

Der Prosumer und die Energiewirtschaft

Thomas Unnerstall

Die Energiewirtschaft sucht – nicht zum ersten Mal, aber wohl noch nie so intensiv wie zur Zeit – nach neuen Geschäftsfeldern. Dies betrifft insbesondere den Privatkundenbereich. Der eine Grund, so lautet der generelle Tenor, sind sinkende Margen und steigende Wechselraten im Commodity-Geschäft und der daraus resultierende Handlungsdruck. Der zweite Grund ist die Energiewende: Vor dem Hintergrund zunehmend dezentraler Strukturen könnte oder wird – so ist man vielerorts überzeugt – eine ganz neue Energiewirtschaft entstehen. Dies gilt vor allem in Verbindung mit dem „Prosumer“, also dem Kunden, der Strom nicht nur kauft, sondern mit technischen Anlagen im Haus auch selbst produziert. Aber bietet diese Entwicklung – und konkret der Prosumer – wirklich Chancen für erfolgreiche Geschäftsmodelle der Energiewirtschaft? Eine nüchterne Analyse lässt zumindest längere Durststrecken erwarten.

Die Geschichte der Bemühungen in der Energiewirtschaft, aus der „Commodity-Falle“ (wie es neudeutsch heißt) herauszukommen, nähert sich seinem 20-jährigen Jubiläum. Schon kurz nach der Liberalisierung im Jahr 1998 gab es in fortschrittlicheren Energieversorgungsunternehmen (EVU) die ersten Produktentwicklungsworkshops und Brainstormings darüber, was man „dem Kunden“ (damals tatsächlich ein neuer Begriff in der Branche, der den Begriff „Abnehmer“ ersetzte) denn außer den Commodities Strom und Gas verkaufen könnte.

Eine enttäuschende Bilanz

Die verschiedenen Ansätze, Ideen und konkreten Produkte – also die Ergebnisse dieser Anstrengungen – hatten bisher vor allem eines gemeinsam: Sie waren nicht von Erfolg gekrönt. Auch heute machen die „Nicht-Commodity-Produkte“ im Haushaltskundensegment einen verschwindenden Anteil der Umsätze und der Ergebnisse aus. Das Problem betrifft nicht nur einzelne und auch nicht nur die Mehrzahl, sondern praktisch alle EVU.

Diese ebenso eindeutige wie enttäuschende Bilanz verlangt nach einer Erklärung. Als neutraler Beobachter wird man sie wohl auf beiden Seiten suchen: auf der Seite der EVU, aber auch auf der des Kunden. Die Branche jedoch, so kann man konstatieren, sieht ziemlich einhellig die Schuld in erster Linie bei sich selbst. Zu wenig kundenorientiert sei man gewesen, lautet der Vorwurf, und das solle sich *jetzt* endlich ändern. Mehr noch, es müsse sich *jetzt* ändern, denn die Margen im Commodity-Geschäft, so die Klage überall, würden sinken und die Wechselraten steigen. Daher sei es jetzt wirklich erforderlich, neue Erlösquellen zu erschließen, um die absehbaren Ergebnisrückgänge aus diesem

Kerngeschäft zu kompensieren.

Die grundsätzliche Produktidee

In der Tat gibt es im Vergleich zu den ersten 15 Jahren neue Ansatzpunkte für die Produktentwicklung im Haushaltskundensegment: neue Methodiken (z. B. eine Produktentwicklung gemeinsam mit den Kunden), neue Möglichkeiten durch zunehmende Digitalisierung (sowohl bezüglich der Nutzung von Kundendaten als auch bezüglich der Senkung von Prozesskosten bei der Abwicklung komplexerer Produkte) und schließlich den neuen Kundentyp „Prosumer“.

Die Basisidee im Hinblick auf den Prosumer als Adressat neuer EVU-Produkte ist es, dass der Kunde seine Stromerzeugungsanlage (nicht direkt vom Handwerker, sondern) vom EVU kauft oder besser noch – im Sinne der Kundenbindung – langfristig mietet. Im gesamten Spektrum der möglichen Produkte hat dieser Ansatz den großen Vorteil, dass er „der DNA“ eines EVU naheliegt und zugleich die Kapitalkraft eines EVU zur Geltung bringt. Er hat damit ein Unique Selling Point (USP) gegenüber vielen Konkurrenten, das man auf dem Feld reiner Dienstleistungen oft vergeblich sucht. Das Zauberwort heißt „assetbasierte Produkte“.

Diese Überlegungen – und auch die weitergehenden Vorstellungen bezüglich der digitalen Vernetzung vieler solcher Kundenanlagen zu virtuellen Großanlagen und deren energiewirtschaftlicher Vermarktung – sind konzeptionell zweifellos richtig. Auf der anderen Seite sollte einem Strategieverantwortlichen im EVU nicht entgangen sein, dass es auch auf diesem Feld bereits klare Misserfolge gab: das kostspielige Scheitern des „Schwarkraftwerks“ von Lichtblick etwa oder die enttäuschten Hoffnungen bzgl. der Mikro- und Mini-

BHKW (die immer noch kaum eine Rolle im Heizungsmarkt spielen). Was also sind realistische Perspektiven für EVU, mit der Kundengruppe „Prosumer“ gute Geschäfte zu machen?

Die Motive des Kunden

Ausgangspunkt aller diesbezüglichen Überlegungen muss natürlich der Kunde sein – und die wichtigste Feststellung über ihn lautet: In der klaren Mehrheit ist dieser Kunde (sofern er sich denn überhaupt für das Thema „Strom“ interessiert) nicht getrieben von ökologischen Motiven oder Motiven der Energieautarkie, sondern er ist von finanziellen Motiven getrieben. Natürlich gilt das nicht für alle, aber es gilt für mindestens 70-80 % der Kunden.

Als Belege für diese These könnte man viele konkrete Erfahrungen von EVU-Mitarbeitern, die schon länger im Geschäft sind, und ebenso eine Reihe von Umfragen zitieren. Aber der deutlichste Beweis ist vielleicht die Entwicklung der PV-Dachanlagen auf Einfamilienhäusern in den letzten zehn Jahren (siehe die Tabelle und Abb. 1). Danach ist eine eindeutige Korrelation von Renditemöglichkeiten und einer Investitionsbereitschaft bei den Hauseigentümern – d. h. beim potenziellen „Prosumer“-Kunden – auszumachen [2].

Man muss als Produktentwickler eines EVU also davon ausgehen, dass der potenzielle Kunde durch seine Stromerzeugungsanlage mit hoher Wahrscheinlichkeit zumindest Kostenneutralität erzielen will. Eher ist er sogar an Kosteneinsparung gegenüber dem Status Quo interessiert – und zwar nicht vielleicht und irgendwann, sondern ziemlich bald.

Mögliche Geschäfte mit dem Prosumer

Im Folgenden wird das Produktmodell „Der Kunde mietet eine Anlage für 20 Jahre vom EVU“ zugrunde gelegt und davon ausgegangen, dass der Kunde eine kleine Kostensenkung erwartet. Weiter wird angenommen, dass das EVU für das eingesetzte Kapital eine Rendite (interne Verzinsung) von 5 % anlegt, was bei einer Festlegung auf 20 Jahre in der Tat das Minimum sein sollte. Um zudem auch interne Abwicklungskosten abzudecken, fordern wir insgesamt eine Projektrendite von 6 %. Außerdem wird eine durchschnittliche allgemeine Inflation von 2 % angenommen.

Wir gehen von der derzeitigen PV-Einspeisevergütung im EEG für Anlagen < 10 kW aus (12,3 ct/kWh) aus und nehmen an, dass der derzeitige variable Strompreis – also der Arbeitspreis – von ca. 22 ct/kWh inflationsbedingt um 1 % pro Jahr steigt (mehr dazu unten). Der mittlere variable Strompreis in den nächsten 20 Jahren liegt dann bei 24,4 ct/kWh. Der Unterschied zwischen Eigenverbrauch von PV-Strom und Einspeisevergütung – der finanzielle Vorteil durch Eigenverbrauch – liegt folglich im Mittel bei $(24,4 - 12,3) = 12,1$ ct/kWh. Alle folgenden Zahlen sind netto zu verstehen.

Unter diesen Voraussetzungen werden beispielhaft die drei Produkte „Vermietung einer PV-Anlage“, „Vermietung eines Batteriespeichers“ (Nachrüstung bei einer bestehenden PV-Anlage) und „Vermietung eines neuen PV/Batterie-Systems“ betrachtet.

Vermietung einer PV-Anlage mit 5 kW

Bei optimalen Verhältnissen können bei einer Vermietung einer 5 kW-PV-Anlage folgende Kennziffern angenommen werden :

- 20 Jahre Lebensdauer;
- im Mittel 4.500 kWh Stromproduktion;
- keine größeren Ersatzinvestitionen;
- 30 % Eigenverbrauch und 70 % Netzeinspeisung;
- zu Beginn 160 € laufende Kosten für Wartung, Versicherung und Zähler [3].

Unter diesen Voraussetzungen dürfte die PV Anlage nur ca. 6.000 € (inkl. Installation) kosten, damit die Zielrendite von

6% erreicht wird, denn der durchschnittliche jährliche Cashflow beträgt $(1.350 \text{ kWh} \times 24,4 \text{ ct/kWh} + 3.150 \text{ kWh} \times 12,3 \text{ ct/kWh}) = 717 \text{ €} - 197 \text{ € lfd. Kosten} = 520 \text{ €}$. Die tatsächlichen Kosten einer solchen Anlage liegen aktuell jedoch bei 7.000-7.500 €.

Vermietung eines Batteriespeichers

Ausgegangen wird im Beispiel der Vermietung eines Batteriespeichers von einer Nachrüstung einer bestehenden 5 kW-PV-Anlage mit einem Batteriespeicher mit 5 kWh Speicherkapazität. Auch hier gehen wir von optimalen technischen Parametern aus:

- Lebensdauer der Batterie 20 Jahre;
- Zyklenzahl > 6.000;
- 100 % Wirkungsgrad;
- 270 Zyklen/a;
- keine zusätzlichen Wartungskosten.

Eine solche Batterie dürfte dann nur ca. 1.800 € (inkl. Installation) kosten, um die Zielrendite zu erreichen. Denn der durchschnittliche jährliche Cashflow beträgt $270 \times 5 \text{ kWh} \times 12,1 \text{ ct/kWh}$ (= Eigenverbrauch - Einspeisevergütung) = 163 €. Die tatsächlichen Kosten für einen solchen Speicher (mit schlechteren Parametern) liegen aktuell aber bei ca. 6.000 €.

Vermietung eines neuen PV/Batterie-Systems

Die angenommenen technischen Parameter für diese Anlage sind dieselben wie für die zuvor betrachteten Produkte PV und Batterie. Darüber hinaus wird angenommen:

- 60 % Eigenverbrauch (vgl. [4]);
- zu Beginn 200 € laufende Kosten pro Jahr.

Ein solches System dürfte (inkl. Installation) nur ca. 7.500 € kosten, um 6% Projektrendite zu erreichen, denn der durchschnittliche jährliche Cashflow beträgt $(2.700 \text{ kWh} \times 24,4 \text{ ct/kWh} + 1.800 \text{ kWh} \times 12,3 \text{ ct/kWh}) = 880 \text{ €} - 246 \text{ € lfd. Kosten} = 634 \text{ €}$. Die tatsächlichen Kosten für einen solches System liegen aktuell bei ca. 13.000-15.000 €.

Schlussfolgerungen aus den Mietmodellen

Die Betrachtung zeigt, dass keines dieser Produkte unter den heutigen Bedingungen in der Weise darstellbar ist, dass der Kunde einen finanziellen Vorteil hat und dass EVU zumindest minimale Margenanforderungen realisieren kann [5]. Um diese Produkte profitabel zu implementieren, sind folgende Preis-senkungen erforderlich:

- PV-Anlage: -15-20 %;
- Batteriespeicher: -70 %;
- PV/Batterie-System: -40-50 %.

Aktuelle Marktsituation

Warum aber gibt es dann bereits überall diese Produkte auf dem Markt, die sicherlich auskömmlich für den Anbieter kalkuliert sind und dem Kunden dennoch finanzielle Vorteile versprechen? Die Antwort ist einfach. Der wesentliche Marketing-Trick ist, mit massiv steigenden Strompreisen zu kalkulieren.

In der Regel wird in den Wirtschaftlichkeitsberechnungen für den Kunden ein Strompreisanstieg von 3 % (oft sogar 4 oder 4,5 %) pro Jahr angenommen, wodurch der mittlere anzusetzende Strompreis von 24,4 auf 30,9 ct/kWh steigt. Zudem ist es oft geschicktes Wording, das dem Kunden suggeriert, er würde Stromkosten sparen, ohne eine konkrete Gesamtbilanz aufzumachen.

Wird der variable Strompreis in den nächsten 20 Jahren um 3 % pro Jahr steigen – d. h. von 22 auf 40 ct/kWh? Das ist aus folgenden Gründen sehr unwahrscheinlich:

- Die EEG Umlage wird bis 2023 gegenüber heute um 1-1,5 ct/kWh steigen und dann wieder deutlich sinken;
- die Netznutzungsentgelte werden zwar steigen, hauptsächlich allerdings nach allgemeinem Trend im Grundpreis;
- die EEX-Preise könnten zwar steigen, aber das würde wiederum dämpfende Wirkung auf die EEG-Umlage haben.

Heute eine Steigerung um 18 ct/kWh in den nächsten 20 Jahren anzusetzen ist schlicht nicht seriös argumentierbar. Die Hauptunsicherheit besteht dabei in der zukünftigen Inflation.

Zwar ist von der Inflation nur etwa die Hälfte des Strompreises betroffen, aber dennoch stellt eine potenziell steigende Inflation das einzige gute Argument für

stetig steigende Strompreise in der Zukunft dar. Dagegen lässt sich wiederum anführen, dass es in den nächsten Jahren eine (partielle) Umfinanzierung des EEG geben und damit der variable Strompreis deutlich sinken könnte.

Perspektiven der zukünftigen Entwicklung

So oder so sieht sich die Branche gezwungen, dem Kunden gegenüber mit zukünftigen Entwicklungen zu argumentieren, wo die deutliche Mehrheit doch sofort positive finanzielle Effekte erwartet. Es wird auf absehbare Zeit schwer sein, einem hauptsächlich finanziell getriebenen Kunden ein solches Produkt zu verkaufen. Mit anderen Worten: Es ist zurzeit unwahrscheinlich, breite Käuferschichten für ein solches Mietprodukt (oder auch für ein Kaufmodell mit interessanten Margen für das EVU) zu gewinnen. Im Übrigen wird jedes EVU selbst entscheiden müssen, inwieweit es in diesem Zusammenhang mit unsicheren Strompreisprognosen seine Glaubwürdigkeit aufs Spiel setzen will.

Sicherlich werden die o. g. erforderlichen Anlagenpreise irgendwann erreicht – bei der PV wahrscheinlich bereits in den nächsten Jahren, bei den Batteriespeichern wahrscheinlich in der ersten Hälfte des nächsten Jahrzehnts. Bis dahin werden, so die realistische Prognose, die assetbasierten Prosumer-Produkte eher ein Schattendasein führen – die Durststrecke wird recht lang sein.

Die gute Nachricht

Die These, dass man mit Prosumer-Produkten im Haushaltskunden-Segment bald signifikantere Deckungsbeiträge erwirtschaften kann, stimmt zwar nicht – aber die These von sinkenden Margen und steigenden Wechselraten im klassischen Stromverkauf stimmt auch (noch) nicht wirklich.

Die Margen sind seit Jahren ziemlich konstant und die Wechselraten ebenso (siehe Abb. 2 und 3). Anders formuliert: Es wird zwar lange dauern, der Commodity-Falle zu entgehen; aber sie lässt sich noch Zeit, bis sie zuschnappt.

Anmerkungen

[1] Agora Energiewende: Energiewende und Dezentralität. Zu den Grundlagen einer politisierten Debatte. Berlin, 2/2017.

[2] Im BHKW-Informationsportal heißt es zutreffend: „In der Praxis entscheidet in den allermeisten Fällen ausschließlich das Ergebnis der Wirtschaftlichkeitsanalyse darüber, ob eine BHKW-Anlage errichtet wird“.

[3] Bei einer Inflation von 2 % pro Jahr steigen diese Kosten dann auf 233 €, und die durchschnittlichen Kosten in diesen 20 Jahren betragen 197 €.

[4] Weniger, J.; Quaschnig, V.; Tjaden, T.: Optimale Dimensionierung von PV-Speichersystemen. In: PV-Magazine 1/2013, S. 70-75.

[5] Wenn man die Renditeanforderung auf 4 % reduziert, liegen die entsprechenden Kosten-Schwellenwerte bei der PV-Anlage bei 7.100 €, beim Batteriespeicher bei 2.200 € und beim PV/Batterie-System bei 8.600 €.

[6] BdEW: BdEW Strompreisanalyse Februar 2017, 2/2017.

[7] Agora Energiewende: Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2016 – Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2017. Berlin, 1/2017.

[8] BdEW: Wechselverhalten im Energiemarkt 2016, 12/2016.

*Dr. T. Unnerstall, Berater und Autor,
Stockstadt
tunner@online.de*

Tab.: EEG-Vergütungen, Investitionskosten und Renditen bei einer PV-Anlage mit 5 kW

Jahr	EEG-Vergütung (ct/kWh)	Investitionskosten (€/kW)	Lfd. Kosten (€/Jahr)	Rendite (%)
2008	46,8	4.370	175	6,2
2009	43	3.600	175	7,5
2010	37,4	2.960	180	8
2011	28,7	2.430	180	6,6
2012	24,5	2.100	185	6
2013	15,8	1.700	190	3,8
2014	13	1.640	190	2,4
2015	12,5	1.510	195	2,8
2016	12,3	1.400	195	3,6

Rendite = Interner Zinsfuß auf 20 Jahre, ab 2013 mit 25 % Eigenverbrauch bei einem Arbeitspreis von 24,4 ct/kWh über 20 Jahre, vor Steuern jährliche Stromproduktion = 4.500 kWh

Lfd. Kosten = gemittelt über 20 Jahre; Quellen: verschiedene PV-Portale (BSV, u. a.); eigene Berechnungen

BUS:

Abb. 1: Installation neuer PV-Anlagen < 10 kW und Rendite (in %)

Abb. 2: Rohmargen im Stromverkauf an Haushaltskunden (in ct/kWh)

Abb. 3: Wechselraten bei Haushaltskunden im Strombereich (in %)