



NEWS LETTER

June 2015

6/2015

Der objektivierte Kapitalisierungszinssatz – essentiell für die Bestimmung des Unternehmenswertes eines Windenergieprojektes *Strompreisrückblick Mai 2015* *Windwärts nimmt neuen Windpark in Betrieb* *Die Zukunft Prokons nimmt weiter Gestalt an* *Baustopp für Windenergie in Schleswig-Holstein* *Schwaches Wachstum des Thüga-Windenergieanlagenbestands in 2014* *E.ON SE plant neuen Offshore-Windpark im Ärmelkanal* *Zwei neue Offshore-Windparks in der Nordsee gehen ans Netz* *Direktvermarktung nimmt wieder ZU* *Geplante CO₂-Marktreserve nimmt erste Hürde* *Aktuelle PwC-Studie zu den Stadtwerke-Bilanzen*

Der objektivierte Kapitalisierungszinssatz – essentiell für die Bestimmung des Unter- nehmenswertes eines Windenergieprojektes

Teil 1: Theoretischer Rahmen

von Oliver Nickel

Investoren in Windenergieprojekte stehen bei der Bewertung vor der Frage, welcher Kapitalisierungszinssatz unter den gegenwärtigen Marktbedingungen der Richtige ist. Die Anforderungen der einzelnen Investoren an die zu erzielende Rendite für ihr Investment sind dabei so unterschiedlich wie die einzelnen Windinvestoren selbst. Bei Energieversorgungsunternehmen und Stadtwerken ist der Maßstab zur Bewertung von Projekten oftmals der konzerninterne Gesamtkapitalkostenansatz. Private Equity und Infrastrukturfonds fordern Eigenkapitalrenditen im höheren einstelligen Bereich. Versicherungen und Pensionsfonds hingegen suchen unter dem derzeitigen Niedrigzinsniveau nach Anlagealternativen. Oftmals wird auch eine Renditesteigerung durch frühe Projektverkäufe angestrebt. Diese unterschiedlichen Betrachtungsweisen und Ansätze bei den Renditen führen oft auch zu einer fehlenden Vergleichbarkeit zwischen den Anforderungen der einzelnen Investoren. Nicht selten werden Renditeanforderungen „aus dem Bauch heraus“, also subjektiv, bestimmt. Dadurch lassen sich die ermittelten Unternehmenswerte selten intersubjektiv nachvollziehen. Aus der Marktperspektive heraus betrachtet, ist aber die Nutzenvorstellung eines einzel-

nen Interessenten nicht allein der Maßstab für die Ermittlung eines Wertes. Die Risikotoleranz des einzelnen Investors kann nicht die Basis für die Bewertung einer Kapitalanlage mit unsicherem Ergebnis sein. Es ist daher bei der Bewertung von vielen Investitionen geläufig, ein Objekt, was erworben werden soll, aus der Marktperspektive heraus zu beurteilen.

Capital Asset Pricing-Modell zur Bestimmung des Kapitalisierungszinssatzes

International üblich ist die Ermittlung der Risikoprämie mit Hilfe von kapitalmarkttheoretischen Modellen wie dem Standard Capital Asset Pricing-Modell

(CAPM). Das CAPM basiert auf der Portfolio-Selection-Theorie von Markowitz, welches einen effizienten Zusammenhang von Risiko und Rendite auf Portfolioebene beschreibt. Mit dem CAPM können die Eigenkapitalkosten anhand beobachtbarer Marktdaten ermittelt werden. Durch den Rückgriff auf Kapitalmarktdaten soll eine aggregierte Einschätzung der Marktteilnehmer widerspiegelt werden. Das Modell kann auch zur Ermittlung des Eigenkapitalisierungszinssatzes r_{EK} für ein Windenergieprojekt herangezogen werden.

$$r_{EK} = r_f + (r_m - r_f) \cdot \beta$$

Die Renditeerwartung für ein risiko-



behaftetes Wertpapier entspricht im Kapitalmarktgleichgewicht der Summe aus dem risikolosen Zinssatz r_f und einer Marktrisikoprämie ($r_m - r_f$) für jede Einheit übernommenes systematisches Risiko. Der Betafaktor β ist neben der Marktrisikoprämie einer von zwei Bestandteilen zur Berücksichtigung des Risikos im Rahmen des Kapitalisierungszinssatzes auf Basis des CAPM und drückt das systematische Risiko in Relation zum Marktportfolio aus.

Basiszinssatz, Marktrisikoprämie und Betafaktor

Der Basiszinssatz bildet eine gegenüber der Investition in das zu bewertende Unternehmen risikolose alternative Anlagemöglichkeit am Kapitalmarkt ab und spiegelt damit eine Mindestrenditeerwartung des Investors wider. In der Vergangenheit wurde der Basiszinssatz i.d.R. auf der Basis von beobachtbaren Umlaufrenditen öffentlicher Anleihen mit einer festen (Rest-)Laufzeit von zehn oder mehr Jahren ermittelt.

Die Marktrisikoprämie, als Marktpreis für das Risiko, wird aus der Differenz zwischen der erwarteten Rendite des Marktportfolios r_m und dem risikolosen Zinssatz r_f ermittelt. Die Marktrisikoprämie bringt die Überrendite gegenüber einer risikolosen Anlage zum Ausdruck. In der Bewertungspraxis erfolgt die Schätzung der künftigen Marktrisikoprämie überwiegend anhand kapitalmarktorientierter Modelle und empirischer Daten. Basis sind dabei die am Markt beobachtbaren bzw. empirisch gemessenen Risikoprämien für den Gesamtaktienmarkt.

Größte Herausforderung ist die Bestimmung des Betafaktors. Der Betafaktor misst dabei die Volatilität einer Aktie im Vergleich zum Marktportfolio (= Index) während eines bestimmten Zeit-

raums. Das Beta des Marktportfolios (= breiter Aktienmarkt) beträgt 1. Ist der Betafaktor eines Unternehmens höher als 1, ist ein Investment in dieses risikoreicher als das des Marktportfolios. Bei einem Beta kleiner als 1, ist die Investition weniger riskant.

Anwendung des CAPM auf Windprojekte

Der Betafaktor bei der Bewertung von Windenergieprojekten kann auf zwei Weisen bestimmt werden: zum einen wird auf nicht börsennotierte Unternehmen der Windbranche zurückgegriffen. Dabei wird besonders der Analogieansatz genutzt. Hier wird versucht über den Vergleich risikorelevanter Merkmale mit börsennotierten Unternehmen Aufschluss über die anzuwendenden Betafaktoren zu geben. Dabei kann das betreffende Unternehmen mit Unternehmen der gleichen Branche (Branchen-Betas, Industry Betas), ausgewählten Referenzgruppen (Peer Group Betas) oder einzelnen Referenzunternehmen (Pure Play Betas) verglichen werden. Am Ende dieses komplexen Auswahl- und Analyseprozesses lässt sich der Betafaktor für Wind-Unternehmen bestimmen, welcher wiederum für die Bewertung von Windenergieprojekten zugrunde gelegt wird. Verschiedene empirische Studien zeigen im Ergebnis Betafaktoren von 0,3 bis 0,5.

Zum anderen kann der Betafaktor heuristisch aus der Risikocharakteristik eines Windenergieprojektes abgeleitet werden. Investitionen in Windenergieprojekte werden aufgrund der Langfristigkeit der Investition und der prognostizierbaren Cash-Flows von Investoren als Substitut für Rentenanlagen betrachtet. Teilt man die Einschätzung, dass Renten weniger riskant als Aktien sind, gilt dies aufgrund der rentenähnlichen Charakte-

ristik auch für Investitionen in Windprojekte. Wenn nun das Risiko eines Windenergieprojektes weniger riskant als ein Investment in das Marktportfolio ist, dann ist der Betafaktor von Windprojekten kleiner als 1.

Zusammenfassung und Ausblick auf den 2. Teil

Es ist sinnvoll, den Aufwand zur Ermittlung eines kapitalmarktbezogenen bzw. gestützten Kapitalisierungszinssatzes für ein Windenergieprojekt zu betreiben, da dadurch die Entwicklung am Markt abgebildet und Tendenzen bei Preisentwicklungen für solche Vorhaben besser abgeschätzt werden können. Neben der Bestimmung des objektivierten Unternehmenswertes lassen sich dadurch auch die derzeit oftmals als hoch wahrgenommenen Kaufpreise für Windenergieprojekten aus einer unabhängigen Sichtweise heraus, ohne subjektive Einflüsse, besser nachvollziehen. Der am Kapitalmarkt ermittelte Kapitalisierungszinssatz kann auch als Ausgangsgrundlage für die Argumentationen in hausinternen Prozessen zur Validierung der eigenen Renditeanforderungen genutzt werden. Sind die Renditeanforderungen gegenüber dem begründbaren Marktniveau möglicherweise zu hoch, wird es für den potenziellen Investor schwierig, im Wettbewerb Windenergieprojekte zu erwerben. Auch bei Verhandlungen spielt dieser Wert eine wichtige Rolle. Kennt der Käufer nämlich den anhand kapitalmarkttheoretischer Modelle bestimmten Preis für ein Projekt, kann er sich besser auf den Verkäufer in

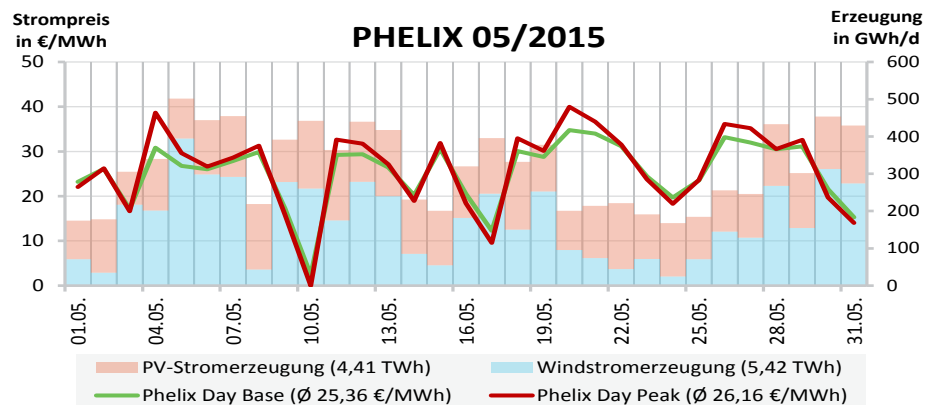
Verhandlungen einstellen. Entwicklungen, wie z.B. derzeit gegeben durch niedrige Fremdkapitalzinsen, einem niedrigen Basiszinssatz und einem niedrig eingeschätzten systematischen Risiko für solche Vorhaben können so insgesamt besser bewertet werden.

Neben dem theoretischen Rahmen sind die praktischen Resultate von Interesse. In einem der nächsten Newsletter werden in einem 2. Teil zuerst theoretisch die Auswirkungen des sinkenden Zinsniveaus auf die Renditeanforderung an Investitionsobjekte mit einem Beta kleiner als 1 dargestellt. Danach wird anhand eines konkreten Fallbeispiels die Ermittlung des objektivierten Kapitalisierungszinssatzes anhand kapitalmarktorientierter Daten demonstriert.

Strompreisrückblick Mai 2015

An der europäischen Strombörse European Power Exchange (EPEX SPOT SE) dominierten günstige Großhandelsstrompreise das Marktgebiet Deutschland/Österreich im Monat Mai. Der Verlauf der Preise wird durch den Physical Electricity Index (Phelix) dargestellt. Eine Megawattstunde Strom kostete durchschnittlich günstige 25,36€ bezogen auf den Phelix Day Base Tarif. Dieser stellt den Mittelwert der stündlich veröffentlichten Preise eines Tages dar. Auch in diesem Monat sind die Kosten im Vergleich zum Vormonat gesunken, sodass durchschnittlich 15% weniger gezahlt werden musste als noch im Monat April.

Die günstigen Strompreise sind vor allem durch die anhaltend hohe Einspeisung der Erneuerbaren zu erklären. Die



Quelle: epexspot.com/de/marktdaten

kumulierte Produktion aus Deutschlands Windparks und Solarkraftwerken bewegte sich seit Jahresbeginn bei ca. zehn TWh Strom monatlich. Eine Ausnahme bildete der Februar. Im Mai wurden 9,83 TWh umweltfreundlicher Strom eingespeist, davon 4,41 TWh aus der Photovoltaik und 5,42 TWh durch Windkraftanlagen. Im Vergleich zum Mai des Vorjahres fällt auf, dass die Windenergie dieses Jahr fast das 1,5-fache eingespeist hat. Dies lässt sich einerseits durch die Ausbautzahlen der Windenergie erklären und andererseits durch höhere durchschnittliche Windgeschwindigkeiten im diesjährigen Mai. Anhand der Grafik, die die Monatssummen von Windenergie und Solarstromerzeugung der letzten 13 Monate beschreibt, ist zu erkennen, dass die eingespeiste elektrische Energie aus der Photovoltaik im Mai geringer war als im April. Da die Sonnenhöhe bis zum Monat Juni zunimmt, können in diesem Monat die höchsten Erträge durch Photovoltaik erwartet werden. Somit ist es untypisch, dass im Mai weniger elektrische Energie durch Solarkraftwerke bereitgestellt wird als im April. Dies lässt sich jedoch durch viele bedeckte Tage im vergangenen Monat erklären. Wie in der Grafik „Phelix 05/2015“ zu erkennen ist, waren die Verläufe des

Phelix Day Base und des Phelix Day Peak sehr wechselhaft. Vor allem die vielen Feiertage hatten eine große Auswirkung auf den Großhandelsstrompreis im Marktgebiet Deutschland/Österreich. In der ersten vollständigen Woche fand am Dienstag, den 5. Februar, ein außergewöhnliches Wetterereignis statt. An diesem Tag fegte ein Sturm hauptsächlich über Deutschlands Norden hinweg und verwüstete einige Ortschaften schwer. Insbesondere die Ortschaft Bützow war wegen des Auftretens eines Tornados in den Medien zu finden. Die besonders hohen Windgeschwindigkeiten hatten auch zur Folge, dass viele Windparks ihre Nennleistung erreichten. Insgesamt fast 400 GWh konnten an diesem Tag durch Windenergie eingespeist werden. Kein weiterer Tag konnte mehr Energie durch Wind aufweisen.

Am Sonntag des zweiten Wochenendes, am Muttertag, herrschten die günstigsten Großhandelsstrompreise des Monats vor. Hier mussten lediglich 2,39 €/MWh im Tagesdurchschnitt bezahlt werden. In den frühen Morgenstunden zwischen 4-5 Uhr mussten zwischenzeitlich sogar negative Strompreise bezahlt werden (-14,16 €/MWh). In der folgenden Woche unterlag der Börsenstrompreis ebenfalls starken

Schwankungen. Zunächst kletterte der Preis pro Megawattstunde von Sonntag zu Montag auf 29,24 €. Bis zum 14. Mai, Christi Himmelfahrt, sanken die Preise um rund 31% auf 20,21 €/MWh aufgrund des geringeren Strombedarfs an Feiertagen. Drei Tage später, am Sonntag den 17. Mai, waren die Börsenstrompreise noch einmal sehr günstig. Durchschnittlich mussten an diesem Tag 12,27 €/MWh bezahlt werden.

Der letzte Feiertag im Mai, Pfingstmontag, brachte ebenfalls einen Preissturz mit sich. Im Vergleich zum Mittwoch, den 20. Mai, den Tag mit den höchsten Börsenstrompreisen von 34,77 €/MWh, sank der Phelix Day Base um rund 43% innerhalb der nächsten vier Tage. Am Pfingstsonntag mussten nur noch 19,72 €/MWh bezahlt werden.

Windwärts nimmt neuen Windpark in Betrieb

Meilenstein von 150 realisierten Anlagen erreicht

Der Windpark Copenbrügge wurde etwa 40 km südwestlich von Hannover im Landkreis Hameln Pyrmont durch die Windwärts Energie GmbH erfolgreich in Betrieb genommen. Die sieben Enercon E-101 mit einer Gesamtbauhöhe von 185 m und einer Leistung von insgesamt 21,35 MW werden jährlich ca. 43 Mio. kWh klimafreundlichen Strom produzieren. Dabei werden sie den Ausstoß von ca. 33.500 t CO₂ pro Jahr vermeiden. In der zweiten Maiwoche wurden die Anlagen vollständig an das Netz der Westfalen Weser Netz AG angeschlossen. Der Betreiber des



Windparks ist die Beteiligungsgesellschaft CEE aus Hamburg. Diese hat den Projektentwickler ebenfalls zukünftig mit der technischen Betriebsführung beauftragt. Copenbrügge ist das erste abgeschlossene Projekt durch Windwärts seit Eingliederung in die MVV Energie Gruppe. Außerdem wurde durch den Bau der sieben Anlagen der Meilenstein von 150 realisierten Windenergieanlagen durch Windwärts erreicht.

Die Zukunft Prokons nimmt weiter Gestalt an

EnBW setzt sich gegenüber der Capital Stage AG durch

Die Energie Baden-Württemberg AG (EnBW) hat sich im Bieterwettbewerb um das insolvente Windenergie- und Stromversorgungsunternehmen Prokon gegenüber Capital Stage AG durchgesetzt. EnBW hatte mit 550 Mio. € ein um 40 Mio. € höheres Gebot abgegeben als der bundesweit größte Betreiber von Solarkraftwerken. Als Alternative

besteht weiterhin die Möglichkeit, das Unternehmen Prokon als Genossenschaft mit vielen Anteilseignern in Eigenregie weiterzuführen. Dies hätte zur Folge, dass die rund 75.000 ehemaligen Genussrechteinhaber ihre Rückzahlungen nicht direkt, sondern erst bis zum Jahr 2030 gestaffelt erhalten würden. Die Höhe der Rückzahlungen wäre allerdings vom zukünftigen Erfolg Prokons abhängig. Für welche Lösung letztlich abgestimmt wird, entscheiden die 100.000 Gläubiger von Prokon Anfang Juli. EnBW hat konkret das Ziel, das Windenergiegeschäft samt den 300 zugehörigen Mitarbeitern von Prokon zu übernehmen. Dies hätte zur Folge, dass die derzeitige EnBW-Windkraftleistung von rund 200 MW durch das Prokon-Portfolio um 540 MW erweitert werden würde. Darüber hinaus befinden sich laut Dirk Güsewell, Leiter der EnBW-Geschäftseinheit Erzeugung, momentan rund 4.200 MW in Prokons Projektpipeline in Deutschland, Polen und Finnland. Bei erfolgreicher Übernahme würde EnBW seinem Ziel, bis 2020 Betreiber von Windparks mit einer installierten Leistung von mindestens 1.000 MW zu sein, deutlich näher kommen.

Baustopp für Windenergie in Schleswig-Holstein

Ausnahmen-Katalog ist in Arbeit

Anfang des Jahres wurden durch einen Gerichtsentscheid die Regionalpläne zum kontrollierten Windkraftausbau in Schleswig-Holstein gekippt. Seitdem konnten Grundstückseigentümer und Investoren beliebig den Bau von Windparks beantragen, sofern sie die allgemeingültigen Vorgaben, so zum Beispiel Abstandsregeln, einhalten. Um diese Rechtslücke zu schließen, wurde durch die Koalitionsfraktionen und die CDU ein von der Landesregierung angeregter Gesetzesentwurf vorgelegt, der den weiteren Ausbau der Windenergie für zwei Jahre untersagt. Nach der ersten und zweiten Lesung im Landtag in Kiel ist das Gesetz nun verabschiedet worden. Allerdings wird es einen Ausnahmen-Katalog geben, der durch das Klimaschutzministerium um Robert Habeck (Bündnis 90/Grüne) erarbeitet werden soll. Dieser wird regeln, wann Windkraftanlagen dennoch errichtet werden dürfen.

Schwaches Wachstum des Thüga-Windenergieanlagenbestands in 2014

Künftig wird auf eigene Projektentwicklung gesetzt

Ein Joint Venture von 46 Unternehmen der Thüga-Gruppe, die Thüga Erneuerbare Energien, hat derzeit ein Portfolio von 111 Windkraftanlagen mit einer kumulierten Leistung von 207 MW in

sieben Bundesländern. Das angestrebte Wachstum des Erneuerbaren Sektors hat aber vor allem im Vorjahr stark stagniert, sodass nur 3 MW Leistung hinzugekommen sind. Grund dafür ist nach Angaben der Thüga eine durch die Politik ausgelöste Investitionsrallye bei Neuanlagen. Deshalb plant das Joint Venture in Zukunft eine eigene Projektentwicklung aufzubauen und so das Portfolio um weitere 200 MW zu steigern. Auch die Beteiligung an Offshore-Windparks wird derzeit untersucht.

E.ON SE plant neuen Offshore-Windpark im Ärmelkanal

Britische Green Investment Bank wird Partner

Deutschlands größter Energiekonzern E.ON SE plant, den neuen Offshore-Windpark „Rampion“ im Ärmelkanal 13 km vor der Küste des britischen Sussex zu errichten. Die 116 Anlagen des Typs Vestas V112-3,45 MW sollen jährlich insgesamt 1.300 GWh erneuerbaren Strom einspeisen und so ca.

300.000 Haushalte versorgen können. Die erste Windturbine des Projekts wird voraussichtlich im ersten Quartal 2017 durch Vestas ausgeliefert. An dem 1,9 Mrd. €-Projekt will sich die britische Green Investment Bank mit 327 Mio. € beteiligen. Mit dem Bauvorhaben im Ärmelkanal wird das deutsche Ostseeprojekt „Arkona-Becken Südost“, das sich ebenfalls im Planungsstadium befindet, nach hinten verschoben. In diesem Jahr noch wird die Inbetriebnahme des 288 MW-Windparks „Amrumbank West“ in der Nordsee erwartet. E.ON SE ist derzeit nach eigenen Angaben der drittgrößte Betreiber von Offshore-Windparks weltweit, mit einer Gesamtleistung von 1,2 GW und weiteren 507 MW in Planung.

Zwei neue Offshore-Windparks in der Nordsee gehen ans Netz

Gemeinsam haben sie mehr als 500 MW Leistung

In den vergangenen Wochen sind gleich zwei neue Offshore-Windparks ans



Netz gegangen. „Dan Tysk“ besteht aus 80 Windkraftanlagen mit einer Gesamtleistung von 288 MW. Der andere Windpark „Nordsee Ost“ hat eine Nennleistung von 295 MW, die von insgesamt 48 Windkraftanlagen bereitgestellt werden. Nordsee Ost wurde gemeinsam mit der Konverterplattform „HelWin alpha“ am 11. Mai in Betrieb genommen. Diese bildet den Anfang der 130 km langen Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitung, die einen verlustfreien Transport des erneuerbaren Stroms an Land gewährleistet. Beide Windparks befinden sich vergleichsweise weit entfernt von der Küste. Dan Tysk liegt rund 70 km westlich von Sylt, Nordsee Ost rund 35 km nördlich von Helgoland entfernt. Gemeinsam produzieren die beiden Windparks genug Strom, um den Bedarf von 700.000 Haushalten zu decken. Erst Ende 2014 wurde der Meilenstein von 1.000 MW installierter Offshore-Windleistung erreicht. Bis zum Ende dieses Jahres wird die dreifache Leistung erwartet. Das starke Wachstum der Offshore-Windenergie-Branche geht mit hohen Investitionen einher. So wird bis Ende 2015 mit einem Investitionsvolumen von insgesamt 13 Mrd. € gerechnet.



Direktvermarktung nimmt wieder zu

Gesetzliche Fernsteuerbarkeit hat nur vorübergehende Delle verursacht

Die vier Übertragungsnetzbetreiber Amprion, TenneT, TransnetBW und 50Hertz melden für den Mai wieder steigende Zahlen in der Direktvermarktung von EEG-Anlagen via Marktprämie. So befinden sich zurzeit 46.200 MW im Direktvermarktungspool, was rund 2,5% weniger sind als noch im März. Dieser Rückgang ist durch die entfallenen Anlagen, aufgrund der gesetzlich festgelegten Pflicht zur Fernsteuerbarkeit von EEG-Anlagen, entstanden. So sind zum Beispiel bei der Onshore-Windkraft Anlagen mit einer Gesamtleistung von 1.700 MW entfallen, da sie nicht rechtzeitig auf Fernsteuerbarkeit umgerüstet wurden. Es ist davon auszugehen, dass bei den momentanen monatlichen Wachstumswerten die 50.000 MW Schwelle im Direktvermarktungspool via Marktprämie schon im September erreicht wird. Zeitgleich sinkt das Interesse an der sonstigen Direktvermarktung, wo im Mai nur noch 175 MW Leistung bereitstanden.

Geplante CO₂-Marktreserve nimmt erste Hürde

Ziel ist ein angemessener Preis der CO₂-Zertifikate

Die geplante Einführung der Marktstabilitätsreserve und ihr Start ab 2018 wurden durch den Ausschuss der Ständigen Vertreter der 28 EU-Mitgliedsstaaten angenommen. Demnach wird der massive Überschuss an EU-Emissionsrechten über das Backloading aus dem Markt genommen und der Stabilitätsreserve zugeführt. Zurzeit gibt es insgesamt 900 Mio. Zertifikate. Damit das Gesetz in Kraft tritt, muss weiterhin der Umweltausschuss im EU-Parlament dem Beschluss zustimmen. Darauf folgend muss das Plenum des EU-Parlaments voraussichtlich Anfang Juli den Gesetzestext absegnen. Abschließend ist eine Zustimmung der Regierungsvertreter der EU-Staaten erforderlich.

Aktuelle PwC-Studie zu den Stadtwerke-Bilanzen

PwC rät zum Umdenken bei der Finanzierung

Die aktuelle Studie „Finanzwirtschaftliche Herausforderungen der Energie- und Versorgungsunternehmen“ vom Beratungsunternehmen PwC zeigt auf, dass mehr als 60% der 223 untersuchten Unternehmen die ausstehenden Investitionen im Zusammenhang mit der Energiewende nicht selbst finanzieren können. Weiterhin weisen 25% kritische Finanzkennzahlen auf. Die

vorwiegend untersuchten Stadtwerke stehen aktuell vor der Aufgabe die Netzinfrastruktur auszubauen sowie auf die profitableren Erneuerbaren Energien umzuschwenken. Außerdem nimmt der Wettbewerb um Kunden stetig zu, da es kontinuierlich mehr Anbieter gibt. Trotz des Wachstums der EBITDA-Marge um 2,5% im Vergleich von 2012 zu 2013 hat die Bruttofinanzverschuldung zugenommen. Deshalb haben sich auch die Bilanzstruktur und die Finanzierungsfähigkeit der Energie- und Versorgungsunternehmen (EVU) weiter verschlechtert. PwC rät bei der Finanzierung zu einem Umdenken. Demnach sollten sich die EVU bei der Finanzierung am gesamten Kapitalbedarf orientieren und weniger an einzelnen Projekten, was bisher zu steigenden Verbindlichkeitsquoten geführt hat.

Haftungsausschluss & Copyright:

Sämtliche Informationen des 4initia Newsletters wurden mit höchster Sorgfalt erstellt. Für die Vollständigkeit, Richtigkeit und Aktualität der Daten kann jedoch keine Gewähr übernommen werden. Alle Inhalte des 4initia Newsletters sind urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung außerhalb der engen Grenzen des Urheberrechts ist ohne Zustimmung von der 4initia GmbH unzulässig. Dies gilt insbesondere für Vervielfältigungen, Speicherung in elektronischen Systemen und das Weiterleiten per E-Mail.