

## Erneuerbare Energien: Erfahrungen und Trends weltweit



### → Im Blickpunkt

- E-Mobility – Ist Ihr Unternehmen bereit für die Mobilitätswende? 3

### → Aus aller Welt

- Der Wärmemarkt der Zukunft – Potenziale erkennen und erfolgreich umsetzen 9
- Eigenverbrauch – EU-EE-Richtlinie vs. EEG 2017 13
- Ostafrika – Der Strommarkt in Tansania und aktuelle Entwicklungen 17
- Net-Metering Kenia 22
- Italien – Förderung von Erneuerbaren Energien über DECRETO FER 1 24

- Wichtige geplante Änderungen der rechtlichen Rahmenbedingungen für den Betrieb von EE-Anlagen in Polen 30
- Die Biogaserzeugung in Malaysia – Chance oder Herausforderung? 33

### → Neuigkeiten zu internationalen EE-Förderprogrammen

- Scaling Solar jetzt auch in Usbekistan 37

### → Rödl & Partner intern

- 9. Branchentreffen Erneuerbare Energien 38

## Liebe Leserin, lieber Leser,

---

Weltweit waren am Freitag 15.3.2019 über 1,7 Mio. meist junge Menschen auf der Straße, um sich für den Klimaschutz und eine lebenswerte Zukunft einzusetzen. Ein Freitag von vielen.

Über 27.000 Wissenschaftler unterstützen die Mitte 2018 von Greta Thunberg ins Rollen gebrachte Bewegung als „Scientists for Future“, weitere Unterstützerguppen (Parents for Future, Artists for Future, Entrepreneurs for Future) kommen laufend hinzu. Ein einzelner You-Tuber entlarvt innerhalb von nicht einmal einer Stunde die gesamte Klimaschutzpolitik der vergangenen Jahre als kontraproduktiv und erreicht damit über 15 Mio. Zuschauer.

Aber bewegt die Bewegung denn nun etwas?

In den Köpfen der Menschen, ja zumindest Großteils – mehreren Umfragen zu Folge wird das Thema als das wichtigste und entschiedenste für die Zukunft gesehen. Hingegen ist das Handeln der Politiker oftmals von Stillstand geprägt. Mit dieser Agenda verlieren die Altparteien aktuell deutlich an Rückhalt in der Bevölkerung – in der Wählergruppe unter 60 hätten sie wohl keine Mehrheit mehr. Versprechen sind eben zu wenig und wenden die drohende Katastrophe nicht ab.

Man fragt sich, ob das Ausmaß und die Dramatik der Lage nicht erkannt wird? Was müsste geschehen, damit ein echtes Umdenken stattfindet? Die brennende Arktis, schmelzende Gletscher, tauende Permafrostböden, zunehmende Wetterextreme und verschwindende Arten reichen offensichtlich nicht aus.

Dabei mangelt es weder in Deutschland noch weltweit an Ideen, Konzepten und Geschäftsmodellen. Die Elektromobilität ist in aller Munde, das Effizienzpotenzial im Wärmemarkt wird von Entscheidungsträgern immer stärker wahrgenommen und neue Förderprogramme und Eigenverbrauchsmodelle sind verfügbar. Aus all diesen spannenden Themenfeldern finden Sie Artikel und wertvolle Informationen in dieser aktuellen Ausgabe der E|News.

Wir wünschen Ihnen viel Spaß bei der Lektüre und laden Sie bereits jetzt herzlich zu unserem diesjährigen 9. Branchentreffen Erneuerbare Energien, am 27. November 2019 ein.

Wir freuen uns auf Sie!

MARTIN WAMBACH  
Geschäftsführender Partner

ANTON BERGER  
Partner

→ Im Blickpunkt

## E-Mobility

### Ist Ihr Unternehmen bereit für die Mobilitätswende?

von Marcel Reinke und Michael Rogoll

*Die Elektromobilität ist (bald) ein nicht mehr wegzudenkender Bestandteil der Mobilitätskultur. Was heißt das für Ihre Kunden und Mitarbeiter? Werden diese in Zukunft erwarten, während der Arbeitszeit oder bei Geschäftsterminen ihre Autos aufladen zu können? Wenn Sie Ihren Geschäftspartnern diesen Service bieten möchten, was kommt dabei aus technischer, organisatorischer und steuerlicher Sicht auf Sie zu?*

Anfang 2019 waren 47,1 Mio. Pkw in Deutschland zugelassen. In der ersten Jahreshälfte 2019 wurden 1,8 Mio. Pkw neu zugelassen. Davon waren etwa 30.000 reine E-Autos und etwa 105.000 Hybridfahrzeuge. Im Besonderen zeugt der Zuwachs bei Elektroautos von ca. 80 Prozent im Vergleich zum Vorjahreszeitraum davon, dass E-Mobility immer weiter und immer schneller an Bedeutung gewinnt.<sup>1</sup>

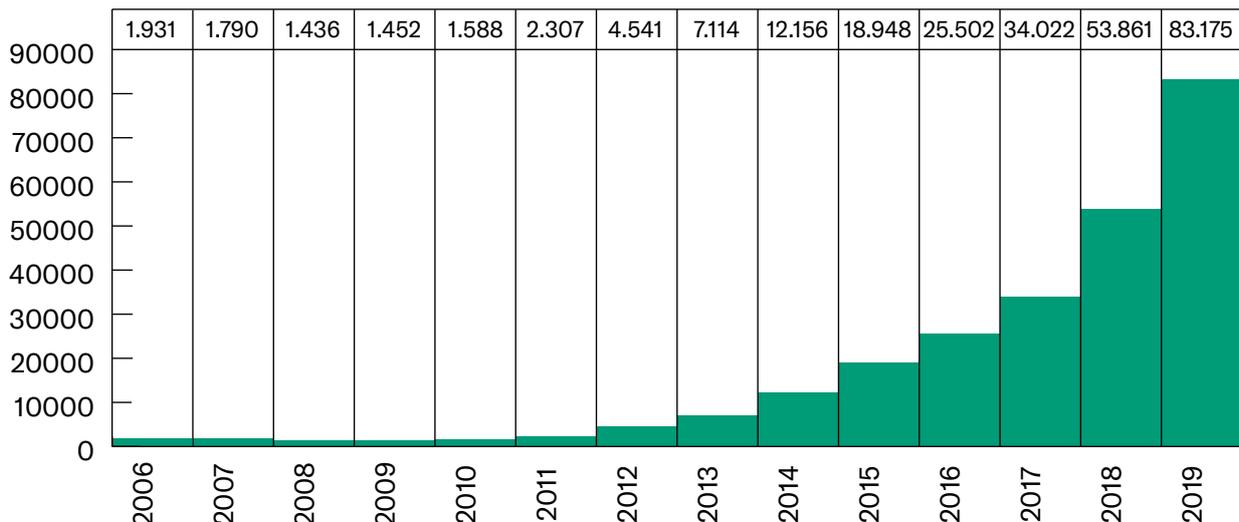
Die Bundesregierung will bis 2030 6 Mio. E-Autos auf Deutschlands Straßen.<sup>2</sup> Kenner der Branche gehen bis 2030 von 7 bis 10 Mio. E-Autos, 1 Mio. öffentlicher Ladepunkte, 100.000 Schnellladepunkten und mehreren Millionen privater Ladepunkte aus. Zusätzlich wurde die

EU-Verordnung (EU) 2019/631 erlassen, die das Ziel hat, bis 2030 37 Prozent flottenweite CO<sub>2</sub>-Reduktion von PKW und Transportern im Vergleich zu 2021 zu realisieren. Strafen für die Automobilhersteller erhöhen den Druck zum Handeln, sodass damit gerechnet wird, dass bis 2023 die E-Auto-Produktpalette auf ca. 150 Modelle vervielfacht wird.<sup>3</sup>

Selbst wenn konservativ mit 4 Millionen Fahrzeugen gerechnet wird, sind das immerhin knapp 10 Prozent des deutschen Fahrzeugbestands.<sup>4</sup>

Diese Entwicklung stellt Unternehmen vor diverse Fragestellungen, von denen wir einige im Folgenden beantwortet möchten:

1. Welche Art von Ladeinfrastruktur muss ich meinen Kunden und Mitarbeitern bieten?
2. Welchen Einfluss hat die Bereitstellung von Ladeinfrastruktur – technisch und organisatorisch?
3. Wie behandle ich E-Mobility aus steuerlicher Sicht?
4. Wie schaut ein zukunftsfähiges und wirtschaftliches Energie- und Mobilitätskonzept aus?



In Deutschland zugelassene E-Autos (Stand Juli 2019)

<sup>1</sup> [https://www.kba.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2019/Fahrzeugzulassungen/pm15\\_2019\\_n\\_06\\_19\\_pm\\_komplett.html?nn=2141748](https://www.kba.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2019/Fahrzeugzulassungen/pm15_2019_n_06_19_pm_komplett.html?nn=2141748).

<sup>2</sup> <https://www.bmu.de/themen/luft-laerm-verkehr/verkehr/elektromobilitaet/bmu-foerderprogramm/massnahmenpaket-der-bundesregierung/>.

<sup>3</sup> <https://www.pv-magazine.de/2019/07/03/deutsche-autobauer-wollen-massiv-in-elektromobilitaet-investieren/>.

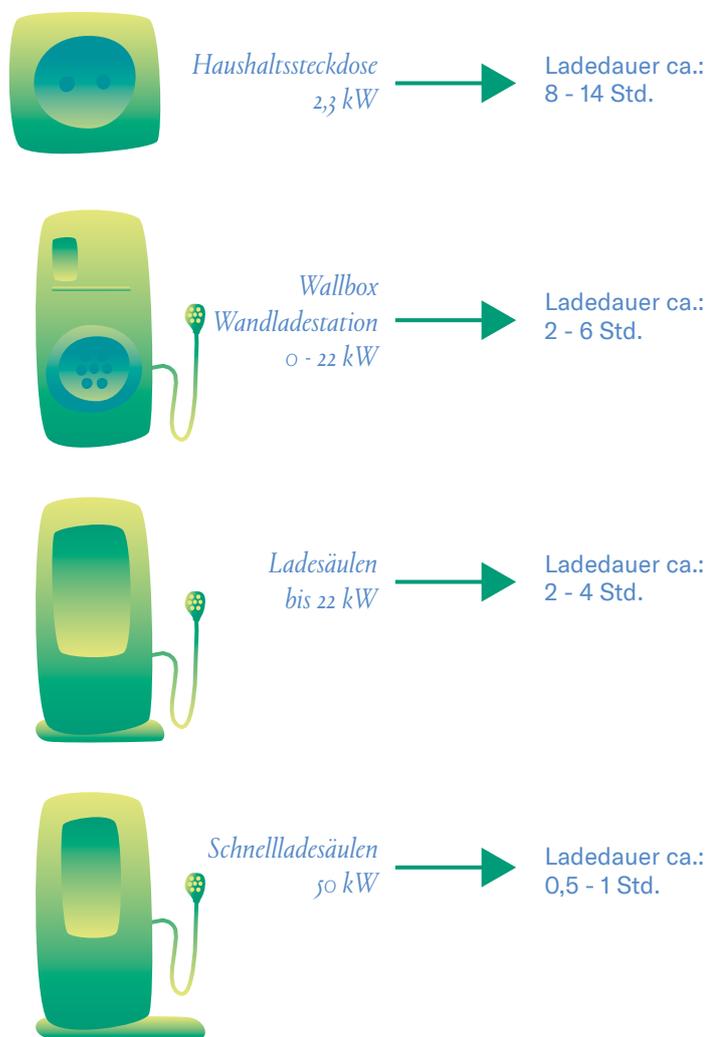
<sup>4</sup> <http://publica.fraunhofer.de/dokumente/N-519916.html>.

<sup>5</sup> <https://www.mobilityhouse.com>.

## Frage 1: Welche Art von Ladeinfrastruktur muss ich meinen Kunden und Mitarbeitern bieten?

Grundsätzlich lassen sich die herkömmlichen Ladearten auf 4 Möglichkeiten begrenzen. Für Unternehmen reicht in der Regel eine Ladeleistung bis 22 kW, was sich durch Wandladestationen bzw. Ladesäulen auf Freiflächen oder idealerweise unter Solar-Carports umsetzen lässt. Preislich variieren die Angebote stark, jedoch kann man bei einer professionellen systemkompatiblen Wallbox mit 22 kW AC mit ca. 2.000 Euro und bei einer Ladesäule mit 2x 22 kW AC Leistung mit ca. 7.000 Euro rechnen.<sup>6</sup>

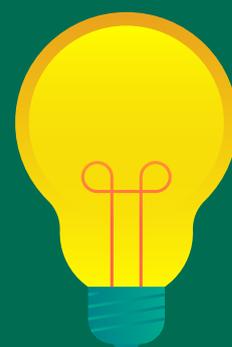
Hat man sich für eine Ladesäule entschieden, ist der Ladeverlauf eines Elektroautos speziell in seinen Auswirkungen auf die Spitzenlast interessant. Für den Großteil aller E-Auto-Modelle ist die Leistungsaufnahme während der Ladung von Beginn an konstant. Die übertragene Leistung nimmt erst gegen Ende des Ladevorgangs (ab ca. 80 Prozent) ab. Nur die Ladedauer und die Höhe der Leistung variieren von Modell zu Modell und sind stark davon abhängig, ob AC- oder DC-Ladetechnik verwendet wird.<sup>6</sup> Für den Standardfall des Mitarbeiters, der jeden Tag nicht mehr als 25 km einfach zur Arbeit fährt und sich dort 9 Stunden aufhält, ist eine AC-Ladelösung ausreichend. Kundschaft, Servicekräfte oder hoch flexible Arbeitskräfte dagegen benötigen aufgrund höherer Fahrleistungen und kürzerer Vor-Ort-Zeiten die Möglichkeit, ihr E-Mobil schnell durch DC-Ladetechnik zu laden. Als Richtgröße für die Anzahl an installierten Ladesäulen bis 2030 sind 10 Prozent der autonutzenden Mitarbeiter eine plausible Entscheidungsgrundlage. Eine Mobilitätsstudie hilft bei der Ermittlung des Bedarfs.



Übersicht Ladelösungen

## Unterschied Wechselstrom(AC)- und Gleichstrom(DC)-Ladung:

Batteriesysteme sind aktuell alle auf Gleichstrom ausgerichtet. Um diese dementsprechend auch mit Gleichstrom zu laden, muss der aus dem Wechselstromnetz kommende Strom gleichgerichtet werden. Dies funktioniert entweder über den im Auto verbauten Gleichrichter oder über den Gleichrichter der in DC-Ladesystemen verbaut ist. Dieser Gleichrichter ist i.d.R. die begrenzende Komponente bzgl. der Ladegeschwindigkeit. Folglich wird bei AC-Ladesystemen der relativ kleine Gleichrichter des Autos genutzt, was der Grund dafür ist, dass i.d.R. die DC-Ladeleistung deutlich kleiner als die installierte AC-Ladeleistung ist. Bei DC-Ladesystemen kann die Leistung normalerweise 1:1 in der Batterie genutzt werden.



<sup>6</sup> Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik, IWES Institutsteil Kassel.

Quelle: <https://vision-mobility.de/news/bidirektionales-laden-nissan-leaf-wird-zum-kraftwerk-1893.htm>

## Frage 2: Welchen Einfluss hat die Bereitstellung von Ladeinfrastruktur – technisch und organisatorisch?

Zur Beantwortung dieser Frage möchten wir anhand eines Beispiels die Auswirkungen zunehmender E-Mobilität für Unternehmen und deren Stromhaushalt aufzeigen.

Ausgangspunkt des Szenarios ist ein mittelständisches Unternehmen mit einem Stromverbrauch von ca. 800.000 kWh im Jahr und einer Spitzenlast von 350 kW mit 500 Mitarbeitern, von denen täglich 420 mit dem Auto zur Arbeit kommen.

In einer konservativen Betrachtung kann man damit rechnen, dass in 2030 10 % aller Fahrzeuge elektrifiziert betrieben werden



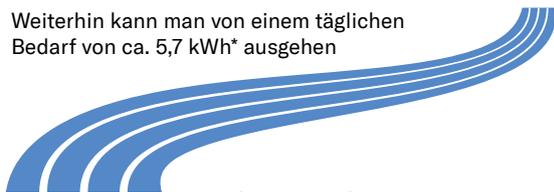
Ist das Laden beim Arbeitgeber kostenfrei, werden ca. 70 % der Besitzer eines Elektroautos lieber am Arbeitsplatz als Zuhause laden



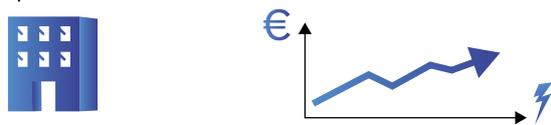
Bei knapp 420 Mitarbeitern die mit dem Auto zur Arbeit kommen, hätte unser Unternehmen einen Bedarf an Ladekapazitäten für ca. 30 Autos



Weiterhin kann man von einem täglichen Bedarf von ca. 5,7 kWh\* ausgehen



Das ergibt rechnerisch einen Mehrverbrauch von 42.750 kWh pro Jahr (250 Tage) bei einer aktuellen Spitzenlast von 350 kW



Bei einem Arbeitspreis von 20 ct/kWh wären das zusätzliche Kosten von ca. 8.550 € pro Jahr. Ohne Lastmanagement würde die gestiegene Spitzenlast um 60 kW bei einem Leistungspreis von 150 €/kW Kosten in Höhe von 9.000 € pro Jahr verursachen

Während der Energieverbrauch getrennt von dem individuellen Unternehmen betrachtet werden kann, spielen speziell bei der Spitzenlast der individuelle Lastgang des Betriebes, der Ablauf der Ladevorgänge und das Lastmanagement eine wesentliche Rolle. Unkontrolliertes Laden kann zu Lastspitzen führen, die mit erhöhten Leistungskosten verbunden sind.

Breibt man aktives Lade- bzw. Lastmanagement kann die Last gesteuert und verteilt werden. Die Autos werden so geladen, dass zusätzliche Leistungsspitzen vermieden werden. Die von den E-Autos benötigte Energie wird, dem Lastgang entsprechend, mit möglichst wenig Beitrag zur Lastspitze bereitgestellt.

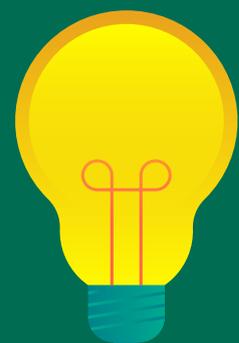
Gerade bei diesen Überlegungen sollten unbedingt die Potenziale einer zusätzlich installierten Photovoltaik(PV)-Anlage und eines Batteriespeichers betrachtet werden. Die Kombination aus PV-Anlage, E-Ladesäulen und Batterien nutzt viele Synergieeffekte aller Systeme. Konkreter wird auf die Synergieeffekte bzw. ein zukunftsfähiges und wirtschaftliches System unter Frage 4 eingegangen.

## Peak Shaving

Beim Peak Shaving wird versucht, Lastspitzen im Verbrauch durch Energiemanagement und Speicher zu glätten.

## Vehicle-to-Grid-Konzept (V2G)

Im Vehicle-to-Grid-Konzept (V2G) werden elektrische Fahrzeuge und ihre eingebauten Speicher dem allgemeinen Stromnetz als Lastenausgleich zur Verfügung gestellt, um so Schwankungen im Stromnetz auszugleichen. Dieser Ausgleich kann perspektivisch vom Netzanbieter vergütet werden. Dieses Konzept befindet sich gerade in der Testphase. Einige Modelle wie z.B. der Nissan Leaf sind bereits zur Bereitstellung von Primärregelleistung präqualifiziert.



Die Auswirkungen durch unregelmäßiges Laden an den 30 AC-Ladesäulen auf das Beispielunternehmen durch Mitarbeiter, die ab 9 Uhr kommen und Kunden, die um die Mittagszeit ihr Auto laden, ist in dem Schema dargestellt. Während der Energiebezug gleich bleibt, wird durch längere und mit geringerer Leistung durchgeführte Ladungen die Lastspitze nur noch um 10 kW gesteigert (Mehrbelastung von 1.500 €/a). Wird zudem noch eine PV-Anlage mit einer Leistung von 150 kWp installiert, kann der Leistungsbezug sogar um 20 kW reduziert werden (Einsparung 3.000 €/a).

Die durch die 150-kWp-PV-Anlage erzeugte Energie wird zu 95 Prozent zur Deckung des Eigenstrombedarfs genutzt und hierum wiederum in den E-Mobilen. Nur an Wochenenden bzw. Feiertagen wird manchmal Strom in das Netz eingespeist. Bei einem Strompreis von 20 ct/kWh abzüglich der 40 Prozent EEG-Umlage und einem Eigenstromverbrauchsanteil von 95 Prozent ergeben sich Einsparungen durch vermiedenen Strombezug von ca. 25.000 €/a (bei 1.000 kWh/kWp). Nach Abzug von Betriebskosten i.H.v. 1.500 €/a und einem Invest von 180.000 Euro (1.200 €/kWp) errechnet sich eine statische Amortisationszeit ohne Berücksichtigung der Spitzenlastreduktion für die PV-Anlage von etwa 8 Jahren. Bei Umlage der Investitionen in die Ladeinfrastruktur (15 x 7.000 Euro) erhöht sich die statische Amortisationszeit der PV-Anlage lediglich auf ungefähr 11 Jahre. Wird der Ladestrom auch noch umgelegt (keine Einsparungen durch Eigenstromnutzung, nur 40 Prozent EEG-Umlage zu zahlen), erhöht sich die Amortisationszeit auf rund 18 Jahre. Das bedeutet, dass sich die kompletten Mehrkosten durch E-Ladesäulen durch eine PV-Anlage tragen können.

Das Batteriesystem ist durch die verschiedenen Erlöskanäle wie u. a. erhöhte Eigenstromnutzung, Peak-Shaving und Bereitstellung von Primärregelleistung i. d. R. rentabel, sodass die Amortisationszeit auch gut unter 5 Jahren liegen kann. Eine konkrete Aussage bezüglich der Wirtschaftlichkeit ist leider aufgrund der starken Abhängigkeit vom Lastgang nicht möglich.

Zusammenfassend bedeutet also E-Mobilität und damit die Bereitstellung von Ladeinfrastruktur in erster Linie eine Investition für das Unternehmen. Durch die geschickte Nutzung von Synergieeffekten mit den sehr wirtschaftlichen PV- und Batteriesystemen ist die Umlage der Zusatzkosten jedoch definitiv möglich.

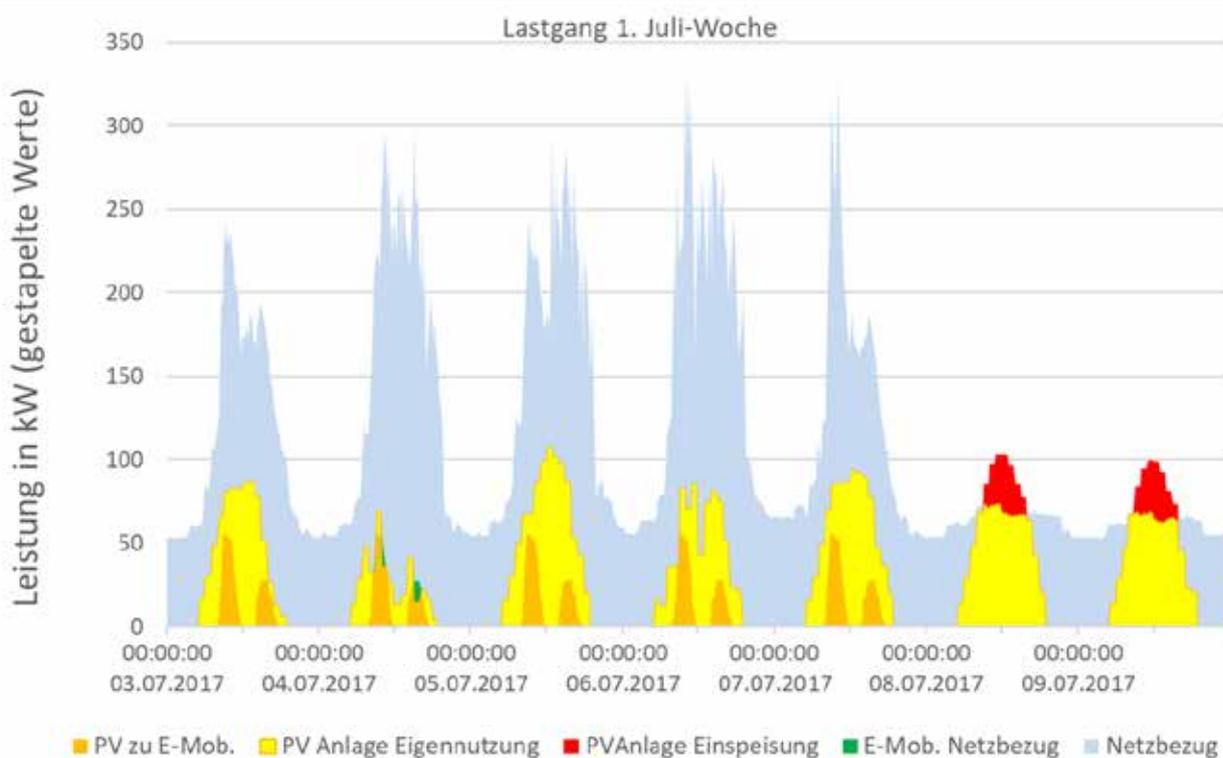


Abbildung 1: Beispiellastgang mit niedrigen E-Ladeleistungen und 150-kWp-PV-Anlage (eigene Darstellung)

## Frage 3: Wie behandle ich E-Mobility aus steuerlicher Sicht?

### STEUERFREIES LADEN (VON MITARBEITERAUTOS):

Grundsätzlich stellt der vergünstigte oder kostenlose Bezug von Ladestrom für den Betrieb von Elektro- und Hybridfahrzeugen sowie eine vergünstigte oder kostenlose Überlassung von Ladestationen durch den Arbeitgeber an den Arbeitnehmer einen geldwerten Vorteil dar, der sowohl der Lohnsteuer als auch der Sozialversicherung unterliegt. Um die E-Mobility zu fördern, hat der Gesetzgeber bis zum Ablauf des Jahres 2020 die Überlassung von Ladestrom als steuer- und sozialversicherungsfrei eingestuft. Damit bleibt den Arbeitgebern ein erheblicher Bürokratieaufwand erspart. Für die Überlassung oder Förderung des Erwerbs von Ladestationen beim Arbeitnehmer vor Ort besteht für den Arbeitgeber die Möglichkeit, dies pauschal zu versteuern mit 25 Prozent zzgl. Soli. Nach dem aktuellen Entwurf des Jahressteuergesetzes 2019 soll diese Fördermaßnahme über das Jahr 2020 hinaus verlängert werden.

### DIENSTWAGENBESTEUERUNG:

Dienstwagen werden, soweit sie auch für private Zwecke genutzt werden dürfen, grundsätzlich nach der Ein-Prozent-Methode besteuert. Für ab dem 1.1.2019 zugelassene Elektro- oder Hybridfahrzeuge reduziert sich die Besteuerung auf 0,5 Prozent. Für Hybridfahrzeuge gilt dies nur dann, wenn diese eine Mindestreichweite (elektrisch) von 40 km haben oder eine Höchstemission von 50g CO<sub>2</sub>/km aufweisen.

### EIGENE STROMTANKSTELLEN:

Der Betreiber wird gem. § 3 Nr. 25 EnWG als Letztverbraucher betrachtet und ist damit nicht Energieversorgungsunternehmen im Sinne des EnWG. Im Bereich des Stromsteuerrechts resultiert aus dem Betrieb ebenfalls nicht zwingend ein Versorgerstatus, der zahlreiche Pflichten nach sich zieht. Insbesondere ist § 1a Abs. 2 Nr. 2 StromStV zu berücksichtigen. Dieser regelt, dass ein Stromeinsatz zur Nutzung für die Elektromobilität nicht als Stromabgabe an Dritte zählt, wenn der Strom aus dem Netz der allgemeinen Versorgung stammt. Insbesondere in den Fällen, wenn neben der Ladesäule noch eine PV-Anlage oder etwa ein BHKW betrieben wird, ist daher besondere Vorsicht geboten. Bestenfalls greift die Stromsteuerbefreiung nach § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG, wobei die Anforderungen seit dem 1.7.2019 hier deutlich verschärft worden sind, da insbesondere eine Zeitgleichheit zwischen Erzeugung und Verbrauch nachgewiesen werden muss. Unabhängig hiervon sind die Pflichten nach dem EEG. Hier ist der Stromeinsatz in einer Ladesäule während des Ladevorgangs als Stromabgabe an Dritte zu qualifizieren. Da der Betreiber der Ladesäule grundsätzlich als Elektrizitätsversorgungsunternehmen im Sinne

des EEG zu qualifizieren ist, obliegt diesem die Abführung der EEG-Umlage an den Übertragungsnetzbetreiber. In Fällen, in denen der Ladestationsbetreiber nicht zugleich auch der Betreiber der Kundenanlage ist, sind weitere Aspekte zu beachten. Regelmäßig stellt sich die Frage, inwieweit der Ladestationsbetreiber, einen Anspruch auf Anschluss der Ladesäule gegenüber dem Kundenanlagenbetreiber (vgl. etwa § 3 Nr. 24a EnWG) hat.

### ABRECHNUNG:

Die umsatzsteuerliche Behandlung des Aufladens von Elektrofahrzeugen ist umstritten. Das liegt zum einen an der Vielzahl der involvierten Parteien und zum anderen an den unterschiedlich zu erbringenden Leistungen der involvierten Parteien.

Die Funktionsweise lässt sich hierbei wie folgt vereinfacht skizzieren:

Der Ladestationsbetreiber, auch Charge-Point-Operator (kurz „CPO“) genannt, bietet neben der eigentlichen Ladeleistung regelmäßig noch andere Leistungen, wie bspw. eine Onlinereservierung oder Ähnliches an, hält Informationen über freie Terminals und deren Standort bereit und stellt einen Parkplatz zur Verfügung.

Der Mobilitätsbetreiber, oder auch E-Mobility-Provider (kurz „EMP“) genannt, handelt gegenüber seinen Kunden im eigenen Namen und leitet die vom CPO empfangenen Leistungsbestandteile auf Grundlage einer mit dem Endkunden geschlossenen Vereinbarung an diesen weiter.

Der CPO hat – um seine Leistungen gegenüber dem EMP zu erfüllen – einen entsprechenden Stromlieferungsvertrag mit einem Energieversorgungsunternehmen (EVU) geschlossen.

Aus dieser Konstruktion ergeben sich eine Vielzahl von umsatzsteuerrelevanten Fragen, insbesondere, wenn neben dem CPO auch ein EMP an einem Ladevorgang beteiligt ist. Hinsichtlich des Ladevorgangs ist es derzeit umstritten, ob es sich bei dem Ladevorgang um eine einheitliche Leistung handelt oder ob mehrere selbstständige Leistungen vorliegen. Im Fall einer einheitlichen Leistung stellt sich die Frage, ob diese als Dienstleistung oder als Lieferung von Strom zu qualifizieren ist. Die französische Regierung hat daher den Mehrwertsteuerausschuss der Europäischen Kommission um eine Stellungnahme zum E-Charging gebeten. Konkret soll der Mehrwertsteuerausschuss beurteilen, ob es sich bei dem E-Charging um eine einheitliche Leistung handelt und diese als Stromlieferung oder Dienstleistung zu qualifizieren ist.

Auch wenn eine Stellungnahme des Mehrwertsteuerausschusses nicht bindend ist, so wird diese jedoch hoffentlich eine Klarstellung bringen und für ein wenig mehr Rechtssicherheit im Zusammenhang mit dem Aufladen von Elektrofahrzeugen sorgen.

## Frage 4: Wie schaut ein zukunftsfähiges und wirtschaftliches Energie- und Mobilitätskonzept aus?

Eine Kombination aus E-Ladeinfrastruktur, einer PV-Anlage und einem Batteriespeicher (entweder eine stationäre Batterie oder die der E-Mobile) ist vom aktuellen Stand aus die zukunftsfähigste Kombination.

Die Anzahl und Art der Ladesäulen sollte über eine Mobilitätsumfrage ermittelt und durch stufenweisen Ausbau dem aktuellen Bedarf angepasst werden. Der stufenweise Ausbau muss bei der Planung der ersten Stufe und der Auslegung der von allen Ausbaustufen gemeinsam genutzten Komponenten wie z. B. elektrischen Leitungen berücksichtigt werden. Sowohl für Elektroautos als auch für Ladestationen gibt es Förderungen auf nationaler und regionaler Ebene. Solange der Gratis-Ladestrom für die Nutzer steuer- und sozialversicherungsfrei ist, empfiehlt es sich, diesen auch gratis zur Verfügung zu stellen. Die Möglichkeit zur Abrechnung über eine App, QR-Code oder ein (RFID)-Kartensystem ist bereits von Beginn an für den Fall vorzusehen, dass der Ladestrom abgerechnet werden soll. Eine App hat den Vorteil der besseren Kommunikation, sodass Ladezeiten durch das unbedingt vorzusehende integrierte Lade- und Lastmanagementsystem optimiert und mit den Lasten des Betriebs abgestimmt werden können.

Die Batterie (der E-Autos) steht dem Arealnetz für das Peak-Shaving zur Verfügung, erhöht den Eigenstromanteil der PV-Anlage und kann Primärregelleistung bereitstellen. V2G sollte bei den Ladesäulen und der Betriebssoftware mit bedacht werden.

Die PV-Anlage sollte so geplant werden, dass der Eigenstromverbrauch maximal ist. Dabei sind die zukünftigen

Ausbaustufen und der damit verbundene Energie- und Lastbedarf einzuplanen. Die derzeit noch staatlich garantierte Einspeisevergütung und der Energieverbrauch des laufenden Betriebes sprechen für eine Nutzung aller nutzbaren (Dach-)Flächen. Eine eventuelle Ost-West-Ausrichtung in Verbindung mit der Batterie und dem Lademanagement wird die Wirtschaftlichkeit der PV-Anlage noch weiter verbessern.

Am Ende steht ein abgestimmtes Konzept, das unter Berücksichtigung des aktuellen Zustandes und von zukünftigen Entwicklungen Nutzern von E-Mobilen das einfache Laden mit teilweise Solarstrom ermöglicht.

Für das Unternehmen bedeutet das eine Investition, die auch stufenweise erfolgen kann. Die PV-Anlage kann auch über ein Pachtmodell als variable Kostenposition realisiert werden. Diese ist schon über Volleinspeisung rentabel und wird durch erhöhte Eigenstromnutzung – wie unter Frage 2 gezeigt – noch wirtschaftlicher und hat dadurch das Potenzial, die Kosten der Ladeinfrastruktur mitzutragen.

Nicht-monetäre Benefits sind Mitarbeiterzufriedenheit und eine nachhaltigere Ausrichtung des Unternehmens bzw. Unternehmensgeländes.

## FAZIT

Der Trend hin zu E-Mobilität stellt die Unternehmen vor einige Herausforderungen, bietet aber auch zahlreiche Chancen. Herausforderungen sind besonders die Planung und Kosten der Ladeinfrastruktur, die gesteigerten Kosten für Strom und Maximallast und letztendlich auch der Aufwand für die Organisation und die Abrechnung. Rechtliche und steuerliche Aspekte sollten frühzeitig berücksichtigt und eingeplant werden.

Andererseits birgt diese Entwicklung auch Potenziale durch steuerliche Ersparnisse, positive Außenwirkung und Mitarbeiterzufriedenheit. Erlösquellen können vor allem auch über Synergieeffekte durch intelligente Energiekonzepte mit PV-Anlagen, Batterien und Lastmanagement erschlossen werden. Insgesamt ist es definitiv schon heute möglich, durch die gut koordinierte und professionelle Umsetzung eines Energie- und Mobilitätskonzepts wirtschaftliche und soziale Benefits zu realisieren. Die Betrachtungen beziehen sich auf den aktuellen regulatorischen Rahmen – Änderungen wären separat zu betrachten.

## Kontakt für weitere Informationen



Marcel Reinke  
Rechtsanwalt  
T +49 911 9193 3685  
E marcel.reinke@roedl.com



Michael Rogoll  
M.Sc. Engineering  
T +49 911 9193 3782  
E michael.rogoll@roedl.com

→ Aus aller Welt

## Der Wärmemarkt der Zukunft

### Potenziale erkennen und erfolgreich umsetzen

von Benjamin Richter und Manuel Thom

*Dekarbonisierung als Trendthema ist aus der Medienlandschaft heute nicht mehr wegzudenken. Jetzt geht es darum, einen Fokus auf den Wärmemarkt zu legen und die vorhandenen Potenziale zu nutzen. Städte, Gemeinden und Landkreise stehen alle vor der Aufgabe, neue Versorgungsstrukturen und Alternativen aufzubauen, die zukunftsweisend, effizient und CO<sub>2</sub>-neutral sind. Durch die Umstellung von fossilen Brennstoffen werden Energieimporte in Milliardenhöhe in lokale Wertschöpfung umgewandelt und gleichzeitig die Klimabilanz verbessert. Bei einem aktuell jährlichen Marktvolumen von ca. 90 Mrd. Euro und angesichts der bevorstehenden Transformation bietet der Wärmemarkt die Chance, nachhaltige und wirtschaftliche Investitionen durchzuführen. Kommunen, Versorger und Investoren sind aufgefordert, jetzt die Weichen für nachhaltige Projekte zu stellen und in Zukunft als Vorreiter langfristig von diesen zu profitieren.*

#### DIE WÄRMEWENDE STOCKT – NATIONAL UND INTERNATIONAL

Die Energiewende ist in aller Munde, doch ist sie bislang vor allem eine Stromwende. Mit 57 Prozent Anteil am Endenergieverbrauch ist allerdings der Wärmesektor der energieintensivste Sektor in Deutschland (siehe Abbildung 1) und somit auch der größte CO<sub>2</sub>-Emittent. Der Anteil der Erneuerbaren Energien in der Wärmeerzeugung liegt dagegen seit Jahren lediglich bei ca. 10 Prozent.<sup>1</sup> Heutzutage dominieren dezentrale Heizkessel auf Erdgasbasis die Wärmeerzeugung in Deutschland.<sup>2</sup> Dazu kommt, dass die benötigten fossilen Energieträger importiert werden müssen. Die Energieimporte stellen zurzeit jährlich Kosten in Höhe von über 50 Mrd. Euro dar. Die aktuellen Entwicklungen und das Risiko, die angestrebten Ziele nicht zu erreichen, zeigen den akuten Handlungsbedarf deutlich auf. Hinzu kommt, dass bei Nicht-Erreichung der EU-Klimaziele Strafzahlungen in Milliardenhöhe auf Deutschland zukommen.<sup>3</sup> Dabei sind die Dekarbonisierungs- und Einsparpotenziale durchaus vorhanden, es fehlt allerdings ein strategischer Ansatz, der speziell auf die besonderen Anforderungen des Wärmemarktes zugeschnitten ist.

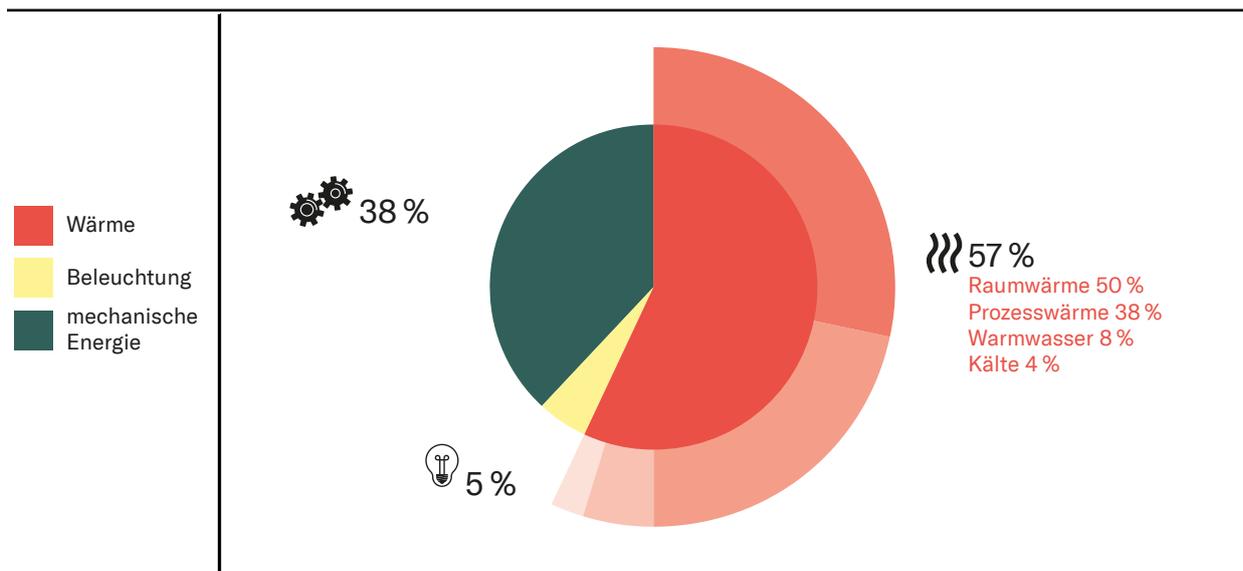


Abbildung 1: 2.542 TWh Endenergieverbrauch in Deutschland 2016 nach Sektoren

<sup>1</sup> BMWi (2018). Energiedaten: Gesamtausgabe. Abgerufen am 4.1.2019 von <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energiedaten-gesamtausgabe.html>.

<sup>2</sup> BDEW (2019). Abgerufen am 1.4.2019 von <https://www.bdew.de/presse/presseinformationen/zahl-der-woche-91-prozent-der-erdgas-nutzer/>  
Agora Energiewende (2018). Steuerzahlern drohen Milliardenlasten, weil Deutschland seine Klimaschutzziele verfehlt.

<sup>3</sup> <https://www.agora-energiewende.de/presse/neuigkeiten-archiv/steuerzahlern-drohen-milliardenlasten-weil-deutschland-seine-klimaschutzziele-verfehlt/>.

## WÄRMESPEZIFISCHE URBANITÄTSGRADE – METHODIK UND ANWENDUNGSBEREICHE

Als Antwort auf die besonderen Anforderungen des Wärmemarktes wurde der wärmespezifische Urbanitätsgrad entwickelt, der die Wärmedichte – also den spezifischen Wärmebedarf pro Quadratmeter – in einen Zusammenhang mit den Siedlungstypen stellt. Mithilfe dieser Kenngröße lässt sich der Wärme-, Kälte- und Warmwasserbedarf kategorisieren und einheitlich darstellen. Durch Anwendung der Methodik können dicht, mittel und dünn besiedelte Gebiete identifiziert werden. Dicht besiedelte Gebiete zeichnen sich durch eine hohe Wärmedichte aus und sind insbesondere in urbanen Ballungszentren anzutreffen. Dünn besiedelte Gebiete liegen schwerpunktmäßig bei kleinen Siedlungstypen, aber auch in Randgebieten größerer Städte vor. Mittel besiedelte Gebiete liegen im Wärmebedarf pro Fläche zwischen dünn und dicht besiedelten Flächen. Die Übergänge zwischen den verschiedenen Urbanitätsgraden sind dabei, wie Abbildung 2 zeigt, oft fließend.

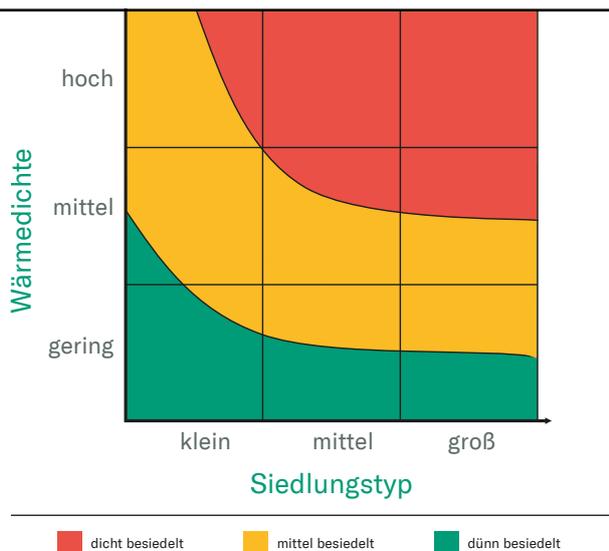


Abbildung 2: Wärmespezifischer Urbanitätsgrad in Abhängigkeit von Wärmedichte und Siedlungstyp

## DIE WÄRMEZIELSCHEIBE

Es ist ersichtlich, dass jeder Urbanitätsgrad prominent vertreten ist. Aus den Ergebnissen und mit der Intention eines intuitiven Instrumentes wurde die Wärmezielscheibe entwickelt. In Abbildung 3 ist die Wärmezielscheibe sowohl für heute als auch für 2050 dargestellt. Die Bedeutung der verschiedenen Urbanitätsgrade wird in der Darstellung der Zielscheibe wiedergegeben und zur gleichen Zeit wird ersichtlich, dass die dicht besiedelten Gebiete nicht nur im Zentrum der deutschen Städte und in den Ballungszentren anzutreffen sind, sondern gleichzeitig auch das Hauptaugenmerk einer effizienten, ökonomischen und schnellen Dekarbonisie-

rungsstrategie auf allen Handlungsebenen liegen muss. Bereits heute liegt der Anteil des Wärmebedarfs der dicht besiedelten Gebiete bei über 28 Prozent. Bis 2050 ist aufgrund von verschiedenen strukturellen und sozio-ökonomischen Effekten von einem Anstieg auf 42 Prozent zu rechnen. Das Sinnbild der Zielscheibe, mit dem Ziel, stets die Mitte treffen zu wollen, stellt die vorzunehmende Priorisierung dar und symbolisiert den Handlungsdruck, der auf Politik und Versorgungswirtschaft gleichermaßen wirkt.

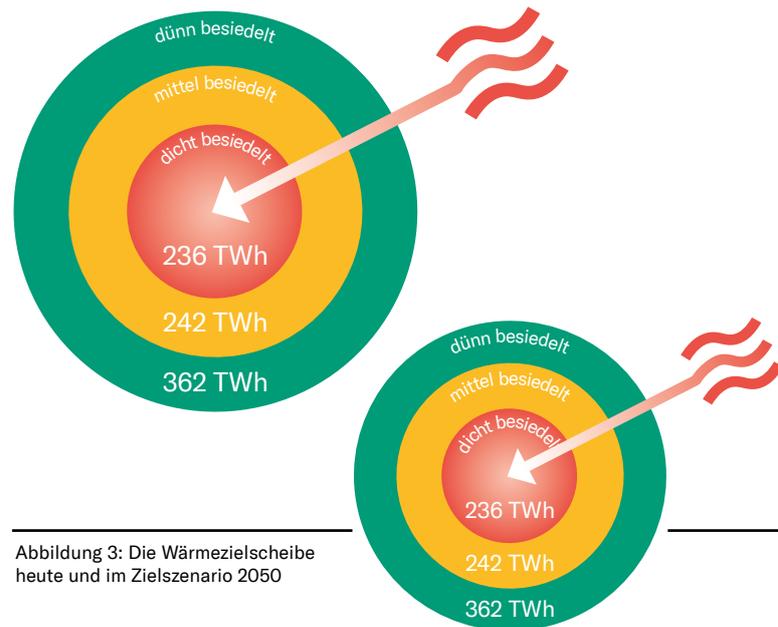


Abbildung 3: Die Wärmezielscheibe heute und im Zielszenario 2050

## TECHNOLOGIEZUORDNUNG

Eine Priorisierung alleine reicht jedoch nicht aus, um die Dekarbonisierung durchzusetzen. Es müssen vielmehr Technologien ausgewählt und eingesetzt werden, die mit der Zielerreichung kongruent sind. Aufgrund der Heterogenität des Wärmemarktes sind die verschiedenen verfügbaren Technologien nicht universell einsetzbar. Die derzeit anzutreffende politische Fahrweise der Technologieoffenheit, die die Verteilung der Technologien dem ökonomischen Verhalten des Marktes überlässt, vernachlässigt sowohl die ökologischen als auch die strukturellen Effekte auf dem Wärmemarkt.

Um die Rolle der Technologien auf dem Wärmemarkt bewerten zu können, sind neben ökonomischen Entscheidungsparametern wie Investitionskosten und Betriebskosten auch weitere spezifische Aspekte, wie z. B. die benötigte Installationsfläche, die lokale Verfügbarkeit von Brennstoff und der CO<sub>2</sub>-Ausstoß zu analysieren. Außerdem ist nicht nur die Erzeugung, sondern ebenso die Verteilung der Wärme über leitungsgebundene Fernwärmenetze sowie die Speicherung thermischer Energie über den Tagesverlauf oder über einen längeren Zeitraum essenziell für den optimalen Technologiemix.

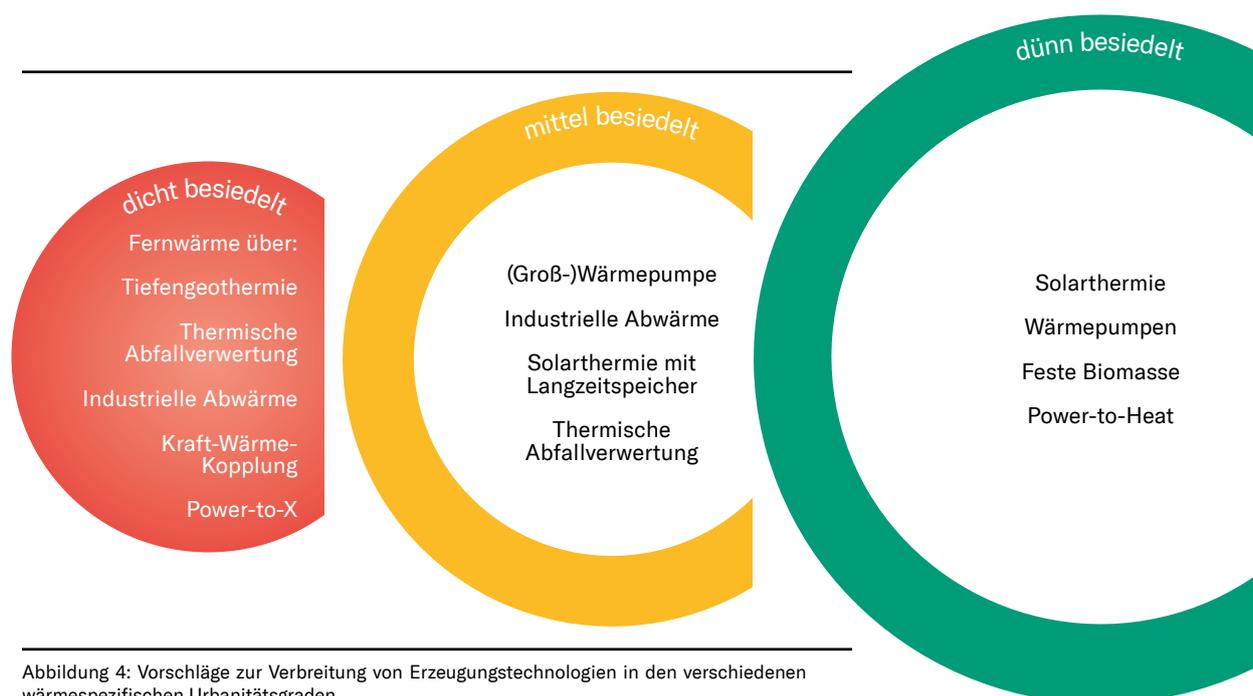


Abbildung 4: Vorschläge zur Verbreitung von Erzeugungstechnologien in den verschiedenen wärmespezifischen Urbanitätsgraden

Mithilfe der wärmespezifischen Urbanitätsgrade lässt sich eine qualitative Zuordnung der Technologien vornehmen (vgl. auch Abbildung 4): Aufgrund der geringen Flächenverfügbarkeit muss in dicht besiedelten Gebieten die größtmögliche flächenspezifische Wärmeleistung angestrebt werden, um den hohen Wärmebedarf zu decken. Die bestmöglichen Technologien (Tiefengeothermie, Power-to-Heat, industrielle Abwärme und thermische Abfallverwertung) benötigen eine leitungsgebundene Lösung zur Wärmeverteilung. Ein Ausbau des Fernwärmenetzes ist daher in dicht besiedelten Gebieten unerlässlich. In dünn besiedelten Gebieten ist dagegen der Einsatz dezentraler, objektbezogener Wärmetechnologien zu bevorzugen. Technologien wie Solarthermie und oberflächennahe Geothermie in Verbindung mit Wärmepumpen können auf den, im Gegensatz zu den dicht besiedelten Gebieten, verfügbaren Flächen eingesetzt werden. In mittel besiedelten Gebieten ist die größte Technologievielfalt anzutreffen. Wenn möglich, ist die Anbindung an vorhandene Fernwärmestrukturen zu bevorzugen und im Einzelfall sind Nahwärme- und Quartierslösungen mit Solarthermie, Großwärmepumpe, industrieller Abwärme und einem Großwärmespeicher möglich.

Es ist wichtig festzuhalten, dass einerseits jede verfügbare Technologie einen wichtigen Beitrag zur Wärmewende leisten muss, andererseits der Einsatz im passenden wärmespezifischen Urbanitätsgrad vorgenommen werden muss. Denn in allen Bereichen sind große Marktvolumina vorhanden: Für 2020 werden in dicht besiedelten

Gebieten 22 Mrd. Euro Umsatz erwartet, mittel besiedelte Gebiete führen ein Volumen von 27 Mrd. Euro und dünn besiedelte Gebiete 42 Mrd. Euro.

## AUSBLICK: EUROPaweite Ausweitung der Methodik

Die Transformation des Wärmemarktes ist eine Schlüsselaufgabe unserer Generation. Die Wärmezielscheibe dient als Orientierungshilfe für Entscheidungsträger aus (Energie-)Wirtschaft und Politik in Deutschland. Jedoch ist die Dekarbonisierung nicht nur ein Kernthema in Deutschland, sondern in ganz Europa. Dieser Wandel ist auch ökonomisch von hoher Bedeutung, immerhin sollen Energieimporte im Wert von aktuell über 50 Mrd. Euro im Jahr durch regionale Energieträger ersetzt werden.

Die im Konzeptpapier angewandte Methodik der wärmespezifischen Urbanitätsgrade lässt sich problemlos auf andere Länder ausweiten. Erste qualitative Annahmen werden bereits vorbereitet, doch für eine effiziente Ausarbeitung sind die jeweiligen Kollegen vor Ort aufgerufen, selbst aktiv zu werden. Unter Beachtung der rechtlichen und politischen Rahmenbedingungen können länderspezifische Grafiken entwickelt, Technologiezuordnungen vorgenommen und Priorisierungsstrategien entwickelt werden. Infolgedessen können die Ergebnisse nicht nur auf Länderebene als Orientierungshilfe für Entscheidungsträger und Investoren dienen, sondern auch von der EU für Zielformulierungen verwendet werden.

## FAZIT

Zunehmende Hitzeperioden, Unwetter und Naturkatastrophen signalisieren die Notwendigkeit der Energiewende. Trotz vorhandener Potenziale sind die Fortschritte auf dem Wärmemarkt überschaubar und die Rahmenbedingungen undurchsichtig. „Die Wärmezielscheibe“ präsentiert ein Instrument, mit dem der Wärmemarkt intuitiv und schnell eingeteilt, die wichtigsten Bereiche priorisiert und eine optimale Technologieverteilung vorgenommen werden kann. Sie dient Entscheidungsträgern als Informationsquelle und wirkt unterstützend bei der langfristigen Anpassung der Unternehmensstrategie. Auch über Deutschland hinaus ist die Methodik anwendbar. Ausgeweitet in der EU können sowohl die einzelnen Länder als auch die EU-Regierung die Ergebnisse nutzen, um unseren Kontinent erfolgreich zu dekarbonisieren.

## DIE WÄRMEZIELSCHEIBE



Der Wärmemarkt gilt als Zukunftsmarkt für die Erneuerbaren Energien. Das Konzeptpapier „Die Wärmezielscheibe“ präsentiert einen Lösungsansatz für die erfolgreiche Umsetzung der Wärmewende. Die dargestellte Methodik ermöglicht eine Einteilung des Wärmemarktes und eröffnet Entscheidungsträgern aus Wirtschaft, Versorgung und Politik

die Möglichkeit, effiziente Handlungs- und Priorisierungsstrategien zu entwickeln und ökonomische Potenziale umzusetzen.

Das Konzeptpapier „Die Wärmezielscheibe“<sup>4</sup> widmet sich dem Status quo, den möglichen Entwicklungen und Technologien des Wärmemarktes bis zum Jahr 2050 mit dem Ziel, Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen für den Transformationszeitraum der nächsten 30 Jahre für die Entscheidungsträger aus Politik, Privat- und Versorgungswirtschaft zu formulieren. Dazu wird zunächst der Fokus auf den heutigen Wärmemarkt gelegt, die Charakteristika herausgearbeitet und anschließend die Potenziale der wichtigsten Zukunftstechnologien und Chancen vorgestellt. Der entwickelte und für die Analyse verwendete wärmespezifische Urbanitätsgrad wird detailliert vorgestellt und ein Ausblick auf die Anwendung über Deutschland hinaus gegeben.

<sup>4</sup> [www.waermezielscheibe.de](http://www.waermezielscheibe.de).

## Kontakt für weitere Informationen



Benjamin Richter  
Diplom-Betriebswirt (FH)  
T +49 89 928 780 350  
E [benjamin.richter@roedl.com](mailto:benjamin.richter@roedl.com)



Manuel Thom  
M. Sc. RWTH  
T +49 89 928 780 351  
E [manuel.thom@roedl.com](mailto:manuel.thom@roedl.com)

→ Aus aller Welt

## Eigenverbrauch – EU-EE-Richtlinie vs. EEG 2017

### Wie sollte es geregelt sein?

von Kai Imolauer und Joachim Held

*Die europäische EE-Richtlinie sieht eine Stärkung des Eigenverbrauchs bei dezentraler Erzeugung vor. In diesem Artikel soll der regulatorische Rahmen in Deutschland und anderen Ländern verglichen werden und die Auswirkungen der EU-EE-Richtlinie aufgezeigt werden.*

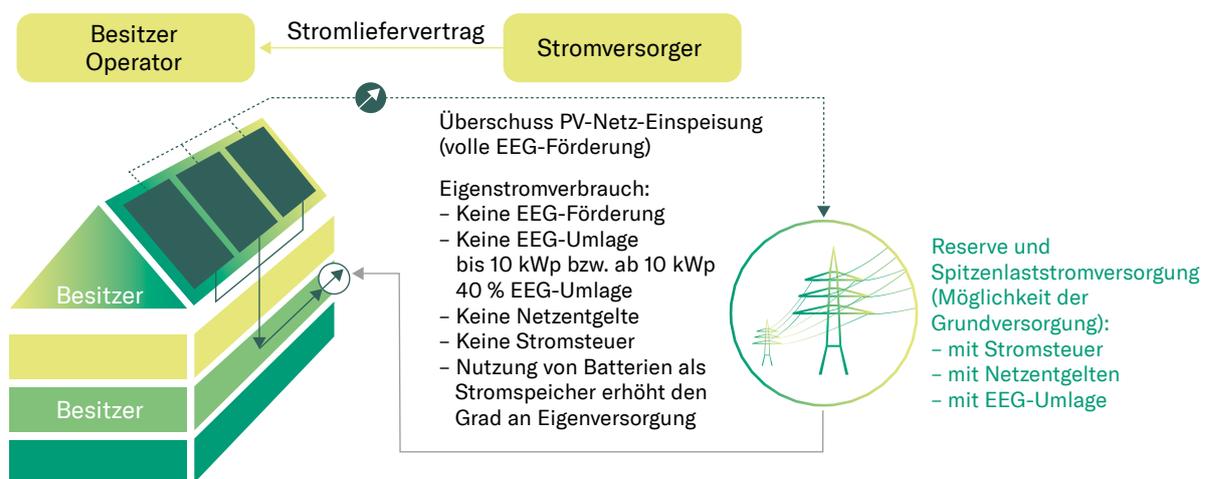
#### EIGENSTROMVERBRAUCH DEUTSCHLAND: AKTUELLE SITUATION EEG 2017 – DEUTSCHER REGULATORISCHER RAHMEN IN KÜRZE

Das Thema dezentraler Eigenstromverbrauch spielt aktuell für die Erzeugung mittels Photovoltaik (PV), Blockheizkraftwerk (BHKW) und kleine Windkraft eine Rolle. Die Möglichkeit, Strom aus der eigenen Anlage primär selbst zu verbrauchen, überschüssigen Strom in das Netz einzuspeisen und somit zum „Prosumenten“ zu werden, ist für viele ein Sinnbild einer dezentralen und nachhaltigen Stromerzeugung. Darüber hinaus unterstützen Prosumenten durch das Investment in regenerative Anlagen die Verbesserung der Nachhaltigkeit des gesamten Stromsystems und folglich auch das mögliche Erreichen von politisch gesetzten Umweltzielen, wie z. B.

das Ziel der Reduzierung des Primärenergieverbrauchs um 50 Prozent bis 2050 gegenüber 2008.<sup>1</sup>

Auch die Gesamtkosten der Energiewende werden durch Lastverschiebung (Dezentralität) reduziert.<sup>2</sup> Es können Verteilernetze entlastet werden, insbesondere wenn Strom zu Spitzenzeiten erzeugt und verbraucht wird (ggfs. auch in Kombination mit Batterien und zukünftig mit aktivem Peak-Shaving im produzierenden Gewerbe bzw. Elektromobilität).

Durch die Bagatellgrenze bspw. bei PV von 10 kWp und der Privilegierung bei EEG-Umlage und Netzentgelte werden wirtschaftliche Anreize geschaffen, um Verbraucher zur Investition in die eigene Anlage zu bewegen. Die EEG-Vergütung (bzw. auch der KWK-Zuschlag nach KWKG-Förderung bei BHKW) sichert dann auch einen kalkulierbaren Mindesterloß bei Einspeisung der Überschüsse in Schwachlastzeiten ab. Es bleibt aber der Anreiz, möglichst viel Strom direkt selbst zu verbrauchen, da so die höchste Wertschöpfung bei Ersatz des Strombezugs erreicht werden kann. Das folgende Schaubild zeigt den regulatorischen Rahmen auf:



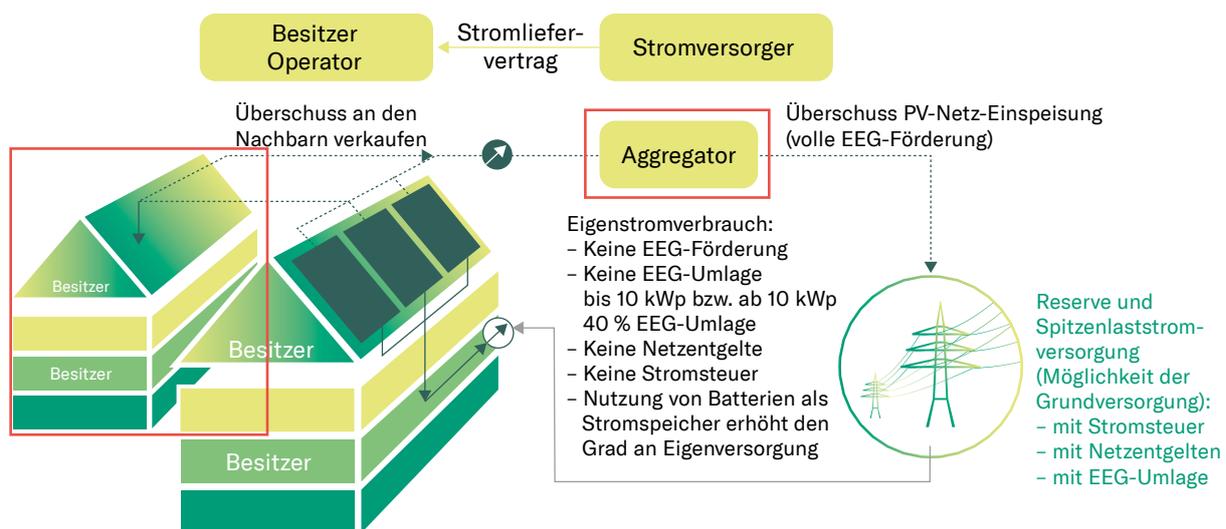
<sup>1</sup> [https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/7-energieforschungsprogramm-der-bundesregierung.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=7](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/7-energieforschungsprogramm-der-bundesregierung.pdf?__blob=publicationFile&v=7)

<sup>2</sup> <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780128098066000274>

Bei der Eigenversorgung von Strom haben Prosumenten einige rechtliche Rahmenbedingungen zu beachten. Da ist zum einen die Mitteilungspflicht nach § 74a EEG sowie die Zahlung der EEG-Umlage auf Eigenstrom nach §§ 61 EEG ff. Die EEG-Umlage auf Eigenstromverbrauch fällt bei einer Nutzung von erneuerbaren Energieanlagen, Grubengas oder effizienten KWK-Anlagen in reduziertem Umfang von 40 Prozent an. Die EEG-Umlage entfällt komplett, wenn bei PV-Anlagen nur bis zu 10 kW Leistung installiert werden bzw. pro Jahr 10 MWh Eigenstrom im Sinne des Gesetzes verbraucht werden. Laut §§ 19, 21 EEG können Anlagen mit einer installierten Leistung bis zu 100 kW die gesetzlich festgelegte Einspeisevergütung beziehen. Dagegen wird das Vermarktungsrisiko von größeren Anlagen für die Anlagen mit einer Leistung von 100 bis 750 kW durch die am gesetzlich festgelegten anzulegenden Wert bemessene Marktprämie aufgefangen, während Anlagen mit mehr als 750 kW zusätzlich das Risiko der Zuschlagserteilung und der wettbewerblichen Festlegung des anzulegenden Werts in einem Ausschreibungsverfahren tragen müssen (§ 22 EEG). Dabei ist bei einer Förderung über das Ausschreibungsverfahren der Eigenverbrauch gesetzlich verboten (§ 27a EEG). Jedoch fallen weder Netzentgelte noch Stromsteuer (bei Anlagen unter 2 MW) an (§ 9 Abs. 1 StromStG).

## EUROPA: EU-EE-RICHTLINIE 2018 – INHALTE ÜBER EIGENVERSORGER (DEFINITION & ARTIKEL 21)

Das folgende Schaubild fasst die EU-EE-Richtlinie in diesem Sachverhalt zusammen:



Die EU-Richtlinie 2018/2001, die am 11. Dezember 2018 von dem Europäischen Parlament und dem Rat zur Förderung der Nutzung von Energien aus erneuerbaren Quellen verabschiedet wurde, adressiert stark das Eigenversorgungsmodell in den einzelnen Mitgliedslän-

dern der EU. Die Richtlinie soll bis zum 30.6.2021 in den einzelnen EU-Ländern umgesetzt werden.<sup>3</sup> Sie definiert nach Art. 2 Abs. 14 Eigenversorgung als Erzeugung, Speicherung und Verbrauch von erneuerbarem Strom in definierten Grenzen.

Im Artikel 21 verpflichtet die Richtlinie z. B. die Mitgliedsstaaten zu einer Ermöglichung der Erzeugung, Speicherung und des Peer-to-Peer-Verkaufs von selbst erzeugtem erneuerbarem Strom bzw. die Nutzung von Aggregatoren.<sup>4</sup> Aggregatoren beschränken sich auf die Vermarktung bzw. Bündelung von Überschussmengen. Sie verbietet im Weiteren auch, dass der selbst verbrauchte bzw. eingespeiste Strom der Anlage „unverhältnismäßigen Verfahren, Umlagen und Abgaben sowie Netzentgelten unterworfen ist, die nicht kostenorientiert sind“. Auch zusammenschaltete Stromspeichersysteme sollen ermöglicht werden, ohne dass eine doppelte Belastung durch Umlagen oder Abgaben anfällt. Darüber hinaus sind die Rechte und Pflichten der Endverbraucher zu bewahren.

Jedoch werden auch Ausnahmen zur Belastung des Stroms durch Umlagen, Abgaben und Gebühren in Art. 21 Abs. 3 genannt. Sie dürfen nur auferlegt werden, solange erneuerbare Elektrizität effektiv gefördert wird ohne die Rentabilität des Projekts zu untergraben, wenn die Anlage eine installierte Leistung von über 30 kW aufweist oder wenn Eigenversorgungsanlagen nach dem 1.12.2026 einen Anteil von über 8 Prozent an der gesamten nationalen Stromerzeugungskapazität ausmachen. In

<sup>3</sup> [https://www.energietae.de/fileadmin/user\\_upload/2019/Vortraege/4.03\\_Kahles\\_Neue\\_EU-Regelungen\\_Stiftung\\_Umweltenergierecht.pdf](https://www.energietae.de/fileadmin/user_upload/2019/Vortraege/4.03_Kahles_Neue_EU-Regelungen_Stiftung_Umweltenergierecht.pdf).

<sup>4</sup> Funktion bei der Bündelung und Vermarktung der Stromerzeugung oder des Strombezugs verschiedener Kunden, nicht aber im Rahmen der Stromerzeugung selbst.

## IMPLIKATIONEN VON EU-EE-RICHTLINIE AUF ZUKÜNFTIGES EEG BZW. ZUKÜNFTIGE RECHTLICHE RAHMENBEDINGUNGEN

### UNTERSCHIEDLICHE DEFINITIONEN EIGENSTROM-VERBRAUCH

Ein besonders auffälliger Unterschied zwischen EE-Richtlinie und EEG 2017 ist, dass in der Definition der EE-Richtlinie nur von erneuerbarem Strom gesprochen wird, wohingegen es im EEG generell um die Stromerzeugung bzw. dessen Verbrauch aus konventionellen als auch erneuerbaren Energiequellen geht.

Ein weiterer großer Unterschied ist hier die herausgestellte Position der „Aggregatoren“. Aggregatoren sind laut Weißbuch des BMWI „spezielle Anbieter von Lastmanagement“.<sup>5</sup> In der Definition des EEG 2017 ist die Rede von „selbst betriebenen“ Anlagen. Diese wird in der EE-Richtlinie noch erweitert auf die Errichtung, den Betrieb und die Wartung von Anlagen durch Aggregatoren bzw. Dritte.

Zudem muss der jeweilige Staat gewährleisten, dass ein direkter Handel des (überschüssigen) Stroms mit anderen Marktteilnehmern möglich ist. Genannt werden hier Peer-to-Peer-Liefervereinbarungen bis zu Renewable Power Purchase Agreements. Auch über Aggregatoren muss dieser Handel ermöglicht werden. Darüber hinaus gibt es Änderungsbedarf im Bereich der gemeinschaftlichen Eigenversorgung. Laut EE-Richtlinie dürfen mehrere Personen gemeinsam als handelnde Eigenversorger fungieren unter der Voraussetzung, dass diese im gleichen Gebäude leben. Dies steht im Widerspruch zum aktuellen EEG. Zudem würde dann das deutsche Mieterstrommodell nicht den EE-Richtlinien entsprechen, da z. B. gemeinsam agierende Eigenversorger dann als Lieferanten eingestuft werden und dementsprechenden Pflichten nachgehen müssen und so diskriminiert werden.

### ÄNDERUNGEN BEI UMLAGEN, ABGABEN UND GEBÜHREN

#### Netzentgelte und Stromsteuer: keine Anpassung notwendig

In der EE-Richtlinie wird Eigenversorgung speziell geschützt durch die Verhinderung der Belastung von Umlagen, Abgaben oder Gebühren. Da im Eigenversorgungsmodell aktuell weder Netzentgelte noch Stromsteuer veranschlagt werden, besteht hier auch kein Änderungsbedarf.

#### EEG-Umlage: geförderte Anlagen

Bei Anlagen mit einer Leistung unter 10 kW bzw. Bestandsanlagen ist keine Änderung des EEGs zu erwarten. Für Anlagen bis zu einer installierten Nennleistung von 30 kW dürfen Umlagen, Abgaben und Gebühren erhoben werden, wenn die Anlage „effektiv“ gefördert wird. Das Wording von „effektiv“ fördert großen Interpretationsspielraum zu. Hier wird nicht weiter spezifiziert, ob der selbst verbrauchte und/oder eingespeiste Strom „effektiv“ gefördert werden muss. So ist dadurch anzunehmen, dass es primär auf die gesamte Rentabilität der Anlage ankommt, obgleich nur der eingespeiste Strom der Anlage gefördert wird. Dadurch, dass die Investition in Anlagen mit einer installierten Leistung von 10 bis 30 kW in den meisten Fällen in Deutschland rentabel ist, kann davon ausgegangen werden, dass hier keine Änderung des EEGs vonnöten ist. Im Falle jedoch, dass diese Rentabilität nicht mehr gewährleistet ist, kann eine Reduzierung bzw. ein Erlass der gesamten EEG-Umlage die Folge sein.<sup>6</sup> Ab einer installierten Leistung von 30 kW dürfen Anlagen belastet werden und so sind hier auch keine Änderungen zu erwarten.

#### EEG-Umlage: ungeförderte Anlagen

Bei Anlagen hingegen mit einer Leistung unter 30 kW, die keinen Zahlungsanspruch aufweisen, kann eine Erhebung der EEG-Umlage als rechtswidrig angesehen werden. Dies wäre der Fall bei PV-Eigenversorgungsanlagen, die oberhalb des 52-GW-Ausbaudeckels installiert werden und so keinen Anspruch auf eine Einspeisevergütung hätten. Auch unter diese Gruppe fallen ausgeförderte Anlagen, die während des 20-jährigen Zahlungsanspruchs erweitert, erneuert oder versetzt wurden. Diese sind verpflichtet, die (reduzierte) EEG-Umlage zu zahlen. In diesen Fällen können Änderungen im EEG folgen.<sup>7</sup> Generell dürfen Anlagen mit einer Leistung von mehr als 30 kW laut Art. 21 Abs. 3c der EE-Richtlinie unabhängig vom Zahlungsanspruch mit Umlagen, Abgaben und Gebühren belastet werden. Dies ist jedoch nur in einem Rahmen erlaubt solange diese nicht diskriminiert werden.

### WIE SIEHT EIN IDEALER REGULATORISCHER RAHMEN FÜR DAS EIGENVERSORGUNGSMODELL AUS?

Laut der European Consumer Organisation gehören zu einem idealen regulatorischen Rahmen eines Eigenversorgermodells:

- einfache administrative (Mitteilungs-)Prozesse,
- Rechtssicherheit,
- der Betrieb einer Konflikt- bzw. Beschwerdeanlaufstelle,
- keine Ausgleichszahlungsverpflichtungen,
- bevorzugte Einspeisung,
- keine Erhebung ungerechtfertigter Umlagen bzw. Gebühren.<sup>8</sup>

<sup>5</sup> [https://www.bmw.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/weissbuch.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=33](https://www.bmw.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/weissbuch.pdf?__blob=publicationFile&v=33).

<sup>6</sup> [https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2018/12/Stiftung\\_Umweltenergierecht\\_WueBerichte\\_36\\_EU-Regelungen\\_Eigenversorgung.pdf](https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2018/12/Stiftung_Umweltenergierecht_WueBerichte_36_EU-Regelungen_Eigenversorgung.pdf).

<sup>7</sup> [https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2018/12/Stiftung\\_Umweltenergierecht\\_WueBerichte\\_36\\_EU-Regelungen\\_Eigenversorgung.pdf](https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2018/12/Stiftung_Umweltenergierecht_WueBerichte_36_EU-Regelungen_Eigenversorgung.pdf).

<sup>8</sup> [https://www.beuc.eu/publications/beuc-x-2018-002\\_renewable\\_self-generation\\_-\\_policy\\_recommendations.pdf](https://www.beuc.eu/publications/beuc-x-2018-002_renewable_self-generation_-_policy_recommendations.pdf).

Diese Faktoren erfüllen das derzeitige EEG bzw. die EE-Richtlinie größtenteils. Wohingegen die verstärkte Entlastung von energie-intensiven Unternehmen oder die Subvention von nicht-erneuerbaren Energien immer noch in Deutschland praktiziert wird. Dies hat zur Folge, dass die gleiche EEG-Umlage auf weniger Träger anfällt und so die Umlage steigt. Tarife müssen implementiert werden, die die Systemkosten bzw. -nutzen widerspiegeln und damit Umlagen und Entgelte gerecht verteilt werden. Darüber hinaus ist das EEG sehr komplex, wie sich bei den unterschiedlichsten Mitteilungspflichten bei verschiedensten Institutionen (z. B. Mitteilungspflichterlass bei 7 kW und EEG-Umlageerlass bei 10 kW) schon zeigt. Zudem ist die Netzinfrastruktur nicht ausreichend. Obwohl der Anschluss an das öffentliche Netz garantiert wird, ist ein smarterer Ausbau weiterhin mangelnd. Dies liegt z. B. daran, dass Netzbetreiber nicht dazu angehalten sind, intelligente Netze auszubauen, da die Kosten hierfür nicht umgelegt werden dürfen. Letztendlich wird jeder zukünftige regulatorische Rahmen eben die Frage nach noch nötigem Netzzugang und somit Refinanzierung der bestehenden Infrastruktur sowie den Zugang zum Markt bzw. zur Vermarktung diskriminierungsfrei beantworten müssen.

## BEISPIELE/LÖSUNGEN AUS ANDEREN LÄNDERN

### Spanien

Im Frühjahr 2019 wurde in Spanien beschlossen, dass mehrere Verbraucher mit derselben Erzeugungsanlage verbunden werden können. Dies fördert das Eigenverbrauchsmodell im Bereich der Wohn- und Industriegebiete. Darüber hinaus wurden bürokratische Hürden wie Mitteilungspflichten gesenkt und die kommunale Eigenversorgung, bei der Nachbarn sich gegenseitig mit Strom versorgen können, ist nun möglich.<sup>9</sup> Darüber hinaus wurde in Spanien die „Sonnensteuer“ abgeschafft und so der Eigenverbrauch von steuerlichen Lasten befreit.<sup>10</sup>

### Österreich

Der in Österreich in das Netz eingespeiste Strom wird von der „Ökostrom-Verarbeitungsbehörde“ (OeMAG) auf der Grundlage vorgegebener Tarife für einen garantierten Zeitraum (13 bis 15 Jahre) vergütet und ist bis zu einem jährlichen Haushaltseinkommen von 30.000 Euro umsatzsteuerfrei.<sup>11</sup> Diese Änderung ist auch konform zur EE-Richtlinie Art. 21 Abs. 6a. Zudem wurde im April dieses Jahres beschlossen, dass ab 2020 keine Eigenstromsteuer mehr erhoben wird auf Eigenstrom aus PV-Anlagen.<sup>12</sup>

## FAZIT

Abschließend lässt sich sagen, dass durch die EE-Richtlinie keinen großen Änderungen im EEG angestoßen werden. Bezüglich der EEG-Umlage im Eigenversorgungsmodell wird die EE-Richtlinie keine großen Veränderungen bewirken. In Fällen hingegen, in denen keine Förderung erfolgt und dennoch eine EEG-Umlagepflicht für Eigenstrom besteht, könnte ein Umsetzungsbedarf für das nationale Recht bestehen. Besonders interessant sind auch die neuen europarechtlichen Vorgaben zum gemeinschaftlichen Betrieb von Eigenversorgungsanlagen. Hier können auch Änderungen erwartet werden. Jedoch fällt auf, dass viele Herausforderungen bestehen bleiben, wie die Verringerung der Netzentgelte bei der Industrie, die unterschiedlichen Anlaufstellen bzw. Mitteilungspflichten oder der schleppende Netzausbau.

Dass kostenechte, einfache und verständliche Regelungen des Eigenstromverbrauchs möglich sind, zeigen Modelle aus vielen anderen Ländern. So zum Beispiel das Net-Metering-System in Dänemark. Auch die Koppelung der Förderumlagen an das Jahreseinkommen in Österreich könnte neue Regulierungsansätze zur Lösung der deutschen „Strompreisbremsen-Debatte“ und zur Sicherstellung einer sozialverträglichen Förderkostenverteilung bieten.

## Kontakt für weitere Informationen



Kai Imolauer  
Diplom-Wirtschaftsingenieur (FH)  
T +49 911 9193 3606  
E kai.imolauer@roedl.com



Joachim Held  
Rechtsanwalt  
T +49 911 9193 3515  
E joachim.held@roedl.com

<sup>9</sup> <https://www.pv-magazine.com/2019/04/08/spains-new-rules-for-self-consumption-come-into-force/>.

<sup>10</sup> <https://www.roedl.de/themen/erneuerbare-energien/2018-11/eigenverbrauch-spanien-erwacht-zum-leben-sonnensteuer>.

<sup>11</sup> [https://www.beuc.eu/publications/beuc-x-2018-002\\_renewable\\_self-generation\\_-\\_policy\\_recommendations.pdf](https://www.beuc.eu/publications/beuc-x-2018-002_renewable_self-generation_-_policy_recommendations.pdf).

<sup>12</sup> <https://www.pv-magazine.de/2019/04/30/oesterreich-schafft-sonnensteuer-auf-photovoltaik-eigenverbrauch-ab/>.

→ Aus aller Welt

## Ostafrika

### Der Strommarkt in Tansania und aktuelle Entwicklungen

von Matthias Klarl

*Ostafrika rückt immer stärker in den Fokus der deutschen Wirtschaft. Nicht zuletzt reiste der bayerische Ministerpräsident Markus Söder im April 2019 mit einer 60-köpfigen Wirtschaftsdelegation nach Äthiopien, um dort u. a. das erste Afrikabüro des Freistaats Bayern in Addis Abeba zu eröffnen.<sup>1</sup> Wir stellen ausgewählte Länder aus der Region im Rahmen einer Kurz-Serie vor. Während der erste Teil einen Überblick zu Äthiopien gab, soll diese Ausgabe die Entwicklungen in Tansania und seinem Strommarkt beleuchten.*

*Tansania stellt aufgrund seiner Bevölkerungsgröße von 55 Mio. Einwohnern und seinen relativ hohen und stabilen Wachstumszahlen (jährlicher Durchschnitt in den letzten 10 Jahren: 6 bis 7 Prozent) grundsätzlich einen attraktiven Markt für deutsche Unternehmer dar. Allerdings steht das Land sowohl im sozialen als auch infrastrukturellen Bereich vor großen Herausforderungen: Mit einem jährlichen BIP pro Kopf von ca. 1.100 USD zählt Tansania zu den ärmsten Ländern weltweit, die Elektrifizierungsrate betrug im Jahr 2017 lediglich 18 Prozent. Die Potenziale von Erneuerbaren Energien sind jedoch immens und könnten den Wandel hin zu einem Land mittleren Einkommens beschleunigen. Allerdings muss die Regierung diese Potenziale erst noch erkennen und in ihre Entwicklungspläne entsprechend integrieren.*



#### TANSANIA IM ÜBERBLICK

Tansania bildet mit ca. 55 Mio. Einwohnern nach Äthiopien das zweitgrößte Land Ostafrikas.<sup>2</sup> Im Oktober 2015 wurde John Magufuli als 5. Präsident der Vereinigten Republik Tansania gewählt, und seine Regierung will Tansania im Rahmen der „Tanzania Development Vision“ bis 2025 zu einem Land mittleren Einkommens führen.<sup>3</sup> Der offizielle Regierungssitz ist in Dodoma, allerdings befindet sich das politische und wirtschaftliche Zentrum des Landes in der früheren Hauptstadt Daressalam. Neben der Amtssprache Kiswaheli ist Englisch die Bildungs- und Verkehrssprache in Tansania. Aktuell zählt Tansania

mit einem BIP pro Kopf von ca. 1.100 USD noch zu den ärmsten Ländern der Welt.<sup>4</sup> In Bezug auf den Index „Ease of Doing Business“ besetzt Tansania den 137. Platz von 190 und beim „Corruption Perception Index“ den 99. von 180. Im Jahr 2017 waren nur 18 Prozent mit Strom versorgt, was erhebliche Auswirkungen auf den Entwicklungsstand des Landes hat.<sup>5</sup> Der Energiesektor gilt daher als Schlüssel für die angestrebte Transformation der tansanischen Wirtschaft.<sup>6</sup> Zudem, hat sich Tansania 2018 dazu entschieden, COP 21 beizutreten und somit Treibhausgase zu limitieren.

<sup>1</sup> <https://www.sueddeutsche.de/bayern/soeder-aethiopien-reise-1.4407545>.

<sup>2</sup> <https://www.worldbank.org/en/country/tanzania/overview>.

<sup>3</sup> IRENA, 2017, Renewable Readiness Assessment, United Republic of Tanzania, S. 18.

<sup>4</sup> Germany Trade & Invest, 2018, Wirtschaftsdaten Kompakt, Tansania, S. 1.

<sup>5</sup> IRENA, 2017, Renewable Readiness Assessment, United Republic of Tanzania, S. 13.

<sup>6</sup> IRENA, 2017, Renewable Readiness Assessment, United Republic of Tanzania, S. 4.

## DER STROMMARKT IN TANSANIA

Tansania ist ein sehr ressourcenreiches Land. Es verfügt über große Reserven an Steinkohle (1,9 Mrd. Tonnen) und Gas (1,6 Mrd. m<sup>3</sup>), die größtenteils noch ungenutzt sind. Ähnlich verhält es sich bei den Erneuerbaren Energien, deren Potenziale bei Weitem noch nicht ausgeschöpft sind: Geothermie könnte zusätzliche 5000 MW zur Grundlastversorgung beisteuern; Wind- und Solarpotenziale bleiben bislang fast unbeachtet.<sup>7</sup>

Die installierte Leistung setzt sich zusammen aus Kraftwerken im Hauptnetz und in Inselnetzen, sowie aus netzfernen Kraftwerken. Im Jahr 2018 betrug die gesamte installierte Leistung 1.445 MW. Abbildung 1 zeigt die installierte Kapazität nach Erzeugungsart.

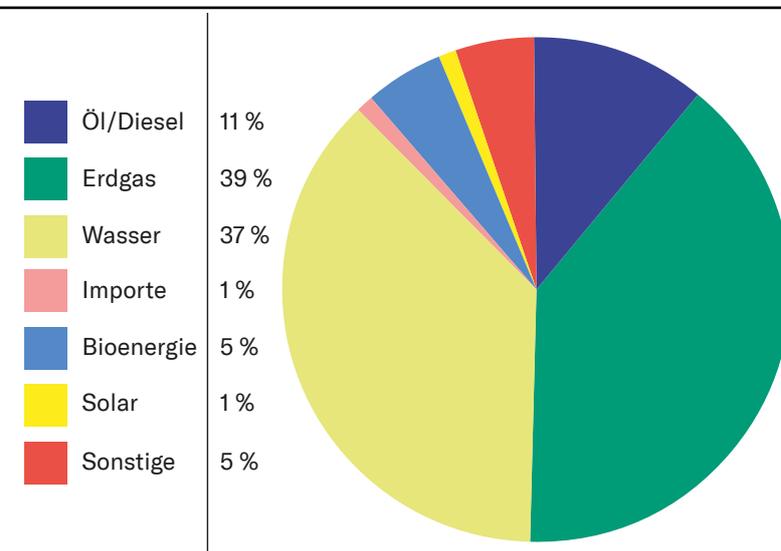


Abbildung 1: Installierte Kapazität nach Erzeugungsart (2018).  
(\*Netzferne Kraftwerke: Wasser, Öl/Diesel, Biomasse)

Die Strategie für den Strommarkt in Tansania wird vom Energieministerium entwickelt und definiert und über die Regulierungsbehörde für Energie- und Wasserversorger (Energy and Water Utilities Regulatory Authority, EWURA) operativ umgesetzt. Darunter fällt die Zuständigkeit für Lizenzvergabe, Preisregulierung, Leistungsüberwachung sowie Standardisierung.<sup>8</sup> Für die Elektrifizierung im ländlichen Raum ist die Ländliche Energieagentur (Rural Energy Authority, REA) zuständig.

In den Bereichen Stromerzeugung, -versorgung und -vertrieb trägt das staatliche Unternehmen TANESCO (Tanzania Electrical Supply Co.) die Schlüsselrolle. Im Bereich Stromvertrieb gibt es mit Mwenga Hydro Power, neben TANESCO nur einen weiteren Akteur, der nur einen Marktanteil von weniger als 1 Prozent einnimmt.

## AUSBAUPLÄNE DER REGIERUNG

Um die entwicklungspolitischen Ziele zu erreichen, verfolgt die Regierung zwei Kapazitätsausbaupläne:

1. Powering Vision 2025
2. Power System Master Plan

Erstgenannter sieht eine Netzkapazität von 10.800 MW bis zum Jahr 2025 vor. Letzterer wurde im Jahr 2012 korrigiert und strebt eine Netzkapazität von 9.000 MW bis zum Jahr 2030 an.<sup>9</sup> Allerdings gelten beide Pläne als zu ambitioniert, wenn man bedenkt, dass die aktuelle Netzkapazität (2018: 1.445 MW) bis 2025 versiebenfacht bzw. in dem korrigierten Plan bis 2030 versechsfacht werden soll.

Der geplante Bau der Rufiji Hydroelectric Power Station mit 2.100 MW sticht in den Ausbauplänen besonders hervor. Die Anlage liegt ca. 220 km südwestlich von Dar-essalam und würde die aktuelle Netzkapazität mehr als verdoppeln. Stromüberschüsse könnten in Tansanias Nachbarländer exportiert werden.<sup>10</sup> Der Bau wird von Arab Contractors geleitet, soll 3,6 Mrd. USD kosten und im 3. Quartal 2019 starten.<sup>11</sup>

Auch bei der Zielsetzung der Vernetzung von Endnutzern hat sich TANESCO sehr hohe Ziele gesetzt. In 2011 wurde beschlossen, dass jedes Jahr 100.000 neue Kunden erschlossen werden. Bisher wurde in keinem Jahr dieses Ziel erreicht. Zudem wurde das Ziel auf 250.000 Kunden pro Jahr erhöht, dessen Erreichung sehr fraglich ist.<sup>12</sup>

Der Fokus in den beiden oben genannten Kapazitätsausbauplänen liegt klar in der Entwicklung von Erdgasfeldern. Der Power System Master Plan sieht zudem einen Ausbau der Wasserkraft vor, während die Powering Vision 2025 auf weitere Kohlekraftwerke setzt.<sup>13</sup> Die Kapazitäten auf Basis von Erneuerbaren Energien ohne Wasserkraft, d. h. Wind, Solarenergie und Geothermie, sollen im Rahmen der Powering Vision 2025 von aktuell 11 MW (2018) auf insgesamt 500 MW (2025) angehoben werden.

<sup>7</sup> Technologie Zentrum Dresden, 2018, Tanzania Renewables Portfolio: Prospective Investments in Tanzania Electronic Supply Co. Limited (TANESCO), Energy-Forum 2018, S. 8.

<sup>8</sup> AHK Kenia, 2018, Tansania, Zielmarktanalyse 2018 mit Profilen der Marktakteure, S. 228.

<sup>9</sup> AHK Kenia, 2018, Tansania, Zielmarktanalyse 2018 mit Profilen der Marktakteure, S. 25.

<sup>10</sup> Technologie Zentrum Dresden, 2018, Tanzania Renewables Portfolio: Prospective Investments in Tanzania Electronic Supply Co. Limited (TANESCO), Energy-Forum 2018, S. 16.

<sup>11</sup> The citizen, 2019, All set for start of the \$3.6bn Stiegler's Gorge power project.

<sup>12</sup> TANESCO, 2013, Power System Master Plan 2012, S. 18-19.

<sup>13</sup> AHK Kenia, 2018, Tansania, Zielmarktanalyse 2018 mit Profilen der Marktakteure, S. 25.

Projekte werden generell über TANESCO ausgeschrieben, wie etwa in 2018 für den Bau von Kohlekraftwerken mit einer Gesamtkapazität von 600 MW. Ausschreibungen mit Erneuerbaren Energien gab es in der Vergangenheit nur selten – das Rufiji Hydroelectric Power Station Projekt bildet hier eher die Ausnahme.

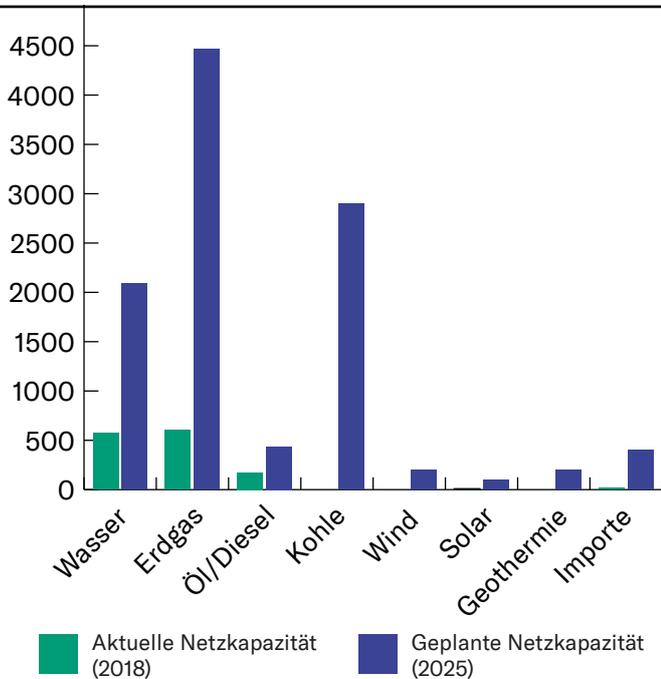


Abbildung 2 Aktuelle und geplante Netzkapazität in MW lt. Powering Vision 2025.

Private-Public-Partnership (PPP)-Modelle spielen beim Ausbau des Energiemarktes nur eine nachrangige Rolle. Seit 1994 gab es lediglich 6 Deals mit einem Volumen von insgesamt 643,5 Mio. USD. In Kenia, das einen ähnlich hohen BIP pro Kopf aufweist, wurden in der gleichen Zeit PPP-Verträge im Wert von 2,4 Mrd. USD abgeschlossen. Zum Großteil wurde hier in Gas- und Diesel-Kraftwerke investiert.<sup>15</sup>

## DIE ROLLE VON IPPS UND ERNEUERBAREN ENERGIEN

Der Anteil von Independent Power Producers (IPP) ist mit ca. 43 Prozent aller Erzeugungsanlagen relativ hoch, allerdings betreiben sie keine davon mit Erneuerbaren Energien. Mit anderen Worten: IPPs engagieren sich in Tansania aktuell ausschließlich in fossilen Energieträgern, im Bereich der Erneuerbaren Energien sind sie aber noch komplett abwesend.<sup>16</sup> Momentan sind elf IPPs auf dem tansanischen Strommarkt aktiv.<sup>17</sup>

Anlagenname	Energieträger	Installierte Kapazität (MW)
Songas 1–4	Erdgas	114
Songas 5	Erdgas	38
Songas 6	Erdgas	37
Symbion Ubungo	Erdgas	126
Tegeta IPTL	Öl / Diesel	103
Aggreko Tegeta	Öl / Diesel	50
Aggreko Ubungo	Öl / Diesel	50
Symbion Arusha	Öl / Diesel	50
Symbion Dodoma	Öl / Diesel	55
Tanwat	Biomasse	2
TPC	Biomasse	17
Mwenga	Wasserkraft	4
<b>Gesamt</b>		<b>646</b>

Tabelle 1: IPP-Kraftwerke nach Energieträger und installierte Kapazität.<sup>18</sup>

Kleine Stromerzeuger werden in Tansania in zwei Kategorien unterteilt, mit fest vorgeschriebenen Kundengruppen in Abhängigkeit von der jeweils installierten Leistung (siehe Tabelle 2):

Bezeichnung	Installierte Kapazität		Kundengruppen		
	Min.	Max.	Endkunden	Öffentlicher Verteilnetzbetreiber	Privater Verteilnetzbetreiber
Very Small Power Producer (VSPP)	1 kW	15 kW	x		
	15 kW	100 kW	x	x	x
Small Power Producer (SPP)	100 kW	1 MW	x	x	
	1 MW	10 MW	x	x	x

Tabelle 2: Kategorisierung von Stromerzeugern in Tansania

Beispielweise kann ein Small Power Producer (SPP) mit einer Anlage zwischen 100 und 1.000 kW seinen Strom zwar an öffentliche, nicht aber an private Verteilnetzbetreiber vertreiben. Diese Kategorisierung ist entscheidend bei den gesetzlichen Regelungen für die Beschaffung und den Anschluss sehr kleiner und kleinster Elektrizitätserzeuger an das Verteilnetz.

<sup>14</sup> <https://newsbase.com/topstories/tanESCO-refloats-tender-600-mw-coal-projects>.

<sup>15</sup> World Bank, 2011, Public private partnerships investment in energy (current US\$) in Tanzania.

<sup>16</sup> Energy Charter Sekretariat, 2015, Tanzanian energy sector under the universal principles of the Energy Charter, S. 17.

<sup>17</sup> AHK Kenia, 2018, Factsheet Tansania, S. 4.

<sup>18</sup> University of Cape Town, 2018, A review of private investment in Tanzania's power generation sector, S. 6.

Die Potenziale von Wind- und Solarenergie sollen an dieser Stelle noch kurz beziffert werden: In bestimmten Regionen werden Windgeschwindigkeiten von knapp 10 m/s erreicht, was in den Bereich von Starkwind fällt.<sup>19</sup> Die mittlere horizontale Einstrahlungssumme beträgt mehr als 1.800 kWh/m<sup>2</sup> pro Jahr.<sup>20</sup> In Deutschland beläuft sich diese im Mittel auf ca. 1.055 kWh/m<sup>2</sup> pro Jahr.<sup>21</sup> Das Potenzial von Geothermie wird auf 5.000 MW geschätzt. Es bleibt also zu hoffen, dass die Rahmenbedingungen für den privaten Sektor weiter angepasst und verbessert werden, um diese Potenziale der Erneuerbaren Energien im Sinne der entwicklungs- und energiepolitischen Ziele noch stärker zu nutzen.

## FINANZIERUNG UND FÖRDERMÖGLICHKEITEN IM EE-BEREICH

Die politischen Förderinstrumente im Bereich der Erneuerbaren Energien umfassen im Wesentlichen:

- Einspeisetarif für kleine Anlagen von 100 kW bis 10 MW
- Ausschreibungsmodell für Solar- und Windenergie
- Systeme zum Eigenverbrauch

Diese werden primär über den „Small Power Producers Framework for Tanzania (2nd Generation)“ geregelt.

Insgesamt bleibt zu beachten, dass der aktuelle Finanzierungsmechanismus im Rahmen eines PPP-Modells darauf basiert, dass private Projektentwickler ihre Kosten mit einer staatlichen Abnahmegarantie von TANESCO vorfinanzieren.<sup>22</sup> Die schwache Finanzposition von TANESCO ist ein weiterer Grund, warum sich aktuell nur wenige IPPs in Tansania engagieren.

Die Rural Energy Agency stellt neben Krediten zur Projektfinanzierung auch Kapazitätsaufbauprogramme im Bereich Planung und Projektvorbereitung zur Verfügung. Weitere Unterstützung kann über das Tanzania Investment Centre angefragt werden, wie etwa für die Kooperation mit Behörden. Zudem gibt es in Tansania eine Befreiung von Importzöllen z.B. auf Komponenten von PV- und Windanlagen.<sup>23</sup>

Deutsche Projektentwickler und Anlagenbauer sollten auch Instrumente von deutschen oder internationalen Entwicklungsbanken und Finanzinstituten (IFIs) in Erwägung ziehen. So bieten die Deutsche Investitions- und Entwicklungsgesellschaft (DEG), KfW, Europäische Investitionsbank (EIB), Weltbank, oder Afrikanische Entwicklungsbank (AfDB) eine Vielzahl an Produkten, die je nach Vorhaben und Bedarf weiter zu untersuchen sind.<sup>24</sup>

## HERAUSFORDERUNGEN

Generell hat sich Tansania über Jahrzehnte zu stark auf Stromquellen wie Erdgas, Wasserkraft und kostenintensive Notstromquellen verlassen. Mangelhafte Sektor-Steuerung und ein zu geringes Bewusstsein über die Potenziale im eigenen Land haben die bereits kritische Lage im Stromsektor weiter verschärft. Hier besteht das Problem, dass die Regierung und der Finanzsektor die großen Potenziale Tansanias im technischen und ökonomischen Sinne nicht vollkommen wahrnehmen bzw. ausschöpfen. Politische Barrieren wie die monopolistische Position von TANESCO und Mängel im rechtlichen Rahmen für Erneuerbare Energien führen zu limitiertem privaten Investment. Zudem sind die Netze nicht ausreichend ausgebaut, Korruption, Bürokratie und eine hohe Steuerlast verlangsamen die Entwicklung von Erneuerbaren Energien. Fehlende Ziel-Transparenz und -Kommunikation sowie eine unklare Richtung in der Energiepolitik hemmen den Beitrag der Zivilgesellschaft und Investoren zusätzlich.

In Tansania bestehen immer noch hohe politische, technische und kulturelle Barrieren für Privatinvestoren. Die Regierung hat das hohe Potenzial besonders von Wind- und Solarenergie noch nicht erkannt und baut defensiv auf vertraute Energieträger wie Wasser und fossile Brennstoffe. Zudem kam es in den Jahren 2010 und 2011 zu massiven Dürren, wodurch ein Großteil der Wasserkraft nicht genutzt werden konnte. Dies führte wiederum zu einer sehr kritischen Versorgungslage für TANESCO. Es bleibt daher zu hoffen, dass die Regierung den Strommarkt weiter diversifiziert und sich noch stärker gegenüber IPPs öffnet.

## AUSBLICK UND CHANCEN FÜR ERNEUERBARE ENERGIEN

Der Fokus in den durchaus ambitionierten Kapazitätsausbauplänen liegt klar auf fossilen Energieträgern. Es bleibt daher zu hoffen, dass sich die Entscheidungsträger auf einen realistischen und vernünftigen Mittelweg unter stärkerem Einbezug der Erneuerbaren Energien besinnen. Dies sollte durch einen intensiveren Dialog zwischen Ministerien, IFIs und Projektentwicklern begleitet werden, um die COP-21-Verpflichtungen weiter in den Vordergrund zu rücken und entsprechende Lösungsansätze vorzuschlagen. Eine mittel- und langfristige Verbesserung der Marktkonditionen für IPPs und weitere Privatinvestitionen sind nicht zuletzt aufgrund der entwicklungs- und energiepolitischen Zielen anzustreben.

<sup>19</sup> IRENA, 2017, Renewable Readiness Assessment, United Republic of Tanzania, S. 18.

<sup>20</sup> IRENA, 2017, Renewable Readiness Assessment, United Republic of Tanzania, S. 19.

<sup>21</sup> Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, 2019, Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland, S. 43.

<sup>22</sup> World Future Council, 2017, Policy Roadmap for 100% Renewable Energy and Poverty Eradication in Tanzania.

<sup>23</sup> IRENA, 2017, Renewable Readiness Assessment, United Republic of Tanzania, S. 13-29.

<sup>24</sup> Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2019, Finanzierungs-Factsheet Tansania.

Unternehmen im Erneuerbaren-Energien-Sektor wird empfohlen, die Vorhaben der tansanischen Regierung weiter zu beobachten. Zudem sollten die Möglichkeiten im Rahmen des Einspeiseregimes und des Ausschreibungsmodells genauer untersucht werden, um einen möglichen Markteintritt schrittweise vorzubereiten.

Für Markteintrittspläne, Machbarkeitsstudien oder Finanzierungsmodelle unterstützen wir Sie gerne mit internationaler Projekterfahrung in Ostafrika, u.a. durch die Beratung der Afrikanischen Union für das Geothermie-Förderprogramm Geothermal Risk Mitigation Facility (GRMF; siehe [www.grmf-eastafrika.org](http://www.grmf-eastafrika.org)), sowie mit einer eigenen Niederlassung in Nairobi.

In unseren nächsten E|nEws erfahren Sie mehr über Uganda und Ruanda.

## *Kontakt für weitere Informationen*



Matthias Klarl  
GRMF Local Fund Manager,  
M.A. Finance  
T +49 9 11 9193 3561  
E [matthias.klarl@roedl.com](mailto:matthias.klarl@roedl.com)

Mit RENEREX stellt Rödl & Partner Projektentwicklern / Projektverkäufern und Investoren eine Plattform zum sicheren Austausch von Projektinformationen zur Verfügung. Neben der Funktion als kostenlose Matchingplattform zwischen Projektentwickler und Investor verweist RENEREX aber auch unabhängig von derzeit verfügbaren Projekten entsprechend Standort und Technologie auf mögliche Fördermittel- und Finanzierungsprogramme. Registrieren Sie sich unter:

<https://www.renere.com>

**REN  
ER | EX**  
RENEWABLE ENERGY EXCHANGE

Präsentieren Sie Ihr Erneuerbare-Energien-Projekt kostenlos auf **RENEREX**, dem globalen Online-Marktplatz für Erneuerbare-Energien-Projekte von Rödl & Partner.

[www.renere.com](http://www.renere.com)



Besuchen Sie auch unsere LinkedIn-Seite: <https://www.linkedin.com/company/renere-renewable-energy-exchange/>

→ Aus aller Welt

## Net-Metering Kenia

von Mbatia Mwasaria und Penninah Munyaka

*Das im März 2019 verabschiedete Energiegesetz führte verschiedene Änderungen ein, die wir in unserem letzten Artikel mit dem Titel „Highlights of Kenya’s Energy Act, 2019“, der in der Mai-Ausgabe der EnEws veröffentlicht wurde, diskutiert haben.*

Von den durch das Gesetz eingeführten Änderungen sticht eine besonders hervor – die Einführung des Net-Meterings. Diese Entwicklung wurde von den Interessengruppen angesichts des Potenzials von Net-Metering im Hinblick auf das Management der Energiekosten lange erwartet. Net-Metering ist eine attraktive Alternative, vor allem vor dem Hintergrund der sinkenden Kosten für die Solar-PV-Technologie und der ständig steigenden Ölpreise, die die Kosten für die netzgekoppelte Stromversorgung beeinflussen.

In den optimistischsten Vorhersagen verspricht Net-Metering den Verbrauchern reduzierte bis zu gar keinen Stromrechnungen, mehr Kontrolle über den eigenen Stromverbrauch und eine Rückgewinnung an Kontrolle vom staatlichen Anbieter, Kenya Power, der ein Monopol auf die Stromversorgung hat.

### DEFINITION NET-METERING

Net-Metering ist einfach ausgedrückt ein System, das es einer Person, die Strom erzeugt, ermöglicht, überschüssige Kapazität zurück ins Netz zu verkaufen, um die Kosten für den Strom aus dem staatlichen Netz auszugleichen. Net-Metering ist im Energiegesetz 2019 in § 162 wie folgt formell definiert:

„ein System, das parallel zum Verteilernetz eines Lizenznehmers arbeitet und mithilfe eines oder mehrerer Zähler die Menge der gelieferten elektrischen Energie misst

- durch den Vertriebslizenznehmer oder Einzelhändler an einen Verbraucher, der Eigentümer der erneuerbaren Energienanlage ist, und
- durch den Verbraucher, dem die erneuerbare Energienanlage gehört, an den Vertriebslizenznehmer oder Einzelhändler.“

Wie Sie der Definition entnehmen können, gilt jedes System, das die Energieabgabe des Verbrauchers, seinen Verbrauch aus dem Netz messen und einige Mittel zur Abrechnung und Kompensation des Verbrauchers für den Strom, den er an das Netz geliefert hat, bereitstellen kann, als Netzmesssystem.

### BEDINGUNGEN FÜR DAS NET-METERING

Das Gesetz hat Bedingungen für die Teilnahme an einer Net-Metering-Vereinbarung festgelegt.

Abschnitt 162 des Gesetzes sieht Folgendes vor:

„Ein Verbraucher, der Eigentümer einer Anlage mit einer Leistung von höchstens einem Megawatt ist, kann den Abschluss einer Netzzähler-Vereinbarung über den Betrieb eines Netzzählersystems mit einem Vertriebslizenznehmer oder Einzelhändler beantragen, wenn dieser Verbraucher eine Erzeugungsanlage besitzt, die sich im Versorgungsgebiet des Vertriebslizenznehmers oder Einzelhändlers befindet.“

Das Gesetz legt Grenzwerte für die Anlagenerzeugungskapazität fest, die für die Netzmessung in Frage kommt. Abschnitt 162 setzt die Grenze bei einer Leistung von einem Megawatt (MW). Die Grenze der zulässigen Kapazität kann aus verschiedenen Gründen auf dieser Ebene festgelegt worden sein.

Net-Metering richtet sich in erster Linie an einen Markt, der aus Haushalten und Unternehmen besteht, die die Kosten ihrer Energiekosten verwalten und/oder ausgleichen wollen. Wenn ein Verbraucher mehr als 1 MW Strom erzeugen und wieder ins Netz einspeisen würde, würde er in den Bereich der unabhängigen Stromerzeugere eintreten, die einen Stromabnahmevertrag (Power Purchase Agreement, PPA) mit dem lizenzierten Abnehmer Kenya Power abschließen sollten. Die Begrenzung auf 1 MW ist eine vertretbare Anlagengröße für Anwendungen auf Verbraucher- oder Geschäftsebene des Net-Metering-Systems.

Auch kann die Begrenzung als Mittel zur Regulierung dienen, in erster Linie der zusätzlichen Kapazität, die nach der Inbetriebnahme des Netzmesssystems an Bord kommen kann. Es muss sichergestellt werden, dass die Nachfrage nach der zusätzlichen Kapazität, die durch die Netzmessung verfügbar werden kann, vorhanden ist.

### AUFNAHME

Dennoch ist nicht zu erwarten, dass es zu einem raschen und weit verbreiteten Ansturm der Verbraucher auf den Erwerb erneuerbarer Anlagen kommen wird, da die Kosten mit ihrer Teilnahme am Net-Metering verbunden sein werden.

Es wird erwartet, dass Kenya Power voraussichtlich zusätzliche Gebühren für die Kosten und den Arbeitsaufwand im Zusammenhang mit der Installation der Netzzählerausüstung sowie wiederkehrende Anschluss- oder Servicegebühren erheben wird. Dies geschieht zusätzlich zu den Beträgen, die der Verbraucher für Kauf bzw. Leasing der Geräte zahlen muss.

Diese Gebühren dürften die Abnahme einschränken, es sei denn, die Hersteller und Lieferanten von Solar-PV- und anderen Systemen bieten den Kunden wettbewerbsfähige Preise oder finanzielle Unterstützung an, selbst wenn Kenya Power einen fairen Preis für den Strom bietet, den sie erhalten, um eine solide finanzielle Rechtfertigung für die Kunden für den Erwerb der Erzeugungssysteme zu liefern.

Wir gehen davon aus, dass ein Großteil der anfänglichen Nachfrage vom gewerblichen und industriellen Sektor und nicht vom privaten Konsum getragen wird. Der gewerbliche und industrielle Sektor verfügt über die finanzielle Möglichkeit, Anlagen zur Erzeugung Erneuerbarer Energien zu kaufen und hat die größte Motivation, die durch Net-Metering ermöglichten Kosteneinsparungen zu erzielen. Die Kosteneinsparungen für Haushalte könnten angesichts ihres im Allgemeinen niedrigen Verbrauchs und ihrer Stromrechnungen im Vergleich zu den Gesamtkosten für den Kauf oder die Finanzierung des Kaufs eines Systems zur Erzeugung Erneuerbarer Energien marginal sein.

## SCHRITTE ZUR OPERATIONALISIERUNG

Die Bestimmungen des Energiegesetzes 2019 reichen nicht aus, um den Einsatz von Net-Metering zu ermöglichen. Es wird notwendig sein, dass die nach dem Gesetz zu erlassenden Regelungen einen klaren Rahmen schaffen, der regelt, wie Verbraucher einerseits und Kenya Power andererseits an einem Net-Metering-Programm teilnehmen.

Zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Artikels ist uns bekannt, dass das Energieministerium einen Ad-hoc-Ausschuss eingesetzt hat, der sich mit der Umsetzung des neuen Gesetzes befasst. Das Energieministerium wird unter Berücksichtigung der Empfehlungen des Ausschusses und unter Anhörung aller relevanten Interessengruppen die erforderlichen Vorschriften und Richtlinien entwickeln. Dieser Prozess wird Zeit in Anspruch nehmen, und es wäre töricht, eine Vorhersage darüber zu machen, wann er abgeschlossen sein wird. Sobald jedoch der erforderliche Rechtsrahmen geschaffen ist, wird Kenya Power die Aufgabe haben, dem Markt Net-Metering als Produkt zur Verfügung zu stellen, die Tarife festzulegen, die notwendige Ausrüstung und technische Unterstützung bereitzustellen, um den vollständigen Einsatz zu ermöglichen.

## FAZIT

Net-Metering hat das Potenzial, die Akzeptanz der Technologie zur Erzeugung Erneuerbarer Energien in Kenia zu erhöhen. Durch die Netzmessung entfällt für die Verbraucher die Notwendigkeit, teure Speicherbatterien zu kaufen und dadurch werden die Kostenbarrieren für die Nutzung Erneuerbarer Energien reduziert. Es bietet den Verbrauchern auch die Möglichkeit, ihre Energiekosten zu senken, die angesichts steigender Ölpreise zunehmen und bietet daher Geschäftsmöglichkeiten für Hersteller und Lieferanten von Systemen für Erneuerbare Energien. Es mag eine geringe anfängliche Aufnahme von Net-Metering geben, aber es sollte beachtet werden, dass es im Allgemeinen nicht die Absicht ist, jeden Verbraucher zu ermutigen, sich für ein Net-Metering-Programm anzumelden. Die generelle Idee ist es, dass ein Verbraucher nach eigenem Ermessen Überkapazitäten in das Netz einspeisen kann, aber nicht jeder Verbraucher dies tun soll. Denn dies würde die Erträge des öffentlichen Versorgungsunternehmens untergraben, das große langfristige finanzielle Verpflichtungen wie Stromabnahmeverträge und andere zu zahlende Schulden hat. Der Handels- und Industriesektor wird jedoch aufgrund seiner Finanzkraft und der Notwendigkeit, die Energiekosten zu senken, einen geeigneten Markt für Hersteller und Lieferanten darstellen.

Über die weitere Entwicklung in diesem Bereich werden wir Sie in zukünftigen Newslettern weiterhin informieren.

## Kontakt für weitere Informationen



Penninah Munyaka  
Attorney at Law (Kenya)  
T +254 702 463 272  
E penninah.munyaka@roedl.com



Mbatia Mwasaria  
Attorney at Law (Kenya)  
T +603 2276 2755  
E mbatia.mwasaria@roedl.com

→ Aus aller Welt

## Italien

### Förderung von Erneuerbaren Energien über DECRETO FER 1

von Svenja Bartels

*Es hat aus verschiedensten Gründen mal wieder etwas länger gedauert, nun aber stehen die Arbeiten an dem neue Förderdekret kurz vor dem Abschluss und das Dekret vor der Veröffentlichung. Die EU-Kommission hat Ende Juni bereits grünes Licht gegeben und lediglich um einige kleinere Änderungen gebeten, nun geht es noch um einige Details und die hartumkämpfte Förderung der Wasserkraft. Zur Wasserkraft konnten sich die Interessensverbände auch im jüngsten vorliegenden Entwurf nicht durchsetzen, das Umweltministerium blieb bei seiner harten Linie und hat lediglich die Punkte eingefügt, die von der EU-Kommission zur Wasserkraft gefordert wurden.*

Italien steht generell gut da, was die Einhaltung der EU-Voraussetzungen für den Ausbau der Erneuerbaren Energien angeht: Die Ausbauziele der RED I-Richtlinie sind bereits erreicht, trotz Tarifabsenkungen und harten Kontrollen der letzten Jahre durch den GSE.

Mit dem neuen Dekret werden die Weichen für den weiteren Ausbau der Erneuerbaren gestellt, der bereits in der Nationalen Energiestrategie von November 2017 angekündigt worden war. Der GSE wird 7 Ausschreibungen für Register und Auktionen veröffentlichen: die erste im Herbst 2019, die letzte im Herbst 2021. Interessierte Parteien haben 30 Tage Zeit, um ihre Anträge einzureichen, woraufhin der GSE die Rangliste erstellt und veröffentlicht. Bei der Erstellung der Rangliste haben bestimmte Kriterien Priorität. Wer am Verfahren teilnehmen möchte, muss seine Ernsthaftigkeit durch Bürgschaften und Nachweise der Finanzkraft unter Beweis stellen.

Haupt-Neuheit ist die Wiedereinführung der Photovoltaik als geförderte Energiequelle, dieses Mal nicht über ein eigenes Dekret (sogenannte Conto Energia der Jahre 2005 bis 2013), sondern innerhalb des FER-Dekrets, also des EEG für alle Erneuerbaren. Entsprechend wird das Dekret als Nummer „1“ bezeichnet.

Der neue Entwurf ist das Ergebnis einer Bewertung der Ergebnisse des alten FER-Dekrets aus dem Jahr 2016 und des Trends der Erneuerbaren Energien in Italien. Gefördert werden Photovoltaik, Windkraft, bestimmte Arten Wasserkraft und Biomasse-Gas. Für die Geothermie ist der Erlass eines eigenen Dekrets vorgesehen (ge-

fördert wird aber Repowering). Der Direktzugang, der noch vom 2016er Dekret vorgesehen war, wird wegfallen – eine Förderung gibt es dann nur noch für Anlagen, für die nach Erhalt aller Projektrechte (öffentlich-rechtliche Bau- und Betriebsgenehmigungen, Netzanschluss und Eintragung der Anlage in Gaudi) aber vor Baubeginn ein Registerplatz beantragt wurde, oder für die an einer Tarifversteigerung teilgenommen wurde.

Die Förderungen werden weiterhin nach Anlagentyp differenziert und es wird keine technologieneutralen Versteigerungen geben: Man trägt dem Umstand Rechnung, dass die Gestehungskosten je nach Anlagentyp sehr unterschiedlich ausfallen, einerseits Anlagen mit als ausgereift geltenden Technologien und mit niedrigen Kosten, für die eine geringere Förderung ausreichen würde wie die Photovoltaik, und andererseits solche mit innovativen Technologien, die zwangsläufig hohe Kosten verursachen und für die höhere Anreize angeboten werden müssen.

Weiterhin gibt es einige Faktoren zur Förderung der dezentralen Energieerzeugung: Prioritätskriterien bei Anschluss von Anlagen an E-Auto-Ladestationen, die eine bestimmte Menge des erzeugten Stroms abnehmen und besondere Förderung des Eigenverbrauchs.

Schließlich ist es auch möglich, an den Fördermechanismen mit Anlagengruppen teilzunehmen, die aus mehreren in ganz Italien gelegenen Anlagen mit einer Leistung von jeweils mehr als 20 kW bestehen, sofern bei der Eintragung in die Register die Gesamtleistung von 1 MW nicht überschritten wird bzw. mehr als 20 kW und weniger als 500 kW bei der Teilnahme an der Auktion die Gesamtleistung 1 MW übersteigt.

Die Förderung ist als Tarif in zwei Richtungen gestaltet. Daneben gilt: Nur Anlagen mit Leistung unter 250 kW können einen Gesamttarif erhalten (also einen Tarif, der den reinen Strom sowohl vergütet als auch fördert), alle anderen erhalten lediglich eine Prämie und müssen den von der Anlage erzeugten Strom am Strommarkt aktiv verwerten. Die Inanspruchnahme des Net-Meterings und des sog. Ritiro dedicato durch den GSE (ein Spezialregime, bei dem der Anlagenbetreiber nicht am Strommarkt teilnehmen muss) ist nicht möglich, wenn die Anlage nach dem Dekret gefördert werden soll. Die



## Kennen Sie schon unser neues E-BOOK?

Jetzt kostenfrei herunterladen:  
<http://bit.ly/CorporatePPA>

Herkunftsnachweise (GO), die seit Jahren für viele Anlagen eine willkommene weitere Einnahmequelle sind, können voraussichtlich weiterhin zusätzlich zur Förderung in Anspruch genommen werden.

Auch die Prämie gibt es nur im besten Falle, da der Tarif in zwei Richtungen geht: positiv wie negativ. Wenn die Differenz zwischen dem zustehenden Tarif und dem Marktpreis negativ ist, muss der Anlagenbetreiber an den GSE zahlen. Eine Zahlung durch den GSE gibt es, wenn die Rechnung positiv abschließt.

Für die Freunde der Photovoltaik gilt: keine Förderung von Anlagen auf Ackerflächen (bekannt bereits aus den Conto-Energia-Dekreten, man bezieht sich hier auf dieselbe Verbotsnorm). Die Photovoltaik ist in der Kategorie der Repowering-Anlagen, die eine Förderung erhalten können (Gruppe C), nicht vertreten. Der Fokus wird hier klar auf bestimmte Freiflächen und auf sanierte Dachflächen gelegt, wobei bei diesen wiederum die Öffentliche Hand Priorität vor privaten Gebäuden hat (bzw. Schulen, dann Krankenhäuser, dann öffentliche Gebäude). Bei Photovoltaikanlagen ist zu beachten, dass Anlagen mit einer Leistung von weniger als 20 kW nicht förderfähig sind, für diese Anlagen die Vorschriften über den Steuerabzug der Investitionskosten aber weiterhin gelten. Die Photovoltaikanlagen dürfen, wie es bereits in den Conto Energia der Fall war, nur unter Verwendung neuer Komponenten gebaut werden.

Für Photovoltaikanlagen, die auf Dächern gebaut werden, auf denen Asbest oder Eternit entfernt wurde, wird zusätzlich zu der grundsätzlichen Förderung eine Prämie i. H. v. 12 €/MWh, die so genannte Asbestprämie, gewährt. Daher wird bei diesen (und nur bei diesen, bei allen anderen Anlagen nicht) nicht nur die erzeugte und in das Netz eingespeiste Energie, sondern auch die für den Eigenverbrauch verwendete Energie gefördert, damit der Betreiber die Kosten für die Sanierung decken kann. Darüber hinaus wird für Anlagen mit einer Leistung bis zu 100 kW, die auf Gebäuden installiert sind, eine Prämie von 10 €/MWh auf den am Standort verbrauchten Nettostrom angerechnet, sofern der Eigenverbrauch mehr als 40 Prozent der Nettoproduktion der Anlage umfasst (Eigenverbrauchsprämie). Diese Prämie kann ausdrücklich mit der Asbestprämie kombiniert werden.

Auch die Weichen für eine Zukunft ohne Förderung werden gestellt: Das Dekret sieht die Einrichtung einer Plattform für die Verhandlung von PPAs vor, allerdings

nur auf freiwilliger Basis und für solche Anlagen, die keine Förderung für den erzeugten Strom erhalten und die nach dem 1.1.2017 in Betrieb gegangen sind. Auch zukünftige Anlagenbetreiber können sich bereits auf der Plattform registrieren und den Strom ihrer Anlagen anbieten. In eine ähnliche Richtung zielt ein Artikel, in dem geregelt ist, dass der Betreiber der Anlage jederzeit während des Förderzeitraums auf die Förderung verzichten kann (die erhaltene Förderung allerdings zurückzahlen muss).

Der Markt reagiert bisher eher verhalten auf das nun kommende Dekret, zumindest, was Wind und PV angeht. Die Entwickler der Photovoltaik planen bereits seit Jahren ohne Förderung und sehen großteils keine Gründe, das neue Dekret noch in Anspruch zu nehmen und sich damit auch wieder dem Risiko von GSE-Kontrollen und Tarifeinschnitten auszusetzen – es gibt bereits viele PV-Anlagen in Planung, die über ein Merchant PPA und ohne Förderung betrieben werden sollen. Was solche Anlagen angeht, wird erwartet, dass in nächster Zeit nach den Investoren und Fonds auch die Utilities in den Entwicklungsmarkt einsteigen werden. Bremsende Faktoren sind für diese Arten von Projekten nicht mehr die Gestehungskosten, wie es bis Ende 2017 war, sondern immer mehr Engpässe bei den öffentlichen Stellen für Netzanschluss und Baugenehmigungen und es lohnt sich zu analysieren, in welchen Regionen man Genehmigungen schneller erhalten kann als in anderen.

Auch die Akteure aus dem Bereich Wind sehen nicht unbedingt die Notwendigkeit, das Dekret in Anspruch zu nehmen, nachdem es auch bei dieser Technik in den letzten Monaten erste Projekte gegeben hat, die ihre Einnahmen ausschließlich mit Merchant PPAs gestalten werden – hierbei handelt es sich um Repowering-Anlagen oder nicht geförderte Erweiterungen von Bestandsanlagen. Es soll auch ein erstes Corporate PPA für eine Neuanlage geben. Dieses wurde angekündigt zwischen dem Betreiber und einem Trader, der den Strom wiederum an ein Stahlwerk abgeben wird.

*Schauen wir uns also an,  
was der neue Entwurf im  
Detail vorsieht.*

	Start Verfahr.	Gruppe A WindK PV		Gruppe A-2 PV-Dach (Asbest/ Eternit)		Gruppe B WasserK Biogas		Gruppe C Repowering Wind, Wasser, Biogas	
		REG	AUK	REG	AUK	REG	AUK	REG	AUK
1 / CAP	30.9.2019	45	500	100	-	10	5	10	60
2 / CAP	31.1.2020	45	500	100	-	10	5	10	60
3 / CAP	31.5.2020	100	700	100	-	10	10	10	60
4 / CAP	30.9.2020	100	700	100	-	10	15	10	60
5 / CAP	31.1.2021	120	700	100	-	10	15	20	80
6 / CAP	31.5.2021	120	800	100	-	10	20	20	100
7 / CAP	30.9.2021	240	800	200	-	20	40	40	200
Gesamt		770	5500	800	-	80	110	120	620

## DIE MODALITÄTEN FÜR DEN ZUGANG ZU DEN FÖRDERUNGEN

Der Entwurf sieht zwei unterschiedliche Modalitäten vor, wie Interessenten die Förderung in Anspruch nehmen können. Für Anlagen mit einer Leistung von weniger als 1 MW wird die Förderung nach Eintragung in Sonderregister gewährt, während für Anlagen mit einer Leistung von über 1 MW die Teilnahme an Auktionen vorgesehen ist.

Am Anfang der Seite sehen Sie die zu vergebende Leistung für die Registerverfahren und Auktionen nach Anlagengruppen.

Es wird Mechanismen geben, mit denen nicht vergebene Leistung zwischen den einzelnen Gruppen verteilt wird,

ebenso wird es ein Hinzufügen von in einem Verfahren nicht vergebener Leistung an das folgende Verfahren geben. In bestimmten Fällen wird es auch nach der Quelle differenzierte Register geben.

## DAUER DER FÖRDERUNG UND FÖRDERTARIFE

Der Entwurf sieht verschieden lange Förderzeiträume vor. Dabei werden Stillstände aufgrund höherer Gewalt oder behördlicher Maßnahmen sowie Unterbrechungen aufgrund von Modernisierungen und Ausbau der Anlage nicht berücksichtigt. Die Zahlung der Förderung wird zudem für die Zeiten ausgesetzt, in denen für einen Zeitraum von mehr als 6 Stunden der Zonenpreis pro Stunde gleich 0 oder negativ ist.

Im Folgenden die Referenztarife nach Quelle:

Energiequelle	Leistung	Förderdauer	Tarif	TARIF ab 1.1.2020	
	kW	Jahre	€/MWh		
Windkraft On-shore	1-100	20	150	- 5 %	
	100-1000	20	90	- 5 %	
	P>1000	20	70	- 5 %	
Wasserkraft	1-400	20	155	- 2 %	
	400-1000	25	110	- 2 %	
	P>1000	30	80	- 2 %	
	Fließende Gewässer (inkl. Wasserleitungen)	1-1000	25	90	- 2 %
	geschlossene Gewässer und Tanks	P>1000	30	80	- 2 %
Biogas aus Reinigungsprozessen	1-100	20	110	- 2 %	
	100-1000	20	100	- 2 %	
	P>1000	20	80	- 2 %	
Photovoltaik	20-100	20	105	- 5 %	
	100-1000	20	90	- 5 %	
	P>1000	20	70	- 5 %	

Für Anlagen, die innerhalb eines Jahres nach Inkrafttreten des Dekrets in Betrieb gehen, sind die Tarife des FER-2016-Dekrets vorgesehen. Hiervon ausgenommen ist die Photovoltaik, für die das FER-2016-Dekret keine Tarife vorgesehen hat.

Dem GSE steht für alle Anlagen eine Managementfee von 0,1 €/kWh zu.

Bei Anlagen mit Registerplatz gilt: Der konkret zu erwartende Förderdarf richtet sich nach dem Referenztarif nach eventueller prozentualer Reduzierung.



Zustehender Tarif = Referenztarif – X für Absenkungen und Reduktionen  
[+ Prämie von 12 €/MWh auf erzeugten Strom und 10 €/MWh auf Eigenverbrauchsstrom bei Gruppe A2]

Vom Betreiber angebotene Absenkung	< 30 %
Reduktionen	1 % pro Jahr erstmals 15 Monate nach Veröffentlichung Register
	Nichteinhaltung Inbetriebnahmefristen (0,5 % pro Monat für 6 Monate)
	Anlage mit überholten Komponenten, soweit überhaupt zulässig
	Anlage erhält andere direkte Fördermittel
	Übertragung des Projekts nach Registereintragung: - 50 %

Bei Anlagen mit Auktion gilt das Tarifangebot, für das der Betreiber den Zuschlag erhält und eventuelle folgende Reduktionen.

Zustehender Tarif = Referenzpreis – XXX

Vom Betreiber angebotene Reduktion	zwischen 2 % und 70 %
Reduktion	1 % pro Jahr 15 Monate nach Veröffentlichung Register
	Anlage erhält andere direkte Fördermittel
	Anlage mit überholten Komponenten, soweit überhaupt zulässig
	Übertragung des Projekts nach Registereintragung: - 50 %

## INBETRIEBNAHMEFRISTEN

Es gelten die folgenden Fristen für die Inbetriebnahme der Anlagen nach Veröffentlichung der Ergebnisse von Register oder Auktion:

	Frist in Monaten Register	Frist in Monaten Auktion
Windkraft onshore	24	31
Wasserkraft	31 bzw. 39	51
Photovoltaik A*	19	24
Photovoltaik A-2*	24	Keine Auktion
Alle anderen Arten von Anlagen	31	51

\* plus 6 für Anlagen der Öffentlichen Hand



## ÜBERSICHT DES VERFAHRENS FÜR PV

Im Folgenden zur Veranschaulichung das Verfahren für Register und Auktion für PV-Anlagen

### Beispiel PV: Verfahren Register

- Gruppe A: Prioritätskriterien für Anlagen auf geschlossenen Mülldeponien, kontaminierten Flächen, auf denen die Altlasten entsorgt wurden, bestimmte Arten von Minen
- Gruppe A2: Priorität in der folgenden Reihenfolge: Schulen, Krankenhäuser, andere öffentliche Gebäude
- E-Auto-Ladestationen
- Anlagengruppen, Angebotene Tarifabsenkung, geringere Tarifhöhe allgemein

Fristaussetzung bei Naturkatastrophen u. ä.

- Gruppe A: + 19 Monate
- Gruppe A2: + 24 Monate
- ab Register

Eröffnung Register

+ 30 Tage Antrag

+ 90 Tage GSE erstellt Listen

+ 90 Tage Annahme

+ 15 Monate ab Register -1%

Inbetriebnahme

+ 6 Monate Tarifverlust

Anlage > 100 kW: provisorische Kautions, 50 % der definitiven Kautions (Rückgabe bei Nichtzuschlag)

Bürgschaft auf erstes Anfordern, 2 % der Investitionskosten (Rückgabe nach Inbetriebnahme)

Betreiber setzt Projekt nicht um:

- < 6 Monate ab Veröffentlichung Liste: 30 % vom GSE eingefordert
- 6-12 Monate ab Veröffentlichung Liste: 50 % vom GSE eingefordert
- > 12 Monate: 100 % vom GSE eingefordert



## Beispiel PV: Ablauf Versteigerung



## Kontakt für weitere Informationen



Svenja Bartels  
Rechtsanwältin & Avvocato  
T +39 049 804 6911  
E svenja.bartels@roedl.it



→ Aus aller Welt

## Wichtige geplante Änderungen der rechtlichen Rahmenbedingungen für den Betrieb von EE-Anlagen in Polen

von Piotr Mrowiec, LL.M.

*Der im Juni vom Ständigen Ausschuss des Ministerrates angenommene Regierungsentwurf der Novelle des Gesetzes über Erneuerbare Energien („EEG-PL“) ist ein weiterer Versuch, das Ausschreibungssystem flexibler zu gestalten und somit den Anteil Grüner Energie am Energiemix zu erhöhen, der durch auf Kohle basierender Energieerzeugung dominiert wird. Der investorenfreundliche Entwurf der Novelle des EEG-PL ist gleichzeitig ein deutliches Zeichen, dass die polnische Regierung endlich ernsthaft versucht, sich der Herausforderung der EU zu stellen, was die Erfüllung der Anforderung hinsichtlich des Anteils von Energie aus erneuerbaren Quellen an der Energiebilanz des Landes betrifft.*

Zwei Schlüsselfaktoren zwingen die polnische Regierung, ihre Aufmerksamkeit auf Erneuerbare Energien zu lenken.

Zum einen ist dies der kontinuierliche Anstieg des Energiebedarfs. Am 12. Juni hat der Bedarf an elektrischer Leistung im Sommer in Polen zum ersten Mal in der Ge-

schichte 24 GW überschritten. Zum Zeitpunkt des Rekordbedarfs von 19 GW wurde den Abnehmern die Leistung durch konventionelle Kraftwerke (vor allem Kohlekraftwerke) zur Verfügung gestellt, 1,6 GW wurden in Windkraftanlagen und 0,5 GW in Wasserkraftwerken erzeugt. Die zusätzlichen ca. 0,5 GW stammten aus Solarkraftwerken. Nicht weniger als 2 GW der Leistung musste Polen aus anderen EU-Ländern importieren (hauptsächlich aus Deutschland, Schweden und Litauen). Das Ausmaß des Problems veranschaulicht am besten die Situation des Warschauer Verteilungsnetzbetreibers, der an diesem Tag mit 1.300,7 MW den historischen größten Energiebedarf der Abnehmer im Sommer verzeichnete. Das sind 55 MW mehr als der vorherige Rekord von Juli 2018.

Zum anderen ist dies der Druck, der sich aus der Pflicht zur Umsetzung der Ziele ergibt, die in der Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen festgelegt wurden. Laut Prognosen der Obersten Kontrollkammer wäre Polen gezwungen, den statistischen

Transfer von Strom aus EE aus Mitgliedstaaten, die über einen Überschuss an dieser Energie verfügen, vorzunehmen, wenn Polen den obligatorischen Mindestanteil von 15 Prozent für Energie aus EE am Bruttoendenergieverbrauch nicht bis 2020 umsetzt. Die Kosten eines solchen Transfers könnten bis zu 8 Mrd. PLN betragen. Ein sprunghafter Anstieg der Leistung aus Erneuerbaren Energien liegt im besten Interesse Polens. Es verwundert also nicht, dass die in der Begründung zum Gesetzesentwurf genannten Voraussetzungen der Novelle den Schwerpunkt auf die Steigerung der Sicherheit und der Vorhersehbarkeit der Grundsätze für die Durchführung von Investitionen im EE-Sektor in Polen legen, um die Anpassung an die strengen Anforderungen der Europäischen Union herbeizuführen.

## DIE WICHTIGSTEN ÄNDERUNGEN – AUSSCHREIBUNGEN

Die Novelle ermöglicht die Durchführung von EE-Ausschreibungen im Jahr 2019.

Der Regierungsentwurf nennt die maximalen Mengen und Werte für Strom aus EE, der im Jahr 2019 im Wege von Ausschreibungen verkauft werden kann. Er setzt für verschiedene Arten von EE, überwiegend Onshore-Windparks und Photovoltaikanlagen, einen summarischen Anstieg der neu installierten Leistung um 3.414 MW voraus. Dadurch kann eine jährliche Stromerzeugung von 9.176 Twh erreicht werden.

Die Novelle verbessert die Bedingungen für Ausschreibungen. Verlängert wurde die Frist für den Beginn mit dem Stromverkauf aus der Anlage, die eine Ausschreibung für sich entschied. Die bisherigen Regelungen sehen folgende Fristen vor: 18 Monate für Betreiber von PV-Anlagen – vorgeschlagene Verlängerung auf 24 Monate; 24 Monate für Betreiber von Onshore-Windparks – vorgeschlagene Verlängerung auf 33 Monate; und 36 Monate für die Betreiber anderer EE-Anlagen, ausgenommen Offshore-Windparks (vorgeschlagene Verlängerung auf 42 Monate).

Der Gesetzgeber hat die Möglichkeit zugelassen, das Sieger-Gebot bei einer Ausschreibung einmalig zu aktualisieren. Die o.g. Berechtigung betrifft das geplante Anfangsdatum des Zeitraums der Inanspruchnahme des ausschreibungs-basierten Förderungssystems bzw. der installierten elektrischen Leistung aus Erneuerbaren Energien, mit dem Vorbehalt, dass die gesamte aktualisierte Leistung einer solchen Anlage nicht deren ur-

sprüngliche qualifizierenden Merkmale, die für diese Anlage am Tag der Unterbreitung des Gebots galten, verändert.

## NETZANSCHLUSSVERTRÄGE

Der Entwurf der Novelle sieht die Verlängerung der Frist für die Herstellung des Netzanschlusses für Anschlussverträge, die vor dem 4.11.2015 geschlossen wurden, vor. Die bisherige Praxis der Betreiber bestand oft darin, dass die Anschlussverträge mit sog. „verspäteten Herstellern“, die Probleme mit der Einhaltung des Zeitplans



für den Anschluss hatten, gekündigt wurden. Dies war auf die Befürchtung der Betreiber zurückzuführen, Kapazitäten in virtuelle Projekte ohne tatsächliche Aussicht auf Erfolg einzusetzen. Diese unflexible Herangehensweise der Betreiber hatte aber wenig mit den Realien des Investitionsprozesses zu tun und beschränkte auch den Kreis der Unternehmen, die bereit waren, an EE-Ausschreibungen teilzunehmen. Gemäß dem Entwurf der Novelle soll die Gültigkeit der erwähnten Anschlussverträge verlängert werden und Kündigungsgrundlage wird das Ausbleiben der ersten Netzeinspeisung bis zum 30.6.2021 sein.

## WINDENERGIE

Eine Änderung soll auch für das sog. „Entfernungs-gesetz“ gelten. Das Energieministerium ist bestrebt, die Genehmigungen für den Bau von Windkraftanlagen, die noch vor dem Inkrafttreten (am 16. Juli 2016) des verhängnisvollen Gesetzes über Investitionen im Bereich der Windkraftanlagen erlassen wurden, in möglichst breitem Umfang auszunutzen. Im Zusammenhang mit der vorgeschlagenen Änderung werden die Genehmigungen für den Bau neuer Windkraftanlagen, die vor dem Inkrafttreten des o.g. Gesetzes erlassen wurden,

bis Mitte des Jahres 2024 gültig bleiben. Es ist nicht schwer zu erkennen, dass die Regierung auch in Bezug auf Windenergie die Strategie „Alle Mann an Deck“ verfolgt, die auf den Druck zurückzuführen ist, die Ziele für die Ausschreibungen 2019 möglichst weitreichend umzusetzen.

## EINFACHERE EINHOLUNG EINER PLANUNGSENTSCHEIDUNG

Gegenwärtig wird die deutliche Mehrheit der polnischen EE-Anlagen aufgrund von Bauvorbescheiden errichtet. Diese werden vom Gemeindevorsteher, Bürgermeister oder Oberbürgermeister erlassen, nachdem der Investor die im Gesetz über Planung und Raumordnung enthaltenen Bedingungen erfüllt hat. Die Praxis des Investitionsprozesses zeigt, dass die Erfüllung dieser Anforderungen problematisch sein kann. Ein Paradebeispiel ist die Bedingung der Einhaltung des Grundsatzes „der guten Nachbarschaft“, der die Pflicht zur Einhaltung einer mit den anliegenden Grundstücken einheitlichen und kohärenten Bebauung betrifft. Stark vereinfacht geht es darum, dass die EE-Anlage an ein Gelände angrenzen soll, das eine ähnliche Funktion erfüllt. Somit ist es z. B. ausgeschlossen, eine PV-Anlage hinter einer Schule oder einem Krankenhaus zu errichten. Nach der aktuellen Rechtslage gelten diese Beschränkungen nicht für Eisenbahnstrecken, lineare Objekte und technische Infrastruktur. Wichtig ist: Der Entwurf der Regierungsnovelle erweitert den Katalog der bevorzugten Investitionen auch um EE-Anlagen. Diese Änderung wird zweifellos eine positive Auswirkung auf die Dynamik der Umsetzung von Bauvorhaben im Bereich EE-Anlagen haben. Wobei die geplante Änderung der Planungsvorschriften Erleichterungen für sog. Mikroanlagen bedeuten wird, d. h. EE-Anlagen mit einer installierten elektrischen Gesamtleistung von bis zu 50 kW, die an ein Stromnetz mit einer Nennspannung von weniger als 110 kV angeschlossen sind, oder mit einer Wärmeleistung aus Kraft-Wärme-Kopplung von bis zu 150 kW, deren installierte elektrische Gesamtleistung 50 kW nicht überschreitet.

## PROSUMENT ERNEUERBARER ENERGIE

Die Novelle erweitert die Definition des „Prosumenten Erneuerbarer Energie“. Dies wird ein Endabnehmer sein, darunter auch ein Unternehmer, der EE-Strom für den Eigenbedarf in einer Mikroanlage herstellt und diese Energie speichern oder einem verpflichteten Verkäufer bzw. einem anderen Verkäufer verkaufen kann. Voraussetzung ist, dass der Verkauf von Strom aus der eigenen Mikroanlage (Leistung bis 50 kW) für Abnehmer, die keine Haushalte sind, nicht den Gegenstand des Kerngeschäfts im Sinne des Gesetzes über die öffentliche Statistik bildet.

Der Entwurf der Novelle muss zur weiteren Bearbeitung an den Sejm (eine der Kammern der polnischen Nationalversammlung) weitergeleitet werden und nach dessen Verabschiedung und Unterzeichnung durch den Präsidenten Polens wird er geltendes Recht. Nach dem Inkrafttreten der Novelle wird es auch mit viel größerer Wahrscheinlichkeit möglich sein, festzustellen, wann die nächste Energieausschreibung organisiert werden wird.

## Kontakt für weitere Informationen



Piotr Mrowiec, LL.M.  
Attorney at Law (Poland), Mediator  
T +48 222 106 990  
E piotr.mrowiec@roedl.com



Jakub Plebański  
Junior Jurist  
T +48 585 826 590  
E jakub.plebanski@roedl.com

→ Aus aller Welt

## Die Biogaserzeugung in Malaysia

### Chance oder Herausforderung?

von Michael Wekezer und Valentin Schalit

*Die neue Umwelt- und Energieministerin Malaysias Yeo Bee Yin setzt darauf, dass ihr Land bis 2025 insgesamt 20 Prozent des Energiebedarfs durch Erneuerbare Energien decken wird. Um diese Zielmarke zu erreichen, sind allerdings erhebliche Anstrengungen vonnöten, da das Land bisher nur 2 Prozent des erzeugten Stroms aus regenerativen Quellen gewinnt. Neben der Solarenergie könnte dabei Erneuerbare Energie aus Biomasse bzw. Biogas eine wichtige Rolle spielen.*

Als tropisches Land verfügt Malaysia über eine große Menge an Biomasse. Der Palmölsektor kann als einer der wichtigsten Biomasselieferanten angesehen werden. Ca. 5,75 Millionen Hektar der Fläche des Landes – in etwa das Staatsgebiet Kroatiens – werden für Palmplantagen genutzt, was Malaysia zum zweitgrößten Palmölproduzenten der Welt macht. Neben den Reststoffen aus Palmöl bieten sich in Malaysia außerdem noch Biomasse aus der Zuckerrohr-, Reis-, Mais-, Kenaf- und Kokosnussproduktion sowie kommunale Abfälle und Reststoffe aus der Tierhaltung an.

#### FÖRDERUNG DES BIOGASSEKTORS IN MALAYSIA

Um diese Ressourcen zu nutzen und die geschätzten Potenziale von über 500 MW für Biogas in Malaysia zu heben, möchte die Regierung die Entwicklung des Biogassektors beschleunigen. Konkret sollen beispielsweise alle Palmölmühlen im Rahmen des EPP5-Programms bis 2020 mit einer Biogasanlage ausgestattet sein. Dadurch soll auch die Umweltbelastung durch Abwässer aus der Palmölerzeugung sinken. Zusätzlich müssen alle Mühlenbetreiber, die ihren Betrieb vergrößern bzw. neue Mühlen installieren möchten, zukünftig eine Biogasanlage errichten. Bislang verfügen nur rund 35 Prozent der Mühlen über eine derartige Anlage. Darüber hinaus kann sich die Erzeugung von Biogas lohnen, um eine Zertifizierung für nachhaltig produziertes Palmöl zu erhalten. Diese muss etwa in der EU seit 2009 für Öle vorgezeigt werden, die in der Energiegewinnung genutzt werden, um für deren Einsatz eine staatliche Förderung zu erhalten.

Konkret wird die Entwicklung des Biomasse- und Biogassektors durch den Einspeisetarif (Feed-in-Tariff, FiT) gefördert, der es einem Produzenten Erneuerbarer Energie erlaubt, zu einem festen Tarif 16 Jahre Strom in das Netz des nationalen Netzbetreibers TNB (bzw. SESB auf Sabah in Borneo) einzuspeisen.

	Biogas (RM/kWh)	Biogas (Deponiegas/Landwirt. Abfall) (RM/kWh)
<b>a) Grundlegende Einspeisetarife</b>		
Kapazität von bis zu 4 MW	0,3184 (6,8 EURct)	bis zu 5 MW 0,211 - 0,2814 (4,7 - 6 EURct)
bis zu 10 MW	0,2985 (6,4 EURct)	
bis zu 30 MW	0,2786 (5,9 EURct)	
<b>b) Boni bei Erfüllung folgender Kriterien (in RM/kWh)</b>		
Nutzung der Gasmotortechnologie, Effizienz > 40 %		+0,0199 (0,43 EURct)
Nutzung lokal hergestellter oder zusammengebaute Gasmotortechnologie		+0,0500 (1,1 EURct)
Nutzung von Deponie- oder Klärgas oder landwirt. Abfälle (inkl. Tierabfälle) als Brennstoffquelle	0	+0,0786 (1,7 EURct)

Aktuelle Einspeisetarife für Biogas in Malaysia (RM = Malaysischer Ringgit), Quelle: SEDA Malaysia



## ERZEUGUNG VON BIOGAS IN MALAYSIA – CHANCE ODER HERAUSFORDERUNG?

Doch trotz dieser Unterstützung war die Entwicklung des Biomassesektors noch nicht so erfolgreich wie beispielsweise im Nachbarland Thailand, wo bereits mehr als 7 Prozent des Stroms aus Biomasse gewonnen werden. Zum einen liegt das daran, dass in Malaysia die Zubaukapazität pro Jahr limitiert ist und kein Vorrangsprinzip zur Abnahme des erneuerbar erzeugten Stroms wie in Deutschland existiert. Andererseits werden gerade in entlegeneren Gebieten häufig der fehlende Stromanschluss und auch die hohen Investitionskosten als Hindernis angesehen. Daher wird die Biomasse eher für die Produktion von Pellets, Biofasern oder auch Bio-CNG für den Export nach Ostasien genutzt. Während Unternehmer aus diesen Ländern die Potenziale des Imports malaysischer Bioenergie immer weiter ausloten, betrachten lokale Akteure die Nutzung von Biogas bisher eher als eine Herausforderung und weniger als Chance. Folglich wird ein Großteil der Biomasse verbrannt oder in der Umwelt entsorgt.

Dabei bieten sich gerade an den fast 450 Palmölmühlen, die sich häufig in abgelegenen Gegenden befinden, durch die Errichtung von Biogas- bzw. Biomasseanlagen vielfältige Potenziale. Denn so lassen sich diese Regio-

nen dezentral mit erneuerbarem Strom versorgen, der noch dazu keiner Volatilität in seiner Erzeugung unterliegt, während zusätzlicher Netzausbau eingespart werden kann. Gerade die Bündelung von Biogasanlagen nahe gelegener Ölmühlen zu Energieclustern könnte dazu beitragen, eine dezentrale Energieversorgung in noch nicht an das Netz angeschlossenen Regionen zu gewährleisten. Dies schließt nicht nur die Stromerzeugung mit ein, sondern etwa auch die dezentrale Produktion von Bio-CNG über die Biogasaufbereitung, mit der lokal gerade in entlegenen Regionen Lastwagen und Busse mit Gas versorgt werden können. So lassen sich Kosten einsparen, denn während der Preis für Diesel bei etwa 2,32 RM pro Liter (0,49 Euro) liegt, lässt sich Bio-CNG bereits für 1,90 RM pro Liter (0,41 Euro) herstellen. Zwar kann das Bioflüssiggas mit dem konventionell erzeugten CNG, das mit 0,5 RM (0,11 Euro) pro Liter stark vom Staat subventioniert wird (Preis pro Liter: 1,05 RM/0,22 Euro), nicht mithalten. Jedoch bietet sich dieser erneuerbar erzeugte Treibstoff gerade in schwer zu erreichenden Regionen als vielversprechende Alternative an. Da die benötigten Rohstoffe lokal vorhanden sind und Bio-CNG auch aufgrund nicht vorhandener Transportkosten günstiger als Diesel ist, können lokale Gemeinden und Palmölplantagenbetreiber von dieser dezentral erzeugten Energie profitieren.

## BIOGAS AUS RESTSTOFFEN DER PALMÖLPRODUKTION

Das dafür benötigte Biogas wird aus den beiden wesentlichen Substraten aus der Palmölproduktion gewonnen: Zum einen gehört dazu feste Biomasse, etwa aus Palmenblättern oder leeren Fruchtstauden (ca. 80 Mio. Tonnen jährlich). Auf der anderen Seite ist Palmölabwasser, kurz POME (Palm Oil Mio. Efluent), als wichtiger Rohstoff zu nennen. Schätzungsweise 60 Mill. Tonnen fallen jährlich beim Herstellungsprozess des Öls in den malaysischen Mühlen an und stellen unbehandelt aufgrund des hohen chemischen Sauerstoffbedarfs eine Herausforderung für die Umwelt dar. Insgesamt können aus einem m<sup>3</sup> POME 28m<sup>3</sup> Biogas erzeugt werden, wobei aus einer Tonne leerer Fruchtstauden 0,6 m<sup>3</sup> POME entstehen. Da auch die Erzeugung von Palmöl saisonalen Schwankungen unterliegt, bietet sich in der Nebensaison, wenn weniger POME anfällt, die Co-Fermentation mit leeren Fruchtstauden an. Grundsätzlich findet die Erzeugung von Biogas in Malaysia auf zwei unterschiedliche Arten statt: Bei der in Europa üblichen Variante, dem Einsatz des Fermentertanks, können unterschiedliche Substrate miteinander kombiniert werden. Allerdings ist hier (mindestens) ein Rührwerk nötig, um Sedimentation zu verhindern und die Biomasse gleichmäßig zu verteilen. Zudem ist eine Zerkleinerung der Substrate nötig, was diesen Typ insgesamt teurer macht. Bei der Variante der mit einer luftundurchlässigen Plane bedeckten Lagune ist dies nicht notwendig. Hier ist allerdings neben dem Preis auch die Methanausbeute geringer. Außerdem ist dieser Typ eher für POME geeignet.

## POTENZIALE FÜR DEUTSCHE UNTERNEHMEN IM BEREICH BIOGAS

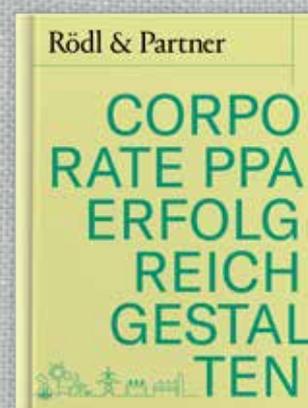
Gerade im Zusammenhang mit der ersten Variante weisen Branchenexperten darauf hin, dass auch viele neu gebaute Biogasanlagen aufgrund von Qualitätsmängeln häufig stillstehen. Dies liegt zum einen daran, dass mit dem Ziel der Minimierung der Investitionskosten qualitativ minderwertige Komponenten verbaut werden. Deshalb wird auch häufig an den Lagerkapazitäten für POME, den Investitionen in Rührwerke und Messgeräte gespart, was die Effizienz der Anlage senkt und Betriebskosten erhöht. Deutsche Anbieter geraten daher trotz eines Preisaufschlags von 20 bis 30 Prozent im Vergleich zu asiatischen Konkurrenzprodukten aufgrund der Verlässlichkeit ihrer Produkte zunehmend in den Fokus der malaysischen Biogasbranche. Auf der anderen Seite fehlt es den Betreibern der Anlagen hinsichtlich des Betriebs der Anlage häufig an Know-how, etwa im Hinblick auf die optimale Temperatur, pH-Werte, die richtige Vorbehandlung der Substrate, die richtige Mischgeschwindigkeit etc. Hier können deutsche Firmen frühzeitig ansetzen und Trainings anbieten. Auch After-Sales-Services gewinnen an Bedeutung: So lässt sich in Kombination mit moderner Messtechnik auch die Überwachung und Steuerung wichtiger Parameter wie der CO<sub>2</sub>-, Schwefelwasserstoff- oder Methankonzentration der Anlage – sogar von Deutschland aus – organisieren. Gerade im Hinblick auf die dezentrale Verteilung vieler Anlagen können solche Angebote entscheidend sein, um den effizienten Betrieb der Anlage zu gewährleisten und die Zahl der Wartungsbesuche in den entlegenen Orten zu reduzieren.

## Kontakt für weitere Informationen



Michael Wekezer, LL.M.  
Rechtsanwalt  
T +603 2276 2755  
E michael.wekezer@roedl.com

## Kennen Sie schon unser neues E-BOOK?



Jetzt kostenfrei herunterladen:

<http://bit.ly/CorporatePPA>



## 2 Jahre Erfahrung im Betrieb – Interview mit Kai Imolauer

### *Wie ist die Idee zu RENEREX entstanden?*

Rödl & Partner unterstützt schon seit fast 20 Jahren engagiert Investoren und Projektentwickler im Bereich der Erneuerbaren Energien im In- und Ausland – man könnte sagen mit Beginn des EEGs ging es in Deutschland los und es hat sich dann zu einem weltweiten Beratungsmarkt entwickelt. Daher erhalten wir regelmäßig sowohl Anfragen von Projektentwicklern, die nach Investoren für ihre Finanzierung suchen, sowie umgekehrt. Des Weiteren nimmt der Wettbewerb um attraktive Anlagemöglichkeiten gerade im europäischen EE-Markt stetig zu und ebenso wächst die Bedeutung der Erneuerbaren Energien in Schwellen- und Entwicklungsländern. Deswegen hatten wir die Idee zu RENEREX, einer Matchingplattform, die einen technologie- und länderübergreifenden Online-Marktplatz für EE-Projekte darstellt, den wir Investoren und Projektentwicklern auf der ganzen Welt kostenfrei zur Verfügung stellen.

### *Welchen Mehrwert bietet RENEREX?*

Bei der Entwicklung der Plattform wurde besonders viel Wert auf die Möglichkeit eines vertraulichen Datenaustauschs gelegt. Jeder Investor und jeder Projektentwickler wird von uns einem kurzem Plausibilitätscheck unterzogen. Dieses Prozedere soll Platzierungen von unseriösen Angeboten beiderseitig vorbeugen. Außerdem wird die Identität eines Investors dem Projektentwickler erst dann bekannt, wenn dieser Detailinformationen zu einem Projekt anfordert. So vermeiden Investoren unerwünschte Anfragen. Ebenso profitieren Projektentwickler davon, dass sie Detailinformationen zwar bequem über RENEREX zur Verfügung stellen können, aber die volle Kontrolle darüber behalten, mit wem und in welcher Tiefe sie Detailinformationen teilen möchten.

Wir werden in Kürze Renerex erweitern um hilfreiche Guidelines zu EE-Förderprogrammen und der Angabe von den wichtigsten Förderprogrammen auf der ganzen Welt. Dies wird dann ebenfalls gekoppelt mit der Market Overview, die die wichtigsten Geschäftsmodelle im Bereich EE online darstellen wird.

### *Gehe ich mit der Anmeldung irgendeine Form von Verpflichtung ein oder erwarten mich Kosten jeglicher Art?*

Ganz klar: nein! Weder durch die Registrierung als Investor oder Projektentwickler, noch durch die Anlage von Projekten oder die Anfrage von tiefergehenden Informationen von Projekten gehen Sie irgendeine Verpflichtung ein. RENEREX ist eine vollständig kostenlose Plattform von Rödl & Partner. Sofern gewünscht, unterstützen wir Sie natürlich gerne mit unseren Leistungen bei einer geplanten Projekttransaktion.

### *Wie sieht es mit der Datensicherheit aus?*

Die Online-Plattform RENEREX wird in Deutschland auf unseren eigenen Servern gehostet und unterliegt somit europäischem Datenschutzrecht sowie europäischen Richtlinien und Standards. Die Daten werden von uns selbstverständlich lediglich für die Abwicklung des Registrierungsprozesses verwendet, es erfolgt keinerlei Weitergabe oder Weiterverwertung durch Dritte!

### *Wie ist der aktuelle Stand und wie sehen Sie die Zukunft von RENEREX?*

Wir freuen uns, dass sich aktuell bereits 230 User bei RENEREX registriert haben. Mehr als 100 Investoren zeigen großes Interesse an den aktuell veröffentlichten Projekten mit insgesamt 1.446 MW aus aller Welt. Wir bewerben RENEREX nicht intensiv, sondern setzen gezielt darauf, dass sich eine RENEREX-Community bilden wird. Von Zeit zu Zeit starten wir kleine Kampagnen, aber derzeit erweitert sich RENEREX quasi von selbst. Ein regelmäßiger Blick auf die Seite ist also empfehlenswert.

Kontakt für weitere Informationen:

Kai Imolauer | +49 911 9193 3606 | kai.imolauer@roedl.com

[www.renere.com](http://www.renere.com)



→ Neuigkeiten zu internationalen EE-Förderprogrammen

## Scaling Solar jetzt auch in Usbekistan

Als fünftes Land unter dem Schirm von Scaling Solar und zudem erstes Land außerhalb Afrikas hat Usbekistan die Vergabe eines ersten PV-Projektes mit 100 MW im Südwesten des Landes gestartet. Die Vergabe ist jedoch beschränkt auf die elf erfolgreichen Unternehmen eines vorgeschalteten Teilnahmewettbewerbs, der noch außerhalb von Scaling Solar durchgeführt wurde. Ergebnisse werden für das dritte Quartal 2019 erwartet.

Insgesamt geplant ist im Rahmen von Scaling Solar in den nächsten Jahren die Vergabe von bis zu 1 GW an PV-Anlagen in Usbekistan. Das Land ist bislang insbesondere von Gas abhängig. Dieses trägt zu 82 Prozent zur Stromerzeugung des Landes bei.

## *Kontakt für weitere Informationen*



Maria Ueltzen  
Europäische Diplom-  
Verwaltungsmanagerin (FH)  
T +49 911 9193 3614  
E [maria.uelzten@roedl.com](mailto:maria.uelzten@roedl.com)

→ Rödl & Partner intern

## Veranstaltungshinweise



Jetzt anmelden  
und Frühbucherrabatt  
sichern

# Branchen- treffen

## Erneuerbare Energien

27. November 2019  
in Nürnberg

Wir laden Sie herzlich ein, in unserem Nürnberger Stammhaus am 27. November 2019 unser Gast zu sein. Informieren Sie sich umfassend über die Umsetzung von EE-Projekten unter rechtlichen, wirtschaftlichen und steuerlichen Aspekten – aus nationaler und internationaler Sicht.

Bei einer Anmeldung bis 31.10.2019 erhalten Sie einen Frühbucherrabatt von 25 Prozent!

### *Unsere Highlights in diesem Jahr sind:*

- 30 Fachvorträge aus mehr als 20 Ländern
- Gastvortrag von Prof. Dr. Berg, Präsidiumsmitglied Club of Rome
- Expertentalk mit namhaften externen Referenten
- Vorstellung Marktübersicht – Vermarktungsmodelle und deren Einsetzbarkeit weltweit
- Mit Thorsten Glauber, Bayerischer Staatsminister für Umwelt und Verbraucherschutz

Informieren Sie sich hier: [www.roedl.de/ee-bt](http://www.roedl.de/ee-bt)

### *Kontakt für weitere Informationen*



Patrick Marschner  
B.A. Betriebswirtschaftslehre  
T +49 911 9193 3610  
E [patrick.marschner@roedl.com](mailto:patrick.marschner@roedl.com)

# Rödl & Partner

## Impressum

Verantwortlich für redaktionelle Inhalte gemäß § 55 Abs. 2 RStV:

Prof. Dr. Christian Rödl  
Äußere Sulzbacher Straße 100  
90491 Nürnberg

Rödl Rechtsanwaltsgesellschaft Steuerberatungsgesellschaft mbH  
Äußere Sulzbacher Straße 100  
90491 Nürnberg  
Deutschland / Germany

Tel: +49 911 9193 0  
Fax: +49 911 9193 1900  
E-Mail: [info@roedl.de](mailto:info@roedl.de)  
[www.roedl.de](http://www.roedl.de)

einzelvertretungsberechtigter Geschäftsführer:  
Prof. Dr. Christian Rödl, LL.M., RA, StB

Umsatzsteueridentifikationsnummer:  
DE 245930498

Berufliche Niederlassung als Steuerberater in Nürnberg

Berufsbezeichnung: Steuerberater, Rechtsanwalt  
verliehen in: Bundesrepublik Deutschland.

**zuständige Kammern:**  
Die bei der Rödl Rechtsanwaltsgesellschaft Steuerberatungsgesellschaft mbH tätigen Rechtsanwälte sind Mitglieder der für ihre Zulassung bzw. für ihre berufliche Niederlassung zuständigen Rechtsanwaltskammer und unterliegen der Aufsicht des Vorstands der zuständigen Rechtsanwaltskammer. Weitere Informationen zu den regionalen Rechtsanwaltskammern finden Sie hier.

Die bei der Rödl Rechtsanwaltsgesellschaft Steuerberatungsgesellschaft mbH tätigen Steuerberater sind Mitglied der für ihre berufliche Niederlassung zuständigen Steuerberaterkammer und unterliegen deren Aufsicht. Weitere Informationen zu den regionalen Steuerberaterkammern finden Sie hier.

Berufsrechtliche Regelungen:

für Rechtsanwälte:  
Bundesrechtsanwaltsordnung (BRAO),  
Berufsordnung für Rechtsanwälte (BORA),  
Gesetz über die Vergütung der Rechtsanwältinnen und Rechtsanwälte (RVG),  
Fachanwaltsordnung (FAO),  
Berufsregeln der Rechtsanwälte der Europäischen Gemeinschaft,  
Gesetz über die Tätigkeit europäischer Rechtsanwälte in Deutschland (EuRAG).  
Alle Texte sind hier abrufbar.

für Steuerberater:  
Steuerberatungsgesetz (StBerG),  
Durchführungsverordnung zum Steuerberatungsgesetz (DVStB),  
Berufsordnung der Bundessteuerberaterkammer (BOSTB),  
Berufsordnung der Steuerberater in Europa (EuropBGr),  
Steuerberatungsvergütungsverordnung (StBVV).  
Alle Texte sind hier abrufbar.

**Hinweis:**  
Um zu vermeiden, dass der Rödl & Partner-Newsletter unbemerkt von Ihrem Spam-Filter aussortiert oder gelöscht wird, bitten wir Sie, die Absenderadresse, die Sie in der Regel am Anfang dieser E-Mail finden, in Ihr Adressbuch aufzunehmen. Klicken Sie hierzu auf „Antworten“, dann klicken Sie die Adresse einfach mit der rechten Maustaste an.

**Datenschutz:**  
Wir versichern Ihnen, dass Ihre Daten, die Sie bei der Anmeldung zu unserem Newsletter angegeben haben, nicht an Dritte weitergegeben werden, sie dienen lediglich dem Versenden der E-Mail-Newsletter.

Weitere Informationen zum Datenschutz.

**Urheberrecht:**  
Alle Rechte vorbehalten. Jegliche Vervielfältigung oder Weiterverbreitung in jedem Medium als Ganzes oder in Teilen bedarf der schriftlichen Zustimmung der Rödl Rechtsanwaltsgesellschaft Steuerberatungsgesellschaft mbH.

**Vertraulichkeitserklärung:**  
Der Inhalt dieser E-Mail ist vertraulich und ausschließlich für den bezeichneten Adressaten bestimmt. Wenn Sie nicht der vorgesehene Adressat dieser E-Mail oder dessen Vertreter sein sollten, so beachten Sie bitte, dass jede Form der Kenntnisnahme, Veröffentlichung, Vervielfältigung oder Weitergabe des Inhalts dieser E-Mail unzulässig ist. Wir bitten Sie, sich in diesem Fall mit dem Absender der E-Mail in Verbindung zu setzen und diese Mail sowie alle Kopien davon zu vernichten. Herzlichen Dank für Ihre Unterstützung.