



BERICHT

Community Choice Aggregation

Kommunen in Kalifornien und anderen US-Bundesstaaten werden als CCA zum Stromversorger

Raffaele Piria, Magdalena Magosch (adelphi), Andreas Jahn (RAP)

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 IIA1 des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) erstellt.

Die Verantwortung für den Inhalt liegt ausschließlich bei den Autoren.

Zitiervorschlag

Piria, Raffaele; Magdalena Magosch, Andreas Jahn 2018: Community Choice Aggregation. Kommunen in Kalifornien und anderen US-Bundesstaaten werden als CCA zum Stromversorger. Berlin: adelphi/RAP.

Impressum

Herausgeber: adelphi
Alt-Moabit 91
10559 Berlin
T: +49 (030) 8900068-0
E: office@adelphi.de
W: www.adelphi.de

Projektbetreuung: Raffaele Piria (adelphi)

Autoren: Raffaele Piria, Magdalena Magosch (adelphi), Andreas Jahn (RAP)

Gestaltung: adelphi

Bildnachweis: Titelbild © Jessica Tovar, Local Clean Energy Alliance

Stand: August 2018

© 2018 adelphi

Inhalt

1 CCAs in der US-weiten Betrachtung	1
1.1 Aufbau und Funktionsweise von CCAs	1
1.2 Regulatorischer und gesetzlicher Rahmen	3
1.3 Kritische Einordnung der Ziele von CCAs	4
2 Sonderfall Kalifornien: CCAs im Rampenlicht	9
2.1 CCAs brechen lokale Monopole im Endkundenstrommarkt auf	9
2.2 Ausbreitungsdynamik: CCAs auf den Weg zur Marktdominanz?	10
2.3 Die kalifornischen IOUs und <i>Community Choice Aggregation</i>	12
2.4 Auswirkungen auf die regulatorischen Rahmenbedingungen	13

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 CCA im Vergleich zu anderen Versorgern (NREL 2017a)	2
Abbildung 2 CCAs nach Bundesstaaten (LEAN Energy 2018b)	3
Abbildung 3 CCA-Anteile im freiwilligen Ökostrommarkt der USA (NREL 2017b)	6
Abbildung 4 Ausbreitung der CCA in Kalifornien (UCLA 2018, Stand Juli 2018)	10
Abbildung 5 CCAs in Kalifornien (LEAN Energy 2018c, Stand August 2018)	11

Abkürzungsverzeichnis

CAM	Cost Allocation Mechanism
CCA	Community Choice Aggregator
CPUC	California Public Utilities Commission
CUB	Citizens Utility Board
EE	Erneuerbare Energien
EPA	U.S. Environmental Protection Agency
ESP	Electric Service Providers
IOU	Investor Owned Utility
NREL	National Renewable Energy Laboratory
PCIA	Power Charge Indifference Adjustment
PG&E	Pacific Gas and Electric
POU	Publicly Owned Utility
PPA	Purchase Power Agreement
REC	Renewable Energy Certificate
RPS	Renewable Portfolio Standard
SCE	Southern California Edison
SDG&E	San Diego Gas and Electric
THG	Treibhausgase
UCLA	University of California Los Angeles

1 CCAs in der US-weiten Betrachtung

Community Choice Aggregation ist ein Geschäftsmodell, durch das kommunale Verwaltungen in bestimmten US-Bundesstaaten zu Einkäufern von Strom für ihre Bürger, Unternehmen und die städteigenen Institutionen werden. Indem die Stromnachfrage gebündelt wird, kann die Verwaltung (oder von ihr eingesetzte Organisationen) tendenziell bessere Preise verhandeln und hat mehr Einfluss auf die Zusammensetzung des Strommixes (EPA 2018).

Der erste Teil der vorliegenden Studie betrachtet *Community Choice Aggregation* US-weit. In Kapitel 1.1 wird zunächst der grundlegende Aufbau von *Community Choice Aggregators* (CCAs) vorgestellt. Darauf folgend wird in Kapitel 1.2 der regulatorische Rahmen beschrieben. Eine Diskussion der Ziele von CCAs und der dahinterstehenden Kommunen erfolgt in Kapitel 1.3.

Der zweite Teil dieser Studie fokussiert auf den Sonderfall Kalifornien, wo aus mehreren Gründen CCAs derzeit besonders lebhaft diskutiert werden. In Kapitel 2.1. wird aufgezeigt, wie die CCAs in Kalifornien – anders als in anderen Bundesstaaten – lokale Monopole aufbrechen. Kapitel 2.2. beschreibt die außerordentlich dynamische Ausbreitung der CCAs in Kalifornien. In Kapitel 2.3 werden die Folgen für die bestehenden privaten Gebietsmonopole analysiert, und wie diese bisherigen Versorger mit dem Wachstum der CCAs umgehen. Schließlich werden in Kapitel 2.4. einige regulatorische Debatten beleuchtet, die durch die rasante Entwicklung der CCAs in Kalifornien ausgelöst wurden.

1.1 Aufbau und Funktionsweise von CCAs

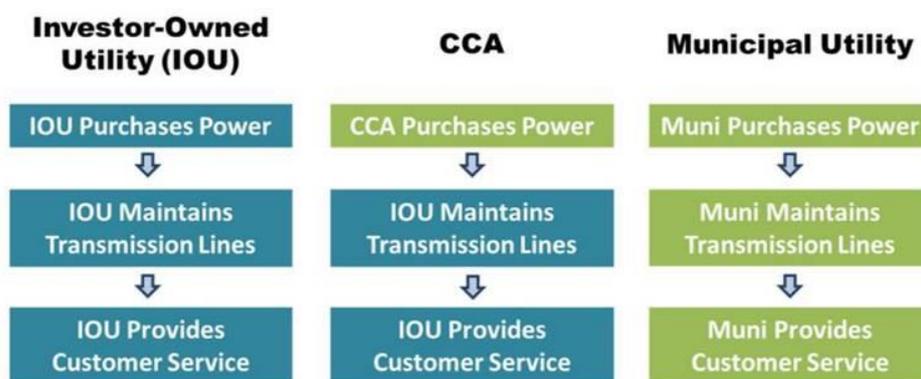
*Community Choice Aggregation*¹ ermöglicht es Kommunen oder größeren Verwaltungseinheiten (*Counties*)², den Strombedarf ihrer Einwohner bzw. der Verbraucher in ihrem Gebiet aggregiert durch Einkauf oder Erzeugung zu decken. Der durch die Kommune verwaltete *Community Choice Aggregator* (CCA) kauft den benötigten Strom gebündelt ein und verkauft ihn an die Endkunden weiter. Dies geschieht in Zusammenarbeit mit dem vor Ort tätigen und/oder dominierenden *investor-owned utility* (IOU), also privaten Versorgungsunternehmen³: Die physische Übertragung des Stroms und das dafür notwendige Verteilnetz bleiben in Hand der IOU (LEAN Energy 2018a). So enthalten die durch die IOU erstellten Rechnungen für die CCA-Kunden in Kalifornien beispielsweise neben den Stromkosten, die gegenüber der CCA fällig werden, auch Gebühren, die die IOU einbehält (CPUC 2017b).

¹ In manchen Bundestaaten werden abweichende Bezeichnungen verwendet, wie *Governmental Electricity Aggregation* in Ohio, oder *Municipal Electricity Aggregation* in Illinois. Der Einfachheit halber und entsprechend dem Usus in den US-weiten Debatten wird in der vorliegenden Studie zusammenfassend der Begriff *Community Choice Aggregation* verwendet.

² Im Folgenden sprechen wir vereinfacht immer von Kommunen.

³ *Utilities* sind in den USA generell *retailer*, die Endkunden mit Strom versorgen. Es wird unterschieden zwischen *investor-owned utility* (IOU), profitorientierten privaten Unternehmen, und *municipal utilities*, ähnlich deutschen Stadtwerken. Versorgung bezieht sich hierbei nicht nur auf den Verkauf des Stroms, sondern vor allem auch auf den Betrieb der Verteilnetze. In manchen Bundesstaaten gibt es vertikal integrierte *utilities*, die zusätzlich selbst Strom erzeugen. Hingegen sind in *restructured states*, in denen auch die Endkundenmärkte liberalisiert sind, *utilities* nur noch für die Verteilung des Stroms zuständig (RAP 2016). Als regionale Monopole (Verteilnetzbetreiber) werden *utilities* von bundesstaatlichen Behörden reguliert.

Dies unterscheidet CCAs von *municipal/ publicly-owned utilities* (ähnlich deutschen Stadtwerken), die die Bereiche Übertragung und Verteilung sowie Kundenbetreuung ebenfalls abdecken (siehe Abbildung 1). Somit kann *Community Choice Aggregation* auch als Mittelweg zwischen *investor-owned utilities* und *municipal utilities* gesehen werden (NREL 2017a). Wo es bereits *municipal utilities* gibt, sind zumindest in Kalifornien und Massachusetts keine CCAs möglich. Dies ist vermutlich auch in den anderen Bundesstaaten der Fall.



Graphic adapted from Local Energy Aggregation Network[caption]

Abbildung 1 CCA im Vergleich zu anderen Versorgern (NREL 2017a)

Die Implementierung von CCAs ist für Kommunen einfacher als die Neugründung eines Stadtwerks, da kein Kapital, Knowhow und Personal für Kauf und Erhalt von Verteilnetzen und weiterer Infrastruktur benötigt werden. CCAs finanzieren sich selbst durch die Erlöse des Stromverkaufs an die Endkunden (LEAN Energy 2018a). Bei den Kommunen kann jedoch ein finanzielles Risiko entstehen, wenn sich Kunden z.B. wegen steigender Preise doch wieder für einen anderen Versorger entscheiden (City of Berkeley 2010) oder wenn ein möglicher Anstieg der Stromeinkaufspreise von den CCAs an ihre Kunden nicht weitergegeben werden kann.

In den sieben Bundesstaaten, die eine CCA-Gesetzgebung verabschiedet haben (siehe Kapitel 1.2), muss eine Kommune nach öffentlichen Anhörungen die Rechtsgrundlage zur Einführung eines CCA schaffen (EPA 2018). Dafür ist zuvor ein Referendum oder eine Abstimmung der kommunalen Legislative notwendig. Kommunen können CCAs selbst betreiben oder entsprechende Organisationen dafür gründen (San Diego Energy District Foundation 2011).

Es ist möglich, dass sich mehrere Kommunen für die Gründung eines CCA zusammenschließen, um Skaleneffekte hinsichtlich der aggregierten Last, Verwaltungskosten etc. zu nutzen. Dies ist zum Beispiel in Kalifornien oft innerhalb einzelner *Counties* der Fall. Die finanziellen Vorteile eines solchen Zusammenschlusses gehen allerdings mit weniger Einfluss der einzelnen Kommunen auf die gemeinsamen Entscheidungen einher (UCLA 2017c).

Die Teilnahme an *Community Choice Aggregation* ist je nach bundesstaatlicher und kommunaler Regulierung für Haushalte, Unternehmen und kommunale Institutionen möglich und immer freiwillig (EPA 2018). Die Kommunen können ihre CCAs nach dem *opt-out* oder nach dem *opt-in* Prinzip gestalten. Beim *opt-out* Prinzip, das in den meisten Bundesstaaten mit CCAs verwendet wird, werden alle Endkunden im entsprechenden Gebiet automatisch in die CCA übernommen. Den Kunden bleibt jedoch die Möglichkeit, aktiv wieder zum vorherigen

Versorger zu wechseln. Bei einem *opt-in* Ansatz müssen sie sich dagegen aktiv darum bemühen, zum CCA zu wechseln, was geringere Teilnehmezahlen mit sich bringt (LEAN Energy 2018a), während das *opt-out* Prinzip zu höheren Kundenzahlen für die CCA führt. Die *opt-in*-Variante ist in Ohio möglich, sowie in New Jersey für städtische und gewerbliche Kunden (EPA 2018).

1.2 Regulatorischer und gesetzlicher Rahmen

In den USA liegt der Großteil der gesetzlichen und regulatorischen Kompetenzen bezüglich der Stromsysteme und insbesondere der Gestaltung des Endkundenmarkts bei den Bundesstaaten. Dementsprechend heterogen sind die regulatorischen Rahmenbedingungen (adelphi/RAP 2017a).

Als Voraussetzung für die Entwicklung und Implementierung einzelner CCA-Projekte auf kommunaler Ebene muss der jeweilige Bundesstaat zuvor ein entsprechendes Gesetz verabschiedet haben. Dies ist bislang in sieben Bundesstaaten der Fall: Massachusetts (1997 in Kraft getreten), Ohio (1999), California (2002), Rhode Island (2002), New Jersey (2003), Illinois (2009) und New York (2014) (EPA 2018). In weiteren Bundesstaaten werden CCAs erwogen (siehe Abbildung 2).

Die untenstehende Landkarte stammt von LEAN Energy US (Local Energy Aggregation Network), einer Non-Profit Organisation, die sich der Ausweitung und dem Erfolg von CCA verschrieben hat, insbesondere im Zusammenhang mit Ökostrom.

Legal in 7 States:

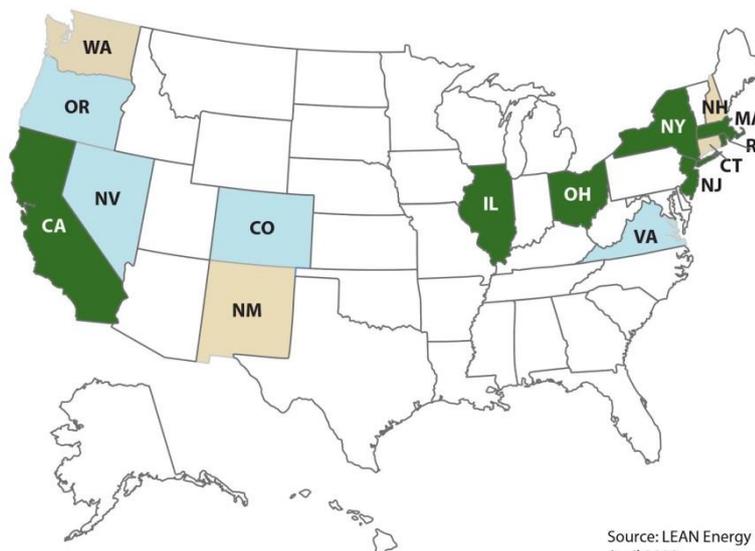
- California
- Illinois
- Massachusetts
- New Jersey
- New York
- Ohio
- Rhode Island

Watch List/Potential:

- Colorado
- Nevada
- Oregon
- Virginia

Inquiries Received:

- Connecticut
- New Hampshire
- New Mexico
- Washington



Source: LEAN Energy U.S.
April 2018

Abbildung 2 CCAs nach Bundesstaaten (LEAN Energy 2018b)

In den meisten Bundesstaaten hatten zum Zeitpunkt der Verabschiedung der CCA-Gesetze die Demokraten eine Mehrheit in den jeweiligen Parlamentskammern. Doch auch Ohio mit einer republikanischen Mehrheit in Senat und *House of Representatives* sowie New Jersey mit einer Koalition aus den beiden Parteien im Senat erließen entsprechende Gesetze. Dies

spiegelt sich auch auf kommunaler Ebene wieder: So hebt der republikanische Bürgermeister von Lancaster bei Los Angeles die Gründung eines CCA – Lancaster Choice Energy – als seinen besonderen Erfolg hervor (City of Lancaster 2018). Die Mehrheit der CCA-Kommunen in Kalifornien wird aber von Demokraten regiert.

Als Gemeinsamkeit besitzen alle Bundesstaaten mit CCA-Gesetz wettbewerblich organisierte Großhandelsstrommärkte, was als Voraussetzung für CCAs gelten kann (NREL 2017a).

In sechs der sieben Bundesstaaten mit CCA-Gesetz sind auch die Endkundenmärkte wettbewerblich organisiert. Einzig in Kalifornien gilt dies nur (begrenzt) für Großverbraucher. In den restlichen sechs Bundesstaaten sind CCAs lediglich ein Endkundenversorger unter mehreren. Dort unterscheiden sich CCAs von anderen Endkundenversorgern durch ihr kommunales Eigentum und ggfs. durch den für die CCAs günstigen *opt-out* Ansatz (siehe oben) sowie durch die Produkte (Ökostrom, regional erzeugter Strom) und/oder Preise, die sie anbieten. In diesen sechs Staaten änderte die Gründung von CCAs jedoch die Dynamik der Endkundenmärkte nicht wesentlich.

Zumindest in Kalifornien und Illinois dürfen CCAs auch eigene Erzeugungsanlagen bauen (LEAN Energy 2018a). Diese Möglichkeit wirft allerdings Finanzierungsfragen auf: Steht die Kommune selbst dahinter, hat sie einen höheren finanziellen Aufwand und trägt mehr Risiko. Externe Kreditgeber könnten dagegen hohe Zinsen fordern, da der Kundenstamm einer CCA volatil und damit die Refinanzierung unsicher ist (CPUC 2017).

1.3 Kritische Einordnung der Ziele von CCAs

Durch die jeweilige bundesstaatliche Gesetzgebung, aber auch die individuelle Umsetzung auf kommunaler Ebene unterscheiden sich CCAs in ihren Zielen und deren Gewichtung. Im Folgenden werden Aspekte erläutert, die häufig, auch in Kombination, als Ziele von CCAs benannt werden.

Der Verband Local Energy Aggregation Network (LEAN Energy) listet die folgenden Ziele auf, die Kommunen mit der Gründung eines CCA verfolgen können (LEAN Energy 2018a):

- Erzielung niedriger Strompreise zugunsten der Verbraucher
- lokale Kontrolle über Preisbildung und Verbraucherschutz
- höherer Anteil an erneuerbarer Energien sowie an Energieeffizienz
- neuer Kanal für die Umsetzung von Programmen zu Energieeffizienz und erneuerbaren Energien
- Entwicklung neuer Stromprojekte/ Erzeugungsanlagen
- lokale Wertschöpfung und Jobs

Diese Auflistung deckt sich beispielsweise mit den Motiven der City of Berkeley, die in einer Machbarkeitsstudie zur Gründung einer CCA dargestellt wurden (City of Berkeley 2010), sowie mit dem Internetauftritt der 2018 von Berkeley und anderen Städten gegründeten East Bay Community Energy (EBCE 2018).

Im Hinblick auf diese Quellen ist zu beachten, dass es im Interesse dieser Institutionen liegt, die Vorteile von CCAs hervorzuheben und sich damit selbst zu bewerben. (Bundesstaatenübergreifende) Studien über die tatsächliche Effektivität von CCAs in Bezug auf diese Zielvorstellungen liegen nur beschränkt vor, zum Beispiel zu fünf kalifornischen CCAs (UCLA 2017b). Die meisten vorliegenden Quellen sind Machbarkeitsstudien über die Einführung einer CCA in individuellen Kommunen (u.a. UCLA 2017c, City of Berkeley 2010). In diesen

Studien werden die hier genannten Ziele und ihre Erreichbarkeit als Kriterien für die Entscheidung der Kommune beleuchtet.

CCA und Endkundenstrompreise

Ob CCAs **niedrigere Strompreise** anbieten können als der oder die anderen Stromversorger, hängt wesentlich von allgemeinen Marktentwicklungen ab. In Kalifornien sind die Endkundenpreise der CCAs derzeit nur marginal (0,1% bis 2,1%) niedriger als die jeweiligen IOU-Preise (UCLA 2018). Die bundesstaatliche Verbraucherschutzorganisation Citizens Utility Board (CUB) in Illinois stellt fest, dass CCAs eine Preisreduktion kurzfristig erreicht haben. Langfristige Einsparungen für Bürger sieht das CUB aber nicht als garantiert an (CUB 2018). Viele CCAs in Illinois wurden wieder geschlossen, nachdem sie ihren Strom nicht mehr deutlich günstiger anbieten konnten als die zwei großen Endkundenversorger (LEAN Energy 2018b, Paulos 2018).

Günstige Preise im Einkauf konnten CCAs vor allem deswegen erreichen, weil die Großhandelsstrompreise dank der immer preiswerteren erneuerbaren Energien und Gaserzeugung in den letzten Jahren stark gefallen sind (UCLA 2018). Als Markteinsteiger ohne Bindung an langfristige Lieferverträge konnten CCAs daher ein günstigeres Einkaufsportfolio beschaffen als die etablierten Endkundenversorger. Dieser Vorteil war dort besonders relevant, wo – wie in Kalifornien der Fall – CCAs gegen regionale integrierte Versorger konkurrieren, die u.a. auch besonders strengen politisch festgelegten Verpflichtungen hinsichtlich der langfristigen Gewährleistung der Versorgungssicherheit unterstehen (siehe auch Kapitel 2.3).

Die CCA-Befürworter heben die **lokale Kontrolle über den Strompreis** oft hervor. Beispielsweise argumentierte die Stadtregierung von Berkeley, dass durch die kommunale Kontrolle über den stadteigenen CCA die Bürger einen direkteren Einfluss auf die Gestaltung der Endkundentarife ausüben können (City of Berkeley Energy Commission 2010). Selbst in Kalifornien, wo die Endkundenpreise durch die zuständige Behörde California Public Utility Commission (CPUC) generell reguliert werden, sind CCAs in dieser Hinsicht viel unabhängiger als die privaten Stromversorger (CPUC 2017b) (siehe auch Kapitel 2).

CCA und Erneuerbare Energien

Den Anteil an *green power*, also erneuerbaren Energien (EE), am Strommix zu erhöhen wird von vielen Kommunen und Befürwortern ebenfalls als vordergründiges Ziel der CCA dargestellt. Das Geschäftsmodell der CCAs funktioniert per se aber auch ohne den Bezug von Ökostrom.

CCAs können Ökostrom als Standardprodukt anbieten (auch in unterschiedlichen Anteilen) oder als zusätzliche Option, welche die Kunden frei wählen können (NREL 2017b). So haben einige CCAs in Rhode Island einen Standardanteil von 5-10% an EE, während andere CCAs in Kalifornien, Ohio oder Massachusetts 100%-Optionen zur Wahl stellen (EPA 2018, UCLA 2018, Lancaster Choice Energy 2016). Nicht jeder CCA-Kunde bezieht also einen grüneren Strommix als mit dem vorherigen oder anderen Versorgern. Für alle fünf im Jahr 2017 evaluierten kalifornischen CCAs fanden Forscher der University of California jedoch heraus, dass sie mehr Erneuerbare im Portfolio haben als die IOU (UCLA 2017b). Vier von ihnen erreichten damit auch eine Reduktion der THG-Emissionen. Alle neun 2017 in Kalifornien aktiven CCAs boten 100% EE-Produkte an (UCLA 2018). Der EE-Anteil in ihren Standardprodukten variierte zwischen 37% und 61%, während das Portfolio der jeweiligen IOUs jeweils 33% und 32% EE-Anteil aufwies. Laut O'Shaughnessy (2018) haben die CCAs in

New Jersey und Rhode Island bisher keinen zusätzlichen Ökostrom verkauft, der über das Niveau des jeweiligen *Renewable Portfolio Standard* der zwei Bundesstaaten hinausging.

Exkurs: CCAs im freiwilligen Ökostrommarkt der USA

In vielen Bundesstaaten gelten *Renewable Portfolio Standards* (RPS), die Stromversorger zu bestimmten Erneuerbaren-Anteilen in ihrem Portfolio verpflichten. Der größte Teil der erneuerbaren Stromerzeugung in den USA wird genutzt, um die RPS zu erfüllen. CCAs sind eine der Möglichkeiten, die Verbraucher für den freiwilligen (höheren) Bezug von Ökostrom in den USA besitzen. Laut einer Studie des National Renewable Energy Laboratory (NREL 2017b) über den freiwilligen Ökostrommarkt (*voluntary green power market*) in den USA belieferten CCAs im Jahr 2016 53% (3,3 Millionen) derjenigen Endverbraucher, die Ökostrom freiwillig beziehen. Dies entsprach aber nur 9% (8,7 TWh) der im freiwilligen Ökostrommarkt umgesetzten Menge. Abbildung 3 zeigt die Entwicklung dieser Verhältnisse während der letzten Jahre.

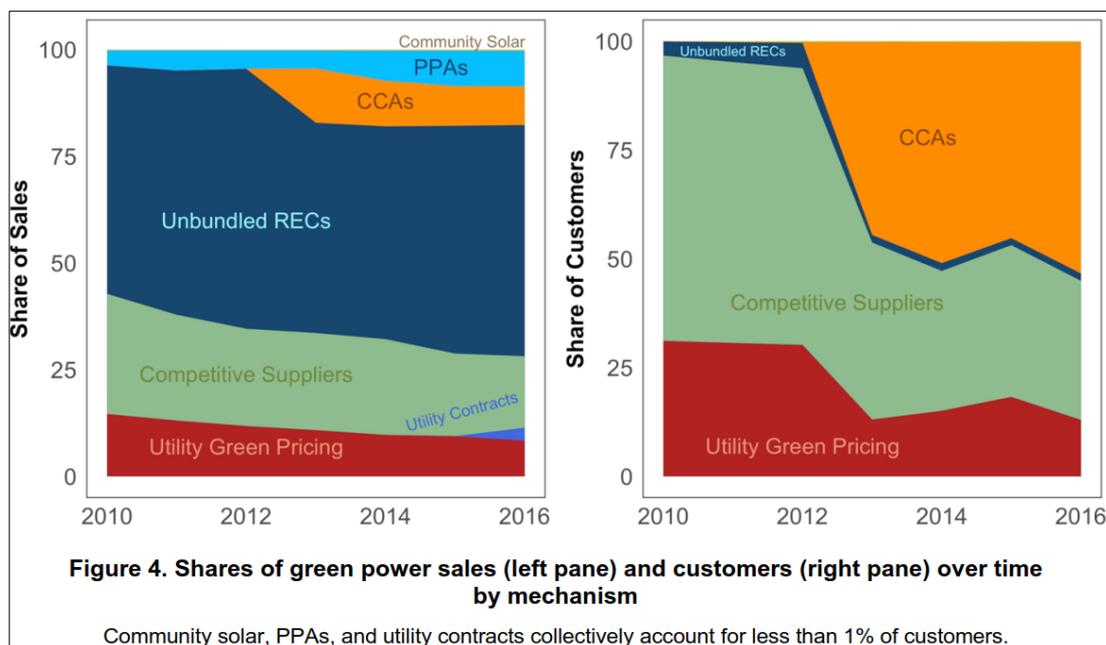


Abbildung 3 CCA-Anteile im freiwilligen Ökostrommarkt der USA (NREL 2017b)

Diese Grafik⁴ zeigt keine Zahlen über CCAs vor 2013, da NREL für die Zeit davor über keine verlässlichen Zahlen verfügt. CCAs haben auch vor 2013 Strom verkauft, allerdings in eher wenig relevanten Mengen (O'Shaughnessy 2018). Jedenfalls ist die Zahl der CCA-Kunden in der ersten Hälfte dieses Jahrzehnts eklatant gestiegen. Das liegt an der Gründung etlicher neuer CCAs – meist mit dem *opt-out* Ansatz (siehe oben), durch den Haushalte automatisch

⁴ Die CCAs in New Jersey und Rhode Island werden in dieser Grafik nicht berücksichtigt, weil sie bisher nicht zum freiwilligen Ökostrommarkt beigetragen haben (O'Shaughnessy 2018).

CCA-Kunden werden. Die absolute Menge Ökostrom, die von CCAs umgesetzt wurde, sank von 8,1 TWh in 2013 auf 7,4 TWh in 2015, um wiederum auf 8,7 TWh im Jahr 2016 zu steigen. Trotzdem ist der Anteil der CCAs an den im freiwilligen Ökostrommarkt umgesetzten Strommengen in den letzten Jahren in diesem Zeitraum gesunken. Das liegt vor allem daran, dass der freiwillige Ökostrommarkt stark gewachsen ist, wobei viele Großverbraucher ihren Ökostrom durch andere Kanäle beziehen, insbesondere direkte Lieferverträge (*power purchase agreements*) und *unbundled RECs*. Letztere sind *Renewable Energy Certificates* (ähnlich den Herkunftsnachweisen in der EU), die im Rahmen der bundesstaatlichen Versorgerverpflichtungen (*Renewable Portfolio Standards*) nicht entwertet wurden. Von *unbundled RECs* wird gesprochen, wenn die *RECs* getrennt vom entsprechenden Strom gehandelt werden.

Zusammenfassend verbrauchte der gesamte freiwillige Ökostrommarkt 2016 nur zirka 28% der EE-Erzeugung (ohne Wasserkraft) (NREL 2017b). Etwas weniger als ein Zehntel dieser 28% wurden von CCAs vermarktet, ein Teil davon bestehend aus *unbundled RECs*. Der *unbundled RECs*-Anteil am von CCAs verkauften Ökostrom konnte nicht festgestellt werden. Oft beschaffen CCAs in den ersten Jahren nach ihrer Gründung *RECs*, bevor sie dann den Ökostrom aus anderen Kanälen wie direkten Lieferverträgen oder eigenen Erzeugungskapazitäten beziehen.⁵

CCAs als Umsetzer von Programmen zu Effizienz und Erneuerbaren

CCAs können als weiterer und eventuell besserer Kanal für Programme zur Förderung der Energieeffizienz und der Erneuerbaren Energien dienen, um Treibhausgasemissionen zu reduzieren. Die City of Berkeley Energy Commission begründet dies generell damit, dass Kommunen einen besseren Einblick in die lokalen Strukturen, eine tendenziell homogenere Kundschaft sowie ein einheitliches Klima im Vergleich zu großen Stromversorgern haben (City of Berkeley Energy Commission 2010).

Inwiefern die CCAs tatsächlich diese Funktionen erfüllen und ob sie dies effektiver als andere Agenturen oder Strukturen auf lokaler Ebene tun, konnte im Rahmen dieser Ausarbeitung nicht geprüft werden.

Schaffung neuer lokaler Arbeitsplätze

Die Entstehung neuer („grüner“) Jobs sowie eine höhere lokale Wertschöpfung werden ebenfalls oft als Beweggrund für die Errichtung eines CCAs angegeben. Dies könnte eventuell mit mehr Energieeffizienzmaßnahmen (wie Gebäudesanierung) oder mehr Erneuerbaren-Ausbau vor Ort angestoßen werden. Der CCA East Bay Community Energy versucht dies durch einen *Local Development Business Plan* zu erreichen (EBCE 2018). Jedoch ist es schwer zu beurteilen, ob durch CCAs mehr solcher Jobs entstehen als mit den Programmen anderer Stromversorger (City of Berkeley Energy Commission 2010). Die Zahl der Angestellten in der Verwaltung der CCAs selbst ist vermutlich meistens relativ klein, kann aber auf lokaler Ebene sichtbar sein. Den zusätzlichen lokalen Jobs stehen tendenziell Jobverluste bei den durch die CCAs ersetzten Endkundenversorgern gegenüber.

⁵ Die Unterscheidung zwischen „unbundled RECs“ und „CCAs“ in Abbildung 3 könnte den falschen Eindruck erwecken, dass es sich um vollständige Alternativen handelt. In der Tat verkaufen manche CCAs *RECs*, deren Menge in Abbildung 3 nicht unter Kategorie „unbundled RECs“ abgebildet ist.

Falls CCAs Gewinne generieren, werden diese dann den jeweiligen Kommunen übertragen. Für Kommunen, die nicht in der Lage oder nicht willig sind, eine eigene *municipally-owned utility* zu errichten, können CCAs einen einfacheren Weg darstellen, die durch den Stromverkauf erreichbaren Margen für sich und daher für ihre Bürger zu gewinnen, die sonst bei einem privaten Endkundenversorger verbleiben würden.

2 Sonderfall Kalifornien: CCAs im Rampenlicht

Aus den folgenden, miteinander zusammenhängenden Gründen unterscheidet sich Kalifornien stark von den anderen sechs Bundesstaaten mit CCA-Gesetzgebung:

- Der Endkundenstrommarkt war in den anderen CCA-Staaten schon vor der Einführung von *Community Choice Aggregation* wettbewerblich organisiert. Hingegen hatten in Kalifornien die allermeisten Kunden zuvor keine Auswahl.
- Die Ausbreitung von CCAs in Kalifornien ist extrem dynamisch.
- Durch CCAs werden die vormalige Rolle der IOUs und die bisherigen regulatorischen Rahmenbedingungen wesentlich in Frage gestellt.
- Die energiepolitischen Auseinandersetzungen rund um *Community Choice Aggregation* waren bislang in Kalifornien deutlich ausgeprägter als in den anderen Bundesstaaten. Dies dürfte auch in absehbarer Zukunft der Fall sein.

2.1 CCAs brechen lokale Monopole im Endkundenstrommarkt auf

Anders als in den anderen CCA-Staaten mit liberalisierten Endkundenmärkten ist in Kalifornien der Endkundenmarkt für Haushalte und Kleinverbraucher reguliert. Vor der Einführung der CCAs befand sich jeder dieser Endkunden in einem Gebietsmonopol, das entweder von einer IOU oder von einer *publicly-owned utility* (POU) in kommunalem Eigentum bedient wird. Innerhalb ihrer Gebietsmonopole sind die IOUs und POUs in Kalifornien gesetzlich dazu verpflichtet, Kunden mit Strom zu versorgen und die Verteilnetze zu betreiben. Die Tarife der IOUs werden von der California Public Utilities Commission (CPUC) reguliert, die der POUs werden durch den jeweiligen Stadtrat gesetzt.

Die drei größten IOUs sind Pacific Gas and Electric (PG&E) im nördlichen Kalifornien, Southern California Edison (SCE) in der Gegend von Los Angeles und San Diego Gas and Electric (SDG&E) im südlichsten Teil des Staates (adelphi/RAP 2017b).

Eine Ausnahme zum Endkundenmonopol stellt für ausgewählte Stromverbraucher der *Direct Access* dar. Dabei können bestimmte Großverbraucher einen Vertrag mit weiteren Versorgern (*Electric Service Providers*, ESP) eingehen. In Folge der großen Energiekrise 2000-2001 wurde die Ausweitung des *Direct Access* zuerst suspendiert und dann ab 2010 auf zirka 13% der Gesamtstromnachfrage gedeckelt (CPUC 2018b). Deshalb war *Direct Access* keine Option für einige Großverbraucher, die in den letzten Jahren höhere Ökostromanteile beschaffen wollten.

Für Haushalte, Kleinverbraucher und auch zahlreiche Großverbraucher bilden CCAs damit die einzige Alternative zum bisherigen Gebietsmonopol (adelphi/RAP 2017b). Diese Wahlfreiheit gibt es aber nur in den Kommunen bzw. *Counties*, in denen CCAs bislang gegründet wurden.

2.2 Ausbreitungsdynamik: CCAs auf den Weg zur Marktdominanz?

In wenigen Jahren haben sich die CCAs in Kalifornien von einer Randerscheinung zur potenziellen Marktdominanz entwickelt. Nachdem Kalifornien sein CCA-Gesetz 2002 verabschiedet hatte, nahm 2010 der erste CCA in Kalifornien seinen Betrieb in Marin County nördlich von San Francisco auf. Wie Abbildung 4 zeigt, dauerte es vier Jahre bis der zweite CCA im benachbarten Sonoma County startete. 2016 kam Clean Power San Francisco mit einem *opt out*-Ansatz hinzu. Allein dieser CCA bediente laut eigenen Angaben im Juni 2018 mehr als 80.000 Kunden und will bis Juli 2019 alle Stadtteile abdecken (CPSF 2018). 2018 soll ein Dutzend neuer CCA ihren Betrieb aufnehmen, zudem schließen sich weitere Kommunen bereits bestehenden CCAs wie Marin Clean Energy oder Sonoma Clean Power an (LEAN Energy 2018c).

FIG 1 CCA Load Growth Over Time³

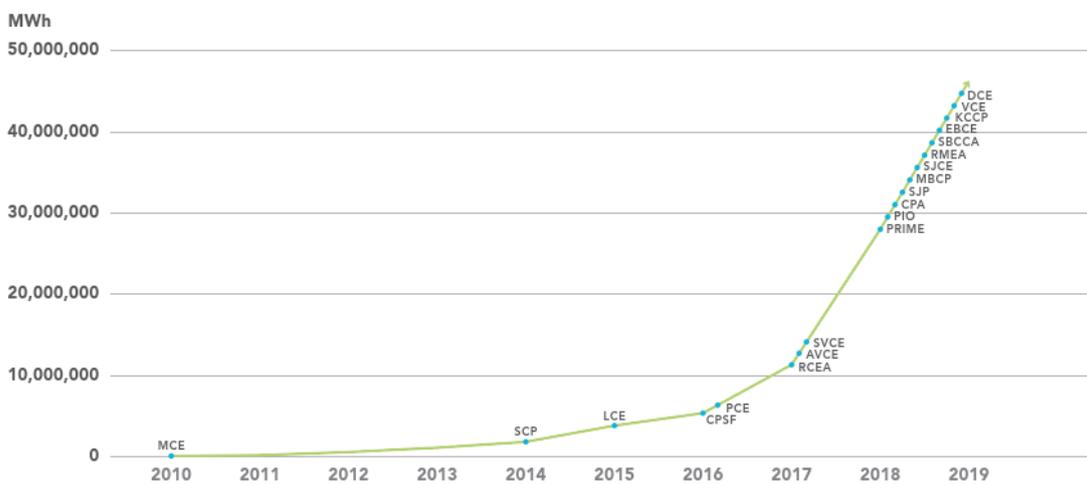


FIG 2 Market Share by Load Serving Entity Type⁴

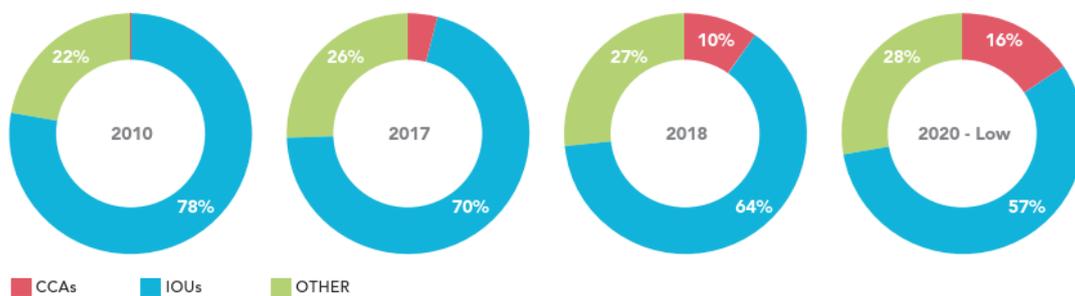
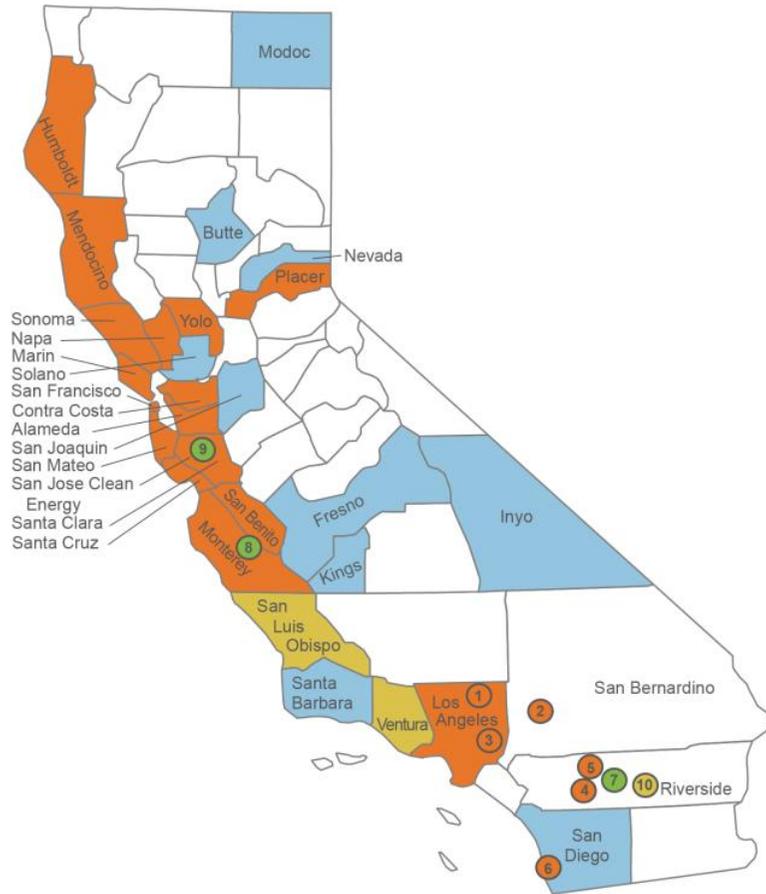


Abbildung 4 (FIG 1 + FIG 2) Ausbreitung der CCA in Kalifornien (UCLA 2018, Stand Juli 2018)



Operational (as of June 2018)

- MCE Clean Energy**
Marin, Napa and Contra Costa Counties, City of Benicia
- Sonoma Clean Power**
Sonoma and Mendocino Counties
- Lancaster Choice Energy (1)**
- Clean Power San Francisco**
- Peninsula Clean Energy**
San Mateo County
- Silicon Valley Clean Energy**
Most of Santa Clara County
- Redwood Coast Energy Authority**
Humboldt County
- Apple Valley Choice Energy (2)**
- Clean Power Alliance of Southern CA**
Phase 1 - Municipal LA County
- Monterey Bay Clean Power**
Santa Cruz, Monterey, San Benito Counties
- Pioneer Community Energy**
Placer County
- Pico Rivera Municipal Energy (PRIME) (3)**
- San Jacinto Power (4)**
- Rancho Mirage Energy Authority (5)**
- East Bay Community Energy**
Alameda County
- Valley Clean Energy Alliance**
Unincorporated Yolo County, Cities of Davis and Woodland
- Solana Beach Energy Alliance (6)**

2018 Launch (anticipated)

- Clean Power Alliance of So CA**
Phase 2 - Unincorporated LA County, South Pasadena, Rolling Hills
- Desert Community Energy (7)**
Cities of Palm Springs, Cathedral City, Palm Desert
- King City (8)**
- San Jose Clean Energy (9)**
Phase 1

2019/2020 Launch (anticipated)

- Clean Power Alliance So CA**
Ventura County and 28+ additional cities
- San Jose Clean Energy**
Phase 2
- San Luis Obispo/Morro Bay Unincorporated Riverside County**
- Western Community Energy / WRCOG (10)**

Investigating

Cities of:	Counties of:
Baldwin Park	Butte
Carlsbad	Fresno
Commerce	Kings
Del Mar	Modoc
El Monte	Nevada
Encinitas	San Joaquin
Hanford	Santa Barbara
Oceanside	Solano
Pomona	
San Diego	
Santa Paula	

Abbildung 5 CCAs in Kalifornien (LEAN Energy 2018c, Stand August 2018)

Der Anteil der CCAs am kalifornischen Endkundenstrommarkt ist in wenigen Jahren von null auf 10% gewachsen. Das in Abbildung 4 gezeigte „2020-Low“ Szenario (16% CCA-Marktanteil bis 2020) der UCLA beruht auf der Annahme, dass keine neuen CCAs nach 2018 entstehen. Das ist ein sehr konservatives Szenario, denn etliche Städte und *Counties* haben die Einführung neuer CCAs angekündigt oder erwägen sie, darunter auch bevölkerungsreiche Zentren wie die Städte San Diego und San José oder die *Counties* Fresno und Santa Barbara. In vielen der in Abbildung 5 gezeigten *Counties* mit CCAs decken diese derzeit nur jeweils einige Kommunen bzw. Stadtteile ab, weswegen ein zusätzlich starkes Wachstum des Marktanteils der CCA auch im Rahmen der schon bestehenden CCAs möglich ist.

2.3 Die kalifornischen IOUs und *Community Choice Aggregation*

Generell ist die Beziehung von CCAs zu den *investor owned utilities* (IOUs) angespannter als in den restlichen sechs Bundesstaaten, wo CCAs nur ein Endkundenversorger unter mehreren sind.

Zu Beginn hatte vor allem PG&E⁶ mit erheblichem Einsatz versucht, die Ausweitung von CCAs aufzuhalten. Das Unternehmen hatte im Jahr 2010 mit der *Proposition 16* eine Initiative gegen CCAs vorangetrieben, die erst in einem kalifornienweiten Referendum scheiterte: Demnach sollte für die Gründung eines CCAs eine Zweidrittelmehrheit in lokalen Bürgerabstimmungen notwendig werden (CPUC 2010). Die Republikaner unterstützten *Proposition 16*, während die Demokraten und andere Parteien sich dagegen äußerten. Nach wie vor reicht in Kalifornien – anders als in anderen Bundesstaaten – für die Gründung eines CCA eine einfache Mehrheitsabstimmung im Stadtrat (LEAN Energy 2018c).

Der von PG&E geleistete Widerstand gegen CCAs hat dem Image der IOUs insgesamt geschadet, was wiederum zur Popularität des CCA-Ansatzes in vielen Kommunen beigetragen hat. Als Reaktion auf PG&Es aktive Rolle wurden die IOUs 2011 in Kalifornien gesetzlich dazu verpflichtet, mit CCAs zu kooperieren (CPUC 2017b). Sie dürfen kein Marketing gegen CCAs betreiben, außer durch Ausgründungen, wie es z.B. das Unternehmen SDG&E mit Sempra Energy tut (LEAN Energy 2018c).

Von 2010 bis 2020 werden die IOUs mindestens 20% Marktanteil verloren haben, den größten Teil davon an CCAs (siehe Abbildung 4). Der Regulierer CPUC erwägt sogar die Möglichkeit, dass in absehbarer Zukunft CCAs die Mehrheit der bisherigen IOU-Kunden übernehmen könnten (CPUC 2017b). Jedenfalls ist ersichtlich, dass durch die Ausweitung der CCAs das bisherige Geschäftsmodell der IOUs ernsthaft in Frage gestellt wird. Im Endkundensektor verlieren die IOUs unweigerlich Kunden und Umsätze an CCAs: Diese werden durch den *opt-out* Ansatz (Endkunden werden automatisch in den neuen CCA übernommen) und die eingeschränkten Marketingmöglichkeiten der IOUs stark begünstigt. Im Erzeugungsektor stehen IOUs mit ihrem eher fossilen und langfristigen Erzeugungs- sowie Beschaffungsportfolio unter dem Druck der durch die CCAs verschärften Beschleunigung der Nachfrage nach Ökostromprodukten. Zudem werden neue EE-Erzeugungsanlagen tendenziell ökonomisch günstiger gegenüber fossilen Bestandskraftwerken.

⁶ PG&E deckt den größten Teil des Gebiets Kalifornien ab, einschließlich fast der gesamten Bay Area und Central Valley, sowie der Küste fast von der Grenze Oregons bis kurz vor Los Angeles (CEC 2015). Die Spitzennachfrage von PG&E entspricht etwa der von South California Edison und ist zirka drei Mal größer als jene der dritten IOU SDG&E (CPUC 2017c).

Gegenüber Stromerzeugung und Endkundenversorgung wird der (regulierte) Verteilnetzbetrieb also vermutlich einen immer wichtigeren Anteil im Geschäftsmodell der IOUs darstellen. Derzeit leisten IOUs zusätzlich administrative Dienstleistungen für die CCAs (z.B. Rechnungsstellung an die Endkunden), außerdem wirken sie als Versorger letzter Instanz.

2.4 Auswirkungen auf die regulatorischen Rahmenbedingungen

In anderen Bundesstaaten mit wettbewerblichen Endkundenmärkten wurde mit CCAs nur eine zusätzliche Kategorie an Endkundenversorgern eingeführt. Dort lag der regulatorische Rahmen für einen Wettbewerb im Endkundenmarkt grundsätzlich schon vor. In diesen Staaten können CCAs die Marktanteile bestehender IOUs ggf. mindern, jedoch führen sie zu keinen erheblichen Verwerfungen des regulatorischen Rahmens.

Anders stellt sich dies in Kalifornien dar: Durch die Einführung der CCAs wurde dort dem grundsätzlich regulierten Endkundenstrommarkt ein Element des Wettbewerbs hinzugefügt, das es so vorher nicht gab. Die Ausweitung der CCAs, deren Ausmaß und Geschwindigkeit von den Gesetzgebern vielleicht nicht antizipiert wurde, bringt das schon komplexe regulatorische Geflecht Kaliforniens ins Wanken. Instrumente und Verfahren, die grundsätzlich für Gebietsmonopole (mit der gedeckelten Ausnahme des *Direct Access*, siehe oben) gedacht waren, müssen an zunehmend verbreitete Duopolsituationen angepasst werden. Diese bestehen aus stromwirtschaftlich und politisch sehr ungleichen Partnern und können sich auch im Rahmen der kalifornischen Energiewende weiter verändern.

Für die Regulierung der IOUs einschließlich ihrer Endkundentarife ist in Kalifornien die CPUC zuständig. Aufgrund der CCA-Gesetzgebung ist die CPUC jedoch für die CCAs nur in bedingtem Maße zuständig.

Nach bestehendem Recht prüft CPUC in der Planungsphase eines CCAs die Kompatibilität mit bestehenden Tarifen und Verbraucherrechten. Sie ist aber nicht befugt, einen solchen Plan abzuweisen. Auch die Tarife der CCAs werden nicht durch CPUC reguliert wie im Fall der IOUs, sondern innerhalb der CCAs durch einen eigenen von der/n jeweiligen Kommune/n etablierten Prozess selbst festgelegt (CPUC 2017b). Das führt in den CCA-Gebieten dazu, dass die Endkunden die Wahl zwischen zwei Akteuren haben, deren Tarife und Policies durch unterschiedliche Rahmenwerke und Akteure definiert werden, die aber auf die gleichen Systemressourcen (Netze, *resource adequacy* etc.) zurückgreifen und ungleich dazu beitragen müssen.

Für verschiedene Kompetenzen, die CPUC über die IOUs innehat, ist noch nicht geklärt, ob sie auch für CCAs gelten – beispielsweise im Hinblick auf die Umsetzung langfristiger Politikziele (NREL 2017b). Wie sich aber an den unten aufgeführten Beispielen ablesen lässt, drängt CPUC zunehmend auf mehr Kompetenzen gegenüber den CCAs. Ob CPUC damit erfolgreich sein wird, ist schwierig abzusehen. Mit großer Wahrscheinlichkeit werden aber die durch die rapide Ausweitung der CCAs entstandenen Ungleichgewichte wichtige Anpassungen der regulatorischen Rahmenbedingungen nach sich ziehen.

Beispiel: Kostenteilung zwischen IOUs und CCAs bzw. ihrer Kunden

Bestimmte zurückliegende, gegenwärtige und zukünftige Kosten für Stromerzeugung, System- und Netzbetrieb müssen zwischen IOUs und CCAs bzw. den jeweiligen Kunden aufgeteilt werden.

Diese Verteilungsdebatte birgt erhebliches Konfliktpotential. Einerseits können durch die Festlegung von Ausgleichszahlungen in den Gebieten mit CCAs die Bedingungen des Wettbewerbs zwischen IOUs und CCAs wesentlich beeinflusst werden. Andererseits bestehen Verteilungseffekte zwischen CCA-Kunden und IOU-Kunden aus Gebieten ohne CCA-Angebot. Letztere sind mangels Alternativen faktisch beim IOU gefangen. Die CCA-Pioniere sind oft demokratisch regierte und verhältnismäßig wohlhabende Kommunen und *Counties*, während die Gegenden, die bisher ohne CCAs sind, überdurchschnittlich häufig republikanisch regiert werden und teilweise weniger wohlhabend sind. Die mit CCAs verbundenen Verteilungseffekte können daher auch eine soziale und politische Färbung erhalten.

Besonders umstritten ist in der Kostenfrage die *Power Charge Indifference Adjustment* (PCIA). Bereits im CCA-Gesetz von 2002 (Assembly Bill 117) wurde das Prinzip gesetzlich festgeschrieben, dass den bei der jeweiligen IOU verbliebenen Kunden keine finanziellen Nachteile durch das Abwandern anderer Kunden zu einem CCA entstehen dürfen (CPUC 2017b). Langfristige Verträge, die die IOUs mit Stromerzeugern vor Gründung eines CCAs eingegangen sind, sollen so weiterhin durch alle damaligen Kunden anteilig finanziert werden. Die PCIA soll diesen Ausgleich gewährleisten. Deren Wert wird von den IOUs festgestellt und schwankt von Jahr zu Jahr je nach Marktentwicklungen. Die Höhe der PCIA ist außerdem davon abhängig, wann der Kunde zum CCA gewechselt ist: Ein Kunde, der PG&E 2016 für einen CCA verlassen hat, zahlte 2016 beispielsweise eine PCIA in Höhe von 2,32 USDct/kWh (CPUC 2017a). Im Mai 2018 war dieser Betrag um 44% auf 3,34 USDct/kWh gewachsen (MCE 2018). Dies ist ein bedeutender Anteil (je nach Tarif in der Größenordnung 15% bis 25%) des Endkundenpreises in Kalifornien.

Der starke Anstieg der PCIA liegt unter anderem an den (wegen der niedrigen Gaspreise und durch das Wachstum der erneuerbaren Energien) sinkenden Großhandelsstrompreisen, die weit unter den durch die IOUs in der Vergangenheit eingegangenen Kosten für langfristige Lieferverträge oder eigene Erzeugungsanlagen liegen. Nachdem CPUC die Einführung der PCIA genehmigt hatte, betonte ein CPUC Commissioner, dass diese höhere Kosten zum Teil das Ergebnis von Verpflichtungen waren, die der Regulator selbst den IOUs auferlegt hatte (Govtech 2015).

Die Einführung und der folgende Anstieg der PCIA erregten jedoch großen Widerspruch bei CCAs und ihren Befürwortern, die sie teilweise als eine ungerechtfertigte *exit fee* für CCA-Kunden darstellen. Auch die fehlende Transparenz und Vorhersagbarkeit der PCIA werden kritisiert. Zudem stellen CCAs in Frage, ob sich die IOUs nicht doch auf die wachsende Anzahl an CCAs einstellen und dementsprechend weniger Verträge über Stromeinkauf eingehen könnten. Dies würde der rechtlichen Grundlage der PCIA (nur unvermeidbare Kosten dürfen vom IOU an die CCA-Kunden weitergegeben werden) widersprechen (UCLA 2017b). Derzeit führt CPUC ein Verfahren zur Prüfung des PCIA und möglicher Alternativen durch.

Beispiel: Sicherstellung der langfristigen *resource adequacy*

Community Choice Aggregation wird auch im Hinblick auf *resource adequacy*⁷ kontrovers diskutiert. CPUC bestimmt auf Grundlage von Nachfrageprognosen für alle IOUs, CCAs und *Electric Service Providers* (ESP, siehe oben) gewisse jährliche *resource adequacy*-

⁷ *Resource Adequacy* bezieht sich auf das langfristige Vorliegen eines ausreichenden Angebots zur Deckung der Spitzennachfrage, selbst unter Annahme extrem hoher Nachfrage und zufälliger Ausfälle von Erzeugungsanlagen. Für eine Diskussion der Begriffe *Resiliency*, *Reliability* und *Resource Adequacy* in der USA Debatte siehe adelphi/RAP 2018, S. 13-14.

Verpflichtungen⁸. Wenn eine Lücke identifiziert wird, wird bislang meist die jeweilige IOU angewiesen, diese zu schließen und die Kosten über den *Cost Allocation Mechanism (CAM)* an die anderen Versorger weiterzugeben. Mit den schnell sinkenden Endkundenmarktanteilen der IOUs erscheint dieser Ansatz aber nicht zukunftsfähig (CPUC 2017b).

Zugleich gehen CCAs typischerweise eher kurzfristige Verträge ein, insbesondere in der Anfangsphase kurz nach ihrer Gründung (LEAN Energy 2018c). CPUC berichtet, dass CCAs generell nur wenige Verträge aufweisen, die über die jährliche Frist der *resource adequacy*-Verpflichtungen hinausgehen (CPUC 2017b). Das Beschaffungsportfolio der ältesten CCAs in Kalifornien ähnelt aber zunehmend dem der großen IOUs, denn auch CCAs schließen zunehmend langfristige *power purchase agreements (PPA)* ab (O’Shaughnessy 2018).

Im Hinblick auf die Beschaffung von Strom aus erneuerbaren Energien zwecks Erfüllung des *Renewable Portfolio Standard (RPS)* sind IOUs laut *Public Utility Code* generell zu 10-Jahres-Verträgen verpflichtet. CCAs dagegen werden erst ab 2021 65% des Stroms, den sie zur Erfüllung des *Renewable Portfolio Standard* anrechnen, über solche Langfristverträge kaufen oder in eigenen Anlagen erzeugen müssen (Public Utility Code 399.13). Auch dadurch wird das Portfolio der CCAs in Richtung langfristiger Verträge verschoben werden.

In Bezug auf *resource adequacy* strengt CPUC derzeit ein Verfahren an, nach dem CCAs mit der jeweiligen IOU gemeinsam dafür verantwortlich sein sollen, die langfristige Ressourcenplanung zu erfüllen und zu finanzieren. Misslänge die Einigung zwischen CCA und IOU darüber, müsste sich der CCA laut dem CPUC-Vorschlag von Februar 2018 einem von der CPUC geführten Prozess zur Kostenteilung unterwerfen (CPUC 2018a). Es ist absehbar, dass ein solches Verfahren einen erheblichen Aufwand für alle Beteiligten – IOUs, CCAs und Regulierer – mit sich bringen und zumindest in der ersten Phase schwer vorhersehbare Ergebnisse produzieren würde.

⁸ Für die Regulierung der POUs ist die CPUC nicht zuständig.

Literaturverzeichnis

Alle Internetquellen wurden zwischen dem 01. Juli und dem 22. August 2018 zuletzt abgerufen.

adelphi/RAP 2017a (Raffaele Piria, Andreas Jahn): Überblick über die US-Strommärkte. Abrufbar unter: <https://www.adelphi.de/en/publication/%C3%BCberblick-%C3%BCber-die-us-stromm%C3%A4rkte>

adelphi/RAP 2017b (Mélanie Persem, Kerstin Bacher, Andreas Jahn): Übersicht über die Energiepolitik und -wirtschaft in Kalifornien. Abrufbar unter: <https://www.adelphi.de/de/publikation/%C3%BCbersicht-%C3%BCber-die-energiepolitik-und-wirtschaft-kalifornien>

adelphi/RAP 2018 (Raffaele Piria, Magdalena Magosch, Andreas Jahn): Die Debatte zur Grid Resiliency Pricing Rule – Strommarktpolitik unter Präsident Trump. Abrufbar unter: <https://www.adelphi.de/de/publikation/die-debatte-zur-grid-resiliency-pricing-rule>

CEC 2015 (California Energy Commission): Electric Utility Service Areas California. Abrufbar unter: www.energy.ca.gov/maps/serviceareas/Electric_Utility_Service_Areas.pdf

City of Lancaster 2018: Mayor R. Rex Parris. Abrufbar unter: <http://www.cityoflanasterca.org/about-us/city-government/city-officials/city-council/mayor-r-rex-parris>

CPSF 2018 (CleanPowerSF): CleanPowerSF Delivers on Promise to Invest in Renewable Energy Projects with New Wind, Solar Developments, CPSF News. Abrufbar unter: <https://www.cleanpowersf.org/news/>

CPUC 2010 (California Public Utilities Commission): Op-Ed: Proposition 16 – Preserving Monopoly Power. Abrufbar unter: <http://www.cpuc.ca.gov/General.aspx?id=4547>

CPUC 2017a: Fact Sheet. Power Charge Indifference Adjustment. Abrufbar unter: http://www.cpuc.ca.gov/uploadedfiles/cpuc_public_website/content/news_room/fact_sheets/english/pciafactsheet010917.pdf

CPUC 2017b: Community Choice Aggregation En Banc Background Paper. Abrufbar unter: <http://www.cpuc.ca.gov/calEvent.aspx?id=6442452400>

CPUC 2017c: System Efficiency of California's Electric Grid. Abrufbar unter: www.cpuc.ca.gov/uploadedFiles/CPUCWebsite/Content/About_Us/Organization/Divisions/Policy_and_Planning/DataDashBoard/17/System_Efficiency_Report.pdf

CPUC 2018a: CPUC Safeguards Energy Reliability for Community Choice Aggregator Customers. Abrufbar unter: <http://docs.cpuc.ca.gov/PublishedDocs/Published/G000/M209/K771/209771690.PDF>

CPUC 2018b: Direct Access Implementation Activity Report. Abrufbar unter: <http://www.cpuc.ca.gov/general.aspx?id=6598>

CUB 2018 (Citizens Utility Board): CUB's Guide to Municipal Electricity Aggregation. Abrufbar unter: <https://citizensutilityboard.org/wp-content/uploads/2018/01/MunicipalAggregation.pdf>

EBCE 2018 (East Bay Community Energy: Cleaner Electricity): Lower Rates. Community Benefits. Abrufbar unter: <https://ebce.org/>

EPA 2018 (US Environmental Protection Agency): Community Choice Aggregation. Abrufbar unter: <https://www.epa.gov/greenpower/community-choice-aggregation>

Govtech 2015: California PUC Allows State's Largest Utility to Charge Customers More for Joining CCAs. Abrufbar unter: <http://www.govtech.com/fs/California-PC-Allows-States-Largest-Utility-to-Charge-Customers-More-for-Joining-CCAs.html>

Lancaster Choice Energy 2016: Smart Choice. Abrufbar unter: <http://www.lancasterchoicenergy.com/your-options/smart-choice/>

LEAN Energy 2018a (Local Energy Aggregation Network): What is CCA? Abrufbar unter: <http://www.leanenergyus.org/what-is-cca/>

LEAN Energy 2018b: CCA by state. Abrufbar unter: <http://www.leanenergyus.org/cca-by-state/>

LEAN Energy 2018c: California. Abrufbar unter: <http://www.leanenergyus.org/cca-by-state/california/>

MCE 2018 (Marin Clean Energy): MCE Residential Rates May 2018. Abrufbar unter: https://www.mcecleanenergy.org/wp-content/uploads/2018/05/MCE_Residential_Rates_May2018.pdf

NREL 2017a (National Renewable Energy Laboratory): Community Choice Aggregation (CCA) Helping Communities Reach Renewable Energy Goals. Abrufbar unter: <https://www.nrel.gov/technical-assistance/blog/posts/community-choice-aggregation-cca-helping-communities-reach-renewable-energy-goals.html>

NREL 2017b: National Renewable Energy Laboratory. Status and Trends in the U.S. Voluntary Green Power Market (2016 Data). Technical Report. Abrufbar unter: <https://www.nrel.gov/docs/fy18osti/70174.pdf>

O'Shaughnessy, Eric (2018): Telefonat mit Eric O'Shaughnessy (National Renewable Energy Laboratory) am 15.08.2018.

Paulos, Ben 2018: Community choice energy drives renewable growth in California. Abrufbar unter: <https://energytransition.org/2018/01/community-choice-energy-drives-renewable-growth-in-california/#menuopen>

PUC 399.13: Public Utility Code 399.13. Abrufbar unter: https://leginfo.legislature.ca.gov/faces/codes_displayText.xhtml?lawCode=PUC&division=1.&title=&part=1.&chapter=2.3.&article=16

RAP 2016 (Jim Lazar): Electricity Regulation in the US: A Guide. Second Edition. Abrufbar unter: <https://www.raponline.org/wp-content/uploads/2016/07/rap-lazar-electricity-regulation-US-june-2016.pdf>

San Diego Energy District Foundation 2011: What is "CCA"? Abrufbar unter: <http://www.sandiegoenergydistrict.org/what-is-cca.html>

UCLA 2017a (University of California Los Angeles): 'Greening' the mix through Community Choice. Toward a 100% renewable energy Los Angeles. Abrufbar unter: https://www.ioes.ucla.edu/wp-content/uploads/Community-Choice-Aggregation_final-June-2017.pdf

UCLA 2017b: University of California Los Angeles. The Promises and Challenges of Community Choice Aggregation in California. Abrufbar unter:

<http://innovation.luskin.ucla.edu/sites/default/files/The%20Promises%20and%20Challenges%20of%20Community%20Choice%20Aggregation%20in%20CA.pdf>

UCLA 2017c: University of California Los Angeles. Evaluating Community Choice Aggregation Alternatives for the City of Santa Monica. Abrufbar unter:

<http://innovation.luskin.ucla.edu/sites/default/files/Evaluating%20CCA%20alternatives%20for%20the%20City%20of%20Santa%20Monica%201214171408.pdf>

UCLA 2018: University of California Los Angeles. The Growth in Community Choice Aggregation: Impacts to California's Grid. UCLA Luskin School of Public Affairs, Luskin Center for Innovation. Abrufbar unter: <http://innovation.luskin.ucla.edu/content/growth-community-choice-aggregation-impacts-californias-grid>