

STROMPREISZUSAMMENSETZUNG 2019

Durchschnittlicher Strompreis für Haushaltskunden in Deutschland*



1.2. Wir fordern, dass die EEG-Umlage, die Stromsteuer sowie die sonstigen Umlagen stufenweise abgeschafft und durch eine entsprechende CO₂-Bepreisung zusätzlich zum EU-ETS ersetzt werden. Steuern auf Strom aus EE behindern die Sektorenkopplung und führen bei dezentraler Erzeugung zu einem hohen bürokratischen Aufwand. Mit dem Umstieg auf eine regenerative Energiewirtschaft gibt es zudem keine Begründung mehr dafür, Energie höher zu besteuern als andere Wirtschaftsgüter. In einer ersten Stufe soll die Stromsteuer auf EE-Strom sofort auf das von der EU geforderte Minimum von 0,1 ct/kWh abgesenkt werden. Die EEG-Umlage soll stufenweise gesenkt werden, indem einerseits die Kosten für die besondere Ausgleichsregelung (für industrielle Abnehmer mit reduzierter EEG-Umlage) aus allgemeinen Steuermitteln finanziert werden und andererseits Einnahmen aus dem Brennstoffemissionshandel für die Finanzierung von Einspeisevergütungen verwendet werden. Mittelfristig soll zusätzlich zum EU-ETS ein CO₂-Preis für den Energiesektor erhoben werden, der der Differenz zwischen dem Zertifikatspreis des EU-ETS und dem nationalen CO₂-Preis entspricht. Dadurch können die restlichen Kosten für Einspeisevergütungen gedeckt und die EEG-Umlage sowie die sonstigen Umlagen vollständig ersetzt werden. Da die Abgaben für den Verbraucher dann von den mit der Erzeugung verbundenen THG-Emissionen abhängen, wird die Wettbewerbsfähigkeit der erneuerbaren Stromerzeugung gegenüber emissionsreichen Erzeugungstechnologien gestärkt. Dies beschleunigt den Umbau der Energiewirtschaft und macht die gesonderte Förderung erneuerbarer Energieträger mittelfristig nicht mehr erforderlich.

Die EEG-Novelle 2021 betreffend sehen wir zudem dringenden kurzfristigen Handlungsbedarf:

- 1.3. Eigenverbrauch soll von der EEG-Umlage befreit werden. Wir fordern die Abschaffung der EEG-Umlage auf Eigenverbrauch von EE- und CO₂- freien KWK-Strom, auch für jede Form der Speicherung einschl. Power-to-X-Verfahren sowie für Carbon-Capture-Verfahren.** Die EEG-Umlage auf den Eigenverbrauch ist fiskalisch unbedeutend, stellt aber ein massives Hemmnis für den Ausbau von EE-Anlagen und Stromspeichern für den Eigenverbrauch dar und schließt darüber hinaus Bewohner von Mehrfamilienhäusern de facto von der EE- und KWK-Förderung aus. Daher muss die Abschaffung der EEG-Umlage auf Eigenverbrauch auch für die Weitervergabe von EE-Strom an Dritte (z.B. Mieter) über nichtöffentliche Netze gelten. Dies würde einen erheblichen Anreiz für den Ausbau von EE- und CO₂-freien KWK-Anlagen besonders in Ballungsräumen und im gewerblichen Bereich darstellen und die Rentabilität von Stromspeichern, Ladestationen etc. steigern. In Verbindung mit einem Anreizprogramm für Stromspeicher und Power-to-X-Verfahren kann die Speicherkapazität deutlich ausgebaut und abgeregelte Leistung besser genutzt werden.
- 1.4. Der Abbau von wettbewerbsfähigen Ü20-Anlagen muss durch eine Anschlussvergütung vermieden werden. Wir fordern eine Anschlussvergütung für Strom aus Ü20-EE-Anlagen in Höhe des Ausschreibungspreises des jeweiligen Vorjahres, jedoch ohne Vergütung im Fall der Abschaltung nach §14 und §15 EEG.** Dadurch wird erreicht, dass mit den jeweils neuesten Anlagen wettbewerbsfähige Ü20-EE-Anlagen nicht aus wirtschaftlichen Gründen abgeschaltet werden, aber auch nur so lang Förderung erhalten, wie sie wettbewerbsfähig bleiben. Der Ausschluss von der Vergütung nach § 15 EEG senkt die Kosten für die Anschlussförderung und erscheint wegen der niedrigeren Fixkosten abgeschriebener Anlagen vertretbar.
- 1.5. Die Ausschreibungsgrenze für PV-Anlagen soll angehoben und die Ausschreibungspflicht für EE-Anlagen ohne Förderung abgeschafft werden.** Wir fordern, die Ausschreibungsgrenze für PV-Anlagen (insbesondere PV-Aufdachanlagen) mindestens auf 1 MW anzuheben. Darüber hinaus sollen EE-Anlagen aller Art ohne Leistungsbegrenzung von der Pflicht zur Teilnahme am Ausschreibungsverfahren befreit werden, wenn der erzeugte Strom selbst verbraucht oder nach § 21a EEG direkt vermarktet wird, d.h. für den ins Netz eingespeisten Strom keine Leistungen aus dem EEG beansprucht werden. Der Bau von PV-Anlagen auf Freiflächen sollte erleichtert werden. Dadurch sollen bspw. Bürgerenergieprojekte, Quartierskonzepte sowie kleine und mittelständische Unternehmen weiterhin Strom zum Eigenverbrauch verwenden können. Unternehmen, die den Großteil ihrer erzeugten Energie selbst verbrauchen, sollen leichter und mit höherer Planungssicherheit in EE investieren können. Mittelfristig könnte diese Regelung ein erhebliches Potential an EE-Zubau freisetzen, das zusätzlich zu den Ausschreibungsvolumina realisiert werden kann, ohne Förderkosten zu verursachen und damit die EEG-Umlage in die Höhe zu treiben.

1.6. Zur Besteuerung von Diesel und zur Pkw-Maut siehe Kapitel „Mobilität“.

2. Netzstabilität und Speicher

Um angesichts des steigenden Anteils fluktuierender Stromerzeugung die Netzstabilität zu sichern, sind Maßnahmen sowohl auf der Nachfrageseite erforderlich (Netzdienlicherer Verbrauch durch Preisdynamisierung) als auch auf der Angebotsseite (Förderung von Speichern, Ausbau regionaler Erzeugung und bessere Abdeckung der Residuallast).

2.1. Wir fordern die flächendeckende Einführung dynamischer (=variabler) Strompreise für private und gewerbliche Stromverbraucher entsprechend des Marktpreises an der Strombörse, um einen Anreiz für zeitlich gesteuerten Verbrauch in Smart Grids zu schaffen. Um die steigende Divergenz zwischen Angebot und Nachfrage zu dämpfen, die über die volatile Verfügbarkeit von Sonne und Wind und den jeweiligen Strombedarf entsteht, soll der Strompreis dynamisch abhängig von Angebot und Nachfrage in bestimmten Zeitabschnitten (bspw. in einem Mehrstundentakt oder in einem 15-Minuten-Takt für Smart Homes) bestimmt werden. Der jeweils aktuelle Strompreis soll durch den Stromanbieter transparent dargestellt werden, beispielsweise über eine „Strompreis-Ampel“ am Smart Meter oder eine App. Die für den dynamischen Strompreis erforderliche Anschaffung eines Smart Meters sollte angemessen bezuschusst werden. Der Endkunde sollte die Wahlfreiheit zwischen einem klassischen und einem dynamischen Strompreis behalten. Ein dynamischer Strompreis macht Smart Grids und Smart Homes attraktiv, erhöht die Transparenz im Strommarkt und entfaltet eine Lenkungswirkung für den Endkunden, um beispielsweise Elektrofahrzeuge dann zu laden, wenn der Strom erwartungsgemäß besonders günstig ist. Sie erhöht zudem die Rentabilität von privaten oder gewerblichen Stromspeichern oder Power2Heat-Verfahren, da der benötigte Strom zu Zeiten hohen Angebots günstiger eingekauft werden kann. Im Blick auf das gesamte Stromnetz werden durch die Einführung dynamischer Strompreise Schwankungen abgedämpft.

2.2. Wir setzen uns dafür ein, Netzentgelte abhängig von maximaler bezogener Leistung und Netzauslastung zu dynamisieren. Anstatt die Netzentgelte mit einem festen Satz pro kWh zu bepreisen, sollten sie aus einem fixen und einem variablen Kostenanteil zusammengesetzt werden:

- Ein Fixkostenanteil für die maximale bezogene Leistung (z.B. jährlich entsprechend dem Schnitt der 100 Stunden bzw. 400 Viertelstunden mit der höchsten Last);
- Ein variabler Kostenanteil abhängig von der aktuellen Netzauslastung, d.h. höhere Netzentgelte auf den Verbrauch in der Hochlastzeit, niedrige Netzentgelte auf den Verbrauch in der Schwachlastzeit

Durch den Fixkostenanteil werden auch Prosumer mit einem hohen Anteil Eigenverbrauch verursachungsgerecht an den Netzkosten beteiligt. Befreiungen von Netzentgelten z.B. für Unternehmen mit hoher Grundlast (§ 19 Abs. 2 S. 2 Strom-NEV) haben in einem solchen System keinen Platz und müssen abgebaut werden. Durch die Einführung eines variablen Kostenanteils in Abhängigkeit von der Netzauslastung im jeweiligen Bepreisungszeitraum werden Kunden mit hohem Verbrauch in Spitzenlastzeiten stärker an den Netzkosten beteiligt und Kunden mit Smart Homes oder Heimspeichern entlastet (Vgl. Abschnitt Netzstabilität und Speicher).

2.3. Netzstabilität soll durch eine höhere Lastabdeckung aus der eigenen Region verbessert werden. Bei der Substitution von Kernenergie und Kohlekraft soll auf die Beibehaltung der bisherigen regionalen Lastabdeckung geachtet werden. Hierdurch werden überregionale Netze entlastet und die regionale Versorgungssicherheit gestärkt. Um die tageszeitlichen und saisonalen Schwankungen von Photovoltaik und Windkraft ausgleichen zu können, muss mit Hilfe von Speichern und Gaskraftwerken Regelkapazität in ausreichendem Umfang bereitgestellt werden. Gaskraftwerke stellen neben der Arbeitsleistung auch die für die Netzstabilität wichtige Momentanregelreserve (Schwungmasse), sowie Primär- und Sekundärregelreserve bereit. Für Bayern soll ein geeignetes Institut über eine Studie den Bedarf an Gaskraftwerken bis zum August 2021 ermitteln.

2.4. Unterstützt durch die Einführung dynamischer Strompreise und Netzentgelte soll eine umfassende Speicherstruktur aufgebaut werden. Durch die in Abschnitt 3.1 und 3.2 beschriebene Einführung dynamischer Strompreise und Netzentgelte wird auch der Markt für innovative Speichersysteme für private und gewerbliche Kunden attraktiver. Mit zunehmender Kostendegression kann die Investition in Speichermodule sogar unabhängig von Photovoltaikanlagen wirtschaftlich werden. Dies würde erlauben, Überschussenergie aus Sonne und Wind zu niedrigen Preisen an Speicherbesitzer in ländlichen und urbanen Räumen zu verkaufen. Diese können den Strom dann zu Hochtarifzeiten selbst nutzen oder zu einem hohen Preis dem Markt zur Verfügung stellen. Der Ausbau einer umfassenden Speicherstruktur ist die Grundlage für ein Angebots- und Nachfragemanagement, das Tages- und Wochenschwankungen der volatilen Energieträger Sonne und Wind ausgleichen (glätten) kann, Speicherkapazitäten für Überschussleistungen (negative Residuallasten) bereitstellt und somit den weiteren Ausbau von Photovoltaik und Windenergie ermöglicht. Auf eine Ausregelung des volatilen Stroms über Gasturbinenregelkraftwerke (Gaskraftwerke ohne Abwärmenutzung) wird vorläufig nicht verzichtet werden können. Dieser Anteil soll jedoch aufgrund der Emissionen möglichst klein gehalten werden.

2.5. Ein „Grundlastmarkt“ für hocheffiziente, grundlastfähige Kraftwerke soll geschaffen werden. Dies betrifft Kraftwerke, die für mindestens 4000 h/Jahr mit einem elektrischen Netto-Wirkungsgrad von mindestens 62% zur Deckung von Grund-/Residuallasten betrieben werden.

Der Wegfall von Kernkraft und Kohlekraft lässt sich in den nächsten Jahren nur teilweise über regenerative Energieträger ausgleichen. Aus Sicht der Netzstabilität entfällt hierbei neben der allzeit verfügbaren Grundlast auch die stabilisierende Wirkung, welche sich über die Rotationsenergie der großen Rotoren von Kern- und Kohlekraftwerken ergibt (2.7 GW / 0,1 Hz im Jahr 2019). Hocheffiziente Grundlastkraftwerke könnten in den südlichen Bundesländern während der Wintermonate den dann niedrigen Energieeintrag aus Photovoltaik mit Grundlaststunden ausgleichen und in den Sommermonaten Regelleistung für die volatilen Energieträger Sonne und Wind zur Verfügung stellen. Die Größe dieses Grundlastmarktes soll sich in Bayern an der Menge an elektrischer Energie orientieren, die sich bis 2030 nicht über regenerative Stromquellen (einschl. EE-Strom aus Regionen außerhalb Bayerns) abdecken lässt. Die hohe Effizienz der Gaskraftwerke soll dabei über ein standardisiertes Verfahren behördlich nachgewiesen. Die Gaskraftwerke mit höchstem Wirkungsgrad (niedrigste CO₂-Emission) sollen vom Lastverteiler vorrangig behandelt werden. Darüber hinaus könnte im Kontext mit solchen Gaskraftwerken ein Markt für CO₂-Abscheideverfahren geschaffen werden (Vgl. Abschnitt 6).

3. Europäische & Internationale Energiepolitik

Innerhalb des europäischen Binnenmarktes ist eine Abstimmung energiepolitischer Instrumente von großer Bedeutung zur Umsetzung der europäischen Klimaziele, des Green New Deal und zur Stärkung der Wirtschaft bei gerechten Wettbewerbsbedingungen. Im Blick auf internationale Handelsbeziehungen sind stellenweise Ausgleichsmechanismen erforderlich, um Wettbewerbsnachteile auszugleichen, Carbon Leakage vorzubeugen und um eine klimafreundliche Energiewirtschaft der internationalen Handelspartner zu fördern. Hinzu kommt, dass zur Erreichung globaler Klimaziele die Entwicklungszusammenarbeit und die Energie-/Klimapolitik stärker koordiniert werden müssen.

3.1. Auf europäischer Ebene sollte der EU-ETS ausgebaut und auf möglichst alle Sektoren und THG erweitert werden. Die Zertifikate sollen so verknappt werden, dass die Klimaziele realistisch zu erreichen sind und dass die Höhe des CO₂-Preises die zu erwartenden Klimakosten, d.h. die zu erwarteten wirtschaftlichen Schäden (i. H. v. 180 – 240 €/t CO_{2,äq})¹ abbildet. Mittelfristig wäre es von Vorteil, wenn möglichst viele nationale Emissionshandelssysteme in den EU-ETS integriert werden können.

¹ 180€/tCO₂äq im Jahr, 240€/tCO₂äq im Jahr 2050; Anmerkung: Dieser Wert ist mit einer Zeitpräferenzrate von 1% gemessen und bildet die Schäden zukünftiger Generationen nicht vollständig ab. Bei Gleichgewichtung der Schäden heutiger und zukünftiger Generationen läge der Wert bei 640 – 730 €/t CO₂äq. Quelle: Umweltbundesamt, https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-02-11_methodenkonvention-3-0_kostensaetze_korr.pdf

- 3.1.1. Dies betrifft insbesondere die Luftfahrt. Kerosin sollte für europäische und internationale Flüge nicht nur in derselben Höhe wie andere fossile Brennstoffe bepreist werden, sondern aufgrund der höheren Klimawirksamkeit um den Faktor drei höher.
- 3.1.2. Der Mobilitäts- und Wärmesektor sollte langfristig ebenfalls vom EU-ETS abgedeckt werden. Hierzu ist eine Integration nationaler Bepreisungen erforderlich.
- 3.1.3. Auch Emissionen in der Landwirtschaft (CH₄, N₂O) sollten bepreist werden. Im Rahmen der europäischen Landwirtschaftspolitik bestehen hierzu auch Möglichkeiten durch Orientierung von Förderprogrammen an den THG-Emissionen. Nähere Ausführungen dazu finden sich in Abschnitt „CO₂-Bindung“.
- 3.1.4. **Damit durch die hohen THG-Preise keine Wettbewerbsnachteile für Industrien in Europa entstehen und energieintensive Technologien nicht ins Ausland abwandern (Carbon Leakage), ist die Einführung eines Carbon-Border-Pricing erforderlich**, d.h. einer CO₂/THG-Abgabe auf Einfuhren aus Ländern außerhalb des europäischen Binnenmarktes. Diese Abgabe kann sich an den geschätzten, mit der Produktion in Verbindung stehenden Emissionen orientieren. Damit Länder, die selbst eine CO₂/THG-Bepreisung auf ihre produzierenden Unternehmen erheben, nicht benachteiligt werden und die Emissionen nicht doppelt bepreist werden, soll eine CO₂/THG-Bepreisung des importierenden Landes angerechnet bzw. über Abkommen eine Freistellung ermöglicht werden. Durch die Einführung einer Carbon Border Tax kann auch bei hohen CO₂/THG-Preisen die internationale Wettbewerbsfähigkeit gesichert werden. Nationale Entlastungen energieintensiver Industrien, bspw. die kostenlose Zuteilung von CO₂-Zertifikaten, werden auf diese Weise überflüssig. Darüber hinaus werden andere Länder dazu angeregt, selbst eine THG-Bepreisung einzuführen, was den Weg für einen globalen CO₂/THG-Preis bereitet.
- 3.2. Langfristig sollte das **Ziel internationaler Klimapolitik sein, alle Treibhausgase in allen Ländern zu bepreisen**. Die EU kann dabei mit führendem Beispiel voran gehen und durch Einführung des Carbon Border Pricing sowie durch internationale Abkommen immer mehr Länder dazu motivieren, vergleichbare Bepreisungen einzuführen. Um die wirtschaftliche Leistungsfähigkeit der jeweiligen Länder zu berücksichtigen, könnte die Höhe der THG-Bepreisung sich anfangs am jeweiligen Pro-Kopf-BIP orientieren.
- 3.3. Darüber hinaus ist es erforderlich, ein **internationales System für den Handel mit CO₂-Zertifikaten zu etablieren**.

3.3.1. Dies erfordert auch ein Rating der Zertifikate durch eine internationale Institution. Beim internationalen CO₂-Zertifikathandel ist zu beachten, dass diese nicht zwei Ländern angerechnet werden dürfen. Um zu verhindern, dass Industrienationen aus Kostengründen den Großteil ihrer Emissionen durch Zertifikate ausgleichen, sollte es auf dem Weg zu einer CO₂-freien Wirtschaft Grenzen für den maximalen Anteil an durch ausländische CO₂-Zertifikate kompensierte Emissionen (excl. CCU-Verfahren) geben. Dadurch muss sichergestellt werden, dass die gesamte Weltwirtschaft sich schnell zu vollständiger CO₂-Neutralität entwickeln kann.

3.3.2. Technologien mit negativen Emissionen, durch die langfristig CO₂ gebunden werden kann (z.B. CCS) oder durch die Kohlenstoff-Kreisläufe ermöglicht werden (CCU) sollten in einen solchen internationalen CO₂-Zertifikatehandel eingebunden werden. Dadurch soll beispielsweise ermöglicht werden, dass mit Solarenergie CO₂ aus der Luft abgeschieden und zu Treibstoff synthetisiert werden kann (CCU). Für die Verbrennung des Treibstoffs würden dann dieselben Preise wie für fossilen Treibstoff anfallen, die Abscheidung könnte als Zertifikat für negative Emissionen ausgegeben werden.

3.4. Entwicklungszusammenarbeit und Klima-/Energiepolitik müssen stets zusammengedacht werden. Dazu sollten nicht nur Projekte in LDCs, sondern auch Handelsabkommen wie MERCOSUR an Umwelt- und Klimaschutzmaßnahmen gekoppelt werden, insbesondere den langfristigen Erhalt tropischer Regenwälder. Die Einführung eines globalen CO₂-Preises und die Schaffung des globalen Handels mit CO₂-Zertifikaten soll zudem Klimaschutzprojekte in LDCs beschleunigen.

4. Baurecht

Der Ausbau der EE sowie der Netze und Energiespeicher hängt direkt mit baurechtlichen Vorschriften von Kommunen, Ländern oder des Bundes zusammen. Hierbei sehen wir an mehreren Stellen Nachbesserungsbedarf:

4.1. Bei Windkraftanlagen, die bisher der 10H-Regelung unterliegen, setzen wir uns für eine flexible Abstandsregelung von „1000m PLUSMINUS“ ein, die die im Umfeld wohnhaften Bürger effektiv und bedarfsgerecht vor Schallemissionen und Schattenwurf schützt. Ein grundlegendes Problem pauschaler Abstandsregelungen mit einem kreisförmigen Abstand um eine Windkraftanlage besteht darin, dass die lokalen topographischen Gegebenheiten zu anlagenspezifischen Emissions- und Schattenwurfkorridoren führen. So verursacht beispielsweise eine Anlage, die im Norden einer Wohnbebauung errichtet ist, keinerlei Schattenwurf und aufgrund der lokalen Windbedingungen in der Regel weniger Schallemissionen als eine Anlage im Westen eines

Wohngebietes. Bei der Abstandsregelung „1000m PLUSMINUS“ soll grundsätzlich anstelle der 10H-Regelung ein Abstand von zunächst 1000m zu Wohngebieten gelten. Zusätzlich soll im Planungsprozess ein 3D-Modell unter Berücksichtigung der lokalen Topografie, des Sonnenstands, des Anlagentyps und der Windverhältnisse für jede Anlage Schallemissionen und Schattenwurf berechnen. Ausgehend von den Ergebnissen muss die genehmigende Behörde ggf. den Ausgangswert von 1000m nach oben oder unten anpassen, um die Einhaltung spezifischer Grenzwerte für Schallemissionen und Schattenwurf über Wohnbebauung sicherzustellen. Durch behördliche Messungen ist der Einhaltung der Grenzwerte nachzuweisen. Die Höhe der Anlage wird dabei nicht pauschal begrenzt, solange die Grenzwerte eingehalten werden. Zu Gewerbe- und Industriegebieten sowie freistehenden Gehöften mit bis zu sechs Wohngebäuden soll kein Abstand erforderlich sein. Der Vorteil dieser Regelung ist, dass sie die lokalen Gegebenheiten berücksichtigt und dass sie den Bau hoher Anlagen, die besser zur Deckung der Grundlast beitragen, unter Einhaltung der Grenzwerte ermöglicht. Zudem können die Schallemissionen der spezifischen Rotorkonstruktion berücksichtigt werden und schallemissionsarme Bauweisen bevorzugt werden.

4.2. Wenn für die Genehmigung von EE-Anlagen eine Kommune einen Flächennutzungs- / Bebauungsplan erstellen muss oder eine Konzentrationsflächenplanung anstrebt, soll der Freistaat Bayern die Gutachter- und Gerichtskosten vorfinanzieren. Der Bau bestimmter EE-Anlagen, bspw. Geothermiekraftwerke, Freiflächen-PV oder Windkraftanlagen innerhalb von 10H (bzw. der 1000m PLUSMINUS Regelung) scheitert häufig daran, dass eine Kommune nicht bereit ist, die mit der Planung verbundenen Risiken einzugehen. Indem der Freistaat Bayern die Gutachter- und Gerichtskosten vorfinanziert, werden diese Risiken abgemildert. Sollte im Erfolgsfall ein privater Investor die Anlage bauen und finanzieren, übernimmt dieser die genannten Kosten. Bei einem Scheitern der Planung sowie, falls möglich, bei kommunalen oder Bürgerenergieprojekten sollen die Kosten beim Freistaat Bayern verbleiben. Die Bereitschaft der Kommunen für solche Planungen kann dadurch erheblich gesteigert werden.

4.3. Genehmigungs- und Gerichtsverfahren für EE-Anlagen sollen standardisiert, entbürokratisiert und beschleunigt werden. Um den Bau von EE-Anlagen schneller voranzubringen, sollen Genehmigungs- und Gerichtsverfahren als Eilverfahren beschleunigt durchgeführt werden. Dafür sollen in den zuständigen Behörden Prozesse standardisiert, digitalisiert und zusätzliche Stellen geschaffen werden.

4.4. Für Kleinwindkraftanlagen mit geringen Emissionen und einer Höhe bis 50m soll ein vereinfachtes Genehmigungsverfahren eingeführt werden. Kleinwindkraftanlagen wie bspw. Vortex-Anlagen, die ohne Rotoren auskommen und kaum Emissionen verursachen, können durch die Nutzung oberflächennaher Winde eine gute Ergänzung zu konventionellen Anlagen darstellen. Durch technische Fortschritte hat sich die Effizienz dieser Anlagen erhöht. Ein stark vereinfachtes

Genehmigungsverfahren soll dazu beitragen, dass Hürden für die Errichtung von Kleinwindkraftanlagen gesenkt werden und ein schnellerer und vermehrter Zubau erfolgen kann.

4.5. Kommunen sollen am Ertrag von Windkraftanlagen im Umkreis von 3km beteiligt werden

Anstatt nur die Kommune zu beteiligen, auf deren Grund eine EE-Anlage errichtet wird, sollen fortan alle Kommunen am Ertrag bestimmter EE-Anlagen, bspw. Windkraftanlagen, im Umkreis von 3km finanziell beteiligt werden. Bei mehreren ansässigen Kommunen verteilt sich die Beteiligung entsprechend der jeweiligen Fläche innerhalb des 3km Radius. Dadurch wird verhindert, dass Nachbarkommunen Nachteile entstehen, wenn bspw. naher der Gemeindegrenze eine Windkraftanlage errichtet wird.

4.6. Für Freiflächen-PV-Anlagen sollen Vorranggebiete ausgewiesen werden

Freiflächen-PV-Anlagen gelten derzeit nicht als privilegierte Anlagen und bedürfen zur Genehmigung eines Bebauungsplanes. Zur Sicherung von möglichen Flächen sollten die Kommunen im Flächennutzungsplan einen bestimmten Prozentsatz (idealerweise 5%) ihres Gemeindegebietes für Freiflächen-PV-Anlagen ausweisen. Die Planungen werden vom Freistaat bezuschusst. Bei landwirtschaftlichen Flächen ist die Planung von Agro-PV-Anlagen zu prüfen und ggf. festzusetzen. Insbesondere sind Flächen zu bevorzugen, die landwirtschaftlich ertragsschwach sind oder bereits in anderen Zusammenhang von Infrastrukturmaßnahmen betroffen sind (Autobahn, Eisenbahn, Altlastenflächen, Hochspannungsleitungen, ...). Die Hürden für die Genehmigung von PV-Anlagen an Autobahnen, Bahnstrecken oder Hochspannungsleitungen sollen gesenkt werden. Ausgleichsmaßnahmen bei Freiflächen PV-Anlagen sind nicht oder nur in sehr geringem Umfang anzusetzen, insbesondere bei darunterliegenden Blühwiesen oder bei Agro-PV. Technische Vorschriften sind den Gegebenheiten von Freiflächen-PV-Anlagen anzupassen.

4.7. Energetische Förderinstrumente sollen optimiert, durch technologieoffene Modelle ergänzt und besser untereinander abgestimmt werden.

- 4.7.1. Klimaneutralität im Gebäudebestand stellt die größte Herausforderung dar und bietet gleichzeitig das größte Einsparpotenzial. Im neuen Gebäudeenergiegesetz (GEG) werden ab 1.11.2020 die EnEV, das EnEG und das EEWärmG zusammengeführt.² Hierzu ist eine Informationskampagne auf Basis des KfW-Standards 55 anzulegen, der über den derzeitigen gesetzlichen Standard hinausgeht (gesetzlich vorgeschrieben KfW-Standard 75). Die Erstellung von passgenauen Sanierungskonzepten für Altbestände sollen ausgebaut und weiterhin bezuschusst

²Vgl. BMI, Das neue Gebäudeenergiegesetz, <https://www.bmi.bund.de/DE/themen/bauen-wohnen/bauen/energieeffizientes-bauen-sanieren/energieausweise/gebäudeenergiegesetz-node.html> (18.10.2020).

werden. Aufbauend auf den Sanierungskonzepten sollen die Fördermaßnahmen vereinheitlicht und über eine Kombination aus Anschubfinanzierung und Krediten (bis zu 90%) optimiert werden.

- 4.7.2. Zur Erreichung der mittel- bis langfristigen Klimaneutralität von Gebäuden soll CO₂-neutrale Energieträger (PV/Ökostrom, Biomethan, H₂, Nah- und Fernwärme ...) verstärkt Anwendung finden und entsprechend bei der Zielerreichung und Förderung berücksichtigt werden. Bei Neubauten (ab 2021) soll die „Klimaneutralität“ ab 2030 erreicht werden und bei Bestandsgebäuden in vom Gesetzgeber vorgegeben Stufen bis 2040. Hierbei sind auch quartierbezogene Lösungen zulässig und können bezuschusst werden, insbesondere bei innovativen Lösungen (Innovationsklausel).
- 4.7.3. Förderinstrumente sind besser aufeinander abzustimmen und dem Bauherrn bzw. Gebäudeeigentümer aus einer Hand anzubieten. Beispielsweise könnten Bundesprogramme wie vom BAFA und der KfW zusammengeführt und mit Schnittstellen zum reibungslosen Anschluss an eventuelle weitere Förderprogramme von Ländern und Kommunen gestaltet werden.
- 4.7.4. Heimspeichereinrichtungen entlasten die Stromnetze bei Stromspitzen wie Eigenverbrauch und sollten dem Eigenverbrauch bei PV-Anlagen gleichgestellt. Ebenso wie Eigenverbrauch sollten sie von der EEG-Umlage vollständig befreit werden. (Vgl. Kapitel Steuern & EEG).
- 4.7.5. Die Installation von Smartmeters soll bezuschusst werden.
- 4.7.6. Im Mietwohnungsbau ist die Möglichkeit einer Vermietung in Form von Warmmiete³ zu ermöglichen und rechtlich abzusichern. Dies bewirkt für die Mieter in der Regel keine Mehrkosten.

5. Mobilität

- 5.1. Wir setzen uns grundsätzlich für Technologieoffenheit bei verkehrspolitischen Entscheidungen ein. Für verschiedene Antriebstechnologien sollten dieselben gesetzlichen Rahmenbedingungen gelten, bspw. für Elektroantriebe mit Batterien oder Superkondensatoren, Wasserstoffantriebe mit Brennstoffzellen, Gasverbrennung oder LOHC, Hybride Systeme, Flex-Fuel-Motoren, klassische

³ Vgl. Agora Energiewende: „Warmmiete macht CO₂-Preis auf Öl und Gas mieterfreundlich“, <https://www.agora-energiawende.de/presse/neuigkeiten-archiv/warmmiete-macht-co2-preis-auf-oel-und-gas-mieterfreundlich/> (18.10.2020).

Verbrennungsmotoren mit fossilem Treibstoff (mit CO₂-Preis gemäß der Klimakosten), Biotreibstoff oder Treibstoff aus Carbon-Capture-and-Usage-Verfahren („CO₂-Recycling“ bspw. über Methan oder Methanol). Ein Verbot einer bestimmten Technologie halten wir für nicht zielführend.

5.2. Als effizientestes Instrument für den Ausbau nachhaltiger Mobilität empfehlen wir die Besteuerung der THG-Emissionen in Höhe der Klimakosten der Emissionen in Ergänzung mit einer Anschubförderung in der Übergangsphase.

- 5.2.1. Der CO₂-Preis auf Treibstoffe sollte dafür mittelfristig auf die tatsächlichen Klimakosten von ca. 180 – 240 €/t angehoben werden. Erst ab dieser Höhe ist im Mobilitätssektor eine ausreichende Lenkungswirkung zu erwarten. Weitere Förderprogramme, die häufig komplex, intransparent und mit hohem bürokratischem Aufwand verbunden sind, werden dadurch mittelfristig obsolet. Belastungen für Berufspendler sollen durch eine angemessene Erhöhung der Pendlerpauschale ausgeglichen werden. Eine europäische Abstimmung zu dem CO₂-Preis auf Treibstoffe ist anzustreben.
- 5.2.2. Bevor der CO₂-Preis die Höhe der Klimakosten erreicht, halten wir übergangsweise Förderprogramme wie Kaufprämien für nachhaltige Antriebstechnologien, für sinnvoll. Um Technologieoffenheit zu gewährleisten, sollte sich die Höhe der Förderung an den von dem derzeitigen Entwicklungsstand der Technologie abhängigen Kosten der jeweiligen Antriebsart im Vergleich zum Verbrennungsmotor, abzüglich der zu erwartenden Einsparungen, orientieren. Wasserstofffahrzeuge sollten daher übergangsweise, zunächst vorrangig im Schwerlastverkehr und auf der Schiene, eine höhere Förderung erhalten als batterieelektrische Fahrzeuge.
- 5.2.3. Für Technologien, die den Bedarf an Stromspeichern senken, bspw. Wasserstoff oder Elektrofahrzeuge mit Rückspeisung, soll ein Zuschlag bei der Anschubförderung gezahlt werden.

5.3. Wir fordern den zügigen Ausbau der Wasserstoff- und E-Tankstelleninfrastruktur in Verbindung mit dem Ausbau von Energiespeichern. Um den technologieoffenen Umbau der Mobilität zu erreichen, muss die dafür nötige Infrastruktur schnell ausgebaut werden. Ein Programm zur flächendeckenden Aufrüstung bestehender Tankstellen zu Wasserstofftankstellen und der Ausbau von E-Ladesäulen ist dazu erforderlich. Im Zusammenhang mit dem Ausbau der Ladeinfrastruktur ist die nötige Netz- und Speicherkapazität für Wasserstoff und Strom durch ein technologieoffenes und marktwirtschaftliches Programm zum Ausbau von Energiespeichern sicherzustellen.

5.4. Für den Güterverkehr soll eine intelligente und kosteneffiziente Infrastruktur geschaffen werden, die Schiene und Straße verbindet.

- 5.4.1. Dazu sollen bundesweit zahlreiche moderne und digitale Güterverladeterminale errichtet werden, die einen schnellen Wechsel von Containern unterschiedlicher Größe zwischen LKW und Bahn und ein vollautomatisches Rangieren erlauben. Dies beinhaltet sowohl die Modernisierung bestehender Güterverladeterminale als auch die Errichtung vieler kleiner Verladeterminale an kleineren Bahnhöfen, an denen Güterzüge kurze Be- und Entladestopps einlegen können sollen.
- 5.4.2. Zur Verlagerung des Güterverkehrs auf die Schiene sollen die Trassengebühren gesenkt, die LKW-Maut im Gegenzug erhöht werden.
- 5.4.3. In urbanen Räumen sollen Infrastrukturen („Logistik-Hubs“) geschaffen werden, die für den Lieferverkehr auch das U- und S-Bahnnetz nach dem Vorbild Berlins nutzen. Dazu bedarf es sowohl digitale Paketabfertigungszentren in den U-/S-Bahnstationen als auch der Schaffung Möglichkeiten für das Eingleisen von Güterzügen in das entsprechende Netz durch den Bau entsprechender Abzweigungen von bestehenden Zugstrecken.
- 5.4.4. Lastenfahrräder und Lastenfahrradanhänger für private und gewerbliche Nutzer sollen bundesweit gefördert werden. Die Nutzung von U-/S-Bahnen sollte für kleinere Lastenfahrräder zu Zeiten niedriger Auslastung, ermöglicht werden. Insbesondere für den urbanen Lieferverkehr können durch eine solche Förderung Lieferfahrzeuge substituiert werden, bspw. ausgehend von Logistik-Hubs in U-/S-Bahnstationen.

5.5. Wir fordern, dass die staatlichen Aufwendungen für den Straßenverkehr langfristig nicht durch neue Steuern auf Wasserstoff oder Ladesäulenstrom gedeckt werden, sondern durch eine allgemeine entfernungsabhängige Maut auf allen Straßen, die sämtliche Kosten des Straßenverkehrs deckt. Die Erhebung spezieller Steuern auf regenerative Energieträger ist grundsätzlich abzulehnen (s.o.). Die Kosten des Straßenverkehrs dürfen aber auch mit dem langfristigen Auslaufen der Energiesteuer auf Kraftstoffe nicht zu Lasten der Allgemeinheit gehen. Sie sollten daher nach dem Verursacherprinzip über eine allgemeine und entfernungsabhängige Maut gedeckt werden. Dabei sind die Kosten für Neubau und Unterhalt nach dem Verkehrsaufkommen umzulegen (ca. 90% PKW, 10% LKW). Die Kosten für Reparaturen an Straßen und Bauwerken sind dagegen zu 100% aus der LKW-Maut zu tragen. Dies sollte für die Finanzierung des gesamten Straßennetzes gelten, d.h. auch für Staats- und Kommunalstraßen: Diese könnten z.B. zu 80-90% über Zuschüsse aus dem allgemeinen Mautaufkommen finanziert werden. Hierdurch werden die Haushalte von Ländern und Kommunen bei den Straßenbau- und Sanierungskosten entlastet. Die Mauterhebung sollte soweit möglich EU-weit vereinheitlicht werden. Sie könnte über GPS oder (insbesondere bei Einführung einer allgemeinen europäischen Maut) mit Hilfe geeichter und fälschungssicherer Kilometerzähler erfolgen.

5.6. Wir fordern die stufenweise Abschaffung der Kfz-Steuer in Verbindung mit der stufenweisen Anhebung der Energiesteuer auf Dieselkraftstoff auf den Steuersatz von Benzin.

Die aktuelle Begünstigung bei der Besteuerung von Dieselkraftstoff subventioniert ohne erkennbaren Grund den umweltschädlichen Straßentransport v.a. von Gütern zu Lasten besserer Alternativen. Die Kfz-Steuer bestraft vor allem Wenigfahrer; die Staffelung nach Umweltgesichtspunkten hat gerade bei Vielfahrern kaum Lenkungswirkung.

Eine Angleichung der Steuersätze auf 6,75 ct/kWh (entspricht 70 ct/Liter Diesel statt jetzt 47 ct/l) nach dem Vorbild z.B. der Schweiz würde die Einführung klimafreundlicher Antriebssysteme v.a. im gewerblichen Verkehr fördern, die Verlagerung von Verkehr auf die Schiene wettbewerbsfähiger machen, die Verbreitung umweltschädlicher Logistiksysteme erschweren und das Wachstum bei Straßentransporten bremsen. Die dadurch erzielten zusätzlichen Einnahmen gleichen die abzuschaffende Kfz-Steuer aus. Zusatzbelastungen für Pendler können über die Entfernungspauschale berücksichtigt werden. Um der Wirtschaft ausreichend Zeit für notwendige Anpassungen zu geben, sollte die Umstellung in Stufen über zehn Jahre erfolgen. Aktuell bereits bestehende Befreiungen von der Kfz-Steuer (z.B. für E-Fahrzeuge) wären unbegrenzt zu verlängern.

6. CO₂-Abscheidung und Kohlenstoffbindung

Die Diskussion um Klimaschutz – und daraus resultierend eine Veränderung der Energiepolitik – dreht sich fast ausschließlich nur um die Reduzierung von CO₂-Emissionen. Neben der CO₂-Vermeidung müssen auch Methoden weiterentwickelt und gefördert werden, die CO₂ aus dem Kreislauf entfernen und Kohlenstoff langfristig binden. Dies ist sowohl großtechnisch durch Carbon-Capture-and-Storage-Verfahren (CCS), durch Carbon-Capture-and-Usage (CCU), auch bekannt als „CO₂-Recycling“ sowie durch zusätzliche Bindung von Kohlenstoff in Land- und Forstwirtschaft, beispielsweise durch den Aufbau von Humus im Boden möglich.⁴ Die genannten Verfahren bieten ergänzend zur Emissionsreduktion erhebliches Potential zur Reduktion des CO₂-Gehalts in der Atmosphäre und zur Erreichung der Klimaziele.

6.1. In der Energie- und Klimapolitik sollte ergänzend zur CO₂-Vermeidung auch CO₂-Abscheidung (CCS, CCU) und Kohlenstoffbindung, bspw. durch Humusaufbau, verstärkt gefördert werden.

⁴ Im Boden sind rund 2000 Gt Kohlenstoff gespeichert, während es in der Atmosphäre „nur“ 750 Gt, an der Meeresoberfläche etwa 1000 Gt und in der Biosphäre (Pflanzen) nur 550 Gt sind. Der weltweite CO₂-Ausstoß pro Jahr liegt derzeit bei etwa 10 Gt Kohlenstoff (36 Gt CO₂).

Technologien zur CO₂-Abscheidung und Kohlenstoffbindung erleichtern ergänzend zur Einsparung von Emissionen das Erreichen der Pariser Klimaschutzziele, da sie im Rahmen einer 100%-nachhaltigen Energieversorgung die nötige Flexibilität zur Deckung der Residuallast auch aus fossilen Quellen ermöglichen. Indem abgeschiedenes CO₂ zu synthetischen Kraftstoffen weiterverarbeitet und vermarktet wird, können Mineralölprodukte im Verkehrssektor substituiert oder Speicherkapazitäten ausgebaut werden. Eine Förderung solcher Technologien verspricht zudem deutliches Innovationspotenzial.

6.2. Für die langfristige Bindung von Kohlenstoff soll auf nationaler, europäischer und idealerweise globaler Ebene ein Handelssystem für biologische Kohlenstoffbindung und CCS etabliert werden.

Unternehmen oder Kommunen, die durch biologische Verfahren (bspw. Humusaufbau) oder CCS Kohlenstoff langfristig binden, sollen dafür in begrenztem Umfang eine Vergütung erhalten, die sich am jeweiligen CO₂-Preis nach dem nationalen Emissionshandelssystem (nEHS) orientiert.

6.2.1. Um langfristige Planungssicherheit zu gewährleisten, sollte in der Anfangsphase ein Mindestpreis von bspw. 100 € / t CO₂ garantiert werden, da die Kosten für die Verfahren bei ca. 70 – 130€ liegen.

6.2.2. Wenn ein Unternehmen durch CCS-Verfahren Zertifikate aus dem EU-ETS einspart, sind die eingesparten Kosten (in Höhe des Preises der CO₂-Zertifikate aus dem EU-ETS) von der Vergütung abzuziehen. Dadurch wird eine Doppelförderung ausgeschlossen.

6.2.3. Die langfristige Speicherung ist durch behördliche Messungen nachzuweisen.

6.3. Bei CCU-Verfahren soll der jeweilig gültige CO₂-Preis vergütet werden, abzüglich ggf. eingesparter Zertifikate aus dem EU-ETS. Dadurch sollen CCU-Verfahren gefördert werden, bei denen CO₂ an Kraftwerken oder aus der Luft abgeschieden und zu Chemieprodukten oder zu Treibstoffen weiterverarbeitet wird. Auf aus CCU-Verfahren erzeugte Brenn- oder Treibstoffe soll bei der Verbrennung trotz der regenerativen Herstellung der übliche CO₂-Preis anfallen, da die Vergütung für die entsprechenden negativen Emissionen bereits im Vorfeld bei der Abscheidung erfolgt ist.

6.4. EU-Förderinstrumente für die Landwirtschaft sollten so angepasst werden, dass Land- und Forstwirte zusätzliche Mittel erhalten, wenn sie Kohlenstoff langfristig binden, beispielsweise durch den Aufbau von Humus oder die Schaffung von Mooren. Nachweise hierfür sind durch Bodenproben in mehrjährigen Zyklen zu erbringen.

6.5. Es ist sicherzustellen, dass in Böden gespeicherter Kohlenstoff (bspw. in Feuchtwiesen, Mooren) im Boden verbleibt. Betriebe, die beispielsweise durch Entwässerung von Feuchtwiesen (Torf-Oxidation) große Mengen CO₂ freisetzen sollten mit den entsprechenden Abgaben belegt werden.

6.6. Die Verwertung von Gülle und Bio-Reststoffen, die ansonsten zu klimaschädlichen Methan- oder Lachgasemissionen führen würde, soll gefördert bzw. langfristig vorgeschrieben werden.

6.7. EU-Handelsverträge müssen so abgefasst – bzw. geändert werden – dass neben Klimaschutzmaßnahmen auch Maßnahmen zur CO₂-Abscheidung und Kohlenstoffbindung gefordert werden. Ein globales Vergütungssystem in Verbindung mit einem globalen CO₂-Zertifikatehandel wäre in diesem Fall anzustreben.

6.8. Entwicklungszusammenarbeit sollte ebenfalls Priorität auf CO₂-neutralisierende Maßnahmen bei Land- und Forstwirtschaft in Entwicklungsländern (LDCs) legen. Dies dient auch der Ernährungssicherheit in diesen Ländern und weltweit – und bietet Beschäftigungs- und Einkommensmöglichkeiten für ansonsten unterbeschäftigte Menschen in diesen Ländern.

7. Forschung und Bildung

Für die zukünftige Energieversorgung ohne fossile Energieträger spielen Forschung und auch Bildung eine wichtige Rolle. Forschung soll das bestehende System erfassen, transparent darstellen, auch verständlich machen und Wege für eine Energieversorgung ohne fossile Energieträger aufzeigen. Der Bundesbericht Energieforschung gibt einen ersten Überblick über die derzeitige Forschung.⁵ Die vielfältigen Veröffentlichungen von Forschungsergebnissen und von Umsetzungsprojekten ergeben oftmals ein diffuses Bild und zeigen in der öffentlichen Wahrnehmung uneinheitliche – ja teilweise konträre – Handlungsoptionen.

7.1. Für eine wirksame Forschung ist eine Kompetenzstelle bei der Bundesregierung auszubauen, die folgende Aufgaben zu erfüllen hat (analog einer Metadatenbank):

- Erfassung aller relevanten Studien mit Darstellung der jeweiligen Annahmen und der daraus folgenden Ergebnisse
- Wissenschaftliche Bewertung und Einstufung hinsichtlich der klimatischen Relevanz

⁵ Vgl. BMWI, Bundesbericht Energieforschung, https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/bundesbericht-energieforschung-2019.pdf?__blob=publicationFile&v=18.

- Erfassung, Darstellung und Auswertung der wissenschaftlichen Umsetzungsprojekte (insbesondere hinsichtlich der strategischen Ziele des Klimaschutzes bzw. Nachhaltigkeit) Die Darstellung und Bewertung der jeweiligen Studien und Umsetzungsprojekte hat mit einem Expertengremium der Bundesregierung zu erfolgen. Für den Aufbau der (Meta-) Datenbank und der Bewertung ist ein Masterplan zu erstellen.

7.2. Für den Bereich der (schulischen) Bildung haben die die Kultusbehörden praxisorientierte Lerninhalte der Alltagskompetenz und nachhaltige Lebensweisen einzuführen bzw. auszubauen.

7.3. Forschung an Pflanzen mit hohem Potenzial zur langfristigen Kohlenstoffbindung soll intensiviert werden.

7.4. Forschungsaktivitäten sollen insbesondere zu nachhaltigen Antriebs- und Speichertechnologien deutlich intensiviert werden.

Autor: Maximilian Frhr. v. Seckendorff

Co-Autoren: Dr. Clemens Grambow, Ernst-Christian Lehmann, Dr. Andreas Lenz (MdB), Werner Neumann, Matthias Ruhdorfer sowie die Teilnehmer am Panel 4