

Energiepartnerschaft mit Afrika – Die Lösung der Gaskrise?

Bislang fließt das Gas aus Russland störungsfrei. Sicher kann sich allerdings niemand sein, dass Präsident Putin die deutsche Abhängigkeit von russischem Erdgas nicht doch noch nutzt, um sich gegen Sanktionen zu wehren. Auch wenn ihm wohlbewusst sein dürfte, dass er damit dauerhafte Risiken für die russische Wirtschaft eingeht. Ganz ausschließen kann wohl niemand, dass eine Eskalation des Krieges in der Ukraine dazu führen kann, dass Deutschland nicht mehr genügend Gas erhält.

Rund 55 Milliarden Kubikmeter Gas liefert Russland und deckt damit mit Abstand den größten Anteil der jährlichen deutschen Gasnachfrage von rund 90 Milliarden Kubikmeter ab. Diese Mengen sind zumindest kurzfristig nicht zu ersetzen. Ein Versiegen der russischen Lieferungen hätte daher massive Auswirkungen auf die deutsche Wirtschaft. Aufgrund der gesetzlichen Regelungen wären Haushalte bei möglichen Abschaltungen bevorzugt. Das bedeutet, dass ein Großteil der Einsparungen aus der deutschen Wirtschaft kommen müssten. Selbst wenn durch eine gewisse Ausweitung der Lieferungen aus Norwegen¹ nicht die vollen 55 Milliarden Kubikmeter durch Verbrauchsreduktion ausgeglichen werden müssten, wären flächendeckende Abschaltungen in der Chemieindustrie, bei Stahl-, Aluminium- oder Glasproduktion notwendig. Allein der Ausfall dieser Branchen zöge massive Einbrüche in weiteren Schlüsselbranchen der deutschen Wirtschaft nach sich wie etwa dem Automobil- oder Maschinenbau. Beide Branchen sind auf Vorprodukte aus diesen Sektoren zwingend angewiesen.

In der aktuellen Diskussion wird als Lösungsansatz vor allem darauf abgehoben, verflüssigtes Erdgas (Liquified Natural Gas, LNG) von LNG-Exportländern zu beschaffen und so die Bezugsquellen Deutschlands zu diversifizieren. Dazu ist folgendes auszuführen:

Zunächst einmal bietet sich der Import von LNG durchaus als Alternative an. Bei LNG handelt es sich um verflüssigtes Erdgas und mithin um ein identisches Produkt. In der Regel wird Erdgas dort verflüssigt, wo Transportdistanzen zu groß sind, um den Bau von Pipelines technisch oder kommerziell zu rechtfertigen. In der Regel betragen Entfernungen über 5000km oder es sind geographische Hürden zu überwinden, die nicht anders überbrückt werden können.

Grundsätzlich sind für den Import von LNG spezielle Entladeterminals (Regasifizierungsterminals) notwendig, an denen das verflüssigte Erdgas entladen, gelagert und schließlich verdampft (regasifiziert) werden kann, bevor es in das reguläre Erdgasnetz eingespeist werden kann. Hierfür stehen in Nordeuropa mehrere Terminals zur Verfügung, die direkt oder indirekt mit dem deutschen Gasnetz in Verbindung stehen, etwa in den Niederlanden, in Belgien, in Frankreich, in UK und in Polen. Diese Terminals sind in der Regel nicht in vollem Umfang ausgelastet, im Winter 2021/2022 etwa nur zu durchschnittlich 30 Prozent ihrer Kapazität. Das hat damit zu tun, dass im Winter die Nachfrage nach LNG in den großen Abnahmezentren der Nordhalbkugel steigt und daher neben den langfristig gebundenen („captive“) Mengen auch am Spotmarkt gehandelte LNG-Ladungen sehr gefragt sind. Traditionell bezahlt Asien höhere Preise für Gas, u.a. deshalb, weil es dort in der Regel keine Alternative zu LNG-Importen gibt.

Weltweit werden derzeit ca. 500 Milliarden Kubikmeter Gas zu LNG umgewandelt. Rund 40 Milliarden Kubikmeter kommen davon aus russischen Verflüssigungsanlagen, fallen also als Quelle für den Ersatz russischen Pipelinegases weg. Somit bleiben theoretisch etwa 460 Milliarden Kubikmeter. Es ist im LNG-Geschäft üblich, dass 80 bis 90 Prozent der Mengen bereits vor dem Baubeginn von Verflüssigungsanlagen in langfristigen Verträgen fest verkauft sind. Nur durch diese Absatzsicherheit ist überhaupt die Finanzierung von großen Investitionsvorhaben möglich, wie Gasverflüssigungsanlagen dies sind. Für ein Vorhaben sind Investitionssummen von über 20 Milliarden Dollar keine Seltenheit.

Wenn also nun 80 Prozent der LNG-Mengen langfristig vor allem nach Asien kontrahiert sind, so dürften für den Spotmarkt kurzfristig maximal 10-20 Prozent von 460 Milliarden Kubikmeter verfügbar sein, mithin also (unter sehr optimistischen Annahmen) zwischen 46 und 92 Mrd.

Es ist leicht erkennbar, dass Deutschland also fast die gesamten weltweit am Markt kurzfristig verfügbaren Mengen aufkaufen müsste, um die Lieferungen aus Russland vollständig durch LNG zu ersetzen. Das ist schon deshalb nicht möglich, weil viele andere Nationen ebenfalls auf LNG-Spotmengen angewiesen sind. Seit 2011 sind fast alle am Spotmarkt verfügbaren Mengen nach Japan gegangen, weil durch die Abschaltung der Atomkraftwerke dort LNG der mit Abstand wichtigste Brennstoff für die Stromproduktion ist. Zudem müsste Deutschland in diesem theoretischen Fall die höchsten Preisangebote machen und teilweise enorm hohe Transportkosten in Kauf nehmen, etwa für Lieferungen aus Australien per Schiff nach Deutschlandⁱⁱ. Und selbst für den Fall, dass Deutschland (fast) die gesamten verfügbaren Mengen aufkaufen würde, wäre das Problem nicht gelöst, dass weitere rund 100 Mrd. Kubikmeter von Russland an andere europäische Länder geliefert werden, für die es definitiv keinen Ersatz geben würde. Eine Lösung des deutschen Versorgungsproblems zu Lasten von Polen, Ungarn oder Tschechien kann kaum eine nachhaltige Option darstellen.

Vor diesem Hintergrund wird klar, dass es unmöglich ist, auch nur einen signifikanten Anteil der russischen Gaslieferungen kurzfristig durch LNG zu ersetzen. Gleichwohl scheint es möglich, etwa zehn Prozent dieser Mengen durch LNG zu substituieren, also rund 5 Milliarden Kubikmeter. Als Lieferanten hierfür bieten sich diejenigen Produzentenländer an, die geographisch nahe an Deutschland liegen und somit die geringsten Transportkosten aufweisen. Dazu gehören nordamerikanische und afrikanische Lieferanten. Bestehende LNG-Exportanlagen wie diejenigen in Ägypten, Libyen, Algerien, Nigeria, Kamerun, Äquatorialguinea und Angola wären also prinzipiell in der Lage, überschaubare Mengen am Spotmarkt zur Verfügung zu stellen. Wegen der größeren Entfernung erst an zweiter Stelle interessanter Lieferanten stehen die Produzenten des Nahen Ostens wie Katar, Abu Dhabi oder Oman. Grundsätzlich erfordern solche Transaktionen keine politische Begleitung, die Vermarktung von Spotmengen erfolgt in strukturierten Prozessen, ist nicht neu und in der Branche eingespielt. Am Ende entscheidet der gebotene Preis über die Frage, ob Gas nach Europa geliefert wird oder nach Asien.

Relevant sind auch nordamerikanische Lieferungen. Diese Mengen sind grundsätzlich vorhanden, allerdings aus zwei Gründen schwierig für Deutschland. Zum einen wird das Erdgas in den USA vorwiegend mit Methoden produziert, die in Deutschland verboten sind („Fracking“) und die daher gesellschaftlich nur schwer Akzeptanz finden werden. Zum anderen befinden sich die bestehenden Exportanlagen vor allem an der Westküste, bislang mit dem Ziel, asiatische Abnehmer zu versorgen. Daher sind auch hier nur geringe Mengen zu hohen Preisen (und Transportkosten) zu erwarten.

Anders stellt sich die Situation in der mittleren Frist dar. Die Zielsetzung politischer Initiativen der deutschen Bundesregierung muss es sein, über die am Spotmarkt gehandelten Mengen hinaus feste langfristige Lieferverträge zu schließen. Wie schon ausgeführt, werden solche Lieferverträge in der Regel im Zusammenhang mit neuen Großinvestitionen geschlossen. In solchen Verträgen wird meist eine feste Abnahmemenge für eine Dauer von zehn bis zwanzig Jahren vereinbart, deren Preis sich nach einer Formel berechnet, in die meist Ölpreisindizes Eingang finden. Damit solche langfristigen „Punkt-zu-Punkt“-Lieferungen möglich werden, ist eine langfristige Abnahmezusage durch einen kreditwürdigen Gaskäufer notwendig. Deutsche Energieversorger sind bislang in diesem Geschäft kaum tätig, weil sie sich im Wesentlichen auf europäische Gasmärkte konzentrieren und sie für den Fall höherer Preise in Asien nicht über entsprechende Vertriebsstrukturen und Kunden dort verfügen. Wenn also deutsche Unternehmen bislang die Risiken langfristiger Verträge nicht eingehen konnten und wollten, weil das Risiko-/Ertragsprofil für sie nicht interessant genug war, so wird sich das in der neuen Lage nicht zwingend ändern. Versorgungssicherheit speziell für den deutschen Markt zu schaffen, ist eher ein politisches Anliegen des Bundes als ein wirtschaftliches Ziel deutscher Energiehändler.

Um langfristigen LNG-Bezug für Deutschland zu sichern, müssten deutsche Abnehmer zumindest Abnahmegarantien geben, evtl. auch an der Finanzierung neuer Verflüssigungsanlagen und an der Entwicklung von Gasfeldern aktiv mitwirken. Diese Aktivitäten gehören bislang jedenfalls nicht zu den Geschäftsmodellen der allermeisten Energieversorger hierzulande. Die aktuelle Marktsituation sorgt zudem bei den Gasversorgern in Deutschland für wirtschaftliche Engpässe. Uniper und VNG haben Sonderkreditlinien bei der KfW beantragt. Wingas als hundertprozentige Tochtergesellschaft von Gazprom wird sich an solcherlei Aktivitäten sowieso nicht beteiligen. Auch unter diesem Gesichtspunkt scheint es also schwer vorstellbar, dass die Energieunternehmen aus eigener Kraft solche Vorhaben angehen können und wollen.

Es wäre also notwendig, dass die Bundesregierung ihrerseits Finanzierungsinstrumente bereitstellt oder Garantien ausreicht, die ein solch komplexes und großvolumiges wirtschaftliches Engagement in Risikoländern ermöglicht. Theoretisch denkbar wäre alternativ allenfalls, dass der Bund ein „Offtake Vehicle“ schafft, also beispielsweise eine private Gesellschaft mit staatlicher Absicherung, die den Gaseinkauf bündelt. Das wäre dann notwendig, wenn die rein marktliche Organisation der Gasbeschaffung insofern versagt, als der Aspekt der Versorgungssicherheit nicht ausreichend berücksichtigt werden würde.

Während der kompetitive Vorteil Afrikas bei der kurzfristigen Beschaffung gegenüber anderen LNG-Exporteuren vor allem in der günstigen geographischen Nähe und den geringeren Transportkosten liegt, bietet Afrika bei der mittelfristigen Beschaffung einen viel gewichtigeren zusätzlichen Vorteil. Durch die unzureichenden Investitionen in die Gasförderung auf dem Kontinent in den vergangenen Jahren bestehen jetzt Möglichkeiten, freie Kapazitäten in bestehenden Verflüssigungsanlagen zu nutzen, um zusätzliche Mengen zu erzeugen und mit langfristigen Verträgen zu verkaufen. In anderen Produzentenländern wird dafür in der Regel die Neuentwicklung von Verflüssigungsanlagen und teilweise auch Gasfeldern notwendig sein. Das dauert bedeutend länger und während bei Neubauvorhaben von acht bis zehn Jahren Vorlauf bis zu den ersten Gaslieferungen auszugehen ist, könnte der Ausbau der Gasproduktion in Nigeria oder Äquatorialguinea (bzw. der Ausbau von Pipelineinfrastruktur zwischen den beiden Ländern) bereits in ca. zwei Jahren erste zusätzliche Gasmengen ermöglichen.

Damit diese Opportunitäten ausgeschöpft werden können, benötigt es aber zeitnahe Lösungen für die Finanzierung. Insofern müssten dafür also heute die Bundesregierung oder ggf. auch private Energieversorger aus Deutschland Abnahmezusagen machen und Garantien abgeben, damit die Realisierung zügig erfolgen kann. Da gerade in Afrika häufig wirtschaftliche Entscheidungen stärker als in Europa auf Basis politischer Faktoren getroffen werden, ist eine enge politische Flankierung der Verhandlungen unumgänglich. Wünschenswert – wenn nicht notwendig - wäre gar, dass die Bundesregierung die Verhandlungsführung übernimmt und betroffene Unternehmen an geeigneter Stelle einbindet.

Nur eine starke politische deutsch-afrikanische Energiepartnerschaft hätte also die Chance, Deutschland dauerhaft signifikante zusätzliche LNG-Mengen zu sichern. Eine solche Energiepartnerschaft darf sich dabei keinesfalls auf Entwicklungshilfe, Beratungsleistungen und gemeinsame Ausschüsse konzentrieren, wie das bislang häufig der Fall war, sondern muss vielmehr das Ziel haben, so schnell wie realistischerweise möglich LNG-Lieferungen verbindlich zu vereinbaren und die dafür notwendigen Investitionen in Afrika zu ermöglichen.

Wie zuvor ausgeführt, spricht also vieles dafür, dass zusätzliche Mengen aus Afrika bereits in einigen wenigen Jahren verfügbar sind, während andere Produzentenländer wohl erst später liefern können. Es ist aber nicht auszuschließen, dass der Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft schneller möglich ist als zumindest die längerfristigen neuen Investitionsvorhaben in fossile Energie und daher zu prüfen, ob

nicht deshalb ein noch stärkerer Fokus darauf liegen sollte, solche grünen Energievorhaben zu realisieren.

Weder für die kurzfristigen LNG-Mengen vom Spotmarkt noch für die mittelfristig lieferbaren zusätzlichen Mengen (Zeithorizont 2-3 Jahre) ist Wasserstoff bereits eine vollständige Alternativlösung. Für langfristig zu planende neue LNG-Projekte allerdings durchaus. Innerhalb von zehn Jahren sollten bereits signifikante Mengen grünen Wasserstoffs für den Export nach Europa produzierbar sein. Während reiner Wasserstoff schwierig zu verschiffen ist, besteht eine Möglichkeit darin, den Wasserstoff mit CO₂ zu verbinden und daraus Methan zu machen, also „grünes LNG“, welches dann die bestehende Verflüssigungs- und Transportinfrastruktur ebenso wie Regasifizierungsterminals einfach weiternutzen könnte. Alternative transportfähige Derivate sind insbesondere Ammoniak und Methanol. Wichtig für die Herstellung solcher Substitute für bestehende Importe fossiler Energie ist die Höhe des Preises für den grünen Strom. Damit die Elektrolyseanlagen rund um die Uhr genutzt werden können, ist es wichtig, eine optimale Kombination von Wind- und Solarenergie zur Verfügung zu haben. Batteriespeicher sind viel zu teuer. Länder mit guten Bedingungen für die günstige Erzeugung von Wasserstoff sind aus diesem Grund u.a. Südafrika, Namibia, Teile von Angola, aber auch Mauretanien und Marokko sowie Algerien und Ägypten. Eine ganze Reihe dieser Länder produzieren auch heute schon LNG, so dass eine phasenweise Umstellung von fossilem LNG auf grüne Energie dort möglich und bestehende Investitionen auch für neue Produkte weiterhin nutzbar wären. Auf dieser Basis kann eine weitere vertiefende Zusammenarbeit angestoßen werden, die u.a. die Produktion von grünem Stahl oder Zement in Afrika ermöglicht und somit Arbeitsplätze und Zukunftsperspektiven für afrikanische Länder schafft. Dieser „Transition“ den Weg zu ebnet, wäre ein wichtiger Zusatzeffekt einer deutsch-afrikanischen Energiepartnerschaft, die diesen Namen auch verdient. Weil sie konkrete Investitionen, Arbeitsplätze und Entwicklung in Afrika ermöglicht und gleichzeitig die Versorgungssicherheit in Deutschland erhöht – mit Erdgas als Brückenenergieträger und immer mehr mit grünem Wasserstoff.

(*) Die Autoren:

Prof. Dr. **Stefan Liebing** ist Geschäftsführer der Investmentfirma Conjuncta GmbH und langjährig tätig in der Öl- und Gaswirtschaft. Er ist Honorarprofessor am „Centre for Business and Technology in Africa“ der Hochschule Flensburg und Vorsitzender des Afrika-Verein der deutschen Wirtschaft e.V.

Prof. Dr. **Kay Pfaffenberger** ist Direktor des „Centre for Business and Technology in Africa“ der Hochschule Flensburg und dort tätig als Professor für Wirtschaftswissenschaften.

Die Autoren danken **Thorsten Dinkela** für seine hilfreichen Anregungen und Hintergrundinformationen zu diesem Papier. Die Verantwortung für die Inhalte (und damit für etwaige Fehler) liegt weiterhin ausschließlich bei den Autoren.

ⁱ Immer wieder wird auch eine Ausweitung von Lieferungen aus den Niederlanden erwogen. Das ist jedoch auszuschließen. Geplant ist die Schließung des Feldes Groningen in mehreren Phasen. Daher werden die niederländischen Liefermengen gegenüber dem Vorjahr noch einmal deutlich sinken. Da die Reduzierung dieser Produktionsmengen schon lange geplant war, sind zum neuen Gasjahr ab 1. April 2022 viele L-Gas-Netze auf H-Gas umgestellt worden. Insofern wäre selbst eine Aufrechterhaltung der aktuellen Liefermenge aus technischer Sicht nicht wesentlich hilfreich.

ⁱⁱ Diese Betrachtung vernachlässigt zudem, dass sich durch eine Umleitung von australischen LNG-Tankern nach Europa (anstatt wie bisher zu den asiatischen Großabnehmern) die Umlaufzeiten um ca. 50 – 60 Tage verlängern würden. Damit würden die LNG-Tanker nicht mehr ausreichen, um die volle Produktion der australischen Anlagen abzutransportieren. In der Realität ist die Flexibilität von LNG beschränkt.