

STELLUNGNAHME | ENERGIEPOLITIK | STROMMARKTDESIGN**Stellungnahme zu BMWK-Diskussionspapier „Strommarktdesign der Zukunft“***Optionen für ein sicheres, bezahlbares und nachhaltiges Stromsystem***6. September 2024****Einleitung**

Aktuell wird intensiv über Anpassungen des Strommarktdesigns diskutiert. Dieses muss die Versorgungssicherheit im Rahmen der Transformation zur Klimaneutralität nachhaltig gewährleisten und darf die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie nicht beeinträchtigen. Dabei sollte das langfristige Investitionsumfeld durch klare und stabile politische Leitlinien bestimmt sein. Vor diesem Hintergrund nimmt der BDI im Folgenden Stellung zum Diskussionspapier „Strommarktdesign der Zukunft“ des BMWK. Aufgrund der kurzen Frist wird dabei nicht auf alle Konsultationsfragen eingegangen, zumal diese sich mit Details beschäftigen, die vor allem im Bereich der Energiewirtschaft und nur mittelbar von der Industrie geklärt werden müssen. Der BDI behält sich vor, weitere Punkte gegebenenfalls zu einem späteren Zeitpunkt im Rahmen der Diskussion zum Strommarktdesign zu kommentieren und bezieht sich zunächst besonders auf die Stimmigkeit des Gesamtsystems.

Der BDI begrüßt die Initiative des BMWK, die Diskussion um das Strommarktdesign noch einmal neu aufzurollen. Nach der Einführung des Strommarkt 2.0 mit seinen zentralen Elementen des freien Preissignals und strenger Bilanzkreistreue sind einige Jahre vergangen, in denen ersichtlich wurde, ob dieses Konzept für einen vom Erneuerbaren-Ausbau getriebenen Strommarkt, der regelbare Kraftwerke und weitere Flexibilitäten anreizt und kosteneffizient einpreist, geeignet ist. Spätestens nach dem Energiepreisschock von 2022 wird klar, dass es großen Bedarf an Nachjustierungen gibt, die aus Sicht des BDI mit grundlegenden Diskussionen über das Marktdesign verbunden werden sollten.

Inhaltsverzeichnis

Einleitung	1
1. Ein Investitionsrahmen für erneuerbare Energien	3
2. Ein Investitionsrahmen für steuerbare Kapazitäten	4
3. Lokale Signale	7
4. Nachfrageseitige Flexibilitätspotenziale heben	9
Gesamteinschätzung	10
Impressum	11

1. Ein Investitionsrahmen für erneuerbare Energien

Erneuerbare Energien werden für die Industrie immer bedeutsamer, da sie von Investoren und Kunden verstärkt nachgefragt werden und ein möglichst grüner Strombezug mittlerweile zum Selbstverständnis vieler Unternehmen gehört. Des Weiteren wirken sie an der Strombörse kostensenkend auf den Referenzpreis, da sie, gemessen an den Betriebskosten, die günstigsten Stromprodukte sind. Somit muss ein stetiger Zubau erneuerbarer Energien im Zusammenspiel mit Netzausbau und Flexibilitätsoptionen schon allein aus Kostengründen gewährleistet bleiben. Dabei müssen jedoch auch die durch Netzausbau und die Integration von Speichern und Reservekraftwerken entstehenden Systemkosten in die Gesamtkalkulation einbezogen werden.

Mit diesem Zubau erneuerbarer Energien sinken aber auch deren Erlös-Chancen am Strommarkt, da sie die ansonsten preissetzenden regelbaren Kraftwerke immer öfter aus dem Markt drängen und damit der Börsenstrompreis fällt. Was für die Stromkunden also niedrigere Handelspreise bedeutet, erzeugt für die Anlagenbetreiber das Problem, dass sie ihre Investitionskosten am freien Strommarkt nicht refinanzieren können. Um diesen Effekt zu dämpfen, müssen Netzausbau und Digitalisierung wohldosiert und in einer gesamtsystemischen Betrachtung kostenoptimiert mit dem weiteren Ausbau erneuerbarer Erzeugungsanlagen Hand in Hand gehen. Dann könnten fallende Preise durch ein Überangebot an grünem Strom durch sich zuschaltende Abnehmer und damit steigender Nachfrage abgemildert werden.

Der BDI begrüßt es, dass das BMWK diese Problematik erkennt und über praktikable Absicherungsmaßnahmen für den Erneuerbaren-Zubau nachdenkt. Dieser Investitionsrahmen, wie ihn das BMWK nennt, soll in allen dargestellten Optionen über staatlich garantierte Fördersysteme gewährleistet werden, deren Funktionsweise, Vor- und Nachteile sehr detailliert erläutert werden.

Für die deutsche Industrie ist dabei nicht entscheidend, ob die Absicherung über das jetzige EEG-System (gleitende Marktprämie), produktionsabhängige oder -unabhängige zweiseitige Differenzverträge oder Kapazitätzahlungen erfolgt. Es ist vielmehr essenziell, dass die Absicherung möglichst reibungslos funktioniert, mit dem bestehenden Strommarkt kompatibel ist und sich die im internationalen Vergleich ohnehin schon zu hohen Stromkosten hierdurch nicht noch weiter erhöhen. Eine Verlangsamung des Zubaus erneuerbarer Energien durch eine neue Fördersystematik, die sich in der Praxis erst bewähren muss, sollte möglichst vermieden werden, darf auf der (System-)Kostenseite aber auch nicht „um jeden Preis“ erfolgen.

Der Maßstab, an dem sich ein neuer Investitionsrahmen messen lassen muss, ist das richtige Verhältnis von Risiko und Rendite, kombiniert mit möglichst geringer Komplexität. Die

Neujustierung bietet damit die Chance, die überbordende Detailregulierung im EEG zu vereinfachen und in ein System zu überführen, das Investitionen anreizt, den operativen Einsatz der Anlagen aber dem freien Strommarkt überlässt. Hierbei sollte ein neuer Investitionsrahmen einen möglichst systemkompatiblen Betrieb erneuerbarer Energien gewährleisten und auch die Kosten von Abregelungen mit den dadurch eingesparten Systemkosten optimieren.

Insgesamt geht das Diskussionspapier aus Sicht des BDI zu wenig auf Vermarktungswege für grünen Strom ein, die sich bereits am freien Markt bewährt haben. Anpassungen am Marktdesign müssen Verzögerungen oder Unsicherheiten bei der weiteren Entwicklung von PPAs sowie Herkunftsnachweisen und Eigenverbrauchsmöglichkeiten in jedem Fall vermeiden. Noch bestehende Hemmnisse sollten zügig abgebaut werden, um so viel erneuerbare Energie wie möglich über sich selbst tragende Modelle abseits der Fördersysteme zu vermarkten. Auch fokussieren die im Diskussionspapier dargestellten Möglichkeiten sehr stark auf den Spotmarkt und lassen den Terminmarkt, die regelmäßige Strombezugsquelle für die Industrie, weitgehend außer Acht.

Die eben erwähnten PPA-Modelle bieten Industriekunden die Möglichkeit, Grünstrom zu einem individuell verhandelten Fixpreis über einen längeren Zeitraum beziehen zu können. Verschiedene Ausgestaltungen können beispielsweise eine räumliche Beschränkung der Beschaffung umgehen und dabei aber trotzdem gleichzeitig die Herkunft aus grünen Technologien nachweisen.

Darüber hinaus könnte auch eine engere Kooperation innerhalb des europäischen Stromnetzes zur Optimierung der Versorgungssicherheit und zur Senkung der Gesamtkosten beitragen. Zentral ist, dass - um die nicht planbare Verfügbarkeit der grünen Stromerzeugung auszugleichen und das industrielle Abnahmeprofil zu decken - wettbewerbsfähige Strompreise auch in jenen Zeiten sichergestellt werden müssen, in denen kein grüner Strom produziert wird und daher der Strom am Markt nur zu deutlich höheren Preisen beschafft werden kann.

2. Ein Investitionsrahmen für steuerbare Kapazitäten

Die Versorgungssicherheit muss oberste Priorität haben, kann aber durch Verzögerungen beim Ausbau erneuerbarer Energien, durch den Kohleausstieg, einen unzureichenden Netzausbau und fehlende Investitionen in neue regelbare Kraftwerke in Gefahr geraten. Die ursprüngliche Idee des Strommarkt 2.0 war, dass sich diese Kraftwerke durch Preisspitzen finanzieren lassen, die es den Betreibern erlauben, in wenigen Einsatzstunden, wenn die Erneuerbaren die Stromnachfrage nicht decken können, sehr hohe Einnahmen zu erzielen. Dieses in der Theorie berechenbare Geschäftsmodell hat bisher in der Praxis nicht zum Bau

neuer Kraftwerke geführt, da das Risiko, auf Preisspitzen in der Zukunft zu setzen, aus Investorensicht zu groß ist. Diese Kraftwerke werden auch stets Grenzkostenkraftwerke sein und daher unter den Bedingungen des aktuellen Strommarktdesigns nur ihre marginalen Kosten vergütet bekommen, nicht aber die zu refinanzierenden Fixkosten.

Hier hat die Übergewinn-Abschöpfung dazu geführt, dass das Vertrauen in die freie Preisbildung als Grundlage für Kraftwerksprojekte nicht mehr gegeben ist. Um aber Versorgungssicherheit und Netzstabilität durch regelbare Kraftwerke gewährleisten zu können, müssen in der nächsten Dekade sehr viele wasserstofffähige Gaskraftwerke hinzugebaut werden. Dies wird erhebliche Mehrkosten verursachen, die von der Industrie nicht zusätzlich getragen werden können. Anderenfalls muss die Bundesnetzagentur bestehende Kohlekraftwerke über die Ausstiegsszenarien hinaus per Anweisung am Netz halten, um eine funktionierende Stromversorgung zu gewährleisten.

Vor diesem Hintergrund unterstützt der BDI sowohl die Ausschreibungen für neue Gaskraftwerke als auch die Überlegungen zur Einführung eines Kapazitätsmechanismus. Dies kollidiert zwar mit dem Grundgedanken des Strommarkt 2.0, aus Perspektive der Systemstabilität ist es aber der einzige Weg, schnell neue regelbare Kraftwerke anzureizen. Mit der vom BMWK empfohlenen Variante einer Kombination aus zentralem und dezentralem Kapazitätsmechanismus sollen die Vorteile der unterschiedlichen Systeme kombiniert werden, was aber wiederum zu einem in seiner Organisation sehr komplizierten Mechanismus führen kann, mit dem es kaum Erfahrungswerte gibt, und potenziell zu einem langen beihilferechtlichen Genehmigungsprozess führen kann. So kann die Verhinderung einer Überdimensionierung auch zu höheren Gesamtkosten führen. Falls zu viele Neuanlagen ausgeschrieben werden, könnten im kombinierten Kapazitätsmechanismus günstigere Bestandsanlagen verdrängt werden, was in einem rein zentralen Mechanismus nicht der Fall wäre.

Aus Sicht des BDI darf es zudem keinen weiteren „Versuch“ geben, Kapazitäten anzureizen. Der Mechanismus „muss“ zum schnellen Bau neuer Kraftwerke führen. Auch sollte die Möglichkeit genutzt werden, europaweit koordinierte Kapazitätsmechanismen zu etablieren, die Synergien zwischen den Mitgliedstaaten heben und die Versorgungssicherheit auf europäischer Ebene stärken. Dafür ist ein hohes Maß an Planbarkeit, Verbindlichkeit und Einfachheit wichtig. Diese Anforderungen erfüllt ein zentraler Kapazitätsmechanismus am besten. In diesem werden klar definierte Leistungsgrößen zu verbindlichen Kapazitätzahlungen ausgeschrieben, mit dem Staat als verlässlichem Auftraggeber. Damit ergibt sich die Chance, den Kohleausstieg gerade noch in den vereinbarten Fristen zu vollziehen. In mehreren europäischen Ländern, die bereits einen Kapazitätsmarkt eingeführt haben (wie Belgien, Italien, Polen und das Vereinigte Königreich), haben sich zentrale Kapazitätsmärkte etabliert. Der

belgische Kapazitätsmarkt wurde von der Europäischen Kommission gemäß der Verordnung (EU) 2019/943 über den Elektrizitätsbinnenmarkt genehmigt und bietet eine solide Grundlage für die Entwicklung eines zentralen Kapazitätsmarktes in Deutschland. In Frankreich gibt es aktuell die Tendenz zur Zentralisierung des ursprünglich dezentralen Kapazitätsmarktes.

Die bereits davor über die Ausschreibungen der Kraftwerksstrategie gebauten Gaskraftwerke sollten nach Auslaufen der Förderung unbedingt in diesen Kapazitätsmechanismus übergehen, um die Strukturen des Strommarktes nicht noch weiter zu fragmentieren. In diesem Zusammenhang ist es wichtig, dass die Realisierung und das Geschäftsmodell dieser Anlagen von den Diskussionen über den zukünftigen Kapazitätsmechanismus nicht negativ beeinflusst werden. Es versteht sich dabei, dass ein solcher Mechanismus neben wasserstofffähigen Gaskraftwerken auch andere Flexibilitäten beinhalten muss, schon allein, um den EU-Vorgaben für Kapazitätsmechanismen zu entsprechen.

Letztlich geht es bei der Ausgestaltung des Kapazitätsmechanismus um eine Abwägung zwischen einem einfachen, schnell implementierbaren und empirisch erprobten System, und einem kombinierten Kapazitätsmarkt, welcher komplex und damit fehleranfällig ist. Auch besteht dabei das Risiko intransparenter und kaum steuerbarer Kostensteigerungen.

Der BDI kann nachvollziehen, dass das BMWK aufgrund der europarechtlichen Genehmigungspflicht ein Gesamtkonstrukt entwickeln muss, dass sowohl kurzfristige Versorgungssicherheit als auch mittelfristige Flexibilitätsoptionen abdeckt, und diesen Genehmigungsprozess nicht in einigen Jahren erneut aufrollen kann. Er weist aber darauf hin, dass die erhofften Vorzüge des dezentralen Parts innerhalb seiner Mitgliedsverbände weitgehend anders gesehen oder gegenüber den oben geschilderten Schwierigkeiten als nachrangig eingestuft werden. Vor diesem Hintergrund sollte auch aus Sicht des BDI die zentrale Komponente absolute Priorität haben. Um neben Kraftwerken auch andere Flexibilitäten anreizen zu können, sollte neben Option 1 des BMWK-Papiers, einer Pflicht zum Spitzenpreis-Hedging, auch die Integrierbarkeit anderer Flexibilitätsoptionen in einen zentralen Mechanismus genauer geprüft werden, bevor ein System etabliert wird, an dem sowohl Anbieter als auch Abnehmer am Strommarkt große Zweifel haben.

Mit Blick auf die Finanzierung eines Kapazitätsmechanismus, sei es über eine gesonderte Umlage oder steigende Beschaffungskosten, betont der BDI, dass es den Industrieunternehmen aufgrund der im internationalen Vergleich bereits sehr hohen Stromkosten nicht möglich ist, weitere Kostenanstiege zu schultern. Insofern müssten hier alternative Finanzierungsinstrumente gefunden werden, so dass im Fall einer Refinanzierung die Kosten für die im internationalen Wettbewerb stehende energieintensive Industrie begrenzt werden. Die

dezentralen Optionen bergen auch das Risiko, dass es zu intransparenten und kaum steuerbaren Kostensteigerungen kommt, da – wie in dem Papier zutreffend beschrieben - die Kosten für die Zertifikate nicht von den Bilanzkreisverantwortlichen getragen, sondern als Teil der Gesamtkosten der Strombeschaffung an die jeweiligen Endkunden weitergegeben werden dürften.

Aus Industriesicht sollten Kraftwerke mit Kapazitätsverträgen weiterhin unbedingt am Terminmarkt teilnehmen dürfen – dieser ist für die Industrie von herausragender Bedeutung. Wenn dies nicht oder nur eingeschränkt möglich ist, steigen die Kosten für den Mechanismus sowie langfristig auch der Strompreis, denn es würden nur Anlagen mit geringem Wirkungsgrad zugebaut, die nur im Falle eines teuren Reserveabrufs Strom produzieren würden.

Darüber hinaus spielt die Einbeziehung von Bilanzkreisen innerhalb der Industrie in Kapazitätsmechanismen sowie die Anrechenbarkeit von industriellen KWK-Anlagen auf die Spitzenlast eine Rolle. In Bezug auf KWK-Anlagen wird ebenfalls auf die drohende Förderlücke durch das Auslaufen des KWKG in 2026 und einem erst 2028 startenden Kapazitätsmechanismus hingewiesen. Diese Lücke würde einen Fadenriss für die Technologie verursachen. Aus diesem Grund sollte das KWKG bis 2030 verlängert werden.

3. Lokale Signale

Der BDI begrüßt die Aussage des BMWK, dass Netzausbau, -optimierung und Digitalisierung die strukturellen Antworten auf Netzengpässe sind. Der geplante Netzausbau, der nach eigenen Erhebungen allein bis 2035 auf über 400 Milliarden Euro veranschlagt werden kann, wird sich im Zusammenspiel mit zunehmender netzentkoppelter Eigenerzeugung allerdings erheblich auf die Netzentgelte auswirken. Die allein dadurch verursachten Netzkosten würden bereits die Gesamtstromkosten internationaler Wettbewerber übersteigen. Bislang wurden diese absehbaren Kosten weder beziffert noch Ideen für deren Verteilung diskutiert. Diese Unsicherheit verhindert aktuell Investitionsentscheidungen und sollte daher dringend über planbare langfristige Rahmenbedingungen beseitigt werden.

Dennoch bilden diese Maßnahmen die technische Basis für einen kosteneffizienten Stromhandel im Rahmen der deutschen Gebotszone. Hierbei begrüßt der BDI ebenfalls die Klarstellung des BMWK, dass eine Aufspaltung der Gebotszone nicht beabsichtigt ist. Solange aber noch Netzengpässe bestehen, sind lokale Signale wichtig, damit sich neue Stromproduzenten und -verbraucher so ansiedeln, dass sie das Stromnetz nicht zusätzlich belasten, sondern im besten Fall der Netzstabilität dienen. Es ist allerdings wichtig, dass bei der

Standortwahl für den Zubau neuer Kraftwerke nicht ausschließlich die jetzige Netzsituation berücksichtigt wird, da mit dem fortschreitenden Netzausbau Netzengpässe sukzessiv abnehmen.

Das BMWK stellt insgesamt drei Optionen - zeitlich/regional differenzierte Netzentgelte, eine regionale Steuerung in Förderprogrammen und flexible Lasten im Engpassmanagement – detailliert dar und diskutiert deren Vor- und Nachteile ausgiebig. Alle drei Möglichkeiten führen aus Sicht des BDI allerdings zu weiter steigender Komplexität im Regelungsrahmen sowie zu einigen rechtlichen Unsicherheiten. Zudem muss die Systemdienlichkeit in einem breiteren Spektrum definiert werden, sodass nicht nur unmittelbare Standortvorteile für die Energieproduktion beachtet werden, sondern Faktoren wie Übertragung, Verteilung, Versorgungssicherheit, Resilienz und die Vermeidung von Redispatch eine gleichsam gewichtete Rolle spielen.

Da es bei lokalen Signalen letztlich immer um Netzthemen geht, sollten diese auch über die Netzbetreiber gesendet werden. Insofern ist der Ansatz von zeitlich und regional differenzierten Netzentgelten grundsätzlich ein denkbarer Ansatz. Die Intention, dass Netzentgelte, die kurzfristige Netzbelastungen anzeigen, Verbraucher veranlassen, aus Kostengründen darauf zu reagieren, entspricht aus Industriesicht allerdings nur sehr bedingt den realen Gegebenheiten. Hier sei auch darauf hingewiesen, dass lokale Signale im Netz, wie etwa variable Netztarife, für Industrieunternehmen erhebliche Nachteile mit sich bringen können. Unternehmen nördlich der Netzengpässe wirken de facto selten bis nie engpassverstärkend, während dies für Unternehmen im Westen und Süden regelmäßig der Fall ist. Bei einer regionalen Differenzierung würden Unternehmen im Westen und Süden benachteiligt.

Alternativ wäre es aber auch denkbar, den Netzbetreibern mehr Freiheiten in Bezug auf flexible Abnehmer zu gewähren, solange diese im Einklang mit zentralen Bestimmungen des regulierten Netzgeschäftes stehen. Wenn diese in ihrem jeweiligen Netzgebiet lokale Signale senden könnten, sei es durch Anpassungen in den Netzentgelten, individuelle Regelungen für besonders interessante Stromabnehmer oder spezielle Förderprogramme für Elektrolyseure, bidirektionales Laden oder flexible Wärmepumpen, dann wäre das Thema bereits auf lokaler Ebene angesiedelt. Unterschiedliche lokale Anreize würden automatisch aus der unterschiedlichen Beschaffenheit der einzelnen Netze entstehen.

Angesichts der hohen Strompreise und drastisch gestiegenen Netzentgelte muss verhindert werden, dass lokale Signale zu einer weiteren Verteuerung des Stroms für industrielle Verbraucher führen. Daher sollte ausschließlich auf positive Anreize gesetzt werden – so wie

dies bei einer zeitweisen Absenkung der Netzentgelte in Regionen mit hoher Abregelung oder bei der regionalen Steuerung durch Förderprogramme der Fall wäre.

4. Nachfrageseitige Flexibilitätspotenziale heben

Durch die zunehmende fluktuierende Netzeinspeisung erneuerbarer Energien wächst der Bedarf an Flexibilitätsoptionen sowohl im Sinne negativer als auch positiver Residuallast. Um die notwendige Anpassung des Marktes kostengünstig und sicher zu gestalten, müssen bereits heute die Voraussetzungen für die Aktivierung der Flexibilitätspotenziale geschaffen werden, damit sie am Markt teilnehmen, sobald entsprechende Preissignale auftreten.

Allerdings handelt es sich bei Flexibilitäten meist um Technologien, die nicht primär für den Strommarkt gedacht sind, sondern diesen lediglich zur preislichen Optimierung ihres Strombezuges nutzen. Der Zweck der Anlagen bewegt sich außerhalb einer energiewirtschaftlichen Logik, seien es Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge oder Industrieanlagen. Dies bedeutet, dass es selbst bei sehr hohen Preissignalen nicht gewährleistet ist, dass sich die Besitzer dieser Techniken auch flexibel verhalten können oder schlicht wollen. An diesem Sachverhalt werden auch die vom BMWK skizzierten zusätzlichen Aktionsfelder dynamische Tarifmodelle, flexible Netzentgelte und der Anreiz zu industrieller Flexibilität wenig ändern können.

Letztendlich muss der Einsatz dieser Flexibilitätsoptionen immer auf Freiwilligkeit beruhen. In Bezug auf die Aktivierung industrieller Flexibilitäten ist die Weiterentwicklung individueller Netzentgelte durchaus interessant. Netzdienliches Verhalten der Unternehmen sollte auch in Zukunft belohnt werden. Anpassungen der Systematik sollten z.B. Leistungsspitzen nicht bestrafen, wenn es gleichzeitig auch zu Einspeisespitzen kommt. Allerdings werden hiervon nur einige wenige industrielle Anwendungen profitieren, deren Gesamtprozess eine Flexibilisierung erlaubt. Das Potenzial zu einer flexiblen Stromabnahme ist in vielen Fällen wirtschaftlich und technisch begrenzt und ein grundlastfähiger Strombezug zu wettbewerbsfähigen Kosten bleibt unabdingbar erforderlich. Deshalb dürfen in dieser Diskussion bisherige etablierte Netzentgelt-Regelungen nicht unbedacht außer Kraft gesetzt werden, mit denen weite Industriebereiche bisher langfristig planen und damit ihre Wettbewerbsfähigkeit sicherstellen.

Durch eine schnell wachsende Einspeisung erneuerbaren Stroms entsteht eine enorme fluktuierende Belastung für alle Netzebenen, was sich in zukünftig stark ansteigenden Netzkosten und damit Netzentgelten zeigen wird. Aus Industriesicht stellt dies ein derzeit unkalkulierbares Kostenrisiko dar, das aufgrund der bereits sehr angespannten Situation am Strommarkt krisenverschärfend wirkt.

Industrielle Prozesse sind primär für eine effiziente und damit kostenoptimale Produktion ausgelegt. Jegliche Veränderung der darauf angepassten Lastabnahme führt zum Verlassen des optimalen Betriebspunktes und zu komplexen Folgewirkungen für die anschließende Wertschöpfungskette, zusätzlichen Kosten und Produktrisiken, was die internationale Wettbewerbsfähigkeit weiter gefährdet. Die Hebung eines in Relation zur gesamt benötigten Residuallast geringen industriellen Flexibilitätspotenzials rechtfertigt diese Risiken nicht.

Die Industrie ist in ihrer Marktrolle Stromabnehmer und trägt weder die Verantwortung für die Stabilität des Stromsystems, noch ist sie Auslöser der energiewendebedingten Kosten des Netzausbaus. Dennoch ist sie offen, ihre Möglichkeiten zur Flexibilität bei der Stromabnahme zu nutzen und auf diese Weise zum Ausgleich und zur Effizienz des Stromsystems und der Netzauslastung beizutragen. Sie setzt dabei aber die Bereitschaft der Bundesnetzagentur und des BMWKs voraus, industrielle Anlagen nicht vorab als Flexibilitätsoptionen des Stromsystems zu klassifizieren, sondern zunächst mit der Industrie hierzu detailliert in Gespräche zu kommen. So versteht der BDI auch den von der Bundesnetzagentur angestoßenen Prozess, der in der Veröffentlichung „Eckpunkte zur Fortentwicklung der Industrienetzentgelte im Elektrizitätsbereich“ skizziert wird. Hierzu wird sich der BDI gesondert äußern.

Gesamteinschätzung

Insgesamt sieht der BDI das BMWK-Diskussionspapier als fundierte Gesprächsgrundlage für die Entwicklung des zukünftigen Strommarktdesigns. Bislang vernachlässigt und im Sinne von Planungssicherheit dringend erforderlich ist allerdings eine Auseinandersetzung mit den Systemkosten, die durch die zunehmende Einbindung erneuerbarer Energien entstehen. Durch die intensive Beschäftigung mit den Details möglicher Absicherungssysteme für erneuerbare Energien, regelbare Kapazitäten und Flexibilitätsoptionen werden einige grundlegende Punkte, die vor allem während der Energie-Hochpreisphase in 2022 deutlich geworden sind, aber vernachlässigt:

Die Bedeutung des freien Preissignals: Verfechter des Strommarkt 2.0 haben immer argumentiert, dass das gesamte Konstrukt nur dann funktioniert, wenn das Preissignal, das Überangebot oder Knappheit anzeigt, von der Politik nicht angetastet wird. Die Energiepreiskrise hat aber gezeigt, dass weder Wirtschaft noch Gesellschaft eine längere Hochpreisphase aushalten und die Politik dementsprechend reagieren muss, was das Vertrauen potenzieller Investoren in die Rahmenbedingungen des Strommarktes beschädigt. Da dies das Grundprinzip des derzeitigen Strommarktes betrifft, scheint es zu kurz gegriffen, darauf zu vertrauen, dass dieses Preissignal alles richten wird, sobald Netzausbau und Digitalisierung vollzogen

sind, und die gewünschten Entwicklungen bis dahin mit anderen, vor allem staatlich organisierten Mechanismen erreicht werden können.

Strukturell höhere Kosten im Stromgroßhandel: Eine aus Industriesicht kurzfristig drängendere Frage ist das absehbar langfristig hohe Preisniveau am Strommarkt durch die gestiegenen Erdgaspreise. Aus der Perspektive der Hochpreisphase sind diese zwar wieder deutlich gesunken, haben sich aber auf dem doppelten Vorkrisen-Niveau eingependelt, was zu einem strukturellen Preisanstieg im Strommarkt geführt hat: Der Durchschnittspreis der letzten Dekade liegt bei etwas über 40 €/MWh. Die aktuelle Markterwartung deutet dagegen auf ein im historischen Vergleich äußerst hohes Preisniveau hin. Hinzu kommen die enormen Systemkosten durch den geplanten Netzausbau und die Integration von Speichern und Reservekraftwerken. Diese Kosten sind insbesondere für industrielle Verbraucher im internationalen Vergleich zu hoch und konterkarieren ebenso die angedachte Elektrifizierung vieler Prozesse. Leider wird bisher nicht thematisiert, mit welchen Maßnahmen im künftigen Energiesystem planbare und international wettbewerbsfähige Strompreise für die Industrie sichergestellt werden können. Es sollte daher schnell geprüft werden, wie die Industrie von niedrigen Erzeugungskosten erneuerbarer Energien möglichst unmittelbar profitieren könnte und wie staatlich induzierte Belastungen und Preisbestandteile deutlich reduziert werden können.

Der BDI empfiehlt, diese Unstimmigkeiten in die weiteren Diskussionen einzubeziehen, und beteiligt sich gerne an der Entwicklung eines in sich stimmigen Strommarktdesigns der Zukunft.

Impressum

Bundesverband der Deutschen Industrie e.V. (BDI)
Breite Straße 29, 10178 Berlin
www.bdi.eu
T: +49 30 2028-0

Redaktion

Johannes Schindler
Referent Energie- und Klimapolitik
T: +49 30 2028-1414
j.schindler@bdi.eu

BDI Dokumentennummer: D 1986