Konsultationsbeitrag zum Festlegungsverfahren AgNes– Speichernetzentgelte

Großbatteriespeicher sind ein zentrales Flexibilitätsinstrument der Energiewende und leisten wesentliche Beiträge zur Systemstabilität, zur Integration erneuerbarer Energien und zur Senkung gesamtwirtschaftlicher Systemkosten. Als Projektentwickler und Betreiber von Batteriespeichern begrüßt Terra One im Rahmen des Verfahrens zur Festlegung der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes) der Bundesnetzagentur die Möglichkeit zur Konsultation.

Terra One stimmt der Bundesnetzagentur zu, dass eine verursachergerechte Einbindung von Netznutzenden in die Entgeltsystematik sinnvoll für ein bezahlbares und stabiles Stromnetz ist. Entsprechend setzen die Orientierungspunkte der Bundesnetzagentur zu Speichernetzentgelten wichtige Impulse für die zukünftige Ausgestaltung der Netzentgelte. Aus Sicht eines Projektentwicklers und -betreibers von Großbatteriespeichern ist dabei entscheidend, dass trotz der Reform der Netzentgelte Planungssicherheit bestehen bleibt, Investitionszusagen respektiert werden, und netz- oder systemdienliche Betriebsweisen nicht unverhältnismäßig konterkariert werden.

Im Folgenden stellt Terra One dar, welche zentralen Punkte für eine ausgewogene, praxisnahe und investitionskompatible Ausgestaltung von Netzentgelten für Batteriespeicher von Bedeutung sind.

1. **Vorzeitige Aufhebung der Netzentgeltbefreiung bis 2029 vermeiden:** Die in § 118 Abs. 6 EnWG verankerte Netzentgeltbefreiung für Stromspeicher bis zum 4. August 2029 stellt eine zentrale Grundlage für Investitionsentscheidungen in Großbatteriespeicher dar. Eine vorzeitige Aufhebung dieser Befreiung, etwa zum 31.12.2028, würde zentrale, bei heutigen Investitionsentscheidungen zugrunde gelegte regulatorische Rahmenbedingungen nachträglich verändern und damit erhebliche Rechts- und Planungsunsicherheit erzeugen. Auch Übergangsregelungen – würden erhebliche regulatorische Unsicherheit erzeugen und laufende Projektentwicklungen sowie Finanzierungsprozesse gefährden. Dies würde zusätzliche Herausforderungen bei der Beschaffung der Speicher schaffen und damit die Umsetzung von Batteriespeicherprojekten gefährden.

   Zwar wird in den Orientierungspunkten darauf hingewiesen, dass eine vorzeitige Beendigung der Vollbefreiung durch die Bundesnetzagentur rechtlich möglich sein könnte, aus Sicht von Projektentwicklern ist jedoch entscheidend, dass Planungs- und Investitionssicherheit nicht durch kurzfristige regulatorische Eingriffe unterminiert wird. Insbesondere in einem Marktumfeld mit hohen Kapitalkosten und stark steigender Systemrelevanz von Speichern sollte regulatorische Stabilität Vorrang haben und zusätzliche Unsicherheiten nicht Investitionsentscheidungen hemmen. Eine solche Entwicklung würde dazu führen, dass weitere Speicherprojekte erst deutlich nach 2030 zur Umsetzung gelangen würden, was den energie- und klimapolitischen Zielen eines schnellen Ausbaus von Flexibilität und der effizienten Integration erneuerbarer Energien widersprechen würde.

   ➔ **Forderung:** Die geltende Befreiung von Netzentgelten für Speicher bis 2029 sollte nicht vorzeitig aufgehoben werden, sondern unverändert bis zum 4. August 2029 fortgelten.

2. **Sicherstellung der 20-jährigen Befreiung für vor 2029 in Betrieb genommene Speicher (Investorenschutz):** Für Speicherprojekte, die vor dem 4. August 2029 in Betrieb genommen werden, ist die 20-jährige Netzentgeltbefreiung zwingend aufrechtzuerhalten. Diese Regelung bildet einen integralen Bestandteil der Investitionsrechnung und ist Voraussetzung für Fremd- und Eigenkapitalfinanzierungen.

   Eine nachträgliche Verkürzung oder Relativierung dieser Befreiung würde einen massiven Eingriff in bestehende Investitionsentscheidungen darstellen und den Grundsatz des Vertrauensschutzes verletzen. Die Projektentwicklung der letzten Jahre hatte die Netzentgeltbefreiung für Speicher, die vor 2029 ans Netz gehen als essenzielle Zielmarke vor Augen. Nicht weil sich BESS-Betreiber strikt gegen Netzentgelte streuen, sondern weil diese in ihrer ungewissen Ausgestaltung das "*revenue forecasting*" der Assets unmöglich machen. Neue Rahmenbedingungen für bereits getroffene Investitionen zu setzen, droht das Vertrauen der Batteriespeicherbranche, als auch anderer Branchen, in den deutschen Markt nachhaltig zu schädigen und den privat finanzierten Ausbau von Energieinfrastruktur auszubremsen.

   ➔ **Forderung:** Für alle Speicher, die vor 2029 in Betrieb gehen, muss die zugesagte 20-jährige Netzentgeltbefreiung vollständig und unverändert gewährleistet werden.

3. **Klare Zeiträume für die Einführung von Netzentgelten auf Netzebenen unterhalb der Hochspannung:** Die Orientierungspunkte benennen als Ziel, dynamische Netzentgelte für Speicher zunächst im Übertragungsnetz und in der Hochspannungsebene ab 2029 einzuführen. Für Netzebenen unterhalb der Hochspannung sowie für Verteilernetzbetreiber fehlen jedoch konkrete Zeitpläne oder Übergangsfristen.

   Für Projektentwickler ist diese Unklarheit hoch problematisch, da Standortwahl, Netzanschlusskonzepte und Wirtschaftlichkeitsrechnungen maßgeblich von der künftigen Netzentgeltstruktur abhängen. Ohne klar definierte Zeiträume, welche Netzebenen ab welchem Zeitpunkt in ein dynamisches Netzentgeltsystem überführt werden, wird die Projektentwicklung zum Glücksspiel. Entsprechend sollte die Festlegung zum AgNes Prozess einen frühestmöglichen jedoch realistischen Zeitraum für die Einführung von Netzentgelten im Verteilernetz sowie in der Mittelspannung definieren.

   ➔ **Forderung:** Die Bundesnetzagentur sollte verbindliche und transparente Zeiträume für die Einführung von Netzentgelten auf allen Netzebenen – insbesondere in der Mittelspannung – definieren, um Planungssicherheit zu schaffen.

4. **Netzentgelte als potenzielle Erlösquelle – negativer Saldo muss möglich sein**: Die Orientierungspunkte sehen ausdrücklich vor, dass Netzentgelte mit Anreizfunktion vorzeichengerecht ausgestaltet werden sollen und stellen die Frage, ob ein negativer Gesamtsaldo möglich sein sollte.

   Aus Betreibersicht ist dies zwingend erforderlich. Wenn Batteriespeicher durch netzdienliches Verhalten nachweislich Netzkosten senken (z. B. durch Engpassentlastung oder Reduktion von

Redispatch), muss dies auch ökonomisch abbildbar sein. Andernfalls entsteht ein struktureller Widerspruch zwischen regulatorischem Ziel und wirtschaftlicher Realität. Entsprechend wichtig ist eine belastbare und transparente Nachweisführung bei der Ausgestaltung der Netzentgelte. Positive wie negative Entgelte mit Anreizfunktion müssen den tatsächlichen Einfluss eines Speichers auf die jeweilige Engpasssituation widerspiegeln. Wird ein Engpass durch netzdienliches Laden oder Entladen nachweislich gemindert, muss sich dies in einem begünstigenden (negativen) Entgelt niederschlagen; verschärft das Verhalten hingegen die Engpasssituation, ist ein belastendes (positives) Entgelt sachgerecht. Diese Netztransparenz ist dringend erforderlich sowie ein wichtiger Anreiz zur Digitalisierung der Netzbetreiber, insb. in den nachgelagerten Netzebenen.

Eine rein netzdienliche Fahrweise muss daher als möglicher zusätzlicher Erlösstrom funktionieren, inklusive der Möglichkeit, dass der Saldo aus Finanzierungs- und Anreizkomponente negativ ist.

➔ **Forderung:** Netzentgelte müssen so ausgestaltet sein, dass sie bei nachgewiesenem netzdienlichem Einsatz eine Erlösquelle für Batteriespeicher darstellen können.

5. **Netzentgeltliche Einordnung von Grünstromspeichern am Netzverknüpfungspunkt:** Reine Grünstromspeicher, die gemeinsam mit einer Erneuerbare-Energien-Anlage am selben Netzverknüpfungspunkt betrieben werden, nutzen keine eigenständige Netzanschlusskapazität, sondern die bestehende Anschlussinfrastruktur der Erzeugungsanlage. Sie erhöhen somit nicht die Netzbeanspruchung, sondern werten die bestehende Anschlussleistung systemisch auf, indem sie Einspeisespitzen reduzieren, Gleichzeitigkeit verringern und Rückspeiseengpässe entschärfen. In dieser Konstellation entsteht kein zusätzlicher, eigenständiger Netzbezug.

   Folglich darf ein Grünstromspeicher regulatorisch nicht isoliert, als zusätzlicher Netznutzer behandelt werden. Maßgeblich ist die gemeinsame Wirkung von EE-Anlage und Speicher am Netzverknüpfungspunkt. Entsprechend sollten für solche Hybridkonzepte ausschließlich die Einspeiseentgelte mit Anreizfunktion für die Gesamteinspeisung gelten, nicht jedoch ein paralleles oder zusätzliches Netzentgelt für den Speicher selbst. Eine doppelte Entgeltbelastung würde systemdienliches Verhalten untergraben und Investitionsanreize für Flexibilitätsoptionen schwächen.

   ➔ **Forderung:** Co-lokalisierte Grünstromspeicher sind netzentgeltlich gemeinsam mit der EE-Anlage zu bewerten. Es darf weder ein eigenständiger Kapazitätspreis noch ein zusätzliches Netzentgelt für Speicher erhoben werden, sofern keine zusätzliche Anschlusskapazität oder eigenständiger Netzbezug entsteht.

6. **Verhältnis von Netzentgelten zu Wohlfahrtseffekten system- und marktdienlicher Fahrweisen:** Die Orientierungspunkte betonen zu Recht, dass Speicher durch Arbitrage und Systemdienstleistungen erhebliche Wohlfahrtseffekte erzeugen können. Netzentgelte mit Finanzierungs- oder Anreizfunktion dürfen diese Effekte jedoch nicht übermäßig dämpfen oder gar konterkarieren.

   Insbesondere leistungs- oder arbeitsbasierte Entgeltbestandteile müssen in einem angemessenen Verhältnis zu den gesamtwirtschaftlichen Vorteilen stehen, die durch Speicherbetrieb entstehen

(z. B. geringere Systemkosten, Ausgleich von Strompreisspitzen). Die Bundesnetzagentur sollte daher die Datenlage, um die Höhe der Netzentgelte zu definieren so bestimmen, dass ein betrieblicher Anreiz gesetzt wird, dieser jedoch keinen Netto negativen Effekt in Bezug auf Markt und System hat.

➔ **Forderung:** Die Ausgestaltung von Netzentgelten für Speicher muss systematisch an den Wohlfahrtseffekten unterschiedlicher Betriebsweisen gespiegelt und regelmäßig evaluiert werden.

7. **Klärung des Verhältnisses von Netzentgelten und flexiblen Netzanschlussvereinbarungen:** Sowohl dynamische Netzentgelte als auch flexible Netzanschlussvereinbarungen verfolgen das Ziel, Netzengpässe effizient zu bewirtschaften. Unklar bleibt jedoch, wie beide Instrumente künftig zusammenspielen sollen.

   Ohne klare Abgrenzung besteht die Gefahr widersprüchlicher Anreize: Ein Speicher könnte einerseits durch Netzentgelte zu netzdienlichem Verhalten angereizt werden, andererseits aber durch FCAs zum gegensätzlichen Verhalten “gezwungen” werden. Insbesondere durch den Gedanken der Bundesnetzagentur bereits am Netz befindliche Speicher in die Netzentgeltsystematik einzubeziehen, droht die fehlende Abstimmung der Instrumente zur Doppelbelastung zu werden.

   Daher sollte geklärt werden ob, Netzentgelte FCAs ablösen, ob eine Netzentgeltbefreiung für Speicher, die einen FCA abgeschlossen haben, sinnvoll ist, oder wie eine genauere Abstimmung der Instrumente geschehen kann.

   ➔ **Forderung:** Die Bundesnetzagentur sollte das Verhältnis zwischen Netzentgelten und flexiblen Netzanschlussvereinbarungen klar definieren und sicherstellen, dass beide Instrumente konsistent wirken und keine Doppelbelastung erzeugen.