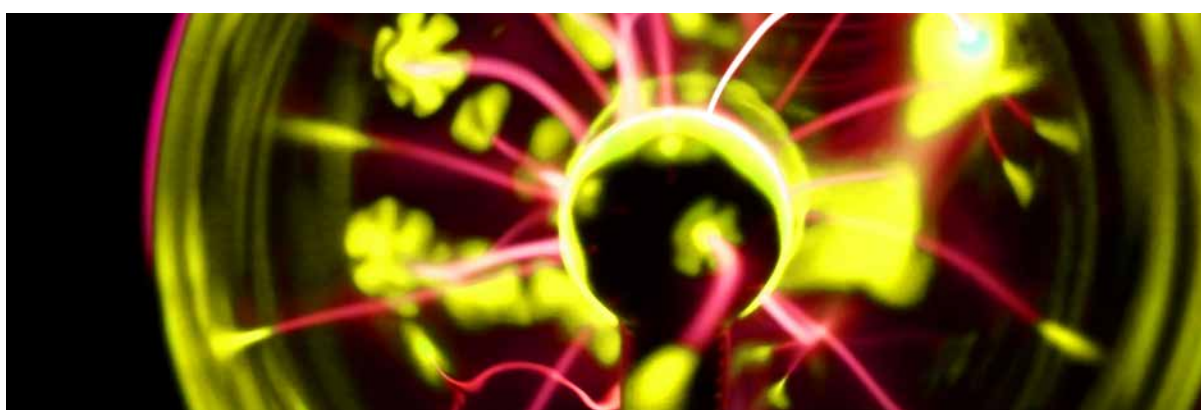


Finance & Accounting Forum Aktuelles für Führungskräfte



Inhalt

- 2 Editorial
- 3 Mit Sonne Betriebskosten sparen – mehr Unabhängigkeit von steigenden Strompreisen
- 4 Erneuerbare Energien 2.0 – Innovation rückt wieder in den Fokus
- 5 Auswirkungen der Entflechtung von Fernleitungsnetzbetreibern
- 7 Empfehlungen für die Erstellung der Anträge auf Beihilfe zur Strompreiskompensation
- 9 Bewertung von Öl- und Gasfeldern für IFRS 3-Aufgaben – Was für eine Rolle spielen Steuern?
- 11 Fazit
- 12 Veranstaltungen/Publicationen

Editorial



Prof. Dr. Frank Beine
Tel: +49 (0)511 3023 202
fbeine@deloitte.de

Diese Ausgabe unseres Finance & Accounting Forums dreht sich um Energie. Um regulierte Energie. Die Bedeutung dieses nur scheinbar selbstverständlichen Einsatzprodukts hat niemand besser auf den Punkt gebracht als Kurt Bock in der Jubiläumsausgabe der Chemical Week (9/2014): „Germany’s infamous Energie-wende ... is an example of how conditions for industry can change overnight: Politicians revise the framework in which industry acts, the energy supply is no longer secure, and prices rise. Unexpected situations and an unsteady environment have now become part of everyday life for our industry.“ Abnehmer und Erzeuger von Energie sind dadurch gleichermaßen belastet, und den CFO trifft es in der Planung, in der Bewertung von Assets, im Risikomanagement und in weiter steigenden Reportingverpflichtungen.

Veränderungsdruck ist daher auch das zentrale Stichwort von Thomas Schlaak in seinem Beitrag zu Erneuerbaren Energien 2.0. Eine harte Konsolidierungswelle habe die Branche erwachsen werden lassen. Während Modul- und Zellherstellung in Low Cost Countries abgewandert seien, rückten auf Technologie basierende Geschäftsmodelle wieder in den Vordergrund. Differenzierung und Innovation müssten der Erfolgstreiber sein, und im Fokus stehe die Senkung der Stromgestehungskosten im Vergleich zu anderen Stromquellen.

Hoffnung darauf macht unser Gastautor Maik Brüsckle von der SMA Solar Technology AG. Selbst erzeugter Strom aus eigenen Fotovoltaikanlagen sei ein effektives Mittel, um Betriebskosten zu sparen und sich gegen weiter steigende Strompreise abzusichern. Voraussetzung dafür sei eine individuelle Anlagenplanung und -auslegung. Wesentliche Einflussfaktoren sind die Eigenverbrauchsquote, Standort und Ausrichtung sowie die Effizienz der Fotovoltaikanlage. Immer größere Bedeutung gewinnen auch die Kombination und kommunikative Kopplung der Systeme bei vielfältiger werdenden Energiequellen.

Ob die zunehmende Regulierung zur Senkung der Energiekosten beiträgt, bleibt weiterhin fraglich. Thorsten Schwibinger und Valerie Rauova zeigen die ambivalenten Auswirkungen der Entflechtung von Fernleitungsnetzbetreibern auf. Gut gemeint sollte die Unabhängigkeit des Netzbetriebs von der Gasverkaufstätigkeit einen diskriminierungsfreien Netzzugang, höhere Transparenz

und belebten Wettbewerb bewirken. Das primär umgesetzte Konzept des sog. Independent Transmission Operators hat jedoch zunächst einmal höhere Kosten durch den Aufbau zusätzlicher Ressourcen und die Zerstörung von Synergieeffekten gebracht. Die Netzentgelte haben sich daher tendenziell sogar erhöht. Optimisten sehen darin den Preis für ein erweitertes Leistungsangebot.

Geld zurück gibt es für die Unternehmen, die ihre Anträge auf Erstattung indirekter CO₂-Kosten erfolgreich abgeben. Hans-Jürgen Ziegenbein warnt in seinem Beitrag vor den Stolperfallen auf dem Weg zum Hochladen der Anträge in das Formularmanagementsystem der Deutschen Emissionshandelsstelle: Strom für Infrastrukturanlagen, Verteilung von Sickerverlusten, Produktionsmengen für Benchmarkprodukte und inkonsistente Abrechnungen sind typische Problemfelder. Die Komplexität des Antrags hätten viele Unternehmen und Wirtschaftsprüfer unterschätzt. Da für 2014 noch keine Fristverlängerung gewährt sei, müsse die Abgabe im knappen Zeitraum bis zum 30. März 2015 gut geplant werden.

Dass im Hinblick auf die überbordende Regulierung des Energiesektors mittlerweile selbst die Ermittlung des „richtigen“ Gewinns zur Herausforderung wird, zeigen Rainer Bätz und Renata Burlacu in ihrem Beitrag zur Bewertung von Öl- und Gasfeldern. Werden Explorations- und Produktionsgesellschaften für Erdöl und Erdgas erworben, müssen für den Konzernabschluss Kaufpreisallokationen durchgeführt werden, in deren Folge die aufgewerteten Assets künftig hohe planmäßige und außerplanmäßige Abschreibungen verursachen können. Dabei führen die hohen steuerlichen Gesamtbelastungen aus Sondersteuersätzen für die Energiewirtschaft von bis zu 78% in Norwegen und andere steuerliche Sonderregelungen zu außergewöhnlichen Konstellationen. Allein durch passive latente Steuern können extrem hohe, rein rechnerische Goodwills entstehen, die die Unternehmen schon unmittelbar nach Erwerb mit ganz konkreten, ergebniswirksamen Abschreibungen bedrohen. Das Autorenteam plädiert deshalb für klärende Sonderregelungen. Die E&P Unternehmen seien mit den allgemeinen Regelungen des IFRS 3 nicht sinnvoll zu erfassen.

Wir wünschen Ihnen eine anregende Lektüre und freuen uns auf Ihr Feedback.

Mit Sonne Betriebskosten sparen – mehr Unabhängigkeit von steigenden Strompreisen

Seit vielen Jahren kennen die Stromkosten nur eine Richtung: nach oben. Dieser Trend wird voraussichtlich auch zukünftig anhalten. Die Kosten der Stromerzeugung mit Fotovoltaik sinken dagegen kontinuierlich. Gerade für Gewerbebetriebe, die einen sehr großen Teil der mit Fotovoltaik erzeugten Energie direkt nutzen können, lohnt sich die Investition in eine Solarstromanlage aufgrund der niedrigeren Stromgestehungskosten in vielen Fällen schon heute. Die umweltfreundliche Stromerzeugung macht nicht nur unabhängiger von steigenden Stromkosten, sondern schafft gleichzeitig auch ein positives Image für das Unternehmen.

Ob produzierendes Gewerbe, Supermarkt oder Bürogebäude, in den meisten Fällen ist der Strombedarf zum Betrieb von Maschinen, Kühlungs- und Klimaanlage in den Tagesstunden am höchsten. Die Spitze des Strombedarfs fällt also genau in die Zeit, in der Fotovoltaikanlagen am meisten elektrische Energie erzeugen. Dies ist bereits eine entscheidende Voraussetzung für die effiziente Nutzung von selbst erzeugtem Solarstrom. Ob und wie sich die eigene Stromerzeugung mit Fotovoltaik für einen Betrieb auszahlt, ist darüber hinaus von weiteren Faktoren abhängig. Daher ist eine individuelle Betrachtung notwendig.

Individuelle Anlagenplanung und -auslegung

Um die Stromkosten effektiv zu senken und planbar zu machen, kommt es darauf an, dass möglichst viel Strom selbst verbraucht, also eine hohe Eigenverbrauchsquote erzielt wird. Daher ist es zunächst wichtig, die Größe der Fotovoltaikanlage am Stromverbrauch und am speziellen Lastgang des Unternehmens auszurichten. Bei überdimensionierten Anlagen kann nur ein verhältnismäßig geringer Anteil des Stroms selbst genutzt werden. Zu kleine Anlagen schöpfen dagegen das Kostensenkungspotenzial durch den selbst erzeugten Solarstrom nur unzureichend aus.

Standort und Ausrichtung der Fotovoltaikanlage beeinflussen die Erzeugungslleistung und die tageszeitliche Verteilung des Erzeugungsschwerpunkts. So produziert eine nach Süden ausgerichtete Fotovoltaikanlage in den Mittagsstunden am meisten Strom. Eine Ost-West-Ausrichtung sorgt dagegen auch morgens und abends für viel direkt nutzbaren Solarstrom. Eine gute Anlagenplanung richtet sich also auch daran aus, wann im Unternehmen am meisten Strom benötigt wird.

Mit einer gut geplanten und umgesetzten Solarstromanlage lassen sich nicht selten Eigenverbrauchsquoten

von 90 bis 100 Prozent erreichen. So hat etwa der Polstermöbelhersteller himolla im bayerischen Taufkirchen/Vils im Dezember 2013 auf den Produktionsgebäuden eine Fotovoltaikanlage in Betrieb genommen, deren Strom zu über 90 Prozent direkt genutzt werden kann. Bei einer jährlichen Stromrechnung von rund 900.000 Euro bedeutet dies ein Einsparpotenzial von rund 150.000 Euro.

Total Cost of Ownership reduzieren und Anlagen-Performance maximieren

Wie hoch das Einsparpotenzial durch den Eigenverbrauch von Solarstrom ist, hängt neben Standortfaktoren und Verbrauchsprofil des Unternehmens insbesondere von der Effizienz der Fotovoltaikanlage ab. Eine hoch effiziente Eigenverbrauchsanlage, die für eine Betriebsdauer von 20 Jahren ausgelegt ist, trägt langfristig zur Planbarkeit der Betriebskosten bei. Für eine maximale Performance der Fotovoltaikanlage ist es wichtig, dass alle Komponenten aufeinander abgestimmt, qualitativ hochwertig und technologisch ausgereift sind. Kernstück jeder Fotovoltaikanlage und entscheidend für einen hohen Ertrag sind der Wechselrichter sowie die Systeme zum Energiemanagement. Der Wechselrichter wandelt nicht nur den in den Solarzellen erzeugten Gleichstrom in Wechselstrom zur direkten Nutzung oder Einspeisung ins öffentliche Stromnetz um, sondern steuert darüber hinaus die gesamte Anlage. Das Energiemanagement erhöht durch die Abstimmung von Stromerzeugung und Verbrauch die Eigenverbrauchsquote und damit die Unabhängigkeit von steigenden Strompreisen.

Da neben der Fotovoltaik vielfach auch andere Energieerzeuger sinnvoll eingesetzt werden können, wie z.B. BHKWs oder Windkraftanlagen, wird zukünftig außerdem die Kombination und kommunikative Kopplung dieser Systeme eine wichtige Rolle spielen, um eine möglichst kostengünstige Energieerzeugung zu gewährleisten.

Fazit

Selbst erzeugter Strom aus der eigenen Fotovoltaikanlage kann für Unternehmen ein effektives Mittel sein, um Betriebskosten zu sparen und sich gegen weiter steigende Strompreise abzusichern. Da in jeder Anlage verschiedene Einflussfaktoren zum Tragen kommen, sind eine individuelle Anlagenplanung und -auslegung sowie flexible und optimal auf das Projekt abgestimmte, qualitativ hochwertige Systemlösungen entscheidend für einen effizienten Anlagenbetrieb mit maximaler Performance.



Maik Brüscke

Head of Product Group
Solutions Commercial
SMA Solar Technology AG
Tel: +49 (0)561 9522 424277
maik.brueschke@sma.de

Erneuerbare Energien 2.0 – Innovation rückt wieder in den Fokus



Dr. Thomas Schlaak
Tel: +49 (0)40 32080 4894
tschlaak@deloitte.de



Dr. Florian Klein
Tel: +49 (0)69 9713 7386
fklein@deloitte.de

Die Erneuerbaren Energien haben in den meisten entwickelten Volkswirtschaften über die letzten Jahre eine lange Phase der Konsolidierung durchlebt.

Doch die Finanzkrise in Europa, eine stagnierende oder sogar fallende Nachfrage nach Energie in einigen Märkten sowie das Zurückfahren von Anreizen zur Entwicklung der alternativen Energien haben bewirkt, dass viele Marktteilnehmer ihr Engagement in der Branche umgestellt, zurückgefahren oder sogar eingestellt haben. Die aktuelle Lage vieler Unternehmen ist immer noch nicht einfach. Wir sehen gerade auch in unserer Beratungstätigkeit viele Effizienzprogramme, Kostensenkungsprogramme und Restrukturierungsprogramme. Andererseits deuten mittlerweile die Vorzeichen in Deutschland und anderen wichtigen Märkten wieder auf Wachstum. Das neue EEG in Deutschland und ein Abflauen der Krise in Europa sind wichtige Signale für die mittelfristige Entwicklung des Sektors.

Durch die Krise zur Reife

Mit Ausnahme der letzten Jahre sind die alternativen Energien seit Jahrzehnten immer durch Wachstum und Aufbruchstimmung geprägt gewesen und mussten nur wenige Krisen durchlaufen. Hohe Wachstumsraten in den Kernmärkten und eine großzügige Unterstützung von Pionierprojekten haben auch bewirkt, dass die Branche nicht überall effizient aufgestellt gewesen ist. Während einige Technologien, wie die Fotovoltaik oder On-Shore-Windkraft, in den Absatzzahlen spektakulär wuchsen, waren viele Unternehmen nicht optimal ausgerichtet, zum Beispiel mit Blick auf ihr Technologie- und Produktportfolio, ihre Hauptabsatzmärkte oder auf der operativen Seite. Insofern war die letzte Krise ein Katalysator zur Neuaufrichtung der Branche. Wir sehen jetzt klarer, welche Technologien Vorteile haben, welche Geschäftsmodelle funktionieren und wie der Preissetzungsmechanismus der Zukunft aussehen sollte. Der Sektor ist insgesamt professioneller und effizienter. Die Branche wird erwachsen.

Die deutschen Erneuerbaren Energien haben sich dabei je nach Sektor unterschiedlich entwickelt. Zum Beispiel sind, bis auf wenige Ausnahmen bei speziellen Technologien, deutsche Unternehmen im Solarsektor weltweit nicht mehr vorne mit dabei, gerade was die Modul- und Zellherstellung angeht. Diese Entwicklung scheint vergleichbar mit der Evolution der Halbleiterindustrie der achtziger und neunziger Jahre, wo andere Länder Deutschland und Europa als Weltmarktführer abgelöst haben. Auf lange Sicht scheint es unwahrscheinlich, dass heimische Unternehmen dem internationalen Kostendruck standhalten können. Dadurch rückten zwingend die Technologie als solche sowie auf

Technologie basierende Geschäftsmodelle als Differenzierungsfaktor wieder in den Vordergrund.

Der Blick nach vorne

Zunächst werden Unternehmen klarer für sich definieren, in welchen Kunden- und Produktmärkten sie ein wirkliches „Right-to-win“ haben und sich auf diese konzentrieren. Das heißt entsprechend, dass ein Aufbau von Strukturen im Vorgriff auf Wachstum nur begrenzt stattfindet. Andererseits konzentrieren sich Unternehmen auf die wesentlichen Aufgaben und verkürzen damit die Wertschöpfungskette bei sich. Folgerichtig ist weiterhin Kostendisziplin gefordert, nicht nur im Personalbereich, sondern bei Anlagenherstellern auch gerade im Bereich der direkten Materialkosten.

Für die Unternehmen der Branche Erneuerbare Energien ist das kein leichter Prozess. In jedem Einzelfall ist es wichtig zu entscheiden, wie die passende Differenzierungsstrategie aussieht und welches der Kernmarkt des Unternehmens wirklich ist. Strategen müssen zur Zeit der Versuchung widerstehen, so viel wie möglich von dem erwarteten Marktwachstum mitnehmen zu wollen. Fokus und Differenzierung sind der Schlüssel zu einer langfristig erfolgreichen Positionierung.

Das neue EEG trägt über die Absenkung von Einspeisetarifen, aber auch insbesondere durch die sukzessive Einführung eines wettbewerblichen Ausschreibungsmechanismus für Wind- und Solarprojekte in Deutschland ganz wesentlich dazu bei, dass der Veränderungsdruck in der Branche hoch bleibt. Entsprechend arbeiten viele Unternehmen an einer solchen Repositionierung und haben Programme hierfür aufgesetzt.

Fazit

Das nächste große Thema für das Topmanagement ist nun wieder Innovation. Zentrale Zielsetzung ist die weitere Senkung der Stromgestehungskosten im Vergleich zu anderen Stromquellen. Reifere Technologien wie Fotovoltaik und Windenergie werden dabei eher inkrementelle technologische Verbesserungen sehen und sich daher in kleinen Schritten weiterentwickeln. Weniger reife Technologien wie die Solarthermie oder Speichertechnologien haben noch größeres Potenzial für einen Entwicklungssprung. Dabei sollten Unternehmen nicht nur auf verbessertes Engineering und neue Werkstoffe setzen. Wesentliche Hebel sind zudem die digitale Revolution durch Big-Data-Anwendungen, z.B. bei der Windparksteuerung, oder eine Neuformulierung der Geschäftsmodelle zur Senkung der Transaktionskosten zwischen Projektentwicklung und Betrieb.

Auswirkungen der Entflechtung von Fernleitungsnetzbetreibern

Mit der Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) im Jahr 2011 wurden die Regelungen zur Entflechtung von Fernleitungsnetzbetreibern verschärft. Bis zum 3. März 2012 mussten betroffene vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen eine von drei Entflechtungsoptionen umsetzen, um die Unabhängigkeit des Netzbetriebs insbesondere von den Gasverkaufstätigkeiten zu erreichen. Ziel der Reform war die Ermöglichung eines diskriminierungsfreien Netzzugangs für Transportkunden, die Erhöhung der Transparenz sowie die Belebung des Wettbewerbs unter den Netzbetreibern. Für die Praxis bedeuteten die erforderlichen Umstrukturierungen nicht nur enorme Anstrengungen, sondern auch hohe zusätzliche Kosten. Am Beispiel von Fernleitungsnetzbetreibern werden die Auswirkungen der Entflechtung in der Praxis dargestellt und untersucht, ob die Ziele der Regulierung erreicht wurden.

Was sind (Fernleitungs-)Netzbetreiber und welche Aufgaben haben sie?

Netzbetreiber im Sinne des EnWG sind Betreiber von Elektrizitäts- sowie Gasversorgungs- und -verteilernetzen. Fernleitungsnetzbetreiber im Speziellen sind Betreiber von Gashochdruckfernleitungsnetzen, „die Grenz- oder Marktgebietsübergangspunkte aufweisen, die insbesondere die Einbindung großer europäischer Importleitungen in das deutsche Fernleitungsnetz gewährleisten“.¹ Ihre Aufgabe besteht insbesondere in der Fernleitung von Erdgas, um die Versorgung von Kunden zu ermöglichen – nicht jedoch die Versorgung der Kunden selbst –, sowie in dem Betrieb, der Wartung und dem Ausbau des Netzes.² Vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen sowie rechtlich selbstständige Betreiber von Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetzen, die mit einem solchen vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen verbunden sind, sind gemäß § 6 Abs. 1 EnWG zur Entflechtung des Transportnetzes verpflichtet.

Rechtliche Rahmenbedingungen zur Entflechtung von Fernleitungsnetzbetreibern

Im Rahmen der Umsetzung der Richtlinien 2009/72/EG und 2009/73/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und für den Erdgasbinnenmarkt wurde im August 2011 das Energiewirtschaftsgesetz novelliert. Durch die neuen Regelungen sollte ein diskriminierungsfreier Netzzugang erreicht, Transparenz geschaffen und der Wettbewerb

belebt werden. Damit einher ging eine Verschärfung der Regelungen zur Entflechtung der Fernleitungsnetzbetreiber. Die neuen Regelungen verpflichteten die Fernleitungsnetzbetreiber zur Umsetzung einer von drei möglichen Entflechtungsoptionen: Eigentumsrechtliche Entflechtung (Ownership Unbundling, OU), Unabhängiger Systembetreiber (Independent System Operator, ISO) und Unabhängiger Transportnetzbetreiber (Independent Transmission Operator, ITO).

Bis 2013 wurden von der Bundesnetzagentur 15 Fernleitungsnetzbetreiber nach § 4a EnWG z.T. unter Auflagen zertifiziert. Erwartungsgemäß hat die überwiegende Mehrheit das Modell des ITO i.S.d. § 10 EnWG umgesetzt. Dieses Modell wurde durch die Mitgliedsstaaten selbst, unter Führung von Deutschland und Frankreich, erfolgreich vorgeschlagen.³ Dabei wird die Unabhängigkeit im Wege der „Vollausstattung“ des unabhängigen Fernleitungsnetzbetreibers mit eigenen Ressourcen und Entscheidungskompetenz erlangt. Nur wenige Fernleitungsnetzbetreiber haben die eigentumsrechtliche Entflechtung umgesetzt, bei der die Unabhängigkeit durch den Zwangsverkauf der Unternehmensbeteiligung des vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens erreicht wird. Unabhängige Systembetreiber wurden nicht zertifiziert. Bei diesem Modell erfolgt eine Quasi-Enteignung des Fernleitungseigentümers, der die Verfügungsmacht, nicht aber das zivilrechtliche Eigentum, über das Fernleitungsnetz an den unabhängigen Systembetreiber überträgt.⁴

Folgen der Entflechtung: Ausgewählte Auswirkungen auf die Praxis

Im Rahmen des ITO-Modells wird die Unabhängigkeit des Transportnetzbetreibers durch dessen Vollausstattung erreicht. Dies beinhaltet zum einen die Übertragung des mittel- oder unmittelbaren Eigentums am Fernleitungsnetz an den ITO. Zum anderen ist der unabhängige Transportnetzbetreiber angemessen mit finanziellen, technischen, materiellen und personellen Ressourcen auszustatten. Jedwede Verbindung zum vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen wie etwa personelle Verflechtungen, Dienstleistungsbeziehungen oder die gemeinsame Nutzung von Ressourcen, wie Geschäftsräume, Informationstechnologie und bestimmte Dienstleistungsunternehmen, ist zur Stärkung der Unabhängigkeit und zur Gewährleistung der infor-



Thorsten Schwibinger
Tel: +49 (0)511 3023 195
tschwibinger@deloitte.de



Valerie Rauova
Tel: +49 (0)511 3023 183
vrauova@deloitte.de

¹ Vgl. § 3 Nr. 5 und 19 EnWG.

² Vgl. § 3 Nr. 5 und 19 EnWG.

³ Vgl. Schmidt-Preuß: OU – ISO – ITO: Die Unbundling-Optionen des 3. EU-Liberalisierungspakets, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, Recht, Technik und Umwelt, September 2009.

⁴ Vgl. Schmidt-Preuß: OU – ISO – ITO: Die Unbundling-Optionen des 3. EU-Liberalisierungspakets, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, Recht, Technik und Umwelt, September 2009.

mationellen Entflechtung von Netzkundendaten und Netzinformationen zu beenden. Zur Vermeidung einer Verwechslung des ITO mit dem vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen sind die Firma und die Markenpolitik zu ändern. Die Verselbstständigung der Fernleitungsnetzbetreiber führte in der Praxis zum Aufbau zusätzlicher Ressourcen und der Zerstörung von Synergieeffekten. Neben hohen einmaligen Kosten des Aufbaus einer eigenständigen Organisation stiegen auch die laufenden Aufwendungen zur Unterhaltung der geschäftsnotwendigen Prozesse und des Personals.

Darüber hinaus werden die gesellschaftsrechtlichen Mitwirkungs- bzw. Weisungsrechte durch die neuen Entflechtungsvorschriften eingeschränkt.⁵ Das vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen darf weder mittel- noch unmittelbar Einfluss auf das laufende Geschäft, den Netzbetrieb oder die notwendigen Tätigkeiten zur Erstellung des Netzentwicklungsplans des unabhängigen Transportnetzbetreibers nehmen.⁶ Der ITO ist darüber hinaus mit der Befugnis auszustatten, zusätzliche finanzielle Mittel am Kapitalmarkt, durch Aufnahme von Darlehen oder im Rahmen einer Kapitalerhöhung durch Eintritt eines neuen Gesellschafters beschaffen zu dürfen.⁷ Auch der Aufsichtsrat des unabhängigen Transportnetzbetreibers darf weder Einfluss auf den Netzbetrieb noch die Aufstellung des zehnjährigen Netzentwicklungsplans nehmen.⁸ Einwirkungsmöglichkeiten der Gesellschafter werden dadurch auf ein Mindestmaß beschränkt.

Netzentwicklungspläne – „Investitionen in das Gemeinwohl“

Betreiber von Fernleitungsnetzen sind verpflichtet, jährlich einen gemeinsamen Netzentwicklungsplan zu erstellen und der Bundesnetzagentur vorzulegen.⁹ Dadurch sollen die Versorgungssicherheit gestärkt und bedarfsgerechte Infrastrukturinvestitionen gewährleistet werden, die sich an den volkswirtschaftlichen Versorgungserfordernissen und nicht an den Verkaufspotenzialen des vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens orientieren. Die Finanzierung der Maßnahmen steht in der Verantwortung des Netzbetreibers. Kommt er seiner Verpflichtung zur Durchführung vereinbarter Investitionen nicht nach, kann die Bundesnetzagentur ein Ausschreibungsverfahren einleiten, in dessen Rahmen die Errichtung und Finanzierung durch einen

Dritten erfolgt. Auch kann sie eine Kapitalaufstockung zur Finanzierung der notwendigen Investitionen durch einen unabhängigen Investor verlangen.¹⁰ Nach dem kürzlich der Bundesnetzagentur vorgelegten Netzentwicklungsplan Gas 2014 beträgt das Investitionsvolumen bis zum Jahr 2024 rund 3,1 Mrd. €.¹¹

Fazit: Ist die Entflechtung ein wirksames Mittel zur Zielerreichung?

Durch die Entflechtung entfällt die Möglichkeit der Quersubventionierung des Vertriebsbereichs durch Verlagerung von Gemeinkosten zu Lasten des Netzbereichs und dadurch die preisliche Diskriminierung nachgelagerter Wettbewerber. Gleichzeitig eröffnet das Gewinnmaximierungskalkül des unabhängigen Transportnetzbetreibers den Anreiz zur Gewährung eines diskriminierungsfreien Marktzugangs und zu nachfrageinduzierten Investitionen in den Netzausbau. Die theoretische Folge ist eine höhere Wettbewerbsintensität, die sinkende Netzentgelte und ein bedarfsgerechtes Angebot fördert.¹²

Tatsächlich entwickelten sich die Netzentgelte bei den unabhängigen Transportnetzbetreibern seit der Umsetzung des 3. EU-Binnenmarktpakets nicht einheitlich. Es ist jedoch eine Tendenz zu höheren Netzentgelten erkennbar. Der weit überwiegende Teil der durch die Bundesnetzagentur zertifizierten unabhängigen Transportnetzbetreiber verzeichnete allein seit dem Jahr 2012 einen Anstieg der Netzentgelte im zweistelligen Prozentbereich. Dieser setzt sich zum einen direkt aus einem erhöhten spezifischen Entgelt und zum anderen aus der Erhebung zusätzlicher Umlagen zur Finanzierung des vom Gesetzgeber gewählten Marktmodells (Investitionen in den Netzausbau, Marktgebietsplattform etc.) zusammen. Dies legt zunächst die Schlussfolgerung nahe, dass die hohen einmaligen Kosten der Reorganisation sowie die gestiegenen laufenden Kosten der Unabhängigkeit durch die positiven Wettbewerbseffekte nicht kompensiert werden konnten. Gleichwohl ist eine abschließende Beurteilung auf Basis der vorliegenden Daten nicht möglich, da die Preisentwicklung ebenfalls eine Folge des erweiterten Leistungsangebots sein könnte, beispielsweise in Form von Handelsplattformen oder Netzerweiterungsinvestitionen.

⁵ In Bezug auf die mit der Gesellschafterstellung zusammenhängenden Weisungsrechte nach § 37 Abs. 1 GmbHG.

⁶ Vgl. § 10b Abs. 2 Satz 2 EnWG.

⁷ Vgl. § 10b Abs. 1 Satz 2 EnWG.

⁸ Vgl. § 10d Abs. 2 Satz 3 EnWG.

⁹ Vgl. § 15a Abs. 1 S. 1 EnWG.

¹⁰ Vgl. Art. 22 Abs. 7 GasRL 2009.

¹¹ Pressemitteilung des Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V., Berlin, vom 1. April 2014. Quelle: http://www.fnb-gas.de/files/2014-04-01_pm_veroeffentlichung_nep_2014.pdf.

¹² Vgl. Growitsch, Müller, Stronzik: „Ownership Unbundling in der Gaswirtschaft – Theoretische Grundlagen und empirische Evidenz“ in WIK Diskussionsbeitrag Nr. 308 (Mai 2008).

Empfehlungen für die Erstellung der Anträge auf Beihilfe zur Strompreiskompensation

Die Anträge auf Erstattung indirekter CO₂-Kosten für das Kalenderjahr 2013 sind erfolgreich abgegeben worden, jedoch sind bei der Antragsabgabe für das Kalenderjahr 2014 weiterhin Probleme insbesondere zeitlicher Art zu erwarten.

Ausgangslage

Die Europäische Kommission hat im Juli 2013 der Beihilfe zur CO₂-Kompensation zugestimmt. Daraufhin hat das Bundesamt für Wirtschaft und Technologie am 23. August 2013 die Beihilferichtlinie für indirekte CO₂-Kosten geändert. Vorgesehen war, dass die betroffenen Unternehmen bis zum 30. März des Folgejahres Anträge auf Beihilfen zum Ausgleich der über den Strompreis auf die Unternehmen abgewälzten Kosten der Treibhausgasemissionen (CO₂-Kompensation) stellen können. Das gesamte Beihilfevolumen sollte sich auf maximal EUR Mio. 350 belaufen. Als Bewilligungsbehörde wurde die Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) beim Umweltbundesamt benannt. Der Antrag war von einem Wirtschaftsprüfer zu prüfen und mit einer Bescheinigung zu versehen, die ebenso wie der anzufertigende Prüfungsbericht Bestandteil des Antrags wurde.

In einer ersten Informationsveranstaltung der DEHSt Anfang Dezember 2013 in Berlin wurde der interessierten Öffentlichkeit das Antragsverfahren erläutert. Für die Abgabe des Antrags konnte für das Jahr 2013 eine Fristverlängerung auf den 30. Mai 2014 erreicht werden. Inwieweit entsprechende Fristverlängerungen für die Folgejahre bis 2020 (Auslauf des Beihilfezeitraums) auch gewährt werden, ist bisher nicht bekannt.

Anfang 2014 wurden dann durch die DEHSt veröffentlicht:

- Leitfaden zur Erstellung von Anträgen auf Beihilfen für indirekte CO₂-Kosten für das Jahr 2013
- Leitfaden zur Prüfung von Anträgen auf Beihilfen für indirekte CO₂-Kosten für das Jahr 2013 (Strompreiskompensation) durch Wirtschaftsprüferinnen und Wirtschaftsprüfer, vereidigte Buchprüferinnen und vereidigte Buchprüfer

Vom Institut der Wirtschaftsprüfer kam folgende Veröffentlichung hinzu:

- Prüfung von Angaben im Rahmen der Beantragung von Beihilfen für indirekte CO₂-Kosten (Strompreiskompensation)

Erstellung und Prüfung der Anträge für das Kalenderjahr 2013

Damit lagen im Januar 2014 die formalen Unterlagen für die Erstellung der Anträge und deren Prüfung vor und die betroffenen Unternehmen konnten mit der Vorbereitung der Unterlagen beginnen. An dieser Stelle bleibt anzumerken, dass trotz deutlicher Hinweise auf die Komplexität des Antrags und der sich daraus ableitenden Fragestellungen viele Unternehmen – aber auch viele Wirtschaftsprüfer – den zeitlichen Rahmen für die Erstellung und Prüfung der Anträge unterschätzt haben. So ist es nicht verwunderlich, dass viele Anträge erst in den letzten Maitagen 2014 über das Formularmanagementsystem der DEHSt hochgeladen und damit wirksam gestellt wurden. Von den von der DEHSt erwarteten 800 bis 1.000 Anträgen waren Anfang Mai erst einige wenige bei der DEHSt eingegangen.

Als besonders problematisch bei der Erstellung und Prüfung der Anträge haben sich dabei erwiesen:

- Die Ermittlung des Stroms für Infrastrukturanlagen (Unsicherheiten darüber, welche Infrastrukturanlagen herauszurechnen sind und/oder fehlende Aufzeichnungen/getrennte Ermittlung des jeweiligen Stromaufwands)
- Verteilung von „Sickerverlusten“ (auf alle Stromabnehmer einschließlich Infrastruktur und nicht nur auf geförderte Anlagen)
- Nicht abgestimmte interne Abrechnungen von Strom- oder Produktionsmengen, die zu Doppelzahlungen führen können
- Ermittlung der Produktionsmengen für Benchmarkprodukte, sowohl für den Bezugszeitraum als auch für den Abrechnungszeitraum, und der Darstellung der Prozesskette einschließlich möglicher Abweichungen davon
- Nicht immer lagen Uraufzeichnungsunterlagen vor, aus denen Stichproben gezogen werden konnten für die Prüfungsdurchführung (beispielsweise monatliche Erfassung der Strommengen je Zähler)
- Nicht immer waren die Vertragsverhältnisse im Konzernverbund dokumentiert; diese fehlenden Unterlagen führten zu entsprechenden Zeitverzögerungen oder machten Schätzungen erforderlich (beispielsweise Konzernmutter, die den Strom extern für alle Konzerngesellschaften einkauft, erstellt keine Rechnung mit Angaben im Sinne des § 42 EnWG [Energiewirtschaftsgesetz])
- Übertragungsfehler in das FMS



Hans-Jürgen Ziegenbein
Tel: +49 (0)511 3023 255
hziegenbein@deloitte.de

- Keine automatische Verknüpfung von Zellen gleichen Inhalts im FMS (Korrektur einer Zahlenangabe führt nicht automatisch zur Korrektur der gleichen Zahlenangabe in einer anderen Zelle, beispielsweise werden Änderungen auf Produktebene nicht automatisch auf die Anlageebene übertragen, sondern müssen getrennt nachvollzogen werden)

Die DEHSt hat sich bisher nicht zu den vorgelegten Unterlagen geäußert oder Auswertungen dazu vorgelegt, inwieweit die Erwartungen der DEHSt erfüllt wurden oder nicht. Insofern bleibt abzuwarten, ob es detaillierte Feststellungen der DEHSt zu den für 2013 abgegebenen Anträgen geben wird.

Ausblick

Für die Anträge, die für das Kalenderjahr 2014 abgegeben werden sollen, ist zunächst zu beachten, dass die DEHSt bisher keine Fristverlängerung auf den 30. Mai 2015 bekanntgegeben hat. Sollte diese allgemeine Fristverlängerung von Amts wegen nicht gewährt werden, sind die Anträge bis spätestens zum 30. März 2015 einzureichen. Im ersten Quartal des Jahres sind Unternehmen und Wirtschaftsprüfer mit der Erstellung bzw. Prüfung der Jahresabschlüsse zum Kalenderjahresende befasst. Daraus folgt, dass die Anträge auf CO₂-Kompensation in der hohen Belastungsphase der Unternehmen zu erstellen und von den Wirtschaftsprüfern zu prüfen und anschließend einzureichen sind. Dies wird eine besondere Herausforderung darstellen und Unternehmen und Wirtschaftsprüfer vor ernsthafte organisatorische Herausforderungen stellen.

Diese zeitlichen Restriktionen können nur dadurch abgemildert werden, dass sowohl Unternehmen als auch Wirtschaftsprüfer versuchen, bestimmte Erstellungs- und Prüfungshandlungen zeitlich in eine Vorprüfung vorzulegen. Dafür bieten sich vor allem folgende grundlegende Fragestellungen an, die sich auf die jeweilig betroffenen Anlagen beziehen:

- Darstellung von Veränderungen, die an den Anlagen vorgenommen wurden, und deren Auswirkungen auf den Bezugszeitraum
- Zusammenstellung der (neu erhaltenen) Genehmigungen für die Anlagen
- Beschreibung der (neuen) Produkte, die auf den Anlagen gefertigt wurden, und Abgleich mit Benchmarkprodukten
- Begehung der Anlagen

Weiterhin sollte aus Sicht des Wirtschaftsprüfers sichergestellt werden, dass sowohl bei der Vor- als auch bei der Hauptprüfung die erforderlichen Ansprechpartner auch tatsächlich vor Ort und verfügbar sind. Dies gilt insbesondere für die Verantwortlichen für die betroffenen Anlagen. Nur durch die ausreichende Verfügbarkeit der verantwortlichen Personen und die Vorverlagerung der Erstellung von Unterlagen und deren Prüfung kann sichergestellt werden, dass zeitliche Restriktionen, die sich aus der Pflicht zur Abgabe des Antrags zum 30. März 2015 ergeben, eingehalten werden können. Auch dann, wenn keinerlei Veränderungen gegenüber dem Vorjahr in den Anlagen zu verzeichnen sein werden und der Prüfungsaufwand sich dadurch gegenüber dem Vorjahr sicherlich vermindern kann, sind die zeitlichen Restriktionen zu beachten. Nur wenn Unternehmen und Wirtschaftsprüfer miteinander abgestimmt vorgehen, wird auch die Abgabe der Anträge auf Beihilfe zur CO₂-Kompensation für das Kalenderjahr 2014 erfolgreich und zeitgerecht möglich sein.

Bewertung von Öl- und Gasfeldern für IFRS 3-Aufgaben – Was für eine Rolle spielen Steuern?

Kaufpreisallokationen für Explorations- und Produktionsgesellschaften („E&P-Gesellschaften“) von Erdöl und Erdgas stellen aus steuerlicher Perspektive eine große Herausforderung dar. Die Berücksichtigung von abschreibungsbedingten Steuervorteilen sowie der Ansatz von latenten Steuern zeigen Regelungslücken des IFRS-Regelwerks auf und räumen Ermessensspielräume bei der Ermittlung des Geschäfts- oder Firmenwertes („GoF-Wert“) ein.

Erhöhte Steuerbelastung für E&P-Gesellschaften

Im Rahmen von Kaufpreisallokationen im Öl- und Gasbereich spielen steuerliche Aspekte vor allem aufgrund der erhöhten Steuerbelastung für E&P-Gesellschaften eine entscheidende Rolle. Neben den gewöhnlichen Unternehmenssteuern unterliegen E&P-Gesellschaften zusätzlich Sondersteuersätzen. In Norwegen bspw. wird für 2014 der Unternehmenssteuersatz von 27% um einen Sondersteuersatz von 51% erhöht. Die sich ergebende Gesamtsteuerbelastung von 78% führt dazu, dass die Behandlung abschreibungsbedingter Steuervorteile sowie latenter Steuern einen wesentlichen Einfluss auf die Ermittlung des GoF-Wertes hat.

Abbildung 1 zeigt einen Auszug der Gesamtsteuerbelastung für E&P-Gesellschaften in Europa zum 1. Januar 2014.

Berücksichtigung von abschreibungsbedingten Steuervorteilen

Die Fair-Value-Bewertung von Öl- und Gasfeldern sowie sonstigen identifizierten Vermögenswerten für IFRS 3-Zwecke kann mit Hilfe eines markt-, kosten-

oder einkommensorientierten Ansatzes erfolgen (IFRS 13 B5-11). Üblicherweise werden für die Bewertung von Öl- und Gasfeldern (insbesondere Lizenzen für Exploration und Produktion) einkommensorientierte Verfahren angewendet, welche auf einem Kapitalwertkalkül basieren. Ein typischer Bestandteil bei der Wertermittlung ist dabei die Berücksichtigung von abschreibungsbedingten Steuervorteilen („tax amortisation benefit“ oder „TAB“). Diese Vorgehensweise basiert auf der Annahme, dass ein erworbener Vermögenswert über seine wirtschaftliche Nutzungsdauer bzw. maximale steuerliche Nutzungsdauer abgeschrieben werden kann und somit den zukünftig zu versteuernden Gewinn des Erwerbers mindert.

Der Ansatz eines TABs hängt somit von der Frage ab, ob der identifizierte Vermögenswert nach den Vorschriften des regionalen Steuerrechts abzuschreiben ist. Im Fall eines Öl- oder Gasfeldes (bzw. entsprechender Lizenz) in Deutschland würde ein TAB berücksichtigt werden, in Norwegen hingegen nicht. In Norwegen wird durch den Petroleum Tax Act, Abschnitt 10 mit Verweis auf den Petroleum Act, Abschnitt 10-12 vorgeschrieben, dass jeder Kauf einer Lizenz – bspw. für den Betrieb einer Ölplattform – durch das norwegische Finanzministerium genehmigt werden muss. Bei der Transaktion verpflichtet sich der Käufer, die Rechte des Verkäufers zu übernehmen und an seiner Stelle den Betrieb weiterzuführen. Dies hat u.a. die Auswirkung, dass die steuerlichen Buchwerte unverändert bestehen bleiben und der Käufer somit keinen Steuervorteil durch die Akquisition erzielen kann.



Rainer Bätz

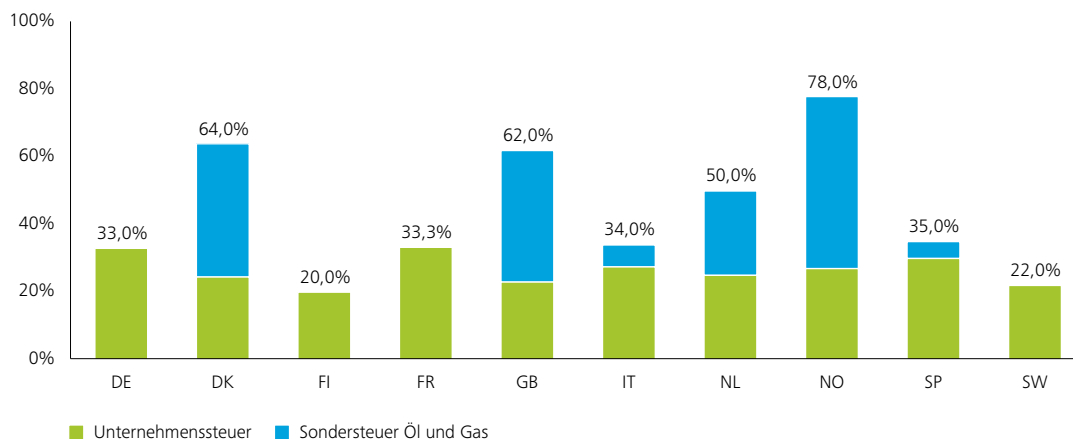
Tel: +49 (0)89 29036 8642
rbaetz@deloitte.de



Renata Burlacu

Tel: +49(0) 89 29036 8563
rburlacu@deloitte.de

Abb. 1 – Länderspezifische Steuerbelastung der Öl- und Gasindustrie



Quelle: Deloitte Analyse

Ein weiterer Diskussionspunkt in Bezug auf die Berücksichtigung eines TABs ist die Art der zugrunde liegenden Transaktion. Im Fall eines Asset-Deals (bspw. der Erwerb eines Öl- oder Gasfeldes) ist ein TAB nach herrschender Meinung einzubeziehen. Problematisch ist hingegen die Berücksichtigung des TABs bei einer als Share-Deal strukturierten Transaktion (bspw. der Erwerb einer E&P-Gesellschaft), da in diesem Fall die Steuervorteile in den meisten Fällen nicht realisiert werden können.¹ Aufgrund einer mangelnden IFRS-Regelung hängt die Angemessenheit dieser Steuervorteile von der Fragestellung ab, ob das Zeitwert-Konzept den Ansatz der Steuervorteile bekräftigt. Laut IFRS 13.9 ist der beizulegende Zeitwert definiert als „der Preis, der im Zuge eines geordneten Geschäftsvorfalles unter Marktteilnehmern am Bemessungstichtag beim Verkauf eines Vermögenswerts eingenommen würde oder bei Übertragung einer Schuld zu zahlen wäre“. Somit ist der Ansatz des TABs von der Beantwortung der Frage abhängig, ob die Marktteilnehmer die Steuervorteile als bewertungsrelevant einschätzen und diese in der Preisermittlung berücksichtigen. Da bei einem Asset-Deal die Frage bejaht wird und der Zeitwert unabhängig von der Transaktionsstruktur ist, lässt sich schlussfolgern, dass TABs auch bei einem Share-Deal zu berücksichtigen sind.

Die Berücksichtigung des TABs – im Fall der Zulässigkeit durch die lokalen steuerlichen Rahmenbedingungen – wird zudem sowohl von der amerikanischen Rechnungslegung (AICPA Practice Aid) als auch von dem deutschen Institut der Wirtschaftsprüfer (IDW RS HFA 16 und IDW S5) unterstützt.

Ansatz von latenten Steuern

Laut IFRS 3.24-25 sind im Rahmen von Kaufpreisallokationen für die erworbenen Vermögenswerte und übernommenen Schulden aktive und passive latente Steuern gemäß IAS 12 anzusetzen und zu bewerten. Die Höhe der latenten Steuern richtet sich dabei nach den temporären Differenzen zwischen den Buchwerten in den IFRS-Abschlüssen und den dazugehörigen Steuerbuchwerten.

Ähnlich wie im Fall des TABs, stellt sich auch bei den latenten Steuern die Frage, ob diese bei jeder Art der Transaktion bestehen. Während im Fall eines Share-Deals der Ansatz aufgrund einer Fortführung der Steuerbuchwerte begründet ist, findet im Fall eines Asset-Deals kein Ansatz von latenten Steuern statt. Der Hintergrund dafür besteht darin, dass bei einem Asset-Deal nicht nur die

IFRS-Buchwerte, sondern auch die dazugehörigen Steuerbuchwerte neu bewertet werden. Somit entstehen im Zeitpunkt der Erstbilanzierung keine temporären Differenzen zwischen IFRS-Abschlüssen und Steuerabschlüssen.

Interaktion von TAB und passive latente Steuern sowie deren Auswirkung auf den GoF-Wert

Werden im Rahmen einer Kaufpreisallokation sowohl ein TAB als auch passive latente Steuern berücksichtigt, gleichen sich die Auswirkungen auf den GoF-Wert – unter der Annahme keiner existierender Steuerbuchwerte – größtenteils aus. Der Differenzbetrag ergibt sich durch das Verbot, latente Steuern zu diskontieren (IAS 12.53).

Problematisch erscheint hingegen der Fall, in dem ein TAB nicht angesetzt wird (bspw. in Norwegen), latente Steuern allerdings passiviert werden. In diesem Fall führt der Ansatz von passiven latenten Steuern zu einer Erhöhung des GoF-Wertes in gleicher Höhe. Aufgrund der erhöhten Steuerbelastung für E&P-Gesellschaften (in Norwegen 78%) führt diese Vorgehensweise zu einem besonders hohen Ausweis von GoF-Werten.

Zudem resultiert bereits im Zeitpunkt des Erwerbs ein Wertminderungsrisiko für den Teil des GoF-Wertes, der allein durch die Passivierung der latenten Steuern entstanden ist. Der Grund hierfür besteht darin, dass im Rahmen der Werthaltigkeitsprüfung der Buchwert einer zahlungsmittelgenerierenden Einheit („ZGE“), welcher die passiven latenten Steuern nicht enthält, mit dem Nutzungswert der ZGE verglichen wird. Bei der Ermittlung des Nutzungswertes dürfen Ertragsteuereinzahlungen und -auszahlungen nicht berücksichtigt werden (IAS 36.50b). Ebenfalls dürfen die Vorsteuer-Cashflows nur mit einem Vorsteuerzins diskontiert werden (IAS 36.51). Im Idealfall sollte allerdings der resultierende Barwert gleich dem Barwert von Nachsteuer-Cashflows, diskontiert mit einem Nachsteuerzins, sein (IAS 36.BCZ85). Der resultierende Unterschiedsbetrag zwischen dem Buchwert und dem Nutzungswert beläuft sich somit auf die Höhe der latenten Steuern und bewirkt einen Wertminderungsbedarf.

Wie das resultierende Wertminderungsrisiko zu behandeln ist, wird von IFRS nicht thematisiert. In der Theorie sowie in der Praxis werden derzeit unterschiedliche Lösungsmöglichkeiten diskutiert, u.a. die Einbeziehung von passiven latenten Steuern in den Buchwert der ZGE.²

¹ Vgl. Kasperzak/Nestler, Zur Berücksichtigung des Tax Amortisation Benefit bei der Fair-Value-Ermittlung immaterieller Vermögenswerte nach IFRS 3, DB 2007, S. 473–474.

² Vgl. Burkard/Grüne, Goodwill Impairment – Berücksichtigung passiver latenter Steuern aus der Kaufpreisallokation?, IRZ 2011, S. 47–51.

Fazit

Die Berücksichtigung eines TABs sowie der Ansatz von latenten Steuern und deren Interaktion werden in dem IFRS-Regelwerk unzureichend thematisiert. Die Regelungslücken haben vor allem im Fall von E&P-Gesellschaften aufgrund der besonders hohen Steuersätze gravierende Auswirkungen. Nach herrschender Meinung werden derzeit TABs sowohl bei Asset-Deals als auch bei Share-Deals berücksichtigt. Es gibt allerdings Länder wie Norwegen, wo der Ansatz eines TABs unabhängig von der Transaktionsstruktur durch die steuerliche Gesetzgebung nicht möglich ist. Bei den latenten Steuern erfolgt der Ansatz allein im Fall eines Share-Deals. Die Interaktion zwischen TAB und latenten Steuern wird zudem problematisch, wenn dadurch ein GoF-Wert entsteht, der bereits bei der ersten Werthaltigkeitsprüfung einen Wertminderungsbedarf verursacht. Es wäre zu empfehlen, dass die nationalen und internationalen Standardsetter diese Fragestellungen aufgreifen und einheitliche Lösungen vorschlagen.

Aktuelle Publikationen und weiterführende Informationen

- Global Economic Outlook Q4/2014
- EPoC 2013 – European Powers of Construction, eine Studie zur Bauindustrie
- CFO-Insights: Aktuelle Themen auf der CFO-Agenda www.deloitte.com/de/cfo-insights
- CFO Survey Frühjahr 2014 – Aufschwung? Ja, aber ...
- IFRS 9 Impairment – Umfrage zur EL Wertminderung
- CIO Survey 2014
- Datenland Deutschland – Konsumenten- und Unternehmensperspektive auf Data Analytics
- A market approach for valuing wind farm assets – Global results
- Cash to Growth – Manufacturing Industry
- Celebrating Success, Achievement, and Potential of Women in Manufacturing
- China Competitiveness – Catching the next wave
- Chem 2020 – (Veröffentlichung 2. Dezember 2014)
- Big Data and Analytics in der Automobilbranche
- Global Automotive Consumer Study: Exploring consumer preferences and mobility choices in Europe
- Feedstock competitive Report 2014

Ihre Ansprechpartner

Prof. Dr. Frank Beine

WP/StB

Tel: +49 (0)511 3023 202

fbeine@deloitte.de

Dr. Thomas Reitmayr

WP/StB

Tel: +49 (0)89 29036 8621

treitmayr@deloitte.de

Koordination

Anja Papathanasis

Tel: +49 (0)511 3023 118

apapathanasis@deloitte.de

Hinweis

Bitte senden Sie eine E-Mail an faf@deloitte.de, wenn Sie Fragen zum Inhalt des Newsletters haben, wenn dieser Newsletter an andere oder weitere Anschriften gesendet werden soll oder Sie den Newsletter nicht mehr erhalten möchten.

Die Deloitte & Touche GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft („Deloitte“) als verantwortliche Stelle i.S.d. BDSG und, soweit gesetzlich zulässig, die mit ihr verbundenen Unternehmen und ihre Rechtsberatungspraxis (Raupach & Wollert-Elmendorff Rechtsanwalts-Gesellschaft mbH) nutzen Ihre Daten im Rahmen individueller Vertragsbeziehungen sowie für eigene Marketingzwecke. Sie können der Verwendung Ihrer Daten für Marketingzwecke jederzeit durch entsprechende Mitteilung an Deloitte, Business Development, Kurfürstendamm 23, 10719 Berlin, oder kontakt@deloitte.de widersprechen, ohne dass hierfür andere als die Übermittlungskosten nach den Basistarifen entstehen.

Deloitte bezieht sich auf Deloitte Touche Tohmatsu Limited („DTTL“), eine „private company limited by guarantee“ (Gesellschaft mit beschränkter Haftung nach britischem Recht), ihr Netzwerk von Mitgliedsunternehmen und ihre verbundenen Unternehmen. DTTL und jedes ihrer Mitgliedsunternehmen sind rechtlich selbstständig und unabhängig. DTTL (auch „Deloitte Global“ genannt) erbringt selbst keine Leistungen gegenüber Mandanten. Eine detailliertere Beschreibung von DTTL und ihren Mitgliedsunternehmen finden Sie auf www.deloitte.com/de/ueberUns.

Deloitte erbringt Dienstleistungen aus den Bereichen Wirtschaftsprüfung, Steuerberatung, Consulting und Corporate Finance für Unternehmen und Institutionen aus allen Wirtschaftszweigen; Rechtsberatung wird in Deutschland von Deloitte Legal erbracht. Mit einem weltweiten Netzwerk von Mitgliedsgesellschaften in mehr als 150 Ländern und Gebieten verbindet Deloitte herausragende Kompetenz mit erstklassigen Leistungen und steht Kunden so bei der Bewältigung ihrer komplexen unternehmerischen Herausforderungen zur Seite. „To be the Standard of Excellence“ – für mehr als 200.000 Mitarbeiter von Deloitte ist dies gemeinsame Vision und individueller Anspruch zugleich.

Diese Veröffentlichung enthält ausschließlich allgemeine Informationen, die nicht geeignet sind, den besonderen Umständen des Einzelfalls gerecht zu werden und ist nicht dazu bestimmt, Grundlage für wirtschaftliche oder sonstige Entscheidungen zu sein. Weder die Deloitte & Touche GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft noch Deloitte Touche Tohmatsu Limited, noch ihre Mitgliedsunternehmen oder deren verbundene Unternehmen (insgesamt das „Deloitte Netzwerk“) erbringen mittels dieser Veröffentlichung professionelle Beratungs- oder Dienstleistungen. Keines der Mitgliedsunternehmen des Deloitte Netzwerks ist verantwortlich für Verluste jedweder Art, die irgendjemand im Vertrauen auf diese Veröffentlichung erlitten hat.

Bitte beachten Sie auch unsere aktuellen IFRS-Informationen unter www.iasplus.de oder www.iasplus.com

Newsletter

- Corporate-Governance-Forum
- Financial Service News
- M&A Forum
- Business IT News
- IFRS Fokussiert

Registrieren Sie sich für die Newsletter von Deloitte unter www.deloitte.com/de/newsletter.

Alle unsere Veranstaltungen finden Sie immer aktuell unter www.deloitte.com/de/veranstaltungen.

Veranstaltungen

Executive Dinner

- mit Dr. Barbara Hendricks, 13.04.2015, Düsseldorf

Annual Shared Services, 19.–20.11.2014, Edinburgh

Chemicals Think Tank, 11.12.2014, Düsseldorf