

**Endbericht
der Arbeitsgruppe 3
„Anforderungen einer verlässlichen und
versorgungssicheren Energieinfrastruktur in Hessen“
im Rahmen des Hessischen Energiegipfels
Stand: 02.11.2011**

Ergebnisse der Arbeitsgruppe 3

Der Bundestag hat am 30.06.2011 das **Gesetz über einen beschleunigten Ausstieg aus der Kernenergie** beschlossen, wonach sämtliche Kernkraftwerke in Deutschland in einem gestaffelten Zeitrahmen abgeschaltet werden. Die Energieinfrastruktur in Deutschland und insbesondere auch in Hessen ist auf dieses Ausstiegsszenario und den verstärkten Ausbau erneuerbarer Energien anzupassen. Dabei ist eine **bezahlbare, umweltverträgliche und versorgungssichere Energieversorgung** zu gewährleisten. Bei der **Netzausbauplanung** gilt der Grundsatz **„Optimierung vor Verstärkung vor Ausbau“**.

Hessen muss trotz der zentralen Bedarfsplanung der Übertragungsnetze die Möglichkeit behalten, eigene **politische Schwerpunkte bei der Art der Energieerzeugung** aus erneuerbaren Energien zu **setzen**, auch mit dem Ziel, die **Wertschöpfung im Land** zu generieren.

Die volkswirtschaftlichen Wirkungen werden stark durch die jeweiligen Ziellösungen definiert. Sofern innovative Lösungen gefunden werden, die von hessischen Unternehmen vorangetrieben werden, kann die **Wirkung auf die regionale Wirtschaft** groß sein.

Der **monetären Förderung** von Maßnahmen im Zusammenhang mit der Energiewende kommt z.T. eine hohe Bedeutung zu. Die Arbeitsgruppe plädiert dafür, die **Förderung effizient, haushaltsschonend und kundentoptimiert** vorzunehmen und insbesondere darauf zu achten, dass der Förderung zugrundeliegende Regelwerk **unbürokratisch und damit anwenderfreundlich** zu gestalten.

Öffentlichkeitsbeteiligung

Der Verlauf des Prozesses um das Projekt Stuttgart 21 hat beispielhaft gezeigt, welche Konfliktpotentiale aus einer vermeintlich nicht angemessenen Beteiligung der Öffentlichkeit resultieren können. Darum gilt es, bei Umwelt-, Energie- sowie Infrastrukturprojekten, die vor Ort ein hohes Konfliktpotential entfalten können, frühzeitig die **Beteiligung von Öffentlichkeit** und Interessengruppen durch Vorhabensträger sicherzustellen. Frühzeitige Beteiligung fördert die **Akzeptanz der Bevölkerung** für bestimmte Entscheidungen von Vorhabensträger, Politik und Verwaltung.

Um die Öffentlichkeit – noch vor Beginn eines förmlichen Verwaltungsverfahrens – zu informieren und den Verhandlungsspielraum für die Lösung von Konflikten zu eruieren, bieten sich **Moderationsprozesse** an, bei denen die gesellschaftlich relevanten Gruppen einzubeziehen sind. Die Moderation sollte unter der **Leitung eines neutralen Dritten** stehen. Bei Einführung von Moderationsverfahren könnte das bisherige **Raumordnungsverfahren in die Planfeststellung integriert** werden.

Raumordnerische Belange bzw. Fragen der Raumverträglichkeit eines Vorhabens, die Gegenstand eines Raumordnungsverfahrens sind, werden umfassend im Planfeststellungsver-

fahren von der Planfeststellungsbehörde geprüft. Ein **Verzicht auf ein eigenständiges Raumordnungsverfahren** würde also zu keinen Abstrichen in der Sache führen.

Vor dem Hintergrund des ambitionierten Ziels der Politik, in einem definierten Zeitrahmen das Energieversorgungssystem in Deutschland komplett umzubauen, besteht der Wunsch nach einer **Straffung des Entscheidungsverfahrens**. Dies bringt auch die aktuelle EU-Initiative zum Ausdruck, die einen Genehmigungsprozess für wichtige Leitungen binnen drei Jahren vorsieht. Insbesondere **könnte bei der Genehmigung von neuen Energietrasse/neuer Leitungsinfrastruktur das Instrument der Planfeststellung bei Stromhöchstspannungsleitungen zur Verfahrens- und Entscheidungskonzentration ausgebaut werden**. Dabei ist darauf zu achten, dass die lokal Betroffenen bei solchen Vorhaben angemessen an der Entscheidungsfindung beteiligt werden. Vor diesem Hintergrund **sind Zielkonflikte zwischen den berechtigten Interessen der Betroffenen, insbesondere der FFH-Richtlinie der Europäischen Union und dem beschleunigten Ausbau erneuerbarer Energien zu überprüfen**. Bürgerschaftliche Beteiligung an den Energieerzeugungsanlagen erhöht die Akzeptanz vor Ort.

Europäischer und nationaler Rechtsrahmen

Die **Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel** bezweckt die Intensivierung des Stromhandels zur Schaffung eines funktionierenden Elektrizitätsbinnenmarkts. Die Entscheidung Nr. 1364/2006/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 6. September 2006 zur Festlegung von **Leitlinien für die transeuropäischen Energienetze (TEN-E-Leitlinien)** legt die Ziele, Prioritäten und die Grundzüge der Gemeinschaftsaktion im Bereich der transeuropäischen Energienetze fest. In Anhang III wurden 314 Infrastrukturprojekte für Strom- und Gasnetze als Vorhaben von „gemeinsamem Interesse“ benannt, deren Fertigstellung erleichtert und beschleunigt werden soll. Darunter befinden sich auch verschiedene Projekte in bzw. mit Bezug zu Deutschland.

Mit **besonders hoher Priorität** wurden **42 Vorhaben von „europäischem Interesse“** bewertet. Hierzu zählen insbesondere die Projekte mit Bezug zu Deutschland, die Teil des Dänemark-Deutschland-Ostseerings und Teil der Verbindung Deutschland- Polen-Tschechische Republik-Slowakei-Österreich-Ungarn-Slowenien sind. Diese Projekte von europäischem Interesse sind besonders wichtig für das Funktionieren des europäischen Binnenmarktes, weil sie grenzüberschreitend sind oder erhebliche Auswirkungen auf die grenzüberschreitende Übertragungs- bzw. Fernleitungskapazität haben.

Durch die TEN-E-Leitlinien ist die **energiewirtschaftliche Notwendigkeit der betreffenden Vorhaben verbindlich festgestellt** und von Deutschland als betroffenem Mitgliedstaat gemäß Art. 156 Abs. 2 EG ausdrücklich gebilligt worden. Das „ob“ der energiewirtschaftlichen Notwendigkeit kann somit im Nachhinein nicht mehr in Frage gestellt werden. Eine Ausnahme, d.h. ein Absehen von der Umsetzung eines Vorhabens aus den TEN-E-Leitlinien, ist lediglich im Fall einer negativen Umweltverträglichkeitsprüfung möglich. Im Übrigen geben die Leitlinien vor, bei der Umsetzung der Vorhaben - unter Berücksichtigung der Verfahren zur Konsultation der Betroffenen - Verzögerungen so gering wie möglich zu halten.

Die **dena-Netzstudie I** „Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore“ vom 24. Februar 2005 untersuchte die Auswirkungen der fluktuierenden Windenergieeinspeisung und anderer Erneuerbarer Energien auf das Höchstspannungsübertragungsnetz in Zusammenhang mit dem Ausstieg aus der Kernenergie, insbesondere Engpässe und Überlastungen im Höchstspannungsübertragungsnetz, die den sicheren Betrieb des Netzes gefährden würden.

Die Ergebnisse aus der dena-Netzstudie I sind in das **Energieleitungsausbaubeschleunigungsgesetz** (EnLAG) eingeflossen, mit dem die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf der definierten Höchstspannungsleitungsverbindungen gesetzlich festgestellt sind. Damit ist die **Umsetzung für das Land Hessen bindend**. Der **Bedarfsplan** ist dem Gesetz als Anlage angehängt. Für Klagen gegen die Planfeststellungsbeschlüsse ist nur eine Instanz, das BVerwG vorgesehen. Neben den fachlichen Regelungen des EnLAG ist mit der **Erdkabeltestoption** in § 2 die Möglichkeit eröffnet, unter bestimmten engen Voraussetzungen den Einsatz von Erdkabeln zu testen.

Hessen ist nach dem EnLAG im Wesentlichen betroffen mit der Verbindung **Wahle – Mecklar**. In der Begründung heißt es: „Ohne die Trasse Wahle - Mecklar würden bei Ausfall des 380-kV-Stromkreises Grohnde – Wahle, bei Ausfall des 380-kV-Stromkreises Grohnde - Bergshausen oder bei Ausfall des 380-kV-Stromkreises Bergshausen – Borken die jeweils parallel laufenden Stromkreise überlastet.“

Der Bedarf nach der **dena-Netzstudie II ist nicht trassenkonkret** oder auch nur raumkonkret angegeben. Lediglich die Verbindungsnotwendigkeiten sind an Hand von Regionen angegeben. In diesem Bereich ist für Hessen lediglich der Bedarf für 2 Leitungen prognostiziert.

Aufschluss über den notwendigen weiteren Netzausbau, auch für Hessen, wird der zu erarbeitende **Nationale Netzentwicklungsplan** (NEP) bringen.

Das eigentliche Kernmoment der neuen Vorschriften zum Netzausbau der über den Bedarfsplan nach EnLAG hinausgeht, ist das **Netzausbaubeschleunigungsgesetz** (NABEG). Die dort geregelten Verfahren schließen an die **Bundesbedarfsplanung** an. Der Anwendungsbereich des NABEG ist allerdings begrenzt: mit ihm soll speziell **der Ausbau länderübergreifender und grenzüberschreitender Höchstspannungs-Leitungsvorhaben** vorangetrieben werden. Erreicht werden soll dieses Ziel zum einen durch die Ersetzung des bisherigen Raumordnungsverfahrens in Länderzuständigkeit durch eine **Bundesfachplanung** in der Zuständigkeit der Bundesnetzagentur (BNetzA). Zum anderen erfolgt das eigentliche Zulassungsverfahren, das Planfeststellungsverfahren, nach einem überarbeiteten Verfahrensregime, welches im NABEG nach den Gesichtspunkten der Verfahrensbeschleunigung und der Verbesserung der Akzeptanz neu gestaltet wurde. Zudem kann auch die Planfeststellung – abweichend von der grundsätzlichen Länderzuständigkeit - in besonderen Fällen durch die BNetzA durchgeführt werden, wenn dies für das einzelne Vorhaben in einer Rechtsverordnung, die der Zustimmung des Bundesrates bedarf, so festgelegt ist.

Übertragungsnetz- Status quo in Hessen

Hessen hat seine Hausaufgaben in Bezug auf das EnLAG gemacht und liegt mit der Umsetzung bis 2015 im Plan. Aufgrund der derzeitigen Veränderungen der Erzeugungslandschaft, den daher steigenden Anforderungen an die Netze und dem laufenden Verfahren zur Aufstellung des Netzentwicklungsplans bei der BNetzA, ist für Hessen derzeit noch nicht absehbar, ob und in welchem Umfang darüber hinaus künftig weitere Höchstspannungsinfrastruktur erforderlich sein wird. Dabei ist berücksichtigt, dass die nach dem Energieleitungsausbaugesetz notwendige Kapazitätserhöhung der Verbindung **Dauersberg – Hünfelden** (Neubau von 10 km und Umrüstung von 2 x 220 kV auf 2 x 380 kV) im hessischen Abschnitt **fertiggestellt** ist. Ebenfalls fertiggestellt ist der Neubau eines 6 km langen Teilabschnitts der Fortführung dieser Verbindung nach Süden zwischen **Marxheim und Kelsterbach**. Einer Verstärkung der Leitung **Kriftel – Eschborn** (Zubeseilung bis 2015) mit Neubauabschnitten über ca. 2 km stehen keine Widerstände entgegen; dieser Maßnahme kommt aktuell keine strategische Bedeutung zu. Ferner wird angenommen, dass die ab 2015 notwendige Leitung **Wahle – Mecklar** (Neubau 2 x 380 kV) **zeitgerecht realisiert wird**. Das dazu geführte Raumordnungsverfahren ist abgeschlossen. **Das Planfeststellungsverfahren wird vorbereitet und wird 2012 planmäßig anlaufen.**

Unter diesen Prämissen entspricht das Übertragungsnetz in Hessen auch den Anforderungen des europäischen Binnenmarktes.

Hinsichtlich der Forderung nach **Erdverkabelung** im Höchstspannungsbereich wird weiterhin **§ 49 EnWG**, die **Einhaltung der allgemein anerkannten Regeln der Technik**, beachtet. Neben den in Hessen bestehenden Erdkabel-Teststrecken sind derzeit keine weiteren Erdverkabelungen auf dieser Spannungsebene in Planung.

Auch in der Zuständigkeit der Bundesnetzagentur sind die Interessen des Landes Hessen bei der Aufstellung eines Bundesbedarfsplans für Stromleitungen sowie bei der Bundesfachplanung und Planfeststellung umfassend zu berücksichtigen.

In Bezug auf die Frage der Energiespeicherung lagen keine Informationen über bedeutsame Vorhaben zur Errichtung von Energie-Speichern, die genehmigungsrechtliche Fragen aufwerfen würden, vor. Konkrete Bedarfsaussagen wurden von den Netzbetreibern nicht gemacht. Im Übrigen sind insbesondere Pumpspeicherkraftwerke der Energieerzeugung zuzuordnen.

Die Arbeitsgruppe hat sich intensiv mit der Frage der Nutzung des **Bahnstromnetzes für Übertragungszwecke** befasst. Dabei wurde deutlich, dass bereits in der Vergangenheit Möglichkeiten der Bündelung von Stromtrassen unter Einschluss des Bundesbahnnetzes in den Genehmigungsverfahren behandelt worden sind, sodass heute im Bahnstromnetz **keine weiteren Kapazitäten** zur Verfügung stehen. Vor dem Hintergrund dieser Erkenntnis hat auch die BNetzA die Ausschreibung für eine Machbarkeitsstudie zur Eignung von Bahnstromtrassen für den Energietransport zurückgezogen.

Die in Hessen aktiven Gas-Fernleitungsnetzbetreiber **Wingas** und **Open Grid Europe GmbH** brachten ihre Einschätzung zur **Bedeutung des Gas-Fernleitungsnetzes** als Speicher für regeneratives Gas und zur Versorgung möglicher gasbetriebener Kraftwerke in die Arbeitsgruppe ein. Ein konkreter Ausbaubedarf des Ferngasnetzes kann jedoch nur im Kontext mit konkreten Kraftwerkskonzepten ermittelt werden. Hinsichtlich des regenerativen Gases wurde auf Biogas und auf Wasserstoff aus der Nutzung überschüssigen Windstroms verwiesen.

Stromverteilung – Anpassungsbedarfe bei Netz und Regulierung

Die energiepolitisch erstrebte Ausweitung des Anteils erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung **erfordert Kapazitätserweiterungen des Stromverteilnetzes**. Das Netz ist in der Vergangenheit im Wesentlichen für einen Stromfluss aus dem vorgelagerten Hoch- und Höchstspannungsnetz hin zu Letztverbrauchern geplant und errichtet, nicht dagegen für die breite Aufnahme dezentral erzeugter Energie ausgelegt worden.

Betroffen sind alle Spannungsebenen der Verteilnetze. Fotovoltaikanlagen werden überwiegend auf Dächern von Wohn- und Wirtschaftsgebäuden errichtet und speisen in das örtliche Niederspannungsnetz ein. Insbesondere dort, wo mehrere Anlagen in räumlicher Nähe errichtet werden, wird häufig eine **Verstärkung des Niederspannungsnetzes** erforderlich. Vom Ausbaubedarf sind auch die Umspanneinrichtungen (Ortsnetzstationen) betroffen. **Windkraftanlagen** speisen bisher überwiegend in das Mittelspannungsnetz ein und erfordern in vielen Fällen eine Verstärkung dieser Netzebene. In Gebieten mit hoher Windkraftleistung muss damit gerechnet werden, dass die Kapazität der 110/20kV-Umspannwerke nicht ausreicht, die zeitweise auftretende Rückspeisung ins Hochspannungsnetz zu bewältigen, so dass in Einzelfällen auch **Ausbaubedarf bei Umspannwerken** besteht. Es ist ferner zu erwarten, dass zukünftig neue Windkraft-Standorte mit größerer Leistung und solche mit leistungsgesteigerten Anlagen zukünftig vermehrt Direktanschlüsse an das 110kV-Netz erhalten werden, so dass auch ein **Ausbaubedarf im 110kV-Netz** entstehen kann.

Die Landesregierung strebt an, den Anteil regenerativ erzeugten Stromes in den kommenden Jahren deutlich auszuweiten, so dass auch ein überdurchschnittlicher Zubaubedarf in den Verteilnetzen zu erwarten ist. Untersuchungen über den konkreten Ausbaubedarf in Hessen und das zu erwartende Investitionsvolumen konnten nicht vorgenommen werden. Eine im Auftrag des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft erarbeitete Studie schätzt den **Ausbaubedarf im deutschen Verteilnetzen** aufgrund von Fotovoltaik- und Windeinspeisungen bis 2020 unter den Bedingungen des Energiekonzepts der Bundesregierung auf **10,3 bis 13 Mrd. €** und erwartet bei Zugrundelegung des **Leitszenarios des Bundesumweltministeriums** ein Volumen von **21 bis 27 Mrd. €**. Da der Anteil Hessens an der Fläche des Bundesgebietes bei knapp 6 % liegt, entfielen bei Zugrundelegung des Flächen-schlüssels auf **Hessen Investitionen von etwa 600 Mio. € bis 1,6 Mrd. €**. Die Ziele der Landesregierung legen eine Orientierung am oberen Wert nahe und lassen auch einen Investitionsbedarf von 2 Mrd. € in den kommenden 10 Jahren, demnach 200 Mio. €/a, als nicht ausgeschlossen erscheinen. Weil den Netzbetreibern nicht allein der Netzanschluss zugewiesen ist, sondern auch operative Aufgaben im Zuge der Einspeisung von Strom aus Sonnen- und Windenergie zufallen (Bearbeitung der Anschlussbegehren, Abrechnungen gegenüber den Einspeisern, Abrechnungen der EEG-Vergütung gegenüber dem vorgelagerten Netzbetreiber, statistische Meldepflichten), ist auch ein **Zuwachs der operativen Kosten** zu erwarten. Hinzu treten die Kosten aus Investitionen, die der Erweiterung zu „**intelligenten Netzen**“ („smart grids“) zuzurechnen sind, ein Einfluss, der gegenwärtig noch nicht beziffert werden kann.

Die Arbeitsgruppe hat die sich daraus ergebenden Fragen mit Blick auf Stromverteilnetze erörtert. Sie übersieht damit nicht, dass auch Gasverteilnetze durch den Zuwachs an Biogaseinspeisungen betroffen sind. Insbesondere die Empfehlungen zur Anpassung des regulierungsrechtlichen Rahmens sind im Grundsatz auch auf Gasverteilnetze übertragbar.

Die Arbeitsgruppe erwartet, dass die zum Ausbau der Verteilnetze benötigten **technischen Komponenten und Baukapazitäten am Markt weitestgehend verfügbar** sind, so dass mit zeitlich begrenzten Engpässen allenfalls bei einem starken gleichzeitigen Anziehen der Nachfrage zu rechnen wäre. Sie geht davon aus, dass nennenswerte Verzögerungen durch bau- und planungsrechtliche Vorgaben nicht entstehen werden und erwartet, dass der erforderliche **Ausbau der Verteilnetze keine Akzeptanzprobleme** in der Bevölkerung und den betroffenen Regionen mit sich bringt. Sie unterstellt dabei, dass Zubauten im **Nieder- und Mittelspannungsnetz** ganz überwiegend **als Erdkabel** ausgeführt werden. Nachdem die entsprechende Technik verfügbar ist, wird erwartet, dass zur Beschleunigung und zur Verbesserung der Akzeptanz notwendiger Zubauten im **110kV-Netz** auch in dieser Spannungsebene zukünftig **vermehrt Kabel** eingesetzt werden, wobei die volle Anerkennung der Mehrkosten in der Regulierung vorausgesetzt wird. Die Arbeitsgruppe begrüßt in diesem Zusammenhang die **Änderung der Anreizregulierungsverordnung**, derzufolge in Zukunft bei der Genehmigung von Investitionsbudgets von den Regulierungsbehörden die Kosten von 110kV-Erdkabeln nicht mehr nur bis zum 1,6 fachen, sondern nunmehr bis zum **2,75 fachen der Kosten einer Freileitung** zu berücksichtigen sein sollen.

Koordinierte Netzausbauplanung

Die Arbeitsgruppe empfiehlt daher auch, die **Ausweisung von Vorrangflächen für Windkraftanlagen** in bestmöglicher Weise **mit der Netzausbauplanung zu koordinieren**. Eine möglichst hohe Planungssicherheit über die an einem Standort zu erwartende Windkraftleistung erlaubt einen bedarfsgerechten Netzanschluss und –ausbau und damit eine Kostenminimierung. Weil die für Windkraftanlagen ausgewiesenen Flächen nicht selten mehrere Gemeinden berühren und unabgestimmtes Vorgehen der betroffenen Kommunen eine suboptimale Nutzung der Standorte zur Folge haben kann, regt die Arbeitsgruppe an, zu prüfen, ob eine **Verpflichtung oder Empfehlung zu interkommunaler Kooperation** möglich ist, um

die optimale Nutzung der nur begrenzt verfügbaren Standorte zu gewährleisten. Die Netzbetreiber sollten die landesplanerischen Maßnahmen beobachten und sich mit Vorschlägen zur bestmöglichen Koordination in die Verfahren zur Ausweisung von Vorrangflächen einbringen. Zur Erleichterung des Abgleichs energiepolitischer Ziele mit vorhandener Netzinfrastruktur könnte das Modell der Planungsgemeinschaften geprüft werden.

Die Arbeitsgruppe richtet in diesem Zusammenhang die Bitte an die kommunalen Entscheidungsträger, **bei der Vergabe von Konzessionen** zum Betrieb des örtlichen Verteilnetzes sicherzustellen, dass – unbeschadet der angestrebten eigentumsrechtlichen und organisatorischen Aufstellung des Netzbetriebs – eine **kostenoptimierte und technisch leistungsfähige Konfiguration des Mittelspannungsnetzes gewährleistet** bleibt.

Die Sicherheit des Netzbetriebs unter den Bedingungen einer wachsenden, sehr volatilen Einspeisung von Strom aus regenerativen Energien und das Ziel, auch diesen veränderten Anforderungen möglichst volkswirtschaftlich kostengünstig gerecht zu werden, erfordert eine Erweiterung der Komponenten zur Steuerung des Netzes, einen **Umbau zu „intelligenten Netzen“ („smart grids“)**. Bei weiter steigender Einspeisung aus Windkraft und Fotovoltaik muss der Netzbetrieb zukünftig noch schneller und häufiger auf Änderungen der Last und der Lastflussrichtung reagieren.

Eng damit verknüpft ist die auch von der Arbeitsgruppe befürwortete **Einführung intelligenter Zähler („smart meter“)** als **Voraussetzung zur Einführung lastvariabler Tarife** in Verbindung mit einer automatisierten Steuerung von Lasten ohne Komfortverzicht in Haushalten (z.B. von Haushaltsgeräten, deren Einsatz zeitlich flexibel gestaltet werden kann), einem kosteneffizienten Spitzenlastmanagement in der Industrie ohne Produktivitätseinschränkungen, von Speicherkapazitäten (z.B. von Batterien von Elektrofahrzeugen), von dezentralen Erzeugungsanlagen (z.B. Klein-Blockheizkraftwerken) und als Maßnahme zur Rationalisierung und Automatisierung des Mess- und Abrechnungswesens in technisch-wirtschaftlich sinnvollen Einsatzfeldern.

Mit der derzeitigen Netzstruktur können diese neuen Anforderungen in der Regel nicht abgedeckt werden. Das Netz stößt bereits heute vielfach an seine **Systemgrenzen**. Auch dem klassischen Netzausbau sind aufgrund von technologischen Anforderungen, hohen Kosten und sozialer Akzeptanz Grenzen gesetzt. Vielmehr wird eine umfassende Neuausrichtung der bisher "passiven" Netze hin zu "aktiven" Netzen durch eine Überlagerung der klassischen Energienetze mit einem Informations- und Kommunikationsnetz benötigt. Das Netz kann nach einer solchen **Ertüchtigung** bei ständig schwankender Ein- und Ausspeisung kontinuierlich überwacht, gesteuert und optimiert werden. **Eine intelligente Steuerung der Lasten und bessere Ausnutzung vorhandener Kapazitäten kann den konventionellen Aus- und Umbauebedarf der Netze verringern**. Notwendig wird ein Netzmanagement, das zeitlich und räumlich begrenzt bei bestimmten Lastsituationen in Einspeisung und Abnahme eingreifen kann.

Die Arbeitsgruppe empfiehlt den Netzbetreibern, den **sich abzeichnenden Entwicklungen der Netze zu „smart grids“ bei der Netzausplanung** und anlässlich von Baumaßnahmen im Netz **möglichst frühzeitig Rechnung zu tragen**. Sie verweist auf die Bereitschaft der Landesregulierungsbehörde, auch die **Mehrkosten von Leerrohren** bei der Kostenprüfung anzuerkennen, die zur späteren Aufnahme betriebsnotwendiger Steuer- und Kommunikationsleitungen u.ä. bestimmt sind. Sie sieht es als erforderlich an, dass den Netzbetreibern in der sich abzeichnenden Entwicklung die Rolle als zentrale Datendrehscheibe zugewiesen wird und hält die technische Normierung der neuen Zähler ebenso wie eine Normierung der Mess- und Regelprozesse für geboten und dringlich.

Das **Regulierungsrecht** ist geprägt von dem Grundsatz der Kostenerstattung. Den Netzbetreibern soll – unter dem Vorbehalt effizienter Leistungserbringung – der Rückfluss der Mittel einschließlich einer angemessenen Verzinsung über die Lebensdauer der Anlagegüter gesi-

chert werden. Im System der Anreizregulierung wird dem Netzbetreiber für die Dauer einer Regulierungsperiode von **5 Jahren** eine **Erlösobergrenze** vorgegeben, die nicht überschritten werden darf. Sie wird nach den Kosten des drittletzten Jahres vor Beginn der Regulierungsperiode, dem sogen. Basisjahr bestimmt. Sie enthält Einsparvorgaben, die aufgrund einer Effizienzprüfung (Benchmarking) oder – im sogen. vereinfachten Verfahren für kleine Netzbetreiber – nach pauschalen Methoden bestimmt werden.

Als problematisch wird von den Netzbetreibern in diesem System der Zeitverzug empfunden, mit dem unter aktuellen Bedingungen der Mittelrückfluss auf Neuinvestitionen einsetzt. Das Regulierungsrecht ist in seiner aktuellen Form in den Jahren 2005 (Energiewirtschaftsgesetz und Netzentgeltverordnungen) und 2007 (Anreizregulierungsverordnung) entstanden und geprägt von der Erwartung eines über lange Jahre annähernd ausgeglichenen Verhältnisses von Mittelrückfluss auf Bestandsanlagen und Mittelbedarf für Neuinvestitionen. In Phasen anwachsenden Investitionsbedarfs kann es am Beginn der Lebensdauer der neuen Anlagegüter unter den Bedingungen geltenden Rechts zu Finanzierungs- und Ertragslücken kommen. **Dem aus der energiepolitischen Neuorientierung erwachsenden Zusatz-Investitionsbedarf sollte deshalb mit einer Nachjustierung des Regulierungsrahmens Rechnung getragen werden.**

Die Arbeitsgruppe sieht einen **Anspruch der Verteilnetzbetreiber**, die durch die **Netzintegration von Windkraft- und Fotovoltaikanlagen** und die durch das Handling der Einspeisung entstehenden **Mehrkosten auch innerhalb einer Regulierungsperiode** in der Erlösobergrenze abzubilden. Die Berechnung der Mehrkosten nach den Grundsätzen der Netzentgeltverordnungen wird dabei nicht infrage gestellt; ebenso wird der Grundsatz einer elektrizitätswirtschaftlich effizienten, kostenminimalen Leistungserbringung anerkannt.

Die Arbeitsgruppe zu der Auffassung gelangt, dass der anhand von Strukturparametern berechnete Erweiterungsfaktor in seiner aktuellen Form die tatsächliche Kostenentwicklung der Netzbetreiber innerhalb einer Regulierungsperiode nicht in allen Fällen ausreichend scharf abbildet und in seiner wirtschaftlichen Wirkung hinter den tatsächlichen Kostenentwicklungen zurückbleiben kann.

Die Benchmarkingmethodik im Rahmen der Anreizregulierung sollte so ausgestaltet werden, dass eine Benachteiligung derjenigen Netzbetreiber, die vom beschleunigten Netzausbau besonders betroffen sind, vermieden wird. Betroffen werden Netzbetreiber insbes. durch eine ggf. erforderliche Verkabelung von 110kV-Leitungen sowie den Anschluss von Windparks mit unklarer Ausbauabfolge und Einspeiselast. Dies gilt analog bei der notwendigen Erweiterung der Verteilnetze um Komponenten des „smart grid“.

Die Arbeitsgruppe empfiehlt, eine grundlegende Änderung des Regulierungsverfahrens zu prüfen. Künftig sollte eine jährliche Anpassung der Erlösobergrenze vorgesehen werden, die der Entwicklung der kapitalgebundenen Kosten (Abschreibungen, Zinsen und kalkulatorische Gewerbesteuer) auch innerhalb einer Regulierungsperiode Rechnung trägt. In einem solchen Regulierungssystem würde der heute angelegte Zeitverzug der Erlöswirksamkeit von Investitionen grundsätzlich vermieden. Der Mehraufwand, der durch die jährliche Neuberechnung entsteht, scheint der Arbeitsgruppe vertretbar. Abschreibungen und Zinsen könnten auch in einem solchen System in den Effizienzvergleich einbezogen werden.

Wesentliche Elemente der Empfehlungen können nicht allein vom Land Hessen umgesetzt werden, da sie **Bundesrecht** betreffen. Die **Arbeitsgruppe empfiehlt** der **Landesregierung**, die vorgeschlagenen Maßnahmen in den bestehenden Dialog mit dem für das Energieregulierungsrecht zuständigen Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie einzubringen und sich im **Bundesrat** entsprechend den Vorschlägen zu verhalten.

Ausweisung von Vorranggebieten zur Windenergienutzung

Für den Ausbau der **Windenergie** ergibt sich ein erheblicher **Flächenbedarf**. Das HMUELV wird auf der Grundlage der Ergebnisse der Arbeitsgruppe I dem HMWVL den zukünftigen Bedarf an Windenergie in Hessen als Vorgabe zur Aufstellung der Regionalpläne melden. Die Eckpunkte dazu werden im LEP formuliert. Die Ermittlung geeigneter Flächen in der erforderlichen Größenordnung ist im Hinblick auf die Abwägung bspw. zum Siedlungsabstand sowie zum Natur- und Artenschutz planerisch ein ambitioniertes Ziel. Es ist jedoch unstrittig, dass diese Flächenkulisse **über den Horizont der Laufzeit der Regionalpläne hinausreichen** muss, um so langfristig die hinsichtlich der Windgeschwindigkeit geeigneten Standortflächen für Windenergieanlagen vor entgegenstehenden Raumnutzungsansprüchen zu sichern und zu vermeiden, dass Standorte nicht im Laufe der Zeit durch entgegenstehende Nutzungen verloren gehen. Im Übrigen gewährleistet diese Vorgehensweise auch für alle an der Planung Beteiligten und von den Auswirkungen betroffenen Bürgerinnen und Bürgern sowie Institutionen langfristig **Transparenz und Planungssicherheit**.

Im Rahmen der vom HMWVL **im Herbst 2010 beauftragten Regionalen Energiekonzepte** wird zurzeit u. a. geprüft, wie diese Vorgaben in den Regionalplänen bzw. im Regionalen Flächennutzungsplan umgesetzt werden können. Das HMUELV hat hierzu eine aktuelle **Ermittlung der Windgeschwindigkeiten in Hessen** veranlasst. Das HMWVL hat zusätzlich Ermittlungen zur aktuellen Bewertung der Landesfläche im Hinblick auf gegenüber Windenergienutzung empfindliche Vogel- und Fledermausarten in Auftrag gegeben. Beide Ministerien haben mit Veröffentlichung der **Handlungsempfehlungen zu Abständen von raumbedeutsamen Windenergieanlagen zu schutzwürdigen Räumen und Einrichtungen** vom Mai 2010 dargelegt, welche Maßnahmen zur Reduzierung der Auswirkungen von Windenergieanlagen u.a. auf die bewohnten Gebiete geeignet sind.

Zurzeit enthält **ausschließlich der Regionalplan Mittelhessen 2010 Festlegungen zu Vorranggebieten** zur Nutzung der Windenergie. Sämtliche Träger der Regionalplanung bzw. der Regionalen Flächennutzungsplanung in Hessen haben eine Änderung der Regionalpläne bereits beschlossen.

Es besteht innerhalb der Arbeitsgruppe Einvernehmen, dass mit der Vorgabe von Vorranggebieten zur Nutzung der Windenergie der **Ausschluss** einer Errichtung von Windenergieanlagen im **übrigen Planungsraum** aus Gründen der Akzeptanz bei Bürgerinnen und Bürgern wie auch den Naturschutzverbänden **zwingend geboten** ist.

Der **Landesentwicklungsplan Hessen 2020** soll durch geeignete quantitative und qualitative Festlegungen sowohl den Umfang, als auch den Abwägungsprozess und die Gewichtung der einzustellenden Belange vorstrukturieren und steuern. So sind etwa für die regionalplanerische Ermittlung der Vorranggebiete zur Nutzung der Windenergie **in der Regel mindestens 1000 m Abstand zu Wohngebieten** vorzusehen. Ebenso sind Vorgaben zur Gewichtung **naturschutz- und artenschutzfachlicher Belange** festzulegen. Hierzu sind die vom HMWVL beauftragten Untersuchungen zur Gewichtung der Belange windkraftrelevanter Vogel- und Fledermausarten heranzuziehen.

Von der Festlegung einer Mindestgröße der Vorranggebiete zur Nutzung der Windenergie **ist abzusehen**, um auch kleinere Gebiete nutzen zu können. Ebenso soll auf den planungsrechtlichen Ausschluss der Errichtung von Photovoltaikanlagen innerhalb der Vorranggebiete zur Nutzung der Windenergie verzichtet werden. Es ist jedoch unstrittig, dass aufgrund der Verschattung durchaus mit Ertragseinbußen gerechnet werden muss.

Die Regionalpläne bzw. der Regionale Flächennutzungsplan sind, wie bereits von den Planungsträgern beschlossen, entsprechend **zeitnah zu ändern**. Grundlage für die Änderung der regionalen Raumordnungspläne und für das zu diesem Zweck zu erarbeitende neue Planungskonzept sollen die Ergebnisse des Energiegipfels sowie die Ergebnisse der regionalen Energiekonzepte sein, die das HMWVL beauftragt hat.

Es muss weiterhin sichergestellt sein, dass die zwischenzeitlich von **Gemeinden begonnenen Planungen** zur Realisierung von Standorten für Windenergieanlagen in den regionalplanerischen Änderungsentwürfen abgebildet werden. In **Natura 2000 Gebieten** soll das **Repowering** bestehender Anlagen bzw. die Festlegung von Standorten für neue Windenergieanlagen auf der Grundlage eines Gesamtkonzeptes angegangen werden. **Waldflächen** stehen in der Regel einer Errichtung von Windenergieanlagen nicht entgegen. Für Windenergieanlagen geeignete Standorte sind i.d.R. Wirtschaftswälder. Nicht geeignete Standorte sind z.B. nach Forstrecht festgelegte Bann- und Schutzwälder sowie Waldgebiete, die einen weitgehend naturnahen Zustand, z.B. mit einem hohen Anteil alter, höhlenreicher Bäume und einem hohen Totholzanteil, aufweisen.

Aus Gründen der Akzeptanz ist **anzustreben, dass Vorranggebiete zur Nutzung der Windenergie im Zuge kommunaler grenzüberschreitender Zusammenarbeit und durch Einbezug der Bürgerinnen und Bürger realisiert werden.**

Der Landesgesetzgeber sollte darüber hinaus die Möglichkeit prüfen, inwieweit eine gesetzliche Bestimmung die planende Verwaltung im Rahmen der Ermittlung der Vorranggebiete zur Nutzung der Windenergie kurzfristig unterstützen kann.

Handlungsempfehlungen

Vor diesem Hintergrund sind folgende Handlungsempfehlungen hervorzuheben:

(1) Bei Erdverkabelung im Höchstspannungsbereich sollte auch zukünftig daran festgehalten werden, dass § 49 EnWG, d.h. die Einhaltung der allgemein anerkannten Regeln der Technik, konsequent zur Anwendung kommt.

(2) Zur Sicherung eines zeitnahen Mittelrückflusses sollte eine Änderung der Anreizregulierungsverordnung geprüft werden. Hierbei wird angestrebt die kapitalgebundenen Kosten einer Investition in Leitungsnetze jährlich in der Erlösobergrenze des Netzbetreibers abzubilden. Hierzu sollte die Landesregierung ggf. auf eine Änderung der Anreizregulierungsverordnung hinwirken.

(3) Es wird empfohlen, dass mit der Festlegung von Vorranggebieten zur Nutzung der Windenergie der Ausschluss einer Errichtung von Windenergieanlagen im übrigen Planungsraum verbunden wird.

(4) Die Träger der Regionalplanung sollten zügig auf den erforderlichen Umbau der Energieversorgung reagieren. Die Regionalpläne sind beschleunigt an den zukünftigen LEP anzupassen.

(5) Bei Infrastrukturprojekten, die ein hohes Konfliktpotential entfalten können, ist die frühzeitige Beteiligung der Öffentlichkeit sicherzustellen, um die Akzeptanz zu fördern. Hierfür bieten sich Moderationsprozesse unter der Leitung eines neutralen Dritten an, bei denen die gesellschaftlich relevanten Gruppen einzubeziehen sind. Im Gegenzug könnte das bisherige Raumordnungsverfahren in die Planfeststellung integriert werden.

(6) Da die Energieversorgung in Deutschland in einem definierten Zeitrahmen auf erneuerbare Energien umgestellt werden soll, sind Zielkonflikte zwischen den bestehenden Rechtsvorschriften (z.B. FFH-Richtlinie) und dem beschleunigten Ausbau erneuerbarer Energien zu überprüfen.