

Dezentrale Strukturen in der Energiewende

Ein White Paper der 100 prozent erneuerbar stiftung, Februar 2014

Vorwort

Wir nutzen den Begriff Dezentralität als qualitatives Attribut zur Charakterisierung der Energiewende und insbesondere zur Abgrenzung von den gewachsenen Strukturen der konventionellen Stromwirtschaft.

Dabei ist Dezentralität

a) kein Wert an sich. Vielmehr steht der Begriff für Eigenschaften, die zur Optimierung von Systemen vorteilhaft genutzt werden können, während sie in anderen Fällen nicht zwangsläufig zielführend sein müssen. Wir postulieren jedoch, dass ein Kernmerkmal der Dezentralität – die Verteilung, die Streuung und die Teilung von Aufgaben oder die Segmentierung von Gesamtsystemen zu Teilsystemen, nicht jedoch deren vollkommene gegenseitige Abtrennung – die Energiewende positiv beeinflusst. Welche Eigenschaften hinter der Begriffsbedeutung können genutzt werden, um Strukturen zu entwickeln, die das volle Potenzial erneuerbarer Energien schöpfen?

b) im Prinzip auch auf das konventionelle Stromsystem anwendbar, da hier rund 180 Großkraftwerke räumlich dezentral über ganz Deutschland – wenn auch mit Konzentrationsräumen – und darüber hinaus hunderte kleinerer Kraftwerke an Industriestandorten verteilt sind. Ist „Dezentralität“ geeignet, den grundlegenden Unterschied zwischen dem bestehenden konventionellen und dem gewünschten regenerativen Stromsystem plausibel, eindeutig und allgemein verständlich zu beschreiben? Wird der Begriff in der Diskussion also von allen Teilnehmern in derselben Bedeutung genutzt?

Dezentralität ist ein strukturbeschreibender Terminus. Es fragt sich allerdings, welche Strukturen und welche Maßstabsebene wir meinen, wenn wir den Begriff verwenden und ob alle Bereiche des Stromsystems der Dezentralität zu unterwerfen sind – abgesehen von der ohnehin bereits stattfindenden dezentralen Nutzung – also Erzeugung, Verteilung, Vermarktung und Speicherung. Dieses Papier dient dazu, den Begriff der dezentralen Strukturen selbst in eindeutiger Weise auf das regenerative Stromsystem anzuwenden, die Aspekte zu benennen, die eine qualitative Nutzung rechtfertigen oder den Begriff zur Beschreibung zu verwerfen, falls er weder eine abgrenzende noch eine qualitative Leistung ermöglicht.

Inhaltsverzeichnis

1. Grundlegende Aspekte der Dezentralität	02
2. Region als räumlich strukturierendes Element der dezentralen Energiewende	04
3. Marktdesign für eine dezentrale Energiewende	06
4. Versorgungssicherheit	09
5. Prozess	11
6. Literatur	13
7. Impressum	13

1. Grundlegende Aspekte der Dezentralität

Dezentralität ist ein konstituierendes Prinzip komplexer adaptiver Systeme und verweist auf deren Organisationsstruktur. In dem hier betrachteten Fall bedeutet das: Die Kontrolle (von Erzeugung und Verbrauch) ist über alle Bestandteile des Systems verteilt. Die räumliche Verteilung von Erzeugungskapazitäten, die diversifizierte Eigentümerstruktur, neue Netzstrukturen und -aufgaben (die sich mit den Begriffen Distribution und Aggregation [Pooling] umschreiben lassen), weisen tatsächlich zunehmend Merkmale einer räumlich verteilten Selbstorganisation auf verschiedenen Maßstabsebenen auf. Insgesamt ist absehbar, dass das Energiesystem nach der Energiewende deutlich stärker dezentral ausgerichtet sein wird.

Die Dekonzentration der Erzeugungsstruktur von wenigen großen Kraftwerken zu vielen kleinen Anlagen, die im Besitz vieler und räumlich verstreut sind, ist jedoch kein Grund, von einem der Prinzipien des „alten Energiesystems“ abzuweichen: Es ist sinnvoll, die Erzeugung räumlich nahe an den Lasten anzusiedeln. Während insbesondere für die (kleinskalige) Photovoltaik eine verbrauchsnahe Erzeugung charakteristisch ist, fällt das Urteil für die Windenergie in dieser Hinsicht nicht gleichermaßen eindeutig aus. In dicht besiedelten Gebieten ist ihre Nutzung in der Regel nicht im großen Umfang möglich, so dass die Anlagen eher in ländlich geprägten oder weniger dicht besiedelten Räumen gestellt werden, die zwar ebenso am Rande von Agglomerationsräumen liegen können, aber eben nicht zwangsläufig liegen müssen.

Damit ist auch absehbar, dass gerade die großen Ballungsräume (z.B. Berlin, Rhein-Ruhr, Rhein-Main, Rhein-Neckar, Stuttgart, München, Hamburg etc.) ein entsprechend großes „Energie-Einzugsgebiet“ benötigen, um sich zukünftig vollständig mit regenerativen Energien und speziell mit hohen Anteilen an Windenergie versorgen zu können. Nicht umsonst wird der Paradigmenwechsel von konventioneller Energieversorgung hin zur erneuerbaren in der Energiegeographie mit den Konzepten „energy for space“ und „energy from space“ beschrieben (Brücher 2009: 17). Damit kommt aber logischerweise der Strukturierung dieses Raums, der Region, eine Bedeutung zu (vgl. Abschnitt 2).

Dezentralität ist in Bezug auf das regenerative Energiesystem aus drei Perspektiven darstellbar:

- Aus räumlicher Perspektive: stärkere räumliche Dekonzentration der Erzeugungskapazitäten als bisher; die konkrete räumliche Verteilung wird wiederum derzeit in erster Linie durch bundeslanddifferenzierte Planungspraktiken, planungsrechtliche und gesetzliche Faktoren – maßgeblich die Vergütungsstruktur und -systematik des Erneuerbare-Energien-Gesetz [EEG] – sowie dem natürlichen Dargebot entscheidend geprägt (dezentrale räumliche Verteilung).
- Aus technischer Perspektive: Vergleichsweise kleinskalige Erzeugungseinheiten mit besonderer Bedeutung der dargebotsabhängigen Techniken Windenergie und Photovoltaik (PV), die schließlich mit mehreren Millionen Anlagen in die Fläche gehen. Die PV-Erzeugung findet, ausgenommen große Freiflächenanlagen z.B. auf Konversionsflächen, in aller Regel in Siedlungen und somit lastnah statt. Es wird also Energie in unmittelbarer Nähe der Verbraucher bereitgestellt. Dies trifft auf die Erzeugung durch Windenergie hauptsächlich im ländlichen Raum zu. Mit der schwankenden Einspeisung erhält das ursprünglich auf eine zentralere Erzeugungsstruktur ausgelegte, ehemals monodirektional ausgelegte Netz schon heute neue Aufgaben. Lokal und regional begrenzt auftretende Überschüsse müssen abgeführt werden. Lastflüsse gehen dann nicht nur von höheren Spannungsebenen auf niedere, sondern können und müssen sich umkehren. Im Verbund mit moderner Informations- und Kommunikationstechnologie sorgen die Netze zukünftig als intelligente Netze (Smart Grids), die auf der Hochspannungsebene auch über die sie umgebenden

Betriebsbedingungen „wissen“ (insbesondere Wind- und Temperaturbedingungen), für mehr Flexibilität im System, geben Angebots- als Preissignale an Verbraucher oder Steuerungssignale an elektronisch gesteuerte Geräte (z.B. Kühl- und Gefrieranlagen, Waschmaschinen, Klimaanlage, Wärmepumpen) weiter und minimieren über den interregionalen Stromimport und -export den Speicherbedarf (technische Diversifizierung, Kleinskaligkeit und Erschließung zusätzlicher Flexibilitätsoptionen).

- Aus sozialer Perspektive: Diversifizierung der Eigentümerstruktur von Erzeugungskapazitäten. Neben vielen jungen Unternehmen der EE-Branche und Landwirten sind vor allem Bürgerinnen und Bürger in verschiedenen Gesellschaftsformen (z.B. Energiegenossenschaften, GmbH & Co. KG oder eigenständiger privater Investor) an EE-Projekten beteiligt (dezentrale Eigentümerstruktur). Der Verbraucher, so die Vision und in Ansätzen schon Realität, entwickelt sich vom reinen Konsumenten zum Prosumenten – der Synthese aus Energieproduzent und -verbraucher. In diese Richtung weist insbesondere das Konzept der „Bürgerenergie“. Das Prosumenten-Konzept setzt nicht nur die sozio-ökonomische Identität von Erzeuger und Verbraucher, sondern (mindestens weitgehend) das Aufgeben der räumlichen Distanz von Erzeugung und Verbrauch voraus, was entsprechende technische und regional-wirtschaftliche und institutionell-organisatorische Folgen hat. Es ist der grundlegendste Entwurf von Dezentralität. Zur Frage steht dabei, ob oder in welchem Umfang zentrale Marktstrukturen überhaupt kompatibel mit einer dezentral ausgerichteten Erzeugungsstruktur sind und welche institutionellen (formal gesetzliche wie informell praktizierte) Neuerungen nötig sind, um Dezentralität optimal zu ermöglichen und zu einem funktionierenden Gesamtsystem im Sinne der Versorgungssicherheit zu verbinden. Eine (noch überprüfende) Hypothese ist die Vermutung, dass in einem dezentralen Erneuerbare-Energie-Markt alle Informationen zur Verfügung stehen, die eine effiziente Allokation von Angebot und Nachfrage voraussetzt. Theoretisch fußt diese Überlegung auf Hayeks Überlegungen zur Nutzung dezentraler Informationen (HAYEK, 1945).

2. Region als räumlich strukturierendes Element der dezentralen Energiewende

Region bezeichnet ein spezifizierbares Teilgebiet des geographischen Raums. Im weitesten Sinne wird der Begriff als Maßstabsebene für die flächenhafte Ausdehnung verwendet. Gängig zu einer ersten Abgrenzung von Regionen sind zwei Kriterien, das

- Homogenitätskriterium und das
- Funktionalitätskriterium.

Bei ersterem werden Gebietseinheiten zu homogenen Regionen zusammengefasst, welche einander in bestimmten Indikatoren sehr ähnlich sind. Beispiele für solche Indikatoren sind das Einkommensniveau, eine gleiche Geologie oder ein ähnliches Klima.

Nach dem Funktionalitätsprinzip werden Gebietseinheiten zusammengefasst, welche miteinander nach bestimmten Indikatoren in besonders enger Verbindung bzw. wechselseitiger Abhängigkeit stehen. Beispiele für die Abgrenzung solch einer Region sind Verflechtungen wirtschaftlicher Faktoren, ökologischer Systeme oder der Hydrographie. Im Unterschied zum Homogenitätskriterium liegt der funktionalen Regionalisierung eine Absicht zu Grunde.

So werden z. B. Wirtschaftsregionen primär aus sozio-ökonomischer Perspektive mit dem Ziel definiert, Wertschöpfungspotenziale und Synergien besser zu nutzen und Arbeitsplätze zu schaffen. Planungsregionen können zum einen entstehen, wenn sich deren Abgrenzung aus intentionalen Planzielen ergibt. Zum anderen werden die Verwaltungs- oder Planungsregionen oftmals bei der Regionsabgrenzung nach dem Homogenitäts- oder Funktionalprinzip als administrative Einheiten zu Grunde gelegt, da es zuverlässige statistische Daten oft nur auf dieser Basis gibt.

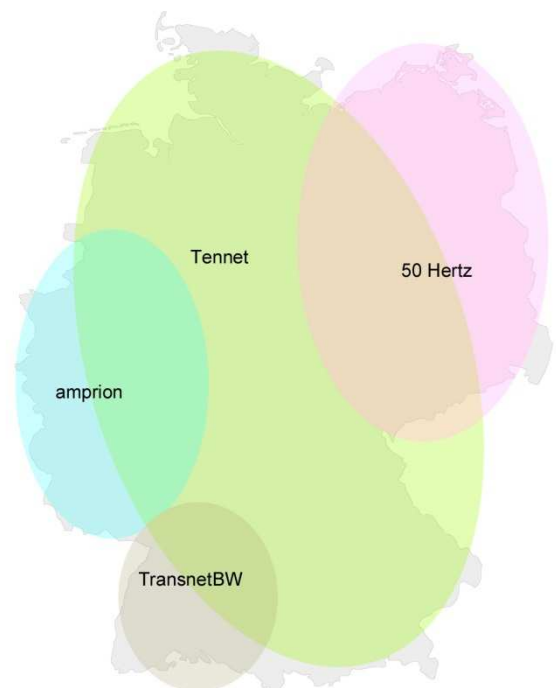
Hinsichtlich einer Transformation des Stromsystems, im Sinne „verantworteter Dezentralität“, wird der Begriff „Stromregion“ relevant.

Erste Ansätze für Regionalstromprodukte orientieren sich zum Beispiel an bestehenden soziologischen Homogenitätsparametern („Region“, „Heimat“) oder administrativen Funktionalitätsparametern (Kennzeichen, Markenname eines etablierten Stromlieferanten) anderer Disziplinen.

Aus heutiger Sicht bestehen zwei Wege der funktionalen Neudefinition einer Stromregion:

- technisch bzw. physikalisch
- wirtschaftlich bzw. bilanziell

Eine zentrale Rolle kommt hierbei den Regelzonen und dem darin genutzten Werkzeug „Bilanzkreise“ zu. Der Bilanzkreis meint die Zusammenfassung physikalischer Einspeisung und Entnahme oder von Energiebezügen und -lieferungen innerhalb einer Regelzone zu dem Zweck, Abweichungen durch ihre Durchmischung zu minimieren und die Abwicklung von Handelstransaktionen zu ermöglichen.



Die Regelzonen in Deutschland sind vier virtuelle Energiemengenknoten, die von vier Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) geführt werden, um Händlern oder bilanzverantwortlichen Endkunden die Möglichkeit zu geben, alle tatsächlichen Einspeisungen und Entnahmen innerhalb eines Regelgebietes auszugleichen. Da die dazu notwendige Lastprognose mit einer gewissen Unsicherheit behaftet ist, kommt es praktisch immer zu Abweichungen zwischen der Einspeisung des Lieferanten und der tatsächlichen Abnahme der Kunden. Diese Abweichung wird bei starken Differenzen zwischen Angebot und Nachfrage durch den Übertragungsnetzbetreiber mittels Regelenergie (Stabilisierung der Regelzone bezüglich Spannung und Frequenz), in weniger gravierenden Fällen durch die in den Regelzonen vertretenen Bilanzkreisverantwortlichen und den Bilanzkreiskoordinator mit Ausgleichsenergie ausbalanciert.

Es ist also durchaus möglich, Regionen im Sinne einer neuen Funktionalität zu definieren, sollte die benötigte Funktionalität bislang nicht ausreichend beschrieben sein.

Zu den beiden zunächst genannten Definitionsmöglichkeiten schließt sich eine weitere an: die geografisch-infrastrukturelle Stromregion.

Dieser neue Ansatz schließt neben technisch-strombilanziellen Informationen die Befindlichkeit der Akteure, die Akteurs- und Flächenpotenziale, aber auch die Grenzen der Machbarkeit aus regionaler Sicht ein. Im Sinne der oben ausgeführten Eigenschaften adaptiver komplexer Systeme (wie Selbstorganisation und -anpassung) und Dezentralität als deren konstituierendes Prinzip spricht vieles dafür, regionale Findungsprozesse innerhalb des Transformationsprozesses mit regionalen Akteuren zu pflegen, anstatt Regionen zu früh (und Top Down) zu definieren. Auf diese Weise können Akteure, also auch Stromkonsumenten, mit ihrem Verhalten einen dynamischen Definitionsprozess bewirken, der technische, wirtschaftliche, geografische und kulturelle Aspekte berücksichtigt. In diesem Prozess sollten folgende Fragen beachtet werden:

- Wie definiert sich die Stromregion aus technisch-ökonomischer Perspektive?
- Welche Strom-Akteure (Stadt- und Kommunalwerke, Energiegenossenschaften, industrielle Eigenerzeuger, Betreiber von EE-Anlagen) können in eine regionale Strategie integriert werden, welche sind langfristig in anderweitigen Kooperationen gebunden?
- Welchen übergeordneten Maßnahmen müssen regionale Akteure folgen, damit ein gesamtheitliches Funktionieren gewährleistet ist, ohne dabei die Selbstgestaltung zu beschränken?
- Welche Kriterien der Abgrenzung von benachbarten Stromregionen ist sinnvoll? Hier können vor allem, aber nicht nur, netztechnische Grenzen (Netzebenen, Kuppelstellen, „erneuerbare“ Akteursdichte) genutzt werden.
- Welche Rolle spielen darüber hinaus bestehende regional-geografische Identitäten für die positive Wahrnehmung regionaler „Stromgovernance“? Kann die regionale Identität zu diesem Zweck erweitert werden oder scheitert eine Stromregion z.B. jenseits der Landkreis-Grenze?

Insbesondere im Umkreis von Metropolen wird die Formierung von Regionen erforderlich werden (siehe Abschnitt 1, letzter Absatz). Geografische Konzepte wie etwa die Thünenschen Ringe sowie Christallers Theorie der zentralen Orte könnten dabei im Sinne einer dezentralen erneuerbaren Energieversorgung befruchtend neu interpretiert werden und auch im Zuge raumplanerischer Belange nützliche Hinweise bieten, zumal Christallers Theorie bereits Eingang ins Raumordnungsgesetz (ROG) gefunden hat.

3. Marktdesign für eine dezentrale Energiewende

Die im ersten Kapitel festgestellte Dezentralisierung der Energieerzeugung ist im Bereich des Elektrizitätsmarkts in der Realität nicht feststellbar. Der Handel und die Lieferung von Strom bleiben – gerade auch aufgrund der Bestimmungen des EEG – vollkommen zentralisiert. Das heißt konkret: Der aus erneuerbaren Energiequellen erzeugte Strom wird zum überwiegenden Teil an der Börse „vermarktet“, fließt dann zusammen mit nicht-erneuerbarem Strom in ein zentrales Graustrom-Portfolio und wird demnach unkenntlich, mit dem alle Stromlieferanten Stromkunden in ganz Deutschland beliefern können. Mit Blick auf die im zweiten Kapitel herausgearbeitete Notwendigkeit, regional Verantwortung zu organisieren, lässt sich feststellen: Der derzeitige Strommarkt delegiert Verantwortung – und zwar von dezentralen Akteuren hin zu zentralen Instanzen (Netzbetreiber, vermehrt auch Direktvermarkter, die Strombörse, zunehmend auch zentral agierende Bilanzkreisverantwortliche). Ein Effekt ist dabei, dass Informationen verloren gehen. Zum Beispiel weiß der Stromkunde in der Regel nicht, aus welchen Anlagen sein Strom kommt, und die Herkunft muss ihm virtuell über Siegel und Label angezeigt werden.

Die zentrale Struktur des Strommarkts ist in zweifacher Hinsicht problematisch – zunächst weil das im ersten Kapitel dargelegte Grundprinzip dezentraler Strukturen, die Selbstorganisation, so nicht eingelöst wird. Zweitens muss festgestellt werden: Selbst wenn regionale Akteure ihre Verantwortung nicht delegieren wollen, können sie ihrer Verantwortung in der heutigen Realität aufgrund eines mangelhaften Marktdesigns nur schwer gerecht werden. Ursache hierfür ist der maßgeblich auf zentrale Instanzen ausgelegte Markt, der ihnen nicht anzeigt, ob sie verantwortlich handeln oder nicht. Dies hat zwei wesentliche Gründe:

- **Zentrale Bewertung des EE-Stroms:** Das EEG zeigt keinen spezifischen energiewirtschaftlichen Wert des erzeugten Stroms an. Mit anderen Worten: Jede Kilowattstunde EE-Strom wird gleich bewertet, unabhängig davon, ob für sie eine spezifische (regionale) Nachfrage besteht. Das EEG ist tatsächlich auf diesem Auge blind. Bislang liegt allerdings kein Vorschlag über einen Mechanismus vor, der den energiewirtschaftlichen Wert von Grünstrom am zentralen Markt anzeigen würde, ohne die Erfolgchancen dezentraler Akteure massiv zu verschlechtern, mit anderen Worten ohne die Marktvielfalt zu gefährden und einen Rückfall in das Oligopol zu riskieren. Viel spricht dafür, dass eine effiziente Allokation am zentralen Markt aus grundlegenden mikro-ökonomischen Gründen (Stichwort: Grenzkosten von Null bei Wind- und Solarenergieerzeugung) gar nicht möglich ist. Dann ist der Wert des EE-Stroms vor allem danach zu bestimmen, ob er regional auf einen Bedarf trifft oder nicht.
- **Informationsdefizite:** In einem zentralen Markt fehlen entscheidende Informationen, die in einem dezentralen Markt hingegen vorliegen. Diese Informationen beziehen sich auf mindestens zwei Aspekte:

(a) Flächennutzung: Mit zunehmendem Anteil der im Vergleich zu fossilen Kraftwerken flächenzehrenden EE-Anlagen wird die Knappheit für Wind- und Sonnenenergie nutzbarer Flächen ein immer wichtigerer Faktor. Vorschläge, die einen zentralen Markt für Wind- und Sonnenstrom modellieren, setzen (meistens implizit) voraus, dass Flächen unbegrenzt verfügbar seien. Sie blenden daher das Problem der Knappheit von Flächen systematisch aus, obwohl in der Realität der Wettbewerb um diese Flächen der entscheidende restringierende Faktor ist. Die Vorstellung, Investitionsentscheidungen ließen sich aufgrund des erwarteten energiewirtschaftlichen Wertes des an einem bestimmten Ort erzeugten Wind- und Solarstroms treffen, geht daher solange fehl, wie die tatsächliche

Flächenverfügbarkeit nicht berücksichtigt wird. Zusätzlich beschränken Raum- und Bauplanung sowie Vorgaben des Naturschutzes die verfügbaren Flächen. Das Preissignal, das von einem zentralen Markt ausgehen könnte, kann also gar keine Investitionen in die Erzeugung von Strom mit hohem energiewirtschaftlichen Wert anreizen, weil es die (zwangsläufig dezentrale) Verfügbarkeit von geeigneten Flächen nicht abbilden kann. In einem dezentralen Markt ist hingegen die Verfügbarkeit von geeigneten Flächen bekannt. Diese Information kann also in die Bewertung des dezentralen Werten von EE-Strom einfließen.

(b) Reallast: Innerhalb einer Region lässt sich der tatsächliche Verbrauch, die Reallast, besser ermitteln als auf einem zentralen Markt, in dem durch die Aggregation verschiedener Lastprofile und die strukturierte Beschaffung am Großhandelsmarkt Informationen über spezifisches Verbrauchsverhalten verloren geht. Folglich ist auch eine bedarfsgerechte Gestaltung der Erzeugungsstruktur in einem zentralen Markt sehr viel schwieriger als in einem dezentralen Markt. Hier erlaubt die genaue Kenntnis der Kundenstruktur, die Erzeugung (perspektivisch auch die Speicherung) von EE-Strom so zu gestalten, dass der Bedarf optimal gedeckt werden kann.

Die zwei Aspekte sprechen dafür, dass in einem dezentralen Markt eine bedarfsorientierte bzw. am energiewirtschaftlichen Wert orientierte Erzeugung leichter möglich ist. Mit anderen Worten: die regionalen Akteure können in einem dezentralen Markt ihrer Verantwortung, Grünstrom wertsteigernd zu erzeugen, leichter gerecht werden.

Ein solcher konsequent dezentral ausgestalteter Grünenergiemarkt sieht vor, dass die regionale Erzeugung, Speicherung und elektrische, thermische oder mobilitätsbezogene Verwendung von EE am regionalen Bedarf orientiert ist.

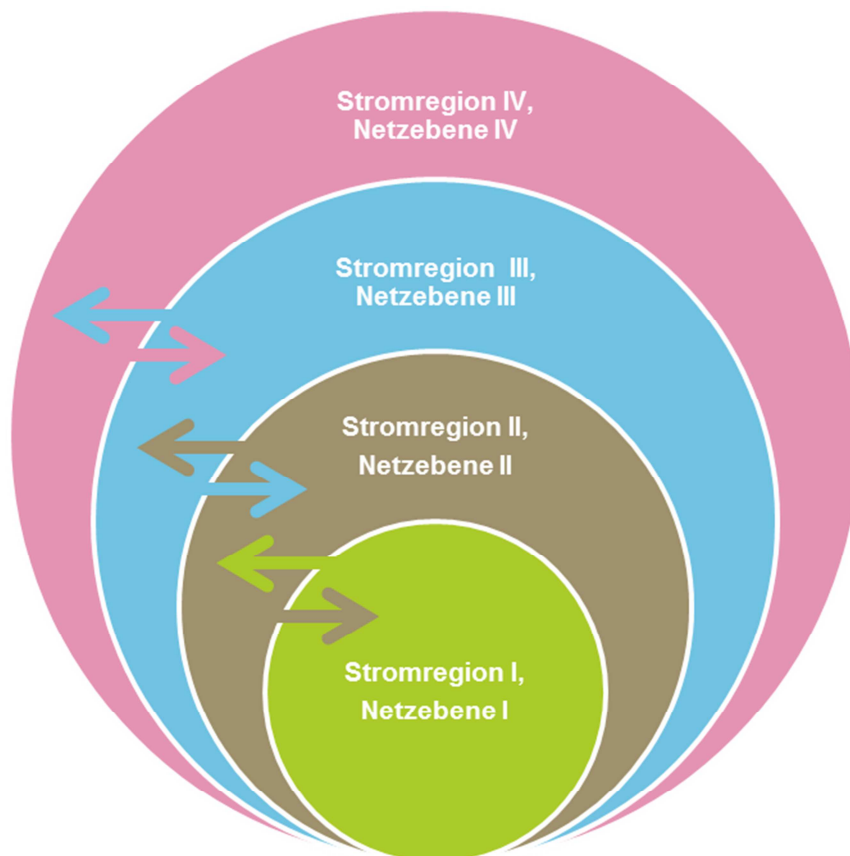
Im Einzelnen bedeutet dies:

- Schaffung von regionalen Bilanzkreisen unter Anwendung des Regionenbegriffs aus Kapitel 2 (s. Grafik unten)
- Übertrag des Grünstromprivilegs auf diese regionalen Bilanzkreise, wobei in einem ersten Schritt bspw. folgende Regelungen gelten können:
 - Der Bilanzkreisverantwortliche zahlt eine reduzierte Umlage (EEG- und Netzentgeltumlage) sowie keine Stromsteuer, wenn er:
 - 25 Prozent der monatlich aggregierten regionalen Last mit Strom aus regional erzeugten erneuerbaren Energie aus der Stromregion I deckt, wobei fünf Prozent der monatlich aggregierten Last aus PV oder Wind stammen müssen;
 - 20 Prozent der monatlich aggregierten regionalen Last mit Strom aus regional erzeugten erneuerbaren Energie aus der Stromregion II deckt, wobei zehn Prozent der monatlich aggregierten Last aus PV oder Wind stammen müssen;
 - 15 Prozent der monatlich aggregierten regionalen Last mit Strom aus regional erzeugten erneuerbaren Energie aus der Stromregion III deckt, wobei 15 Prozent der monatlich aggregierten Last aus PV oder Wind stammen müssen;
 - Zehn Prozent der monatlich aggregierten regionalen Last mit Strom aus regional erzeugten erneuerbaren Energie aus der Stromregion III deckt, wobei zehn Prozent der monatlich aggregierten Last aus PV oder Wind stammen müssen.

Sukzessive wird ein Bonus für eine Reallastorientierung eingefügt: In einem ersten Schritt muss der Bilanzkreisverantwortliche mindestens acht Prozent der realen Last in jeder Viertelstunde durch EE decken,

wenn er von einer reduzierten Netzentgeltumlage profitieren will. Jährlich kann diese Vorgabe um einen Prozentpunkt angehoben werden. So entsteht schrittweise ein Wettbewerb um Flexibilitätsoptionen (Lastverschiebung, Demand Side Management, Power-to-Heat-Optionen, langfristig weitere Speichertechnologien).

Insgesamt wird eine Nachfrage nach regional erzeugtem Strom geschaffen, der billiger ist als an der Strombörse eingekaufter „Graustrom“. Insbesondere Akteuren der Bürgerenergie wird hier ermöglicht, eine systemrelevante Rolle auszuüben.



4. Versorgungssicherheit

In einem wie oben beschriebenen Energiesystem stellt sich die Frage der Versorgungssicherheit in einer neuen Qualität. Zwar ist und war Versorgungssicherheit bereits im zentral organisierten System eines der entscheidenden Leitbilder, doch waren für die Gewährleistung einer hohen Versorgungssicherheit zunächst die integrierten Gebietsmonopolisten allein verantwortlich. Seit der Liberalisierung des Strommarktes Ende der 1990er Jahre sollen Preissignale und Netznutzungsentgelte dafür sorgen, dass stets genügend Kraftwerksleistung und Netzreserven vorgehalten werden, um die Nachfrage jederzeit bedienen zu können. Die integrierte Verantwortung ist durch das Unbundling jedoch aufgebrochen. Kraftwerks- und Netzbetreiber gewährleisten im Verbund die Versorgungssicherheit. Mit dem zunehmenden Erfolg EE werden die Unzulänglichkeiten des derzeitigen Marktdesigns immer deutlicher. Es kann mit zunehmender Sicherheit davon ausgegangen werden, dass unter den gültigen Rahmenbedingungen weder genügend Anreize zum Bau neuer EE-Anlagen noch für benötigte flexible Kraftwerksleistung bestehen (vgl. KOPP et al. 2012 und HÖFLING 2013). Dies ist die erste Herausforderung, die es zu lösen gilt, um zukünftig ein hohes Maß an Versorgungssicherheit herzustellen.

Die zweite Herausforderung zur Gewährleistung von Versorgungssicherheit liegt in der Natur der fluktuierenden EE selbst. Ihr Dargebot und damit die Produktion sind nicht steuerbar und maximal einige Stunden im Vorhinein adäquat zu prognostizieren. Zwar lässt sich über Anlagen- oder Systemkonfigurationen die Auslastung installierter PV- und Windenergie-Kapazitäten erhöhen und optimieren und durch eine gleichmäßige Verteilung der Erzeugungskapazitäten das Angebot verstetigen, die natürlichen Dargebotsschwankungen sind jedoch fester Bestandteil eines auf EE basierenden Stromsystems. Angesichts der zu installierenden Kapazitäten, die bei einer weitgehend oder vollkommen auf EE basierenden Stromversorgung benötigt werden, ist absehbar, dass es bei hohem natürlichem Dargebot von Sonnenstrahlung und/oder Wind zu regionaler oder bundesweiter Überproduktion kommen wird. Gleichzeitig werden regional oder gar bundesweit immer wieder Situationen eintreten, in denen die Last nicht allein durch aktuell zur Verfügung stehende EE gedeckt werden kann. Dies kann in seltenen Fällen bedeuten, dass die fluktuierende Einspeisung sogar für ein bis zwei Wochen auf sehr niedrigem Niveau liegt. Während bei Überproduktion entweder durch Lastverschiebung, Speicherung oder Abriegelung die Systemstabilität und Versorgungssicherheit gewährleistet werden können, bleibt die Situation bei Unterdeckung nur durch zusätzliche konventionelle Kraftwerksleistung oder – in begrenzter zeitlicher Ausdehnung – über Lastmanagement und/oder Speicher beherrschbar.

Gemäß dem Prinzip der Selbstorganisation und gemeinsamer Systemverantwortung dezentraler Strukturen sollten daher die Fragen nach den geeigneten Verantwortungsstrukturen für eine Versorgungssicherheit in den Fokus zukünftiger Gestaltung des Marktdesigns eingebunden werden. Anreize sollten daher signalisieren,

- welche EE-Technik die höchsten Portfolioeffekte im Hinblick auf die regionale Versorgungssicherheit bietet,
- welche EE-Technik die höchsten Portfolioeffekte im Hinblick auf die überregionale Versorgungssicherheit eröffnet, und
- welche Flexibilitätsoptionen die ökonomisch effizientesten Lösungen darstellen.

Insgesamt sind folgende Optionen denkbar:

Stromspeicher, Flexibilisierung des Kraftwerksparks, Abregelung von EE-Stromerzeugung, Energieaustausch mit Nachbarregionen, Flexibilisierung der Stromnachfrage (DR - demande response), Power-to-Heat / KWK, Power-to-Gas, Elektrifizierung des Verkehrs.

Versorgungssicherheit ist zunächst durch die Flexibilisierung des regionalen EE-Kraftwerksparks (residuallastangepasster Fahrplan regelbarer Grünenergie-Erzeuger, insbesondere der Bioenergiekapazitäten) zu optimieren. Eine Verstetigung der Einspeisung kann somit über regionale Kombikraftwerke gewährleistet werden. Hinsichtlich des Energieaustausches mit benachbarten Regionen ist zu klären, welche regionalen Erzeugungsprofile sich am ehesten ergänzen und daher am häufigsten in Austauschbeziehungen treten können, insofern die bestehenden Netzkapazitäten dies erlauben (bzw. neue Netzverbindungen ökonomisch sinnvoll sind). Versorgungssicherheit wird dabei durch den Stromerwerb (Ausgleichsenergie bis Regelleistung) auf überregionalen Marktebenen erreicht. Während einer Übergangsperiode werden zudem konventionelle Residuallastkapazitäten nicht ersetzt werden können. Da allerdings bei abnehmenden Betriebsstunden deren wirtschaftlicher Betrieb gefährdet ist, können für den Erhalt der technischen Verfügbarkeit Residuallastversicherungen für die Vollkostendeckung konventioneller Kapazitäten oder anderer Flexibilitätsoptionen sorgen. Solche Versicherungen können gehandelt werden und müssen von Stromanbietern und Energiegenossenschaften zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit ihrer Abnehmer erworben werden (vgl. CANZLER und KNIE 2013).

5. Prozess

Ein möglicher Prozess für den Anstoß und die Umsetzung einer beschriebenen Dekonzentration könnte nach dem Vorbild der offenen Methode der Koordinierung verlaufen. Die Methode ermöglicht die Förderung der Zusammenarbeit, des Austauschs, der Vermittlung bewährter Verfahren sowie die Vereinbarung gemeinsamer Leitlinien.

Zwei Gründe sind hierzu anzuführen:

1. Gleichzeitigkeit des Prozesses: Eine Dekonzentrationsprozess kann in den Regionen nach dem Sinn der adaptiven Systeme unterschiedliche Ausprägung und Geschwindigkeiten annehmen. Allerdings funktioniert ein solches dezentrales Energiesystem nur, wenn die Transformationsprozess eine hohe Gleichzeitigkeit in den Regionen besitzt. Nur so können die Regionen sicher aufeinander abstimmen, voneinander lernen, ihre Strukturen verbinden.
2. Regionale Informationen zum Grünstrombedarf, zur Flächennutzung und Reallast bedürfen einer Koordination für ein funktionierendes dezentrales Energiesystem.

Es handelt sich damit um einen Prozess, der keine unmittelbare Verbindlichkeit besitzt. Der Prozess könnte aber folgende Instrumente beinhalten:

- Leitlinien: Auf Vorschlag eines Amtes, einer Behörde oder einer Kommission werden Leitlinien entworfen, die die Regionen bei dem Aufbau der dezentralen Strukturen berücksichtigen sollen.
- Empfehlungen: Aus diesen Leitlinien werden detaillierte unverbindliche Empfehlungen abgeleitet, wie Ziele erreicht werden können. Die Regionen sind nicht verpflichtet, diesen Empfehlungen zu folgen.
- Gegenseitiges Lernen: Erfahrungen und Gute Praxis werden zwischen den Regionen ausgetauscht. Statistische Vergleiche können hierbei helfen.

6. Literatur

- BRÜCHER, W. (2009): Energiegeographie. Wechselwirkungen zwischen Ressourcen, Raum und Politik. Berlin, Stuttgart. (=Studienbücher der Geographie).
- CANZLER, W. und KNIE, A. (2013): Schlaue Netze. Wie die Energie- und Verkehrswende gelingt. München.
- HAYEK, F. (1945): The Use of Knowledge in Society, American Economic Review (35) 4: 519-530.
- HÖFLING, H. (2013): Investitionsanreize für neue Erzeugungskapazität unter wachsendem Einfluss erneuerbarer Stromerzeugung. Eine modellbasierte Szenarioanalyse des deutschen Strommarktes. (=Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW), Diskussionspapier). URL: http://www.zsw-bw.de/fileadmin/ZSW_files/Themen/Energiewirtschaft/docs/Diskussionspapier_Invest_EOM_2013-07-25.pdf (01.11.2013)
- KOPP, O., A. EßER-FREY und T. ENGELHORN (2012) Können sich erneuerbare Energien langfristig auf wettbewerblich organisierten Strommärkten finanzieren? In: Zeitschrift für Energiewirtschaft (36) 4: 243–255.

7. Impressum

100 prozent erneuerbar stiftung
Albrechtstraße 22
10117 Berlin
T +49 [0] 30 240 876 090
F +49 [0] 30 240 876 099
info@100-prozent-erneuerbar.de
www.100-prozent-erneuerbar.de

Kuratorium

Lukas Beckmann, Prof. Dr. Claudia Kemfert, Prof. Dr. Stefan Krauter, Prof. Dr. Eicke Weber

Vorstand

Fred Jung, Matthias Willenbacher, Jochen Magerfleisch

Beirat

Fred Jung, Matthias Willenbacher

Geschäftsführer / V.i.S.d.P.

Dr. René Mono

Registriert als Stiftung des bürgerlichen Rechts bei der Aufsichts- und Dienstleistungsdirektion Trier.
Gemeinnützigkeit bestätigt durch das Finanzamt Bingen am 09.07.2012, Nr. 08/667/0502 – III/6.