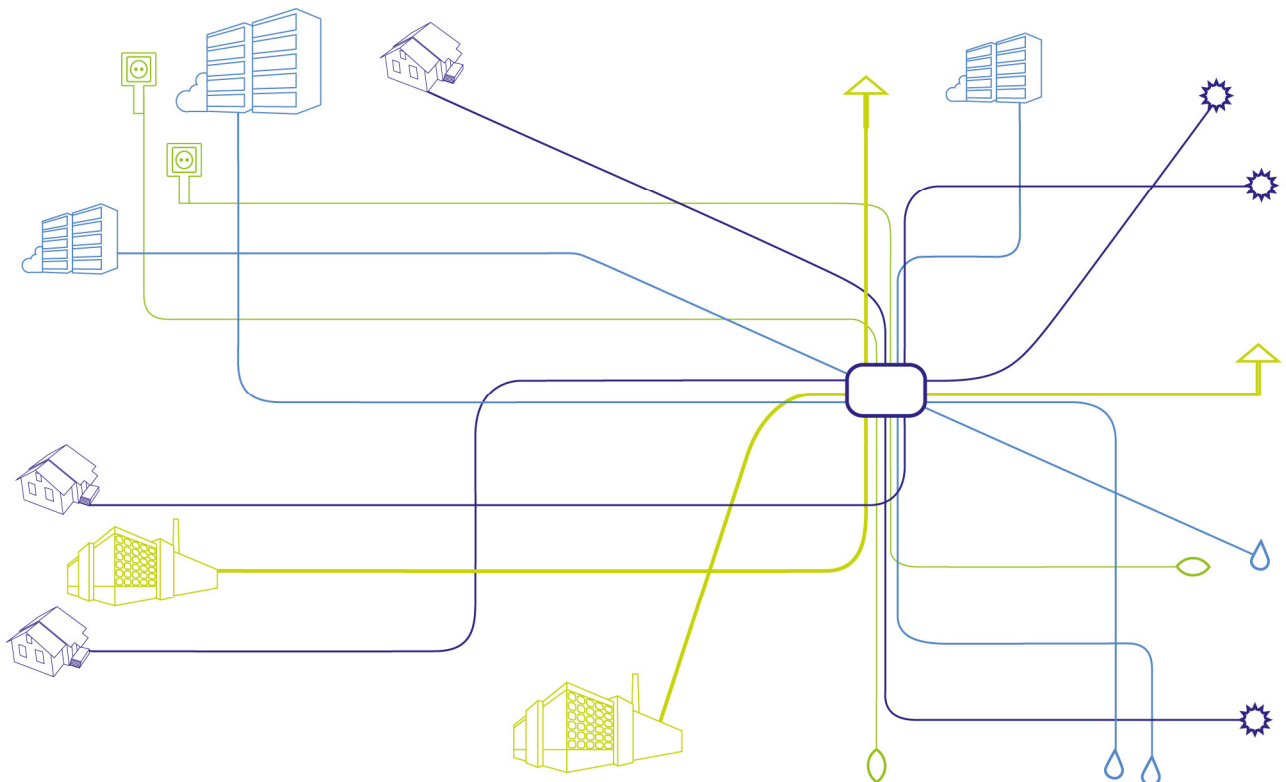




Flex-Tarif

Entgelte und Bepreisung zur Steuerung von Lastflüssen im Stromnetz



VORWORT

Die Publikationsreihe **BLUE GLOBE REPORT** macht die Kompetenz und Vielfalt, mit der die österreichische Industrie und Forschung für die Lösung der zentralen Zukunftsaufgaben arbeiten, sichtbar. Strategie des Klima- und Energiefonds ist, mit langfristig ausgerichteten Förderprogrammen gezielt Impulse zu setzen. Impulse, die heimischen Unternehmen und Institutionen im internationalen Wettbewerb eine ausgezeichnete Ausgangsposition verschaffen.

Jährlich stehen dem Klima- und Energiefonds bis zu 150 Mio. Euro für die Förderung von nachhaltigen Energie- und Verkehrsprojekten im Sinne des Klimaschutzes zur Verfügung. Mit diesem Geld unterstützt der Klima- und Energiefonds Ideen, Konzepte und Projekte in den Bereichen Forschung, Mobilität und Marktdurchdringung.


Mit dem **BLUE GLOBE REPORT** informiert der Klima- und Energiefonds über Projektergebnisse und unterstützt so die Anwendungen von Innovation in der Praxis. Neben technologischen Innovationen im Energie- und Verkehrsbereich werden gesellschaftliche Fragestellung und wissenschaftliche Grundlagen für politische Planungsprozesse präsentiert. Der **BLUE GLOBE REPORT** wird der interessierten Öffentlichkeit über die Homepage www.klimafonds.gv.at zugänglich gemacht und lädt zur kritischen Diskussion ein.

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Ergebnisse eines Projekts aus dem Forschungs- und Technologieprogramm „e!Mission.at“. Mit diesem Programm verfolgt der Klima- und Energiefonds das Ziel, durch Innovationen und technischen Fortschritt den Übergang zu einem nachhaltigen Energiesystem voranzutreiben.

Wer die nachhaltige Zukunft mitgestalten will, ist bei uns richtig: Der Klima- und Energiefonds fördert innovative Lösungen für die Zukunft!

A stylized, handwritten signature in black ink, consisting of several fluid, overlapping strokes.

Ingmar Höbarth
Geschäftsführer, Klima- und Energiefonds

A handwritten signature in black ink that reads 'Theresia Vogel' in a cursive script.

Theresia Vogel
Geschäftsführerin, Klima- und Energiefonds

Flex-Tarif

Entgelte und Bepreisung zur Steuerung von Lastflüssen im Stromnetz

Simon Moser¹, Ernst Schmutzner², Christina Friedl¹,
Johann Mayr², Kathrin de Bruyn¹

¹ Energieinstitut an der JKU Linz

² TU Graz, Institut für Elektrische Anlagen

Executive Summary

Linz und Graz, Dezember 2014

Vorwort

Im Rahmen des Projektes „Flex-Tarif“ werden die Zielsetzungen einer Realisierung vorhandener Lastverschiebungspotenziale im Strombereich sowie die ökonomischen, rechtlichen, technischen und sozialen Rahmenbedingungen analysiert. Das Projekt untersucht die rechtliche Zulässigkeit und die Effektivität von unterschiedlichen flexiblen Tarifmodellen im Strombereich und leitet mögliche Zielkonflikte, Herausforderungen und Problemstellungen aus technischer, ökonomischer sowie sozialer Perspektive ab.

Der vorliegende Projektbericht **1/9 „Executive Summary“** wurde im Rahmen dieses Projektes erstellt. Weitere Projektberichte des Projekts Flex-Tarif sind:

1/9: Executive Summary

2/9: Einleitung und Rahmenbedingungen

3/9: Methode und Arbeitsdefinitionen

4/9: Rechtsanalyse

5/9: Tarifliche Anreizwirkung

6/9: Erzeugungsseitige Systemnutzungsentgelte

7/9: EndkundInnen-seitige Automatisierung, Kommunikation, Erzeugung und Speicherung

8/9: EndkundInnen: Motivation, Akzeptanz und Verteilungseffekte

9/9: Handlungsempfehlungen



Das Projekt Flex-Tarif wird im Rahmen der 2. Ausschreibung des Programms Energy Mission Austria vom Klima- und Energiefonds beauftragt und finanziert.

Inhaltsverzeichnis

1	Ausgangssituation zum Projekt Flex-Tarif.....	4
2	Projektteile und Methode des Projekts Flex-Tarif.....	5
3	Ergebnisse & Handlungsempfehlungen.....	6
3.1	Rechtliche Aspekte.....	6
3.2	Ökonomische Aspekte	6
3.2.1	Komponente „Netzentgelt“	6
3.2.2	Komponente „Energie“	8
3.3	Technologische Aspekte	8
3.3.1	Smart Metering und Automatisierung	8
3.3.2	Kommunikation zu EndkundInnen.....	8
3.3.3	Endkundenseitige Erzeugung & Speicher	8
3.4	Soziale Aspekte	9
3.4.1	Motivation & Akzeptanz der KundInnen.....	9
3.4.2	Zielgruppen: interessierte vs. interessante Kundengruppen	10
3.4.3	Verteilungseffekte – Umverteilungswirkung	10

1 Ausgangssituation zum Projekt Flex-Tarif

Flexible Stromtarife können durch die initiierte Lastverschiebung zu einer aktiven Beteiligung der Verbraucher im Smart Grid beitragen. Im Projekt Flex-Tarif wird die Flexibilisierung von Entgelten und Strompreisen vor dem Hintergrund potenzieller Lastverschiebungsmöglichkeiten in Haushalten und Betrieben untersucht. Als strategische Ziele der Lastverschiebung per se wurden die Aspekte der Versorgungsqualität, die Vermeidung bzw. Verzögerung des Netzausbaus, die Integration volatiler erneuerbarer Energien sowie die energetische Energieeffizienz als gegeben betrachtet.

Die fortschreitende Umsetzung intelligenter Netze, die einfachere Erfassung des tageszeitabhängigen Verbrauchs durch Smart Meter und die verstärkte Ausstattung von KundInnen mit Geräten, auf die IKT-basiert zugegriffen werden kann (Smart Home/Building/Office), erlauben eine (im Vergleich zu vor wenigen Jahren) einfachere, kostengünstigere, weniger zeitaufwändige und mitunter automatisierte Verschiebung elektrischer Lasten. Die KundInnen aus den Bereichen Haushalte, Gewerbe und Industrie als Adressaten und Anbieter der Lastverschiebung sowie Netzbetreiber oder Lieferanten als Nachfrager der Lastverschiebung sind die wichtigsten Marktteilnehmer am Lastverschiebungsmarkt.

Derzeit werden den meisten StromkundInnen (Haushalte, Industrie, Gewerbe) unabhängig von den tatsächlich verfügbaren Erzeugungskapazitäten und Netzzuständen ein Strompreis und ein Netzentgelt (pro verbrauchte kWh) verrechnet. Darüber hinaus wird ein Entgelt für die bezogene Leistung in einem bestimmten Zeitraum eingehoben. Eine Flexibilisierung der Komponente „Netzentgelt“ zielt auf eine Realisierung des Lastverschiebungspotenzials durch den Netzbetreiber ab. Durch eine Flexibilisierung der Netzentgelt-Komponente könnte die Höhe des eingehobenen Betrags die aktuelle Auslastung und Stabilität des Stromnetzes deutlicher widerspiegeln. Eine Flexibilisierung der Strompreiskomponente „Energie“ zielt auf eine Realisierung des Lastverschiebungspotenzials durch den Lieferanten ab. Dadurch würde wiederum die aktuelle Auslastung der zur Verfügung stehenden Erzeugungskapazitäten aufgezeigt und es könnte auf Engpässe und Überschüsse effizienter reagiert werden.

Durch die Flexibilisierung der Preise und Entgelte könnte (abhängig von unterschiedlichsten Faktoren) die Entscheidung der KundInnen beeinflusst werden, zu welchen Zeitpunkten elektrische Energie konsumiert wird.

Tarife werden hier als Überbegriff für die Strompreiskomponenten Energie („Preis“) und Netz („Entgelt“) verwendet. **Entgelte** bezeichnen (regulierte) pauschale, kW- und/oder kWh-abhängige Elemente der Strompreiskomponente Netz. **Preise** oder Strompreise bezeichnen (nicht regulierte) pauschale, kW- und/oder kWh-abhängige Elemente der Strompreiskomponente Energie. Als **flexible** Tarife werden alle pauschalen, kWh- bzw. kW-abhängigen Tarifkomponenten zusammengefasst, die eine Beeinflussung der Nachfrageseite mit sich bringen. Dazu gehören insbesondere schaltbare, dynamische (Real Time Pricing), zeitabhängige (Time of Use) und Event-Tarife. Diese Bezeichnungen gelten sowohl für die Bereiche Netz und Energie.

2 Projektteile und Methode des Projekts Flex-Tarif

Vorangehende Projekte (siehe auch das vom Energieinstitut an der JKU Linz durchgeführte Projekt „LoadShift“¹) zeigen auf, dass grundsätzlich technische Lastverschiebungspotenziale in den Bereichen Haushalte und Gewerbe/Industrie vorhanden sind. Vom reinen Vorhandensein von Lastverschiebungspotenzialen bis zu deren Realisierung sind viele soziale, rechtliche, ökonomische und/oder technische Barrieren zu überwinden. Das Projekt Flex-Tarif analysiert daher die Effektivität von flexiblen Tarifen bei KundInnen (Haushalte, Gewerbe/Industrie) zur Erreichung der strategischen Ziele der Lastverschiebung. Betrachtet werden unterschiedliche Tarifvarianten wie z.B. lastabhängige, zeitabhängige, dynamische, schaltbare und Eventtarife (Details sind dem Projektbericht 5/9 zu entnehmen).

In einem weiteren Schritt werden die Möglichkeiten der KundInnen, überhaupt auf die Anreize eines flexiblen Tarifmodells reagieren zu können, untersucht. Um eine Last bzw. einen Verbrauch verschieben zu können, sind erstens die grundsätzliche Möglichkeit und Bereitschaft der KundInnen erforderlich; zweitens werden eine Automatisierung, moderne Geräte, kundenseitige Speicher und v.a. eine effektive Kommunikation in Richtung der KundInnen (Übermittlung der aktuellen Tarifinformationen) als zielführend erachtet (vgl. Projektbericht 7/9). Neben einer Betrachtung der rechtlichen Rahmenbedingungen von flexiblen Tarifen in Österreich (vgl. Projektbericht 4/9), v.a. von der Möglichkeit hinsichtlich einer flexiblen Gestaltung von Netzentgelten, weist das Projekt auch auf die Bedeutung der Segmentierung der KundInnen hinsichtlich ihrer Motivation und Interessen (d.h. Umstieg auf neuen Tarif und Durchführung der Lastverschiebung) hin und zeigt die mit den Tarifen verbundenen Verteilungseffekte auf (vgl. Projektbericht 8/9).

Zusätzlich wurden auf Basis der Literatur die Beiträge zur Netzinfrastruktur durch die Einspeiser aufgearbeitet und die Beteiligung der dezentralen Erzeugungsanlagen in Österreich spezifisch betrachtet (vgl. Projektbericht 6/9). Die Ergebnisse des Projekts sowie die abgeleiteten Handlungsempfehlungen werden im Projektbericht 9/9 zusammengeführt.

Methodik des Projekts Flex-Tarif: Im Zuge des Projekts Flex-Tarif wurden Analysen zu den technischen, ökonomischen, sozialen und rechtlichen Aspekten der Lastverschiebung geleistet. Zu diesem Zweck wurde eine empirisch-qualitativer Zugang gewählt und 42 ExpertInnen-Interviews mit VertreterInnen der wesentlichen Stakeholder (wie z.B. Netzbetreiber, Energielieferanten, Interessenvertreter, Technologielieferanten) durchgeführt. Die in diesen Interviews vorgebrachten Argumente und Positionen wurden ausgewertet und mit den vorangegangenen Literaturrecherchen bzw. Metaanalysen verschnitten. Als Feedback-Schleife wurde ein Workshop mit den interviewten ExpertInnen durchgeführt, wo die Ergebnisse des Projekts Flex-Tarif vorgestellt und nochmals gemeinsam diskutiert wurden. Eine genaue Beschreibung der Methodik des Projekts ist im Projektbericht 3/9 nachzulesen.

¹ Kollmann et al. (2014) Lastverschiebung in Haushalt, Industrie, Gewerbe und kommunaler Infrastruktur Potenzialanalyse für Smart Grids. Projekt gefördert durch den Klima- und Energiefonds im Rahmen des Forschungsprogramms Neue Energien 2020 (FFG-Nr. 834620).

3 Ergebnisse & Handlungsempfehlungen

Auf Basis der durchgeführten Analysen können die folgenden Ergebnisse und Handlungsempfehlungen abgeleitet werden. Details zu den Ergebnissen können in den einzelnen Projektberichten (2-9) nachgelesen werden.

3.1 Rechtliche Aspekte

Hinsichtlich der einzelnen Systemnutzungsentgeltkomponenten lässt sich festhalten, dass rechtlich (und auch aufgrund seiner Dominanz hinsichtlich der dem Netznutzer entstehenden Gesamtkosten) lediglich das Netznutzungsentgelt geeignet ist, Anreize für Lastverschiebungen zu setzen. Der derzeitige Rechtsrahmen legt es ins Ermessen der Regulierungsbehörde, das Netznutzungsentgelt unter Berücksichtigung einheitlicher Tarifstrukturen zeit- und/oder lastvariabel zu gestalten. Von dieser Ermächtigung hat die Regulierungsbehörde per Verordnung in Form einer Sommer- bzw. Winterhoch- bzw. -niedertarifzeit Gebrauch gemacht. Rechtlich möglich wären jedoch auch noch kleinere Zeitintervalle bzw. mehr finanzielle Anreizwirkungen mittels preislicher Schwankungen in den (bereits bestehenden) Zeitabschnitten. Von einer lastvariablen Ausgestaltung der Netznutzungsentgelte hat die Regulierungsbehörde bisher abgesehen.

Daneben kann das Netznutzungsentgelt unterbrechbar verrechnet werden, was im Rahmen der SNE-VO 2012-Novelle 2014 für die Netznutzer der Netzebene 7 in allen Netzbereichen vorgesehen ist. Dieses unterbrechbare Netznutzungsentgelt ist jedoch für die Netznutzer der Netzebene 5 nur in den Bereichen Burgenland und Niederösterreich und für die Netznutzer der Netzebene 3 gar nicht verankert. Eine entsprechende Ergänzung innerhalb der Verordnung wäre jedoch möglich.

Der Strompreis kann durch die Lieferanten grundsätzlich variabel ausgestaltet werden, da es seit der Liberalisierung keine gesetzlichen Preisvorgaben mehr gibt. Allerdings bedarf es unter Umständen gerade bei neuartigen Preismodellen der verstärkten Berücksichtigung des konsumentenschutzrechtlichen Preistransparenzgebots.

3.2 Ökonomische Aspekte

3.2.1 Komponente „Netzentgelt“

Flexibilisierung der Netzentgelte von KleinkundInnen

Als KleinkundInnen werden im Projekt Haushalte und kleine Gewerbebetriebe, die aktuell nicht leistungsgemessen abgerechnet werden, zusammengefasst.

Mittelfristig (Jahr 2025) ist auf Basis rechtlicher Vorgaben (Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung) anzunehmen, dass Smart Meter flächendeckend verbaut sind, eine Leistungsmessung (Viertelstundenmaximumzählung) damit möglich ist und flexible Strompreismodelle in den dafür gefundenen Zielgruppen etabliert sind. Ein zielführendes und verursachungsgerechtes Netzentgelt ist daher so ausgelegt, dass es die Vorgänge des Marktes (d.h. die Wirkung der Strompreiskomponente „Energie“) möglichst wenig beeinflusst und für die KundInnen möglichst verständlich ist, während die Interessen des Netzbetriebs (Versorgungssicherheit, Verzögerung des Netzausbaus) gewahrt bleiben.

Als Übergangsvariante des aktuellen Netzentgeltsystems (siehe SNE-VO) bis 2025 ist ein jährliches, von der vereinbarten Leistung abhängiges Pauschalentgelt zu empfehlen, das einen signifikanteren Anteil am Netzentgelt der KleinkundInnen ausmacht. Pauschalentgelte haben die positiven Eigenschaften, dass die Relation von günstigen zu teuren Energiepreisen nicht verzerrt wird, sie verhindern daher auch nicht die Entstehung von Echtzeitpreismodellen und die effiziente Reaktion der Nachfrageseite auf das Energieangebot. Auch sind Pauschalentgelte bei KleinkundInnen, die vergleichbare Ansprüche an das Netz stellen (kW), wie es insbesondere auf Haushalte zutrifft, eine einfache Möglichkeit zur Verrechnung der Netzkosten. Hinzu kommt, dass die Kenntnis der aktuellen Last bzw. der Leistung einzelner Gerätschaften seitens der KundInnen nicht erforderlich ist. Pauschalentgelte stellen weiters die generelle Verfügbarkeit des Netzes dar und wirken kostenreflexiv für KundInnen mit Eigenerzeugungsanlagen, wenig benutzte Netzzugänge etc. Da Pauschalentgelte keine Wirkung hinsichtlich Zeit und Menge des Verbrauchs bzw. der Last haben, wird empfohlen, dass in der Übergangsphase begleitende arbeitsabhängige Entgelte zum Einsatz kommen. Diese wirken verbrauchsmindernd und werden im Vergleich zu kW-Entgelten von KundInnen einfacher verstanden.

Diese Übergangsvariante könnte auch längerfristig eine für KleinkundInnen geeignete Lösung der Kostenreflexivität und Zielorientierung darstellen. Sie nimmt jedoch keinen Bezug auf größere Verbraucher auf Ebene der KleinkundInnen wie z.B. E-Cars, Klimaanlage, etc. Es ist daher zu empfehlen, dass eine Evaluierung auf Basis vorhandener Lastprofile, KundInnen-Charakteristika und Simulationen eruiert, ob Leistungsentgelte dennoch nötig sind, welche Intervalle als Messintervall und als Abrechnungszeitraum (aktuell bei GroßkundInnen der maximale Verbrauch einer Viertelstunde, verrechnet für ein Monat) heranzuziehen wären, welche Varianten der Durchsetzung anzudenken sind (kW-Entgelt, Entgelte ab einer Schwelle, Abschaltungen) und welche Kommunikationsmittel (Web, SMS, automatisierter Anruf, etc.) anzuwenden wären.

Als langfristige Variante ist das „Ampelsystem“ anzusehen, das ein optimiertes, intelligentes Zusammenspiel der Interessen von Netz und Markt ermöglicht. Das Ampelsystem erlaubt bei garantierter Versorgungssicherheit (grüne Phase) eine freie Reaktion der KundInnen auf den Marktpreis, während bei kritischen Situationen hinsichtlich der Versorgungssicherheit (rote Phase) keine bzw. in der Übergangsphase (orange Phase) eingeschränkte Reaktionen möglich sind. Es muss Ziel weiterer Forschungen sein, v.a. die folgenden Kriterien des Ampelsystems zu bestimmen: wie sind freie Netzkapazitäten und eine gewährleistete Versorgungssicherheit zu definieren, an wen kommuniziert der Netzbetreiber die Ampelphase in welcher Form und mit welcher Ankündigungszeit, etc.

Flexibilisierung der Netzentgelte von GroßkundInnen

Als GroßkundInnen werden im Projekt Nichthaushalte wie Industrie und Gewerbe, die aktuell leistungsgemessen abgerechnet werden, verstanden.

Auf Basis der Analyse in Flex-Tarif ist zu empfehlen, dass die Heranziehung des Viertelstundenmaximumwerts in kürzeren Intervallen als einem Monat erfolgen soll. Dies lässt eine (beschränkte) Reaktion der GroßkundInnen auf Marktpreisschwankungen zu, ohne zu unwirtschaftlichen Mehrkosten bei den Netzentgelten zu führen. Zusätzlich können schaltbare Lasten mit Pauschalen verrechnet werden. Die dominante Orientierung der Großindustrie an den Leistungsentgelten impliziert, dass arbeitsabhängige Entgelte nicht zwingend nötig sind.

Als langfristige Lösung ist auch im Bereich der GroßkundInnen das „Ampelsystem“ anzusehen (siehe KleinkundInnen). Eine Umsetzung des Ampelsystems ist im Vergleich zur

Gruppe der KleinkundInnen aufgrund teils vorhandener Automatisierungspotenziale und höheren beeinflussbaren Lasten/Verbräuchen pro VertragspartnerIn einfacher realisierbar.

3.2.2 Komponente „Energie“

Je nach Komplexität des Strompreismodells können vor allem jene Klein- und GroßkundInnen profitieren, die das Verständnis bzw. die zeitlichen Ressourcen und/oder die technischen (Automatisierung, Speicher, Eigenerzeugung) und organisatorischen (keine Störung von Routinen und Prozessen) Möglichkeiten haben.

Komplexere (z.B. dynamische) Strompreismodelle sind aufgrund der zu erwartenden höheren Effizienz am Energiemarkt grundsätzlich volkswirtschaftlich zu begrüßen und können indirekt positive Effekte auch auf jene KundInnen erzielen, die sich nicht am Lastverschiebungsmarkt beteiligen (können). Der Gesetzgebung und der Regulierungsbehörde der Energiewirtschaft ist zu empfehlen, im Rahmen ihrer Möglichkeiten, angesichts einer zukünftig eventuell gegebenen Notwendigkeit, für Verständlichkeit der Preismodelle, Wettbewerb und Schutz der Nichtzielgruppe zu sorgen.

3.3 Technologische Aspekte

3.3.1 Smart Metering und Automatisierung

Eine Einbeziehung von Smart Metern für kundenseitige Steuerungs- und Regelungsvorhaben wird auf Basis der Analyse als wirtschaftlich und technisch sinnvolle Komponente bei der Realisierung unterschiedlicher flexibler Tarifmodelle erachtet (jedoch auch als *nicht zwingend* nötig). Eine weitere Integration bereits bestehender Rundsteuersysteme im Haushaltsbereich durch die Netzbetreiber wird ebenfalls als sinnvoll erachtet. Jedoch wird hervorgehoben, dass eine Steuerungshoheit des Geräts durch den Endanwender bei bestimmten Prozessen sicherheitstechnisch relevant ist. Die größten kurzfristig zu hebenden technischen Lastverschiebungspotenziale sind im gewerblichen Bereich und bei Produktionsbetrieben zu finden.

Aus einer technischen Perspektive ist eine Automatisierung in allen Sektoren (Industrie, Gewerbe, Haushalt) möglich und könnte Effizienzsteigerungen bringen.

3.3.2 Kommunikation zu EndkundInnen

Für die Aufbereitung der tarifspezifischen Informationen für KundInnen sollten alle verfügbaren Medien zielgruppenorientiert in Betracht gezogen werden, wobei hier nicht nur Tarifinformationen bereitgestellt, sondern gleichzeitig bewusstseinsbildende Maßnahmen bei den KundInnen gesetzt werden sollten. Weiters wird empfohlen, Maßnahmen für die Datensicherheit und den Datenschutz zu treffen.

3.3.3 Endkundenseitige Erzeugung & Speicher

Potenziale im Bereich der kundenseitigen Erzeugung sind klar vorhanden, welche sich im Bereich der Haushalte und anderer Kleinkunden primär auf die Stromgenerierung aus Photovoltaikanlagen beziehen. Im Großkundenbereich ist auf das vielfach ungenutzte Potenzial von industriellen Kraft-Wärme-Kälte-Kopplungen hinzuweisen, die grundsätzlich

bedarfsorientiert gefahren werden können. Im Kontext von flexiblen Tarifen kann eine kundenseitige Erzeugung Effizienzgewinne bringen. Eine Ausnutzung lokaler Erzeuger-Verbraucher-Synergien ist in Kombination mit Lastmanagement sowie Strom- und Wärme- bzw. Kältespeichern und flexiblen Tarifen zu empfehlen. Zukünftige Entwicklungen kundenseitiger Speicher sollten schon bei der Entwicklung auf System- und Netzansprüche und die Ermöglichung einer Lastverschiebung abzielen. Eine frühzeitige Berücksichtigung von potenzialträchtigen neuen Technologien wie im Bereich der Elektromobilität sowie stationärer Speichersysteme ist empfehlenswert, um Synergien effektiv auszunutzen.

3.4 Soziale Aspekte

3.4.1 Motivation & Akzeptanz der KundInnen

Ausschlaggebende Faktoren, die auf die Motivation und Akzeptanz der KundInnen, einen Tarif zu wählen und sich diesem entsprechend zu verhalten, einwirken, sind in der folgenden Tabelle aufgeschlüsselt.

Tabelle 3-1: Ausschlaggebende Faktoren, die auf die Motivation und Akzeptanz der KundInnen (Betriebe und Haushalte), einen Tarif zu wählen und sich diesem entsprechend zu verhalten, einwirken. Quelle: eigene Zusammenstellung auf Basis von Experteninterviews und analysierter Literatur.

Ausschlaggebende Faktoren	Auswirkung auf die realisierte / realisierbare Lastverschiebung
Bessere Verständlichkeit des Tarifmodells (bei Tarifwahl)	+
Höherer Zeitaufwand zur Reaktion auf die aktuellen Tarifänderungen (z.B. müssen bei Echtzeittarifen die aktuellen Tarife beachtet werden) (wenn Tarif bereits gewählt)	-
Bessere Qualität / Angemessenheit des Kommunikationstools	+
Mehr Möglichkeiten zur Adaption der täglichen Abläufe entsprechend den Vorgaben des Tarifs (Tarif-Informationen vorhanden) (wenn Tarifinformation bereits verarbeitet)	+
Hoher Nutzen der Energiedienstleistung zu einem bestimmten Zeitpunkt	-
Höhere Zeitdauer der Lastverschiebung	-
Höhere Häufigkeit der Lastverschiebung (z.B. Event-Tarife)	-
Höheres individuelles Potenzial zur Lastverschiebung	+
Bessere Möglichkeiten der Voll-Automatisierung (Automatische Reaktion auf Tarif- oder Steuersignale)	+
Bessere Möglichkeiten der Semi-Automatisierung (z.B. Programmierung von Geräten)	+
Bessere Speichermöglichkeit (Batterie, Kessel, andere)	+
Höhere Preisspreizung / jährliche Kostenreduktion	+

Auf Basis der empirischen Erhebungen wird empfohlen, anfänglich den Fokus der flexiblen Preisgestaltungsmodelle im Strombereich auf bestimmte Zielgruppen zu legen, die entsprechende Lastverschiebungsmöglichkeiten und Motivationen (technische Möglichkeiten/Potenzial in Kombination mit Reaktionsmöglichkeiten) haben. Durch geeignete Anreize kann dadurch das Lastverschiebungspotenzial bei der jeweiligen Zielgruppe mobilisiert werden, sodass eine vorteilhafte Situation für Netzbetreiber/Lieferant und KundInnen gleichermaßen eintritt.

3.4.2 Zielgruppen: interessierte vs. interessante Kundengruppen

Auf Basis der durchgeführten Analyse wird davon ausgegangen, dass flexible Tarife wahrscheinlich nicht die Mehrheit der Bevölkerung ansprechen werden. Auch im Kontext von flexiblen Stromtarifen gilt, dass unterschiedliche Kundengruppen unterschiedliche soziodemografische Charakteristika, Lebensstile, Handlungsmöglichkeiten und Verhaltensweisen aufweisen. Auf Basis der Analyse ist anzunehmen, dass an flexiblen Tarifen interessierte KundInnen eine oder mehrere der folgenden Charakteristika aufweisen:

- Affinität zu neuen, innovativen Technologien und IT-Anwendungen
- Allgemeines Interesse, Motivation und Flexibilität
- Freiwillige Verschiebung des Stromverbrauchs
- Große Rolle von Image und Prestige
- Kostenbewusstsein und monetäres Interesse in Relation zu einem eventuellen Komfortverlust
- Relevante Höhe des Stromverbrauchs und entsprechende Lasten
- Technische Voraussetzungen sind gegeben

Die Durchführung einer Lastverschiebung bzw. die Wahl eines flexiblen Tarifs muss für Anbieter und Nachfrager vorteilhaft sein. Die Analyse zeigt, dass sich die interessierten Kundensegmente über andere Kriterien (Einstellung) charakterisieren lassen als die für Netzbetreiber und Lieferanten interessanten Kundensegmente (Verbrauchsmenge und Verbrauchszeitpunkt). Folglich sind für zukünftige flexible Strompreismodelle eine Kunden- und Marktsegmentierung erforderlich. Im Zuge dieser Segmentierungen erscheint eine Differenzierung der Preismodelle für verschiedene Kundengruppen (Haushalt, Gewerbe und Industrie) und innerhalb dieser wesentlich.

3.4.3 Verteilungseffekte – Umverteilungswirkung

Grundsätzlich sind die Verteilungseffekte hinsichtlich der Kostenverteilung bei einer Entgeltfestlegung auf die Kundengruppen relativ klar, da aktuell durch die Definition der Kostenwälzung im EIWOG 2010 weitgehend vorgegeben ist, wer die Netzkosten zu tragen hat. Grundsätzlich muss die Regulierungsbehörde gleiche Verbraucher einer Netzebene gleich behandeln. Auf den Netzebenen kann nicht/kaum auf einzelne (z.B. „interessante“ oder bedürftige) Kundensegmente eingegangen werden. Hinzu kommt, dass eine unterschiedliche Bewertung (Entgelte) innerhalb der Kundengruppen administrativ sehr komplex wäre. Da keine Differenzierung möglich erscheint, sind Netzentgelte für die Allgemeinheit wirtschaftlich verträglich und verständlich zu gestalten.

Nicht verschiebbare Lasten, z.B. aufgrund von bestimmten Nutzensituationen bei Haushalten sowie von Prozessen in Unternehmen, schließen Kundengruppen zum Teil aus. Je nach Komplexität des Preismodells (Komponente Energie) ist es vorrangig jenen KundInnen möglich, durch Lastverschiebung von flexiblen Strompreisen zu profitieren, die über ein tatsächlich realisierbares Potenzial, das Verständnis bzw. die Zeit und/oder die technischen Möglichkeiten (Automatisierung, Speicher, Eigenerzeugung) verfügen. Wird der aktuell am Markt verfügbare Strom energetisch und wirtschaftlich effizienter genutzt (wenn auch nur von Einzelnen), so können sich indirekt die resultierenden positiven ökonomischen Effekte (z.B. allgemein günstigeres Strompreisniveau) auch auf nicht an der Lastverschiebung beteiligte Kundengruppen auswirken.

Flex-Tarif

Entgelte und Bepreisung zur Steuerung von Lastflüssen im Stromnetz

Simon Moser¹, Johann Mayr²

¹ Energieinstitut an der JKU Linz

² TU Graz – Institut für Elektrische Anlagen

Projektbericht 2/9

***Einleitung und Rahmenbedingungen für Entgelte und Bepreisung
zur Steuerung von Lastflüssen im Stromnetz***

Linz und Graz, September 2014

Vorwort

Im Rahmen des Projektes „Flex-Tarif“ werden die Zielsetzungen sowie die ökonomischen, rechtlichen, technischen und sozialen Rahmenbedingungen einer Realisierung vorhandener Lastverschiebungspotenziale analysiert. Das Projekt untersucht die rechtliche Zulässigkeit und die Effektivität von unterschiedlichen Tarifmodellen und leitet Zielkonflikte, technische Voraussetzungen und Barrieren sowie soziale Effekte ab.

Der vorliegende Projektbericht **2/9 „Einleitung und Rahmenbedingungen“** wurde im Rahmen dieses Projektes erstellt. Weitere Projektberichte des Projektes Flex-Tarif sind:

1/9: Executive Summary

2/9: Einleitung und Rahmenbedingungen

3/9: Methode und Arbeitsdefinitionen

4/9: Rechtsanalyse

5/9: Anreizwirkung und Effektivität von flexiblen Tarifen

6/9: Erzeugungsseitige Systemnutzungsentgelte

7/9: EndkundInnen-seitige Automatisierung, Kommunikation, Erzeugung und Speicherung

8/9: EndkundInnen: Motivation, Akzeptanz und Verteilungseffekte

9/9: Handlungsempfehlungen



Das Projekt Flex-Tarif wird im Rahmen der 2. Ausschreibung des Programms *Energy Mission Austria* vom Klima- und Energiefonds beauftragt und finanziert.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	4
1.1	Problemstellung	4
1.2	Das Projekt Flex-Tarif.....	5
2	Rahmenbedingungen	5
2.1	Lastverschiebungspotenziale bestehen.....	5
2.1.1	Lastverschiebung in der Industrie.....	6
2.1.2	Lastverschiebung im Gewerbe	7
2.1.3	Lastverschiebung in der kommunalen Infrastruktur	8
2.1.4	Lastverschiebung in Haushalten	8
2.2	Smart Metering als Voraussetzung für flexible Tarife.....	9
2.3	Wirkweise flexibler Tarife.....	10
2.3.1	Vom theoretischen zum realen Lastverschiebungspotenzial	10
2.3.2	Technische Möglichkeiten zur kundInnenseitigen Lastverschiebung	11
2.4	Ziel- bzw. Interessenskonflikte bei der Tarifwirkung.....	12
2.4.1	Exklusive Verhaltensänderung	12
2.4.2	Ziel- bzw. Interessenskonflikte	13
2.4.3	Liberalisierung und Unbundling	14
2.4.4	Dominanz der Versorgungssicherheit in kritischen Situationen	15
2.4.5	Das Ampelkonzept (BDEW, 2013)	15
2.5	Das Produkt Strom – die EN 50160.....	17

1 Einleitung

Derzeit werden den meisten StromkundInnen unabhängig von den tatsächlich verfügbaren Erzeugungs- und Netzübertragungskapazitäten ein bestimmter Strompreis und ein bestimmtes Netzentgelt pro verbrauchte kWh verrechnet bzw. ein Entgelt für die maximal bezogene Leistung in einem bestimmten Zeitraum veranschlagt. Durch eine **Flexibilisierung der Netzentgelt-Komponente** könnte die Höhe des eingehobenen Betrags die aktuelle Auslastung und Stabilität des Stromnetzes deutlicher widerspiegeln, durch eine **Flexibilisierung der Energiepreis-Komponente** wiederum könnte die aktuelle Auslastung der zur Verfügung stehenden Erzeugungskapazitäten widergespiegelt und somit nötigenfalls auf Engpässe verursachergerechter reagiert werden. Durch die Flexibilisierung der Tarife kann die Entscheidung der KundInnen beeinflusst werden, zu welchen Zeitpunkten sie elektrische Energie verstärkt oder vermindert konsumieren.

Eine Flexibilisierung des Tarifs impliziert im Rahmen des Projekts Flex-Tarif den Ansatz eines Lieferanten bzw. Netzbetreibers, elektrische Lasten bzw. Verbräuche zu verschieben. Dieses Ziel wird schon heute z.B. mit zeitabhängigen Tag-Nacht-Tarifen und schaltbaren Lasten verfolgt: Der Stromkonsum wird in Zeiten schwacher Netzauslastung, meist in die Nacht, verlagert (weil gegenwärtig aufgrund geringer Nachfrage in dieser Zeit niedrigere Tarife als tagsüber angeboten werden). Das heißt:

- Eine Flexibilisierung der Strompreiskomponente „Netz“ zielt auf eine Realisierung des Lastverschiebungspotenzials durch den Netzbetreiber ab.
- Eine Flexibilisierung der Strompreiskomponente „Energie“ zielt auf eine Realisierung des Lastverschiebungspotenzials durch den Lieferanten ab.

Die fortschreitende Umsetzung intelligenter Netze, die einfachere Erfassung des tageszeitabhängigen Verbrauchs durch Smart Meter und die verstärkte Ausstattung von KundInnen mit Geräten, auf die IKT-basiert zugegriffen werden kann (Smart Home/Building/Office), erlauben eine (im Vergleich zu vor wenigen Jahren) einfachere, kostengünstigere, weniger zeitaufwändige und mitunter automatisierte Verschiebung elektrischer Lasten. Die KundInnen als AdressatInnen und AnbieterInnen der Lastverschiebung sowie Netzbetreiber oder Lieferanten als Nachfrager der Lastverschiebung sind die wichtigsten Marktteilnehmer am Lastverschiebungsmarkt.

1.1 Problemstellung

Flexible Tarife zielen (hier) auf die Realisierung einer Lastverschiebung ab, wobei die Lastverschiebung im Projekt Flex-Tarif als einziges strategisches Ziel der flexiblen Tarife angesehen werden kann.¹ Dagegen steht der Lastverschiebung eine Mehrzahl von strategischen, übergeordneten Zielsetzungen gegenüber:

- Generell ist in den vergangenen Jahren eine Steigerung des Stromverbrauchs zu verzeichnen (2002 bis 2012: 17% Steigerung).² Die Verbrauchssteigerung stellt die Notwendigkeit eines Ausbaus der Verteil- und Übertragungsnetze in den Raum.
- Die bedeutendste Problemstellung ist die rasche Veränderung der Stromerzeugungs- bzw. Einspeisestrukturen. Volatile und/oder dezentrale Erzeugungsanlagen machen

¹ ExpertInnen weisen auch auf die Imagewirkung und Produktdifferenzierung durch neue Preismodelle von Lieferanten hin, die aktuell nicht zwingend strategische bzw. systemrelevante Zielsetzungen verfolgen.

² Statistik Austria (2013): Bilanz der elektrischen Energie. Erstellt am 16.12.2013.

einen steigenden Anteil an der Stromproduktion aus. Es gilt, diese Strommengen optimal zu verwenden, während die Versorgungssicherheit gewährleistet bleibt und ein durch diese Erzeuger bedingter Ausbau des Stromnetzes verzögert oder weitgehend vermieden wird.

1.2 Das Projekt Flex-Tarif

Vorangehende Projekte stellen klar, dass Lastverschiebungspotenziale vorhanden sind (vgl. Kapitel 2.1). Vom reinen Vorhandensein von Lastverschiebungspotenzialen bis zu deren Realisierung sind viele Schritte zu setzen, welche aber u.a. aufgrund sozialer, rechtlicher, ökonomischer und/oder technischer Barrieren nicht oder nur schwer durchgeführt werden können.

Flex-Tarif analysiert die Effektivität von flexiblen Tarifen bei KundInnen (Haushalte, Gewerbe und Industrie) zur Erreichung der strategischen Ziele der Lastverschiebung,³ wobei insgesamt 15 Varianten wie z.B. lastabhängige, zeitabhängige, dynamische, schaltbare und Eventtarife betrachtet werden.

„Tarife“ bzw. „Tarifmodell“ wird hier als Überbegriff für die Ausgestaltung des Netzentgelt- und/oder Energiepreismodells verwendet.

Zunächst findet eine Analyse der unterschiedlichen Auswirkungen eines Tarifs auf die strategischen Zielsetzungen der Lastverschiebung im Rahmen von Smart Grids statt. Die Aspekte Versorgungssicherheit, Verzögerung des Netzausbaus, Integration erneuerbarer Energien und Verbesserung von Energieeffizienz werden im Projekt als Zielsetzungen für ein Smart Grid identifiziert (vgl. Projektbericht 3/9).

In einem weiteren Schritt werden die Möglichkeiten der KundInnen, überhaupt auf die Anreize eines flexiblen Tarifmodells reagieren zu können, untersucht. Um eine Last verschieben zu können, sind die grundsätzliche Möglichkeit und Bereitschaft der Kunden Energiedienstleistungen zu verschieben erforderlich und eventuell eine Automatisierung und moderne Geräte, kundInnenseitige Speicher und v.a. eine effektive Kommunikation in Richtung der KundInnen (Übermittlung der aktuellen Tarifinformationen) zielführend.

Neben einer rechtlichen Betrachtung von flexiblen Tarifen, v.a. von flexiblen Netzentgelten, weist das Projekt auch auf die Bedeutung der Segmentierung der KundInnen hinsichtlich ihrer Motivation und Interessen (d.h. Umstieg auf neuen Tarif und Durchführung der Lastverschiebung) hin und zeigt die mit den Tarifen verbundenen Verteilungseffekte auf.

2 Rahmenbedingungen

2.1 Lastverschiebungspotenziale bestehen⁴

Das Projekt Flex-Tarif zielt darauf ab, die Wege, Möglichkeiten und Restriktionen der Realisierung vorhandener Lastverschiebungspotenziale bei allen Kundengruppen zu beleuchten. Kein Ziel ist, Lastverschiebungspotenziale (neu) zu berechnen. Zur Darstellung,

³ In den Arbeitsdefinitionen im Projektbericht 3/9 werden als strategische Ziele der Lastverschiebung die Integration volatiler erneuerbarer elektrischer Energie, die kurzfristige Versorgungssicherheit, die Vermeidung bzw. Verzögerung des Netzausbaus und die energetische Energieeffizienz abgeleitet.

⁴ Textteile dieses Kapitels wurden aus dem Vorgänger-Projekt „LoadShift“ entnommen, an dem die Autoren maßgeblich beteiligt waren.

dass Lastverschiebungspotenziale in Österreich vorhanden sind, wird auf die Vorgänger-Studie „LoadShift“⁵ zurückgegriffen. Im Projekt LoadShift wurden die Potenziale der Verschiebung der Elektrizitätsnachfrage erhoben und die ökonomischen, technischen, rechtlichen und organisatorischen Aspekte dieser Verschiebung analysiert. Das Projekt untersuchte die Potenziale dabei getrennt für die Sektoren Industrie, gewerbliche Anwendungen, Haushalte und kommunale Infrastruktur, liefert konsistente Schätzungen für den Aufwand verschiedener Grade der Potenzialausschöpfung und leitet Kostenkurven für Österreich ab.

2.1.1 Lastverschiebung in der Industrie

„LoadShift“ analysierte Prozesse und Anwendungen in sieben Industriezweigen in Österreich hinsichtlich ihrer Lastverschiebungspotenziale.⁶ Die betrachteten Produktionsbereiche weisen unterschiedlich geeignete Voraussetzungen für Lastverschiebung auf. Die in Abbildung 2-1 folgende Kostenkurve wurde dabei im Projekt LoadShift abgeleitet. Zu realistischen Kosten von 200,- Euro sind etwas mehr als 200 MW zu realisieren.

Im ebenfalls im Projekt LoadShift verfassten „Hemmniskatalog“,⁷ der Barrieren und Restriktionen der Realisierung der Lastverschiebung in einem Sektor auflistet, sind für die Industrie überblicksmäßig folgende Hemmnisse gelistet:

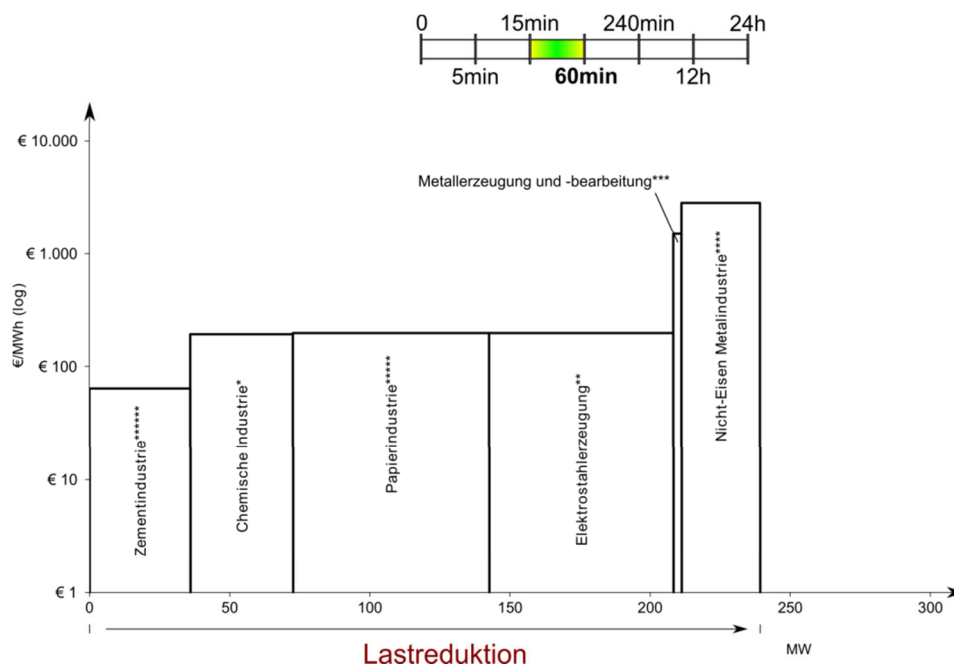
- Komplexität der Prozesstechnik
- Zusammenspiel von IKT und Netzbetrieb
- Hürden im Marktbereich
- Kenntnisstand über Lastmanagement
- Organisatorische & systemische Herausforderungen an den Betrieb
- Unsicherheit der wirtschaftlichen Betrachtung
- Mangelnde gesellschaftliche Akzeptanz

⁵ Kollmann A., de Bruyn K., Moser S., Schmidthaler M., Amann C., Elbe C., Schmutzner E., Kraußler A., Reinhofer-Gubisch M., Pucker J., Frantes B. (2014): LoadShift – Lastverschiebung in Haushalten, Industrie, Gewerbe und kommunaler Infrastruktur – Potenzialanalyse für Smart Grids. Endbericht, 2014.

⁶ Ebenda, Arbeitspapier 4/9.

⁷ Ebenda, Arbeitspapier 9/9.

Abbildung 2-1: Cost Curve Sektor Industrie (16-59 min). Quelle: LoadShift.⁸



*Chemische Industrie: Über den Jahresstromverbrauch gewichtete durchschnittliche Kosten berechnet aus den Kosten pro MW.

**Elektrostahl: Die österreichweit erhobenen Lastverschiebungspotenziale sind vor allem in Hinblick auf die hohe Wertschöpfung in diesem Sektor nur unter Bereitstellung adäquater Anreizstrukturen möglich. Eine Ausschöpfung eines Teils des Verlagerungspotenzials ist zu Kosten von rund 200 €/MWh möglich.

***Metallerzeugung und -bearbeitung: Die verschiebbare Leistung wurde unter der Annahme eines konstanten Leistungsbedarfs berechnet. Das ausgewiesene Potenzial ist als Untergrenze anzusehen, da vielfach Chargenbetrieb anstelle kontinuierlicher Betriebsweisen angewandt wird. Die Kosten für Lastverschiebungsmaßnahmen stellen mit 1.500 €/MWh aus aktueller Sicht kaum realisierbare ökonomischen Grenzen der Anreizbereitstellung dar.

****Nichteisenmetalle: Unternehmen im Sektor Nichteisen-Metalle weisen eine große Heterogenität auf. Das gesamtstaatliche Energieverschiebepotenzial wird von 800 bis 7.200 MWh p.a. identifiziert. Je nach Ausgestaltung des Anreizsystems steht dieses Potenzial zu Kosten von rund 2.850 € je MWh zur Verfügung. Auf die eingeschränkte Vergleichbarkeit der Kostenstruktur sei beispielsweise im Vergleich zum Leitmarkt Deutschland hingewiesen.

*****Papierindustrie: Betrachtet wurden Prozesse am Holzplatz, in der Altpapieraufbereitung und bei der Holzstoffherstellung.

*****Zementindustrie: Annahme der Verschiebbarkeit von 12 % (Verlagerbare Energie/Strombedarf) des Jahresstromverbrauchs berechnet aus den deutschen Werten für Zement und Rohrmöhlen (Klobasa et al., 2009). Wert für Steine, Erden, Glas aus der Cost Curve von Berger et al. (2012).

2.1.2 Lastverschiebung im Gewerbe

Bei der Analyse des Potenzials im Gewerbe im Rahmen von LoadShift⁹ gehen die Autoren v.a. auf die Lebensmittelkühlung sowie die Konditionierung von Dienstleistungsgebäuden ein. Signifikante 60 Minuten-Potenziale sind feststellbar, aber eng mit den Rahmenbedingungen verknüpft. Daher lassen sich auch mangels Detailinformationen für Dienstleistungsgebäude keine Kosten angeben. Für die Lebensmittelkühlung liegen Kosten in der hohen Bandbreite von 25 – 280 €/MWh vor.

⁸ Ebenda, Arbeitspapier 0/9.

⁹ Ebenda, Arbeitspapier 5/9.

2.1.3 Lastverschiebung in der kommunalen Infrastruktur

Im Projekt LoadShift¹⁰ wurde weiters die kommunale Infrastruktur hinsichtlich bestehender Lastverlagerungspotenziale beleuchtet. Abwasserreinigungsanlagen weisen im Zeitraum bis zu 60 Minuten nur Verschiebungspotenziale von 2-3 MW in ganz Österreich auf, kurzzeitiger (bis 15 min) stehen aber 21-26 MW zu Kosten von 80-170 Euro/MWh zur Verfügung.

Anhand eines Fallbeispiels stellen die Autoren fest, dass aktuell noch keine ökonomischen Anreize für Investitionen in die Flexibilisierung von Wasserversorgungssystemen vorliegen. Jedoch konnte auch gezeigt werden, dass Flexibilitäten grundsätzlich vorliegen und eventuell im Zuge zukünftiger innovativer Geschäftsmodelle, bspw. durch das Pooling der Anlagen mehrerer Gemeinden, genutzt werden könnten.

2.1.4 Lastverschiebung in Haushalten

Das Potenzial für den Bereich Haushalte wurde im Rahmen des Projekts LoadShift¹¹ durch die nunmehrigen Projektpartner in Flex-Tarif berechnet.

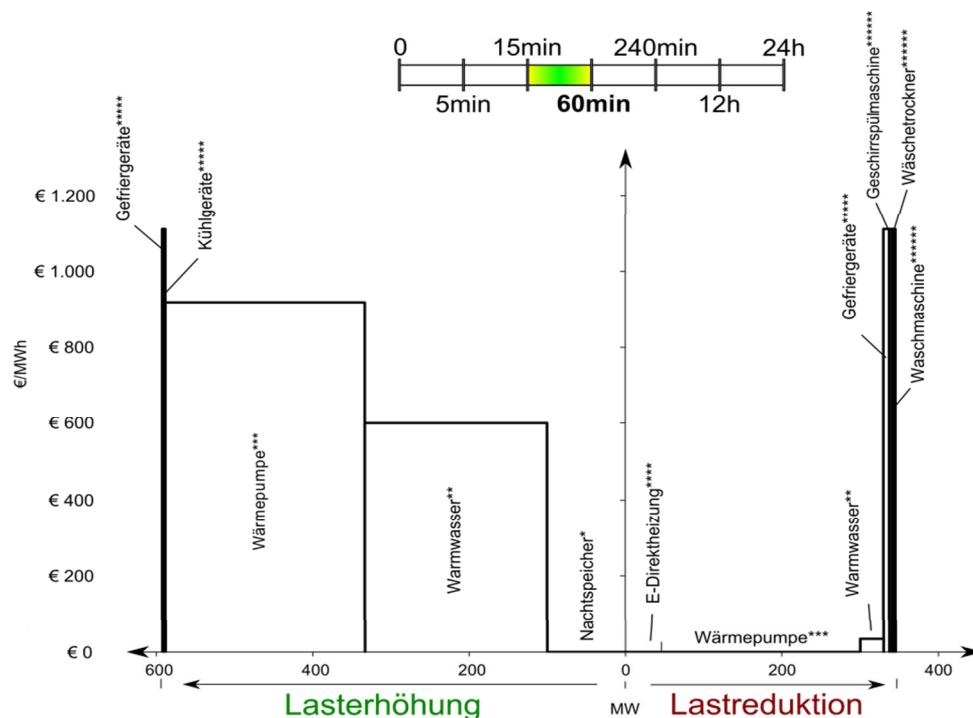
Für die Lastverschiebung in Haushalten wurden nur jene Anwendungen betrachtet, die in Relation zum durchschnittlichen jährlichen Gesamtstromverbrauch relevant sind. Bei den Potenzialen ist klar ersichtlich, dass thermische Anwendungen für Heizung und Warmwasser die höchsten Potenziale aufweisen (Abbildung 2-2). Bei diesen wurden potenzielle Komforteinbußen bereits bei der Potenzialberechnung beachtet und das beschriebene Lastverschiebungspotenzial erfordert daher keine Verhaltensänderung. Auch wenn diese thermischen Anwendungen das Potenzial anderer Geräte wie Waschmaschine, Trockner, Geschirrspüler, Kühl- und Gefriergeräte deutlich übersteigen, sind letztere nicht zu vernachlässigen, speziell dann, wenn sie über ein Smart Home System automatisch geschaltet werden können.

Die Geräte von Haushalten befinden sich im Gegensatz zu den einzelnen bzw. großen, v.a. industriellen Potenzialen im Niederspannungs- bzw. Verteilnetz. Gilt es nicht, generell große Windenergieparks oder Photovoltaikanlagen zu integrieren oder das Gesamtnetz zu stabilisieren (Frequenz), sondern geht es um die Power Quality im Verteilnetz, so sind eventuell auch kleinere Lasten zur Laststeuerung im Netz von Interesse. Sind die Technologien des Smart Homes zukünftig besser etabliert und Alltagsanwendungen, so sind die Potenziale zu geringen Kosten nutzbar.

¹⁰ Ebenda, Arbeitspapier 7/9.

¹¹ Ebenda, Arbeitspapier 6/9.

Abbildung 2-2: Kostenkurve für den Sektor Haushalte (16-59 min), Quelle: Werte gemäß Arbeitspapier 6/9 Haushalte.



* Nachtspeicherheizungen werden definitionsgemäß primär nachts geladen. Da es sich nachts um einen Zeitraum mit schwachen Lasten und geringen Energiepreisen handelt, wird hier kein Erfordernis zur Last- oder Verbrauchsreduktion angenommen. Eine (beschränkte) Lasterhöhung kann tagsüber durch Freischaltung des Zählers und entsprechendes, teilweises Nachladen der Geräte erfolgen.

** Die Warmwasserbereitung kann zu einer Lastreduktion nur in dem Ausmaß beitragen, in dem Boiler zum jeweiligen Zeitpunkt betrieben werden. Eine Abschaltung wäre nach Installation eines Zweitählers möglich. Ist der Zähler freigeschaltet, ist eine Aufheizung aller nicht sowieso in Betrieb befindlichen Warmwasser-Boiler möglich. Zur Aktivierung ist eine reine Freischaltung nicht ausreichend und es bedarf einer Ansteuerung über IKT.

*** Wärmepumpen werden schon aktuell am schaltbaren Zweitstromzähler installiert. Eine Lastreduktion kann durch Abschaltung des Zählers erfolgen. Ist dieser freigeschaltet, ist eine Aufheizung aller nicht sowieso in Betrieb befindlichen Wärmepumpen möglich. Zur Aktivierung ist jedoch eine reine Freischaltung des Zählers nicht ausreichend und es bedarf einer Ansteuerung über IKT.

**** Elektrodirektheizungen haben keinen integrierten Wärmespeicher. Aufgrund eines angenommenen Dauerbetriebs wird kein Lasterhöhungspotenzial attestiert. Eine (begrenzte) Lastreduktion ist jedoch über einen schaltbaren Zweitstromzähler möglich.

***** Kühl- und Gefriergeräte eignen sich nur bei Verfügbarkeit ausreichender IKT (Smart Home) zur Lasterhöhung und -reduktion, da manuelle Schaltungen mit Unsicherheiten (z.B. Verderb von Lebensmitteln) verbunden sind. Für Kühlgeräte liegt nach einer Stunde kein Lastreduktionspotenzial vor.

***** Ungeladene Waschmaschinen, Wäschetrockner und Geschirrspüler stehen nicht für eine Einschaltung zur Verfügung (kein Lasterhöhungspotenzial). Tageszeitabhängig können zur Lastreduktion deutlich höhere Potenziale zur Verfügung stehen. Es ist anzunehmen, dass über ein Smart Home auch Waschmaschinen, Wäschetrockner und Geschirrspüler, elektrische Heizsysteme bzw. Wärmepumpen oder die Warmwasserbereitung angesteuert werden können, womit die Kosten pro MWh sinken würden und ein umfassender Zugang zu allen relevanten Haushaltsgeräten möglich ist.

2.2 Smart Metering als Voraussetzung für flexible Tarife

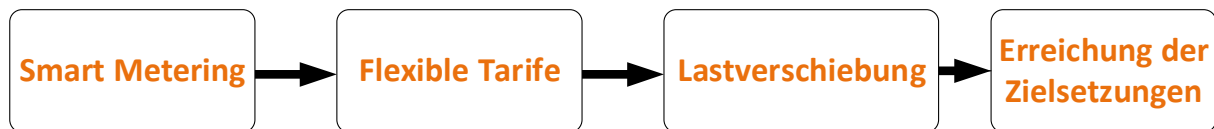
Flexible Tarife, welche zur praktischen Umsetzung eine zeitgenaue Aufzeichnung der Verbrauchs- oder Lastdaten, die zur Abrechnung heranziehbar sind, erfordern, sind ohne Smart Meter nicht wirtschaftlich realisierbar.¹² Einige flexible Tarife können schon aktuell mit den üblichen Ferrariszählern abgerechnet werden. Hierzu zählen v.a. schaltbare und Tag-

¹² Dies trifft v.a. auf nicht lastgemessene KleinkundInnen z.B. mit einfachen Ferrariszählern zu.

Nacht-Tarife. Die Aufzeichnung und Abrechnung von Echtzeittarifen, zeitlich feiner gegliederten zeitabhängigen Tarifen (Time of Use) und Event-Tarifen ist jedoch ohne Smart Meter nicht wirtschaftlich möglich (Quelle: ExpertInneninterviews sowie Kollmann et al., 2013).¹³

Kausal folgt aus der nicht möglichen Verrechnung der (relevanten) flexiblen Tarife, dass flexible Tarife nicht angeboten werden (können), folglich kundInnenseitig keine Lastverschiebung durchgeführt wird und wiederum in Folge die strategischen Zielsetzungen¹⁴ einer Lastverschiebung im Smart Grids nicht erreicht werden können (Abbildung 2-3).

Abbildung 2-3: Smart Metering als Voraussetzung für flexible Tarife, die Realisierung der Lastverschiebung und die Erreichung der Zielsetzungen eines Smart Grids.

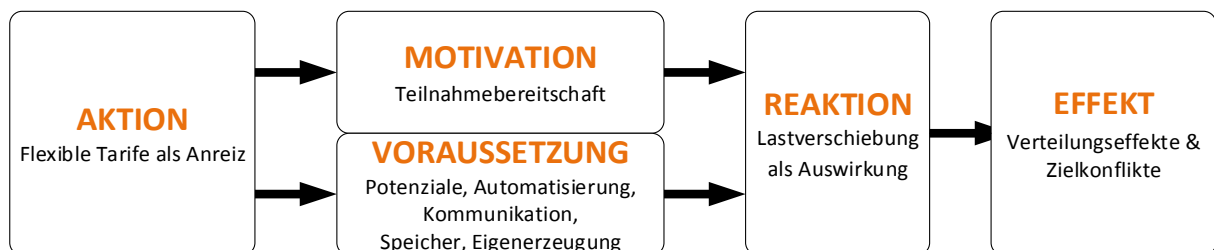


2.3 Wirkweise flexibler Tarife

2.3.1 Vom theoretischen zum realen Lastverschiebungspotenzial

Primäres Themenfeld von Flex-Tarif sind die Voraussetzungen und Barrieren für die Realisierung eines vorhandenen Lastverschiebungspotenzials. Diese sind überblicksmäßig in Abbildung 2-4 illustriert.

Abbildung 2-4: Ablauf der Realisierung von Lastverschiebungspotenzialen. Quelle: Eigene Abbildung.



Aktion: Flexible Tarife können für KundInnen einen von einem Netzbetreiber, Lieferanten oder eingebundenen Dritten gesetzten Anreiz zur Lastverschiebung darstellen. Es ist vorerst nachrangig, ob die Last von den KundInnen selbst verschoben wird oder durch einen anderen Akteur. KundInnen sind Haushalte, Gewerbe und die Industrie. Als Anreiz sind nicht nur monetäre Anreize zu werten, sondern auch nicht-monetäre (z.B. ökologische oder

¹³ Kollmann A., Moser S., de Bruyn K., Schwarz M., Fehring K. (2013): Smart Grids Begleitforschung: Smart Metering im Kontext von Smart Grids. Studie im Auftrag des BMVIT. Energieinstitut an der JKU Linz, Linz, Dezember 2013.

¹⁴ In den Arbeitsdefinitionen im Projektbericht 3/9 werden als strategische Ziele der Lastverschiebung die Integration volatiler erneuerbarer Elektrizität, die kurzfristige Versorgungssicherheit, die Vermeidung bzw. Verzögerung des Netzausbaus und die energetische Energieeffizienz abgeleitet.

soziale),¹⁵ die mit dem Tarif (und der damit verfügbaren Information zur Verhaltensoptimierung) einhergehen.

Motivation: Die Teilnahmebereitschaft von KundInnengruppen unterscheidet sich. Es gilt zu analysieren, welche KundInnengruppen interessant und welche KundInnengruppen interessiert sind.

Voraussetzungen: Es können selbst von gewillten (z.B. umweltbewussten) KundInnen keine Lasten bzw. Verbräuche sinnvoll verschoben werden, wenn sie kein Potenzial haben oder keine Informationen, wie und wann sie die Last bzw. den Verbrauch verschieben sollen. Automatisierung, kundInnenseitige Speichermöglichkeiten (z.B. Batterien oder thermische Speicher wie Boiler) und Eigenerzeugung (v.a. PV) spielen eine wesentliche Rolle für das Potenzial.

Reaktion: KundInnen reagieren auf die Anreize, soweit die Aspekte Motivation und Voraussetzungen dies ermöglichen oder herausfordern.

Verteilungseffekte: Aufgrund der unterschiedlichen Möglichkeiten von KundInnen, auf flexible Tarife zu reagieren und in Folge von diesen zu profitieren, ist eine Besser- bzw. Schlechterstellung von bestimmten KundInnengruppen zu erwarten.

Zielkonflikte ergeben sich hinsichtlich der möglichen Zielsetzungen einer Lastverschiebung, z.B. konterkarieren die Interessen von Netzbetreiber und Lieferant in manchen Situationen (vgl. Kapitel 2.4).

2.3.2 Technische Möglichkeiten zur kundInnenseitigen Lastverschiebung

Grundsätzlich lassen sich drei **Punkte der Einflussnahme mittels flexiblen Tarifen** ableiten.

- Die erste Möglichkeit zur Einflussnahme bietet eine Zu- oder Abschaltung bzw. Begrenzung des Stromflusses über den Stromzähler. Hier hat der Kunde bzw. die Kundin nur einen beschränkten Einfluss, sobald er/sie sich für ein bestimmtes Tarifmodell entschieden hat.
- Die zweite Möglichkeit zur Einflussnahme bietet die direkte Bereitstellung entsprechender Informationen und/oder Anreize an die KundInnen selbst, die dann eigenverantwortlich Geräte in oder außer Betrieb nehmen.
- Die dritte Möglichkeit zur Einflussnahme bietet die direkte (Fern-)Steuerung eines Geräts durch den Verteilernetzbetreiber oder einen Lastmanager, wobei der Kunde bzw. die Kundin diese Steuerung freigeben muss (z.B. durch Anschluss an einen anderen Stromkreis oder durch Abschaltung der Automatisierung).

Somit können folgende Möglichkeiten des Zugriffs auf Zähler oder der Information der KundInnen genannt werden:

- Netzbetreiber könnten, sofern dies z.B. über die Regulierung gedeckt oder durch andere Gesetzgebung sogar gefordert wird, direkt auf Zähler der KundInnen zugreifen. Die Schaltbarkeit findet v.a. bei Sekundär- oder gerätspezifischen Stromkreisen (d.h. kaum am Hauptzähler) Anwendung. Damit hat der Netzbetreiber im Rahmen der Regulierung, der Gesetzgebung und/oder des angebotenen Tarifs die

¹⁵ Als ökologischer Anreiz ist z.B. eine anteilmäßige Steigerung des Verbrauchs erneuerbarer Energien zu identifizieren. Beispiele für soziale Anreize können soziale Normen („verschwende keine Energie“) oder „Vorzeigetaten“ (z.B. Imagewirkung von modernen Geräten oder Produkten) sein.

Möglichkeit, Lasten am Zähler frei- oder abzuschalten bzw. zu kontrollieren. Befindet sich hinter dem Zähler (im jeweiligen Augenblick) keine nachgefragte Last,¹⁶ ist auch keine Zuschaltung dieser Last möglich.

- Netzbetreiber haben im Rahmen der Regulierung, der Gesetzgebung und/oder des angebotenen Tarifs die Möglichkeit, KundInnen durch Preissignale¹⁷ oder Geräte durch Steuersignale¹⁸ zu beeinflussen.
- Lieferanten haben die Möglichkeit, KundInnen durch Preissignale¹⁹ oder Geräte durch Steuersignale²⁰ zu beeinflussen. Lieferanten haben nicht die Möglichkeit, Zähler des Kunden zu schalten.

In den ExpertInneninterviews (zur Methode vgl. Arbeitspapier 3/9) wird klar, dass die erste Möglichkeit primär bzw. nach heutigem Stand exklusiv den Netzbetreibern zuzurechnen ist. Die zweite Möglichkeit wird vorrangig von den Lieferanten als Umsetzungsmöglichkeit in den kommenden Jahren angesehen bzw. sind solche Tarifmodelle schon verfügbar (vgl. „Smart Meter Tarif“ der ENAMO GmbH²¹). Die dritte Möglichkeit bedingt, dass weitgehend auf automatische Abläufe zurückgegriffen werden kann, um die Opportunitätskosten gering zu halten. Als Übergangsvariante zwischen zweiter und dritter Möglichkeit sind aktuelle Konzepte zur Teilnahme von industriellen GroßkundInnen am Regelenergiemarkt anzusehen.

Unterschiedliche Motivatoren beeinflussen den Netzbetreiber und den Lieferanten, ihren KundInnen flexible Tarife anzubieten: Der Fokus des Netzbetreibers liegt auf dem stabilen Betrieb des Netzes im Rahmen der Kapazitäten. Der Fokus des Vertriebs liegt auf einem möglichst kosteneffektiven Verhältnis aus Stromeinkauf, Stromverkauf und Ausgleichsenergie.

2.4 Ziel- bzw. Interessenskonflikte bei der Tarifwirkung

2.4.1 Exklusive Verhaltensänderung

Die Interessen von Netzbetreiber oder Lieferanten können divergieren. Entsprechend setzen sie Anreize, die KundInnen auffordern, seine Last zu senken oder zu erhöhen. Senkt oder erhöht der/die einzelne Kund/in nun seine/ihre Last, folgt er/sie damit einer der beiden Interessen. Divergieren also die Interessen, ist die Verhaltensänderung der einzelnen KundInnen exklusiv zunutze eines Akteurs.

¹⁶ Als Beispiele lassen sich vollständig geladene Warmwasserspeicher oder Nachtspeicherheizungen anführen bzw. elektrische Heizsysteme im Sommer: Wird der Zähler dann vom Netzbetreiber freigeschaltet, führt dies zu keiner Lasterhöhung.

¹⁷ Vgl. nach Tag und Nacht bzw. Sommer und Winter unterscheidende Entgeltfestsetzung für manche Entgeltvarianten in der Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2012-Novelle 2014.

¹⁸ In ExpertInneninterviews wird dargestellt, dass der Netzbetreiber alle ihm möglichen Mittel zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit anwenden darf. Hätte ein Netzbetreiber also die Möglichkeit zur Schaltung von Geräten, wäre dies im Extremfall erlaubt.

¹⁹ Vgl. bereits aktuell HT/NT-Preismodelle oder den Smart-Meter-Tarif der ENAMO GmbH.

²⁰ Z.B. im Rahmen eines Smart Homes, das webbasiert Steuer- oder Preissignale an den angeschlossenen Geräten verarbeitet.

²¹ ENAMO (k.D.): Preisinformation Smart Meter für Privatkunden. http://www.linzag.at/cms/media/linzagwebsite/dokumente/wohnungenergie_1/strom_3/strom_neu_172_012/Privatstrom_SMART.pdf (2014-09-23).

2.4.2 Ziel- bzw. Interessenskonflikte

KundInnen sind AnbieterInnen der Lastverschiebung und Netzbetreiber sowie Lieferanten sind Nachfrager der Lastverschiebung. Die monetären und nicht-monetären Interessen der Angebotsseite (KundInnen) werden vorerst nicht beachtet. Es sind die folgenden Interessenslagen von Netzbetreiber und Lieferant gegeben:

- Netzbetreiber verfolgen die Zielsetzung einer effizienten Versorgungssicherheit. Es ist ihre gesetzliche Aufgabe, die Qualität des Produkts Strom zu gewährleisten (Power Quality) und die Versorgung mit diesem sowohl kurzfristig (Ausfallvermeidung) als auch langfristig (Netzausbau) zu gewährleisten. Die Einflüsse auf die Zielsetzungen sind primär physikalischer und oftmals sehr lokaler Natur.
- Lieferanten verfolgen die Zielsetzung einer effizienten Versorgung. Allgemein gilt, dass es ist ihre betriebswirtschaftliche Zielsetzung ist, Umsätze zu generieren und Kosten zu senken,²² wobei auch nicht-monetäre Kosten und Nutzen (z.B. Imagewirkung) zu beachten sind. Daraus leitet sich ein Anreiz zu einem verstärkten Absatz günstiger Elektrizität,²³ einem verringerten Absatz (sehr) teurer Elektrizität und einer Minimierung des Ausgleichsenergiebedarfs ab. Die Einflüsse auf die Zielsetzungen sind primär marktgetrieben und meist überregionaler Natur.

In vielen Situationen sind die Interessenslagen der Netzbetreiber und der Lieferanten kongruent. Dies muss jedoch nicht in allen Situationen der Fall sein. Dann führen Anreize eines Akteurs zu Lastverschiebungen der KundInnen, die den Interessen des anderen Akteurs entgegenwirken. KundInnen reagieren auf die Kombination der aktuellen Kosten der Komponenten Netz und Energie. Divergieren die Interessen von Netzbetreiber und Lieferant, so kann die Last bzw. der Verbrauch der KundInnen nur einer Interessenslage folgen.

Beispiele:

- Der Lieferant würde in einer Situation, in der Strom aufgrund einer starken Einspeisung aus volatilen Quellen zu günstigen Preisen zur Verfügung steht, Anreize für einen weiteren Mehrverbrauch setzen, während aber vielleicht in bestimmten Netzabschnitten keine Übertragungskapazitäten mehr zur Verfügung steht und der Netzbetreiber daher Verbrauch und/oder Einspeisung reduzieren möchte.
- Der Lieferant würde in einer Situation, in der Strom aufgrund einer sehr geringen Einspeisung aus volatilen Quellen nur zu teuren Preisen zur Verfügung steht, Anreize für einen Wenigerverbrauch setzen, während aber in den meisten Netzabschnitten freie Übertragungskapazitäten zur Verfügung steht und der Netzbetreiber daher Verbrauch und/oder Einspeisung zulassen und begünstigen könnte.

Die Beeinflussung der KundInnen zur Lastverschiebung erfolgt durch monetäre Anreize, also durch (flexible) Netzentgelte und/oder (flexible) Preise für die Energiekomponente. Divergieren die Interessen und die über Entgelte und Preise gesetzten Anreize von Netzbetreiber und Lieferant, so kann die Gesamtlast auf KundInnenseite schlussfolgernd nur einem der beiden Interessen folgen.

²² Zur theoretischen Gewinnmaximierung bzw. Kostenminimierung von Unternehmen siehe Pindyck R., Rubinfeld D. (2009): Mikroökonomie. 7. Auflage. Pearson Studium. ISBN 9783827372826.

²³ Ceteris paribus implizieren eine Mehreinspeisung von volatiler erneuerbarer Elektrizität geringere Großhandels- bzw. Marktpreise und eine Wenigereinspeisung höhere Großhandels- bzw. Marktpreise.

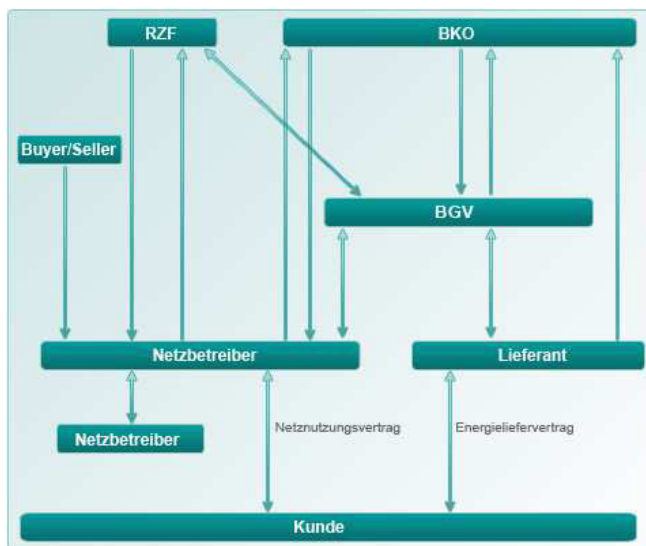
Dennoch lässt sich aus dem deutschen E-Energy-Programm ableiten, dass sich aus divergierenden Interessen nur selten kritische Situationen ergeben. Aufgrund von Preiselastizitäten von nur 0,11²⁴ ist auch bei drastischen Preissenkungen nur eine relativ geringe Erhöhung der Verbrauchsmenge zu erwarten (Karg et al., 2013, S.161f).²⁵ Wie beschrieben kann die Situation dann kritisch sein, wenn bereits hohe Lasten im Netz gegeben sind und auch geringe Steigerungen die Versorgungssicherheit gefährden würden.

2.4.3 Liberalisierung und Unbundling

Nur kurz sei auf die mit der Liberalisierung des Strommarkts einhergehende Entflechtung (das Unbundling) eingegangen: Die von der EU vorangetriebene Liberalisierung erbrachte eine Regulierung des monopolistischen Netzbetreibers und eine Marktöffnung für quasi alle anderen wesentlichen Akteure am Strommarkt. Von den ExpertInnen wurde auch darauf eingegangen, dass ein nicht entflochtenes EVU eine Zusammenführung der Interessen eines Netzbetreibers und eines Lieferanten bedeuten würde; daher sei erwähnt, dass im Projekt Flex-Tarif ein entflochtener Strommarkt, also eine strikte Trennung von Netzbetreiber und Lieferant sowie den damit verbundenen gesetzlichen Grundsätzen, als Gegebenheit angesehen und eine Optimierung unter diesen gegebenen Bedingungen angestrebt wird.

Eine schematische Darstellung des Strommarktes in Österreich bietet die folgende, auf der Website des österreichischen Regulators bereitgestellte Grafik (Abbildung 2-5). Daraus geht deutlich hervor, dass KundInnen nur in direktem Kontakt mit Netzbetreiber und Lieferant stehen. Diese sind also die Interessenten bzw. Initiatoren einer Lastverschiebung und damit neben den KundInnen die wesentlichen Akteure.

Abbildung 2-5: Schematische Darstellung der Akteure des Strommarktes in Österreich. Wesentlich für Flex-Tarif ist, dass KundInnen nur in Beziehung zu Netzbetreiber und Lieferant stehen. RZF = Regelzonenführer, BKO = Bilanzgruppenkoordinator, BGV = Bilanzgruppenverantwortlicher. Quelle: E-Control (2014).²⁶



²⁴ Preiselastizität der Nachfrage, $e = 0,11$: die verbrauchte Menge reduziert sich bei einer Preisverdoppelung um 11%.

²⁵ Karg L., Kleine-Hegemann K., Wedler M., Jahn C. (2013): E-Energy Abschlussbericht. Ergebnisse und Erkenntnisse aus der Evaluation der sechs Leuchtturmprojekte. B.A.U.M.

²⁶ E-Control (2014): Der Strommarkt in Österreich. Homepage der E-Control. <http://www.e-control.at/de/marktteilnehmer/strom/strommarkt> (2014-09-19).

2.4.4 Dominanz der Versorgungssicherheit in kritischen Situationen

Flexible Kosten für die beiden Strompreiskomponenten „Netz“ und „Energie“ führen zu einer Flexibilität des Verbrauchs bzw. der Last. Es ist auf Basis einer Betrachtung der Anreize und der Ergebnisse der ExpertInneninterviews davon auszugehen, dass in akut netzkritischen Situationen (oder zur Vorbeugung dieser) eine Dominanz des Netzbetreibers bei der Signalgebung notwendig ist.

KundInnen bewerten die Sicherheit der Versorgung um ein Vielfaches höher als aktuelle Marktpreise. Dies wurde in Schmidthaler et al. (2012)²⁷ sowie Reichl et al. (2013)²⁸ auf Basis einer Erhebung der Ausfallkosten von Unternehmen, Einrichtungen und Institutionen sowie der Zahlungsbereitschaft von Haushaltskunden zur Vermeidung von Versorgungsunterbrechungen erhoben. Netzbetreiber kommen durch den Erhalt der Versorgungssicherheit ihren gesetzlichen Verpflichtungen nach. Für Lieferanten ist die Versorgungssicherheit ebenso Maxime, da ansonsten keine Lieferung möglich ist.

Es ist abzuleiten, dass

- in nicht kritischen Netz-Situationen weitgehende Freiheit für alle Akteure bestehen soll, wie sie Anreize setzen bzw. Lasten und Verbräuche verschoben werden.
- in kritischen Netz-Situationen ein exklusives Recht des Netzbetreibers gegeben sein soll, Lasten soweit möglich und nötig zu beeinflussen.
- in Situationen der Absehbarkeit aufkommender kritischer Netzzustände erscheint es sinnvoll, wenn der Netzbetreiber die Anreize anderer Akteure beschränken kann, d.h. die Interessen der Marktseite zurückgedrängt werden.

Diese situationsabhängige Vorgehensweise hat über das vom Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft vorgeschlagene „Ampelkonzept“ Bekanntheit erlangt. Das Ampelkonzept teilt die drei Situationen in die Phasen grün, gelb und rot und sieht ähnliche Vorgaben zur Interessensdurchsetzbarkeit der Akteure vor (vgl. 2.4.5).

2.4.5 Das Ampelkonzept (BDEW, 2013)²⁹

Wenn bei EndkundInnen eine Lastverschiebung realisiert wird, so folgen diese den tariflichen Informationen bzw. Anreizen (bzw. der Fernsteuerung) des Netzbetreibers oder eines anderen Akteurs (v.a. des Lieferanten). Die Interessen von Netz und Markt können divergieren; wenn sie divergieren, bedeutet eine Lastverschiebung, dass einem der beiden Interessen nicht nur nicht nachgekommen, sondern zuwider gehandelt wird. Um die Systemstabilität zu gewährleisten, wurde im deutschen Smart Grids-Forschungsprogramm E-Energy ein Ampelkonzept entwickelt, das von BDEW (2013, S.15-18) beschrieben wird.³⁰

²⁷ Schmidthaler M., Reichl J., Schneider F. (2012): Der volkswirtschaftliche Verlust durch Stromausfälle – eine empirische Analyse für Haushalte, Unternehmen und den öffentlichen Sektor. Perspektiven der Wirtschaftspolitik, Blackwell Publishing Ltd, 2012, 13, S. 308-336.

²⁸ Reichl J., Schmidthaler M., Schneider F. (2013): The Value of Supply Security: The Costs of Power Outages to Austrian Households, Firms and the Public Sector. Energy Economics 36, S. 256 – 261.

²⁹ BDEW (2013): BDEW-Roadmap – Realistische Schritte zur Umsetzung von Smart Grids in Deutschland. BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. Berlin, 11. Februar 2013. http://www.e-energy.de/documents/BDEW-Roadmap_Smart_Grids.pdf (2014-09-18).

³⁰ BDEW (2013, S.15) weist darauf hin, dass das vorliegende Konzept nicht mit „dem Ampelkonzept „ENTSO-E Regional Alarm and Awareness System (RAAS)“, welches nur auf Netzbetreiber begrenzt ist“, zu verwechseln ist.

Tabelle 2-1: Beschreibung des Ampelkonzepts. Quelle: Text übernommen aus BDEW (2013, S.15-18).

Das Ampelkonzept – Grundsätzliche Regeln für den künftigen Energiemarkt

Das Zusammenwirken aller marktrelevanten Rollen (Lieferanten, Händler, Erzeuger, Speicherbetreiber etc.) und der gesetzlich regulierten Rollen (Netzbetreiber, Messstellenbetreiber etc.) lässt sich anhand eines einfachen Ampelkonzeptes darstellen. Es ist ein verständliches Grundscheema, mit dem die zum Teil komplexen und vielfältigen Wechselwirkungen und Abhängigkeiten zwischen allen Marktteilnehmern, also den Netznutzern und systemverantwortlichen Netzbetreibern, beschrieben werden können.

Ziel des Ampelkonzeptes ist es, die Arbeitsteilung zwischen reguliertem und nicht-reguliertem Bereich bei der Steuerung/Regelung von Einspeisern und Verbrauchern zu definieren, sodass die jederzeitige Systemstabilität und ein freier Markt für intelligente Produkte sichergestellt werden. Die für die Systemstabilität verantwortlichen Netzbetreiber ermitteln den aktuellen und den prognostizierten Zustand ihrer Netzgebiete (drei Ampelphasen: „grün“, „gelb“, „rot“) und informieren hierüber die berechtigten Marktteilnehmer automatisiert und kontinuierlich. Diese nutzen die Informationen, um ihre Geschäftsmodelle optimal abzuwickeln bzw. um neue „intelligente“ Produkte anzubieten.

In der **„grünen Ampelphase“**, der „Marktphase“, liegen keine kritischen systemischen Netzzustände vor. Alle Marktprodukte können ohne Einschränkungen angeboten und nachgefragt werden. Der Markt kann seine Potenziale innerhalb der Energieversorgung über finanzielle Anreize ausschöpfen und damit einen wesentlichen Beitrag zur Integration fluktuierender Einspeisungen leisten. Der Netzbetreiber beobachtet das System. Dies schließt den Einsatz von Regelleistung nicht aus. In der **„roten Ampelphase“**, der „Netzphase“, liegt eine unmittelbare Gefährdung der Netzstabilität und Versorgungssicherheit vor. Der verantwortliche Netzbetreiber muss unmittelbar steuernd oder regelnd in eigene Betriebsmittel und den Markt (Erzeugungs-, Speicher- oder Verbrauchseinheiten) eingreifen. [...]

Die gelbe Phase - intelligentes Zusammenwirken von Netz und Markt

Grundsätzlich soll eine Entlastung der Netzkapazitäten erreicht und Netzausbau vermieden werden, indem Flexibilität im Markt beschafft wird. Übersteigen die Preise für Flexibilität die Kosten des Netzausbaus ist Netzausbau unvermeidlich.

Das intelligente Zusammenwirken von Netz und Markt findet insbesondere in der so genannten „gelben Phase“ statt, in der lokale und globale Systemengpässe, das heißt Engpässe in Verteil- und Übertragungsnetzen, durch alle Marktteilnehmer „bewirtschaftet“ und behoben werden. Der Markt kann weiterhin uneingeschränkt stattfinden.

Verteilte dezentrale Erzeugungsstrukturen führen zu komplexen Netzsituationen. [...]

Aus systemischer Sicht ist in der „gelben Phase“ folgender Mechanismus notwendig:

Der Netzbetreiber greift auf vertraglich zugesicherte Flexibilität zu (Erzeuger, Lasten, Speicher, etc.). [...] Im Ergebnis können Netznutzer ihr Verhalten anpassen und von der Beteiligung an der Sicherung der Systemstabilität profitieren. Zwangseingriffe gegenüber den Netznutzern gibt es hingegen während der gelben Phase nicht.

BDEW (2013) schließt mit der wesentlichen Aussage, dass die Parameter und Kriterien, über welche die Ampelphasen festgelegt werden, noch zu entwickeln sind.

2.5 Das Produkt Strom – die EN 50160

Das öffentliche Elektrizitätsversorgungsnetz (auch Verbundnetz) ist physikalisch, aus Gründen der Übertragungseffizienz sowie Betriebs- und Ausfallsicherheit, in mehrere Spannungs- und Umspannungsebenen (NE = Netzebenen) aufgeteilt:

- NE1 – Höchstspannungsebene (HHS > 150 kV, typ. 380 kV)
- NE2 – Umspannung von Höchst- auf Hochspannung (Direktanbindung von Verbrauchern bzw. Erzeugern höchster Leistung)
- NE3 – Hochspannungsebene (36 kV < HS ≤ 150 kV, typ. 110 kV)
- NE4 – Umspannung von Hoch- auf Mittelspannung (Direktanbindung von Verbrauchern bzw. Erzeugern hoher Leistung)
- NE5 – Mittelspannungsebene (1 kV < MS ≤ 36 kV, typ. 20 kV)
- NE6 – Umspannung von Mittel- auf Niederspannung (Direktanbindung von Verbrauchern bzw. Erzeugern mittlerer Leistung in der Niederspannung)
- NE7 – Niederspannungs-Verteilnetz-Ebene (NS < 1 kV, typ. 0,4 kV)

Die Übertragung erfolgt im Allgemeinen (bis zu Entfernungen von 400 km) mit Wechselstrom, aufgrund der leichteren und verlustärmeren Transformierbarkeit im Vergleich zu Gleichstrom. Wechselstrom wird in drei Einzelleitern zu einem phasenverschobenen System (Schwingungsmaxima zeitlich versetzt), als Drehstrom bezeichnet, zusammengefasst. Daraus ergibt sich der Vorteil der zusätzlichen Verlust- sowie Kostenreduktion gegenüber drei einzelnen Wechselstromsystemen.

Die Ebenen NE1 bis NE3 werden als Übertragungsnetze bezeichnet, da mit ihnen elektrische Energie über weite Distanzen übertragen werden kann. Ihr ursprünglicher Zweck ist die Übertragung von elektrischer Energie und Ausgleichsenergie sowie die Bereitstellung von Regelleistung, um die Systemstabilität bei unausgewogener Energiebilanz zwischen Erzeugung und Verbrauch zu gewährleisten. Durch die Liberalisierung des Elektrizitätsmarkts wurde dieses Paradigma gebrochen: durch den seither möglichen Handel elektrischer Energie an Strombörsen wird diese nunmehr als Ware hier auch „verteilt“. Diese Aufgabe kommt im Allgemeinen den Ebenen NE5 bis NE7 zu, den sogenannten Verteilnetzen (auch Verteilernetze). Hier wird elektrische Energie zu den jeweiligen, als Übergabestellen definierten, Orten im Netz geliefert, an denen ein Austausch zwischen zwei Vertragspartnern (üblicherweise als Netzbetreiber und Netznutzer bezeichnet) stattfindet.

Dieser Austausch erfolgt unter klar definierten Bedingungen und ist in diversen Normen und Vorschriften geregelt. Zum einen in den technischen und organisatorischen Richtlinien (kurz **TOR**) der zuständigen Elektrizitätsmarkt-Regulierungsbehörde (Energie Control Austria). Diesen Richtlinien müssen sich alle natürlichen oder juristischen Personen (Erzeuger, Netzbetreiber aber auch Kunden) unterwerfen, die am Elektrizitätsmarkt teilnehmen (anbieten, verteilen und beziehen) wollen. Zum anderen regeln einige unverbindliche Normen, die aber allgemein anerkannt sind, die Qualität des Produkts elektrische Energie. Auf nationaler Ebene ist dies vorwiegend die **ÖNORM EN 50160** für die physikalischen Eigenschaften von elektrischer Energie an der Übergabestelle. Des Weiteren wurde die Norm **IEC 61000-4-30** erarbeitet, um den sicheren Zusammenschluss von Erzeugern und Verbrauchern in einem gemeinsamen Verbundnetz zu regeln und zu gewährleisten.

Grundsätzlich besteht ein Unterschied zwischen dem physikalischen Energiefluss (Lastfluss) und dem kalkulierten Energietransfer bzw. den börsengehandelten Energiepaketen.

Elektrische Energie verteilt sich in jedem Leitungssystem nach bekannten physikalischen Gesetzmäßigkeiten aufgrund der momentanen Erzeugungs- bzw. Verbrauchssituation. Erzeuger heben das elektrische Potential an ihren Anschlussstellen durch Energieumwandlung an, ein Ausgleichsvorgang zu elektrisch leitenden, verbundenen Elementen mit niedrigeren Potentialen (Verbraucher) beginnt, dies ist als elektrischer Strom bekannt. Den Potenzialunterschied zwischen Erzeuger und Verbraucher nennt man Spannung. Eine elektrische Spannung tritt überall dort auf, wo unterschiedliche Potenziale vorherrschen, so auch zwischen den einzelnen Phasen des Drehstromsystems oder von Phase zu Erde bzw. Neutralleiter. Man kann somit auch den vorher definierten Übergabestellen eine Spannung zuordnen (laut Definition: vereinbarte Versorgungsspannung). Um einen Zusammenschluss vieler elektrischer Betriebsmittel (im Verbundnetz) sicherzustellen, wurden (Qualitäts-)Kriterien dieser Spannung festgelegt.

- Form, (Grund-)Frequenz und Höhe des zeitlichen Verlaufs der Spannung
- Oberschwingungsfrequenz³¹ und Höhe dieser Spannungen
- Symmetrie (und allgemein Phasenfolge) des Drehstromsystems
- Zeitlicher Verlauf in Intervallen des Effektivwerts (Gleichstromäquivalent der Wechselgröße) der Spannung
- „Flicker“: Eindruck der Unstetigkeit visueller Empfindungen, hervorgerufen durch zeitliche Schwankung der Leuchtdichte oder der spektralen Verteilung³²

Diese Anforderungen sind in allen Spannungsebenen nahezu identisch (Zahlenwerte können etwas variieren) und sind wie folgt festgelegt:

- Sinus-förmige Spannung mit einer Frequenz von 50 Hz ± 1 % zu 99,5 % eines Jahres mit einer definierten (effektiven) Spannungshöhe abhängig von der Netzebene (z.B. 10 kV als Nennspannung). 50 Hz ± 4 / ± 6 % müssen zu 100 % der Zeit eingehalten werden. Schnelle Spannungsänderungen (Erhöhungen und Einsenkungen) etwa aufgrund von Schalthandlungen im Bereich einiger Millisekunden (Anwendungsbereich definiert in EN 50160: 2011-03-01 und EN 61000-3-3) werden zudem toleriert, wenn zusätzlich deren Amplitudengrenzen eingehalten werden.
- Die ganzzahligen Vielfachen der Grundfrequenz unterliegen folgenden Grenzen (10-Minuten-Mittelwerte zu 95% der Zeit in einer Woche):
 - 3. Oberschwingung (150 Hz): 5 % des Effektivwerts der Grundschiwingung
 - 5. Oberschwingung (250 Hz): 6 % des Effektivwerts der Grundschiwingung
 - 7. Oberschwingung (350 Hz): 5 % des Effektivwerts der Grundschiwingung
 - usw. (Tabelle in EN 50160)
 - Zudem darf die Summe aller Oberschwingungseffektivwerte (THD) nicht 8 % der Grundschiwingung überschreiten.
- 95% der 10-Minuten-Mittelwerte des Effektivwertes der Versorgungsspannung jedes Wochenintervalls müssen innerhalb des Bereichs $U_n \pm 10$ % liegen und es müssen alle 10-Minuten-Mittelwerte des Effektivwertes der Versorgungsspannung innerhalb des Bereichs $U_n + 10\%/-15\%$ liegen.

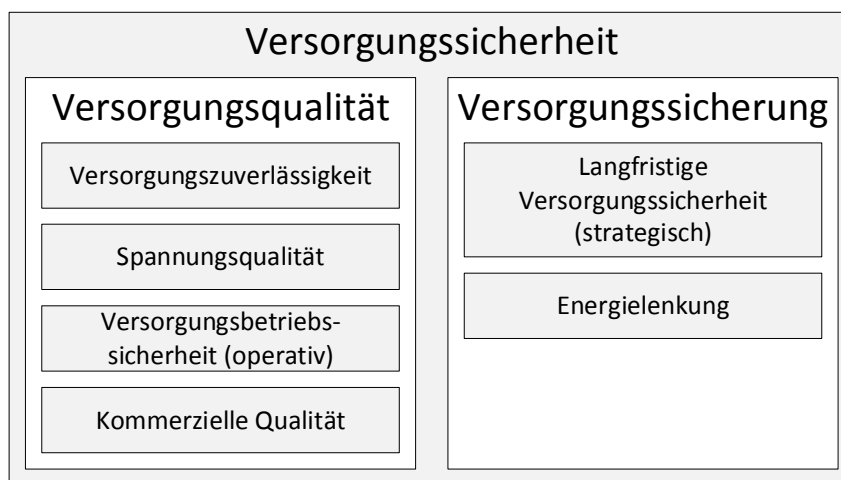
³¹ Oberschwingungen sind der Grundschiwingung überlagert und werden als Vielfache dieser definiert (bei 50 Hz ist die 3. Oberschwingung 150 Hz).

³² Das „Flickern“ (nicht Flackern) von Leuchtmitteln hat keine direkte Auswirkung auf Betriebsmittel per se, sondern wirkt (bewusst oder unbewusst) störend.

Diese Kriterien sind unter dem Sammelbegriff „Spannungsqualität“ vereint und gelten für den geregelten Netz-Normalbetrieb (Abweichungen können zwischen den Vertragspartnern vereinbart werden, solange der Gesamtbetrieb nicht gefährdet wird). Die meisten elektrischen Verbraucher sind zudem auf diese Grenzen ausgelegt. Es soll somit garantiert werden, dass alle geprüften Geräte funktionstüchtig über die gesamte technische Lebensdauer bleiben. Die EN 50160: 2011-03-01 definiert zudem Abweichungen von diesen Qualitätsparametern und legt Prüfverfahren zu deren Bestimmung fest.

Für die Versorgung mit elektrischer Energie existiert eine Reihe von weiteren Qualitätsparametern. All diese Parameter lassen sich laut IEC 61000-4-30 unter der Bezeichnung Versorgungssicherheit zusammenfassen, und werden wie in Abbildung 2-6 folgt eingeteilt.

Abbildung 2-6: Parameter bzw. Kategorien der Versorgungssicherheit. Quelle: E-Control, 2013.



Flex-Tarif

Entgelte und Bepreisung zur Steuerung von Lastflüssen im Stromnetz

Simon Moser¹, Christina Friedl¹, Ernst Schmutzner², Johann Mayr²

¹ Energieinstitut an der JKU Linz

² TU Graz, Institut für Elektrische Anlagen

Projektbericht 3/9

***Methode und Arbeitsdefinitionen
im Projekt Flex-Tarif***

Linz und Graz, September 2014

Vorwort

Im Rahmen des Projektes „Flex-Tarif“ werden die Zielsetzungen sowie die ökonomischen, rechtlichen, technischen und sozialen Rahmenbedingungen einer Realisierung vorhandener Lastverschiebungspotenziale analysiert. Das Projekt untersucht die rechtliche Zulässigkeit und die Effektivität von unterschiedlichen Tarifmodellen und leitet Zielkonflikte, technische Enabler und Barrieren sowie soziale Effekte ab.

Der vorliegende Projektbericht **3/9 „Methode und Arbeitsdefinitionen“** wurde im Rahmen dieses Projektes erstellt. Weitere Projektberichte des Projektes Flex-Tarif sind:

1/9: Executive Summary

2/9: Einleitung und Rahmenbedingungen

3/9: Methode und Arbeitsdefinitionen

4/9: Rechtsanalyse

5/9: Anreizwirkung und Effektivität von flexiblen Tarifen

6/9: Erzeugungsseitige Systemnutzungsentgelte

7/9: EndkundInnen-seitige Automatisierung, Kommunikation, Erzeugung und Speicherung

8/9: EndkundInnen: Motivation, Akzeptanz und Verteilungseffekte

9/9: Handlungsempfehlungen



Das Projekt Flex-Tarif wird im Rahmen der 2. Ausschreibung des Programms *Energy Mission Austria* vom Klima- und Energiefonds beauftragt und finanziert.

Inhaltsverzeichnis

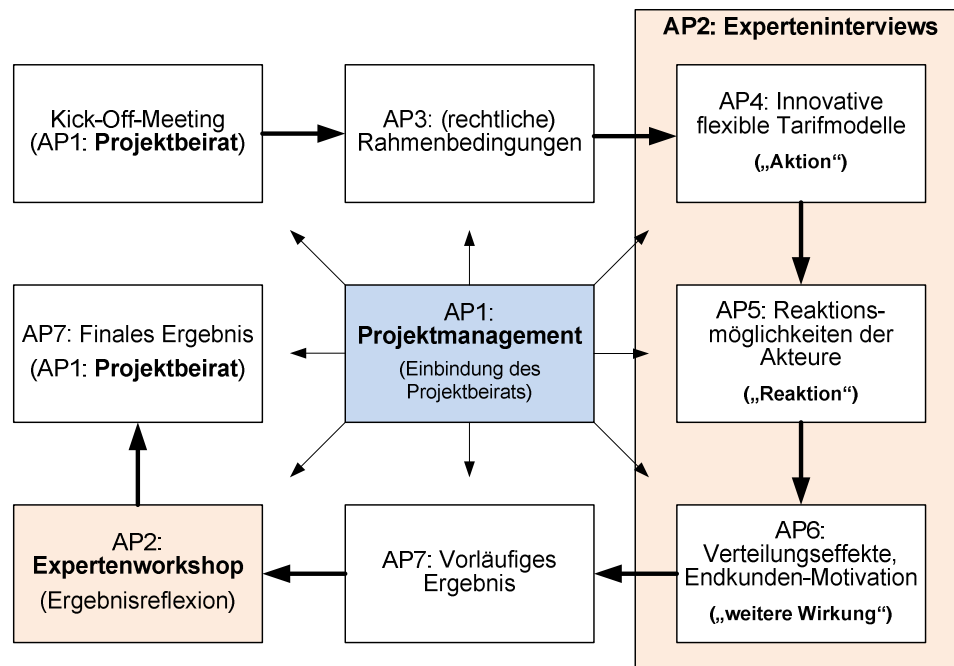
1	Das Projekt Flex-Tarif: Vorgangsweise und Methode	4
1.1	Projektablauf	4
1.1.1	Forschungsfragen gemäß Ausschreibungsleitfaden & Antrag	5
1.1.2	Ergänzender Zielkatalog	6
1.2	Durchführung der Experteninterviews	7
1.3	ExpertInnenworkshop.....	9
1.4	Quervergleich mit deutschen Ergebnissen	10
2	Arbeitsdefinitionen.....	11
2.1	Arbeitsdefinition „Lastverschiebung“.....	11
2.2	Strategische Zielsetzungen der Lastverschiebung	13
2.3	Arbeitsdefinitionen flexibler Tarife.....	15
2.3.1	Definition: Tarif, Preis, Entgelt	15
2.3.2	Definition des Begriffs „flexibler Tarif“	16
2.3.3	Benchmark.....	16
2.3.4	Varianten flexibler Tarife	17
3	Relevante Literatur	26
3.1	Flexible Tarife im Smart Grid.....	26
3.2	Analysen von flexiblen Tarifen.....	27
3.2.1	Wichtige Parameter bei last- und zeitvariablen Tarifen (Nabe et al., 2009).....	27
3.2.2	Neue Tarifmodelle (Stadler, Auer, Haas, 2004)	28
3.2.3	Entscheidungsfindung bei der Tarifwahl (Paetz et al., 2011)	28
3.2.4	Entscheidungsfindung bei der Tarifwahl (Dütschke et al., 2012)	29
3.2.5	Monetäre Einsparung bei der Tarifwahl (Paetz und Dütschke, 2011)	30
3.2.6	Bedeutung der Kundensegmentierung (Hayn et al., 2014)	30
3.2.7	Umverteilung durch die Einführung von flexiblen Tarifen (Horowitz und Lave, 2014) 31	
3.3	Analysen von Feldtests	31
3.4	Persistenz der Einsparung bzw. Lastverlagerung	32
3.5	Relevante Ergebnisse des Projekts LoadShift	33

1 Das Projekt Flex-Tarif: Vorgangsweise und Methode

1.1 Projektablauf

Folgender Ablauf wird im Projekt Flex-Tarif zur Ergebnisfindung vorgesehen. Eine entsprechende Einteilung in die jeweiligen Arbeitspakete wurde durchgeführt.

Abbildung 1-1: Überblick Projektablauf Flex-Tarif. Quelle: Eigene Darstellung



AP1 – Projektmanagement: Das Projektmanagement umfasst die Einbindung des Projektbeirats und die Dissemination.

AP2 – ExpertInneninterviews und ExpertInnenworkshop: Die Einbindung von ExpertInnen stellt die essenzielle Methode des Projekts dar und ist entsprechend methodisch korrekt zu gestalten. Da die ExpertInneninterviews themen- und damit arbeitspaketübergreifend durchgeführt werden, sind diese im Arbeitspaket 2 zusammengefasst (vgl. Kapitel 1.2).

AP3 – Analyse der Rahmenbedingungen: Der Status Quo der Festsetzung der Strompreiskomponenten wird erhoben und dabei wird ein Fokus auf die rechtlichen Anforderungen, d.h. die regulierten Preiskomponenten gelegt. Neue Tarifmodelle werden hinsichtlich eines Änderungsbedarfs der bestehenden nationalen Vorgaben evaluiert.

AP4 – Effektivität der flexiblen Tarife: Die Tarifmodelle setzen Anreize, auf welche die AkteurlInnen (EndkundInnen, Prosumer und Einspeiser) in Form einer tatsächlichen Lastverschiebung reagieren. Innovative Tarifmodelle werden hinsichtlich ihrer Effektivität mikroökonomisch untersucht. Die tarifinhärenten Anreize werden ebenso für die hypothetische Netzkostenbeteiligung der Erzeugungsseite beschrieben.

AP5 – Reaktionsmöglichkeiten der AkteurInnen auf flexible Tarife: Für das Ausmaß der Reaktion spielen die kundInnenseitige Kommunikation, die Automatisierung, die Speicher- und Eigenerzeugungsmöglichkeiten eine wesentliche Rolle.

AP6 – Verteilungseffekte und Akzeptanz: Es soll qualitativ geklärt werden, welche AkteurInnen bei einer Flexibilisierung Nutzen oder Kosten erzielen. Daneben ist die KundInnenakzeptanz (Tarifwahl) ein entscheidender Faktor für die Effektivität flexibler Stromtarife.

AP7 – abgeleitete Empfehlungen: Einflussfaktoren, die sich auf eine Zielsetzung positiv auswirken, können sich auf andere Zielsetzungen negativ auswirken. Diese Situationen werden evaluiert und Empfehlungen werden abgeleitet.

1.1.1 Forschungsfragen gemäß Ausschreibungsleitfaden & Antrag

Im Ausschreibungsleitfaden wurden die im Rahmen des Projekts zu erarbeitenden Fragestellungen angeführt. Die dargestellten Zielsetzungen entsprechen den Zielen des Projektantrags.

Tabelle 1-1: Forschungsfragen des Projekts Flex-Tarif gemäß Ausschreibungsleitfaden & Antrag

Fragestellung laut Ausschreibungsleitfaden
Welchen Beitrag können variable Netzentgelte und Energiepreise zur kurzfristigen Systemoptimierung und zur längerfristigen Investitionsvermeidung leisten?
Welche Entgelt-/Preiskomponenten sollten flexibilisiert werden? (Energiepreise vs. Netzentgelte; Netzanschluss vs. -nutzung; Leistung vs. Volumen, etc.)
Welche Reibungspunkte bestehen mit dem gegenwärtigen Regelrahmen bzw. der gegenwärtigen Netzregulierung?
Wie können variable Netzentgelte und Energiepreise transparent und diskriminierungsfrei und doch kostenreflektiv und zielführend berechnet bzw. festgelegt werden? (zentrale Berechnung vs. verhandelte Lösungen)
Welche Verteilungseffekte entstehen durch variable Netzentgelte und Energiepreise?
Welchen Beitrag können bzw. sollten Erzeuger zur Finanzierung der Netzinfrastruktur leisten (G-Komponente)?
Welchen Beitrag können bzw. sollten weitgehend autarke Subnetze zur Finanzierung der Netzinfrastruktur leisten (Microgrids)?
Welche Auswirkungen hätten variable Netzentgelte und Energiepreise auf andere, verwandte politische Ziele, wie zum Beispiel die Förderung erneuerbarer Energien und Energieeffizienz?
Welche neuen Möglichkeiten von innovativer Kommunikationstechnologie (IKT) im Energiesektor können für die Implementierung von variable Netzentgelte und Energiepreise genutzt werden?

1.1.2 Ergänzender Zielkatalog

Im Kick-Off-Meeting wurde vereinbart, einen Zielkatalog in Form jener Fragen auszuarbeiten, die im Projekt beantwortet werden sollen. Die dargestellten Zielsetzungen entsprechen den Zielen des Projektantrags.

Tabelle 1-2: Fragestellungen des Projekts Flex-Tarif in den jeweiligen Arbeitspaketen.

Fragestellungen nach Arbeitspaket
AP 3 Recht Bedarf es gesetzlicher Änderungen, um bestimmte Arten von flexiblen Tarifen anbieten zu können (Unterscheidung: reguliert – nicht reguliert)?
AP 4 Anreize Welche Arten von flexiblen Tarifen eignen sich, um die jeweiligen Zielsetzungen der Lastverschiebung (Integration erneuerbarer Energien, Vermeidung von Netzausbau, erhöhte Netzstabilität, effizienter Energieeinsatz, autarke Subnetze) zu erreichen? Welche weiteren Anreize setzen diese flexiblen Tarife und wie sind diese im gegebenen wirtschaftlichen, gesetzlichen und sozialen Rahmen zu bewerten?
AP 5 Technik Welche Formen der Kommunikation/Information in der Richtung zum Endkunden sind effektiv? Welche Rolle spielt die Automatisierung in der Lastverschiebung und welche Rolle wird sie in Zukunft spielen? Sind juristische Vorgaben zu erlassen und sind diese verhältnismäßig? Welche Rolle spielt die endkundenseitige Energiespeicherung in der Lastverschiebung und welche Rolle wird sie in Zukunft spielen? Sind juristische Vorgaben zu erlassen und sind diese verhältnismäßig? Welchen Lastverschiebungseffekt können flexible Tarife überhaupt erzielen und welche sind leicht erzielbar (Kombination mit AP 4)?
AP 6 Verteilungseffekte und Stakeholder-Akzeptanz Welche AkteurInnen können von einer Tarif-Flexibilisierung profitieren? Welche AkteurInnen tragen die Kosten einer Tarif-Flexibilisierung? Welche AkteurInnen reagieren auf eine Tarif-Flexibilisierung und warum bzw. warum nicht?
AP 7 Empfehlungen und Zielkonflikte Welche Einflussfaktoren sind für die Erreichung einer der Zielsetzungen der Lastverschiebung zu beachten? Welche Zielkonflikte existieren hinsichtlich der Erreichung der oben genannten Zielsetzungen? Können flexible Tarife einen essenziellen Beitrag zur Realisierung eines Smart Grid leisten?

1.2 Durchführung der Experteninterviews

Im Rahmen des Projektes wurde ein qualitativer Zugang gewählt, sodass als empirisches Erhebungsinstrument Experteninterviews vom Projektteam eingesetzt wurden. Es wurden leitfadengestützte Interviews durchgeführt, um eine Vergleichbarkeit bzw. einen Kontext der Aussagen und Ergebnisse zu gewährleisten. Diese wissenschaftliche Methodik bietet die Möglichkeit, eine/n ExpertIn face-to-face zu befragen. Beim Interview ist es Aufgabe des Interviewers, sich am konzipierten Leitfaden zu orientieren und die ExpertInnen zur Argumentation (wissenschaftliches Ziel der internen Validität) zu motivieren.

Um die unterschiedlichen Stakeholder- und Akteursgruppen abzudecken, wurden insgesamt 41 Interviews mit 49 Personen (an manchen Interviews nahmen mehrere Personen teil) im Zeitraum zwischen März 2014 und Juni 2014 durchgeführt. Dazu gehören die nationale Regulierungsbehörde der Energiewirtschaft (E-Control), Mitarbeiter eines Großteils der größeren österreichischen Netzbetreiber (Netz Oberösterreich GmbH, Wiener Netze GmbH, TINETZ-Stromnetz Tirol AG, Stromnetz Steiermark GmbH, Netz Niederösterreich GmbH, Vorarlberger Energienetze GmbH, Salzburg Netz GmbH, LINZ STROM NETZ GmbH), relevante Technologielieferanten und weitere relevante Stakeholder (Lieferanten, Interessensvertretungen, Policy Maker). Für das Projekt bzw. die Ergebniserzeugung wurden relevante ExpertInnen bereits im Zuge der Erstellung des Förderantrags angefragt, die ihr Interesse schriftlich bekundeten. Damit wurde eine Einbindung der Perspektiven und Positionen von essenziellen Stakeholdern zu einer Tarifflexibilisierung im Strombereich auf österreichischer Ebene gewährleistet. Im Rahmen der Erhebung wurden auch 5 internationale Experten interviewt, um Positionen und Erfahrungen aus anderen Ländern in das Projekt zu integrieren. Die im Projekt Flex-Tarif interviewten Expertinnen und Experten sind in Tabelle 1-3 und Tabelle 1-4 aufgelistet.

Für die Durchführung von leitfadenorientierten Experteninterviews wurde vorab ein Fragenkatalog vor dem Hintergrund der zu bearbeitenden Fragestellungen im Projekt Flex-Tarif erstellt. Die ausgearbeiteten Fragen wurden nach den rechtlichen, technischen, ökonomischen und sozialen Aspekten geclustert, welche auch im Projektbeirat am 11. Februar 2014 diskutiert und vereinbart wurden.¹ Diese inkludieren Fragen aus dem Projektantrag bzw. aus dem Ausschreibungsleitfaden von e!Mission.at (siehe Tabelle 1-1) sowie die ausgearbeiteten Fragen aus dem Zielkatalog basierend auf dem Projektbeiratstreffen im August (siehe Tabelle 1-2).

Die Themen der ExpertInneninterviews sind Arbeitspaket-übergreifend und beziehen sich auf die ökonomischen, technischen, rechtlichen und sozialen Aspekte hinsichtlich einer Flexibilisierung des Strompreises und Netzentgelte. Der Leitfaden wurde als Basis für die jeweiligen durchzuführenden Interviews erstellt, die Fragen kamen hier im Interviewverlauf abhängig von der befragten Expertin und dem Experten der jeweiligen Organisation/Institution zur Anwendung.

Durch die Einteilung der Fragen in Cluster hat bereits in der Konzeptionierungsphase des Leitfadens eine Kategorisierung der möglichen Fragen stattgefunden, die wiederum in Subkategorien eingeteilt werden. Damit wird bereits auch die Basis in Richtung Auswertung des Interviewmaterials getätigt. Die Auswertung erfolgt auf Basis der im Projekt formulierten Forschungsfragen – die Ergebnisse der qualitativ-empirischen Analyse fließen in die einzelnen Arbeitspapiere dieses Endberichts ein.

¹ Mitglieder des Projektbeirats sind der Klima- und Energiefonds, das BMVIT, das BMWFW, die Nationale Technologieplattform Smart Grids, die E-Control sowie Österreichs Energie.

Tabelle 1-3: Liste der interviewten Expertinnen und Experten (Österreich)

Name	Vorname	Institution/Unternehmen/Organisation
Abart	Andreas	Netz Oberösterreich GmbH
Ammer	Christian	TINETZ-Stromnetz Tirol AG
Angerer	Franz	Vertretung Land Niederösterreich
Bernhardt	Klaus	Fachverband der Elektro- und Elektronikindustrie
Brehmer	Reinhard	Wiener Netze GmbH
Brunner	Martin	Energy Services Handels- und Dienstleistungs GesmbH
Dell	Gerhard	Landesenergiebeauftragter des Landes Oö, in Vertretung für den oö. Landesrat für Energie und Konsumentenschutz
Ebnet	Silke	Energie-Control - Abteilung Volkswirtschaft
Eisner	Wolfgang	ENAMO GmbH
Fink	Johann	Vertretung Land Salzburg
Führer	Thomas	AMS Engineering GmbH
Fürst	Norbert	Energie-Control - Abteilung Tarife
Gamperer	Thomas	Kläranlage Asten
Hahn	Markus	ENAMO GmbH
Herzele	Dorothea	Bundesarbeiterkammer
Hiden	Rene	Energie Steiermark
Höblinger	Manfred	Stromnetz Steiermark GmbH
Hübsch	Claudia	Wirtschaftskammer Österreich
Jilek	Wolfgang	Steirischer Landesenergie-beauftragter
Kalab	Otto	Wirtschaftskammer OÖ
Keplinger	Siegfried	Umwelttechnik-Cluster / NREE
Korsitzke	Reinhard	cyberGRID
Lacher	Eva	Energie-Control - Abteilung Endkunden
Lugmair	Andreas	Siemens
Materazzi-Wagner	Christine	Energie-Control - Abteilung Strom
Nagl	Michael	Oö. energiepolitisches Planungsorgan
Ornter	Christina	Smurfit Kappa Nettingsdorfer
Pesendorfer	Hannes	voestalpine
Poultidis	Haralabos	Borealis
Pressl	Johann	Arbeiterkammer Stmk
Proidl	Harald	Energie-Control - Abteilung Energieeffizienz
Puntigam	Rupert	voestalpine
Sparlinek	Wolfgang	voestalpine
Simmler	Martin	Norske Skog
Struber	Herwig	Salzburg Netz GmbH
Tauschek	Ursula	Österreichs Energie
Thoman	Josef	Bundesarbeiterkammer
Türtscher	Johannes	Vorarlberger Energienetze GmbH
Unterweger	Andreas	Red Jack Heizung und Solar GmbH

Name	Vorname	Institution/Unternehmen/Organisation
Urban	Franz	Energie Consulting Urban
Urban	Maximilian	Netz Niederösterreich GmbH
Wedler	Michael	B.A.U.M
Weiss	Bertram	Verbund
Zimmerberger	Johannes	LINZ STROM NETZ GmbH

Tabelle 1-4: Liste der interviewten Expertinnen und Experten (international)

Name	Vorname	Institution/Unternehmen/Organisation
Darby	Sarah	ECI, University of Oxford
Labanca	Nicola	JRC, Ispra Italien
Lehto	Ina	Energia Adato Oy, Finnland
Mourik	Ruth	DuneWorks, Niederlande
van Elburg	Henk	Netherlands Enterprise Agency

1.3 ExpertInnenworkshop

In einem abschließenden ExpertInnenworkshop im Juli 2014 wurden die Ergebnisse und die abgeleiteten Handlungsempfehlungen präsentiert und diskutiert. Ziel des Workshops war die Präsentation der vorläufigen Ergebnisse der technischen, ökonomischen, sozialen und rechtlichen Analyse des Projekts Flex-Tarif, die auf den Vorarbeiten des Konsortiums und den Argumentationen der ExpertInnen aufbauen. Eingeladen wurden alle im Zuge des Projekts befragten ExpertInnen sowie die Mitglieder des Projektbeirats.

Der Workshop war als interaktive Feedback-Runde und als Möglichkeit der ExpertInnen, ihre Argumentationen direkt miteinander zu diskutieren, gedacht. Insgesamt nahmen knapp 25 Personen (ExpertInnen, Projektbeiratsmitglieder, Projektteam) an dem moderierten Workshop in Linz teil. Die Liste der TeilnehmerInnen am Workshop finden sich in Tabelle 1-5.

Tabelle 1-5: Liste der TeilnehmerInnen am ExpertInnenworkshop

Name	Vorname	Institution/Unternehmen/Organisation
Ammer	Martina	Umwelttechnik-Cluster / NREE
de Bruyn	Kathrin	Energieinstitut an der JKU Linz
Eisner	Wolfgang	ENAMO GmbH
Friedl	Christina	Energieinstitut an der JKU Linz
Führer	Thomas	AMS Engineering GmbH
Fürst	Norbert	E-Control
Ghaemi	Sara	AIT
Hahn	Markus	ENAMO GmbH
Korsitzke	Reinhard	cyberGRID
Mayr	Johann	TU Graz / AIT
Moser	Simon	Energieinstitut an der JKU Linz

Name	Vorname	Institution/Unternehmen/Organisation
Newertal	Josef	E-Control
Pezenka	Dominik	Bundesarbeiterkammer
Poultidis	Haralabos	Borealis
Schmautzer	Ernst	TU Graz
Schmidbauer	Elisabeth	Salzburg Netz GmbH
Steinmüller	Horst	Energieinstitut an der JKU Linz
Taus	Hans	Wiener Netze GmbH
Tauschek	Ursula	Österreichs Energie
Vones	Gerald	BMFWF
Wedler	Michael	B.A.U.M. Group
Weiss	Bertram	Verbund
Zimmerberger	Johannes	LINZ STROM NETZ GmbH

1.4 Quervergleich mit deutschen Ergebnissen

In das Projekt wurde mittels Werkvertrag die deutsche B.A.U.M. Consult GmbH eingebunden, welche die Begleitforschung des deutschen Großforschungsprojekts E-Energy leitete. B.A.U.M. brachte das gewonnene Fachwissen als Feedback zu den abgeleiteten Handlungsempfehlungen (vgl. Projektbericht 9/9) ein und verglich die Ergebnisse des Projekts Flex-Tarif mit den Erkenntnissen in Deutschland.

Seitens B.A.U.M. Consult GmbH wurde primär Michael Wedler in das Projekt eingebunden. Er moderierte den ExpertInnenworkshop und brachte den Hauptteil des inhaltlichen Feedbacks ein. Weiteres Feedback wurde von Kerstin Kleine-Hegermann beigesteuert. Aufgrund der Vereinbarung mit den (anderen) befragten ExpertInnen, Inhalte nur anonymisiert wiederzugeben, werden die Beiträge von Michael Wedler und Kerstin Kleine-Hegermann in den Berichtsteilen von Flex-Tarif ebenfalls als ExpertInnen-Input betitelt.

2 Arbeitsdefinitionen

Zur Abgrenzung und Klarheit der verwendeten Begriffe wurden Arbeitsdefinitionen erstellt, auf Basis derer die Projektergebnisse aufbereitet werden konnten. Auch allgemein benötigte Arbeitsdefinitionen, die nicht nur zur methodischen Bearbeitung, sondern auch zum Verständnis der Projektziele im Allgemeinen notwendig sind, werden hier festgelegt.

- **Strategische Zielsetzungen:** Flexible Stromtarife haben das alleinige Ziel, elektrische Lasten zu verschieben. Dagegen sind die Gründe, warum elektrische Lasten verschoben werden sollen, vielfältig. Als Beispiele für diese „übergeordneten Zielsetzungen“ seien eine umfassende Integration erneuerbarer Energien oder eine Vermeidung des Netzausbaus angeführt.
- **Flexible Tarife:** Generell ist die Bezeichnung „flexibler Tarif“ eher als Überbegriff denn als exakte Beschreibung zu verstehen. Die in der Arbeit betrachteten flexiblen Tarifstrukturen werden definiert.

Ähnlich den Tarifen gibt es nicht die repräsentativen KundInnen, sondern eine sehr heterogene Zusammensetzung dieser, sowohl im privaten als auch gewerblich-industriellen Sektor, wodurch eine Gruppierung bzw. Kategorisierung vonnöten ist. Auf diese wird im Arbeitspapier 8/9 eingegangen, da sich gezeigt hat, dass die Bearbeitung der KundInnensegmente selbst ein essenzielles Forschungsthema ist.

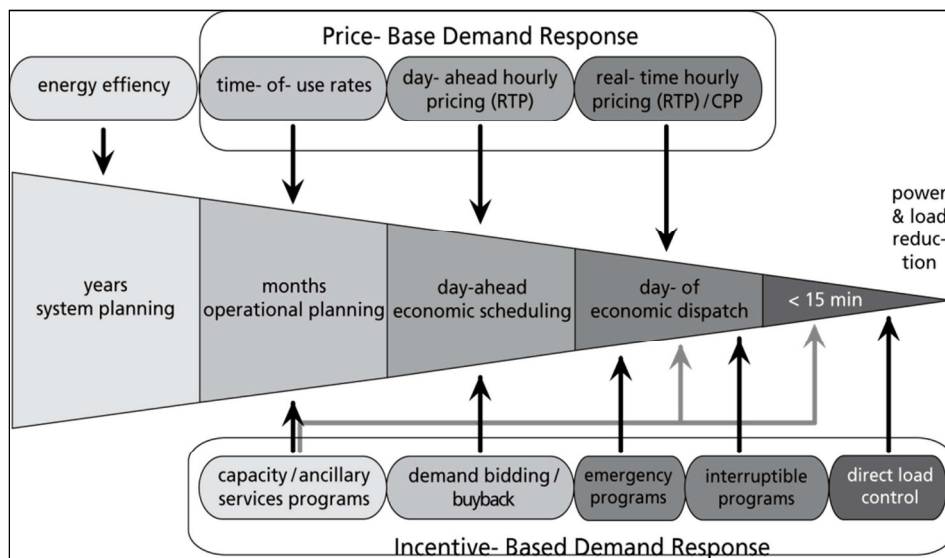
2.1 Arbeitsdefinition „Lastverschiebung“

„Lastverschiebung“ wird in der Literatur häufig mit dem Management bzw. dem Kappen von Lastspitzen bzw. der Verlagerung von Lasten in Lastentäler gleichgesetzt. Im Projekt Flex-Tarif umfasst die Lastverschiebung ergänzend dazu auch die bewusste Laststeigerung und bezieht sich erstens auf netzrelevante Parameter, und inkludiert zweitens auch eine „Verbrauchsverlagerung“. Der Begriff „Lastverschiebung“ wird im Folgenden von den häufig verwendeten Begriffen „Demand Side Management“ und „Demand Response“ abgegrenzt:

Demand Side Management beschreibt den externen Eingriff zur Steuerung der Energienachfrage. Demand Side Management inkludiert daher neben „Lastverschiebungen“ auch Energieeffizienzmaßnahmen.

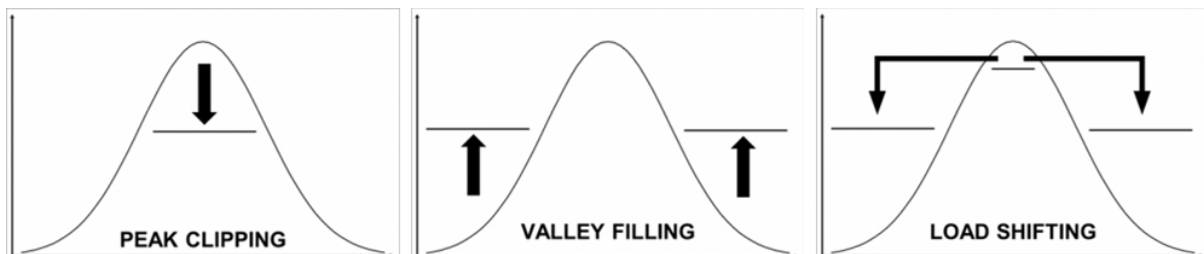
„**Demand Response**“ (Demand Response kann als englischer Fachbegriff für eine Verschiebung von Lasten bzw. Verbräuchen angesehen werden) ist folglich als Teil des Demand Side Managements anzusehen und definiert sich v.a. über eine wesentlich kurzfristigere Einflussnahme, wie auch in der Einteilung des US Department of Energy (Abbildung 2-1) ersichtlich wird. Ebenso wird deutlich, dass klassische Energieeffizienz-Maßnahmen (bspw. der Austausch von Beleuchtungskörpern) nicht als Demand Response angesehen werden.

Abbildung 2-1: Einordnung von Demand Response im Bereich des Demand Side Managements. Quelle: US Department of Energy (2006).²



Demand Response umfasst in Abbildung 2-2 die vier nichtstrategischen Einflussnahmen, also die kurzfristigere Verbrauchs- bzw. Lastbeeinflussung zum *Peak Clipping*, zum *Valley Filling* sowie in Kombination zum *Load Shifting*.

Abbildung 2-2: (Klassische) Möglichkeiten des Demand Response. Eigene Abbildung auf Basis von Gellings, Smith und William (1989), S.916.³



Tatsächlich kann Demand Response aber, unter Berücksichtigung limitierender Faktoren von Netzkapazität oder Produktion, auch zur weiteren Erhöhung von Lastspitzen oder Senkung von Lastentälern eingesetzt werden, wenn dies wirtschaftlich und technisch sinnvoll ist. Dieses breitere Verständnis von Lastverschiebung entspricht der Definition von York und Kushler (2005):

Demand Response includes all intentional modifications to the electric consumption patterns of end-use customers that are intended to modify the timing or quantity, including both the

² U.S. Department of Energy (2006): „Benefits of Demand Response in Electricity Markets and Recommendations for Achieving Them.“ http://energy.gov/sites/prod/files/oeprod/DocumentsandMedia/DOE_Benefits_of_Demand_Response_in_Electricity_Markets_and_Recommendations_for_Achieving_Them_Report_to_Congress.pdf (2014-09-15).

³ Gellings C., Smith W. (1989). „Integrating Demand-Side Management into Utility Planning.“ Proceedings of the IEEE, pp. 908-918.

*level of instantaneous demand (capacity) and total consumption (in kWh or MWh) of customers demand on the power system.*⁴

In Flex-Tarif wird der gesamte Bereich des Demand Response angesprochen, unter „Lastverschiebung“ werden also Verschiebungen von Verbräuchen bzw. Lasten unabhängig von der damit verfolgten Zielsetzung verstanden.

2.2 Strategische Zielsetzungen der Lastverschiebung

Die Zielsetzung flexibler Tarife ist es, eine Lastverschiebung zu bewirken. Die Zielsetzungen der Lastverschiebung, also die übergeordneten, systemischen Zielsetzungen, die es mit den flexiblen Tarifen zu erreichen gilt, sind zu definieren.

Im Ausschreibungsleitfaden werden explizit die **kurzfristige Systemoptimierung** (vgl. auch Elbe et al., 2014)⁵ und die **längerfristige Investitionsvermeidung** genannt. Die **Förderung erneuerbarer Energien** und **Energieeffizienz** werden als verwandte politische Zielsetzungen bezeichnet und damit auf eine Ebene mit ersteren gestellt. Mittel- und langfristig stellen

- die ansteigende Einspeisung von elektrischer Energie aus dezentralen volatilen regenerativen Primärenergiequellen und
- ein steigender Stromverbrauch

eine zunehmende Herausforderung für das Stromnetz dar. Die Einspeisung von elektrischer Energie muss zu jedem Zeitpunkt dem Verbrauch entsprechen. Abweichungen von dieser Bilanz können vom Netz ausgeglichen werden, dabei sind jedoch Qualitätseinbußen in Kauf zu nehmen, des Weiteren ist durch Gegenmaßnahmen mit Effizienzverminderungen im Gesamtsystem zu rechnen. Mögliche Folgen wären:

- Engpässe bei der Übertragungskapazität auf allen Netzebenen
- Engpässe bei der Erzeugungsleistung
- Überschüsse bei der Erzeugung
- Schwankungen der Power Quality (Netzspannungsqualität) auf allen Netzebenen

In der folgenden Tabelle 2-1 werden die Arbeitsdefinitionen, wie sie im Projekt Flex-Tarif für die strategischen Zielsetzungen der Lastverschiebung, die es mittels flexibler Tarife zu erreichen gilt, festgelegt.

⁴ York D., Kushler M. (2005): Exploring the Relationship Between Demand Response and Energy Efficiency: A Review of Experience and Discussion of Key Issues. ACEEE, Washington.

⁵ Elbe C., Oberhofer M., Schmutzner E. (2014): LoadShift. Netztechnische Betrachtung. Projektbericht 2/9: Kapitel 1.3.

Tabelle 2-1: Im Projekt Flex-Tarif gewählte Arbeitsdefinition der strategischen Zielsetzungen einer Lastverschiebung, die es mittels flexibler Tarife zu erreichen gilt.

Strategische Zielsetzungen	
Ziel 1: Kurzfristige Systemoptimierung im Niederspannungs-Netz (LV-Netz)	Bei kurzfristigen Einflüssen (< 15 Minuten) wird die Power Quality gemäß EN 50160 im LV-Netz mittels der Zu- und Abschaltung von lokalen Erzeugern, Verbrauchern und Speichern bzw. dem Import/Export von Strom aus/in das Mittelspannungs-Netz im zulässigen Bereich gehalten.
Ziel 2: Kurzfristige Systemoptimierung im Hoch- und Mittelspannungs-Netz (HV/MV-Netz)	Bei kurzfristigen Einflüssen (< 15 Minuten) wird die Power Quality gemäß EN 50160 im HV/MV-Netz mittels einer kontrollierten Zu- und Abschaltung bzw. Hinauf- und Herunterfahrens von Erzeugern, Verbrauchern und Speichern im zulässigen Bereich gehalten.
Ziel 3: Mittelfristige Systemoptimierung im Niederspannungs-Netz (LV-Netz)	Bei mittelfristigen Einflüssen (< 5 Tagen) wird die Power Quality gemäß EN 50160 im LV-Netz mittels der Zu- und Abschaltung von lokalen Erzeugern, Verbrauchern und Speichern bzw. dem Import/Export von Strom aus/in das MV-Netz im zulässigen Bereich gehalten.
Ziel 4: Mittelfristige Systemoptimierung im Hoch- und Mittelspannungs-Netz (HV/MV-Netz)	Bei mittelfristigen Einflüssen (< 5 Tagen) wird die Power Quality gemäß EN 50160 im HV/MV-Netz mittels der Zu- und Abschaltung von Erzeugern, Verbrauchern und Speichern im zulässigen Bereich gehalten.
Ziel 5: Längerfristige Investitionsvermeidung im Niederspannungs-Netz (LV-Netz)	Durch stetige Lastverschiebung kann der Ausbau von Abschnitten des LV-Netzes langfristig (> 5 Jahre) vermieden werden.
Ziel 6: Längerfristige Investitionsvermeidung im Hoch- und Mittelspannungs-Netz	Durch stetige Lastverschiebung kann der Ausbau von Abschnitten des HV/MV-Netzes langfristig (> 5 Jahre) vermieden werden.
Ziel 7: Integration von PV und Kleinwindanlagen im Niederspannungs-Netz (LV-Netz)	Die Einspeisung von PV und Kleinwindanlagen in das LV-Netz ist mittels der Zu- und Abschaltung von lokalen Verbrauchern und Speichern bzw. einem reibungsfreien Abtransport in das MV-Netz uneingeschränkt möglich.
Ziel 8: Integration von Windanlagen im Hoch- und Mittelspannungs-Netz (HV/MV-Netz)	Die Einspeisung von Windenergie in das HV/MV-Netz ist mittels der Zu- und Abschaltung von Verbrauchern und Speichern uneingeschränkt möglich.
Ziel 9: Energetische Energieeffizienz	Die getroffene Maßnahme führt, gesamtstaatlich betrachtet, zu einer Verbrauchsreduktion. D.h. es sind Steigerungen und Reduktionen der energetischen Effizienz bei der Erzeugung, Übertragung, Speicherung und beim Verbrauch zu beachten.

Anmerkungen zu den hinsichtlich der Zielsetzungen getroffenen Annahmen

- Für die kurzfristige Systemoptimierung wurde eine Zeitdauer bis 15 Minuten angenommen. In diesem Bereich liegt der Übergang von der Sekundär- zur Tertiärregelung. Der Bereich bis 15 Minuten ist im Projekt „LoadShift“⁶ ebenfalls ein Schwellenwert.
- Für die mittelfristige Systemoptimierung wurde eine Zeitdauer bis 5 Tage angenommen. Für diesen Zeitraum ist anzunehmen, dass verlässliche Wetterberichte vorliegen und daher Stresssituationen (Windeinspeisung) für Netz- oder Erzeugungskapazitäten absehbar sind.
- Die 5-Jahres-Schwelle erscheint praktikabel, und zwar als mehr oder weniger durchschnittlicher Wert zwischen Planungsbeginn und Umsetzung (2-3 Jahre) bzw. strategischer Planung (zumindest 10 Jahre). Es wird erkannt, dass keine Notwendigkeit für einen Bereich dazwischen, d.h. zwischen 5 Tagen und 5 Jahren, besteht, da entweder schon Ausbaupläne erstellt werden oder kurzfristige Maßnahmen gesetzt werden.
- Obwohl ein Ziel als „Förderung erneuerbarer Energien“ vorgegeben ist, werden andere Stromerzeugungsanlagen als PV und Windkraft vernachlässigt, da diese als weniger volatil angesehen werden.

2.3 Arbeitsdefinitionen flexibler Tarife

2.3.1 Definition: Tarif, Preis, Entgelt

Der von EndkundInnen zu zahlende Gesamt-Strompreis setzt sich neben Steuern und Abgaben aus den Preiskomponenten „Netz“ und „Energie“ zusammen.

- „Energiepreis“, „Preis“, bzw. „Energiepreismodell“ steht für die Preiskomponente „Energie“. Ist die Kombination der Preiskomponenten „Netz“ und „Energie“, also der Gesamt-Strompreis gemeint, so wird dies klar hervorgehoben. Der Energiepreis wird von jedem Anbieter der sich im liberalisierten österreichischen Strommarkt mit anderen Anbietern in Wettbewerb befindet selbst festgelegt.
- „**Entgelt**“ oder „Netzentgelt“ bzw. „Systementgelt“ steht für die Preiskomponente „Netz“. Die Netzentgelte werden behördlich festgelegt und unterliegen nicht dem Wettbewerb.
- „**Tarif**“ wird als Überbegriff für ein Preis- und/oder Entgeltmodell eines bestimmten Typs verwendet. Z.B. können, wenn von einem Tag-Nacht-Tarif die Rede ist, sowohl die Auswirkungen bzw. Anreize eines Tag-Nacht-abhängigen Entgelts oder eines Tag-Nacht-abhängigen Energiepreismodells gemeint sein.

Auch werden für die Betrachtung des Tarifmodells per se keine rechtlichen, wirtschaftlichen oder technischen Hemmnisse angenommen, d.h. es wird unterstellt, dass die Abrechnung des Tarifmodells möglich ist bzw. ggf. der Zugriff des Lieferanten auch auf den Zähler o.Ä. möglich ist etc. Dahingehende Restriktionen werden in den einzelnen Projektberichten zu den rechtlichen (Projektbericht 4/9), technischen (Projektbericht 7/9) und mikroökonomischen (Projektbericht 5/9) Aspekten hervorgehoben.

⁶ Kollmann A., de Bruyn K., Moser S., Schmidthaler M., Amann C., Elbe C., Schmutzger E., Kraußler A., Reinhofer-Gubisch M., Pucker J., Frantes B. (2014): LoadShift – Lastverschiebung in Haushalten, Industrie, Gewerbe und kommunaler Infrastruktur – Potenzialanalyse für Smart Grids. Endbericht, 2014.

2.3.2 Definition des Begriffs „flexibler Tarif“

Ein flexibler Tarif sei ein Preis- oder Netzentgeltmodell, das nicht dem in 2.3.3 definierten Benchmark (dieser ist grundsätzlich der heute angewandte Tarif) entspricht und mengen-, zeit-, last- und/oder verbrauchsvariabel bzw. unterbrechbar oder begrenzbare ist. „Flexibler Tarif“ soll also bewusst als relativ unspezifischer Überbegriff für alle nicht-herkömmlichen Tarife Anwendung finden.

Im Folgenden (Kapitel 2.3.4) werden die Tarife (z.B. Tag-Nacht- oder Echtzeit-Tarif) zur weiteren Bearbeitung definiert. Für die im Projekt durchzuführende qualitative Betrachtung ist es zielführend, dass auch diese Subkategorien nicht quantitativ dargestellt werden (z.B. Preisspreizungen, exakte Tageszeiten etc.), da ansonsten weder eine verallgemeinernde Aussage noch eine Ergebnisfindung (eben aufgrund der qualitativen Methoden) möglich ist.

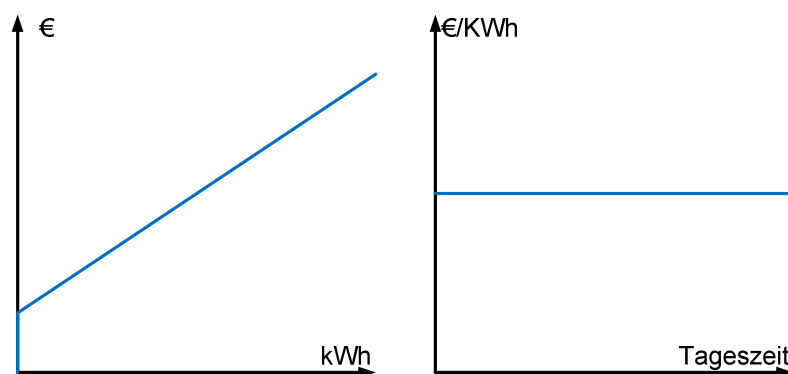
2.3.3 Benchmark

Um die Änderungen, die mit der Anwendung von flexiblen Tarifen einhergehen, beschreiben zu können, bedarf es einer Vergleichsbasis. Als Benchmark werden heute übliche Tarife herangezogen, Spezifikationen (z.B. degressive Energiepreise) werden zur Veranschaulichung vernachlässigt.

Der Benchmark wird für **lastgemessene Großkunden** (Viertelstundenmaximumzählung) folgendermaßen angenommen: Die Strompreiskomponente Energie setzt sich aus Fixkosten (Grundgebühr) und fixen Preisen pro bezogene kWh zusammen. Die Strompreiskomponente Netz setzt sich (der SNE-VO 2012 folgend) aus fixen jährlichen Entgeltbestandteilen, aus (hinsichtlich der Anreizwirkung dominierenden) Leistungsentgelten⁷ und aus arbeitsabhängigen Entgelten je kWh zusammen. Das Maximum wird als die Durchschnittlast jener Viertelstunde mit dem höchsten Verbrauch im Kalendermonat berechnet. Die jährliche Abrechnung erfolgt auf Basis der Durchschnittsmaximallasten der 12 Monate.

Der Benchmark wird für aktuell **nicht lastgemessene Kleinkunden** folgendermaßen angenommen: Die Strompreiskomponente Energie setzt sich aus Fixkosten (Grundgebühr) und fixen Preisen pro bezogene kWh zusammen. Die Strompreiskomponente Netz setzt sich (der SNE-VO 2012 folgend) aus fixen jährlichen Entgeltbestandteilen und aus arbeitsabhängigen Entgelten je kWh zusammen.

Abbildung 2-3: Zusammenhang zwischen Netz- bzw. Energiegesamtkosten und Verbrauch im Benchmark-Tarif (links) und zwischen Tageszeit und Entgelt bzw. Preis pro kWh für alle Kunden im Benchmark (rechts).



⁷ vgl. Experteninterviews Nettingsdorf, Astén, Urban

2.3.4 Varianten flexibler Tarife

Im Folgenden werden flexible Tarife aufgelistet, wie sie von Albadi und El-Saadany (2007) erfasst wurden.⁸ Hinzu kommen Vorschläge für Varianten flexibler Tarife, die von Seiten nationaler Stakeholder eingebracht wurden. Es zeigte sich bereits bei der Bearbeitung des Vorgängerprojekts LoadShift⁹, dass eine genauere Beschreibung der einzelnen Varianten flexibler Tarife notwendig ist, z.B. hinsichtlich der Ankündigungszeit und der rechtlichen Umsetzbarkeit. Entsprechend wurden die oben beschriebenen Tarife in Subvarianten eingeteilt.

Variationen des Benchmark-Tarifs

- (1) Reine Fixtarifizierung
- (2) Hochlast-Tarif
- (3) Reine Verbrauchs-/Leistungsstarifizierung
- (4) Energiespar-Tarif

Tarife für Endkunden-geführte Lasten

- (5) Tag-Nacht-Tarif
- (6) Time of Use (mit höherer zeitlicher Auflösung als beim Tag-Nacht-Tarif)
- (7) Day-ahead Real Time Pricing
- (8) Day-ahead Real Time Level Pricing
- (9) Real Time Pricing

Eventtarife

- (10) Critical Peak Pricing (CPP) / Extreme Day Pricing
- (11) Renewables Integration Pricing

Tarife für EVU-geführte Lasten

- (12) Interruptable / unterbrechbar / schaltbar
- (13) Curtailable / beschränkbar
- (14) Remote Load Control / Fern-Management (RLC)

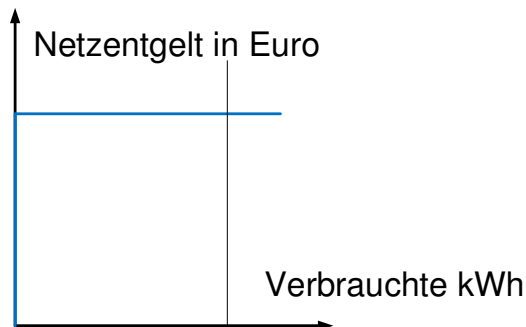
⁸ Albadi M.H., El-Saadany E.F. (2007): Demand Response in Electricity Markets – An Overview. Conference Publication, Power Engineering Society General Meeting, 2007. IEEE. Web: http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=4275494&tag=1 (2012-12-04).

⁹ Kollmann A., de Bruyn K., Moser S., Schmidthaler M., Amann C., Elbe C., Schmutzger E., Kraußler A., Reinhofer-Gubisch M., Pucker J., Frantes B. (2014): LoadShift – Lastverschiebung in Haushalten, Industrie, Gewerbe und kommunaler Infrastruktur – Potenzialanalyse für Smart Grids. Endbericht, 2014.

2.3.4.1 Reine Fixtarifizierung

Es handelt sich bei diesem Entgeltmodell um einen Stakeholder-Vorschlag für das Netzentgelt, daher erfolgen die Analysen in den anderen Projektberichten (speziell Projektbericht 5/9) exklusiv für die Netzkosten. Es wird ausschließlich ein jährliches von der vereinbarten Anschlussleistung abhängiges Pauschalentgelt und kein kWh-bezogenes arbeitsabhängiges oder ein auf die gemessene Leistung bezogenes Entgelt eingehoben.

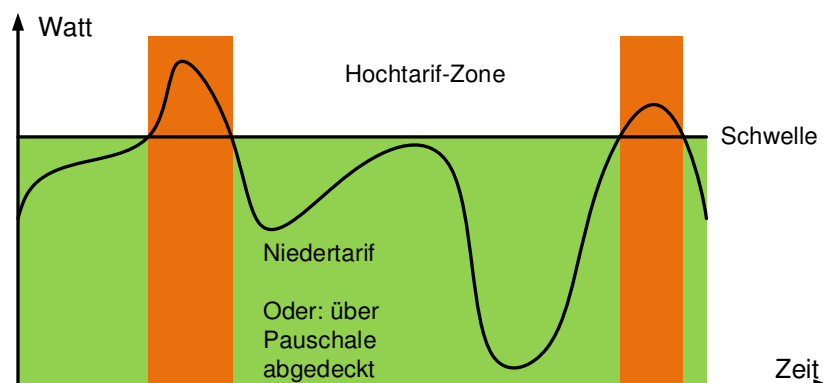
Abbildung 2-4: Schematische Darstellung des Zusammenhangs zwischen kundenseitigen Netzkosten und Verbrauch bei der reinen Fixtarifizierung. Quelle: Eigene Darstellung.



2.3.4.2 Hochlast-Tarif / Overload Tarif (OLT)

Es handelt sich bei diesem Entgeltmodell um Variante der reinen Fixtarifizierung mit „Pönalisierung“ einer höheren Last. Wie bei der Fixtarifizierung erfolgt die Prüfung exklusiv für die Netzkosten. Die bezogene Leistung wird viertelstündlich als Durchschnittswert der vergangenen Viertelstunde verrechnet. Der Hochlasttarif wird so verrechnet, dass bis zu einer Leistungsschwelle ein von der vereinbarten Anschlussleistung abhängiger jährlicher Fixpreis verrechnet wird, d.h. der Tarif entspricht dann dem Modell „Fixtarifizierung“. Bei höheren gemessenen Lasten (d.h. kWh-Verbräuchen pro Viertelstunde) werden zusätzliche Entgelte fällig, um so Anreize zu setzen, individuelle Lastspitzen zu vermeiden.

Abbildung 2-5: Beispiel für einen Hochlast-Tarif. Übernommen aus Paetz und Dütschke (2011).¹⁰



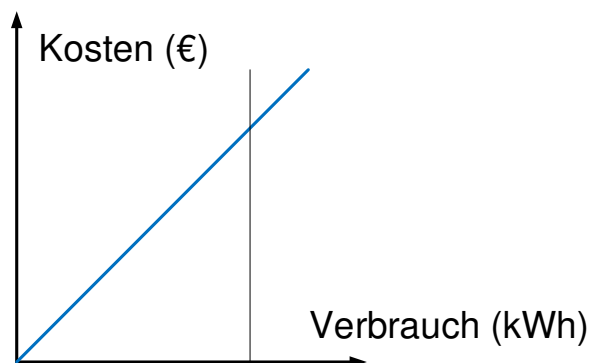
¹⁰ Paetz A., Dütschke E.. Dynamische Stromtarife – nur gesetzliche Pflicht oder Kundenwunsch? SIV.NEWS 1/2011, Web: http://www.meregio.de/pdf/SIV_News_01-2011.pdf (2012-11-30).

2.3.4.3 Reine Verbrauchstarifizierung (VAR)

Für den Fall des Energiepreises handelt es sich um ein Modell, bei dem ausschließlich der kWh-bezogene Arbeitspreis ohne fixe jährliche Bestandteile (Grundgebühren o.Ä.) verrechnet wird.

Für den Fall des Netzentgelts handelt es sich um ein Modell, bei dem ausschließlich ein kWh-bezogenes arbeitsabhängiges Entgelt ohne fixe jährliche Bestandteile (z.B. von der Anschlussleistung abhängige jährliche Pauschalen) verrechnet wird.

Abbildung 2-6: Schematische Darstellung des Zusammenhangs zwischen kundenseitigen Netz- bzw. Energiekosten pro kWh und Verbrauch bei der reinen Verbrauchstarifizierung. Quelle: Eigene Darstellung.



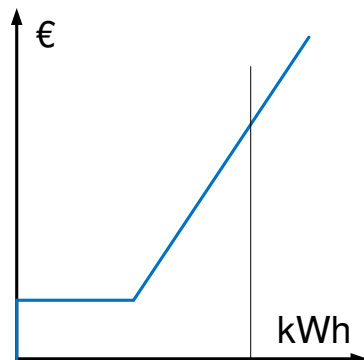
2.3.4.4 Energiespar-Tarif (EST)

Ontario (Kanada) wendet als Standardtarif ein monatliches Freikontingent von 600 kWh im Sommer und 1.000 kWh im Winter an.¹¹ Von der Gestaltung ähnlich ist der Vorschlag der Arbeiterkammer OÖ aus dem Jahr 2011 für einen „ökosozialen Spartarif“ für die Netzkosten anzusehen. Dieser beinhaltet: Gewährung von Frei-kWh bei den Netztarifen für alle Haushalte (es ist nicht spezifiziert, ob es ein allgemeines oder individuelles Kontingent gibt), progressive Gestaltung der verbrauchsabhängigen Netzkosten, Befreiung einkommensschwacher Haushalte von verbrauchsunabhängigen Preisbestandteilen im regulierten Netzbereich. Folgende Arbeitsdefinition wird angewandt:

Es fallen fixe jährliche Kosten an. Allen KundInnen steht ein Verbrauchskontingent zu 0 Euro pro kWh zur Verfügung, nach Verbrauch des Kontingents wird ein höherer Preis bzw. ein höheres Entgelt pro kWh als im Benchmark eingehoben. Diese Systematik ist in ihren Grundsätzen auf alle progressiven Tarife anwendbar.

¹¹ Rowlands, Furst (2011): The cost impacts of a mandatory move to time-of-use pricing on residential customers: an Ontario (Canada) case-study. Energy Efficiency (2011) 4, pp.571-585.

Abbildung 2-7: Schematische Darstellung des Zusammenhangs zwischen kundenseitigen Netz- bzw. Energiekosten pro kWh und Verbrauch beim Energiespartarif. Quelle: Eigene Darstellung.

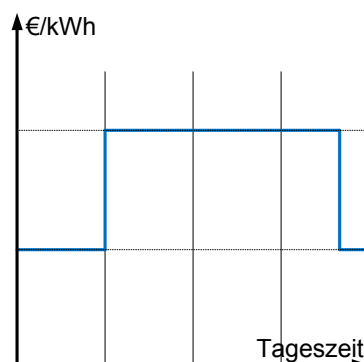


2.3.4.5 Tag-Nacht-Tarif (HT/NT)

Time-of-Use-Tarife werden aktuell bereits eingesetzt, primär als Tag-Nacht- bzw. Sommer-Winter-Netzentgelte. Grundsätzlich sind, um die Definition des zeitabhängigen Tarifs zu erfüllen, beliebig viele Preisstufen in beliebig vielen Zeitintervallen pro Turnus (Tag, Woche, Jahr, etc.) möglich; essenziell ist, dass der Time-of-Use-Tarif regelmäßig zur Anwendung kommt, d.h. zu einer bestimmten Tarifzeit bestimmte Kosten für die EndkundInnen zur Anwendung kommen.

Für den Tag-Nacht-Tarif (HT/NT) wird ein schon heute gebräuchlicher Doppeltarif mit täglichen Tarifzeiten von 06:00-22:00 Uhr (Hochtarif) und von 22:00-06:00 Uhr (Niedertarif) als Arbeitsdefinition gewählt, wobei nicht nach Jahreszeiten, Wochenenden/Wochentagen unterschieden wird.

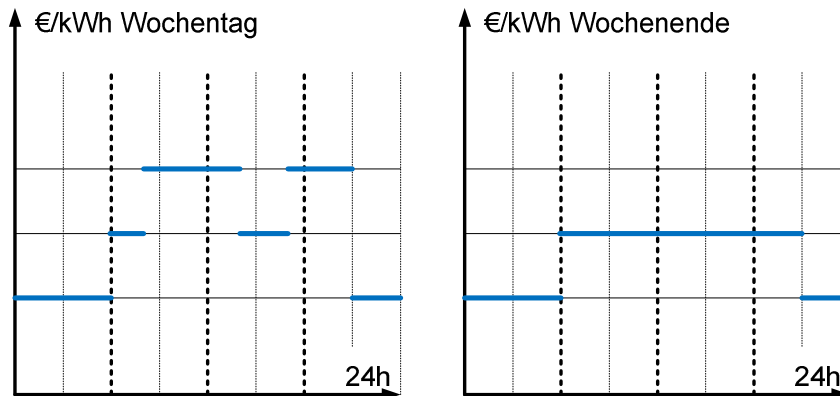
Abbildung 2-8: Schematische Darstellung des Zusammenhangs zwischen kundenseitigen Netz- bzw. Energiekosten pro kWh und der Tageszeit des Verbrauchs im HT/NT-Tarif. Quelle: Eigene Darstellung.



2.3.4.6 Time of Use

Für den „echten“ Time of Use Tarif wird der aktuell von einem österreichischen Lieferanten angebotene zeitabhängige Tarif mit drei Preisstufen zu unterschiedlichen Tageszeiten angewandt. Die Tarifzeiten sind in Abbildung 2-9 zu sehen.

Abbildung 2-9: Beispiel für einen Smart Meter-basierten TOU-Tarif. Quelle: Eigene Darstellung, Stufenanzahl und Zeiten übernommen aus ENAMO Smart Meter-Tarif, Preis gültig ab 1.1.2013.

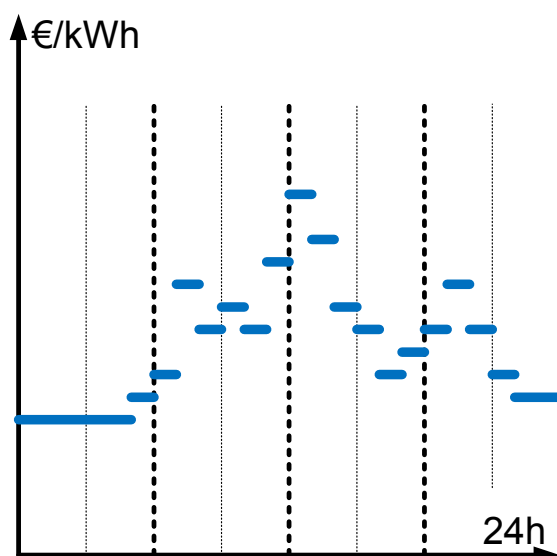


2.3.4.7 Day-ahead Real Time Pricing

Echtzeitpreise oder Echtzeitentgelte zeichnen sich dadurch aus, dass sie von einer aktuellen Situation oder einem aktuellen Forecast abhängig und nicht statisch wiederkehrend sind. Grundsätzlich können jedoch Intervalle (z.B. ganze Stunden) und Preisstufen zur besseren Verständlichkeit eingezogen werden.

Es wird definiert, dass beim Day-ahead Real Time Pricing die *Preiskomponente* pro kWh in einer bestimmten Stunde am Vortag bis 18:00 Uhr basierend auf den Day-Ahead-Börsenpreisen angekündigt werden. Es wird definiert, dass beim Day-ahead Real Time Pricing die *Netzentgelte* pro kWh in einer bestimmten Stunde am Vortag bis 18:00 Uhr basierend auf der Netzlastprognose angekündigt werden.

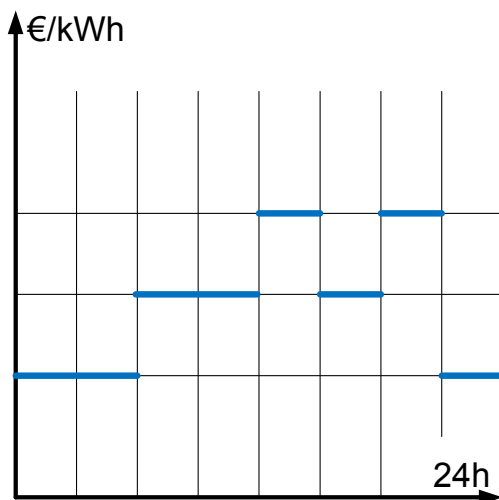
Abbildung 2-10: Schematische Darstellung des Zusammenhangs zwischen kundenseitigen Netz- bzw. Energiekosten pro kWh und der Tageszeit des Verbrauchs beim Day-ahead Real Time Pricing. Quelle: Eigene Darstellung.



2.3.4.8 Day-ahead Real Time Level Pricing (DA-RTLP)

Es wird definiert, dass beim Day-ahead Real Time Level Pricing die *Preise* pro kWh in einer bestimmten Stunde am Vortag bis 18:00 basierend auf den Day-Ahead-Börsenpreisen angekündigt werden, wobei die Preise den drei vertraglich vereinbarten Preisstufen niedrig – mittel – hoch zugeordnet werden. Es wird definiert, dass beim Day-ahead Real Time Level Pricing die Netzentgelte pro kWh in einer bestimmten Stunde am Vortag bis 18:00 Uhr basierend auf der Netzlastprognose angekündigt werden, wobei die Entgelte den vertraglich vereinbarten Entgeltstufen niedrig – mittel – hoch zugeordnet werden.

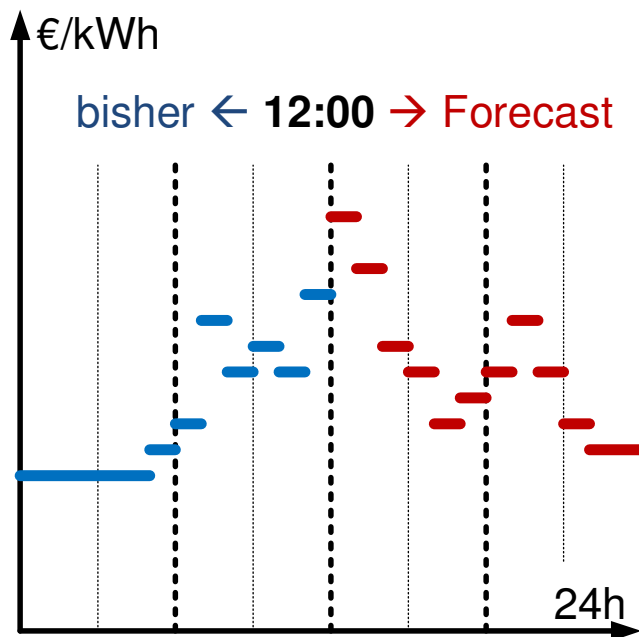
Abbildung 2-11: Schematische Darstellung des Zusammenhangs zwischen kundenseitigen Netz- bzw. Energiekosten pro kWh und der Tageszeit des Verbrauchs beim Day-ahead Real Time Level Pricing. Quelle: Eigene Darstellung.



2.3.4.9 Real Time Pricing (RTP)

Es wird definiert, dass beim Real Time Pricing die *Preise* pro kWh in einer bestimmten Stunde basierend auf den aktuellen Börsenpreisen verrechnet werden, wobei ein Forecast zur Verfügung steht. Es wird definiert, dass beim Real Time Pricing die Netzentgelte pro kWh in einer bestimmten Stunde basierend auf der aktuellen Netzsituation verrechnet werden, wobei ein Forecast zur Verfügung steht.

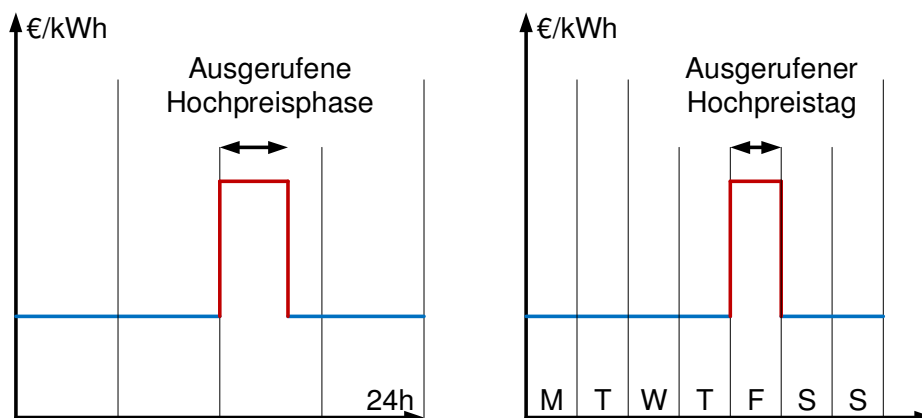
Abbildung 2-12: Schematische Darstellung des Zusammenhangs zwischen kundenseitigen Netz- bzw. Energiekosten pro kWh und der Tageszeit des Verbrauchs beim Real Time Pricing. Beispielsituation für einen RTP-Tarif um 12:00 mittags. Quelle: Eigene Darstellung.



2.3.4.10 Critical Peak Pricing (CPP) / Extreme Day Pricing (EDP)

Für Tageszeiten mit zu geringen Erzeugungskapazitäten (hohe Energiepreise) oder zu geringen Netzkapazitäten werden am Vortag bis 18:00 Uhr CPP mit einer Zeitdauer von bis zu 24h (deckt damit Extreme Day Pricing mit ab) angekündigt. Es wird angenommen, dass der CPP an 3 Tagen im Winter und 3 Tagen im Sommer jeweils zwischen 06:00-22:00 Uhr ausgerufen wird. Während ansonsten ein konstantes Netzentgelt bzw. ein konstanter Arbeitspreis pro kWh herrscht, ist in der CPP-Phase der Verbrauch einer kWh besonders hoch tarifiert.

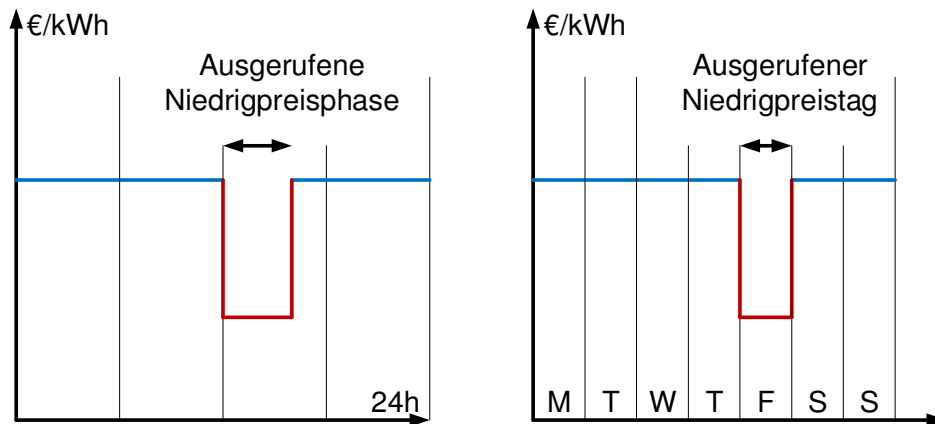
Abbildung 2-13: Schematische Darstellung des Zusammenhangs zwischen kundenseitigen Netz- bzw. Energiekosten pro kWh und der Tageszeit des Verbrauchs beim Critical Peak Pricing. Quelle: Eigene Darstellung.



2.3.4.11 Renewables Integration Pricing

Die Preissetzung zur Integration Erneuerbarer Energien stellt das Gegenstück zum CPP dar und soll zu Tageszeiten mit zu hohen Erzeugungskapazitäten (z.B. negative Strompreise) bei bestehenden Netzkapazitäten einen Mehrverbrauch anregen. Der RIP-Tarif entspricht dem CPP, nur wird der Verbrauch einer kWh besonders gering tarifiert.

Abbildung 2-14: Schematische Darstellung des Zusammenhangs zwischen kundenseitigen Netz- bzw. Energiekosten pro kWh und der Tageszeit des Verbrauchs beim Renewables Integration Pricing. Quelle: Eigene Darstellung.

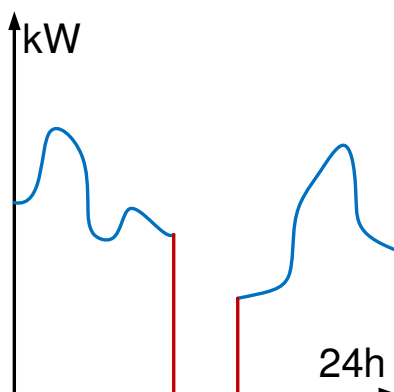


2.3.4.12 Interruptable Loads / unterbrechbare/schaltbare Last

Schaltbare Tarife werden bereits aktuell angewandt, primär für die Unterbrechung von Verbrauchsanlagen, die an einem zweiten Stromzähler der KundInnen angebracht sind (Wärmepumpen, Boiler, etc.). Diese Lasten können schon jetzt über Rundsteueranlagen geschaltet werden.

Es wird als Arbeitsdefinition festgelegt, dass am jeweiligen Zähler tagsüber von 06:00 bis 22:00 Uhr maximal 2x pro Tag bei einer maximalen Dauer von 2h eine Unterbrechung erfolgen kann. Ein Umgehen der Abschaltung durch die KundInnen ist ausgeschlossen. Im Gegenzug werden vom EVU (Netzbetreiber oder Lieferant) geringere Fixkosten pro Jahr verrechnet.

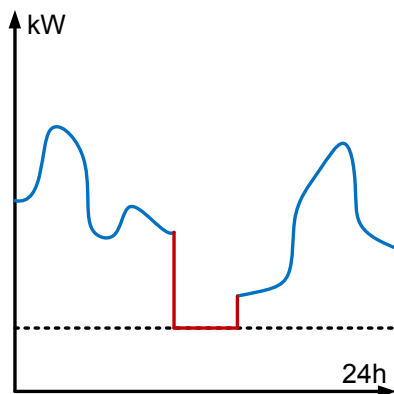
Abbildung 2-15: Schematische Darstellung der Schaltung einer KundInnen-seitigen Anlage. Quelle: Eigene Darstellung.



2.3.4.13 Curtailable Loads / beschränkbare Last (CUR)

Es wird als Arbeitsdefinition festgelegt, dass am Hauptstromzähler tagsüber von 06:00 bis 22:00 Uhr maximal 2x pro Tag bei einer maximalen Dauer von 2h eine Beschränkung (1 kW) erfolgen kann. Ein Umgehen der Beschränkung durch die KundInnen ist ausgeschlossen. Im Gegenzug werden vom EVU (Netzbetreiber oder Lieferant) geringere Fixkosten pro Jahr verrechnet.

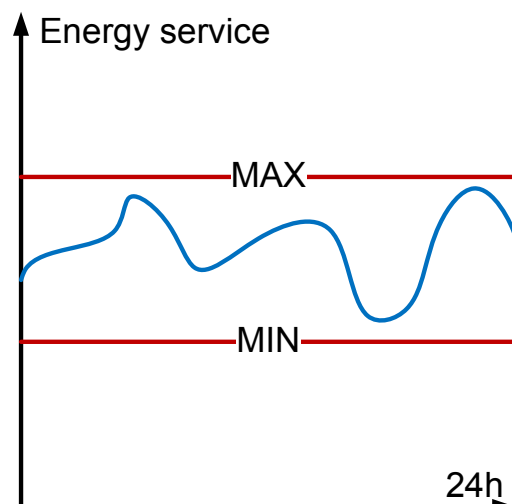
Abbildung 2-16: Schematische Darstellung der Beschränkung einer KundInnen-seitigen Anlage. Quelle: Eigene Darstellung.



2.3.4.14 Remote Load Control / Direct Control / Fern-Management (RLC)

Hier wird davon ausgegangen, dass das EVU eine Energiedienstleistung zur Verfügung stellt (z.B. Warmwasser 65-80° stets verfügbar), die über einen eigenen, fernsteuerbaren Zähler angesteuert werden kann (z.B. Boiler, Wärmepumpen). Dem Kunden wird nicht die eingesetzte Energie, sondern die Energiedienstleistung (Warmwasserverbrauch in Litern) verrechnet.

Abbildung 2-17: Beispiel für eine ferngesteuerte Energiedienstleistung, zum Beispiel Warmwassertemperatur, Raumtemperatur, o.Ä. Quelle: Eigene Darstellung.



3 Relevante Literatur

In diesem Kapitel werden Literaturquellen zusammengefasst bzw. wiedergegeben, die als Voraussetzung bzw. Ergänzung für das Verständnis der Arbeiten im Rahmen des Projekts Flex-Tarif anzusehen sind. Hierzu zählen Arbeiten, die die Zielsetzungen von Lastverschiebungen bzw. flexiblen Tarifen, deren Umsetzbarkeit und Effektivität beim Endkunden sowie Systeminteraktionen beschreiben.

Die Forschungsfragen des Projekts Flex-Tarif basieren v.a. auf den in den Projekten *LoadShift*¹² (vgl. Arbeitspapier 2/9 sowie Kapitel 3.5) und *Smart Metering im Kontext von Smart Grids*¹³ (vgl. Kapitel 3.1) aufgeworfenen Fragestellungen bzw. Forschungsthemen.

3.1 Flexible Tarife im Smart Grid

*„Smart Grid sind intelligente Energienetze, die alle Akteure des Energiesystems über ein Kommunikationsnetzwerk miteinander verbinden. Sie ermöglichen es auf Basis der Kommunikationstechnologien ein energie- und kosteneffizientes Gleichgewicht zwischen einer Vielzahl von Stromverbrauchern, Stromerzeugern und in Zukunft auch verstärkt Stromspeichern herzustellen“.*¹⁴ Ein integraler Bestandteil des Smart Grids ist die Aktivierung der (bislang kaum auf Entwicklungen des Elektrizitätsmarkts oder Systemanforderungen reagierenden) EndverbraucherInnen. Eine „Aktivierung“ bedeutet, dass der aktuelle Stromverbrauch bzw. die Last eben auf Entwicklungen des Elektrizitätsmarkts oder auf Systemanforderungen reagiert, also gegebenenfalls Last- oder Verbrauchsverschiebungen durchgeführt werden. **Um diese Lastverschiebung hervorzurufen, bedarf es flexibler Tarife sowie den im Zuge deren Anwendung übermittelten Informationen.**

Der Fokus der Literaturanalyse in Kollmann et al. (2013)¹⁵ liegt auf Projekten, die die Rolle der KundInnen im Smart Grid analysieren. Daher geht es primär um Anwendungen, die EndkundInnen in einem Smart Grid realisieren, d.h. zu ihrem Vorteil nützen können. Diese Anwendungen sind eng mit der Verfügbarkeit von Daten verbunden; dabei ist zwischen Daten, die in Richtung des Endkunden gehen (z.B. Tarifinformationen, Schaltsignale) und Daten (z.B. Messdaten), die vom Endkunden in Richtung anderer Akteure gehen (Lieferanten, Energiedienstleister), zu unterscheiden. Für den Endkunden lassen sich drei große Kategorien der Anwendung im Smart Grids unterscheiden: Energieverbrauchsinformationen, Lastverschiebung und Smart Home-Anwendungen; dabei ist darauf hinzuweisen, dass Smart-Home-Anwendungen (auch) eine Umsetzung der beiden anderen Anwendungen darstellen (können).

Eine Übersicht der Anwendungen ist in Abbildung 3-1 zusammengefasst.

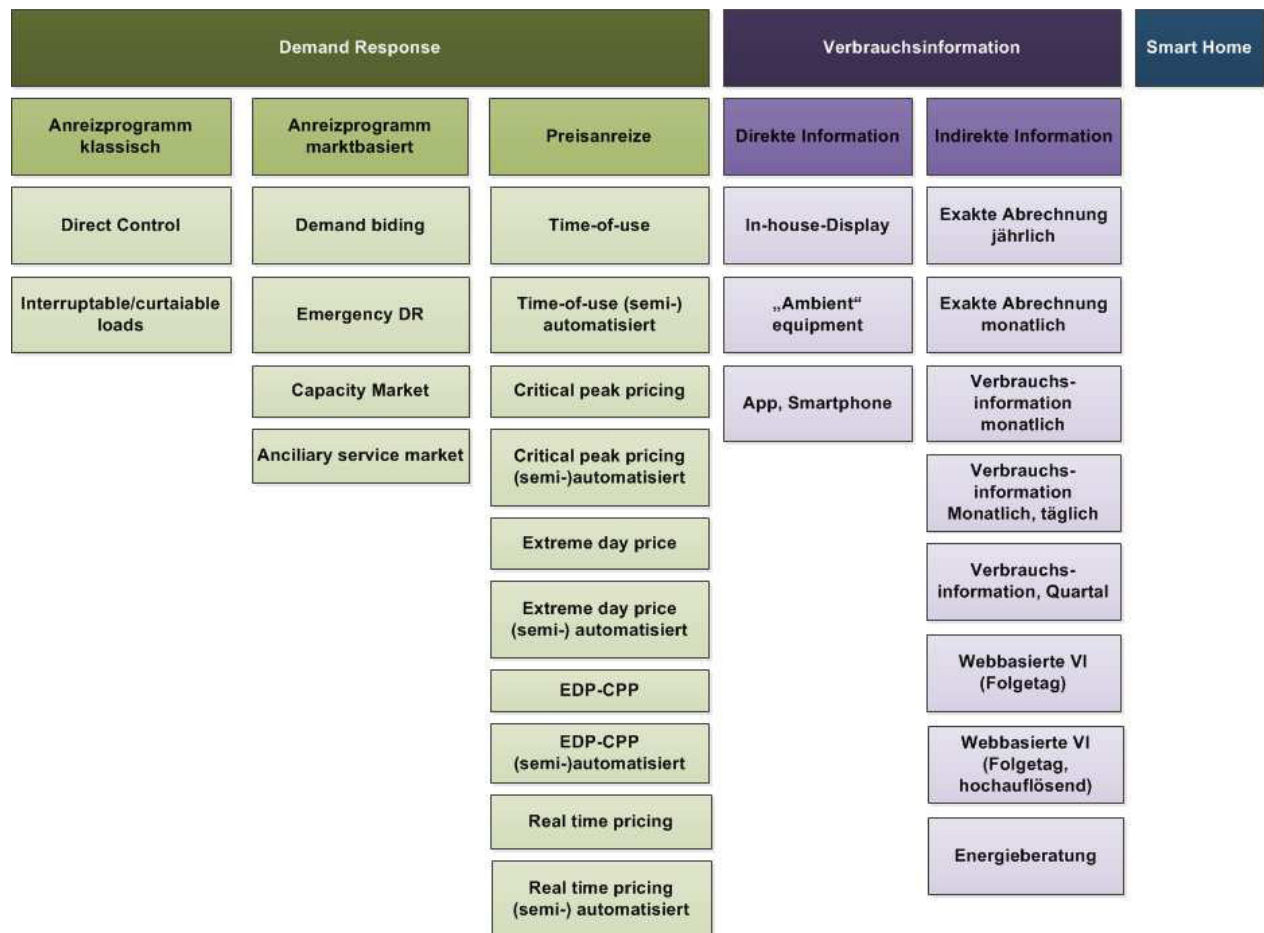
¹² Kollmann A., de Bruyn K., Moser S., Schmidthaler M., Amann C., Elbe C., Schmutzger E., Kraußler A., Reinhofer-Gubisch M., Pucker J., Frantes B. (2014): LoadShift – Lastverschiebung in Haushalten, Industrie, Gewerbe und kommunaler Infrastruktur – Potenzialanalyse für Smart Grids. Endbericht, 2014.

¹³ Kollmann A., Moser S., de Bruyn K., Schwarz M., Fehring K. (2013): Smart Grids Begleitforschung: Smart Metering im Kontext von Smart Grids. Studie im Auftrag des BMVIT. Energieinstitut an der JKU Linz, Linz, Dezember 2013.

¹⁴ Smartgrids.at (2014): Smart Grids: intelligente Stromnetze. Homepage der Technologieplattform Smart Grids Austria. <http://www.smartgrids.at/smart-grids/> (2014-09-25).

¹⁵ Kollmann A., Moser S., de Bruyn K., Schwarz M., Fehring K. (2013): Smart Grids Begleitforschung: Smart Metering im Kontext von Smart Grids. Studie im Auftrag des BMVIT. Energieinstitut an der JKU Linz, Linz, Dezember 2013.

Abbildung 3-1: Kategorisierung von Smart-Meter-basierten Endkundenanwendungen. Quelle: Kollmann et al. (2013), auf Basis von Albadi und El-Saadany (2007).¹⁶



3.2 Analysen von flexiblen Tarifen

3.2.1 Wichtige Parameter bei last- und zeitvariablen Tarifen (Nabe et al., 2009)¹⁷

Nabe et al. (2009) stellen in ihrer Studie für die deutsche Bundesnetzagentur Einflussfaktoren für die Akzeptanz von last- oder zeitvariablen Tarifen zusammen, wobei die betrachteten Tarife und Ansätze denen von Flex-Tarif ähneln. Flex-Tarif kann somit teilweise auf Ergebnisse als Basis für die weitere ökonomische und soziale Evaluierung zurückgreifen. Keine Aussagen sind hinsichtlich sozialer Implikationen angegeben.

Ziele von variablen Tarifen: Die Erreichung der Lastverschiebung ist per se nicht als Zielsetzung zu sehen, sie dient zur Erreichung einer übergeordneten, strategischen Zielsetzung. Nabe et al. (2009, S.51-55) führen als mögliche Ziele Energieeinsparung, Lastgangmodifikation, Marktbeteiligung und Individualisierung an. Dabei wird die

¹⁶ Albadi M.H., El-Saadany E.F. (2007): Demand Response in Electricity Markets – An Overview. Conference Publication, Power Engineering Society General Meeting, 2007. IEEE. Verfügbar im Web: http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=4275494&tag=1 (2012-12-04).

¹⁷ Nabe C., Beyer C., Brodersen N., Schäffler H., Adam D., Heinemann C., Tusch T., Eder J., de Wyl C., vom Wege J., Mühe S. (2009): Einführung von lastvariablen und zeitvariablen Tarifen. Ecofys, EnCT, BBH im Auftrag der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen.

Lastgangmodifikation in einem nächsten Schritt ihrer Analyse als Möglichkeit zur Erreichung der folgenden Zielsetzungen angesehen: „Ökonomische Optimierung des Kraftwerksparks und der Netzinfrastruktur“, „Reaktion auf außergewöhnliche Marktereignisse, z.B. Integration fluktuierender Erzeugung“ sowie „Netzschutz“. Die Individualisierung gilt es offensichtlich primär aus Lieferanten bzw. Dienstleister-Sicht zu verfolgen: „Kundenbindung, Kundenneugewinnung, Margenerhöhung, Kostensenkung für Privatkunden“.

Gewinnung von KundInnen für variable Tarife: Erfahrungen, welche KundInnen sich für variable bzw. flexible Tarife interessieren, können aus dem Realbetrieb mangels entsprechender Netzentgelt- oder Preismodelle nicht abgeleitet werden. Daher kann es aufschlussreich sein, zu analysieren, welche Anreize für die Beteiligung an Feldtests zur Verfügung gestellt wurden. Klare Aussagen sind für Nabe et al. (2009, S.59) mangels Daten bzw. Informationen nicht möglich. Hinsichtlich Segmentierung ist interessant, dass zum einen zwischen Klein- und GroßkundInnen (aufgrund ihrer unterschiedlich hohen Potenziale und Umsetzungsmöglichkeiten) unterschieden wird, zum anderen (insbesondere bei KleinkundInnen) hinsichtlich ihrer Ausstattung (Kommunikationsmöglichkeiten, Mindestlasten, etc.).

Für die Realisierung der Lastverschiebung relevante Variablen: Nabe et al. (2009, S.60-71) führen die Motivatoren bzw. Hemmnisse an, welche die Attraktivität der Durchführung von Lastverschiebungen entscheidend beeinflussen. Hierzu zählen sie die Preisstufen bzw. Preisspreizung, die Möglichkeiten zur Automatisierung bzw. Lastmanagementfunktionen, Frist und Art der Ankündigung, die Verbindlichkeit, die Kommunikation zum Endkunden sowie die Häufigkeit von Events.

3.2.2 Neue Tarifmodelle (Stadler, Auer, Haas, 2004)¹⁸

Stadler et al. (2004) analysierten flexible Tarifmodelle (v.a. in Bezug auf statisch zeitvariable Tarife). Als Zielsetzungen wurden v.a. eine Reduktion der Spitzenlastzeiten im Netz bzw. im Kraftwerkspark angegeben. Ein Ergebnis ist, dass zeitabhängige Tarife als effektive Methode zur Beeinflussung dieser Spitzenlastzeiten angesehen werden (S.6). Ein Ergebnis ist auch, dass idealerweise eine Anwesenheit der EndkundInnen gegeben ist, um die Verlagerung realisieren zu können (persönliches Gespräch mit einem Autor).

Seit der Erstellung der Studie 2004 haben sich die strategischen Zielsetzungen erweitert (Einspeisung erneuerbarer Energien, Versorgungsqualität) und die technischen Möglichkeiten weiterentwickelt (Automatisierung, Smartness, Smart Metering).

3.2.3 Entscheidungsfindung bei der Tarifwahl (Paetz et al., 2011)¹⁹

Das Ziel der Lastverschiebung kann marktseitig (d.h. auf die Preiskomponente „Energie“ bezogen) nur mit der Bereitschaft der KundInnen einen speziellen Tarif zu wählen und sich in der Folge aufgrund des Verbraucherverhaltens an diesen anzupassen, erreicht werden. Paetz et al. (2011) zeigen, *„dass Kunden möglichst wenig Risiko eingehen wollen und*

¹⁸ Stadler M., Auer H., Haas R. (2004): Die Bedeutung von dynamischen Tarifmodellen und neuer Ansätze des Demand-Side-Managements als Ergänzung zu Hedging-Maßnahmen in deregulierten Elektrizitätsmärkten. ÖNB 7895, Endbericht.

¹⁹ Paetz A., Dütschke E., Fichtner W., Wietschel M. (2011): Tomorrow's households: How do consumers react to a smart-home environment? http://re.jrc.ec.europa.eu/energyefficiency/EEDAL/EEDAL11_Proceedings/23/052_Alexandra-Gwyn_Paetz_smart_equipment&consumers.pdf (2014-08-07).

Komplexität scheuen“. Durchschnittliche KundInnen geben aktuell eine klare Präferenz für einen statischen Tarif im Vergleich zu einem dynamischen Tarif an. Diese Präferenz gilt für beide Geschlechter gleichermaßen und liegt bei etwa 70 %.

3.2.4 Entscheidungsfindung bei der Tarifwahl (Dütschke et al., 2012)²⁰

Dütschke et al. (2012, S.14) führten eine Conjoint-Analyse zur Wahl flexibler Tarife durch. In dieser ließen sie die Probanden verschiedene Ausgestaltungen von Tarifmodellen miteinander vergleichen. Das Sample ist mit fast 80% TeilnehmerInnen unter 30 Jahren sehr jung, weist einen hohen Anteil von Studierenden auf, nur 10% haben Kinder im Haushalt. Die Übertragbarkeit auf die Gesamtbevölkerung ist damit stark eingeschränkt, kann aber für eine Konsumentengruppe jung/gebildet herangezogen werden.

Dütschke et al. (2012, S.10) haben das Design eines Tarifmodells auf die Bereiche „Grad der Dynamik“, „Preisspanne“ und „Strommanagement“ beschränkt:

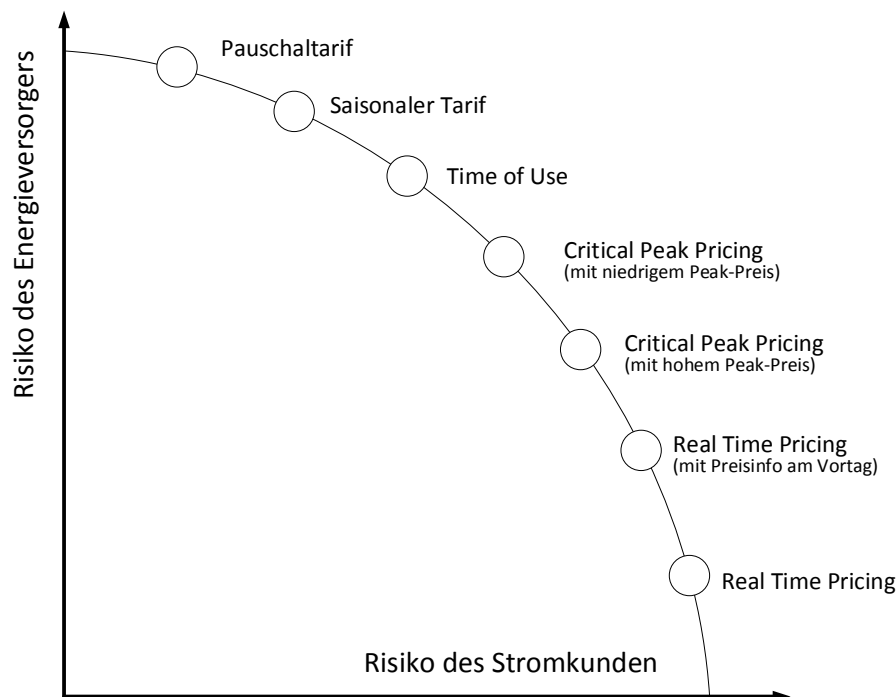
- In Analyse konnte zwischen statischen, dynamischen oder flexiblen Tarifen gewählt werden: der statische Tarif weist drei Preisstufen zu festgelegten Zeiten auf, der dynamische Tarif drei Preisstufen, die sich stündlich verändern und der flexible Tarif ist stufenlos und ebenfalls stündlich schwankend.
- In der Analyse konnte zwischen Tarifen mit hoher (zwischen 10 und 35 Eurocent pro kWh) oder niedriger (zwischen 15 und 25 Eurocent pro kWh) Preisspanne gewählt werden.
- In der Analyse können die ProbandInnen wählen, ob ihr Strommanagement selbstständig erfolgt, d.h. durch manuelle Eingaben auf Basis einer Preisinfo auf einem Display, oder programmierbar, d.h. Geräte reagieren automatisch auf eine Preisinformation.

Ergebnis: Nicht der klassische Einheitstarif mit einem kWh-Preis zu jeder Tages- und Nachtzeit, sondern der statische TOU-Tarif dient bei Dütschke et al. (2012, S.15) als Benchmark. Der statische TOU-Tarif wird gegenüber einem dynamischen bevorzugt und gegenüber einem flexiblen sehr deutlich bevorzugt. Eine geringe Preisspanne wird gegenüber einer hohen Preisspanne eher bevorzugt. Sehr deutlich ist die Zustimmung zur Programmierbarkeit im Vergleich zur manuellen Steuerung. Weiteres:

- Dütschke et al. (2012, S.7) teilen Geräte in die Klassen „manuell“, „halbautomatisch“ und „automatisch“ ein, je nach dem Grad ihrer Programmier- bzw. Automatisierbarkeit.
- Dütschke et al. (2012, S.8) stellen u.a. auf Basis von Forschungen anderer Autoren fest, dass mit zunehmender Komplexität des Tarifs das Preisrisiko der KundInnen zunimmt (d.h. das Risiko, dass sich der Verbrauch v.a. in Hochpreisphasen befindet), während das Risiko des Energieversorgers (dieser gleicht für seine KundInnen Hoch- und Tiefpreisphasen zu einem Einheitspreis pro kWh aus) abnimmt (Abbildung 3-2).

²⁰ Dütschke E., Unterländer M., Wietschel M. (2012): Variable Stromtarife aus Kundensicht – Akzeptanzstudie auf Basis einer Conjoint-Analyse. Fraunhofer ISI Working Paper Sustainability and Innovation No. S 1/2012.

Abbildung 3-2: Preisrisiko für Energieversorger und Endkunde, Quelle: Erstellt auf Basis der Grafik in Dütschke et al. (2012).



3.2.5 Monetäre Einsparung bei der Tarifwahl (Paetz und Dütschke, 2011)²¹

Paetz und Dütschke (2011, S.48) stellen fest, dass die jährliche Einsparung, die aus einem flexiblen Tarif generiert werden muss, um einen ausreichenden Anreiz für die Wahl des Tarifs zu schaffen, zwischen 65,- EUR und 120,- EUR liegen muss. Eine Kundensegmentierung wurde nicht durchgeführt.

3.2.6 Bedeutung der Kundensegmentierung (Hayn et al., 2014)²²

Hayn et al. (2014) stellen fest, dass Lastkurven bzw. Lastprofile von Haushalten kaum bekannt bzw. verstanden sind, obwohl diese Kundengruppe 29% des europäischen Stromverbrauchs ausmachen. Der von den Autoren vorgeschlagene Segmentierungsansatz fokussiert auf soziodemographische Faktoren, die Geräteausstattung sowie die Ausstattung mit neuen Technologien der Strom- bzw. Wärmebereitstellung, wobei deren Einflüsse auf den Gesamtstromverbrauch abgeleitet werden.

²¹ Paetz A., Dütschke E. (2009): Dynamische Stromtarife – nur gesetzliche Pflicht oder Kundenwunsch? SIV.NEWS 1/2011. http://www.meregio.de/pdf/SIV_News_01-2011.pdf (2012-11-30).

²² Hayn M., Bertsch V., Fichtner W. (2014): Electricity Load Profiles: The importance of household segmentation. Energy Research & Social Science 4 (2014), S.30-45.

3.2.7 Umverteilung durch die Einführung von flexiblen Tarifen (Horowitz und Lave, 2014)²³

Horowitz und Lave (2014) betrachten die Lastkurven von kanadischen StromkundInnen, die fiktiv auf dynamische Echtzeittarife umgestellt werden. Sie stellen fest, dass – sofern den KundInnen keine Möglichkeit zur Lastverschiebung gegeben ist – 35% bessergestellt werden, während 65% schlechter gestellt werden. Horowitz und Lave (2014) stellen klar, dass es sich bei der Preisglättung durch den Energieversorger um eine Umverteilungsmaßnahme handelt.

3.3 Analysen von Feldtests

In Feldtests wurde die Effektivität von flexiblen Tarifen, d.h. die tatsächlich erzielte Lastverschiebung, getestet. Diese Feldtests geben somit Einblick in realisierbare Potenziale bzw. die Methoden der Realisierung, deren Motivatoren und Hemmnisse.

Die im Raum Deutschland-Österreich-Schweiz durchgeführten Feldversuche wurden in der Meta-Studie von Kollmann et al. (2013)²⁴ zusammengefasst. Im Rahmen der Betrachtung der Haushalte im Projekt LoadShift (Elbe et al., 2014)²⁵ wurden amerikanische, kanadische und australische Feldtests (Faruqui und Sergici, 2010)²⁶, nochmals die wichtigsten Versuche des E-Energy-Programms (Hillemacher et al., 2013)²⁷ sowie weitere Tests in Frankreich (Faruqui und Sergici, 2010)²⁸ und Stamminger, 2013²⁹) und Norwegen (Saele und Grande, 2011)³⁰ analysiert. Zusätzlich zu den dort nachzulesenden Ergebnissen ist der Feldtest von Di Cosmo et al. (2014)³¹ zu erwähnen, in dem in 5.000 Haushalten (Experimental- und Kontrollgruppe) der Effekt von statisch-zeitabhängigen Tarifen (Time of Use, TOU), mit umfassender Information der KundInnen zum Tarif, getestet wurden. Sie finden heraus, dass die Experimentalgruppe ihren Stromverbrauch speziell zu Spitzenlastzeiten, aber auch allgemein verringert. Weitere Reaktionen der EndkundInnen aufgrund von Steigerungen der Preisdifferenzen zwischen Spitzen- und Grundlastzeiten lassen sich kaum zeigen.

²³ Horowitz S., Lave L. (2014): Equity in Residential Electricity Pricing. The Energy Journal 35/2, S. 1-23.

²⁴ Kollmann A., Moser S., de Bruyn K., Schwarz M., Fehring K. (2013): Smart Grids Begleitforschung: Smart Metering im Kontext von Smart Grids. Studie im Auftrag des BMVIT. Energieinstitut an der JKU Linz, Linz, Dezember 2013.

²⁵ Elbe C., Moser S., Schmutz E., Frank F., Muggenhuber G. (2014): LoadShift – Lastverschiebung in Haushalten. Projektbericht 6/9.

²⁶ Faruqui und Sergici (2010): Household response to dynamic pricing of electricity: a survey of 15 experiments. Journal of Regulatory Economics.

²⁷ Hillemacher L., Nolden C., Bertsch V., Fichtner W. (2013): Lastverlagerungspotenziale durch variable Stromtarife – Ergebnisse eines Feldtests. e-Energy Programm „MeRegio“. IEWT.

²⁸ Faruqui und Sergici (2010): Household response to dynamic pricing of electricity: a survey of 15 experiments. Journal of Regulatory Economics.

²⁹ Stamminger (2013): Effectiveness of demand side management by variable energy tariffs in the households – results of an experimental design with a fictive tariff model. ECEEE Summer Study.

³⁰ Saele und Grande (2011): Demand Response From Household Customers: Experiences From a Pilot Study in Norway. IEEE Transactions on Smart Grid.

³¹ Di Cosmo V., Lyons S., Nolan A. (2014): Estimating the Impact of Time-Of-Use Pricing on Irish Electricity Demand. The Energy Journal 35/2, S. 117-136.

3.4 Persistenz der Einsparung bzw. Lastverlagerung

Oftmals wird darauf verwiesen, dass das Interesse an Tarifmodellen oder Verbrauchsinformationen ein nachlassendes sei. Aus Feldtests können folgende Erfahrungen abgeleitet werden:

Konstante Einsparung: Bei Event-Tarifen der Kategorie „Critical Peak Pricing“ (CPP, vgl. 2.3.4.10) wurde in einem US-Feldtest keine verringerte Beteiligung im zweiten Jahr festgestellt (12% Einsparung im ersten Jahr, 13% im zweiten Jahr).³² Agsten et al. (2012) stellen eine Persistenz bis zum Ende des Feldtests fest: *„Der Effekt der Energieeinsparung hat sich im gesamten Testzeitraum verfestigt. Auch die Einspar- und Lastverschiebungspotenziale beim Event-Tarif sind nahezu konstant geblieben.“*³³ Prof. Stamminger sagt im ExpertInnenworkshop zum Bereich Haushalte im Projekt *LoadShift*³⁴ zum deutschen Projekt *Smart-A*, dass das Interesse auch im zweiten Jahr erhalten blieb.

Hillemacher et al. (2013) zeigen, dass selbst bei fast ausschließlich manuellen Reaktionsmöglichkeiten auf einen am Tag zuvor angekündigten Echtzeittarif mit Preisniveaus (Day-Ahead Real Time Level Pricing, vgl. 2.3.4.8) über einen längeren Zeitraum hinweg eine Beteiligung bestehen bleibt.³⁵

Karg et al. (2013, S.114ff) bzw. ExpertInnen weisen darauf hin, dass im Rahmen des deutschen E-Energy-Forschungsprogramms auch in anderen Feldtests eine stabile Beteiligung erzielt werden konnte.³⁶

Verringerte Einsparung: Dem widersprechend wurden aber auch starke Verringerungen beim Beitrag der TeilnehmerInnen schon nach drei Monaten festgestellt (Tabelle 3-1).³⁷ Bei Event-Tarifen der Kategorie „Critical Peak Pricing“ wird dann eine hohe Wirkung erzielt, wenn diese selten im Jahr ausgerufen werden.³⁸

Tabelle 3-1: Prozentuale Lastreduzierung bei Wechsel der Preisstufe. Als Preisstufen wurden die Ampelfarben rot für Hochtarif, Gelb für Normaltarif und Grün für Niedertarif gewählt. Quelle: Frey (2013).³⁹

Prozentuale Lastreduzierung bei Wechsel der Preisstufe		
Verglichene Preisstufen	Kunden in den ersten 3 Monaten	Kunden nach 3 Monaten
Grün gegen rot	25-35%	7-12%
Grün gegen gelb	10-22%	4-7%
Gelb gegen rot	3-15%	2-4%

³² Faruqui und Sergici (2010): Household response to dynamic pricing of electricity: a survey of 15 experiments. Journal of regulatory economics Vol. 38/2, S. 193-226.

³³ Agsten et al. (2012): Abschlussbericht eTelligence – Neue Energien brauchen neues Denken. http://www.e-energy.de/documents/eTelligence_Projektbericht_2012.pdf (2014-09-18).

³⁴ Elbe C., Moser S., Schmutz E., Frank F., Muggenhumer G. (2014): LoadShift – Lastverschiebung in Haushalten. Projektbericht 6/9.

³⁵ Hillemacher L., Nolden C., Bertsch V., Fichtner W. (2013): Lastverlagerungspotenziale durch variable Stromtarife – Ergebnisse eines Feldtests. 8. IEWT an der TU Wien, Wien, 2013.

³⁶ Karg L., Kleine-Hegemann K., Wedler M., Jahn C. (2013): E-Energy Abschlussbericht. Ergebnisse und Erkenntnisse aus der Evaluation der sechs Leuchtturmprojekte. B.A.U.M.

³⁷ Frey H. (2013): MeRegio: Erkennen und Beseitigen von Netzengpässen. E-Energy Abschlusskongress, Berlin, 17./18. Januar 2013. Präsentation.

³⁸ Elbe C., Moser S., Schmutz E., Frank F., Muggenhumer G. (2014): LoadShift – Lastverschiebung in Haushalten. Projektbericht 6/9.

³⁹ Frey H. (2013): MeRegio: Erkennen und Beseitigen von Netzengpässen. E-Energy Abschlusskongress, Berlin, 17./18. Januar 2013. Präsentation.

3.5 Relevante Ergebnisse des Projekts LoadShift⁴⁰

Grundbedingung für jede Realisierung eines Lastverschiebungspotenzials ist, dass dieses technisch-theoretisch besteht und grundsätzlich zu heben ist. **LoadShift hat nachgewiesen, dass Lastverschiebungspotenzial in Österreich bestehen.** Ergebnisse bezüglich des Potenzials werden im Flex-Tarif-Arbeitspapier 2/9 Rahmenbedingungen angeführt.

Darüber hinaus hat das Projekt LoadShift wertvolle Ergebnisse hinsichtlich der Barrieren und Motivationen geliefert, welche die Attraktivität bzw. Akzeptanz von flexiblen Tarifen bzw. Lastverschiebungen durch die KundInnen beeinflussen. Zu den spezifischen Ergebnissen zählen die Ergebnisse des ExpertInnenworkshops im Bereich Haushalte, das Resümee zu den Feldtestergebnissen und der Katalog der Hemmnisse für Lastverschiebung im Bereich Haushalte sowie der der Hemmnisse für Lastverschiebung im Bereich Industrie (siehe entsprechende Projektberichte von LoadShift).

⁴⁰ Kollmann A., de Bruyn K., Moser S., Schmidthaler M., Amann C., Elbe C., Schmutzner E., Kraußler A., Reinhofer-Gubisch M., Pucker J., Frantes B. (2014): LoadShift – Lastverschiebung in Haushalten, Industrie, Gewerbe und kommunaler Infrastruktur – Potenzialanalyse für Smart Grids. Endbericht, 2014.

Flex-Tarif

Entgelte und Bepreisung zur Steuerung von Lastflüssen im Stromnetz

Kathrin de Bruyn, Simon Moser
Energieinstitut an der JKU Linz

Projektbericht 4/9
Rechtsanalyse

Linz, September 2014

Vorwort

Im Rahmen des Projektes „Flex-Tarif“ werden die Zielsetzungen sowie die ökonomischen, rechtlichen, technischen und sozialen Rahmenbedingungen einer Realisierung vorhandener Lastverschiebungspotenziale analysiert. Das Projekt untersucht die rechtliche Zulässigkeit und die Effektivität von unterschiedlichen Tarifmodellen und leitet Zielkonflikte, technische Enabler und Barrieren sowie soziale Effekte ab.

Der vorliegende Projektbericht **4/9 „Rechtsanalyse“** wurde im Rahmen dieses Projektes erstellt. Weitere Projektberichte des Projektes Flex-Tarif sind:

1/9: Executive Summary

2/9: Einleitung und Rahmenbedingungen

3/9: Methode und Arbeitsdefinitionen

4/9: Rechtsanalyse

5/9: Anreizwirkung und Effektivität von flexiblen Tarifen

6/9: Erzeugungsseitige Systemnutzungsentgelte

7/9: EndkundInnen-seitige Automatisierung, Kommunikation, Erzeugung und Speicherung

8/9: EndkundInnen: Motivation, Akzeptanz und Verteilungseffekte

9/9: Handlungsempfehlungen



Das Projekt Flex-Tarif wird im Rahmen der 2. Ausschreibung des Programms *Energy Mission Austria* vom Klima- und Energiefonds beauftragt und finanziert.

Inhaltsverzeichnis

1	Anmerkungen	5
2	Unionsrechtliche Vorgaben zu flexiblen Stromentgelt- und Strompreismodellen	5
2.1	Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie 2009 (EltRL 2009)	5
2.2	Energieeffizienz-Richtlinie 2012 (EnEff-RL 2012)	6
2.3	Zwischenergebnis	7
3	Österreichische Rechtslage zu flexiblen Stromentgelt- und Strompreismodellen	8
3.1	Systemnutzungsentgelte	8
3.1.1	Aktuelle Rechtslage in Österreich	8
3.1.2	Ergebnis und Änderungsvorschläge zu den Systemnutzungsentgelten	17
3.1.3	Ausblick auf die Rechtslage in Deutschland	17
3.2	Energiepreis	20
3.2.1	Aktuelle Rechtslage in Österreich	20
3.2.2	Ergebnis zum Energiepreis	25
3.2.3	Ausblick auf die Rechtslage in Deutschland	26
3.3	Steuern und Abgaben	27
3.3.1	Elektrizitätsabgabe	27
3.3.2	Gebrauchsabgabe	27
3.3.3	Umsatzsteuer	27
3.3.4	Förderbeitrag für Erneuerbare Energien	27
3.3.5	Ergebnis zu den Steuern und Abgaben	28
3.4	Ergebnis zu flexiblen Stromentgelt- und Strompreismodellen aufgrund der aktuellen Rechtslage	28
4	Welchen Beitrag leisten die Erzeuger zur Finanzierung der Netzinfrastruktur?	30
4.1	Netznutzungsentgelt, § 52 EIWOG 2010	30
4.2	Netzbereitstellungsentgelt, § 55 EIWOG 2010	30
4.3	Netzverlustentgelt, § 53 EIWOG 2010	30
4.4	Netzzutrittentgelt, § 54 EIWOG 2010	30
4.5	Systemdienstleistungsentgelt, § 56 EIWOG 2010	30
4.6	Ergebnis	31
5	Untersuchung der rechtlichen Umsetzbarkeit ausgewählter flexibler Stromentgelt- und Strompreismodelle	32
5.1	Variationen des Benchmark-Tarifs	32
5.1.1	Reine Fixtarifizierung	32
5.1.2	Hochlast-Tarif / Overload Tarif	32
5.1.3	Reine Verbrauchstarifizierung	33

5.1.4	Energiespartarif	33
5.2	Tarife für endkundengeführte Lasten	34
5.2.1	HT/NT-Tarif	34
5.2.2	Time of Use 2 (TOU)	34
5.2.3	Day-ahead Real Time Pricing	34
5.2.4	Day-ahead Real Time Level Pricing	35
5.2.5	Real Time Pricing (RTP)	35
5.3	Tarife für EVU-geführte Lasten	36
5.3.1	Schaltbare Last	36
5.3.2	Beschränkbare Last	36
5.3.3	Remote Load Control (RLC)	37
5.4	Eventtarife	37
5.4.1	Critical Peak Pricing (CPP) / Extreme Day Pricing	37
5.4.2	Renewables Integration Pricing	38
6	Literaturverzeichnis	39

1 Anmerkungen

Dieses Arbeitspaket 3 des Projekts Flex-Tarif analysiert u.a. die bestehenden Rechtsvorschriften, wie die Netzkosten an die Netznutzer weitergegeben werden und welche der dafür gesetzlich festgehaltenen sogenannten Systemnutzungsentgelte sich für das Setzen eines Anreizes zur kundenseitigen Lastverschiebung eignen. Abschließend wird der aktuelle rechtliche Änderungsbedarf für die in den „Arbeitsdefinitionen“ festgelegten Tarifvarianten untersucht.

Diese Analyse geht weder auf die technische und ökonomische Machbarkeit eines Tarifs noch die damit verfolgten übergeordneten Zielsetzungen (vgl. Projektbericht 3/9 „Methode und Arbeitsdefinitionen“) ein.

2 Unionsrechtliche Vorgaben zu flexiblen Stromentgelt- und Strompreismodellen

Zu untersuchen ist zunächst, ob flexible Stromentgelt- und -preismodelle aufgrund der unionsrechtlichen Vorgaben darstellbar sind.¹

2.1 Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie 2009 (EltRL 2009)

Der Erwägungsgrund 50 der EltRL 2009² sieht vor, dass die Verbraucher³ Zugang zu ihren Verbrauchsdaten und den entsprechenden Preisen und Dienstleistungskosten haben, um auch andere Lieferanten auffordern zu können, ihnen auf dieser Basis ein Angebot zu unterbreiten. Die regelmäßige Information der Verbraucher über ihren tatsächlichen Stromverbrauch und ihre Energiekosten soll Anreize zu Energieeinsparungen schaffen, da sie eine direkte Rückmeldung hinsichtlich der Auswirkungen ihrer Investitionen in die Energieeffizienz sowie ihrer Verhaltensänderung erhalten. Um die Energieeffizienz zu fördern, sollen die Elektrizitätsunternehmen den Stromverbrauch nach Art. 3 Z 11 EltRL 2009 z.B. durch neuartige Preismodelle zu optimieren. Wichtig bei den neuartigen Preismodellen ist jedoch, dass die Verbraucher transparent über die geltenden Preise und Tarife informiert werden.⁴

Auch die Verteilernetzbetreiber sind nach Art. 25 Abs. 7 EltRL 2009 gehalten, bei der Planung des Netzausbaus u.a. Energieeffizienz-/Nachfragesteuerungsmaßnahmen, durch die sich die Notwendigkeit einer Nachrüstung oder eines Kapazitätsersatzes erübrigen könnte, zu berücksichtigen. Unter Energieeffizienz und Nachfragesteuerung ist gem. Art. 2 Z

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

² 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, Abl. L 2009/211, S. 55 ff.

³ 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.

⁴ Anhang I Abs. 1 lit. c EltRL 2009.

29 EltRL 2009 ein globales oder integriertes Konzept zur Steuerung der Höhe und des Zeitpunktes 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 Erzeugungskapazität eingeräumt wird, wenn sie unter Berücksichtigung der positiven Auswirkungen eines geringeren Energieverbrauchs auf die Umwelt und der damit verbundenen Aspekte einer größeren Versorgungssicherheit und geringerer Verteilungskosten die wirksamste und wirtschaftlichste Option darstellen. Es fallen somit unter die Nachfragesteuerung auch solche Maßnahmen des Verteilernetzbetreibers, die das Verbrauchsverhalten der Kunden beeinflussen und damit zu einer Verlagerung eines Teils des Verbrauchs in die Schwachlastzeiten und damit zu einer abnehmenden Schwankung bei der Verbrauchskurve führen, wie z.B. der Nachtstromverbrauch durch eine entsprechende Tarifgestaltung erreicht werden kann.⁵

2.2 Energieeffizienz-Richtlinie 2012 (EnEff-RL 2012)

Auch die EnEff-RL 2012⁶ sieht die Laststeuerung als ein wichtiges Instrument, um die Energieeffizienz zu verbessern: So soll der Verbraucher aufgrund der Verbrauchs- und Abrechnungsinformationen seinen Verbrauch entweder verringern oder verlagern und damit zu Energieeinsparungen beitragen.⁷ Diese Laststeuerung der Verbraucher kann u.a. auf preislichen Anreizen basieren. Daher sollen die Regulierungsbehörden, auch um der fortlaufenden Umsetzung von intelligenten Netzen, im Rahmen der Netztarife⁸ Anreize für Verbesserungen bei der Energieeffizienz schaffen und eine dynamische Tarifierung für Laststeuerungsmaßnahmen durch die Endkunden unterstützen.⁹ Darunter können z.B. nutzungszeitspezifische Tarife, Tarifierungen in kritischen Spitzenzeiten, Echtzeit-Tarifierungen und Spitzenzeitenrabatte fallen. Das gleiche gilt für die Einzelhandelstarife.¹⁰ Aber auch bei diesen neuen Tarifformen müssen die Verbraucher über die geltenden tatsächlichen Preise sowie den tatsächlichen Energieverbrauch klar und verständlich informiert werden. Derartige Tarife, die sich hingegen z.B. nachteilig auf die Energieeffizienz auswirken oder die die Teilnahme an der Laststeuerung verhindern können, sollen von den Mitgliedstaaten beseitigt werden (Art. 15 Abs. 4 EnEff-RL 2012).

⁵ Theobald, in: Danner/Theobald, EnWG Kommentar, § 14 Rz. 39.

⁶ 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, ABl. L 2012/315, S. 1 ff.

⁷ Erwägungsgrund 44 EnEff-RL 2012.

⁸ Dabei müssen jedoch u.a. auch die Voraussetzungen von Art. 14 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13.07.2009 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003, ABl. L 2009/211, S. 15 ff. berücksichtigt werden, wonach die Netzzugangsentgelte transparent sein, die Notwendigkeit der Netzsicherheit Rechnung tragen und die tatsächlichen Kosten insofern widerspiegeln, als sie denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen und ohne Diskriminierung angewandt werden.

⁹ Erwägungsgrund 45 EnEff-RL 2012.

¹⁰ Anhang XI Z 3 EnEff-RL 2012.

2.3 Zwischenergebnis

Aufgrund der Vorgaben der EltRL 2009 ist die Einführung neuartiger Preismodelle zur Erreichung einer Verlagerung der Stromverbräuche gewünscht, sofern damit die Energieeffizienz gefördert werden kann. Zwar führt die EltRL 2009 nicht aus, was sie unter den neuartigen Preismodellen versteht oder wie diese ausgestaltet sein müssen, jedoch ist es erforderlich, dass diese Preismodelle für den Verbraucher transparent sind und er regelmäßig über seinen Stromverbrauch und somit den Strompreis informiert wird.

Auch die EnEff-RL 2012 sieht in der Lastverschiebung eine wichtige Maßnahme zur Energieeffizienzsteigerung, die mittels dynamischer Tarife angetrieben werden kann. Im Gegensatz zur EltRL 2009 zählt die EnEff-RL 2012 Beispiele für solche dynamischen Tarife, die auch dem Transparenzgebot unterfallen, auf.

Folglich können aufgrund der unionsrechtlichen Vorgaben flexible Strompreismodelle grundsätzlich im nationalen Recht verankert werden.

3 Österreichische Rechtslage zu flexiblen Stromentgelt- und Strompreismodellen

Fraglich ist, ob und wie Österreich bisher die Bildung derartiger neuartiger Strompreismodelle rechtlich unterstützt hat. Dabei ist zu berücksichtigen, dass eine Verhaltensänderung der Verbraucher bezogen auf den Stromverbrauch auf zwei Arten erfolgen kann: Einerseits über eine aktive Verhaltensänderung durch die Verbraucher selbst in Form der Eigensteuerung bzw. mittels automatisierter Geräte und andererseits aufgrund vorheriger vertraglicher Regelungen durch den Netzbetreiber, indem dieser in Form der Fremdsteuerung ferngesteuert auf die Verbrauchseinrichtungen der Verbraucher zugreifen darf. Zwar ist es dem Verbraucher aufgrund der bestehenden Rechtslage unbenommen, eine Verschiebung seiner Lasten freiwillig durchzuführen, jedoch wird es für die breite Masse der Verbraucher für beide Varianten monetärer Anreize bedürfen, damit sie entweder ihre verschiebbaren Tätigkeiten an das Erzeugungsangebot anpassen oder aber dem Netzbetreiber den Zugriff auf ihre Verbrauchs- und Speichereinrichtungen gestatten. Daher werden in diesem Zusammenhang sämtliche Komponenten, aus denen sich der Strompreis wirtschaftlich gesehen zusammensetzt, also das Systemnutzungsentgelt, der reine Energiepreis sowie Steuern und Abgaben, erläutert.¹¹

3.1 Systemnutzungsentgelte

Im Folgenden wird zunächst die bestehende österreichische Rechtslage hinsichtlich der Systemnutzungsentgelte dargestellt und sodann dahingehend analysiert, ob sich darin bereits monetäre Anreize für die Netzbewerber, die an die Netzebenen 7, 5 bzw. 3 angeschlossen sind, zur Lastverschiebung finden lassen. Anschließend wird ergänzend auch ein kurzer Einblick in die rechtliche Situation in Deutschland gegeben.

3.1.1 Aktuelle Rechtslage in Österreich

Nach § 51 Abs. 1 S. 1 EIWOG 2010¹² haben alle Netzbewerber für die Erbringung aller Leistungen der Netzbetreiber und des Regelzonenführers ein Systemnutzungsentgelt zu entrichten.¹³ Dieses setzt sich gem. § 51 Abs. 2 EIWOG 2010 aus folgenden Komponenten zusammen:¹⁴

- Netznutzungsentgelt
- Netzverlustentgelt
- Netzzutrittsentgelt
- Netzbereitstellungsentgelt
- Systemdienstleistungsentgelt
- Entgelt für Messleistungen
- Entgelt für sonstige Leistungen

¹¹ Einige dieser Ausführungen basieren auf bzw. entstammen dem Projekt Loadshift.

¹² Bundesgesetz, mit dem die Organisation auf dem Gebiet der Elektrizitätswirtschaft neu geregelt wird (Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz – EIWOG 2010), BGBl. I 2013/174.

¹³ Bei der Regelung der Systemnutzungsentgelte handelt es sich um unmittelbar anwendbares Bundesrecht. Daher gibt es diesbezüglich keine landesgesetzlichen Regelungen.

¹⁴ Ausführlich zu den Systemnutzungstarifen im „alten“ EIWOG *Würthner*, Systemnutzungstarife, S. 26 ff.

- 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 Verordnung¹⁵ als Festpreise¹⁶ bzw. als Höchstpreis¹⁷ festgelegt¹⁸, wobei die Entgelte in Euro bzw. Cent je Verrechnungseinheit anzugeben sind. Die Höhe der jeweiligen Systemnutzungsentgelte bemisst sich danach, an welcher Netzebene und in welchem Netzbereich die Anlage des Verbrauchers angeschlossen ist. Das hat zur Folge, dass die durch die Regulierungsbehörde festgelegten Tarife verbindlich sind und (auch hinsichtlich der Höhe) nicht zur Disposition des Netzbetreibers oder der Verbraucher stehen. Eine über 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 dem Tatbestand der Preistreiberei nach § 102 EIWOG 2010 unterfallen.¹⁹ Zudem hat das Systemnutzungsentgelt nach § 51 Abs. 1 S. 4 EIWOG 2010 dem Grundsatz der Gleichbehandlung aller Netzbenutzer²⁰, 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.

3.1.1.1 Netznutzungsentgelt

Das Netznutzungsentgelt nach § 52 EIWOG 2010, das nur von den Entnehmern²¹ 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.²² (In § 25 Abs. 12 EIWOG a.F.²³ bestand nur die

¹⁵ 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 2014/17.

¹⁶ 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.

¹⁷ Das Entgelt für Messleistungen wird als Höchstpreis bestimmt.

¹⁸ Dies erfolgt in Übereinstimmung mit Art. 37 Abs. 1 lit. a EltRL 2009, wonach die Regulierungsbehörde dafür verantwortlich ist, anhand transparenter Kriterien auch die Verteilungsentgelte festzulegen.

¹⁹ § 51 Abs. 1 S. 3 EIWOG 2010.

²⁰ Der Erwägungsgrund 32 der EltRL 2009 besagt, dass die Entgelte auf nichtdiskriminierende Weise für alle Netzbenutzer gelten sollten. Der Erwägungsgrund 36 der EltRL 2009 weitet dies dahingehend aus, dass die Entgelte zudem kostenorientiert zu sein haben und die langfristig durch dezentrale Elektrizitätserzeugung und Nachfragesteuerung vermiedenen Netzgrenzkosten zu berücksichtigen haben.

²¹ 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.

²² § 52 Abs. 1 S. 5 EIWOG 2010.

Möglichkeit, die Preise für die Netznutzung zeitvariabel zu gestalten.) Das Gesetz lässt jedoch offen, was es genau unter einem zeit- bzw. lastvariablen Netznutzungsentgelt versteht. Während sich das zeitvariable Netznutzungsentgelt unter Umständen in Abhängigkeit der Tageszeit bzw. der Saison ändern kann, ist davon auszugehen, dass ein lastvariables Netznutzungsentgelt mit der Auslastung der Netze schwanken wird.²⁴

3.1.1.1.1 Netznutzungsentgelt der Netzebene 7, § 4 Z 7 SNE-VO 2012-Novelle 2014

In § 4 Z 7 SNE-VO 2012-Novelle 2014 differiert das Netznutzungsentgelt der Netzebene 7²⁵ (z.B. Haushalte, kleine Gewerbebetriebe und Landwirtschaft) je Netzbereich grundsätzlich²⁶ nach gemessener Leistung (Lastprofilzähler), nicht gemessener Leistung (Standartlastprofil) sowie nach unterbrechbarer Leistung. Die Tarife bemessen sich nach der Sommer Hochtarifzeit (SHT)²⁷, Sommer Niedertarifzeit (SNT)²⁸, Winter Hochtarifzeit (WHT)²⁹ und Winter Niedertarifzeit (WNT)³⁰ als verbrauchsabhängiger Arbeitspreis und werden dementsprechend in Cent/kWh angegeben. Zusätzlich fällt bei der gemessenen und nicht gemessenen Leistung ein Leistungspreis in Cent/kW (bei der gemessenen Leistung) bzw. eine Jahresfixpauschale (bei nicht gemessener Leistung) an, was beim unterbrechbaren Tarif 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 „Sommernachttarif“, ein „Wintertagestarif“ und ein „Winternachttarif“. 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 haben z.B. die Netzbereiche Burgenland und Kleinwalsertal durchweg, also unabhängig von der Tages- und Jahreszeit, einen fixen Tarif für die gemessene Leistung, einen fixen Tarif 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,

²³ Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz, BGBl. I 2006/106.

²⁴ BDEW, Netz und Markt, S. 12; Bundesnetzagentur, „Smart Grid“ und „Smart Market“, S. 19.

²⁵ Es werden im Rahmen der Studie nur die Netzebenen 7, 5 und 3 betrachtet, nicht jedoch die Umspannebenen.

²⁶ 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.

²⁷ 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.

²⁸ 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.

²⁹ 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.

³⁰ 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.

Steiermark, Graz, Tirol und Innsbruck) ist wenigstens der Tarif für die gemessene Leistung 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 einen höheren für die Wintertarifzeiten (WHT und 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 klassischen 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 Verbraucher das ganze Jahr durchweg das fixe Netznutzungsentgelt ihres Netzbereichs zu zahlen haben. Beim unterbrechbaren Tarif schwanken die 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 Tarifgestaltung für die Netzebene 7 findet sich in der SNE-VO 2012-Novelle 2014 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 Verbrauchers in allen Netzbereichen der Netzebene 7 verrechnet werden, sofern eine unterbrechbare Lieferung z.B. für elektrische Warmwasseraufbereitung, Elektroheizung oder Wärmepumpen beim jeweiligen Verbraucher möglich ist. Denkbar und sinnvoll scheint es allerdings darüber hinaus auch, dass sich der Netzbetreiber und der Verbraucher, der z.B. ein Kühlhaus oder ein Elektrofahrzeug hat, vertraglich einigen, dass der Netzbetreiber entweder jederzeit (in Abhängigkeit der Lastsituation im Netz) oder aber zu festgelegten Zeiten für eine zuvor vereinbarte Zeitspanne auf die Einrichtungen des Verbrauchers zugreifen darf, um mit diesem Lastabwurf Lastspitzen zu vermeiden. Voraussetzung für die Verrechnung des unterbrechbaren Tarifs ist somit zunächst eine Berechtigung des Netzbetreibers, also eine vertragliche Vereinbarung zwischen Netzbetreiber und Verbraucher hinsichtlich der zeitlichen Unterbrechbarkeit (jederzeit oder nur zu vorherbestimmten Zeiten)³¹, 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 potentiellen Zugriffsmöglichkeit durch den Netzbetreiber und die daraus resultierende mögliche 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“³². Im Gegenzug erhält der Verbraucher den unterbrechbaren Tarif, der im Vergleich zum „Normaltarif“ anreizfördernd und damit günstiger sein sollte.³³ Ob der Netzbetreiber allerdings tatsächlich auf die Verbrauchseinrichtung zugreift ist nicht ausschlaggebend für die

³¹ 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.

³² Erläuterungen zur SNT-VO 2010, § 7 Z 7 SNT-VO 2010, S. 17.

³³ Erläuterungen zur SNT-VO 2010, § 7 Z 7 SNT-VO 2010, S. 17.

Verrechnung des Tarifs, da es nur auf die Einräumung des möglichen Zugriffs ankommt.³⁴ Allerdings wird sich dieser Tarif aufgrund der Kosten für den notwendigen zweiten Zähler erst ab einem gewissen Mindestverbrauch rechnen.

3.1.1.1.2 Netznutzungsentgelt der Netzebene 5, § 4 Z 5 SNE-VO 2012-Novelle 2014

Das Netznutzungsentgelt für die Entnehmer der Netzebene 5 (z.B. 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 Tarife richten sich, wie bei der Netzebene 7 auch, nach der Sommer Hochtarifzeit (SHT), Sommer Niedertarifzeit (SNT), Winter Hochtarifzeit (WHT) und Winter Niedertarifzeit (WNT) als verbrauchsabhängiger Arbeitspreis und werden dementsprechend in Cent/kWh angegeben. Hinzu kommt der Leistungspreis in Cent/kW bei der gemessenen Leistung, nicht hingegen beim unterbrechbaren Tarif.

Bei der zeitvariablen Ausgestaltung der Tarife finden sich in den Netzbereichen Kärnten, Klagenfurt, Niederösterreich, Oberösterreich und Vorarlberg vier unterschiedliche Preisansätze, wobei der SNT der günstigste und der WHT der teuerste ist. In den Netzbereichen Burgenland, Linz, Salzburg, Tirol und Innsbruck gibt es zwei unterschiedliche Preisansätze, sodass entweder die Hochtarifzeiten (SHT und WHT) teurer sind als die Niedertarifzeiten (SNT und WNT)³⁵ oder die Wintertarifzeiten (WHT und WNT) teurer sind als die Sommertarifzeiten (SHT und SNT).³⁶ 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 Verbraucher motivierend wirken, ihren Stromverbrauch 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 der Tarif durchgehend, unabhängig davon, wann der Strom bezogen wird, sodass ein Anreiz zur Lastverschiebung in diesen Netzbereichen nicht gegeben ist.

Eine lastvariable Tarifgestaltung findet sich bei der Netzebene 5 ebenfalls 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 potentielle 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.

3.1.1.1.3 Netznutzungsentgelt der Netzebene 3, § 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 Tarife richten sich, wie bei den Netzebenen 7 und 5 auch, nach der

³⁴ *Schneider/Theobald*, Energiewirtschaft, § 11 Rz. 20.

³⁵ Burgenland, Linz, Steiermark, Graz, Tirol und Innsbruck.

³⁶ Salzburg.

Sommer Hochtartarifezeit (SHT), Sommer Niedertarifezeit (SNT), Winter Hochtartarifezeit (WHT) und Winter Niedertarifezeit (WNT) als verbrauchsabhängiger Arbeitspreis und werden dementsprechend in Cent/kWh angegeben. Hinzu kommt der Leistungspreis in Cent/kW.

Hinsichtlich der zeitvariablen Ausgestaltung der einzelnen Tarife sieht lediglich der Netzbereich Vorarlberg vier unterschiedliche Preisansätze vor, wobei der SNT der günstigste und der WHT der teuerste Tarif ist.³⁷ In den Netzbereichen Burgenland, Niederösterreich und Tirol schwankt der Tarif in Abhängigkeit von Hochtartarifezeit (SHT und WHT) und Niedertarifezeit (SNT und WNT) bzw. in Salzburg in Abhängigkeit von Sommertarifezeit (SHT und SNT) und Wintertarifezeit (WHT und WNT). Sofern die Niedertarifezeiten gegenüber den Hochtartarifezeiten preislich begünstigend für die Verbraucher 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.

Eine lastvariable Tariffestlegung 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.

3.1.1.1.4 Ergebnis 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 festgelegt. Diese Regulierung ist notwendig, da es sich bei den Netzen um sogenannte natürliche Monopole handelt. Daher ist es den Netzbetreibern nicht möglich, das Netznutzungsentgelt frei festzulegen, sodass sich die Vertragsparteien auch nicht z.B. auf einen niedrigeren Preisansatz verständigen können. Der geltende Rechtsrahmen des § 52 Abs. 1 S. 5 EWiG 2010 stellt es jedoch ausdrücklich in das Ermessen („kann“) der Regulierungsbehörde, das Netznutzungsentgelt in der Verordnung je nach Netzbereich und Netzebene zeitvariabel und/oder lastvariabel auszugestalten.

Dieser Möglichkeit ist die Regulierungsbehörde bisher 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 Tarife in keinem Netzbereich variieren, sondern durchweg starr ausgestaltet sind. Sofern der Verbrauch der 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 Verbraucher der Netzebene 5 in den Netzbereichen Burgenland, Linz, Salzburg, Tirol und Innsbruck sowie für die Entnehmer der Netzebene 3 in den Netzbereichen Burgenland, Niederösterreich, Oberösterreich³⁸, Tirol und Vorarlberg.

Eine lastvariable Tarifgestaltung (d.h. eine sich mit dem Ausmaß der Netznutzung nichtlinear ändernde leistungsabhängige Tarifierung) findet sich hingegen für keine Netzebene und für keinen Netzbereich.

³⁷ Vergleichbar ist auch der Tarif für Oberösterreich, wo jedoch beide Sommertarifezeiten die günstigsten sind.

³⁸ Dies gilt jedoch nur für den WNT, da der SNT dieselbe Tarifierung wie der SHT vorsieht.

Der unterbrechbare Tarif wird für die Entnehmer der Netzebene 7 in allen Netzbereichen angeboten. Dieser Tarif ist ein gesonderter, aber zumeist nicht schwankender Tarif und ist – verglichen mit dem Netznutzungsentgelt bei nicht gemessener Leistung – preislich begünstigt, was sich aufgrund der potentiellen Zugriffsmöglichkeit durch den Netzbetreiber ergibt, was zur Folge hat, dass der Entnehmer mit seinen unterbrechbaren Lasten in dieser Zeit von der Stromzufuhr abgeschaltet werden kann. Dieser preisliche Vorteil stellt somit, sofern sich dieser Tarif wegen der Notwendigkeit eines zweiten Zählers wirtschaftlich für den Verbraucher 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 Netzebene 3 ist – wahrscheinlich mangels praktischer Anwendbarkeit – kein unterbrechbarer Tarif festgelegt.

3.1.1.1.5 Änderungsvorschläge zum Netznutzungsentgelt als monetärer Anreiz zur eigenständigen Lastverschiebung durch den Entnehmer

Damit die Entnehmer tatsächlich ihr Verbrauchsverhalten anpassen, bedarf es preislicher Anreize, zumal die Elektrizitätsunternehmen im Sinne eines effizienten Energieeinsatzes den Stromverbrauch optimieren sollen, indem sie z.B. im Hinblick auf Laststeuerungsmaßnahmen neuartige Preismodelle einführen.³⁹ Daher ist es sowohl bei den zeitvariablen als auch bei den lastvariablen Tarifen wichtig, dass die Verbraucher tatsächlich ihr Netznutzungsentgelt senken können, wenn sie sich netzkonform verhalten.⁴⁰ Allerdings müssen die Tarife auch weiterhin transparent und nicht diskriminierend sein (Erwägungsgrund 32 der EltRL 2009).

Sowohl das zeit- als auch das lastvariable Netznutzungsentgelt könnte einen finanziellen Anreiz darstellen, die Entnehmer zu motivieren, ihr Verbrauchsverhalten freiwillig und selbständig dementsprechend zu ändern, dass sie ihre Verbräuche in lastschwache 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 auf (nach aktueller Rechtslage) nach 22.00 Uhr bzw. vor 06.00 Uhr zu verlagern. Obwohl der Wunsch der Netzbetreiber nach mehr Variabilität scheinbar derzeit nicht gegeben ist⁴¹, wäre es dennoch rechtlich möglich, in der Verordnung kleinere, also kürzere Zeitintervalle als bisher innerhalb eines Tages im Rahmen der zeitvariablen Tarifgestaltung zu verankern, sofern dabei

³⁹ Art. 3 Abs. 11 EltRL 2009; Erwägungsgrund 45 Energieeffizienzrichtlinie 2012; Art. 15 Abs. 4 Energieeffizienzrichtlinie 2012; Anhang XI Z 3 Energieeffizienzrichtlinie 2012.

⁴⁰ Anhang XI Z 1 Energieeffizienzrichtlinie 2012.

⁴¹ Die Ausgestaltung der (zeitvariablen) Tarife wird durch die E-Control in Zusammenarbeit mit den jeweiligen Netzbetreibern vorgenommen. Dies entspricht auch den Vorgaben des Erwägungsgrundes 36 der EltRL 2009, wonach die Regulierungsbehörde die Möglichkeit haben sollte, die Tarife bzw. die Tarifberechnungsmethoden auf der Grundlage eines Vorschlags eines Verteilernetzbetreibers festzusetzen.

einheitliche Tarifstrukturen berücksichtigt werden, zumal § 52 Abs. 1 S. 5 EIWOG 2010 nur von einer „zeitvariablen“ Ausgestaltung des Netznutzungsentgelts spricht, ohne die zeitlichen Intervalle näher festzulegen.

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.

Rechtlich möglich wäre zudem, das Netznutzungsentgelt rein arbeitsbezogen festzulegen und zu verrechnen (§ 52 Abs. 1 S. 3 EIWOG 2010).

3.1.1.1.6 Änderungsvorschläge zum Netznutzungsentgelt als monetärer Anreiz zur Lastverschiebung des Entnehmers durch den Netzbetreiber

Neben der eigenständigen Verlagerung der Verbräuche 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. Zumindest rechtlich möglich wäre es, dass die Regulierungsbehörde diesen unterbrechbaren Tarif, für sämtliche Netzbereiche in die Verordnung aufnimmt. Tatsächliche Voraussetzung wäre allerdings, dass die Netzbetreiber und somit die Verbraucher einen solchen Tarif wünschen.

3.1.1.2 Netzverlustentgelt (§ 53 EIWOG 2010)

Mit dem Netzverlustentgelt nach § 53 EIWOG 2010 werden sowohl von den Entnehmern als auch von den Einspeisern 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. Anreize für die Verbraucher zur Lastverschiebung können sich aus dieser Systementgeltkomponente folglich nicht ergeben.

In § 6 SNE-VO 2012-Novelle 2014 sind sämtliche Netzverlustentgelte unterteilt nach Netzbereich und Netzebene in Cent/kWh aufgelistet.

3.1.1.3 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 Tarife durch die Regulierungsbehörde im Rahmen der jeweils geltenden SNE-VO. Das Netzzutrittsentgelt hat zudem kein Potential, den Verbrauchern einen Anreiz zur Lastverschiebung zu bieten.

3.1.1.4 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 (vorgelagerten) 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) und wird durch die Regulierungsbehörde per Verordnung bestimmt. Eine zeit- und/oder lastvariable Gestaltung durch die Regulierungsbehörde ist gesetzlich nicht vorgesehen. § 7 SNE-VO 2012-Novelle 2014 legt das zu entrichtende Netzbereitstellungsentgelt je Netzbereich und Netzebene in Euro/kW fest. Auch bei dieser Entgeltkomponente, die einmalig in Form eines festen Pauschalbetrages durch sämtliche Entnehmer (für Einspeiser nicht anwendbar) zu entrichten ist, würde eine zeit- und/oder lastvariable Verrechnung keinen Sinn machen, da ein Bezug zur Lastverschiebung nicht gegeben ist.

3.1.1.5 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 auszugleichen zu müssen. Dabei enthält das Systemdienstleistungsentgelt, das per Verordnung bestimmt wird, 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.

3.1.1.6 Entgelt für Messleistungen (§ 57 EIWOG 2010)

Mit dem Entgelt für Messleistungen werden dem Netzbetreiber durch die Netzbenutzer nach § 57 EIWOG 2010 die Kosten abgegolten, die mit der Errichtung und dem Betrieb von Zähleinrichtungen (inkl. Wandler, Eichung und Datenauslesung) verbunden sind. Die in § 10 SNE-VO 2012-Novelle 2014 festgesetzten Entgelte⁴² sind Höchstpreise, die regelmäßig (monatlich) und grds. aufwandsorientiert verrechnet werden. Sofern eine Zählung mittels eines intelligenten Messgerätes erfolgt, so kommen die entsprechenden Entgelte der ersetzten Messleistungen bzw. zusätzlichen Funktionen zur Anwendung. § 10 Abs. 2 SNE-VO 2012-Novelle 2014 legt darüber hinaus Entgelte für zusätzliche Funktionen (Tarifschaltung und Prepaymentzählung) fest. Der Wechsel eines Tarifs kann mit dem Erfordernis eines Wechsels bzw. einer funktionellen Ergänzung des Zählers verbunden sein, sodass sich möglicherweise die aus dem Wechsel des Tarifmodells ergebenden Anreize zu einem gewissen Grad durch anfallende Mehrkosten für die Messleistung relativieren können.

3.1.1.7 Die übrigen Systemnutzungsentgeltkomponenten

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

⁴² Die Arten der Messung bestimmen sich nach § 9 SNE-VO 2012-Novelle 2014.

3.1.2 Ergebnis und Änderungsvorschläge zu den Systemnutzungsentgelten

Von den dargestellten (statischen) Systemnutzungsentgeltkomponenten hat allein das Netznutzungsentgelt Bezug zur Lastverschiebung, sodass nur über dieses sämtliche Entnehmer motiviert werden können, ihre Lasten zu verschieben. Dies könnte mittels einer zeit- und/oder lastvariablen Tarifstruktur erreicht werden, womit die Netzbewerber 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. 5 EIWOG 2010 auch ein lastvariables Netznutzungsentgelt rechtlich möglich, bedürfte allerdings noch der Festlegung durch die Regulierungsbehörde in der SNE-VO.

Möglich wäre zudem (und v.a. auf der Netzebene 7 anwendbar), das Netznutzungsentgelt rein arbeitsbezogen festzulegen und zu verrechnen.

Zumindest rechtlich möglich ist das Angebot eines unterbrechbaren Tarifs auf allen Netzebenen und in allen Netzbereichen. Der unterbrechbare Tarif ist allerdings kein Anreiz für die Netzbewerber, 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.

Nicht möglich ist, dass die Netzbetreiber den Verbrauchern 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 Verbraucher liegt.

Ferner ist eine rein leistungsbezogene Festlegung des Netznutzungsentgeltes in der Verordnung von der derzeitigen Ermächtigungsgrundlage des § 52 Abs. 1 EIWOG 2010 nicht gedeckt.

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

3.1.3 Ausblick auf die Rechtslage in Deutschland

Die Berechnung der Netzentgelte bemisst sich in Deutschland aufgrund von § 21 EnWG⁴³ nach der StromNEV⁴⁴, wobei diesbezüglich die §§ 15 ff. StromNEV relevant sind. So ist es möglich, dass Verbraucher, die entweder einen atypischen Stromverbrauch (§ 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV) oder Verbraucher, die einen sehr hohen Stromverbrauch aufweisen (§ 19 Abs. 2

⁴³ Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG), vom 07.07.2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), zuletzt geändert durch Gesetz vom 21.07.2014 (BGBl. I S. 1066).

⁴⁴ Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung – StromNEV) vom 25.07.2005 (BGBl. I S. 2225), zuletzt geändert durch Verordnung vom 21.07.2014 (BGBl. I S. 1066).

S. 2 StromNEV)⁴⁵ unter bestimmten Voraussetzungen ein individuelles (reduziertes) Netzentgelt vereinbaren können, was jedoch der Genehmigung der Regulierungsbehörde bedarf. Mit diesem reduzierten Netzentgelt sollen Letztverbraucher belohnt werden, die aufgrund ihres hohen und gleichmäßigen Strombezugs einen positiven Beitrag zur Netzentlastung bzw. Netzstabilisierung leisten. Allerdings wird bei diesem individuellen Netzentgelt ausschließlich das konstante hohe Abnahmeverhalten berücksichtigt, nicht jedoch eine flexible Anpassung an die aktuelle Stromerzeugung. 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.⁴⁶

Allerdings gibt es bereits jetzt die Möglichkeit eines festen reduzierten Netzentgeltes nach § 14a EnWG, 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. Als unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen in diesem Sinne gelten auch Elektromobile. Diese Regelung soll „erste Voraussetzungen für eine so genannte intelligente Netzsteuerung im Bereich der Verteilernetze“⁴⁷ 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 Kunden 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.⁴⁸ Näheres soll eine Rechtsverordnung nach § 21i Abs. 1 Z 9 EnWG 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.⁴⁹

Um auch im Hoch- und Höchstspannungsnetz zu einer Aufrechterhaltung und Verbesserung der Versorgungssicherheit beitragen zu können, wurde auf der Grundlage von § 13 Abs. 4a

⁴⁵ 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 Gegenleistung zu erbringen. Dies sei jedoch bei dem von den Netzentgelten befreiten Netzbenutzer gerade nicht der Fall.

⁴⁶ 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.

⁴⁷ BT-Drucks. 17/6072, S. 73.

⁴⁸ Bundesnetzagentur, „Smart Grid“ und „Smart Market“, S. 20.

⁴⁹ Bundesnetzagentur, „Smart Grid“ und „Smart Market“, S. 20.

S. 5 und Abs. 4b S. 1 des EnWG Ende 2012 die sog. Abschaltverordnung (AbLaV)⁵⁰ erlassen. Gemäß § 1 AbLaV sind die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, Abschaltleistungen aus abschaltbaren Lasten auszuschreiben und sodann bis zu einer Gesamtabchaltleistung 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.⁵¹ Die technischen Anforderungen an die abschaltbaren Lasten ergeben sich aus den §§ 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 MW (§ 4 AbLaV).

In dem derzeit geltenden deutschen Rechtsrahmen sind jedoch 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.⁵² Im Gegensatz zu den starren individuellen Netzentgelten⁵³ 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 Verbraucher darstellt, die Stromnachfrage zu erhöhen. Umgekehrt ist dies bei einem geringen Stromangebot.⁵⁴ Je näher die Netze an ihre Kapazitätsgrenze geraten, desto teurer wird ihre Nutzung.⁵⁵ 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.⁵⁶ 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

⁵⁰ Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (Abschaltverordnung – AbLaV) vom 28.12.2012, BGBl. I S. 2998.

⁵¹ BT-Drucks. 17/11671, S. 1.

⁵² Krägenow/Mühlstein, Anreiz zum Falschen, Energie & Management 15-16/2013, 7.

⁵³ 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.

⁵⁴ Krägenow/Mühlstein, Anreiz zum Falschen, Energie & Management 15-16/2013, 7.

⁵⁵ Bundesnetzagentur, „Smart Grid“ und „Smart Market“, S. 19.

⁵⁶ Bundesnetzagentur, „Smart Grid“ und „Smart Market“, S. 20.

bei den Strompreisen, die Komplexität weiter erhöhen. Es bleibt daher abzuwarten, wie sich die Netzentgeltregelung künftig entwickelt.

Somit gibt es im Rahmen der finanziellen Anreize über die Netzentgelte in der deutschen Rechtslage bisher grundsätzlich (abgesehen von dem gesonderten Netzentgelt nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV) nur solche zur Lastverschiebung durch den Netzbetreiber, nicht hingegen mittels variabler Netzentgelte zur kundenseitigen Reaktion.

3.2 Energiepreis

Im Folgenden soll die Möglichkeit variabler Strompreise als Anreiz für die Verbraucher zur Lastverschiebung in Österreich rechtlich untersucht werden. Ergänzend wird auch diesbezüglich ein kurzer Ausblick in die deutsche Rechtslage vorgenommen.

3.2.1 Aktuelle Rechtslage in Österreich

Im Gegensatz zu den Systemnutzungsentgelten wird der Strompreis, also der Preis, den der Lieferant für den Verkauf der elektrischen Energie bekommt, seit der Liberalisierung nicht mehr reguliert und kann somit von jedem Lieferanten am Markt privatautonom festgesetzt werden.⁵⁷ Mangels Regulierung ist bei der Festsetzung 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 bzw. solchen, die die EnEff-RL 2012 (Anhang XI Z 3) vorschlägt, 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 Abs. 1 EIWOG 2010⁵⁸ Allgemeine Geschäftsbedingungen für die Kunden, die mit elektrischer Energie beliefert werden, ohne dass ihr Verbrauch über einen Lastprofilzähler gemessen wird, zu erstellen⁵⁹ und nach Anzeige an die Regulierungsbehörde zu veröffentlichen. Die Allgemeinen Geschäftsbedingungen müssen somit nicht behördlich genehmigt, sondern der Regulierungsbehörde nur schriftlich vor ihrem Inkrafttreten angezeigt werden.⁶⁰ 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 Preise sind nur nach Maßgabe des Allgemeinen Bürgerlichen Gesetzbuches⁶¹ und des Konsumentenschutzgesetzes⁶² zulässig und sind dem Kunden persönlich schriftlich bzw. auf dessen Wunsch elektronisch mitzuteilen.⁶³ Fraglich ist, ob die Schutzbestimmungen

⁵⁷ Vgl. *Hauer*, in: *Hauer/Oberndorfer*, EIWOG, § 45 Rz. 10.

⁵⁸ Auf die Umsetzung in den einzelnen Landesgesetzen wird an dieser Stelle nicht eingegangen.

⁵⁹ Das EIWOG 2010 sieht hingegen keine Verpflichtung zur Erstellung von Allgemeinen Geschäftsbedingungen vor, sofern der Verbrauch des Kunden über einen Lastprofilzähler gemessen wird.

⁶⁰ *Hauenschild*, in: *Österreichs E-Wirtschaft*, EIWOG, § 80 S. 273; *Liewehr*, *Spruchpraxis der Energie-Control*, ÖJZ 2010/71, 656 ff.

⁶¹ Allgemeines bürgerliches Gesetzbuch für die gesamten deutschen Erbländer der Österreichischen Monarchie (ABGB), BGBl. I 2014/33.

⁶² Bundesgesetz vom 08.03.1979, mit dem Bestimmungen zum Schutz der Verbraucher getroffen werden (Konsumentenschutzgesetz – KSchG), BGBl. I 2014/33.

⁶³ § 80 Abs. 2 S. 1 und S. 2 EIWOG 2010. Dazu auch der EuGH, 23.10.2014, C-35911 und C-400/11, wonach die Verbraucher bei geplanten Strompreisänderungen durch den Lieferanten

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)⁶⁴ ist dies der Fall, da auf diesem Wege sichtbar wird, welche Vereinbarungen ungültig sind, wenn zwei unterschiedlich starke Vertragspartner kontrahieren. Nach einer anderen Ansicht findet das 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.⁶⁵ 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.⁶⁶ Sollte der Lieferant somit Änderungen hinsichtlich der vertraglich vereinbarten Preise vornehmen wollen, so hat er den Verbraucher 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 anzugeben.⁶⁷

Die Rechnungen⁶⁸ an sämtliche Endverbraucher, unabhängig davon, ob ihr Verbrauch mittels eines Lastprofilzählers gemessen wird, sind nach § 81 Abs. 1 EIWOG 2010 transparent und konsumentenfreundlich 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

„rechtzeitig vor dem Inkrafttreten dieser Änderung über deren Anlass, Voraussetzungen und Umfang informiert werden“ müssen, damit diese den Vertrag entweder kündigen oder aber gegen diese Änderung des Strompreises vorgehen können.

⁶⁴ 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).

⁶⁵ *Graf*, Änderung von Entgelten, *ecolex* 2009, 1035 (1036 f.) mit Verweis auf OGH, 13.06.2006, 10 Ob 125/05p und OGH, 13.06.2006, 10 Ob 145/05d.

⁶⁶ 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.

⁶⁷ § 80 Abs. 3 Z 3 EIWOG 2010.

⁶⁸ Dazu auch: *VwGH*, 16.12.2008, 2008/05/0181.

Verordnung Vorgaben zur Transparenz⁶⁹ 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 Tarife mit zeitvariablen Komponenten, einzuführen. Die Einführung derartiger Tarife wird somit wohl vom Markt des jeweiligen Lieferanten abhängen. Wie genau diese 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. Feststeht nur, dass derartige variable (Mehrfach-) Tarifsysteme wohl die (viertelstündige) Verbrauchserfassung mittels Leistungsmessung oder Smart Meter voraussetzen, da sich die Tarifansätze täglich ändern können⁷⁰ 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-VO⁷¹ 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.⁷² 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 2011⁷³ sowie aus § 83 Abs. 2 EIWOG 2010.⁷⁴ 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.⁷⁵ Sofern der Energieverbrauch mittels

⁶⁹ Die Vorgaben der Regulierungsbehörde betreffen somit nur das Erfordernis der Transparenz, nicht hingegen die genaue Ausgestaltung dieser Preismodelle.

⁷⁰ Ein HT/NT-Strompreis, der den Verbraucher animiert, seinen Stromverbrauch in die NT zu verlagern, ist auch ein zeitvariabler Tarif, der auch mit dem konventionellen Ferraris-Zähler möglich ist, sofern sich die Preisfestsetzung an den Netzentgeltzeiten 06.00-22.00 und 22.00-06.00 Uhr orientiert.

⁷¹ 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.

⁷² § 1 Abs. 5 S. 1 IME-VO.

⁷³ Verordnung der E-Control, mit der die Anforderungen an intelligente Messgeräte bestimmt werden (Intelligente Messgeräte-AnforderungsVO 2011 – IMA-VO 2011), BGBl. II 2011/339.

⁷⁴ Somit müssen die intelligenten Messgeräte u.a. in der Lage sein Zählerstände, Leistungsmittelwerte oder Energieverbrauchswerte in einem 15-Minuten-Intervall zu messen und zu speichern. Zudem muss ein täglicher Verbrauchswert gespeichert werden können. Sämtliche bis Mitternacht erfassten Daten haben sodann bis 12 Uhr des darauffolgenden Tages über eine Kommunikationsschnittstelle an den Netzbetreiber gesendet zu werden, sodass es keiner jährlichen Auslesung der Zählerdaten vor Ort mehr bedarf. Ferner sollen diese Daten bis zu 60 Tage im Gerät abgelegt werden. Es bedarf der Möglichkeit, den Maximalbezug der Kundenanlage an elektrischer Leistung zu begrenzen.

⁷⁵ ErläutRV IMA-VO 2011 zu § 3 Z 8, S. 7.

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 Verbraucher 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.⁷⁶ Die Auslesung und Verwendung der Viertelstundenwerte der Verbraucher durch den Netzbetreiber setzt allerdings dessen 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.⁷⁷ Wichtig ist somit, dass der Verbraucher nachweislich transparent und verständlich darüber zu informieren ist, wenn sein Tarif einer Auslesung seiner Verbrauchswerte bedarf, die über den täglichen Verbrauchswert hinausgeht.⁷⁸ 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.⁷⁹

Neben der Erforderlichkeit eines Smart Meters zwecks Verrechnung variabler Strompreise bedarf es der Transparenz dieser Tarife.⁸⁰ 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 KSchG⁸¹ (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 angefasst 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.⁸² 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.⁸³ „Die transparente und umfassende

⁷⁶ Erwägungsgrund 50 der EltRL 2009. So auch Anhang I Z 1 lit. a der EltRL 2009.

⁷⁷ 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.

⁷⁸ § 84a Abs. 4 EIWOG 2010.

⁷⁹ § 82 Abs. 2 Z 2 EIWOG 2010.

⁸⁰ Die Rechtslage ist insofern nicht mit variablen Systemnutzungstarifen vergleichbar: Der variable Systemnutzungstarif beruht nämlich nicht auf privatautonomer Vereinbarung, sondern auf hoheitlicher (regulierungsbehördlicher) Festsetzung und unterliegt daher schon ex definitione nicht den konsumentenschutzrechtlichen Anforderungen des Transparenzgebotes.

⁸¹ Dazu u.a. *Krejci*, in: Rummel, KSchG § 6 Rz. 210 ff.

⁸² Anhang I Z 1 lit. a EltRL 2009; OGH, 05.06.2007, 10 Ob 67/06k; *Riedler*, Rechtswidrige AGB, ÖJZ 2009/70, 639 (642).

⁸³ *Graf*, in: Kletečka/Schauer, ABGB-ON 1.01 § 864a Rz. 33; *Krejci*, in: Rummel, KSchG § 6 Rz. 212.

Information des Kunden ist eine der Säulen der Liberalisierung des Strommarktes⁸⁴. Das hat zur Folge, dass der Kunde u.a. leicht erkennen können muss, welchen Preis er für eine kWh reine Energie zu zahlen hat, zumal seine wirtschaftlichen Interessen betroffen sind.⁸⁵ 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.⁸⁶ Eine solche verständliche 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 damit den Wettbewerb fördern kann.⁸⁷ Nur ein funktionierender Wettbewerb ist in der Lage, niedrigere Preise, bessere Qualität, Innovation und Effizienzsteigerung zu bewirken.⁸⁸ 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.⁸⁹

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 Stromtarif, 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 dynamischer 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, also 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 Mindest- und Maximalpreises (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 schlimmsten 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 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.⁹⁰ Dem

⁸⁴ EB RV 2006 zu § 45c i.d.F. BGBl. I 2006/106.

⁸⁵ Anhang VII Z 1.2 Energieeffizienzrichtlinie 2012; VwGH, 28.01.2009, 2008/05/0244; EB RV 2006 zu § 45c i.d.F. BGBl. I 2006/106; *Korinek*, Transparenzgebot, JBl 1999, 149 (172).

⁸⁶ EB RV 2006 zu § 45c i.d.F. BGBl. I 2006/106.

⁸⁷ *Zanger*, Transparenz von Energierechnungen, OZK 2009, 91 (94). Vgl. auch Art. 9 Abs. 2 lit. d Energieeffizienzrichtlinie 2012.

⁸⁸ *Zanger*, Transparenz von Energierechnungen, OZK 2009, 91.

⁸⁹ *Korinek*, Transparenzgebot, JBl 1999, 149 (172).

⁹⁰ *Krejci*, in: Rummel, KSchG § 6 Rz. 72 ff.

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 Tarife 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 Tarife erhalten kann.⁹¹

Zusätzlich kann die Regulierungsbehörde die Lieferanten verpflichten, zumindest einen zeitunabhängigen Standardtarif anzubieten, der also durchgehend einen einheitlichen Energiepreis vorsieht, was wohl für die Verbraucher gedacht ist, die entweder (noch) keinen Smart Meter haben oder diesen nur auf Basis der täglichen Verbrauchswerte (und nicht der Viertelstundenwerte) verrechnet bekommen und sich in ihrem Verbrauchsverhalten nicht umstellen wollen, da derartige Tarife dem Verbraucher keinen Anreiz bieten, den Energieverbrauch zu verschieben oder einzuschränken.

Bei allen Strompreismodellen (v.a. jedoch bei dem dynamischen 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.⁹²

3.2.2 Ergebnis zum Energiepreis

Die Einführung variabler Strompreise ist nach der vorhandenen österreichischen Rechtslage möglich, zumal die Elektrizitätsunternehmen im Sinne der Energieeffizienzförderung den Stromverbrauch optimieren sollen, indem sie z.B. im Hinblick auf Laststeuerungsmaßnahmen neuartige Preismodelle einführen.⁹³ Gerade die Auslesung der Verbrauchswerte im Viertelstundentakt ermöglicht grds. die Bildung vieler 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 diesbezüglichen konkreten Vorgaben für die Ausgestaltung solcher neuer Preismodelle beinhaltet, haben die Lieferanten gerade bei Lieferverträgen mit Unternehmen einen weiten Gestaltungsspielraum. Das bedeutet, die Lieferanten können mit den Kunden Preismodelle vereinbaren, die auch nicht bei der Regulierungsbehörde angezeigt werden müssen.⁹⁴ Bei Lieferverträgen mit Verbrauchern gilt es jedoch u.a. das Gebot der Preistransparenz i.S.v. § 6 Abs. 3 KSchG zu wahren. Da jedoch die verschiedenen Preismodelle der einzelnen Lieferanten stark auseinanderfallen

⁹¹ Anhang I Abs. 1 lit. a der EltRL 2009; § 82 Abs. 1 Z 4 EIWOG 2010; § 82 Abs. 2 Z 2 EIWOG 2010.

⁹² VwGH, 16.12.2008, 2008/05/0181.

⁹³ Art. 3 Abs. 11 EltRL 2009; Anhang XI Z 3 Energieeffizienzrichtlinie 2012.

⁹⁴ Ausnahme davon stellen nur kleine Unternehmer dar, deren Verbrauch nicht über einen Lastprofilzähler gemessen wird, § 80 Abs. 1 EIWOG 2010.

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 statischen 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 dynamischen Strompreisen (z.B. die Varianten des Echtzeittarifs) bedarf es hingegen der Auflistung der geltenden Energiepreise in Cent/kWh in Abhängigkeit der Preise am Markt, die mit dem Verbraucher in Form eines Preisbandes vertraglich zu vereinbaren sind. Der exakte Preis ist dem Verbraucher in der Praxis sodann mittels eines – vertraglich zuvor bestimmten – geeigneten Kommunikationsmittels (z.B. Web-Portal, SMS) zu einem festgelegten Zeitpunkt mitzuteilen, damit er die Möglichkeit hat, seine Verbräuche den Preisen auch anzupassen. Ein neuartiges Strompreismodell kann dem Verbraucher nämlich nur dann erfolgreich angeboten werden und zur Kundenakzeptanz führen, wenn es den Verbraucher motiviert, sein zeitliches Verbrauchsverhalten auch tatsächlich zu ändern. Er muss somit belohnt werden, wenn er seinen Stromverbrauch z.B. in eine windstarke Zeit verlegt. Dazu muss er jedoch das Strompreismodell 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.⁹⁵

Sofern der Lieferant Änderungen hinsichtlich der vertraglich vereinbarten Preise vornehmen will, so hat er den Verbraucher drei Monate vor dem Inkrafttreten 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.⁹⁶

3.2.3 Ausblick auf die Rechtslage in Deutschland

Nach § 40 Abs. 5 S. 1 EnWG sind Lieferanten verpflichtet, unter Berücksichtigung der technischen Machbarkeit und der wirtschaftlichen Zumutbarkeit, den Letztverbrauchern einen Tarif anzubieten, der einen Anreiz⁹⁷ zu Energieeinsparung oder Steuerung des Energieverbrauchs setzt. Aufgrund des Wortlauts „oder“ hat der Lieferant ein diesbezügliches Wahlrecht, solange er einen von beiden in sein Preismodellangebot aufnimmt. Darunter fallen insbesondere (also wohl beispielhaft) lastvariable oder tageszeitabhängige Tarife (§ 40 Abs. 5 S. 2 EnWG), sodass auch andere Tarifgestaltungskonzepte möglich erscheinen, die der Energieeinsparung bzw. der Steuerung des Energieverbrauchs dienen. Ob diese Ziele auch wirklich erreicht werden, ist dabei irrelevant, da es nur um die Setzung eines Anreizes, also um die Möglichkeit für die Verbraucher, geht, ihre Verhaltensweise zu ändern. Zwingende Voraussetzung hinsichtlich des Angebots und der Abrechnung dieser flexiblen Tarife ist das Vorhandensein eines intelligenten Stromzählers, da nur damit eine zeitgenaue Ablesung des Abnahmeverhaltens des Verbrauchers möglich ist.

⁹⁵ Korinek, Transparenzgebot, JBl 1999, 149 (161).

⁹⁶ VwGH, 16.12.2008. 2008/05/0181.

⁹⁷ Ausführlich zur Auslegung des Begriffs „Anreiz“, zumal dieser gesetzlich nicht definiert ist: EnCT/BBH/ECOFYS, Einführung von lastvariablen und zeitvariablen Tarifen, S. 11.

3.3 Steuern und Abgaben

Der Strompreis setzt sich nicht nur aus dem Systemnutzungsentgelt und dem reinen Energiepreis zusammen, sondern es werden zusätzlich noch Steuern und Abgaben durch den Bund, die Länder oder die Gemeinden erhoben, die im Folgenden kurz umrissen werden.

3.3.1 Elektrizitätsabgabe

Die Lieferung jeglicher elektrischer Energie an Endverbraucher unterliegt zunächst der Elektrizitätsabgabe (§ 1 Abs. 1 Z 1 EIAbgG⁹⁸).⁹⁹ Diese bemisst sich nach der tatsächlichen verbrauchten Strommenge und wird in Cent pro Kilowattstunde (kWh) durch den Netzbetreiber oder Stromlieferanten erhoben und von diesem abgeführt.¹⁰⁰ Derzeit beträgt die Besteuerung 1,5 Cent/kWh. Da die Elektrizitätsabgabe die Kosten für jede kWh erhöht, könnte dies einen Anreiz zur Verbrauchsreduzierung darstellen.

3.3.2 Gebrauchsabgabe

Bei der Gebrauchsabgabe handelt es sich um eine kommunale Abgabe, die u.a. für den Gebrauch von öffentlichem Gemeindegrund (z.B. für die Elektrizitätsnetze) erhoben werden kann. Die wesentliche Ausgestaltung dieser Abgabe obliegt dem Landesgesetzgeber.¹⁰¹ Allerdings kann an dieser Stelle keine Aussage dahingehend getroffen werden, ob und in welcher Höhe die Gemeinden die Gebrauchsabgabe tatsächlich geltend machen, zumal die Gebrauchsabgabe auch keinen Bezug zu einem flexiblen Strompreismodell aufweist.

3.3.3 Umsatzsteuer

Sämtliche Kostenbestandteile des Strompreises unterfallen zudem der Umsatzsteuer nach dem Umsatzsteuergesetz¹⁰² in Höhe von 20 %. Da auch die Verrechnung der Umsatzsteuer die Kosten einer kWh erhöht, könnte sie verbrauchsreduzierend wirken.

3.3.4 Förderbeitrag für Erneuerbare Energien

Der Förderbeitrag für Erneuerbare Energien setzt sich v.a. aus dem Ökostromförderbeitrag und der Ökostrompauschale zusammen und rundet den Strompreis ab.

3.3.4.1 Ökostrompauschale

Unter der Ökostrompauschale wird nach § 5 Abs. 1 Z 25 ÖSG 2012¹⁰³ jener Betrag in Euro je Zählpunkt verstanden, der von allen an das öffentliche Netz angeschlossenen

⁹⁸ Bundesgesetz, mit dem eine Abgabe auf die Lieferung und den Verbrauch elektrischer Energie eingeführt wird (Elektrizitätsabgabengesetz), BGBl. I 2005/161.

⁹⁹ Ausführlich dazu: *Wagner*, Richtlinien zum Elektrizitätsabgabengesetz, FJ 2011, 218 ff.

¹⁰⁰ § 6 Abs. 3 EIAbgG.

¹⁰¹ Kärntner Gemeindegrund-Benützungsabgabengesetz, NÖ Gebrauchsabgabengesetz 1973, Oö. Gebrauchsabgabengesetz, Salzburger Gebrauchsabgabengesetz, Benützungsabgabengesetz Steiermark, Tiroler Gebrauchsabgabengesetz, Wiener Gebrauchsabgabengesetz 1966. Dazu auch ECK, 22.03.2006, GZ K STR 16/05.

¹⁰² Bundesgesetz über die Besteuerung der Umsätze (Umsatzsteuergesetz 1994 – UStG 1944), BGBl. I 2014/13.

Endverbrauchern mit Ausnahme der Endverbraucher, die nach § 46 ÖSG 2012 von der Pflicht zur Entrichtung befreit sind, zu leisten ist und der Abdeckung der Aufwendungen gem. KWK-Gesetz, der Investitionszuschüsse gem. dem ÖSG 2012 sowie der anteiligen Abdeckung der Mehraufwendungen der Ökostromabwicklungsstelle gem. § 42 ÖSG 2012 dient. Die Ökostrompauschale ist als jährlicher Fixbetrag pro Zählpunkt von den Netzbetreibern in Rechnung zu stellen und gemeinsam mit dem Netznutzungsentgelt von den Endverbrauchern einzuheben (§ 45 Abs. 1 ÖSG 2012). Die Höhe bemisst sich nach der jeweiligen Netzebene und ist in § 45 Abs. 2 ÖSG 2012 festgelegt. Es ist an dieser Stelle zu vermerken, dass die Abrechnung eines flexiblen Tarifs unter Umständen einen weiteren Stromzähler erfordert, was zur Folge hat, dass sich auch die Ökostrompauschale erhöht, was als Hemmnis v.a. anzusehen ist.

3.3.4.2 Ökostromförderbeitrag

Der Ökostromförderbeitrag ist jener Betrag, der von allen an das öffentliche Netz angeschlossenen Endverbrauchern gem. § 48 ÖSG 2012 im Verhältnis zu den jeweils zu zahlenden Netznutzungs- und Netzverlustentgelten (also in Cent pro kWh) zu leisten ist¹⁰⁴ und der Abdeckung der Mehraufwendungen der Ökostromabwicklungsstelle gem. § 42 ÖSG 2012 abzüglich der durch die Ökostrompauschale abgedeckten Aufwendungen dient (§ 5 Abs. 1 Z 24 ÖSG 2012 i.V.m. § 48 Abs. 1 ÖSG 2012). Der Bundesminister für Wirtschaft, Familie und Jugend legt jährlich den Ökostromförderbeitrag per Verordnung¹⁰⁵ fest, der sodann von den Netzbetreibern gemeinsam mit den Systemnutzungsentgelten in Rechnung zu stellen und einzuheben ist, § 48 Abs. 2 und 3 ÖSG 2012. Aufgrund der Verrechnung in Abhängigkeit verbrauchter kWh kann darin eine Motivation zur Verbrauchsreduzierung liegen.

3.3.5 Ergebnis zu den Steuern und Abgaben

Die im Rahmen des Strompreises von den Endverbrauchern zu zahlenden Steuern und Abgaben sind nicht flexibel gestaltet. Sofern diese jedoch verbrauchsabhängig erhoben werden, können sie einen Anreiz darstellen, den Verbrauch zu reduzieren.

3.4 Ergebnis zu flexiblen Stromentgelt- und Strompreismodellen aufgrund der aktuellen Rechtslage

Im Rahmen der nachfrageseitigen Lastverschiebung gilt es, zur Gewährleistung der Netzstabilität, einer Verzögerung des Netzausbaus, zur Integration Erneuerbarer Energien und zur Erhöhung der Energieeffizienz, vor allem eine anreizbasierte Verhaltensänderung der Verbraucher zu erreichen, wie es auch unionsrechtlich angestrebt wird. Die Lastverschiebung kann zum einen dadurch erreicht werden, dass die Verbraucher eigenständig ihr Verbrauchsverhalten (z.B. mittels automatisierter Geräte) ändern oder aber

¹⁰³ Bundesgesetz über die Förderung der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energieträgern (Ökostromgesetz 2012 – ÖSG 2012), BGBl. I 2012/11.

¹⁰⁴ Die jeweiligen Beträge ergeben sich aus der jährlich neu festgesetzten Ökostromförderbeitragsverordnung. Derzeit gilt die Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft, Familie und Jugend, mit der der Förderbeitrag für Ökostrom für das Kalenderjahr 2014 bestimmt wird (Ökostromförderbeitragsverordnung 2014), BGBl. II 2013/504.

¹⁰⁵ Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft, Familie und Jugend, mit der der Förderbeitrag für Ökostrom für das Kalenderjahr 2014 bestimmt wird (Ökostromförderbeitragsverordnung 2014), BGBl. II 2013/504.

dem Netzbetreiber oder Lieferanten gestatten, aufgrund vertraglicher Vereinbarungen zu gewissen Zeiten (also z.B. in Spitzenlastzeiten oder bei Engpässen) auf gewisse ihrer Verbrauchs- und Speichergeräte zuzugreifen und diese ferngesteuert ab- und/oder anzuschalten. 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, wie es auch die EnEff-RL 2012 vorsieht.

Hinsichtlich der einzelnen Systemnutzungsentgeltkomponenten lässt sich festhalten, dass lediglich (auch aufgrund seiner Dominanz hinsichtlich der dem Netznutzer entstehenden Gesamtkosten) das Netznutzungsentgelt geeignet ist, Anreize für Lastverschiebungen zu setzen. Der derzeitige Rechtsrahmen des § 52 EIWOG 2010 legt es 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 richtige preisliche Schwankungen und daraus resultierende Anreizwirkungen nicht flächendeckend und nicht überzeugend zu finden sind. Neben mehr 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 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). 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 vorgesehen. Dementsprechend wäre eine Ergänzung in der SNE-VO dahingehend möglich, dass sämtlichen Verbrauchern, 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 Wechsel eines Tarifs kann mit dem Erfordernis eines Wechsels bzw. einer funktionellen Ergänzung des Zählers bzw. eines weiteren Zählers verbunden sein. Die sich aus dem Wechsel des Tarifmodells ergebenden Anreize werden zu einem gewissen Grad durch Mehrkosten für die Messleistung kompensiert.

Der Strompreis kann durch die Lieferanten grundsätzlich variabel ausgestaltet werden, da es seit der Liberalisierung keine gesetzlichen Preisvorgaben mehr gibt. Damit hat der Stromlieferant im Gegensatz zum Netzbetreiber einen diesbezüglichen Gestaltungsspielraum. Allerdings bedürfte es 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 über den Stromzähler durchzuführen.

Die Abgaben und Steuern bieten in der Hinsicht nur einen Anreiz zur Energieeinsparung, da sich die Gesamtausgaben eines Kunden für Elektrizitätsabgabe, Umsatzsteuer und Ökostromförderbeitrag in diesem Fall reduzieren, nicht jedoch zur Lastverschiebung.

4 Welchen Beitrag leisten die Erzeuger zur Finanzierung der Netzinfrastuktur?

Zunächst gilt es darzustellen, welche Komponenten des Systemnutzungsentgeltes die Erzeuger zu leisten haben und welche nicht.

4.1 Netznutzungsentgelt, § 52 EIWOG 2010

Das Netznutzungsentgelt, mit dem dem Netzbetreiber die Kosten für die Errichtung, den Ausbau, die Instandhaltung und den Betrieb des Netzsystems abgegolten werden, ist ausschließlich von den Entnehmern und nicht von den Einspeisern zu entrichten, was nunmehr auch explizit im Gesetz verankert ist (§ 52 Abs. 1 S. 1 und S. 2 EIWOG 2010).

4.2 Netzbereitstellungsentgelt, § 55 EIWOG 2010

Auch das Netzbereitstellungsentgelt, das einen Bezug zur Finanzierung der Netzinfrastuktur hat, da es als leistungsbezogener Pauschalbetrag für den bereits erfolgten sowie den notwendigen Ausbau des Netzes verrechnet wird und sich nach dem vereinbarten Ausmaß der Netznutzung bemisst, ist nur von den Entnehmern, nicht aber von den Einspeisern, zu leisten.

4.3 Netzverlustentgelt, § 53 EIWOG 2010

Das Netzverlustentgelt hat den Sinn, dem Netzbetreiber jene Kosten abzugelten, die ihm für die transparente und diskriminierungsfreie Beschaffung von angemessenen Energiemengen zum Ausgleich physikalischer Netzverluste entstehen. Diese Entgeltkomponente ist einerseits von den Entnehmern und andererseits von den Einspeisern mit einer Anschlussleistung von über 5 MW zu tragen.¹⁰⁶

4.4 Netzzutrittsentgelt, § 54 EIWOG 2010

Mit dem Netzzutrittsentgelt werden dem Netzbetreiber einmalig die Aufwendungen abgegolten, die mit der erstmaligen Herstellung des Netzanschlusses bzw. mit der Änderung des Anschlusses infolge einer Erhöhung der Anschlussleistung unmittelbar verbunden sind. Zu leisten ist das Netzzutrittsentgelt von den Netzbenutzern, also sowohl von den Entnehmern als auch von den Einspeisern.

4.5 Systemdienstleistungsentgelt, § 56 EIWOG 2010

Durch das Systemdienstleistungsentgelt werden dem Regelzonenführer jene Kosten abgegolten, die für den Ausgleich von Lastschwankungen erforderlich sind. Getragen wird diese Entgeltkomponente durch Einspeiser mit einer Anschlussleistung von mehr als 5 MW.

¹⁰⁶ Dazu u.a. VfGH, 12.10.2012, V 22/12; P. Oberndorfer/K. Oberndorfer, Netzverlustentgeltregelung, ZTR 2013, S. 28 ff.; sowie OGH, 15.01.2013, 4 Ob 2/13t.

4.6 Ergebnis

Wie die kurze Übersicht hinsichtlich der „Haupt-Systemnutzungsentgeltkomponenten“ zeigt, sind die großen Einspeiser gesetzlich verpflichtet, das Netzverlustentgelt, das Netzzutrittsentgelt und das Systemdienstleistungsentgelt zu leisten. Kleinere Erzeuger, mit einer Anschlussleistung von max. 5 MW müssen hingegen lediglich das Netzzutrittsentgelt begleichen. Dieses hat jedoch grundsätzlich keinen Bezug zur Finanzierung der allgemeinen, nachgelagerten Netzinfrastuktur. Sofern politisch gewünscht ist, dass sich die Einspeiser auch an dem Netznutzungsentgelt und dem Netzbereitstellungsentgelt beteiligen und damit einen Beitrag zur Netzerhaltung und zum Netzausbau leisten, bedürfte es einer dementsprechenden gesetzlichen Änderung.

5 Untersuchung der rechtlichen Umsetzbarkeit ausgewählter flexibler Stromentgelt- und Strompreismodelle

Im folgenden Kapitel sollen verschiedene Tarifvorschläge (gemäß Arbeitsdefinitionen) hinsichtlich ihrer rechtlichen Umsetzbarkeit untersucht werden.

5.1 Variationen des Benchmark-Tarifs

5.1.1 Reine Fixtarifizierung

Hintergrund: Bei diesem Tarifvorschlag gilt es, ausschließlich die Netzkosten in Form des Netznutzungsentgeltes, nicht jedoch den Energiepreis, zu betrachten. Das Netznutzungsentgelt soll bei diesem Tarif ausschließlich als jährliche Leistungsentgeltpauschale (wie es bereits nach der geltenden Rechtslage bei den nicht leistungsgemessenen Kunden in Verbindung mit dem Arbeitsentgelt der Fall ist) verrechnet werden, deren Höhe sich nach der vereinbarten Anschlussleistung in kW bemisst, ohne dass zusätzlich ein Arbeitsentgelt (kWh) anfällt.

Rechtliche Umsetzungsmöglichkeit: Nach § 52 Abs. 1 EIWOG 2010 ist das Netznutzungsentgelt, mit dem dem Netzbetreiber die Kosten für die Errichtung, den Ausbau, die Instandhaltung und den Betrieb des Netzes abgegolten werden, entweder arbeitsbezogen oder aber arbeits- und leistungsbezogen festzulegen und den Entnehmern regelmäßig zu verrechnen. Aufgrund dieser aktuellen gesetzlichen Vorgaben ist eine Verrechnung des Netznutzungsentgelts ausschließlich über den Leistungspreis **nicht darstellbar**, sodass dieser Tarifvorschlag durch die Regulierungsbehörde nicht per Verordnung festgelegt werden darf.

5.1.2 Hochlast-Tarif / Overload Tarif

Hintergrund: Bei diesem Tarifvorschlag werden ebenfalls nur die Netzkosten in Form des Netznutzungsentgelts, nicht jedoch der Energiepreis, betrachtet. Das Netznutzungsentgelt soll in diesem Fall allerdings nicht in Form einer jährlichen Leistungspauschale, sondern aufgrund des tatsächlichen (gemessenen) Leistungspreises monatlich verrechnet werden. Dabei kann ein progressiver Tarif unterstellt werden. Ein Arbeitspreis fällt hingegen nicht zusätzlich an.

Rechtliche Umsetzungsmöglichkeit: Auch in diesem Fall ist auf § 52 Abs. 1 EIWOG 2010 zu verweisen, wonach das Netznutzungsentgelt, mit dem dem Netzbetreiber die Kosten für die Errichtung, den Ausbau, die Instandhaltung und den Betrieb des Netzes abgegolten werden, entweder arbeitsbezogen oder aber arbeits- und leistungsbezogen festzulegen und den Entnehmern regelmäßig zu verrechnen ist. Mangels einer Verrechnung des Arbeitspreises ist somit auch dieser Tarifvorschlag, der ausschließlich den Leistungspreis berücksichtigt, **mit der geltenden Rechtslage nicht vereinbar**. Sofern jedoch die Verrechnung eines Arbeitspreises in diesem Tarifmodell vorgesehen wird, ist eine **progressive Gestaltung** des leistungsabhängigen Netznutzungsentgelts rechtlich aufgrund der nach § 52 Abs. 1 EIWOG 2010 eingeräumten Möglichkeit zur zeit- und/oder lastvariablen Ausgestaltung durch die Regulierungsbehörde in der SNE-VO **darstellbar**.

5.1.3 Reine Verbrauchstarifizierung

Hintergrund: Bei der reinen Verbrauchstarifizierung soll sowohl die Preiskomponente für die Netznutzung als auch die für die Energie, ausschließlich über den Arbeitspreis pro kWh verrechnet werden. Ein zusätzlicher Leistungspreis bzw. eine zusätzliche Grundgebühr fallen nicht an.

Netz – rechtliche Umsetzungsmöglichkeit: Wie bereits zuvor ausgeführt, ist das Netznutzungsentgelt nach § 52 Abs. 1 EIWOG 2010 entweder arbeitsbezogen oder aber arbeits- und leistungsbezogen festzulegen und den Entnehmern regelmäßig zu verrechnen. Da die reine Verbrauchstarifizierung das Netznutzungsentgelt auf Basis der bezogenen kWh nur arbeitsbezogen vorsieht, ist diese Vorgehensweise **rechtlich möglich**.

Energie – rechtliche Umsetzungsmöglichkeit: Grundsätzlich besteht der Strompreis aus einem Arbeits- und einem Grundpreis. Dabei ist der Arbeitspreis mit dem tatsächlichen Verbrauch verbunden und weist die Kosten je genutzter kWh aus. Der Grundpreis hingegen fällt unabhängig vom tatsächlichen Verbrauch an. Allerdings ist diese Verrechnungsart nicht zwingend, sodass der Stromlieferant, der im Gegensatz zu den Netzbetreibern nicht der Regulierung unterliegt und somit seine Preise frei festlegen kann, auch einen Tarif anbieten kann, der nur den verbrauchsabhängigen Arbeitspreis in Euro/kWh beinhaltet. Dabei wird die verbrauchsunabhängige Grundgebühr zuvor auf den Arbeitspreis umgelegt. Damit ist die Verrechnung des Energiepreises ausschließlich über den Arbeitspreis ebenfalls **umsetzbar**.

5.1.4 Energiespartarif

Hintergrund: Der Energiespartarif betrifft exklusiv Haushaltskunden für die Preiskomponenten Netznutzungsentgelt und Energie. Das Netznutzungsentgelt setzt sich einerseits aus einer konstanten Leistungspreispauschale und andererseits aus einem Freikontingent an kWh zusammen. Sobald der Entnehmer dieses Freikontingent ausgeschöpft hat, ist der sodann zu verrechnende Arbeitspreis höher als der fixe Preis pro kWh. Ein vergünstigtes Kontingent entspricht einer verbrauchsabhängig *progressiven* Gestaltung des *arbeitsabhängigen* Teils des Netznutzungsentgelts. Das gleiche gilt für den Energiepreis: Dieser setzt sich aus der Grundgebühr und einem Freikontingent an kWh zusammen. Sobald das Freikontingent verbraucht ist, liegt der sodann zu zahlende Arbeitspreis über dem Benchmark-Tarif. Ziel dieses Tarifs ist, aufgrund der hohen Kosten nach Verbrauch der jeweiligen Kontingente, zum Energiesparen zu motivieren.

Netz – rechtliche Umsetzungsmöglichkeit: Relevant ist auch hier § 52 Abs. 1 EIWOG 2010, wonach das Netznutzungsentgelt, mit dem dem Netzbetreiber die Kosten für die Errichtung, den Ausbau, die Instandhaltung und den Betrieb des Netzes abgegolten werden, entweder arbeitsbezogen oder aber arbeits- und leistungsbezogen festzulegen und den Entnehmern regelmäßig zu verrechnen ist. Da der Arbeitspreis (als Teil des Netznutzungsentgeltes) somit regelmäßig zu verrechnen ist, erscheint die Vergabe eines Freikontingentes (ohne Verrechnung des Arbeitspreises) folglich **rechtlich nicht darstellbar zu sein**, zumal nach § 52 Abs. 1 EIWOG 2010 zwar eine zeit- und/oder lastvariable Ausgestaltung des Netznutzungsentgelts möglich ist, eine mengenvariable Ausgestaltung jedoch nicht vorgesehen ist.

Energie – rechtliche Umsetzungsmöglichkeit: Grundsätzlich steht es dem Lieferanten frei, einen solchen Tarif anzubieten. Schon aktuell werden degressive Tarife (z.B. verringerte Kosten pro kWh ab 8.000 kWh Jahresverbrauch) angeboten, progressive Tarife sind demnach ebenfalls **möglich**.

5.2 Tarife für endkundengeführte Lasten

5.2.1 HT/NT-Tarif

Der HT/NT-Tarif (HT: 06.00-22.00 Uhr, NT: 22.00-06.00 Uhr) soll in diesem Tarifmodell sowohl hinsichtlich des Netznutzungsentgeltes als auch hinsichtlich des Energiepreises verrechnet werden (Doppeltarif). Dabei sind die jeweiligen Entgelte/Preise in den jeweiligen Zeitfenstern starr und dem Kunden bekannt. Daneben kann ein Grundpreis bzw. Leistungspreis anfallen.

Netz – rechtliche Umsetzungsmöglichkeit: Da das Netznutzungsentgelt aufgrund der Vorgaben in § 52 Abs. 1 EIWOG 2010 sowohl zeit- als auch lastvariabel ausgestaltet werden kann, ist diese Vorgehensweise durchaus rechtlich möglich und ist auch in der aktuellen SNE-VO 2012-Novelle 2014 verankert (auch wenn nicht in allen Netzbereichen/in allen Netzebenen unterschiedliche Entgeltansätze in den einzelnen Zeitfenstern vorgesehen sind).

Energie – rechtliche Umsetzungsmöglichkeit: Da der Stromlieferant in der Festsetzung seiner Strompreise grds. frei ist und die Preise der einzelnen Zeitfenster dem Kunden bekannt ist, bestehen auch im Rahmen des Energiepreises bei diesem Tarifmodell keine Bedenken.

5.2.2 Time of Use 2 (TOU)

Hintergrund: In dieser Tarifvariante soll, ebenfalls bezogen auf das Netznutzungsentgelt und den Strompreis, ein Mehrfachtarif, der mehrere Tarifzeiten (unterschiedlich nach Wochenende/Wochentag und nach Tageszeit) und drei (je nach Tarifzeit starren) Tariffhöhen (niedrig – mittel – hoch) beinhaltet, umgesetzt werden.

Netz – rechtliche Umsetzungsmöglichkeit: Das Netznutzungsentgelt kann aufgrund von § 52 Abs. 1 S. 5 EIWOG 2010 von der Regulierungsbehörde zeitvariabel und/oder lastvariabel gestaltet werden. Dies wurde bisher in der SNE-VO 2012-Novelle 2014 mittels der SHT, SNT, WHT und WNT umgesetzt. Da das aktuelle EIWOG 2010 von Zeitvariabilität schlechthin spricht, ohne dies näher zu konkretisieren, ist auch ein Dreifachtarif **rechtlich möglich**.

Energie – rechtliche Umsetzungsmöglichkeit: Die notwendige Transparenz wird durch ein Tarifblatt und sich nicht ändernde Preise gewährleistet, die dem Kunden somit bekannt sind. Dieser Mehrfachtarif wird bereits aktuell u.a. durch den Smart Meter-Tarif der ENAMO angewandt.

5.2.3 Day-ahead Real Time Pricing

Hintergrund: In diesem Tarifmodell soll das Netznutzungsentgelt nur über den Arbeitspreis, nicht hingegen über den Leistungspreis verrechnet werden. Das gleiche gilt für den Energiepreis. Bei beiden Strompreiskomponenten wechseln sowohl die Entgeltansätze für das Netznutzungsentgelt als auch die Preise für die Energie stündlich, wobei die am nächsten Tag geltenden Entgelte und Preise dem Kunden bis 18 Uhr am Vortag bekannt gegeben werden. Eine Preisbegrenzung nach oben ist nicht vorgesehen.

Netz – rechtliche Umsetzungsmöglichkeit: Nach § 49 Abs. 1 i.V.m. § 51 EIWOG 2010 hat die Regulierungsbehörde die Systemnutzungsentgelte per Verordnung zu bestimmen. Aufgrund der einzuhaltenden Wege der Veröffentlichung der Verordnung ist rechtlich daher eine

Bestimmung erst am Vortag um 18.00 Uhr nicht möglich. Eine exakte Rechtsanalyse, inwiefern dynamische Netznutzungsentgelte rechtlich zulässig bzw. realisierbar sind, ist komplex und kann im Rahmen dieses Projekts nicht durchgeführt werden.

Energie – rechtliche Umsetzungsmöglichkeit: Es ist zwar davon auszugehen, dass sich der Lieferant und der Verbraucher vertraglich über einen solchen Tarif, der täglich wechselnde Preise beinhaltet, einigen können, sofern auch geklärt ist, auf welchem Weg der Verbraucher über den Strompreis am nächsten Tag informiert wird (z.B. per SMS, E-Mail, Web-Portal). Rechtlich problematisch könnte allerdings an diesem Tarif sein, sofern Verbraucher i.S.d. KSchG von diesem Tarif betroffen sind, dass es keine Deckelung der Preise gibt und der Kunde somit nicht abschätzen kann, was er am nächsten Tag für eine kWh zu zahlen hat.

5.2.4 Day-ahead Real Time Level Pricing

Hintergrund: In diesem Tarifmodell wechseln die Preise bzw. Netznutzungsentgelte in Euro/kWh ebenfalls stündlich. Die am nächsten Tag geltenden Preise werden dem Kunden bis 18.00 Uhr am Vortag bekannt gegeben, wobei die Entgelte bzw. Preise nur Tarifestufen einnehmen können (und folglich innerhalb eines vorbestimmten Intervalls, nämlich der höchsten und der niedrigsten Tarifestufe, liegen, die dem Kunden bekannt sind). Für das Netzentgelt ist es nachrangig, ob es sich um stündliche Entgelte pro kWh oder pro kW in einer bestimmten Stunde handelt.

Netz – rechtliche Umsetzungsmöglichkeit: Nach § 51 Abs. 3 EIWOG 2010 hat der Regulator die Systemnutzungsentgelte per Verordnung zu bestimmen. Aufgrund der einzuhaltenden Wege der Veröffentlichung ist rechtlich daher eine Bestimmung erst am Vortag um 18.00 Uhr nicht möglich. Eine exakte Rechtsanalyse, inwiefern dynamische Netznutzungsentgelte rechtlich zulässig bzw. realisierbar sind, ist komplex und kann im Rahmen dieses Projekts nicht durchgeführt werden.

Energie – rechtliche Umsetzungsmöglichkeit: Da dem Verbraucher im Gegensatz zum vorherigen Tarifmodell die Mindest- und Maximalpreise von vornherein, also bereits bei Vertragsabschluss, bekannt sind und sich somit die täglichen Preise nur noch im Rahmen dieses Preisbandes ändern, ist vor dem Hintergrund der Preistransparenz nichts gegen ein solches Tarifmodell einzuwenden und somit **rechtlich möglich**. Die Parteien müssen sich nur dahingehend einigen, auf welchem Weg dem Verbraucher die Preise des folgenden Tages bekannt gegeben werden sollen.

5.2.5 Real Time Pricing (RTP)

Hintergrund: In diesem Tarifmodell wechseln die Preise bzw. Netznutzungsentgelte in Euro/kWh stündlich, ohne dass dem Kunden ein Preisband bekannt ist, und werden auch erst am Beginn jeder Stunde fixiert, wobei Forecasts verfügbar sind. Für das Netzentgelt ist es nachrangig, ob es sich um stündliche Entgelte pro kWh oder pro kW in einer bestimmten Stunde handelt.

Netz – rechtliche Umsetzungsmöglichkeit: Nach § 51 Abs. 3 EIWOG 2010 hat die Regulierungsbehörde die Systemnutzungsentgelte per Verordnung zu bestimmen. Aufgrund der einzuhaltenden Wege der Veröffentlichung ist rechtlich daher eine Bestimmung auf Basis von Echtzeitnetzdaten nicht möglich. Eine exakte Rechtsanalyse, inwiefern dynamische Netznutzungsentgelte rechtlich zulässig bzw. realisierbar sind, ist komplex und kann im Rahmen dieses Projekts nicht durchgeführt werden.

Energie – rechtliche Umsetzungsmöglichkeit: Es ist zwar davon auszugehen, dass sich der Lieferant und der Verbraucher vertraglich über einen solchen Tarif, der täglich wechselnde Preise beinhaltet, einigen können, sofern auch geklärt ist, auf welchem Weg der Verbraucher über den Strompreis informiert wird (z.B. per SMS, E-Mail, Web-Portal). Problematisch könnte allerdings an diesem Tarif sein, (i) dass der Verbraucher erst sehr kurzfristig weiß, welche Preise er je kWh zu zahlen hat, und (ii) dass es keine Deckelung der Preise gibt. Daher können die (maximalen) Strompreise auch nicht, wie in § 80 Abs. 3 Z 3 EIWOG 2010 vorgesehen, in den Allgemeinen Bedingungen bzw. in den Vertragsformblättern in Cent pro kWh angegeben werden.

5.3 Tarife für EVU-geführte Lasten

5.3.1 Schaltbare Last

Hintergrund: In dieser Tarifvariante erklärt sich der Kunde sowohl im Rahmen des Netznutzungsentgelts als auch im Rahmen des Strompreises damit einverstanden, in einem bestimmten Zeitraum eine bestimmte maximale Zeitdauer unangemeldet von der Energiezufuhr getrennt zu werden.

Netz – rechtliche Umsetzungsmöglichkeit: Im Rahmen der Netzentgelte **gibt es bereits** in der geltenden SNE-VO (für die Netzebene 7 und teilweise auch für die Netzebene 5) einen unterbrechbaren Tarif, der dann verrechnet wird, wenn der Netzbetreiber berechtigt und technisch dazu in der Lage ist, die Nutzung entweder jederzeit oder aber zu vertraglich vorherbestimmten Zeiten zu unterbrechen. In diesem Fall wäre es durchaus darstellbar, dass sich der Netzbetreiber und der Verbraucher vertraglich darauf einigen, dass die Netznutzung z.B. 2x pro Tag unterbrochen wird. Rechtlich möglich wäre es zudem, dass der unterbrechbare Tarif nicht auf die Netzebene 7 und teilweise die Netzebene 5 beschränkt bleibt, sondern auch auf andere Netzebenen und Netzbereiche ausgeweitet wird.

Energie – rechtliche Umsetzungsmöglichkeit: Aktuell hat der Lieferant nicht die technische Möglichkeit, Lasten des Endkunden über den Zähler zu schalten. Die Nutzung eines zwischen Zähler und Verbraucher installierten Geräts (Internet- oder andere Verbindung) zur Fernschaltung durch den Lieferanten ist **grundsätzlich zulässig**, soweit dies vertraglich geregelt ist.

5.3.2 Beschränkbare Last

Hintergrund: In dieser Tarifvariante erklärt sich der Kunde damit einverstanden, in einem bestimmten Zeitraum eine bestimmte maximale Zeitdauer unangemeldet nur eine zuvor bestimmte Maximalleistung beziehen zu können, sodass er im Rahmen seines Energiebezugs begrenzt wird. Gemäß § 3 Z 8 IMA-VO 2011 ist es dem Smart Meter möglich den „maximalen Bezug an elektrischer Leistung“ aus der Ferne zu begrenzen.

Netz – rechtliche Umsetzungsmöglichkeit: Nach der geltenden Rechtslage sehen weder das EIWOG 2010 noch die SNE-VO 2012-Novelle 2014 einen beschränkbaren Tarif vor. Allerdings regelt das EIWOG 2010 auch keinen unterbrechbaren Tarif und dennoch ist dieser in der SNE-VO 2012-Novelle 2014 vorgesehen. Daher liegt es aufgrund der rechtlichen Vergleichbarkeit beider Tarife im Ermessen der Regulierungsbehörde, auch beschränkbare Tarife einzuführen. Es wäre jedoch im Gegensatz zum unterbrechbaren Entgelt ein anteiliges Leistungsentgelt (ev. jährlich pauschal) anzudenken.

Energie – rechtliche Umsetzungsmöglichkeit: Aktuell hat der Lieferant nicht die technische Möglichkeit, Lasten des Endkunden über den Zähler zu schalten. Die Nutzung eines zwischen Zähler und Verbraucher installierten Geräts (Internet- oder andere Verbindung) zur Fernschaltung durch den Lieferanten ist **grundsätzlich zulässig**, soweit dies vertraglich geregelt ist.

5.3.3 Remote Load Control (RLC)

Hintergrund: Bei diesem Tarif handelt es sich um einen fernsteuerbaren Energieservice, bei dem einem Kunden z.B. Warmwasser von stets 65-80°C garantiert werden. Das bedeutet, dass nicht der Energieverbrauch in kWh bezahlt wird, sondern die Menge der konsumierten Dienstleistung. Zudem soll es sich quasi um einen zuschaltbaren Tarif handeln, indem z.B. die Leistung der Kundenanlage angehoben werden soll, wenn dies die aktuelle Einspeisung erfordert.

Netz – rechtliche Umsetzungsmöglichkeit: Im Gegensatz zur Unterbrechung der Nutzung des Netzes regelt weder das EIWOG 2010 noch die SNE-VO 2012-Novelle 2014, dass der Netzbetreiber befugt ist, in Form der Leistungserhöhung auf die Kundenanlagen zuzugreifen. Möglich erscheint in diesem Fall lediglich eine vertragliche Vereinbarung zwischen Kunde und Netzbetreiber, dass der Netzbetreiber unter gewissen Umständen leistungssteigernd auf die Verbrauchseinrichtungen des Kunden zuzugreifen. Beachtet werden muss dabei jedoch, dass der Kunde in diesem Fall verpflichtet ist, die daraus resultierenden steigenden Systemnutzungsentgelte zu entrichten.

Energie – rechtliche Umsetzungsmöglichkeit: Beim Remote Load Control von Lasten handelt es sich um die Erbringung einer Energiedienstleistung, die rechtlich sowohl dem Anlagen- als auch dem Einspar-Contracting ähnelt und die von einem am freien Markt agierenden Lieferanten - sofern technisch möglich – erfüllt werden darf.

5.4 Eventtarife

5.4.1 Critical Peak Pricing (CPP) / Extreme Day Pricing

Hintergrund: In diesem Fall zahlt der Kunde immer den gleichen Preis pro kWh. Ausnahme: Der Netzbetreiber/Lieferant kündigt bis 18.00 Uhr für den nächsten Tag oder eine bestimmte Zeit des Tages einen teureren Preis an.

Netz – rechtliche Umsetzungsmöglichkeit: Es handelt sich um eine zeitlich beschränkte Erhöhung der Netznutzungsentgelte. Abgesehen von den vorbestimmten Systemnutzungsentgelten darf der Netzbetreiber dem Kunden keine zusätzlichen Kosten oder auch Vergünstigungen zukommen lassen. Eine zeitvariable Gestaltung der Netznutzungsentgelte ist nach § 52 Abs. 1 EIWOG 2010 möglich, sodass eine abweichende Festlegung für bestimmte Tage bzw. für bestimmte Tageszeiten eines bestimmten Tages grds. möglich wäre. Allerdings muss berücksichtigt werden, dass die Systemnutzungsentgelte derzeit mittels einer jährlichen Verordnung kundgemacht werden und bei der Ausarbeitung der Verordnung nicht bekannt ist, an welchen Tagen im Jahr das Netznutzungsentgelt höher sein soll als sonst, sodass eine dementsprechende Festlegung nicht stattfinden kann. Eine spontane Änderung der festgelegten Systemnutzungsentgelte für den folgenden Tag ist – auch aufgrund der einzuhaltenden Bekanntgabe der Verordnung – **rechtlich nicht möglich**.

Energie – rechtliche Umsetzungsmöglichkeit: Grundsätzlich scheint für den Lieferanten eine Event-Tarifierung möglich. Ähnlich dem Varianten des Echtzeittarifs gilt hier, dass insbesondere (i) Klarheit über die Wege der Information (z.B. SMS, E-Mail) und (ii) idealerweise bereits im Vorfeld der Information Klarheit über die möglichen Preisstufen bei Eintritt des Events herrscht.

5.4.2 Renewables Integration Pricing

Hintergrund: In diesem Fall zahlt der Kunde immer den gleichen Preis pro kWh. Ausnahme: Der Netzbetreiber/Lieferant kündigt bis 18 Uhr für den nächsten Tag oder eine bestimmte Zeit des Tages einen geringeren Preis an.

Netz – rechtliche Umsetzungsmöglichkeit: Es handelt sich um eine zeitlich beschränkte Senkung der Netznutzungsentgelte. Abgesehen von den vorbestimmten Systemnutzungsentgelten darf der Netzbetreiber dem Kunden keine zusätzlichen Kosten oder auch Vergünstigungen zukommen lassen. Eine zeitvariable Gestaltung der Netznutzungsentgelte ist nach § 52 Abs. 1 EIWOG 2010 möglich, sodass eine abweichende Festlegung für bestimmte Tage bzw. für bestimmte Tageszeiten eines bestimmten Tages grds. möglich wäre. Allerdings muss berücksichtigt werden, dass die Systemnutzungsentgelte derzeit mittels einer jährlichen Verordnung kundgemacht werden und bei der Ausarbeitung der Verordnung nicht bekannt ist, an welchen Tagen im Jahr das Netznutzungsentgelt niedriger sein soll als sonst, sodass eine dementsprechende Festlegung nicht stattfinden kann. Eine spontane Änderung der festgelegten Systemnutzungsentgelte für den folgenden Tag ist – auch aufgrund der einzuhaltenden Bekanntgabe der Verordnung – **rechtlich nicht möglich**.

Energie – rechtliche Umsetzungsmöglichkeit: Grundsätzlich scheint für den Lieferanten eine Event-Tarifierung möglich. Ähnlich dem Varianten des Echtzeittarifs gilt hier, dass insbesondere (i) Klarheit über die Wege der Information (z.B. SMS, E-Mail) und (ii) idealerweise bereits im Vorfeld der Information Klarheit über die möglichen Preisstufen bei Eintritt des Events herrscht.

6 Literaturverzeichnis

- 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/1572_120326_BDEW-Diskussionspapier_Smart%20Grids.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/D722998361EA9775C12579EA004A202F/$file/1572_120326_BDEW-Diskussionspapier_Smart%20Grids.pdf)
- 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, Energierecht Kommentar, Band 1, Verlag C.H. Beck, München 2014
- 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
- Graf, Georg, Änderung von Entgelten und AGB in der Energiewirtschaft, ecolex 2009, S. 1035 - 1039
- 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, JBI 1999, S. 149 - 172
- Krägenow, Timm / Mühlstein, Jan, Anreiz zum Falschen, Energie & Management 15-16/2013, S. 7
- Liewehr, Jan, Die Spruchpraxis der Energie-Control Kommission zu Allgemeinen Lieferbedingungen, ÖJZ 2010/71, S. 656 - 661
- Oberndorfer, Paul / Oberndorfer, Klaus, Netzverlustentgeltregelung für Einspeiser im EIWOG 2010 verfassungskonform, ZTR 2013, S. 28 - 31
- Österreichs E-Wirtschaft, EIWOG Kommentar, 2. Auflage, Österreichs E-Wirtschaft Akademie GmbH, Wien 2013
- 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
- Wagner, Alexander, Energieabgaben-Richtlinien 2011: Richtlinien zum Elektrizitätsabgabengesetz – ein erster Überblick, FJ 2011, S. 218 - 223
- Würthinger, Elisabeth, Systemnutzungstarife für Elektrizitätsnetze, Pro Libris, Linz 2005
- Zanger, Georg, Auswirkungen mangelnder Transparenz von Energierechnungen auf die einzelnen Energieunternehmen, OZK 2009, S. 91 - 100

Flex-Tarif

Entgelte und Bepreisung zur Steuerung von Lastflüssen im Stromnetz

Simon Moser
Energieinstitut an der JKU Linz

Projektbericht 5/9
***Anreizwirkung und Effektivität
von flexiblen Strompreisen und Stromnetzentgelten***

Linz, September 2014

Vorwort

Im Rahmen des Projektes „Flex-Tarif“ werden die Zielsetzungen sowie die ökonomischen, rechtlichen, technischen und sozialen Rahmenbedingungen einer Realisierung vorhandener Lastverschiebungspotenziale analysiert. Das Projekt untersucht die rechtliche Zulässigkeit und die Effektivität von unterschiedlichen Tarifmodellen und leitet Zielkonflikte, technische Enabler und Barrieren sowie soziale Effekte ab.

Der vorliegende Projektbericht **5/9 „EndkundInnen: Anreizwirkung und Effektivität von flexiblen Tarifen“** wurde im Rahmen dieses Projektes erstellt. Weitere Projektberichte des Projektes Flex-Tarif sind:

1/9: Executive Summary

2/9: Einleitung und Rahmenbedingungen

3/9: Methode und Arbeitsdefinitionen

4/9: Rechtsanalyse

5/9: Anreizwirkung und Effektivität von flexiblen Tarifen

6/9: Erzeugungsseitige Systemnutzungsentgelte

7/9: EndkundInnen-seitige Automatisierung, Kommunikation, Erzeugung und Speicherung

8/9: EndkundInnen: Motivation, Akzeptanz und Verteilungseffekte

9/9: Handlungsempfehlungen



Das Projekt Flex-Tarif wird im Rahmen der 2. Ausschreibung des Programms Energy Mission Austria vom Klima- und Energiefonds beauftragt und finanziert.

Inhaltsverzeichnis

1	Effektivität flexibler Tarife: Erläuterungen zur mikroökonomischen Analyse.....	5
1.1	Anmerkungen und Nichtziele.....	5
1.1.1	Begriffe KundInnen, KleinkundInnen, GroßkundInnen.....	5
1.1.2	Begriffe Lastverschiebung, Zielsetzungen und flexible Tarife	6
1.2	Methode der mikroökonomischen Effektivitätsanalyse	6
1.2.1	Schrittweise Realisierung des technisch-theoretischen Potenzials	7
1.2.2	Abwägung nichtmonetärer und monetärer Aufwände und Nutzen	8
1.2.3	Begriffe und Anmerkungen.....	9
2	Effektivität flexibler Tarife bei KleinkundInnen	11
2.1	Benchmark KleinkundInnen.....	11
2.2	Flexible Tarifkategorien	11
2.2.1	Reine Fixtarifizierung	11
2.2.2	Hochlast-Tarifierung	13
2.2.3	Rein verbrauchsbasierte Tarifierung.....	14
2.2.4	Energiespar-Tarif	15
2.2.5	Tag/Nacht-Tarif	19
2.2.6	Echter TOU	21
2.2.7	Day-ahead Real Time Pricing.....	23
2.2.8	Day-ahead Real Time Level Pricing (DA-RTLP).....	25
2.2.9	Real Time Pricing	26
2.2.10	Critical Peak Pricing (CPP) / Extreme Day Pricing (EDP)	28
2.2.11	Renewables Integration Pricing	30
2.2.12	Beschränkbare Last	32
2.2.13	Unterbrechbare Last.....	32
2.2.14	Remote Load Control (RLC).....	34
2.3	Zusammenfassung der Effektivität bzw. Anreizwirkung der KleinkundInnen-Tarife auf die Zielsetzungen.....	37
2.3.1	Intensität der Tarifwirkung	37
2.3.2	Ergebnisse zur Erreichung der Zielsetzungen	37
2.3.3	Ergebnisse zu den Effekten der Tarifen.....	37
2.3.4	Variationen für den Lieferanten	38
2.3.5	Variationen für den Netzbetreiber.....	39
3	Effektivität flexibler Tarife bei GroßkundInnen	41
3.1	Benchmark.....	41
3.2	Flexible Tarifkategorien	41

3.2.1	Reine Fixtarifizierung	41
3.2.2	Hochlast-Tarifierung	42
3.2.3	Rein verbrauchsbasierte Tarifierung.....	42
3.2.4	Energiespar-Tarif	43
3.2.5	Tag/Nacht-Tarif (kWh)	43
3.2.6	Tag/Nacht-Tarif (kW).....	44
3.2.7	Echter TOU (kWh).....	44
3.2.8	Echter TOU (kW).....	44
3.2.9	Day-ahead Real Time Pricing (kWh)	45
3.2.10	Day-ahead Real Time Pricing (kW)	46
3.2.11	Day-ahead Real Time Level Pricing	47
3.2.12	Real Time Pricing	47
3.2.13	Critical Peak Pricing (CPP) / Extreme Day Pricing (EDP)	48
3.2.14	Renewables Integration Pricing	48
3.2.15	Beschränkbare Last	48
3.2.16	Unterbrechbare Last.....	48
3.2.17	Remote Load Control (RLC).....	49
3.3	Zusammenfassung zu den flexiblen Tarifen für GroßkundInnen.....	50
3.3.1	Intensität der Tarifwirkung	50
3.3.2	Ergebnisse zur Erreichung der Zielsetzungen	50
3.3.3	Tarifmodelle für den Lieferanten.....	51
3.3.4	Tarifmodelle für den Netzbetreiber	51

1 Effektivität flexibler Tarife: Erläuterungen zur mikroökonomischen Analyse

Tarife üben je nach Gestaltung unterschiedliche Anreize auf KundInnen aus. Die durch diese Anreize initiierten Effekte werden im vorliegenden Kapitel in mikroökonomischen Analysen abgeleitet.

Ziel ist es, eine Bewertung zu erarbeiten, ob und wie sich bestimmte Arten von flexiblen netzseitigen oder lieferantenseitigen Tarifen für die Erreichung der Zielsetzungen eignen.

1.1 Anmerkungen und Nichtziele

Die Beschreibung der Tarifmodelle bezieht sich auf die Strompreiskomponenten Netz und Energie. Für die KundInnen ist die Summe beider Komponenten ausschlaggebend.

Wird der flexible Tarif in der vorliegenden Arbeit nur für eine Komponente des Gesamt-Strompreises analysiert, z.B. weil der Tarif auf die Komponente Energie oder Netz praktisch nicht anwendbar ist, so wird dies deutlich im jeweiligen Unterkapitel angeführt und begründet. Wieder ist zu beachten, dass dem dargestellten Tarif nicht die alleinige Wirkung auf den Konsum zuzuschreiben ist, da weiterhin die andere Strompreiskomponente (Netz oder Energie) die Effektivität mitbestimmt.

Aufgrund der qualitativen Herangehensweise ist es nicht möglich, Ergebnisse zu quantifizieren. Es kann und soll daher nicht abgeleitet werden, welchen quantitativen Einspar- oder Lastverlagerungseffekt ein Tarif hat, wie viele KundInnen die Zielgruppe umfasst, etc.

1.1.1 Begriffe KundInnen, KleinkundInnen, GroßkundInnen

Der Begriff KundInnen dient als Überbegriff für GroßkundInnen und KleinkundInnen, wobei damit in den einzelnen Kapiteln nur auf die jeweils analysierte KundInnenkategorie Bezug genommen wird. Der Begriff KleinkundInnen wird für aktuell gemäß §17 EIWOG 2010 nicht lastgemessene KundInnen mit weniger als 100.000 kWh Verbrauch und 50 kW Anschlussleistung, die über ein standardisiertes Lastprofil abgerechnet werden, angewandt. Der Begriff GroßkundInnen bezieht sich auf KundInnen mit Lasten und Verbräuchen über diesen Schwellenwerten.

Für alle KundInnen gilt, dass sich die Effekte auf jene beziehen, denen eine Lastverschiebung möglich ist. Klein- und GroßkundInnen ohne Reaktionsmöglichkeit sind ebenfalls gegeben und sind bei der Tarifgestaltung mitzudenken.

1.1.2 Interessen

Lieferanten sichern sich Stromlieferungen bereits (lange) im Voraus und entsprechend sind die Kosten pro kWh anzusetzen. Jedoch werden Lieferanten in dieser Analyse als Akteure dargestellt bzw. angenommen, für die sich der Preis einer kWh aus dem aktuellen Börsenpreis berechnet. Das heißt, dass hier ein Wertansatz (anstatt des Kostenansatzes) unterstellt wird. Basis dafür bildet die Überlegung, dass in einem Energieversorgungsunternehmen die Bereiche „Einkauf“ und „Lieferung/Vertrieb“ eigenständig bilanziert werden, um den betriebswirtschaftlichen Erfolg darzustellen. Es gilt

einleitend zu auch erwähnen, dass „größere GroßkundInnen“ teilweise selbst den Stromeinkauf durchführen.

Netzbetreiber sind als relativ passive Akteure angenommen, deren Interessen den gesetzlichen Vorgaben und Zielsetzungen der Regulierung folgen (Versorgungssicherheit, Vermeidung/Verzögerung von Netzausbau).

1.1.3 Begriffe Lastverschiebung, Zielsetzungen und flexible Tarife

Siehe hierzu die Arbeitsdefinitionen und Erläuterungen im Projektbericht 3/9.

1.2 Methode der mikroökonomischen Effektivitätsanalyse

Preise (im allgemeinen ökonomisch-theoretischen, also nicht unbedingt im spezifisch auf Strom bezogenen Sinn) üben auf KundInnen Anreize aus. Studien zu den Anreizen aus flexiblen Tarifen (siehe eine Meta-Auswertung von Feldtests mit flexiblen Tarifen in Kollmann et al., 2013¹) beschränken sich häufig rein auf die monetären Anreize, die direkt von den flexiblen Tarifen ausgehen. ExpertInneninterviews sowohl im Rahmen des Projekts LoadShift² als auch im Rahmen des vorliegenden Projekts Flex-Tarif zeigen klar, dass KundInnen auch anderen, teils nichtmonetären Anreizen sowie Kosten unterliegen, wenn sie flexible Tarife akzeptieren bzw. eine Lastverschiebung durchführen. Nabe et al. (2009)³ listen unterschiedliche nichtmonetäre Einflüsse auf, wie z.B. Ankündigungsart und -frist, Anreize zur Wahl eines flexiblen Tarifs, Automatisierung, Verbindlichkeit, Kommunikation zu den KundInnen.

Die ökonomische Literatur subsummiert monetäre und nichtmonetäre Kosten, die mit einer Konsumententscheidung einhergehen, als Opportunitätskosten⁴ oder manchmal auch als versteckte Kosten⁵ (z.B. Zeitaufwand bei KundInnen).

Für die Beschreibung der Tarife im vorliegenden Kapitel werden daher folgende zwei qualitative Herangehensweisen als gegeben unterstellt. Weitere Quellen von Annahmen und Auswertungen sind die im Rahmen des Projekts durchgeführten ExpertInneninterviews (vgl. Projektbericht 3/9).

¹ Kollmann A., Moser S., de Bruyn K., Schwarz M., Fehring K. (2013): Smart Grids Begleitforschung: Smart Metering im Kontext von Smart Grids. Energieinstitut an der JKU Linz, Endbericht.

² Kollmann A., de Bruyn K., Moser S., Schmidthaler M., Amann C., Elbe C., Schmutz E., Kraußler A., Reinhofer-Gubisch M., Pucker J., Frantes B. (2014): LoadShift – Lastverschiebung in Haushalten, Industrie, Gewerbe und kommunaler Infrastruktur – Potenzialanalyse für Smart Grids. Endbericht, 2014.

³ Nabe C., Beyer C., Brodersen N., Schäffler H., Adam D., Heinemann C., Tusch T., Eder J., de Wyl C., vom Wege J., Mühe S. (2009): Einführung von lastvariablen und zeitvariablen Tarifen. Ecofys, EnCT, BBH im Auftrag der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen.

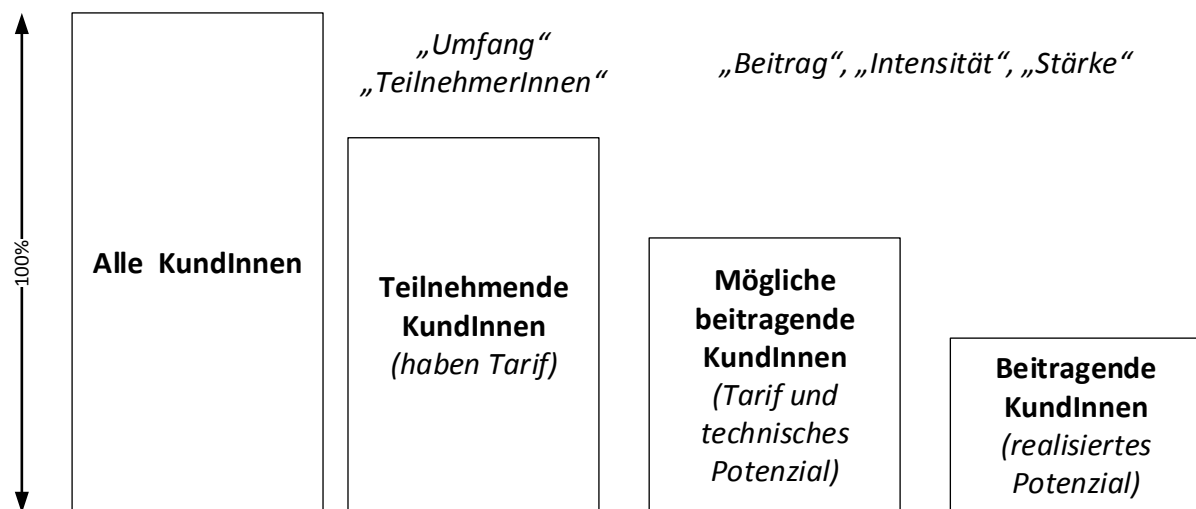
⁴ Pindyck R., Rubinfeld D. (2009): Mikroökonomie. 7. Auflage. 2009 Pearson Studium. ISBN 9783827372826.

⁵ Sorrell S., Schleich J., Scott S., O'Malley E., Trace F., Boede U., Ostertag K., Radgen P. (2000): Reducing Barriers to Energy Efficiency in Public and Private Organisations. SPRU Environment and Energy Project JOS3CT970022 Final Report to the European Commission. <http://www.sussex.ac.uk/Units/spru/publications/reports/barriers/final.html> (2010-01-04).

1.2.1 Schrittweise Realisierung des technischen Lastverschiebungspotenzials

Das technisch-theoretische Lastverschiebungspotenzial ist nicht vollständig realisierbar: Es lassen sich drei Schritte unterstellen, welche alle als potenzialmindernd angesehen werden können (Abbildung 1-1):

Abbildung 1-1: Reduktionsgründe zum Beitrag von KundInnen nach Stadium der Beteiligung. Quelle: Eigene Zusammenstellung auf Basis der ExpertInneninterviews.



1.2.1.1 Teilnahme der KundInnen

Es wird angenommen, dass *Netzentgelte* für alle KundInnen gelten bzw. es dem Netzbetreiber erlaubt ist, diese allen KundInnen anzubieten. Auf individuelle KundInnen abgestimmte Netzentgelte werden nicht betrachtet, könnten aber eine weitere Verbesserung der Netzsituation erbringen. Solchen Tarifen stehen rechtliche Bedenken (Gleichbehandlung) und Mehrkosten durch den zusätzlichen Administrationsaufwand entgegen. Dies impliziert jedoch nicht, dass ein Tarif, der allen KundInnen angeboten wird, auch bei allen KundInnen gleich zur Umsetzung kommen müsste. So können z.B. schaltbare Tarife allgemein angeboten werden, aber nur einzelne Lasten (jene, die wirklich unter Vertrag genommen wurden) geschaltet werden. Handelt es sich also um ein verordnetes Netzentgelt, sind alle KundInnen davon betroffen und können sich dem Netzentgelt nicht entziehen.

Es wird angenommen, dass Tarifmodelle für die Preiskomponente Energie allen KundInnen (bzw. der KundInnengruppe) angeboten werden. Auf individuelle KundInnen abgestimmte Preismodelle werden nicht betrachtet, könnten aber einen weiteren Beitrag zu Demand Response und der Einspeisung Erneuerbarer leisten. Solchen Preismodellen stehen Mehrkosten durch den zusätzlichen Administrationsaufwand gegenüber.

Handelt es sich um ein Energiepreismodell, so wählen die EndkundInnen unter **bewusster Abwägung** aller monetären und nichtmonetären Nutzen und Kosten das Energiepreismodell.

Sind KundInnen dem Tarifmodell nicht ausgesetzt, so erhalten sie die Informationen für ein tarifkonformes Verhalten nicht: Praktisch können zum Beispiel auch umweltbewusste KundInnen aktuell Strom nicht dann konsumieren, wenn sich vorrangig Erneuerbare Energie im Netz befindet, da ihnen diese Information nicht zur Verfügung steht. Wesentlich ist

daneben natürlich auch, dass die monetären Anreize aktuell nicht vorhanden sind (erster Schritt ist aber die Information selbst).

1.2.1.2 Technisches und realistisches Potenzial der TeilnehmerInnen

Als zweiter Schritt ist ein tatsächlich umsetzbares Potenzial einzelner Geräte vonnöten, deren Nutzung nicht durch andere Barrieren oder Bedenken (Anwesenheit, Betriebssicherheit, Programmierbarkeit, etc.) verhindert wird. Auf diese Potenzialreduktion kann in der vorliegenden ökonomischen Analyse nur eingeschränkt eingegangen werden, hier ist auf die technische, die rechtliche und die soziale Analyse zu verweisen (Projektberichte 7/9, 4/9, 8/9).

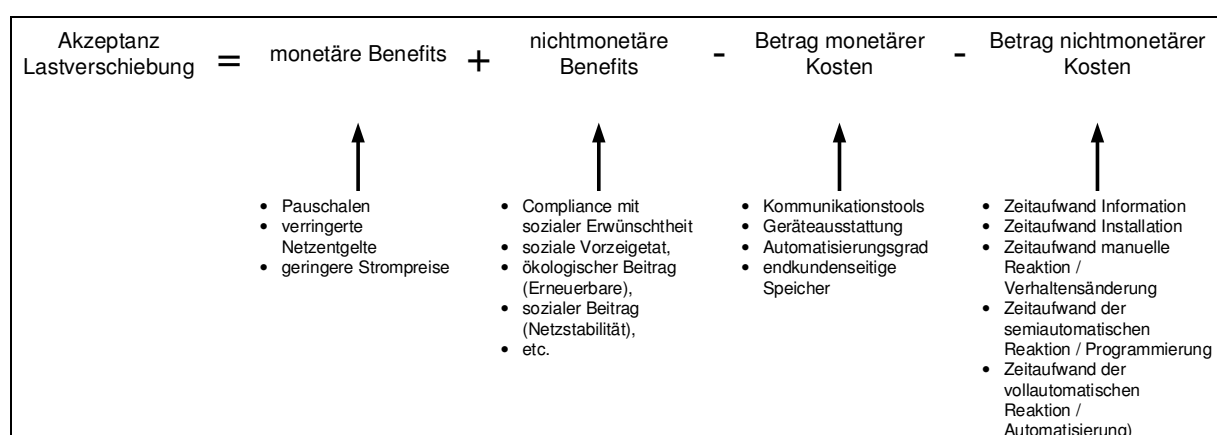
1.2.1.3 Potenzial-Realisierung durch die TeilnehmerInnen

Abschließend muss das verbleibende Potenzial von den KundInnen realisiert werden. Dabei wägen die KundInnen zwischen Komfortverlusten und anderen Opportunitätskosten (z.B. Zeitaufwand) einerseits und den als positiv wahrgenommen Tarifeffekten andererseits (monetäre Ersparnis, Nutzung erneuerbarer Energien, etc.) ab. D.h. es handelt sich um eine abwägende und wiederum um eine bewusste Handlung. Es ist festzustellen, dass eine Abgrenzung zwischen dem Potenzial der TeilnehmerInnen (1.2.1.2) und der Realisierung aufgrund vieler Überschneidungen kaum trennscharf möglich ist.⁶

1.2.2 **Abwägung nichtmonetärer und monetärer Aufwände und Nutzen**

Die den einzelnen Schritten zuteilbaren Beschränkungen bzw. Reduktionsgründe, welche sich auf die schlussendliche Durchführung einer Lastverschiebung durch die KundInnen auswirken, sind in Abbildung 1-2 hinsichtlich der monetären und nichtmonetären Kosten aufgeteilt. Zusätzlich sind die monetären und nichtmonetären Nutzen angegeben, welche die Realisierung der Lastverschiebung wahrscheinlicher machen.

Abbildung 1-2: Positive und negative monetäre und nichtmonetäre Gründe für die Akzeptanz bzw. die Durchführung der Lastverschiebung. Quelle: Eigene Zusammenstellung auf Basis der ExpertInneninterviews.



⁶ Als Beispiel sind Überschneidung zwischen technischen Voraussetzungen und Zeitaufwänden bei der Lastverschiebung mittels Elektrogeräten heranzuziehen: diese können entweder (i) automatisch angesteuert werden und nur eine einmalige Freigabe der KundInnen erfordern oder (ii) eine Programmierung zulassen und damit keine Anwesenheit erfordern oder (iii) mangels Programmierbarkeit eine Anwesenheit und damit Zeitaufwand erfordern.

1.2.3 Begriffe und Anmerkungen

In der folgenden Analyse werden bestimmte Begriffe wiederkehrend angewendet bzw. Annahmen unterstellt; diese sollen im Folgenden vorab geklärt werden. Die getroffenen Annahmen gelten für Klein- und GroßkundInnen gleichermaßen. Je nach Gruppe ist – im Durchschnitt – von einer unterschiedlichen Gewichtung von monetären und nichtmonetären Nutzen und Aufwänden auszugehen.

1.2.3.1 Begriff Informationskosten

Informationskosten setzen sich aus den *Lernkosten* („was bedeutet dieser Tarif?“, „welche Aufgaben kommen mit diesem Tarif auf mich zu?“) und den *Anwendungskosten* (Verarbeitung aktueller Informationen, z.B. Day-Ahead-Prognose, Warnsignale) zusammen. Informationskosten sind aus ökonomischer Perspektive klassische Opportunitätskosten, d.h. sie stellen eine Nutzenminderung dar.

Die Informationskosten beziehen sich ausschließlich auf die Anwendung des Tarifs. Andere Informationskosten, die mit einzelnen Energiedienstleistungen verbunden sind (z.B. Kenntnis des kWh-Bedarf pro Liter Warmwasser oder für einen Waschgang), werden nicht beachtet.

- *Lernkosten*: Dütschke et al. (2012)⁷ weisen darauf hin, dass Tarife bei zu hoher Komplexität nicht gewählt bzw. verstanden werden, d.h. die Anzahl der TeilnehmerInnen sinkt.
- *Anwendungskosten*: Faruqui und Sergici (2010)⁸ weisen darauf hin, dass Tarife bei zu hohem Aufwand (z.B. häufige Ausrufung eines Event-Tarifs) einen geringeren Beitrag der TeilnehmerInnen hervorrufen. Automatisierung und/oder Fernsteuerung erhöhen den Beitrag.
Bezüglich einer effektiven Kommunikation zu den KundInnen (z.B. Mitteilung der Tageswerte oder von Events) ist wenig bekannt, eine allgemeingültige Aussage für alle Alters- und Interessensgruppen ist daher noch nicht zulässig.⁹

1.2.3.2 Begriff Grenzkosten

Grenzkosten sind der ökonomische Fachbegriff für die Kosten einer zusätzlichen (d.h. dem Wortsinn nach: an der Grenze liegenden) verbrauchten Einheit eines Gutes. In der vorliegenden Analyse sind damit primär die Kosten einer weiteren bezogenen kWh Strom zu verstehen.

1.2.3.3 Begriff Lastverlagerung

Die vorliegende Analyse untersucht, inwiefern ein Tarif Vorgaben bzw. Anreize zum Zeitpunkt des Verbrauchs von Strom bzw. des Bezugs einer Last setzt. Der Vergleich erfolgt dabei in Relation zum Benchmark.

⁷ Dütschke E., Unterländer M., Wietschel M. (2012): Variable Stromtarife aus Kundensicht – Akzeptanzstudie auf Basis einer Conjoint-Analyse. Fraunhofer ISI Working Paper Sustainability and Innovation No. S 1/2012.

⁸ Faruqui und Sergici (2010): Household response to dynamic pricing of electricity: a survey of 15 experiments. Journal of Regulatory Economics.

⁹ Kollmann A., Moser S., Markl B., Friedl C., Goers S., Greibl E., Schäffler H., Rippl R., Cieczynski S., Sametinger K., Wohlfarth K. (2012): E-Motivation – Energieabrechnungs-Optimierung zur Endverbraucher motivation. Projekt-Endbericht.

1.2.3.4 Begriffe Umfang bzw. TeilnehmerInnen

Tarife wirken aufgrund ihrer Eigenschaften (z.B./v.a. Lern- und Anpassungskosten) unterschiedlich attraktiv auf KundInnen.¹⁰ Je attraktiver ein Tarif wirkt, umso mehr werden diesen anwenden (d.h. viele „TeilnehmerInnen“, mehr „Umfang“) (vgl. auch Abbildung 1-1).

1.2.3.5 Begriffe Beitrag, Intensität, Stärke

Das Ausmaß der bei den TeilnehmerInnen ausgelösten Lastveränderung wird in diesem Kapitel auch als Beitrag, Intensität oder Stärke des Tarifs bezeichnet (vgl. auch Abbildung 1-1). Es handelt sich um eine Durchschnittserwartung – nicht alle KundInnen verhalten sich gleich, und auch einzelne KundInnen verhalten sich im Zeitverlauf unterschiedlich. Das heißt, dass gerade für einzelne Netzabschnitte mit wenigen KundInnen vergleichsweise höhere Varianzen des Tarifeffekts zu erwarten sind, während in Großnetzbereichen oder für eine Vielzahl von KundInnen die Ergebnisse eines Tarifs theoretisch gut prognostizierbar sind.

1.2.3.6 Begriff Glättung

Eine Glättung bzw. Abflachung der Netzlast bzw. des Verbrauchs bedeutet, dass deren Volatilität im Vergleich zum Benchmark abnimmt. Eine Glättung bedeutet nicht, dass es sich um eine völlig konstante Last handelt.

1.2.3.7 Anmerkung zu Interessenskonflikten zwischen Netz – Markt

Es wird jeweils das Energiepreismodell bzw. das Netzentgeltmodell *exklusiv* betrachtet. Die Effekte der danebenstehenden, von anderen Interessenslagen geprägten, aber je nach Kostenanteil für KundInnen ebenso relevanten zweiten Gesamtpreiskomponente Energie bzw. Netz werden vollständig ausgeblendet.

1.2.3.8 Zielsetzungen

Die Tarifeffekte werden auf die Erreichung der Zielsetzungen Z1 bis Z9 hin untersucht. In der untenstehenden Tabelle 1-1 wird die definierten Zielsetzungen nochmals kurz dargestellt. Die ausführlichen Definitionen und Anmerkungen sind im Projektbericht 3/9 nachzulesen.

Tabelle 1-1: Im Projekt Flex-Tarif gewählte Arbeitsdefinition der strategischen Zielsetzungen einer Lastverschiebung, die es mittels flexibler Tarife zu erreichen gilt.

Strategische Zielsetzungen
Ziel 1: Kurzfristige Systemoptimierung im Niederspannungs-Netz
Ziel 2: Kurzfristige Systemoptimierung im Hoch- und Mittelspannungs-Netz
Ziel 3: Mittelfristige Systemoptimierung im Niederspannungs-Netz
Ziel 4: Mittelfristige Systemoptimierung im Hoch- und Mittelspannungs-Netz
Ziel 5: Längerfristige Investitionsvermeidung im Niederspannungs-Netz
Ziel 6: Längerfristige Investitionsvermeidung im Hoch- und Mittelspannungs-Netz
Ziel 7: Integration von PV und Kleinwindanlagen im Niederspannungs-Netz
Ziel 8: Integration von Windanlagen im Hoch- und Mittelspannungs-Netz
Ziel 9: Energetische Energieeffizienz

¹⁰ Dütschke E., Unterländer M., Wietschel M. (2012): Variable Stromtarife aus Kundensicht – Akzeptanzstudie auf Basis einer Conjoint-Analyse. Fraunhofer ISI Working Paper Sustainability and Innovation No. S 1/2012.

2 Effektivität flexibler Tarife bei KleinkundInnen

In der vorliegenden Analyse wurden die Tarife so beschrieben, dass einzelne Tarifvarianten für sich alleine gelesen werden können. Dies impliziert textliche Wiederholungen.

Die Definitionen der Tarife sind für alle Projektteile gleich und sind daher im Projektbericht 3/9 zusammengefasst.

2.1 Benchmark KleinkundInnen

Zur Vergleichbarkeit der flexiblen Tarife wird ein Benchmark definiert, der der aktuell gängigen Art der Energiepreis- und Netzentgeltfestsetzung entspricht. Der Benchmark wird für gemäß §17 EIWOG 2010 nicht lastgemessene KleinkundInnen folgendermaßen angenommen: Die Strompreiskomponente Energie setzt sich aus jährlichen Fixkosten (Grundgebühr) und fixen Preisen pro bezogene kWh zusammen. Die Strompreiskomponente Netz setzt sich (der SNE-VO 2012-Novelle 2014 folgend) aus von der vereinbarten Anschlussleistung (in kW) abhängigen jährlichen Entgeltbestandteilen und aus arbeitsabhängigen Entgelten (je kWh) zusammen.

Grenzkosten: Eine zusätzlich bezogene kWh verursacht Kosten, d.h. die bezogene Energiemenge unterliegt Grenzkosten größer als Null und es besteht ein Anreiz diese nicht zu verbrauchen.

Lastverlagerung: Über die Kosten pro kWh werden keine Anreize zu einer zeitlichen Lastverlagerung gesetzt, d.h. im Benchmark ist der Verbrauch der KundInnen zeitlich unbeeinflusst.

Informationskosten: gering. Der Benchmark-Tarif ist einfach verständlich (fixe Kosten plus gleichbleibende Kosten pro kWh) und weitere Informationen werden nicht benötigt.

2.2 Flexible Tarifkategorien

Grundsätzlich gilt: werden Tarife nur auf eine der beiden Strompreiskomponenten Netz oder Energie angewandt, so tritt der Effekt im Vergleich zum Benchmark entsprechend abgeschwächt auf.

2.2.1 Reine Fixtarifizierung

Die Betrachtung erfolgt nur für die Strompreiskomponente Netz.

Das Netz unterliegt hohen Fixkosten. Die Kosten pro zusätzlich transportierte kWh sind eher gering (Netzverluste). Dass dies in Zeiten starker Belastungen eingeschränkt zutrifft (Notwendigkeit des Netzausbaus), ist hervorzuheben. Dennoch ist eine Betrachtung der reinen Fixtarifizierung damit zu rechtfertigen.

Die Nutzung einer kWh Energie ist exklusiv und rivalisierend. Im Gegensatz zum bestehenden Netzsystem sind die Kosten einer erzeugten kWh mit signifikanten Kosten verbunden. Zwar produzieren viele Erneuerbare zu variablen Kosten von beinahe Null (Wasserkraft, Wind und PV), dies trifft aber nicht auf die ebenfalls über den kWh-Preis abzudeckenden Fixkosten zu. Damit ist eine Betrachtung der reinen Fixtarifizierung für die Preiskomponente Energie nicht zu rechtfertigen.

Effekte:

Grenzkosten: Die bezogene Energiemenge unterliegt netzbezogenen Grenzkosten von beinahe Null (minimale zusätzliche Netzverluste), d.h. die zusätzlich bezogene kWh verursacht kaum Netzkosten und es besteht für die KundInnen ein auf die Höhe des Energiepreises pro kWh reduzierter Anreiz, diese nicht zu verbrauchen. Damit ergibt sich für KundInnen ein Anreiz, mehr als im Benchmark zu verbrauchen (Z9).

Lastverlagerung: Gleich wie im Benchmark werden keine Anreize zu einer zeitlichen Lastverlagerung gesetzt, d.h. der Verbrauch der KundInnen bleibt zeitlich unbeeinflusst. Da dieser Tarif auch zeit- und lastunabhängig ist, und der oben erwartete Mehrverbrauch auch dann anfallen kann, wenn bereits Spitzenlasten vorherrschen, ergibt sich, dass der Mehrverbrauch einen rascheren Netzausbau nötig machen kann (Z5, Z6).¹¹

Informationskosten: gering. Der Tarif ist einfach verständlich (Fixkosten pro Jahr) und weitere Informationen werden nicht benötigt.

Es ist die Erwartung abzuleiten, dass zu allen Tageszeiten der Stromkonsum im Vergleich zum Benchmark steigt.

Tabelle 2-1: Einfluss der Fixtarifizierung auf den PV-Markt

Exkurs: Einfluss der Fixtarifizierung auf den PV-Markt

Angesichts einer steigenden Anzahl von KundInnen mit hohen Eigenerzeugungsanteilen (in der Praxis: KundInnen mit eigener PV-Anlage) erscheint eine reine Fixtarifizierung als Möglichkeit, um die Kosten des Stromnetzes ohne signifikante Steigerungen der kWh-bezogenen Netzentgelte langfristig decken zu können. Die reine Fixtarifizierung des Netzes (d.h. eine von der Anschlussleistung in kW abhängige jährliche Grundgebühr für das Netz) bedeutet, dass die von den KundInnen zusätzlich verbrauchte kWh aus dem Stromnetz mit geringeren Kosten verbunden ist (denn kWh-abhängige Netzentgelte entfallen).

Sichern sich KundInnen mit eigenen Erzeugungsanlagen durch einen Netzanschluss ab, so sind sie in der Situation, dass sie die Kosten einer zusätzlichen netzbezogenen kWh mit denen einer eigenerzeugten kWh vergleichen. Es folgt: Durch die deutliche Kostenminderung der zusätzlichen kWh aus dem Netz erhöht sich die Amortisationszeit der eigenen (PV-) Anlage und macht diese gegebenenfalls unrentabel. D.h. es werden sich theoretisch weniger KundInnen für eine Eigenerzeugung entscheiden.

Tabelle 2-2: Netztarifmodell „Hochlast-Tarifierung“ – Effekt auf die Zielsetzungen

Z	+/-	Beschreibung
Z1	o	Wenn unter der Kapazitätsgrenze: geringe Auswirkungen (z.B. steigende Verluste) durch steigenden Stromverbrauch (Quelle: ExpertInneninterview).
Z2	o	Wenn unter der Kapazitätsgrenze: geringe Auswirkungen (z.B. steigende Verluste) durch steigenden Stromverbrauch (Quelle: ExpertInneninterview).
Z3	o	Wenn unter der Kapazitätsgrenze: geringe Auswirkungen (z.B. steigende Verluste) durch steigenden Stromverbrauch (Quelle: ExpertInneninterview).
Z4	o	Wenn unter der Kapazitätsgrenze: geringe Auswirkungen (z.B. steigende Verluste) durch steigenden Stromverbrauch (Quelle: ExpertInneninterview).
Z5	-	Ein im Vergleich zum Benchmark steigender Stromkonsum erfordert einen früheren Netzausbau.
Z6	-	Ein im Vergleich zum Benchmark steigender Stromkonsum erfordert einen früheren Netzausbau.

¹¹ Die ExpertInnen weisen in den Interviews stets darauf hin, dass der Netzausbau primär strukturell bzw. demographisch getrieben ist.

Z	+/-	Beschreibung
Z7	-	Die zeitliche Übereinstimmung des Verbrauchs mit der Einspeisung aus PV und Wind wird nicht verstärkt. Zum Einfluss der Fixtarifizierung auf den PV-Markt siehe Exkurs in Tabelle 2-1.
Z8	+	Die zeitliche Übereinstimmung des Verbrauchs mit der Einspeisung aus PV und Wind wird nicht verstärkt. Ein Pauschaltarif ist die einzige Netzentgeltvariante, welche kWh-bezogene Spreizungen des Strompreises und daraus resultierende Mehr- oder Wenigerverbräuche nicht beeinflusst.
Z9	--	Der Tarif steht durch seine verbrauchssteigernde Wirkung in klarem Widerspruch zur energetischen Energieeffizienz.

2.2.2 Hochlast-Tarifierung

Die Betrachtung erfolgt nur für die Strompreiskomponente Netz.

Obwohl der Zusammenhang zwischen höheren Lasten und höheren Marktpreisen ceteris paribus nachvollziehbar ist, ist die Last nicht zwangsläufig mit dem Verbrauch gleichzusetzen und die in 2.2.1 angeführte Begründung zur ausschließlichen Betrachtung der Strompreiskomponente Netz ist anzuwenden.

Effekte:

Grenzkosten: Bis zur Kapazitätsgrenze unterliegt die bezogene Energiemenge netzbezogenen Grenzkosten von gleich Null, d.h. die zusätzlich bezogene kWh verursacht keine Netzkosten und es besteht ein auf die Höhe des Energiepreises pro kWh reduzierter Anreiz, diese nicht zu verbrauchen.

Der Kostenunterschied der Lastgrenzen-Überschreitung stellt einen Anreiz dar, die Lastgrenze nicht zu überschreiten.

Lastverlagerung: Durch den Preisunterschied entsteht ein Anreiz zur Glättung des Verbrauchs, d.h. zur Vermeidung von Lastspitzen. Es kommt zur zeitlichen Verschiebung von Lasten, wobei jedoch die Zeitpunkte der Lastreduktion und der Lasterhöhung eines individuellen Verbrauchers nicht (durch Signale) beeinflusst werden (können).

Informationskosten: hoch. Der Tarif ist zwar verständlich („betreibe nicht zu viele Geräte auf einmal“), aber KundInnen benötigen Echtzeit-Informationen zu ihrer aktuellen Last, zumindest aber ein Signal als Verwarnung, ev. ist anstatt höherer Entgelte eine automatische Abschaltung durch den Zähler (das Interview mit dem italienischen Experten ergab, dass dies in Italien der Fall ist) anzudenken.

Abzuleitende Erwartung: Es kommt, unterstellt man das Verständnis und die Adaption an den Leistungstarif durch die KleinkundInnen, zu einer Glättung des Stromverbrauchs. Über die Veränderung der gesamten Stromverbrauchsmenge ist keine klare Aussage möglich: Werden thermische Speicher zur Glättung durch Lastverschiebung verwendet, so entstehen energetische Verluste. Bei nichtthermischen Speichern oder Verhaltensänderungen zur Nichtüberschreitung der Lastgrenze sind Verbrauchsminderungen zu erwarten. Die Glättung der Lastkurve trägt zu keiner Anpassung des Verbrauchs an die aktuelle Einspeisung aus erneuerbaren Energiequellen bei.

Tabelle 2-3: Netztarifmodell „Hochlast-Tarifierung“ – Effekt auf die Zielsetzungen

Z	+/-	Beschreibung
Z1	(+)	Wenngleich aktuell nicht bekannt ist, wie KleinkundInnen ihre Lasten glätten und welche Wirkungen dies auf das Stromnetz hat, wird von einigen befragten ExpertInnen von einer konstanteren Kapazitätsausnutzung und konstanteren Verbrauchsmustern ausgegangen.
Z2	(+)	Wenngleich aktuell nicht bekannt ist, wie KleinkundInnen ihre Lasten glätten und welche Wirkungen dies auf das Stromnetz hat, wird von einigen befragten ExpertInnen von einer konstanteren Kapazitätsausnutzung und konstanteren Verbrauchsmustern ausgegangen.
Z3	(+)	Wenngleich aktuell nicht bekannt ist, wie KleinkundInnen ihre Lasten glätten und welche Wirkungen dies auf das Stromnetz hat, wird von einigen befragten ExpertInnen von einer konstanteren Kapazitätsausnutzung und konstanteren Verbrauchsmustern ausgegangen.
Z4	(+)	Wenngleich aktuell nicht bekannt ist, wie KleinkundInnen ihre Lasten glätten und welche Wirkungen dies auf das Stromnetz hat, wird von einigen befragten ExpertInnen von einer konstanteren Kapazitätsausnutzung und konstanteren Verbrauchsmustern ausgegangen.
Z5	+	Eine Glättung des Verbrauchs vermeidet Spitzen, auf die das Netz ausgelegt sein müsste. Die Notwendigkeit des Netzausbaus wird reduziert/vermieden.
Z6	+	Eine Glättung des Verbrauchs vermeidet Spitzen, auf die das Netz ausgelegt sein müsste. Die Notwendigkeit des Netzausbaus wird reduziert/vermieden.
Z7	--	Ein bewusster Mehrverbrauch von Strom, z.B. aufgrund vermehrter Einspeisung aus Wind und PV bzw. aufgrund eines geringeren Preises, wird durch steigende Netzentgelte konterkariert.
Z8	--	Ein bewusster Mehrverbrauch von Strom, z.B. wegen geringerer Marktpreise aufgrund vermehrter Einspeisung aus Wind und PV bzw. aufgrund eines geringeren Preises, wird durch steigende Netzentgelte konterkariert. Die Neigung zur Eigenverbrauchssteigerung durch KundInnen mit PV wird verstärkt.
Z9	o	Wie beschrieben ist keine Aussage zur Verbrauchsentwicklung möglich. Zum einen werden eventuell Lastverschiebungen nicht nachgeholt, zum anderen werden Verluste aus thermischen Speichern angereizt, um nicht gegen Lastgrenzen bei der Ladung zu verstoßen.

2.2.3 Rein verbrauchsbasierte Tarifierung

Effekte:

Grenzkosten: Da alle bisherigen Fixkosten auf die Preise/Entgelte pro kWh umgelegt werden, erhöhen sich die Kosten pro kWh und damit die Grenzkosten. Höhere Grenzkosten bewirken einen Anreiz, im Vergleich zum Benchmark weniger Energie zu verbrauchen.

Lastverlagerung: Wie im Benchmark werden keine Anreize zu einer zeitlichen Lastverlagerung gesetzt, d.h. der Verbrauch der KundInnen bleibt zeitlich unbeeinflusst.

Informationskosten: gering. Der Tarif ist einfach verständlich (gleichbleibende Grenzkosten) und weitere Informationen werden nicht benötigt.

Abzuleitende Erwartung: Zu allen Tageszeiten sinkt der Stromkonsum. Langfristig werden die Preise pro kWh steigen, da bei sinkendem Stromverbrauch die Fixkosten der Lieferanten oder Netzbetreiber auf eine geringere Anzahl an kWh umgelegt werden müssen. Dies trifft insbesondere auf das Stromnetz zu, wo ein hoher Anteil an Fixkosten gegeben ist.

Tabelle 2-4: Aufgrund der gleichen Anreizwirkung sind für das Energiepreismodell und das Netztarifmodell „VAR“ die gleichen Effekte auf die Zielsetzungen zu erwarten.

Z	+/-	Beschreibung
Z1	o	Geringe Auswirkungen durch ceteris paribus sinkenden Stromverbrauch (Experteninterview: sinkende Netzverluste sind hier vernachlässigbar).
Z2	o	Geringe Auswirkungen durch ceteris paribus sinkenden Stromverbrauch (Experteninterview: sinkende Netzverluste sind hier vernachlässigbar).
Z3	o	Geringe Auswirkungen durch ceteris paribus sinkenden Stromverbrauch (Experteninterview: sinkende Netzverluste sind hier vernachlässigbar).
Z4	o	Geringe Auswirkungen durch ceteris paribus sinkenden Stromverbrauch (Experteninterview: sinkende Netzverluste sind hier vernachlässigbar).
Z5	+	Sinkender Stromkonsum reduziert die Notwendigkeit eines Netzausbaus.
Z6	+	Sinkender Stromkonsum reduziert die Notwendigkeit eines Netzausbaus.
Z7	o	Die zeitliche Übereinstimmung des Verbrauchs mit der Einspeisung aus PV und Wind wird nicht verstärkt.
Z8	o	Die zeitliche Übereinstimmung des Verbrauchs mit der Einspeisung aus PV und Wind wird nicht verstärkt.
Z9	+	Der Tarif steht durch seine verbrauchssenkende Wirkung in klarem Einklang mit der energetischen Energieeffizienz.

2.2.4 Energiespar-Tarif

Diese Evaluierung wurde in Überschneidung mit dem Projekt „Smart Village Regau“ (FFG-Nr. 846138) durchgeführt.

Effekte:

Grenzkosten: Das verfügbare günstige oder kostenlose Kontingent an kWh macht es nötig, die nicht gedeckten Kosten auf die verbleibenden kWh umzulegen. Es erhöhen sich der Preis pro überschüssige kWh und damit die Grenzkosten. Höhere Grenzkosten bewirken einen Anreiz, im Vergleich zum Benchmark weniger Energie zu verbrauchen. Da die Grenzkosten, nicht die Durchschnittskosten für die Entscheidung über den weiteren Konsum ausschlaggebend sind, ergibt sich der im Vergleich zum Benchmark und auch im Vergleich zur reinen Verbrauchstarifizierung starke Sparanreiz (erst) mit Überschreiten des Schwellenwerts.

Bis zum Überschreiten des Schwellenwerts ist eine weitere verbrauchte kWh zwar kostenlos, sie hat allerdings einen Wert, weil das Kontingent beschränkt ist, d.h. „Knappheit“ herrscht. Da es *gemäß den Annahmen* keine Belohnung (monetär oder sozial) für einen Wenigerverbrauch gibt, besteht schlussfolgernd der Anreiz, das Kontingent voll auszuschöpfen, danach aber seinen Konsum stark einzuschränken. D.h. sind gegen Ende des Durchrechnungszeitraums noch kostenlose kWh übrig, so ist anzunehmen, dass diese aus KundInnensicht vor Beginn des neuen Durchrechnungszeitraums verbraucht werden sollen.

Lastverlagerung: Wie im Benchmark werden keine Anreize zu einer zeitlichen Lastverlagerung gesetzt, d.h. der Verbrauch der KundInnen bleibt zeitlich unbeeinflusst.

Informationskosten: mittel. Der Tarif ist verständlich (gleichbleibende Grenzkosten ab der Verbrauchsschwelle). Es besteht aber – zumindest bis zum Überschreiten der Verbrauchsschwelle – stets ein Bedarf der Kenntnis des aktuellen Verbrauchsstands.

Abzuleitende Erwartungen:

Für DurchschnittskundInnen gilt: Da die Kosten der Stromversorgung gedeckt werden müssen, ist es unabdingbar, dass bei Tarifänderung die Verbrauchsmenge der durchschnittlichen KundInnen im Bereich der zu zahlenden kWh liegt. Aufgrund des relativ starken Anreizes für KundInnen, ab Ausschöpfung des Kontingents weniger zu verbrauchen, ist zu erwarten, dass diese versuchen werden, deutlich weniger Strom zu verbrauchen als bisher.

Mittelfristige Entwicklung: Durchschnittliche KundInnen, deren Kontingent knapp ist und die mit ihrem Verbrauch im steigenden Teil der Kostenkurve liegt, sparen Strom ein. (Ökonomisch-theoretisch entsprachen bisher die Kosten der letzten verbrauchten kWh exakt dem zusätzlichen Nutzen, die KundInnen sind aufgrund der nunmehr höheren Kosten bestrebt, diese nicht mehr zu verbrauchen.)

Zwar fallen für Lieferanten und Netzbetreiber auch Kosten pro gelieferte kWh an, die durch eine endkundInnenseitige Einsparung entfallen, jedoch müssen auch die Fixkosten¹² durch die Einnahmen der durchschnittlichen KundInnen gedeckt werden. Jedenfalls ist bei einer Änderung des Konsums ein stärkerer Effekt zu erwarten (KundInnen zahlen deutlich mehr/weniger bzw. Lieferant/Netzbetreiber nimmt deutlich mehr/weniger ein).

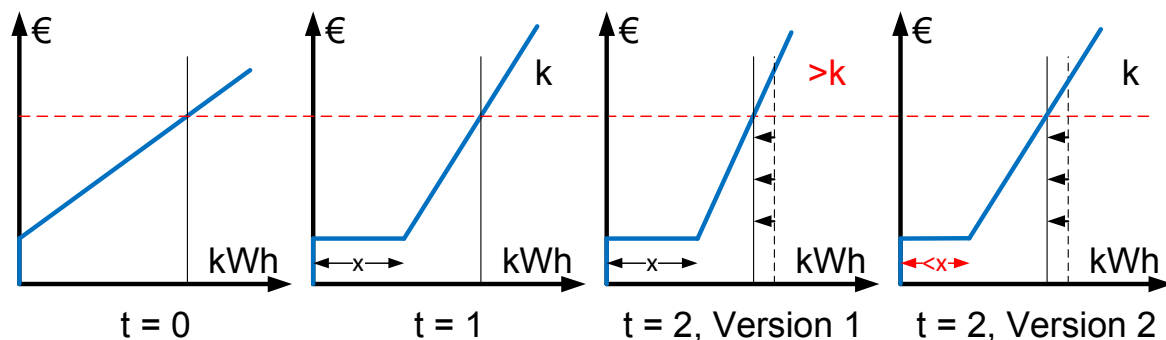
Bei einem Wenigerverbrauch der durchschnittlichen KundInnen muss der Tarif daher schnell angepasst werden, um eine Fixkostendeckung zu garantieren. Dies geschieht entweder über eine Reduktion des kostenlosen Kontingents oder einer Steigerung des kWh-bezogenen Preises/Entgelts.

Netzkostendeckung

Die Kosten des Stromnetzes setzen sich primär aus Fixkosten zusammen, die über das Netzentgeltmodell zu decken sind. Wird im Jahr $t+1$ ein Modell mit Freikontingent eingeführt, so sollten die KundInnen (im Durchschnitt) mit Verbrauchsreduktionen reagieren. Um die Netzkostendeckung zu gewährleisten, muss das Freikontingent reduziert ($x \rightarrow x'$, $x' < x$) werden oder die Kosten des das Freikontingent überteilenden Verbrauchs erhöht werden ($k \rightarrow k'$, $k' > k$).

¹² Die Erfordernis der Fixkostendeckung ist insbesondere in Bezug auf die Netzkomponente zu verstehen.

Abbildung 2-1: Bei einem hohen Impact des Tarifmodells ist eine stetige Anpassung zur Deckung der Netzkosten unumgänglich. Die schematische Darstellung bezieht sich auf einen fiktiven Energieversorger, der nur Fixkosten aufweist.



KundInnenvarianz: Die Verbräuche von KundInnen sind selbst in den Kategorien der KleinkundInnen wie z.B. Haushalte oder kleines Gewerbe stark heterogen. Diese Heterogenität besteht sowohl zwischen den (ähnlichen) KundInnen (z.B. mit „normalen“ Haushaltsverbräuchen von 800 bis 5.000 kWh), aber auch zeitlich:

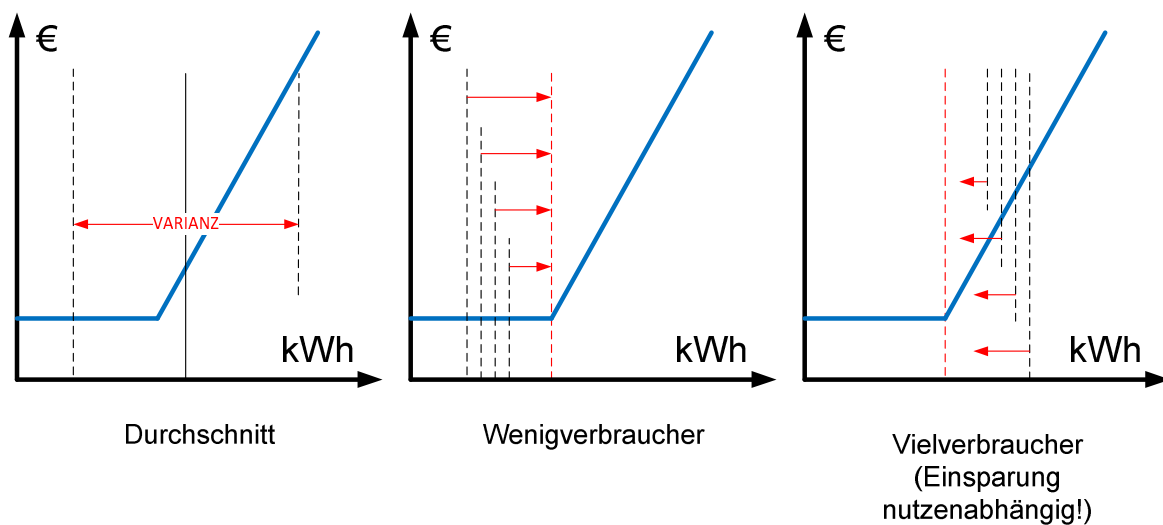
- Wird das Kontingent pro Monat berechnet, so sind in den verbrauchsintensiven Wintermonaten höhere Kontingente anzusetzen als in den Sommermonaten.¹³
- Über die Jahre hinweg ergeben sich bei den meisten KundInnen (Haushalte wie Unternehmen) signifikante Änderungen, z.B. neue Gerätschaften oder familiäre Änderungen (Geburten, Todesfälle, Zweitwohnsitze, Auszug der Kinder, etc.).

Kleinerer Einspareffekt: Es besteht für alle KundInnen der Anreiz, das Gratiskontingent voll auszunutzen (Abbildung 2-2).

- Verbrauchen KundInnen in der ursprünglichen Situation mehr als das Gratiskontingent, so hängt es von ihrem zusätzlichen Nutzen aus einer weiteren verbrauchten kWh Strom ab, wie weit sie ihren Verbrauch reduzieren. Gemäß dem monetären Anreiz erfolgt die Reduktion maximal bis zur Schwelle.
- Weil das Gratiskontingent von den KundInnen, deren Verbrauch bislang unter der Schwelle lag, (wenn es ihnen möglich ist) voll ausgenutzt wird, ergibt sich für diese Gruppe ein Mehrverbrauch und folglich für die Gesamtheit der KundInnen ein kleinerer Einspareffekt.

¹³ Vgl. Beschreibung des Tarifs im Projektbericht 3/9: In Ontario werden in den Wintermonaten höhere Freikontingente gewährt als in den Sommermonaten.

Abbildung 2-2: Effekte des Energiespartarifs. KundInnen, die bislang einen geringeren Verbrauch als den Schwellenwert hatten, können den Verbrauch kostenlos bis zum Schwellenwert steigern. KundInnen, die bislang einen höheren Verbrauch als dem Schwellenwert hatten, senken den Verbrauch aufgrund der höheren Kosten pro kWh.



Exkurs: Soll ein nur kleines Gratiskontingent festgelegt werden?

Je kleiner das Gratiskontingent, umso weniger KundInnen liegen unter dem Schwellenwert des Freikontingents und umso weniger steigern folglich ihren Verbrauch bis zum Schwellenwert.

Die Kosten pro kWh im steigenden Bereich werden entscheidend von den entgangenen Kosten im Bereich des Gratiskontingents mitbestimmt, da es diese dort hereinzuholen gilt. Mit einem kleineren Gratiskontingent fallen aber in Folge die umgelegten Kosten pro kWh im steigenden Bereich geringer aus, wodurch der Anreiz, den Verbrauch zu senken, geringer wird.

Ist eine individuelle Festlegung des Gratiskontingents möglich?

Ein individuelles Gratiskontingent, das zum Energiesparen motiviert und gleichzeitig die Kosten des Lieferanten bzw. Netzbetreibers deckt, kann unter den folgenden Bedingungen festgelegt werden:

- Örtliche Konstanz der KundInnen (wenig Umzüge, gleicher Zähler über langen Zeitraum)
- Verbrauchskonstanz der KundInnen (keine Strukturänderungen wie Unternehmensausbau oder Familienzuwachs)
- kein Lieferantenwechsel
- rechtliche Konformität (gilt primär für Netzbetreiber hinsichtlich Gleichbehandlung)

Zur gesicherten Kostendeckung müssen das Verhalten der KundInnen und ihre Strukturen weitgehend vorhersagbar sein. Eine individuelle Festlegung des Gratiskontingents scheint daher schwer möglich.

Tabelle 2-5: Aufgrund der gleichen Anreizwirkung sind für das Energiepreismodell und das Netztarifmodell „Energiespartarif“ die gleichen Effekte auf die Zielsetzungen zu erwarten.

Z	+/-	Beschreibung
Z1	o	Die Varianz zwischen den Verbrauchern einer Kategorie sinkt (alle Verbräuche nähern sich dem Schwellenwert). Zwar reduziert sich die Mengen-Varianz zwischen den Verbrauchern, jedoch nicht die Lastvarianz des einzelnen Verbrauchers, d.h. Lastspitzen sind weiterhin möglich.
Z2	o	Die Varianz zwischen den Verbrauchern einer Kategorie sinkt (alle Verbräuche nähern sich dem Schwellenwert). Zwar reduziert sich die Mengen-Varianz zwischen den Verbrauchern, jedoch nicht die Lastvarianz des einzelnen Verbrauchers, d.h. Lastspitzen sind weiterhin möglich.
Z3	o	Die Varianz zwischen den Verbrauchern einer Kategorie sinkt (alle Verbräuche nähern sich dem Schwellenwert). Zwar reduziert sich die Mengen-Varianz zwischen den Verbrauchern, jedoch nicht die Lastvarianz des einzelnen Verbrauchers, d.h. Lastspitzen sind weiterhin möglich.
Z4	o	Die Varianz zwischen den Verbrauchern einer Kategorie sinkt (alle Verbräuche nähern sich dem Schwellenwert). Zwar reduziert sich die Mengen-Varianz zwischen den Verbrauchern, jedoch nicht die Lastvarianz des einzelnen Verbrauchers, d.h. Lastspitzen sind weiterhin möglich.
Z5	(+)	Zwar reduziert sich die Mengen-Varianz zwischen den Verbrauchern, jedoch nicht die Lastvarianz des einzelnen Verbrauchers, d.h. Lastspitzen sind weiterhin möglich. Ein eventuell sinkender Stromkonsum könnte die Notwendigkeit eines Netzausbaus reduzieren.
Z6	(+)	Zwar reduziert sich die Mengen-Varianz zwischen den Verbrauchern, jedoch nicht die Lastvarianz des einzelnen Verbrauchers, d.h. Lastspitzen sind weiterhin möglich. Ein eventuell sinkender Stromkonsum könnte die Notwendigkeit eines Netzausbaus reduzieren.
Z7	o	Die zeitliche Übereinstimmung des Verbrauchs mit der Einspeisung aus PV und Wind wird nicht verstärkt.
Z8	o	Die zeitliche Übereinstimmung des Verbrauchs mit der Einspeisung aus PV und Wind wird nicht verstärkt.
Z9	(+)	Der Tarif bewirkt einen starken Anreiz für <u>Viel</u> verbraucher, ihren Verbrauch zu senken. Je nach Festlegung des Gratiskontingents besteht ein Anreiz für <u>Wenig</u> verbraucher, ihren Verbrauch sogar auszuweiten. Nach Meinung der Autoren ist von einer Gesamtverbrauchssenkung auszugehen, wenngleich dies primär von der Festlegung des Gratiskontingents abhängig erscheint. Eine genauere Analyse ist im Rahmen dieser Arbeit nicht möglich. Für Lieferanten besteht aufgrund der hohen Margen, die auf eine einzelne kWh umgelegt werden (müssen), der Anreiz, eine möglichst hohe Energiemenge abzusetzen.

2.2.5 Tag/Nacht-Tarif (HT/NT)

Effekte:

Grenzkosten: Der Konsum von Strom zu einer bestimmten Zeit ergibt für die KundInnen einen bestimmten Nutzen. Die aus dem Grenzkosten-, d.h. Preisunterschied entstandene Einsparung bei einer Verschiebung des Verbrauchs ergibt ebenfalls einen positiven (monetären) Nutzen. Eine zeitliche Verschiebung der Energiedienstleistung stellt quasi immer einen negativen Nutzen dar (monetäre Kosten: z.B. Nachtarbeiterzulage in Betrieben, nichtmonetäre Kosten: z.B. nochmaliger Gang zum Einschalten der Waschmaschine).

KundInnen entscheiden sich für eine Verlagerung des Verbrauchs, wenn die Summe aus Nutzenverlust und -gewinn positiv ist.

Lastverlagerung: Durch den Preis- bzw. Entgeltunterschied entsteht ein Anreiz zur Verlagerung des Verbrauchs. Es kommt zur zeitlichen Verschiebung von Verbräuchen, wobei jedoch die Tarifzeiten zur Reduktion bzw. Steigerung fix (d.h. hier: mittelfristig inflexibel) vorgegeben sind.

Informationskosten: gering. Der Tarif ist einfach verständlich (gleichbleibende Grenzkosten zu den Tarifzeiten) und weitere Informationen werden nicht benötigt.

Abzuleitende Erwartung: Es ist davon auszugehen, dass der Hochtarif über und der Niedertarif unter dem einfachen Benchmark-Tarif liegt. Kann der/die durchschnittliche Kunde/in verhältnismäßig viel in die Niedertarifzeit verlagern, stellt der Tarif eine Kostensenkung dar. Theoretisch wäre dann von einem höheren Verbrauch auszugehen. Analog stellt der Tarif eine Kostensteigerung dar, der einen geringeren Verbrauch zur Folge hat, wenn verhältnismäßig wenig verlagert werden kann.

Es kommt zu einer Verlagerung des Stromverbrauchs. Über die Veränderung der gesamten Stromverbrauchsmenge ist keine klare Aussage möglich: Werden thermische Speicher zur Verlagerung verwendet, so entstehen energetische Verluste. Bei nichtthermischen Speichern oder Verhaltensänderungen sind Verbrauchsminderungen zu erwarten (Kollmann et al, 2013).¹⁴

Netzbetreiber bieten diesen Tarif an, um Lasten aus klassischen Hochlastzeiten (hier: generell tagsüber) in klassische Lastentäler (nachts) zu verlagern. Damit soll eine geglättete Auslastung des Netzes erreicht werden.

Lieferanten bieten diesen Tarif an, um Verbräuche aus klassischen Hochpreiszeiten (hier: generell tagsüber) in klassische Preistäler (nachts) zu verlagern.

Als „klassisch“ werden hier jene Preistäler und Preisspitzen bezeichnet, die trotz der vermehrten volatilen Einspeisung aus PV und Wind weiterhin, wenn auch stark vermindert und nunmehr primär abends, gegeben sind.

Je nach Preisdifferenz des HT/NT-Tarifs kann bei verhältnismäßig hohem und nicht verlagerbaren Konsum tagsüber eine PV-Anlage wirtschaftlich effektiver werden.

Effekt auf die Zielsetzungen:

Da die klassischen Zeiten hoher Netzauslastung auch den klassischen Hochpreiszeiten entsprechen, sind die Ergebnisse *per Annahme* für Netzbetreiber und Lieferanten gleich.

Tabelle 2-6: Aufgrund der gleichen Anreizwirkung sind für das Energiepreismodell und das Netztarifmodell „HT/NT“ die gleichen Effekte auf die Zielsetzungen zu erwarten.

Z	+/-	Beschreibung
Z1	o	Es sind hinsichtlich der kurzfristigen Systemoptimierung keine Änderungen zu erwarten.
Z2	o	Es sind hinsichtlich der kurzfristigen Systemoptimierung keine Änderungen zu erwarten.
Z3	o	Es sind hinsichtlich der mittelfristigen Systemoptimierung keine Änderungen zu erwarten.

¹⁴ Kollmann A., Moser S., de Bruyn K., Schwarz M., Fehring K. (2013): Smart Grids Begleitforschung: Smart Metering im Kontext von Smart Grids. Studie im Auftrag des BMVIT, Endbericht, Linz, 2013.

Z	+/-	Beschreibung
Z4	o	Es sind hinsichtlich der mittelfristigen Systemoptimierung keine Änderungen zu erwarten.
Z5	+	Trotz der Veränderung der Erzeugungsstruktur kann eine Verbrauchsglättung durch Verlagerung von klassischen Lastspitzen in klassische Lasttäler einen Netzausbau vermeiden helfen. ¹⁵
Z6	+	Trotz der Veränderung der Erzeugungsstruktur kann eine Verbrauchsglättung durch Verlagerung von klassischen Lastspitzen in klassische Lasttäler einen Netzausbau vermeiden helfen.
Z7	o	Ein Time-of-Use-Tarif folgt nicht der aktuellen (Echtzeit) bzw. prognostizierten Einspeisung aus Erneuerbaren Energien.
Z8	(-)	Ein Time-of-Use-Tarif folgt nicht der aktuellen (Echtzeit) bzw. prognostizierten Einspeisung aus Erneuerbaren Energien.
Z9	o	Es sind unter den getroffenen Annahmen keine signifikanten Änderungen des Gesamtverbrauchs in eine Richtung zu erwarten.

2.2.6 Echter Time-of-Use (TOU)

Effekte:

Grenzkosten: Der Konsum von Strom zu einer bestimmten Zeit ergibt für die KundInnen einen bestimmten Nutzen. Die aus dem Grenzkostenunterschied entstandene Einsparung bei einer Verschiebung des Verbrauchs ergibt ebenfalls einen positiven (monetären) Nutzen. Eine zeitliche Verschiebung der Energiedienstleistung stellt stets einen negativen Nutzen dar (monetäre Kosten: z.B. Nachtarbeiterzulage in Betrieben, nichtmonetäre Kosten: z.B. nochmaliger Gang zum Einschalten der Waschmaschine).

KundInnen entscheiden sich für eine Verlagerung des Verbrauchs, wenn die Summe aus Nutzenverlust und -gewinn positiv ist.

Lastverlagerung: Durch den Preisunterschied entsteht ein Anreiz zur Verlagerung des Verbrauchs. Es kommt zur zeitlichen Verschiebung von Verbräuchen, wobei jedoch die Zeitpunkte der Reduktion und der Steigerung fix (d.h. hier: mittelfristig inflexibel) vorgegeben sind.

Informationskosten: *eher* gering. Der Tarif ist verständlich (gleichbleibende Grenzkosten zu den Tarifzeiten) und weitere Informationen werden nicht benötigt. Der mehrmalige Wechsel der Tarifzeiten pro Tag und die Zahl der Tarifniveaus steigert die Komplexität in Relation zum Benchmark-Tarif, aber auch zum HT/NT-Tarif.

Abzuleitende Erwartung: Es ist davon auszugehen, dass der Höchstarif des Tarifmodells über und der niedrigste Tarif des Tarifmodells unter dem einfachen Benchmark-Tarif liegt. Kann der/die durchschnittliche Kunde/in verhältnismäßig viel in die Zeiten mit niedrigeren Tarifen verlagern, stellt das Tarifmodell eine Kostensenkung dar. Theoretisch wäre dann von einem höheren Verbrauch auszugehen. Analog stellt der Tarif eine Kostensteigerung dar, die einen geringeren Verbrauch zur Folge hat, wenn verhältnismäßig wenig verlagert werden kann.

Es kommt zu einer Verlagerung des Stromverbrauchs. Über die Veränderung der gesamten Stromverbrauchsmenge ist keine klare Aussage möglich: Werden thermische Speicher zur Verlagerung verwendet, so entstehen energetische Verluste. Bei nichtthermischen Speichern

¹⁵ ExpertInnen weisen darauf hin, dass die Notwendigkeit des Netzausbaus primär strukturell oder demographisch bedingt ist.

oder Verhaltensänderungen sind Verbrauchsminderungen zu erwarten (Kollmann et al, 2013).¹⁶

Netzbetreiber bieten diesen Tarif an, um Verbräuche aus klassischen Hochlastzeiten (hier: Mittags- oder Abendspitze) in klassische Lastentäler (nachts) zu verlagern. Damit soll eine geglättete Auslastung des Netzes erreicht werden. Lieferanten bieten diesen Tarif an, um Verbräuche aus klassischen Hochpreiszeiten (hier: mittags, abends) in klassische Preistäler (nachts) zu verlagern. Als „klassisch“ werden hier jene Preistäler und Preisspitzen bezeichnet, die trotz der vermehrten volatilen Einspeisung aus PV und Wind weiterhin, wenn auch vermindert, gegeben sind.¹⁷

Effekt auf die Zielsetzungen:

Da die klassischen Zeiten hoher Netzauslastung auch den klassischen Hochpreiszeiten entsprechen, sind die Ergebnisse für Netzbetreiber und Lieferanten gleich.

Tabelle 2-7: Aufgrund der gleichen Anreizwirkung sind für das Energiepreismodell und das Netztarifmodell „Echter TOU“ die gleichen Effekte auf die Zielsetzungen zu erwarten.

Z	+/-	Beschreibung
Z1	o	Es sind hinsichtlich der kurzfristigen Systemoptimierung keine Änderungen zu erwarten.
Z2	o	Es sind hinsichtlich der kurzfristigen Systemoptimierung keine Änderungen zu erwarten.
Z3	o	Es sind hinsichtlich der mittelfristigen Systemoptimierung keine Änderungen zu erwarten.
Z4	o	Es sind hinsichtlich der mittelfristigen Systemoptimierung keine Änderungen zu erwarten.
Z5	+	Trotz der Veränderung der Erzeugungsstruktur kann eine Verbrauchsglättung durch Verlagerung von klassischen Lastspitzen in klassische Lasttäler einen Netzausbau vermeiden helfen. Der (fokussierte) Effekt des echten TOU ist als stärker als jener des HT/NT-Tarifs anzusehen.
Z6	+	Trotz der Veränderung der Erzeugungsstruktur kann eine Verbrauchsglättung durch Verlagerung von klassischen Lastspitzen in klassische Lasttäler einen Netzausbau vermeiden helfen. Der (fokussierte) Effekt des echten TOU ist als stärker als jener des HT/NT-Tarifs anzusehen.
Z7	o	Ein TOU-Tarif folgt nicht der aktuellen/prognostizierten Einspeisung aus Erneuerbaren Energien.
Z8	(+)	Ein TOU-Tarif folgt nicht der aktuellen/prognostizierten Einspeisung aus Erneuerbaren Energien. Je nach Tarifspreizung im Time-of-Use-Tarifmodell kann bei verhältnismäßig hohem und nicht verlagerbaren Konsum tagsüber eine PV-Anlage wirtschaftlich effektiver werden.
Z9	o	Es sind unter den getroffenen Annahmen keine signifikanten Änderungen des Gesamtverbrauchs in eine Richtung zu erwarten.

¹⁶ Kollmann A., Moser S., de Bruyn K., Schwarz M., Fehring K. (2013): Smart Grids Begleitforschung: Smart Metering im Kontext von Smart Grids. Studie im Auftrag des BMVIT, Endbericht, Linz, 2013.

¹⁷ Die klassischen Hochpreiszeiten ergaben sich aus dem hohen Anteil von Grundlastkraftwerken im bisherigen Stromversorgungssystem. Spitzenlasten wurden bislang mit teuren Spitzenlastkraftwerken abgedeckt. Mit dem Wandel des Energiesystems ist der Betrieb der Spitzenlastkraftwerke weniger häufig bzw. weniger intensiv nötig, weil Spitzenlasten z.B. in den Mittagsstunden vermehrt durch PV abgedeckt werden. Die Hochpreise in klassischen Spitzenlastzeiten verringern sich dadurch. Insbesondere abends bleibt, abhängig von der Einspeisung aus Windkraftwerken, das klassische System bestehen.

2.2.7 Day-ahead Real Time Pricing

Effekte:

Grenzkosten: Der Konsum von Strom zu einer bestimmten Zeit ergibt für die KundInnen einen bestimmten Nutzen. Die aus dem Grenzkostenunterschied entstandene Einsparung bei einer Verschiebung des Verbrauchs ergibt ebenfalls einen positiven (monetären) Nutzen. Eine zeitliche Verschiebung der Energiedienstleistung stellt stets einen negativen Nutzen dar (monetäre Kosten: z.B. Nachtarbeiterzulage in Betrieben, nichtmonetäre Kosten: z.B. nochmaliger Gang zum Einschalten der Waschmaschine). KundInnen entscheiden sich für eine Verlagerung des Verbrauchs, wenn die Summe aus Nutzenverlust und -gewinn positiv ist.

Lastverlagerung: Durch die Preisspreizung(en) entsteht ein Anreiz zur Verlagerung des Verbrauchs. Es kommt zur zeitlichen Verschiebung von Verbräuchen.

Informationskosten: hoch. Der Tarif ist zwar grundsätzlich verständlich (wenngleich sicher schwerer als ein TOU, vgl. Dütschke et al., 2012),¹⁸ jedoch werden täglich weitere Informationen benötigt. Der vielmalige Wechsel der Tarife pro Tag steigert die Komplexität (hohe Anwendungskosten). Es bedarf gegebenenfalls einer Lastplanung, deren Aufwand (in Betrieben: monetär – Personalkosten, in Haushalten: Opportunitätskosten – Freizeit) in Relation zur Einsparung stehen muss.

- Forschungsbedarf: Die ideale Kommunikation der Preise/Entgelte zu den KundInnen ist zu klären.
- Der Grad der (erforderlichen / vorhandenen) Automatisierbarkeit und die damit einhergehenden Kosten sind als Kosten anzusetzen.

Abzuleitende Erwartung: Das Ausmaß der Lastverlagerung ist wahrscheinlich primär von der Preisspreizung abhängig (vgl. zu den Motivatoren und Hemmnissen Projektbericht 8/9).

Es kommt zu einer Verlagerung des Stromverbrauchs. Über die Veränderung der gesamten Stromverbrauchsmenge ist keine klare Aussage möglich: Werden thermische Speicher zur Verlagerung verwendet, so entstehen energetische Verluste. Bei nichtthermischen Speichern oder Verhaltensänderungen sind Verbrauchsminderungen zu erwarten:¹⁹ Feldtests zeigen, dass Echtzeittarife zu Verbrauchsreduktionen führen können, was auf den bewussteren Umgang mit dem Stromverbrauch zurückzuführen sein dürfte.

Netzbetreiber können diesen Tarif anbieten, um Verbräuche an der am Vortag erwarteten Netzauslastung und ggf. an der Notwendigkeit des Abtransports Erneuerbarer Energien zu orientieren und Höchstlasten zu vermeiden.

Lieferanten bieten diesen Tarif an, um Verbräuche aus Hochpreiszeiten in Preistäler (hier: beides auf Basis tatsächlicher Forecasts) zu verlagern.

Bei Echtzeit-Tarifen sind es nicht „klassische“ Hoch- oder Niedertarifzeiten, von denen die Preis- bzw. Entgeltsetzung abhängig ist, da auf die aktuellen / tagesgenau absehbaren

¹⁸ Dütschke E., Unterländer M., Wietschel M. (2012): Variable Stromtarife aus Kundensicht – Akzeptanzstudie auf Basis einer Conjoint-Analyse. Fraunhofer ISI Working Paper Sustainability and Innovation No. S 1/2012.

¹⁹ Kollmann A., Moser S., de Bruyn K., Schwarz M., Fehring K. (2013): Smart Grids Begleitforschung: Smart Metering im Kontext von Smart Grids. Studie im Auftrag des BMVIT, Endbericht, Linz, 2013. Inbesondere: Hillemacher L., Nolden C., Bertsch V., Fichtner W. (2013): Lastverlagerungspotenziale durch variable Stromtarife – Ergebnisse eines Feldtests. 8. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, Wien, 2013.

Entwicklungen reagiert werden kann. Der Effekt auf die Zielsetzungen ist daher für die Entgeltfestlegung (Netz) sowie für die Preissetzung (Lieferanten) getrennt zu betrachten.

Tabelle 2-8: Energiepreismodell DA-RTP – Effekt auf die Zielsetzungen

Z	+/-	Beschreibung
Z1	o	kein Beitrag, weil der Anreiz am Vortag festgelegt wird.
Z2	o	kein Beitrag, weil der Anreiz am Vortag festgelegt wird.
Z3	o	kein Beitrag, weil der Energiepreis den Netzzustand nicht beachtet.
Z4	o	kein Beitrag, weil der Energiepreis den Netzzustand nicht beachtet.
Z5	(+)	speziell dann, wenn die abgesetzte Menge am Strommarkt sehr hoch ist und damit das Netz an die Grenzen gerät, ist selbst bei starker Windeinspeisung ein höherer Strompreis zu erwarten, der – direkt weitergegeben – die Nachfrage reduziert und damit das Netz entlastet.
Z6	o	speziell dann, wenn die abgesetzte Menge am Strommarkt sehr hoch ist und damit das Netz an die Grenzen gerät, ist selbst bei starker Windeinspeisung ein höherer Strompreis zu erwarten, der – direkt weitergegeben – die Nachfrage reduziert und damit das Netz entlastet. Mit zukünftig weiter zunehmender Einspeisung aus Windenergie kann – insbesondere in den höheren Netzebenen (Z6) gegenteilig ein Netzausbau zum Transport des Stroms nötig werden.
Z7	+	Im Gesamtsystem ist Gleiches wie bei Z8 zutreffend, mit folgender Einschränkung: Die Einspeisung aus PV (Z7) ist im Vergleich zu Wind (Z8) weniger gut prognostizierbar, speziell für ein bestimmtes Verteilnetz. Des Weiteren hat eine einzelne dezentrale Anlage keine Auswirkung auf den Strompreis. D.h. der Tarif liefert keinen Beitrag zur Integration von PV und Kleinwindanlagen im Verteilnetz.
Z8	++	Die Einspeisung von Windenergie ist trotz Volatilität gut prognostizierbar und liegt in der Merit Order an erster/früher Stelle. D.h. der Strompreis sinkt, und da dieser über den prognostizierten Preis weitergegeben wird, kann die erneuerbare Energieerzeugung besser genutzt werden.
Z9	(+)	Es kommt zu einer Verlagerung des Stromverbrauchs. Über die Veränderung der gesamten Stromverbrauchsmenge ist keine klare Aussage möglich: Werden thermische Speicher zur Verlagerung verwendet, so entstehen energetische Verluste. Bei nichtthermischen Speichern oder Verhaltensänderungen sind Verbrauchsminderungen zu erwarten: ²⁰ Feldtests zeigen, dass Echtzeittarife zu Verbrauchsreduktionen führen können, was auf den bewussteren Umgang mit dem Stromverbrauch zurückzuführen sein dürfte.

Tabelle 2-9: Netzpreismodell DA-RTP – Effekt auf die Zielsetzungen

Z	+/-	Beschreibung
Z1	o	kein Beitrag, weil der Anreiz am Vortag festgelegt wird.
Z2	o	kein Beitrag, weil der Anreiz am Vortag festgelegt wird.
Z3	++	hoher Beitrag durch Demand Response der durchschnittlichen KundInnen (Haushalte und Betriebe).
Z4	++	hoher Beitrag durch Demand Response der durchschnittlichen KundInnen (Haushalte und Betriebe).

²⁰ Kollmann A., Moser S., de Bruyn K., Schwarz M., Fehringer K. (2013): Smart Grids Begleitforschung: Smart Metering im Kontext von Smart Grids. Studie im Auftrag des BMVIT, Endbericht, Linz, 2013. Insbesondere: Hillemacher L., Nolden C., Bertsch V., Fichtner W. (2013): Lastverlagerungspotenziale durch variable Stromtarife – Ergebnisse eines Feldtests. 8. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, Wien, 2013.

Z	+/-	Beschreibung
Z5	+	Grundsätzlich sollte es bei einem Day-Ahead-Netzentgelt ceteris paribus zu einer Glättung der Netzauslastung kommen. Dadurch kann der Bedarf eines Netzausbaus vermindert werden.
Z6	+	Grundsätzlich sollte es bei einem Day-Ahead-Netzentgelt ceteris paribus zu einer Glättung der Netzauslastung kommen. Dadurch kann der Bedarf eines Netzausbaus vermindert werden.
Z7	o	In der Betrachtung des Gesamtsystems werden der Abtransport und die Nutzung der Energie erleichtert, <u>solange</u> die Netzkapazität dies ermöglicht. Auch für die Integration auf Ebene eines einzelnen Verteilnetzabschnitts sind nur Reaktionen des Gesamtsystems möglich und damit eingeschränkt.
Z8	o	Der Abtransport und die Nutzung der Energie werden erleichtert, <u>solange</u> die Netzkapazität dies ermöglicht.
Z9	(+)	Es kommt zu einer Verlagerung des Stromverbrauchs. Über die Veränderung der gesamten Stromverbrauchsmenge ist keine klare Aussage möglich: Werden thermische Speicher zur Verlagerung verwendet, so entstehen energetische Verluste. Bei nichtthermischen Speichern oder Verhaltensänderungen sind Verbrauchsminderungen zu erwarten. ²¹ Feldtests zeigen, dass Echtzeittarife zu Verbrauchsreduktionen führen können, was auf den bewussteren Umgang mit dem Stromverbrauch zurückzuführen sein dürfte.

Schlussfolgerungen Day-Ahead Real-Time-Pricing:

KundInnen haben einen hohen Aufwand, um diesen Tarif anzuwenden, wodurch die Anzahl der TeilnehmerInnen im Vergleich zu einem TOU-Tarif geringer sein dürfte (eine Automatisierung kann zu einer höheren Teilnahmebereitschaft beitragen). Der Effekt des Tarifs ist aufgrund der Abstimmung auf die tatsächliche (prognostizierte) Situation aber treffsicherer und damit bei den TeilnehmerInnen effektiver.

2.2.8 Day-ahead Real Time Level Pricing (DA-RTLTP)

Grundsätzlich sind die Effekte des Day-ahead Real Time *Level* Pricing die gleichen wie beim Day-ahead Real Time Pricing. Die Level-Preissetzung wurde aus dem Grund in der Analyse aufgenommen, weil eventuell eine höhere Konformität mit dem Konsumentenschutzgesetz (siehe Projektbericht 4/9) besteht.

Dennoch ergeben sich Unterschiede in den verursachten Anreizen: Die **Informationskosten** wurden beim Day-ahead Real Time Pricing als „sehr hoch“ eingestuft. Nun sind sie als „eher hoch“ anzusehen: Der Tarif ist verständlich und die Preis- oder Entgelt-niveaus sind schnell bekannt und der Niveauunterschied verinnerlicht (d.h. die Lernkosten sind überschaubar), jedoch werden auch hier täglich weitere Informationen benötigt. Der vielmalige Wechsel der Tarife pro Tag steigert die Komplexität (hohe Anwendungskosten). Es bedarf gegebenenfalls einer Lastplanung, deren Aufwand (in Betrieben: monetär – Personalkosten, in Haushalten: Opportunitätskosten – Freizeit) in Relation zur Einsparung stehen muss. Die ideale Kommunikation der Preise zu den KundInnen ist zu klären. Die **Kommunikation** ist durch eine beschränkte Anzahl an Niveaus erleichtert (Möglichkeit alternativer Darstellung, z.B. Ampeln).

²¹ Kollmann A., Moser S., de Bruyn K., Schwarz M., Fehring K. (2013): Smart Grids Begleitforschung: Smart Metering im Kontext von Smart Grids. Studie im Auftrag des BMVIT, Endbericht, Linz, 2013. Inbesondere: Hillemacher L., Nolden C., Bertsch V., Fichtner W. (2013): Lastverlagerungspotenziale durch variable Stromtarife – Ergebnisse eines Feldtests. 8. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, Wien, 2013.

Schlussfolgerungen Day-Ahead Real-Time-Level-Pricing:

Es ist zu erwarten, dass der Day-Ahead Level-Tarif ähnliche Ergebnisse erzielt wie der Day-Ahead Echtzeit-Tarif. Speziell bei besonders ausgeprägten Spitzenlasten/Preisspitzen oder Lastentälern/Preistälern ist nicht von der starken Wirkung des DA Echtzeit-Tarifs auf teilnehmende KundInnen auszugehen, dafür ist durch geringere Lernkosten eine etwas höhere Beteiligung zu erwarten.

2.2.9 Real Time Pricing

Effekte:

Grenzkosten: Der Konsum von Strom zu einer bestimmten Zeit ergibt für KundInnen einen bestimmten Nutzen. Die aus dem Grenzkostenunterschied entstandene Einsparung bei einer Verschiebung des Verbrauchs ergibt ebenfalls einen positiven (monetären) Nutzen. Eine zeitliche Verschiebung der Energiedienstleistung stellt stets einen negativen Nutzen dar (monetäre Kosten: z.B. Nachtarbeiterzulage in Betrieben, nichtmonetäre Kosten: z.B. nochmaliger Gang zum Einschalten der Waschmaschine). KundInnen entscheiden sich für eine Verlagerung des Verbrauchs, wenn die Summe aus Nutzenverlust und -gewinn positiv ist.

Lastverlagerung: Durch den Kostenunterschied entsteht ein Anreiz zur Verlagerung des Verbrauchs. Es kommt zur zeitlichen Verschiebung von Verbräuchen, wobei jedoch die Anreize zur Reduktion und Steigerung zu jeweiligen Zeitpunkten Prognosefehlern unterliegen können.

Informationskosten: sehr hoch. Der Tarif ist verständlich (wenngleich nochmals komplizierter als ein Time-Of-Use-Tarif, aber die Lernkosten sind überschaubar), jedoch werden ständig (nicht nur täglich) weitere Informationen benötigt. Der vielmale Wechsel der Tarife pro Tag und sich verändernde Forecasts für spätere Stunden des Tags oder auch der Folgetage steigern die Komplexität (sehr hohe Anwendungskosten). Es bedarf gegebenenfalls einer Lastplanung, deren Aufwand (in Betrieben: monetär – Personalkosten, in Haushalten: Opportunitätskosten – Freizeit, allgemein: monetäre Automatisierungskosten) in Relation zur erwarteten (Risiko!) Einsparung stehen muss. Die ideale Kommunikation der Entgelte/Preise zu den KundInnen ist zu klären.

Abzuleitende Erwartung: Das Ausmaß der Lastverlagerung ist von der Kostenspreizung abhängig. Es kommt zu einer Verlagerung des Stromverbrauchs. Über die Veränderung der gesamten Stromverbrauchsmenge ist keine klare Aussage möglich.

Netzbetreiber können diesen Tarif anbieten, um Verbräuche an der aktuellen Netzauslastung und ggf. an der Notwendigkeit des Abtransports Erneuerbarer Energien zu orientieren und Höchstlastzeiten zu vermeiden.

Lieferanten bieten diesen Tarif an, um Verbräuche aus Hochpreiszeiten in Preistäler (hier: beides auf Basis tatsächlicher/aktueller Preise) zu verlagern.

Tabelle 2-10: Energiepreismodell Real Time Pricing – Effekt auf die Zielsetzungen

Z	+/-	Beschreibung
Z1	o	kein Beitrag, weil der Energiepreis den Netzzustand nicht beachtet.
Z2	o	kein Beitrag, weil der Energiepreis den Netzzustand nicht beachtet.
Z3	o	kein Beitrag, weil der Energiepreis den Netzzustand nicht beachtet.
Z4	o	kein Beitrag, weil der Energiepreis den Netzzustand nicht beachtet.
Z5	o	speziell dann, wenn die abgesetzte Menge am Strommarkt sehr hoch ist und damit das Netz an die Grenzen gerät, ist selbst bei starker Windeinspeisung ein höherer Strompreis zu erwarten, der – direkt weitergegeben – die Nachfrage reduziert und damit das Netz entlastet. <i>Die Beteiligung der KundInnen dürfte aufgrund der hohen Informationskosten aber eine stark eingeschränkte sein.</i>
Z6	o	speziell dann, wenn die abgesetzte Menge am Strommarkt sehr hoch ist und damit das Netz an die Grenzen gerät, ist selbst bei starker Windeinspeisung ein hoher Strompreis zu erwarten, der – direkt weitergegeben - die Nachfrage reduziert und damit das Netz entlastet. <i>Die Beteiligung der KundInnen dürfte aufgrund der hohen Informationskosten aber eine stark eingeschränkte sein.</i>
Z7	(+)	Für die Gesamteinspeisung aus PV und Kleinwindanlagen und die Nutzung deren Energie ist der Tarif förderlich, da hier Gleiches wie bei Z8 zutrifft. Die Einspeisung ist im Vergleich zu Wind weniger gut prognostizierbar, speziell für einen bestimmten Verteilnetzabschnitt. Des Weiteren hat eine einzelne dezentrale Anlage keine Auswirkung auf den Strompreis. D.h. der Tarif liefert keinen Beitrag zur Integration von PV und Kleinwindanlagen im Verteilnetz. <i>Die Beteiligung der KundInnen dürfte aufgrund der hohen Informationskosten aber eine stark eingeschränkte sein.</i>
Z8	+	Die Einspeisung von Windenergie ist trotz Volatilität gut prognostizierbar und liegt in der Merit Order an erster/früher Stelle. D.h. der Strompreis sinkt, und da dieser über den prognostizierten Preis weitergegeben wird, kann die erneuerbare Energieerzeugung besser genutzt werden. <i>Die Beteiligung der KundInnen dürfte aufgrund der hohen Informationskosten aber eine stark eingeschränkte sein.</i>
Z9	o	Es kommt zu einer Verlagerung des Stromverbrauchs. Über die Veränderung der gesamten Stromverbrauchsmenge ist keine klare Aussage möglich.

Tabelle 2-11: Netzpreismodell RTP – Effekt auf die Zielsetzungen

Z	+/-	Beschreibung
Z1	o	geringer Beitrag, da eine Systemoptimierung (definiert als <15 Minuten) nicht möglich ist (stündlich aktualisierte Daten).
Z2	o	geringer Beitrag, da eine Systemoptimierung (definiert als <15 Minuten) nicht möglich ist (stündlich aktualisierte Daten).
Z3	(+)	Es gibt einen Beitrag durch Demand Response der durchschnittlichen KundInnen, aber es sind starke Einschränkungen durch mangelnde Beteiligung der KundInnen aufgrund des hohen Informationsaufwands zu erwarten.
Z4	(+)	Es gibt einen Beitrag durch Demand Response der durchschnittlichen KundInnen, aber es sind starke Einschränkungen durch mangelnde Beteiligung der KundInnen aufgrund des hohen Informationsaufwands zu erwarten. (Anmerkung: Im Vergleich zum Verteilnetz ist eine Beteiligung von GroßkundInnen zu erwarten, siehe Kapitel 0).
Z5	(+)	Grundsätzlich sollte es bei einem Echtzeitentgelts ceteris paribus zu einer Glättung der Netzauslastung kommen. Dadurch kann der Bedarf eines Netzausbaus vermindert werden. Die Beteiligung der KundInnen dürfte aber eine stark eingeschränkte sein.

Z	+/-	Beschreibung
Z6	+	Grundsätzlich sollte es bei einem Echtzeittarif ceteris paribus zu einer Glättung der Netzauslastung kommen. Dadurch kann der Bedarf eines Netzausbaus vermindert werden. Im Vergleich zum Verteilnetz ist eine Beteiligung von Großverbrauchern zu erwarten.
Z7	o	In der Betrachtung des Gesamtsystems werden der Abtransport und die Nutzung der Energie erleichtert, <u>solange</u> die Netzkapazität dies ermöglicht. Die Beteiligung der KundInnen dürfte aber eine stark eingeschränkte sein. Auch für die Integration auf Ebene eines einzelnen Verteilnetzabschnitts sind nur Reaktionen des Gesamtsystems möglich und damit eingeschränkt.
Z8	o	Der Abtransport und die Nutzung der Energie werden erleichtert, <u>solange</u> die Netzkapazität dies ermöglicht. Die Beteiligung der KundInnen dürfte aber eine stark eingeschränkte sein.
Z9	o	Es sind unter den getroffenen Annahmen keine signifikanten Änderungen des Gesamtverbrauchs in eine Richtung zu erwarten.

Schlussfolgerungen Real-Time-Pricing:

Auch für GroßkundInnen, die angesichts des hohen Informationsaufwands als die primären Interessenten eines solchen Tarifs anzusehen sind, ist zu unterstellen, dass sie zur besseren Planbarkeit gute Prognosen und damit einen Day-Ahead-Tarif bevorzugen. Für KleinkundInnen erscheint der Tarif zusammenfassend als zu kurzfristig und ineffektiv. Die Möglichkeiten einer so kurzfristigen Automatisierung sind eher im Sinne der Schaltbarkeit (vgl. Kapitel 2.2.13) zu verstehen.

2.2.10 Critical Peak Pricing (CPP) / Extreme Day Pricing (EDP)

Effekte:

Da es sich um einen am Vortag angekündigten zeitabhängigen Tarif zu einem fixen Hochpreis bzw. -entgelt handelt, ist hinsichtlich der Funktionalität des Tarifs eine Ähnlichkeit zu einem Day-Ahead Realtime-Level-Pricing erkennbar. Es handelt sich im übertragenen Sinne um die Ausrufung eines Hochtarifs für bestimmte Zeiten des Folgetags.

Grenzkosten: Der Konsum von Strom zu einer bestimmten Zeit ergibt für KundInnen einen bestimmten Nutzen. Die aus dem Grenzkostenunterschied entstandene Einsparung bei einer Verschiebung des Verbrauchs ergibt einen positiven (monetären) Nutzen. Eine zeitliche Verschiebung der Energiedienstleistung stellt stets einen negativen Nutzen dar (monetäre Kosten: z.B. Nachtarbeiterzulage in Betrieben, nichtmonetäre Kosten: z.B. nochmaliger Gang zum Einschalten der Waschmaschine).

KundInnen entscheiden sich für eine Verlagerung des Verbrauchs, wenn die Summe aus Nutzenverlust und -gewinn positiv ist. Insbesondere beim CPP- bzw. EDP-Tarif können verstärkt nichtmonetäre Anreize hinzukommen.

Lastverlagerung: Durch den Kostenunterschied entsteht ein Anreiz zur Verlagerung des Verbrauchs. Es kommt zur zeitlichen Verschiebung von Verbräuchen, wobei jedoch die Zeitpunkte der Reduktion und der Steigerung ab der Festlegung am Vortag fix vorgegeben sind.

Informationskosten: mittel. Der Tarif ist verständlich und die Kostenniveaus sind schnell bekannt und der Niveauunterschied verinnerlicht (d.h. die Lernkosten sind überschaubar). Informationen zu den Zeiten des CPP/EDP müssen den KundInnen vorab übermittelt werden. Hier gilt es, das ideale Kommunikationsmedium festzustellen. Anpassungskosten

entstehen aus den notwendigen Überlegungen,²² welche Lasten verschoben bzw. eingespart werden können.

Abzuleitende Erwartung: Es kommt zu einer Verlagerung des Stromverbrauchs. Über die Veränderung der gesamten Stromverbrauchsmenge ist keine klare Aussage möglich: Werden thermische Speicher zur Verlagerung verwendet, so entstehen energetische Verluste. Bei nichtthermischen Speichern oder Verhaltensänderungen sind Verbrauchsminderungen zu erwarten.²³

Netzbetreiber bieten diesen Tarif an, um das Ausmaß von erwarteten Höchstlastzeiten zu verringern (Peak Clipping). Lieferanten bieten diesen Tarif an, um Verbräuche in erwarteten Höchstpreiszeiten zu verringern.

Bei Feldtests stellte sich eine hohe Teilnahme (d.h. Zustimmung zum „Mitmachen“) und (bei etwa 10 Events pro Jahr, Quelle: ExpertInneninterviews) eine hohe Beteiligung (d.h. tatsächliche Verhaltensänderung) heraus.²⁴

Tabelle 2-12: Energiepreismodell CPP/EDP – Effekt auf die Zielsetzungen

Z	+/-	Beschreibung
Z1	o	kein Beitrag, weil der Energiepreis den Netzzustand nicht beachtet.
Z2	o	kein Beitrag, weil der Energiepreis den Netzzustand nicht beachtet.
Z3	o	kein Beitrag, weil der Energiepreis den Netzzustand nicht beachtet.
Z4	o	kein Beitrag, weil der Energiepreis den Netzzustand nicht beachtet.
Z5	o	kein Beitrag, weil der Energiepreis den Netzzustand nicht beachtet.
Z6	o	kein Beitrag, weil der Energiepreis den Netzzustand nicht beachtet.
Z7	o	Erneuerbare sind bei der Entstehung des Marktpreises bedeutend. Der Marktpreis (Höchstpreiszeiten) ist dann auch für die Ausrufung eines CPP/EDP ausschlaggebend. Jedoch ist der Einfluss nicht direkt.
Z8	o	Erneuerbare sind bei der Entstehung des Marktpreises bedeutend. Der Marktpreis (Höchstpreiszeiten) ist dann auch für die Ausrufung eines CPP/EDP ausschlaggebend. Jedoch ist der Einfluss nicht direkt.
Z9	(+)	Der Effekt von CPP/EDP scheint stark zu sein (viele Teilnehmer, große Einsparung bei einzelnen Events). Es ist anzunehmen, dass nicht alle Lasten/Verbräuche nachgeholt werden. Aufgrund der sehr seltenen Events keine besondere Auswirkungen auf Jahresverbräuche.

²² Aufgrund der anzunehmenden seltenen Ausrufungen eines CCP oder EDP pro Jahr ist nicht von einer Vollautomatisierung auszugehen.

²³ Kollmann A., Moser S., de Bruyn K., Schwarz M., Fehring K. (2013): Smart Grids Begleitforschung: Smart Metering im Kontext von Smart Grids. Studie im Auftrag des BMVIT, Endbericht, Linz, 2013. Insbesondere: Hillemacher L., Nolden C., Bertsch V., Fichtner W. (2013): Lastverlagerungspotenziale durch variable Stromtarife – Ergebnisse eines Feldtests. 8. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, Wien, 2013.

²⁴ Faruqui A., Sergici S. (2010) Household response to dynamic pricing of electricity: a survey of 15 experiments. Journal of Regulatory Economics 38, S.193-225.

Tabelle 2-13: *Netzpreismodell CPP/EDP – Effekt auf die Zielsetzungen*

Z	+/-	Beschreibung
Z1	o	Durch Ankündigung am Vortag ist keine spontane Reaktion möglich.
Z2	o	Durch Ankündigung am Vortag ist keine spontane Reaktion möglich.
Z3	++	Für das System problematische Spitzenlasten können vermieden werden.
Z4	++	Für das System problematische Spitzenlasten können vermieden werden.
Z5	(+)	CPP/EDP kann einige Zeit einen Beitrag zur Vermeidung des Netzausbaus leisten, langfristig wird die Einbindung der KundInnen durch Ausrufung eines CPP/EDP einen anstehenden Netzausbau aber nicht vermeiden können.
Z6	(+)	CPP/EDP kann einige Zeit einen Beitrag zur Vermeidung des Netzausbaus leisten, langfristig wird die Einbindung der KundInnen durch Ausrufung eines CPP/EDP einen anstehenden Netzausbau aber nicht vermeiden können.
Z7	o	CPP/EDP richtet sich auf kritische Höchstlastzeiten, Erneuerbare sind nicht ausschlaggebend.
Z8	o	CPP/EDP richtet sich auf kritische Höchstlastzeiten, Erneuerbare sind nicht ausschlaggebend.
Z9	(+)	Der Effekt von CPP/EDP scheint stark zu sein (viele Teilnehmer, große Einsparung bei einzelnen Events). Es ist anzunehmen, dass nicht alle Lasten/Verbräuche nachgeholt werden. Aufgrund der sehr seltenen Events keine besondere Auswirkungen auf Jahresverbräuche.

Schlussfolgerungen CPP/EDP:

CPP/EDP sind insbesondere für Netzbetreiber ein Mittel zur Anpassung an mittelfristige – nicht akute, aber voraussehbare – Problemlagen im Netz.

2.2.11 Renewables Integration Pricing

Dieser Tarif wird ausschließlich für die Strompreiskomponente Energie betrachtet. Es ist anzunehmen, dass Netzbetreiber kaum Interesse haben, einzelne Lastentäler im Jahresverlauf durch selten auszurufende Niederentgelt-Zeiten zu füllen. Idealerweise wird die Vorgangsweise eines Lieferanten vom Netzbetreiber mitgetragen/unterstützt, um Strom aus erneuerbaren/volatilen Erzeugungskapazitäten einem Verbraucher zuführen zu können.

Effekte:

Da es sich um einen am Vortag angekündigten zeitabhängigen Tarif handelt, ist hinsichtlich der Funktionalität des Tarifs eine Ähnlichkeit zu einem Day-Ahead Realtime-Level-Pricing erkennbar. Es handelt sich im übertragenen Sinne um die Ausrufung eines Niedertarifs für bestimmte Zeiten des Folgetags.

Grenzkosten: Der Konsum von Strom zu einer bestimmten Zeit ergibt für KundInnen einen bestimmten Nutzen. Die aus dem Grenzkostenunterschied entstandene Einsparung bei einer Verschiebung des Verbrauchs ergibt einen positiven (monetären) Nutzen. Eine zeitliche Verschiebung der Energiedienstleistung stellt stets einen negativen Nutzen dar (monetäre Kosten: z.B. Nachtarbeiterzulage in Betrieben, nichtmonetäre Kosten: z.B. nochmaliger Gang zum Einschalten der Waschmaschine).

KundInnen entscheiden sich für eine Verlagerung des Verbrauchs, wenn die Summe aus Nutzenverlust und -gewinn positiv ist. Wahrscheinlich erscheint, dass beim Renewables Integration-Tarif, mehr als bei jedem anderen Tarif, nichtmonetäre Anreize hinzukommen.

Lastverlagerung: Durch den Kostenunterschied entsteht ein Anreiz zur Verlagerung des Verbrauchs. Es kommt zur zeitlichen Verschiebung von Verbräuchen, wobei jedoch die Zeitpunkte der Reduktion und der Steigerung ab der Festlegung am Vortag fix vorgegeben sind.

Informationskosten: mittel. Der Tarif ist verständlich und die Preis- bzw. Entgelt-niveaus sind schnell bekannt und der Niveauunterschied verinnerlicht (d.h. die Lernkosten sind überschaubar). Informationen zu den Zeiten des Renewables Integration Pricing müssen den KundInnen vorab übermittelt werden. Hier gilt es, das ideale Kommunikationsmedium festzustellen. Anpassungskosten entstehen aus den notwendigen Überlegungen,²⁵ welche Lasten verschoben bzw. zusätzlich aktiviert werden können.

Abzuleitende Erwartung: Es kommt zu einer Verlagerung des Stromverbrauchs. Über die Veränderung der gesamten Stromverbrauchs-menge ist eine tendenzielle Aussage möglich: Werden thermische Speicher zur Verlagerung verwendet, so entstehen energetische Verluste. Bei nichtthermischen Speichern oder Verhaltensänderungen sind Verbrauchssteigerungen zu erwarten.²⁶ Damit ergibt sich insgesamt, dass der Tarif eine eher verbrauchssteigernde Wirkung hat. In Bezug auf die Jahresverbräuche dürften die Mehrverbräuche angesichts der seltenen Events zu vernachlässigen sein.

Lieferanten bieten diesen Tarif an, um Verbräuche in erwartete Niedrigstpreiszeiten zu verlagern. Eine hohe Teilnahmebereitschaft der KundInnen ist laut Feldtests zu erwarten.

Die äußerst geringen Preise sind nur bei geringen nachfrageseitigen Lasten im Netz zu erwarten, Netzprobleme oder -ausbau sind aus der Anwendung des Tarifs eher nicht zu erwarten, wenn nicht generell strukturell schwächere Abschnitte betroffen sind.

Tabelle 2-14: *Energiepreismodell Renewables Integration Pricing – Effekt auf die Zielsetzungen*

Z	+/-	Beschreibung
Z1	o	kein Beitrag, weil der Energiepreis den Netzzustand nicht beachtet.
Z2	o	kein Beitrag, weil der Energiepreis den Netzzustand nicht beachtet.
Z3	o	kein Beitrag, weil der Energiepreis den Netzzustand nicht beachtet.
Z4	o	kein Beitrag, weil der Energiepreis den Netzzustand nicht beachtet.
Z5	o	kein Beitrag, weil der Energiepreis den Netzzustand nicht beachtet.
Z6	o	kein Beitrag, weil der Energiepreis den Netzzustand nicht beachtet.
Z7	+	Bei Bekanntgabe am Vortag kann die gut prognostizierte PV-Einspeisung genutzt werden.
Z8	++	Bei Bekanntgabe am Vortag kann die <u>sehr</u> gut prognostizierbare Windeinspeisung umfangreich genutzt werden.
Z9	-	Die Preissenkung verursacht einen Mehrverbrauch. Nur ein Teil des Mehrverbrauchs wird später wieder eingespart (Lastverschiebung). Aufgrund der eher seltenen Events keine besondere Auswirkungen auf Jahresverbräuche.

²⁵ Aufgrund der anzunehmenden seltenen Ausrufungen eines CCP oder EDP pro Jahr ist nicht von einer Vollautomatisierung auszugehen.

²⁶ Kollmann A., Moser S., de Bruyn K., Schwarz M., Fehring K. (2013): Smart Grids Begleitforschung: Smart Metering im Kontext von Smart Grids. Studie im Auftrag des BMVIT, Endbericht, Linz, 2013. Inbesondere: Hillemacher L., Nolden C., Bertsch V., Fichtner W. (2013): Lastverlagerungspotenziale durch variable Stromtarife – Ergebnisse eines Feldtests. 8. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, Wien, 2013.

Schlussfolgerungen Renewables Integration Pricing:

Sogenannter „Überschuss-Strom“ (speziell jener an Tagen mit negativen Energiepreisen) kann stärker genutzt werden. Dieser Tarif ist wahrscheinlich mehr als alle anderen betrachteten Tarife mit einem nichtmonetären Interesse vieler KundInnen(gruppen) verbunden.

2.2.12 Beschränkbare Last

Bei Netzbetreibern liegen die Vorteile beschränkbarer oder unterbrechbarer Lasten auf der Hand und sind zum Teil schon in der Regulierung und Praxis angekommen. Beschränkbare und unterbrechbare Verbräuche sind aber auch für Lieferanten in Höchstpreisphasen interessant. Zusätzlich zum Fixpreis pro kWh werden dann z.B. gegen Zahlung einer jährlichen Pauschale über Internet oder über den Zähler durch eine hypothetische Schnittstelle zum Netzbetreiber Verbräuche bei KundInnen abgeschaltet oder beschränkt.

Lastbeschränkungen (d.h. mit Restlasten größer Null), die über den Zähler geschaltet werden, stellen aus technischer Sicht ein Problem dar. Der Smart Meter schaltet den gesamten Versorgungskreis ab. Je nach Typ kann der Smart Meter auch eine mögliche Maximalleistung vorgeben und bei Übersteigen dieser den Versorgungskreis abschalten. Wird zum Beispiel die Leistung im Smart Meter auf 1.000 Watt festgelegt, kann maximal diese Leistung vom Netz bezogen werden. Sollte es zu einem Leistungsanstieg kommen, wird durch den Smart Meter der gesamte Versorgungskreis abgeschaltet. Eine Wiederinbetriebnahme kann erst nach Abschaltung der Verbraucher erfolgen, um nicht wieder über den gegebenen Grenzwert zu kommen. Nach erfolgter Freischaltung des Smart Meters kann man einzelne Verbraucher wieder zuschalten. Sollte so eine Reduzierung der Abnahmeleistung ohne Vorwarnung bzw. automatisch passieren (ohne Beaufsichtigung), wird der Versorgungskreis wie im obigen Fall auf diese Leistung zurückgeschaltet. Das Resultat kommt somit einem Stromausfall gleich. Die notwendige Mindestversorgung für die Beleuchtung und die Kühlung von Lebensmitteln ist somit für diesen Fall nicht mehr gegeben.

Aufgrund der unklaren Gegebenheiten erfolgt an dieser Stelle keine Bewertung der Lastbeschränkung. Eine Analyse zeigt jedoch, dass die Effekte auf die Zielsetzungen weitgehend denen eines schaltbaren Tarifs gleichen.

2.2.13 Unterbrechbare Last

Bei Netzbetreibern liegen die Vorteile beschränkbarer oder unterbrechbarer Lasten auf der Hand und sind zum Teil schon in der Regulierung und Praxis angekommen. Beschränkbare und unterbrechbare Verbräuche sind aber auch für Lieferanten in Höchstpreisphasen interessant. Zusätzlich zum Fixpreis pro kWh werden dann z.B. gegen Zahlung einer jährlichen Pauschale über Internet oder über den Zähler (durch eine hypothetische Schnittstelle zum Netzbetreiber) Verbräuche bei KundInnen abgeschaltet oder beschränkt.

Effekte:

Kosten: Der Konsum von Strom für eine Tätigkeit (d.h. die Energiedienstleistung) zu einer bestimmten Zeit ergibt für KundInnen einen bestimmten Nutzen. Eine zeitliche Verschiebung oder ein Ausfall der Energiedienstleistung stellt stets einen negativen Nutzen (größer gleich Null) dar. Für den gegebenen Tarif ist eine umfangreiche Erwartungshaltung der KundInnen

hinsichtlich der Nutzeneinbußen erforderlich, d.h. der Kunde muss Erwartungen zur Häufigkeit und Dauer des Fremdeingriffs haben und abschätzen, welche Energiedienstleistungen er zeitlich verlagern muss.

Der monetäre Anreiz des Tarifs stellt einen positiven Nutzen dar. Analog zum Nutzenverlust müssen EndkundInnen bei der Tarifwahl umfangreiche Erwartungen an die Entschädigungszahlung (monetärer Nutzengewinn) haben (sofern keine Pauschale vereinbart ist, denn dann ist klarerweise keine Erwartung vonnöten).

EndkundInnen entscheiden sich für eine Verlagerung des Verbrauchs, wenn die Summe aus dem (subjektiven) Nutzenverlust und -gewinn positiv ist.

Lastverlagerung: Die Lastverlagerung (eigentlich handelt es sich hier um sogenanntes *Peak Clipping*, da es um die Vermeidung von Lastspitzen oder Preisspitzen geht) wird durch den Netzbetreiber oder den Lieferanten durchgeführt. Das Peak Clipping ist jederzeit möglich (im Rahmen der in der Annahme festgelegten interessanten Tageszeiten).

Informationskosten: gering. Es entstehen nur Lernkosten, wobei die Komplexität des Tarifs eine sehr geringe ist. Die Anpassungskosten sind minimal, da keine Handlungen aktiv gesetzt werden müssen.

Abzuleitende Erwartung: Unterbrechbare Lasten sind eine allgemein akzeptierte und schon lange angewandte Tarifform. Insbesondere in jenen Bereichen, in denen die Unterbrechung mit keinen Komfortverlusten einhergeht (thermische Speicher, Elektroheizung, Wärmepumpe) finden unterbrechbare Tarife Anwendung.

Tabelle 2-15: *Energiepreismodell INT – Effekt auf die Zielsetzungen*

Z	+/-	Beschreibung
Z1	o	kein Beitrag, weil der Energiepreis den Netzzustand nicht beachtet.
Z2	o	kein Beitrag, weil der Energiepreis den Netzzustand nicht beachtet.
Z3	o	kein Beitrag, weil der Energiepreis den Netzzustand nicht beachtet.
Z4	o	kein Beitrag, weil der Energiepreis den Netzzustand nicht beachtet.
Z5	o	kein Beitrag, weil der Energiepreis den Netzzustand nicht beachtet. Der Lieferant beschränkt den Verbrauch in Zeiten sehr hoher Energiepreise. Diese sind dann eher gegeben, wenn wenig Erneuerbare zur Verfügung stehen und die Nachfrage hoch ist – d.h. nicht unbedingt dann, wenn das Netz stark ausgelastet ist.
Z6	o	kein Beitrag, weil der Energiepreis den Netzzustand nicht beachtet. Der Lieferant beschränkt den Verbrauch in Zeiten sehr hoher Energiepreise. Diese sind dann eher gegeben, wenn wenig Erneuerbare zur Verfügung stehen und die Nachfrage hoch ist – d.h. nicht unbedingt dann, wenn das Netz stark ausgelastet ist.
Z7	(+)	Erkennt der Lieferant aus Erfahrungswerten, dass Verbräuche nachgeholt werden, so kann vor Preistälern (die neben einer geringeren Nachfrage für mehr Angebot volatiler Erneuerbarer stehen können) eine Beschränkung erfolgen. Dennoch erscheint das Szenario unrealistisch.
Z8	(+)	Erkennt der Lieferant aus Erfahrungswerten, dass Verbräuche nachgeholt werden, so kann vor Preistälern (die neben einer geringeren Nachfrage für mehr Angebot volatiler Erneuerbarer stehen können) eine Beschränkung erfolgen. Dennoch erscheint das Szenario unrealistisch.
Z9	(-)	Es kann zu Mehrverbräuchen kommen, denn es ist anzunehmen, dass speziell Lasten ohne unmittelbaren Nutzeneinbußen weggeschaltet werden, und es ist anzunehmen, dass es sich dabei sowohl bei Haushalten als auch bei Betrieben um thermische Lasten handelt.

Tabelle 2-16: *Netzpreismodell INT – Effekt auf die Zielsetzungen*

Z	+/-	Beschreibung
Z1	++	Durch jederzeitige Abschaltung möglich. Im Vergleich zum beschränkbareren Tarif ist nur ein Teil der Geräte der KundInnen betroffen, aber diese sind ganz weggeschaltet.
Z2	++	Durch jederzeitige Abschaltung möglich. Im Vergleich zum beschränkbareren Tarif ist nur ein Teil der Geräte der KundInnen betroffen, aber diese sind ganz weggeschaltet.
Z3	+	Durch jederzeitige Abschaltung, eventuell im Kreislauf (vergleichbar mit Rolling Black Out), ist auch eine mittelfristige Einflussnahme möglich.
Z4	+	Durch jederzeitige Abschaltung, eventuell im Kreislauf (vergleichbar mit Rolling Black Out), ist auch eine mittelfristige Einflussnahme möglich.
Z5	+	Durch das gezielte Kappen jener Spitzenlasten, die den Netzausbau erforderlich machen, kann dieser vermieden/verzögert werden. Eventuell ist im Verteilnetzabschnitt mit wenigen ansteuerbaren Geräten die Intensität der Lastreduktion unzureichend.
Z6	+	Durch das gezielte Kappen jener Spitzenlasten, die den Netzausbau erforderlich machen, kann dieser vermieden/verzögert werden.
Z7	o	Zur besseren Integration wäre eine ferngesteuerte Lasterhöhung vonnöten. Diese kann durch die Möglichkeiten dieses Tarifs kaum erreicht werden.
Z8	o	Zur besseren Integration wäre eine ferngesteuerte Lasterhöhung vonnöten. Diese kann durch die Möglichkeiten dieses Tarifs kaum erreicht werden.
Z9	(-)	Es kann zu Mehrverbräuchen kommen, denn es ist anzunehmen, dass speziell Lasten ohne unmittelbare Nutzeneinbußen weggeschaltet werden, und es ist anzunehmen, dass es sich dabei sowohl bei Haushalten als auch bei Betrieben um thermische Lasten handelt.

Schlussfolgerungen unterbrechbare Lasten:

Lastunterbrechungen sind für Lieferanten weitgehend uninteressant, für Netzbetreiber bieten sie umfangreiche, v.a. kurzfristige Möglichkeiten zur nicht kundengeführten Lastverschiebung.

2.2.14 Remote Load Control (RLC)

Effekte:

Kosten: Bei diesem Tarif geht es konkret um den Bezug einer Energiedienstleistung, nicht um den Bezug von Energie. Der Netzbetreiber oder Lieferant gewährleistet ein zur Verfügung stehendes Mindestausmaß der Energiedienstleistung und wird für diese bezahlt bzw. entschädigt (nicht für den Energieverbrauch).

Damit ist das KundInnenbedürfnis stets befriedigt (kein Nutzenverlust). Der Endkunde wählt folglich diesen Tarif dann, wenn er einen Nutzengewinn erfährt. Der monetäre Anreiz des Tarifs stellt einen positiven Nutzen dar. Der Endkunde muss bei der Tarifwahl umfangreiche Erwartungen an die Entschädigungszahlung (monetärer Nutzengewinn) haben.

Lastverlagerung: Die Lastverlagerung (eigentlich handelt es sich hier um ein sogenanntes *Peak Clipping*, da es um die Vermeidung von Lastspitzen oder Preisspitzen geht) wird durch den Netzbetreiber oder den Lieferanten durchgeführt. Das Peak Clipping ist jederzeit möglich (im Rahmen der in der Annahme festgelegten interessanten Tageszeiten).

Informationskosten: gering. Es ist festzulegen, wie die Energiedienstleistung gemessen wird (z.B. m³ Warmwasser). Ist dies gewährleistet und verständlich, so ist der Tarif insgesamt

einfach verständlich (gleichbleibende Grenzkosten) und weitere Informationen werden nicht benötigt.

Abzuleitende Erwartung: Es ist anzunehmen, dass der Energiedienstleister eine Erwartung an das Verbrauchsmuster der KundInnen hat und (unter Ausnutzung von gegebenenfalls vorhandenen Speichern) die kosteneffizienteste Bereitstellung der Energiedienstleistung wählt.

Netzbetreiber, die ihre langfristigen Kosten minimieren wollen, beachten bei der Erbringung der Energiedienstleistung aktuelle Netzerfordernisse. Jedoch ergeben sich aus der Liberalisierung rechtliche Beschränkungen, ob und wie Netzbetreiber eine Energiedienstleistung anbieten können.

Kostenminimierende Energiedienstleister (z.B. auch Lieferanten) versuchen, die Energiedienstleistung zu den geringsten möglichen Kosten zur Verfügung zu stellen. Da das Produkt aus Menge_t mal Eigenkosten_t der gelieferten Energie für den Energiedienstleister die variablen Kosten darstellen, wird dieser versuchen, diese zu optimieren. Es bestehen Anreize, unter Beachtung von Verlusten und Verbrauchsmustern, möglichst kostengünstigen Strom einzusetzen und die Stromzufuhr zu minimieren.

Tabelle 2-17: Energiepreismodell Remote Load Control – Effekt auf die Zielsetzungen

Z	+/-	Beschreibung
Z1	o	kein Beitrag, weil der Energiepreis den Netzzustand nicht beachtet.
Z2	o	kein Beitrag, weil der Energiepreis den Netzzustand nicht beachtet.
Z3	o	kein Beitrag, weil der Energiepreis den Netzzustand nicht beachtet.
Z4	o	kein Beitrag, weil der Energiepreis den Netzzustand nicht beachtet.
Z5	o	kein Beitrag, weil der Energiepreis den Netzzustand nicht beachtet.
Z6	o	kein Beitrag, weil der Energiepreis den Netzzustand nicht beachtet.
Z7	+	Der Lieferant kann Zeiten geringer Energiepreise bzw. hoher Einspeisung nutzen.
Z8	+	Der Lieferant kann Zeiten geringer Energiepreise bzw. hoher Einspeisung nutzen.
Z9	o	Es kann zu Mehrverbräuchen kommen, denn es ist anzunehmen, dass speziell Lasten ohne unmittelbare Nutzeneinbußen ferngesteuert werden, und es ist anzunehmen, dass es sich dabei sowohl bei Haushalten als auch bei Betrieben um thermische Lasten handelt. Durch die Verrechnung des Nutzens, nicht des Stromverbrauchs, setzt der Lieferant ggf. Effizienzmaßnahmen und es kann zu einem Wenigerverbrauch kommen.

Tabelle 2-18: Netzpreismodell Remote Load Control – Effekt auf die Zielsetzungen

Z	+/-	Beschreibung
Z1	++	Durch jederzeitige Ab- und Zuschaltung möglich.
Z2	++	Durch jederzeitige Ab- und Zuschaltung möglich.
Z3	+	Durch jederzeitige Ab- und Zuschaltung ist auch eine mittelfristige Einflussnahme möglich.
Z4	+	Durch jederzeitige Ab- und Zuschaltung ist auch eine mittelfristige Einflussnahme möglich.
Z5	+	Durch das gezielte Kappen von Spitzenlasten und das gezielte Füllen von Lastentälern und die Abstimmung mit der aktuellen Situation im Verteilnetzabschnitt kann der Netzausbau vermieden/verzögert werden.
Z6	+	Durch das gezielte Kappen von Spitzenlasten und das gezielte Füllen von Lastentälern und die Abstimmung mit der aktuellen Situation kann der Netzausbau vermieden/verzögert werden.
Z7	+	Das Netz kann auf Fluktuationen reagieren. Eine höhere Last aus PV und Kleinwindkraft kann bewältigt werden, damit eventuell mehr Anlagen gebaut werden. Überlastet die Einspeisung aus PV und Kleinwindkraft jedoch längerfristig das Netz (die Wirkung des RLC ist zeitlich stark beschränkt) ist kein genereller Zubau von PV mehr möglich (Situation wie zuvor).
Z8	+	Das Netz kann auf kurzfristige Überschüsse reagieren. Jedoch ist die zeitliche Wirkung des RLC zeitlich beschränkt.
Z9	(-)	Es kann zu Mehrverbräuchen kommen, und es ist anzunehmen, dass speziell Lasten ohne unmittelbaren Nutzeneinbußen weggeschaltet werden, und es ist anzunehmen, dass es sich dabei sowohl bei Haushalten als auch bei Betrieben um thermische Lasten handelt.

Schlussfolgerungen Remote Load Control:

In einer Kombination aus Lieferant- und Netzbetreiber-geführten Tarif wäre die Fernsteuerung von Lasten der ideale Zugang zur (deutlichen) Erreichung eines Großteils der Zielsetzungen. Auf rechtliche Bedenken ist hinzuweisen.

2.3 Zusammenfassung der Effektivität bzw. Anreizwirkung der KleinkundInnen-Tarife auf die Zielsetzungen

2.3.1 Intensität der Tarifwirkung

Die Betrachtung der Tarife erfolgt jeweils ausschließlich für eine Komponente des Gesamtpreises, also für die Komponente „Netz“ oder „Energie“. Das impliziert, dass die Anreize, die aus der einen Komponente hervorgehen, durch die Anreize der anderen Komponente verstärkt oder abgeschwächt werden.

Bei KleinkundInnen wird von gleichen Benchmarks ausgegangen (energie- und netzseitige jährliche Pauschalen sowie kWh-abhängige Kosten), wobei die Kosten beider Komponenten aktuell in etwa in ähnlicher Höhe anfallen und sich durch Beeinflussung der gleichen Variable (kWh) ändern. Für KleinkundInnen stellen sich die Änderungen der Kosten durch diese Kombination als abgeschwächte Form des flexiblen Tarifs dar (zum Beispiel sind Preisspreizungen auf etwa die Hälfte reduziert).

2.3.2 Ergebnisse zur Erreichung der Zielsetzungen

Kurzfristig (< 15 Minuten, Z1 und Z2) können KundInnen nicht reagieren bzw. haben KundInnen keinen Anreiz (d.h. auch: keine Information) ihr Verhalten zu ändern. Kurzfristig unterliegen auch Lieferanten kaum Anreizen, das Verhalten der KundInnen zu adaptieren. Die kurzfristige Systemoptimierung auf Verbrauchsseite kann nur vom Netzbetreiber ferngesteuert durchgeführt werden. Mittelfristig (< 5 Tage, Z3 und Z4) können KundInnen auch eigenständig reagieren, wenn ihnen Informationen zur Verfügung stehen. Zur Vermeidung bzw. Verzögerung des Netzausbaus bieten sich v.a. last- oder mengenabhängige Tarife an, der Effekt von Pauschaltarifen könnte eine allgemeine Verbrauchssteigerung sein.

Während das Netz nur an der Bewältigung (Netzlast) bzw. dem Abtransport der volatilen Erneuerbaren interessiert ist, sind es v.a. die Lieferanten, die zum Zeitpunkt der Einspeisung (Z7, Z8), d.h. dann, wenn der Strom relativ günstig ist, ihre KundInnen zum Konsum bewegen wollen. Neben fernsteuerbaren Systemen geschieht dies am effektivsten durch die Einbindung der KundInnen (day-ahead angekündigte Echtzeit- oder Eventtarife).

Flexible Tarife verursachen gegebenenfalls eine Lastverschiebung. Lastverschiebungen gehen nicht zwingend mit Energieeinsparungen (Z9) einher. Für die meisten Tarife gilt: Mehrverbräuche entstehen durch Verluste von thermischen Speichern, Wenigerverbräuche aus einem bewussteren Umgang mit Energie. Ausnahmen: bei der reinen Fixtarifizierung kommt es zu deutlichen Mehrverbräuchen, da die Kosten einer zusätzlichen kWh drastisch sinken; beim reinen Verbrauchstarif, bei dem es keine fixen Preiskomponenten, d.h. keine Pauschalen, Grundgebühren oder Anschlusskosten gibt, kommt es zu Wenigerverbräuchen, da die Kosten einer zusätzlichen kWh steigen.

2.3.3 Ergebnisse zu den Effekten der Tarifen

Grundsätzlich gilt: werden Tarife nur auf eine der beiden Strompreiskomponenten Netz oder Energie angewandt, so tritt der Effekt im Vergleich zum Benchmark entsprechend abgeschwächt auf.

Das Ergebnis zur reinen Fixtarifizierung ist, dass kundInnenseitige Erzeugungsanlagen und kundInnenseitige Energieeffizienz negativ beeinflusst werden, jedoch ergibt sich auch kein Einfluss auf die Preisspreizung bei dynamischen Strompreisen. Die Hochlasttarifizierung

orientiert sich dagegen stärker an den Netzinteressen und lässt nur beschränkte Reaktionen auf die aktuelle Marktsituation zu (ohne eine monetäre Auswirkung zu haben). Für die reine Verbrauchstarifizierung, den Energiespartarif und die beiden betrachteten TOU-Tarife zeigen sich (leichte) positive Effekte bzgl. der Vermeidung des Ausbaus von Netzen, soweit dieser nicht primär von anderen Faktoren getrieben wird. Die reine Verbrauchstarifizierung ist der einzige Tarif, der relativ sicher zur Endenergieeinsparung beitragen kann. Beim Energiespartarif, von dem man dies der Bezeichnung nach ebenso erwarten würde, ergeben sich organisatorische Probleme und falsche Anreize unterhalb des Schwellenwerts.

Die Effektivität eines Tag-Nacht-Tarifs beschränkt sich auf die Vermeidung des Netzausbaus. In Annahme einer generellen Verfügbarkeit von Smart Metern ist ein HT/NT-Tarif einfach eingeführt, ein echter TOU könnte den Effekt weiter verstärken. Offen ist, inwieweit zeitvariable Tarife überhaupt den Netzausbau beeinflussen können: Mehrere Netzbetreiber stellen fest, dass ein HT/NT-Tarif zwar positive Effekte haben kann, der Netzausbau aber primär strukturell und demographisch getrieben wird und daher kaum Änderungen durch einen HT/NT-Tarif zu erzielen wären.

KundInnen können durch ihr Verhalten zur Vermeidung von mittelfristigen Netzproblemen beitragen. Ist eine adäquate Kommunikation in Richtung der KundInnen gegeben, so sind am Tag zuvor angekündigte Netzentgelt-Variationen (CPP bzw. Renewables Integration Pricing sowie Day-Ahead Real-Time-Pricing bzw. Day-Ahead Real-Time-Level-Pricing) besonders effektiv. Durch Anwendung auf die Energiepreiskomponente tragen diese Tarife zur Integration erneuerbarer Energien bei.

Tatsächliche Echtzeitpreise: Der Wert einer vom Lieferanten abgesetzten kWh orientiert sich am Börsenpreis (wenn auch im Vorhinein beschafft). Die meisten KundInnen werden aber über einen Einheitspreis abgerechnet, d.h. es erfolgt in einem Zwischenschritt beim Lieferanten eine Glättung (vgl. Dütschke et al., 2012).²⁷ Einzupreisende Risikoaufschläge sind aufgrund der hohen KundInnenanzahl wahrscheinlich gering. Geschieht diese Glättung nicht und reagiert der/die *Durchschnittskunde/in* kaum auf den Echtzeittarif (was angesichts der enormen Kurzfristigkeit als schwierig dargestellt wurde; Quelle: Experteninterview), ergibt sich für den Lieferanten kein Unterschied zur Situation ex-ante. Allerdings ist zu erwarten, dass bei einer Abrechnung über Echtzeitpreise jeweils KundInnen sowohl deutlich besser als auch deutlich schlechter gestellt werden (Horowitz und Lave, 2014).²⁸ Für KundInnen, die nicht auf ein Preissignal reagieren können, gilt, dass aus Sicht der Verteilungsgerechtigkeit ein Durchschnittspreis als fairer einzustufen ist (Quelle: Experteninterview).

Die schaltbaren Lasten, insbesondere wenn diese nicht nur ab- sondern auch zuschaltbar sind, eignen sich besonders zur kurzfristigen Netzsteuerung und haben über diesen Weg positive Effekte auf die mittelfristige Netzsteuerung und die Vermeidung des Ausbaus.

2.3.4 Variationen für den Lieferanten

Die von Lieferanten angebotenen Energiepreismodelle beeinflussen die Netzsituation kaum. Die Verbrauchstarifizierung kann dazu beitragen, dass Strom durch KundInnen eingespart wird und über diesen Zugang das Netz entlasten. Die Netzentlastung durch TOU-Tarife trifft dann zu, solange es „klassische“ Lastspitzen und -täler gibt. Diese einfache Variante hilft

²⁷ Dütschke E., Unterländer M., Wietschel M. (2012): Variable Stromtarife aus Kundensicht – Akzeptanzstudie auf Basis einer Conjoint-Analyse. Fraunhofer ISI Working Paper Sustainability and Innovation No. S 1/2012.

²⁸ Horowitz S., Lave L. (2014): Equity in Residential Electricity Pricing. The Energy Journal 35 (2014) No. 2, S.1-24.

dem Lieferanten, Verbräuche in günstigere Zeiten zu verlagern. Aus Sicht der ökonomischen Evaluierung sind drei Varianten zu empfehlen:

- **Day-Ahead Real-Time-(Level-)Pricing:** Durch die Echtzeit-Preissetzung und die gegebene Reaktionsmöglichkeit der KundInnen durch die Ankündigung am Vortag ergeben sich positive Effekte für den Lieferanten, weil Verbräuche wie beim TOU von Verbrauchsspitzen in -täler verlagert werden. Dies geschieht wesentlich zielgenauer als beim TOU. Ein generell hohes Erzeugungsangebot kann hier auf einem sehr direkten Markt weitergegeben werden.
- An Tagen mit besonders günstigen Strompreisen kann zukünftig ein Tiefpreis (Renewables Integration Pricing) ausgerufen werden, der mittels Smart Meter tatsächlich verrechnet werden kann.
- Um Beschränkungen hinsichtlich des Umfangs (TeilnehmerInnen) und der Intensität (beitragende TeilnehmerInnen) zu umgehen (wie es beim am Vortag angekündigten Echtzeittarif der Fall sein kann) kann der Lieferant eine Energiedienstleistung am separaten Zähler, wahrscheinlich v.a. für thermische Lasten (Boiler, Wärmepumpe), anbieten.

In der folgenden Tabelle 2-19 sind die Effekte der Tarifmodelle auf die definierten Zielsetzungen dargestellt. Legende:

- o keine Auswirkung, keine Tendenz bei mehreren Effekten
- + / ++ positiver / deutlich positiver Effekt auf eine Zielsetzung
- / -- negativer / deutlich negativer Effekt auf eine Zielsetzung

Tabelle 2-19: Zusammenfassung der Energie-Tariffeffekte auf die Zielsetzungen eines Smart Grid. Zur besseren Lesbarkeit wurden im Vergleich zu den einzelnen Tarifen tendenzielle Effekte „(+)“ oder „(-)“ nicht beachtet und mit „o“ bewertet.

	Z1	Z2	Z3	Z4	Z5	Z6	Z7	Z8	Z9
Tarife ohne EndkundInnenkommunikation									
Reine Verbrauchstarifizierung (Energie)	o	o	o	o	+	+	o	o	+
Energiespar-Tarif (Energie)	o	o	o	o	o	o	o	o	o
HT/NT (Energie)	o	o	o	o	+	+	o	o	o
Echter Time of Use (Energie)	o	o	o	o	+	+	o	o	o
Tarife mit endkundInnenseitiger Einflussnahme									
Day-ahead Real Time Pricing (Energie)	o	o	o	o	o	o	+	++	o
Real Time Pricing (Energie)	o	o	o	o	o	o	o	+	o
Critical Peak Pricing / Extreme Day Pricing (Energie)	o	o	o	o	o	o	o	o	o
Renewables Integration Pricing (Energie)	o	o	o	o	o	o	+	++	-
Tarife mit Lieferanten-seitiger Einflussnahme									
Interruptable / unterbrechbar (Energie)	o	o	o	o	o	o	o	o	o
Remote System Control / Fern-Management (Energie)	o	o	o	o	o	o	+	+	o

2.3.5 Variationen für den Netzbetreiber

Die Anforderungen des Netzbetreibers beziehen sich aktuell auf das Halten der Power Quality sowie auf die Vermeidung von Engpässen. Die reine Verbrauchstarifizierung kann

dazu beitragen, dass Strom durch KundInnen eingespart wird und über diesen Zugang das Netz entlastet wird. Die Netzentlastung durch TOU-Tarife trifft dann zu, solange es „klassische“ Lastspitzen und -täler gibt. Dies ist eventuell angesichts unregelmäßig auftretender, mittags abzutransportierender Erzeugungsspitzen nicht mehr zielführend. Zielführend wäre eine Echtzeitfestsetzung des Entgelts, jedoch ist hier zu erwarten, dass bestimmte Zielgruppen nicht reagieren und dass strukturelle lokale Engpässe nicht behoben werden können. **In den ExpertInneninterviews wird darauf hingewiesen, dass ein für die Allgemeinheit der KundInnen angewandtes Entgelt auch für eben diese Allgemeinheit verständlich und wirtschaftlich verträglich sein muss.**

Aus Sicht der mikroökonomischen Evaluierung sind drei Varianten zu empfehlen:

- Um Beschränkungen hinsichtlich des Umfangs (TeilnehmerInnen) und der Intensität (beitragende TeilnehmerInnen) zu umgehen kann der Netzbetreiber (wie schon aktuell möglich) eine unterbrechbare Last am separaten Zähler, wahrscheinlich v.a. für thermische Lasten (Boiler, Wärmepumpe), anbieten. Regel-Varianten, die auch eine Zuschaltung erlauben (nicht nur eine Freischaltung) sind anzudenken.
- An besonders kritischen Tagen kann zukünftig ein CPP/EDP-Hochtarif ausgerufen werden, der mittels Smart Meter tatsächlich verrechnet werden kann.
- Eine Variation des Hochlasttarifs kann, wenn KundInnen entsprechende Informations- und Reaktionsmöglichkeiten haben, zur Vermeidung von Lastspitzen beitragen.

In der folgenden Tabelle 2-20 sind die Effekte der Tarifmodelle auf die definierten Zielsetzungen dargestellt. Legende:

o	keine Auswirkung, keine Tendenz bei mehreren Effekten
+ / ++	positiver / deutlich positiver Effekt auf eine Zielsetzung
- / --	negativer / deutlich negativer Effekt auf eine Zielsetzung

Tabelle 2-20: Zusammenfassung der Netz-Tariffeffekte auf die Zielsetzungen eines Smart Grid. Zur besseren Lesbarkeit wurden im Vergleich zu den einzelnen Tarifen tendenzielle Effekte „(+)“ oder „(-)“ nicht beachtet und mit „o“ bewertet.

	Z1	Z2	Z3	Z4	Z5	Z6	Z7	Z8	Z9
Tarife ohne EndkundInnenkommunikation									
Reine Fixtarifizierung (Preiskomponente Netz)	o	o	o	o	-	-	-	+	--
Hochlast-Tarif (Netz)	o	o	o	o	+	+	--	--	o
Reine Verbrauchstarifizierung (Netz)	o	o	o	o	+	+	o	o	+
Energiespar-Tarif (Netz)	o	o	o	o	o	o	o	o	o
HT/NT (Netz)	o	o	o	o	+	+	o	o	o
Echter Time of Use (Netz)	o	o	o	o	+	+	o	o	o
Tarife mit endkundInnenseitiger Einflussnahme									
Day-ahead Real Time Pricing (Netz)	o	o	++	++	+	+	o	o	o
Real Time Pricing (Netz)	o	o	o	o	o	+	o	o	o
Critical Peak Pricing / Extreme Day Pricing (Netz)	o	o	++	++	o	o	o	o	o
Tarife mit Netzbetreiber-seitiger Einflussnahme									
Interruptable / unterbrechbar (Netz)	++	++	+	+	+	+	o	o	o
Remote System Control / Fern-Management (Netz)	++	++	+	+	+	+	+	+	o

3 Effektivität flexibler Tarife bei GroßkundInnen

Grundsätzlich liegt für GroßkundInnen die gleiche Vorgangsweise wie für KleinkundInnen (vgl. Kapitel 1.2) zugrunde.

3.1 Benchmark

Die Energiekomponente setzt sich vorrangig aus den Preisen pro bezogene kWh zusammen. Die Netzkosten setzen sich (der SNE-VO 2012 folgend) aus lastabhängigen Entgelten, die das Stromverbrauchsverhalten dominieren (Quelle: ExpertInneninterviews), und arbeitsabhängigen Entgelten je kWh, gegebenenfalls unterschieden nach Tag/Nacht bzw. Sommer/Winter, zusammen.

Grenzkosten: Die bezogene Energiemenge unterliegt Grenzkosten größer als Null.

Lastverlagerung: Über die lastabhängigen Entgelte werden insofern Anreize zu einer zeitlichen Lastverlagerung gesetzt, als dass eine weitgehende Glättung zu erreichen ist. Über die arbeitsabhängigen Entgelte werden Anreize zur Verlagerung des Verbrauchs in die Nachtstunden gesetzt, jedoch werden die Preisunterschiede aufgrund der Dominanz der lastabhängigen Entgelte hinsichtlich ihrer Anreizwirkung als vernachlässigbar angesehen.

3.2 Flexible Tarifkategorien

Grundsätzlich gilt: Aufgrund der beiden unterschiedlichen Zugänge der Entgelt- und Preiskomponenten bei GroßkundInnen entstehen durch die Flexibilisierung bzw. Änderung einer Komponente völlig neue Kombinationen.

3.2.1 Reine Fixtarifizierung

Die Betrachtung erfolgt nur für die Netzkostenkomponente

Das Netz unterliegt hohen Fixkosten (Investitionskosten, Wartung, Betrieb). Die Kosten pro zusätzlich transportierte kWh sind gering (Differenz der Netzverluste). Dass dies in Zeiten starker Belastungen eingeschränkt zutrifft (Notwendigkeit des Netzausbaus), ist hervorzuheben. Dennoch ist eine Betrachtung der reinen Fixtarifizierung damit zu rechtfertigen.

Die reine Fixtarifizierung bedeutet im Vergleich zum Benchmark, dass die volle Anschlussleistung voll ausgenutzt werden kann, d.h. auch keine kW-abhängige Preiskomponente zur Geringhaltung des Stromverbrauchs anreizt.

Da die Anschlussleistung nur die Maximallast widerspiegelt, ist davon auszugehen, dass unterhalb dieser in geringerem Ausmaß eine Glättung des Verbrauchs erfolgt als zuvor, auch weil die Energiekomponente im Benchmark kW-unabhängig ist.

Effekte:

Grenzkosten: Die bezogene Energiemenge unterliegt netzseitigen Grenzkosten gleich Null, d.h. die zusätzlich bezogene kWh verursacht keine Kosten und es besteht ein auf die Energiekomponente beschränkter Anreiz, diese nicht zu verbrauchen.

Lastverlagerung: Das Unternehmen hat im Gegensatz zum Benchmark durch einen Spielraum innerhalb der Anschlussleistung die Möglichkeit, ohne Gegenanreize des Netzes auf Preissignale zu reagieren.

Informationskosten: gering. Der Tarif ist einfach verständlich (gleichbleibende Grenzkosten) und weitere Informationen werden nicht benötigt.

Abzuleitende Erwartung: Ohne eine arbeitsabhängige Komponente und ohne eine Beschränkung der bislang durch eine lastabhängige Komponente geglätteten Last ist von einem Mehrverbrauch zu allen Tageszeiten auszugehen.

Tabelle 3-1: Netztarifmodell „Hochlast-Tarifierung“ – Effekt auf die Zielsetzungen

Z	+/-	Beschreibung
Z1	--	Kein negativer Anreiz dagegen, Lasten stark schwanken zu lassen.
Z2	--	Kein negativer Anreiz dagegen, Lasten stark schwanken zu lassen.
Z3	+	Mittelfristige Möglichkeit, volatilen Strom effizient abzutransportieren.
Z4	+	Mittelfristige Möglichkeit, volatilen Strom effizient abzutransportieren.
Z5	--	Steigender Stromkonsum und höhere Volatilität machen einen früheren Netzausbau erforderlich.
Z6	--	Steigender Stromkonsum und höhere Volatilität machen einen früheren Netzausbau erforderlich.
Z7	o	Nur zu einem gewissen Grad können Unternehmen, die sich primär in übergeordneten Netzebenen befinden, zur Nutzung hochvolatiler und lokaler DEA beitragen.
Z8	++	Unternehmen können im Rahmen ihrer Anschlussleistung sehr gut auf das prognostizierbare, zur Verfügung stehende Angebot erneuerbarer Energien reagieren.
Z9	--	Durch die Netzentgelt-seitige Freiheit, stets die volle Anschlussleistung ohne Mehrkosten zu beziehen, ist eine Steigerung des Verbrauchs zu erwarten.

3.2.2 Hochlast-Tarifierung

Die Hochlasttarifierung entspricht weitgehend der aktuellen Netzentgeltfestsetzung für GroßkundInnen im Benchmark.

Der Hochlast-Tarif wird daher für GroßkundInnen nicht gesondert betrachtet.

3.2.3 Rein verbrauchsbasierte Tarifierung

Die reine Verbrauchstarifierung entspricht weitgehend den aktuellen Energiepreismodellen für GroßkundInnen. Die reine Verbrauchstarifierung ist daher im Fall von GroßkundInnen nur für die Netzkomponekte als unterschiedlich zu betrachten.

Die Betrachtung erfolgt daher nur für die Netzpreiskomponekte.

Effekte:

Grenzkosten: Da alle bisherigen Fixkosten auf den Preis pro kWh umgelegt werden, erhöht sich der Preis pro kWh und damit die Grenzkosten. Höhere Grenzkosten bewirken einen Anreiz, im Vergleich zum Benchmark weniger Energie zu verbrauchen.

Lastverlagerung: Das Ziel Lastglättung im Strommanagement der GroßkundInnen wird aufgehoben. Anreize zu zeitlichen Verlagerungen bestehen nicht.

Informationskosten: gering. Der Tarif ist einfach zu verarbeiten (gleichbleibende Grenzkosten) und weitere Informationen werden nicht benötigt.

Abzuleitende Erwartung: Da es primär die vorigen kW-Entgelte sind, die nun auf kWh umgelegt werden, wird der Konsum bei gleichen Kosten volatiler. Da bei der Produktion das Produkt im Vordergrund steht (Experteninterviews) ist keine Senkung des Verbrauchs zu erwarten. Eine Reaktion auf variable Energiepreise wird erleichtert.

Tabelle 3-2: Effekte auf die Zielsetzungen des Netztarifmodell der reinen Verbrauchstarifizierung.

Z	+/-	Beschreibung
Z1	--	Volatilität erhöht die Komplexität der kurz- und mittelfristigen Systemoptimierung
Z2	--	Volatilität erhöht die Komplexität der kurz- und mittelfristigen Systemoptimierung
Z3	+	Mittelfristige Möglichkeit, volatilen Strom effizient abzutransportieren.
Z4	+	Mittelfristige Möglichkeit, volatilen Strom effizient abzutransportieren.
Z5	--	Steigender Stromkonsum und höhere Volatilität machen einen früheren Netzausbau erforderlich.
Z6	--	Steigender Stromkonsum und höhere Volatilität machen einen früheren Netzausbau erforderlich.
Z7	o	Nur zu einem gewissen Grad können Unternehmen bei ausreichend guten Prognosen zur Nutzung hochvolatiler und lokaler DEA beitragen.
Z8	o	Unternehmen können im Rahmen ihrer Anschlussleistung sehr gut auf das prognostizierbare, zur Verfügung stehende Angebot erneuerbarer Energien reagieren, die Preisspreizung und damit die Anreizwirkung würde aber durch die arbeitsabhängigen Netzentgelte gesenkt.
Z9	+	Der Tarif steht durch seine verbrauchssenkende Wirkung in klarem Einklang mit der energetischen Energieeffizienz. Aufgrund der Bedeutung des Outputs bzw. dessen Qualität ist kurzfristig von keiner Verringerung des Verbrauchs auszugehen. Dennoch werden Energieeffizienzmaßnahmen angereizt.

3.2.4 Energiespar-Tarif

Dieser Tarif wird als dahingehend kritisch betrachtet, als v.a. Unternehmen konjunkturellen Schwankungen unterworfen sind. Der ideale anzuwendende Schwellenwert wäre demnach deutlichen jährlichen oder saisonalen Schwankungen unterworfen.

Zwar könnte der Energiespartarif als automatisches konjunkturelles Mittel dienen (Wenigerverbrauch bedeutet deutlich geringere Kosten, dies wirkt stimulierend; ein Mehrverbrauch bedeutet deutlich höhere Kosten, dies wirkt konjunkturbremsend), jedoch kommen Aufgaben der Konjunkturpolitik nicht den Netzbetreibern oder Lieferanten zu.

Der Energiespar-Tarif wird daher für GroßkundInnen nicht betrachtet.

3.2.5 Tag/Nacht-Tarif (kWh)

Wird im Netzbereich schon aktuell angewandt und kommt daher bei Summenbildung (Netzentgelt plus Energiepreis) ebenso, wenn auch vermindert in der Intensität, zur Anwendung.

Der HT/NT-Tarif wird daher für GroßkundInnen nicht gesondert betrachtet.

3.2.6 Tag/Nacht-Tarif (kW)

Aufgrund der Dominanz der lastabhängigen Entgelte soll eine Unterscheidung der lastabhängigen Entgelte nach Tageszeit analysiert werden.

Der HT/NT bildet stets eine Ausprägung des TOU, daher wird im Abschnitt zu TOU (kW) auf die tageszeitliche Ausgestaltung eingegangen.

3.2.7 Echter TOU (kWh)

Wird anstatt des leistungsabhängigen Entgelts nur ein statisch-zeitabhängiges TOU-Arbeitsentgelt eingehoben, gilt ähnliche Argumentation wie für die reine Verbrauchstarifizierung: die Produktion und die Qualität des Produkts stehen im Vordergrund. Je nach Auslastung und Prozessart werden die Betriebe versuchen, in der kostengünstigeren Tageszeit zu produzieren. Auch ist wie für die reine Verbrauchstarifizierung eine hohe Volatilität des Stromverbrauchs zu erwarten.

Wird zusätzlich zum leistungsabhängigen Entgelt ein statisch-zeitabhängiges TOU-Entgelt eingehoben, ergibt sich eine dem Benchmark ähnliche Situation. D.h., dass aufgrund des dominanten Leistungsentgelts keine signifikanten Reaktionen zu erwarten sind.

Der TOU-Tarif wird daher für GroßkundInnen nicht gesondert betrachtet.

3.2.8 Echter TOU (kW)

Anstatt des für den gesamten Zeitraum eines Monats betrachteten leistungsabhängigen Entgelts wird ein statisch-zeitabhängiges Leistungsentgelt eingehoben, z.B. durch eine höhere leistungsabhängige Entgeltfestsetzung zu klassischen Spitzenlastzeiten und eine geringere in Niederlastzeiten. Die Abrechnung, so wird angenommen, erfolgt für die unterschiedlichen Tarifzeiten monatlich.

Aufgrund der Leistungsorientierung erfolgt die Betrachtung ausschließlich für die Strompreiskomponente „Netz“.

Effekte:

Grenzkosten: Die Grenzkosten des Verbrauchs verändern sich durch die statisch-zeitabhängige Entgeltfestsetzung nicht und werden nur über die selbst festgelegten Leistungsgrenzen bestimmt.

Lastverlagerung: Durch den Entgeltunterschied entsteht ein Anreiz zur Verlagerung des Verbrauchs. Es kommt zur zeitlichen Verschiebung von Lasten bzw. Verbräuchen, wobei die Zeitpunkte der Reduktion und der Steigerung fix (d.h. hier: mittelfristig inflexibel) vorgegeben sind.

Informationskosten: eher gering. Das Leistungsentgelt ist für GroßkundInnen verständlich (gleichbleibende Leistungsentgelte zu den Tarifzeiten) und weitere Informationen werden nicht benötigt. Der mehrmalige Wechsel der Tarifzeiten pro Tag und die Zahl der Tarifniveaus steigert die Komplexität in Relation zum Benchmark.

Abzuleitende Erwartung: Netzbetreiber weisen auch im Fall von GroßkundInnen darauf hin, dass Netzausbauten primär strukturell getrieben sind, d.h., dass für einen TOU-Tarif nur geringe Effekte hinsichtlich einer Netzausbauvermeidung erwartet werden.

Tabelle 3-3: Effekte auf die Zielsetzungen durch einen netzseitigen, leistungsabhängigen, statisch-zeitabhängigen TOU-Tarif.

Z	+/-	Beschreibung
Z1	o	Es sind hinsichtlich der kurzfristigen Systemoptimierung keine Änderungen zu erwarten.
Z2	o	Es sind hinsichtlich der kurzfristigen Systemoptimierung keine Änderungen zu erwarten.
Z3	o	Es sind hinsichtlich der mittelfristigen Systemoptimierung keine Änderungen zu erwarten.
Z4	o	Es sind hinsichtlich der mittelfristigen Systemoptimierung keine Änderungen zu erwarten.
Z5	+	Die resultierende <i>Spitzenlastvermeidung</i> (im Gegensatz zur aktuellen <i>Verbrauchsglättung</i>) kann einen Netzausbau vermeiden bzw. verzögern helfen.
Z6	+	Die resultierende <i>Spitzenlastvermeidung</i> (im Gegensatz zur aktuellen <i>Verbrauchsglättung</i>) kann einen Netzausbau vermeiden bzw. verzögern helfen.
Z7	o	Ein Time-of-Use-Tarif folgt nicht der aktuellen (Echtzeit) bzw. prognostizierten Einspeisung aus Erneuerbaren Energien.
Z8	o	Ein Time-of-Use-Tarif folgt nicht der aktuellen (Echtzeit) bzw. prognostizierten Einspeisung aus Erneuerbaren Energien.
Z9	o	Es sind unter den getroffenen Annahmen keine signifikanten Änderungen des Gesamtverbrauchs in eine Richtung zu erwarten.

3.2.9 Day-ahead Real Time Pricing (kWh)

Aufgrund der Verbrauchsorientierung erfolgt die Betrachtung ausschließlich für die Strompreiskomponente „Energie“.

Aus den geführten Experteninterviews ist klar, dass insbesondere GroßkundInnen, die mittels Batch-Prozessen (d.h. verschiebbare Einzelprozesse bilden die Gesamtlast) produzieren oder keine volle Auslastung aufweisen auf Anreize zur Lastverschiebung reagieren würden. Ab einer bestimmten (als relativ hoch angegeben) Höhe der Strombezugskosten sind auch vorübergehende Output-senkende Eingriffe in kontinuierliche Produktionsprozesse denkbar.

Aufgrund dessen, dass die lastabhängigen Netzentgelte das Lastmanagement des Unternehmens dominieren, sind Echtzeit-Energiepreise stets im Zusammenhang mit der zweiten Preiskomponente „Netz“ zu betrachten.

Effekte:

Grenzkosten: Die auf finanzielle Anreize stark reagierenden UnternehmenskundInnen versuchen (unter Beachtung der Rahmenbedingungen, d.h. insbesondere der Netzkosten) ihre Last entsprechend den Preisanreizen zu gestalten.

Lastverlagerung: Durch den stündlichen Preisunterschied kommt es, je nach Gestaltung und Gewichtung der Netzkomponente, zu Lastverlagerungen.

Informationskosten: mittel. Die Produktionsplanung würde in engem Zusammenhang mit den aktuellen Energiepreisen stehen und müsste, je nach Einlangen der Preise, kurzfristig gestaltet werden. Im Vergleich zu KleinkundInnen wirkt die Möglichkeit, die Aufgabe der Energiepreisverwaltung bestimmten Verantwortlichen zuzuteilen, senkend auf die Informationskosten.

Tabelle 3-4: *Energiepreismodell Day-ahead Real Time Pricing – Effekt auf die Zielsetzungen*

Z	+/-	Beschreibung
Z1	o	kein Beitrag aufgrund der Ankündigung am Vortag.
Z2	o	kein Beitrag aufgrund der Ankündigung am Vortag.
Z3	o	GroßkundInnen sind an höhere Netzebenen angeschlossen.
Z4	(+)	Möglichkeit zur Nutzung erneuerbarer Energien, solange dies im Netzinteresse liegt.
Z5	-	Der Energiepreis beachtet Netzinteressen nicht. Zu beachten ist, dass die zweite Strompreiskomponente „Netz“ dies wieder ausgleichen kann.
Z6	-	Der Energiepreis beachtet Netzinteressen nicht. Zu beachten ist, dass die zweite Strompreiskomponente „Netz“ dies wieder ausgleichen kann.
Z7	+	Die Einspeisung ist im Vergleich zu Wind weniger gut prognostizierbar, speziell für ein bestimmtes Verteilnetz. Des Weiteren hat eine einzelne dezentrale Anlage keine Auswirkung auf den Strompreis. D.h. der Tarif liefert keinen Beitrag zur Integration von PV und Kleinwindanlagen im Verteilnetz. Im Gesamtsystem ist Gleiches wie bei Z8 zutreffend.
Z8	++	Die Einspeisung von Windenergie ist trotz Volatilität gut prognostizierbar und liegt in der Merit Order an erster/früher Stelle. D.h. der Strompreis sinkt, und da dieser über den prognostizierten Preis weitergegeben wird, kann die erneuerbare Energieerzeugung besser genutzt werden.
Z9	o	Es kommt zu einer Verlagerung des Stromverbrauchs. Über die Veränderung der gesamten Stromverbrauchsmenge ist keine klare Aussage möglich: Werden thermische Speicher zur Verlagerung verwendet, so entstehen energetische Verluste.

3.2.10 Day-ahead Real Time Pricing (kW)

Da Unternehmen in Experteninterviews darstellen, dass das leistungsabhängige Netzentgelt die dominante die bezogene Last beeinflussende Variable ist, und dass diese einen Mehr- oder Wenigerverbrauch wirtschaftlich unattraktiv erscheinen lässt, wird hier eine Variabilität dieser Netzentgeltkomponente betrachtet. Die Gestaltung ist analog zum Day-ahead Real Time Pricing angedacht, d.h. dass sich die leistungsabhängigen Netzentgelte stündlich verändern können und am Vortag von Netzbetreiber und/oder Regulator angekündigt werden.

Aufgrund der Lastorientierung erfolgt die Betrachtung ausschließlich für die Strompreiskomponente „Netz“.

Aus den geführten Experteninterviews ist klar, dass insbesondere GroßkundInnen, die mittels Batch-Prozessen (d.h. verschiebbare Einzelprozesse bilden die Gesamtlast) produzieren oder keine volle Auslastung aufweisen auf Anreize zur Lastverschiebung reagieren würden. Ab einer bestimmten (als relativ hoch angegebenen) Höhe der Strombezugskosten sind auch vorübergehende Output-senkende Eingriffe in kontinuierliche Produktionsprozesse denkbar.

Effekte:

Grenzkosten: Die auf finanzielle Anreize stark reagierenden UnternehmenskundInnen versuchen (unter Beachtung der Rahmenbedingungen, d.h. insbesondere der Netzkosten) ihre Last entsprechend den Entgeltanreizen zu gestalten.

Lastverlagerung: Durch den stündlichen Entgeltunterschied kommt es, je nach Gewichtung der Netzkomponente, zu Lastverlagerungen.

Informationskosten: mittel. Die Produktionsplanung würde in engem Zusammenhang mit den aktuellen Netzentgelten stehen und müsste kurzfristig gestaltet werden. Im Vergleich zu KleinkundInnen wirkt die Möglichkeit, die Aufgabe der Energiepreisverwaltung bestimmten Verantwortlichen zuzuteilen, informationskostensenkend.

Tabelle 3-5: Netzentgeltmodell Day-ahead Real Time Pricing – Effekt auf die Zielsetzungen

Z	+/-	Beschreibung
Z1	o	kein Beitrag aufgrund der Ankündigung am Vortag.
Z2	o	kein Beitrag aufgrund der Ankündigung am Vortag.
Z3	o	GroßkundInnen sind an höhere Netzebenen angeschlossen.
Z4	++	Durch netzseitige Beeinflussung der Last kann die Versorgungssicherheit mittelfristig erhöht werden.
Z5	++	Durch netzseitige Beeinflussung der Last kann der netzausbau verzögert werden.
Z6	++	Durch netzseitige Beeinflussung der Last kann der netzausbau verzögert werden.
Z7	o	GroßkundInnen sind an höhere Netzebenen angeschlossen
Z8	+	Unter Beachtung der primären netzseitigen Zielsetzungen kann eingespeiste erneuerbare Energie leichter einem Verbraucher zugeführt werden.
Z9	o	Es kommt zu einer Verlagerung des Stromverbrauchs. Über die Veränderung der gesamten Stromverbrauchsmenge ist keine klare Aussage möglich: Werden thermische Speicher zur Verlagerung verwendet, so entstehen energetische Verluste.

3.2.11 Day-ahead Real Time Level Pricing

Das Konsumentenschutzgesetz könnte Restriktionen bei der Schwankung von Preismodellen vorsehen. Daher wurde die Betrachtung des Niveau-Tarifs in die vorliegende Analyse aufgenommen. Für GroßkundInnen (Unternehmen) ist eine gesonderte Betrachtung nicht notwendig, da das Konsumentenschutzgesetz auf sie nicht zutrifft.

Der Tarif Day-ahead Real Time Level Pricing wird daher für GroßkundInnen nicht gesondert betrachtet.

3.2.12 Real Time Pricing

In Abschnitt 2.2.9 wird festgestellt, dass auch für GroßkundInnen, die angesichts des hohen Informationsaufwands als die primären Interessenten eines tatsächlichen Echtzeittarifs anzusehen sind, zu unterstellen ist, dass sie zur besseren Planbarkeit gute Prognosen und damit einen Day-Ahead-Tarif bevorzugen.

Der Tarif Real Time Pricing wird daher für GroßkundInnen nicht gesondert betrachtet.

3.2.13 Critical Peak Pricing (CPP) / Extreme Day Pricing (EDP)

Als am Vortag angekündigte Hochpreiszeiten (kWh) bzw. Zeiten mit hohen Netzentgelten (kW) entspricht das Critical Peak Pricing bzw. das Extreme Day Pricing im Grunde dem Day-ahead Real Time Pricing. Es ist anzunehmen, dass für die Unternehmen, die per Annahme stark auf betriebswirtschaftliche Parameter fokussiert sind, der wesentliche Unterschied bzgl. der Beteiligung die veranschlagte Preis- bzw. Entgeltspreizung zum Normaltarif darstellen wird.

3.2.14 Renewables Integration Pricing

Als am Vortag angekündigte Niederpreiszeiten (kWh) bzw. Zeiten mit geringeren Netzentgelten (kW) entspricht das Renewables Integration Pricing im Grunde dem Day-ahead Real Time Pricing. Es ist anzunehmen, dass für die Unternehmen, die per Annahme stark auf betriebswirtschaftliche Parameter fokussiert sind, der wesentliche Unterschied bzgl. der Beteiligung die veranschlagte Preis- bzw. Entgeltspreizung zum Normaltarif darstellen wird.

3.2.15 Beschränkbare Last

Lastbeschränkungen sind für Lieferanten weitgehend uninteressant: generell ist ein geringerer Verbrauch nicht als Zielsetzung des Lieferanten anzusehen. Darüber hinaus ergeben sich rechtliche Bedenken hinsichtlich Betriebssicherheit und technische Bedenken hinsichtlich der Schaltbarkeit (diese kann nicht über den sich im Besitz des Netzbetreibers befindlichen Zähler erfolgen; Quelle: Experteninterviews). Für Netzbetreiber bieten Lastbeschränkungen umfangreiche, v.a. kurzfristige Möglichkeiten zur nicht kundengeführten Lastverschiebung.

Bei Betrieben ist nicht davon auszugehen, dass sie eine unangekündigte Beschränkung am Hauptstromzähler tariflich wählen. In den Experteninterviews wird klar angegeben, dass die sichere (noch vor einer möglichst günstigen, und nochmals vor einer flexiblen) Stromzufuhr das primäre Anliegen ist.

3.2.16 Unterbrechbare Last

Lastunterbrechungen sind für Lieferanten weitgehend uninteressant: generell ist ein geringerer Verbrauch nicht als Zielsetzung des Lieferanten anzusehen. Darüber hinaus ergeben sich rechtliche Bedenken hinsichtlich Betriebssicherheit und technische Bedenken hinsichtlich der Schaltbarkeit (diese kann nicht über den sich im Besitz des Netzbetreibers befindlichen Zähler erfolgen) (Quelle: Experteninterviews). Für Netzbetreiber bieten Lastunterbrechungen umfangreiche, v.a. kurzfristige Möglichkeiten zur nicht kundInnengeführten Lastverschiebung.

Die Betrachtung erfolgt daher ausschließlich für die Strompreiskomponente „Netz“.

Effekte:

Kosten: Der Konsum von Strom für eine Tätigkeit (d.h. die Energiedienstleistung) zu einer bestimmten Zeit ergibt für KundInnen einen bestimmten Nutzen. Eine zeitliche Verschiebung oder ein Ausfall der Energiedienstleistung stellt stets einen negativen Nutzen (größer gleich Null) dar. Für den gegebenen Tarif ist eine umfangreiche Erwartungshaltung der KundInnen

hinsichtlich der Nutzeneinbußen erforderlich, d.h. der Kunde muss Erwartungen zur Häufigkeit und Dauer des Fremdeingriffs haben und abschätzen, welche Energiedienstleistungen er zeitlich verlagern muss.

Der monetäre Anreiz des Tarifs stellt einen positiven Nutzen dar. Analog zum Nutzenverlust muss der Endkunde bei der Tarifwahl umfangreiche Erwartungen an die Entschädigungszahlung (monetärer Nutzengewinn) haben (sofern keine Pauschale vereinbart ist, denn dann ist klarerweise keine Erwartung vonnöten).

Der Endkunde entscheidet sich für den Tarif, wenn die Summe aus dem (subjektiven) Nutzenverlust und -gewinn positiv ist.

Lastverlagerung: Die Lastverlagerung ist jederzeit möglich.

Informationskosten: gering. Es entstehen nur initiale Informationskosten, wobei die Komplexität des Tarifs eine sehr geringe ist. Die Anpassungskosten sind minimal, da keine Handlungen aktiv gesetzt werden müssen.

Tabelle 3-6: *Netzpreismodell Lastunterbrechung – Effekt auf die Zielsetzungen*

Z	+/-	Beschreibung
Z1	+	Durch jederzeitige Abschaltung möglich. Die meisten GroßkundInnen sind aber an höhere Netzebenen angeschlossen.
Z2	++	Durch jederzeitige Abschaltung möglich.
Z3	(+)	Geringerer Einfluss als kurzfristig, aber die Nutzung der Schaltmöglichkeit ist planbar. Die meisten GroßkundInnen sind aber an höhere Netzebenen angeschlossen.
Z4	+	Geringerer Einfluss als kurzfristig, aber die Nutzung der Schaltmöglichkeit ist planbar.
Z5	o	Die meisten GroßkundInnen sind an höhere Netzebenen angeschlossen.
Z6	+	Durch das gezielte Kappen jener Spitzenlasten, die den Netzausbau erforderlich machen, kann dieser vermieden/verzögert werden.
Z7	o	Zur besseren Integration wäre eine ferngesteuerte Lasterhöhung vonnöten. Diese kann durch die Möglichkeiten dieses Tarifs kaum erreicht werden.
Z8	o	Zur besseren Integration wäre eine ferngesteuerte Lasterhöhung vonnöten. Diese kann durch die Möglichkeiten dieses Tarifs kaum erreicht werden.
Z9	o	Es kann zu Mehrverbräuchen kommen, speziell wenn es sich um thermische Lasten handelt.

3.2.17 Remote Load Control (RLC)

Ist bei GroßkundInnen in Form von Einspar- oder Anlagen-Contracting gängig. Wie auch bei KleinkundInnen sind nur bestimmte Anlagenteile von der Möglichkeit, extern gesteuert zu werden, betroffen. Folglich gilt die gleiche Argumentation wie bei KleinkundInnen.

Der Remote Load Control-Tarif wird daher für GroßkundInnen nicht gesondert betrachtet.

3.3 Zusammenfassung zu den flexiblen Tarifen für GroßkundInnen

3.3.1 Intensität der Tarifwirkung

Die Betrachtung der Tarife erfolgt jeweils ausschließlich für eine Komponente des Gesamtpreises, also für die Komponente „Netz“ oder „Energie“. Das impliziert, dass die Anreize, die aus der einen Komponente hervorgehen, durch die Anreize der anderen Komponente verstärkt oder abgeschwächt werden.

Bei KleinkundInnen wird von gleichen Benchmarks ausgegangen (energie- und netzseitige jährliche Pauschalen sowie kWh-abhängige Kosten), wobei die Kosten beider Komponenten in ähnlicher Höhe anfallen und sich durch Beeinflussung der gleichen Variable (kWh) ändern. Übertragen auf die Effekt-Analyse bedeutet das, dass sich jeder betrachtete flexible Tarif in der Kombination für KleinkundInnen aus dem flexiblen Tarif und seinem Benchmark (eben die andere Komponente) zusammensetzt. Für KleinkundInnen stellen sich die Änderungen der Kosten durch diese Kombination als abgeschwächte Form des flexiblen Tarifs dar (zum Beispiel sind Preisspreizungen auf etwa die Hälfte reduziert).

Bei GroßkundInnen wird von unterschiedlichen Benchmarks ausgegangen (grundsätzlich kann von kWh-abhängigen Preise einerseits und kW-abhängigen Entgelten andererseits gesprochen werden). Die Kosten beider Komponenten fallen erstens nicht zwingend in ähnlicher Höhe an und werden zweitens durch unterschiedliche Variablen (kWh – kW) beeinflusst. Je nach Dominanz der Komponenten und neuen Anreize liegt die Wirkung eines flexiblen Tarifs also am Ende nicht wie bei KleinkundInnen in abgeschwächter Form vor, sondern eventuell sogar in vollem Umfang oder gar nicht.

3.3.2 Ergebnisse zur Erreichung der Zielsetzungen

Für alle netzseitigen Zielsetzungen gilt, dass sich diese im Fall von GroßkundInnen v.a. auf höhere Netzebenen beziehen, der Einfluss auf das Verteilnetz also verhältnismäßig geringer ist:

- Kurzfristig (< 15 Minuten) haben GroßkundInnen kaum Anreize bzw. ausreichende Informationen, um ihr Verhalten zu ändern. Kurzfristig unterliegen auch Lieferanten kaum Anreizen, das kundInnenseitige Verhalten zu beeinflussen. Die kurzfristige Systemoptimierung auf Verbraucherseite kann folglich primär vom Netzbetreiber ferngesteuert durchgeführt werden.
- Mittelfristig (< 5 Tage) reagieren besonders GroßkundInnen, wenn sie zuvor informiert wurden (Day Ahead Real Time Pricing). Die Nutzung einer volatilen prognostizierbaren Stromproduktion ist möglich und soweit sich diese Nutzung im Rahmen der bestehenden Netze und der Versorgungssicherheit durchführen lässt, ist dies auch gewünscht.
- Langfristig ist es insbesondere das heutige Entgeltsystem für GroßkundInnen, das auf die Vermeidung eines Netzausbaus abzielt, indem es eine Lastglättung forciert und implizit Lastspitzen vermeidet.

Day Ahead Real Time Pricing kann am besten zur Integration prognostizierbarer volatiler Energien beitragen. Stets gilt, dass Verluste mit der Last- bzw. Verbrauchsverlagerung einhergehen können, v.a. wenn thermische Speicher herangezogen werden.

3.3.3 Tarifmodelle für den Lieferanten

Es gilt einleitend zu erwähnen, dass „größere GroßkundInnen“ teilweise selbst den Stromeinkauf durchführen.

GroßkundInnen, die nicht auf Preisanreize reagieren können, weil ihnen keine Lastverschiebung möglich ist, erhalten von den Lieferanten einheitliche, zeitunabhängige Angebote (in Euro pro kWh). Das Risiko trägt dabei der Lieferant (vgl. Arbeitspapier 3/9 bzw. Dütschke et al., 2012),²⁹ wobei dieses Risiko natürlich wieder einzupreisen ist. Anders betrachtet erhalten diese GroßkundInnen einen Echtzeittarif mit Risikoaufschlag (sowie den weiteren Kosten- und Gewinnanteilen des Lieferanten).

GroßkundInnen, die auf Preisanreize reagieren können, weil ihnen Lastverschiebung möglich ist, können vom Lieferanten zeitabhängige Angebote (in Euro pro kWh zu einer bestimmten Zeit) erhalten. Sie tragen damit das Risiko von Preisänderungen, folglich entfällt der Risikoaufschlag. Kosten- und Gewinnanteile des Lieferanten sind noch zu addieren.

Deckt der Risikoaufschlag tatsächlich genau das Risiko eines Unternehmens, ist es für das Unternehmen hinsichtlich der Stromkosten egal, ob das Einheitspreis- oder das Echtzeitpreismodell gewählt wird. Bei Echtzeitpreismodellen besteht für das Unternehmen zumindest die Möglichkeit, auf die Tarifierreize und -informationen zu reagieren.

Sind in einem solchen Echtzeitpreismodell spezielle Warnhinweise bzw. -methoden z.B. für außergewöhnlich hohe Preise enthalten, werden Event-Tarife überflüssig. Statistische zeitabhängige Tarife (TOU) sind aufgrund der – zukünftig noch verstärkten – volatilen Einspeisung für die Strompreiskomponente „Energie“ nicht mehr effizient.

3.3.4 Tarifmodelle für den Netzbetreiber

Eine Fixtarifizierung (anschlussabhängige jährliche Pauschale) anstelle der kW-abhängigen Entgelte ermöglicht es den GroßkundInnen, auf Anreize des Energiemarkts zu reagieren. Eine Bereitstellung der Netzkapazität für die dadurch gewährten Lastspitzen sowie die zu erwartende allgemeine Verbrauchssteigerung würden – ceteris paribus – einen (frühzeitigen) Netzausbau erfordern. Die Versorgungssicherheit ist durch einen netzseitig hinsichtlich Menge und Zeit anreizfreien Strombezug weniger gewährleistet.

Wie oben bereits angesprochen ist es insbesondere das heutige kW-abhängige Entgeltsystem, das durch das Ziel der Lastglättung und die in dessen Erreichung implizierten Aspekte Lastspitzenvermeidung und Nichtvolatilität beinahe ideal auf die netzseitigen Interessen eingeht. Aus Sicht des Netzbetriebs ist die Starrheit des Verbrauchs nur dann kritisch zu betrachten, wenn es im Rahmen der Netzkapazitäten mangels Nachfrage nicht zur Zuführung von volatiler Einspeisung zu einer Verbrauchsstelle kommen kann. Dies ist definitiv als Problemstellung für den Netzausbau (Abtransport dieser volatilen Energie) und den Markt (unzureichende Nutzung günstiger Energie) anzusehen. Statische zeitabhängige Tarife (TOU) bieten angesichts der heutigen und zukünftigen Volatilität keine ausreichenden Möglichkeiten, um diese Problemstellungen zu lösen.

Die Betrachtung eines **kW-abhängiges Netzentgelt des Typs Day Ahead Real Time Pricing** simuliert erstens ein dynamisches Netzentgelt, zweitens und indirekt aber auch die Möglichkeit einer häufiger als einmal monatlich erfolgenden Maximallast-Messung. Aufgrund

²⁹ Dütschke E., Unterländer M., Wietschel M. (2012): Variable Stromtarife aus Kundensicht – Akzeptanzstudie auf Basis einer Conjoint-Analyse. Fraunhofer ISI Working Paper Sustainability and Innovation No. S 1/2012.

guter Prognosemöglichkeiten erscheint ein dynamisches, für die einzelnen Stunden des Folgetags festgelegtes Netzentgelt als effektivste Variante, die Netzinteressen und die Marktinteressen in Einklang zu bringen, da damit eine Umsetzungsvariante des Ampelmodells (hohe Netzentgelte signalisieren „rot“, niedrige „grün“) vorliegt. Einem tatsächlichen, kW-abhängigen, Day Ahead Real Time Netzentgelt stehen jedoch die Argumente (Quelle: Experteninterviews) entgegen, dass

- die Festlegung am Tag davor einen administrativen und organisatorischen Aufwand darstellt,
- die Netzkosten jedenfalls zu decken sind,
- kritische Situation (aktuell) nur an sehr wenigen Tagen im Jahr vorliegen,
- sich die Volatilität des Stromverbrauchs von GroßkundInnen signifikant erhöhen wird (was die Notwendigkeit eines Netzausbaus verursachen könnte) und
- GroßkundInnen neben der technischen Strom-Bedarfsplanung weitere zwei statt nur einen Parameter berücksichtigen müssen (Energiepreis und Ampelstatus).

Experteninterviews haben ergeben, dass GroßkundInnen kaum auf Echtzeitpreise reagieren würden, weil das kW-abhängige Netzentgelt aktuell einmal monatlich durch 1/4h-Maximum-Messung eruiert wird und eine kurzzeitige Reaktion (z.B. drei Stunden mit günstigen Energiepreisen) zu für ein ganzes Monat erhöhten Netzkosten führen würde. Müssen die Gewinne aus der Energiepreisschwankung diese Netzkosten kompensieren, so müssen diese Schwankungen außerordentlich hoch sein. Kürzere Messungszeiträume, die jedoch den Netzanliegen nicht zuwider stehen (d.h. deutlich länger als z.B. stündlich, also z.B. täglich oder wöchentlich), sind als Möglichkeit in Betracht zu ziehen. Ideal wäre, dass GroßkundInnen entsprechend dem Ampelmodell vom Netzbetreiber Freigabe- oder Beschränkungssignale für Mehrverbräuche erhalten.

Zur Gewährleistung der kurzfristigen Versorgungssicherheit erscheint die Möglichkeit für Netzbetreiber, bestimmte Lasten von GroßkundInnen mittels eines schaltbaren Tarifs zu kontraktierten, als zielführend. Dabei ist auch die Möglichkeit der aktiven Zuschaltung (d.h. nicht nur die Freischaltung des Zählers, sondern ein Schalten des Geräts) als Maßnahme zu erachten, auch wenn heute entsprechende technische Vorkehrungen fehlen und Zuschaltungen durch den Netzbetreiber einem rechtlichen Graubereich unterliegen.

Flex-Tarif

Entgelte und Bepreisung zur Steuerung von Lastflüssen im Stromnetz

Simon Moser
Energieinstitut an der JKU Linz

Projektbericht 6/9
***Erzeugungsseitige Systemnutzungsentgelte zur Finanzierung der
Netzinfrastuktur (G-Komponente)***

Linz, September 2014

Vorwort

Im Rahmen des Projektes „Flex-Tarif“ werden die Zielsetzungen sowie die ökonomischen, rechtlichen, technischen und sozialen Rahmenbedingungen einer Realisierung vorhandener Lastverschiebungspotenziale analysiert. Das Projekt untersucht die rechtliche Zulässigkeit und die Effektivität von unterschiedlichen Tarifmodellen und leitet Zielkonflikte, technische Enabler und Barrieren sowie soziale Effekte ab.

Der vorliegende Projektbericht **6/9 „Erzeugungsseitige Systemnutzungsentgelte“** wurde im Rahmen dieses Projektes erstellt. Weitere Projektberichte des Projektes Flex-Tarif sind:

1/9: Executive Summary

2/9: Einleitung und Rahmenbedingungen

3/9: Methode und Arbeitsdefinitionen

4/9: Rechtsanalyse

5/9: Anreizwirkung und Effektivität von flexiblen Tarifen

6/9: Erzeugungsseitige Systemnutzungsentgelte

7/9: EndkundInnen-seitige Automatisierung, Kommunikation, Erzeugung und Speicherung

8/9: EndkundInnen: Motivation, Akzeptanz und Verteilungseffekte

9/9: Handlungsempfehlungen



Das Projekt Flex-Tarif wird im Rahmen der 2. Ausschreibung des Programms *Energy Mission Austria* vom Klima- und Energiefonds beauftragt und finanziert.

Inhaltsverzeichnis

1	Grundlegendes zu erzeugungsseitigen Netzentgelten.....	4
1.1	Beschreibung und Definition.....	4
1.2	Vermeidung der Marktverzerrung am einheitlichen europäischen Markt („basic G“) ..	4
1.3	G-Komponente als Allokationssignal zur effizienten Standortwahl („locational G“) ..	5
1.3.1	G-Komponente in UK	6
1.3.2	G-Komponente in Schweden.....	6
1.3.3	Umsetzbarkeit der locational G	6
1.3.4	Zusammenfassung zur locational G	7
1.4	Einspeisecharakteristik als Variable der G-Komponente	7
1.5	G-Komponente als Allokationssignal zur Betriebsweise	8
1.6	Gedankenexperiment: 100% G-Komponente	8
2	G-Komponente in Österreich	9
2.1	Aktuelle Netzkostenbeteiligung der Einspeiser in Österreich	9
2.2	Industrielle Einspeisung	10
2.3	Photovoltaik.....	10
2.3.1	Berechnung des Entfalls von Netzentgelten durch PV.....	10
2.3.2	Exkurs: Hypothetische Ausweitung der Netzentgelte auf Einspeiser <5 MW? ..	12
2.3.3	Verteilung der Kosten dezentraler/volatiler Kleineinspeisung	12
2.3.4	Positionen der ExpertInnen	15

1 Grundlegendes zu erzeugungsseitigen Netzentgelten

Im Verhältnis zur konventionellen zentralen Einspeisung stellen einzelne dezentrale Erzeugungsanlagen (DEA) im Durchschnitt geringere Leistungen sowie eine geringere Produktion bereit und sind geografisch verteilt. Im Projekt soll ein ganzheitlicher Blick auf das Thema *erzeugungsseitige Netzentgelte* und den damit verbundenen Möglichkeiten geworfen werden und die Ergebnisse sollen dann auf spezifische Problematiken (mit Fokus Österreich) heruntergebrochen werden.

Ziel dieser Analyse ist auch das Aufzeigen von Möglichkeiten, wie DEA technisch und wirtschaftlich effizient in das Smart Grid eingebunden werden können. Österreichische Stakeholder haben noch keine eindeutigen und/oder übereinstimmenden Positionen entwickelt, verlautbart und/oder im ExpertInneninterview angegeben (wenngleich auch Interessenslagen und Präferenzen kundgetan wurden, vgl. 2.3.4). Daher werden in diesem Papier keine Empfehlungen abgeleitet.

1.1 Beschreibung und Definition

Die G-Komponente ist jener Anteil der Netzkosten, der von Einspeisern (G für Generation) bezahlt wird. Die restlichen Netzkosten sind von den Verbrauchern (Load oder L-Komponente) zu bezahlen (die Transmissions- bzw. T-Komponente¹ wird hier vernachlässigt). Gleich wie die Netzentgelte für Entnehmer ist auch die Art der Festlegung der Netzentgelte für Einspeiser gesetzlich festgelegt, aber grundsätzlich veränderbar.

Die unterschiedlichen Variationen der G-Komponente reflektieren die verschiedenen aus der Einspeisung für die Netzinfrastruktur entstehenden Kosten:

- Ein „basic G“ spiegelt die **grundsätzliche Zuordnung** von Teilen der Netzkosten zu den Einspeisern wider. Die Abrechnung kann dabei jährlich bzw. bei Betrieb pauschal, nach Leistung (kW) oder Produktion (kWh) erfolgen.
- Das „locational G“ kann Anreize für eine kosteneffiziente **Standortwahl** der Kraftwerke setzen. Es soll vermieden werden, dass für die Standortentscheidung ausschließlich produktionsrelevante Parameter gewählt herangezogen werden und (über die Netzkosten sozialisierte) Anschlusskosten außen vor bleiben.
- Das Ausmaß der **Volatilität** der Erzeugung kann ebenso eine wesentliche Rolle bei der Festlegung der Netzentgelte für Einspeiser darstellen.
- Des Weiteren kann über kurzfristigere Netzentgelt-Anreize die **Betriebsweise** des Kraftwerks, z.B. in Engpasssituationen, beeinflusst werden.

1.2 Vermeidung der Marktverzerrung am einheitlichen europäischen Markt („basic G“)

In einem „Single Market“, also bei einem hypothetischen grenzüberschreitenden Stromhandel, ist die G-Komponente so auszulegen, dass sie die Strompreise nicht verzerrt. D.h. erstens, dass sie in allen Ländern gleich sein soll und zweitens, dass auch eine gleiche Festlegung keine Marktverzerrung bewirken soll; z.B. wurde auf EU-Ebene eine relative Kostenverteilung von 25% G vs. 75% L diskutiert (im Jahr 2002). Allerdings impliziert dies,

¹ Auf die Bedeutung für das Netz, ob Energie von weit entfernt oder lokal bezogen wird, ist jedoch hinzuweisen.

dass bei unterschiedlich hohen nationalen/regionalen Netzkosten automatisch unterschiedlich hohe Einspeiseentgelte festgelegt werden; dies widerspricht einer Harmonisierung der Wettbewerbsbedingungen.²

Aufgrund der Verzerrung durch eine relative Festlegung diskutieren Müller-Kirchenbauer und Nailis (2002) eine absolute Kostenverteilung in Euro/MWh. Diese eliminiere Verzerrungen im Erzeugerwettbewerb. In einer Region bzw. einem Land mit relativ höherer Einspeisung entlastet eine in Absolutwerten pro kWh festgelegte G-Komponente aber die Entnehmer. Müller-Kirchenbauer und Nailis (2002) leiten daraus die Frage ab, ob eine absolute G-Komponente mit dem Prinzip der Verursachungsgerechtigkeit (Nachfrager als Nutzer des Stroms und damit als Verursacher) konform ist, lassen diese Frage aber unbeantwortet.

Jedoch stellen sie fest, dass bei einem „Basic G“ in Höhe von 0% = 0 Euro/MWh voll dem „verbrauchsorientierten Zweck und Aufbau der Elektrizitätsversorgung“ (d.h. Verursachungsgerechtigkeit) entsprochen wird und es sich darüber hinaus um die „einfachste, transparenteste und praktikabelste Form“ der netzkostendeckenden Harmonisierung handelt.

1.3 G-Komponente als Allokationssignal zur effizienten Standortwahl („locational G“)

Die Wirtschaftlichkeit von Standorten für Sonnen- und Windenergie hängt stark von den örtlichen Gegebenheiten ab. Speziell wenn es zu einer Sozialisierung der Netzkosten und Netzausbaukosten kommt, werden diese bei der betriebswirtschaftlichen Standortentscheidung nicht beachtet (externer Effekt), was zu einer volkswirtschaftlich ineffizienten Standortentscheidung führen kann (Bieberbach et al., 2012).³

Allokationssignale an die Einspeiser (locational G) können Netzverlusten und Kapazitätsgrenzen entgegenwirken (Müller-Kirchenbauer und Nailis, 2002). Die Anschluss- bzw. Netzausbaukosten für Stromerzeugungsanlagen können über das Einspeise-Entgelt (G-Komponente) bei der Standortentscheidung internalisiert werden, indem dieser Teil der G-Komponente auch den Standort abbildet. D.h. eine zunehmende Distanz zum Verbraucher bzw. Hauptstromnetz wirkt sich negativ auf die Wirtschaftlichkeit des Kraftwerks aus. Auch, so argumentieren Bieberbach et al. (2014), erhalten Standorte einen wirtschaftlichen Wert, wenn kein/kaum Netzausbau notwendig ist. Dies sollte zu einer volkswirtschaftlich optimalen Allokation der erneuerbaren wie auch der konventionellen Erzeugung führen.

Ein **Bonus-Malus-System** kann auch bei einem über alle Entnehmer kumulierten Gesamtbeitrag von $G = 0\%$ bzw. 0 Euro Allokationssignale geben (Müller-Kirchenbauer und Nailis, 2002).

² Müller-Kirchenbauer J., Nailis D. (2002): Novellierung der EU-Richtlinien und Harmonisierung der Netztarifierung aus kommunaler Sicht. Untersuchung, Wirkungsanalyse und Gestaltung von Vorgaben der EU zur Netznutzungstarifierung im Auftrag kommunaler Unternehmen (G:T:L-Studie). Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH, Aachen. Web: http://www.bet-aachen.de/fileadmin/redaktion/PDF/Veroeffentlichungen/2002/BET_GTL-Studie.pdf, 2014-02-26.

³ Bieberbach F., Lerchl H., Eidt S., Zoldt R. (2014): Ein koordiniertes europäisches Marktdesign für erneuerbare Energien in der Stromversorgung. et Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Februar 2014. Web: <http://www.et-energie-online.de/AktuellesHeft/Topthema/tabid/70/NewsId/60/Ein-koordiniertes-europaisches-Marktdesign-fur-erneuerbare-Energien-in-der-Stromversorgung.aspx>, 2014-02-25.

1.3.1 G-Komponente in UK

Im britischen Netzpreissystem unterliegt das Entgelt „Transport Network Use of System“ einer zonalen/geographischen Einteilung. In 15 Regionen reichen die jährlichen Tarife von 0 bis etwa 22 Pfund/kW (Nordschottland). In fünf Regionen finden negative Tarife Anwendung (bis -8 Pfund/kW, u.a. in z.B. in Central London). Frontier Economics (2008, S.64f) schlussfolgern, dass die Standortentscheidungen in UK als effizient anzusehen sind, da „die Kraftwerke die mit der Standortwahl einhergehenden zusätzlichen Netzkosten vollständig tragen“. Das Allokationssignal sei in der „Praxis dennoch nur eingeschränkt wirksam“.⁴

Im Fall von Kohlekraftwerken dominieren erschlossene Kraftwerkstandorte bzw. Kohlefelder die Standortentscheidung. Ähnliches gilt für die Windstromerzeugung (windbedingt). Auf Österreich nicht übertragbar, aber erwähnt sei auch, dass auch die Standortentscheidung bei Kernkraftwerken (politisch bedingt) und bei Gaskraftwerken (Bau nahe LNG Terminals zur Vermeidung von Gastarifen) in geringem Zusammenhang mit den Netztarifen gesehen werden.

Laut Frontier Economics (2008) spricht v.a. die Einfachheit und Transparenz für die Netznutzer für eine zonale Aufteilung, von Nachteil sind möglicherweise notwendige Neudefinitionen von Zonengrenzen und eine weniger „zielgenaue“ Differenzierung der Entgelte.

1.3.2 G-Komponente in Schweden

Das schwedische Stromnetz ist durch drei strukturelle Engpässe charakterisiert, woraus sich vier Zonen ergeben. Die Ausspeisetarife⁵ variieren von 5,20 Euro/kW im laststarken Süden bis 1,20 Euro/kW im lastschwachen Norden, umgekehrt variieren die Einspeisetarife von 0,55 Euro/kW im Süden bis 2,75 Euro/kW im Norden, wo ein Erzeugungsüberschuss aufgrund der Wasserkrafteinspeisung herrscht. Wie im britischen Fall schlussfolgern Frontier Economics (2008, S.67f), dass die „langfristige Steuerungswirkung des schwedischen Netzpreissystems auf der Erzeugungsseite als sehr eingeschränkt einzuschätzen“ ist. Die Lage von Wasserkraftwerken könne nur wenig beeinflusst werden, Atomkraftwerke dürften (Stand 2008) keine neue gebauten werden, die Erzeugung aus Kohle ist gering und der Standort von Gaskraftwerken ist von der Verfügbarkeit (Pipelines) abhängig.

1.3.3 Umsetzbarkeit der locational G

Die Aufteilung, wer nun elektrisch bzw. geographisch verbrauchsfern und verbrauchsnahe produziert, kann nach Müller-Kirchenbauer und Nailis (2002) in geografisch differenzierten Zonen geschehen. Dazu gibt es jedoch unterschiedliche Auffassungen – vor allem über die Anzahl und damit Genauigkeit der Zonen. Die Monopolkommission (2013, S. 207f) schlägt zur Umsetzung einer allokativen G-Komponente folgende grundsätzliche Vorgehensweise vor:⁶

⁴ Frontier Economics Ltd. (2008): Notwendigkeit und Ausgestaltung geeigneter Anreize für eine verbrauchsnahe und bedarfsgerechte Errichtung neuer Kraftwerke. Ein Gutachten für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie. November 2008.

⁵ Angaben in Frontier Economics Ltd. (2008) in Schwedischen Kronen, angewandter Umrechnungsfaktor 1 SEK = 0,11 Euro).

⁶ Monopolkommission (2013): Energie 2013: Wettbewerb in Zeiten der Energiewende. Sondergutachten der Monopolkommission gemäß § 62 Abs. 1 EnWG. Bonn, 5. September 2013. Web: http://www.monopolkommission.de/sq_65/s65_volltext.pdf, Download: 2014-02-26.

„Bei der Lösung zur Überwindung von Netzenspässen sollte der Fokus nicht einseitig auf dem Netzausbau liegen. Alternativ gibt es eine ganze Reihe von Netzausbaualternativen, welche unbedingt verstärkt in die Netzausbauplanungen einfließen sollten. So sollte die Bundesregierung prüfen, ob der notwendige Netzausbau durch zusätzliche Maßnahmen effizient reduziert werden kann. Die Monopolkommission schlägt insbesondere vor, ein von den Erzeugern von Strom zu tragendes Netzentgelt bzw. eine Netzprämie einzuführen, die den Zu- und Rückbau von konventionellen und erneuerbaren Erzeugungsanlagen räumlich steuern soll. Eine solche Netzentgeltkomponente (G-Komponente) könnte wie folgt ausgestaltet werden:

- Im Rahmen des jährlichen Netzentwicklungsplans werden Netzenspässe seitens der Übertragungsnetzbetreiber und mit Genehmigung der Bundesnetzagentur identifiziert. Die Übertragungsnetzbetreiber kalkulieren zudem langfristige Grenzkosten bzw. den Grenznutzen der Netzbelastung bzw. die Entlastung durch die Einspeisung von Strom in verschiedenen Netzzonen.*
- Als Folge der Analyse definieren die Übertragungsnetzbetreiber Preiszonen, in denen aus der langfristigen Grenzbelastung/Entlastung ein negatives/positives Netzentgelt (G-Komponente) berechnet wird (Euro pro Megawattstunde Einspeisung). Negative und positive Zahlungen sollten dabei so kalkuliert werden, dass sie sich innerhalb eines Jahres aufheben, sodass die G-Komponente letztlich aufwandsneutral den Zubau von Erzeugungsanlagen räumlich steuert.*
- Erzeuger von konventionellem und erneuerbarem Strom zahlen zukünftig jährlich ein an ihren Einspeisungen bemessenes Entgelt aus der G-Komponente oder erhalten eine Prämie. Bei Betreibern von EE-Anlagen lässt sich die Abrechnung der G-Komponente mit verhältnismäßig geringem Aufwand in die Abrechnungen zur EEG-Förderung und zur Marktprämie integrieren.“*

1.3.4 Zusammenfassung zur locational G

Die Erfahrungen zur G-Komponente als Allokationssignal sind nicht eindeutig. Gelingt es, dass die Einspeiser tatsächlich die Kosten des zusätzlichen, für sie notwendigen Netzausbaus und langfristigen Netzbetriebs tragen, so ist von einer effizienten Standortwahl auszugehen.

Für eine stärkere Aufteilung der Zonen (bis hin zu einem tatsächlich lokalen, d.h. **vom einzelnen Verteilnetz abhängigen G-Komponente**) liegen keine Erfahrungen – und nach einer umfassenden Literaturrecherche – auch keine Evaluierungen der Möglichkeiten vor.

1.4 Einspeisecharakteristik als Variable der G-Komponente

Bieberbach et al. (2014) stellen fest, dass die Einspeisecharakteristik eines Kraftwerks ebenso wie der Standort für die Bestimmung einer G-Komponente herangezogen werden kann: *„Die Entgelthöhe ist abhängig vom Netzanschlusspunkt [...] und der Einspeisecharakteristik. Bspw. würde dann ein Gaskraftwerk am Höchstspannungsnetz in einem Verbrauchsschwerpunkt als verbrauchsnahe, regelbarer und gesicherter Einspeiser einen Bonus vom Netz erhalten. Ein Windpark [...], der [...] fluktuierend einspeist, kompensiert über die G-Komponente die zusätzlichen Betriebs- und Ausbaukosten des Netzes.“*

Es kann geschlussfolgert werden, dass eine verstärkte Beachtung der Volatilität insbesondere auch eine Beachtung der Anschlussleistung (im Gegensatz zur gelieferten Energiemenge) bedeutet. Bieberbach et al. (2014) stellen des Weiteren fest, dass bei hoher Volatilität „Vorhaltekosten für gesicherte Kraftwerksleistung“ anfallen, die abgegolten werden müssen. Ceteris paribus (d.h. bei gleicher Qualität des Standorts) würde die Beachtung der Volatilität eine klare Nachreihung volatiler bzw. „unsicherer“ Lasten wie PV und Wind gegenüber konstanten bzw. planbaren bzw. „gesicherten“ Lasten wie Gas- Kohle oder Großwasserkraft darstellen.

1.5 G-Komponente als Allokationssignal zur Betriebsweise

Die Allokationssignale auf Stromerzeugungsanlagen können nach kurzfristigen und langfristigen Signalen unterschieden werden. Langfristige Allokationssignale sollen, wie ausgeführt, Einfluss auf den Bau (Standortwahl) von zukünftigen Stromerzeugungsanlagen haben. So wird Kraftwerken ein Malus auferlegt, wenn diese verbrauchsfern errichtet werden, während jene einen Bonus erhalten, die verbrauchsnahe erzeugen und damit einen geringeren Netzausbau verursachen. Kurzfristige Allokationssignale (jährlich adaptiert sowie Handel von Kapazitäten) wirken auf die Betriebsweise des Kraftwerkes. Sie sollen Einfluss auf **Verluste** und die **Ausnutzung von Engpässen** haben (Müller-Kirchenbauer und Nailis, 2002).

Auch kann über die G-Komponente die Regelbarkeit des Kraftwerks abgegolten werden. Volatile Kraftwerke – und damit gar nicht flexible – würden hier stärker belastet als teilweise oder zu einem gewissen Grad flexible (Laufkraftwerke), die geringste Belastung kommt hoch regelbaren gasgefeuerten oder Pumpspeicher-Kraftwerken zu.

1.6 Gedankenexperiment: 100% G-Komponente

Es wird angenommen, dass die Gesamtheit der Einspeiser die gesamten Kosten des Stromnetzes trägt, d.h. die Load-Komponente null ist.

- Eine G-Komponente von 100% geht auch am einheitlichen europäischen Markt mit dem Verursachungsprinzip konform, soweit es die Netzkosten betrifft, denn die von den Einspeisern getragenen Netzkosten werden auf die Konsumenten überwälzt.
- Eine G-Komponente von 100% stellt eine Verzerrung am Markt dar, da in unterschiedlichen Ländern/Regionen aufgrund geographischer oder anderer Umstände unterschiedliche Netzkosten anfallen und damit eine kWh unterschiedlich belastet wird. Zur Harmonisierung bedürfte es einer einheitlichen europäischen Regulierung.
- Der Netzbetreiber verrechnet die regulierten Beträge an die Einspeiser, die Einspeiser geben die Kosten an die Vertriebe und diese an den Endkunden weiter. Es gilt zu bedenken, dass die Kostenweitergabe durch den Vertrieb an den Endkunden folglich marktorientiert ist und Verteilungseffekte (Bevorzugung von Großkunden, vgl. Strompreis für die Industrie) zu erwarten sind.

Es folgt: Eine G-Komponente von 100% ist mit hohen Anforderungen an die Regulierung und unklaren, eventuell starken Verteilungseffekten verbunden.

2 G-Komponente in Österreich

2.1 Aktuelle Netzkostenbeteiligung der Einspeiser in Österreich

Der Beitrag zu den Netzkosten, der von den Einspeisern aufgebracht wird, wird im EIWOG 2010 festgelegt. Zu den Begriffen: „Netzbenutzer“ sind natürliche oder juristische Personen, die „Einspeiser“ oder „Entnehmer“ sind. Die Werte entstammen der Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2012 in der Fassung der Novelle 2014 (im Folgenden als SNE-VO 2014 bezeichnet).

Tabelle 2-1: Überwälzung der Netzkosten laut EIWOG 2010 und SNE-VO 2014

G-Komponente in Österreich
Das Netznutzungsentgelt , das den Hauptteil der Netzkosten ausmacht, wird exklusiv von den Entnehmern bezahlt (§ 52 EIWOG 2010).
<p>Das Netzverlustentgelt ist von Entnehmern und Einspeisern zu entrichten. Einspeiser, einschließlich Kraftwerksparks, mit einer Anschlussleistung bis inklusive fünf MW sind von der Entrichtung des Netzverlustentgelts befreit. Das Netzverlustentgelt ist arbeitsbezogen festzulegen (§ 53 EIWOG 2010).</p> <p>Die SNE-VO 2104 legt für Entnehmer und Einspeiser das gleiche Entgelt von minimal 0,00038 Euro/kWh (NE1) bis 0,004 Euro/kWh (Maximalpreis in NE7) fest.</p>
Durch das Netzzutrittsentgelt werden dem Netzbetreiber alle angemessenen und den marktüblichen Preisen entsprechenden Aufwendungen abgegolten, die mit der erstmaligen Herstellung eines Anschlusses an ein Netz oder der Abänderung eines Anschlusses infolge Erhöhung der Anschlussleistung eines Netzbenutzers unmittelbar verbunden sind. Das Netzzutrittsentgelt ist einmalig zu entrichten und dem Netzbenutzer auf transparente und nachvollziehbare Weise darzulegen. Sofern die Kosten für den Netzanschluss vom Netzbenutzer selbst getragen werden, ist die Höhe des Netzzutrittsentgelts entsprechend zu vermindern. Das Netzzutrittsentgelt ist aufwandsorientiert zu verrechnen, wobei der Netzbetreiber eine Pauschalierung für vergleichbare Netzbenutzer einer Netzebene vorsehen kann (§ 54 EIWOG 2010).
Das Netzbereitstellungsentgelt wird Entnehmern bei Erstellung des Netzanschlusses oder bei Überschreitung des vereinbarten Ausmaßes der Netznutzung als leistungsbezogener Pauschalbetrag für den bereits erfolgten sowie notwendigen Ausbau des Netzes zur Ermöglichung des Anschlusses verrechnet (§ 55 EIWOG 2010).
<p>Durch das Systemdienstleistungsentgelt werden dem Regelzonenführer jene Kosten abgegolten, die sich aus dem Erfordernis ergeben, Lastschwankungen durch eine Sekundärregelung auszugleichen. Das Systemdienstleistungsentgelt beinhaltet die Kosten für die Bereithaltung der Leistung und jenen Anteil der Kosten für die erforderliche Arbeit, der nicht durch die Entgelte für Ausgleichsenergie aufgebracht wird. Das Systemdienstleistungsentgelt ist arbeitsbezogen zu bestimmen und ist von Einspeisern, einschließlich Kraftwerksparks, mit einer Anschlussleistung von mehr als fünf MW regelmäßig zu entrichten. Bemessungsgrundlage ist die Bruttoerzeugung (an den Generatorklemmen) der jeweiligen Anlage bzw. des Kraftwerksparks. Sofern die Verbindungsleitung(en) der Anlage zum öffentlichen Netz eine geringere Kapazität aufweist (aufweisen) als die Nennleistung der Erzeugungsanlagen, so ist die Bemessungsgrundlage die Anzahl der Betriebsstunden der Anlage multipliziert mit der Nennleistung (Absicherung der Zuleitung) der Verbindungsleitung zum öffentlichen Netz. Die zur Verrechnung des Systemdienstleistungsentgelts notwendigen Daten sind von den zur Zahlung verpflichteten Erzeugern dem Regelzonenführer jährlich bekannt zu geben. (§ 56 EIWOG 2010).</p> <p>Die SNE-VO 2104 legt für Einspeiser ein Entgelt von 0,00163 Euro/kWh fest.</p>

G-Komponente in Österreich

Durch das vom Netzbetreiber zu entrichtende **Entgelt für Messleistungen** werden dem Netzbetreiber jene direkt zuordenbaren Kosten abgegolten, die mit der Errichtung und dem Betrieb von Zähleinrichtungen verbunden sind (§ 57 EIWOG 2010).

Die SNE-VO 2104 legt folgende Kosten pro Monat fest: für die Lastprofilzählung 50,00 Euro, für die Viertelstundenmaximumzählung 9,00 Euro, für die Drehstromzählung 2,40 Euro, für die Wechselstromzählung 1,00 Euro, für die Blindstromzählung 2,40 Euro, für eine Tarifschaltung 1,00 Euro, für die Prepaymentzählung 1,60 Euro.

Die Netzbetreiber sind berechtigt, Netzbetreibern für die Erbringung **sonstiger Leistungen**, die nicht durch die Entgelte gemäß § 51 Abs. 2 Z 1 bis 6 und 8 abgegolten sind, und vom Netzbetreiber unmittelbar verursacht werden, ein gesondertes Entgelt zu verrechnen (§ 58 EIWOG 2010).

Es folgt, dass beim Bau von dezentralen Erzeugungsanlagen (DEA) nach der aktuellen Rechtslage ein Netzzutrittsentgelt verrechnet werden kann. Da es sich um tatsächliche, zuordenbare Kosten handelt, sind diese beim Bau einer DEA mit wenigen kW, die den Haushaltsanschluss nicht übersteigt, quasi nicht zu verrechnen. Das Netzbereitstellungsentgelt, das die Kosten des allgemeinen, nicht direkt zuordenbaren Netzes abdeckt, würde seinem Sinn gemäß auch bzw. speziell auf synchron verlaufende Einspeisung anfallen, ist aber nach gegebener Rechtsordnung nur auf Entnehmer anzuwenden.

2.2 Industrielle Einspeisung

Aus den Experteninterviews ergaben sich Hinweise, dass die Nutzung von planbaren, nicht-volatilen Kraftwerken netzseitigen bzw. regulatorischen Vorgaben unterliegt, welche hindernd auf einen Einsatz der Kraftwerksleistung nur in wenigen Stunden monatlich wirken. Hier sind weitere Forschungen zu Aufwänden und Nutzen regulatorischer Änderungen vonnöten.

2.3 Photovoltaik

2.3.1 Berechnung des Entfalls von Netzentgelten durch PV

In den ExpertInneninterviews wird auf die Umverteilungswirkung von PV hingewiesen, weil jene KundInnen mit PV-Anlagen weniger kWh beziehen während die Netzkosten in der aktuellen Regulierung weiterhin primär nach kWh auf die Entnehmer aufgeteilt werden. Das Ausmaß der Umverteilungswirkung soll hier quantifiziert werden.

Für einen durchschnittlichen Haushalt in einem Ein- oder Zweifamilienwohnhäuser (im Folgenden mit EFH abgekürzt/zusammengefasst) werden 4.000 kWh/a Verbrauch unterstellt,⁷ das ergibt 220 Euro exkl. USt. Systemnutzungsentgelt, davon 170 Euro kWh-abhängigen Arbeitspreis.⁸

Die Statistik Austria gibt für 2011 einen Bestand von etwa 2 Mio. EFH an. Einige EFH befinden sich in für PV weniger geeigneten Lagen (Nordseite), andere haben eine weniger geeignete Ausrichtung, wieder andere haben bauliche Hemmnisse (seitliche Dachgiebel, o.Ä.). In manchen EFH ist das Potenzial für PV aufgrund anderer, haushaltsbezogener

⁷ Jetzinger, Wohlmuth, Schmid (2014): Eigenverbrauch von PV-Energie. 13. Symposium Energieinnovation, 2014, Graz/Austria.

⁸ Durchschnitt der Entgelte laut Tarifikalkulator in den Netzen NÖ und OÖ.

Hemmnisse (Interesse, Leistbarkeit etc.) nicht realisierbar. Es wird daher die Annahme getroffen, dass langfristig PV-Anlagen mit bis zu 5 kWp auf maximal 25% der EFH realisiert werden (Anzahl: 500.000 Anlagen).

Bei einem Autonomiegrad (Anteil der Bedarfsdeckung durch selbst produzierten Strom) von 26%⁹ entfallen Netzentgelte von 44,2 Euro pro Jahr und Haushalt mit PV-Anlage bzw. 22,1 Mio. Euro pro Jahr für ganz Österreich.

Aufgrund der aktuellen Lastgangmessungen bei Gewerbebetrieben und dem daraus folgenden hohen Leistungsanteil für die Netzkosten ergibt sich nur eine geringe Senkung der Netzentgelte durch den Eigenverbrauch von PV-Anlagen bei Gewerbebetrieben. Überschlagsmäßig wird für betriebliche PV-Anlagen (deutlich geringere Anzahl, im Durchschnitt deutlich größere Anlagen, Konzentration der Netzentgelte auf Leistung) ein Entfall von etwa 8 Mio. Euro Netzentgelten *angenommen*.

Aus E-Control (2013, S.53) lassen sich jährliche österreichische Netzgesamtkosten von etwa 1,65 Mrd. Euro ableiten (Tabelle 2-2).¹⁰ Die durch die kundenseitige Eigenerzeugung durch PV entgangenen Netzentgelte entsprechen 1,8% der Netzgesamtkosten. Zu bedenken ist: Die **entgangenen Netzentgelte** treten in Netzgebieten mit einem höheren Anteil an PV-Nutzung verstärkt auf. PV verursacht durch die synchrone Einspeisung Lastspitzen, die einen Ausbau der Netzinfrastruktur erforderlich machen. Die E-Control setzt gemäß Experteninterview pauschal über alle Verteilnetze Österreichs Ausbaurkosten von 140 Mio. Euro/a bis 2020 an. Die **Kosten des Netzausbaus** betreffen wiederum ebenjene Netzgebiete, die einen höheren Anteil an PV-Nutzung aufweisen.

Tabelle 2-2: Jährliche Netzkosten, berechnet aus E-Control (2013).

Netzebene	[Mio. Euro]
3	46
4	49
5	228
6	170
7, gemessen	206
7, nicht gemessen	923
7, unterbrechbar	48
Summe	1.650

⁹ Maier, Groß, Litzlbauer, Schuster, Zeilinger (2014, S.11): Eigenverbrauchssteigerung in Haushalten durch Demand Side Management. 13. Symposium Energieinnovation, 2014, Graz/Austria.

¹⁰ E-Control (2013): Tätigkeitsbericht 2012. Die Reduktion von 30.9.2001 bis 1.1.2013 entsprach 26,7% oder 601 Mio. Euro. Da nur der Letztstand 2013 interessant ist, ist es vernachlässigbar, dass es sich um nominelle Werte handelt.

2.3.2 Exkurs: Hypothetische Ausweitung der Netzentgelte auf Einspeiser <5 MW?

Für diesen Exkurs wird angenommen, dass eine private PV-Anlage mit 5 kWp bei einem Haushalt installiert wird, die direkt ins Stromnetz (NE7) einspeisen könnte und 5.000 kWh/a erzeugt. 26%,¹¹ also 1.300 kWh, entfallen auf Eigenverbrauch, die Einspeisung liegt damit bei 3.700 kWh.

- Es sind 0,004 Euro/kWh Netzverlustentgelt zu entrichten (hier: 14,8 Euro).
- Das Netzzutrittsentgelt wird vom Netzbetreiber festgelegt. Dieses fällt auch in der aktuellen Regulierung an.
- Es sind 0,00163 Euro/kWh Systemdienstleistungsentgelt zu entrichten (hier: 6,03 Euro).
- Es wird als Zählpunkt ein Drehstromzähler angenommen (28,80 Euro). Dieses Entgelt fällt auch in der aktuellen Regulierung an.

Durch eine hypothetische Ausweitung der Netzentgelte auf Einspeiser mit weniger als 5 MW Leistung (der Trade-Off mit zusätzlichen Administrationskosten ist in einer volkswirtschaftlichen Erhebung zu beachten), d.h. einer Einhebung der Netzentgelte auch bei privaten PV-Anlagen, fallen für eine repräsentative Anlage zusätzliche Entgelte von 20,83 Euro/a an. Unter den getroffenen Annahmen ergeben sich bei 500.000 PV-Anlagen (zu 5 kWp) **zusätzliche Netzentgelte von 10,4 Mio. Euro/a**. Gewerbliche PV-Anlagen sind hier noch nicht berücksichtigt. Mit erhöhtem Eigenverbrauch können diese Entgelte reduziert werden. Darüber hinaus reduzieren sich mit erhöhtem Eigenverbrauch auch die als Entnehmer anfallenden Netzentgelte.

Es lässt sich ableiten, dass durch diese hypothetische Ausweitung etwa die Hälfte der entfallenen Netzentgelte eingehoben werden könnten. Die zusätzlichen Netzentgelte decken jedoch nur weniger als 10% der 140 Mio. Euro/a an Ausbaukosten, die von der E-Control veranschlagt werden.

2.3.3 Verteilung der Kosten dezentraler/volatiler Kleineinspeisung

Selbstredend sind für das Netz nur jene DEA-Anlagen interessant, die sich nicht in Insellagen befinden. Die aus Netzsicht aktuell entstehenden Veränderungen setzen sich zusammen aus

- durch Eigenproduktion mittels DEA entgangenen Netzentgelten (bei gleich bleibender Verfügbarkeit des Netzes), sowie den
- abgeschätzten Kosten des für DEA notwendigen Netzausbaus, primär im Verteilnetz, im Ausmaß von 140 Mio. Euro/a.

Tatsache ist also, dass der Ausbau dezentraler Erzeugungsanlagen (DEA) Veränderungen in den Netzkosten bzw. deren Zuteilung bringen wird. Dementsprechend stellt sich die Frage, ob die Verteilung der Kosten nach aktueller Rechtslage als „fair“ anzusehen ist bzw. welche Alternativen der Kostenverteilung anzudenken sind. Österreichische Stakeholder haben noch keine eindeutigen Positionen entwickelt, verlautbart und/oder im ExpertInneninterview angegeben. Auch Grundsätze der Kostenverteilung (d.h. die Frage, was „fair“ ist) wurden kaum artikuliert. Dementsprechend konzentriert sich die folgende Analyse auf die Bereitstellung von Varianten der Verteilung der Kosten. Basis für diese Varianten bilden *Möglichkeiten*, wie sie in ExpertInneninterviews erwähnt wurden.

¹¹ Maier, Groiß, Litzlbauer, Schuster, Zeilinger (2014, S.11): Eigenverbrauchssteigerung in Haushalten durch Demand Side Management. 13. Symposium Energieinnovation, 2014, Graz/Austria.

2.3.3.1 Status Quo (aktuelle Rechtslage)

Das monetär vorrangige Systemnutzungsentgelt, das Netznutzungsentgelt, wird aktuell bei nicht lastgemessenen KundInnen primär über ein Entgelt pro kWh verrechnet. Das durch den Eigenverbrauch entgangene Netznutzungsentgelt wird auf die verbleibenden kWh aufgeschlagen und sozialisiert. (Gleiches ist übrigens auch bei kundInnenseitigen Energieeffizienzmaßnahmen und den daraus resultierenden Einsparungen der Fall.)

Durch den DEA-Ausbau entstehende Netzkosten werden über das Netznutzungsentgelt, bei nicht lastgemessenen Kunden primär über ein Entgelt pro kWh, sozialisiert. Aufgrund des geringeren kWh-Verbrauchs von KundInnen im Besitz einer DEA tragen sie relativ weniger Kosten.

Die Sozialisierung der aus dem Bau und der Nutzung der DEA entstehenden Kosten stellt eine indirekte Förderung von DEA dar. Eine Änderung der Netztarifierung durch verstärkte Konzentration auf leistungsabhängige oder pauschale Entgelte senkt auch das Ausmaß der Kosten-Sozialisierung.

2.3.3.2 Individuelle Kostenträgerschaft (Variante „first come, first serve“)

Ist in einem Netzabschnitt keine weitere Integration von DEA möglich, so zahlt jener, der die nächste DEA erbaut, die Ausbaukosten des Netzes (Netzzutrittsentgelt im Sinne der SNE-VO 2012). D.h. das Netz wird nicht ausgebaut, der Netzbetreiber hat die Legitimation, weitere DEA zu verbieten bzw. verhindernde Netzzutrittsentgelte auszusprechen.

Es ist rechtlich zu hinterfragen, ob diese nur dann verrechnet werden können, wenn es sich um tatsächliche, zuordenbare Kosten handelt. Insbesondere beim Bau einer DEA mit wenigen kW, die den vereinbarten Haushaltsanschluss nicht übersteigt, ist ein Netzzutrittsentgelt nur eingeschränkt legitimiert.¹² Die durch die synchrone Einspeisung aus DEA (PV) anfallenden Kosten sind nicht einem einzelnen Kunden zuordenbar. Grundsätzlich wäre hier ein Netzbereitstellungsentgelt laut SNE-VO 2012 zu verrechnen, jedoch findet dieses laut EIWOG 2010 nur auf Entnehmer Anwendung.

2.3.3.3 Gemeinschaftliche Kostenträgerschaft (Variante „alle mit DEA zahlen“)

Die Kosten des aus DEA resultierenden Netzausbaus werden prognostiziert (vgl. Schätzung der E-Control: 140 Mio. Euro/a, also 1 Mrd. Euro im Zeitraum 2014-2020). Diese Kosten werden auf die Netznutzer mit DEA verteilt.

- Angesichts des Eingriffs in eine bereits getätigte Investitionsentscheidung besteht die praktische Möglichkeit, als Kostenträger nur Erbauer neuer DEA heranzuziehen. Im ExpertInnenworkshop wurden Einmalzahlungen von neuen PV-Anlagen-Betreibern von 230 Euro pro kWp als Entschädigungsvariante genannt.
- Eine Aufteilung der Kosten nach Netzgebiet ist möglich. Dies führt zu einer geringeren Belastung der Netznutzer mit DEA in Gebieten mit geringerer DEA-Dichte bzw. geringerer Netzausbau-Notwendigkeit (Städte).
- Dieses „Herunterbrechen“ kann auch soweit gehen, dass die Kosten für einzelne Netzabschnitte (hinter einem Trafo) berechnet werden. Administrative Aufwände in signifikanter Höhe und/oder Ungenauigkeiten sind bei Berechnung und Verrechnung zu beachten.

¹² zur genauen Schwelle bzw. zum Unterschied von Bezug und Einspeisung vgl. TOR

2.3.3.4 Entschädigungsvariante 1: keine neue DEA

Die Kosten des aus DEA resultierenden Netzausbaus werden vermieden, indem der vermeintliche Erbauer einer DEA eine Entschädigung für den Nicht-Bau erhält. Diese Entschädigung kann vom gesamten Netzbereich, von allen bzw. neuen DEA im Netzbereich, vom Netzabschnitt (z.B. hinter Trafo) oder von allen bzw. neuen DEA im Netzabschnitt kommen.

Fazit: Diese Variante kann dazu führen, dass Haushalte, die keine DEA erbauen wollen, vorgeben, ebendies doch zu wollen, um eine Entschädigung zu erhalten (Free Rider).

2.3.3.5 Entschädigungsvariante 2: P(U)

Der Netzbetreiber hat das Recht, bei Schwankungen der Power Quality die eingespeiste Leistung (entweder ferngesteuert oder im Wechselrichter automatisiert) herunterzuregeln. Die verlorenen Einkünfte aus der verworfenen Energiemenge können dem DEA-Betreiber fundiert werden. Wieder ist eine Entschädigung durch alle Netznutzer im Netzbereich oder im Netzabschnitt oder durch alle DEA-Betreiber im Netzbereich oder im Netzabschnitt möglich.

2.3.3.6 Regulierte technische Lösungen

Regulierte technische Lösungen implizieren, dass die entstehenden Kosten primär von den DEA-Betreibern zu tragen sind. Zu den Kosten zählen sowohl die technischen Geräte zur Vermeidung bestimmter Einspeise-Lasten als auch die verworfene Energiemenge.

ExpertInnen weisen darauf hin, dass das Potenzial von bereits moderaten Einspeiseabwürfen, also der teilweisen und/oder kurzfristigen Abregelung von dezentralen Erzeugern, für die Erhöhung der Netzkapazitäten nicht zu unterschätzen sei (vgl. die Ergebnisse des deutschen E-Energy Programms in Karg et al., 2013, S.47ff).¹³

- Maximaleinspeisung: Generelle Beschränkung einer DEA hinsichtlich der erlaubten eingespeisten Leistung. D.h. eine 5 kWp-DEA könnte installiert sein, die maximale Einspeiseleistung aber auf 3 kW beschränkt. Ebenso sind z.B. Ost-West-Anlagen möglich. Die nicht eingespeiste Energie kann von den DEA-Betreibern genutzt (Geräte, Akku) oder verworfen werden.¹⁴
- „Spannungswächter“: dabei handelt es sich um eine Fernsteuerung (ähnlich einer Rundsteuerung, durch einen beim Trafo sitzenden Signalgeber, nicht notwendigerweise „smart“) der DEA-Anlagen, welche die Einspeiseleistung dieser bei Notwendigkeit um das gleiche Verhältnis herunterregeln (z.B. 60/30/0%).
- P(U) bzw. Q(U): Die Wechselrichter sind derart automatisiert, dass sie bei hoher gemessener Spannung im Netz die eingespeiste Leistung (eigentlich beliebig weit) herunterregeln und/oder Blindstromkompensation betreiben. Technisch handelt es sich dabei um die Entschädigungsvariante 2, nur dass keine Entschädigung gezahlt wird, d.h. einerseits Messungs- und administrative Aufwände entfallen und andererseits die Kosten der nicht eingespeisten Menge vom DEA-Betreiber zu tragen sind.

¹³ Karg L., Kleine-Hegemann K., Wedler M., Jahn C. (2013): E-Energy Abschlussbericht. Ergebnisse und Erkenntnisse aus der Evaluation der sechs Leuchtturmprojekte. B.A.U.M.

¹⁴ Vgl. Förderung für Solarstromspeicher in Deutschland: Homepage der EnBW (2013): Förderung für Solarstrom-Speicher. Website, Artikel vom 22.5.2013. <https://www.enbw.com/blog/kunden/2013/05/22/foerderung-fur-solarstrom-speicher/> (2014-10-01).

2.3.4 Positionen der ExpertInnen

Österreichische ExpertInnen haben noch keine eindeutigen und/oder übereinstimmenden Positionen entwickelt, verlautbart und/oder im ExpertInneninterview angegeben, wie eine erzeugerseitige Netzkompente in Österreich zukünftig gestaltet sein soll bzw. wie mit der steigenden dezentralen volatilen Einspeisung tariflich umzugehen ist. DEA allgemein und im Speziellen Photovoltaik wird mehr als politische denn als technische Materie angesehen, woraus sich eine Zurückhaltung bei der Festlegung von Positionen ableiten lässt. Nichtsdestotrotz wurden Interessen und Präferenzen kundgetan.

Verteilungsfrage: PV wird bei einer Netzentgeltregelung in der gängigen Form zu einem Ausfall von Netzentgeltbeiträgen der PV betreibenden KundInnen führen, wodurch sich eine Umverteilung der Kosten ergibt. Zu bedenken ist, dass das Stromnetz diesen KundInnen weiterhin in vollem Umfang zur Verfügung steht. Dies gilt in dieser Form z.B. auch für Zweitwohnsitze, wo trotz ständiger Verfügbarkeit des Netzes nach der aktuellen Regulierung Verbräuche und damit Netzentgelte nur verringert anfallen.

Netzausbau und -stabilität: PV wird besonders in der Mittelspannungsebene einen Netzausbau verursachen und es gilt zu entscheiden, wie die entstehenden Kosten verteilt werden. Hinsichtlich der Synchronität der Einspeisung aus PV werden nur wenige Angaben gemacht, diese tendieren in die Richtung einer technischen Lösung (vgl. 2.3.3.6).

Ergänzende Anmerkungen zur Netzkostenbeteiligung von dezentralen Erzeugungsanlagen finden sich auch in der Analyse des deutschen E-Energy-Programms (Karg et al., 2013, S.271).¹⁵

¹⁵ Karg L., Kleine-Hegemann K., Wedler M., Jahn C. (2013): E-Energy Abschlussbericht. Ergebnisse und Erkenntnisse aus der Evaluation der sechs Leuchtturmprojekte. B.A.U.M.

Flex-Tarif

Entgelte und Bepreisung zur Steuerung von Lastflüssen im Stromnetz

Ernst Schmutzner, Johann Mayr
TU Graz, Institut für Elektrische Anlagen

Projektbericht 7/9
***EndkundInnen-seitige Automatisierung, Kommunikation,
Erzeugung und Speicherung***

Graz, September 2014

Vorwort

Im Rahmen des Projektes „Flex-Tarif“ werden die Zielsetzungen sowie die ökonomischen, rechtlichen, technischen und sozialen Rahmenbedingungen einer Realisierung vorhandener Lastverschiebungspotenziale analysiert. Das Projekt untersucht die rechtliche Zulässigkeit und die Effektivität von unterschiedlichen Tarifmodellen und leitet Zielkonflikte, technische Voraussetzungen und Barrieren sowie soziale Effekte ab.

Der vorliegende Projektbericht **7/9 „EndkundInnen-seitige Automatisierung, Kommunikation, Erzeugung und Speicherung“** wurde im Rahmen dieses Projektes erstellt. Weitere Projektberichte des Projektes Flex-Tarif sind:

1/9: Executive Summary

2/9: Einleitung und Rahmenbedingungen

3/9: Methode und Arbeitsdefinitionen

4/9: Rechtsanalyse

5/9: Anreizwirkung und Effektivität von flexiblen Tarifen

6/9: Erzeugungsseitige Systemnutzungsentgelte

7/9: EndkundInnen-seitige Automatisierung, Kommunikation, Erzeugung und Speicherung

8/9: EndkundInnen: Motivation, Akzeptanz und Verteilungseffekte

9/9: Handlungsempfehlungen



Das Projekt Flex-Tarif wird im Rahmen der 2. Ausschreibung des Programms Energy Mission Austria vom Klima- und Energiefonds beauftragt und finanziert.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	4
2	Kommunikation	5
2.1	Einleitung.....	5
2.2	Kommunikation zwischen KundInnen und Verteilernetzbetreiber (Smart Metering) ..	6
2.2.1	Smart Metering	6
2.2.2	Smart Meter.....	6
2.2.3	Kommunikation.....	8
2.2.4	Neue Geschäftsmodelle.....	9
2.2.5	Kommunikation aus Sicht flexibler Entgelt-/Preisfestsetzung	9
2.3	Kommunikation zwischen Verteilernetzbetreiber und KundInnen	10
2.4	Automatisierung bei EndkundInnen	13
2.4.1	Kategorisierung nach Kunden-Kategorie	13
2.4.2	Technische Umsetzung der Automatisierung	15
2.4.3	Mögliche Modelle für Smart Grids.....	15
2.4.4	Zukünftige Möglichkeiten	16
3	EndkundInnen-seitige Erzeugung und Speicherung	16
3.1	Erzeugung und Eigennutzung.....	16
3.2	Elektroautos als Stromspeicher.....	17
3.3	Kombinationen aus Erzeugung und Speicherung.....	18
3.4	Stirling-Generatoren und Gas-Mikro-KWK	18
3.5	Power-to-Gas	19

1 Einleitung

Um volatile erneuerbare Energiequellen in einem größeren Ausmaß in das elektrische Netz einzubinden ist es notwendig, Verbraucher in das Netz so zu integrieren, dass sie auf externe Signale reagieren können und Lasten zu bestimmten Zeiten abgerufen werden können. Dazu wird eine Kommunikationsstruktur benötigt, die es gestattet, in Echtzeit den Verbrauch und dezentrale Erzeugung zu messen und daraus abgeleitet Laststeuerungs- und Tarif-Signale an Kunden zu senden. Um für eine flexible Stromabnahme, die auf Seiten der Kunden erhöhte Aufwendungen bedingt, Anreize zu vermitteln, ist der Einsatz von Smart Metering eine wichtige Voraussetzung. Durch Schaffung variabler, lastzeitabhängiger Tarife können die Kunden animiert werden Lastverschiebepotenziale auszuschöpfen¹.

Um mittels flexiblen Tarifen technische zeitliche Verschiebungsmaßnahmen in Verbrauch sowie Erzeugung elektrischer Energie umsetzen zu können und somit wirksam vorhandene Effizienzsteigerungs- und Einsparungspotentiale zu heben, bedarf es neuer Automatisierungs-, Kommunikations- und Regelungs- bzw. Regulierungs-Strategien bei bzw. zwischen Erzeuger, Verteilernetzbetreiber und Kunden.

Die Europäische Union sieht in der Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur² bzw. im Vorschlag der Europäischen Kommission³ vor, intelligentere und innovativere Netze (Smart Grids), unter anderem durch den Ausbau von Informations- und Kommunikations-Technologie (IKT), zu erreichen.

Die Befragten sind sich größtenteils einig, dass Verbrauchs- und Erzeugungsverschiebung idealerweise mit vernetzten automatisierten Systemen bewerkstelligt werden kann. Mit diesen Systemen ist eine Optimierung hinsichtlich Wirtschaftlichkeit von regionalen Netzen möglich (rechtlicher Rahmen vorausgesetzt) und kann auch von den Kunden ausgehend über die Niederspannungsebene bis in höhere Netzebenen hin zu den Erzeugern angewendet werden.

Ein vorrangiges Ziel sollte sein, die Volatilität der Erzeugung aus erneuerbaren Energieträgern sowohl energie- als auch leistungsmäßig mittels Supply- und/oder Demand-Side-Management auszugleichen. Diesen Erzeugungs-Volatilitäten sollten im Idealfall geeignete Übertragungsnetze und Speicher gegenüberstehen und verbrauchsseitige Flexibilitäten genutzt werden. Diese Flexibilitäten sollen dann mittels neuen Tarifmodellen zusätzlich beanreizt und diskriminierungsfrei ökonomisiert werden.

Durch moderne Informationstechniken erwartet man sich eine stärkere Bewusstseinsbildung und Akzeptanz vor allem von Privat- und Gewerbekunden. Vor allem die Transparenz des Stromverbrauchs, eine zeitnahe Information über den Stromverbrauch und die Erhöhung der zeitlichen Auflösung von Verbrauchsdaten sind hier als Schlüssel zu sehen.

Netzbetreiber erhoffen sich zudem eine genauere Abbildung der Netzlast und Erhöhung der Versorgungsqualität durch exaktere Ausbauplanung und Verbrauchsinformation.

Dazu wird in Zukunft die Ebene der informationstechnischen Kommunikation und Datenverarbeitung zwischen Erzeuger, Netzbetreiber und Kunden sowie die Automatisierung

¹ VDE-Studie "Demand Side Integration – Lastverschiebungspotenziale in Deutschland". <https://www.vde.com/de/InfoCenter/Studien-Reports/Seiten/Studien.aspx> (2014-11-14).

² VORDNUNG (EU) Nr. 347/2013 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 17. April 2013 zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur und zur Aufhebung der Entscheidung Nr. 1364/2006/EG und zur Änderung der Verordnungen (EG) Nr. 713/2009, (EG) Nr. 714/2009 und (EG) Nr. 715/2009, (8) und (11)

³ 2011/0300 (COD) Vorschlag für VERORDNUNG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur und zur Aufhebung der Entscheidung Nr. 1364/2006/EG, Seite 3, Allgemeiner Kontext

beim Kunden, sei es Industrie-, Gewerbe- oder Haushaltskunden, eine maßgebende Rolle spielen. Im Folgenden wird dazu ein Überblick über Handlungsmöglichkeiten gegeben.

2 Kommunikation

2.1 Einleitung

Der Begriff Kommunikation bezieht sich einerseits auf die Kommunikationstechnologie, auf den elektronischen Übertragungsweg zwischen Erzeuger, Netzbetreiber, Energiedienstleister und Kunden sowie andererseits auf die Kommunikationsanbindung zur Zählerauslesung, (häufiger werdende) Kommunikation mit dem Kunden zur Rechnungslegung, Verbrauchsinformation oder z.B. für das Schalten von Verbraucheranlagen und dezentralen Erzeugungsanlagen. Dabei wird als Mindestanforderung für flexible Tarife ein intelligentes Messsystem (Smart Meter) als Schnittstelle vom Kunden zum Energie-Versorger bzw. -Dienstleister angenommen. Bei der Kommunikation zwischen KundInnen und Verteilernetzbetreibern bzw. Stromlieferanten kann hinsichtlich Zählerauslesung, Übermittlung von Schaltbefehlen und Power-Quality-Parametern sowie sonstigen Dienstleistungen wie Tarifinformationen, Rechnungslegung, Verbrauchsinformation, Verbrauchsberatung, Zurverfügungstellung von Energieeinspartipps usw. unterschieden werden.

Expertenmeinung: Es wird angemerkt, dass die Anforderungen für den zu realisierenden Funktionsumfang unklar bleiben. Es ist bekannt, dass laut Stromrichtlinie im 3. EU-Binnenmarktpaket bis 2020 80% aller Kunden⁴ mit Smart Metern ausgestattet werden sollen, jedoch werden detailliertere Anforderungen an die Funktionalität der Geräte vermisst. Erst dann wäre eine Koordination der Maßnahmen zur Flexibilisierung der Tarife zwischen Erzeuger, Verteilernetzbetreiber, Installateuren, Betriebsmittelherstellern und Kunden effizienz- und effektivitätsfördernd möglich.

Smart Metering wird als das essenzielle Tool zur Abrechnung flexibler Netzentgelte oder Preismodelle angesehen. Klassische Tarife für schaltbare Lasten (z.B. „Nachtstromtarif“) und TOU-Tarife (06:00-22:00-06:00) brauchen aber nicht zwingend Smart Metering während für dynamische, event- und lastabhängige Tarife Smart Metering zur Abrechnung notwendig ist.

In einigen österreichischen Modellregionen (z. B. Salzburg)⁵ sind bereits Kommunikationstechnologien versuchsweise in Hard- und Software umgesetzt, ein dezidierter Anforderungskatalog fehlt bis jetzt. Deutschland sei hier einen Schritt weiter, es werden in der technischen Richtlinie⁶ die Anforderungen an ein „intelligentes Messsystem“ und in der FNN-Richtlinie „Kommunikationsanbindung von Smart-Metern“⁷ bereits exakter geregelt.

⁴ Richtlinie 2009/72/EG. Im April 2012 hat der Bundesminister für Wirtschaft, Familie und Jugend per Verordnung festgelegt, dass in Österreich bis zum Jahr 2019 95% aller Zähler Smart Meter sein sollen. <http://www.e-control.at/de/konsumenten/energie-sparen/smart-metering/zeitplan> 2014-10-14.

⁵ Ergebnisse & Erkenntnisse aus der Smart Grids Modell Region Salzburg, Mai 2013

⁶ Anforderungen an die Interoperabilität der Kommunikationseinheit eines intelligenten Messsystems

⁷ FNN-Hinweis, Anforderungen an TK-Einrichtungen für den Betrieb von Messsystemen, Version 1.0, 31. Juli 2014, VDE.

In Österreich ist die Einführung in der IME-VO⁸ und deren technische Funktionalität in der IMA-VO⁹ geregelt, die Form und Architektur der Kommunikations-Infrastruktur sei noch nicht genau geregelt. Speziell (Smart Metering) Dienstleister vermissen in der DAVID-VO¹⁰ genaue Vorgaben zum Datenaustausch und Spezifikationen der Endgeräte.

2.2 Kommunikation zwischen KundInnen und Verteilernetzbetreiber (Smart Metering)

Zur Realisierung einer, im Sinne der möglichst effizienten Nutzung erneuerbarer Energieträger wünschenswerten Lastgangbeeinflussung durch flexible Tarife, erfolgreichen Kommunikation zwischen KundInnen und Verteilernetzbetreiber ist einerseits eine aussagekräftige Messung der Verbrauchsdaten und andererseits eine leistungsfähige Datenübertragung zwischen Kunden, Netzbetreibern und Erzeugern erforderlich, die sowohl die Ergebnisse der Energiemessungen als auch die Ergebnisse von Laststeuerungs- und Optimierungen sowie die geplanten zukünftigen Aktivitäten im Netz allen Beteiligten zur Verfügung stellt. Mittels intelligenten elektronischen Messgeräten (Smart Metern) sollen in einem intelligenten System alle notwendigen Messdaten zur Erreichung dieser Ziele bereitgestellt werden

2.2.1 Smart Metering

Unter Smart Metering wird das gesamte System vom Smart Metern und der elektronischen Datenübertragung zwischen Kunden und Verteilernetzbetreibern verstanden. Gegenüber den bisher verwendeten elektromechanischen Messgeräten (Ferraris-Zähler), die meist jährlich manuell abgelesen werden müssen, weisen intelligente Messgeräte (Smart Meter) den Vorteil auf, dass die Energieverbrauchsdaten fernausgelesen und an den Netzbetreiber übermittelt werden. Zusatzfunktionen wie zum Beispiel bidirektionale Kommunikation, Lastgangmessung, Mehrtariffunktionalität, Erfassung von PQ- Qualitätsparametern können die Kunden zeitnah über den tatsächlichen Energieverbrauch informieren und somit den Energieverbrauch vor allem in Haushalten und Kleingewerbe transparenter und verständlicher machen.

2.2.2 Smart Meter

Smart Meter sind elektronische (intelligente) Messgeräte zur Erfassung des Energieverbrauchs in festgelegten kurzen Zeitintervallen wobei die Verbrauchswerte fernübertragen werden können. Die bisher übliche manuelle Verbrauchsablesung durch geschultes Personal bei Ferraris-Zählern kann somit entfallen.

⁸ Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft, Familie und Jugend, mit der die Einführung intelligenter Messgeräte festgelegt wird (Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung – IME-VO)

⁹ Verordnung der E-Control, mit der die Anforderungen an intelligente Messgeräte bestimmt werden (Intelligente Messgeräte-AnforderungsVO 2011 – IMA-VO 2011)

¹⁰ 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-VO2012)

Intelligente Messgeräte (Smart Meter) haben gemäß Intelligente Messgeräte-AnforderungsVO 2011 – IMA-VO 2011 u.a. folgenden Mindestfunktionsanforderungen zu entsprechen.¹¹

- Vorhandensein eines bidirektionalen Kommunikationsanbindungssystems
- Messung und Speicherung von 15-Minuten-Zählerständen, Leistungsmittel- und Energieverbrauchswerten, Speicherung eines täglichen Verbrauchswerts und Speicherung der Messwerte der letzten 60 Kalendertage im Gerät
- Übermittlung der Messwerte einmal täglich bis Mitternacht
- vier bidirektionale Schnittstellen für externe Mengenmessgeräte
- Vorhandensein einer unidirektionalen Kommunikationsschnittstelle für den Kunden
- Datenschutz und -sicherheit nach dem Stand der Technik
- Sperrung der Kundenanlage aus der Ferne
- Unterstützung eines Status- bzw. Fehlerprotokolls, Manipulationserkennung
- Softwareupdatemöglichkeit aus der Ferne
- Eichfähigkeit

Expertenmeinung: Nach Meinung der Experten können Smart Metern – in der derzeitigen Form – folgende Vorteile gegenüber Ferraris-Zählern zugeordnet werden:

- Automatisierte Fernablesung gegenüber manueller Verbrauchsablesung in kurzen Zeitintervallen - die bisher übliche manuelle Verbrauchsablesung durch geschultes Personal bei Ferraris-Zählern kann somit entfallen wobei jedoch erwartet wird, dass in Folge mehr IT-Personal notwendig sein wird, das für den reibungslosen Betrieb des überlagerten IKT-Netzes zur Datenfernauslesung verantwortlich sein wird.
- Mehr Transparenz des Verbrauchs für Kunden und Netzbetreiber
- Genauere (regionale) Netzprognosen als mit Standardlastprofilen
- Genauere Informationen der Kunden über das Verbrauchsverhalten und über Einsparpotenziale
- Umfangreiche Vernetzung möglich, um neue Steuerungs- und Regelungsverfahren umzusetzen
- Erfassung von Qualitätsparametern des Netzpunktes
- Ein Großteil der befragten Experten sieht Smart Metering als entscheidendes Tool zur Abrechnung von flexiblen Tarifen an.

Auf der Homepage der E-Control sind u.a. weitere Vorteile für Kunden angeführt:¹²

- Regelmäßige Kosten- und Verbrauchsinformationen
- Transparente und nachvollziehbare Rechnungen (keine Überraschung durch hohe Nachzahlungen bei der Jahresabrechnung)
- Klarheit bei Verbrauchsabgrenzungen, z.B. bei Lieferantenwechsel, Übersiedlung, schnellere Einschaltung bei Einzug bzw. Wohnortwechsel
- Unterstützung von zukunftssträchtigen Anwendungen wie etwa Wärmepumpen oder Elektrofahrzeugen

¹¹ Weitere Minimalanforderungen siehe Intelligente Messgeräte-AnforderungsVO 2011 und <http://www.e-control.at/de/industrie/strom/smart-meter> (2014-11-14).

¹² E-Control (2014): Smart Metering. <http://www.e-control.at/de/industrie/strom/smart-meter> (2014-11-14).

Folgende Nachteile bzw. Probleme werden mit der Einführung von Smart Metern seitens der Experten erwartet:

- Umfangreiche Vernetzung nötig um (volks-)wirtschaftlich sinnvolle Anwendungen zu gewährleisten
- aufwändiges Datenmanagement und Notwendigkeit von leistungsfähigen Kommunikationsverbindungen zwischen Netzbetreiber und Kunden
- (noch) keine Einigung über einheitliche Daten-Kommunikation, um die geplanten Effekte sicherzustellen
- Sicherheitsprobleme beim Software/Firmware-Update der Software in den Zählern
- Potentielle Gefahr des Datendiebstahls und -missbrauchs.

2.2.3 Kommunikation

Expertenmeinung: Für die Übermittlung der relevanten Daten vom Kunden zum Verteilernetzbetreiber sind geeignete zuverlässige Kommunikationstechnologien (z.B. Power Line Communication, Funk, Internet) zu wählen und Maßnahmen für die Datensicherheit und den Datenschutz zu treffen, die Rahmenbedingungen für die Datensicherheit sind noch nicht ausgereift.¹³

Für die Übermittlung und Aufbereitung der Informationen für Kunden sollten alle geeigneten Medien zielgruppenorientiert in Betracht gezogen werden, wobei nicht nur Verbrauchs- und Tarifs-Informationen bereitgestellt werden sollten, sondern gleichzeitig bewusstseinsbildende Maßnahmen und Beratungen zu fördern sind.

Bereits eine höher frequentierte Verbrauchs-Information reicht, um eine Verhaltensänderung von (Einzel-)Kunden bzw. um eine Energieeinsparwirkung zu erreichen und zu kontrollieren, die Abrechnung kann bei Einsatz von Smart Metern jährlich und gemittelt belassen werden.

Einige Experten sind der Ansicht, dass die erhöhten Kosten eines intelligenten Messsystems, direkt oder indirekt, auf den (Haushalts-)Kunden abgewälzt werden. Die gegenüber den Ferraris-Zählern erhöhten Fixkosten würden den ohnehin gering einzuschätzenden Vorteil von flexiblen Tarifen und freier Anbieterwahl reduzieren. Somit werden auch Energieeinsparbemühungen der Verbraucher, die zeitnah über die Auswirkungen ihres Betriebsmitteleinsatzes hinsichtlich Stromverbrauch und –kosten informiert werden wollen und die Forcierung des Einsatzes erneuerbarer umweltverträglicherer Energien behindert.

Außerdem wird von den Experten kritisiert, dass bei den derzeitigen Anforderungen an die Kommunikation zur (haus- oder betriebsinternen) Automatisierungstechnik zusätzliche Komponenten oder eigene Messgeräte notwendig seien und somit hauptsächlich proprietäre Lösungen erwartet werden müssen.

Es wird darauf hingewiesen, dass aus der Stellungnahme des Datenschutzrats der Republik Österreich¹⁴ hervorgeht, dass derzeit noch unzureichende Maßnahmen in punkto Datenschutz umgesetzt bzw. vorgesehen sind. Es wird im Besonderen von einem „völlig neuem Bedrohungsrisiko“ beim Stromnetz als „kritischen Infrastruktur“ gesprochen und Folgendes empfohlen: *„Aus den obigen Gründen erscheint es dringend geboten, staatlicherseits Mindeststandards für die Sicherheit von intelligenten Messsystemen (Smart Metering) zu definieren, deren Erfüllung von unabhängigen Stellen (Zertifizierungsstellen) zu*

¹³ Daten sammeln im Gebäude. Fachzeitschrift de, 2. September 2014.

¹⁴ Stellungnahme des Datenschutzrats nach der 216. Sitzung am 23. April 2013.

bestätigen ist. Die wesentlichen Bedingungen für die Sicherheit darf also nicht den Marktteilnehmern selbst überlassen werden.“

2.2.4 Neue Geschäftsmodelle

Expertenmeinung: Netzbetreiber und Drittanbieter überlegen, ob die IKT-Dienstleistung ausgelagert werden kann, daraus können sich neue Geschäftsmodelle für „Messdatenverarbeiter“ ergeben.

2.2.5 Kommunikation aus Sicht flexibler Entgelt-/Preisfestsetzung

Expertenmeinung: Wird daran gedacht, flexible Tarife für Verbraucher bzw. Prosumer einzusetzen, ist es sinnvoll, dass Smart Meter weitere - bidirektionale - Kommunikations-Funktionalitäten besitzen, die einen Informationsaustausch in Echtzeit betreffend Energieverbrauch, Energieerzeugung und Netzauslastung zwischen Erzeuger, Netzbetreiber und Kunden gestatten.

In den ExpertInneninterviews finden sich einerseits klare Hinweise auf die vielfältigen, aus weiteren Funktionalitäten resultierenden technischen und ökonomischen Möglichkeiten:

- Archivierungsmöglichkeiten
- Berechnung des ökologischen Fußabdrucks
- Energiemanagement, Automatisierung, Vernetzung
- Optimierung von PV-, BHKW- und Wärmepumpenanlagen
- Störungsmeldungen an Netzbetreiber oder Drittanbieter
- Gebäudemanagement
- Einbruchsschutz
- An- und Abwesenheitskontrollen
- Fernsteuerung und -überwachung

Andererseits sehen die Experten hinsichtlich der Nutzung dieser Möglichkeiten neben technischen vor allem haftungsrechtliche und organisatorische Barrieren:

- Eine leistungsfähige Kommunikation mit dem Smart Meter und dem Netzbetreiber über das Stromnetz könnte abhängig vom Übertragungsweg an technische Grenzen stoßen.
- Im Falle von Netzstörungen ist der Übertragungsweg möglicherweise empfindlich gegenüber Störungen.
- Erfolgt die Kommunikation mit den Kunden hinsichtlich Energiedienstleistungen und Lastmanagement über andere IKT-Wege (z.B. Internet, Funk), so ist die Funktionalität beim Smart Meter als Datenverarbeitungseinheit nicht nötig.
- Versorgungsrelevante Schaltungen sollen nur von den Netzbetreibern durchgeführt werden. Lieferanten und Energiedienstleister sollten aus Haftungs- und Sicherheitsgründen Schaltungen von Betriebsmitteln in den Verbraucheranlagen nur unter noch festzulegenden Bedingungen selbst durchführen können.

Den Experten erscheint es wichtig, dass Lieferanten und Aggregatoren keinen Direktzugriff auf Betriebsmittel/Anlagen/Geräte haben, um die Verfügungsgewalt der Kunden nicht in Frage zu stellen und damit so die Anlagensicherheit, Haftung sowie Risikovermeidung im Auge behalten wird. Ein direkter Zugriff über den Zähler ohne erneute Zustimmung der Kunden wird daher nicht angestrebt. Möglich sind aber (von den Kunden bestätigte oder – im Fall von Kleinverbrauchern wie Warmwasserbereitern – vertraglich klar geregelte) direkte Zugriffe z.B. über das Internet

Damit ist der Smart Meter für Lieferanten und Aggregatoren aus Sicht der Experten vornehmlich ein Abrechnungstool. Die Anforderungen an den Smart Meter beschränken sich somit auf die Messung und Fernübertragung der nach Zeitintervallen konsumierten Energiemenge.

2.3 Kommunikation zwischen Verteilernetzbetreiber und KundInnen

Der gewünschte Einsatz volatiler erneuerbarer Energieträger in einem immer stärker ausgelasteten elektrischen Verteilernetz erfordert im zunehmenden Ausmaß den Eingriff des Netzbetreibers in den Lastfluss von den Erzeugern zum Kunden um Lastspitzen zu vermeiden, die Betriebsmittel im Netz nicht zu überlasten und die vertraglich vereinbarte Spannungsqualität einzuhalten. Bislang galt im Verteilernetz für Haushaltskunden, dass sie jederzeit eine maximale Leistung, die sich aus der Kennlinie der vorgelagerten Leitungsschutzeinrichtungen ergab, aus dem Netz abrufen konnten. Da diese Leistung aber nicht der Vertragsleistung entspricht und es aufgrund von zeitlichen Überlagerungen zu Lastspitzen im Verteilernetz kommen kann, sind gegebenenfalls Maßnahmen notwendig, um einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb aufrechterhalten zu können. Diese Maßnahmen können einerseits besondere Anschlussbedingungen und technische Einbauten wie fix eingestellte Lastabwurfgeräte oder unangekündigte/überraschende Netzabschaltungen sein oder andererseits Maßnahmen sein, die mit dem Kunden gemeinsam geplant und koordiniert durchgeführt werden, dazu ist jedoch ein besonderes Kommunikationssystem zwischen Verteilernetzbetreiber und KundInnen notwendig. Über dieses Kommunikationssystem kann der Verteilernetzbetreiber Informationen wie zum Beispiel Informationen über den Netzzustand oder Tarifinformationen an den Kunden weitergeben.

Folgende Kommunikationsarten zwischen Verteilernetzbetreiber und KundInnen stehen laut Expertenmeinung prinzipiell zur Verfügung:

- **PLC (Power Line Communication):** Durch die Mehrfachnutzung von vorhandenen Leitungen gelten diese Übertragungsverfahren als rasch und kostengünstig realisierbar. Von besonderer Bedeutung sind aber Störeinflüsse durch z.B. Netzurückwirkungen. Datenraten von 10 bis 900 Mbit/s sind möglich.
- **IP (Internet Protocol):** Ist das am weitesten verbreitetste Protokoll für elektronische Datenübertragung auf Software-Ebene. Durch die Vielfalt der hardwareseitigen Implementation sind der Übertragungskapazität kaum Limits gesetzt. Die derzeitigen schnellsten kabelgebunden Netze erreichen 1 Gbit/s, bei Punkt zu Punkt Verbindungen ist aber eine weitaus höhere Datenrate möglich.

- **GSM (Groupe Spécial Mobile):** Die ursprüngliche Form der Mobilfunkübertragung; es sind Datenraten von einigen Kilobit/Sekunde möglich und praktisch für das angedachte Smart Metering nicht relevant, industrielle Lastprofilzähler verwenden aber diese Technologie noch immer.
- **Mobiles Breitband:** Aufgrund moderner digitaler Komprimierungs- und Kodierungsmethoden sind derzeit Datenraten von theoretisch 1 Gbit/s möglich (LTE), in der Praxis erreichen diese aber nicht mehr als 25 Mbit/s. Die zukünftige Novellierung des Standards soll dieses Versprechen aber erfüllen.
- **Postsendungen (auch E-Mail-Rechnungen):** Die „klassische“ Form der Rechnungslegung wird/soll für bestimmte Verbrauchergruppen (meist ältere konservative Personen) jedenfalls erhalten bleiben.
- **Internet:** Das Internet wird sich, nicht zuletzt aus „Usability“-Gründen als zentrale Plattform für die Bereitstellung von Kundeninformationen etablieren.
- **Mobiltelefon-Anwendungen:** Als „Handy-Apps“ bekannte Anwendungen können interessierten/technikaffinen meist jüngeren Kunden Informationen über den aktuellen Stromverbrauch zeitnah liefern.
- **Lokale Plattformen mit oder ohne IT-Netzzugriff:** Home Automation- bzw. Photovoltaik-Systeme bieten bereits heute viele lokale Anwendungen die zur Steuerung und Überwachung von Heimanwendungen maßgeschneidert sind, zur Unterstützung und Datenverarbeitung bzw. Analyse und Visualisierung werden Drittanbieter den Markt betreten. Eine schrittweise Umstellung auf digitale Medien erscheint sinnvoll.

Alle genannten Übertragungsmethoden (und auch Kombinationen) reichen aus, die derzeit geforderten Anforderungen an die bidirektionale Kommunikation umzusetzen. Von PLC-Übertragungen über große Netzwerke wird aufgrund der Störanfälligkeit abgeraten, auf lokaler Ebene bietet PLC aber eine günstige Alternative, da keine übermäßigen Aufwendungen von Nöten sind.

Derzeit sind Datenübertragungsstrategien, die auf PLC aufbauen im Einsatz, welche Smart Meter direkt als Repeater für die Übertragung über längere Strecken verwenden, daraus ergeben sich Probleme beim Ausfall einzelner Smart Meter. Somit können z.B. auch durch die geplante Opt-Out-Lösung, nach der nur 95 % aller Haushalte mit intelligenten Zählern ausgestattet werden müssen, technische Probleme auftreten, wenn sich einzelne Kunden, die im Zuge einer langen Datenübertragungsleitung liegen, gegen ein Smart Meter entscheiden, diese Smart Meter jedoch für die Datenübertragung als Repeater benötigt werden würden.

Aufgrund der Schnelllebigkeit der Kommunikationsbranche und dem Innovationsgrad empfiehlt es sich, auf leicht adaptierbare Methoden und verbreitete Technologien zu setzen. Grundlegend ging aus den Meinungen der Experten hervor, dass eher etablierte Standards

den Vorzug vor neuen Inventionen bzw. nicht etablierten Standards erhalten, auch in Hinsicht auf Datensicherheit. Das bedingt implizit die IP-Fähigkeit von Smart Metern.

Der Kommunikationsweg vom Netzbetreiber oder Lieferanten zu KundInnen (d.h. die Übermittlung von Tarif- oder Steuerinformationen sowie die Lastschaltung) sollte getrennt vom Kommunikationsweg von KundInnen zum Netzbetreiber oder Lieferanten realisiert werden (primär Abrechnungs- oder Statusdaten).

Netzbetriebskritische Maßnahmen (Schalthandlungen im Netz, etc.) sollten getrennt vom „normalen“ Datenfluss gehandhabt werden.¹⁵

Für die Übermittlung der Informationen können alle Medien in Betracht gezogen werden. Dabei sollten bei für die Allgemeinheit angewandten Netzentgelten auch allgemein verfügbare und verständliche Kommunikationswege gewählt werden.

Im Fall des sich am Markt befindlichen Lieferanten werden hier zielgruppenorientierte Kommunikationskanäle (entsprechend klassischer Marketing-Methoden) zur Anwendung kommen: Neue Kommunikationsmittel wie Handy-Apps werden eher junge Generationen ansprechen. Postsendungen könnten von älteren Personen bevorzugt werden. SMS, E-Mail und webbasierte Informationen werden wahrscheinlich für eine große Mehrheit der EndverbraucherInnen Anwendung finden.¹⁶

Für Lieferanten wirken sich die möglichen Kommunikationsmethoden auch auf die Tarife bzw. die im Produkt enthaltenen Komponenten wie Einspeiseflexibilisierung, Netzstützung oder hochdynamische Vollautomatisierung aus.

Die ExpertInnen weisen auf Basis deutscher Erfahrungen darauf hin, dass auf etablierte Kommunikationswege aufzubauen ist, die eine minimale Modifikation des Verhaltens der KundInnen erfordern. Als Beispiel wird angeführt, dass die Installation einer weiterer App eine geringere Hemmschwelle hat als sich bei einem komplett neuen Webportal zu registrieren und dort immer wieder neu anzumelden. Die Experten weisen auch darauf hin, dass aufgrund der zum Teil hohen Investitionskosten für Automatisierungssysteme ein entsprechender Investitionsschutz notwendig ist, dies kann zum Beispiel dadurch erfolgen, dass flexible Tarife für einen bestimmten Zeitraum in dem die Amortisation erfolgen kann gewährt werden.

Steigende Energiepreise und ein steigendes Energiebewusstsein bei Kunden haben in der Vergangenheit zur Entwicklung von Energiemanagementsystemen geführt, die ausgehend von einer detaillierten Energiemessung über ein Steuerungssystem dafür sorgen, dass Verbraucher ein- und ausgeschaltet bzw. geregelt werden können. Als Steuer- oder Regelkenngrößen können Leistungsbegrenzungen, Energiebegrenzungen, Prozessfunktionalitäten, Temperaturen, Energiedienstleistungen verschiedener Art, Verfügbarkeit eigener Fotovoltaik, Tarife usw. herangezogen werden. Die notwendige Intelligenz sitzt bei den heute üblichen Energiemanagementsystemen¹⁷ in Sensoren, Aktoren und in einem Automatisierungssystem, die über verschiedene Bussysteme verbunden werden.

Grundsätzlich können flexible Tarife von modernen Automatisierungssystemen unter Berücksichtigung des Kundenprozesses auch ohne das Zutun von Smart Metern optimal im

¹⁵ Integration von smarten Erzeugern und Verbrauchern: Ergebnisse und Erkenntnisse aus E-Energy, Ludwig Karg, B.A.U.M. Consult GmbH München/Berlin, Leiter der Begleitforschung, Smart Grids Week Salzburg 2013, Seite 35.

¹⁶ Kollmann A., Moser S., Markl B., Friedl C., Goers S., Greibl E., Schäffler H., Ripfl R., Cieczynski S., Sametinger K., Wohlfarth K. (2012): E-Motivation – Energieabrechnungs-Optimierung zur Endverbraucher motivation. Projekt-Endbericht.

¹⁷ EN ISO 50001, Energiemanagementsysteme

Sinne des Kundennutzens behandelt werden. Das jeweilige Optimierungsziel ist jedoch dann auf die Kundenanlage beschränkt. Um regionale Energieträger einbeziehen zu können, kann es von Vorteil sein, diese Eingriffe extern zu koordinieren. Damit wird die technische Flexibilität von Netzbetreibern erhöht, um den Lastverlauf im Netz zu glätten.

Da als Steuer- und Regelkenngrößen heute bereits eine Vielzahl von Parametern und auch komplexen Abhängigkeiten von Parametern im Rahmen der Automatisierung von Anlagen berücksichtigt werden können, wird Zukunft zu beachten sein, dass Doppelgleisigkeiten zwischen verschiedenen Automatisierungssystemen (Automatisierung beim KleinkundInnen und Lastmanagement- sowie Tarifsystem unter der Hoheit des Netzbetreibers) vermieden werden. Automatisierungssysteme in Kundenanlagen können heute im Sekundenbereich reagieren und, da sie ein umfassendes Prozessabbild hinterlegt haben, möglicherweise Automatisierungssysteme, die in der Hand des Netzbetreibers liegen, außer Kraft setzen oder in ihrer Funktionalität stark beeinträchtigen.

Aufgrund der Konkurrenz, ausgelöst durch den Anbieterwechsel und durch die Möglichkeit von Kundenaggregationen, ist nur ein sehr geringer pekuniärer Einspareffekt für die KundInnen gegeben, der tatsächliche KundInnennutzen ist derzeit marginal, als energiebewusstseinsbildende Maßnahme ist jedoch die zeitnahe Information über den Stromverbrauch und die damit verbundenen Kosten sehr effektiv. Eine generelle Einbeziehung und Sensibilisierung der Öffentlichkeit in Bezug auf den Energieverbrauch sollte schon im Kindesalter durch Lehrfächer beginnen sowie durch Aufklärungskampagnen und Erwachsenenbildung (ähnlich der Mülltrennung in den 90er Jahren) unterstützt werden.

2.4 Automatisierung bei EndkundInnen

2.4.1 Kategorisierung nach Kunden-Kategorie

2.4.1.1 Automatisierung bei KleinkundInnen (Haushalt/Büro)

Expertenmeinung: In Haushalten und in Büros sind aufgrund der dort vorwiegend auftretenden Prozesse nur eingeschränkte Lastverschiebe- und Optimierungspotenziale die bei den Kunden zu Einsparungen führen zu erwarten.

Die Nachhaltigkeit der Hebung dieser Potenziale basierend rein auf Informationen (Schulung, Visualisierung) wird als gering angesehen (Rebound-Effekte).

Eine Prozessautomatisierung verspricht höhere Nachhaltigkeit bei höheren Investitionskosten.

Die ExpertInnen weisen auf die Ergebnisse der deutschen E-Energy-Modellregion eTelligence (siehe <http://www.etelligence.de/etelligence.html>) hin, wo trotz rein manueller Verarbeitung der Tarifierungen stabile Beteiligung erzielt werden konnte. Des Weiteren stellen die ExpertInnen mit Verweis auf eTelligence klar: „Vor allem wenn die Automatisierungstechnik noch nicht ausgereift ist und „Kinderkrankheiten“ auftreten, weigern sich Verbraucher häufig, die Automatisierungskomponenten zu nutzen und verlassen sich auf eigene Handlungen. Wo Automatisierungstechnik jedoch zuverlässig funktionierte, konnten sie die manuell erzielten Erfolge zumeist übertreffen. Außerdem kann funktionierende Automatisierungstechnik die Akzeptanz fördern, da Kunden nicht selbst tätig werden und keinen (erheblichen) Komfortverlust hinnehmen müssen.“

Standards (z.B. KNX¹⁸) für Automatisierung bei KleinkundInnen sind heute bereits vorhanden und bewährt, vormalig für industrielle bzw. gewerbliche Anwendungen konzipiert finden sogenannte Home-Automation-Anwendungen (z. B. Loxone) immer Zulauf bei Kleinkunden.

Wirkliche Lastverschiebepotenziale sind überwiegend im Bereich der thermischen Heiz- und Brauchwasserbereitung sowie im Bereich der Kühlung sinnvoll umzusetzen. In Regionen wo bereits eine Rundsteueranlage für Tag/-Nachtstrom-Tarife umgesetzt sind, ist eine Steuerung dieser Verbraucher zu flexibleren Zeiten leicht erreichbar.

Die vorhanden endkundenseitigen Automatisierungspotenziale sollten aus Kosten- und Effizienzgründen bevorzugt in das Energiesystem einbezogen werden.

2.4.1.2 Automatisierung in Dienstleistung und Gewerbe (KMU)

Im Gewerbe sind die größten energetischen und ökonomischen Potenziale zu erwarten insbesondere dann, wenn es zu einem verstärkten Einsatz von Prozess-/Automatisierung kommt. Die Nachhaltigkeit der Hebung von Einsparpotenzialen basierend rein auf Informationen (Schulung, Visualisierung) wird als gering angesehen. Eine Prozessautomatisierung verspricht höhere Nachhaltigkeit¹⁹.

2.4.1.3 Automatisierung in der Industrie

Technisch ist eine Automatisierung in allen Ebenen (Industrie, Gewerbe, Haushalt) möglich und könnte verbesserte Lastanpassungen, Betriebsmittelauslastungen und Effizienzsteigerungen hinsichtlich der Nutzung fossiler Energieträger und Kosten bringen. Die Automatisierung wird üblicherweise auf den einzelnen Verbraucher bezogen oder mit Erzeuger und Netzbetreiber koordiniert.

Es werden Effizienzsteigerungs- und Kosten-Optimierungspotenziale traditionell in einem laufenden Prozess behandelt und werden in der Industrie bereits gehoben wenn ökonomische Aspekte dafür sprechen.

Expertenmeinung: Seitens der Industrie ist der Zwang zur laufenden Beschäftigung mit der Energie sowohl durch die Produktion und deren Energiebedarf als auch durch die geltenden Bestimmungen im Energieeffizienzgesetz gegeben. Es wird von den ExpertInnen jedoch angemerkt, dass monetäre Anreize, die sich aus den bestehenden Tarifen hinsichtlich der Lastverschiebung ergeben, häufig nicht ausreichen, um die betrieblichen Aufwendungen zu finanzieren.

Verbesserungen ergeben sich vereinzelt durch Anpassungen der Prozesse und Technologieänderungen. Automatisierung und IKT sind in der Lage auf flexible Tarife zu reagieren, relevante Betriebe nehmen an der Laststeuerung bereits aktiv teil und verfügen über geeignetes Monitoring- und Visualisierungs-Equipment. Flexible elektrische Tarife können bei Vorhandensein von thermischen Speichern (Wärme und Kälte) sowie Stoffspeichern eingesetzt werden. Bei ökonomischer Relevanz ist zu erwarten, dass fehlende Automatisierung und IKT eingeführt und flexible Tarife umgesetzt werden.

Grundsätzlich wird von den Experten empfohlen, zutreffende Verordnungen, Normen und Richtlinien (z.B. Ökodesign Richtlinie) zu evaluieren und entsprechende Anpassungen durchzuführen, um den sicheren und zuverlässigen Einsatz von flexiblen Tarifen bei elektrischen Betriebsmitteln für den Einsatz in Haushalten und in industrieller Umgebung zu erleichtern (z.B.: Schaltfunktionen bei Betriebsmitteln unter Beachtung der Personen- und

¹⁸ KNX (2014): Was ist KNX? <http://www.knx.org/lu-de/was-ist-knx/knx-was-ist-das/> (2014-11-14).

¹⁹ Hohe Energieeffizienz durch integrale Automatisierung. Elektropraktiker, ep 3/2014.

Gerätesicherheit, Standardisierung von Schaltfunktionen abhängig von den Prozessen in einzelnen Basis-, Produktfamilien- und Produktnamen).

Viele Experten weisen auch darauf hin, dass in vielen Netzbereichen in Österreich bereits eine ausgebaute Infrastruktur zur Laststeuerung in Form einer Rundsteuerung existiert. Hier empfehlen sie, diese Laststeuerung vorrangig auszubauen oder gegebenenfalls durch eine geänderte Form (Steuerung via Smart Meter) zu ersetzen, um Parallelstrukturen und daraus folgende erhöhte Mehrkosten zu vermeiden.

2.4.2 Technische Umsetzung der Automatisierung

Expertenmeinung: Derzeit erfolgt die Kommunikation leitungsgebunden oder via GSM-Funkübertragung über eigene Direktverbindungen zu den KundInnen mit Lastprofilzählern. Im gewerblichen Bereich ist diese Kommunikation ausreichend um 1/4-h-basierte Daten zu übermitteln. Eine Ausweitung dieser Strukturen auch auf den restlichen KundInnenkreis ist für die Einführung von einfachen flexiblen Tarifen wie zum Beispiel zum Heben von Flexibilitätspotentialen ausreichend.

Eine schnellere Datenübertragung ist für hochdynamische Tarife sowie Zusatzfunktionalitäten anzudenken und wird bei einer stärkeren Kopplung an das Datennetz im kontinuierlichen Ausbauprozess erweitert werden.

Eine bidirektionale Verbindung, die sowohl mittels Smart Meter als auch mittels getrennten Medien realisiert werden kann, ist für beinahe alle Flexibilisierungsmaßnahmen unumgänglich (Ausnahme sind z.B. unidirektionale Rundsteuertechnologien, wo klare Energiedienstleistungsvereinbarungen eine bestimmte Menge Warmwasser zu einer bestimmten Zeit garantieren und wo ein Speicher die zeitliche Trennung des Aufheizvorgangs und der Nutzung ermöglicht).

Eine Kommunikation sollte über zwei Kanäle erfolgen: Eine Verbindung zu einer zentralen (oder auch verteilten) Auswertungseinheit über einen intelligenten Regel- und Steueralgorithmus wieder zurück zum KundInnengerät bzw. Gerätesystem, um entscheidungskritische Daten zu übermitteln. Ist eine sicherheitskritische Situation bei der KundInnenanlage gegeben, muss dort die Entscheidungshoheit liegen. Betriebskritische und sicherheitsrelevante Funktionalitäten für den Netzbetrieb sollten nicht ausgelagert werden. Ein weiterer Kanal sollte genutzt werden um die Kommunikation und Information vom (Netz-) Betreiber und/oder Dienstleister zu den KundInnen sicherzustellen.

Über die Datensicherheit erfolgt zurzeit eine Grundsatzdiskussion. Eine Vernetzung von (kritischer) Infrastruktur birgt jedenfalls zusätzliches Gefahrenpotential. Obwohl der Nutzen für potentielle Angreifer gering erscheint, sind Maßnahmen zur Garantie der Sicherheit zu setzen. Ein industrieller Standard gilt als Mindestvoraussetzung für die Kommunikation. Auch wenn wenig sensible Daten im EndkundInnenbereich transportiert werden bleibt ein Restrisiko.

2.4.3 Mögliche Modelle für Smart Grids

Expertenmeinung: Das intelligente Stromnetz (Smart Grid) wird von den Experten als wichtiger Wirtschaftsfaktor in den nächsten Jahren angesehen. Es bestehen große technische und ökonomische Potenziale im Bereich der dezentralen kundenseitigen Erzeugung, insbesondere im Bereich der erneuerbaren Energieträger, der Verteilung und der Kunden durch mögliche Automatisierung in allen Bereichen.

Betriebsmittel (Haushaltsgeräte oder betriebliche Maschinen), die sich am Smart Grid beteiligen können, bzw. die Automatisierungseinheiten für Smart Homes/Offices/Buildings/Factories sind jedoch so zu konfigurieren, dass sie nach dem „okay“ für den Strombezug eine randomisierte und rollierende Zu-/Abschaltung über einen bestimmten Zeitraum (z.B. 15 Minuten) durchführen. Damit können unerwünschte zeitliche Verzögerungen der angeforderten Energiedienstleistung reduziert und „Ziehharmonikaeffekte“ vermieden werden.

Das Lastverschiebungspotenzial könnte dadurch zwar weiter verkleinert werden, aber Rückwirkungen auf das Netz und regelungstechnische Konflikte können vermindert werden.

Des Weiteren wird auf ein nicht zu vernachlässigendes Sicherheitsrisiko (bzgl. Personenschutz) hingewiesen, wenn Werkzeugmaschinen ferngesteuert angefahren werden, hier sollten Verriegelungsmaßnahmen unbedingt angedacht werden.

2.4.4 Zukünftige Möglichkeiten

Eine Ausweitung der Automatisierung regional und netzübergreifend (sowohl Ebenen übergreifend im Elektrizitätsnetz als auch durch Verknüpfung mit dem EDV-Netz) ist Teil aktueller und zukünftiger Forschungen. Eine Reihe von Pilotprojekten zur Optimierung von Netzbereichen liefert Ansätze für Modellvarianten.

Eine modulweise gestaffelte Regelung für einzelne Untergruppen von der Verteilerebene bis in das Übertragungsnetz ist anzudenken. Dadurch könnten eigenstabile und effizienzoptimierte Netzbereiche erzielt werden, ohne als Insel geführt zu werden, wodurch auch eine Stabilisierung des Gesamtnetzes gefördert werden kann. Ob und wie diese den freien Markt einerseits und den regulierten Netzbereich andererseits beeinflussen, bedarf weiterer Forschungen.

3 EndkundInnen-seitige Erzeugung und Speicherung

3.1 Erzeugung und Eigennutzung

Potentiale bei der endkundenseitigen Erzeugung und Speicherung sind klar vorhanden, im KleinkundInnenbereich primär bei Photovoltaik, aber auch bei Kleinwindkraft, regional auch Kleinwasserkraft. Im GroßkundInnenbereich ist auf das vielfach aus ökonomischen Gründen ungenutzte Potenzial von industriellen Kraft-Wärme-Kopplungen hinzuweisen, die grundsätzlich bedarfsorientiert gefahren werden. Im Kontext mit flexiblen Tarifen kann die endkundenseitige Erzeugung und Speicherung Effizienzgewinne bringen und zu einer erhöhten Autonomie führen.

Die Ausnutzung lokaler Erzeuger-Verbraucher-Synergien ist in Kombination mit Speichern, Lastmanagement und flexiblen Tarifen zu empfehlen. Es ergeben sich dabei auch positive volkswirtschaftliche Effekte²⁰.

Expertenmeinung: Es lässt sich feststellen, dass die Beschaffung von PV-Anlagen vermehrt mit Maßnahmen zur Eigenverbrauchsoptimierung (durch z.B. Einbau von Gebäudeautomatisierung, Wärmepumpen und eventuell Batteriespeichern) einhergehen.

²⁰ ECONGRID. Smart Grids und volkswirtschaftliche Effekte: Gesamtwirtschaftliche Bewertung von Smart-Grids-Lösungen. 2013-07-30. Klima- und Energiefonds des Bundes, FFG Projekt Nummer 829847

Aktuell bildet sich auch ein Trend zu kleineren PV-Anlagen ab, die der Erhöhung der Autonomie gelten.

Insbesondere, wenn flexible Tarife z.B. durch höhere Entgelte/Preise zum Zeitpunkt der mittäglichen Lastspitze den KundInnen Anreize zu weniger Lastaufnahme/Verbrauch vermitteln, wird eine Nutzung von PV und Speichern zur Verringerung der individuellen Lastspitze interessant.

Die zukünftige Forschung wird klären müssen, wie groß diese Speicher sein sollen und wie mit einzelnen Überschreitungen der vereinbarten Lastspitze umgegangen werden soll wenn der Batteriespeicher nicht ausreicht, den Leistungsbedarf des Verbrauchers zu decken.

Potentiale in der Industrie und bei den Energieversorgern werden bei gegebener Wirtschaftlichkeit einer Investition sicherlich gehoben werden. Um jedoch vermeintliche Fehlinvestitionen bei Kraftwerken zu verhindern bzw. abzufangen, ist ein Zusammenschluss von Erzeuger-Netz-VerbraucherInnen-Gruppen regionenweise sinnvoll. Der rechtliche Rahmen ist hier jedoch noch zu klären, auch fehlen im Marktmodell entsprechende Instrumente.

Expertenmeinung: Die Speicherung von elektrischer Energie in elektrochemischen Speichern, ohne Eigennutzung kann bei Tarifen mit einer höheren Preisspreizung gegebenenfalls für die Industrie interessant sein, v.a. bei Last-Tarifen oder hochdynamischen Tarifen mit kurzen Tarifzeiten.

Die Experten weisen darauf hin, dass in Österreich aufgrund der vorhandenen Pumpspeicherkraftwerke der Einsatz von elektrochemischen Speichern wegen der hohen Kosten und der geringen Speicherfähigkeit nur im Bereich der Verteilnetzebene und nur in Sonderfällen sinnvoll erscheint. Auch geben sie zu bedenken, dass Leistungsspitzen, die in Netzausläufern auftreten, transformatornah aufgrund der Gleichzeitigkeitseffekte nur noch in einem stark geschwächten Maß auftreten und erst bei außergewöhnlichen Lastspitzen Berechtigung finden. Die Experten vermuten, dass der Einsatz von leistungsstarken elektrochemischen Speichern (Akkumulatoren) aufgrund der hohen Kosten mittelfristig in Österreich unrentabel bleiben wird.

3.2 Elektroautos als Stromspeicher

Zukünftige flexible Tarife sollten den Einsatz der Batterien von Elektroautos als Stromspeicher langfristig berücksichtigen, da die Batterien von Elektroautos als Reservoir zur Speicherung überschüssiger Wind- und Solar-Energie herangezogen werden können²¹ und die so gespeicherte elektrische Energie zu einem anderen Zeitpunkt sinnvoll genutzt werden kann.

Expertenmeinung: Koordinierte verteilte Lade- und Entladestrategien sollten für eine effiziente Auslastung des Netzes nach Möglichkeit dem direkten Zugriff auf konkrete Speichereinheiten vorgezogen werden. Diese Möglichkeit sollte nur an neuralgischen Netzknoten bei hoher Auslastung zur Kostenminderung (bzw. Aufrechterhaltung des Betriebs) in Betracht gezogen werden. Daraus abgeleitet wird empfohlen, für Elektroautos,

²¹ Forschungsprojekt „INEES“. Intelligente Netzanbindung von Elektrofahrzeugen zur Erbringung von Systemdienstleistungen, <http://www.erneuerbar-mobil.de/de/projekte/foerderung-von-vorhaben-im-bereich-der-elektromobilitaet-ab-2012/kopplung-der-elektromobilitaet-an-erneuerbare-energien-und-deren-netzintegration/inees>

deren Batterien auch als Stromspeicher und für das Lastmanagement im Netz herangezogen werden können, eigene Stromkreise und eigene Zähler respektive eigene Tarife zu verwenden.

3.3 Kombinationen aus Erzeugung und Speicherung

Die vorhandenen endkundInnenseitigen Speicherpotenziale (elektrische Energie, Wärme, Kälte) sollten aus Kosten- und Effizienzgründen bevorzugt in das Energiesystem einbezogen werden. Zukünftige Entwicklungen endkundenseitiger Speicher sollten schon bei der Entwicklung auf System- und Netzansprüche sowie auf Integrationsmöglichkeit achten. Eine frühzeitige Berücksichtigung von potentialträchtigen neuen Technologien wie Elektromobilität sowie stationärer Speichersysteme ist empfehlenswert, um Synergien effektiv auszunutzen.

Expertenmeinung: Thermische Speicher bzw. Prozesse (Wärmepumpe), sowie Prozessspeicher (z. B. Luftkonditionierung) können und sollten mittelfristig vermehrt einbezogen werden. Einfache Energiemanagementsysteme können somit eine deutlichen Lastverschiebung ermöglichen und bei vorhandener Eigenerzeugung, zum Beispiel durch Fotovoltaik, zu einer Erhöhung der Autonomie beitragen.

Derzeit ist eine vermehrte Etablierung von Batteriespeichern bei KundInnen mit Eigenerzeugung zu erkennen. Bei nicht koordinierten bzw. nicht akkordierten Einsatz können abhängig vom Netzbereich und lokalen und witterungsbedingten Gründen Lastglättungseffekte oder Leistungsspitzen auftreten. Zielorientierte technische Regelungen (z.B. in Analogie zum P(U)-Wechselrichter bei PV) sind bei Notwendigkeit zu erlassen.

Es ist zu erwarten, dass es zu einem erhöhten Autonomiegrad kommt und es zu einer Verschiebung der bestehenden arbeitspreisorientierten Entgeltung zu einer leistungspreisorientierten bzw. (teil-)pauschalen Entgeltung kommen muss. Die notwendige Berücksichtigung der vornehmlich lokalen Effekte von Speichersystemen auf die Netzinfrastruktur erschwert die Einführung undifferenzierter flexibler Tarife.

Ein Durchbruch der Elektromobilität wird speziell in der Verteilerebene starke Veränderungen mit sich bringen, da Elektroautos die Anschlussleistung eines Haushalts verdoppeln können. Es ist zu erwarten, dass sich die bisher üblichen Lastspitzen in einem Haushalt mit den Lastspitzen der Autoladung abends überlagern. Des Weiteren kann es bei einem verstärkten Einsatz der Elektromobilität insbesondere bei einer Erhöhung der Zahl der Schnell-Ladestationen zur Notwendigkeit von Adaptierungen in der Verteilernetzebene (z.B. Zubau an Transformatoren) kommen.

3.4 Stirling-Generatoren und Gas-Mikro-KWK

Expertenmeinung: Stirling-Generatoren wird aufgrund der bisherigen Erfahrungen nur ein Nischen-Potenzial zugeordnet und die Auswirkungen auf flexible Tarife als gering erachtet.

Mikro-KWK-Anlagen werden derzeit vorwiegend wärmegeführt betrieben und sind für Strom-Tarife nur durch aktive Anreizsetzung interessant, es ergibt sich aber eine Abhängigkeit vom Gaspreis. Die Zahl der Stirling-Generatoren ist derzeit nicht groß genug, um ein nennenswertes Potential darzustellen.

3.5 Power-to-Gas

Expertenmeinung: Einige Experten thematisieren den zukunftssträchtigen Bereich Power-to-Gas und ordnen diesem Feld in Zukunft (speziell in Deutschland) ein großes Potenzial zu. Aufgrund der Möglichkeit größere Energiemengen zu speichern und aufgrund der Möglichkeit sowohl Gas wie auch Elektrizität direkt zu erzeugen wird diese Technologie einen großen Einfluss auf den Lastgang haben, insbesondere bei den Verbrauchergruppen, die in diese Technologie investieren können. Da in dieser Technologie noch sehr viele Forschungsaufgaben stecken wird die Frage gestellt, ob diese Technologie wärme- oder stromgeführt betrieben werden soll, erst dann kann über einen ökonomisch optimalen Einsatz nachgedacht werden. Aufgrund der zu erwartenden hohen Speicherfähigkeit und Autonomie dieser Anlagen werden in diesem Zusammenhang leistungsorientierte Preise für den Strombezug aus dem Netz angedacht.

Flex-Tarif

Entgelte und Bepreisung zur Steuerung von Lastflüssen im Stromnetz

Christina Friedl, Simon Moser
Energieinstitut an der JKU Linz

Projektbericht 8/9
EndkundInnen: Motivation, Akzeptanz und Verteilungseffekte

Linz, September 2014

Vorwort

Im Rahmen des Projektes „Flex-Tarif“ werden die Zielsetzungen sowie die ökonomischen, rechtlichen, technischen und sozialen Rahmenbedingungen einer Realisierung vorhandener Lastverschiebungspotenziale analysiert. Das Projekt untersucht die rechtliche Zulässigkeit und die Effektivität von unterschiedlichen Tarifmodellen und leitet Zielkonflikte, technische Voraussetzungen und Barrieren sowie soziale Effekte ab.

Der vorliegende Projektbericht **8/9 „EndkundInnen: Motivation, Akzeptanz und Verteilungseffekte“** wurde im Rahmen dieses Projektes erstellt. Weitere Projektberichte des Projektes Flex-Tarif sind:

1/9: Executive Summary

2/9: Einleitung und Rahmenbedingungen

3/9: Methode und Arbeitsdefinitionen

4/9: Rechtsanalyse

5/9: Anreizwirkung und Effektivität von flexiblen Tarifen

6/9: Erzeugungsseitige Systemnutzungsentgelte

7/9: EndkundInnen-seitige Automatisierung, Kommunikation, Erzeugung und Speicherung

8/9: EndkundInnen: Motivation, Akzeptanz und Verteilungseffekte

9/9: Handlungsempfehlungen



Das Projekt Flex-Tarif wird im Rahmen der 2. Ausschreibung des Programms *Energy Mission Austria* vom Klima- und Energiefonds beauftragt und finanziert.

Inhaltsverzeichnis

1	Erläuterungen und Einleitung	4
2	Arbeitsdefinition der KundInnengruppen.....	5
2.1	Nicht-Haushalte.....	5
2.2	Haushalte	6
2.2.1	Demographische Entwicklungen	6
2.2.2	Versuch einer Kategorisierung	7
3	Interessierte KundInnengruppen: Akzeptanz und Motivation	12
3.1	Nichthaushalte	12
3.2	Haushalte	13
3.2.1	Entscheidungsvariablen für das Interesse und die Beteiligung an einem Tarif.....	13
3.2.2	Kundensegmentierung	15
3.2.3	Kategorien der Einflussfaktoren auf Motivation und Akzeptanz	15
4	Interessante KundInnengruppen (Zielgruppen) aus Sicht von Lieferant und/oder Netzbetreiber.....	21
5	Verteilungseffekte flexibler Tarife	23
5.1	Inzidenzanalyse	23
5.2	Besser- und Schlechterstellung von KundInnengruppen	23
5.2.1	Umverteilungswirkung durch Netzentgelte	24
5.2.2	Umverteilungswirkung durch die Strompreiskomponente „Energie“:.....	24
5.2.3	Forschungsbedarf:	25
5.3	Verteilungseffekte durch PV und Folgen für das Tarifsysteem	25
6	Zusammenfassung und offene Forschungsfragen.....	26

1 Erläuterungen und Einleitung

Im Rahmen des Projekts Flex-Tarif „Entgelte und Bepreisung zur Steuerung von Lastflüssen im Stromnetz“ wurden die möglichen Auswirkungen einer Tarifflexibilisierung auf die Endkundengruppen im Strombereich (Haushalte, Gewerbe und Industrie) auf Basis der Literaturrecherche und der durchgeführten ExpertInneninterviews (vgl. Projektbericht 3/9) analysiert. Das vorliegende Arbeitspapier analysiert mögliche Gruppen von KundInnen, das gruppenspezifische Interesse an flexiblen Tarifen, die gruppenspezifische Relevanz für die Nachfrager der Lastverschiebung (das sind Lieferanten und Netzbetreiber) sowie die auftretenden Verteilungseffekte.

Unter Verteilungseffekte werden im Projekt die unterschiedlichen Auswirkungen einer Flexibilisierung der Preise und Entgelte im Strombereich auf unterschiedliche KundInnengruppen (Haushalte sowie Nicht-Haushalte) verstanden. Die Ausgestaltungsmöglichkeiten sind einerseits durch eine Flexibilisierung im Bereich der Energiepreiskomponenten charakterisiert, wo Modelle aufgrund der Liberalisierung von den Stromlieferanten festgelegt werden können. Andererseits wird auch eine Flexibilisierung in den Netzentgeltkomponenten, die ja dem regulierten Markt zugrunde liegen, diskutiert.

Obwohl sich flexible Strompreismodelle wie z.B. Time-of-Use-Tarife bereits im Produktportfolio von Stromlieferanten befinden, gibt es in Österreich bis dato nur wenig Evidenz hinsichtlich deren Auswirkungen auf die Reaktion und Akzeptanz der Zielgruppen. Damit sind jene KundInnengruppen gemeint, die das Angebot von flexiblen Tarifen¹ in Anspruch nehmen und entsprechend der Preisgestaltung auch unterschiedlichste Tätigkeiten in lastschwächere Zeiten verschieben.

Die KundInnen werden in der vorliegenden Studie Flex-Tarif erst in die Kategorien Haushalte und Nicht-Haushalte eingeteilt, wobei sich hier auch innerhalb der jeweiligen Gruppe eine Unterteilung in Subgruppen ergibt. Unterschiedlichste Faktoren wie z.B. soziodemografische Charakteristika, Lebensstil, vorhandene Gerätschaften, Branchen etc. haben dabei einen Einfluss auf das Stromverbrauchsverhalten. Ziel ist es, qualitativ Effekte einer Tarifflexibilisierung auf unterschiedliche Gruppen zu identifizieren, wobei die jeweilige Ausgestaltung der Tarife eine wesentliche Rolle spielt. Des Weiteren ist in den Gruppen, v.a. in jener der Haushalte, sowohl der Aspekt des Lastverschiebungspotenzials als auch der Aspekt der Kosten sowie Nutzen einer Tarifflexibilisierung zu betrachten. Je nach Art der Flexibilisierung der Energie- und Netzkomponenten werden die genannten Gruppen unterschiedlich beeinflusst. Hier gilt zu identifizieren, welche Gruppen für eine Lastverschiebung relevant sind, wie und in welchem Ausmaß unterschiedliche Gruppen von einer Flexibilisierung des Strompreises betroffen sind und wie KundInnen durch eine gezielte Segmentierung angesprochen werden könnten.

Die Auswirkungen und Aspekte einer Tarifflexibilisierung auf unterschiedliche Gruppen wurden mit der Durchführung von Experteninterviews empirisch ermittelt (zur Methode vgl. Arbeitspapier 3/9). Die Analyse basiert dabei auf Positionen, Einschätzungen und Perspektiven der befragten ExpertInnen, die anhand der Interviews gewonnen wurden. In der qualitativen Analyse der sozialen Aspekte wurde der Schwerpunkt auf die Auswertung der Fragen aus den Bereichen Zielgruppe, Akzeptanz/Motivation und Verteilungseffekte gelegt, welche im Folgenden genauer beschrieben werden.

¹ Tarif wird als Überbegriff in diesem Arbeitspapier verwendet und subsummiert die Energiepreiskomponente sowie die Netzentgeltkomponente.

2 Arbeitsdefinition der KundInnengruppen

Die KundInnengruppen werden im Projekt Flex-Tarif grundsätzlich in die Kategorien „Haushalte“ und „Nicht-Haushalte“ unterteilt. Im Folgenden wird auf die Charakteristika der Nichthaushalte und Haushalte bzw. ihrer Untergruppen im Kontext der Flexibilisierung von Strompreisen und Netzentgelten eingegangen.

2.1 Nicht-Haushalte

Auf Basis der empirisch-qualitativen Analyse betrachten Energieversorger, Energieberater und Technologieanbieter stromintensive Großunternehmen als primäre Zielgruppe für flexibilisierte Tarifmodelle. Dies wird mit Vorteilen in geringeren administrativen und technischen Kosten im Verhältnis zu den vertraglich vereinbarten Leistungen argumentiert. Geringe relative Preisspreizungen bei Haushaltskunden aufgrund der aktuellen kWh-bezogen regulierten Netzentgelte sind ein weiterer Grund, der den Fokus der Lastverschiebung auf die Industrie lenkt.

Aufgrund der heterogenen Struktur der Nichthaushalte wird dabei im Projekt die Annahme getroffen, dass der Verbrauch den primären Indikator des Lastverschiebungspotenzials darstellt. Die Zielgruppe „Nichthaushalte“ (Gewerbe, Industrie, private und öffentliche Dienstleistungen) wurde deshalb auf Basis ihrer Verbrauchscharakteristika auf Basis der empirisch-qualitativen Analyse kategorisiert und mit Beispielen verknüpft (siehe Tabelle 2-1).

Tabelle 2-1: Einteilung der Zielgruppe Gewerbe und Industrie für flexible Tarifformen. Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der qualitativen Analyse der Experteninterviews.

Definierte Gruppen	Beispiele	Charakteristika
Kleinverbraucher	Friseurläden, Gemeindeämter, kleiner Handel	Netzebene 7: kleine und mittlere Dienstleistungsunternehmen, kleine produzierende Unternehmen
Mittlere Verbraucher	Private und öffentliche Bürogebäude, klassische Supermärkte, Schulen	Netzebenen 5/6: große Dienstleistungsunternehmen, mittlere produzierende Unternehmen
Große Verbraucher	Große produzierende Unternehmen, aber kleiner als klassische energieintensive Industrien	Netzebenen 4/5: Große produzierende Unternehmen
Stromintensive Industrie	OMV, Voestalpine, Papierindustrie, Zementwerke	Netzebenen 1-3: Klassische stromintensive Industrien

Grundsätzlich steht bei den interessanten Unternehmen Qualität und Quantität der Produktion/Prozesse im Vordergrund, Lastverschiebungspotenziale werden in der aktuell gültigen Regulierung v.a. bei nicht voller Auslastung realisiert. Hinzu kommt, dass sich Unternehmen, die über verschiebbare Potenziale verfügen (nichtkonstante Produktion, Batch-Prozesse), aufgrund der Leistungsorientierung (monatsbezogene kW-Glättung) keiner wirtschaftlichen Möglichkeit zur Realisierung der Potenziale gegenübersehen (siehe Netzentgelte für leistungsgemessene KundInnen). Zudem ist die aktuelle Lastgestaltung in Unternehmen primär und dominant an der Last orientiert, eine weitere Optimierungsvariable stellt einen signifikanten administrativ-organisatorischen Aufwand dar, der bei Wirtschaftlichkeitsberechnungen zu beachten ist.

2.2 Haushalte

In den Arbeiten zu diesem Kapitel wurde angestrebt, Haushalte in Subkategorien zu unterteilen. Ziel war, durch eine Einteilung auf Basis von Haushaltscharakteristika und -daten der Statistik Austria Modellhaushalte zu bilden, die Österreich repräsentativ nach Haushaltstypen abbilden. Eine erste Klassifizierung der Haushalte für Flex-Tarif erfolgt in Anlehnung nach der Einteilung der Haushaltstypen nach Statistik Austria (2011) und BMASK (Hrsg.) (2013) sowie dem Mikrozensus der Statistik Austria (2012).^{2,3}

Des Weiteren wurden im Projekt Überlegungen angestellt, welche dieser Haushaltskategorien sich für flexible Stromtarife interessieren. Da sich herausstellte, dass die hier vorgenommene Kategorisierung nicht auf die Interessenslagen übertragbar ist, wird in den nachfolgenden Kapiteln 3 und 4 herausgearbeitet, welche Kundengruppen interessiert sind und welche dieser KundInnen für Lieferanten und Netzbetreiber interessant sind.

2.2.1 Demografische Entwicklungen

Die in diesem Projekt erfolgte Differenzierung der Haushaltstypen folgt den gegenwärtigen gesellschaftlichen Entwicklungen, die aus der Registerzählung der Statistik Austria (1971 vs. 2011) hervorgehen:⁴

- Nach dem Mikrozensus gab es im Jahr 2011 rund 3,6 Mio. Privathaushalte.
- Der Trend geht zu kleineren Haushalten; jeder dritte Haushalt ist ein Einpersonenhaushalt. Die durchschnittliche Haushaltsgröße ist von 2,88 (1971) auf 2,27 Personen pro Privathaushalt (2011) gesunken.
- 62% der Privathaushalte sind Familienhaushalte. Die Zahl der Kinder in Familien (derzeit 2,4 Mio. Kinder) geht zurück. Derzeit gibt es 2 Mio. Kinder unter 15 Jahre. Allerdings bleiben erwachsene Kinder länger im Elternhaus; 44% der 25-jährigen Männer leben noch im Elternhaus, Frauen ziehen früher aus, 30% aller 25-jährigen Frauen leben noch bei zumindest einem Elternteil.
- Auch ist ein prozentualer Anstieg von Lebensgemeinschaften und Ein-Eltern-Familien zu beobachten.

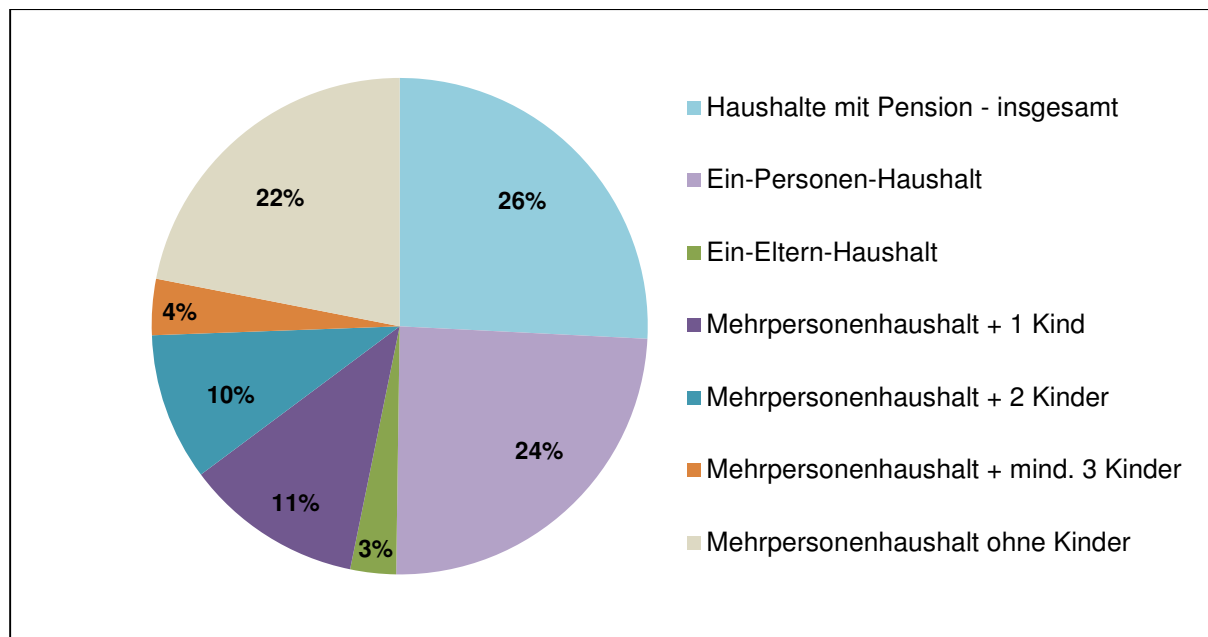
Auch der Mikrozensus der Statistik Austria aus dem Jahr 2012 macht den Status Quo der Haushaltsstruktur in Österreich deutlich.

² Vgl. Statistik Austria (2012) Tabellenband EU-SILC 2011. Einkommen, Armut und Lebensbedingungen. Wien.

³ Vgl. BMASK - Bundesministerium für Arbeit, Soziales und Konsumentenschutz (Hrsg.) (2013) Armut- und Ausgrenzungsgefährdung in Österreich. Ergebnisse aus EU-SILC 2011. Studie der Statistik Austria im Auftrag des BMASK. Wien.

⁴ Vgl. Statistik Austria. Registerzählung 2011. Download unter: http://www.statistik.at/web_de/statistiken/bevoelkerung/volkszaehlungen_registerzaehlungen/ (letzter Abruf: 7. Oktober 2014).

Abbildung 2-1: Privathaushalte nach Haushaltstypen & Anteil an Gesamt Haushalte (Jahr 2012). Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Statistik Austria (Mikrozensus).⁵



2.2.2 Versuch einer Kategorisierung

In diesem Ansatz fand eine Einteilung der privaten Haushalte auf Basis ihrer Charakteristika nach Subgruppen wie z.B. Single-Haushalt (Lehre/Student/Berufstätig/Witwer), Mehrpersonen-Haushalt (ohne Kinder/mit Pension/mit Kinder/mehrere Erwachsenen) statt. Diese Einteilung erfolgt generell auch vor dem Hintergrund der soziodemografischen Entwicklungen hinsichtlich der Haushaltszusammensetzungen, wo ein deutlicher Trend hin zu vermehrten Ein-Personen-Haushalt geht. Die Einteilung nach der Anzahl der Personen im Haushalt ergibt im Wesentlichen deren „typischen“ Tagesablauf, welcher auch das Stromverbrauchsverhalten, die Höhe des Stromverbrauchs sowie das monatliche Haushaltseinkommen impliziert. Die Haushaltsgruppen werden damit auch mit den 7 Lifestyle-Clustern nach Bogner et al. (2012)^{6,7} verknüpft, die ebenso nach Lebensstil-Typologie und den daraus resultierenden Stromverbrauch in den Haushalten eingeteilt wurden (siehe Tabelle 2-2 und Tabelle 2-3).

Es stellt sich heraus, dass die Zuteilung von Einstellungen zu Haushaltscharakteristiken nicht immer schlüssig und exklusiv ist. Dementsprechend kann hier attestiert werden, dass weitere Forschung nötig ist, um eine geeignete Zuteilung durchführen zu können.

⁵ Vgl. Statistik Austria (1985-2012) Privathaushalte nach Haushaltstypen 1985-2012. Mikrozensus. Download unter:

http://www.statistik.at/web_de/statistiken/bevoelkerung/haushalte_familien_lebensformen/haushalte/index.html (letzter Abruf: 7. Oktober 2014).

⁶ Vgl. Bogner, T. et al. (2012) "Outlook „Life Style 2030“. Determinanten für den Stromverbrauch in österreichischen Haushalten. Im Auftrag des Klima- und Energiefonds. Österreichische Energieagentur. Wien.

⁷ Siehe auch Kapitel 3.2.1

Tabelle 2-2: Einteilung der Haushalte: Typen und statistische Ausprägungen der Haushaltstypen. Beschreibung der 1-Personen-Haushalte. Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Statistik Austria (2011) und BMASK (Hrsg.) (2013), Mikrozensus der Statistik Austria (2012) (Familien- und Haushaltsstatistik).⁸

Kat.	Definierte HH-Kategorien	Charakteristika – Soziodemografische Aspekte und Stromverbrauchsverhalten (nach Tagesablauf)	Anzahl der Haushalte gemäß Statistik Austria (2012) ⁹
Klassifizierung: 1-Personen-Haushalte (JUNG) – Alleinlebende Haushalte			
H1	Lehre/ Genosse	Single, Lehrling/Genosse, bis 25 Jahre, geringes Haushaltseinkommen Konfuser Stromverbrauch Klassische Uninteressierte nach Bogner et al. (2012)	In Summe: 892.000 Haushalte
H2	Studenten	Single, Student, bis 25 Jahre, geringes Haushaltseinkommen Konfuser Stromverbrauch Klassische Hedonisten	Alleinlebende Frauen = 459.000 Haushalte (12,6 % von allen Haushalten in Österreich)
H3	„Berufstätiger Single“	Single, berufstätig, 30 bis 50 Jahre, mittleres Haushaltseinkommen Verbrauch: max. 2.500 kWh/a (Bogner et al. 2012) <u>Tagesablauf</u> : Am Wochenende außer Haus <u>Wochentags</u> : Verbräuche v.a. am Abend	Alleinlebende Männer = 432.000 Haushalte (11,8% von allen Haushalten in Österreich)
H4	Alleinlebende Männer/Frauen („Witwe/r“)	Witwe/r ab 65 Jahre, pensioniert, niedriges Haushaltseinkommen (vor allem Frauen) <u>Tagesablauf</u> : Kein Unterschied Wochentag – Wochenende <u>Verbrauch</u> : 2.000 kWh/a (Bogner et al., 2012)	In Summe: 433.000 Haushalte Alleinlebende Frauen: 304.000 Haushalte (= 8,3 % von den gesamten Haushalten und 32 % von den Pensionistenhaushalten) Alleinlebende Männer: 128.000 Haushalte (= 3,5 % von den gesamten Haushalten und 14 % von den Pensionistenhaushalten)

⁸ Vgl. Statistik Austria (2013) Familien- und Haushaltsstatistik. Ergebnisse der Mikrozensus-Arbeitskräfte-Erhebung. Wien. Download unter:
http://www.statistik.at/web_de/dynamic/statistiken/bevoelkerung/haushalte_familien_lebensformen/haushalte/publdetail?id=422&listid=422&detail=568 (letzter Abruf: 24. Oktober 2013).

⁹ Vgl. Statistik Austria (1985-2012) Privathaushalte nach Haushaltstypen 1985-2012. Mikrozensus. Download unter:
http://www.statistik.at/web_de/statistiken/bevoelkerung/haushalte_familien_lebensformen/haushalte/index.html (letzter Abruf: 23. Oktober 2013).

Tabelle 2-3: Einteilung der Haushalte: Typen und statistische Ausprägungen der Haushaltstypen. Beschreibung der Mehr-Personen-Haushalte. Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Statistik Austria (2011) und BMASK (Hrsg.) (2013), Mikrozensus der Statistik Austria (2012) (Familien- und Haushaltsstatistik).¹⁰

Kat.	Definierte HH-Kategorien	Charakteristika – Soziodemografische Aspekte und Stromverbrauchsverhalten (nach Tagesablauf)	Anzahl der Haushalte gemäß Statistik Austria (2012) ¹¹
Klassifizierung: Mehr-Personen-Haushalt			
H5	Junger Mehrpersonen-Haushalt ohne Kinder (=DINK) ¹²	(Junges) Paar ohne Kinder, berufstätig, 30 bis 50 Jahre, hohes Haushaltseinkommen <u>Tagesablauf:</u> Wochentags ähnlich, Wochenende unterschiedlich <u>Verbrauch:</u> max. 2.500 kWh/a (Bogner et al. 2012)	Mehrpersonen-Haushalte = 801.000 Haushalte (= 22 % von den gesamten österreichischen Haushalten)
H6	Mittlerer Mehrpersonen-Haushalt (Eltern mit „erwachsenen Kindern“)	Ehepaar ab 50 Jahre, berufstätig, mittleres bis höheres Haushaltseinkommen <u>Tagesablauf:</u> Wochentags ähnlich, Wochenende unterschiedlich (Besuch von erwachsenen Kindern (>18 Jahre)) <u>Verbrauch:</u> 2.500 kWh/a (Bogner et al., 2012) – teilweise konfuser Stromverbrauch	Paare ohne Kinder und ohne weitere Personen = 840.000 Haushalte (= 23 % von den gesamten österreichischen Haushalten)
H7	Mehrpersonen-Haushalt mit Pension („Pensionisten-Paar“)	Älteres Paar ab 65 Jahre, pensioniert, niedriges Haushaltseinkommen <u>Tagesablauf:</u> Kein wesentlicher Unterschied zwischen Wochentag – Wochenende <u>Verbrauch:</u> 2.500 kWh/a (Bogner et al., 2012)	Pensionsbeziehende Haushalten 509.000 Haushalte (= 14 % von allen österreichischen Haushalten und 54 % der Pensionistenhaushalte)
H8	Ein-Eltern-Haushalt inkl. Alleinverdiener	Alleinerzieher und/oder Alleinverdiener, geringes bis mittleres Haushaltseinkommen, 1-2 minderjährige/schulpflichtige Kinder unter 15 Jahre <u>Tagesablauf:</u> unterschiedlich	Ein-Eltern Haushalte (Alleinerzieher): 109.000 Haushalte (= 3 % von den gesamten österreichischen Haushalten)
H9	Mehrpersonen-Haushalt + 1 Kind	Eltern (beide berufstätig: Mann Vollzeit, Frau Teilzeit) geringes bis mittleres Haushaltseinkommen, minderjährige/schulpflichtiges Kind unter 15 Jahre <u>Tagesablauf:</u> unterschiedlich	Eltern + 1 Kind-Haushalt: 423.000 Haushalte (= 12 % von den allen österreichischen Haushalten)
H10	Mehrpersonen-Haushalt + 2 / 3 Kinder	Eltern (beide berufstätig: Mann Vollzeit, Frau Teilzeit) geringes bis mittleres Haushaltseinkommen, minderjährige/schulpflichtige Kinder unter 18 Jahren <u>Tagesablauf:</u> unterschiedlich	Eltern + 2/3 Kinder-Haushalt: 484.000 Haushalte (= 14 % von den allen österreichischen Haushalten)
H11	Mehr-Personen-Haushalt mit mind. 2 erwachsenen Personen (Wohngemeinschaften, etc.)	Durchschnittlich 2-3 Personen, unterschiedliche Lebensabläufe, hoher Anteil von Studenten unterschiedliche Verantwortlichkeiten im Haushalt, teils <u>unterschiedliche Tagesabläufe</u>	61.000 Haushalte (= 14 % von den gesamten österreichischen Haushalten)

¹⁰ Vgl. Statistik Austria (2013) Familien- und Haushaltsstatistik. Ergebnisse der Mikrozensus-Arbeitskräfte-Erhebung. Wien. Download unter: http://www.statistik.at/web_de/dynamic/statistiken/bevoelkerung/haushalte_familien_lebensformen/haushalte/publdetail?id=422&listid=422&detail=568 (letzter Abruf: 24. Oktober 2013).

¹¹ Vgl. Statistik Austria (1985-2012) Privathaushalte nach Haushaltstypen 1985-2012. Mikrozensus. Download unter: http://www.statistik.at/web_de/statistiken/bevoelkerung/haushalte_familien_lebensformen/haushalte/index.html (letzter Abruf: 23. Oktober 2013).

¹² DINK = „Double Income No Kids“: Kinderlose (Ehe)Paare um die 30, beide voll erwerbstätig und hohes Haushaltseinkommen.

Auf Basis dieser genannten Attribute erfolgt damit eine weitere Verknüpfung mit den Energy Styles-Gruppen¹³ und deren Charakteristika sowie soziodemografischen Ausprägung und (Stromverbrauchs-)Verhalten sowie eine Zuordnung zu aktuellsten Sinus-Milieus¹⁴, um die mögliche Zielgruppe einzugrenzen.¹⁵ Die Verknüpfung der jeweiligen definierten Haushaltsgruppierungen mit den Sinus-Milieus folgt dabei der Annahme hinsichtlich der Akzeptanz und der möglichen Bereitschaft, einen flexiblen Tarif in Anspruch zu nehmen (siehe auch Kapitel 5.2.1, wo die Entscheidungsgrundlagen für die Motivation noch näher erläutert werden). Auf Basis dessen werden unterschiedliche Haushaltstypen aufgrund ihrer soziodemografischen Ausprägungen, deren Stromverbrauchsverhalten und deren Zuordnung zu einem Sinus-Milieu als potentielle Zielgruppe für flexible Stromtarife diskutiert (siehe auch Tabelle 2).

Aufgrund der Einteilung nach den soziodemografischen Variablen¹⁶ erscheinen vor allem jene 1-Personen-Haushalte im urbanen Bereich aus höheren Bildungs- und Einkommensschichten, mit einer vollen Berufstätigkeit sowie einer hohen Konsumbereitschaft moderner Technologien interessant („Der Anspruchsvolle“ nach Bogner et al. (2012) sowie Milieu der „Performer“ und „Digitale Individualisten“ nach Sinus). Ebenso ausgewählte Studenten in Single-Haushalten, die weniger zu den Uninteressierten (laut Sinus 2012 die „Hedonisten“) aber mehr zu den umwelt- und kostenbewussten Haushalten zählen, einen flexiblen Tagesablauf aufweisen und an Stromkosteneinsparungen interessiert sind. Auch der traditionelle Teil der Ein-Personen-Haushalte – alleinlebende Frauen und Männer (Witwer/in) ab 60 Jahre – weist ein mögliches Potential aufgrund seiner Attribute für flexible Tarife auf. Obwohl dieser Gruppe tendenziell eine geringere Konsumbereitschaft für moderne Technologien zugeschrieben wird, spielt die mögliche monetäre Ersparnis aufgrund des geringeren Einkommens ebenso wie die Flexibilität aufgrund längerer Verweildauern zu Hause eine Rolle. Ähnlich könnte es sich bei Mehrpersonen-Haushalten (mit/ohne Pension) aus dem traditionellen, etablierten und konservativen und bürgerlichen Milieu verhalten. Demgegenüber stehen möglicherweise geringe Stromverbräuche und fehlende neue Gerätschaften sowie keine automatisierten Abläufe im Haushalt. Auch ein (junger) berufstätiger Mehrpersonen-Haushalt im urbanen Raum ohne Kinder (zwischen 30 und 50 Jahre) mit hohem Einkommen aus dem sozialökologischen Milieu könnte für flexible Tarifsysteme von Relevanz sein, soweit diese ein entsprechendes Umweltbewusstsein und –verhalten zeigen. Demgegenüber stehen ein eher durchschnittlicher Verbrauch unter 3.000 kWh und eine kürzere Verweildauer in den Wohnräumen. Der Großteil der Mehrpersonen-Haushalte mit einem oder mehreren (v.a. minderjährigen und schulpflichtigen) Kindern – unabhängig vom jeweiligen Milieu – weist dagegen aufgrund ihrer teils sehr unterschiedlichen Tagesabläufe und ihres unflexiblen Stromverbrauchsmusters kein strukturiertes Lastverschiebungspotenzial auf. Möglicherweise könnten flexible Tarifsysteme aber Mehrpersonen-Haushalte mit erwachsenen Personen mit einem umweltbewussten,

¹³ vgl. Bogner et al. (2012)

¹⁴ vgl. Sinus (2012): <http://www.sinus-institut.de/>, 2014-09-25.

¹⁵ In dem Projekt E-Energy in Deutschland wurde auch der Versuch unternommen, eine Profilierung anhand der Sinus-Milieus durchzuführen, wo die Tendenz auch in Richtung innovationsfreundliche und gehobene Schichten für flexible Stromtarife. Zu weiteren Ergebnissen siehe auch Karg et al. (2014) E -Energy Abschlussbericht Ergebnisse und Erkenntnisse aus der Evaluation der sechs Leuchtturmprojekte. Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie. B.A.U.M. Consult GmbH, München / Berlin. S. 75

¹⁶ Ausgehend von der Einteilung in Tabelle 2-2.

anspruchsvollen und alternativen Lifestyle aus dem sozialökologischen Milieu und dem Milieu der Performer ansprechen und interessant sein.

Aufgrund der gesellschaftlichen Entwicklung und damit der Zunahme von (jungen) Single-Haushalten und auch von Haushalten mit (alleinlebenden) älteren Personen (siehe Abbildung 2-1 und Tabelle 2-1) gilt es Überlegungen anzustellen, wie zukünftig diese Gruppe mit entsprechenden Tarifsystemen angesprochen werden kann.¹⁷ Aber auch der Anteil der Mehrpersonen-Haushalte an den gesamten Haushalten in Österreich spielt eine nicht unwesentliche Rolle, da diese vor allem einen erhöhten Verbrauch und damit auch ein entsprechendes Lastverschiebungspotential haben. Während Studenten- und Pensionisten-Haushalte möglicherweise mit dem Argument der Kostenersparnis und dem „Stromspargedanken“ angesprochen werden könnten, könnten sich andere Haushalte auch aufgrund der Innovativität dieser Preisentwicklungsmodelle und dessen Darstellung und Mobilisierung über neue IT- und Home-Automation Anwendungen sowie entsprechende Automatisierungstechniken dafür interessieren. Dazu könnten vor allem auch die Mehrpersonen-Haushalte (ohne Kinder im Haushalt) aus der mittleren und höheren Einkommensschicht relevant sein, die fast ein Viertel aller Haushalte ausmachen. Neben den Tagesabläufen und Lebensstilen der Haushalte wird somit auch die Einkommenssituation der jeweiligen Haushalte ausschlaggebend sein. Haushalte mit höherem Einkommen werden tendenziell jene mit adäquaten Gerätschaften und höheren Automatisierungsgraden sein, womit auch leichter eine Lastverschiebung realisiert werden kann, da hier eine geringere Verhaltensänderung passieren muss. Automatisierung könnte hier somit auch die Aufgabe einnehmen, flexible Tarife für jeden Haushalt unabhängig von der Höhe des Haushaltseinkommens nutzbar zu machen. Aufgrund der europäischen und nationalen Zielsetzungen zum Rollout von Smart Meter werden allerdings einkommensschwächere Haushalte zwar zukünftig einen Smart Meter installiert bekommen, jedoch ohne weitere entsprechende technische Voraussetzungen (Automatisierung, neue Geräte etc.) keine Möglichkeit haben Lastverschiebungen zu bewirken um damit auch von möglichen monetären Ersparnissen zu profitieren. Hinzu kommen vor allem in armutsgefährdeten Haushalten schwierige Lebenslagen, die klarerweise auch den Handlungsspielraum einschränken und diesen Haushalten wenig Raum geben, sich überhaupt mit solchen Themen zu befassen. Inwieweit und in welcher Form für diese Einkommensgruppe generell flexible Tarifsysteme attraktiv sind, scheint ein offener Forschungspunkt zu sein und ist noch in weiteren Analysen zu eruieren. Unabhängig von der Einkommenssituation ist vor allem eine sichere Versorgung mit Energie (im Speziellen mit Strom) wesentlich für die Befriedigung der individuellen Bedürfnisse und sollte in jedem Fall auch bei flexiblen Tarifen gegeben sein.

¹⁷ Siehe auch Kapitel 3.2.2 zur Kundensegmentierung bei flexiblen Tarifsystemen.

3 Interessierte KundInnengruppen: Akzeptanz und Motivation

Für das zielgerichtete Angebot flexibler Strompreismodelle ist dabei eine fokussierte Kundensegmentierung und -kenntnis erforderlich. Die Herausforderung besteht darin, die interessierte und die interessante Zielgruppe zu identifizieren und diese mit abgestimmten Tarifangeboten zu motivieren, um eine Lastverschiebung zu bewirken.

Wesentlich ist, dass eine Lastverschiebung nur durch entsprechende Reaktion und Akzeptanz der Endverbraucher auf variable Tarife durchgeführt werden kann. Derzeit ist noch offen, inwieweit die KundInnen motiviert werden können, entsprechende flexible Tarife in Anspruch zu nehmen und sich gemäß diesen auch zu verhalten. Ausgehend von der Diversität bei den KundInnen werden unterschiedliche Motivationen zutage gelegt, warum, wie intensiv und wie lange sie sich mit flexiblen Tarifen beschäftigen und auf diese reagieren. In diesem Abschnitt werden auf dem Wege der Motivation und die Anforderungen an die Tarifprodukte eingegangen. Auf Basis der durchgeführten ExpertInneninterviews wurde versucht, die Gründe für deren mögliche Relevanz für die Reaktion auf ein variables Stromtarifsystem zu erläutern und zu analysieren. Interessant ist besonders der Massenmarkt der KleinkundInnen (private Haushalte), wo keine individuellen Tarifverhandlungen für die Energiepreiskomponente stattfinden.

Neben dem, dass der Netzbetreiber grundsätzlich über die Möglichkeit verfügt (auch im Rahmen der aktuellen Regulierung), NetznutzerInnen bestimmte Entgelte (z.B. schaltbare oder HT/NT) anzubieten, ist die **Suche nach interessierten KundInnengruppen v.a. ein Thema der Lieferanten**. Denn für diese ist weder das Strompreismodell vorgegeben, noch müssen die KundInnen dieses akzeptieren und beim jeweiligen Lieferanten verbleiben.

3.1 Nichthaushalte

Nichthaushalten ist grundsätzlich ein ökonomisches Interesse zu unterstellen. Diese Annahme wird auch auf öffentliche Stellen angewendet. Einschränkungen, die für diese Annahme vorliegen könnten, werden angesichts der ökonomischen Motivation, die aus knappen öffentlichen Budgets und einer zunehmenden Ökonomisierung der Betriebsführung entsteht, vernachlässigt. Aus ökonomischer Sicht sind somit das Kosten-Nutzen-Verhältnis sowie der Informationsgrad relevant. Speziell für die Kosten sind auch „hidden costs“, das sind z.B. (erwartete) Kosten der Informationsbeschaffung, Kosten der Implementierung, Administrationskosten, etc., zu beachten.

Einzelne Unternehmen weisen aufgrund des Interesses (primär eher hochrangiger) MitarbeiterInnen eine erhöhte Motivation bzw. Akzeptanz gegenüber flexiblen Tarifen auf. In diesem Bezug ist auf die persönliche Interessenslage der MitarbeiterInnen und damit auf die Einteilungsmöglichkeiten der privaten KundInnengruppen zu verweisen.

Zudem ist eine starke Orientierung der Unternehmen an ihrem eigenen Image möglich, wenn dies für die Geschäftstätigkeit ein entsprechend gewichtiges Interesse darstellt. In diesem Sinne ist wiederum auf die Einteilungsmöglichkeiten der privaten KundInnengruppen zu verweisen, wobei es sich dann um die Betrachtung der KundInnen des Unternehmens, nicht um die Einstellungen der MitarbeiterInnen handelt.

3.2 Haushalte

Haushalten ist im Vergleich zu den grundsätzlich eher monetär orientierten Unternehmen ein weiterreichendes Portfolio an Interessen zu unterstellen. Dazu zählen Zeitaufwände, Einstellungen (Praktiken), etc. Diese werden auch als Opportunitätskosten oder versteckte Kosten bezeichnet. Zwar fließen diese Aspekte auch bei Unternehmen ein, jedoch werden sie dort monetär bewertet (z.B. Zeit in monetär zu bewertenden Arbeitsstunden).

Kapitel 3.2.1 gibt wieder, welche Aspekte für Haushalte wesentlich sein können. Kapitel 3.2.2 zeigt sodann, wie KundInnen- oder Marktsegmentierung erfolgen kann. Geografische Ansätze sind bereits jetzt sehr greifbar, Beispiele für Segmentierungen auf Basis der anderen Ansätze werden Kapitel 3.2.3 zusammengefasst. Wichtig ist der Hinweis in Papesch et al. (2014), dass durch die Segmentierung aus einer heterogenen Struktur eine kleinteiligere, aber in diesen Teilen homogenere Struktur entstehen soll.

3.2.1 Entscheidungsvariablen für das Interesse und die Beteiligung an einem Tarif

Aufgrund der dargestellten Haushaltstypen und der möglichen Entscheidungsgrundlagen ist davon auszugehen, dass diese unterschiedlich auf die Verfügbarkeit von flexiblen Tarifen im Allgemeinen und die von flexiblen Tarifen ausgehenden Anreize reagieren. **Die mögliche Bandbreite der Kostenersparnis ist nicht alleine der ausschlaggebende Aspekt**, um das Stromverbrauchsverhalten zu ändern und sich entsprechend des Tarifmodells zu verhalten.¹⁸ Hier sind in einer differenzierten Betrachtungsweise noch andere Faktoren in die Überlegungen miteinzubeziehen, die möglicherweise auf die Motivation, Reaktion und Akzeptanz der EndkundInnen einen Einfluss haben:

- Verständlichkeit des Tarifmodells (bei Tarifwahl)
- Mögliche (jährliche) Kostenreduktion + Preisspreizung
- **Individuelles technisches Potenzial zur Lastverschiebung:** Verfügt der Haushalt über hohes technisches Potenzial für Lastverschiebungen, so kann ein höherer Nutzen erzielt werden. Parameter des technischen Potenzials sind v.a. vorhandene Geräte.
- **Umsetzbarkeit des Potenzials:** Die Umsetzbarkeit könnte auch als realistisches Potenzial, Verhaltenspotenzial oder Umstandspotenzial bezeichnet werden. Damit ist gemeint, ob Haushalte aufgrund ihrer Lebensumstände (Kinder, Arbeitszeiten) unter realistischen Annahmen zur Preissetzung im Rahmen flexibler Tarife überhaupt eine Realisierung des Potenzials erwägen.
- Häufigkeit der Lastverschiebung (z.B. Event-Tarife) und Zeitdauer der Lastverschiebung.
- Nutzen der Energiedienstleistung zu einem bestimmten Zeitpunkt (z.B. Friseur).
- Qualität und Angemessenheit des Kommunikationstools (Informationsfluss zum Kunden).
- Zeitaufwand zur **Reaktion** auf die aktuellen Tarifänderungen (z.B. müssen bei Echtzeittarifen die aktuellen Preise beachtet werden) (wenn Tarif bereits gewählt)

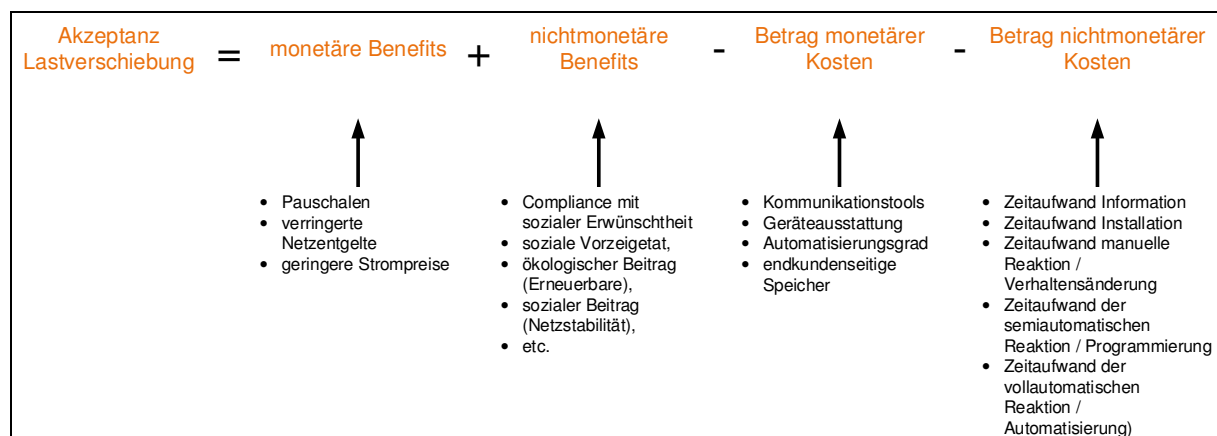
¹⁸ Vgl. auch Karg et al. (2014) E-Energy Abschlussbericht Ergebnisse und Erkenntnisse aus der Evaluation der sechs Leuchtturmprojekte. Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie. B.A.U.M. Consult GmbH, München / Berlin. S. 70

- Möglichkeiten zur **Adaption** der täglichen Abläufe entsprechend den Vorgaben des Tarifs (Tarif-Informationen vorhanden) (wenn Tarifinformation bereits verarbeitet)
- **Speichermöglichkeit** (Batterie, Kessel, „Energiedienstleistungsspeicher“) und Möglichkeiten der Voll-Automatisierung (Reaktion auf Preis- oder Steuersignale) sowie Möglichkeiten der Semi-Automatisierung (z.B. Programmierung von Geräten). Der Automatisierungsgrad und endkundenseitige Speicher beeinflussen das technische Potenzial. Die Kosten der Automatisierung beziehen sich auf den gerätespezifischen (Ansteuerung Boiler, Programmierung Waschmaschine) bzw. ganzheitlichen (Smart Home) Automatisierungsgrad.
- Rolle des „Umweltaspekts“, wo Lastverschiebung als Beitrag zur Energiewende gesehen wird.
- **Kundenbetreuung** – umfassende Information seitens des Netzbetreibers oder der Lieferanten, der auch den „Lernprozess“ und die „Verhaltensumstellung“ unterstützt.¹⁹

Diese Auflistung zeigt, dass die Ausgestaltung von zukünftigen (flexiblen) Tarifsystemen auch vor dem Hintergrund dieser Aspekte zu überlegen ist. Hier sind aber nicht nur die monetären und technischen Gegebenheiten zu integrieren, sondern auch die individuellen und zielgruppenspezifischen Bedürfnisse, Handlungsspielräume, Lebensstile und soziodemografischen Ausprägung von Haushalten mit zu berücksichtigen.

Damit soll das Lastverschiebungspotential der jeweiligen KundInnengruppe durch entsprechende Anreize mobilisiert werden, sodass zumindest am Energiemarkt eine Win/Win-Situation für Anbieter (Kund/in) und Nachfrager (Energielieferant) entsteht.

Abbildung 3-1: Kosten der Lastverschiebung für Haushalte. Quelle: Eigene Darstellung.



¹⁹ Vgl. auch Karg et al. (2014) E -Energy Abschlussbericht Ergebnisse und Erkenntnisse aus der Evaluation der sechs Leuchtturmprojekte. Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie. B.A.U.M. Consult GmbH, München / Berlin. S. 70.

3.2.2 Kundensegmentierung

Papesch et al. (2012)²⁰ weisen auf die zunehmende Bedeutung der Markt- und KundInnensegmentierung im Bereich der Energieversorgung hin, um die Beziehung zu bestehenden KundInnen zu halten bzw. auch zu steigern. Während die klassische Marktsegmentierung eine gezielte Erfassung und Bearbeitung der Gruppen anstrebt, soll im Rahmen einer KundInnensegmentierung der bestehende KundInnenstamm differenziert werden. Bei letzterer werden bekannte KundInnen mit ähnlichen KundInnenwerten zu Segmenten zusammengefasst. Das Ziel ist hier, bestehende KundInnen zu bewerten und „rentable“ KundInnen zu identifizieren, selektieren und zu fördern, was zu einer verstärkten Kundenbindung und -loyalität führen soll.

Die klassische Marktsegmentierung wird hingegen zum Ansprechen von neuen KundInnen und deren Gewinnung bei Produktentwicklungen und Markteinführungen neuer Produkte eingesetzt. Hier werden **soziodemografische, psychografische, verhaltensorientierte und geografische** Ansätze verfolgt, welche singulär angewendet allerdings erfolgsversprechend sind und dazu entsprechende Strategien überlegt werden müssen. Bei der klassischen KundInnensegmentierung bieten sich drei Strategien für Lieferanten und Netzbetreiber an: Segmentierung auf Basis von internen KundInnendaten, auf Basis von Marktforschung und auf Basis der Nutzung bestehender Typologien.

Für Marketing und Vertrieb der Lieferanten ist das Ziel KundInnenbindung oder -gewinnung wesentlich in Hinblick auf eine schlussendliche strategische Entscheidung zwischen KundInnen- oder Marktsegmentierung. Als Resultat der Segmentierung können das Verhalten oder die Einstellung der KundInnen zum Lieferanten abgebildet werden, was auch hinsichtlich eines Angebotes von flexiblen Stromtarifmodellen von Interesse sein könnte.

Wesentlich ist, dass Angebote für unterschiedliche KundInnensegmente auch differenzierte Ansprachen und Kommunikationsmittel sowie Feedbacksysteme erfordern. Aufgrund der gestiegenen Komplexität der Tarife und damit auch jener der Abrechnungen wird zusätzlich der Kommunikationsbedarf steigen, was auch entsprechende Anforderungen an die Abrechnung der Stromkosten stellen wird.

3.2.3 Kategorien der Einflussfaktoren auf Motivation und Akzeptanz

Die analysierte Literatur und die ExpertInneninterviews bieten vielfältige Ansätze, wie die technischen sowie soziologischen Voraussetzungen und Interessen kategorisiert sein können. Das technische Potenzial stellt sich primär als Verbrauchsmenge bzw. daraus abgeleitet als Lastverschiebungspotenzial dar. Wie die Analyse in 2.2.2 zeigt, ist eine Zuordnung der soziologischen Charakteristika zu den Haushaltscharakteristika nur eingeschränkt zulässig; daher sollen hier Erklärungsansätze wie „Enthusiasmus“, Lebenswelten, Lebensstile, Intentionen und Interessen dargestellt werden.

3.2.3.1 nach Lastverschiebungspotenzialen

Eine wesentliche Voraussetzung ist das Lastverschiebungspotenzial und die damit verbundenen Möglichkeiten der Kosteneinsparung bzw. der Möglichkeiten zum umweltkonformen Verhalten. Hinsichtlich der Potenziale ist auf das Projekt LoadShift zu

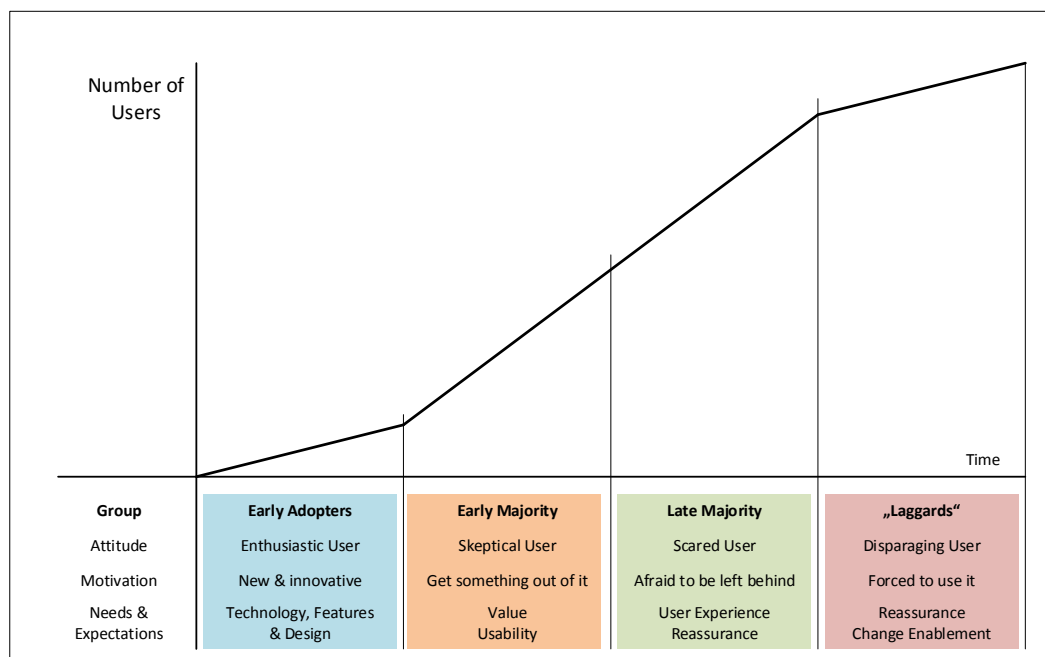
²⁰ Vgl. Papesch G., Jünger M., Frank H. (2012): Markt- und Kundensegmentierung bei Energieversorgern: Durchführung und Implementierung. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 62/5.

verweisen,²¹ hinsichtlich einer Unterteilung nach Verbräuchen und Rahmenbedingungen des Potenzials auf das Kapitel 2.2.

3.2.3.2 nach Enthusiasmus

Der vorangegangene Abschnitt zeigt, dass grundsätzlich unterschiedliche Aspekte die Motivation der KundInnen für die Inanspruchnahme von flexiblen Tarifmodellen und die Reaktion darauf beeinflussen. Eine „optimale“ Lastverschiebung ist schlussendlich dann realisiert, wenn sich für Stromlieferant und KundInnen eine vorteilhafte Situation gleichermaßen ergibt. Um allerdings entsprechende Lastverschiebungspotentiale mobilisieren zu können, ist ein zielgerichtetes Angebot flexibler Strompreismodelle erforderlich. Hier stellt sich zunächst die Frage, welche Gruppe sich grundsätzlich für einen solchen Tarif interessiert. In diesem Zusammenhang ist es ausschlaggebend, dass es nicht nur einen „durchschnittlichen“ Stromverbraucher²² gibt, sodass eine gezielte Kundensegmentierung und -kenntnis in diesem Bereich empfehlenswert ist. Um in einem ersten Schritt auf die sogenannte „interessierte Kundengruppe“ für unterschiedlichste Varianten von flexiblen Stromtarifen einzugehen, wird auf die Kurve zur Annahme von technologischen Neuerungen (basierend auf der Diffusionstheorie^{23,24}) durch KundInnen zurückgegriffen (siehe Abbildung 5).

Abbildung 3-2: Annahme von Technologien durch die EndkundInnen, Diffusionskurve für Technologie/Innovation.
Quelle: Eigene Grafik auf Basis: <http://www.brandstyleddesign.com/>.



²¹ Elbe C., Moser S., Schmutzter E., Frank F., Muggenhumer G. (2014): LoadShift – Lastverschiebung in Haushalten. Projektbericht 6/9.

²² Siehe auch Karg L., Kleine-Hegemann K., Wedler M., Jahn, C. (2014) E -Energy Abschlussbericht Ergebnisse und Erkenntnisse aus der Evaluation der sechs Leuchtturmprojekte. Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie. B.A.U.M. Consult GmbH, München / Berlin

²³ Vgl. Rogers, E. M. (2003): Diffusion of innovations. 5. Edition, Free Press, New York.

²⁴ Anmerkung: Die Diffusionstheorie beschäftigt sich mit Prozessen, die sich aus der Einführung und Verbreitung von Innovationen in einem sozialen System (wie der Markt) ausgelöst werden. Der Prozess der Adoption kann in folgende verschiedenen Phasen eingeteilt werden: „Knowledge“ (man erfährt von einer Innovation), „Persuasion“ (man wird von einer Innovation positiv/negativ überzeugt), „Decision“ (Entscheidung für/gegen eine Innovation), „Implementation“ (Innovation wird durchgeführt) und „Confirmation“ (Entscheidung bestätigen, weiternutzen, rückgängig machen).

Dabei erfolgt zunächst eine klare Differenzierung der Zielgruppe, die aufzeigt, dass im Kleinkundensegment zu Beginn nur bei wenigen AkteurInnen eine Nachfrage bestehen wird, das sind die „Early Adopters“ und somit die enthusiastischen User, die neue und innovative Technologien ausprobieren möchten. In der Kurve wird ersichtlich, dass im Zeitablauf die Anzahl der NutzerInnen mit den jeweiligen Erfahrungswerten steigen wird. Im Zeitablauf entwickelt sich dabei die Akzeptanz und Inanspruchnahme von flexiblen Tarifen, sodass schlussendlich auch die Gruppe der „Late Majority“ diese Möglichkeit wahrnimmt und entsprechend nutzt. Die Motivation der einzelnen Gruppen richtet sich dabei stark nach deren Einstellungen, Bedürfnissen und Erwartungen.

Die Entscheidung für eine Innovation und deren Anwendung (wie bei den flexiblen Tarifen) wird schlussendlich allerdings nur dann erreicht, wenn diese Innovation bzw. Anwendung adoptionsrelevante Attribute wie ein hoher relativer Vorteil, geringe Komplexität und hohe Erprobbarkeit sowie Beobachtbarkeit aufweist. Weitere mögliche Faktoren, die in diesem Kontext auch ausschlaggebend sein könnten, sind Einkommen, Bildung, Information, soziodemografische Ausprägung, Lebensstil, Handlungsspielräume der jeweiligen Haushalte.

Eine Differenzierung beim Angebot von flexiblen Tarifen (zeitunabhängiger Strompreis soll bestehen bleiben) garantiert allerdings, dass entsprechende Angebote für unterschiedliche KundInnengruppen am Markt sind. Auf Basis der empirischen Erhebungen wird empfohlen, anfänglich den Fokus der flexiblen Preisgestaltungsmodelle im Strombereich auf bestimmte KundInnengruppen („Early Adopters“), die entsprechende Lastverschiebungsmöglichkeiten und Motivationen haben, zu legen, um hier entsprechende Modelle anzubieten und kontinuierlich auszuweiten. In der Praxis gibt es gegenwärtig wenig Erfahrung hinsichtlich interessierter vs. interessanter KundInnengruppen. Eine KundInnensegmentierung mit Fokus auf die Zielgruppe der Haushalte ist kaum vorhanden – im Gegensatz zum Gewerbe, denn dort herrscht wesentlich mehr persönlicher Kontakt und damit Kenntnis der Bedürfnisse. Eine ansonsten „nicht-interessierte“ Gruppe könnte durch Automatisierung erreicht werden, welche einen geringeren Anpassungsgrad des individuellen Stromverbrauchsverhaltens bedingt.

3.2.3.3 nach Lebenswelten (Sinus Milieus)

Die Sinus Milieus zielen auf Basis einer Lebensweltanalyse der gegenwärtigen Gesellschaft darauf ab, Menschen zu kategorisieren, die eine ähnliche Lebensauffassung und Lebensweise haben. Wesentlich ist, dass die Grenzen dabei fließend zwischen den Milieus sind, denn Lebenswelten können nicht so eingegrenzt werden wie soziale Schichten („Unschärferelation der Alltagswirklichkeit“). In die Analyse gehen grundlegende **Wertorientierungen**, aber auch AlltagsEinstellungen zu unterschiedlichsten Themen (wie z.B. zur Arbeit, zur Familie, zur Freizeit, zu Geld und Konsum) ein.

Auf Basis von regelmäßig durchgeführten Studien zu den Lebenswelten und der Sinus-Trendforschung wird das Sinus-Milieumodell laufend vom Sinus Institut in Deutschland (und auch Österreich) aktualisiert.^{25,26} Grundsätzlich besteht das Sinus Konzept aus 10 strukturierten Milieus (laut „Update 2011“), zwischen denen es Berührungspunkte, Überschneidungen und Übergänge gibt. In Abbildung 2-1 wird durch die Position des Milieus in der Gesellschaft durch die soziale Lage und der Grundorientierung ersichtlich: „Je höher

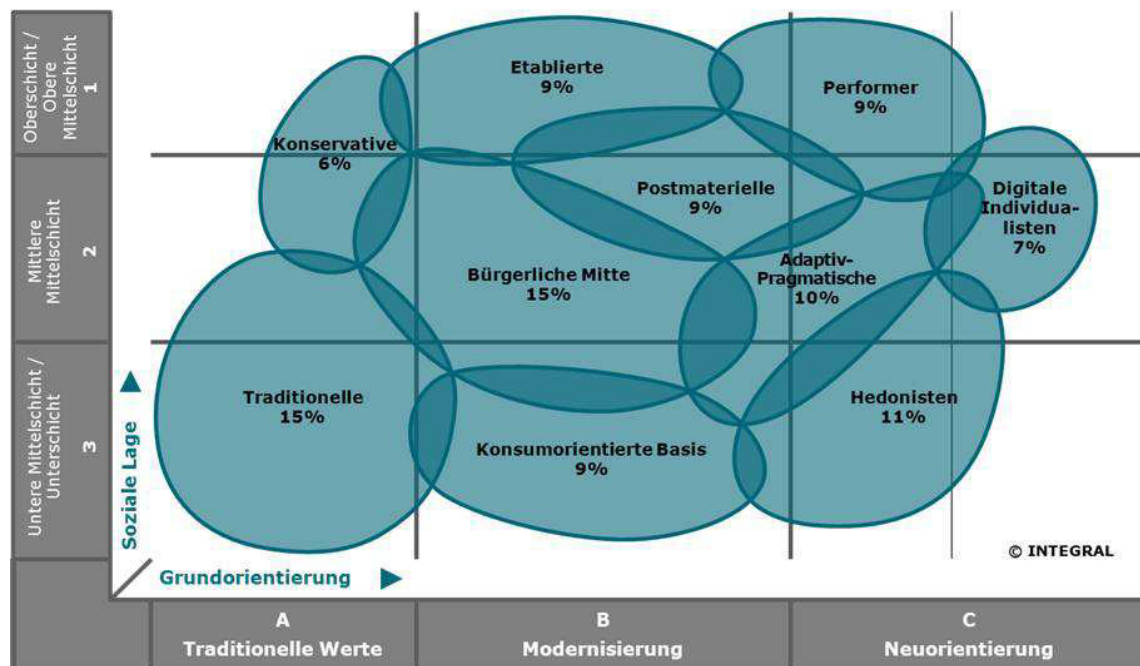
²⁵ Vgl. Sinus (2014): <http://www.sinus-institut.de>, 2014-09-25.

²⁶ Vgl. Integral (2014): <http://www.integral.co.at/de/home/>, 2014-09-25.

ein Milieu in dieser Grafik angesiedelt ist, desto gehobener sind Bildung, Einkommen und Berufsgruppe; je weiter es sich nach rechts erstreckt, desto moderner im soziokulturellen Sinne ist die Grundorientierung.“

Die Sinus-Milieus werden seit über zwei Jahrzehnten in den Bereichen strategisches Marketing sowie Produktentwicklung und Kommunikation genutzt. Wie die Beschreibung der Zielgruppe gezeigt hat, sind auch die Sinus-Milieus für die Marktbetrachtung flexibler Tarife interessant.

Abbildung 3-3: Die Sinus-Milieus in Österreich 2011. Quelle: Integral Markt- und Meinungsforschung.²⁷



3.2.3.4 nach Lebensstil-Clustern (bzw. Energy Styles)

Bogner et al. (2012)²⁸ analysieren die Lebensstil-Cluster, um den Haushaltsstrombedarf im Jahr 2030 vorherzusagen. Sie filtern in ihrer Analyse sieben Life-Style-Cluster heraus und können diesen neben soziodemografischen Variablen wie Alter, Einkommen und Familienstand auch die Variablen Medienkonsum, Technikinteresse und Umweltbewusstsein bzw. Umweltinteresse zuordnen. Bereits zuvor haben Hierzinger et al. (2011) Energiestile (Energy Styles) für den Klima- und Energiefonds eruiert, wobei die Studie in der Herangehensweise ähnlich ist und auf die hier ebenso verwiesen werden soll.²⁹ Die Cluster nach Bogner (2012) sind in Tabelle 3-1 zusammengefasst:

²⁷ Vgl. http://www.integral.co.at/de/sinus/milieus_at.php (letzter Abruf: 25. September 2014)

²⁸ Bogner T., Schäppi B., Gsellmann J., Schiffleitner A., Stachura M., Wiener J., Müller A. (2012): Outlook „Lifestyle 2030“ – Determinanten für den Stromverbrauch in österreichischen Haushalten. AEA, KERF, EEG, Wien, Februar 2012.

²⁹ Hierzinger R., Herry M., Seisser O., Steinacher I., Wolf-Eberl S. (2011): Energy Styles. Klimagerechtes Leben der Zukunft – Energy Styles als Ansatzpunkt für effiziente Policy Interventions. Endbericht, Wien, März 2011.

Tabelle 3-1: Die österreichischen Life-Style-Cluster nach Bogner et al. (2012). Quelle: Eigene Darstellung nach Bogner et al. (2012).

Die österreichischen Life-Style-Cluster nach Bogner et al. (2012)	Anteil in %
Die Uninteressierten Beschreibung: jung, Lehrabschluss, geringes Einkommen, Single-Haushalt Einstellung: kein soziales Engagement, unwissendes Konsumverhalten, Ablehnung von stromsparenden Verhalten.	11,3
Die Umweltbewussten Einstellung: Etwa 42 Jahre und berufstätig Beschreibung: Kultur und soziales Engagement, stromsparendes Konsumverhalten	16,0
Die Anspruchsvollen Einstellung: jung, Universitätsabschluss, berufstätig Beschreibung: Streben nach Erfolg und Hedonismus, technik- und prestige- aber auch konservativ und familienorientiert, exklusives und technikorientiertes Konsumverhalten, stark Internet	11,3
Die Geruhsamen Einstellung: Senioren mit tendenziell geringer Schulbildung Beschreibung: konservativ, sicherheitsorientiert, egozentrisch, preisbewusstes und nicht-technologisches Konsumverhalten	6,3
Die Traditionellen Einstellung: in einer Partnerschaft und Wohnung/Haus im Eigentum Beschreibung: keine spezifische Ausprägung, eher stromsparend und umweltbewusst	28,4
Die Etablierten Einstellung: Um die 50 Jahre, gebildet und selbstständig Beschreibung: Umfangreiches Engagement abseits des Genuss-/Spaß-/Komfortprinzips. Karriere-, technik- und prestigeorientiert, konsumiert aber zielbewusst und zeigt ein stromsparendes, verantwortungsvolles und umweltbewusstes Verhalten.	16,2
Die Alternativen Einstellung: Um die 50 Jahre, gebildet und wenige voll berufstätig Beschreibung: Engagiert, nicht konservativ und nicht sicherheitsorientiert. Gedankenloses und unwissendes Stromnutzungsverhalten, sparen keinen Strom.	10,5

Die Lebensstil-Cluster können als Ausgangsbasis für die Ausgestaltung von Maßnahmen und Programmen für Haushalte herangezogen werden. Es zeigt sich, dass sich die durchschnittlichen Stromverbräuche der Cluster nicht signifikant unterscheiden. Auffallend ist, dass jüngere Cluster tendenziell einen höheren Stromverbrauch haben, woraus auf eine stärkere Konsumneigung und Technikaffinität rückgeschlossen werden kann.

Die Datenaufbereitung zeigt, dass in einer groben Betrachtung eigentlich nur die Personenanzahl die maßgebliche Variable für den Haushaltsstromverbrauch ist. Die Auswirkungen der Lebensstile auf Stromverbrauch wird in dieser Studie widerlegt und die Entscheidungsstrukturen sowie das Verhalten hinsichtlich der Stromnutzung kann nicht auf eine Person rückgeschlossen werden.

Bogner et al. (2012) weisen darauf hin, dass bei der Gestaltung von Maßnahmen und Programmen darauf zu achten ist, dass Konsumenten nicht immer rational entscheiden sondern viele Kaufentscheidungen aus den Alltagsroutinen heraus und emotional getroffen werden. Dieses Argument könnte auch im Falle der Entscheidung für oder gegen ein bestimmtes flexibles Tarifmodell ausschlaggebend sein und ist für zukünftige Angebote seitens der Energielieferanten mit zu berücksichtigen.

3.2.3.5 nach Intention und Verhalten

Kleinhüchelkotten (2005)³⁰ analysiert Anschlussmöglichkeiten für nachhaltige Einstellungen und Verhaltensweisen. Auch hier wird auf die Sinus-Milieus zurückgegriffen, wobei im Jahr 2005 noch ältere (von 2000 bis 2010) gebräuchliche Einteilung verwendet wurden. In der Arbeit der Autorin wird aufgezeigt, dass hohe Einkommensschichten für die Effizienz-Strategie zugänglich sind und zwar unabhängig der Ausrichtung, während niedrige Einkommensschichten mit traditioneller/konservativer Ausrichtung über die Suffizienz (Bescheidenheit) anzusprechen sind und mittlere progressive Einkommensschichten über die Selbstentfaltung.

3.2.3.6 nach Interessen laut ExpertInneninterviews

Die Aufschlüsselung in Kapitel 2.2.2 nach unterschiedlichen Haushaltstypen gemäß den Lebensstilen zeigt, dass es nicht den „durchschnittlichen“ Kunden gibt. Additiv zu den Darstellungen der einzelnen Haushaltstypen wird in der Analyse der möglichen Zielgruppen im Haushaltsbereich auf die Ergebnisse der qualitativen Erhebung von „Flex-Tarif“ zurückgegriffen. Hierbei wurde besonders auf die Haushalte als potentielle Zielgruppe für flexible Tarifförmlichkeiten eingegangen und die „interessierte Gruppe“ sowie die „interessante Gruppe“ fokussiert, um Lastverschiebungen zu realisieren.³¹

Basierend auf den analysierten ExpertInneninterviews wird davon ausgegangen – je nach Ausprägung des Tarifs und den jeweiligen Möglichkeiten bei den KundInnen – dass die Zielgruppe möglicherweise nicht die Mehrheit der KundInnen im Haushaltsbereich abdecken wird.

Der für flexible Tarife „optimale Haushalt“ weist nach Aussagen der Interviews mit den ExpertInnen eine oder mehrere der folgenden Charakteristika auf:

- Affinität zu neuen, innovativen Technologien und IT-Anwendungen
- Allgemeines Interesse, Motivation und Flexibilität
- Freiwillige Verschiebung des Stromverbrauchs
- Große Rolle von Image und Prestige
- Kostenbewusstsein und monetäres Interesse in Relation zu einem eventuellen Komfortverlust
- Relevante Höhe des Stromverbrauchs (> 3.000 kWh) und entsprechende Lasten
- Technische Voraussetzungen (PV, Smart Meter, Smart Home, moderner Gerätebestand) sind gegeben.

³⁰ Kleinhüchelkotten, S. (2005): Suffizienz und Lebensstile. Ansätze für eine milieuostrizierte Nachhaltigkeitskommunikation. BWV Berliner Wissenschafts-Verlag, Berlin.

³¹ Vgl. Abschnitt 4 zu den „interessanten“ Zielgruppen für flexible Strompreise und Entgelte aus Sicht der Lieferanten und Vertriebe.

4 Interessante KundInnengruppen (Zielgruppen) aus Sicht von Lieferant und/oder Netzbetreiber

Die KundInnengruppen sind geprägt von unterschiedlichen soziodemografischen Charakteristika, Lebensstilen, Handlungsmöglichkeiten und Verhaltensweisen, sodass sich hier auch im Kontext von flexiblen Stromtarifen unterschiedliche Typen ergeben. Diese Subgruppen reagieren mehr oder weniger auf flexible Tarifangebote aufgrund unterschiedlicher Voraussetzungen, die im Abschnitt Akzeptanz und Motivation erläutert wurden. Die derzeitigen Modelle bei flexiblen Tarifen wie z.B. das Time-of-Use sind meist nach den technischen (Lastspitzen) und wirtschaftlichen Gegebenheiten (Marktpreis) ausgestaltet und weniger nach den Bedürfnissen der KundInnen. Hinzu kommt, dass trotz des Angebots von einigen dynamischen Strompreismodellen Lieferanten nur über wenig Wissen und Informationen über ihre Haushaltskunden (mit Ausnahme von Verbrauchsdaten und Wohnort) verfügen.

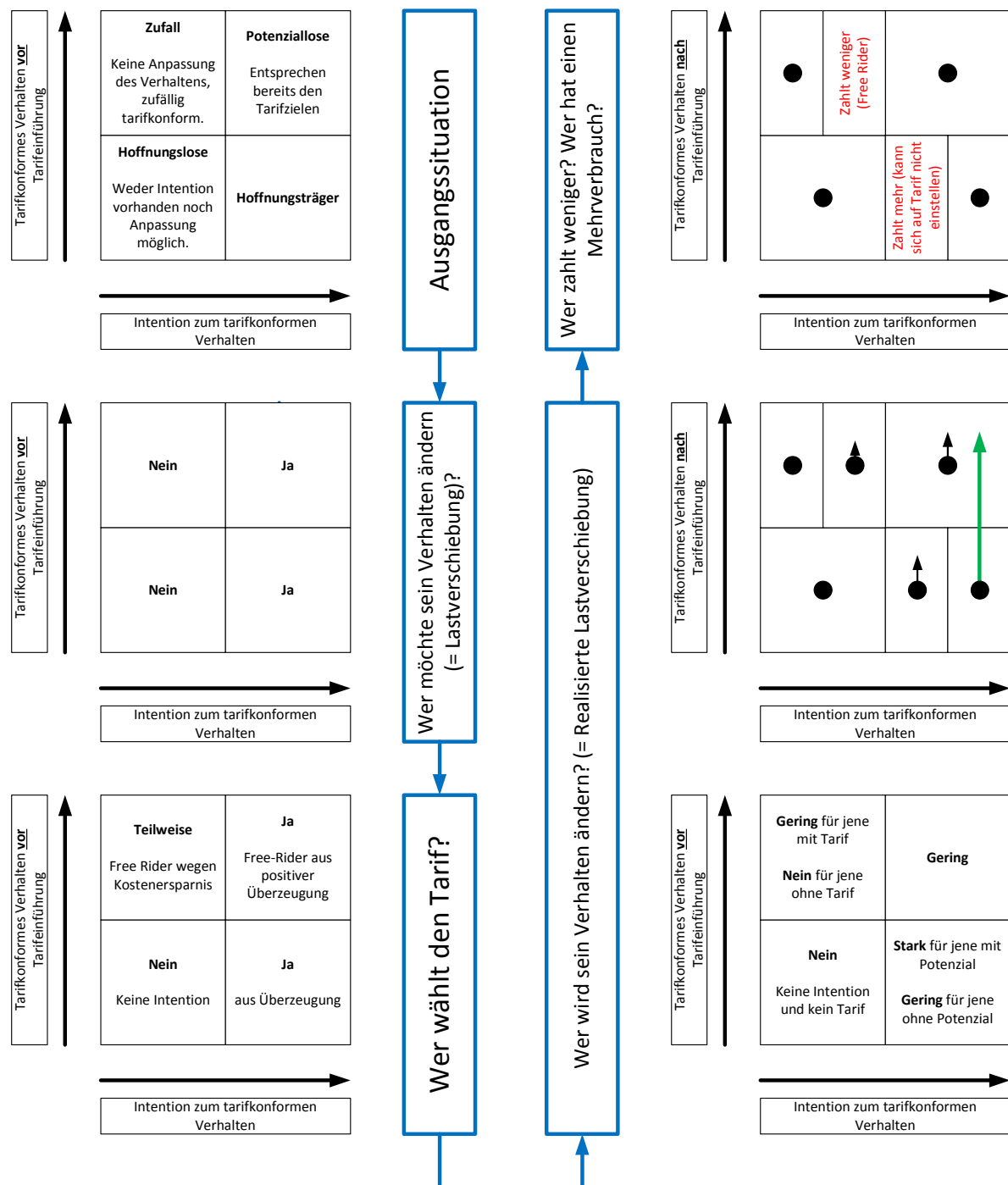
Oben bzw. bisher wurden die KundInnengruppen so dargestellt, als ob die von den Lieferanten anvisierte Zielgruppe den interessierten Gruppen entspricht. Für den Stromlieferanten (genauso wie für den Netzbetreiber) ist es jedoch wesentlich, welche Gruppen auf flexible Tarife reagieren können und wollen. Gruppen mit geringen Potenzialen bzw. einer geringen Veränderung in den Verbräuchen bzw. Lasten sind für die Nachfrager der Lastverschiebung (Lieferanten und Netzbetreiber) auch entsprechend weniger interessant.

Es gilt, die Schnittmenge aus den *interessierten* Gruppen und den *interessanten* Gruppen zu eruieren und die Modelle so maßzuschneidern bzw. so maßgeschneidert anzubieten, dass diese Schnittmenge auf flexible Tarife anspricht.

In der folgenden Abbildung 4-1 wird hergeleitet, welche die KundInnen-Zielgruppe der Lieferanten und Netzbetreiber darstellt. Die Kategorien sind nicht als abschließend zu verstehen, Übergänge und Ausnahmen dürften gegeben sein. Auch ist davon auszugehen, dass, je nach Art des Tarifs (Time-of-Use, Event-Tarife, schaltbare Tarife), eine unterschiedliche anteilmäßige Verteilung bei der Unterscheidung vorliegt. Besondere Bedeutung hat für die Nachfrager der Lastverschiebung (Lieferanten und Netzbetreiber), ob schon bisher ein „tarifkonformes“ Verhalten vorliegt. Die KundInnen könnten dann als Free-Rider den Tarif nutzen. Jedoch ist, insbesondere bei dynamischen und Event-Tarifen – eben aufgrund der gegebenen Dynamik – kein generell „tarifkonformes“ Verhalten schon vor der Einführung des Tarifs möglich.

Die in der Abbildung dargestellte Analyse kommt zu dem Schluss, dass sich die interessanten Gruppen (die Zielgruppen) in der Ausgangssituation **nicht tarifkonform verhalten**. Sie haben (aus in dieser Analyse nicht näher zu bestimmenden Gründen, vgl. ansonsten Kapitel 3.2.1) die relativ starke Intention, dem Tarif zu entsprechen und wählen diesen daher. Auch verfügt diese Zielgruppe über ein relativ großes technisches Potenzial für die Lastverschiebung und wird nicht durch andere Bedingungen an einer Verschiebung gehindert.

Abbildung 4-1: Zielgruppen für das Angebot von flexiblen Tarifen aus Sicht der Energielieferanten. Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Kleinhüchelkotten (2005)³² bzw. Westermayer (2008)³³.



³² Kleinhüchelkotten, S. (2005): Suffizienz und Lebensstile. Ansätze für eine milieuoorientierte Nachhaltigkeitskommunikation. BWV Berliner Wissenschafts-Verlag, Berlin.

³³ Westermayer (2008): Notizen zu Praxistheorie und Umweltverhalten, Teil III. <http://blog.till-westermayer.de/index.php/2008/05/12/notizen-zu-praxistheorie-und-umweltverhalten-teil-iii/>, 2013-09-18

5 Verteilungseffekte flexibler Tarife

Eine Tarifflexibilisierung belastet unterschiedliche Gruppen von KundInnen unterschiedlich stark. Generell kann auf Basis der Literaturrecherche und der ExpertInneninterviews attestiert werden, dass dahingehend das zur Verfügung stehende empirische Datenmaterial mangelhaft ist und wenig Know-How zu den Effekten einer Flexibilisierung von Strompreismodellen und Netzentgelten besteht.

Im Folgenden werden Ansatzpunkte zur Analyse der Umverteilungswirkung aufgezeigt. Da angesichts der Datenlage das Projekt Flex-Tarif keine Quantifizierung aus dem Kosten-Nutzen-Aspekt leisten kann, erfolgt eine Inzidenzanalyse auf Basis der ExpertInneninterviews. Es besteht weiterer Forschungsbedarf, welche KundInnen die Nutzen bzw. die Kosten einer Flexibilisierung von Strompreismodellen und Netzentgelten tragen werden bzw. würden.

5.1 Inzidenzanalyse

Die Inzidenz fasst die Wirkungen einer finanzpolitischen Maßnahme (z.B. Steuererhöhung, Ausgabenvariation) auf die Einkommensverteilung zusammen, wobei unterstellt wird, dass alle Überwälzungsvorgänge abgeschlossen sind. Aufgabe einer Inzidenzanalyse ist es, alle Unterschiede in der Einkommensverteilung ohne und mit finanzpolitischem Eingriff darzustellen.³⁴ In der Theorie nimmt der Staat Ressourcen aus dem Wirtschaftskreislauf (z.B. Steuern), um sie andernorts auch wieder in diese zu entlassen (Ausgaben). Allerdings werden die Belastungen der Besteuerung nicht in gleicher Weise von allen KundInnen getragen, und die Vorteile der staatlichen Ausgaben sind ebenfalls nicht gleichmäßig in der gesamten Gesellschaft verteilt. Es ergibt sich also durch Kombination der steuerlichen und der Ausgabeninzidenz ein neues Ausmaß an Wohlstand, der einzelnen KundInnen zukommt. Diese Veränderung wird als fiskale Inzidenz bezeichnet.

Dass die Inzidenzanalyse im gegebenen Zusammenhang mit Tarifen für Elektrizität nicht unter dem Gesichtspunkt der fiskalen Inzidenz betrachtet werden kann, ist klar, da nicht die Auswirkung von Steuern und Staatsausgaben betrachtet wird. Die Inzidenz analysiert hier, welche Auswirkungen neue Tarife auf bestimmte Haushaltstypen haben und wie damit Haushaltstypen bevorteilt oder benachteiligt werden.

Steuern und Ausgaben können trotz eines demokratischen Systems aufgrund des begrenzten individuellen Einflusses nur begrenzt durch einzelne KundInnen mitbestimmt werden. Im gegebenen Fall sind Preismodelle jedoch von den KundInnen frei wählbar. Um die Inzidenz eines Preismodells abzuklären, muss angenommen werden, dass ein Haushalt mit einem bestimmten Tarif ausgestattet wird; in anderen Worten: es wird unterstellt, dass eine Verpflichtung des Haushalts zur Annahme des Tarifs vorausgeht.

5.2 Besser- und Schlechterstellung von KundInnengruppen

Inzidenzanalysen betrachten in ihrer ursprünglichen Intention, welche KundInnengruppen (Industrie, KMU, einkommensstärkere bzw. einkommensschwächere Haushalte) durch eine Änderung der Besteuerung besser bzw. schlechter gestellt werden. Dieses Vorgehen wurde

³⁴ Siehe: Gabler Wirtschaftslexikon (2013): Inzidenz.
<http://wirtschaftslexikon.gabler.de/Definition/inzidenz.html>. 2013-10-17.

hier auf die Entgeltfestsetzung bzw. die Preisbildung am EndkundInnen-Strommarkt übertragen.

5.2.1 Umverteilungswirkung durch Netzentgelte

Grundsätzlich sind die Verteilungseffekte hinsichtlich der Kostenverteilung bei einer Entgeltfestlegung auf die KundInnengruppen relativ klar, da weitgehend vorgegeben ist, wer die Netzkosten zu tragen hat (EIWOG 2010 definiert Kostenwälzung). Die Kosten müssen auf die verbleibenden KundInnen verteilt werden, sodass sich je nach Definition der Entgelte automatisch eine Verteilungswirkung ergibt.

Die tatsächliche Verteilungswirkung passiert primär innerhalb der KundInnengruppe. Bei gemessenen KundInnen macht der Leistungspreis zwischen 40-60% der Netzkomponente aus. Bei Haushalten gibt es die von der vereinbarten Anschlussleistung abhängige Jahrespauschale mit einem Anteil von (je nach Interview bzw. je nach Höhe des Verbrauchs) 6-20% der Netzkomponente. Beim Haushalt wird derzeit über den Verbrauch bestimmt, in welche Leistungsklasse er fällt. Die jährliche, von der vereinbarten Leistung abhängige Pauschale der Haushalte wird zwischen den Netzbereichen verstärkt harmonisiert und in der laufenden Regulierungsperiode erhöht.

Grundsätzlich muss die Regulierungsbehörde gleiche VerbraucherInnen einer Netzebene gleich behandeln. Auf den Netzebenen kann nicht/kaum auf einzelne (z.B. „interessante“ oder bedürftige) KundInnensegmente eingegangen werden. Hinzu kommt, dass eine unterschiedliche Bewertung (Entgelte) innerhalb der KundInnengruppen administrativ zu komplex wäre.

Flexible Netzentgelte sind daher für die Allgemeinheit wirtschaftlich **verträglich und verständlich** zu gestalten. Es gilt auch Überlegungen zur Verteilung der damit entstehenden Kosten zwischen den verschiedenen KundInnengruppen und innerhalb der KundInnengruppen zu berücksichtigen.

Seitens der eingebundenen InterviewpartnerInnen ist es allgemein akzeptiert, dass Änderungen des Systems durchzuführen sind, z.B. eine Verschiebung von Arbeits- zu Pauschalentgelten. Auch ist allgemein klar, dass es damit zu Besser- und Schlechterstellungen gegenüber dem Status quo kommen wird. Diese Verschiebungen bzw. Änderungen sollen jedoch langsam (über mehrere Jahre) vonstattengehen, um keine Schockwirkung auf betroffene KundInnenschichten auszulösen und Anpassungsvorgänge zeitlich zu ermöglichen.

Generell ist abschließend zu vermerken, dass ein durch flexible Netzentgelte verzögerter Netzausbau oder die gewährleistete Versorgungsqualität durch die vermiedenen Kosten bzw. Nutzen daraus indirekt allen NetznutzerInnen zugutekommen.

5.2.2 Umverteilungswirkung durch die Strompreiskomponente „Energie“

Von Lastverschiebungen können in einem ersten Schritt generell nur jene KundInnen profitieren, die über ein ausreichendes, tatsächlich realisierbares Potenzial verfügen. Nicht verschiebbare Lasten, auch aufgrund von bestimmten Nutzensituationen bei Haushalten sowie von Prozessen in Unternehmen schließen KundInnengruppen zum Teil aus.

Je nach Komplexität des Strompreismodells ist es vorrangig jenen KundInnen möglich, durch Lastverschiebung von flexiblen Tarifen zu profitieren, die über das Verständnis bzw. die Zeit und/oder die technischen Möglichkeiten (Automatisierung, Speicher, Eigenerzeugung)

verfügen. Tendenziell bedeutet das eine Besserstellung einerseits von einkommensstarken bzw. besser gebildeten Haushalten³⁵ und andererseits von Betrieben mit der Möglichkeit, sich auch abseits des Kernprozesses für Kostenstellen zu interessieren.

Wird die am Markt verfügbare Energie energetisch und wirtschaftlich effizienter genutzt (wenn auch nur von Einzelnen), so können sich indirekt die resultierenden positiven ökonomischen Effekte (z.B. allgemein günstigeres Strompreisniveau) auch auf nicht beteiligte KundInnengruppen auswirken.

5.2.3 Forschungsbedarf

Studien zur KundInnensegmentierung im Energiebereich existieren, dagegen sind Studien zur Umverteilungswirkung wenig vorhanden. Das Projektteam hat Daten von Statistik Austria, von Sinus (Sinus-Milieus), Projekte der AEA (Energy Styles, Life Styles 2030), Sinus-Milieu-ähnliche Ergebnisse der E-Energy-Feldtests (Karg et al., 2013, S.70ff)³⁶ und andere Literatur (Kleinhüchelkotten, 2005 bzw. Westermayer, 2008) gesichtet; hinzukommen Befragungen von ExpertInnen (u.a. Arbeiterkammer, Verantwortliche für KonsumentInnenschutz) im Zuge dieses Projekts sowie in Moser (2012).³⁷ Das qualitative und quantitative Datenmaterial ist für die Ableitung einer klaren Aussage zur Verteilungswirkung im Zuge dieses Projekts nicht ausreichend.

5.3 Verteilungseffekte durch PV und Folgen für das Tarifsysteem

Zurzeit erfolgt die Netztariffbildung in der Niederspannungsebene zum größten Teil arbeitsbasiert. Ein Effekt ist, dass dadurch KundInnen mit Eigenerzeugungsanlagen gegebenenfalls mit hohen Eigenverbrauchsgrad weniger Netzentgelt zahlen als KundInnen ohne Eigenerzeugungsanlagen. Die Netzkosten werden aber arbeitsbasiert auf alle KundInnen gleich verteilt, wodurch die KundInnen ohne Eigenerzeugungsanlage (signifikante) Teile der Kosten der KundInnen mit Eigenerzeugungsanlage zu zahlen haben. Mit zunehmendem Ausmaß an Eigenerzeugungsanlagen reflektieren die bezahlten Kosten nicht die Zahlungsbereitschaft für die Verfügbarkeit des Netzes, wenn die Eigenerzeugungsanlagen keinen Strom liefern. Wird das Netzentgelt zu einem signifikanten Teil pauschaliert oder leistungsabhängig verrechnet, so entfällt die inhärente indirekte Förderung von dezentralen Erzeugungsanlagen. Ein direktes öffentliches Fördersystem (z.B. im Rahmen des Ökostromgesetzes 2012) hat diese Entwicklungen zu beachten.

Jedoch ist festzustellen, dass diese implizite Förderung durch geringere Netzkosten auch bisher gegeben war, nämlich im Fall von Energieeffizienzmaßnahmen. Auch hier erhielten jene, welche in effizientere Geräte investierten, eine indirekte Förderung durch Entfall der arbeitsabhängigen Netzentgelte.

³⁵ ExpertInnen verweisen auch darauf, dass es mit entsprechend ausgereiften Systemen auch unabhängig vom Bildungsniveau gelingt, komplexe Tarife für KundInnen nutzbar zu machen (vgl. Projekt „Proshape“).

³⁶ Karg L., Kleine-Hegemann K., Wedler M., Jahn C. (2013): E-Energy Abschlussbericht. Ergebnisse und Erkenntnisse aus der Evaluation der sechs Leuchtturmprojekte. B.A.U.M.

³⁷ Moser S. (2012): Möglichkeiten der Einführung von Energieeffizienz-Zertifikaten in Österreich. Dissertation, JKU Linz.

6 Zusammenfassung und offene Forschungsfragen

Die Flexibilisierung von Stromtarifen - in Form von flexiblen Netzentgelten als auch in Form von flexiblen Energiepreisbestandteilen - kann erfolgreich zu einer Lastverschiebung und damit auch zu einer aktiven Beteiligung der EndverbraucherInnen im Smart Grid beitragen. Die durchgeführte Analyse der Interviews mit verschiedenen AkteurInnen in Österreich zeigt, dass die Auswirkungen von dynamischen Tarifen auf private Haushalte verstärkt in die dahingehenden Überlegungen integriert werden sollten, um auch tatsächlich Lastverschiebungen zu realisieren.

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass die Diskussion über flexible Preisgestaltung und Lastverschiebung mehr auf einer technischen und ökonomischen Ebene geführt wird und weniger auf der Ebene der Zielgruppen und ihrer Bedürfnisse, Verhaltensweisen, Lebensweisen und Handlungsmöglichkeiten. Aber es ist offensichtlich, dass die Zielgruppen (vor allem die Haushalte) eine Schlüsselrolle bei der Verlagerung ihrer Stromnachfrage spielen. Hier besteht die Herausforderung, das Ziel der Nachfragereaktion seitens der Haushalte (Verhaltensveränderung und Verschiebung der Nachfrage auf lastschwächere Zeiten) zu erreichen. Hinsichtlich des Wissens, wie KundInnengruppen auf flexible Tarife reagieren, diese akzeptieren und wie weiters die Prozesse der Realisierung von Lastverschiebungen (vgl. Praxistheorie der Soziologie) vorstattengehen, besteht weiterer Forschungsbedarf.

Die Analyse hinsichtlich der KundInnengruppen ergibt, dass zukünftige flexible Strompreismodelle eine Kunden- bzw. Marktsegmentierung erfordern. Im Zuge dieser Kunden- bzw. Marktsegmentierung erscheint eine erhöhte Differenzierung bei der Ableitung von geeigneten Preismodellen für verschiedene KundInnengruppen (Haushalt, Gewerbe und Industrie) und innerhalb dieser wesentlich.

Auf Basis der empirischen Erhebungen wird empfohlen, anfänglich den Fokus der flexiblen Preisgestaltungsmodelle im Strombereich auf bestimmte Zielgruppen zu legen, die entsprechende Lastverschiebungsmöglichkeiten und Motivationen (technische Möglichkeiten/Potential in Kombination mit Reaktionsmöglichkeiten) haben. Durch geeignete Anreize kann dadurch das Lastverschiebungspotenzial bei der jeweiligen Zielgruppe mobilisiert werden, sodass eine vorteilhafte Situation für Netzbetreiber/Lieferant und KundInnen gleichermaßen eintritt. Um aber mögliche Nachteile und Diskriminierung für Haushalte zu vermeiden, die aus verschiedensten Gründen nicht die Möglichkeit haben, auf diese Preismodelle zu reagieren (z.B. fehlende IT-Anwendungen, begrenzte Zeitressourcen, Verhalten, Bewusstsein etc.), sollte ein zeitunabhängiger Energiepreis (simultan zur aktuellen Preisgestaltung) im Portfolio der Lieferanten bestehen bleiben. Die Regulierungsbehörde kann hier nach gegebener Gesetzgebung hier beschließen, dass jeder Lieferant mindestens einen konstanten Tarif anbieten muss, sodass eine Wahlmöglichkeit gegeben ist, wobei auf Basis der Ergebnisse der Erhalt des konstanten Tarifs schon aus Marktgründen anzunehmen ist.

Die befragten ExpertInnen weisen darauf hin, dass die derzeitige Gestaltung der Stromrechnungen für viele KundInnen schwer zu verstehen ist. Die Herausforderung liegt bei der Abrechnung von flexiblen Tarifen darin, ein nachvollziehbares Stromabrechnungssystem zu erstellen, welches in transparenter Weise den Verbrauch wiedergibt und u.a. auch ein entsprechendes Feedback gibt, um nicht nur zu informieren sondern auch den KundInnen Anreize zur Reaktion zu geben. Dies ist auch im Rahmen der gegebenen rechtlichen Regelwerke und Möglichkeiten zu evaluieren und adaptieren.

Flex-Tarif

Entgelte und Bepreisung zur Steuerung von Lastflüssen im Stromnetz

Simon Moser¹, Ernst Schmutzner², Christina Friedl¹, Johann Mayr²

¹ Energieinstitut an der JKU Linz

² TU Graz, Institut für Elektrische Anlagen

Projektbericht 9/9

Abgeleitete Erkenntnisse und Handlungsempfehlungen

Linz und Graz, September 2014

Vorwort

Im Rahmen des Projektes „Flex-Tarif“ werden die Zielsetzungen sowie die ökonomischen, rechtlichen, technischen und sozialen Rahmenbedingungen einer Realisierung vorhandener Lastverschiebungspotenziale analysiert. Das Projekt untersucht die rechtliche Zulässigkeit und die Effektivität von unterschiedlichen Tarifmodellen und leitet Zielkonflikte, technische Voraussetzungen und Barrieren sowie soziale Effekte ab.

Der vorliegende Projektbericht **9/9 „Abgeleitete Erkenntnisse und Handlungsempfehlungen“** wurde im Rahmen dieses Projektes erstellt. Weitere Projektberichte des Projektes Flex-Tarif sind:

- 1/9: Executive Summary
- 2/9: Einleitung und Rahmenbedingungen
- 3/9: Methode und Arbeitsdefinitionen
- 4/9: Rechtsanalyse
- 5/9: Anreizwirkung und Effektivität von flexiblen Tarifen
- 6/9: Erzeugungsseitige Systemnutzungsentgelte
- 7/9: EndkundInnen-seitige Automatisierung, Kommunikation, Erzeugung und Speicherung
- 8/9: EndkundInnen: Motivation, Akzeptanz und Verteilungseffekte
- 9/9: Abgeleitete Erkenntnisse und Handlungsempfehlungen**

Die Autoren bedanken sich bei Michael Wedler und Kerstin Kleine-Hegermann (B.A.U.M. Consult GmbH) für die wertvollen Kommentare und Anregungen.



Das Projekt Flex-Tarif wurde im Rahmen der 2. Ausschreibung des Programms *Energy Mission Austria* vom Klima- und Energiefonds beauftragt und finanziert.

Inhaltsverzeichnis

1	Erläuterungen.....	5
1.1	Lastverschiebung durch flexible Tarife	5
1.2	Methodik dieses Projektteils	6
1.3	Begriffe.....	6
2	Verständlichkeit von Rechnungslegung und Tarifblättern	7
2.1	Verständlichere Rechnungslegung für aktuelle Netzentgelte.....	7
2.2	Rechnungslegung für zukünftige Netzentgelte und Preismodelle	7
2.3	Tarifblätter für hochkomplexe Energiepreismodelle	8
3	Gestaltung zukünftiger Netzentgelte.....	10
3.1	Zielkonflikte	10
3.2	Tarifanreiz-Überschneidungen	10
3.3	Flexibilisierung der Netzentgelte von KleinkundInnen (aktuell ohne Leistungsmessung).....	11
3.3.1	Leistungsentgelte	11
3.3.2	Time-of-Use	14
3.3.3	Pauschale jährliche Entgelte	15
3.3.4	Event-Entgelte.....	16
3.3.5	Entgelte für zu- und abschaltbare Lasten	16
3.3.6	Alternative Netzentgelt-Varianten	17
3.3.7	Zusammenfassung und Resultat.....	19
3.4	Flexibilisierung der Netzentgelte von GroßkundInnen (aktuell mit Leistungsmessung).....	22
3.4.1	Anreize aus dem Intervall der Lastmessung	22
3.4.2	Arbeitsabhängige Entgelte	23
3.4.3	Zeitabhängige Entgelte	23
3.4.4	Ideallösung Ampelsystem.....	24
3.5	Optimierung der Netzentgelte für (dezentrale) Einspeiser	24
4	Gestaltung zukünftiger Energiepreismodelle	25
4.1	Märkte	25
4.2	Energiepreise für KleinkundInnen (TarifkundInnen).....	26
4.3	Energiepreise für GroßkundInnen (VerhandlungskundInnen).....	27
5	Steuern und Abgaben	28
5.1	Umsatzsteuer	28
5.2	Gebrauchsabgabe.....	28
5.3	Elektrizitätsabgabe.....	28

5.4	Ökostromförderbeitrag und Ökostrompauschale	28
6	Technische Aspekte	30
6.1	Smart Metering.....	30
6.1.1	Minimalanforderungen aus Sicht flexibler Entgelt-/Preisfestsetzung.....	30
6.1.2	Weitere Funktionalitäten aus Sicht flexibler Entgelt-/Preisfestsetzung.....	30
6.2	Kommunikation zu EndkundInnen	31
6.3	Automatisierung und IKT	32
6.3.1	Vorhandene kurz- und mittelfristige Automatisierungspotentiale	32
6.3.2	Zukünftige Möglichkeiten und langfristige Einbeziehung	33
6.3.3	Technische Umsetzung der Dateninfrastruktur.....	33
6.3.4	Mögliche Modelle für Smart Grids	34
6.4	EndkundInnenseitige Erzeugung.....	34
6.5	EndkundInnenseitige Speicher	35
7	Soziale Aspekte einer Tarif-Flexibilisierung	36
7.1	Kunden- und Marktsegmentierung	36
7.1.1	Interessierte KundInnengruppen	36
7.1.2	EndkundInnen-Motivation & Akzeptanz	36
7.1.3	Interessante KundInnengruppen (Zielgruppen) aus Lieferantensicht.....	37
7.2	Umverteilungswirkung	38
7.2.1	Umverteilungswirkung durch Netzentgelte	38
7.2.2	Umverteilungswirkung durch die Strompreiskomponente „Energie“.....	38
7.2.3	Forschungsbedarf	38
8	Weitere Aspekte zu Recht und Regulierung	39
8.1	Zeit- und Lastvariabilität des Netzentgelts	39
8.2	Flexibilität des Strompreises.....	39

1 Erläuterungen

Derzeit werden den meisten StromkundInnen unabhängig von den tatsächlich verfügbaren Erzeugungs- und Netzübertragungskapazitäten ein bestimmter Strompreis und ein bestimmtes Netzentgelt pro verbrauchte kWh verrechnet bzw. ein Entgelt für die maximal bezogene Leistung in einem bestimmten Zeitraum veranschlagt. Durch eine Flexibilisierung der Netzentgelt-Komponente könnte die Höhe des eingehobenen Betrags die aktuelle Auslastung und Stabilität des Stromnetzes deutlicher widerspiegeln, durch eine Flexibilisierung der Energiepreis-Komponente wiederum könnte die aktuelle Auslastung der zur Verfügung stehenden Erzeugungskapazitäten widerspiegelt und somit nötigenfalls auf Engpässe und Überschüsse effizienter reagiert werden. Durch die Flexibilisierung der Preise und Entgelte kann die Entscheidung der KundInnen beeinflusst werden, zu welchen Zeitpunkten sie elektrische Energie verstärkt oder vermindert konsumieren.

Eine Flexibilisierung des Tarifs impliziert im Rahmen des Projekts Flex-Tarif den Ansatz eines Lieferanten bzw. Netzbetreibers, elektrische Lasten bzw. Verbräuche zu verschieben. Das heißt:

- Eine Flexibilisierung der Strompreiskomponente „Netz“ zielt auf eine Realisierung des Lastverschiebungspotenzials durch den Netzbetreiber ab (vgl. Kapitel 3).
- Eine Flexibilisierung der Strompreiskomponente „Energie“ zielt auf eine Realisierung des Lastverschiebungspotenzials durch den Lieferanten ab (vgl. Kapitel 4).

Des Weiteren ist eine zielorientierte Optimierung der Komponenten Abgaben und Steuern anzudenken, sodass diese dem Lastverschiebungspotenzial bzw. den Zielsetzungen nicht hinderlich sind (vgl. Kapitel 5).

Die fortschreitende Umsetzung intelligenter Netze, die einfachere Erfassung des tageszeitabhängigen Verbrauchs durch Smart Meter und die verstärkte Ausstattung von KundInnen mit Geräten, auf die IKT-basiert zugegriffen werden kann (Smart Home/Building/Office), erlauben eine (im Vergleich zu vor wenigen Jahren) einfachere, kostengünstigere, weniger zeitaufwändige und mitunter automatisierte Verschiebung elektrischer Lasten. Die KundInnen als AdressatInnen und AnbieterInnen der Lastverschiebung sowie Netzbetreiber oder Lieferanten als Nachfrager der Lastverschiebung sind die wichtigsten Marktteilnehmer am Lastverschiebungsmarkt.

1.1 Lastverschiebung durch flexible Tarife

Flexible Stromtarife, sowohl in Form von flexiblen Netzentgelten als auch in Form flexibler Energiepreiskomponenten, können durch Lastverschiebung zu einer aktiven Beteiligung der VerbraucherInnen im Smart Grid beitragen. Im Projekt Flex-Tarif wird die Lastverschiebung als einziges strategisches Ziel der flexiblen Tarife angesehen.¹ Als strategische Ziele der Lastverschiebung selbst wurden die Versorgungsqualität, die Vermeidung bzw. Verzögerung des Netzausbaus, die Integration volatiler erneuerbarer Energien sowie die energetische Energieeffizienz definiert.

¹ ExpertInnen weisen auch auf die Imagewirkung und Produktdifferenzierung durch neue Preismodelle von Lieferanten hin, die aktuell nicht zwingend strategische bzw. systemrelevante Zielsetzungen verfolgen.

1.2 Methodik dieses Projektteils

Im Zuge des Projekts Flex-Tarif wurden Analysen zu den technischen, ökonomischen, sozialen und rechtlichen Aspekten der Lastverschiebung geleistet. Anschließend bzw. parallel wurden 42 ExpertInnen-Interviews mit Vertretern der wesentlichen Stakeholder durchgeführt. Die in diesen Interviews vorgebrachten Argumente wurden mit den Analysen zusammengeführt.

In diesem Papier werden

- Handlungsempfehlungen abgeleitet,
- die relevantesten Erkenntnisse dargestellt und
- weiterer Forschungsbedarf festgestellt.

1.3 Begriffe

Zur Definition der Begriffe und Zielsetzungen ist auf den Projektbericht 3/9 zu verweisen. Kurz seien nochmals flexible Tarife beschrieben.

Tarife werden hier als Überbegriff für die Strompreiskomponenten Energie („Preis“) und Netz („Entgelt“) verwendet.

Entgelte bezeichnen (regulierte) pauschale, kW- und/oder kWh-abhängige Elemente der Strompreiskomponente Netz. **Preise** oder Strompreise bezeichnen (nicht regulierte) pauschale, kW- und/oder kWh-abhängige Elemente der Strompreiskomponente Energie.

Als **flexible** Tarife werden alle pauschalen, kWh- bzw. kW-abhängigen Tarifkomponenten zusammengefasst, die eine Beeinflussung der Nachfrageseite mit sich bringen. Dazu gehören insbesondere schaltbare, dynamische (Real Time Pricing), zeitabhängige (Time of Use) und Event-Tarife. Diese Bezeichnungen gelten für beide Bereiche Netz und Energie.

2 Verständlichkeit von Rechnungslegung und Tarifblättern

In Bezug auf eine voranschreitende Flexibilisierung der Strompreiskomponenten Netz, Energie und ggf. Steuern bzw. Abgaben spielt die Steigerung bzw. Aufrechterhaltung der Verständlichkeit und Transparenz der Rechnungen und Tarifblätter eine wesentliche Rolle.

2.1 Verständlichere Rechnungslegung für aktuelle Netzentgelte

Die befragten ExpertInnen weisen darauf hin, dass die *derzeitige* Ausgestaltung der Verbrauchsinformation in Form der Stromrechnungen für viele KundInnen schwer zu verstehen ist. Dies trifft v.a. auf Haushalte zu, konnte im Zuge der Interviews aber auch bei Unternehmen festgestellt werden.

Das Miss- bzw. Unverständnis führen die ExpertInnen sowohl auf Mängel an Information, aber auch (i) auf die vielen Positionen der Rechnungen und (ii) Verwirrung durch die nicht allgemein bekannten Bezeichnungen der Positionen zurück. Eine Verringerung der netzseitigen pauschalen, kW- und/oder kWh-abhängigen Abrechnungsposition auf jeweils nur eine Komponente erscheint zielführend. Von Lieferanten können die Positionen freiwillig (insbesondere in Anbetracht der Kosten der Rechnungsanfragen in Callcentern) auf eine einzelne kWh-abhängige und gegebenenfalls eine pauschale Komponente zu reduzieren.

Für die Komponenten des Systemnutzungsentgelts gilt: Es wird empfohlen, die Herleitung der Entgeltfestsetzung zwar in der SNE-VO zu erklären, jedoch infolge nur ein Systemnutzungsentgelt auf der Rechnung der Kunden anzugeben; d.h. eine Summenbildung würde noch in der SNE-VO erfolgen.

Sowohl für Preise als auch Netzentgelte gilt, dass zu einer allgemein verständlichen Benennung der Positionen weitere Forschungen vonnöten sind. Aktuell ist auf von den AutorInnen mitbetreute Umfragen² und auf das Projekt „smarterterms – Intuitive Terminologie [...]“ (Sheveleva, 2014)³ hinzuweisen.

2.2 Rechnungslegung für zukünftige Netzentgelte und Preismodelle

Eine Herausforderung liegt bei *flexiblen* Tarifen darin, ein nachvollziehbares Stromabrechnungssystem zu erstellen, welches in verständlicher Weise die relevanten Preisfaktoren (Verbrauch und Last) wiedergibt und u.a. auch ein entsprechendes Feedback gibt, um nicht nur zu informieren sondern auch den KundInnen Anreize und sinnvolle Möglichkeiten zur Reaktion zu geben. Es wird empfohlen, diese Anreize auch im Rahmen der gegebenen rechtlichen Regelwerke und Möglichkeiten zu evaluieren und adaptieren.

Auf Basis der zukünftig monatlich bereitgestellten Smart-Metering-basierten Verbrauchsdaten erscheint es wesentlich, bei der Abrechnung des Stromverbrauchs mittels flexibler Tarifsysteme Verständlichkeit bei gleichzeitiger Transparenz⁴ zu gewährleisten,

² Beispiel: Der Terminus „Grundgebühr“ wird von KundInnen gegenüber anderen Termini zur Beschreibung einer fixen intervallmäßigen Pauschale bevorzugt.

³ Sheveleva T. (2014): smarterterms – Intuitive Terminologie für den Endverbraucher von Smart-Grid-Systemen. Poster, Smart Grids Week 2014. Web: http://download.nachhaltigwirtschaften.at/edz_pdf/events/20140522_sgww14_poster_45_smarterterms_in_tuitive_terminologie_fuer_den_endverbraucher_von_smart_grid_systemen.pdf (2014-09-30).

⁴ Transparenz bedeutet hier, dass alle Informationen, wie der zu zahlende Betrag zustande kommt, in der Rechnung enthalten sind (vollkommene Information).

sodass diese in ihrer Darstellung nicht komplexer wird. Die Herausforderung liegt darin, ein nachvollziehbares Stromabrechnungssystem zu erstellen, welches in transparenter Weise den Verbrauch wiedergibt und u.a. auch ein entsprechendes Feedback (z.B. mittels Stromverbrauchs-Benchmarks) gibt, um nicht nur zu informieren sondern auch den EndverbraucherInnen Anreize zur Reaktion (unter gegebenen Handlungsmöglichkeiten) zu geben.

Die Transparenz der Rechnungslegung ist wesentlich von der Art der zukünftigen Netzentgelt-Festsetzung abhängig. Tatsächlich erscheint eine vollständige Darstellung auf der Rechnung z.B. bei dynamischen, sich täglich ändernden Entgelten als hochkomplex und v.a. für EndkundInnen unverständlich. Der Gesetzgeber hat (dies trifft in dieser Form auch heute zu einem gewissen Grad zu) zwischen Transparenz und Verständlichkeit abzuwägen. Eine Variante, bei der Detailinformationen auf den Webseiten des Netzbetreibers wiedergegeben werden, ist vorstellbar, insbesondere, wenn dort auch durch Smart Meter aufgezeichnete Messdaten vorliegen, sodass interessierte Kunden ihre Energierechnung im Detail nachvollziehen können.

Anmerkung: Eine derartige Dynamisierung der Netzentgelte mit hochkomplexen Entgeltmodellen kann aufgrund der Erkenntnisse die im Rahmen dieses Projektes gewonnen wurden nicht empfohlen werden, siehe 3.3.6.2.

2.3 Tarifblätter für hochkomplexe Energiepreismodelle

Grundsätzlich trifft die Argumentation zur Rechnungslegung für zukünftige Netzentgelte auch für die Abrechnung der Strompreiskomponente „Energie“ zu, insbesondere wenn das zugrundeliegende Energiepreismodell ein hochkomplexes ist (z.B. dynamische Preissetzung ohne vordefinierte Preisniveaus).

Hinsichtlich der Tarifblätter für hochkomplexe Energiepreismodelle werden Überlegungen zu zukünftigen Modellen notwendig sein, um einerseits den KundInnen Feedback zu geben und andererseits die Transparenz und den Informationsgehalt (auch der Stromverbrauchsinformation) zu gewährleisten.

Bei Vertragsunterzeichnung müssen laut § 80 Abs. 3 EIWOG 2010 die Energiepreise in den Allgemeinen Geschäftsbedingungen oder in den Vertragsformblätter angeführt sein. Insbesondere bei hochkomplexen Energiepreismodellen (z.B. dynamische, sich täglich ändernde tageszeitabhängige Preise mit/ohne Preisniveaus bzw. mit/ohne Mindest- und Höchstpreisen) ist die rechtliche Situation unklar.⁵

Damit sind folgende juristische Fragestellungen verbunden, welche in Folgeprojekten aufzuarbeiten wären:

- Sind Höchstpreisangaben am Tarifblatt ausreichend?
- Sind Verweise auf externe Preisquellen zulässig (z.B. Homepage der Energiebörse)?

⁵ Bei speziellen Eventtarifen ist zwar der Zeitpunkt unklar, der erhöhte bzw. gesenkte Preis kann aber angegeben werden. Bei statischen, tageszeitabhängigen Tarifen (klassischer Time of Use, wie zB. HT/NT-Tarife) können die einzelnen Preise ebenfalls angeführt werden; darüber hinaus ist auch der Zeitpunkt, zu dem der jeweilige Preis verrechnet wird, klar. Auch für unterbrechbare Strompreismodelle ist es möglich, die vom Lieferanten gezahlte Entschädigung pro Schaltung bzw. die Pauschale anzugeben. Ebenso rechtlich zulässig sind Energiedienstleistungen, die generell nicht über die bezogene Energiemenge, sondern eben über die bezogene Energiedienstleistung, verrechnet werden.

Der Gesetzgeber hat zwischen der Verständlichkeit für alle (insbesondere *vulnerable und/oder einkommensschwächere*) EndkundInnen bzw. KonsumentInnen einerseits und der Verhinderung eines die Systemeffizienz steigernden Marktes andererseits abzuwägen, welche Ansprüche bei Vertragsunterzeichnung zu erfüllen sind. Gerade in Situationen, wenn die Vertragsfestlegung Optionen bei der tatsächlichen Preisfestlegung für den Lieferanten erlaubt (z.B. Kopplung an offizielle Day-Ahead-Börsenpreise), erscheint eine rechtliche Zulässigkeit angebracht.

Zur Sicherstellung der Zulässigkeit auch hochkomplexer Energiepreismodelle sind gesetzliche Änderungen bzgl. der Anforderungen an Energielieferverträge zu empfehlen.

3 Gestaltung zukünftiger Netzentgelte

Neue Netzentgelte sollen einerseits für KundInnen transparent und verständlich und in der Praxis für Netzbetreiber leicht umsetzbar sein und andererseits eine kostenreflexive und zielorientierte Aufteilung der Netzgesamtkosten unter Berücksichtigung der politischen Schwerpunkte ermöglichen.

Flexible Netzentgelte sind für die Allgemeinheit verständlich, praktisch umsetzbar und wirtschaftlich verträglich zu gestalten. Es gilt auch, Überlegungen zu der Verteilung der damit entstehenden Kosten bzw. Kosteneinsparungen zwischen den verschiedenen KundInnengruppen und innerhalb der KundInnengruppen zu berücksichtigen.

3.1 Zielkonflikte

In vielen Netz-bzw. Erzeugungssituationen sind die Interessenslagen der Netzbetreiber und der Lieferanten kongruent. Dies muss jedoch nicht in allen Situationen der Fall sein. Dann führen Anreize, die von einem der beiden gesetzt werden, zu Lastverschiebungen der KundInnen, die den Interessen des anderen entgegenwirken. Bedeutendstes Beispiel ist eine Situation mit günstigen Energiepreisen einerseits und instabilen bzw. an die Kapazitätsgrenzen geratende Netze andererseits (wodurch der Netzbetreiber einen geringeren Verbrauch den KundInnen erreichen möchte). Divergieren die Interessen von Netzbetreiber und Lieferant, kann jedoch die Last bzw. der Verbrauch der KundInnen nur einer Interessenslage folgen: d.h. KundInnen können z.B. ein Gerät entweder zu- oder abschalten und folgen damit einer der beiden Interessen, aber nicht beiden.

Das „Ampelsystem“ als Lösungsmodell ist hier anzuführen. Mehr zu Zielkonflikten ist im Projektbericht 2/9 zu finden.

3.2 Tarifierungs-Überschneidungen

In den seltenen Fällen, in denen zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit bzw. der Versorgungsqualität (siehe Projektbericht 2/9) Eingriffe des Netzbetreibers nötig sind, eignen sich direkt schaltbare Lasten oder Hochpreis-Event-Entgelte (Critical Peak Pricing).

Für Lieferanten bleibt eine Steuerung über den Smart Meter von geringem Interesse, sie bevorzugen Anreize über dynamische oder gegebenenfalls statische Preismodelle; eine eventuelle direkte Steuerung von Lasten erfolgt angekündigt und/oder webbasiert.

Damit liegen nur geringe Überschneidungen hinsichtlich der Art der Reaktion und der Kommunikation der Entgelte bzw. Preise vor.

3.3 Flexibilisierung der Netzentgelte von KleinkundInnen (aktuell ohne Leistungsmessung)

Die Evaluierung der Vor- und Nachteile unterschiedlicher Tarifarten bezieht sich auf die Tarife, wie sie im Projektbericht 3/9 definiert wurden.

3.3.1 Leistungsentgelte

3.3.1.1 Vorteile

Als Leistungsentgelte sind eine Entgeltfestsetzung pro bezogene kW (oder die Festlegung von höheren Entgelten über einer bestimmten Schwelle) mit Messung des Maximalwerts in einem Intervall zu verstehen. Werden Leistungsentgelte angewandt, so versuchen KundInnen, ihre Lasten so gering wie möglich (bzw. unterhalb einer bestimmten Grenze) zu halten. Ähnlich des aktuellen Lastmanagements bei GroßkundInnen würden dann auch KleinkundInnen ihre Last glätten und individuelle Lastspitzen vermeiden.

- Daraus können sich Vorteile für die Netzausbauplanung ergeben, weil individuelle Lasten von KleinkundInnen besser zu planen wären.
- KleinkundInnen würden kostenreflexive Entgelte zahlen, weil jene mit höheren Lasten einen höheren Beitrag zum Erhalt der Netzinfrastruktur beisteuern würden.
- Sind Lastentgelte effektiv, so wirken sie zielorientiert, weil sie KundInnen Anreize zur Lastspitzenvermeidung bzw. Lastglättung aussetzen, die gegebenenfalls die Versorgungssicherheit erhöhen und die Vermeidung bzw. Verzögerung eines Netzausbaus unterstützen können.

3.3.1.2 Nachteile

KleinkundInnen haben keinen Überblick bzw. keine Information über ihre aktuelle Last. Auch Visualisierungssysteme (Ampeln) sind nicht als sinnvoll zu erachten, wenn diese nicht in allen Räumlichkeiten installiert sind. Eine Automatisierung, welche das Zuschalten von Lasten verhindert, kann den Komfort signifikant einschränken. Werden zur Einhaltung der Lastgrenzen (kleine) Batteriezwischenspeicher angewendet, so sind diese mit signifikanten Kosten für die Kunden verbunden.

Die Kostenentstehung kann bei einer Viertelstundenmaximumzählung für KundInnen nur schwer nachvollzogen werden (*was ist meine aktuell bezogene Leistung, welche Leistung hat dieses Gerät?*) und bietet daher kaum einen Anreiz bzw. Möglichkeit, hier eine lastverschiebende Reaktion zu setzen.

Unter der Annahme, dass KleinkundInnen über ihre aktuelle Last Bescheid wissen, gilt: wird über Leistungspreise abgerechnet, wird ihr Verbrauch dennoch weiterhin vornehmlich zu den gleichen Tageszeiten (z.B. „Mittagszeit“) stattfinden wie zuvor. D.h. einzelne KundInnen werden veranlasst, z.B. zwei Geräte direkt nacheinander in Betrieb zu nehmen, um Leistungsgrenzen nicht zu verletzen. Jedoch wird keine Verlagerung in eine andere Tageszeit erreicht. Aufgrund der stochastischen Verteilung sind aus Perspektive des Netzbetreibers individuelle Leistungsspitzen bei „10 Haushalten geringer“ sichtbar und bei „100 Haushalten verschwindend“.^{6,7} In anderen Worten sind erstens Lastspitzen einzelner

⁶ Illustration: Betreibt ein Kleinkunde zwei repräsentative Geräte hintereinander und macht dies ein zweiter Kleinkunde im gleichen Zeitraum ebenso, ergibt sich eine Lastkurve, die gleich jener Lastkurve ist, wenn der erste Haushalt beide Geräte gleichzeitig betreibt und darauf folgend (stochastisch zeitversetzt) der zweite Haushalt beide Geräte betreibt.

KleinkundInnen für das Stromnetz vernachlässigbar und zweitens stochastisch verteilt. Da der Nutzungszeitraum aber gleich bleibt, wird eine Leistungstarifizierung hinsichtlich des Zeitpunkts der Nachfrage schon ab dem jeweiligen Netzabschnitt nur insignifikant wenig im Vergleich zur aktuellen Lastsituation ändern. Unter einer bestimmten Leistungsgrenze gilt, dass Leistungsentgelte keinen bemerkenswerten Lenkungseffekt hinsichtlich Tageszeit und Menge des Stromverbrauchs haben. Eine Möglichkeit ist, die Leistungsentgelte zu Spitzenlastzeiten höher anzusetzen. Jedoch bleibt die Argumentation gültig, dass KleinkundInnen ihre Lasten dann *im selben Zeitraum* breiter verteilen / stärker glätten, was in Summe wieder einen vernachlässigbaren Effekt auf die Netzsituation hat.⁸

3.3.1.3 Netztrennung von KleinkundInnen: weitere Forschung vonnöten

Eine Möglichkeit, eine Leistungsgrenze ohne höhere Entgelte, deren Entstehung KundInnen nur schwer nachvollziehen können, durchzusetzen, ist die automatische Abschaltung der Stromversorgung durch den Smart Meter.

In Italien werden KleinkundInnen, die ihre vertraglich vereinbarte Leistung (Haushalte: 3 kW) übersteigen, automatisch durch den Smart Meter vom Netz getrennt. Liegt die bezogene Leistung zwischen 3,3 und 4 kW, so kann dies 3 Stunden lang ohne Unterbrechung erfolgen. Liegt die bezogene Leistung über 4 kW, so erfolgt eine Trennung nach 4 Minuten. Die Wiederherstellung der Leistungszufuhr erfolgt durch manuellen Knopfdruck der KundInnen am Smart Meter.

Einerseits erscheint die Netztrennung als adäquates Mittel, vertraglich vereinbarte Leistungen durchzusetzen. Entsprechende Gerätschaften (vgl. Interviews: z.B. Klimaanlage, Elektroautos oder Saunen bei Haushalten, Maschinen bei Nichthaushalten) würden folglich mit anderen (teureren) Netzverträgen einhergehen, die folglich als stärker kostenreflexiv ausfallen können.

Andererseits bleibt die oben dargestellte Argumentation, dass individuellen Leistungsspitzen von KleinkundInnen eine geringe Bedeutung zukommt, aufrecht; jedoch gilt dies v.a. für betriebliche Gerätschaften, die über eine sehr kurze Zeitdauer nur eingeschränkt (vgl. Interviews: z.B. medizinische Gerätschaften, die 30 Sekunden in 15 Minuten ein Zigfaches der vereinbarten Last beziehen).

Eine Alternative zur Abschaltung wäre ein deutlicher Entgeltzuschlag bei entsprechend langer Überschreitung der vertraglichen Leistungsgrenzen. Jedoch gilt hier, dass KleinkundInnen diese Überschreitung (im Gegensatz zu einer Abschaltung) nicht erkennen können (wie schon oben argumentiert). Folglich kann einer solchen Überschreitung auch nicht vorgebeugt bzw. diese behoben werden. Ein entsprechender Zuschlag ohne bewusstes Verschulden oder ohne kosteneffiziente praktische Möglichkeit darauf geeignet reagieren zu können erscheint als Fairnessfrage.

ExpertInnen verweisen auf die grundsätzliche Akzeptanzfrage und die damit verbundene generelle Fragestellung, ob man mit Netztrennungen in einem Land wie Österreich die öffentlich als selbstverständlich angesehene Verfügbarkeit „künstlich problematisieren“

⁷ Brauner G. (2010): Visionen für Energieautarke Siedlungen. Informationsveranstaltung „Plusenergiehäuser der Zukunft“, Präsentation. Web: http://www.tuwien.ac.at/fileadmin/t/t-transfer/Dokumente/Firmenservice_fuer_Untern/energieautarke%20Siedlungen_EAEW.pdf (2014-10-01).

⁸ Es ist also zu erwarten, dass hohe Spitzenlastentgelte einerseits nur bei wirtschaftlich potenten Kunden zu Laststeuerungsmaßnahmen bzw. Automatisierung der Laststeuerung führen wird und andererseits ein positiver Effekt auf das Netz durch Lastausgleich (Spitzenlastsenkung) nur in Netzteilen zu erwarten ist, die (zu) schwach dimensioniert sind oder an langen Netzausläufern liegen.

würde und wolle. Eine erfolgreiche Einführung des Mechanismus erfordert des Weiteren große Informationskampagnen, um den Mechanismus für KundInnen verständlich und nachvollziehbar zu gestalten, denn dies sei in Italien unterblieben und hat zu massivem Misstrauen/Imageverlust für Stromversorger geführt.

Auf Basis der erfolgten Evaluierung ist keine eindeutige Handlungsempfehlung abzuleiten.

3.3.1.4 Tarife und/oder Regeln für bevorzugte NetznutzerInnen: weitere Forschung vonnöten

Smart Meter bieten die Möglichkeit, wenn sie entsprechend technisch ausgestattet sind, die Stromzufuhr gezielt zu schalten. Dies ist v.a. für Zweitstromzähler vorgesehen, an denen keine bei kurzen Abschaltungen komfortrelevanten Geräte angeschlossen sind (z.B. Wärmepumpe, Warmwasserspeicher). Grundsätzlich könnten jedoch alle Zähler mit solchen Schaltungen ausgestattet werden, die dem Netzbetreiber einen gezielten Lastabwurf bzw. eine Lastbegrenzung ermöglichen und um wesentliche Geräte wie Kühlschrank und Beleuchtung weiter zu betreiben.

- In diesem Zusammenhang gilt es zu erwähnen, dass es in Großbritannien einen „priority service register“ gibt, in dem besonders vulnerable (schützenswerte) KundInnen vermerkt sind. Sie erhalten (z.B. bei Stromausfällen) eine bevorzugte Versorgung von den Netzbetreibern und werden als erste wieder mit Strom versorgt. In die Kategorie dieser schützenswerten KundInnen fallen z.B. Haushalte mit älteren Personen (Quelle: ExpertInneninterview).
- Auch aus Kalifornien ist bekannt, dass eine Bevorzugung im Zuge der dort durchgeführten „Rolling Brown-Outs“ durch die KundInnen erworben werden kann, die entsprechende Versorgungssicherheit also entgeltlich gesichert werden kann (Quelle: ExpertInneninterview).
- Im Falle eines Krisenfalls im Netz bzw. gar eines Black-Outs kann eine Schaltbarkeit von Smart Metern bzw. eine Begrenzung der Leistung (batteriegestützt, vom Trafo aus) zum Netzwiederaufbau zielführend sein (Quelle: ExpertInneninterview).

Diese Krisensituationen betreffen nicht den Einsatzbereich flexibler Tarife, denn dieser befindet sich im Vorfeld zu diesen: Vergünstigte Netzentgelte könnten KundInnen angeboten werden, die einen bevorzugten Abwurf ihrer Lasten in Krisensituationen gestatten. ExpertInnen weisen auch hier auf die kundInnenseitige Akzeptanz hin: die Bereitstellung von Drosselungsoptionen zum Erhalt günstigerer Konditionen müsse aus dem Betriebskunden-Geschäft wachsen.

Auf Basis der erfolgten Evaluierung ist keine eindeutige Handlungsempfehlung abzuleiten.

3.3.2 Time-of-Use

3.3.2.1 Vorteile

KundInnen haben ohne Hilfsmittel Schwierigkeiten und Informationsmängel, um Leistungsgrenzen einzuhalten. Dagegen verstehen KundInnen den Zusammenhang zwischen dem Betrieb eines Geräts per se und dass dafür Kosten anfallen. Auch müssen die aktuell bezogene Leistung und die Leistung des Geräts nicht bekannt sein. Statische Zeiträume mit unterschiedlichen Entgelten führen zu einer Routine seitens der Kunden und sind auf die Allgemeinheit anwendbar. Um das Ziel der Glättung von klassischen Lastspitzen zu erreichen, wären für Hauptstromzähler von KleinkundInnen statische, zeitabhängige (z.B. wochentags 12:00-14:00 Uhr und 17:00-21:00 Uhr) Arbeitsentgelte, welche zeitlich auf die Lastspitzen fokussieren, anzudenken.

3.3.2.2 Nachteile

Diese statischen Tarife können jedoch gegebenenfalls kontraproduktiv zum tatsächlichen Dargebot an Erneuerbaren Energien stehen (insbesondere mittags bei starker Einspeisung aus PV-Anlagen, aber auch z.B. abends, wenn entsprechende Mengen in der Winderzeugung zur Verfügung stehen). Im Forschungsprogramm E-Energy (Projekt AlpEnergy) wurden gegenteilig zum üblichen Netzbetreiberinteresse einer Lastspitzenkappung geringere Entgelte zur Mittagszeit getestet, welche einen Abtransport der eingespeisten PV-Energie ermöglichen sollte.⁹

ExpertInnen sehen für Time-of-Use-Tarife die grundsätzliche Möglichkeit, dass diese zu einer Verzögerung des Netzausbaus beitragen können. Gleichzeitig verweisen die ExpertInnen aber darauf, dass sich Fragen des Netzausbaus v.a. aufgrund von strukturellen Engpässen der Netzkapazität oder aufgrund von demographischen Veränderungen ergeben und somit keinen ausschließlichen Zusammenhang mit der Nutzungszeit haben. Zusammenfassend deutet die Argumentation der ExpertInnen darauf hin, dass es durch Time-of-Use-Tarife zu keinen wesentlichen Verzögerungen der Ausbauprojekte bzw. Ausbaunotwendigkeiten kommen wird. Auch aus Sicht der KleinkundInnen ist auf die Anwendung eines flexiblen (wenngleich nicht sehr komplexen, aber dennoch mit einer Umstellung verbundenen) Tarifs zu verzichten, wenn dadurch Zielsetzungen nur in beschränktem Ausmaß erreicht werden.

3.3.2.3 Empfehlung

Netzbetreiber haben gemeinsam mit dem Regulator auf Basis der Einspeisemuster aus erneuerbaren Quellen sowie der Entnahme durch KundInnen zu prüfen, ob KundInnen in bestimmten Netzbereichen mit Time-of-Use-Tarifen belegt werden sollen und können, in denen eine Effektivität gesichert scheint.

⁹ Albrecht C., Karg L., Kleine-Hegemann K. (2011): Fallstudie der Projektregion Allgäu. Web: http://www.alpenergy.net/images/stories/AlpEnergy_Case-Study_Allgu.pdf (2014-10-01).

3.3.3 Pauschale jährliche Entgelte

Bei der Entscheidung der EndkundInnen, Strom zu konsumieren, werden die (statisch) fixen arbeitsabhängigen Entgelte zum aktuellen Strompreis (Komponente „Energie“) addiert. Da die Entgelte (je nach Tarifzeit) fix sind, senken sie die relative Preisspreizung eines dynamischen, zeitabhängigen oder Event-Strompreismodells und vermindern dessen Effektivität zur Erreichung einer Lastverschiebung.¹⁰

Des Weiteren werden durch arbeitsabhängige Entgelte die Kosten bzw. die Zahlungsbereitschaft für eine generelle und jederzeitige Verfügbarkeit des Netzes¹¹ nicht kostenreflexiv verrechnet, insbesondere bei EndkundInnen mit Eigenerzeugungsanlagen, und bei reinem Fokus auf das arbeitsabhängige Entgelt umverteilend wirken.¹²

Eine (teilweise) von der bezogenen Leistung abhängige Verrechnung bedeutet auch, dass KundInnen eine geringere nachfrageseitige Flexibilität zugestanden wird (siehe dazu die Argumentation unter „Netzentgelte für gemessene KundInnen“). Um ein gewisses Maß an nachfrageseitiger Flexibilität zu erlauben, darf der Feststellungszeitraum für Leistungshöchstwerte nicht „zu lange“ sein. Ist dieser jedoch wiederum nicht „zu lange“, könnte (gleich wie beim Verbrauch in kWh) die Leistung in kW oft gering/null sein und somit ist dieses Entgelt nicht kostenreflexiv hinsichtlich der generellen Verfügbarkeit des Netzes (nur hinsichtlich der tatsächlichen Ausnutzung). D.h. auch Leistungsentgelte sind Nutzungs-Entgelte und reflektieren die Kosten bzw. die Zahlungsbereitschaft für eine generelle und jederzeitige Verfügbarkeit des Netzes nicht.

Um also die Kosten bzw. die Zahlungsbereitschaft für die generelle Verfügbarkeit des Netzes widerzuspiegeln und die aus Arbeitsentgelten resultierende Verminderung der Preisspreizung zu verringern, ist eine **signifikante, von der zwischen EndkundInnen und Netzbetreiber vertraglich vereinbarten Anschlussleistung abhängige jährliche Pauschale anzudenken.**

Eine Empfehlung zur anteiligen Höhe dieser Pauschale und auch über die Preisspreizung zwischen den arbeitsabhängigen Grund- bzw. Spitzenlastentgelt kann im Projekt keine Aussage getroffen werden, da dies die angewandten qualitativen Methoden nicht zulassen. Für eine quantitative Festlegung sind weitere Forschungen nötig. Eine Aufteilung von etwa 90% arbeitsbezogenes Entgelt zu 10% Pauschalentgelt, wie sie für nichtgemessene KundInnen in der aktuellen Situation in ExpertInneninterviews genannt wird, erscheint jedenfalls zu stark in Richtung der Arbeitsentgelte orientiert. Weitere Forschungen können zum Beispiel auf Basis der bereits am Energieinstitut an der JKU Linz durchgeführten Arbeiten zur Zahlungsbereitschaft für die Netzverfügbarkeit erfolgen.

Bei der Festlegung ist jedenfalls zwischen einer ausreichenden Höhe des arbeitsabhängigen Entgelts zur effektiven Vermeidung von hohen Verbräuchen und Lastspitzen einerseits und der Verteilungswirkung höherer Pauschalen (u.a. der einhergehenden Unmöglichkeit von

¹⁰ Illustration: Sieht die aktuelle Preiskomponente Energie für den Zeitraum 10:00-11:00 einen Preis von 5 Cent/kWh und für den Zeitraum 11:00-12:00 einen Preis von 10 Cent/kWh vor, so liegt die Preisspreizung ausgehend vom billigeren Preis bei 100%. Kommen aus Endkundensicht fixe Netzentgelte von z.B. 5 Cent/kWh hinzu, so liegt die Preisspreizung bei 10 zu 15 Cent/kWh, also nur mehr 50%.

¹¹ Mögliche Varianten sind: Eigenerzeugungsanlagen (PV) bei KleinkundInnen, selten genutzte Zweitwohnsitze bei HaushaltskundInnen, ungeplante Betriebsstillstände bei Unternehmen.

¹² Eine Abschätzung ergibt, dass Eigenerzeugungsanlagen bei Haushalten und Betrieben zu einem entgangenen arbeitsbasierten Netznutzungsentgelt von 1,8% der jährlichen Gesamtnetzkosten führen, was der in Folge neu zu verteilenden Summe entspricht.

z.B. einkommensschwächeren Haushalten, ihre Netzkosten dann durch Verzicht zu senken) andererseits abzuwägen.

Festzustellen bleibt, dass das hier vorgeschlagene arbeitsentgeltabhängige Entgelt plus Pauschale nicht zur Gänze verursachungsgerecht gegenüber den anfallenden Kosten ist, jedoch werden die aktuellen Kosten gedeckt und es erscheint zielführend in Bezug auf die Zielsetzung Energieeffizienz und zum Teil auch auf die Zielsetzung Lastspitzenvermeidung.

Exkurs: Quasi-autarke Subnetze mit dennoch vorhandenem Anschluss an das Gesamtnetz sind ähnlich zu betrachten wie einzelne KundInnen mit Eigenerzeugungsanlagen. Der Wert der externen Versorgungssicherheit ist entweder pauschal zu entgelten bzw. können die SubnetzkundInnen als GroßverbraucherInnen betrachtet und entsprechend abgerechnet werden (aktuell Monatsleistungsmaximum).

Diskussionen in anderen Projekten¹³ haben gezeigt, dass die aktuelle Entgeltfestlegung von der Gleichbehandlung der KundInnen (unabhängig ihrer Distanz von Netzknoten und damit unabhängig einer Kostenreflexivität der Netzentgelte) geprägt ist und in diesem Sinne Subnetze keine in dieses Konzept passende Alternative darstellen. Dem Netzbetreiber ist es nicht verboten, quasi-autarke Subnetze zu betreiben, solange dies im Rahmen seiner gesetzlichen Möglichkeiten geschieht und KundInnen die regulierten Netzentgelte verrechnet werden.

3.3.4 Event-Entgelte

Event-Entgelte sind aufgrund ihres signifikanten Beitrags in für größere Netzbereiche kritischen Phasen oder bei Energieüberschuss eine sinnvolle Ergänzung.

Bei (z.B. bereits am Vortag) absehbaren außergewöhnlichen Situationen können Event-Entgelte (z.B.: am Vortag per SMS bekanntgegebene Hochtarifphasen) einen signifikanten Beitrags zur Versorgungssicherheit leisten und sind daher eine sinnvolle Ergänzung. Jene KundInnen, die solche Event-Entgelte akzeptieren, könnten mit vergünstigten Pauschalen entschädigt werden. ExpertInnen weisen darauf hin, dass die starken Reaktionen der KundInnen in Feldtests zwar zeigen, dass Event-Entgelte für größere Netzbereiche angewandt werden können; dass dies aber angesichts der Streuung (hohe Varianz des Beitrags einzelner TeilnehmerInnen) auch für kleinteiligere Netzabschnitte von Relevanz sein kann, wird bezweifelt und bedarf weiterer Forschung.

3.3.5 Entgelte für zu- und abschaltbare Lasten

Tatsächliche Schaltbarkeit (z.B. von Wärme- und Kältespeicheranlagen, Wärmepumpen, Heizungen mit Speicherfähigkeit) ist aufgrund einer raschen Verfügbarkeit einerseits und der Möglichkeit, nicht nur ab-, sondern auch zugeschalten zu werden, die effektivste nachfrageseitige Möglichkeit für Netzbetreiber zur Nutzung volatiler Energieträger und zur Erhaltung der Power Quality. Weitere Forschungen zu Regulierung und rechtlicher Situation sind vonnöten.

¹³ Vgl. „Smart Village Regau“, Protokoll zur Besprechung rechtlicher Aspekte am 10.9.2014.

Netzbetreiber haben im Rahmen der Regulierung, der Gesetzgebung und/oder des angebotenen Tarifs die Möglichkeit, KundInnen durch Preissignale¹⁴ oder Geräte durch Steuersignale¹⁵ zu beeinflussen. Bei nicht absehbaren außergewöhnlichen Situationen, also im Fall einer spontanen Notwendigkeit, sind erstens aufgrund der raschen Verfügbarkeit und zweitens aufgrund der Möglichkeit zur Zu- und Abschaltung Entgelte für schaltbare Lasten festzulegen. Grundsätzlich kann die Stabilität des Netzes über das Abschalten von Entnehmern und Einspeisern gewährleistet werden. Handelt es sich jedoch nicht um ein Problem der Netzkapazität, sondern der Power Quality, erscheint eine zusätzliche Zuschaltbarkeit zielführend.¹⁶

Aktuell können Netzbetreiber, sofern dies über die Regulierung gedeckt oder durch andere Gesetzgebung sogar gefordert wird, über Schaltgeräte bzw. beim Smart Meter teils auch direkt auf die Zähler der KundInnen zugreifen. Die Schaltbarkeit findet v.a. bei Sekundär- oder gerätspezifischen Stromkreisen (d.h. kaum am Hauptzähler) Anwendung. Damit hat der Netzbetreiber im Rahmen der Regulierung, der Gesetzgebung und/oder des angebotenen Tarifs die Möglichkeit, Lasten am Zähler abzuschalten bzw. zu kontrollieren. Hinsichtlich einer Laststeigerung ist jedoch maximal eine Nicht-Abschaltung z.B. bei Wärmepumpen oder Nachtspeicherheizungen möglich. Befindet sich hinter dem Zähler (im jeweiligen Augenblick) keine nachgefragte Last,¹⁷ ist keine Zuschaltung dieser Last möglich.

Für die Versorgungssicherheit sind schaltbare Lasten eine hochrelevante Maßnahme. Netzbetreiber sollen schaltbare Lasten verstärkt kontraktieren bzw. kontraktieren können. Ein Zugriff kann in vertraglich zwischen Kunde und Netzbetreiber vereinbarten Grenzen, idealerweise auf kurzfristig nicht komfortrelevante Lasten am Zweitstromzähler, gegen ein jährliches Pauschalentgelt erfolgen.

3.3.6 Alternative Netzentgelt-Varianten

3.3.6.1 Energiedienstleistungen

In den Arbeiten zum Projekt zeigt sich, dass die netzbetreiber- und lieferanten-seitig koordinierte Erbringung von Energiedienstleistungen (z.B. Warmwasser durch Zu- und Abschaltung eines Warmwasserspeichers) als umfassend effektive Tarifvariante hinsichtlich der Nutzung Erneuerbarer, der Aufrechterhaltung der Power Quality und der Energieeffizienz ist. Neben notwendigen technischen und organisatorischen Forschungen sind v.a. rechtliche Fragestellungen hinsichtlich der Kompetenzüberschneidung von Lieferant und Netzbetreiber offen (z.B. Kontrolle einer Energiedienstleistung durch den Netzbetreiber).

¹⁴ Vgl. nach Tag und Nacht bzw. Sommer und Winter unterscheidende Entgeltfestsetzung für manche Entgeltvarianten in der Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2012-Novelle 2014.

¹⁵ In ExpertInneninterviews wird dargestellt, dass der Netzbetreiber alle ihm möglichen Mittel zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit anwenden darf. Hätte ein Netzbetreiber also die Möglichkeit zur Schaltung von Geräten, wäre deren Nutzung im Extremfall erlaubt.

¹⁶ ExpertInnen weisen auf das E-Energy-Forschungsprogramm MeRegio hin, in dem derartige Contracting-Schaltoptionen zur Netzengpassvermeidung getestet wurden. Als Problem wurde attestiert, dass die Flexibilität der Haushalte zu gering war, um einem Netzengpass im Notfall entgegen zu wirken. Die Modellregion musste in einer Simulation weitere Feldtesthaushalte auf den kritischen Netzstrang gewinnen, um die erforderlichen freien kW zu erzeugen. Vgl. auch Karg L., Kleine-Hegemann K., Wedler M., Jahn C. (2013, S.164ff): E-Energy Abschlussbericht. Ergebnisse und Erkenntnisse aus der Evaluation der sechs Leuchtturmprojekte. B.A.U.M.

¹⁷ Als Beispiele lassen sich vollständig geladene Boiler oder Nachtspeicherheizungen anführen bzw. elektrische Heizsysteme im Sommer: Wird der Zähler dann vom Netzbetreiber freigeschaltet, führt dies zu keiner Lasterhöhung.

3.3.6.2 Dynamische Netzentgelte: negative Empfehlung

Dynamisch arbeits- oder leistungsvariable Netzentgelte, die in Abhängigkeit von der aktuellen/tatsächlichen Last im Netz bei einer Annäherung an die Kapazitätsgrenzen stark ansteigen, erscheinen auf Basis der Analyse als nicht praxistauglich:

- Erstens erscheint die Dynamisierung als unüberwindbare regulatorisch-administrative Herausforderung.
- Zweitens ist das Herunterbrechen auf Netzbereiche oder – was hinsichtlich der Signalwirkung noch besser wäre – auf Netzabschnitte (z.B. hinter einem Trafo) kaum hinsichtlich der Effekte berechenbar und methodisch schwierig.
- Netzbetreiber rechnen – sowohl aufgrund der hohen Zuverlässigkeit des Netzes als auch aufgrund ihrer gesetzlichen Verpflichtung, diese zu wahren – mit wenigen kritischen Situationen pro Jahr (hinsichtlich der Versorgungssicherheit bzw. Power Quality). Eine seltene Steigerung der ansonsten zur Netzkostendeckung sehr konstant anfallenden Entgelte wäre also einem Event-Tarif gleichwertig.
- Hinzu kommt, der Meinung der deutschen Bundesnetzagentur (2011) entsprechend,¹⁸ dass ein dynamisches Netzentgelt bei gleichzeitig dynamischen Energiepreisen zu Marktsituationen führen kann, die für KundInnen zu komplex sind.

3.3.6.3 Freikontingente: negative Empfehlung

Es ist festzustellen, dass Freikontingente (der Bezug von kWh ist je nach KundInnentyp bis zu einer gewissen Schwelle kostenlos) schwer zu definieren sind (zu hohe bzw. zu geringe Kontingente könnten auch nachteilige Effekte haben bzw. einen vernachlässigbaren Effekt): Ist das Kontingent zu gering, wird es sich nicht auf das Verhalten auswirken. Liegen KundInnen dagegen unter einer (für sie) hohen Verbrauchsschwelle, könnten sie dazu neigen, diese für sie günstig zu beziehenden kWh (ineffizient) zu nutzen. Das Problem ist, dass für unterschiedliche KundInnen unterschiedliche Kontingenthöhen als hoch oder gering erscheinen (z.B. 5-köpfige Familie anders als für einen Einpersonenhaushalt). Netzbetreiber (und auch Lieferanten) haben kaum eine Möglichkeit, die individuelle und sich oftmals ändernde Personenanzahl im Haushalt bzw. die individuellen Bedürfnisse zu kennen. Die gleiche Argumentation hat für alle stark progressiven Tarife Gültigkeit.¹⁹

3.3.6.4 Progressiv mengenvariable Netzentgelte: neutrale Position / weitere Forschung vonnöten

Eine progressiv mengenvariable Entgeltfestsetzung, bei welcher das Eingangsentgelt pro kWh nicht zu niedrig (siehe oben „Freikontingente“) im Verhältnis zum Höchstentgelt pro kWh gewählt ist, ist dennoch möglich und kann Anreize zu mehr Energieeffizienz setzen. Gleichzeitig werden KundInnen mit geringen Verbrauchsmengen entlastet. Beispielhaft kann hier auf das italienische mengenabhängige Tarifsystem mit geringer Progressivität verwiesen

¹⁸ Bundesnetzagentur (2011): „Smart Grid“ und „Smart Market“. Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems. Bonn. Web:

http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzzugangUndMesswesen/SmartGridEckpunktepapier/SmartGridPapierpdf.pdf?__blob=publicationFile (2014-09-30).

¹⁹ Die Modellregion eTelligence ermittelte für jeden teilnehmenden Haushalt den Schwellenwert, ab der der Verbrauch teurer wurde (von 0,20 Euro auf 0,367 Euro), individuell (immer oberhalb von 80% des vorherigen monatlichen Durchschnittsverbrauchs): Karg L., Kleine-Hegemann K., Wedler M., Jahn C. (2013, S.152): E-Energy Abschlussbericht. Ergebnisse und Erkenntnisse aus der Evaluation der sechs Leuchtturmprojekte. B.A.U.M.

werden (Verbrauchsstufen bis 1800 kWh, 1801-2640 kWh, 2641-4440 kWh, 4441+ kWh, der Tarif bis 1800 kWh ist um 10% niedriger als der über 4441 kWh).

Ob die Effektivität einer (so) geringen Progressivität im Verhältnis zum administrativen Aufwand und zum Verständnis der KundInnen bei der Rechnungslegung stehen, ist offen. Eine nicht zu starke Progressivität scheint jedoch wichtig, um Verbrauchsgruppen untereinander nicht zu stark zu diskriminieren, z.B. sind aufgrund gleicher für sie gültiger Schwellenwerte energiesparende Großfamilien gegenüber nicht energiesparenden Singles benachteiligt.

3.3.7 Zusammenfassung und Resultat

Die Leistungsabrechnung von KleinkundInnen ist in der aktuellen Situation mit wesentlichen Hindernissen verbunden, auch wenn über einen Smart Meter eine Viertelstundenmaximumzählung möglich wäre. Das wesentliche Hindernis ist, dass die KleinkundInnen ihre momentane Last ohne relativ großen messtechnischen Aufwand nicht kennen können. Es ist auch unter der Annahme eines weitreichenden technischen Fortschritts nicht anzunehmen, dass die überwiegende Mehrheit der KleinkundInnen zukünftig mit Informationssystemen in ihren Räumlichkeiten hinsichtlich des aktuellen Strombezugs ausgestattet ist. Folglich würden KleinkundInnen kW-abhängige Entgelte verrechnet, auf die sie nur bedingt Einfluss haben.

In der aktuellen Verbrauchsstruktur der Haushalte liegt keine verbrauchsseitige Synchronität vor, welche über die „klassischen“ Spitzenlastzeiten hinausgeht. Die individuellen (Spitzen-) Lasten sind stochastisch verteilt und sind in übergeordneten Netzebenen nicht problematisch. Dementsprechend ergibt sich hier keine zwingende Notwendigkeit, die Entgelte auf eine Leistungsabrechnung zu ändern, zumal diese mit obenstehenden Hindernissen verbunden ist.

Stehen Smart Meter zur Verfügung und wäre damit eine Viertelstundenmaximumzählung möglich, so ist damit zu rechnen, dass viele KundInnen einen sehr hohen Wert erzielen (der gleichzeitige Betrieb mehrerer Haushaltegeräte ist hierzu ausreichend). Da die Netzgesamtkosten gleich bleiben, würden sich dann die Entgelte wieder angleichen.

Dennoch sprechen andere Gründe für eine zukünftige Leistungsmessung, v.a. synchrone und laststarke Verbraucher sowie die Verteilungsgerechtigkeit:

- Die Notwendigkeit bzw. das Interesse, eine entnahmeseitige Leistungsmessung (teilweise) einzuführen, entstammt der Voraussicht, dass zukünftig neue, langfristig angeschlossene, laststarke und v.a. teilweise synchrone Verbraucher (z.B. E-Cars, Wärmepumpen, Klimaanlage, erwähnt werden auch Saunen) auf Seiten der KleinkundInnen angeschlossen werden.
- Hinzu kommt die Feststellung, dass KundInnen schon aktuell verstärkt zu Prosumern (KundInnen mit Eigenerzeugungsanlagen) werden, also aufgrund des Eigenverbrauchs des selbst produzierten Stroms weniger (arbeitsabhängige) Netzentgelte bezahlen, während ihnen die gleiche Kapazität wie anderen KundInnen der Kategorie zur Verfügung steht. Gleiches trifft auf Zweitwohnsitze zu, denen ein vollwertiger Netzanschluss zur Verfügung steht, der aufgrund einer geringen kWh-Anzahl jedoch nicht abgegolten wird.

Aus den oben durchgeführten Betrachtungen folgt kurz-, mittel- und langfristig:

3.3.7.1 Das Netzentgelt für KleinkundInnen heute

Die Frage, wie ein Netzentgelt für KleinkundInnen in der aktuellen Situation (keine Leistungsmessung, Ferraris-Zähler, *keine Reaktion auf tatsächliche Stromproduktion und -preise*) verursachungsgerecht und zielführend gestaltet sein müsste, lässt sich also so nicht beantworten: Verursachungsgerecht ist eine Abrechnung nach kW, die aber angesichts des Ferrariszählers nicht möglich ist.

Von der vereinbarten Leistung abhängige jährliche Pauschalen, welche die generelle Verfügbarkeit des Netzes abbilden und damit eine abgeschwächte Variante der Verursachungsgerechtigkeit darstellen, haben keine Steuerungswirkung auf Verbrauchsmenge und -zeit und sind daher nicht zielführend.

Demensprechend verbleiben arbeitsabhängige Entgelte, welche Anreize setzen, den Verbrauch zu jeder Zeit und folglich die Last zu jeder Zeit zu begrenzen. In der aktuellen Situation, in der die Nachfrageseite nicht auf das aktuelle Stromangebot bzw. aktuelle Strompreise reagiert, beeinflussen arbeitsabhängige Entgelte den Markt nicht. Zwar sind diese maximal indirekt verursachungsgerecht, wirken aber grundsätzlich zielführend hinsichtlich der Verzögerung eines Netzausbaus und einer Erhöhung der energetischen Energieeffizienz.

3.3.7.2 Das Netzentgelt für KleinkundInnen 2025, der Übergang zu diesem und Evaluierung der Übergangsvariante

Mittelfristig (Jahr 2025) ist anzunehmen, dass Smart Meter quasi flächendeckend verbaut sind, eine Viertelstundenmaximumzählung damit möglich ist und flexible Strompreismodelle in den dafür gefundenen Zielgruppen etabliert sind. Ein zielführendes und verursachungsgerechtes Netzentgelt ist daher so ausgelegt, dass es die Vorgänge des Marktes (d.h. die Wirkung der Strompreiskomponente „Energie“) möglichst wenig beeinflusst und den KundInnen möglichst verständlich ist, während die Interessen des Netzbetriebs (Versorgungssicherheit, Verzögerung des Netzausbaus) gewahrt bleiben.

Übergangsvariante: Kurzfristig ist für KleinkundInnen eine **jährliches, von der vereinbarten Leistung abhängiges Pauschalentgelt** zu empfehlen, das einen signifikanten Anteil am Netzentgelt der KleinkundInnen ausmacht.

- Pauschalentgelte verzerren die Relation von günstigen zu teuren Energiepreisen nicht. Sie verhindern folglich nicht die Entstehung von Echtzeitpreismodellen und die effiziente Reaktion der Nachfrageseite auf das Energieangebot.
- Pauschalentgelte sind bei KleinkundInnen, die vergleichbare Ansprüche an das Netz stellen (kW), wie es insbesondere auf Haushalte zutrifft, eine einfache Möglichkeit zur Verrechnung der Netzkosten.
- Pauschalentgelte erfordern von KundInnen nicht die Kenntnis ihrer aktuellen Last bzw. der Leistung einzelner Geräte.
- Pauschalentgelte stellen die generelle Verfügbarkeit des Netzes dar und wirken kostenreflexiv für KundInnen mit Eigenerzeugungsanlagen, wenig benutzte Netzzugänge etc.

Da Pauschalentgelte keine Wirkung hinsichtlich Zeit und Menge des Verbrauchs bzw. der Last haben, sollen in der Übergangsphase begleitende arbeitsabhängige Entgelte zum

Einsatz kommen. Diese wirken auf die Energieeffizienz und werden von KundInnen einfach verstanden.

Evaluierung: Die Übergangsvariante könnte eine für KleinkundInnen geeignete Lösung der Kostenreflexivität und Zielorientierung darstellen. Sie nimmt jedoch keinen Bezug auf die erwähnten Großverbraucher (auf Ebene der KleinkundInnen) wie E-Cars, Klimaanlage, etc. Auf Basis vorhandener Lastprofile und Simulationen soll eruiert werden,

- ob Leistungsentgelte dennoch nötig sind,
- welche Intervalle als Messintervall und als Abrechnungszeitraum (aktuell bei GroßkundInnen der maximale Verbrauch einer Viertelstunde, verrechnet für ein Monat) heranzuziehen wären,²⁰
- welche Varianten der Durchsetzung anzudenken sind (kW-Entgelt, Entgelte ab einer Schwelle, Abschaltungen) und
- welche Kommunikationsmittel (Web, SMS, automatisierter Anruf, etc.) anzuwenden sind.

3.3.7.3 Das Netzentgelt für KleinkundInnen in der Zukunft

Langfristig (Jahr 2035?) ist das Ampelsystem (vgl. Projektbericht 2/9) als ideale Lösung der Interessenskonflikte von Netz und Markt anzusehen. Das Ampelsystem besagt, dass den KleinkundInnen bei verfügbaren Netzkapazitäten und gewährleisteter Versorgungssicherheit ein freies Folgen der Marktpreise möglich ist, also keine kW-abhängigen Entgelte einschränkend wirken. Sind Netzkapazitäten und Versorgungssicherheit nicht mehr gewährleistet, schränkt sich diese Freiheit ein.

Daraus wird deutlich, dass Parameter hinsichtlich der Kriterien, wie freie Netzkapazitäten und eine gewährleistete Versorgungssicherheit zu definieren sind, an wen der Netzbetreiber die Ampelphase in welcher Form und mit welcher Ankündigungszeit kommuniziert, etc. zu definieren sind. Dies muss Ziel weiterer Forschungen sein.

²⁰ In ExpertInneninterviews wurde als *hypothetische* Möglichkeit die Maximumzählung im Messzeitraum von 1-2 Stunden im Abrechnungszeitraum von 1 Tag bis 1 Woche diskutiert. Dann sind hohe aber stochastische Lasten vernachlässigbar, während sich leistungsstarke Langzeitverbraucher wie E-Cars und Klimaanlage niederschlagen. Durch den relativ kurzen Abrechnungszeitraum würden Mehrverbräuche bei günstiger Einspeisung nicht verhindert.

3.4 Flexibilisierung der Netzentgelte von GroßkundInnen (aktuell mit Leistungsmessung)

Es ist zu empfehlen, dass die Messung der Leistungshöchstwerte in kürzeren Intervallen erfolgen soll und dass schaltbare Lasten mit Pauschalen verrechnet werden. Arbeitsabhängige Entgelte sind nicht zwingend nötig.

Unternehmen und insbesondere die stromintensive Industrie reagieren – unter Abwägung zur Produktqualität und -quantität – schnell und signifikant auf Strompreis- und Entgeltveränderungen. Auch gilt, dass die Versorgungssicherheit die erste Prämisse der Unternehmen ist, wobei sie sich vorrangig auf die Leistungsfähigkeit ihres (u.U. limitierten) Netzanschlusses beziehen.

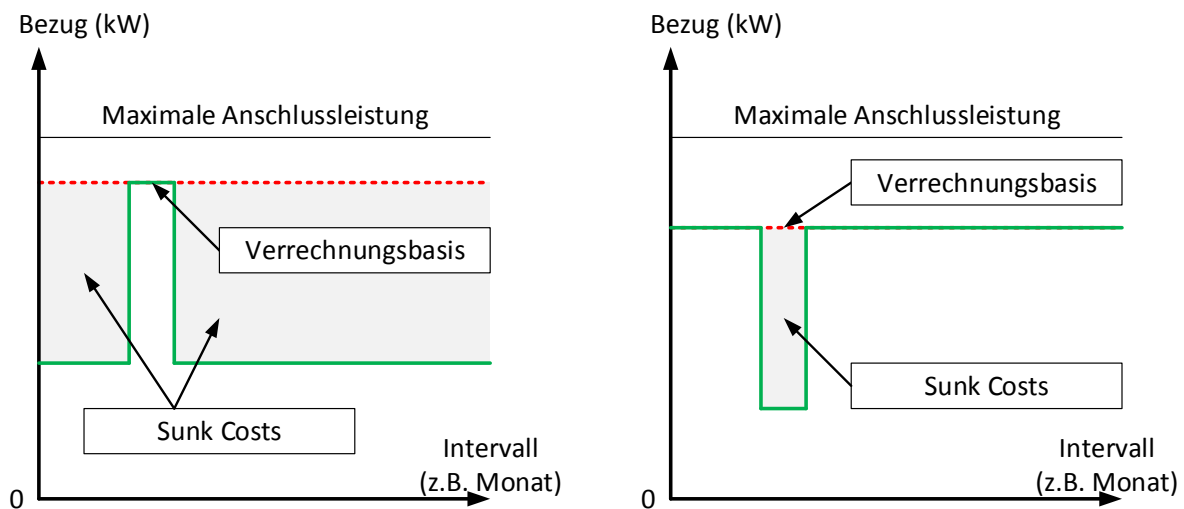
3.4.1 Anreize aus dem Intervall der Lastmessung

GroßkundInnen verfügen aktuell über eine Leistungsmessung und sind sich über die bezogene Leistung (daher) im Klaren. Die Optimierung verläuft in der Form, dass Prozesse so durchgeführt werden, dass die von außen bezogene Last über ein Monat möglichst gleich ist. Das Leistungsentgelt wird jährlich als Durchschnitt der Monatsmaxima (maximaler Verbrauchswert einer Viertelstunde) verrechnet. Die Optimierung im Unternehmen erfolgt also soweit wie möglich durch eine stetige Glättung der Last. Eine Optimierung, die sich (auch) an schwankenden Preisen orientiert, ist weitaus komplizierter. Es folgt (vgl. Abbildung 3-1):

- Ist der Energiepreis an der Börse hoch, so hat das Unternehmen den Anreiz, den Strombezug dennoch auf einem gewissen Niveau zu halten, da die Leistung in einem Monat bereits für ein bestimmtes Niveau bezahlt ist. Leistungseinbrüche unter das Monatsmaximum sind als sunk costs anzusehen.
- Sollte der Lieferant geringe Energiepreise von der Börse direkt weitergeben (wollen/können), so kann das Unternehmen diese in der aktuellen Netzentgeltsituation kurzfristig (auch nicht nur kurzzeitig) wahrnehmen, (üblicherweise) ohne das *Monatsmaximum* der bezogenen Leistung zu erhöhen.²¹

²¹ Im ExpertInnenworkshop wurde angemerkt, dass seit 1.1.2014 ein neues Netznutzungsentgelt für Lastspitzen aufgrund der Aktivierung von Regelenergie angewendet wird. Demnach wird die Bemessung des Leistungsentgeltes diejenige Spitzenlast außer Acht gelassen die durch Abruf von Regelenergie zu Stande gekommen ist. Das Regelenergiemodell lässt sich aber nicht auf den leistungserhöhenden Bezug von Erneuerbaren Energien zu Betriebszwecken übertragen, denn erstens ist die Abgrenzung und der Nachweis schwierig, welche Lastspitzen nun zur Integration von Erneuerbaren Energien (die natürlich auch zu Betriebszwecken herangezogen werden sollen) und welche aus internen Gründen (unumgänglichen Bedarfen) entstanden sind. Hingegen ist der Bezug von Regelenergie nachweisbar.

Abbildung 3-1: Sunk Costs wegen individuellen Lastspitzen und Lasttälern bei aktuell lastgemessenen KundInnen durch die monatsbezogene Viertelstundenmaximumzählung. Quelle: ExpertInneninterviews bzw. SNE-VO.



Daraus folgt, dass kürzere Abrechnungsintervalle vonnöten sind (eventuell täglich), um die sunk costs zu reduzieren, damit das Verhältnis von Energiepreisersparnis zu sunk costs zu verbessern und so eine stärkere Reaktion auf den Markt zu ermöglichen. Grundsätzlich ist festzustellen, dass die Dauer des Intervalls die Verknüpfung von Netzinteressen (langes Intervall) und Marktinteressen (kurzes Intervall) darstellt. Somit folgt auch, dass zur Wahrung der Netzinteressen sehr kurze Intervalle (z.B. stündlich) definitiv zu vermeiden sind. Eine Quantifizierung in Folgeprojekten ist zu empfehlen.

Bei einer hypothetischen täglichen Messung der Leistungswerte würde der Jahresleistungswert als Durchschnitt der 365 Tageshöchstwerte berechnet. Dass sich daraus ein geringerer gemessener Leistungswert ergibt und die kW-Preise vom Regulator entsprechend zu erhöhen sind, ist offensichtlich. Je nach Eigenversorgungsgrad ist auch für GroßkundInnen eine pauschale jährliche Abrechnung auf Basis der Stärke des Netzanschlusses anzudenken, da bei hohem Eigenversorgungsgrad eine z.B. tägliche Abrechnung (die folglich oftmals bei null liegen könnte) nicht die Kosten widerspiegelt.

3.4.2 Arbeitsabhängige Entgelte

Das arbeitsabhängige Entgelt ist für Unternehmen ein geringer Anreiz, der tageszeitabhängige Verbrauch folgt im Allgemeinen der über ein Intervall hinweg gültigen Lastglättung (Leistungsorientierung). Arbeitsabhängige Entgelte sind für Unternehmen daher eventuell nicht nötig. Hinsichtlich eines daraus entstehenden „unnötigen“ Verbrauchs wirken die Energiepreise als vermeidend.

3.4.3 Zeitabhängige Entgelte

Unternehmen sind gegenüber Energiepreisen und Netzentgelten sensibel. Klassische Spitzenlasten in Stromnetzen können durch eine tageszeitabhängige Festlegung von kW-Preisen vermieden werden, da in vielen Unternehmen Potenzial z.B. für Verschiebungen von 1-2 Stunden gegeben ist (eine längere Dauer der Hochpreisphase ist nicht zu empfehlen, weil kosteneffiziente Lastverschiebungspotenziale hierzu fehlen). Einem Hauptzweck von Smart Grids, nämlich der Integration und Nutzung von Erneuerbaren Energien, wird durch

Anreize zur Verbrauchssenkung bei Verfügbarkeit der günstigen Energie aus Erneuerbaren jedoch stark entgegengesteuert. Auch sind Verteilungseffekte bei kleineren lastgemessenen KundInnen (KMU) zu beachten. Zusammenfassend kann zu Time-of-Use-Tarifen für GroßkundInnen keine Empfehlung abgeleitet werden, weitere Forschungen zu Effekten und Verteilungswirkungen sind vonnöten.

3.4.4 Ideallösung Ampelsystem

Grundsätzlich ist das Ampelsystem (vgl. Projektbericht 2/9) als ideale Lösung der Interessenskonflikte von Netz und Markt anzusehen, die auch in diesem Kapitel bei der Definition des Intervalls sowie der zeitabhängigen Entgelte wieder deutlich werden. Das Ampelsystem besagt, dass dem Unternehmen bei verfügbaren Netzkapazitäten und gewährleisteter Versorgungssicherheit ein freies Folgen der Marktpreise möglich ist, also keine kW-abhängigen Entgelte einschränkend wirken. Sind Netzkapazitäten und Versorgungssicherheit nicht mehr gewährleistet, schränkt sich diese Freiheit ein.

Daraus wird deutlich, dass Parameter hinsichtlich der Kriterien, wie freie Netzkapazitäten und eine gewährleistete Versorgungssicherheit zu definieren sind, an wen der Netzbetreiber die Ampelphase in welcher Form und mit welcher Ankündigungszeit kommuniziert, etc. zu definieren sind. Dies muss Ziel weiterer Forschungen sein.

3.5 Optimierung der Netzentgelte für (dezentrale) Einspeiser

Österreichische ExpertInnen haben noch keine eindeutigen und/oder übereinstimmenden Positionen entwickelt, verlautbart und/oder im ExpertInneninterview angegeben, wie eine erzeugerseitige Netzkomponente in Österreich zukünftig gestaltet sein soll bzw. wie mit der steigenden dezentralen volatilen Einspeisung tariflich umzugehen ist. Dezentrale Erzeugungsanlagen allgemein und im Speziellen Photovoltaik wird mehr als politische denn als technische Materie angesehen, woraus sich eine Zurückhaltung bei der Festlegung von Positionen ableiten lässt. Nichtsdestotrotz wurden Interessen und Präferenzen kundgetan.

Verteilungsfrage: PV wird bei einer Netzentgeltregelung in der gängigen Form zu einem Ausfall von Netzentgeltbeiträgen der PV betreibenden KundInnen führen, wodurch sich eine Umverteilung der Kosten ergibt. Zu bedenken ist, dass das Stromnetz diesen KundInnen weiterhin in vollem Umfang zur Verfügung steht. Dies gilt in dieser Form z.B. auch für Zweitwohnsitze, wo trotz ständiger Verfügbarkeit des Netzes nach der aktuellen Regulierung Verbräuche und damit Netzentgelte nur verringert anfallen.

Netzausbau und -stabilität: PV wird v.a. aufgrund der Synchronität der Einspeisung in bestimmten Netzteilen einen Netzausbau verursachen und es gilt zu entscheiden, wie die entstehenden Kosten verteilt werden. Hinsichtlich der Verteilung dieser Kosten werden nur wenige Angaben gemacht, diese tendieren in die Richtung einer technischen Lösung (vgl. Projektbericht 6/9).

Ergänzende Anmerkungen zur Netzkostenbeteiligung von dezentralen Erzeugungsanlagen finden sich auch in der Analyse des deutschen E-Energy-Programms (Karg et al., 2013, S.271).²²

²² Karg L., Kleine-Hegermann K., Wedler M., Jahn C. (2013): E-Energy Abschlussbericht. Ergebnisse und Erkenntnisse aus der Evaluation der sechs Leuchtturmprojekte. B.A.U.M.

4 Gestaltung zukünftiger Energiepreismodelle

Einleitend wird dargestellt, an welchen Märkten eine Beteiligung mittels der durch flexible Tarife initiierten Lastverschiebung möglich ist und welche Barrieren auszuräumen sind. Anschließend werden Möglichkeiten und Restriktionen für flexible Energiepreismodelle für Klein- und GroßkundInnen dargestellt.

4.1 Märkte

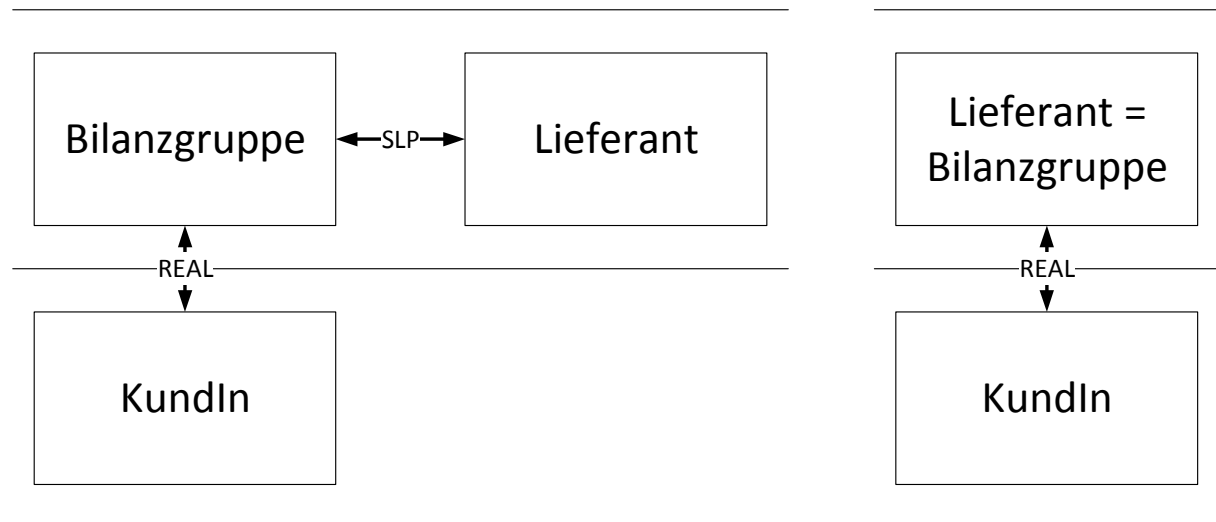
Ein Energieversorger, der die gesamte Wertschöpfungskette abdeckt (exklusive den Netzbereich), verfügt über eine Stromproduktion, einen Stromeinkauf und -verkauf sowie über einen Stromvertrieb. Strom wird von Energieversorgern derzeit teils Jahre im Vorhinein eingekauft. Unterschiedliche ExpertInneninterviews ergeben, dass 1 Woche vor einem bestimmten Verbrauchszeitpunkt 98-100% der Energie gesichert sind. Auch verfügen Stromproduzenten (dies folgt aus der Merit Order) über Kraftwerke, welche zu Kosten produzieren, die unter dem aktuellen Marktpreis liegen.

Die Kosten des von einem Energieversorger zu einem bestimmten Zeitpunkt abgegeben Stroms sind als lange im Voraus geplant abzuleiten. Dennoch könnte/müsste die interne Verrechnung zwischen Stromeinkauf und Stromvertrieb den Wert des Stroms heranziehen und nicht dessen Kosten, denn eine kWh könnte am Markt zum jeweils aktuellen Preis verkauft werden. Demnach ist es im Interesse des Lieferanten bzw. des effizienten Energieversorgungskonzerns, Lastverschiebungspotenziale zur Optimierung heranzuziehen.

Aktuell wird die direkte Weitergabe des (z.B. stündlichen) aktuellen Energiepreises vom Lieferanten an KundInnen kaum durchgeführt, da der Verbrauch der meisten KundInnen über einen langfristigen Fixpreis pro kWh verrechnet werden (neben einem etwaigen Grundpreis). Bestehende Lastverschiebungspotenziale werden von Lieferanten und Technologieanbietern aktuell (quasi ausschließlich) dann realisiert, wenn eine Teilnahme am Regelenenergiemarkt angestrebt wird. Die Teilnahme am Intra-Day-Markt ist von stark untergeordneter Bedeutung.

KundInnen sind einer Bilanzgruppe zugeteilt. Insbesondere bei „angestammten“ Lieferanten ist jener Energieversorger, der KundInnen beliefert, häufig auch Bilanzgruppenverantwortlicher. Bei der Verrechnung sind KundInnen in erster Instanz nicht dem Lieferanten, sondern dem Bilanzgruppenverantwortlichen zugeteilt. Dieser verrechnet dem Lieferanten den realen Verbrauch der KundInnen über ein Standardlastprofil. Der Lieferant, der nicht gleichzeitig Bilanzgruppenverantwortlicher ist, hat aus der Lastverschiebung seiner KundInnen keinen Vorteil.

Abbildung 4-1: Verrechnung des Verbrauchs von KundInnen zwischen Bilanzgruppenverantwortlichem und Lieferant, wenn es sich nicht (links) bzw. schon (rechts) um den gleichen Akteur handelt. SLP = Verrechnung über Standardlastprofil. REAL= Abrechnung auf Basis des tatsächlichen Verbrauchs. Quelle: ExpertInneninterviews.



4.2 Energiepreise für KleinkundInnen (TarifkundInnen)

Je nach Komplexität des Strompreismodells ist es vor allem jenen EndkundInnen möglich, zu profitieren, die über das Verständnis bzw. die Zeit und/oder die technischen (Automatisierung, Speicher, Eigenerzeugung) und organisatorischen (keine Störung von Routinen und Prozessen) Möglichkeiten verfügen.

Komplexe Strompreismodelle sind aufgrund der zu erwartenden höheren Effizienz am Energiemarkt grundsätzlich volkswirtschaftlich zu begrüßen; Gesetzgeber und Regulierungsbehörde haben, im Rahmen ihrer Möglichkeiten, angesichts einer zukünftig eventuell gegebenen Notwendigkeit, für Verständlichkeit der Preismodelle, Wettbewerb und Schutz der Nichtzielgruppe zu sorgen.

Flexible Tarife ermöglichen eine nicht-starre Einbindung der Nachfrageseite in den Strommarkt. Bestimmte Zielgruppen werden bevorzugt flexible Preismodelle in Anspruch nehmen und können so von den durchgeführten Lastverschiebungen profitieren. ExpertInnen führen an, dass insbesondere GewerbekundInnen hier als Vorreiter Akzeptanz auch für Haushalte schaffen können (vgl. auch Karg et al., 2013, S.172).²³

Komplexere flexible Energiepreismodelle verfügen speziell bei bestimmten Zielgruppen (siehe auch unten) über das Potenzial, Effizienzsteigerungen zuzulassen. Folglich tragen diese Zielgruppen zur Erhöhung der Systemeffizienz bei, daher sind und auch komplexe Energiepreismodelle zu begrüßen. Im Fall von Lastverschiebungen und einhergehenden Einsparungen am Strommarkt ist auch ein den Strompreis senkender Effekt für die verbleibenden KundInnen zu erwarten. Am freien Markt können und sollten keine Preismodelle untersagt werden, wenn dem nicht andere/höhere, fallspezifisch zu prüfende Interessen (Verständlichkeit der Modelle für die KundInnen) entgegenstehen:

²³ Karg L., Kleine-Hegermann K., Wedler M., Jahn C. (2013): E-Energy Abschlussbericht. Ergebnisse und Erkenntnisse aus der Evaluation der sechs Leuchtturmprojekte. B.A.U.M.

Neue Preismodelle stellen eine Form der Produktdifferenzierung dar. Grundsätzlich ist zu erwarten, dass flexible Preismodelle schwerer zu verstehen und zu vergleichen sein werden als das aktuelle, als Benchmark anzusehende Modelle mit zeitunabhängigen Fixpreisen pro kWh. Anlehnend an § 81 Abs. (7) EIWOG 2010²⁴ würden wettbewerbsschädliche Preismodelle zu Ineffizienzen führen und damit einer der Zielsetzungen ihrer Einführung klar zuwider wirken.

Andere Zielgruppen als die in Arbeitspapier 8/9 erfassten (z.B. technikaffine, Image-orientierte, usw.) werden von flexiblen Tarifen bzw. der inhärenten Aufforderung zur Lastverschiebung kaum angesprochen: Mögliche Gründe sind nicht vorhandene technische Lastverschiebungspotenziale, vorgegebene Konsum-, Arbeits- oder Anwesenheitszeiten, mangelndes technisches Verständnis, persönliches oder wirtschaftliches Desinteresse (wohlhabende Haushalte, kerngeschäftsfokussierte Kleinunternehmen), Zeitmangel, ablehnende persönliche Einstellung, etc.

KleinkundInnen sollten daher weiterhin die Möglichkeit haben, auf einen Tarif mit Fixpreisen pro kWh zurückzugreifen. Die am Stromgroßmarkt stattfindenden Preisschwankungen werden vom Lieferanten geglättet und Risiken eingepreist; trotz folglich geringer Beteiligung der Nachfrageseite im Fall dieser KundInnenschichten kann es sich um ein ökonomisch effizientes Ergebnis handeln, da diese KundInnen sowieso bereit wären/sein müssten, Preisspitzen (d.h. die aktuell quasi stattfindende Anpassung des Angebots an die Nachfrage am Strommarkt) zu bezahlen. Dass sich die klassischen Strompreismodelle daher am Markt halten werden, scheint gewährleistet; mit der Ermächtigung der Regulierungsbehörde in § 81 EIWOG 2010 ist diese Situation auch rechtlich gesichert.

4.3 Energiepreise für GroßkundInnen (VerhandlungskundInnen)

Am freien Markt können und sollten keine Preismodelle, wenn nicht andere/höhere Interessen dem entgegenstehen, untersagt werden. Grundsätzlich ist zwischen zwei polaren Situationen zu unterscheiden: Unternehmen, die Lastverschiebung leicht durchführen können (mehrere unterschiedliche Prozesse, Batch-Prozesse) und jene, für die eine Lastverschiebung erschwert ist (z.B. Output-Reduktion bei Zurückfahren ein kontinuierlichen Prozesses). Folglich ist anzunehmen, dass Unternehmen mit relativ kontinuierlicheren Prozessen All-in-Verträge mit Energielieferanten abschließen (Durchschnittspreis pro kWh, Risiko beim Energielieferanten), während Unternehmen mit umfangreichen Möglichkeiten zur Lastverschiebung tendenziell flexiblere Verträge abschließen (Börsen-abhängige Preise pro kWh zzgl. eines Mark-Ups, Risiko beim Unternehmen).

Es stellt eine von Seiten des Lieferanten nötige Dienstleistung dar, die direkten und indirekten Kosten des Unternehmens und dessen Abläufe soweit zu analysieren, dass ein bestmögliches Preisangebot zu legen ist. Erwähnt sei daher nochmals, dass es sich um eine illustrative polare Betrachtung handelt und folglich keine ausschließliche Anwendbarkeit auf alle Unternehmen gegeben ist.

²⁴ § 81 Abs. (7) EIWOG 2010: „Die Regulierungsbehörde kann bei begründetem Verdacht auf intransparentes Marktverhalten in Bezug auf Mehrfachtarifzeiten in Verbindung mit intelligenten Messgeräten mit Verordnung Vorgaben zur Transparenz dieser Tarife für Lieferanten vorschreiben. Außerdem kann die Regulierungsbehörde vorgeben, dass Lieferanten jedenfalls einen zeitunabhängigen Tarif anbieten müssen.“

5 Steuern und Abgaben

Hinsichtlich der Steuern und Abgaben gilt es primär zu überprüfen, welche Wirkung diese im Zusammenhang mit der Erreichung der Zielsetzungen entfalten und wie sie sich auf Verteilungseffekte auswirken. Dazu kann auf die Ergebnisse für pauschale, kWh-abhängige bzw. kW-abhängige Entgelte und Strompreise zurückgegriffen werden.

5.1 Umsatzsteuer

Die Umsatzsteuer von 20% hat auf Entgelte und Pauschalen eine erhöhende Wirkung. Da sie stets relativ anfällt und alle Preisbestandteile gleich betrifft, ist ihre Wirkung bezüglich etwaiger Preis- oder Entgeltspreizungen neutral. Hinsichtlich der Zielsetzung, energetische Energieeffizienz zu erzielen, wirken die durch die Umsatzsteuer erhöhten Gesamtpreise positiv.

5.2 Gebrauchsabgabe

Eine Gebrauchsabgabe kann von Gemeinden eingehoben werden. Für Wien, wo die Gebrauchsabgabe eingehoben wird, gibt die E-Control einen Gesamtstromkostenanteil der Gebrauchsabgabe für einen Haushalt (3.500 kWh) von 3,78% an. Die Gebrauchsabgabe ist aufgrund des geringen Anteils nicht als wesentliches verbrauchs- oder laststeuerndes Element anzusehen und auch nach Gemeinden unterschiedlich.²⁵

5.3 Elektrizitätsabgabe

Die Elektrizitätsabgabe beträgt 0,015 Euro pro kWh. Als fixe Kosten pro kWh hat die Elektrizitätsabgabe eine Auswirkung auf ansonsten flexible Preise, indem die von KundInnen wahrgenommene Relation (Preisspreizung) von direkt weitergegebenen (z.B. stündlichen) Marktpreisen reduziert wird (siehe Argumentation zu fixen Netzentgelten pro kWh in 3.1).

Die Elektrizitätsabgabe ist ein wesentlicher Preisbestandteil (der Anteil beträgt in einem Haushalt in Wien mit 3.500 kWh Jahresverbrauch 7,2%; Quelle: E-Control).²⁶

Derzeit werden Erzeuger nur über einer Leistung von 5 MW an den Netznutzungsentgelten beteiligt. Neuerdings wird auch der Eigenverbrauch von selbst erzeugter Energie ab (zuletzt) 25.000 kWh/a besteuert (Stromabgabe). Ob eine solche Anreizsetzung, welche theoretisch eine eigenfinanzierte, konzentrierte und damit eventuell netzverträglichere Nutzung von Erneuerbaren vermindert, sinnvoll ist, ist zu hinterfragen.

5.4 Ökostromförderbeitrag und Ökostrompauschale

Derzeit werden zur Ökostromförderung in Österreich Ökostromförderbeitrag und Ökostrompauschale an KundInnen verrechnet (Tabelle 5-1).

²⁵ Homepage der E-Control (2014): Der Strompreis. <http://www.e-control.at/de/konsumenten/strom/strompreis/preiszusammensetzung> (2014-10-01).

²⁶ Homepage der E-Control (2014): Der Strompreis. <http://www.e-control.at/de/konsumenten/strom/strompreis/preiszusammensetzung> (2014-10-01).

Tabelle 5-1: Derzeitige Bestandteile und Verrechnungsart der Ökostromförderung in Österreich. Quelle: Homepage der E-Control.²⁷

Das Ökostrom-Fördersystem

Die Endverbraucher werden zum einen durch den Ökostromförderbeitrag an der Finanzierung beteiligt. Dieser errechnet sich als prozentueller Aufschlag auf die Netznutzungs- und die Netzverlustentgelte und wird auf der Stromrechnung gesondert ausgewiesen. Weiters steuert jeder Verbraucher die Ökostrompauschale, die derzeit pro Jahr 11 Euro je Haushalt beträgt bei. Diese findet sich als Pauschalbetrag ebenfalls transparent auf der Stromrechnung. Beides, Ökostromförderbeitrag und Ökostrompauschale, wird über die Netzbetreiber an die OeMAG zur Finanzierung der Ökostromförderkosten weitergegeben.

Auf Basis der auf der Homepage der E-Control verfügbaren Berechnung für einen Wiener Haushalt mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh zeigt sich ein Anteil der Ökostrompauschale von 1,51% und des Ökostromförderbeitrag von 7,82%. Die Höhe der Ökostrompauschale erscheint hinsichtlich ihrer Anreizwirkung als vernachlässigbar. Als bei gegebenen Netzkosten fixer Aufschlag pro kWh hat der Ökostromförderbeitrag eine Auswirkung auf ansonsten flexible Preise, indem die von KundInnen wahrgenommene Relation (Preisspreizung) von direkt weitergegebenen (z.B. stündlichen) Marktpreisen reduziert wird (siehe Argumentation zu fixen Netzentgelten pro kWh in 3.1).

Wie die ideale Weiterverrechnung der Kosten für Ökostrom erfolgen soll, ist aktuell Thema mehrerer wissenschaftlicher Publikationen. Als Zielsetzungen der Weiterverrechnung nennen die AutorInnen eine geringe Umverteilung und ein geringer Effekt auf die Wohlfahrt. Sie weisen darauf hin, dass Ökostrom meist zu geringen Grenzkosten erzeugt wird und sich ein positiver Effekt auf die Strommarktpreise ergibt, der wieder an die KundInnen weitergegeben werden müsste, womit der Nettoeffekt zu beachten ist.

Für eine Übertragung der Ergebnisse auf Österreich sind weitere Forschungen vonnöten.

²⁷ Homepage der E-Control (2014): Das Ökostrom-Fördersystem. Website. <http://www.e-control.at/de/konsumenten/oeko-energie/kosten-und-foerderung/oekostrom-foerdersystem> (2014-10-01).

6 Technische Aspekte

Eine Einbeziehung von Smart Metern für endkundenseitige Steuerung-/Regelungsvorhaben ist sinnvoll aber nicht zwingend nötig. Eine Einbeziehung bereits bestehender Rundsteuersysteme im Haushaltsbereich wird ebenfalls als sinnvoll erachtet. Eine Steuerungshoheit des Endanwenders bei bestimmten Prozessen ist sicherheitstechnisch relevant. Die größten kurzfristig zu hebenden Potentiale sind im gewerblichen Bereich und bei Produktionsbetrieben zu finden.

6.1 Smart Metering

6.1.1 Minimalanforderungen aus Sicht flexibler Entgelt-/Preisfestsetzung

Smart Metering ist das für flexible Tarife **essenzielle Tool zur Abrechnung** flexibler Netzentgelte oder Preismodelle, d.h. es werden am Ende einer Abrechnungsperiode die wesentlichen z.B. Stundendaten angefragt und zur Abrechnung herangezogen. Schaltbare Tarife und Time of Use-Tarife zu klassischen Zeiten (06:00-22:00-06:00) brauchen nicht zwingend Smart Metering während für dynamische, Event- und lastabhängige Tarife Smart Metering zur Abrechnung notwendig ist.

Es folgt: Smart Meter haben als Minimalanforderung zu erfüllen, dass ein tarifrelevantes Auslesen (z.B. viertelstündlicher oder stündlicher) Verbrauchsdaten möglich ist. Hinzu kommt idealerweise eine Schaltbarkeit (sowohl für schaltbare Tarife als auch für Stromabschaltungen z.B. bei Wohnungswechsel).

6.1.2 Weitere Funktionalitäten aus Sicht flexibler Entgelt-/Preisfestsetzung

Es ist dann sinnvoll, dass Smart Meter weitere Funktionalitäten besitzen, wenn sie für klare andere Aufgaben herangezogen werden können, u.a. z.B. Zu- und Abschaltungen durch den Lieferanten bzw. den Aggregator, Einbindung in das IKT-System der KundInnen (Smart Home/Office/Building/Factory), (beinahe) Echtzeitverbrauchsübermittlung. In den ExpertInneninterviews finden sich einerseits klare Hinweise auf die vielfältigen, aus weiteren Funktionalitäten resultierenden technischen Möglichkeiten, andererseits sehen die relevanten AkteurInnen hinsichtlich der Nutzung dieser Möglichkeiten neben technischen v.a. haftungsrechtliche und organisatorische Barrieren:

- Eine starke Kommunikation mit dem Smart Meter über das Stromnetz (in Analogie zu einem starken Internet-Traffic über die Kommunikationsnetze) könnte die Stabilität ebendieser Kommunikation auch in Krisensituationen vermindern.
- Erfolgt die Kommunikation mit den EndkundInnen gleich über andere IKT (Internet), so sind die entsprechenden Funktionalitäten beim Smart Meter überflüssig.
- Nicht versorgungsrelevante Schaltungen, wie sie der Netzbetreiber durchführen kann/darf/soll, werden von Lieferanten und Aggregatoren bzw. Technologieanbietern aus Haftungs- und Sicherheitsgründen angefragt, eigentlich aber nicht selbst (ferngesteuert) durchgeführt. Aus den gleichen Gründen sind dahingehend auch keine Absichten auszumachen.

D.h. den Lieferanten und Aggregatoren ist bewusst, dass die Anlagen bzw. Geräte unter der Hoheit der KundInnen stehen und dass ihnen ein Direktzugriff, ungleich den Netzbetreibern, nicht gestattet ist bzw. mit Problemen einhergehen kann (Sicherheit, Risikovermeidung). Ein

direkter Zugriff über den Zähler ohne erneute Zustimmung der KundInnen wird daher nicht angestrebt. Möglich sind aber (von den KundInnen bestätigte oder – im Fall von komfortverlustlosen Verbrauchern, z.B. Warmwasserspeichern, Kälteanlagen oder Wärmepumpen – vertraglich klar geregelte) Zugriffe z.B. über das Internet. Damit ist der Smart Meter für Lieferanten und Aggregatoren nur ein Abrechnungstool. Die Anforderungen dieser Akteure an den Smart Meter beschränken sich somit auf die Messung der nach Zeitintervallen konsumierten Energiemenge bzw. Lasten.

Anmerkung: Der Smart Meter als Tool zum Netzmonitoring oder aktiven Netzmanagement ist nicht Teil der Betrachtung dieses Projekts. ExpertInnen verweisen in diesem Zusammenhang auf Karg et al. (2013, S.97ff).²⁸

6.2 Kommunikation zu EndkundInnen

Für die Aufbereitung der Informationen für Kunden sollten alle verfügbaren Medien zielgruppenorientiert in Betracht gezogen werden, wobei hier nicht nur Tarifinformationen bereitgestellt, sondern gleichzeitig bewusstseinsbildende Maßnahmen gesetzt werden sollten. Maßnahmen für die Datensicherheit und den Datenschutz sind zu treffen.

Der Kommunikationsweg vom Netzbetreiber oder Lieferanten zu EndkundInnen (d.h. die Übermittlung von Tarif- oder Steuerinformationen sowie die Schaltung) ist getrennt vom Kommunikationsweg von KundInnen zum Netzbetreiber oder Lieferanten zu betrachten (primär Abrechnungs- oder Statusdaten).

Für die Übermittlung der Informationen sollten alle Medien in Betracht gezogen werden. Dabei sollten bei für die Allgemeinheit angewandten Netzentgelten auch allgemein mögliche und verständliche Kommunikationswege gewählt werden. Im Fall des sich am Markt befindlichen Lieferanten werden hier zielgruppenorientierte Kommunikationskanäle (entsprechend klassischer Marketing-Methoden) zur Anwendung kommen: Neue Kommunikationsmittel wie Handy-Apps werden eher junge Generationen ansprechen. Postsendungen könnten von älteren Personen bevorzugt werden. SMS, E-Mail und webbasierte Informationen können wahrscheinlich für eine große Mehrheit der EndverbraucherInnen Anwendung finden.²⁹ Für Lieferanten wirken sich die möglichen Kommunikationsmethoden auch auf die Tarife bzw. die im Produkt enthaltenen Komponenten wie Einspeiseflexibilisierung, Netzstützung oder hochdynamische Vollautomatisierung aus, z.B. über die zeitliche Verzögerung bis eine Reaktion erfolgen kann.

ExpertInnen weisen auf Basis deutscher Erfahrungen darauf hin, dass auf etablierte Kommunikationswege aufzubauen ist, die eine minimale Modifikation des Verhaltens der KundInnen erfordern. Als Beispiel wird angeführt, dass die Installation einer weiterer App eine geringere Hemmschwelle hat als sich bei einem komplett neuen Webportal zu registrieren und dort immer wieder neu anzumelden.

²⁸ Karg L., Kleine-Hegemann K., Wedler M., Jahn C. (2013): E-Energy Abschlussbericht. Ergebnisse und Erkenntnisse aus der Evaluation der sechs Leuchtturmprojekte. B.A.U.M.

²⁹ Kollmann A., Moser S., Markl B., Friedl C., Goers S., Greibl E., Schäffler H., Rippl R., Cieczynski S., Sametinger K., Wohlfarth K. (2012): E-Motivation – Energieabrechnungs-Optimierung zur Endverbraucher motivation. Projekt-Endbericht.

6.3 Automatisierung und IKT

Technisch ist eine Automatisierung in allen Sektoren (Industrie, Gewerbe, Haushalt) möglich und könnte Einsparungen hinsichtlich Energie und Kosten respektive Effizienzsteigerungen bringen.

6.3.1 Vorhandene kurz- und mittelfristige Automatisierungspotentiale

Technisch ist eine Automatisierung in allen Ebenen (Industrie, Gewerbe, Haushalt) möglich und könnte verbesserte Lastanpassungen, Betriebsmittelauslastungen und Effizienzsteigerungen hinsichtlich der Nutzung der Energieträger und der Kosten bringen.³⁰ Die Automatisierung kann auf den einzelnen Verbraucher bezogen und sollte mit Erzeuger und Netzbetreiber koordiniert werden. Die vorhanden endkundenseitigen Automatisierungspotenziale sollten aus Kosten- und Effizienzgründen bevorzugt in das Stromsystem einbezogen werden.

Industrie: in der Industrie werden Effizienzsteigerungs- und Kosten-Optimierungspotenziale traditionell in einem laufenden Prozess behandelt und bereits gehoben. Verbesserungen ergeben sich vereinzelt durch Anpassungen des Prozesses und Technologieänderungen. Automatisierung und IKT sind in der Lage auf flexible Tarife zu reagieren, relevante Betriebe nehmen an der Laststeuerung bereits aktiv teil und verfügen über geeignetes Monitoring- und Visualisierungs- Equipment. Flexible elektrische Tarife können bei Vorhandensein von thermischen Speichern (Wärme und Kälte) sowie Stoffspeichern eingesetzt werden. Bei ökonomischer Relevanz ist zu erwarten, dass fehlende Automatisierung und IKT eingeführt und flexible Tarife umgesetzt werden.

Gewerbe: im Gewerbe sind die größten energetischen und ökonomischen Potenziale zu erwarten insbesondere dann, wenn es zu einem verstärkten Einsatz von Prozess-/Gebäude-Automation kommt. Die Nachhaltigkeit der Hebung von Einsparpotenzialen basierend rein auf Informationen (Schulung, Visualisierung) wird als gering angesehen. Eine Prozessautomatisierung verspricht höhere Nachhaltigkeit.

Haushalt/Büro: in Haushalten und in Büros sind aufgrund der dort vorwiegend auftretenden Prozesse nur eingeschränkte Optimierungspotenziale zu erwarten. Die Nachhaltigkeit der Hebung von Einsparpotenzialen basierend rein auf Informationen (Schulung, Visualisierung) wird als gering angesehen (Rebound-Effekte). Eine Prozessautomatisierung verspricht höhere Nachhaltigkeit bei höheren Investitionskosten.³¹

³⁰ Dabei ist zu beachten, dass es aber auch zu Ampeleffekten und damit einhergehenden Spitzenbelastungen kommen kann.

³¹ ExpertInnen weisen auf die Ergebnisse der deutschen E-Energy-Modellregion eTelligence hin, wo trotz rein manueller Verarbeitung der Tarifierreize stabile Beteiligung erzielt werden konnte. Des Weiteren stellen die ExpertInnen mit Verweis auf eTelligence klar: „Vor allem wenn die Automatisierungstechnik noch nicht ausgereift ist und „Kinderkrankheiten“ auftreten, weigern sich Verbraucher häufig, die Automatisierungskomponenten zu nutzen und verlassen sich auf eigene Handlungen. Wo Automatisierungstechnik jedoch zuverlässig funktionierte, konnten sie die manuell erzielten Erfolge zumeist übertreffen. Außerdem kann funktionierende Automatisierungstechnik die Akzeptanz fördern, da Kunden nicht selbst tätig werden und keinen (erheblichen) Komfortverlust hinnehmen müssen.“

Adaption von Rechtsmaterie: Grundsätzlich wird empfohlen, zutreffende Verordnungen, Normen und Richtlinien (z.B. Ökodesign Richtlinie) zu evaluieren und entsprechende Anpassungen durchzuführen um den sicheren und zuverlässigen Einsatz von flexiblen Tarifen bei elektrischen Betriebsmitteln für den Einsatz in Haushalten und in industrieller Umgebung zu erleichtern. (z.B.: Schaltfunktionen bei Betriebsmitteln unter Beachtung der Personen- und Gerätesicherheit, Standardisierung von Schaltfunktionen abhängig von den Prozessen in einzelnen Basis-, Produktfamilien- und Produktnormen).

Anmerkung: In vielen Netzbereichen in Österreich existiert bereits eine ausgebaute Infrastruktur zur Laststeuerung in Form einer Rundsteuerung. Hier kann empfohlen werden, diese Laststeuerung vorrangig auszubauen oder gegebenenfalls durch eine geänderte Form (Steuerung via Smart Meter) zu ersetzen, um Parallelstrukturen und daraus folgende Mehrkosten zu vermeiden.

6.3.2 Zukünftige Möglichkeiten und langfristige Einbeziehung

Eine Ausweitung der Automatisierung regional und netzübergreifend (sowohl ebenenübergreifend im Elektrizitätsnetz als auch durch Verknüpfung mit dem EDV-Netz) ist Teil aktueller und zukünftiger Forschungen. Eine Reihe von Pilotprojekten zur Optimierung von Subnetzen liefert Ansätze für Modellvarianten.

Eine modulweise gestaffelte Regelung einzelner Untergruppen von der Verteilerebene bis in das Übertragungsnetz ist anzudenken. Dadurch könnten eigenstabile und effizienzoptimierte Gruppen erzielt werden, ohne als Insel geführt zu werden, wodurch auch eine Stabilisierung des Gesamtnetzes gefördert wird. Ob und wie diese den freien Markt einerseits und den regulierten Netzbereich andererseits beeinflussen bedarf weiterer Forschungen.

6.3.3 Technische Umsetzung der Dateninfrastruktur

Derzeit erfolgt die Kommunikation leitungsgebunden oder via GSM-Funkübertragung über eigene Direktverbindungen zu den KundInnen mit Lastprofilzählern. Im gewerblichen Bereich ist diese Kommunikation ausreichend um Viertelstunden-basierte Daten zu übermitteln. Eine Ausweitung dieser Strukturen auch auf den restlichen KundInnenkreis ist für die Einführung von flexiblen Tarifen bzw. zum Heben von Flexibilitätspotentialen ausreichend. Eine schnellere Datenübertragung ist für hochdynamische Tarife und Zusatzfunktionalitäten anzudenken und wird bei einer stärkeren Kopplung an das Datennetz im kontinuierlichen Ausbauprozess erweitert werden.

Eine bidirektionale Verbindung ist für beinahe alle Flexibilisierungsmaßnahmen unumgänglich (Ausnahme: bestehende Rundsteueranlagen, Wärme- und Kälteanwendungen in Verwendung mit Speichern). Eine Kommunikation sollte über zwei Kanäle erfolgen: Eine Verbindung zu einer zentralen (oder auch verteilten) Auswertungseinheit über einen intelligenten Regel- und Steueralgorithmus wieder zurück zum KundInnengerät bzw. Gerätesystem, um entscheidungskritische Daten zu übermitteln. Ist eine sicherheitskritische Situation bei der KundInnenanlage gegeben, muss dort die Entscheidungshoheit liegen. Betriebskritische und sicherheitsrelevante Funktionalitäten für den Netzbetrieb sollten nicht ausgelagert werden. Ein weiterer Kanal sollte genutzt werden um die Kommunikation und Information vom (Netz-)Betreiber und/oder Dienstleister zu den KundInnen sicherzustellen.

Datensicherheit ist in dieser Hinsicht eine Grundsatzdiskussion. Eine Vernetzung von kritischer Infrastruktur birgt jedenfalls zusätzliches Gefahrenpotential. Obwohl der Nutzen für potentielle Angreifer gering erscheint, sind Maßnahmen zur Garantie der Sicherheit zu setzen. Ein industrieller Standard gilt als Mindestvoraussetzung für die Kommunikation. Auch wenn wenig sensible Daten im EndkundInnenbereich transportiert werden bleibt ein Restrisiko.

6.3.4 Mögliche Modelle für Smart Grids

Geräte (Haushaltsgeräte oder elektrische Betriebsmittel in Betrieben), die sich am Smart Grid beteiligen können, bzw. die Automatisierungseinheiten für Smart Homes/Offices/Buildings/Factories sind so zu konfigurieren, dass sie nach dem „okay“ für den Strombezug eine randomisierte Zuschaltung über einen bestimmten Zeitraum (z.B. 15 Minuten) durchführen. Das Lastverschiebungspotenzial könnte dadurch zwar weiter verkleinert, aber Rückwirkungen auf das Netz und regelungstechnische Konflikte vermindert werden. Des Weiteren ist ein nicht zu vernachlässigendes Sicherheitsrisiko (bzgl. Personenschutz) gegeben wenn Werkzeugmaschinen ferngesteuert angefahren werden, hier sind Verriegelungsmaßnahmen notwendig.

6.4 EndkundInnenseitige Erzeugung

Potentiale bei der endkundenseitigen Erzeugung sind klar vorhanden, im KleinkundInnenbereich primär bei Photovoltaik, aber auch bei Kleinwindkraft, regional auch Kleinwasserkraft. Im GroßkundInnenbereich ist auf das vielfach ungenutzte Potenzial von industriellen Kraft-Wärme-Kälte-Kopplungen hinzuweisen, die grundsätzlich bedarfsorientiert gefahren werden können. Im Kontext mit flexiblen Tarifen kann die endkundenseitige Erzeugung Effizienzgewinne bringen. Die Ausnutzung lokaler Erzeuger-Verbraucher-Synergien ist in Kombination mit Lastmanagement und flexiblen Tarifen zu empfehlen.

Es lässt sich feststellen, dass die Beschaffung von PV-Anlagen vermehrt mit Maßnahmen zur Eigenverbrauchsoptimierung (durch z.B. Einsatz von Gebäudeautomatisierung, Wärmepumpen und eventuell Batteriespeichern) einhergehen. Aktuell bildet sich auch ein Trend zu kleineren PV-Anlagen ab.

Insbesondere wenn flexible Tarife z.B. durch höhere Entgelte/Preise zum Zeitpunkt der mittäglichen Lastspitze den KundInnen Anreize zu weniger Lastaufnahme/Verbrauch vermitteln, wird eine Nutzung von PV und Speichern zur Verringerung der individuellen Lastspitze interessant.

Potentiale in der Industrie und bei den Energieversorgern werden bei gegebener Wirtschaftlichkeit einer Investition gehoben. Um jedoch vermeintliche Fehlinvestitionen bei Kraftwerken zu verhindern bzw. abzufangen ist ein Zusammenschluss von Erzeuger-Netz-VerbraucherInnen-Gruppen regionenweise sinnvoll. Der rechtliche Rahmen ist hier jedoch noch zu klären, auch fehlen im Marktmodell entsprechende Instrumente.

6.5 EndkundInnenseitige Speicher

Die vorhandenen endkundInnenseitigen Speicherpotenziale sollten aus Kosten- und Effizienzgründen bevorzugt in das Energiesystem einbezogen werden. Zukünftige Entwicklungen endkundenseitiger Speicher sollten schon bei der Entwicklung auf System- und Netzansprüche sowie auf Integrationsmöglichkeit achten. Eine frühzeitige Berücksichtigung von potentialträchtigen neuen Technologien wie Elektromobilität sowie stationärer Speichersysteme ist empfehlenswert um Synergien effektiv auszunutzen.

Mittelfristig zu hebende Potentiale: Thermische Speicher bzw. Prozesse (Wärmepumpe), sowie Prozessspeicher (z. B. Luftkonditionierung) können und sollten vermehrt einbezogen werden (siehe auch Automatisierung).

Zukünftige Entwicklungen / Batterien: Derzeit ist eine vermehrte Etablierung von Batteriespeichern bei EndkundInnen mit Eigenerzeugung zu erkennen. Bei nicht koordinierten bzw. akkordierten Einsatz können abhängig vom Netzbereich und lokalen und witterungsbedingten Gründen Lastglättungseffekte oder Leistungsspitzen auftreten. Zielorientierte technische Regelungen (z.B. in Analogie zum P(U)-Wechselrichter bei PV) sind bei Notwendigkeit zu erlassen.

Es ist zu erwarten, dass es zu einem erhöhten Autonomiegrad kommt und es zu einer Verschiebung der bestehenden arbeitspreisorientierten Entgeltung zu einer leistungsorientierten / pauschalen Entgeltung kommt (siehe oben). Die notwendige Berücksichtigung dieser – im Wesentlichen lokalen – Effekte auf die Netzinfrastruktur erschwert die Einführung undifferenzierter flexibler Tarife.

Zukünftige Entwicklungen / Elektromobilität: Ein Durchbruch der Elektromobilität wird speziell in der Verteilerebene starke Veränderungen mit sich bringen, da Elektroautos den Stromkonsum eines Haushalts markant erhöhen. Des Weiteren kann es bei einem verstärkten Einsatz der Elektromobilität insbesondere bei einer Erhöhung der Zahl der Ladestationen zur Notwendigkeit von Adaptierungen in der Verteilernetzebene durch erhöhten Leistungsbedarf durch Gleichzeitigkeitseffekte kommen. Zukünftige flexible Tarife müssen diese Entwicklung im Zusammenhang mit der Elektromobilität langfristig berücksichtigen. Dies kann sich auch in neuen Tarifsystemen auswirken, die derzeit nicht absehbar sind.

Koordinierte verteilte Lade- und Entladestrategien sollten für eine effiziente Auslastung des Netzes nach Möglichkeit dem direkten Zugriff auf konkrete Speichereinheiten vorgezogen werden. Diese Möglichkeit sollte nur an neuralgischen Netzknoten bei hoher Auslastung zur Kostenminderung (bzw. Aufrechterhaltung des Betriebs) in Betracht gezogen werden.

7 Soziale Aspekte einer Tarif-Flexibilisierung

Auf Basis der empirischen Erhebungen wird empfohlen, den Fokus der zukünftigen (flexiblen) Strompreismodelle auf bestimmte Zielgruppen, die entsprechende Möglichkeiten (v.a. Lastverschiebungspotenzial) haben, zu legen. Dennoch soll/wird für die Nicht-Zielgruppen ein zeitunabhängiges Energiepreismodell bestehen bleiben. Flexible Netzentgelte sind, da sie die Allgemeinheit betreffen, wirtschaftlich verträglich und verständlich zu gestalten. Es gilt auch Überlegungen zu Verteilung der damit entstehenden Kosten zwischen den verschiedenen KundInnengruppen und innerhalb der KundInnengruppen zu berücksichtigen.

7.1 Kunden- und Marktsegmentierung

Die regulierten Netzentgelte treffen alle KundInnen entsprechend den definierten gesetzlichen und regulatorischen Regelungen. Dabei ist es für die Anwendung des (gegebenenfalls flexiblen) Netzentgelts nicht maßgeblich, ob sich KundInnen dafür interessieren oder nicht. (Flexible) Strompreismodelle werden jedoch von KundInnen aktiv gewählt. Zur Verbreitung dieser ist daher eine Kunden- und Marktsegmentierung erforderlich. Der Aspekt der Zielgruppen ist folglich nur für die Marktseite, also den Lieferanten (und nicht für den Netzbetreiber) relevant.

7.1.1 Interessierte KundInnengruppen

Es gibt nicht die „durchschnittlichen“ StromkundInnen: Die derzeitigen Modelle bei der flexiblen Tarifgestaltung wie z.B. Time of Use orientieren sich meist nach den technischen (Lastspitzen) und wirtschaftlichen Gegebenheiten (Marktpreis). Lieferanten kennen teilweise von ihren KundInnen nur z.B. Verbrauchswerte, Kundenkategorie und Adresse. Meistens sind Haushaltszusammensetzung oder Mitarbeiteranzahl, Fläche, Gerätestruktur etc. nicht bekannt. Für das zielgerichtete Angebot flexibler Strompreismodelle ist eine gezielte KundInnen- bzw. Marktsegmentierung und umfassende -kenntnis erforderlich.

7.1.2 EndkundInnen-Motivation & Akzeptanz

Ausschlaggebende Faktoren, die auf die Motivation und Akzeptanz der EndkundInnen, einen Tarif zu wählen und sich diesem entsprechend zu verhalten, einwirken, sind in der folgenden Tabelle aufgeschlüsselt.

Tabelle 7-1: Ausschlaggebende Faktoren, die auf die Motivation und Akzeptanz der EndkundInnen, einen Tarif zu wählen und sich diesem entsprechend zu verhalten, einwirken. Quelle: eigene Zusammenstellung.

Ausschlaggebende Faktoren	Auswirkung auf die realisierte / realisierbare Lastverschiebung
Bessere Verständlichkeit des Tarifmodells (bei Tarifwahl)	-
Höherer Zeitaufwand zur Reaktion auf die aktuellen Tarifänderungen (z.B. müssen bei Echtzeittarifen die aktuellen Preise beachtet werden) (wenn Tarif bereits gewählt)	-
Bessere Qualität / Angemessenheit des Kommunikationstools	+
Mehr Möglichkeiten zur Adaption der täglichen Abläufe entsprechend den Vorgaben des Tarifs (Tarif-Informationen vorhanden) (wenn Tarifinformation bereits verarbeitet)	-
Aktuell hoher Nutzen der Energiedienstleistung zu einem bestimmten Zeitpunkt (z.B. Friseur)	-
Höhere Zeitdauer der Lastverschiebung	-
Höhere Häufigkeit der Lastverschiebung (z.B. Event-Tarife)	-
Höheres individuelles Potenzial zur Lastverschiebung	+
Bessere Möglichkeiten der Voll-Automatisierung (Reaktion auf Preis- oder Steuersignale)	+
Bessere Möglichkeiten der Semi-Automatisierung (z.B. Programmierung von Geräten)	+
Bessere Speichermöglichkeit (Batterie, Kessel, andere: lt. Literatur „Energiedienstleistungsspeicher“)	+
Höhere Preisspreizung / jährliche Kostenreduktion	+

Es ist die Empfehlung auszusprechen, die Ausgestaltung von zukünftigen (flexiblen) Tarifsyste unter Berücksichtigung der aufgelisteten Aspekte zu überlegen, die auch die individuellen und zielgruppenspezifischen Bedürfnisse, Handlungsspielräume, Lebensstile und soziodemografischen Ausprägungen beschreiben. Damit soll das Lastverschiebungspotenzial der jeweiligen Zielgruppe durch entsprechende Anreize mobilisiert werden. Zusätzlich sind nach ExpertInnenmeinungen grundlegende längerfristige bewusteinsbildende Maßnahmen zu forcieren, welche bereits bei Kindern ansetzen sollen: Um das Energiebewusstsein zu fördern, sollten Maßnahmen bereits bei Kindern im Volksschulalter gesetzt werden (ähnlich wie beim Mülltrennen).

7.1.3 Interessante KundInnengruppen (Zielgruppen) aus Lieferantensicht

Für den Lieferanten ist interessant, welche Gruppen von KundInnen auf das Angebot flexibler Tarife eingehen. Nunmehr ist es aber für den Lieferanten interessant, welche Zielgruppen auch eine tatsächliche Reaktion zeigen. Die angestrebte Zielgruppe verhält sich (1) in der Ausgangssituation nicht tarifkonform und hat (2) die Intention, dem Tarif zu entsprechen. Sie wählt daher diesen Tarif. Um schlussendlich eine nennenswerte Lastverschiebung realisieren zu können, verfügt die ideale Zielgruppe (3) über technisches Potenzial für die Lastverschiebung bzw. wird sie nicht durch andere Bedingungen an einer Verschiebung gehindert.

7.2 Umverteilungswirkung

7.2.1 Umverteilungswirkung durch Netzentgelte

Grundsätzlich muss die Regulierungsbehörde gleiche VerbraucherInnen einer Netzebene gleich behandeln. Auf den Netzebenen kann nicht/kaum auf einzelne (z.B. „interessante“ oder bedürftige) KundInnensegmente eingegangen werden. Hinzu kommt, dass eine unterschiedliche Bewertung (Entgelte) innerhalb der KundInnengruppen administrativ zu komplex wäre. Flexible Netzentgelte sind daher für die Allgemeinheit wirtschaftlich verträglich und verständlich zu gestalten. Es gilt auch Überlegungen zu Verteilung der damit entstehenden Kosten zwischen den verschiedenen KundInnengruppen und innerhalb der KundInnengruppen zu berücksichtigen.

7.2.2 Umverteilungswirkung durch die Strompreiskomponente „Energie“

Je nach Komplexität des Strompreismodells ist es vorrangig jenen KundInnen möglich zu profitieren, die über das Verständnis bzw. die Zeit und/oder die technischen Möglichkeiten (Automatisierung, Speicher, Eigenerzeugung) verfügen. Tendenziell bedeutet das eine Besserstellung einerseits von einkommensstarken bzw. besser gebildeten Haushalten³² und andererseits von Betrieben mit der Möglichkeit, sich auch abseits des Kernprozesses für Kostenstellen zu interessieren.

Wird die am Markt verfügbare Energie energetisch und wirtschaftlich effizienter genutzt (wenn auch nur von einzelnen), so können sich indirekt die resultierenden positiven ökonomischen Effekte (z.B. allgemein günstigeres Strompreisniveau) auch auf nicht beteiligte KundInnengruppen auswirken.

7.2.3 Forschungsbedarf

Studien zur KundInnensegmentierung im Energiebereich existieren, dagegen sind Studien zur Umverteilungswirkung wenig vorhanden. Das Projektteam hat Daten von Statistik Austria, von Sinus (Sinus-Milieus), Projekte der AEA (Energy Styles, Life Styles 2030), Sinus-Milieu-ähnliche Ergebnisse der E-Energy-Feldtests (Karg et al., 2013, S.70ff)³³ und andere Literatur (Kleinhüchelkotten, 2005 bzw. Westermayer, 2008) gesichtet; hinzukommen Befragungen von ExpertInnen (u.a. Arbeiterkammer, Verantwortliche für KonsumentInnenschutz) im Zuge dieses Projekts sowie in Moser (2012).³⁴ Das qualitative und quantitative Datenmaterial ist für das Treffen einer klaren Aussage zur Verteilungswirkung im Zuge dieses Projekts nicht ausreichend.

³² ExpertInnen verweisen auch darauf, dass es mit entsprechend ausgereiften Systemen auch unabhängig vom Bildungsniveau gelingt, komplexe Tarife für KundInnen nutzbar zu machen (vgl. Projekt „Proshape“).

³³ Karg L., Kleine-Hegemann K., Wedler M., Jahn C. (2013): E-Energy Abschlussbericht. Ergebnisse und Erkenntnisse aus der Evaluation der sechs Leuchtturmprojekte. B.A.U.M.

³⁴ Moser S. (2012): Möglichkeiten der Einführung von Energieeffizienz-Zertifikaten in Österreich. Dissertation, JKU Linz.

8 Weitere Aspekte zu Recht und Regulierung

8.1 Zeit- und Lastvariabilität des Netzentgelts

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 Sommer-/Winter-, Tag/Nacht-Tarif 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 HaushaltskundInnen und der kleinen Gewerbebetriebe, also der NetzbenutzerInnen der Netzebene 7, unterbrechbar verrechnet werden, sofern NetzbenutzerInnen dem Netzbetreiber vertraglich gestattet, den jeweiligen Zähler jederzeit bzw. zu vorher festgelegten Zeiten vom Netz zu trennen (und anschließend wieder zuzuschalten). Dies ist bei den NetzbenutzerInnen der Netzebene 3, also der Großindustrie, gar nicht und bei den NetzbenutzerInnen 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.

8.2 Flexibilität des Strompreises

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 KundInnen um solche handelt, deren Verbrauch nicht über einen Lastprofilzähler gemessen wird – gerade bei diesen neuartigen Preismodellen der verstärkten Berücksichtigung des konsumentenschutzrechtlichen Preistransparenzgebots, damit die VerbraucherInnen 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 die KundInnen am Zähler durchzuführen.

IMPRESSUM

Verfasser

Energieinstitut an der Johannes Kepler
Universität Linz
Altenberger Straße 69, 4040 Linz
Tel: +43-732-2468-5656
Fax: +43-732-2468-5651
E-Mail: office@energieinstitut-linz.at
Web: <http://www.energieinstitut-linz.at/>

Institut für Elektrische Anlagen
Technische Universität Graz
Inffeldgasse 18 / 1, 8010 Graz
Tel: +43 (0) 316 873-7551
Fax.: +43 (0) 316 873-7553
E-Mail: jasmine.kadhim@tugraz.at
Web: <http://www.ifea.tugraz.at>

AutorInnen

Energieinstitut an der JKU Linz

- Simon Moser
- Ernst Schmutzer
- Christina Friedl
- Kathrin de Bruyn

TU Graz, Institut für Elektrische Anlagen

- Johann Mayr
- Ernst Schmutzer

Eigentümer, Herausgeber und Medieninhaber

Klima- und Energiefonds
Gumpendorfer Straße 5/22
1060 Wien
E-Mail: office@klimafonds.gv.at
Web: www.klimafonds.gv.at

Disclaimer

Die Autoren tragen die alleinige
Verantwortung für den Inhalt dieses
Berichts. Er spiegelt nicht notwendigerweise
die Meinung des Klima- und Energiefonds
wider.

Weder der Klima- und Energiefonds noch
die Forschungsförderungsgesellschaft
(FFG) sind für die Weiternutzung der hier
enthaltenen Informationen verantwortlich.

Gestaltung des Deckblattes

ZS communication + art GmbH