

Zügig den Rahmen für steuerbare Kapazitäten und Flexibilität setzen

Die Notwendigkeit, steuerbare Kapazitäten zuzubauen und alle verfügbaren Flexibilitäten zu nutzen, sind breiter Konsens in der Energiewende-Debatte. Die Bundesregierung hat sich im Koalitionsausschuss auf einen Rahmen für das Kraftwerkssicherheitsgesetz (KWVG) verständigt, dieser sollte schnellstmöglich mit der europäischen Kommission geeint werden. Aus Sicht von Trianel sind folgende Themen für eine zeitnahe Umsetzung zentral:

- trotz zeitlichen Drucks beim Zubau steuerbarer Kapazitäten ausreichend Zeit zwischen Bekanntgabe der Auktionsbedingungen und der Auktion lassen, um die notwendigen Gremienläufe bei den Kommunen zu ermöglichen
- Akteursvielfalt bei den KWVG-Auktionen zulassen durch Begrenzung der Zuschläge je Auktionsrunde
- Sicherheitsleistungen in KWVG-Auktion reduzieren, um kommunalen Akteuren eine Teilnahme zu ermöglichen und weitere notwendige Investitionen in die Energiewende zu stemmen
- Formulieren einer Flexibilitätsagenda, die u.a. die Definition von Speichern und die Bestimmung der Netzanschlussverfahren enthalten muss

1. Steuerbare Kapazitäten

Steuerbare Kapazitäten sind entscheidend für die Systemsicherheit im Lichte des Kohleausstiegs und eines Stromsystems, das weitgehend auf Erneuerbaren beruht. Trianel betreibt bereits zwei Großkraftwerke und hat die Absicht, ein Gas-/H₂-ready Kraftwerk am Standort in Hamm zu bauen. Wir befürworten eine **schnelle Ausschreibung der ersten Kraftwerke**, damit diese Anfang der 2030er Jahre in Betrieb gehen können. Anschließend sollte ein zentraler Kapazitätsmarkt technologieoffen weitere Flexibilitäten und steuerbare Kapazitäten anreizen. Aus kommunaler Sicht sind einige Rahmenbedingungen zu beachten, wenn Akteursvielfalt und Wettbewerb bei den Ausschreibungen gewährleistet sein sollen.

Zuschläge begrenzen

Um Marktmacht und ein Klumpenrisiko auszuschließen, sollten die **Zuschläge in den Auktionsrunden des KWVG** begrenzt werden. Es gibt einige Akteure, die schon jetzt eine hohe Anzahl an relevanten Kraftwerken betreiben, die angekündigt haben, weitere Kraftwerke unter dem KWVG bauen zu wollen. Sollten sämtliche Zuschläge an diese Betreiber gehen, erhalten sie eine Monopolstellung, würde sich deren Markt dominierende Stellung verschärfen. Zudem könnte es zu einem Klumpenrisiko für den Bau neuer Kraftwerke führen, wie es bei den Offshore-Auktionen geschehen ist, wo wenige Betreiber den Großteil der Ausschreibungen gewonnen haben.

Kommunale Gremienläufe berücksichtigen

Trotz des enormen Zeitdrucks zur Umsetzung des KWVG, den wir auch sehen, ist eine **ausreichend lange Zeit zwischen Klarheit der Auktionsbedingungen und der tatsächlichen Auktion notwendig**. Gerade im kommunalen Kontext ist ausreichend Zeit für die Vorbereitungen der Auktion relevant. Die Kooperation unter Stadtwerken sieht folgende Schritte vor:

- Stadtwerke möchten einer Projektgesellschaft beitreten

- Der Beitritt erfordert eine kommunalrechtliche Befassung
- Diese geht in der Regel nicht ohne Business Case
- Business Case wird erst klar und verlässlich, wenn KWSG und die Rahmenbedingungen vorliegen.
- Dann müssen eigene Gremien (z.B. Aufsichtsrat) befasst werden. Dauer schätzungsweise mindestens 4 Wochen (wegen entsprechender Fristen)
- Danach müssen die Kommunalgremien (Stadträte etc.) befasst werden. Gerade wegen Kommunalwahlen mitunter schwierig. Sitzungen der kommenden Monate i. d. R. voll. Vermutlich auch hier min. 2 Monate.
- Dann noch Anzeigepflicht gegenüber Bezirksregierung mit 6 Wochen Frist.
- Dann Beitritt zur Projektgesellschaft, die an der Auktion teilnehmen kann.

Dieser Ablauf betrifft in einer Kooperation dann nicht nur ein Stadtwerk, sondern mehrere, die unterschiedliche Sitzungstermine haben. Eine zu kurze Frist schließt dementsprechend diese Akteure von einem Bieterverfahren aus.

Die Sicherheitsleistungen, die verständlicherweise die Umsetzung der Projekte garantieren sollen, dürfen nicht zu hoch angesetzt werden. Kommunale Akteure haben vor Ort mit erheblichen Herausforderungen bezüglich Kapitalbeschaffung für die lokale Umsetzung der Energiewende zu kämpfen. **Wenn die Sicherheitsleistungen als Eigenkapital nicht zur Verfügung stehen, fehlt den Stadtwerken das notwendige Geld**, in Wärmeplanung, Netzausbau und den Ausbau Erneuerbarer Energie zu investieren. Damit verzögert sich die Energiewende vor Ort. In einer ersten Stellungnahme haben wir vorgeschlagen, die Sicherheiten an die Höhe der KWKG-Ausschreibungen anzupassen und **70 Euro/KW installierter Leistung** nicht zu überschreiten.

2. Speicher und Flexibilitäten

Systemdienlichkeit ins Zentrum stellen

Darüber hinaus ist mit Blick auf den laufenden AgNes-Prozess entscheidend, dass regulatorische Weiterentwicklungen nicht isoliert aus der Perspektive des Netzes betrachtet werden. Die Bundesnetzagentur trägt in diesem Verfahren die Verantwortung und fokussiert, vollkommen nachvollziehbar, auf Netzdienlichkeit, Engpässe und Netzlasten. Das ist ihre Rolle als Regulierer. Gleichzeitig muss jedoch die Politik sicherstellen, dass bei allen Entscheidungen die **Systemkosten** und die langfristige Funktionsfähigkeit des Gesamtsystems im Blick bleiben.

Die **reine Netzdienlichkeit** als Leitkriterium im AgNes-Prozess greift zu kurz. Netzengpässe bilden nur einen Teil der energiewirtschaftlichen Realität ab. Für ein zunehmend erneuerbares, flexibles und marktbasiertes System braucht es ein übergeordnetes Leitbild der **Systemdienlichkeit**, das neben der Netzdienlichkeit auch Marktdienlichkeit und Transformationsnutzen umfasst. Speicher und Flexibilitäten entfalten ihren Wert dort, wo sie Preisschwankungen glätten, Versorgungssicherheit stützen und Erneuerbare integrieren, nicht ausschließlich dort, wo sie einen lokalen Engpass reduzieren. Ein ausschließlich netzgetriebener Ansatz würde diese Systemwirkungen nicht abbilden und könnte dazu führen, dass wertvolle Speicherstandorte de facto unattraktiv werden. Deshalb braucht es jetzt eine klare **Definition von Systemdienlichkeit, bestehend aus Netzdienlichkeit, Marktdienlichkeit und Transformationsdienlichkeit**. Diese können als übergeordnetes Bewertungskriterium für die Ausgestaltung künftiger netzrelevanter

Instrumente und Prozesse dienen und sicherstellen, dass Maßnahmen wie BKZ, Einspeise- oder dynamische Netzentgelte systemweit konsistent eingesetzt werden.

Netzanschlussbegehren priorisieren

Die aktuelle Marktdynamik bei Speicherprojekten zeigt zudem, dass die regulatorischen Herausforderungen längst in der Praxis angekommen sind. Wir planen aktuell am Standort **Waltrop** einen Batteriespeicher mit **900 MW Leistung** und **1.800 MWh Speicherkapazität**. Bereits hier hat sich gezeigt, wie schwierig es ist, verlässliche Netzanschlussstermine zu erhalten, ein Umstand, der Investitionsentscheidungen erschwert und ganze Projekte gefährden kann. Hintergrund sind unter anderem die massiv gestiegenen Netzanschlussanfragen, mit denen die ÜNB und VNB derzeit überlaufen werden und für deren Reihung bislang keine systematische, nach Systemnutzen oder Realisierungswahrscheinlichkeit gewichtete Ordnung existiert. Für weitere Projekte braucht es daher dringend eine politisch definierte Systematik für die Priorisierung von Netzanschlussbegehren. Denkbar wären gestaffelte Reservierungszahlungen in Kombination mit klaren Ernsthaftigkeitsnachweisen wie etwa Nutzungsverträgen oder begonnenen Bauleitverfahren, um realistische und systemrelevante Projekte gezielt vorzuziehen und die Anschlussreihenfolge transparent und verlässlich zu gestalten. Hohe Reservierungsentgelte oder frühzeitige BKZ-Zahlungen dürfen dabei jedoch keinesfalls zu einem Investitionshemmnis werden. Aus Investorensicht ist es nicht realistisch, bereits viele Jahre vor einem möglichen Netzanschluss erhebliche Summen bereitzustellen, ohne verlässliche Gewissheit über den tatsächlichen Termin zu haben. Solche Belastungen erhöhen das Risiko der Projekte und gefährden den dringend benötigten weiteren Ausbau von Speichern. Ebenso müssen Ernsthaftigkeitsnachweise realistisch ausgestaltet sein; ein Baubeschluss etwa kann erst nach Erhalt eines verbindlichen Netzanschlussstermins erfolgen. Vor diesem Hintergrund wäre es sinnvoll gewesen, die bisher in der KraftNAV etablierte Struktur weiterzuentwickeln, statt Speicher vollständig aus ihr herauszunehmen. Die KraftNAV bot ein klar definiertes und geordnetes Verfahren vom Antrag bis zum Anschluss, das sowohl Projektierern als auch Netzbetreibern Orientierung gab, auch Ernsthaftigkeitsnachweise waren bereits Teil des etablierten KraftNAV-Prozesses. Die Herausnahme der Speicher schafft dagegen zusätzliche Unsicherheiten und führt zu einer Zersplitterung der Verfahren, da nun jeder Netzbetreiber eigene Abläufe definieren kann.

Rolle von Speichern definieren

Ein stabiler Rahmen erfordert auch eine eindeutige gesetzliche **Rollendefinition für Speicher**. Speicher sind keine klassischen Erzeuger oder Verbraucher. Sie übernehmen eine eigenständige Funktion im System, verursachen häufig keinen Netzausbaubedarf und können im Gegenteil Engpässe reduzieren. Dennoch werden sie in der energiewirtschaftlichen Praxis und in der Rechtsprechung weiterhin entweder als Erzeuger oder als Letztverbraucher eingeordnet, mit entsprechend hoher regulatorischer Unsicherheit, wie zuletzt auch im Zusammenhang mit der BKZ-Einordnung deutlich geworden ist. Aus unserer Sicht braucht es daher eine gesetzliche Klarstellung, dass Speicheranlagen nicht als Letztverbraucher gelten, sofern keine energetische Endnutzung vorliegt, sowie eine ergänzende Regelung, dass die Rückspeisung gespeicherter Energie nicht automatisch zur Erzeugereigenschaft führt, sondern als „Rückgabe gespeicherter Energie“ anerkannt wird. Eine solche Definition würde Unsicherheiten abbauen, Investitionen erleichtern und die Rolle der Speicher als systemrelevante Flexibilitätskomponente rechtlich eindeutig verankern.

Keine Rückführung von Reservekraftwerken in den Markt

Zudem müssen die **marktlichen Investitionssignale** für Speicher- und Flexibilitätsprojekte erhalten bleiben. Maßnahmen wie die Rückführung von Reservekraftwerken in den Markt oder ein abgeschwächter europäischer CO₂-Preis mögen kurzfristig preisdämpfend wirken, untergraben jedoch langfristig den Transformationspfad hin zu einem klimaneutralen Energiesystem, weil sie die marktlichen Anreize für den Hochlauf grüner Flexibilität schwächen. Gerade jetzt, wo ein dynamischer Ausbau von Batteriespeichern und anderen Flexibilitätsprojekten stattfindet, wäre ein Verlust dieser Preissignale fatal. Er würde nicht nur den notwendigen Zubau bremsen, sondern mittelfristig zu höheren Systemkosten führen, weil fehlende Investitionen später ggfs. über neue Fördermechanismen kompensiert werden müssten. Da es ohnehin fraglich ist, inwiefern eine Rückführung von **Reservekraftwerken in den Markt beihilferechtlich überhaupt zulässig wäre**, sollte der Fokus besser auf der Umsetzung eines konsequenten, technologieoffenen Kapazitätsmarktmodells, etwa nach belgischem Vorbild, liegen und damit klare und verlässliche Perspektiven für Flexibilitäten schaffen.

Flexagenda für konsistente Betrachtung entscheidend

Um all diese Teilaspekte, von der notwendigen Systemdienlichkeit im AgNes-Prozess über die klare Rollendefinition für Speicher bis hin zu verlässlichen Investitionssignalen für Speicher- und Flexibilitätsprojekte sowie der Frage einer fairen und funktionalen Reihung von Netzanschlussbegehren, zielgerichtet und kohärent adressieren zu können, braucht es unserer Ansicht nach eine **bundesweite Flexagenda**, die diese Themen zusammenführt und die wesentlichen Reformprozesse miteinander verzahnt. Eine solche Flexagenda würde sicherstellen, dass AgNes, der künftige Kapazitätsmarkt, Fragen der Versorgungssicherheit und der Netzausbau politisch konsistent gedacht werden, anstatt in getrennten Linien verfolgt zu werden. Sie setzt die Leitplanken, damit regulatorische Einzelentscheidungen sich nicht widersprechen, sondern die Transformation des Energiesystems unterstützen und den Ausbau grüner Flexibilitäten ermöglichen. Wie wichtig eine solche koordiniert Abstimmung der unterschiedlichen Maßnahmen sind, haben die Entscheidungen zum Planungsrecht für Speicher (Privilegierung, dann doch keine Privilegierung) und die Herausnahme von Batterien über 100 MW aus der KraftNAV gezeigt. Bei diesen Bedingungen ist eine **Investition in die Infrastruktur in Deutschland schwierig und gefährdet**. Ein umfassender Rahmen ist absolut notwendig, um die Infrastruktur sinnvoll auszubauen.

SIE HABEN FRAGEN?

Markus Hagel

Leiter Unternehmens-
kommunikation & Energiepolitik
+49 (30) 166 36 8-50
+49 (175) 1066192
m.hagel@trianel.com

Michael Liesner-Düning

Leiter Hauptstadtbüro
+49 (30) 166 368-852
+49 (170) 3052592
m.liesner-duening@trianel.com

Seit unserer Gründung im Jahr 1999 begleiten wir Stadtwerke auf ihrem Weg der Transformation mit dem Ziel, ihre Unabhängigkeit und Wettbewerbsfähigkeit im Energiemarkt zu stärken. Heute bündeln über 100 kommunale Gesellschafter und Partner ihre Interessen bei Trianel - in der Projektentwicklung erneuerbarer Energien, im Energiehandel und in der Energiebeschaffung sowie in der Entwicklung von Flexibilitätsoptionen. Unsere rund 340 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter unterstützen bei der Optimierung von Geschäftsprozessen entlang der gesamten energiewirtschaftlichen Wertschöpfungskette.

Trianel GmbH
Krefelder Str. 203
52070 Aachen

Lobbyregister-Nr.: R001350
Transparenzregister-Nr. 194195843361-94
Erstregistrierung: 24.02.2022