

# Flex-Tarif: Entgelte und Be- preisung zur Steuerung von Lastflüssen im Stromnetz

Erzeugungsseitige  
Systemnutzungsentgelte

S. Moser

Österreichische  
Begleitforschung  
zu Smart Grids

Berichte aus Energie- und Umweltforschung

## 1f/2015

**Impressum:**

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

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

[www.NachhaltigWirtschaften.at](http://www.NachhaltigWirtschaften.at)

# Flex-Tarif: Entgelte und Bepreisung zur Steuerung von Lastflüssen im Stromnetz

Erzeugungsseitige Systemnutzungsentgelte zur  
Finanzierung der Netzinfrastruktur (G-Komponente)

Österreichische Begleitforschung  
zu Smart Grids

Simon Moser  
Energieinstitut an der JKU Linz

Linz, September 2014

## Vorbemerkung

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

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

DI Michael Paula

Abteilung für Energie- und Umwelttechnologien

Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie

## **Vorbemerkung zur Smart Grids Begleitforschung**

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

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

Michael Hübner

Themenmanagement Smart Grids

Abteilung Energie- und Umwelttechnologien

Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie

Der Klima- und Energiefonds unterstützt das bmvit bei dieser Strategieentwicklung.

Dieses Projekt wurde mit Mitteln des Klima- und Energiefonds finanziert.



# 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-Komponente<sup>1</sup> 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 kurzfristige 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,

---

<sup>1</sup> 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.<sup>2</sup>

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).<sup>3</sup>

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).

---

<sup>2</sup> 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](http://www.bet-aachen.de/fileadmin/redaktion/PDF/Veroeffentlichungen/2002/BET_GTL-Studie.pdf), 2014-02-26.

<sup>3</sup> 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“:<sup>4</sup>

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 Ausspeisetarife<sup>5</sup> 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:<sup>6</sup>

---

<sup>4</sup> 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.

<sup>5</sup> Angaben in Frontier Economics Ltd. (2008) in Schwedischen Kronen, angewandter Umrechnungsfaktor 1 SEK = 0,11 Euro).

<sup>6</sup> 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](http://www.monopolkommission.de/sq_65/s65_volltext.pdf), Download: 2014-02-26.

„Bei der Lösung zur Überwindung von Netzengpässen 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 Netzengpässe 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 <b>Netznutzungsentgelt</b> , das den Hauptteil der Netzkosten ausmacht, wird exklusiv von den <b>Entnehmern</b> bezahlt (§ 52 EIWOG 2010).
Das <b>Netzverlustentgelt</b> ist von Entnehmern und Einspeisern zu entrichten. Einspeiser, einschließlich Kraftwerksparks, mit einer Anschlussleistung bis inklusive <b>fünf MW</b> sind von der Entrichtung des Netzverlustentgelts befreit. Das Netzverlustentgelt ist arbeitsbezogen festzulegen (§ 53 EIWOG 2010). 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.
Durch das <b>Netzzutrittsentgelt</b> 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 <b>Netzbereitstellungsentgelt</b> wird <b>Entnehmern</b> 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).
Durch das <b>Systemdienstleistungsentgelt</b> 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 <b>fünf MW</b> 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). Die SNE-VO 2104 legt für Einspeiser ein Entgelt von 0,00163 Euro/kWh fest.

## 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 Zählleinrichtungen 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,<sup>7</sup> das ergibt 220 Euro exkl. USt. Systemnutzungsentgelt, davon 170 Euro kWh-abhängigen Arbeitspreis.<sup>8</sup>

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

<sup>7</sup> Jetzinger, Wohlmuth, Schmid (2014): Eigenverbrauch von PV-Energie. 13. Symposium Energieinnovation, 2014, Graz/Austria.

<sup>8</sup> Durchschnitt der Entgelte laut Tarifkalkulator 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%<sup>9</sup> 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).<sup>10</sup> 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
<b>Summe</b>	<b>1.650</b>

<sup>9</sup> Maier, Groß, Litzlbauer, Schuster, Zeilinger (2014, S.11): Eigenverbrauchssteigerung in Haushalten durch Demand Side Management. 13. Symposium Energieinnovation, 2014, Graz/Austria.

<sup>10</sup> 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%,<sup>11</sup> 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 Ausbaurkosten, 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 Inselanlagen 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.

---

<sup>11</sup> Maier, Groß, 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.<sup>12</sup> 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.

---

<sup>12</sup> 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).<sup>13</sup>

- **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.<sup>14</sup>
- **„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.

<sup>13</sup> 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.

<sup>14</sup> 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 Netzkomponente 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).<sup>15</sup>

---

<sup>15</sup> 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.