

# Stellungnahme von Tesla zu den Orientierungspunkten der Bundesnetzagentur für Speichernetzentgelte (AgNes)

## 1. Einleitung

Tesla begrüßt, dass die Bundesnetzagentur mit dem AgNes-Prozess die Netzentgeltsystematik in Richtung eines zukunftsfähigen, elektrifizierungs- und flexibilitätsfähigen Zielmodells weiterentwickeln will. Großbatteriespeicher sind aus Sicht der Systemintegration ein zentraler Baustein, um erneuerbare Energien effizient zu integrieren, Redispatch-Bedarfe und Abregelungen zu reduzieren, Anschlussengpässe zu überbrücken und Systemdienstleistungen bereitzustellen. Ein neues Speichernetzentgeltregime sollte daher zwei Ziele gleichzeitig erreichen: erstens einen fairen und nachvollziehbaren Finanzierungsbeitrag zur Netzkostendeckung sicherstellen und zweitens – wo sinnvoll – über Preissignale netzdienliches Verhalten anreizen, ohne den marktbasierten Ausbau von Flexibilität zu gefährden.

Gleichzeitig findet die Diskussion nicht im luftleeren Raum statt. Mehrere Rahmenbedingungen sind parallel in Bewegung und beeinflussen die Investitions- und Betriebsentscheidungen von Batteriespeichern, u.a. die konkrete Ausgestaltung flexibler Netzanschlussvereinbarungen (FCA) und die damit einhergehenden operativen Restriktionen, die Weiterentwicklung von Mess- und Abgrenzungslogiken (u. a. im Kontext von MiSpeL) für Multi-Use-Konstellationen und hybride Anlagen, eine sich verändernde Erlöslandschaft in den Strom- und Systemdienstleistungsmärkten (inkl. Sättigungseffekten, zunehmender Konkurrenz, geänderter Produkte und Vorgaben), sowie mögliche Weiterentwicklungen an anderer Stelle der Netzentgeltsystematik (bis hin zur Diskussion über Einspeiseentgelte). Vor diesem Hintergrund ist es nachvollziehbar, dass die Bundesnetzagentur in den Orientierungspunkten noch keine abschließenden Parameter (Höhe von Kapazitäts- und Arbeitspreisen, Spreizung, Granularität, Ausgleichsmechanismen) festlegt. Für eine belastbare Abwägung sind jedoch zeitnah belastbare Zahlen, Szenario-Rechnungen und eine transparente Methodik erforderlich, weil bereits die Erwartung möglicher Regelungsoptionen in der Praxis unmittelbar auf Finanzierungsentscheidungen wirkt.

Vor diesem Hintergrund positioniert sich Tesla im Folgenden entlang der Struktur der Orientierungspunkte der Bundesnetzagentur zu Speichernetzentgelten. Im Anschluss beantworten wir die von der Bundesnetzagentur gestellten Fragen.

## 2. Positionierung entlang der Orientierungspunkte der Bundesnetzagentur zu Speichernetzentgelten

### 2.1 Zielbild, Systemlogik und Gleichbehandlung

Tesla unterstützt den Grundansatz, Speichernetzentgelte nicht als isoliertes Sonderregime, sondern als konsistenten Bestandteil einer insgesamt modernisierten Netzentgeltsystematik zu denken. Für Großbatteriespeicher ist entscheidend, dass das Regime die physikalische Rolle von Speichern korrekt abbildet: Speicher sind weder klassischer Endverbrauch noch klassische Erzeugung, sondern netzseitig zunächst eine flexible Umwandlung und zeitliche Verschiebung von Energieflüssen. Wenn die Systemlogik primär über Entnahmeentgelte abgebildet wird, muss dies bei Speichern durch geeignete Mechanismen (insbesondere Saldierung/Abgrenzung) so ergänzt werden, dass nicht derselbe Energiefluss – der im Kern lediglich „durch den Speicher

hindurch“ in zeitversetzter Form wieder ins Netz zurückkehrt – wie endgültiger Verbrauch behandelt wird.

Gleichzeitig ist eine technologie- und anwendungsfalloffene Sicht sinnvoll: Flexibilität entsteht an vielen Stellen (netzgekoppelt, co-located mit Erneuerbaren, in Industrie, hinter dem Hausanschluss, mobil). Aus Systemsicht sollte der Regulierungsrahmen auf die Wirkung am Netzanschlusspunkt zielen (netzbelastend, netzneutral, netzdienlich), ohne Innovationen durch zu starre Kategorisierungen zu blockieren. Wo jedoch Abgrenzungs- und Messbarkeit Voraussetzung für faire Behandlung und Marktintegration sind, sollten standardisierte Messlogiken (wie sie im MiSpeL-Kontext angelegt werden) ausdrücklich als Enabler genutzt werden – nicht als zusätzliche Hürde.

## 2.2 Netzentgelte mit Finanzierungsfunktion für netzgekoppelte Speicher

Tesla hält es für grundsätzlich richtig, dass Speicher – wie andere Netznutzer – einen Beitrag zur Netzkostendeckung leisten sollen. Gleichzeitig muss dieser Beitrag so ausgestaltet sein, dass er Investitionen in dringend benötigte Flexibilität nicht abwürgt und keine systemwidrigen Verzerrungen erzeugt.

### *a) Grundmodell und Übertragbarkeit auf netzgekoppelte Speicher*

Tesla teilt die Einschätzung, dass eine reine Übertragung des allgemeinen Grundmodells (Kapazitätsauswahl plus Arbeitspreislogik mit AP1/AP2) auf Speicher in der Praxis nicht ohne Weiteres funktioniert. Der zentrale Unterschied ist, dass Speicher naturgemäß große Energiemengen entnehmen und zeitversetzt wieder einspeisen – der „Prozess der Energiespeicherung“ darf daher nicht so bepreist werden, dass er in der Nutzung selbst statisch verteuert wird. Andernfalls wird Flexibilität künstlich verknappt, obwohl sie volkswirtschaftliche Wohlfahrtsgewinne (z. B. Redispatch-Kostensenkung, geringere EE-Abregelung, effizientere Nutzung von Netzkapazitäten) ermöglicht.

Aus diesem Grund sollte die Finanzierungsfunktion für Großbatteriespeicher primär über eine Kapazitätskomponente (KP) erfolgen und nicht über einen statischen Arbeitspreis auf Entnahme-/Einspeisemengen. Soweit ein Arbeitspreis überhaupt eingesetzt wird, sollte er – wie in den Orientierungspunkten bereits progressiv angedacht – maximal auf die unvermeidbaren Speicherverluste (Verlustenergie) begrenzt werden und nicht auf den gesamten zeitverschobenen Durchsatz.

### *b) Arbeitspreis nur auf Speicherverluste: weiterdenken*

Die BNetzA-Idee, den Arbeitspreis bei netzgekoppelten Speichern nach Saldierung nur auf Verluste anzuwenden, ist ein wichtiger Schritt in die richtige Richtung. Aus Tesla-Sicht sollte dieser Ansatz konsequent zu Ende gedacht werden: Die Finanzierungsfunktion darf nicht über eine statische kWh-Bepreisung faktisch den Betrieb („Cycling“) verteuern. Ein Arbeitspreis – selbst nur auf Verluste – ist zudem in seiner Wirkung stark abhängig von Einsatzprofil, Technologieparametern und Betriebsrestriktionen. Für Großbatteriespeicher ist die Verlustenergie typischerweise im niedrigen zweistelligen Prozentbereich des Durchsatzes; die daraus abgeleitete Zahlung kann als Orientierung dienen, sollte aber nicht als zusätzlicher statischer Hebel eingesetzt werden, der Dispatch-Entscheidungen verzerrt.

Ein belastbarer Weg wäre daher, die Verlustenergie nicht als laufenden Arbeitspreis zu bepreisen, sondern die daraus abgeleitete Größenordnung als Bemessungsreferenz für eine jährlich zahlbare Kapazitätskomponente zu nutzen. Das würde die Finanzierungsfunktion planbarer machen, zugleich die marktliche Dispatch-Optimierung weniger verzerren und die Abrechnung vereinfachen.

### *c) Höhe und Ausgestaltung des Kapazitätspreises (KP)*

Tesla unterstützt grundsätzlich eine Kapazitätskomponente als Finanzierungsbeitrag, sofern diese so ausgestaltet ist, dass sie die wirtschaftliche Tragfähigkeit von Großspeichern nicht gefährdet. In der aktuellen Marktphase – geprägt durch FCA-Unsicherheiten, sinkende Margen bei zunehmender Speicherdichte und erhöhte Kapitalkosten – existiert eine reale Obergrenze dessen, was Speicher dauerhaft tragen können, ohne dass ein marktbasierendes, förderfreies Ausbau-tempo zum Erliegen kommt. Vor diesem Hintergrund hält Tesla eine datengestützte Herleitung eines KP-Korridors für zwingend.

### *d) Wechselwirkung mit FCA (Flexible Connection Agreements)*

Die BNetzA-Orientierungspunkte adressieren FCA bislang nur am Rand, obwohl FCA in der Praxis die Investitions- und Betriebsrealität vieler Großspeicher bereits heute prägen. FCA können den nutzbaren Leistungs- und Energiespielraum teils erheblich begrenzen (z. B. Rampenrestriktionen, Hüllkurven, Einschränkungen in Systemdienstleistungsmärkten). Wenn FCA dazu führen, dass ein Speicher faktisch Netzausbau vermeidet bzw. ein zusätzliches Belastungsprofil ausschließt, muss dies konsistent in der Finanzierungsfunktion abgebildet werden.

Tesla sieht daher starken Anpassungsbedarf: Ein „voller“ KP unabhängig von FCA ist in vielen Fällen nicht sachgerecht. Wo FCA die betriebliche Nutzung signifikant beschränken und dadurch die potenzielle netzseitige Mehrbelastung reduzieren, muss der KP proportional reduziert werden – im Extremfall bis nahe Null. Gleichzeitig ist die praktische Umsetzung anspruchsvoll, weil FCA sehr heterogen sind und derzeit keine ausreichende Transparenz und Standardisierung existiert. Daraus folgt: Eine KP-Rabattierung an FCA muss an klaren, standardisierten Parametern (z. B. Mindestverfügbarkeit, maximale Abriegelungsstunden, garantierte Mindestkapazität, definierte Rampenfenster) und einem transparenten Prozess zur Klassifizierung/Verifizierung hängen.

Zusammengefasst spricht sich Tesla für ein Finanzierungsregime aus, das bei netzgekoppelten Batteriespeichern primär über eine planbare, moderate Kapazitätskomponente wirkt, einen statischen Arbeitspreis als Finanzierungsinstrument vermeidet (oder zumindest nicht als einsatzverteuerndes Signal wirken lässt) und FCA-bedingte Netzausbaubeiträge sachgerecht berücksichtigt.

## 2.3 Netzentgelte mit Finanzierungsfunktion für Multi-Use-Speicher

Tesla unterstützt den Grundgedanken der Bundesnetzagentur, bei Multi-Use-Konstellationen pragmatisch anzusetzen und Abgrenzungsprobleme nicht künstlich zu verkomplizieren. Zugleich sind Multi-Use-Konstellationen keine Randfälle, sondern werden in einem System mit hohen EE-Anteilen schnell zur Regel (Co-Location, Überbauung von EE-Erzeugung mit Speichern, kombinierte Vermarktung). Das Entgeltregime darf daher nicht dazu führen, dass Multi-Use-Speicher strukturell schlechter gestellt werden als netzgekoppelte Speicher, obwohl die physikalische Wirkung vergleichbar ist.

Aus Tesla-Sicht sollte die MiSpeL-Messlogik bzw. die dort angelegte Abgrenzung rückgespeicherter Mengen genutzt werden, um Multi-Use-Speicher – wo messbar – analog zu netzgekoppelten Speichern zu behandeln. Das ist technologie- und use-case-offen, stärkt Marktintegration und verhindert, dass Flexibilität hinter dem Netzanschlusspunkt regulatorisch in eine „Verbrauchslogik“ gezwungen wird. Wo Abgrenzung technisch oder wirtschaftlich unverhältnismäßig wäre (insbesondere im Kleinanlagenbereich), kann ein Anschluss-Punkt-Ansatz sinnvoll sein; dann muss jedoch sichergestellt werden, dass dadurch keine strukturellen Bremsen für Flexibilitätsaktivierung entstehen.

Auch bei Multi-Use-Speichern gilt das Leitprinzip: Die Finanzierungsfunktion sollte nicht über einen statischen Arbeitspreis den Einsatz von Flexibilität verteuern. Wenn ein Finanzierungsbeitrag erforderlich ist, sollte er primär über eine Kapazitätskomponente erfolgen, während mengenbezogene Elemente auf klar definierte, eng begrenzte Fälle beschränkt werden sollten.

### *Mobile Speicher*

Tesla weist darauf hin, dass bei den in den Orientierungspunkten angesprochene Behandlung mobiler Speicher eine Saldierung bzw. Abgrenzung rückgespeicherter Energiemengen für mobile Speicher systemlogisch sinnvoll, sofern Rückspeisung möglich ist und die Mess-/Bilanzierungslogik standardisiert und abrechnungssicher ausgestaltet wird. Gleichzeitig teilen wir die Einschätzung, dass die parallele Anwendung einer reinen Saldierungslogik mit zeitvariablen Arbeitspreisen (z. B. § 14a Modul 3) methodisch und operativ schwierig ist, weil eine ex-post-Zuordnung der nicht rückgespeicherten Energiemengen zu Entnahmezeitpunkten erforderlich würde. Um Investitions- und Umsetzungsrisiken zu vermeiden, sollte daher für bidirektionale Anwendungen frühzeitig eine klare, standardisierte Regelung vorgesehen werden – beispielsweise über eine MiSpeL-kompatible Messlogik als Enabler für Abgrenzung/Saldierung oder über eindeutige Prioritäts- bzw. Opt-in-Regeln, die Doppelkomplexität (Saldierung + zeitvariable Arbeitspreise) vermeiden. Tesla hält es für wesentlich, dass die Netzentgeltlogik die marktliche Aktivierung von Flexibilität aus mobilen Speichern nicht durch übermäßige Abwicklungs- und Nachweislast ausbremst, sondern konsistent und technologieoffen ermöglicht.

## 2.4 Netzentgelte mit Anreizfunktion (dynamische Entgelte)

Tesla unterstützt die Grundidee, netzdienliches Verhalten über Preissignale zu fördern, weil dies langfristig gegenüber rein ordnungsrechtlichen Eingriffen und ad-hoc-Restriktionen die marktliche Integration stärkt. Damit dynamische Entgelte jedoch tatsächlich wirken, müssen zwei Bedingungen erfüllt sein.

Erstens müssen die dynamischen Entgelte vorzeichengerecht und symmetrisch ausgestaltet werden, also sowohl Entnahme als auch Einspeisung adressieren können. Die Analysen, die im Workshop vorgestellt wurden, deuten darauf hin, dass ein ausschließlich bezugsseitiger dynamischer Arbeitspreis verzerrende Standort- und Betriebsanreize erzeugen kann. Für Batteriespeicher ist zudem zentral, dass die Systemlogik konsistent bleibt: Wenn in bestimmten Situationen (z. B. bei Engpässen) Einspeisung einen höheren Netzstress verursacht, muss dies genauso abgebildet werden wie Situationen, in denen Einspeisung entlastend wirkt.

Zweitens müssen dynamische Entgelte mit bestehenden und entstehenden Restriktionsinstrumenten kompatibel sein, insbesondere mit FCA-Mechanismen. Wenn ein

Speicher durch FCA-Leitplanken (Hüllkurven, Rampen, zeitweise Leistungsbegrenzungen) nicht frei auf Preissignale reagieren kann, sinkt die Wirksamkeit dynamischer Entgelte – und es drohen Fehlanreize oder eine doppelte Belastung (einmal über Restriktion, einmal über Preis). Wir empfehlen daher, FCA-Transparenz, Standardisierung und die Wechselwirkungen zwischen FCA und dynamischen Entgelten explizit als Teil der Umsetzung mitzudenken. Dynamische Entgelte sollten perspektivisch FCAs ergänzen oder – wo möglich – ersetzen, nicht deren Nachteile addieren.

## 2.5 Saldierung von Entgelten mit Finanzierungs- und Anreizfunktion; Mindestbeitrag

Tesla unterstützt, dass die Saldierung aus Entgelten mit Finanzierungsfunktion und Entgelten mit Anreizfunktion grundsätzlich auch einen Wert  $\leq 0$  annehmen kann. Ein negativer Saldo ist sachgerecht, wenn er den nachweisbaren netzdienlichen Beitrag des Speichers abbildet und dadurch Systemkosten (z. B. Engpassmanagementkosten) reduziert. Anders als bei pauschalen Privilegierungen steht der Entlastung ein realer Gegenwert gegenüber, der sämtlichen Netznutzern zugutekommt.

## 2.6 Übergang, Vertrauensschutz und Umsetzungsfähigkeit

Tesla teilt die im Workshop mehrfach geäußerte Sorge, dass eine zu frühe oder unklare Festlegung von „Worst-Case-Optionen“ bereits vor der eigentlichen Entscheidung Investitionsstopps auslösen kann. Unabhängig von der juristischen Bewertung des Vertrauensschutzes ist aus energiepolitischer Sicht relevant, dass Finanzierer und Investoren bereits heute im Zeitraum 2026–2028 Final-Investment-Decisions treffen müssen, um einen Zubau ab 2029/2030 zu realisieren. Ein Regime, das diesen Zeitraum mit zu hoher Unsicherheit überlagert, erzeugt reale Ausbau-Lücken und volkswirtschaftliche Folgekosten.

Bereits heute sehen sich Großspeicherprojekten erheblichen Unsicherheiten ausgesetzt, u. a. durch operative Restriktionen im Netzanschluss (z. B. FCAs), eine hohe Komplexität der Betriebsbeschränkungen sowie durch Marktrisiken (Preisvolatilität, Zinsumfeld) ohne flächendeckende Kapazitätszahlungen oder vergleichbare Investitionsabsicherungen. Vor diesem Hintergrund ist eine zusätzliche Unsicherheit über eine mögliche rückwirkende Änderung der Netzentgeltlogik geeignet, Finanzierungsvorhaben zu verzögern oder zu stoppen. Banken und Investoren benötigen klare und verlässliche Aussagen dazu, ab welchem Zeitpunkt und nach welchen Kriterien neue Regelungen auf Bestands- und Pipeline-Projekte Anwendung finden.

Aus volkswirtschaftlicher Sicht ist es entscheidend, einen Investitionsabriss und damit eine zeitliche „Speicherlücke“ zu vermeiden: Nicht, weil Speicher technisch nicht verfügbar wären, sondern weil Investitionsentscheidungen aufgeschoben oder aufgehoben werden. Deshalb plädieren wir für eine frühzeitige, eindeutige und praktikable Übergangs- und Vertrauensschutzlogik, die Investitionsentscheidungen bis zum Wirksamwerden des neuen Regimes planbar hält, ohne das Ziel eines konsistenten, langfristigen Systems zu gefährden.

Tesla empfiehlt daher eine geordnete Übergangslogik, die klare, objektivierbare Kriterien für die Behandlung bestehender und fortgeschrittener Projekte definiert (z. B. Inbetriebnahme, verbindlicher Netzanschlussvertrag, Financial Close/FID), abrupte Sprünge vermeidet und stattdessen eine schrittweise Anwendung neuer Elemente vorsieht, und eine Option eröffnet, freiwillig in neue, potenziell vorteilhafte Regimeelemente (insbesondere Anreizkomponenten) zu optieren, ohne dadurch bestehende Investitionskalkulationen zu destabilisieren.

Zur Umsetzungsfähigkeit ab 2029 gilt: Ein dynamisches Entgeltsystem erfordert belastbare Datenverfügbarkeit, standardisierte Prozesse und IT-Fähigkeiten bei Netzbetreibern sowie eine klare Governance. Ohne frühzeitige Standardisierung (inkl. einer FCA-Transparenz und Mindeststandards) drohen Verzögerungen oder eine heterogene Umsetzung, die dem Ziel eines konsistenten Systems widerspricht.

### 3. Antworten auf die Fragen der Bundesnetzagentur

#### *Netzentgelte mit Finanzierungsfunktion – netzgekoppelte Speicher:*

- a) *Sollte auf Mengen, die im Zuge einer Kapazitätsüberschreitung entnommen werden, der AP2 voll wirken oder sollte insgesamt nur auf die saldierten Mengen abgestellt werden?*

Tesla spricht sich dafür aus, bei netzgekoppelten Speichern die Finanzierungsfunktion nicht über einen statischen Arbeitspreis (AP1/AP2) abzubilden. Wenn die Bundesnetzagentur dennoch an einer Arbeitspreiskomponente festhalten möchte, sollte diese – konsistent zur Speicherlogik – grundsätzlich auf saldierte Mengen begrenzt werden (Verluste). Eine volle AP2-Wirkung auf Entnahmemengen bei Kapazitätsüberschreitung würde Flexibilität statisch verteuern, ohne bei Speichern die intendierte Steuerungswirkung zuverlässig zu erreichen, und sollte daher vermieden werden. Die rationale Kapazitätswahl sollte über die Kapazitätskomponente (KP) gesteuert werden, deren Höhe investierbar bleiben muss.

#### *Netzentgelte mit Finanzierungsfunktion – Multi-Use-Speicher:*

- a) *Wie hoch schätzen Sie das Potential von Speichern bei EE-Anlagen, auch für sonstige Zwecke eingesetzt zu werden?*

Tesla schätzt dieses Potenzial als hoch und stark wachsend ein. Co-Location und Multi-Use werden in einem System mit hohen EE-Anteilen zum Standard, weil sie Abregelung reduzieren, Netzanschlusskapazitäten effizienter ausnutzen und zusätzliche Flexibilität für Märkte und Netze mobilisieren. Ein Regime, das Multi-Use faktisch unattraktiv macht, würde systemisch erwünschte Investitionen verhindern.

- b) *Sollte ggf. auch der AP2 auf saldierte Mengen begrenzt werden oder sollte er stets wirken, wenn die gewählte Kapazität überschritten wird?*

Tesla empfiehlt, auch bei Multi-Use-Speichern die Finanzierungsfunktion primär über KP abzubilden. Sofern überhaupt ein Arbeitspreis erhoben wird, sollte dieser auf saldierte Mengen begrenzt werden, soweit eine MiSpeL-kompatible Abgrenzung der rückgespeisten Speichermengen möglich ist. Ein stets wirkender AP2 bei Kapazitätsüberschreitung würde Multi-Use-Flexibilität strukturell benachteiligen und ist daher nicht sachgerecht.

#### *Netzentgelte mit Anreizfunktion:*

- a) *Sollte ein negativer Saldo aus den Entgelten mit Finanzierungsfunktion und mit Anreizfunktion für Speicher möglich sein oder ist ein Mindestbeitrag zur Netzkostendeckung erforderlich?*

Tesla unterstützt grundsätzlich die Möglichkeit eines negativen Saldos (Netto-Gutschrift), sofern der Netznutzen messbar und nachvollziehbar nachgewiesen werden kann. Dies entspricht dem Wesen einer Anreizkomponente: Wenn ein Speicher nachweislich Netzkosten reduziert (z. B.

durch Engpassmanagement), kann eine Netto-Gutschrift den realen Systemwert sachgerecht abbilden.

*b) Wie schätzen Sie die Umsetzbarkeit der Einführung von dynamischen Entgelten für Speicher im Jahr 2029 ein? Welche Hürden sehen Sie?*

Aus Sicht der Anlagen- und Steuerungstechnik ist die Einführung dynamischer Netzentgelte bis 2029 grundsätzlich umsetzbar. Moderne Steuerungsplattformen wie Autobidder können dynamische Preissignale technisch schnell integrieren und in optimierte Fahrweisen übersetzen. Die entscheidenden Abhängigkeiten liegen jedoch nicht auf Seiten der Speichertechnologie, sondern bei der operativen und prozessualen Bereitschaft der Netzbetreiber.

Vor diesem Hintergrund sollte die Einführung dynamischer Netzentgelte an die tatsächliche operative Einsatzfähigkeit von ÜNB und VNB gekoppelt werden. Solange die Netzbetreiber die erforderlichen Prozesse und Systeme noch nicht bereitstellen können, sollte das bestehende Entgeltsystem fortgeführt werden und Speicher nicht mit zusätzlichen Netzentgelten belastet werden.