

Newsletter Energie

August 2026

[GGSC]

[Gaßner, Groth, Siederer & Coll.]
Partnerschaft von Rechtsanwälten mbB

Liebe Mandantschaft,
sehr geehrte Damen und Herren,

im laufenden Jahr sehen wir eine ganze Reihe von Novellierungen, von denen eine sehr wichtige, die Novellierung des EEG 2027, nach drei Vorversionen nunmehr zusammen mit Neuerungen zum EnWG als Kabinettsbeschluss vorliegt.

Dabei stellen sich für einige Branchen ungeahnte Herausforderungen. Gelingt es, den Einbruch im PVFFP-Bereich zu stoppen? Gelingt es die Speicherprojekte erfolgreich in den Energiemarkt zu integrieren? Werden nach der deutlichen Reduzierung der Genehmigungszeiten im Windbereich auch die anschlussseitigen Probleme reduziert? Wie weit tragen die positiven Entwicklungen im Biogas- und Geothermiebereich? Welche Impulse setzen neue Regularien gem. KraftNAV, AgNes, RED III und BauGB u.a.? Was geschieht noch mit dem EEG in 2027?

2026 ist ein wichtiges Übergangsjahr. Der Trend zu erneuerbaren Energien bleibt jedoch auch global ungebrochen.

Eine anregende Lektüre wünscht

Ihr [GGSC] Team

Der Energie Newsletter August 2026 berichtet über:

- [\[GGSC\] erstreitet Netzanschluss gegen Netzbetreiber](#)
- [Erneute Bestätigung der BGH-Rechtsprechung zur Härtefallklausel - Redispatch](#)
- [Bestandsschutz für Kundenanlagen bis Ende 2028](#)
- [Kommt die Grünasquote?](#)
- [Redispatch neu geregelt – drohen PV- und Windparkbetreibern verdeckte Erlöseinbußen?](#)
- [Netzanschlussrecht im Umbruch: von § 8 EEG 2023 zum EEG 2027\(Netzanschlusspaket: Kabinettsbeschluss 29.07.2026\)](#)
- [\[GGSC\] Seminare](#)
- [\[GGSC\] auf Seminaren](#)

[GGSC] erstreitet Netzanschluss gegen Netzbetreiber

Netzanschlüsse für PV-Projekte zu erlangen wird immer schwieriger. Von daher ist es umso erfreulicher, dass [GGSC] vor Gericht insoweit einen Erfolg verbuchen kann.

Der Beklagte Netzbetreiber hatte für das klägerische Projekt zunächst Netzanschlusskapazität reserviert. Als diese erhöht werden sollte, bekämpfte der Netzbetreiber das Projekt auf rechtlicher, wirtschaftlicher und fachlicher Ebene.

Es wurde behauptet, die Spannungsebene sei ungeeignet, der Anschluss an das Hochspannungsnetz gesamtwirtschaftlich günstiger, der Anschluss erfordere einen Trafoausbau, der Netzanschlusspunkt sei voll und schließlich, es gäbe einen weiteren günstigeren Netzverknüpfungspunkt auf der gleichen Anschlussebene.

Das Verfahren zeigt, dass es insbesondere auf Verteilernetzebene immer noch Netzbetreiber gibt, die aus Gründen über die man nur mutmaßen kann, ihren Netzbetrieb auf Verhinderung auslegen.

Mit gutachterlicher Unterstützung konnte der Netzanschluss dessen ungeachtet prozessual gesichert werden.

Rückfragen bei [GGSC] bitte an:



Dr. Jochen Fischer
Rechtsanwalt

[< zurück zur Artikelübersicht](#)

Erneute Bestätigung der BGH-Rechtsprechung zur Härtefallklausel - Redispatch

Ungeachtet der mittlerweile geltenden Redispatchregelungen nach dem EnWG führt GGSC immer noch eine Reihe von Verfahren, die auf Härtefallentschädigung nach den §§ 15, 16 EEG gerichtet sind. Die Ergebnisse haben auch Auswirkungen auf die Interpretation der aktuellen Redispatchregelungen.

Zum einen sind diese immer noch problembehaftet und daher streitanfällig. Zum anderen sind die Entschädigungsfragen im Streitfalle nicht wesentlich anders zu beurteilen als nach den alten Härtefallentschädigungsregelungen im EEG.

Umso erfreulicher ist, dass GGSC einen Streit endgültig vor dem OVG Berlin-Brandenburg, welches in der Vergangenheit durchaus für Härtefall-kritische Entscheidungen bekannt gewesen ist, gewinnen konnte.

In der Sache ging es um einen Windstandort, an dem aufgrund einer Störungssituation der Stromfluss in eine Richtung des Verteilnetzes beeinträchtigt war und in Folge dessen von der zuständigen Netzbetreiberin in die andere Richtung umgeleitet werden musste. Dadurch konnte die über eine Stichleitung angeschlossene Anlage der Klägerin nur noch vermindert einspeisen.

Das OLG hat die Versuche der Netzbetreiberin, den Fall anders zu bewerten, als in dem vom BGH entschiedenen Fall des OLG Naumburg im Ergebnis zurückgewiesen und nahm einen entschädigungspflichtigen Netzengpass an. Maßgebend für das OLG war dabei ungeachtet der Einwürfe der Gegenseite im Ergebnis, dass der Netzengpass ungeachtet der Folgemaßnahmen der Netzbetreiberin mit dem Störfallereignis vorlag und damit kausal für die Einspeisereduzierung gewesen ist.

Gleichwohl versucht die Beklagte in anderen Fallkonstellationen weiterhin neue Fallgruppen zu bilden, um die Rechtsprechung des BGH in Einzelfällen weiter in Frage zu stellen.

Rückfragen bei [GGSC] bitte an:



Dr. Jochen Fischer
Rechtsanwalt

[< zurück zur Artikelübersicht](#)

Bestandsschutz für Kundenanlagen bis Ende 2028

Wie bereits im vergangenen Newsletter berichtet, hat der Europäische Gerichtshof (Urteil v. 28.11.2024 – Rs. C-293/23) und infolge dessen auch der BGH (Beschl. v. 13.05.2025 - EnVR 83/20) klargestellt, dass viele lokale Energieversorgungsstrukturen nicht mehr als Bestandsanlagen im Sinne des EnWG gewährt werden können, sondern regelmäßig als regulierte Verteilernetze einzustufen sind. Dies hat erhebliche Auswirkungen bspw. für Mieterstrom oder Quartierskonzepte, aber auch Versorgungs- und lokale Abnehmerstrukturen mit mehreren Beteiligten (Krankenhäuser, Universitäten, Rechenzentren u.a.), weil die Betreiber künftig Netzbetreiberpflichten unterliegen. Im Hinblick auf die festgefahrene höchstrichterliche Ausgangssituation wurden Rufe nach dem Gesetzgeber laut.

Dieser hat zumindest für Bestandsanlagen reagiert und im Rahmen der EnWG-Novelle (Beschl. v. 13.11.2025; seit 23.12.2025 in Kraft) eine Übergangsregelung eingefügt. Danach gelten Anlagen, die bis zum 20.12.2025 an einem Energieversorgungsnetz angeschlossen wurden vorerst nicht als Netz im Sinne der regulatorischen Vorgaben. Diese Bestandsanlagen sind mithin bis zum 31.12.2028 von den typischen Netzbetreiberpflichten ausgenommen.

Dies schafft kurzfristige Planungssicherheit für bestehende Mieterstrom- oder Quartiersprojekte, die sonst unmittelbar regulierungspflichtig würden. Für neue Anlagen ist gegenwärtig aber noch keine Abhilfe in Sicht. Zudem ist zu beachten, dass auch Bestandsanlagen ab dem 01.01.2029 als Verteilernetze dann den gleichen Regularien wie klassische Netzbetreiber unterfallen.

Nicht erfasst von der restriktiven Rechtsprechung sind nach wie vor Netzversorgungsanlagen, die ins öffentliche Netz einspeisen oder per Direktleitung insbesondere einen einzelnen Industrieabnehmer versorgt. Wenn jedoch mehrere Abnehmer über ein eigenes Leitungsnetz versorgt werden (Industriepark, Quartier, Hafen o. ä.) wird es schwierig, eine Kundenanlage zu begründen, es sei denn, das Konstrukt fällt noch unter die Übergangsregelung bis zum 31.12.2028.

Damit verschafft die Übergangsregelung Bestandsanlagen bis 2028 Luft, löst aber das strukturelle Problem nicht. Vor diesem Hintergrund sorgt für Aufmerksamkeit, dass der ITRE Ausschuss des EU-Parlaments am 24. Juni und der EU-Energieministerrat am 26. Juni 2026 eine Ausnahme zu Art. 38 Strombinnenmarkttrichtlinie auf der Agenda haben, die den Mitgliedstaaten wieder größere Handlungsspielräume ermöglichen sollten. So soll der Art. 38 RiLi (EU) 2019/944 - „Geschlossene Verteilernetze“ dahingehend erweitert werden, dass die Mitgliedstaaten kostenlose, diskriminierungsfreie, kleinere Netze unter bestimmten Voraussetzungen von den Verteilernetz Anforderungen ausnehmen können. Im Energieministerrat wird eine Ausnahme für Gebäude mit bis zu 100 Haushalten und Arealen mit bis zu 20 Zählpunkten diskutiert.

Sollten diese Lobbyerfolge umgesetzt werden, löst dies jedoch nicht die Probleme für Industrieanlagen. Die weitere Entwicklung bleibt daher abzuwarten.

Rückfragen bei [GGSC] bitte an:



Dr. Jochen Fischer
Rechtsanwalt

[< zurück zur Artikelübersicht](#)

Kommt die Grüngasquote?

Mit dem Gebäudemodernisierungsgesetz wird eine zum 01.01.2026 einzuführende Grüngasquote angekündigt. Wie ist der Stand?

Das Gebäudemodernisierungsgesetz (GModG)

Mit dem [am 29.07.2026 in Kraft getretenen Gebäudemodernisierungsgesetz](#) verpflichtet der Bundesgesetzgeber die Bundesregierung, bis zum 01.12.2026 ein Gesetz über eine Grüngas-/Grünheizölquote einzuführen (§ 42a GModG). Mit diesem zusätzlichen Gesetz, für das noch kein Entwurf bekannt ist, sollen die Inverkehrbringer von Gas und Öl verpflichtet werden, ab 2045 nur noch klimaneutrale Brennstoffe zur Gebäudeheizung in den Verkehr zu bringen. Diese Bioquote soll die Bio-Treppe irgendwann, spätestens ab den 2040er Jahren, überholen. Mit Bio-Treppe wird die neu geregelte Pflicht eines Gebäudeeigentümers bezeichnet, sicherzustellen, dass die Wärme neu eingebauter Gas- oder Ölheizungen ab 2029 zu mindestens 10 %, ab 2035 zu mindestens 30 % und ab 2040 zu mindestens 60 % aus erneuerbaren oder kohlenstoffarmen Brennstoffen erzeugt wird (§ 43 GModG).

Die Gas- und Wasserstoffwirtschaft hat im Jahr [2025 eine Konzeption einer Grüngasquote](#) erarbeiten lassen. Die künftige Ausgestaltung durch den Gesetzgeber ist aber noch völlig offen.

Vorbild THG-Quote für Kraftstoffe

Vorbild einer Grüngasquote ist die THG-Quote für Otto- und Dieselmotorkraftstoffe (§§ 37a BImSchG). Diese Regelung startete 2007 als Biokraftstoffquote. Die Inverkehrbringer der Kraftstoffe wurden verpflichtet, ihren fossilen Kraftstoffen ansteigende Mindestquoten von Biokraftstoffen beizumischen. So wurde eine Nachfrage nach Biokraftstoffen geschaffen, durch die deren Produktion rentabel wurde.

Nach Diskussionen über die Treibhausgasintensität von Biokraftstoffen und die Konkurrenz zwischen Tank und Teller wurde die Biokraftstoffquote 2015 zu einer THG-Quote erweitert. Neben der THG-Minderung durch Beimischung von Biokraftstoffen wurden andere Erfüllungsoptionen geschaffen, beispielsweise die Elektromobilität. So wurde ein Quotenmarkt geschaffen, bei dem Halter von Elektrofahrzeugen und Betreiber von Ladeinfrastruktur über den Quotenmarkt letztlich von den Inverkehrbringern von Kraftstoffen dafür bezahlt werden, dass Kraftstoffe durch Elektrizität ersetzt werden.

Schlussfolgerung: Technologieoffene THG-Brennstoffquote statt Grüngasquote?

Aufgrund dieser Erfahrungen mit der THG-Quote drängt sich die Frage auf, ob es sinnvoll ist, eine Brennstoffquote auf Biobrennstoffe zu beschränken. Stattdessen kann die Brennstoffquote von vornherein als THG-Quote ausgestaltet – oder die THG-Quote für Kraftstoffe auf

Brennstoffe erweitert werden. Das würde bedeuten, neben der Beimischung von Biobrennstoffen auch andere Erfüllungsoptionen zur THG-Minderung bei der Wärmeerzeugung zuzulassen, beispielsweise strombetriebene Wärmepumpen. Wie bei Elektrofahrzeugen könnten dann Betreiber von Wärmepumpen und Lieferanten von Wärmepumpenstrom ihre THG-Minderung an die Inverkehrbringer von Brennstoffen verkaufen, so dass diese ihre THG-Minderungsquote erfüllen können.

Das entspräche den Grundgedanken der Technologieoffenheit und des Marktes: Bei entsprechender Ausgestaltung könnte ein Quotenmarkt dazu beitragen, die kostengünstigste Form der THG-Minderung zu fördern statt nur einseitig auf grüne Brennstoffe und die damit verbundenen Nebenwirkungen zu setzen.

Rückfragen bei [GGSC] bitte an



Dr. Georg Buchholz
Rechtsanwalt



Henriette Albrecht
Rechtsanwältin

[< zurück zur Artikelübersicht](#)

Redispatch neu geregelt – drohen PV- und Windparkbetreibern verdeckte Erlöseinbußen?

Mit der Neuregelung der Redispatch-Abwicklung Ende 2025 hat sich für Betreiber von Wind- und Photovoltaikanlagen mehr verändert als nur der Zahlungsweg. Je nach Vertragsgestaltung und bisheriger Abrechnungspraxis mit dem Direktvermarkter können sich erhebliche wirtschaftliche Nachteile ergeben.

Neues Mischpreisverfahren – was hat sich geändert?

Seit Ende 2025 wird die Redispatch-Entschädigung nach einer neuen Systematik abgewickelt. Während der Anspruch früher im Wesentlichen beim Bilanzkreisverantwortlichen bzw. Direktvermarkter lag, steht dieser nunmehr unmittelbar dem Anlagenbetreiber zu. Die Bundesnetzagentur hat in ihrer Mitteilung Nr. 12 (v. 23.12.2025) klargestellt, dass übergangsweise ein Mischpreisverfahren zur Anwendung kommt, dessen Ausgestaltung voraussichtlich noch weiterentwickelt wird (vgl. BNetzA, Verfahren BK6-23-241).

Die Übergangsregelung geht zurück auf einen Vorschlag des BDEW, ist aber keineswegs "in Stein gemeißelt". Die danach übergangsweise anzuwendende Quote von 72,5 % ID1 und 27,5 %

reBAP ist nicht gesetzlich vorgeschrieben, sondern basiert auf der Annahme, dass ein Direktvermarkter 72,5 % der Redispatch-Mengen noch rechtzeitig am Intraday-Markt (ID1) korrigieren kann und 27,5 % über Ausgleichsenergie (reBAP) laufen.

Wo können wirtschaftliche Nachteile entstehen?

Je nach bisherigem Direktvermarktungsvertrag kann die neue Berechnung zu geringeren Entschädigungen führen. Besonders relevant ist dies bei älteren Verträgen mit günstigeren Vergütungsmechanismen oder höheren weitergegebenen Vermarktungserlösen. In jedem Fall bewirkt das übergangsweise Mischpreisverfahren eine starke Standardisierung, die nicht alle Redispatchkonstellationen adäquat abbildet.

Ein besonderer Nachteil kann sich für Anlagenbetreiber ergeben, deren Direktvermarktungsverträge stark auf den Monatsmarktwert fokussieren. Letzterer wird durch viele negative Preise gedrückt, u.U. ohne dass der Anlagenbetreiber infolge des Mischpreisverfahrens von einer etwaigen besseren Vermarktungsleistung des Direktvermarkters profitiert. Stattdessen wirken sich die negative Preise zusätzlich über den Redispatch aus, wenn die Anlagen zur Zeit negativer Preise abgeschaltet werden.

Es ist daher offen bis wahrscheinlich, dass die Bundesnetzagentur in dem laufenden Festlegungsverfahren den ihr eingeräumten Spielraum ausschöpft und die Übergangsregelung möglicherweise anlagenspezifisch dahingehend anpasst, dass Anreize für marktgerechtes Verhalten geschaffen werden.

Jetzt Verträge genau prüfen

Unabhängig von dieser nicht abgeschlossenen Entwicklung lohnt sich für Anlagenbetreiber ein Blick in die Direktvermarktungsverträge. Möglicherweise resultieren daraus Ansprüche, um die i.V.z- Netzbetreiber jdf. Übergangsweise Schlechterstellung zumindest ein Stück weit aufzufangen. Zu prüfen sind insbesondere:

- zugesagte Vergütungen und Erlösmechanismen,
 - Anpassungsklauseln für Gesetzesänderungen,
 - mögliche wirtschaftliche Vorteile des Direktvermarkters sowie
 - Ansätze für vertragliche Ausgleichs- oder Anpassungsansprüche.
-

Fazit

Die Umstellung kann die wirtschaftliche Risikoverteilung erheblich verändern. Betreiber sollten daher sowohl die neue Redispatch-Abrechnung als auch ihre Direktvermarktungsverträge sorgfältig prüfen und nicht allein darauf hoffen, dass das laufende Festlegungsverfahren der Bundesnetzagentur Abhilfe schafft.

Rückfragen bei [GGSC] bitte an



Dr. Jochen Fischer
Rechtsanwalt

[< zurück zur Artikelübersicht](#)

Netzanschlussrecht im Umbruch: von § 8 EEG 2023 zum EEG 2027 (Netzanschlusspaket: Kabinettsbeschluss 29.07.2026)

Die Bundesnetzagentur hat in ihren FAQ vom 19.06.2026 klargestellt, dass der unbedingte Netzanschluss nach § 8 Abs. 1 EEG gewissermaßen unter dem Vorbehalt der Aufnahmefähigkeit durch das Netz steht („Netzanschluss von EE-Anlagen bei vollen Netzen, insbesondere flexible Netzanschlussvereinbarungen (FCA)“, <https://bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/ErneuerbareEnergien/start.html>). Allerdings weist die BNetzA in dem gleichen FAQ daraufhin, dass ein unbedingter Netzanschlussanspruch entsteht, insbesondere dann, wenn das Netz noch bedarfsgerecht ausgebaut werden kann (vgl. § 8 Abs. 4 EEG). Richtig eingeordnet bezieht sich das auf echte Überlastungssituationen, in denen eine gesamtwirtschaftliche Abwägung ausnahmsweise einen Anschluss am weiter entfernten Verknüpfungspunkt rechtfertigt – nicht auf eine generelle Relativierung des Anspruchs.

Wir gehen daher davon aus, dass die BNetzA etwas verkürzt dargestellt darauf hinweisen wollte, dass in bestimmten Überlastungssituationen, in denen eine gesamtwirtschaftliche Abwägung gegen einen Netzausbau spricht, ein Netzanschluss auch am nächst gelegenen Verknüpfungspunkt abgewiesen und einem weiter entfernten Netzverknüpfungspunkt zugewiesen werden kann. Damit entsprechen die Ausführungen der (immer noch) geltenden Gesetzeslage des EEG.

Ausgangspunkt die bisherige Dogmatik (noch geltendes Recht)

Daraus ergibt sich für die Praxis folgende zentrale dreistufige Prüfungsreihenfolge für Anlagenbetreiber:

1. Durchsetzbarer Anschlussanspruch

Zunächst gilt es von Anlagenbetreiberseite genau zu differenzieren und notfalls durch Durchsetzung der bestehenden Auskunftsansprüche zu klären, ob die beabsichtigte Kapazität am gesetzlichen Verknüpfungspunkt ohne Einschränkungen zum begehrten Zeitpunkt anschlussfähig ist:

Dann besteht ein unmittelbarer Netzanschlussanspruch auf Grundlage von § 8 Abs. 1 EEG, der direkt kraft Gesetzes durchsetzbar ist oder, für den Fall, dass die Durchsetzung zu wirtschaftlich nicht hinnehmbaren zeitlichen Verzögerungen führt, diesen zumindest formell aufrecht zu erhalten, um parallel zur zwischenzeitlichen Realisierung eines alternativen, wirtschaftlich schlechteren Anschlusses (bspw. an einem weiter entfernten Verknüpfungspunkt) einen meist sehr erheblichen Schadensersatzanspruch geltend zu machen.

2. Netzanschluss auf Grundlage von PAV-E

Eine weitere Möglichkeit, einen sofort möglichen Netzanschluss zu erreichen, ist in vielen Fällen die zu Beginn der Inbetriebnahme mit dem Netzbetreiber vereinbarte Reduzierung von Einspeiseleistungen. In diesem Fall nimmt der Anlagenbetreiber zu Beginn in Kauf, dass er zu verschiedenen Zeiten entschädigungsfrei in seiner Leistung reduziert werden kann. Dies ist für den Anlagenbetreiber häufig wirtschaftlich günstiger, als wenn er zunächst einen weiter entfernten Netzverknüpfungspunkt realisiert oder auf den notwendigen Ausbau wartet, bevor er die Anlage an das Netz bekommt. Für den Netzbetreiber ist eine solche Regelung regelmäßig ebenfalls gut, weil er unter den vorab vereinbarten Reduzierungsbedingungen nicht entschädigen muss. Diese Anschlussmöglichkeit ist insbesondere dann günstig, wenn der Netzausbau parallel weiter betrieben wird und zu einem späteren Zeitpunkt (bspw. in zwei oder drei Jahren) realisiert wird, sodass die Anlage dann voll einspeisen kann. Des Weiteren installieren Anlagenbetreiber häufig höhere Anlagenleistungen, um über das Anlagensetting (max. Erzeugungsleistung) die maximal zugesicherte Wirkleistung über längere Zeiten ausnutzen zu können (sog. „Überbauung“). Dies ist u. U. ebenfalls wirtschaftlicher, als wenn die Anlage so konzipiert wird, dass sie nur in Volllastzeiten die maximal zulässige Kapazität erreicht.

3. Erst nachrangig flexible Netzanschlussvereinbarung

Nur wenn die Ziffern 1. und 2. nicht realisierbar sind, kommen normalerweise aus wirtschaftlicher Sicht erst flexible Netzanschlussvereinbarungen in Betracht. Hierbei handelt es sich um komplexere Vereinbarungen – häufig mit weiteren Teilnehmern –, in denen konkret geregelt wird,

- wer wann einspeisen kann (Höhe und Dauer der Begrenzungen, Zeitfenster),
- ggf. Priorisierungen, Reihenfolgen, Einverständnisse,
- die technische Sicherstellung sowie Art der Begrenzung,

- wer welche Verpflichtungen trägt,
- die Haftung,
- das Verhältnis zu Redispatch und Netzausbau u.a.

Entscheidend ist dabei die saubere Trennung zwischen dem gesetzlichen, notfalls gerichtlich durchsetzbaren Anspruch und der zusätzlichen freiwilligen Gestaltungsmöglichkeit der FCA. Netzbetreiber neigen in der Praxis dazu, diese Trennlinie zu verwischen und FCA auch dort anzubieten, wo eigentlich schon ein durchsetzbarer Anspruch besteht - zu ihren eigenen Konditionen.

FCA kein Standardanschlussmodell

Gegenwärtig werden die flexiblen Netzanschlussvereinbarungen besonders im Zusammenhang mit Speichern diskutiert, wobei von den Netzbetreibern vielfach noch erhebliche Vorbehalte (Schwierigkeiten bei der Umsetzung von Redispatch u. a.) geltend gemacht werden.

Musterverträge und notwendige Anpassungen

Wegen des Fehlens einheitlicher Standards hat die Fachagentur Wind einen Mustervertrag veröffentlicht, welcher für bestimmte Grundkonstellationen Musterregelungen beinhaltet. Allerdings bieten diese Regelungen für einige Fälle (noch) keine Lösungen an (bspw. mehrseitige Vertragsverhältnisse; Haftung Anlagenbetreiber untereinander, Begrenzung Vollaststunden, Prognoseverantwortung, Baukostenzuschüsse u.a.).

Auf Netzbetreiberseite wird gleichfalls versucht, hier Klärungen herbeizuführen. So entwickelt insbesondere Eon einen standardisierten FCA auf Grundlage eines großen Speicherprojekts in Schleswig-Holstein, den es bis Ende 2026 ausrollen will und der auch für Erzeugungsanlagen weiterentwickelt werden soll. Die diesbezüglichen Abstimmungsprozesse dauern jedoch noch an. Weitere FCA von Netzbetreibern, Verbänden und Anlagenbetreibern werden in der Branche diskutiert, allerdings häufig auch deswegen nicht veröffentlicht, weil dadurch Standardsetzungen befürchtet werden, die in anderen Netzbereichen möglicherweise so nicht funktionieren. Dadurch dass die zuständige BNetzA jedenfalls bisher keine Leitplanken vorgibt behalten die Netzbetreiber weitgehend die Verhandlungsmacht.

Der Bruch: Was der Kabinettsbeschluss ändert

Genau an diesem Punkt setzt das jetzt beschlossene Netzanschlusspaket EEG 2027 komplex an und verschiebt die oben beschriebene Dogmatik strukturell: An sich soll der Entwurf zur Synchronisierung des Anlagenzubaus mit dem Netzausbau sowie zur Verbesse-

rung des Netzanschlussverfahrens beitragen. Insbesondere die Regelungen zur Verbesserung des „Netzanschlussverfahrens“ in §§ 17a ff. EnWGE führen in Verbindung mit § 8 EEG-E jedoch einen Paradigmenwechsel herbei.

Anschlussanspruch selbst wird konditioniert

Ab dem 01.01.2027 gilt der Anspruch aus § 8 Abs. 1 EEG-E nur noch unter der Maßgabe fester Überbauungs-/Kappungsgrenzen: 70 % der installierten Leistung bei PV-Anlagen des ersten Segments sowie 280 W/m² überstrichener Rotorfläche bei Wind an Land. Was bisher freiwillige Gestaltung im Rahmen eines FCA ist (Überbauung „als wirtschaftliche Option“, vgl. oben), wird damit zur gesetzlichen Regelvoraussetzung des Anspruches selbst.

Kapazitätslimitierte Netzgebiete

In diesen besonders definierten Netzgebieten (vgl. § 8 Abs. 4 EEG-E) entfällt der Anspruch ganz, wenn der ermittelte Verknüpfungspunkt in einem kapazitätslimitiert ausgewiesenen Gebiet liegt. An seine Stelle tritt die Pflicht des Netzbetreibers, für die Dauer der Limitierung einen Netzanschlussvertrag anzubieten – der jedoch einen Verzicht auf den finanziellen Ausgleich nach § 13 a Abs. 2 EnWG für Erzeugungsanpassungen umfasst, begrenzt auf 10 – 20 % der Jahreserzeugung.

Baukostenzuschuss kehrt zurück (§ 17 EEG-E)

Netzebetreiber dürfen künftig einen angemessenen Anteil der Optimierungs-, Verstärkungs- und Ausbaukosten auf den Anschlussnehmer umlegen, konkretisierbar durch BNetzA-Festlegung.

Der entscheidende Unterschied zur bisherigen FCA-Dogmatik: Während die FCA nach geltender Rechtslage eine verhandelte, freiwillige Vereinbarung sind, mit Verhandlungsspielraum zu Zeitfenstern, Haftung, Priorisierung, handelt es sich bei dem neuen Vertragsangebot nach § 8 Abs. 4 EEG-E um eine einseitig vom Netzbetreiber gestellte Bedingung ohne echte Alternative.

Die oben dargelegte Abgrenzung verliert damit jedenfalls in kapazitätslimitierten Gebieten ihre Grundlage: Stufe 1 der Prüfungsreihenfolge (durchsetzbarer Anspruch) entfällt dort gerade und das was an ihre Stelle tritt, ist inhaltlich näher an einem aufgezwungenen FCA als an einem verhandelten.

Verzahnung mit dem EnWG Netzpaket (§§ 17a – 17f EnWGE)

Der EEG-Umbau ist ohne das parallel laufende EnWG Netzpaket nicht zu verstehen – beide Reformstränge greifen ineinander:

- Die kapazitätslimitierten Netzgebiete (§ 14 Abs. 1 d EnWGE) sind der zentrale Mechanismus, der sowohl den EEG-Anschlussanspruch konditioniert als auch die Priorisierungsbefugnisse der Netzbetreiber nach § 17b EnWGE aktiviert.
- Die Priorisierungskriterien in § 17 b Abs. 1 EnWGE (Versorgungssicherheit, Ausbauziele, Szenariorahmen, Bedarfe angrenzender Netzbetreiber, Raumordnung) sind bewusst offengehalten. Ohne weitere Konkretisierung – etwa durch BNetzA-Festlegungen – entsteht ein erhebliches Streitpotenzial mit dem Risiko, dass kleinere Marktteilnehmer gegenüber etablierten Akteuren benachteiligt werden.
- Die Kapazitätsreservierung mit Gebühr (§ 17 f EnWGE, ab 135 KW) verlagert das wirtschaftliche Risiko auf die Anschlussnehmer, insbesondere bei Speicherprojekten mit langen Planungsvorläufen – die konkrete Gebührenhöhe und Berechnungsmethode stehen noch nicht fest und sollen erst durch BNetzA-Festlegung konkretisiert werden.
- Die Terminkaskade (01.01.2027 für Übertragungsnetz-Verfahren, 01.01.2028 für Netzanschlussauskunft und digitale Portale) kann insbesondere kleinere Verteilnetzbetreiber überfordern.
- Über § 17a Abs. 3 EnWGE wird zusätzlich das aus dem EEG bekannte Instrument der flexiblen Netzanschlussvereinbarung auf alle Netzanschlüsse am Übertragungsnetz verallgemeinert. Übertragungsnetzbetreiber dürfen den Anschluss von einem FCA abhängig machen, sobald die BNetzA eine Entnahme-/Einspeisebegrenzung genehmigt hat – es sei denn, der Anschlussnehmer trägt die Kosten der Engpassbeseitigung selbst. Auch hier gilt: Kapazitätsflexibilität akzeptieren oder Netzausbau bezahlen. Diese Kostenverlagerung stellt Anlagenbetreiber strukturell schlechter, ganz analog zur oben beschriebenen Entwicklung bei § 8 EEG.

Fazit

Der Kabinettsbeschluss vom 29.07.2026 markiert einen doppelten Paradigmenwechsel: Auf EnWG-Ebene wird das Windhundprinzip durch ein Regime aus verfahrensbasierter Steuerung, Priorisierung und Kapazitätsreservierung ersetzt – mit mehr Transparenz und Planungssicherheit auf dem Papier, aber erheblicher Verlagerung von Entscheidungsmacht auf Netzbetreiber und im Streitfall auf die Bundesnetzagentur.

Auf EEG-Ebene wird die bisher bestehende, differenzierte Dogmatik – durchsetzbarer Anspruch vs. freiwillige FCA – durch festgesetzte Kappungsgrenzen, den Wegfall des Anspruchs in kapazitätslimitierten Gebieten und die Rückkehr des Baukostenzuschusses überlagert. Was bislang eine zusätzliche wirtschaftlich vorteilhafte Gestaltungsoption für

Anlagenbetreiber war (freiwillige FCA, Überbauung) wird partiell zur aufgezwungenen Regelvoraussetzung.

Beide Reformstränge teilen dieselbe zentrale Schwachstelle: Die entscheidenden Parameter – Priorisierungskriterien, Reservierungsgebühr, Prozentsatz des Entschädigungsverzichts, Abgrenzung kapazitätslimitierter Gebiete – sind entweder als Platzhalter offen (10 bis 20 %!) oder zur Konkretisierung an die Bundesnetzagentur delegiert. Die eigentliche Kernfrage, wie stark der erneuerbaren Energien Vorrang materiell verbessert wird, entscheidet sich damit nicht am Gesetzestext, sondern erst in der nachgelagerten Festlegungspraxis der Bundesnetzagentur. Hier ergibt sich ein Einfallstor für Lobbyarbeit in dem laufenden Parlamentsprozess.

Rückfragen bei [GGSC] bitte an



Dr. Jochen Fischer
Rechtsanwalt

[< zurück zur Artikelübersicht](#)

[GGSC] Seminare

Umsetzung des neuen Verpackungsrecht-Durchführungsgesetz – Abstimmungsvereinbarung optimieren**10.09.2026**

Online-Seminar

Rechtsanwalt Dr. Frank Wenzel

Rechtsanwalt Linus Viezens

Rechtsanwältin Anna Zimmer

Rechtsanwalt Cornelius Buchenauer

Inhousegeschäfte im kommunalen Konzern**23.09.2026**

Online-Seminar

Rechtsanwalt Dr. Frank Wenzel

Rechtsanwältin Katrin Jänicke

Rechtsanwalt Dr. Manuel Schwind

[GGSC] auf Seminaren

Aktuelle Fragen bei der Erhebung von Straßenreinigungsgebühren**24.09.2026**

Akademie Dr. Obladen / [GGSC]

Rechtsanwältin Katrin Jänicke

Rechtsanwalt Dr. Manuel Schwind

Abfallgebühren**29.09.2026**

Akademie Dr. Obladen / [GGSC]

Rechtsanwältin Katrin Jänicke

Rechtsanwalt Dr. Manuel Schwind

Erhebung einer kommunalen Verpackungssteuer**01.10.2026**

Akademie Dr. Obladen / [GGSC]

Rechtsanwältin Katrin Jänicke

Rechtsanwalt Dr. Manuel Schwind

Rechtsanwalt Dr. Frank Wenzel

Update Abfallgebühren**15.04.2027**

Akademie Dr. Obladen / [GGSC]

Rechtsanwältin Katrin Jänicke

Rechtsanwalt Dr. Manuel Schwind

Die [GGSC] Seminare GmbH bietet Ihnen Inhouse-Schulungen zu allen aktuellen Rechtsfragen der Abfallwirtschaft, insb. zum Abfallgebühren, Vergabe- und Verpackungsrecht an. Selbstverständlich besteht das Angebot auch für Webinare, die wir online mit Ihren Mitarbeiter:innen durchführen können. Senden Sie uns Ihre Anfrage bitte an info@ggsc-seminare.de.

Hinweis auf andere [GGSC]-Newsletter

Vergabe Newsletter

Juni 2026

Einige Themen dieser Ausgabe:

- Vergabebesleunigungsgesetz ab 01. Juli 2026 – Hinweis auf einige Neuregelungen
- Vorlage des OLG Düsseldorf an das BVerfG zum Wegfall des Zuschlagsverbots in der Beschwerde
- EuGH: „oder gleichwertig“ kann Pflichtangabe sein
- Preisangabe im Mitteilungsschreiben?
- Technische Verzahnung als Argument für die Gesamtvergabe
- Auch präqualifizierte Unternehmen müssen die Eignung nachweisen!

Bau Newsletter

Mai 2026

Einige Themen dieser Ausgabe:

- Koordination ist Auftraggebersache - Mitverschulden bei fehlerhafter Planung
- (K)ein Anspruch auf eine Bauhandwerkersicherung?
- Bauablaufänderung nach Behördeneingriff ist keine Anordnung des Auftraggebers!
- Muss Aufforderung zur Mängelbeseitigung Hinweis auf weitere, drohende Schäden enthalten?
- Zur Anwendbarkeit von § 1 Abs. 1 Satz 1 Nr. 5 UmwRG auf eine Baugenehmigung für eine heranrückende Wohnnutzung
- „Wohnen auf Zeit“ im Milieuschutzgebiet

Energie Newsletter

Juli 2025

Einige Themen dieser Ausgabe:

- Baugenehmigung für PV-Parks in Baden-Württemberg künftig obsolet
- THG-Handel als lukrative zusätzliche Einnahmequelle bei erneuerbaren Energieprojekten in Verbindung mit Ladesäulen
- Einebnung Kiesgrube keine bauliche Anlage i. S. d. EEG!
- Geothermiebeschleunigungsgesetz 2.0
- BGH-Begründung: Kundenanlage kann nur Energieanlage sein, die kein Verteilnetz ist
- BGH erteilt Netzbetreibern Carte Blanche für Baukostenzuschüsse gegenüber Speichern

HOAI Newsletter

Februar 2026

Einige Themen dieser Ausgabe:

- Verfehlen einer Baukostenobergrenze – Verlust des Gesamthonorars droht!
- Bauzeitverlängerung und Zusatzhonorar – LG Berlin stärkt Planerrechte
- Mindestsatz durch die Hintertür – Verbietet das AGB-Recht Abweichungen von der HOAI?
- Ignorierte Zielfindungsphase – Wenn das Honorar auf der Strecke bleibt
- Gehört die Tätigkeit als Bauleiter nach der Bauordnung zu den Grundleistungen der Leistungsphase 8?
- Vergabe von Planungsleistungen – Wie ermittelt der öffentliche Auftraggeber den Auftragswert?
- Architektenwettbewerb: Wann wird aus „Weiterdenken“ ein Auftrag?
- Architektenurheberrecht: Neue Maßstäbe für Originalität und Verletzungsprüfung

Hinweis auf Kommunalwirtschaft.de

Wir erlauben uns, Sie auf das Angebot der apm³ GmbH bzw. der Akademie Dr. Obladen hinzuweisen, dass Sie im Internet unter www.kommunalwirtschaft.eu finden. Auf der Seite finden Sie regelmäßig Neuigkeiten von [GGSC] zu abfall- und vergaberechtlichen Fragestellungen – klicken Sie dort auf die Kategorie „Recht [GGSC]“. Wenn Sie tagesaktuelle Informationen wünschen, bestellen Sie dort den (kostenlosen) „Tagesanzeiger“.