



Weiterentwicklung der Netzentgeltstruktur für den Stromnetzbereich („Tarife 2.0“)

Februar 2016

Konsultationsfassung

Das vorliegende Dokument behandelt ausschließlich Themen zur Weiterentwicklung der Netzentgeltstruktur im Strombereich und dient als Diskussionsgrundlage für weitere Erwägungen. Im vorliegenden Papier wird für kein angesprochenes Thema eine konkrete Umsetzungsentscheidung getroffen, da solche auch (teilweise) den gesetzlich festgelegten Wirkungsbereich der E-Control überschreiten. Demnach stellen die präsentierten Inhalte keine Präjudiz für entsprechende Entscheidungen der Regulierungsbehörde dar. Folgerungen für den Gasbereich lassen sich aus diesem Dokument ebenso nicht ableiten. Solche bedürfen einer eigenen Betrachtung und einhergehender umfassender Analysen.

Österreichs Energie – Sparte Netze (in weitere Folge OE-Netze) wurde im Juni 2015 eingeladen, zu einem ersten Entwurf dieses Diskussionspapiers Stellung zu nehmen, um Positionen der Netzbetreiber bereits im Diskussionsprozess reflektieren zu können. Zusätzlich kam es im Zuge dieser Erstabstimmung zu einer Datenanforderung an die Strom-Netzbetreiber, um detaillierte Analysen durchzuführen. Die verwendeten Daten sowie die Erwägungen von OE-Netze wurden an den betreffenden Stellen im Papier verarbeitet und sind auch entsprechend gekennzeichnet.

Zur besseren Lesbarkeit wird in diesem Dokument die männliche Sprachform verwendet. Sämtliche Ausführungen gelten natürlich in gleicher Weise für die weibliche.

Bitte um Übermittlung allfälliger Rückmeldungen und Stellungnahmen zu diesem Dokument an tarife@e-control.at. Diese werden an entsprechender Stelle auf der Homepage der E-Control veröffentlicht.

© Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (E-Control)

Rudolfsplatz 13a

A-1010 Wien

Telefon: +43 1 24 7 24-0

E-Mail: office@e-control.at

www.e-control.at

Twitter: www.twitter.com/energiecontrol

Facebook: www.facebook.com/energie.control

Inhaltsverzeichnis

Executive Summary.....	6
1 Problemstellung: Energiepolitische und rechtliche Rahmenbedingungen sowie die Herausforderungen an die österreichische Verteilernetzinfrastruktur	12
2 Status-quo: Übersicht aktueller Entgeltkomponenten und deren Kostentragung	20
3 Antwort auf die Herausforderungen: Weiterentwicklung der derzeitigen Netzentgeltstruktur	25
3.1 Netznutzungsentgelt (§ 52 EIWOG 2010): Tarifgefüge zwischen Arbeit und Leistung.....	25
3.2 Netzverlustentgelt (§ 53 EIWOG 2010)	38
3.3 Anschlussentgelte: Netzbereitstellungs- und zutrittsentgelt (§ 54f EIWOG 2010)	40
3.3.1 Netzbereitstellungsentgelt	42
3.3.2 Netzzutrittsentgelt	44
3.4 Messentgelt	47
3.5 Systemdienstleistungsentgelt	49
3.6 Netznutzungsentgelt für Pumpspeicherkraftwerke und Regelreserve	51
3.6.1 Netznutzungsentgelt für Pumpspeicherkraftwerke.....	51
3.6.2 Netznutzungsentgelt für Regelreserve	52
3.7 Sonstige Entgelte, Entgelt für neue DSO Aufgaben.....	53
3.8 Überlegungen zu den geänderten Rahmenbedingungen und Herausforderungen	56
3.8.1 Demand Side Management & Flexibility	56
3.8.2 Überlegungen zur Tarifstruktur generell im Kontext zur Einführung von Smart Meter auf der NE 7 nicht gemessen	63
3.8.2.1 Leistungsmessung und Smart Meter.....	63
3.8.2.2 Netzbereitstellungsentgelt und Smart Meter	66
3.8.2.3 Echtzeittarifierung – RTP.....	68
3.8.2.4 Tarifzeiten – TOU, CPP	69
3.8.3 Netzkostentragung bei Überschusseinspeisung	72
3.8.4 Soziale Aspekte der Tarifierung	81
3.8.5 Kostentragung je Netzbereich	83
3.8.6 Kostentragung je Netzebene	88
3.8.7 Vereinfachung der Netzrechnung.....	90
4 Verteilungsschlüssel.....	92
5 Tarifstruktur „Alles Neu“	93
6 Resümee	95
7 Literatur.....	96

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Weiterentwicklung Netzentgeltstruktur	10
Abbildung 2: Netzentgeltstruktur "Alles Neu"	11
Abbildung 3: Szenarien Entwicklung installierte PV-Leistung in GW	16
Abbildung 4: Auswirkung auf Entgelte bei Mengenabnahme auf Basis der SNE-VO 2012 idF Novelle 2013 (Netzbereich Vorarlberg)	16
Abbildung 5: Einnahmerückgang im Netz, bei Staat und Gemeinde und bei der Ökostromfinanzierung durch PV-Überschusseinspeisung	17
Abbildung 6: Aktuelle Netzentgeltstruktur in Österreich	20
Abbildung 7: Überleitung Kosten auf Entgelte	21
Abbildung 8: Zusammensetzung der Erlösbestandteile zur Aufbringung der Netzkosten	22
Abbildung 9: Kostentragung Netznutzungsentgelt auf Netzebenen	22
Abbildung 10: Kostentragung zwischen Entnehmer und Einspeiser (inkl. Übertragungsnetz) Basis SNE-VO 2012 idF Novelle 2015	23
Abbildung 11: Kostentragung zwischen Entnehmer und Einspeiser (exkl. Übertragungsnetz) Basis SNE-VO 2012 idF Novelle 2015	23
Abbildung 12: Anteil Netzkosten an den Gesamtkosten	24
Abbildung 13: Musterkunden für Strom	25
Abbildung 14: Anteil an variablen Arbeitspreis und fixen Leistungspreis bzw. Pauschale (exkl. Messentgelt) für einen Musterkunden je Netzebene	26
Abbildung 15: Stromrechnung eines Durchschnitts-Haushaltskunden	27
Abbildung 16: Anteil variabler und fixer Entgeltbestandteile eines Durchschnitts-Haushaltskunden ...	27
Abbildung 17: Anhebung der Pauschale Netzebene 7 nicht gem., Netzbereich Wien	28
Abbildung 18: Anhebung der Pauschale Netzebene 7 nicht gem., Netzbereich Tirol	28
Abbildung 19: Anhebung der Pauschale Netzebene 7 nicht gem., Netzbereich Klagenfurt	29
Abbildung 20: Gleichzeitigkeitsgrad für die Netznutzung und Stromerzeugung	30
Abbildung 21: Auszug von Pauschalen im Energiehandel	31
Abbildung 22: Break-Even bei Erhöhung der Pauschale auf 30 Euro/Jahr im Netzbereich Salzburg ..	32
Abbildung 23: Break-Even bei Umstellung auf reine Pauschale im Netzbereich Salzburg	32
Abbildung 24: Break-Even Menge der Netzebene 7 nicht gemessener Bereich in kWh	33
Abbildung 25: Beispiel Auswirkung Umstieg Verrechnungsleistung auf Jahreshöchstlast	35
Abbildung 26: Vereinnahmte Baukostenzuschüsse für Österreich	42
Abbildung 27: Überblick Netzbereitstellungsentgelte in Österreich	43
Abbildung 28: Aufteilung Messentgelt auf NE 7	47
Abbildung 29: Entwicklung Systemdienstleistungsentgelt von 2001 bis 2015	49
Abbildung 30: Ausdehnung SDL auf Einspeiser < 5 MW am Beispiel Kleinwasserkraft	50
Abbildung 31: Demand Side Management	56
Abbildung 32: Hierarchie Demand Side Management („Zwiebelmodell“)	59
Abbildung 33: Verordnung Unterbrechbarer Tarif NE 5, 6 und NE 7	60
Abbildung 34: Saldierung von Viertelstundenwerten	64
Abbildung 35: Netznutzungsrecht für Haushalte im Österreichvergleich	66

Abbildung 36: Überschreitung Verrechnungsleistung Smart Meter Haushalte	67
Abbildung 37: Normiertes Standardlastprofi H0 der Verbrauchsperioden Sommer und Winter	70
Abbildung 38: Aggregierte Smart Meter Profile der Verbrauchsperiode Winter	71
Abbildung 39: Diskrepanz zwischen Erzeugung und Eigenverbrauch	73
Abbildung 40: Positive Rückkopplung bei Anstieg dezentraler Erzeugung	74
Abbildung 41: Standby-Cost-Allocation Matrix	74
Abbildung 42: Durchschnittliches entgangenes NNE und NVE bei PV-Überschusseinspeisung auf Basis der durchschnittlichen Abgabemenge im Netzbereich	76
Abbildung 43: Durchschnittliches entgangenes NNE und NVE bei PV-Überschusseinspeisung mit 5 kW Peak und 900 Volllaststunden	76
Abbildung 44: Ermittlung der Jahrespauschale zum entgangen Netzentgelt auf Basis der durchschnittlichen Abgabemenge im Netzbereich	77
Abbildung 45: Ermittlung der Jahrespauschale zum entgangen Netzentgelt mit 5 kW Peak und 900 Volllaststunden	77
Abbildung 46: Erlöse der Jahrespauschale für Überschusseinspeiser - 2013	78
Abbildung 47: Erlöse der Jahrespauschale für Überschusseinspeiser- 2020	78
Abbildung 48: Gegenüberstellung PV Überschusseinspeisung zur PV Volleinspeisung	79
Abbildung 49: Zielwertsuche indifferenter Einspeisetarif für Graz	80
Abbildung 50: Zielwertsuche indifferenter Einspeisetarif für Kärnten	80
Abbildung 51: Ökostromförderbeitragsbefreite Kunden - Höhe des Jahresverbrauch	82
Abbildung 52: Entgelte je Netzebene bei Netzbereichszusammenlegung: Steiermark und Graz	85
Abbildung 53: Entgelte je Netzebene bei Netzbereichszusammenlegung: Tirol und Innsbruck	85
Abbildung 54: Entgelte je Netzebene bei Netzbereichszusammenlegung: Kärnten und Klagenfurt	86
Abbildung 55: Entgelte je Netzebene bei Netzbereichszusammenlegung: Oberösterreich und Linz ...	87
Abbildung 56: Entgelte je Netzebene bei Netzbereichszusammenlegung: Vorarlberg und Kleinwalsertal	87
Abbildung 57: Entgeltauswirkung bei Netzebenen-zusammenlegung	89
Abbildung 58: Beispiel für Netzrechnung derzeit	90
Abbildung 59: Beispiel für neues Übersichtsblatt	91
Abbildung 60: Tarifstruktur Neu Kosten - Entgeltzuordnung	93
Abbildung 61: Entgeltkomponenten bei Tarifstruktur „Alles Neu“	93

Executive Summary

Die Gestaltung der Systemnutzungsentgelte in Österreich und ganz Europa wird vor große Herausforderungen gestellt: Vor allem die Entwicklung der dezentralen Erzeugung und deren Auswirkung auf die Netzkostentragung und Systemstabilität (Regelenergie) stellen bisherige Prämissen und Regelungen zur Kostenverursachungsgerechtigkeit bzw. faire Kostenbelastung der Netzbewerber in Frage. Neue Anforderungen ergeben sich auch in den Bereichen Flexibilität und Demand Response („dynamische Entgelte“ oder „Entgelte für neue Herausforderungen“) sowie infolge des Smart Meter Roll-Outs.

Die für Leistungen der Netzbetreiber und Regelzonenführer in Erfüllung der ihnen auferlegten Verpflichtungen anfallenden Kosten, sind von Netzbewerbern über Systemnutzungsentgelte zu bezahlen. Mittels der Systemnutzungsentgelte werden diese Kosten nach den Grundsätzen der Gleichbehandlung aller Systembenutzer, der Kostenorientierung, der weitest gehenden Verursachungsgerechtigkeit und der effizienten Nutzung elektrischer Energie auf die Netzbewerber - das sind Einspeiser und Entnehmer – umgelegt (§ 51 EWOOG 2010). Bei der Gestaltung der Entgeltstruktur sind diese zum Teil widerstreitenden Grundsätze so gut als möglich in Einklang zu bringen.

Darüber hinaus soll die Entgeltstruktur verständlich und die Kostenbelastung für Netzbewerber nachvollziehbar gestaltet werden. Im Sinne der Planbarkeit von Belastungen sollten die Systemnutzungsentgelte keinen allzu großen Schwankungen unterliegen. Weiters sollen Systemnutzungsentgelte die effiziente Nutzung der Elektrizitätsinfrastruktur forcieren, die Systemeffizienz erhöhen und gleichzeitig Anreize zur Ressourcenschonung bieten. Aus dem Grundsatz der Energieeffizienz ergibt sich, dass die Entgeltgestaltung nicht zu einem erhöhtem Energieverbrauch anregen soll.

Die derzeitige Entgeltstruktur deckt alle diese Forderungen ab, bedarf aber einer Weiterentwicklung um auch in Zukunft diesem Anspruch gerecht zu werden. Dabei lassen sich folgende Empfehlungen ableiten, die teilweise ineinander wirken. Einzelne Änderungen bedürfen einer Evaluierung des Gesamtgefüges.

- **Weitere Erhöhung der Pauschal- und Leistungspreiskomponenten beim Netznutzungsentgelt**

Details siehe: Kapitel 3.1

Umsetzung laufend bis 2020 möglich

- Diskussionen über die Erhöhung des Leistungspreises differieren zwischen 40% bis 70% Fixkomponente an den gesamten Netzkosten
- Ein 40% Anteil spiegelt den Kapitalkosten-Anteil (CAPEX) dieser Netzkosten wider. Zusätzlich gibt es jedoch auch viele operative Kosten (OPEX), die den Charakter von Fixkosten haben. Ein 70% Anteil würde diese OPEX-Anteile auch miteinbeziehen
- Gegen einen hohen Leistungsanteil spricht, dass dieser lediglich für die zeitungleiche Höchstleistung verrechnet wird, welche nur bedingt und lediglich auf der jeweiligen Anschlussebene kostenverursachungsgerecht ist. Langfristig kann aber eine Erhöhung, die weit über einen Anteil von 40% hinausgeht, sinnvoll sein, insbesondere dann wenn das Stromnetz von vielen Kunden nur mehr als Absicherung genutzt wird (Berücksichtigung von „Prosumer“). Diese Entwicklung ist in naher Zukunft noch nicht zu erwarten bzw. wird in Kapitel 3.8.3 auf diese Thematik näher eingegangen

- Für die unteren Netzebenen ergeht die Empfehlung, die Leistungspreisanteile nur auf einen Anteil von einigen 10% der Netzkosten anzuheben. Dieser Anteil ist in einigen Netzbereichen teilweise jetzt schon erreicht
- Bei Beibehaltung des arithmetischen Mittels als Verrechnungsgrundlage wäre die Einführung einer verrechenbaren Mindestleistung zu überlegen
- **Abschaffung des Netzbereitstellungsentgelts und die gleichzeitige Ausweitung des Netzzutrittsentgelts um einen pauschalen Anteil**
Details siehe: Kapitel 3.3 und 3.8.2.2
Umsetzung mit 4. Regulierungsperiode aber vor Smart Meter Rollout möglich
 - Die Netzbereitstellungs- und Zutrittsentgelte decken lediglich einen geringen Anteil der Netzkosten ab (unter 8%)
 - Das Verhältnis Netzbereitstellungs- zu Netzzutrittsentgelt über alle Netzebenen beträgt ca. 40:60
 - Netzbereitstellungsentgelt: Eine österreichweite Harmonisierung des Netzbereitstellungsentgelts ist schwer realisierbar. Weiters gibt es eine Überschneidung mit dem Netznutzungsentgelt bei den zu tragenden Kosten. Bei einer Einführung einer Leistungsmessung bei Smart Meter Kunden kann sich die Problematik ergeben, dass es bei einer Leistungsüberschreitung zu einer Nachverrechnung von derzeit nicht leistungsgemessenen Kunden kommen kann. Daher sollte eine Abschaffung des Netzbereitstellungsentgelts überlegt werden
 - Netzzutrittsentgelt: Angedacht wird die Erweiterung um einen einmaligen pauschalen Anteil zur Einführung für neue und die Verstärkung von bestehenden Übertragungs- und Verteilnetzen (Ertüchtigungszuschlag). So könnte bei einem Wegfall des Netzbereitstellungsentgeltes der fehlende Bezug auf die vertragliche Leistung wieder hergestellt werden. Bei der aufwandsorientierten Verrechnung der angemessenen und direkten Aufwendungen für den erstmaligen Anschluss an das Netz oder der Abänderung des Anschlusses werden keine Änderungen vorgeschlagen. Bestehende Judikatur zu den Anschlussentgelten wäre bei Gestaltung des neuen Netzzutrittsentgeltes ebenso noch zu berücksichtigen
- **Integration des Messentgeltes in das Netznutzungsentgelt**
Details siehe: Kapitel 3.4
Umsetzung mit 4. Regulierungsperiode möglich
 - Bewirkt eine Vereinfachung der Netzentgeltstruktur
 - Integration in die Arbeits- oder Leistungskomponente des Netznutzungsentgelts
 - Für Einspeiser: Verpflichtung einen Zählpunkt bereit zu stellen oder ein entsprechendes Entgelt für bereitgestellten Zähler zu zahlen
 - Dieses Entgelt wäre über die sonstigen Entgelte regelbar und nicht der Regelfall
- **Änderung bei Netzverlustentgelt derzeit nicht erforderlich; SDL laufende Evaluierung**
Details siehe: Kapitel 3.2 und 3.5
 - Änderung beider Entgelte wird akut als nicht erforderlich angesehen
 - Im Sinne der Verursachungsgerechtigkeit sind beide Komponenten beizubehalten
 - Eine Benachteiligung von Einspeisern im internationalen Wettbewerb lässt sich in Anbetracht komplexer, nicht vergleichbarer Regulierungssysteme sowie anderer relevanter Regelungsbereiche (Steuerrecht etc.) schwer abschätzen

- Es würde allerdings zu einer Vereinfachung der Netzrechnung führen, wenn die Komponente Netzverlustentgelt für Entnehmer zusammen mit dem Netznutzungsentgelt ausgewiesen werden würde
 - Dennoch ist die laufende Evaluierung beim SDL-Entgelt erforderlich, da bei einem starken Anstieg der dezentralen Erzeugung insbesondere die Aufrechterhaltung der De-minimis-Regelung evaluiert werden muss
 - Änderungsbedarf bestünde auf jeden Fall dann, wenn ein wesentlicher Anteil an der Lastspitze des Netzes durch Einspeiser unter 5 MW verursacht wird
 - Berücksichtigung des Network Codes Electricity Balancing
- **Längerfristig Netznutzungsentgelt für Regelreserve auch auf die Netzebene 7 ausweiten**
Details siehe: Kapitel 3.6.2
Umsetzung möglich für Haushalte mit Smart Meter Rollout oder bei Bedarf früher
 - Für nicht gemessene Kunden erst nach Smart Meter Einführung möglich
 - Sofern Bedarf von Marktteilnehmern signalisiert wird
- **Neue Entgelte für neue DSO Aufgaben derzeit nicht erforderlich**
Details siehe: Kapitel 3.7
Umsetzung mit 4. Regulierungsperiode möglich
 - Neue (gesetzlich vorgegebene) Aufgaben würden in den meisten Fällen ohnehin über Netznutzungsentgelt abgedeckt werden
 - Neue DSO Aufgaben, die nicht dem gesamten Entnehmerkollektiv zugutekommen, könnten über neue „sonstige Entgelte“ verordnet werden
 - Auf alle Fälle gilt: Nicht regulierte Tätigkeiten können vom Netzbetreiber nur netzkosten- und erlösneutral durchgeführt werden
- **Einführung von Smart Meter und Leistungsmessung**
Details siehe: Kapitel 3.8.2.1
Umsetzung mit 4. Regulierungsperiode möglich
 - Derzeit gesetzliche Einschränkung bei Smart Metern nur zur standardmäßigen Messung eines Tagesverbrauchswertes
 - Für einheitliche Leistungsverrechnung auf der Netzebene 7 müsste zumindest der viertelstündliche Monatsspitzenwert standardmäßig ausgewertet werden können
 - Alternativ: Trennung von zwei verschiedenen Größenklassen auf der Netzebene 7. Basis für die Abgrenzung wäre die vertragliche Leistung oder der Gesamtjahresverbrauchs. Bei Kunden unterhalb der Grenze würde es zu einer Weiterführung der bestehenden Regelung für nicht gemessene Kunden kommen, für Kunden über der Grenze würden die Regelung für gemessene Kunden gelten
 - Kunden mit freiwilligem Opt-In zur Leistungsmessung unter dieser Grenze würden aufgrund des Gebots der Gleichbehandlung von einem gesonderten leistungsgemessenen Entgelt für „Kleinkunden“ ausgenommen werden. Diese Kunden würden weiterhin mit dem nicht gemessenen Entgelt abgerechnet werden. Ein Opt-Out zur Leistungsmessung bei einer Überschreitung der Größenklassengrenze wäre allerdings nicht möglich. Diese Kunden müssten mit dem gemessenen Entgelt abgerechnet werden

- **Echtzeit oder dynamische Tarifierung für Netzentgelte derzeit nicht geeignet sowie unterschiedliche Tarifzeiten nur bedingt zur Laststeuerung geeignet. Eine Ausweitung des unterbrechbaren Tarifs für Demand Side Management ist nötig um auch Marktsignale berücksichtigen zu können, sofern dies den Netzbedürfnissen nicht entgegensteht**

Details siehe: Kapitel 3.8.2.2 und 3.8.1

Umsetzung laufend bis 2020 möglich

- Unterschiedliche Tarifzeiten eignen sich nur bedingt zur Lastglättung und zur Vermeidung bzw. Verzögerung von Netzausbau
- Weiters werden fehlende Vorteile für das Netz und unnötige Komplexität für den Endkunden bei flexiblen Netzentgelten gesehen (flexibler Energiepreis vs. flexibles Netzentgelt)
- Flexibilisierung sollte daher über den Energiepreis und/oder Steuern und Abgaben erfolgen
- Anstatt dessen wird die Harmonisierung aller Tarifzeiten vorgeschlagen
- Weiters gibt es bereits einen unterbrechbaren Tarif, der derzeit nur vom Verteilernetzbetreiber genutzt wird
- Es bedarf einer Klarstellung der Definition, sodass die Möglichkeit der Unterbrechung einerseits diskriminierungsfrei und andererseits netzstützend in netzkritischen Situationen automatisiert erfolgt
- Eine weitere Verbreitung des unterbrechbaren Tarifs wäre dazu notwendig, ist aber nach derzeitigen Bestimmungen (aufgrund der hohen Fixkosten pro Zähler) auch nach Smart Meter Rollout schwer vorstellbar
- Für unterbrechbaren Tarif könnte auch die HT/NT Unterscheidung beibehalten werden sowie über die Befreiung aller Abgaben für den unterbrechbaren Zähler nachgedacht werden
- Ebenso erscheint gezielte und kurzfristige Abschaltung von PV- und Kleinwindanlagen (< 5 kW) bei lokalen Netzengpässen als wirksames Mittel zur Vermeidung von Netzausbaumaßnahmen sinnvoll
- Es ist jedenfalls zu gewährleisten, dass die Vermarktung von Flexibilität bzw. Demand Side Management durch Netzentgelte nicht beeinträchtigt werden
- Flexibilität sollte daher beim Energiepreis und/oder Steuern und Abgaben stattfinden und nach einer Hierarchie erfolgen („Zwiebelmodell“):
 1. Verteilernetzbetreiber schaltet Verbrauch bzw. Erzeugung auf Basis lokaler Bedürfnisse ab (bzw. steuerbare Lasten zu)
 2. Regelzonenführer steuert Verbrauch und Erzeugung wie bisher zur Erbringung der Regelungsaufgaben
 3. Marktteilnehmer nutzen aktuelle Marktgegebenheiten sofern die individuellen Netzbedürfnisse diesen nicht entgegenstehen
- Bei starkem Stromüberschuss bzw. hohem Stromangebot (wenn Marktpreise gegen null Euro gehen oder negativ sind) kann zur Marktankurbelung Flexibilität im Netzentgelt die bevorzugte Lösung sein, sofern keine netzkritischen Situationen geschaffen werden. Stromüberschuss könnte beispielsweise mit geringeren Entgelten abgerufen werden
- Flexibilität in der Gestaltung der zukünftigen Entgeltstruktur ist zunehmend erforderlich und daher anzustreben, um auf Veränderungen (sei es wirtschaftlicher oder technischer Natur) reagieren zu können

- **Einführen eines Pauschalentgelts für Überschusseinspeiser**
Details siehe: Kapitel 3.8.3
Umsetzung nach rechtlicher Prüfung ab 2017 möglich
 - Einführung einer Jahrespauschale für den verminderten Bezug aus dem Netz
 - Diese wäre für Einspeiser < 5 MW angedacht und die Verrechnung basiert auf der installierten Leistung
 - Bei einer Abschaltung oder Begrenzung der Einspeiseleistung in lokal kritischen Situationen sollte die Überschusseinspeiseanlage von der Entrichtung der Pauschale befreit werden

- **Einführung von Sozialtarifen im Netz nicht zielführend**
Details siehe: Kapitel 3.8.4
 - Erhöhter Verwaltungsaufwand in der Abwicklung und in weiterer Folge höhere Netzkosten durch Sozialnetzentgelte
 - Daher wird keine Einführung von Sozialnetzentgelten empfohlen
 - Falls eine Netzförderung für sozial Schwache Kunden angedacht wird, sollte die Orientierung bei der Ausgestaltung an der Ökostrompauschalenbefreiung erfolgen

- **Zusammenlegungen der Netzbereiche nicht erforderlich**
Details siehe: Kapitel 3.8.5
 - Deutliche Entgelterhöhungen für einige Netzbereiche stehen nur geringen Entlastungen für andere Netzbereiche gegenüber
 - Diese Entgeltschwankungen ergeben sich strukturbedingt (Kosten und Menge)
 - Mit massivem Widerstand ist zu rechnen, keine klaren Profiteure sind ausmachbar

- **Keine Änderungen an den bestehenden Netzebenen**
Details siehe: Kapitel 3.8.6

- **Diskussion über Netzrechnungsvereinfachung**
Details siehe: Kapitel 3.8.7
Umsetzung laufend bis 2020 möglich
 - Ausweisung der fixen und variablen Entgelte sowie der Umsatzsteuer direkt bei den jeweiligen Entgeltkomponenten auf einem Übersichtsblatt
 - Diese Übersicht auch für Energie, Steuern und Abgaben

Die weiterentwickelte Netzentgeltstruktur „2.0“ nach oben aufgelisteten Empfehlungen ist in nachstehender Abbildung dargestellt. Hinsichtlich der Aufteilung der Kostentragung zwischen Einspeiser und Entnehmern würde sich nichts ändern.

Anschlussentgelte	Netznutzungsentgelte		Netzverluste	Systemdienstleistungen	Andere
Netzzutrittsentgelt	Leistungskomponente (Grundpauschale auf NE 7 nicht gemessen)	Arbeitskomponente	Netzverlustentgelt	Systemdienstleistungsentgelt	Entgelt für sonstige Leistungen
Einspeiser			Einspeiser (> 5MW)		Einspeiser
Entnehmer					Entnehmer

Abbildung 1: Weiterentwicklung Netzentgeltstruktur¹

¹ E-Control.

Neben den bisher angestellten Überlegungen hinsichtlich einer Weiterentwicklung der bisherigen Netzentgeltstruktur kann auch ein gänzlich neuer Ansatz verfolgt werden. Dieses Modell baut die Netzkostentragung auf drei (+1) Säulen auf, nämlich einer Leistungskomponente, die den gesamten CAPEX-Block abdeckt, einer Arbeitskomponente für den gesamten OPEX-Block, sowie einem Netzzutrittsentgelt auf Basis der bisherigen Regelung (ohne Pauschalanteil). Zusätzlich sollen sonstige Entgelte bestehen bleiben. Die verursachungsgerechte Aufteilung der Kosten auf Einspeiser und Entnehmer wäre in dieser Struktur allerdings noch zu klären, würde aber der Kostentragung der bestehenden Struktur folgen. Jedenfalls müssen alle Entgelte den eingangs dargestellten Prinzipien des § 51 EIWOG 2010 folgen.

Anschlussentgelte	Netznutzungsentgelte		Andere
Netzzutrittsentgelt	Leistungs- komponente	Arbeits- komponente	Entgelt für sonstige Leistungen
Einspeiser			
Entnehmer			

Abbildung 2: Netzentgeltstruktur "Alles Neu"²

Da mehrere, teils umfassende Anpassungen in der Entgeltstruktur diskutiert wurden, bedarf es zu deren Umsetzung Änderungen die weit über eine bloße Novellierung der Systemnutzungsentgelte-Verordnung hinausgehen. Eine Novellierung des EIWOG 2010 und Anpassungen von Marktregeln sowie Verteilernetzbedingungen wären vorzunehmen. Die Frage, welche Schritte hier zu setzen wären, ist Teil der folgenden Diskussionen.

² E-Control.

1 Problemstellung: Energiepolitische und rechtliche Rahmenbedingungen sowie die Herausforderungen an die österreichische Verteilernetzinfrastruktur

Die mit der Liberalisierung des Energiemarktes einhergehenden Regelungen erfuhren in den letzten Jahren vor allem durch das EIWOG 2010 sowohl auf politischer, technischer und nicht zuletzt ökonomischer Ebene die letzte große Aktualisierung. Parallel dazu gewinnt bei der Errichtung und Änderung der Stromnetzinfrastruktur nun Dezentralisierung immer mehr an Bedeutung. Diese dezentrale Einspeisung von derzeit vermehrt staatlich subventionierten erneuerbaren Energieträgern stellt die Stromnetzinfrastruktur vor neue Herausforderungen. Anpassungen und Erweiterungen in der Netzentgeltgestaltung scheinen daher unausweichlich. Die großteils angebotsabhängige Einspeisung der erneuerbaren Energien, die mit einer Abweichung von der Einspeiseprognose einhergeht, kann zu vermehrtem Bedarf nach Regelenergie zur Aufrechterhaltung der Soll-Frequenz von 50 Hz und damit zu höheren Kosten der Regelreservebeschaffung führen. Darüber hinaus führt verstärkter Eigenverbrauch (vor allem aus kleinen PV Anlagen) auch zu einem Rückgang an Stromverbrauch was bei rein verbrauchsabhängigen Entgelten zu Unterdeckungen aus den Netzentgelterlösen für Netzbetreiber führt.³ Diese Entwicklung kann sich bei einem Preisverfall von Batterien für Haushalte zur Stromspeicherung noch verschärfen. Aus Entnehmersicht hat die Entwicklung am Regelenergiemarkt in den letzten Jahren schon zu bedeutenden Kostensteigerungen geführt, da das Systemdienstleistungsentgelt⁴ und die Kosten für Bilanzgruppenausgleichsenergie indirekt von allen Entnehmerkollektiven zu tragen sind. Nicht zuletzt darf auch die gesetzlich verpflichtende Einführung von intelligenten Messgeräten (Smart Meter⁵) und deren Potenzial im Rahmen dieser Themensammlung nicht unerwähnt bleiben.

Gesetzliche Grundlage: EIWOG 2010

Bevor auf die Netzentgeltstruktur eingegangen wird, sollen einleitend die Grundlagen für die Festsetzung der Systemnutzungsentgelte erläutert werden. Die Entgelte, die für die Inanspruchnahme von Strom- und Gasnetzen zu entrichten sind, werden seit Inkrafttreten des EIWOG 2010 bzw. des GWG 2011 von der Regulierungskommission der E-Control auf Basis der vom Vorstand der E-Control festgestellten Kosten der Netzbetreiber festgelegt. Das Verfahren zur Festsetzung der Systemnutzungsentgelte ist somit zweigeteilt:

Zunächst hat der Vorstand der E-Control periodisch (im Regelfall einmal pro Jahr) die Kosten, Zielvorgaben und das Mengengerüst von Netzbetreibern mit einer jährlichen Abgabemenge von mehr als 50 GWh im Kalenderjahr 2008 festzustellen (§ 48 Abs. 1 EIWOG 2010 iVm § 7 Abs. 1 E-ControlG).

§ 59 Abs. 1 EIWOG 2010 beinhaltet detaillierte Vorgaben über diese Kostenermittlung. Die den Entgelten zu Grunde liegenden Kosten haben dem Grundsatz der Kostenwahrheit zu entsprechen und sind differenziert nach Netzebenen zu ermitteln. Dem Grunde und der Höhe nach angemessene Kosten sind zu berücksichtigen. Weiters ist der Netzsicherheit, der

³ Durch die Aufrollung der Mengen mit t-2 Verzug gemäß den Bestimmungen zum Regulierungskonto in § 50 Abs. 1 EIWOG 2010 entsteht dem Netzbetreiber durch Mengentrückgang kein systemimmanenter Erlösausfall. Durch die Aufrollung größerer Mengen bzw. Berücksichtigung bei der Tarifierung können allerdings bedeutende Tarifsprünge entstehen.

⁴ vgl. § 8 SNE VO 2012 idF Novelle 2016

⁵ vgl. § 83 EIWOG 2010

Versorgungssicherheit unter Berücksichtigung von Qualitätskriterien, der Marktintegration sowie der Energieeffizienz Rechnung zu tragen.

Überdies ist die Bestimmung der Kosten unter Zugrundelegung einer Durchschnittsbetrachtung, die von einem rationell geführten, vergleichbaren Unternehmen ausgeht, zulässig. Investitionen sind in angemessener Weise ausgehend von den ursprünglichen Anschaffungskosten sowie den Finanzierungskosten zu berücksichtigen. Außerordentliche Aufwendungen oder Erträge können über einen mehrjährigen Zeitraum anteilig verteilt werden.

Gem. § 59 Abs. 2 EIWOG 2010 sind für die Ermittlung der Kosten Zielvorgaben zugrunde zu legen, die sich am Einsparungspotenzial der Unternehmen orientieren. Das Gesetz differenziert dabei zwischen generellen Zielvorgaben, die sich an Produktivitätsentwicklungen orientieren sowie der netzbetreiberspezifischen Teuerungsrate. Individuelle Zielvorgaben können aufgrund der Effizienz der Netzbetreiber ebenso berücksichtigt werden. § 59 Abs. 3 bis 6 EIWOG 2010 regeln im Detail, wie die angesprochenen Zielvorgaben zu berechnen sind.

§ 59 Abs. 7 EIWOG 2010 bestimmt, wie die Kosten für die Bestimmung der Netzverlust- und das Netznutzungsentgelte zu ermitteln sind. Bezogen auf die jeweiligen Netzebenen sind diese Kosten auf Basis der festgestellten Gesamtkosten abzüglich vereinnahmter Messentgelte, Entgelte für sonstige Leistungen sowie der anteiligen Auflösung von passivierten Netzbereitstellungs- und Netzzutrittsentgelten sowie unter angemessener Berücksichtigung etwaiger Erlöse aus grenzüberschreitenden Transporten festzustellen. Die festgestellten Gesamtkosten sind um vereinnahmte Forderungen und Beihilfen zu reduzieren.

Weitere Vorgaben betreffen die Finanzierungskosten (§ 60 EIWOG 2010) sowie die Ermittlung des Mengengerüsts (§ 61 EIWOG 2010).

Der zweite Teil der Regelungen bezieht sich auf die Bestimmung der Systemnutzungsentgelte. Dafür ist die Regulierungskommission zuständig, welche die Entgelte auf Basis der vom Vorstand ermittelten Kosten und des Mengengerüsts festlegt (§ 49 Abs. 1 EIWOG 2010 iVm § 12 Abs. 2 E-ControlG). § 51 Abs. 1 EIWOG 2010 bestimmt, dass das Systemnutzungsentgelt dem Grundsatz der Gleichbehandlung aller Systembenutzer, der Kostenorientierung und der weitestgehenden Verursachungsgerechtigkeit zu entsprechen hat. Überdies ist zu gewährleisten, dass elektrische Energie effizient genutzt wird und das Volumen verteilter oder übertragener elektrischer Energie nicht unnötig erhöht wird.

Die Systemnutzungsentgelte werden nach Netzebenen und Netzbereichen differenziert berechnet und festgelegt (§ 62 Abs. 1 und 2 EIWOG 2010). Bei mehreren Netzbetreibern innerhalb eines Netzbereiches sind zur Ermittlung der Systemnutzungsentgelte die festgestellten Kosten und das festgestellte Mengengerüst dieser Netzbetreiber je Netzebene zusammenzufassen. § 63 EIWOG 2010 unterscheidet nach Spannungshöhe sieben Netzebenen.

Die einzelnen Entgeltkomponenten sind im zweiten Hauptstück des 5. Teiles (§§ 51 bis 58 EIWOG 2010) geregelt. Zur Erbringung aller Leistungen, die von den Netzbetreibern und Regelzonenführern in Erfüllung der ihnen auferlegten Verpflichtungen erbracht werden, haben die Netzbetreiber, das sind gemäß § 7 Z 49 EIWOG 2010 Entnehmer und Einspeiser, ein Systemnutzungsentgelt zu entrichten (§ 51 Abs. 1 EIWOG 2010). Eine darüber

hinausgehende Verrechnung in unmittelbarem Zusammenhang mit dem Netzbetrieb ist grundsätzlich unzulässig (vgl. § 102 EIWOG 2010).

Energieeffizienzgesetz und Richtlinie

Die Richtlinie 2012/27/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2012 zur Energieeffizienz (EED), trifft insbesondere in Art 15 sowie den Anhängen XI und XII, Regelungen, die Auswirkungen auf die Netzentgeltstruktur entfalten.

Art 15 Abs. 3 EED bestimmt, dass Mitgliedstaaten Systemkomponenten und Tarifstrukturen mit sozialer Zielsetzung für die netzgebundene Energieübertragung bzw. -fernleitung und -verteilung genehmigen können, sofern alle störenden Auswirkungen auf das Übertragungs- bzw. Fernleitungs- und Verteilernetz auf das erforderliche Mindestmaß begrenzt werden und in keinem unangemessenen Verhältnis zu der sozialen Zielsetzung stehen.

Art 15 Abs. 3 EED findet seine Umsetzung in den oben dargestellten sozialen Zielsetzungen bei der Festsetzung der Systemnutzungsentgelte, insbesondere auch bei den sonstigen Entgelten gemäß § 11 SNE-VO 2012 idF Novelle 2014 bzw. § 18 G SNE-VO 2013 idF Novelle 2014.

Dem positiven Effekt der dezentralen Erzeugung wird insofern Rechnung getragen, als §§ 53 Abs. 1 und 56 Abs. 2 EIWOG 2010 vorsehen, dass Einspeiser mit einer Anschlussleistung bis inklusive fünf MW von der Entrichtung des Netzverlustentgelts bzw. des Entgelts für Systemdienstleistungen befreit sind. Diese Entgeltbefreiungen begünstigen kleinere dezentrale Erzeuger (vgl. Anhang XI Z 1 EED). Bei Senkung der Netznutzung im Verhältnis zum ursprünglich vereinbarten Ausmaß sieht § 55 Abs. 2 EIWOG 2010 vor, dass das Netzbereitstellungsentgelt entsprechend zu reduzieren ist. Energieeffizienzsteigerungen, werden daher mit einhergehender Senkung der Arbeit zusammen bei Reduktion der bereitgestellten Leistung (Anschlussleitung) mitberücksichtigt.

Gemäß Anhang XI Z 2 dürfen Netzregulierung und Netzentgelte Netzbetreiber oder Energieeinzelhändler nicht daran hindern dürfen, Systemdienste für Laststeuerungsmaßnahmen, Nachfragemanagement und dezentrale Erzeugung auf organisierten Strommärkten⁶ zur Verfügung zu stellen. Unter anderem sind derzeit hinsichtlich der Netznutzungsentgelte gemäß § 4 SNE-VO 2012 idF Novelle 2016 bis zu 4 Tarifzeiten vorgesehen. Wird der Verbrauch in lastschwächere Zeiten verlagert, sind geringere Entgelte pro kWh zu entrichten. Zusätzlich sind in zahlreichen Netzbereichen unterbrechbare Entgelte verordnet, die zusätzliche Flexibilität in Bezug auf Lastverlagerungen ermöglichen. Der Zugriff auf diese Flexibilität ist nur durch den Verteilernetzbetreiber gegeben und wird überwiegend über Tonfrequenz-Rundsteueranlagen oder über Tarifschaltgeräte realisiert. Da jeglicher Mehrverbrauch von Energie zusätzliche

⁶ Diese Dienste werden im Anhang XI Z 2 lit. a bis e aufgezählt und beinhalten Lastverlagerung von Spitzenzeiten in Nebenzeiten durch Endkunden unter Berücksichtigung der Verfügbarkeit von Energie aus erneuerbaren Quellen, aus KWK und dezentraler Erzeugung; Energieeinsparungen infolge der Laststeuerung bezüglich dezentraler Verbraucher durch Energieaggregatoren Nachfrageverringering infolge von Energieeffizienzmaßnahmen seitens Energiedienstleistern, darunter Energiedienstleistungsunternehmen; Anbindung und Einsatz von Erzeugungsquellen auf niedrigeren Spannungsebenen; Anbindung von Erzeugungsquellen an verbrauchsnäheren Standorten und Energiespeicherung.

variable Netzkosten für den Entnehmer hervorruft, besteht außerdem ein impliziter Anreiz Energie einzusparen sowie, bei lastgemessenen Tarifen, Lasten zu glätten.

Derzeit werden im § 4 Z 8 SNE-VO 2012 idF Novelle 2016 günstigere Netzentgelte für Pumpspeicherkraftwerke verordnet. Seit der Novelle 2014 gibt es ebenso ein verringertes Entgelt für Regelreserve in § 4 Z 9 SNE-VO 2012. Regelreserveanbieter, die dies in Anspruch nehmen können, sind beispielsweise Power to Heat Einheiten, die unter anderem negative Regelenergie als Wärme speichern.

Der Möglichkeit einer dynamischen Tarifierung (Kann-Bestimmung), die in Anhang XI, Pkt 3 gefordert ist, wird durch § 52 Abs. 1 EIWOG 2010 Rechnung getragen, der vorsieht, dass das Netznutzungsentgelt - unter Berücksichtigung einheitlicher Tarifstrukturen - zeitvariabel und/oder lastvariabel gestaltet werden kann.

Somit bestehen im Entgeltsystem derzeit keine Anreize, die sich nachteilig auf die Gesamteffizienz auswirken, die Teilnahme an Demand Response Maßnahmen oder den Zugang zum Markt für Ausgleichs- und Hilfsdienste verhindern. Das verminderte Netznutzungsentgelt für Regelreserveanbieter wurde mit der SNE-VO 2012 idF Novelle 2015 sogar noch weiter ausgedehnt.

Zukünftige Herausforderungen

Neben diesen aus den gesetzlichen Anforderungen entstehenden Herausforderungen (Kostenverursachungsgerechtigkeit bzw. faire Kostenbelastung der Netzbenutzer, Anforderungen an Flexibilität und Demand Response („dynamische Entgelte“ oder „Entgelte für neue Herausforderungen“) bzw. dem Smart Meter Roll-Out und die möglichen Implikationen auf die Netzentgelte, ist vor allem die Entwicklung der dezentralen Erzeugung und deren Auswirkung auf die Netzkostentragung und Systemstabilität (Regelenergie) zu nennen.

Die Zunahme an dezentraler Einspeisung in den vergangenen Jahren ist nicht allein den im Ökostromgesetz 2012 (ÖSG) definierten Unterstützungsvolumen (gem. § 23 ÖSG) sowie die 2020 Ziele zuzuschreiben, mit denen die EU die Treibhausgasemissionen um 20% verringern und die Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien an der Gesamtenergieaufbringung auf 20% erhöhen möchte. Österreich geht mit seinem angepeilten Ziel von 34% Anteil an erneuerbaren Energieträgern sogar über die EU-Ziele hinaus.⁷ Abhängig von verschiedenen Szenarien ist mit einem enormen Anstieg durch dezentrale Einspeisung zu rechnen. Abbildung 3 zeigt anhand verschiedener Szenarien, wie sich allein die installierte Leistung von Photovoltaik Anlagen in Österreich bis 2020 entwickeln kann. 2013 besteht in Österreich eine installierte PV-Leistung von 0,6 GW. Ersichtlich wird hierbei der große Spielraum zwischen den Szenarien.

⁷ vgl. EC 2014.

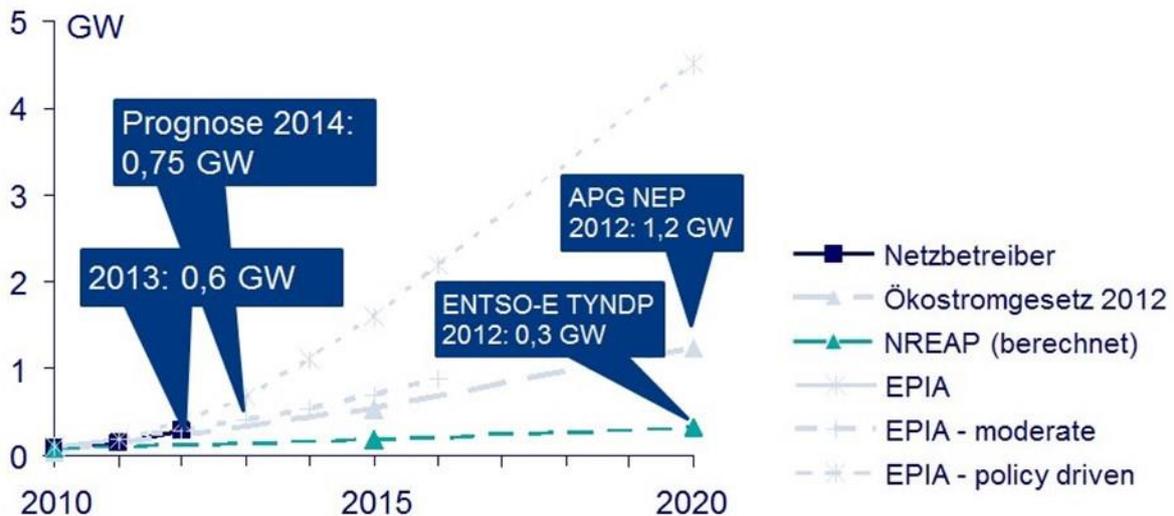


Abbildung 3: Szenarien Entwicklung installierte PV-Leistung in GW⁸

Der fortschreitende Ausbau erneuerbarer Energie führt zu erhöhter Netzauslastung und in weitere Folge zu Netzausbau. Da nur Teile der Kosten über das Netzzutrittsentgelt gem. § 54 EIWOG 2010 verrechnet werden können und kein Netzbereitstellungsentgelt für Einspeiser gem. § 55 EIWOG 2010 vorgesehen ist, muss auf bilateralem Weg zwischen Netzbetreiber und Einspeiser eine Lösung gefunden werden (z.B. pauschalierte Netzzutrittsentgelte für Windkrafteinspeiser). Gerade bei der Photovoltaikeinspeisung sind solche bilateralen Lösungen schwer realisierbar; haben die Netzbetreiber es hier nicht mit einigen wenigen Verhandlungspartnern zu tun sondern einer hohen Zahl an Kunden, die kleinere Photovoltaikanlagen installieren möchten. Zwar ist über das Netzzutrittsentgelt der erstmalige Netzanschluss oder die Abänderung eines Anschlusses infolge der Anschlussleistung eines Netzbenutzers aufwandsorientiert dem Kunden zu verrechnen, Netzbetreiber beklagen aber, dass nicht alle durch dezentrale Einspeisung bedingten Investitionen auf diesem Weg und damit verursachungsgerecht abgegolten werden können. Der Ruf nach einem Netzbereitstellungsentgelt für Einspeiser wird unter den Marktteilnehmern immer lauter, bedarf aber einer Novellierung der gesetzlichen Grundlagen. Jedenfalls sind Überlegungen zur kostenverursachungsgerechten Behandlung dieser Thematik anzustellen.



Abbildung 4: Auswirkung auf Entgelte bei Mengenabnahme auf Basis der SNE-VO 2012 idF Novelle 2013 (Netzbereich Vorarlberg)⁹

Wird die dezentral erzeugte Energie nicht volleingespeist sondern selbst vom Einspeiser verbraucht (z.B. PV-Anlage am Hausdach, sogenannte Überschuss-Einspeiser), nimmt die Abnahme an Strom aus dem Netz ab. Abbildung 4 zeigt am Beispiel des Netzbereichs

⁸ E-Control.

⁹ E-Control.

Vorarlberg, wie sich eine gleichmäßige Reduktion der Gesamtabnahme um 0,5% auf die Entgelte der Netzebenen 3 bis 7 auswirkt. Es kommt dabei zu keiner gleichmäßigen Entgelterhöhung, vielmehr ist auf den unteren Netzebenen ist mit einer überproportionalen Erhöhung zu rechnen. Dies ergibt sich aufgrund unterschiedlicher Kostenwälzungsparameter

Überschusseinspeiser profitieren im derzeitigen System durch die eigenen gesunkenen Kosten indem die sogenannte Netzparität unterschritten wird. Unter dem Begriff der Netzparität versteht man jenen Umstand, dass eigenerzeugter Strom, der von Netznutzungsentgelten, Abgaben und Steuern befreit ist, in Summe die gleiche Kostenbelastung für den Endkunden hervorruft, wie der Bezug von Strom aus dem öffentlichen Netz inklusive der anfallenden Netznutzungsentgelte, Abgaben und Steuern.¹⁰

Die Gesamtkostenbasis für das Entnehmerkollektiv bleibt von dieser individuellen Kosteneinsparung allerdings unberührt. Diese gleichbleibenden Gesamtkosten müssen durch eine verringerte Mengenbasis aufgeteilt werden: Das Entgelt pro Einheit wird dadurch teurer. Diese Entwicklung betrifft nicht nur die Netzentgelte wie in Abbildung 5 ersichtlich. Auch für die Ermittlung des Ökostromförderbeitrages gem. § 48 ÖSG ist die gesamte Stromabgabemenge ausschlaggebend: Entnehmer mit Überschusseinspeisung profitieren durch geringere Beiträge, im Gegenzug wird durch die verringerte Bemessungsgrundlage (Energieverbrauch) der Beitrag (bei gleichbleibendem Fördervolumen) erhöht. Entgeltentgänge sind auch bei den Gemeinden und anderen Gebietskörperschaften zu verzeichnen, die durch andere Einnahmen kompensiert werden müssen. So kommt es zu weitreichenden Sozialisierungseffekten zu Lasten des Entnehmerkollektivs. Weitere Überlegungen zu Entgeltentgängen durch Überschusseinspeisung werden in Kapitel 3.8.3 angestellt.

Entgeltentgang durch PV-Eigenverbrauch		Ø Haushalt Verbrauch/a	Ø Haushalt mit PV	Differenz
Netzbereich Wien, Stand März 2015, in EUR/a		3.500 kWh	2.150 kWh	
Netzbetreiber	Netztarif	194,2	136,8	57,4
Staat	Elektrizitätsabgabe	52,5	32,3	20,3
	KWK-Pauschale	1,3	1,3	-
	Umsatzsteuer	107,2	75,1	32,2
Ökostromfinanzierung (OeMAG)	Ökostrompauschale	33,0	33,0	-
	Ökostromförderbeitrag	52,7	34,3	18,4
Gemeinde	Gebrauchsabgabe Energie	10,8	7,3	3,5
	Gebrauchsabgabe Netz	11,7	8,2	3,4
Summe Netz, Steuern und Abgaben und Ust.		463,3	328,2	135,1

Abbildung 5: Einnahmerrückgang im Netz, bei Staat und Gemeinde und bei der Ökostromfinanzierung durch PV-Überschusseinspeisung¹¹

Zwar zeitigen Eigenverbrauch bzw. Überschusseinspeisung gegenüber der Volleinspeisung positive Effekte, da aufgrund der physikalischen Saldierung der Lastflüsse (Bezug und Einspeisung) das vorgelagerte Netz etwas weniger belastet wird. Trotz dieses Umstands muss zu jeder Zeit genügend Energie an den Endkunden geliefert werden können, da selbst bei ausreichend groß bzw. überdimensionierten PV-Anlagen aufgrund der Volatilität der

¹⁰ vgl. Haucap und Pagel 2014, S. 13ff sowie RAP 2014, S. 13.

¹¹ E-Control.

erneuerbaren Energieträger keine vollständige Autarkie ohne Energiezwischen-speicherung erreicht werden kann. Eine energieautarke Lösung (also ohne Netzanschluss) ist nach derzeitigem technischem Stand weder wirtschaftlich noch markttauglich.¹² Demnach muss das Netz zur Versorgungssicherheit bereit stehen und notwendige Instandhaltungs- und Ausbaumaßnahmen kostenorientiert auf alle Entnehmer verteilen. Eine Erhöhung des Leistungsanteils wie sie beispielsweise in Rahmen der letzten Entgeltverordnungen zu beobachten ist, trägt einen ersten Schritt zur besseren Verursachungsgerechtigkeit bei.

Aufgrund der besonders günstigen Windverhältnisse in Ostösterreich begehren viele Windkrafteinspeiser in dieser Region einen Netzanschluss. Neben den teils massiven lokalen Netzinvestitionen, die im Burgenland und Niederösterreich zwar durch pauschalierte Netzzutrittsentgelte abgegolten werden, entsteht technologiebedingt eine immer stärkere Volatilität der Stromerzeugung ins Stromnetz. Große Schwankungen in der Erzeugung können dazu führen, dass vermehrt Regelreserve bereitgestellt werden muss, wodurch die Netzkosten steigen. Eine Verbesserung der Prognosen von Winderzeugung und vor allem die zeitnahe Verwendung kurzfristiger Prognosen bei der Vermarktung des Windstromes sollte einen Beitrag zu einer Reduktion der benötigten Mengen und somit der Netzkosten leisten.

Ein weiteres Thema wird der steigende Anteil an Netzkosten, Steuern und Abgaben an der gesamten Energierechnung ausmachen. Diese Komponenten machen jetzt schon ca. 2/3 an den gesamten Energiekosten eines Haushaltes aus (Netzebene 7 nicht gemessen, Abbildung 5) aus. Auf den höheren Netzebenen sinkt dieser Anteil jedoch zugunsten des Energiepreises. Schon heute geht aufgrund hoher (Wind-)Erzeugung der Marktpreis zeitweise gegen 0 und sogar negative Preise werden erreicht. Mittel- bis langfristig kann diese Entwicklung dazu führen, dass der Anteil der Netzkosten, Steuern und Abgaben an den Gesamtenergiekosten noch dominanter wird. Jegliche Steuerungseffekte und Preissignale, die aus dem Markt kommen, würden dann aufgrund des überwiegenden Anteils an Netzkosten, Steuern und Abgaben die gewünschte Wirkung der Belebung des Wettbewerbs und somit Senkung des Produkts Elektrizität verfehlen. Dieser Entwicklung sollte in der Netzentgeltstruktur und auch bei Gestaltung der Steuern und Abgaben Rechnung getragen werden.

Ebenso müssen bei der Erarbeitung einer neuen Entgeltstruktur Vorgaben durch Network Codes berücksichtigt werden. Network Codes beinhalten Regeln, die für einen oder mehrere Teile des Energiesektors gelten. Die Notwendigkeit von Network Codes wurde im Laufe der Entwicklung des dritten Energiepakets in der Verordnung (EG) 714/2009 identifiziert. Diese Verordnung legt die Bereiche für die Network Codes sowie ein Verfahren zu deren Entwicklung fest. Network Codes mit möglichen Auswirkungen sind:

- Emergency and Reconstruction
- Operational Security
- Demand Connection Code
- Electricity Balancing
- Load Frequency Control & Reserves

¹² vgl. E.ON 2014

Grundsätze für Systemnutzungsentgelte

Aus den angeführten Überlegungen, sowie allgemein energiepolitischen, rechtlichen und ökonomischen Zielsetzungen, lassen sich folgende Grundsätze für die Ausgestaltung der Systemnutzungsentgelte ableiten:

Für Netzbewutzer:

- Planbare Netzentgelte und Kostenbelastung
- Stabilität der Netzentgelte und der Entgeltstruktur (im Sinne der Vermeidung von starken jährliche Schwankungen)
- Überschaubarkeit und Verständlichkeit der Netzentgelte
- Verursachungsgerechtigkeit zwischen den verschiedenen Benutzergruppen (im Besonderen im Hinblick auf Einspeiser)
- Diskriminierungsfreiheit zwischen den verschiedenen Benutzergruppen (im Besonderen im Hinblick auf Einspeiser)

Für Netzbetreiber:

- Planbare Erlöse aus dem Netzentgelt
- Stabilität der Netzentgelte und der Entgeltstruktur (im Sinne der Vermeidung von starken jährliche Schwankungen)

Übergeordnete Ziele:

- Effiziente Nutzung der bestehende und zukünftigen Elektrizitätsinfrastruktur
- Tarifierungshoheit bei der Behörde
- Anreize zur Energieeffizienz
- Anreize zur Ressourcenschonung
- Lenkungseffekte zur Systemeffizienz
- Keine Barrieren für Investitionen und den liberalisierten Energiemarkt

2 Status-quo: Übersicht aktueller Entgeltkomponenten und deren Kostentragung

Die Struktur der Systemnutzungsentgelte-Verordnung (SNE-VO) und ihre einzelnen Entgeltkomponenten haben sich im Wesentlichen seit der Systemnutzungstarife-Verordnung (SNT-VO) 2001 nicht grundlegend verändert. Mit der SNT-VO 2006 idF Novelle 2009, kundgemacht im Amtsblatt zur Wiener Zeitung Nr. 252 am 24. Dezember 2008, wurde Einspeiser zur in die Zahlungspflicht von Netzverlustentgelt und Systemdienstleistungsentgelt mit einbezogen, mit der SNE-VO 2012, BGBl. 240/2011, wurde auf Basis der neuen gesetzlichen Grundlage des § 58 EIWOG 2010 das Entgelt für sonstige Leistungen eingeführt.

Überblickshalber soll eingangs die derzeitige Netzentgeltstruktur näher beleuchtet und die einzelnen Entgeltkomponenten kurz beschrieben werden. In weiterer Folge widmen sich die nachfolgenden Kapitel den jeweiligen Komponenten und den aktuellen Herausforderungen, die eine Neuevaluierung erfordern.

Gemäß § 51 Abs. 2 EIWOG 2010 werden folgende Entgelte unterschieden:

- | | |
|----------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1. Netznutzungsentgelt; | 7. Entgelt für sonstige Leistungen sowie |
| 2. Netzverlustentgelt; | 8. gegebenenfalls dem Entgelt für internationale Transaktionen und für Verträge für den Transport von Energie |
| 3. Netzzutrittsentgelt; | |
| 4. Netzbereitstellungsentgelt; | |
| 5. Systemdienstleistungsentgelt; | |
| 6. Entgelt für Messleistungen; | |

Abbildung 6 stellt eine thematisch zusammengefasste Aufstellung der Entgelte in Österreich dar und teilt die Entgeltkomponenten grob in sechs Unterkategorien ein. Die Entgelte werden in der Regel jährlich novelliert und im Bundesgesetzblatt veröffentlicht. Regelungen zu den einzelnen Entgeltkomponenten sind in §§ 51 ff EIWOG 2010 festgelegt.

Anschlussentgelte		Netznutzungsentgelte		Netzverluste	Systemdienstleistungen	Zähler	Andere	
Netzzutrittsentgelt	Netzbereitstellungsentgelt	Leistungskomponente (Grundpauschale auf NE 7 nicht gemessen)		Arbeitskomponente	Netzverlustentgelt	Systemdienstleistungsentgelt	Messentgelt	Entgelt für sonstige Leistungen
Einspeiser				Einspeiser > 5MW		Einspeiser		
Entnehmer						Entnehmer		

Abbildung 6: Aktuelle Netzentgeltstruktur in Österreich¹³

Durch das Netzzutrittsentgelt werden dem Netzbetreiber alle angemessenen und den marktüblichen Preisen entsprechenden Aufwendungen abgegolten, die mit der erstmaligen Herstellung oder Änderung eines Anschlusses an ein Netz unmittelbar verbunden sind. Es ist einmalig und aufwandsorientiert zu verrechnen.

Die vereinnahmten Netzzutritts- und Netzbereitstellungsentgelte (vereinnahmte Baukostenzuschüsse - BKZ) wirken grundsätzlich über einen längeren Zeitraum kostenmindernd auf die Netzkostenbasis. Für das Netzbereitstellungsentgelt ist die Vorgangsweise explizit in § 55 Abs. 6 EIWOG 2010 geregelt und ein Verteilungs- bzw.

¹³ E-Control.

Auflösezeitraum von 20 Jahren festgesetzt. Das Netzbereitstellungsentgelt wird Entnehmern als leistungsbezogener Pauschalbetrag für den bereits erfolgten sowie notwendigen Ausbau des Netzes zur Ermöglichung des Anschlusses verrechnet. Dieses pauschale Entgelt kann demnach nicht auf Basis der aktuell ermittelten Kosten bestimmt werden.

Im Rahmen der jährlichen Kostenermittlung werden die Netzzutritts- und Netzbereitstellungsentgelte daher in Höhe des auf das jeweilige Jahr entfallenden Auflösungsbetrag der vereinnahmten Entgelte berücksichtigt. Anpassungen des Netzbereitstellungsentgelts müssen zukünftige Entwicklungen antizipieren, weil das Entgelt aufgrund der langen Auflösungsdauer von 20 Jahren stark zukunftsorientiert zu ermitteln ist.

Kosten und zu erwartende Erlöse aus Systemdienstleistungen, Messentgelten und sonstigen Entgelten werden in weiterer Folge einander gegenüber gestellt und die entsprechenden Kosten aus dem verbleibenden Kostenblock ausgeschieden.

Da die Entgelte gemäß § 51 Abs. 2 Z 8 EIWOG 2010 für internationale Transaktionen und für Verträge für den Transport von Energie gemäß § 113 Abs. 1 EIWOG 2010 nicht mit Verordnung bestimmt werden, können deren Auswirkungen nur kostenmindernd für andere Entgelte berücksichtigt werden. Die verbleibenden Kosten bilden somit die Ausgangsbasis für die Bestimmung der Systemnutzungsentgelte.

Durch diese Vorgangsweise ist sichergestellt, dass sämtliche Kosten durch die Entgelte gemäß § 51 Abs. 2 EIWOG 2010 abgedeckt werden und gleichzeitig keine Überkompensation erfolgt. Nachfolgende Abbildung 7 stellt diesen Zusammenhang nochmals dar. Dabei ist zu beachten, dass ca. 59% der Gesamtkosten (TOTEX) dem Block der operativen Kosten (OPEX) zuordenbar ist und 41% den Kapitalkosten (CAPEX). Diese Zuordnung sollte sich auch in der Aufteilung der variablen und fixen Entgeltbestandteile widerspiegeln. Dass dem derzeit nicht so ist, wird in späteren Kapiteln erläutert (siehe vor allem ab Seite 25).

Kosten	Zuordnung	Entgelte
OPEX Materialaufwendungen Personalaufwendungen Sonstige betriebliche Aufwendungen	ca 59%	OPEX Variable Entgeltbestandteile
CAPEX Abschreibung Finanzierungskosten (RAB*WACC)	ca 41%	CAPEX Fixe Entgeltbestandteile
TOTEX		TOTEX
- Netzverlustkosten (NVE)	→	2. Netzverlustentgelt (NVE)
- TOTEX excl. Netzverluste		
- Auflösung Baukostenzuschüsse (BKZ)	↔	3. Netzzutrittentgelt, 4. Netzbereitstellungsentgelt
- Erlöse Systemdienstleistungen	↔	5. Systemdienstleistungsentgelt
- Erlöse Messentgelt	↔	6. Messentgelte
- Erlöse sonstige Entgelte	↔	7. Entgelte für sonstige Leistungen
- Erlöse aus internat. Transaktionen	↔	8. Entgelte für internationale Transaktionen
Summe verbleibende Kosten NNE	→	1. Netznutzungsentgelt (NNE)

Abbildung 7: Überleitung Kosten auf Entgelte¹⁴

Die Aufbringung der Netzkosten erfolgt, wie in Abbildung 8 ersichtlich, zum größten Teil (knapp $\frac{3}{4}$) über das Netznutzungsentgelt. Inkludiert man das Netzverlustentgelt, das rein

¹⁴ E-Control.

arbeitsbezogen verrechnet wird, erhöht sich der Anteil der Kostenaufbringung auf knapp 80% der Netzkosten. Die laufende Auflösung der Anschlussentgelte, sowie die Entgelte für Messleistungen decken je ca. 8% der gesamten Netzkosten. Der Anteil der sonstigen Entgelte gem. § 58 EIWOG 2010 iVm § 11 SNE-VO 2012 ist mit 0,3% verschwindend gering.

Bemerkenswert ist der Anteil der Systemdienstleistungen (SDL). Diese tragen zwar mit 6,3% verhältnismäßig wenig zur Deckung der gesamten Netzkosten bei, allerdings ist die Steigerung dieses Anteils um 4% zur SNE-VO 2012 idF Novelle 2014 außerordentlich hoch ausgefallen (siehe dazu auch die Ausführungen in Kapitel 3.5).

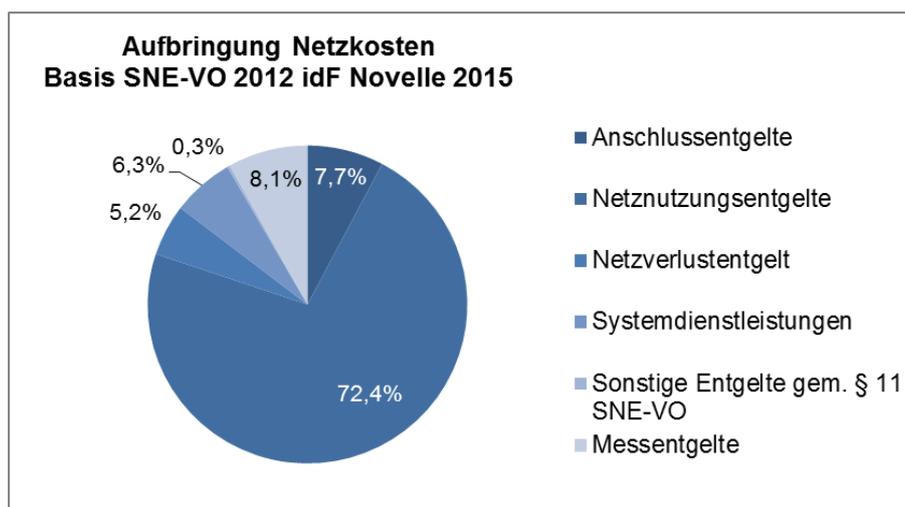


Abbildung 8: Zusammensetzung der Erlösbestandteile zur Aufbringung der Netzkosten¹⁵

Wie in Abbildung 9 ersichtlich, tragen den Hauptanteil der Netznutzungs- und Verlustentgelte die Entnehmer auf der Netzebene 7. Die folgenden Abbildungen sollen die Aufbringung dieses größten Kostenblocks für das Verteilernetz darstellen. Da die Anschlussentgelte einmalig zu entrichten sind bzw. das Netzzutrittsentgelt aufwandsorientiert zu verrechnen ist und nicht arbeits- bzw. leistungsbezogen, sind diese Entgeltkomponenten in dieser Darstellung nicht berücksichtigt.

		NNE und NVE	
Summe		100%	
Netzebene 3		2,4%	
Netzebene 4		3,0%	
Netzebene 5		14,0%	
Netzebene 6		10,3%	
Netzebene 7		innerhalb NE 7	
Haushalte		45,0%	64,0%
Kleines Gewerbe	NE 7 nicht gemessen	7,7%	10,9%
Landwirtschaft		2,0%	2,8%
Sonstiges		0,3%	0,4%
NE 7 gemessen		12,2%	17,4%
NE 7 unterbrechbar		3,1%	4,4%

Abbildung 9: Kostentragung Netznutzungsentgelt auf Netzebenen¹⁶

¹⁵ E-Control.

Die folgenden Abbildungen zeigen die nach Entgelten geordneten Anteile der Einspeiser und Entnehmer an den Netzkosten. Dabei zeigt sich, dass der Einspeiseranteil hauptsächlich durch das Systemdienstleistungsentgelt, das dem Regelzonenführer zur Abgeltung der Sekundärregelung bezahlt wird, bestimmt ist. Der Kostenbeitrag, den Einspeiser im Wege des Netzverlustentgelts für das Verteilernetz leisten, ist mit unter 1% verschwindend gering. Die bedeutende Rolle des SDL geht zurück auf die Anfänge der Liberalisierung. Zu dieser Zeit sah man die Aufgabe der Einspeiser vor allem in der Aufrechterhaltung der Netzstabilität weshalb sie von Entgelten befreit waren.¹⁷ Mit fortschreitender Liberalisierung und damit einhergehender Neustrukturierung der Energiewirtschaft, sowie dem verstärkten Aufkommen dezentraler Technologien, musste dieser Sichtweise überdacht werden. Mit Einführung eines Netzverlustentgelts auch für Einspeiser und dem Wegfall der Ausnahme zur Entgeltentrichtung von Pumpstromlieferungen für Pumpspeicherkraftwerke in der SNE-VO 2006 idF Novelle 2009, wurde diesem Umstand ebenfalls Rechnung getragen. Eine weitere Evaluierung der Situation, insbesondere im Hinblick auf die verstärkte Verbreitung dezentraler Erzeugungs- und Speichertechnologien auf niederen Netzebenen, ist in Zukunft erforderlich.

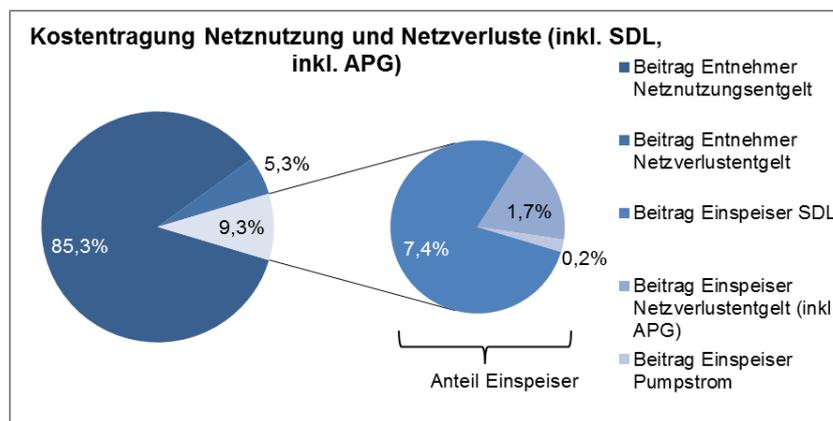


Abbildung 10: Kostentragung zwischen Entnehmer und Einspeiser (inkl. Übertragungsnetz) Basis SNE-VO 2012 idF Novelle 2015¹⁸

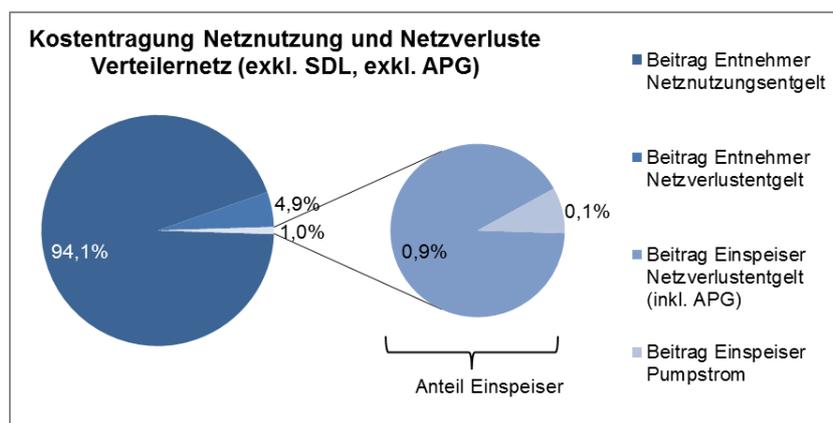


Abbildung 11: Kostentragung zwischen Entnehmer und Einspeiser (exkl. Übertragungsnetz) Basis SNE-VO 2012 idF Novelle 2015¹⁹

¹⁶ E-Control.

¹⁷ vgl. Haubrich, Swoboda 1998, S. 114.

¹⁸ E-Control.

Der jeweilige Anteil der Netzkosten, Energiekosten und sonstigen Kosten für Steuern und Abgaben an den Stromkosten eines typischen Stromnehmers ist in Abbildung 12 dargestellt. Dabei werden die Musterkunden aus Abbildung 13, herangezogen. Die Netzkostenbelastung macht demnach gerade auf den Netzebenen 3 und 4 nur rund 10% der Gesamtkosten aus, während sich dieser Anteil für Kunden der Netzebene 7 auf rund 30% erhöht. Dies geht darauf zurück, dass die Kunden der oberen Netzebenen die niedrigeren Spannungsebenen nicht für ihren Bezug benötigen und die vorgelagerten Netzkosten auf den unteren Netzebenen ansteigen. Auffällig in der vorliegenden Darstellung ist auch die deutlich höhere steuerliche Belastung der nicht leistungsgemessenen Kunden der Netzebenen 7 durch die Umsatzsteuer.

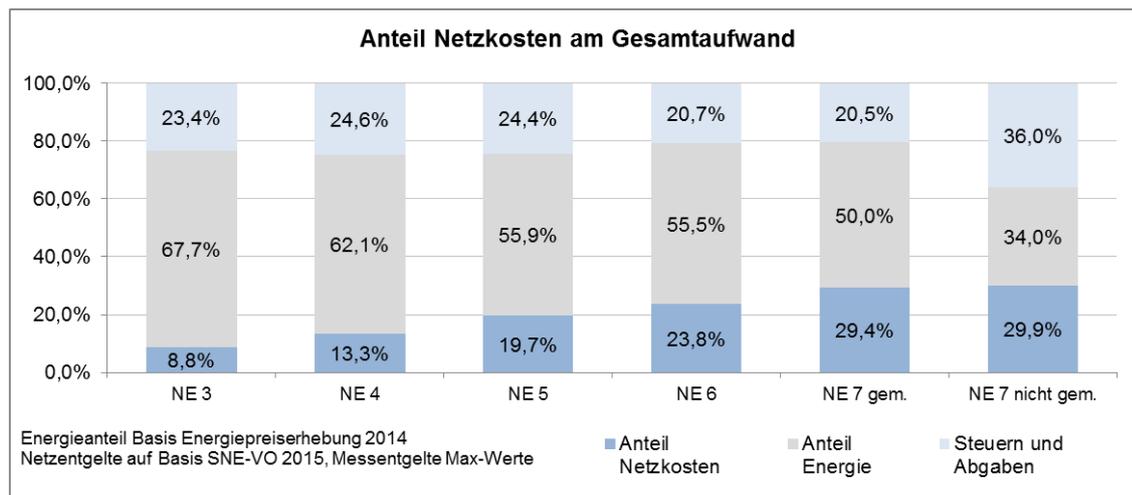


Abbildung 12: Anteil Netzkosten an den Gesamtkosten²⁰

In den folgenden Kapitel werden die derzeitigen Entgeltkomponenten erläutert und im Fokus auf aktuelle und kommende Herausforderungen bewertet um die Frage, wie eine Neugestaltung der Entgeltstruktur unter Berücksichtigung der erwähnten Grundsätze auszusehen hätte, beantworten zu können.

¹⁹ E-Control.

²⁰ E-Control.

3 Antwort auf die Herausforderungen: Weiterentwicklung der derzeitigen Netzentgeltstruktur

Nachdem die vorangegangenen Abschnitte die Problemstellung und Herausforderungen identifiziert und die derzeitige Entgeltstruktur beschrieben haben, sollen in diesem Kapitel Vorschläge zur Weiterentwicklung der Netzentgeltstruktur gegeben werden. Zu Beginn eines jeden Kapitels werden derzeitigen Entgeltkomponenten erläutert und anschließend mögliche Handlungsempfehlungen abzuleiten. Nach jedem Unterkapitel werden die abgeleiteten Empfehlungen in einer Übersicht zusammengefasst.

3.1 Netznutzungsentgelt (§ 52 EIWOG 2010): Tarifgefüge zwischen Arbeit und Leistung

Die Netznutzungsentgelte gelten gemäß § 52 Abs. 1 EIWOG 2010 dem Netzbetreiber die Kosten für die Errichtung, den Ausbau, die Instandhaltung und den Betrieb des Netzsystems ab. Das Netznutzungsentgelt ist dabei ausschließlich von Entnehmern pro Zählpunkt zu entrichten – Einspeiser werden nicht zur Entgeltentrichtung herangezogen. Der Gesetzgeber lässt die Möglichkeit einer rein arbeitsbezogenen oder einer arbeits- und leistungsbezogenen Aufbringung der Entgelte offen. Ebenso sind pauschalisierte Entgelte sowie zeit- und/oder lastvariable Entgeltstrukturen möglich.

In Österreich ist die Tarifstruktur derzeit durch eine Kombination aus Arbeits- und Leistungspreisen, d.h. einen mehrgliedrigen Tarif, gekennzeichnet. Ungefähr 59% der TOTEX der österreichischen Verteilernetzbetreiber sind OPEX. Diese eher variablen Kosten des Netzbetriebs wären über Arbeitspreise abzubilden. (siehe dazu auch Abbildung 7 auf Seite 21). CAPEX als hauptsächlich fixer Kostenblock sollten durch Leistungspreise abgebildet werden. Auch im internationalen Vergleich dominieren mehrgliedrige Tarife, da es einerseits eine Präferenz zu Arbeitspreisen gibt, diese jedoch, aus Gründen der Kostenverursachungsgerechtigkeit durch Leistungspreise ergänzt wird.²¹

Die derzeitige Aufteilung zwischen Arbeits- und Leistungspreisen bei den Netznutzungsentgelten in Österreich wird mit nachfolgender Grafik anhand der vordefinierten Musterkunden für jede Netzebene dargestellt.

Musterkunden Strom	Arbeit kWh	Leistung kW
Ebene 3	195.000.000	30.000
Ebene 4	58.000.000	10.000
Ebene 5	9.000.000	2.000
Ebene 6	1.140.000	300
Ebene 7 gemessen	210.000	75
Ebene 7 nicht gemessen	3.500	Pauschale

Abbildung 13: Musterkunden für Strom²²

²¹ vgl. Frontier Economics 2011.

²² E-Control.

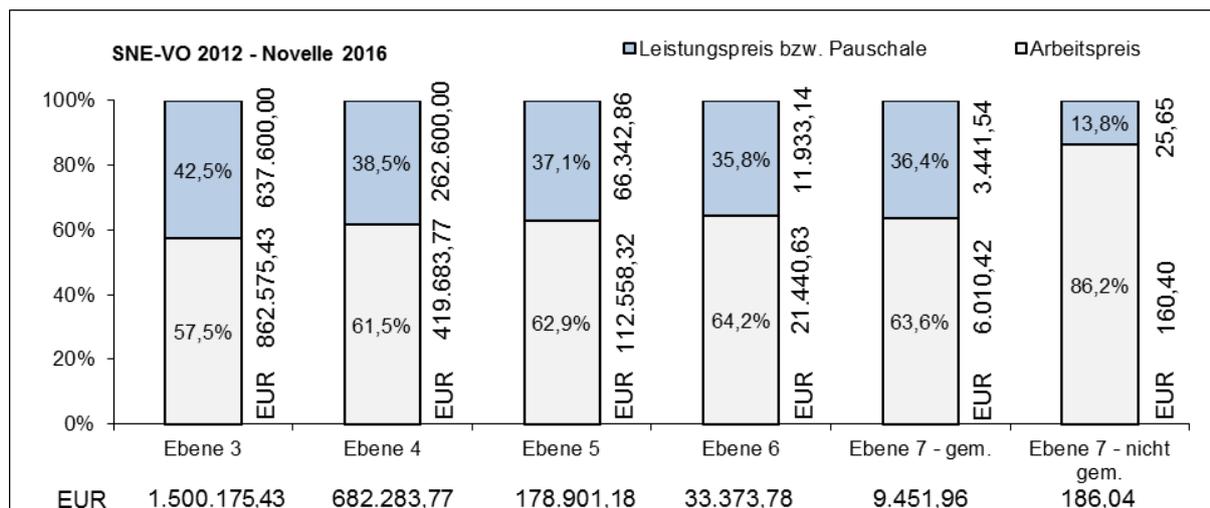


Abbildung 14: Anteil an variablen Arbeitspreis und fixen Leistungspreis bzw. Pauschale (exkl. Messentgelt) für einen Musterkunden je Netzebene²³

Generell ist der Anteil leistungsbezogener Entgelte auf den höheren Netzebenen höher, wohingegen er auf den unteren Netzebenen verhältnismäßig geringeren ist. Beispielsweise beträgt der Leistungsanteil der Netzebene 3 zwischen etwa 32% und 50%; auf der Netzebene 7 für leistungsgemessene Kunden macht diese Entgeltkomponenten nur mehr etwa 25% bis 44% aus. Auf der Netzebene 7 beträgt der Leistungsanteil für nicht leistungsgemessene Kunden (typische Haushalts- und kleine Gewerbekunden) in Form einer auf ein Jahr bezogenen Pauschale nur mehr maximal knapp 8% bis 16%.²⁴ Zur Abbildung 14 sei noch anzumerken, dass es sich hierbei nur um die Aufteilung der Leistungs- bzw. Pauschal- und Arbeitsanteile im Netznutzungs- und Verlustentgelt handelt. Diese Entgeltbestandteile machen ungefähr 78% an den gesamten Netzkosten aus.

Der Anteil der Netzkosten ist im Vergleich zum Energiepreis sowie den Steuern und Abgaben vergleichsweise gering. Lediglich bei der Netzebene 7 liegt die Belastung bei ungefähr einem Drittel. Siehe dazu auch die Abbildung 12 auf Seite 24.

Insbesondere erscheint eine detaillierte Analyse der nicht leistungsgemessenen Kunden der Netzebene 7 erforderlich, da hier derzeit anstelle einer leistungsgemessenen Verrechnung eine Pauschale zum Ansatz kommt und ein hoher Kostenanteil über das Arbeitsentgelt eingenommen wird. Für dieses Kunden wird jetzt schon eine stärkere Anhebung der Pauschale angestrebt, um einerseits die Spreizungen zwischen Netzbereichen zu reduzieren, aber auch um der Kostenverursachungsgerechtigkeit Rechnung zu tragen, da die gleichzeitig im Netz auftretende Leistung der hauptsächliche Treiber für den Netzausbau ist und somit den CAPEX Block erhöht (vgl. Kapitel 3.8.2.1).

Die derzeitige Situation für einen durchschnittlichen Haushaltskunden spiegelt folgendes Bild wider:

²³ E-Control.

²⁴ Basierend auf den Musterkunden aus Abbildung 13.

Stromrechnung Haushalt, 3.500 kWh		Bestandteil		100% 90% 80% 70% 60% 50% 40% 30% 20% 10% 0%	<ul style="list-style-type: none"> ■ Umsatzsteuer variabel ■ Umsatzsteuer fix ■ Gebrauchsabgabe Netz ■ Gebrauchsabgabe Energie ■ KWK Pauschale ■ Ökostromförderbeitrag ■ Ökostrompauschale ■ Elektrizitätsabgabe ■ Messentgelt ■ Netzverlustentgelt ■ Arbeit ■ Netz Pauschale ■ Arbeit ■ Energie Pauschale
		Fix	Variabel		
Energiepreis					
Energie Pauschale	10,50 €	X			
Arbeit	215,95 €		X		
Netzentgelte					
Netz Pauschale	19,26 €	X			
Arbeit	137,55 €		X		
Netzverlustentgelt	11,20 €		X		
Messentgelt	26,16 €	X			
Steuern und Abgaben					
Elektrizitätsabgabe	52,50 €		X		
Ökostrompauschale	33,00 €	X			
Ökostromförderbeitrag	52,72 €		X		
KWK Pauschale	1,25 €	X			
Gebrauchsabgabe Energie	13,59 €		X		
Gebrauchsabgabe Netz	11,65 €		X		
Umsatzsteuer variabel	99,04 €		X		
Umsatzsteuer fix	18,03 €	X			
Wien Energie Vertrieb GmbH & Co KG Produkt "OPTIMA (Online Strom", Netzbereich Wien, 03.03.2015		108,20 € 15%	594,20 € 85%		

Abbildung 15: Stromrechnung eines Durchschnitts-Haushaltskunden²⁵

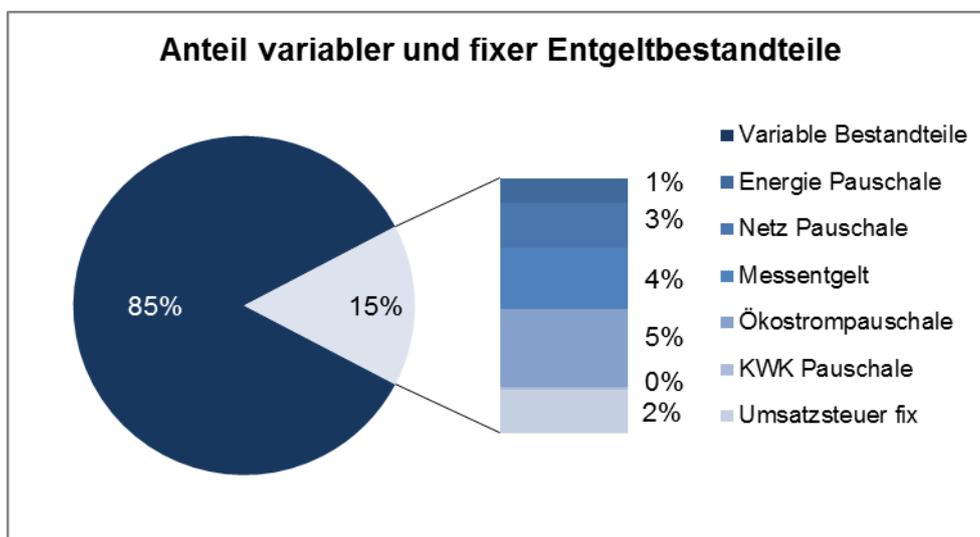


Abbildung 16: Anteil variabler und fixer Entgeltbestandteile eines Durchschnitts-Haushaltskunden²⁶

Der Anteil fixer Entgeltbestandteile an der gesamten Stromrechnung ist bei einem Haushaltskunden mit 15% sehr gering. Bereits jetzt wird seitens der Behörde eine österreichweit einheitliche Anhebung der Netz-Pauschale angedacht, bei gleichzeitiger Reduktion der variablen Netzentgelte im gleichen Ausmaß angedacht. Diese Anhebung würde zu einer Benachteiligung von Kundengruppen mit einem sehr geringen Verbrauch führen - die monetären Auswirkungen sind allerdings gering.

Ausgehend von den Entgelten der SNT-VO 2010 idF Novelle 2011 sollen die folgenden drei Grafiken die Auswirkungen der Anhebung einer Pauschale für verschiedene Jahresverbräuche darstellen. Ausgewählt wurden die Netzbereiche anhand des durchschnittlichen Jahresverbrauchs je Haushalt. Wien weist österreichweit den niedrigsten Verbrauch auf, Tirol den höchsten und Klagenfurt befindet sich nahe am Durchschnitt. Jedenfalls ist erkennbar, dass eine Anhebung der Pauschale vom Basiswert der SNT-VO

²⁵ E-Control.

²⁶ E-Control.

2010 idF Novelle 2011 auf 30 Euro selbst für niedrige Verbräuche nur eine geringe monetäre Mehrbelastung pro Jahr ausmacht. Der Fixanteil in Form der Pauschale weist zwischen den Netzbereich Spreizungen von 17% bis 30% auf und ist deckt den CAPEX-Anteil an den Netzkosten bei Weitem nicht. Um den CAPEX-Anteil von 40% zu erreichen, wäre abhängig vom jeweiligen Netzbereich, eine jährliche Pauschale von 30 bis 80 Euro notwendig. Für Überlegungen hinsichtlich einer Pauschalanpassung ist jedenfalls der Durchschnittsverbrauch je Kunde des Netzbereichs miteinzubeziehen.

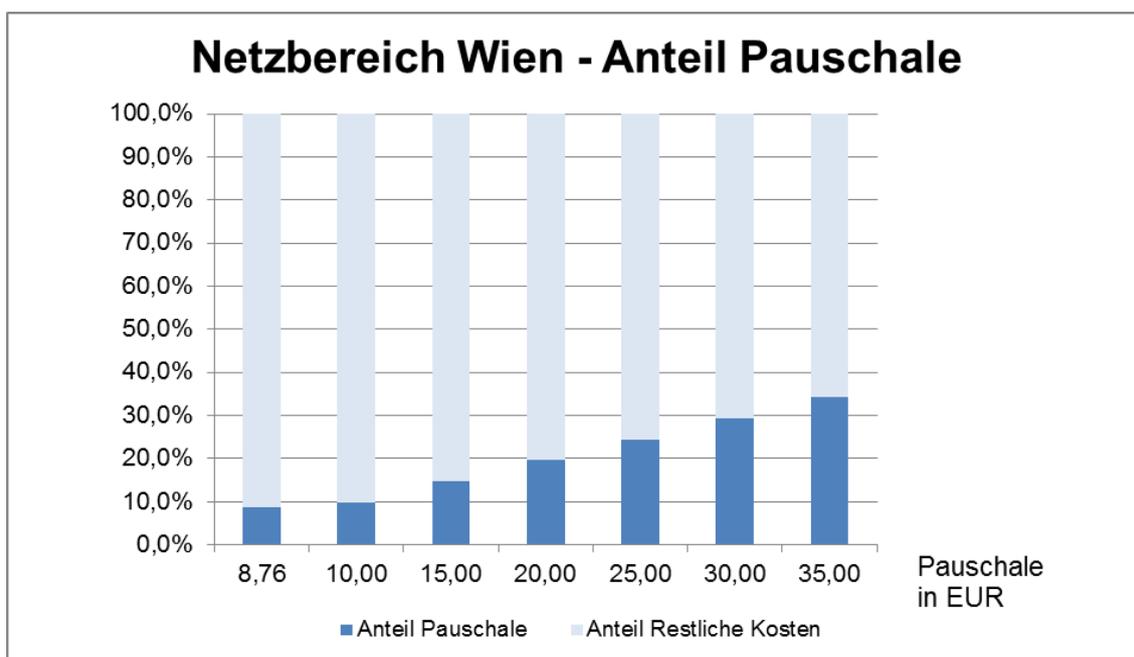


Abbildung 17: Anhebung der Pauschale Netzebene 7 nicht gem., Netzbereich Wien²⁷

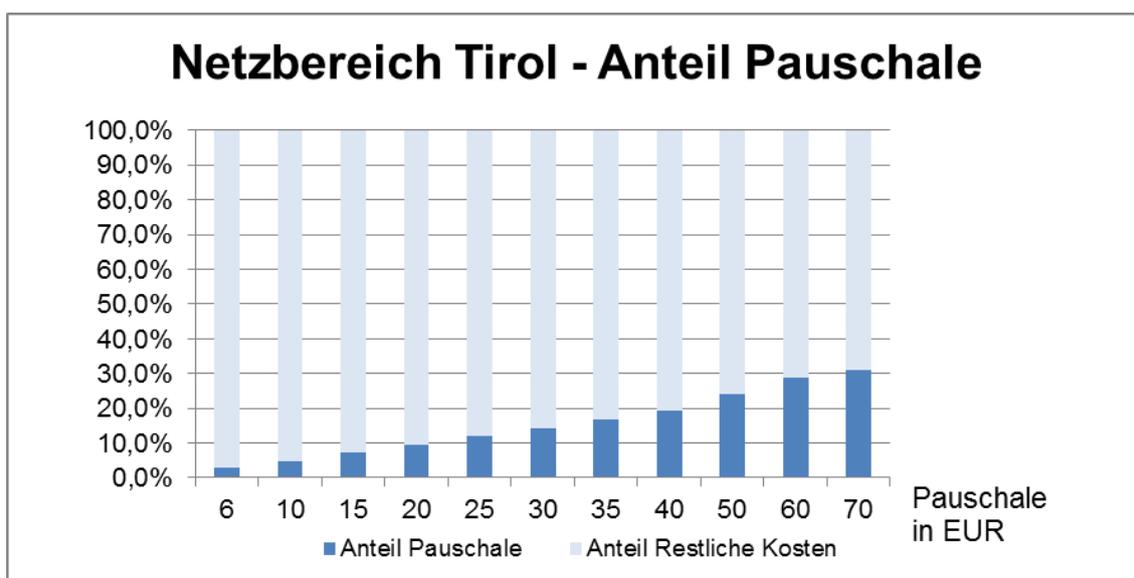


Abbildung 18: Anhebung der Pauschale Netzebene 7 nicht gem., Netzbereich Tirol²⁸

²⁷ E-Control.

²⁸ E-Control.

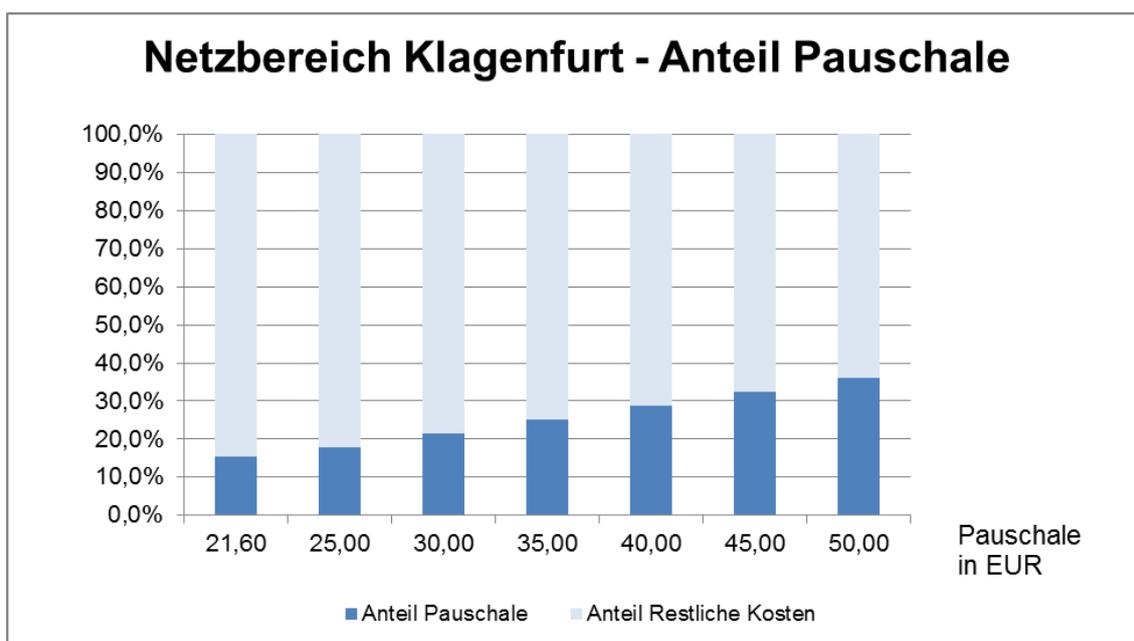


Abbildung 19: Anhebung der Pauschale Netzebene 7 nicht gem., Netzbereich Klagenfurt²⁹

Ein Kunde mit niedrigem Verbrauch verursacht für den Netzbetreiber jedoch fast denselben Aufwand wie jene Kunden, die einen durchschnittlichen oder hohen Verbrauch aufweisen, da die zur Verfügung Stellung der Leistung im Netz der größte Kostentreiber ist. Für eine kostenverursachungsgerechte Verrechnung erscheint damit eine Erhöhung der fixen Entgelte gerechtfertigt, mit denen zumindest der CAPEX Block des Netzbetreibers damit abgedeckt werden soll.

In Deutschland wird der Leistungsanteil der Entgelte mit dem Gleichzeitigkeitsgrad der Netznutzung und Stromerzeugung bestimmt. Dabei wird die zeitgleiche Höchstleistung der Stromverbraucher den zeitgleich auftretenden Leistungsspitzen gegenüber gestellt. Dadurch berücksichtigt Dabei berücksichtigt dieser Gleichzeitigkeitsgrad die Durchmischung der Inanspruchnahme eines Netzes oder Netzbereiches durch mehrere Abnahmestellen, abhängig von der Benutzungsdauer T der höchsten in Anspruch genommenen Netzkapazität.³⁰ Die sich daraus ergebende Gleichzeitigkeitsfunktion wird in Anlage 4 zu § 16 Abs. 2 der deutschen Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) beschrieben. Abbildung 20 stellt dabei den Zusammenhang zwischen Abnehmern und Gleichzeitigkeitsgrad dar. Im Haushaltsbereich werden dabei ca. 7% der Netzkosten dem Leistungsanteil zugeschrieben. Mit ansteigender Netzebene verschiebt sich dieser Anteil auf bis zu ca. 83% im Höchstspannungsnetz.

²⁹ E-Control.

³⁰ Alt 2015.

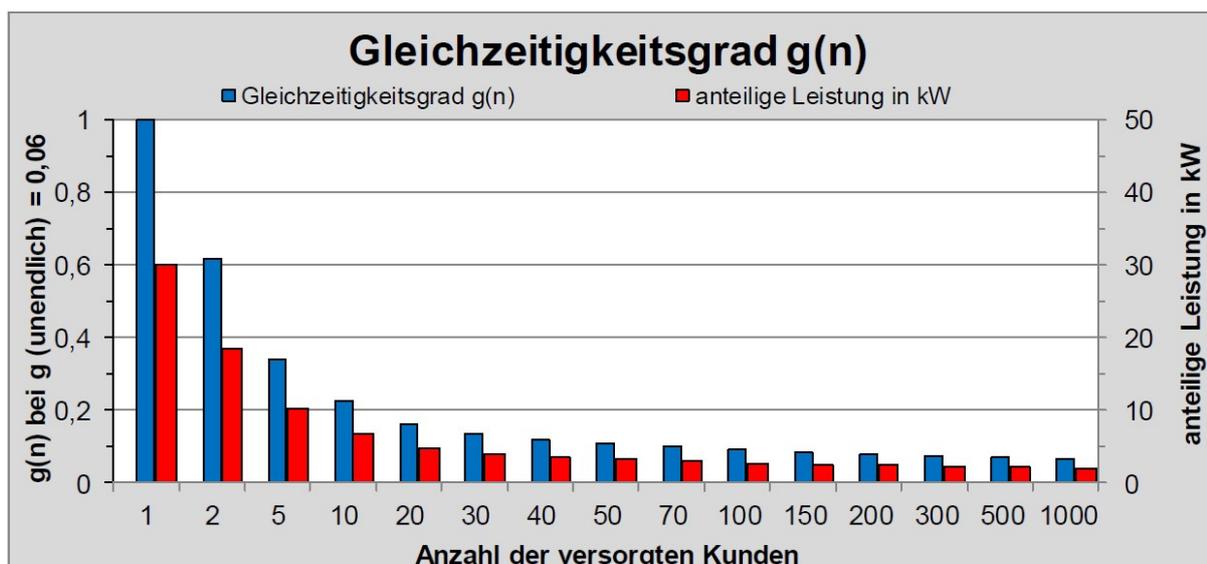


Abbildung 20: Gleichzeitigkeitsgrad für die Netznutzung und Stromerzeugung³¹

Derzeit sind Diskussionen bei der Bundesnetzagentur im Gange, ob die niederen Leistungsanteile im Haushaltsbereich noch verursachungsgerecht seien, bzw. die sehr hohen Leistungsanteile auf den höheren Netzebenen in Anbetracht der geänderten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen als zeitgemäß erachtet werden können. Eine Anhebung der Leistungsanteile auf den niederen Netzebenen sowie Absenkungen auf den höheren werden von der Bundesnetzagentur empfohlen. Das bedeutet ein Abweichen von der starren Orientierung am Gleichzeitigkeitsgrad.

Ein in Deutschland derzeit diskutierter Vorschlag um die niederen Leistungsanteile im Haushaltsbereich beizubehalten und gleichzeitig auch die Entwicklung der Prosumer zu berücksichtigen wäre die Umstellung auf den Bruttoverbrauch als Bemessungsgrundlage für die Tarifierung. Das hätte zur Folge, dass der gesamte Verbrauch im Haushalt und nicht der Bezug aus dem Netz mit Systemnutzungsentgelten verrechnet wird.

Dieser Vorschlag ist kritisch zu sehen, denn es erscheint zweifelhaft, dass dadurch ermöglicht wird Netzbenutzer am Netz zu behalten. Eine Umstellung auf den Bruttoverbrauch im Haushaltsbereich würde einen verstärkten Anreiz bieten Netzautarkie voranzutreiben. Wenn es unmöglich gemacht wird sich Netzkosten zu sparen und Speichertechnologien weiter im Preis sinken, rechnen sich Investitionen in solche sehr schnell. Weniger Netzbenutzer bedeuten auch steigende Netzentgelte und eine solche Entwicklung würde weitere Netzabkappungen vorantreiben. Volkswirtschaftlich ist solch eine Entwicklung äußerst negativ zu sehen. Nicht jeder Netzbenutzer hat die Möglichkeit Eigenerzeuger zu werden und sich autark zu versorgen – das Stromnetz kann daher nicht wegschubstituiert werden. Eine faire Kostenbeteiligung kann also nicht auf diesem Vorschlag basieren.

Auch in vielen Energiehandelsprodukten wird neben einem Arbeitsentgelt ein Pauschalentgelt verrechnet. Die folgende Abbildung 21 zeigt einige Beispiele für jährliche Pauschalen verschiedenster Energieprodukte für einen Musterkunden mit 3.500 kWh Jahresverbrauch. Die Spreizung geht von EUR 9,00 bis knapp EUR 40,00 sehr weit

³¹ Alt 2015.

auseinander. Man sollte bei dieser Darstellung davon ausgehen können, dass die Arbeitsentgelte mit der Höhe der Pauschale angepasst werden: eine hohe Pauschale würde niedrigere Arbeitsentgelte bedeuten. Dies ist aber in vielen Fällen nicht so und dieser Schluss lässt sich nicht zwangsläufig für jedes Produkt herstellen. Eine solche Diskrepanz wie hier im Energiebereich vorherrscht, würde bei einer Anhebung der Pauschalentgelte im Netzentgelt nicht entstehen. Bei einer Pauschalanhebung würde das Arbeitsentgelt zwangsläufig erlösneutral gesenkt werden.

Pauschale im Energiehandel		Musterkunde 3.500 kWh/a	
Lieferant	Produkt		EUR/a
ENERGIE RIED GMBH	XL TREUE 2016		9,00
Naturkraft Energievertriebsgesellschaft m.b.H.	NaturSparStrom 2.0		11,00
MyElectric Energievertriebs- u.dienstleistungsGmbH	Der Rabattierte		12,00
TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG	FAIR Online Privat		12,00
Anton Kittel Mühle Plaika GmbH	Aquavento Grünstrom		12,00
Energie Klagenfurt GmbH	STROM Österreich 2		14,40
KELAG - Kärntner Elektrizitäts-Aktiengesellschaft	Kelag-ÖKO-Wärmepumpe-On		15,00
VKW Vorarlberger Kraftwerke AG	VKW Österreichstrom		15,00
VERBUND	H2Ö-Web		18,00
E-DI Dein Energie-Diskonter eine Marke der schlaustrom gmbH	Stromtarif Float Privat		18,00
KELAG - Kärntner Elektrizitäts-Aktiengesellschaft	Kelag-ÖKO-Fix-Online.		18,00
LINZ STROM Vertrieb GmbH & Co KG	Privatstrom PLUS		21,00
EVN Energievertrieb GmbH & Co KG	Optima		26,40
Wien Energie Vertrieb GmbH & Co KG	OPTIMA Float		30,00
Energie Steiermark Kunden GmbH	E-Privat Plus		34,80
Voltino eine Marke der Wels Strom	Voltino 2.0		36,00
MAXENERGY Austria Handels GmbH	Aqua Garant24		39,96

E-Control Tarifkalkulator, Mai 2015

Abbildung 21: Auszug von Pauschalen im Energiehandel³²

Hinsichtlich der Aufteilung zwischen variablen und fixen Entgelten ist auch der Energieeffizienzgedanke zu berücksichtigen. Diesem Gedanken folgend, wäre ein großer Anteil variabler Entgeltbestandteile zu bevorzugen. Dies steht aber in einem Zielkonflikt mit dem Grundsatz der Verursachungsgerechtigkeit und den zuvor getätigten Überlegungen. Energieeffizienz wäre daher besser über die mit 2/3-Anteil an den gesamten Stromkosten dominierenden Bestandteile Energie, Steuern und Abgaben zu erzielen.

Nachfolgende Grafik zeigt, dass bezugnehmend auf die SNE-VO 2012 idF Novelle 2015 ein Haushalt im Netzbereich Salzburg³³, ab einem Jahresverbrauch von 3.327 kWh einen Vorteil hätte, wenn es zu einer Anhebung der Pauschale von derzeit 22,20 Euro/Jahr auf beispielhafte 30,00 Euro/Jahr käme.

³² E-Control.

³³ Der Netzbereich Salzburg weist städtische und ländliche Netzstrukturen auf und wurde daher für dieses Beispiel gewählt.

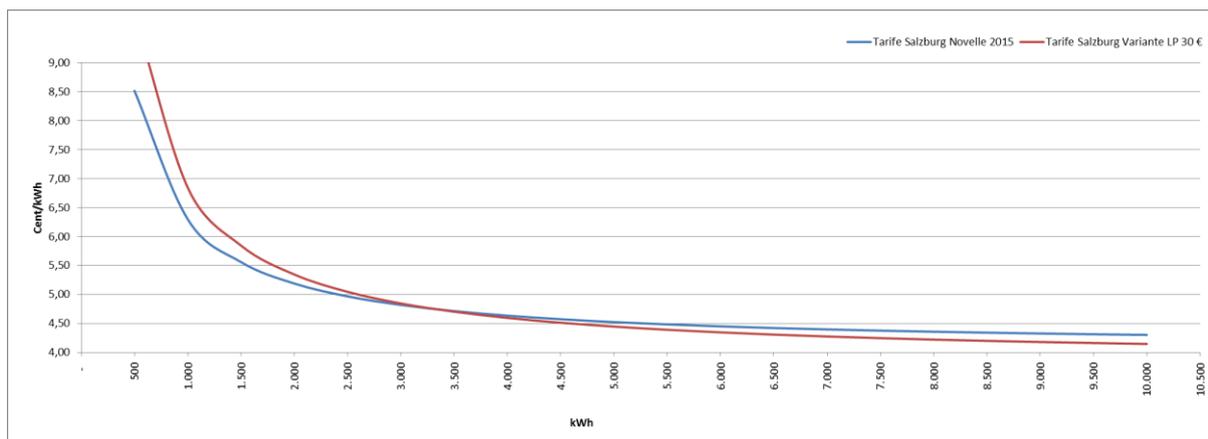


Abbildung 22: Break-Even bei Erhöhung der Pauschale auf 30 Euro/Jahr im Netzbereich Salzburg³⁴

Ein noch drastischerer Schritt wäre die Umstellung auf einen reinen Leistungspreis bzw. Pauschale, wie es z.B. in den Niederlanden auf Basis der Kapazität³⁵ bereits umgesetzt ist. Dies hätte ein für den Endkunden einfaches Netzentgeltsystem mit hoher Preistransparenz zur Folge. Für den Netzbereich Salzburg würde auf Basis der derzeit gültigen Verordnung für den nicht gemessenen Bereich auf der Netzebene 7 eine Pauschale pro Zählpunkt in Höhe von 150,80 Euro/Jahr resultieren.

Nachfolgende Grafik vergleicht die derzeit verordneten Tarife mit Arbeitspreis und einer Pauschale mit jener Variante, in der vollständig auf eine Pauschale in Höhe von 150,80 Euro/Jahr umgestiegen wird. Sehr gravierende Auswirkungen hätte es für jene Endkunden, die nicht mehr als 1.500 kWh Jahresverbrauch aufweisen. Dies betrifft vor allem Zweitwohnsitze, aber auch temporär genutzte Anlagen. Auch in dieser Variante liegt die Break-even-Menge bei 3.327 kWh/a.

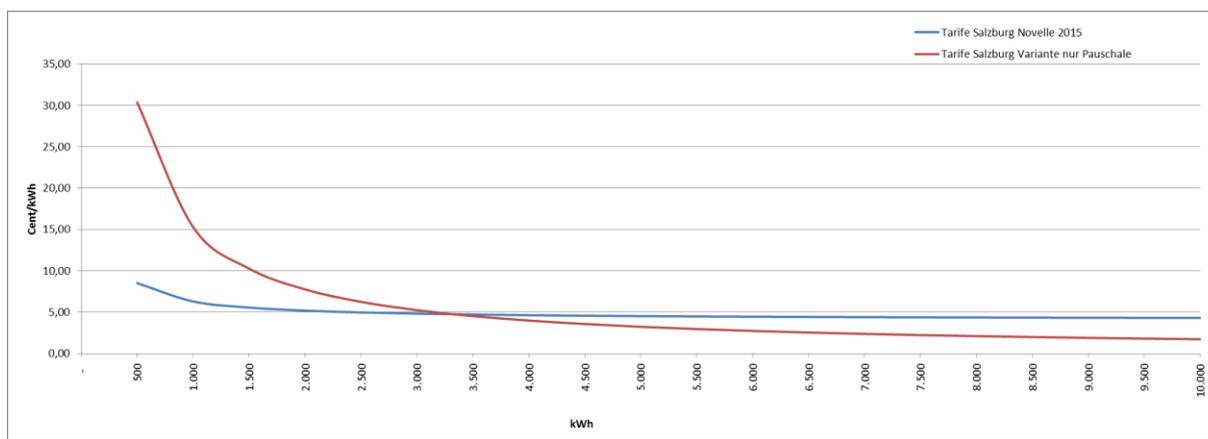


Abbildung 23: Break-Even bei Umstellung auf reine Pauschale im Netzbereich Salzburg³⁶

³⁴ E-Control.

³⁵ Die Pauschale in den Niederlanden richtet sich nach der Kapazität des Anschlusses bzw. der Sicherungsgröße des Zählers. Eine derartige Umsetzung wäre aufgrund der in Österreich verwendeten nicht einheitlichen Sicherungsgrößen je Netzbereich schwer möglich (siehe auch Abbildung 35). Sollten Einfamilienhäuser/wohnungen und Mehrfamilienhäuser/wohnungen an derselben Sicherung hängen, würde es hier auch zu massiven Ungleichbehandlungen und Verschiebungen bzw. vereinzelt deutlichen Mehrbelastungen kommen.

³⁶ E-Control.

Der Break-even Wert unterscheidet sich je nach Kosten- bzw. Mengenstruktur. Nachfolgende Grafik zeigt die Break-even Menge aller Netzbereiche der Netzebene 7 für den nicht gemessenen Bereich, welche auch den durchschnittlichen Verbrauch je Netzbereich widerspiegelt.

Break-Even Menge bei reinem Grundpreis auf NE 7 nicht gemessen	
	Break-Even Menge in kWh
NB Wien	2.562,90
NB Graz	3.114,95
NB Linz	3.228,88
NB Salzburg	3.330,52
NB Klagenfurt	3.588,81
NB Burgenland	3.626,71
NB Niederösterreich	3.672,66
NB Oberösterreich	4.077,69
NB Steiermark	4.101,13
NB Kleinwalsertal	4.208,74
NB Vorarlberg	4.569,49
NB Innsbruck	4.660,12
NB Kärnten	4.662,11
NB Tirol	5.540,85

Abbildung 24: Break-Even Menge der Netzebene 7 nicht gemessener Bereich in kWh³⁷

Im Sinne der Kostenverursachungsgerechtigkeit ist die beanspruchte Leistung ein entscheidender Faktor, da der Netzausbau durch die zeitgleiche Leistungsnutzung determiniert wird. Leistungspreisanhebungen alleine decken aber diese zeitgleiche Leistung nur bedingt ab, bieten darüber hinaus wenig Anreiz, sparsam mit Energie umzugehen und konterkarieren somit das Gebot der Energieeffizienz.

Netzbenutzer mit einem geringeren Verbrauch werden bei der Verrechnung eines leistungsbezogenen Anteils benachteiligt, da das Netz und somit die Verrechnung, auf die maximale Inanspruchnahme dimensioniert wird. Dies spiegelt jedoch die Kostenverursachungsgerechtigkeit wider, da das Netz zur Verfügung stehen muss, unabhängig vom Verbrauch.

Die leistungsbezogene Komponente sichert für den Netzbetreiber, auch bei rückgängigen Energiemengen³⁸, stabile Erlöse zu. Im Gegensatz zum Energiebereich muss das Netz zu jeder Zeit, unabhängig der Nutzung, zur Verfügung stehen. Deshalb ist eine stärkere Fokussierung auf den Leistungspreis für die Zukunft anzustreben. Zumindest der CAPEX Anteil im Ausmaß von ungefähr 41 % der TOTEX wäre über die Leistungskomponente abzudecken. Für nicht gemessene Kunden ist ein Leistungspreis abseits einer Pauschale auch erst mit der Einführung von Smart Metern möglich, da derzeit keine Leistungsmessung im Haushaltsbereich vorgenommen wird. Langfristig kann eine weitere Erhöhung Sinn machen, falls das Stromnetz von vielen Kunden (sog. „Prosumer“) nur mehr als Absicherung genutzt wird und über das gesamte Jahr keine oder kaum Mengen bezogen werden.

³⁷ E-Control.

³⁸ Aufgrund von Vorgaben der EED sowie vermehrter dezentraler Einspeisung ist in Zukunft in einzelnen Netzbereichen mit stabilen oder sogar rückläufigen Abgabemengen zu rechnen.

Gleichzeitig nutzen Prosumer das Netz aber im zeitlichen Verlauf sogar stärker als andere Kunden, da sie zu schlecht prognostizierbaren Zeiten Energie einspeisen oder verbrauchen. Diese Entwicklung ist aber in absehbarer Zukunft nicht zu erwarten. Diesbezüglich werden weitere Überlegungen in Kapitel 3.8.3 angestellt.

Ein Sonderthema ist in diesem Zusammenhang jedenfalls die Leistungsmessung mittels Smart Meter für nicht gemessene Kunden und die für diese Kundengruppe angenommene Inanspruchnahme der Netznutzung und die Implikationen auf eine Verrechnung des Netzbereitstellungsentgelts (vgl. dazu Kapitel 3.3 und 3.8.2.2).

Bei einer stärkeren Fokussierung auf den Leistungspreis ist jener für die Tarifierung angewendete Leistungsbegriff zu evaluieren. Derzeit wird gemäß § 52 Abs. 1 EIWOG 2010 zur Ermittlung der Basis für die Verrechnung des leistungsbezogenen Anteils des Netznutzungsentgeltes das arithmetische Mittel der im Abrechnungszeitraum monatlich gemessenen höchsten viertelstündlichen Leistung herangezogen. Je höher die Spannungsebene, desto geringer sind Durchmischungseffekte und desto stärker hängt die Netzauslegung und Kapazitätsvorhaltung von den individuellen Höchstlasten der Netzbenutzer ab. Durch das arithmetische Mittel werden tendenziell jene Netzbenutzer benachteiligt, welche ein gleichmäßiges Abnahmeverhalten (hohe Ausnutzungsstunden) haben. Zwar wird dieses Problem nicht ganz vermieden, könnte aber zumindest entschärft werden, wenn die beim Entnehmer anfallende **netzkapazitätsbestimmende Spitzenlast** (zeitgleiche Leistungsspitze im Netz) als Grundlage für die Verrechnung herangezogen wird. Dies betrifft allerdings nur Endverbraucher die jetzt schon mittels Viertelstundenmaximumzählung verrechnet werden und ist auch nur im Nachhinein feststellbar bzw. für den Kunden vorab nicht absehbar. Für Smart Meter Kunden siehe die Ausführungen in 3.8.1 und dessen Unterkapitel.

Eine weitere alternative Verrechnungsleistung wäre die individuelle **Jahreshöchstlast** der jeweiligen Netzbenutzer. Die folgende Abbildung 25 zeigt das Verhältnis zwischen Jahreshöchstlast und derzeitiger Verrechnungsleistung (arithmetisches 12-Monatsmittel) am Beispiel der Verteilung von rund 90% der Kunden auf der Netzebene 6. Die Abszissenachse gibt dabei die Verteilung der Kunden hinsichtlich Korrelation zwischen der Jahreshöchstlast und dem arithmetischen 12-Monatsmittel. Eine Kennzahl von 1 bedeutet, dass die Jahreshöchstlast exakt dem arithmetischen 12-Monatsmittel entspricht, 12 bedeutet, dass die gesamte Leistung nur in einem Monat in Anspruch genommen wurde. Ab der Kennzahl von 2 ist die Jahresverrechnungsleistung nach arithmetischem Mittel nur höchstens halb so hoch wie die Verrechnung nach Jahreshöchstlast. Analysen zeigen, dass die Verteilung beim Verhältnis zwischen Jahreshöchstlast und Jahresverrechnungsleistung nach arithmetischem Mittel österreichweit sehr einheitlich ausfällt. Auf den Netzebenen 7 bis 5 fallen um die 90% aller Kunden unter die Kennzahl von 2. Vor allem Baustromanlagen, die Holzindustrie, kommunale Versorgungsanlagen (Wasser, Abwasser, Wärme), Gasverdichterstationen, Freizeitbetriebe (Hallenbäder, Bergbahnen etc.), Saisonbetriebe und der Eigenbedarf von Kraftwerken mit Stillstandsbezug weisen schwankende Lasten im Jahresverlauf auf. Auf der Netzebene 4 und 3 sind auch aufgrund der geringen Anzahl der Kunden sehr unterschiedliche Schwankungsbreiten zwischen den einzelnen Netzbereichen feststellbar. Weiters muss festgehalten werden, dass die individuelle Jahreshöchstlast (zeitungleiche Lastspitzen) die tatsächliche Netzkostenbelastung nur teilweise und näherungsweise widerspiegeln. Nicht zwingend muss die individuelle Jahreshöchstlast auch genau in jenes Zeitfenster der netzkapazitätsbestimmenden Spitzenlast fallen.

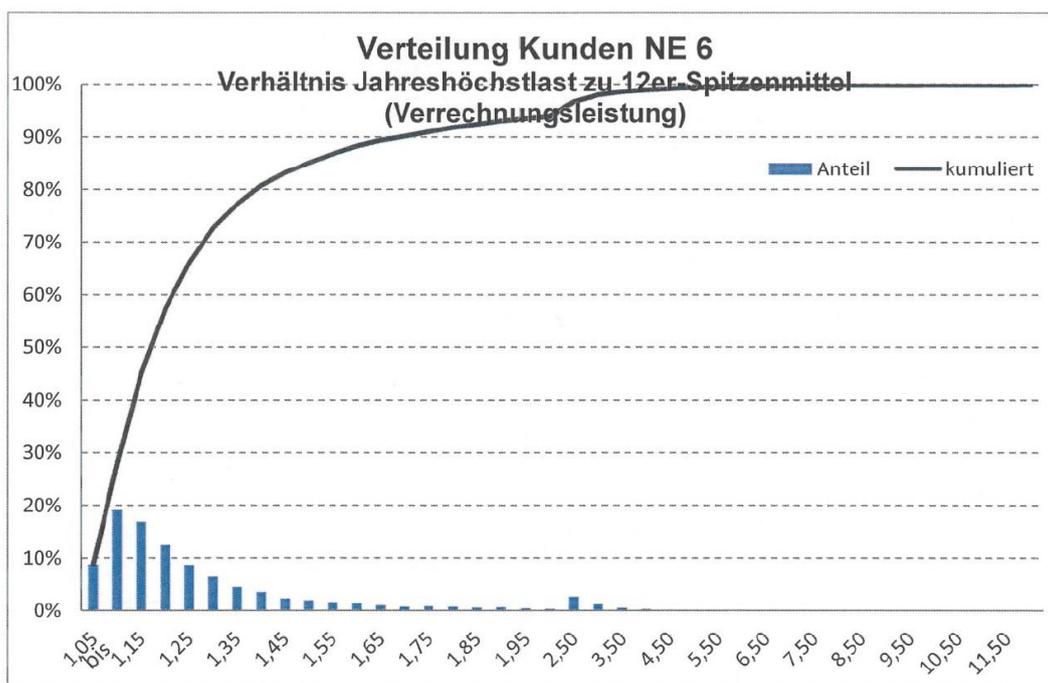


Abbildung 25: Beispiel Auswirkung Umstieg Verrechnungsleistung auf Jahreshöchstlast³⁹

Sofern das arithmetische Mittel bei der Verrechnung des leistungsbezogenen Anteils beibehalten wird, kann die Einführung einer **Mindestverrechnungsleistung** (bezogen auf die Jahreshöchstlast) angedacht werden. Unabhängig vom tatsächlichen Verbrauchsverhalten wäre dann jedenfalls die Mindestverrechnungsleistung zu verrechnen. Kunden, deren Leistungsprofil stark saisonal ausgerichtet ist (Tourismusbetriebe), haben bei der Mindestverrechnungsleistung allerdings einen Nachteil. Mit der Begründung, dass für Endverbraucher mit schwankendem Verbrauchsverhalten zwar jederzeit die volle Leistung im Netz vorgehalten werden muss, diese Endverbraucher bisher jedoch nur zu einer Zahlung verpflichtet waren, wenn tatsächlich eine Leistung gezogen wurde könnte für diese Kundengruppen eine verminderte Mindestleistung angedacht werden.

Erwägungen Österreichs Energie - Sparte Netze

Hinsichtlich der Bemessung einer sinnvollen Höhe des Leistungsanteil spricht sich Österreichs Energie - Sparte Netze (in weitere Folge OE-Netz) nicht zwingend für eine Orientierung der CAPEX an den TOTEX aus, da diese auf der Auffassung basiere, dass CAPEX durch nicht-nutzungsabhängige Entgelte und Betriebskosten (OPEX) durch nutzungsabhängige Entgelte abgedeckt werden sollten. Im von OE-Netz in Auftrag gegebenem Gutachten von Consentec und Prof. Bogner der WU Wien⁴⁰ sei herausgearbeitet worden, dass die Höchstlastanteile der Kunden oder nutzungsunabhängige Gebietseigenschaften die Kosten am stärksten prägen und dieser Anteil an den TOTEX deutlich höher ist als der CAPEX-Anteil, da auch OPEX-Anteile stark Fixkosten-lastig sind. Das Cosentec/Bogner Gutachten spricht sich daher von Erlösanteilen der Leistungsanteile für gemessene Kunden bis zu einer Größenordnung von 70% aus. Für nicht gemessene Kunden soll eine moderate Erhöhung auf einen Erlösanteil von einigen 10% der Grundpauschale erfolgen.

³⁹ Österreichs Energie 2015.

⁴⁰ Consentec, Bogner 2015.

Eine Einführung einer Flatrate für nicht-leistungsgemessene Kunden wird von OE-Netze nicht befürwortet. Die Auffassung, dass zur Erzielung stärkerer Energieeinsparanreize im Sinne der Energieeffizienz Leistungspreis- und Grundpreisanteile niedrig gehalten werden sollen wird ebenso nicht geteilt.

Hinsichtlich der Überlegungen der E-Control, dass eine Umstellung auf eine Tarifierung nach Bruttoverbrauch Nachteile aufweise, stimmen die OE-Netze-Mitglieder ebenso zu, sind aber der Meinung, dass längerfristig keine weitgehende Autarkie von Netzbenuzter zu erwarten sei.

OE-Netze sieht bei der Einführung einer Mindestverrechnungsleistung die Anwendung des 12-Spitzenmittels als zielführend an. Dadurch kann auf Leistungsprofile welche saisonalen Schwankungen unterliegen, Bedacht genommen werden. Eine differenzierte Tarifausgestaltung ist nicht nötig.

Jedenfalls strikt abgelehnt und als nicht zielführend angesehen wird noch mehr „spezielle“ Kundengruppen aus dem Gesamtkollektiv gesondert zu behandeln und eigene Tarife wie z.B. „Saisontarif“, „Sozialtarif“, etc. einzuführen. Eine Tariffdifferenzierung darf nur dann vorgenommen werden, wenn dadurch ein netzdienliches Verhalten des Netznutzers erzielt werden kann.

Von E-Control wird angemerkt, dass, netzbereichsspezifische Charakteristika zu berücksichtigen wären. Für OE-Netz ist es hier nicht ersichtlich, auf welche Vorschläge sich diese Anregung konkret bezieht. Es wird jedoch zugestimmt, dass die genaue Parametrierung der Leistungs- und Grundpreis-Komponenten netzbereichsspezifisch erfolgen sollte. Feste Vorgaben etwa zu den Erlösanteilen könnten z.B. je nach Abnahmestruktur in einem Netzbereich zu, auch im OE-Gutachten erläuterten, Entgeltanomalien führen.

Ergänzend verweist OE-Netze auf den Grundsatz für eine Netztarifstruktur der Europäischen Kommission (Communication “New Retail Energy Markets”, Aug. 2015): *“Network tariffs should allocate distribution costs in a fair way among users taking into account their individual impact on the grid, not only energy volume and capacity, and send the right signals for efficient grid usage”*.

Weiters merkt OE-Netze an, dass bei einer angehenden Änderung der Tarifstruktur in der Umstellungsphase „Einschleifregelungen“ vorgesehen werden könnten, um eine sprunghafte Veränderung der Kundenentgelte zu vermeiden. Dafür sieht OE-Netze aber eine eheste Umstellung in Form von moderaten Anpassungsschritten über einen längeren Zeitraum als geeignetstes Mittel an.

Schlussfolgerungen

Unter der Berücksichtigung der Netzkosten nach Netzkostenkomponenten (CAPEX und OPEX) und dem Einfluss der Höchstleistung auf die Netzkosten sind die von den verschiedenen Parteien getätigten Äußerungen abzuwägen.

Bezogen auf die Systemhöchstlast, reflektiert eine Verrechnung basierend auf der zeitgleichen Leistung die tatsächlichen Netzkosten sehr genau. Allerdings kann die zeitgleiche Höchstleistung erst im Nachhinein festgestellt werden und ist somit für die Netznutzer ex ante unmöglich zu kalkulieren. Die zeitungleiche Höchstleistung eines

Netzbenutzers ist dagegen fast ausschließlich für die direkt angeschlossene Netzebene relevant und vernachlässigt völlig das vorgelagerte Netz. Bei einem Anschluss auf den Niederspannungsebenen werden allerdings nur etwa 10-20% der Netzkosten⁴¹ von diesen Leistungen beeinflusst. Diese Kosten werden aber schon bisher in hohem Ausmaß über die derzeitigen Leistungskomponenten abgedeckt.⁴²

Die Erwägungen von OE-Netz hinsichtlich der Staffelung des Leistungspreises nach Netzebenen bis zu einem Anteil von 70% für gemessene Kunden bzw. bei nicht leistungsgemessenen Kunden ein Festsetzen des Anteils von einigen 10%, gehen daher in eine andere Richtung als diese Überlegungen. Dem ist allerdings zu entgegnen, dass derzeit die Leistungsverrechnung der Entgelte nur für zeitungleiche Höchstleistungen erfolgt. Diese Höchstleistung spiegelt nur jene für die jeweilige Anschlussebene relevante Leistung wider, lässt dadurch das vorgelagerte Netz außer Acht und ist somit nur teilweise kostenverursachungsgerecht. Weiters sind bei einer weiteren Erhöhung des Leistungspreises die in nationales Recht umgesetzten Vorgaben der EU-Energieeffizienz-Richtlinie einzuhalten.

Insofern erscheint der von der Behörde in Betracht gezogene Ansatz der Heranziehung des CAPEX Anteils der Netzkosten um die 40% als durchaus diskussionswürdiger Maßstab um den Leistungspreisanteil in den höheren Netzebenen kostenorientiert auszugestalten. Darüber hinaus muss der Arbeitspreisanteil ausreichend hoch ausgestaltet sein, um den Anforderungen des Energieeffizienzgesetzes ausreichend Rechnung zu tragen. Weiters ist ein angemessener Arbeitspreisanteil auch förderlich für einen etwaigen Flexibilitätsmarkt (siehe dazu Kapitel 3.8.1). Anzumerken ist, dass bei den Erwägungen zur Anpassung der Leistungspreisanteile die geplante Integration des Messentgeltes in das Netznutzungsentgelt (siehe Kapitel 3.4) nicht berücksichtigt wurde.

Sollte die Leistungsorientierung als Folge einer Jahreshöchstlast als Verrechnungsleistung erfolgen, würde dies, gerade in Kombination mit einem sehr starken Leistungspreisanteil, besonders bei Großkunden zu einer unsachgemäßen Belastung führen. Eine einmalige Lastspitze, unabhängig davon ob diese aus Netzsicht kritisch ist oder nicht, würde für die Verrechnung ausschlaggebend werden. Inwiefern der Umstieg der derzeitigen Verrechnungsleistung nach arithmetischem Mittel auf die Jahreshöchstlast als Bemessungsgrundlage zu Änderungen bei der Leistungsverrechnung einzelner Kunden führt ist noch zu prüfen. Abbildung 25 suggeriert zumindest für einzelne Netzebenen ein recht homogenes Bild zwischen beiden Verrechnungsoptionen, wobei von OE-Netz angemerkt wird, dass es deutliche Unterschiede zwischen den einzelnen Netzbereichen gibt.

Auf den niederen Netzebenen und hier insbesondere bei den nicht gemessenen Kunden, macht die zeitungleiche Leistung ohnehin nur einen geringen Anteil an den Netzkosten aus. Hier würde sich eine einheitliche Anhebung der Pauschale genau in diesem Anteil wiederfinden. Bei generell steigenden Netzkosten kann allerdings über eine aliquote Anpassung der Pauschalanteile nachgedacht werden.

⁴¹ BET 2015.

⁴² Bisher schon in Verwendung befindliche Standardlastprofile bzw. anhand von Smart Meter Daten verfeinerte Profile bilden die tatsächlichen Anforderungen an das Netz bereits jetzt schon gut ab. Siehe dazu auch Kapitel 3.8.2.4.

Empfehlungen zur weiteren Diskussion

- Abbildung des CAPEX Anteils der Netzkosten um die 40% durch die Leistungskomponente – langfristig kann eine weitere Erhöhung Sinn machen, falls das Stromnetz von vielen Kunden nur mehr als Absicherung genutzt wird (Berücksichtigung von „Prosumern“). Diese Entwicklung ist aber in naher Zukunft noch nicht zu erwarten bzw. wird diese Thematik im Kapitel 3.8.3 näher behandelt.
- OE-Netze sieht eine Anhebung der Leistungskomponenten bis zu 70% als Ziel
- Überprüfung zur Einführung einer Mindestleistung bei der Leistungsverrechnung auf Basis der individuellen Jahreshöchstlast
- Einheitliche Anhebung der Pauschale für nicht gemessene Kunden; der Leistungsanteil an Netzkosten sollte hier bei einigen 10% liegen

3.2 Netzverlustentgelt (§ 53 EIWOG 2010)

Mit dem Netzverlustentgelt werden jene Kosten abgegolten, die dem Netzbetreiber für die transparente und diskriminierungsfreie Beschaffung von angemessenen Energiemengen zum Ausgleich physikalischer Netzverluste entstehen. Bei der Ermittlung angemessener Energiemengen sind Durchschnittsbetrachtungen zulässig. Das Entgelt wird arbeitsbezogen bemessen (§ 53 Abs. 1 und 2 EIWOG 2010) Dieses Entgelt ist von allen Entnehmern und Einspeisern mit einer Anschlussleistung größer 5 MW zu leisten. Die Abrechnung erfolgt rein arbeitsbezogen. Auch beim Netzverlustentgelt gibt es unterschiedliche Tariffhöhen je Netzebene und Netzbereich.

Mit dem Inkrafttreten der SNT-VO 2010 idF Novelle 2011 wurde von der Regulierungsbehörde ein Verfahren zur gemeinsamen Beschaffung von Netzverlustenergiemengen implementiert. Die Ermittlung der Netzverlustkosten erfolgt nach transparenten, nichtdiskriminierenden und marktorientierten Verfahren auf der Grundlage einer gemeinsamen Beschaffung der Netzverlustenergie (vgl. Art. 15 Abs. 6 der Richtlinie 2009/72/EG über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt). Der erzielte Netzverlustpreis (inklusive Nebenkosten) pro beschaffter Mengeneinheit wird den an der Beschaffung beteiligten Netzbetreibern über das Netzverlustentgelt zur Gänze abgedeckt. Zusätzlich können die bei einem gemeinsamen Einkauf resultierenden Synergien genutzt werden. Für die gemeinsame Beschaffung der Netzverlustenergie muss im Sinne der angestrebten Wirtschaftlichkeit der gemeinsamen Beschaffung der Anteil der zu beschaffenden Netzverlustenergie jedenfalls mehr als 60% der Gesamtnetzverluste gemäß der veröffentlichten Bilanz der elektrischen Energie in Österreich (öffentliches Netz) betragen⁴³. Die Austrian Power Grid AG übernimmt in ihrer Funktion als Regelzonenführerin in sämtlichen Regelzonen Österreichs die Verlustenergiebeschaffung. Sollte ein Netzbetreiber die Beschaffung dennoch selbst durchführen, so wird für diesen der niedrigere Wert (eigene Beschaffung im Vergleich zur gemeinsamen Beschaffung) als angemessener Netzverlustpreis herangezogen.

Die Höhe der Netzverluste im Verteilernetz kann nicht immer exakt gemessen werden, da dem Netzbetreiber nur die mengenmäßige Einspeisung und Abgabe bekannt ist. Wird die Differenz dieser beiden Größen gebildet, so sind in den Netzverlusten auch die

⁴³ Erläuterungen zur SNE-VO 2010, S. 13.

Fehlverrechnungen, Fehlablesungen, nicht verrechnete Anlagen, Fehler bei Schätzungen von pauschalieren Anlagen und andere kaufmännische Netzverluste enthalten.

Im Gegensatz zu den Kosten, die durch das Netznutzungsentgelt abgedeckt werden, entstehen Netzverluste auch in unmittelbarem Zusammenhang mit der Einspeisung von elektrischer Energie in bestehende Netzstrukturen. Das Netzverlustentgelt ist von daher auch von Einspeisern zu entrichten. In Anlehnung an das gemäß § 56 EIWOG 2010 verordnete Systemdienstleistungsentgelt werden auch bei der Verrechnung von Netzverlustentgelten nur Einspeiser mit einer Anschlussleistung von mehr als 5 MW herangezogen. Durch diesen Schwellenwert sollen hohe Verwaltungsaufwendungen für die Verrechnung des Entgelts an eine Vielzahl von Kleinsterzeugern vermeiden werden. Überdies entfällt dadurch für die überwiegende Anzahl an Anlagen zur Erzeugung elektrischer Energie aus erneuerbaren Energieträgern die Verpflichtung zur Leistung von Netzverlustentgelt (und Systemdienstleistungsentgelt). Sofern eine Pauschale für Überschusseinspeiser eingeführt wird, würden aber auch Überschusseinspeiser einen angemessenen Beitrag zur Netzverlustkostenabdeckung leisten. Zur Schwelle von 5 MW gelten sinngemäß die Ausführungen von Kapitel 3.7.

Für die Bemessung des Netzverlustentgelts ist jene Netzebene maßgeblich, in der sich die Messeinrichtung befindet, um auch jene Netzverlustkosten abzugelten, welche zwischen Eigentumsgrenze und Messeinrichtung entstehen. Dabei wird von Seiten der Energiewirtschaft oft kritisiert, dass diese implizite Gleichung $\text{Abgabemenge} \times \text{Entgeltdifferenz} = \text{Abweichende Verlustmenge} \times \text{Netzverlustpreis}$ keine exakte Berechnung darstelle, die von Fall zu Fall stark abweiche und so beim Netzkunden falsche Optimierungsanreize setzen könne. Dieser Kritik ist allerdings zu entgegnen, dass gerade der Wegfall des Netzverlustentgeltes einen falschen Anreiz setzen würde, da somit die tatsächlich anfallenden Netzverlustkosten zwischen Eigentumsgrenze und Messeinrichtung keiner Abgeltung mehr unterliegen würden.

Das Netzverlustentgelt ist gerade im Sinne der Verursachungsgerechtigkeit eine unverzichtbare Komponente und sollte unverändert beibehalten werden. Etwaigen Einwänden hinsichtlich der Darstellung und des Mehrwertes für den Netzkunden durch diese Komponente kann mit einer klareren Ausweisung auf der Netzrechnung abgeholfen werden.

Erwägungen Österreichs Energie - Sparte Netze

Das Consentec/Bogner Gutachten kommt zu der Schlussfolgerung, dass Einspeisungen nicht mit dem Netzverlustentgelt zu belasten seien. Das Netzverlustentgelt übt einen durch ökonomisch effiziente Anreizsetzung nicht begründbaren Einfluss auf die Standortwahl und die Einsatzweise von Erzeugungsanlagen im internationalen Wettbewerb aus. Die Höhe des Entgeltes hänge zudem von der Netzebene ab, ohne jedoch die jeweiligen Grenzkosten zu reflektieren. Daher ist das Netzverlustentgelt nicht als effizientes Preissignal zu bewerten. OE-Netz erscheint es somit folgerichtig, dieses Entgelt gänzlich abzuschaffen, da es bei rein verbrauchsseitiger Tragung problemlos in das Netznutzungsentgelt integriert werden kann. Hierdurch würde eine Vereinfachung der Netzentgeltsystematik erfolgen. Jedenfalls sollte die Frage, ob nur Entnehmer sondern auch Einspeiser an den Netzkosten zu beteiligen sind, nicht bestimmend für die Beibehaltung der Netzverlustentgelt-Komponente sein.

Weiters führt OE-Netze aus, dass das von der Behörde angeführte Argument, ein separates Netzverlustentgelt sei erforderlich um in Fällen, in denen Eigentumsgrenze und Messpunkt

nicht zusammenfallen, eine verursachungsgerechte Kostentragung herbeizuführen, als nicht stark genug dafür erscheine, um ein separates Entgelt aufrecht zu erhalten. In solchen Einzelfällen können auch andere, fallgerechte Lösungen gefunden werden, um die in diesem Zwischenbereich anfallenden Verluste abzugelten.

Schlussfolgerungen

Consentec/Bogner gehen davon aus, dass das Netzverlustentgelt gerade für Einspeiser negative Auswirkungen auf die Kraftwerksstandortwahl hätte bzw. heimische Einspeiser unter einem Wettbewerbsnachteil zu Nachbarländern zu leiden hätten. Der Verbund europäischer Elektrizitäts-Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) sieht dieses Problem allerdings weniger kritisch. In der Beantwortung zu einem Fragebogen für ACER's "Scoping towards potential harmonisation of electricity transmission tariff structures" Studie wird in ENTSO-E's Antwort darauf hingewiesen, es derzeit keine marktverzerrenden Effekte durch die aktuellen (landesspezifischen) Tarifsysteme gäbe. Hinsichtlich der Einspeiserkomponente (G-Komponente) wird lediglich darauf verwiesen, dass diese einen Einfluss auf die Merit Order haben könnte, aber dieser Einfluss auch sehr schwer abschätzbar wäre. Weiters könnte eine G-Komponente den Elektrizitätsbinnenmarkt beeinflussen und eine Harmonisierung notwendig machen. Derzeit überwiegen die Kosten einer Harmonisierung aber die Vorteile.⁴⁴

Eine Vereinfachung - zumindest für die Abrechnung der Entnehmer – würde sich allerdings ergeben, wenn das Netzverlustentgelt für diese Zahlergruppe bei der Rechnungslegung in das Netznutzungsentgelt integriert werden würde.

Empfehlungen zur weiteren Diskussion

- Keine Änderung beim Netzverlustentgelt

3.3 Anschlussentgelte: Netzbereitstellungs- und zutrittsentgelt (§ 54f EIWOG 2010)

Unter Anschlussentgelten werden in diesem Papier zwei unterschiedliche Entgeltkomponenten verstanden. Das Netzzutrittsentgelt wird gemäß § 54 EIWOG 2010 aufwandsorientiert verrechnet und soll alle angemessenen und mit marktüblichen Preisen bewerteten Aufwendungen der Netzbetreiber zur erstmaligen Herstellung eines Anschlusses an das öffentliche Netz oder die Abänderung eines Anschlusses in Höhe der vom Netzbenutzer beantragten Erhöhung der Anschlussleistung abdecken. Das heißt, dass jeder Netzbenutzer hat die Kosten für die erstmalige Herstellung eines Anschlusses an ein Netz bzw. bei der Abänderung eines Anschlusses infolge der Erhöhung der Anschlussleistung in Form des Netzzutrittsentgelts selbst zu tragen. Den technisch geeigneten Anschlusspunkt legt der Netzbetreiber unter Berücksichtigung der wirtschaftlichen Interessen des Netzkunden fest. Bei der Ausarbeitung des Anschlusskonzepts sind die technische Zweckmäßigkeit (insbesondere die Vermeidung von technischen Überkapazitäten und die Versorgungsqualität), die wirtschaftlichen Interessen aller Netzkunden (Verteilung von Netzkosten auf alle Netzkunden) und die Interessen des Netzkunden angemessen zu berücksichtigen. Darüber hinaus sind die gesetzlichen Anforderungen an den Netzbetreiber hinsichtlich Ausbau, Betrieb und Sicherheit seines Netzes zu beachten. Das

⁴⁴ CEPA 2015.

Netzzutrittsentgelt ist von allen Netzbenutzern, also von Einspeisern und Entnehmern gleichermaßen, zu entrichten. Auch gibt es hier keinerlei Ausnahmen für Einspeiser (wie z.B. beim Netzverlust- oder Systemdienstleistungsentgelt, welches nur für Produzenten mit einer Anschlussleistung größer 5 MW zur Verrechnung kommt).

Das Netzbereitstellungsentgelt wird gemäß § 55 EIWOG 2010 als einmalig zu leistende Pauschale für den bereits erfolgten sowie durch den Neuanschluss eventuell notwendigen Ausbau des Netzes verrechnet. Da sich das Netzbereitstellungsentgelt an den durchschnittlichen Ausbaurkosten für neue und für die Verstärkung von bestehenden Netzen zu orientieren hat (vgl. § 55 Abs. 3 EIWOG 2010), variieren die Entgelte pro Netzbereich um bis zu 40%. Diese Schwankungen lassen sich auf mehrere Faktoren zurückführen, z.B. strukturelle Gegebenheiten bzw. unterschiedliche Abgrenzungen zwischen Netzbereitstellung und Netzzutritt. In der Steiermark wurde beispielsweise erstmalig mit der SNT-VO 2006 idF Novelle 2009 ein Netzbereitstellungsentgelt verordnet. Die Einführung dieses Entgeltes in der Steiermark hatte eine wesentliche Reduktion der an die E-Control herangetragen Streitschlichtungsfälle zur Folge.

Obwohl Einspeiser das Netz ebenfalls in Anspruch nehmen, leisten sie über ein Netzbereitstellungsentgelt keinen Beitrag für die Bereitstellung des Netzes. Durch die vorhandenen Regelungen kommt es einerseits zur Ungleichbehandlung zwischen den beiden Netzbenutzergruppen Entnehmer und Einspeiser hinsichtlich der Entrichtung des Netzbereitstellungsentgelts und andererseits auch innerhalb der Benutzergruppen Entnehmer und Einspeiser, da diese erst ab dem Zeitpunkt von erforderlichen Netzausbaumaßnahmen, z.B. dem Austausch eines Trafos, ist ein Netzzutrittsentgelt zu bezahlen.

Gemäß den der SNE-VO 2012 idF Novelle 2015 zugrundeliegenden Daten werden ca. 7,7% der Netzkosten durch Anschlussentgelte getragen. Zwischen den einzelnen Netzbereichen bestehen erhebliche Unterschiede zur Aufteilung der Baukostenzuschüsse je Netzebene. Gemeinsam ist nur die Aufteilung zwischen Netzzutritts- und Netzbereitstellungsentgelt auf der Netzebene 7, in denen sich die vereinnahmten Baukostenzuschüsse relativ stabil entwickeln. Eine genaue Aufteilung in Netzzutritts- und Netzbereitstellungsentgelt ist ob der oft sprunghaften Entwicklung auf den höheren Netzebenen und der Unterscheide je Netzbereich nicht möglich über gesamt Österreich betrachtet entfallen etwa 60% auf Netzzutrittsentgelt und 40% auf Netzbereitstellungsentgelt (Abbildung 26).⁴⁵

⁴⁵ Österreichs Energie 2015.

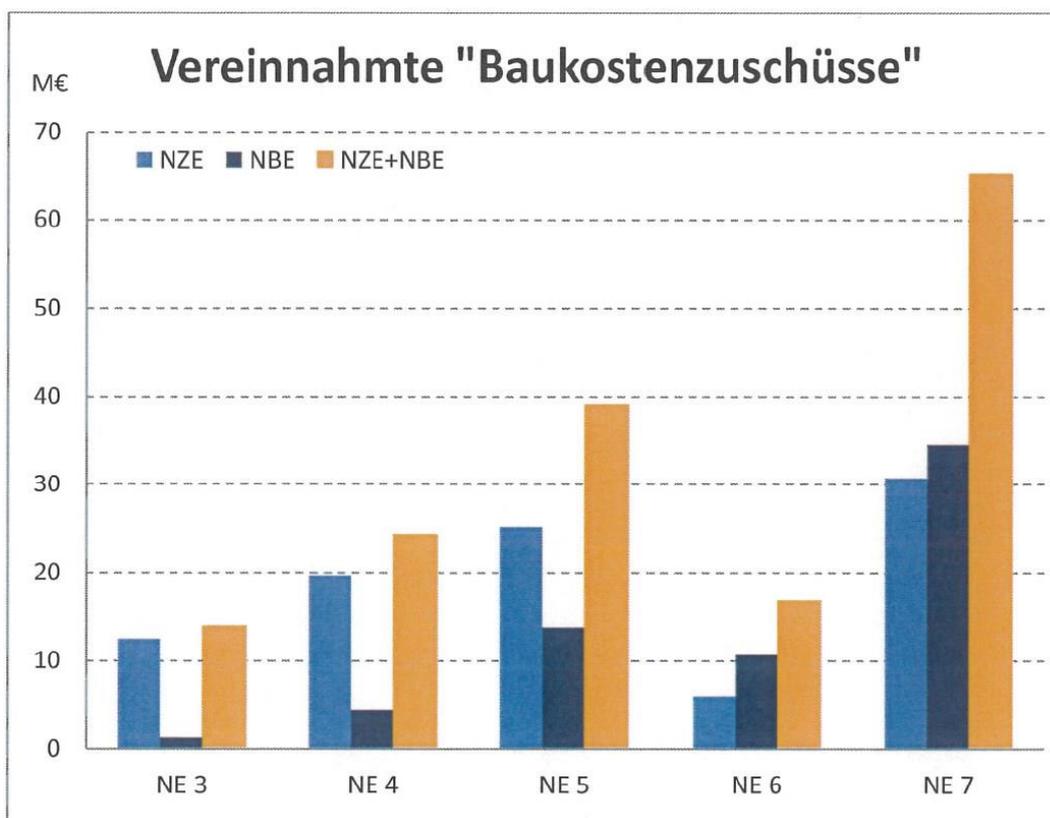


Abbildung 26: Vereinnahmte Baukostenzuschüsse für Österreich⁴⁶

3.3.1 Netzbereitstellungsentgelt

Aufgrund der angesprochenen Ungleichbehandlung der beiden Netzbenutzergruppen Entnehmer und Einspeiser hinsichtlich der Entrichtung des Netzbereitstellungsentgelts wird die Ausdehnung dieser Entgeltkomponente auf Einspeiser von mehreren Seiten diskutiert. Im Sinne der Verursachungsgerechtigkeit wäre dieser Schritt zu begrüßen, bedarf aber einer Novellierung des EIWOG 2010. Die praktische Realisierbarkeit dieser Maßnahme muss aufgrund des zu erwarteten Widerstandes aller Einspeiser stark angezweifelt werden.

Gemäß § 55 Abs. 3 EIWOG 2010 hat sich die Berechnung des Netzbereitstellungsentgelts „an den durchschnittlichen Ausbaukosten für neue und für die Verstärkung von bestehenden Übertragungs- und Verteilnetzen zu orientieren“. Das Netzbereitstellungsentgelt soll daher die Grenzkosten für ein zusätzliches kW Kapazität widerspiegeln. Eine Anpassung und gegebenenfalls Harmonisierung des Netzbereitstellungsentgelts ist allerdings schwer umzusetzen. Die Ermittlung von Annuitäten auf Basis der CAPEX eines Netzbereichs eignen sich hier nur bedingt, da die Reinvestition des gesamten Netzes auf Basis heutiger Werte ermittelt werden würde und für ein entsprechendes Netzbereitstellungsentgelt nur ein geringer Anteil heranzuziehen wäre – über die Höhe dieses Anteils können nur Annahmen getroffen werden.

⁴⁶ Österreichs Energie 2015.

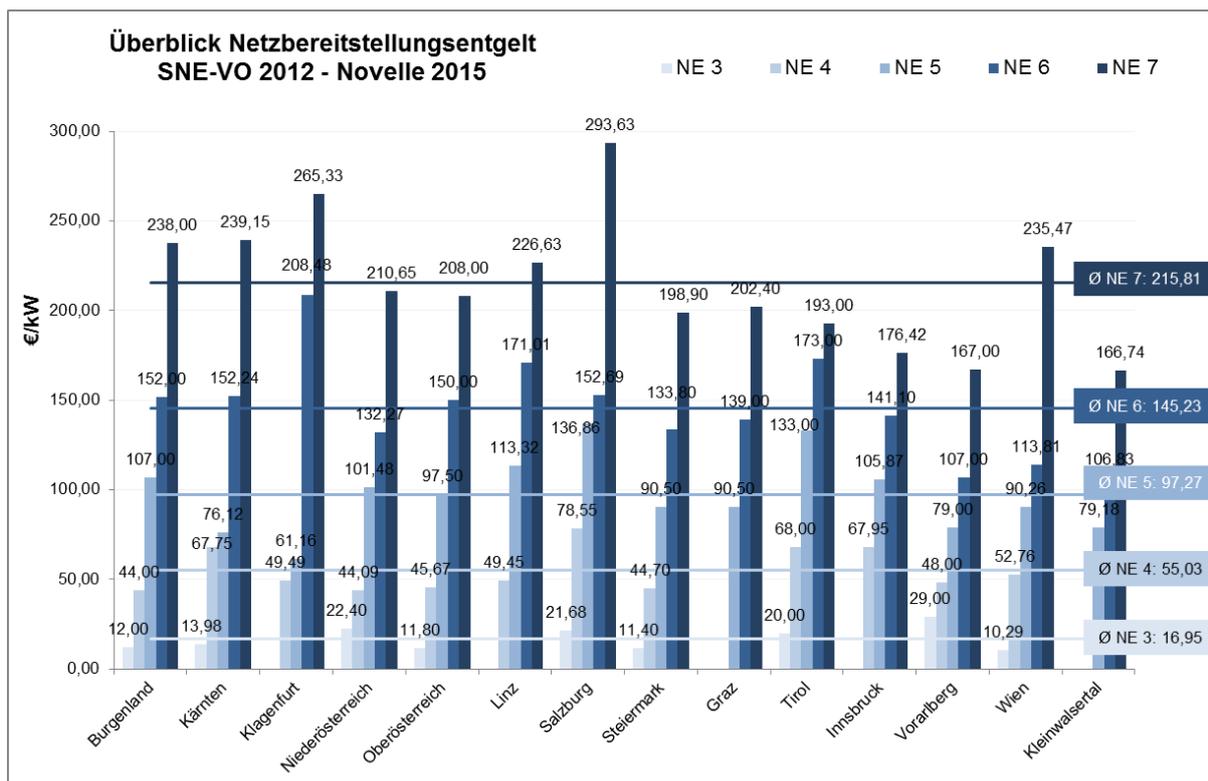


Abbildung 27: Überblick Netzbereitstellungsentgelte in Österreich⁴⁷

Auch hinsichtlich der Einführung von Smart Metern gibt es Argumente, die gegen ein Netzbereitstellungsentgelt sprechen (siehe dazu das Kapitel 3.8.2.1). Ob der geringen monetären Auswirkung des Netzbereitstellungsentgelts und der Unwahrscheinlichkeit einer Ausdehnung auf Einspeiser, erscheint eine komplette Abschaffung dieser Entgeltkomponente überlegenswert. Darüber hinaus deckt das Netzbereitstellungsentgelt auch Teile desselben Kostenblocks wie das Netznutzungsentgelt ab, nämlich die Kosten für den bereits erfolgten Ausbau.

Da Baukostenzuschüsse nur zu einem geringen Teil die zur Verfügungstellung des vorgelagerten Netzes abdecken wären die tariflichen Auswirkungen bei einer Abschaffung gering. Noch 20 Jahre nach dessen Abschaffung würde ein Teil aufgelöst werden und die tarifliche Auswirkung sich daher langsam einschleifen und erst dann voll bemerkbar werden (nominale Netznutzungsentgeltsteigerung um max. 3% nach 20 Jahren).

Sofern nur das Netzbereitstellungsentgelt abgeschafft werden würde und es zu keinen weiteren Änderungen bei den Anschlussentgelten kommt, wäre jedenfalls darauf zu achten, dass das Netzzutrittentgelt nicht fälschlicherweise als Ersatz für das Netzbereitstellungsentgelt missbraucht werden kann. In der Steiermark gab es vor Einführung des Netzbereitstellungsentgeltes dazu zahlreiche Streitschlichtungsfälle. Da jedoch von Seiten der E-Control schon jetzt laufende Überprüfungen der Verrechnungen von Netzzutrittentgelten angestellt werden (meist auf Beschwerde von Kunden), müsste auf diese Möglichkeit der Überprüfung bei einer Abschaffung eventuell verstärkt hingewiesen werden.

⁴⁷ E-Control.

Weiters stellt sich aus rechtlicher Sicht die Frage, ob es bei einer Abschaffung des Netzbereitstellungsentgeltes nicht zu einer Ungleichbehandlung zwischen Entnehmern kommen würde. Entnehmer, die nach einer Abschaffung des Netzbereitstellungsentgeltes einen Netzzugang bekommen, würden von den bereits geleisteten Beiträgen mitprofitieren. Auch ist die Frage zu prüfen, ob es dann noch zu einer Rückzahlung bei Kunden kommen soll, die ihre Anlagen stilllegen oder eine Leistungsminderung vornehmen. Derartige Fälle treten auch jetzt auch schon beim Netzzutrittsentgelt auf, da dieses Entgelt individuell und anlassbezogen zu entrichten ist und in seiner Auflösung als BKZ einem Entnehmerkollektiv gutgeschrieben wird.

Erwägungen Österreichs Energie - Sparte Netze

Die Argumente der Behörde, die für eine Abschaffung des Netzbereitstellungsentgeltes sprechen, werden aus Sicht der OE-Gutachter als nicht ausschlaggebend erachtet. Dass alle nicht unmittelbar mit einem Netzanschluss verbundenen Netzinfrasturkosten durch ein rein entnahmeseitiges Entgelt abgedeckt, sei als Grundsatzentscheidung zu sehen. Es bestünde aber durchaus die Möglichkeit, ein einspeiseseitiges Netzbereitstellungsentgelt bewusst einzuführen, um angesichts des empfohlenen Wegfalls des Netzverlustentgelts weiterhin ein einspeiseseitiges Entgelt vorzusehen. Die Gutachter sehen gerade bei einem solchen Abtausch von zwei Entgelten keine Schwierigkeiten bei der Akzeptanz eines solchen Entgelts, zumal dieses anders als das Netzverlustentgelt nur einmalig zu zahlen wäre und keinen Einfluss auf Kraftwerkseinsatzentscheidungen hätte.

Hinsichtlich der starken Streuung der Entgelthöhe sei zu erwähnen, dass hier ähnliche Struktureinflüsse eine Rolle spielen wie bei den Netzkosten insgesamt. Soweit die Entgeltunterschiede nicht strukturell oder durch andere externe Einflüsse erklärbar sind, könnte aber auch eine Annäherung erreicht werden, indem Vorgaben für die Berechnungsweise des Netzbereitstellungsentgelts eingeführt werden, z. B. durch prozentuale Kopplung an den Leistungspreis des Netznutzungsentgelts.

Als wesentlicher Grund für die Beibehaltung des Netzbereitstellungsentgelts wird jedoch gesehen, dass es sich um das einzige Entgelt mit Bezug auf die vertragliche Leistung und nicht nur auf die tatsächlich beanspruchte Leistung und Arbeit handelt. Ein solches an die vertragliche Leistung gebundene Entgelt wäre aus Sicht der Verursachungsgerechtigkeit, wie auch bei Berücksichtigung der Anreize für Netzkunden zur Reduktion der Leistungsanforderungen bei der Beantragung eines Netzanschlusses zu begrüßen. Die teilweise Rückzahlbarkeit des Netzbereitstellungsentgelts bei Kapazitätsrückgang sowie dessen örtliche Übertragbarkeit sollten aus Gründen der Verursachungsgerechtigkeit wie auch der Praktikabilität abgeschafft werden. Im Hinblick auf Kunden mit Smart Meter sieht auch OE-Netze Potenzial für eine Vereinfachung durch eine Pauschalregelung.

3.3.2 Netzzutrittsentgelt

Bei der Errichtung des Netzzugangs kommt es aufgrund des Kostenverursachungsprinzips bei Netzbenutzern zu unterschiedlich hohen Aufwendungen bei (bei in etwa gleichen Anschlussleistungen), da der Aufwand von der Lage der technisch geeigneten Anschlusspunkte und den konkreten Kosten der Anschlussanlage abhängt.

Jener Netzbenutzer, der durch seinen Netzzugang eine Errichtung oder Verstärkung einer Anschlussanlage auslöst, hat auch alleinig deren Aufwendungen zu bezahlen. Man stelle sich folgendes sehr vereinfachtes und plakatives Beispiel vor: Bei noch verfügbaren

Netzkapazitäten von 13 kW in einem Ausläufer des Netzes wollen vier Haushalte jeweils eine 4 kW PV-Anlage installieren. Die ersten drei (nach dem Eingang des Anschlussantrages beim Netzbetreiber gereihten) Einspeiser entrichten nur das Netzzugangsentgelt entsprechend der erstmaligen Herstellung des Anschlusses der Anlage an den Netzausläufer und brauchen für das vorhandene von anderen bereits errichtete und bezahlte Netz keine anteiligen Kosten bezahlen. Jede Erzeugungsanlage im Netz verursacht Spannungserhöhungen. Aufgrund der maximal zulässigen Spannungserhöhung können zusätzliche Erzeugungsanlagen (in diesem Fall des vierten Anschlusswerbers) an das bestehende Netz in unmittelbarer Nähe zur Kundenanlage (zB an einen bereits vorhandenen Kabelverteilschrank) nicht mehr angeschlossen werden. Da aufgrund der Spannungshubberechnung für den vierten Benutzer im vorhandenen Netzausläufer nicht ausreichend Übertragungskapazität vorhanden ist, muss der Netzbetreiber den technisch geeigneten Anschlusspunkt an eine Stelle im Netz legen, an der die erforderliche Kapazität vorhanden ist, dh der maximal zulässige Spannungshub nicht überschritten wird. Der vierte Anschlusswerber muss die Errichtung der für ihn bestimmten Anschlussanlage bis zum für ihn festgelegten technisch geeigneten Anschlusspunkt zahlen. Er trägt daher im Regelfall wesentlich höhere Kosten als die drei anderen Einspeiser, die vor ihm gereiht waren. In vielen Fällen kann die Errichtung einer eigenen Anschlussanlage durch eine Netzverstärkung des vorhandenen Netzes zwischen technisch geeignetem Anschlusspunkt und Eigentumsgrenze vermieden werden. Zumeist ist dies technisch weniger aufwändig und kostengünstiger (zB Verstärkung einer bestehenden Leitung, Tausch des Umspanners in einer bereits vorhandenen Transformatorstation etc). Die Kosten dafür sind als „gemeinsame Anschlussanlage“ vom Kunden zu bezahlen. Angesichts dessen, dass sich der Kunde dadurch eine wesentlich teurere Anschlussanlage (oder eine teure Privatleitung) erspart, ist dies als „gelinderes Mittel“ anzusehen. Es handelt sich bei den Kosten für diese gemeinsame Anschlussanlage um individuell zurechenbare Kosten, die über das Netzzutrittsentgelt abzurechnen sind.

Werden innerhalb von 10 Jahren weitere Kunden über die vom vierten Kunden finanzierte gemeinsame Anschlussanlage angeschlossen, müssen sich die Kunden an der gemeinsamen Anschlussanlage beteiligen und der Netzbetreiber nimmt eine Neuaufteilung der Kosten vor. Der vierte Benutzer erhält in diesem Fall vom Netzbetreiber eine Refundierung.

Um die oben angesprochene Problematik zu entschärfen, sollte die Möglichkeit der Ausweitung des Netzzutrittsentgeltes um einen pauschalierten Anteil in Betracht gezogen werden. Dabei wäre zusätzlich zu den tatsächlichen Kosten für den Netzzutritt ein gesondertes pauschaliertes Entgelt⁴⁸ pro Anschlussleistung zu entrichten. Dieser pauschalierte Anteil soll die Kosten für allgemeine kapazitätserweiternde Maßnahmen abdecken und so zu einer verursachungsgerechteren Zuteilung der Kosten auf alle Netzbenutzer führen. Die bereits ausgeführte Problematik jenes Netzkunden, der den weiteren Netzausbau verursacht, wird mit der Einführung eines pauschalen Anteils abgeschwächt, da diese Einnahmen eben den weiteren Ausbau mitfinanzieren. Vom Konzept des technisch geeigneten Anschlusspunktes wird durch die Neugestaltung des Netzzutrittsentgeltes nicht abgegangen.

⁴⁸ Anmerkung: Mit dem derzeit in einigen Netzbereichen schon pauschal verrechneten Netzzutrittsentgelten wäre dieser, neue pauschalierte Anteil nicht zu vergleichen. Dieser Anteil würde additiv zum aufwandsorientiert verrechneten Anteil dazugerechnet werden.

Dieses erweiterte Netzzutrittsentgelt würde bei einer wesentlichen Änderung (z.B. von reinem Verbrauch zu Einspeisung) und bei der Errichtung eines Anschlusses anfallen. Neben der aufwandorientierten Verrechnung für die erstmalige Herstellung eines Anschlusses oder für die Abänderung eines Anschlusses durch Erhöhung der Anschlussleistung, würde das Entgelt eben diesen zusätzlichen pauschalen Anteil für die Verstärkung von bestehenden Übertragungs- und Verteilnetzen enthalten. Die genaue Höhe dieses pauschalen Anteils müsste sich an den erwarteten durchschnittlichen Verstärkungsinvestitionen (bzw. Smarte Lösungen) zur Ermöglichung der Einspeisung orientieren. Bei nachträglich neu dazukommenden weiteren Netzbenutzern, die die kapazitätserweiternde Maßnahme in Anspruch nehmen, müsste eine Aufrollung bzw. Neuallokation der nicht pauschaliert abgegoltenen Kosten unter den Benutzern erfolgen. Der zusätzliche pauschalierte Anteil kann teilweise als Ersatz und Erweiterung für das entfallene Netzbereitstellungsentgelt und somit für den notwendigen Ausbau des Netzes gesehen werden. Auch würde die errechnete Netznutzungsentgeltsteigerung um max. 3% nach 20 Jahren durch Wegfall des Netzbereitstellungsentgelts deutlich geringer ausfallen.

Auch Einspeiser hätten diesen zusätzlichen pauschalen Anteil des erweiterten Netzzutrittsentgelts zu entrichten. Dies würde einen wesentlichen Beitrag zu einer verursachungsgerechten Netzkostentragung leisten. Die Entrichtung eines Einmalbetrages hat auch keine negativen Auswirkungen auf die Fahrweise der Kraftwerke. Eine G-Komponente als Arbeitspreis würde dazu führen, dass Kraftwerke generell weniger oft anfahren würden wohingegen ein Leistungspreis oder jährliche Pauschalen zu einer Benachteiligung von Kraftwerken mit wenig Vollaststunden führen würde

Für das Netzbereitstellungsentgelt wurden in den letzten Jahren zahlreiche Judikate verkündet. Diese bestehenden Vorgaben wären bei der Weiterentwicklung des Netzzutrittsentgeltes um einen pauschalierten Anteil auf jeden Fall zu berücksichtigen und sinngemäß für diesen anzuwenden.

Von einer Harmonisierung und generellen Pauschalierung des gesamten Netzzutrittsentgelts ist aber auf jeden Fall abzusehen, würde dies doch zu einer Quersubventionierung zwischen allen neuen Netzbenutzern, abgesehen von den tatsächlichen Aufwendungen, führen und somit zu einer Ungleichbehandlung im Sinne des § 51 Abs. 1 EIWOG 2010, wobei jetzt schon der Netzbetreiber eine Pauschalierung für vergleichbare Netzbenutzer einer Netzebene vorsehen kann.

Erwägungen Österreichs Energie - Sparte Netze

Obwohl sich das Consentec/Bogner Gutachten für die Beibehaltung des Netzbereitstellungsentgelts, ggf. durch Ausdehnung auf Einspeiser, und Entfall der Rückzahlbarkeit und örtlichen Übertragung ausspricht, vertritt hier OE-Netze die Meinung, dass die von ECA vorgeschlagene Änderung beim Netzzutrittsentgelt dennoch diskussionswürdig erscheint. Hier gelte aber die Prämisse, dass die Pauschalkomponente im Netzzutrittsentgelt von Art und Umfang etwa dem bestehenden Netzbereitstellungsentgelt entspricht, Rückzahlverpflichtung und örtliche Übertragbarkeit aber entfallen.

Schlussfolgerungen

Die Überlegungen der E-Control zum Netzbereitstellungsentgelt sind zusammen mit jenen zum Netzzutrittsentgelt zu lesen. Die Position von OE-Netz zur Beibehaltung des

Netzbereitstellungsentgeltes ist hier gegensätzlich, allerdings wird der Ansatz der E-Control als diskussionswürdig erachtet und nicht von vornherein ausgeschlossen.

Empfehlungen zur weiteren Diskussion

- Abschaffung des Netzbereitstellungsentgeltes
- Erweiterung des Netzzutrittsentgelt um einen einmaligen pauschalen Anteil für allgemeine kapazitätserweiternde Maßnahmen
- Bestehende Judikatur zu den Anschlussentgelten bei Gestaltung des neuen Netzzutrittsentgeltes und des pauschalen Anteils ist zu berücksichtigen
- Der pauschale Anteil ist nach der zu erwartenden Kapazität des Netzbenutzers auszurichten
- Die tatsächlichen Kosten für den Netzzutritt sind weiterhin aufwandsorientiert direkt dem Benutzer zu verrechnen
- Aufrollung bzw. Neuallokation der nicht pauschaliert abgegoltenen Kosten unter neu dazugekommen Benutzern

3.4 Messentgelt

Durch das vom Netzbenutzer zu entrichtende Entgelt für Messleistungen gemäß § 57 EIWOG 2010, werden dem Netzbetreiber jene direkt zuordenbaren Kosten abgegolten, die mit der Errichtung und dem Betrieb von Zähleinrichtungen einschließlich notwendiger Wandler, der Eichung und der Datenauslesung verbunden sind.

Das Messentgelt wird als Höchstpreis verordnet und ist regelmäßig und grundsätzlich aufwandsorientiert zu verrechnen. Soweit Messeinrichtungen von den Netzbenutzern selbst zur Verfügung gestellt werden, ist es entsprechend zu vermindern. In der Praxis erfolgt weder auf den Niederspannungs-, noch auf den Hochspannungsebenen⁴⁹ eine Zählerbereitstellung durch Netzbenutzer. Seit der SNT-VO 2006 idF Novelle 2009 ist festgelegt, dass sobald ein intelligentes Messgerät eine in der Verordnung genannte Messleistung ersetzt, das jeweils verordnete Entgelt der ersetzten Messleistung zur Anwendung kommt. Insgesamt werde pro Jahr rund 172 Mio. Euro Messentgelt an Einspeiser und Entnehmer verrechnet, wobei rund 161 Mio. Euro auf der Netzebene 7 anfallen.

		Mio. EUR/a
Haushalte		124,2
Kleines Gewerbe	NE 7 nicht gemessen	21,2
Landwirtschaft		5,5
Sonstiges		0,8
NE 7 unterbrechbar		7,8
NE 7 gemessen		1,6

Abbildung 28: Aufteilung Messentgelt auf NE 7⁵⁰

⁴⁹ Im Hochspannungsbereich werden höchstens Wandler vom Netzbenutzer selbst bereitgestellt. (Österreichs Energie 2015)

⁵⁰ E-Control.

Um eine Vereinfachung der Netzentgeltstruktur zu erreichen, ist ein Wegfall der Komponente Messentgelt anzudenken. Dabei würden die Kosten der Messung in die Gesamtkosten integriert werden und über das Netznutzungsentgelt eingehoben werden.

Messkosten lassen sich größtenteils den CAPEX zuordnen und werden bisher auch als fixer Entgeltbestandteil verrechnet. Bei einem Wegfall müsste daher der entsprechende Kostenblock weiterhin über den Leistungspreis (oder die Pauschale) abgedeckt werden.

Da das Messentgelt derzeit von allen Netzbenutzern zu leisten ist, dh von Einspeisern und Entnehmern, ist bei einer Integration der Messentgelte in das Netznutzungsentgelt davon auszugehen, dass Einspeiser keinen Anteil an der Messung zu leisten haben, da das Netznutzungsentgelt derzeit von Einspeisern nicht zu bezahlen ist. Ausnahme hierbei bilden die Überschusseinspeiser mit Zählern in beide Richtungen, die aufgrund ihrer Entnahme aus dem Netz ein Netznutzungsentgelt zahlen. Hochrechnungen zeigen eine Verschiebung der Kostentragung von rund 5 bis 6 Mio. Euro von den Einspeisern zu den Entnehmern, sofern die Kosten über das Netznutzungsentgelt abgedeckt werden.

Die Hochrechnung wurde einerseits auf Basis der gemeldeten Zählpunkte, andererseits auf Basis der gemeldeten Anlagen durchgeführt. In Summe handelt es sich um 59.959 Erzeugungsanlagen bzw. um 59.543 Zählpunkte, wobei der Großteil Erzeugungsanlagen (PV-Anlagen) auf der Netzebene 7 sind. Anhand der Zuordnung der erforderlichen Messeinrichtungen je Netzebene und der verordneten Höchstpreise, konnte eine Kostenabschätzung durchgeführt werden.

Bei einem Wegfall der Messentgelte sind für die benötigten Eigenbedarfsanlagen von Volleinspeisern (da sie für den Eigenbedarf Entnehmer sind) anteilig die Messkosten zu leisten. Um keine Ungleichbehandlung zwischen Entnehmern und Einspeisern zu schaffen, könnten Volleinspeiser verpflichtet werden die Zähler selbst bereitzustellen. Die Bereitstellung von Messeinrichtungen durch den Netzbenutzer ist unüblich,⁵¹ obwohl die Möglichkeit in § 10 Abs. 4 SNE-VO 2012 vorgesehen ist. Auf Wunsch könnte künftig der Einspeiser den Zähler beim Netzbetreiber mieten, wofür ein entsprechendes Entgelt festzulegen wäre. Allerdings wird dieses Entgelt nicht oft zur Anwendung kommen, da Einspeiser ohnehin einen geringen Netzbezug aufweisen und hier ein Zählpunkt vorhanden wäre. Einspeiser mit einer reinen Bezugsleitung für die Einspeisung sind darüber hinaus wohl als absolute Ausnahme zu sehen. Für Überschusseinspeiser würde diese Verpflichtung ebenso entfallen, da für die Entnahme ohnehin ein Zähler, der in beide Richtungen misst, vorhanden ist. Aufgrund der untergeordneten Bedeutung des Messentgeltes für vom Netzbetreiber gemietete Einspeisezählpunkte könnte dieses im Zuge der „sonstigen Entgelte“ bestimmt werden.

Erwägungen Österreichs Energie - Sparte Netze

OE-Netz kommt auch zu der Empfehlung, das Messentgelt abzuschaffen und in das Netznutzungsentgelt – vorzugsweise in die Leistungs- bzw. Grundpreise – einzubeziehen. Für den angeführten Ausnahmefall von Einspeisern, die einen separaten Zähler für die Einspeisung benötigen, wird von OE-Netze angemerkt, dass Überschusseinspeiser den Messpreis für die Bezugsrichtung zu bezahlen haben sowie dass auch bei Volleinspeisern

⁵¹ Österreichs Energie 2015.

ebenfalls immer ein Strombezug für den Eigenbedarf besteht und somit ebenfalls die Verrechnung des Messpreises für den Strombezug erfolgt.

Schlussfolgerungen

Bei der Integration des Messentgeltes in das Netznutzungsentgelts würde es zu einer Verschiebung der Kostentragung dieser Entgeltkomponente zu den Entnehmern kommen. Diesem Einwand entgegnet OE-Netz, dass Einspeiser (Voll- sowie auch Überschusseinspeiser) für den Eigenbedarf ohnehin Netzentgelte zu leisten hätten und daher an der Kostentragung beteiligt werden.

Empfehlungen zur weiteren Diskussion

- Diskussion zur Integration des Messentgeltes in das Netznutzungsentgelt
- Eventuell Integration in die Arbeits- oder Leistungskomponente des Netznutzungsentgelts
- Ein Wegfall des Messentgeltes bedeutet eine Vereinfachung der Netzrechnung
- Einspeiser mit reinen Bezugsleitungen für die Einspeisung müssen Zähler selbst bereitstellen oder ein Entgelt für einen vom Netzbetreiber gemieteten Zähler zahlen
- In diesen seltenen Fällen könnte die Zählermiete als sonstiges Entgelt verordnet werden

3.5 Systemdienstleistungsentgelt

Derzeit werden gem. § 69 Abs. 1 EIWOG 2010 78% der Kosten für Sekundärregelung von Einspeisern über das Systemdienstleistungsentgelt (SDL) getragen. Der Rest wird über die Verrechnung der Ausgleichsenergie aufgebracht. Das Entgelt für SDL ist arbeitsbezogen zu bestimmen und ist nur von Einspeisern, einschließlich Kraftwerksparks, mit einer Anschlussleistung von mehr als fünf MW regelmäßig zu entrichten. Das SDL ist aufgrund von gestiegenen Kosten bei der Beschaffung der Regelreserve sowie der Aufrollung von Mindererlösen aus der Vergangenheit in den letzten Jahren signifikant gestiegen.

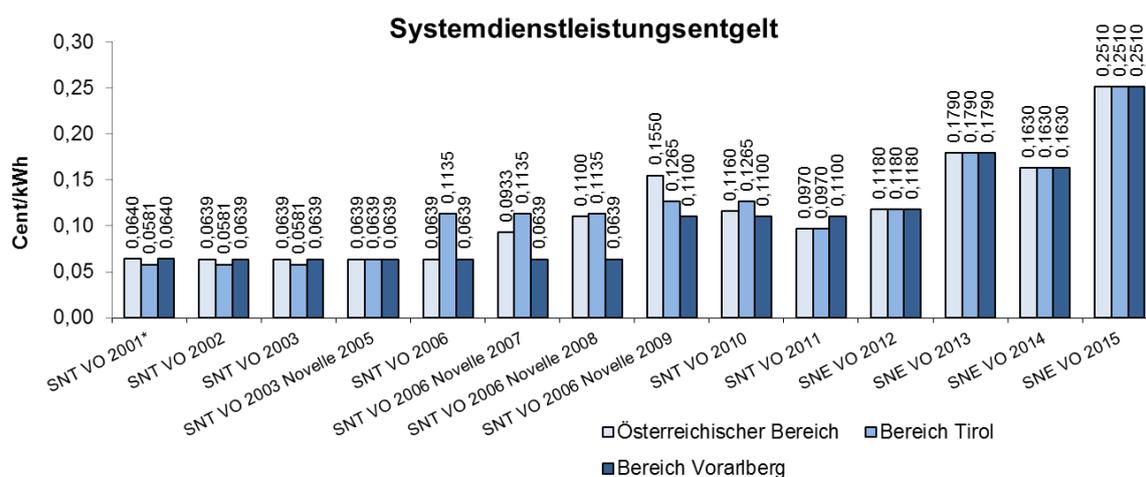


Abbildung 29: Entwicklung Systemdienstleistungsentgelt von 2001 bis 2015⁵²

⁵² E-Control.

Die 78/22 Regelung ist umstritten bzw. wird eine stärkere Belastung der Bilanzgruppen gefordert, da diese durch bilanzgruppeninterne Unausgeglichenheit den Abruf von Regelreserve verursachen. Eine Erhöhung ihres Beitrags an der Regelreserve böte einen Anreiz für Bilanzgruppen möglichst ausgeglichen zu sein. Des Weiteren wird auch die Ausdehnung des Systemdienstleistungsentgelts auf Einspeiser unter 5 MW diskutiert, da die bilanzielle Unausgeglichenheit auch sie betrifft.

Gegen eine Änderung der bestehenden Regelungen sprechen aber mehrere Gründe: Im Clearing wird die Ausgleichsenergie pro Bilanzgruppe unter Einbeziehung der vorab abgegebenen Fahrpläne inkl. Stromhandel und den gemessenen tatsächlichen Erzeugungsbzw. Verbrauchswerten bestimmt. Im Allgemeinen gilt: Umso höher die Unausgeglichenheit ist, desto höher sind die Kosten. Dies hängt aber auch von der Höhe und der Richtung der Abweichung der Regelzone ab und betrifft auch geförderte erneuerbare Anlagen, deren überwiegend volatile Produktion, vor allem Wind, von der OeMAG den Stromlieferanten zugeteilt wird. Eine Änderung der 78/22 Regelung zu Lasten der Ausgleichsenergie und einer Verschiebung der Kosten für Sekundärregelung auf alle Netzbenutzer sollte mit einer Analyse der Kostenaufteilung auf Verursachungsgerechtigkeit und systemdienlichen Anreizen unter Betrachtung des gesamten Ausgleichsenergiesystems und unter Berücksichtigung des Network Codes Electricity Balancing einhergehen.

Eine Ausdehnung des Systemdienstleistungsentgelts auf Einspeiser unter 5 MW ist derzeit nicht zu empfehlen. Diese Änderung würde vor allem Einspeiser, welche auf Basis von fester Biomasse Elektrizität⁵³ erzeugen, betreffen. Aber auch Photovoltaik (PV), Kleinwasserkraft, Biogas oder flüssige Biomasse würden betroffen sein. Die Einnahmen wären im Gegenzug nicht sehr hoch, wie in Abbildung 30 dargestellt. Für PV-Anlagen würde, je nachdem ob Überschuss- oder Volleinspeisung, eine jährliche Mehrbelastung von 3 bis 9 Euro anfallen.

	Anzahl	Eingespeiste MWh	SDL in Cent/kWh	0,0251
Wasserkraft bis 5 MW	2.265,00	1.337.000,00	335,6	TEUR
PV bis 5 MW	52.900,00	259.439,48	65,1	TEUR

Abbildung 30: Ausdehnung SDL auf Einspeiser < 5 MW am Beispiel Kleinwasserkraft⁵⁴

Allerdings wäre die Grenze von 5 MW selbst einer Evaluierung zu unterwerfen. Gerade für viele Kleinanlagen ist die bestehende Regelung sinnvoll. Die Möglichkeit der Ausweitung dieser Entgeltkomponente auf alle Einspeiser könnte aber anlassbezogen gegeben sein, wenn ein wesentlicher Anteil an der Lastspitze des Netzes durch Einspeiser unter 5 MW verursacht wird.

Erwägungen Österreichs Energie - Sparte Netze

Das Consentec/Bogner Gutachten kommt zu einer ähnlichen Einschätzung wie die Behörde und sieht keinen akuten Änderungsbedarf beim SDL. Allerdings wird deutlicher die Auffassung vertreten, dass der über dieses Entgelt von den Einspeisern getragene Kostenanteil von 78% überhöht erscheint. Die von ECA angeregte Evaluierung würde seitens der OE-Netze daher begrüßt. Selbstverständlich wären dabei, wie auch von ECA

⁵³ Mengenmäßig größte Einspeiser < 5 MW.

⁵⁴ E-Control.

hervorgehoben, das Ausgleichsenergiesystem und seine Anreizwirkungen wie auch einschlägige Rahmenvorgaben etwa durch Network Codes ganzheitlich zu berücksichtigen.

Schlussfolgerung

E-Control und OE-Netz sind sich hinsichtlich der Sinnhaftigkeit dieser Entgeltkomponente einig. OE-Netz geht allerdings von einer zu starken Belastung der Einspeiser aus und wünscht daher eine Verschiebung der Kosten für Sekundärregelung auf alle Netzbenutzer.

Empfehlungen zur weiteren Diskussion

- Akut ist keine Änderung beim Systemdienstleistungsentgelt bezüglich Beteiligung Einspeiser < 5 MW erforderlich
- Laufende Evaluierung der Komponente sollte allerdings erfolgen (bei Anstieg der dezentralen Einspeiser; Überprüfung ob die De-minimis Regel noch zeitgemäß ist)
- Analyse der Kostenaufteilung auf Verursachungsgerechtigkeit und systemdienliche Anreize mit Betrachtung des gesamten Ausgleichsenergiesystems und unter Berücksichtigung des Network Codes Electricity Balancing

3.6 Netznutzungsentgelt für Pumpspeicherkraftwerke und Regelreserve

3.6.1 Netznutzungsentgelt für Pumpspeicherkraftwerke

Mit der SNT-VO 2006 idF Novelle 2009 wurde die Befreiung von Pumpspeicherkraftwerken von der Leistung des Netznutzungsentgelts beseitigt, was mit der veränderten Situation am Strommarkt begründet wurde. Die Erläuterungen zur SNT-VO 2006 idF Novelle 2009 führten aus, dass die „signifikanten österreichischen Speicher- und Pumpstromkapazitäten [...] bei weitem nicht ausschließlich zur Verfügungstellung von Regelleistung in den österreichischen Regelzonen eingesetzt, vielmehr wird der Betrieb in großem Maß marktpreisgetrieben optimiert. Vor der Liberalisierung dienten die Pumpspeicherkraftwerke (PSKWs) vornehmlich der Netzstützung. Mittlerweile werden diese Kraftwerke im überwiegenden Ausmaß marktorientiert betrieben.“⁵⁵ Aufgrund dieser und weiterer Argumente (zB wird im Pumpbetrieb aufgrund technischer Wirkungsgrade mehr Strom verbraucht als mit der gepumpten Wassermenge zu einem anderen Zeitpunkt erzeugt werden kann, der Einsatz von Pumpen spielt bei der technischen Dimensionierung des Netzausbaus maßgeblich mit und diese Kosten sind kostenverursachungsgerecht zu berücksichtigen) war eine Befreiung von der Entrichtung von Netznutzungsentgelten für PSKWs nicht mehr zu rechtfertigen. Hinsichtlich der Frage, ob PSKWs Endverbraucher im Sinne des § 7 Z 12 EIWOG 2010 sind, führen die Erläuterungen zur SNE-VO 2012 aus, dass allein durch „die Inanspruchnahme von Elektrizität aus dem Netz für das Hochpumpen des Wassers vom unteren in das obere Becken des Pumpspeicherkraftwerks ein Endverbrauch begründet wird. Dass das Pumpspeicherkraftwerk dann wieder Strom ins Netz abgibt, steht dem nicht entgegen, verbraucht doch der Pumpvorgang zunächst die entnommene elektrische Energie. Der Vorgang der Energiegewinnung durch Ablassung des Wassers aus dem oberen Becken ist davon getrennt zu sehen. Dies zeigt § 53 Abs. 1 EIWOG 2010, wonach das Netzverlustentgelt von Entnehmern und Einspeisern zu entrichten ist. Die Betreiber der Pumpspeicherkraftwerke entnehmen Strom aus dem Netz und veräußern den von ihnen

⁵⁵ Erläuterungen zur SNE-VO 2006 idF Novelle 2009, S. 6.

eingespeisten Strom wieder. Insoweit nutzen sie das Netz, indem sie aus diesem Strom beziehen, den sie für eigene Zwecke verwenden. Damit sind sie Endverbraucher im Sinn des § 7 Z 12 EIWOG 2010.⁵⁶ Dieser Sichtweise schloss sich auch der Verfassungsgerichtshof in seinem Erkenntnis VfSlg. 19.740/2013 an und kam zu der Auffassung, dass Pumpspeicherkraftwerken — wie Kraftwerken als solchen — die Stellung eines Erzeugers und damit eines Einspeisers im Sinne des §7 Abs.1 Z10 EIWOG 2010 zukommt. Das schließt aber nicht aus, dass Pumpspeicherkraftwerke (auch) als Endverbraucher und damit Entnehmer im Sinne des § 4 Abs. 1 Z12 iVm 14 EIWOG 2010 einzuordnen sind. Auf den Verwendungszweck, wofür also der "Endverbraucher" die Elektrizität bezieht, kommt es nach den Regelungen des EIWOG 2010 nicht an. Dass Pumpspeicherkraftwerke Elektrizität beziehen, um diese für die Erzeugung von Elektrizität zu nutzen (also für einen Produktions- oder Umwandlungsprozess zu verwenden), ändert also nichts an dem Umstand, dass sie Elektrizität für ihren Eigenverbrauch im Sinne des § 7 Abs. 1 Z12 EIWOG 2010 beziehen. Auch dass Pumpspeicherkraftwerken eine wesentliche Funktion im Gesamtsystem, insbesondere zur Abdeckung des Regelleistungsbedarfs (auch angesichts steigender Elektrizitätserzeugung aus Windkraft) zukommt, ändert nichts an ihrer Einordnung als Entnehmer im Sinne des § 52 Abs. 1 Satz 3 iVm § 7 Abs. 1 Z14 iVm Z 12 EIWOG 2010“.

3.6.2 Netznutzungsentgelt für Regelreserve

Die Einführung des Netznutzungsentgelts für negative Regelreserve mit der SNE-VO 2012 idF Novelle 2014 diente vorrangig der Kostensenkung bei der Beschaffung der Sekundärregelung. Mit der Novelle 2015 wurde das begünstigte Netznutzungsentgelt auf die Netzebenen 4 bis 6 ausgedehnt, was zusätzliche Anbieter auf den Regelenergiemarkt bringen soll. Längerfristig ist eine Ausdehnung bis auf die Netzebene 7 angedacht. Derzeit besteht aber aufgrund der fehlenden Leistungsmessung weder Bedarf noch gibt es derzeit Marktteilnehmer, die eine Ausdehnung auf Netzebene 7 fordern.

Weiters wurde mit der – gleichzeitig mit Strom in Kraft tretenden – Gas-Systemnutzungsentgelte Verordnung 2013 – Novelle 2015 erstmals ein vermindertes Entgelt für Gasendverbraucher, welche am Strom-Regelreservemarkt teilnehmen, verordnet. Dieses Entgelt soll Gasverbraucher dazu motivieren, Regelreserve anzubieten und somit die Liquidität der Strom-Regelreservemärkte erhöhen.

Obwohl die Einführung und in den Folgejahren die durchgeführte Ausdehnung des Netznutzungsentgelts für Regelreserve größtenteils befürwortet wurde, gibt es auch kritische Stimmen. Ursache für die Kritik sind die Details bei der Abrechnung des Entgeltes und der dafür erforderliche Aufwand. In Erläuterungen der SNE-VO 2012 idF Novelle 2014, 2015 und 2016 sowie den gültigen Marktregeln wurde auf auf Kritikpunkte näher eingegangen bzw. wurden sie gewürdigt. Kritisch wird ebenso angemerkt, dass das Regelenergieentgelt möglicherweise zu Verzerrungen im Energiemarkt führt, da unterschiedliche Entlastungsbeträge je Netzebene und Netzbereich aufgrund der Uniformität des Entgeltes erzielt werden. Dem ist entgegenzuhalten, dass das einheitliche Entgelt in Anlehnung an das Netznutzungsentgelt für Pumpspeicherkraftwerke verordnet wurde. Weiters kann auch von keinen Verzerrungen im Energiemarkt und bei den Netzentgelteinnahmen gesprochen werden, da davon auszugehen ist, dass die Regelenergieabrufe ohne das entsprechende Entgelt nicht stattgefunden hätten.

⁵⁶ Erläuterungen zur SNE-VO 2012, S. 3.

Erwägungen Österreichs Energie - Sparte Netze

OE-Netze vertritt zum Thema Netznutzungsentgelt für Regelreserve eine dezidiert andere Auffassung als die E-Control. Als Gründe werden der praktische Umsetzungsaufwands und die Befürchtung, dass diese Regelung die Gestaltungsmöglichkeiten der Netznutzungsentgelte zweckentfremdet, genannt. Im Consentec/Bogner Gutachten wird ausgeführt, dass die Erbringung von Regelleistung zwar systemdienlich ist, keineswegs jedoch zwingend auch netzdienlich sei. Dadurch kann sie situations- und ortsabhängig auch durchaus zu einer für das Netz kritischen Synchronisierung verbrauchsseitiger Flexibilitäten beitragen. Weiters könne diese bestimmte Form der Flexibilitätsnutzung kaum auf die für die Zukunft angestrebte vielseitige Nutzung von Flexibilitäten übertragen werden. Es wird daher empfohlen, die Sonderregelung des Netznutzungsentgeltes für Regelreserve abzuschaffen und mögliche Hemmnisse bezüglich der verbrauchsseitigen Erbringung von Regelleistung an anderer Stelle zu kompensieren.

Die Einführung von „Sondertarifen“ für einzelne Kundengruppen wäre keinesfalls netzdienlich (siehe dazu auch die Ausführungen von OE-Netze in Kapitel 3.6.2). Diese dienen nicht zur Steuerung der Belastung der Netze. Die Kosten des Netzes werden dadurch nicht verringert und die Belastung des Netzes kann dadurch sogar ansteigen. Die genannte Regelung erscheint daher nicht sachgerecht, da die Netzentgelte zweckentfremdet werden. Außerdem habe die verwaltungstechnische Abwicklung bei einer Tariffdifferenzierung einen unverhältnismäßig hohen Aufwand zur Folge.

Die Neugestaltung der Tarifstruktur müsse neben dem Grundsatz der Zukunftstauglichkeit jedenfalls auch eine Vereinfachung zur Folge haben. Von Ausnahmen/Sonderregelungen sei daher Abstand zu nehmen.

Schlussfolgerungen

OE-Netze spricht sich für eine Abschaffung des Entgeltes aus. Dem ist zu entgegnen, dass dieses Entgelt nur zusammen mit dem Pumpstromentgelt zu sehen ist. Eine Abschaffung des Netznutzungsentgeltes für Regelreserve muss konsequenterweise mit der Abschaffung des begünstigten Pumpstromentgeltes einhergehen.

Empfehlungen zur weiteren Diskussion

- Keine Änderung beim Netznutzungsentgelt für Regelreserve; die Nutzung und Wirksamkeit des Entgeltes aber weiter beobachten
- Bei Bedarf und nach erfolgter Smart Meter Einführung (unter Bedachtnahme der derzeitigen technischen und rechtlichen Limitierungen wie in Kapitel 3.8.1 beschrieben) eventuell eine Ausweitung auf die Netzebene 7 andenken
- Bei Abschaffung des Entgeltes auch die Sonderregelung zu Pumpstrom abschaffen

3.7 Sonstige Entgelte, Entgelt für neue DSO Aufgaben

§ 58 EIWOG 2010 sieht die Möglichkeit vor, für die Erbringung sonstiger Leistungen, die nicht durch die Entgelte gemäß § 51 Z 1 bis 6 und 8 EIWOG 2010 abgegolten sind, und vom Netzbenuer unmittelbar verursacht werden, ein gesondertes Entgelt zu verrechnen. Mit § 11 SNE-VO 2012 wurden erstmals Entgelte für sonstige Leistungen verordnet. Die Entgelte sind von der E-Control in angemessener Höhe festzulegen, wobei über die

festgelegten Grundsätze der Entgeltermittlung hinausgehend, auf die soziale Verträglichkeit Bedacht zu nehmen ist. Entgelte für sonstige Leistungen sind insbesondere für Mahnspesen, sowie für vom Netzbenutzer veranlasste Änderungen der Messeinrichtung festzusetzen. Darüber hinaus gehende Leistungen, die von Netzbetreibern nicht im Rahmen ihrer Tätigkeit als Netzbetreiber erbracht werden und daher nicht von den Systemnutzungsentgelten abgedeckt sind, können vom Netzbetreiber weiterhin verrechnet werden.

Die mit der SNE-VO 2012 eingeführten Entgelte für sonstige Leistungen sollen die konträr erscheinenden Ziele der sozialen Verträglichkeit und der Lenkung bzw. Steuerung der Inanspruchnahme dieser sonstigen Dienstleistungen vereinen. Da die Verrechnung der aufgezählten Leistungen im § 11 (Mahnungen, Anbringung, Umstellung oder Entfernung von Messeinrichtungen, Abschaltung bzw. Wiederherstellung des Netzzuganges, Ablesungen und Zwischenabrechnung auf Kundenwunsch, tägliche Fernauslesung sowie vom Kunden veranlasste Überprüfungen von Messeinrichtungen) vom Netzbenutzer unmittelbar verursacht werden und in der Regel eher sozial schwächere Netzbenutzer betreffen, ist im Besonderen auf eine soziale Verträglichkeit der Höhe der Entgelte zu achten. Deswegen reflektieren die Entgelte keine Marktpreise bzw. decken (teilweise) nicht die tatsächlich beim Netzbetreiber anfallenden Aufwendungen ab. Es kommt daher zu einer Sozialisierung der verbleibenden Aufwendungen auf den Rest der Netzbenutzer. Aus diesem Grund dürfen aber auch keine zu geringen Entgelte verordnet werden, um einer überbordenden Inanspruchnahme der sonstigen Dienstleistung entgegenzuwirken.

Die Überlegungen über die Zukunft der sonstigen Entgelte sind stets unter Berücksichtigung der Tatsache zu tätigen, dass das traditionelle Rollenbild des Netzbetreibers im Umbruch begriffen ist. Die Gründe dafür sind vielfältig und wurden an anderer Stelle schon erwähnt. Vor allem kundenseitig können sich neue Anforderungen an den Netzbetreiber ergeben, sollten die Entwicklungen im Energiebereich ähnlich voranschreiten wie im Telekommunikationsbereich.

So wurde beispielsweise die ursprüngliche, alleinige Telekommunikationsdienstleistung Telefonie um viele weitere Dienstleistungen wie z.B. mobile Kommunikation, Textnachrichten, Datendienste, usw. erweitert, die in ihrer Entwicklung nicht vorhersehbar waren. Ebenso sind auch neue DSO Aufgaben schwer vorhersehbar. Es kann sein, dass die derzeitigen Aufgaben Energiebezug bzw. Einspeisung von Energie durch Inanspruchnahme bzw. Anbietung von Dienstleistungen ersetzt werden. Bei jeglichen Überlegungen hierzu gilt es allerdings zu berücksichtigen, dass das potenzielle Spektrum von Dienstleistungen den rechtlichen Rahmenbedingungen hinsichtlich der Aufgaben eines Netzbetreibers zu entsprechen hat. Insbesondere sind weiterhin die Bestimmungen zu Entflechtung und Nicht-Diskriminierung einzuhalten.

Mit der Einführung von Smart Metern ergeben sich neue Dienstleistungsmöglichkeiten vor allem im Bereich der Messung. Eine erweiterte Messdienstleistung stellt z.B. die Versorgungsqualitätsmessung auf Anforderung des Netznutzers dar, oder eine erweiterte Meter-Datenanforderung vom Netznutzer/(Aggregator) an den Netzbetreiber, sollte dieser anstatt von 15 Minuten-Werten eine höhere zeitliche Aufteilung oder zeitnähere Information haben wollen. Ebenso wird der Netzbetreiber als Datenportal für kommerzielle und technische Informationen für Dritte (außerhalb des bereits geregelten Rahmens) dienen. Laststeuerung (Ein-/Ausschaltung von Lasten) oder Einspeisemanagement von Einspeisern können ebenso vom Netzbetreiber angeboten werden. Wichtig ist hier auch die

Datenweitergabe bzw. das Format, welches standardisiert sein soll damit keine künstliche Markteintrittsbarriere geschaffen wird.

Neue DSO–Aufgaben aus der „Future Role“ des DSO, die zukünftig eventuell gesetzlich vorgeschrieben werden, können über sonstige Entgelte gem. § 58 EIWOG 2010 abgedeckt werden. Diese Bestimmung berechtigt Netzbetreiber zur Verrechnung von Entgelten „für die Erbringung sonstiger Leistungen, die nicht durch die Entgelte gemäß § 51 Abs. 2 Z 1 bis 6 und 8 EIWOG 2010 abgegolten sind und vom Netzbenutzer unmittelbar verursacht werden“. Dabei gilt allerdings zu beachten, dass, wenn die Dienstleistung im Sinne der Errichtung, des Ausbaus, der Instandhaltung und des Betriebs des Netzsystems alle Netzbenutzer betrifft, die anfallenden Aufwendungen ohnehin über das Netznutzungsentgelt abgedeckt werden. Ein sonstiges Entgelt ist nur dann zu verrechnen, wenn Kosten vom Netzbenutzer unmittelbar verursacht werden, die nicht über andere Entgeltbestandteile abgedeckt werden. Eine Sozialisierung dieser Kosten würde gegen das Prinzip der Verursachungsgerechtigkeit (§ 51 Abs. 1 EIWOG 2010) verstoßen.

Eine eigens zu schaffende Entgeltkategorie wird daher als nicht erforderlich angesehen. Darüber hinaus besteht derzeit auch kein Bedarf an einer Adaptierung der sonstigen Entgelte. Diese können im Bedarfsfall über eine Novellierung der SNE-VO an geänderte Rahmenbedingungen angepasst werden.

Erwägungen Österreichs Energie - Sparte Netze

Die Schlussfolgerungen von ECA, dass die Kosten solcher Dienstleistungen grundsätzlich im bestehenden Entgeltrahmen berücksichtigt werden sollten, vorausgesetzt sie sind dem regulierten Bereich zuzuordnen und ansonsten hiervon abzugrenzen und gesondert zu decken sind, wird auch von den OE-Netz geteilt. Ein Bedarf für Anpassungen der Entgeltstruktur mit Blick auf neuartige Tätigkeiten kann zwar nicht prinzipiell und dauerhaft ausgeschlossen werden, wäre aber aus heutiger Sicht nicht akut erkennbar.

Schlussfolgerungen

E-Control und OE-Netz sind sich hinsichtlich der Nichtnotwendigkeit eines neuer Entgeltkomponenten einig.

Empfehlungen zur weiteren Diskussion

- Keine Änderung bei den sonstigen Entgelten
- Gesetzlich neu zu regelnde DSO-Aufgaben, die nicht dem gesamten Entnehmerkollektiv zugutekommen (z.B. aus der Future Role des DSO), können über diese Entgeltkomponente verordnet werden
- Nicht regulierte Tätigkeiten müssen vom Netzbetreiber kosten- und erlösneutral durchgeführt werden

3.8 Überlegungen zu den geänderten Rahmenbedingungen und Herausforderungen

3.8.1 Demand Side Management & Flexibility

Demand Side Management bezeichnet die Lenkung der Abnahme von Elektrizität von Endkunden (Haushalt oder Industrie) aufgrund verschiedener Marktsignale (Anreizzahlungen, Tarifgestaltung etc.). Durch eine Erhöhung oder Reduktion des Stromverbrauchs kann der Verbrauch optimiert bzw. die Systembalance zwischen Verbrauch und Produktion aufrechterhalten werden. Für das Stromnetz ist es zumeist sinnvoll Lastspitzen möglichst zu vermeiden. So kann ein „geglättetes“ Lastprofil Ausbauten für einen erhöhten Kapazitätsbedarf verzögern bzw. gänzlich vermeiden, was sich in verringerten Kosten für Netzausbau bzw. -erneuerung widerspiegelt. Besonders durch die wachsende dezentrale erneuerbare Erzeugung gewinnt Demand Side Management an Bedeutung.

CEER (Council of European Energy Regulators) definiert “Demand-side flexibility” als “the capacity to change electricity usage by end-use customers (including residential) from their normal or current consumption patterns in response to market signals, such as time-variable electricity prices or incentive payments, or in response to acceptance of the consumer's bid, alone or through aggregation, to sell demand reduction/increase at a price in organised electricity markets or for internal portfolio optimisation. The objective of such market signals is to induce modulation (increase or reduction) of electricity usage and to optimise usage and balancing of networks and electricity production and consumption, for example by consuming less during peak times or by facilitating the integration of increasing electricity generation from variable renewable energy sources and micro-generation.”⁵⁷

Diese Definition sieht Demand Side Flexibility aus Sicht des Einzelhandels und fokussiert daher nur auf einen Teilaspekt von Demand Side Management, das eine systemische Sichtweise auch auf das Stromnetz legt. Abbildung 31 zeigt alle Facetten von Demand Side Management in der Definition von CEER. In der Folge wird auf die Möglichkeiten der Entgeltgestaltung im Zusammenhang mit Demand Response eingegangen.

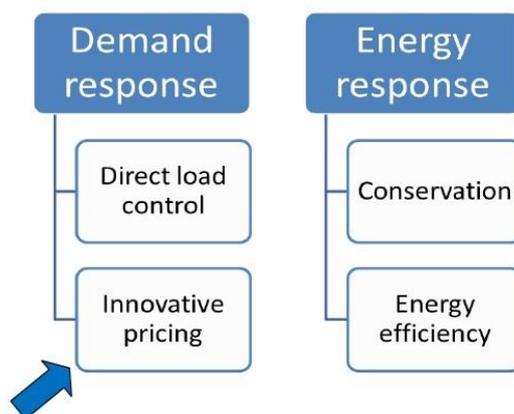


Abbildung 31: Demand Side Management⁵⁸

Es ist zu beachten, dass die aktuelle Netzsituation in einem kleinen räumlichen Bereich massiv von den an den Strombörsen abgebildeten generellen Marktverhältnissen abweichen kann. Bei geringem Verbrauch und hoher (Wind-)Erzeugung ist es möglich, dass die

⁵⁷ CEER 2014, S. 8.

⁵⁸ CEER 2011, S. 17.

Marktpreise gegen 0 tendieren oder sogar negative Preise entstehen. In diesem Fall ist eine generelle Verbrauchserhöhung hilfreich, um das zu große Erzeugungsaufgebot sinnvoll nutzen zu können. Zur selben Zeit könnte aber bereits eine sehr hohe kundenseitige Netzbelastung in einem Teilnetz bestehen und ein erhöhter Verbrauch würde eine lokal relevante kritische Netzsituation hervorrufen. Daher ist eine Marktsituation zu schaffen, die die beiden Erfordernisse möglichst gerecht wird.

Ein Teilziel von Demand Response für den Netzbetrieb, nämlich die Glättung des Lastprofils, lässt sich auf verschiedene Weise bei Gestaltung der Netzentgelte umsetzen:⁵⁹

- **Time-of-Use Pricing (TOU):** Bei diesem Tarifierungsdesign variiert der Tarif zwischen zeitlichen Perioden, zB. einer Hochpreis- und Niederpreisperiode. Die Unterscheidung SHT, WHT, SNT und SHT60 wäre hier als Beispiel zu nennen. Smart Meter werden für die Umsetzung von TOU nicht zwingend benötigt.
- **Critical Peak Pricing (CPP):** Beim CPP wird ein kritischer Spitzenpreis über die üblichen TOU Tarife gelegt. Diese Preisspitze wird nur für eine im Vorhinein bestimmte maximale Anzahl an Zeitpunkten (z.B. Tagen) festgelegt, wobei hier der Zeitpunkt für den CPP erst kurz im Voraus bekannt ist. Eine Variante des CPP ist das Extreme Day CPP (ED-CPP), bei dem sehr wohl ein Spitzenpreis zur Spitzenzeit verrechnet wird, aber an anderen Tagen/Zeitpunkten kein weitere TOU angewandt sondern ein Standardtarif verrechnet wird.
- **Real Time Pricing (RTP):** Hier variieren die Tarife in Intervallen bis zu < 1h. Dazu müssen die Kunden im Voraus informiert werden, wobei diese Information teilweise nur Stunden im Voraus bekannt ist. Für RTP werden zwingend Smart Meter benötigt, da nur so ein gängiges Lastprofil mit ¼ h Werten für den Endkunden erstellt werden kann. Aufgrund der geltenden gesetzlichen Rahmenbedingungen ist eine viertelstundenweise Auslesung jedoch nicht flächendeckend möglich. Siehe hierzu allerdings die Überlegungen in Kapitel 3.8.1 ff.
- **Nutzung von unterbrechbaren Tarifen:** Für unterbrechbare Tarife bezahlen die Netzkunden laufend ein geringeres Entgelt und bieten dem Netzbetreiber die Möglichkeit, eine Abschaltung des Entnehmers vorzunehmen. Ähnliches könnte auch für Einspeiser (z.B. PV) überlegt werden und im Gegenzug auf einzelne Netzentgeltkomponenten verzichtet werden. Somit könnte der Netzbetreiber Lasten oder Erzeugung abschalten, um den Netzbetrieb ordnungsgemäß aufrechtzuerhalten.

Für netztechnische Steuerungsmaßnahmen erscheint die Nutzung von unterbrechbaren Tarifen die beste Variante für die Bewältigung der neuen Herausforderungen zu sein, da sonst nur bei RTP aktuelle Netzsituationen abgebildet werden können. Bei RTP würde jegliche Transparenz (zumindest ex ante) des Netzentgelts verloren gehen (siehe auch die Überlegungen in den Kapiteln 3.8.2.2 und 3.8.2.4).

In der derzeit gültigen SNE-VO 2012 idF Novelle 2016 gibt es bereits unterbrechbare Tarife als Demand Response Maßnahme. Dieser kommt, wie in Abbildung 33 ersichtlich, auf

⁵⁹ Cousins 2009, S. 2.

⁶⁰ Sommer Hochtarifzeit, Winter Hochtarifzeit, Sommer Niedertarifzeit, Winter Niedertarifzeit, Siehe dazu § 3 der SNE-VO 2012 idF Novelle 2014: http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/recht/dokumente/pdfs/SNE-VO-2012-idF-Novelle-2014_konsolidiert.pdf [Zugriff 20140414]

einigen Netzbereichen der NE 5 und 6, auf der NE 7 in allen Netzbereichen zur Anwendung. Die technische Ausgestaltung des Unterbrechungsvorgangs obliegt dem Verteilernetzbetreiber. Derzeit wird mit gerätegruppenindividuellen Schaltbefehlen über eine Rundsteuerungsanlage die Schaltung vom Verteilernetzbetreiber zumeist zu fixen Zeiten vorgenommen. Dabei sind Unterbrechungen von 4 bis 23 Stunden möglich. Smart Meter sind auch zu einer Unterbrechungsschaltung geeignet; für mehrmals tägliche Schaltungen sind sie aber technisch nicht ausgelegt. Das bedeutet, dass nach dem Smart Meter Rollout ein Lastschaltgerät für den unterbrechbaren Tarif erforderlich ist. Auch stellen die Fixkosten für den unterbrechbaren Zähler eine Hürde dar – vor allem seit der Erhöhung der Ökostrompauschalen ab 1.1.2015 ist für den Kunden ein unterbrechbarer Tarif erst ab einem gewissen Verbrauch wirtschaftlich.

Würde der unterbrechbare Tarif, bzw. die Unterbrechungsschaltungen zukünftig systemdienlichen Signalen folgen, sind einige wesentliche Punkte zu beachten: Um eine diskriminierungsfreie Anwendung gewährleisten zu können, müssten Unterbrechungssignale seitens des Netzbetreibers nach transparenten Kriterien aufgrund der lokalen Bedürfnisse erfolgen (z.B. welche 5 MW von in Summe 15 MW abschaltbarer Last werden bei Bedarf unterbrochen?). Jedenfalls müssten die Netzbetreiber die Informationen über die Unterbrechung an Kunden und ev. Datenaggregatoren für Demand Side Management weitergeben. Anderenfalls wüssten diese nicht, ob die von ihnen kontrahierten Anlagen gerade steuerbar sind oder nicht. Wichtig wäre hierbei, dass diese Datenweitergabe in einem einheitlichen Format erfolgt. Durch einen Abruf des Verteilernetzbetreibers wird in den Markt eingegriffen und bei häufiger und unregelmäßiger Unterbrechung ist die Prognostizierbarkeit für den Lieferanten nicht mehr möglich sein und Ausgleichsenergie wird verursacht.

In Bezug auf Demand Side Management wäre folgende Hierarchie für die Eingriffe in Verbrauch und Erzeugung zu berücksichtigen. Damit sollen einerseits Marktchancen eröffnet werden und gleichzeitig das Netz stabil gehalten werden („Zwiebelmodell“). Die Bedürfnisse des in der Hierarchie vorangestellten Teilnehmers haben Vorrang zu den nachgereihten Teilnehmern. Sollte der Eingriff durch den Verteilernetzbetreiber eine gewisse Zeit (pro Jahr) überschreiten, sind andere Maßnahmen zu setzen.

1. Verteilernetzbetreiber: Bei lokal netzkritischen Situationen hat der Netzbetreiber das Recht unterbrechbare Lasten bzw. Erzeugung diskriminierungsfrei (d.h. im Durchschnitt jeder Netzbenutzer gleich lang) abzuschalten. Die Steuerung erfolgt über Netzbetreiberanlagen zB. vollkommen automatisiert auf Basis einer laufenden Analyse des derzeitigen und zu erwarteten Netzzustandes. Zur Anwendung und tariflichen Abgeltung der geschaffenen Flexibilität durch die Netzbenutzer kommt hier ein unterbrechbarer Tarif zur Anwendung. Der DSO ist in der Rolle des neutralen Market Facilitator und stellt die Informationen über Unterbrechungen den erforderlichen Marktteilnehmern zur Verfügung. Bevor diese Netzeingriffe bzw. Steuerungsmaßnahmen eingesetzt werden, sollen vorher alle technischen und ökonomisch sinnvollen Möglichkeiten (zB. regelbarer Ortsnetztrafo (rONT, Blindenergieregulierung etc.)) zur Vermeidung von netzkritischen Situationen ausgeschöpft werden.

2. Übertragungsnetzbetreiber: Der Übertragungsnetzbetreiber ruft die Regelreserveanbieter entsprechend dem Bedarf ab, um Produktion und Verbrauch in der Regelzone im Gleichgewicht zu halten. Dies erfolgt bereits aktuell – wesentliche

Änderungen wären hier nur erforderlich, falls Pooling-Anbieter Kunden mit unterbrechbaren Netzanschlüssen, die unter die Regelung unter Punkt 1 fallen, kontrahieren. Eine kritische Situation im Übertragungsnetz ist jedenfalls im Verhältnis zum Verteilernetz vorrangig zu behandeln.

3. Energie Markt (Normzustand): Demand Response und dementsprechende Kompensationszahlungen für Entnehmer sollten hauptsächlich von Lieferanten oder Aggregatoren im Energiemarkt angeboten werden, um aktuelle Marktverhältnisse ausgleichen bzw. ausnutzen zu können. Diese Anbieter sollten auch die Möglichkeit der dynamischen Preisgestaltung nutzen und alle notwendigen Informationen über Netzsteuerungsmaßnahmen von VNBs und ÜNB erhalten. Wichtig ist es hierbei, dass die vom VNB bzw. aus dem lokalen Netzgebiet benötigten Daten (aktueller Netzstatus, Kapazitäts- und Regeleleistungsreserve) standardisiert an den ÜNB sowie Lieferanten oder Aggregatoren weitergegeben werden um keine Markteintrittsbarrieren zu schaffen.

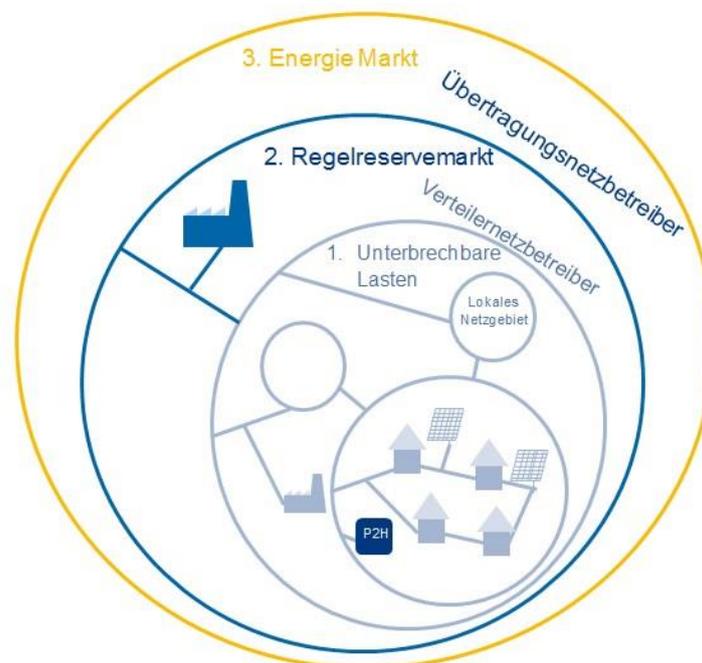


Abbildung 32: Hierarchie Demand Side Management („Zwiebelmodell“)⁶¹

Derzeit ist ein massiver Ausbau des unterbrechbaren Tarifs für systemdienliche Demand Response Zwecke nicht zu erwarten bzw. bedarf es dazu neuen Regelungen sowie auch Anwendungsfälle. Bei einer intelligenten Anwendung dieser Steuermöglichkeit könnten aber lokale Netzverstärkungen vermieden oder verzögert werden.⁶² Limitierende Eingriffsrechte bei Kunden abseits des unterbrechbaren Tarifs, können schon im Zuge des Netzanschlusses zusätzlich vereinbart werden. Siehe dazu auch Kapitel 3.8.2.4. Weiters ist auch zu beachten,

⁶¹ E-Control.

⁶² Die Vermeidung von Netzausbau ist per se kein regulatorisches Ziel. Jedoch soll die bestehende Infrastruktur so effizient wie möglich genutzt werden. Kann bei vereinzelt auftretenden kritischen Netzsituationen durch intelligente und i.d.R. kostengünstige Eingriffe in das Netz vorzeitiger und teurer Netzausbau vermieden werden, ist diese Option zu bevorzugen. Ist längerfristig mit solchen Eingriffen zu rechnen ist Netzausbau i.d.R. volkswirtschaftlich sinnvoller. Vorhandene und gut nutzbare Flexibilität (z.B. Wärmepumpen) können immer genutzt werden und sind oft günstiger als ein Netzausbau. Volkswirtschaftlich macht es keinen Sinn, das Netz so zu dimensionieren, dass beispielsweise alle Wärmepumpen/E-Mobile gleichzeitig eingeschalten/geladen werden können.

dass Netzengpässe nur lokal und äußerst selten auftreten (siehe dazu auch die Überlegungen zur Echtzeittarifierung in Kapitel 3.8.2.2).

Basis: SNE-VO 2012 - Novelle 2014	Burgenland	Graz	Innsbruck	Kärnten	Klagenfurt	Klein-walsertal	Linz	Niederöster-reich	Oberöster-reich	Salzburg*	Steiermark	Tirol	Vorarlberg	Wien
NE 5 Unterbrechbar	1							HT/NT						
NE 6 Unterbrechbar	1					1		HT/NT			HT/NT			
NE 7 Unterbrechbar	1	HT/NT	1	1	1	1	1	1	1	HT/NT	HT/NT	HT/NT	1	HT/NT

Legende:
 1 ... 1 Tarifzeit
 HT/NT ... Hochtarif- und Niedertarifzeit

* Mit SNE-VO 2012 - Novelle 2015 wurde im Netzbereich Salzburg von Sommer/Winter auf HT/NT umgestellt

Abbildung 33: Verordnung Unterbrechbarer Tarif NE 5, 6 und NE 7⁶³

Hinsichtlich eines höheren Verbrauchs und vor allem Verbrauchsspitzen durch Netzkunden bei Teilnahme am Regelenergiemarkt gibt es bereits Vergünstigungen, wie die Einführung eines Entgelts für negative Regelreserve (siehe auch Kapitel 3.6.2). Hierzu wird auch auf die weiteren Überlegungen in Kapitel 3.5 verwiesen. Auch bei lokalen Engpässen könnte theoretisch ein geringeres Entgelt für Mehrverbrauch – alternativ zur Abschaltung von Erzeugungsanlagen – verrechnet werden. Dies müsste bei Bedarf und technischer Machbarkeit noch evaluiert werden.

Die Bereitstellung von Flexibilität durch Endverbraucher und Nutzung derselben wird derzeit meist von Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVUs) oder Drittanbietern angeboten.⁶⁴ Die Möglichkeiten diese Flexibilität direkt durch den Netzbetreiber in netzkritischen Situationen nutzbar zu machen wird auf vielfältige Weise diskutiert.⁶⁵ Sollte eine solche Option künftig nicht allen Netzbenutzer zugutekommen, und somit eine Deckung der Aufwendungen über das Netznutzungsentgelt ausgeschlossen sein, gibt es bereits die Möglichkeit der Verrechnung über sonstige Entgelte. Es muss aber betont werden, dass ein wichtiges Ziel einer flexiblen Laststeuerung für das Netz⁶⁶ die Senkung der Netzausbaukosten ist.

Auch die gezielte und kurzfristige Abschaltung von PV- und Kleinwindkraftanlagen (< 5 kW) bei lokalen Netzengpässen ein gezieltes und wirksames Mittel zur Vermeidung von Netzausbaumaßnahmen sein. Im Zuge des Netzanschlusses ist die Möglichkeit dieser Fernabschaltung oder einer Begrenzung der Einspeiseleistung vertraglich zu vereinbaren bzw. ggfs. gesetzlich vorzuschreiben. Im Hinblick auf die Ökostrom-Einspeisetarifverordnung und der gesetzlichen Einspeiseverpflichtung sind etwaige Probleme zu prüfen, da derzeit Anlagen unter 5 kW keinen Einspeisetarif bekommen und für alle Anlagegrößen die Form der zukünftigen Förderung einzubeziehen ist.

⁶³ E-Control.

⁶⁴ Ein Beispiel ist das Schweizer tiko Projekt der Swisscom und Repower, welches vorrangig Stromheizungen fern schaltet und diese quasi „als Speicher für Energie“ nutzt. <https://tiko.ch/>

⁶⁵ Siehe Future Role of DSO Diskussion von CEER: http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_CONSULT/OPEN%20PUBLIC%20CONSULTATIONS/PC_The_Future_Role_of_DSOs/CD/C14-DSO-09-03_Future%20Role%20of%20the%20DSO%20-%2016%20December%202014.pdf

⁶⁶ Generelle Ziele betreffen reduzierte Regelreserve, Kurzfrist-Märkten, Portfolioausgleich (auch bilateral) etc.

Das dargestellte Mittel der Netztrennung wird in Italien für Kleinkunden, die ihre vertraglich vereinbarte Leistung von 3 kW überschreiten, schon angewandt. Dazu wird vom Smart Meter ab einer über 4 Minuten durchgehend bezogenen Leistung, welche höher als 4 kW ist, die Netztrennung automatisch durchgeführt. Durch einen Knopfdruck am Smart Meter kann die Leistungszufuhr wiederhergestellt werden. In der vom BMVIT herausgegebenen Studie zu „Flex-Tarif: Entgelte und Bepreisung zur Steuerung von Lastflüssen im Stromnetz“, werden allerdings auch Argumente gegen eine Netztrennung genannt. Vor allem betriebliche Gerätschaften (z.B. medizinische Geräte) ziehen über eine sehr kurze Zeitdauer ein Vielfaches der vereinbarten Last; Haushalten kommt eher eine geringe Bedeutung zu. Weiters muss sich das Mittel der Netztrennung in einem Land mit guter Versorgungssicherheit auch der Akzeptanzfrage stellen und ebenso, ob die Thematik nicht „künstlich problematisiert“ wird.⁶⁷

Die obigen Ausführungen gehen davon aus, dass Flexibilität im Markt bzw. Energiepreis oder den Steuern und Abgaben zu passieren hat. Auch Flexibilität bei den Netzentgelten kann sich allerdings in folgender Konstellation bewähren: Gehen die Strommarktpreise aufgrund von allgemein geringem Verbrauch und hoher (Wind-)Erzeugung gegen 0 oder sogar ins Negative und ist somit kein Marktanreiz zu erhöhtem Stromverbrauch gegeben, kann es erforderlich sein, dass Netzentgelte einen Anreiz bieten müssen, um das Stromüberangebot sinnvoll zu nutzen. Zusätzlicher Verbrauch könnte bei solch einem starkem Stromüberschuss bzw. starkem Stromüberangebot mit geringeren Entgelten abgerufen werden – ähnliche Lösungen zum aktuellen Regelenergieentgelt wären denkbar. Bei solch einer Lösung wäre aber auszuschließen, dass dadurch eine netzkritische Situation erzeugt wird oder die Netzkosten (durch vorzeitigen Netzausbau) erhöht werden.

Die größte Herausforderung an eine zukünftige Entgeltstruktur wird die nötige Flexibilität dieser sein, um auf Veränderungen (sei es wirtschaftlicher oder technischer Natur) reagieren zu können.

Erwägungen Österreichs Energie - Sparte Netze

Netzentgelte speziell in Situationen mit Erzeugungsüberschuss im Gesamtsystem (z.B. bei Auftreten negativer Börsenpreise) abzusenken oder evtl. sogar ganz entfallen zu lassen, wird von OE-Netz kritisch gesehen. In solchen Situationen wäre es keineswegs gewährleistet, dass (systemdienliche) Verbrauchserhöhungen auch aus Netzsicht erstrebenswert oder auch nur akzeptabel wären. Ebenso wäre eine solche Form der Entgeltabsenkung auch eine Ausprägung der Echtzeittarifierung, die E-Control ja ablehne.

Hinsichtlich der Entgelte für unterbrechbare Entnehmer kommt auch das OE-Netz Gutachten zur Empfehlung, die heutigen Regelungen beizubehalten. Allerdings wird auch darauf verwiesen, dass diese einfache Form der preislichen Honorierung der Bereitschaft von Entnehmern, ihre Flexibilität netzdienlich einzusetzen, voraussichtlich nicht ausreichen wird, um alle zukünftig erwarteten Formen des netzdienlichen Flexibilitätseinsatzes abzudecken. Mittelfristig sollten Anpassungen der bestehenden Regelungen oder alternative Formen der Vergütung für Flexibilitäten in Betracht gezogen werden.

Mit den von der E-Control getätigten Ausführungen zu Prioritätsregeln und anderen ggf. erforderlichen Regelungen für die Koordination des Flexibilitätseinsatzes an der Schnittstelle

⁶⁷ Moser, Schmutzner, Friedl, Mayr 2014, S 12.

zwischen Markt und Netz hat sich OE-Netz noch nicht näher befasst. Die OE-Netz Mitglieder halten dies aber ebenfalls für eine wichtige Thematik und begrüßen, dass ECA hierzu mit dem vorliegenden Papier einen Diskussionsprozess anstößt.

Schlussfolgerungen

Hinsichtlich Demand Side Management und Flexibility verweist OE-Netz noch einmal darauf, dass von Echtzeittarifung abzusehen ist und daher keine, wie von E-Control in Betracht gezogene Anreize aus der Netzentgeltsystematik zur (systemdienlichen) Verbrauchserhöhungen geschaffen werden sollten. Betreffend der Ausgestaltung mit unterbrechbaren Entnehmern sowie den Ausführungen zu Prioritätsregelungen ist OE-Netz zustimmend bzw. erfreut über den Diskussionsanstoß.

Empfehlungen zur weiteren Diskussion

- Demand Side Management soll nach einer Hierarchie erfolgen („Zwiebelmodell“) in der die Bedürfnisse des in der Hierarchie vorangestellten Teilnehmers Vorrang zu den nachgereihten Teilnehmern haben:
 1. Verteilnetzbetreiber: Schaltet Entnahme bzw. Einspeisung auf Basis lokaler Bedürfnisse ab bzw. steuerbare Lasten zu
 2. Regelzonenführer: Steuert Verbrauch und Erzeugung wie bisher zur Erbringung der Regelungsaufgaben
 3. Energie Markt (Normzustand): Nutzen aktueller Marktgegebenheiten ist uneingeschränkt möglich, sofern die individuellen Netzbedürfnisse diesen nicht entgegenstehen.
- Bei Energiepreis oder Steuern und Abgaben sind jegliche Flexibilisierungen (gesetzlich) umsetzbar, sofern die Netzsituation dies ermöglichen
- Für netzseitige Steuerungsmaßnahmen würde sich ein unterbrechbares Entgelt eignen. Theoretisch lässt sich schon jetzt der derzeit in Verwendung befindliche unterbrechbare Tarif vom Verteilernetzbetreiber als Flexibilitätsmaßnahme nutzen, allerdings wird durch die derzeit angeschlossenen Anlagen (z.B. Wärmepumpen und Nachtspeicherheizung) die praktische Nutzbarkeit aufgrund zeitlicher Einschränkung stark limitiert. Die Unterbrechung müsste in der zukünftigen Netzentgeltstruktur verteilternetzstützend und nur in kritischen Situationen erfolgen und bedarf dazu auch neuer Anwendungen. Die Definition des unterbrechbaren Tarifs bedarf daher einer Neuevaluierung.
- Ein Beispiel wäre die gezielte und kurzfristige Steuerung von PV- und Kleinwindanlagen (< 5 kW) bei lokalen Netzengpässen, welches ein gezieltes und wirksames Mittel zur Vermeidung von Netzausbaumaßnahmen darstellt. Dies könnte vertraglich bzw. ggfs. gesetzlich oder über Marktregeln geregelt werden.
- Alternativ könnte zusätzlicher Verbrauch bei starkem Stromüberschuss bzw. starkem Stromüberangebot mit geringeren Entgelten abgerufen werden (Lösungen vergleichbar zum aktuellen Regelenergieentgelt sind denkbar aber nicht zwangsmäßig erforderlich).
- Flexibilität in der Gestaltung der zukünftigen Entgeltstruktur ist zunehmend erforderlich und daher anzustreben, um auf Veränderungen (sei es wirtschaftlicher oder technischer Natur) reagieren zu können.

3.8.2 Überlegungen zur Tarifstruktur generell im Kontext zur Einführung von Smart Meter auf der NE 7 nicht gemessen

§ 1 der Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft, Familie und Jugend, mit der die Einführung intelligenter Messgeräte festgelegt wird (Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung – IME-VO) verpflichtet die österreichischen Stromnetzbetreiber bis 2019 95% ihrer jeweiligen Zählpunkte mit intelligenten Messgeräten auszustatten. Ab diesem Zeitpunkt wäre es daher theoretisch möglich, für alle Kunden ein Entgelt auf Basis gemessener Leistung anzubieten. Die folgenden vier Unterkapitel widmen sich daher der Analyse von Tarifierungsmöglichkeiten, die zwar jetzt schon teilweise möglich sind, aber erst infolge des Smart Meter Rollouts für alle Netzbenutzer zur Verfügung stehen werden. Die folgenden Überlegungen beziehen sich in erster Linie auf Smart Meter Kunden auf der Netzebene 7, sind aber für alle Netzebenen sinngemäß anzuwenden. Dies betrifft insbesondere die Unterkapitel zu Echtzeittarifierung und Tarifzeiten.

3.8.2.1 Leistungsmessung und Smart Meter

Trotz der angesprochenen Möglichkeit Entgelte auf Basis gemessener Leistung zu verordnen, steht einer flächendeckenden Einführung solcher Entgelte Folgendes entgegen: Zum einen haben Netzbetreiber den Wunsch eines Endverbrauchers, kein intelligentes Messgerät zu erhalten im Rahmen der durch die IME-VO bestimmten Vorgaben für die Installation von Smart Metern, zu berücksichtigen („Opt-Out“ gem. § 83 Abs. 1 EIWOG 2010). Zum anderen ist die Auslesung samt Verwendung von Viertelstundenwerten der Endverbraucher durch den Netzbetreiber nur bei ausdrücklicher Zustimmung des Endverbrauchers oder zur Erfüllung von Pflichten aus einem vom Kunden gewählten, auf Viertelstundenwerten basierenden Liefervertrag zulässig. Davon abgesehen dürfen Netzbetreiber diese Daten in begründeten lokalen Einzelfällen auch ohne Zustimmung des Endverbrauchers aus dem intelligenten Messgerät auslesen, soweit dies für den Zweck der Aufrechterhaltung eines sicheren und effizienten Netzbetriebes unabdingbar ist. Die Daten sind unverzüglich zu löschen, sobald sie für die Erfüllung des Zwecks nicht mehr benötigt werden (§ 84a Abs. 1 EIWOG 2010 sieht weitere Ausnahmen für Zwecke der Elektrizitätsstatistik, der Energielenkung und der Überwachung gem. § 88 EIWOG 2010 vor). Der Endverbraucher ist im Falle einer Auslesung der Viertelstundenwerte ohne Einwilligung zeitnah darüber zu informieren. Auf Kundenwunsch muss der Netzbetreiber dem Kunden auch sämtliche Funktionalitäten des Intelligenten Messgeräts zur Anzeige freischalten (§ 83 Abs. 3 EIWOG 2010). Weitere Informationen über die viertelstündliche Last im Netz und Details zu den zeitflexiblen Strompreisen können dem Kunden bzw. dem Lieferanten nur auf ausdrücklichen Wunsch zur Verfügung gestellt werden (§ 84 Abs. 5 EIWOG 2010).

Die derzeitigen gesetzlichen Vorgaben schränken die theoretischen Tarifierungsmöglichkeiten stark ein. Diese Einschränkungen sollen im Folgenden kurz erläutert werden. Ein weiteres Thema ist die oben erwähnte Opt-Out Möglichkeit, die eine flächendeckende Leistungsmessung auf Viertelstunden-Basis unterbindet.

Aufgrund der derzeitigen gesetzlichen Vorgaben, ist eine Leistungsmessung über intelligente Messgeräte nur tageweise möglich, außer der Kunde stimmt der Viertelstundenmessung zu. Eine Leistungsverrechnung als Anreiz zur Glättung der Lasten eignet sich unter diesen Rahmenbedingungen nur mäßig. Das Problem ist beispielhaft in der nachfolgenden Abbildung dargestellt. Der Entnehmer A würde durch die Saldierung einen höheren Leistungswert als Entnehmer B aufweisen, obwohl Erstgenannter durch seinen gleichmäßigeren Verbrauch das Netz weniger belastet, wohingegen B nahezu die gesamte

Last in eine Viertelstunde verlagert. In diesem Beispiel erfolgt die Saldierung nur über eine Stunde; bei tageweiser Saldierung würde sich dieser Effekt noch verstärken und es kann kein Lenkungseffekt mehr erzielt werden.

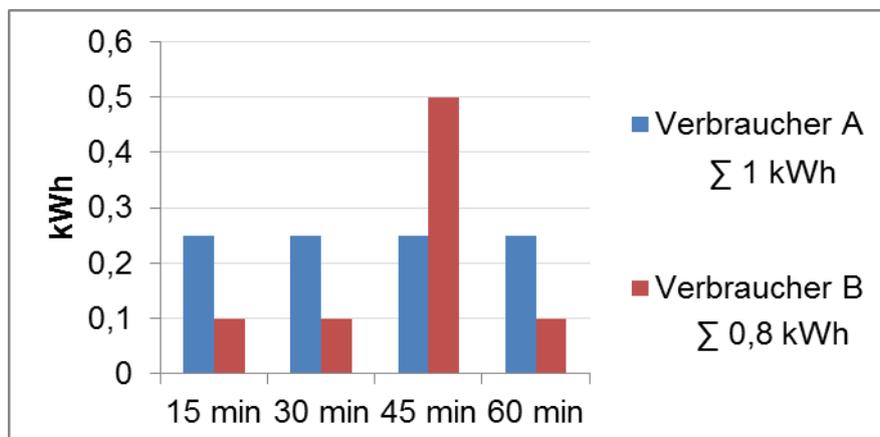


Abbildung 34: Saldierung von Viertelstundenwerten⁶⁸

Die Heranziehung einer **netzkapazitätsbestimmenden Spitzenlast** als Grundlage für die Verrechnung erweist sich mittels mangelnder Daten als schwierig bzw. kann mit Tagesspitzen nur näherungsweise die tatsächliche Netzauslastung abgeschätzt werden. Ein weiteres Aggregieren, etwa zu einem arithmetischen Mittel, würde diese Verfälschung verstärken und ist daher nicht zu empfehlen. Für einheitliche Leistungsverrechnung müsste zumindest der viertelstündliche Monatsspitzenwert erfasst werden.

Das Abstellen auf die **vertraglich vereinbarte Leistung** würde für die Beibehaltung bzw. den Ausbau einer Pauschalverrechnung sprechen. Überlegungen in dieser Hinsicht sind unter Berücksichtigung sozialer Aspekte (Kapitel 3.8.4) sowie der Ausgestaltung von Netzbereitstellungsentgelten (Kapitel 3.3) anzustellen.

Ein weiteres offenes Thema ist der Umgang mit Entnehmern, die die Opt-Out Möglichkeit in Anspruch genommen haben. Theoretisch kann so für etwa 5% der Endverbraucher keine Leistungsmessung vorgenommen werden. Wie mit diesen Entnehmern umzugehen ist, ist noch zu evaluieren, besonders im Hinblick einer diskriminierungsfreien Entgeltfestsetzung.

Diese noch offenen Fragen können nur anhand schon vorhandener Lastprofildaten von Smart Meter Kunden beantwortet werden. Die E-Control forderte diesbezügliche anonymisierte Daten von Netzbetreibern mit (Teil)Smart Meter Rollout an, um erste Analysen, wie sich eine Tarifstrukturumstellung für einzelne Kundensegmente auswirkt, durchführen zu können. Lastprofile von sozial schwachen Kunden konnten in dieser Analyse nicht berücksichtigt werden. Es wurden zwar Lastprofile von Kunden, die von der Entrichtung des Ökostromförderbeitrages befreit sind angefordert, allerdings hat keiner dieser Kunde die, optionale Möglichkeit für die Übermittlung von Viertelstundenwerten (in diesem Papier Opt-In Möglichkeit) gewählt.

Für diese Analyse wurden 60 anonymisierte Viertelstundenlastprofile von Netzbetreibern mit (Teil-)Rollout in jeweils vier Cluster zu je 15 Datensätzen nach dem Jahresverbrauch eingeteilt. Anhand dieser Lastprofilaten wurden die Netzkosten des jeweiligen

⁶⁸ E-Control.

Musterhaushaltskunden der Netzebene 7 „gemessen“ auf Basis der Entgelte der SNE-VO 2012 in der Fassung Novelle 2015 ermittelt. Für die Berechnung der Kundenauswirkungen wurden die aktuellen Leistungspreise herangezogen, welche sich zwangsläufig mit einer Entgeltstrukturumstellung ändern würden. Das Entgelt für nicht gemessene Kunden auf der Netzebene 7 würde wegfallen und das verbleibende gemessene Entgelt (Arbeits- und Leistungskomponente) würde dementsprechend sinken. Die Analyse der Lastprofile zeigte, dass in jeder Kategorie die Netzkosten, trotz eines gesunkenen gemessenen Entgeltes, für die überwiegende Mehrheit der Musterkunden stiegen. Der prozentuell höchste Anstieg der Kosten fiel dabei für jene Kunden mit wenig Verbrauch am höchsten aus. Von einem Umstieg der Netzentgeltstruktur würden nur derzeit schon gemessene Kunden profitieren.

Erwägungen Österreichs Energie - Sparte Netze

OE-Netz ist der Auffassung, dass langfristig ein Übergang auf den Tarif für leistungsgemessene Kunden für Kunden mit Smart Meter durchaus sachgerecht sei. Zuvor müssten jedoch, Auswirkungen auf Tarife, Kostenallokations- und Anreizwirkungen näher untersucht werden. Dabei sei u.a. zu klären, ob Parametrierungsanpassungen bei der Entgeltkalkulation erforderlich sind, um Fehlentwicklungen zu vermeiden. Daher werde die von der E-Control angekündigte Analyse von den OE-Netz Mitgliedern ausdrücklich begrüßt. Im Hinblick auf die zeitliche Umsetzung der neuen Regelung geben auch die OE-Netz Gutachter, eine Empfehlung für eine Übergangszeit während des Rollouts auch für die Smart-Metering-Kunden an, in der auch weiterhin nach dem Tarif für nicht leistungsgemessene Kunden abzurechnen sei. OE-Netz betont, dass bei einer Umstellung auf den Tarif für leistungsgemessene Kunden jedenfalls auch eine Lösung für „Opt-Out“-Kunden, also jene Kunden, bei denen die Messung und Aufzeichnung der ¼-stündlichen Durchschnittsleistung deaktiviert wurde, gefunden werden muss.

Schlussfolgerungen

Eine vollständige Leistungsmessung für alle Smart Meter Kunden wird von E-Control kritisch gesehen. Einerseits schränkt die Opt-Out Möglichkeit eine flächendeckende Leistungsverrechnung für alle Haushaltskunden stark ein, andererseits würde es zu einer Verschiebung der Kostenbelastung von gemessenen zu nicht gemessenen Kunden kommen. Eine flächendeckende Leistungsverrechnung für alle Netzbenutzer scheint daher wenig realistisch.

Aus tarifierungsrelevanter Sicht wird die bisherige Regelung einer jährlichen Pauschalverrechnung daher zumindest bis zum abgeschlossenen Smart Meter Rollout beizubehalten sein. Im Sinne der Gleichbehandlung aller Benutzer wird es darüber hinaus schwierig sein, ein Entgelt für Viertelstundenwert gemessene (Opt- In) und nicht gemessene (nicht ausgerollte bzw. Opt-Out oder nur täglicher Verbrauchswert wird ausgelesen) Haushaltskunden einzuführen. Die Unterscheidung zwischen einem leistungsgemessenen oder nicht leistungsgemessenen Entgelt wird daher auch zukünftig von Bedeutung bleiben. Die Grenze, wann in die leistungsgemessene Abrechnung gewechselt werden muss, wird jetzt je Netzbetreiber unterschiedlich geregelt, kann aber zukünftig vereinheitlicht werden. Die vertraglich vereinbarte Leistung und der Jahresverbrauch können hier als wesentliche Merkmale dienen. Bei Überschreitung einer anhand dieser Merkmale festgesetzten Grenze, wäre ein Opt-Out aus der Viertelstundenwertauslesung bzw. Leistungsmessung nicht mehr möglich.

Sollte sich allerdings der Wunsch nach einer verpflichtenden Leistungsmessung für alle Smart Meter Kunden durchsetzen, müsste der Netzbetreiber zumindest den viertelstündlichen Monatsspitzenwert erfassen dürfen, was eine Gesetzesänderung erforderlich machen würde. Es wäre hierbei im Sinne der Gleichbehandlung dieselbe Verrechnungsleistung (arithmetisches Mittel, Jahreshöchstlast, Mindestleistung etc.) wie für die anderen Verteilernetzebenen heranzuziehen.

Empfehlungen zur weiteren Diskussion

- Die Unterscheidung zwischen leistungsgemessenen und nicht leistungsgemessenen Kunden, kann auf der Netzebene 7 beibehalten werden. Basis für die Grenze wäre die vertraglich vereinbarte Leistung oder der Gesamtjahresverbrauch. Bei Kunden unterhalb der Grenze würde es zu einer Weiterführung der bestehenden Regelung für nicht gemessene Kunden kommen, für Kunden über der Grenze würde die Regelung für gemessene Kunden gelten
- Kunden mit freiwilligem Opt-In zur Viertelstundenmessung unter dieser Grenze würden aufgrund des Gebots der Gleichbehandlung von einem leistungsgemessenen Entgelt ausgenommen werden, es bleibt jedenfalls ein Wahlrecht zur Pauschalabrechnung
- Ein Opt-Out zur Leistungsmessung bzw. Umstellung auf das gemessene Entgelt bei Überschreiten der Größenklassengrenze wäre allerdings nicht möglich
- Sofern sich der Wunsch nach einer verpflichtenden Leistungsmessung durchsetzt, müsste zumindest der viertelstündliche Monatsspitzenwert erfasst werden, wozu es gesetzlicher Änderungen bedarf. Es wäre dieselbe Verrechnungsleistung wie für die anderen Netzebenen heranzuziehen

3.8.2.2 Netzbereitstellungsentgelt und Smart Meter

Das Netzbereitstellungsentgelt bemisst sich anhand des vereinbarten Ausmaßes der Netznutzung. Insofern herrscht in Österreich eine heterogene Situation. Für einen Haushalt liegt das Nutzungsrecht vertragsabhängig um die 4 kW. Mittels Smart Meter wird es theoretisch möglich sein, das tatsächliche Ausmaß des Leistungsbezuges zu bestimmen. Theoretisch deshalb, weil Daten zur viertelstündlichen Last nur nach ausdrücklichem Einverständnis des Kunden dem Netzbetreiber zur Verfügung stehen.

Netznutzungsrecht für Haushalt, Anknüpfung an		
Energieverbrauch/a	Sicherungsstromstärke	keine Regelung
Wien (9.000 kWh -> 4 kW)	Tirol (3x13 A -> 4 kW)	Steiermark (4 kW)
Kärnten (15.000 kWh -> 4 kW)	Oberösterreich (3x25 A -> 4 kW)	
Salzburg (4000 kWh -> 4 kW)	Burgenland (50 A -> 3 kW)	
	Vorarlberg (50 A -> 3 kW)	
	Niederösterreich (36 A -> 4 kW)	

Abbildung 35: Netznutzungsrecht für Haushalte im Österreichvergleich⁶⁹

Sofern keine kein Ausmaß der Netznutzung vereinbart ist oder das tatsächliche Ausmaß des Netznutzung das vereinbarte Ausmaß übersteigt, muss nach derzeitiger Regelung (§ 55 Abs.

⁶⁹ E-Control; die vereinbarten Netznutzungsrechte sind über die allgemeinen Verteilernetzbedingungen des jeweiligen Netzbetreibers einsehbar.

1 EIWOG 2010) das tatsächlich in Anspruch genommene Ausmaß der Netznutzung bezahlt werden. Da viele Netzbenutzer den Leistungswert überschreiten sind die Auswirkungen der Smart Meter Einführung noch nicht exakt bestimmbar. Vermutlich wird es zu keiner absoluten Erhöhung kommen, sondern vielmehr eine Umverteilung zwischen den Netzbenutzern stattfinden: Netzbenutzer mit höherem Leistungsbezug werden mehr zahlen müssen, als jene mit wenig Leistungsbezug.

Ausgehend von einem Ausmaß der Netznutzung von 4 kW für Haushalte, überschreiten von den 60 anonymisierten Viertelstundenlastprofilen 43, also über zwei Drittel der Haushalte, diese Leistung und müssten daher Netzbereitstellungsentgelt nachzahlen. Je nach Kundencluster beträgt diese Nachzahlung im Durchschnitt ca. zwischen 120 Euro und 900 Euro. Die höchstmögliche Nachverrechnung eines Musterkunden würde über 3.800 Euro ausmachen. Bei dieser Berechnung wurde noch keine künftige Änderung des Netzbereitstellungsentgeltes berücksichtigt. Wie erwähnt, würde es zu keiner absoluten Erhöhung dieser Entgeltkomponente kommen, sondern zu einer Neuverteilung zwischen den Netzbenutzern.

	bis 1500 kWh/a	1500 bis 2500 kWh/a	2500 bis 3500 kWh/a	über 3500 kWh/a	
Min	365 kWh	1.574 kWh	2.673 kWh	3.753 kWh	
Max	1.495 kWh	2.423 kWh	3.428 kWh	12.594 kWh	
Ø	1.074 kWh	2.080 kWh	3.033 kWh	5.700 kWh	
	bis 1500 kWh/a	1500 bis 2500 kWh/a	2500 bis 3500 kWh/a	über 3500 kWh/a	Summe
Verrechnungsleistung > 4 kW	7 Kunden	9 Kunden	13 Kunden	14 Kunden	43 Kunden
Ø Nachverrechnung	121,2 EUR	253,6 EUR	220,6 EUR	893,8 EUR	

Abbildung 36: Überschreitung Verrechnungsleistung Smart Meter Haushalte⁷⁰

Die Wirkung des Gleichzeitigkeitsfaktors bei Überlegungen zur Nachverrechnung von Netzbereitstellungsentgelt ist ebenfalls zu berücksichtigen. Dementsprechend kommt es in der Regel bei einzelnen Leistungsüberschreitungen einiger weniger Netzbenutzer zu keinen Netzengpässen – diese Problematik würde sich ansonsten schon heute zeigen. Das Netz ist mit gewissen Netzreserven ausgestattet; eine generelle NBE-Nachverrechnung ist daher nicht zwangsläufig notwendig. Auch hat eine verstärkte Anzahl an NBE-Nachverrechnungen Auswirkungen auf die Entgeltstabilität (längerfristig kostensenkende BKZ-Auflösungen) und die Kapitalstruktur der Netzbetreiber (sinkender Eigenkapital-Anteil). Diese und die in Kapitel 3.3 angesprochenen Gründe unterstreichen die Frage nach der Sinnhaftigkeit der Beibehaltung dieses Entgelts. Zu überlegen ist, wie mit bereits erworbener Anschlussleistung von Bestandskunden umgegangen wird.

Erwägungen Österreichs Energie - Sparte Netze

Für Kunden mit Smart Meter sieht OE-Netz ein Potenzial für die Vereinfachung durch eine Pauschalregelung.

⁷⁰ E-Control auf Basis der Daten von Österreichs Energie 2015.

Schlussfolgerungen

Das Thema der Nachverrechnung vom Netzbereitstellungsentgelt von bisher nicht leistungsgemessen abgerechneten Kunden wird von E-Control und OE-Netz als dringlich angesehen. Anhand von ersten Abschätzungen ist davon auszugehen, dass dies die Mehrheit der Kunden betreffen wird. OE-Netz schlägt eine vereinfachte Pauschalregelung für Smart Meter Kunden vor, die E-Control geht davon aus, dass eine flächendeckende Leistungsmessung für Smart Meter Kunden schwer realisierbar ist. Des Weiteren ist dieses Thema von der generellen Diskussion zur Beibehaltung dieser Entgeltkomponente abhängig (siehe Kapitel 3.3).

Empfehlungen zur weiteren Diskussion

- Beim Vorhandensein von Viertelstundendaten sind Abweichungen zur bisher abgegoltenen Leistung zu erwarten was nach derzeitiger Rechtslage zu Nachverrechnungen vom Netzbereitstellungsentgelt für zahlreiche der bisher nicht gemessen abgerechneten Kunden erwarten lässt
- Überprüfung von möglichen Überganslösungen/Toleranzgrenzen
- Generelle Diskussion zur Beibehaltung dieser Entgeltkomponente

3.8.2.3 Echtzeittarifierung – RTP

Da aufgrund der derzeitigen Gesetzeslage nur nach ausdrücklicher Zustimmung durch den Smart Meter Kunden Viertelstundenwerte gespeichert und dem Lieferanten bzw. Netzbetreiber zur Verfügung gestellt werden können, stellt sich die praktische Anwendung von Echtzeittarifierung (Real Time Pricing oder RTP) bzw. eines dynamischen Netzentgelt als äußerst schwierig dar. Es ist außerdem administrativ und im Sinne des Grundsatzes der Gleichbehandlung aller Systembenutzer gem. § 51 Abs. 1 EIWOG 2010 schwer begründbar, gesonderte Netzentgelte für jene Kunden zu verordnen, die einer viertelstundenweisen Lastprofilmessung zustimmen. Kunden, die eine Leistungsmessung verlangen, sind eher jene, die hohe Ausnutzungsstunden aufweisen.

Im Sinne der Laststeuerung scheint die Echtzeittarifierung zwar als sehr gut geeignetes Mittel, da durch Preissignale der Verbrauch (in der Theorie) gezielt gesteuert werden kann. Allerdings müssen diese Signale dem Endverbraucher rechtzeitig bekannt gegeben werden, damit die Nachfrage entsprechend angepasst werden kann. Diese Informationsweitergabe ist schwierig und in den derzeitigen Smart Meter Spezifikationen nicht vorgesehen. Außerdem soll Tarifierung voranging der Netzkostentragung dienen. Echteittarifierung bietet hier keine wesentlichen Vorteile. Darüber hinaus sprechen noch weitere Faktoren gegen eine Echtzeittarifierung:⁷¹

- Unüberwindbare regulatorisch-administrative Herausforderung hinsichtlich der Verfügbarkeit der Daten und der Geschwindigkeit der Entgelterlassung.
- Oft treten Netzengpässe lokal auf. Das Herunterbrechen auf Netzbereiche oder auf Netzabschnitte (z.B. hinter einem Trafo) ist aber schwierig bzw. mit derzeitiger Netzbereichsdefinition gem. EIWOG 2010 ebenfalls nicht durchführbar.

⁷¹ Moser, Schmutzter, Friedl, Mayr 2014, S 18.

- Weiters ist aufgrund der hohen Zuverlässigkeit des Netzes als auch aufgrund der gesetzlichen Verpflichtung zur Versorgungssicherheit, mit wenigen kritischen Situationen pro Jahr (hinsichtlich der Versorgungssicherheit bzw. Power Quality) zu rechnen.
- Darüber hinaus kann ein dynamisches Netzentgelt bei gleichzeitig dynamischen Energiepreisen zu Situationen führen, die für Endverbraucher komplex sind, da günstige Marktpreise nicht auf Netzanforderungen abgestimmt sind sondern ggfs. sogar gegen Netze wirken.

Derzeit überwiegen die Argumente gegen eine Echtzeit- bzw. dynamische Tarifierung klar. Der Mehrwert aus dynamischer Entgeltermittlung für die Netzkostentragung steht derzeit in keiner Relation zu den zahlreichen Gesetzesnovellen bzw. organisatorischen und administrativen Umstellungen, die bei deren Einführung notwendig wären.

Erwägungen Österreichs Energie - Sparte Netze

OE-Netz spricht sich in ihrer Stellungnahme ebenso gegen eine Echtzeittarifierung aus. Auch das OE-Gutachten empfiehlt, von einer Dynamisierung der Entgelte abzusehen.

Schlussfolgerungen

E-Control und OE-Netz sprechen sich klar gegen eine Echtzeittarifierung aus. Die Nachteile überwiegen die Vorteile. Weiters muss darauf geachtet werden, dass keine falschen Signale aus dem Netz zu ungewünschten Wechselwirkungen mit einem zukünftigen Flexibilitätsmarkt führen.

Empfehlungen zur weiteren Diskussion

- Echtzeittarifierung bei Netzentgelten ist aufgrund rechtlicher Einschränkungen bei Smart Meter Kunden derzeit standardmäßig nicht möglich und aufgrund fehlender Vorteile für das Netz für die Netzkostentragung derzeit generell für alle Netzebenen nicht empfehlenswert

3.8.2.4 Tarifzeiten – TOU, CPP

Derzeit sind hinsichtlich des Arbeitsanteils (in kWh) der Netznutzungsentgelte gemäß § 4 SNE-VO 2012 idF Novelle 2016 bis zu 4 Time-of-Use (TOU) Tarifzeiten (Sommer bzw. Winter Hochtarifzeit sowie Sommer bzw. Winter Niedertarifzeit) vorgesehen, wobei der Wechsel von Hoch- auf Niedertarifzeit bzw. umgekehrt um jeweils 22:00 bzw. 06:00 Uhr erfolgt und der 31. März bzw. der 1. Oktober den Sommer- bzw. den Winterübergang markieren. Absolut betrachtet stellen derzeit Hoch und Niedertarife sowie nur eine Tarifzeit die am häufigsten angewandten Entgelte an, wobei bemerkt werden muss, dass bei nicht gemessenen Zählpunkten ohne Doppeltarifzähler aufgrund der technischen Limitierungen keine unterschiedlichen Tarifzeiten möglich sind. Neben diesen technischen Bedingungen, wirken auch noch die historischen Gegebenheiten vor der Liberalisierung des jeweiligen Netzbereichs auf die aktuelle Ausgestaltung der Tarifzeiten nach. Zum Beispiel gibt es nur in Vorarlberg, Graz und Tirol Doppeltarife, die bei der damaligen Einführung bestimmte Anlagen wie z.B. Nachtspeicherheizungen mit einem (damals) integrierten Doppeltarif (Netz und Energie) wirtschaftlich machten. Dieser Doppeltarif dient im Prinzip aber nur dazu, Hoch- und Niedertarifzeiten auf Haushaltsebene zu ermöglichen.

Die geänderten Rahmenbedingungen der Stromnetzinfrastruktur sind durch starr vorgegebene Tarifzeiten nur mehr bedingt abbildbar. Die Unterscheidung Sommer/Winter stellt allerdings nicht die tatsächlichen Netzauslastungsverläufe dar. Dies lässt sich schon hinsichtlich des Standardlastprofils H0 (Haushalt) ablesen (siehe Sonstige Entgelte, Entgelt für neue DSO Aufgaben), in der die Zeitpunkte der Peak Situationen nicht deutlich zwischen Sommer und Winter variieren. Zwar wird das Netz im Winter stärker beansprucht bzw. sind die Lasten höher, die Lastspitzen treten aber zu denselben Zeiten wie im Sommer auf. Somit erscheint ein höheres Entgelt im Winter sinnvoll, um den Verbrauch im Allgemeinen zu senken, eine Verschiebung der Last bzw. deren Glättung erfolgt aber nicht.

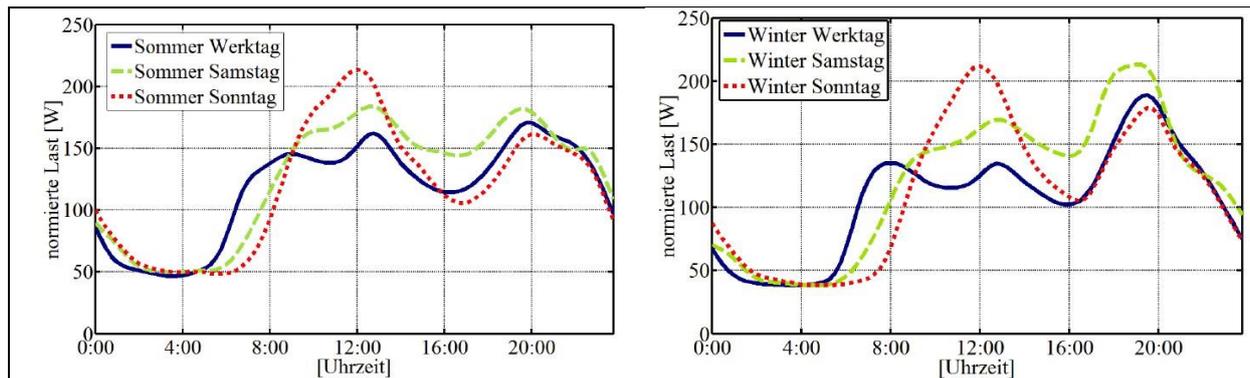


Abbildung 37: Normiertes Standardlastprofil H0 der Verbrauchsperioden Sommer und Winter⁷²

Änderungen der Tarifzeiten sind oft nur durch technische Maßnahmen bzw. Auswechseln des Tarifschaltgerätes möglich. Dies betrifft vor allem nicht gemessene Kunden der Netzebene 7. Durch die Einführung von Smart Meter werden theoretisch auch hier neue Möglichkeiten in Hinblick auf genauere Lastprofile geschaffen.

Wie bereits ausgeführt, können von Smart Meter erfasste, kundenspezifische Lastgänge allerdings nur auf Anforderung bzw. mit Zustimmung des jeweiligen Kunden ausgelesen und verwendet werden, in begründeten lokalen Einzelfällen ist aber auch ohne Zustimmung des Endverbrauchers eine Auslesung möglich. Die bezüglichen Daten sind unverzüglich zu löschen, sobald sie für die Erfüllung des Zwecks nicht mehr benötigt werden (vgl § 84a Abs. 1 EIWOG 2010).

Sollten von einer größeren Anzahl Kunden Viertelstundenwerte anonymisiert ausgelesen werden, könnten mit diesen Daten regionspezifische Lastprognosen erstellt werden und durch zeitnahe Messung die aktuellen Verbrauchsgewohnheiten besser dargestellt werden. Die gewonnenen Smart Meter Werte können mittels zweiter Methoden, nämlich der „Werte-Parität“ und „Zeit-Parität“ aggregiert werden. „Werte-Parität“ liegt dann vor, wenn sämtliche Messwerte mit gleicher Gewichtung in das Lastprofil eingehen, „Zeit-Parität“ dann, wenn die Gewichtung sämtlicher 15-Minutenintervalle gleich groß ist, was besonders dann von Bedeutung ist, wenn es Zeitintervalle gibt, an denen mehr Messwerte vorliegen und die dann bei der Betrachtung stärker ins Gewicht fallen würden als Zeitintervalle mit einer geringeren Anzahl an Messwerten, wobei die Methoden „Zeit-Parität“ und „Werte-Parität“ nur geringfügige Unterschiede aufweisen wie Untersuchungen von Baranek, Probst, Tenbohlen (2013) ergeben haben.⁷³

⁷² Baranek, Probst, Tenbohlen 2013, S 2.

⁷³ vgl. Baranek, Probst, Tenbohlen 2013, S 3ff.

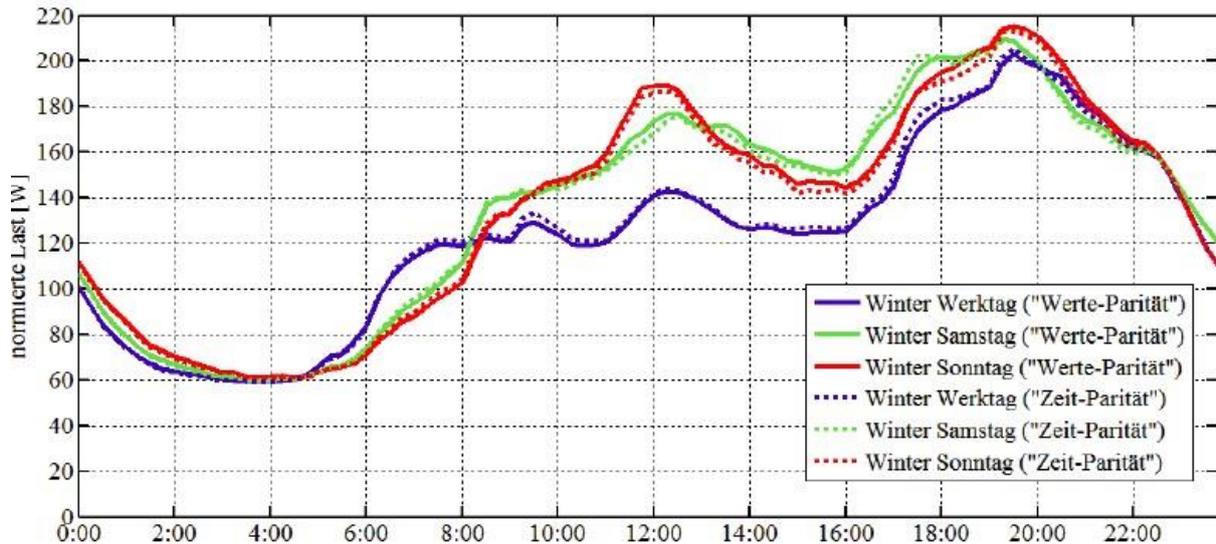


Abbildung 38: Aggregierte Smart Meter Profile der Verbrauchsperiode Winter⁷⁴

Für die Anwendung unterschiedlicher Tarifzeiten spricht auch die EED. Gemäß Anhang XI Z 2 lit. a der Richtlinie sollen Netzregulierung und Netztarife die „Lastverlagerung von Spitzenzeiten in Nebenzeiten durch Endkunden unter Berücksichtigung der Verfügbarkeit von Energie aus erneuerbaren Quellen, aus KWK und dezentraler Erzeugung“ nicht verhindern. Durch den Einsatz verschiedener Tarifzeiten kann ein Anreiz gegeben sein, den Verbrauch in lastschwächere Zeiten zu verlagern, in denen geringere Entgelte zu entrichten sind. Dieser Anreiz ist aber nicht zu überschätzen, denn eine komplette Verschiebung der Spitzenlasten in andere Tageszeiten bzw. im optimalen Fall eine Glättung, ist durch diese Maßnahme nicht zu erwarten.

Die Daten aus den obigen Abbildungen zeigen, dass kürzere Hochtarifzeiten, u.a. sogar als Critical Peak Pricing (CPP) Zeit, angemessen wären. Ziel unterschiedlicher Tarifzeiten ist es einen Anreiz zu schaffen, vermeidbare Lasten in günstigere Zeiten zu verlegen (z.B. Nutzung thermischer Trägheit oder Speicher), nicht aber Endverbraucher zu „bestrafen“, indem ein hohes Entgelt zu Zeiten unvermeidliche Lastspitzen (z.B. Mittag oder Abend) verordnet wird.. Fraglich ist, ob unterschiedliche Tarifzeiten dieses Ziel erfüllen können da mit dem Auftreten von flexiblen Energiepreisen unterschiedliche Tarifzeiten bei den Netzentgelten für den Kunden zu Verwirrung bei der Wahl des eigenen Verhaltens führen können. Es wäre möglich, dass der Anreiz zur Lastverschiebung zugunsten von Zeiten mit geringer Netzlast durch Anreize aus einem flexiblen Energiepreis übertrumpft wird.

In Anbetracht der komplexen Situation erscheint es daher sinnvoll auf unterschiedliche Tarifzeiten zu verzichten und eine einheitliche Tarifzeit auf allen Netzebene einzuführen. Ausnahme bildet der unterbrechbare Tarif, wo eine HT/NT Unterscheidung aufgrund der denkbaren Anwendungsfälle weiterhin bestehen bleiben soll.

Um wirkungsvolle Anreize für eine Ausweitung des unterbrechbaren Tarifs zu schaffen, ist eine Befreiung des zweiten Zählpunktes von allen Abgaben (Ökostrompauschale, etc.) zu erwägen. Laut derzeitiger Definition muss der Netzbetreiber berechtigt und technisch dazu in der Lage sein, die Nutzung des Netzes jederzeit oder zu vertraglich vorherbestimmten Zeiten zu unterbrechen, damit ein unterbrechbarer Tarif zur Anwendung kommen kann. Hier bedarf

⁷⁴ Baranek, Probst, Tenbohlen 2013, S 4.

es womöglich noch einer Klarstellung bzw. Abgrenzung zu dieser teilweise historisch gewachsenen Definition. Die Unterbrechung soll jedenfalls netzstützend und in netzkritischen Situationen diskriminierungsfrei und automatisiert direkt durch die Netzanlage zu erfolgen. Siehe zum unterbrechbaren Tarif auch noch die weiterführenden Überlegungen in Kapitel 3.8.1.

Erwägungen Österreichs Energie - Sparte Netze

Wie auch die Behörde sehen OE-Netz sowie die Gutachter Consentec und Bogner die heutige zeitliche Differenzierung nach starren Tarifzeiten kritisch. Eine Aufrechterhaltung und allenfalls Weiterentwicklung der Differenzierung nach HT/NT-Zeiten speziell für nicht leistungsgemessene Kunden erscheint OE-Netz allerdings als sinnvoll. Es sollen hierauf aufbauend getätigte Investitionen nicht entwertet und reflektiert werden, dass in Netzebene 7 diese Differenzierung heute zumindest überwiegend noch zu den Netzbelastungsprofilen passe.

Schlussfolgerungen

Die E-Control befürwortet eine Auflösung der Unterscheidung zwischen Winter und Sommertarifen hin zu einer einheitlichen Tarifzeit. Im Gegenzug soll es zu einer Neuregelung bzw. stärkeren Gewichtung der unterbrechbaren Tarife kommen, um den Anforderungen an einen flexiblen Markt gerecht zu werden. Bei diesem Tarifmodell kann es auch bei einer HT/NT Unterscheidung bleiben. Um genügend Anreize für eine Ausweitung des unterbrechbaren Tarifs zu schaffen, ist eine Befreiung des unterbrechbaren Zählpunktes von allen Abgaben (Ökostrompauschale, etc.) zu erwägen. Weiters müsste die Definition von „unterbrechbar“ insofern präzisiert werden, als eine Unterbrechung nur netzstützend und in netzkritischen Situationen diskriminierungsfrei und automatisiert direkt durch Netzanlagen vorgenommen werden kann. OE-Netz spricht sich für eine Beibehaltung und Weiterentwicklung der Differenzierung nach HT/NT-Zeiten speziell für nicht leistungsgemessene Kunden im Sinne des Investitionsschutzes aus.

Empfehlungen zur weiteren Diskussion

- Vereinheitlichung von bestehenden Tarifzeiten auf eine HT/NT Unterscheidung bzw. nur eine Tarifzeit
- Beibehaltung und ggfs. Ausweitung bzw. Neudefinition des unterbrechbaren Entgelts für einen flexiblen Markt

3.8.3 Netzkostentragung bei Überschusseinspeisung

Wie in der Einleitung ausgeführt, stellt die Zunahme dezentraler Erzeugung die Netzinfrastruktur sowie die Netzparität vor große Herausforderungen. Mit fortschreitender technologischer Weiterentwicklung und günstiger werdenden Endgeräte, kommt es zu einer weiteren Durchdringung dieser Erzeugungstechnologien auf Haushaltsebene, wobei hier vorwiegend Photovoltaik zu nennen ist. Bei weiteren Preissenkungen, etwa bei Blockheizkraftwerken (BHKW) mit momentanen Anschaffungskosten je nach Leistung zwischen 12.000 und 18.000 Euro,⁷⁵ können auch diese Erzeugungstechnologien im

⁷⁵ Blockheizkraftwerk.org 2015.

Haushalt eingesetzt werden. Während sich bei Blockheizkraftwerken die Produktion vom Benutzer steuern lässt, ist man bei Photovoltaik Anlagen ausschließlich von der Sonneneinstrahlung abhängig. Daher ist davon auszugehen, dass ungefähr 30% des Eigenverbrauchs eines Haushalts mit einer Photovoltaikanlage abgedeckt werden können. Durch Maßnahmen wie z.B. Gebäudeautomatisierung in Zusammenhang mit thermischen Verbrauchern oder dem Einsatz von in der Anschaffung von häuslichen PV Backup Systemen (meist auf Basis von Lithium-Ionen-Batterien), kann dieser Eigenverbrauchsanteil gesteigert werden.⁷⁶ Natürlich kann das Backup System auch auf eine energieautarke Versorgung des Haushaltes ausgelegt werden, allerdings lassen sich diese Lösungen schwer wirtschaftlich rentabel darstellen. Ein Anschluss des Haushaltes an das öffentliche Stromnetz ist daher bei wirtschaftlicher Ausgestaltung in jedem Fall unabdingbar. Siehe dazu auch die Abbildung 39, die die PV-Erzeugung (5 kW Engpassleistung) mit einem durchschnittlichen Haushaltsverbrauch an einem Sommertag in Relation setzt.

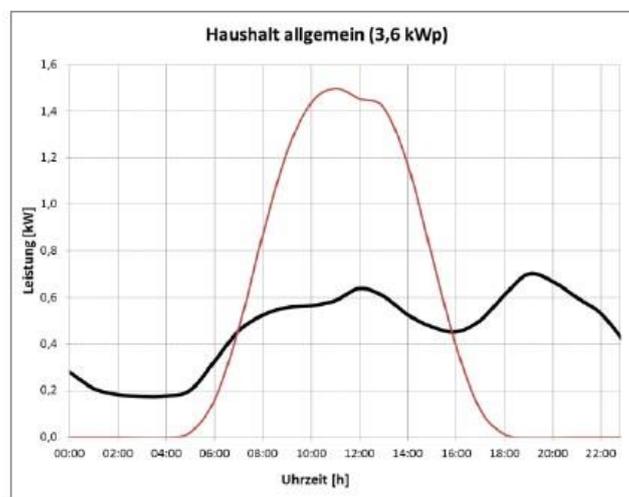


Abbildung 39: Diskrepanz zwischen Erzeugung und Eigenverbrauch⁷⁷

Weiters ist eine Backup-Versorgung über das Stromnetz während eines ungeplanten Ausfalls der Erzeugungseinheit (kein Sonnenschein, Defekt oder Wartung bzw. Reparatur des Generators (z.B. bei BHKWs)), einem zusätzlichem Leistungsbedarf (der durch die eigenen Erzeugungskapazitäten im Normalbetrieb nicht gedeckt werden kann) oder wenn der Bezug von Strom aus dem Netz günstiger ist als die Eigenerzeugung (z.B. bei BHKWs), vorteilhaft.

Im derzeitigen Entgeltsystem profitieren Eigenproduzenten auf der Netzebene 7 ohne Leistungsmessung besonders davon, dass mit jeder selbstproduzierten kWh die eigenen Netzkosten, auf Kosten des Entnehmerkollektivs, verringert werden; die Gesamtkosten des Kollektivs verringern sich hingegen nicht. Das liegt vordergründig daran, dass die Arbeitskomponente im Haushaltssektor deutlich über dem Leistungsanteil liegt. Ein Anheben des Leistungsanteils würde diesem Umstand entgegen wirken; ein zu starkes Anheben würde aber Netzbenutzer mit geringem Verbrauch benachteiligen.

Ein weiteres Problem, welches durch dezentrale Erzeugung im Allgemeinen hervorgerufen wird, skizziert Abbildung 40. Im Falle von Volleinspeisung kommt es durch vermehrte

⁷⁶ Photovoltaik.eu 2015 und E.ON 2014- mit Batterie auf ökonomisch noch sinnvolle 60%.

⁷⁷ Mair am Tinkhof et al. 2010.

Höchstlastsituationen zu einem verstärkten Netzausbau und durch verringerten Netzbezug bei Überschusseinspeisung zu einem Verbrauchsrückgang. Beide Fälle führen durch eine erhöhte Kostenbasis, gesunkene Tarifierungsmengen bzw. einer Kombination beider Faktoren dazu, dass schlussendlich die Netzentgelte steigen. Steigende Netzentgelte führen dazu, dass die Option dezentraler Erzeugung für den Einzelnen immer vorteilhafter erscheint und sich somit der Effekt verstärkt.

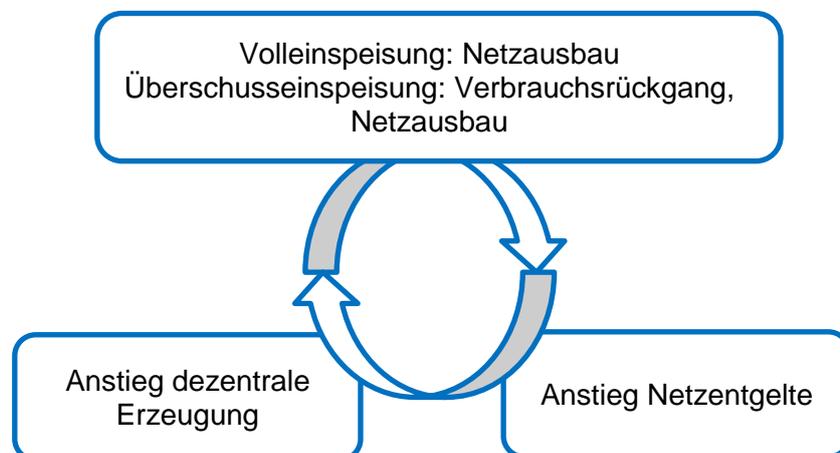


Abbildung 40: Positive Rückkopplung bei Anstieg dezentraler Erzeugung⁷⁸

Ein Ansatz zur Bewertung von Verbrauchsrückgang aufgrund dezentraler Erzeugung kommt aus dem US Bundesstaat New York. Dort wurden sogenannte „Standby-Service Rates“, die für Eigenerzeuger zur Anwendung kommen, verordnet. Die Public Service Commission hat den Wert von Netzwerkdienstleistungen als Backup für Eigenerzeuger, also nur für jene Kunden, die nicht 100% Netzbezug in Anspruch nehmen, aber auch nicht zur Gänze autark sind, ermittelt. Darauf folgend, wurden von der Commission Leitlinien für die Gestaltung von Standby-Service Rates erlassen und eine Standby-Cost-Allocation Matrix genehmigt, die sich seit Einführung Anfang der 2000er Jahre auch nicht wesentlich verändert hat:⁷⁹

Delivery Voltage Level						
Distribution	Secondary Customers		Primary Customers		Transmission Customers	
	% Contract	% As-Used	% Contract	% As-Used	% Contract	% As-Used
Secondary Distribution	50%	50%				
Transformers	25%	75%				
Primary Distribution	0%	100%	50%	50%	100%	0%
Substation	0%	100%	25%	75%	100%	0%
Transmission	0%	100%	0%	100%	50%	50%

Abbildung 41: Standby-Cost-Allocation Matrix⁸⁰

Mehrere New Yorker DSOs haben daraufhin Standby Tarife (meistens als Leistungs- und Arbeitskomponente) erlassen, die für große Industrieabnehmer mit KWK Anlagen gedacht waren. Bei der Kalkulation der Tarife wird meistens davon ausgegangen, dass die Eigenerzeugung genau beim Peak Demand nicht zur Verfügung steht. Durch die nun

⁷⁸ E-Control.

⁷⁹ Public Service Commission 2014, S. 61f.

⁸⁰ Public Service Commission 2014, S. 61f.

vermehrt auftretende dezentrale Erzeugung überdenkt die Commission eine Neuregelung dieser Standby Tarife, um folgende Anforderungen abzudecken:⁸¹

- **Physical Assurance Requirement:** Erzeuger müssen einspeiselimitierende Hardware einbauen, die maximale Leistung, die ins Netz abgegeben wird, limitiert. Die Contract Demand Charge (Leistungsverrechnung auf Vertragsleistungsbasis) wird dann auf diese limitierte Maximalleistung berechnet.
- **Demand Response Action Plan:** Automatisches Demand Side Management bzw. Lastkappung. Dadurch wird auch die Contract Demand Charge verringert.
- **Änderung des Standby-Service Rates Design:** Es ist unwahrscheinlich, dass alle Erneuerbaren zur gleichen Zeit und genau beim Peak Demand ausfallen. Unterscheidungsklassen je erneuerbare Ressource sollen aufgrund von Erfahrungswerten in das Rate Design aufgenommen werden.

Derzeit gibt es noch Ausnahmen für die Standby-Service Rates auf bestimmte Technologien (u.a. Wind, Biogas, Biomasse) mit Leistung kleiner 1 MW unter bestimmten Umwelt- und Effizienzauflagen. PV-Anlagen bis 2 MW sind ausgenommen. Überschusseinspeisevereinbarungen (Net Metering) können auch zu einer Ausnahme berechtigen.⁸²

Das EIWOG 2010 bietet derzeit keine Möglichkeit die eingangs im Kapitel beschriebene Problematik der Überschusseinspeisung mit einer eigenen Entgeltkomponente abzubilden. § 7 Abs. 1 Z 84 EIWOG 2010 definiert der Begriff Zusatzstrom als „der Strom, der über das Elektrizitätsnetz in den Fällen geliefert wird, in denen die Stromnachfrage die elektrische Erzeugung des KWK-Prozesses übersteigt“. Die Definition des EIWOG 2010 müsste dazu ausgeweitet werden und generell Überschusseinspeiser umfassen. Dann könnte für diesen Zusatzstrom die Einführung einer eigenen Entgeltkomponente angedacht werden.

Da die New Yorker Standby-Service Rates in der momentanen Ausgestaltung nur Großeinspeiser berücksichtigen und für den eingangs geschilderten Fall der Integration dezentraler erneuerbarer Energieträger auf den unteren Netzebenen noch einer Evaluierung und Neugestaltung bedürfen und der Begriff des Zusatzstroms in der derzeitigen Form keine neue Entgeltkomponente zulässt, soll modellhaft ein alternativer und in der Berechnung pragmatischer Ansatz vorgestellt werden:

Auf Basis der Abgabemenge der Netzebene 7 von nicht leistungsgemessener Kunden und der dazugehörigen Zählpunkte, wird der Durchschnittsverbrauch je Zählpunkt und je Netzbereich ermittelt. Unter der Prämisse, dass die Dimensionierung einer Photovoltaikanlage für einen Haushalt nach ökonomischen Gesichtspunkten erfolgt und sich am eigenen Verbrauch orientiert, beträgt (ohne Berücksichtigung von Speichertechnologien) der Eigenverbrauch ca. 30%. Diese 30% entsprechen dem verringerten Netzbezug pro Jahr. Ebenso könnte man – auf Basis der Annahme eines Eigenverbrauchsanteils von 30% - den durchschnittlichen Eigenverbrauch über die Multiplikation der Peakleistung einer Haushalts-PV-Anlage (5 kW) mit durchschnittlichen 900 Volllaststunden im Jahr berechnen. Zur monetären Bewertung dieser beiden errechneten Mengen mit dem Netznutzungs- und Netzverlustentgelt (die Grundpauschale wird als fixes Entgelt nicht berücksichtigt da ohnehin

⁸¹ Public Service Commission 2014, S. 63.

⁸² Public Service Commission 2014, S. 64.

jeder Zählpunkt diese unabhängig vom Verbrauch entrichten muss) der SNE-VO 2012 idF Novelle 2015 wird auf Abbildung 42 und Abbildung 43 verwiesen. Hier wird für den mengengewichteten österreichweiten Durchschnitt eine Bandbreite von knapp EUR 50 bis EUR 59 für eine Pauschale der Überschusseinspeisung pro Jahr errechnet.

	Durchschnitts- verbrauch pro ZP	PV- Eigenverbrauch	Netznutzungs- entgelt	Netzverlust- entgelt	Jahrespauschale Überschuss- einspeiser
	kWh	30%	Cent	Cent	EUR/a
NB Wien	2.562,9	768,9	3,930	0,32	32,7
NB Graz	3.114,9	934,5	3,000	0,28	30,7
NB Linz	3.228,9	968,7	3,190	0,17	32,5
NB Salzburg	3.330,5	999,2	3,860	0,22	40,7
NB Klagenfurt	3.588,8	1.076,6	3,410	0,23	39,2
NB Burgenland	3.626,7	1.088,0	4,040	0,22	46,3
NB Niederösterreich	3.672,7	1.101,8	3,710	0,22	43,2
NB Oberösterreich	4.077,7	1.223,3	4,260	0,23	54,9
NB Steiermark	4.101,1	1.230,3	4,840	0,24	62,5
NB Kleinwalsertal	4.208,7	1.262,6	6,300	0,22	82,4
NB Vorarlberg	4.569,5	1.370,8	4,260	0,21	61,3
NB Innsbruck	4.660,1	1.398,0	4,090	0,22	60,3
NB Kärnten	4.662,1	1.398,6	5,740	0,29	84,4
NB Tirol	5.540,9	1.662,3	3,798	0,21	66,5
Österreichschnitt (mer)	3.802,4	1.140,7	4,118	0,24	49,8

Abbildung 42: Durchschnittliches entgangenes NNE und NVE bei PV-Überschusseinspeisung auf Basis der durchschnittlichen Abgabemenge im Netzbereich⁸³

5 kW Peak	Eigenverbrauch santeil	Netznutzungs- entgelt	Netzverlust- entgelt	Jahrespauschale Überschuss- einspeiser
900 Volllaststunden	30%	Cent	Cent	EUR/a
NB Wien		3,930	0,32	57,4
NB Graz		3,000	0,28	44,3
NB Linz		3,190	0,17	45,3
NB Salzburg		3,860	0,22	55,1
NB Klagenfurt		3,410	0,23	49,1
NB Burgenland		4,040	0,22	57,5
NB Niederösterreich	1.350 kWh	3,710	0,22	53,0
NB Oberösterreich		4,260	0,23	60,6
NB Steiermark		4,840	0,24	68,6
NB Kleinwalsertal		6,300	0,22	88,1
NB Vorarlberg		4,260	0,21	60,4
NB Innsbruck		4,090	0,22	58,2
NB Kärnten		5,740	0,29	81,4
NB Tirol		3,798	0,21	54,0
Österreichschnitt (mengengewichtet)		4,118	0,24	58,9

Abbildung 43: Durchschnittliches entgangenes NNE und NVE bei PV-Überschusseinspeisung mit 5 kW Peak und 900 Volllaststunden⁸⁴

Zur Ermittlung einer Pauschalverrechnung zum entgangenen Netzentgelt ist es allerdings angebracht, einen Gleichzeitigkeitsfaktor zur Anwendung zu bringen, da die Einspeisung vom eigenen Verbrauch abhängt und daher der Gleichzeitigkeitsfaktor i_{HV} 0,4 für den Haushaltsbereich⁸⁵ Berücksichtigung finden muss. Obwohl der Gleichzeitigkeitsfaktor zur Bewertung der Leistungsbilanz herangezogen wird, bzw. zur Dimensionierung der

⁸³ E-Control.

⁸⁴ E-Control.

⁸⁵ Siemens AG 2014, S. 18.

Kabelstrecken und der Geräte nach den zu erwartenden maximalen Belastungsströmen,⁸⁶ muss einerseits davon ausgegangen werden, dass der Eigenverbrauch bzw. der verringerte Energiebezug in einem Netzbereich nicht gleichzeitig für alle Netzbenutzer erfolgt. Die Erzeugung durch Photovoltaik weist sicher eine höhere Gleichzeitigkeit gegen 1 auf, ist aber von verschiedenen Kriterien wie der Größe des Netzgebietes (West-Ost Ausdehnung), der aktuellen Wetterlage (z.B. Bewölkung bzw. Wolkenbewegung) oder der unterschiedlichen Ausrichtungen und somit erreichten Wirkungsgraden der PV-Anlagen abhängig. Für die unten stehende Betrachtung bedeutet dies, dass 0,4 als Gleichzeitigkeitsfaktor auf Basis des Haushaltes zu niedrig angesetzt ist. Daher wird in einer ersten Analyse der Wert 0,6 für die Ermittlung einer Jahrespauschale für Überschusseinspeiser österreichweit angesetzt. Für diese wurde in Abbildung 44 und Abbildung 45 mengengewichtet ein Wert von (gerundet) EUR 30 bis EUR 35 pro Jahr für 5 kW Peak Anlagen ermittelt.

	Durchschnitts- verbrauch pro ZP	PV- Eigenverbrauch	Gleichzeitig- keitsfaktor Haushalt	Netznutzungs- entgelt	Netzverlust- entgelt	Jahrespauschale Überschuss- einspeiser
	kWh	30%		Cent	Cent	EUR/a
NB Wien	2.562,9	768,9		3,930	0,32	19,6
NB Graz	3.114,9	934,5		3,000	0,28	18,4
NB Linz	3.228,9	968,7		3,190	0,17	19,5
NB Salzburg	3.330,5	999,2		3,860	0,22	24,4
NB Klagenfurt	3.588,8	1.076,6		3,410	0,23	23,5
NB Burgenland	3.626,7	1.088,0		4,040	0,22	27,8
NB Niederösterreich	3.672,7	1.101,8	0,60	3,710	0,22	25,9
NB Oberösterreich	4.077,7	1.223,3		4,260	0,23	33,0
NB Steiermark	4.101,1	1.230,3		4,840	0,24	37,5
NB Kleinwalsertal	4.208,7	1.262,6		6,300	0,22	49,4
NB Vorarlberg	4.569,5	1.370,8		4,260	0,21	36,8
NB Innsbruck	4.660,1	1.398,0		4,090	0,22	36,2
NB Kärnten	4.662,1	1.398,6		5,740	0,29	50,6
NB Tirol	5.540,9	1.662,3		3,798	0,21	39,9
Österreichschnitt (mer)	3.802,4	1.140,7		4,118	0,24	29,9

Abbildung 44: Ermittlung der Jahrespauschale zum entgangenen Netzentgelt auf Basis der durchschnittlichen Abgabemenge im Netzbereich⁸⁷

5 kW Peak	Eigenverbrauch santeil	Gleichzeitig- keitsfaktor Haushalt	Netznutzungs- entgelt	Netzverlust- entgelt	Jahrespauschale Überschuss- einspeiser
900 Volllaststunden	30%		Cent	Cent	EUR/a
NB Wien			3,930	0,32	34,4
NB Graz			3,000	0,28	26,6
NB Linz			3,190	0,17	27,2
NB Salzburg			3,860	0,22	33,0
NB Klagenfurt			3,410	0,23	29,5
NB Burgenland			4,040	0,22	34,5
NB Niederösterreich			3,710	0,22	31,8
NB Oberösterreich	1.350 kWh	0,60	4,260	0,23	36,4
NB Steiermark			4,840	0,24	41,1
NB Kleinwalsertal			6,300	0,22	52,8
NB Vorarlberg			4,260	0,21	36,2
NB Innsbruck			4,090	0,22	34,9
NB Kärnten			5,740	0,29	48,9
NB Tirol			3,798	0,21	32,4
Österreichschnitt (mengengewichtet)			4,118	0,24	35,3

Abbildung 45: Ermittlung der Jahrespauschale zum entgangenen Netzentgelt mit 5 kW Peak und 900 Volllaststunden⁸⁸

⁸⁶ Siemens AG 2014, S. 99.

⁸⁷ E-Control.

⁸⁸ E-Control.

Es soll noch einmal betont werden, dass dieses Modell zur Jahrespauschale für Überschusseinspeiser nur auf die Arbeitskomponente wirkt. Im Sinne der Kostenverursachungsgerechtigkeit würde sie daher eine entgeltsenkende Wirkung auf das Netznutzungs- und Netzverlustentgelt entfalten. Bei über 52.000 Photovoltaikanlagen in Österreich 2013⁸⁹ auf der Netzebene 7, und der Annahme, dass davon ca. 50% als Überschusseinspeiser sind, ergeben sich somit ungefähr 26.500 Zählpunkte bzw. TEUR 791,4 an Erlösen aus der Pauschale. Bei 729,8 Mio. EUR an Gesamterlösen aus NNE und NVE auf der NE 7 nicht gemessen, würde dies eine marginale Reduktion von 0,11% bei EUR 30 bzw. 0,13% bei EUR 35 bewirken. Bei derzeitigem Stand des Photovoltaikausbaus wäre also die senkende Wirkung dieser neuen Pauschale auf NNE und NVE kaum spürbar. Allerdings entspricht sie der Kostenverursachungsgerechtigkeit und die Prognosen zu Photovoltaik gehen, wie in der Einleitung dargelegt, von einem starken Zuwachs aus. Für 2020 wird in konservativen Szenarien eine installierte Leistung von 1,2 GW angenommen. Unter der Annahme der durchschnittlichen Kapazität einer Anlage mit 5 kW entspricht dies 240.000 Anlagen. Durch das Entgelt für Überschusseinspeiser ließe sich dann schon eine Reduktion von 0,49% bei EUR 30 bzw. 0,58% bei EUR 35 darstellen (Abbildung 47). Sollte sich eine Überschusseinspeiseanlage mittels Fernabschaltung oder einer Begrenzung der Einspeiseleistung in lokal kritischen Situationen durch Netzbetreiber zur Netzstützung verpflichten, sollte diese Anlage vom Entgelt befreit sein.⁹⁰

PV-Anlagen Netzebene 7 im Jahr 2013 (ca.)		53.000 Stück
Überschusseinspeiser	50%	26.500 Stück
Erlöse aus entgangenem Netznutzungsentgelt	29,9 EUR/a	791,4 TEUR
Gesamterlöse NE 7 nicht gemessen Haushalte		729,8 Mio. EUR
Reduktion Netznutzungs- & verlustentgelt		0,11%
PV-Anlagen Netzebene 7 im Jahr 2013 (ca.)		53.000 Stück
Überschusseinspeiser	50%	26.500 Stück
Erlöse aus entgangenem Netznutzungsentgelt	35,3 EUR/a	936,6 TEUR
Gesamterlöse NE 7 nicht gemessen Haushalte		729,8 Mio. EUR
Reduktion Netznutzungs- & verlustentgelt		0,13%

Abbildung 46: Erlöse der Jahrespauschale für Überschusseinspeiser - 2013⁹¹

PV-Anlagen Netzebene 7 im Jahr 2020 (ca.)		240.000 Stück
Überschusseinspeiser	50%	120.000 Stück
Erlöse aus entgangenem Netznutzungsentgelt	29,9 EUR/a	3.583,6 TEUR
Gesamterlöse NE 7 nicht gemessen Haushalte		729,8 Mio. EUR
Reduktion Netznutzungs- & verlustentgelt		0,49%
PV-Anlagen Netzebene 7 im Jahr 2020 (ca.)		240.000 Stück
Überschusseinspeiser	50%	120.000 Stück
Erlöse aus entgangenem Netznutzungsentgelt	35,3 EUR/a	4.241,1 TEUR
Gesamterlöse NE 7 nicht gemessen Haushalte		729,8 Mio. EUR
Reduktion Netznutzungs- & verlustentgelt		0,58%

Abbildung 47: Erlöse der Jahrespauschale für Überschusseinspeiser - 2020⁹²

⁸⁹ Erhebungsbogen 2013.

⁹⁰ Die tatsächliche Umsetzbarkeit dieser Überlegung hängt aber auch stark von der geplanten P(U) Regelung in der TOR D4 ab.

⁹¹ E-Control.

Abschließend ist zu überprüfen, ob ein Entgelt für Überschusseinspeiser nicht den falschen Anreiz setzt, von einer Überschusseinspeisung zu einer Volleinspeisung zu wechseln. Dazu wurden für jene Netzbereiche mit dem geringsten (Graz) und höchsten (Kärnten) Netznutzungs- und –verlustentgelten (ohne Grundpauschale) auf der NE 7 nicht gemessen eine Gegenüberstellung der beiden Varianten Überschuss- und Volleinspeisung gerechnet (Abbildung 48). Unter der Annahme eines Jahresverbrauchs von 3.500 kWh und einem PV-Eigenverbrauch von 1.350 kWh ist der Saldo aus Erlösen (verringerte Energie- und Netzentgelte sowie der Einspeisetarif) und Kosten (Energie und Netzentgelt für verbleibende 2.150 kWh sowie das Entgelt zum verringerten Bezug aus dem Netz) bei der Variante Überschusseinspeisung deutlich geringer als jener bei der Variante Volleinspeisung mit Erlösen aus 3.500 kWh Volleinspeisung aber ebenso Kosten aus Netznutzung und Energie für die gleiche Menge.

Variante A: PV Überschusseinspeisung				Variante B: PV Volleinspeisung			
Jahresverbrauch	3.500 kWh	Graz	Kärnten	Jahresverbrauch	3.500 kWh	Graz	Kärnten
<i>Erlöse: Eigenverbrauch</i>	1.350 kWh			<i>Erlöse: Eigenverbrauch</i>	3.500 kWh		
Energie*	4,93 Cent/kWh	66,6 €	66,6 €	Einspeisetarif**	3,43 Cent/kWh	120,0 €	120,0 €
Netzentgelt (exkl. Pauschale)***		44,3 €	81,4 €				
Einspeisetarif**	3,43 Cent/kWh	46,3 €	46,3 €				
Summe		157,1 €	194,3 €	Summe		120,0 €	120,0 €
<i>Kosten: Energiebezug</i>	2.150 kWh			<i>Kosten: Energiebezug</i>	3.500 kWh		
Energie*	4,93 Cent/kWh	106,0 €	106,0 €	Energie*	4,93 Cent/kWh	172,6 €	172,6 €
Netzentgelt (inkl. Pauschale)***		160,5 €	181,6 €	Netzentgelt (inkl. Pauschale)***		229,1 €	263,0 €
Pauschale für Überschusseinspeiser		29,9 €	29,9 €				
Summe		296,4 €	317,5 €	Summe		401,6 €	435,6 €
Saldo		- 139,3 €	- 123,2 €	Saldo		- 281,6 €	- 315,6 €

*Tarifkalkulatorabfrage 9.3.2015: günstigster Anbieter Pullstrom - eine Marke der Stadtwerke Klagenfurt AG

**OeMAG 1 Qu. 2015

***jew eiliger Netzbereich Basis SNE-VO 2012 - Novelle 2015

Abbildung 48: Gegenüberstellung PV Überschusseinspeisung zur PV Volleinspeisung⁹³

Mittels Zielwertsuche wurde in den folgenden beiden Abbildungen jeweils jener Einspeisetarif ermittelt, der die Varianten Überschusseinspeisung und Volleinspeisung zu einem indifferenten Ergebnis bringt. Dieser liegt zwischen 10,05 Cent/kWh und 12,38 Cent/kWh. Zu beachten ist hierbei, dass für den Energietarif jeweils der günstigste Anbieter herangezogen wurde. Als Einspeisetarif wurde einfachheitshalber der OeMAG Tarif verwendet, viele Abnehmer für den eigenproduzierten Strom stellen aber die Bedingung auch, den Liefervertrag auf konzernverbundenen Lieferanten umzustellen, weshalb richtigerweise der Energiepreis höher angesetzt gehöre.⁹⁴

Zur Vereinfachung werden in der Berechnung der Volleinspeisung etwaige, nicht oft auftretende Umbauten am Zähler bzw. Zählerkasten sowie das Messentgelt für den zweiten Zähler nicht berücksichtigt (vgl. dazu die Überlegungen zum Messentgelt in Kapitel 3.4). Steuern und Abgaben wurden in dieser Gegenüberstellung ebenso wenig berücksichtigt. Die Einführung eines Netznutzungsentgelts für Überschusseinspeiser würde jedenfalls keinerlei Anreiz bieten, um von einer Überschuss- zu einer Volleinspeisung zu wechseln.

Die Einführung eines Pauschalentgelts für Überschusseinspeiser wäre also weiter zu überlegen und zu überprüfen. Dieses Entgelt könnte ebenso auf kWh genau ausgestaltet sein. Besonders die Einhaltung der in § 51 Abs. 1 EIWOG 2010 beschriebenen Grundsätze ist zu beachten.

⁹² E-Control.

⁹³ E-Control.

⁹⁴ PVA 2015.

Variante A: PV Überschusseinspeisung				Variante B: PV Volleinspeisung			
Jahresverbrauch	3.500 kWh	Graz	Kärnten	Jahresverbrauch	3.500 kWh	Graz	Kärnten
<i>Erlöse: Eigenverbrauch</i>	1.350 kWh			<i>Erlöse: Eigenverbrauch</i>	3.500 kWh		
Energie*	4,93 Cent/kWh	66,6 €	66,6 €	Einspeisetarif**	10,05 Cent/kWh	351,8 €	351,8 €
Netzentgelt (exkl. Pauschale)***		44,3 €	81,4 €				
Einspeisetarif**	10,05 Cent/kWh	135,7 €	135,7 €				
Summe		246,5 €	283,7 €	Summe		351,8 €	351,8 €
<i>Kosten: Energiebezug</i>	2.150 kWh			<i>Kosten: Energiebezug</i>	3.500 kWh		
Energie*	4,93 Cent/kWh	106,0 €	106,0 €	Energie*	4,93 Cent/kWh	172,6 €	172,6 €
Netzentgelt (inkl. Pauschale)***		160,5 €	181,6 €	Netzentgelt (inkl. Pauschale)***		229,1 €	263,0 €
Pauschale für Überschusseinspeiser		29,9 €	29,9 €				
Summe		296,4 €	317,5 €	Summe		401,6 €	435,6 €
Saldo		- 49,9 €	- 33,8 €	Saldo		- 49,9 €	- 83,8 €

*Tarifkalkulatorabfrage 9.3.2015: günstigster Anbieter Pullstrom - eine Marke der Stadtwerke Klagenfurt AG

**OeMAG 1 Qu. 2015

***jew eiliger Netzbereich Basis SNE-VO 2012 - Novelle 2015

Abbildung 49: Zielwertsuche indifferenter Einspeisetarif für Graz⁹⁵

Variante A: PV Überschusseinspeisung				Variante B: PV Volleinspeisung			
Jahresverbrauch	3.500 kWh	Graz	Kärnten	Jahresverbrauch	3.500 kWh	Graz	Kärnten
<i>Erlöse: Eigenverbrauch</i>	1.350 kWh			<i>Erlöse: Eigenverbrauch</i>	3.500 kWh		
Energie*	4,93 Cent/kWh	66,6 €	66,6 €	Einspeisetarif**	12,38 Cent/kWh	433,1 €	433,1 €
Netzentgelt (exkl. Pauschale)***		44,3 €	81,4 €				
Einspeisetarif**	12,38 Cent/kWh	167,1 €	167,1 €				
Summe		277,9 €	315,0 €	Summe		433,1 €	433,1 €
<i>Kosten: Energiebezug</i>	2.150 kWh			<i>Kosten: Energiebezug</i>	3.500 kWh		
Energie*	4,93 Cent/kWh	106,0 €	106,0 €	Energie*	4,93 Cent/kWh	172,6 €	172,6 €
Netzentgelt (inkl. Pauschale)***		160,5 €	181,6 €	Netzentgelt (inkl. Pauschale)***		229,1 €	263,0 €
Pauschale für Überschusseinspeiser		29,9 €	29,9 €				
Summe		296,4 €	317,5 €	Summe		401,6 €	435,6 €
Saldo		- 18,5 €	- 2,4 €	Saldo		31,5 €	- 2,4 €

*Tarifkalkulatorabfrage 9.3.2015: günstigster Anbieter Pullstrom - eine Marke der Stadtwerke Klagenfurt AG

**OeMAG 1 Qu. 2015

***jew eiliger Netzbereich Basis SNE-VO 2012 - Novelle 2015

Abbildung 50: Zielwertsuche indifferenter Einspeisetarif für Kärnten⁹⁶

Erwägungen Österreichs Energie - Sparte Netze

Consentec und Bogner kommen grundsätzlich auch zu der Übereinkunft, dass eine Jahrespauschale für Überschusseinspeiser durchaus zu einer Verbesserung der Verursachungsgerechtigkeit gegenüber der heutigen Situation beitragen würde. Allerdings ist zur praktischen Umsetzbarkeit eine streng zu befolgende Mitteilung über die Installation einer Eigenerzeugungsanlage an den Netzbetreiber Voraussetzung. OE-Netz verweist weiters darauf, dass mit der vorgeschlagenen Erhöhung der Erlösanteile Grundpreis bzw. Leistungspreis ebenfalls eine verursachungsgerechtere Behandlung von Kunden mit Eigenerzeugungsanlagen erreicht werden kann.

Schlussfolgerungen

Die von E-Control angestellten Überlegungen zur Behandlung von Überschusseinspeisern werden von OE-Netz begrüßt.

Empfehlungen zur weiteren Diskussion

- Einführung einer Pauschale für Überschusseinspeiser auf Basis installierter Leistung
- Bei einer freiwilligen Begrenzung der Einspeiseleistung mittels Fernabschaltung durch den Netzbetreiber in lokal kritischen Situationen zur Netzstützung, sollte diese Anlage von dieser Pauschale befreit werden

⁹⁵ E-Control.

⁹⁶ E-Control.

3.8.4 Soziale Aspekte der Tarifierung

Die Zweckmäßigkeit von Tarifen für sozial Schwache muss vor dem Hintergrund der Funktion eines Netzbetreibers bzw. der Netztarife gesehen werden. Die Funktion des Netzbetreibers ist die Sicherstellung eines leistungsfähigen Netzes. Die Funktion der Netzentgelte ist die Verteilung der Netzkosten auf ein Netzbenutzerkollektiv, sowie die Steuerung der Netzbelastung und des Netzausbaus.

Die Gestaltung der Netzentgelte sollte mittels Sozialgesetzgebung durch die bestehenden sozialen Institutionen und Transferleistungen erfolgen. Dies ist kosteneffizienter, da die notwendigen Informationen (z.B. Haushaltseinkommen) dort schon vorliegen. Bei Netzbetreibern müssten diese Informationen und Informationssystem erst aufgebaut werden. Auch aus Gesichtspunkten des Datenschutzes ist dies problematisch.

Es wird deshalb empfohlen, keine Netztarife für sozial Schwache einzuführen, sondern die bestehenden sozialpolitischen Instrumente zu nutzen.

In Österreich gibt es derzeit keine gesonderten Netztarife für sozial Schwache. Neben der Grundversorgung gem. § 77 EIWOG 2010, gibt es eine Reihe von konkreten Maßnahmen, die in Österreich zur Bekämpfung von Energiearmut eingesetzt werden. Beispielsweise sind die Beiträge des ÖSG für GIS - Gebühren befreite Haushalte gedeckelt (maximal 20 Euro statt 82 Euro brutto für einen Durchschnittshaushalt und die in allen Bundesländern⁹⁷ gibt es Heizkostenzuschüsse (Einmalzahlungen von bis zu ca. 250 Euro pro Haushalt). Bisher haben sich rund 118.000 Haushalte mit einem geringen Einkommen von den Ökostrombeiträgen teilweise befreien lassen. Der Anspruch auf einen Heizkostenzuschuss ist von Land zu Land unterschiedlich. Die Deckelung der Ökostrombeiträge und die Heizkostenzuschüsse kosteten 2013 rund 32 Millionen Euro. Sofern eine soziale Stützung in Österreich über die Netzentgelte angedacht werden soll, ist eine Befreiung von den pauschalen Entgelten – systemgleich mit der Befreiung von der Ökostrompauschale – anzustreben. Dies würde auch der oftmals angesprochenen Kritik bei einer Anhebung der Grundpauschale und der Ungleichbelastung von Kleinstverbrauchern entgegenkommen. Abbildung 51 zeigt deutlich, dass eine Vielzahl der Ökostromförderbeitragsbefreiten Kunden Jahresverbräuche unter 3.500 kWh aufweisen (> 80%). Bei einer Befreiung der Grundpauschale würde sich ein Entgeltentgang von ca. 3,5 Mio. Euro pro Jahr ergeben. Würde man diese Kosten den restlichen Endverbrauchern der Netzebene 7 nicht gemessen umlegen, würde sich hier das Netznutzungsentgelt um ca. 0,5% erhöhen – bei einer Umlegung auf alle Netzkunden der Ebenen 3 bis 7 befindet man sich in einer Größenordnung um die 0,2%.

⁹⁷ In Wien „Wiener Energieunterstützung“.

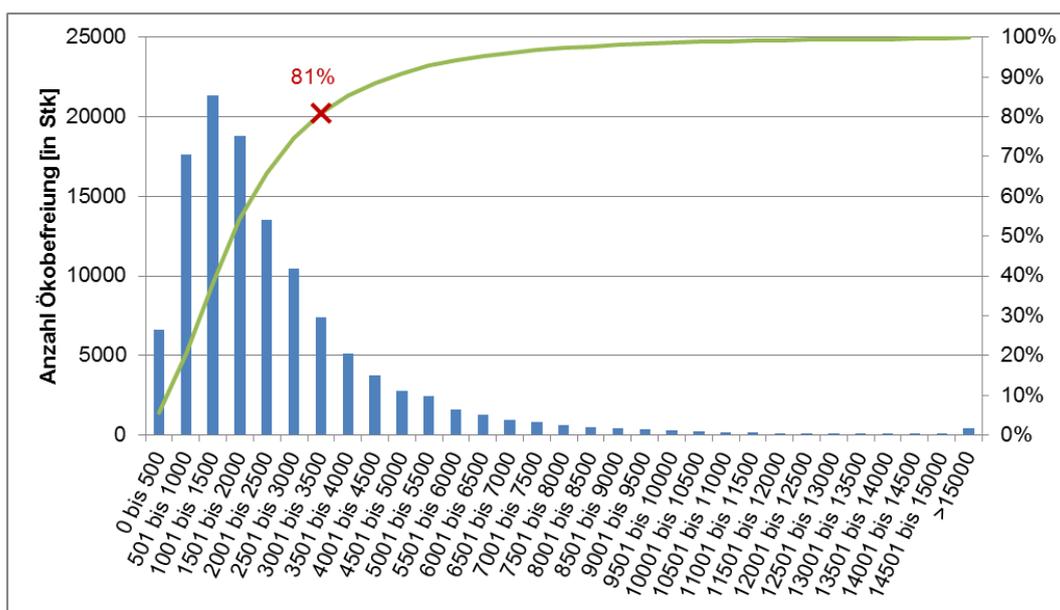


Abbildung 51: Ökostromförderbeitragsbefreite Kunden - Höhe des Jahresverbrauch⁹⁸

Tarife für sozial Schwache sind in Europa sehr unterschiedlich ausgestaltet. In Zypern gibt es einen gesonderten Tarif für schützenswerte Kunden, der jedoch nicht in eine Energie- und Netzkomponente geteilt wurde. Diese Kundengruppe hat einen um 20% vergünstigten Gesamttarif als herkömmliche Haushaltskunden. Auch in Spanien gibt es einen Nachlass von 25% auf die Gesamtrechnung für sozialschwache Kunden. Dies umfasst sowohl den Netz-, als auch den Energieanteil.

In Griechenland gibt es vergünstigte Tarife für sozialschwache Kunden, die ebenfalls als Gesamttarif für Netz und Energie zu verstehen sind. Die Vergünstigung wirkt jedoch lediglich auf den Energiepreis; die Netzkomponente wurde aus Gründen der Vereinfachung zur Gänze variabel mittels einem Arbeitspreis angesetzt und nicht – wie bei herkömmlichen Haushaltskunden – variabel und mit einem geringen fixen Leistungspreis. Eine spezielle Berücksichtigung erfolgt bei der Wiedereinschaltung, die für schützenswerte Kunden ohne zusätzliche Kosten durchgeführt wird.

In Frankreich sind Tarife für sozial Schwache so ausgestaltet, dass es zu einem generellen Abzug, abhängig von der Jahresabgabemenge und der Haushaltsgröße, kommt. Es gibt keinen speziellen Netztarif für sozialschwache Kunden.

In Belgien gibt es einen Kriterienkatalog für sozialschwache Kunden. Wenn eines dieser Kriterien erfüllt ist, wird ein Sozialtarif verrechnet. Dieser ist ein einheitlicher regulierter Gesamttarif, der von der Regulierungsbehörde festgesetzt wird und aus dem niedrigsten Netztarif in Belgien und dem niedrigsten Energiepreis zusammengesetzt wird.

Erwägungen Österreichs Energie - Sparte Netze

Die Empfehlung der Behörde auf die Einführung von Sozialtarifen zu verzichten und ggf. angestrebte sozialpolitische Ziele stattdessen mit hierauf spezialisierten Instrumenten zu verfolgen, wird auch von OE-Netze begrüßt und vom Consentec/Bogner Gutachten bestärkt.

⁹⁸ E-Control auf Basis von Österreichs Energie 2015.

Schlussfolgerungen

E-Control und OE-Netze sind sich einig, dass ein eigener Tarif für sozial Schwache sich nur bedingt eignet, um effektiv gegen Armutsbekämpfung vorzugehen. Dagegen sprechen neben datenschutzrechtlichen Bedenken auch der zu erwartende Mehraufwand bei den Netzbetreibern und die dadurch entstehenden Mehrkosten. Dies Kosten müsste das restliche Entnehmerkollektiv tragen. Andere sozialpolitische Maßnahmen wären dieser Lösung vorzuziehen.

Empfehlungen zur weiteren Diskussion

- Keine Einführung von Entgeltkomponenten für sozial Schwache
- Diese Thematik sollte durch sozialpolitische Instrumente gelöst werden

3.8.5 Kostentragung je Netzbereich

Die Netzbereichsdefinition gemäß § 64 EIWOG 2010 sowie die dazugehörige Anlage 8 sieht insgesamt 14 Netzbereiche auf Verteilernetzebene für Österreich vor. Die Aufteilung folgt großteils den Bundesländern, wobei Linz, Innsbruck, Klagenfurt, Graz sowie das Kleinwalsertal ebenso eigene Netzbereiche bilden, was auf „geografischen, wirtschaftlichen oder netztechnischen Gegebenheiten“⁹⁹ beruht. Der ursprüngliche Vorschlag von VEÖ zur „Tarifsbereichsabgrenzung“¹⁰⁰ basierte auf damals vorherrschenden organisatorischen Gegebenheiten und findet sich auch in der heutigen praktischen Anwendung wieder.

Aufgrund der geänderten Rahmenbedingungen und kontinuierlichen Weiterentwicklung der Netzentgelte in den einzelnen Netzbereichen, kam es in den vergangenen Jahren verstärkt zu Diskussionen hinsichtlich der unterschiedlichen Ausgestaltung der einzelnen Netzbereiche.¹⁰¹ Besonders Netzbereiche mit ähnlicher wirtschaftlicher und industrieller Struktur (z.B. Oberösterreich und Steiermark) aber auch Bundesländer mit eigenem Netzgebiet für die jeweilige Landeshauptstadt (z.B. Kärnten und Klagenfurt) müssen sich Vergleichen stellen.

Ein Grund für unterschiedliche Netzbereiche sind strukturelle Unterschiede bzw. die Anzahl an Netzbetreibern sowie historisch getrennt agierende Unternehmen. Diese haben technisch ihr Verteilernetz nicht auf den das benachbarte Netz ausgerichtet, was bei früheren Diskussionen gegen Netzbereichszusammenschlüsse sprach.

Dies erklärt ebenso die unterschiedliche Entgeltstruktur sowie -höhe in den Netzbereichen. Weiters führt auch durch die Kostenwälzung mittels Brutto- und Netto-Wälzverfahren bei individuellen Kosten- und Mengen-Situation zu Unterschieden in der Entgelthöhe zwischen Netzbereichen. Netzbereitstellungsentgelte, für den zur Ermöglichung des Anschlusses notwendigen Ausbau des vorfinanzierten vorgelagerten Netzes, sind auch nicht für alle Netzbereiche einheitlich und nicht im Entgelt enthaltene Kosten werden in diesem Zusammenhang über das Netznutzungsentgelt sozialisiert und führen zu höheren Entgelten in den jeweiligen Netzbereichen. Unterschiedliche Abgabestrukturen führen im Rahmen der

⁹⁹ Haubrich, Swoboda 1998, S 66 ff.

¹⁰⁰ Haubrich, Swoboda 1998, S 66 ff.

¹⁰¹ vgl. Stellungnahmen zu den Begutachtungsentwürfen der SNE-VO Novellen: <http://www.e-control.at/de/recht/aktuelle-begutachtungsentwuerfe#2769>

Kostenwälzung ebenfalls zu einer unterschiedlichen Verteilung der Kosten auf die einzelnen Netzebenen. Für den Bezug aus dem vorgelagerten Übertragungsnetz sind auch aufgrund der Unterschiedlichkeit der Verbrauchs- und der Erzeugungsstruktur der beiden Netzbereiche unterschiedliche vorgelagerte Netzkosten zu bezahlen, die auch einen direkten Vergleich der Entgelte erschweren.

Viele dieser Punkte sprechen für die Beibehaltung mehrere Netzbereiche. So entsteht durch die direkte Vergleichbarkeit von Netzbereichen öffentlicher Druck zum effizienten Netzbetriebes und zum Ausschöpfen von Kostensenkungspotentialen und ein immanenter Effizienzanreiz. Beispielsweise würde ein österreichweit einheitliches Netznutzungsentgelt Ineffizienzen zwischen den jetzigen Netzbereichen sozialisieren und somit „verwaschen“. Allerdings ist durch die Ausgleichszahlungssystematik auch hier ein Effizienzanreiz zwischen den einzelnen Netzbetreibern gegeben, der sich besonders deutlich in der Höhe der Zahlungsströme zwischen den Netzbetreibern widerspiegelt.

Die vorliegende Analyse widmet sich daher der Netzbereichszusammenlegung innerhalb einzelner Bundesländer, dh Steiermark und Graz, Tirol und Innsbruck, Kärnten und Klagenfurt sowie Oberösterreich und Linz. Das Kleinwalsertal sowie die Zusammenlegung mit Vorarlberg wird ebenso betrachtet, da hier zwar geografische und netztechnische (keine direkte Anbindung an Österreich sondern nur über Deutschland, eine funktionale Exklave) Gründe für einen separaten Netzbereich gemäß § 64 EIWOG 2010 sprechen, das Kleinwalsertal aber durch diese Gegebenheiten österreichweit die höchsten Entgelte zu verzeichnen hat.

Für die Berechnungen wurden die Entgelte der SNE-VO 2012 idF Novelle 2015 des jeweilig größeren Netzbereichs (Steiermark, Tirol, Kärnten, Oberösterreich und Vorarlberg) herangezogen und die neue Kosten- und Mengenbasis linear austarifiert. Allerdings wurde das Entgelt erst ab jener Netzebene angepasst, die im kleineren Netzbereich erstmalig verordnet wird, um keine Verschiebung von Kosten auf höhere Netzebenen zu erzielen.

Abbildung 52 zeigt die Auswirkung einer Netzbereichszusammenlegung der Netzbereiche Steiermark und Graz. Der Vergleich der Netzbereiche auf Netzebenen¹⁰² sowie die Entwicklung der Ausgleichszahlungen zeigt eindrucksvoll die Kosten- und Mengenunterschiede die derzeit im Bundesland Steiermark bestehen. Im linear auf den Entgelten des Netzbereichs Steiermark basierenden neuen Tarifierungsvorschlag sieht man auch deutliche Unterschiede in der Entgeltstruktur der beiden Netzbereiche; es würde nämlich die NE 7 nicht gemessen überproportional stark angehoben werden.

¹⁰² Für einen Österreichüberblick siehe die von der E-Control veröffentlichten Entgeltvergleiche: <http://www.e-control.at/de/marktteilnehmer/strom/netzentgelte/vergleich-der-netzentgelte>

Netznutzungs- und Netzverlustentgeltentwicklung Netzbereichszusammenlegung Steiermark und Graz

Daten basierend auf SNE-VO 2015, linear tarifiert in Cent/kWh

Prozentveränderung in Bezug auf neues **Graz&Stmk** Entgelt

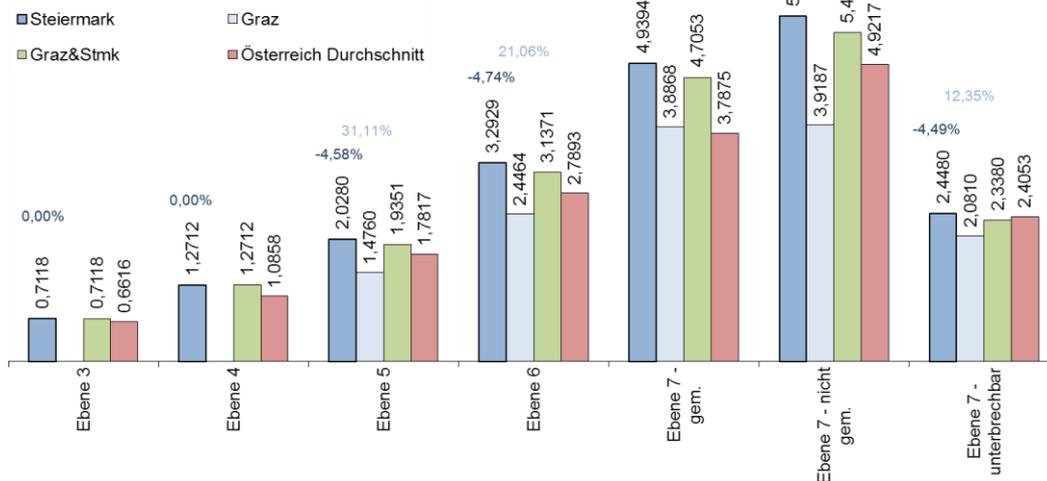


Abbildung 52: Entgelte je Netzebene bei Netzbereichszusammenlegung: Steiermark und Graz¹⁰³

Bei einer Zusammenlegung von Tirol und Innsbruck würde Innsbruck enorm profitieren; das Land Tirol allerdings würde nur geringfügig höhere Entgelte erhalten. Außer beim unterbrechbaren Tarif würde es im Netzbereich Innsbruck (aufgrund der derzeitigen linearen Tarifierung auf Basis Tirols) im neuen Modell zu einer Erhöhung kommen. Durch die Netzbereichszusammenlegung würden sich die Ausgleichszahlungen im Bundesland Tirol zugunsten der Innsbrucker Kommunalbetriebe AG erhöhen.

Netznutzungs- und Netzverlustentgeltentwicklung Netzbereichszusammenlegung Tirol und Innsbruck

Daten basierend auf SNE-VO 2015, linear tarifiert in Cent/kWh

Prozentveränderung in Bezug auf neues **Tirol&Innsbruck** Entgelt

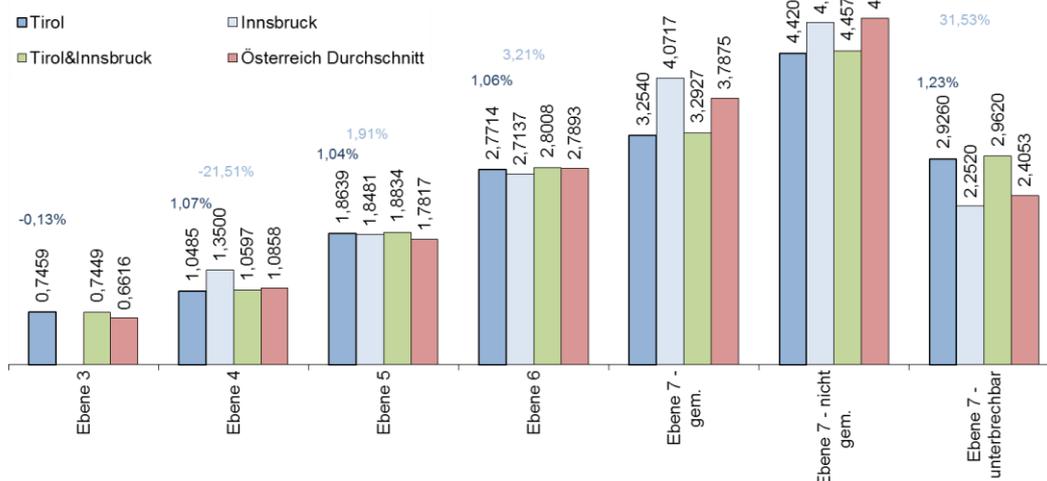


Abbildung 53: Entgelte je Netzebene bei Netzbereichszusammenlegung: Tirol und Innsbruck¹⁰⁴

¹⁰³ E-Control.

¹⁰⁴ E-Control.

Anders als in Tirol und Innsbruck würde bei einer Zusammenlegung der Netzbereiche Klagenfurt und Kärnten der städtische Netzbereich massive Entgelterhöhungen in Kauf nehmen müssen. Die Einsparungen des Netzbereichs Kärnten sind mit über 4% zwar deutlich, stünden aber Entgeltsteigerungen von bis zu knapp 48% im Netzbereich Klagenfurt gegenüber. Des Weiteren würde auch das neu ermittelte Entgelt für Kärnten und Klagenfurt deutlich über dem österreichischem Durchschnitt liegen.

Netznutzungs- und Netzverlustentgeltentwicklung Netzbereichszusammenlegung Kärnten und Klagenfurt

Daten basierend auf SNE-VO 2015, linear tarifiert in Cent/kWh

Prozentveränderung in Bezug auf neues **Kärnten&Klagenfurt** Entgelt

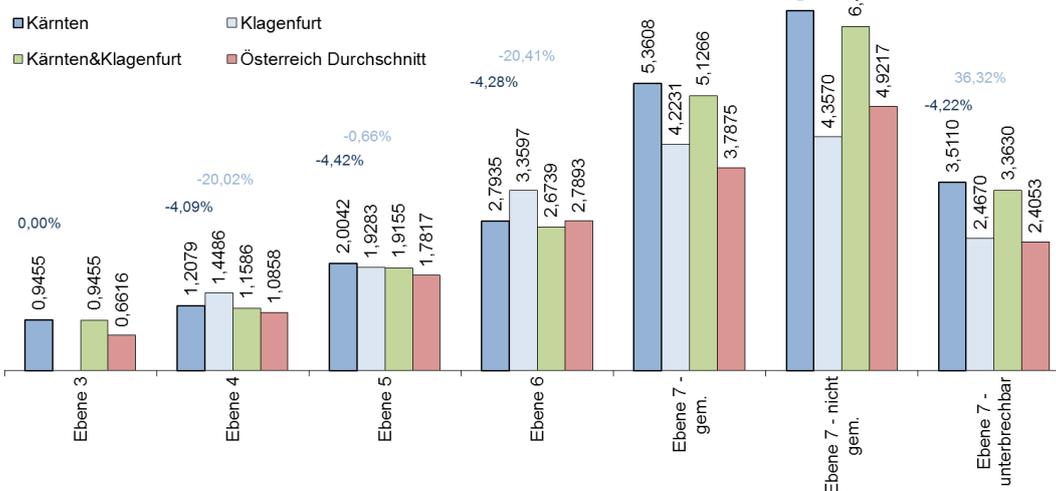


Abbildung 54: Entgelte je Netzebene bei Netzbereichszusammenlegung: Kärnten und Klagenfurt¹⁰⁵

Durch die Zusammenlegung der Netzbereiche Oberösterreich und Linz kommt es im städtischen Netzbereich vor allem auf der Netzebene 7 (gemessen und nicht gemessen) zu massiven Entgelterhöhungen. Auf den höheren Netzebenen fällt die Erhöhung weniger deutlich aus; auf Netzebene 4 und 5 kommt es sogar zu Senkungen und hier würde das neue Entgelt auch deutlich unter dem Österreichdurchschnitt liegen. Ein Abweichen von einer linearen Tarifierung könnte die Steigerungen im Netzbereich Linz auf der Ebene 7 etwas eindämmen – gänzlich können diese aber nicht abgedeckt werden.

¹⁰⁵ E-Control.

Netznutzungs- und Netzverlustentgeltentwicklung Netzbereichszusammenlegung Oberösterreich und Linz

Daten basierend auf SNE-VO 2015, linear tarifiert in Cent/kWh

Prozentveränderung in Bezug auf neues **Oberösterreich&Linz** Entgelt



Abbildung 55: Entgelte je Netzebene bei Netzbereichszusammenlegung: Oberösterreich und Linz¹⁰⁶

Wie eingangs erwähnt, stellt das Kleinwalsertal durch seine exponierte geografische Lage und reine Anbindung an Deutschland einen einzigartigen Sonderfall in der österreichischen Elektrizitätswirtschaft dar und zeichnet sich durch die österreichweit höchsten Systemnutzungsentgelte aus. Eine Zusammenlegung in den Netzbereich Vorarlberg würde für diesen eine geringfügige Erhöhung bedeuten; für das Kleinwalsertal aber eine massive Senkung bewirken. Das neu ermittelte Entgelt läge auch, bis auf die Netzebene 6 und 7 unterbrechbar, unter dem österreichweiten Durchschnitt. Anzumerken ist, dass aufgrund der Tatsache, dass in Vorarlberg die meisten Mengen auf der NE 7 nicht gemessen mittels Doppeltarif abgerechnet werden, auch dieses Entgelt für den Entgeltvergleich herangezogen wurde.

Netznutzungs- und Netzverlustentgeltentwicklung Netzbereichszusammenlegung Vorarlberg und Kleinwalsertal

Daten basierend auf SNE-VO 2015, linear tarifiert in Cent/kWh

Prozentveränderung in Bezug auf neues **Vorarlberg&Kleinwalsertal** Entgelt

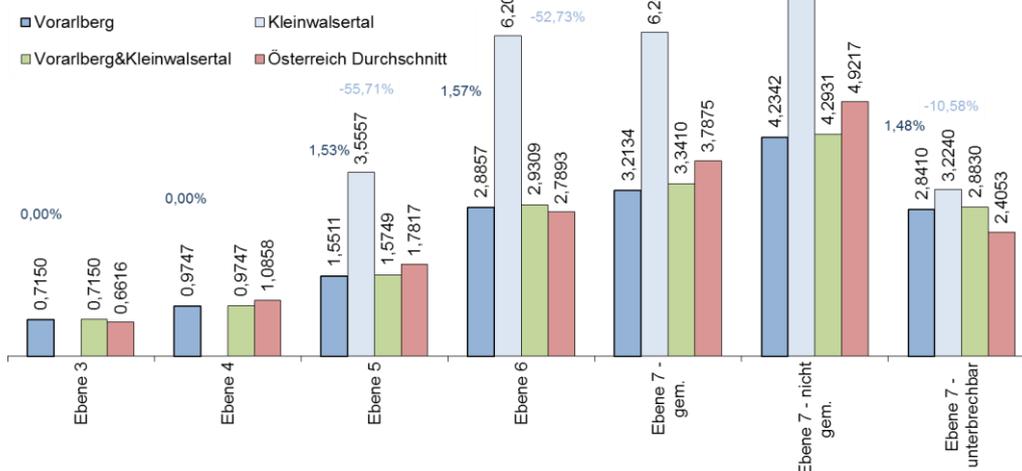


Abbildung 56: Entgelte je Netzebene bei Netzbereichszusammenlegung: Vorarlberg und Kleinwalsertal¹⁰⁷

¹⁰⁶ E-Control.

Die Ergebnisse der Netzbereichszusammenlegung sind nachvollziehbar: Eine bundeslandweite Zusammenlegung würde bei einem städtischen Netzbetreiber, der höhere Entgelte als das restliche Bundesland ausweist, ob der verhältnismäßig geringeren Mengen- und Kostenstruktur der Stadt, nur geringe Entgelterhöhungen für das restliche Bundesland bewirken. Die Kunden des teureren städtischen Netzbereichs würden aber teils sehr davon profitieren. Ist die Situation umgekehrt (städtischer Netzbereich mit geringeren Kosten als der ländliche Netzbereich), würde der kleinere Netzbereich hohe Entgeltsteigerungen in Kauf nehmen müssen; der größere Netzbereich hingegen nur marginal von Entgeltsenkungen profitieren.

Im Spezialfall Vorarlberg und Kleinwalsertal würde letztgenannter Netzbereich deutlich von der Zusammenlegung profitieren. In Vorarlberg würde es auf einzelnen Netzebenen zu Entgeltsteigerungen kommen allerdings würde das neu errechnete gemeinsame Entgelt in den meisten Fällen unter dem österreichweiten Durchschnitt liegen. Für eine weitere Harmonisierung und Verteilung der Kosten auf die einzelnen Netzebenen ist ohnehin ein Abweichen von einer linearen Tarifierung, wie in dieser modellhaften Betrachtung angewandt, vonnöten.

Erwägungen Österreichs Energie - Sparte Netze

Die Erwägungen der Behörde, dass der Zuschnitt der Netzbereiche nicht geändert werden sollte, stehen im Einklang mit der Auffassung der OE-Gutachter. Jedoch sieht OE-Netze bei entsprechendem politischem Konsens eine Zusammenlegung der Netztariffbereiche innerhalb eines Bundeslandes durchaus als sinnvoll.

Schlussfolgerungen

Die E-Control sieht eine Änderung von Netzbereichen kritisch, da es zu großen Entgeltverschiebungen zwischen den zusammengelegten Netzbereichen kommt.

Empfehlungen zur weiteren Diskussion

- Von einer Änderung der Netzbereiche ist abzusehen

3.8.6 Kostentragung je Netzebene

Die Kosten (OPEX sowie CAPEX) werden von den Netzbetreibern in der Regel nach Netzebenen getrennt erfasst. Die derzeitige Unterteilung der Netzebenen erfolgt nach der Spannung, die einschlägige Regelung ist § 63 EIWOG 2010. Wie die netzebenenspezifischen Kosten den einzelnen Netzbenutzern der verschiedenen Netzebenen zugeordnet werden ist Aufgabe einer verursachungsgerechten Kostenwälzung und wird in Kapitel 4 behandelt.

In der Praxis werden bereits bislang Netze unterschiedlicher Netzebenen gemeinsam betrachtet, sofern sie die gleichen Funktionen erfüllen. Ein klassisches Beispiel bildet die Hochspannungsebene mit 380 und 220 kV Netzen, zu denen aber auch einzelne 110 kV Netzanlagen hinzugezählt werden. Dieser Logik folgend, kann über eine Zusammenlegung

¹⁰⁷ E-Control.

und Vereinfachung der bestehenden Netzebenenstruktur nachgedacht werden, insbesondere in Hinblick auf die Umspannungsebenen.

Ein Vorteil dieser Zusammenlegung wäre eine deutlich klarere Abgrenzung der Netzebenen. Die Problematik der Netzebenenflucht, bei der einzelne Netzbenutzer von einer niederen auf eine höhere Netzebene wechseln, um Entgelte zu sparen, könnte somit entschärft werden. Grundsätzlich ist ein Netzebenenwechsel auch derzeit nicht ohne weiteres durchführbar und gerade durch die 2015 erfolgte starke Erhöhung der Ökostrompauschale besteht eher ein Anreiz zum Wechsel auf niedrigere Netzebenen.

Bei einer Netzebenenzusammenlegung würde es, wie auch bei der Zusammenlegung von Netzbereichen, bei den einzelnen Ennehmergruppen zu Gewinnern auf den unteren und Verlierern in den höheren Netzebenen kommen. Überschlagsmäßig¹⁰⁸ sollen diese bei einer Zusammenlegung der Ebenen 4 und 5 sowie 6 und 7 in Abbildung 57 dargestellt werden. Hierbei wurde auf Basis des derzeitigen österreichweiten Durchschnittsentgelts für Netznutzung und Netzverluste ermittelt, wie sich dieses Entgelt bei einer erlös- und mengenneutralen Tarifierung bei einer Netzebenenzusammenlegung verändern würde. Besonders Kunden der Netzebene 6 hätten bei einer Zusammenlegung der Netzebenen 6 und 7 eine signifikante Entgeltsteigerung zu erwarten. Auf der Netzebene 7 würde es nur bei nicht leistungsgemessene Kunden zu einer Entlastung kommen.

Entgelt Cent/kWh	
Derzeitige Struktur	
Ebene 3	0,66
Ebene 4	1,09
Ebene 5	1,78
Ebene 6	2,79
Ebene 7 - gem.	3,79
Ebene 7 - nicht gem.	4,92
Ebene 7 - unterbrechbar	2,41
Nach Zusammenlegung	
Ebene 3	0,66
Ebene 4 und 5	1,60
Ebene 6 und 7	4,16

Abbildung 57: Entgeltauswirkung bei Netzebenenzusammenlegung¹⁰⁹

Da keine klaren Vorteile einer Netzebenenzusammenlegung erkennbar sind und mit massivem Widerstand jener Netzbenutzer, die höhere Entgelte zu zahlen hätten, zu rechnen ist, kann keine Empfehlung für eine Netzebenenzusammenlegung ausgesprochen werden.

Erwägungen Österreichs Energie - Sparte Netze

Die Empfehlung die Einteilung in 7 Netzebenen unverändert aufrecht zu erhalten, werden auch von OE-Netze sowie Consentec/Bogner geteilt.

Schlussfolgerungen

Eine Änderung der Netzebenen wird von E-Control und OE-Netze abgelehnt.

¹⁰⁸ Ohne Berücksichtigung netzbereichstypischer Spezifika oder Wälzungsparameter

¹⁰⁹ E-Control.

Empfehlungen zur weiteren Diskussion

- Keine Änderung der Netzebenen

3.8.7 Vereinfachung der Netzrechnung

Unübersichtliche Rechnungen, sei es bei Energie und Netz getrennter Rechnungslegung oder integrierter Rechnungslegung, werden häufig von Endkunden kritisiert. Abbildung 58 zeigt die derzeit von der E-Control vorgeschlagenen Musterrechnung im Bereich Netznutzung. Tatsächlich können die Rechnungen der Netzbetreiber und Energielieferanten in der Reihung der Komponenten aber deutlich von diesem Muster abweichen. Oft fällt es dem Laien schwer, die Beeinflussbarkeit der eigenen Energiekosten auf der Rechnung auszumachen, da variable und fixe Entgeltkomponenten nicht auf einen Blick erkennbar sind. Ein weiteres schwer vermeidbares Problem sind vom Geltungszeitraum der jeweiligen SNE-VO (üblicherweise das Kalenderjahr) abweichende Abrechnungszyklen, da hier unterschiedliche Entgelte für eine Komponente angesetzt werden.

Berechnung Netznutzung

Netzbereitstellung: 4 kW; Netzebene 7; nicht gemessene Leistung; Standardlastprofil HO



Netznutzung	Zeitraum	Verrechnungsbasis	Verrechnungspreis	Nettobetrag in €
Netznutzung-Grundpreis	1.7.2012 – 30.6.2013	365 Tage	8,760 €/Jahr	8,76
Netznutzung-Arbeitspreis	1.7.2012 – 31.12.2012	1.900 kWh	3,450 Cent/kWh	65,55
	1.1.2013 – 30.6.2013	1.600 kWh	3,450 Cent/kWh	55,20
Netzverlustentgelt	1.7.2012 – 31.12.2012	1.900 kWh	0,452 Cent/kWh	8,59
	1.1.2013 – 30.6.2013	1.600 kWh	0,452 Cent/kWh	7,23
Entgelt für Messleistungen	1.7.2012 – 30.6.2013	365 Tage	2,400 €/Monat	28,80
Summe Netz				174,13

Abbildung 58: Beispiel für Netzrechnung derzeit¹¹⁰

Um das Thema der Übersichtlichkeit der eigenen beeinflussbaren Kosten aufzugreifen, wird in Abbildung 59 ein erster Diskussionsentwurf zu einem vereinfachten Übersichtsblatt für die Stromrechnung dargestellt.

Die variablen bzw. die vom eigenen Verbrauch abhängenden Entgeltbestandteile sollen für den Kunden eindeutig erkennbar sein, um die beeinflussbaren Kostenkomponenten klar erkennbar zu machen.

Ein weiterer Unterschied zur derzeitigen Musterrechnung ist die Ausweisung der Umsatzsteuer direkt bei den jeweiligen Positionen (Energie und Netz) und nicht mehr als aggregierter Wert. Auf diesem Übersichtsblatt zur Jahresabrechnung wird für Vereinfachungszwecke eine Aufteilung in fixe und variable Entgelte vorgenommen. Hier kann ein aggregierter Cent/kWh Tarif (z.B. NNE und NVE in einem Arbeitspreis) einen schnellen Überblick, über das eigene Einsparpotential geben.

¹¹⁰ <http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/strom/dokumente/pdfs/musterrechnung-strom-definitonen.pdf>

Abrechnung für xxx kWh		Verrechnungspreis	Nettobetrag	+ 20% USt.	Bruttobetrag
Energie	Fixes Entgelt	EUR/Jahr	EUR	+ USt.	EUR
	Variables Entgelt	Cent/kWh	EUR	+ USt.	EUR
Netz	Fixes Entgelt	EUR/Jahr	EUR	+ USt.	EUR
	Variables Entgelt	Cent/kWh	EUR	+ USt.	EUR
Steuern und Abgaben	Fixes Entgelt	EUR/Jahr	EUR	+ USt.	EUR
	Variables Entgelt	Cent/kWh	EUR	+ USt.	EUR
Gesamtsumme Jahresabrechnung Strom			EUR	+ USt.	EUR

Zusammensetzung Energiekosten für xxx kWh im Abrechnungszeitraum



Abbildung 59: Beispiel für neues Übersichtsblatt¹¹¹

Empfehlungen zur weiteren Diskussion

- Diskussion zur Netzrechnungsvereinfachung starten
- Auf Übersichtsblatt alle fixen und variablen Entgeltbestandteile dem Kunden auf einem Blick sichtbar machen, damit so das eigene Verbrauchsverhalten optimiert werden kann

¹¹¹ E-Control.

4 Verteilungsschlüssel

Sobald eine neue Tarifstruktur feststeht, sollte die verursachungsgerechte Verteilung der Kosten auf die einzelnen Netzebenen (Kostenwälzung) diskutiert werden. Dazu wurde vorab von OE-Netze ein Vorschlag für ein Kostenwälzungsmodell der Branche angefordert. Dieser Vorschlag basiert auf einer Wälzung nach Netto-Leistung (ohne Erzeugungsmengen) und Brutto-Arbeit im Verhältnis 50:50. Dieses Modell benötigt nur im Rahmen der Kostenverfahren bereits abgefragte Daten und wäre daher leicht implementierbar.

Ein Wälzungsmodell für Netzverluste ist diesem Vorschlag nicht beigefügt, da gem. Consentec/Bogner diese Entgeltkomponente ohnehin entfallen sollte und die Kosten somit über das Netznutzungsentgelt gewälzt werden würden.

Die Umsetzung eines neuen Kostenwälzungsmodells kann erhebliche Veränderungen in der Entgeltstruktur zur Folge haben. Daher wird eine schrittweise Anpassung in einer Übergangsfrist sowie allenfalls die Berücksichtigung von speziellen Gegebenheiten in den einzelnen Netzbereichen als sinnvoll erachtet.

5 Tarifstruktur „Alles Neu“

Zu den bisher angestellten Überlegungen zu einer evolutionären Weiterentwicklung der bisherigen Entgeltstruktur auf Basis des Gutachtens von Haubrich/Swoboda, soll auch ein gänzlich neues Modell als Denk- und Diskussionsanstoß vorgestellt werden. Die grundsätzliche Idee ist, die Netzkostentragung auf drei (+1) Säulen aufzustellen:

- **CAPEX Entgelt (laufend)**
Dieses Entgelt ersetzt das Netzbereitstellungsentgelt, und basiert auf pagatorischen Buchwerten (keine Annuitäten-Rechnung). Die Bemessung erfolgt anhand der vertraglichen oder tatsächlichen Leistung je Netzanschluss und soll den gesamten CAPEX Block der laufenden Netzkosten abbilden.
- **OPEX Entgelt (laufend)**
Das OPEX Entgelt ersetzt Netznutzungs-, Netzverlust-, Systemdienstleistungs- und Messentgelt. Die Bemessung erfolgt arbeitsbezogen pro Zählpunkt. Hier soll der gesamte OPEX Block der laufenden Netzkosten abgebildet werden.
- **Zutrittsentgelt (einmalig)**
Hinsichtlich des Netzzutrittsentgelts soll die bisherige Regelung (§ 54 EIWOG 2010) für den erstmaligen Netzanschluss beibehalten werden.

Darüber hinaus soll die Möglichkeit der Verrechnung sonstiger Entgelte, die vom Netzbenutzer unmittelbar verursacht werden und nicht durch andere Entgeltkomponenten abgedeckt sind, beibehalten werden.

Kosten		Zuordnung	
OPEX	Materialaufwendungen	↔ ↔ ↔	NNE - Arbeitskomponente Entgelt für Sonstige Leistungen
	Personalaufwendungen		
	Sonstige betriebliche Aufwendungen		
CAPEX	Abschreibung	↔ ↔	NNE - Leistungskomponente Netzzutrittsentgelt
	Finanzierungskosten (RAB*WACC)		
TOTEX			TOTEX

Abbildung 60: Tarifstruktur Neu Kosten - Entgeltzuordnung¹¹²

Anschlussentgelte	Netznutzungsentgelte		Andere
Netzzutrittsentgelt	Leistungs- komponente	Arbeits- komponente	Entgelt für sonstige Leistungen
Einspeiser			
Entnehmer			

Abbildung 61: Entgeltkomponenten bei Tarifstruktur „Alles Neu“¹¹³

¹¹² E-Control.

¹¹³ E-Control.

Die verursachungsgerechte Aufteilung der Kosten auf Einspeisern und Entnehmern ist in dieser Struktur noch nicht geklärt, würde aber das Kostentragungsverhältnis der derzeitigen Netzentgeltstruktur als Ausgangspunkt nehmen. Jedenfalls sollten alle Entgelte von allen Netzbenutzern auch verursachungsgerecht und diskriminierungsfrei getragen werden. OPEX und CAPEX werden strikt getrennt durch unterschiedliche Entgeltkomponenten abgedeckt und Einspeiser sowie Entnehmer müssen den entsprechenden Beitrag an der Kostendeckung leisten. Die bisherige Struktur bzw. Aufteilung kann daher einen gewissen Orientierungsrahmen vorgeben (z.B. bisherige Kostentragung für Einspeiser durch SDL, NVE, Messentgelte).

6 Resümee

Netzentgelte haben dem Grundsatz der Gleichbehandlung aller Systembenutzer, der Kostenorientierung und weitestgehenden Verursachungsgerechtigkeit zu entsprechen und müssen gewährleisten, dass elektrische Energie effizient genutzt wird und das Volumen verteilter oder übertragener elektrischer Energie nicht unnötig erhöht wird (§ 51 EIWOG 2010). In Hinblick auf künftige Herausforderungen erscheint ein Überdenken der bestehenden Struktur erforderlich: Nach Evaluierung der einzelnen Entgeltkomponenten und ersten Überlegungen zu einer gänzlichen Umgestaltung der Entgeltstruktur lassen sich mehrere Empfehlungen ableiten. Diese Empfehlungen sind in Kombination zueinander zu sehen, damit die gewünschte kostenallokierende und anreizstiftende Wirkung eintritt.

Änderungen in der Ausgestaltung der Arbeitspreis- und Leistungspreisanteile beim Netznutzungsentgelt können bereits im bestehenden Rechtsrahmen im Zuge einer Novellierung der Systemnutzungsentgelte-Verordnung durchgeführt werden. Generell geht der Trend zu einer weiteren Anhebung der Leistungspreisanteile, wobei ein zu hoher Leistungsanteil nicht zwingend kostenverursachungsgerecht ist.

Hinsichtlich der Anschlussentgelte wird der Wegfall des Netzbereitstellungsentgelts empfohlen, wobei gleichzeitige das Netzzutrittsentgelt eine Aufwertung um einen pauschalen Anteil erfahren soll. Das Messentgelt hingegen, sollte in das Netznutzungsentgelt integriert werden. Weitere Empfehlungen und Überlegungen betreffen die Integration von Demand Side Flexibility und dezentraler Erzeugung.

Da mehrere, teils weitreichende Anpassungen in der Entgeltstruktur in diesen Empfehlungen angesprochen werden, bedarf es für eine Umsetzung Änderungen, die über eine Novellierung der Systemnutzungsentgelte-Verordnung hinausgehen. Änderungen des EIWOG, Anpassungen von Marktregeln sowie Verteilernetzbedingungen etc. wären vorzunehmen.

Da dieses Papier als Diskussionsgrundlage für nachfolgende Gespräche dient, sind die vorgeschlagenen Empfehlungen und Ansätze auf ihre Notwendigkeit und praktische Realisierbarkeit zu überprüfen. Aus diesen Diskussionen sollen dann konkrete Anpassungsvorschläge an die derzeitige Struktur formuliert werden.

7 Literatur

Alt 2015; Gleichzeitigkeit der Belastung im Stromversorgungsnetz: <http://www.alt.fh-aachen.de/downloads/Vorlesung%20EV/Hilfsb%20159%20Gleichzeitigkeitsgrad.pdf> [Zugriff: 20150601]

Baranek, Probst, Tenbohlen 2013, Optimierung der Lastprognose mittels Smart Meter Daten, Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik (IEH) der Universität Stuttgart

BET 2015, Die Berater der Energie- und Wasserwirtschaft, Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik – Internes Diskussionspapier für E-Control, Wien, September 2015.

Blockheizkraftwerk.org 2015, BHKW Kosten: <http://blockheizkraftwerk.org/kosten> [Zugriff: 20150227]

CEDEC 2014, Distribution Grid Tariff Structures For Smart Grids And Smart Markets, CEDEC Position Paper, März 2014

CEER 2011, Council of European Energy Regulators: CEER Advice on the take-off of a demand response electricity market with smart meters: http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Customers/Tab2/C11-RMF-36-03_DemandResponse-with-SM_1-Dec-2011.pdf [Zugriff: 20141112]

CEER 2014, Council of European Energy Regulators: CEER Advice on Ensuring Market and Regulatory Arrangements help deliver Demand-Side Flexibility: http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Electricity/Tab3/C14-SDE-40-03_CEER%20Advice%20on%20Demand-Side%20Flexibility_26-June-2014.pdf [Zugriff: 20150520]

CEPA 2015, CEPA QUESTIONNAIRE – ENTSO-E ANSWER – 13/03/2015, <http://www.acer.europa.eu/Events/2nd-ACER-workshop-on-electricity-transmission-tariff-harmonisation/Documents/ENTSO-E%20presentation.pdf> [Zugriff: 20150827]

Consentec, Bogner 2015, Evaluierung der Grundlagen und Weiterentwicklung der Systemnutzungs-/entgelte/-regelungen im Bereich der öffentlichen Elektrizitätsnetze, Aachen, Wien, Juni 2015: http://www.consentec.de/wp-content/uploads/2015/11/Consentec-Bogner_OeE_SNE-Weiterentw_GA_20150619.pdf [Zugriff: 20151005]

Cousins, Terry 2009. „Using time of use (TOU) tariffs in industrial, commercial and residential applications effectively“. TLC Engineering Solutions, 2009.

E.ON 2014, Energiespeicherung: Projekte, Präsentation E.ON Innovation Center Energy Storage, April 2014.

EC 2014, Europäische Kommission, Europa-2020-Ziele: http://ec.europa.eu/europe2020/europe-2020-in-a-nutshell/targets/index_de.htm [Zugriff: 20140415]

EIWOG 2010, Bundesgesetz, mit dem die Organisation auf dem Gebiet der Elektrizitätswirtschaft neu geregelt wird (Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetz 2010 – EIWOG 2010), StF: BGBl. I Nr. 110/2010

EnergieeffizienzRL, Richtlinie 2012/27/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 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

Erläuterung zur Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2010: <http://www.e-control.at/documents/20903/-/-/4e252209-cae5-414a-a005-0509c2d9c557> [Zugriff: 20160112]

Erläuterungen zur Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2006 – Novelle 2009: http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/recht/dokumente/pdfs/SNT_VO_2006_Nov_2009_Erlaeuterungen_.pdf [Zugriff: 20141028]

Erläuterungen zur Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2012 – Novelle 2015: http://www.e-control.at/documents/20903/415340/SNE-VO-Novelle-2015-Erlaeuterungen_Beschluss/ab0e701d-d43c-4a84-8a33-0e9b4c77f420 [Zugriff: 20160112]

Erläuterungen zur Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2012: http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/recht/dokumente/pdfs/SNE%202012_Erl%C3%A4uterungen_Beschluss%20clean.pdf [Zugriff: 20141028]

Frontier Economics 2011, Tarifvergleich und Tarifstrukturen, Interne Studie für E-Control, Juli 2011

Haubrich, Swoboda 1998, Grundlagen für Systemnutzungs-/tarif/-regelungen im Bereich der öffentlichen Elektrizitätsnetze, Wissenschaftliches Gutachten im Auftrag des Bundesministeriums für wirtschaftliche Angelegenheiten der Republik Österreich, Juni 1998

Haucap J., Pagel, B. 2014, „Ausbau der Stromnetze im Rahmen der Energiewende: Effizienter Netzausbau und effiziente Struktur der Netznutzungsentgelte“. Ordnungspolitische Perspektiven Nr. 55, Düsseldorfer Institut für Wettbewerbsökonomie.

Kiskemper, Jan 2014, Anpassung der Netzentgeltsystematik Strom, BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Präsentation Regulierungstag Strom, Bonn, Mai 2014

Mair am Tinkhof, Mitterndorfer, Prokschy, Edelmann, Weingartner, Wirtschaftliche Nutzung von PV-Strom in Gebäuden, Berichte aus Energie- und Umweltforschung, 2010.

Moser, Schmutzner, Friedl, Mayr 2014, Flex-Tarif: Entgelte und Bepreisung zur Steuerung von Lastflüssen im Stromnetz, Handlungsempfehlungen, Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, September 2014

OE-Netz 2015, Österreichs Energie – Sparte Netze, OE-Rückmeldung zum ECA-Papier „Netzentgeltstruktur 2.0 für den Stromnetzbereich („Tarife 2020“), Wien, Juli 2015.

Österreichs Energie 2015, Beantwortung ECA Datenabfrage – Tarifstruktur NEU, Mai 2015

Pauritsch 2015, Impulsstatement zum Österreichs Energie Trendforum, Austrian Energy Agency, März 2015.

Photovoltaik.eu 2015, Eigenverbrauch steigt auf ein Drittel: <http://www.photovoltaik.eu/Eigenverbrauch-steigt-auf-ein-Drittel,QUIEPTU0NDQyMiZNSUQ9MzAwMjE.html> [Zugriff: 20150227]

Public Service Commission 2014, CASE 14-M-0101 - Proceeding on Motion of the Commission in Regard to Reforming the Energy Vision, Order Instituting Proceeding, State of New York Public Service Commission, April 2014.

PVA 2015, Photovoltaic Austria, PVA-Plattform für Überschuss-Einspeiser: <http://www.pvaustria.at/strom-verkaufen/> [Zugriff: 20150309]

RAP 2014, „Netzentgelte in Deutschland: Herausforderungen und Handlungsoptionen“. Studie im Auftrag von Agora Energiewende.

Siemens AG 2014, Planung der elektrischen Energieverteilung Technische Grundlagen, Siemens AG, Infrastructure & Cities Sector, Berlin und München, 2014.

SNE VO 2012 idF. Novelle 2014: http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/recht/dokumente/pdfs/SNE-VO-2012-idF-Novelle-2014_konsolidiert.pdf [Zugriff: 20140414]

StromNEV 2005, "Stromnetzentgeltverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2225), die zuletzt durch Artikel 7 des Gesetzes vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066) geändert worden ist": <http://www.gesetze-im-internet.de/stromnev/BJNR222500005.html> [Zugriff: 20150601]