Position der Steag Iqony Group

zum

Verfahren zur Festlegung der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes) [GBK-25-01-1#3]

und hier zur

Konsultation der Orientierungspunkte Speichernetzentgelte

„Investitionen sichern, Klarheit schaffen, Chancen von Speichern nutzen“

Berlin, den 26. Februar 2026

Kontakt:

[redacted]

[redacted]

Inhaltsverzeichnis

A. Zusammenfassung in zehn Kernpunkten: 3
B. Über Steag Iqony Group und unsere Batteriespeicher 4
C. Im Einzelnen zu den Orientierungspunkten: 4
D. Grundsätzliche Anmerkung und zu lösende Herausforderungen 9
E. Antworten zu Fragen „Speichernetzentgelte: Orientierungspunkte der BNetzA“ 11

A. Zusammenfassung in zehn Kernpunkten:

1. **Dass die Bundesnetzagentur erheblich vom bisherigen Vorgehen abweichen will, das von der unlimitierten Netzkapazität ausging und Systemkosten ignorierte, ist grundsätzlich nachvollziehbar.**
2. **Die Steag Iqony Group unterstützt eine stärkere Synchronisierung zwischen Netz, Verbrauch und Erzeugung. In den letzten 10 Jahren haben wir immer wieder – weitgehend ungehört - darauf hingewiesen, dass eine ausbleibende Synchronisierung den Netzausbau- und Systemdienstleistungsbedarf erhöht, die Systemkosten steigert und Versorgungsrisiken perspektivisch erhöht. Zudem haben wir uns stets für kapazitätsorientiertere Preise (Kapazität einen Wert geben!) ausgesprochen, auch um Speicher besser integrieren zu können.**
3. **Die von der BNetzA gewählte, disruptive Form der Konsultation trägt jedoch erheblich zum hohen regulatorischen Risiko in Deutschland bei.**
4. **Man kann sich des Eindrucks nicht erwehren, dass - mit der Inkaufnahme einer Verhinderung von Projekten - ein Exempel an den Speichern und Elektrolyseuren versucht wird, um zu klären, wie weit der Vertrauensschutz eingeschränkt werden kann.**
5. **Erhebliche Probleme bei der Wirtschaftlichkeit und der Finanzierung laufender bzw. in Bau befindlicher Projekte sind zu befürchten, auch Insolvenzen von Projektgesellschaften und der Stopp sämtlicher Batterie-Projekte sind möglich.**
6. **Es fehlt an Klarheit über die zukünftige Ausgestaltung aber auch hinsichtlich der Höhe von Entgelten. Es fehlt aber auch eine nachvollziehbare Grundlage für die System- und Netzdienlichkeit. Mit einem Fokus auf Netzausbauvermeidung springt die BNetzA weiter zu kurz. Der Fokus auf Redispatchbedarf in Modellen ist zudem beschränkt.**
7. **Dass Speicher ggf. mit arbeitsseitigen Netzentgelten bedroht sind und damit einspeiseseitig ggf. anders als Erzeugungseinheiten behandelt werden würden (AgNes Einspeiseentgelte, paralleler Prozess), steigert die Verwirrung und erschwert die Bewertung.**
8. **Die Aussicht auf variable Entgelte kann die Unklarheit nicht kompensieren.**
9. **Die Möglichkeiten der Netzbetreiber, in den Betrieb von Anlagen einzugreifen, dürfen nicht weiter ausgedehnt werden. Die FCAs sind hier eine Bedrohung, da sie letztlich Redispatch auf einer anderen vertraglichen Basis ermöglichen. Der Grundsatz, dass solche Eingriffe als ultima ratio anzusehen sind, sollte wieder stärker handlungsleitend sein.**
10. **Die Gestaltung eines rechtssicheren, gleitenden Übergangs ist entscheidend!**

B. Über Steag Iqony Group und unsere Batteriespeicher

Speicherlösungen sind der Schlüssel zur Energiewende: Sie gleichen Schwankungen in der Erzeugung durch erneuerbare Energien aus und sichern dadurch eine stabile, nachhaltige und unabhängige Energieversorgung. Auch wenn Energie aus Sonnen- und Windenergie nicht ausreichend zur Verfügung steht.

Steag Iqony Group beschäftigt sich schon seit 2009 mit Batteriespeichern im Energiesektor, um den Flexibilitätsbeitrag von Speichern im Energiesystem zu erhöhen und Erneuerbare Energien auf diese Weise berechenbarer zu machen, Stromlieferungen zu strukturieren und den Bedarf an Kilowattstunden, Systemdienstleistungen und Reserve in jeder Sekunde intelligent und maximal effizient zu decken. Die Steag Iqony Group bekennt sich dabei zu einem systemischen Ansatz.

Die Steag Iqony Group hat seit über 10 Jahren Erfahrungen in Anwendungen für Großspeicher vor allem im Bereich der Primärregelenergiebereitstellung.

Seit 2016 verfügt die Steag Iqony Group mit Batteriesystemen an fünf Standorten über eine installierte Kapazität von mehr als 140 MWh und eine vermarktbare Leistung von zusammen 90 MW. Anders als andere Betreiber hat Steag Iqony Group für die Erbringung von Primärregelleistung keine staatliche Förderung erhalten.

Am Standort in Duisburg-Walsum entsteht mit dem Projekt Steady Green Energy ein innovativer Batteriespeicher mit rund 50 Megawatt (MW) Leistung. Damit verfügt der Vier-Stunden-Speicher insgesamt über eine Kapazität von 200 Megawattstunden (MWh). Der Speicher ermöglicht es, die Bedarfe von Stromerzeugung und -verbrauch besser aufeinander abzustimmen. Weitere Speicherprojekte sind im fortgeschrittenen Entwicklungsstadium.

C. Im Einzelnen zu den Orientierungspunkten:

1. Analyse der Wirkung des aktuellen regulatorischen Rahmens vervollständigen!

Der regulatorische Rahmen hängt mit weiteren Fragen zusammen, wie dem Einspeisevorrang, der aktuell diskutiert wird, bzw. Fragen der Bilanzierung und der Ausgleichsenergie etc. So war die Diskussion in den letzten Jahren davon geprägt, ob Speicher als Erzeuger oder Verbrauchseinrichtung bewertet werden, und dass nicht sowohl die Ein- als auch die Ausspeisung mit Netzentgelten belegt werden könnte, was auch nicht zu rechtfertigen war.

Richtig ist, dass **Baukostenzuschüsse** – die u.E. nicht immer transparent erhoben werden - solange Batterien unter der KraftNAV angeschlossen wurden, bei Kraftwerken anders wirkten als bei Speichern. Denn letztere bezahlten keine Entgelte für den Strombezug. Richtig ist auch, dass die Aussicht auf die Befreiung von den Netzentgelten einen Anreiz zur Verfolgung von Speicherprojekten setzte. Aber das ist unvollständig.

So ist die **Differenzierung Stand-Alone-Speicher (Fallgruppe 1) und Co-Location-Speicher (Fallgruppe 2)** zwar grundsätzlich richtig, aber nicht umfassend, eher irreführend. Denn entscheidend ist die Analyse der regulatorisch bedingten Anwendungsfälle, nicht die

ursprüngliche, technische Idee. Entsprechend kann sich über die Betriebszeit des Speichers der Einsatz oder seine Fahrweise ändern. Hinzu kommt, dass sowohl im Übertragungsnetz als auch im Verteilnetz die Bedingungen für Systemdienstleistungen tendenziell so gestaltet wurden, dass Speicher nicht teilnehmen konnten.

Da für **Co-Location** vor dem Netzanschluss derzeit geeignete Regeln fehlen, findet Co-Location vorrangig und konkret hinter dem Netzanschluss bzw. Zähler statt (durch Anreize bzw. Subventionen für Speicher), außer es handelt sich um ein Forschungsprojekt oder der Netzbetreiber führt mehrere Anlagen in einer „kalkulatorischen Co-Location“ oder es gab Auflagen bzw. Bedingungen an den Netzanschluss.

Co-Location ist kein expliziter Widerspruch zu **Multi-Use**. Auch das kann parallel erfolgen, wenn der Netzanschluss entsprechend einer Co-Location-Regel optimiert wird und gleichzeitig ein Markteinsatz erfolgt. Zudem wird bei dieser Einordnung übersehen, dass ein Multi Use-Ansatz nicht nur zeitlich synchronisiert stattfindet, sondern auch über die Zeit möglich ist. Ein Speicher kann so zunächst im Regelenergiemarkt und dann zum Peak Shaving (was nicht nur Arbitrage sein muss!) eingesetzt werden. Auch definieren sich Grünstromspeicher weitgehend aus dem Rechtsrahmen iVm Herkunftsnachweisen und den Anschluss- und Bilanzierungsregeln. Daher war MiSpel ein so wichtiger Ansatz der BNetzA.

2. Elektrolyseure von Speichern klar separieren!

Die Vermischung von Elektrolyseuren und Speichern in dem Orientierungspunkte-Papier der Bundesnetzagentur ist etwas unglücklich.

Parallel ist beiden Anlagenarten die gesetzliche Zusage der längerfristigen Befreiung von Netzentgelten und die Bedeutung der Netzentgelte für die Business Cases. Steag Iqony Group hatte bereits 2025 erhebliche Probleme bei der Bewertung eines Elektrolyseurprojektes, als die Sorge bzgl. der begrenzten Stabilität der Netzentgeltregelungen zusätzlich zu den anderen wirtschaftlichen Herausforderungen aufkam. Es ist also richtig, dass beide Anlagenarten, Speicher und Elektrolyseure, von dem AgNes-Ansatz der Bundesnetzagentur gleichermaßen betroffen sind – es geht um den Bestand von Anlagen im Bau und der in der Projektentwicklung befindlichen.

Aber ein Elektrolyseur ist netztechnisch etwas ganz anderes: Es wird nicht Strom entnommen und eingespeist, sondern unter komplexen Regeln Wasserstoff auf der Basis von Strom produziert. Damit ist ein **Elektrolyseur eher einer stromintensiven Industrieanlage** ähnlich. Vergleichbar wird ein Elektrolyseur erst dann, wenn er über einen Wasserstoffspeicher und eine wasserstoffbetriebene Anlage wieder Strom zurück einspeist. Dieser Fall wird hier aber nicht unterstellt.

Entsprechend verbleibt die Frage, ob bzw. wie und in welchem Rahmen die Bundesnetzagentur im Falle von technologischen Neuerungen Regelungen einsetzen kann. Auch die Fragen der räumlichen Allokation stellt sich völlig anders als bei einem Speicher.

3. Eingriffe in bestehende Projekte vermeiden, Unsicherheit schnell reduzieren!

Die von der geltenden Regelung abweichende Erhebung von Netzentgelten wäre für Anlagen, die bereits im Bau oder Betrieb sind, ein **erheblicher Eingriff in die Wirtschaftlichkeit**. Im Falle von Projekten, die eine projektspezifische Fremdfinanzierung aufgenommen haben, würden vermutlich Banken die Projektfinanzierung, wo es möglich ist, aufkündigen, wenn Art und Höhe der Entgelte offen sind. Projektgesellschaften könnten so in die Insolvenz getrieben werden. Abgewendet werden könnte das nur, wenn ein neues, auskömmliches Netzentgeltregime für die restliche Projektlaufzeit verlässlich gelten würde, bzw. eine entsprechende Kompensation beziehungsweise Ausfallbürgschaften des Bundes bereitstünden.

Der Vertrauensschutz hat gerade im Bereich von Batteriespeichern und Elektrolyseuren eine ausgesprochen hohe Bedeutung. Techniken und Marktsegmente sind noch nicht so erprobt. Eine alternative Vermarktung, die für Finanzierungen hilfreich wäre, fehlt im Fall der Elektrolyseure völlig. In der wirtschaftlichen Gesamtsituation ist die Zahlungsbereitschaft von potenziellen Wasserstoff Abnehmern erschwert. Bei Batteriespeichern gibt es zwar Erfahrungen mit dem Stromhandelsgroßmarkt und dem Regelenergiemarkt, weitere geschäftliche Möglichkeiten bestehen jedoch nicht.

D.h. das Vorgehen der Bundesnetzagentur **gefährdet** jetzt den weiteren **Betrieb** und die **Fertigstellung von Batteriespeichern**. Im Falle der STEAG Iqony Group sind das 90 MW weitgehend im Regelenergiemarkt und 50 MW im Bau in Duisburg-Walsum. Ein Volumen im dreistelligen Millionen Euro Bereich steht damit in einem Wertberichtigungsrisiko.

Speicherprojekte lassen keine Überrenditen erwarten – wenngleich dies durch einige Akteure behauptet wird. Anders als reine Projektentwickler erwartet Steag Iqony Group als Investor und Betreiber in unseren Projekten eine Wirtschaftlichkeit im Grenzbereich und somit auch keinen Raum für erhebliche Zusatzkosten durch Netzentgelte zulässt.

4. Wirtschaftliche Bewertung der Eingriffe schnell ermöglichen!

Das Vorgehen der Bundesnetzagentur hat alleine eine zunächst verwirrende Wirkung. Es ist kein Moratorium, es ist keine konkrete Anpassung, sondern es ist eine Ankündigung auf Anpassungen in unbekannte Art und Höhe.

Für Projekte, die aktuell verfolgt werden und für die technische Angebote bei weltweit tätigen Herstellern verhandelt werden, bedeutet der aktuelle Zustand der Unsicherheit einen faktischen Projektabbruch. Wenn das bewusst verfolgt worden sein sollte, dann wäre das ein erheblicher, wirtschaftlich relevanter Eingriff in die Projektentwicklung in ganz Deutschland.

Betroffen ist bei Steag Iqony Group die Projektentwicklung zweier Batterieprojekte in der weit fortgeschrittenen Projektentwicklung an unseren Standorten in Bergkamen (200 MW) und Bexbach (400 MW). Durch die Anpassung der KraftNAV im Dezember 2025 wurde bereits das Projekt in Bexbach gefährdet, nicht wie behauptet Klarheit erreicht. Das Vorgehen von Bundesregierung und Bundesnetzagentur muss zusammen betrachtet werden. Aktuell bedeutet das eine hohe Belastung für das Geschäft der Steag Iqony Group. **Das regulatorische Risiko übersteigt die wirtschaftlichen Risiken weit**.

Wir können auch berichten, dass unsere Investitionspartner aus dem Ausland geradezu fassungslos über die Entwicklung des Investitionsstandorts Deutschland sind.

Es ist aber sehr schwierig, den neuen Ansatz, Speicherentgelte neu einzuführen, von den AgNes-Ansätzen in ihrer Gesamtheit zu differenzieren. Denn das Prinzip der Netzentgeltbefreiung aufzugeben ist das eine. Eine wirtschaftliche Bewertung ist jedoch nur mit konkreten Entgelten und gegenübergestellten Erlösauswirkungen möglich. Damit reicht auch die Perspektive nicht, dass mit Beendigung des AgNes Prozess Ende 2026 die Systematik für Batteriespeicher beschlossen wird. Es bleibt zu befürchten, dass die quantitative Bewertung erst mit der Veröffentlichung der konkreten Netzentgelte im letzten Quartal 2028 möglich sein wird.

5. Unklarheit, was als netzbe- bzw. netzentlastend gilt, ist zu beenden!

Der Ansatz der Bundesnetzagentur, was als netzbe- bzw. netzentlastend gelten kann, begrenzt sich offenbar selbst. Das wurde bereits bei der Festlegung zur Abschaffung der dezentralen Einspeiseentgelte deutlich. Da fehlte uns eine Klarheit und eine Gegenüberstellung der Be- und Entlastungen von Netzen. Ohne eine klare Erkenntnis, was Netze be- oder entlastet, können auch keine Entgelte bestimmt werden, die darauf hinwirken, sie zu entlasten. Ohne Erhebungen und Belege ist das rein theoretisch, ggf. abgeleitet aus einem unvollständigen Bild.

Es ist zudem merkwürdig, dezentrale Einspeiseentgelte erst pauschal abzuschaffen (Entscheidung vom 17.2.2026) und dann neue Einspeiseentgelte einzuführen, ohne die Grundlage geklärt zu haben. Auch in der Entscheidung vom 17.2. wird im Wesentlichen erläutert, dass die BNetzA das darf, aber nicht der energietechnische Grund beleuchtet (aber auf Stellungnahmen verwiesen, die sich widersprechen). Auch bei dieser Konsultation wird es Widersprüche bei Argumenten geben, die aber nicht belegen, dass die Bundesnetzagentur technisch richtig liegt!

Das Kernargument der Bundesnetzagentur bei der Abschaffung der dezentralen Einspeiseentgelten war, dass die der Norm zugrundeliegende Prämisse, dass durch die dezentrale Einspeisung Netzinfrastrukturkosten eingespart würden, falsch sei. Begründet wurde diese Bewertung damit, dass „alle Verteilnetzbetreiber ihre Netzanschlüsse so dimensionieren, dass die Jahreshöchstlast des Elektrizitätsbezugs allein durch den Bezug aus dem vorgelagerten Übertragungsnetz erfüllt werden kann.“

Dass sich die Verteilnetzbetreiber so verhalten, kann unterschiedliche Ursachen haben, die unterschiedliche Folgen bzw. Voraussetzungen haben müssten. Auf die fehlende Klärung haben wir in einem Antrag auf Beiladung bereits hingewiesen:

1. Der Präsident der Bundesnetzagentur hatte in der Pressemitteilung vom 23.4.2025 festgestellt, dass es sich bei den dezentralen Entgelten um eine “Subvention von Kraftwerken durch sogenannte vermiedene Netzentgelte zu Lasten der Verbraucherinnen und Verbraucher“ handeln würde, die er als „nicht mehr zeitgemäß" bezeichnete. Dafür wurde kein Nachweis geführt. Wir fragen uns, ob ohne einen solchen Nachweis nun eine Grundlage für anreizkonforme Einspeiseentgelte gelegt werden kann.

2. Es könnte sich auch um einen Kommunikationsfehler zwischen den Verteilnetzbetreibern und der Bundesnetzagentur handeln, der nun im AgNes-Prozess fortgeführt wird. Denn es ist davon auszugehen, dass die dezentrale Einspeisung bei der Dimensionierung der Netzanschlüsse an das Übertragungsnetz sehr wohl eine entscheidende Rolle spielt, weil andernfalls der Abtransport von Strom z.B. auf der Basis von Wind und Sonne technisch nicht möglich wäre. Gerade auch in Ballungsräumen und Städten ist eine Nicht-Berücksichtigung dezentraler Einspeisung seitens der Verteilnetzbetreiber nicht vorstellbar. Falls die Beobachtung richtig ist, wäre es relevant, zu hinterfragen, aus welchem Grund die Verteilnetzbetreiber die dezentrale Einspeisung weder bei systemischen Fragen noch bei der Netzplanung berücksichtigen - und ob sie dies bei Co-Location mit Batterien vornehmen würden.

3. Es könnte sich auch um eine durchgängig technisch ungenügende Berücksichtigung von dezentral einspeisenden Anlagen bei der Planung von Verteilnetzbetreibern handeln, die sich auch nach AgNes fortsetzt. Möglicherweise war die Behandlung der dezentralen Entgelte als durchlaufender Posten bei den Verteilnetzbetreibern der einfachste Weg und gleichzeitig die Begründung für unzureichend vorhandene Daten. Dann wäre jedoch bei den Verteilnetzbetreibern darauf hinzuwirken, das Verhalten zu ändern. Ob sich das nun mit AgNes ändert, ist fraglich. Ohne diese Daten, die nicht vorlagen, werden die Entgelte aber auch weiterhin nicht „richtig“ sein.

4. Womöglich existieren heute Regelungen, die das planerische Verhalten der Netzbetreiber, die Daten aus der dezentralen Einspeisung nicht bei der Netzplanung zu nutzen, rechtfertigen. Dann müssten diese Regeln ggf. abgeschafft werden. Davon ist uns bei AgNes jetzt auch nichts bekannt.

Die Bundesnetzagentur hat bei der Abschaffung der dezentralen Entgelte nur einen Teilaspekt der Netzdienlichkeit berücksichtigt. Unser Hinweis auf die systemischen, regionalen Fragen wurde auch nach unserer Kommentierung nicht beleuchtet. Es ist unklar, warum diese nun bei Speichern wieder auf den Tisch kommen könnten, ohne dass die Datengrundlage klar hervortritt.

Wir vermuten, es fehlen schlicht die Daten für eine regional differenzierte Betrachtung der dezentralen Einspeisung. Es ist davon auszugehen, dass bei angemessener Berücksichtigung beim Netzausbau bzw. bei den Systemdienstleistungen erhebliche Unterschiede bei der Dienlichkeit von einspeisenden Anlagen nach Regionen bestehen. Wenn das aber bis zum 17.2.2026 nicht vorlag, ist fraglich warum es jetzt an die Oberfläche kommen wird oder (von wem?) gemanagt werden soll.

Wir mahnen entsprechend zur Vorsicht: Durch die Intransparenz bzw. die Unkenntnis in Bezug auf echte Entlastungen, kann durch Entgelte eine neue Ebene der Diskriminierung von einspeisenden Anlagen erfolgen.

D. Grundsätzliche Anmerkung und zu lösende Herausforderungen

Es gibt eine **Hauptherausforderung** bei der Berücksichtigung der Speicher:
Den pauschalen Vorwurf, Speicher würden sich überwiegend netzschädlich verhalten.
Was netzschädliches Verhalten ist, ist jedoch nicht sauber definiert.

Da dieser vermutete Zustand wiederum nicht belegt wird, ist es schwer, dagegen zu argumentieren. Speicher speichern dann ein, wenn Strombeschaffung günstig ist, und aus, wenn Strombeschaffung teuer ist. Richtig ist, dass ein Speicher entsprechend nicht immer netzausbauentlastend wirken muss. Damit unterscheiden sich Speicher nicht von anderen Anlagen – egal ob Verbraucher oder Einspeiser -, sondern nur von der **Möglichkeit zum Richtungswechsel**, der nicht diskriminiert werden sollte. Auch mit angepassten Netzentgelten, lässt sich schwer prognostizieren, wann geladen bzw. entladen wird.

Es wird schwer zu rechtfertigen, unter welcher Maßgabe sich die Speicher netzdienlich verhalten können, insbesondere dann, wenn der Fokus der Netzdienlichkeit auf Netzausbauvermeidung liegt. Der Fokus auf die modellbasierte Reduktion von Redispatch ist klar zu wenig.

Wenn es daran liegt, dass die ÜNBs/VNBs sich prinzipiell schwer mit ihren eigenen Modellen tun, die ggf. weiterhin nicht auf ein dezentrales System ausgerichtet, sondern zentral aufgebaut sind, dann gibt es hier eine zweite große Herausforderung. Dann gibt es **fundamentale Schwierigkeiten mit der Datenlage und Bewertung**. Daher ist anzunehmen, dass die Gruppe der ÜNBs/VNBs heute nicht in der Lage ist, Deutschland und Luxemburg in ca. 200 Netzzonen stabil aufteilen zu können. Dann aber ist fraglich, warum das zukünftig möglich sein soll. Wenn es nicht möglich ist, dann kann es vorerst auch kein stabiles Allokationssignal für Neubauten geben, die in absehbarer Zeit errichtet werden.

Nachfolgend sind daher mit Blick auf die weitere Entwicklung aus Sicht von Steag Iqony Group zu lösende **Herausforderungen** insbesondere **bei dynamischen, lokal differenzierten Netzentgelten** zusammengefasst**:**

1. ***Wirkungen auf den Markt und Versorgung***:
   a. Arbeitsbezogene (egal ob gebucht oder nicht), ggf. zeitlich differenzierte Netzentgelte auf der Einspeiseseite **erhöhen in Summe die Gebote an der Strombörse** und wirken der gewünschten Entwicklung bei den Strompreisen tendenziell entgegen.
   b. Lokale Netzentgelte sind nicht handelbar / hedgebar… (d.h. um die Finanzierung der Speicher nicht zu verunmöglichen, muss es sich um ein begrenztes Risiko handeln, auch auf Verbraucherseite).
   c. Wenn Einspeiserechte nicht analog CO_2, Strom und Brennstoff handelbar sind, dann erfolgt die Portfoliooptimierung von Anlagen- und Speicherbetreibern vermutlich nur intraday, was **Preise noch volatiler** macht.
   d. Durch die (nicht angestrebte Kurzfristigkeit) ist eine **Deckung der Stromnachfrage nicht sicher**. Welche Maßnahmen erfolgen dann?
   e. Es entsteht **Marktmacht von Netzbetreibern** durch Info-Überlegenheit bzw. -mängel.

   ➔ Ziele mit Blick auf den Markt und die Versorgung sollten sein:
   - Keine ungewollten Preissteigerungen verursachen
   - **Dynamik zwischen Speichern, Verbrauch, Einspeisung weitgehend durch Verantwortungszuordnung im Markt ausbalancieren**! – virtuelle / technische Co-Location

2. ***Kann der Netzbetreiber die Voraussetzungen operativ erfüllen?***
   a. **Mangelndes Wissen und fehlende Kommunikation der Netzbetreiber** über den Netzzustand und die Netzführung der Zukunft
      - Es gibt lt. ÜNBs kein Muster beim Redispatch (Aussage am 30.1.)
      - Netzprobleme sind 30 Minuten vor Erbringung absehbar (Aussage am 30.1.)
      - Ggf. führt zudem eine zu frühe Preismeldung auch auf der Nachfrageseite zu Herausforderungen.
      - Abwicklung von Fahrplanänderungen ist jedenfalls heute bereits schwierig.
      - Beobachtung: Redispatch 2.0 ist Miss-Erfolgsgeschichte – Fähigkeitslücke auf VNB-Ebene?
      - Vermutung: Gleichzeitig dynamische Netzentgelte für Verbrauch und Erzeugung bzw. Speicherung einzuführen überfordert Netzbetreiber auf unterschiedlichen Ebenen.
   b. **Eingriffe und Eingriffsrechte der Netzbetreiber nehmen bereits heute zu** – Heute sind die FCAs eine Herausforderung für Investoren, die kaum zu bewerten ist, auch weil die Verträge dafür fehlen. Reduziert ein AgNes-System diese Ansätze oder erweitert es dieses aufgrund mangelnder Transparenz?

      ➔ Ziele mit Blick auf Netzbetreiber sollten sein:
      - Unbundling sichern – Netzbetreibern keine (risikolose) Macht über Entwicklung von Marktpreisen geben!
      - Anreize zum Netzausbau erhalten, keine Begründungen für Netzausbauverzicht liefern!
      - Netzbetreiber nicht überfordern!
      - **Dynamik zwischen Speichern, Verbrauch, Einspeisung weitgehend durch Verantwortungszuordnung im Markt ausbalancieren**! - d.h. virtuelle / technische Co-Location
      - **Steuerungshoheit in den Händen der Anlagenbetreiber belassen**!

3. ***Wirkungen auf die Projekte:***
   a. Die Wirtschaftlichkeit von Speichern (Bestand in Betrieb und im Bau bzw. Entwicklung) wird durch zusätzliche Netzentgelte belastet.
   b. Die **Unsicherheit über zukünftige Geltung und von Netzentgeltregelungen** für Bestandsprojekte, die ursprünglich nicht galten, behindern schon jetzt Speicherinvestitionen

      ➔ Ziele mit Blick auf Projekte sollten sein:
      - Wertberichtigungen und Insolvenzen von Projektgesellschaften vermeiden!
      - Vertrauensschutz sichern und damit vermeiden, dass sowohl Eigenkapital- als auch Fremdkapitalgeber nachhaltig das Vertrauen verlieren. Das kann weit über isolierte Speicherprojekte hinaus gehen. Der Kapitalbedarf der Energiewende ist weiterhin immens.
      - Ungleichbehandlung nach IBS-Datum vermeiden?
      - Die Investitionsbereitschaft erhalten. Mit einer zu erwartenden dreijährigen Pause werden die nächsten Speicher frühestens in 6-7 Jahren in Betrieb gehen.
      - **Dynamik zwischen Speichern, Verbrauch, Einspeisung weitgehend durch Verantwortungszuordnung im Markt ausbalancieren**!

E. Antworten zu Fragen „Speichernetzentgelte: Orientierungspunkte der BNetzA“

„Netzgekoppelte Speicher“

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

Nur auf die saldierten Mengen. Die Kapazitätsüberschreitung muss über einen anderen Mechanismus bewertet werden, wenn in der AgNes-Logik verblieben werden soll.

„Multi-Use-Speicher“

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

Das technische Potenzial ist hoch, wirtschaftlich hängt es von der Regulatorik ab. Das Potenzial zur Systemkostenreduktion wird nur gehoben, wenn keine Beschränkungen erfolgen. Die Wirkung von Co-Location von PV und Speichern auch für die Entlastung des Netzes (Dämpfung der PV-Spitze) ist nicht zu separieren.

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

Nur auf die saldierten Mengen. Die Kapazitätsüberschreitung muss über einen anderen Mechanismus bewertet werden, wenn in der AgNes-Logik verblieben werden soll.

„Netzentgelte mit Anreizfunktion“

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

Damit ein Speicher Netzausbau verhindern kann und dafür Anreize gesetzt werden bzw. Netz- und Systemkosten reduziert werden, sollte natürlich auch ein negativer Saldo möglich sein.

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

Eine Einführung ist aus Sicht der Speicherbetreiber technisch bis dahin möglich. Das ist ein zusätzliches Signal, das berücksichtigt werden kann – wenn die Projekte wirtschaftlich überlebt haben. Die Verwerfungen am Strommarkt und die Wirtschaftlichkeit sind jedoch nicht abzuschätzen. Das liegt auch daran, dass wir davon ausgehen, dass die Netzbetreiber bis 2029 nicht in der Lage sein werden, den BNetzA-Ansatz umzusetzen. Das ist aber wichtig, auch für eine geeignete, verlässliche Parametrierung.

Darüber hinaus kann die Frage der lokalen Engpasssituation im Netz durch die Marktteilnehmer in keiner Weise nachvollzogen oder für ihre Entscheidungen vorhergesagt werden. Ein kurzfristiges (30 Minuten?) black-box Signal durch die Netzbetreiber kann dann auch nur in den seltensten Fällen den gewünschten Effekt bringen.

„Elektrolyseure“

Unter welchen Voraussetzungen sehen Sie im Einsatz von Elektrolyseuren netzdienliche Vorteile?

Wir halten die bisherigen Überlegungen und Anreize zur Allokation von Elektrolyseuren (§13k EnWG etc.) für theoretisch und weit weg von der Realität. Ohne überregionales Kernnetz sind Elektrolyseure nur bedarfsgerecht sinnvoll und nicht zur pauschalen Entlastung von Stromübertragungsnetzen einzusetzen. Also geht es um das Potenzial von Elektrolyseuren, lokal Blindleistung bereitzustellen aber nicht Überkapazitäten abzufedern. Nutzen statt Abregeln gibt es nicht in einer wirtschaftlichen Variante, da die aus wirtschaftlichen Gründen erforderliche Auslastung der Elektrolyseure zu hoch sein muss.

Welche Modifikationen der allgemeinen Netzentgeltsystematik könnten für Elektrolyseure gerechtfertigt werden?

Für Elektrolyseure sollten prinzipiell keine anderen Regeln als für Rechenzentren o.ä. gelten. Strom muss in Summe günstig sein, damit Wasserstoff eine Chance erhält. Die Sonder-Allokationsansätze scheitern bisher aus nachvollziehbaren Gründen. Jedoch können Elektrolyseure im Falle von anlagenübergreifenden Co-Location-Regeln eine Sonderbehandlung erhalten.

Wäre es vorstellbar, aus Gründen der Gleichbehandlung mit elektrischen Speichern bei Elektrolyseuren eine virtuelle Saldierung der entnommenen Strommengen in Höhe des typischen Wirkungsgrades der Prozesskette von der Elektrolyse über die Speicherung bis zur Rückverstromung anzuwenden?

Nein. Elektrolyseure sind keine elektrischen Speicher mit Rückeinspeisung ins Stromnetz. Die Gleichbehandlung sollte aber bei der Zusage der Befreiungstatbestände erfolgen.