

# Photovoltaik-Eigenversorgung

Erfahrungen aus den *Net-Energy-Metering*-Programmen der USA<sup>1</sup>

Andreas Jahn und Megan O'Reilly (RAP) sowie Matthias Deutsch (Agora Energiewende)

## Zusammenfassung

Die USA bieten durch ihre guten Standortbedingungen für Photovoltaik und durch die unterschiedlichen Politiken auf Ebene der Bundesstaaten vielfältige Beispiele für die Förderung von Photovoltaik-Eigenversorgung und -Einspeisung, die in diesem Papier anhand ausgewählter Fälle betrachtet und mit den Ansätzen in Deutschland verglichen werden. In den USA ist eine Reihe von Tarifen bekannt, welche die unterschiedliche zeitliche und örtliche Wertigkeit der Photovoltaik-Erzeugung berücksichtigen. Dadurch soll eine zielgenaue, kosteneffiziente und erfolgreiche Förderung erreicht werden, die teilweise schon heute zu einer höherer Photovoltaik-Durchdringung als in Deutschland führt. Die US-Tarife sind insgesamt vielfältiger, tendieren jedoch aufgrund der zeitlichen Verfügbarkeit der Solarerzeugung alle zu einer zeitlichen Preisdifferenzierung. Beispiele, von denen Deutschland lernen kann, finden sich insbesondere in Hawaii und Kalifornien. Der Vergleich zeigt, dass in Deutschland die PV-Eigenverbrauchspolitik an den PV-Erzeugungskosten, nicht aber den Verbrauchertarifen orientiert ist. Dadurch sind die US-Ansätze bezüglich Anzahl und Leistungsauslegung der Dachanlagen erfolgreicher und

---

<sup>1</sup> Diese Studie wurde im Rahmen des Vorhabens „Unterstützung des Energiedialoges mit den Vereinigten Staaten von Amerika (USA) und dem US-Bundesstaat Kalifornien sowie die Unterstützung der bilateralen Energiebeziehungen mit Kanada, Australien und Neuseeland“ im Auftrag des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) und auf Anfrage des Referats II A 1 des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) erstellt. Die Verantwortung für die Inhalte liegt ausschließlich bei den Autoren.

führen zu der Empfehlung, folgende Aspekte zu prüfen: die Einführung eines zusätzlichen, wählbaren Volleinspeise-Tarifs, Anpassungen bei der Eigenverbrauchsförderung und die Entwicklung von Photovoltaik-Bewertungsgrundsätzen für ein Tarif-Monitoring.

# Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung.....	1
Inhaltsverzeichnis.....	3
Abkürzungsverzeichnis .....	4
Abbildungsverzeichnis .....	5
Tabellenverzeichnis .....	5
Einleitung.....	6
<i>Net Energy Metering</i> .....	6
Diskussion in den USA .....	10
Wert der PV-Stromerzeugung .....	12
Beispiele.....	13
Kalifornien.....	14
Austin (Texas) .....	18
Hawaii .....	20
New York .....	21
Nevada .....	22
Zusammenfassung der Beispiele .....	23
Vergleich mit Deutschland .....	24
Resümee .....	26
Literaturverzeichnis .....	28

# Abkürzungsverzeichnis

CGS – Customer Grid-Supply

CSS – Customer Self-Supply

DoE – Department of Energy

DG – Distributed Generation

DRV - Demand Reduction Value

DSIRE – Database of State Incentives for Renewables & Efficiency

EEG – Erneuerbare-Energien-Gesetz

EE – Erneuerbare Energien

EIA – Energy Information Administration

EVU – Energieversorgungsunternehmen

kWh – Kilowattstunde

LSRV - Locational System Relief Value

MW – Megawatt

NEM – Net Energy Metering

PUC – Public Utility Commission

PURPA – Public Utilities Regulatory Policies Act

PV – Photovoltaik

REV – Reforming the Energy Vision

RPS – Renewable Portfolio Standard

TOU – Time of Use

VOS – Value of Solar

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1. Schematische Darstellung des <i>Net Energy Metering</i> .....	7
Abbildung 2. <i>Net Energy Metering</i> in den Vereinigten Staaten.....	8
Abbildung 3. Investitionskosten kleiner PV-Systeme 2007 bis 2017.....	9
Abbildung 4. Erwartete PV-Durchdringung für 2030 nach Bundesstaaten.....	11
Abbildung 5. <i>Value-of-Solar</i> -Analysen im Vergleich zu den Bezugstarifen 2013.....	13
Abbildung 6. Anteil der <i>Net-Energy-Metering</i> -Erzeugung an der Spitzenlast, 2016.....	14
Abbildung 7. „Duck Curve“ in Kalifornien.....	17
Abbildung 8. PV-Förderung in Kalifornien und Deutschland von 2005 bis 2016 im Vergleich.....	25

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1. Top Ten der US-amerikanischen EVU nach NEM-PV-Durchdringung.....	9
Tabelle 2. Diskutierte <i>Net-Metering</i> -Tarife Kalifornien.....	16
Tabelle 3. Strombezugskosten bei Austin Energy, 2018.....	19
Tabelle 4. <i>Value-of-Solar</i> -Tarif, Austin Energy 2018.....	19

# Einleitung

Mit sinkenden Kosten für die Stromerzeugung mit Photovoltaik (PV) investieren immer mehr Haushalte und Unternehmen in PV-Anlagen, die nicht nur für die Netzeinspeisung installiert werden, sondern auch oder ausschließlich für die Eigenversorgung. Dafür entscheidend sind neben den Kosten der PV-Eigenerzeugung auch die Strombezugskosten und der regulatorische Rahmen. Dabei wird der regulatorische Rahmen durch politische Präferenzen geprägt, die von Chancen und Nutzen, aber auch von Risiken und Ängsten vor Veränderungen geprägt sein können. Die USA bieten durch ihre guten Bedingungen für Solarstandorte und unterschiedliche Politiken vielfältige Beispiele, die in diesem Paper analysiert und mit den Ansätzen in Deutschland verglichen werden.

Im ersten Kapitel erläutern wir hierfür das historische Konzept des *Net Energy Metering* (NEM), das in den USA die Ausgangsbasis für die Förderung der Eigenversorgung darstellt. Wir zeichnen die Diskussion nach, die über PV-Kosten-Nutzen-Analysen zu einer Weiterentwicklung und Ausdifferenzierung der bisherigen Förderansätze geführt hat – den sogenannten *Value-of-Solar*-Tarifen. Danach stellen wir die interessantesten Tarifbeispiele ausgewählter Bundesstaaten (Kalifornien, Hawaii, New York, Nevada) oder Regionen (Austin/Texas) vor. Abschließend erfolgen eine Gegenüberstellung zum Förderungsregime in Deutschland und ein Resümee bezüglich der Lehren, die daraus für die hiesige Energiewende zu ziehen sind.

## *Net Energy Metering*

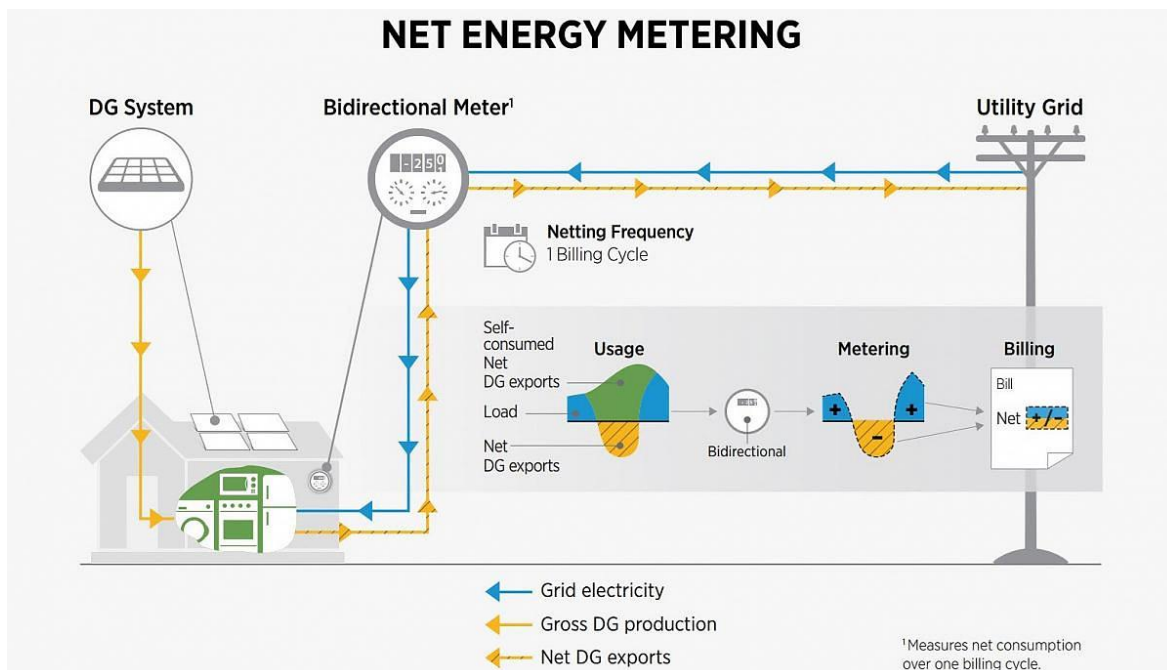
Der in Deutschland benutzte Begriff der „Eigenversorgung“ basiert auf der Physik, also der Stromerzeugung zeitgleich zum Stromverbrauch – zunehmend auch in Verbindung mit privaten Speichern. Nur unter diesen Voraussetzungen wird der Netzbezug physikalisch ersetzt. Dadurch werden Strombezugskosten vermieden und es wird somit ein Investitionsanreiz eröffnet. In den USA sind die Rahmenbedingungen stärker von der Politik als von der Physik bestimmt worden. 2005 wurde auf föderaler Ebene mit dem *Energy Policy Act* (EP-Act 2005) eine Ergänzung bei den Tarifstandards für Endverbraucher durchgeführt (Public Utilities Regulatory Policies Act – PURPA), und es wurde der *Net-Energy-Metering*-(NEM-)Tarif hinzugefügt. Damit lag es in der Verantwortung der jeweiligen Regulierungsbehörden der Bundesstaaten (Public Utility Commission – PUC), zu prüfen und zu entscheiden, ob die Richtlinie durch die Energieversorger (EVU) in ihrer Zuständigkeit<sup>2</sup> umzusetzen ist (RAP 2016).

---

<sup>2</sup>Die PUC regulieren im Regelfall die öffentlichen Versorger im Bundesstaat mit Ausnahme der kommunalen Versorger und der Genossenschaften.

Die Richtlinie besagt, dass Energieversorger dem Stromverbraucher auf Anfrage einen *Net-Energy-Metering-Tarif*, kurz *Net Metering*, anbieten sollen. Damit wird es dem Netzkunden ermöglicht, innerhalb eines Abrechnungszeitraums (Monat bis Jahr) die Strombezugsmenge mit der eigenen Erzeugung zu verrechnen. Das Netz dient dem Kunden damit innerhalb des Abrechnungszeitraums als virtueller Speicher.<sup>3</sup> Die Regelung ist grundsätzlich unabhängig von der genutzten Erzeugungstechnologie; aufgrund der Erzeugungs- und Verbrauchskosten werden die NEM-Tarife faktisch aber ausschließlich bei PV-Erzeugung genutzt. Mit einem NEM-Tarif wird dem Kunden folglich nur der Nettostromverbrauch – also die Differenz zwischen Stromverbrauch und Stromerzeugung – berechnet oder es wird sogar eine Gutschrift ausgestellt, falls die Erzeugung den Verbrauch übersteigt. Wenn die PV-Anlage hinter dem Verbrauchszähler errichtet wird (Abbildung 1), ist aus Sicht des Stromnetzes ein bidirektionaler Zähler (vor- und rückwärtslaufender Ferraris-Zähler) ausreichend, der die Nettoein- beziehungsweise Auspeisung festhält.

Abbildung 1. Schematische Darstellung des *Net Energy Metering*

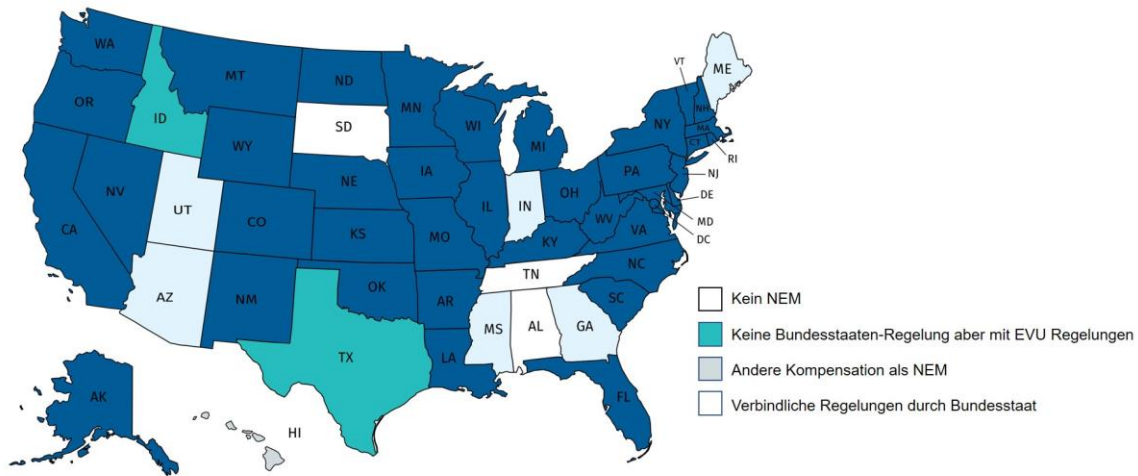


Quelle: National Renewable Energy Laboratory (NREL) 2017

<sup>3</sup> Ähnlich wie in Deutschland wird die Rentabilität des PV-Investments somit von den Strombezugskosten und die Anlagengröße vom Stromverbrauch bestimmt.

In den USA ist NEM faktisch der einzig relevante Tarif für Kunden, die eine eigene Erzeugungsanlage besitzen. Mehr als 40 Bundesstaaten haben NEM-Tarife eingeführt, wie in Abbildung 2 dargestellt.

**Abbildung 2. Net Energy Metering in den Vereinigten Staaten**



Created with mapchart.net

Quelle: Database of State Incentives for Renewables & Efficiency (DSIRE)/U.S. Department of Energy 2017

Die Ausgestaltung der Richtlinie variiert jedoch von Bundesstaat zu Bundesstaat sehr stark, insbesondere in Bezug auf die Höhe der Gutschrift, welche dem Kunden für die Überschusserzeugung in einem Abrechnungszeitraum gewährt wird. Einige Tarife schreiben dem Kunden einen vollen Arbeitspreistarif zu, der die Erzeugungs-, Übertragungs- und Vertriebskosten widerspiegelt, während andere nur auf vermiedenen Brennstoffkosten basieren. Grundsätzlich sind NEM-Tarife jedoch der wesentliche Förderungsmechanismus und Impulsgeber für kleine Erneuerbare-Energien-Anlagen, der ohne zusätzliche Messeinrichtungen auskommt und mit einem Verbrauchstarif auf Basis von Kilowattstundenpreisen verrechnet wird. Mehr als 90 Prozent aller PV-Dachanlagen in den Vereinigten Staaten und fast alle PV-Anlagen von Privatkunden arbeiten mit einem NEM-Tarif. Die Tabelle 1 zeigt die EVU mit den höchsten Anteilen an NEM-Tarifen in den USA für das Jahr 2015, prozentual für alle Kunden beziehungsweise für Haushaltskunden.



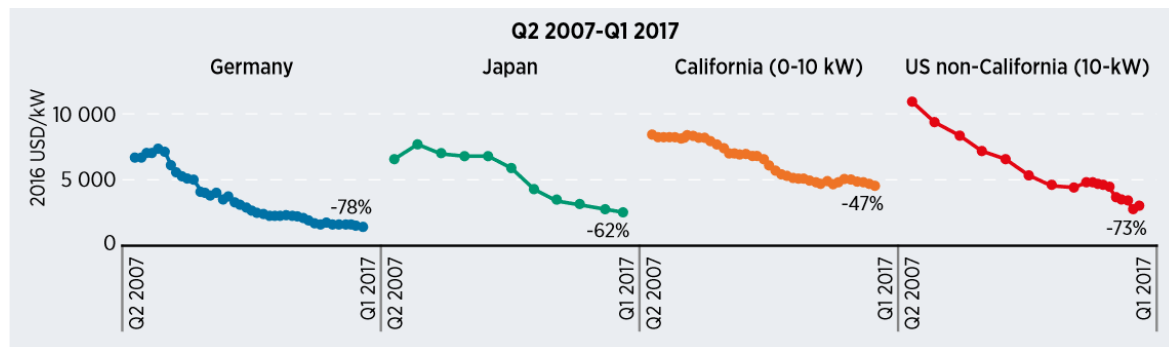
**Tabelle 1. Top Ten der US-amerikanischen EVU nach NEM-PV-Durchdringung**

<i>Penetration among <u>all</u> customers</i>			<i>Penetration among <u>residential</u> customers only</i>		
Utility	State	% of Sales	Utility	State	% of Sales
Hawaii Electric Light	HI	12.4%	Maui Electric	HI	18.0%
Maui Electric	HI	12.1%	Hawaii Electric Light	HI	16.9%
Hawaiian Electric	HI	8.1%	Hawaiian Electric	HI	16.8%
Kauai Island Utility Cooperative	HI	7.9%	Kauai Island Utility Cooperative	HI	10.5%
Otero County Electric Cooperative	NM	5.6%	San Diego Gas & Electric	CA	7.7%
San Diego Gas & Electric	CA	5.5%	City of Moreno Valley	CA	6.5%
Washington Electric Cooperative	VT	5.3%	Pacific Gas & Electric	CA	5.3%
Town of Hardwick	VT	5.3%	Otero County Electric Cooperative	NM	5.2%
Trico Electric Cooperative	AZ	4.1%	Groton Dept. of Utilities	CT	4.5%
Pacific Gas & Electric	CA	3.6%	Southern California Edison	CA	3.9%
		<b>Total U.S. 0.4%</b>			<b>Total U.S. 0.6%</b>

Quelle: Barbose 2017

Hawaii nahm bei beiden Betrachtungen schon 2015 aufgrund der hohen Strombezugskosten (siehe Kapitel Hawaii) einen Spitzenplatz ein, gefolgt von Kalifornien, den Neuengland-Bundesstaaten im Nordosten, beziehungsweise den südlichen Bundesstaaten mit hohen solaren Einstrahlungswerten.

Die enorme Kostensenkung bei den durchschnittlichen PV-Installationskosten (Abbildung 3) führt dazu, dass die durchschnittlichen PV-Erzeugungskosten nun unter den Strombezugstarifen liegen. Dies hat auch in den USA zu einem verstärkten Ausbau und eine daran anknüpfende neue Debatte um den Wert des Solarstroms geführt. Da die (indirekte) Vergütung für die Stromerzeugung über den Bezugstarif erfolgt, ist der Gewinn stark gestiegen und führt vielfach zu einer „Über-Rendite“ (Couture et al. 2018).

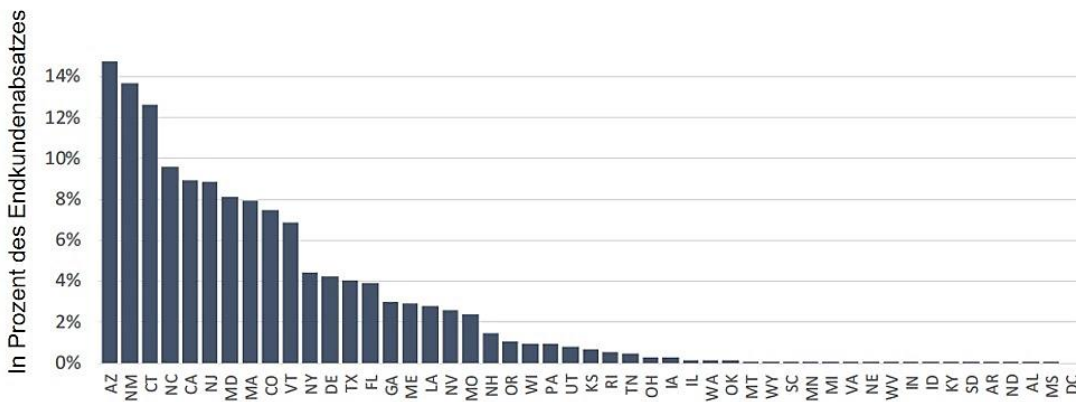
**Abbildung 3. Investitionskosten kleiner PV-Systeme 2007 bis 2017**

Quelle: International Renewable Energy Agency (IRENA) 2017

## Diskussion in den USA

Viele Energieversorger stehen den NEM-Tarifen kritisch gegenüber (NREL 2015, RAP 2013), da aus ihrer Sicht die Gutschrift zum Bezugstarif zu hoch ist und die fixen Stromsystemkosten unfair auf die übrigen Kunden umverteilt (und ihre traditionellen Geschäftsmodelle damit gefährdet) werden. Befürworter erwidern (RMI 2013), dass der saubere Solarstrom, der dem Energieversorger zur Verfügung gestellt wird, wertvoller ist als dessen Durchschnittstrom, weil er zusätzlichen Nutzen mit sich bringt hinsichtlich CO<sub>2</sub>-Intensität, lokale Wertschöpfung, Systemdienstleistungen etc. Diese Diskussion gibt es in vielen Bundesstaaten, welche die NEM-Richtlinie umgesetzt haben. Ein Vorschlag zur Bewältigung dieses Problems, der bereits in einigen Staaten angenommen wurde, sieht vor, die Vergütung der Überschüsse auf etwas weniger als den Strombezugssatz zu senken. Ein anderer Vorschlag besteht darin, den vollen NEM-Tarif für Energiekosten beizubehalten, jedoch monatliche Sondergebühren, also fixe Zusatzgebühren, für Kunden mit Eigenerzeugung zu erheben. Das Argument für diesen letzteren Ansatz ist, dass Kunden, die selbst Strom erzeugen, weiterhin die Vorteile des Netzes genießen, jedoch zu geringeren Kosten (RAP 2013).

Galen Barbose (Barbose 2017) kommt in einer Studie für das Lawrence Berkeley National Laboratory (LBNL) zu dem Schluss, dass die Wirkung von dezentralem Solarstrom auf die durchschnittlichen Endkundenstrompreise von drei grundlegenden Faktoren abhängt: dem PV-Durchdringungsniveau, den vermiedenen Nettokosten für das Energiesystem und dem Vergütungssatz für dezentrale Solarkunden. Mit dem LBNL-Ansatz wird selbst bei einer Kombination von ungünstigen Mehrwerten für die Solarstromerzeugung und guten Kompensationen für dezentrale Stromerzeuger eine Durchdringung unter fünf Prozent keine erkennbaren Auswirkungen auf die Endverbrauchertarife haben. Die PV-Durchdringung für alle US-Versorger betrug 2015 nur 0,4 Prozent für alle Netzkunden und 0,6 Prozent für Haushaltskunden. Nur acht Versorgungsunternehmen hatten eine Marktdurchdringung von mehr als fünf Prozent. Prognosen gehen davon aus, dass die Durchdringung auf nationaler Ebene bis 2040 fünf Prozent kaum übersteigen wird; die dezentrale Solarenergie wird bis 2020 voraussichtlich ein bis zwei Prozent des Stromabsatzes im US-Einzelhandel erreichen, zwei bis vier Prozent bis 2030 und vier bis sieben Prozent bis 2040. Weiterhin wird erwartet, dass sich die Durchdringungen auf wenige Staaten und Regionen konzentrieren; Arizona, New Mexico, Connecticut (plus Hawaii) überschreiten bis 2030 die Zehn-Prozent-Schwelle, sieben weitere die Fünf-Prozent-Marke, aber mehr als die Hälfte aller Staaten bleiben unter einem Prozent (Abbildung 4).

**Abbildung 4. Erwartete PV-Durchdringung für 2030 nach Bundesstaaten**

Notes: Based on central case scenario from Cole et al. (2016), which projects solar adoption in the contiguous United States (i.e., excludes Hawaii and Alaska). Penetration levels calculated from projected capacity based on estimated state-level capacity factors (NREL 2016) and retail sales projections developed by applying EMM-level growth rates from the Annual Energy Outlook 2016 reference case (EIA 2016a) to historical state-level retail sales data (EIA 2015c).

Quelle: National Renewable Energy Laboratory (NREL) 2016

Die LBNL-Studie (Barbose 2017) kommt daher zu dem Schluss, dass die meisten Energieversorger keine nennenswerten Auswirkungen auf die Strompreise im Endkundengeschäft durch dezentralen PV-Erzeugung sehen werden. Selbst wenn man davon ausgehen würde, dass die dezentrale PV-Anlage keinen Nettonutzen für den Energieversorger hat (eine äußerst pessimistische Annahme) und dass die gesamte PV-Erzeugung im *Net Metering* durch rein volumetrische Endverbraucher-tarife kompensiert wird (ein relativ günstiges Szenario für NEM-Kunden), würde eine Durchdringung von einem Prozent nur zu einem Anstieg der durchschnittlichen Endverbraucher-Strompreise von einem Prozent führen.

Viele Staaten, einschließlich derjenigen, die eine hohe Penetration erreichen oder Bedenken bezüglich einer Kostenumverteilung haben, bewerten dezentrale Erzeugung neu und entwickeln neue Ansätze für das *Net Metering*. Wie in den folgenden Beispielen dargestellt, haben die Bundesstaaten unterschiedliche Wege eingeschlagen: von Ansätzen, die Vergütung der dezentralen Erzeugung zu reduzieren, bis hin zu verfeinerten Methoden, die den Wert der Solarenergie für das System berücksichtigen.

Andere Staaten – insbesondere diejenigen, die mit einer hohen Durchdringung der dezentralen Erzeugung konfrontiert sind – haben einen *Value-of-Solar*- (VOS, oder Wertigkeit des PV-Stroms) Tarif als Alternative zum *Net Metering* eingeführt oder erwägen die Einführung. Der VOS-Tarif bietet den Kunden einen festen Tarif für jede Kilowattstunde erzeugten Solarstroms. Der Preis basiert auf einer umfassenden regulatorischen Bewertung der Vorteile der solaren Einspeisung für den Versorger und die Gesellschaft. Dieser Wert der Solaranalyse ergibt sich aus einem Katalog aller Kosten, die

durch die Einspeisung von PV-Strom in das elektrische System vermieden oder zusätzlich verursacht werden.

Eine weitere Variation des traditionellen *Net Metering* ist die Berücksichtigung des virtuellen *Net Metering*. *Virtual NEM* funktioniert wie herkömmliches *Net Metering*, erfordert aber nicht, dass sich die Erzeugung direkt am Standort des Kunden befindet. Virtuelles NEM ermöglicht auch mehreren Kunden, Anteile an einem strategisch platzierbaren System zu besitzen und im NEM zu nutzen.

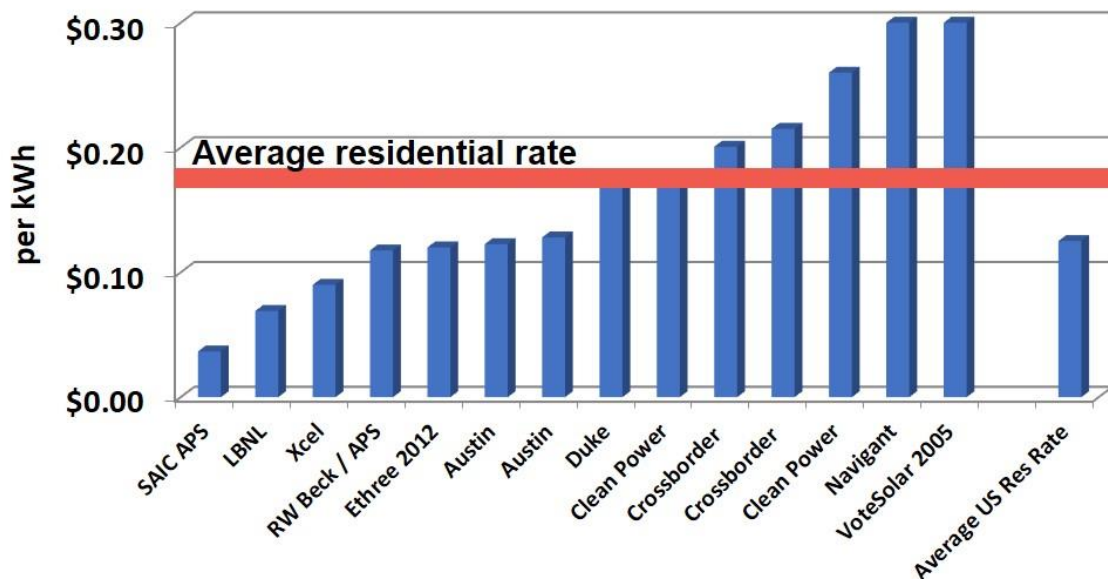
## Wert der PV-Stromerzeugung

Ausgangspunkt war, die Infrastrukturkostenverteilung auch für NEM-Kunden gerechter auszugestalten. Dafür haben einige Bundesstaaten auf einen neuen Tarif, der die Wertigkeit des PV-Stroms berücksichtigt, umgestellt beziehungsweise den NEM-Tarif dadurch ersetzt. Der VOS-Tarif bietet für jede Kilowattstunde Solarstromerzeugung weiterhin eine vorgegebene Vergütung. Der Preis basiert auf einer umfassenden Bewertung des Nutzens der solaren Einspeisung für den Versorger und die Gesellschaft durch die Aufsichtsbehörden. Dieser Wert der Solaranalyse ergibt sich aus der Katalogisierung aller Kosten, die durch die Einspeisung von PV-Strom am elektrischen System vermieden oder diesem zusätzlich auferlegt werden. Auch der VOS-Tarif basiert wie der NEM-Tarif auf einem Rechnungsmechanismus, jedoch monetär, nicht in Form von Kilowattstunden-Gutschriften. Der Bezug und die Einspeisung haben eigene Werte beziehungsweise Kosten, deren Nettobetrag mit dem Kunden abgerechnet wird, daher ist der VOS-Tarif kein Nettoenergieflusstarif. Im Regelfall wird der monetäre Wert aller verbrauchten Elektrizität (oder der gesamten vom Netz bezogenen Energie) zum normalen Endkundenpreis berechnet. Der Dollarwert der erzeugten Energie (oder der ins Netz eingespeisten Energie) wird unter Verwendung des VOS berechnet. Der Kunde erhält auf Basis des Nettowertes dieser beiden Werte eine Rechnung oder eine Gutschrift, die auf die nächste Rechnung übertragen wird. Der Nettoaspekt ist insofern wichtig, als er die Transaktion im Bereich der Endkundertarifregulierung hält (und nicht im Großhandel). Da der Wert des PV-Stroms in einem bestimmten Versorgungsgebiet über oder unter dem Endkundenpreis liegen kann, könnte ein VOS-Tarif theoretisch lukrativer oder weniger lukrativ sein als ein NEM-Tarif.

Für die Bewertung des VOS gibt es verschiedene Ansätze. Manche fassen diese Werte sehr eng, betrachten entsprechend nur die Grenzkosten der verdrängten Erzeugung am Großhandel, also die Brennstoffkosten, und die Netzverluste. Andere Studien beziehen auch die langfristigen, vermiedenen Kosten des herkömmlichen Erzeugungsparks ein, also die Investitionskosten. Noch weiter gehen Analysen, die auch das gesamte Energieversorgungssystem berücksichtigen, also die Erzeugung, Übertragung, Verteilung

und sonstigen Kosten der EVU. Als letzte und weitreichendste Kategorie ist die des gesamtgesellschaftlichen Ansatzes zu klassifizieren. Hierbei werden auch die Umweltauswirkungen und Emissionskosten sowie die Importabhängigkeit von fossilen Energieträgern berücksichtigt. Insbesondere bei letzterer Betrachtung ist der Wert sehr hoch, sodass sogar mit dem herkömmlichen NEM-Tarif noch ein gesellschaftlicher Nettonutzen verbleibt. Aufgrund der unterschiedlichen Betrachtung (und der örtlichen Wertigkeiten) differieren auch die Ergebnisse des VOS um das Fünf- bis Sechsfache (RMI 2013), wie die Abbildung 5 zeigt.

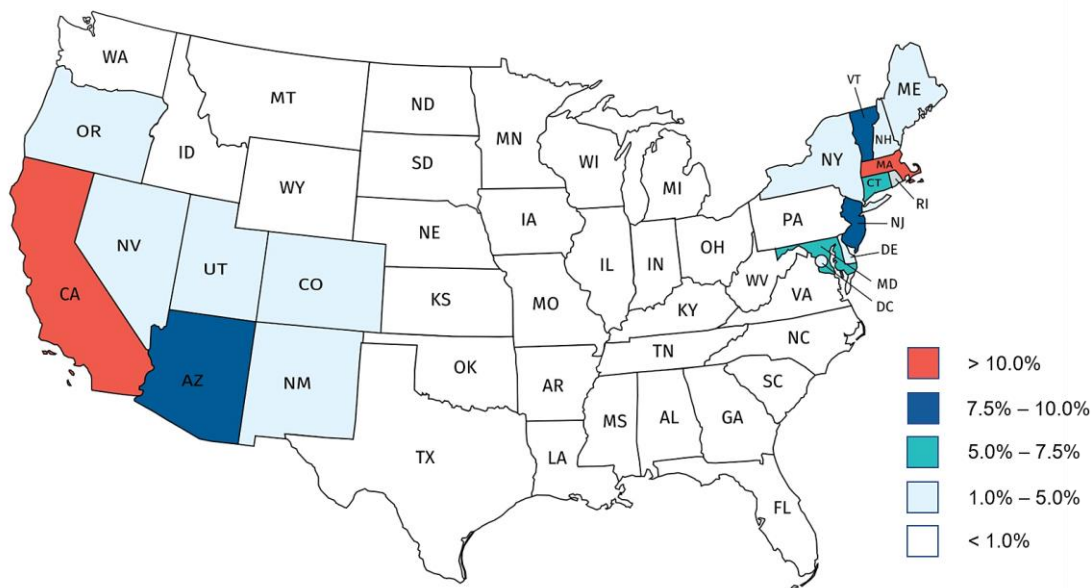
Abbildung 5. Value-of-Solar-Analysen im Vergleich zu den Bezugstarifen 2015



Quelle: eigene Darstellung, basierend auf Rocky Mountain Institute 2015

## Beispiele

Wie eingangs dargestellt, haben zwar die allermeisten US-Bundesstaaten einen NEM-Tarif. Da die daran geknüpften Politiken jedoch sehr unterschiedlich sind, ist im Ergebnis auch die Konzentration von NEM-Mengen sehr unterschiedlich. In der Abbildung 6 wird die über NEM erzeugte Stromspitze ins Verhältnis zu den Nachfragespitzen des jeweiligen Bundesstaates gesetzt. In den meisten Bundesstaaten ist der NEM-Anteil kaum erwähnenswert, in einigen wenigen jedoch signifikant, bis über zehn Prozent.

**Abbildung 6. Anteil der Net-Energy-Metering-Erzeugung an der Spitzenlast, 2016**

Created with mapchart.net®

Quelle: Federal Energy Regulatory Commission (FERC) 2018, basierend auf Daten der Energy Information Administration

Die folgenden Beispiele veranschaulichen die unterschiedlichen Ansätze und Politiken des NEM und des heutigen VOS in den relevanten Bundesstaaten.

## Kalifornien

In den Vereinigten Staaten ist Kalifornien führend im Klimaschutz und hat zuletzt ein Gesetz verabschiedet, das den Staat bis 2045 verpflichtet, 100 Prozent seines Stroms aus dekarbonisierter Erzeugung zu beziehen (adelphi/RAP 2017). Entsprechend war und ist Kalifornien auch führend beim Aufbau Erneuerbarer Energien und war daher einer der ersten Staaten, der sich der Notwendigkeit stellte, verschiedene Mechanismen zur Förderung und Integration der Erneuerbaren zu entwickeln. Wie in der Abbildung 6 dargestellt, liefert die kalifornische NEM-Erzeugung schon zwölf Prozent der Spitzenlast. Neben Massachusetts und dem nicht dargestellten Hawaii ist dies landesweit der höchste Wert. Die Einführung des NEM in Kalifornien hat bis November 2018 zu 913.481 Solarprojekten mit einer installierten Leistung von insgesamt 7,6 Gigawatt geführt (California DG Statistics 2018; CEC 2018; Gridworks 2018). Die sogenannte *Beyond-the-Meter*-PV-Erzeugung soll bis 2030 auf 16 Gigawatt erhöht werden.

Die bisherigen Erfolgsbilanz sieht folgendermaßen aus: Im Jahr 2006 verabschiedete Kalifornien die „*Million Solar Roofs*“-Initiative, die das Ziel festlegte, bis Ende 2018

PV-Systeme auf einer Million Dächer zu installieren, was zwischenzeitlich erreicht sein könnte. Weitere Programme haben Anreize für dezentrale PV-Anlagen geschaffen, darunter für Mehrfamilien- und Einfamilienhäuser mit niedrigem Einkommen (CEC 2018). Im Mai 2018 verabschiedete Kalifornien neue Gebäudestandards, die die Installation von PV-Anlagen auf den meisten neuen Häusern ab 2020 vorschreiben. Infolgedessen wird die kalifornische Solarstromerzeugung in den kommenden Jahren weiter zunehmen.

Kaliforniens erster NEM-Tarif wurde 1996 eingeführt. Im Rahmen dieses Tarifs konnten Kunden Systeme bis zu einer Leistung von einem Megawatt installieren und erhielten für jede erzeugte Kilowattstunde eine volle Endkundengutschrift. Für dieses *Net Metering 1.0* wurde eine Obergrenze von fünf Prozent der gemessenen Nettokapazität des Versorgungsunternehmens gesetzt. Zum Ende des Jahres 2015 näherten sich alle kalifornischen Versorgungsunternehmen dieser Grenze.

Net Metering 2.0, der NEM-Nachfolgertarif, wurde 2016 eingeführt, um auf das Erreichen der Obergrenze und die Bedenken hinsichtlich der damit verbundenen Zahlungsströme zu reagieren. Mit dem NEM 2.0 erhält der Privatkunde für jede Kilowattstunde eine Vergütung für die erzeugte Überschussproduktion. Gleichzeitig wurden weitere Tarifänderungen vorgenommen, um die NEM-Kundenkosten stärker an die Nicht-NEM-Kundenkosten anzupassen (CPUC 2018). Erstens wurde für das *Net Metering 2.0* die Ein-Megawatt-Systemobergrenze aufgehoben und so ermöglicht, Systeme zu installieren, die 100 Prozent der Jahreslast decken können. Zweitens verlangt der neue Tarif, dass neue Kunden eine einmalige (Einrichtungs-)Gebühr zahlen müssen. Kunden mit Systemen unter einem Megawatt müssen eine Gebühr zahlen, die auf den historischen Einrichtungskosten des Versorgungsunternehmens basieren; diese Kosten liegen zwischen 75 und 145 US-Dollar. Kunden mit Systemen über einem Megawatt müssen eine Gebühr von 800 US-Dollar zahlen und für alle Upgrades des Übertragungs- und Verteilungssystems aufkommen. Drittens müssen Netzkunden nun für jede Kilowattstunde, die sie verbrauchen, unumgängliche Gebühren zahlen. Viertens werden nun alle NEM-Kunden automatisch auf einen *Time-of-Use*-(TOU-)Tarif gesetzt (CPUC 2018). Die Anforderung des TOU-Tarifs kann die Anreize für die Kunden ändern: So kann ein Kunde beispielsweise beschließen, die Ausrichtung des Solarmoduls nach Westen zu verlagern, um eine höhere Solarstromerzeugung in den Abendstunden zu ermöglichen. Zudem lässt das NEM 2.0 keine weiteren Gebühren zu und hindert damit Versorgungsunternehmen, Netzzugangsgebühren nach installierter Kapazität oder Stand-by-Gebühren für private NEM-Kunden zu erheben (CPUC 2016).

Die kalifornische PUC will mit dieser Entscheidung sicherstellen, dass die kundenseitige dezentrale erneuerbare Stromerzeugung weiterhin nachhaltig wächst. Gleichzeitig wird 2019 als Zieldatum für die Überprüfung des NEM-Tarifs identifiziert, um mögliche

Tarifänderungen zu berücksichtigen (CPUC 2016). Bisher sind in Kalifornien TOU-Tarife nur für gewerbliche und industrielle Kunden vorgeschrieben. Die Kommission hat die NEM-Überprüfung zeitlich so geplant, dass sie mit der Einführung von TOU-Tarifen für alle Kunden zusammenfallen soll, was für 2019 geplant ist (Trabish 2018). Nachdem diese Standard-TOU-Tarife in Kraft getreten sind, wird die Kommission bei ihrer Überprüfung Alternativen zum *Net Metering* prüfen, die auch standortbezogene und zeitdifferenzierte Werte berücksichtigen sollen. Informelle Diskussionen zwischen den Beteiligten haben bereits begonnen. Die diskutierten möglichen Vergütungsstrukturen sind in der Tabelle 2 dargestellt, dazu gehören das aktuelle *Net Metering 2.0*; das *Net Billing*; das *Net Billing* plus einer Netzservicegebühr, das sogenannte *Buy All, Sell All*; und ein *Buy All, Sell All* plus einer Netzservicegebühr (Gridworks 2018). So könnte der aktuelle und ziemlich traditionelle *Net-Metering*-Tarif in Kalifornien in diesem Jahr größere Veränderungen erfahren.

**Tabelle 2. Diskutierte *Net-Metering*-Tarife Kalifornien**

Tarif	Eigenversorgung	Vergütung für Einspeisung	Anmerkungen
NEM 2.0	ja	Bezugstarif	ausgewählte, nicht vermeidbare Gebühren; <i>Time-of-Use-Rate</i>
<i>Net Billing</i>	ja	lokaler Wert	übertragbare Gutschrift; Übergangsgutschrift; Opt-in-Netzservice
<i>Net Billing</i> + Netzservicegebühr	ja	Marktpreis	übertragbare Gutschrift, Leistungspreis
<i>Buy All, Sell All</i>	nein	lokaler Wert	übertragbare Gutschrift, Übergangsgutschrift
<i>Buy All, Sell All</i> + Netzservicegebühr	nein	Marktpreis	übertragbare Gutschrift

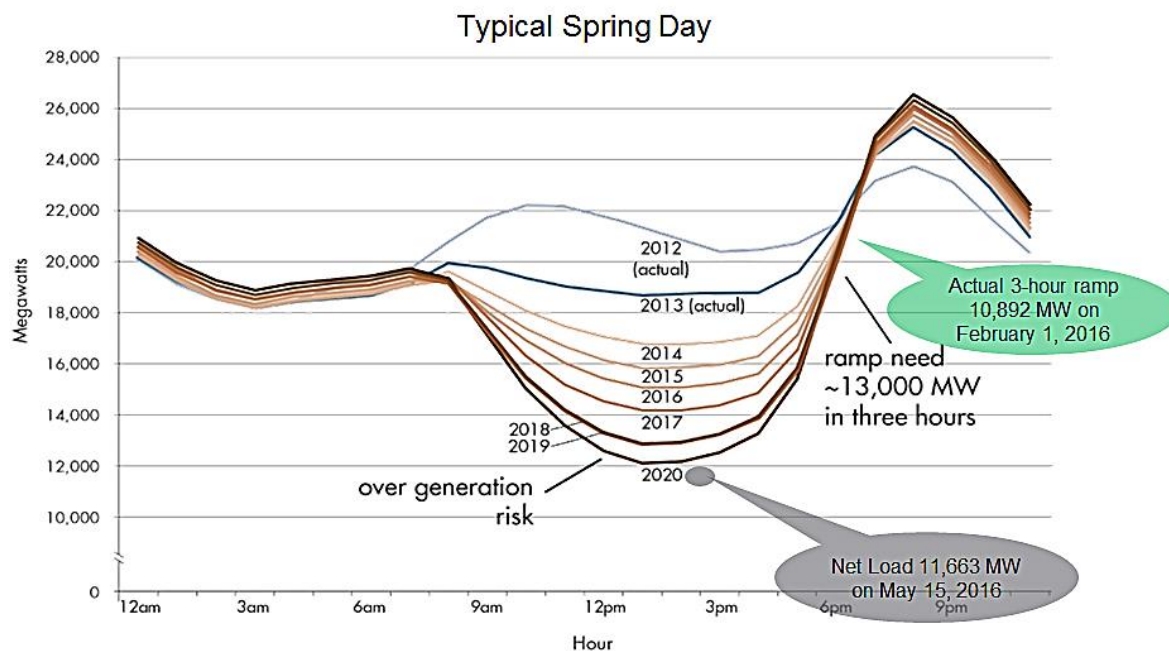
Quelle: California Public Utility Commission (CPUC) 2019, eigene Übersetzung



Mit diesen unterschiedlichen Tarifen kann auf verschiedene Ziele unterschiedlich fokussiert werden. Mit den *Buy-All-/Sell-All*-Tarifen wird beispielsweise die PV-Erzeugung des Kunden losgelöst vom eigenen Verbrauch adressiert. Damit kann eine bessere Dachflächennutzung adressiert und eine kostenintensive, lokale Optimierung vermieden werden. Die Netzservicegebühren sollen hingegen die Entsolidarisierung bei der Kostentragung verhindern. Noch ist es jedoch zu früh, um sagen zu können, welche Tarife letztendlich vorgeschrieben werden.

Die **Systemintegration** der zunehmenden PV-Stromerzeugung wird in Kalifornien anhand der sogenannten „*Duck-Curve*“-Herausforderung (Abbildung 7) diskutiert (CAISO 2016). Der Netzstrombedarf geht durch die Solarstromerzeugung beziehungsweise das NEM tagsüber stark zurück.

Abbildung 7. „*Duck Curve*“ in Kalifornien



Quelle: California Independent System Operator (CAISO) 2016

Am Abend müssen die Versorger dann eine zunehmend steilere Nachfragerampe bewältigen, wenn die Solarproduktion sinkt und die Nachfrage steigt. Hierfür – und für die Anforderungen durch die Transformation im Allgemeinen – passt der *Independent System Operator* (CAISO 2016) die ausgeschriebenen und vorgehaltenen Ressourcen entsprechend an. Da die „Ente jedoch noch viel Wasser unter dem Bauch“ hat, geht der Systembetreiber davon aus, dass die nötige Flexibilität von den bestehenden Ressourcen beziehungsweise über die Transformationszeit durch neue Ressourcen bereitgestellt werden kann (CAISO 2018).

## Austin (Texas)

Austin Energy, das Stadtwerk von Austin, der Hauptstadt von Texas, ist mit 440.000 Kunden und einer Erzeugungskapazität von 3.400 Megawatt das achtgrößte öffentliche Versorgungsunternehmen der Vereinigten Staaten (Phung et al. 2017). Die aktuelle Erneuerbare-Energien-Quote – der sogenannte *Renewable Portfolio Standard* (RPS) –, die bis 2015 von Austin Energy zu erreichen war, beträgt 65 Prozent. 100 Megawatt sollen mithilfe kundengesteuerter *Beyond-the-Meter*-PV-Erzeugung bereitgestellt werden (Austin Energy 2018a).

Austin Energy war 2012 das erste Versorgungsunternehmen in den Vereinigten Staaten, das einen *Value-of-Solar*-Tarif eingeführt hat, um ein NEM-Programm zu ersetzen. Mit diesem Schritt strebte Austin Energy an, eine Wertparität zwischen dezentraler PV-Erzeugung und sogenannten konventionellen Erzeugungsoptionen herzustellen (Austin Energy 2018a). Bei der Entwicklung des VOS-Tarifs wurde zum einen festgestellt, dass das traditionelle NEM nicht den vollen Wert der dezentralen Erzeugung widerspiegelte. Zum anderen wurden durch das bisherige NEM, das den Eigenverbrauch mit dem vollen Endverbrauchertarif verrechnet, Fehlanreize gesetzt. Denn mit dem NEM werden Kunden animiert, die PV-Systeme entsprechend ihrem Verbrauch zu dimensionieren und gleichzeitig mit der Eigenversorgung ineffizient umzugehen, da diese als kostenlos angesehen wird.

Den VOS-Tarifkunden wird hingegen die gesamte im Rahmen der regulären Stufenstruktur verbrauchte Energie in Rechnung gestellt. Dann wird diese Rechnung um die VOS-Gutschrift für alle Kilowattstunden reduziert, die von der Solaranlage des Kunden erzeugt werden (Tabelle 2). Wenn das Guthaben größer ist als die Stromrechnung, wird die Differenz als Guthaben auf die Rechnung des nächsten Monats übertragen (Austin Energy 2018c).

Austin Energy berechnet den VOS-Tarif periodisch, auf Basis mehrerer Wertkomponenten, um den aktuellen Wert der dezentralen Erzeugung wiederzugeben:

- Vermeidung von Leitungsverlusten,
- Energieeinsparung,
- Einsparung von Erzeugungskapazität,
- Sicherung des Kraftstoffpreises,
- Einsparung von Übertragungs- und Verteilungskapazität und
- Umweltvorteilen.

Darüber hinaus soll die VOS-Berechnung und damit der VOS-Tarif die wirtschaftliche Position des EVU gegenüber der privaten PV-Erzeugung im Vergleich zu seinen

wettbewerblichen Aktivitäten neutral stellen. Das heißt, eine VOS-Einspeisung soll für Austin Energy zu den gleichen monetären Effekten führen wie der Stromeinkauf am Großhandelsmarkt (Austin Energy 2018a).

Nach der Implementierung des VOS-Tarifs wurden in Austin alleine im Jahr 2016 mehr als 1.000 dezentrale PV-Anlagen mit einer Leistung von 10,6 Megawatt installiert (Phung et al. 2017). Dies war mehr als die gesamte installierte Menge in den ersten acht Jahren des NEM-Programms (Austin Energy 2018b). Wie aus den untenstehenden Tarifen in Tabelle 3 und 4 ersichtlich, ist für Privatkunden der VOS-Tarif – mit Ausnahme des höchsten Verbrauchsblocks – höher, als es die volumetrischen Bezugskosten (Arbeitspreise) sind.

**Tabelle 3. Strombezugskosten bei Austin Energy, 2018**

	Stadt	Umland
<b>Grundgebühr (\$/Monat)</b>		
Kunde	10	10
Belieferung	0	0
<b>Arbeitspreise (ct\$/kWh/Monat)</b>		
0 - 500 kWh	2,8	3,7
501 - 1.000 kWh	5,8	5,6
1.001 - 1.500 kWh	7,8	7,9
1.501 - 2.500 kWh	9,3	7,9
mehr als 2.500 kWh	10,8	7,9
<b>Anpassungsgebühr für Strombelieferung (ct\$/kWh)</b>		
je abgerechneter kWh	2,9	2,9
<b>Kommunale Gebühr (ct\$/kWh)</b>		
Kunden-Hilfsprogramm	0,15	0,11
Beleuchtungsservice	0,12	0
Energieeffizienz-Service	0,33	0,33
<b>Regulierungsgebühr (ct\$/kWh)</b>		
je abgerechneter kWh	1,3	1,3

**Tabelle 4. Value-of-Solar-Tarif, Austin Energy 2018**

Tarif	PV-Vergütung (VOST) (ct\$/kWh)
ohne Strombezug	9,7
Bezug (PV unter 1 MW <sub>p</sub> )	6,7
Bezug (PV ab 1 MW <sub>p</sub> )	4,7

Quelle: Austin Energy 2018d, eigene Übersetzung

## Hawaii

Die geografische Lage Hawaiis und die Abhängigkeit von teuren Erdölimporten sind verantwortlich für die etwa doppelt so hohen Strompreise gegenüber dem amerikanischen Festland. Infolge der gesunkenen Kosten für Erneuerbare Energien ist Eigenversorgung in Hawaii seit Langem attraktiv. Schon 2001 wurde das erste NEM-Programm aufgelegt, das zur Installation von 60.000 PV-Systemen führte. Nachdem die Regierung und die EVU 2015 auf Druck der Öffentlichkeit ihre Verhinderungspolitik aufgegeben hatten, wurde für das Stromsystem ein Ziel von 100 Prozent Erneuerbarer Energien für 2040 beschlossen. Infolgedessen wurden auch die NEM-Programme weiterentwickelt (Hawaiian Electric Company 2019).

Im Rahmen des ursprünglichen NEM-Programms von Hawaii, das für Solarsysteme unter 100 Kilowatt verfügbar war, erhielten die Kunden eine Gutschrift für eingespeiste Energie auf Basis des Strombezugspreises. Wenn ein Kunde mehr einspeiste, als er verbraucht hatte, wurde dem Kunden ein Mindestbetrag in Rechnung gestellt, und das überschüssige Guthaben dieses Monats wurde auf den nächsten Monat vorgetragen. Am Ende eines jeden Zwölfmonatszyklus verfielen diese Guthaben, wenn damit keine Rückerstattung zuvor bezahlter Energiekosten möglich war.

Die Hawaii Public Utilities Commission beendete das *Net-Metering*-Programm im Jahr 2015, da sie Bedenken bezüglich der Verbreitung von dezentralen Erzeugungsanlagen hatte. Die PUC erklärte, die Herausforderung bestehe darin, sicherzustellen, dass dezentrale Eigenversorgungsanlagen für alle Kunden einen Wert bekämen, auch wenn alle Versorger auf 100 Prozent Erneuerbare Energien (EE) umstiegen. Im Rahmen der damit verbundenen Konsultation anderer US-Bundesstaaten wurde festgestellt, dass die PUC-Entscheidung, das NEM zu beenden, nicht nachvollziehbar war, da weder die Möglichkeiten eines Rollouts berücksichtigt wurde, noch die Anlagen zu einer tatsächlichen Integrationsherausforderung geführt hatten (PUC 2017).

Zeitgleich mit der Beendigung des NEM hat der Regulierer in Hawaii zwei neue Programme für dezentrale EE-Förderung eingeführt das *Customer-Grid-Supply*(-CGS)- und das *Customer-Self-Supply*(-CSS)-Programm (PUC 2017). Das CGS-Programm war als Übergangsprogramm gedacht, sodass seine Teilnehmerzahl von vornherein begrenzt wurde. Es erlaubte weiterhin die Zusammenschaltung von Systemen mit weniger als 100 Kilowatt, verwendete aber einen bidirektionalen Zähler, um die vom Kunden erzeugte und die vom Netz gelieferte Energie separat zu messen. Das CGS kompensiert die Überschussproduktion zu einem von der PUC festgelegten Satz. Das aktuelle CSS-Programm wurde für Kunden entwickelt, die nicht ins Netz einspeisen, sondern miteinander verbundene Systeme betreiben. Im Rahmen dieses Mechanismus haben die Kunden nach der Installation der Anlage Anspruch auf eine beschleunigte Systemfreigabe bekommen, aber eben keine Einspeisevergütungen. Bei diesen Kunden wird die

verbrauchte Energie zum normalen Endverbrauchertarif berechnet, es gilt jedoch eine monatliche Mindestgebühr von 25 US-Dollar (Hawaii State Energy Office 2018).

Zusätzlich hat Hawaii weitere Mechanismen entwickelt, um die zunehmende Verbreitung der dezentralen Erzeugung besser zu berücksichtigen. Anstelle des vorläufigen CGS-Mechanismus gibt es nun einen „CGS+“-Mechanismus, der dem CGS zwar ähnlich ist, aber die Installation von Steuerungseinrichtungen erfordert, die es dem EVU ermöglichen, die Einspeisung aus den PV-Anlagen zu steuern (Hawaii State Energy Office 2018).

*Smart Export* ist ein weiteres Programm, das entwickelt wurde, um kundenseitige Speicher in Kombination mit PV-Anlagen zu adressieren. Es fokussiert auf die zeitliche Wertigkeit. Kunden sollen ihre Batterien mithilfe von PV-Erzeugung bei Tageslicht (9 bis 16 Uhr) aufladen und abends den Strom aus den Batterien nutzen. Dafür erhalten sie eine Gutschrift für die am Abend, über Nacht und am frühen Morgen ins Netz eingespeiste Energie; die Einspeisung am Tage wird jedoch nicht vergütet. Die Gutschriften können verwendet werden, um die Kosten für die aus dem Netz entnommene Energie auszugleichen, wenn die Speicherung oder Produktion für den Bedarf eines Kunden nicht ausreichen (Hawaii State Energy Office 2018).

## New York

Im Bundesstaat New York wurde 1997 ein NEM-Tarif eingeführt, das anfangs nur für private PV-Anlagen unter zehn Kilowatt zur Verfügung stand. Im Rahmen des NEM werden Verbrauch und Erzeugung jeden Monat bilanziert, es gibt also keinen Übertrag in andere Monate. Darüber hinaus ermöglicht New York ein virtuelles NEM, womit ein Kunde auch Gutschriften auf ein Konto übertragen kann, das sich nicht am selben Standort wie die Erzeugungsanlage befindet (NYSERDA 2019a).

Im Jahr 2015 initiierte die New Yorker Public Service Commission die *Reforming the Energy Vision* (REV 2019), mit der eine umfassende Reform der staatlichen Elektrizitätswirtschaft und der Regulierungspraxis für EVUs eingeleitet wurde. Die REV zielt darauf ab, sichere und bezahlbare Energie für alle New Yorker bereitzustellen. Dafür sollen die Treibhausgasemissionen bis 2030 um 40 Prozent (gegenüber 1990) reduziert werden, und 70 Prozent des Stroms müssen dann aus erneuerbaren Quellen stammen (New York State 2015). Im Rahmen der REV entwickelte die PUC einen Prozess, um ausgehend von den bisherigen NEM Tarife für alle Arten dezentraler Erzeugung einzuführen, inklusive PV-Freiflächen- und Windkraftanlagen. Dabei wurde festgestellt, dass die Prämisse der REV, saubere Stromquellen in großem Umfang einzusetzen, sowohl ein stärkeres Engagement von Verbrauchern und Drittanbietern erfordert als auch bessere und genauere Preissignale für dezentrale Energieprodukte und Dienstleistungen (NY DPS 2015). Gleichzeitig sieht die Kommission einen schrittweisen Übergang vor, um Marktverwerfungen zu verhindern. Im ersten Schritt können bestimmte Kunden, darunter

die meisten privaten Haushalte oder kleine gewerbliche Projekte im bisherigen NEM-Tarif bleiben, jedoch mit auf 20 Jahre begrenzten Vertragslaufzeiten. Einspeisungen aus Projekten, die nicht in diese Kategorie fallen, werden mit einem neuen Tarif, den *Solar-Value-Stack*-Tarif kompensiert, der die stundenscharfe Einspeisung betrachtet und einen monetären Übertrag auf nachfolgende Abrechnungszeiten erlaubt. Die monetäre Bewertung des eingespeisten Stroms basiert auf vier Komponenten: 1) Energiewert, 2) Kapazitätswert, 3) Umweltwert und 4) Wert der Lastreduzierung (*Demand Reduction Value – DRV*) sowie auf dem lokalem Systementlastungswert (*Locational System Relief Value – LSRV*) (NYSERDA 2019b).<sup>4</sup> Auch innerhalb dieser Kategorie wurden wiederum Mechanismen eingeführt, um abrupte Wertänderungen und damit verbundene Zahlungsströme für Bestandsanlagen zu mindern, wie fortlaufende Informationspflichten zur Ausbautenentwicklung, um zeitnah reagieren zu können, wenn beispielsweise die Grenzen der Erzeugungskapazitäten erreicht werden. Darüber hinaus hat die PUC schon angekündigt, dass die nächste REV-Stufe eine weitere Differenzierung der monetären Bewertung der *Solar-Value-Stack*-Tarife mit sich bringen wird (NY DPS 2015).

Seit der Einführung des *Solar-Value-Stack*-Tarifs 2017 hat die PUC die Anwendung des Tarifs ausgeweitet. Seit 2018 gilt dieser für Projekte mit bis zu fünf Megawatt, gegenüber der vorherigen Grenze von zwei Megawatt. Zudem kann dieser, *Value-Stack* genannte Tarif heute auch von Gezeiten- und Biomassekraftwerken genutzt werden sowie von eigenständigen Energiespeichersystemen und solchen Energiespeichersystemen, die mit regenerativen Bremstechnologien aufgeladen wurden – wie beispielsweise vom New Yorker U-Bahn-System. Derzeit wird diskutiert, auch Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und Hybridsysteme wie Solarerzeugung plus Speicheranlagen in den Tarif aufzunehmen, um sicherzustellen, dass eine angemessene Vergütung für den jeweiligen Systembeitrag gewährt wird (NY DPS 2015).

## Nevada

Nevada hat 1997 erstmals ein NEM-Gesetz verabschiedet. In dessen Rahmen wurde für Erneuerbare-Energien-Systeme bis zu einem Megawatt eine Verrechnung mit dem eigenen Verbrauch zum Endkudentarif gestattet (DSIRE 2018). Durch die gesunkenen Erzeugungskosten wurde das NEM-System zunehmend erfolgreich, 2015 wurden PV-Anlagen mit einer Erzeugungsleistung von 100 Megawatt unter diesem Regime neu errichtet (Trabish 2016). Um die damit verbundenen Veränderungen für die Verbraucher, die EVU und den Bundesstat insgesamt besser steuern und auch verlangsamen zu können (E3 2014), stimmte 2015 die Nevada Public Utilities Commission für die Einführung einer neuen Solartarifstruktur. Anstelle der NEM hat die Kommission einen Tarif eingeführt,

---

<sup>4</sup>Zu Berechnung des sich verändernden lokalen Wertes hat die PUC ein Onlinetool bereitgestellt (NYSERDA 2019b).

der mit höheren Servicegebühren, also Grundgebühren, und geringeren Vergütungen für die Einspeisung durch die Verbraucher einherging. Die neue Struktur trat am 1. Januar 2016 in Kraft und galt sowohl für Neukunden als auch für bestehende Kunden mit dezentralen Erzeugungssystemen. Die neuen Tarife sollten die monatlichen Grundgebühren für Kunden der EVU mehr als verdreifachen, während die Energiekosten pro Kilowattstunde in einem Auslaufzeitraum von zwölf Jahren um zwei Cent sinken würden.

Infolge der Gesetzesänderung verlangsamte sich das Wachstum für dezentrale PV-Anlagen dramatisch. Große Solarunternehmen verließen den Staat, über 2.600 Arbeitsplätze gingen verloren (NV PUC 2015).

Als Reaktion auf die Verluste verabschiedete 2017 der Regulierer von Nevada (Public Utility Commission of Nevada – PUCN) die *Assembly Bill 405*, durch die das *Net Metering* für PV-Anlagen von Privathaushalten wiederhergestellt wurde. Damit wird nun wieder für PV-Anlagen bis 25 Kilowatt eine Einspeisevergütung von 95 Prozent des Verbrauchstarifs garantiert, die mit jeder 80 Megawatt neuer Erzeugungsleistung um sieben Prozentpunkte reduziert wird, jedoch nicht unter 75 Prozent. Auch schreibt die neue Regulierung vor, dass Energieversorger keine gesonderten Gebühren für das NEM erheben können (NV PUC 2017a). Die EVU bekundeten (NV PUC 2017b), dass nach den NEM-Fehlritten der vergangenen Jahre das solare NEM nun wieder von vorn beginnen kann.

Der PV-Markt erholt sich in Nevada nun wieder von den Einschnitten, die durch die Regulierung verursacht wurden: 2017 wurden elfmal so viele private PV-Anlagen errichtet wie 2016. Im August 2018 waren die ersten 80 Megawatt errichtet (Roselund 2018), sodass die erste Reduktionsstufe nun greift. Diskutierte Schlussfolgerungen umfassen, dass Änderungen nur nach gesicherter Bewertung unabhängiger Dritter erfolgen sollten, dass neben dem einfachen NEM-Ansatz sinnvolle Ergänzungen (VOS) zu diskutieren sind und dass zeitliche Preiskomponenten einen konstruktiveren Ansatz darstellen als Grundgebühren (R Street 2016).

## Zusammenfassung der Beispiele

Die Heterogenität der in den USA anzutreffenden PV-Eigenversorgungsansätze ist groß. Nicht alle Staaten, die NEM-Tarife eingeführt haben, verfolgen damit kontinuierlich das Ziel einer dezentralen Energiewende. Tarife werden auch dafür genutzt, um politisch wechselnde Ziele zu verfolgen. Dazu gehört auch, eine finanzielle Kompensation für EVU zu erreichen. Grundsätzlich hat sich unter dem Regime der NEM ein großer Markt entwickelt, den die (hier betrachteten, engagierten) Bundesstaaten pflegen und fortentwickeln, aus ökonomischen wie auch aus ökologischen Aspekten. Durch die

gesunkenen Gestehungskosten der PV-/EE-Kosten ist eine intensive Diskussion der Bewertungsmaßstäbe und Regulierungsmaßnahmen zu beobachten, einheitlich jedoch in dem Ansatz, dass damit eine stärkere Diversifizierung der Förderungs- und Integrationsansätze einhergeht. Zu berücksichtigen ist aus hiesiger Perspektive auch, dass die komplex anmutende NEM- und VOS-Landschaft sich lokal beziehungsweise regional entwickelt hat und für die lokalen Nutzer wohl weniger komplex erscheint als für Außenstehende.

## Vergleich mit Deutschland

Die PV-Vergütung in Deutschland unterliegt dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG). Die Förderung unterscheidet nach Anlagengröße und richtet sich nach den Kosten, die für PV-Anlagen mit einer Leistung von mehr 750 Kilowatt über Auktionen ermittelt werden. Für kleinere PV-Anlagen – inklusive den Dachanlagen – gibt es nur einen einheitlichen Einspeisetarif. Eine Differenzierung der Förderung nach Art der Anwendung (Einspeisung versus Eigenverbrauch) oder der Systemwertigkeit der Einspeisung ist nicht vorgesehen. Vielmehr hat der deutsche Gesetzgeber schon mit dem EEG-2009 die implizite Förderung der Photovoltaik-Eigenerzeugung eingeführt und bis heute fortgeschrieben. Aktuell ist die Vergütung für Solarstrom vom Hausdach so ausgelegt, dass dieser faktisch erst durch den Eigenverbrauchsanteil seine Rentabilität entwickelt. Mit der letzten Novellierung des EEG wurde 2017 sogar der Fokus über die Eigenheimbesitzer hinaus ausgeweitet, um auch den Eigenverbrauch von Mietern zu fördern – mit Hilfe der sogenannten Mieterstromförderung. Diese Ansätze fokussieren alle auf die Betriebswirtschaft des einzelnen Investors, haben aber wenig gemeinsam mit den US-amerikanischen Ansätzen zur effizienten Dekarbonisierung des Stromsystems.

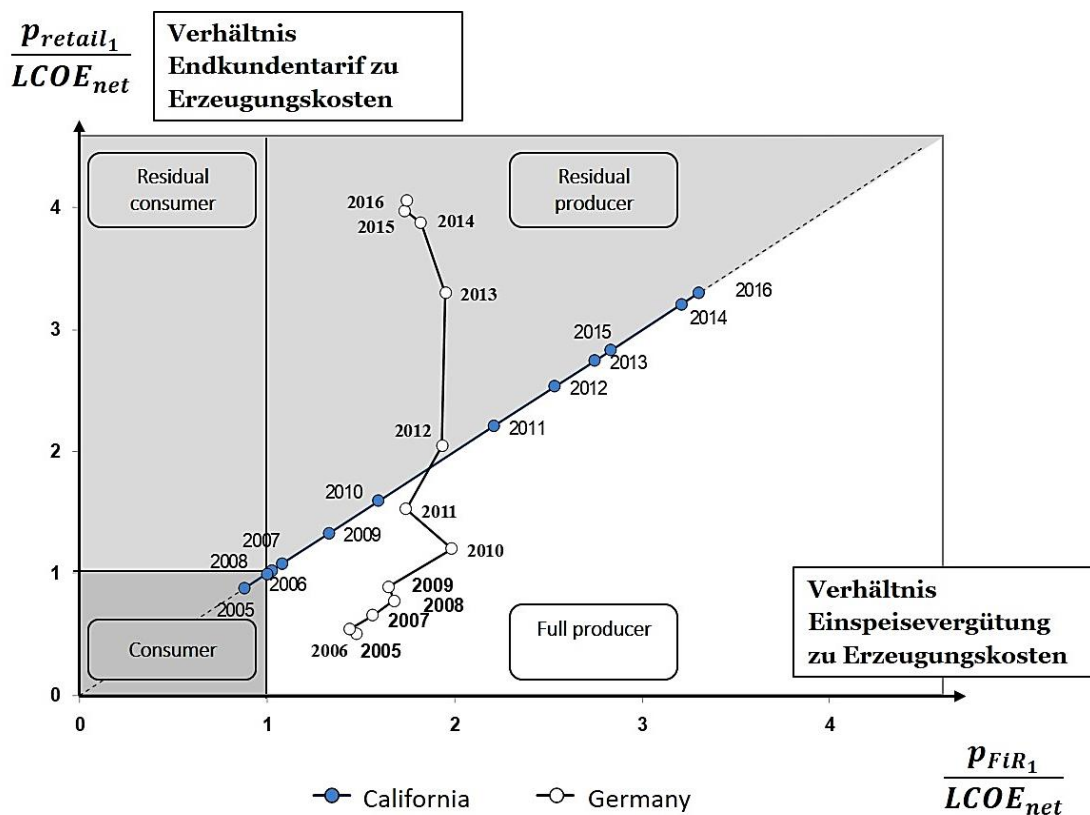
Aufgrund der einheitlichen Einspeisevergütung nach Anlagengröße hat sich die PV-Erzeugung von Aufdachanlagen in Deutschland fast vollständig zu einer Eigenverbrauchserzeugung entwickelt. Die Volleinspeisung von PV-Strom wird unter diesen Bedingungen immer weniger attraktiv, wie Abbildung 8 zeigt. Dabei beschreibt die vertikale Achse das Verhältnis Endkundentarif/Erzeugungskosten und die horizontale Achse das Verhältnis Einspeisevergütung/Erzeugungskosten. Der Punkt (1, 1) entspricht der sogenannten „Netzparität“ in Kalifornien. Im Zeitraum 2005 bis 2016 verschiebt sich die Situation der privaten PV-Erzeuger in Deutschland von der Volleinspeisung ins Netz („full producer“) zum Eigenverbraucher, der nur noch seine überschüssige Reststrommenge ins Netz einspeist („residual producer“). Dabei bewegt sich Deutschland seit 2013 auf der horizontalen Achse weiter nach links, weil die Einspeisevergütung sich an den sinkenden Erzeugungskosten orientiert.



Mit den sich ändernden Kostenstrukturen werden Anpassungen notwendig, um ein ausgewogenes Kosten-Nutzen-Verhältnis für die übrigen Systemnutzer zu generieren. Sofern auch Einspeisevergütungen von gemischt genutzten Anlagen sich nur an Erzeugungskosten orientieren, wird bei gleichbleibenden Bezugskosten der Einspeiseanreiz geringer. In Folge dessen wurde in Deutschland die Größe von PV-Anlagen auf den eigenen Bedarf angepasst, das heißt, sie hat sich verringert, wie Ossenbrink (2017) darlegt.

Demgegenüber haben sich die PV-Anlagen in Kalifornien über demselben Zeitraum leicht vergrößert. In Abbildung 8 wird die Situation in Kalifornien durch eine Gerade beschrieben, auf welcher der PV-Anlagenbesitzer indifferent ist zwischen Eigenverbrauch und Einspeisung, weil beides gleich rentabel ist.

Abbildung 8: PV-Förderung in Kalifornien und Deutschland von 2005 bis 2016 im Vergleich



Quelle: Ossenbrink 2017, mit eigenen Übersetzungen/Ergänzungen

Neben dem beschriebenen Unterschied zwischen der Kosten- und der Nutzenkompensation bestand auch ein relevanter initialer Unterschied im Bilanzierungsregime. Da durch das NEM in den USA innerhalb eines bestimmten Zeitraums das Netz faktisch als Speicher genutzt werden kann, bestand immer schon ein größeres Interesse daran, die daraus resultierenden Systemeffekte zu betrachten.

Entsprechend setzte in den USA schon früh eine Debatte zur Verhältnismäßigkeit der Förderung und der damit verbundenen Wertigkeit des Solarstroms ein. Je nach Zielstellung hat man Grundgebühren und Pauschalpreise zur Verlangsamung entwickelt, aber auch zeitvariable Bezugs- und Ausspeisetarife, die einen erfolgreichen Ausbau mit einer kostenoptimierten Förderung verbinden können. Im Vergleich zeigt sich, dass Verbraucher in den USA auch ohne eine rückversichernde, 20-jährige Einspeisepreisgarantie wie in Deutschland zunehmend zu aktiven Teilnehmern des Strommarktes werden können und dass gleichzeitig deren systemdienliches Verhalten adressiert werden kann.

In den amerikanischen Vorreiterstaaten und -regionen hat sich im Rahmen der Systemwertbetrachtung die zeitlich unterschiedliche Wertigkeit des Solarstroms als zunehmend relevanter Faktor herausgestellt. Sofern keine *Sell-All-* und *Buy-All-*Tarife angewendet werden, finden *Time-of-Use-*Tarife (für Aus- und Einspeisungen) zunehmende Anwendung, auch verpflichtend. Trotz jahreszeitlich bedingten größeren Unterschieden in der solaren Stromerzeugung sind solche Ansätze in Deutschland unbekannt.

## Resümee

Eigenversorgung wird allgemein als der kleinteiligste, jedoch elementare Baustein einer dezentralen Energieversorgung beschrieben. Dessen Mehrwert setzt sich zum einen aus den monetär zu bemessenden Vorteilen zusammen, wie vermiedener Netzausbau und verringerte Übertragungsverluste, und zum anderen aus dem gesellschaftlichen Mehrwert der erhöhten (Energiewende-)Akzeptanz durch die stärkere Beteiligung der Bürgerinnen und Bürger an der Stromerzeugung, der kaum monetär zu bewerten ist. Demgegenüber hat Eigenversorgung auch zwei Nachteile, die sich bei der Investitionsentscheidung und im PV-Anlagenbetrieb bemerkbar machen und die aus der individuellen Optimierung zum eigenen Vorteil resultieren: Einerseits die suboptimale Ausnutzung von Dachflächen aufgrund von tendenziell unterdimensionierten Anlagen und andererseits die suboptimale Verbrauchssteuerung des Eigenversorgers, die sich an der Erzeugung der eigenen Anlage und nicht an den Knappheiten und Flexibilitäts-Erfordernissen des Stromsystems orientiert (Prognos 2016; Agora Energiewende 2017).

Vor dem Hintergrund dieser Chancen und Risiken muss auch in der deutschen Energiewende die Frage nach der Verhältnismäßigkeit der Förderung gestellt werden. Damit PV-Anlagen auf Dächern einen kosteneffizienten Beitrag zur Energiewende leisten, braucht es einen Mechanismus, der (a) auch große und damit spezifisch günstigere

Dachanlagen einschließt, (b) losgelöst von Eigentümer-Verbraucher-Identitäten<sup>5</sup> gewährleistet, dass die Dächer voll belegt werden, und (c) keine lock-in-Effekte oder Überrenditen erzeugt. Dementsprechend sollten folgende Aspekte geprüft werden:

- Die Einführung eines zusätzlichen PV-Volleinspeise-Tarifs für Kleinanlagen, eventuell differenziert nach Anlagengröße, der optional von Kunden statt des Eigenverbrauchsmodells gewählt werden kann,
- eine Verringerung der Hürden für PV-Eigenversorgung, bei gleichzeitiger Vergütung des eingespeisten Stroms von Eigenversorgungsanlagen auf Marktpreis-Niveau,
- die Einführung von Netztarifen für größere Verbraucher und Prosumer, die den zeitlichen und lokalen Systemwert berücksichtigen und
- die Entwicklung von Grundsätzen zur Berechnung von Solar- und Systemwerten als Grundlage für die jeweiligen Tarifierungen und für ein Monitoring, welches einen Vergleich der verschiedenen Förderansätze erlaubt.

Darüber hinaus haben die US-amerikanischen Erfahrungen das Potenzial, in der deutschen Debatte als Inspiration für eine erfolgreiche und kosteneffiziente, aber eben auch differenziertere Förderung von PV-Kleinanlagen und die damit zusammenhängende Eigenversorgungspolitik zu dienen.

---

<sup>5</sup> Diese Identität ist in Deutschland eine Voraussetzung für Eigenversorgung (Agora Energiewende 2017).

# Literaturverzeichnis

adelphi/Regulatory Assistance Project (RAP) 2017: *Übersicht über die Energiepolitik und -wirtschaft Kaliforniens*

<https://www.raponline.org/knowledge-center/ubersicht-uber-energiepolitik-wirtschaft-in-kalifornien/>

Agora Energiewende 2017: *Energiewende und Dezentralität. Zu den Grundlagen einer politisierten Debatte*

[https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2016/Dezentralitaet/Agora\\_Dezentralitaet\\_WEB.pdf](https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2016/Dezentralitaet/Agora_Dezentralitaet_WEB.pdf)

Austin Energy 2018a: *Designing Austin Energy's Solar Tariff Using a Distributed PV Value Calculator* [Webseite]

<https://austinenergy.com/ae/rates/residential-rates/value-of-solar-rate>

Austin Energy 2018b: *Renewable Energy* [Webseite]

<https://austinenergy.com/ae/green-power/renewable-energy>

Austin Energy 2018c: *Understanding the Value of Solar (VoS) for Residential Bills*

<https://austinenergy.com/ae/rates/residential-rates/value-of-solar-rate>

Austin Energy 2018d: *Approved Electric Rates Stable*

<https://austinenergy.com/ae/rates/approved-rates-schedules/approved-electric-rates>

Barbose, G. Januar 2017: Energy Analysis and Environmental Impacts Division, Lawrence Berkeley National Laboratory (LBNL): *Putting the Potential Rate Impacts of Distributed Solar into Context*

<https://emp.lbl.gov/sites/all/files/lbnl-1007060.pdf>

California Distributed Generation Statistics [Webseite] Dezember 2018

<https://www.californiadgstats.ca.gov>

CAISO 2016: California Independent System Operator, *What the Duck Curve Tells Us About Managing a Green Grid*. Figure 2, page 3

[http://www.caiso.com/Documents/FlexibleResourcesHelpRenewables\\_FastFacts.pdf](http://www.caiso.com/Documents/FlexibleResourcesHelpRenewables_FastFacts.pdf)

CAISO 2018: *Summer Loads & Resource Assessments*

[https://www.caiso.com/Documents/Briefing\\_2018SummerLoads\\_ResourcesAssessment-Report-May2018.pdf](https://www.caiso.com/Documents/Briefing_2018SummerLoads_ResourcesAssessment-Report-May2018.pdf)

CEC 2018: California Energy Commission, *Tracking Progress*

[https://www.energy.ca.gov/renewables/tracking\\_progress/documents/renewable.pdf](https://www.energy.ca.gov/renewables/tracking_progress/documents/renewable.pdf)

CPUC 2016: California Public Utilities Commission, *Decision Adopting Successor to Net Energy Metering Tariff*, Rulemaking 14-07-002, Decision 16-01-044

<http://docs.cpuc.ca.gov/PublishedDocs/Published/G000/M158/K181/158181678.pdf>

CPUC 2018: *Net Energy Metering (NEM)* [Webseite]

<http://www.cpuc.ca.gov/General.aspx?id=3800>

Couture, T., Cory, K., Kreycik, C., & Williams, E. 2018: *How to scale-up Rooftop Solar: A Policymaker's Guide*, E3 Analytics

[https://www.researchgate.net/publication/238059013\\_A\\_Policymaker's\\_Guide\\_to\\_Feed-in\\_Tariff\\_Policy\\_Design](https://www.researchgate.net/publication/238059013_A_Policymaker's_Guide_to_Feed-in_Tariff_Policy_Design)

DSIRE 2018: Database of State Incentives for Renewables & Efficiency, *Net Metering, Nevada*

<http://programs.dsireusa.org/system/program/detail/372>

E3 2014: *Nevada Net Energy Metering Impacts Evaluation*

[http://puc.nv.gov/uploadedFiles/pucnv.gov/Content/About/Media\\_Outreach/Announcements/Announcements/E3%20PUCN%20NEM%20Report%202014.pdf](http://puc.nv.gov/uploadedFiles/pucnv.gov/Content/About/Media_Outreach/Announcements/Announcements/E3%20PUCN%20NEM%20Report%202014.pdf)

FERC 2018: Federal Energy Regulatory Commission, *Distributed Energy Resources, Technical Considerations for the Bulk Power System* [Staff Report]

<https://www.ferc.gov/legal/staff-reports/2018/der-report.pdf>

Gridworks Januar 2018: *Sustaining Solar Beyond Net Metering: How Customer Owned Solar Compensation Can Evolve in Support of Decarbonizing California*

<https://gridworks.org/wp-content/uploads/2018/01/>

[Gridworks SustainingSolar Online.pdf](#)

Hawaiian Electric Company 2019: *Customer Renewable Energy Programs Net Energy Metering* [Webseite]

<https://www.hawaiianelectric.com/products-and-services/customer-renewable-programs/net-energy-metering>

Hawaii State Energy Office, Department of Business, Economic Development, and Tourism, June 2018: *Hawaii Energy Facts and Figures*

[http://energy.hawaii.gov/wp-content/uploads/2018/06/HSEO\\_2018\\_EnergyFactsFigures.pdf](http://energy.hawaii.gov/wp-content/uploads/2018/06/HSEO_2018_EnergyFactsFigures.pdf)

IRENA 2017: International Renewable Energy Agency, *Renewable Power Generation Costs 2017*

[https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Jan/IRENA\\_2017\\_Power\\_Costs\\_2018.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Jan/IRENA_2017_Power_Costs_2018.pdf)

NREL and Joint Institute for Strategic Energy Analysis 2015: *Historical and Current U.S. Strategies for Boosting Distributed Generation*

<https://www.nrel.gov/docs/fy16osti/64843.pdf>

NREL 2017: National Renewable Energy Laboratory, *Grid-Connected Distributed Generation: Compensation Mechanism Basics*

<https://www.nrel.gov/docs/fy18osti/68469.pdf>

NV PUC 2015: Nevada Public Utilities Commission. Fall Nr. 15-07041, *Application of Nevada Power Company d/b/a NV Energy for approval of a cost-of-service study and net metering tariffs*; Docket No. 15-07042, *Application of Sierra Pacific Power Company d/b/a NV Energy for approval of a cost-of-service study and net metering tariffs*

<http://pucweb1.state.nv.us/puc2/Dktinfo.aspx?Util=All>

NV PUC 2017a: Public Utility Commission of Nevada. *Net Metering in Nevada* [Webseite]

[http://puc.nv.gov/Renewable\\_Energy/Net\\_Metering](http://puc.nv.gov/Renewable_Energy/Net_Metering)

NV PUC 2017b: Fall Nr. 17-07026, *Joint Application of Nevada Power Company d/b/a NV Energy and Sierra Pacific Power Company d/b/a NV Energy for approval of tariff schedules and rates pursuant to Assembly Bill 405*

<http://pucweb1.state.nv.us/puc2/Dktinfo.aspx?Util=All>

NYSERDA 2019a: New York State Energy Research and Development Authority, *Net Metering/Remote Net Metering and Interconnection* [Webseite]

<https://www.nyserderda.ny.gov/researchers-and-policymakers/power-generation/net-metering-interconnection>

NYSERDA 2019b: *Solar Value Stack Calculator* [Webseite]

<https://www.nyserderda.ny.gov/All-Programs/Programs/NY-Sun/Contractors/Value-of-Distributed-Energy-Resources/Solar-Value-Stack-Calculator>

NY DPS 2015: New York State Department of Public Service. Fall Nr. 15-E-0751, *In the Matter of the Value of Distributed Energy Resources* (Order Implementing Hybrid Energy Storage System Tariff) und Fall Nr. 15-E-0082, *Proceeding on Motion of the Commission as to the Policies, Requirements and Conditions for Implementing a Community Net Metering Program* (Order on Value Stack Eligibility Expansion and Other Matters)  
<http://www3.dps.ny.gov/W/PSCWeb.nsf/All/FCFC9542CC5BE76085257FE300543D5E?OpenDocument>

New York State 2019: *Reforming the Energy Vision* [Webseite]  
<https://rev.ny.gov>

Ossenbrink, J. 2017: How feed-in remuneration design shapes residential PV prosumer paradigms, *Energy Policy*, 108 (April), pp. 239–255  
<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.05.030>

PUCH 2017: Public Utility Commission of Hawaii. *Instituting a Proceeding to Investigate Distributed Energy Resource Policies*, Decision and Order No. 34924  
[https://puc.hawaii.gov/wp-content/uploads/2017/10/2014-0192.ORDER\\_34924\\_10-20-17.pdf](https://puc.hawaii.gov/wp-content/uploads/2017/10/2014-0192.ORDER_34924_10-20-17.pdf)

Phung, T., Riu, I., Kaufman, N., Kessler, L., Amodio, M. & De Silva, G. 9. Mai 2017: *The Effect of Austin Energy's Value-Of-Solar Tariff on Solar Installation Rates*. Yale School of Forestry and Environmental Studies  
[https://emp.lbl.gov/sites/default/files/1.\\_austin\\_vos\\_paper\\_final\\_2017-06-16.pdf](https://emp.lbl.gov/sites/default/files/1._austin_vos_paper_final_2017-06-16.pdf)

Prognos 2016: *Eigenversorgung aus Solaranlagen. Das Potenzial für Photovoltaik-Speicher-Systeme in Ein- und Zweifamilienhäusern, Landwirtschaft sowie im Lebensmittelhandel*. Analyse im Auftrag von Agora Energiewende  
[https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2016/Dezentralitaet/Agora\\_Eigenversorgung\\_PV\\_web-02.pdf](https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2016/Dezentralitaet/Agora_Eigenversorgung_PV_web-02.pdf)

R Street 2016: *Rash Ratemaking: Lesson Learned from Nevada's NEM Reforms*  
<https://www.rstreet.org/2016/03/31/rash-ratemaking-lessons-from-nevadas-nem-reforms>

RAP 2013: Regulatory Assistance Project *Designing Distributed Generation Tariffs Well – Fair Compensation in a Time of Transition*,  
<https://www.raonline.org/news/designing-distributed-generation-tariffs-well-ensuring-fair-compensation-in-a-time-of-transition/>

RAP 2016: *Electricity Regulation In the US: A Guide*, 2<sup>nd</sup> edition

<https://www.raponline.org/knowledge-center/electricity-regulation-in-the-us-a-guide-2/>

RAP/Synapse Energy 2016: *Value of Solar*

<https://www.raponline.org/event/the-value-of-solar-assessing-the-benefits-the-costs-and-what-it-may-mean-for-net-energy-metering/>

RMI 2013: Rocky Mountain Institute (Electricity Innovation Lab), *A Review of Solar PV Benefits & Cost Studies*, 2<sup>nd</sup> edition

[https://rmi.org/wp-content/uploads/2017/05/RMI Document Repository Public-Reports eLab-DER-Benefit-Cost-Deck 2nd Edition131015.pdf](https://rmi.org/wp-content/uploads/2017/05/RMI_Document_Repository_Public-Reports_eLab-DER-Benefit-Cost-Deck_2nd_Edition131015.pdf)

Roselund, C. August 2018: 80 MW of rooftop solar subscribed in Nevada – in slightly more than one year, *PV Magazine*

<https://pv-magazine-usa.com/2018/08/07/80-mw-of-rooftop-solar-subscribed-in-nevada-in-slightly-more-than-one-year/>

Trabish, H. 2016: Did solar lobbying tactics sow the seeds of the Nevada net metering controversy? *Utility Dive*

<https://www.utilitydive.com/news/did-solar-lobbying-tactics-sow-the-seeds-of-the-nevada-net-metering-controv/412780/>

Trabish, H. 2018: California utilities prep nation's biggest time-of-use rate rollout, *Utility Dive*

<https://www.utilitydive.com/news/california-utilities-prep-nations-biggest-time-of-use-rate-roll-out/543402>





Energy Solutions for a Changing World

---

**Regulatory Assistance Project (RAP)®**  
Belgium · China · Germany · India · United States

---

Anna-Louisa-Karsch-Straße 2  
D – 10178 Berlin  
Deutschland

---

49 30 700-1435-421  
info@raponline.org  
**raponline.org**