Schleswig-Holstein
Der echte Norden

Schleswig-Holstein
Ministerium für Energiewende,
Klimaschutz, Umwelt und Natur

Ministerium für Energiewende, Klimaschutz, Umwelt und Natur | Postfach 71 51 | 24171 Kiel

Bundesnetzagentur
Große Beschlusskammer
gbk@bnetza.de
- nur per Mail -

Ihr Zeichen: GBK-25-01-1#3 AgNes
Ihre Nachricht vom: 02.06.2025/
Mein Zeichen: V211-3066/2015-7732/2019-UV-69393/2025
Meine Nachricht vom: /

26.03.2026

Konsultation AgNes – Orientierungspunkte zur Beteiligung von Einspeisern –
GBK-25-01-1#3 AgNes

Sehr geehrte Damen und Herren,

herzlichen Dank für die Gelegenheit zur Stellungnahme zu den Orientierungspunkten zur Beteiligung von Einspeisern an den Netzkosten. Aus unserer Sicht begegnet die Erhebung von Netzentgelten von Einspeisern weiterhin erheblichen Bedenken. Diese beruhen auf den folgenden Erwägungen:

Die vorgestellten Modelle und Szenarien für Einspeiseentgelte überzeugen insbesondere mit der Beschränkung auf die Anreizfunktion nicht. Die Gesamtwirkungen von Einspeiseentgelten mit Finanzierungsfunktion und von Einspeiseentgelten mit Anreizfunktion auf die Wirtschaftlichkeit von Anlagen lassen einen dem Aufwand gegenüberstehenden Nutzen nicht erkennen. Sie laufen vornehmlich auf einen Entzug der Entschädigungszahlungen hinaus. Diese Intention geht aus den Ausführungen auch deutlich hervor: Der Anlagenbetreiber soll seine Anlage von sich aus abregeln, um nicht mit den **prohibitiv hohen Einspeisenetzentgelten** belastet zu werden.

Eine marktschonende Ausgestaltung unter Wahrung eines verhältnismäßigen Vertrauensschutzes für den geförderten Bestand wird die durch die Einführung von Einspeiseentgelten verursachten Auswirkungen nicht beheben können. Es wird dringend darum gebeten, zu prüfen, ob die **Erlöse aus Baukostenzuschüssen** bereits **ohne dynamische Arbeitspreise ausreichende Finanzierungsbeiträge** leisten können, um auf die **Erhebung von Kapazitätspreisen und dynamischen Einspeisearbeitspreisen verzichten zu können**.

Die Erhebung einer Entgeltkomponente mit Finanzierungsfunktion und mit Anreizfunktion wird in der Tat obsolet, wenn sich die Einführung eines Baukostenzuschusses durch Änderungen des EEG, des KWKG und der KraftNAV zügig realisieren lässt und vergleichbare Effekte wie diese Netzentgeltkomponenten erbringt. Die Reform der

Netzentgeltsystematik in einem wirtschaftlich schwierigen Umfeld wird dabei von zahlreichen weiteren Herausforderungen begleitet. Hierzu zählt insbesondere, dass aktuell – parallel zur Reform der Netzentgeltsystematik – das Förderregime des EEG auf dem Prüfstand steht. Der Anreiz, dass die EE-Anlagen sich verstärkt auf die freien Netzkapazitäten konzentrieren sollten, könnte auch mittels eines geänderten Ausschreibungs- bzw. Förderdesign gesetzt werden. Die Implementierung von Netzkapazitäten an die EE-Förderung wäre für die Betreiber deutlich transparenter und planbarer als dynamische Einspeisenetzentgelte. Insofern ist ein schrittweises Vorgehen, bei dem nicht zu viele Prozesse parallel angepasst werden, von zentraler Bedeutung.

Insbesondere die **kumulative Kombination aus BKZ und Einspeiseentgelten** wäre eine **untragbare Belastung** für viele Vorhaben. Im Ergebnis erscheinen **einzig BKZ für Neuanlagen rechtlich und energiewirtschaftlich vertretbar**. **Entgelte für Erzeugungsanlagen sind kontraproduktiv**, weil sie die Wirtschaftlichkeit und damit die Realisierung zahlreicher Vorhaben gefährden und die **erforderlichen Instrumente technisch noch nicht vorhanden** und **prozessual nicht hinreichend erprobt** sind. Auch eine vorsichtige, zurückhaltende Einführung wird zurecht noch als Herausforderung betrachtet.

Durch ein anderes System der Bildung von Netzentgelten verändern sich die Netzkosten in der Höhe insgesamt nicht. Die Belastung von Einspeisern mit strommengenabhängigen, dynamischen Netzentgelten würde aber dazu führen, dass zahlreiche Projekte erst gar nicht mehr verwirklicht würden, weil sie durch die mit der zusätzlichen Belastung verbundenen Unsicherheit unwirtschaftlich sind und nicht mehr finanziert werden, da der Finanzierer nicht valide prognostizieren kann, wie sich die Netzengpasssituation für die zu finanzierenden Anlagen über den Betriebszeitraum darstellen wird. Aufgrund dessen wird er sich das erhöhte Finanzierungsrisiko mit einer höheren Eigenkapitalquote bzw. höheren Zinsen abgelten lassen. Einspeiseentgelte werden mit Sicherheit den Ausbau der Erneuerbaren Energien verteuern und den Ausbaupfad einbremsen. Nicht zuletzt mit Blick auf die Erreichung der **Klimaschutzziele** und den **EE-Ausbaupfad** erscheinen **Einspeisenetzentgelte** daher nicht zielführend**.** Wenn die Vorhaben noch realisiert werden können, werden die Kostenbestandteile gewälzt und in den Großhandelspreis verlagert werden. Es sind daneben **signifikante Auswirkungen** von Einspeisenetzentgelten **auf die Strompreisbildung** zu erwarten, weil die **Kosten weitergereicht** werden oder **Erzeugungskapazitäten gar nicht erst errichtet** werden, die zu einer Senkung des Börsenstrompreis insgesamt beitragen würden.

Die Forderungen nach einer Beteiligung der Einspeiser an den Kosten treffen unter anderem auf die **rechtliche Notwendigkeit einer Beteiligung der Industrie an den Netzkosten durch das Außerkrafttreten der StromNEV**, die – für die übrigen Letztverbraucher – mit einem **weitaus größeren Potential zur Deckung der Netzkosten durch die Verursacher** verbunden ist. Es wäre in diesem Zusammenhang auch nicht im Interesse der (stromintensiven) Industrie, einen Anstieg des Börsenstrompreises durch die Verlagerung von Kosten zu bewirken, der zu den künftig womöglich ohne Ermäßigung zu zahlenden Netzentgelten noch hinzuträte.

Es ist mit Blick auf die Normenhierarchie bereits rechtlich fragwürdig, ob die im EEG gesetzlich (bzw. die unionsrechtlich Art. 13 Abs. 7 EBM-V) bestimmte Entschädigung in der vorgeschlagenen Weise per Festlegung umgangen werden darf. Jenseits der rechtlichen Bewertung erscheint es auch energiewirtschaftlich nicht als zielführend, die

rechtlichen Grenzen des Vertrauensschutzes vollständig auszuschöpfen. Auch ein **dynamisches Netzentgelt weit unter 0,10 €/kWh würde bereits prohibitive Wirkung** entfalten. Bei einem durchschnittlichen Marktwert von Windstrom bei etwa 7,6 ct/kW wie etwa im Zeitraum von Januar bis August 2025 würde ein **Einspeiseentgelt in den genannten Größenordnungen einen erheblichen Anteil des erzielbaren Marktwerts aufzehren** oder gar über diesen hinausgehen, ohne dass dadurch zusätzliche Systemvorteile entstünden. Diese Entgelte wären weder planbar noch in der Finanzierung hinreichend berechenbar. Banken würden sie als erhebliches Risiko einstufen, was die Finanzierung neuer Projekte massiv erschweren und die Zinsen deutlich erhöhen würde. Für viele Projekte wäre die Wirtschaftlichkeit damit schlicht nicht mehr gegeben.

Zutreffend wird die Erhebung von mengenabhängigen Netzentgelten mit Finanzierungsfunktion in den Orientierungspunkten abgelehnt. Auch Netzentgelte mit Anreizfunktion und einmalige oder wiederkehrende, dauerhaft zu entrichtende Kapazitätsentgelte auf die vertraglich vereinbarte Netzanschlusskapazität zeigen im Ergebnis indes die **gleichen wirtschaftlichen Wirkungen wie mengenabhängige Netzentgelte mit Finanzierungsfunktion.** Aus Sicht des Anlagenbetreibers ist die **Höhe des Mittelabflusses** ebenso maßgeblich wie dessen **verlässliche Berechenbarkeit.** Die **Berechenbarkeit** ist indes **wertlos**, wenn die Vorhaben aufgrund der **Höhe des Mittelabflusses nicht mehr wirtschaftlich** betrieben bzw. finanziert werden können. Insofern wäre bei der Einführung von (dynamischen) Einspeiseentgelten mindestens eine **Begrenzung in Form einer verlässlichen Kappung der Entgelthöhe** erforderlich und ein **behutsamer Einstieg darüber hinaus zwingend.**

Die **rechtlich notwendige Differenzierung zwischen Alt- und Neuanlagen je nach Förderregime** ist **wesentlich zu aufwändig** und läuft jeder Absicht von Bürokratieabbau und Vereinfachung entgegen. Mit der **gebotenen Rechtssicherheit** sind **nur BKZ** möglich; nur diese erscheinen davon unabhängig auch energiewirtschaftlich zielführend, weil sie wenigstens noch eine berechenbare Grundlage bieten würden, wenn sie nicht zu hoch ausfallen.

Auch Baukostenzuschüsse für Erzeuger können insbesondere mittelständische und bürgergetragene Projekte finanziell überfordern und zu einer Minderung der Investitionsbereitschaft führen. Trotz der besseren Planbarkeit würden BKZ insbesondere für neue Wind- und Solarprojekte dennoch eine erhebliche Zusatzbelastung bedeuten. **Flexible Netzanschlussregelungen** für Einspeiser **müssen** die **Bewertung der BKZ dabei beeinflussen**, weil sie sich auf die verursachten Kosten signifikant auswirken.

Im Gegensatz zu Einspeiseentgelten wäre die praktische Umsetzbarkeit zwar besser zu gewährleisten, u.a. weil Baukostenzuschüsse nur für Neuanlagen in Betracht kommen. Schon daraus folgt aber auch das vergleichsweise geringe zu erhebende Volumen. Baukostenzuschüsse haben anders als strommengenabhängige Einspeisenetzentgelte zwar keinen unmittelbaren Einfluss auf die Großhandelspreise, entfalten aber **Steuerungswirkung** durch die **Verdrängung schwacher Standorte** bzw. eine **Erhöhung des Förderbedarfs** an anderer Stelle: An wirtschaftlichen Standorten werden die Baukostenzuschüsse eingepreist und weitergereicht, an schwachen Standorten werden die Baukostenzuschüsse letztlich nicht fällig, weil die Anlagen nicht mehr errichtet werden. Sie drosseln den Zubau, wenn sie zu hoch ausfallen und verfehlen jegliche Steuerungswirkung, wenn sie zu niedrig angesetzt sind.

Es bleibt weiterhin **unklar, ob Einspeisenetzentgelte nur für neue EE-Anlagen oder auch für EE-Bestandsanlagen erhoben werden sollen** und wenn ja, für welche der Bestandsanlagen. Durch Einspeisenetzentgelte für EE-Bestandsanlagen dürften viele Anlagenbetreiber in eine wirtschaftliche Schieflage geraten, da diese neuen **Einspeisenetzentgelte nicht in der ursprünglichen Finanzplanung berücksichtigt** worden sind und somit die Wirtschaftlichkeit zahlreicher Vorhaben nachträglich gefährdet wird.

Darüber hinaus ist eine **große Verunsicherung innerhalb der Branche** zu verspüren, weil innerhalb der üblichen Planungszeit für neue Vorhaben **zusätzliche, neue Kostenelemente** eingeführt werden. Diese **Vertrauenserschütterung** hätte massive negative Auswirkungen auf den weiteren Ausbau und ist schon **ordnungspolitisch strikt abzulehnen**. Hinzu treten **erhebliche Zweifel an der rechtlichen Zulässigkeit mit Blick auf den Vertrauensschutz**. Die GBK muss die Grenzen des Vertrauensschutzes nicht ausloten und u.a. die Differenzierung zwischen verschiedenen Altanlagen nicht entlang des rechtlich gebotenen Mindestmaßes an Vertrauensschutzes entwickeln, sondern kann stattdessen den **Rechtsrahmen für das energiewirtschaftlich Gebotene** nutzen.

Es gilt Vertrauen in den Investitionsstandort zu schaffen und nicht das Vertrauen zu beseitigen, soweit es rechtlich möglich ist.

Bestandsschutz für Altanlagen muss ohnehin schon aus rechtlicher Sicht gewährleistet werden. **Altanlagen genießen Vertrauensschutz auch mit Blick auf die vorgeschlagenen Entgelte mit Anreizfunktion**. Die Ausführungen in den Orientierungspunkten zeigen, dass den Anlagen der Anspruch auf Entschädigung genommen wird, die ohnehin „*lediglich in den Zeiten eines Netzengpasses*“ fällig wird. Die **zeitliche Beschränkung läuft damit wirtschaftlich ins Leere**, weil die Entgelte durchgängig in Zeiten von Netzengpässen zur Anwendung kämen. Sie erscheinen daher **gleichermaßen unverhältnismäßig wie mengenabhängige Einspeiseentgelte mit Finanzierungsfunktion**: die **zeitliche Beschränkung wäre gegenstandslos**, weil sie mit den Zeiten eines Netzengpasses den **einzig relevanten Zeitraum für die Entschädigung ausblendet**.

Es ist in einem einheitlichen Stromgroßhandelsmarkt zwar vorstellbar, neue Anlagen und Bestandsanlagen, die Vertrauensschutz genießen, unterschiedlich zu behandeln, weil dies bereits rechtlich geboten ist. Neuanlagen genießen naturgemäß keinen Vertrauensschutz. Auch diese müssen sich aber auf die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen hinlänglich verlassen können. Die **rechtlich notwendige Differenzierung zwischen verschiedenen Förderregimen** usw. ist **praktisch nicht ohne erheblichen Aufwand umsetzbar**. Die zu **vereinnahmende Summe** ist im **Vergleich zu den gesamten Netzkosten bereits gering**; die notwendige Bagatellgrenze beschränkt das Volumen nochmals. Die hervorgerufene **Unsicherheit im Markt ist bereits groß**, obwohl die **technische Umsetzbarkeit (noch) nicht gewährleistet** werden kann. Der Aufwand ist nicht gerechtfertigt, solange die technischen Voraussetzungen nicht etabliert und zuverlässig erprobt sind.

Langfristig erscheint die **„Vorzeichengerechtigkeit“ im Rahmen der Dynamisierung** der Netzentgelte **durchaus erstrebenswert.** Es ist jedoch **zunächst eine Erprobung auf Verbraucherseite erforderlich**, bei der die **technischen und prozessualen Voraussetzungen geschaffen und erprobt** werden. Das Instrument des Dynamisierung

kann bei einer **Konzentration auf die Lastseite dennoch die erforderliche Wirksamkeit auf Netzengpässe gewährleisten**, wenn der Verbrauch in hinreichender Größenordnung begünstigt wird. Bei hinreichender Lastzuschaltung **verbliebe lediglich das Hochfahren hinter dem Netzengpass**, das aber **auch bei der gewünschten Änderung der Fahrweise mit ökonomisch idealer Wirkung entsprechend Szenario B und umso mehr in den Szenarien A und C verbleibt**.

Insofern bedarf es **keines vorzeichengerechten dynamischen Preissignals beiderseits des Engpasses,** um hinter dem Engpass zusätzliche Erzeugung anzureizen; es bedarf zunächst eines **dynamischen Preissignals auf Verbrauchsseite,** dass den **Verbrauch vor dem Engpass erhöht** und **dahinter verringert.**

Für **Neuanlagen** besteht das Problem, dass es für die Anlagenbetreiber und Banken (auch mit Unterstützung der Netzbetreiber) schwierig werden dürfte, die zukünftige **Höhe der Einspeisenetzentgelte im Rahmen der Anlagenfinanzierung valide zu prognostizieren.** Insofern ist zu befürchten, dass die Einführung von Einspeisenetzentgelten zu einer echten **EE-Ausbau-Bremse** werden könnte. Es droht eine deutliche **Verfehlung der Ausbauziele** und des **klimapolitisch dringend notwendigen Ausbaus der Erneuerbaren Energien**. Insbesondere kleinere, lokale Akteure würden von Einspeiseentgelten in jeglicher Form besonders stark betroffen sein, die Marktbreite und die Akteursvielfalt würden reduziert.

Mit Blick auf die **Finanzierungsfunktion** wäre zunächst sicherzustellen, dass **Baukostenzuschüsse von Lasten auch bundesweit einheitlich** und in nicht wettbewerbsverzerrender Weise erhoben und **regulatorisch durchgesetzt** werden.

Es ist aus diesen Gründen dringend notwendig, sich auf die **kapazitätsdisziplinierende Finanzierungsfunktion der BKZ zu beschränken**. Damit liegt ein Instrument vor, dass einen im **Vorhinein definierten einmaligen Finanzierungsbeitrag**, der auskömmlich über die Laufzeit des Vorhabens zu den Netzkosten beitragen sollte, beisteuert und die **Wirtschaftlichkeit** der Vorhaben **nicht grundsätzlich gefährdet**. Der Fokus sollte ausschließlich auf neue Anlagen und eine Standortsteuerung, wo sie tatsächlich noch möglich ist, gelegt werden. Die **Auswirkungen** eines BKZ auf die **Standortwahl** sind wiederum **vertieft zu betrachten**, weil eine hinreichende Steuerungsfunktion im Zielkonflikt mit der Wirtschaftlichkeit der Vorhaben und nicht zuletzt der Nutzung effizienter Erzeugungsstandorte steht.

Kapazitätspreise wären zwar ein Finanzierungsinstrument zur planbaren Deckung von Netzkosten, wenn die Projekte auch mit diesen noch errichtet werden würden. Sie wirken indes **nur oberflächlich neutral auf das Marktgeschehen**, weil zwar die Grenzkosten der Erzeugung unberührt bleiben, zahlreiche Vorhaben aber aus der Wirtschaftlichkeit herausfallen, sodass **Erzeugungskapazitäten am Markt fehlen**.

Die potentielle Lenkungswirkung, die den Bedarf an Netzanschlusskapazität auf ein effizientes Maß reduzieren kann, sollte **ausschließlich über Baukostenzuschüsse** erreicht werden. EE-Anlagen sind im Gegensatz zu Lasten in planerischer Hinsicht bei Weitem nicht so flexibel, um sich in den Regionen anzusiedeln, die wahrscheinlich nicht von Einspeisenetzentgelten betroffen sein werden. Sie unterliegen **zahlreichen räumlichen Beschränkungen** bspw. infolge der **planerischen rechtlich verbindlichen Vorgaben** für Wind und Freiflächen-Photovoltaik in den jeweiligen **landesplanerischen**

Festlegungen. So ist zu befürchten, dass einzelne oder eine Vielzahl von Windenergiegebiete im Sinne des § 2 Ziff. 1 WindBG mit hohen Einspeisenetzentgelten belegt werden könnten, sodass diese Gebiete weitestgehend funktionslos werden würden, da es nicht wirtschaftlich sein dürfte, dort Windenergieanlagen zu errichten.

Erst langfristig ist darüber hinaus **nach Etablierung und Erprobung der technischen Voraussetzungen auf Lastseite** die Einführung von **Einspeiseentgelten realistisch**, wenn die ersten Module in der Praxis erprobt sind und die technische Ausstattung vorhanden ist.

Die Ausgestaltung eines dynamischen Netzentgelts, ohne in einer Lernphase Einfluss auf die Vermarktung der Erzeugungsanlagen auszuüben, aber dennoch den Zielen der Anreizfunktion gerecht zu werden, erscheint ohne vorherige Erprobung der technischen Voraussetzungen und prozessualen Abläufe auf Lastseite nicht realistisch. Auch durch eine noch so behutsame Einführung würde die Wirtschaftlichkeit zahlreicher Vorhaben gefährdet sein, weil die Vorhaben keinen wirtschaftlichen Spielraum haben, um sich auch bei einer moderaten Bepreisung „*an das systemische Optimum heranzutasten*“. Es müssten in der Einführungsphase **erhebliche Abschläge** gewährt werden, die erst mit sukzessivem Lerneffekt wieder reduziert werden könnten. Es erscheint daher sinnvoller, die **Instrumente zunächst auf Lastseite wirken zu lassen** und die Erkenntnisse daraus zu einem späteren Zeitpunkt auf Erzeugerseite zu nutzen, und auf eine **Lernphase für die Erzeuger in diesem Stadium zu verzichten**.

Falls die GBK zur Einführung von Einspeiseentgelten zu anderen Schlussfolgerungen kommen sollte, wäre nicht zuletzt aus Sicht des EE-Ausbaus für Neuanlagen eine **Übergangsregelung dringend notwendig**, um die aktuell in Planung befindlichen Projekte mit möglicherweise bereits abgeschlossener Finanzierungsplanung nicht zu gefährden. **Eine Einführung zum 01.01.2029 erscheint daher als deutlich verfrüht.**

In jedem Falle wäre hierbei **Option 2** mit einem **dynamischen Netzentgelt mit geringer Anfangshöhe in der Einführungs- und Lernphase vorzugswürdig**, weil die Gefahr einer unvollständigen Engpassentlastung durch Nachsteuern begegnet werden könnte, der Schaden durch den zu befürchtenden Einbruch des EE-Ausbaus durch eine anfänglich zu hohe Bemessung jedoch auch nachträglich nicht mehr zu reparieren wäre.

Es wären nur **volleinspeisende Erzeugungsanlagen** ab einer **geeigneten Spannungsebene** zu betrachten. In der **Niederspannung** stehen **Aufwand und Nutzen auch bei einer Beschränkung auf Anlagen mit Leistungsmessung nicht in einem angemessenen Verhältnis.** Insbesondere in **unteren Spannungsebenen** kann davon ausgegangen werden, dass die derzeit vermehrt bestehenden **Engpässe eher temporär und vergleichsweise kurzfristig behebbar** sind, wie die Fragen im Papier es zutreffend ausführen. Die Frage, ob die Einführung eines komplexen Systems von dynamischen Einspeiseentgelten zur Adressierung von Engpässen auch auf diesen Spannungsebenen sinnvoll ist, beantwortet sich damit von selbst.

Für **Prosumer** genügen die bisher diskutierten Optionen, um eine angemessene Finanzierungsbeteiligung zu gewährleisten. Eine **weitergehende Beteiligung** an den **Kosten über Einspeiseentgelte** würde diese **endgültig überfordern**.

Ohne **langfristige Übergangslösungen** werden Einspeisenetzentgelte oder Baukostenzuschüsse, die über eine äußerst moderate Beteiligung neuer Anlagen hinausgehen, den EE-Zubau nicht so steuern wie möglicherweise gedacht. Sie werden den **EE-Zubau vor allem dort ausbremsen, wo er sich bislang bereits schwer getan hat, weil die Wirtschaftlichkeit grenzwertig war.**

Im Falle der Einführung von dynamischen Entgelten für Einspeiser wäre in jedem Fall eine **verlässliche Kappung** erforderlich, um ansatzweise eine Kalkulierbarkeit zu ermöglichen und eine **effektive Begrenzung in der Höhe sicherzustellen**.

Sowohl für **Neu- und Bestandsanlagen** gilt, dass die Einführungen von Einspeisenetzentgelten **nicht zu regionalen Wettbewerbsverzerrungen** und **der Meidung ertragreicher Standorte** führen darf. Die EE-Förderung wird auch vor dem Hintergrund eines neuen Förderregimes **bundesweit** gelten, Einspeisenetzentgelte entfalten ihre Wirkung nur **regional**. Insbesondere Norddeutschland würde wegen der - u.a wegen des über das Küstenmeer anlandenden Offshore-Stroms – geringeren verfügbaren Netzkapazitäten mit Einspeiseentgelten belastet, während Anlagen in anderen Netzgebieten im Bundesgebiet nicht denselben Belastungen ausgesetzt wären. Daran ändern auch bundeseinheitliche Vorgaben nichts, weil die **Betroffenheit nicht bundesweit einheitlich** ist.

- ► Wir bitten die Bundesnetzagentur nochmals die Auswirkungen von Einspeisenetzentgelten auf die Großhandelspreise, ihre Verteilungswirkungen und Auswirkungen auf die energiepolitischen Zielsetzungen genauer (auch quantitativ) prüfen zu lassen.

- ► Die Auswirkungen von Baukostenzuschüssen auf die Wirtschaftlichkeit der Einspeiser, ihre Verteilungswirkungen und ihre Auswirkungen auf die energiepolitischen Zielsetzungen müssen genauer (auch quantitativ) untersucht werden, bevor das Instrument eingeführt wird.

- ► Eine vertiefte Analyse dieser Auswirkungen und eine gründliche Prüfung der Folgen für den EE-Ausbau sind neben der konsequenten Erhebung von Baukostenzuschüssen auf Lastseite eine Mindestvoraussetzung für die Beteiligung der Einspeiser an den Netzkosten über Einspeiseentgelte oder Baukostenzuschüsse.

- ► Die räumlichen Auswirkungen von Einspeisenetzentgelten und Baukostenzuschüssen auf den EE-Zubau und die Auswirkungen auf den Börsenstrompreis müssen genauer geprüft werden.

- ► Eine Verzahnung mit den Instrumenten des Gesetzgebers und den laufenden Gesetzgebungsprozessen ist dabei dringend notwendig, um zu erreichen, dass die mit der AgNes-Reform beabsichtigen Zwecke mit den EE-Ausbau weniger einschneidenden Mitteln erreicht werden können. Insbesondere sollte näher geprüft werden, ob es sinnvoll sein könnte, die Netzkapazitäten bzw. -engpässe in den EE-Ausschreibungen zu implementieren, um einen Anreiz für die Betreiber zu setzen, ihre Projekte auch die freien Netzkapazitäten auszurichten.

Mit freundlichen Grüßen

Leiter der Abteilung 2 Klimaschutz und Energiewende