

Ausland

Wohin steuert die Energiepolitik der EU? 26

Staatliche Eingriffe unterminieren Investitionslust im Versorgersektor

Grossbritannien setzt auf Easing 27

Regierung will kleineren Unternehmen direkt Geld leihen

Für DSM läuft es nach wie vor rund 32

Der niederländische Chemiekonzern erwartet höheren Gewinn

«Noch nie ein Energieträger ausgegangen»

BP-Chefökonom Christof Rühl ist optimistisch, was die Verfügbarkeit von Energieressourcen angeht, bleibt aber pessimistisch bezüglich der CO₂-Emissionen

MARTIN GOLLMER, KRISTINA MILOJKOVIC UND KLARA ZIMMERMANN

Es gibt keinen Grund, dass die bekannten Energieressourcen in den nächsten zehn, zwanzig Jahren nicht ausreichen, um das globale Wirtschaftswachstum zu stützen. Es wird in der vorhersehbaren Zukunft also keine Situation geben, in denen der Wachstumsprozess unterbrochen wird, weil es keine Energieträger mehr gibt, oder in denen er verlangsamt wird, weil die Preise für Energie so hoch sind, dass sich manche Leute sie nicht mehr leisten können.» So optimistisch blickt Christof Rühl, Chefökonom des britischen Öl- und Gasmultis BP, in die Zukunft. Wie diese in Bezug auf Energie aussieht, haben er und seine Mitarbeiter im BP Energy Outlook 2030 untersucht und festgehalten.

Grosser Energiehunger

Rühl begründet seine Zuversicht im Gespräch mit «Finanz und Wirtschaft» mit einem Blick in die Vergangenheit: «Was wir noch nie erlebt haben, ist, dass es einen Wechsel vom einen Energieträger zum anderen gab, weil er ausgegangen ist. Das ist immer nur geschehen, weil die Preise hoch waren und die Technologie fortschritt, so dass bessere Alternativen aufkamen.» Deshalb sei uns «noch nie ein Energieträger ausgegangen».

Weltweit nimmt der Energieverbrauch gemäss Rühls Prognosen weiterhin kräftig zu: zwischen 2010 und 2030 um durchschnittlich 1,7% pro Jahr oder insgesamt um 40% (vgl. Grafik 1). Das sei nicht wesentlich weniger als in den vergangenen zwanzig Jahren mit jährlich 1,9% oder total 45%. Dabei steigt der Konsum vor allem in den Entwicklungs- und Schwellenländern – den Nichtmitgliedstaaten der Industrienationenorganisation OECD – massiv an. Ihr Anteil am Wachstum des Energieverbrauchs beträgt in den nächsten zwanzig Jahren 93%; 2030 werden sie am globalen Konsum einen Anteil von



BP-Chefökonom Christof Rühl: «Wir sind meilenweit davon entfernt, auf einen nachhaltigen CO₂-Pfad zu gelangen.»

zwei Dritteln haben, gegenüber 50% heute und 43% im Jahr 1990.

Der Energiehunger der Entwicklungs- und Schwellenländer werde sich früher oder später aber relativieren, meint Rühl. Das habe man in der Vergangenheit ebenfalls schon im Falle verschiedener Nationen feststellen können. Die Energieintensität steige, solange auch der Anteil des Industriesektors an der Wirtschaft zunehme. Doch dank des technologischen Fortschritts sei der Energiebedarf für die Industrialisierung eines Landes heute wesentlich kleiner als noch vor fünfzig Jahren. Nehme der Anteil des Industriesek-

tors an der Wirtschaft dann zugunsten des Dienstleistungsbereichs ab, sinke auch die Energieintensität (vgl. Grafik 3).

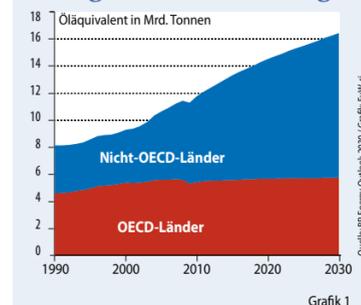
Gemäss dem BP Energy Outlook 2030 diversifiziert sich der globale Energiemix weiterhin. Zum ersten Mal werden nicht-fossile Energieträger wesentlich zum Wachstum auf der Angebotsseite beisteuern. Der Beitrag der erneuerbaren Energien zum Energiewachstum steigt von 5% (1990 bis 2010) auf 18% (2010 bis 2030). Der Anteil der fossilen Energieträger am Wachstum im Primärenergiebereich sinkt dagegen voraussichtlich von 83% (1990 bis 2010) auf 64% (2010 bis 2030). Unter

den fossilen Energieträgern wächst Gas am schnellsten (mit durchschnittlich 2,1% pro Jahr) und Öl am langsamsten (mit 0,9% jährlich). Dieses verliert zusammen mit Kohle an Marktanteilen.

Weit vom Ziel weg

Rühl ist aber nicht in jeder Hinsicht gleich optimistisch. Besonders im Fall von Kohlendioxid (CO₂), das als Treibhausgas zum Klimawandel beiträgt, sieht er schwarz. Er geht davon aus, dass man die Konzentration von CO₂ in der Atmosphäre bis zum Jahr 2100 auf 450 Teile pro Million be-

Energieverbrauch steigt



Am Ziel vorbei

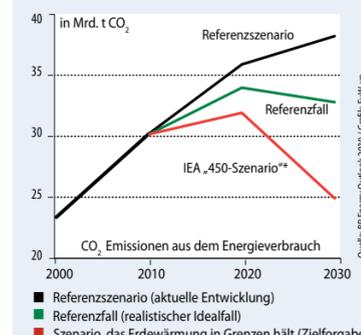


BILD: HENRY MÜCHENBERGER

FORTSETZUNG AUF SEITE 26

«Ich glaube fest, dass BP zurückkommen wird»

Der BP Energy Outlook 2030, den der britische Öl- und Gasmulti dieses Jahr erstmals publiziert hat, um «wichtige Informationen und Analysen für die öffentliche Debatte zur Verfügung zu stellen», wird natürlich weiterhin auch für interne Zwecke gebraucht. Er dient als Grundlage für strategische Geschäftsentscheidungen. Eine Erkenntnis, die BP dabei aus dem Blick in die Zukunft gewinnt, ist, dass die Energiewelt auch in den nächsten zwanzig Jahren grossmehrheitlich fossil bleiben wird (vgl. Haupttext oben). Chefökonom Christof Rühl betont deshalb: «Wir sind eine Öl- und Gasgesellschaft. Und das wird auch so bleiben.»

Dennoch werden Investitionen in erneuerbare Energien nicht ausbleiben. 1,6 Mrd. \$, knapp ein Zehntel der gesamten Budgets, steckt das Unternehmen jährlich in Sonne, Wind und Co. Dabei achtet man darauf, dass diese Investitionen nachhaltig und möglichst gewinnbringend sind: «BP investiert massiv in Windenergie hauptsächlich dort, wo es am wenigsten Staatsunterstützung braucht, um gegenüber anderen Energieträgern konkurrenzfähig zu sein», erklärt Rühl. Das seien momentan vor allem die USA, wo Windparks in der Grösse gebaut werden könnten, dass sie rentierten. Ein Teil der grünen Investitionen fliesst auch nach Brasilien, wo BP aus Zuckerrohr heute schon wettbewerbsfähige Biokraftstoffe herstellt. Da diese Art von Treibstoffgewinnung jedoch ständig in einem Konflikt zur Nahrungsmittelproduktion steht, hat das Unternehmen ein Bioforschungsinstitut

gegründet, welches an der Entwicklung einer weniger umstrittenen nächsten Generation von Biokraftstoffen arbeitet.

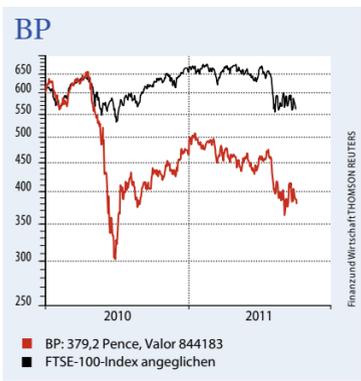
Auch darauf, dass das künftige Energie-wachstum vor allem in den Entwicklungs- und Schwellenländern stattfindet, hat BP reagiert. Der Multi investiert vermehrt in Asien statt in Europa und in den USA. Als Beispiel dafür nennt Rühl das Engagement in Indien: «Es geht um Investitionen in die Produktion von Erdgas, um den Aufbau von Infrastruktur – etwa Pipelines – und auch um die Versorgung der Konsumenten.»

Bei aller Ausrichtung auf die Zukunft wirkt bei BP auch noch die Vergangenheit nach. Die Rede ist vom Unfall auf der Bohrplattform «Deepwater Horizon», der 2010 zu einer Ölkatastrophe im Golf von Mexiko führte. «Der Unfall hatte auch unterneh-

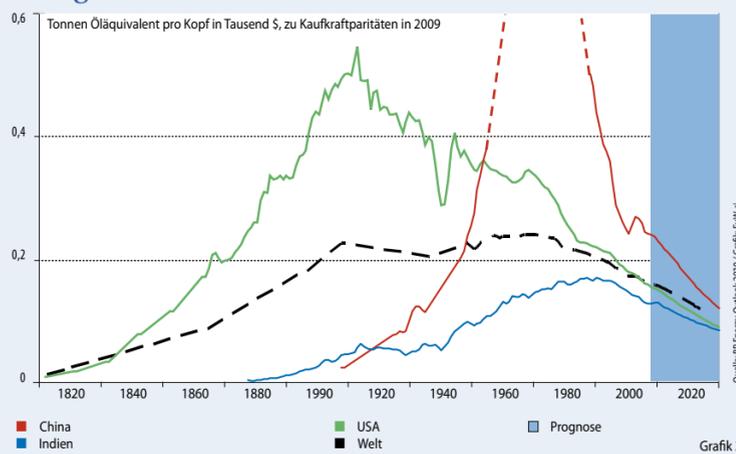
mensintern grosse Folgen», erläutert Rühl. Um die Kosten der Katastrophe zu decken, bildete BP Rückstellungen in der Höhe von 32 Mrd. \$ und begann, Geschäftsteile zu verkaufen. Zudem wurde die gesamte Upstream-Abteilung, welche für die Suche und die Förderung von Erdöl und Erdgas zuständig ist, umgestaltet und eigens eine Division gegründet, welche gruppenweit für die Gewährleistung und Überwachung der Sicherheit zuständig ist. Aus der arg kritisierten Ölgewinnung in tiefen Gewässern wird sich der Multi jedoch nicht zurückziehen. Rühl erklärt: «BP ist eine der erfahrensten Gesellschaften, um Tiefwasseröl zu fördern; wir werden es auch weiterhin tun.»

Was die Aktien des Multis betrifft, so haben sie sich immer noch nicht ganz vom Absturz nach dem Unglück im Golf von Mexiko erholt (vgl. Chart). «Es gibt viele Leute, die meinen, dass die Summe von BP weniger wert ist als die Teile», sagt Rühl. «Das ist die klassische Gelegenheit für einen Kauf.»

Klar ist, dass eine kurz- und mittelfristige Investition in die Titel des Öl- und Gaskonzerns Risiken mit sich bringt, weil das Ausmass der finanziellen Folgen der Katastrophe im Golf von Mexiko bis heute unklar ist. Wenn man jedoch die konsequente Ausrichtung des Unternehmens auf zukünftige Energietrends in Betracht zieht, kann man eine langfristige Anlage wagen. Abschliessend sagt Rühl: «Ich glaube fest, dass BP zurückkommen wird und dass sich das vorteilhaft auf diejenigen auswirkt, die jetzt in die Aktien einsteigen.»



Energieintensität sinkt und nähert sich an



Anzeigen



BKB-Barrier Reverse Convertible 9.30% auf Swatch – Barriere 60%

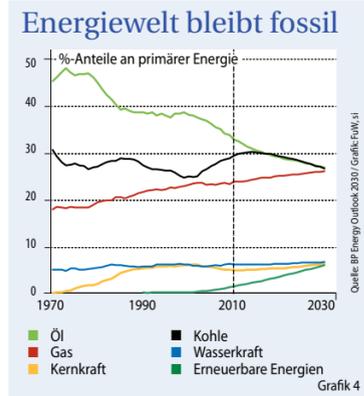
Zeichnungsfrist bis 11. Oktober 2011. Die Termsheets finden Sie im Internet unter www.bkb.ch/products. Oder rufen Sie uns an +41 43 817 78 00.

Anrufe auf dieser Nummer werden aufgezeichnet. Alle Angaben sind indikativ. Dieses Inserat dient lediglich Informations- und Marketingzwecken.



MG, KM, KZ

Fortsetzung von Seite 25



«Noch nie ein Energieträger...»

dem sind dabei 2030 niedriger als 2010; dieser Rückgang wird jedoch mehr als ausgeglichen durch den Anstieg des Ausstosses in den Nicht-OECD-Ländern. Offensivere energiepolitische Massnahmen könnten dazu führen, dass die durch den Energieverbrauch verursachten CO₂-Emissionen nach 2020 erstmals sinken könnten (vgl. Referenzfall in Grafik 2), wobei die reicheren Länder ihre Emissionen senken und die aufstrebenden Länder eher die CO₂-Intensität ihres Energieverbrauchs reduzieren dürften.

CO₂-Preis zwingend

Rühl weiss jedoch, welche Massnahmen man treffen müsste, um auf den richtigen Weg zurückzufinden: «Kurzfristig der grösste Hebel ist die Steigerung der Energieeffizienz und die Substitution zwischen den fossilen Energieträgern.» Diese Massnahmen seien zwar nicht perfekt, aber sie entschärfen das Problem, zumal man in der Stromerzeugung durch die Verwendung von Gas statt von Kohle rund 50% der CO₂-Emissionen einsparen könne. Um die Energieeffizienz zu steigern und den Umstieg auf klimaverträglichere Energieträger zu fördern, müsse man «einen CO₂-Preis einführen, da Moralappelle wenig fruchten und auch gesetzliche Regulierungen nur selten etwas nützen».

Appelle an die Moral fruchten im Energiebereich wenig, und auch Regulierungen nützen nur selten etwas.

Auch für die fernere Zukunft sieht Rühl einen Lösungsansatz: «Mittel- und langfristig muss es darum gehen, die erneuerbaren Energieträger auszubauen, so dass sie gegenüber den fossilen Ressourcen konkurrenzfähig werden.» Momentan stosse man im erneuerbaren Bereich aber noch an Grenzen, zumal «die Strafe des Erfolgs» dergestalt käme, «dass die Subventionen so teuer werden, dass sie zurückgefahren werden müssen». Dadurch sei die Nachhaltigkeit der Förderung dieser Energieträger nicht gewährleistet.

Wie man es schaffe, erneuerbare Energien gegenüber fossilen konkurrenzfähig zu machen, sei «die Quadratur des Kreises», meint Rühl. Doch er glaubt die Lösung zu kennen: Am besten geschehe dies wiederum durch die Einführung eines Preises für CO₂ – und nicht durch die Gewährung von Subventionen.

Zukunft bleibt fossil

Dennoch kommt BP in ihrem Energieausblick zum Schluss, dass die erneuerbaren Energien Sonne, Wind und Biomasse bis zum Jahr 2030 zusammen schätzungsweise 7% zum Gesamtenergieverbrauch beisteuern werden (vgl. Grafik 4). Diese Zahl relativiert sich ein wenig, wenn man davon ausgeht, dass die drei fossilen Energieträger Öl, Gas und Kohle weiterhin mit ungefähr je 27% am globalen Energieverbrauch teilhaben werden und dass wir, wie Rühl sagt, «in absehbarer Zukunft weiterhin in einer Welt leben, die auch im Jahr 2030 noch zu rund 80% auf fossile Energieträger angewiesen ist». Denn gerade Entwicklungs- und Schwellenländer, die momentan ein enormes Wirtschaftswachstum und somit auch eine kräftige Expansion des Energieverbrauchs erleben, setzen nach wie vor auf herkömmliche Energieträger.

Versorger leiden unter der Politik

Energiepolitischer Rahmen der EU ist widersprüchlich – Einführung von Kapazitätsmärkten birgt Risiken – Wertvernichtung im Sektor

DIETEGEN MÜLLER, Frankfurt

Die Rahmenbedingungen für die europäische Energiewirtschaft, in die jedes Jahr etwa 50 Mrd. € fließen, sind derzeit alles andere als investitionsfördernd. Jean François Cirelli, Präsident von GDF Suez, wurde auf einer Veranstaltung zur Weiterentwicklung des EU-Energiebinnenmarkts in Brüssel vergangene Woche deutlich: «Wir diskutieren die Hälfte der Zeit mit unseren Investoren über die politische Instabilität in Europa, das ist kein gutes Umfeld.» Cirelli bezweifelt auch, dass es einen funktionierenden Strommarkt in Zentral- und Osteuropa gibt. Es gebe in der Marktliberalisierung ein Europa zwei Geschwindigkeiten.

Johannes Teysen, Vorstandschef von Eon, doppelt nach: Ihm zufolge bewegt sich die Energiepolitik der EU grundsätzlich auf einem falschen Weg. Teysen verwies auf eine Studie der US-Grossbank Citigroup, die den europäischen Energie-sektor für «uninvestierbar» hält, weil die

Kapitalkosten nicht mehr verdient werden könnten. Dies liege an Ausmass und Willkür staatlicher Eingriffe: Seit Anfang 2010 habe es 27 Interventionen gegeben, die den Marktwert der Branche rund 200 Mrd. € geschmälert hätten, stellt Citigroup fest. Die Branche befinde sich auf einem mehrjährigen Abwärtsfad. Die grössten Risiken lägen im spanischen Markt, aber auch in Portugal und Italien, während in Deutschland die politischen Risiken mit der Energiewende ihren Höhepunkt erreicht haben dürften.

Handel noch eingeschränkt

Auch EU-Energiekommissar Günther Oettinger (CDU), der für eine weitere Marktliberalisierung und europaweit harmonisierte Förderbedingungen in der erneuerbaren Energie eintritt, sagt, er habe Zweifel, ob die Ziele für den Binnenmarkt erreicht würden. Es hapert vor allem an grenzüberschreitendem Handel: Der Gas- und Stromtransport verlaufe

eher «in den Gebietsgrenzen der Fürstentümer des 19. Jahrhunderts als nach den technologischen Möglichkeiten des 21. Jahrhunderts». Auch werde von Kapazitätsmärkten gesprochen; statt über eine europäische Definition aber über 27 verschiedene nationale Varianten.

Die Schaffung von Kapazitätsmärkten würde einen (neuen) massiven Eingriff in bestehendes Marktgefüge bedeuten. Die Idee gewinnt als Folge der überbordenden Förderung erneuerbarer Energien politische Anhänger. Durch die steigende Einspeisung von Solar- und Windenergie sind die Margen in der konventionellen Stromerzeugung stark unter Druck geraten. Zugleich sinkt die Versorgungssicherheit, weil Sonne und Wind nicht permanent verfügbar sind und sich Strom kaum speichern lässt. Da die Versorger in Deutschland zudem noch aus der Kernenergie aussteigen, zeichnen sich Kapazitätsengpässe in der (ständig verfügbaren) Grundlast ab. Bei derzeitiger Marktlage lohnt sich aber der Bau von grundlastfähigen, CO₂-armen Gaskraftwerken kaum. Hier setzt der Kapazitätsmarkt an: Über eine staatlich festgelegte Prämie, die auf Kapazitätsprognosen über einen Zeitraum von fünf Jahren beruht, sollen neue Anbieter in den Markt gelockt werden.

Ähnlich dem chaotischen Vorgehen in der Schuldenkrise zeigt die EU auch in der Energiepolitik ein hohes Mass an Widersprüchlichkeit und riskanten Ansätzen. Sollte es tatsächlich zur Einführung von Kapazitätsmärkten kommen, birgt dies für die bestehenden Anbieter hohe Risiken. Kommt es zur nicht harmonisierten Einführung, könnten einzelne Gesellschaften oder Länder diskriminiert werden, und es könnte zu einer Re-Regionalisierung der Märkte kommen, also zum Gegenteil der Binnenmarktziele der EU.

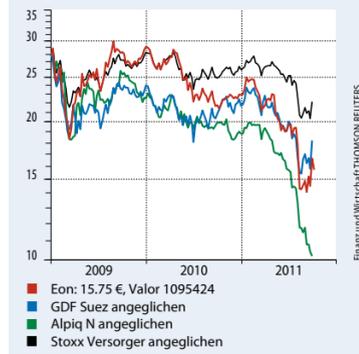
Jede Menge offene Fragen

Offen ist auch, ob die national unterschiedliche Förderung von Erneuerbaren Energien vereinheitlicht wird. Derzeit gibt es Verzerrungen, weil etwa in sonnenarmen Regionen (Deutschland) Solarenergie stärker gefördert wird als in sonnenreichen, wo dies betriebswirtschaftlich sinnvoll wäre. Unklar ist ferner, ob die EU ihre Zielsetzung punkto Klimaschutz (CO₂-Ausstoss) wegen des Atomausstiegs lockern wird. Dies könnte den Emissionshandel massiv beeinflussen.

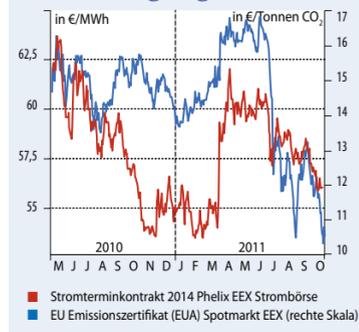
Für die Unternehmen selbst sind Prognosen schwierig. Eon-Chef Teysen sagte in Brüssel auf eine Frage, warum er nicht langfristige Preisverträge anbieten könnte, dies sei illusorisch, «weil wir jeden Morgen mit neuen erratischen Eingriffen des Staates aufwachen». Kommt die Schaffung einheitlicher Marktregeln nicht voran, dürften Fehlallokationen und mangelnde Übertragungskapazitäten das Wachstum der Branche gefährden. Problematisch ist, dass die Förderung erneuerbarer Energien nicht nach marktwirtschaftlichen Kriterien abläuft und die Regulierer gleichzeitig von Netzbetreibern und Versorgern verlangen, effizienter zu wirtschaften, was die Investitionen in die Sicherung der Netzstabilität erschwert.

Der Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber erklärte zwar, er sei

Schwache Performance



Preisrückgang



Die Ertragskraft europäischer Versorger erodiert

Geldwerte in €	Land	Kurs	Marktkap. in Mrd.			Umsatz in Mrd.			Gewinn je Aktie			KGV	Div.-Rend. 2011 ^A in %
			2010	2011 ^A	2012 ^A	2010	2011 ^A	2012 ^A	2010	2011 ^A	2012 ^A		
Alpiq ¹	CH	193.90	5,27	14,10	13,70	13,65	23,50	13,60	13,20	15	2,8		
Centrica ²	GB	295.82	15,11	22,42	22,35	23,30	25,20	27,20	28,90	10	4,9		
GDF Suez	F	21.92	49,52	84,48	85,50	86,75	2,10	1,80	2,05	11	6,8		
EDF	F	21.39	39,55	65,16	64,60	66,25	0,11	1,85	2,05	10	5,4		
Enel Green Power	I	1.67	8,35	2,27	2,90	3,45	0,09	0,09	0,10	17	1,6		
Eon	D	15.80	31,62	92,86	88,50	90,00	3,07	1,15	1,50	11	6,3		
Iberdrola	E	4.90	25,74	30,43	30,25	30,50	0,53	0,48	0,49	10	6,7		
RWE	D	26.70	13,97	53,32	49,50	52,25	6,20	4,00	4,10	7	8,2		
Scottish and Southern ³	GB	1290	11,91	28,33	26,60	26,70	112,00	110,00	115,00	11	6,1		

¹Schätzung ²in Fr. ³in p, Umsatz und Marktkap. in € ⁴Geschäftsjahr per Ende März des Folgejahrs



Das 1,2 Mrd. € teure neue Kohlekraftwerk Datteln wird von der Politik ausgebremst.

Entsorgung ist das grosse Fragezeichen

Mit dem deutschen Atomausstieg bis 2022 rücken die **Kosten für den Rückbau von AKW** in den Blickwinkel von Investoren. Der Rückbau eines AKW zieht sich über zwanzig bis dreissig Jahre hin. Versorger mit AKW sind verpflichtet, **für den Rückbau sowie für die Endlagerkosten Rückstellungen** zu bilden. Die Abklingphase und der eigentliche Rückbau dürften gemäss der Unternehmensberatung Arthur D. Little **insgesamt 18 Mrd. € kosten, je Block im Schnitt rund 1 Mrd. €**. Darin enthalten sind jedoch keine Entsorgungskosten. Käme es zu Kapazitätsengpässen im Rückbau, weil es nur wenige Spezialunternehmen gibt, die dazu in der Lage sind, könnten Zeitaufwand und Kosten höher ausfallen. Andererseits wirken zunehmend effizientere Verfahren kostendämpfend. Eine Rolle spielt auch die **Zinsentwicklung**. Die langfristigen Rückstellungen wer-

den jeweils zum aktuellen Marktzins diskontiert. Da dieser derzeit bereits sehr tief ist, dürfte das Zinsänderungsrisiko tendenziell kaum noch zu grossen Belastungen führen.

Die **deutschen Versorger fallen durch sehr grosszügige Rückstellungen auf**: Eon hat per Ende 2010 bereits 16 Mrd. € zurückgestellt, RWE 10 Mrd. €. Damit dürften die Kosten für den Rückbau mehr oder weniger abgedeckt sein. Nach dem Entscheid des deutschen Parlaments, alle AKW abzuschalten, sind die Rückstellungen bereits aufgestockt worden. Die Versorger betonen, dass sie keine weiteren signifikanten Mehrbelastungen erwarten. Die **finanziellen und politischen Risiken dürften somit auf der Seite der Entsorgungskosten** liegen, denn wegen der ungeklärten Endlagerfrage ist offen, wofür die Versorger am Ende in die Pflicht genommen werden. **DM**

Getrübte Aussichten für Schweizer

Engagements im Ausland, ob im Handel oder in der Produktion, machen den **Schweizer Stromunternehmen** in jüngster Zeit **weniger Freude als auch schon**. Auslöser sind weniger die Marktregulierung als zahlreiche Abschreibungen auf überbewerteten Investments. Sie belasteten die Rechnung von Alpiq, EGL und Repower. Einst als lukrativ taxierte Beteiligungen an Gas- oder Kohlekraftwerken in Italien erweisen sich nun als Pferdefuss: Die installierte Kapazität ist zu gross, vor allem, wenn die Konjunktur weiter stottern sollte. Umweltpolitischen Bedenken sieht sich Repower zudem mit dem geplanten Kohlekraftwerk in Saline Joniche in Süditalien ausgesetzt. Auch was die **Beteiligungen an Windparks** betrifft, setzen die Schweizer aufs Ausland. Repower hat etwa vor kurzem ein Projekt in Italien angeschoben. BKW FMB will

mit der Geschäftseinheit Wind International ein ausländisches Windportfolio von 750 MW aufbauen. Alpiq ist in Bulgarien, Frankreich und Italien vertreten. Die zunehmende Einspeisung von Windkraft drückt die Marktpreise, was wiederum die teurer produzierenden Gas- und Kohlekraftwerke bedrängt. **Regulatorische Vorgaben verändern jedoch das Umfeld in der Schweiz**. Der vom Parlament beschlossene Kernkraftausstieg ist aber nur ein Aspekt, wenn auch ein gewichtiger. Die geltenden Vorschriften zur Abgeltung der CO₂-Emissionen, die einen rentablen Betrieb von Gas(kombi)kraftwerken verunmöglichen, beschränken die Alternativen. Alpiq, BKW und Axpo überarbeiten ihre Strategie. Bis über Konsequenzen und Kosten Klarheit herrscht, sind **Stromaktien mit überdurchschnittlichen Unwägbarkeiten** behaftet. **GA**