Pressemitteilung

27. August 2013

Nichtkonventionelles Öl und Gas aus den USA

Geopolitische Folgen und Implikationen für die Energieversorgung Deutschlands und Europas“ lautete das Thema von Dr. Kirsten Westphal, Stiftung Wissenschaft und Politik (SWP), anlässlich einer AFM+E-Vortragsveranstaltung am 27.8.2013 in Berlin. Der Vortrag orientierte sich an einer Veröffentlichung Dr. Westphals, die unter dem Titel „Nichtkonventionelles Öl und Gas – Folgen für das globale Machtgefüge“ publiziert worden ist und die nachstehend wiedergegeben wird. (Siehe auch SWP-Aktuell 16, Februar 2013: http://www.swp-berlin.org/de/publikationen/swp-aktuell-de/swp-aktuell-detail/article/nichtkonventionelles_oel_und_gas.html).
Weiterführende Informationen am Ende des Textes.

Die USA könnten weitgehend unabhängig von Energie-Importen werden. Dies läuft dem globalen Trend zuwider, denn die großen Verbraucherländer Europas ebenso wie China und Indien sehen steigenden Einfuhrabhängigkeiten bei den fossilen Energieträgern entgegen. Handelsströme und Versorgungssicherheitslage(n) verändern sich dadurch. Zudem unterscheiden sich die Energiepfade mit Blick auf den Energiemix weltweit, aber auch im OECD-Raum immer mehr. Momentan verschafft der Zugang zu unkonventioneller Energie den USA einen globalen Wettbewerbsvorteil. Das hat weitreichende Auswirkungen auf das ökonomische und geopolitische Machtgefuì ge. Russland als ehemals unverzichtbarer Energieriese und die Produzenten der OPEC muì ssen sich an die neue Marktsituation anpassen. Dabei bestehen enorme Ungewissheiten, wie sich die neue Weltkarte fuì r Energie zusammenfuì gen wird.

Der World Energy Outlook (WEO) 2012 der Internationalen Energieagentur (IEA) prognostiziert tiefgreifende Veränderungen in der globalen Energielandschaft. Auf dem amerikanischen Energiemarkt hat sich während der letzten Jahre eine »Revolution« vollzogen. Auslöser war eine technologische Neuerung – die Kombination des Hydraulic Fracturing (Fracking) mit der Weiterentwicklung des horizontalen Bohrens. Damit wird es möglich, auch jene Öl- und Gasvorkommen zu erschließen, die in dichtem Gestein eingeschlossen sind. Dies geschieht unter Einsatz von hohem Wasserdruck, Stuì tzmitteln wie Quarzsand und einem Chemikaliengemisch. Die dadurch ausgelöste »Schiefergas-Wende« fuì hrte dazu, dass die USA bei der Erdgasproduktion mit dem Gasgiganten Russland aufgeschlossen haben. Im

kommenden Jahrzehnt sollen sie auch beim Erdöl in die Riege der großen Produzenten Saudi-Arabien und Russland aufsteigen. Die Vereinigten Staaten, die derzeit noch knapp 20 Prozent ihres Energiebedarfs importieren, können netto dann (fast) zum Selbstversorger werden.

Schiefergas-Boom in den USA …

Das Fracking verbesserte die Energiesituation in den USA dramatisch und ließ die Preise purzeln. Binnen weniger Jahre ist die US-Gasproduktion um ein Viertel gestiegen – auf 690 Milliarden Kubikmeter 2011. Entsprechend sind die Importe vor allem von verfluì□ssigtem Erdgas (LNG) gesunken. Beeindruckend ist auch der Preisverfall: Kostete eine Million British Thermal Unit (MBtu) Mitte 2008 noch 13 US-Dollar, so waren es Mitte 2012 nur noch rund zwei US-Dollar.

Gas ist mithin gegenuì□ber der Kohle wettbewerbsfähig geworden und findet verstärkt seinen Weg in die Stromerzeugung. Die USA haben so im Stromsektor ihre Emissionen signifikant gesenkt. Wenn man allerdings die gesamte Produktionskette einbezieht, truì□bt sich das Bild ein. So hat auch Amerikas Umweltbehörde EPA erstmals die Öl- und Gasindustrie als zweitgrößten Emittenten von Treibhausgasen in den USA benannt. Zugleich steigen die Opportunitätskosten fuì□r erneuerbare Energien, was deren Ausbau bremsen könnte.

Weiter gibt es Anzeichen dafuì□r, dass die Bugwelle beim Erdgasaufkommen erst einmal gebrochen ist. Der Spotpreis am Umschlagplatz Henry Hub in Louisiana liegt nämlich fuì□r die zumeist kleinen Erzeuger unter ihren Produktionskosten. Viele Bohrungen sind beim Preis von rund drei US-Dollar/MBtu im Februar 2013 nicht mehr profitabel, denn die Gewinnschwelle liegt bei etwa fuì□nf bis acht US-Dollar/MBtu. Folge ist, dass sich die Aktivitäten ins Ölgeschäft verlagern. Das aber hat den Preisdruck nochmals verstärkt, weil bei vielen Ölbohrungen Gas als Nebenprodukt anfällt, das zusätzlich auf den Markt geworfen wird. Derzeit organisiert sich das US-Gasgeschäft neu. Die großen Internationalen Ölkonzerne, die nun verstärkt einsteigen, sind sehr an langfristigen Exportoptionen interessiert. Der Preis am Henry Hub wird kaum länger unter Produktionskosten bleiben.

… und seine globale Dimension

Fuì□r die Erdgas-Nachfrage sieht die IEA bereits ein »goldenes Zeitalter« voraus. Erdgas setzt bei der Verbrennung weit weniger klimaschädliche Emissionen und Feinstaub frei als Erdöl oder Kohle. Doch soll die erwartete Nachfrage bis 2035 gedeckt werden, muss die jährliche Erzeugung in einem Umfang steigen, der in etwa der dreifachen Jahresproduktion Russlands entspricht. Damit muì□sste kuì□nftig fast die Hälfte der globalen Förderung auf nichtkonventionelles Gas entfallen.
International stellt sich die Frage nach der Wiederholbarkeit des US-Booms, sowohl was die verfuì□gbaren Mengen als auch was den Preisruì□ckgang betrifft. Zu bedenken ist, dass in den

USA das Umfeld einzigartig war. Dazu gehörten die politischen und rechtlichen Rahmenbedingungen, Investitionssicherheit, Verfuì gbarkeit von Gerät und Dienstleistungen sowie ein entwickelter Gasmarkt, eine ausgebaute Infrastruktur, ein liquider Umschlagplatz und die Nähe zum Konsumenten. Besonders attraktiv ist die Ausbeutung fuì r jene Länder, die einen hohen Eigenbedarf haben. China, Argentinien und Suì dafrika besitzen entweder höhere oder mit den USA vergleichbare Gasvorkommen. Aber auch große konventionelle Produzenten wie Russland und Mexiko verfuì gen uì ber erhebliches Potential. In Europa ragen Frankreich, Polen und die Ukraine heraus. In Polen haben Erkundungen allerdings schon enttäuscht, und Firmen zogen sich zuruì ck. Auch der hohe Wasserverbrauch, der zur Förderung nötig ist, fehlende Infrastruktur und der Mangel an Serviceunternehmen könnten sich als bremsende Faktoren erweisen, etwa in China. Ob, wo und in welchem Ausmaß eine Schiefergas(r)evolution stattfinden wird, hängt zudem entscheidend von der jeweiligen Beurteilung der Umweltrisiken ab.

Bisher wirkte sich der US-Boom international nur indirekt aus: Der Export von Kohle nahm zu, und ursspruì nglich fuì r die USA bestimmtes LNG wurde auf internationale Gasmärkte umgelenkt. Nun stellt sich die Frage, in welchen Mengen amerikanisches Schiefergas fuì r den Export verfluì ssigt werden soll. Washington steht dabei vor einer strategischen Entscheidung. In den USA gab es seit jeher zwei Leitlinien zur Energiepolitik. Das Land strebte zum einen nach weitgehender Energieunabhängigkeit, vor allem dem Persischen Golf gegenuì ber. Zum anderen setzte man sich fuì r freie Energiemärkte und funktionierende Handelsströme ein. Mit Blick auf das zweite Paradigma stellt die Fracking-Revolution Washington nun vor eine echte Nagelprobe.

Während der Tiefpreisphase 2012 lagen die Erdgaspreise in den USA bei einem Fuì nftel der europäischen und bei einem Achtel der japanischen Preise. Die niedrigen Energiekosten verschaffen der US-Wirtschaft Wettbewerbsvorteile. Sie gelten als Vehikel zur Reindustrialisierung des Landes. Der US-Dollar wird gestärkt, und Amerikas Handelsdefizit verringerte sich signifikant. Gas-Exporte wuì rden die Preisschere reduzieren, auch wenn das Niveau in den USA wohl relativ noch immer unter den anderen Märkten bliebe. Exporte versprechen zwar volkswirtschaftliche Vorteile, dennoch wuì rden einzelne Branchen auf der Verliererseite stehen. Die politische Diskussion daruì ber hat in Washington erst begonnen.

Bisher hat der US-Boom die bestehende Dreiteilung der globalen Gasmärkte eher vertieft – zwischen Nordamerika, dem europäisch-asiatischen Kontinentalmarkt und der asiatisch-pazifischen Region, die mit den großen Nachfragern Japan, Suì dkorea und China zwei Drittel des weltweit gehandelten LNGs absorbiert. Auf dem europäischen Gasmarkt kam es 2009 auch wegen des rezessionsbedingten Nachfrageruì ckgangs zu einer Gasschwemme. Das hat vor allem das System von Langzeitverträgen mit Ölpreisbindung unter Druck gebracht und damit dem von der EU propagierten Spotmarkt-Handel Vorschub geleistet. In Europa hat man (noch) ein hybrides Vertrags- und Preismodell. Im pazifischen LNG-Markt werden auf die ölpreisgebundenen Langfristverträge hohe Sicherheitsprämien gezahlt. Die USA im Gespann mit

Kanada verfuìgen als Selbstversorger uìber einen echten Spotmarktpreis (Henry Hub).

2014/2015 sollen erste US-Exporte uìber Cherniere’s Sabine Pass in Louisiana erfolgen – das bisher einzige Exportterminal, das alle Bewilligungen besitzt. Zielmarkt ist der lukrative pazifische Raum. Es gibt bisher wenig Anlass, sich davon international schnell sinkende Gaspreise zu versprechen. Selbst wenn sich die Preisformel am Henry Hub orientiert, fuìhren die Kosten fuìr Verfluìssigung, Transport, Regasifizierung etc. dazu, dass verfluìssigtes US-Schiefergas nicht uìberall wettbewerbsfähig ist. Rund 20 Anträge auf Genehmigung weiterer Exportterminals mit Kapazitäten um 285 Milliarden Kubikmeter jährlich liegen den Behörden vor. Doch der Bewilligungsprozess ist teuer, langwierig und ergebnisoffen. Dabei ist es fuìr die Stärkung eines globalen und flexiblen Gasmarktes von zentraler Bedeutung, dass US-Schiefergas in signifikanten Mengen exportiert wird. Die großen konventionellen Produzenten Russland und Katar haben nämlich ein Interesse daran, uìber die Fragmentierung der Gasmärkte ihre Marktanteile zu erhalten und das Preisniveau nach unten abzusichern.

Der russische Gasgigant Gazprom ist in den letzten Monaten verstärkt unter Druck im eigenen Land geraten. Große Förderprojekte, allen voran die Erschließung des Shtokman-Feldes in der Barentssee, wurden immer wieder verschoben. Das ist ein Indiz fuìr die schwierigen aktuellen Rahmenbedingungen, aber auch fuìr das kuìnftige Angebot keine gute Nachricht. Es könnte sich herausstellen, dass Russland mit seiner Regionalstrategie weiterhin gut fährt. Dann wuìrden sich das Konzept pipelinegebundener Märkte und der Ausbau bestehender Marktanteile in Handel und Vertrieb in Europa auszahlen. Immerhin spricht einiges dafuìr, dass Russland und Europa zumindest mittelfristig in bekannt hohem Maße voneinander abhängig bleiben.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass unkonventionelles Gas zwar das Potential hat, Diversifizierung voranzutreiben und zur Globalisierung der Gasmärkte beizutragen; einen Automatismus gibt es aber nicht. Denkbar ist auch, dass unkonventionelles Gas nur regional zu Diversifizierung und sinkenden Preisen fuìhren wird.

Amerikanische Öl-Bonanza

Dem Schiefergas-Boom soll nun die Öl-Bonanza folgen. Die US-Ölproduktion hat im Februar 2013 mit rund sieben Millionen Barrel am Tag den höchsten Stand seit zwanzig Jahren erreicht. 2005 machten Importe 60 Prozent des amerikanischen Ölverbrauchs aus, nun liegen sie nur noch bei 40 Prozent, und kuìnftig sollen sie bis auf ein Drittel fallen. Schon heute beziehen die USA lediglich 22 Prozent ihrer Ölimporte aus der Golfregion. Mit den kanadischen Ölsanden, dem uìber Fracking gewonnenen »light tight«-Öl der USA und den Erdgaskondensaten könnte Nordamerika zum Selbstversorger werden. Die guìnstige Versorgungslage Amerikas wird noch deutlicher, wenn die schweren Öle des venezolanischen Orinoco-Beckens und die Tiefseevorkommen Brasiliens dazugerechnet werden.

Seit Mitte 2010 hat sich die Referenzsorte West Texas Intermediate (WTI) gegenuì□ber der Nordsee-Ölsorte Brent kontinuierlich verbilligt – um bis zu 20 US-Dollar pro Fass. Dies verdeutlicht, dass der nordamerikanische Ölmarkt trotz der Umbruì□che im arabischen Raum entspannt geblieben ist. Am Knotenpunkt und Hauptumschlagplatz fuì□r WTI, Cushing in Oklahoma, gibt es wegen des steigenden Angebots an unkonventionellem Öl aus Kanada und den USA einen gewissen Angebotsuì□berschuss. Hier besteht auch ein Transport-Engpass. Bisher ist die Infrastruktur vor allem fuì□r die entgegengesetzte Fließrichtung ausgelegt, nämlich dafuì□r, Ölprodukte von der Kuì□ste des Golfs von Mexiko nach Norden zu transportieren. Noch sind die großen Raffinerien an der Golfkuì□ste auf die Verarbeitung von schwererem, schwefelhaltigem Öl ausgerichtet, das aus dem Ausland kommt. Will man tatsächlich von Rohölimporten unabhängig werden und das eigene »light tight«-Öl nutzen, muss in der Verarbeitungskette ein teurer Anpassungsprozess erfolgen. Sukzessive aber duì□rften Importe durch die unterschiedlichen heimischen Qualitäten ersetzt werden. Schon heute verschafft der Preisabschlag von WTI gegenuì□ber Brent den amerikanischen Raffinerien einen klaren Vorteil, was das Land zum größten Exporteur von Erdölprodukten macht.

Das Henne-Ei-Problem zwischen Ausbeutung und Exportinfrastruktur wird von der IEA als mitentscheidend dafuì□r gesehen, ob weitere Vorkommen in Nordamerika zeitnah erschlossen werden. Kanada sucht bereits nach Optionen fuì□r Exporte in die Pazifikregion, um seine Ölsande außerhalb Amerikas zu vermarkten. In den USA aber sind Rohölexporte praktisch untersagt.

Globaler Ölmarkt: Business as usual?

Die Daten des WEO verbreiten oberflächlich gelesen viel Optimismus. Doch das Bild truì□gt. Der Bericht hebt nämlich nur auf die geologische und technologische Verfuì□gbarkeit der fossilen Brennstoffe ab. Ferner liegt dem dominanten Szenario des WEO die Annahme zugrunde, dass weit mehr Energieeffizienzmaßnahmen realisiert werden, als weltweit bisher beschlossen wurden. Das ist fast blauäugig, denn trotz aller Einsichten in diese »No-regret-Option« geschieht hier zu wenig. Auch die USA werden nur dann zum Selbstversorger, wenn sie den Kraftstoffverbrauch weiter senken. Zudem blenden die WEO-Szenarien geopolitische und ökonomische Risiken aus. Entwicklungen auf den Energiemärkten aber erfolgen eher zyklisch, wenig linear und mitunter sprunghaft, wenn es um technologische Neuerungen, Substitutionseffekte und (Soll-) Bruchstellen geht.

Unternehmen im Öl- und Gassektor sind generell anfällig fuì□r den sogenannten Schweinezyklus: Steigen die Preise, werden Kapazitäten ausgebaut und höhere Investitionen getätigt. Doch es dauert, bis die Rohstoffe auf den Markt kommen, weil Exploration und Ausbeutung neuer Vorkommen lange Vorlaufzeiten haben und die Infrastruktur nicht kurzfristig auszubauen ist. Das Angebot steigt also nur verzögert, dann aber häufig sehr stark. Infolge des einsetzenden Preisverfalls werden Produktion und Investitionen wieder zuruì□ckgefahren. Der Ölmarkt ist zudem hochgradig politisiert und entlang der ganzen Versorgungskette ebenso

fragmentiert wie intransparent. Das erhöht die Risiken und erschwert Investitionsentscheidungen. Nichtkonventionelle Förderung kann zusätzliche Volatilitäten bewirken. Volatilität aber erschwert und verteuert Anpassungsstrategien auf Produzenten- wie Konsumentenseite. Die Märkte brauchen Preise, die niedrig genug sind, um die Nachfrage anzukurbeln, aber hoch genug, um den Anreiz fuÌr eine höhere Produktion zu setzen.

Dabei ist auch in der »neuen Ölwelt« strukturell mit einem eher hohen Preisniveau zu rechnen: Die Kosten fuÌr die Förderung unkonventioneller Vorkommen liegen am oberen Ende der Grenzkosten fuÌr konventionelle Felder oder sogar daruÌber, egal ob man Tiefseevorkommen, Felder in Permafrostgebieten der Arktis oder Schieferöl, Ölsande, Schweröl etc. betrachtet. Schon bisher galt: Rohöl ist nicht gleich Rohöl, vielmehr weisen die Sorten erhebliche Qualitätsunterschiede auf. Rohöl ist deswegen nur bedingt austauschbar. Gehandelt wird zwar ein globales Gut, aber kein (End-) Produkt an sich. Vielmehr geht es um einen Rohstoff, der in einer langen, komplexen und dynamischen Kette weiter vertrieben und verarbeitet wird – und zwar zu ganz unterschiedlichen Gewinnmargen. Das »neue Öl« unterscheidet sich nicht nur nach der Geologie der Lagerstätten, sondern auch nach Energiegehalt, Weiterverarbeitungsbedarf und Profitabilität. Das heißt zugleich, dass die Märkte hochdynamisch und spezialisiert sind sowie Opportunitäten folgen. Weil eine größere Bandbreite an Lagerstätten und Fördertechniken genutzt wird, lässt sich schwerer voraussehen, welche Mengen sich wirtschaftlich fördern, verarbeiten und auf den Märkten gewinnbringend verkaufen lassen.

Das Fracking fuÌhrt auch außerhalb Nordamerikas zu einer Neukartierung der Energiewelt. Die zusätzlichen Mengen nehmen Druck von den Märkten und sorgen fuÌr ein diversifiziertes Angebot, das aus stabilen OECD-Ländern jenseits der energiereichen Ellipse Russlands, des Kaspischen Raums und des Persischen Golfs kommt. Um es deutlich zu sagen: Damit findet eine Risikoverschiebung statt – weg von geopolitischen Ungewissheiten hin zu ökologischen Gefahren. Untersuchungen uÌber den ökologischen »Fußabdruck« und die Emission klimaschädlicher Gase laufen zwar erst an, doch es zeichnet sich bereits ab, dass die Folgen fuÌr Umwelt und Klima noch gravierender sind als bei der Förderung von konventionellen Reserven. Dabei werden die Risiken des Fracking sehr unterschiedlich beurteilt, auch in Europa. Polen und die Ukraine schreiten bei dieser Fördermethode voran, während Frankreich ein Moratorium verhängt hat. Das heißt, die politischen und rechtlichen Rahmenbedingungen sind entscheidend dafuÌr, wie sich das Angebot entwickelt und regional verteilt. Förderung und Handel können weiter beschränkt oder umgekehrt ausgeweitet werden. Das befördert die Fragmentierung der Energiewelt.

Wie (re)agieren OPEC und Co?

Die UmbruÌche im arabischen Raum illustrieren die geopolitischen Risiken fuÌr die globale Öl- und Gasproduktion. Denn diese Region bleibt das RuÌckgrat der weltweiten Energieversorgung. Insofern ist von enormer Bedeutung, wie sich die traditionellen Produzentenländer an die neue

Marktsituation anpassen. Vor gut drei Jahren verkuìndete IEA-Chefökonom Fatih Birol, die erwartete Nachfrage beim Öl werde bis 2030 so hoch sein, dass es neben der bestehenden Produktion der Entdeckung »vier Saudi-Arabiens« beduìrfe, um sie zu befriedigen. Die Luìcke schließen sollen nun laut WEO die nichtkonventionellen Vorkommen und der Irak, der mit 45 Prozent am stärksten zum Wachstum des Ölangebots beitragen wird. Das irakische Angebot soll von heute drei Millionen Barrel pro Tag bis 2020 auf sechs Millionen Barrel und bis 2035 auf acht Millionen Barrel steigen. Ansonsten wuìrden die Ölmärkte schwierigen Zeiten entgegensehen. Laut IEA muìssten in der laufenden Dekade mehr als 25 Milliarden US-Dollar jährlich in den irakischen Energiesektor fließen. Angesichts der instabilen politischen Lage dort eine stolze Zahl, wurden 2011 doch gerade einmal neun Milliarden US-Dollar investiert.

Vor allem fuìr die Länder der OPEC, aber auch fuìr Russland gilt, dass die neue Marktsituation den Wert ihrer Öl- und Gasvorkommen schmälert – abhängig freilich vom Verlauf der unkonventionellen Revolution. Schließlich bestimmen Angebot und Nachfrage daruìber, welcher Ertrag mit den Bodenschätzen zu erzielen ist. Fuìr die OPEC wird sich die Frage nach Förderquoten und -disziplin in den nächsten Jahren verstärkt stellen. Vor allem aber geht es um eine sensible Interessenbalance zwischen Saudi-Arabien, dem Iran und dem Irak, was die Weltmarktanteile angeht. Darauf wird auch Russland genau achten. Fuìr die instabile Lage der Region ist das zusätzlicher Zuìndstoff. Verschärfend wirkt, dass die Staatshaushalte all dieser Länder auf hohe Ölpreise ausgelegt sind. Zugleich trifft sie der Fracking-Umbruch in einer politisch prekären Situation. Damit steht nicht nur die Ausbeutungsstrategie, sondern auch die Politik der Wohlstandserzeugung und Herrschaftswahrung in Frage. Der arabische Raum wird zudem kuìnftig einen Großteil seiner Energie wegen steigenden Eigenbedarfs selbst verbrauchen.
Die Einsicht in diese Zusammenhänge könnte indes auch als Anreiz wirken, sich zu modernisieren und fuìr Joint Ventures zu öffnen. Die erhöhte Unsicherheit könnte aber ebenso dazu fuìhren, dass die Erschließung neuer Vorkommen erst einmal auf die lange Bank geschoben wird. Dies wiederum hätte langfristig negative Folgen fuìr das globale Angebot und die freien Förderkapazitäten. Laut IEA wird nämlich schon nach 2020 die Abhängigkeit von den OPEC-Ländern wieder zunehmen. Deren Anteil an der weltweiten Ölversorgung wird demnach von heute 42 Prozent auf 50 Prozent im Jahr 2035 steigen.

Nachfragesog und Substitutionseffekte

Angesichts der noch immer labilen Lage der Weltwirtschaft ist es fast uìberfluìssig zu betonen, dass die globale Nachfrageentwicklung zu jenen gravierenden Unsicherheitsfaktoren gehört, die eine Prognose uìber die kuìnftige Energiewelt zum Blick in die Glaskugel werden lassen. Außerdem kuìndigt sich an, dass die Wechselwirkungen zwischen einzelnen Energieträgern, ihren Märkten und Preisen zunehmen werden. Schon heute verlegen sich die internationalen Ölkonzerne verstärkt auf das Erdgasgeschäft. Kohle wiederum deckte im vergangenen Jahrzehnt fast die Hälfte des Anstiegs der weltweiten Energienachfrage. Zudem steigt der globale Strombedarf fast doppelt so schnell wie der Energieverbrauch. Sollte Erdgas verstärkt im Strom- und im Transportsektor eingesetzt werden, kämen die Substitutionseffekte

gegenuÌber Kohle und Erdölprodukten einem »Game Changer« gleich. Schließlich kommt der Hauptsog fuÌr Öl aus dem Schwerlastverkehr in Asien, und der StraßenguÌtertransport könnte den Spritkonsum der PKW-Flotte uÌberholen. Ist die Angebotsseite auf solche SpruÌnge vorbereitet?

Über 90 Prozent des erwarteten Zuwachses bei der Energienachfrage kommen in den nächsten zwei Dekaden aus dem Nicht-OECD-Raum. China ist bereits der größte Energiekonsument weltweit. Alle Änderungen im chinesischen Energiemix haben enorme Folgen fuÌr die globale Energiebilanz. Zur Verdeutlichung: Auch wenn Chinas Energiebedarf bisher nur zu 19 Prozent durch Öl gedeckt wird (Deutschland: 34 Prozent), ist das Land bereits zweitgrößter Ölkonsument weltweit. Der Anteil von Erdgas an Chinas Energiemix liegt mit rund 130 Milliarden Kubikmetern pro Jahr bei rund 4 Prozent. Bis 2035 soll der Erdgasbedarf des Landes auf 545 Milliarden Kubikmeter jährlich steigen. Noch hat Kohle am chinesischen Energiemix einen Anteil von 70 Prozent, doch die Erfahrungen mit Smog könnten weitere Schritte zur Reduzierung der lokalen Schadstoffemissionen einleiten.

Hinter China reihen sich Indien und die aufstrebenden Länder SuÌdostasiens als neue Großverbraucher ein. Die Umlenkung der Handelsströme vom Persischen Golf ist bereits in vollem Gange. Weit mehr als die Hälfte der Öl- und Gasexporte von dort geht schon heute nach China und in den pazifischen Raum. China setzt in seiner Energiestrategie auf eine Diversifizierung der Energieträger, der Bezugsländer und der Transportwege. Es nutzt heimische Quellen, dringt aber auch immer mehr in »westliche Interessensphären« ein, um Energielieferungen zu sichern. An Brisanz gewinnen die Konflikte um Öl- und Gasvorkommen im Ost- und im SuÌdchinesischen Meer. Entscheidend wird sein, inwieweit China den internationalen Märkten vertraut und diese eine Versorgung gewährleisten können.

Geopolitische Implikationen

In den USA wird das Narrativ, man sei auf dem Weg zum Selbstversorger, zunehmend die Außen- und Sicherheitspolitik beeinflussen. Letztlich ist aber schwer vorstellbar, dass die USA mit der Carter-Doktrin brechen und sich vom Persischen Golf zuruÌckziehen werden – um dann abzuwarten, ob und wie China, Indien oder Russland das Vakuum fuÌllen. Die enge Partnerschaft mit Israel und die Sorge um die regionale Stabilität werden die USA auch uÌber aktuelle Krisen hinaus am Golf binden. Außerdem ist das Öl aus dieser Region entscheidend fuÌr die Preissetzung auf den Märkten, und die Ölpreise werden in US-Dollar beziffert. Dennoch: Amerikas außen- und sicherheitspolitischer Handlungsspielraum wächst, wenn die Abhängigkeit von der OPEC und dem arabischen Raum sinkt. Auch ökonomisch profitieren die USA vom Abbau der Ungleichgewichte: Ihr Haushaltsdefizit wird durch die eintretende Verbesserung der Handelsbilanz sukzessive entlastet, während China mehr Mittel fuÌr den Energiebezug aufwenden muss. KuÌnftig wird es Washington leichter fallen, Importsanktionen gegen energiereiche Länder der Region zu fordern. In jedem Fall ist zu erwarten, dass die USA mehr Verantwortung und Einsatz ihrer Partner in Europa und im pazifischen Raum verlangen werden.

Die Entwicklungen in der Energiewelt verstärken geopolitische Prozesse, die bereits im Gange sind. Das gilt vor allem fuìr die Verlagerung des strategischen und ökonomischen Interesses der USA in den pazifischen Raum. Die Straße von Hormus und die Straße von Malakka sind als Transportrouten sowohl fuìr China als auch fuìr Japan und Suìdkorea – enge Partner Amerikas – von fundamentaler Bedeutung. Ebenso wie die USA baut China seine militärischen Kapazitäten in der Region aus. Das Dilemma ist beidseitig – China ist ebenso wie Japan und Suìdkorea auf freie Passagen angewiesen, doch die Angst vor einer Blockade dieser vitalen Seewege sitzt bei allen Beteiligten tief.

Europa muss sich viel stärker als bisher darauf einstellen, dass sich Energieströme aus dem atlantischen Becken in den pazifischen Raum verschieben. Wenn es um verfuìgbare Mengen und Preissetzung geht, »begegnet« Europa China verstärkt und direkt im kaspischen und zentralasiatischen Raum, aber auch in Russland. Europa sollte auf die regionale Kontraktion seiner Energie-Handelsbeziehungen und eine Verknappung der Mengen vorbereitet sein, auch wenn dies nicht zwangsläufig eintreten muss. Schließlich könnte Europa gezwungen sein, seine Energieversorgung in der weiteren Region zu organisieren und zu sichern – gestuìtzt auf Nord- und Westafrika, den mediterranen Raum mit seinen neuen Gasvorkommen, das kaspische Gebiet sowie Russland und Norwegen. Vor diesem Hintergrund ist es ein Problem, dass die russisch-europäischen Beziehungen einem Kräftemessen gleichen, bei dem sich beide auf der Verliererseite wähnen. Das ist eine Hypothek, die anwächst; das Gleiche gilt fuìr die Tatsache, dass die Energiegemeinschaft mit Nordafrika bisher kaum Fortschritte gebracht hat.
Zu einem Zeitpunkt, da die EU ihre Kräfte im globalen Markt buìndeln muìsste, verstärkt sich die Fragmentierung in Europa. Es ist keineswegs ausgemacht, dass die Integration des Binnenmarktes weiter fortschreitet. Auf den Öl- und Gasmärkten der neuen Energiewelt wird Europa von einer Position aus agieren, die durch schwindende relative Marktanteile geprägt ist. Die Nachfrage in Europa stagniert, der Importbedarf steigt infolge sinkender Eigenproduktion eher marginal. Die bislang nicht gelösten Fragen um den kuìnftigen Energiemix und das klima- und energiepolitische Zielpaket fuìr 2020 und danach machen die Nachfragesituation noch unsicherer. Den aufstrebenden Märkten gegenuìber verliert Europa so an Attraktivität. Der Raffineriesektor liefert ein anschauliches Beispiel dafuìr, wie Verarbeitungskapazitäten nach Asien abwandern. Damit gehen nicht nur Gewinnmargen und Arbeitsplätze, sondern auch Handlungsspielräume verloren, da weite Teile der Versorgungskette bald außerhalb eigener Jurisdiktion liegen.

Fazit

Die fragmentierte Energiewelt, die sich abzeichnet, verstärkt die Ausprägung einer multipolaren Welt. Nationale Energiepfade differenzieren sich aus, die jeweiligen Energiemixe werden heterogener. Deutschland setzt auf die »Energiewende« und den Umbau zu einem nachhaltigeren Energiesystem, Amerika auf die »Schiefergaswende«. Individuelle Pfade können exklusive Zugangs- und Nutzungsstrategien befördern. Fraglich ist, ob damit das globale Energiesystem gegenuìber Versorgungskrisen widerstandsfähiger wird. Multilaterale Initiativen zur Steuerung der Energiebeziehungen werden durch die diffuse Interessenlage jedenfalls

erschwert. Das verschärft auch die schon bestehenden beispiellosen Ungewissheiten. International muss das Vertrauen in die Märkte und in ungehinderte Handelsflüsse gestärkt werden. Die neuen Zeiten erfordern vermehrt internationale Kooperation und Dialog.

Nicht nur aus ökologischen Gründen, auch mit Blick auf die Versorgungssicherheit wäre es fatal, die Zahlen der IEA dahingehend zu interpretieren, dass eine nachhaltige Entspannung auf den Öl- und Gasmärkten zu erwarten sei. Unkonventionelle Energieträger sind keine Lösung für die globalen Energieprobleme. Bestenfalls bieten sie eine tragfähige Brücke für den Umbau des Energiesystems, schlimmstenfalls aber perpetuieren sie bestehende Nutzungspfade. Das relativ saubere Gas könnte eine Scharnierfunktion bekommen und damit dem Öl den Rang ablaufen. Dabei sind die Rückwirkungen auf das Preisgefüge entscheidend – allerdings lassen sie sich kaum vorhersagen, vor allem weil der Gashandel eben nur bedingt global und flexibel stattfindet. Doch auch mit Blick auf die Eindämmung des Treibhauseffektes wird man sehr genau aufrechnen müssen zwischen den durch Substitution gewonnenen Einsparungen an Treibhaus-Emissionen, der simplen Verlagerung des Kohleverbrauchs sowie dem bei der Produktion von Schiefer- und Kohleflözgas etc. anfallenden »Klima-Fußabdruck«. Die Transformation hin zu einem nachhaltigen Energiesystem bleibt ein Gebot aus Sicht des Klimaschutzes und der Versorgungssicherheit.
Erschwerend wirkt, dass der Boom unkonventioneller Förderung die Opportunitätskosten einer Energiewende dies- und jenseits des Atlantiks erhöht. Eine Momentaufnahme der unterschiedlichen Energiekosten greift zu kurz und verstellt den Blick auf die negativen Auswirkungen für Umwelt und Klima und auf künftige Kostenkurven bei den einzelnen Energieträgern. Die Politik wird früher oder später den Trade-off zwischen wahrgenommenen kurzfristigen Kostenvorteilen und plausiblem langfristigen Nutzen eingehen müssen. Mit Blick auf die unkonventionellen Energiequellen ist es unabdingbar, rasch Erkenntnisse über den ökologischen Fußabdruck, die klimaschädlichen Emissionen und die technologischen Risiken zu gewinnen.
Angesichts der hohen Unsicherheiten ist Europas Politik gefordert, klare (Klima-) Ziele zu wahren und einen stabilen Rahmen vorzugeben. Die Bepreisung klimaschädlicher Emissionen ist die zentrale Weiche, um eine Energiewende zu erreichen. Flexibilität im europäischen Energiesystem ist die andere Antwort auf die Ungewissheiten. Diversifizierung und breite Nutzung heimischer Energiequellen, zu denen neben regenerativen Quellen auch – unter vorheriger Bewertung aller ökologischen Risiken – Schiefergas zählen könnte, tragen dazu bei.

Allianz für Mobilität und Energie e. V.

Aussenhandelsverband für Mineralöl und Energie e.V.

afm+e Allianz für Mobilität und Energie e.V.
Georgenstraße 23
10117 Berlin
Tel +49 (0)30 / 80 95 045 30
Fax +49 (0)30 / 22 605 978
info@afm-verband.de
www.afm-verband.de

Über den Aussenhandelsverband für Mineralöl und Energie e.V.:
Der AFM+E-Aussenhandelsverband für Mineralöl und Energie vertritt die Interessen unabhängiger, mittelständisch strukturierter Energieunternehmen gegenüber der Politik in der Bundeshauptstadt Berlin und in den Bundesländern. Die hinter dem Verband stehenden Unternehmen sind eine tragende Säule der Energieversorgung in Deutschland.