Der AgNes-Ansatz der Bundesnetzagentur für eine neue Netzentgeltsystematik – Vorgeschichte, Widersprüche, Herausforderungen und der Vertrauensschutz

Dr. Hans Wolf von Koeller*

Mit dem Verfahren zur Festlegung der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes) hat die Bundesnetzagentur (BNetzA) 2025 einen Prozess gestartet, der das bestehende System der Stromnetzentgelte in Deutschland grundlegend neu ordnen soll. Es rächt sich, dass seit Jahren die Restriktion eines begrenzten Stromnetzes eher Lippenbekenntnisse und eine wiederholende erzeugungsseitige Selbstbestätigung hervorbrachte: die Erwartung, dass ein ausreichendes Netz den vorgeblich unbegrenzt verfügbaren Strom hinreichend zu den Verbrauchern bringen würde.

Aber die wichtige und unabdingbare Synchronisierung von Netz, Verbraucher und Erzeugung wird erst jetzt mit AgNes und parallel beabsichtigten Anpassungen im Energiewirtschaftsrecht ernsthaft in Angriff genommen. Die Verzögerung hat viele Folgen. Unter anderem reichen die nun diskutierten Eingriffe der BNetzA weit in den rechtlichen Vertrauensschutz hinein. In der intensiven Diskussion nach dem Erscheinen eines Gastbeitrages der Bundeswirtschaftsministerin Reiche in der FAZ am 7.4.2026 ("Schluss mit der Selbsttäuschung in der Energiepolitik") kam auch der Grad der bedenklichen Gewöhnung an die Vorteile der Nicht-Synchronisierung vieler Investoren zum Vorschein.

Vielleicht wird bis zum Erscheinen dieser Ausgabe der EWeRK-Zeitschrift bereits mehr Klarheit bestehen, wohin es bei AgNes geht. Abgeschlossen sein soll der Prozess gleichwohl erst frühestens Ende 2026. Es ist somit ein guter Zeitpunkt, innezuhalten und einen Überblick über Herausforderungen, Ziele und Folgen einer neuen Netzentgeltsystematik zu versuchen.

I. Vorgeschichte

Der EuGH hatte am 2. September 2021[1] die Unabhängigkeit der BNetzA im deutschen Energiewirtschaftsrecht für unzureichend erklärt. Ich erinnere mich noch an die Ratlosigkeit, die bis zur Neuregelung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) auf der Basis dieses Urteils in Berlin entstand. Ging es im Kern um die Unabhängigkeit einer Behörde und darum, in welchem Rahmen diese arbeiten soll? Oder ging es prinzipiell um die Bestandskraft der Netzentgelt- und Zugangsregelungen, die direkt oder indirekt für unionsrechtswidrig erklärt wurden? Passte das EuGH-Urteil überhaupt in die deutsche Rechtstradition bei der Aufsicht über Behörden und wie müsste der rechtliche Rahmen für die BNetzA daraufhin geregelt werden, damit diese rechtssicher arbeiten kann aber kein Fremdkörper im deutschen Recht wird? Gehörte vielleicht das gesamte Energiewirtschaftsrecht

* Dr. Hans Wolf von Koeller, Leiter Energiepolitik STEAG GmbH.

1 Urteil C-718/18

auf den Kopf gestellt, weil über die Stellung der BNetzA hinaus mehr vom deutschen Energiewirtschaftsrecht und den komplexen Elementen als unionsrechtswidrig erklärt worden war? Der Bundesgesetzgeber entschied sich jedenfalls in 2023 ohne eine große öffentliche Debatte dafür, sich auf die Unabhängigkeit der BNetzA zu fokussieren, also die Festlegungskompetenzen in § 20 und § 21a EnWG zu erweitern, und einen Rahmen für Übergangsbestimmungen zu schaffen.

So wurde am 22.12.2023 im Bundestag beschlossen, die Stromnetzentgeltverordnung und die Anreizregulierungsverordnung zum 31.12.2028 außer Kraft treten zu lassen. Die Gasnetzentgeltverordnung hingegen sollte bereits zum 31.12.2027 aufgehoben werden. Die Strom- und Gasnetzzugangsverordnungen traten nach der Entscheidung aus Dezember 2023 schon mit Ablauf des 31.12.2025 außer Kraft.

Anders war es bei den Ausnahmen für den Neubau von Batteriespeichern, die in § 118 EnWG Absatz 6 bis zum 4.8.2029 explizit von Entgelten für den Netzzugang ausgenommen wurden, wenn wieder in dasselbe Netz eingespeist wird. Der Zubau von Speichern sollte in der Übergangszeit der Neufindung der Regelungen nicht unterbrochen werden. Das gewählte Vorgehen hatte für den Bundesgesetzgeber den Vorteil, dass die etwas mühsame, aber dringend gebotene Neuordnung der Netzentgelte nicht mehr vom Bundeswirtschaftsministerium vorbereitet werden musste. Die Verantwortung lag von nun an in Bonn, bei der BNetzA.

Wirklich? Denn in der Neufassung des EnWG fehlten bedauerlicherweise die Bewertungsmaßstäbe, die ein Korridor für das Handeln der BNetzA sein könnten. Das wird nun in der juristischen Beurteilung auch bei gerichtlichen Verfahren herausfordernd sein, wie mir als Volkswirt erläutert wurde.

Noch vorab im Oktober 2023 wurden andere Schwerpunkte für die Orientierung gesetzt: Erstaunlicherweise wurden trotz der - da noch angestrebten - neuen Festlegungskompetenz der BNetzA zu den Entgelten in § 24 EnWG bundesweit einheitliche Übertragungsnetzentgelte festgelegt – ohne Datum für ein Außerkrafttreten. Zudem wurde in die Kosten für die Regelenergie eingegriffen (§ 23 EnWG) und u.a. in § 11 EnWG ein komplexer Absatz zur Vermeidung einer Aufteilung der Stromgebotszonen aufgenommen, die politisch nachvollziehbarerweise ungewünscht ist – aber europarechtlich möglich. Und trotz der neuen Festlegungskompetenz der BNetzA wurde auch der § 13k EnWG eingefügt, der detaillierte Regelungen zum Anschluss und Einsatz von Anlagen in bestimmten Regionen machte, die letztlich in die Bewirtschaftung von Netzengpässen und regional in Anschlüsse eingreifen. Gleichzeitig blieb die Kraftwerksnetzanschlussverordnung irritierenderweise in der Hand des Gesetzgebers. Wer beim Netzanschluss bevorzugt wird, sollte wohl politische Aufgabe bleiben. Auch die Eingriffsregelungen mit Netzentgeltrabatten unter dem § 14a EnWG wurden unverändert auf Bundesebene geregelt, nicht bei der BNetzA. Dass parallel dazu die Mieterstromregelungen auf Bundesebene angepasst wurden und Balkon-PV-Anlagen sogar durch Quasi-Eingriff in VDE-Normen und Verzicht bei den Zählervoraussetzungen technisch privilegiert ein neues dezentrales Einspeiserecht mit Netzentgelterleichterung erhielten, will ich hier nur leicht irritiert streifen.

Kurzum: Es war ein rechtliches Potpourri an unterschiedlichen, wenn nicht widersprüchlichen politischen Entscheidungen und Regelungen zur Rolle der BNetzA entstanden. Eine konsequente Logik der Verantwortungszuordnung war in Summe nicht zu erkennen. Eindeutig war die Rolle der BNetzA jedoch gestärkt, auch der Anpassungsrechte, und gleichzeitig Klarheit mit Blick auf die zeitliche Entwicklung der Stromnetzentgelte und eindeutige Ausnahmen z.B. für Batteriespeicher vereinbart worden.

Gewachsener Druck und aufeinander getürmte Ansprüche

Zur Wahrheit gehört, dass die Stromnetzentgeltsituation seit langem unbefriedigend war. Die Fiktion, dass ausreichender Netzausbau nachkommt, war stets mutig – oder schlicht falsch. Der Bau von Übertragungsleitungen hinkte immer dem regional weitgehend ungesteuerten Zubau an Erneuerbaren Anlagen hinterher. Die Netzentwicklungsplanung wurde und wird nur modellhaft mit dem Zubau und der Stilllegung von Anlagen verbunden. So war der Netzentwicklungsplan tendenziell optimistisch und wurde stets von der Realität überholt.

Durch die Beschleunigung der Genehmigungsverfahren für Erneuerbare Anlagen in der vergangenen Legislaturperiode wurde die Diskrepanz zwischen Netz- und Anlagen-Zubau weiter erhöht. Gleichzeitig stiegen die Eingriffe in das Netz und in Summe die Systemkosten (auch aufgrund steigender Marktpreise). Solange die EEG-Umlage den Strompreis noch belastete, fiel es nicht so auf, dass die Netzkosten schnell stiegen. Aber mit dem Entfall der EEG-Umlage für die Stromkunden standen die Netzentgelte zunehmend im Fokus. In 2024 waren es lt. Monitoringbericht der BNetzA 26,9 % des Strompreises – und eigentlich muss die Umlage für das Offshore-Netz und die Umlage nach § 19 StromNEV auch zu den Netzkosten hinzugezählt werden.

Es gab frühe Versuche, diesen Druck abzumildern. So wurde schon 2016 in das EEG ein § 36c eingefügt, der besondere Bedingungen für die Ausschreibung von Anlagen in einem sogenannten Netzausbaugebiet vorsah. In diesem durften pro Kalenderjahr Zuschläge für höchstens 902 MW zusätzlicher Windenergiekapazität erteilt werden. Die betroffenen Landkreise wurden im Gesetz explizit benannt und lagen in Schleswig-Holstein, dem nördlichen Niedersachsen und in Mecklenburg-Vorpommern sowie Hamburg und Bremen. Die Offshore-Zonen wurden in dem Gesetz vernachlässigt, vielleicht nur weil es weder in Nord- noch Ostsee Landkreise gibt; und das obwohl der Offshore-Ausbau den Druck in denselben Himmelsrichtungen signifikant erhöhte. Die Obergrenze war mit 902 MW pro Jahr hoch gewählt, insbesondere da in dieser Ausbauphase die Ausschreibungen z.T. nicht einmal ausgeschöpft wurden. Die Obergrenze wurde lt. der Evaluation der BNetzA aus 2019[2] als von untergeordneter Bedeutung eingeordnet. Diese Bewertung war bemer-

kenswert pauschal und nur auf die Ausschreibungen gerichtet. Wäre hingegen bedacht worden, dass die 902 MW 57 % (!) der in Summe in 2019 lt. Fachagentur Wind und Solar genehmigten Windanlagen an Land (1.580 MW) entsprach, wäre sie ggf. anders ausgefallen. Denn in der bereits damals erheblich belasteten, norddeutschen Region wurde die Mehrheit der Anlagen errichtet. Aufgrund dieser Bewertung wurde der EEG-Paragraf in 2020 – und damit der einzige relevante Versuch zur Steuerung des Ausbaus in den damals schon überlasteten Regionen – wieder aufgehoben. Nur drei Jahre später wurde am 22.12.2023 im EnWG der neue § 13k ohne Diskussion eingefügt, der nahezu dieselben Landkreise benannte, in denen in einem komplexen Verfahren "Nutzen statt Abregeln" angewandt werden sollte, also gezielt angesiedelten und netztechnisch begründeten, bereits vorab in der Netzentwicklungsplanung unterstellten Anwendungen. Dieser § 13k EnWG hat bis heute keine bekannte Wirkung, vielleicht weil er nicht die Einspeisung, sondern eine zusätzliche Anlagenklasse adressiert, der es an einem Investitionsanreiz mangelt.

In der Zeit von 2016, in dem das Problem der regionalen Überspeisung und der damit verbundenen Engpässe bereits erkannt wurde, bis 2025 wuchs der Windausbau in Deutschland um über 40 GW an – mit einem Einspeisevorrang in das Netz und weitgehend fixierten Vergütungen.

Der Fokus der begrenzt geführten Debatte lag zunächst stark auf dem nördlichen Windausbau. Obwohl der PV-Zubau parallel ebenfalls erheblich erfolgte und den Netzstress in vielen Regionen der Bundesrepublik erhöhte, blieb der Windfokus weitgehend bis 2024 erhalten. Erst in 2025 folgte das anders gelagerte Solarspitzengesetz, das Verteilnetzbetreibern erlaubte, die Einspeisung von neuen, größeren PV-Anlagen zeitlich eindeutig differenziert einzuschränken. In 2026 folgt die Idee des Redispatch-Vorbehalts, der generell eine Entschädigung für Engpassmaßnahmen beim Bau von EE-Anlagen in den belasteten Regionen einschränkt, in denen im Vorjahr über 3 % der möglichen Strommenge abgeregelt wurde.

Vor AgNes liegt also ein langer Weg der Erkenntnis. Dabei müssten zusätzlich die fehlenden Anpassungen beim Bilanzkreismanagement und die lange dauernden Vergütung bei negativen Preisen erörtert werden. Beides sorgte sicher für Überspeisungen auch in Zeiten niedriger Preise ohne jegliche Beachtung von Netz oder Bedarf. Bedauerlich war zudem, dass die Debatte über eine anlagenübergreifende Optimierung von Netzkapazität eher verweigert wurde. Statt echte oder virtuelle Co-Location anzuregen, wurde lange auf Netzanschlüsse von Einzelanlagen fokussiert. Kontinuierlich wurden gleichzeitig die Eingriffsrechte der Netzbetreiber in den Anlagenbetrieb erhöht.[3] Zuletzt ist die Option sogenannter Flexible Netzanschlussvereinbarungen (FCAs) zu nennen, mit denen auf das Recht auf volle Einspeisung eher pauschal verzichtet wird. Im Tausch erhalten Anlagenbetreiber überhaupt einen Netzanschluss, dessen Wert jedoch stark eingeschränkt ist.

II. Der AgNes-Ansatz und die damit verbundenen Herausforderungen

Auf die beschriebene Weise und mit vielen hoffnungsvollen Annahmen wurde auf allen Netzebenen eine Stress-Situation mit einer erheblichen, zeitlich begrenzten Überspeisung erreicht. Zusätzlich besteht aber auch die Erwartung vieler Akteure fort, dass die Entwicklung ungebremst weiter geht, in der systembelastende Anlagen weiter staatlich voll finanziell abgesichert werden, und die Netzausbaufiktion andauert. In dieser Situation findet nun der AgNes-Prozess der BNetzA statt, der wesentlich ist, die zukünftigen Netzentgelte zu gestalten.

Zum einen soll die Verteilung der Netzkosten neu geregelt werden und zum anderen besteht der Wunsch, auf die veränderten Rahmenbedingungen der Energiewende zu reagieren. Das heutige Netzentgeltsystem basiert letztlich auf dem zentralen Stromsystem, das bereits am Ende der 1990er Jahre galt. Es reflektiert weder die Ursachen des Netzausbaus bzw. der Engpässe noch die angestrebte Dezentralisierung der Stromerzeugung. Zudem sind in den Zeiten gesetzlicher Regelungen eine Reihe von Ausnahmen entstanden, die eher technologisch oder industriepolitisch bedingte Anreize setzen sollten. Während die Netzentgeltreform unterblieb, zementierten sich Ansprüche und auch Ungerechtigkeiten, wie die durch die Saldierung der Strommengen bedingte Begünstigung bei der Netznutzung von Prosumern.

Im Rahmen des AgNes Prozesses wurden seit 2025 verschiedene Orientierungspapiere konsultiert: zum grundlegenden Ansatz einer kapazitativeren Ausrichtung, zu Speichern, zu dynamischen Entgelten und zur Einbeziehung von Einspeisern und Industrieanlagen. Die BNetzA bereitet die Netznutzer darauf vor, dass sich das System über die nächste Dekade weiter entwickeln wird. Von daher wird der Prozess Ende 2026 mit ersten Festlegungen nur vorübergehend abgeschlossen sein – aber ggf. keine dauerhafte Orientierung bieten, welche Anlagen und Flussrichtungen von Strom auf welcher Netzebene betroffen sein werden. Es ist jedoch das erklärte Ziel der BNetzA, Speicher, deren Flussrichtung steuerbar ist, zuvorderst zu adressieren.

Verblüffenderweise hatte die BNetzA schon vorab begonnen, große Kostenblöcke der Stromnetzentgelte isoliert zu reduzieren und diese nicht als Teil einer systematischen Netzentgeltreform zu betrachten. So erfolgte mitten im AgNes-Prozess Mitte Februar 2026 die Festlegung, dass die dezentral ausgerichteten sogenannten vermiedenen Netznutzungsentgelte vorzeitig abgeschmolzen werden sollen. Die Industrienetzentgelte schienen zunächst ähnlich behandelt zu werden.

Im Folgenden wird beleuchtet, ob es mit AgNes gelingt, folgende sechs Kriterien zu erfüllen:

2 BNetzA: Evaluierungsbericht zum Netzausbaugebiet, Stand Juni 2019.

3 Das wurde bereits im Artikel des Autoren im EWeRK 1/2021 „„Spitzenglättung" versus Innovationen für Flexibilität und Digitalisierung – Ein An/Aus-Schalter im Netz als Treiber der Energiewende?" ausgeführt.

1. Verursachungsgerechtigkeit und einen effizienten Netzausbau zu ermöglichen,
2. Operabilität in Verbindung mit stabilen Regelungen zu erreichen,
3. Wirtschaftliche Perspektiven von Anlagen zu beachten, gerade solchen, die das Energiesystem der Zukunft dringend braucht,
4. Vertrauensschutz für Investoren zu erhalten und Gleiches gleich zu behandeln,
5. Keine Verletzung europäische Regelungen zu beklagen, also das Unbundling zu erreichen, und
6. Strom im Wettbewerb in der Energieformen nicht unattraktiver zu machen.

Vorab besteht die Vermutung, dass es gute Gründe für die Anpassung der Stromnetzentgelte gibt, u.a. eine höhere Verursachungsgerechtigkeit, aber ungeeignete Grundüberzeugungen bestehen, u.a. eine hohe Netzbetreiberfokussierung, die der Erfüllung der Kriterien erheblich im Wege steht. Die Kriterien sind eng miteinander verknüpft, so dass ich für die folgenden Doppelungen in meiner Analyse bereits vorab um Nachsicht bitten möchte.

Unterschiedliche Interessen – aber wenige Vertreter der Systeminteressen

Für die Orientierung ist ein Blick auf die Interessen hilfreich. Die Interessen mit Blick auf die Stromnetzentgelte sind unterschiedlich und können vereinfachend wie folgt skizziert werden: Die BNetzA verfolgt das Ziel, die Netzentgelte für Verbraucher und dafür u.a. den Redispatchumfang zu senken. Die **Industriekunden** wollen ihre Ausnahmen sichern und keine zusätzlichen Belastungen einpreisen müssen. Sie schauen aber anders als die BNetzA in Summe auf den Strompreis und die Wettbewerbsfähigkeit ihrer Produkte. Der Gesamtpreis ist auch für die **privaten Verbraucher** relevant, auch für die **Prosumer**, die für ihre PV-Anlagen bisher außer dem Grundpreis keine fixen Preise zahlen. Prosumer profitieren davon dass sie durch ihre eigene Erzeugung die Netzentgelte reduzieren – obwohl sie die volle Netzkapazität kontrahieren und Systemdienstleistungen beziehen.

Lieferanten wollen vor allem Klarheit haben, zu welchen Kosten sie Kunden beliefern können. **Netzbetreibern**, wie auch Messstellenbetreibern scheinen in Summe weniger die Netzentgelte selbst, als ihre sichere Abwicklung wichtig. Die Verzinsung ihrer Investitionen muss hingegen gesichert sein. Bei **Anlagenbetreibern** gibt es unterschiedliche Perspektiven. Eigentümer von Bestandsanlagen und solchen im Bau wollen keine neuen, variablen Kosten schultern, die die Wirtschaftlichkeit belasten, auch keine Einspeiseentgelte. Die Betreiber von beim Netzanschluss privilegierten, lastfern installierten Anlagen haben dabei ggf. besondere Sorgen. **Projektierer** wollen vor allem Klarheit über zusätzliche Kosten und die Deckung über Marktpreise bzw. staatlich finanzierte oder arrangierte Cashflows.

Alle diese Interessen können sich im Rahmen des AgNes-Prozesses zu Wort melden. Das Stromsystem wird keine Stellungnahmen abgeben. Vielleicht wird es einzelne Wissenschaftler interessieren.

Was könnten die **systemischen Interessen** sein? Eine optimale Nutzung der Infrastruktur, systemische Anreize um eine räumlich sinnvolle Allokation der Anlagen auch auf unterschiedlichen Netzebenen zu erreichen, eine zeitgerechte Bilanzierung von Strommengen. Alles das kommt ggf. zu kurz. Letztlich äußern sich erfüllte systemischen Interessen aber weitgehend in einem verträglichen all-in-Preis für Strom, inkl. staatlicher Zahlungen, und der Erwartung, dass es günstig bzw. leistbar bleibt.

Die BNetzA trägt zum Eindruck bei, dass die Systeminteressen bei AgNes im Schatten bleiben und ihre Eigeninteressen – eine „erfolgreiche“ Netzentgeltsenkung auch durch Umverteilung – eine hohe Bedeutung haben. Sie hatte im Rahmen der Abschaffung der dezentralen Entgelte z.B. nicht zuvor untersucht, ob es die Möglichkeit einer Netzdienlichkeit dezentraler Einspeisung gibt, die zur lokalen Stabilisierung beitragen kann. Auch die Untersuchung, ob das Netz durch kontinuierlichen Verbrauch (die 7.000 Stunden-Regel) be- oder entlastet wird, unterblieb. In beiden Fällen hat die BNetzA sich früh entschieden, die Betrachtung der Bausteine direkter Netzentgeltbelastung zu priorisieren. Die sogenannten vermiedenen Netznutzungsentgelte wurden als ungerechtfertigte Subvention stigmatisiert und vorzeitig abgeschmolzen. Die Industrienetzentgelte für Großverbraucher könnten als nächstes folgen. Und dass, obwohl deren kritische Betrachtung tendenziell nicht aus einer systemischen Perspektive, sondern eher aus der Überzeugung kommt, dass sich der Verbrauch prinzipiell den volatil einspeisenden Erneuerbaren Anlagen anpassen muss, also Flexibilitätskosten tragen soll. Das kann für die BNetzA, gerade in der Neujustierung nach 2023, aber ein eher nachgeordnetes Kriterium sein.

Es braucht auch im Sinne der Stabilität des Regelungsrahmens einen starken Interessenvertreter des Stromsystems das mindestens aus Kunden, Netz, Einspeisern und Speichern besteht. Ob die BNetzA diese Rolle übernehmen kann und möchte, ist aktuell ungewiss.

1. Verursachungsgerechtigkeit und effizienter Netzausbau

Der Großteil der Netzkosten entsteht durch die Investitionen in die Netzinfrastruktur, weniger durch den Betrieb. Zu wachsenden Teilen steigen die Kosten durch Redispatch und andere Engpässe berücksichtigende Maßnahmen. Es ist nachvollziehbar, im Sinne der Verursachungsgerechtigkeit die Netzentgelte stärker auf die Netzanschlusskapazität auszurichten, wie es mit AgNes verfolgt wird. Die Frage ist, ob es auch tatsächlich gelingt. Also welche Kapazität ist für welchen Zeitraum gemeint und wie wird der Preis bestimmt und wie kommt ein Investitionssignal beim Netzbetreiber an.

Stromverbraucher greifen auf Netzkapazitäten zu und brauchen Anschlussleitungen. Sie nutzen aber auch Systemdienstleistungen. Kraftwerke nutzen das Stromnetz ebenfalls, sonst

können sie nicht liefern, sondern nur ihren Eigenbedarf decken. Sind sie aber wie ein Lastwagen auf der Autobahn Verursacher des Netzausbaus oder sind sie das nicht erst, wenn die Kraftwerke weitab von Stromverbrauchszentren entstehen, wie im Netzentwicklungsplan abzulesen ist? Ich vermute letzteres.

Bei der Verursachungsgerechtigkeit kommt die Praktikabilität hinzu. Dass **Stromverbraucher**, wie AgNes es anstrebt, in der Zukunft Kapazitäten buchen, ist technisch gut möglich. Falls Stromkunden vorübergehend mehr Strom verbrauchen, als die langfristig gebuchte Kapazität hergibt, ist es bei entsprechender Lastgangmessung auch machbar, zusätzliche Entgelte zu erheben. So kann ein Anreiz für eine angemessene Netznutzung gesetzt werden. Ggf. kann auch auf die schon heute übliche Kommunikation bei Großverbrauchern aufgebaut werden. Mit diesem Ansatz könnte sichergestellt werden, dass Prosumer für die für sie bereitgestellte Kapazität bezahlen – oder hinter dem Stromzähler ein Anreiz zur Netzanschlussoptimierung gesetzt wird.

Ob die Bepreisung und Buchung vergleichbar auf der Einspeiseseite erfolgen kann, ist aber fraglich. Lastfern errichtete Kraftwerke haben einen hohen Anteil an der zusätzlichen Netzkostenbelastung. Ohne dass eine Offshore Windanlage in der Nordsee errichtet wird, braucht es auch keinen Netzverbindung dorthin. Verursacher der Kosten wäre eher der Staat, der die Synchronisierung von Netzausbau und Zubau von Erneuerbaren bewusst versäumt hat bzw. die Bedeutung der Synchronisation und die Fehlanreize, die sich aus einer nicht bedarfsorientierten, an Jahresmengen ausgerichteten Zielsetzung zum Erneuerbaren Ausbau und dem Einspeisevorrang bzw. der angestrebten CO_2-Reduktion ergeben, ignoriert hat.

Ein großer Anteil der Betreiber wusste jedoch in den letzten zehn Jahren bereits, dass im Norden errichtete Windanlagen in einer tendenziell überspeisten Region stehen werden. Sinnvoll kann es für die Zukunft sein, dass bei Errichtung die Netzanschlusskapazität einen lokal differenzierten Preis erhält, um die lokal erfolgende Einspeisung perspektivisch zu steuern, was die Investitionskosten erhöht. Bestehende Anlagen können jedoch nur selten umziehen werden, außer es sind Kraftwerksschiffe ("Power Barges"), wie sie mir aus Südostasien bekannt sind. Neue Anlagen können nicht verursachungsgerecht kompensieren, was in den vergangenen Jahren an Synchronisierung versäumt wurde.

Zum Netzausbau finde ich zu wenig an Signalwirkungen in den AgNes-Unterlagen. Wenn das in dem Orientierungspapier zur Kostenwälzung enthalten sein sollte, dann kann ich das ggf. nicht angemessen beurteilen.

Sicher ist: Die Finanzierung des statischen Netzes muss gesichert sein. Ausreichende Kapazität muss zur Verfügung stehen. Die spannende Frage ist eben, was „ausreichend" bedeutet und wie das festgelegt wird. Heute setzt die Netzentgeltstruktur keinen Anreiz für Netzbetreiber sparsam mit Engpassbewirtschaftung umzugehen. Der Neubau von Leitungen wird weitgehend modellbasiert ausgehandelt.

Dem AgNes-Prozess voraus lief der NEST („Netze-Effizient-Sicher-Transformiert") Prozess. Anreize zur Fertigstellung bzw. zur verlässlichen Umsetzung von Planung standen auch hier nicht im Fokus. Die Kosten anderer Eingriffe werden an den Netznutzer durchgeleitet. Letztlich wird mit der bisherigen Struktur der Netz- als Infrastrukturbetreiber adressiert, der aber anders als die Autobahn-GmbH auch Optionen zur Verkehrssteuerung erhält. Hier geht es offenbar zunächst um eine Finanzierung des (perspektivisch) Bestehenden. Die vermutlich implizite Annahme, dass die Netzentwicklungsplanung so besser wird, scheint mutig.

Zusammenfassend: Kapazitätspreise liegen näher an der Verursachungsgerechtigkeit. Dafür müssen sie erhebbar sein. Wesentliche Kostentreiber liegen aber in der Vergangenheit. Fraglich ist, ob bestimmte Windanlagenbetreiber oder Netzbetreiber nicht Urheber von Netzausbau und Engpässen sind, für die verursachungsgerecht gezahlt werden müsste. Der Anreiz zum effizienten Netzausbau und gezielten Engpassreduktion scheint unterbeleuchtet zu sein. Es geht also zunächst um die Operabilität.

2. Operabilität in Verbindung mit stabilen Regelungen

Damit es funktioniert, müssen die angedachten kapazitätsorientierten Preise erhoben und verarbeitet werden. Die Engpässe müssen bewertet werden, die Finanzierungsfunktion muss ausgewogen zur gewünschten Anreizfunktion gestaltet werden. Die damit verbundenen Prozesse sollten handhabbar bleiben und die Herausforderungen, die mit einer Einbeziehung von mehr Zahlern verbunden ist, sollten angemessen berücksichtigt werden. Wünschbar wäre ein Beitrag zur Komplexitätsreduktion, die gleichzeitig stabile Regelungen ermöglicht. Letzteres scheint aber nicht gewünscht zu sein, sondern ein eher dynamischer Prozess bei der Entwicklung der neuen Regelungen.

AgNes will die **Finanzierungs- und Anreizfunktion** bei den zukünftigen Netzentgelten differenzieren. Heute wird die Finanzierung auf Basis von unterschiedlichen Entgelten sichergestellt. Das Netzentgelt setzt heute auch Anreize – zur Eigenversorgung oder in einem industriellen Maßstab zu einem kontinuierlichen Verbrauch. Zu erkennen ist, dass eine Vermischung der Finanzierungsfunktion mit Anreizen Kosten steigern, Fehlanreize setzen und sogar die finanziellen Mittel zur Refinanzierung der Netzkosten begrenzen kann. Es ist schwierig, die beiden Aufgaben von Finanzierung und gewollten Anreizen konkret und praktisch zu trennen.

Für die Anreize zur Steuerung von Anlagen braucht es zum einen eine klare, messbare Grundlage. Dazu ist wichtig zu wissen und transparent zu machen, was wann **netzbe- bzw. netzentlastend** ist und wo die **Engpässe** liegen. Die Begriffsverwirrung ist hier groß. Ein Ansatz, der verständlich ist, ist bei der FfE zu finden: Netzdienlichkeit vermeidet Netzausbau. Systemdienlichkeit trägt zur Systemstabilisierung bei und Netzverträglichkeit ist die Kombination aus beidem.[4] Damit ist aber noch nicht geklärt, wer oder was das Netz im Sinne von Engpässen belastet bzw. wie es entlastet wird.

Und wo die Grenze zwischen Planung und Betrieb liegt. Es liegt aber in Summe nahe, dass die BNetzA sich auf die Netzdienlichkeit, also Netzusbau zu vermeiden, fokussiert und die systemstabilisierenden Faktoren depriorisiert.

Der Ansatz der BNetzA, was als netzbe- bzw. netzentlastend gelten kann, ist scheinbar noch in Entwicklung. Das wurde bereits bei der Festlegung zur Abschaffung der dezentralen Einspeiseentgelte deutlich. Das Kernargument war, dass die Prämisse, dass durch die dezentrale Einspeisung Netzinfrastrukturkosten eingespart würden, falsch sei. Begründet wurde diese Bewertung damit, dass „*alle Verteilnetzbetreiber ihre Netzanschlüsse so dimensionieren, dass die Jahreshöchstlast des Elektrizitätsbezugs allein durch den Bezug aus dem vorgelagerten Übertragungsnetz erfüllt werden kann.*“[5] Also war die Argumentation letztlich darauf ausgerichtet, dass Engpässe planerisch ausgeschlossen werden und daher dezentrale Einspeisung zumindest theoretisch kapazitativ wertlos ist.

Diese unterstellte Nicht-Berücksichtigung in der Planung war und ist gerade in Ballungsräumen und Städten nicht vorstellbar. Wenn es richtig wäre, dann müsste der Fehler entweder bei den Planenden liegen oder bei bestehenden Regelungen, die das planerische Verhalten der Netzbetreiber, die Daten aus der dezentralen Einspeisung nicht bei der Netzplanung zu nutzen, rechtfertigen. Die Datengrundlage für eine regional differenzierte Betrachtung der dezentralen Einspeisung fehlte jedoch offenbar. Fraglich ist nun, wenn das bis zur Entscheidung der BnetzA am 17.2.2026 nicht vorlag, warum im Rahmen von AgNes das Wissen nun genutzt werden und wie es operabel eingesetzt werden kann.

Letztlich geht es darum: Gibt es regional eindeutige Engpässe im Stromnetz oder nur häufige Engpässe im Sinne von Netzüberlastungen an bestimmten Stellen im Sinne von Leitungen? Oder geht es um größere Regionen, die überlastet sind, wie es der jetzt diskutierte Redispatch-Vorbehalt für ausgewiesene kapazitätslimitierte Netzgebiete (Umspannanlagen und diese verbindende Leitungsabschnitte)[6] nahelegt oder der § 13k EnWG? Wenn es eindeutige regionale Engpässe gibt, sind diese ganztägig vorhanden oder doch nur zeitlich begrenzt? Und wenn regionale Fragen und zeitliche Fragen konkret gelöst sind, bleibt die Frage, ob die Engpässe auch prognostizierbar sind. Nur im Falle einer klaren Antwort auf allen drei Ebenen kann auch entschieden werden, wer netzschädlich oder netzdienlich im Sinne von Netzengpässen ist und was dagegen erreicht werden kann. Nur dann kann ja festgestellt werden, dass eine Anlage zum „falschen“ Zeitpunkt und an der „falschen“ Stelle (zuviel) Strom einspeist oder entnimmt. Wenn das alles aber nicht sicher ist, dann kann letztlich nur eindeutig nicht ausgeschlossen werden, dass eine Anlage netzbelastend ist. Das ist aber nicht operabel sinnvoll.

Anhand von Speichern ist das zu diskutieren. Diesen wird genauso vorgehalten, es sei nicht ausgeschlossen, dass sie netzbelastend sind. Aber netzschädliches Verhalten ist nicht eindeutig definiert und entsprechend ist es schwierig diesen Argumenten entgegenzutreten. Speicher nehmen elektrische Energie auf, wenn die Strombeschaffung am günstigsten ist, und speisen sie aus, wenn die Strombeschaffungskosten hoch sind. Daraus folgt, dass Speicher nicht zwangsläufig immer netzausbauentlastend wirken müssen. Im Grunde unterscheiden sie sich nicht von anderen Anlagen – seien es Verbraucher oder Einspeiser –, abgesehen von ihrer Fähigkeit, zwischen Aufnahme und Abgabe wechseln zu können. Es ist entsprechend eine Herausforderung, nachvollziehbar und gerecht zu begründen, in welchen Situationen Speicher als netzverträglich eingestuft werden können – insbesondere, wenn es um die Vermeidung von Netzausbaumaßnahmen geht.

AgNes will, dass die Entgelte mit Anreizfunktion die Engpassmanagementkosten spiegeln sollen. Diese liegen jedoch für den Einsatz der Reserven nur pauschal vor, u.a. werden die Kosten der ausländischen Reserve nicht öffentlich gemacht. Regionale Engpassmanagementkosten sind unbekannt. Es gibt Grafiken mit regionaler Netzüberlastung. Aber Kosten, wenn die Entlastung an ganz anderer Stelle erfolgt? Ob es der Verteilnetzebene besser gelingen kann, die Kosten transparent zu bestimmen, ist fraglich. Sicher ist, dass Engpässe durch intensiven Netzausbau reduziert werden können. Es ist entsprechend nur eine These, dass durch einen – regional und zeitlich differenzierten – Steuerungsanreiz Engpässe effizienter behoben werden können, ohne Auswirkungen auf den Markt und die Versorgung zu haben. Entsprechend kann auch meine Gegenthese, dass die Regeln zu Bilanzierung, Systemintegration und zur gemeinsamen Bewirtschaftung von Netzkapazitäten operabel geeigneter und auch besser für das Ziel einer Kostensenkung wären, nicht bewiesen werden.

Es erscheint fraglich, auf welcher Grundlage so verlässliche Allokationssignale für Neubauten oder Baukostenzuschüsse berechnet werden können. Ohne genaue Kenntnis der Engpässe – regional und überregional – wird auch die Berechnung von Baukostenzuschüssen schwierig. Dass eine Berechnung von Baukostenzuschüssen ausschließlich bei bestehenden Anlagen erfolgen kann, wie die BNetzA unterstellt, ist vermutlich nicht richtig. Denn der Netzausbau hinkt ja hinterher. Es ist auch technisch möglich, bei bestehenden Anlagen auf eine maximale Einspeisekapazität zu verzichten. Es ist gleichwohl unmöglich bei bestehenden Anlagen über Baukostenzuschüsse Allokationssignale zu senden. Ohne Eindeutigkeit und Transparenz ist jedoch auch bei neuen Anlagen zu vermuten, dass ein Baukostenzuschuss pauschal und undifferenziert erhoben wird und vorrangig die Investitionskosten belastet.

4 Blume, Yannic et al.: Was ist Netzdienlichkeit? . In: et - Energiewirtschaftliche Tagesfragen 3/2021. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2021.

5 Beschlussentwurf der Großen Beschlusskammer, Aktenzeichen: GBK-25-02-1#1, April 2025

6 Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Referentenentwurf „Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Synchronisierung des Anlagenzubaus mit dem Netzausbau sowie zur Verbesserung des Netzanschlussverfahrens“, Bearbeitungsstand 17.04.2026

Die Operabilität der angestrebten Regelungen scheint also an einem Kernpunkt sehr erschwert zu sein. Zusätzlich müssen die Netzbetreiber auf Übertragungs- und Verteilnetzebene bei Einspeisern und Verbrauchern technisch und nachvollziehbar eine zeitlich differenzierte Bewirtschaftung der Kapazitäten ermöglichen. Diese Anreize müssen prognostizierbar erfolgen und es muss ausgeschlossen werden, dass die Anreize zur Nutzung dieser Kapazität entgegengesetzt wirken. Vermutlich ist Ausdruck einer zu befürchtenden Überforderung, dass sich die Übertragungsnetzbetreiber in ihrer AgNes-Stellungnahme vom 13.3.2026 gegen Arbeitspreise bei Batteriespeichern und für einen relativ hohen Kapazitäts- bzw. Anschlusspreis aussprechen. Heute besteht seitens der Netzbetreiber ein Mangel an Wissen und Kommunikation über den aktuellen Netzzustand. Netzprobleme sind meist erst unmittelbar vor ihrer Entstehung absehbar. Schon heute ist die Abwicklung von Fahrplanänderungen komplex. Redispatch 2.0 wird vielfach als Misserfolg betrachtet und offenbart Lücken in den Fähigkeiten auf Ebene der Verteilnetzbetreiber. Die gleichzeitige Einführung dynamischer Netzentgelte für Verbrauch, Erzeugung und Speicherung könnte die Netzbetreiber, die in der Digitalisierung hinterherhinken, überfordern. Die BNetzA unterstellt dennoch, dass gleichzeitig bzw. parallel die Netzverträglichkeit durch Einspeisung und Entnahme angereizt werden kann.

Das bedeutet vermutlich auch, dass Netzbetreiber unabhängig von den möglicherweise bestehenden Grenzen bei der Umsetzung einen besonderen Fokus auf die Finanzierungsfunktion legen müssten. Anreizbasierte Entgelte werden in der Kalkulation der Netzbetreiber in Spiegelung der Sichtweisen der Betreiber keine große Rolle spielen. D.h. so wie vorgesehen droht die Anreizfunktion ein Flop zu werden.

Entscheidend ist, dass über die Zeit hinweg ein **Kommunikationspfad** entwickelt wird, der bei der Netzplanung hilft, die Allokationsentscheidungen von Kraftwerken, Speichern und Verbrauchern verbessert und für den Betrieb bessere Signale setzt. Das braucht zum einen eine entsprechende Anpassung der bestehenden Daten- und Nachrichtenformate. Prozesse müssen dafür stabil funktionieren. Ggf. müssen sie dafür technisch neu implementiert und systemseitig berücksichtigt werden. Diese Anpassungen haben zudem so zu erfolgen, dass zu allen Handelszeitpunkten und -räumen der Handel nicht beeinträchtigt wird und die Abrechnung auch dezentral möglich ist. Zum anderen braucht es vermutlich den richtigen Mindset: Es muss dezentral gedacht werden, um das Stromsystem bedarfsgerecht und effizient, also hoch ausgelastet, zu managen. Ein Netzbetreiber, der gedanklich als zentraler Planer das Stromsystem steuert, entwertet schon im Ansatz die dezentralen Flexibilitätspotenziale.

Für die Operabilität ist aber eine weitere Folge der perspektivisch regional und zeitlich differenzierten Netzentgelte zu beachten – unabhängig davon, ob die Kommunikationsprozesse und die Engpassbestimmungen korrekt laufen oder nicht: Est ist davon auszugehen, dass ein solches Vorgehen zu einer **faktischen Teilung von Deutschland in Gebotszonen** führt, zumindest des Terminmarktes. Anders als bei einem Marktprozess sind hier die Engpässe und innerdeutschen Interkonnektoren aber nicht handelbar, sondern wirken ausschließlich einschränkend. Denn es wird voraussichtlich nur in dem Raum gehandelt, in dem die Netzentgeltwirkung ausreichend abgeschätzt werden kann.

Zusammenfassend: Die Komplexität einer Umsetzung gerade der Anreizfunktion ist vermutlich sehr hoch. Die Engpässe werden eher pauschal bestimmt werden und der Steuerungseffekt klein bleiben. Das Risiko, dass Netzbetreiber überfordert werden, ist hingegen hoch. Und die Anforderung an die Messung, Steuerung und Abrechnung ist vermutlich ebenso signifikant. Wenn die Operabilität derartig im Risiko steht, ist von instabilen Regelungen auszugehen, die ständig angepasst werden. Wenn die Perspektive aber dergestalt ist, dass die Netzbetreiber den Ausgleich vornehmen, dann wird der zunehmende Konflikt mit dem Europarecht zu einem weiteren Anpassungsrisiko. Die Annahme einer einmaligen Umstellung und einem folgenden Hineinwachsen in das neue System scheint vermessen zu sein.

3. Wirtschaftliche Perspektiven von Anlagen

Anlagenbetreiber und -investoren schauen anders auf die Entwicklung der Netzentgelte. Vor dem Hintergrund von neuen Kostenbelastungen oder potenziellen Einnahmen betrachten diese, unter welchen Bedingungen ihre Anlagen wirtschaftlich betreibbar sind. Das gilt für Verbraucher und zukünftig möglicherweise betroffene Einspeiser ähnlich. Sie unterscheiden sich aber bei den Handlungsalternativen zum Teil erheblich. Eine finanzierende Bank interessiert es schlicht, wie die zur Finanzierung erforderlichen Cashflows gesichert sind. Banken müssen bewerten können, welche Folgen für die Wirtschaftlichkeit erwartet werden.

Für alle gilt: Eine Regeländerung, die nicht bewertbar ist, weil Art und Umfang der Anpassung unklar sind, führen sofort zu einem extremen wirtschaftlichen Druck bzw. einer neuen Bewertung.

Prinzipiell erhöht ein vorab verlangter Baukostenzuschuss die **Investitionskosten**. Dynamische Netzentgelte steigern hingegen die **variablen Kosten** und damit z.B. die erforderlichen Gebote an der Strombörse. Wenn die Netzentgelte bundesweit einheitlich wären und sich in einem begrenzten, berechenbaren Rahmen bewegten, ließe sich das theoretisch abschätzen. Ein bundesweit einheitliches Netzentgelt gibt aber für die Bewertung von Engpässen keinen Sinn. Der Preis muss entsprechend sowohl regional unterschiedlich sein als auch zeitlich erheblich differieren. Bei Projekten, die bereits errichtet worden sind, führt hingegen ein ggf. inhaltlich unverändert berechtigter Baukostenzuschuss wie bereits geschildert nicht mehr zu einer Lenkungswirkung für die Ansiedlung; ein dynamisches Netzentgelt kann hingegen bei einem Gebot eingepreist werden und scheint daher zunächst vorteilhafter zu sein. Es lässt sich aber nicht abschätzen, ob das dynamische Entgelt einen positiven oder auch negativen Wert haben kann.

Einen besonderen Teil der Diskussion kenne ich aus dem Bereich der Batteriespeicher. Diese nutzen anders als ein

Kühlaggregat einen Netzanschluss nicht kontinuierlich. Eine Batterie ist faktisch wie ein Strom-Schwamm, der speichert oder ausgewrungen wird, wenn dafür Marktanreize gesetzt werden. Also bei hohen Preisen wird entladen, bei niedrigen Preisen geladen. Speicher können in beide Richtungen entlastend oder belastend wirken. Sie brauchen dafür einen geeigneten Bezugsrahmen. Wenn Speicher wie eine Erzeugungsanlage oder ein großer Stromverbraucher behandelt wird, dann ist der **Bezugsrahmen** schief. Netzentgelte können geeignete Bezüge setzen, damit Batterien eine Chance erhalten, volatile, auf erneuerbaren Anlagen basierende Erzeugung zu vergleichsmäßigen beziehungsweise begrenzten Netzkapazitäten effizient zu nutzen. Wenn die Batteriespeicher aber nicht mehr über die Betriebsform entscheiden können, dann werden sie teilweise entwertet.

Zusammenfassend: Die wirtschaftlichen Auswirkungen von AgNes sind existenziell und z.T. stehen Verhaltensänderungen nicht als Alternative zur Verfügung. Vertrauensschutz ist entsprechend für die Wirtschaftlichkeit von Projekten ein wesentliches Kriterium. Wenn neue Anlagen anders als der Bestand behandelt werden oder große anders als kleine oder Speicher anders als eine Windanlage wird sehr spezifisch in die Wirtschaftlichkeit eingegriffen. Sorgfalt ist hier besonders entscheidend.

4. Vertrauensschutz für Investoren und Gleiches gleich behandeln

Investitionssicherheit wird ein dominierendes Thema der nächsten Phase der Energiewende werden, gerade weil in einem so erheblichen Maße Ansprüche und Rechte geschaffen wurden, die nicht immer in Relation zum erreichten Nutzen stehen. Klar ist, werden Spielregeln im Nachhinein geändert, entstehen erhebliche Risiken – bis hin zur Insolvenz von Projektgesellschaften. Vertrauensschutz auf belastbare Regeln war zudem ein entscheidender Vorteil von Deutschland.

Vor diesem Hintergrund war es für viele Marktakteure ein Schock, dass die BNetzA im Rahmen von AgNes die bisher in § 118 Abs. 6 EnWG verankerte Befreiung neuer Speicher von Netzentgelten grundsätzlich zur Disposition stellte. Die bisherige Regel war: Wer bis zum 4. August 2029 einen Speicher ans Netz bringt, wird für 20 Jahre von Netzentgelten befreit. Investoren haben auf diese Rechtslage gebaut, die wie dargestellt als eine explizite gesetzliche Übergangsfrist gedacht war, um den Speicherhochlauf zu unterstützen.

Es stellt sich also die grundsätzliche Frage, inwieweit auch Ansprüche, die ggf. dem Stromsystem schaden können, im Sinne von Kosten, Netzausbaudruck bzw. Engpasssteigerung die Zeit überdauern? Kann ein Flexibilitätsbeitrag bzw. ein Reaktionsmaß ein geeigneter Maßstab für Entgelte sein? Sollte bei den Investoren unterschieden werden, ob sie sich mehr auf den Bestand der Regelungen verlassen haben, was von der BNetzA möglicherweise bei staatlich veranlassten Auktionen und Förderregimen so gesehen wird? Oder ist nach Regionen zu unterscheiden, in denen schon lange klar war, dass eine Überspeisung vorliegt (u.a. Netzausbauregionen § 36c EEG 2017 bzw. die benannten Landkreise nach § 13k EnWG 2024 bzw. Offshore-Windanlagen)? Vielleicht entspricht ein Netzentgelt überhaupt eher einer mautähnlichen Straßennutzungsgebühr, die sich über die Zeit verändern und für die es keine Zusagen geben kann, also ohne dass Vertrauensschutz überhaupt relevant wird?

Das ist alles nicht entschieden, auch die damit verbundenen neuen Diskriminierungen, die das Vorgehen der BNetzA zwangsläufig mit sich bringen wird. Letztlich hat aber die BNetzA mit ihrem Vorgehen nicht nur bestehende gesetzliche Regelungen in Frage gestellt, sondern damit vielleicht die Debatte über die **Ansprüche** und **Eingriffsrechte** für alle Investitionen rings um die Energiewende gestartet. Abgewendet werden kann diese Diskussion wohl nicht mehr vollständig.

Sicher ist auch, wenn kein neues, auskömmliches Netzentgeltregime für die restliche Projektlaufzeit gilt, müsste über Kompensationen beziehungsweise Ausfallbürgschaften des Bundes nachgedacht werden, um die wirtschaftlichen Risiken zu mildern. Auch dafür bräuchte es einen wirtschaftlichen Maßstab für einen geeigneten Umgang mit gewachsenen Zusagen und Ansprüchen. Die BNetzA wird sich dafür sicherlich intensiv mit der Entscheidung des Bundesverfassungsgerichtes aus 2020 befasst haben. Damals wurde entschieden, dass das Windenergie-auf-See-Gesetz den verfassungsrechtlich zugestandenen Vertrauensschutz verletzt. Das Gericht argumentierte, das die Anpassung Investitionen in geplante, aber noch nicht realisierte Offshore-Projekte ohne ausreichenden Ausgleich entwertete. Das Vertrauen der Investoren, die auf die alte Rechtslage vertraut hatten, wurde durch die Umstellung auf ein zentrales Ausschreibungsmodell verletzt.[7] Wenn Vergleichbares nicht für den AgNes-Prozess und Projekte in Bau und Planung gelten soll, dann ist die Begründung besonders interessant. Denn es geht letztlich um nahezu alle Projekte, die derzeit in Bau, Entwicklung und konkreter Planung sind, die betroffen sein können.

Zum Vergleich der Straßenbenutzungsgebühr: Beim Bundesfernstraßenmautgesetz gibt es weder einen Zwang, die Straße zu nutzen, sondern immer auch Transportalternativen. Bei Strom ist das fundamental anders. Dementsprechend unterscheidet sich die Aufgabe der BNetzA auch fundamental vom Bundesamt für Logistik und Mobilität. Zudem gelten auch bei der Maut gesetzliche Ausnahmen, z.B. für Kraftomnibusse, und vor allem gab es einen ausgiebigen Pilotbetrieb (und deutlich weniger Anpassungen als im Strombereich zu befürchten sind).

Unabhängig vom Straßenvergleich und der juristischen Detaildiskussion ist es wesentlich, dass das Vorgehen der BNetzA zum einen verhältnismäßig sein muss – der Eingriff in die Wirtschaftlichkeit ist wohl erheblich – und zum anderen Gleiches nicht ungleich behandelt. Das wird nicht erreicht, wenn sich die BNetzA an technischen Eigenschaften aufhängt, wie bei Speichern, aber die Netzdienlichkeit oder -verträglichkeit nicht hinreichend definiert.

7 Beschluss des Ersten Senats des BVerfG vom 30. Juni 2020, 1 BvR 1679/17 und 1 BvR 2190/17.

5. Europäische Regelungen – Unbundling sichern

Wie an dem EuGH-Urteil aus 2021 zu erkennen ist, hat das Europarecht für die Verlässlichkeit der Regelungen eine hohe Bedeutung. Die Sicherung des Unbundlings und damit verbunden die **Steuerungshoheit** der Anlagenbetreiber ist wichtig. Zudem ist ein **diskriminierungsfreier Netzzugang** eine relevante Voraussetzung für einen Strommarkt. Jedoch werden die Eingriffsrechte der Netzbetreiber tendenziell ausgeweitet. Durch den Zugriff auf in- und ausländische Reserven, Redispatch, den erwähnten Regelungen unter § 14a EnWG, den Optionen unter § 13k EnWG etc. ist es heute schon nicht mehr leicht nachvollziehbar, welche Wirkung die Eingriffe haben können. Aktuell werden Flexible Connection Agreements (FCAs) zunehmend Voraussetzungen für einen Netzanschluss, die aber für Investoren schwer bewertbar sind. Die BNetzA überlegt jetzt, ob unter AgNes bei Abschluss eines FCAs ein Baukostenzuschuss entfallen kann. In Summe kann im aktuellen Stand der Diskussion nicht abschließend beurteilt werden, ob mit dem neuen Entgeltsystem die Eingriffe bzw. Eingriffsoptionen reduziert oder auch durch mangelnde Transparenz von Engpässen und Marktefekten bzw. Versorgungsrisiken ausweitet werden. Die Transparenz wird nicht größer, wenn wie befürchtet AgNes ein faktisches Zerfallen der einheitlichen Gebotszone über viele lokale, nicht handelbare Netzentgelte zur Folge hätte – und gleichzeitig der Netzbetreiber über die Bestimmung von Engpässen den Markt in seiner regionalen Dimension bestimmen kann.

Wenn ein Netzbetreiber die Option hat, mit Redispatchmaßnahmen in den Anlagenbetrieb einzugreifen und Netzanschlusskapazitäten pauschal begrenzen darf, dann wird das tendenziell für den Netzbetreiber einfacher als eine exakte, zeitlich differenzierte Prognose von regionalen Netzengpässen zu liefern. Vielleicht ist es auch nicht interessant ein kapazitätslimitiertes Netzgebiet auszuweisen. Der Anreiz zum Eingriff steigt vermutlich, wenn wie von AgNes vorgesehen die maximalen Anreizentgelte politisch begrenzt sind. Wenn also das dynamische Netzentgelt auf Übertragungsnetzebene wie es europäisch vorgegeben ist, auf 0,5 EUR/MWh begrenzt ist, hat der Übertragungsnetzbetreiber wohl keinen großen Anreiz, ein Entgelt engpassminimierend einzusetzen. Wenn es keinen Deckel bei den weiter belastbaren Systemkosten oder Redispatchabrufen gibt, dann wird der Netzbetreiber genau diese Alternative nutzen – statt Engpässe genau zu bepreisen.

Zusammenfassend: Es handelt es sich zunehmend weniger um einen Marktprozess, wenn die zeitliche Synchronisation von Angebot und Nachfrage nach Strom durch den Netzbetreiber erfolgt oder eine permanente Androhung zum Eingriff in den Betrieb von Anlagen besteht, u.a. in Batteriespeicher. Das kann Preise erhöhen, Investitionen behindern und weitere Eingriffe nach sich ziehen. Das steht aber auch dem europäischen Strommarkt entgegen. Ob Netzbetreiber vor dem Hintergrund ihrer Optionen ein Interesse daran haben könnten, Engpässe zu erklären oder zu vermeiden, liegt an den Details der Regelungen und der zugestandenen Verzinsung für die Erweiterung des Stromnetzes.

6. Attraktivität von Strom im Wettbewerb

Die Elektrifizierung wird dann leichter gehen, wenn Strom verlässlich und günstig zur Verfügung steht. Die Verbreiterung der Basis potentieller Zahler von Netzentgelten wird theoretisch zu einer Senkung der finanzierenden Netzentgelte für Verbraucher führen. Der Nenner, der belastet werden kann, wird schlicht vergrößert. Die Strompreise sinken mit den Netzentgelte erst dann, wenn die Effizienz sowohl auf der Seite der Netznutzer als auch auf der Seite der Netzbetreiber erhöht wird. D.h. die Kosten werden dann sinken, wenn die Synchronisation von Netz, Verbrauch und Erzeugung verbessert und vor allem die spezifische Auslastung der Netze erhöht wird - und möglicherweise steigender Eingriffe die Kosten für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen diesen Effekt nicht überkompensieren. Ohne Systemorientierung wird das Verhältnis von Markt und technischem Stromsystem, von Netzbetrieb und Netzinvestition aber auch von Messen, Regeln und der Marktkommunikation nicht ausreichend betrachtet. Eine Klärung der Engpässe wird entsprechend erschwert oder auf Redispatchmengen reduziert – und ineffizienter.

Sicher ist, dass es zu einer Kostenverlagerung von Netzentgelten in den Strompreis kommen kann. Je nach Ausgestaltung und der Betrachtung mehrerer Netzebenen werden Risikozuschläge den Strompreis zusätzlich erhöhen. Wenn der Terminmarkt durch die Neuregelungen belastet wird, dann wird Strom auch teurer werden. Dynamische Entgeltkomponenten können nicht nur volatile Ausschläge im kurzfristigen Handel herbeiführen, sondern dafür sorgen, dass kurzfristiger gehandelt wird. Bei unzureichender Umsetzung würde es den langfristigen Handel empfindlich stören. Sicher ist, dass selbst wenn die Engpässe und die Kosten klar bestimmbar wären, lokale Netzentgelte bisher nicht handelbar oder finanziell absicherbar sind. Tendenziell wird das langfristige Stromangebot in Summe verknappt, zumindest regional.

Allein ein komplexer Prozess zu Erhebung von Netzentgelten sichert also nicht, dass die Preise günstiger werden. Verzerrungen bei Marktpreisen und Investitionsentscheidungen können das Gegenteil erreichen. Entscheidend ist auch, wie sich die Erwartungswerte entwickeln und ob es gelingt, Engpässe gezielt anzusprechen und dies in Marktprozesse selbst einzubinden. Wenn die Engpässe nur grob bestimmt werden können oder sollen, dann werden die Redispatch-Aufrufe der Netzbetreiber tendenziell steigen.

Hinzu kommt, dass Netzbetreiber durch einen Informationsvorsprung faktische Marktmacht erlangen können. Letztlich erhalten sie in den von der BNetzA angestrebten Anpassungen eine Art von Ampel für eine virtuelle Stromschleuse an die Hand, die auf „grün“ stellt, wenn restriktionslos bezogen und eingespeist werden kann, auf „gelb“, wenn das begrenzt möglich ist, und auf „rot“, wenn es unterbunden wird. Gleichzeitig besteht die Sorge, dass diese Schleuse nicht nur nicht eindeutig lokalisiert ist, sondern dass die Anlagen darüber hinaus weitere Eigenschaften bereitstellen, um den Schleusenbetrieb sicherzustellen. Das bringt Unsi-

cherheiten hinsichtlich der Deckung des Strombedarfs mit sich, was zusätzlich bewertet werden muss.

Erwartbar ist ein gewisser Widerspruch von Strompreis- und Netzentgeltentwicklung. Bei niedrigen Strompreisen sind tendenziell engere Netze zu erwarten, bei höheren Strompreisen tendenziell eine Entlastung – weil die Übereinspeisung der Erneuerbaren für die Engpässe relevant ist und im Großhandelsmarkt zeitweise die Preise senkt. Die wirtschaftliche Gesamtauswirkung ist also schwer zu bewerten.

Zu beachten ist auch, unter welchen Bedingungen Strom eingespeist und verbraucht wird. Das wird nur zum Teil vom Netzentgelt bestimmt, sondern neben den unterschiedlichen Förderregimen u.a. von den Bilanzkreisregelungen, die auch in der Hand der BNetzA sind.

Zusammenfassend: Dass letztendlich Verbraucher die Netz- und Systemkosten tragen werden, ist eine eher banale Feststellung. Die Frage ist, in welcher Höhe und ob es einen Anreiz gibt, effizienter mit dem Geld der Verbraucher umzugehen. Auch Kostenverschiebungen zwischen Verbrauchern, Erzeugern und Speichern können abhängig von den Annahmen eine Kostensenkung der Strompreise für das Gesamtsystem bewirken oder Verwerfungen hervorrufen – z.B. den Betrieb von Wärmepumpen unattraktiver und Gasherde interessanter werden lassen.

III. Lösungspfade

Der AgNes-Prozess bietet große Chancen: Geeignetere Stromnetzentgelte können dazu beitragen, die Integration erneuerbarer Energien effizienter zu gestalten und zu beschleunigen und Anreize für eine intelligentere Netznutzung zu setzen. Der Erfolg des AgNes-Prozesses hängt davon ab, ob es gelingt, die teils widerstreitenden Ziele – mehr Flexibilität, mehr Marktsignale, verursachergerechte Kostenverteilung, Vertrauensschutz und stabile Investitionsbedingungen – in ein stabiles, konsistentes und ausgewogenes Konzept zu überführen. Es braucht einen sichereren, widerspruchsfreien regulatorischen Rahmen, der die investitionsintensive Energiewende reflektiert, und einen unkomplizierten Zielablauf, der Märkte stärkt und nicht neue Eingriffe rechtfertigt.

Die BNetzA sollte dafür dringend überprüfen, ob sie die Interessen der Weiterentwicklung des dezentraler werdenden Stromsystems im Hinterkopf hat oder auf eine breitere Netzentgeltverteilung mit einer starken Rolle der Netzbetreiber fokussiert ist, die ggf. mit einer deutlich geringeren Entlastungswirkung für die Stromkunden verbunden sein kann.

Letztlich sollte in einer Weiterentwicklung der AgNes-Ansätze das Zusammenspiel aus elektrischer Arbeit, Leistung und Zeit verbessert werden. Ziel sollten kombinierte lokale bzw. regionale Ansätze mit einer Art virtueller Co-Location, also einer gemeinsamen Bewirtschaftung von Netzanschlusskapazität von unterschiedlichen Anlagen sein. Gemeinsam können Anlagen das immer begrenzte Netz angemessen reflektieren – vielleicht in Reaktion auf die lokalen Annahmen zum Redispatch Vorbehalt. So können vielleicht besser und dynamischer Netzausbausignale gesandt werden. Vorausgesetzt ist, dass Netzbetreiber einen Anreiz erhalten, Engpässe belastbar zu definieren.

Auch die Regelungen für das Bilanzkreismanagement gehören in die Betrachtung. Die Summe an Anlagenbetreibern muss in die Lage versetzt werden, ihre Anlagen zu managen, wenn der Flexibilitätswert erhalten werden soll. Nur so können die Eingriffe der Netzbetreiber tatsächlich minimiert werden und hoffentlich ein Anreiz für einen effizienteren Netzausbau gesetzt werden.

Im Kern geht es darum, Stromnetze höher auszulasten und die Folgen der mangelnden Integration von volatil und lastfern einspeisenden Erneuerbaren Anlagen zu mindern. Um den finanziellen Druck auf die Netzentgelte in ganz Deutschland zu reduzieren, sollte dringend überlegt werden, ob zumindest in besonders belasteten Regionen wie den Netzausbaugebieten, die schon 2017 im EEG (§ 36c) bzw. in 2024 wieder im § 13k EnWG geregelt wurden, auch im Nachhinein finanzielle Belastungen möglich sind. Dass diese Anlagen in hochbelasteten Regionen entstanden sind, war den Betreibern und Investoren seit Jahren transparent. Bei Offshore-Anlagen sollten die Regelungen zum Netzanschluss ebenfalls im Rahmen des verfassungsrechtlich Gebotenen geprüft werden. Diesen Anlagen sollte auch eine max. Netzanschlusskapazität zugewiesen werden, ggf. sollte für einen Teilverzicht eine Entschädigung gezahlt werden. Denn Rechtssicherheit ist ein hohes Gut.

In Summe sollte mit Blick auf die erforderlichen Investitionen als Leitmaßstab eingeführt werden, dass ein dezentral ausgerichtetes System funktionsfähig ausgestaltet wird. Die Hoffnung ist, dass sowohl Gesetzgeber als auch BNetzA sorgsamer mit neuen Ausnahmen und Ansprüchen umgehen, aber auch, dass Grundüberzeugungen energiewirtschaftlich und -technisch in Frage gestellt werden, insbesondere wenn sie dem zukünftigen Stromsystem nicht dienen.