

Herrn
Mag. Lukas Mader
Energie-Control Austria
Rudolfsplatz 13a
1010 Wien

Datum 24. Mai 2016

Bearbeiter DI Dr. Klaus BERNHARDT
Sekretariat Verena Grund-Himml

T +43/1/588 39-32
E bernhardt@feei.at

Betreff: Konsultation zur Studie Tarife 2.0.

Sehr geehrter Herr Mag. Mader,

Recht herzlichen Dank für die Einladung zur möglichen Rückmeldung und Stellungnahme des Konsultationsentwurf zur Weiterentwicklung der Netzentgeltstruktur für den Stromnetzbereich („Tarife 2.0“)!

Die Möglichkeit der Einbringung einer Stellungnahme zum Thema der Tarifierung ist ausdrücklich begrüßenswert. Eine frühzeitige/externe Einbindung in die Diskussionen bringt den Vorteil, dass auch Ergebnisse und Erfahrungen aus Forschungsprojekten und industriellen Umsetzungsprojekten Einzug finden können.

Dennoch scheint es schade, dass nicht bereits früher die Möglichkeit bestanden hat in den Diskussionsprozess eingebunden zu werden, da dieser bzgl. Themensetting und der inhaltlichen Arbeit sehr weit fortgeschritten scheint. Themen wie z.B. Qualitätsabhängige Entgelte, haben daher bislang keinen Platz gefunden.

Aus der Sicht des FEEI erscheint wesentlich, dass in der Netzentgeltsystematik nicht nur Einzelaspekte diskutiert werden, sondern ganzheitliche Sichtweisen eingenommen werden. Dabei ist hervorzuheben, dass die Entgelte-Thematik nur einen Teil im Strommarktdesign/-modell einnimmt. Die Netzentgelte sind in Kombination mit allen Strompreisbestandteilen und dem regulatorischen Anreizsystem für Netzbetreiber zu sehen. Damit können in Zukunft innovative und zugleich kosteneffiziente Technologien und Prozesse angeregt werden.

Wesentliche Anmerkungen und Kommentare gibt es aus Sicht der Industrie zu den folgenden Punkten:

@ Netznutzungsentgelt

- Durch hohe Leistungstarife gibt es neben einer monetären Benachteiligung von Kundengruppen mit geringen Verbräuchen auch einen Widerspruch hinsichtlich der Umsetzung der Richtlinie zur Steigerung der Energieeffizienz. Bei steigender Energieeffizienz d.h. Senkung des Energieverbrauchs, aber auch Einsatz von Endgeräten mit zunehmend geringerer Leistung (vgl. Entwicklung der Anschlussleistung von Wärmepumpen) gibt es damit zunehmend weniger Anreiz zur Energieeffizienz. Der Argumentation, dass Leistungspreise keine Auswirkung auf Energiesparen bringt, wird nur bedingt zugestimmt.

- Der FEEI empfiehlt die Einführung nach einer einheitlichen und transparenten Leistungskomponente auf Basis gemessener Leitungsspitzen durch Smart Meter (arithmetischen Mittel über 12 Monate)

@ Anschlussentgelte

- Es ist nicht eindeutig erkennbar warum das Bereitstellungsentgelt abgeschafft werden soll, um unter dem neuen Namen "Ertüchtigungszuschlag" wieder aufzutauchen. Dies wird daher abgelehnt. Aus Sicht der Industrie erscheint es jedoch wichtig, dass netzdienliches Verhalten positive Auswirkung im Sinne eines reduzierten Ertüchtigungszuschlags oder reduzierten Bereitstellungsentgeltes (im Falle einer Beibehaltung) erhält.

@ Messentgelt

- Es ist mit der steigenden Anzahl von elektronischen Zählerbereitstellungen bei den Netznutzern und den immer weiter zunehmenden Entwicklungen im Bereich Smart Metering damit zu rechnen, dass sich in Zukunft noch viele weitere Möglichkeiten hinsichtlich Services und Energiedienstleistungen aus dem Meterbereich ergeben werden.
- Synergien von Messsystemen in Verteilnetzen mit dem operativen Netzbetrieb und der Netzplanung sowie Marktservices sollten stärker gehoben werden.

@ Netznutzungsentgelt für Pumpspeicherkraftwerke und Regelreserve

- Pumpspeicherkraftwerke stellen neben ihrer marktgeführten Betriebsweise auch für die Systemstabilität essentielle Systemdienstleistungen zur Verfügung. Wir ersuchen die Sonderregelungen für Pumpstrom beizubehalten.
- Um eine Ungleichbehandlung von Speichertechnologien einzuschränken sollte überlegt werden wie die Sonderregelung auf alle Speichertechnologien bzw. auf weitere Netzebenen angewandt werden kann.
- In Bezug auf die Sonderregelungen für Regelreserve könnte bereits vorausschauend an einer Ausweitung auf die Netzebene 7 gearbeitet werden, da einerseits die Ausrollung der Smart Meter bereits voll im Gang ist und in etwa 3 Jahren ohnehin weitgehend abgeschlossen sein wird und andererseits eine gewisse Planbarkeit für potenzielle Anbieter gegeben wäre. Darüber hinaus erscheint es bereits jetzt sinnvoll für Anlagen mit bestehenden Smart Meter oder geeigneter Leistungsmessung die Erbringung von Regelreserve zu reduzierten Entgelten auf Netzebene 7 zu ermöglichen.

@ geänderten Rahmenbedingungen und Herausforderungen

Demand Side Management & Flexibility

- Das dargestellte Zwiebelmodell findet prinzipielle Zustimmung und in der Tat bedarf es bei den "DSO-TSO-Marktteilnehmer-Schnittstellen" in Bezug auf Format der Daten und Austausch der Daten sowie Zuständigkeiten noch viel Diskussionsbedarf und einer klaren Ausformulierung des notwendigen Zusammenspiels (vgl. dazu auch die Diskussion in Deutschland).
- Viele Projekte und Diskussionen zeigen, dass in die Bereitstellung von Flexibilität durch Erzeuger und Verbraucher große Erwartungen gesetzt werden, wo-

bei hervorzuheben ist, dass man sich dem Thema der Nutzung von Flexibilität vorrangig via marktgetriebener Mechanismen nähern sollte. Daher erscheint es auch umso wesentlicher, dass man sich regulatorisch dem Thema sehr behutsamen nähert und Verzerrungen durch regulatorische Eingriffe möglichst vermeidet.

- Für die Zukunft erscheint es wesentlich, dass der Einsatz und die Nutzung von Flexibilität dem klassischen Netzausbau vorangestellt wird und Wege gefunden und aufgezeigt werden wie ein Netzbetreiber den Einsatz von Flexibilität als mögliche alternative Option zum Netzausbau oder der Verstärkung sehen und nutzen kann. Um einen effizienten Einsatz von Flexibilität sicherzustellen, erscheint es auch wichtig - auch für den Netzbetreiber - der Flexibilität einen (monetären) Wert gegenüberzustellen und/oder die Nutzung von Flexibilität für den Netzbetreiber zeitlich einzuschränken (z.B. auf lokale netzkritische Situationen), um in weiterer Folge die verschiedenen Lösungsoptionen auf deren Eignung und Kostenvorteil prüfen zu können und damit einen Anreiz für smarte Lösungen durch Einsatz von Flexibilität zu geben.
- In Bezug auf "limitierende Eingriffsrechte": prinzipiell ja, wie z.B. in Situationen wie Gefahr in Verzug, aber darüber hinaus besteht noch viel Bedarf zur Diskussion mit Marktteilnehmern, um herauszufinden in welchem Ausmaß und unter welchen Bedingungen diese Eingriffe stattfinden sollen und wie absehbare Netzengpässe transparent den Marktteilnehmern zugänglich gemacht werden können. Darüber hinaus sind limitierende Eingriffsrechte jedenfalls an die Möglichkeiten zu koppeln, spezifische/individuelle Netznutzer direkt anzusprechen (z.B. über Informationssignale Energie zu verbrauchen/zu erzeugen, samt entsprechender Tarifierung) und nicht nur via flächendeckender/regionaler Abschaltungen (wie z.B. mit Rundsteueranlagen).
- Smarte Investitionen, welche die Effizienz des Netzbetriebes steigern, müssen dem Ausbau der Primärtechnik (z.B. Leitungsbau) vorgezogen werden. Beispiele für Smarte Investitionen sind hierbei insbesondere Bereitstellung und Nutzung von Flexibilitätsoptionen (wie z.B. durch unterbrechbare Lasten/Erzeugung) oder intelligente Steuer Regelkonzepte (z.B. regelbare Trafos, koordinierte Regelung in Mittel- oder Niederspannungsnetzen, etc...)

Leistungsmessung und Smart Meter

- Im Sinne eines verursachergerechten Ansatzes sollte zumindest mittelfristig auch eine Leistungsmessung für alle Netznutzer auf Netzebene 7 kommen.

Echtzeittarifierung

- Wenngleich die bestehenden Smart Meter Spezifikationen eine Echtzeittarifierung der Netzentgelte noch nicht vorsehen und noch ein Stück Arbeit bzgl. Anpassungen im Strommarktmodell bevorstehen, sollte Echtzeittarifierung dennoch in zukünftigen Überlegungen berücksichtigt werden. Durch eine Dynamisierung der Entgelte sowie Energiepreise können zweifellos Anreize bzgl. Verbrauch und Erzeugung von Netznutzer weitergespielt werden. In Bezug auf Ideen "wie" (z.B. zeitliche Auflösung, erforderliche Vorlaufzeiten, Kommunikationsanforderungen) eine Echtzeittarifierung designed und ausgestaltet

werden sollte, um auf langes Sicht gesehen die unterbrechbaren Tarife abzulösen, steht die Industrie als kompetenter Diskussionspartner gerne zur Verfügung.

- Der Feststellung " ... bei Energiepreis ... sind jegliche Flexibilisierungen (gesetzlich) umsetzbar ..." kann nur bedingt zugestimmt werden, da die aktuellen Smart Meter Spezifikationen nur sehr bedingt variable Energiepreise zulassen und die dafür erforderlichen Anforderungen in den Standard Smart Metern nicht vorgesehen sind.

Tarifzeiten

- Die Auflösung der Unterscheidung von Hoch- und Niedertarifzeiten (Sommer/Winter) scheint längst überflüssig, da die ursprünglichen Lenkungseffekte nur mehr wenig mit den jetzigen Anforderungen des Netzes zu tun haben. Im Sinne einer Reduktion der Komplexität sollte auch die sehr unterschiedliche Handhabung von HT/NT (Hochtarif/Niedertarif) in den verschiedenen Netzgebieten zweifelsfrei ausgeräumt und eine Vereinheitlichung herbeigeführt werden.
- In Bezug auf unterbrechbare Entgelte ist anzumerken, dass die technische Ausgestaltung des Unterbrechungsvorganges beim Verteilnetzbetreiber liegt, zwar unumstritten ist, dennoch stellt sich die Frage, wer den Anstoß zu den Unterbrechungen geben soll und wie spezifisch diese Abschaltungen möglich sein sollen. Weiträumige Flächen(ab/zu)schaltungen wie durch Rundsteuersignale üblich, sind langfristig nur mehr als Übergangsszenario zu sehen und stehen gezielten Zu- und Abschaltungen einzelner Anlagen (via Smart Meter) gegenüber. Das in der Vergangenheit gut funktionierende Werkzeug der Rundsteuerung (keine wirkliche Weiterentwicklung der Technologie in den letzten 20 Jahren und beschränkt auf unidirektionale Kommunikation) scheint sein Ablaufdatum gefunden zu haben und sollte jedenfalls in Richtung gezielter Schaltungen (via Informationssignal Energieverbrauch steigern/senken, Energieproduktion steigern/senken) und in weiterer Folge hin zu variablen Tarifen weiterentwickelt werden.
- In der Konsultation wird darauf verwiesen, dass Smart Meter nicht mehrmals täglich Schaltungen übernehmen könnten bzw. technisch nicht dafür ausgelegt seien. Eine klar definierte offene Kommunikationsschnittstelle des Smart Meter für ein Lastschaltgerät (unabhängig ob vom Netzbetreiber zur Verfügung gestellt oder nicht) scheint das Problem sehr einfach zu lösen und ist jedenfalls anzustreben.

Netzkostentragung bei Überschusseinspeisung

- In Bezug auf eine derartige Pauschale, die in der dargestellten Begründung plausibel und nachvollziehbar dargestellt wird, gilt es dennoch zu bedenken, dass dadurch ein weiterer negativer Anreiz auf den Eigenverbrauch gegeben wird. Beispielsweise werden im Falle von Eigenverbrauchern nun mehrere Belastungen für den Netznutzer zusammentreffen können. Neben der Pauschale für Überschusseinspeiser, auch noch die Leistungspauschale (empfohlen in Kapitel 3.1) für Verbraucher, sowie die mögliche Leistungsbeschränkung nach TOR D4 und womöglich auch eine gezielte und kurzfristige Steuerung von Erzeugungsanlagen durch den Netzbetreiber. Von einer additiven Belastung soll-

te weitestgehend Abstand genommen werden und vielmehr Anreize für systemdienliches Verhalten gegeben werden.

Themen wie z.B. qualitätsabhängige Entgelte; Verknüpfung eines Bonus/Malus Systems bei Nicht-/Verfügbarkeit; die Möglichkeit vertraglich vereinbarter Qualität (vgl. Schweden); ... wurden im Rahmen der Studie nicht behandelt und möchten wir anregen in zukünftige Überlegungen mitaufzunehmen.

Für ergänzende Auskünfte und allfällige Rückfragen stehen wir gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen

FEEI – FACHVERBAND DER ELEKTRO- UND ELEKTRONIK-INDUSTRIE

DI Dr. Klaus BERHARDT