

Stellungnahme

Gesetz zur Sicherung der Energieversorgung (EnSiG)

Stellungnahme des Sachverständigen
Carsten Pfeiffer (bne) zum Entwurf
eines Gesetzes zur Änderung des
Energiesicherungsgesetzes und anderer
energiewirtschaftlicher Vorschriften

Berlin, 21.09.2022 | Die Sicherung der Energieversorgung in Deutschland hat hohe Priorität. Daher ist es zu begrüßen, dass in der Novelle des EnSiG weitere Maßnahmen getroffen werden, welche die Versorgungssicherheit erhöhen. Dabei ist zunächst festzuhalten, dass Deutschland bis dato ein sehr hohes Maß an Energieversorgungssicherheit aufweist. Ein robustes System ist eine gute Grundlage für die bevorstehenden Herausforderungen.

Die Energiebranche kann zur Lösung beitragen, indem der Ausbau von Erneuerbaren Energien beschleunigt wird. Hierfür ist es allerdings erforderlich, dass Hemmnisse abgebaut werden. Insbesondere bei Solarparks ist dies möglich, wenn die richtigen Hebel im EEG und außerhalb des EEGs umgelegt werden. Eine „Krisenonderausschreibung“ muss durch Einzelmaßnahmen ergänzt werden, wenn sie funktionieren soll. Ein schnellerer Ausbau Erneuerbarer Energien trägt in mehrfacher Hinsicht zur Problembewältigung bei. Der zusätzliche Strom erhöht die Versorgungssicherheit und trägt zudem über den Merit-Order-Effekt zu niedrigeren Stromkosten bei. Je mehr Wind- und Solarstrom im System ist, desto niedriger sind die Strompreise. Dies sollte im Interesse aller politisch Verantwortlichen in dieser Krise liegen. Ein schneller Ausbau der Erneuerbaren Energien hat über den europäischen Strommarkt zudem positiven Einfluss auf die Energieversorgung sowie die Energiekosten der EU. Er liegt sowohl im nationalen als auch im europäischen Interesse. Dies sollte auch im Interesse der Wettbewerbskommission der EU sein.

Sehr kurzfristig kann ein großes Potenzial an industrieller Lastflexibilität (Demand Side Management (DSM)) im Umfang von einigen Gigawatt aktiviert werden. Dies trägt direkt zur Energieversorgungssicherheit bei. Wichtig hierfür ist

insbesondere die im Gesetzentwurf vorgesehene Anpassung des § 19 Absatz 2 Satz 2 StromNEV. Daher ist dieser Bestandteil der Novelle sehr zu begrüßen.

Zudem sind Verbesserungen für die Investition in große Batteriespeicher empfehlenswert, die förderfrei errichtet werden könnten, wenn keine überzogenen Baukostenzuschüsse für den Netzanschluss gefordert würden. Eine gesetzliche Klarstellung zum Entfall des Baukostenzuschusses würde zu Batterieprojekten führen, die bezüglich Leistung und Kapazität in der Summe deutlich im Gigawatt/Gigawattstunden-Maßstab liegen. Dies würde die Versorgungssicherheit erhöhen und dazu beitragen, dass weniger Erdgas in den Lastspitzen verbraucht wird.

Des Weiteren sollten bei der Weitergabe der Gasbeschaffungsumlage kurzfristig rechtliche Klarstellungen erfolgen.

Zu Artikel 1 –Änderung des Energiesicherungsgesetzes

Weitergabe der Gasbeschaffungsumlage rechtlich klarstellen

Bisher ist eine rechtliche Unklarheit gegeben, wie Bilanzkreisverantwortliche gegenüber Energieversorgern und Energieversorger **gegenüber den Letztverbrauchern die Gasbeschaffungs- und -speicherumlage rechtswirksam weitergeben** können. Die Lösung wird nach der bisherigen Gesetzesbegründung des Entwurfs der Formulierungshilfe der Bundesregierung zum „zweiten Gesetz zur Änderung des Energiesicherungsgesetzes und anderer energiewirtschaftlicher Vorschriften“ vom 05.09.2022 (RefE) auf S. 34 wie folgt angedeutet: *„Bei einer Weitergabe von Kostenbelastungen finden zivilrechtliche Grundsätze Anwendung, zu denen auch die Grundsätze des § 315 BGB gehören.“*

Damit kommt es bei der Weitergabe der Umlage auf vertragliche Regelungen insbesondere in bestehenden Bilanzkreisdienstleistungs- oder Lieferverträgen an.

Eine Vielzahl bestehender **Vertragsklauseln** verweisen jedoch **lediglich auf Anpassungen von Steuern und Abgaben**, wobei die **Gasbeschaffungsumlage keine Steuer oder Abgabe darstellt**. Aktuell vertreten einige betroffene Bilanzkreisverantwortliche aber auch Lieferanten daher eine „faktische“ Strategie, indem dort **mit Kündigung gedroht** wird, sollte der jeweilige Kunde die „Umlage“ nicht akzeptieren, was für den Kunden aktuell meist schlechtere Konditionen als die bestehenden Fixpreisverträge bedeuten würde. Diesem Druck geben die Beteiligten derzeit nach, um nicht Gefahr zu laufen, keine oder eine entsprechend teure Gasversorgung zu erhalten. Hier sollte **dringend Rechtsklarheit geschaffen werden**, einerseits um nachfolgende Schadensersatzforderungen von Kunden wegen rechtswidriger Weitergabe der Umlagen zu vermeiden und andererseits, um Vertrauen in das rechtmäßige Handeln der Energiewirtschaft zu stärken.

Hier **schlagen wir vor**, einen **neuen Absatz 8 zum § 26 EnSiG hinzuzufügen**, der hinsichtlich der Anpassung der Letztverbraucherpreise bei der Schaffung der Gaspreismulage auf die bisherigen Regelungen zum modus operandi bei der sonstigen Preisanpassung aufgrund der Gasmangellage nach § 24 EnSiG verweist, wie folgt:

Zu § 26 EnSiG Absatz 8 (neu)

„(8) Auf die saldierte Preisanpassung entsprechend der Rechtsverordnung nach Absatz 1 finden die Regelungen nach § 24 Abs. 2 und 3, frühestens aber mit Wirkung zum Zeitpunkt des Wirksamwerdens der saldierten Preisanpassung entsprechend Anwendung. Ausgenommen von der Anwendbarkeit nach vorhergehendem Satz ist der § 24 Abs. 3 Satz 6.“

Entsprechend sollte bei der Energiespeicherumlage in § 35 e EnWG ein Satz 6 angefügt werden, wie folgt:

Zu Artikel 5 § 35 e EnWG

„Auf die in Satz 1 beschriebene Umlage finden hinsichtlich der Weitergabe der Umlage die Regelungen nach § 24 Abs. 2 und 3 EnSiG, frühestens aber mit Wirkung zum Zeitpunkt des Wirksamwerdens der saldierten Preisanpassung entsprechend Anwendung. Ausgenommen von der Anwendbarkeit nach vorhergehendem Satz ist der § 24 Abs. 3 Satz 6 EnSiG.“

Begründung: Die Regelungen zur kurzfristigen Weitergabe von Preisanpassungen im § 24 EnSiG ist eindeutig und kurzfristig umsetzbar. Sie kann Grundlage einer raschen, gesetzeskonformen und rechtmäßigen Weitergabe der eingeführten Umlagen sein. Diese kurzfristige und eindeutige Regelung wird der Wichtigkeit der Umlagen auch hinsichtlich der Liquiditätsbelastung der Lieferanten und Bilanzkreisverantwortlichen gerecht. Auch die Verbraucherrechte werden durch die Regelungen in Absatz 2 und 3 des § 24 EnSiG gewahrt, da dem Verbraucher ein Kündigungsrecht zusteht, aber auch eine Mindestfrist von einer Woche zur Vorkündigung. Da die beschriebenen Umlagen inzwischen in der Öffentlichkeit sowohl der Ursache als auch der Höhe nach ausführlich diskutiert wurden, womit sich der Letztverbraucher auf diese hat einstellen können.

Die Regelung des § 24 Abs. 3 Satz 6 EnSiG hingegen schließt sonstige Preisanpassungsrechte für die Geltung der Preisanpassung nach dem § 24 EnSiG aus. Da sich neben der Anpassung der Gasbeschaffungs- und -speicherumlage weitere Gründe für eine Preisanpassung im Rahmen bisher bestehender Gaslieferverträge ergeben können (insbesondere nach Ablauf der Preisgarantie), ist die Anwendung dieser Regelung vom Verweis auszunehmen.

Weitere Nachbesserungen an der Gaspreisanpassungsverordnung (GasPrAnpV)

Auch die am 9. August 2022 in Kraft getretene Gaspreisanpassungsverordnung (GasPrAnpV) weist aus Sicht des bne auf verschiedenen Ebenen Überarbeitungsbedarfe auf. Eine detaillierte Übersicht über Änderungsbedarfe sind aus einer gesonderten Stellungnahme des bne [hier](#) abrufbar.

Zu Artikel 3 - Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes

Die kurzfristigen Maßnahmen, mehr Energieproduktion aus bestehenden Erneuerbare-Energien-Anlagen zu ermöglichen, gehen in die richtige Richtung. Über die Jahre sind viele Restriktionen entstanden, die im Rahmen eines Restriktions- und Bürokratieabbaupakets adressiert werden sollten.

Zu Nummer 1:

Kommentar zur PV-Einspeisung ohne Wirkleistungsbegrenzung („70%-Regel“)

Durch die Regelung für die Einspeisung ohne Wirkleistungsbegrenzung (Wegfall der „70%-Regel“ bei Anlagen unter 7 kWp) entfällt eine unnötige Grenze bei Kleinst- und Kleinanlagen. Die im Entwurf vorgesehene Begrenzung auf höchstens 7 Kilowatt ist sinnvoll. Bei Anlagen größer als 7 kWp würde die Regelung ohnehin mit dem Einbau von Smart-Metern entfallen können. Grundsätzlich ist kritisch anzumerken, dass der **Wegfall der 70%-Regelung** bei Verteilungsbetreibern aktuell den **Spielraum einschränken wird, mehr Netzan-schlüsse für Photovoltaik zu vergeben**. Diese Aspekte sollten als Anlass genommen werden, die Digitalisierung und den Aufbau einer Netzzustandsüberwachung zügig auf den Weg zu bringen. Die fehlende Digitalisierung und jahrzehntealte Netzplanungsregeln wirken inzwischen deutlich begrenzend.

EEG auf zahlenmäßig hohen Zubau von Kleinstanlagen vorbereiten („Balkon-PV“)

Durch die hohen Energiepreise entstehen neue Dynamiken beim Ausbau der Photovoltaik. So entstand 2022 ein **noch nicht ordentlich im EEG abgebildetes neues Segment der „Balkon-PV“**, bzw. der „Kleinstanlagen“ an Balkonen und Hausfassaden. Dies ist erfreulich (Stromkostenentlastung bei Privatkunden, Beitrag zur PV-Produktion mit Winter-Ausrichtung (oft senkrechte Montage, d.h. kein Schnee)). Dieses neue Segment ergibt aber auch Handlungsbedarf, denn solche Anlagen wird es künftig im Baumarkt und in zahlreichen Webshops geben – und das EEG, sowie die Meldeprozesse müssen auf die sehr hohen hinzukommende Anlagenzahl vorbereitet sein. Es ist empfehlenswert, im EEG solche „**Kleinstanlagen**“ zu definieren, als **Anlagen mit einer Größengrenze von 1 kW** (in Anlehnung an §29 Abs. 2 Nr. 2 MSBG). Solche Kleinstanlagen sollten von Laien als steckerfertige Geräte ohne überbordende Bürokratie, ohne Anmeldung beim Verteilnetzbetreiber und ohne besondere Anforderungen an die Installation in gewöhnliche Haushaltsstromkreise eingesteckt werden dürfen. Über die EEG-Definition können Kleinstanlagen von sämtlichen Steuerungs-pflichten und bestimmten technischen Anforderungen für größere Anlagen ausgenommen und von größeren EEG-Anlagen sauber rechtlich abgegrenzt werden. Auch kann so die Klarstellung erfolgen, dass keine Vergütung bezahlt wird. Über eine Erlaubnis des Repowerings von Solaranlagen, die sich noch in der Förderung befinden, würden sehr viele gebrauchte Module für den Gebrauchtmärkte und hier insb. für Balkon-PV frei gesetzt werden. Das wäre wirksamer als jedes finanziell begrenzte Balkon-PV Förderprogramm.

Zu Artikel 4 – Weitere Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes

Der Trend, dass aktuell und voraussichtlich bis auf weiteres die **PV-Ausschreibungen unterzeichnet** sind, dürfte sich in Anbetracht der Anhebung der Ausschreibungsvolumina im EEG 2023 fortsetzen, **wenn keine Gegenmaßnahmen ergriffen werden**. Dies stellt ein Problem für die Erreichung der Ausbauziele der Bundesregierung dar. **Die Probleme sind lösbar, aber nur wenn richtige und wirksame Hebel in Bewegung gesetzt werden – im EEG und außerhalb des EEGs**. Die Bundesnetzagentur vermutet die Hauptursache der Zurückhaltung in der PV-Ausschreibung in dem erhöhten Ausschreibungsvolumen, im Vergleich zum Vorjahr. Dies deckt sich nicht mit einer Einschätzung der Praxis, denn nicht die Volumenerhöhung (des EEG 2021 oder des EEG 2023) sind das Problem, sondern die **fehlenden beplanbaren Flächen, nicht startende oder nicht weiterkommende Bebauungsplanverfahren und dadurch fehlende genehmigte Solarparks, sowie veraltete/fehlende Regelungen im EEG (z.B. zu Solarparkerweiterungen, Repowering)**. Auch ist die Flächenbereitstellung durch Landwirte zögerlich, weil **Hofübergaben mit Solarparks erschwert** bleiben.

Zu Nummer 2 und 3:

Verbesserungsbedarfe zur 1,5 Gigawatt Krisensonderausschreibung – Photovoltaik

Das **Grundproblem** der im EnSiG-Entwurf vorgeschlagenen „1,5 Gigawatt Krisensonderausschreibung“ bei Solarparks ist, dass das **Ausschreibungsvolumen nicht zusätzlich** ist. Es wird lediglich innerhalb des Mengengerüsts des Jahres 2023 zeitlich umverteilt und zudem wird der PPA-Ausbau vom Volumen abgezogen. Zudem wird eine verkürzte Realisierungsfrist alleine nicht zu schnellerer Anlagenrealisierung führen, denn einige EEG-Restriktionen wirken noch blockierend. All diese Probleme sind lösbar, hauptsächlich im EEG und teilweise im Jahressteuergesetz 2022, das zurzeit ebenfalls im Parlament beraten wird:

Fünf Lösungen im EEG, für eine erfolgreiche Krisensonderausschreibung und für mehr Solarparks 2023:

1. **Mengendeckel in den Ausschreibungen des ersten Segments streichen:** Keine Verringerung der ausgeschriebenen Menge des Jahres 2023 durch die zugebauten PPA-Solarparks, Bürgerenergieanlagen und Klein-Freiflächenanlagen, sowie der PV-FFA Repowering-Leistung
2. **Anlagenerweiterungen zulassen:** Aussetzen/Streichen von Fristen und Verklammerungsregeln, die verhindern, dass im Jahr 2023 bestehende Anlagenstandorte für Solarparks erweitert werden.
3. **PV-FFA Repowering** im EEG erlauben
4. **Anschlussleitungen beschleunigen** (Nutzungsrecht von Grundstücken)

5. **Opt-Out Regelung der Bundesländer für benachteiligte Gebiete** im EEG regeln

Eine Lösung außerhalb des EEGs, Jahressteuergesetz 2022):

6. **Hofübergaben mit Solarparks erleichtern.** Problem wegfallender Erbschaftssteuererschonung bei Hofübergaben mit Solarparkflächen durch eine Änderung im Bewertungsgesetz lösen (Effekt: schnelle Flächenbereitstellung).

Maßnahme 1: Mengendeckel in den Ausschreibungen des ersten Segments streichen

Vom **Ausschreibungsvolumen** im ersten Segment wird nach §28a Abs.3 Nummer 2b EEG jährlich die **Summe der installierten Leistung der PPA-Anlagen, der Bürgersolarparks und der kleinen Freiflächenanlagen bis 1 MW abgezogen**. Mit der Wirkung für das Jahr 2023 (und ggf. 2024) sollte diese Regelung entfallen. Dadurch wird das Volumen der „Krisensonderausschreibung“ zusätzlich, ohne das Zahlen im geförderten Mengengerüst verändert werden.

Durch eine Übergangsregel im §100 EEG soll der §28a Abs. 3 Nummer 2b (die Reduktion des Ausschreibungsvolumens um PPA-Anlagen und Bürgerenergie-Solarparks und Klein-Anlagen) für die Jahre 2023 und 2024 ausgesetzt werden.

Maßnahme 2: Anlagenerweiterungen von Solarparks zulassen

Bei Anlagen in der EEG-Förderkulisse, die schnell errichtet werden könnten, handelt es sich oft um **Anlagenerweiterungen von bestehenden Solarparks**. Die durch das EEG 2023 **erweiterte Flächenkulisse** (von ehemals 110 bzw. 220 Metern) neben Verkehrswegen auf bis zu 500 Meter ist oft **nicht effektiv nutzbar**, denn die **Wartefrist verzögert Anlagenerweiterungen**. Die Wartefrist im EEG ergibt sich aus der Anlagenzusammenfassung nach §24 Abs (2) Nr. 2 dadurch, dass „*innerhalb von 24 aufeinanderfolgenden Kalendermonaten in einem Abstand von bis zu 2 Kilometern Luftlinie*“ die Anlagen zur Ermittlung der Anlagengröße zusammengefasst werden. Grundsätzlich sollte die Anlagenzusammenfassung nur noch jeweils untereinander zwischen Bürgersolarparks oder Kleinanlagen unter 1 MW erfolgen, um weiterhin auszuschließen, dass mehrere privilegierte Bürgersolarparks oder Kleinanlagen unter 1 MW nebeneinander errichtet werden.¹ Um schnell und effektiv mehr Volumen zu erhalten, **sollten Anlagen sofort erweitert werden dürfen – mindestens in der Krisensonderausschreibung, aber besser noch generell**. Die Standortkommunen von Solarparks entscheiden in den Bebauungsplänen selbst, welche Anlagengrößen gewünscht sind und welche nicht.

Nach § 24 Abs. (2) Nummer 2 EEG werden folgende Sätze angefügt:

¹ Nach dem EEG 2023 werden Bürgersolarparks mit geförderten Solarparks und sogar mit förderfreien PPA-Anlagen verklammert, was dazu führt, dass die Bürgerenergieanlagen wegen der Verklammerung zur Vergütungsermittlung die Maximalgröße von 6 MW überschreiten – und damit keine Bürgerenergieanlagen mehr wären. Das kann nicht so vom Gesetzgeber gewünscht sein. Standortkommunen würden so vor die Entscheidung gestellt, sich entweder für einen vergleichsweise kleinen Bürgersolarpark oder für einen größeren förderfreien PPA-Solarpark oder einen förderfähigen Solarpark in der Flächenkulisse zu entscheiden.

Abweichend von Nummer 2 werden solche Solaranlagen, die keinen Anspruch auf Zahlungen nach §19 Absatz 1 haben, nicht mit anderen Freiflächenanlagen zusammenfasst. Abweichend von Nummer 2 werden Freiflächenanlagen, die von einer Bürgerenergiegesellschaft nach §22b errichtet werden, nicht mit anderen Freiflächenanlagen zusammenfasst, es sei denn, diese werden ebenfalls von einer Bürgerenergiegesellschaft nach §22b errichtet.

Alternative: Sollte die sachlich gebotene Fehlerkorrektur bei der Anlagenverklammerung bei den Bürgerenergiegesellschaften (siehe Fußnote) nicht kurzfristig umsetzbar sein, so sollte wenigstens in einer Übergangsbestimmung geregelt werden, dass § 24 Abs. (2) Nummer 2 EEG bei der Krisensonderausschreibung keine Anwendung findet.

Maßnahme 3: Aktives Repowering von Solarparks im EEG regeln

Neuste PV-Module haben heute fast doppelt so hohe Wirkungsgrade wie jene, die vor rund zehn Jahren installiert worden sind – im Vergleich zu Dünnschichtmodulen ist der Unterschied sogar noch größer. Würde man diese PV-Module auf bereits bestehenden Solarparks durch neue, auf dem Weltmarkt verfügbare Module ersetzen, könnten innerhalb weniger Monate viele Gigawatt zusätzlicher Leistung günstigen Solarstroms ans Netz gebracht werden. **Für aktives Repowering von Solarparks wären außerdem keine Flächen oder Genehmigungen nötig, wodurch diese Maßnahme sehr schnell umsetzbar ist.** Das EEG sieht nach wie vor ein faktisches Repowering-Verbot von Solarparks vor, da nur kleinteilig einzelne defekte Module getauscht werden dürfen. Ein Gutachten für die Umsetzung einer aktiven Repowering-Regelung für Solarparks finden Sie [hier](#).

Nach § 48a wird folgender § 48b eingefügt:

§ 48b Repowering von Solaranlagen

1) Freiflächenanlagen, die bestehende Freiflächenanlagen an demselben Standort ersetzen, sind abweichend von § 3 Nummer 30 bis zur Höhe der vor der Ersetzung an demselben Standort installierten Leistung von Freiflächenanlagen als zu dem Zeitpunkt in Betrieb genommen anzusehen, zu dem die ersetzten Freiflächenanlagen in Betrieb genommen worden sind, wenn an demselben Standort alle bestehenden Freiflächenanlagen, die in demselben Kalenderjahr in Betrieb genommen wurden, ersetzt werden. Satz 1 gilt entsprechend für Solaranlagen, die auf, an oder in baulichen Anlagen errichtet wurden, die weder Gebäude noch Lärmschutzwände sind und die vorrangig zu anderen Zwecken als der Solarstromerzeugung errichtet wurden.

2) Bei Freiflächenanlagen liegt derselbe Standort vor, wenn sich die neuen Freiflächenanlagen auf Flächen befinden, die im jeweiligen Bebauungsplan, der für die ersetzten Freiflächenanlagen galt, oder infolge eines Verfahrens nach § 38 Satz 1 des Baugesetzbuchs als Errichtungsflächen für die ersetzten Freiflächenanlagen vorgesehen waren. Bei Solaranlagen auf baulichen Anlagen liegt derselbe Standort vor, wenn sich die Solaranlagen auf derselben baulichen Anlage befinden.

3) Der Zahlungsanspruch nach § 19 Absatz 1 entfällt für die gemäß Absatz 1 ersetzten Solaranlagen endgültig.

4) Der Vergütungszeitraum, der für die ersetzenden Solaranlagen nach einer Ersetzung gemäß Absatz 1 gilt, verlängert sich außerdem um den Zeitraum ab Außerbetriebnahme der letzten ersetzten Solaranlage an dem Standort bis zur Inbetriebnahme der ersten ersetzenden Solaranlage an dem Standort.

Bezugnehmend auf Maßnahme 1 (Abzug der PPA- und Bürgerenergie-Ausbaumengen vom Ausschreibungsvolumen) sollten **auch die Repowering-Leistung nicht** im Rahmen des §28a Abs. 3 Nr. 2b EEG **vom Ausschreibungsvolumen abgezogen werden**.

Maßnahme 4: Anschlussleitungen beschleunigen (hilfreich für Solar- und Windparks)

Damit Solarparks (und Windkraftanlagen) zügig errichtet werden können, sollte für das Verlegen einer betriebsnotwendigen Kabeltrasse zum Anschluss von Erneuerbare-Energien-Anlagen – bei angemessener Entschädigung – eine Duldungspflicht der Grundstückseigentümer bzw. -nutzer gegen eine angemessene Entschädigung eingeführt werden, wie dies z.B. beim Verteilnetzausbau bereits gehandhabt wird. Ein Gutachten zu diesem Vorschlag, inklusive ausführlicher Erläuterung des Hintergrunds und einer Begründung, sowie eine verfassungsrechtliche Einordnung finden Sie [hier](#).

Nach § 8 EEG 2023 wird folgender neuer § 8a eingefügt:

§ 8a Nutzungsrecht von Grundstücken

(1) Der Eigentümer und der Nutzungsberechtigte eines Grundstücks haben die Errichtung, den Betrieb und die Instandhaltung von Leitungen oder sonstigen Einrichtungen, die vom Betreiber einer Anlage oder vom Betreiber der Leitung oder sonstigen Einrichtung zum Netzanschluss einer Anlage an den Verknüpfungspunkt nach § 8 errichtet werden, auf dem Grundstück zu dulden, soweit dadurch die Nutzung des Grundstücks einschließlich der Gebäude nicht unzumutbar beeinträchtigt wird. Die Pflicht nach Satz 1 besteht im Hinblick auf Grundstücke, deren Nutzung erforderlich ist, um den Anschluss an den Netzverknüpfungspunkt nach § 8 mit den geringsten Kosten zu errichten. Die Leitungen und Einrichtungen nach Satz 1 werden keine wesentlichen Bestandteile des Grundstücks im Sinne des § 95 Absatz 1 des Bürgerlichen Gesetzbuches. Der Grundstückseigentümer und der Nutzungsberechtigte sind rechtzeitig über Art und Umfang der beabsichtigten Inanspruchnahme des Grundstücks zu benachrichtigen.

(2) Hat der Grundstückseigentümer eine Nutzung des Grundstücks nach Absatz 1 zu dulden, so kann er dafür von dem Betreiber der Anlage, die an das Netz angeschlossen wird, oder von dem Betreiber der Leitung oder sonstigen Einrichtung eine angemessene Entschädigung in Geld verlangen. Dasselbe gilt für den Nutzungsberechtigten, wenn er die Nutzung des Grundstücks nach Absatz 1 zu dulden hat. Wird das Grundstück oder sein Zubehör durch die Ausübung der aus dieser Vorschrift folgenden Rechte

beschädigt, hat der Betreiber der Anlage, die an das Netz angeschlossen wird, oder Betreiber der Leitung oder sonstigen Einrichtung auf seine Kosten den Schaden zu beseitigen. § 840 Absatz 1 des Bürgerlichen Gesetzbuchs findet Anwendung.

(3) Der Grundstückseigentümer kann die Verlegung der Leitungen oder sonstigen Einrichtungen verlangen, wenn sie an der bisherigen Stelle für ihn nicht mehr zumutbar sind. Die Kosten der Verlegung hat der Betreiber der Anlage, die an das Netz angeschlossen wird, oder der Betreiber der Leitung oder sonstigen Einrichtung zu tragen.

(4) Die Duldungspflicht nach Absatz 1 besteht für den Zeitraum, in dem die Leitung oder sonstige Einrichtung für die Einspeisung von Strom aus einer Anlage betrieben wird. Wird der Betrieb der Leitung oder der sonstigen Einrichtung dauerhaft eingestellt, haben der Grundstückseigentümer oder der Nutzungsberechtigte die auf dem Grundstück befindlichen Einrichtungen noch drei Jahre zu dulden, es sei denn, dass ihnen dies nicht zugemutet werden kann. Der Betreiber der Anlage, die an das Netz angeschlossen wird, oder der Eigentümer oder Betreiber der Leitung oder der sonstigen Einrichtung hat dem Grundstückseigentümer die dauerhafte Betriebseinstellung unverzüglich anzuzeigen. In Fällen wiederkehrender Entschädigungszahlungen gilt Absatz 2 Satz 1 nicht mehr, wenn der Betrieb der Leitung oder der sonstigen Einrichtung eingestellt wurde und die Anzeige erfolgt ist. Wird der Betrieb der Leitung oder der sonstigen Einrichtung wieder aufgenommen, gelten die Absätze 1 bis 3 vollumfänglich weiterhin.

(5) Für die Durchsetzung eines Anspruchs nach Absatz 1 findet § 83 Absatz 2 entsprechende Anwendung.

Maßnahme 5: Länderöffnungsklausel zur Erweiterung der Flächenkulisse für Solarparks in benachteiligten Gebieten in Opt-Out Regelung umwandeln

Damit **schnell mehr Zuschläge in benachteiligten Gebieten** möglich werden, sollte die **Regelung im §37c EEG in eine Opt-Out-Regelung umgewandelt werden**. Zudem sollten Zuschläge weiterer Ausschreibungen in benachteiligten Gebieten zugelassen werden (z.B. der Innovationsausschreibung). Als Richtgröße für eine Opt-Out Regelung könnte für jedes Bundesland die Maßgabe gelten, dass Regelungen zur Begrenzung auf die maximal in einem Jahr bezuschlagbare Leistung, oder die maximale Anzahl von Zuschlägen oder ähnlich wirkende Vorgaben erst dann wirksam werden, wenn die Summe der PV-Freiflächenanlagen in einem Bundesland einem Prozent der Landesflächen entspricht.

§ 37c Besondere Zuschlagsvoraussetzung für benachteiligte Gebiete; Verordnungsermächtigung für die Länder

(1) Die Bundesnetzagentur darf Gebote für Freiflächenanlagen auf Flächen nach § 37 Absatz 1 Nummer 2 Buchstabe h und i bei dem Zuschlagsverfahren für Solaranlagen des ersten Segments, **einer Ausschreibung nach § 28e (Innovationsausschreibung) oder §28f (innovative Konzepte mit wasserstoffbasierter Strom-speicherung) ~~und~~ berücksichtigen.**, wenn und soweit die Landesregierung für Gebote auf den

~~entsprechenden Flächen eine Rechtsverordnung nach Absatz 2 erlassen hat und die Bundesnetzagentur den Erlass der Rechtsverordnung vor dem Gebotstermin nach § 29 bekannt gemacht hat.~~

(2) Die Landesregierungen werden ermächtigt, durch Rechtsverordnung zu regeln, dass Gebote für Freiflächenanlagen auf **bestimmten** Flächen nach § 37 Absatz 1 Nummer 2 Buchstabe h oder i in ihrem Landesgebiet **nicht** bezuschlagt werden können. **Die Landesregierungen können hierfür bezüglich der Flächen einschränkende Vorgaben vorsehen. Vorgaben bezüglich der maximal in einem Jahr bezuschlagbaren Leistung, der Anzahl von Zuschlägen oder ähnlich wirkende Vorgaben sind erst dann wirksam, wenn die Summe der von PV-Freiflächenanlagen in einem Bundesland einem Prozent der Landesflächen entspricht.**

(3) Gebote bei den Ausschreibungen für Solaranlagen des ersten Segments, **einer Ausschreibung nach § 28e oder §28f**, die nur aufgrund einer Rechtsverordnung nach Absatz 2 einen Zuschlag erhalten haben, muss die Bundesnetzagentur entsprechend kennzeichnen.

Maßnahme 6 (Jahressteuergesetz 2022): Problem der wegfallenden Erbschafts- steuerverschonung bei Hofübergaben mit Solarparkflächen lösen

Nahezu alle Solarparks entstehen auf landwirtschaftlichen Flächen. Dabei ist es unerheblich, ob sie als Planung innerhalb der EEG-Flächenkulisse, als Bürgersolarpark oder förderfreier PPA-Solarpark entstehen. Die nötigen **Flächen werden über Jahrzehnte für Solarparks genutzt**, weshalb fast immer ein **Generationenwechsel** und damit eine **Hofübergabe in den Landwirtschaftsbetrieben** in diesen Zeitraum fällt. Solche Hofübergaben werden als **vorweggenommene Erbfolge** umgesetzt. Damit die Bauernhöfe erhalten bleiben, gibt es steuerliche Freibeträge, insbesondere bei der Erbschafts- und Schenkungssteuer. **Das Problem: Solarparks zehren diese Freigrenze auf, da Solarparkflächen wie Gewerbegebiete bewertet werden.** Weil die durch diese Einordnung entstehenden kurzfristigen Steuerforderungen die Landwirtschaftsbetriebe in Gänze gefährden können, **zögern aktuell Landwirte bei der Flächenbereitstellung für Solarparks im Gigawatt-Maßstab.**

Die Lösung: Im Jahressteuergesetz 2022 sollte in der **Änderung des Bewertungsgesetzes** eine Regelung aufgenommen werden, die Flächen mit Solarparks hinsichtlich der Bewertung bei Hofübergaben ausnimmt. Einen konkreten Umsetzungsvorschlag gibt es hier:

<https://t1p.de/Bewertungsgesetz-PV-FFA>

(zum Jahressteuergesetz 2022)

Zu Artikel 13 - Weitere Änderung des Bewertungsgesetzes
(Hinzufügen von zwei Absätzen zum §158 BewG und §159 BewG)

In § 158 Abs. 4 Nr. 1 BewG werden nach den Wörtern „Zum land- und forstwirtschaftlichen Vermögen gehören“ die Wörter „vorbehaltlich der Anwendung des Absatz 6“ eingefügt.

Nach § 158 Abs. 5 BewG wird folgender Absatz 6 eingefügt:

„(6) Grund und Boden, den der Inhaber eines Betriebes der Land- und Forstwirtschaft einem Dritten durch Einräumung eines Nutzungsrechts zum Zwecke der Errichtung und des Betriebs von Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Sinne des § 3 Nr. 21 des Gesetzes für den Ausbau erneuerbarer Energien (EEG 2023) überlässt, gilt abweichend von § 158 Abs. 4 Nr. 1 als dem Betrieb der Land- und Forstwirtschaft dauernd zu dienen, bestimmt, wenn die Aufnahme einer ausschließlichen land- und forstwirtschaftlichen Nutzung nach Ablauf der Überlassung ernsthaft anzunehmen ist. Die Wiederaufnahme einer land- und forstwirtschaftlichen Nutzung ist insbesondere in den Fällen anzunehmen, in denen Flächen im Umgriff der Anlage einem Betrieb der Land- und Forstwirtschaft dienen und sich der Nutzungsberechtigte verpflichtet, das Grundstück nach Ablauf des Nutzungsüberlassungszeitraums in rekultiviertem Zustand zurückzugeben.“

Nach § 159 Abs. 3 BewG wird folgender Absatz 4 eingefügt:

„(4) Abweichend davon ist Grund und Boden im Sinne des § 158 Abs. 6 BewG nur dann dem Grundvermögen zuzurechnen, wenn nach den Verhältnissen am Bewertungsstichtag anzunehmen ist, dass die Voraussetzungen der Absätze 1 bis 3 für die Zurechnung zum Grundvermögen im Zeitpunkt des Ablaufs des Nutzungsüberlassungszeitraums vorliegen werden.“

Speicher der Innovationsausschreibung auch marktlich einsetzen

Im Rahmen der Innovationsausschreibung der Jahre 2020-2022 wurden Anlagenkombinationen aus Solarparks und Speichern bezuschlagt (fast 1,5 GW Solarparks, mit zugehörigen Speichern). Diese Anlagenkombinationen wurden bereits oder werden in Kürze in Betrieb genommen. Die besonderen Bestimmungen für Anlagenkombinationen in der Innovationsausschreibung verhindern aktuell den energiemarktlichen Einsatz der Speicher (z.B. die Ladung aus dem Netz). Dies hat den Effekt, dass gerade im Winter die Solarpark-Speicher der Innovationsausschreibung ein **ungenutztes Potenzial** darstellen (z.B. zur Speicherung von Windstrom & Ausspeicherung zu Spitzenlastzeiten). Lösung: In der **Innovationsausschreibungsverordnung sollte der §13 Absatz 4 InnAusV entfallen**. Dies sollte **auch rückwirkend** gelten, für alle bezuschlagten Anlagenkombinationen.

Zu Artikel 5 –Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes

Ausbau von marktlich eingesetzten (förderfreien) Groß-Batteriespeichern erleichtern

Der Aufbau energiewirtschaftlich nutzbarer Batteriespeicherkapazität in den 2020ern im Gigawatt-Maßstab ist dringend geboten, denn in diesem Jahrzehnt wird sich die

Erzeugungsseite deutlich und schnell hin zur Photovoltaik und Windkraft ändern, was mit einem Rückgang thermischer Kraftwerke und damit auch mit einer Änderung der Systemdienstleistungsbereitsteller einhergehen wird. Am Strommarkt können insbesondere kurzfristige Preisspitzen von **Stromspeichern gepuffert** werden und damit **Strompreise dämpfen und fossile Spitzenlastkraftwerke wie Gas- und Ölkraftwerke verdrängen**. Nicht nur die Bereitstellung von Regelleistung und Spitzenleistung, sondern auch **nicht-frequenzgebundenen Systemdienstleistungen**, wie z.B. **garantierte Blindleistungsbereitstellung** oder ein **Beitrag zur Schwarzstartfähigkeit** brauchen rechtzeitig den **Aufbau von wirtschaftlich tragbaren Lösungen** – was wiederum Planungssicherheit bei Investoren erfordert. Diese **Planungssicherheit kann heute der Markt geben**, der Investitionen in Großbatterien absichern kann, wenn Investitionen nicht sachfremd, durch willkürlich anmutende Forderungen nach Baukostenzuschüssen (BKZ) für den Netzanschluss von Großbatterien verteuert werden.² Derzeit werden große Speicherprojekte in einem Umfang von einigen GW wegen der Forderungen nach BKZ nicht umgesetzt. Die **Verlängerung der Frist für die Befreiung von BKZ und Entgelten für den Netzzugang von 15 auf 25 Jahre ist geboten**, da die Planungshorizonte von neu zu errichtenden Speichern zum Teil bereits heute über 2026 hinausgehen und auch weit nach 2026 hinaus ein starker Aufwuchs von Speicherkapazitäten systemisch notwendig und politisch gewünscht ist.

Zu §118 (6) EnWG Satz 1

„Nach dem 31. Dezember 2008 neu errichtete Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie, die ab 4. August 2011, innerhalb von **25** Jahren in Betrieb genommen werden, sind **von der Entrichtung des Baukostenzuschusses, sowie** für einen Zeitraum von 20 Jahren ab Inbetriebnahme hinsichtlich des Bezugs der zu speichernden elektrischen Energie von den Entgelten für den Netzzugang freigestellt.“

Industrielles Lastmanagement stärken: Demand Side Management (DSM)

Industrielles Lastmanagement (Demand Side Management, (DSM)) hat ein großes Potenzial, die Versorgungssicherheit zu erhöhen und hohe Preisspitzen zu dämpfen. Zudem könnte durch DSM zeitweise nicht nur Strom, sondern auch Gas eingespart werden. Das heute verfügbare DSM-Potenzial wird auf **10,0 Gigawatt** beziffert.³

² Der zum Anschluss von Großbatterien von Verteilungsnetzbetreibern geforderte Baukostenzuschuss (BKZ) hat je nach Netzgebiet eine Größenordnung von 12 - 120 €/kW und macht damit einen Anteil von bis zu 20% der gesamten Baukosten eines Großspeichers aus. Ein BKZ für Großspeicher ist nicht sachgerecht, da Speicher das Netz entlasten. Der BKZ für Speicher ist zudem rechtlich umstritten. Eine Klagewelle wegen unangemessen hoher BKZ-Forderungen ist erwartbar – was zu einem Ausbaustopp aufgrund unsicherer Rechtslage führen würde. Durch gesetzliche Klarstellung (bei Großspeichern kein BKZ) kann dies vermieden werden.

³ strategy& für TenneT: Unlocking Industrial Demand Side Response (2021) // https://netztransparenz.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Company/News/Dutch/2021/Unlocking_industrial_Demand_Side_Response.pdf

Potential DSR capacity by industry in DEⁱ (2020, in GW)

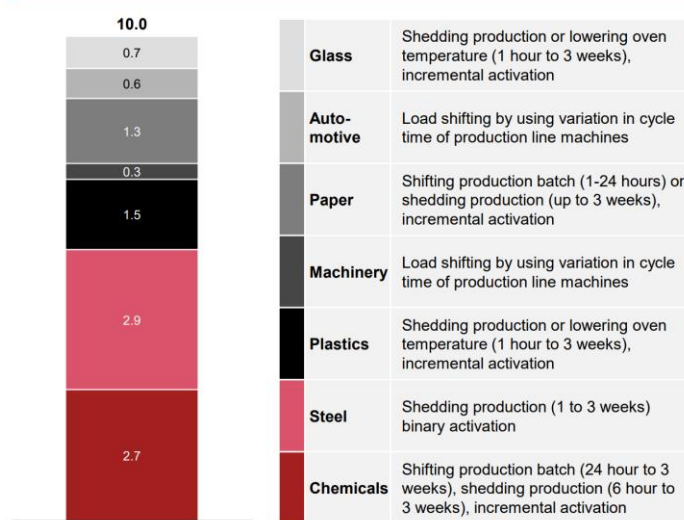


Abbildung 1: strategy& (2021) für TenneT:
Unlocking Industrial Demand Side Response

DSM-Potenzial entfesseln (Anpassung des § 19 Absatz 2 Satz 2 StromNEV)

Nur wenige industrielle Lasten können aus technischen Gründen die Anforderungen der Regelleistung erfüllen. Der Großteil des Potenzials muss daher auf andere Weise erschlossen werden. **Der größte Hebel zur Nutzung von DSM besteht in der Anpassung des § 19 Absatz 2 Satz 2 StromNEV.** Dieser gewährt energieintensiven Industrien mit einem Jahresstromverbrauch über 10 GWh und 7.000 Benutzungsstunden eine Netzentgeltreduktion von 80 bis 90 %. Diese Regelung reizt Industrien zu einem unflexiblen, hohen Stromverbrauch über dieser Schwelle an. Diese **Regelung ist seit Jahren obsolet.** Leider hat es noch keine Reform gegeben, die auf Flexibilität abstellt. Folglich wurden **große Flexibilitätspotenziale blockiert.**

Daher ist es **sehr zu begrüßen**, dass der Regulierungsbehörde die Möglichkeit gegeben wird, **Festlegungen zur Änderung der Voraussetzungen für die Inanspruchnahme individueller Netzentgelte nach § 19 Absatz 2 Satz 2 StromNEV zu treffen** und dabei von den Vorgaben der Stromnetzentgeltverordnung abzuweichen. Bei Umsetzung seitens der BNetzA können die Unternehmen ihre Produktion in Zeiten mit hohen Stromkosten reduzieren. Das sind dann die Zeiten, zu denen Strom (relativ) knapp ist.

Dies ist insbesondere vor dem Hintergrund der **Versorgungssicherheit** relevant, da die Industrie von sich aus bereits einen Anreiz hat, genau zu diesem Zeitpunkt weniger Strom zu verbrauchen. **Eine Lastverschiebung in Höhe von einigen Gigawatt entspricht der Größenordnung von einigen großen Kraftwerken.** Die zeitliche Verschiebung reicht aus, um potenzielle Engpässe zu vermeiden. Darüber hinaus wird auch Erdgas eingespart, da die Erdgaskraftwerke bei (relativer) Knappheit am Strommarkt laufen. Wird dann (durch DSM) weniger Strom verbraucht, gehen besonders die Erdgaskraftwerke mit schlechten Wirkungsgraden aus der Stromproduktion. Dadurch wird:

- a) Erdgas eingespart,
- b) der Strompreis in Spitzenzeiten sinken,
- c) die flexibilisierte Industrie Stromkosten einsparen, was die Wettbewerbsfähigkeit steigert.

Die **Ermächtigung der Bundesnetzagentur ist daher ein sehr wirksames Instrument** zur Sicherung unserer Energieversorgungssicherheit. Diese **sollte aber nicht nur bis Ende 2023 gelten**, sondern **bis die bisherige StromNEV durch BNetzA-Regelungen abgelöst wird**. Nichtsdestotrotz sollte im Rahmen der beabsichtigten Weiterentwicklung des Strommarktes an einer Regelung gearbeitet werden, die dazu beiträgt, dass Flexibilität über den Markt angereizt statt regulatorisch verhindert wird.

Nachfolgeregelung der eingestellten Abschaltbare-Lasten-Verordnung (AbLaV)

Darüber hinaus wurde jüngst vom BMWK im Kontext der Kommunikation zum zweiten Stresstest, die Prüfung einer **Nachfolgeregelung der eingestellten Abschaltbare-Lasten-Verordnung (AbLaV)** angekündigt. Die ÜNB fordern der Ankündigung zufolge hierfür Echtzeit-Abschaltungen binnen einer Sekunde, was die Chemie-, Papier-, Stahl- und Zementindustrie nahezu vollständig ausschließt. **Eine Regelung sollte rechtzeitig vor dem kommenden Winter beschlossen werden**. Damit es keine reine *Lex Alu* wird, sollte eine Teilnahme auch dieser Branchen – die den allergrößten Teil des Abschaltpotenzials ausmachen – ermöglicht werden. Dabei sollte auch darauf geachtet werden, dass durch die Maßnahme zusätzlich weitere Potenziale erschlossen werden.

In den letzten zehn Jahren wurde **DSM entweder von der energieintensiven Industrie direkt oder über sogenannte Aggregatoren angeboten**, die Anlagen verschiedener Industrien bündeln. DSM wird seit Jahren genutzt, u.a. von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) für Regelleistung und abschaltbare Lasten. Insbesondere die Aluminium-, Chemie- und Papierindustrie haben 1,5 GW abschaltbare Lasten angeboten, **bis das Instrument im Juli 2022 eingestellt wurde und dieses Potenzial heute ungenutzt ist**.

Zum Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG)

Zu § 16b Abs. 7 BImSchG - Änderung am/des Anlagentyps

§ 16b Abs. 7 BImSchG-Entwurf stellt (lediglich) klar, dass für die Änderung am/des Anlagentyps keine Neugenehmigung (iSd. § 10 bzw. § 19 BImSchG) erforderlich ist, sondern dass die Änderungen im Rahmen einer Änderungsgenehmigung (§ 16 BImSchG) zugelassen werden sollen. Dass sich die Prüfung auf Änderungen beschränkt, die nachteilige Umweltauswirkungen hervorrufen, ist bereits im § 16 BImSchG festgelegt - hat in Abs. 7 folglich nur deklaratorischen Charakter. Die Regelung sorgt also nur für eine Klarstellung, wonach zu bewerkstelligen sind. Die Klarstellung, dass Änderungen am/des Anlagentyp nach § 16 BImSchG zu

entscheiden sind, ist zu begrüßen, da diese in der Genehmigungspraxis bislang unterschiedlich gehandhabt werden.

Allerdings sollte die Formulierung des Satzes 1 in Absatz 7 präzisiert werden; denn darin heißt es sowohl „Änderungen **am** Anlagentyp vorgenommen“ als auch „durch die Änderung **des** Anlagentyps“. Während die Formulierung „**am**“ im allgemeinen Sprachgebrauch als Änderungen **an einem bestehenden** Anlagentyp verstanden werden dürfte, ohne dass auch ein Wechsel auf einen anderen Typ impliziert ist, lässt die Formulierung „**des**“ die Interpretation zu, dass damit auch ein **Wechsel zu einem anderen Anlagentyp** gemeint ist.

Nachdem in der Praxis beide Fälle erhebliche Relevanz haben (Typwechsel werden nicht selten bei sehr langen Verfahrenslaufzeiten erforderlich, weil der Hersteller zwischenzeitlich das ursprüngliche Modell nicht mehr anbietet. Auch die hohe Innovationsdynamik bei den Herstellern und die damit einhergehende Modellpflege erfordern heutzutage weitaus öfters einen Typwechsel als früher), sollte die Formulierung in Satz 1 eindeutig sein und dahingehend klarstellend, dass sowohl Änderungen am bestehenden Typen (z.B. nachträgliche Erhöhung der ursprünglich genehmigten Leistung) als auch ein Wechsel zu einem anderen Anlagentyp von der Regelung umfasst werden.

Hierzu bietet es sich an, Satz 1 wie folgt zu formulieren:

„Werden bei einer genehmigten Windenergieanlage vor der Errichtung Änderungen **am oder des** Anlagentyps vorgenommen, müssen im Rahmen des Änderungsgenehmigungsverfahrens nur dann Anforderungen geprüft werden, sofern durch die Änderungen **am oder** des Anlagentyps im Verhältnis zur genehmigten Anlage nachteilige Auswirkungen hervorgerufen werden und diese für die Prüfung nach § 6 erheblich sein können.“

Um den **Anwendungsbereich des Absatz 7 noch stärker zu präzisieren, sollten in der Begründung beispielhaft, aber nicht abschließend, Anwendungsfälle erwähnt werden**, wie etwa die Änderung der genehmigten Generatorleistung, die Änderung der genehmigten Nabenhöhe, der Wechsel des genehmigten Anlagentyps – auch in Kombination mit einem Herstellerwechsel.

Zu § 16b Abs. 8 BImSchG - Leistungsänderungen

§ 16b Abs. 8 BImSchG-Entwurf sieht eine vereinfachte Genehmigung bei einer nachträglichen Leistungsänderung an bestehenden Windenergieanlagen vor. Auch hier ist grundsätzlich zu begrüßen, dass der Gesetzgeber künftig derartige Leistungsänderungen einfacher möglich machen will.

Es ist allerdings **nicht nachvollziehbar, warum die Leistungsänderung nur dann von Abs. 8 erfasst wird, wenn diese im Rahmen eines Software-Updates** (so die Begründung) **und ohne, dass Bauteile an der Anlage ausgetauscht werden, durchgeführt wird**. Die Änderung der Leistung einer in Betrieb befindlichen Anlage wird in der Regel softwareseitig bewerkstelligt. Dabei kann es auch erforderlich werden, dass im Anlageninneren Komponenten ausgetauscht oder aufgerüstet werden müssen. Veränderungen/Ergänzungen von Bauteilen im Anlageninneren entfalten jedoch keine unmittelbare Umweltauswirkungen, weshalb die Regelung des Abs. 8 den Bedürfnissen der Praxis weitaus gerechter ohne die Einschränkung „ohne den Austausch von Teilen“ wird. Diese Einschränkung ist auch bei errichteten Anlagen nicht angebracht, da Leistungsänderungen an Bestandsanlagen nicht

immer ausschließlich softwareseitig realisiert werden, sondern auch erfordern können, dass einzelne Bauteile an der Anlage ausgetauscht oder verändert werden müssen. Die Beschleunigungswirkung der Regelung erhält (noch) mehr Praxisrelevanz, wenn Satz 1 wie folgt gefasst wird:

„Wird die Leistung einer errichteten Windenergieanlage an Land ohne bauliche Veränderungen ~~oder ohne den Austausch von Teilen~~ und ohne eine Änderung der genehmigten Betriebszeiten erhöht, sind ausschließlich die Standsicherheit sowie die schädlichen Umwelteinwirkungen durch Geräusche und nachteilige Auswirkungen durch Turbulenzen zu prüfen.“

Bundesverband Neue Energiewirtschaft (bne)

Der bne verbindet Wettbewerb, Erneuerbare und Innovation im Energiemarkt. Seine Mitgliedsunternehmen lösen alte Grenzen auf und setzen die Kräfte der Energiewende frei.