Thüga-Stellungnahme
zum Entwurf der EU-Kommission
zur Verbesserung des Strommarktdesigns
vom 14.3.2023

Stand: 8.4.2023

Amendments zu Regulation 2019/943

- **Förderung der Liquidität auf den Forward-Märkten durch Schaffung von virtuellen Trading-Hubs über mehrere Gebotszonen (Art. 9)**

  bis 1.12.2024 soll ENTSO-E einen Vorschlag an ACER liefern;

  Thüga:

  Wir halten eine Einführung **virtueller Tradings Hubs nicht** für **zielführend**, sofern damit Termingeschäfte (Monats- und Jahreskontrakte) gemeint sind: Aufgrund begrenzter Koppelkapazitäten würde damit die notwendige **Liquidität auf dem Spotmarkt** (Day Ahead) **reduziert**.

- **Modifizierung Netzentgeltregelungen (Art. 18)**

  nationale Regulierer sollen Anreize gegenüber Verteilnetzbetreibern setzen für möglichst kosteneffizienten Betrieb und Ausbau ihrer Netze;
  u.a. auch Einsatz von flexiblen Netzentgelten;

  Thüga:

  Die Einführung **stärkerer Fixkostenbeiträge** im Rahmen der Netzentgelte auch für bisherige SLP-Kunden erscheint uns sinnvoll.
  Eine generelle Verpflichtung für Verteilnetzbetreiber zum Anbieten flexibler Netzentgelte lehnen wir aufgrund des damit verbundenen hohen Aufwands bei gleichzeitig überschaubarem Nutzen ab. **Auf freiwilliger Basis** sollten Verteilnetzbetreiber aber **individuelle Tarife mit variablen Netzentgelten** anbieten können, um – je nach den örtlichen Gegebenheiten - Anreize zum netzdienlichen Verhalten der Netznutzer setzen zu können. Voraussetzung ist jedoch, dass die Kunden über intelligente Messsysteme verfügen.

- **Förderung des Marktes für Power Purchase Agreements (PPAs) (Art 19a)**

  Umsetzung durch Mitgliedsstaaten

  Thüga:

  Sollte eine Standardisierung und Handelbarkeit von PPAs, die zu mehr Transparenz führt, nicht eingeführt werden und PPAs einen relevanten Marktanteil erreichen, könnte über eine **Veröffentlichung der Eckdaten neu abgeschlossener PPAs in anonymisierter Form** (Transparenz zu Mengen, Laufzeiten, Preisen) einem Auseinanderdriften der Preise von Handelsmarkt und PPA-Geschäften entgegengewirkt werden.

- **Förderung des Zubaus von Erneuerbare Energien-Anlagen über Contracts for Difference (CfDs) (Art. 19b)**

  Thüga:

  Unter Contract for Difference verstehen wir ein Fördermodell, bei dem **sowohl** die **positiven als auch** die **negativen Abweichungen von einem festgelegten Referenzpreis** an den Vertragspartner ausgezahlt werden (symmetrische Marktprämie).

  Der Zubau von EE-Anlagen kann über zweiseitige CfDs angereizt werden; das Förderinstrument sollte allerdings **nur für neue Anlagen** zur Anwendung kommen.

  Wenn bei CfDs auf der einen Seite Mindesterlöse garantiert werden (und damit dem Investor das Preisrisiko teilweise abgenommen wird), können auf der anderen Seite auch Erlöse oberhalb einer definierten Erlösgrenze abgeschöpft werden. Dadurch können aus volkswirtschaftlicher Perspektive die **Gesamtkosten der Förderung reduziert** werden.

  Durch eine **Förderung fester Einspeisemengen** unabhängig vom Einspeisezeitraum (anstatt beliebiger Einspeisemengen über einen festen Zeitraum) kann darauf hingewirkt werden, dass die Anlagen dann eingesetzt werden, wenn angemessene Erlöse erzielt werden (d.h. grundsätzliche Wirkung hin auf einen systemdienlichen Einsatz). Bei negativen Börsenpreisen sollte keine Vergütung gezahlt werden.

  Neben dem Einsatz von CfDs, sollte es den Mitgliedsstaaten allerdings erlaubt sein, **auch andere Förderinstrumente** einzusetzen, um den Ausbau von Erneuerbare Energien-Anlagen zu beschleunigen.

- **Förderung "grüner Flexibilitätsmechanismen" (DSM, DSR) (Art. 19c/d/e/f)**

  Definition nationaler Ziele für nichtfossile Flexibilität wie Demand Side Response und Speicherung;
  Umsetzung über Mitgliedsstaaten;

  Thüga:

  Flexibilitätspotenziale dürften insbesondere für energieintensive Industriebetriebe interessant sein. Auch bei KMUs sowie im Haushaltsbereich (E-Autos, Wärmepumpen) können evtl. Flexibilitätspotenziale gehoben werden; allerdings sehen wir das Potenzial hier als vergleichsweise gering an, während Hürden und Aufwand in diesem Segment vergleichsweise hoch sind.

  Lastnahe Erzeugungs- und Flexibilitätskapazitäten können nach unserer Einschätzung einen wichtigen Beitrag zur Deckung des wachsenden Bedarfs an sicherer und regelbarer Kapazität leisten, der zur Erhaltung der Versorgungssicherheit erforderlich ist. Solche lastnahen Erzeugungs- und Flexibilitätskapazitäten können Stadtwerke/regionale EVUs in idealer Weise bereitstellen, u.a. durch:
  - KWK-Anlagen
  - Demand Response-Angebote
  - Redispatch 2.0 bzw. Folge-Mechanismen.

  Aufgrund ihrer hohen Flexibilität, der Vermeidung von Netzausbau (und damit Zeitgewinn, Kostenreduktion), ihres Effizienzvorteils in Kombination mit lokalen Wärmesenken (KWK) sowie ihrer hohen Akzeptanz in der Bevölkerung sollten solche lastnahen Erzeugungs- und Flexibilitätskapazitäten gefördert werden.

  Der aktuelle Energy Only Markt (EOM) in Deutschland weist bekanntlich deutliche Defizite auf, da er keine ausreichenden Anreize für gesicherte und steuerbare Erzeugungskapazitäten bietet. Um diese Defizite zu beheben und der wachsenden Kapazitätslücke entgegenzuwirken, ist der **bestehende EOM durch einen dezentralen Leistungsmarkt** zu **ergänzen**, in dem sich Angebot und Nachfrage nach gesicherter Leistung über Marktmechanismen ausgleichen können. Darüber können Anreize zur Schaffung der notwendigen **mittelfristigen Flexibilität** gesetzt werden, um Dunkelflauten (mit einer Länge von bis zu 3 Wochen) zu überbrücken.
  Dieses notwendige Flexiblitäts-Segment wird im Entwurf der EU-Kommission nicht adressiert; hier werden lediglich kurzfristige Flexibilitätsmaßnahmen behandelt.

Amendments zu Regulation 2019/944

- **Einführung von dynamischen Strompreisverträgen als verpflichtendes Angebot (Art. 11)**

  Umsetzung durch Mitgliedsstaaten

  Thüga:

  Der Abschluss solcher Verträge sollte **auf freiwilliger Basis** möglich sein, es sollte aber keine Verpflichtung zum Angebot solcher Verträge eingeführt werden.
  Gerade in Zeiten stark volatiler Energiemärkte (vgl. 2022) können solche Verträge die Endkunden deutlich überfordern (keine Preisglättung wie bei klassischen Verträgen).

- **„Energy sharing“ von Endkunden ("active customers") innerhalb einer Gebotszone (Art. 15a)**

  Thüga:

  Stadtwerke bieten als lokale, bürgernahe Akteure im Energiesektor häufig selbst Angebote zur Bündelung lokaler Energienachfrage an und stehen Energy Sharing-Lösungen grundsätzlich offen gegenüber.
  Allerdings gilt es auch hier, **verursachungsgerechte Lösungen zur Tragung der dadurch entstehenden Kosten** zu finden: In Anspruch genommene Leistungen der Netzbetreiber/Energieversorger (Infrastruktur- und Systemkosten) müssen von denjenigen, die diese in Anspruch nehmen, auch getragen werden.

- **Vorgaben zu Hedging-Strategie für Energievertriebe**

  Umsetzung über nationale Regulierungsbehörden (Art. 18a)

  Thüga:

  Aufgrund der gestiegenen Preisvolatilität an den Energiemärkten sind die mit der Energiebeschaffung verbundenen Risiken für Händler deutlich gestiegen. Um diese Risiken zu begrenzen, erscheint es sinnvoll, dass die von Händlern beschafften **Energiemengen zu einem gewissen Anteil preislich abgesichert** werden müssen. Dadurch kann das Risiko reduziert werden, dass Energiehändler bei steigenden Markpreisen insolvent werden oder ihre Kunden kündigen, um sich ihrer Lieferverpflichtungen zu entledigen, und die Grundversorger diese Kunden anschließend über die Grund-/ Ersatzversorgung auffangen müssen.

- **"Supplier of last resort" für Haushaltskunden (Art. 27a)**

  Supplier of last resort sollen von Mitgliedsstaaten in fairen + transparentem Verfahren benannt werden.

  Thüga:

  Das bisherige **deutsche Modell** (Grund-/Ersatzversorger ist jeweils der Vertrieb mit den meisten Kunden im jew. Versorgungsgebiet) sollte **beibehalten** werden.

  Zu prüfen ist, inwieweit die in Deutschland bestehenden Regelungen zur Grund-/Ersatzversorgung mit den EU-Legislativvorschlägen kompatibel sind.

- **Einführung eines Krisenmechanismus, der die EU-Kommission zu Preiseingriffen berechtigt (Art. 66a)**

  Ausrufung einer regionalen oder EU-weiten Preiskrise durch Kommission unter bestimmten Bedingungen (vage mit Prognose zu Preisentwicklung für 6 Monate);
  Folge: Mitgliedsstaaten können Preise festsetzen;

  Thüga:

  Grundsätzlich sollten sich Preise in Märkten frei bilden können; **staatliche Markteingriffe** sind **möglichst** zu **vermeiden**. Durch staatliche Markteingriffe entstehen Unsicherheiten im Markt, wodurch Investoren verunsichert werden. Weiterhin werden dadurch an sich sinnvolle Signale für den Zubau von Erzeugungskapazitäten oder für Sparanreize reduziert.