

Arbeitskreis II
Wirtschaft, Finanzen, Steuern, Umwelt und Energie
verantwortlich: MdB Johanna Voß
4. Juni 2012

Was für ein Stromnetz braucht die Energiewende? Positionen zum Stromnetzausbau

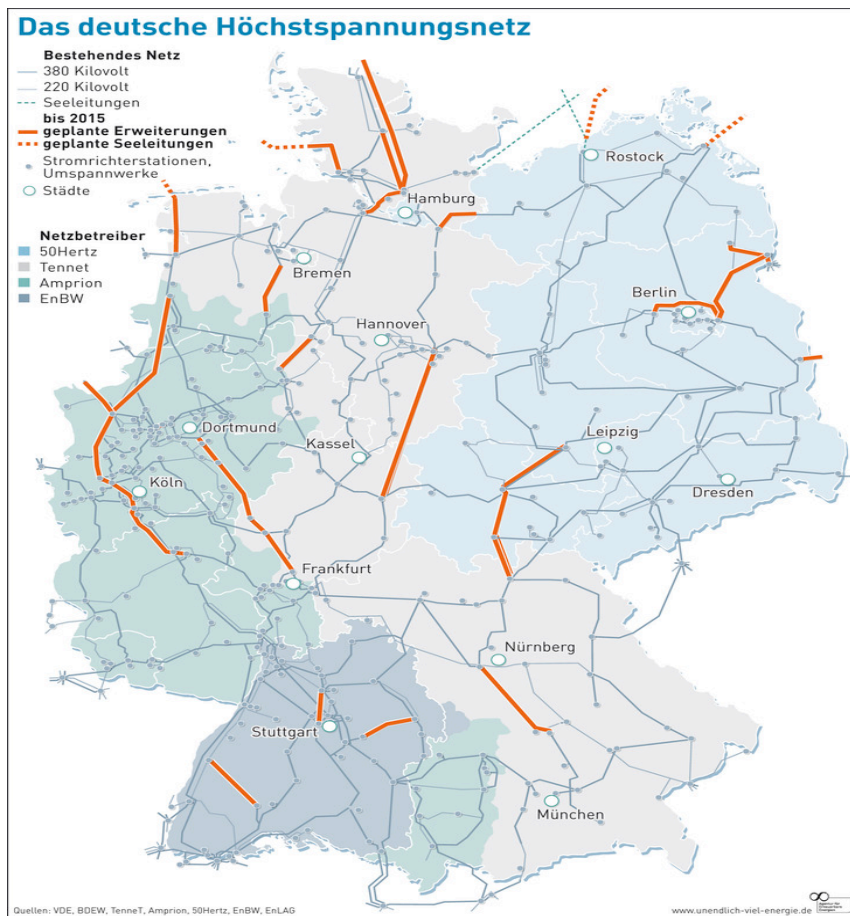
„Ohne Netzausbau scheitert die Energiewende“ – so der Tenor aktueller Debatten. Gemeint sind damit vor allem die **Übertragungsnetze**. Auf den ersten Blick scheint die Behauptung logisch: Die Erneuerbaren Energien, allen voran die Windkraft, sind vor allem im Norden und Osten des Landes aufgebaut worden, fernab der sogenannten Lastzentren und Ballungsgebiete in Süd- und Westdeutschland, wo viel Strom verbraucht wird. Die südlichen Bundesländer haben in der Vergangenheit stark auf fossile Energien und Atomkraft gesetzt. Und so wird heute dort viel Strom erzeugt, wo er in diesen Mengen nicht verbraucht wird. Also muss Strom über weite Strecken transportiert werden, wozu entsprechende Übertragungsnetze gebraucht werden.

Die heutige Verteilung von Stromerzeugung und Verbrauch bzw. Abnahmen (Last) ist aber nicht für alle Zeiten festgeschrieben. Denn auch im „Süden“ entstehen ständig neue und mehr Windparks, Biogas- oder Photovoltaik-Anlagen. Die meisten Erneuerbaren Energien speisen allerdings in das **Verteilnetz** und nicht in das Übertragungsnetz ein. Nur Großkraftwerke (Kohle, Gas), und die großen, zentralen Offshore-Windparks, speisen ihre Energie direkt in das Übertragungsnetz ein. Die Bundesregierung setzt mit dem Ausbau des Übertragungsnetzes genau an dieser Grundstruktur an und hält damit an einer zentral strukturierten Energieerzeugung fest. Logischerweise fördert dieser Ansatz die großen, kapitalstarken Energieerzeuger Vattenfall, EnBW, eon und RWE.

Fakt ist, dass die weitgehende und erst recht die vollständige Umstellung auf Erneuerbare Energien den Auf- und Ausbau des Stromnetzes nachhaltig bestimmen wird. Fest steht aber auch, dass die Antwort auf die bestehenden Probleme nicht lauten kann: Übertragungsnetzausbau um jeden Preis! Denn damit könnte jeder sinnvolle Umbau der Energieversorgung massiv ver- und behindert werden.

Die Weichen für die Grundstruktur des künftigen Stromnetzes werden also heute gestellt. Werden die Übertragungsnetze so, wie im Netzentwicklungsplan vorgesehen, ausgebaut, ist damit zugleich die Entscheidung für eine Zentralisierung der Energieerzeugung und gegen den Umstieg auf dezentral erzeugte Erneuerbare Energien gefallen. Eine solche Weichenstellung lehnen wir grundsätzlich ab, denn sie entspricht nicht unserer Vision von der Energiewende. Wir wollen eine ökologische, demokratisch und dezentral organisierte Energieversorgung, die kostengünstiger und viel sinnvoller ist.

Ausgangslage



Quelle: <http://www.unendlich-viel-energie.de/de/wirtschaft/detailansicht/article/135/grafik-dossier-stromnetz-und-stromversorgungssystem-in-deutschland.html>

Die Stromnetze haben (Stand März 2010) eine Gesamtlänge von rund 1,78 Millionen Kilometern.ⁱ Auf die überregionalen Höchstspannungsnetze (220kV/ 380kV) entfallen 35.708 km, sie überwinden größere Distanzen und verbinden Deutschland mit dem europäischen Stromverbund. Über die Verteilnetze wird in der Debatte bisher eher wenig diskutiert, dabei entfällt der größte Teil (1,16 Millionen Kilometern) genau auf diese Netze der Niederspannungsebene (bis 1kV). Hierüber werden vor allem Haushalte, kleinere Gewerbebetriebe und die Landwirtschaft lokal mit Strom versorgt.

In den regionalen Verteilnetzen kommt die Mittelspannungsebene (1kV-50kV)ⁱⁱ auf eine Länge von 507.210 km und die Hochspannungsebene (meist 110kV) auf 76.279 km. Kunden sind hier insbesondere lokale Stromversorger, die Industrie sowie größere Gewerbebetriebe.

Insgesamt gehören die regionalen Verteilnetze rund 860 Verteilnetzbetreibern. Bei den Höchstspannungsnetzen hingegen haben sich seit der Liberalisierung im Stromsektor die Eigentumsverhältnisse verändert: aktuell werden die Höchstspannungsnetze von den vier Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) 50Hertz Transmission (ehemals Vattenfall), Amprion (noch 25% zu RWE), EnBW Transportnetze und Tennet TSO (ehemals eon) betrieben.

Wird ohne massiven Netzausbau die Stromversorgung gefährdet?

Richtig ist, dass die Übertragungsnetze an ihre Belastungsgrenzen stoßen. Einerseits ist dies das Ergebnis zu geringer Investitionen der Netzbetreiber in ihre eigenen Höchstspannungsnetze. Andererseits liegt es an dem veränderten Stromangebot, wofür die Leitungen nicht ausgelegt sind. Auch hier sind also massive Investitionen in die Netzinfrastruktur notwendig.

Der durchaus problematische Zustand ist jedoch kein zwingender Grund für den hemmungslosen Ausbau der Höchstspannungsleitungen. Auch sticht das Argument nicht, dass die Netzbetreiber im Jahr 2011 drei Mal häufiger in den Netz- und Kraftwerksbetrieb eingreifen mussten als noch 2010, um die Spannung zu halten. Zwar wird genau dieser Umstand in den Medien vor allem von den Lobbyisten als Beleg angeführt, die generelle Stabilität des deutschen Stromnetzes anzuzweifeln. Und leider übernimmt auch der neue Präsident der Bundesnetzagentur, Jochen Homann, dieses Argument. In seiner Pressemitteilung zum Netzzustandsbericht 2011/2012 spricht er davon, dass es „keinen Anlass zu Entwarnung“ gebe und dass die Situation „sehr angespannt“ sei. Im Bericht selber findet sich allerdings nichts, was diese Einschätzung stützen könnte.ⁱⁱⁱ

Im Grunde ist ein kluges Eingriffs- und Lastmanagement jedem blinden Netzausbau überlegen und vorzuziehen. Selbst Netzbetreiber wie TenneT und Amprion argumentieren immer wieder, dass die Lage zwar angespannt, aber nicht kritisch sei und die Stromversorgung selbst an den kältesten Wintertagen nicht gefährdet wäre.^{iv} Die Lage wird sich ohnehin in relativ kurzer Zeit allein deshalb weiter entspannen, da auch die südlichen Bundesländern nach dem Atomausstieg vermehrt auf den Ausbau Erneuerbarer Energien setzen.^v Zwar wird damit die strukturelle Schieflage bei der Stromerzeugung nicht gänzlich aufgehoben werden können. Aber mittelfristig wird dies den Bedarf an zusätzlichen Stromleitungen reduzieren. Die Bundesregierung möchte trotzdem die Stabilität der Netze zusätzlich mit einer neuen Verordnung zu abschaltbaren Lasten erhöhen. Konkret sollen die Industriebetriebe entschädigt werden, wenn sie sich vom Stromnetzbetreiber für ein paar Minuten den Strom abstellen lassen. Das ist an sich sinnvoll. ABER: Sie sollen bis zu 60.000 Euro pro Megawatt/Jahr dafür einstreichen können. Die Höhe der Kompensation ist absurd: Eine Megawatt Minutenreserve kostet aktuell am Markt nur rund 3.000 Euro. Die Unternehmen würden also das 20fache des Marktpreises gezahlt bekommen – so viel zum viel gelobten Subventionsabbau von Schwarz-Gelb!

Die Bundesnetzagentur hingegen geht von einer angemessenen Vergütung in Höhe von 1.600 € pro Megawatt/Jahr aus. Netztechnisch sinnvoll abschaltbar seien 1.500 MW. So veranschlagt sie die Kosten auf insgesamt 2,4 Mio. Euro (die auf die Netzentgelte umgelegt würden). Würde die Bundesregierung bei ihrem aktuellen Referentenentwurf bleiben, müssten alle Kunden dagegen über 90 Mio. Euro zahlen. Da erscheinen die Zahlen der Bundesnetzagentur erheblich realistischer. Die Netzbetreiber selbst halten gar die gesamte Verordnung für überflüssig. Amprion schreibt in einer Stellungnahme an das zuständige Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, dass sich der schwankende Wind- und Sonnenstrom in der Regel mit den Kraftwerken, die am normalen Regelenergiemarkt teilnehmen, gut steuern lassen. Für ein so großes Geschenk an die großen Industriebetriebe besteht also nicht einmal ein technischer Anlass!

Netzausbaubedarf

Im Zuge des Energiepakets verabschiedete die Bundesregierung das Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABeG) im Juni 2011. Richtig ist, dass die Netze zur Integration Erneuerbarer Energien an die neue Struktur und Aufgabenstellung angepasst werden müssen. Allerdings gehen die Vorstellungen weit auseinander, wie die Netze an die neuen Aufgaben angepasst werden sollen. Mit dem NABeG setzt die Politik vor allem auf den Netzausbau und vernachlässigt das große Potenzial der Netzoptimierung.

Übertragungsnetze

Planungsgrundlage der Bundesregierung sind die Studien und Angaben der Deutschen Energieagentur dena. In der entsprechenden *dena II Studie* wird ein Netzausbaubedarf von 3.600 km unterstellt.^{vi} Allerdings bestehen erhebliche Zweifel an der Aussagekraft dieser Studie: Generell fraglich ist deren Objektivität, da an *dena II* alle vier privaten Übertragungsnetzbetreiber als Gutachter beteiligt waren. Sogar Wissenschaftler, die an *dena II* mitgearbeitet haben, schränken ein, dass unter Berücksichtigung der Integration Erneuerbarer Energien in der Studie ein geringerer Bedarf an Netzausbau von 1.700 km bestünde. Auf diese Zahl kommt auch der aktuelle Netzentwicklungsplan. Alternative Studien errechnen mit leicht veränderten Annahmen gar einen Ausbaubedarf von nur 500 km.^{vii}

Unsere Kritik an *dena II*, die auch in der Bundestags-Anhörung zum Netzausbau-Gesetz im Juni 2011 von Prof. Christian von Hirschhausen (TU Berlin) geäußert wurde, lautet wie folgt:

▪ Unrealistische Vorgaben

Nach Vorgabe der Bundesregierung rechnet dena II mit der damals aktuellen Stromerzeugung (inkl. der 17 AKW), mit allen geplanten und im Bau befindlichen Kohlekraftwerken, mit allen geplanten Offshore-Parks und mit dem übertrieben hohen Sicherheitskriterium n-2.^{viii} Die Studie ist damit gar nicht auf die Integration Erneuerbarer Energien ausgelegt! Und vor allem die großen Offshore-Parks haben einen hohen Bedarf an Netzausbau.^{ix}

▪ Falsche betriebswirtschaftliche Konzentration

Gerade im Bereich der nachhaltigen Stromversorgung im Kontext der Energiewende ist diese Vorgabe viel zu eng und überholt. Gebraucht wird eine gesamtwirtschaftliche, klima- und energieorientierte Analyse und zeitgemäße Planung.

▪ Zu kurzer Planungszeitraum

Es wird nur bis zum Jahr 2020 gerechnet, was der Entwicklung bei den Erneuerbaren Energien nicht gerecht wird. Ambitioniertere Ziele oder der weit größere, längerfristige Nutzen eines alternativen Leitungsbaus können so nicht bewertet werden.

▪ Netzoptimierungstechniken werden ausgeblendet

Zwar finden sich auch in dena II parallele Berechnungen des Netzausbaubedarfs bei Verwendung alternativer Stromleitungstechniken wie etwa der Hochtemperaturseile (TAL). Diese Alternativen werden jedoch am Ende verworfen, da ihr Einsatz „nicht wirtschaftlich“ sei, obwohl allein der flächendeckende Einsatz der TAL den Netzausbaubedarf auch laut dena II fast halbiert.

▪ Die Integration ins europäische Netz wird vernachlässigt.^x

Bereits diese fünf zentralen Punkte würden den von der Bundesregierung angesetzten Gesamtbedarf an Netzausbau drastisch verringern. Folglich wäre es grob fahrlässig, ökonomisch unsinnig und irrational, die Ergebnisse von *dena II* weiter als Planungsgrundlage zu verwenden!

Die Bundesregierung selbst gibt in ihrer Antwort auf eine Kleine Anfrage der Linken (Drs. 17/6064) zu, dass die *dena II*-Studie nicht auf die Integration Erneuerbarer Energien ausgerichtet ist. Trotzdem wird offiziell weiter mit den Zahlen geplant und argumentiert. Selbst die stark abweichenden Zahlen zum Netzausbaubedarf der alternativen *csentec/r2b energy consulting*-Studie können den Glauben der Bundesregierung an den Netzausbaubedarf von 3.600 km nicht erschüttern: Die *csentec*-Studie errechnet einen Netzausbaubedarf von nur 500 Stromkreiskilometern^{xi} bei einem Erneuerbare-Energien-Anteil von 40% im Jahr 2020.^{xii}

Die Bundesregierung und c|n sentec erklären den Unterschied übereinstimmend mit den abweichenden Grundannahmen: Während *dena II* vor allem auf einen Anstieg der zentralen Erneuerbaren Energien wie Offshore-Windparks setzt, geht die c|n sentec-Studie von einem höheren Anteil dezentraler Erneuerbarer Energien (Onshore-Windräder, Photovoltaik) aus. Zudem werden die Grenzkuppelleitungen mit einbezogen, die bis 2020 fertig gestellt sein sollen - und damit fällt in der c|n sentec-Studie die Integration ins Europäische Netz stärker aus als bei *dena II*.

Die c|n sentec-Studie wird von der Bundesregierung auch nicht als fehlerhaft bezeichnet. Der entscheidende Unterschied liegt demnach allein darin, dass die c|n sentec-Studie realitätsbezogene Annahmen macht, was logischerweise den Netzausbaubedarf drastisch verringert. Bei *dena II* sind dagegen primär politische Prioritäten entscheidend: Erstens geht es um eine starke Zentralisierung der Erneuerbaren Energien, was wiederum den großen Energiekonzernen mehr Marktanteile und damit Gewinne sichern kann. Zweitens wird ein möglichst hoher Netzausbau befürwortet, da an jedem Kilometer Stromnetz die großen privaten Übertragungsnetzbetreiber kräftig verdienen. Drittens benötigen gerade die großen Kraftwerksbetreiber die Höchstspannungsleitungen, um ihren Strom einspeisen zu können. Die Erneuerbaren Energien speisen ihren Strom nur ins Hochspannungsnetz ein (mit Ausnahme der Offshore-Windparks). Und so schließt sich der irrationale, wirtschaftlich und ökologisch unsinnige (Strom-)Kreis!

Netzoptimierung

Hierunter versteht man die Erhöhung der Transportkapazität der Stromleitungen, was den Bedarf nach Netzausbau erheblich reduziert. Es gibt dazu verschiedene Methoden:

- **Hochtemperaturbeseilung (TAL) bzw. Höchsttemperaturbeseilung (ACCC, ACCR)** Je stärker sich die Leiterseile erwärmen können, desto mehr Strom können sie transportieren - je nach Konstruktion bis zu doppelter Kapazität. ACCC/ACCR ist bisher aber noch wenig erprobt.
- **Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ)** Geringere Übertragungsverluste als bei Wechselstrom. Bei HGÜ ca. 3 % Verlust auf 1000km (+0,6% beim Umrichten); bei Wechselstrom ca. 15% Verlust auf 1.000 km. Wegen des Umrichtaufwandes bisher nur bei längeren Leitungen wirtschaftlich (ab ca. 500km), außer bei Seekabeln (ab 80 km). Amprion betreibt eine Versuchsanlage, die mit neuer HGÜ-Technik auf die doppelte Transportkapazität einer Wechselstromleitung kommt.
- **Freileitungsmonitoring** Hierbei wird die tatsächliche Temperatur an den Leiterseilen beobachtet, anstatt die durchgeleitete Strommenge nach einem vorher berechneten Worst-Case-Szenario zu begrenzen. So kann die Übertragungskapazität um bis zu 50% gesteigert werden.

Weitere Maßnahmen zur Vermeidung von Netzausbau sind:

- **Grenzkuppelstellenausbau**

Der Ausbau der Grenzkuppelstellen würde den Austausch von Energie in Europa vereinfachen, womit Versorgungslücken bzw. Stromüberschüsse einfacher zu vermeiden wären.

- **Lastmanagement**

Dies umfasst flexibel steuerbare Kraftwerke - Gas, Biogas, Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), die Reduktion der Must-run-Kraftwerke sowie einen flexiblen Verbrauch.

- **Dezentrale & lastnahe Erzeugung**

Wird Strom dezentral und lastnah erzeugt, entfallen Transportwege. Die Spannungsstabilität muss jedoch gewährleistet bleiben, wobei der Einsatz von Ortsnetztransformatoren helfen kann. Zur sinnvollen Verteilung von Stromerzeugungsanlagen muss das Netzentgelt anteilig

zum eingespeisten Strom bezahlt werden, wenn zum Anschluss ein Netzausbau erforderlich ist (z.B. Offshore Windkraftanlagen), oder wenn Stromerzeugungsanlagen in einem Versorgungsgebiet installiert werden, in dem jährlich mehr Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt wird als Strom verbraucht wird.

Netzentwicklungsplan

Auch der Netzentwicklungsplan (NEP) der vier Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) schreibt bei einigen Verbesserungen viele Schwächen von dena II fort. Positiv hervorzuheben ist der erweiterte Planungshorizont für das Leitszenario B bis 2032. Es stellt sich allerdings die Frage, warum dieser Zeitraum nicht gleich für alle Szenarien ausgewählt wurde. Die Netzoptimierung hat einen prominenteren Platz bekommen und die AKWs sind aus der Planung verschwunden. Auch die Integration ins europäische Netz wird betrachtet. Soweit, so gut. Allerdings bleibt der (falsche) betriebswirtschaftliche Fokus. Bei der Marktsimulation war die Zielfunktion die Minimierung der Erzeugungskosten- Ziel des NEP ist es also nicht, das bestmögliche Netz zu bauen, sondern das kostengünstigste. Die ÜNB sagen selbst, dass der NEP nicht das "einzig mögliche Netz" abbildet, sondern das Netz, das unter den Prämissen nötig ist. Wir sagen: unter der Prämisse der Kostengünstigkeit bleibt die Sinnhaftigkeit zurück! Natürlich müssen die Kosten betrachtet werden. Sie dürfen bei der Netzplanung aber nicht der Ausgangspunkt aller Planungen sein. Hinzu kommt, dass das „Wirtschaftlichkeitskriterium“ im ganzen NEP nirgends definiert wird, obwohl es als Grundlage aller Berechnungen dient. Ein weiteres grundlegendes Problem des NEP bleibt die fehlende Koordination von Stromerzeugung und Stromnetzausbau. Sie treibt den Stromausbaubedarf in zwar geringere, aber ähnlich schwindelerregende Höhen wie bei dena II.

DIE LINKE. fordert, dass in den relevanten Studien zur politischen Planung des Netzausbaubedarfs die technischen Alternativen (siehe Kasten) realistisch in die Analyse integriert werden. Daneben sind transparente, nachvollziehbare Berechnungen vorzulegen. Es ist schlicht unhaltbar, dass die Energiekonzerne sich auf Geschäftsgeheimnisse berufen und relevante Daten nicht zur Verfügung stellen. Letztlich verdienen die Netzbetreiber an jedem zusätzlichem Netzkilometer und haben so immer ein Interesse an längeren Netzen und einem starken Netzausbau. Dies steht einer seriösen Planung im Wege! Die Verantwortung für die Feststellung des tatsächlichen Netzausbaubedarfs liegt nicht bei den Netzbetreibern, sondern bei der öffentlichen Hand. Hierzu sind ausnahmslos alle Daten, Fakten und Entwicklungen offenzulegen, um das gesamte Verfahren so transparent und kostengünstig wie möglich für die Bürger zu organisieren!

Verteilnetze

Um den Ausbau der Verteilnetze ist es (noch) recht still. Das liegt u.a. daran, dass mit erheblich geringeren Akzeptanzproblemen gerechnet wird. Besonders in der Niederspannungsebene erfolgt der Ausbau zum großen Teil unterirdisch. Auch ist der Ausbaubedarf, prozentual an den bestehenden Leitungen gemessen, erheblich geringer als im Übertragungsnetz. Absolut gesehen ist der Bedarf aber deutlich größer: Die Angaben schwanken zwischen 50.000 und 80.000 km in der Studie von Ecofys^{xiii} und 195.000 Kilometern (mit den Daten des Energiekonzeptes der Bundesregierung) bzw. 380.000 Kilometern (mit den Daten aus dem BMU-Leitszenario) in der Studie des BDEW.^{xiv}

Die Studie des BDEW vernachlässigt, wie bereits *dena II*, die Möglichkeiten der Netzoptimierung und das Potenzial von u.a. Smart Grids (siehe unten). Der Ökostromanbieter *Lichtblick* hat hierzu beispielsweise errechnen lassen, dass seine „Zuhause-Kraftwerke“ bei Einbindung in Smart Grids die Ausbaukosten für bestimmte Teile des Verteilnetzes um 8 bis 29 Prozent im Vergleich zur BDEW-Studie verringern können. Insgesamt gibt es allerdings kaum belastbare Zahlen zum tatsächlichen Bedarf an Ausbau der Verteilnetze. Eine Studie der *dena* zum Investitionsbedarf soll erst Ende 2012 fertiggestellt sein.

Für die Umstellung auf 100% Erneuerbare Energien müssen allerdings vor allem die Verteilnetze weitaus „intelligenter“ werden, damit der Verbrauch und die Erzeugung von Strom effizient und flexibel abge-

stimmt werden können. Genau dazu sind im ersten Schritt bundesweit einheitliche Standards einzuführen, um den Flickenteppich der mehr als 800 Verteilnetzgebiete zusammen zu fügen.

Verteilnetzbetreiber müssen zudem eine aktivere Rolle einnehmen, etwa in dem sie den Zubau dezentraler Erzeugung bereits heute in ihre weiteren Planungen einbeziehen. Es muss dabei abgewogen und entschieden werden zwischen dem Netzausbau und den Folgewirkungen u.a. auf das Lastmanagement und die Energieeffizienz, so dass die Betreiber selber das Lastmanagement aktiv erfüllen können. Die Übernahme von wesentlichen Aufgaben für das Gesamtnetz lassen sich nicht unter dem Gebot der Profitmaximierung organisieren. Und deshalb ist unsere Forderung nach einer effektiven und effizienten Rekommunalisierung der Verteilnetze aktueller denn je.

Technologisches Potenzial zur Netzoptimierung

Smart Grids/Smart Markets

In Zukunft werden Smart Grids und Smart Markets eine größere Steuerungsrolle im Stromnetz übernehmen. Zum Smart Grid-Bereich zählen alle diejenigen Maßnahmen, die die Kapazitäten und die Steuerungsmöglichkeiten des Netzes erhöhen. Die meisten Übertragungsnetze haben die dafür notwendige Technik bereits heute integriert. Zum Bereich Smart Markets gehören dagegen alle Maßnahmen, bei denen die erneuerbaren Energien besser in die vorhandenen Prozesse und Strukturen integriert werden können oder sich der Verbrauch beeinflussen lässt. Letzteres könnte anhand neuer Tarifsysteme in Verbindung mit dem Einsatz von Smart Metern (intelligente Stromzähler) organisiert werden. Der Stromkunde kann so den Strom genau dann abnehmen, wenn er besonders günstig ist, d.h. in verbrauchsarmen Zeiten. Diese Feinsteuerung mindert die Leistungsspitzen. Damit kann die Belastung der Netze weiter sinken.

Die Bundesnetzagentur möchte die Erschließung dieses großen Potenzials allein den privaten Unternehmen überlassen, ohne dabei klare Vorgaben zu machen.^{xv} Damit wird jedoch weiterhin primär nach Gewinn- und Unternehmensinteressen agiert, was nie garantiert, dass die Einsparpotenziale hinreichend genutzt werden. Denn welches Interesse sollte der konkrete Stromanbieter an umfassender, absoluter Einsparung bei gleichzeitiger Investition in die entsprechenden neuen Technologien und Prozesse haben?

Die LINKE. fordert als Mindestvorgabe in diesem Bereich eine strenge, zielgenaue Regulierung und die Einführung einheitlicher Standards. Bei den Smart Metern muss u.a. auf einen ausreichenden Datenschutz geachtet werden. Da es immer auch um die Verwertung personenbezogener Daten geht, ist ein sensibler Umgang damit nicht zu erwarten. Auch unter diesem Aspekt ist unsere Hauptforderung nach Rekommunalisierung der Netze ökonomisch und ökologisch sinnvoll sowie demokratisch weit überzeugender als blindes Vertrauen.

Speichertechnologie

Bis jetzt lässt sich Strom nur in geringen Mengen und mit großen Verlusten speichern. Um die Stromversorgung aber auf 100% Erneuerbaren Energien umstellen zu können, werden dringend (dezentrale) Speicher benötigt, die die fluktuierende Stromerzeugung auch über längere Zeit ausgleichen können. Um effiziente und bezahlbare Speicher relativ schnell in Massen zu erhalten, ist u.a. eine Finanzierung eines Sofortprogramms „Stromspeicher“ überfällig. Neben deutlich zu erhöhenden Mitteln im Bereich Forschung und Entwicklung gehört zugleich der Speicherausbau ins Pflichtenheft aller Betreiber kommunaler Netze. Sie sind verantwortlich für die Systemstabilität und haben den Überblick, wann und wo der Speicherbau technisch wie wirtschaftlich sinnvoll ist und wie sich dadurch der notwendige Ausbau der Strom-

netze minimieren lässt.

Als Langzeitspeicher für Erneuerbare Energien scheint etwa das Power-to-Gas-Konzept interessant: die Umwandlung von Strom in Gas mithilfe von Elektrolyse. Das so gewonnene Gas kann dann im Erdgasnetz gespeichert werden und bei Bedarf wieder verstromt werden (Wirkungsgrad bei Rückverstromung ca. 36%). Nach Einschätzungen von Experten ist die Technik ab einem Anteil Erneuerbarer Energien von 50 bis 60% wirtschaftlich einsetzbar. Heute ist das Verfahren „betriebswirtschaftlich“ noch zu teuer. Je stärker und schneller also der Ausbau der Erneuerbaren Energien gelingt, desto eher rechnen sich diese und viele andere Verfahren. Auch hier liegt das Potenzial einer umfassenden Energiewende!

Schwarmstrom

Mit Schwarmstrom wird die zentrale Steuerung, Bündelung und Konzentration von „kleinen“ Strommen gen vieler kleiner Blockheizkraftwerke bezeichnet. Am bekanntesten ist das Kooperations-Projekt von Lichtblick und VW, andere Anbieter treten gerade in diesen Markt ein. Die ersten „Zuhause-Kraftwerke“ sind bereits in Betrieb. Mit Schwarmstrom können vor allem im städtischen Bereich kurzfristig auftretende Spannungsschwankungen ausgeglichen werden, wie sie Windkraft und Photovoltaik auslösen. Dazu braucht es aber eine relevante Anzahl von „Zuhause-Kraftwerken“ und eine intelligente Steuerung, die von Beginn an auf den Spannungsausgleich und diese Art der Stromerzeugung ausgerichtet ist.

Erdkabel versus Freileitung

Viele Bürgerinitiativen streiten für die Verlegung einer in ihrer Gemeinde geplanten Stromtrasse als Erdkabel. Auf der 110kV-Ebene ist diese Technik erprobt. Sie ist zwar teurer als der Bau einer Freileitung (Faktor 1,5-4,0 bei reinen Investitionskosten, Faktor 0,9-2,5 bei Vollkosten). Jedoch überwiegen die Vorteile (v.a. geringere volkswirtschaftliche Kosten durch höhere Akzeptanz und weniger Verzögerungen) diese Kostennachteile. Die Auswirkungen auf die Umwelt sind bei Erdkabeln erheblich geringer: Die elektromagnetische Strahlung ist nur in unmittelbarer Nähe des Erdkabels messbar (bis 5m Entfernung); Vögel werden nicht beeinträchtigt; die Übertragungsverluste sind geringer und es entstehen keine Lärmemissionen.

Auf der 380kV-Ebene ist die Technik noch nicht ausgereift. Erste Leitungen sind verlegt, allerdings nur über kurze Distanzen. Die Vorteile bei 380kV-Erdkabeln sind analog zu der 110kV-Ebene. Der Aufwand für Überwachung und die Behebung von Problemen ist bei 380kV-Erdkabeln allerdings um einiges größer. Auch sind die Investitionskosten erheblich höher. Die Mehrkosten in Abhängigkeit von der Leitungslänge und der Übertragungsleistung betragen das 2,8 bis 4,2fache. Bei Teilverkabelung von ca. 12% der Strecke sind die Mehrkosten im Vergleich zu einer kompletten Freileitung hingegen nur noch um 1,8-2,4 fach höher. Die Technik muss aber noch weiter erprobt werden.

Netzausbau und Verfahrensfragen

Trotz aller gesetzlichen Veränderungen und politischem Druck stockt der Netzausbau. Selbst einige dringend benötigte Leitungen werden nicht oder nur zeitverzögert gebaut. Die Planungsverfahren sind häufig intransparent und ohne echte Bürgerbeteiligung. Es ist daher nicht verwunderlich, dass sich die Betroffenen dagegen verwahren, einfach vor vollendete Tatsachen gestellt zu werden.

Das Netzbeschleunigungsausbau-Gesetz (NABeG) enthält einige lange geforderte Verbesserungen im Hinblick auf Bürgerbeteiligungen: Durch die Einführung eines umfassenden Konsultationsrahmens haben die Betroffenen endlich die Möglichkeit, in der Netzplanungsphase gehört zu werden. Bei der Erstellung des Szenarien-Rahmens durch die ÜNB als Grundlage für den NEP können schriftliche Stellungnahmen abgegeben werden. Die ÜNB berechnen zu jedem der drei Szenarien den jeweils erforderlichen Netzaus-

bau. Der NEP wird wiederum von den ÜNB entwickelt und durchläuft selbst eine öffentliche Konsultation.

Parallel zu der öffentlichen Konsultation führt die Bundesnetzagentur eine strategische Umweltprüfung der im NEP genannten Maßnahmen durch und erstellt einen Umweltbericht. Anhand dessen formuliert die Bundesnetzagentur einen Vorschlag zum Bundesbedarfsplan für die Bundesregierung. Der Bundesbedarfsplan wird schließlich als Gesetz verabschiedet und ist damit rechtsverbindlich.

Aufgenommen werden sollen in den Bundesbedarfsplan nur diejenigen Projekte, die in allen drei Szenarien absolut notwendig sind. Die Beteiligung in der Planungsphase wurde im Vergleich also erheblich erweitert. Allerdings gilt dieses Verfahren nur bei neuen Projekten, die zudem grenzüberschreitend und von überregionaler Bedeutung sind. Bei vielen Höchstspannungsleitungen (z.B. allen Energie-Leitungsausbau-Gesetz-(EnLAG) Projekten) kann das Verfahren nicht nachträglich angewandt werden. **DIE LINKE** fordert daher eine Anwendung der mit dem NABeG eingeführten Öffentlichkeitsbeteiligung zumindest auch bei den EnLAG-Verfahren.

Der Bundesbedarfsplan enthält noch keine Trassen-Korridore. Sie werden erst im nächsten Schritt festgelegt, der Bundesfachplanung. Für die im Bundesbedarfsplan als länderübergreifend oder grenzüberschreitend gekennzeichneten Höchstspannungsleitungen ermittelt die Bundesnetzagentur ihrerseits die geeigneten Trassen-Korridore. Die Bundesfachplanung ersetzt demnach das Raumordnungsverfahren für die entsprechenden Stromleitungen. Nach dem Antrag der ÜNB findet zunächst eine öffentliche Antragskonferenz statt - eine Erweiterung der bisherigen Möglichkeiten der Öffentlichkeitsbeteiligung. In einer weiteren strategischen Umweltprüfung kann dann der Raumbezug untersucht werden. Die Antragsunterlagen sowie der Umweltbericht sind Gegenstand eines erneuten öffentlichen und behördlichen Beteiligungsverfahrens, das die Auslage der Unterlagen und einen Erörterungstermin umfasst. Die Bundesnetzagentur prüft alle eingehenden Stellungnahmen und erörtert diese mit den Einspruchsberechtigten. Die in der Bundesfachplanung festgelegten Trassen-Korridore werden nach Verfahrensabschluss dann in den Bundesnetzplan aufgenommen. Kritisch ist allerdings, dass die Fristen zur Abgabe von Stellungnahmen bei der Bundesfachplanung zu kurz sind. Sie betragen für Umweltverbände, Bürgerinitiativen oder Privatpersonen nur einen Monat und für Behörden drei Monate.

Die Bundesfachplanung bildet schließlich die Grundlage für das Planfeststellungsverfahren. Sofern eine Rechtsverordnung der Bundesregierung, die mit Zustimmung des Bundesrates noch erlassen werden muss, dies vorsieht, wird die Bundesnetzagentur für die Planfeststellungsverfahren von länderübergreifenden oder grenzüberschreitenden Höchstspannungsleitungen zuständig. Anderenfalls werden die zuständigen Landesbehörden die Planfeststellung vornehmen. Eine Planung länderübergreifender Trassen auf Bundesebene, unter Einbeziehung der Expertise der Landesbehörden, ist aus unserer Sicht wünschenswert. Die Trassen-Planung wird so transparenter und einheitlich, Doppelplanungen entfallen. Dies darf natürlich nicht auf Kosten der Beteiligung vor Ort gehen.

Der Ablauf des Planfeststellungsverfahrens ähnelt dem der Bundesfachplanung, ist jedoch erheblich ortsspezifischer, konkreter und beinhaltet z.B. die genauen Maststandorte oder den genauen Verlauf einer Erdkabelstrecke. Auch hier gibt es wieder eine Antragskonferenz und eine Umweltverträglichkeitsprüfung.

Das gesamte Verfahren, angefangen beim Szenariorahmen der ÜNB bis zum Abschluss durch einen Planfeststellungsbeschluss wird jedes Jahr erneut durchgeführt. So soll gewährleistet werden, dass die Planung stets auf dem neuesten Stand der Technik ist.

Der Netzausbau stockt aber nicht nur aufgrund der zahlreichen Proteste aufgrund fehlender Beteiligungsmöglichkeiten. Auch die Übertragungsnetzbetreiber selbst scheinen an ihre unternehmerischen Grenzen zu stoßen: Exemplarisch beklagt sich etwa TenneT, dass sie den Anschluss der Offshore-Parks in der Nordsee nicht leisten können – trotz massiver Gewinne. Die Bundesregierung überlegt nun, sich über die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) indirekt an einer neuen Netzgesellschaft zu beteiligen. Alternativ soll eine Haftungshöchstgrenze eingeführt werden, um das Risiko für die Netzanbindung von Offshore-Windparks zu begrenzen. Den Rest der Kosten sollen über die Netzentgelte wieder einmal die Verbraucher tragen.

Hieran zeigt sich, dass die Liberalisierung der falsche Weg war: Offenbar sind private Unternehmen nicht bereit und/oder in der Lage, die benötigten Summen zu investieren und unternehmerischen Risiken zu tragen. Statt nun für viel Geld und staatliche Garantien diese ureigenen privaten unternehmerischen Aufgaben zu übernehmen und sich an einer neuen Netzgesellschaft zu beteiligen, müssen die Netze wieder komplett zurück in die öffentliche Hand. Das ist billiger und gesamtgesellschaftlich sinnvoller, um die Energiewende schnell und zielgenau durchzusetzen!

Unsere Positionen zum sinnvollen Netzausbau

Der Netzausbaubedarf hängt davon ab, wo welche Erneuerbaren Energien geplant werden und welche Strategie der Erzeugung und des Verbrauchs von Energie (hier Strom) überhaupt befördert werden soll. Ein sinnvoller und zielführender Bundesfachplan Stromnetze muss daher konsequent vom Endpunkt einer erneuerbaren Vollversorgung her konzipiert werden und den Auf- und Ausbau zukünftiger Speicher berücksichtigen. Das alles leistet der Netzentwicklungsplan nicht. Großbetriebe müssen durch eine am Stromangebot orientierte energieeffiziente Betriebsführung ihren Beitrag zur Netzstabilität leisten. Die Stromnetze sind in öffentliche Netzgesellschaften zu überführen, um den Umbau der großen Stromautobahnen und kommunalen Verteilnetze nicht der Willkür und dem alleinigen Interesse privater Unternehmen zu überlassen. Angesichts der Bedeutung der Netze für die Energiewende war es bisher schon mehr als fahrlässig, dies politisch nicht erkannt und abgestellt zu haben.

Eine öffentliche Netzgesellschaft muss aber selbst demokratisch organisiert sein: ihr muss ein Beirat zugeordnet werden, der mit VertreterInnen der Umweltverbände, der Gewerkschaften und weiterer relevanter Gruppen zu besetzen ist. Denn nur wenn die Netze wieder in öffentlicher Hand und demokratisch organisiert sind, muss nicht mehr kosten- und zeitintensiv lange über die Offenlegung von Daten gestritten werden. Nur dann werden die Netze wirklich nur dort gebaut, wo sie ökonomisch und ökologisch nötig sind und eine sinnvolle Gesamtplanung zur Integration der Erneuerbaren Energien wird möglich. Die fehlende Koordination des Erneuerbare Energien-Anlagen-Baus führt sonst unwiderruflich zu unwirtschaftlichen Netzstrukturen. Und selbst die Netzbetreiber bemängeln immer wieder, dass ein „Masterplan“ für den Ausbau der Erneuerbaren Energien fehlt.

Wie es weitergeht, ist also eine wichtige politische Weichenstellung. Die Frage ist, für welche Art der Stromerzeugung die Netze geplant werden. **Die Linke** plädiert für die Fortsetzung des Aufschwungs dezentraler, erneuerbarer Stromerzeugung durch eine entsprechende Rahmensetzung. Orientiert sich die Politik dagegen weiter an den alten, ineffizienten und gesellschaftlich teuren Interessen privater Unternehmen, fördert sie allein u.a. die zentralen Offshore-Parks und andere Großprojekte, wird die Energiewende ver- und behindert. Eine Stromversorgung mit 100% Erneuerbaren Energien rückt in weite Ferne. Genau diese Entscheidung steht jetzt an.

Nichtsdestotrotz werden für eine zu 100% erneuerbare Energieversorgung mehr Transportkapazitäten gebraucht. Allerdings nicht die 3.600 km Übertragungsnetze aus der *dena II-Studie*, und auch nicht die 1.700km aus dem NEP. Wir brauchen vielmehr neue, unabhängige Studien, die den Netzausbaubedarf unter Beachtung der Netzoptimierung und der Integration der Erneuerbaren Energien errechnen – mit der Zielsetzung, die Eingriffe in die Umwelt so gering wie möglich zu halten.

Die Alternative zum massiven Netzausbau heißt: forcierte Netzoptimierung. Auch hier steht aber die Eigentümerstruktur oft im Wege: Anstatt als Eigentümer selbst zu optimieren, überlegt die Politik lange, wie sie den Netzbetreibern die Optimierung schmackhaft machen kann. Am Ende zahlt sie mit Steuergeldern für selbstverständliche Aufgaben eines Unternehmens. Außerdem muss das Lastmanagement über ein demokratisches, transparentes Verfahren ausgebaut werden, denn hier schlummern große Potenziale. Dezentrale Kraftwerke, ob Photovoltaik, Windkraft oder Biogas, sind lastnah zu planen, um den Transport von Strom zu vermeiden. All dies zeigt, dass eine Gesamtplanung unabdingbar ist. Denn die Stromnetze können nicht unabhängig von der Stromerzeugung geplant werden! Ganz ohne Zubau von Höchstspannungsleitungen wird die Energiewende also nicht gelingen, wobei folgende Bedingungen zu erfüllen sind:

▪ **Vorlage eines schlüssigen Gesamtkonzepts**

Eine richtige soziale, ökonomische und ökologisch sinnvolle Planung setzt ein schlüssiges Gesamtkonzept zur Energieversorgung voraus. Die Mindestkriterien haben wir im Text aufgelistet und nur auf dieser Basis lässt sich entscheiden, ob eine Höchstspannungsleitung unbedingt nötig ist oder nicht.

▪ **Umsetzung der Empfehlungen des Plan N des Forums Netzintegration, d.h.:**

Dem NOVA-Prinzip muss gefolgt werden: **Netz Optimieren** vor **Verstärken** vor **Ausbau**

Eine umfassende Bürgerbeteiligung muss bereits in der Planungsphase gewährleistet werden- und nicht nur bei priorisierten Höchstspannungsleitungen Anwendung finden. Für die Bewertung konkreter Vorhaben müssen neben dem Wirtschaftlichkeitsprinzip auch Qualitätselemente wie der möglichst geringe Eingriff in die Umwelt zählen. Es müssen möglichst niedrige Masttypen bevorzugt werden, um Landschaftsbild und Vögel so wenig wie möglich zu stören.

▪ **Bahnstromnetz in die Prüfung einbeziehen**

Erstens muss die Nutzung des Bahnstromnetzes selber geprüft werden. Technische Probleme bei der Nutzung des Bahnstromnetzes treten auf, da im Bahnstromnetz 16,7 Hz Spannung herrschen, im restlichen Stromnetz 50 Hz. Dadurch werden Umspannwerke nötig. Perspektivisch könnte die Bahn ihr Stromnetz aber auch auf 50 Hz umstellen. Neuere Züge können schon heute mit 50 Hz fahren, es sind aber auch Baureihen unterwegs, die nur schwer umgerüstet werden können. Zweitens ist die Mit-Nutzung (zusätzliche Kabel etc.) der vorhandenen Bahnstrommasten und Trassen zu prüfen.

▪ **Höchstmaß an Transparenz**

Offenlegung aller relevanten Daten der Energiekonzerne, insbesondere die Lastflüsse. Ohne dies ist nicht nachvollziehbar, ob eine Höchstspannungsleitung notwendig ist.

Anhang

Kostenvergleich Freileitung-Erdkabel 380kV (2007)

	Freileitung (380kV)	Erdkabel (VPE 380kV)
Investitionskosten	Ca. 0,8Mio.€/km für 3.000MW	3,2 bis 8 Mio €/km für 3.000MW
Betriebskosten	3.000€/km und Jahr	Ca. 1.000€/km und Jahr
Kosten Stromverluste	Bis zu 153.000 €/km und Jahr (abhängig von tatsächlicher Übertragungsleistung)	Bis zu 68.000 €/km und Jahr (abhängig von tatsächlicher Übertragungsleistung)
Gesamtkosten		Neuere Studien zeigen, dass Erdkabel gegenüber Freileitungen über die gesamte Lebenszeit zwei- bis fünfmal teurer sind als Freileitungen

Quelle: <http://www.forum-netzintegration.de/59/>

Vergleich Auswirkungen auf Natur und Umwelt 380kV

	Freileitung 380kV	Erdkabel VPE 380kV
Magnetisches Feld	40 Meter von der Trassenmitte entfernt übersteigt das magnetische Feld den Wert von 1 Mikro-Tesla (μT) nicht mehr. Die Einheit Tesla (T) beschreibt die Größe der magnetischen Flussdichte, die auch als magnetische Induktion, umgangssprachlich und unpräzise manchmal auch als Magnetfeld beschrieben wird. Sie definiert die Flächendichte des Magnetflusses, der durch ein bestimmtes Flächenelement tritt. Gesetzlich zugelassen ist ein Grenzwert von $100 \mu\text{T}$ (26. BImSchV).	Einen Meter über dem Boden gibt es ein höheres magnetisches Feld als direkt unter einer entsprechenden Freileitung. Es schwächt sich aber zur Seite hin schnell ab; schon zwei Meter von der Kabel-Mittellinie entfernt beträgt es weniger als $1 \mu\text{T}$.; Vom Nahbereich abgesehen geringe Magnet- und unbeachtliche Elektrofeldimmissionen
Flächenbelastung	50 Meter hohe Gittermaste mit einer Breite von 31 Metern bei der Übertragung von 3.000 MW. Die gesamte Trasse hat eine Breite von 70 Metern.	Für die Übertragung von 3000 MW sind drei jeweils einen Meter breite Gräben im Abstand von fünf Metern erforderlich. Die gesamte Trasse ist zwölf bis 25 Meter breit. Nach den Bauarbeiten kann der Streifen überwuchern, muss aber von Bäumen freigehalten werden. Der Baustellenbereich muss 30 Meter breit sein und einen tragfähigen Untergrund haben. Grund: Die eingesetzten Kabeltrommeln wiegen circa 40 Tonnen. Verlust landwirtschaftlich nutzbarer Fläche direkt über der Trasse.
Ökologische Effekte	Die Leitungen bilden eine Unfallgefahr für Vögel in Brut-, Rast- und Zuggebieten. Bau- und anlagebedingt kann es kleinräumige, lokale Grundwassereffekte an den Maststandorten geben. Es besteht die Möglichkeit der „lauten“ Koronaentladungen und Ionisierung von Luftmolekülen. Die Entwicklung von Oxidantien wie z.B. Ozon und Stickoxiden wird mit den Koronaentladungen in Verbindung gebracht.	Durch die Wärmeabstrahlung der Kabel kann der Boden austrocknen. Gefährdung während der Bauphase für bodenlebende Tier- und Pflanzenarten. Bodenverdichtung, Störung des Bodengefüges und des Wasserhaushaltes v.a. während der Bauphase Die Erdoberfläche über dem Kabelgraben kann sich um bis zu 2°C erwärmen. Der Grad der Erwärmung hängt von der verwendeten Technik, der Anordnung der Kabel und der thermischen Bettung ab
Landschaftsbild	Das Landschaftsbild wird weithin sichtbar durch Masten und Überlandleitungen geprägt.	Die Erdkabel müssen zugänglich und frei von tief wurzelndem Bewuchs bleiben. Deshalb sind Erdkabel-Trassen in Waldgebieten als Schneise sichtbar. In Feldern, Wiesen und offenen Landschaften ist der Verlauf ein Jahr nach Ende der Kabelverlegung nicht mehr zu erkennen.

Quelle: <http://www.forum-netzintegration.de/59/>, plus Daten aus der Studie „Ökologische Auswirkungen von 380kV-Erdleitungen und HGÜ-Erdleitungen“

Endnoten

- i <http://www.themenportal.de/energie-verbraucher/bdew-fakten-deutsches-stromnetz-ist-1-78-millionen-kilometer-lang-28843>
- ii Die Grenzen sind nicht einheitlich geregelt
- iii BNetzA (2012): Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2011/2012
- iv Vgl. FAZ, 07.02.12: „Das kalte Wetter hält Stromnetzbetreiber... Atem“, o. FR, 27.01.12: „Die Stromverteiler“
- v Baden-Württemberg: 10% Windstromanteil bis 2020 (=7Twh), Photovoltaik 7GW bis 2020 (<http://dokumente.wscms-basis.de/Koalitionsvertrag-web.pdf>, <http://www.um.baden-uerttemberg.de/servlet/is/82460/Anlage.pdf?command=downloadContent&filename=Anlage.pdf>)
Bayern: 6-10% Windstromanteil, 10% Biomasse & 16% Photovoltaik bis 2021, Steigerung Wasserkraft um 15%, (http://www.stmwivt.bayern.de/fileadmin/Web-Dateien/Dokumente/energie-und-rohstoffe/energieversorgung/Bayerisches_Energiekonzept.pdf)
- vi http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Sonstiges/Dokumente/Endbericht_dena-Netzstudie_II.PDF
- vii Beispielsweise die Studie von consentec/r2b energy consulting im Auftrag des Wirtschaftsministeriums <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/endbericht-optimale-intergration-erneuerbare-energie,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf>
- viii Üblich ist das n-1 Kriterium. Das heißt: bei einem störungsbedingtem Ausfall eines beliebigen Betriebsmittels (= einer Stromleitung) muss das Netz seine Aufgabe weiter erfüllen. Bei n-2 muss das Netz auch den Ausfall zweier beliebiger Betriebsmittel decken.
- ix Zur Orientierung: Offshore-Parks mit 33,5 GW bedeuten alleine 11 HGÜ-Leitungen
- x Auch auf europäischer Ebene laufen Stromnetzausbau-Programme (TEN-E) mit einem Gesamtinvestitionsvolumen von 140 Mrd. Euro bis 2020.
- xi 500 Stromkreiskilometer entsprechen in etwa der Hälfte an Trassenkilometern
- xii Also ähnlich wie bei *dena II*, die 39% bis 2020 unterstellen
- xiii Ecofys: Ausbau und Ertüchtigung des Niederspannungsnetzes zur Aufnahme großer Mengen an Photovoltaik
- xiv Studie BDEW (2011): Abschätzung des Ausbaubedarfs in deutschen Verteilnetzen aufgrund von Photovoltaik- und Windeinspeisungen bis 2020
- xv BNetzA(2011):“Smart Grids und Smart Market. Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems“, Bonn