

Potenziale erkennen

E|nEws



Erneuerbare Energien: Erfahrungen und Trends weltweit

Ausgabe: Februar 2018 – www.roedl.de/ee

> Lesen Sie in dieser Ausgabe:

Im Blickpunkt

- > Erneuerbare Energien in Indien –
Kurzinterview mit Michael Wekezer 2

Aus aller Welt

- > Corporate PPA – Direkter Stromverkauf:
Ist das eine Option? 4
- > Erster 10-Jahres-PPA in Spanien
abgeschlossen. 7
- > Solarenergie im Land des Atomstroms –
Aktuelle Entwicklungen bei der
Photovoltaik in Ungarn 8
- > Signifikante Änderungen im
polnischen EEG 9
- > Der Schlüssel zu Europas Fernwärme
liegt in der Tiefe 11
- > Folgen der US-Steuerreform und
Branchentrends 17
- > Stromeigenerzeugung und Direkt-
vermarktung in Südafrika: Option für
deutsche Unternehmen? 19

Neuigkeiten zu internationalen EE-Förderprogrammen

- > GET FiT Sambia – Erste Ausschreibungs-
runde für Anfang 2018 geplant 21
- > Wärmenetze 4.0 – Investitionszuschüsse
für Wärmenetz- und aufbau in
Deutschland 21

Rödl & Partner intern

- > 8. Branchentreffen Erneuerbare
Energien 22
- > RENEREX 22

Liebe Leserin, lieber Leser,

das Jahr 2018 ist erst wenige Wochen alt und schon muss die erste Hiobsbotschaft verkündet werden: Deutschland verabschiedet sich von seinen Klimaschutzzielen bis 2020. Die Sondierungsgespräche der möglichen neuen Regierung hatten im Hinblick auf die Einsparung von Klimazielen einen relativ schnellen Konsens gefunden. Es bleibt zu hoffen, dass eine neue Regierung trotzdem den Kurs auf den langfristigen Ausbau der Erneuerbaren Energien hält und künftig für stabile Rahmenbedingungen sorgt. Mit interessanten Fördermöglichkeiten für innovative Wärmekonzepte wurden in jüngerer Vergangenheit immerhin die richtigen Weichen für eine mögliche Energiewende im Bereich des „schlafenden Riesen“ gestellt.

Auch weltweit betrachtet sind die erforderlichen Rahmenbedingungen mittlerweile vielerorts als positiv einzuschätzen – der internationale Zuwachs an Erneuerbaren Energien ist nicht mehr aufzuhalten. Im vergangenen Jahr musste selbst die IEA (Internationale Energieagentur) ihre konservativen Prognosen anpassen und die auf längst überholten Zahlen basierenden Kostenschätzungen revidieren.

Als eine stabile Rahmengröße kann hierbei die Finanzierbarkeit von gut strukturierten EE-Projekten beschrieben werden. Dabei sind die Anforderungen je nach Technologie, Errichtungsort und den dort geltenden Regularien durchaus anspruchsvoll. Die Teilnehmer der Podiumsdiskussion „Finanzierung Erneuerbarer Energien im internationalen Kontext“ auf unserem 7. Branchentreffen im vergangenen November konnten jedoch glaubhaft darlegen, dass auch diese Herausforderungen mit den richtigen Werkzeugen durchaus gemeistert werden können. Das Branchentreffen war im Rückblick betrachtet wieder ein großer Erfolg und bestätigt uns, dieses Konzept so fortzuführen.

Auch mit unseren ersten E|nEws des neuen Jahres möchten wir Sie wieder in gewohnter Form über aktuelle Entwicklungen und Trends unserer Branche in Deutschland und weltweit informieren und Ihnen Anregungen für ein erfolgreiches Jahr 2018 geben.

Wir wünschen Ihnen eine spannende Lektüre!

Martin Wambach
Geschäftsführender Partner

Anton Berger
Partner



Im Blickpunkt

> Erneuerbare Energien in Indien – Kurzinterview mit Michael Wekezer



1. Herr Wekezer, wie kommt es Ihrer Einschätzung nach, dass in Indien die Erneuerbaren Energien so im Fokus stehen?

Indiens Wirtschaftswachstum, neue Technologien und eine Bevölkerungsdichte, die bereits bei über 1,3 Mrd. liegt, steigern den Energiebedarf des Landes. Außerdem ist eine flächendeckende Stromversorgung im Land nicht immer gegeben; tägliche Stromausfälle in vielen Teilen des Landes sind keine Seltenheit.

Um in der Zukunft sowohl mehr Energie zu produzieren, aber auch die Abhängigkeit von importierten fossilen Energieträgern zu reduzieren, setzt das Land zunehmend auf Erneuerbare Energien.

Die Energieerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen (Solarenergie, Windkraft, kleine Wasserkraft, Biomasse) steigt kontinuierlich an: von 18,2 Prozent in 2017 auf voraussichtlich 40 Prozent in 2030 – dies hat die indische Regierung im Rahmen des Pariser Klimaabkommens als Zielvorgabe akzeptiert. Indien zählt neben China, den USA und Japan zu den Topmärkten für Erneuerbare Energien.

2. Was macht Solarenergie im Vergleich zu den fossilen Energieträgern für Investoren so attraktiv?

Indien verfügt über eine beinahe unüberschaubare Vielzahl von Förderinstrumenten, die die Unionsregierung in Delhi wie auch die einzelnen Bundesstaaten anbieten. Die öffentliche Hand versucht primär die Nachfrageseite des Marktes zu stärken. Zusätzlich existieren aber auch Einspeisetarife und direkte Subventionen. Zudem gibt es zahlreiche Großinvestitionen aus dem Bereich der wirtschaftlichen Zusammenarbeit/Entwicklungshilfe.

Langfristig setzt Indien bei den Erneuerbaren auf Solarenergie als künftige Hauptenergiequelle. Der Grund ist darin zu finden, dass Solarenergie durch die klimatischen Bedingungen mit einer Sonneneinstrahlung von 4 bis 7 kWh/Tag (circa 5.000 Billionen kWh/Jahr) bei rund 300 Sonnentagen pro Jahr begünstigt wird.

Die Preise für Photovoltaik-Paneele aus ausländischer, aber auch heimischer Produktion sinken kontinuierlich. Die Kosten für Solarstrom sinken, wodurch sich die Wettbewerbsfähigkeit von Solaranlagen stetig verbessert. Schon jetzt zeigt sich ein positiver Trend, der dem ambitionierten Plan Indiens zugutekommt: Solarstrom war im Jahr 2017 bereits teilweise günstiger als Kohlestrom.

3. Ein Beispiel: In welchen Bereichen werden Solaranlagen in Indien momentan eingesetzt?

Die Liste ist lang, um nur einige Beispiele zu nennen: Eines der weltweit größten Solarkraftwerke steht im südindischen Tamil Nadu und produziert dort mit einer Kapazität von bis zu 648 MW Strom. Ein noch größerer Solarpark mit einer Leistung von 750 MW entsteht im Norden des zentralindischen Bundesstaates Madhya Pradesh. Darüber hinaus wird einer der weltweit größten Windparks mit einer Kapazität von 1.000 MW im indischen Bundesstaat Gujarat erreicht.

Der weltweit erste komplett mit Solarstrom betriebene Flughafen liegt in Kochi im südindischen Kerala.

Darüber hinaus sollen fast 7.000 Bahnhöfe im ganzen Land in den nächsten 5 Jahren durch Solarenergie mit Strom versorgt werden. Weitere 2.000 Bahnhöfe sind anvisiert.

Besonders aktuell sind die Entwicklungen im Bereich der Elektroautos, die bis 2030 die diesel- und benzinbetriebenen Kraftfahrzeuge in Indien ersetzen sollen.

Der Bereich der Aufdachanlagen ist in Indien noch komplett unterentwickelt, wird aber demnächst an Fahrt gewinnen, was vor dem Hintergrund der progressiven Stromtarife auch nicht verwundert. Gleiches gilt für Anlagen zur Sicherung des Eigenbedarfs von Industriebetrieben.



4. Das klingt überaus vielversprechend. Gibt es auch einen Haken?

Eine große Herausforderung stellen derzeit noch die mangelnden Speicherkapazitäten und Übertragungswege dar. Es mangelt an der notwendigen Anzahl von Hochspannungsleitungen, zudem machen Finanzierungsengpässe und zu wenig Fachpersonal den Ausbau der Erneuerbaren Energien schwierig. Der Kauf von Flächen, die für Infrastrukturprojekte notwendig sind, gestaltet sich häufig ebenfalls schwierig. Zudem ist die indische Verwaltung in vielen Fällen ineffizient und in der Herangehensweise sehr formalistisch.

5. Zum Abschluss bitte noch ein Fazit: Sind die Erneuerbaren Energien in Indien für den ausländischen Investor attraktiv?

Aufgrund der enormen Entwicklungsdynamik, struktureller Defizite und vor allem wegen der großen Nachfrage nach Strom, bietet der indische Energiemarkt eine lukrative Geschäftschance für ausländische Unternehmen.

Allerdings waren deutsche Unternehmen, vor allem in der Solarbranche, bislang bei der Gewinnung von Aufträgen bzw. bei der Einreichung von Angeboten für öffentliche Ausschreibungen wenig erfolgreich. Dies liegt vor allem daran, dass viele deutsche Unternehmen nicht auf den indischen Markt vorbereitet sind, sie eher teure Hightech-Produkte als angepasste, kostengünstige Technologien anbieten. So gehen sie bei Ausschreibungen bislang

zu wenig auf die lokalen Anforderungen und Wünsche der Kunden ein. Auf dem lokalen Energiemarkt braucht Indien im Moment noch technisch anspruchslose Lösungen, robuste Kraftwerke zu niedrigen Kosten und mit einem geringen Wartungsaufwand.

Eine gute Vorbereitung für den Markteintritt ist daher unausweichlich. Sie beinhaltet sowohl die Auseinandersetzung mit den einschlägigen Förderinstrumenten als auch praktische Fragestellungen wie die Standortwahl, die mögliche Auswahl eines indischen Partners sowie die Beauftragung eines Beraters, der mit den gesetzlichen Rahmenbedingungen und der indischen Praxis vertraut ist. Auch zu diesem Zweck hat Rödl & Partner Ende 2017 den Trendreport Wachstumsländer Erneuerbare Energien veröffentlicht. Eine informative Lektüre über sechs Länder mit starkem Wachstumspotenzial in der EE-Branche.

Kontakt für weitere Informationen:

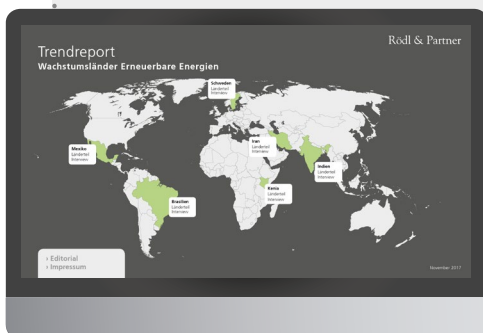


Michael Wekezer

Rechtsanwalt, Niederlassungsleiter

Tel.: +91 (1 24) 483 75 50

E-Mail: michael.wekezer@roedl.pro



Interessiert?

Der aktuelle **Trendreport Wachstumsländer Erneuerbare Energien** soll Ihnen einen umfangreichen Überblick der Chancen und Risiken in ausgewählten, wachstumsstarken Ländern liefern. Der Fokus liegt dabei auf Märkten, in denen aktuell Transformationsprozesse ablaufen und deren unternehmerische Potenziale noch nicht von allen Marktakteuren erkannt wurden.

Laden Sie den Trendreport hier
kostenlos herunter:

[http://www.roedl.de/themen/
trendreport-wachstumslaender-
erneuerbare-energien](http://www.roedl.de/themen/trendreport-wachstumslaender-erneuerbare-energien)





Aus aller Welt

> Corporate PPA – Direkter Stromverkauf: Ist das eine Option?

Von Kai Imolauer

Corporate PPA sind aktuell bereits weltweit in der Umsetzung. Sie bieten gute Chancen für Projektrealisierungen auf Basis von bilateralen Stromverkaufsverträgen. Es eröffnen sich noch weitere Möglichkeiten, sollten mit Durchleitungsverträgen die Standorte von Erzeugung und Verbrauch trennbar werden.

FIT (Feed-in-Tarif)-Systeme werden zunehmend in diversen Ländern von Ausschreibungen abgelöst. Die Ausschreibungen begrenzen natürlich einerseits den Markt erheblich in seinem Volumen (siehe Deutschland Planausbau PV: 600 MWp pro Jahr gemäß EEG 2017 § 28 Ausschreibungsvolumen) und grenzen – trotz vieler anderslautender Meldungen der BNetzA (Bundesnetzagentur) – die Bietervielfalt erheblich ein. Aus eigenem Beratungsalldag zeigt sich, dass alleine die Unsicherheit hinsichtlich des anzulegenden Wertes, der Aufwand für Flächensicherung und Plangenehmigungsverfahren (z. B. bei Deponien) viele kleiner Entwickler, aber auch Stadtwerke, Kommunen und Bürgerenergiegenossenschaften von einer Teilnahme am EEG-Ausschreibungsverfahren abschrecken. Das Wagnis ist höher und somit auch der Bedarf einfach gegeben, dieses Wagniskapital in Form von Projektentwicklung oder Beratern aufzubringen. Hinzu kommt, dass große Unternehmen alleine durch Einkaufspolitik erhebliche Vorteile bei den Baukosten und letztendlich entscheidenden Gestehungskosten realisieren können. Die Finanzierungsbedingungen bei aktuellem Zinsniveau bzw. die EK-Rendite dürften dann sogar in den Hintergrund treten.

Vollmundig berichten aber diverse Unternehmen der Projektentwicklung wie auch Hersteller (wie auch auf dem Rödl & Partner Branchentag im November geschehen) von Corporate PPA, sprich vom direkten Verkauf an einen privaten Abnehmer. In Deutschland eher schon schwierig wegen EEG-Umlage darstellbar (PV-Pachtmodelle versuchen hier ja letztendlich solche Modelle), im Ausland dagegen ein durchaus denkbares Modell.

Man kann letztendlich zwei Modelle unterscheiden: einerseits, wenn eine direkte Anbindung der Anlage am Gebäude des Stromverbrauches möglich ist und andererseits, wenn eine Netzdurchleitung nötig ist.

Das erstgenannte ist sicherlich immer dann interessant, wenn auf einem Areal Flächen für bspw. PV gegeben sind. Dachflächen, Parkplatzflächen, Randflächen können genutzt werden und der EPC/IPP bringt sein Know-how ein, um eine optimal auf den Bedarf ausgelegte Anlage zu errichten. Der Strom wird ins Arealnetz eingespeist und eben direkt verbraucht (Überschusseinspeisung oder Net-Metering ist in manchen Ländern möglich).

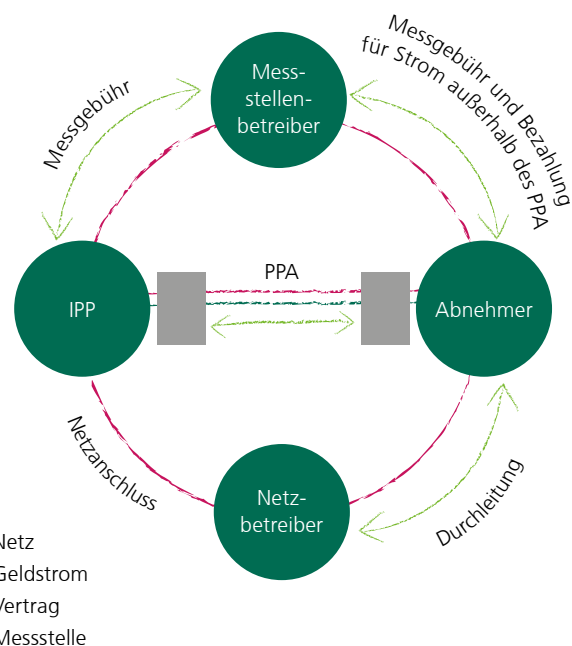


Mittelfristig wird bei fallenden Preisen für Batteriesysteme auch das dezentrale Lastmanagement (Peak-shaving) eine deutlich wichtigere Rolle einnehmen.

Erster Blick bei einer Marktrecherche gilt dem Industriestrompreisniveau – denn wenn es nicht wirklich Einsparungen bringt, wird wohl kaum jemand sich überhaupt binden. Des Weiteren sollte der Stromabnehmer eben auch PPAs in Fremdwährung (Dollar, Euro) eingehen – dies ermöglicht einfach die Finanzierung auch in Ländern mit höheren Währungsrisiken. Es wird ein bilaterales Geschäft zwischen Erzeuger und Verbraucher. Freilich muss der regulatorische Rahmen auch solche Modelle langfristig stützen – was nicht in Deutschland, aber gerade in Schwellenländern durchaus der Fall ist.

Das zweite Modell mit Netznutzung ist zwar etwas komplexer und benötigt mehr vertragliche Bindungen, eröffnet aber gerade auch Windparks oder großen PV-Anlagen erhebliche Möglichkeiten, da eben offensichtlich der Standort des Kraftwerks und des Verbrauchs weit voneinander entfernt sein können.

Das in der Grafik dargestellte Modell wird aktuell von einem Mandanten in Ghana verfolgt. Dort kommen einerseits hohe Strompreise bei den Endkunden, sehr gute Ressourcen (in diesem Fall Küstenstandort für Wind) und ein transparenter regulatorischer Rahmen zum Tragen, die das regulatorische Risiko akzeptierbar machen. Des Weiteren wird das PPA in Dollar geschlossen, was für die exportierenden Endkunden kein Problem darstellt und somit das Währungsrisiko im Hinblick auf die Finanzierung quasi eliminiert. Letztendlich umgeht man den staatlichen Einfluss erheblich und schließt ein bilaterales Stromlieferabkommen. Die Bonität des Abnehmers rückt in den Fokus, lässt sich aber aus Sicht des Betreibers auch durch mehrere Abnehmer diversifizieren. Entscheidend ist das Preisniveau – ist das Angebot attraktiver als der Strompreis des



staatlichen Versorgers (das ist der Fall in Ghana) wird auch die Bank das Stromabsatzrisiko wohlwollend bewerten. Gerade bei ersten Versuchen ist es allerdings von Vorteil, zahlungskräftige Kunden auszuwählen, um somit beim Pilot weniger Schwierigkeiten zu begegnen. Gerade Minen bspw. bieten sich an, da grundsätzlich ein sicheres Geschäft, an diversen Standorten und im Export tätig.

Welche Projekte wurden bereits umgesetzt?

Die folgende Tabelle zeigt Corporate PPA im Ausland und ein paar wenige in Deutschland. Auch wurde ein Fokus bei der Recherche auf Großprojekte gelegt. Die unzähligen kleineren „Contracting“-Projekte sind wohl kaum erfassbar.

| Stromproduzent | Stromabnehmer | Laufzeit | Größe | Technologie | Vergütung | Jahr des Abschlusses | Land |
|--|--------------------|----------|----------|---------------------|-----------------|----------------------|--------------|
| International Privatunternehmen | | | | | | | |
| Enel Green Power | Anheuser-Busch | n.a. | 152,5 MW | Windpark | n.a. | 2017 | USA |
| Avangrid Renewables | Google | n.a. | 196 MW | Windpark | n.a. | 2017 | USA |
| Lincoln Clean Energy | Amazon | n.a. | 253 MW | Windpark | n.a. | 2017 | USA |
| General Electric | Microsoft | 15 Jahre | 37 MW | Windpark | n.a. | 2017 | Irland |
| Reactive Technologies | Total Gas & Power | n.a. | 310 MW | Wind- und Solarpark | n.a. | 2017 | UK |
| Beatrice Offshore Wind Limited | Danske Commodities | 15 Jahre | 294 MW | Windpark (Offshore) | n.a. | 2016 | UK |
| EREN | Iamgold | 15 Jahre | 12,5 MW | Solarpark | na | 2017 | Burkina Faso |
| Southern California Public Power Authority | ONGP LLC | 26 Jahre | 150 MW | Geothermie | 7,6 US-Cent/kWh | 2017 | USA |
| Belectric UK | Rolls-Royce | 25 Jahre | 3,4 MWp | Solarpark | n.a. | 2017 | UK |
| Luxcara | Axpo Nordic AS | n.a. | 111,2 MW | Windpark | n.a. | 2016 | Norwegen |
| Gamesa | Volkswagen | 20 Jahre | 130 MW | Windpark | n.a. | 2016 | Mexiko |
| GE / Green Investment Group | Norsk Hydro | 19 Jahre | 650 MW | Windpark | n.a. | 2019 | Schweden |



| Stromproduzent | Stromabnehmer | Laufzeit | Größe | Technologie | Vergütung | Jahr des Abschlusses | Land |
|--------------------------|-----------------------------------|----------|-------------|---------------------|-----------|----------------------|-------------|
| International EVU | | | | | | | |
| juwi | Usinas y Transmisiones del Estado | 20 Jahre | 200.000 MWh | Windpark | n.a. | 2015 | Uruguay |
| juwi | El Paso Electric | 30 Jahre | 70 MW | Solarpark | n.a. | 2014 | USA |
| Con Edison Development | NorthWestern Energy | 25 Jahre | 25 MW | Windpark | n.a. | 2017 | USA |
| Greencoast Solar II LP | SSE Airtricity | 15 Jahre | 75 MW | Solarpark | n.a. | 2017 | UK |
| ACEI | Senelec | 20 Jahre | 151,8 MW | Windpark | n.a. | 2013 | Senegal |
| Northland Power | Delta / HVC Gruppe | 10 Jahre | 600 MW | Windpark | n.a. | 2016 | Niederlande |
| Enercon | Usinas y Trasmisiones Eléctricas | 20 Jahre | 117,5 MW | Windpark | n.a. | 2016 | Uruguay |
| Planer Deepwater Wind | Long Island Power Authority | n.a. | 90 MW | Windpark (Offshore) | n.a. | 2022 | USA |
| Planet in Green Projects | SUNA | 20 Jahre | 100 MWp | Solarpark | n.a. | 2016 | Iran |

| Stromproduzent | Stromabnehmer | Laufzeit | Größe | Technologie | Vergütung | Jahr des Abschlusses | Land |
|-----------------------------------|---|----------|----------|---------------------|-----------|----------------------|-------------|
| National Privatunternehmen | | | | | | | |
| wpd | n.a. | 20 Jahre | 350 MW | Windpark | n.a. | 2021 | Chile |
| wpd | BMW | n.a. | 2,5 MW | Windpark | n.a. | 2013 | Deutschland |
| BayWa r.e. | Nationwide Building Society/SSE Energy Supply Limited | 15 Jahre | 45 MWp | Solarpark | n.a. | 2016 | England |
| enersol | L'Oreal | n.a. | 3600 MWh | Solarpark | n.a. | 2017 | Italien |
| MunichRE | McDonald's Restaurant Ltd | n.a. | 27 MW | Solarpark | n.a. | 2015 | England |
| BayWa r.e. | SSE Airtricity | n.a. | 851 kWp | Solarpark | n.a. | n.a. | Nordirland |
| BayWa r.e. / CEE | McDonald's Restaurant Ltd | 20 Jahre | 17,7 MWp | Solarpark | n.a. | 2016 | England |
| Planer Deepwater Wind | Long Island Power Authority | n.a. | 90 MW | Windpark (Offshore) | n.a. | 2022 | USA |
| Planet in Green Projects | SUNA | 20 Jahre | 100 MWp | Solarpark | n.a. | 2016 | Iran |

Fazit:

Legen Sie bei der Analyse der Märkte auch Ihren Fokus auf die deutsche produzierende Industrie. Anfragen an unsere Haus zeigen bereits, dass hier eine hohe Bereitschaft da ist, mit deutschen IPP (Independent Power Producers) zu arbeiten, sollten diese den Kapitalaufwand aufbringen können, um eine Anlage zu errichten und langfristig zu betreiben. In den o.g. Ländern wurde dies bereits realisiert und es zeigen sich auch in Schwellenländern (z. B. Mexiko) und selbst in Entwicklungsländern Möglichkeiten, Projekte ohne direkten Zugang zum Strommarkt zu realisieren. Dieser wird zunehmend in europäischen Ländern erschwert, da der Erfolg der EE nun eine Bürde werden könnte. Die immer niedrigeren Stromgestehungskosten führen nur zu kurzfristigen Vermarktungsverträgen (aufgrund des Stromabsatzrisikos, wenn beispielsweise in 5 Jahren die Anlagen noch günstiger produziert werden). Obgleich für die Finanzierung längerfristige Verträge

notwendig sind. Spanien zeigt mit einer staatlichen Absicherung des Mindestpreises wie ein Weg beschritten werden könnte. Corporate PPA sind allerdings ebenfalls ein Ausweg, wenn es sich in dem jeweiligen Land regulatorisch abbilden lässt.

Kontakt für weitere Informationen:**Kai Imolauer**

Diplom-Wirtschaftsingenieur (FH)

Tel.: +49 (9 11) 91 93-36 06

E-Mail: kai.imolauer@roedl.com



Aus aller Welt

> Erster 10-Jahres-PPA in Spanien abgeschlossen.

Von Christoph Himmelskamp

Der Beginn einer neuen Ära in der europäischen Photovoltaik kündigt sich für 2018 an. Unabhängig von jeglicher Art von staatlicher Unterstützung sind die spanischen PV-Anlagen wettbewerbsfähig. Steigende Marktpreise unterstützen den Trend.

Der englische Fond Foresight Group als Betreiber der zukünftigen PV-Anlage Torre de Cotillas I in Murcia und der EVU Energía-VM der Immobiliengruppe Villar Mir haben den ersten 10-Jahres-PPA in Spanien (und vermutlich in Europa) ohne staatliche Unterstützung geschlossen. Über die wirtschaftlichen Bedingungen wurden keine Informationen an die Presse gegeben. Die Anlage soll Mitte 2019 ans Netz gehen und 3,952 MWp installierte Leistung aufweisen. Dies ist im Vergleich zu den zurzeit geplanten Anlagen (und denen in der Vergangenheit anvisierten) eine relativ kleine Anlage, wobei Torre de Cotillas I nur die erste Ausbaustufe von insgesamt 18 MW sein soll. Entwickelt und errichtet werden soll die Anlage von Solarig Global Services, einem spanischen und internationalen EPC und Projektentwickler.

Die Spot-Strompreise in der Strombörse OMIE haben sich nach historischen Tiefständen im Frühjahr 2016 erholt und lagen im Jahresdurchschnitt bei 52,22 Euro/MWh, wobei die Marktpreise im „PV-Window“ noch einmal um ca. 3,5 Euro höher lagen. Die Tendenz spiegelt sich auch bei den „Futures“ wieder, die für das dritte Quartal 2018 einen Preis von 50,95 Euro/MWh haben (Quelle Nexus Energia). Aber auch in den anderen europäischen Ländern sind die Spot-Strompreise 2017 im Vergleich zum Vorjahr merklich angestiegen.

Durchschnittliche Strombörsenpreise in Europa (in €/MWh)

| | 2016 | 2017 |
|-------------|-------|-------|
| Spanien | 36,67 | 52,22 |
| Deutschland | 28,98 | 34,19 |
| Frankreich | 36,75 | 44,97 |
| Portugal | 39,44 | 52,48 |

Quellen: http://www.omie.es/en/files/mercado_electrico_2017_ing.pdf;
<http://www.bricklebit.com/epex.html>

Es wird abzuwarten sein, wie sich der Spotpreis in den nächsten Jahren in Spanien entwickelt. Faktoren wie die mögliche Nichtverlängerung der Betriebsgenehmigung der Atomkraftwerke Vandellós II und Almaraz (zusammen 2.093 MW) im Jahr 2020

und Cofrentes und Ascó in 2021 (mit zusammen 2.059 MW) sind dabei zu berücksichtigen, ebenso wie die wirtschaftliche Erholung Spaniens und der Ausbau des europäischen Strombinnenmarktes und die Vergrößerung der Stromverbindung zu Frankreich.

Eines ist jedoch sicher: Die Europäische Union setzte bereits im Dezember 2017 einen Meilenstein für den Ausbau des europäischen Strommarktes und der europäischen Energiewende. Am 18. Dezember 2017 erteilte der EU-Energieministerrat nämlich seine Zustimmung zum Brüsseler Gesetzespaket „Saubere Energie für alle Europäer“. Mit den darin beschlossenen Maßnahmen will die Europäische Union den europäischen Strommarkt flexibler und damit fit für die Erneuerbaren Energien machen. Zum einen soll der grenzüberschreitende Stromnetzausbau massiv vorangetrieben werden, sodass der innereuropäische Austausch von Strom erleichtert wird. Dadurch könnten Betreiber spanischer Stromerzeugungsanlagen stärker von einem Anstieg des Strombörsenpreises in anderen europäischen Ländern profitieren. Weiterhin will man statt auf Kapazitätsmärkte mehr auf einen europaweiten, möglichst unverzerrten Wettbewerb setzen, um so Impulse für Investitionen zu setzen. Die Förderung klimaschädlicher Kraftwerke soll dabei nach und nach abgebaut werden. Die Europäische Union sieht vor, dass 2020 mindestens 20 Prozent des Gesamtenergieverbrauchs aus Erneuerbaren Energien bewältigt werden, 2030 sollen es dann mindestens 27 Prozent sein. So wie es aussieht, steht die Zukunft Europas also ganz im Zeichen der „sauberen Energie“.

Kontakt für weitere Informationen:



Christoph Himmelskamp

Rechtsanwalt

Tel.: +34 (93) 2 38 93-70

E-Mail: christoph.himmelskamp@roedl.es



Aus aller Welt

> Solarenergie im Land des Atomstroms – Aktuelle Entwicklungen bei der Photovoltaik in Ungarn

Von Stefan Sieferer

In den vergangenen Jahren galt Ungarn im Bereich der Erneuerbaren Energien nicht gerade als Musterland für Investoren. Die Gründe dafür sind vielschichtig und hängen nicht zuletzt mit der Energiepolitik der Orbán-Regierung zusammen, die offenbar ganz bewusst darauf verzichtet hat, in den letzten Jahren für verlässliche regulatorische Rahmenbedingungen im Bereich der Erneuerbaren zu sorgen. Orbán setzt weiterhin auf Kernenergie, rund 50 Prozent des nationalen Strombedarfs werden in einem Kernkraftwerk im südungarischen Paks erzeugt, das mit russischer Unterstützung zurzeit sogar um zwei neue Blöcke mit einem Investitionsvolumen von rund 12 Milliarden Euro erweitert wird.

Aktuell dürfte – so die Schätzungen der Europäischen Kommission – der Anteil der Erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung in Ungarn noch bei rund lediglich 10 Prozent liegen. Um das ehrgeizige, selbst gesetzte Ziel, bis 2020 mindestens 14,65 Prozent der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen zu gewinnen, erreichen zu können, setzt die Regierung v.a. auf Biomasse und Solarenergie.

Zumindest im Bereich der Solarenergie war in den vergangenen zwei Jahren ein deutlicher Zuwachs zu verzeichnen.

Im Dezember 2017 verkündete der Staatsminister im Amt des Ministerpräsidenten auf einer Pressekonferenz nun, dass die Regierung Orbán künftig weitere Anreize für die Installation von Photovoltaikanlagen im Land schaffen will. So sollen insbesondere Landwirte günstige staatliche Darlehen in Anspruch nehmen können, wenn sie bodengestützte Anlagen zur Solarstromerzeugung errichten. Flankiert wird die Maßnahme von einer zusätzlich gewährten Abnahmegarantie zu einem fest garantierten Abnahmepreis für den erzeugten Solarstrom.

„Es sollen so viele PV-Anlagen wie möglich in Ungarn entstehen“, so der Minister. Allerdings gelten die Vergünstigungen nur für vergleichsweise kleine Anlagen von maximal 0,5 MW Leistung und auf Flächen von maximal 1 ha Größe. Auch potenziellen Investoren soll der Zugang zu landwirtschaftlichen Flächen erleichtert werden, wenn sie sich für die Errichtung und den Betrieb von Anlagen in der o.g. Größenordnung entscheiden. Ob sich viele PV-Entwickler für derartige Kleinstanlagen als Betreiber im Rahmen einer langfristigen Investition interessieren werden, bleibt abzuwarten. Im vergangenen Jahr war vielmehr ein anhaltendes Interesse an der Verwirklichung von PV-Projekten > 1 MW zu verzeichnen, die noch nach dem alten, bis Ende 2016 geltenden Fördersystem (KÁT) geplant und genehmigt wurden. Von den weit über 2.500 bis Ende 2016 erteilten Genehmigungen entfällt zurzeit noch immer rund die Hälfte auf solche Projekte, die sich noch immer in der Planungs- oder Bauphase befinden. Inzwischen, d.h. mit dem Jahreswechsel 2016/2017, wurde die Solarstromförderung

neuen Regeln unterworfen, die für die vielen – meist ausländischen – Investoren in diesem Bereich nun nicht mehr so attraktiv sind wie die o.g. „Alt“-Projekte (keine Abnahme des Stroms mehr zu einem festgeschriebenen Fixpreis, sondern eigenhändiger Verkauf des erzeugten Solarstroms durch den Erzeuger auf dem Markt und Zahlung einer sog. „Grünen Prämie“, die die Differenz zwischen dem vom Netzbetreiber MAVIR ermittelten Referenzpreis und dem durch die seitens der Energiebehörde HEA festgelegten sog. „unterstützten Preis“ entspricht. Daneben Verkürzung der garantierten Laufzeiten von 20 bis 25 Jahren auf nunmehr 13 Jahre). Die aus den Gesichtspunkten der Planungssicherheit und Nachhaltigkeit größte Attraktivität dürften somit neue PV-Projekte in Ungarn weiterhin dort haben, wo es sich um Kleinstanlagen von maximal 500 kW auf einer Fläche von maximal 1 ha handelt. Allerdings ist hier zu berücksichtigen, dass mehrere lokal benachbarte Investitionen in PV-Anlagen, die von ein und demselben Unternehmen vorgenommen werden, ggf. zusammen als eine (größere) Investition betrachtet werden müssen.

Es dürfte spannend bleiben zu beobachten, wie sich der Markt im Bereich der Erneuerbaren in Ungarn weiter entwickeln wird. Deutlich sichtbare Aktivitäten werden hier wahrscheinlich nur im Bereich des Solaranlagenbaus zu erwarten sein und Solarstrom wird als einzige grüne Energie neben dem übermächtigen Atomstrom einen nennenswerten Beitrag zur Gesamtstromerzeugung leisten.

Kontakt für weitere Informationen:



Stefan Sieferer

Rechtsanwalt

Tel.: +36 (1) 814 98 80

E-Mail: stefan.sieferer@roedl.com



Aus aller Welt

> Signifikante Änderungen im polnischen EEG

Von Piotr Mrowiec

Die Europäische Kommission hat nach mehr als sechs Monaten des Notifizierungsverfahrens die von Polen vorgelegten modifizierten Grundsätze der EE-Unterstützung gebilligt. Der Entwurf der Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) befindet sich derzeit in der öffentlichen Konsultationsphase und erst nach Abschluss des Gesetzgebungsverfahrens und Inkrafttreten der Novelle werden weitere Ausschreibungsrunden für die Erneuerbare Energie durchgeführt. Es lohnt sich daher bereits jetzt einen Blick auf die wichtigsten Änderungen zu werfen.

Die Grundlagen des polnischen Unterstützungssystems für Erneuerbare Energien bleiben unverändert. Die Unterstützung wird über Ausschreibungen vergeben, mit Ausnahme von Kleinanlagen (Anlagen mit einer maximalen Größe von 40 kWp), die unter bestimmten Bedingungen nach wie vor Unterstützung in Form von Net-Metering erhalten. Für eingespeiste Energiemengen erhält der Betreiber der Anlage eine entsprechende Strommenge zurück. Das Abrechnungsverhältnis hängt von der Größe der Anlage ab. Für Anlagen zwischen 10 und 40 kWp beträgt das Verhältnis 1 zu 0,7 (für 1.000 kWh Strom, die ins Netz eingespeist werden, erhält der Erzeuger 700 kWh); bei Anlagen von bis zu 10 kWp beträgt das Verhältnis 1 zu 0,8.

Das Kernstück der „polnischen Energiewende“ soll weiterhin das Ausschreibungsverfahren bilden. Die Form der Vergütung für die Auktionsgewinner hängt von der Größe der Installation ab. Installationen von bis zu 500 kWp erhalten eine feste Einspeisevergütung (FiT), die von den Betreibern in der Ausschreibung geboten wird. Die Anlagen mit einer Leistung von 500 kWp und mehr haben das Recht, den negativen Saldo zwischen dem durchschnittlichen Strompreis und dem im Auktionsangebot erzielten Preis zu decken – diese Form ähnelt stark den Differenzverträgen (CfDs).

Die wichtigste Änderung wird die Einführung eines Mechanismus sein, mit dem der angebotene Auktionspreis um den Betrag der erhaltenen Investitionsbeihilfe gesenkt wird. Die Änderung enthält keine klare Definition des Begriffs der Investitionsbeihilfe. Es sollte jedoch davon ausgegangen werden, dass hier jegliche Art von Unterstützung zur Senkung der Investitionsausgaben (CAPEX) gemeint ist, insbesondere die Förderung aus EU-Mitteln oder nationalen Unterstützungsprogrammen für den Bau von Anlagen für Erneuerbare Energien.

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz enthält zwar in der bisherigen Fassung eine Regelung über die Summierung öffentlicher Beihilfen mit der Förderung, die durch das Auktionssystem gewährt wird. Gemäß den aktuellen Vorschriften ist es untersagt, öffentliche Beihilfe in Anspruch zu nehmen, über jenes Niveau hinaus, das für jeden Bietenden dem Produkt aus der Energiemenge (die von dem Bieter in der Ausschreibung zum Verkauf angeboten wird) und des höchstzulässigen Preises, des sogenannten Referenzpreises, entspricht. Für ein besseres Verständnis der Änderung des Ansatzes zur Summierung der Unterstützung aus verschiedenen Quellen im geltenden Gesetz und dem Entwurf der Novelle ist es sinnvoll, das folgende Beispiel zu verwenden:

Derzeit hängt die Obergrenze der Förderung maßgeblich von der Höhe des Referenzpreises ab. Für kleine Photovoltaikanlagen im Jahr 2017 betrug dieser 450 PLN pro 1 MWh Strom. Unter der Annahme, dass eine 1-MWp-Photovoltaikanlage über 15 Jahre 15.000 MWh Strom produzieren wird, beträgt die maximale Förderhöhe 6.750.000 PLN (450 x 15 x 1.000). Erhält der Erzeuger zusätzliche Unterstützung in Form von beispielsweise einem EU-Zuschuss in Höhe von 2 Mio. PLN, muss er den angebotenen Auktionspreis so anpassen, dass dieser 4.750.000 PLN nicht übersteigt. Daher darf der angebotene maximale Auktionspreis 316,66 PLN je 1 MWh (4.750.000 PLN / 15 / 1.000) nicht überschritten werden. Das führt unweigerlich dazu, dass Angebote dieser Art viel konkurrenzfähiger werden. Nach Inkrafttreten des geänderten Gesetzes wird aber jede zusätzliche Investitionsbeihilfe den aus der Auktion erzielten Preis senken, unabhängig davon, in welchem Verhältnis der Auktionspreis zu dem Referenzpreis stand.

Diese Veränderung wird nicht nur für Projekte wichtig sein, die an der nächsten Auktion teilnehmen werden, sondern auch für Installationen, die bereits die Auktion gewonnen haben und noch eine zusätzliche CAPEX-Förderung beantragen.

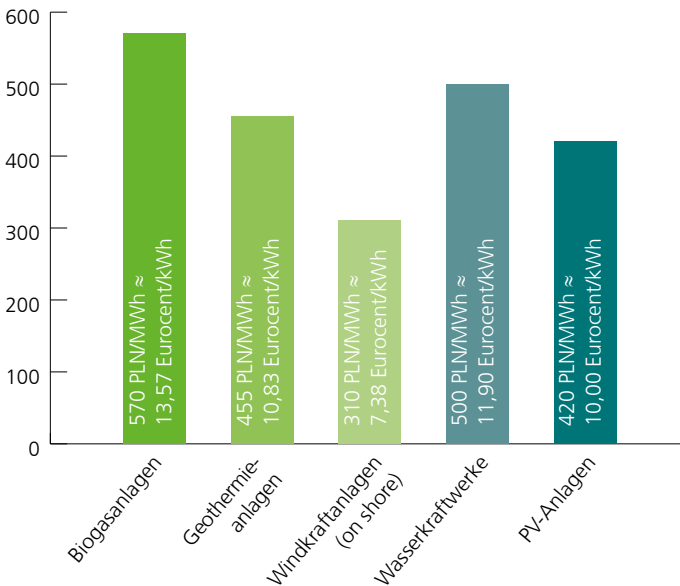


Referenzpreise für 2018 für die ausgewählten Technologien

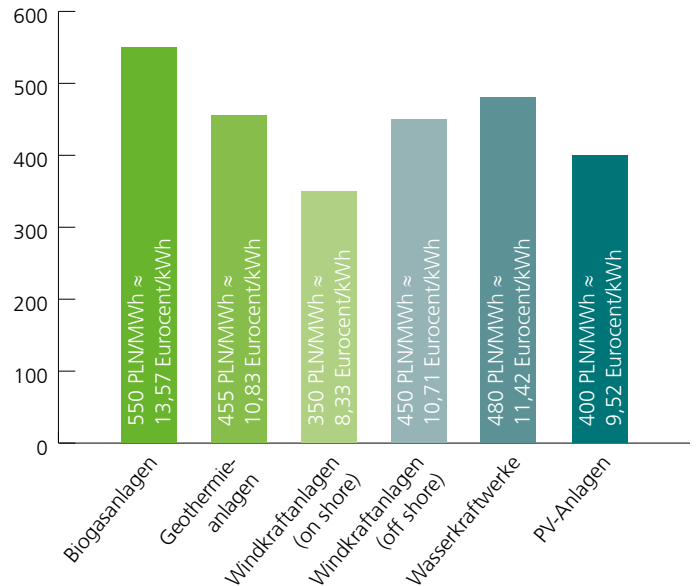
Wie bereits erwähnt, werden die nächsten Ausschreibungsrunden erst nach Inkrafttreten der novellierten Vorschriften organisiert. Nach vorsichtigen Aussagen aus dem Ministerium

der Energie, sollte dies bis Ende Juni stattfinden. Es ist daher auch wichtig, die bereits veröffentlichten Referenzpreise für 2018 zu kennen.

Neue EE-Anlagen ≤ 1 MW



Neue EE-Anlagen > 1 MW



Kontakt für weitere Informationen:



Piotr Mrowiec, LL.M.

Rechtsanwalt, Mediator (Polen)

Tel.: +48 (58) 520 38 73

E-Mail: piotr.mrowiec@roedl.pro



Aus aller Welt

> Der Schlüssel zu Europas Fernwärme liegt in der Tiefe

Von Marlene Orth und Benjamin Richter

Als grundlastfähige CO₂-freie Erneuerbare Energien mit dem größten Potenzial – aber auch als eine der zumeist missverstandenen klimafreundlichen Energien – hat die Tiefengeothermie ein immenses Potenzial, die Energiebranche weltweit grundlegend zu revolutionieren und zukunftssicher zu machen. Besonders in Osteuropa kann Tiefengeothermie bestehende Wärmenetze klimafreundlich und unabhängig von fossilen Energieträgern versorgen, Wärmepreise stabilisieren und zu regionaler Wertschöpfung beitragen.

Grundlagen: Tiefengeothermie

Als Geothermie wird die Wärme bezeichnet, die in der Erde in tiefen Gesteinsschichten gespeichert ist. Ein Teil dieser Wärme kommt aus dem heißen Erdkern, während der größte Teil durch den radioaktiven Zerfall natürlicher Elemente im Erdmantel entsteht. Je tiefer die Gesteinsschicht liegt, desto höher ist die Temperatur. Dabei kann Wärme zwischen 20 °C und 40 °C bereits zur Wärmegewinnung für Häuser genutzt werden.

Oberflächennahe Geothermie umfasst Bohrungen bis etwa 400 m und Temperaturen bis 25 °C und wird ausschließlich zur Wärmegewinnung genutzt. **Tiefengeothermie** hingegen macht von Wärme aus weitaus tieferen Gesteinsschichten Gebrauch, die teilweise Temperaturen von mehr als 100 °C haben und sich damit auch zur Stromerzeugung eignen. Nachstehend konzentriert sich dieser Artikel allerdings nur auf die Wärmegewinnung aus Tiefengeothermie. Tiefengeothermische Wärme kann entweder in tiefegelegenen wasserführenden Schichten, sogenannten **Aquiferen (hydrothermale Systeme)**, oder aber in heißem Gestein (hot dry rock) gespeichert sein (**petrothermale Systeme**). Hydrothermale Systeme sind naturgemäß technisch und wirtschaftlich leichter zu erschließen, da das warme Wasser direkt nach oben gepumpt werden kann (Produktionsbohrung), wo es mittels Wärmetauscher ein anderes Medium erwärmt (z.B. Wasser), das wiederum als Fernwärme oder zur Stromerzeugung genutzt wird. Das abgekühlte Thermalwasser wird anschließend zurück in die wasserführende Schicht gepumpt (Reinjektionsbohrung), wo es sich wieder erwärmt und erneut genutzt werden kann. In petrothermalen Systemen hingegen muss zunächst Wasser in die heiße Gesteinsschicht gepumpt werden, das sich dort erwärmt und dann genutzt werden kann. Dieses System wird auch als EGS (vom Englischen „enhanced geothermal systems“ für „verbesserte geothermische Systeme“) bezeichnet. Wird die Ressource mit Bedacht erschlossen, ist Geothermie nach menschlichem Ermessen unerschöpflich.

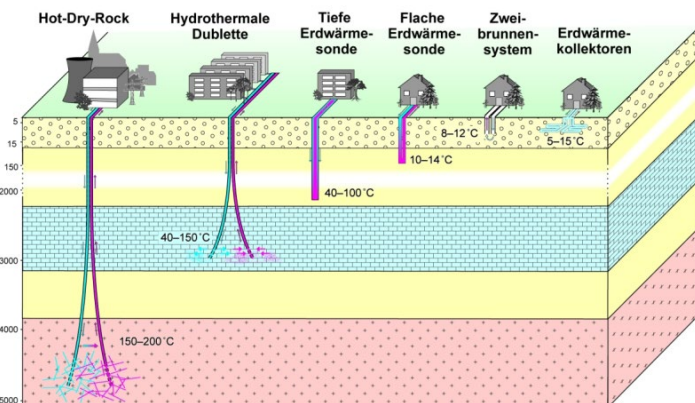


Abbildung 1: Verfahren zur Erschließung von Geothermievorkommen in verschiedenen Tiefen
(Quelle: LFU Bayern)

Obwohl petrothermale Ressourcen im Gegensatz zu hydrothermalen Systemen technisch gesehen überall nutzbar sind, begrenzt sich die wirtschaftlich sinnvolle Nutzung petrothermaler Ressourcen derzeit auf eine erste Pilot-Geothermieanlage im französischen Soutz-sous-Forêts (50 km nördlich von Straßburg). Hydrothermale Anlagen mit Wasser- und Dampfförderung hingegen machen den Großteil der Projekte in Europa aus.



Vorteile der Tiefengeothermie

Neben der Tatsache, dass Geothermie komplett **emissionsfrei und damit klimaschonend** ist, besteht einer der herausragenden Vorzüge der Tiefengeothermie in ihrer **Grundlastfähigkeit und Steuerbarkeit**: Im Gegensatz zu anderen erneuerbaren Ressourcen wie Wind und Solar, die ohne Speicher nur periodisch genutzt werden können, ist es möglich, Wärme aus Tiefengeothermie je nach Nachfrage jederzeit zu fördern. Dies erlaubt der Tiefengeothermie, auf regionaler Ebene Grundlastanlagen abzulösen, die momentan noch mit Öl oder Gas befeuert werden. Durch die Steuerbarkeit der Energiegewinnung sind **keine Tages- oder Saisonspeicher** notwendig. Tiefengeothermie ist nach menschlichem Ermessen **unendlich verfügbar**, was sowohl für den Versorger als auch für Kunden vorteilhaft ist, da es im Normalfall nicht zu Lieferengpässen kommt und somit **Versorgungssicherheit** gewährleistet werden kann.

Die Umstellung von konventionellen Energieträgern auf Tiefengeothermie gestattet den jeweiligen Regionen größere **Unabhängigkeit vom Import fossiler Brennstoffe**, wie z.B. Erdöl oder Gas, sowie von deren naturgemäß volatilen Preisen. Durch die Umstellung auf diese CO₂-freie Alternative kann zudem die Feinstaubbelastung vermieden werden, die ein fester Bestandteil fossil betriebener Wärmenetze ist.

Zudem nehmen Geothermieanlagen weit **weniger Fläche** ein als beispielsweise Solaranlagen mit dem gleichen Versorgungsgrad. Dies macht Tiefengeothermie auch von einem Landnutzungsstandpunkt aus zu einer durchweg zukunftssträchtigen Energieform.

Nicht zuletzt bedeutet die Nutzung von Tiefengeothermie vor Ort eine **regionale Wertschöpfung**: Von der Schaffung neuer Arbeitsplätze über die Erforschung neuer Energien und die Möglichkeit, Know-how zu exportieren, bis hin zu einem erhöhten Lebensstandard dank emissionsarmer Wärme – Tiefengeothermie nutzt sowohl der Region, als auch langfristig dem Land.

In Deutschland unterliegt die Förderung von Erdwärme dem Bundes-Berggesetz. Dieser Rechtsrahmen ist sehr **investorenfreundlich** und sichert das Eigentum an der Ressource verbindlich für den Investor. Weiterhin gilt bei Stromprojekten für die Einspeisung des gewonnenen Stroms ein Einspeisevorrang sowie eine **feste Vergütung** für einen Zeitraum von 20 Jahren. Im Wärmebereich sind Verträge mit einer Mindestlaufzeit von 10 Jahren üblich.

Herausforderungen

Naturgemäß sind Energieprojekte mit einer Reihe von Herausforderungen verbunden. Wie es bei den meisten Projekten im Bereich der Erneuerbaren Energien der Fall ist, fällt der Großteil der Kosten für den Kraftwerksbau an. Im Fall der Tiefengeothermie begründen sich die hohen Anfangsinvestitionen in den kostenaufwändigen Bohr- und Erschließungsphasen. Hier können Kombinationen von Investoren miteinbezogen werden, um das nötige Kapital zu beschaffen und es dem Entwickler zu ermöglichen, die gewünschte Rendite zu erwirtschaften.

Zudem sind eine Reihe von Voruntersuchungen wie beispielsweise eine Seismik, die eine erste Einschätzung darüber liefert, wo genau sich die tiefengeothermische Ressource am risikolosesten erschließen lässt, für die geologische Vorerkundung und die Einholung von Genehmigungen notwendig.

Trotz Voruntersuchungen kann nicht ausgeschlossen werden, dass eine Bohrung „trocken“ bleibt, sprich nicht genug Energie gefördert werden kann. Auch wenn z.B. in Bayern von 37 Bohrungen nur zwei Bohrungen keinen Erfolg hatten, geht es beim einzelnen Projekt um hohe Summen. Naturgemäß bevorzugen Investoren entsprechend Projekte mit einem professionellen und unabhängigen Risikomanagement. Risiken bewusst zu identifizieren hilft dabei, die notwendigen Maßnahmen zu ergreifen, um diese Risiken entweder komplett zu vermeiden oder aber sie zu begrenzen, zu vermindern oder zu überwälzen. Wie Abbildung 2 zeigt, lässt sich durch risikopolitische Handlungen das wirtschaftliche Gesamtrisiko vermindern, sodass ein akzeptables wirtschaftliches Restrisiko bleibt, was von den Projektverantwortlichen getragen werden kann.

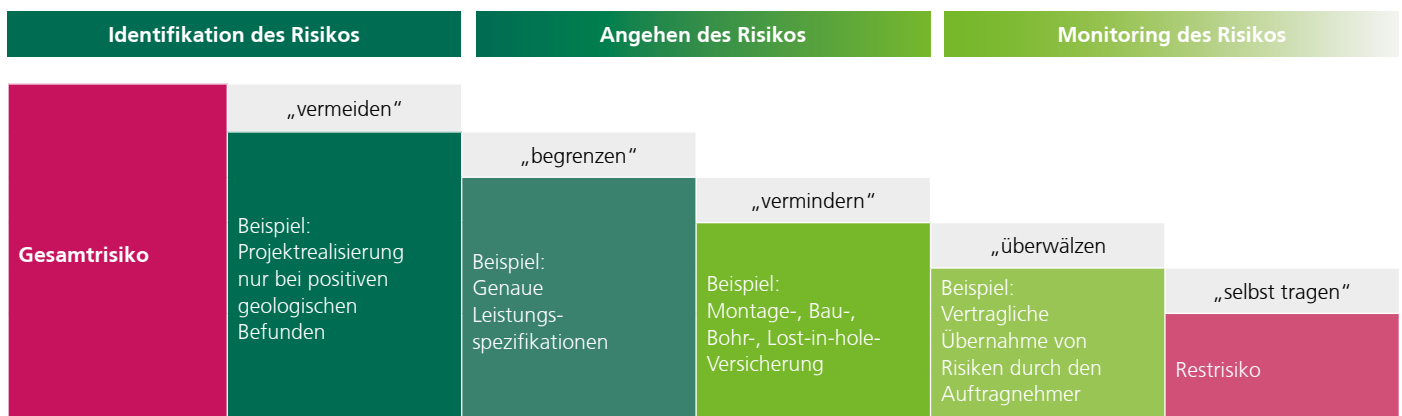


Abbildung 2: Phasen des Risikomanagements



Als weitere Herausforderung muss die vergleichsweise hohe und lange Bindung von Risikokapital genannt werden. Bei den wirtschaftlich besonders interessanten Stromprojekten kann der Bedarf an Risikokapital im zweistelligen Millionenbereich pro Projekt liegen. Bei Wärmeprojekten ist der Anteil der Bohrkosten geringer.

Zudem unterliegt die Geothermie einer Reihe komplexer Rechtsprechungen aus verschiedenen Gebieten. Je nach Land fallen geothermische Untersuchungen unter das Bergrecht und, im Falle von hydrothermalen Ressourcen, Wasserrecht. In diesem Zusammenhang müssen beispielsweise Erlaubnisse für die Aufsuchung von Erdwärme in einem bestimmten geografischen Gebiet, Bohr- und Baugenehmigungen erworben oder Umweltverträglichkeitsstudien durchgeführt werden. Fundiertes Projektmanagement, das entsprechenden Zeit- und Arbeitsaufwand für derartige Aufgaben einplant, und eine entsprechende Rechtsberatung können hier wertvolle Instrumente in der Projektumsetzung sein.

Zurzeit sieht sich die Geothermie gerade in der Wärmebranche mit dem Vorwurf konfrontiert, nicht mit Wärme aus konventionellen Energieträgern wie Gas oder Öl wettbewerbsfähig zu sein, da deren Preise sich derzeit in einer historischen Tiefphase befinden. Da diese Preise aufgrund der immer aufwendigeren Erschließung und begrenzten Verfügbarkeit sowie Maßnahmen hinsichtlich des CO₂-Zertifikatspreises langfristig aber wieder steigen werden, wird Geothermie in Zukunft wesentlich wettbewerbsfähiger sein als konventionelle Energieträger. Ein professionelles Projektmanagement kann zudem dafür sorgen, dass bereits vor dem Bohrbeginn die attraktivsten Wärmekunden mit langfristigen Verträgen gebunden werden.

Aktueller Stand: Geothermie in Europa

Zurzeit gibt es über 5.000 Fernwärmenetze in Europa, hauptsächlich in West- und Zentraleuropa sowie Skandinavien, wovon lediglich 280 mit Geothermie betrieben werden. Das Potenzial für Fernwärme aus Geothermie ist allerdings weit umfassender.

Von allen Ländern Europas produzierte Island im Jahr 2015 mit 6.421 GWh mit Abstand am meisten Fernwärme aus Geothermie. Weit dahinter lag Frankreich auf Platz 2 mit 1.335 GWh, welche auch Deutschland mit 662 GWh weit zurück ließen.

| Top 7 Länder (Wärmeproduktion in GWh, 2015) | | | |
|---|--|-------------|-------|
| 1 | | Island | 6.421 |
| 2 | | Frankreich | 1.335 |
| 3 | | Deutschland | 662 |
| 4 | | Ungarn | 380 |
| 5 | | Österreich | 272 |
| 6 | | Italien | 249 |
| 7 | | Serbien | 243 |

Tabelle 1: Top 7 Länder Wärmeproduktion in 2015 (Quelle: EGEC, 2017¹)

Potenzial für zukünftige Entwicklung der Wärme aus Tiefengeothermie besonders in Osteuropa

Fernwärme aus Geothermie in Europa hinkt ihrer Leistungsfähigkeit zurzeit noch weit hinterher, hat die Technologie doch das Potenzial, eine Lösung für Europas Wärmeversorgung zu sein – langfristig unabhängig von fossilen Energieträgern und nachhaltig CO₂-frei. In Westeuropa ist man bereits dabei, diese Entwicklung voranzutreiben, aber gerade in Osteuropa, wo geothermische Ressourcen umfangreich vorhanden sind, bleibt man noch zurück.

Insbesondere in der pannonischen Tiefebene ist das Geothermiepotenzial vergleichsweise gut zu erschließen, da sich hydrothermale Reservoirs mit Temperaturen von 90 °C und mehr bereits in Tiefen von 2.000 m befinden. Folgende Grafiken illustrieren die Verteilung der Ressource in dieser Region:



Abbildung 3: Wasserführende Gesteinsschichten in der Pannonischen Tiefebene (Quelle: <http://geodh.eu/>)



Abbildung 4: Karte der Temperaturverteilung in 2.000 m Tiefe in der Pannonischen Tiefebene (Temp. > 90°C)

Eine genaue Untersuchung der Daten von geoDH² (einer Studie, die das Potenzial und die Marktbedingungen für Fernwärme aus Geothermie in insgesamt 14 europäischen Ländern untersuchte) zeigt, dass es allein in Ungarn, Slovenien, Kroatien und der Slowakei über 120 solcher Fernwärmenetze gibt, die momentan noch mit fossilen Brennstoffen betrieben werden, aber in der Nähe zu geothermischen Ressourcen mit Temperaturen von über 90 °C in nur 2.000 m Tiefe liegen, die sich sehr gut für die Verwendung

¹ EGEC, 2017. Geothermal Market Report 2016: Key Findings. Verfügbar unter: https://www.egec.org/wp-content/uploads/2017/05/EGEC-Geothermal-Market-Report_KF_final_web.pdf

² Geo = Geothermie; DH = district heating („Fernwärme“)



von Energie aus Tiefengeothermie zu Fernwärmezwecken eignen. Die folgende Grafik illustriert die Verteilung dieser Netze in den vier genannten Ländern.

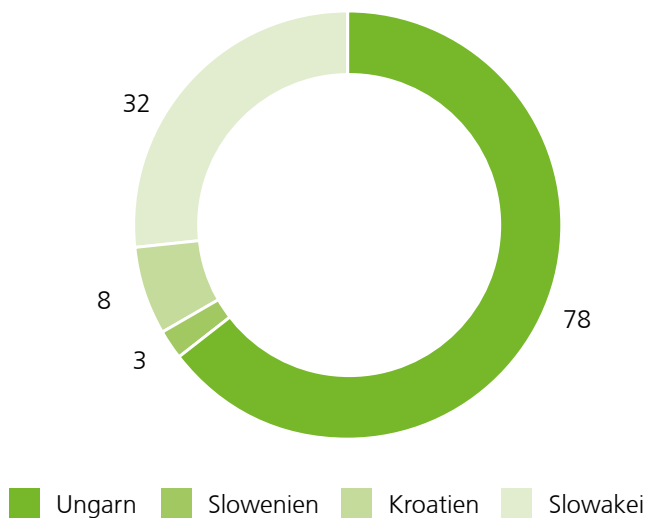


Abbildung 5: Anzahl der Fernwärmenetze mit Nähe zu hohem Tiefengeothermiepotenzial in jeweils Ungarn, Slowenien, Kroatien und der Slowakei (Insgesamt: 121)

Diese Länder bieten im Besonderen die Möglichkeit, alternde fossil betriebene Fernwärmenetze auf Tiefengeothermie umzustellen. Das erlaubt den Fernwärmenetzbetreibern, ihre Wärmesysteme sowohl konsumentenfreundlicher als auch unabhängig vom Import fossiler Brennstoffe zu gestalten und gleichzeitig durch klimafreundliche Wärmebereitstellung regionale Wertschöpfung zu betreiben.

Die Umstellung dieser 121 Wärmenetze alleine würde rein rechnerisch eine Einsparung von über 119 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalent erlauben. Da im Moment der Großteil von Fernwärmenetzen in Ungarn, Slowenien, Kroatien und der Slowakei mit Erdgas betrieben wird³, wird für diese beispielhafte Rechnung davon ausgegangen, dass komplett gänzlich Erdgas für die Energiegewinnung genutzt wird: Angenommen, dass eine Geothermieanlage für eines dieser Netze eine durchschnittliche installierte Grundlastleistung von 15 MWth hat und das ganze Jahr über läuft (8.760 Stunden pro Jahr), können über alle Anlagen hinweg pro Jahr 16 TWh Wärme produziert werden⁴. Dies entspricht gemäß folgender Tabelle etwa 4 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalent pro Jahr.

| Wärmeerzeugung mit 100 % Gas | CO ₂ | CH ₄ | N ₂ O | CO ₂ -Äquivalent |
|------------------------------|-----------------|-----------------|------------------|-----------------------------|
| Emissionen [g/kWh] | 228 | 0,72 | 0,002 | 250 |

Tabelle 2: Teibhausgasemissionen für Wärmeerzeugung aus 100 % Gas (Quelle: GEMIS, verfügbar unter: <http://iinas.org/gemis-download-121.html>)

Über 30 Jahre hinweg bedeutet dies eine Einsparung an CO₂-Äquivalent-Emissionen von über 119 Millionen Tonnen allein in diesen vier Ländern, was in etwa den jährlichen Emissionen aller Autos in Deutschland, Kroatien und Ungarn zusammen entspricht. Diese CO₂-Vermeidung bedeutet wirtschaftlich gesehen Einsparungen von knapp 916 Millionen Euro in der Region über die 30 Jahre.

Wirtschaftlich betrachtet bedeuten diese 119 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalent Einsparungen von Vermeidungskosten in der Region. Außerhalb der vier betrachteten Länder finden sich in ganz Ost- und Zentraleuropa zahlreiche weitere Fernwärmenetze in unmittelbarer Nähe zu geothermischen Ressourcen, die sich auch hervorragend zur Wärmebereitstellung eignen.

Zunächst bereits existierende Fernwärmenetze auf Geothermie umzustellen anstatt komplett neue Fernwärmenetze auf Geothermiebasis zu bauen ist eine akzeptable Möglichkeit, sich als Region dem Thema Wärme aus Tiefengeothermie zu nähern. Hierdurch können zunächst die Kosten, die für die Errichtung komplett neuer Fernwärmenetze anfallen würden, gespart und mehr über Technologien zur Erschließung von Tiefengeothermie-Reservoirs gelernt werden. Aus dieser Erfahrung und Erkenntnis heraus können anschließend Projekte von deutlich größerem Umfang umgesetzt werden.

In einigen Fällen wird es schwierig sein, selbst bestehende Fernwärmenetze sofort komplett auf Tiefengeothermie umzustellen; hier könnte in einem ersten Schritt eine teilweise Einbindung von Tiefengeothermie erfolgen. Je nach Größe des Netzes könnte dies in der Größenordnung von z.B. 30 Prozent liegen. Bereits eine Geothermieanlage mit 10 MWth Leistung kann pro Jahr knapp 88 GWh an Wärme aus fossilen Energieträgern ersetzen.

Tiefengeothermie entwickelt sich neben Wind- und Solarenergie zu einer der bedeutendsten Erneuerbaren Energien: Im Jahr 2017 wurden weltweit 792 MW an geothermischer Leistung zur Stromnutzung installiert, was die Leistung insgesamt auf 14.060 MW_{el} bringt⁵. Für diese Stromproduktion wird kontinuierlich eine thermische Leistung von mehr als 140 GWth gefördert. Der Schlüssel zu Europas langfristiger, klimafreundlicher Wärmeversorgung liegt in der Tiefengeothermie und Investoren und Contractoren eröffnen sich bei der Realisierung von Tiefengeothermieprojekten eine Reihe von Möglichkeiten zur Umsetzung verschiedener Wärmeverhaben.

³ Mikulandric, R., Krajacic, G. (UoZagreb): Faculty of Mechanical Engineering: "Perspectives of district heating systems in Eastern Europe" [PDF] (24 – 26 March 2013) Verfügbar unter: <http://bit.ly/2o7C7He>

⁴ 15 MWth installierte Leistung x 8.760 h p.a. x 121 Anlagen = 15,8 TWh

⁵ Richter, 2018. Top 10 Geothermal Countries based on installed capacity – Year End 2017. [Webseite] Think Geoenergy. Verfügbar unter: http://www.thinkgeoenergy.com/top-10-geothermal-countries-based-on-installed-capacity-year-end-2017/?utm_source=ThinkGeoEnergy+List&utm_campaign=abf2165bfc-TGE_Newsletter_RSS1&utm_medium=email&utm_term=0_657e42f767-abf2165bfc-415248997



Herausforderungen der Tiefengeothermieentwicklung in Osteuropa

Momentan sehen sich potenzielle Projektverantwortliche von Tiefengeothermie-Wärme-Projekten in Ost- und Zentraleuropa einer Reihe von Hürden gegenüber, die sich je nach Land in Komplexität und Umfang unterscheiden. In Slowenien beispielsweise ist der Fernwärmemarkt teilweise neuen Marktteilnehmern verschlossen oder Gaspreise werden reguliert und der Anschluss an das Gasnetz zwingend notwendig gemacht. Letzteres ist auch in Bulgarien, Tschechien, Polen und Ungarn der Fall, was den Wettbewerb in der Wärmesparte naturgemäß stark einschränkt. Länder wie Polen und die Slowakei unterstützen Tiefengeothermie-Unterfangen kaum; allerdings denkt der slowakische Energieminister László Sólymos derzeit über ein Auslaufen der Kohleenergie und eine Umstellung hin zu Erneuerbaren Energien nach, im Zuge derer die Region um die Stadt Nitra im Westen der Slowakei auf Tiefengeothermie umstellen könnte⁶.

Zudem erschweren lange und aufwändige Verwaltungsverfahren in Slowenien und Ungarn oder regulatorische Lücken (wie beispielsweise die Nichtregulierung des Rechts zur Nutzung von Tiefengeothermievorkommen) in der Tschechischen Republik die Entwicklungen im Tiefengeothermiebereich.⁷

Diese Hürden sind der Grund dafür, dass in manchen (ost-)europäischen Ländern die dort vorhandenen Tiefengeothermieressourcen trotz großen Potenzials für Wärmesysteme noch nicht genutzt werden.

Um das immense technische und wirtschaftliche Potenzial für Wärme aus Tiefengeothermie zu erschließen, identifizierte die geoDH Studie⁸ als Teil umfassender Rahmenbedingungen für die Entwicklung dieser Technologie folgende Schlüsselemente:

- > Landes- und regionale Bestimmungen sollten eine Definition geothermischer Ressourcen und zugehöriger Bezeichnungen gemäß Richtlinie 2009/28/EC beinhalten
- > Bestimmungen zu Erlaubnis- und Lizenzverfahren sollten angepasst und vereinfacht werden und regionalen oder, wo angemessen, örtlichen Behörden übertragen werden; der bürokratische Aufwand an sich muss minimalisiert werden
- > Informationen über geothermische Ressourcen, die sich für Fernwärmenetze eignen, sollten frei und einfach zugänglich sein
- > Eigentumsrechte sollten garantiert werden
- > Regelungen über Fernwärme sollten soweit als möglich dezentralisiert werden, um sie dem jeweiligen kommunalen Kontext anpassen zu können; ferner sollte ein Mindestanteil Erneuerbarer Energien am Gesamtenergieverbrauch festgelegt werden, der Artikel 13 § 3 der Richtlinie 2009/28/EC entspricht

- > In Einklang mit Artikel 13 der Richtlinie 2009/28/EC sollten administrative Verfahren für Geothermie-Lizenzen je nach Möglichkeit verschlankt werden und der Aufwand des Antragstellers die Komplexität sowie die Kosten und die potenziellen Auswirkungen des beantragten Geothermieprojekts widerspiegeln
- > Es sollte eine Behörde eigens für Erlaubnisse im Zusammenhang mit Erdwärmeaufsuchungsvorhaben eingerichtet werden
- > Politische Entscheidungsträger und Beamte sollten über Geothermie gut informiert sein
- > Techniker und Energiedienstleister sollten in Geothermie-Technologien geschult werden
- > Gesetze sollten sich das Schützen der Umwelt als Ziel setzen und Richtlinien für die Nutzung unterirdischer Ressourcen festlegen: So sollte der Tiefengeothermie beispielsweise Priorität über anderweitigen Nutzen (z.B. fossile Energieträger, CO₂-Speicherung oder nukleare Endlager) eingeräumt werden
- > Die Öffentlichkeit sollte gut über Geothermie informiert und zur Umsetzung geothermischer Projekte herangezogen werden, um höhere öffentliche Akzeptanz für Geothermieprojekte zu schaffen

In Afrika und Lateinamerika werden bereits erfolgreich Fonds zur Unterstützung von Geothermieprojekten eingesetzt: Der Geothermal Development Facility (GDF) Fonds in Lateinamerika bietet Zuwendungen von der Forschungsphase über die Bohr- und Bauphase bis hin zu einem Forum, um den Dialog mit politischen Entscheidungsträgern und Partnerregierungen zu fördern. Als erste Klimainitiative im lateinamerikanischen Raum, die von mehreren Geldgebern wie der KfW Entwicklungsbank, der Zentralamerikanischen Bank für wirtschaftliche Integration, der Entwicklungsbank für Lateinamerika und der Interamerikanischen Entwicklungsbank getragen wird, nimmt der GDF eine Pionierrolle innerhalb dieses von Rödl & Partner entwickelten Konzeptes ein. Ähnlich dem GDF unterstützt der Geothermal Risk Mitigation Facility (GRMF) Fonds der African Union Commission (AUC) und der KfW Entwicklungsbank, bei dem Rödl & Partner als Fondsmanager tätig ist (AUC), mit Mitteln des deutschen Bundesministeriums für Wirtschaft, Kooperation und Entwicklung, des EU-Afrika Infrastruktur Fonds sowie von DFID (UK) Geothermievorhaben in Ostafrika. Um eine ernsthafte Entwicklung hin zur Tiefengeothermie in Osteuropa anzustoßen, wäre ein vergleichbarer Fonds aus den oben genannten Gründen eine ideale Unterstützung, um den Markt in Osteuropa zu fördern. Die Verbände EGEC/IGA sind hierfür bereits in Gesprächen mit der EU-Kommission.

Obwohl ein Geothermieprojekt auch ohne finanzielle Unterstützung wirtschaftlich ist, bleibt es nichtsdestoweniger wichtig, dass Gemeinden mit Fernwärmenetzen in der Nähe von Tiefengeothermieressourcen nicht müde werden, Forderungen nach

⁶ Richter, 2018. Geothermal energy could help in transition from coal to Slovakia. [Online-Artikel] Verfügbar unter: <http://www.thinkgeoenergy.com/geothermal-could-help-in-transition-from-coal-in-slovakia/>

⁷ geoDH, 2015. Developing geothermal district heating in Europe. [PDF] Verfügbar unter: http://geodh.eu/wp-content/uploads/2012/07/GeoDH-Report-2014_web.pdf

⁸ ibid



Unterstützung – sowohl finanziell als auch regulatorisch – für die Erschließung dieser Vorkommen an sowohl ihre Landes- als auch die EU-Regierung zu stellen.

Rödl & Partner ist in neun der zehn Länder mit der meisten installierten Geothermie-Leistung mit eigenen Niederlassungen oder durch zuverlässige Kooperationspartner vertreten. Wir setzen auf jahrelange Erfahrung in allen Phasen von Tiefengeothermieprojekten, von Risiko- und Kapitalbeschaffung über Wirtschaftlichkeitsanalysen bis hin zu fundiertem Projektmanagement und optimaler Abstimmung von geologischen, technischen, wirtschaftlichen, rechtlichen und organisatorischen Aufgabenbereichen.

Kontakt für weitere Informationen:



Marlene Orth

M. Sc. Economics and Business Administration

Tel.: +49 (89) 928780-355

E-Mail: marlene.orth@roedl.com



Benjamin Richter

Diplom-Betriebswirt (FH)

Tel.: +49 (9 11) 91 93-36 10

E-Mail: benjamin.richter@roedl.com





Aus aller Welt

> Folgen der US-Steuerreform und Branchentrends

Von Ralf Rüdensburg

Im Rekordtempo hat der US-Kongress einen gemeinsamen Gesetzentwurf für eine Steuerreform verfasst und dem Präsidenten kurz vor Weihnachten zur Unterzeichnung vorgelegt. Donald Trump hat seine Unterschrift am 22. Dezember 2017 geleistet und damit konnten die Gesetzesänderungen in Kraft treten. Mit diesem Beitrag sollen die wesentlichen Auswirkungen auf die Erneuerbare-Energien-Branche sowie aktuelle Branchentrends dargestellt werden.

Deutsche Zusammenfassung des Textes:

- > Durch die US-Steuerreform werden Steuergutschriften („tax credits“) bei den Erneuerbaren Energien gesenkt bzw. abgeschafft. Allerdings treten die Änderungen in einigen Fällen 2018 noch nicht in Kraft. Der für die Branche wichtige Investment Tax Credit sowie der Production Tax Credit bleiben jedoch unberührt und dies wird von der Branche als Erfolg gefeiert, da mit der Abschaffung gerechnet wurde.
- > Direkte Auswirkungen auf die Gesetzgebung in den Bundesstaaten ergeben sich durch die Steuerreform auf Bundesebene nicht.
- > 25 Prozent der in den ersten drei Quartalen 2017 neu installierten Kapazität zur Stromerzeugung in den USA betrifft Solarenergie. Die Solar Energy Industry Association weist allerdings auf mögliche negative Auswirkungen durch die US-Steuerreform im Hinblick auf die Kapitalbeschaffung sowie den unsicheren Ausgang einer Petition zur Einführung von Importzöllen für Solarmodule und Solarzellen hin. Insbesondere letzteres könnte durch einen Rückgang von Importen nicht abzuschätzende Auswirkungen auf die Branche haben.
- > Die American Wind Energy Association hat die Beibehaltung des Production Tax Credits und des Investment Tax Credits ebenfalls begrüßt und erwartet bis 2020 Investitionen in Höhe von 85 Milliarden USD und die Schaffung von 20.000 Arbeitsplätzen. Im Bericht für das dritte Quartal 2017 wird ein Anstieg der im Bau befindlichen Windprojekte in Höhe von 27 Prozent im Vergleich mit dem Vorjahreszeitraum hervorgehoben.
- > Der Branche der Erneuerbaren Energien ist es gelungen ist, geplante Änderungen im Subventionsrecht mit gravierenden negativen Auswirkungen abzuschwächen bzw. ganz zu eliminieren. Dies muss als Zeichen gewertet werden, dass diese Branche mittlerweile über ausreichenden politischen Einfluss verfügt, um Einfluss auf die Gesetzgebung zu nehmen. Deutsche Unternehmen sollten die weitere Entwicklung verfolgen und insbesondere Geschäftschancen auf Ebene der Bundesstaaten wahrnehmen.

Wesentliche Gesetzesänderungen auf Bundesebene

Auswirkungen auf die Branche der Erneuerbaren Energien ergeben sich durch folgende wesentliche Gesetzesänderungen:

- > Für Windenergieerzeuger wird die Inflationsanpassung für Steuergutschriften abgeschafft. Gleichzeitig wird die Steuergutschrift von 2,4 US-Cent auf 1,5 US-Cent pro Kilowattstunde gesenkt. Die Neuregelung gilt für Windkraftanlagen, bei denen mit dem Bau nach Inkrafttreten der Steuerreform begonnen wird.
- > Für Unternehmen, die beispielsweise in kleine Windkraftanlagen, Brennstoffzellenanlagen sowie KWK-Kraftwerke investieren und bei denen mit dem Bau vor dem 1. Januar 2022 begonnen wurde, ändern sich die Subventionen wie folgt: Die Steuergutschrift wird für Anlagen mit Baubeginn in 2020 von 30 Prozent auf 26 Prozent gesenkt und auf 22 Prozent für Anlagen mit Baubeginn in 2021. Sollte die Inbetriebnahme bei Brennstoffzellen- und Windkraftanlagen nicht vor 2024 erfolgt sein, beträgt die Steuergutschrift 10 Prozent.
- > Für Privatpersonen, die Brennstoffzellen-, Geothermie- und kleine Windkraftanlagen zur Herstellung von Strom für den Eigenverbrauch betreiben, werden die Subventionen bis zum 31. Dezember 2021 verlängert. Allerdings werden die Prozentsätze bei Anlagen, die in 2020 in Betrieb genommen werden von 30 Prozent auf 26 Prozent gesenkt und auf 22 Prozent für Anlagen, die in 2021 in Betrieb genommen werden.
- > Die Steuergutschriften für Solaranlagen und Geothermie werden ab 2028 abgeschafft.

Trotz dieser Änderungen wird die Steuerreform in der Erneuerbare-Energien-Branche nicht nur negativ gesehen. Als Erfolg wird die Beibehaltung des Investment Tax Credits und des Production Tax Credits gefeiert. Die Lobby-Arbeit der Branche konnte den Gesetzgebungsprozess in ihrem Sinne beeinflussen und die in 2015 im Kongress verabschiedeten Regelungen bleiben unberührt.



Auswirkungen der Steuerreform auf Ebene der Bundesstaaten

Direkte Auswirkungen auf die Gesetzgebung der Bundesstaaten ergeben sich nicht. Inwieweit sich die Änderungen auf Bundesebene auf das prognostizierte Wachstum bei den Erneuerbaren Energien auswirken, bleibt abzuwarten.

Weitere Aktuelle Entwicklungen

Im aktuellen Marktreport der Solar Energy Industries Association wird vermerkt, dass die im dritten Quartal 2017 installierte Leistung im Jahresvergleich zurückgegangen ist und 2,031 MW betragen hat. Als wesentlicher Grund für den Rückgang werden Lieferengpässe angegeben. Hervorgehoben wird, dass 25 Prozent der in den ersten 3 Quartalen 2017 neu installierten Kapazität zur Stromerzeugung in den USA die Solarenergie betreffen. Nur der Anteil von Naturgas ist höher.

Die Solar Energy Industries Association sieht für die weitere wirtschaftliche Entwicklung insbesondere zwei Risiken.

- > Investoren könnten sich aufgrund des gesunkenen Steuersatzes und bestimmter Base-Erosion-Anti-Abuse Tax („BEAT“) Regelungen aus der Finanzierung von Projekten zurückziehen. Dies würde die Branche empfindlich treffen. In der Vergangenheit hatte sich das sogenannte „Tax Equity Financing“ als Finanzierungsform etabliert. Kapitalgeber versorgen hierbei Projektgesellschaften mit Eigenkapital und die Inanspruchnahme von Fremdmitteln mit den damit verbundenen Zinszahlungen wird vermieden. Ziel dieser Finanzierungsform ist es insbesondere, positive Geschäftsergebnisse zu generieren und in den Genuss der Steuergutschriften für Erneuerbare Energien zu gelangen. Denn die Inanspruchnahme von Steuergutschriften ist nur dann möglich, wenn eine Steuerschuld besteht. Ob der befürchtete Rückzug von Kapitalgebern eintritt, bleibt abzuwarten. Für die „BEAT“-Regelungen bleibt jedenfalls festzuhalten, dass eine der Voraussetzungen für die Anwendung die Erzielung von mindestens 500 Millionen USD pro Jahr über einen 3-Jahreszeitraum hinweg ist.
- > Das Ergebnis einer Petition vor der U.S. International Trade Commission mit dem Ziel, Einfuhrzölle auf Solarzellen und Solarmodule einzuführen, steht noch aus. Suniva, ein Hersteller von Solarzellen und Solarmodulen hatte diese Petition zum Schutz der US-amerikanischen Hersteller eingereicht. Die Entscheidungsbefugnis liegt bei Präsident Trump und eine Entscheidung muss bis zum 26. Januar 2018 getroffen worden sein und war zum Zeitpunkt des Redaktionsschlusses für die Februar-Ausgabe der ENews noch nicht bekannt. Die Einführung von Schutzzöllen könnte jedoch ungeahnte Folgen haben. Die Abhängigkeit von im Ausland hergestellten Produkten könnte bei einem Rückgang der Importe

einen nicht zu unterschätzenden Rückgang der installierten MW-Leistung mit den entsprechenden negativen Folgen für Unternehmen und Arbeitsplätze haben. Zudem würden die Kosten für Solarmodule und Solarzellen aufgrund der Knappheit wohl steigen und ebenfalls zum Rückgang der installierten MW-Leistung beitragen, wenn Investoren aufgrund gestiegener Kosten zurückhaltender werden.

Die American Wind Energy Association begrüßt insbesondere die bereits erwähnte Beibehaltung des Production Tax Credits und des Investment Tax Credits. Investitionen in Höhe von 85 Milliarden USD und die Schaffung von 20.000 Arbeitsplätzen bis 2020 werden prognostiziert. Im Bericht für das dritte Quartal 2017 wird ein Anstieg der im Bau befindlichen Windprojekte in Höhe von 27 Prozent im Vergleich mit dem Vorjahreszeitraum hervorgehoben. Die im Bau befindliche Leistung zum Ende des dritten Quartals betrug 29.634 MW und damit konnte der höchste Wert seit Veröffentlichung der Zahlen verzeichnet werden. Texas, Indiana, Oklahoma und Kalifornien führen die Liste der Bundesstaaten im Hinblick auf die installierte Leistung an.

Fazit

Dieser Überblick zeigt, dass es bei den aktuellen Entwicklungen Licht und Schatten gibt. Positiv zu vermerken ist, dass es der Branche der Erneuerbaren Energien gelungen ist, geplante Änderungen im Subventionsrecht mit gravierenden negativen Auswirkungen abzuschwächen bzw. ganz zu eliminieren. Dies muss als Zeichen gewertet werden, dass diese Branche mittlerweile über ausreichendes Gewicht verfügt, um Einfluss auf die Gesetzgebung zu nehmen. Für deutsche Unternehmen gilt wie bisher, dass ein besonderes Augenmerk auf die Entwicklung in den Bundesstaaten gelegt werden sollte. Denn immer mehr Bundesstaaten fördern die Nutzung von Erneuerbaren Energien und hier ergeben sich Geschäftschancen. Verwiesen sei hier nur auf die Selbstverpflichtungen von mittlerweile 37 Bundesstaaten und 4 Territorien, die Stromversorgung in den nächsten Jahren bzw. Jahrzehnten (maximal bis 2040) zum Großteil auf Erneuerbare Energien umzustellen.

Kontakt für weitere Informationen:



Ralf Ruedenburg

Wirtschaftsprüfer, Steuerberater, Rechtsanwalt und
Fachanwalt für Steuerrecht, Principal
Tel.: +1 (4 04) 5 25-26 00
E-Mail: ralf.ruedenburg@roedlusa.com



Aus aller Welt

> Stromeigenerzeugung und Direktvermarktung in Südafrika: Option für deutsche Unternehmen?

Von Anna-Lena Becker

Die Strompreise steigen in Südafrika kontinuierlich stark an. Durch eine Verbesserung der rechtlichen Rahmenbedingungen in Bezug auf das Erfordernis der Stromerzeugungserlaubnis können Eigenerzeugungsanlagen oder Direktvermarktung für energieintensive Unternehmen in Zukunft eine interessante Alternative darstellen.

Viele produzierende Unternehmen wählten Südafrika in der Vergangenheit u.a. aufgrund der günstigen Strompreise als Produktionsstandort aus. Seit 2008 steigt der Strompreis jedoch durchschnittlich mehr als 15 Prozent pro Jahr an. Auch in den nächsten Jahren ist mit weiteren starken Strompreisanstiegen zu rechnen.

Es besteht in Südafrika keine freie Wahl des Stromversorgers. Vielmehr ist der Stromversorger entweder der nationale Stromkonzern „Eskom“ oder die jeweilige Gemeinde, je nachdem in welchem Gebiet des Landes sich der Stromkunde befindet. Eskom ist mit über 90 Prozent auch der dominierende Stromerzeuger Südafrikas.

Sollte ein Stromkunde wünschen, sich von der Stromversorgung durch Eskom oder der Gemeinde loszusagen, besteht grundsätzlich die Möglichkeit der Eigenerzeugung oder des Direktbezugs mittels eines Stromabnahmevertrags (PPA). Da die Netzdurchleitung (sog. „wheeling“) in Südafrika noch relatives Neuland ist (eines der wenigen bekannten Beispiele ist eine Biogasanlage, die BMW versorgt) und individuelle Verhandlungen mit Eskom und/oder der Gemeinde voraussetzt, sind insbesondere Erzeugungsanlagen auf dem eigenen Betriebsgelände interessant.



Eine der größten Hürden für solche Projekte war in der Vergangenheit das Erfordernis der Stromerzeugungserlaubnis (sog. „generation licence“), die von der nationalen Regulierungsbehörde „Nersa“ erteilt wird. Seit einer Gesetzesänderung Ende 2017 bestehen jedoch die folgenden sechs Ausnahmetatbestände für das Erfordernis einer Stromerzeugungserlaubnis:

1. Netzverbundene Erzeugungsanlagen mit einer installierten Kapazität von bis zu 1 MW ohne Netzdurchleitung;
2. Netzverbundene Erzeugungsanlagen mit einer installierten Kapazität von bis zu 1 MW mit Netzdurchleitung;
3. Netzunabhängige Erzeugungsanlagen mit einer installierten Kapazität von bis zu 1 MW;
4. Erzeugungsanlagen zu Demonstrationszwecken;
5. Erzeugungsanlagen, durch die Elektrizität als Co-Produkt, Bei-Produkt, Abfallprodukt oder Restprodukt eines zugrundeliegenden Industrieprozesses erzeugt wird;
6. Erzeugungsanlagen, die ausschließlich der Stand-by- oder Back-up-Stromversorgung dienen.

Jeder dieser Ausnahmetatbestände hat weitere Untervoraussetzungen. So setzen Ausnahmetatbestand 1. und 2. u.a. voraus, dass die im Integrated Resource Plan (IRP) vorgesehene MW-Anzahl für netzverbundene Erzeugungsanlagen dieser Art noch nicht erreicht ist. Der IRP ist ein offizielles Strategiepapier, das den Energiemix für das gesamte Land festlegt. Der aktuelle IRP sieht noch keine netzverbundenen Eigenerzeugungsanlagen vor; er wird jedoch aktuell überarbeitet und es wird erwartet, dass diese aufgenommen werden. Informationen zum aktuellen IRP und zur geplanten Überarbeitung können hier eingesehen werden http://www.energy.gov.za/files/irp_frame.html.

Für alle sechs Ausnahmetatbestände ist anstelle einer Stromerzeugungserlaubnis eine Registrierung der Anlage bei Nersa notwendig. Einzelheiten bezüglich dieser Registrierung (Registrierungsablauf und Registrierungsgebühr) sind noch nicht bekannt.

Ob eine solche Erzeugungsanlage überschüssigen Strom in das nationale Netz einspeisen kann, hängt davon ab, in welchem Gebiet des Landes sich die Anlage befindet, da es bezüglich einer Netzeinspeisung keine nationalgültigen Regelungen gibt und dies von der jeweiligen Gemeinde oder Eskom festgelegt wird.

Sollte eine Erzeugungsanlage nur in das Arealnetz des jeweiligen Unternehmens einspeisen, aber nicht in das nationale Netz, könnte dies entweder unter Ausnahmetatbestand 1. oder 3. fallen. Welcher der beiden Ausnahmetatbestände im Einzelfall einschlägig ist, hängt unserer Ansicht nach davon ab, ob eine Rückspeisung technisch in das nationale Netz ausgeschlossen werden kann. Gerade bei PV lässt sich so etwas natürlich bereits in der Projektierung, Auslegung der Anlage berücksichtigen. **Folglich wären der Betrieb der Erzeugungsanlage und ein Verkauf des Stroms an den jeweiligen Abnehmer auf dem Gelände von dem Erfordernis der Stromerzeugungserlaubnis befreit.** Sollte für die jeweilige Erzeugungsanlage eine Stromerzeugungslizenz notwendig sein, stellt sich derzeit die Herausforderung, dass netzverbundene Erzeugungsanlagen im aktuellen IRP nicht vorgesehen sind. Nersa fordert für diesen Fall eine Zustimmung des Energieministers für das jeweilige Projekt.

Wir empfehlen energieintensiven Unternehmen in Südafrika anhand eines Lastprofils den eigenen Stromverbrauch analysieren zu lassen, um mögliche Vorteile durch z.B. eine PV-Aufdachanlage auf dem eigenen Betriebsgelände als Eigenerzeugungsanlage oder Direktverkauf über einen Stromabnahmevertrag zu untersuchen. Die jeweilige Erzeugungsanlage sollte so konzipiert werden, dass sie einen der oben genannten Ausnahmetatbestände erfüllt, um die schwierige Hürde der Stromerzeugungserlaubnis zu umgehen. Wir rechnen damit, dass diese Gesetzesänderung zu einer Steigerung der Erzeugungsanlagen auf Betriebsgeländen (selbstbetrieben oder über PPA) führen wird. Die Integration einer solchen Energieeffizienzanlage nutzt einfach das gegebene Potenzial vor Ort und kann natürlich als Standortvorteil Südafrika ausgenutzt werden und zu einem Wettbewerbsvorteil führen. Sollte doch wieder eine „Load-shedding“-Zeit drohen, hätte dies auch den erheblichen Vorteil, dass zu diesen Zeiten der Ersatzstrom (aus Generator) erheblich günstiger sein dürfte. Und zu guter Letzt würde natürlich auch die Umwelt bei Ersatz von Steinkohlestrom gewinnen.

Kontakt für weitere Informationen:



Anna-Lena Becker, LL.M.

Rechtsanwältin

Tel.: +27 (21) 4 18-23 50

E-Mail: anna-lena.becker@roedl.org



Neuigkeiten zu internationalen EE-Förderprogrammen

> GET FiT Sambia – Erste Ausschreibungsrunde für Anfang 2018 geplant

Nachdem unter dem Scaling Solar Programm der Weltbank bereits 2 Ausschreibungsrunden für PV-Anlagen in Sambia realisiert wurden, folgt in diesem Jahr die erste Ausschreibungsrunde unter dem GET FiT Programm. Dieses wird unterstützt von der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW). Ausgeschrieben wird ein Gesamtvolumen von 100 MW im Rahmen eines zweistufigen Verfahrens, die einzelne Projektgröße ist gedeckelt auf 20 MW. Stufe 1 des Verfahrens „Request for Qualification“ ist für das erste Quartal 2018 geplant.

Das einzureichende Projekt kann grundsätzlich frei gewählt werden, jedoch muss in das Netz von ZESCO eingespeist werden. Die Entfernung zwischen Projektstandort und Übergabepunkt darf maximal 10 km betragen, zudem gibt es Beschränkungen bzgl. der Standorte abhängig von den Ergebnissen einer durchgeführten Netzverträglichkeitsprüfung. Details hierzu sind unter <https://www.getfit-zambia.org> veröffentlicht.

Weitere Ausschreibungen in den Bereichen Wasserkraft, Biomasse und Geothermie sollen folgen.

> Wärmenetze 4.0 – Investitionszuschüsse für Wärmenetzaus- und aufbau in Deutschland

Im Rahmen des Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz hat sich die Bundesregierung zum Ziel gesetzt, den Anteil an fossilen Energieträgern am Primärenergiebedarf des Gebäudebestandes bis 2050 um 80 Prozent zu reduzieren. Weiterhin soll der Anteil an Erneuerbaren Energien am Endverbrauch für Wärme und Kälte in den nächsten drei Jahren auf 14 Prozent angehoben werden. Die Wärmenetze der vierten Generation sollen eine hocheffiziente und umweltschonende Bereitstellung von Wärme und Kälte garantieren und trotzdem mit konkurrenzfähigen Wärmepreisen gegen die konventionelle Erzeugung wirtschaftlich betrieben werden können.

Die Förderung besteht aus 2 Modulen:

- > Im Modul I wird die Prüfung der Umsetzbarkeit und Wirtschaftlichkeit eines Konzepts mittels einer Machbarkeitsstudie gefördert. Die Förderhöhe beträgt bis zu 60 Prozent der Kosten bzw. maximal 600.000 Euro.
- > Im Modul II soll die Realisierung eines Wärmenetzes 4.0 durch einen Neubau oder die Transformation eines bestehenden Netzes subventioniert werden. Die Zuschussförderung kann bis zu 50 Prozent der förderfähigen Kosten bzw. maximal 15 Millionen Euro betragen.

Mehrere Voraussetzungen bestehen, damit ein Wärmenetz als System 4.0 anerkannt und gefördert wird:

- > Der Anteil an Erneuerbaren Energien und Abwärme an der jährlichen Wärmeeinspeisung beträgt mindestens 50 Prozent
- > Die Wärmepreise entsprechen denen der Wärme aus konventionellen Netzen oder sind geringer
- > Mindestens 100 Abnehmer sind an das Netz angeschlossen oder es besteht eine Abnahme von mindestens 3 GWh im Jahr (Ausnahmeregelungen für kleinere Netze möglich)
- > Es handelt sich um ein niedrig temperiertes Wärme-/Kältenetz mit einem Vorlauf zwischen 20 und 95 °C
- > Saisonale Wärmespeicher kommen zum Einsatz, solange ihre Unwirtschaftlichkeit nicht dargelegt werden kann
- > Angeschlossene Stromverbraucher/-erzeuger weisen eine Voraussetzung für einen netzdienlichen Betrieb und die Einbindung in ein intelligentes Stromnetz auf

Antragsberechtigt sind Kommunen, Unternehmen, kommunale Betriebe und Zweckverbände, eingetragene Vereine und eingetragene Genossenschaften. Ein Antrag inkl. der geforderten Nachweise ist vor Beginn einer Maßnahme zu stellen und kann auf der Website des Bundesamts für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) heruntergeladen werden.

Kontakt für weitere Informationen:



Maria Ueltzen

Europäische Diplom-Verwaltungsmanagerin (FH)

Tel.: +49 (9 11) 91 93-36 14

E-Mail: maria.uelzten@roedl.com



Rödl & Partner intern

Kontakt für weitere Informationen:



Klara John

Kauffrau für Marketingkommunikation

Tel.: +49 (9 11) 91 93-35 09

E-Mail: klara.john@roedl.com



Besuchen Sie uns auf www.roedl.de/ee.

Potenziale erkennen

„Manchmal erkennt man die Qualität von etwas erst, wenn man sein Auge dafür bewusst öffnet. Potenziale zu erkennen, ist eine unserer Kernkompetenzen.“

Rödl & Partner

„Erfahrene ‚Casteller‘ erkennen ziemlich bald, ob es sich lohnt, die Idee für eine neue Formation weiter zu verfolgen.“

Castellers de Barcelona



„Jeder Einzelne zählt“ – bei den Castellers und bei uns.

Menschentürme symbolisieren in einzigartiger Weise die Unternehmenskultur von Rödl & Partner. Sie verkörpern unsere Philosophie von Zusammenhalt, Gleichgewicht, Mut und Mannschaftsgeist. Sie veranschaulichen das Wachstum aus eigener Kraft, das Rödl & Partner zu dem gemacht hat, was es heute ist.

„Força, Equilibri, Valor i Seny“ (Kraft, Balance, Mut und Verstand) ist der katalanische Wahlspruch aller Castellers und beschreibt deren Grundwerte sehr pointiert. Das gefällt uns und entspricht unserer Mentalität. Deshalb ist Rödl & Partner eine Kooperation mit Repräsentanten dieser langen Tradition der Menschentürme, den Castellers de Barcelona, im Mai 2011 eingegangen. Der Verein aus Barcelona verkörpert neben vielen anderen dieses immaterielle Kulturerbe.

Impressum E|nEws

Herausgeber: **Rödl & Partner GbR**
Äußere Sulzbacher Str. 100 | 90491 Nürnberg
Tel.: +49 (9 11) 91 93-35 04 | erneuerbare-energien@roedl.com

Verantwortlich
für den Inhalt: **Martin Wambach** – martin.wambach@roedl.com
Kranhaus 1, Im Zollhafen 18 | 50678 Köln
Anton Berger – anton.berger@roedl.com
Äußere Sulzbacher Str. 100 | 90491 Nürnberg

Layout/Satz: Andrea Kurz – andrea.kurz@roedl.com
Äußere Sulzbacher Str. 100 | 90491 Nürnberg

Dieser Newsletter ist ein unverbindliches Informationsangebot und dient allgemeinen Informationszwecken. Es handelt sich dabei weder um eine rechtliche, steuerrechtliche oder betriebswirtschaftliche Beratung, noch kann es eine individuelle Beratung ersetzen. Bei der Erstellung des Newsletters und der darin enthaltenen Informationen ist Rödl & Partner stets um größtmögliche Sorgfalt bemüht, jedoch haftet Rödl & Partner nicht für die Richtigkeit, Aktualität und Vollständigkeit der Informationen. Die enthaltenen Informationen sind nicht auf einen speziellen Sachverhalt einer Einzelperson oder einer juristischen Person bezogen, daher sollte im konkreten Einzelfall stets fachlicher Rat eingeholt werden. Rödl & Partner übernimmt keine Verantwortung für Entscheidungen, die der Leser aufgrund dieses Newsletters trifft. Unsere Ansprechpartner stehen gerne für Sie zur Verfügung.

Der gesamte Inhalt der Newsletter und der fachlichen Informationen im Internet ist geistiges Eigentum von Rödl & Partner und steht unter Urheberrechtsschutz. Nutzer dürfen den Inhalt der Newsletter und der fachlichen Informationen im Internet nur für den eigenen Bedarf laden, ausdrucken oder kopieren. Jegliche Veränderungen, Vervielfältigung, Verbreitung oder öffentliche Wiedergabe des Inhalts oder von Teilen hiervon, egal ob on- oder offline, bedürfen der vorherigen schriftlichen Genehmigung von Rödl & Partner.