

Reformpapier

Energiewende entfesseln und entbürokratisieren

Vorschläge zur Freisetzung der Kräfte der Energiewende trotz knapper Kassen durch kluge Anpassung der Rahmenbedingungen für Strom, Wärme und Mobilität: Erdrückende Regulierung beseitigen, bürokratische Hürden abbauen und die vorhandenen Marktkräfte entfesseln.

Berlin, September 2020. Mehr geht kaum – 750 Mrd. Euro stellt die EU mit dem Corona-Wiederaufbaufonds bereit, die Maßnahmen der Bundesregierung gegen die Corona-Krise belaufen sich auf 130 Mrd. Euro. Nachdem die öffentlichen Kassen leer geschöpft und die Staatsverschuldung schwindelerhöhende Dimensionen erreicht hat, um die pandemiebedingte Wirtschaftskrise in Deutschland und Europa zu überwinden, gibt es nicht mehr viel zu verteilen. Die finanziellen Restriktionen, die sich mit der Corona-Krise und der damit verbundenen Wirtschaftskrise verstärkt haben setzen einen neuen Rahmen. Doch die Klimaveränderung schreitet weiter voran und wird die aktuelle Krise übertreffen. Die gute Nachricht ist jedoch, die Energiewende mit dem Ausbau erneuerbarer Energien und damit das Erreichen der Klimaziele müssen nicht am Geld scheitern.

Im Gegenteil: wirtschaftliche Erholung und Erreichung der Klimaziele können und müssen Hand in Hand gehen. Deshalb setzen die hier vorgestellten Vorschläge auf die Kraft von Wirtschaft und Wettbewerb, die durch Entbürokratisierung, kluge Regulierung und Flexibilisierung entfesselt werden können – kostenfrei, kostenneutral oder gar kostensenkend. Denn Innovationskraft und Unternehmergeist sind noch immer da, sie werden nur durch ein undurchdringliches Dickicht von überkommenen Regulierungen niedergedrückt, die noch aus Monopol- und Wohlstandszeiten stammen. Zu häufig wurden echte oder behauptete Probleme

durch Subventionen und Wettbewerbsverzerrung ausgeglichen und wenn es wieder hakte, wurde das nächste Förderinstrument darübergerlegt. Das können wir uns schlicht nicht mehr leisten. Wir müssen die Energiewirtschaft wieder auf Markt und Innovationen ausrichten und dem Wettbewerb Luft zum Atmen geben.

Die Energiewende für Strom, Wärme und Mobilität lässt sich mit vier Grundpfeilern so neu aufsetzen, dass sie erfolgreich weiterläuft:

- Dezentral, flexibel und digitalisiert mit Erneuerbaren Energien,
- Ein CO₂-Preis erzeugt Investitionssicherheit und weitere Nachfrage nach erneuerbaren Energien
- Eine zukunftsfähige Umlagen-, Abgaben- und Netzentgeltreform
- Einfache, transparente und nachvollziehbare Regeln für das Energiesystem der Zukunft

Dieses Energiesystem der Zukunft basiert auf erneuerbaren Energien, die überwiegend dezentral erzeugt und dezentral verbraucht werden. Auch die Speicherung erfolgt dezentral, ebenso die Flexibilisierung der Nachfrage; die Vielzahl der Akteure, Geräte und Anlagen sind über intelligente Mess- und Steuerungstechnologien digital vernetzt, um Erzeugung und Verwendung der erneuerbaren Energien optimal, netzdienlich und bedarfsgerecht auszugleichen. Das bisherige System einer zentralen Energieversorgung basierend auf fossilen Energieträgern wird abgelöst. Diese Veränderung wird sich nicht allein durch technische Entwicklung und politische Zielvorgaben vollziehen. Denn das zentrale Problem der Energiewende ist inzwischen der Unterbau – unzählige Normen und Vorschriften passen heute nicht mehr oder sind überflüssig oder gar schädlich.

Zwar wurde mit der Einführung einer CO₂-Bepreisung in Wärme und Verkehr eine wichtige Lücke geschlossen. Ein wirksamer CO₂-Preis weist die Richtung, er erzeugt Nachfrage nach erneuerbaren Energien und schafft Investitionssicherheit.

Doch um den Markt Luft zum Atmen und die Möglichkeit zum Wachsen zu geben, braucht es mehr Freiheit. Diese Freiheit kommt durch Deregulierung, Komplexitätsreduktion und Handlungsspielräume für Verbraucher, Prosumer, Unternehmer und weiterer Marktteilnehmer. Dies gilt in allen Bereichen: bei der Erzeugung von erneuerbaren Energien, deren Speicherung, beim Netzbetrieb und beim Verbrauch. Nicht minder wichtig sind Netzanschluss und Netznutzung, Digitalisierung, Netzentgelte und die Vorgaben zur Vertragsgestaltung mit Verbrauchern. Die Menschen wollen die Energiewende, die Industrie will sie, doch das regulatorische Brombeerdickicht erdrückt die freie Entfaltung dieser Kräfte im Land.

I. Die erneuerbare Erzeugung ist der Ausgangspunkt

20 Jahre Technologieförderung durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) haben Strom aus Wind- und Solaranlagen wettbewerbsfähig gemacht. Fallende Preise für immer leistungsfähigere Solarmodule und Windenergieanlagen reduzierten die

Stromgestehungskosten für Wind- und Solarkraftwerke im vergangenen Jahrzehnt drastisch. Diese Entwicklung wird sich fortsetzen, so dass sich erneuerbare Energien zunehmend aus dem Förderregime lösen können. Aufgrund der Preisreduktionen ist die Realisierung subventionsfreier großer Freiland-Solarprojekte bei entsprechenden Voraussetzungen heute schon möglich. Um einen förderfreien Betrieb auch in weiteren Bereichen zum Regelfall zu machen, ist ein Rahmen notwendig, der aktuelle Ausbauhürden beseitigt und den Rückhalt des Erneuerbare Energien-Ausbaus in der Bevölkerung stärkt. Einen Beitrag dazu können folgende Maßnahmen erbringen:

- Die Vermarktung von nicht geförderter Erzeugung aus Erneuerbare Energien (EE) etwa über **Power Purchase Agreements (PPA)** sollte erleichtert werden. Hier ist es wichtig, Rechtssicherheit auch für langfristige PPA zu schaffen, damit langfristige PPA-Verträge (10+ Jahre) unter wettbewerbsrechtlichen Gesichtspunkten möglich sind. Zudem kann die förderfreie Projektfinanzierung kurzfristig erleichtert werden, indem PPAs in gleicher Weise wie Hermesbürgschaften staatlich abgesichert werden.
- Eine **gestärkte Akzeptanz vor Ort für Windkraft- und PV-Anlagen** wird immer wichtiger. Um diese zu sichern sollten Kommunen juristisch einwandfrei an den Einnahmen der Anlagen beteiligt werden können, sowohl bei Anlagen die über das EEG gefördert werden als auch bei förderfreien Anlagen. Heute sind die Möglichkeiten der Beteiligung kommunaler Akteure noch nicht ausreichend gut geregelt.
- Damit die wettbewerbliche Preisermittlung der Ausschreibungen für erneuerbare Energien (EE) zum Bau möglichst vieler Solar- und Windkraftanlagen zu niedrigen Preisen führt, müssen das Design als auch die Voraussetzungen optimal passen. Werden **Erneuerbare-Energien-Ausschreibungen** unterzeichnet, sind solche Mengen nachzuholen. Nicht-bezuschlagte Mengen von technologiespezifischen Ausschreibungen werden auf Innovationsausschreibungsvolumina aufgeschlagen. Ein Ausgleichsfaktor berücksichtigt die unterschiedlichen Jahressvollaststunden der Photovoltaik im Vergleich zur Windenergie. Um die bislang unzureichende Nutzung von großen Dachflächen für die Solarstromerzeugung zu verbessern, sollte ein **eigenes Ausschreibungssegment mit monatlichen Gebotsterminen für PV-Dachanlagen** eingeführt werden. Hierbei sollen Freigrenzen im Rahmen des Ausschreibungssegments für PV-Dachanlagen für den gewerblichen bzw. industriellen Eigenverbrauch vorgesehen werden. Außerdem sind Innovationsausschreibungen um neue Ausschreibungsmodelle für Dachanlagen zu ergänzen, die eine Erschließung besonderer Potenziale (z.B. Lärmschutz) erlauben oder den Innovationscharakter des EEG stärken. Innovationsausschreibungen sind grundsätzlich noch stärker auf Innovationen auszurichten (u.a. gesonderte Ausschreibungen für Floating PV und Landwirtschafts-Photovoltaik sowie für gesicherte Leistung an einem Netzverknüpfungspunkt oder definiertem Netzgebiet). Nicht zuletzt sollten Batteriespeicher Bestandteil von Photovoltaikausschreibungen werden.

- Pauschale Abstandsregelungen für Windenergieanlagen an Land schränken die Anzahl realisierbarer Projekte drastisch ein. Die bestehenden Vorgaben im Genehmigungsprozess (BImSchG, TA Lärm, Rücksichtnahmegebot) sind bereits vollständig dazu geeignet, den Gesundheitsschutz der Anwohner und die Vermeidung optisch bedrängender Wirkung unter Berücksichtigung der konkreten Vor-Ort-Situation zu garantieren. Die Bundesländer sollten daher **auf pauschale Abstandsregelungen** bei der Windenergie **verzichten**.
- Der geltende **Abstand** für Windenergieprojekte zu Drehfunkfeuern der Deutschen Flugsicherung ist deutlich zu hoch. Analog zum internationalen Standard ist der Schutzradius von 15 auf maximal 10 Kilometer zu reduzieren. Hierdurch könnten noch im Jahr 2020 Investitionen in 1,5 GW Windkraftanlagen erfolgen.
- Zeitverzögerungen in ohnehin lange Planungs- und Genehmigungsverfahren bei Windkraftprojekten führen in der Praxis oft dazu, dass sich zwischenzeitlich die am Markt verfügbare Anlagentechnik erheblich verändert hat oder ein Anlagentyp gar nicht mehr lieferbar ist. Damit der Zuschlag für ein Windkraftprojekt nicht seine Wirksamkeit verliert, muss sichergestellt werden, dass der Typenwechsel durch eine **Änderungsgenehmigung** gedeckt werden kann und keine Neugenehmigung erforderlich ist.
- Wird die Ertüchtigung älterer Anlagen vernachlässigt, werden die EE-Ausbauziele schwerer zu erreichen sein. Daher sollten für das **Repowering** älterer Windkraftanlagen planerische Gestaltungsmöglichkeiten eingeräumt und zusätzliche Ansätze entwickelt werden, die den planerisch gesicherten Windenergieanlagen-Standorten eine Weiternutzungsperspektive eröffnet. Erneute Prüfungen sollten sich auf die Auswirkungen der Änderungen beschränken. Damit das Repowering bei Photovoltaik-Anlagen an bestehenden Standorten gelingt, sind hierfür die rechtlichen Rahmenbedingungen zu schärfen (u.a. Klärung, wann ein PV-Modul aus rechtlichen Gesichtspunkten kaputt ist). Die zusätzliche Menge des Repowerings ist bei Ausschreibungen additiv zu rechnen, um einen Nettozubaue zu gewährleisten.
- Das Dachflächenpotenzial für Photovoltaik muss effektiver erschlossen werden. Dies sollte durch Einführung einer **PV-Pflicht für Neubauten** sichergestellt werden. Finanzielle Nachteile ergeben sich bei Neubauten nicht, da sich die PV-Anlagen bei Neubauten im Normalfall rechnen. Zudem sinken die Kosten für PV-Anlagen aufgrund der Kostendegression bei PV-Modulen und einer durch die PV-Pflicht gestärkten Lieferkette weiterhin. Für seltene Extremfälle ohne Kostenamortisation kann es Ausnahmekriterien geben.
- Damit Investitionen in PV-Anlagen nicht unnötig an **Zustimmungs- und Genehmigungsvorgaben** scheitern, sind u.a. Anpassungen nötig im Wohnungseigentumsgesetz (WEG) (keine Einstimmigkeit der Eigentümerversammlung analog zur Zustimmungspflicht beim Bau von Ladesäulen) und übermäßige Restriktionen des Denkmalschutzes beim Bau von Solaranlagen auf bzw. an Gebäuden sind abzubauen. Agri-Photovoltaikanlagen sollten mit einer einfachen

Baugenehmigung nach §35 des Baugesetzbuches “Bauen im Außenbereich“ genehmigt werden können.

- Die optionale **Direktvermarktung** von PV-Kleinanlagen **bis 100 kW** ist mit zu hohem Aufwand (RLM-Zähler, Fernsteuerung) und damit Kosten verbunden. Direktvermarktete Strommengen aus Kleinanlagen sollen daher mit vereinfachten Anforderungen an Messung und Steuerbarkeit direkt in die Bilanzkreise der Direktvermarkter eingestellt werden können. Vermarkter sind zur Wahrung der Bilanzkrestreue verpflichtet und haben daher den Anreiz, die Energiemengen aus gepoolten Kleinanlagen selbst exakt zu prognostizieren mit anderen Anlagen ihres Portfolios auszugleichen.
- Viele private, gewerbliche und landwirtschaftliche Verbraucher möchten den in der eigenen Anlage erzeugten Solarstrom auch selbst nutzen. Der **Eigenverbrauch** von erneuerbaren Energien sollte daher nicht unverhältnismäßig erschwert werden. Die Bagatellgrenze beim Eigenverbrauch sollte statt einer Erhöhung fließend gestaltet werden, d.h. nur die Leistung oberhalb der aktuellen 10 kW-Grenze wird angerechnet. Bis zur Grenze von 10 kW sind zudem Lieferung und Eigenverbrauch gleichzustellen, indem der Rechtsbegriff der Eigenversorgung von der Eigentümerstruktur entkoppelt wird und Direktstromlieferungen von der EEG-Umlage befreit werden.
- Die aktuellen Rahmenbedingungen für **Mieterstrom** machen das Geschäftsmodell wirtschaftlich unattraktiv und verhindern so den Einzug der Energiewende in die Städte. Um den Mieterstrom zu stärken, sind u.a. die gewerbesteuerlichen Barrieren für Solarenergie anzupassen, das Lieferkettenmodell durch eine rechtliche Klarstellung zu ermöglichen, einzelne PV-Anlagen als einzelne PV-Anlagen zu behandeln und Mieterstrom auf Gewerbedächern durch die Streichung der 40 %-Grenze zuzulassen.

II. Den Speichern den Marktzugang ebnen

Batteriespeicher können wichtige energiewirtschaftliche Leistungen erbringen, die durch den Zubau fluktuierender erneuerbarer Energien dringend benötigt werden. Bei hoher EE-Einspeisung nehmen sie überschüssigen Strom auf und stellen ihn bei Bedarf für die spätere Nutzung zur Verfügung. Zudem können Speicher Systemdienstleistungen, wie z.B. Blindleistung, für einen sicheren Netzbetrieb bereitstellen. Bislang erschweren regulatorische Hürden den Marktzugang. Um das wertvolle Flexibilitätspotential von Batteriespeichern für den Energiemarkt nutzbar zu machen, sind folgende Maßnahmen nötig:

- Aktuell wird das Einspeichern von Strom als Letztverbrauch und das Ausspeichern als Erzeugung behandelt und nur in einzelnen Sonderbestimmungen explizit geregelt. Die Regelungen berücksichtigen jedoch nicht die besonderen technischen Eigenschaften von Speichern. Hier muss für Speicher **Rechtsklarheit** hergestellt werden.

- Die Sonderregelungen für Speicher sind unfassbar komplex, unübersichtlich und missverständlich formuliert. Diese Rechtsunsicherheit bedeutet ein großes finanzielles Risiko für den Speicherbetrieb. Der regulatorische Rahmen für die **Zwischenspeicherung** von Strom muss daher unbedingt überarbeitet werden.
- Die aktuellen Anforderungen an **Messung und Abrechnung** von zwischengespeichertem Strom sind übertrieben. Zwar kann der Anlagenbetreiber das Messkonzept auswählen, aber jeder Verteilnetzbetreiber legt bei dessen Überprüfung eigene Kriterien an. Die Anforderungen sind zu standardisieren und durch eine Festlegung der Bundesnetzagentur bundesweit einheitlich zu regeln. Der FNN hat im Hinweis „Anschluss und Betrieb von Speichern am Niederspannungsnetz“ verschiedene Messkonzepte bereits aufgestellt.
- Die **multivalente**, d.h. mehrfache **Nutzung** von Speichern in unterschiedlichen Anwendungen wird v.a. durch das sogenannte Ausschließlichkeitsprinzip verhindert. Sobald nicht nur Strom aus erneuerbaren Energien, sondern auch aus fossilen Quellen in einer Anlage gespeichert wird, verliert auch der gesamte EE-Strom seine „grüne“ Eigenschaft und damit seine Förderfähigkeit nach dem EEG. Es muss eine einfache anteilige Beibehaltung der EEG-Förderfähigkeit von zwischengespeichertem EE-Strom ermöglicht werden – ohne übermäßige administrative Anforderungen.
- Speicher gehören nicht ins Monopol. Sie dürfen nicht von Netzbetreibern als Netzbetriebsmittel eingesetzt werden, sonst droht eine erhebliche Wettbewerbsverzerrung. Netzbetreibern ist zu Recht die Erzeugung, Speicherung und der Vertrieb von Energie untersagt.

III. Den Netzbetrieb effizienter machen

Die Energiewende gelingt nur mit neutralen und leistungsfähigen Netzen. Dezentrale erneuerbare Energien, neue Verbraucher wie Wallboxen und Ladesäulen sowie der Wechsel von fossilen Brennstoffen für die Wärmebereitstellung stellen insbesondere die Verteilnetze vor die Aufgabe, flexibler zu werden. Auch der Ausbau der Übertragungsnetze ist eine ständige Herausforderung. Dabei sind Strom- und Gasnetze, aufgrund ihrer Stellung als regulierte natürliche Monopole, nicht für wettbewerbliche Lösungen geeignet. Umso wichtiger ist es, die Regulierung der Netze so auszugestalten, dass die Bereitstellung der Netzinfrastruktur kosteneffizient erfolgt.

- Die Netzentgeltregulierung bevorzugt sehr einseitig den leitungstragenden Netzausbau gegenüber neuen, intelligenten Lösungen wie zum Beispiel den Einsatz von flexiblen Verbrauchern oder die gezielte Steuerung von Einspeisern. Die Anreizregulierung muss dringend überarbeitet werden, um den Netzbetreibern **Anreize für Flexibilisierung** zu setzen.
- Betriebsführung und Durchführung von Marktprozessen sind zunehmend komplexer und anspruchsvoller, was spezialisierte IT-Lösungen und spezialisierte Mitarbeiter erfordert. Leider belohnt die Anreizregulierung die vollständige Eigenständigkeit von Netzbetreibern, was bei der großen Zahl von 900

Stromnetzbetreibern keinerlei Zukunft haben kann. Vielmehr müssen die Anreize so gesetzt werden, dass es zu weitreichenden **Kooperationen** der Netzbetreiber bei der Betriebsführung kommt.

- Statt jede der vier deutschen **Regelzonen** im Stromsektor für sich zu bewirtschaften, sollte eine einheitliche Regelzone geschaffen werden, um hier weitere Kostenvorteile zu heben.
- Netzbetreiber benötigen **Systemdienstleistungen**, u.a. die Bereitstellung von Blindleistung. Mit der Energiewende kommen neue Anbieter, wie EE-Anlagen als auch Batteriespeicher in Elektrofahrzeugen hinzu, die günstig Systemdienstleistungen liefern können. Mindestens sollten EE-Anlagen, die Blindleistung einspeisen, sollten den Blindleistungswert erstattet bekommen.

IV. Den Netzzugang vereinfachen

Die Energiewende erfordert neue Lösungsansätze, die mit neuen Geschäftsmodellen einhergehen. Mehr denn je sind einfache Netzzugangs- und -nutzungsregeln sowie effiziente Prozesse insbesondere an der Schnittstelle zwischen Markt und regulierten Monopolbereichen essentiell. Die Netze müssen von Kohlestromverteilern zu Energiewendelösungsverbindern werden. Mit umfassender Standardisierung und Vereinfachung kann ein großer Mehrwert für Alle geschaffen werden:

- Bei der Ausregelung des deutschen Stromsystems wird nur auf kontrahierte Regelenergie gesetzt; weitere kostengünstige Beiträge der Marktteilnehmer zur Systemstabilität wären möglich, doch starre **Bilanzierungsregeln** stehen dem entgegen. Um das zu ändern, muss den Marktakteuren erlaubt werden, im Falle von positiven Systembeiträgen von der Pflicht zu ausgeglichenen Fahrplänen abzuweichen. Zugleich ist der aktuelle Systemzustand zu veröffentlichen, der die Marktakteure zuverlässig über den Regelenergiebedarf informiert.
- **Präqualifikationsprozesse** für die Erbringung von Systemdienstleistungen werden zwar über eine Plattform und nach einheitlichen Regeln, jedoch pro Übertragungsnetzbetreiber abgewickelt. Das benachteiligt Akteure mit verteilten Anlagen (z.B. virtuelle Kraftwerke). Statt jede Anlage einzelnen zu präqualifizieren, ist die Teilnahme von baugleichen Anlagen zu vereinfachen. Zudem muss die erfolgreiche Präqualifizierung bei einem ÜNB bei allen ÜNB gelten.
- Zur **Veröffentlichung der Netzentgelte** verwendet jeder Netzbetreiber sein eigenes Layout in einem Format, das keine elektronische Weiterverarbeitung zulässt. Eine automatisierte Rechnungsprüfung ist so für Lieferanten praktisch unmöglich. Das bei der Bundesnetzagentur seit 2016 ruhende Festlegungsverfahren zur Einführung elektronischer Preisblätter muss zeitnah zum Abschluss gebracht werden – sowohl für Strom als auch Gas.
- **Technische Regelwerke** des VDE und DVGW als fester Vertragsbestandteil in Netzzugangsverträgen und Netzanschlussverträgen sind kostenfrei zu veröffentlichen, da sie die Kunden bereits über die Netzentgelte gezahlt haben.

- Die Datenmeldeanforderungen im neuen **Redispatch-Prozess** stellen für Direktvermarkter einen erheblichen Zusatzaufwand dar. Anforderungen, wie die anlagenscharfe Einspeiseprognose von Kleinanlagen verursachen enorme dauerhafte Kosten – das ist eine unnötige Vermarktungshürde für diese Anlagen.

V. Den Netzanschluss erleichtern

Selbst im konservativsten Szenario sollen in den nächsten 15 Jahren rund 3 Mio. Haushaltswärmepumpen an das Stromnetz angeschlossen werden (bis heute sind rd. 1 Mio. Geräte installiert); in anderen Szenarien gehen die ÜNB von weiteren 2 – 5 Mio. Wärmepumpen aus. Zur Verwirklichung der dezentralen Energiewende sind zudem eine große Zahl an Batteriespeichern, Ladesäulen für Elektrofahrzeuge und PV-Anlagen in großer Zahl an das Netz anzuschließen. Auf diese Masse an Anschlussbegehren sind die Verteilnetze nicht vorbereitet. Vielmehr lebt jeder der rd. 900 Stromverteiler- und 700 Gasausspeisenetzbetreiber heute sein eigenes, umfangreiches Formular- und Fristenregime. Die Regelungsfülle und -komplexität ist gerade für private Verbraucher unter den Antragstellern kaum zu bewältigen. Wenn die dezentrale Energiewende nicht im Bürokratiesumpf stecken bleiben soll, müssen Entbürokratisierung und Standardisierung der Netzbetreiberregelwerke und Bedingungen für den Netzanschluss endlich ernsthaft angepackt werden. Zudem sind die Rechte der Anlagenbetreiber beim Bau von Anschlussleitungen zu stärken. Folgende Maßnahmen sind nötig:

- Jeder Verteilnetzbetreiber (Strom und Gas) ergänzt heute seine umfangreichen **technischen Anschlussbedingungen (TAB)** mit unterschiedlichen Vorgaben, Meldewegen und selbst gestalteten Meldeformularen. Das ist weder für den Wettbewerb noch für Letztverbraucher akzeptabel. Daher sind die individuellen Bedingungen der Netzbetreiber durch bundesweit einheitliche, abschließend geltende Regelwerke zum Netzanschluss zu ersetzen. Dieser Prozess ist durch die Bundesnetzagentur eng zu begleiten.
- Verzögerungen bei der Bearbeitung von **Netzanfragen** für PV-Anlagen und deren Inbetriebnahme durch die Netzbetreiber kosten den Anlagenbetreiber Geld. Insbesondere für Photovoltaik-Freiflächenanlagen ist das ein Problem. In den Netzanschlussbedingungen ist daher einheitlich zu regeln, dass Netzanfragen 20 Arbeitstage nach Eingang vom Netzbetreiber zu beantworten und die Berechnungsdaten mitzuliefern oder offenzulegen sind. Netzbetreiber haben nach Vorlage der Fertigmeldung die PV-Anlagen innerhalb von 14 Werktagen in Betrieb zu nehmen. Der Netzbetreiber soll zudem dem Anfragenden bestehende Alternativen in kundeneigenen Umspannwerken anderer erneuerbarer Anlagen mitteilen und zur Weitergabe der Anschlussdaten und des Betreibers berechtigt sein.
- Errichter von Erneuerbare-Energien-Anlagen müssen **Anschlussleitungen** für ihre Anlagen planen, errichten und finanzieren. Im Gegensatz zu Netzbetreibern sind sie jedoch nicht mit ausreichenden Rechten ausgestattet, in Bezug

auf Verlegungsrechte von Leitungen, bzw. der Inanspruchnahme von Grundstücken für konkrete Netzanschlussvorhaben. Dies erschwert, verzögert und verteuert den Netzanschluss und erhöht somit die Stromgestehungskosten. Es sollte eine Duldungspflicht für die Anschlussleitung einer Erneuerbare-Energie-Anlage durch den Grundstückseigentümer bzw. Nutzer vorgesehen werden. Diese soll gegen ein angemessenes Entgelt erfolgen und würde gegenüber einer Enteignung ein mildes Mittel darstellen. Im EnWG sollte eine Ermächtigung geschaffen werden, eine praxistaugliche Duldungspflicht-Regelung zeitnah auszugestalten.

- Die Einführung der Netzanschlussregeln der VDE-AR-N 41XX-Reihe führt für neue EE-Anlagen, Erweiterungen oder Umbauten von Bestandsanlagen zu erheblichem Zertifizierungsaufwand, der häufig nicht sachgerecht ist. Netzbetreiber verlangen Anlagenzertifikate selbst für Komponenten, die im Rahmen einer Serientypenprüfung ihre Konformität bereits nachgewiesen haben und die Anforderungen unterscheiden sich je nach Netzbetreiber. Bürokratieabbau ist auch hier nötig: Dazu sind die Anforderungen an die **Zertifizierung von EE-Anlagen** zu reduzieren, wenn bereits eine Serientypenprüfung erfolgt ist, die übrigen Anforderungen sind einheitlich für alle Netzbetreiber zu standardisieren.

VI. Die Flexibilisierung der Stromnachfrage voranbringen

Die Energiewende stellt das bestehende Stromsystem vor die Aufgabe, den erneuerbaren Strom möglichst sinnvoll zu integrieren. Dazu müssen die Netze in der Lage sein, große Mengen Erneuerbare-Energien-Strom (EE-Strom) gleichzeitig aufzunehmen und zu transportieren bzw. zu verteilen. Insbesondere den Verteilnetzen kommt eine wichtige Rolle zu, da der Großteil der Wind- und Photovoltaik-Anlagen dort angeschlossen ist. Zusätzlich erhöht der absehbare Zuwachs leistungsstarker Verbrauchsgeräte wie bspw. Heimspeicher oder Elektrofahrzeuge den zunehmend gleichzeitig zu bewältigenden Strombedarf im Verteilnetz. Das bedarf steuernder Impulse. Zukünftig sollte die Stromrechnung des Kunden dann am günstigsten ausfallen, wenn er seine Stromnachfrage nach EE-Einspeisung und Netzauslastung ausrichtet.

- Es gibt aktuell kein Instrument, das die tatsächliche Netzauslastung in den Verbrauch einbezieht und effektiv zu einer Engpassvermeidung beiträgt. Abhilfe kann ein **Quotenmodell für dezentrale Flexibilität** schaffen das einen netzdienlichen Stromverbrauchszeitpunkt anreizt: Die Quote definiert die maximale Leistung, die Verbraucher als Teilnehmer am Quotenmodell für einen gewissen Zeitraum an einem konkreten Tag nutzen dürfen, um eine Überlastung durch volle Gleichzeitigkeit zu vermeiden. Im Gegenzug erhalten Verbraucher eine **Flexibilitätsprämie**. Die wettbewerbliche Ausgestaltung und die freiwillige Teilnahme von Verbrauchern an dem Modell führen zudem zwangsläufig zu einer kundenfreundlichen Bereitstellung netzdienlicher Flexibilität. Es gilt: Flexibilität soll angereizt, nicht erzwungen werden. Eine Teilnahme am Quotenmodell

ist für sämtliche Kunden im Verteilnetz möglich, sowohl auf Nieder-, als auch auf Mittel- und Hochspannungsebene.. Das bne-Quotenmodell soll die bisher geltenden Netzentgeltreduktionen für steuerbare Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG und die in § 19 Abs. 2 StromNEV geregelten individuellen Netzentgelte ersetzen bzw. die Verordnungsermächtigung nach § 14a EnWG konkretisieren.

- Elektrofahrzeuge werden bisher i.d.R. ungesteuert geladen, doch mit wachsender Zahl von E-Fahrzeugen sind Stromangebot und Netzauslastung zu berücksichtigen. Die zusätzliche Stromnachfrage ungesteuert in das Energiesystem einzubinden, würde erhebliche Mehrkosten für die Deckung des zusätzlichen Strom- und Transportbedarfs verursachen. Damit **E-Fahrzeuge** standardmäßig **intelligent geladen** werden, braucht es ein Preissignal für Endkunden, das die tatsächliche Netzauslastung widerspiegelt - siehe hierzu das oben beschriebene Quotenmodell.
- Günstiges und netzschonendes Laden erfordert exakte und aktuelle **Daten**: Batterieladezustand, Batteriekapazität, Maximal- und Mindestladeleistung der Fahrzeugbatterie. Fahrzeughersteller sollten verpflichtet werden, diese Daten an einer standardisierten technischen Schnittstelle bereitzustellen, über die sie der vom Kunden beauftragte Dienstleister abrufen kann.

VII. Die Digitalisierung der Energiewende beschleunigen

Dezentrale Erzeugung, Flexibilität und Digitalisierung sind untrennbar. Digitalisierung bildet die Basis für regionalen und lokalen Stromhandel. Intelligente Messtechnologien müssen detaillierte Daten in Echtzeit liefern. Erzeugung, Speicherung, Handel und Verbrauch müssen sekundengenau und vollautomatisch flexibel nach Bedarf gesteuert werden. Dadurch werden der Ausbau dezentraler Erzeugung erneuerbarer Energien unterstützt und die Netzintegration der Elektromobilität ermöglicht. Doch das Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) schreibt den „Smart-Meter-Rollout“ in einer überkomplexen Art und Weise so vor, dass der Rollout der BSI zertifizierten Smart-Meter-Gateways (SMGW) erst 2020 mit großer Verzögerung und begrenztem Leistungsumfang beginnen konnte. Zudem ist die nun zertifizierte Technologie längst überholt und insbesondere die Messdaten in Echtzeit und Steuerungsfunktionen, die die eigentliche Begründung für den gesamten Vorgang sind, fehlen. Um nicht vollends aus dem Zeit- und Kostenrahmen bei der Digitalisierung der Energiewende zu geraten, sind folgende Korrekturen notwendig:

- Der laufende Prozess ignoriert die rasante Entwicklung neuer Geschäftsmodelle und innovativer Lösungen. Die Maßgabe in einem jungen Markt muss sein, so wenig Regulierung wie möglich, nur so viel wie nötig. Das BSI sollte zukünftig nur noch festlegen, welche **Sicherheitsanforderungen** von intelligenten Messsystemen zu erfüllen sind. Wie diese Anforderungen in Messlösungen umgesetzt werden, soll dem Hersteller überlassen bleiben. Dass ein SMGW die geforderten Kriterien erfüllt, kann durch die Abgabe einer Konformitätserklärung des Herstellers nach Vorbild der EU-Eichrechtsvorgaben erfolgen.

- Damit nicht jeder Netzbetreiber andere Anforderungen an die **Steuerungsfunktion** stellt, ist eine bundesweit einheitliche Regelung notwendig. Das BSI sollte dafür lediglich allgemeine technische, Sicherheits- und Interoperabilitätsanforderungen vorgeben. Die Steuerbox bzw. -funktion ist aus dem Zertifizierungsprozess des BSI zu streichen.
- Trotz nahezu identischer messtechnischer Anforderungen bei Strom und Gas entschied die Bundesnetzagentur, dass Netzbetreiber im Gasbereich dauerhaft vom Zielmodell der sternförmigen Kommunikation abweichen dürfen. Die unterschiedlichen Geschäftsprozesse für Strom und Gas erzeugen unnötige Mehrkosten bei den Marktteilnehmern. Die Ausnahmeregelung ist zu streichen und die **sternförmige Marktkommunikation** auch im **Gassektor** umzusetzen.
- Der Zählerstandgang (Lastgang aggregierter Zählerständen in 15-minütiger Auflösung) wird nur einmal pro Tag für den zurückliegenden Tag dem Lieferanten übermittelt. Das gleiche gilt für Einspeisedaten und Netzzustandsdaten an Lieferanten und/oder Netzbetreiber. Auf dieser historischen Datenbasis ist jedoch keine Reaktion, u.a. beim Bilanzkreismanagement, Einspeisemanagement und Direktvermarktung, Flexibilitätsvermarktung und Energiemanagement möglich. Messwerte müssen ohne **Zeitverzug** nach Erfassung an die betreffenden Energiemarktteilnehmer übermittelt werden.
- Der Fokus des MsbG auf das Smart-Meter-Gateway als zentrale Plattform, die alle Funktionen und Anwendungsfälle rund um die digitale Energiewende abdeckt, macht die Entwicklung des SMGW nicht nur extrem aufwendig, sondern auch sehr teuer. Dabei ist bei den Verbrauchern mit einem Jahresstromverbrauch unter 6.000 kWh ohne Wärmepumpe oder Elektroauto an der Steckdose praktisch kein nutzbares Flexibilitätspotential vorhanden. Die sogenannte moderne Messeinrichtung ist zwar ein digitaler Zähler, verfügt jedoch über keine Kommunikationseinheit. Ohne Messwertübertragung kann ein Lieferant seinem Kunden z.B. nicht einmal den Wunsch nach einer monatlichen Verbrauchsabrechnung erfüllen. Daher sollten günstige eigenständige Basistechnologien ermöglicht und der optionale Einbaufall auf Verbraucher mit steuerbaren Verbrauchseinrichtungen bzw. vorhandenen Flexibilitätspotentialen begrenzt werden.
- Widersprüche zwischen Eichrecht und anderen behördlichen Vorgaben sind aufzulösen, die sternförmige Messwertverteilung ist auch aus Back-End-System des Messstellenbetreibers zu ermöglichen, moderne und pragmatische Lösungen sind zuzulassen sowie die messtechnischen Anforderungen insbesondere für kleinere Mieterstromprojekte flexibler zu gestalten. Statt konkreter Vorgaben, welche Messtechnik wie verwendet werden muss, sollte das MsbG nur regeln was die verwendete Messtechnologie leisten muss. Die Mindestanforderungen an Messsysteme sind zu überdenken und auf das Nötigste wie z.B. Schnittstellendefinition zu beschränken, mindestens aber das nutzerunfreundliche „Bundesdisplay“ aus dem Gesetz zu streichen. Alternative Messlösungen,

die höhere Funktionalitäten abdecken als die jeweils zum Einbau vorgesehenen BSI-zertifizierten Gateways, sollen einen Bestandsschutz erhalten.

VIII. Das System der Netzentgelte, Abgaben und Umlagen reformieren

Rund drei Viertel des Verbraucherstrompreises sind staatlich veranlasste oder regulierte Preisbestandteile. Die hohe Belastung mit Steuern, Abgaben und Umlagen benachteiligt Strom im Wettbewerb gegenüber fossilen Energieträgern massiv. Zugleich hemmt die bestehende Netzentgeltsystematik die Nutzung von Flexibilität im Strommarkt. Trotz zunehmend dezentraler Erzeugung wird Strom auch zukünftig über Netze zu den Verbrauchern transportiert werden. Netzentgelte bleiben damit ein wesentlicher Faktor der Wirtschaftlichkeit. Damit die Dekarbonisierung im Stromsektor gelingt, muss die alte Netzentgeltstruktur zeitnah überarbeitet werden. Mit klug gesetzten Rahmenbedingungen lassen sich Verwerfungen für einzelne Verbrauchsgruppen und Brüche für die Netzbetreiber vermeiden. Insgesamt muss ein auch sozialpolitisch überzeugendes Konzept einer fairen Kostenverteilung vorgelegt werden. Daher gilt:

- Eine grundsätzliche **Überarbeitung der Netzentgeltstrukturen** ist unumgänglich und die Hemmnisse zur Flexibilisierung des Verbrauchs müssen schnell beseitigt werden. Hierfür sind die Arbeitsentgelte weitgehend abzuschaffen. Die Netzentgelte sollten vielmehr als jährliche Infrastrukturabgabe für den Anschluss ans Netz und unter Berücksichtigung der Anschlusskapazität ausgestaltet werden. Flankierend ist eine Regelung zum Schutz kleiner Verbraucher einzuführen. Diese Reform der Netzentgeltstrukturen ist schrittweise umsetzbar und muss insgesamt aufkommensneutral erfolgen.
- Die aktuelle Abgaben-, Umlagen- und Entgeltsystematik behindert in gleicher Weise die Flexibilisierung und den rentablen Betrieb von Batteriespeichern und erschwert damit die Freisetzung ihres Flexibilitätspotentials.

IX. Die Vertragsgestaltung mit Verbrauchern weiterentwickeln

Der Kunde muss im Mittelpunkt der Energiewende stehen. Erfolgreiche Geschäftsmodelle müssen daher nicht nur ein (altes) Problem besser lösen, sondern zugleich die neuen Bedürfnisse der privaten, gewerblichen und industriellen Verbraucher erfüllen. Ohnehin ist die Weiterentwicklung der Rolle von Verbrauchern im Energiesystem hin zu Prosumern, aktiven Kunden und Energiegemeinschaften im Sinne des neuen Strommarktdesigns nach dem „Saubere Energie für Alle“-Pakets der EU in den nationalen Rahmenbedingungen abzubilden.

- Bisher dürfen Verträge gemäß § 309 Nr. 9 BGB (Dauerschuldverhältnisse) nicht für eine Dauer von mehr als zwei Jahren abgeschlossen werden. Diese Beschränkung behindert die Entwicklung energiewirtschaftlich sinnvoller, innovativer Produkte. Insbesondere Produkte, die mit der Installation von technischen Geräten, wie z.B. Speichern, Solaranlagen oder Steuerungsgeräten und

Messtechnik verbunden sind, können bei **Vertragslaufzeiten** von höchstens zwei Jahren nicht wirtschaftlich angeboten werden. Dabei tragen solche Produkte erheblich zur Verbreitung neuer, innovativer Technologien bei, da den Kunden über die Laufzeit des Vertrages wirtschaftliche Risiken abgenommen werden und die Kunden langfristige Einsparungen realisieren können. Für solche Produkte sollten Laufzeiten von mindestens fünf Jahren ermöglicht werden.

- Im EnWG sind zwei Varianten der Netznutzung geregelt: Entweder vereinbart der Lieferant die Netznutzung mit dem Netzbetreiber und zahlt die Netzaufrechnung oder der Kunde schließt den Netznutzungsvertrag selbst ab und zahlt die Netzentgelte direkt an den Netzbetreiber. Allerdings hat die Bundesnetzagentur derzeit festgelegt, dass auch Rechnungen an Kunden in elektronischer Form entsprechend der Marktkommunikation abgewickelt werden müssen. Deren Vorgaben sind hochgradig speziell und Kunden können solche Rechnungen praktisch nicht verarbeiten. Damit die im Gesetz vorgesehene und zunehmend wichtiger werdende Vertragsvariante (**Zweivertragsmodell**) wieder gelebt werden kann, muss die Vorgabe der Bundesnetzagentur zur Rechnungsstellung gegenüber Kunden geändert werden.
- Der Ausbau der erneuerbaren Energien über den Markt erfordert eine entsprechende Verzahnung auch mit energiefernen Marktregeln. Bei der Vermarktung erneuerbarer Energien über **Power Purchase Agreements (PPA)** fehlt bislang Rechtssicherheit hinsichtlich langer **Vertragslaufzeiten**. Im Wettbewerbsrecht ist klarzustellen, dass langfristige PPA-Verträge (10+ Jahre) möglich sind. Auch sollen sich die Vertragspartner bei langfristigen PPA auf das AGB-Recht und somit auf eine Schutzbedürftigkeit im Sinne des AGB-Rechts berufen können.

X. Die Wettbewerbsverzerrungen und schädliche Subventionen abbauen

Ausnahmen bei Entgelten, Steuern, Abgaben und Umlagen können Anreize setzen, allerdings kosten sie auch Geld und belasten den Staatshaushalt oder andere Verbraucher. Problematisch wird es insbesondere dann, wenn Ausnahmen oder Subventionen zu Verzerrungen führen oder widersprüchliche Anreize z.B. bei der Klimapolitik setzen. Längst fehlt es an Klarheit, (Kosten-)Wahrheit und Wesentlichkeit. Das Subventionswettrüsten muss beendet und die Förderinstrumente müssen schrittweise auf Innovationen umgestellt werden. Die Lenkungswirkung anderer Klimaschutzinstrumente wie etwa die CO₂-Bepreisung über den Brennstoffemissionshandel für Wärme und Verkehr wird dadurch ebenfalls gestärkt. Der Abbau folgender Subventionen im Wärme-, Verkehrs- und Stromsektor würde den Staatshaushalt zudem entlasten:

- Die **HeizölermäÙigung** im Energiesteuergesetz streichen.
- Die **Förderung** für Heizungen beenden, die mit **fossilen Energieträgern** befeuert werden. Grundsätzlich sollten Fördermittel nur für erhebliche CO₂-

Einsparung ausgezahlt und die Förderhöhe danach bemessen werden, wieviel erneuerbare Energie mit dem Heizsystem genutzt wird.

- Das **Dieselsteuerprivileg** konterkariert die Markteinführung und Marktdurchdringung von Elektrofahrzeugen. Diese wiederum müssen gegen das Dieselsteuerprivileg „angefördert“ werden. Die Abschaffung des Dieselsteuerprivilegs (inkl. Korrektur Kfz-Steuererschwerbis) ist notwendig.
- Die Förderung für Plug-in-Hybride ist einzustellen, wenn sie keinen echten Beitrag zum Klimaschutz leisten. Freiwerdende Fördermittel könnten aufkommensneutral für reine Elektrofahrzeuge verwendet werden.
- Das **Eigenverbrauchsprivileg** des **Braunkohletagebaus** führt gleich doppelt zu einer höheren EEG-Umlage - auch für Unternehmen, die im internationalen Wettbewerb stehen. Die Ausfälle im EEG-Konto müssen von den umlagepflichtigen Stromkunden gezahlt werden. Zudem führt die Privilegierung der Braunkohlestromerzeugung zu höheren Differenzkosten und einer höheren EEG-Umlage. Das EEG-Umlagen-Eigenverbrauchsprivileg für den Braunkohletagebau sollte daher schrittweise abgeschafft werden.
- Die Förderung inflexibler Stromnachfrage gemäß § 19 Abs. 2 StromNEV steht der Flexibilisierung massiv entgegen und sollte daher möglichst schnell beendet werden (siehe hierzu auch das vorgeschlagene bne-Quotenmodell).
- Die Nutzung von Strom aus erneuerbare-Energien-Anlagen wird heute bei der **Strompreiskompensation** benachteiligt. Das verhindert die Nachfrage nach Ökostrom aus dem Markt. Vielmehr sollten stromintensive Unternehmen die vollständige CO₂-Kostenkompensation erhalten, auch wenn sie nicht-geförderten Strom aus EE-Anlagen beziehen.
- Die Liste kann ohne weiteres fortgeführt werden, etwa mit dem Abbau von Subventionen für fossile unflexible **KWK-Anlagen** sind abzubauen, ein fossiles wärmegeführtes Must Run-Problem muss vermieden werden.

Bundesverband Neue Energiewirtschaft (bne)

Der bne verbindet Wettbewerb, Erneuerbare und Innovation im Energiemarkt. Seine Mitgliedsunternehmen lösen alte Grenzen auf und setzen die Kräfte der Energiewende frei.

Dieses Reformpapier wird unterstützt durch The smarter E Europe.

