

Oktober 2017 · Fabian Reetz

Welche Chancen ein digitales Energie- Marktdesign bietet

Erkenntnisse eines Foresight-
Prozesses





Executive summary

Die Digitalisierung, die in den letzten Jahren bereits viele Branchen grundlegend verändert hat, hat in der Energiewirtschaft gerade erst begonnen. In manchen Teilbereichen, wie dem Handel an der Strombörse EPEX, ist das schon spürbar. Hier wurde vor ein paar Tagen schon der erste Vertrag mit der Kryptografie-Technologie Blockchain geschlossen.

Von dieser digitalen Transformation könnte *erstens* das politische und gesellschaftliche Projekt der Energiewende profitieren. Die Digitalisierung im Strommarkt generiert eine nie dagewesene Menge von hochaufgelösten und aktuellen Daten, die eine auf volatiler Einspeisung aus Windrädern und Solaranlagen basierende Energiewelt dringend braucht, um Schwankungen auszugleichen und sich zu organisieren. Gleichzeitig fallen die durch die Datenerhebung entstehenden Technologie- und Transaktionskosten. Dadurch könnten zum einen vielfältige Kosten für den Infrastrukturbetrieb direkt und verursachergerecht, statt wie bisher über Wälzungsmechanismen oder andere Work-Arounds verteilt werden. Zum anderen könnten kleine Akteure aktiv ins energiewirtschaftliche Geschehen eingebunden werden, für die sich das bis dato nicht lohnte -- allen voran Prosumer. Hilfestellung können hierbei digitale Services leisten, die mit Hilfe von künstlicher Intelligenz und einprogrammiertem Know-How über die Regeln der Energiewirtschaft ein persönliches Energie-Portfolio bewirtschaften.

Zweitens bietet die Digitalisierung im Energiebereich ein neues Feld für die Wirtschaftspolitik. Viele Innovationen in der Energiewirtschaft – ob Hardware, Service oder digitale Anwendung – finden bisher nur vereinzelt im liberalisierten Teil der Energiewirtschaft statt. Ihr volles Potenzial können diese neuen Geschäftsmodelle und Technologien jedoch nur dann entwickeln, wenn Sie mit Netzwerkeffekten und Ökosystemen auch in regulierten Bereichen agieren dürften. Durch Digitalisierung und technologischen Wandel sind längst Möglichkeiten vorhanden, auch Aufgaben wettbewerbsfähig zu gestalten, die heute noch der Regulierungen unterliegen – weit abseits von Infrastruktur-Privatisierung. Viele kleine Akteure könnten, zum Beispiel gesteuert durch Algorithmen, dem Netzbetreiber ihre Flexibilität zur Steuerung des Stromnetzes zur Verfügung stellen. Durch solche neuen Märkte (zum Beispiel für Blindleistung, Flexibilitäten, oder Systemdienstleistungen) können bisherige Kostentreiber im Energiesystem zu Effizienztreibern werden. Die Energiewende könnte damit auch in der Version 2.0 wieder zum Exportschlager werden.

Trotz der enormen Potenziale für den Klimaschutz und für die Stärkung der Energiewirtschaft können wir bisher kaum von der Digitalisierung profitieren. Das derzeitige Marktdesign beschränkt digitale Innovationen auf die deregulierten Bereiche und setzt kaum Anreize für klimapolitisch sinnvolles Verhalten. Die Politik sollte hier dringend strategische Weichenstellungen vornehmen, um bei der Digitalisierung im Energiebereich nicht den Anschluss zu verlieren.



Erstens wäre es dafür notwendig, Teilbereiche des aktuellen Marktdesigns zu liberalisieren, also wettbewerblich zu gestalten, die heute allein durch Netzbetreiber organisiert werden. So könnten zum Beispiel beim Netzmanagement auch andere Akteure zum Zuge kommen, die ihre Flexibilitäten auf dafür vorgesehenen Märkten anbieten. Eine auslastungsabhängige Preiskomponente für die Nutzung des Netzes könnte außerdem helfen, einen Anreiz für systemdienliches Verhalten zu schaffen und Kosten verursachergerechter zu verteilen. Ziel sollte es sein, den Strompreis und seine Bestandteile dynamischer zu gestalten und damit eine stärkere Lenkungswirkung und Anreize für Investitionen in innovative Lösungen zu erreichen.

Zweitens sollten sich die Regulierungsbehörden auf neue Aufgaben vorbereiten, die durch die Digitalisierung des Energiesystems auf sie zukommen. Dies betrifft vor allem den Umgang mit und Zugang zu digitalen Daten wie denen der öffentlichen Netzinfrastruktur, die für neue Märkte und Anwendungen notwendig sind. Eine Orientierung an Best Practices aus der Internetwirtschaft kann hierbei helfen, Chancen und Risiken abzuwägen.

Drittens sollten alle regulatorischen Änderungen so gestaltet werden, dass sie Anreize für die Einhaltung der klimapolitischen Ziele setzen. Dies sollte sich als Lenkungsrahmen um eine ansonsten regulatorisch vereinfachte und von freiem Wettbewerb geprägte Energiewirtschaft legen. Eine ambitionierte Bepreisung von CO₂ wird derzeit von vielen Seiten diskutiert und erscheint auch in Verbindung mit Digitalisierung und neuen Märkten als geeignetes Instrument.



Inhalt

Executive summary	2
Digitalisierung braucht ein neues Marktdesign	5
Potenziale einer digitalen Energiewelt	6
Neue Transparenz	6
Energiemärkte á la Carte	11
Mehr als eine Zählnummer: Prosumer 2.0	13
Die Grenzen des derzeitigen Marktdesigns	16
Politische Weichenstellungen für eine digitale Energiewelt	18
Gezielte Deregulierung	18
Neue regulatorische Aufgaben	19
Energiesystem auf klimapolitische Ziele ausrichten	21
Fazit	23
Anhang	24
Impressum	35



Digitalisierung braucht ein neues Marktdesign

In ihren Wahlprogrammen zur Bundestagswahl 2017 haben die Parteien allerhand Maßnahmen vorgestellt, um darauf zu reagieren, dass Deutschland seine Energie- und Klimaziele krachend verfehlen könnte, der Ausbau der Erneuerbaren Energien stockt und die Strompreise historisch hoch sind. Es ist dort von Sektorenkopplung, neuen Technologien und Digitalisierung die Rede. Die richtigen Themen – doch man wird das Gefühl nicht los, dass keine der Parteien ein stimmiges Gesamtbild der zukünftigen Energiewelt hat.

Vor allem bei der Digitalisierung der Energieversorgung scheint noch immer eine große Unsicherheit zu herrschen. Während in anderen Bereichen, wie der Arbeitsmarkt- oder Industriepolitik, die Zusammenhänge der Digitalisierung und das große Ganze diskutiert werden, steckt man in der Energiewelt in einer instrumentellen und technokratischen Betrachtung fest. Das *Big Picture* fehlt und hemmt damit eine progressive, digitale Energiepolitik.

Als Marktdesign verstehen wir die Spielregeln und das Zusammenwirken aller Märkte und Mechanismen im Energiesystem. Hierzu zählen zum einen deregulierte Bereiche in denen es Märkte wie den Spot- oder Day-Ahead Markt gibt. Zum Anderen gehören regulierte Bereiche zum Marktdesign. Diese umfassen zum Beispiel Mechanismen wie das EEG, oder die Zuständigkeiten der Netzbetreiber, die wiederum andere Mechanismen einsetzen. Der Aufbau und das Verhältnis dieser verschiedenen Bereiche – das Design – hat die Aufgabe das Energiesystem als Ganzes zu lenken.

Das *Big Picture* der Energiewelt ist das **Marktdesign** – die Spielregeln zwischen den verschiedenen Märkten, Mechanismen und Akteuren, die unsere Energieversorgung sichern sollen. Es besteht aus komplexen Strukturen, die sich über Jahre, gar Jahrzehnte entwickelt haben. Regulierte und deregulierte Bereiche greifen hier ineinander und sollen bestimmte Funktionen erfüllen. Es ist vielen zwar bewusst, dass Digitalisierung hier Veränderungen mit sich bringen wird, doch nur wenige wissen, wie genau. Und auch die Digitalisierung kann die Energiewirtschaft nicht im Alleingang verändern. An mancher Stelle können die vollen Potenziale der Digitalisierung ohne eine Anpassung der politischen Rahmenbedingungen nicht genutzt werden.

Die Stiftung Neue Verantwortung möchte mit dem Projekt *Digitale Energiewende* einen Beitrag zu dieser Debatte leisten. Dazu haben wir knapp 30 hochkarätige Expertinnen und Experten aus dem gesamten Spektrum der Energie- und Digitalwirtschaft über mehrere Monate zusammengebracht, um gemeinsam zu beantworten: *Welche Chancen bietet die Digitalisierung für die Energiewende und wie sieht ein Marktdesign für eine emissionsfreie Energiewirtschaft aus, das diese Chancen nutzt?*¹

In mehreren Workshops haben die Expertinnen und Experten² entlang der Strategischen Vorausschau, einer Methode der Zukunftsforschung, verschiedene Marktdesign-Szenarien entwickelt, bewertet und Vorschläge für eine Transformation der Energiewirtschaft entwickelt.

1 Eine Liste der Teilnehmerinnen und Teilnehmer findet sich im Anhang.

2 Die in diesem Papier beschriebenen Handlungsfelder und Empfehlungen stellen nicht zwingend die Meinung der einzelnen Workshopteilnehmerinnen und -teilnehmer, oder die ihrer Arbeitgeber dar, sondern wurden aus den gemeinsam entwickelten Workshopergebnissen, Interviews, Vorträgen und diversen Veranstaltungen abgeleitet.



Es zeigte sich, dass ein auf Digitalisierung ausgerichtetes Marktdesign das Potenzial hat, heutige Kostentreiber in Effizienztreiber umzubauen und viele Akteure besser zu beteiligen. Dafür sind aber auch weitreichende Paradigmenwechsel notwendig. Dieses Papier fasst die Erkenntnisse des Projekts zusammen und gibt Empfehlungen, wie die Potenziale besser genutzt werden können.

Potenziale einer digitalen Energiewelt

Die Energiewirtschaft hat auf dem Weg zu einer CO₂-neutralen Energiewelt nicht nur den technologischen Umbau der Energieerzeugung hin zu Erneuerbaren Energien vor sich. Auch grundlegende Paradigmenwechsel gehen damit einher. Prosumer nehmen dabei eine zentrale Rolle ein, die weit über das hinausgeht, was heutzutage für diesen neuen Akteur im Energiebereich vorgesehen ist. Technologischer Fortschritt, Digitalisierung und neue Geschäftsmodelle sind die treibenden Kräfte dahinter.

Wer die Entwicklungen in der Energiewirtschaft aufmerksam verfolgt, bekommt hier und da schon einen Eindruck davon, welche enormen Potenziale diese Veränderungen mit sich bringen. Wie sähen die mit der Ausschöpfung dieser Potenziale verbundenen Veränderungen konkret aus? Und was würden sie uns genau bringen? Im Folgenden wird die Analyse des Szenarioprozesses dargestellt, der diese Fragen adressierte.

Neue Transparenz

Heute kommt der Ablesedienst einmal im Jahr und liest händisch den Zählerstand ab. Was zwischen den Ableseterminen passiert, ist nicht bekannt. Jeden einzelnen Verbraucher in energiewirtschaftlich relevanten Intervallen von zum Beispiel 15 Minuten abzulesen ist zwar theoretisch möglich, würde aber exorbitante Transaktionskosten mit sich bringen. Eine völlig unwirtschaftliche Überlegung also. Um dennoch zu wissen, wieviel Strom die Versorger für ihre Kunden einkaufen müssen, werden statistische Methoden bemüht. Das dafür erfundene Standardlastprofil bezieht sich auf den ungefähren durchschnittlichen Verbrauch, wenn man alle Kunden einer Verbrauchsgruppe, also zum Beispiel Haushalte oder Gewerbe zusammenfassen würde. Das passte zwar nicht exakt für jeden einzelnen Stromverbraucher, war aber, wenn man genügend Haushalte (oder andere Verbrauchsgruppen) zusammengenommen hat, eine hinreichende Annäherung, um den Bedarf zu prognostizieren. Doch immer mehr neuartige Verbraucher wie Wärmepumpen oder Elektroautos bringen dieses System durcheinander, weil sie in den vor Jahren festgelegten Standardlastprofilen noch nicht berücksichtigt wurden. Die Abweichungen kompensiert der Netzbetreiber durch den Ausgleich der Differenzbilanzkreise mit Regelenergie, einer von vielen bewährten Methoden, die zur Stabilisierung des Stromsystems eingesetzt werden. Unsere Energiewirtschaft nutzt eine



Vielzahl solcher Ausgleichsmechanismen. Gemeinsam ist ihnen, dass sie als Alternativen zu genaueren Lösungen entwickelt wurden, die aufgrund zu hoher Transaktionskosten oder unzureichender Datenlage zur damaligen Zeit nicht in Frage kamen. Doch das Zeitalter des Schätzens, Annäherns und Verallgemeinerns kann nun durch aktuelle und hochaufgelöste Informationen abgelöst werden.

Mit dem Einsatz von Smart Metern und der Nutzung von Sensordaten aus Betriebsmitteln liegt immer mehr Echtzeit- und Realwissen zu Stromverbrauch und -erzeugung, Verhaltensmustern, Netzauslastung und vielen anderen Parametern vor. Der massive Preisverfall für die dafür benötigten Technologien führt dazu, dass die Transaktionskosten für hochgranulare Erfassung in nahezu allen Bereichen schon bald gegen Null gehen. Ein offen zugängliches digitales Abbild der kompletten energetischen Infrastruktur rückt damit immer weiter in den Bereich des technisch Möglichen. Dies kann einerseits weitreichende Transparenz über die Nutzung des öffentlichen Guts des Stromnetzes mit sich bringen und andererseits vielen Akteuren die Möglichkeit geben neue Applikationen darauf aufzubauen, mit denen das Netz effizienter genutzt werden könnte.

Damit wird ein weitreichender Paradigmenwechsel möglich. Denn viele der Daten sind heute nur bestimmten Marktakteuren wie den Netzbetreibern zugänglich. Sie sind an regulierte Prozesse gekoppelt, die nur zwischen festgelegten Akteuren ablaufen und damit nicht der Öffentlichkeit zugänglich sind. Dabei erzeugen diese Prozesse Umlagen und Kostenblöcke, die für uns heute selbstverständlich den Großteil des Strompreises ausmachen. Mittlerweile sind mehr als 80 Prozent des Endkundenpreises durch solche Abgaben, Steuern und Umlagen bestimmt.³ Durch eine umfassende und transparente Datenverfügbarkeit könnten viele dieser Kosten stattdessen direkt den Verursachern zugeordnet werden und die korrespondierenden Umlagen reduziert werden.

Drehte sich die Diskussion um Daten in der Energiewelt bisher zumeist um die der Verbraucher, die durch Smart Meter erhoben werden, wird es in Zukunft sehr viel stärker um die Daten-Transparenz der (Netz-)Infrastruktur gehen. Live-Daten über die Auslastung von Netzbetriebsmitteln wie Transformatoren, Umspannwerken und Verteilern könnten zukünftig die Grundlage für eine Bepreisung der Netznutzung bilden. Auf Basis dieser Daten könnte eine Lastflussberechnung über das gesamte Netz als dezentraler Service geschaffen werden. Dieser Service könnte auf einer öffentlichen **Blockchain** als dezentrale Anwendung aufgebaut werden. Damit könnte ein "Netznutzungspreis" bestimmt werden, der abhängig von der Auslastung der genutzten Netzknoten und der zu übertragene Leistung ist.

Kauft also zum Beispiel ein bayrischer Industriebetrieb Strom von einem Nordsee-Windpark, werden Einspeisepunkt, Verbrauchsort, Zeitpunkt und Leistung des Geschäfts an den Lastfluss-Service gesendet, der den

3 Laut dem Stromvergleichsportal Verivox sind 2017 81,3% des Endkundenpreises für Strom durch Abgaben, Steuern und Umlagen bestimmt. [Zu Verivox](#)

Blockchain ist eine digitale Technologie, mit deren Hilfe Transaktionen über dezentrale Netzwerke statt über eine zentrale Instanz wie eine Bank, oder einen Provider abgewickelt werden können. Hierzu werden verschlüsselte "Kassenbücher" bei allen Teilnehmenden geführt, die die Gültigkeit einer Transaktion bestätigen können. Der Technologie wird enormes Potenzial zugesprochen die Energiewirtschaft zu revolutionieren. [Mehr dazu beim Blockhub](#)



Netznutzungspreis ausgibt. Dieser wird vollautomatisiert neben dem reinen Energiepreis als Teil des Kaufpreises ausgedrückt. Sind genutzte Streckenabschnitte wenig ausgelastet, kann der Preis zum Beispiel 0 ct/kW betragen, stehen sie jedoch kurz vor ihrer Belastungsgrenze, könnte der Preis automatisch ansteigen.⁴ Der Handel würde dann von einer weiteren „Buchung“ des Abschnitts für diesen Zeitraum absehen. Die nötigen Energiemengen könnten dann zum Beispiel von regionalen Erzeugern eingekauft werden, die weniger oder weniger ausgelastete Netzinfrastruktur beanspruchen würden. Der Handel würde damit dem tatsächlichen physikalischen Zustand des Netzes Rechnung tragen. Es könnten so Anreize geschaffen werden, die Netzinfrastruktur optimal auszulasten.

Solch eine räumliche Allokation wird im heutigen Stromhandel vollkommen ignoriert. Der Handel geht implizit von einer Kupferplatte, also einem Netz ohne Restriktionen, aus. Dies ist aber mitnichten der Fall, wie die immensen Kosten für Ausgleichsmaßnahmen und Netzausbau zeigen. Erst im Nachhinein, wenn die Geschäfte schon zustande gekommen sind, die Engpässe und Instabilitäten im Stromnetz verursachen können, greift der Netzbetreiber durch Maßnahmen wie **Redispatch** und **EinsMan** ein. Dabei könnten mit einem Netznutzungspreis solche Geschäfte bereits vor ihrer Entstehung ökonomisch gelenkt werden und Netzengpässe eventuell vermieden werden. Damit fielen auch die Kosten für ihre nachträgliche Behebung weg.

Redispatch und Einspeisemanagement (EinsMan) sind gängige Instrumente der Netzbetreiber. Beim Redispatch werden Netzenpässe ausgeglichen, indem Kraftwerke vor dem Engpass herunter geregelt werden und vorgehaltene Kraftwerke hinter dem Engpass hochgeregelt werden.

Beim EinsMan werden Einspeise-Anlagen (vor allem Windräder) abgeregelt, also gedrosselt, um das Netz zu entlasten. Die Kosten für diese Maßnahmen werden mit Hilfe der Netzentgelte über alle Verbraucher verteilt. Im Jahr 2016 lagen diese Kosten bei fast 850 Mio. Euro.

Die verbleibenden Netzkosten könnten mit Hilfe einer Netznutzungsgebühr gerechter und effizienter verteilt werden. Netzentgelte die heute alle Verbraucher gleichsam auf ihren Strom zahlen, könnten durch die Netznutzungsgebühr ersetzt werden. Es würden dann diejenigen weniger zahlen, die sich energieeffizient verhalten, ihren Strom regional oder in wenig ausgelasteten Gebieten beschaffen. Diese bewusste Entscheidung darüber, wo genau der benötigte Strom herkommen soll, können die meisten Verbraucher heute allerdings noch nicht selbst treffen. Doch auch hier könnte die Digitalisierung weiterhelfen.

Bilanzkreise sorgen heute dafür, dass Versorger ausreichend Energie beschaffen, um Ihre Kunden zu beliefern. Sie sind, vereinfacht gesagt, der Nachweis darüber, dass Versorger für den Verbrauch ihrer Kunden auch genauso viel Energie an den Stromhandelsplätzen beschafft haben. Was hineingeht, muss auch herausgehen, lautet die Formel. Die Einkäufe decken die Versorger aus verschiedensten Quellen. Für die wirtschaftliche Optimierung der Einkäufe nutzen sie ein komplexes Portfoliomanagement. Das, was ihre Kunden verbrauchen werden, errechnen die Versorger mit Hilfe der oben beschriebenen Standardlastprofile. Es entstehen so Fahrpläne, die den Netzbetreibern für die Kapazitätsplanung mitgeteilt werden. Bilanzkreise sind in ihrer Funktion ein Grundbaustein der Energiewirtschaft.

⁴ Der Betrag dient lediglich der Veranschaulichung. Die genaue Preisstrategie könnte z. B. auf Basis von Simulationen durch die Bundesnetzagentur festgelegt werden.



Erst ihre Einführung hat den liberalisierten Stromhandel, wie wir ihn heute kennen, möglich gemacht.

Doch Bilanzkreise haben auch ihre Schwächen. So weichen die Prognosen aus den Standardlastprofilen zuweilen von den realen Verbräuchen der Kunden ab – teilweise sogar systematisch.⁵ Diese Abweichungen gleicht der Netzbetreiber aus und beschafft dafür Strom, aber nicht auf dem Strommarkt, sondern über Ausschreibungen außerhalb des liberalisierten Handels. Die Kosten werden an die Versorger und damit letztendlich an die Kunden weitergegeben. Das Verursacherprinzip greift hier nicht.

Die Digitalisierung könnte helfen, das Verursacherprinzip zu stärken, indem Bilanzkreise in Zukunft intelligenter genutzt werden. Die bessere Datengrundlage und lernende Algorithmen ermöglichen es, die Standardlastprofile durch hochpräzise Fahrpläne zu ersetzen, die fortlaufend aktualisiert werden. Sollte dennoch eine Abweichung zustande kommen, kann die Software so programmiert werden, dass sie sofort und eigenständig Ausgleichsenergie auf einem geeigneten Markt beschafft oder die Abweichung anders korrigiert. Dabei könnten zum Beispiel Flexibilitätsmärkte, Speicher, oder *Lastversicherungen* zum Einsatz kommen – in nahezu Echtzeit. Bei letzterem könnte das Ausfallrisiko vertraglich einem Dritten, zum Beispiel einem Speicherbetreiber übertragen werden. Dieses Prozedere könnte mit Hilfe der Blockchain-Technologie komplett automatisiert werden. Die genauen Abläufe zwischen den Akteuren wären hierbei durch selbstausführende digitale Verträge, sogenannte **Smart Contracts** in der Blockchain geregelt. Die Technologie gilt als hochgradig fälschungssicher, was sie besonders geeignet für solche Anwendungen macht. Kann eine Fahrplanabweichung nicht ausgeglichen werden, könnten die Smart Contracts als Ultima Ratio dafür Sorge tragen, dass der Netzbetreiber einspringt. Die Kosten dafür könnten durch den Smart Contract unmittelbar beim Verursacher abgebucht werden und müssten nicht mehr umgelegt oder gewälzt werden. Das Verursacherprinzip könnte so auf Protokollebene – sowohl der technischen Protokolle als auch der Spielregeln der Märkte – verankert werden.

Smart Contracts sind digitale Verträge, die auf der Blockchain-Technologie basieren. Sie können beliebig komplexe Inhalte enthalten, die dank der Blockchain voll automatisch und weitgehend manipulationssicher abgewickelt werden können. Sie sind damit ein wichtiger Baustein in der Automatisierung des Energiesystems, denn mit ihrer Hilfe können auch Maschinen, wie Smart Meter, oder Netzbetriebsmittel untereinander Transaktionen durchführen, ohne dass eine menschliche Intervention nötig ist.

Auch der Wirkungsbereich von Bilanzkreisen kann sich durch die Digitalisierung verändern. Während Bilanzkreise heute die Aktivitäten eines Versorgers in einer kompletten Regelzone, beziehungsweise Netzgebiet abdecken, könnten sie in der digitalen Energiewirtschaft beliebig klein werden. Dank massiver Degression der Transaktionskosten spricht in Zukunft zumindest technisch nichts mehr dagegen, dass ein einzelner Prosumer, ein Solarpark, oder eine Industrieanlage ein eigenständiger Bilanzkreis wäre. Sie alle würden in Zukunft ihre eigenen Fahrpläne prognostizieren und autonom auf verschiedenen Märkten agieren, um Leistungsbedarfe zu decken oder produzierte Energie zu vermarkten. Die Verantwortung läge damit auch nicht mehr beim jeweiligen Versorger, sondern beim Betreiber oder Prosumer selbst. Bilanzkreise würden damit mehr und mehr zu individuellen Einheiten,

5 Vgl. Ecke, Kaufmann (2013): Bewirtschaftung von Differenzbilanzkreisen Status Quo, Optimierungspotenzial und Geschäftsfelder.



die ihren eigenen spezifischen Fahrplan einhalten müssten. Das gesamte Energiesystem – Erzeuger und Verbraucher jeder Größe – könnte aus diesen Fahrplan-gebundenen Akteuren bestehen. Die Blockchain könnte für die transparente Dokumentation aller Transaktionen und Fahrpläne sorgen und die Abläufe automatisieren. Das Zusammenspiel all dieser Akteure könnte so programmiert werden, dass durchgehend möglichst präzise Prognosen über den eigenen Fahrplan incentiviert werden. Das gesamte Marktdesign könnte als eine Kombination von Smart Contracts ausgedrückt werden, die vollkommen ohne menschliche Intervention auskommen. Doch woher würden die Smart Contracts wissen, auf welchem Markt welche Eigenschaft des Stroms gehandelt wird, wo doch Strom rein physikalisch gesehen keine unterschiedlichen Qualitäten haben kann?

Die neue Dimension von Datenverfügbarkeit macht auch eine neue Qualität von Herkunftsnachweisen möglich. Jede produzierte Einheit – ob kWh oder Ws – könnte mit einem digitalen Fingerabdruck versehen werden, der alle relevanten Informationen über sie enthält. So könnten Produzent, Netzanschlusspunkt, Erzeugungs-Technologie und weitere Parameter direkt in der produzierten Einheit abgespeichert werden. Dieser digitale Fingerabdruck würde transparent und fälschungssicher die gesamte Wertschöpfungskette, von der Vermarktung an der Börse bis zum Letztverbraucher, dokumentieren.⁶

Ein digitaler Fingerabdruck könnte es ermöglichen, Strom als handelbares Gut mit verschiedenen Qualitäten zu versehen. Dies konnten bisherige Herkunftsnachweise in Form von Zertifikaten nicht leisten. Auch herrschte bisher die Meinung, dass Strom ein austauschbares Gut ohne jede Qualitätsabstufung ist.

Das mag rein physikalisch auch stimmen, jedoch zeigen aktuelle Studien, dass Kunden mehr und mehr hochspezifische Stromprodukte nachfragen und dafür auch andere Zahlungsbereitschaften äußern.⁷ Der Strom aus der Solar-Anlage vom Nachbarn könnte manchen Kunden mehr wert sein, als der aus dem Kohlekraftwerk oder gar von Windanlagen aus Nordsee. Ein unfälschbarer digitaler Nachweis über sämtliche Spezifika des Stroms könnte dafür die technische Grundlage bilden.

6 Möglich macht auch dies die Blockchain-Technologie, die den digitalen Fingerabdruck einer Stromeinheit in sogenannte Tokens verpacken kann. Nicht nur sind diese Tokens digital übertragbar, also handelbar, ihre Reise durch die Wertschöpfungskette kann auch transparent dokumentiert und nachverfolgt werden.

7 Vgl. Rommel, et al. (2016): Quality uncertainty and the market for renewable energy. Evidence from German consumers, Renewable Energy.

Die Unternehmensberatung Accenture schreibt in ihrem Bericht “The new energy consumer”: Energy is no longer a Commodity. It has become an expression of who you are and what you value. [Zum Bericht](#)



Ein solches System könnte außerdem sicher dokumentieren, ob etwaige gesetzlich vorgeschriebene Abgaben auf Treibhausgase bei der Produktion gezahlt wurden oder nicht. Zeigt der digitale Fingerabdruck fossile Energieträger als Erzeugungstechnologie an, wäre ein Handel damit nur möglich, wenn auch die Signatur für die Abgabe auf Treibhausgase vorhanden ist. Es könnte damit sichergestellt werden, dass Versorger, die billigen fossilen Strom aus Nachbarländern importieren, automatisiert die jeweils geltende nationale Abgabe nachzahlen – der digitale Fingerabdruck würde dies dann entsprechend anzeigen. Der gesamte Energiehandel könnte durch diese Art von digitaler Signatur transparent, nachvollziehbar und automatisierbar werden. Einen Vorgeschmack darauf geben uns zum Beispiel die sogenannten *Grünstrom-Jetons* – ein Blockchain-basierter Nachweis darüber, wie viel physischer Grünstrom in einer bestimmten Region tatsächlich verbraucht wird.⁸

Transaktionskosten befinden sich im freien Fall. Dies ermöglicht eine präzise Erfassung der energetischen Realität und eine verursachergerechte Zuordnung von Kosten. Bisher notwendige Work-Arounds der Energiewirtschaft können damit überarbeitet oder abgeschafft werden. Technologien wie Blockchain und künstliche Intelligenz machen eine hochautomatisierte und transparente Energiewirtschaft möglich.

Energiemärkte á la Carte

Informationen bilden die Grundlage für effiziente Märkte. Das gilt auch für die Energiewirtschaft. Auf Handelsplätzen wie dem Spot oder dem Day-Ahead Markt werden eine Vielzahl der Transaktionen in der Energiewirtschaft organisiert. Ein Quantensprung für deren Effizienz wäre es also, wenn zukünftig die oben beschriebene Datenverfügbarkeit und damit ein ganz neues Level an Informationstiefe Einzug halten würde.

Wer in der Energiewirtschaft welche Aufgabe hat, ist durch das Marktdesign geregelt. Es beschreibt die Mechanismen zwischen den einzelnen Funktionen, die erfüllt werden müssen, damit unsere Energieversorgung dauerhaft funktioniert. Hierzu zählen zum Beispiel die zeitliche und räumliche Verteilung von Energie oder die Refinanzierung von Erzeugungsanlagen. Es stellt sozusagen Spielregeln der Energiewelt dar. Spielregeln, die sich über die Zeit verändern können und zuweilen neue Mitspieler anlocken, um die jeweiligen Aufgaben möglichst gut zu erfüllen. Unter dem Begriff *Strommarkt* wird klassischerweise die zeitliche Zuordnung von Energiemengen auf den zentralen Großhandelsplätzen der EPEX und EEX verstanden.⁹ Das Aufgabenspektrum zukünftiger Energiemärkte könnte deutlich darüber hinausgehen.

8 Grünstrom-Jetons im Internet unter: <https://stromstunde.de>

9 Die [EPEX](#) ist die European Power Exchange, die den Spotmarkt verwaltet. Die [EEX](#) ist die European Energy Exchange auf der Futures und andere Energieträger gehandelt werden.



Ein System, das zu großen Teilen, wenn nicht sogar zu 100 Prozent, auf Erneuerbaren Energien basiert, hat andere Anforderungen als bisher. Nicht starre „Grundlasteinspeisung“ wie durch Kohle- oder Atomkraftwerke, sondern eine Vielzahl von komplementären Technologien, die nahtlos ineinandergreifen und sich gegenseitig stützen und ablösen, würden dafür benötigt. Nur so können gezielt die Lücken zwischen der besonders günstigen aber volatilen Einspeisung aus Wind und Sonne und dem tatsächlichen Verbrauch geschlossen werden. Die Handelsplätze müssten dementsprechend ausreichend starke Marktsignale generieren, um den jeweiligen Einsatz dieser Technologien sowie deren Refinanzierung zu ermöglichen um damit Investitionen auszulösen. Insbesondere Speicher und Flexibilitätsoptionen, die das gesamte Spektrum des Demand Side Managements abdecken, also der Beeinflussung der Nachfrageseite, bräuchten deutlichere Marktsignale und damit ökonomische Anreize. Das können größere Schwankungen im Strompreis sein, die die tatsächliche physikalische Realität widerspiegeln. Zum Beispiel könnte die Senkung von Fixkostenanteilen im Strompreis durch eine direktere Kostenallokation dazu beitragen.

Das digitale Marktgeschehen der Zukunft könnte sich nicht mehr nur auf wenigen zentralen Handelsplätze abspielen. Vielmehr könnte es eine Vielzahl verschiedener Märkte geben, die unterschiedliche Aufgaben erfüllen, zum Beispiel solche, die heute Netzbetreiber hoheitlich übernehmen. Die weiter oben beschriebene räumliche Allokation durch die Bepreisung der Netzbelastung oder regionale Blindleistungsmärkte könnten hierfür Kandidaten sein. Je nachdem, welche Eigenschaften des Stroms genau gefragt sind, könnten die Märkte entweder zentral oder regional aufgebaut sein. Zum Beispiel ist Blindleistung ein Stromprodukt, das naturgemäß sehr regional, zum Beispiel durch Leistungselektronik wie Heimspeicher oder Wechselrichter, bereitgestellt werden muss, weil es nicht weit transportiert werden kann. Hier würden sich viele gleichartige regionale Märkte nebeneinander anbieten. Dahingegen könnten Mengen an Wirkleistung auch in Zukunft weiter an einem zentralen Spot-Markt gehandelt werden.

Es ist davon auszugehen, dass das Zusammenspiel der Märkte und Mechanismen deutlich dynamischer wird. Während eine rapide steigende Anzahl an kleinen Akteuren zunächst mehr Liquidität in die Märkte bringen könnte, weil Mindesthandelsmengen und Markteintrittsbarrieren abgebaut werden, würde auch die Konkurrenz der Märkte um diese Liquidität steigen. Durch sinkende Transaktionskosten könnten OTC-Geschäfte (Over The Counter) und Peer to Peer-Handel attraktiver werden und damit häufiger auftreten. Dadurch kann den Märkten wieder Liquidität entzogen werden. Entsprechend kann es immer wieder Verschiebungen, neue Märkte und Ansätze geben. Bestimmte Teilmärkte könnten sogar gänzlich wegfallen.



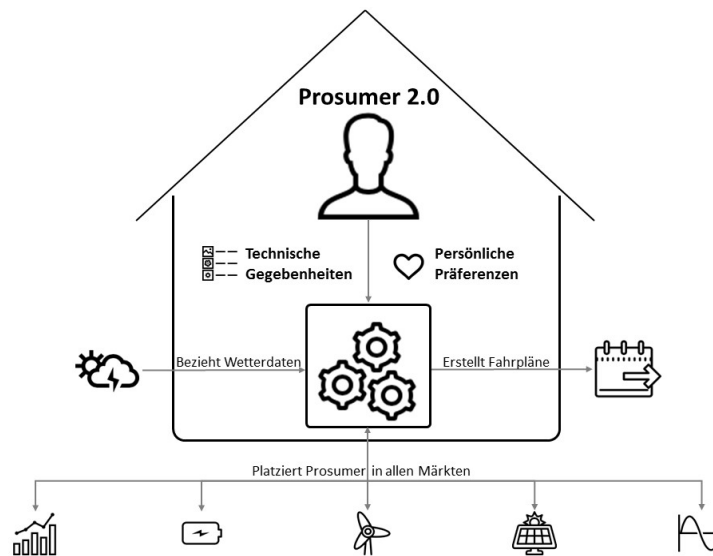
Die Handelsfrequenzen könnten zukünftig derart hoch werden, dass faktisch ein kontinuierlicher Handel entstünde. Zusammen mit der oben beschriebenen system-inhärenten Fahrplanteue könnte der Regelenenergiemarkt damit zum Beispiel zunehmend an Bedeutung verlieren, denn schon minimale Abweichungen würden vom System geahndet und sofort vom Verursacher ausgeglichen werden.

Das Zusammenwirken der Energiemärkte der Zukunft wird komplexer und dynamischer. Es können offene Märkte in heute noch regulierten Bereichen geschaffen werden, die hochspezialisierte Produkte handeln. Nicht nur kann sich die Anzahl der Märkte durch Spezialisierung und regionale Abstufung erhöhen, es können auch unzählige neue Akteure kleinteilige Geschäfte tätigen. Ein hoher Grad an Automatisierung und geringe Transaktionskosten machen Handel in nahezu Echtzeit möglich.

Mehr als eine Zählernummer: Prosumer 2.0

Heute wird der Begriff des Prosumers vor allem für dezentrale Stromproduzenten verwendet. Sobald man sowohl Strom verbraucht als auch produziert – zum Beispiel mit der privaten PV-Anlage auf dem Dach – ist man Prosumer. Ein energiewirtschaftlicher Akteur ist man deshalb aber noch lange nicht, denn als Prosumer ist man hinter dem Zähler und damit faktisch außerhalb des energiewirtschaftlichen Systems. Aus Sicht dieses Systems sind Prosumer keine handelnden Akteure, sondern völlig passiv. Das, was den Consumer zum Prosumer macht, also das Produzieren von Strom, liegt aus Sicht der Energiewirtschaft weiterhin in der Hand von Aggregatoren wie dem Netzbetreiber oder dem Direktvermarkter. Trotz ihrer medial zentralen Stellung in der Energiewende sind Prosumer damit im eigentlichen Marktgeschehen nicht repräsentiert. Zu groß waren bisher die Transaktionskosten, um jeden noch so kleinen Player direkt am Energiemarkt teilhaben zu lassen.

Doch dieses Argument fällt nun weg, da Transaktionskosten durch technischen Fortschritt immer mehr an Relevanz verlieren. Die Märkte der Zukunft können es durch ihre hohe Granularität und den leichten Markteintritt möglich machen, dass jeder noch so kleine Akteur – der Handwerksbetrieb, Solarbesitzer, die Wohnungsmieterin – sich selbst den nötigen Strom an den entsprechenden Märkten beschafft oder vermarktet. Bisher wurde das über einen Stromliefervertrag geregelt, bei dem der Versorger im Hintergrund ein Portfolio-Management für die Gesamtheit seiner Kunden betreibt. Dieses Portfolio-Management könnte in Zukunft jeder Prosumer individuell für sich organisieren und damit zum Prosumer 2.0 werden. Natürlich nicht allein und mit Stift und Papier, sondern mit Hilfe von smarten Clients, die als Software auf dem intelligenten Stromzähler laufen. Sämtliches energiewirtschaftliches Know-How, Marktregeln und Kommunikationsstandards könnten einprogrammiert sein, der Prosumer 2.0 braucht nur Präferenzen und technische Gegebenheiten einzustellen.



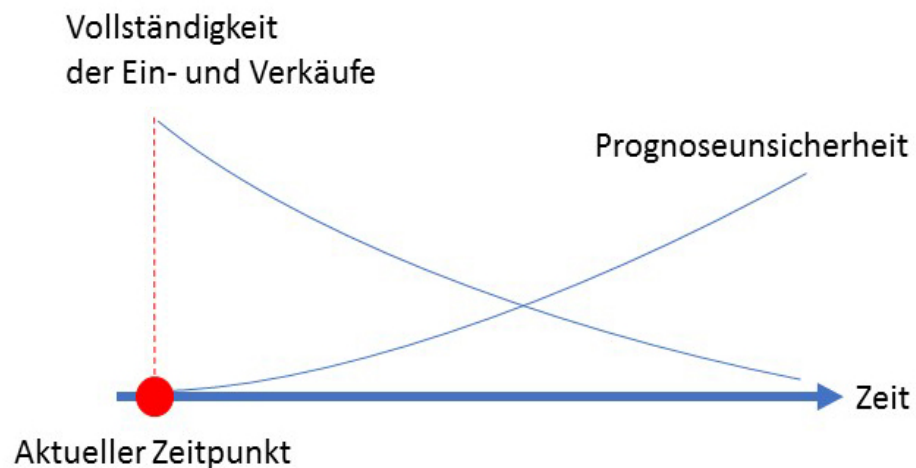
Diese Clients könnten fortlaufend Verbrauch, Erzeugung und mögliche Flexibilitäten prognostizieren und den Prosumer in dessen Namen an allen relevanten Märkten positionieren. Die Software könnte vollautomatisch den Ver- und Einkauf von verschiedensten Stromprodukten bewirtschaften. Ist zum Beispiel für einen Zeitpunkt X ein bestimmter Leistungsbedarf prognostiziert, könnte dessen Deckung wie folgt aussehen: Einige Kilowatt werden durch einen langfristigen OTC-Vertrag mit einem Solarparkbetreiber in der Region gedeckt, weiterer Bedarf wird Peer to Peer durch den Nachbarn gedeckt, ein etwaiger Rest wird auf einem Intraday-Markt beschafft oder mit den eigenen Flexibilitäten ausgeglichen.¹⁰ Diese Leistungsabdeckung hätte zu jedem Zeitpunkt eine individuelle Zusammensetzung. Eine individuelle Merit Order würde festlegen, in welcher Reihenfolge was von wem gekauft wird. Im Gegensatz zu einem Versorger, dessen Einkaufsreihenfolge nur einen Aspekt umfasst, nämlich den Preis, könnte die individuelle Merit Order auch andere Aspekte wie regionale Herkunft, Erzeugungstechnologie oder die Rechtsform der Erzeuger (zum Beispiel Genossenschaften) enthalten. Der digitale Fingerabdruck für Strom würde dies möglich machen. Bedürfnisse und Präferenzen der Prosumer könnten, so vorhanden, damit erstmals selbstbestimmt im Marktgeschehen ausgedrückt werden. Sie würden außerdem erstmals die Möglichkeit erhalten, Preiselastizitäten auszudrücken. Wenn ihnen der Preis zu sehr steigt, haben sie die Option, mit eigenen Flexibilitäten zu reagieren. Eine aggregierte Merit Order vermag diese Elastizität nicht auszudrücken, da sich individuelle Entscheidungen im Portfolio-Management des Aggregators nicht niederschlagen.

¹⁰ Zuverlässige Prognosen werden im Zeitalter von extrem niedrigen Grenzkosten vor allem für Anlagen interessant, die sich ohne Subventionen refinanzieren müssen. Ist die Prognose so gut, dass die zukünftige Einspeisung mit einer hohen statistischen Konfidenz in einem Fahrplan ausgedrückt werden kann, kann diese Konfidenz sich in Preisen oberhalb der Grenzkosten der Anlage ausdrücken.



Obwohl verschiedene Untersuchungen darauf hinweisen, dass eine solche aktive Einflussnahme künftig nachgefragt werden kann, ist ein empirischer Beweis dafür noch nicht erbracht. Es ist jedoch davon auszugehen, dass robuste Ergebnisse diesbezüglich demnächst vorliegen.¹¹

Ein smarterer Client könnte kontinuierlich das aktuelle Marktgeschehen mit der individuellen Merit Order abgleichen und entsprechende Geschäfte tätigen. Damit das möglich wird, müssten fortlaufend Prognosen beziehungsweise Fahrpläne über Verbrauch, Erzeugung und mögliche Flexibilitäten erstellt werden. Je sicherer die Prognose über den zukünftigen Fahrplan wäre, desto früher könnte der Client anfangen, die entsprechenden Käufe und Verkäufe zu tätigen. Je kurzfristiger noch Geschäfte getätigt werden müssen, desto teurer würden diese werden, da die Anbieter die Wahrscheinlichkeit des Nicht-Verkaufs umso stärker einpreisen müssten.



Gestützt durch künstliche Intelligenz könnte der Client seine Algorithmen dahingehend trainieren, die eigene Prognosegüte kontinuierlich zu verbessern. Das entscheidende Differenzierungsmerkmal zwischen verschiedenen Anbietern für die „Portfoliomanagement-Software“ wäre neben der Benutzerfreundlichkeit vor allem die Prognosegüte, denn sie schlägt sich maßgeblich auf die Kosten, beziehungsweise Kostenersparnisse nieder.

Die spannende Frage wird sein, wer diesen neuen Markt für *Portfoliomanagement as a Service* besetzt. Wahrscheinlich werden

¹¹ Die Stiftung Neue Verantwortung plant derzeit gemeinsam mit anderen Partnern einen Feldversuch mit mehreren Hundert Haushalten zu diesem Thema durchzuführen.



Player diesen Service organisieren, die sich zum einen mit digitalen Geschäftsmodellen auskennen, zum anderen durch Expertise bei der Datenanalyse in der Lage sind, hochpräzise Fahrpläne für ihre Kunden zu erstellen. Es ist nicht unwahrscheinlich, dass Firmen wie Amazon oder Google, die durch ihre mit künstlicher Intelligenz ausgestatteten Home-Assistenten bereits tiefe Einblicke in das Verhalten ihrer Kunden haben, ihre Ökosysteme um Dienste wie Energie-Portfoliomanagement erweitern. Doch auch Startups und gegenwärtige Versorger könnten entsprechende Geschäftsmodelle entwickeln.

Der Begriff des Prosumers könnte vor diesem Hintergrund deutlich erweitert werden. Es wären eben nicht mehr nur diejenigen, die auch selbst Strom produzieren, sondern all diejenigen, die aktiv am Marktgeschehen beteiligt sind, selbstbestimmt darauf reagieren können und wollen. Mit den richtigen Rahmenbedingungen und Anreizen ist es nicht unwahrscheinlich, dass auch reine Consumer durch Heimspeicher oder Bedarfsanpassungen (zum Beispiel gesteuertes Laden mit dem Elektroauto, Flexibilitäten im Handwerksbetrieb oder Smart Home Anwendungen) als Prosumer 2.0 eine aktive Rolle in der Energiewirtschaft übernehmen. Jeder aktive Prosumer 2.0 würde dann mit ökonomisch motiviertem, systemdienlichem Verhalten dazu beitragen, das Energiesystem effizienter zu gestalten.

Prosumer können sich mit den neuen technischen und marktlichen Möglichkeiten immer mehr vom passiven Vertragskunden – bei Stromlieferung und Direktvermarktung – zu selbstbestimmten Akteuren weiterentwickeln. Neue Datenquellen und Künstliche Intelligenz as a Service würden ihnen dabei helfen, ihr eigenes Energiemanagement zu organisieren. Bisher war das Versorgen der großen Industriekonzernen vorbehalten.

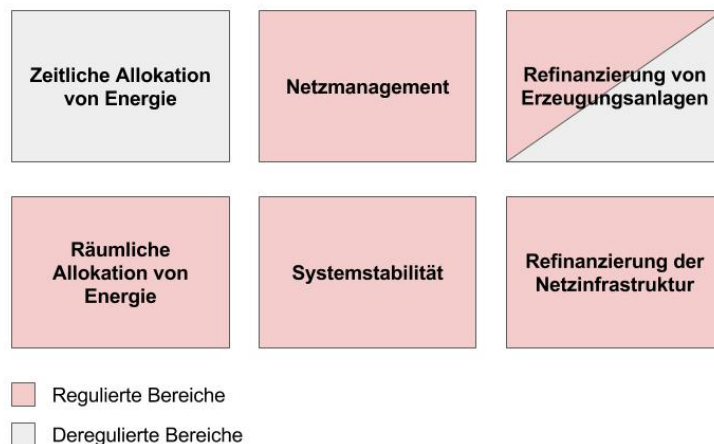
Die Grenzen des derzeitigen Marktdesigns

Teilhabe für Alle, effizient, kostengünstig und CO₂-neutral. So könnte die Vision der digitalen Energiezukunft aussehen. Doch der Abgleich mit der Realität des eingeschlagenen (politischen) Weges fällt ernüchternd aus. Digitalisierung wird derzeit rein instrumentell und inkrementell angegangen, wie der Smart Meter Roll-Out eindrucksvoll belegt. Technische Innovationen und neue Geschäftsmodelle entstehen zwar, sie sind aber weitestgehend auf den Teil der Energiewirtschaft beschränkt, der liberalisiert ist. Es werden bestehende Strukturen gefestigt, anstatt neue Modelle zuzulassen. Grundsatzfragen zum zukünftigen Marktdesign werden politisch kaum adressiert.

Symptomatisch dafür ist der Strompreis. Nur ein Bruchteil des Strompreises wird am Markt gebildet. Der überwiegende Teil des Strompreises ist durch Steuern, Abgaben und Umlagen fix und unbeweglich. Preisschwankungen kommen damit, wenn überhaupt, nur marginal bei den Letztverbrauchern an. Nicht genug, um Anreize für systemdienliches Verhalten zu schaffen.



Die physische Realität im Stromnetz geht in Wälzungsmechanismen und Umlagen verloren. Der Strompreis hat keine Steuerungswirkung. Doch gerade das braucht eine erfolgreiche Energiewende. Für die wenigen Willigen – ob nun Privathaushalt oder Industriebetrieb – bleibt es eine Überzeugungstat, sich systemdienlich oder energieeffizient zu verhalten. Ihr Einsatz geht im Grundrauschen der Umlagen unter. Schaut man sich die verschiedenen Funktionen an, die ein funktionierendes Energiesystem erfüllen muss, wird schnell klar, woran das liegt.



Einzig die zeitliche Allokation von Energiemengen findet auf einem echten Wettbewerbsmarkt – dem Energy Only Markt – statt. Alle anderen Funktionen werden reguliert und außerhalb des Wettbewerbs durch die Netzbetreiber abgedeckt. Die Refinanzierung von Erzeugungsanlagen wird durch Subventionen unterschiedlichster Couleur verzerrt. Nur ungern wird politisch darüber diskutiert, die Kontrolle über einige dieser Funktionsbereiche abzugeben, oder zumindest die Regulierung zu lockern. Im Gegenteil: Zentrale Strukturen werden weiter gefestigt, wie bei der Verwaltung der Smart Meter-Daten durch den Übertragungsnetzbetreiber.

Eine besonnene, aber mutige Diskussion über die marktliche Öffnung der in der Grafik rot dargestellten Systemfunktionen kann zu einer wichtigen Stellschraube für die Energiewende in der nächsten Legislatur werden. Erst durch diese Öffnung können die Chancen, die Digitalisierung und neue Technologien für die Energiewende mit sich bringen, voll ausgespielt werden. Entscheidet sich die Politik dagegen, dringend notwendige Spielräume zu öffnen, könnten viele Innovationen auf der Strecke bleiben und Deutschland seine Vorreiterrolle für die Energiewende einbüßen.



Politische Weichenstellungen für eine digitale Energiewelt

Natürlich können wir nicht innerhalb kürzester Zeit unser komplexes Energiesystem einfach umschalten. Wichtig ist jedoch, schnellstmöglich die Weichen für die weitere Entwicklung in die richtige Richtung zu stellen. Schon in wenigen Jahren ist das CO₂-Budget aufgebraucht, das wir weltweit emittieren dürfen, um das Klima nicht mehr als 1,5° zu erwärmen.¹² Mit einem "Weiter so" würden wir falsche Anreize setzen und unsere Klimaziele gnadenlos verfehlen.¹³ Damit würden wir nicht nur die Zukunft folgender Generationen aufs Spiel setzen, sondern auch die deutsche Wirtschaft schädigen. Innovative Energielösungen könnten dann vornehmlich aus dem Ausland kommen.

Mit den richtigen Impulsen und Weichenstellung jedoch, kann die Politik gezielt den Rahmen gestalten für eine Energiewirtschaft, die mithilfe der Digitalisierung effizienter und inklusiver ist. Deutschland könnte damit seine internationale Vorreiterrolle zurückerlangen und Nachahmer finden. Dazu sollten allem voran die Grundzüge unseres Marktdesigns und die darin verankerten Zuständigkeiten diskutiert werden und mit den klimapolitischen Zielen in Einklang gebracht werden. Hierzu wäre es notwendig, einerseits bestehende Aufgaben neu zu verteilen und andererseits gänzlich neue Aufgaben zielführend zu gestalten.

Gezielte Deregulierung

Viele Aufgaben in unserem Energiesystem finden im regulierten Bereich außerhalb des marktlichen Wettbewerbs statt. Dazu zählen unter anderem das Netzkapazitätsmanagement, Einspeisemanagement oder Redispatch. Sie werden ausschließlich vom (Übertragungs-) Netzbetreiber erfüllt. Sie sind damit faktisch geschützte Aufgaben ohne Markt. Innovationen und gänzlich neue Ansätze, die nicht vom Netzbetreiber kommen, haben es hier schwer. Gleichzeitig werden bei der Erfüllung dieser Aufgaben massive Kosten erzeugt, die über Umlagen und Wälzungsmechanismen schlussendlich als Netzentgelte ihren Weg zum Letztverbraucher finden. Der Strompreis ist dadurch zu unflexibel, um netzdienliches Verhalten ökonomisch anzureizen. Es können dadurch mehr Eingriffe durch den Netzbetreiber notwendig werden, wodurch wiederum die Kosten weiter steigen.

12 Die Mercator Stiftung hat eine [CO₂ Uhr](#) mit dem verbleibenden Emissions-Budget erstellt.

13 Vgl. Agora Energiewende (2017): Das Klimaschutzziel von -40 Prozent bis 2020: Wo landen wir ohne weitere Maßnahmen?



Ein Teufelskreis, der durch eine grundlegende Reform der Netzentgelte durchbrochen werden könnte. Diese könnte aus zwei Teilen bestehen: Zum einen könnten Maßnahmen unternommen werden, das Gesamtvolumen der Netzentgelte zu reduzieren. Das könnte dadurch erreicht werden, dass Märkte und mit ihnen Wettbewerb und Innovation geschaffen würden, wo heute die Netzbetreiber durch Regulierung geschützte Aufgaben allein erledigen. Für Funktionen wie die Bereitstellung von Blindleistung, Systemdienstleistungen, Flexibilitäten und eine räumliche Allokation von Energie könnten offene Märkte geschaffen werden. Mit dem technischen Fortschritt der letzten Jahre und einer Deregulierung in diesen Bereichen könnten Kosten vermieden und die Netzentgelte gesenkt werden. Die prozentualen Schwankungen im Strompreis könnten dadurch zunehmen, was die Steuerungswirkung des Preises erhöhen würde. Die regulierten Bereiche könnten entsprechend auf das natürliche Monopol konzentriert werden, das nicht marktlich bewirtschaftet werden kann – die physische Netzinfrastruktur. Dabei sollten die neuen, deregulierten Märkte keineswegs rechtsfreie Räume werden, sondern ihre Wirkungsweise durch entsprechende Gesetzgebung gestaltet, beziehungsweise designt werden.

Der zweite Teil einer solchen Reform könnte eine bessere Verteilung der verbleibenden Netzentgelte in den Fokus nehmen. Sie könnten, statt wie bisher pauschal für die kWh erhoben zu werden, dynamische Anreize für systemdienliches Verhalten setzen. Im ersten Schritt könnte dies über eine leistungsbezogene Erhebung der Entgelte realisiert werden. Später könnte dieser Mechanismus um einen Faktor ergänzt werden, der die tatsächliche Auslastung der Betriebsmittel widerspiegelt.

SolcheinUmbauwürdeeinekonsequenteFortsetzungderMarktliberalisierung darstellen, die schon 1998 unter Beweis gestellt hat, dass grundlegende Anpassungen des Marktdesigns erhebliche Effizienzsprünge für das Energiesystem als Ganzes ermöglichen.

Der Stromsektor ist heute in großen Teilen reguliert. Viele Aufgaben werden noch ausschließlich vom Netzbetreiber übernommen, könnten aber auch wettbewerblich organisiert werden. Regulierung sollte in Teilbereichen abgebaut werden, um Freiräume für neue, innovative Lösungen zu schaffen. Auch beim Abgaben- und Umlagensystem besteht Reformbedarf. Der Strompreis kann dadurch dynamischer werden.

Neue regulatorische Aufgaben

Mit der Digitalisierung der Energiewirtschaft könnten auch neue Aufgaben auf die Regulierungsbehörden zukommen. Allen voran der transparente Zugang zu den digitalen Daten, die verschiedenste Akteure im Energiesystem brauchen werden, um die Potenziale der Digitalisierung nutzen zu können. Der hohe Vernetzungsgrad des Stromsektors verlangt nach einheitlichen Standards, statt proprietären Lösungen, um dieser Aufgabe zu begegnen.



Eine Koordinierung durch die Regulierungsbehörden, die die Implikationen für das gesamte Energiesystem im Blick hat, bietet sich hier an.

Eine weitgehende Transparenz des aktuellen Zustands des Stromnetzes – übergreifend über Betriebsmittel auf allen Netzebenen und -betreibern – könnte die informationstechnische Grundlage für das zukünftige Marktgeschehen sein. Diese offene Datengrundlage sollte sorgfältig gestaltet werden. Der Regulator würde dazu Fragen beantworten müssen wie: Wer muss welche Daten in welcher Granularität zur Verfügung stellen? Auf welcher Plattform oder Infrastruktur? Wie kann dies sichergestellt werden? Unter welchen Voraussetzungen und zu welchen Zwecken darf darauf zugegriffen werden? Wie können unbefugte Zugriffe auf die Infrastruktur vermieden werden? Wie wird Systemsicherheit gewährleistet?

Es ist nicht von der Hand zu weisen, dass mit der digitalen Vernetzung physischer Infrastruktur und dem Offenlegen der entsprechenden Daten neue Risiken entstehen können. So könnten zum Beispiel Denial of Service (DoS) Angriffe auf mit dem Internet verbundene, physische Infrastruktur möglich werden. Diese Risiken sollten jedoch sorgfältig evaluiert und mit den Vorteilen solch einer Netztransparenz abgewogen werden. Das Risiko von Cyber-Angriffen auf das Energiesystem besteht mit dem derzeitigen Flickenteppich an proprietären Sicherheitslösungen darüber hinaus schon heute.¹⁴ Eine einheitliche Regelung mit Blick auf das Gesamtsystem Strom könnte gegenüber der heutigen Situation sogar deutliche Vorteile mit sich bringen.

Man müsste auch nicht bei Null anfangen, denn die möglichen Cyber-Angriffsszenarien sind umfassend bekannt, da sie seit vielen Jahren im Internet angewandt werden. Entsprechend sind uns mittlerweile Best Practices bekannt, Risiken digitaler Infrastrukturen effizient zu mitigieren:

- Ein risikobewusstes technisches Design kann einen Großteil der Angriffsszenarien von vornherein ausschließen. Security by Design sollte daher oberstes Gebot bei der Ausgestaltung sein.
- Dezentrale Strukturen haben in der Informationstechnik eine deutlich höhere Resilienz bewiesen als zentralistische Systeme. Bei der Digitalisierung von physischen Infrastrukturen sollten die Best Practices aus der Informationstechnik herangezogen werden.
- Ein digitales Stromnetz macht es im Vergleich zum Internet möglich, mit analogen beziehungsweise physikalischen Mitteln auf digitale Risiken zu reagieren. Ein schlaues technisches Systemdesign könnte im Angriffs- oder Fehlerfall einen analogen Notfallmodus haben. Das betroffene Betriebsmittel könnte schlicht seine Internet-Verbindung kappen und wie bisher von den physikalischen Parametern des Stroms allein gesteuert werden.

¹⁴ Erst kürzlich gab die IT-Sicherheitsfirma Symantec eine Meldung heraus, in der sie vor Schadsoftware warnen, die Hacker gezielt zur Infiltration von europäischer Energie-Infrastruktur einsetzen. [Zum Artikel](#)



Die zukünftige Aufgaben der Regulierungsbehörden liegen auch in der digitalen Welt. Um die Potenziale der Digitalisierung nutzen zu können, sollte die Datengrundlage öffentlich zugänglich, sicher und transparent gestaltet sein. Die Regulierung sollte die Rahmenbedingungen dieser neuen, digitalen Dimension der Energiewirtschaft aktiv gestalten.

Energiesystem auf klimapolitische Ziele ausrichten

Das Ziel des Marktdesigns sollte es sein, eine Lenkungswirkung auf die gesamte Energiewirtschaft auszuüben, die sich an den klimapolitischen Zielen orientiert. Marktverzerrungen können diese Lenkungswirkung jedoch abschwächen oder konterkarieren und sollten entsprechend abgebaut werden.

Um also einen fairen und effizienten Wettbewerb auf den verschiedenen Energiemärkten zu gewährleisten, sollten Subventionen sukzessive zurückgefahren werden. Hierzu zählen neben direkten und indirekten Subventionen für Braun- und Steinkohle auch Subventionen für Atomkraftwerke und neu zu errichtende Erneuerbare Energien.¹⁵ Letzteres sind durch den massiven Preisverfall in den letzten Jahren auch ohne Subventionen die günstigste Option für neu zu errichtende Erzeugungskapazitäten in vielen Ländern geworden. Die Refinanzierung ihrer Kapitalkosten könnten Betreiber von Erneuerbare Energien-Anlagen zukünftig auf verschiedenen Märkten für Systemdienstleistungen oder Futures sicherstellen – die Existenz dieser Märkte vorausgesetzt. Ein möglicher Abbau von Subventionen sollte daher Hand in Hand gehen mit den vorgeschlagenen Änderungen am Energiesystem.

Ein weitgehend dereguliertes Marktgeschehen und Subventionsabbau sollten außerdem unbedingt an eine Rahmenbedingung geknüpft sein: Die Einführung einer ambitionierten Abgabe auf Treibhausgase wie CO₂. Denn es bleibt ein wichtiger Aspekt, den Märkte allein – egal wie effizient – nicht leisten können: Wettbewerblichen Märkten ist es nicht möglich, selbst für eine Internalisierung von externen Kosten zu sorgen. So bleiben zum Beispiel externe Effekte wie Ressourcenverbrauch, Umwelt- und Gesundheitsschäden, anthropogener Klimawandel, sowie soziale Kosten von Erzeugern bei deren Preisbildung unberücksichtigt. Viele dieser externen Effekte sind direkt oder indirekt mit dem Ausstoß von CO₂ verbunden. Es bleiben dadurch Marktverzerrungen beziehungsweise Fehlallokationen bestehen, die nur durch externe Instrumente wie eine CO₂ Bepreisung korrigiert werden können.

15 Das Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft (FÖS) hat in einer aktuellen Studie die Kosten für fossile Energieträger mit etwa 40 Mrd. Euro jährlich angegeben. [Zur Studie](#)



Eine Abgabe auf Treibhausgase ist dementsprechend ein zentraler Faktor für einen tatsächlich unverzerrten Handel. Langfristig kann dies ein Instrument sein, um die Transition hin zu einer dekarbonisierten Energieerzeugung zu unterstützen, da fossile Energieträger unter fairen Wettbewerbsbedingungen, also mit internalisierten Kosten, weniger wirtschaftlich betrieben werden können. Unterschiedliche Ausgestaltungen für eine mögliche CO₂ Bepreisung werden derzeit in der Fachöffentlichkeit diskutiert.¹⁶

Viele Akteure argumentieren, dass eine nationale Steuer auf CO₂, die anschlussfähig an das europäische Emissionszertifikate-System (ETS) ist, eine vielversprechende Variante darstellt.¹⁷ Die konkrete Ausgestaltung eines solchen Instruments kann unterschiedliche Variationen annehmen, die in einem breiten Dialog abgewogen werden sollten. Neben der Anschlussfähigkeit an den ETS sollte die Politik dabei auf eine sozial gerechte Verwendung, beziehungsweise Rückführung der Einnahmen achten und die Verlagerung von Emissionen in andere Sektoren oder das Ausland (Carbon Leakage) systematisch vermieden werden. Eine einheitliche Stromkennzeichnung in Form des oben beschriebenen digitalen Fingerabdrucks könnte die datentechnische Grundlage für solch ein Instrument bilden.

Das Energiemarktdesign sollte dahingehend überarbeitet werden, dass es klimapolitische Lenkungswirkung auf die gesamte Energiewirtschaft ausübt und gleichzeitig Spielräume für Innovation bietet. Die Dynamisierung des Strompreises durch eine Reduktion von Subventionen und Fixkostenbestandteilen kann dazu genutzt werden. Gleichzeitig sollten durch eine Bepreisung von CO₂ Rahmenbedingungen für fairen und klimafreundlichen Wettbewerb geschaffen werden.

16 Die 100 Prozent erneuerbar stiftung hat 6 verschiedene Finanzierungsmöglichkeiten der Energiewende untersucht und spricht sich für die Einführung einer CO₂-Steuer aus. [Zur Studie](#)

Die Expertenkommission der Bundesregierung spricht sich in ihrer Stellungnahme zum fünften Monitoring-Bericht für eine solche Maßnahme aus. [Zur Stellungnahme](#)

Hochkarätige Experten haben sich kürzlich zu einer stärkeren Bepreisung von CO₂ positioniert. [Zum Positionspapier](#)

17 Der Verein für eine nationale CO₂ Abgabe fordert 145€/t bis 2050. [Zum Positionspapier](#)

Die Stiftung Umweltenergierecht hat kürzlich eine Studie vorgestellt, in der die rechtlichen Spielräume einer CO₂-Bepreisung untersucht hat. [Zur Studie](#)



Fazit

Die Digitalisierung birgt die Chance, die in Ungnade gefallene Energiewende wieder auf Erfolgskurs zu bringen. Sie kann nicht nur durch einzelne neue Technologien punktuelle Veränderungen wie den Smart Meter Roll-Out anstoßen, sondern auch für eine Grunderneuerung der Spielregeln der ganzen Branche genutzt werden. Der Einfluss der Digitalisierung auf das Marktdesign – und vice versa – ist im politischen Diskurs der letzten Jahre zu kurz gekommen. Der holistische Blick auf das gesamte Energiesystem wurde durch Einzelmaßnahmen versperrt.

Doch der Ruf nach tiefgreifenden systemischen Veränderungen in der Energiewende wird lauter. Die enorme Aufmerksamkeit, die der Blockchain Technologie in jüngster Zeit zuteil wurde, hat dazu geführt, dass auch Strukturen in Frage gestellt werden, die lange als einzige Option dargestellt wurden. Dieser Impuls von außerhalb der Energiewirtschaft führt nun zu einer Aufbruchstimmung, die Druck auf den regulatorischen Status Quo ausübt. Auf einmal stellt man fest, dass neben der Blockchain schon längst auch andere Technologien bereitstehen, die die Energiewirtschaft voranbringen könnten – eine Überarbeitung des Marktdesigns vorausgesetzt.

Dank omnipräsenter Rechenkapazität sind die Transaktionskosten für viele energiewirtschaftliche Prozesse rapide gefallen. Dadurch wird eine fein granulare Erfassung der energietechnischen Realität möglich. Eine nie dagewesene Datenbasis ist das Ergebnis. Sie kann genutzt werden, um genauere Prognosen über Verbrauch und Erzeugung zu erstellen und Infrastruktur effizienter einzusetzen. Technologien wie Machine Learning und hochentwickelte Prozess-Automatisierung können hier eingesetzt werden.

Diese neuen technologischen Umstände ermöglichen es, mehr Akteure aktiv an den Energiemärkten teilhaben zu lassen. Insbesondere kleine Akteure wie Prosumer waren bisher kein Bestandteil des energiewirtschaftlichen Systems – es hatte sich nicht gelohnt, sie einzubinden. Sie können nun aktive und selbstbestimmte Marktakteure werden, die dank smarter Software in die Lage versetzt werden, ihr eigenes Energieportfolio-Management zu betreiben. Sie können damit in der zukünftigen Energiewirtschaft eine zentrale Rolle einnehmen, denn ihre kleinteilige Anpassungsfähigkeit kann eine bessere Feinabstimmung zwischen Märkten und Physik möglich machen, als dies heute der Fall ist.

Solch eine Feinabstimmung gab es bisher nicht. Stattdessen wurden Abweichungen im Nachhinein durch kostenintensive Maßnahmen wie Redispatch und Einspeisemanagement von den Netzbetreibern organisiert. Die Digitalisierung ermöglicht den Abbau solcher Behelfslösungen und stellt die Wertschöpfung in der Energiewirtschaft auf eine breitere Basis – nicht nur bei der Erzeugung, sondern auch bei der Organisation.



Das braucht allerdings auch Anreize. Beim Design der Spielregeln der Energiewirtschaft, dem nächsten Marktdesign, ist es daher entscheidend, dass die Mechanismen und Märkte so ausgerichtet werden, dass ihre Preissignale auch tatsächlich eine Steuerungswirkung entfalten können. Die Preisunterschiede sollten also groß genug sein, dass Verhalten damit auch tatsächlich beeinflusst werden kann – und zwar so, dass es dem Energiesystem dienlich ist. Das Marktdesign sollte außerdem übergelagerte Aspekte wie Anreize zur Einhaltung der Klimaziele fest verankern. Das Credo könnte dabei lauten: *Rahmenbedingungen statt Micromanagement*.

Mit einem neuen Marktdesign, das der Digitalisierung Raum bietet, kann unter Beweis gestellt werden, dass Marktwirtschaft, Umweltfreundlichkeit und soziale Gerechtigkeit nicht in Konkurrenz zueinander stehen müssen – im Gegenteil. Die dafür nötigen Instrumente wie eine CO₂ Bepreisung oder eine räumliche Allokation von Energie sind hinlänglich bekannt, wurden aber bisher nicht mit den Möglichkeiten der Digitalisierung kombiniert und bei politischem Gegenwind zu schnell ad acta gelegt.

Die nächste Legislatur hat die große Chance, diese nächste Stufe der Energiewende einzuläuten und sie damit wieder zum internationalen Benchmark zu machen. Die Politik sollte dafür zügig klare Weichenstellungen unternehmen. Das Papier kann daher als Hilfestellung gesehen werden, die Potenziale und möglichen Leitlinien eines digitalen Energiemarktdesigns besser einschätzen zu können.

Wir freuen uns auf einen spannenden Dialog.

Anhang

Methodik

Die Konzepte zum digitalen Marktdesign, die in diesem Papier dargestellt wurden, sind Ergebnis eines interdisziplinären Prozesses mit zahlreichen hochkarätigen Expertinnen und Experten. Besonderes Augenmerk wurde auf die methodische Begleitung des Projekts gelegt.

Radikale Prüfung, das methodische Vorgehen der Stiftung Neue Verantwortung (SNV), basiert darauf, entwickelte Arbeitshypothesen iterativ mit Expertinnen und Experten zu testen, gegebenenfalls zu verwerfen, neu aufzustellen und weiterzuentwickeln. Hierbei bedienen wir uns verschiedener Formate, um möglichst robuste Ergebnisse zu komplexen Fragestellungen zu entwickeln.

So auch im Projekt zur digitalen Energiewende. Hier wurde die Radikale Prüfung mit der Strategischen Vorausschau (strategic foresight) kombiniert, die eine strukturierte Auseinandersetzung mit der Zukunft anhand von Szenarien ermöglicht.



Ein herzlicher Dank geht an dieser Stelle an unser externes Methoden-Team, bestehend aus Dr. Johannes Gabriel von Foresight Intelligence und den beiden Foresight-Experten Veit Klimpel und Henning Hetzer. Gemeinsam mit dem Projektteam der SNV erarbeiteten sie das methodische Gerüst der einzelnen Workshops und stellten den Teilnehmern dadurch ein optimalen Rahmen für das Einbringen ihrer Expertise zur Verfügung.

Zu Beginn des Projekts wurden im Rahmen eines Rechervesprints Hypothesen entwickelt, die bestimmte Teilprobleme der Energiewende vor dem Hintergrund der Digitalisierung adressierten. Diese Hypothesen wurden im Rahmen mehrerer Experten-Interviews weiterentwickelt und schließlich zur Arbeitshypothese für den Szenarienprozess umformuliert: *“Der Strompreis spiegelt die energiewirtschaftliche Situation so schlecht wider, dass eine effiziente Allokation unmöglich wird.”* Hinterlegt wurde diese These mit drei Aspekten:

- Die Preisbildung durch die Merit Order am Energy only Markt basiert nicht auf gesicherter Leistungserbringung.
- Verbraucher bleiben inaktiv, da sie keinen ökonomischen Anreiz für Flexibilität haben.
- Der Handel geht implizit von einer Kupferplatte aus. Dadurch entsteht eine räumliche Ineffizienz.

Erster Workshop

Im ersten von drei ganztägigen Szenarien-Workshops wurden die Teilnehmer mit dieser Arbeitshypothese konfrontiert. Anhand der TRIZ-Methode¹⁸ erarbeiteten sie unterschiedliche Vorstellungen darüber, wie ein idealer Preisbildungsmechanismus aussehen könnte. Als didaktischer Rahmen wurden zwei Nebenbedingungen eingeführt:

- Wir schreiben das Jahr 2030 (Technologische Entwicklungen sind über einen solchen Zeitraum zumindest noch vorstellbar).
- Die Preisbildung soll für ein Energiesystem mit 100% Erneuerbare Energien geeignet sein (Die Diskussion wurde damit auf die Fragestellung konzentriert, statt über verschiedene Geschwindigkeiten bei der Umsetzung der Energiewende zu debattieren).

In Kleingruppen entwickelten die TeilnehmerInnen drei *ideale Preisbildungsmechanismen* und setzten sich mit deren Aufbau, Funktionsweise, Wechselwirkung mit anderen Bereichen der Energiewirtschaft und etwaigen Widersprüchen und Gefahren auseinander. Während des Workshops zeigte sich, dass die Preisbildung mit vielen Bereichen interagiert, die nicht expliziter Teil der Arbeitshypothese waren. Statt nur die Preisbildung zu adressieren, muss vielmehr eine digitale Überarbeitung des gesamten Marktdesigns stattfinden.

Entsprechend des iterativen Vorgehens der Radikalen Prüfung wurde die Fragestellung daher auf ein digitales Marktdesign erweitert. In der Nachbereitung des Workshops wurden aus den Ergebnissen der Kleingruppen

¹⁸ Theory of inventive Problem Solving - Russische Innovationsmethode



(vor allem deren Gemeinsamkeiten und Gegensätze) Schlüsselfaktoren beziehungsweise Bausteine für ein Energiemarktdesign abgeleitet. Jeder dieser Schlüsselfaktoren kann darüber hinaus verschiedene Ausprägungen annehmen. Es entstand so ein morphologischer Kasten als Arbeitsgrundlage für den zweiten Workshop, der vorab mit den Teilnehmerinnen und Teilnehmern diskutiert wurde.

Stiftung
 Neue
 Verantwortung

Schlüsselfaktoren		Ausprägungen		
Zeitliche Allokation	EOM (Energy Only Market) wie heute (MWh)	EOM (Energy Only Market) kurzfristiger (Ws)	POM (Power Only Market) in Echtzeit (W)	Strom as a Service / Flatrate (tbd)
Kostenbasis der Preisbildung	Grenzkosten	Levelized Cost of Energy (Vollkosten)	Opportunitätskosten	
Refinanzierung EE	Einspeisevergütung	Auktionen auf Leistungen	Externe (regulierte) Preisgrenzen	Marktliche Refinanzierung der EE
Verantwortung für Systemstabilität (Regelenergie)	Zentrale Auktion ÜNB	Feinere Auktionen	Internalisiert beim Netzbetreiber (geringerer Bedarf)	Bei allen Teilnehmern (auch bei Privatverbrauchern)
Versorgungssicherheit	Kapazitätsmarkt	Teils staatlich (Grundversorgung in kritischen Bereichen), teils privatisiert	Vollständig privatisiert bis zum Letztverbraucher	Strategische Reserve
Netzkapazitätsmanagement	Pauschal über Netzentgelte	Marktliche Öffnung des Netzmanagements (z.B. Flex oder Blindleistungsmarkt)	Bepreisung jeder einzelnen Leitung	
Preiszonen	Eine einheitliche (wie heute)	Nodal Pricing: Mehrere Preiszonen (z.B. entsprechend VNB oder Netzknoten)	Unendlich viele (jedes bilaterale Lieferverhältnis hat seine eigene Preisfindung)	
Bündelung der Preisbestandteile* zum Gesamtpreis	Gesamtpreis beim Aggregator (EVU)	Teile beim Aggregator, Teile direkt beim Verbraucher	Bündelung direkt beim Verbraucher	
* Allokation, Refinanzierung, Systemstabilität und NetzMgmt				
Prosumerfreiheitsgrade	Wie heute (feste Liefer- u. Erzeugungsbeziehung)	Marktteilnahme über Aggregator (VPP)	Beliebig viele direkte Liefer- und Bezugsbeziehungen (an allen Märkten)	



Zweiter Workshop

Im zweiten Workshop konstruierten die Teilnehmerinnen und Teilnehmer mit Hilfe dieser Bausteine in Kleingruppen drei verschiedene Szenarien für zukünftige Marktdesigns. Dafür nutzten sie die Leitfrage *“Wie können die zukünftigen Designs der Strommärkte und ihre Umfeldler unter besonderer Berücksichtigung des digitalen Wandels als Szenarien beschrieben werden?”* Die entstandenen Marktdesigns wurden von den Gruppen anschließend verfeinert und um weitere Faktoren, die noch nicht im morphologischen Kasten vorkamen sowie ihre jeweiligen Umfeldler ergänzt. Ziel war es dabei, die Konsistenz und Plausibilität der Szenarien in sich zu erhöhen, ohne normative Wertungen vorzunehmen.

In einem sogenannten *Backcasting* wurde anschließend ausgehend von den jeweiligen Szenarien im Jahr 2030 rückwärts bis zum heutigen Status Meilensteine, Entscheidungen und Entwicklungen identifiziert, die eintreten müssten, damit das Szenario tatsächlich zustande käme. Aus diesen Backcastings konnten Entwicklungslogiken abgeleitet werden, die die grundlegende Dynamik und die logischen Abläufe auf dem Weg zum jeweiligen Szenario beschreiben. Die erweiterten Entwicklungslogiken der Szenarien finden sich im nächsten Kapitel. Abgeschlossen wurde der zweite Workshop mit einer Analyse möglicher weißer Flecken, also Aspekten, die im Prozess bisher nicht oder nur wenig beleuchtet wurden, die für die Szenarien aber relevant sein können. Dabei wurde der Bedarf für ein weiteres, viertes Szenario identifiziert, das mit *“Weiter so”* betitelt wurde und die Frage beantworten sollte, wie ein Energiesystem in 2030 aussehen kann, wenn die Interessen zur Erhaltung des Status Quo im politischen Umfeld überwiegen.

Dritter Workshop

Im finalen Workshop hat die Gruppe zunächst gemeinsam das *“Weiter so”*-Szenario diskutiert und dessen Umfeld beschrieben. Anschließend wurde die Veränderung der Akteurslandschaft unter den verschiedenen Szenarien beleuchtet. Hierbei wurden Fragen diskutiert wie: Wer sind die Akteure im Energiesystem heute und im jeweiligen Szenario? Was ändert sich für bestehende Akteure? Kommen neue Akteure hinzu? Fallen bestehende Akteure weg? Verschieben sich Aufgaben und/oder Machtverhältnisse zwischen den Akteuren? Aus dieser Analyse wurden anschließend Cluster gebildet, um zu identifizieren, welche Akteure die Szenarien überproportional prägen und entsprechend besonderer Beachtung bedürfen. Abgeschlossen wurde der Workshop und damit auch der Szenarienprozess durch eine Diskussion über mögliche Gestaltungsoptionen, wie positive Aspekte in den Szenarien befördert werden können, während negative eingedämmt werden.



Welche Zukunft darf es sein? Szenarien für 2030

So komplex das Energieversorgungssystem ist, so mannigfaltig sind auch die politischen Stellschrauben, die darüber entscheiden, welche Zukunft wir erleben werden. Eine große Verantwortung, bei der abgewogen werden muss, welche Weichenstellung welche Folgen hat. Szenarien können das Spektrum möglicher Zukünfte aufzeigen und helfen die Diskussion über verschiedene Strategien zu strukturieren. Die Szenarien im Projekt zeigen uns außerdem auf, welche Auswirkungen unterschiedliche politische Stoßrichtungen auf die Energiewelt im Jahr 2030 haben können. Nachfolgend sind alle Szenarien, die innerhalb des Projekts entstanden sind, kurz beschrieben:

Szenario "Weiter so"

In diesem Szenario wurde die grundsätzliche Stoßrichtung der Energiepolitik der letzten Jahre aufgenommen und in die Zukunft projiziert. Dabei ergibt sich für 2030 folgende Situation:

Neuanlagen werden weiterhin über Ausschreibungen refinanziert. Um doch noch die Klimaziele einhalten zu können, musste die ausgeschriebene Leistung drastisch erhöht werden, wodurch die Ausschreibungen unterzeichnet waren und sich wieder hohe Subventionen einstellten.

Beim Handel wird weiterhin auf den Energy-only Markt als zentralen Großhandelsplatz gesetzt, an dem deutlich hochfrequenter als heute (1-5 Minuten-Kontrakte) Energiemengen gehandelt werden. Eine Preiskomponente für die räumliche Allokation, also den Transport, wurde nicht eingeführt. Dies wird weiterhin durch Netzausbau und Maßnahmen der Netzbetreiber organisiert. Durch den weiter steigenden Anteil an Erneuerbaren Energien und den damit verbundenen Schwankungen wird das Netz zunehmend ungleichmäßig ausgelastet, was weitere Kosten für Ausgleichsmaßnahmen produziert, die die Netzentgelte weiter ansteigen lassen.

Endverbraucher können über Aggregatoren an bestimmten Märkten teilnehmen. Hohe Anteile von fixen Umlagen und Abgaben bieten dazu aber nur geringe ökonomische Anreize. Entsprechend wird dies nur durch wenige wohlhabende Enthusiasten genutzt. Das EVU spielt gegenüber dem Endkunden auch weiterhin die zentrale Rolle, die Preisbestandteile zu bündeln und abzurechnen. Die Potenziale der Digitalisierung gegenüber den Endkunden (vor allem durch neue Marktakteure wie Startups) bleiben dadurch weitgehend ungenutzt.

Es wurde mehrfach durch die Workshopgruppe darauf hingewiesen, dass in einem solchen System, in dem wenig Teilhabe möglich ist, gleichzeitig die Systemkosten (vor allem Netzentgelte) weiter steigen werden, die Energiewende in der Öffentlichkeit auf immer größeren Widerstand stoßen und die Grundprämisse der Szenarienbildung 100 Prozent Erneuerbare zu erreichen nicht gelingen kann. Im schlimmsten Fall könnte das Projekt Energiewende komplett zum Erliegen kommen.



Szenario “Starker Staat, viel Autarkie”

In diesem Szenario musste die Energiewirtschaft zunächst in eine größere Krise geraten, bis ein Umdenken auf Seiten der Politik stattfinden konnte. Grund für die Krise waren vor allem die hohen und unflexiblen Abgaben und Umlagen. Auch der zunehmende Kostendruck auf die Energieversorger wurde hier angeführt. In der Konsequenz ging einer der “vier großen Energieversorger” insolvent und sorgte damit für Aufruhr in der gesamten Branche. Die Politik suchte daraufhin nach Optionen, Änderungen anzustoßen und fand dies in einem “Navigationssystem” zur informierten Entscheidungsfindung. Dieses Navigationssystem wurde als eine Art Echtzeitsimulation des gesamten Netzes beschrieben. Es wurde mit real-Daten aus verschiedensten Quellen versorgt, die bis dahin digitalisiert waren.

Auf dieser Basis konnte zum einen eine zielgerichtete Reform des Abgaben- und Umlagensystems durchgeführt werden, die die Systemkosten durch die wettbewerbliche Gestaltung des Netzmanagements reduzieren konnte. Zum anderen hatte die Politik damit ein Werkzeug, um sowohl den realen Netzausbaubedarf, als auch die notwendigen Zubauraten für Erzeugungsanlagen bestimmen zu können, die notwendig waren, um Versorgungssicherheit bei gleichzeitiger Einhaltung der Klimaziele zu gewährleisten.

In der Konsequenz dieser Geschehnisse ergab sich folgende Situation: Im öffentlichen Netz findet die zeitliche Allokation von Energie auf Basis von Opportunitätskosten an einem hochaufgelösten Power-Only-Markt statt. Also einem Markt, der kontinuierlich Leistung, statt Strommengen handelt. Für die Einbindung von Kunden gibt es zwar Aggregatoren, aber keine EVU, Grundversorgung oder Anschlusspflicht. Für Netzstabilität- und Management sind alle Anschlussnehmer gleichsam verantwortlich – nicht der Netzbetreiber.

Neben dem öffentlichen Energiesystem gibt es in diesem Szenario eine Vielzahl an privaten Micro Grids, die sich nach einer vorherigen Abmeldung und Karenzzeit gänzlich vom öffentlichen Netz getrennt haben. Diese Mininetze haben vollkommen eigene Regeln und sind nicht an die Regulierung des öffentlichen Teils der Energieversorgung gebunden. Zumeist haben wirtschaftliche Gründe wie eine bessere Planbarkeit zur Abspaltung dieser Mini-Monopole geführt.

Szenario “Schumpeter 2 power”

Den Namen des Szenarios leitete die Gruppe aus der Theorie der kreativen Zerstörung von Joseph Schumpeter, einem österreichischen Ökonom, ab.

Auch dieses Szenario zeichnet sich dadurch aus, dass zunächst größere Probleme die Energiewirtschaft erschüttern mussten, damit Reformwillen spürbar wurde. Da bei EEG-Ausschreibungen immer mehr Neuanlagen gänzlich ohne Subventionen auskamen, wurde die Einspeisevergütung für Neuanlagen vollkommen abgeschafft. Begleitet wurde dies von einem



Verbot für den Neubau von fossilen Kraftwerken. Aus diesen Maßnahmen folgten schon bald schwere Versorgungsengpässe – der Staat musste nachjustieren. Es wurde eine Steuer für fossil erzeugten Strom eingeführt, die als Preisuntergrenze für Erneuerbare Energien wirkt und dadurch neue Investitionen auslöste – auch ohne direkte Subventionen.

Unabhängig von der Energiewirtschaft hatte die deutsche Automobilindustrie schwere Schäden erlitten und den Anschluss an die Elektromobilität, insbesondere die Batteriefertigung, verpasst. Es kam dadurch zu Insolvenzen, die auch die teilweise energieintensive Zulieferindustrie betraf und den industriellen Energiebedarf in Deutschland senkte. Nur dadurch wurde eine Versorgung mit 100 Prozent Erneuerbaren Energien möglich.

Ein weiterer zentraler Punkt des Szenarios betrifft die Verantwortlichkeiten der handelnden Akteure. Das Energiesystem wurde stark dereguliert. Stromkunden entscheiden in diesem Szenario selbst, welchen Grad an Versorgungssicherheit sie haben und bezahlen wollen. Auch das Netzkapazitätsmanagement wurde liberalisiert. Es ist ein Markt mit handelbaren Kapazitäts-Optionen entstanden, der das Netzmanagement durch die Netzbetreiber ablöste. Der Handel auf den verschiedenen Märkten wurde im Verlauf der Zeit immer schneller, sodass in diesem Szenario schlussendlich ein kontinuierlicher Echtzeithandel betrieben wurde.

Szenario “Künstliche Intelligenz bringt Effizienz in Echtzeit”

Auslöser für den Umbau des Marktdesigns in diesem Szenario war ein öffentlicher Widerstand gegen die immer weiter steigenden Abgaben und Umlagen des derzeitigen Systems, das als innovationsfeindlich und zu komplex wahrgenommen wurde. Gleichzeitig fanden im Bereich der dezentralen Erzeugung und Speicherung weitere Technologiesprünge statt.

Die Rahmenbedingungen wurden in diesem Szenario daher so gestaltet, dass die Potenziale der Digitalisierung voll ausgeschöpft werden konnten. Dazu wurden für viele Aufgaben, die heute reguliert sind und durch Netzbetreiber ausgeführt werden, offene Märkte eingeführt. Der Bau und die Wartung der physischen Infrastruktur oblag in diesem Szenario weiter dem regulierten Netzbetreiber. Das neue Marktdesign wurde so gestaltet, dass sich neue erneuerbare Erzeugungsanlagen ohne Subventionen durch eine Vielzahl an Systemdienstleistungen an verschiedenen Märkten refinanzieren konnten.

Insgesamt wurde die Komplexität des Energiesystems an mehreren Stellen reduziert. Die diversen Gesetzbücher (EnWG, EEG, StromNEV, ARegV, etc.) der Energiewirtschaft wurden zu einem konsistenten und vereinfachten Energiewirtschaftsgesetz (EWG) konsolidiert. Auch die Struktur der Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber wurde konsolidiert. Diese Komplexitätsreduktion hatte im Szenario weitere Innovationsschübe zur Folge.



Die Energiewirtschaft zeichnet sich in diesem Szenario durch einen extrem hohen Grad der Prozessautomatisierung aus. Der Handel an den verschiedenen Märkten wurde zunächst in kleinere Zeiteinheiten aufgeteilt, später sogar kontinuierlich. Entsprechend wurde der Energy only Markt durch einen Power only Markt abgelöst. Um dies zu erreichen, werden Künstliche Intelligenz und ihre Derivate auf allen Ebenen der Energiewirtschaft angewendet. Das ermöglicht es, die Prozesse effizient, feingranular und schnell abzuwickeln. Menschliche Intervention ist kaum mehr notwendig. Vor allem eine immense Zahl von kleinen Akteuren wie Prosumern und Verbrauchern wird dadurch aktiv ins Marktgeschehen eingebunden. Ein Software-basiertes Portfoliomanagement macht diese komplexe Marktteilnahme für Jedermann möglich. Die Software-Clients erstellen vollautomatisiert Fahrpläne und bewirtschaften diese auf den verschiedenen Märkten.



Teilnehmerinnen und Teilnehmer

An dieser Stellen möchten wir allen Teilnehmerinnen und Teilnehmern nochmals unseren großen Dank für ihre engagierte Mitarbeit, ihre Kreativität, ihre konstruktive Kritik und ihre große Offenheit aussprechen. Die Workshopergebnisse haben unsere Erwartungen übertroffen und machten Lust, die entstandenen Konzepte weiter auszubauen.

Dr. Weert Canzler ist Mitglied der Forschungsgruppe Wissenschaftspolitik am Wissenschaftszentrum Berlin für Sozialforschung (WZB).

Dr. Christian Chudoba ist Gründer und CEO der Lumenaza GmbH.

Jérémie Delaporte ist Manager Operations bei der Lumenaza GmbH.

Stefan Drexelmeier ist Leiter der Geschäftsstelle der Bürgerstiftung Energiewende Oberland.

Tobias Federico ist Gründer und Geschäftsführer der Energy Brainpool GmbH & Co. KG.

Claus Fest ist Senior Manager Corporate Affairs der innogy SE.

Daniel Freund ist Director of Application Center Smart Energy Systems am DAI-Labor der Technischen Universität Berlin.

Kirsten Hasberg ist Doktorandin an der Aalborg Universität Kopenhagen und Energie-Beraterin für den BlockchainHub Berlin.

Dr. Steffen Herz ist Rechtsanwalt und Partner mit Schwerpunkt im Energie- und Umweltrecht bei von Bredow Valentin Herz Rechtsanwälte mbB.

Eberhard Holstein ist Leiter der Geschäftsentwicklung der Digital Energy Solutions GmbH & Co. KG.

Dr. Réne Mono ist Vorstand des Think-Do-Rethink-Tanks dynamis und geschäftsführender Vorstand der 100 prozent erneuerbar stiftung.

Dr. Karsten Neuhoff ist Professor für Energie und Klimapolitik am Institut für Volkswirtschaftslehre und Wirtschaftsrecht der Fakultät Wirtschaft und Management der Technischen Universität Berlin und Leiter der Abteilung Klimapolitik am DIW Berlin.

Carsten Pfeiffer ist zuständig für Politik und Strategie beim Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.

Karl-Heinz Remmers ist CEO der Solarpraxis Neue Energiewelt AG.



Philipp Richard ist Projektleiter Energiesysteme und Energiedienstleistungen, Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena).

Dr. Stephanie Ropenus ist Projektleiterin für Netze und nordische Energiekooperation bei Agora Energiewende.

Juliane Schulze leitet bei der Vattenfall GmbH das Business Development für die Erneuerbaren Energien sowie Vattenfalls Open Innovation Plattform green:field.

Udo Sieverding ist Bereichsleiter Energie der Verbraucherzentrale NRW e.V.

Dr. Valerie Speth leitet bei E.ON das Portfolio-Management für den B2B Customer Solutions-Bereich.

Martin Spindler ist Gründer und Geschäftsführer der Internet of People UG.

Dr. Matthias Stark ist Technischer Leiter bei der GEWI AG.

Dr. Maximilian Steff ist Chef-Software-Entwickler bei der controme GmbH.

Bernhard Strohmayr ist Referent für Energiemärkte und Mobilität beim Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.

Stefan Thon ist Co-Founder der StromDAO.

Clemens Triebel ist Mitbegründer der Solon AG und Younicos AG.

Maximiliane von Butler ist Product Managerin der sonnen e-services GmbH.

Dr. Hans Wolf von Koeller ist Leiter Energiepolitik bei der STEAG GmbH.

Dr. Anke Weidlich ist Professorin an der Albert-Ludwigs-Universität Freiburg und hat dort die Professur für Technologien der Energieverteilung am Institut für Nachhaltige Technische Systeme - INATECH inne.



Über die Stiftung Neue Verantwortung

Think Tank für die Gesellschaft im technologischen Wandel

Neue Technologien verändern Gesellschaft. Dafür brauchen wir rechtzeitig politische Antworten. Die Stiftung Neue Verantwortung ist eine unabhängige Denkfabrik, in der konkrete Ideen für die aktuellen Herausforderungen des technologischen Wandels entstehen. Um Politik mit Vorschlägen zu unterstützen, führen unsere Expertinnen und Experten Wissen aus Wirtschaft, Wissenschaft, Verwaltung und Zivilgesellschaft zusammen und prüfen Ideen radikal.

Über das Projekt

Das Projekt “Digitale Energiewende” beschäftigt sich mit der Frage, wie digitale Technologien die Energiewende systematisch voran bringen können. Seit August 2016 werden gemeinsam mit ExpertInnen Hypothesen entwickelt und diskutiert, welche strukturellen Änderungen in der Energiewirtschaft durch Digitalisierung möglich und nötig sind.

Dieses Projekt ist eine Kooperation mit dem Think-Do-Rethink Tank dynamis, der von der innogy Stiftung für Energie und Gesellschaft, dem Institute for Advanced Sustainability Studies (IASS) und der 100 Prozent erneuerbar stiftung gegründet wurde.

Fabian Reetz

Fabian Reetz arbeitet bei der SNV als Projektleiter für das Projekt “Digitale Energiewende”. Dazu untersucht er unter anderem das Marktdesign für die Energiewende und prüft radikale Ansätze wie die Blockchain als dezentralen Gegenentwurf zum Status Quo der Energiewirtschaft. In den letzten Jahren arbeitete er in diversen Projekten zur vernetzten Elektromobilität und Smart Grids beim InnoZ und war Co-Founder des Hightech Accelerators AtomLeap, der innovativen Startups dabei hilft, ihre Technologien zur Marktreife weiter zu entwickeln. Er studierte Wirtschaftsingenieurwesen mit den Schwerpunkten Nachhaltigkeit und Erneuerbare Energien in Berlin und Sydney. Er ist Experte für Energietechnik und -wirtschaft, Smart Grids und Elektromobilität.

Kontakt:

freetz@stiftung-nv.de, Tel.: +49 30 8145 0378-95, Twitter: @Fabian_Reetz



Impressum

stiftung neue verantwortung e. V.
Beisheim Center
Berliner Freiheit 2
10785 Berlin

T: +49 (0) 30 81 45 03 78 80
F: +49 (0) 30 81 45 03 78 97

www.stiftung-nv.de
info@stiftung-nv.de

Design:
Make Studio
www.make-studio.net

Layout:
Johanna Famulok

Kostenloser Download:

www.stiftung-nv.de



Dieser Beitrag unterliegt einer CreativeCommons-Lizenz (CC BY-SA). Die Vervielfältigung, Verbreitung und Veröffentlichung, Veränderung oder Übersetzung von Inhalten der stiftung neue verantwortung, die mit der Lizenz „CC BY-SA“ gekennzeichnet sind, sowie die Erstellung daraus abgeleiteter Produkte sind unter den Bedingungen „Namensnennung“ und „Weiterverwendung unter gleicher Lizenz“ gestattet. Ausführliche Informationen zu den Lizenzbedingungen finden Sie hier:

<http://creativecommons.org/licenses/by-sa/4.0/>