

LoadShift: Lastverschiebung in Haushalt, Industrie, Gewerbe und kommunaler Infrastruktur Potenzialanalyse für Smart Grids

Rechtliche Aspekte des
nachfrageseitigen
Lastmanagements in
Österreich inkl. eines
Ausblicks auf die deutsche
Rechtslage

K. de Bruyn

Österreichische
Begleitforschung
zu Smart Grids

Berichte aus Energie- und Umweltforschung

7i/2015

Impressum:

Eigentümer, Herausgeber und Medieninhaber:
Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie
Radetzkystraße 2, 1030 Wien

Verantwortung und Koordination:
Abteilung für Energie- und Umwelttechnologien
Leiter: DI Michael Paula

www.NachhaltigWirtschaften.at

LoadShift: Lastverschiebung in Haushalt, Industrie, Gewerbe und kommunaler Infrastruktur Potenzialanalyse für Smart Grids

Rechtliche Aspekte des nachfrageseitigen
Lastmanagements in Österreich inkl. eines
Ausblicks auf die deutsche Rechtslage

Österreichische Begleitforschung
zu Smart Grids

Kathrin de Bruyn
Energieinstitut an der JKU Linz

Linz, Juni 2014

Vorbemerkung

In der Strategie der österreichischen Bundesregierung für Forschung, Technologie und Innovation ist deutlich verankert, dass Forschung und Technologieentwicklung zur Lösung der großen gesellschaftlichen Herausforderungen beizutragen hat, wobei die Energie-, Klima- und Ressourcenfrage explizit genannt wird. In der vom Rat für Forschung und Technologieentwicklung für Österreich entwickelten Energieforschungsstrategie wird der Anspruch an die Forschung durch das Motto „Making the Zero Carbon Society Possible!“ auf den Punkt gebracht. Um diesem hohen Anspruch gerecht zu werden sind jedoch erhebliche Anstrengungen erforderlich.

Im Bereich der Energieforschung wurden in den letzten Jahren die Forschungsausgaben deutlich gesteigert und mit Unterstützung ambitionierter Forschungs- und Entwicklungsprogramme international beachtete Ergebnisse erzielt. Neben der Finanzierung von innovativen Forschungsprojekten gilt es mit umfassenden Begleitmaßnahmen und geeigneten Rahmenbedingungen eine erfolgreiche Umsetzung der Forschungsergebnisse einzuleiten. Ein wesentlicher Erfolgsfaktor für die Umsetzung ist die weitgehende öffentliche Verfügbarkeit der Resultate. Die große Nachfrage und hohe Verwendungsquoten der zur Verfügung gestellten Ressourcen bestätigen die Sinnhaftigkeit dieser Maßnahme. Gleichzeitig stellen die veröffentlichten Ergebnisse eine gute Basis für weiterführende innovative Forschungsarbeiten dar. In diesem Sinne und entsprechend dem Grundsatz des „Open Access Approach“ steht Ihnen der vorliegende Projektbericht zur Verfügung. Weitere Berichte finden Sie unter www.NachhaltigWirtschaften.at.

DI Michael Paula

Abteilung für Energie- und Umwelttechnologien

Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie

Vorbemerkung zur Smart Grids Begleitforschung

In den letzten Jahren setzt das BMVIT aufgrund der Aktualität des Themas einen strategischen Schwerpunkt im Bereich der Weiterentwicklung der Elektrizitätsversorgungsnetze. Dabei stehen insbesondere neue technische, aber auch sozio-technische und sozio-ökonomische Systemaspekte im Vordergrund.

Im Rahmen der „Smart Grids Begleitforschung“ wurden daher Fragestellungen von zentraler Bedeutung für die Weiterentwicklung diesbezüglicher F&E-Strategien identifiziert und dementsprechende Metastudien, Detailanalysen und Aktionspapiere initiiert und - zum Teil gemeinsam mit dem Klima- und Energiefonds - finanziert. Der gegenständliche Bericht dokumentiert eine in diesem Zusammenhang entstandene Arbeit, die nicht zwingend als Endergebnis zur jeweiligen Fragestellung zu verstehen ist, sondern vielmehr als Ausgangspunkt und Grundlage für weiterführende Forschung, Strategieentwicklung und Entscheidungsfindung.

Michael Hübner

Themenmanagement Smart Grids

Abteilung Energie- und Umwelttechnologien

Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie

Der Klima- und Energiefonds unterstützt das bmvit bei dieser Strategieentwicklung. Dieses Projekt wurde mit Mitteln des Klima- und Energiefonds finanziert.

VORWORT

Im Rahmen des Projektes „Loadshift“ werden Potenziale der Verschiebung der Energienachfrage erhoben und die ökonomischen, technischen sowie rechtlichen bzw. organisatorischen Aspekte der Verschiebungspotenziale analysiert. Das Projekt untersucht die Lastverschiebungspotenziale dabei getrennt für die Sektoren Industrie, Gewerbe, Haushalte und kommunale Infrastruktur, liefert konsistente Schätzungen für den Aufwand verschiedener Grade der Potenzialausschöpfung und leitet Kostenkurven für Österreich ab.

Der vorliegende **Projektbericht 8/9 „Rechtliche Aspekte des nachfrageseitigen Lastmanagements in Österreich inkl. eines Ausblicks auf die deutsche Rechtslage“** wurde im Rahmen dieses Projektes erstellt. Weitere Projektberichte des Projektes Loadshift sind:

0/9: Überblick und Zusammenfassung: Das Projekt Loadshift

1/9: Loadshift- Rahmenbedingungen

2/9: Netztechnische Betrachtung

3/9: Literaturvergleich

4/9: Lastverschiebung in der Industrie

5/9: Lastverschiebung bei gewerblichen Anwendungen: Lebensmittelkühlung und Dienstleistungsgebäude

6/9: Lastverschiebung in Haushalten

7/9: Lastverschiebung bei kommunalen Kläranlagen und Wasserversorgungssystemen

8/9: *Rechtliche Aspekte des nachfrageseitigen Lastmanagements in Österreich inkl. eines Ausblicks auf die deutsche Rechtslage*

9/9: Hemmniskatalog



Das Projekt Loadshift wird im Rahmen der 5. Ausschreibung Neue Energien 2020 vom Klima- und Energiefonds gefördert.

Inhaltsverzeichnis

1	Nachfrageseitige Lastverschiebung	4
1.1	Monetäre Anreize für die Netzbenutzer zur Lastverschiebung im Rahmen der Systemnutzungsentgelte	6
1.1.1	Aktuelle Rechtslage in Österreich	6
1.1.2	Ausblick auf die deutsche Rechtslage hinsichtlich der Netzentgelte	17
1.2	Monetäre Anreize für die Kunden zur Lastverschiebung im Rahmen des reinen Strompreises.....	21
1.2.1	Aktuelle Rechtslage in Österreich	21
1.2.2	Zwischenergebnis zum reinen Strompreis	26
1.2.3	Ausblick auf die deutsche Rechtslage hinsichtlich des reinen Strompreises.....	27
1.3	Zusammenfassung und Änderungsvorschläge zum Systemnutzungsentgelt und zum reinen Strompreis.....	28
2	Notwendigkeit von Regel- und Ausgleichsenergie	30
2.1	Primärregelung	31
2.2	Sekundärregelung	32
2.3	Tertiärregelung	33
2.4	Ausgleichsenergie	34
2.5	Zusammenfassung und Änderungsvorschläge zur Regel- und Ausgleichsenergie.....	35
3	Zwangsabschaltungen durch den Netzbetreiber	37
4	Zwangsabschaltung durch den Lieferanten	38
5	Entflechtung.....	38
6	Literaturverzeichnis	39

1 Nachfrageseitige Lastverschiebung

Die folgenden Untersuchungen¹ beschäftigen sich mit der Frage, ob die zeitliche Verschiebung des Elektrizitätsverbrauchs durch die Netzbenutzer²/Kunden³, also sowohl der Industrie (Netzebene 3), des Gewerbes (Netzebene 5) als auch der Haushaltskunden (Netzebene 7), bereits nach der geltenden Rechtslage möglich ist oder ob es dementsprechender Änderungen bedürfte. Auf die Einrichtungen der kommunalen Infrastruktur wird nicht explizit eingegangen, da nicht bekannt ist, an welcher Netzebene diese jeweils angeschlossen ist. Da es somit nur um die Verbrauchsverschiebung geht, ist die Frage hinsichtlich der Verschiebung der Erzeugung explizit ausgeschlossen.

Eine Möglichkeit, bei zunehmender Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen Lastspitzen zu reduzieren und aufgrund einer gleichmäßigeren Netzauslastung auch den kostenintensiven Netzausbau zu verringern, besteht darin, eine Verhaltensänderung der Netzbenutzer/Kunden sämtlicher Netzebenen zu bewirken, sodass sich in Zukunft die Stromnachfrage nach dem Angebot an Strom aus regenerativen Quellen und der Kapazität des Stromnetzes richtet. Je besser sich die Netzbenutzer/Kunden an die volatile Erzeugung anpassen, desto besser wird die Integration der erneuerbaren Energiequellen in das Versorgungssystem gelingen.⁴ Die Laststeuerung wird zudem als wichtige Maßnahme im Rahmen der Energieeffizienzverbesserung angesehen, da sie es den Netzbenutzern/Kunden bzw. von diesen beauftragten Dritten ermöglicht, aufgrund von Verbrauchs- und Abrechnungsinformationen tätig zu werden: So kann der Energieverbrauch entweder verringert oder verlagert werden, was einerseits zu Energieeinsparungen beim Netzbenutzer/Kunden selber und andererseits bei der Energieerzeugung, -übertragung und -verteilung führt, da Netze und Erzeugungskapazitäten besser genutzt werden können.⁵ Dabei kann die Laststeuerung auch mittels Preissignalen gefördert werden. Daher sollten die Regulierungsbehörden sicherstellen, dass die Netzentgelte einerseits Anreize für Verbesserungen bei der Energieeffizienz bieten und andererseits eine dynamische Tarifierung bezüglich Laststeuerungsmaßnahmen durch die Kunden unterstützen.⁶ Vor diesem Hintergrund sind die Verteilernetzbetreiber bei der Planung des Netzausbaus gehalten, auch Energieeffizienz- und Nachfragesteuerungsmaßnahmen, durch die sich die Notwendigkeit einer Nachrüstung oder eines Kapazitätsersatzes erübrigen könnte, zu berücksichtigen (Art. 25 Abs. 7 EltRL 2009⁷ und § 45 Z 22 EIWOG 2010⁸). Art. 2 Z 29 EltRL

¹ Die Ausführungen und Ergebnisse dieser Ausführungen basieren teilweise auf der Studie „Smart Grids – Rechtliche Aspekte von intelligenten Stromnetzen in Österreich“, die aus Mitteln des Klima- und Energiefonds finanziert wurde bzw. sind ihr zur Gänze entnommen.

² Ein Netzbenutzer ist jede natürliche oder juristische Person oder eingetragene Personengesellschaft, die Elektrizität in ein Netz einspeist oder aus einem Netz entnimmt, § 7 Abs. 1 Z 49 EIWOG 2010. Personenbezogene Bezeichnungen werden aus Gründen der besseren Lesbarkeit zumeist nur in männlicher Form angeführt. Sie beziehen sich jedoch auf Frauen und Männer in gleicher Weise.

³ Kunden sind Endverbraucher, Stromhändler sowie Elektrizitätsunternehmen, die elektrische Energie kaufen, § 7 Abs. 1 Z 40 EIWOG 2010.

⁴ *B.A.U.M. Consult GmbH*, Smart Energy made in Germany, S. 20.

⁵ Erwägungsgrund 44 der Energieeffizienzrichtlinie 2012 (EnEff-RL 2012), Richtlinie 2012/27/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25.10.2012 zur Energieeffizienz, zur Änderung der Richtlinien 2009/125/EG und 2010/30/EU und zur Aufhebung der Richtlinien 2004/8/EG und 2006/32/EG, ABI. L 2012/315, S. 1.

⁶ Erwägungsgrund 45 und Art. 15 Abs. 4 der EnEff-RL 2012.

⁷ Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13.07.2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG, ABI. L 2009/211, S. 55.

2009 und § 7 Abs. 1 Z 13 EIWOG 2010 verstehen unter Energieeffizienz und Nachfragesteuerung ein globales oder integriertes Konzept zur Steuerung der Höhe und des Zeitpunkts des Elektrizitätsverbrauchs, das den Primärenergieverbrauch senken und Spitzenlasten verringern soll, indem Investitionen zur Steigerung der Energieeffizienz oder anderen Maßnahmen wie unterbrechbaren Lieferverträgen Vorrang vor Investitionen zur Steigerung der Erzeugungskapazitäten eingeräumt wird, wenn sie unter Berücksichtigung der positiven Auswirkungen eines geringeren Energieverbrauchs auf die Umwelt und einer größeren Versorgungssicherheit und geringerer Verteilungskosten die wirksamste und wirtschaftlichste Option darstellen. Folglich fallen unter die Nachfragesteuerung derartige Maßnahmen des Netzbetreibers, die das Verbrauchsverhalten der Netzbewerber beeinflussen und damit zu einer Verlagerung eines Teils des Verbrauchs in die Schwachlastzeiten und somit zu einer abnehmenden Spitzenlast führen.⁹

Eine freiwillige Verhaltensänderung der Netzbewerber/Kunden kann auf zwei verschiedene Arten geschehen: Einerseits über eine aktive Verhaltensänderung durch die Netzbewerber/Kunden selber in Form der Eigensteuerung bzw. mittels automatisierter Geräte (sog. Demand Side Response), andererseits aufgrund vorheriger vertraglicher Regelungen durch den Netzbetreiber, indem dieser in Form der Fremdsteuerung ferngesteuert auf die entsprechenden Verbrauchseinrichtungen zugreifen darf (sog. Demand Side Management). Zwar ist es dem Netzbewerber/Kunden aufgrund der bestehenden Rechtslage unbenommen, eine Verschiebung seiner Lasten freiwillig durchzuführen, jedoch wird es für die breite Masse der Netzbewerber/Kunden für beide Varianten monetärer Anreize bedürfen¹⁰, damit sie entweder ihre verschiebbaren Tätigkeiten wie z.B. Spülen, Waschen und Trocknen flexibel an das Erzeugungsangebot bzw. an lastschwache Zeiten anpassen oder aber dem Netzbetreiber den Zugriff auf ihre Verbrauchs- und Speichereinrichtungen (z.B. Elektroauto oder Kühlhaus) gestatten. Zu untersuchen ist somit, ob derartige finanzielle Anreize im Rahmen der Systemnutzungsentgelte oder der Strompreise rechtlich darstellbar sind. Fragen des Datenschutzes sind nicht Gegenstand dieser Begutachtung.

Um aber überhaupt für den eigenen Stromverbrauch sensibilisiert zu werden und diesen sodann reduzieren oder verlagern zu können, muss sowohl der Netzbewerber/Kunde Kenntnis über seinen jeweils aktuellen Stromverbrauch haben als auch der Netzbetreiber und der Lieferant müssen das Abnahmeverhalten des einzelnen Netzbewerbers/Kunden im Detail kennen, um variable bzw. reduzierte Netzentgelte und Strompreise anbieten bzw. abrechnen zu können. Voraussetzung für die Durchführung eines nachfrageseitigen Lastmanagements ist daher die Nutzung von intelligenten Stromzählern (sog. Smart Meter).¹¹ Neben einer effizienten Steuerung der vernetzten Komponenten ist das flexible Lastmanagement somit nur im Rahmen eines Smart Grids möglich.¹²

⁸ Bundesgesetz, mit dem die Organisation auf dem Gebiet der Elektrizitätswirtschaft neu geregelt wird (Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 – EIWOG 2010), BGBl. 2013/174.

⁹ *Theobald*, in: Danner/Theobald, EnWG Kommentar, § 14 Rz. 39.

¹⁰ So auch Erwägungsgrund 45 der EnEff-RL 2012.

¹¹ *Benz*, Intelligente Stromzähler, ZUR 2008, 457 (458); *Kudlicza*, Intelligente Balance, VEÖ Journal, 03/2010, 38 (38); *Müller*, Interesse geweckt, Energie & Management 13-14/2011, 25; *Wiesemann*, IT-rechtliche Rahmenbedingungen, MMR 2011, 355.

¹² *Güneysu/Wieser*, Smarte Preise, ZNER 2011, 417.

1.1 Monetäre Anreize für die Netzbenutzer zur Lastverschiebung im Rahmen der Systemnutzungsentgelte

Im Folgenden wird zunächst die bestehende österreichische Rechtslage hinsichtlich der Systemnutzungsentgelte dargestellt und sodann dahingehend analysiert, ob sich Anreize für die Netzbenutzer, die an die Netzebene 7, 5 bzw. 3 angeschlossen sind, finden lassen, ihre Verbräuche freiwillig entweder selber oder auf der Basis vertraglicher Regelungen durch den Netzbetreiber zeitlich zu verlagern und damit zu einer gleichmäßigeren Netzauslastung beizutragen. Anschließend wird ergänzend auch ein kurzer Einblick in die rechtliche Situation in Deutschland gegeben.

1.1.1 Aktuelle Rechtslage in Österreich

Nach § 51 Abs. 1 S. 1 EIWOG 2010 haben alle Netzbenutzer für die Erbringung aller Leistungen der Netzbetreiber und des Regelzonenführers ein Systemnutzungsentgelt zu entrichten. Dieses setzt sich gem. § 51 Abs. 2 EIWOG 2010 aus folgenden Komponenten zusammen:¹³

- Netznutzungsentgelt
- Netzverlustentgelt
- Netzzutrittsentgelt
- Netzbereitstellungsentgelt
- Systemdienstleistungsentgelt
- Entgelt für Messleistungen
- Entgelt für sonstige Leistungen
- ggf. Entgelt für internationale Transaktionen und für Verträge für den Transport von Energie gem. § 113 Abs. 1 EIWOG 2010.

Diese einzelnen Systemnutzungsentgeltkomponenten werden (bis auf das Netzzutrittsentgelt und das Entgelt für internationale Transaktionen) durch die Regulierungsbehörde per Verordnung¹⁴ als Festpreise¹⁵ bzw. als Höchstpreis¹⁶ festgelegt¹⁷, wobei die Entgelte in Euro bzw. Cent je Verrechnungseinheit anzugeben sind. Die Höhe der jeweiligen Systemnutzungsentgelte bemisst sich grds. danach, an welcher Netzebene und in welchem Netzbereich die Anlage des Netzbenutzers angeschlossen ist. Das hat zur Folge, dass die durch die Regulierungsbehörde festgelegten Entgelte verbindlich sind und (auch hinsichtlich der Höhe) nicht zur Disposition des Netzbetreibers oder der Netzbenutzer stehen. Eine über

¹³ Ausführlich zu den Systemnutzungstarifen im „alten“ EIWOG: *Würthinger*, Systemnutzungstarife, S. 26 ff.

¹⁴ Derzeit gilt die Verordnung der Regulierungskommission der E-Control, mit der die Entgelte für die Systemnutzung bestimmt werden (Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2012 in der Fassung der Novelle 2014, SNE-VO 2012-Novelle 2014), BGBl. II 2013/478.

¹⁵ Als Festpreise werden das Netznutzungsentgelt, das Netzverlustentgelt, das Netzbereitstellungsentgelt, das Systemdienstleistungsentgelt und das Entgelt für sonstige Leistungen festgelegt. Mit Festpreisen soll im Vergleich zu Höchstpreisen allfälligen Missbräuchen entgegen gewirkt werden, sodass ausgeschlossen ist, dass manche Netzbenutzer Tarife zahlen, die unter den jeweiligen Höchstpreisen liegen. Damit wird im öffentlichen Interesse zur Funktionsfähigkeit eines fairen und transparenten Netzbetriebs beigetragen, *Oberndorfer*, in: Hauer/Oberndorfer, EIWOG, § 25 Rz. 41.

¹⁶ Das Entgelt für Messleistungen wird als Höchstpreis bestimmt.

¹⁷ Dies erfolgt in Übereinstimmung mit Art. 37 Abs. 1 lit. a EitRL 2009, wonach die Regulierungsbehörde dafür verantwortlich ist, anhand transparenter Kriterien die Verteilungstarife festzulegen oder zu genehmigen.

die in § 51 Abs. 2 Z 1 bis 8 EIWOG 2010 aufgelisteten Entgelte hinaus gehende Verrechnung durch den Netzbetreiber in unmittelbarem Zusammenhang mit dem Netzbetrieb ist, sofern das EIWOG 2010 keine expliziten Ausnahmen vorsieht, ebenfalls unzulässig und würde eine Preistreiberei nach § 102 EIWOG 2010 darstellen.¹⁸ Zudem hat das Systemnutzungsentgelt nach § 51 Abs. 1 S. 4 EIWOG 2010 dem Grundsatz der Gleichbehandlung aller Netzbenutzer¹⁹, der Kostenorientierung und der weitest gehenden Verursachungsgerechtigkeit zu entsprechen und zu gewährleisten, dass elektrische Energie effizient genutzt und das Volumen der verteilten oder übertragenen elektrischen Energie nicht unnötig erhöht wird.

1.1.1.1 Netznutzungsentgelt (§ 52 EIWOG 2010)

Das Netznutzungsentgelt nach § 52 EIWOG 2010, das nur von den Entnehmern²⁰ und nicht von den Einspeisern zu entrichten ist, hat den Sinn, dem Netzbetreiber die Kosten für die Errichtung, den Ausbau, die Instandhaltung und den Betrieb des Netzsystems abzugelten. Es ist entweder arbeitsbezogen oder arbeits- und leistungsbezogen festzulegen und regelmäßig in Rechnung zu stellen. Die Regulierungsbehörde hat die Möglichkeit, das Netznutzungsentgelt unter Berücksichtigung einheitlicher Tarifstrukturen zeitvariabel und/oder lastvariabel zu gestalten.²¹ (In § 25 Abs. 12 EIWOG a.F.²² bestand nur die Möglichkeit, die Preise für die Netznutzung zeitvariabel zu gestalten). Das Gesetz lässt offen, was es genau unter einem zeit- bzw. lastvariablen Netznutzungsentgelt versteht. Während sich das zeitvariable Netznutzungsentgelt zu bestimmten Tages- bzw. Saisonzeiten ändert, ist davon auszugehen, dass ein variables Netznutzungsentgelt mit der Auslastung der Netze schwanken wird.²³

¹⁸ § 51 Abs. 1 S. 3 EIWOG 2010.

¹⁹ Der Erwägungsgrund 32 der EltRL 2009 besagt, dass die Tarife auf nichtdiskriminierende Weise für alle Netzbenutzer gelten sollten. Der Erwägungsgrund 36 der EltRL 2009 weitet dies dahingehend aus, dass die Tarife zudem kostenorientiert zu sein haben und die langfristig durch dezentrale Elektrizitätserzeugung und Nachfragesteuerung vermiedenen Netzgrenzkosten zu berücksichtigen haben.

²⁰ Ein Entnehmer ist aufgrund der Legaldefinition in § 7 Abs. 1 Z 14 EIWOG 2010 ein Endverbraucher oder ein Netzbetreiber, der elektrische Energie aus einem Übertragungs- oder Verteilernetz entnimmt.

²¹ § 52 Abs. 1 S. 5 EIWOG 2010.

²² Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz, BGBl. I 2006/106.

²³ BDEW, Netz und Markt, S. 12; Bundesnetzagentur, „Smart Grid“ und „Smart Market“, S. 19.

1.1.1.1 Netznutzungsentgelt der Netzebene 7 (z.B. Haushalte, kleine Gewerbebetriebe und Landwirtschaft), § 4 Abs. 1 Z 7 SNE-VO 2012-Novelle 2014

In § 4 Abs. 1 Z 7 SNE-VO 2012-Novelle 2014 differiert das Netznutzungsentgelt der Haushaltskunden, der kleinen Gewerbebetriebe sowie der Landwirtschaft, also der Netzebene 7 je Netzbereich, grds.²⁴ nach gemessener Leistung (Lastprofilzähler), nicht gemessener Leistung (Standardlastprofil) sowie nach unterbrechbarer Leistung. Die Entgelte bemessen sich nach der Sommer Hochtarifzeit (SHT)²⁵, Sommer Niedertarifzeit (SNT)²⁶, Winter Hochtarifzeit (WHT)²⁷ und Winter Niedertarifzeit (WNT)²⁸ als Arbeitspreis und werden dementsprechend in Cent/kWh angegeben. Zusätzlich fällt bei der gemessenen und nicht gemessenen Leistung ein Leistungspreis pro kW (bei der gemessenen Leistung) bzw. eine Jahresfixpauschale (bei nicht gemessener Leistung) an, was beim unterbrechbaren Leistungstarif nicht der Fall ist.

Als zeitvariabel kann die Unterteilung in SHT, SNT, WHT und WNT angesehen werden, sodass innerhalb eines Jahres max. vier unterschiedliche Preise je Netzbereich für das Netznutzungsentgelt möglich sind, also quasi ein „Sommertagestarif“, ein „Sommernachtstarif“, ein „Wintertagestarif“ und ein „Winternachtstarif“. Damit differiert die Zeitvariabilität nach Jahreszeit (Winter/Sommer) und Tageszeit (06.00 Uhr bis 22.00 Uhr / 22.00 Uhr bis 06.00 Uhr). Jedoch sind diese Tarife in den einzelnen Netzbereichen nicht wirklich variabel, also schwankend ausgestaltet: So gibt es z.B. für die Netzbereiche Burgenland und Kleinwalsertal durchweg, also unabhängig von der Tages- und Jahreszeit, einen fixen Preis für die gemessene Leistung, einen fixen Preis für nicht gemessene Leistung und einen fixen unterbrechbaren Tarif. Es ist folglich in diesen Netzbereichen keine Zeitvariabilität gegeben, sodass der jeweilige Tarif unabhängig von der Zeit des Stromverbrauchs gilt. In vielen anderen Netzbereichen (Kärnten, Klagenfurt, Niederösterreich, Oberösterreich, Linz, Steiermark, Graz, Tirol und Innsbruck) ist wenigstens das arbeitsabhängige Entgelt für leistungsgemessene Kunden schwankend: In Kärnten und Klagenfurt gibt es vier verschiedene Entgeltansätze, von denen der SNT der günstigste und der WHT der teuerste Tarif ist. Die anderen Netzbereiche haben hingegen nur noch zwei Entgeltansätze. So gibt es in Niederösterreich und Oberösterreich ein Arbeitsentgelt für die Sommertarifzeiten (SHT und SNT) und ein höheres für die Wintertarifzeiten (WHT und

²⁴ Die Netzbereiche Steiermark, Graz, Tirol und Vorarlberg sehen noch einen Doppeltarif für nicht gemessene Leistung vor und Vorarlberg darüber hinaus auch noch einen Doppeltarif für gemessene Leistung. Dieser Doppeltarif ist vergleichbar mit dem unterbrechbaren Tarif, ohne dass dabei jedoch die Leistung tatsächlich unterbrochen wird.

²⁵ Sommer ist dabei der Zeitraum vom 01. April 00.00 Uhr bis zum 30. September 24.00 Uhr. Die Hochtarifzeit läuft von 06.00 Uhr bis 22.00 Uhr. Das Entgelt ist auf die elektrische Arbeit bezogen, wobei die Preisansätze auf die Arbeitseinheit „eine kWh“ bezogen sind, § 3 Z 3 SNE-VO 2012 – Novelle 2014.

²⁶ Sommer ist dabei der Zeitraum vom 01. April 00.00 Uhr bis zum 30. September 24.00 Uhr. Die Niedertarifzeit läuft von 22.00 Uhr bis 06.00 Uhr des Folgetages. Das Entgelt ist auf die elektrische Arbeit bezogen, wobei die Preisansätze auf die Arbeitseinheit „eine kWh“ bezogen sind, § 3 Z 4 SNE-VO 2012 – Novelle 2014.

²⁷ Winter ist der Zeitraum vom 01. Oktober 00.00 Uhr bis 31. März 24.00 Uhr des Folgejahres. Die Hochtarifzeit läuft von 06.00 Uhr bis 22.00 Uhr. Das Entgelt ist auf die elektrische Arbeit bezogen, wobei die Preisansätze auf die Arbeitseinheit „eine kWh“ bezogen sind, § 3 Z 5 SNE-VO 2012 – Novelle 2014.

²⁸ Winter ist der Zeitraum vom 01. Oktober 00.00 Uhr bis 31. März 24.00 Uhr des Folgejahres. Die Niedertarifzeit läuft von 22.00 Uhr bis 06.00 Uhr des Folgetages. Das Entgelt ist auf die elektrische Arbeit bezogen, wobei die Preisansätze auf die Arbeitseinheit „eine kWh“ bezogen sind, § 3 Z 6 SNE-VO 2012 – Novelle 2014.

WNT). In Linz, der Steiermark, Graz, Tirol und Innsbruck sind hingegen die Hochtarifzeiten (SHT und WHT) teurer als die Niedertarifzeiten (SNT und WNT) und bieten damit einen Anreiz, den Verbrauch in die Schwachlastzeiten (22.00 Uhr bis 06.00 Uhr) zu verlagern. Die nicht gemessene Leistung – die zumeist in der Netzebene 7 verrechnet wird – ist in allen Netzbereichen unabhängig von der Tages- und Jahreszeit starr und damit nicht schwankend ausgestaltet, sodass die Entnehmer das ganze Jahr durchweg das fixe Netznutzungsentgelt ihres Netzbereichs zu zahlen haben. Beim Entgelt für die unterbrechbare Lieferung schwanken die arbeitsabhängigen Entgelte nur in den Netzbereichen Niederösterreich, Salzburg, Steiermark, Graz, Tirol und Wien: Es gibt einen Entgeltansatz für die Hochtarifzeiten (SHT und WHT) und einen (niedrigeren) Entgeltansatz für die Niedertarifzeiten (SNT und WNT).

Eine lastvariable Gestaltung der Entgelte für die Netzebene 7 findet sich in der SNE-VO 2012-Novelle 2014 jedoch nicht.

Als unterbrechbar wird die Leistung nach der Legaldefinition in § 3 Z 7 SNE-VO 2012-Novelle 2014 dann bezeichnet, wenn der Netzbetreiber berechtigt und technisch dazu in der Lage ist, die Nutzung des Netzes jederzeit oder zu vertraglich vorherbestimmten Zeiten zu unterbrechen. Dieser unterbrechbare Tarif kann aktuell bereits dann auf Wunsch des Entnehmers in allen Netzbereichen der Netzebene 7 verrechnet werden, sofern eine unterbrechbare Lieferung z.B. für elektrische Warmwasseraufbereitung, Elektroheizung oder Wärmepumpen beim jeweiligen Entnehmer möglich ist. Denkbar und sinnvoll scheint es allerdings darüber hinaus auch, dass sich der Netzbetreiber und der Entnehmer, der z.B. ein Kühlhaus oder ein Elektrofahrzeug hat, vertraglich einigen, dass der Netzbetreiber (in Abhängigkeit der Lastsituation im Netz) entweder jederzeit oder aber zu festgelegten Zeiten für eine zuvor vereinbarte Zeitspanne auf die Einrichtungen des Netzbenutzers zugreifen darf, um mittels eines möglichen Lastabwurfs eine Lastspitze zu vermeiden. Voraussetzung für die Verrechnung des unterbrechbaren Tarifs ist somit zunächst eine Berechtigung des Netzbetreibers, also eine vertragliche Vereinbarung zwischen Netzbetreiber und Entnehmer hinsichtlich der zeitlichen Unterbrechbarkeit (jederzeit oder nur zu vorherbestimmten Zeiten)²⁹, das Vorhandensein einer unterbrechbaren Verbrauchseinrichtung sowie das Vorhandensein einer zusätzlichen technischen Zähler- und Schalteinrichtung, über die der Netzbetreiber die entsprechende Einrichtung ansteuern kann. Dieser Tarif ist – verglichen mit dem Netznutzungsentgelt bei nicht gemessener Leistung – preislich begünstigt, was sich aufgrund der potenziellen Zugriffsmöglichkeit durch den Netzbetreiber und der daraus resultierenden möglichen Unterbrechung der Stromzufuhr ergibt. Sinn und Zweck ist es, „dass die Unterbrechung bestimmter Anlagen dem Netzbetreiber in Spitzenlastzeiten einen wirtschaftlich und technisch effizienteren Betrieb des Netzes ermöglichen soll“³⁰. Im Gegenzug dazu erhält der Verbraucher den unterbrechbaren Tarif, der im Vergleich zum „Normaltarif“ anreizfördernd und damit günstiger sein sollte.³¹ Ob der Netzbetreiber allerdings tatsächlich auf die Verbrauchseinrichtung zugreift, ist nicht ausschlaggebend für die Verrechnung des Tarifs, da es nur auf die Einräumung des möglichen Zugriffs ankommt.³² Allerdings wird sich dieser Tarif aufgrund der Kosten für einen eventuell

²⁹ So muss z.B. garantiert sein, dass das Kühlhaus nicht so lange unterbrochen wird, dass die Ware verdirbt und dass das Elektroauto wieder aufgeladen ist, wenn es gebraucht wird.

³⁰ ErläutRV zu § 7 Z 7 SNT-VO 2010, S. 17.

³¹ ErläutRV zu § 7 Z 7 SNT-VO 2010, S. 17.

³² *Schneider/Theobald*, Energiewirtschaft, § 11 Rz. 20.

notwendigen zweiten Zähler erst ab einem gewissen Mindestverbrauch wirtschaftlich rechnen.

1.1.1.1.2 Netznutzungsentgelt der Netzebene 5 (Kleinindustrie und große Gewerbebetriebe), § 4 Z 5 SNE-VO 2012-Novelle 2014

Das Netznutzungsentgelt für die Entnehmer der Netzebene 5 (Kleinindustrie und große Gewerbebetriebe) bemisst sich nach § 4 Z 5 SNE-VO 2012-Novelle 2014 je Netzbereich. Es wird allerdings nur in den Netzbereichen Burgenland und Niederösterreich zwischen gemessener und unterbrechbarer Leistung unterschieden. Die anderen Netzbereiche sehen ausschließlich die gemessene Leistung vor. Die Entgelte richten sich, wie bei der Netzebene 7 auch, nach der Sommer Hochtarifzeit (SHT), Sommer Niedertarifzeit (SNT), Winter Hochtarifzeit (WHT) und Winter Niedertarifzeit (WNT) als Arbeitspreis und werden dementsprechend in Cent/kWh angegeben. Hinzukommt der Leistungspreis in Cent/kW bei der gemessenen Leistung, nicht hingegen beim unterbrechbaren Tarif.

Bei der zeitvariablen Ausgestaltung der Netznutzungsentgelte finden sich in den Netzbereichen Kärnten, Klagenfurt, Niederösterreich, Oberösterreich und Vorarlberg vier unterschiedliche Entgeltansätze, wobei der SNT der günstigste und der WHT der teuerste ist. In den Netzbereichen Burgenland, Linz, Salzburg, Tirol und Innsbruck gibt es zwei unterschiedliche Entgeltansätze, sodass entweder die Hochtarifzeiten (SHT und WHT) teurer sind als die Niedertarifzeiten (SNT und WNT)³³ oder die Wintertarifzeiten (WHT und WNT) teurer sind als die Sommertarifzeiten (SHT und SNT).³⁴ Sofern also die Niedertarifzeiten (22.00 Uhr bis 06.00 Uhr) günstiger sind als die Hochtarifzeiten (06.00 Uhr bis 22.00 Uhr), könnte dies für die Entnehmer motivierend wirken, ihren Stromverbrauch zwecks Netzentlastung in die zeitlich günstigere Tarifeinheit zu verlagern. Für die Netzbereiche Steiermark, Graz, Wien und Kleinwalsertal gibt es hingegen nur einen einheitlichen Jahrespreis, sodass dort gar keine Schwankung gegeben ist. Aufgrund dieser nicht vorhandenen Zeitvariabilität gilt dieses Entgelt durchgehend, unabhängig davon, wann der Strom bezogen wird, sodass ein Anreiz zur Lastverschiebung in diesen Netzbereichen nicht gegeben ist.

Eine lastvariable Gestaltung der Netznutzungsentgelte findet sich jedoch – genauso wie bei den Entgelten für die Netzebene 7 – auch bei der Netzebene 5 nicht.

Ein unterbrechbarer Tarif i.S.v. § 3 Z 7 SNE-VO 2012-Novelle 2014 ist bisher lediglich für die Netzbereiche Burgenland und Niederösterreich vorgesehen. Auf den ersten Blick erscheint es zunächst nicht nachvollziehbar, warum dieser Tarif innerhalb der verschiedenen Tarifzeiten teurer ist, als wenn die Leistung in gemessener Form verrechnet wird. Dadurch scheint der Entnehmer, der an der Netzebene 5 angeschlossen ist, im Gegensatz zum Entnehmer der Netzebene 7, keinen Anreiz zu haben, dem Netzbetreiber die potenzielle Zugriffsmöglichkeit auf seine Verbrauchseinrichtung je nach Netzauslastung vertraglich einzuräumen. Allerdings muss in diesem Fall berücksichtigt werden, dass beim unterbrechbaren Tarif ausschließlich das arbeitsabhängige Entgelt, nicht jedoch zusätzlich das leistungsabhängige Entgelt verrechnet wird.

³³ Burgenland, Linz, Steiermark, Graz, Tirol und Innsbruck.

³⁴ Salzburg.

1.1.1.1.3 Netznutzungsentgelt der Netzebene 3 (Großindustrie), § 4 Z 3 SNE-VO 2012-Novelle 2014

Das Netznutzungsentgelt der Entnehmer, die an Netzebene 3 angeschlossen sind, also die Großindustrien, bemisst sich nach § 4 Z 3 SNE-VO 2012-Novelle 2014 ebenfalls nach dem jeweiligen Netzbereich. Allerdings wird bei dieser Netzebene ausschließlich die gemessene Leistung verrechnet. Die Entgelte richten sich, wie bei den Netzebenen 7 und 5 auch, nach der Sommer Hochtarifzeit (SHT), Sommer Niedertarifzeit (SNT), Winter Hochtarifzeit (WHT) und Winter Niedertarifzeit (WNT) als Arbeitspreis und werden dementsprechend in Cent/kWh angegeben; hinzukommt der Leistungspreis in Cent/kW.

Hinsichtlich der zeitvariablen Ausgestaltung der einzelnen Entgelte sieht lediglich der Netzbereich Vorarlberg vier unterschiedliche Preisansätze vor, wobei der SNT der günstigste und der WHT das teuerste Entgelt ist.³⁵ In den Netzbereichen Burgenland, Niederösterreich und Tirol schwankt das Entgelt in Abhängigkeit von Hochtarifzeit (SHT und WHT) und Niedertarifzeit (SNT und WNT) bzw. in Salzburg in Abhängigkeit von Sommertarifzeit (SHT und SNT) und Wintertarifzeit (WHT und WNT). Sofern die Niedertarifzeiten gegenüber den Hochtarifzeiten preislich begünstigend für die Entnehmer sind, könnte dies motivierend hinsichtlich der eigenständigen Lastverschiebung wirken. In den Netzbereichen Kärnten, Steiermark und Wien gilt hingegen jeweils ein einheitlicher Jahrespreis, ohne jegliche Preisschwankungen und damit auch ohne finanziellen Anreiz für die Entnehmer zur Lastverschiebung.

Ein lastvariables Netznutzungsentgelt findet sich auch bei der Netzebene 3 nicht.

Ein unterbrechbarer Tarif i.S.v. § 3 Z 7 SNE-VO 2012-Novelle 2014 ist für die Entnehmer der Netzebene 3 generell nicht vorgesehen.

1.1.1.1.4 Zwischenergebnis zur bestehenden Rechtslage hinsichtlich des Netznutzungsentgelts

Das Netznutzungsentgelt, das regelmäßig von sämtlichen Entnehmern aller Netzebenen zu entrichten ist, wird durch die Regulierungsbehörde in Abhängigkeit des Netzbereichs und der Netzebene in der jeweils geltenden SNE-VO verbindlich in Form eines Festpreises je kWh festgelegt. Diese transparente Vorgabe ist notwendig, da es sich bei den Netzen um sog. natürliche Monopole handelt. Daher ist es den Netzbetreibern nicht möglich, das Netznutzungsentgelt wettbewerbslich zu ermitteln, sodass sich die Vertragsparteien auch nicht z.B. auf einen niedrigeren Preisansatz verständigen können.³⁶ Der geltende Rechtsrahmen des § 52 Abs. 1 S. 5 EIWOG 2010 stellt es jedoch ausdrücklich in das Ermessen („kann“) der Regulierungsbehörde, das Netznutzungsentgelt in der Verordnung unabhängig vom Netzbereich und von der Netzebene zeitvariabel und/oder lastvariabel auszugestalten.

Dieser Möglichkeit ist die Regulierungsbehörde bisher jedoch nur in Form des zeitvariablen Netznutzungsentgeltes (SHT, SNT, WHT und WNT) nachgekommen. Allerdings bietet diese „zeitvariable“ Ausgestaltung für die Entnehmer der Netzebene 7, deren Leistung zumeist nicht gemessen verrechnet wird, keinen finanziellen Anreiz, ihr Verbrauchsverhalten im Sinne einer Verschiebung zu ändern, da die Entgelte in keinem Netzbereich variieren, also schwanken, sondern durchwegs starr ausgestaltet sind. Sofern der Verbrauch der

³⁵ Vergleichbar ist auch der Tarif für Oberösterreich, wo jedoch im Gegensatz zum WHT die SNT und die SHT die günstigsten Tarife sind.

³⁶ Vgl. dazu auch Art. 32 Abs. 1 EitRL 2009.

Entnehmer der Netzebene 7 jedoch nach gemessener Leistung abgerechnet wird, bieten die Netzbereiche Kärnten, Klagenfurt, Linz, Steiermark, Graz, Tirol und Innsbruck aufgrund der preislich begünstigten Niedertarife in der Zeit von 22.00 Uhr bis 06.00 Uhr eine Motivation, zumindest einen verschiebbaren Teil der Lasten in dieses lastschwache nächtliche Zeitfenster zu verlagern. Das gleiche gilt für die Entnehmer der Netzebene 5 in den Netzbereichen Burgenland, Linz, Salzburg, Tirol und Innsbruck sowie für die Entnehmer der Netzebene 3 in den Netzbereichen Burgenland, Niederösterreich, Oberösterreich³⁷, Tirol und Vorarlberg.

Ein lastvariable Festlegung des Netznutzungsentgeltes findet sich hingegen für keine Netzebene und für keinen Netzbereich.

Neben der eigenständigen Verlagerung der Verbräuche durch die Entnehmer selber von Hochlastzeiten in Niedriglastzeiten besteht auch die Möglichkeit, dass die Entnehmer diese Verlagerung der Lasten dem Netzbetreiber überlassen, indem sie sich vertraglich darüber verständigen, dass der Netzbetreiber, sofern er technisch dazu in der Lage ist, die Nutzung des Netzes jederzeit oder zu vorherbestimmten Zeiten unterbrechen kann. Sinn und Zweck dieser Maßnahme ist es, „dass die Unterbrechung bestimmter Anlagen dem Netzbetreiber in Spitzenlastzeiten einen wirtschaftlich und technisch effizienteren Betrieb des Netzes ermöglichen soll³⁸.“ Im Gegenzug dazu erhält der Entnehmer einen unterbrechbaren Tarif, der im Vergleich zum „Normaltarif“ in Summe anreizfördernd auch günstiger sein sollte.³⁹ Dieser unterbrechbare Tarif wird für die Entnehmer der Netzebene 7 in allen Netzbereichen angeboten. Dieser Tarif ist ein gesonderter, fester, aber zumeist nicht schwankender Tarif und ist – verglichen mit dem Netznutzungsentgelt bei nicht gemessener Leistung – preislich begünstigt, was sich aufgrund der potenziellen Zugriffsmöglichkeit durch den Netzbetreiber ergibt, was zur Folge hat, dass der Entnehmer mit seinen unterbrechbaren Lasten in dieser Zeit von der Stromzufuhr abgeschaltet wird. Dieser tarifliche Vorteil stellt somit, sofern sich dieser Tarif wegen der Notwendigkeit eines eventuell notwendigen zweiten Zählers wirtschaftlich für den Entnehmer rechnet, einen Anreiz dar, dem Netzbetreiber die Zugriffsmöglichkeit auf seine Verbrauchseinrichtung (z.B. Stromspeicherheizung oder Wärmepumpe) aufgrund vertraglicher Vereinbarung zu gestatten, damit dieser den Verbrauch bei hoher Netzauslastung steuern und reduzieren kann. Für die Entnehmer der Netzebene 5 ist der unterbrechbare Tarif jedoch bisher nur in den Netzbereichen Burgenland und Niederösterreich möglich. Allerdings ist dieser – verglichen mit dem Netznutzungsentgelt bei gemessener Leistung – hinsichtlich der arbeitsabhängigen Entgelte teurer. Der Anreiz kann allerdings darin gesehen werden, dass im unterbrechbaren Tarifmodell der Leistungspreis nicht anfällt. Für die Entnehmer der Netzebene 3 ist der unterbrechbare Tarif gar nicht vorgesehen. Dies könnte u.a. daran liegen, dass diese Entnehmer kein Interesse an einem derartigen Tarif haben, da sie über sehr stromsensible Anlagen verfügen und somit eigenständig für ein geeignetes Strommanagement sorgen, ohne dem Netzbetreiber den Zugriff gestatten zu wollen.

³⁷ Dies gilt jedoch nur für den WNT, da der SNT dieselbe Tarifierung wie der SHT vorsieht.

³⁸ ErläutRV zu § 7 Z 7 SNT-VO 2010, S. 17.

³⁹ ErläutRV zu § 7 Z 7 SNT-VO 2010, S. 17.

1.1.1.1.5 Änderungsvorschläge zum Netznutzungsentgelt als monetärer Anreiz zur eigenständigen Lastverschiebung durch den Netzbenutzer (Demand Side Response)

Sowohl das zeit- als auch das lastvariable Netznutzungsentgelt könnten bei entsprechender Ausgestaltung einen finanziellen Anreiz darstellen, die Entnehmer zu motivieren, ihr Verbrauchsverhalten freiwillig und selbständig dementsprechend zu ändern, dass sie ihre Verbräuche in nachfrageschwache Zeiten verlagern und sich somit netzkonform verhalten.

Dies würde allerdings beim zeitvariablen Netznutzungsentgelt zumindest voraussetzen, dass die Gestaltung des arbeitsabhängigen Entgelts innerhalb der SHT, SNT, WHT und WNT auch tatsächlich auf allen Netzebenen und in allen Netzbereichen variiert, damit die Entnehmer einen finanziellen Anreiz erhalten, ihre Verbräuche zu verlagern und somit z.B. erst nach 22.00 Uhr ihre verbrauchsintensiven Elektrogeräte einschalten. Es wären dennoch auch kleinere, also kürzere, Zeitintervalle im Rahmen der zeitvariablen Entgeltgestaltung innerhalb eines Tages rechtlich möglich, sofern dabei einheitliche Tarifstrukturen berücksichtigt werden, zumal § 52 Abs. 1 S. 5 EIWOG 2010 nur von einer „zeitvariablen“ Ausgestaltung des Netznutzungsentgelts spricht, ohne diese zeitlichen Schwankungen näher auszuführen. Anders war dies bei § 25 Abs. 12 EIWOG a.F., der in Satz 4 vorsah, dass höchstens jeweils zwei unterschiedliche Preise innerhalb eines Tages, innerhalb einer Woche sowie innerhalb eines Jahres zulässig sind.

Neben dem zeitvariablen Netznutzungsentgelt hat die Regulierungsbehörde aufgrund der Ermächtigung in § 52 Abs. 1 S. 5 EIWOG 2010 nunmehr auch rechtlich die Möglichkeit, das Netznutzungsentgelt lastvariabel per Verordnung zu gestalten, sofern der Wunsch der Netzbetreiber nach mehr Variabilität vorliegt. Was genau unter „lastvariabel“ zu verstehen ist, lassen sowohl das Gesetz als auch die Erläuterungen offen. Aufgrund des Wortlauts ist allerdings davon auszugehen, dass der Preis für das Netznutzungsentgelt in Abhängigkeit von der Auslastung des Netzes schwankt. Das bedeutet, dass das Netznutzungsentgelt umso teurer wird, je näher das Netz an seine Kapazitätsgrenze gerät.⁴⁰

Schließlich wäre es aufgrund von § 52 Abs. 1 S. 2 EIWOG 2010 auch rechtlich möglich, das Netznutzungsentgelt nur arbeitsbezogen festzulegen. Eine rein leistungsbezogene Festlegung des Netznutzungsentgelts ist hingegen von der Ermächtigungsgrundlage nicht gedeckt.

Damit die Entnehmer tatsächlich ihr Verbrauchsverhalten ändern und ihre Lasten verschieben, bedarf es auf jeden Fall der preislichen Anreize, zumal die Elektrizitätsunternehmen im Sinne der Energieeffizienzförderung den Stromverbrauch möglichst optimieren sollen, indem sie z.B. im Hinblick auf Laststeuerungsmaßnahmen neuartige Preismodelle einführen.⁴¹ Daher ist es sowohl bei den zeitvariablen als auch bei den lastvariablen Tarifen wichtig, dass die Entnehmer tatsächlich ihr Netznutzungsentgelt senken können, wenn sie ihre Lasten verschieben und sich somit netzkonform verhalten.⁴² Allerdings müssen die Tarife auch weiterhin transparent und nichtdiskriminierend sein (Erwägungsgrund 32 der EItRL 2009). Darüber hinaus ist jedoch auch erforderlich, dass der Netzbetreiber diese energieeffizienzfördernde Maßnahme auch von der Regulierungsbehörde im Rahmen seiner Kostenermittlung anerkannt bekommt.

⁴⁰ Bundesnetzagentur, „Smart Grid“ und „Smart Market“, S. 19.

⁴¹ Art. 3 Abs. 11 EItRL 2009; Erwägungsgrund 45 EnEff-RL 2012; Art. 15 Abs. 4 EnEff-RL 2012; Anhang XI Z 3 EnEff-RL 2012.

⁴² Anhang XI Z 1 EnEff-RL 2012.

1.1.1.1.6 Änderungsvorschläge zum Netznutzungsentgelt als monetärer Anreiz zur Lastverschiebung des Netzbenutzers aufgrund vertraglicher Basis durch den Netzbetreiber (Demand Side Management)

Rechtlich möglich wäre es, dass der unterbrechbare Tarif der Netzebene 5 für alle Netzbereiche und nicht nur für das Burgenland und Niederösterreich in der SNE-VO verankert wird. Tatsächliche Voraussetzung wäre allerdings, dass die Netzbetreiber und die Entnehmer einen solchen Tarif wünschen.

Die Einführung eines solchen Tarifs wäre auch für die Netzebene 3 – zumindest rechtlich – möglich. Die Integration der erneuerbaren Energien und die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit kann nur erreicht werden, wenn Erzeugung und Verbrauch im Gleichgewicht gehalten werden, sodass das Netz stabil betrieben werden kann.⁴³ Dafür bedarf es der Bereitstellung entsprechender Flexibilitäten, nicht nur im Bereich der Niederspannung sondern auch in den höheren Netzebenen, die mittels monetärer Anreize motiviert werden müssen. Möglich ist allerdings, dass die an die Netzebene 3 angeschlossenen Großverbraucher sich an der Regel- und Ausgleichsenergie beteiligen.⁴⁴ Im Falle der Erbringung von negativer Regelenergie (Sekundärregelung und Tertiärregelung), also der Entnahme von Elektrizität aus dem Netz, kommt § 4 Z 9 SNE-VO 2012-Novelle 2014 zur Anwendung.

1.1.1.2 Netzverlustentgelt (§ 53 EIWOG 2010)

Mit dem Netzverlustentgelt nach § 53 EIWOG 2010 werden sowohl von den Entnehmern als auch von den Einspeisern⁴⁵ ab 5 MW Anschlussleistung die Kosten abgegolten, die dem Netzbetreiber für die transparente und diskriminierungsfreie Beschaffung von angemessenen Energiemengen zum Ausgleich physikalischer Netzverluste entstehen. Das Netzverlustentgelt ist arbeitsbezogen festzulegen und regelmäßig in Rechnung zu stellen. Im Gegensatz zu § 52 EIWOG 2010 enthält § 53 EIWOG 2010 keine Ermächtigung an die Regulierungsbehörde, das Netzverlustentgelt ebenfalls zeitvariabel und/oder lastvariabel zu gestalten, sodass eine dementsprechende Einführung von zeit- bzw. lastvariablen Netzverlustentgelten in der SNE-VO nach der derzeitigen Rechtslage nicht möglich ist. Allerdings würde eine last- und zeitabhängige Differenzierung dieses auf physikalische Netzverluste Bezug habenden Entgelts ohnedies nicht nahe liegen.

1.1.1.2.1 Netzverlustentgelte aller Netzebenen (alle Verbraucher), § 6 SNE-VO 2012-Novelle 2014

In § 6 SNE-VO 2012-Novelle 2014 sind sämtliche Netzverlustentgelte pauschal je Netzbereich für alle Netzebenen in Cent/kWh aufgelistet.

⁴³ Vgl. ausführlich dazu BT-Drucks. 17/11671, S. 10.

⁴⁴ Siehe dazu Punkt 2.

⁴⁵ Ein Einspeiser ist ein Erzeuger oder ein Elektrizitätsunternehmen, der oder das elektrische Energie in ein Netz abgibt, § 7 Abs. 1 Z 10 EIWOG 2010.

1.1.1.2 Zwischenergebnis zum Netzverlustentgelt

Das Netzverlustentgelt, das regelmäßig von sämtlichen Entnehmern (sowie von den Einspeisern ab 5 MW Anschlussleistung) zu entrichten ist, wird durch die Regulierungsbehörde in Abhängigkeit des Netzbereichs und der Netzebene in § 6 SNE-VO 2012-Novelle 2014 als Festpreis festgelegt. Mangels Ermächtigung in § 53 EIWOG 2010 kann das Netzverlustentgelt – anders als das Netznutzungsentgelt nach § 52 EIWOG 2010 – durch die Regulierungsbehörde nicht variabel ausgestaltet werden, sodass sich monetäre Anreize für die Netzbenutzer zur Lastverschiebung aus dieser Systementgeltkomponente nicht ergeben (können). Allerdings scheint es realistisch, dass sich die Höhe des Netzverlustentgeltes reduziert, sobald sich die Lastspitzen durch eine vermehrte Anpassung der Netzbenutzer an die Erzeugung ebenfalls reduzieren.

1.1.1.3 Netzzutrittsentgelt (§ 54 EIWOG 2010)

Mit dem Netzzutrittsentgelt nach § 54 EIWOG 2010 werden dem Netzbetreiber einmalig sämtliche angemessenen Aufwendungen erstattet, die mit der erstmaligen Herstellung eines Netzanschlusses bzw. der Abänderung eines Anschlusses infolge einer Erhöhung der Anschlussleistung eines Netzbenutzers unmittelbar verbunden sind, sofern diese den marktüblichen Preisen entsprechen. Das Netzzutrittsentgelt ist aufwandsorientiert zu verrechnen, wobei eine Pauschalierung für vergleichbare Netzbenutzer je Netzebene möglich ist. Da das Netzzutrittsentgelt sämtlicher Netzbenutzer, also sowohl Haushalts-, Gewerbe-, als auch Industriekunden, durch den Netzbetreiber je nach Aufwand des jeweiligen Netzanschlusses eigenständig ermittelt und verrechnet wird, gibt es keine Festlegung der Entgelte durch die Regulierungsbehörde im Rahmen der jeweils geltenden SNE-VO. Das Netzzutrittsentgelt hat zudem kein Potenzial, den Netzbenutzern einen Anreiz zur Lastverschiebung zu bieten.

1.1.1.4 Netzbereitstellungsentgelt (55 EIWOG 2010)

Das Netzbereitstellungsentgelt wird den Entnehmern nach § 55 Abs. 1 S. 1 EIWOG 2010 bei der Erstellung des Netzanschlusses oder bei Überschreitung des vereinbarten Ausmaßes der Netznutzung einmalig als leistungsbezogener Pauschalbetrag für den bereits erfolgten sowie den notwendigen Ausbau des Netzes zur Ermöglichung des Anschlusses verrechnet. Die Höhe des Netzbereitstellungsentgeltes bemisst sich nach dem vereinbarten Ausmaß der Netznutzung bzw. dem tatsächlichen Ausmaß der Netznutzung (§ 55 Abs. 1 S. 2 EIWOG 2010). Eine zeit- und/oder lastvariable Gestaltung durch die Regulierungsbehörde ist gesetzlich nicht vorgesehen, zumal dies auch gar keinen Sinn machen würde, da diese Entgeltkomponente in Form eines einmaligen Pauschalbetrages von den Entnehmern zu entrichten ist und keinen Bezug zur Lastverschiebung aufweist.

1.1.1.4.1 Netzbereitstellungsentgelt der Netzebene 7 (Haushalte und kleine Gewerbebetriebe), § 7 SNE-VO 2012-Novelle 2014

Das Netzbereitstellungsentgelt ist in Höhe der Mindestleistung von max. 15 kW hinsichtlich der Netzebene 7 zu verrechnen (§ 55 Abs. 1 S. 3 i.V.m. § 55 Abs. 7 Z 1 EIWOG 2010). § 7 SNE-VO 2012-Novelle 2014 legt das zu entrichtende Netzbereitstellungsentgelt je Netzbereich für die Netzebene 7 in Euro/kW fest.

1.1.1.4.2 Netzbereitstellungsentgelt der Kleinindustrie und großen Gewerbebetrieben (Netzebene 5)

Das Netzbereitstellungsentgelt für die Netzebene 5 ist in Höhe der Mindestleistung von 400 kW zu verrechnen (§ 55 Abs. 1 S. 3 i.V.m. § 55 Abs. 7 Z 1 EIWOG 2010). § 7 SNE-VO 2012-Novelle 2014 legt das zu entrichtende Netzbereitstellungsentgelt je Netzbereich für die Netzebene 5 in Euro/kW fest.

1.1.1.4.3 Netzbereitstellungsentgelt der Großindustrie (Netzebene 3)

Das Netzbereitstellungsentgelt der Netzebene 3 ist in Höhe der Mindestleistung von 5000 kW zu verrechnen (§ 55 Abs. 1 S. 3 i.V.m. § 55 Abs. 7 Z 1 EIWOG 2010). § 7 SNE-VO 2012-Novelle 2014 legt das zu entrichtende Netzbereitstellungsentgelt je Netzbereich für die Netzebene 3 in Euro/kW fest.

1.1.1.4.4 Zwischenergebnis zum Netzbereitstellungsentgelt

Auch bei dieser Entgeltkomponente, die einmalig in Form eines festen Pauschalbetrages durch sämtliche Entnehmer zu entrichten ist, würde eine zeit- und/oder lastvariable Verrechnung keinen Sinn machen, da ein Bezug zur Lastverschiebung nicht gegeben ist, sodass auch eine diesbezügliche Ermächtigung nicht vorliegt.

1.1.1.5 Systemdienstleistungsentgelt (§ 56 EIWOG 2010)

Das Systemdienstleistungsentgelt nach § 56 EIWOG 2010 dient dazu, dem Regelzonenführer durch die Einspeiser ab 5 MW Anschlussleistung die Kosten abzugelten, die sich daraus ergeben, Lastschwankungen durch eine Sekundärregelung ausgleichen zu müssen. Dabei enthält das Systemdienstleistungsentgelt die Kosten für die Bereithaltung der Leistung und jenen Anteil der Kosten für die erforderliche Arbeit, der nicht durch die Entgelte für die Ausgleichsenergie aufgebracht wird. Das Systemdienstleistungsentgelt ist arbeitsbezogen zu bestimmen. Da das Systemdienstleistungsentgelt nur von den Einspeisern ab 5 MW Anschlussleistung zu zahlen ist, kann es keinen Beitrag zur Lastverschiebung durch die Entnehmer leisten.

1.1.1.6 Die übrigen Systemnutzungsentgeltkomponenten

Auf die verbleibenden Systemnutzungsentgeltkomponenten wird an dieser Stelle nicht eingegangen, da diese offensichtlich keinen Bezug zur Lastverschiebung haben.

1.1.1.7 Zwischenergebnis und rechtliche Möglichkeiten bei Systemnutzungsentgelten

Von den dargestellten (statischen) Systemnutzungsentgeltkomponenten hat allein das Netznutzungsentgelt Bezug zur Lastverschiebung, sodass nur über dieses sämtliche Entnehmer motiviert werden können, ihre Lasten freiwillig zu verschieben. Dies könnte im Rahmen des Demand Side Response mittels einer zeit- und/oder lastvariablen Festlegung der Netznutzungsentgelte erreicht werden, womit die Netzbenutzer aller Netzebenen mittels preislicher Anreize animiert werden könnten, ihre Verbräuche eigenständig bzw. mittels automatisierter Geräte zu verschieben und damit zu einer gleichmäßigen Netzauslastung

beizutragen. Das zeitvariable Netznutzungsentgelt könnte in der SNE-VO rechtlich noch variabler, also zeitlich engmaschiger, ausgestaltet werden. Wichtig für eine zu erreichende Anreizwirkung, Lasten tatsächlich zu verschieben, ist auf jeden Fall, dass das Netznutzungsentgelt überhaupt schwankt und nicht starr ausgestaltet ist. Darüber hinaus ist aufgrund der Ermächtigung in § 52 Abs. 1 S. 1 EIWOG 2010 auch ein lastvariables Netznutzungsentgelt rechtlich möglich, bedürfte allerdings noch der Festlegung durch die Regulierungsbehörde in der SNE-VO.

Zudem scheint es zur Erreichung einer gleichmäßigen Netzauslastung sinnvoll zu sein, einen günstigen unterbrechbaren Tarif für sämtliche Netzebenen in allen Netzbereichen anzubieten, was zumindest rechtlich möglich ist. Der unterbrechbare Tarif ist allerdings kein Anreiz für die Entnehmer, ihre Lasten eigenständig zu verschieben, sondern ein Anreiz, diese Lastverschiebung in Form der Einräumung der Zugriffsmöglichkeit auf verbrauchereigene Einrichtungen durch den Netzbetreiber vornehmen zu lassen (Demand Side Management).

Möglich wäre zudem, das Netznutzungsentgelt rein arbeitsbezogen festzulegen und zu verrechnen.

Eine rein leistungsbezogene Festlegung des Netznutzungsentgeltes ist von der derzeitigen Ermächtigungsgrundlage jedoch nicht gedeckt.

Ebenfalls nicht möglich ist, dass die Netzbetreiber den Entnehmern eigenmächtig ein geringeres Netznutzungsentgelt verrechnen, als es in der SNE-VO 2012-Novelle 2014 festgelegt ist, um eventuelle monetäre Anreize zur Lastverschiebung zu setzen. Es handelt sich dabei um einen verbindlichen Tarif, der von der Regulierungsbehörde festgelegt wird und nicht im Belieben der Netzbetreiber und der Entnehmer liegt.

Ferner ist es aufgrund von § 51 Abs. 1 S. 3 EIWOG 2010 nicht möglich, dass neue Systemnutzungsentgeltkomponenten im Zusammenhang mit dem Netzbetrieb eingeführt werden.

1.1.2 Ausblick auf die deutsche Rechtslage hinsichtlich der Netzentgelte

Die Berechnung der Netzentgelte bemisst sich in Deutschland nach der StromNEV⁴⁶, wobei diesbezüglich v.a. die §§ 15 ff. StromNEV relevant sind.⁴⁷ So ist es möglich, dass Netzbenutzer, die entweder einen atypischen Stromverbrauch (§ 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV)⁴⁸ oder Netzbenutzer, die einen sehr hohen Stromverbrauch aufweisen (§ 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV)⁴⁹ unter bestimmten Voraussetzungen ein individuelles (reduziertes) Netzentgelt

⁴⁶ Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung – StromNEV) vom 25.07.2005 (BGBl. I S. 2225), zuletzt geändert durch Verordnung vom 14.08.2013 (BGBl. I S. 3250).

⁴⁷ Ausführlich dazu: *Wieser*, Intelligente Elektrizitätsversorgungsnetze, S. 179 ff.

⁴⁸ Dies ist dann der Fall, wenn sowohl der überwiegende Strombezug als auch die individuelle Lastspitze des Netzbenutzers in die Schwachlastzeit des Netzes fällt, BR-Drucks. 245/05, S. 40; *Gent/Nünemann*, Formen der atypischen Netznutzung, RdE 2008, 189 (190).

⁴⁹ Aufgrund der StromNEV aus dem Jahr 2011 (BGBl. I S. 1690) hatten stromintensive Letztverbraucher noch nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV unter bestimmten Voraussetzungen die Möglichkeit, von den Netzentgelten ganz befreit zu werden, da ihr Nutzungsverhalten netzstabilisierend wirken sollte (BT-Drucks. 17/6365, S. 34). Diese Vorgehensweise wurde allerdings vom OLG Düsseldorf mit Beschluss vom 06.03.2013, VI-3 Kart 65/12 (V) für rechtswidrig erklärt, da eine komplette Befreiung von den Netzentgelten nicht von der Ermächtigungsgrundlage gedeckt war und zudem mit höherrangigem Recht nicht vereinbar war. Für die Netznutzung sei zumindest ein reduziertes Entgelt in Form einer geldwerten

vereinbaren können, was jedoch der Genehmigung der Regulierungsbehörde bedarf. Mit diesem reduzierten Netzentgelt sollen große Netzbenutzer belohnt werden, die aufgrund ihres hohen und gleichmäßigen Strombezugs einen positiven Beitrag zur Netzentlastung bzw. Netzstabilisierung leisten. Allerdings wird im Rahmen der individuellen Netzentgelte keine flexible Anpassung an die aktuelle Stromerzeugung berücksichtigt. Das tatsächliche Stromangebot im Netz spielt somit bei dieser Form der Netzentgeltfestlegung keine Rolle. Ganz im Gegenteil: Sobald die stromintensiven Letztverbraucher ihre Last flexibel ans Stromangebot anpassen würden, würden sie das soeben dargestellte reduzierte Netzentgelt verlieren und müssten ein deutlich höheres Netzentgelt zahlen.⁵⁰

Allerdings gibt es bereits jetzt die Möglichkeit eines festen reduzierten Netzentgeltes nach § 14a EnWG⁵¹, was mit dem unterbrechbaren Tarif nach § 4 Z 7 SNE-VO 2012-Novelle 2014 vergleichbar ist. Danach haben Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen denjenigen Lieferanten und Letztverbrauchern im Bereich der Niederspannung, also der Netzebene 7, mit denen sie Netznutzungsverträge abgeschlossen haben, ein solches reduziertes Netzentgelt zu berechnen, wenn ihnen im Gegenzug die Steuerung von vollständig unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen, die über einen separaten Zählpunkt verfügen, zum Zwecke der Netzentlastung gestattet wird (Demand Side Management). Als unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen in diesem Sinne gelten auch Elektromobile. Diese Regelung soll „erste Voraussetzungen für eine so genannte intelligente Netzsteuerung im Bereich der Verteilernetze“⁵² schaffen. Allerdings muss die Steuerung für die Lieferanten und Letztverbraucher zumutbar sein und kann direkt vom Netzbetreiber oder durch Dritte (insbesondere durch Lieferanten) auf Geheiß des Netzbetreibers erfolgen. Mit einem solchen reduzierten Netzentgelt soll also ein netzfreundliches Verhalten bzw. die Bereitstellung von Speichern zur gleichmäßigen Auslastung des Netzes belohnt werden. Die Reduzierung des Netzentgelts für diese Gruppe hat zwar automatisch eine Erhöhung des Netzentgeltes für die anderen Letztverbraucher zur Folge, allerdings hilft eine derartige Maßnahme, den Netzausbau zu reduzieren und damit den Netzbetrieb wirtschaftlich zu gestalten, was am Ende sogar eventuell sinkende Netzentgelte für alle Netzbenutzer zur Folge haben könnte.⁵³ Näheres soll eine Rechtsverordnung regeln, wobei darauf Bedacht zu nehmen ist, dass bei der Umsetzung u.a. einfache und diskriminierungsfreie Regelungen getroffen werden, um einen erhöhten administrativen Aufwand und wettbewerbsverzerrende Ergebnisse zu vermeiden.⁵⁴

Um auch im Hoch- und Höchstspannungsnetz zu einer Aufrechterhaltung und Verbesserung der Versorgungssicherheit beitragen zu können, wurde auf der Grundlage von § 13 Abs. 4a S. 5 und Abs. 4b S. 1 des EnWG Ende 2012 die sog. Abschaltverordnung⁵⁵ erlassen. Gemäß § 1 AbLaV sind die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, Abschaltleistungen aus

Gegenleistung zu erbringen. Dies sei jedoch bei dem von den Netzentgelten befreiten Netzbenutzer gerade nicht der Fall.

⁵⁰ *Bauer*, Das untaugliche Netzentgeltsystem stört am meisten, Interview mit Krägenow, *Energie & Management* 15-16/2013, 6. Ausführlich und beispielhaft dazu auch *Krägenow/Mühlstein*, Anreiz zum Falschen, *Energie & Management* 15-16/2013, 7.

⁵¹ Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG), vom 07.07.2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), zuletzt geändert durch Gesetz vom 07.08.2013 (BGBl. I S. 3154).

⁵² BT-Drucks. 17/6072, S. 73.

⁵³ *Bundesnetzagentur*, „Smart Grid“ und „Smart Market“, S. 20.

⁵⁴ *Bundesnetzagentur*, „Smart Grid“ und „Smart Market“, S. 20.

⁵⁵ Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (Abschaltverordnung – AbLaV) vom 28.12.2012, BGBl. I S. 2998.

abschaltbaren Lasten auszuschreiben und sodann bis zu einer Gesamtablastleistung von 3000 MW zu erwerben. Unter abschaltbaren Lasten im Sinne dieser Verordnung versteht man nach § 2 AbLaV eine oder mehrere Anlagen zum Verbrauch elektrischer Energie (Verbrauchseinrichtungen), wobei die Stromabnahme aus dem Netz der allgemeinen Versorgung oder aus einem geschlossenen Verteilernetz mit einer Spannung von min. 110 kV erfolgt und an der Verbrauchseinrichtung die Verbrauchsleistung auf Anforderung der Übertragungsnetzbetreiber zuverlässig um eine bestimmte Leistung reduziert werden kann (Abschaltleistung). Darunter fallen große stromintensive Verbrauchseinrichtungen (zumeist Industriebetriebe), die nahezu rund um die Uhr Strom abnehmen und wegen der Besonderheiten ihres Produktionsprozesses kurzfristig auf Anforderung des Übertragungsnetzbetreibers für eine bestimmte Zeit ihre Verbrauchsleistung reduzieren können, sofern dies aufgrund der Stromfrequenz erforderlich ist.⁵⁶ Die technischen Anforderungen an die abschaltbaren Lasten ergeben sich aus §§ 5 f. AbLaV. So muss u.a. die angebotene Abschaltleistung min. 50 MW betragen. Die Anbieter dieser Abschaltleistung erhalten aufgrund einer Vereinbarung mit dem Übertragungsnetzbetreiber einen monatlichen Leistungspreis in Höhe von 2500 € pro MW Abschaltleistung für deren Bereitstellung, also unabhängig davon, ob der Übertragungsnetzbetreiber die Abschaltleistung tatsächlich abrufen, und zusätzlich einen Arbeitspreis für jeden Abruf der Abschaltleistung in Höhe von min. 100 € und max. 400 € pro MWh (§ 4 AbLaV).

In dem derzeit geltenden deutschen Rechtsrahmen sind somit keine last- und/oder zeitvariablen Netzentgelte vorgesehen, sodass entsprechende Anreize an die Netzbenutzer, ihr Abnahmeverhalten an die Erzeugung aus erneuerbare Energien anzupassen, bisher fehlen. Daher wird für die Zukunft die Einführung eines solchen variablen Netzentgeltes angedacht, indem diese z.B. die Leistungspreise ersetzen.⁵⁷ Im Gegensatz zu den gesonderten reduzierten Netzentgelten⁵⁸ sind die variablen Netzentgelte derart konzipiert, dass die Preise für die Netznutzung je nach Auslastung des Netzes schwanken: Ist die Stromproduktion von Wind und Sonne hoch, sinken die variablen Netzentgelte, was einen Anreiz für die Entnehmer darstellt, die Stromnachfrage zu erhöhen; umgekehrt ist dies bei einem geringen Stromangebot.⁵⁹ Je näher die Netze an ihre Kapazitätsgrenze geraten, desto teurer wird ihre Nutzung.⁶⁰ Allerdings wird ein derartiges variables Netzentgelt von der *Bundesnetzagentur* aufgrund des damit verbundenen umfangreichen administrativen Aufwands bei der Bildung, Übermittlung und Abrechnung nicht befürwortet und die Kundenakzeptanz in Frage gestellt.⁶¹ Zwar würden die Kunden den Kostenvorteil wohl gerne nutzen, seien aber nicht bereit, sich ständig in ihrem Verbrauchsverhalten anzupassen. Zudem könnten mehrere variable Preisfaktoren, also sowohl bei den Netzentgelten als auch bei den Strompreisen, die Komplexität weiter erhöhen. Es bleibt daher abzuwarten, wie sich die Netzentgeltregelung künftig entwickelt.

⁵⁶ BT-Drucks. 17/11671, S. 1.

⁵⁷ *Krägenow/Mühlstein*, Anreiz zum Falschen, *Energie & Management* 15-16/2013, 7.

⁵⁸ Unter gesonderten Netzentgelten versteht man einen festen Netztarif, der von den Netzbetreibern für eine netzfreundliche Abnahmestruktur gewährt werden kann und somit von den allgemeinen Netztarifen abweicht, ohne jedoch zu schwanken, *Bundesnetzagentur*, „Smart Grid“ und „Smart Market“, S. 20.

⁵⁹ *Krägenow/Mühlstein*, Anreiz zum Falschen, *Energie & Management* 15-16/2013, 7.

⁶⁰ *Bundesnetzagentur*, „Smart Grid“ und „Smart Market“, S. 19.

⁶¹ *Bundesnetzagentur*, „Smart Grid“ und „Smart Market“, S. 20.

Somit gibt es im Rahmen der finanziellen Anreize über die Netzentgelte in der deutschen Rechtslage bisher grds. (abgesehen von dem gesonderten individuellen Netzentgelt für große Netzbenutzer nach § 19 Abs. 2 StromNEV) nur solche zum Demand Side Management, also die Lastverschiebung mittels des Netzbetreibers, nicht hingegen mittels variabler Netzentgelte zum Demand Side Response.

1.2 Monetäre Anreize für die Kunden zur Lastverschiebung im Rahmen des reinen Strompreises

An dieser Stelle soll untersucht werden, ob variable Strompreise als Anreiz für die Kunden zur Lastverschiebung in Österreich rechtlich darstellbar sind. Ergänzend wird auch diesbezüglich ein kurzer Ausblick auf die deutsche Rechtslage vorgenommen.

1.2.1 Aktuelle Rechtslage in Österreich

Im Gegensatz zu den Systemnutzungsentgelten unterliegt der reine Strompreis, also der Preis, den der Lieferant für den Verkauf der elektrischen Energie bekommt, seit der Liberalisierung nicht mehr der Regulierung, sondern dem freien Wettbewerb und kann somit von jedem Lieferanten in Abhängigkeit vom Markt eigenständig festgesetzt bzw. zwischen den Parteien vereinbart werden.⁶² Aus diesem Grund ist bei der Bestimmung des Strompreises daher mehr Variabilität möglich, als dies bei den Systemnutzungsentgelten der Fall ist. Fraglich ist jedoch, ob es eine gesetzliche Vorgabe hinsichtlich der Einführung von z.B. zeit- und/oder lastvariablen Strompreisen gibt. Geregelt ist zunächst nur Folgendes: Vor dem Hintergrund des Konsumentenschutzes und der Förderung des freien Wettbewerbs haben die Versorger nach der Grundsatzbestimmung des § 80 EIWOG 2010⁶³ Allgemeine Geschäftsbedingungen für die Kunden, die mit elektrischer Energie beliefert werden, ohne dass ihr Verbrauch über einen Lastprofilzähler gemessen wird, zu erstellen⁶⁴ und nach Anzeige an die Regulierungsbehörde zu veröffentlichen. Die Allgemeinen Geschäftsbedingungen müssen somit nicht behördlich genehmigt, sondern der Regulierungsbehörde nur schriftlich vor ihrem in Kraft treten angezeigt werden.⁶⁵ Trotz der Anzeige der Allgemeinen Geschäftsbedingungen an die Regulierungsbehörde gelten diese nicht kraft hoheitlicher Anordnung, sondern nur aufgrund vertraglicher Vereinbarung zwischen dem Lieferanten und dem Kunden. Änderungen hinsichtlich dieser Allgemeinen Geschäftsbedingungen und auch der vertraglich vereinbarten Entgelte sind nur nach Maßgabe des Allgemeinen Bürgerlichen Gesetzbuches⁶⁶ und des Konsumentenschutzgesetzes⁶⁷ zulässig und sind dem Kunden persönlich schriftlich bzw. auf dessen Wunsch elektronisch mitzuteilen.⁶⁸ Fraglich ist, ob die Schutzbestimmungen des KSchG entgegen dem grds. Geltungsbereich des § 1 KSchG auch dann Anwendung finden, wenn es sich bei dem Kunden um einen Unternehmer, dessen Verbrauch nicht über einem Lastprofilzähler gemessen wird, Anwendungen finden. Nach den Materialien (mit einem Verweis auf die Rechtsprechung des OGH)⁶⁹ ist dies der Fall, da aufgrund der Schutzbestimmungen ungültige Vereinbarungen offensichtlich werden, wenn zwei unterschiedlich starke Vertragspartner kontrahieren. Nach einer anderen Ansicht findet das

⁶² Vgl. *Hauer*, in: *Hauer/Oberndorfer*, EIWOG, § 45 Rz. 10.

⁶³ Auf die Umsetzung in den einzelnen Landesgesetzen wird an dieser Stelle nicht eingegangen.

⁶⁴ Das EIWOG 2010 sieht keine Pflicht der Versorger zur Erstellung von AGB vor, sofern der Verbrauch des Kunden über einen Lastprofilzähler gemessen wird.

⁶⁵ *Hauenschild*, in: *Österreichs E-Wirtschaft*, EIWOG, § 80 S. 230; *Liewehr*, *Spruchpraxis der Energie-Control*, ÖJZ 2010/71, 656 ff.

⁶⁶ Allgemeines bürgerliches Gesetzbuch für die gesamten deutschen Erbländer der Österreichischen Monarchie (ABGB), BGBl. I 2014/33.

⁶⁷ Bundesgesetz vom 08.03.1979, mit dem Bestimmungen zum Schutz der Verbraucher getroffen werden (Konsumentenschutzgesetz – KSchG), BGBl. I 2014/33.

⁶⁸ § 80 Abs. 2 S. 1 und S. 2 EIWOG 2010.

⁶⁹ EB RV 2006 zu § 45b i.d.F BGBl. I 2006/106; OGH SZ 53/103. So auch *Riedler*, *Rechtswidrige AGB*, ÖJZ 2009, 639 (641).

KSChG bei Verträgen mit Unternehmen keine Anwendung, da bei Unternehmern davon auszugehen ist, dass sie die Tragweite längerfristiger Verträge einschätzen können und somit nicht des Schutzes des KSChG bedürfen.⁷⁰ Tatsächlich ist es im Rahmen der Allgemeinen Lieferbedingungen so, dass explizit verankert ist, wenn eine Bestimmung nicht allgemein für sämtliche Kunden gilt, sondern nur für Haushaltskunden bzw. nur für Unternehmer.⁷¹ Sollte der Lieferant Änderungen hinsichtlich der vertraglich vereinbarten Preise vornehmen wollen, so hat er den Kunden drei Monate vor dem in Kraft treten dieser Änderung schriftlich darüber zu informieren. Zudem ist u.a. der Energiepreis in Cent/kWh (inklusive etwaiger Zuschläge und Abgaben) in den Allgemeinen Geschäftsbedingungen oder den Vertragsformblättern anzugeben.⁷²

Die Rechnungen⁷³ an sämtliche Endverbraucher, also unabhängig von der Verbrauchsmessung mittels Lastprofilzähler, sind nach § 81 Abs. 1 EIWOG 2010⁷⁴ transparent und konsumentenfreundlich, also alle Preiselemente umfassend und dennoch verständlich, zu gestalten. Sofern das Systemnutzungsentgelt und die elektrische Energie zusammen abgerechnet werden, sind die Komponenten Systemnutzungsentgelt, Steuern/Abgaben sowie der Energiepreis getrennt und transparent auszuweisen, was zu einer besseren Übersichtlichkeit beiträgt. Dabei hat die Angabe des Energiepreises auf jeden Fall in Cent/kWh unter Anführung eines allfälligen Grundpreises zu erfolgen. Ferner ist auch der Energieverbrauch im Abrechnungszeitraum je Tarifzeit und ein Vergleich zum Vorjahreszeitraum anzugeben, § 81 Abs. 3 Z 6 EIWOG 2010. Netzbetreiber und Lieferanten haben die Verbrauchs- und Abrechnungsdaten für drei Jahre aufzubewahren und dem Kunden bzw. auf dessen Anweisung an einen Dritten zu übermitteln (§ 81 Abs. 4 EIWOG 2010), womit erleichtert wird, dass sich der Kunde seine Verbräuche in Relation setzen und sich einen besseren Überblick verschaffen kann. Zudem kann er sich damit leichter Vergleichsangebote durch einen anderen Lieferanten einholen.

Aus diesen Vorgaben ist noch nicht zu schließen, ob die Lieferanten variable Strompreise anbieten können bzw. müssen. Es scheint allerdings sachgerecht, dass die Kunden persönlich darüber informiert werden, sofern der Lieferant neue Strompreismodelle einführt, um dem Kunden die Möglichkeit zu geben, ein solches zu wählen.

Allerdings ist nunmehr in § 81 Abs. 7 EIWOG 2010 verankert, dass die Regulierungsbehörde bei begründetem Verdacht auf intransparentes Marktverhalten bezüglich Mehrfachtarifzeiten in Verbindung mit intelligenten Messgeräten die Möglichkeit hat, den Lieferanten mittels Verordnung Vorgaben zur Transparenz⁷⁵ dieser Tarife zu machen. Ferner kann die Regulierungsbehörde den Lieferanten vorgeben, mindestens einen zeitunabhängigen Tarif anzubieten, der mit einer täglichen Auslesung der Verbrauchswerte auskommt. Auch wenn diese Vorgabe wenig konkret ist, lässt sich dennoch Folgendes herauslesen: Die Lieferanten sind wohl befugt, nicht jedoch verpflichtet, Mehrfachtarifzeiten, also z.B. drei unterschiedliche Preisansätze am Tag, einzuführen. Die Einführung derartiger variabler Tarife wird somit wohl vom Markt (Kundenstruktur etc.) des jeweiligen Lieferanten abhängen. Wie genau diese

⁷⁰ Graf, Änderung von Entgelten, ecolex 2009, 1035 (1036 f.) mit Verweis auf OGH, Entscheidung vom 13.06.2006, 10 Ob 125/05p und OGH, Entscheidung vom 13.06.2006, 10 Ob 145/05d.

⁷¹ Vgl. die Allgemeinen Bedingungen für die Lieferung von elektrischer Energie der Wien Energie Vertrieb GmbH & Co. KG: http://www.wienenergie.at/media/files/2013/alb%20strom%202014-01_114891.pdf.

⁷² § 80 Abs. 3 Z 3 EIWOG 2010.

⁷³ Dazu auch: VwGH, Entscheidung vom 16.12.2008, 2008/05/0181.

⁷⁴ Unmittelbar anwendbares Bundesrecht.

⁷⁵ Die Vorgaben der Regulierungsbehörde betreffen somit nur das Erfordernis der Transparenz, nicht hingegen die genaue Ausgestaltung dieser Preismodelle.

Tarife ausgestaltet sein sollen, wie viele unterschiedliche dieser neuartigen Preismodelle es pro Lieferant geben soll und was genau das jeweilige Ziel dieser Tarife sein soll, lässt die gesetzliche Vorgabe allerdings offen. Fest steht nur, dass derartige variable (Mehrfach-)Tarifsysteme die (viertelstündige) Verbrauchserfassung mittels Leistungsmessung oder Smart Meter voraussetzen, da sich die Tarifansätze täglich ändern können⁷⁶ und (ebenfalls) der Preistransparenz zu entsprechen haben, selbst wenn dies zunehmend schwieriger werden sollte.

Unter einem Smart Meter, also einem intelligenten Messgerät, versteht man nach der Legaldefinition in § 7 Abs. 1 Z 31 EIWOG 2010 eine technische Einrichtung, die den tatsächlichen Energieverbrauch und Nutzungszeitraum zeitnah misst und die über eine fernauslesbare, bidirektionale Datenübertragung verfügt. Nach § 1 Abs. 1 IME-VO⁷⁷ hat jeder Netzbetreiber bis Ende 2015 min. 10 %, bis Ende 2017 min. 70 % und im Rahmen der technischen Machbarkeit bis Ende 2019 min. 95 % seiner Kunden (sofern diese nicht über einen Lastprofilzähler gemessen werden) mit intelligenten Messgeräten auszustatten. Die Auswahl, welche Kunden mit den neuen Zählern ausgestattet werden, liegt im Ermessen des Netzbetreibers.⁷⁸ Allerdings hat der Netzbetreiber nunmehr gem. § 83 Abs. 1 EIWOG 2010 im Rahmen dieser Vorgaben den Wunsch des Kunden, kein intelligentes Messgerät erhalten zu wollen, zu berücksichtigen (sog. Opt-out-Möglichkeit). Die Anforderungen, denen diese Zähler zu entsprechen haben, ergeben sich aus § 3 IMA-VO 2011⁷⁹ sowie aus § 83 Abs. 2 EIWOG 2010. Wenn diesbezüglich die Möglichkeit einer Unterbrechung und Freigabe der Anlage aus der Ferne vorausgesetzt wird, so zielt diese Unterbrechungsmöglichkeit nicht auf eine Laststeuerung wie z.B. bei dem unterbrechbaren Tarif im Rahmen der Netznutzungsentgelte ab, sondern v.a. auf Umzüge (beim Einzug kann der Verbraucher den Smart Meter durch einen Anruf beim Kundenservice freischalten und beim Auszug ausschalten lassen), und erfolglose Mahnverfahren.⁸⁰ Sofern der Energieverbrauch mittels eines Smart Meters gemessen wird, ist der Netzbetreiber verpflichtet, zumindest die täglichen Verbrauchswerte, nach Zustimmung des Kunden bzw. aufgrund vertraglicher Vereinbarung aber auch die Viertelstundenwerte, spätestens zwölf Stunden nach deren Auslesung dem Kunden in einem Web-Portal kostenlos zur Verfügung zu stellen, § 84 Abs. 2 EIWOG 2010. Werden die Verbrauchswerte also um 24 Uhr ausgelesen, müssen sie um 12 Uhr des Folgetages im Webportal stehen. Aufgrund der Möglichkeit des Kunden, seine Daten selber abzurufen bzw. den aktuellen Zählerstand abzulesen, wird er – im Gegensatz zum klassischen Stromzähler – zeitnah über seinen tatsächlichen Energieverbrauch informiert. Wenn die Kunden auf diesem Weg häufig über ihre Energiekosten informiert werden, schafft dies Anreize für weitere Energieeinsparungen bzw. Lastverschiebungen, da sie eine direkte Rückmeldung hinsichtlich der Auswirkung von Investitionen in Energieeffizienz und Verhaltensänderungen erhalten.⁸¹ Die Auslesung und Verwendung der

⁷⁶ Ein HT/NT-Strompreis, der den Kunden animiert, seinen Stromverbrauch in die NT zu verlagern, ist auch ein zeitvariabler Tarif, der auch mit dem konventionellen Ferrariszähler möglich ist, sofern die Preisfestsetzung sich an den Netztarifzeiten 06.00-22.00 und 22.00-06.00 Uhr orientiert.

⁷⁷ Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft, Familie und Jugend, mit der die Einführung intelligenter Messgeräte festgelegt wird (Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung – IME-VO), BGBl. II 2012/138.

⁷⁸ § 1 Abs. 5 S. 1 IME-VO.

⁷⁹ Verordnung der E-Control, mit der die Anforderungen an intelligente Messgeräte bestimmt werden (Intelligente Messgeräte-AnforderungsVO 2011 – IMA-VO 2011), BGBl. II 2011/339.

⁸⁰ ErläutRV IMA-VO 2011 zu § 3 Z 8, S. 7.

⁸¹ Erwägungsgrund 50 der EltRL 2009.

Viertelstundenwerte der Kunden durch den Netzbetreiber setzt allerdings deren ausdrückliche Zustimmung oder einen auf Viertelstundenwerten basierenden Liefervertrag voraus (§ 84a Abs. 1 EIWOG 2010). Das gleiche gilt für die folgende Übermittlung der Daten an den Lieferanten.⁸² Wichtig ist somit, dass der Kunde nachweislich transparent und verständlich darüber zu informieren ist, wenn sein Tarif einer Auslesung seiner Verbrauchswerte bedarf, die über den täglichen Verbrauchswert hinausgeht.⁸³ Der Lieferant ist schließlich verpflichtet, Smart Meter-Kunden monatlich eine detaillierte, klare und verständliche Verbrauchs- und Stromkosteninformation, die entweder auf den Tages- oder Viertelstundenwerten basiert, zukommen zu lassen, § 81a Abs. 1 EIWOG 2010. Schließlich haben die Lieferanten sämtlichen Endverbrauchern mitzuteilen, wie und wo sie aktuelle Informationen hinsichtlich der geltenden Preise erhalten können.⁸⁴

Neben der Erforderlichkeit eines Smart Meters zwecks Verrechnung variabler Strompreise bedarf es der Transparenz dieser Tarife.⁸⁵ Zu denken ist dabei vor allem – sofern es sich bei den Kunden um Verbraucher i.S.d. KSchG handelt – an das konsumentenschutzrechtliche Transparenzgebot des § 6 Abs. 3 KSchG⁸⁶ (aber genauso an §§ 864a, 879 Abs. 1 und 3 ABGB). Danach ist eine in Allgemeinen Geschäftsbedingungen oder Vertragsformblättern enthaltene Vertragsbestimmung unwirksam, wenn sie unklar oder unverständlich verfasst ist. Das bedeutet, dass die Vertragsbestimmungen durchschaubar, klar, fair und verlässlich ausgestaltet sowie vor Vertragsabschluss bekannt sein müssen, damit der Verbraucher nicht über die Rechtsfolgen im Unklaren gelassen wird.⁸⁷ Dem Verbraucher ist es nämlich nicht zumutbar, einer Bestimmung durch Auslegung einen Inhalt zuzuordnen, welcher sich nicht schon klar und verständlich aus ihrem Text ergibt.⁸⁸ „Die transparente und umfassende Information des Kunden ist eine der Säulen der Liberalisierung des Strommarktes“⁸⁹. Das hat zur Folge, dass der Verbraucher u.a. leicht erkennen können muss, welchen Preis er in welchem Zeitraum für eine kWh reine Energie zu zahlen hat, zumal seine wirtschaftlichen Interessen betroffen sind.⁹⁰ Dieses Erfordernis der Preistransparenz gilt jedoch nicht erst bei der Rechnungslegung, sondern bereits dann, wenn der Lieferant seine Preismodelle (z.B. im Internet) anpreist sowie bei den Vertragsbestimmungen und den Allgemeinen Geschäftsbedingungen.⁹¹ Eine solche verständliche und nachvollziehbare Verbraucherinformation dient sowohl der Preiswahrheit als auch der Preisklarheit, sodass der Verbraucher die Möglichkeit einer besseren und einfacheren Vergleichbarkeit von unterschiedlichen Angeboten einzelner in- und ausländischer Lieferanten wahrnehmen und

⁸² Näher dazu: DAVID-VO 2012 (Verordnung des Vorstands der E-Control, mit der die Anforderungen an die Datenübermittlung von Netzbetreiber zu Lieferant und die Verbrauchsinformationen an die Endkunden festgelegt werden, Datenformat- und VerbrauchsinformationsdarstellungsVO 2012 – DAVID-VO 2012, BGBl. II 2012/313.

⁸³ § 84a Abs. 4 EIWOG 2010.

⁸⁴ § 82 Abs. 2 Z 2 EIWOG 2010.

⁸⁵ Vgl. § 3 Abs. 7 EitRL 2009.

⁸⁶ Dazu u.a. *Krejci*, in: Rummel, KSchG § 6 Rz. 210 ff.

⁸⁷ Anhang I Abs. 1 EitRL 2009; OGH vom 05.06.2007, 10 Ob 67/06k; *Riedler*, Rechtswidrige AGB, ÖJZ 2009, 639 (642).

⁸⁸ *Graf*, in: Kletečka/Schauer, ABGB-ON 1.01, § 864a Rz. 33; *Krejci*, in: Rummel, KSchG § 6 Rz. 212.

⁸⁹ EB RV 2006 zu § 45c i.d.F. BGBl. I 2006/106.

⁹⁰ Anhang VII Z 1.2 EnEff-RL 2012; VwGH, Entscheidung vom 16.12.2008, 2008/05/0181; VwGH, Entscheidung vom 28.01.2009, 2008/05/0244; EB RV 2006 zu § 45c i.d.F. BGBl. I 2006/106; *Korinek*, Transparenzgebot, JBI 1999, 149 (172).

⁹¹ EB RV 2006 zu § 45c i.d.F. BGBl. I 2006/106.

damit den Wettbewerb fördern kann.⁹² Nur ein funktionierender Wettbewerb ist in der Lage, niedrigere Preise, bessere Qualität, Innovation und Effizienzsteigerung zu bewirken.⁹³ Die Anforderungen an die Transparenz sind v.a. dann recht hoch anzusetzen, wenn die spätere Vertragsbestimmung entscheidend für den Verbraucher ist, den Vertrag in dieser Form abzuschließen, eine darauf bezogene Frage während der Vertragslaufzeit relevant wird und je mehr die Regelung von den Erwartungen des Durchschnittskunden abweicht.⁹⁴

Dies ist hier aufgrund der Neuartigkeit und Komplexität der verschiedenen möglichen Preismodelle der Fall, die zudem entscheidend von der Kundenakzeptanz abhängen. Diese müssen den Verbrauchern somit ganz explizit und verständlich aufgeschlüsselt werden. So ist es bei einem Mehrfachtarif, also einem zeitvariablen Strompreismodell, erforderlich, dass der Verbraucher mit einem Blick ablesen kann, in welchem Zeitabschnitt (z.B. 9.00 Uhr bis 12.00 Uhr) welcher Preis in Cent/kWh Energie zu zahlen ist und somit für sich entscheiden kann, ob dieser Tarif für ihn Anreize setzt, sein Verbrauchsverhalten dementsprechend anzupassen.

Demgegenüber dürfte ein lastvariabler Strompreis, der aufgrund der nicht vorhersehbaren Einspeisung an erneuerbaren Energien ins Netz und der dabei vorherrschenden Netzlast nicht genauso exakt vorher festgelegt werden kann wie der zeitvariable Strompreis (somit in seiner Höhe nicht von vornherein feststeht) noch höhere Voraussetzungen an die konsumentenschutzrechtlichen Anforderungen hinsichtlich Bestimmtheit, Klarheit und Vorhersehbarkeit stellen. In diesem Fall bedürfte es wohl der vertraglichen Vereinbarung eines Preisbandes in Form eines Maximalpreises und eines Mindestpreises (z.B. hohe Kosten je kWh Energie bei hohen Großhandelspreisen) zwischen dem Verbraucher und dem Lieferanten. Aufgrund der Vereinbarung eines Maximalpreises weiß der Verbraucher, was er im ungünstigsten Fall für eine kWh zu zahlen hat. Sofern er jedoch sein Verbrauchsverhalten den äußeren Bedingungen anpasst, kann er von einem reduzierten Strompreis, im besten Fall von dem vertraglich vereinbarten Mindestpreis für eine kWh profitieren. Durch diese zweiseitige vorherige Vereinbarung des Preisbandes (v.a. des Maximalpreises) ist der Verbraucher auch vor unvorhersehbaren und einseitigen Preisänderungen, also „bösen Überraschungen“ i.S.v. § 6 Abs. 1 Z 5 KSchG geschützt, zumal die Schwankungen innerhalb des Preisbandes unabhängig vom Willen des Lieferanten sind und von ihm nicht zu beeinflussen sind.⁹⁵ Dem Verbraucher müssen somit die (wirtschaftlichen) Auswirkungen derartiger Preismodelle klar und verständlich erläutert werden, vor allem dann, wenn ein solcher variabler Stromtarif (im Vergleich zum bestehenden starren) sich nur dann günstiger auswirkt, wenn er auch tatsächlich daran (aktiv) mitwirkt. Zudem müssen der Verbraucher und der Lieferant im Liefervertrag festhalten, wie der Verbraucher hinsichtlich der Preise der nächsten Tage bzw. Monate zu informieren ist (z.B. SMS, Internet, oder E-Mail bzw. mittels Anruf bei einer kostenfreien Hotline), auf welche Art und Weise er also aktuelle Informationen über die geltenden Preise erhalten kann.⁹⁶

Zusätzlich kann jedoch die Regulierungsbehörde die Lieferanten per Verordnung verpflichten, auch einen zeitunabhängigen Standardtarif, der also durchgehend einen einheitlichen Energiepreis vorsieht, anzubieten, was wohl für die Verbraucher gedacht ist, die

⁹² Zanger, Transparenz von Energierechnungen, OZK 2009, 91 (94). Vgl. auch Art. 9 Abs. 2 lit. d EnEff-RL 2012.

⁹³ Zanger, Transparenz von Energierechnungen, OZK 2009, 91.

⁹⁴ Korinek, Transparenzgebot, JBl 1999, 149 (172).

⁹⁵ Krejci, in: Rummel, KSchG § 6 Rz. 72 ff.

⁹⁶ Anhang I Abs. 1 lit. a der EitRL 2009; § 82 Abs. 1 Z 4 EIWOG 2010; § 82 Abs. 2 Z 2 EIWOG 2010.

entweder (noch) keinen Smart Meter haben oder diesen nur auf Basis der täglichen Verbrauchswerten (und nicht der Viertelstundenwerte) verrechnet bekommen und sich in ihrem Verbrauchsverhalten nicht umstellen wollen, da derartige Strompreismodelle dem Verbraucher keinen Anreiz bieten, den Energieverbrauch zu verschieben oder einzuschränken.

Bei allen Strompreismodellen (v.a. jedoch bei dem lastvariablen Strompreis) ist es erforderlich, dass der Lieferant bei der Rechnung neben dem Gesamtpreis für den reinen Strom in transparenter Weise eine periodengenaue Darstellung des abgerechneten Strompreises vornimmt. Unter einer Periode wird ein Zeitraum verstanden, in dem der gleiche Strompreis verrechnet wird.⁹⁷

1.2.2 Zwischenergebnis zum reinen Strompreis

Die Einführung variabler Strompreise ist nach der vorhandenen österreichischen Rechtslage ebenfalls möglich, zumal die Elektrizitätsunternehmen im Sinne der Energieeffizienzförderung den Stromverbrauch möglichst optimieren sollen, indem sie z.B. im Hinblick auf Laststeuerungsmaßnahmen neuartige Preismodelle einführen.⁹⁸ Gerade die Auslesung der Verbrauchswerte im Viertelstundentakt ermöglicht grds. die Bildung unterschiedlicher Tarifmodelle. Allerdings wird die Laststeuerung aufgrund der finanziellen Anreize über den jeweiligen Strompreis nur durch den Kunden selber, also entweder eigenhändig oder aber mit Hilfe automatisierter Geräte, vorgenommen werden können, indem er zu einer preisgünstigen Zeit z.B. die Waschmaschine laufen lässt. Die Aufgabe des Lieferanten ist v.a. dem Kunden ein bestimmtes Produkt (einen Stromtarif) zu verkaufen, ihn darüber und auch über den Stromverbrauch zu informieren und diesen abzurechnen.

Da das EIWOG 2010 jedoch keine konkreten Vorgaben für die Ausgestaltung solcher neuer Preismodelle beinhaltet, haben die Lieferanten gerade bei Lieferverträgen einen weiten Gestaltungsspielraum, wenn es sich bei den Kunden um Unternehmer handelt. Das bedeutet, die Lieferanten können mit den Kunden Preismodelle aushandeln, die auch nicht bei der Regulierungsbehörde angezeigt werden müssen.⁹⁹ Bei Lieferverträgen mit Verbrauchern gilt es jedoch u.a. das Gebot der Preistransparenz i.S.v. § 6 Abs. 3 KSchG zu wahren, sofern der Vertragspartner des Lieferanten ein Verbraucher ist. Da jedoch die verschiedenen Preismodelle der einzelnen Lieferanten stark auseinanderfallen können, besteht die Gefahr, dass der Endverbraucher die schwankenden Strompreise nicht mehr nachvollziehen und auch nicht mit den Preismodellen anderer Lieferanten (evtl. vor dem Hintergrund eines geplanten Lieferantenwechsels) vergleichen kann. Es erscheint somit sinnvoll, die Lieferanten zu verpflichten, bei den zeitvariablen Stromtarifen die einzelnen Zeiteinheiten (z.B. 9.00 Uhr bis 12.00 Uhr) aufzulisten und den in diesen einzelnen Zeiteinheiten geltenden Energiepreis in Cent/kWh anzugeben. Bei den lastvariablen Stromtarifen bedarf es hingegen der Auflistung der geltenden Energiepreise in Cent/kWh in Abhängigkeit der Preise am Markt, die mit dem Verbraucher explizit in Form eines Preisbandes in Form von Mindest- und Maximalpreisen vertraglich zu vereinbaren sind. Der exakte Preis ist dem Verbraucher sodann mittels eines – vertraglich zuvor bestimmten – geeigneten Kommunikationsmittels (z.B. Web-Portal, SMS, E-Mail) zu einem festgelegten

⁹⁷ VwGH, Entscheidung vom 16.12.2008, 2008/05/0181.

⁹⁸ Anhang XI Z 3 EnEff-RL 2012.

⁹⁹ Ausnahme davon stellen nur kleine Unternehmer dar, deren Verbrauch nicht über einen Lastprofilzähler gemessen wird, § 80 Abs. 1 EIWOG 2010.

Zeitpunkt mitzuteilen, damit er die Möglichkeit hat, seine Verbräuche der Netzlast auch anzupassen. Bei beiden Preismodellen erscheint – gerade vor dem Hintergrund des Transparenzgebots – die Angabe eines Mindest- und eines Maximalpreises in Cent/kWh sinnvoll zu sein, um dem Verbraucher eine bessere Vergleichsmöglichkeit zu gewährleisten, damit er von seinem Recht zum Lieferantenwechsel in kundenfreundlicher Weise Gebrauch machen kann.¹⁰⁰ Ein neuartiges Strompreismodell kann dem Verbraucher nämlich nur dann erfolgreich angeboten werden und zur Kundenakzeptanz führen, wenn es einerseits geeignet ist, Energie effizient zu nutzen bzw. einzusparen und damit auch die Kosten des Verbrauchers zu reduzieren und andererseits den Verbraucher motiviert, sein Verhalten auch tatsächlich zu ändern. Er muss somit belohnt werden, wenn er seinen Stromverbrauch z.B. in eine windstarke Zeit verlegt. Dazu muss er das Strompreismodell jedoch zwingend verstehen und nachvollziehen können. Es muss der Grundsatz beachtet werden, wonach die Vertragsklauseln umso klarer und verständlicher formuliert werden müssen, je komplexer sich der Regelungsbereich darstellt.¹⁰¹ Sofern der Lieferant Änderungen hinsichtlich der vertraglich vereinbarten Preise vornehmen will, so hat er den Verbraucher drei Monate vor dem in Kraft treten dieser Änderung schriftlich darüber zu informieren. Mit Rechnungslegung darf der Lieferant sodann nicht lediglich den gesamten Strompreis ausweisen, sondern er muss eine periodengenaue Abrechnung vornehmen (er muss somit in Form von Teilbeträgen angeben, zu welchem Zeitraum er welche Preise verrechnet hat), da nur eine Ausweisung des Strompreises bezogen auf sämtliche Preisperioden in Cent/kWh dem Kunden eine Nachverfolgung der Preisentwicklung ermöglicht.¹⁰²

1.2.3 Ausblick auf die deutsche Rechtslage hinsichtlich des reinen Strompreises

Nach § 40 Abs. 5 S. 1 EnWG sind Lieferanten nunmehr verpflichtet, unter Berücksichtigung der technischen Machbarkeit und der wirtschaftlichen Zumutbarkeit, den Letztverbrauchern einen Tarif anzubieten, der einen Anreiz¹⁰³ zu Energieeinsparung oder Steuerung des Energieverbrauchs setzt. Aufgrund des Wortlauts („oder“) hat der Lieferant ein diesbezügliches Wahlrecht, solange er – sofern möglich – einen von beiden in sein Preismodellangebot aufnimmt. Darunter fallen insbesondere lastvariable oder tageszeitabhängige Tarife (§ 40 Abs. 5 S. 2 EnWG). Fraglich ist, was unter solchen lastvariablen und tageszeitenabhängigen Tarifen zu verstehen ist, zumal diese gesetzlich nicht definiert werden.

Unter einem lastvariablen Tarif könnte man aufgrund des Wortsinns u.a. einen Tarif verstehen, bei dem der Preis eine Funktion der Netzlast, somit eine Summe der von den Verbrauchern dem Netz jeweils entnommenen Arbeit, ist und sich damit nach der starken Inanspruchnahme des Netzes bemisst.¹⁰⁴ Mit Hilfe eines solchen Tarifs kann sinnvoll zu einer ausgewogenen Netzlast beigetragen werden, da der zeitlich zu verlagernde Strombezug entweder in solche preislich günstigen Zeiten verlegt wird, in denen der Gesamtverbrauch des Systems recht gering ist oder in denen das Angebot an regenerativ

¹⁰⁰ So auch *EnCT/BBH/ECOFYS*, Einführung von lastvariablen und zeitvariablen Tarifen, S. 154.

¹⁰¹ *Korinek*, Transparenzgebot, JBl 1999, 149 (161).

¹⁰² VwGH, Entscheidung vom 16.12.2008, 2008/05/0181.

¹⁰³ Ausführlich zur Auslegung des Begriffs „Anreiz“, zumal dieser gesetzlich nicht definiert ist: *EnCT/BBH/ECOFYS*, Einführung von lastvariablen und zeitvariablen Tarifen, S. 11 ff.

¹⁰⁴ *EnCT/BBH/ECOFYS*, Einführung von lastvariablen und zeitvariablen Tarifen, S. 14 ff.; *Wieser*, Intelligente Elektrizitätsversorgungsnetze, S. 166 ff.; *Tönnies*, Preisgestaltung, ZNER 2010, 259.

erzeugter Energie relativ hoch ist (damit würde der Verbraucher dann waschen, wenn der Wind weht).¹⁰⁵ Ist der Preis hingegen aufgrund des hohen Gesamtverbrauchs des Systems oder des mangelnden Angebots an regenerativ erzeugter Energie hoch, so kann dieser Tarif auch zur Energieeinsparung animieren.

Der tageszeitenabhängige Tarif könnte einen Anreiz für die Kunden geben, ihr Verbrauchsverhalten nach dem günstigsten Preis auszurichten. Problematisch könnte jedoch sein, dass er aufgrund der nicht planbaren Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen nicht zu einer gleichmäßigen Netzauslastung beitragen können dürfte, da unter Umständen zu Zeiten, in denen der Strom billig wird, neue künstliche Lastspitzen erzeugt werden¹⁰⁶, wenn es sich nicht gerade um Tagstrom/Nachtstrom handelt. Dieser Tarif bewirkt somit, dass die Kunden den Strom dann beziehen, wenn er billig ist, das heißt aktuell zumeist auch, wenn er im Überfluss aus regenerativen Quellen zur Verfügung steht.

Nähere Vorgaben hinsichtlich der flexiblen Tarife enthält § 40 Abs. 5 S. 2 EnWG nicht. Aufgrund des Wortlauts „insbesondere“ ist zu schließen, dass die explizit genannten lastvariablen und tageszeitabhängigen Tarife nur Beispiele darstellen, sodass sich die Lieferanten auch weitergehender Tarifkonzepte bedienen können, die der Energieeinsparung bzw. der Steuerung des Energieverbrauchs dienen. Ob diese Ziele auch wirklich erreicht werden, ist dabei irrelevant, da es nur um den Anreiz, also die Möglichkeit für die Verbraucher geht, ihre Verhaltensweisen zu ändern. Zwingende Voraussetzung hinsichtlich des Angebots und der Abrechnung flexibler Tarife ist das Vorhandensein eines intelligenten Stromzählers, da nur damit eine zeitgenaue Ablesung des Abnahmeverhaltens des Verbrauchers möglich ist. Allerdings kann ein solcher Tarif dem Kunden nur dann überzeugend angeboten werden, wenn er die Möglichkeit hat, die Zusammensetzung des Tarifs nachzuvollziehen und damit in der Lage ist, sein Verbrauchsverhalten auch tatsächlich zu verlagern.¹⁰⁷ Festzuhalten bleibt an dieser Stelle, dass Kunden dann den Anreiz haben, flexibel auf das Erzeugungsangebot zu reagieren, also den Strom möglichst dann zu verbrauchen, wenn ein großes Stromangebot aus erneuerbaren Energiequellen vorhanden ist, wenn sie einen entsprechenden Tarif wählen können. Dieser muss einerseits objektiv geeignet sein, das Ziel der Energieeinsparung oder der Verbrauchsverlagerung zu erreichen und andererseits den Kunden subjektiv motivieren, diesen Tarif zu wählen und sich dementsprechend zu verhalten.¹⁰⁸ Mit Hilfe von Smart Metern und flexiblen Tarifen kann sowohl eine optimale Netzauslastung als auch eine Energieeinsparung gefördert werden.¹⁰⁹

1.3 Zusammenfassung und Änderungsvorschläge zum Systemnutzungsentgelt und zum reinen Strompreis

Im Rahmen der nachfrageseitigen Lastverschiebung gilt es, um Lastspitzen zu kappen und zu einer Reduktion des Netzausbaus beitragen zu können, vor allem eine freiwillige Verhaltensänderung der Netzbenutzer/Kunden zu erreichen. Dies kann zum einen dadurch erreicht werden, dass die Netzbenutzer/Kunden eigenständig ihr Verbrauchsverhalten (u.U.

¹⁰⁵ *EnCT/BBH/ECOFYS*, Einführung von lastvariablen und zeitvariablen Tarifen, S. 15; *Tönnies*, Preisgestaltung, ZNER 2010, 259 f.

¹⁰⁶ *Tönnies*, Preisgestaltung, ZNER 2010, 259 (260).

¹⁰⁷ *EnCT/BBH/ECOFYS*, Einführung von lastvariablen und zeitvariablen Tarifen, S. 15; *Güneysu/Wieser*, Smart Preise, ZNER 2011, 417 (418).

¹⁰⁸ *EnCT/BBH/ECOFYS*, Einführung von lastvariablen und zeitvariablen Tarifen, S. 12.

¹⁰⁹ *Güneysu/Wieser*, Smart Preise, ZNER 2011, 417 (419).

mittels automatisierter Geräte) in lastschwache Zeiten verlagern (Demand Side Response) oder aber dem Netzbetreiber gestatten, aufgrund vertraglicher Vereinbarungen zu gewissen Zeiten (also z.B. in Spitzenlastzeiten oder bei Engpässen) auf gewisse Verbrauchs- und Speichergeräte zuzugreifen und diese ferngesteuert ab und/oder anzuschalten (Demand Side Management). Als Gegenleistung bedarf es jedoch gewisser monetärer Anreize für die Verbraucher. Dies könnte sowohl durch variable bzw. unterbrechbare Netzentgelte als auch durch variable Strompreise erzielt werden.

Hinsichtlich der einzelnen Systemnutzungsentgeltkomponenten lässt sich festhalten, dass lediglich das Netznutzungsentgelt geeignet ist, zu differenzieren, wie die Lastsituation im Netz gerade beschaffen ist. Der derzeitige Rechtsrahmen des § 52 EIWOG 2010 legt es daher ins Ermessen der Regulierungsbehörde, das Netznutzungsentgelt unter Berücksichtigung einheitlicher Tarifstrukturen zeit- und/oder lastvariabel zu gestalten. Von dieser Ermächtigung hat die Regulierungsbehörde allerdings nur in Form eines SHT, SNT, WHT und WNT Gebrauch gemacht, wobei nennenswerte preisliche Schwankungen und daraus resultierende Anreizwirkungen nicht flächendeckend zu finden sind. Neben ausgeprägteren finanziellen Anreizwirkungen mittels preislicher Schwankungen in den verschiedenen Zeitabschnitten, wären auch noch kleinere Zeitintervalle rechtlich möglich. Von einer lastvariablen Festlegung der Netznutzungsentgelte hat die Regulierungsbehörde allerdings bisher im Rahmen der SNE-VO 2012-Novelle 2014 keinen Gebrauch gemacht. Die rechtlichen Voraussetzungen sind jedoch gegeben.

Daneben kann das Netznutzungsentgelt der Haushaltskunden und der kleinen Gewerbebetriebe, also der Netzbewerber der Netzebene 7, unterbrechbar verrechnet werden, sofern der Netzbewerber dem Netzbetreiber vertraglich gestattet, ihn jederzeit bzw. zu vorher festgelegten Zeiten vom Netz zu trennen (und anschließend wieder zuzuschalten), sofern dies für eine gleichmäßige Netzauslastung erforderlich ist. Dies ist bei den Netzbewerbern der Netzebene 3, also der Großindustrie, gar nicht und bei den Netzbewerbern der Netzebene 5, also der Kleinindustrie und der großen Gewerbebetriebe, nur in den Netzbereichen Burgenland und Niederösterreich möglich. Dementsprechend wäre eine Ergänzung in der SNE-VO dahingehend möglich, dass sämtlichen Entnehmern, die die erforderlichen technischen Voraussetzungen erfüllen, auf allen Netzebenen die Möglichkeit von reduzierten unterbrechbaren Netznutzungsentgelten eingeräumt wird, um eine gewisse Flexibilität zur gleichmäßigen Netzauslastung bzw. Lastverschiebung im gesamten Elektrizitätsnetz zu erreichen.

Der Strompreis kann durch die Lieferanten grundsätzlich variabel ausgestaltet werden, da es seit der Liberalisierung keine gesetzlichen Preisvorgaben mehr gibt und er somit dem Wettbewerb unterliegt. Damit hat der Stromlieferant im Gegensatz zum Netzbetreiber einen diesbezüglichen Gestaltungsspielraum. Allerdings bedürfte es – sofern es sich bei den Kunden um solche handelt, deren Verbrauch nicht über einen Lastprofilzähler gemessen wird – gerade bei diesen neuartigen Preismodellen der verstärkten Berücksichtigung des konsumentenschutzrechtlichen Preistransparenzgebots, damit die Verbraucher die angebotenen Strompreise einerseits leicht verstehen und nachvollziehen und andererseits unproblematisch mit den Strompreisangeboten anderer Lieferanten vergleichen können. Im Gegensatz zum Netzbetreiber ist der Lieferant jedoch nicht in der Lage, die Lastverschiebung für den Verbraucher durchzuführen.

2 Notwendigkeit von Regel- und Ausgleichsenergie

Aufgrund der zunehmenden Einspeisung von Strom aus fluktuierenden erneuerbaren Energien und der dadurch erschwerten Aufrechterhaltung der Netzstabilität wird in Zukunft auch der Regelenergiebedarf, besonders im Bereich der Minutenreserve, verstärkt an Bedeutung gewinnen. Der Grund dafür liegt darin, dass diese dezentralen Erzeugungsanlagen nicht verbrauchsabhängig produzieren, sondern dann, wenn die Sonne scheint (Photovoltaik) oder der Wind weht (Windkraft). Dennoch muss auch weiterhin für einen zuverlässigen und stabilen Netzbetrieb das Gleichgewicht von Stromerzeugung und Stromabnahme eingehalten werden, was voraussetzt, dass zeitgleich so viel an Energie von den Erzeugern ins Netz eingespeist wird, wie die Verbraucher entnehmen.¹¹⁰ Die Volatilität des stetig wachsenden Anteils von Strom aus fluktuierenden erneuerbaren Energiequellen muss somit verstärkt ausgeglichen werden. Ist das aufgrund der schwankenden Produktion nicht möglich, ist also die Erzeugung nicht deckungsgleich mit dem Verbrauch, muss das notwendige Gleichgewicht mittels netz- und marktbezogenen Maßnahmen (also zusätzlichen Einspeisungen bzw. Entnahmen)¹¹¹ wieder hergestellt werden. Es muss somit ein ausreichendes Leistungspotenzial als notwendige Reserve vorgehalten werden, was in Form von Regelenergie erfolgt.¹¹² Dabei unterscheidet man zwischen der positiven und der negativen Regelenergie. Die positive Regelenergie wird benötigt, wenn die aktuelle Erzeugung den Verbrauch nicht decken kann, also eine Unterversorgung entsteht. Dies hat zur Folge, dass die Frequenz im Netz sinkt. Es bedarf somit in diesem Engpassfall der Erzeugung zusätzlicher Leistungen bzw. der Reduzierung des Verbrauchs. Die negative Regelenergie wird hingegen benötigt, wenn die aktuelle Erzeugung höher als der Verbrauch ist, wodurch Überkapazitäten entstehen. Durch diesen Erzeugungsüberschuss steigt die Netzfrequenz. Es ist in diesem Fall erforderlich, die erzeugte Leistung zu senken bzw. den Verbrauch künstlich zu erhöhen.¹¹³ Würde man derartige Maßnahmen unterlassen, käme es zu Frequenzschwankungen die Instabilitäten des Systems bewirken. Die Wiederherstellung des Gleichgewichts geschieht vorwiegend durch die Besorgung von Regelenergie durch den Regelzonenführer, dem nach § 23 Abs. 2 Z 1 EIWOG 2010 die Aufgabe der Leistungs-Frequenz-Regelung obliegt, und durch die Beschaffung von Ausgleichsenergie. Regelenergie als Leistungsreserve muss somit in ausreichendem Maße innerhalb jeder Regelzone verfügbar sein, um auch weiterhin eine sichere und zuverlässige Energieversorgung selbst bei unvorhergesehenen Ereignissen garantieren zu können. Davon umfasst ist der Bereich, der von den Übertragungsnetzen abgedeckt wird, was auch die Verteilernetze mitumfasst. Daraus folgt, dass die Verteilernetzbetreiber nicht für den physikalischen Ausgleich zwischen Einspeisung und Verbrauch zuständig sind.¹¹⁴ Nach Art. 15 Abs. 6 EitRL 2009 beschaffen sich die Übertragungsnetzbetreiber die Energie, die sie zur Deckung von Energieverlusten und Kapazitätsreserven in ihrem Netz verwenden, nach

¹¹⁰ Fickers, Virtuelle Kraftwerke, ZNER 2009, 17 f.

¹¹¹ Unter „Frequenzhaltung“ verstehen die TOR (Teil A, Version 1.8, S. 29) „Maßnahmen zur Ausregelung von Frequenzabweichungen infolge von Ungleichgewichten zwischen Erzeugung und Verbrauch durch Änderung der Wirkleistungserzeugung (Wirkleistungsregelung). Sie erfolgt durch Aktivieren der Primär- und Sekundärregelreserve (Primär- und Sekundärregelung) sowie der Nutzung von Minutenreserve (Tertiärregelung) in den Kraftwerken und umfasst auch Maßnahmen zur Lastanpassung auf Verbraucherebene“.

¹¹² Dazu ausführlich: Metzler, Regelenergie, ZTR 2013, 242 ff.

¹¹³ In diesem Fall kommt § 4 Abs. 1 Z 9 SNE-VO 2012-Novelle 2014 hinsichtlich des Netznutzungsentgeltes zur Anwendung.

¹¹⁴ Hauer, in: Hauer/Oberndorfer, EIWOG, § 22 Rz. 10.

transparenten, nichtdiskriminierenden und marktorientierten Verfahren. Innerhalb der Regelenergie unterscheidet man zwischen Primärregelleistung, Sekundärregelleistung und Minutenreserve (Tertiärregelleistung).¹¹⁵

2.1 Primärregelung

Unter der Primärregelung versteht man nach § 7 Abs. 1 Z 58 EIWOG 2010 eine automatisch wirksam werdende Wiederherstellung des Gleichgewichts zwischen Erzeugung und Verbrauch mit Hilfe der Turbinendrehzahlregler gem. eingestellter Statikkennlinie von Maschinen im Zeitbereich bis höchstens 30 Sekunden nach Störungseintritt.¹¹⁶ Sie ist somit nahezu unverzüglich verfügbar. Diese Aktivierung muss min. 30 Minuten zur Verfügung stehen. Die Primärregelung sorgt solidarisch länderübergreifend in jedem Synchrongebiet des europäischen Verbundnetzes (ENTSO-E-Netz)¹¹⁷ für eine stabile Netzfrequenz, unabhängig davon, in welcher Regelzone die Störung eingetreten ist.

Nach der Grundsatzbestimmung des § 67 Abs. 1 EIWOG 2010¹¹⁸ erfolgt die Bereitstellung der Primärregelleistung mittels einer vom Regelzonenführer (der APG) oder einem Beauftragten regelmäßig, jedoch mindestens halbjährlich durchzuführenden Ausschreibung¹¹⁹, der ein transparentes Präqualifikationsverfahren¹²⁰ vorausgeht. Nur die Anbieter, die in diesem Präqualifikationsverfahren als geeignet eingestuft werden, sind zur Teilnahme an der Ausschreibung berechtigt.¹²¹ Das Mindestgebot bei der wöchentlichen Ausschreibung¹²² durch die APG beträgt 2 MW, da die im Primärregelsystem pro Anlage vorzuhaltende Leistung min. 2 MW zu betragen hat.¹²³ Sofern der Anbieter den Zuschlag erhält, muss er in der folgenden Woche (Montag 00.00 Uhr bis Sonntag 24.00 Uhr) seine gesamte positive und negative Primärregelleistung ununterbrochen zur Verfügung halten.¹²⁴ Erfolgt die Ausschreibung am Mittwoch negativ, wird also die erforderliche Ausschreibungsmenge nicht erreicht, wird die verbleibende Leistung am Donnerstag nochmals ausgeschrieben. Wird auf diesem Wege immer noch nicht die Gesamtmenge von +/- 66 MW erreicht, hat der Regelzonenführer geeignete Anbieter von Primärregelleistung gegen Ersatz der tatsächlichen Aufwendungen zur Bereitstellung der Primärregelleistung zu verpflichten (sog. Einweisung).¹²⁵ Die Primärregelleistung wird nach § 66 Abs. 2 Z 1 i.V.m. § 68 Abs. 1 EIWOG 2010 durch die Betreiber von Erzeugungsanlagen mit einer Engpassleistung von mehr als 5 MW finanziert.¹²⁶ Die Zuteilung der Kosten bestimmt sich

¹¹⁵ Ausführlich dazu: *Reiter*, Frequenz-Leistungsregelung, S. 64 ff.

¹¹⁶ So auch die Begriffserklärung in TOR – Teil A, Version 1.8, S. 45.

¹¹⁷ ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) ist der europäische Verbund aller Stromübertragungsnetzbetreiber innerhalb der EU.

¹¹⁸ § 37 Bgld. EIWG 2006; § 48 Kärntner EIWOG 2011; § 43 NÖ EIWG-Novelle 2012; § 50a Oö. EIWOG 2006; § 8b Salzburger LEG 1999; § 33b Stmk. EIWOG 2005; § 39 TEG 2012; § 31a Vorarlberger EIWG; § 52 WEIWG 2005.

¹¹⁹ Die Ausschreibung der Primärregelung findet wöchentlich (mittwochs von 9.00 bis 14.00 Uhr) statt, <http://www.apg.at/de/markt/netzregelung/primaerregelung/ausschreibungen>.

¹²⁰ Dieses Präqualifikationsverfahren ist notwendig, damit nur verlässliche Teilnehmer am Markt auftreten und somit die Versorgungssicherheit aufrechterhalten werden kann. Ausführlich dazu die APG, <http://www.apg.at/de/markt/netzregelung/teilnahmebedingungen>.

¹²¹ § 67 Abs. 2 EIWOG 2010.

¹²² Diese findet jeden Mittwoch von 9.00 bis 14.00 Uhr statt, <http://www.apg.at/de/markt/netzregelung/primaerregelung/ausschreibungen>.

¹²³ § 67 Abs. 4 EIWOG 2010.

¹²⁴ <http://www.apg.at/de/markt/netzregelung/primaerregelung/ausschreibungen>.

¹²⁵ § 67 Abs. 5 EIWOG 2010.

¹²⁶ Ausführlich dazu: *Hauer*, in: *Hauer/Oberndorfer*, EIWOG, § 41 Rz. 2 ff.

nach dem Verhältnis ihrer Jahrerzeugungsmengen. Die Beiträge werden gem. § 68 Abs. 2 EIWOG 2010 durch den Regelzonenführer vierteljährlich verrechnet und erhoben.

Zur Erbringung der Primärregelung können somit lediglich bestimmte Großkraftwerke mit einer speziellen Regeleinrichtung eingesetzt werden, die zudem in der Lage sind, innerhalb von 30 Sekunden ihre Leistungsabgabe zu erhöhen bzw. zu verringern und diese zumindest 30 Minuten halten zu können. Besonders gut dafür geeignet sind Wasserkraftwerke, da sie über eine hohe Erzeugungsleistung und große Laständerungsgeschwindigkeiten verfügen.¹²⁷ Allerdings können geeignete Industriebetriebe als Verbraucher ihre Anlagen ebenso vermarkten. Aufgrund des Wortlauts von § 67 Abs. 4 EIWOG 2010 (vorzuhaltende Leistung von min. 2 MW „pro Anlage“) wird es jedoch nicht möglich sein, dass sich mehrere Industriebetriebe bzw. Kraftwerke zu einem virtuellen Kraftwerk oder einem Pool zusammenschließen. Das Mindestgebot von 2 MW muss somit derzeit von einer einzelnen technischen Erzeugungs- oder Verbrauchseinheit angeboten und nach erfolgtem Zuschlag bereitgehalten werden. Dafür erhält der Anbieter den von ihm geforderten Leistungspreis. Einen zusätzlichen Arbeitspreis bekommt er allerdings im Rahmen der Primärregelleistung nicht: Er bekommt also weder seine gelieferte Primärregelenergie zusätzlich vergütet, noch muss er die übernommene Primärregelenergie bezahlen.¹²⁸

2.2 Sekundärregelung

Liegt eine längere Beeinträchtigung – also ein Ungleichgewicht von Angebot und Nachfrage vor – wird nach maximal 30 Sekunden bzw. bereits parallel zur Primärregelung die etwas langsamere Sekundärregelung automatisch in Gang gesetzt. Dies hat den Sinn, die Primärregelung zu entlasten, damit diese bei erneutem Bedarf wieder zum Netzausgleich zur Verfügung steht. Die Sekundärregelung ist eine vollautomatisch wirksam werdende und erforderlichenfalls ergänzend manuell angesteuerte Rückführung der Frequenz und der Austauschleistung mit anderen Regelzonen auf die Sollwerte nach Störung des Gleichgewichts zwischen erzeugter und verbrauchter Wirkleistung mit Hilfe von zentralen oder dezentralen Einrichtungen. Die Sekundärregelung umfasst auch die Ausfallreserve. Die Wiederherstellung der Sollfrequenz kann im Bereich von mehreren Minuten liegen, § 7 Abs. 1 Z 62 EIWOG 2010.¹²⁹ Die Sekundärregelung sorgt allerdings nur innerhalb der jeweiligen Regelzone, in der die Störung eingetreten ist, für den Ausgleich von Leistungsdefiziten und Leistungsüberschüssen und muss somit von diesem Regelzonenführer eigenverantwortlich eingesetzt werden. Die Beschaffung der Sekundärregelung erfolgt nach Durchführung eines transparenten Präqualifikationsverfahrens gem. § 69 Abs. 1 EIWOG 2010¹³⁰ mittels wettbewerblich organisierter Ausschreibungen, die durch den jeweiligen Regelzonenführer regelmäßig durchgeführt werden. Die Bedingungen für die Beschaffung sind durch die Regulierungsbehörde bescheidmäßig zu genehmigen. Die Höhe der auszuschreibenden und bereitzustellenden Leistung hat nach § 69 Abs. 3 EIWOG 2010 den Anforderungen des Europäischen Verbundbetriebes zu entsprechen und ist vom Regelzonenführer festzulegen. Dementsprechend hat die APG das Mindestgebot bei den wöchentlichen

¹²⁷ *Mair*, Europäisches Elektrizitätssystem, in: Energieinstitut an der JKU Linz, Beiträge zum Elektrizitätsrecht, S. 11.

¹²⁸ <http://www.apg.at/de/markt/netzregelung/primaerregelung/ausschreibungen>.

¹²⁹ Dazu auch die Begriffsbestimmung in TOR – Teil A, Version 1.8, S. 51.

¹³⁰ Im Gegensatz zur Ausschreibung der Primärregelleistung, die als Grundsatzbestimmung ausgestaltet ist, handelt es sich bei der Ausschreibung der Sekundärregelung um unmittelbar anwendbares Bundesrecht.

Ausschreibungen¹³¹ auf 5 MW pro Anbieter beziffert.¹³² Erfolgt die Ausschreibung mehrfach erfolglos und wird die benötigte Gesamtmenge von +/- 200 MW nicht erreicht, z.B. weil sich zu wenige Anbieter an der Ausschreibung beteiligt haben, hat der Regelzonenführer diskriminierungsfrei geeignete Erzeuger gegen Ersatz der tatsächlichen Aufwendungen zur Bereitstellung und Erbringung der Sekundärregelung zu verpflichten (sog. Einweisung).¹³³ Die Sekundärregelung finanziert sich über das Systemdienstleistungsentgelt (§ 56 EIWOG 2010 i.V.m. § 8 SNE-VO 2012-Novelle 2014), das arbeitsbezogen von Einspeisern mit einer Anschlussleistung von mehr als 5 MW an den Regelzonenführer zu entrichten ist, sowie über die Entgelte der Ausgleichsenergie.¹³⁴

Aufgrund dieser Vorgaben kann die Leistungserbringung für die Sekundärregelung ebenfalls durch spezielle Großkraftwerke mit einer entsprechenden Regeleinrichtung erbracht werden. Dies geschieht vornehmlich durch den Einsatz von Pumpspeicherkraftwerken – der derzeit flexibelsten Technologie zur Bereitstellung von Regelenergie – und Gasturbinen sowie durch die Steigerung der Leistung von zuvor in Teillast betriebenen Kraftwerken. Möglich ist allerdings auch die Beteiligung geeigneter Industriebetriebe an der Erbringung der Sekundärregelleistung. Allerdings ist es aufgrund des Wortlauts von § 69 Abs. 3 EIWOG 2010 – anders als bei der Leistungsvorhaltung im Rahmen der Primärregelung – nicht vorausgesetzt, dass diese bereitzustellende Leistung von 5 MW in einer einzelnen technischen Anlage erbracht werden muss. Daher ist auch der Zusammenschluss mehrerer Industriebetriebe und/oder Kraftwerke zu einem virtuellen Kraftwerk bzw. einem Pool möglich, um die erforderliche Mindestleistung bereitzustellen. Dafür erhält der Anbieter den von ihm geforderten Leistungspreis. Zusätzlich erhält der Anbieter einen Arbeitspreis, wenn tatsächlich Energie geliefert oder bezogen werden musste.

2.3 Tertiärregelung

Schließlich ist noch die Tertiärregel (Minutenreserve bzw. 15-Minuten-Reserve) vorgesehen, die bei einem Leistungsdefizit oder -überschuss spätestens nach 15 Minuten bzw. schon parallel zur Sekundärregelung auf telefonische Anforderung des Regelzonenführers zum Einsatz kommt. Sie stellt also das längerfristig wirksam werdende, manuell oder automatisch ausgelöste Abrufen von elektrischer Leistung dar, die zur Unterstützung bzw. Ergänzung der Sekundärregelung bzw. zur längerfristigen Ablösung von bereits aktivierter Sekundärregelleistung dient (Minutenreserve).¹³⁵ Der Einsatz der Minutenreserve ist somit erforderlich, wenn große Leistungsbilanzstörungen innerhalb der Regelzone eines Übertragungsnetzbetreibers eintreten und die Sekundärregelung entweder alleine nicht ausreicht oder diese bei andauernden Störungen entlastet werden muss.¹³⁶ Die Tertiärregelleistung muss so bemessen sein, dass innerhalb von 15 Minuten zusammen mit der Sekundärregelreserve genügend Leistung zur Kompensation des Ausfalls der größten

¹³¹ Diese finden dienstags von 09.00 Uhr bis 14.00 Uhr bzw. bis 15.00 Uhr statt.

¹³² <http://www.apg.at/de/markt/netzregelung/sekundaerregelung/ausschreibungen>.

¹³³ § 69 Abs. 4 EIWOG 2010.

¹³⁴ Nach § 69 Abs. 1 S. 5 EIWOG 2010 sind durch das Systemdienstleistungsentgelt 78 % der Kosten für die Sekundärregelung und 22 % über die Verrechnung der Ausgleichsenergie aufzubringen. Eingehend dazu: *Metzler*, Regelenergie, ZTR 2013, 242 (244 f.).

¹³⁵ § 7 Abs. 1 Z 67 EIWOG 2010. Dazu auch die Begriffsbestimmung in TOR – Teil A, Version 1.8, S. 57 f.

¹³⁶ *Fickers*, Virtuelle Kraftwerke, ZNER 2009, 17 (18).

Erzeugungseinheit verfügbar ist.¹³⁷ Dafür fordert der Regezonenfürher in der Regel telefonisch die Minutenreserve bei den Einheiten an, die sich bereits zuvor vertraglich zur Bereitstellung verpflichtet haben.¹³⁸ Laut der APG beträgt derzeit das Mindestgebot je Anbieter und Zeitintervall 10 MW pro Block und das Maximalgebot 50 MW pro Block.¹³⁹ Die Minutenreserve wird wöchentlich ausgeschrieben, wobei sich nur die präqualifizierten Anbieter beteiligen können. Durch die Tertiärregelung wird also die Minutenreserve mobilisiert. Die Minutenreserve beinhaltet die geringsten technischen Anforderungen. Erfolgt die Ausschreibung z.B. aufgrund zu weniger Angebote erfolglos, und wird die benötigte Leistungserhöhung von + 280 MW und die Leistungsreduktion von - 125 MW nicht erreicht, werden die gültigen Angebote akzeptiert und die Fehlmengen erneut ausgeschrieben. Bestehen sodann immer noch Fehlmengen, kommt es zu einem „Last Call“.¹⁴⁰ Die für die Tertiärregelung notwendige Energie gehört zur Ausgleichsenergie und wird über den Bilanzgruppenverantwortlichen abgerechnet. Die Tertiärregelung wird verursacherbezogen von den Netzbenutzern getragen.

Die Erbringung der Tertiärregelung erfolgt vorwiegend durch das Zuschalten von schnellstartenden Erzeugungsanlagen wie Erdgas- und Pumpspeicherkraftwerken, beinhaltet aber auch die Lastanpassung auf Verbraucherebene, also durch Reduzierung der Abgabe an Großabnehmer.¹⁴¹ Neben einzelnen klassischen Kraftwerken oder großen Verbrauchern können im Bereich der Minutenreserve auch virtuelle Kraftwerke bzw. Kraftwerkspools eingesetzt werden. Durch die Bündelung vieler kleiner dezentraler Erzeugungseinheiten bzw. Verbrauchseinheiten erreichen sie die Mindestangebotsgröße von 10 MW je Block und sind damit in der Lage, an der Tertiärregelung, die im Gegensatz zur Primär- und Sekundärregelung eine längere Aktivierungszeit und eine kürzere Ausschreibungsdauer beinhaltet, teilzunehmen. Durch die Einbindung von abschaltbaren Lasten (z.B. Industriebetriebe mit regelmäßigen Verbrauchszyklen) in das virtuelle Kraftwerk kann auch negative Regelenergie bereitgestellt werden.¹⁴² Wird die „Marketmaker-Ausschreibung“ gewählt, erhält der Anbieter einen Leistungspreis (für die Vorhaltung der Regelleistung) und einen Arbeitspreis (wenn die Anlage tatsächlich abgerufen wird); bei der kurzfristigen „Day-ahead-Ausschreibung“ erhält der Anbieter hingegen keinen Leistungspreis sondern nur den Arbeitspreis.¹⁴³ Im Falle der negativen Tertiärregelung, also wenn der Anbieter Strom aus dem Netz entnimmt, hat er den von ihm gebotenen Arbeitspreis zu entrichten.

2.4 Ausgleichsenergie

Kein Teil der Systemdienstleistung ist hingegen die Beschaffung von Ausgleichsenergie durch den Regezonenfürher zum Ausgleich des Systems. Die Ausgleichsenergie stellt gem. § 7 Abs. 1 Z 3 EIWOG 2010 die Differenz zwischen dem vereinbarten Fahrplanwert und dem

¹³⁷ TOR, Teil B, Version 2.0, 12; *Mair*, Europäisches Elektrizitätssystem, in: Energieinstitut an der JKU Linz, Beiträge zum Elektrizitätsrecht, S. 11.

¹³⁸ Ausführlich dazu: *Reiter*, Frequenz-Leistungsregelung, S. 72.

¹³⁹ APG, Ausschreibung der Tertiärregelung in der Regelzone APG, abrufbar unter: <http://www.apg.at/de/markt/netzregelung/tertiaerregelung/ausschreibungen>.
<http://www.apg.at/de/markt/netzregelung/tertiaerregelung/ausschreibungen>.

¹⁴⁰ *Raschauer*, Handbuch, S. 80.

¹⁴¹ *Wissner*, Produktivität in der Energiewirtschaft, S. 25.

¹⁴² Ausführlich dazu: APG, Ausschreibung der Tertiärregelung in der Regelzone APG, abrufbar unter: <http://www.apg.at/de/markt/netzregelung/tertiaerregelung/ausschreibungen>.

tatsächlichen Bezug oder der tatsächlichen Lieferung der Bilanzgruppe¹⁴⁴ je definierter Messperiode dar, wobei die Energie je Messperiode tatsächlich erfasst oder rechnerisch ermittelt werden kann. Damit ist die Ausgleichsenergie die Differenz zwischen der Prognose, dem Fahrplan, und der tatsächlich bezogenen oder gelieferten Energie. Sofern Lastschwankungen nicht im Wege der Primär- oder Sekundärregelung ausgeglichen werden, soll dies über den Zu- bzw. Verkauf von Ausgleichsenergie geschehen. In dieser Hinsicht ist es die Aufgabe des Bilanzgruppenkoordinators, rechtzeitig fehlende Energie zu einem möglichst günstigen Preis zu beschaffen und überschüssige Energie zu einem möglichst hohen Preis zu verkaufen.¹⁴⁵ Die Abrechnung der Ausgleichsenergie erfolgt über den Bilanzgruppenkoordinator¹⁴⁶ (§ 23 Abs. 5 Z 2 EIWOG 2010). Dieser hat die Preise für die Ausgleichsenergie entsprechend dem im § 10 VerrStG¹⁴⁷ beschriebenen Verfahren zu ermitteln und in geeigneter Form ständig zu veröffentlichen.¹⁴⁸ Diese berechneten Entgelte teilt der Bilanzgruppenkoordinator sodann den Bilanzgruppenverantwortlichen und den Regelzonenführern gem. § 23 Abs. 5 Z 3 EIWOG 2010 mit. Es ist im weiteren nach der Grundsatzbestimmung des § 87 Abs. 1 Z 6 EIWOG 2010 die Aufgabe des Bilanzgruppenverantwortlichen, dessen Bilanzgruppe das Leistungsungleichgewicht verursacht hat, also den Bedarf seiner Netzbenutzer und die Erzeugung nicht richtig bestimmt und damit auch nicht die richtige Menge an Energie eingeplant hat, die Entgelte für die entsprechende Ausgleichsenergie an den Bilanzgruppenkoordinator zu entrichten sowie sie anschließend den Bilanzgruppenmitgliedern weiterzuerrechnen. Damit erfolgt die Finanzierung der Ausgleichsenergie verursacherbezogen durch die Netzbenutzer.

2.5 Zusammenfassung und Änderungsvorschläge zur Regel- und Ausgleichsenergie

Die vorangestellten Darstellungen umreißen das System von Regel- und Ausgleichsenergie im geltenden Elektrizitätswirtschaftsrecht und zeigen, dass sich wohl auch Großverbraucher daran beteiligen können. Die bisherigen Überlegungen haben gezeigt, dass sich an diesem System durch das Konzept der Smart Grids nichts ändert bzw. nichts ändern muss. Zweifellos haben die Veränderungen in der tatsächlichen Energieaufbringung – während früher die Wasserkraft die einzige nicht exakt vorhersagbare Erzeugungstechnologie darstellte, nimmt mit dem stetigen Ausbau der regenerativen Energien der Anteil der nur bedingt planbaren Stromerzeugung zu – mit der Folge, dass durch diese stärker fluktuierende Erzeugung der Regel- und der Ausgleichsenergiebedarf steigen wird, um die Versorgungssicherheit auch weiterhin aufrecht zu erhalten. Dies ist jedoch eine rein tatsächliche Beschreibung (Prognose) der tatsächlichen Verhältnisse in der

¹⁴⁴ Eine Bilanzgruppe stellt nach § 7 Abs. 1 Z 4 EIWOG 2010 die Zusammenfassung von Lieferanten und Kunden zu einer virtuellen Gruppe, innerhalb derer ein Ausgleich zwischen Aufbringung (Bezugsfahrpläne, Einspeisungen) und Abgabe (Lieferfahrpläne, Ausspeisungen) erfolgt, dar.

¹⁴⁵ Näher dazu: *Würthinger*, Verrechnungsstellen, in: Energieinstitut an der JKU Linz, Beiträge zum Elektrizitätsrecht, S. 123 ff.

¹⁴⁶ Pro Regelzone wird ein Bilanzgruppenkoordinator nach § 23 Abs. 2 Z 12 EIWOG 2012 vom jeweiligen Regelzonenführer ernannt. Dieser ist ein Hilfsorgan des Regelzonenführers zur wirtschaftlichen Administration der Ausgleichsenergie, so *Hauer*, in: Hauer/Oberndorfer, EIWOG, § 22 Rz. 55. Hintergrund dessen dürften entflechtungsrechtliche Bedenken sein.

¹⁴⁷ Bundesgesetz, mit dem die Ausübungsvoraussetzungen, die Aufgaben und die Befugnisse der Verrechnungsstellen für Transaktionen und Preisbildung für die Ausgleichsenergie geregelt werden, BGBl. I 2000/121 i.d.F. BGBl. I 2004/25.

¹⁴⁸ § 23 Abs. 5 Z 2 EIWOG 2010.

Elektrizitätswirtschaft, die noch nicht zwangsläufig einen rechtlichen Änderungsbedarf impliziert. Der prognostizierte Mehrbedarf an Regel- und Ausgleichsenergie kann nach den bisherigen gesetzlichen Regeln für die Aufbringung, Zuordnung und Finanzierung der Regel- und Ausgleichsenergie abgewickelt werden.

Aus Gründen der Versorgungssicherheit kann es jedoch angeraten erscheinen, dass zwingend vorzuhaltende Maß an Regelenergie zu erhöhen. Wie hoch das im Interesse der Versorgungssicherheit gebotene Reservemaß angesichts der zunehmenden Produktionsunsicherheiten, die mit der Energieaufbringung über erneuerbare Energien verbunden ist, sein soll, ist zuvor eine technische Frage, in weiterer Folge auch eine rechtspolitische Frage, nämlich die Frage nach dem gewünschten Sicherheitsmaß der Versorgungssicherheit (bzw. umgekehrt der Risikobereitschaft). Das Maß der vorzuhaltenden Regelenergie ist de lege lata nicht gesetzlich, sondern durch zunächst außerrechtliche, technische Standards festgeschrieben (dies unbeschadet des Umstandes, dass die Rechtsordnung auf solche technischen Regelungen immer wieder rekurriert). Diese Überlegungen machen aber deutlich, dass allfällige Änderungen in der technischen oder rechtspolitischen Einschätzung zum Bedarf an Regelenergiereserve keine Änderung des österreichischen Gesetzes- oder Ordnungsrechts bedingen.

Sofern es technisch machbar ist, dass die Primärregelleistung durch ein Kraftwerkspool aus Kraftwerken und geeigneten Industrieanlagen erbracht wird, bedürfte es einer gesetzlichen Änderung dahingehend, dass in § 67 Abs. 4 EIWOG nicht mehr die vorzuhaltenden Leistung von min. 2 MW „pro Anlage“¹⁴⁹ gefordert wird, sondern „pro Anbieter“. Damit ist dann unerheblich, ob die Leistung von 2 MW mittels einer einzelnen Anlage angeboten und vorgehalten wird oder mittels eines Kraftwerkspools, der aus unterschiedlichen Erzeugungs- und Verbrauchseinrichtungen besteht. Ausschlaggebend ist allerdings, dass sich die Anbieter, die sich zur Erbringung von Primärregelleistung verpflichtet haben, dieser Verpflichtung auch ununterbrochen nachkommen können, indem sie ihre Anlagen in Betrieb halten. Allerdings ist es unerheblich, in welchen Anlagen sie die Leistung jeweils vorhalten, solange sie die vereinbarte Summe stets erreichen.¹⁵⁰

Im Rahmen der Primärenergie bedürfte es sodann auch der Änderung von §§ 37 Abs. 4 bzw. 8 (in beiden Absätzen steht der gleiche Inhalt...) Bgl. EIWG 2006, 43 Abs. 4 NÖ EIWG-Novelle 2012, § 52 Abs. 2 S. 1 WEIWG 2005 da diese die Einladung von Erzeugern, die technisch geeignete Erzeugungsanlagen betreiben, zur Ausschreibung vorsehen.¹⁵¹

Zudem bedürfte es der Änderung der Grundsatzbestimmung des § 23 Abs. 2 Z 6 EIWOG 2010¹⁵², wonach der Regelzonenführer zum Abruf der „Erzeugungsanlagen“ zur Aufbringung der Regelenergie verpflichtet ist. Sofern sich auch große Verbraucher, entweder alleine oder im Rahmen eines virtuellen Kraftwerks, an der Erbringung der Regelenergie beteiligen, ist diese Wortwahl unpassend und wohl besser durch „technische Einheit“ zu ersetzen.

¹⁴⁹ Diese Änderungsnotwendigkeit betrifft auch die Landesausführungsgesetze: § 37 Abs. 5 und Abs. 9 (in beiden Absätzen steht der gleiche Inhalt...) Bgl. EIWG 2006; § 48 Abs. 4 Kärntner EIWOG 2011; § 43 Abs. 5 NÖ EIWG-Novelle 2012; § 50a Abs. 4 Oö. EIWOG 2006, § 31 Abs. 1 S. 3 Salzburger LEG 1999; § 33 b Abs. 4 Stmk. EIWOG 2005; § 31a Abs. 1 S. 3 Vorarlberger EIWG; § 52 Abs. 3 WEIWG 2005.

¹⁵⁰ <http://www.apg.at/de/markt/netzregelung/primaerregelung/faq>.

¹⁵¹ Vgl. auch § 31 Abs. Salzburger LEG 1999.

¹⁵² Und damit auch der Landesausführungsgesetze: § 23 Abs. 2 Z 6 Bgl. EIWG 2006; § 28 Abs. 2 lit. f Kärntner EIWOG 2011; § 43 Abs. 2 Z 6 NÖ EIWG-Novelle 2012; § 39 Abs. 3 lit. f TEG 2012; § 31 Abs. 1 lit. f Vorarlberger EIWG; § 42 Abs. 2 Z 6 WEIWG 2005.

3 Zwangsabschaltungen durch den Netzbetreiber

Während sich der Verbraucher z.B. beim unterbrechbaren Tarif mit dem Netzbetreiber vertraglich darüber verständigt, ob und wann dieser ihn vom Netz trennen darf, stellt sich auch die Frage, unter welchen Voraussetzungen es dem Netzbetreiber möglich ist, den Verbraucher auch ohne dessen vorherige Einwilligung also gegen seinen Willen vom Netz zu trennen (Zwangsabschaltung).

Eine der Zielbestimmungen des EIWOG 2010 ist es, die Netz- und Versorgungssicherheit zu gewährleisten (§ 4 Z 4 EIWOG 2010). Daher sind die Netzbetreiber aufgrund der Grundsatzbestimmungen in § 40 und 45 EIWOG 2010 u.a. verpflichtet, ein sicheres Netz zu betreiben. Sofern im laufenden Netzbetrieb die Betriebszustände allerdings vom Normalbetrieb abweichen, handelt es sich um einen störungsbehafteten Netzbetrieb.¹⁵³ Um eine Ausweitung der Störung und damit einen Netzzusammenbruch¹⁵⁴ zu verhindern, ist der Netzbetreiber im Rahmen des Störungsmanagements berechtigt, auch Netzbenutzer, also neben Einspeisern auch Entnehmer, vorübergehend vom Netz zu trennen. Hintergrund ist der, dass durch die temporäre Netztrennung Einzelner die Versorgung des Großteils der anderen Netzbenutzer weiterhin gewährleistet werden soll (automatische frequenzabhängige Lastanpassung).¹⁵⁵

Die meisten Landesgesetze haben die Unterbrechung der vertraglich zugesicherten Leistung ebenfalls als ultima ratio geregelt, um einen drohenden Netzzusammenbruch zu vermeiden.¹⁵⁶ Das Wiener Landesausführungsgesetz ordnet sogar explizit an, dass der Netzbetreiber bei vorübergehenden mangelnden Netzkapazitäten (Engpässen) sowie zur Vermeidung von instabilen Netzzuständen berechtigt ist, sämtliche Maßnahmen zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit anzuordnen.¹⁵⁷

Während also die freiwillige Lastverschiebung der Verbraucher aufgrund monetärer Anreize zu einer gleichmäßigen Netzauslastung beitragen und Lastspitzen kappen soll, liegt beim Erfordernis der zwangsweisen automatischen Abschaltung der Verbraucher durch den Übertragungs- oder Verteilernetzbetreiber bereits ein störungsbehafteter Netzbetrieb vor. Mit dieser Maßnahme soll eine Störungsausweitung und damit ein Netzzusammenbruch verhindert werden, um eine schnelle Versorgungssicherheit wieder zu gewährleisten. Allerdings ist die zwangsweise Trennung des Netzbenutzers vom Netz eine seltene Ausnahme und ausschließlich im störungsbehafteten Netzbetrieb darstellbar.

¹⁵³ Ausführlich dazu: TOR-Teil B, Version 2.0, S. 25; TOR-Teil C, Version 2.0, S. 11 f.

¹⁵⁴ Unter einem solchen Netzzusammenbruch versteht man den kompletten Ausfall der Spannungsversorgung in Teilbereichen eines Netzes bzw. im gesamten Netz eines Netzbetreibers oder in Netzen mehrerer Netzbetreiber, TOR-Teil A, Version 1.8, S. 42.

¹⁵⁵ TOR – Teil E, Version 2.1, S. 18.

¹⁵⁶ § 30 Bgld. EIWG 2006; § 46 Abs. 1 lit. c Kärntner EIWOG 2011 (für Verteilernetzbetreiber); § 36 NÖ EIWG-Novelle 2013; § 27 Stmk. EIWOG 2005; § 27 VlbG. EIWOG; § 36 WEIWG 2005.

¹⁵⁷ § 36 S. 2 WEIWG 2005.

4 Zwangsabschaltung durch den Lieferanten

Die geltende Rechtsordnung erlaubt es dem Lieferanten nicht, den Verbrauch des Kunden eigenmächtig gegen dessen Willen zu steuern, zumal er auch gar nicht die praktische und technische Möglichkeit diesbezüglich hat.

5 Entflechtung

Fraglich ist, ob die Übermittlung der Verbrauchsdaten der Kunden durch den Netzbetreiber an den jeweiligen Lieferanten zum Zwecke variabler Strompreismodelle gegen die Entflechtungsvorschriften verstößt, da in diesem Fall ein Informationsfluss zwischen Netz und Vertrieb, also entbündelten Einheiten, entsteht. In Betracht kommt diesbezüglich eine Verletzung der informatorischen Entflechtung i.S.v. § 11 EIWOG 2011. Diese Entflechtungsvorschrift verpflichtet den Netzbetreiber zur Vertraulichkeit hinsichtlich wirtschaftlich sensibler Daten sowie von Geschäfts- und Betriebsgeheimnissen, die er im Rahmen seiner Geschäftstätigkeit erlangt hat. Diese Informationen dürfen nicht in diskriminierender Weise v.a. gegenüber vertikal integrierten Elektrizitätsunternehmen offengelegt werden.

Es kann allerdings eine eingehende Prüfung an dieser Stelle dahin stehen, da der Netzbetreiber diesbezüglich eine gesetzliche Übermittlungspflicht hat. So muss er nach § 84a Abs. 2 EIWOG 2010 jeden Monat alle täglich erhobenen Verbrauchswerte solcher Endverbraucher, deren Verbrauch mittels eines intelligenten Messgerätes gemessen wird, an den jeweiligen Lieferanten übermitteln, wobei die Übermittlung der Viertelstundenwerte nur bei ausdrücklicher Zustimmung des Endverbrauchers bzw. zur Erfüllung der vertraglichen Verpflichtungen an den Lieferanten übermittelt werden dürfen. Der Zweck der Übermittlung der Verbrauchswerte liegt einerseits in dem Verrechnungserfordernis begründet und andererseits, dass der Lieferant nach § 81a EIWOG 2010 verpflichtet ist, den Endverbrauchern monatlich eine detaillierte, klare und verständliche Verbrauchs- und Stromkosteninformation über die Gesamtkosten zu übermitteln.

Aufgrund dieser gesetzlichen Vorgaben und der praktischen Notwendigkeit hinsichtlich der Übermittlung der Verbrauchswerte zum Zwecke der (variablen) Strompreismodelle, liegt kein Verstoß gegen die (informatorische) Entflechtung i.S.v. § 11 EIWOG 2010 durch den Netzbetreiber vor.

6 Literaturverzeichnis

- APG, Ausschreibung der Tertitärregelleistung in der Regelzone APG, abrufbar unter: <http://www.apg.at/de/markt/netzregelung/tertiaerregelung/ausschreibungen>
- APG, *Bedingungen zur Teilnahme an den Ausschreibungen für die Regelenergie*, abrufbar unter: <http://www.apg.at/de/markt/netzregelung/teilnahmebedingungen>
- B.A.U.M. Consult GmbH, *Smart Energy made in Germany*, abrufbar unter: www.e-energy.de
- Bauer, Christof, Das untaugliche Netzentgeltsystem stört am meisten, Interview mit Krägenow Timm, *Energie & Management* 15-16/2013, S. 6
- BDEW, Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, Smart Grids: Das Zusammenwirken von Netz und Markt, Diskussionspapier, Berlin 2012, abrufbar unter: [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/D722998361EA9775C12579EA004A202F/\\$file/157-2_120326_BDEW-Diskussionspapier_Smart%20Grids.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/D722998361EA9775C12579EA004A202F/$file/157-2_120326_BDEW-Diskussionspapier_Smart%20Grids.pdf)
- Benz, Steffen, Energieeffizienz durch intelligente Stromzähler – Rechtliche Rahmenbedingungen, *ZUR* 2008, S. 457 - 463
- Bundesnetzagentur, „Smart Grid“ und „Smart Market“ – Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems, Bonn, Dezember 2011, abrufbar unter: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Sachgebiete/Energie/Sonderthemen/SmartGridEckpunktepapier/SmartGridPapierpdf.pdf?__blob=publicationFile
- Danner, Wolfgang / Theobald, Christian, *Energierrecht Kommentar*, Band 1, Verlag C.H. Beck, München 2013
- EnCT/BBH/ECOFYS, Einführung von lastvariablen und zeitvariablen Tarifen, im Auftrag der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahn, Dezember 2009, abrufbar unter: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzzugangUndMesswesen/MessUndZaehlwesen/EcofysLastvariableZeitvariableTarife.pdf;jsessionid=4B38C3657D1717D659E05120499F2BBA?__blob=publicationFile&v=1
- Fickers, Marcus, Virtuelle Kraftwerke als Anbieter von Regelenergieprodukten, *ZNER* 2009, S.17 – 19
- Gent, Kai / Nünemann, Jens, Formen der atypischen Netznutzung gemäß § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV, *RdE* 2008, S. 189 - 197
- Graf, Georg, Änderung von Entgelten und AGB in der Energiewirtschaft, *ecolex* 2009, S. 1035 - 1039
- Güneysu, Sindy / Wieser, Matthias, Smarte Preise für smarte Netze – Evolution oder Revolution?, *ZNER* 2011, S. 417 - 422
- Hauer, Andreas / Oberndorfer, Klaus, *EIWOG Elektrizitäts- und -organisationsgesetz, Kommentar*, ProLibris, Linz 2007
- Kletečka, Andreas / Schauer, Martin (Hrsg.), *ABGB-ON 1.01, Kommentar zum Allgemeinen bürgerlichen Gesetzbuch*, Manz Online
- Korinek, Stephan, Das Transparenzgebot des § 6 Abs 3 KSchG, *JB1* 1999, S. 149 - 172
- Krägenow, Timm / Mühlstein, Jan, Anreiz zum Falschen, *Energie & Management* 15-16/2013, S. 7
- Kudlicza, Peter, Intelligente Balance zwischen Stromproduktion und -verbrauch, *VEÖ Journal* 03/2010, S. 38 - 40
- Liewehr, Jan, Die Spruchpraxis der Energie-Control Kommission zu Allgemeinen Lieferbedingungen, *ÖJZ* 2010/71, S. 656 - 661

- Mair, Erwin*, Energiewirtschaftliche und technische Grundlagen zur Funktionsweise des europäischen Elektrizitätssystems, in: Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz (Hrsg.), Beiträge zum Elektrizitätsrecht, ProLibris, Linz 2009, S. 1 - 20
- Metzler, Matthäus*, Regelenergie und Ausgleichsenergie nach dem EIWOG 2010, ZTR 2013, S. 242 - 248
- Müller, Armin*, Interesse geweckt, Energie & Management 13-14/2011, S. 25
- Österreichs E-Wirtschaft*, EIWOG Kommentar, Österreichs E-Wirtschaft Akademie GmbH, Wien 2011
- Raschauer, Bernhard*, Handbuch Energierecht, Springer Verlag, Wien 2006
- Reiter, Margit*, Die Frequenz-Leistungsregelung im österreichischen Elektrizitätsrecht, ProLibris, Linz 2009
- Riedler, Andreas*, Rechtswidrige AGB in Strom- und Gasverträgen, ÖJZ 2009/70, S. 639 - 647
- Rummel, Peter* (Hrsg.), KSchG – Kommentar zum Konsumentenschutzgesetz, Manz Online
- Schneider, Jens-Peter / Theobald, Christian* (Hrsg.), Recht der Energiewirtschaft, 4. Auflage, Verlag C.H. Beck, München 2013
- Tönnies, Jan G.*, Zur Preisgestaltung nach § 40 Abs. 3 EnWG, ZNER 2010, S. 259 - 261
- Wiesemann, Hans Peter*, IT-rechtliche Rahmenbedingungen für „intelligente“ Stromzähler und Netze – Smart Meter und Smart Grids, MMR 2011, S. 355 – 359
- Wieser, Matthias*, Intelligente Elektrizitätsversorgungsnetze – Ausgewählte Rechtsfragen unter besonderer Berücksichtigung des EnWG 2011 und des EEG 2012, Dissertation, Herbert Utz Verlag, München 2013
- Wissner, Matthias*, IKT, Wachstum und Produktivität in der Energiewirtschaft – Auf dem Weg zum Smart Grid, WIK Diskussionsbeitrag Nr. 320, Bad Honnef, Mai 2009, abrufbar unter: http://www.econbiz.de/archiv1/2009/67531_Wachstum_Produktivitaet_Energiewirtschaft.pdf
- Würthinger, Elisabeth*, Systemnutzungstarife für Elektrizitätsnetze, Pro Libris, Linz 2005
- Würthinger, Elisabeth*, Verrechnungsstellen für Ausgleichsenergie, in: Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz (Hrsg.), Beiträge zum Elektrizitätsrecht, ProLibris, Linz 2009, S. 123 - 156
- Zanger, Georg*, Auswirkungen mangelnder Transparenz von Energierechnungen auf die einzelnen Energieunternehmen, OZK 2009, S. 91 - 100