

**Ergebnisse der Plenarsitzung der Plattform „Zukunftsfähige
Energienetze“ am 07. November 2012
im Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie in Berlin**

Die Plattform „Zukunftsfähige Energienetze“ hat folgende Empfehlungen beschlossen:

I. Zum Stand der Umsetzung von EnLAG-Projekten

1. Die Plattform begrüßt die Fortschritte bei den von der BNetzA als vordringlich identifizierten EnLAG-Projekten Osterath-Weißenthurm, Görries-Krümmel und Thüringer Strombrücke und appelliert erneut an alle Beteiligten, auf einen schnellstmöglichen Abschluss hinzuwirken. Insbesondere die Thüringer Strombrücke muss zur Gewährleistung der Systemstabilität bis 2015 fertig gestellt werden.
2. Die Plattform begrüßt den gefundenen Vergleich zwischen TenneT und der niedersächsischen Planfeststellungsbehörde zur Eröffnung des Planfeststellungsverfahrens für den Trassenabschnitt Ganderkesee – St. Hülfe. Die Beteiligten sind aufgefordert, das Planfeststellungsverfahren zügig durchzuführen.
3. Für die Inbetriebnahme weiterer dringlicher EnLAG-Projekte¹ streben die betroffenen Übertragungsnetzbetreiber und Bundesländer folgende Zieldaten an:

Streckenabschnitt	Netzbetreiber	Zieldatum
Kassø (Dänemark) – Hamburg/Nord – Dollern	TenneT	2017
Ganderkesee – Wehrendorf	TenneT, Amprion	2014
Neuenhagen – Bertikow / Vierraden – Krajnik (Polen) „Uckermarkleitung“	50Hertz	2016

¹ Für die drei vordringlichen EnLAG-Projekte Görries Krümmel, Thüringer Strombrücke und Osterath-Weißenthurm hatte die Netzplattform bereits im Mai 2012 Zieldaten formuliert (Görries-Krümmel: 2012, Thüringer Strombrücke: 2015, Osterath-Weißenthurm: 2016).

Diehle – Niederrhein	TenneT, Amprion	2017
Wahle – Mecklar	TenneT	2015
Bergkamen – Gersteinwerk	Amprion	In Betrieb
Kriftel – Eschborn	Amprion	2013
Redwitz – Grafenrheinfeld	TenneT	2013
Neuenhagen – Wustermark „Nordring Berlin“	50Hertz	2018
Eisenhüttenstadt – Baczyina (Polen)	50Hertz	2017 (DEU)
Niederrhein/Wesel – Landesgrenze Niederlande	Amprion	2016
Niederrhein – Uftort – Osterath	Amprion	2017
Wehrendorf - Gütersloh	Amprion	2017
Gütersloh - Bechterdissen	Amprion	2014
Lüstringen – Westerkappeln	Amprion	2014
Kruckel – Dauersberg	Amprion	2017
Dauersberg - Hünfelden	Amprion	In Betrieb
Marxheim - Kelsterbach	Amprion	In Betrieb
Neckarwestheim - Mühlhausen	TransnetBW	2013
Bünzwangen – Lindach – Goldshöfe	TransnetBW	2020

In Anbetracht des voranschreitenden Ausbaus der erneuerbaren Energien und der damit verbundenen Auswirkungen auf das Übertragungssystem müssen auch diese Leitungsprojekte zügig und sowohl bei den Netzbetreibern als auch in den Planungs- und Genehmigungsbehörden mit der notwendigen Priorisierung vorangetrieben werden.

II. Zu den Untersuchungen zur Nutzung von Bahnstromtrassen für den Stromleitungsbau

Die Plattform nimmt die Machbarkeitsstudie der Bundesnetzagentur zur Kenntnis, in der festgestellt wird, dass die Bahnstromtrassen für den benötigten Netzausbau grundsätzlich zu nutzen sind, jedoch entweder nur in sehr begrenztem Umfang oder zu hohen Kosten.

III. Zur Entwicklung einer IT-basierten Wissensplattform zur Unterstützung der Planungs- und Genehmigungsbehörden

1. Die Plattform begrüßt die im Rahmen der Studie „Netzausbau und Natura

2000“ erarbeitete Empfehlung, eine IT-basierte Wissensplattform aufzubauen, die den aktuellen Stand von Fachpraxis und -wissen im Bereich des Gebiets- und Artenschutzes für die Planung und Genehmigung umfassend zugänglich macht.

2. Dieses zentrale Wissensmanagement-Werkzeug könnte den zuständigen Behörden sowie den Vorhabenträgern den Zugang zu Fachinformationen und bestehender Entscheidungspraxis deutlich erleichtern.

IV. Zur bodenkundlichen Begleitung von 380-kV-Erdkabelstrecken

Die Plattform empfiehlt, den Bau der in § 2 EnLAG als Pilotstrecken für die Erdverkabelung vorgesehen Trassen bodenkundlich begleiten zu lassen. Die AG Planungs- und Genehmigungsverfahren wird gebeten, das Thema zu vertiefen.

V. Zu neuen Netztechnologien

Die Plattform begrüßt die von der dena und der AG Neue Technologien weiter entwickelte Technologiemindestliste zu Stromübertragungstechnologien. Es wird ange-regt, auch die AG Planungs- und Genehmigungsverfahren in die weitere Aus-arbeitung der Liste einzubeziehen, insbesondere hinsichtlich der Bewertung von Einsatzmöglichkeiten in der Praxis. Die Ergebnisse sollen im nächsten Plenum vorgestellt werden.

VI. Zum Investitionsbedarf und regulatorischen Rahmenbedingungen im Bereich der Verteilernetze

1. Die Plattform empfiehlt, Kosten aus Erweiterungsinvestitionen der Spannungsebene Hochspannung zukünftig vollständig über Investitionsmaßnahmen und nicht mehr über den Erweiterungsfaktor zu berücksichtigen, um den jeweiligen Investitionsbedarf individuell ermitteln zu können.^{2,3}
2. Die Plattform nimmt zur Kenntnis, dass in der AG Regulierung zur Notwendigkeit einer umfassenden Reform der Anreizregulierung bisher keine Einigkeit besteht. Der aktuelle Stand der Diskussion ist dem

² HE, BY: Vorbehalt zum Gesamttext. Gewünscht wird ein einheitlicher Ansatz für alle Netzebenen.

³ BNE, vzbv: Zustimmung vorbehaltlich einer Verständigung darüber, dass der Ansatz von Transparenz und Effizienzsteigerung weiterverfolgt wird.

Sachstandsbericht in der Anlage zu entnehmen.

3. Die Plattform bittet die AG Regulierung, den vorliegenden Vorschlag für eine umfassende Reform vertieft zu diskutieren.

VII. Zum Umbau der Verteilernetze zu intelligenten Netzen

1. Die Plattform ist der Auffassung, dass die Weiterentwicklung der Regelungen zur Netzauslegung und zum Einspeisemanagement eine zentrale Rolle für den Aufbau intelligenter Netze spielen, und begrüßt es daher ausdrücklich, dass beide Aspekte in der Verteilernetzstudie behandelt werden. Darauf aufbauend sollte die AG Intelligente Netze und Zähler Handlungsempfehlungen vorbereiten.
2. Die Plattform bittet die AG Intelligente Netze und Zähler, bis zum Frühsommer 2013 das derzeit in Arbeit befindliche Marktregel-Konzept für das Zusammenspiel der Akteure im intelligenten Netz zu finalisieren und als Handlungsempfehlungsvorschlag einzubringen. Dieser könnte dann als Basis für Überlegungen des BMWi für eine Lastmanagement-Verordnung im Bereich Niederspannung (§14a EnWG-Verordnung) dienen.

Diskussionsstand in der Arbeitsgruppe „Regulierung“ der Plattform Zukunftsfähige Energienetze zu Investitionsrahmenbedingungen in Verteilernetzen

I. Hintergrund

Vor dem Hintergrund einer Studie im Auftrag des BDEW (E-Bridge, IAEW, BET 2011) einerseits und Berechnungen der Bundesnetzagentur andererseits zu Investitionen in Verteilernetzen wurde in der AG Regulierung im vergangenen halben Jahr intensiv über die Notwendigkeit einer Reform der Anreizregulierung diskutiert.

Die genannte Studie im Auftrag des BDEW kommt zu dem Ergebnis, dass wegen des Ausbaus von Photovoltaik und Windenergie zukünftig in erheblichem Umfang Erweiterungsinvestitionen in Verteilernetzen erforderlich werden.

Die BNetzA kommt anhand von Investitionszahlen und Netzentgelten der von ihr regulierten Unternehmen zu dem Ergebnis, dass in den letzten Jahren zwar eine erhöhte Investitionstätigkeit in Verteilernetzen zu erkennen sei, dass diese Investitionen aber, aus Sicht der BNetzA, in der Summe gut aus Netzentgelten finanziert werden konnten und dies auch in der nahen Zukunft zu erwarten sei. Zusätzlich argumentiert die BNetzA, dass bei der letzten Festlegung des Wagniszuschlages bei der Eigenkapitalverzinsung die derzeitige Sondersituation berücksichtigt wurde.

Die generelle Aussage, dass auch in den Verteilernetzen ein erheblicher Investitionsbedarf besteht, wird grundsätzlich von allen AG-Teilnehmern geteilt. Der genaue Umfang dieses Bedarfs bleibt jedoch weiterhin kontrovers. Es besteht unter den AG-Teilnehmern zudem keine Einigkeit darüber, ob es sich bei anstehenden Investitionen überwiegend um Erweiterungs- oder um Ersatzinvestitionen handelt. Dies ist insofern relevant, als Ersatzinvestitionen streng genommen keine neue Herausforderung im Rahmen der Regulierung aufwerfen. Meinungsunterschiede bestehen auch dahingehend, ob jedes einzelne Investitionsprojekt die regulatorisch vorgesehene Rendite erwirtschaften sollte oder ein Verteilernetz als Ganzes. Dazu kommt, dass unser Wissen über die tatsächlichen Renditen, die die ca. 900 Verteilernetze in den vergangenen fünf Jahren erwirtschaftet haben, noch sehr gering ist.

In der AG Regulierung besteht somit keine Einigkeit über das Erfordernis einer umfassenden Regulierungsreform zum jetzigen Zeitpunkt. Dennoch wurden in der AG einzelne Vorschläge zur Reform der Anreizregulierung bereits eingehender diskutiert.

II. Diskussionsverlauf

Die AG hat bisher sowohl über einen umfassenden Reformansatz (jährlicher Kapitalkostenabgleich) als auch über Korrekturen im bestehenden System (Erweiterungsfaktor, Investitionsbudgets für die Hochspannungsebene) beraten.

A. Umfassende Systemänderung: Jährlicher Kapitalkostenabgleich

Der Vorschlag eines jährlichen Kapitalkostenabgleichs zielt darauf, dass Netzbetreiber jährlich auf der Basis von Plandaten ihren Investitionsbedarf anmelden und dieser in demselben Jahr auch seinen Niederschlag in den Erlösobergrenzen der Netzbetreiber findet. Ein Jahr später fände dann der Abgleich mit den Ist-Daten statt. Alle fünf Jahre würde zudem der Effizienzvergleich durchgeführt werden.

Es würde jährlich geprüft werden, in welchem Umfang sich die Kapitalkosten im konkreten Fall verändert haben. Erlösobergrenzen würden bei steigenden Kapitalkosten nach oben und bei sinkenden Kapitalkosten auch innerhalb einer Regulierungsperiode (nicht grundsätzlich nur am Anfang einer Regulierungsperiode) nach unten angepasst werden.

Neben grundsätzlichen Zweifeln einiger AG-Teilnehmer an der Erforderlichkeit einer grundlegenden Reform des Regulierungssystems zum jetzigen Zeitpunkt wurden mehrheitlich auch Vorbehalte gegenüber dem Ansatz geäußert, das Modell auf Strom- und Gasnetzbetreiber aller Netzebenen gleichermaßen anzuwenden (Hauptargument: mangelnde Vergleichbarkeit der Investitionsnotwendigkeiten in den unterschiedlichen Sparten und Netzebenen). Der mit dem Kapitalkostenabgleich einhergehende Wegfall des Instrumentes der Investitionsmaßnahmen wird ebenfalls nicht von allen AG-Teilnehmern begrüßt.

Zudem hält es ein Teil der AG-Teilnehmer für sinnvoll, die Berichte und Gutachten über die Anreizregulierung abzuwarten und erst auf deren Basis eine grundlegende Änderung des Regulierungssystems durchzuführen. Es wird befürchtet, dass ein jährlicher Kapitalkostenabgleich die durch die Anreizregulierung

gesetzten Anreize zur Effizienzsteigerung zumindest stark reduzieren bzw. beseitigen würde.

Andere Teilnehmer plädieren dafür, die Diskussion zum jährlichen Kapitalkostenabgleich in der AG unverzüglich fortzuführen. Insbesondere soll vertieft über Wirkungsweisen und mögliche Folgen eines jährlichen Kapitalkostenabgleichs diskutiert werden.

B. Korrekturen im System

1. Erhöhung der Treffsicherheit des Erweiterungsfaktors

Mit dem Erweiterungsfaktor werden auf Antrag eines Verteilernetzbetreibers Veränderungen einer Versorgungsaufgabe erfasst und durch eine Anpassung der Erlösobergrenzen innerhalb einer Regulierungsperiode berücksichtigt.

Im Jahr 2010 wurde eine Modifizierung der ursprünglichen Erweiterungsfaktorformel vorgenommen.

Die AG ist sich einig, dass auch mit einem modifizierten Erweiterungsfaktor ggf. nicht in allen Fällen vollständige Treffsicherheit erzielt werden kann. Es sollte daher diskutiert werden, ob es systematisch zu erheblichen Überzeichnungen oder Unterzeichnungen des Investitionsvolumens kommen kann, die durch eine Veränderung und/oder Ergänzung der für den Erweiterungsfaktor maßgeblichen Parameter vermieden werden könnten. Die AG ist der Auffassung, dass die diesbezügliche Diskussion in der Unterarbeitsgruppe Erweiterungsfaktor weitergeführt werden könnte.

2. Investitionsbudgets für Netzausbauprojekte in der Hochspannungsebene

Mit dem Instrument der Investitionsmaßnahmen gemäß § 23 der Anreizregulierungsverordnung besteht für Übertragungsnetzbetreiber die Möglichkeit, die Refinanzierung von Erweiterungs- oder Umstrukturierungsmaßnahmen unverzüglich nach Kostenwirksamkeit der Investitionen beginnen zu lassen. Das Instrument findet unter bestimmten Voraussetzungen auch auf Projekte in Verteilernetzen Anwendung. Die AG diskutiert, ob in diesem Zusammenhang eine Veränderung der Voraussetzungen möglich und sinnvoll ist, um das Instrument verstärkt in der Hochspannungsebene (110 kV) anwenden zu können.