B. Akzeptanz), müssen **systematisch identifiziert und behoben** werden. Aktuell stellen das Netzausbaubeschleunigungsgesetz und die Erstellung sowie Monitoring der Umsetzung des Netzentwicklungsplans Schritte in die richtige Richtung dar. Allerdings besteht in der Umsetzung nach wie vor großer Aufholbedarf, um den Netzausbau schnellstmöglich zu beschleunigen. Der jährliche **Monitoringbericht** der Bundesnetzagentur könnte als Instrument genutzt werden, um in einem Kapitel eine **systematische Analyse zu Hemmnissen** beim Ausbau im Verteil- und Übertragungsnetz vorzunehmen. Hieraus müssen kurz- und mittelfristig Handlungsempfehlungen resultieren, um diese Hemmnisse weiter abzubauen, nach Möglichkeit im gemeinsamen Dialog mit den relevanten Stakeholdern (Netzbetreiber, Erzeuger, Bürger).
- Das **NOVA-Prinzip** ist zeitnah auf allen Spannungsebenen umzusetzen.

## 1.2 Ermittlung des Netzausbaubedarfs

### Herausforderung

Der Netzentwicklungsplan Strom (NEP Strom) als auch die dena-Netzstudie II (dena 2010) ermitteln den Netzausbaubedarf im Übertragungsnetz unter der Prämisse einer „EEG-konformen“ Auslegung mit Einspeisung der letzten kWh. Entsprechend sind im NEP Strom die Werte für die sog. „Dumped Energy“, d.h. die in einer Stunde nicht verwertbare Energiemenge, gering. So wird im Leitszenario B 2023 null TWh Windenergie abgeregelt (NEP 2013a, S. 65). Mit der vollständigen Integration Erneuerbarer Energien im NEP Strom werden die Erneuerbaren Energien als sog. „Must Run“ deklariert. Hieraus ergeben sich auslegungsrelevante Netznutzungsfälle, die einen entsprechend hohen Ausbaubedarf induzieren (Beispiel: „Pfingstmontag“ mit geringer Last bei viel Sonne und viel Wind). Die Ermittlung des Netzausbaubedarfs im Übertragungsnetz im Rahmen des NEP Strom richtet sich nach den Vorgaben des §12b EnWG. Maßnahmen wie Einspeisemanagement und Lastabschaltungen werden im NEP nicht berücksichtigt, auch wenn sie gegenwärtig in der Praxis angewandt werden. Ebenso greift der gesetzliche Auftrag zur Erstellung des NEP Strom zu kurz, um den Einfluss von Flexibilitätsoptionen (z.B. Beteiligung der Windenergie an Regelleistungsmärkten) sowie den Verzicht auf die Einspeisung des letzten Kilowatts auf die Reduktion des Netzaus-

---

baubedarfs dynamisch zu analysieren. Wie im Netzentwicklungsplan Strom (NEP 2013a, S. 25) hervorgehoben wird, bildet der NEP nicht das einzig mögliche Netz ab, sondern stellt lediglich *eine* Lösung dar, wie unter den gegebenen Annahmen die benötigte Übertragungskapazität sichergestellt werden kann.

## Lösungsansätze

---

Der BWE befürwortet ausdrücklich die iterative Erstellung des NEP Strom, mit der Möglichkeit für alle Stakeholder, den Szenariorahmen und die beiden Entwürfe zu kommentieren. Aus Sicht des BWE greift eine statische Analyse des Netzes der Zukunft unter den gegenwärtigen gesetzlichen Rahmenbedingungen jedoch zu kurz. Für die langfristige Entwicklung („Zielnetz 2050“) muss die Einbeziehung aller Technologieoptionen in einer kurz-, mittel- und langfristigen Perspektive unter Beteiligung aller Stakeholder erfolgen.

Ebenso begrüßt der BWE, dass in Ergänzung zum NEP Strom 2013 erstmals Sensitivitätsanalysen durchgeführt wurden.<sup>3</sup> Allerdings stellt die Sensitivitätsanalyse zur Windenergie an Land mit einer pauschalen Beschränkung der eingespeisten Leistung auf je 80 % der in den einzelnen Bundesländern installierten Leistung Wind Onshore wiederum eine sehr starre Analyse dar.

Der BWE betont, **dass der Verzicht der Einspeisung des letzten Kilowatts den Netzausbau deutlich entlasten kann**. Dies sollte bei der Auslegung der Übertragungsnetze Berücksichtigung finden. Eine Forschergruppe vom EFZN und der TU Clausthal hat ermittelt, dass eine Kappung von 31 % der Einspeisespitzen lediglich zu einem Verlust von 2 % der erzeugten Jahresarbeit führen würde, die Übertragungsleistung der Stromnetze unter dieser Prämisse aber 30 % weniger angesetzt werden könnte (DUH 2012, S. 8). Des Weiteren sollte auf Verteilnetzebene die Möglichkeit der flexiblen Leistungsbereitstellung durch Erzeugungsanlagen als eine Art „neues Einspeisemanagement“ bei voller Vergütung Berücksichtigung finden. Diese Art des Netzmanagements als Flexibilitätsoption ist in Kapitel 3.2 näher ausgeführt. Die Nutzung von intelligenten, dynamischen Ansätzen unter expliziter Berücksichtigung der kritischen Netznutzungsfälle hält der BWE für erforderlich, um den Netzausbau auf allen Spannungsebenen volkswirtschaftlich zu optimieren.

<sup>3</sup> Diese Sensitivitätsanalysen beinhalteten: Absenkung des Nettostrombedarfs/der Jahreshöchstlast, eine pauschale Beschränkung der eingespeisten Leistung auf je 80 % der in den einzelnen Bundesländern installierten Leistung Wind Onshore sowie eine alternative Regionalisierung der installierten Erneuerbaren Energien-Leistung für das Szenario B 2023.

## Daraus resultieren folgende Handlungsempfehlungen:

- Der **Netzausbaubedarf** ist **nicht ausschließlich** für eine Auslegung des Netzes auf das „**letzte Kilowatt**“ zu ermitteln.
  - Um dem Rechnung zu tragen, sollten im Rahmen der NEP Strom-Erstellung weitergehende, dynamische Analysen wie die Nutzung des Einspeisemanagements von 1 % bis 5 % der Jahresenergie unter Berücksichtigung des Verteilnetzes vorgenommen werden.
  - Diese Forderung stellt keinen Verzicht auf den Einspeisevorrang Erneuerbarer Energien dar. Grundsätzlich gilt „Verwenden vor Abschalten“.
- Zusätzlich zu den **Sensitivitätsanalysen** in Ergänzung zum NEP Strom 2013 empfiehlt der BWE folgende Sensitivitätsbetrachtungen:
  - Einbeziehung der Prognosegüte von Windenergie sowie Partizipation von Windenergie an der Bereitstellung von Regelleistung (analog zur dena-Netzstudie II).
  - Weitergehende Untersuchung des Flexibilisierungspotenzials des konventionellen Kraftwerksparks (Senkung des Must Run-Sockels).
- Der BWE plädiert dafür, den Erstellungs- und Konsultationszyklus des **Netzentwicklungsplan Strom** von einem auf **zwei Jahre** umzustellen.
  - Zwei Jahre sind im Rahmen des iterativen Prozesses völlig ausreichend, um aktuelle Neuerungen zu berücksichtigen.
  - Der längere Zeitraum soll eine stärkere Einbindung der Verteilnetzbetreiber zugunsten der Abstimmung zwischen Übertragungs- und Verteilnetz ermöglichen.
  - Des Weiteren können so zusätzliche Sensitivitätsanalysen für die Systemoptimierung erfolgen.
  - Aufgrund der drei jährlichen Konsultationen (Szenariorahmen – NEP 1. Entwurf – NEP 2. Entwurf) bleibt vielen Stakeholdern kaum ausreichend Zeit, sich mit allen Dokumenten detailliert auseinanderzusetzen.
  - Um die Transparenz und Nachvollziehbarkeit des Netzentwicklungsplans Strom zu erhöhen, wäre ein zusätzlicher Anhang sinnvoll, der detailliert die Methodik des Marktsimulationsverfahrens (Lagrange-Relaxation) und der Netzanalyse darstellt.

---

## 1.3 Ermittlung der Netzanschlusskapazität

### Herausforderung

---

Eng verwoben mit der Dimensionierung der Netze auf das letzte Kilowatt hält der BWE die aktuelle Auslegung der Netze mit einem Gleichzeitigkeitsfaktor für regenerative Erzeugungsanlagen von Eins (d.h. Nennleistung aus Wind und Photovoltaik tritt zeitgleich auf) nicht für zielführend.

### Lösungsansätze

---

Daher fordert der BWE ein neues Ermittlungsverfahren für die maximale Netzanschlusskapazität durch die Netzbetreiber.

#### Daraus resultieren folgende Handlungsempfehlungen:

Der BWE fordert ein neues Ermittlungsverfahren für die maximale Netzanschlusskapazität durch die Netzbetreiber basierend auf den folgenden Grundlagen:

- Bei der Ermittlung der Netzanschlusskapazität in einer Netzregion soll der Gleichzeitigkeitsfaktor von Wind und Photovoltaik  $< 1$  angesetzt werden. Aufgrund der Heterogenität der Netzstruktur ist dabei der Gleichzeitigkeitsfaktor regionalspezifisch zu ermitteln.
- Die Wirkleistungsverluste bis zum Netzanschlusspunkt sind bei der Ermittlung der Netzanschlusskapazität ebenfalls zu berücksichtigen.
- Netzoptimierungs- und -verstärkungsmaßnahmen wie Hochtemperaturleiterseile und Freileitungsmonitoring sind explizit miteinzubeziehen.

---

## 1.4 Verstärkte Abstimmung bei Ausbau von Übertragungs- und Verteilnetz

### Herausforderung

---

Mit dem Aufbrechen der traditionellen Top Down-Struktur des elektrischen Versorgungsnetzes entsteht ein deutlich erhöhter Abstimmungsbedarf zwischen Übertragungs- und Verteilnetz. Dies betrifft verschiedene Bereiche. Bei der **Netzplanung** müssen die Interdependenzen von Übertragungs- und Verteilnetzen berücksichtigt werden. So können Netzengpässe im Übertragungsnetz unmittelbare Auswirkungen auf Erzeugungsanlagen, die am Verteilnetz angeschlossen sind, haben, wenn diese daher abgeregelt werden müssen.

Der Netzentwicklungsplan Strom hat dem gesetzlichen Auftrag des §12b EnWG (Energiewirtschaftsgesetz) folgend ausschließlich den Ausbau des Übertragungsnetzes modelliert. Die Eingangsdaten werden auf Netzknotenebene für den Verbrauch und die Einspeisung Erneuerbarer Energien-Erzeugungsanlagen ermittelt, wofür regional unterschiedliche Profile zugewiesen wurden, die zu einem gemeinsamen Referenzjahr gehören (NEP 2013a, S. 36). Aufgrund der Heterogenität des deutschen Verteilnetzes ist ein solches Vorgehen bei der Marktmodellierung und darauf fußenden Netzanalyse für das gesamte Übertragungsnetz zweckmäßig. Dennoch sind in der Praxis der **Netzzustand des Verteilnetzes** und die Auswirkungen des **weiteren Ausbaus von Erzeugungsanlagen in den unteren Spannungsebenen** essenziell für eine **kohärente Netzplanung im Übertragungsnetz**. Dies sollte im Netzentwicklungsplan weitergehend reflektiert werden.

### Lösungsansätze

---

Das EnWG enthält bereits Instrumente, die zur Erhöhung eines kohärenten Netzausbaus eingesetzt werden können. Auf Verlangen der Bundesnetzagentur haben Verteilnetzbetreiber gemäß §14 (1a) EnWG innerhalb von zwei Monaten einen **Bericht über den Netzzustand und die Netzausbauplanung zu erstellen**. Dieser Bericht zur Netzausbauplanung muss auch konkrete Maßnahmen zur Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau sowie den geplanten Beginn und das geplante Ende der Maßnahme enthalten.

Der gemäß §14 (1b) EnWG **verpflichtend vorzulegende Bericht von Verteilnetzbetreibern der 110 kV-Ebene bzgl. des Netzzustands und Auswirkungen des Ausbaus von Einspeiseanlagen** (insbesondere zur Erneuerbaren Energien-Einspeisung) kann darüber hinaus zur besseren Abstimmung des Netzausbaus auf Verteil- und Übertragungsnetzebene genutzt werden. Hierzu gehören auch die **Netzentwicklungspläne für die nächsten zehn Jahre auf der 110 kV-Ebene**, die gemäß §14 (1b) EnWG von den Netzbetreibern vorzulegen sind, wenn die Regulierungsbehörde feststellt, dass in dem jeweiligen Netz wesentlicher Ausbaubedarf besteht.

Die Zubaurate der Windenergie Onshore hat sich in den letzten Jahren konstant entwickelt. Eine proaktive Netzplanung unter Nutzung der oben genannten Instrumente kann sich als sehr sinnvoll in Regionen mit hohem Erneuerbaren Energie-Zubau erweisen.

---

## Daraus resultieren folgende Handlungsempfehlungen:

- **Stärkere Nutzung von §14 (1a) EnWG, Netzausbaupläne Verteilnetz**, um die Kohärenz der Netzplanung zwischen Übertragungs- und Verteilnetz weiter zu erhöhen sowie des gemäß §14 (1b) EnWG **verpflichtend vorzulegenden Berichtes von Verteilnetzbetreibern der 110 kV-Ebene bzgl. des Netzzustands und Auswirkungen des Ausbaus von Einspeiseanlagen**.
- In größeren Verteilnetzen wäre es sinnvoll, dieses Instrument nicht nur auf Verlangen der Bundesnetzagentur sondern ggf. auch proaktiv für eine transparente Netzausbauplanung auf Verlangen von Landesregierungen (evtl. auch kommunale Trägerschaften / Planungsbehörden) zu nutzen. Dies gilt insbesondere dann, wenn letztere z.B. in ihrem Hoheitsbereich einen erheblichen Planungsbedarf an weiteren Erneuerbare Energie-Anlagen ermitteln. Es geht hierbei um eine Beschleunigung des Netzausbaus durch eine vorausschauende, transparente Netzplanung unter Berücksichtigung der Eignungsgebiete und hierfür erforderlichen Netzausbaumaßnahmen.

## 2. Errichtung von Einspeisenetzen

---

Zusätzlich zum Netzausbau, insbesondere auf Verteilnetzebene, ist die Errichtung von Einspeisenetzen in der letzten Zeit zunehmend in den Fokus gerückt. Ein Einspeisenetz wird ausschließlich für die Aufnahme des in Erneuerbaren Energie-Anlagen erzeugten Stromes und den Transport zum Netzverknüpfungspunkt am Übertragungsnetz errichtet. Eine Versorgungsfunktion hat das Einspeisenetz damit nur bezüglich des Strombezuges für den Eigenverbrauch der Erneuerbaren Energie-Anlagen. Es werden keine Endkunden an das Einspeisenetz angeschlossen. Sofern der Netzbetreiber eine andere Rechtsperson als der Erneuerbare Energie-Anlagenbetreiber ist, wird das Einspeisenetz damit zum Energieversorgungsnetz im Sinne des § 3 Nr. 16 EnWG, aber nicht zum Energieversorgungsnetz der allgemeinen Versorgung gemäß § 3 Nr. 17 EnWG. Einspeisenetze können sowohl eine Alternative zur Beschleunigung des Netzausbaus auf Verteilnetzebene darstellen als auch langfristig als ein Erneuerbares Energien-Kraftwerk im Verteilnetz einen Beitrag zur Systemstabilität liefern.

---

### 2.1 Einspeisenetze als Alternative zum Netzausbau

#### Herausforderung

---

Nach den Vorgaben des §5 EEG sind Netzbetreiber verpflichtet, Erneuerbare Energie-Anlagen unverzüglich vorrangig an ihr Netz anzuschließen. Gemäß §9 EEG besteht für Netzbetreiber hierbei gegenüber Einspeisewilligen die Verpflichtung, unverzüglich ihre Netze entsprechend dem Stand der Technik zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, um die Abnahme und Transport des Erneuerbaren Energien-Stroms sicherzustellen. Seit dem EEG 2012 besteht dieser Anspruch der Einspeisewilligen (also der künftigen Erneuerbare Energie-Erzeuger) nicht nur gegenüber dem Anschlussnetzbetreiber, sondern auch gegenüber Netzbetreibern von vorgelagerten Netzen bis einschließlich zur 110 kV-Ebene.

Wenn der Netzausbau gemäß §9 EEG dennoch nicht rechtzeitig erfolgt, ergeben sich Verzögerungen beim Netzanschluss für Erneuerbare Energie-Anlagen. Des Weiteren drohen bei Überlastungen im Netz sowie an Umspannwerken den Anlagenbetreibern Abregelungsmaßnahmen (Einspeisemanagement). Beide Konsequenzen wirken sich nachteilig auf die wirtschaftlich optimale Umsetzung der Energiewende aus, weil sie für Investoren von Erneuerbaren Energie-Anlagen zur Planungsunsicherheit führen. Derzeit ist jedoch bereits absehbar, dass im Verteilnetz künftig großer Netzausbaubedarf besteht, wie die dena-Verteilnetzstudie ermittelt hat (vgl. Kapitel 1). Deshalb ist es notwendig, Alternativen zum klassischen Netzausbau zu schaffen, dort wo es volkswirtschaftlich sinnvoll ist.

#### Lösungsansätze

---

Eine mögliche Alternative zum Netzausbau stellen „**Einspeisenetze**“ dar. Insbesondere in Regionen, in denen die Erneuerbare Energien-Einspeiseleitung bereits heute oder in naher Zukunft die maximale Last (d.h. die maximale Leistung der angeschlossenen Verbraucher) überschreitet, stellen Einspeisenetze eine zeitlich

---

effektive und kostenbewusste Variante des Netzausbaus dar, wie beispielsweise im Rahmen einer vom Ministerium für Wirtschaft und Europaangelegenheiten (MWE) des Landes Brandenburg beauftragten Netzstudie (BTU 2013) ermittelt wurde. Die Gründe dafür liegen in der einfacheren Netzstruktur (n-0 sicher) als auch in der Tatsache, dass Einspeisenetze im Regelfall immer als 110 kV-Kabel ausgeführt werden können, ohne zu zusätzlichen Kosten für die Anpassung vorhandenen Freileitungsnetze (zum Beispiel durch Umstellung der Sternpunktbehandlung) zu führen.

Aber auch in anderen Netzregionen, in denen die Erneuerbare Energien-Leistung noch geringer als die Last ist, können Einspeisenetze im Einzelfall effektiver sein.

### Daraus resultieren folgende Handlungsempfehlungen:

- In der Praxis ist es wichtig, dass bei **Netzausbauplanungen** eine **transparente Abwägung** zwischen den Instrumenten „**klassischer Netzausbau**“ und „**Einspeisenetz**“ stattfinden kann.
  - Die Entscheidung, ob Netzausbau als Einspeisenetz oder als Netz der allgemeinen Versorgung stattfindet, muss nach volkswirtschaftlichen Gesichtspunkten erfolgen. In diese Abwägung muss neben den reinen Investitionskosten auch die zeitliche Umsetzung einfließen (vermiedene Opportunitätskosten der Verzögerung beim Netzausbau). Aus diesem Grunde sollten die regulatorischen Kriterien für die Netzausbauplanung im Verteilnetz dahingehend angepasst werden.
  - Einspeisenetze stellen dabei keine „Universallösung“ und keinen Ersatz für den Netzausbau dar. Sie sind vielmehr ein zusätzliches Instrument für die Netzintegration von Erneuerbaren Energieanlagen („Flexibilitätsbaustein“).
- Ergänzend dazu ist das „Einspeisenetz“ als **zusätzlicher Netzbegriff** ins **EEG und/oder EnWG** zu integrieren.

---

## 2.2 Einspeisenetze als (Erneuerbares) Verbundkraftwerk im Verteilnetz

### Herausforderung

---

Mit der Zunahme an Erneuerbaren Energie-Anlagen speisen immer mehr Erzeuger in das Verteilnetz ein. Mit der Energiewende müssen diese dezentralen Erneuerbaren Energie-Anlagen nicht nur mehr Systemdienstleistungen im Verteilnetz übernehmen, sondern diese ebenso für vorgelagerte Spannungsebenen, d.h. auch für das Übertragungsnetz, liefern. Dies birgt neue Herausforderungen für die Informations- und Kommunikationstechnik im Zusammenspiel der Akteure. Kritisch ist hierbei insbesondere die Kommunikationsschnittstelle zwischen Übertragungsnetzbetreibern und dezentralen Erneuerbaren Energie-Anlagen, um das Potenzial der Erneuerbaren Energie-Erzeuger zur Erhaltung der Systemsicherheit künftig zu nutzen. Hierzu können Einspeisenetze einen Beitrag leisten.

### Lösungsansätze

---

Neben der Möglichkeit, den notwendigen Netzausbau zeitlich zu beschleunigen und hinsichtlich der Kosten zu optimieren, bieten Einspeisenetze für Erneuerbare Energie-Anlagen potenziell weitere Vorteile – insbesondere aus Sicht der **Systemstabilität im Energieversorgungssystem**.

Über Einspeisenetze können insgesamt große Leistungen (ca. 100 bis 1.500 MW) von Erneuerbaren Energie-Anlagen mit unterschiedlichen Eigenschaften (neben Windenergieanlagen sind das beispielsweise Photovoltaik- und Biogasanlagen) an einem Netzverknüpfungspunkt am Übertragungsnetz gebündelt werden. Dadurch kann alleine aufgrund der Bündelungswirkung bereits eine deutlich erhöhte Vergleichmäßigung der Einspeiseleistung erreicht werden. Darüber hinaus liefern Einspeisenetze die Grundlage dafür, dass Erneuerbare Energie-Anlagen bereits in naher Zukunft einen Beitrag zur Bereitstellung der notwendigen Systemdienstleistungen für die Erhaltung der Systemsicherheit (Frequenzstabilität und Spannungsstabilität) im **Übertragungsnetz** liefern können.

Gründe dafür sind:

- Blindleistung wird dort bereitgestellt, wo sie zur Übertragung bzw. zum Transport von Wirkleistung benötigt wird. Blindleistung wird zielgenau über Q(U)-Regelung geliefert (**Spannungsstabilität**).
- Es besteht keine Gefahr der Abschaltung von Einspeiseleistungen im Rahmen von Lastabwurfmaßnahmen (**Frequenzstabilität**).
- Erleichterung der Kommunikation erfolgt durch die Ermöglichung eines einfachen und direkten Informationsaustausches zwischen Übertragungsnetzbetreiber und Anlagenbetreiber.
- Es kann ein sehr schnelles Einspeisemanagement für große Leistungen umgesetzt werden, und damit können große Leistungsgradienten ausgeglichen werden (**Frequenzstabilität**). Ein analoges Beispiel hierzu ist die Regelung von Offshore-Windparks in Dänemark, wo dies bereits erfolgreich umgesetzt wird.

- 
- Erneuerbare Energie-Anlagen können in Verbindung mit Speichern alle Arten von **Regelenergie** liefern ohne auf lokale Engpässe Rücksicht nehmen zu müssen.
  - Erzeugungsanlagen können gemeinsam mit Speichern „einfach“ in den Versorgungswiederaufbauplan eingebunden werden („**Schwarzstartfähigkeit**“ → Versorgungssicherheit).

Der BWE erwartet konkrete Schritte zur näheren Quantifizierung dieses Potenzials.

### Daraus resultieren folgende Handlungsempfehlungen:

Der BWE empfiehlt, die Nutzung von **Einspeisenetzen als Verbundkraftwerk** zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen durch **Forschungsprojekte** mit **(Übertragungs)Netzbetreibern** und Erneuerbaren Energie-Anlagenbetreibern weiter zu untersuchen.

## 3. Flexibilitätsoptionen und Windenergie

---

Wenn Erneuerbare Energien zur tragenden Säule des Stromsystems werden, ist es eine Grundvoraussetzung, dass eine Neugestaltung der bestehenden Strukturen erfolgt, um eine diskriminierungsfreie Partizipation von Erneuerbaren Energie-Anlagen zu ermöglichen. Dies erfordert eine Flexibilisierung des Gesamtsystems, d.h. sowohl des Netz- als auch des Marktsegments. Der Netzbau und das Marktdesign können hierbei nicht isoliert voneinander betrachtet werden. Ausschreibungszeiträume und Auktionsschluss vor der Einsatzstunde (gate closure time) an den verschiedenen Märkten wie Termin-, Spot-, Intraday- und Regelenergiemarkt sind für die Teilnahme von Windenergieanlagen ebenso entscheidend wie die Nutzung diverser Flexibilitätsoptionen, die zeitlich schnell einsetzbar sind.

Ebenso essenziell ist es, dass Windenergie und die anderen Erneuerbaren Energien nicht mehr einfach nach dem früheren „produce-and-forget“-Ansatz in das bestehende System integriert werden. Vielmehr geht es heute darum, dass nach dem „operate-and-serve“-Ansatz die fluktuierenden Erneuerbaren Energien gerade wegen ihres Nutzungsvorranges systemdienlich ausgelegt werden (izes 2012, S. 43f.) und somit ihren Beitrag zur Systemstabilität leisten müssen. So stellt für Windenergieanlagen die Systemdienstleistungsverordnung für Windenergieanlagen (SDLWindV), deren technische Anforderungen für Neuanlagen mit Inbetriebnahme seit April 2011 verbindlich sind, den ersten Meilenstein dar. Des Weiteren betont der BWE, wie im Folgenden näher ausgeführt, die Wichtigkeit, die Potenziale der Windenergie im Rahmen der Flexibilitätsoptionen zu nutzen.

---

### 3.1 Übersicht zu Flexibilitätsoptionen

#### Herausforderung

---

Eine Grundvoraussetzung für die Netzstabilität ist die Einhaltung der Systembilanz, d.h. dass sich Verbrauch und Erzeugung elektrischer Leistung im Gleichgewicht befinden. Klassischer Weise haben an das Höchstspannungsnetz angeschlossene konventionelle Kraftwerke die Wirkleistung geliefert. Mit einer Zunahme an fluktuierenden Erneuerbaren Energien wie Wind geschieht eine sukzessive **Verdrängung der Grundlastkraftwerke** aus dem Markt, da eine Bereitstellung von Grundlast zunehmend weniger benötigt wird (izes 2012, S. 42). Dies bedeutet, dass mit einem steigenden Anteil an fluktuierenden Erneuerbaren die konventionellen Kraftwerke immer weniger Volllaststunden fahren und somit geringer ausgelastet sein werden.

Gleichzeitig erfordert der Systemwandel eine **steilere Gradientenfahrweise**, um ein schnelles Anfahren und eine schnelle Leistungssteigerung oder -drosselung bei Bedarf sicherzustellen. Letzteres kann nicht nur durch hochflexible thermische Kraftwerke wie z.B. Gasturbinen erfolgen, sondern langfristig ebenso durch den Einsatz von Speichern oder (steuerbaren) Erneuerbaren Energie-Anlagen. Für eine flexible Leistungsdrosselung (negative Regelleistung) sind Windenergieanlagen sehr geeignet. Der konventionelle Must-Run-Sockel, um die Systembilanz und die Bereitstellung von netztechnisch notwendigen Systemdienstleistungen<sup>4</sup> sicherzu-

<sup>4</sup> Hierunter werden im Rahmen der technischen Mindesterzeugung i.d.R. zusätzlich zur Regelung der Systembilanz auch Spannungshaltung, Kurzschlussleistung und n-1-Sicherheit miteingeschlossen (FGH et al. 2012). Systemdienstleistungen werden später in Kapitel 4 dieses Positionspapiers gesondert aufgegriffen.

---

stellen, wird langfristig durch Erneuerbare Energie-Anlagen und Flexibilitätsoptionen ersetzt. Hierbei existiert jedoch ein **Koordinationsproblem**, wann welche Flexibilitätsoptionen effektiv eingesetzt werden (können), da diese sich sowohl gegenseitig ergänzen als auch ersetzen.

## Lösungsansätze

---

Die „Systemtransformation“ geht weit über den Aus- und Umbau der Stromnetze hinaus. Sie umfasst Flexibilitätsoptionen bei Erzeugung, Verbrauch und Speichern unter Einbeziehung aller Spannungsebenen und weiterer Sektoren (z.B. Power-to-heat, Power-to-gas). Diese Flexibilitätsoptionen wirken sowohl als Substitut und Komplement, d.h. sie können einander ersetzen und/oder ergänzen. Das Flexibilitätspotenzial umfasst u.a.:

- Netzoptimierung, Netzverstärkung und Netzausbau, sowohl im Übertragungs- als auch im Verteilnetz unter gegenseitiger Abstimmung
- Nutzung des Flexibilitätspotenzials thermischer Kraftwerke
- Lastenmanagement
- Einspeisemanagement von Wind und anderen Erzeugern
- Weitere Öffnung der Regelenenergiemärkte für dezentrale, dargebotsabhängige Erzeuger
- Senkung des konventionellen Must-Run-Sockels
- Schaffung von Märkten zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen durch Erneuerbare Energien
- Nutzung von Speichern kurz-, mittel- und langfristig (Pumpspeicher, Batterien)
- Nutzung von Strom als Primärenergieträger unter Einbeziehung des Wärme- und Gassektors: Power-to-heat und Power-to-gas.

Eine mögliche effiziente Einsatzreihenfolge der verschiedenen Flexibilitätsbausteine hat die Arbeitsgruppe 3 „Interaktion“ der Plattform Erneuerbare Energien beim Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) identifiziert. Hierbei hat sich ergeben, dass **das technische Potenzial der Flexibilitäten höher als der Bedarf ist** (BMU 2012, S. 16). Die AG 3 möchte jedoch nicht einen festen Fahrplan vorgeben, sondern plädiert vielmehr dafür, einen **Wettbewerb der Flexibilitäten** zu ermöglichen (ebd.).

## Daraus resultieren folgende Handlungsempfehlungen:

- Mit einem steigenden Anteil Erneuerbarer Energien gilt es, die **low hanging fruits** – also die technisch und wirtschaftlich effizientesten – Flexibilitäten als nächste umzusetzen.
  - Als kurz- und mittelfristig kosteneffizienteste Flexibilitätsoption gilt es, den Netzausbau zu beschleunigen.
  - Außerdem ist zu beachten, dass während einige Flexibilisierungsmaßnahmen bereits kurz- und mittelfristig umgesetzt werden können, sich bei anderen in der längeren Perspektive neue Technologieoptionen mit Kostensenkungspotenzialen erschließen. Diese Lerneffekte müssen bei der Umsetzung entsprechende Berücksichtigung finden.
  - Der Wert von verfügbarer Flexibilität muss in den Marktpreisen reflektiert werden.
- Der BWE bietet an, dass die **Windenergiebranche einen aktiven Beitrag** zur Flexibilisierung liefert (**Abregelung als Netzdienstleistung, Bereitstellung von Regelleistung, Verstärkung der Einspeisung, siehe Kapitel 3.2 bis 3.4**). Dies geschieht unter der Prämisse, dass durch die Nutzung der oben genannten Flexibilitätspotenziale ebenso ein Beitrag von weiteren Akteuren im System geliefert wird.

## 3.2 Netzmanagement und Abschaltungen als flexible Leistungsbereitstellung in einem überwiegend erneuerbar gespeisten Netz

### Herausforderung

In immer mehr Netzregionen existieren, wie zuvor beschrieben, Netzengpässe, die aufgrund des verzögerten Netzausbaus zu Abschaltungen führen. Gleichzeitig ist es volkswirtschaftlich ineffizient, das Netz sowie die Anschlusskapazität auf das „letzte Kilowatt“ auszulegen.

### Lösungsansätze

Die **temporäre Abregelung von Leistungsspitzen** von Erneuerbaren Energie-Anlagen als Flexibilitätsoption kann sich als eine sinnvolle Alternative zum Netzausbau erweisen. Dies gilt allerdings nur, wenn sich die Einspeisemanagement-Maßnahme bei vollständiger Vergütung der abgeregelten Energie als volkswirtschaftlich kosteneffizienter als der Netzausbau erweist. Der BWE betont, dass der Netzausbau dennoch auf allen Spannungsebenen zwingend erforderlich ist, um die dezentrale

---

Einspeisung auch künftig sicherzustellen und den großräumigen Austausch von elektrischer Energie zu ermöglichen. Das bedeutet, dass die Anwendung von Abregelungen als Flexibilitätsoption den Netzbetreiber (sowohl auf Verteil- als auch auf Übertragungsnetzebene) weder von der punktuellen Netzanschlusspflicht noch von der allgemeinen Netzausbaupflicht enthebt. Die Nutzung von Abregelungen in der im Folgenden beschriebenen Weise stellt eine Flexibilitätsoption von vielen dar, die für den Übergang zu einem regenerativen Energiesystem genutzt werden können.

### Daraus resultieren folgende Handlungsempfehlungen:

Der Netzbetreiber soll die Möglichkeit haben, durch Einspeisemanagement (EinsMan) **Erneuerbare Energie-Anlagen temporär abzuregeln bzw. zu drosseln**, wenn diese Maßnahme in seiner Region volkswirtschaftlich kosteneffizienter ist als der Netzausbau. Hierbei ist die sog. „Abregelung“ als zu vergütende Netzdienstleistung analog zur Bereitstellung von negativer Regelenergie zu verstehen, d.h. als flexible Leistungsbereitstellung.

Bei der Nutzung von EinsMan als Flexibilitätsoption gelten folgende Grundsätze:

- Eine solche **EinsMan-Maßnahme**, bei der die abgeregelte Energie vollständig vergütet wird, greift, wenn die EinsMan-Maßnahme **volkswirtschaftlich kosteneffizienter** ist als der **Netzausbau**. Dies betrifft sowohl Alt- als auch Neuanlagen.
- Die **abgeregelte Jahresenergie je Netzanschlusspunkt** darf einen Prozentsatz **zwischen 1% und 5%** nicht überschreiten.
  - Der anzuwendende Prozentsatz muss aufgrund der heterogenen Verteilnetzstruktur regional ermittelt werden. Vorgelagerte Spannungsebenen sind bei dieser Ermittlung miteinzubeziehen.
  - Der Prozentwert für die jeweilige Netzregion ist vom jeweiligen Netzbetreiber zu ermitteln und von der Bundesnetzagentur zu bestätigen.
- Wenn trotz dieser Maßnahmen bei einer proaktiven Netzplanung eine Überschreitung der abgeregelten Jahresenergie über den ermittelten Prozentsatz zu erwarten ist, ist mit dem Netzausbau unverzüglich zu beginnen.
- Die Nutzung von EinsMan als Instrument in dieser Weise gilt unter der **Prämisse der 100%igen Vergütung** der abgeregelten Energie. Dies ist eine Grundvoraussetzung, damit keine Diskriminierung für die geregelten Anlagen besteht.

---

Der BWE betont an dieser Stelle nochmals, dass diese Form des dynamischen Einsmans eine Flexibilitätsoptionen von vielen darstellt. Weitere Flexibilitätsoptionen, die komplementär genutzt werden müssen, sind u.a. die oben erwähnten. Des Weiteren hält der BWE eine **proaktive Netzplanung** unter Berücksichtigung der Erzeugungsstruktur für essenziell unter Nutzung der im EnWG enthaltenen Instrumente (vgl. Kapitel 1.4).

---

### 3.3 Regelleistung durch Windenergieanlagen

#### Herausforderung

---

Die Bereitstellung von Regelleistung dient der Frequenzhaltung. Damit die Frequenz im Netz stabil bleibt, müssen sich Erzeugung und Verbrauch jederzeit die Waage halten. Wenn der Verbrauch die Erzeugung im Netz übersteigt, kommt es zu einer Unterspeisung, und die Netzfrequenz fällt unter 50 Hertz. In diesem Fall muss positive Regelleistung aktiviert werden, indem Erzeuger ihre Einspeisung erhöhen oder zugeschaltet werden. Alternativ können auch Lasten (Verbraucher) abgesenkt oder abgeschaltet werden. Umgekehrt muss im Falle einer Überspeisung (Erzeugung > Verbrauch) negative Regelleistung zum Ausgleich bereitgestellt werden. Auf Erzeugerseite bedeutet dies die Drosselung oder Abschaltung von Leistung. Die Ausschreibung und der Abruf von Regelleistung geschehen durch die Übertragungsnetzbetreiber, die systemverantwortlich sind.

Die Ausgestaltung der Regelenenergiemärkte hat sich traditionell an den konventionellen Kraftwerken orientiert. Dies trifft sowohl auf die Bereitstellung der Primär- und Sekundärregelleistung als auch auf die Minutenreserve zu. Obwohl die Ausschreibungszeiträume bereits im Jahre 2011 reduziert wurden, sind die derzeitigen Vorgaben zu Mindestangebotsgrößen, Leistungsscheiben, Gebotszeiträumen und Ausschreibungsarten nach wie vor ein Hemmnis für die Partizipation von Windenergieanlagen. Dies betrifft insbesondere das symmetrische Ausschreibungsverfahren, wie es bei der Primärregelleistung erfolgt. Symmetrische Ausschreibung bedeutet, dass keine getrennte Ausschreibung von positiver und negativer Regelleistung erfolgt, sondern beides von den technischen Einheiten zur Verfügung gestellt werden muss. Die Minutenreserveleistung wird in sechs täglichen Zeitscheiben à vier Stunden ausgeschrieben. Bei der Sekundärregelleistung gibt es wöchentliche Ausschreibungen mit separaten Angeboten für die Hauptzeit (HT) und die Nebenzeit (NT).

Des Weiteren bestehen nach wie vor Optimierungsmöglichkeiten bei den Ausschreibungszeiträumen, die bei der Minutenreserve täglich (für den nächsten Arbeitstag) und bei Primär- und Sekundärreserve mit einer Woche Vorlauf erfolgen. Eine Verkürzung dieser Zeiträume erlaubt eine effizientere Ausnutzung der Prognosegüte des Windes. Eine Ausschöpfung des Regelleistungspotenzials von Windenergie- und anderen Erneuerbare Energie-Anlagen ist essenziell, um den durch Regelleistungsvorhaltung induzierten konventionellen Must Run-Sockel zu verringern.

---

Technisch sind Windenergieanlagen aufgrund ihrer hohen Flexibilität schon heute geeignet, negative Regelleistung bereitzustellen. Unter gedrosselter Fahrweise können sie ebenfalls positive Regelleistung anbieten, wenn sie mit anderen Erzeugungstechnologien durch Pooling (z.B. mit Biomasseanlagen) am Markt agieren. Durch die Ausstattung mit Fernwirktechnik ist eine unmittelbare automatische Aktivierung durch den betroffenen Übertragungsnetzbetreiber möglich. Daher ist es wichtig, eine freiwillige Partizipation von Windenergieanlagen in diesem Marktsegment weiter anzureizen, um diese Flexibilitätsoption zu nutzen.

Auf europäischer Ebene wird vom Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E der *Network Code on Electricity Balancing* (NC EB) erarbeitet, der die sogenannte *pay-as-clear*-Auktionsmethode vorsieht. Das heißt, dass der Markt räumende Arbeitspreis des letzten aktivierten Angebots den Preis für alle aktivierten Angebote setzt.

## Lösungsansätze

---

Der BWE plädiert für eine Untersuchung der Verkürzung des Ausschreibungszeitraums der Primär-, Sekundär- und der Minutenregelleistung. Bei der **Minutenreserve** sollte die Analyse einen Ausschreibungszeitraum mit Anpassungen von der aktuellen täglichen Ausschreibung bis hin zu einer Stunde vor der tatsächlichen Einsatzstunde beinhalten (Beispiel Dänemark: hier können bis zu 45 Minuten vor der Einsatzstunde die Preise und Mengen von den Anbietern geändert werden). Ebenso gilt es, das Potenzial einer Verkürzung der wöchentlichen Ausschreibungsräume der **Sekundärregelleistung** (HT/NT) und der **Primärregelleistung** zu untersuchen. Hierzu gehört auch die Definition der Leistungsscheiben bei der Sekundärregelleistung, derzeit für HT (werktags von 8 bis 20 Uhr) und NT (werktags von 0 bis 8 Uhr sowie 20 bis 24 Uhr und komplett am Wochenende).

Das **Ausschreibeverfahren** für jede Regelleistung (auch der Primärregelleistung) sollte **unsymmetrisch** erfolgen, d.h. eine getrennte Ausschreibung von positiven und negativen Leistungsscheiben. Dies ist auch entscheidend, um Anreize für die Teilnahme von Windenergieanlagen zu setzen, die sonst auf dem Day Ahead- oder Intraday-Markt anbieten würden. Die Windenergie kann aufgrund ihrer hohen Flexibilität insbesondere einen großen Beitrag beim Abruf negativer Regelleistung liefern.

Durch die volatile Natur der fluktuierenden Erneuerbare Energie-Einspeisung stellen sich auch technisch-methodische Herausforderungen, die bei Regelleistung aus konventionellen Kraftwerken nicht bestanden. Die Methode (Prognosegenauigkeit) zur Bestimmung der zur Verfügung stehenden Leistung durch fluktuierende Erneuerbare Energien muss vereinbart sein, und diese muss dem Regelleistungsmarkt verlässlich kommuniziert werden. Für die Kommunikationsschnittstelle zwischen Übertragungsnetz- und Windenergieanlagenbetreiber gilt es, die bereits bestehende Kommunikationsinfrastruktur (nach §6 EEG) optimal zu nutzen.

Bei der Betrachtung von Regelenergie ist der **Nachweis über die erbrachte Leistung** wichtig. Hierbei gibt es für Windenergie zwei prinzipielle Möglichkeiten: das Modell der „Fahrplan basierten Einspeisung“ und das Modell der „möglichen Einspeisung“. Über Prognosen wird die mögliche Einspeisung des Windparks festgestellt. Bei einer **Fahrplan basierten Nachweisführung** wird von einer konstanten

---

Wirkleistungsabgabe der Windenergieanlage ausgegangen. Wird tatsächlich mehr produziert, würde bei einem Fahrplan der Windpark bereits gedrosselt gefahren, auch wenn keine negative Regelleistung abgerufen wird. Hier werden unnötige Energieverluste in Kauf genommen. Diese müssen über die Leistungspreise bei der Bereitstellung von Regelenergie in irgendeiner Form vergütet werden. Bei dem Modell der „möglichen Einspeisung“ hingegen wird statt einer festen Fahrplanvorgabe anhand von Prognosen ermittelt, mit welcher Wahrscheinlichkeit die Windenergieanlage wie viel Strom erzeugen wird. Wenn nun negative Regelleistung von einem Windpark angefordert wird, führt dies zu einer Drosselung im Verhältnis zur tatsächlich möglichen Ist-Einspeisung anstelle der konstanten Wirkleistungsabgabe. Das heißt, fordert der Netzbetreiber nun negative Regelleistung, wird diese von der möglichen Einspeisung des Windparks abgezogen. Zudem können bei der „möglichen Einspeisung“-Methode Ausgleichseffekte zwischen den beteiligten Windparks, anderen Erzeugern und Verbrauchern genutzt werden. Daher sollten Windenergieanlagen nicht über einen vorgegebenen Fahrplan in der Stromproduktion begrenzt werden, sondern **Regelleistung gegenüber der möglichen Ist-Einspeisung** bereitstellen. Um den **Nachweis der erbrachten Regelleistung** zu führen, soll deshalb ein **Modell der „möglichen Einspeisung“** Anwendung finden. Ein vorgegebener Fahrplan würde zu einer unnötigen Abregelung von Windenergieanlagen führen, der zu unnötigen volkswirtschaftlichen Kosten führen würde.

Nicht nur auf deutscher, sondern ebenso auf europäischer Ebene im *Network Code on Electricity Balancing*, muss der zunehmende Anteil an Erneuerbaren Energie-Anlagen in der Ausgestaltung der europäischen Verordnung zur Regelleistung entsprechend reflektiert werden.

## Daraus resultieren folgende Handlungsempfehlungen:

Der traditionell starre Auktionsmechanismus zur Bereitstellung von Primär-, Sekundär- und Tertiärleistung (Regelleistung) muss weiter **flexibilisiert** werden:

- **Kürzere Ausschreibungszeiträume** (näher an der Einsatzstunde) und kleinere Leistungsscheiben
- **Unsymmetrische Ausschreibung für alle drei Regelleistungsarten**
- Langfristige Optimierung der Information und der Einbindung europäischer Nachbarnetze, wie es durch die Schaffung von *Coordinated Balancing Areas* im *Network Code on Electricity Balancing* vorgesehen ist.
- **Regelleistungsnachweis über „mögliche Einspeisung“.**

---

## 3.4 Verstetigung der Einspeisung von Windenergieanlagen

### Herausforderung

---

Mit dem weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien ist nicht davon auszugehen, dass sich der volatile Effekt in den Versorgungsnetzen, insbesondere in den Verteilnetzen, zukünftig stärker „glättet“. Eine Verstetigung der aktuellen Einspeiseleistungen an den Netzanschlusspunkten ist für eine sichere Netzfahrweise zwar wünschenswert, aber bis auf ein paar regionale aber unvorhersehbare „Ausgleichseffekte“ benachbarter Windparkleistungen eher unwahrscheinlich.

### Lösungsansätze

---

Eine Verstetigung von Einspeiseleistungen bedeutet, dass trotz schwankenden Winddargebots über einen verlängerten Zeitrahmen als bisher eine konstante Einspeiseleistung gehalten werden kann. Gerade bei einem hohen Erneuerbaren Energie-Anteil im Netz wäre dieser Effekt bezogen auf den einzelnen Netzanschlusspunkt und somit in einer Netzregion mit vielen Erneuerbaren Energie-Netzanschlusspunkten für die gesamte regionale Netzstabilität wünschenswert. Eine Verstetigung kann z.B. erreicht werden durch:

- Zusätzliche Kraftwärmekopplungs-Module oder Speicher zu den Windkraftanlagen am selben Netzanschlusspunkt mit einer übergeordneten Regeleinheit im Sinne eines virtuellen Kraftwerkbetriebs
- Sektorübergreifende Verwendung des Stroms („Nutzung von Strom als Primärenergieträger“: Power-to-heat und Power-to-gas)
- Windkraftanlagen mit einem reduzierten spezifischen Auslegungswert des Quotienten Nennleistung/Rotorkreisfläche.

Der dritte Punkt benennt die Möglichkeit für viele Windenergieanlagenhersteller, bei einem Leichtwinddesign die Nennleistung der Windkraftanlage bei einer niedrigeren Windgeschwindigkeit zu erreichen als bisher. Mit heutigen Anlagentechnologien sind schon Auslegungswerte von ca. 220 bis 300 W/m<sup>2</sup> erzielbar. Im Bereich der Multimegawattklasse können nach dem Prinzip „Großer Rotordurchmesser, kleiner Generator“ an Binnenlandstandorten die Häufigkeiten der Jahresnennleistungsstunden in der Summe von ca. 3 bis 4 auf über 10 bis ca. 15 % angehoben werden. Bei höherem Windpotenzial (Windgeschwindigkeiten auf Nabenhöhe > 7,5 m/s) wird dieser Effekt noch deutlicher. In solchen Windregionen ist der Ausbau der Windenergie zudem deutlich weiter voran geschritten als der bestehende Netzausbau. Auch aus diesem Grund ist die Flexibilisierungsoption „Verstetigung“ insbesondere in windreichen Regionen eine diskutable Möglichkeit.

---

## Daraus resultieren folgende Handlungsempfehlungen:

- Die **Flexibilisierungsoption „Verstetigung“** ist aktiv miteinzubeziehen. Hierfür sind Anreize für virtuelle Kraftwerke (unter Einbeziehung von Speichern) und sektorübergreifende Verwendung des Stroms zu schaffen.
- Für das Verstetigungspotenzial für die Einspeisung aus Windkraftanlagen mit einem reduzierten spezifischen Auslegungswert des Quotienten Nennleistung/Rotorkreisfläche besteht weiterer Untersuchungsbedarf.

## 4. Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen

---

Für einen sicheren und zuverlässigen Betrieb des Energieversorgungsnetzes bedarf es der bereits erwähnten Systemdienstleistungen (SDL), um die Netzstabilität und Qualität der Stromversorgung sicherzustellen.

Zu den klassischen Systemdienstleistungen zählen Frequenzhaltung, Spannungshaltung, Versorgungswiederaufbau sowie System- und Betriebsführung (TC 2007, S. 49). Die Systemdienstleistungen werden von den Netzbetreibern quantifiziert, angefordert und von darauf spezialisierten Kraftwerksbetreibern bereitgestellt. Genau genommen sind es daher **Vorleistungen**, die von gewissen **Anlagenbetreibern** erbracht werden, damit die erforderlichen Systemdienstleistungen für das Energieversorgungsnetz beschafft werden können. Beispielsweise stellt die Vorhaltung von Regelleistung (Primär-, Sekundär- und Tertiärreserve) durch Erzeuger oder auch Verbraucher eine Vorleistung für die **Frequenzhaltung** dar. Für letztere sind die Übertragungsnetzbetreiber zuständig, denen die Systemverantwortung obliegt.

Während die Frequenz aus physikalischen Gründen eine „globale Größe“ im System darstellt, geschieht die Blindleistungsbereitstellung zur **Spannungshaltung** lokal. Blindleistung kann durch Erzeugungsanlagen bereitgestellt werden, aber ebenso netzseitig durch Kompensationsanlagen (z.B. fest eingebaute oder automatisch zugeschaltete Kondensatoren).

Zum **Versorgungswiederaufbau** gehören insbesondere der Inselnetzbetrieb sowie die Schwarzstartfähigkeit, d.h. dass ein Kraftwerk vom abgeschalteten Zustand aus ohne Hilfsenergie aus dem Netz wieder hochfahren kann. Dies ist nach einem Black Out zur Wiederherstellung der Stromversorgung von großer Bedeutung.

### Herausforderung

---

Im historisch gewachsenen, konventionell geprägten Stromsystem wurden die sogenannten „Systemdienstleistungen“ von den Synchrongeneratoren des konventionellen Kraftwerksparks bereitgestellt. Beim Netzanschluss müssen die Erzeugungsanlagen technische Mindestanforderungen erfüllen, die von den jeweiligen Netzkodizes je nach Spannungsebene vorgegeben sind. So gilt z.B. aktuell für die Hoch- und Höchstspannung der Transmission Code, für die Mittelspannung die BDEW-Mittelspannungsrichtlinie inklusive ihrer aktuellen Ergänzung und für die Hochspannung später perspektivisch die noch in Erarbeitung befindliche TAB Hochspannung (E VDE-AR-N 4120).

Mit einem Anstieg an Erneuerbaren Energien im Stromsystem sind Erneuerbare Energie-Anlagen zu einer systemrelevanten Größe geworden. Dies bedeutet, dass die Erneuerbaren Energien zunehmend in Belange der Systemsicherheit einbezogen werden und einen Teil der Aufgaben der konventionellen Erzeuger langfristig übernehmen müssen. Ein Großteil der Erneuerbare Energie-Anlagen ist am Verteilnetz angeschlossen – und nicht, wie die Mehrzahl der konventionellen Kraftwerke – am Übertragungsnetz. Das kann daher auch bedeuten, dass immer mehr Systemdienstleistungen von Erneuerbare Energie-Anlagen dezentral bereitgestellt werden. Dadurch wird sich die Rolle der Verteilnetzbetreiber verändern, deren Aufgaben in einem zunehmend dezentralen System steigen. Errungenschaften der Leistungselektronik wie Flexible-AC-Transmission-System (FACTS) werden dazu

---

führen, dass gewisse Systemdienstleistungen von beliebigen Playern – und nicht nur den Stromerzeugern – erbracht werden.

Dies wirft viele neue Fragen auf, etwa welche technischen Anforderungen für Erzeugungsanlagen verpflichtend sein sollen und für welche darüber hinausgehenden Leistungen neue „Systemdienstleistungs-Märkte“ geschaffen werden können.

## Lösungsansätze

---

Der BWE betont die **Verantwortung der Windenergie** in einem System der zukünftigen regenerativen Energieversorgung. Bereits heute leistet die Windenergie einen wichtigen Beitrag zur Systemsicherheit. Wie zuvor erwähnt, sind seit April 2011 die Anforderungen der Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen (SDLWindV) verpflichtend. Die SDLWindV wiederum verweist auf die relevanten Vorgaben des Transmission Code 2007 sowie der BDEW-Mittelspannungsrichtlinie und ihrer Ergänzungen.

Zudem werden Altanlagen teilweise nachgerüstet, wofür ein spezieller SDL-Bonus für Altanlagen gezahlt wird. Außerdem befinden sich derzeit für die Hochspannungsebene technische Anschlussbedingungen in Bearbeitung<sup>5</sup>, und auf europäischer Ebene wurde von dem Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E der *Network Code on Requirements for Generators* (NCRfG) erarbeitet, der bald in die Komitologie gehen wird.

**Windenergieanlagen** sind heute in der Lage, folgende **Systemdienstleistungen (SDL)** bereitzustellen:<sup>6</sup>

- **Teilnahme am Einspeisemanagement:**
  - Datenaustausch mit Netzbetreibern.
  - Ferngesteuerte Reduzierung der Einspeiseleistung.
- **Frequenzstützung:**
  - Verbleiben am Netz zwischen 47,5 Hz und 51,0 Hz.
  - Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz.
- **Dynamische Netzstützung/Durchfahren von Fehlern:**
  - Durchfahren von Spannungseinbrüchen.
  - Gleichzeitig Einspeisung von Blindstrom.
- **Statische Netzstützung:**
  - Bereitstellung von Blindleistung im stationären Betrieb sowie Bereitstellung verschiedener Regelungsmodi zur Nutzung der Blindleistung nach Vorgaben des Netzbetreibers.

<sup>5</sup> Vgl. Entwurf VDE AR 4120 beim FNN.

<sup>6</sup> Die Vorgaben der Verpflichtung richten sich danach, ob es sich um Neu- oder Altanlagen handelt.

---

Für die **Zukunft** ist es entscheidend, dass die Definition der technischen Mindestanforderungen die Schaffung von **Systemdienstleistungsmärkten** für Systemdienste, die über diese bestehenden Mindestanforderungen hinausgehen, offen lässt. Es ist volkswirtschaftlich nicht sinnvoll, für alle Erzeugungsanlagen sehr hohe technische Mindestanforderungen zu definieren (z.B. Blindleistungsbereitstellung unter gewissen Spannungsbedingungen), die nachher in bestimmten Netzregionen nie abgerufen werden, da sie dort lokal nicht eingesetzt werden können.

Eine transparente und für alle Stakeholder **nachvollziehbare Kosten-Nutzen-Analyse** für die Quantifizierung von **technischen Mindestanforderungen** ist vonnöten. Um die Bereitstellung von Systemdienstleistungen volkswirtschaftlich zu optimieren, ist zunächst eine **technologieoffene Definition** der Anforderungen erforderlich. Auf diese Weise können Systemdienstleistungen entweder von der Erzeugungseinheit bzw. -anlage erbracht werden – oder beispielsweise auch über FACTS oder gesteuerten Lasten von anderen Marktakteuren geliefert werden. Die Vergütung von Systemdienstleistungen durch die Schaffung neuer (Markt) Segmente öffnet gleichzeitig Anreize für Erneuerbare Energie-Erzeuger und neue SDL-Anbieter, durch die Erfüllung zusätzlicher Anforderungen im größeren Umfang einen Beitrag zur Netzstabilität zu leisten. Dabei ist es mindestens notwendig, zwischen gesamtsystemischen (überregionalen) SDL (z.B. frequenzstabilisierende Maßnahmen) und lokalen SDL (z.B. spannungsstabilisierende Maßnahmen) zu unterscheiden.

Grundsätzlich betont der BWE die Wichtigkeit eines verlässlichen Regelwerks und **die frühzeitige Antizipation von neuen erforderlichen technischen Anforderungen durch die Netzbetreiber**. Es führt zu großer Unsicherheit in der Windbranche, wenn ad hoc Anforderungen formuliert werden oder es schwer einzuordnen ist, welche Systemdienstleistungen in naher Zukunft aus Netzsicht kritisch erforderlich werden. Ferner benötigen technische Weiterentwicklungen Zeit, auch wenn sie zweifelsohne im Interesse des stabilen Netzbetriebs perspektivisch notwendig sind. Daher ist es essenziell, den Dialog zwischen Netzbetreibern und der Windbranche zu intensivieren und die künftigen Anforderungen in einem fairen Verfahren unter Beteiligung der Stakeholder zu definieren. Die Überführung der BDEW-Mittelspannungsrichtlinie in den VDE/FNN stellt einen wichtigen Schritt in diese Richtung dar.

## Daraus resultieren folgende Handlungsempfehlungen:

- Der BWE spricht sich für die **Möglichkeit der Schaffung von Systemdienstleistungsmärkten** aus für Dienste, die über die technischen Mindestanforderungen hinausgehen.
- Die Quantifizierung der technischen Mindestanforderungen sollte über eine **Kosten-Nutzen-Analyse** geschehen, die transparent für alle Stakeholder nachzuvollziehen ist. Eine **technologieoffene Definition der Systemdienstleistungen** ist essenziell, damit auch Marktakteure über die Erzeuger hinaus diese erbringen und am Markt teilnehmen können.

**Nächste Schritte** sollten nach Ansicht des BWE sein:

- **Identifikation von netztechnischen Notwendigkeiten:**
  - Was benötigt das Netz wann, wo, wie?  
(Wesentlich weiter und grundsätzlicher gefasst als SDL heute wegen des Umbaus hin zu mehr umrichterbasierter, dezentraler und volatiler Erzeugung.)
- **Identifikation von potenziellen Erbringern dieser zukünftigen SDL:**  
Wer könnte es technisch? Welche technischen Entwicklungsrichtungen wären wünschenswert?
- **Zwingende Mindestanforderung versus Marktmechanismus:**  
Wie wäre der volkswirtschaftlich optimale Ansatz für die verschiedenen SDL?
- **Überarbeitung von technischen Mindestanforderungen** sowie Etablierung von Marktregeln für Erzeugungsanlagen und Lasten.

Der BWE hält es für essenziell, in den Dialog bei der Formulierung von technischen Anforderungen eingebunden zu sein, um den aktiven Beitrag der Windbranche zur Systemsicherheit weiter auszubauen. Mit seinem Arbeitskreis Netze bringt sich der BWE auf der fachlichen Ebene bereits konstruktiv und engagiert in die Diskussion ein. Die Erarbeitung eines Positionspapiers zu Systemdienstleistungen von Windenergieanlagen wird der nächste wichtige Baustein für die Identifizierung von Möglichkeiten heute und in der Zukunft sein.

## 5. Einrichtung eines Anlagenregisters

---

### Herausforderung

---

Die Informationserfordernisse werden im Stromversorgungssystem mit immer mehr dezentralen Erzeugungsanlagen zunehmend komplexer. Sowohl für Übertragungsnetzbetreiber als auch für Verteilnetzbetreiber ist für den sicheren Systembetrieb Kenntnis über die angeschlossenen Erzeugungsanlagen und ihre elektrischen Eigenschaften unerlässlich. Dies betrifft ebenso wie die konventionellen Kraftwerke die dezentralen Erzeugungsanlagen, die an die unteren Spannungsebenen in den Verteilnetzen angeschlossen sind und nunmehr systemrelevant geworden sind. Bislang ist bei letzteren die Informationsschnittstelle für den Anlagenbetreiber der **Anschlussnetzbetreiber** (bei dezentralen Erneuerbare Energie-Anlagen wie der Windenergie Onshore meist der Verteilnetzbetreiber), der auch in den Prozess der Zertifizierung miteingebunden ist. Die Erfahrung, wie beispielsweise im Rahmen der **Frequenzschutzproblematik** (das sog. 50,2 Hz-Problem, welches im nächsten Schritt der Frequenzschutzzumrüstung ebenfalls Windenergieanlagen umfassen wird), hat gezeigt, dass ein großer Aufwand vonnöten ist zur nachträglichen Erhebung der Anlagendaten auf den unteren Spannungsebenen. Dies ist insbesondere der Tatsache geschuldet, dass kein zentrales Register mit vereinheitlichten Datenformaten besteht.

Derzeitig existieren **parallel verschiedene Register**, die **unterschiedliche Funktionen** innehaben: Das Herkunftsnachweisregister des Umweltbundesamts zur verpflichtenden Stromkennzeichnung, das Biogasregister zum Nachweis von Biogasmengen und -qualitäten, das Nachhaltige Biomasse-System (Nabisy) der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung sowie das Photovoltaikanlagenregister (Meldeportal) der Bundesnetzagentur. Für Kraftwerke, die nach den Vorgaben der Kraftwerks-Netzanschlussverordnung (KraftNAV) angeschlossen sind, besteht für Netzbetreiber nach § 9 KraftNAV die Verpflichtung, diese in einem gemeinsamen Register zu führen. Die Daten des **Kraftwerksanschluss-Registers** sind Anschlussnehmern sowie Energieaufsichts- und Regulierungsbehörden in geeigneter Form zur Verfügung zu stellen (§9 KraftNAV). Die Erstellung und Aktualisierung dieses Registers obliegt zu Zeit dem Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN 2013).

Des Weiteren erfolgt die Veröffentlichung tatsächlicher Stromversorgung auf der EEX-Transparenzplattform (EEX 2013). Eine Veröffentlichung der EEG-Anlagenstammdaten erfolgt auf EEG / KWK-G, der Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber (EEG / KWK-G 2013). Jedoch beinhaltet die EEG-KWK-Internetplattform bislang keine Bewegungsdaten, und viele Netzbetreiber verwenden uneinheitliche Datenformate, wobei einige Daten unvollständig sind bzw. bereinigt werden müssen (energymap 2013).

Eine **Verordnungsermächtigung** für ein Erneuerbare Energien-Anlagenregister gab es bereits im EEG 2004 (§15 Abs. 3) mit dem Ziel der Schaffung von mehr Transparenz und der Vereinfachung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus. Im aktuellen **EEG 2012** sieht §64e EEG Nr. 1 bis Nr. 6 weitere Spezifikationen vor. Gemäß §64e Nr. 3d kann im Rahmen der Ausgestaltung eines Anlagenregisters ebenfalls festgelegt werden, „dass die Angaben mit den Daten des Herkunftsnachweisregisters nach § 55 Absatz 3 oder mit anderen Registern abgeglichen werden, die auf Grund dieses Gesetzes oder einer hierauf erlassenen Rechtsverordnung

---

eingrichtet werden“. Ebenso können laut §64e Nr. 4 Netzbetreiber verpflichtet werden, die **Ist-Einspeisung** von Anlagen, die im Anlagenregister registriert sind und mit technischen Einrichtungen nach §6 Abs. 1 Nr. 2 EEG ausgestattet sind, abzurufen und die Daten an das Anlagenregister zu übermitteln. Ähnlich wie bei der Pluralität der gegenwärtig existierenden Register gestaltet sich derzeit die Erfassung von **Einspeisemanagement-Maßnahmen** nach §11 EEG oder § 13(2) EnWG, die dezentral auf den Webseiten der Netzbetreiber bekanntgegeben wird. Auch hier wäre eine zentrale Erfassung – zusätzlich zu der nachträglichen Analyse im Monitoringbericht der Bundesnetzagentur – zur Erhöhung der Transparenz wünschenswert.

## Lösungsansätze

---

Für die Zukunft ist die Ist-Wert-Erfassung des Netzzustandes auf den unteren Spannungsebenen essenziell. Eine Vereinheitlichung der Datenformate – oder, sofern unterschiedliche Register koexistieren – die Vergabe eindeutiger Zuordnungsschlüssel für Anlagen, um eine Verlinkung der Register untereinander zu gewährleisten, ist für den Abgleich notwendig. Ein zentrales Anlagenregister sollte hierbei über den §64e EEG hinausgehend auch konventionelle Anlagen sowie natürlich Erneuerbare Energien-Anlagen mit und ohne EEG-Vergütungsanspruch erfassen. Die Leistungs- und Erzeugungsdaten im Anlagenregister müssen fortlaufend aktualisiert werden. Die damit verknüpften Register (sofern sie weiterbestehen) sollten dem ebenso Rechnung tragen.

## Daraus resultieren folgende Handlungsempfehlungen:

- Unabhängig seiner näheren Ausgestaltung ist eine **hohe Qualität, Aktualität und Vollständigkeit der Daten** sowie ein **vereinheitlichtes Datenformat** eine Grundvoraussetzung für die effektive Nutzung des Anlagenregisters.
- Erster Schritt zur Einrichtung eines Anlagenregisters:
  - Eine **Kosten-Nutzen-Analyse** sollte darüber Aufschluss geben, wie weitgehende Datenanforderungen im Rahmen eines Anlagenregisters volkswirtschaftlich sinnvoll sind.
  - Das **derzeitige System gilt es zu optimieren**, durch entsprechend rechtzeitige Aktualisierungen (Schnittstelle Verteilnetz- und Übertragungsnetzbetreiber) sowie entsprechend hohe Qualität der Daten und – wo nötig – Vereinheitlichung der Datenformate.
- Ein zweiter Schritt wäre dann der Aufbau eines **Stammdatenregisters**, in das bestimmte systemrelevante technische Einstellungen, wie beispielsweise Frequenzschutzeinstellungen, bereits integriert sind.
  - Das Stammdatenregister sollte mit einem **Einspeisemanagementregister** verlinkt und entsprechend kohärent ausgestaltet sein.
  - Ebenso muss die **Kohärenz** zum Datenabgleich mit parallel bestehenden Registern gewährleistet sein. Hierbei ist auf Datenschutzanforderungen zu achten.
  - Das **Anlagenregister** sollte nicht nur EEG-Anlagen, sondern ebenso Erneuerbare Energie-Anlagen ohne EEG-Vergütung sowie konventionelle Kraftwerke enthalten.
  - Das Anlagenregister sollte bei der Bundesnetzagentur verankert sein und dort verwaltet werden.
- Zusätzlich könnte das **Anlagenregister dann weiterentwickelt** werden bis hin zur Vereinfachung des Ausgleichsmechanismus (wie bereits im EEG 2004 angedacht, s.o.) und Werten der Ist-Einspeisung. Grundsätzlich sollte hierbei das Potenzial bereits bestehender technischer Einrichtungen, wie die nach §6 Abs. 1 EEG zur Abrufung der Ist-Einspeisung, genutzt werden. Um Aufwand und Notwendigkeit des Umfangs eines Anlagenregisters sinnvoll gegeneinander abzuwägen, sollte von einem unabhängigen Forschungsträger hierzu eine Kosten-Nutzen-Analyse erstellt werden. Gegenstand dieser Analyse sollte auch sein, bis zu welcher Leistungsklasse es kritisch und notwendig ist, kleine Erzeugungsanlagen zu registrieren.

- BMU, 2012. Bericht der AG 3 Interaktion vom 15.10.2012. [http://www.bmu.de/fileadmin/Daten\\_BMU/Bilder\\_Unterseiten/Themen/Klima\\_Energie/Erneuerbare\\_Energien/Plattform\\_Erneuerbare\\_Energien/121015\\_Bericht\\_AG\\_3-bf.pdf](http://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Bilder_Unterseiten/Themen/Klima_Energie/Erneuerbare_Energien/Plattform_Erneuerbare_Energien/121015_Bericht_AG_3-bf.pdf)
- BNetzA (Bundesnetzagentur), 2013. Bundesnetzagentur, Bundeskartellamt. Monitoringbericht 2012. 3. Auflage. [http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Presse/Berichte/2012/MonitoringBericht2012.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Presse/Berichte/2012/MonitoringBericht2012.pdf?__blob=publicationFile)
- BNetzA (Bundesnetzagentur), 2012. Bestätigung. Netzentwicklungsplan Strom 2012 vom 25. Nov. 2012. [http://nvonb.bundesnetzagentur.de/netzausbau/Bestaetigung\\_Netzentwicklungsplan\\_Strom\\_2012.pdf](http://nvonb.bundesnetzagentur.de/netzausbau/Bestaetigung_Netzentwicklungsplan_Strom_2012.pdf)
- BTU (Brandenburgische Technische Universität Cottbus), Schwarz, H., Fuchs, A. Pfeiffer, K., 2013. Studie zu separaten Netzen. Studie im Auftrag des Ministeriums für Wirtschaft und Europaangelegenheiten des Landes Brandenburg. [http://www.energie.brandenburg.de/media/bb1.a.2865.de/Studie\\_zu\\_separaten\\_Netzen.pdf](http://www.energie.brandenburg.de/media/bb1.a.2865.de/Studie_zu_separaten_Netzen.pdf)
- dena, 2012. Agricola, A.-Cl. et al. dena-Verteilnetzstudie. Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030. Endbericht, 11.12.2012. [http://www.dena.de/fileadmin/user\\_upload/Projekte/Energiesysteme/Dokumente/denaVNS\\_Abschlussbericht.pdf](http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Projekte/Energiesysteme/Dokumente/denaVNS_Abschlussbericht.pdf)
- dena, 2012a. Übersicht Stromübertragungstechnologien auf Höchstspannungsebene. [http://www.effiziente-energiesysteme.de/fileadmin/user\\_upload/PDF-Dokumente/Publikationen/120619\\_Uebersicht\\_Neuer\\_Stromuebertragungstechnologien.pdf](http://www.effiziente-energiesysteme.de/fileadmin/user_upload/PDF-Dokumente/Publikationen/120619_Uebersicht_Neuer_Stromuebertragungstechnologien.pdf)
- dena (Hrsg.), 2010. dena-Netzstudie II. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015-2020 mit Ausblick 2025. [http://www.dena.de/fileadmin/user\\_upload/Publikationen/Erneuerbare/Dokumente/Endbericht\\_dena-Netzstudie\\_II.PDF](http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Erneuerbare/Dokumente/Endbericht_dena-Netzstudie_II.PDF)
- DUH (Deutsche Umwelthilfe), 2012. Stellungnahme zum Netzentwicklungsplan Strom 2012 und zum Umweltbericht (SUP) zum Bundesbedarfsplanentwurf 2012. [http://www.duh.de/uploads/media/20121031\\_DUH\\_Stellungnahme\\_NEP12\\_final.pdf](http://www.duh.de/uploads/media/20121031_DUH_Stellungnahme_NEP12_final.pdf)
- Ecofys (Bömer, J., Döring, M., Beestermöller, C.), 2012. Abschätzung der Bedeutung des Einspeisemanagements nach § 11 EEG und § 13 Abs. 2 EnWG. Auswirkungen auf die Windenergieerzeugung in den Jahren 2010 und 2011. [http://www.wind-energie.de/sites/default/files/download/publication/abschaetzung-der-bedeutung-des-einspeisemanagements-nach-ss-11-eeg-und-ss-13-abs2-enwg/20121206\\_ecofy\\_studie\\_einsman\\_final.pdf](http://www.wind-energie.de/sites/default/files/download/publication/abschaetzung-der-bedeutung-des-einspeisemanagements-nach-ss-11-eeg-und-ss-13-abs2-enwg/20121206_ecofy_studie_einsman_final.pdf)
- EEG-KWK-G, 2013. EEG-Anlagenstammdaten. <http://www.eeg-kwk.net/de/Anlagenstammdaten.htm>
- EEX, 2013. EEX-Transparenzplattform. <http://www.transparency.eex.com/de/>
- Energymap, 2013. Die Motivation zu unserem „EEG-Anlagenregister“. <http://www.energymap.info/download.html>
- Erneuerbare Energien, 2011. Studie: Hochtemperaturleiter sparen kosten. <http://www.erneuerbareenergien.de/studie-hochtemperaturleiter-sparen-kilometer-und-kosten/150/490/32546/>
- FNN, 2013. Kraftwerksanschluss-Register. <http://www.vde.com/de/fnn/arbeitsgebiete/Seiten/KW-Register.aspx>
- FGH, Consentec, IAEW, 2012. Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V. Studie zur Ermittlung der technischen Mindestleistung des konventionellen Kraftwerkspark zur Gewährleistung der Systemstabilität in den deutschen Übertragungsnetzen bei hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien. Abschlussbericht, 20. Januar 2012. [http://www.50hertz.com/de/file/4TSO\\_Mindestleistung\\_final.pdf](http://www.50hertz.com/de/file/4TSO_Mindestleistung_final.pdf)
- izes (Leprich, U., Hauser, E., Grashof, K., Grote, L., Luxenburger, M., Sabatier, M., Zipp, A.), 2012. Kompassstudie Marktdesign. Leitideen für ein Design eines Stromsystems mit hohem Anteil fluktuierender Erneuerbarer Energien. [http://www.bee-ev.de/\\_downloads/publikationen/studien/2012/1212\\_BEE-GPE-IZES-Kompassstudie-Marktdesign.pdf](http://www.bee-ev.de/_downloads/publikationen/studien/2012/1212_BEE-GPE-IZES-Kompassstudie-Marktdesign.pdf)
- Jarass, L., Obermair, G.M., 2012. Welchen Netzausbau erfordert die Energiewende? – Unter Berücksichtigung des Netzentwicklungsplans Strom 2012. Münster, 2012. MV-Verlag. Verlagshaus Monsenstein und Vannerdat OHG Münster.

# Literatur

---

- NEP (Netzentwicklungsplan), 2012. Netzentwicklungsplan Strom 2012. 2. Überarbeiteter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. [http://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/NEP\\_2012\\_2/NEP2012\\_2\\_Kapitel\\_1\\_bis\\_8.pdf](http://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/NEP_2012_2/NEP2012_2_Kapitel_1_bis_8.pdf)
- NEP, 2013. Netzentwicklungsplan Strom 2013. 1. Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. <http://www.netzentwicklungsplan.de/content/netzentwicklungsplan-2013-erster-entwurf>
- NEP, 2013a. Netzentwicklungsplan Strom 2013. 2. Überarbeiteter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. [http://www.netzentwicklungsplan.de/NEP\\_2013\\_2\\_Entwurf\\_Teil\\_1\\_Kap\\_1\\_bis\\_9.pdf](http://www.netzentwicklungsplan.de/NEP_2013_2_Entwurf_Teil_1_Kap_1_bis_9.pdf)
- TC (Transmission Code), 2007. Verband der Netzbetreiber (VDN) e.V. beim VDEW. TransmissionCode 2007. Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Version 1.1, August 2007.

# Impressum

---

- Herausgeber** Bundesverband WindEnergie e.V.  
Neustädtische Kirchstraße 6, 10117 Berlin  
V.i.S.d.P. Sylvia Pilarsky-Grosch  
E-Mail: [info@wind-energie.de](mailto:info@wind-energie.de)  
Internet: [www.wind-energie.de](http://www.wind-energie.de)
- Ansprechpartner** Dr. Stephanie Ropenus,  
stellvertretende Abteilungsleiterin Politik (Referentin Netzintegration),  
T +49 (0)30 / 21 23 41 – 244, [s.ropenus@wind-energie.de](mailto:s.ropenus@wind-energie.de)  
Georg Schroth, Leiter Politik,  
T +49 (0)30 / 21 23 41 – 242, [g.schroth@wind-energie.de](mailto:g.schroth@wind-energie.de)
- Redaktion** Jurek Aengenvoort (juwi technologies GmbH), Mitglied im BWE-AK Netze  
René Eggemeyer (ALSTOM Grid GmbH), Sprecher des BWE-AK Netze  
Werner Frohwitter (Energiequelle GmbH), Mitglied im BWE-AK Netze  
Stefan Grothe (Bundesverband WindEnergie e.V.), BWE-Geschäftsstelle  
Uwe Herzig (ibE Betriebsgesellschaft mbH), Sprecher des BWE-AK Netze  
René Just (Energiequelle GmbH), Sprecher des BWE-AK Netze  
Michael Liesner (ENERCON GmbH), Mitglied im BWE-AK Netze  
Dr. Nis Martensen (Energynautics GmbH), Mitglied im BWE-AK Netze  
Isabel Messing (juwi technologies GmbH), Mitglied im BWE-AK Netze  
Eckard Quitmann (ENERCON GmbH), Sprecher des BWE-AK Netze  
Dr. Stephanie Ropenus (Bundesverband WindEnergie e.V.), BWE-Geschäftsstelle  
Georg Schroth (Bundesverband WindEnergie e.V.), BWE-Geschäftsstelle  
Volker Schulz (REpower Systems GmbH), Sprecher des BWE-AK Netze  
Alfons Sommer (IEE – Ingenieurbüro für el. Energieanlagen),  
Mitglied im BWE-AK Netze
- Stand** 15. Januar 2014
- Gestaltung** bigbenreklamebureau gmbh



