



# REGIONALE PLANUNGSGEMEINSCHAFT MITTELTHÜRINGEN

Körperschaft des öffentlichen Rechts  
Planungsausschuss

## **Beschluss Nr. PLA 29/05/13 vom 8.5.2013**

### **Stellungnahme**

der Regionalen Planungsgemeinschaft Mittelthüringen (RPG) zum

### **Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans Strom 2014**

Mit dem Ausstieg aus der Kernenergie einerseits und dem fortschreitenden Ausbau der Erneuerbaren Energien andererseits wurde in Deutschland die sogenannte „Energiewende“ beschlossen. Dadurch werden sich in Zukunft insbesondere die (großen) Energieerzeuger anders verteilen als bisher: Während in Süd- und Westdeutschland die Atommeiler vom Netz gehen, wird vor allem in Norddeutschland die Windenergienutzung stark ausgebaut. Da die großen, viel Energie verbrauchenden Unternehmen weiterhin in großer Zahl in Süddeutschland zu finden sind, muss verstärkt Strom vom Norden in den Süden transportiert werden.

Vor diesem Hintergrund haben die Übertragungsnetzbetreiber den gesetzlichen Auftrag, jährlich einen Netzentwicklungsplan (NEP) für den Ausbau und die Modernisierung der Übertragungsnetze zu erarbeiten. § 12b des novellierten Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) definiert Aufgabe und wesentliche Inhalte des NEP: „Die Betreiber von Übertragungsnetzen legen der Regulierungsbehörde jährlich zum 3. März, erstmalig aber erst zum 3. Juni 2012 (...) einen gemeinsamen nationalen Netzentwicklungsplan zur Bestätigung vor. Der gemeinsame nationale Netzentwicklungsplan muss alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des Netzes enthalten, die in den nächsten zehn Jahren für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind.“

Die Erarbeitung des Netzentwicklungsplans erfolgt in mehreren Schritten:

1. Erstellung des Szenariorahmens durch die Übertragungsnetzbetreiber
- 2. Konsultation zum Szenariorahmen durch die Bundesnetzagentur**
3. Erstellung des 1. NEP-Entwurfs durch die Übertragungsnetzbetreiber
4. Konsultation und Überarbeitung des 1. NEP-Entwurfs
5. Überprüfung des 2. NEP-Entwurfs durch die Bundesnetzagentur
6. Konsultation des finalen NEP-Entwurfs durch die Bundesnetzagentur
7. Genehmigung des NEP durch die Bundesnetzagentur

Mindestens alle drei Jahre wird aus dem NEP ein verbindlicher Bedarfsplan erlassen.

Für die im Bedarfsplan enthaltenen länderübergreifenden Höchstspannungsleitungen wird kein Raumordnungsverfahren durchgeführt, sondern die Bundesnetzagentur bestimmt im Rahmen der Bundesfachplanung die Trassenkorridore.

Im Rahmen der Konsultation zum Szenariorahmen des NEP 2014 fasst der Planungsausschuss der RPG auf der Grundlage des vorliegenden Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Strom 2014 folgenden Beschluss:

- 1) **Es sollte dargelegt werden, inwiefern sich in der Stromerzeugung in Deutschland die Erzeugung und die Last regionalisieren lassen und wie sich dies auf den Netzausbaubedarf auswirken würde.**
- 2) **Die bis zum Juli 2013 von den Übertragungsnetzbetreibern vorzulegende Sensitivitätsbetrachtung zur Absenkung des Strombedarfs sollte in den Szenariorahmen einfließen oder ergänzend zum Szenariorahmen bei der Erarbeitung des Entwurfs zum NEP 2014 berücksichtigt werden.**
- 3) **Die über die neue Regionalisierungsmethode errechneten Werte in den Szenarien A 2024, B 2024 und C 2034 werden für Thüringen als sehr plausibel erachtet. Die neue Methode sollte beibehalten werden.**

### **Begründung:**

Zu 1)

In verschiedenen Orten und Regionen Deutschlands gibt es das Bestreben, energieautark zu werden (Bsp. Bayern). Solange diese Energieautarkie nur rechnerisch übers Jahr gesehen besteht, wird sich nichts am Umfang der neuzubauenden oder zu verstärkenden Übertragungsleitungen ändern. Eine echte Stromautarkie in Teilräumen Deutschlands müsste dagegen bei der Netzentwicklungsplanung berücksichtigt werden. Dies gilt umso mehr, als sich zumindest regionale Teilautarkien z. T. bereits jetzt schon realisieren oder prognostizieren lassen.

Zu 2)

Es ist sehr zu begrüßen, dass die Übertragungsnetzbetreiber dazu verpflichtet wurden zu überprüfen, welche Auswirkungen es hat, wenn sich der Strombedarf in den nächsten Jahren verringern sollte. Auf diese Weise können die Ergebnisse des Netzentwicklungsplans noch zukunftsfester gemacht werden.

Zu 3)

### **Bioenergie:**

In Thüringen liegt mit dem Bestands- und Potenzialatlas für erneuerbare Energien eine Studie vor, die wissenschaftlich der Frage nachgegangen ist, wie hoch das Potenzial für die Bioenergienutzung in den kommenden Jahrzehnten in Thüringen sein wird.<sup>1</sup> Für alle Bioenergeträger wurde dazu separat und sehr akribisch ermittelt, wie hoch die ungenutzten Reserven sind.

Im Ergebnis wurde festgestellt, dass verschiedene wichtige Bioenergeträger bereits heute zu hohen Anteilen genutzt werden und ihre Menge zudem kaum noch gesteigert werden kann. Hierzu zählen Altholz und Waldrestholz (bereits zu 90% genutzt) sowie Sägewerksnebenprodukte (zu 80% genutzt). Weitere Bioenergeträger werden zwar erst zu einem geringen Anteil genutzt, sind aber mengenmäßig heute und in Zukunft von untergeordneter Bedeutung (z.B. Landschaftspflegeholz, Verwurfgetreide, Grünabfall, Bioabfall).

---

<sup>1</sup> Thüringer Bestands- und Potenzialatlas für erneuerbaren Energien im Auftrag des Thüringer Ministeriums für Wirtschaft, Arbeit und Technologie, 2011, ab Seite A3-20.

Mengenmäßig bedeutsam und noch steigerbar sind die Strohpotenziale sowie Holz aus Kurzumtriebsplantagen und Substrate für die Biogasgewinnung – und damit hauptsächlich solche Bioenergeträger, die in Konkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion stehen. Von der Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft wird ein Anteil von 20-25% der Anbaufläche für Energiepflanzen noch als nachhaltig angesehen unter dem Gesichtspunkt, dass Thüringen dann noch ausreichend Fläche zur Verfügung hat, um sich selbst sowie einen Anteil der Ballungszentren mit Nahrungsmitteln zu versorgen.<sup>2</sup> Diesen Ansatz hat man auch im Thüringer Bestands- und Potenzialatlas für erneuerbare Energien für die darin entwickelten Szenarien gewählt. Im untersten Szenario (20% der Fläche für Energiepflanzen) wird bis zum Jahr 2024 eine Steigerung der Stromproduktion aus allen Bioenergeträgern um das 1,4-fache gegenüber 2012 ermittelt.<sup>3</sup> Betrachtet man den im Szenariorahmen zum NEP 2014 für den 31.12.2012 für Thüringen angegebenen Bestandswert von 0,2 GW installierter Leistung und den Wert von 0,3 GW aus dem Szenario A 2024, so wird deutlich, dass die Zunahme hier ganz ähnlich ist. Der Wert kann damit als sehr plausibel für den unteren Rand der wahrscheinlichen Entwicklung gelten.

Der Wert von 0,3 GW aus dem Szenario B 2024 ist ebenfalls nachvollziehbar, weil er noch unter dem ambitionierten Wert der Ländermeldung Thüringens für das Szenario C 2024 liegt. Der nach der *bisherigen* Regionalisierungsmethodik für die Szenarien A 2024 und B 2024 ermittelte Wert von 0,5 GW installierter Leistung dagegen muss als vollkommen unrealistisch eingeschätzt werden. Er wäre selbst als oberer Rand der wahrscheinlichen Entwicklung noch zu hoch.

#### Windenergie:

Die Zuwächse bei der Windenergienutzung (Onshore) zu prognostizieren, ist schwierig, weil sie ganz maßgeblich davon abhängen, wie viel Fläche für die Windenergie zur Verfügung gestellt wird. Je nach Bundesland sind für die Flächenausweisungen die Gemeinden oder, wie in Thüringen, die Planungsregionen verantwortlich.

In allen vier Regionalen Planungsgemeinschaften in Thüringen sind in den Jahren 2011 bzw. 2012 überarbeitete Regionalpläne in Kraft getreten, in denen Vorranggebiete Windenergie mit der Wirkung von Eignungsgebieten festgesetzt sind. Bei ihrer Auswahl wurde für die Rentabilität der Windenergieanlagen eine untere Schwelle von 60% des Referenzertrages nach EEG angesetzt<sup>4</sup>. Bei der nächsten Fortschreibung des Regionalplanes wird die Rentabilitätsschwelle wahrscheinlich höher liegen. Damit wird ein höherer Flächenanteil als bisher von vornherein als für die Windenergienutzung ungeeignet ausgesondert werden müssen.

Der Grund dafür liegt darin, dass im EEG die Einspeisevergütung für Strom aus Windenergieanlagen degressiv gestaltet ist: Jährlich wird für neu ans Netz gegangene Windenergieanlagen 1,5% weniger Einspeisevergütung gezahlt als wenn sie im Kalenderjahr vorher gebaut worden wären. Berücksichtigt man zusätzlich die Inflation, ist die tatsächliche Degression noch höher. Gleichzeitig ist nicht ersichtlich, dass die mit der Realisierung und dem Betrieb eines Windparks einhergehenden Kosten (in dem Maße) sinken würden. Das bedeutet, dass

---

<sup>2</sup> Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft: Regionale Biomassepotenziale zur energetischen Nutzung im Freistaat Thüringen, Jena, 2010, S. 14f

<sup>3</sup> Eigene Berechnung auf der Basis interpolierter Werte aus dem Thüringer Bestands- und Potenzialatlas für erneuerbaren Energien im Auftrag des Thüringer Ministeriums für Wirtschaft, Arbeit und Technologie, 2011, Tabelle 27, S. 88

<sup>4</sup> Der Referenzertrag stellt einen Vergleichsmaßstab dar, mit dessen Hilfe sich verschiedene Windenergiestandorte vergleichen lassen. Der Referenzertrag ist diejenige Strommenge, die ein bestimmter Windenergieanlagen-Typ an einem idealen, theoretischen Referenzstandort (mit einheitlicher Windgeschwindigkeit usw.) in fünf Betriebsjahren erbringen würde (vgl. Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), Anlage 3). Diese Strommenge (= 100% Referenzertrag) ist ein Maß für einen mittelmäßigen Windstromertrag.

die Errichtung von Windenergieanlagen in weniger windhöffigen Gebieten zunehmend unrentabel wird.

Zwei Veröffentlichungen untermauern dies: Im Wissenschaftlichen Begleitgutachten Windenergie zum Erfahrungsbericht des EEG 2011 heißt es, dass "Standorte im Bereich einer Standortqualität von 60-75% heute ohnehin nicht wirtschaftlich bebaubar sind".<sup>5</sup> Bei diesem Gutachten wurde, was die angesetzten Kosten für die Entwicklung eines Windparks angeht, von Mittelwerten ausgegangen. Darauf aufbauend wurde eine weitere Studie beauftragt, die die getroffenen Annahmen einer Sensitivitätsanalyse unterzog mit dem Ergebnis, dass Windenergieanlagen auf Standorten mit einem Referenzertrag von 60% nicht wirtschaftlich sind – und auf Standorten mit einem Referenzertrag zwischen 60% und 80% nur unter besonders günstigen Voraussetzungen (siehe sehr übersichtlich aufbereitet die Tabellen 4 - 9 ab Seite 14).<sup>6</sup> Und damit nicht genug: Diese Aussagen wurden zu einem Zeitpunkt getroffen, als die Vergütungs-Degression bei Windenergieanlagen noch bei 1% jährlich lag gegenüber 1,5% heute. Die Situation ließe sich nur dadurch verändern, dass die Einspeisevergütung (zumindest für windschwächere Standorte) angehoben würde. Weil dies jedoch die EEG-Umlage und damit die Strompreise steigen ließe, ist damit vermutlich nicht zu rechnen.

Für die Regionalplanung bedeutet das, dass bei der nächsten Fortschreibung des Planes anstelle eines Referenzertrages von 60% vielleicht 80% oder sogar 100% angesetzt werden muss. Ansonsten setzt sie sich dem Vorwurf aus, unrentable Standorte auszuweisen und dadurch eine Verhinderungsplanung zu betreiben. Als Anlage ist eine Karte beigefügt, die für die Planungsregion Mittelthüringen die Flächen mit einem Referenzertrag von mindestens 60%, 80% und 100% darstellt.<sup>7</sup> Sie zeigt, dass bei einem Mindestreferenzertrag von 80% oder gar 100% deutlich mehr Fläche herausfällt, weil sie allein aus Rentabilitätsgründen für die Windenergienutzung nicht geeignet ist. Unter diesen Bedingungen ist es wenig wahrscheinlich, dass die installierte Leistung an Windenergieanlagen in Thüringen bis zum Jahr 2024 mindestens auf das 2,5 ansteigen wird, wie es nach der Regionalisierungsmethode aus dem NEP 2013 sogar für das unterste Szenario A 2024 der Fall sein müsste. Die neue Regionalisierungsmethode, nach der ja immer noch ein Zuwachs von mindestens 50% bis 2024 erwartet wird, erscheint da wesentlich plausibler.

Die südlichen Bundesländer Bayern und Baden-Württemberg sind in weiten Teilen noch windschwächer als Thüringen. Sie sind deswegen von einem Anstieg der Rentabilitätsschwelle für Windenergieanlagen noch stärker betroffen. Der beigefügte Kartenausschnitt aus Baden-Württemberg mit Flächen mit einem Mindest-Referenzertrag von 60% bzw. 80% soll dies verdeutlichen. Die neue Regionalisierungsmethode im Szenariorahmen NEP 2014 liefert deswegen auch für Bayern und Baden-Württemberg wesentlich plausiblere Werte als die Regionalisierungsmethode aus dem NEP 2013.

---

<sup>5</sup> 2. Wissenschaftlicher Bericht zur Vorbereitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2011 gemäß § 65 EEG – Vorhaben IIe Windenergie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 2011, Kapitel 11, S. 161

<sup>6</sup> Wirtschaftlichkeit von Standorten für die Windenergienutzung – Untersuchung der wesentlichen Einflussparameter, im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 2012

<sup>7</sup> Die Referenzerträge wurden berechnet für eine angenommene Nabenhöhe von 100m, also für Windenergieanlagen mit einer Gesamthöhe von etwa 150m. Mittlerweile gibt es noch deutlich höhere Windenergieanlagen. Im Rahmen der nächsten Fortschreibung des Regionalplanes wird daher voraussichtlich der Referenzertrag für eine größere Nabenhöhe berechnet. Allerdings wird die neue Karte nicht wesentlich anders aussehen als die Karte mit den Referenzerträgen für die Nabenhöhe von 100m, weil sich – gleichgültig ob es sich beispielsweise um 100m oder 150m hohe Windenergieanlagen handelt – die Flächen einer Referenzertragsstufe nicht sehr stark voneinander unterscheiden. Zur Verdeutlichung ist eine weitere Karte beigefügt, die zum gegenwärtigen Zeitpunkt beispielhaft zeigt, wie wenig die Flächen mit einem Referenzertrag von mindestens 60% bei einer Nabenhöhe von 80m und 100m voneinander abweichen.

Photovoltaik (PV):

Die Übertragungsnetzbetreiber haben eine Kurz- und Mittelfristprognose zu den Erneuerbaren Energien in Auftrag gegeben. Der Endbericht kommt zu dem Ergebnis, dass nach dem Einstellen der EEG-PV-Förderung (voraussichtlich 2015) die jährlichen PV-Zubauraten um mehr als 90% gegenüber den Jahren 2013 / 2014 zurückgehen werden.<sup>8</sup> Ausgehend von 2012 sind bis zum Einstellen der EEG-PV-Förderung also nur noch wenige Jahre lang höhere PV-Zuwachsraten zu erwarten. Für den 31.12.2012 liegt im Szenariorahmen NEP 2014 für Thüringen ein Bestandswert in Höhe von 0,9 GW installierter PV-Leistung vor; ein Jahr zuvor waren es gemäß dem Szenariorahmen NEP 2013 noch 0,5 GW. Angesichts der hohen Steigerung zwischen 2011 und 2012 um 0,4 GW erscheint der nach der neuen Regionalisierungsmethode für Thüringen ermittelte Wert von 1,4 bzw. 1,5 GW installierter PV-Leistung in den Szenarien A 2024 und B 2024 vielleicht etwas zu niedrig angesetzt – während die Werte von 2,3 bzw. 2,4 GW, die nach der alten Regionalisierungsmethode für die Szenarien A 2024 und B 2024 errechnet wurden, aber sicherlich zu hoch sind. Um diese Werte zu erreichen, müsste sich die installierte Leistung in wenigen Jahren mehr als verdoppeln. Zumindest für den unteren Rand der wahrscheinlichen Entwicklung (Szenario A 2024) dürfte das nicht plausibel sein, so dass auch hier eher der neuen Regionalisierungsmethode der Vorzug gegeben werden kann.

Anmerkung: Für die Prognose der installierten Leistung im Bereich Photovoltaik und Windenergie sind die Ergebnisse des Thüringer Bestands- und Potenzialatlas für erneuerbare Energien (2011) wenig aussagekräftig, weil die Auswirkungen des EEG auf die Rentabilität der Anlagen (noch) nicht berücksichtigt wurden (Einstellen der PV-Förderung, Erhöhung der Degression bei der Einspeisevergütung für Windenergie auf 1,5%).

gez. Hertwig  
Vorsitzender

---

<sup>8</sup> Jahresprognose 2013 und Mittelfristprognose bis 2017 zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG geförderten Kraftwerken, im Auftrag der 50Hertz Transmission GmbH u.a., Köln, 2012, S. 119f