

Stromnetz

- Anforderungen an Stabilität und Speichertechnologien

Stand 05.06.2012



1) Netzstabilität

Zur Sicherung der Stabilität des Stromnetzes und der hierfür erforderlichen (Speicher-) Technologie sind die **Zeitskalen** zu berücksichtigen.

- saisonale Speicher (Wochen bis Monate)
- Tageslastgang (Tag und Nacht)
- Kurzfristige Schwankungen (Minuten bis Stunden)
- Netzstabilität (Millisekunden bis einige Sekunden)

Vorbemerkung: Elektrischer Strom (I) ist per se nicht speicherbar – elektrischer Strom fließt in einem Leiter, getrieben von einer elektrischen Spannung (U) (elektrisches Potential). Elektrische Spannung wiederum erfordert eine Potentialdifferenz, hinter der eine treibende Kraft stehen muss (zum Beispiel mechanische Drehung eines Generators, Sonnenstrahlen/Photonen von der Sonne, ...). Entfällt die Kraft zum Aufbau der Potentialdifferenz, dann werden die Potentialunterschiede schnell durch Potentialausgleich (Ladungswanderung, ...) ausgeglichen – Spannung verschwindet, der Stromfluss kommt zum Erliegen.

Die Speicherung der Energie ($E = U \cdot I \cdot t$) des elektrischen Stroms ($I = dQ/dt$) über den Sekundenbereich hinaus bedarf also der Umwandlung in andere Energieformen.

a) saisonale Speicher (Wochen und Monate)

Viele Windenergieanlagen, dezentral über die Fläche verteilt, gemeinsam mit vielen dezentral verteilten Fotovoltaikanlagen in der Fläche für den Spitzenstrombedarf, liefern grundsätzlich in Summe Grundlaststrom – lokale Schwankungen mitteln sich über die Fläche aus und werden über das Verteilnetz verteilt. Dennoch könnte es im Jahresverlauf, wetterbedingt, ca. 1 - 4 Wochen geben, in denen es das Risiko einer nicht ausreichenden Stromversorgung durch Wind und Sonne gibt (windlose Wetterlagen, Inversionswetterlagen, Nebel, ...) – dies ergibt die Notwendigkeit für saisonale Speicher in der Größe von ca. 1/50 (ca. 1 Woche) bis ca. 1/10 (ca. 1 Monat) des Jahresstromverbrauch (in Deutschland 2010 ca. 620 TWh, in Bayern 2010 ca. 85 TWh), d.h. ca. 12 TWh bis max. ca. 60 TWh saisonale Speicherkapazität, gerundet ca. 50 TWh, in Deutschland. Die gesamte saisonale Speicherkapazität wird erforderlich sein, wenn deutlich mehr als die Hälfte der Stromproduktion aus Wind und Sonne resultiert und wenn fossile Kaltreserven irreversibel rückgebaut sind – voraussichtlich also ab frühestens 2030 oder 2040.

Die hierzu erforderlichen Energieformen müssen notwendigerweise große Speicherkapazität aufweisen, müssen billig sein, und über mindest ein halbes Jahr ohne Verluste lagerfähig sein – aber diese Energieformen müssen nicht schnell als Strom verfügbar sein, denn Wetter ist typischerweise im Zeitrahmen von einem Tag bis zwei Wochen voraussagbar.

Aus heutiger Sicht sind hierfür geeignet stoffliche Speicher, wie Holz oder Wasserstoff (H_2) oder Methan (CH_4), deren chemisch gebundene Energie über Verbrennung in thermische Energie, und diese via Dampfdruck und Generatoren in elektrischen Strom überführt werden kann (direkte Verbrennung, oder Vergasung von Holz, oder Brennstoffmotor, oder Stirling-Motor, etc.). Die direkte Umwandlung chemischer Energie in elektrischen Strom, wie z.B. in Brennstoffzellen, steht seit Jahrzehnten im Stadium der Entwicklung.

Holz: Holzstoß Scheitholz, Hackschnitzel, Pellets, etc.

(Hinweis: Energie-Holz aus den Wäldern Bayern, unter Berücksichtigung der Ökologie: ca. 10 % oder ca. 42 PJ/a)

Wasserstoff (H_2): Speicherung gasförmig – drucklos oder unter Druck, oder flüssig unter Druck bei tiefen Temperaturen; Wasserstoffgas kann dem Erdgasnetz bis zu 7 - 10% zugemischt werden – das entspräche einer Speicherkapazität Strom für Deutschland von ca. 1 Woche. Quellen für Wasserstoff: Elektrolyse von Wasser mit Strom (statisch betriebene Elektrolyse ist industriell bekannt, dynamisch betriebene Elektrolyse ist in Entwicklung), anaerobe Vergärung analog Biogas, thermische Prozesse.

Methan (CH_4): Speicherung gasförmig – drucklos oder unter Druck, oder flüssig unter Druck bei tiefen Temperaturen; oder im Erdgasnetz. Erdgas besteht zu > 90 % aus Methan. Für Erdgas bestehen Speicherkavernen, die gesetzlich festgelegte Speicherreichweite von Erdgas ist ca. 3 Monate, die thermische Kapazität des deutschen Erdgasnetzes umfasst heute ca. 200 TWh. Quellen für Methan: Reinigung von Biogas (Biogas besteht zu ca. 50 % aus Methan), oder aus organischen Materialien via thermische Prozesse, oder „Windgas“: Wasserstoffgas (H_2), aus der Elektrolyse von Wasser, kann im Sabatier-Prozess mit geeigneten Katalysatoren in Gasphasenprozessen mit Kohlendioxid (CO_2) zu Methan (CH_4) und Wasser (H_2O) umgesetzt werden. Katalytische Gasphasenprozesse sind Standard in der deutschen chemischen Grundstoffindustrie.

Regelleistungsenergie Strom aus Biogas:

Der Beitrag der Bioenergie zur gesamten Stromversorgung Deutschland ist mengenmäßig marginal mit ca. 30 TWh in 2011 (d.h. < 5% von 620 TWh), aber diese 30 TWh entsprechen als Regelleistungs-Strom ca. 2 Wochen Versorgungs-Reichweite bei 100 % Stromversorgung aus Erneuerbarer Energien Wind und Sonne, oder 4 Wochen Versorgungs-Reichweite bei 50 % Strom aus Erneuerbarer Energien, in ca. 2020. Voraussetzung: die gesamte Bioenergie müsste, nicht wie heute als Grundlaststrom, sondern als speicherbare Regelleistung zur Verfügung stehen. Aus heutiger Sicht der Technik erfordert dies nicht nur eine Einspeisung als Strom, sondern auch als Methan (ins Erdgas-Netz). Damit erhebt sich die Frage nach einem Erneuerbarer Energien Methan-Einspeisegesetz.

Der Fokus der Biomasseverstromung muss daher sein: (i) Regelleistung Strom über direkte Speicherung von Biogas (größere Volumen der Biogasspeicher und größere Motorenkapazitäten, sowie größere thermische Speicher für die Abwärme oder über eine Vorhersage und Planung der Einspeisung über Steuerung der Kinetik der Gärbiologie (im Bereich Stunden bis Tage), oder Biogasreinigung zu Methan für dezentrale BHKW, (ii) zukunftsfähige Rohstoffkonzepte wie Abfallbiomasse oder Biodiversitäts-verträgliche nachwachsende Rohstoffe, wie mehrjährige Pflanzen mit tiefer Verwurzelung und Humusbildung als CO_2 -Senke, (iii) kleine dezentrale Anlagen, (iv) aber auch sinnvolle Abwärmekonzepte.

Dezentrale Mikro-/Mini-Blockheizkraftwerke (BHKW):

Hier sind vielfältige Treibstoffe möglich: Verbrennungsmotoren mit Diesel/Pflanzenöl, Erdgas/Methan/Wasserstoff (aus Biogas oder Strom), Holzgas oder Stirlingmotoren mit Wärme. Die mechanische Energie (ca. 25 %) liefert via Generatoren elektrischen Strom – die Abwärme (ca. 75 %, Abluft, Wasserkühlung) wird als Heizwärme genutzt. Der Heizbedarf in Deutschland der Privaten Haushalte liegt bei ca. 2000 PJ = ca. 550 TWh, das entspräche bei 1000 Betriebsstunden ca. 0,55 TW Gesamt-Leistung thermisch – typischerweise 20 kW Heizleistung pro Wohnung entsprechen bei 25 Millionen Heizungen in Deutschland ca. 0,5 TW Gesamtleistung thermisch. Das entspräche bei einem durchschnittlichen elektrischen Wirkungsgrad der BHKW-Motoren von 33% ca. 133 TWh Leistung elektrisch. D.h. ein Ersatz von ca. 40% der privaten (Öl-) Heizungen als BHKW würde ausreichen, um eine Stromlücke der Erneuerbaren Energie Wind und PV von ca. 4 Wochen oder ca. 50TWh auszugleichen.

b) Tageslastgang (Tag und Nacht)

Ausgleich von Tages-Spitzennachfrage und Nacht-Stromüberschuss: Typischer Arbeitsbereich von Pumpspeicherkraftwerken (PSW): PSW nutzen heute billigen Nachtstrom für die Produktion von teurem Tagesspitzenstrom, bei einem Wirkungsgrad von 85 %, also Verlusten von 15 % Strom.

PV und PSW

Im Sommer liegt der Mittags-Spitzenbedarf Stromleistung bei 50-60 GW (Wochenende-Woche) und nachts bei 30-40 GW; im Winter addieren sich 10 GW. Im Sommer haben wir heute installiert eine Spitzenleistung PV von 18 GW mittags (bei ca. 25 GW PV-Peak-installiert), die in dem typischen Tages-Spitzen-Bedarf von ca. 40-50 GW lokal verbraucht wird. In Zukunft, bei einer PV-Leistung von 80-100 GW PV-Peak-installiert, ergäbe sich eine Mittagsleistung von ca. 60 GW, ab dann wäre ein PV-Strom Überschuss tags möglich. Bei einer ungestörten Zubaurate der Fotovoltaik PV von 5 GW wäre dies zu erwarten ab ca. 2025, mit der drastischen Absenkung der PV-Förderung vom 1.4.2012 wohl erst später. Folgen: Möglicherweise erfolgt dann eine Inversion des Marktes für Tag- und Nachtstrom und unklare Situationen, erst nach 2030 - 2040 wird die Frage der Speicherung von Fotovoltaik-Strom real in größeren Dimensionen sinnvoll. Fotovoltaik-Strom macht PSW ab ca. 2020 unwirtschaftlich und überflüssig.

c) Kurzfristige Schwankungen (Minuten bis Stunden)

Kurzfristige Schwankungen im Stromnetz resultieren vor allem aus dem Bedarf der Verbraucher (Kunden schalten Anlagen an und aus) und weniger aus der Erzeugung. Die Minuten Reserve in Europa beträgt gesetzlich festgelegt 2 GW. Konventionell erfolgt die Bereitstellung dieser Sicherheit der Versorgung kurzfristig via Öl, Gas, PSW und Wasser.

Zukünftig können Erneuerbare Energie Regelung anbieten, wo typischerweise eine Überkapazität von Stromproduktion sinnvoll wäre.

- Biogasstrom hoch- oder abregeln,
- Windstrom hoch- oder abregeln,
- Fotovoltaikstrom hoch- oder abregeln.

Eine solche Regelung bedarf keines „smart grid“, denn Spannungs- und Frequenzabweichungen können lokal erkannt werden.

Wind und PSW

Existierende PSW in Deutschland haben heute eine Leistung von 7 GW und eine Kapazität von 0,04 TWh (Bericht SRU 01-2011). Bei einem Stromverbrauch in 2010 von 620 TWh pro Jahr, bzw 1,7 TWh pro Tag, und Bedarfs-bedingten Fluktuationen von ca. 1%, besteht ein Regelenergiebedarf Strom von ca. 0,017 TWh oder 0,6 GW Leistung. Dies kann durch bestehende PSW und Druckluftspeicher sicher ausgeglichen werden. PSW bedienen heutige Minuten-Schwankungen ausreichend. Typischerweise werden Erneuerbare Energie kaum zusätzliche Minuten-Schwankungen erzeugen. **Ein Neubau von PSW für den Ausbau der Erneuerbaren Energie ist nicht erforderlich, weder in Deutschland noch in Bayern.** PSW sind zu langsam (Reaktionszeit > 5 Min) und zu klein: ca. 300-1500 MW Leistung/PSW bei nur ca. 12 Stunden Speicherreichweite. PSW haben aber einen großen Flächenverbrauch, vor allem im ökologisch wertvollen Hügel- und Bergland. Der hohe Hub in Ober- oder Untersee ist in der Süßwasser-Ökologie unbekannt: tote PSW-Seen!

Hinweise:

- „Alte“ analoge Stromverbraucher wirken i. a. Netz-stabilisierend ($I = U/R$. $R = \text{const.}$, Beispiel Glühbirne)
- neue „dumme“ digitale Stromverbraucher wirken i. a. Netz-destabilisierend ($I \cdot U = \text{const.}$, $R = \text{variabel}$, Beispiel Energiesparlampe). Erhöht den Stromverbrauch in Zeiten von Strommangel.
- neue „schlaue“ digitale Stromverbraucher können Netz-stabilisierend wirken (Beispiel Elektrofahrzeug mit intelligentem 2-Wege-Speicher. Reduziert den Stromverbrauch in Zeiten von Strommangel.

Stromautarkie (lokale Inselösungen mit Wind- oder PV-Strom) kann in Massen deutlich Netz-destabilisierend wirken – durch Ein- und Ausschaltvorgänge, die betriebsbedingt sind, sich aber nicht durch Wettervorhersagen vorhersehen lassen. Stromautarkie mag pädagogisch wertvoll sein – kann aber Konflikte mit Netzstabilität nach sich führen.

c) Netzstabilität Millisekunden bis einige Sekunden - Netzdienstleistung

Moderne Wechselrichter in PV-Anlagen sind in der Lage, Stromdienstleistungen anzubieten und so das Strom-Netz zu stabilisieren: „Blindleistung“, Regelenergie (PV-Anlagen können abregeln), „Kurzschlussstrom“ (< 100 ms)

- sie müssen nur „dürfen“ (es müssen verbindliche Regelungen geschaffen werden).
- die Frage der Vergütung von Netzdienstleistung ist derzeit leider noch offen.

Moderne Wechselrichter in moderne Windenergieanlagen sind in der Lage, Stromdienstleistungen anzubieten und so das Strom-Netz zu stabilisieren: §64 SDL-Bonus (Systemdienstleistung), „Schwarzstart-Fähigkeit“: Dies wird derzeit nicht umgesetzt und nicht nachgefragt und ist aktuell nur relevant für Inselnetze!

Spannungsausgleich und Frequenzstabilisierung (Minutenreserve) sollten als Netzdienstleistung wirtschaftlich vergütet werden.

2) Netzstruktur

Verfassung des Freistaates Bayern, Art. 83

(1) In den eigenen Wirkungskreis der Gemeinden (Art. 11 Abs. 2) fallen insbesondere ... die Versorgung der Bevölkerung mit Wasser, Licht, Gas und elektrischer Kraft; ...

Die Kommunen in Bayern haben den Auftrag, die Bevölkerung mit Strom zu versorgen, also auch Stromnetze zu betreiben. Diese Aufgabe wurde in vielen Kommunen leider an Großunternehmen delegiert resp. in Konzessionsverträge abgegeben, die heute, nach der Privatisierung der Energieversorgung, private Großunternehmen sind. Eine Rekommunalisierung der Stromversorgung ist aus Sicht des Bund Naturschutz Ziel führend für eine echte Energiewende in Bürgerhand.

Eine physikalische Komponente der Netzstabilität ist das Stromnetz. In einer zentral organisierten Stromproduktion lieferte das Stromnetz früher Strom aus Großkraftwerke an kleine und große Kunden – in der Art einer sich verzweigenden und verästelten Einbahnstraße. Eine dezentral organisierte Energiewende mit dezentraler Stromproduktion und dezentralem Stromverbrauch benötigt ein verzweigtes System an Netzen auf unteren Ebenen, das den dezentral produzierten Strom lokal einsammelt, regional und überregional weiterleitet, und wieder lokal verzweigt an die Kunden bringt. Stromproduktion und –last muss dabei dezentral und zentral im Gleichgewicht stehen.

Erneuerbare Energien Strom wird dezentral produziert und wird zu > 70 % ins Verteilernetz eingespeist: Lokale, temporäre Überschüsse befinden sich auch mittel- bis langfristig im lokalen Verteilernetz – und benötigen dort Ausregelung – weiter entfernte Speicher sind i. a. nicht erreichbar (außer über Transmissionsnetze). Daher benötigen Erneuerbare Energien dezentrale Speichersysteme vor Ort und Regelenergiekraftwerke wie zum Beispiel BHKW.

Stromnetze

Stromnetze bestehen dabei aus mehreren Ebenen:

- lokale Verteilernetze auf Ebene Haushaltstrom von 400 V Netz und auf Ebene Mittelspannungsnetz von 10 - 20 kV
- regionales Verteilernetz 110 kV
- überregionale Transmissionsnetze / Fernleitungen von 220 kV und Höchstspannung 380 kV bzw. 600 kV HGÜ.

Kennzeichen und Anforderung einer Stromversorgung ist Spannungsstabilität mit dem Ziel Spannung im Haushaltenetz von 230 V (+/- 10%) und einer Frequenz von 50 Hz (+- 0,2 Hz).

Wichtig für ein zukunftsfähiges Stromnetz muss dessen Fähigkeit sein, Lastflüsse an Strom in beiden Richtungen zu bewältigen – aus der dezentralen Produktion aus Erneuerbaren Energie einerseits und an großen und kleine dezentrale Verbraucher andererseits.

Eine dezentrale Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien benötigt vor allem einen Ausbau und eine Optimierung der Verteilernetze:

- Hausdach-Fotovoltaik (bis Leistung 100 kW) speist ein in das Haushaltsnetz von 400 V (Distanz Produktion-Last < 1 km)

- Freiflächen-Fotovoltaik, Windenergie-Anlagen und Biogas-Anlagen (bis Leistung 10 MW) speisen ein in das Mittelspannungsnetz, ca. 20 kV (Distanz Produktion-Last 1 – 10 km)
- Gas- und Dampfkraftwerke (GuD), größere Wasserkraftwerke und Windparks bis 500 MW speisen ein in das Verteilernetz von 110 kV (Distanz Produktion-Last bis 100 km)
- PSW, AKW, Kohlekraftwerke und off-shore Windparks größer 500 MW speisen ein in das Transmissionsnetz / Überlandleitungsnetz von 220 kV bzw. Höchstspannungsnetz „Stromautobahnen“ von 380 kV Wechselstrom oder 600 kV HGÜ (Distanz Produktion-Last bis 1000 km).

Spannung

Ein Überangebot an Stromproduktion kann zu einem lokalem Anstieg der Spannung führen; eine übermäßige Last (Stromverbrauch) kann lokal zu einem Absinken der Spannung führen. Wichtige Gegenmaßnahme ist die zur Verfügungsstellung von lokaler Regelleistung Strom zur Regulierung von Strom- und Lastspitzen (bedarfsgerechte Stromproduktion) Lokale flexible Stromsenken/-verbraucher und Stromspeicher (gesteuert durch Spannungserhöhung), die lokale Stromüberangebote zeitnah und lokal verbrauchen – dies kann zusätzliche Transmissionsnetze oder Produktionsabschaltungen ersetzen:

- Lokale flexible Stromsenken/-verbraucher (Motoren, Wärme) und Stromspeicher (Akkumulatoren, ...) - gesteuert durch Spannungserhöhung - die lokale Stromüberangebote zeitnah und lokal verbrauchen.
- Wichtig ist in diesem Zusammenhang eine Ertüchtigung der lokalen Verteilernetze beim Übergang Haushaltsnetz (230 V) auf Mittelspannungsnetz (20 kV) – hier müssen die lokalen Ortsnetztransformatoren durch die Ortsnetzbetreiber ertüchtigt werden: notwendig ist eine Umstellung der heute manuellen Anpassungen der Wicklungsverhältnisse an den Transformatoren auf eine zukünftig ferngesteuerte, motorbetriebene Anpassung der Transformationsverhältnisse.
- Lokale flexible Stromproduktion (gesteuert durch Spannungsabsenkung), die lokale Lastenabfragen zeitnah und lokal bedienen.
- Dezentrale Stromangebote können angeboten werden aus dezentralen Gas- und Dampfkraftwerken GuD, aus Akkulatoren (stationär oder aus der Elektromobilität), aus Mini-/Mikro-Blockheizkraftwerken, letztere auf Basis von Methan (Erdgas, „Windgas“, oder Methan aus Biogas, oder direkt aus Biogas).
- Stundenschwankungen von Last und Produktion können im Prinzip auch durch Pumpspeicherkraftwerke PSW ausgeglichen werden. Dem steht gegenüber, dass einerseits PSW typischerweise aus topologischen Gründen nicht homogen über Bayern und Deutschland verteilt werden können und andererseits PSW eigentlich nur für Lastwechsel Nacht nach Tag konzipiert sind und technisch für stündliche Wechsel nur bedingt geeignet sind. PSW erfordern daher neue Stromautobahnen und haben einen extrem hohen Platzbedarf, vor allem im ökologisch oft noch intaktem Berg- und Hügelland.
- Würden man einen großen Teil der Kapazität für Wärme unserer Heizungen zukünftig durch Blockheizkraftwerke anbieten (ca. 50%), mit Stromproduktion und Abwärmenutzung, dann könnte dies kurzzeitige und saisonale Regelleistung Strom bedienen. Für Blockheizkraftwerke werden verschiedene Entwicklungsszenarien verfolgt: Zum einen das Beispiel von Lichtblick / VW auf Basis von PKW-

Motoren, geeignet für häufige, stündliche Lastwechsel bei nur geringen Jahreslaufzeiten (ca. 1000 Stunden) und mittleren Leistungen um 20 – 50 kW, zum anderen das Beispiel der FH Landshut in Ruhstorf, auf Basis von Pumpenmotoren, geeignet nur für täglichen Lastwechsel bei hohen Jahreslaufzeiten (6000 Stunden) und kleinen Leistungen von 3 kW.

Frequenz

Die Koppelung der Frequenz an die Spannung wird v. a. durch die mechanischen Generatoren der klassischen Dampfkraftwerke verursacht: kommen zusätzliche Verbraucher (Last) ans Netz, drehen die Generatoren vorübergehend langsamer – die Frequenz fällt ab; kommen zusätzliche Hersteller ins Netz, drehen die Generatoren vorübergehend schneller – die Frequenz nimmt zu. Derartige Schwankungen sind sofort Europa-weit sichtbar und können vor allem von konventionellen Stromverbrauchern nicht toleriert werden.

Die heutige Vorgabe, Fotovoltaik-Wechselrichter bei Abweichungen größer 0,2 Hertz (von 50 Hertz), bzw. Spannungsabweichungen, größer 250 Volt und kleiner 220 Volt, abzuschalten, kann zu massiven lokalen Sprüngen führen und erhöht das Stabilitätsproblem, anstatt es zu dämpfen. Moderne Gradienten-Regeln (Schritt weises Abschalten und Einschalten im Bereich 50,2 bis 51 Hz), wie von VDE vorgeschlagen, würden diese Problematik eindämmen.

Netzausbau ?

Ausbau (A) der Transmissionsnetze und zentralen Stromproduktion durch einen Oligopol von großen Energieversorgungsunternehmen gegen den zukunftsfähigen (B) Ausbau lokaler kommunaler Verteilernetze der Dezentralen Stromversorgung auf Basis Erneuerbarer Energien in der Hand von Kommunen und Bürgern und Bürgerinnen.

Zu (A) haben die 4 großen Netzbetreiber Tennet (ex E.ON), TransnetBW (ex EnBW), 50 Hertz (ex Vattenfall) und Amprion (ex. RWE) im Mai 2012 der Bundesnetzagentur ein Konzept vorgelegt, (zu finden unter

<http://www.netzentwicklungsplan.de/content/impressum-kontakt>),

das den Bau von 4 neuen Höchstspannungstrasse Nord-Süd und insgesamt 4000 km Neubau Höchstspannungsnetz vorsieht.

Basis dieser Studie ist die Studie Prognos AG, EWI, GWS [2010], Projekt 12/2010 des BMWt vom Oktober 2010, (zu finden unter

http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/energieszenarien_2010.pdf),

in dem die Bundesregierung damals im Herbst 2010 die Laufzeitverlängerung für AKWs begründet hatte – gekennzeichnet durch ein drastisches Herunterfahren des Ausbau von Fotovoltaik und on-shore Windstrom (ab 2020 auf ca. Null), aber durch Stromproduktion Erneuerbar vorzugsweise aus Wind off-shore, Weiterlaufen der Kohlekraftwerke mit CCS, etc. In Konsequenz wird in der Studie 2012 der Netzbetreiber mit diesen Annahmen aus der Zeit vor dem Atomausstieg 2011 nun der Bedarf für Stromautobahnen in 2012 abgeleitet.

(B) BUND / BN halten diesen zentralen Ansatz für falsch und setzen auf eine zukunftsfähige dezentrale und homogene Stromproduktion, Stromspeicherung, Verteilung und Steuerung der Netzstabilität in Hand der Bürger/Bürgerinnen und Kommu-

nen, s.a. <http://www.bund-naturschutz.de/fakten/energie.html> und http://www.bund.net/themen_und_projekte/klima_energie/. Ein solches dezentrales Konzept benötigt keinen oder nur geringen Zubau von Strom-Transmissionsnetzen – aber einen konsequenten Ausbau und Optimierung der lokalen und regionalen Verteilernetze.

3) Neue Markt-Regeln für das zukünftige EEG ?

„Markt regelt“ kann im Strom-physikalischen Sinne falsch sein – der heutige „zentrale Strommarkt“ destabilisiert Stromnetze, weil der Markt die Physik nicht ausreichend beschreiben kann – hier sind Änderungen erforderlich!

- Stromhandel in Stundenpaketen führt zu Instabilitäten im Stromnetz am Stundenwechsel
- Ein zentraler Strommarkt kann dezentrale lokale Effekte nicht erfassen und nicht steuern.