

Transaktionsmonitor Energiewirtschaft

*M&A-Aktivitäten in der
Energiewirtschaft*

**Ausgabe 5,
April 2017**



Vorwort

Liebe Leserinnen, liebe Leser,

wir freuen uns, Ihnen die fünfte Ausgabe unseres Newsletters *Transaktionsmonitor Energiewirtschaft* übersenden zu können. Erneut berichten wir länderübergreifend über das Geschehen in der Energiewirtschaft in Deutschland, Schweiz und Österreich.

Strategische Neuausrichtungen und die Konzentration auf das Kerngeschäft sind aktuell die wesentlichen Treiber für Transaktionen in diesen Ländern. Bei Transaktionen im Bereich der erneuerbaren Energien investieren Energieversorger und Stadtwerke derzeit verstärkt in Onshore-Windenergie. Sie konkurrieren dabei mit institutionellen Investoren, die aufgrund des anhaltenden niedrigen Zinsniveaus nach alternativen Geldanlagen Ausschau halten.

In dieser Ausgabe berichten wir zudem über die Digitalisierungsstrategien von Energieversorgern. Dabei stehen Kooperationen, Beteiligungen, Übernahmen oder Partnerschaften mit digitalen Spezialisten im Fokus. E.ON oder RWE haben hier in den vergangenen Monaten interessante Transaktionen getätigt. Aber auch Stadtwerke möchten die Digitalisierung für sich nutzen und sehen dies als Chance.

In allen drei Ländern können wir regulatorische Änderungen bzw. Initiativen der Gesetzgeber beobachten, die den Umbau der Energiebranche weiter vorantreiben. In Deutschland soll die Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes für mehr Wettbewerb bei der Vergabe von Konzessionen für Energienetze sorgen. In der Schweiz wird Ende Mai 2017 über die erste Stufe der vom Bundesrat verabschiedeten Energiestrategie 2050 abgestimmt. Das Ziel: den Energieverbrauch bis 2035 um 43% zu senken. Mit Spannung wird in Österreich bis Ende des Jahres die große Novelle des Ökostromgesetzes erwartet. In diesem Zusammenhang wird auch entschieden, ob zukünftig die Vergütung von Strom aus erneuerbaren Quellen über Auktionen oder ein anderes Verfahren erfolgen soll.

Die im *Transaktionsmonitor Energiewirtschaft* zusammengestellten Daten und die daraus abgeleiteten Einschätzungen basieren ausschließlich auf öffentlich zugänglichen Informationen.

Eine angenehme Lektüre wünschen Ihnen

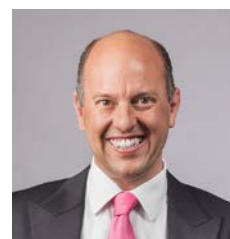
Dr. Jan-Philipp Sauthoff
Leiter Energy Transactions
Deutschland



Dr. Marc Schmidli
Leiter Energy
Schweiz



DI Michael Sponring
Leiter Energy
Österreich



Inhalt

Auf einen Blick	4
Transaktionsaktivitäten in der Energiewirtschaft	5
Erneuerbare Energien: Mit dem Ausschreibungsverfahren steigen die Hürden für kleine Marktteilnehmer	5
Schweiz: Fokus auf Kerngeschäfte und Ausbau neuer Geschäftsfelder treiben Transaktionen	10
Österreich: Strategische Neuausrichtungen und Reduktion auf das Kerngeschäft sind wesentliche Treiber von Transaktionen	13
„Smart“-Deals: EVUs investieren in digitale Technologien und Geschäftsfelder	16
Deutschland: Bundesregierung stärkt Wettbewerb um Energienetze	19
Regulierung in der Energiewirtschaft	21
Deutschland: Das regulatorische Umfeld forciert den Umbruch in der deutschen Energiewirtschaft.....	21
Schweiz: Die Energiestrategie 2050 ist die Schweizer „Energiewende“	23
Österreich: Große Novelle des Ökostromgesetzes bis Ende des Jahres	25
Aktuelle Themen der Energiewende	26
Verpflichtungen für die Zwischen- und Endlagerung radioaktiver Abfälle werden auf den Bund übertragen.....	26
In der Schweiz liegt die Entsorgung radioaktiver Abfälle in der Hand der Betreiber	28
RWE und E.ON rüsten sich mit Börsengängen für den Wandel in der Energiewirtschaft.....	31
Bewertungsparameter für die deutsche Energiewirtschaft	34
PwC <i>Valuation Corner</i> - Kapitalmarktdaten der deutschen Energiewirtschaft auf einen Blick.....	34
PwC <i>eValuation</i> - Unternehmensbewertung und branchenspezifische Benchmarkanalyse.....	36
Service	37
Veröffentlichungen	37
Veranstaltungen.....	38
Über uns	40
Ihre Ansprechpartner	40
Redaktion	42
Bestellung und Abbestellung	42

Auf einen Blick

Zahlreiche **regulatorische Änderungen** wirken sich stark auf das Geschäftsmodell von Energieversorgern aus und verschärfen den **Handlungsdruck**. Vermehrte Transaktionen und Kooperationen sind zu erwarten

Transaktionen im Bereich **Digitalisierung** werden zunehmen. Das Deal-Volumen wird in Zukunft steigen

Die **Novellierung des EnWG** in Deutschland kommt zu einem günstigen Zeitpunkt. In 2017 laufen überdurchschnittlich viele Konzessionen aus

Mit den **Ausschreibungsverfahren** bei erneuerbaren Energien steigen die Hürden für kapitalschwächere Marktteilnehmer in Deutschland

Die **regulatorischen Rahmenbedingungen** in Österreich sollen sich umfassend ändern. M&A-Aktivitäten werden daher eher mittel- als kurzfristig erwartet

Strategische **Neuausrichtungen** von Energieversorgern in Österreich und Schweiz werden auch zukünftig zu Transaktionen führen

Die **Energiestrategie 2050** wird den Kurs der Schweizer Energiewende vorgeben. Rechtssicherheit wird Transaktionsaktivitäten fördern

Transaktionsaktivitäten in der Energiewirtschaft

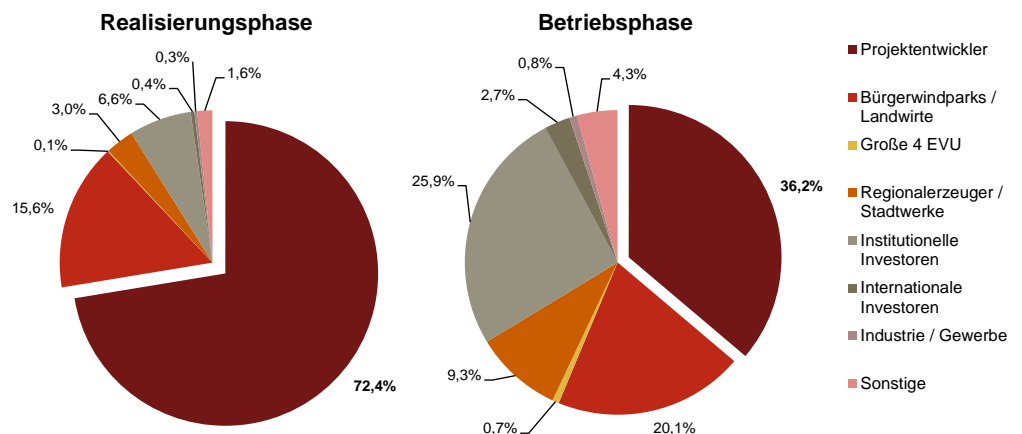
Erneuerbare Energien: Mit dem Ausschreibungsverfahren steigen die Hürden für kleine Marktteilnehmer

Energieversorger und Stadtwerke investieren zunehmend in Onshore-Windenergie. Damit diversifizieren sie ihr Portfolio und reagieren auf das veränderte Marktumfeld. Darüber hinaus suchen institutionelle Anleger in einem Umfeld mit niedrigen Zinsen nach attraktiven Alternativen. Gleichzeitig blickt die Branche auf die Veränderungen der gesetzlichen Rahmenbedingungen in Deutschland und Österreich.

Von Heiko Stohlmeyer, Oliver Moß und Michael Sponring

Die Nachfrage nach Onshore-Windparks in Deutschland ist in den letzten Jahren gestiegen. Energieversorger und Stadtwerke bauen aus strategischen Gründen Onshore-Windportfolien auf, um sich angesichts des vorgesehenen Entwicklungspfad der erneuerbaren Energien zu positionieren. Darüber hinaus investieren institutionelle Investoren wegen des aktuell sehr niedrigen Zinsniveaus verstärkt in Infrastrukturprojekte wie Onshore-Windparks.

Eigentümerstrukturen von Onshore-Windparks (Installationsjahre 2012 bis 2014)



Quelle: Deutsche WindGuard im Auftrag des BWE, Akteursstrukturen von Windenergieprojekten in Deutschland (2015).

Wie aus der Untersuchung der Deutschen WindGuard aus dem Jahr 2015 hervorgeht, befanden sich während der Realisationsphase 72,4% der Projekte im Eigentum der Projektentwickler, während sich dieser Anteil in der Betriebsphase auf rund die Hälfte reduzierte. Dagegen erhöhte sich der Anteil der Energieversorger und der institutionellen Investoren. Nach Fertigstellung eines Onshore-Windparks kommt es häufig zu Eigentümerwechseln – entsprechend aktiv ist der Transaktionsmarkt in diesem Sektor.

Stabile verlässliche Rahmenbedingungen

Die Attraktivität des deutschen Transaktionsmarktes resultiert vor allem auch aus den stabilen und verlässlichen regulatorischen Rahmenbedingungen. Diese Wahrnehmung ändert sich auch mit dem neuen EEG nicht. Auch wenn die Höhe der Vergütung zukünftig über ein Wettbewerbsverfahren ermittelt wird, können sich die Betreiber auf eine über 20 Jahre fixierte Vergütung verlassen. Damit bietet auch das neue Verfahren ein hohes Maß an Planungssicherheit. In Zeiten niedriger und volatiler Strommarktpreise kommt diesem Aspekt eine besondere Bedeutung zu.

Nachfolgend haben wir beispielhaft einige der in den vergangenen Monaten abgeschlossenen Transaktionen im Bereich Onshore-Windenergie aufgeführt:



Transaktionen

April 2016:	25,1%-Anteil am Onshore-Windpark Framersheim (Rheinland-Pfalz), Käufer: Stadtwerke Speyer, Verkäufer: Stadtwerke Tübingen (beide Deutschland), Kapazität: 14 MW.
Juni 2016:	Portfolio von drei Onshore-Windparks (Nordrhein-Westfalen und Rheinland-Pfalz), Käufer: Steag New Energies, Verkäufer: Enervie (beide Deutschland), Kapazität: 40 MW.
Oktober 2016:	Portfolio von vier Onshore-Windparks (Brandenburg, Niedersachsen und Thüringen), Käufer: EnBW (Deutschland); Verkäufer: N-Wind Administration (Dänemark) und verschiedene Ko-Investoren, Kapazität: 55 MW.
Dezember 2016:	Portfolio von acht Onshore-Windparks (überwiegend in Norddeutschland), Käufer: ČEZ (Tschechien), Verkäufer: wpd (Deutschland), Kapazität: 85 MW.
Dezember 2016:	Onshore-Windpark Fohren-Linden (Rheinland Pfalz), Käufer: ČEZ (Tschechien), Verkäufer: AREAM (Deutschland), Kapazität: 13 MW.
Dezember 2016:	80%-Anteil an Windparkportfolio, Käufer: Allianz Global Investors, Verkäufer: PNE WIND (beide Deutschland), Kapazität: 142 MW, Unternehmenswert: > 330 Millionen Euro.
Januar 2017:	Onshore-Windpark Gollenberg (Rheinland-Pfalz), Käufer: CEE Group, Verkäufer: juwi Energieprojekte (beide Deutschland), Kapazität: 20 MW.
März 2017:	Portfolio von sechs Onshore-Windparks (Nordrhein-Westfalen und Sachsen), Käufer: ERG (Italien), Verkäufer: Dutch Infrastructure Fund (Niederlande), Kapazität: 48 MW.

Die gestiegene Nachfrage nach Onshore-Windprojekten hat insgesamt zu höheren Kaufpreisen und einem erhöhten Renditedruck bei Investoren geführt. Auch institutionelle Investoren wie Pensionskassen oder Versicherungen investieren vermehrt in regenerative Energien. Derzeit erwirtschaften institutionelle Investoren mit klassischen Staatsanleihen vergleichsweise niedrige Renditen, weshalb sie nach Alternativen Ausschau halten. Ihre Zielsetzung liegt darin, ihr Portfolio zu diversifizieren und Investments mit langfristig stabilen Cashflows zu tätigen. Dabei treten institutionelle Investoren sowohl als Eigen- als auch als Fremdkapitalgeber auf. Wir beobachten, dass sich die institutionellen Investoren überwiegend bei größeren Projekten und Projektportfolien engagieren. Ihre Renditeerwartungen bewegen sich regelmäßig eher am unteren Ende der uns bekannten Marktbandbreiten.

Vor dem Hintergrund des starken Wettbewerbs um Projekte sind Investoren gezwungen, ihre Angebote unter Berücksichtigung aller Stellschrauben zu optimieren und ein für sie akzeptables Verhältnis von Rendite und Risiko zu erzielen. Wir beobachten, dass einige Investoren ihre bestehenden Annahmen im Hinblick auf den dynamischen Transaktionsmarkt hinterfragen und anpassen oder bereits angepasst haben.



Quelle: Eigene Darstellung PwC.

Nur einzelne Parameter zu betrachten, greift aber zu kurz. Es sind die gesamten Annahmen zu analysieren. So gehen niedrigere Renditeerwartungen zum Beispiel einher mit konservativen Annahmen zur Entwicklung der Strommarktpreise nach Auslaufen der fixen Vergütung. Im Umkehrschluss sind mit progressiveren Annahmen zur Strompreisentwicklung höhere Risiken verbunden. Allerdings gehen nicht alle potenziellen Investoren den hohen Wettbewerbsdruck durch progressivere Annahmen mit. Sie kommen dann bei manchen Transaktionen jedoch auch nicht zum Zuge. Durch die Marktdynamik bewegen sich die Renditen von Onshore-Windprojekten inzwischen teilweise sogar auf einem Niveau, das den Ansprüchen einzelner Investoren nicht mehr genügt. Diese nehmen daher von Projekten Abstand oder versuchen sich anderweitig einen Zugang zu Projekten zu sichern, zum Beispiel durch strategische Kooperationen mit Projektentwicklern.

Zunächst voraussichtlich geringer Rückgang des jährlichen Zubaus

Was den Zubau an Onshore-Windprojekten betrifft, zeichneten sich die vergangenen Jahre durch hohe Installationszahlen mit einem Rekord im Jahr 2014 aus. Mit dem EEG 2017 wurde nun ein Ausschreibungsmechanismus eingeführt. Er ersetzt die bisherige feste Vergütung auf Basis eines gesetzlich festgelegten anzulegenden Wertes durch einen sogenannten Zuschlagswert als Ergebnis einer Ausschreibung. Darüber hinaus erfolgt über ein im Vergleich zu den vergangenen Installationszahlen deutlich reduziertes Ausschreibungsvolumen eine feste Mengensteuerung.

Der Rückgang der Installationszahlen dürfte 2017 und 2018 noch gedämpft ausfallen oder sogar ganz ausbleiben, da bis Ende 2016 nach unseren Informationen noch eine sehr hohe Anzahl von Genehmigungen nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) erteilt wurde. Diese Projekte fallen grundsätzlich unter eine Übergangsregelung außerhalb des Ausschreibungssystems.

Spätestens ab 2019 rechnen wir mit einem Rückgang des jährlichen Zubaus. Insofern stellt sich die Frage, wie sich die Einführung eines Ausschreibungssystems auf die weitere Entwicklung des Transaktionsmarktes für Onshore-Windprojekte auswirkt, bei dem eine BImSchG-Genehmigung Voraussetzung für die Teilnahme ist.

Projektentwickler müssen bis zur Erteilung dieser Genehmigung Aufwendungen tragen, ohne zu wissen, ob und zu welchem Preis sie für ihr Projekt einen Zuschlag erhalten.

Auch wenn das Ausschreibungsverfahren tiefgreifende Veränderungen mit sich bringt, ist die Systemänderung nicht als regulatorische Instabilität zu werten. Es bestehen auch zukünftig verlässliche rechtliche Rahmenbedingungen, die nach Erhalt des Zuschlages im Ausschreibungsverfahren einen über 20 Jahre festgeschriebenen Vergütungssatz zusichern und auch zukünftig Planungssicherheit versprechen.

Kooperation zwischen Projektentwicklern und Investoren

Kleinen Projektentwicklern, Privatinvestoren und Bürgerwindinitiativen wird der Zugang zu Onshore-Windprojekten erschwert, da bereits vor Erhalt des Projektzuschlages eine aus Sicht der kapitalschwächeren Marktteilnehmer nennenswerte Investition erforderlich wird und zum Investitionszeitpunkt keine Planungssicherheit besteht. Damit ergibt sich aus der regulatorischen Systemänderung eine neue Hürde für kapitalschwächere Marktteilnehmer. Diese verfügen häufig nicht über die benötigte Kapitalstärke für die Ausschreibungsrunden. Kapitalstarke Investoren können daher einen leichteren Zugang zu den Projekten haben.

Da gerade die kleineren Projektentwickler zunehmend gezwungen sind, für die fortlaufende Entwicklung der Projekte zusätzliches Kapital einzuwerben und somit ihre Kapitalbasis zu erweitern, eröffnen sich für Investoren neue Möglichkeiten im Onshore-Windmarkt. Sofern sie bereit sind, zusätzlich das Zuschlagsrisiko zu tragen, können sie sich bereits vor Erhalt des Zuschlages an dem Projekt beteiligen.

Ein mögliches Kooperationsmodell zwischen Projektentwicklern und Investoren besteht demnach auf Projektebene. Die Kooperationen müssen sich jedoch nicht auf ein einzelnes Projekt beschränken, sondern können sich bis hin zu strategischen Partnerschaften ausweiten, bei denen sich die Kapitalgeber zu einem frühen Zeitpunkt in die Umsetzung ganzer Projektpipelines einbringen und vom Gesamterfolg profitieren. Insbesondere das Interesse überregionaler Versorger und Stadtwerke an derartigen Kooperationsmodellen scheint derzeit besonders hoch. Wir gehen davon aus, dass die regulatorische Stabilität als wichtiger Faktor für die Attraktivität des deutschen Onshore-Windmarktes trotz einer tiefgreifenden Systemänderung bestehen bleibt. Gleichzeitig rechnen wir mit einer abnehmenden Vielfalt der Akteure.

Projekttransaktionen bewegen sich in Österreich auf einem niedrigen Niveau

Auch in Österreich stehen gesetzliche Rahmenbedingungen im Blickpunkt: Im vergangenen Jahr waren die Unsicherheiten durch die anstehende Verlängerung des Ökostromgesetzes der Haupttreiber dafür, dass die Pipeline mit Erneuerbaren-Energien-Projekten zwar stark angewachsen, jedoch noch nicht umgesetzt wurde. Es stehen inzwischen beispielsweise einige hundert Megawatt an Windprojekten kurz vor der Umsetzung. Des Weiteren waren, getrieben durch den niedrigen Marktstrompreis, die Unternehmen in der Umsetzung ihrer Kraftwerksprojekte durchaus zurückhaltend. Ein zusätzliches Argument, warum in Österreich verhältnismäßig wenige Transaktionen stattfinden, besteht darin, dass die Projektentwickler größtenteils ihre Anlagen auch im Betrieb selbst im Eigentum behalten.

In der jüngsten Zeit kam es zu folgenden Transaktionen:



Transaktionen

Juli 2016:	Onshore-Windpark (3 WEAs) (Niederösterreich), Käufer: Marktgemeinde Trautmannsdorf an der Leitha, Verkäufer: IEL Windkraft Beteiligungs GmbH (beide Österreich), Kapazität: 9 MW.
Februar 2017:	12,5%-Anteil am Murkraftwerk Graz (Laufwasser), Käufer: Verbund, Verkäufer: Energie Steiermark (beide Österreich), Kapazität: 18 MW.
März 2017:	5 Kleinwasserkraftwerke in Steyermühl (Oberösterreich), Käufer: Energie AG Oberösterreich (Österreich), Verkäufer: UPM Paper (Finnland), Kapazität: 5 MW.

Wir gehen davon aus, dass im laufenden Jahr 2017, aber auch darüber hinaus, wieder vermehrt Projekte im Bereich erneuerbarer Energien umgesetzt werden und dadurch auch zunehmend Transaktionen im Ökostrombereich am österreichischen Markt zu beobachten sein werden.

Fazit

Vor allem für den deutschen Transaktionsmarkt für Onshore-Windprojekte nehmen wir an, dass unter der Voraussetzung eines weiterhin niedrigen Zinsniveaus die Nachfrage mindestens stabil bleiben wird. Auch mangels Investitionsalternativen erscheint ein Absinken des derzeitigen Preisniveaus für Turnkey-Projekte in absehbarer Zeit nicht wahrscheinlich. Am österreichischen Markt erwarten wir zunehmende Transaktionsaktivitäten. Die Nachfrage nach Onshore-Windprojekten und ebenso die Transaktionspreise würden in Deutschland und Österreich bei einem Anstieg des Zinsniveaus allerdings voraussichtlich einen Abwärtstrend einschlagen.

Schweiz: Fokus auf Kerngeschäfte und Ausbau neuer Geschäftsfelder treiben Transaktionen

Die nach wie vor herausfordernden Rahmenbedingungen haben 2016 zu verstärkten Transaktionsaktivitäten in der Schweizer Stromindustrie geführt. Dabei standen die Fokussierung auf Kerngeschäfte, die Stärkung neuer Geschäftsfelder sowie der Ausbau des erneuerbaren Produktionsportfolios im Vordergrund. Neben den Elektrizitätsunternehmen werden in Zukunft aber auch vermehrt deren Eigentümer gezwungen sein, die eigene Strategie zu überdenken und sie auch anzupassen.

Von Pascal Ziegler und Philippe Kühni

Die Rahmenbedingungen für Schweizer Elektrizitätsunternehmen waren auch 2016 schwierig: Die anhaltend tiefen Großhandelspreise und der starke Schweizer Franken führten zu einer nachhaltig tiefen oder sogar negativen Profitabilität von Produktionsanlagen. Dabei sind Unternehmen mit einem geringen Anteil grundversorgter Kunden besonders stark betroffen.¹ Die bevorstehende komplette Strommarktöffnung dürfte zudem zu erhöhtem Wettbewerb führen, was die Margen weiter erodieren lassen wird. Gleichzeitig sind die Unternehmen jedoch bereits heute gezwungen, signifikante, langfristige Investitionen in Verteilnetze und erneuerbare Energien zu tätigen, um den Anforderungen der definierten Energiestrategie 2050 (siehe hierzu auch Kapitel Regulierung, S. 23) gerecht zu werden. Schließlich führen auch die Digitalisierung und die Entwicklung neuer digitaler Geschäftsmodelle zu einem starken Umbruch, indem beispielsweise branchenfremde Firmen in Geschäftsfelder von Elektrizitätsunternehmen vorstoßen und diese zu Anpassungen und Investitionen zwingen.

Veräußerung von strategisch nicht zentralen Vermögenswerten

Schweizer Elektrizitätsunternehmen sind deshalb gezwungen, ihre Strategien zu überdenken und an das veränderte Umfeld anzupassen. Dabei rücken der Fokus auf Kerngeschäfte sowie der Aufbau respektive die Stärkung von neuen, zukunftsfähigen Geschäftsfeldern in den Mittelpunkt der Überlegungen. Die aus der Veräußerung von strategisch nicht zentralen Vermögenswerten gewonnen Mittel werden entweder in den Aufbau neuer Geschäftsfelder investiert oder zur Rückführung von Schulden verwendet. Letzteres erleichtert wiederum die Finanzierung von künftigen Investitionen.

Nachfolgend haben wir beispielhaft einige Transaktionen aufgeführt, bei denen strategisch nicht zentrale Vermögenswerte veräußert wurden:



Transaktionen

Juni 2016:	38,7%-Anteil an AEK Energie (Schweiz), Käufer: BKW, Verkäufer: Alpiq (beide Schweiz).
Juli 2016:	96,7%-Anteil an Alpiq Versorgungs AG (Schweiz), Käufer: EBM Netz AG, Städtische Betriebe Olten und UBS Clean Energy Infrastructure Switzerland, Verkäufer: Alpiq (alle Schweiz), Kaufpreis: 312 Millionen Schweizer Franken.
Juli 2016:	Geschäftsaktivitäten (Rumänien), Käufer: MET Gruppe, Verkäufer: Repower (beide Schweiz).

¹ Gemäß Bundesgerichtsentscheid vom Juli 2016 sollen jedoch nun auch die grundversorgten Kunden von den Preisvorteilen des freien Marktes zumindest teilweise profitieren können.

November 2016:	30,3%-Anteil an Swissgrid (Schweiz), Käufer: BKW Netzbeteiligung, Verkäufer: Alpiq Grid Beteiligungs AG (beide Schweiz).
Dezember 2016:	10%-Anteil an Group E (Schweiz), Käufer: Group E und verschiedene institutionelle Investoren, Verkäufer: BKW (beide Schweiz).

Neben der Veräußerung von strategisch nicht zentralen Vermögenswerten haben Schweizer Elektrizitätsunternehmen aber auch zahlreiche Transaktionen zum Aufbau respektive zur Stärkung neuer strategisch wichtiger Geschäftsfelder getätigt. So hat beispielsweise BKW mit über zehn nationalen und internationalen Akquisitionen im Dienstleistungsbereich wie Engineering oder Gebäudetechnik den Geschäftsbereich signifikant ausgebaut. Ähnlich hat Alpiq mit der Akquisition von IPIP S.A. (Rumänien) ihre Marktpräsenz im Energiedienstleistungsgeschäft geographisch erweitert und ihr Dienstleistungsangebot als Generalunternehmerin für die chemische und petrochemische Industrie ausgebaut.

Internationaler Fokus bei Transaktionen im Bereich erneuerbare Energien

Ein weiterer wesentlicher Treiber für Transaktionen war auch 2016 die Erweiterung des erneuerbaren Produktionsportfolios. Dabei zeigt sich jedoch, dass neben den Elektrizitätsunternehmen auch Finanzinvestoren und institutionelle Investoren wegen des anhaltend tiefen Zinsniveaus an Investitionen in erneuerbare Energien interessiert sind. Aufgrund der limitierten Möglichkeiten in der Schweiz fanden die Transaktionen überwiegend grenzüberschreitend statt. Eine der wenigen Ausnahmen bildete dabei der Verkauf der Energiezentrale Luzern von SBB und Die Post an ewl Energie Wasser Luzern.

Nachfolgend haben wir beispielhaft einige Transaktionen im Bereich der erneuerbaren Energien aufgeführt:



Transaktionen

Mai 2016:	SUSI Renewable Energy Fund II akquiriert italienische Lucania S.r.l (Photovoltaik).
Juli 2016:	Windparkportfolio, Käufer: Profond Vorsorgeeinrichtung (Schweiz), Verkäufer: Mistral International (Luxemburg).
November 2016:	Portfolio von vier Onshore-Windparks (Frankreich), Käufer: BKW (Schweiz), Verkäufer: Samfi Invest SAS (Frankreich), Kapazität: 49 MW.
Dezember 2016:	Portfolio von zwei Onshore-Windparks (Portugal), Käufer: EKZ Renewables (Schweiz), Verkäufer: Plenium Partners (Spanien).

Angepasste Eigentümerstrategien als Auslöser von Transaktionen

Abschließend lohnt sich auch noch die Perspektive der Eigentümer von Elektrizitätsunternehmen, oftmals Kantone, Gemeinden und Städte, zu analysieren. Die sich ändernden Rahmenbedingungen und die Entwicklungen der letzten Jahre haben auch die Eigentümer vor neue Herausforderungen gestellt. Zum einen haben ihre Beteiligungen an Elektrizitätsunternehmen an Wert verloren und zum anderen haben sich die in der Vergangenheit stabilen Dividenden reduziert oder sind teilweise sogar ganz ausgeblieben. Dadurch müssen sich die Eigentümer überlegen, ob sie das in ihren Beteiligungen gebundene Kapital nicht alternativ einsetzen wollen. So hat zum Beispiel die Stadt Rapperswil-Jona im Oktober 2016 einen Teil ihrer Beteiligung an Energie

Zürichsee Linth AG an CSA Energy Infrastructure Switzerland verkauft. Ähnlich haben weitere Aktionäre im Rahmen von Kapitalerhöhungen und Aktienplatzierungen ihre Anteile zumindest relativ durch Verwässerung reduziert. Ein Beispiel dafür ist die Kapitalerhöhung von Repower, bei der mit den Elektrizitätswerken des Kantons Zürich und mit UBS Clean Energy Infrastructure Switzerland zwei neue Investoren eingestiegen sind.



Eigentümergeanken als Treiber für Transaktionen

Gerade in der nur teilweise geöffneten und sich weitgehend in Staatsbesitz befindenden Schweizer Strombranche machen sich Eigentümer vermehrt Gedanken über die Rolle der öffentlichen Hand.

Die einst stattlichen Dividenden der Energieversorgungsunternehmen sind geschrumpft oder zuletzt ganz ausgeblieben, Eigenkapitalquoten sind teils drastisch gesunken und dringend nötige Investitionen können die Unternehmen nicht mehr aus eigener Kraft tätigen. Dazu kommt, dass die finanzielle Situation vieler Kantone und Gemeinden angespannt ist. Sie betrachten die einstigen Garanten von stabilen Ausschüttungen deshalb auch aus Risikoperspektive.

Die bisherigen Eigentümer suchen deshalb vermehrt nach Lösungen, um ausgewählte Aufgaben und Risiken an Dritte abzugeben. Innovative Modelle sind gefragt, um die Interessen der Eigentümer bestmöglich abzubilden. Durch die separate Betrachtung von Eigentümerschaft (Ownership), Unterhalter der Assets (Asset Management) und Betreiber (Operations) können für alle Bereiche maßgeschneiderte Lösungen konzipiert und in ein schlüssiges Gesamtkonzept eingebettet werden.

Fazit

Der Wandel im Energiesektor hat Schweizer Stromunternehmen im vergangenen Jahr zu zahlreichen Transaktionen gezwungen. Zusätzlich haben sich die Unternehmen für die Zukunft fit gemacht, indem sie strategisch wichtige Geschäftsfelder ausgebaut und weiter in erneuerbare Energien investiert haben. Schließlich müssen Eigentümer in Zukunft ihre Strategien vor dem Hintergrund der starken Veränderungen überarbeiten. Dabei sind innovative Modelle gefragt, um dem veränderten Umfeld ganzheitlich gerecht zu werden.

Österreich: Strategische Neuausrichtungen und Reduktion auf das Kerngeschäft sind wesentliche Treiber von Transaktionen

Strategische Neuausrichtungen, Bereinigung von Minderheitsbeteiligungen, aber auch geplante Veräußerungen von Kraftwerks-Assets haben das letzte Jahr geprägt und könnten sich 2017 weiter fortsetzen.

Von Michael Sponring

Infrastrukturinvestoren zeigen starkes Interesse an regulierten Assets, was sich in der letzten Zeit auch in Österreich gezeigt hat. Vor rund 1,5 Jahren hatte ein Fonds des australischen Infrastrukturinvestors Macquarie die Anteile der EDF an der Energie Steiermark in Höhe von 25,1% übernommen.

Eine der größten Transaktionen in 2016 war der Anteilsverkauf von 49% der Gas Connect Austria, einer Tochtergesellschaft der OMV AG. Infrastruktur-Transaktionen könnten auch in Zukunft die Transaktionslandschaft in Österreich anfeuern, hat doch auch die Linz AG vor kurzem angedeutet, ihren Anteil von 10,3% an der Energie AG Oberösterreich verkaufen zu wollen.

Zusätzlich wurden am Markt Verkaufsprozesse für unrentable Kraftwerke angestoßen, wie das Beispiel des Kraftwerksstandortes Mellach zeigt. Der Verkauf von Mellach wurde jedoch gestoppt. Der Übertragungsnetzbetreiber APG, eine Verbund-Tochter, kann längerfristige Verträge über Reservekapazitäten mit Stromunternehmen abschließen. In den vergangenen Wintermonaten gab es vermehrt Bedarf, die fehlende Produktion aus erneuerbaren Energien durch konventionelle Kraftwerke auszugleichen, um die Stromversorgung sicherstellen zu können. Somit könnte sich auch in Österreich ein Kapazitätsmarkt etablieren, der bereits in einigen europäischen Staaten zur Sicherung der Stromversorgung eingeführt worden ist. Folglich gäbe es für den bisher unrentablen Kraftwerksstandort wieder ein tragbares Geschäftsmodell.

Neue Geschäftsbereiche, wie zum Beispiel Elektromobilität, bei dem das Interesse steigt, könnten für Infrastrukturunternehmen ein zukünftiges Betätigungsfeld werden.

Nachfolgend haben wir Details zu den in den vergangenen Monaten abgeschlossenen Transaktionen aufgeführt:



Transaktionen

OMV verkauft 49% am österreichischen Gas TSO Gas Connect Austria September 2016

Die OMV hat den Verkauf ihres 49%igen Anteils am Gaspipeline-Betreiber Gas Connect Austria (GCA) an ein Konsortium bestehend aus dem italienischen Gasnetz-Betreiber SNAM und der deutschen Allianz-Versicherungsgruppe abgeschlossen. Die Akquisition erfolgte über eine gemeinsam von SNAM und Allianz gehaltene Gesellschaft.

Das Konsortium zahlt an die OMV einen Kaufpreis von 601 Millionen Euro. Darüber hinaus ist die OMV, die nun 51% an der GCA hält, berechtigt, die komplette Dividendenzahlung der GCA für 2015 in Höhe von 80 Millionen Euro einzubehalten. Der Verkauf der Minderheitsbeteiligung an der GCA unterstützt die finanzielle Stabilität und den Cashflow des OMV-Konzerns.

Die Gas Connect Austria betreibt ein über 900 Kilometer langes Erdgas-Hochdruckleitungsnetz in Österreich und beschäftigt rund 260 Mitarbeiter. Das Unternehmen mit 246 Millionen Euro Umsatz in 2016 ist für die Vermarktung und Bereitstellung von Transportkapazitäten an den Grenzübergangspunkten und für die im Inland benötigten Transportkapazitäten für Erdgas zuständig. Die Absatzmenge (Entry und Exit) betrug zuletzt 152 Millionen Kubikmeter pro Jahr. Zum Vergleich: In Österreich werden rund 7,9 Milliarden Kubikmeter Erdgas pro Jahr verbraucht. Über die großen Transitleitungen WAG (West-Austria-Gasleitung), SOL (Süd-Ost-Leitung), HAG (Hungaria-Austria-Gasleitung) und PW (Penta-West-Gasleitung) werden Deutschland, Frankreich, Slowenien, Kroatien und Ungarn mitversorgt. Die italienische SNAM ist in Österreich mit 84,47% Mehrheitseigentümer der Trans Austria Gasleitung GmbH, 15,53% gehören der Gas Connect Austria. Die Trans Austria Gasleitung ist für die Erdgas-Versorgung Österreichs, Italiens, Sloweniens und Kroatiens eine der wichtigsten Transportleitungen. Die OMV wurde beim Verkaufsprozess unter anderem von PwC beraten.

OMV steigt in Sibirien in Upstream-Großprojekt ein

März 2017

Die OMV steigt in Sibirien ins Upstream-Geschäft ein. Mit dem Abschluss der Transaktion wird bis zum Jahresende 2017 gerechnet.

Die OMV hat sich mit der deutschen Uniper, einer Tochter des Energiekonzerns E.ON, über den Erwerb von 24,99% am Yuzhno-Russkoye-Feld (Juschno Russkoje) geeinigt. Der Kaufpreis beträgt 1,85 Milliarden Dollar (1,75 Milliarden Euro).

Das Yuzhno-Russkoye-Feld ist eines der größten Erdgasfelder Russlands. Die aktuelle Plateau-Förderung (100%) beträgt laut OMV-Angaben 25 Milliarden Kubikmeter pro Jahr. Die Lizenz läuft bis 2043. Das dort produzierte Erdgas ist die Schlüsselressource für die Pipeline Nord Stream, die russisches Gas direkt nach Deutschland transportieren soll.

OMV verkauft die türkische Petrol Ofisi an Vitol-Gruppe

Februar 2017

Die OMV verkauft ihre türkische Tankstellentochter OMV Petrol Ofisi an die Vitol-Gruppe. Der Gesamtwert der Transaktion beträgt 1,368 Milliarden Euro.

OMV kauft in Libyen zu

Februar 2017

Die OMV hat ihre Anteile an vier Ölfeldern im libyschen Sirte-Becken erhöht und will ihre Ölproduktion in Libyen 2017 auf durchschnittlich 10.000 Fass pro Tag steigern.

OMV hat Verkauf der UK-Tochter an Siccar Point abgeschlossen

November 2016

Für den Verkauf von 100% der Anteile an der OMV (U.K.) Limited erhält die OMV eine fixe Zahlung von 870 Millionen US-Dollar (814,7 Millionen Euro). Darüber hinaus wurde mit Siccar Point eine bedingte Zahlungsverpflichtung von bis zu 125 Millionen Dollar vereinbart, die von der endgültigen Investitionsentscheidung in Bezug auf das Nordsee-Öl- und Gasprojekt Rosebank abhängig ist. Der Anteil der OMV (U.K.) an Rosebank beträgt nach dem Verkauf von 30% an Suncor Energy im Oktober 2016 noch 20%.

Fazit

Die Umbrüche in der Energiewirtschaft haben auch Österreich nicht verschont. Auf der Suche nach neuen Geschäftsmodellen werden bestehende Geschäftsbereiche umorganisiert oder sogar verkauft. Dagegen werden in anderen Ländern neue Beteiligungen (siehe OMV) eingegangen. Der leicht gestiegene Strompreis zu Beginn des Jahres 2017 könnte manche Strategien wieder ändern, da einige Assets wieder rentabel werden. Fest steht, dass auch in Österreich das Thema Elektromobilität immer mehr an Bedeutung gewinnt und hier mit steigendem Interesse von Seiten der Infrastrukturdienstleister gerechnet wird.

Auch in Österreich wird eine möglichst CO₂-freie Energieerzeugung angestrebt. Von der anstehenden Änderung des Ökostromgesetzes wird es abhängen, ob der Ökostromausbau schneller oder langsamer voranschreitet.

„Smart“-Deals: EVUs investieren in digitale Technologien und Geschäftsfelder

Massive Datenvolumina getrieben durch Sensorik in Industrie 4.0 und Endnutzerinformationen im Web 2.0, die Fähigkeit zu ihrer Verarbeitung über In-Memory-Computing und mächtige Analysewerkzeuge sowie der Möglichkeit, durch neue Endgeräte - Tablets, Smartphones etc. - und Connectivity, von quasi überall auf alle Anwendungen und Daten zugreifen zu können, haben unsere Welt massiv verändert. Industrien sind im Umbruch: Amazon hat den Handel revolutioniert, Telstra, Google und Co. bedrohen etablierte Automobilhersteller und Banken werden durch Crowd-Lending und -Funding-Plattformen in ihrem Kerngeschäft angegriffen. Die Energiewirtschaft und ihre EVUs sind eher in der Rolle der „Followers“, doch auch hier ist nicht nur den großen Verbundunternehmen, sondern auch dem kleinsten Stadtwerk klar, dass es nur eine Devise geben kann: Nutzung der neuen Technologien - andernfalls droht der Existenzverlust.

Von Dr. Marcus Eul

Trends wie Cloud Computing, Predictive Maintenance, Künstliche Intelligenz, transaktionsfähige Mobilgeräte, Big Data und Co. haben Einfluss auf alle Wertschöpfungsstufen von EVUs. Sie gilt es zu nutzen und ein auf die individuellen Bedürfnisse zugeschnittenes Geschäftsmodell zu entwerfen, das insbesondere vier Hebel berücksichtigen sollte:

- Digitale Kundeninteraktion, beispielsweise über Online-Kundenakquisition, Aufbau eines Omni-Channel-Managements, Online-Kundenservice via Web und mobil sowie die verstärkte Nutzung von Social Media
- Digitale Prozesse, insbesondere automatisiertes Auftragswesen und Abrechnungsprozesse, risikobasierte Wartung und Instandhaltung sowie intelligentes Workforce-Management
- Digitale Produkte und Services, wie digitale Zähler, smarte Haushaltsgeräte, digitale Services zu Energiemanagement, Smart Home und Smart Grid
- Digitale Analysen mit Nutzung von strukturierten und unstrukturierten Markt-, Kunden-, Technik- sowie Unternehmensdaten

Erfahrungen zeigen, dass EVUs über die „richtige“ Anwendung der Hebel Umsatzsteigerungen von 3 bis 7% sowie Kostensenkungen von 4 bis 8% erreichen können. Neben Existenzsorgen durch Verpassen der Digitalisierung sind diese Chancen für EVUs Motivation genug, sich den digitalen Themen zu widmen.

Doch wie kann ein EVU sich diese digitalen Chancen erschließen?

Dazu bedarf es des Zusammenfügens vieler Puzzle-Stücke: Digitale Technologie-Plattformen, eine passende Organisation und Governance, eine innovative, Neuem gegenüber aufgeschlossene Kultur und natürlich entsprechende Fähigkeiten in Marketing, Vertrieb, IT und eigentlich in allen Wertschöpfungsstufen. Diese Fähigkeiten hat ein EVU in der Regel zu Beginn der Reise nur bedingt. Wie kann dieser Situation begegnet werden? Fähigkeiten inkrementell entwickeln über gezielte Einstellungen oder Schulungen der vorhandenen Mitarbeiter? Das dauert (zu) lange und ist selten von gewünschtem Erfolg gekrönt. Einsatz von externen Beratern? Das ist sicherlich eine Möglichkeit zum Anschub. Auf Dauer aber ist das teuer und zudem sollten Kern-Fähigkeiten im Hause verfügbar oder aber zumindest im (un)mittelbaren Zugriff sein.

Daher lautet die natürliche Antwort auf die Frage: Kooperationen, Partnerschaften, Beteiligungen an digitalen Spezialisten oder gar Übernahmen.

Und genau das machen die EVUs - große wie kleine

E.ON investiert in Unternehmen, die Energietechnologien bieten, die es dem Unternehmen ermöglichen, den Trend zu dezentralen, nachhaltigen und innovativen Energieangeboten anzuführen. Auf diese Weise erhofft sich E.ON, Zugang zu diesen Innovationen und außerdem an der Wertsteigerung dieser Unternehmen zu partizipieren. Hierzu gehörten in den Jahren 2015 und 2016 zum Beispiel Investitionen von in etwa 100 Millionen Euro, die alle Bereiche eines digitalen Geschäftsmodells adressieren, vor allem aber Möglichkeiten eröffnen sollen, in möglichst kerngeschäfts-nahen Bereichen neue Umsätze zu erschließen:

Daher steht die Investition in digitale Produkte und Services ganz oben auf der Agenda. Das Berliner Start-up Thermondo gilt als Vorreiter der Digitalisierung im Handwerk. Hier können Kunden eine große Breite an Heizprodukten vergleichen und zusammen mit den passenden, zertifizierten Handwerkern beauftragen. Das amerikanische Unternehmen Enervee hat eine Plattform entwickelt, die es Verbrauchern ermöglicht, die Energieeffizienz von Haushaltsgeräten und Unterhaltungselektronik miteinander zu vergleichen. Das australische Unternehmen Organic Response entwickelt innovative intelligente Beleuchtungskonzepte für gewerbliche und öffentliche Gebäude. Das amerikanische Unternehmen Greensmith ist einer der größten Anbieter von Energiespeicher-Software und hat sich zum Ziel gesetzt, Energiespeicher als grundlegenden Bestandteil einer sauberen, intelligenten und dezentralen Energieinfrastruktur zu integrieren.

Für digitale Analysen wurde das amerikanische Unternehmen Space-Time Insight akquiriert, das visualisierte Echtzeit-Analyse-Anwendungen entwickelt und damit die Datenanalyse auf eine neue Ebene bringen kann.

Im Bereich „Digitale Prozesse“ wurde in Autogrid Systems investiert. Das Unternehmen ist eigentlich ein typischer Big Data-Anbieter, der die Nutzung von Industrie 4.0-Sensorik aber auch Predictive-Maintenance-Funktionalitäten bietet.

Mit Bidgely (USA) wurde ein Unternehmen akquiriert, das Cloud-basierte Echtzeit-Anwendungen anbietet, auf die private Haushalte über ein Web-Portal oder mobile Geräte zugreifen können. Über die Anwendungen wird den Endkunden der Verbrauch transparent gemacht und mit vergleichbaren Kunden gebenchmarkt. Zudem werden über Push-Mitteilungen Tipps zum Energiesparen versendet. Die Kundeninteraktion kann somit massiv digitalisiert werden.

Ähnlich aktiv sind auch die anderen großen EVUs in Deutschland: RWE erwarb beispielsweise mit Greenergetic ein Photovoltaik-Online-Portal, ist zudem sehr aktiv in Kooperationen und Beteiligungen im Silicon Valley wie auch im sogenannten Silicon Wadi in Israel. Dort hat RWE unlängst ein Innovation Center eröffnet, über das RWE Start-ups mit dem RWE-Namen die nötige Aufmerksamkeit und Starthilfe verschafft, und sich seinerseits in der israelischen Start-up-Szene etablieren und von den Ideen profitieren kann. EnBW hat mit Lumenazza ein Unternehmen erworben, das eine Software-Plattform für die neuen Energiemärkte bietet. Zudem wurden Anteile an DZ-4 erworben. Die Firma bietet Solaranlagen und Speicherlösungen für private Haushalte zum Selbsteinbau an. Aber selbst kleinere EVUs mischen zum Teil auf intelligente Art und Weise im neuen Energiemarkt mit. Stellvertretend für andere sei die VSE aus Saarbrücken genannt, die in Kooperation mit der Stahl-Holding-Saar das gemeinsame Unternehmen SHS Ventures gegründet hat, um sich systematisch im Bereich Start-ups zu engagieren. Ziel ist die Entwicklung neuer Geschäftsfelder und Renditepotenziale sowie die Beteiligung an erfolgsversprechenden Start-ups, unter anderem in den Bereichen Industrie 4.0, Energiespeicher, Energieeffizienz, E-Commerce und Big Data.

Waren das die zu erwartenden Transaktionen oder kommt eine Bugwelle erst noch auf uns zu?

Zur Beantwortung der Frage empfiehlt sich ein Blick auf den typischen Verlauf von Transaktionswellen, der für EVUs und die Digitalisierung adaptiert werden kann. In einer ersten Welle versorgen sich demnach etablierte EVUs über eine größere Anzahl kleinerer oder mittlerer Deals mit den erforderlichen digitalen Fähigkeiten. Das ist die aktuelle Phase, die unter der Maßgabe des „Ausprobierens“ steht. In der zweiten Phase geht es darum, die für erfolgskritisch eingeschätzten Fähigkeiten weiter zu stärken - „Upscale“ ist hier das Kredo. In dieser Phase werden typischerweise die größeren Transaktionen getätigt, um in neuen (regionalen) Märkten Fuß zu fassen oder neue Kundengruppen zu erschließen. Die dritte Welle steht unter der Maßgabe der Konsolidierung. Größere Transaktionen werden getätigt, um das eigene Geschäftsmodell zu erweitern, Kosten zu senken oder Synergien zu realisieren.

Fazit

Durch Digitalisierung getriebene Transaktionen haben in der Energiewirtschaft bereits heute ein signifikantes Volumen erreicht. Zieht man in Betracht, dass die Transaktionen zurzeit noch in Welle eins – also der kreativen Findungsphase – getätigt werden, dann ist in den nächsten Jahren eine nochmals zunehmende Intensität von M&A-Aktivitäten zu erwarten. Dann stehen nämlich in der zweiten und dritten Welle „Upscale“ und „Konsolidierung“ der digitalen Aktivitäten an.

Deutschland: Bundesregierung stärkt Wettbewerb um Energienetze

In den vergangenen zwei Jahren sank der Anteil der Konzessionen für Energienetze, die an neue Konzessionäre vergeben wurden. Die im Dezember 2016 vom Bundestag verabschiedete Neufassung des Paragraphen 46 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) sorgt nun für positive Impulse. Die Änderung kommt zu einem guten Zeitpunkt: 2017 laufen viele Konzessionen für Energienetze aus.

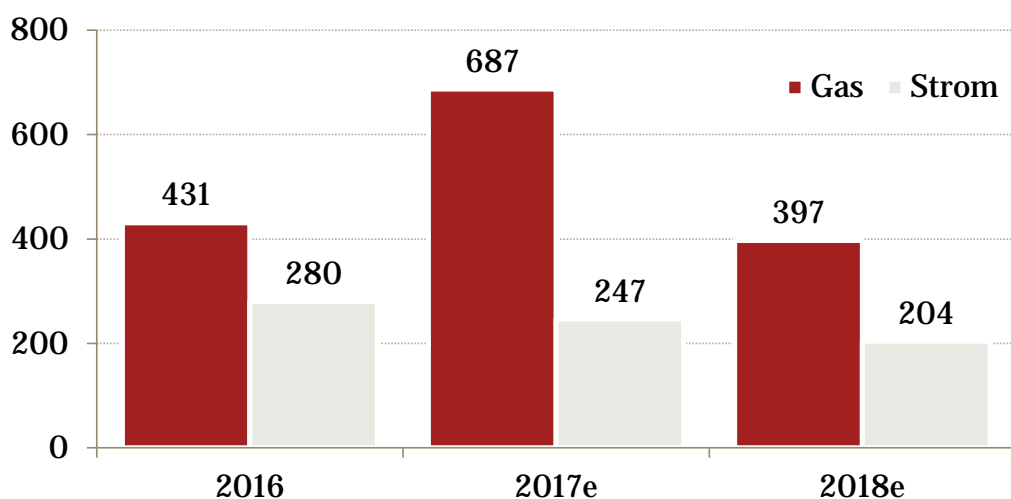
Von Dr. Frank Siegmund

Die Vergabe von Konzessionen für Energienetze ist ein wesentliches Wettbewerbs-element des deutschen Energiemarkts. Allerdings sind solche Ausschreibungen für Gemeinden und Energieversorger sehr komplex und mit hohen Kosten verbunden. Zudem kam es in den letzten Jahren bei der Neuvergabe von Konzessionen zu erheblichen Unsicherheiten bezüglich der Rechtssicherheit. Das gilt vor allem für den Fall, dass ein Altkonzessionär bei der Vergabe nicht erneut zum Zuge kam. Der Paragraph 46 des EnWG sieht in diesen Fällen einen Netzübergang an den Neukonzessionär mit einer Netzbewertung vor. Insbesondere wegen der Bewertung landete eine Vielzahl von Netztransaktionen vor Gericht.

Anteil neuer Konzessionäre ging zurück

Dass der Wettbewerb bei Konzessionsvergaben von Energienetzen abgenommen hat, legt die Untersuchung der Jahre 2011 bis 2016 nahe. Dafür wurden 2.180 Neuvergaben von Energienetzkonzessionen auf Basis öffentlicher Bekanntmachungen aus der Konzessionsdatenbank der Lutum+Tappert, Bonn, analysiert. Diese enthält Informationen zu Konzessionslaufzeiten für rund 80% aller deutschen Gemeinden. In den Kalenderjahren 2015 und 2016 setzten sich zum überwiegenden Teil die Altkonzessionäre bei den Vergabeverfahren durch. Städte und Gemeinden entschieden sich 2015 nur in 28,3% der Fälle für einen neuen Konzessionär, 2016 waren es 30,5%. Dagegen kam zwischen 2011 bis 2014 noch deutlich häufiger ein neuer Konzessionär zum Zug: in diesem Zeitraum konnte sich bei 42,4% der Vergabeverfahren ein neuer Konzessionär durchsetzen.

Auslaufende Energienetzkonzessionen in Deutschland*



* Basis: Erfasste amtliche Bekanntmachungen für Gas / Strom (separat oder zusammen), Stand: 31.01.2017.
Quelle: Lutum+Tappert DV-Beratung GmbH.

Ertragswertverfahren bestimmt den Preis

Die im Dezember 2016 vom Bundestag verabschiedete Neufassung des Paragraphen 46 EnWG ist von großer Bedeutung. Das Ziel ist es, den Wettbewerb zu stärken. Dazu konkretisiert das Gesetz den Auskunftsanspruch der Stadt oder Gemeinde gegenüber dem aktuellen Inhaber der Konzession. Der objektivierte Ertragswert wird in Zukunft maßgebliche Methode, um den Wert eines Energienetzes zu bestimmen. Damit will der Gesetzgeber gewährleisten, dass ein Wechsel des Wegenutzungsrechtsinhabers nicht an einem prohibitiv hohen Kaufpreis für das Netz scheitert. Dies ist für einen funktionierenden Wettbewerb unerlässlich und sorgt nun für eine klare Grundlage im Hinblick auf die Bewertung von Energienetzen.

2017 laufen viele Konzessionen aus

Das Gesetz kommt zu einem guten Zeitpunkt. Im 2017 laufen 934 und damit überdurchschnittlich viele Konzessionen zur Ausschreibung aus. Im Fokus stehen dabei insbesondere die Gasnetze: 687 Konzessionsverträge stehen hier zur Neuvergabe an. Das Interesse deutscher Energieversorger im Netzgeschäft zu wachsen und Netzkonzessionen zu gewinnen ist nach wie vor groß. Der Netzbereich ist auch deswegen attraktiv, weil im Vergleich zu den Wertschöpfungsstufen Vertrieb oder Handel der Margendruck im Netz moderat ist.

Noch ist allerdings offen, ob die gesetzlichen Änderungen zu vergleichsweise mehr Vergaben von Netzkonzessionen an neue Konzessionäre führen. Den positiven Effekten eines stärkeren Wettbewerbs stehen Faktoren entgegen, die wettbewerbshemmend wirken könnten. Der hohe Aufwand für eine Bewerbung insbesondere bei geringen Erfolgsaussichten und vermeintlich starken Wettbewerbern könnten potenzielle Interessenten abschrecken. Dieser Bewerbungsaufwand fällt bei relativ kleinen Netzen überproportional stark ins Gewicht. Hohe physikalische Trennungskosten der Netze, schlechte Wachstumsperspektiven der betreffenden Gemeinden oder geringe Synergien könnten weitere Wettbewerbshemmnisse darstellen.

Fazit

Im Interesse eines funktionierenden Wettbewerbs sind die Wachstumsbestrebungen großer Energieversorger positiv zu bewerten. Denn viele von ihnen bemühen sich auch um Konzessionen für Energienetze, in denen sie bisher nicht aktiv waren. Sie haben Wachstum in der Wertschöpfungsstufe Netz als strategisches Ziel ausgegeben. Erfolgreiche Bewerbungen um Konzessionen sind die Voraussetzung dafür. Die Neufassung des EnWG schafft hierfür eine gute Basis.



Gastautor

Dr. Frank Siegmund ist diplomierter Betriebswirt. Er verfügt über 15 Jahre Erfahrung in Corporate Finance und Projektsteuerung insbesondere im Energie- und Bankenumfeld. Zuletzt verantwortete er als Projektleiter bei der Mainova AG, dem Energieversorger für Frankfurt und die Rhein-Main Region, strategische Projekte. Davor leitete Frank Siegmund Wachstumsprojekte im Segment Privat- und Geschäftskunden der Commerzbank AG. Durch Stationen in den Finance Departments der Industrieunternehmen Lavendon plc. und Pall Corporation verfügt er über fundierte internationale Expertise.

Aktuell forscht Dr. Frank Siegmund zur Wettbewerbssituation bei der Vergabe von Wegenutzungsverträgen für die Elektrizitäts- und Gasversorgung in Deutschland. Die wissenschaftliche Studie auf Basis empirischer Daten soll Herbst 2017 vorliegen.

Kontakt: f.siegmund@netzkonzessionen.de

Regulierung in der Energiewirtschaft

Deutschland: Das regulatorische Umfeld forciert den Umbruch in der deutschen Energiewirtschaft

Zahlreiche regulatorische Änderungen wirken sich stark auf das Geschäftsmodell von Energieversorgern aus und verschärfen den Handlungsdruck. Sie haben Konsequenzen für den Messstellenbetrieb, für die Konzessionsvergabe von Energienetzen, die Netzentgelte sowie die Vergütung von erneuerbaren Energien.

Von Christoph Berten

Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) - Der Bundestag hat das Messstellenbetriebsgesetz unter dem Mantel des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende verabschiedet. Bereits 2017 werden der Einbau von modernen Messeinrichtungen und intelligenten Messsystemen verpflichtend. Der Wettbewerb wird durch die Einführung von Preisobergrenzen erhöht und bedeutet eine Abkehr von der bisherigen Praxis, mit der die Kosten auf die Verbraucher umgelegt werden. Gleichzeitig müssen Messstellenbetreiber weitreichende Auflagen für Technik und Prozesse erfüllen. Die technische und prozessuale Komplexität für die IT-Infrastruktur nimmt deutlich zu. Innovative Telekommunikationskonzepte, IT-Sicherheit und Big-Data-Management werden beim Messstellenbetrieb stark an Bedeutung gewinnen.

Nur größere Stadtwerke sind eigenständig in der Lage, die Auflagen des Gesetzes wirtschaftlich tragfähig umzusetzen. Kleinere Energieversorger und viele Stadtwerke werden die Herausforderung nur schwer im Alleingang bewältigen können. Zudem wird erwartet, dass sie sich mit neuen Akteuren auseinandersetzen müssen, die auf den Markt drängen: Diese bieten integrierte Produktlösungen an, die intelligente Messsysteme mit innovativen Stromlieferverträgen und Smart-Home-Produkten verknüpfen. Zwar macht der Messstellenbetrieb nur einen kleinen Anteil am Gesamtumsatz von Energieversorgern aus, doch ist er strategisch von großer Bedeutung. Deswegen werden die meisten Stadtwerke diese Grundzuständigkeit bewahren wollen. Hier steigt der Bedarf an Kooperationen, die über den Messstellenbetrieb hinaus Ansatzpunkte für Dienstleistungen bieten.

Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) - Mit der Novelle des Paragrafen 46 des EnWG will die Bundesregierung das Verfahren zur Vergabe von Konzessionen für kommunale Versorgungsnetze vereinfachen (siehe hierzu auch Kapitel Transaktionsaktivitäten, S. 19). Immer wieder kam es in der Vergangenheit zu Rechtsunsicherheiten, vor allem was den Kaufpreis angeht. Die Novelle legt den objektivierten Ertragswert als den relevanten Kaufpreis für Netze bei Übergängen der Konzession fest und nicht den Sachzeitwert. Damit zeichnet sich das Ende eines lange bestehenden Streitthemas ab. Zudem wird im Rahmen der Novelle die Auskunftspflicht des Konzessionsinhabers konkretisiert und damit die Informationslage für den Käufer verbessert. Mit der neuen Methode zur Ermittlung des Kaufpreises, den Pflichten zur Offenlegung von Informationen sowie der Beschneidung von Klagefristen dürfte sich die Neuvergabe von Konzessionen beschleunigen. Damit können sich kommunale Versorgungsunternehmen einfacher an Ausschreibungen beteiligen. Der Wettbewerb um Konzessionen dürfte hierdurch zusätzlich Impulse erhalten.

Novelle der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) - Der Bundesrat hat im Juli 2016 die Novelle der Anreizregulierungsverordnung beschlossen. Netzentgelte stellen die wesentliche Einnahmequelle von Netzbetreibern dar. Basis für deren Kalkulation sind

die Kosten des Netzbetreibers zuzüglich eines Aufschlags für die Eigenkapitalverzinsung. Die Netzbetreiber unterlagen noch nie so strengen Effizienzvorgaben durch die Bundesnetzagentur, die viele nicht umsetzen können. Sie haben große Probleme, entsprechend Kosten abzubauen, und müssen daher teilweise erhebliche Einbußen bei den Erträgen in Kauf nehmen. In Zukunft fallen Sonderregelungen weg. Das erhöht den Druck auf viele Stadtwerke und Versorger. Sie brauchen spezielle Expertise und Beratung, um die Vorgaben umzusetzen.

Mit der neuen Regulierungsperiode für die Anreizregulierung, die 2018/19 beginnt, wird die kalkulatorische Verzinsung des Eigenkapitals von derzeit 9,05% für Neuanlagen aufgrund des niedrigen Zinsniveaus auf einen Wert von 6,91% gesenkt. Mit der niedrigeren Eigenkapitalverzinsung reduzieren sich die Gewinne aus dem Netzbetrieb also langfristig deutlich. Ein Dilemma für viele Stadtwerke, denn die Einnahmen sind fest in die kommunalen Haushalte eingeplant, um Ausgaben für den öffentlichen Personennahverkehr oder Schwimmbäder zu finanzieren. Damit müssen viele Energieversorger nach neuen Ertragsquellen Ausschau halten oder Kooperationen eingehen, um Synergien zu heben und die Kosten im Netzbetrieb zu senken.

Novelle des Erneuerbare Energien Gesetzes (EEG) - Der Bundestag hat am 8. Juli 2016 die Novelle des EEG verabschiedet. Ziel ist es, bei möglichst niedrigen Kosten den Ausbaukorridor für erneuerbare Energien einzuhalten. Ihr Anteil an der Stromerzeugung soll von derzeit 33% bis 2025 auf 55 bis 60% und bis 2050 auf mindestens 80% steigen. Um mehr Wettbewerb zu ermöglichen, werden ab 2017 Ausschreibungen bei neuen Projekten eingeführt. Sie ersetzen die bislang üblichen Fördersätze im EEG.

Aufgrund des steigenden Wettbewerbs durch die Ausschreibungen zeichnen sich sinkende Renditen bei Erneuerbare-Energien-Projekten ab. Gab es vorher eine feste Vergütung, ist diese nun variabel und hängt stark von der Konkurrenzsituation ab. Um sich an einer Ausschreibung erfolgreich zu beteiligen, bedarf es effizienter Abläufe. Von dieser Entwicklung werden in erster Linie große Betreiber von EEG-Anlagen profitieren. Für kleinere Stadtwerke bietet sich auch die Möglichkeit, mittels einer Kooperation an Ausschreibungen teilzunehmen. Mit hoher Wahrscheinlichkeit werden die Renditen bei Ausschreibungen gegenüber dem Status quo nachgeben, doch damit werden die Projekte grundsätzlich nicht unattraktiv.

Photovoltaik-Anlagen mit einer installierten Leistung unter 750 kW unterliegen nicht der Ausschreibungspflicht. Für sie gilt nach wie vor das EEG 2014 mit festen Fördersätzen. Auch für Biogasanlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 150 kW gilt seit Anfang 2017 das Ausschreibungsverfahren. Bei Offshore-Windparks sollen - wegen des langen Planungsvorlaufs - Ausschreibungen erst mit Inbetriebnahmen ab 2021 gelten. Bei Projekten, die bis Ende 2016 genehmigt wurden und die bis Ende 2020 in Betrieb gehen, gelten die Regelungen des EEG 2014. Das Ausschreibungsverfahren wird ebenfalls bei Onshore-Projekten eingeführt. Davon ausgenommen sind Windenergie-Anlagen, die bis Ende 2016 immissionsschutzrechtlich genehmigt und bis Ende 2016 in Betrieb genommen wurden, sowie Anlagen mit einer geringeren Leistung als 750 kW.

All diese Änderungen sind Teil des Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes, das der Bundestag am 8. Juli 2016 verabschiedet hat. Das Gesetz soll die Versorgungssicherheit beim Übergang der Energieerzeugung zu erneuerbaren Energien gewährleisten.

Fazit

Das regulatorische Umfeld für Energieversorger und Stadtwerke ändert sich stark. Darauf müssen die Unternehmen reagieren und entsprechende Maßnahmen einleiten. Transaktionen und Kooperationen stellen einen möglichen Ansatzpunkt dar, um Kosten zu sparen, Synergien zu heben, aber auch um die Produktpalette neu auszurichten sowie das Geschäftsmodell anzupassen.

Schweiz: Die Energiestrategie 2050 ist die Schweizer „Energiewende“

Als Folge der Umweltkatastrophe in Fukushima hat der Schweizer Bundesrat seit 2011 die Energiestrategie 2050 erarbeitet und im Herbst 2016 wurde diese vom Parlament verabschiedet. Gegen die Vorlage wurde das Referendum ergriffen, so dass das Schweizer Volk am 31. Mai 2017 über das erste Maßnahmenpaket der Energiestrategie 2050 befinden wird.

Von Manuel Berger und Philippe Kühni

Bei der Energiestrategie 2050 handelt es sich um eine Komplettüberarbeitung des Energiegesetzes und der entsprechenden Verordnungen. Die neue Energieversorgung basiert dabei auf folgenden drei Grundpfeilern:



Steigerung der Energieeffizienz in den Bereichen Gebäude, Mobilität, Industrie und Elektrogeräte



Maßnahmen zum Ausbau der erneuerbaren Energien durch Förderung und Verbesserung der rechtlichen Rahmenbedingungen



Ausstieg aus der Kernenergie, wobei keine neuen Rahmenbewilligungen mehr erteilt werden und die bestehenden Kraftwerke schrittweise am Ende ihrer Lebensdauer stillgelegt werden

Energieverbrauch soll bis 2035 um 43% sinken

Das Ziel der Energiestrategie 2050 ist der Ausstieg aus der Kernenergie und der Ersatz von fossilen Energien durch erneuerbare Quellen. Des Weiteren soll eine Reduktion des Energieverbrauchs pro Person bis 2020 um 16%, bis 2035 um 43% und des Stromverbrauchs pro Person um 13% bis 2035 erreicht werden.

Der Ausbau der erneuerbaren Energien basiert insbesondere auf einem Fördersystem, das eine kostendeckende Einspeisevergütung und Einmalvergütung vorsieht. Die Endverbraucher bezahlen dafür einen Netzzuschlag von maximal 2,3 Rappen pro Kilowattstunde.

Durch verkürzte und vereinfachte Bewilligungsverfahren für erneuerbare Energien sollen zudem die rechtlichen Rahmenbedingungen für deren Ausbau verbessert werden. Die Bewilligungsverfahren für den Netzausbau sollen neu geregelt und beschleunigt werden. Zudem soll die Güterabwägung zwischen Landschaftsschutz und Energieinfrastruktur auf eine neue Grundlage gestellt werden.

Steuerliche Anreize für Gebäudesanierungen

Die energetische Gebäudesanierung soll durch steuerliche Anreize sowie Zuschüsse aus der CO₂-Abgabe gefördert werden. Emissionsvorschriften für Neuwagen sollen zudem die Effizienz der Wagenflotte verbessern helfen.

Des Weiteren soll mit der flächendeckenden Einführung von Smart Metern die Voraussetzung für ein intelligentes Netz geschaffen werden.

Das gesamte Gesetzespaket ist umfangreich und weist eine hohe Komplexität auf. Die Intention des Gesetzgebers besteht darin, damit Rechtssicherheit zu schaffen und die Investitionstätigkeit in die gewünschte Richtung zu lenken.

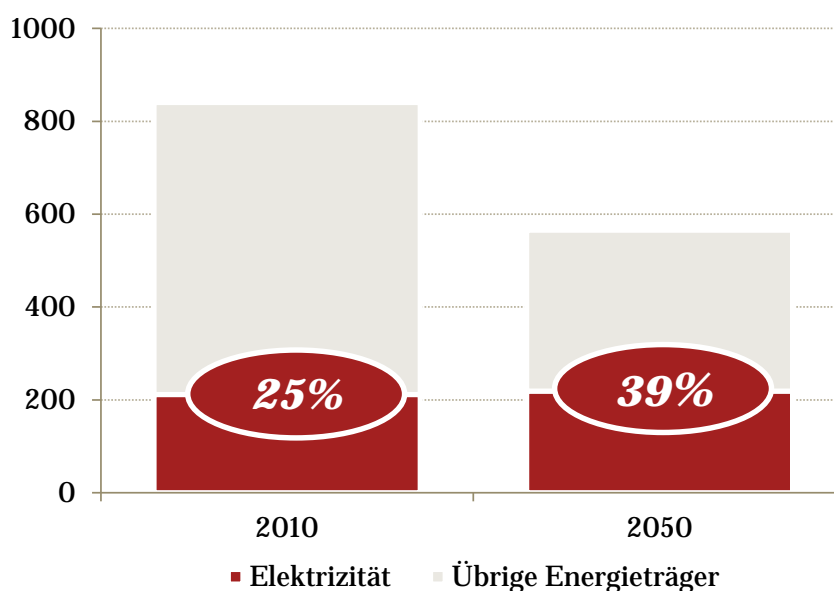
Zahlreiche Unternehmen sind dabei, sich auf die neue Situation einzustellen und sich von der Stromproduktion und -versorgung unabhängiger zu machen. Die BKW Energie AG beispielsweise befindet sich in der Transformation zu einem (Energie-) Dienstleistungsunternehmen mit starkem anorganischem Wachstum im Bereich Gebäudetechnik. So wurden im vergangenen Jahr unter anderem die im Infrastruktur-Engineering tätige Frey+Gnehm Ingenieure AG sowie die in der Gebäudetechnik tätige Marcel Rieben Ingenieure AG erworben.

Die Alpiq Gruppe - als größte Produzentin der Schweiz - hat sich per April 2017 eine neue Struktur gegeben, um sich konsequent auf neue Wachstumfelder auszurichten. Neben der Produktionssparte sind die neu gebündelten Wachstumfelder der in der Optimierung und im Handel tätige Bereich „Digital & Commerce“, der im Bau und Unterhalt von Kraftwerk und Industrieanlagen tätige Bereich „Industrial Engineering“ sowie die Gebäudetechniksparte „Building Technology & Design“. Knapp 50% der neu ausgerichteten Geschäftsfelder soll neuen Investoren zugänglich gemacht werden.

Deutliche Verschiebung in Richtung Elektrizität

Aktuell macht die Elektrizität rund 25% des Endenergieverbrauchs in der Schweiz aus. Nach dem der Energiestrategie 2050 zugrunde liegenden Szenario „politische Maßnahmen“ wird der Verbrauch an Elektrizität zwar stabil bleiben, aufgrund der substanziellen Reduktion von fossilen Energieträgern jedoch auf rund 39% des Gesamtverbrauchs ansteigen.

Endenergienachfrage nach Energieträgern in der Schweiz (in Petrajoule)



Quelle: Bundesamt für Energie (2012).

Fazit

Am 21. Mai 2017 wird das Schweizer Volk über das erste Maßnahmenpaket befinden. Parallel dazu läuft bereits die Vernehmlassung für die Totalrevision der zugehörigen Verordnungen, so dass die entsprechenden Erlasse zum 1. Januar 2018 in Kraft gesetzt werden können. Die Annahme der Energiestrategie 2050 würde Rechtssicherheit schaffen und könnte dadurch auch zunehmende Transaktionsaktivitäten fördern.

Österreich: Große Novelle des Ökostromgesetzes bis Ende des Jahres

In diesem Jahr möchte der österreichische Gesetzgeber das Ökostromgesetz 2012 (ÖSG 2012) novellieren. Damit reagiert er auf das veränderte Marktumfeld und will gezielt Verbesserungen anstoßen. Dabei wird auch entschieden, ob zukünftig - ähnlich wie in Deutschland - die Vergütung von Strom aus erneuerbaren Quellen über Auktionen oder ein anderes Verfahren erfolgen soll.

Von Michael Sponring

Basis für die Novellierung des ÖSG 2012 ist der Beschluss von neuen Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen, den die Europäische Kommission 2014 fasste. Die Mitgliedstaaten sollten ihre jeweiligen Regelungen entsprechend anpassen und sie spätestens bis zum 1. Januar 2016 mit den Leitlinien in Einklang zu bringen. Sie besitzen vorerst eine Gültigkeit bis 31. Dezember 2020. Die neuen Richtlinien sehen eine marktbasierende Unterstützung erneuerbarer Energien vor.

Kleine Novelle im Ministerrat bereits beschlossen

Bereits beschlossen wurde im Ministerrat die kleine Ökostromgesetz-Novelle. Diese umfasst Ausstiegshilfen für unrentable Biogasanlagen, indem einmalige Abfindungen an die Anlagenbetreiber bezahlt werden. Das Biogas-Technologieabfindungsgesetz (BTAG) 2017 benötigt vor Inkrafttreten noch die Genehmigung durch die EU-Kommission. Zusätzlich bringt die kleine Ökostromgesetz-Novelle eine Fristerstreckung für Windkraftanträge von drei auf vier Jahre, Erleichterungen für Photovoltaik-Anlagen auf Mehrfamilienhäusern sowie einen Bürokratieabbau für Wind- und Photovoltaik-Anlagen mit sich.

Die große Novelle wird das Ökostromgesetz in ihren Grundzügen verändern. Diese soll eine radikale Umstellung bringen, da das bisherige Fördersystem keinen Technologiefortschritt gebracht hat. So soll von der jetzigen Subvention via Stromtarif auf eine Förderung der Effizienz und der Investitionen umgestellt werden.

Fazit

Die große Reform des ÖSG wird bis zum Jahresende erwartet. Dadurch möchte das Wirtschaftsministerium das aktuelle System optimieren und bessere Voraussetzungen für Wind, Wasserkraft und Photovoltaik schaffen.

Aktuelle Themen der Energiewende

Verpflichtungen für die Zwischen- und Endlagerung radioaktiver Abfälle werden auf den Bund übertragen

Der „Fonds zur Finanzierung der kerntechnischen Entsorgung“ soll langfristig die Kosten der Entsorgung decken. Er soll zugleich verhindern, dass die Betreiber von Kernkraftwerken finanziell überlastet werden. Sie müssen bis 1. Juli 2017 den Grundbetrag für die Entsorgung an den Fonds abführen.

Von Dr. Jan-Philipp Sauthoff und Frank Leiber

Im April 2013 hat die Bundesregierung die Endlagerung hochradioaktiver, wärmeentwickelnder Abfälle neu geregelt. Für schwach- und mittelradioaktive Abfälle wurde bereits mit dem Schacht Konrad eine Lösung gefunden. Mit Erlass des „Standortauswahlgesetz für ein Endlager hochradioaktiver Abfälle“ (StandAG) hat die bundesweite Suche nach einem geeigneten Standort wieder begonnen. Das Ziel: weitere Alternativen neben dem Salzstock Gorleben zu identifizieren.

Im April 2014 setzte der Bundestag zuerst die „Kommission Lagerung hochradioaktive Stoffe“ ein, um Grundsatzfragen zu beantworten. Im Juli 2016 legte die Kommission ihren Abschlussbericht mit Vorschlägen für die Entsorgung vor. Dieser bildet die Grundlage für die Novellierung des StandAG, die am 23. März 2017 im Bundestag beschlossen wurde.

Kosten für Entsorgung trägt der Verursacher

Der Bund ist nach dem Atomgesetz in Deutschland für die Endlagerung radioaktiver Abfälle verantwortlich. Innerhalb der Bundesregierung liegt die Zuständigkeit beim Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit und dem ihm nachgeordneten Bundesamt für kerntechnische Entsorgungssicherheit (BfE). Das BfE wurde zum 1. September 2014 gegründet und ist als Genehmigungs- und Aufsichtsbehörde für die nukleare Entsorgung verantwortlich.

Die Kosten für die Entsorgung trägt gemäß dem Verursacherprinzip der Erzeuger von Abfällen. Die Abfallerzeuger sind die Energieversorgungsunternehmen (EVU), Forschung, Medizin und Industrie. 90% der hochradioaktiven, wärmeentwickelnden Abfälle stammen dabei aus dem Betrieb von Leistungsreaktoren der EVU. Bei den schwach- und mittelaktiven Abfällen gehen 60% auf Kernkraftwerksbetreiber und die kerntechnische Industrie zurück, 40% liegen bei der öffentlichen Hand.

Kosten für die Entsorgung betragen rund 47,5 Milliarden Euro

Das Bundeskabinett hat am 14. Oktober 2015 eine „Kommission zur Überprüfung der Finanzierung des Kernenergieausstiegs“ (KFK) eingesetzt. Aufgabe der Expertenkommission war es, eine Empfehlung zur Neuordnung der Finanzierung der Entsorgung auszusprechen.

Die von den Betreibern der Kernkraftwerke gebildeten Rückstellungen sollen in einer öffentlich-rechtlichen Stiftung mit der Bezeichnung „Fonds zur Finanzierung der kerntechnischen Entsorgung“ langfristig gesichert werden. Gleichzeitig soll der Fonds eine Überlastung der Unternehmen verhindern. Damit wird auch die operative und

finanzielle Verantwortung zusammengeführt. Deshalb bleibt die Verantwortung für den Rückbau sowie die dafür vorgesehenen Mittel bei den Betreibern.

Mit Beschluss vom 16. Dezember 2016 hat der Bundesrat ein „Gesetz zur Neuordnung der Verantwortung der kerntechnischen Entsorgung“ verabschiedet, das zuvor der Bundestag beschlossen hatte. Das Gesetz kann nach Abschluss der beihilferechtlichen Prüfung durch die Europäische Kommission im Jahr 2017 in Kraft treten. Es regelt die Verantwortung für die kerntechnische Entsorgung und gewährleistet die Finanzierung für Stilllegung, Rückbau und Entsorgung langfristig.

Laut dem Abschlussbericht der KFK vom Mai 2016 fallen schätzungsweise 47,5 Milliarden Euro an Kosten für die Entsorgung an. Hinzu kommen Kosten für den vollständigen Rückbau in Höhe von 400 Millionen Euro sowie 900 Millionen Euro für die Entsorgung von nicht abgebrannten Brennelementen. Die Betreiber haben für die Kosten zum Zeitpunkt ihrer Fälligkeit bereits Rückstellungen gebildet, die am 31. Dezember 2014 rund 38,3 Milliarden Euro betragen.

Eckdaten des Fonds zur Finanzierung der kerntechnischen Entsorgung

Das Gesetzespaket zur Neuordnung der Finanzierung in der deutschen Kernenergie ist vom deutschen Gesetzgeber Ende 2016 verabschiedet worden und wird vorbehaltlich der Zustimmung der EU in diesem Jahr in Kraft treten.

Vereinfachend sieht das Gesetz vor, dass künftig der Staat insbesondere für die Zwischen- und Endlagerung zuständig sein wird, während die Verantwortung für den Restbetrieb und den Rückbau der Kraftwerke bei den Betreibern verbleiben wird. Die Betreiber sind verpflichtet die Gegenwerte ihrer Rückstellungen (für den auf den Staat übergehenden Teil) in bar zum 30. Juni 2017 an einen staatlichen Fonds zu zahlen. Die Betreiber haben dabei die Option, sich durch die Zahlung eines zusätzlichen Risikoaufschlags von der Haftung für die auf den Staat übertragenden Risiken befreien zu lassen (Enthftung).

Die für die Energieversorgungsunternehmen vorgesehenen Fondsbeträge belaufen sich insgesamt auf 23,5 Milliarden Euro. Sie setzen sich aus einem Grundbetrag von 17,4 Milliarden Euro und einem fakultativen Aufschlag von 6,2 Milliarden Euro zusammen. Die Zahlung des fakultativen Aufschlags bewirkt die Haftungsbefreiung der Energieversorgungsunternehmen.

Die Betreiber müssen bis zum 1. Juli 2017 den Grundbetrag, der dem abgezinsten Betrag der zukünftigen Entsorgungskosten entspricht, in bar an den Fonds entrichten. Dieser wird ab dem 1. Januar 2017 mit 4,58% pro Jahr verzinst.

Die Entsorgungskosten, die zwischen dem 1. Januar 2017 und dem Fälligkeitszeitpunkt entstehen, werden von dem Grundbetrag abgezogen, soweit der Einzählende entsprechende Auszahlungen nachweist. Die Einzählenden können vom 1. Juli 2017 bis spätestens 31. Dezember 2022 den Risikoaufschlag nebst Zinsen in Höhe von 4,58% pro Jahr einbezahlen.

Fazit

Durch die Übertragung der Verpflichtungen aus Zwischen- und Endlagerung auf den Bund haben sich die großen Energieversorger von schwer kalkulierbaren Risiken aus künftigen politisch induzierten Kostensteigerungen befreit. Hierdurch können sich neue finanzielle Freiräume für die Digitalisierung ihres Geschäftsmodells und die Erschließung neuer Dienstleistungsfelder ergeben - was sicherlich teilweise durch Akquisitionen erfolgen wird.

In der Schweiz liegt die Entsorgung radioaktiver Abfälle in der Hand der Betreiber

In der Schweiz sind für die Entsorgung der radioaktiven Abfälle aus der Stromerzeugung die Betreiber der Kernkraftwerke verantwortlich. Sie sind gemäß Kernenergiegesetz dazu verpflichtet, die aus ihren Anlagen stammenden radioaktiven Abfälle auf eigene Kosten sicher zu entsorgen.

Von Manuel Berger

Zur Entsorgungspflicht gehören auch die Vorbereitungsarbeiten wie zum Beispiel Forschung, erdwissenschaftliche Untersuchungen und die Bereitstellung der Tiefenlager. Für diese Aufgabe haben die Betreiber und der Bund, der für die Entsorgung der radioaktiven Abfälle aus Medizin, Industrie und Forschung zuständig ist, die Nationale Genossenschaft für die Lagerung radioaktiver Abfälle (Nagra) gegründet. Die von der Nagra vorgenommenen Standortabklärungen sowie der Bau und Betrieb der geologischen Tiefenlager beaufsichtigt und kontrolliert das Eidgenössische Nuklearsicherheitsinspektorat (ENSI).

Neben der geologischen Tiefenlagerung sind der Rückbau der Kernanlagen und der Nachbetrieb weitere zentrale Kostenblöcke, die nach Ende des Betriebs eines Reaktors anfallen. Der Nachbetrieb stellt die Betriebsfähigkeit sicher, bis sich keine Brennelemente mehr in der Anlage befinden. Wie in Deutschland sind die Betreiber zum Rückbau und Nachbetrieb der Anlagen verpflichtet und müssen gemäß Verursacherprinzip für die damit verbundenen Kosten aufkommen.

Betreiber sind zur eigenen Vorsorge verpflichtet

Die Finanzierung des Rückbaus der Kernanlagen und der Entsorgung der von diesen verursachten radioaktiven Abfälle ist in der Schweiz weitgehend gesetzlich geregelt - einerseits durch zwei staatlich kontrollierte Fonds, andererseits durch die Verpflichtung der Betreiber zu eigener Vorsorge.

Das Kernenergiegesetz verpflichtet die Betreiber, einen Stilllegungs- und einen Entsorgungsfonds zu bilden und diesen zu finanzieren. Der seit 1984 bestehende Stilllegungsfonds soll die Kosten für den Rückbau der Kernanlagen tragen. Der im Jahr 2000 geschaffene Entsorgungsfonds soll die Kosten für die Entsorgung der radioaktiven Betriebsabfälle und der abgebrannten Brennelemente nach der Einstellung des Leistungsbetriebs der Kernanlagen decken. Alle während des Leistungsbetriebs einer Kernanlage anfallenden Entsorgungskosten sowie die Kosten für den Nachbetrieb sind hingegen von den Eigentümern direkt zu bezahlen und müssen nicht durch den staatlichen Fonds sichergestellt werden.

Die staatlich kontrollierten Fonds sollen gewährleisten, dass nach der Außerbetriebnahme der Kernkraftwerke genügend Mittel vorhanden sind, um sämtliche Entsorgungs- und Stilllegungsaufwendungen zu finanzieren. Die Beiträge der Betreiber werden auf Basis einer umfassenden Schätzung der Stilllegungs- und Entsorgungskosten bemessen, die alle fünf Jahre zu aktualisieren ist. Dabei wird für die Kernkraftwerke eine Betriebsdauer von 50 Jahren angenommen sowie mit einem Abzinsungsfaktor von 3,5% und einer Teuerungsrate von 1,5% gerechnet. 2014 hat der Bundesrat zudem einen Sicherheitszuschlag von 30% auf die geschätzten Stilllegungs- und Entsorgungskosten eingeführt, um sicherzustellen, dass die Betreiber die finanziellen Mittel zeitgerecht und in ausreichender Höhe bereitstellen. In der Kostenschätzung von 2016 wurden vor diesem Hintergrund neue Kostenstrukturen eingeführt, die neben den Basiskosten auch Zuschläge für Prognoseungenauigkeiten und Gefahren sowie Abschläge für Chancen beinhalten. Auf dieser Basis haben die Betreiber Zuschläge auf die Basiskosten zwischen 25 und 29% berechnet.

Neben der Sicherstellung von Kapital in den beiden staatlichen Fonds müssen die Betreiber für sämtliche aus der Verpflichtung zum Rückbau der Kernanlagen und der Entsorgung der radioaktiven Abfälle zukünftig entstehenden Aufwendungen Rückstellungen in ihren Bilanzen ansetzen. Mit Interesse darf erwartet werden, wie die Betreiber, die nach IFRS abschließen, das unter dem Rechnungsstandard IAS 37 eher fremde Konzept von Zuschlägen für Prognoseungenauigkeiten und Gefahren sowie Abschlägen für Chancen in den Jahresabschlüssen für das Geschäftsjahr 2016 anwenden, zumal sie gegen die Anwendung des Sicherheitszuschlags von 30% Beschwerde eingereicht haben.

Entsorgungskosten werden auf 19,2 Milliarden Euro geschätzt

Die Entsorgungskosten umfassen alle bereits angefallenen sowie zukünftige Kosten für Planung, Bau und Betrieb von Entsorgungsanlagen, die Anschaffungskosten von Transport- und Lagerbehältern sowie die Kosten der Inanspruchnahme von Dienstleistungen Dritter. Weitere Kostenelemente sind die Stilllegung der Verpackungs- und der Oberflächenanlagen sowie der Verschluss der geologischen Tiefenlager. In dem vom Bundesamt für Energie geleiteten Sachplanverfahren sind in einer ersten Etappe sechs Standorte für ein Lager für schwach- und mittelradioaktive Abfälle (SMA) und drei Standorte für ein Lager für hochradioaktive Abfälle (HAA) definiert worden. Momentan läuft das Auswahlverfahren für mindestens zwei Lagerstandorte. In der aktuellen Kostenschätzung von 2016 wird von der Inbetriebnahme des SMA-Lagers in 2050 und des HAA-Lagers in 2060 ausgegangen. Die gesamten Entsorgungskosten werden auf 19,2 Milliarden Euro geschätzt, wobei die Betreiber bis Ende 2015 bereits rund 5,2 Milliarden Euro für die Entsorgung der abgebrannten Brennelemente und der radioaktiven Abfälle bezahlt haben.

Die Betreiber müssen vor dem Rückbau der Aufsichtsbehörde ein Stilllegungsprojekt vorlegen. Dieses legt den Zeitplan fest, Demontage und Abbruch, Schutzmaßnahmen, Personalbedarf und Organisation, die Entsorgung der radioaktiven Rückbauabfälle sowie die Kosten und die Finanzierung des Projekts. Das Eidgenössische Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation ordnet anschließend in einer Verfügung die Stilllegungsarbeiten an. Der Großteil der Rückbaukosten fällt nach der Einstellung des Leistungsbetriebs an und umfasst unter anderem Transport und Entsorgung der radioaktiven Rückbauabfälle, Rückbau der Einrichtungen und Gebäude, Deponie der konventionellen Abfälle, Reinigung, Demontage und Zerkleinerung von radioaktiv verunreinigten Anlageteilen sowie Strahlen- und Arbeitsschutzmaßnahmen. Die gesamten Rückbaukosten der fünf Schweizer Reaktoren und der Zwischenlager werden auf 3,4 Milliarden Euro geschätzt. Der Rückbau der ersten Anlage wird voraussichtlich 2019 starten, wenn das Kernkraftwerk Mühleberg den Leistungsbetrieb einstellt.

Der Rückbau kann erst erfolgen, wenn sich keine Brennelemente mehr auf der Anlage befinden und alle nicht mehr benötigten Betriebsmedien sowie die Betriebsabfälle von der Anlage entfernt worden sind. Das Ziel des Nachbetriebs ist es, die Anlagen nach der Einstellung des Leistungsbetriebs in diesen Zustand zu überführen. Dies umfasst einerseits die betrieblichen Maßnahmen, die für den sicheren Betrieb der noch benötigten Systeme sowie zur Einhaltung der Schutzziele notwendig sind und andererseits Maßnahmen zur Vorbereitung des Rückbaus. Es wird mit einer Nachbetriebsdauer zwischen drei und fünf Jahren gerechnet. Die gesamten Nachbetriebskosten für die fünf Schweizer Reaktoren werden auf 1,7 Milliarden Euro geschätzt.

Fazit

Die Verpflichtungen für den Rückbau der Kernanlagen und die Entsorgung der radioaktiven Abfälle stellen die betroffenen Energieversorger vor große Herausforderungen. Einerseits stellen sich aufgrund der vertraglichen Ausgestaltung der Gemeinschaftskraftwerke komplexe Haftungsfragen sowohl unter den Aktionären als auch zwischen Betreibern sowie dem Bund. Andererseits steigt mit der zunehmenden Höhe der Fondsbestände und dem nahenden Betriebsende der Kernkraftwerke das Risiko, dass sich aus Rückbau und Entsorgung substantielle Auswirkungen auf die Unternehmensergebnisse ergeben. Wir gehen daher davon aus, dass diese Ausgangslage in den nächsten Jahren ähnlich wie in Deutschland ein Treiber für Transaktionen sein wird. Betroffene Energieversorger werden sich strategisch neu positionieren, indem sie ihre Wachstumsbereiche in eigenen Gesellschaften bündeln und gegebenenfalls für Investoren öffnen.

RWE und E.ON rüsten sich mit Börsengängen für den Wandel in der Energiewirtschaft

Im Zuge der Energiewende, des verstärkten Einsatzes von erneuerbaren Energien und des veränderten regulatorischen Umfelds haben die großen Energieversorger E.ON und RWE ihre strategische Ausrichtung verändert. Durch die Börsengänge von Uniper (E.ON) und innogy (RWE) reagiert man konsequent auf die zukünftigen Herausforderungen der Energiewende.

Von Dr. Jan-Philipp Sauthoff und Frank Leiber

Infolge der Energiewende in Deutschland kam es in den vergangenen Jahren zu einem starken Ausbau der erneuerbaren Energien und zu einem damit einhergehenden Verfall der Großhandelsstrompreise. Diese Entwicklung setzte insbesondere den führenden deutschen Energieversorgungsunternehmen mit ihren großen konventionellen Kraftwerksparks zu.

Trotz bzw. gerade wegen des steigenden Anteils erneuerbaren Energien werden auch für die überschaubare Zukunft die konventionellen Kraftwerke in Europa eine zentrale Rolle für die Versorgungssicherheit und Systemstabilität spielen. Abweichend zur Vergangenheit werden diese Kraftwerke zukünftig jedoch flexibler gefahren und in Summe geringere Nutzungsstunden aufweisen. Aufgrund der derzeit herrschenden Überkapazitäten am Erzeugungsmarkt (bei gleichzeitigem Ausbau der erneuerbaren Energien) besteht unverändert ein hoher Druck auf die Großhandelspreise an den Strommärkten, so dass die konventionellen Kraftwerke (insbesondere Gaskraftwerke) derzeit meist nicht kostendeckend betrieben werden können. In einzelnen Ländern Europas hat dies bereits zur Einführung von Kapazitätsmärkten geführt.

E.ON und RWE haben erkannt, dass die unterschiedlichen Anforderungen aus den beiden neuen Energiewelten (erneuerbare/dezentrale und konventionelle/zentrale Erzeugung) nicht mehr optimal aus einem integrierten Unternehmen heraus gelöst werden können. Die Unternehmen haben sich daher dafür entschieden, ihr Geschäftsmodell umzubauen und eine gesellschaftsrechtliche Trennung der Geschäftsbereiche entsprechend der beiden neuen Energiewelten vorzunehmen.

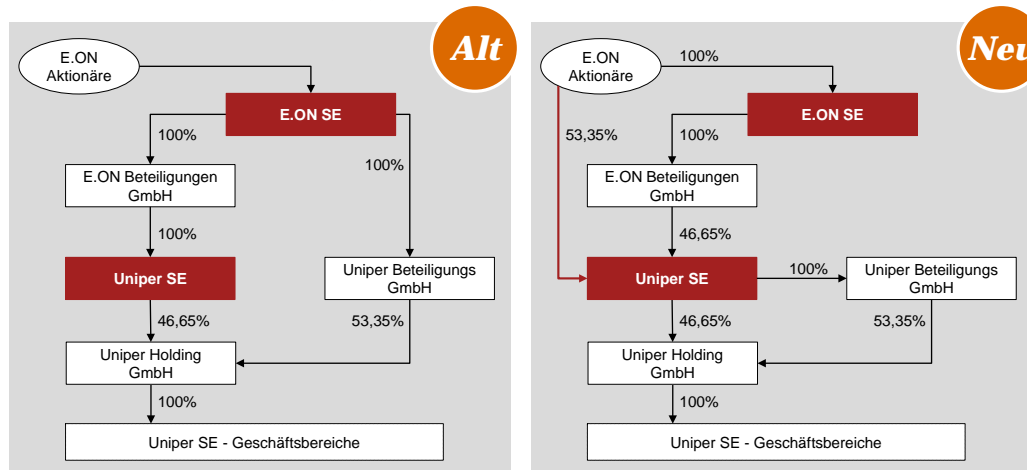
In diesem Zuge spaltet E.ON die konventionelle Stromerzeugung und den Energiehandel in die neue Gesellschaft Uniper ab, während RWE die erneuerbaren Energien, die Netze und den Vertrieb in der Tochtergesellschaft innogy bündelt.

E.ON richtet sich mit der Abspaltung von Uniper neu aus

Seit dem 1. Januar 2016 treten die „neue“ E.ON und Uniper als operativ eigenständige Unternehmen auf. Die neue E.ON konzentriert sich seitdem auf erneuerbare Energien, Energienetze und Kundenlösungen. Uniper kümmert sich um die Energieversorgung mit den Geschäftsfeldern konventionelle Erzeugung und globaler Energiehandel. Aufgrund der Ankündigungen der Bundesregierung zur Änderung von Haftungsregeln im Kernenergiebereich sind die deutschen Kernenergieaktivitäten, abweichend vom Ursprungsplan, bei E.ON verblieben und wurden in einer Tochtergesellschaft, der PreussenElektra, gebündelt.

Im Juni 2016 wurde auf der Hauptversammlung von E.ON beschlossen, dass 53,35% der Anteile an Uniper an die E.ON Aktionäre abgespalten werden sollen, wie die folgenden Abbildungen zeigen:

E.ON / Uniper - Beziehungsverhältnisse unmittelbar vor und nach der Abspaltung



Quelle: Gemeinsamer Spaltungsbericht von E.ON und Uniper vom 18. April 2016.

Seit dem 12. September 2016 sind die Aktien von Uniper an der Frankfurter Wertpapierbörse zum Handel zugelassen. Als Gegenleistung für die Abspaltung wurden den E.ON-Aktionären neue Aktien an Uniper im Verhältnis 10 zu 1 zugeteilt; für je zehn Aktien an E.ON erhielten die E.ON-Aktionäre zusätzlich eine Uniper-Aktie. Mit der Abspaltung wurden die E.ON-Aktionäre zugleich Aktionäre von Uniper. E.ON hat angekündigt, die verbleibende Beteiligung an Uniper ab 2018 vollständig zu veräußern.

Umstrukturierung von RWE durch den Börsengang von innogy

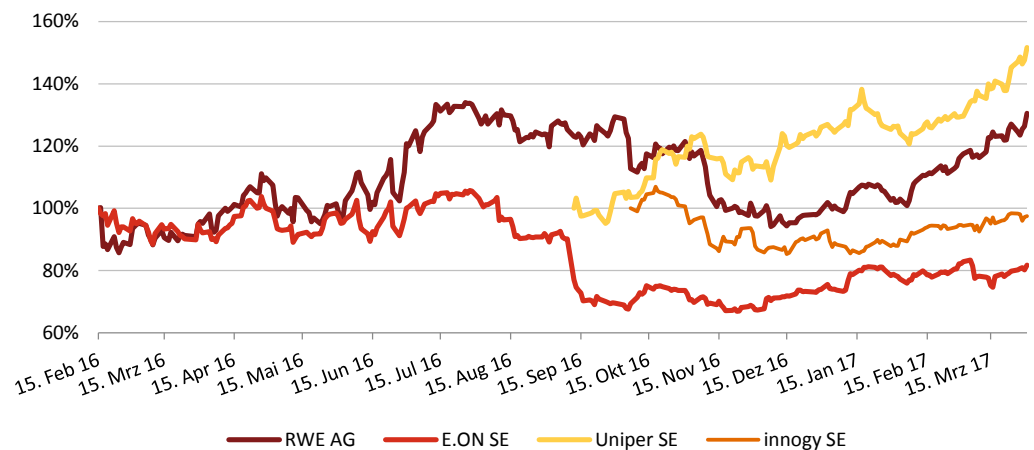
Im April 2016 spaltete RWE die Geschäftsbereiche erneuerbare Energien, Netze und Vertrieb in das neue Unternehmen innogy ab. RWE selbst ist operativ nur noch für die konventionelle Erzeugung, Kernenergie sowie den Großhandel verantwortlich.

Anschließend hat RWE Anfang Oktober 2016 die neu gegründete Gesellschaft innogy im Rahmen eines Börsengangs am Markt platziert. Der Emissionskurs betrug 36 Euro je Aktie, was einer Marktkapitalisierung von rund 20 Milliarden Euro zum Zeitpunkt des Börsengangs entsprach. Insgesamt ergaben sich hieraus Erlöse für RWE/innogy von 5,6 Milliarden Euro, von denen 2,6 Milliarden Euro an RWE durch den Verkauf von Bestandsaktien zufließen. 2,0 Milliarden Euro stammen aus einer Kapitalerhöhung und wurden von innogy vereinnahmt. Dieser Mittelzufluss steht der Gesellschaft für den Ausbau ihrer Geschäftsaktivitäten zur Verfügung. Durch den Börsengang verringerte sich der Anteil der RWE an der innogy von 100% auf 76,8%. Neben RWE hält der Vermögensverwalter BlackRock als größter Einzelaktionär rund 5% der Aktien. Die weiteren rund 18% der Aktien im Streubesitz entfallen auf institutionelle und private Anleger im In- und Ausland.

Entwicklung der Börsenkurse von E.ON und Uniper sowie RWE und innogy

Die Darstellung zeigt die relative Entwicklung der Aktienkurse von E.ON SE, Uniper SE, RWE AG und innogy SE im Vergleich:

Relative Aktienkursentwicklung



Quelle: S&P Capital IQ.

Fazit

E.ON und RWE haben sich mit der Aufteilung in jeweils zwei Unternehmen an das veränderte Umfeld angepasst. Das Vorgehen weist jedoch deutliche Unterschiede auf. Während E.ON die Uniper Aktien an die bisherigen Aktionäre ausgekehrt hat und sich vollständig von Uniper trennen will, hat RWE eine Beteiligung an innogy an Dritte veräußert und angekündigt, die Mehrheit und Kontrolle über innogy behalten zu wollen. Mit der neuen Unternehmensstruktur können beide Unternehmen flexibler auf den Wandel in Folge der Energiewende reagieren. Abzuwarten bleibt, ob auch andere Energieversorger in Europa dem Beispiel der beiden deutschen Unternehmen folgen. So hat beispielsweise der Schweizer Energieversorger Alpiq am 6. März 2017 angekündigt, sich strukturell neu aufzustellen.

Bewertungsparameter für die deutsche Energiewirtschaft

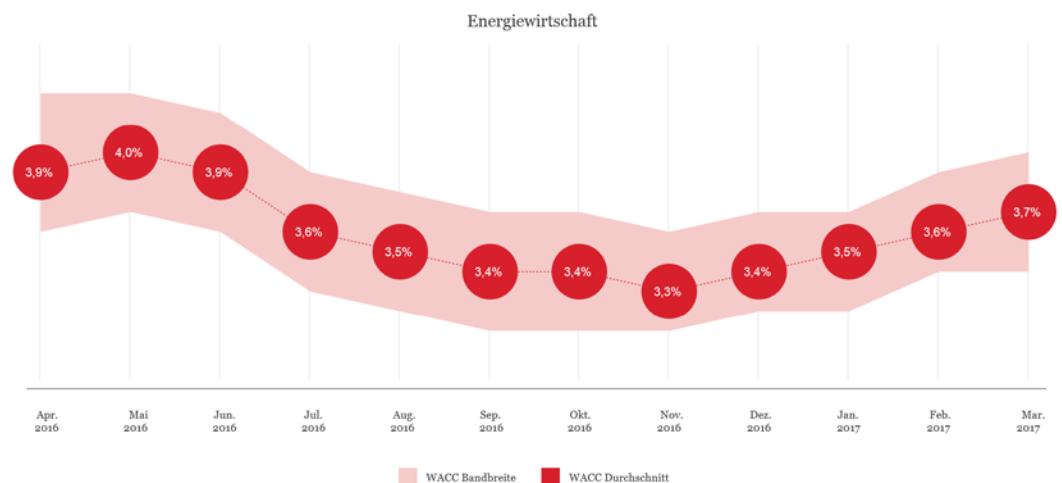


PwC Valuation Corner - Kapitalmarktdaten der deutschen Energiewirtschaft auf einen Blick

PwC stellt seit September 2016 auf der Internetseite PwC Valuation Corner (www.pwc.de/kapitalmarktdaten) aktuelle Kapitalmarktdaten für 14 verschiedene Branchen in Deutschland zur Verfügung. Dabei werden die gewichteten Kapitalkosten (WACC) der letzten zwölf Monate sowie die EBITDA- und EBIT-Marktmultiplikatoren der letzten zwölf Quartale graphisch aufbereitet und übersichtlich auf einer Seite dargestellt.

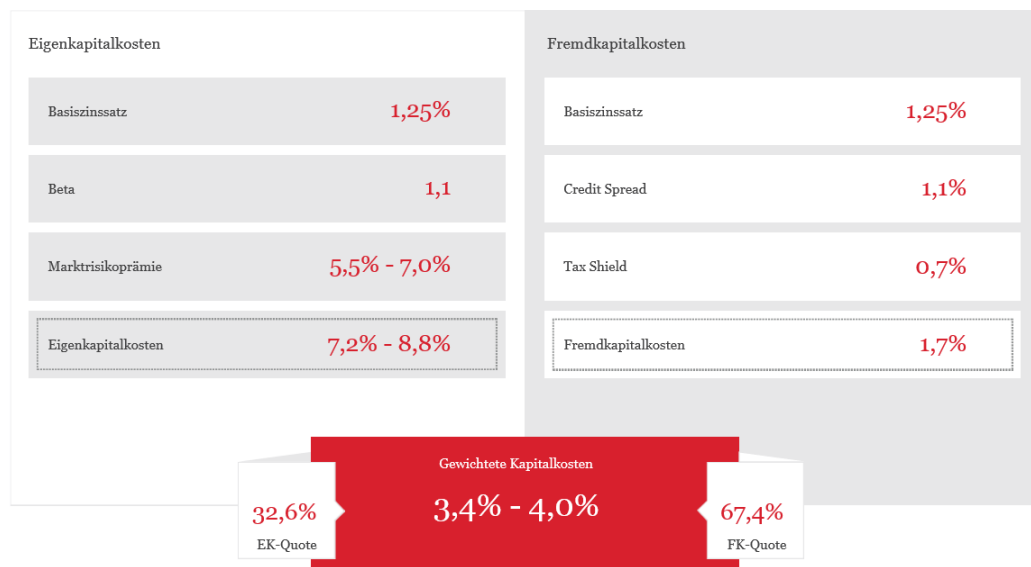
Wir informieren Sie ab sofort in unserem Newsletter über die Kapitalmarktdaten für die Energiewirtschaft in Deutschland. Für die Berechnung der branchenspezifischen Kapitalkosten zum jeweiligen Stichtag werden die 110 Titel des HDAX in Anlehnung an den Global Industry Classification Standard (GICS) in Branchen-Gruppen klassifiziert. Die Branchen-Gruppe Energiewirtschaft beinhaltet zur Zeit die beiden Unternehmen E.ON SE und RWE AG. Daten zu Uniper SE und innogy SE werden vorerst nicht berücksichtigt, da deren Aktien über keine hinreichende Historie verfügen. Weiterführende Informationen zur Ableitung der Kapitalmarktdaten und Übersichten zu deren aktuellen Entwicklung finden Sie [hier](#) in unserer PwC Valuation Corner.

Gewichtete Kapitalkosten der letzten 12 Monate (WACC)

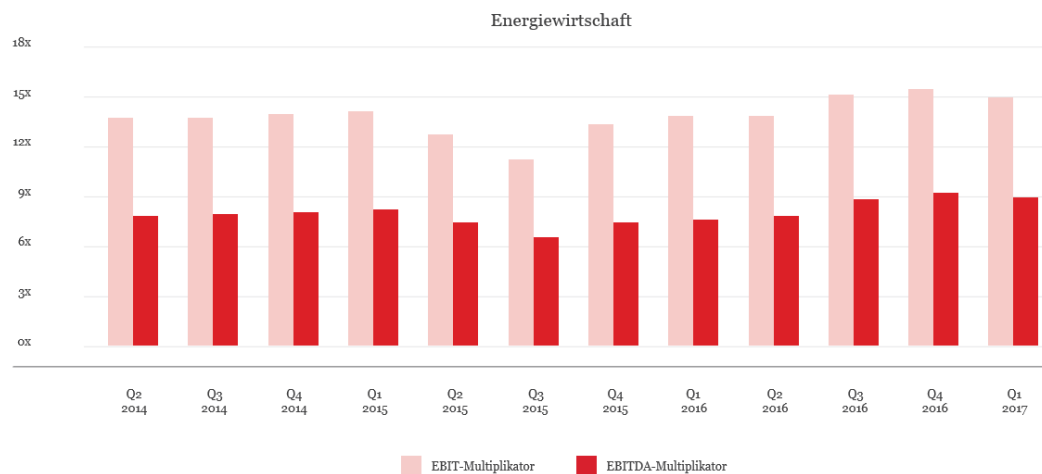


Zusammenfassung der gewichteten Kapitalkosten (WACC)

Energiewirtschaft, März 2017



Marktmultiplikatoren der letzten 12 Quartale



Quelle: PwC (www.pwc.de/kapitalmarktdaten).

PwC eValuation - Unternehmensbewertung und branchenspezifische Benchmarkanalyse

Die Digitalisierung verändert Unternehmen weltweit und branchenübergreifend. Sekundenschneller Datenaustausch und neue digitale Technologien haben sich längst im Alltag etabliert. Wir beraten unsere Kunden nicht nur dabei, ihre Wachstumspotenziale in der digitalen Welt zu identifizieren und zu realisieren, sondern gehen selbst neue Wege und integrieren innovative Technologien in unser Geschäftsmodell.



Anfang März 2017 wurde unser erstes, vollständig digitales Dienstleistungsangebot *eValuation* gestartet. Mit *eValuation* können Sie ohne eigene Bewertungkenntnisse in nur wenigen Schritten Ihre eigene Unternehmensbewertung in den Währungen Euro und US-Dollar durchführen. Zusätzlich haben Sie die Möglichkeit, mithilfe von Kapitalmarktinformationen aus einem weltweiten Datenpool die wesentlichen Finanzkennzahlen ihres Unternehmens einer branchenspezifischen Benchmarkanalyse zu unterziehen.

Sind Sie neugierig geworden? Dann probieren Sie es aus: www.pwc-evaluation.com. Sie können *eValuation* zwei Monate kostenfrei testen, wenn Sie uns bis zum 15. Mai 2017 eine E-Mail mit dem Stichwort „Transaktionsmonitor Energiewirtschaft - Testaccount *eValuation*“ an evaluation_support@de.pwc.com schicken.

Ihre Ansprechpartner für *eValuation*

Tim Dieckmann

Senior Manager

Ken Arminger

Senior Manager



Service



Veröffentlichungen

Nationale Publikationen

Österreichs Energiewirtschaft im Fokus: Die Branche im Umbruch

Von Michael Sponring, Gregor Kosta, Mathias Mayer
September 2016

PwC-Studie: Österreichs Energiewirtschaft im Fokus: Die Branche im Umbruch
Studie zeigt eine Momentaufnahme der österreichischen Energiewirtschaft
Die Studie finden Sie [hier](#) zum Download.

Energy M&A Outlook: Transaktionen und Kooperationen als strategische Antwort auf die Energiewende

Von Dr. Jan-Philipp Sauthoff
Januar 2017

PwC-Studie: Energieversorgungsunternehmen (EVUs) und Stadtwerke setzen auf Transaktionen und Kooperationen. Der Energy M&A Outlook beschreibt die wesentlichen Trends und Treiber der Veränderung.
Die Studie finden Sie [hier](#) zum Download.

Strommarkt der Zukunft - Vorschlag für ein neues Strommarktdesign

Von Dr. Norbert Schwieters
Januar 2017

Präsentation von Dr. Norbert Schwieters zum Thema: Strommarkt der Zukunft.
Weitere Informationen, sowie die komplette Präsentation finden Sie [hier](#) zum Download.

Internationale Publikationen

Power & Renewables Deals 2017: what lies ahead for M&A?

Von Dr. Norbert Schwieters und Andrew McCrosson
Januar 2017

PwC-Studie: Analyse und Ausblick auf weltweite M&A-Aktivitäten.
Mehr Informationen erhalten Sie [hier](#).

Unlocking Europe's offshore wind potential

Von Jeroen van Hoof und Jan Willem Velthuijsen
März 2017

PwC-Studie: Entwicklungen im Bereich der Offshore-Windindustrie sowie die Subventions- und Steuerregelungen in sechs Anrainerstaaten der Nordsee werden betrachtet.
Die Studie finden Sie [hier](#) zum Download.

2017 Power and Utilities Trends

Von Tom Flaherty, Dr. Norbert Schwieters und Steve Jennings
März 2017

Strategy-&-Studie: Energieversorger müssen sinkende Umsätze managen und gleichzeitig den Anforderungen ihrer technologie-bewussten Kunden gerecht werden.
Die Studie finden Sie [hier](#) zum Download.

Veranstaltungen

women&energy - 14. Netzwerktreffen „Innovation & Digitalisierung“

9. Mai 2017, Düsseldorf

Gastgeber: Uniper SE Düsseldorf

women&energy freut sich sehr, die Mitgliederinnen des Frauennetzwerkes „women&energy – Das energiegeladene Frauennetzwerk!“ zum 14. Netzwerktreffen nach Düsseldorf einladen zu können. Das diesjährige Netzwerktreffen findet unter dem Thema „Innovation & Digitalisierung“ in den Räumen der Uniper SE statt. Neben spannenden Fachvorträgen und einer interaktiven Podiumsdiskussion haben die Netzwerkerinnen die Möglichkeit, an abwechslungsreichen Workshops teilzunehmen.

Weitere Informationen erhalten Sie hier.

Essener Energieforum 2017: „Power 2 Innovate – Wer gestaltet die Zukunft der Energiewirtschaft?“

4. bis 5. Mai 2017, Essen

Das Essener Energieforum hat sich seit dem Jahr 2012 als jährliches Symposium mit hochkarätigen Teilnehmern in der Energiewirtschaft etabliert. In diesem Jahr orientiert sich die Veranstaltung an den Themen Digitalisierung und Unternehmensgründung in der Energiewirtschaft.

PwC unterstützt die Veranstaltung seit dem ersten Jahr und engagiert sich regelmäßig in Form von Fachvorträgen von Führungskräften und praxisnahen Workshops. In der kommenden Veranstaltung wird Axel von Perfall - PwC Experte für Digitalisierung in der Energiewirtschaft - einen Workshop zu Anwendungsbereichen der Blockchain-Technologie in der Energiewirtschaft durchführen. Weiterhin wird Dr. Norbert Schwieters – Leiter Energiewirtschaft in Deutschland - ein Vortrag zum Thema: „Digitale Transformation in der Energiewirtschaft“ präsentieren und an der Podiumsdiskussion des ersten Veranstaltungstages teilnehmen.

Weitere Informationen erfragen Sie bitte bei Maximilian Thies,
Tel.: +49 211 981-1581, maximilian.thies@de.pwc.com.

EnergyCom 2017: „Hochspannung: Wohin geht die Reise?“

18. Mai 2017, Rüchlikon/Zürich

Auch in diesem Jahr sind wir Sponsor der EnergyCom. Thema der Konferenz ist: „Hochspannung: Wohin geht die Reise?“ Die Geschwindigkeit der gesellschaftlichen, technologischen und geopolitischen Entwicklungen ist enorm. Veränderungen im Konsumverhalten, Digitalisierung und starke geopolitische Umwälzungen machen deutlich: Die Welt ist gefordert. Und damit auch die Schweizer Energiebranche. Bei der diesjährigen EnergyCom beleuchten die hochkarätigen Podiumsgäste die Umbrüche und möglichen Lösungen aus verschiedenen Blickwinkeln, national und international. In Zeiten des Wandels und Unsicherheiten ist der Austausch von Erfahrungen und Meinungen zwischen Fachleuten sowie der Zugang zu neuen Erkenntnissen von Experten essentiell. Die EnergyCom als geschlossene Plattform bietet einen idealen Rahmen, um sowohl Insights von renommierten Podiumsgästen zu erhalten, als auch individuelle Pausengespräche mit Experten auf Augenhöhe zu führen.

Weitere Informationen erfragen Sie bitte bei Marc Schmidli,
Tel.: +41 58 792 1564, marc.schmidli@ch.pwc.com

BDEW Kongress 2017

21. bis 22. Juni 2017, Berlin

Die Weiterentwicklung der Elektromobilität eröffnet der Energiewirtschaft und der deutschen Industrie große wirtschaftliche, umweltpolitische und gesellschaftliche Chancen. Zügig, kooperationsfähig, technologieoffen und innovativ müssen alte, wie auch neue Player die Umsetzung angehen. Daher haben der BDEW und PwC eine gemeinsame Internetseite (<http://eco-mobility.org/>) ins Leben gerufen, die aktuelle Projekte aus der Praxis, insbesondere zum Thema „Mobilität in der integrierten Stadt“, vorstellt. Die gezeigten Projekte verdeutlichen, dass die Anforderungen an Daten und Vernetzung steigen werden. Die Weiterentwicklung einer klimafreundlichen Mobilität muss sich mit dem Aufbau der intelligenten Energie-Netze synchronisieren.

Themensession mit PwC: Chefsache Urban EcoMobility -
Strategie/Investitionen/Technologie am 21. Juni 2017 um 17.00 Uhr

Weitere Informationen erfragen Sie bitte bei Thomas Dautzenberg,
Tel.: +49 211 981-1313, thomas.dautzenberg@de.pwc.com.

Über uns



Ihre Ansprechpartner

Global

Dr. Norbert Schwieters
Global Energy Leader
Partner
Tel.: +49 211 981-2153
norbert.schwieters@de.pwc.com

Deutschland

Dr. Jan-Philipp Sauthoff
Leiter Energy Transactions
Partner
Tel.: +49 211 981-2135
jan-philipp.sauthoff@de.pwc.com

Dr. Alexander von Friesen
Energy M&A
Partner
Tel.: +49 69 9585-5487
alexander.von.friesen@de.pwc.com

Dr. Rolf Müller
Energy Transactions
Partner
Tel.: +49 711 25034-5311
rolf.mueller@de.pwc.com

Frank Leiber
Energy Transactions
Senior Manager
Tel.: +49 711 25034-5317
frank.leiber@de.pwc.com

Christoph Berten
Energy Transactions
Senior Manager
Tel.: +49 211 981-1633
christoph.bernten@de.pwc.com

Andreas Koletzko
Energy Transactions
Partner
Tel.: +49 211 981-7427
andreas.koletzko@de.pwc.com

Dr. Marcus Eul
Strategy& Consulting Energy
Partner
Tel.: +49 211 3890-225
marcus.eul@strategyand.de.pwc.com

Heiko Stohlmeyer
Renewables Team
Director
Tel.: +49 40 6378-1532
heiko.stohlmeyer@de.pwc.com

Oliver Moß
Renewables Team
Senior Manager
Tel.: +49 40 6378-1734
oliver.moss@de.pwc.com

Schweiz

Dr. Marc Schmidli

Leiter Energy
Partner
Tel.: +41 58 792-1564
marc.schmidli@ch.pwc.com

Manuel Berger

Deals Energy
Director
Tel.: +41 58 792-2395
manuel.berger@ch.pwc.com

Pascal Ziegler

Deals Energy
Director
Tel.: +41 58 792-1439
pascal.ziegler@ch.pwc.com

Philippe Kühni

Consulting Energy
Manager
Tel.: +41 58 792-2228
philippe.kuehni@ch.pwc.com

Österreich

DI Michael Sponring

Energy Leader Österreich
Director
Tel.: +43 1 501 88-2935
michael.sponring@at.pwc.com

Gregor Kosta

Deals Energy
Manager
Tel.: +43 1 501 88-2842
gregor.kosta@at.pwc.com

Redaktion

Für Ihre Fragen, Hinweise und Anmerkungen zum Newsletter stehen Ihnen unsere Ansprechpartner aus der Redaktion gern zur Verfügung. Wir freuen uns auf Ihr Feedback.

Thomas Hermanns

Energy Transactions
Senior Consultant
Tel.: +49 211 981-2337
thomas.hermanns@de.pwc.com

Juliana Milla

Energy Marketing & Knowledge
Management
Senior Consultant
Tel.: +49 211 981-2472
juliana.milla@de.pwc.com

Bestellung und Abbestellung



Wenn Sie den PDF-Newsletter *Transaktionsmonitor Energiewirtschaft* bestellen möchten, senden Sie bitte eine leere E-Mail mit der Betreffzeile „Bestellung“ an SUBSCRIBE_TM_Energiewirtschaft@de.pwc.com.

Wenn Sie den PDF-Newsletter *Transaktionsmonitor Energiewirtschaft* abbestellen möchten, senden Sie bitte eine leere E-Mail mit der Betreffzeile „Abbestellung“ an UNSUBSCRIBE_TM_Energiewirtschaft@de.pwc.com.

Quellen: PwC Analyse & Research (Unternehmensinformationen, Presse, mbi-infosource.de, mergermarket.com)

Die im *Transaktionsmonitor Energiewirtschaft* zusammengestellten Daten und die daraus abgeleiteten Einschätzungen basieren ausschließlich auf Informationen, die öffentlich zugänglich sind. PwC hat die Informationen keiner Verifizierung oder anderweitigen Prüfung in Bezug auf ihre Verlässlichkeit unterzogen.

Die Beiträge sind als Hinweise für unsere Mandanten bestimmt. Für die Lösung einschlägiger Probleme greifen Sie bitte auf die angegebenen Quellen oder die Unterstützung unserer Büros zurück. Teile dieser Veröffentlichung/Information dürfen nur nach vorheriger schriftlicher Zustimmung durch den Herausgeber nachgedruckt und vervielfältigt werden. Meinungsbeiträge geben die Auffassung der einzelnen Autoren wieder.

© April 2017 PricewaterhouseCoopers GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft. Alle Rechte vorbehalten.

„PwC“ bezeichnet in diesem Dokument die PricewaterhouseCoopers Aktiengesellschaft Wirtschaftsprüfungsgesellschaft, die eine Mitgliedsgesellschaft der PricewaterhouseCoopers International Limited (PwCIL) ist. Jede der Mitgliedsgesellschaften der PwCIL ist eine rechtlich selbstständige Gesellschaft.