

WIE PASSEN RÜCKLIEFERRECHT UND EIGENVERBRAUCH ZUR VOLLSTÄNDIGEN STROMMARKTLIBERALISIERUNG?

Neue Herausforderungen in der Tarifgestaltung
im Kontext von Energie- und Stromversorgungsgesetzgebung

Dr. Markus Flatt

Dr. oec. HSG, Partner
EVU Partners AG, Aarau, markus.flatt@evupartners.ch

Patrik Boog

dipl. Wirtschaftsprüfer, Betriebsökonom FH, Leitender Berater
EVU Partners AG, Aarau, patrik.boog@evupartners.ch

4. Februar 2015

LEAD

Mit zunehmenden dezentralen Einspeisungen in Verteilnetzen, insbesondere von Photovoltaik, nimmt die Relevanz der Umsetzung der Verpflichtung der Netzbetreiber nach Art. 7 EnG, die eingespeisene Energie abzunehmen und zu vergüten, zu. Während die Marktpreise für Strom weiter sinken, sind die Gestehungskosten von dezentralen Anlagen nach wie vor hoch. Mit zunehmenden Mengen verschlechtert sich damit die Beschaffungssituation vieler Netzbetreiber in ihrer Funktion als Grundversorger. Gleichzeitig plant der Bundesrat die Umsetzung der 2. Stufe der Marktöffnung und die Abschaffung der heutigen Gestehungskostenregelung. Ist vor diesem Hintergrund eine Abnahme- und Vergütungspflicht überhaupt noch umsetzbar? Wie ist im Bereich der Netznutzung aufgrund der abnehmenden Ausspeisemengen im Kontext des Eigenverbrauchs umzugehen? Zwischen der Meinung des Nationalrats im Rahmen der Energiestrategie 2050 und der aktuellen Praxis vieler Netzbetreiber bestehen erhebliche Differenzen.

1 AUSGANGSLAGE

Mit dem Ausbau von dezentralen Energieerzeugungsanlagen (EEA) durch Endkunden gewinnt der sogenannte „Prosumer“, der Stromkunde der gleichzeitig auch Stromproduzent ist, an Bedeutung. Während das „Prosumer“-Modell in der Vergangenheit Einzelfälle betraf, ist mit der Förderung von dezentralen EEA ein erhebliches Wachstum dieser Kundengruppe zu beobachten. Abhängig von der lokalen Fördersituation und den konkreten Produktionsmöglichkeiten (v.a. Photovoltaik, Biomasse und Kleinwasserkraft) sind die von dezentralen EEA produzierte

Strommengen für die zuständigen Energieversorgungsunternehmen (EVU) zunehmend relevant. Gemäss dem geltenden Art. 7 des Energiegesetzes (EnG) sind die Netzbetreiber verpflichtet, in ihrem Netzgebiet die fossile und erneuerbare Energie, ausgenommen Elektrizität aus Wasserkraftanlagen mit einer Leistung über 10 MW, in einer für das Netz geeigneten Form abzunehmen und zu vergüten. Bei der Produktion von Elektrizität aus fossilen Energien gilt die Abnahmepflicht nur, wenn die Elektrizität regelmässig produziert und gleichzeitig die erzeugte Wärme genutzt wird. Die Vergütung richtet sich dabei nach marktorientierten Bezugspreisen für gleichwertige Energie. Art. 2b der Energieverordnung (EnV) führt dazu aus, dass als Bemessungsgrundlage die vermiedenen Kosten des Netzbetreibers für die Beschaffung gleichwertiger Energie gelten sollen. KEV-Anlagen sind davon nicht betroffen, da diese direkt über die Bilanzgruppe erneuerbare Energie abgerechnet und vergütet werden.

Umgekehrt liefern Netzbetreiber liefern die Energie den Produzenten zu Bezugspreisen, die sie von den übrigen Abnehmern verlangen (Art 7 Abs. 3 EnG). Eine Andersbehandlung der Prosumer wird damit explizit unterbunden. Zudem gilt seit dem 1. Januar 2014 die Eigenverbrauchsregelung, wonach die Prosumers selbst produzierte Energie am Ort der Produktion ganz oder teilweise selber verbraucht werden kann.

Das Bundesamt für Energie (BFE) empfiehlt bisher mit Blick auf Art. 2b EnV, die als Elektrizität in das Netz eingespeiste Energie mindestens auf der Basis des Endkundenpreises für Energie eines Standardstromproduktes für die gebundenen Kleinkonsumenten (Verbrauchsprofil H4) abzüglich 8% am Standort der dezentralen Produktion zu vergüten.¹ Das BFE sieht anstelle eines beschaffungsorientierten Marktpreises also einen verkaufsseitigen „Marktpreis“ vor. Unter Berücksichtigung von verhältnismässig hohen Grundversorgungstarifen zu Gestehungskosten und lediglich 8% Bruttomarge (was beim Schweizer Median beim H4-Energietarif von aktuell 7.15 Rp/kWh² einer Bruttomarge von gerade einmal 0.57 Rp./kWh oder knapp CHF 26 / Kunde entspricht) dürfte diese Regelung mit effektiven vermiedenen Beschaffungskosten beim Netzbetreiber nicht korrespondieren. Gemäss BFE kann der „marktorientierte“ Bezugspreis analog den Endkundenpreisen nach Tarifzeiten differenziert werden. Die netzseitig erbrachten Systemdienstleistungen und die durch die Einspeisungen verursachten Kosten der Netzbetreiber werden nicht berücksichtigt. Übernimmt der Netzbetreiber zusätzlich zur Energie auch die ökologische Qualität (z.B. für den Verkauf von Stromprodukten aus erneuerbaren Energiequellen), soll dieser ökologische Mehrwert zusätzlich zum marktorientierten Bezugspreis vergütet werden.

Diese Regelung ist im Kontext der Energiestrategie 2050 aktuell in parlamentarischer Diskussion. Gemäss dem Vorschlag des Bundesrates zum 1. Massnahmenpaket der Energiestrategie soll die Regelung wie folgt in Art. 17 E-EnG (Auszug) neu formuliert werden:³

Netzbetreiber haben in ihrem Netzgebiet die ihnen angebotene Elektrizität aus erneuerbaren Energien, Elektrizität aus fossil und teilweise fossil befeuerten Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen sowie Biogas abzunehmen und angemessen zu vergüten. (...) Können sich Netzbetreiber und Produzent über die Vergütung nicht einigen, so gilt für diese Folgendes: Bei Elektrizität aus erneuerbaren Energien orientiert sie sich an den Preisen am Terminmarkt und trägt neben Angebot und Nachfrage auch den Eigenschaften der einzelnen Produktionsarten angemessen Rechnung; die Vergütungshöhe wird, in

¹ Bundesamt für Energie (2014) Vollzugshilfe für die Umsetzung der Anschlussbedingungen der Elektrizitätsproduktion gemäss Art. 7 und Art. 28a des Energiegesetzes (EnG; SR 730.0).

² Eigene Auswertung basierend auf Rohdaten der ElCom Strompreisvergleichswebseite (2015); Ungewichteter Medianwert der Energietarife H4 für das Tarifjahr 2015.

³ Bundesrat (2014) Nicht amtlich publizierte Fassung EnG.

der Regel differenziert nach Lieferzeiträumen, jeweils für ein Jahr festgelegt und ist dem Produzenten rechtzeitig im Voraus bekanntzugeben. (...)

Der Bundesrat sieht damit eine verbindlichere Regelung auf Basis von beobachtbaren Terminmarktpreisen vor, welche aber erst subsidiär, wenn sich Produzent und Netzbetreiber nicht einigen können, greift.

2 ZENTRALE ZUSAMMENHÄNGE UND ABHÄNGIGKEITEN

Die Abnahme- und Vergütungspflicht von Netzbetreibern ist im Zusammenhang mit dessen Rolle als Stromversorger im Kontext der heutigen Grund- und Marktversorgung und der geplanten vollständigen Marktöffnungen sowie vor dem Hintergrund des zunehmenden Eigenverbrauchs der Prosumer zu beurteilen. Dazu gilt es die zentralen Zusammenhänge und Abhängigkeiten zwischen den verschiedenen Themen im Auge zu behalten. Abbildung 1 stellt diese zentralen Zusammenhänge vereinfacht und schematisch dar.

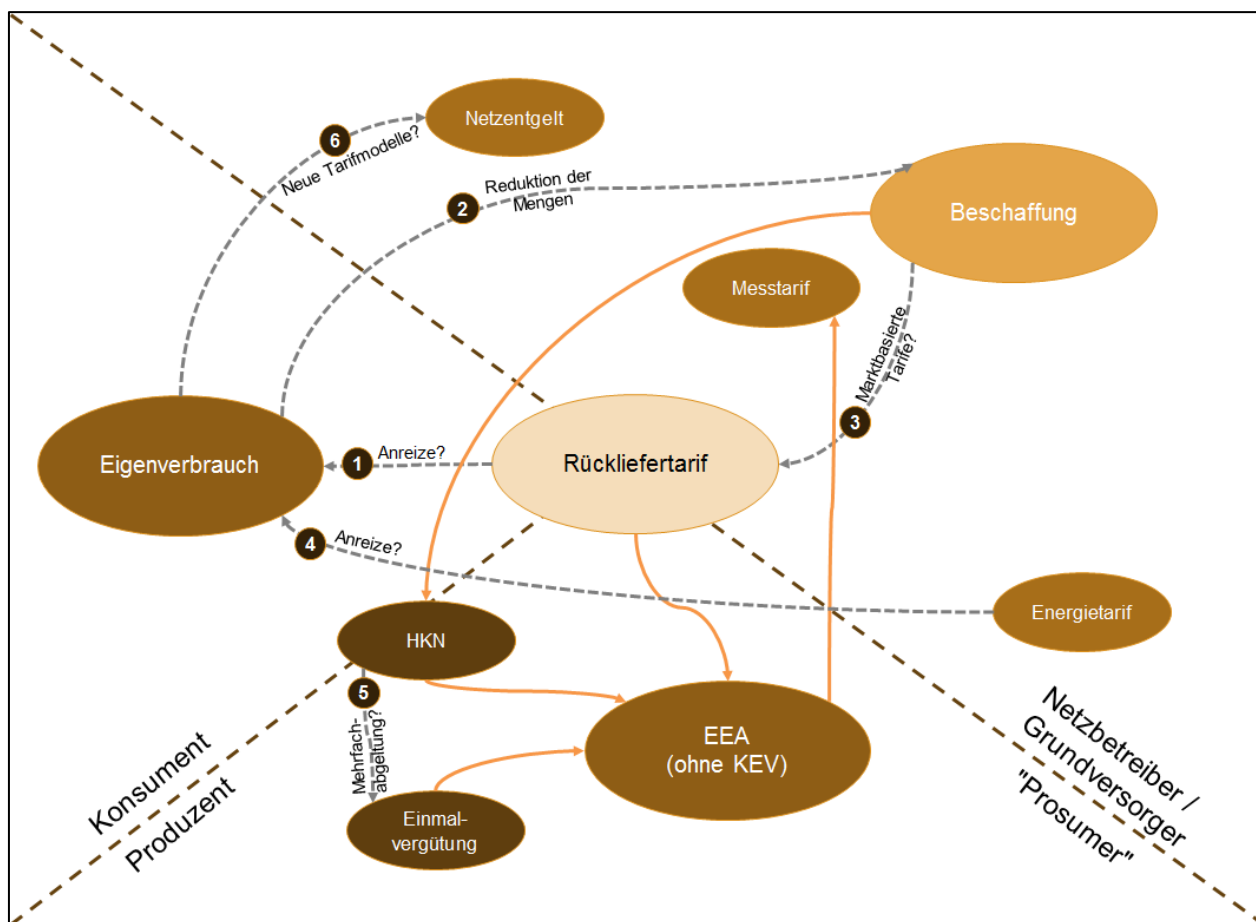


Abbildung 1 - Schematische Darstellung der Zusammenhänge bei Rücklieferungen von EEA

Die in Abbildung 1 dargestellten Zusammenhänge lassen sich vereinfacht wie folgt beschreiben:

- (1) Die Höhe des konkreten Rückliiefertarifs beim Netzbetreiber beeinflusst direkt den Anreiz des Prosumer hinsichtlich Eigenverbrauch. Je höher der Rückliiefertarif ist, umso geringer ist die Differenz zwischen Ein- und Verkaufspreis und damit der Anreiz des Prosumers, den Eigenverbrauch zu erhöhen bzw. zu optimieren.
- (2) Je höher der Eigenverbrauch ist, umso geringer fallen die beim Versorger zu beschaffenden Energiemengen aus. Kann der Prosumer jedoch seinen Stromlieferanten wechseln, so wirkt

der Eigenverbrauch aus Sicht des Netzbetreibers nur noch auf die abnehmende Ausspeisemenge und damit auf die Netzentgelte ein (vgl. Punkt 6).

- (3) Der Rücklieferatarif stellt ein zunehmend relevanterer Teil der Beschaffungskosten des Versorgers dar. Je stärker der Rücklieferatarif über den effektiven, übrigen Beschaffungskosten liegt, umso mehr verschlechtert sich die relative Marktposition des Versorgers. Während im Rahmen der Grundversorgung diese „Zusatzkosten“ bisher ohne weiteres auf die festen Endverbraucher abgewälzt werden können, wird die Höhe der Beschaffungskosten (und damit letztlich die Energieverkaufspreise) im Rahmen der vollständigen Marktöffnung erfolgskritisch werden.
- (4) Je höher der Energiepreis für den Prosumer beim Bezug von Strom ist, desto höher ist sein Anreiz seinen Eigenverbrauch zu optimieren. In Kombination mit (1) hat dies eine abschwächende Wirkung: Während ein höherer Rücklieferatarif den Eigenverbrauch uninteressant macht, führt ein höherer Rücklieferatarif (*ceteris paribus*) zu steigenden Beschaffungskosten und damit auch zu höheren Energiepreisen beim Netzbetreiber. Dies ist aus Sicht des Eigenverbrauchs uninteressant. Jedoch gilt es im vollständig liberalisierten Strommarkt zu berücksichtigen, dass der Prosumer seinen Lieferanten wechseln und damit seine Position einseitig optimieren kann (tiefer Energiepreis, hoher Rücklieferatarif, optimierter Eigenverbrauch).
- (5) Beim Prosumer mit einer Photovoltaikanlage unter 30 kW kommt seit dem 1. Januar 2014 die Möglichkeit einer Einmalvergütung aus der KEV hinzu. Gelingt es dem Prosumer zusätzlich zur Einmalvergütung aus der KEV, mit welcher er seinen Anspruch auf Rücklieferung nach Art. 7 EnG und Vermarktung seines ökologischen Mehrwertes nicht verliert (vgl. Art. 7a^{bis} Abs. 2), auch einen hohen Rücklieferatarif zu realisieren bzw. seinen ökologischen Mehrwert zu verkaufen, so entsteht eine für den Prosumer attraktive Abgeltung des produzierten Stroms.
- (6) Der Eigenverbrauch führt zu abnehmenden Ausspeisemengen beim Netzbetreiber und damit zu einer Umverteilung gleichbleibender, weitgehend fixer Netzkosten auf weniger Ausspeisemenge. Die vom Prosumer eingesparten Netznutzungskosten werden damit auf andere Endverbraucher, welche keinen Eigenverbrauch realisieren können, umverteilt. Diese Grundregel stimmt, solange die Netznutzungsentgelte primär nach Ausspeisemengen (Rp./kWh) verrechnet werden müssen.

3 BESTIMMUNG VON RÜCKLIEFERTARIFEN IM HINBLICK AUF DIE VOLLSTÄNDIGE MARKTLIBERALISIERUNG

3.1 AKTUELLE SITUATION BEI AUSGEWÄHLTEN VERTEILNETZBETREIBERN

In Bezug auf die Rücklieferatarife sind heute eine Vielzahl an unterschiedlichen Tarifmodellen bei den einzelnen Verteilnetzbetreibern zu verzeichnen. Die nachfolgende Übersicht zeigt dies exemplarisch für EEA unter 10 kVA bei ausgewählten grösseren, kantonalen Verteilnetzbetreibern:

Rückliefertarif (in Rp./kWh exkl. MWSt)	AEW Energie AG	BKW Energie AG	Elektrizitätswerke des Kantons Zürich	Kantonales Elektrizitäts- werk Nidwalden	Services industriels de Genève	Repower Schweiz AG
Privatkunden mit EEA < 10 kW	HT 7.50 / NT 5.20	HT 11.50 / NT 7.95	HT 8.10 / NT 6.00	4.97	5.43	8.00
Übernahme ökolo- gischer Mehrwert durch Verteilnetz- betreiber	Nein	Nein	Abnahme Solarkontingente an eigener Börse	Nein	Teilweise; 12.27 Rp./kWh	Teilweise; jährliches Kontin- gent

Abbildung 2 - Rückliefertarife ausgewählter Netzbetreiber (Quellen: Webseiten der Verteilnetzbetreiber)

Die einzelnen Rückliefertarife reichen von einer marktnahen Vergütung von rund 5 Rp./kWh bis zu hohen Vergütungen von knapp 18 Rp./kWh (inkl. Übernahme ökologischer Mehrwert). Viele Netzbetreiber wie z.B. die BKW orientieren sich bei der Festsetzung der Rückliefertarife für Kleinanlagen an den eingangs genannten Empfehlungen des BFE, welche von den Endkundertarifen H4 abzüglich einer Vertriebsmarge von 8% ausgehen. Andere wie z.B. das EW Nidwalden basieren bei ihrer Vergütung auf den vom BFE im Kontext der Finanzierung des KEV-Zuschlags publizierten Spot-Marktpreisen (gem. Art 3f Abs. 3 EnV). Im Weiteren bestehen bei den Vergütungssätzen auch Unterschiede hinsichtlich der Abgeltung des ökologischen Mehrwertes, welcher beispielsweise im hohen Vergütungssatz von gegen 18 Rp./kWh der SIG enthalten ist. Daneben nehmen einzelne Verteilnetzbetreiber auch Abstufungen der Vergütungssätze je nach Grösse der EEA vor, andere wenden hingegen einen Einheitssatz an. Schliesslich haben erste Verteilnetzbetreiber wie beispielsweise Repower zusätzlich neue Produkte für Prosumer eingeführt, welche diesen die Möglichkeit bieten, ein kombiniertes Strombezugs- und Rückspeiseprodukt inkl. Netznutzung abzuschliessen (vgl. Kapitel 4.1 nachstehend).

Neben der Eigenverbrauchsquote wird der Rückliefertarif für die Prosumer vermehrt zu einem entscheidenden Faktor für die Wirtschaftlichkeit ihrer Energieerzeugungsanlagen, da bereits hohe Wartelistenbestände bei der KEV bestehen und die verfügbaren Fördermittel nur begrenzt ausgebaut werden dürften. Dieser Umstand, die Vielfalt an Rückliefertarifen und der weiter beabsichtigte Zubau im Rahmen der Energiestrategie 2050 führen dazu, dass diese Thematik derzeit auf Bundesebene im Parlament behandelt wird. Dort hat der Nationalrat in der Wintersession 2014 entgegen dem marktpreisorientierten Vorschlag des Bundesrates beschlossen, dass die Elektrizität zu einem vom Bundesrat im Voraus für ein Jahr festgelegten Preis vergütet werden soll, wobei der Preis bei Bedarf nach Lieferzeiträumen differenziert werden kann und sich am schweizerischen Mittelwert der Endkundenpreise für Energie orientiert.⁴ Dieser Vorschlag orientiert sich an der heutigen, nicht marktkonformen Empfehlung des BFE und führt im Vergleich zu den bestehenden, sehr unterschiedlichen Rückliefertarifmodellen der Verteilnetzbetreiber zu einem verbindlichen Modell.

3.2 ABHÄNGIGKEITEN UND PROBLEMSTELLUNG

Der vom Nationalrat als Erstrat beschlossene endkundenorientierte Abnahmepreis ist sowohl hinsichtlich der Preisgestaltung als auch im Hinblick auf die vollständige Marktliberalisierung sowie in Bezug auf die Anreizausgestaltung kritisch zu hinterfragen.

⁴ Nr. 13.074 Nationalrat - Wintersession 2014 - Sechste Sitzung - 02.12.14.

Aus konzeptioneller bzw. kostenbasierter Sicht ist ein endkundenorientierter Abnahmepreis nicht sachgerecht. Im Endkundenpreis sind neben den Kosten für die Beschaffung der Elektrizität auch die gesamten Verwaltungs- und Vertriebskosten inkl. Vermarktung, Verrechnung, Abrechnung und Debitorenwesen des Versorgers enthalten. Diese Kosten fallen beim Prosumer nicht bzw. in viel tieferem Ausmass an, da in Regel der Verteilnetzbetreiber die gesamte Abrechnung und Vergütung des Produzenten bzw. Prosumers vornimmt. Ferner erhält der Endkunde zum publizierten Tarif in jedem Zeitpunkt eines definierten Lieferzeitraumes die gewünschte Menge an Energie. Die unregelmässig anfallende erneuerbare Energien verursacht zusätzliche Kosten für Speicherung bzw. erhöhte Ausgleichsenergiekosten, welche entsprechend bei der Abgeltung des Prosumers abzuziehen sind.

Im Weiteren besteht mit der gegenwärtig vorgesehenen Lösung zwischen Netzbetreiber und Prosumer eine asymmetrische Chancen- und Risikoaufteilung. Während dem der Netzbetreiber die Pflicht hat, die Elektrizität zu einem extern festgesetzten Preis abzunehmen, hat der Prosumer kein Absatzrisiko. Ferner erhält der Prosumer mit der vollständigen Liberalisierung das Recht, für seine nicht durch Eigenproduktion gedeckten Bedarfsspitzen einen Drittlieferanten zu wählen. Für den Verteilnetzbetreiber könnte dies im theoretisch ungünstigsten Fall bedeuten, dass er aufgrund von Art. 17 Abs. 1 EnG verpflichtet ist, erneuerbare Energie über dem Marktpreis einzukaufen, obwohl er gar keine Endkunden und damit keinen Energieabsatz mehr hat, da die Endkunden aufgrund der vollständigen Marktliberalisierung alle zu einem „günstigeren“ Lieferanten gewechselt sind. Letztlich bliebe dem Netzbetreiber nichts anderes übrig, als die mit Abnahmeverpflichtung eingekaufte Elektrizität am Markt mit Verlust zu verkaufen. Dieser beispielhafte Extremfall zeigt, dass eine Abnahmepflicht mit Preisen über dem Marktniveau für dezentral eingespiessene Energie und die vollständige Marktliberalisierung nicht konsistent bzw. kompatibel zueinander sind.

In Bezug auf die Anreizgestaltung ist nochmals darauf hinzuweisen (vgl. Kapitel 2), dass ein – im Verhältnis zu den Netznutzungs-, Abgaben- und Energietarifen – tiefer Rücklieferatarif zu einer tendenziell erhöhten Eigenverbrauchsquote führt, weil die Prosumer damit einen erhöhten wirtschaftlichen Anreiz haben, möglichst viel Elektrizität aus Eigenproduktion selbst zu verbrauchen anstatt diese günstig verkaufen zu müssen, was zudem auch für die Netzlast förderlich ist (siehe auch Kapitel 4).

3.3 LÖSUNGSANSÄTZE

Um die vorstehend beschriebenen Schwächen der derzeit angestrebten Lösung zu eliminieren, erachten wir eine marktnahe Lösung in Bezug auf die Rücklieferatarifgestaltung als zwingend. Dies ermöglicht eine konsistente und sachlogische Grundlage, indem sowohl auf der Absatz- als auch auf der Beschaffungsseite Marktverhältnisse gelten. Diese Rücklieferthematik kann dabei durchaus so ausgestaltet werden wie ursprünglich vom Bundesrat vorgesehen, indem Produzenten und Verteilnetzbetreiber einen Preis frei vereinbaren bzw. sich die Vergütung bei Nicht-Einigung an den Preisen am Terminmarkt orientiert, welcher neben Angebot und Nachfrage auch den Eigenschaften der einzelnen Produktionsarten und den Lieferzeiträumen angemessen Rechnung trägt.⁵ Mit einer marktnahen Lösung bestehen für einen Netzbetreiber keine wesentlichen Opportunitätskosten. Für ihn wird es aus wirtschaftlicher Sicht keine wesentliche Rolle spielen, ob er die Energie direkt am Markt einkauft oder einen Teil davon direkt von Produzenten von erneuerbarer Energie in seinem Netzgebiet zu Marktkonditionen bezieht.

⁵ Bundesrat (2014) Nicht amtlich publizierte Fassung EnG.

Der ökologische Mehrwert der erneuerbaren Produktion wird dabei durch die Produzenten selbst vermarktet.

Sofern trotzdem die aktuell vorgesehene Lösung in Gesetzeskraft erwachsen sollte, stellt sich für einen Netzbetreiber die Frage, wie er mit diesem Umstand umgehen will. Eine mögliche Lösung kann in der Erhebung einer zusätzlichen Abgabe für erneuerbare Energie liegen, welche zur Finanzierung der Differenz zwischen den vom Bundesrat verordneten Abnahmepreisen und den effektiven Beschaffungspreisen des Netzbetreibers dient. Einzelne Netzbetreiber wenden diesen Mechanismus bereits heute an und finanzieren damit über dem Marktpreis liegende Rücklieferstarife. Eine Abgabe in dieser Form hält den Verteilnetzbetreiber wirtschaftlich schadlos, die Umsetzung erfordert aber eine Anpassung der gesetzlichen Grundlagen und eine Genehmigung durch die Legislative, welche je nach politischen Rahmenbedingungen nicht ohne weiteres erlangt werden kann. Auch gilt es dabei festzuhalten, dass diese Möglichkeit insbesondere Gemeinde- und Stadtwerken vorbehalten ist.

4 ANPASSUNG DER NETZNUTZUNGSTARIFE AUFGRUND DER EIGENVERBRAUCHSREGELUNG

4.1 AKTUELLE SITUATION BEI AUSGEWÄHLTEN VERTEILNETZBETREIBERN

Die Bestimmungen zur Abnahmepflicht von dezentral eingespeister Energie führen bei ersten Verteilnetzbetreibern zur Einführung von neuen Produkten im Bereich der Netznutzung wie die nachfolgende Übersicht zeigt:

Netztarife im Bereich Eigenverbrauch	AEW Energie AG	BKW Energie AG	Elektrizitätswerke des Kantons Zürich	Kantonales Elektrizitätswerk Nidwalden	Services industriels de Genève	Repower Schweiz AG
Separates Netzprodukt	Nein	Ja; Anlagen > 10 kVA	Nein	Nein	Nein	Ja, Netzebene 7

Abbildung 3 - Separate Netznutzungstarife für Prosumer bei ausgewählten Netzbetreibern
(Quellen: Webseiten der Verteilnetzbetreiber)

BKW hat für Prosumer mit einer Energieerzeugungsanlage > 10 kVA und einem Netzbezug von < 20 MWh ein neues Eigenverbrauchsprodukt für Endverbraucher „NS EVE“ lanciert. Daneben wurde bei BKW ein weiteres Produkt für Eigenverbrauchsgemeinschaften eingeführt. Diese beiden Produkte enthalten neben Grund- und Arbeitspreisen auch eine Leistungs- oder Lastgangmessung, so dass der Prosumer eine verursachergerechtere Anlastung der Netznutzungskosten erhält und Anreize bekommt, um eine möglichst hohe Eigenverbrauchsquote zu erzielen und seine Lastspitzen zu minimieren.

Repower hat neben klassischen Rückliefer- und Netznutzungstarifen mit dem Produkt „Privapower“ ein kombiniertes Energie- und Netznutzungsprodukt für Kunden der Netzebene 7 mit einer eigenen Photovoltaik-Anlage eingeführt. Dieses Produkt, welches der Kunde auf

freiwilliger Basis abschliessen kann⁶, zeichnet sich im Netzbereich ebenfalls durch eine Leistungs- oder Lastgangmessung aus.

4.2 ABHÄNGIGKEITEN UND PROBLEMSTELLUNG

Die Eigenverbrauchsregelung führt zu einem tieferen Absatz der Netzmenge, da einzelne Prosumer einen Teil ihres Bedarfs zeitgleich mit ihrer eigenen Energieerzeugungsanlage selbst produzieren. Als Folge steigen die Netznutzungstarife pro kWh bei gleichbleibenden Kosten an und es kommt zu einer Entsolidarisierung, da die Kosten für die Nutzer ohne EEA ansteigen obwohl Prosumer und reine Consumer im Wesentlichen weiterhin die gleiche Leistung beziehen bzw. die gleichen, mehrheitlich fixen Kosten verursachen.

4.3 LÖSUNGSANSÄTZE

Um die Problematik der Entsolidarisierung zu beheben, sind primär leistungsbasierte Tarife zu befürworten. Damit hat jeder Netznutzer den Anreiz, Leistungsspitzen möglichst zu vermeiden, so dass die Netzlast möglichst ausgeglichen gehalten kann, was den Bedarf für kostensteigernde Netzausbauten zur Abdeckung von Leistungsspitzen reduziert. Die heutigen gesetzlichen Regelungen erlauben dies jedoch gemäss Art. 18 Abs. 2 StromVV nur begrenzt: für ganzjährig bewohnte Liegenschaften unter 1 kV und ohne Leistungsmessung ist ein zu mindestens 70% nicht-degressiven Arbeitstarif zwingend.

Da zum heutigen Zeitpunkt in der Regel keine Leistungsmessung im Haushaltsbereich besteht, dürfte aus kurzfristiger Sicht primär zu prüfen sein, ob der Grundpreis einen Anteil von möglichst 30% an den Netznutzungskosten aufweist. In diesem Zusammenhang kann auch die bisherige Kundensegmentierung überprüft werden. Grundsätzlich erlauben grössere Kundengruppen auch eine einfachere Einhaltung dieser Tarifierungsvorgaben. Ferner stellt sich beim Ersatz von Zählern zunehmend die Frage, ob mit einem Rollout von Smart-Metern eine flächendeckende Leistungsmessung, auch bei kleineren Endkunden, absehbar ist. Sobald diese messtechnische Voraussetzung gegeben ist, stellt Art. 18 Abs. 2 StromVV keine Limitierung der Einführung von neuen, leistungsbezogenen Netznutzungsprodukten dar.

5 FAZIT

Die vollständige Marktliberalisierung hat vielfältige Auswirkungen auf Verteilnetzbetreiber, Konsumenten und Prosumer. Dabei ist sicherzustellen, dass die gegenwärtigen parlamentarischen Entscheide konsistent zur vollständigen Marktliberalisierung getroffen werden, indem für Prosumer und Verteilnetzbetreiber sowohl auf der Bezugs- als auch auf der Absatzseite marktbasierende und verursachergerechte Regelungen zur Anwendung kommen. Für die Verteilnetzbetreiber gilt es die politischen Diskussionen eng mitzuverfolgen und frühzeitig ihre bisherige Tarifierungspolitik und Produktgestaltung zu überprüfen.

⁶ Rechtlich beurteilt besteht bei solchen Angeboten keine Pflicht, dass der Prosumer, welcher nicht anders als andere Kunden behandelt werden darf, dieses spezifische Produkt auch bezieht. Dies gilt insbesondere für Prosumer mit Anschlussleistungen unter 10kW, wonach gemäss Art 18 Abs. 1^{bis} auch keine Differenzierung in der Netznutzung durch Bildung separater Kundengruppen zulässig ist.