

BMWK-Konsultation zum Strommarktdesign der Zukunft

6. September 2024

Stellungnahme von Global Energy Solutions e.V. und der Initiative
Zukunft Wirtschaft e.V.

Herzlichen Dank für die Gelegenheit der Kommentierung des
vorgelegten Entwurfs.

Vorbemerkung

Grundsätzlich ist unsere Kommentierung getragen von dem Gedanken, auch in Zukunft international wettbewerbsfähige Strompreise in einem langfristig klimaneutralen Energiesystem zu erreichen. Dies unter besonderer Berücksichtigung, dass Klimaneutralität nur global erreichbar ist.

Zunächst einmal sind wir irritiert über die in dem Entwurf des BMWK stellenweise verwendete Sprache. Dies sei vorab an zwei Beispielen illustriert¹:

„Wir gehen von einem System mit relativ inflexibler Nachfrage und ihr nachfolgender Stromerzeugung über in ein System, in dem die günstige und variable Stromerzeugung aus Wind und PV zur zentralen Säule und zum Volumenbringer im dekarbonisierten Stromsystem werden. Die damit einhergehenden Veränderungen sind ein Paradigmenwechsel und die Anforderungen an das Stromsystem der Zukunft verändern sich dadurch grundlegend“

¹ (alle BMWK-Zitate kursiv)

„Das Stromsystem geht von inflexibler Nachfrage und ihrer nachfolgender Erzeugung über in ein System flexibler Nachfrage, die variabler Erzeugung folgt.“

Wir erlauben uns daran zu erinnern, dass eine effiziente, kostengünstige und nachhaltige Stromerzeugung verbunden mit weiterhin hoher Versorgungssicherheit von fundamentaler Bedeutung für unsere gesamte Volkswirtschaft ist. Sie ist ein zentraler Bestandteil der wirtschaftlichen Infrastruktur unseres Landes und beeinflusst die Wertschöpfung, das Wohlstandsniveau und die langfristige wirtschaftliche Stabilität entscheidend. Sie ist kein Spielplatz für politische Paradigmenwechsel, sondern muss im Wesentlichen der effizienten Anwendung von physikalischen Gesetzen und ökonomischen Prinzipien genügen und den Strom zu den Zeitpunkten zur Verfügung stellen, an denen die unterschiedlichen Verbraucher ihn benötigen.

Wir weisen zu Anfang auch ausdrücklich auf die grundsätzlich kritischen Stellungnahmen zu dem eingeschlagenen Weg der Bundesregierung zum massiven Ausbau der volatilen Stromerzeugung mittels Windkraft- und PV-Anlagen hin, wie von McKinsey im Januar 2024 (**Zukunftspfad Stromversorgung**, Perspektiven zur Erhöhung der Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit der Energiewende in Deutschland bis 2035) und von Global Energy Solutions (**Wie die deutsche Energiewende im Stromsektor bezahlbar wird**, Juni 2024) aufgezeigt. Dabei ist aus unserer Sicht der entscheidende Fehler, die Wirtschaftlichkeit der volatilen Stromerzeugung ohne vollständige Berücksichtigung aller Systemkosten zu betrachten.

Wesentlich ist, welche Anteile von Wind- und Solar-basierter Erzeugung in einem Land mit sehr begrenzten Sonne- und Windausbeuten maximal sinnvoll sind und wie in Kombination mit kostengünstiger low-carbon disponibler Erzeugung (z. B. fossile Kraftwerke mit Carbon Capture) ein wirtschaftliches und gleichzeitig klimaschonendes Optimum erreicht werden kann.

Das vorgestellte Strommarktdesign versucht, die Folgen der einseitigen Fokussierung der zukünftigen Stromerzeugung auf Sonne und Wind für die jederzeitige Versorgungssicherheit in den Griff zu bekommen: es setzt an den Folgen dieser Ausrichtung an, anstatt die Ursachen und systemischen Notwendigkeiten zu berücksichtigen und daraus ein angepasstes Vorgehen und somit angepasste Ziele für den Ausbau von Sonne und Wind abzuleiten. In dem vorgelegten Strommarktdesign werden alle Erfordernisse eines insgesamt effizienten Stromsystems dem Primat einer Versorgung aus Sonne und Wind untergeordnet.

Mit diesem Vorschlag löst sich die Bundesregierung weiter von dem einst dem Land parteiübergreifend gegebenen Versprechen, dass das Energiesystem der Zukunft versorgungssicher, umweltverträglich und vor allem auch bezahlbar sein soll – mit den entsprechenden Folgen für unseren Wohlstand und den sozialen Frieden und die Handlungsfähigkeit, andere Länder bei der Erreichung der Klimaziele zu unterstützen.

Die eigentlichen Ursachen sind die in Deutschland maximal erreichbaren Volllaststunden einer auf Sonne und Wind basierten Erzeugung sowie die damit täglich und saisonal einhergehende Volatilität. Sonne und Wind bieten für das Industrieland Deutschland mit seinem konstant hohen Strombedarf keine im Gesamtsystem (Erzeugung, Verteilung und Speicherung) kostenmäßig wettbewerbsfähige Lösung.

Diese fehlende Einsicht zeigt sich in Sätzen wie:

„Vielmehr erbringen Wind und PV die Hauptlast der Stromerzeugung zu sehr günstigen Erzeugungskosten, da sie keine Brennstoffkosten haben“.

Das Narrativ der „*Stromerzeugung ohne Rechnung*“ aus PV- und Windanlagen ignoriert deren massive Folgekosten zur Sicherstellung von Netzstabilität, Verteilung, Speicherung und einer immer komplexer werdenden Steuerung. Eine bezahlbare Lösung für den saisonalen Ausgleich Sommer/Winter und längere Dunkelflauten ist nicht erkennbar. Je eher der eingeschlagene Weg verlassen wird, desto geringer werden die vermeidbaren volkswirtschaftlichen Folgekosten ausfallen.

Dasselbe gilt für die folgende erstaunliche Aussage:

„In einem dekarbonisierten Stromsystem besteht jedoch kein Bedarf an dieser Grundlast mehr. Vielmehr erbringen Wind und PV die Hauptlast der Stromerzeugung zu sehr günstigen Erzeugungskosten, da sie keine Brennstoffkosten haben.“

Diese irreführende und nicht begründbare Darstellung macht sprachlos.

Unsere folgenden Kommentierungen zu den von Ihnen bezeichneten vier zentralen Handlungsfeldern des Strommarktdesigns sind geprägt von den Prinzipien Technologieoffenheit, „*so viel Markt wie möglich, so wenig staatliche Vorgaben bzw. Steuerung wie möglich*“ und dem Erreichen wettbewerbsfähiger Stromkosten im energiepolitischen Zieldreieck „*Verfügbarkeit- Nachhaltigkeit-Kosten*“.

Nachstehend unser Kommentar zu jedem der vier Handlungsfelder:

Kommentierung zu **Kapitel 3.1 Investitionsrahmen für erneuerbare Energien**

Wir sprechen uns grundsätzlich gegen die in 3.1 ausgeführten Überlegungen zur Weiterführung von Subventionen für neue PV- und Windanlagen aus.

Der vorgelegte BMWK-Entwurf beschreibt das Problem der überzogenen Förderung volatiler Stromerzeugung:

„Der strompreissenkende Effekt der erneuerbaren Energien ist so groß, dass sie oft ihre eigenen Investitionskosten nicht mehr durch Markterlöse refinanzieren können.“

Dabei ist die Begrifflichkeit „strompreissenkend“ falsch gewählt: Letztlich wird durch die einseitige Fokussierung auf die volatile Erzeugung ein weiteres Ansteigen der Strompreise für alle Gruppen von Verbrauchern in Deutschland langfristig festgeschrieben, da es nicht allein auf die Kosten der Erzeugung ankommt, sondern auf die Gesamtkosten aus Erzeugung, Transport, zeitlicher Verfügbarkeit und bedarfsgerechter Steuerung. Auch belasten die in der Vergangenheit auf 20 Jahre gegebenen Zusagen für feste Einspeisevergütungen für Erneuerbare signifikant den Bundeshaushalt und Stromkosten in der Zukunft. Strom ist ein Produkt, das, wenn es zum falschen Zeitpunkt erzeugt wird, keinen Wert hat.

„Alleine durch die Kräfte des CO₂-Marktes werden die Erneuerbaren nicht ausgebaut. Um Klimaneutralität und Erneuerbaren-Ausbau ausschließlich über den Europäischen Emissionshandel zu erreichen, wären sehr hohe CO₂-Preise notwendig. Grundsätzlich steigern hohe CO₂-Preise die Markterlöse der erneuerbaren Stromerzeugung und fördern damit auch deren marktliche Refinanzierung. Investoren können sich aber nicht sicher sein, ob der ETS gegebenenfalls in Zukunft durch andere Maßnahmen flankiert wird.“

An dieser Aussage sind mehrere Dinge in Frage zu stellen: zum einen hat sich das ETS auf europäischer Ebene, was den CO₂-Ausstoß der Stromerzeugung anbetrifft, als sehr zuverlässiges Instrument bewährt: Die prozentuale Gesamtreduktion der CO₂-Emissionen im Rahmen des EU-Emissionshandelssystems (EU ETS) von 2005 bis 2023 beträgt etwa 47 %. Warum aber die zukünftige Zuverlässigkeit des Investitionsumfeldes durch eine „Flankierung durch andere Maßnahmen“ in Frage gestellt wird, ist schleierhaft und nicht vertrauensfördernd.

Ohnehin gilt: Das von der EU vorgelegte Strommarktdesign, das von einem „Energy Only“ Ansatz ausgeht, sollte sinnvollerweise auch in Deutschland zur Anwendung kommen. Die vielfältigen Vorteile eines europäischen Strom-Verbunds liegen auf der Hand, sowohl mit Blick auf die Nutzung von Erneuerbaren als auch auf die Preise und die Versorgungssicherheit. Insofern sind die Kapazitäten zum Stromtransport zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern auszubauen, aus unserer Sicht mindestens zu verdreifachen. Allerdings können wir von unseren Nachbarländern nicht erwarten, dass sie permanent die Über- und Unterschüsse unserer volatilen Stromproduktion ausgleichen.

Die aktuellen Zahlen belegen das Dilemma, in das der Kurs des EEG und die überzogene Förderung volatiler Erzeugung Deutschland gebracht hat. Es gibt eine Diskussion, ob in einer ohnehin kritischen Haushaltslage der Finanzierungsbedarf für die EEG-Förderung im laufenden Jahr auf 23 Milliarden steigen wird. Diese Entwicklung ist darüber hinaus ein Zeichen höchst unsozialer Politik, da diese Milliarden von Subventionen z.B. zu Lasten der langen vernachlässigten Infrastruktur in Deutschland gehen.

Die im vergangenen Jahr vorgenommene Umlagerung dieser Ausgaben von den Stromverbrauchern auf alle Steuerzahler macht das Problem nicht kleiner. Es wird jetzt transparent und erhöht hoffentlich den Anpassungsdruck! Die aktuelle EEG-Förderung ist für die Steuerzahler hochgradig unwirtschaftlich: Während der Marktwert beispielsweise von zusätzlichem Strom aus neu gebauter PV-Erzeugung in vielen Stunden des Jahres schon heute nahe Null oder Negativ ist, kann vom Betreiber eine auf 20 Jahre festgeschriebene Einspeisevergütung von mehr als 8 ct/kWh kassiert werden. Auch der bisher bestehende „Einspeisevorrang“ von Sonne und Wind kann nicht fortbestehen. Mittlerweile sind sehr viele nicht steuerbare PV-Anlagen im System, was durch den Wegfall der Beschränkungen für Balkonkraftwerke bzw. der 70%-Regelung noch deutlich verstärkt wird. Viele Akteure warnen davor, dass dies bereits kurzfristig die Stabilität des Stromsystems gefährden kann.

Die bisher gewährte EEG-Förderung wird den Bundeshaushalt noch auf viele Jahre erheblich belasten. Es wird Zeit, dass sich die volatile Erzeugung in Zukunft ohne Bevorzugung im Markt bewähren muss.

Die Kosten, um die Ziele der Energiewende zu erreichen, erscheinen ohnehin astronomisch und nicht finanzierbar, zudem werden sie regelmäßig nach oben korrigiert. Laut dem im April 2024 veröffentlichten Fortschrittsmonitor von BDEW und E&Y sind bis 2030 Investitionen in Höhe von 721 Mrd. € erforderlich, davon 49 % für die Stromerzeugung und 41 % für den Ausbau der Energienetze (Strom und Gas). Ab 2031 werden bis 2035 weitere Investitionen in

Höhe von 493 Mrd. € für den Ausbau der Stromerzeugung und die Übertragungs- und Verteilnetze geschätzt, insgesamt also 1.214 Mrd. € bis 2035. Die weiterlaufenden EEG-Subventionierungen aus der Vergangenheit sind hierbei nicht eingerechnet.

Aus unserer Sicht wäre es für die Wirtschaftlichkeit des Gesamtsystems vorteilhaft, wenn die Bundesregierung bereit wäre, die Rahmenbedingungen für den Einsatz von Carbon Capture Lösungen insbesondere für zukünftige Kraftwerke zügig zu definieren. Dadurch entstehen mehr Handlungsalternativen für die Marktteilnehmer und sie können nach ihrer Einschätzung der Wirtschaftlichkeit Investitionsentscheidungen treffen. Auch sollte es kein Tabu sein, aus Wirtschaftlichkeits- und Klimaschutzabwägungen Kernkraftwerke zu reaktivieren oder neue zu bauen.

Der erste Schritt auf dem Weg zu einer bezahlbaren und pragmatischen Lösung wäre nun, die volatile Erzeugung auf Basis von Wind und Solar in den Markt zu entlassen, anstelle ein neues, immer aufwändiger werdendes Subventionskonzept für nicht harmonisierende Einzelteile auf viele Jahre festzuschreiben. Das ist auch damit zu begründen, dass mit dem bis zum Inkrafttreten des neuen EEG erreichten Ausbau die wirtschaftliche Belastungsgrenze des deutschen Stromsystems erreicht ist. Jeder weitere Ausbau volatiler Erzeugung wird zu überproportionalen Zusatzkosten führen.

Kommentierung zu **Kapitel 3.2 Investitionsrahmen für steuerbare Kapazitäten.**

Während nach planwirtschaftlichem Muster Ziele für den Ausbau volatiler Erzeugung kommuniziert sind, bleibt der Bedarf für neue und modernisierte steuerbare Kapazitäten (zunächst gemäß BNetzA 17 bis 21 GW Kraftwerke, wovon 12,5 GW als „no-regret-Maßnahme“ kurzfristig ausgeschrieben werden sollen) sowie für die europarechtlich erforderliche Reserve², im vorliegenden Dokument unklar. Es ist damit zu rechnen, dass Deutschland insgesamt steuerbare Kapazitäten in einer Größenordnung von etwa 70 GW bis 2035 benötigt (McKinsey Januar 2024); und langfristig möglicherweise bis zu etwa 130 GW, je nach Entwicklung der Spitzenlast (Prof. Markus Löffler, Westfälisches Energieinstitut).

Dabei ist angesichts der kontinuierlich zunehmenden staatlichen Steuerungseingriffe, die erwiesenermaßen wirtschaftlich ineffizient sind, die Frage zu stellen, ob für den erforderlichen Neubau steuerbarer Kapazität nicht einem weitgehend marktwirtschaftlichen

² Bei letzterer handelt es sich um steuerbare Bestandsanlagen, auch Kohlekraftwerke, außerhalb des Marktes für Extremsituationen um „blinde Flecken“ zu vermeiden.

System, welches sich signifikant auf Basis der erwartbaren Preisspitzen finanziert, der Vorzug zu geben ist.

Wie schon von DIHK, EEX, BNE und Connect Energy Economics oder auch von „Die Familienunternehmer“ und der Initiative Zukunft Wirtschaft (IZW) ausgeführt, erfüllt die Verpflichtung zum Spitzenpreis-hedging (sog. KMS, **K**apazitätsabsicherungs**m**echanismus durch **S**pitzenpreishedging) die Anforderungen am besten. Klimapolitisch gibt es im Rahmen des EU-Emissionshandels keine Begründung für einen Kapazitätsmechanismus, andernfalls würde man auch nicht häufig zögerlich auf die erforderlichen Verhandlungen mit Brüssel verweisen. Und in der Tat es wäre für Deutschland wesentlich effizienter, wenn es die gegebenen EU-Rahmenbedingungen möglichst unverändert übernehmen würde. Darüber hinaus würde die stromkostensteigernde Einführung einer neuen Umlage in Deutschland zur Finanzierung des Kapazitätsmarkts entfallen; und die notwendige sehr zeitaufwendige beihilferechtliche EU-Prüfung könnte entfallen.

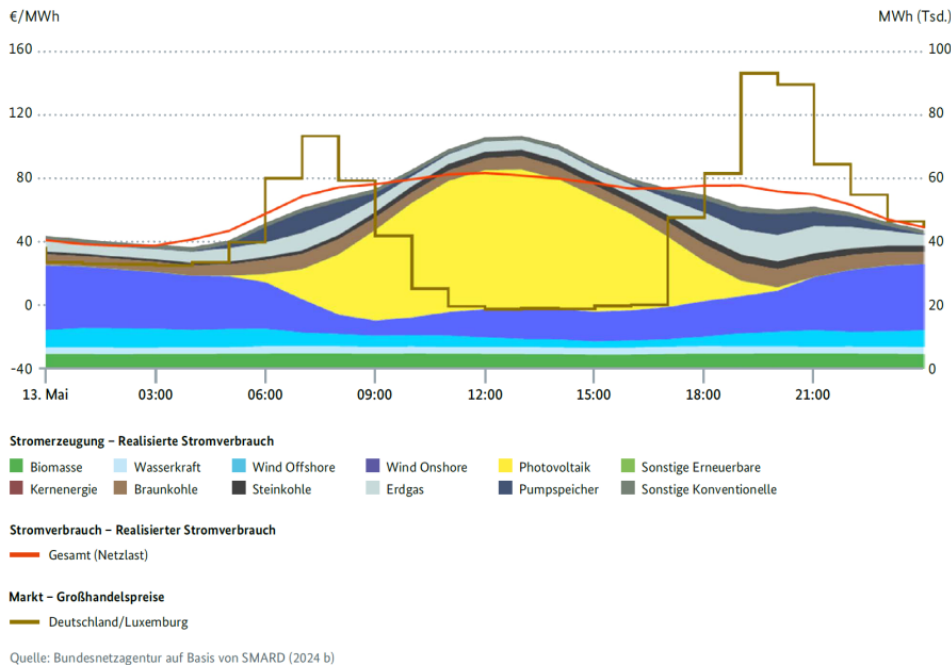
Wie im BMWK-Entwurf beschrieben, würden Versorger beim KMS verpflichtet, ihre Liefervereinbarungen abzusichern – über Termingeschäfte und Optionen. Wie vorgeschlagen, müssen die Bilanzkreisverantwortlichen ohnehin auch die neue EU-Hedging-Verpflichtung umsetzen, da sie für die Strombeschaffung und Preisabsicherung verantwortlich sind und bei ihnen die für die Absicherung erforderlichen Daten vorliegen. Wie weiter ausgeführt, wären die Anbieter solcher Absicherungsprodukte Betreiber steuerbarer Kapazitäten unterschiedlichster Couleur. Sie würden ihren Aufwand auf die Strompreise umlegen, wobei der effizienteste Anbieter Vorteile für sich verbuchen kann. Die aus marktwirtschaftlichem Wettbewerb resultierenden Kostenerhöhungen sind sicherlich niedriger als diejenigen aus den verschiedenen planwirtschaftlichen Kapazitätsmärkten.

Um den privaten Investoren eine möglichst breite Technologieauswahl incl. der Option CCS zu ermöglichen, sollten auch mit höchster Priorität die rechtlichen und regulatorischen Voraussetzungen für die umfängliche Nutzung von CCS in Deutschland geschaffen werden, im Einklang mit der EU CCS Strategie und in enger Abstimmung mit den benachbarten EU-Ländern. Wettbewerb um low-carbon grundlastfähige Kapazitäten wird zu kosteneffizienteren Lösungen führen als die alleinige Option Rückverstromung von grünem Wasserstoff (der erkennbar sehr teuer bleiben wird).

Sie schreiben auf S. 56 „In einem dekarbonisierten Stromsystem besteht jedoch kein Bedarf an dieser Grundlast (der Großkraftwerke)

mehr“. Mit Ihrer Abbildung 19 widerlegen Sie diesen Gedanken und zeigen die Dimension der Herausforderung, wenn auch noch bei einem vergleichsweise mäßigen Strombedarf:

Abbildung 19: Erzeugung, Verbrauch und Day-Ahead-Strompreis in Deutschland am 13. Mai 2024



Es ist dargestellt, dass sich die Netzlast an diesem Beispieltag zwischen 40 GW und 80 GW bewegt, also auch in der Nacht eine grundlastartige Leistung von ca. 40 GW permanent verfügbar sein muss. Die minimale Grundlast im Jahr 2024 betrug bisher 38 GW.

Gleichzeitig wird augenfällig, dass die volatile Erzeugung weit davon entfernt ist, diese Last gleichmäßig erbringen zu können. Im Jahr 2024 betrug die geringste Leistung aus Photovoltaik- und Windkraft-Anlagen nur 0,3 GW. Alle erneuerbaren Energien zusammen (inkl. Wasser, Biogas) lieferten nur 0,9 GW. Selbst eine Vervielfachung der PV- und Windleistung würde daran wenig ändern, auch wenn die Zeiträume, in denen solche Lücken auftreten, kürzer würden. In der Stromversorgung zählt jede Sekunde, um das System stabil zu halten. Gleichzeitig verfügt Deutschland derzeit über eine theoretische Speicherkapazität von ca. 0,06 TWh bei einem Tagesverbrauch von ca. 1,5 TWh. Die Feststellung entbehrt daher jeder Grundlage.

Und dies in einem Szenario, bei dem wir noch weit von der angestrebten erhöhten Stromnachfrage von mindestens 700 TWh pro Jahr (bis 2040 geplant etwa 1000 TWh) entfernt sind.

Heute werden rund 45 Prozent des Stroms recht gleichmäßig über Tag und Nacht verteilt von der Industrie verbraucht. Mit einem

Tagesverbrauch, der ungefähr dem 1,5-fachen des nächtlichen Verbrauchs entspricht. Hinzu kommt tagsüber nochmals ein signifikanter, recht gleichmäßiger Verbrauch aus Gewerbebetrieben. Nur ungefähr 25 Prozent entfallen auf die privaten Haushalte, mit deutlichen Verbrauchspitzen am Morgen und in den Abendstunden, entsprechend moderat können deren Beitrag zur Flexibilisierung der Stromnachfrage nur ausfallen.

Damit stellen sich zwei Fragen: Welche Flexibilisierungsbeiträge sind mittel- und langfristig möglich und welche Verbraucher sollen diese erbringen?

Die BNetzA strebt laut Bericht zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit bis 2031 etwa 60 GW an Flexibilitäten an, die aus Bereichen kommen sollen, die ihren Wachstumsprognosen weit hinterher sind und noch nicht flexibilitätsfähig angeboten werden: Elektromobilität, Wärmepumpen, Batteriespeicher (auch im Heimbereich) und Power-to-Gas. Zur Nutzung dieser Kapazitäten ist ein automatisiertes Energiemanagement erforderlich und die entsprechenden Rahmenbedingungen müssen entwickelt werden.

Von den etwa 60 GW entfallen nur 8 GW auf industrielle Prozesse und Querschnittstechnologien sowie weitere 4,5 GW auf Netzersatzanlagen, also z.B. Notstromaggregate. Erstaunlich ist, dass der überwiegende Teil der Flexibilität, die in sieben Jahren nutzbar sein soll, aus Quellen stammt, die bisher nicht oder nicht nennenswert existieren. Zudem betreffen diese zu einem großen Teil den Haushaltsbereich, der in seiner überwiegenden Mehrheit über nur begrenzte Flexibilitätpotenziale verfügt, da der Lebensrhythmus der Menschen stark von den Anforderungen der Arbeitswelt geprägt ist. Eine realistische Umsetzung ist zudem nur über automatisierte Prozesse möglich, wofür wiederum die Digitalisierung und die notwendigen rechtlichen Voraussetzungen fehlen. Der derzeit eingeschlagene Weg über zentrale Steuerungsmechanismen diese Flexibilisierung nutzbar machen zu wollen, schafft neue Risiken.

Doch auch bei den aus industriellen Prozessen erwünschten Anteilen muss die Frage erlaubt sein, wie das ohne wirtschaftliches Desaster gehen soll? Überspitzt gesagt: soll eine Molkerei im Winter nur bei Sonne und Wind arbeiten, ansonsten die Arbeit unterbrechen und die Mitarbeiter nach Hause schicken? Soll die Montage von Autos im Winter nur an Tagen erfolgen, wo ausreichend Sonne und Wind verfügbar sind, ebenso die Herstellung von chemischen und pharmazeutischen Produkten? Und wie sollen sensible IT-Infrastrukturen in Deutschland betrieben werden?

Viele kontinuierlich betriebene Prozesse zur Herstellung z.B. von chemischen, keramischen, glas- oder gusstechnischen Produkten aber auch KI-Anwendungen sind auf eine stabile,

unterbrechungsfreie Energieversorgung angewiesen - ganz zu schweigen von den prohibitiven Kosten ständiger Betriebsunterbrechungen und daraus resultierender Qualitätsprobleme. Die geäußerte Vorstellung des BMWK vom Paradigmenwechsel im Stromsystem geht an der betrieblichen Realität produzierender Unternehmen völlig vorbei und wird erhebliche Folgeschäden durch Abwanderung ganzer Branchen, steigende Arbeitslosigkeit und in Folge eines erheblichen „brain-drains“ ungewollte strategische Abhängigkeiten zur Folge haben.

Die Kommentierungen von McKinsey und die GES-Veröffentlichung vom Juni 2024 stimmen völlig darin überein, dass zur Absicherung der hohen Anteile volatiler Erzeugung ein Ausbau zuverlässig steuerbarer Stromerzeugungssysteme höchste Bedeutung hat. Wie bei der Entlassung der volatilen Erneuerbaren in den Markt sollte man aber auch an dieser Stelle einem marktwirtschaftlichen Ansatz vertrauen und den im KMS skizzierten Weg über eine verpflichtende Absicherung der Liefervereinbarungen folgen. Nicht ohne Grund ist dies der Weg, den die neue EU-Strommarktrichtlinie vorsieht. Die vom BMWK präferierte Option „Kombinierter zentraler und dezentraler Kapazitätsmarkt“ wurde von Frontier Economics als zu komplex, mit zu vielen offenen Fragen behaftet und dadurch zeitlich nicht bis 2028 einführbar charakterisiert (Studie vom 27.8.2024). Es wäre für die Versorgungssicherheit sträflich, das Risiko nicht ausreichender disponibler Stromerzeugungskapazitäten in Deutschland einzugehen.

Kommentierung zu **Kapitel 3.3 Lokale Signale**

„Ein lokales Signal ist ein Anreiz, der das Übertragungs- oder Verteilnetz entlastet, also die beschränkte Kapazität der Netze für Akteure im Stromsystem für ihre Entscheidungen sichtbar macht (zum Beispiel durch Preissignale, aber auch durch andere Mechanismen).“

Eine Lösung der Probleme dort, wo sie entstehen, ist sehr zu begrüßen. Dies entspräche der Idee dezentraler Funktionseinheiten mit einem sektorübergreifenden Energiemanagement („Energiezellensystem“). Gemeint ist ein tatsächlicher regionaler physikalischer Ausgleich in Echtzeit, nicht nur ein kommerzieller abrechnungstechnischer. Energiezellen können die hohen Belastungen des Stromsystems regional abfedern helfen, wären also Möglichkeiten zur zumindest flankierenden Entlastung von kritischen Netzbereichen.

Jede Entlastung schafft aber Spielraum für die weitere Entwicklung, ohne einzelne Akteure und insbesondere die Wirtschaft zu

überfordern. Energiezellen oder auch Microgrids kommen in anderen Regionen mit hoher volatiler Erzeugung wie in Kalifornien immer mehr zur Anwendung. Allerdings fehlen in Deutschland jedoch die entsprechenden Rahmenbedingungen, um die verfügbaren technischen Lösungen auch in größerem Umfang umsetzen zu können.

Ein solcher Ansatz würde zudem mehr Menschen als Mitgestalter in die Energiewende einbinden und macht sie zu Unterstützern, was wohl auch dringend erforderlich ist. Denn die wenigsten Menschen haben bisher wirklich verstanden, wie das Stromversorgungssystem funktioniert und dass die Installation einer PV-Anlage zwar gut für das eigene Gewissen, aber kaum für die Versorgungssicherheit ist. Gleichzeitig könnte ein solcher Ansatz wohl auch den geplanten unbezahlbaren Netzausbau reduzieren und das Versorgungssystem robuster machen.

Unklar bleibt in diesem Teil des Entwurfs wie auch im nächsten, wie die Abgrenzung der Gebiete für lokale Signale geschieht und welche Kriterien sie begründen: sind es physikalisch-technische oder sind es die existierenden Bilanzkreise? Oder Gruppen von Bilanzkreisen?

Dabei ist die Argumentation: *„Eine Form der lokalen Signale zur Steuerung wird notwendig, da der Netzausbau „bis zum letzten Kilowatt“ nicht sinnvoll ist, gleichzeitig aber immer mehr neue flexible Verbraucher und Speicher in das System kommen, wird das Gesamtsystem auch eine Form von lokalen Signalen zur Steuerung erfordern“* sicherlich allein deshalb zu begrüßen, da die im Raum stehenden Geldbeträge für den Ausbau der Übertragungs- und Verteilnetze schlichtweg nicht finanzierbar sind: wo immer in sinnvollem Umfang hierbei gespart werden kann, sollte man damit unmittelbar beginnen. Der hierfür geeignetste Ansatz wäre, wie bereits diskutiert, die vollständige Entlassung neu installierter volatiler Erzeugung in den Markt.

Eine Neukonfiguration der bisher einheitlichen Gebotszone in Deutschland halten wir, wie auch im Entwurf dargelegt, für ein politisch falsches Signal und lehnen es daher ab. Zwar gibt es sicherlich Aspekte, die dafürsprechen (bspw. wäre dies energieökonomisch grundsätzlich nachvollziehbar) aber unter Abwägung der Vor- und Nachteile erscheint eine Beibehaltung einer einheitlichen Zone vorteilhaft. Die resultierenden höheren Kosten für Unternehmen und Verbraucher in der teureren Zone würde die Gefahr mit sich bringen, soziale und wirtschaftliche Ungleichgewichte zu verstärken bzw. die Abwanderung von stromintensiven Industrien aus Deutschland gleich ins Ausland bewirken.

„Netzentgelte werden ein immer wichtigerer (gemeint ist wohl: ein immer größerer, bisher ausschließlich fixkostenartiger) Bestandteil des Strompreises.“

Eigentlich sollte zukünftig von Systemkosten und nicht mehr von Netzentgelten gesprochen werden, da die enthaltenen Kosten weit über die bisherigen netzrelevanten Betriebsmittel (Leitungen, Umspannwerke, Transformatoren) hinausgehen (z.B. „besondere netztechnische Betriebsmittel“, Redispatch-Maßnahmen, Digitalisierungsmaßnahmen etc.)

Die Zuständigkeit für die Einführung und Ausgestaltung eines solchen Instruments liegt bei der Regulierungsbehörde, der BNetzA. Diese wird wie bekannt das bestehende System komplett überholen. Auch hier gilt es zu beachten: Die volkswirtschaftliche Wertschöpfung liegt nicht in der Erzeugung und Bereitstellung von Strom, sondern in dem, was möglichst intelligent damit gemacht wird. Die zeitliche Verfügbarkeit von Strom sollte kein Kriterium sein. Insofern sind negativ kostenbelastende Effekte, die die wirtschaftliche Wertschöpfung negativ beeinflussen, abzulehnen. Alleine aufgrund der weiteren volkswirtschaftlichen Folgekosten.

Der Grundgedanke, Netzentgelte zukünftig nicht nur ausspeiseseitig, sondern auch einspeiseseitig zu erheben, birgt sicherlich strategisches Potenzial, erhöht aber die Komplexität des Ganzen weiter. Gleichzeitig behindert diese Vorgabe bereits heute den zwingend notwendigen Speichereinsatz. Daher zeigt sich auch hier, dass mit einem komplementären Systemdesign („Energiezellen“) vermutlich deutlich mehr, schneller und effektiver erreicht werden kann.

Wir stehen der zusätzlichen Einführung von dynamischen Tarifmodellen grundsätzlich offen gegenüber. Dabei ist es uns wichtig, dass der Kunde (Verbraucher oder Gewerbe/Industriekunde) trotzdem weiter ohne Benachteiligung gegenüber seiner bisherigen Situation ein Tarifangebot mit festem Strompreis wählen kann, da wahrscheinlich eine Reihe von Stromverbrauchern selbstständig keine Absicherung gegen extreme Strompreisschwankungen darstellen können. Dynamische Tarife wären in der Regel günstiger als feste ct /kWh-Preise, und könnten Kunden mit Möglichkeiten zur Flexibilisierung ihrer Stromnachfrage anreizen. Eine solche dynamische Bepreisung sollte allerdings nur als Anreiz für technische Notwendigkeiten und zur Förderung funktionaler Einheiten dienen, da ansonsten wieder Fehlanreize gesetzt werden. Denn ein Preissignal sagt zunächst nichts darüber aus, ob mit dem dazugehörigen Verbrauch auch ein systemdienlicher Beitrag geleistet wird.

Dass die bisher gezahlte Netzzumlage in Höhe von 0,643 ct / kWh, mit der alle Netznutzer die atypische Nutzung und die Bandlastprivilegierung subventionieren, in ihrer zukünftigen Höhe noch nicht kommentiert wurde, lässt ebenfalls nichts Gutes ahnen. Nebenbei: über die erwartbare Höhe der zukünftigen Subventionierung von geplanter zusätzlicher Erzeugung aus Sonne und Wind Onshore (zuletzt waren es mehr als 6 ct / kWh) und deren Finanzierung kann man nichts im Entwurf finden.

Zusammenfassend erscheint uns eine wesentliche Schwäche des vorliegenden Entwurfes, dass er sich zur praktischen Anwendung der Begrifflichkeit „lokale Signale“ nicht äußert und insofern keine hierauf bezogene Kommentierung erlaubt. Generell fehlt ein systemischer Ansatz, der auch das Denken über die bestehenden Strukturen hinaus erkennen lässt.

Kommentierung 3.4 Nachfrageseitige Flexibilisierungspotenziale heben.

Der Gedanke, möglichst bald mit dem Sammeln von Erfahrungswerten zu dieser Thematik zu beginnen, ist sicherlich zu begrüßen, da natürlich eine systematische Datenbasis, kompetent genutzt, immer zu besseren Entscheidungen führen wird. Dafür sollte die BNetzA den Hochlauf dynamischer Tarife und ihre Auswirkungen auf Netz und Markt eng monitoren und evaluieren und bei Bedarf frühzeitig auf Anpassungsbedarf aufmerksam machen. Ergänzend sinnvoll wäre es, die Etablierung von sog. Energiezellen zu testen, bei denen der Schaden bei möglichen Fehlentwicklungen gering wäre. Zunehmende Komplexität erfordert auch neue kleinteilige Strukturen, die jeweils sicher beherrscht werden können.

Dazu sollten Industrie und andere Verbraucher in die Beurteilung der Effekte in einflussreicher Art und Weise hinzugezogen werden.

Wie viele Beispiele aus den vergangenen Jahren zeigen, sollten die möglichen Potenziale zur Nachfrageflexibilisierung nicht überschätzt werden.

So gibt es beispielsweise für den Einsatz von batterieelektrischen Fahrzeugen (BEV) für ein bidirektionales Laden (Nutzung der BEV-Batterie als Speicher) und damit systemdienliches Verhalten bereits hohe Erwartungen, aber wenig konkrete Umsetzungen. Auch hier ist eine entsprechende Digitalisierung zwingende Voraussetzung für ein systemdienliches Verhalten. Dabei geht es bei weitem nicht nur um den Rollout von Smart Metern, sofern diese überhaupt für die notwendige Steuerung geeignet sind.

Während Wind- und PV- Erzeugungsanlagen relativ einfach und schnell in Betrieb genommen werden können, ist dies in vielen anderen notwendigen Infrastrukturbereichen mit einem deutlich höheren Ressourcen- und Personalaufwand verbunden. Und der Fachkräftemangel betrifft mittlerweile fast alle Bereiche, so auch den Aufbau, den Betrieb oder die Erhaltung einer sicheren digitalen Infrastruktur, die eine zentrale Voraussetzung für jede Umsetzung von Flexibilisierung ist.

Der derzeit verfolgte Weg, vorrangig möglichst viel volatile Erzeugung zu installieren, überwiegend ohne systemdienliche Steuerungsmöglichkeit, wird die Systemkosten weiter drastisch erhöhen und zur Gefährdung der Versorgungssicherheit beitragen.

Im BMWK-Papier wird auch der „Abbau von Hindernissen zur Flexibilisierung der Stromnachfrage“ thematisiert, und als Beispiel wird die heutige Bevorzugung von ganzjährigem gleichbleibendem Strombezug bei den Netzentgelten angeführt (§ 19 StromNEV-Umlage, die auch als „**Bandkundenprivileg**“ bekannt ist). Diese Umlage ermöglicht es bestimmten Großverbrauchern, wie energieintensiven Unternehmen, reduzierte Netzentgelte zu zahlen. Die entgangenen Erlöse der Netzbetreiber durch diese reduzierten Entgelte werden auf alle anderen Stromverbraucher umgelegt. Für das Jahr 2024 beträgt die Umlage 0,643 ct/kWh für kleine Stromabnehmer (wie Haushalte). In Fachkreisen wird für 2025 mindestens eine Verdopplung dieser Umlage erwartet, da mittels dieser Umlage Mehrkosten der Erneuerbaren Energien bei den Netzbetreibern finanziert werden sollen.

Regulatorisch zuständig bei diesem Thema ist die BNetzA, die gerade auch einen politisch gewünschten Reformvorschlag vorgestellt hat. Dieser soll Abnehmer grösserer Strommengen (Kunden mit „7000h Regel“, die heute ein reduziertes Netzentgelt zahlen) stärker belasten, angeblich um „*einen heutigen Fehlanreiz*“ (die BMWK-Idee dahinter wohl: künstlich erhöhter Stromverbrauch) zu beseitigen. Diese Denkweise geht an der betrieblichen Realität vieler industrieller Stromabnehmer völlig vorbei: Maschinen und Anlagen in der Produktion laufen kontinuierlich. Es ist vielmehr ein Versuch, die Probleme der politischen Präferenz einer volatilen Stromerzeugung basierend auf Sonne und Wind auf die Stromabnehmer zu übertragen und diesen die Verantwortung für das nicht gelöste Beherrschen der Volatilität zuzuschieben. Und eine bestehende Umlage zu nutzen, um die steigenden Kosten der Volatilität wieder mehr auf die Stromkunden abzuwälzen. Ein weiterer Aspekt: Gerade in der sich massiv verändernden geopolitischen Lage sind natürlich auch Fragen der Sicherheit, etwa auch in Form von potenziellen Sabotageakten, beim Einsatz smarterer, internetgestützter Netze und Steuerungen z.B. beim Einsatz

dynamischer Stromtarife zu beachten. Ein Eindringen durch Hacker in solche Systeme könnte zu erheblichen Schäden und Verwerfungen führen. Hier könnten Energiezellen erhebliche Vorteile bieten, wo per Design bereits eine Schadensausbreitung verhindert wird.

Fazit

Deutschland hat heute bereits die höchsten Stromkosten für ein Industrieland in Europa, und seriöse Studien erwarten als Folge der BMWK-Strategie eine weitere Verteuerung und keine (Wieder-)Annäherung an international wettbewerbsfähige Strompreise.

Die bereits laufende deutsche Deindustrialisierung wird damit weiter beschleunigt anstatt eingedämmt. Insbesondere die in einigen Ausprägungen des BMWK-Strommarktdesigns notwendigen neuen Umlagen („Kapazitäts-Markumlage“, „Umlage für nicht gezahlte Netzentgelte (wegen lokaler Absenkung der Netzentgelte), ...) zeigen die wachsenden Probleme der einseitigen Fokussierung auf eine volatile Erzeugung.

Statt immer neue planwirtschaftliche und kleinteilige Steuerungsinstrumente einzuführen, ist zwingend eine Grundsatzkorrektur erforderlich: bei neuen Wind- und PV-Projekten ab 2027 sollte es grundsätzlich keine Förderung und keinen Einspeisevorrang mehr geben. Das würde den Ausbau von sonne- und windbasierter Erzeugung wieder auf die Investitionen in die ertragreichen Standorte inkl. Re-powering fokussieren. Steuerbare Kapazitäten sollten über die Verpflichtung zum Spitzenpreis-Hedging incentiviert werden.

Eine effektive Strategie zum Erreichen der Klimaziele in Deutschland muss auch wettbewerbsfähige Standortbedingungen für mittelständige und große Unternehmen gewährleisten. Denn ohne den großen Wertschöpfungsbeitrag der energieintensiven Unternehmen in Deutschland kann auch die notwendige Transformation im Globalen Süden nicht ausreichend finanziell und ressourcenmäßig unterstützt werden, was aber zur Bewältigung der Folgen der Klimakrise und auch zur Erreichung der globalen Klimaziele zwingend notwendig erscheint. Deutschland würde damit seinen Wohlstand und sozialen Frieden unnötig gefährden, ohne tatsächlich einen nennenswerten Beitrag zur Lösung der globalen Klimakrise zu leisten.

Autoren von Global Energy Solutions e.V.: Ulrich Begemann, Christof von Branconi, Thomas Frewer; Autoren von IZW-Energie von Robert Koch, Bernhard Leidinger, Herbert Saurugg