

# Konsequenzen der europäischen Energiemarktkrise

Wie auf die aktuellen Herausforderungen reagieren?

**Christoph Merkel und Iñaki Merkel de Gurtubay**

Energiemarkt, Erdgas, Preisentwicklung, Energiemarktmodell

Es wird dargestellt, dass die weltweite Erdgasknappheit zu einem massiven Preisanstieg besonders für Erdgas und Elektrizität in Europa geführt hat. Diese Entwicklung ist jedoch an den USA weitgehend vorbeigegangen und hat auch in den asiatischen Märkten nicht die gleichen Auswirkungen, wie am Beispiel Japans gezeigt wird. Damit haben die Energiepreise für die europäischen Haushalte starke inflationäre Tendenzen.

Die gewerbliche Wirtschaft in Europa wird massiv belastet und wettbewerbsmäßig gegenüber anderen Weltregionen erheblich belastet. Konsequenzen wie Stilllegungen und Produktionsverlagerungen sind nicht ausgeschlossen. Es ist daher unstrittig, und auch von der EU-Kommission nicht in Frage gestellt, dass Europa sich in einer Energiemarktkrise befindet und Handlungsbedarf besteht. Die Hoffnung ist, ähnlich wie bei der Inflationserwartung der EZB, dass diese Preisentwicklung in Kürze wieder zurückgeht. Dies ist allerdings unsicher.

Die tatsächlichen Faktoren, die zu der Energiemarktkrise führten, werden im Einzelnen aufgezeigt. Neben aktuellen Marktumständen handelt es sich um Schwächen des europäischen Energiemarktmodells. Wesentlich sind auch schwerfällige Entscheidungs- und Genehmigungsprozesse, fehlende klare Positionierungen zum Erdgas im Rahmen der Klimaschutzpolitik und das Fehlen neuer Erdgas Importprojekte.

## Consequences of the European energy market crisis – How to respond to the current challenges?

It is shown that the global shortage of natural gas has led to a massive rise in prices, especially for natural gas and electricity in Europe. This development largely bypassed the United States and does not have the same effects on the Asian markets as the example of Japan shows. This means that energy prices for European households have strong inflationary tendencies.

The commercial economy in Europe is massively burdened and significantly burdened in terms of competition compared to other regions of the world. Consequences such as shutdowns and relocation of production cannot be ruled out. It is therefore undisputed, and also not questioned by the EU Commission, that Europe is in an energy market crisis and that there is a need for action. Similar to the ECB's inflation expectations, the hope is that this price trend will decline again shortly. However, this is uncertain.

The actual factors that led to the energy market crisis are shown in detail. In addition to current market conditions, there are weaknesses in the European energy market model. Difficult decision-making and approval processes, a lack of clear positioning on natural gas in the context of climate protection policy and the lack of new natural gas import projects are also essential.

## 1. Einleitung

Im Sommer und Herbst 2021 überschlug sich besonders die deutsche Presse und deutsche Politiker mit Berichten über den exorbitanten Energiepreisanstieg für Elektrizität und Erdgas. Gründe wurden in der politischen Auseinandersetzung über die Fertigstellung und Inbetriebnahme der Nordstream 2 lokalisiert. Es wurde behauptet, die Bundesregierung sei erpressbar, Moskau wolle die rasche Inbetriebnahme der Nordstream 2 erzwingen und liefere daher nur reduzierte Mengen nach Europa. Oppositionspolitiker taten sich dabei besonders hervor. Erst nach der Bundestagswahl ist das Interesse der Medien zurückgegangen. Nur mühsam setzte sich die Erkenntnis durch, dass der Energiepreisanstieg nicht ein singuläres europäisches Problem ist. Russland erfüllte seine bestehenden vertraglichen Pflichten vollumfänglich und wollte zunächst einmal seine eigenen Erdgasspeicher füllen, bevor es freie Mengen zusätzlich nach Europa lieferte. Nur widerwillig nahmen bestimmte Kreise zur Kenntnis, dass stattdessen LNG-Lieferungen unter langfristigen LNG-Importverträgen nach Europa ausgeblieben und gegenüber dem Vorjahr im Jahresverlauf massiv zurück gegangen waren. Denn Produzenten und europäischen Käufer hatten viele LNG-Cargos nach Asien umgeleitet, da sie dort gemeinsam noch höhere Preise als in Europa erzielen konnten.

Es ist somit eine Notwendigkeit, sich mit den Fakten auseinander zu setzen und mögliche Konsequenzen zu erörtern.

## 2. Weltweiter Energiepreisanstieg

Weitgehend unbemerkt von der Öffentlichkeit wurden 2019/20 zahlreiche Projekte z. B. zur Erdgasproduktion, LNG-Verflüssigungs- und Exportanlagen ad acta gelegt [1]. Entscheidend war der plötzliche weltweite Energiepreisverfall durch den Rückgang der wirtschaftlichen Aktivitäten weltweit im Zusammenhang mit der Covid Pandemie. Nicht von der Hand zu weisen ist auch die Klimapolitik in den großen Industrieländern, die Erdgas mal mehr, mal weniger nur noch eine unklare Rolle als Übergangsenergie zugesteht. Dabei spielten Umweltschutzorganisationen eine große Rolle, die die Umweltverträglichkeit von Erdgas und LNG publikationswirksam in Frage stellten. Letztlich gelang es den Erdgasgegnern, auch die Bereitschaft maßgeblicher Banken wie der EIB zu schmälern, Erdgasprojekte zu finanzieren.

Durch die wieder angesprungene weltweite Wirtschaftstätigkeit in 2021 ist auch die Energienachfrage wieder plötzlich angezogen. Dabei erwiesen sich die Energiepreise als volatil und erreichten unerwartete Rekordstände. Die Bereitschaft der Projektträger, aufgebene Investitionsprojekte wiederzubeleben, bleibt ange-

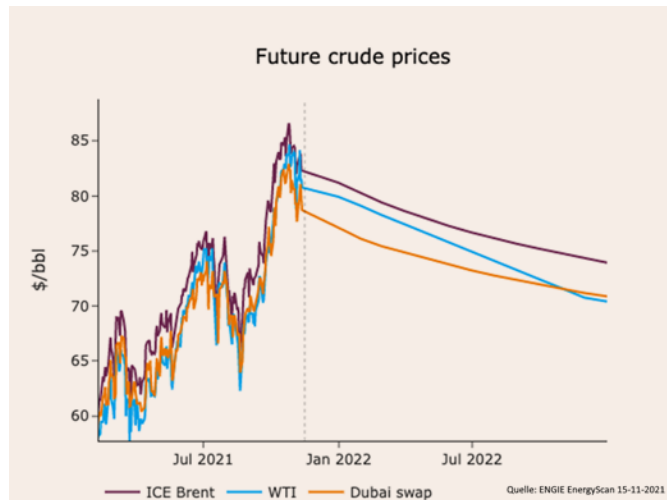


Bild 1: Aktuelle Preise und Termin-Notierungen für Rohöl

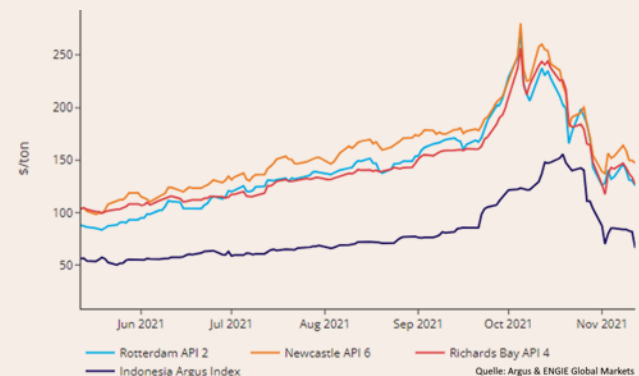


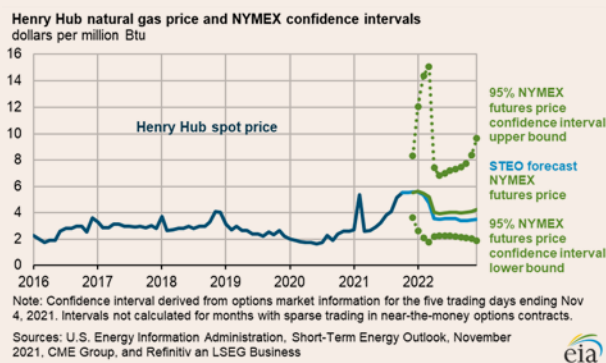
Bild 2: Entwicklung der Kohlepreise

sichts intern verschärfter Investitionskriterien und der Zurückhaltung wichtiger Banken, nicht mehr fossile Projekte finanzieren zu wollen, reduziert.

Die Preisentwicklung verlief unterschiedlich. Rohölpreise sind von ihrem Tief unter 20 \$/bbl (nicht zu vergessen die negativen WTI Termin Preise von -37 \$/bbl im April 2020) rasch wieder auf ein Niveau von rd. 80 \$/bbl angestiegen. Damit ist ein Preisniveau erreicht, das für die meisten Produzenten inkl. den Öl Fracking US-Produzenten auskömmlich sein dürfte. Die Terminnotierungen zeigen per Mitte November 2021 (Bild 1) eine wieder fallende Preiserwartung in einen Bereich von 75 \$ pro Barrel der Sorte Brent Öl an. Die Rekordölpreise, die im Jahr 2008 mit 147 \$ pro Barrel erreicht wurden, liegen somit noch weit entfernt. Die Rohölpreise zeigen weltweit auch nur mäßige regionale Preisunterschiede auf.

Bei den Kohlepreisen ist ebenfalls ein deutlicher Preisanstieg zu verzeichnen. Der Höhepunkt scheint aber Anfang Oktober 2021 bereits überschritten zu sein (Bild 2).

**Bild 3:** Asiatische LNG-Preise



**Bild 4:** Henry Hub Großhandels-Spotgaspreise

Bei den Erdgaspreisen sind sehr starke Preissteigerungen festzustellen. Während in der Corona Krise asiatische Welt LNG-Preise, die man als die weltweiten Erdgas-Spotpreise ansieht, bis auf ein Niveau von unter 2 \$ mmBtu fielen und einige Abnehmer durch Nichtabnahme vertraglicher Lieferungen auffielen, sind die LNG-Spotpreise zeitweise auf Rekordniveaus von über 40 \$ mmbtu angestiegen (**Bild 3**).

Zu den asiatischen LNG-Preisen muss man auf einen wichtigen Aspekt hinweisen. Die meisten großen Importländer wie Japan und China importieren LNG vorwiegend unter langfristigen Importverträgen. Diese stellen die großen und substanziellen Importmengen dar. Für diese Verträge gelten vorwiegend Ölpreisbindungen und nicht Spot LNG Notierungen. Die Konsequenz ist, dass die Erdgasimporte dieser Länder ganz überwiegend zu einem Preisniveau stattfindet, das weit unter dem Preisniveau des aktuellen LNG-Spotgasmarktes stattfindet. Die Gasbezüge auf dem LNG-Spotmarkt stellen nur eine kleine Menge dar, im besten Fall nur die Spitze der Beschaf-

fung. Damit ist ein hohes LNG- Spotgaspreisniveau für die Volkswirtschaften dieser Länder leichter als in Europa zu verkraften. Beispielsweise wurde der durchschnittliche japanische LNG-Importpreis zum 31. Oktober 2021 mit nur 12,37 \$/mmBtu beziffert [2].

Neben Gas- und Ölprodukten ist Elektrizität ein dritter wesentlicher energetischer Produktionsfaktor. Japan hat traditionell auf Grund der Versorgungsstruktur (hoher Anteil Öl und LNG) eine hochpreisige Stromversorgung. Allerdings hat das europäische Strompreisniveau im Großhandel die japanischen Strom-Großhandelspreise mittlerweile eingeholt. So wurden Ende November 2021 Stromverträge Januar 22 in Tokio zu 30,44 Yen/kWh, umgerechnet 237 €/MWh gehandelt, während an der EEX für Deutschland Januar 22 Baseload zu 217,5 €/MWh notierte. Umgekehrt lagen Baseload Kalenderjahr 22 Notierungen für Deutschland mit 133,7 €/MWh höher als für Tokio, umgerechnet bei 121 €/MWh. China ist zurzeit kein geeigneter Maßstab für Preissteigerungen. Zu China liegen Berichte vor, dass die Elektrizitätsversorgung in manchen Regionen in den letzten Monaten stark eingeschränkt und rationiert werden musste. Die Ursachen sind weniger auf globale Preissteigerungen für Kohle und LNG zurückzuführen, sondern auf nationale Klimapolitik, Stilllegung von Kohlegruben und Verbot von Kohleimporten aus Australien [3].

Ganz anders ist das Bild in den USA für Erdgas und Elektrizität. Die Preisnotierungen für Erdgas am Henry Hub sind im Laufe des Jahres angestiegen (**Bild 4**), aber das Preisniveau liegt aktuell für Januar 22 Lieferungen bei nur 3,851 \$/mmBtu [4].

Großhandelspreise für Elektrizität in den USA zeigen typischerweise hohe Volatilitäten an den regionalen Hubs. Aber das Preisniveau liegt vorwiegend im Bereich

20 bis 50 \$/MWh. Endkunden Elektrizitätspreise, über alle Sektoren gemittelt, lagen im September 2021 nur rd. 6,4 % höher als im Vergleichsmonat des Vorjahres. Die durchschnittlichen Elektrizitätspreise lagen bei 11,69 US \$ ct/kWh, umgerechnet etwa 10,4 € ct/kwh [5]. D.h. die Endkundenpreise lagen unter den europäischen Strom-Großhandelspreisen.

Für das produzierende Gewerbe unterstreichen diese Preisentwicklungen für Strom und Gas die hohe Wettbewerbsfähigkeit Nordamerikas in Fragen der Energieversorgung.

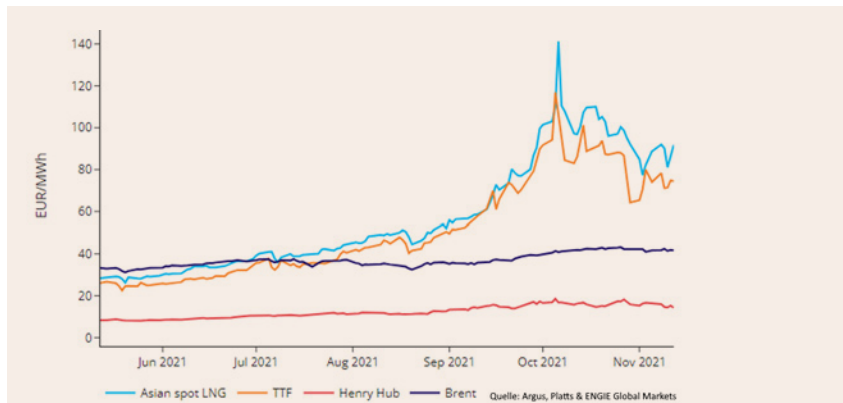
### 3. Europäische Preisentwicklung

Die europäischen Rohölpreise können sich der weltweiten Preisentwicklung natürlich nicht entziehen. Da Heizölpreise und insb. Kraftstoffpreise hoch besteuert sind, schlagen die Preissteigerungen des Rohöls gebremst bei den Produktenpreisen auf. Dennoch sind deutliche Preissteigerungen gegenüber 2019 aufgetreten.

**Bild 5** zeigt, dass die europäischen Hubpreise am TTF, wenn auch nicht ganz, so doch weitgehend den asiatischen Spotpreisen gefolgt sind und von diesen abhängig zu sein scheinen. Eine der größten Herausforderungen, mit denen der europäische Gasmarkt im Jahr 2021 konfrontiert war, war die begrenzte Preis-Mengenreaktion des LNG-Marktes. Die starke Nachfrage aus Asien, angeführt von China, hat zu einem Anstieg der asiatischen LNG-Preise gegenüber Europa geführt, um Anreize für größere Lieferungen in den Pazifik zu schaffen. Das asiatische Preis-Premium ist notwendig, um amerikanische LNG-Ladungen von der Ostküste von Europa nach Asien umzulenken. Die Schiffe haben einen längeren Weg und müssen den Panama Kanal passieren. Dies führt zu höherer Nachfrage nach LNG-Schiffskapazität. Die Tagesraten für LNG-Schiffe haben sich seit Sommer 2021 weit mehr als verdreifacht. Längere Transportwege und die aktuellen Wartezeiten am Panama Kanal erklären weitgehend das Preis-Premium des asiatischen LNG-Marktes gegenüber dem europäischen Markt.

**Bild 5** zeigt im Vergleich, dass auch die amerikanischen Großhandelsgaspreise angestiegen aber der explosiven Preisentwicklung in Asien und Europa nicht gefolgt sind. Ähnliches gilt für die Rohölpreise, die seit Sommer 2021 deutlich unter dem Niveau der Gaspreise in Asien und Europa notieren.

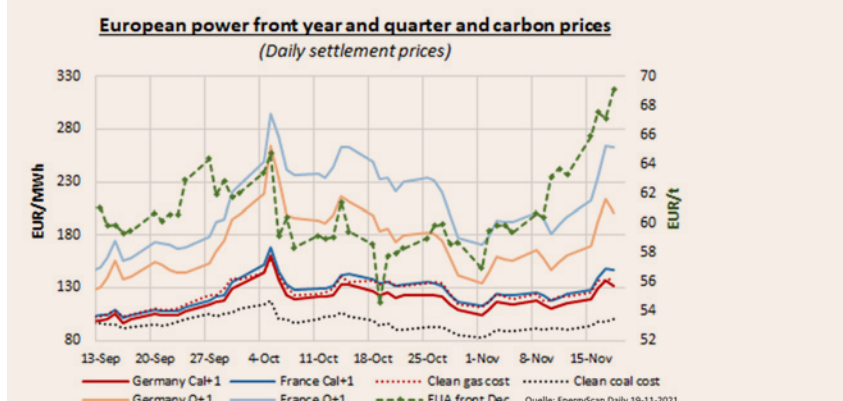
Die Zertifikate-Preise für CO<sub>2</sub>-Emissionen sind in Europa massiv gestiegen und haben im Dezember 2021 rd. 90 €/t erreicht (**Bild 6**). Mit der Veröffentlichung der deutschen Koalitionsvereinbarung stiegen die CO<sub>2</sub>-Zertifikatepreise bereits erstmalig auf 73 €/t an und Timera [6] kommentierte „Die EU-Kohlenstoffpreise (EUA ETS) folgten diese Woche (mit einem beeindruckenden Anstieg von 28 % seit Anfang des Monats) als Folge des politi-



**Bild 5:** Entwicklung der Erdgaspreise in Asien und Europa im Vergleich zu Henry Hub und Rohölpreisen



**Bild 6:** CO<sub>2</sub>-Zertifikate-Preise im EU-ETS



**Bild 7:** Entwicklung Europäische Termin-Elektrizitätspreise und der CO<sub>2</sub>-Zertifikatepreis

schen Tons der neuen deutschen Regierung. Dies beinhaltet eine vorgeschlagene Untergrenze von 60 €/t für die ETS-Preise, die Beschleunigung des Kohleausstiegs bis 2030 und des Gasausstiegs bis 2045 und eine deutliche Erhöhung des prognostizierten Strombedarfs“.

Die Elektrizitätspreise sind im Schlepptau der höheren Gaspreise und der CO<sub>2</sub>-Preise stark angezogen, (**Bild 7**).

Dabei liegen die Tagespreise noch wesentlich höher als die dargestellten Terminpreise. Damit ist ein Preisniveau erreicht worden, wo sich die Frage stellt, ob die gewerbliche Wirtschaft diese Preise längerfristig verkraftet.

Die Erdgaspreise in Europa sind seit knapp 10 Jahren an Hubpreise wie TTF, THE oder anderen regionalen Hubs gebunden. Die Endverbraucherpreise unterscheiden sich lediglich in der Frage, ob sie aus täglichen Preisen, monatlichen, Quartals- Saison- oder Jahres-Termin-Preisen gebildet werden. Erst weit in der Zukunft notieren die Terminpreise für Strom und Gas wieder auf einem Niveau von 84,3 bzw. 23,6 €/MWh [7].

Ölgebundene bzw. an der Anlegbarkeit orientierte Gaspreise konnten die Erdgasimporteure nach der Marktliberalisierung nicht mehr aufrechterhalten, da die Wettbewerbsintensität dafür keinen Raum ließ [8]. Damit orientiert sich die Erdgasversorgung in allen Marktsektoren inkl. Chemie, Industrie, Kraftwerke, Haushalte und Gewerbe an den Hubpreisen. Damit unterscheidet sich der europäische Markt fundamental von den asiatischen und amerikanischen Märkten. Spätestens wenn die Gaslieferverträge zur Verlängerung anstehen, setzt sich das aktuelle Hubpreisniveau bei allen Kunden und in allen Marktsektoren durch. Ölpreisgebundene niedrige Gaspreise – wie in Japan – existieren nicht in Europa. Alle Marktsektoren werden zu Hubpreis basierten Gaslieferungen versorgt.

Somit stellen die hohen Gas- und Elektrizitätspreise eine Bedrohung der Wettbewerbsfähigkeit der gewerblichen Industrie in Europa dar. Es stellt sich die Frage, ist Europa in eine profunde Energiemarktkrise geraten? Man wird diese Frage vor dem Hintergrund des Vergleichs der europäischen Preisentwicklung mit Nordamerika und Asien beleuchten müssen.

Sollten sich die weltweiten Erdgaspreise relativ schnell wieder zurückbilden (z. B. Rückgang des Energieverbrauchs durch die nächste Corona-Pandemiewelle), dann wird die deutliche Akzentuierung der Preiseffekte vielleicht gemildert. Damit wird der Handlungsbedarf ggfs. nur zugedeckt. Sollte es nicht zu einem erneuten Rückgang der weltweiten wirtschaftlichen Aktivität kommen, dann kann eine erhöhte Gas- und LNG-Verfügbarkeit die Preise dämpfen. Wesentliche neue LNG-Exportprojekte werden 2025 erwartet. Zusätzliche neue Gas-mengen über Nordstream 2 könnten auch einen Beitrag leisten.

#### 4. Die Suche nach den Schuldigen

Seit Sommer 2021 werden in der Presse und von verschiedenen Politikern Schuldige und Verantwortliche für die hohen Gaspreise gesucht, ganz nach der Devise, die Schuld bitte nicht bei der Politik, sondern bei anderen

suchen (nach Dwight D. Eisenhower „Die Jagd nach dem Sündenbock ist die einfachste“).

Obwohl zusätzliches russisches Erdgas von vielen Politikern, u. a. in Brüssel, Warschau und Berlin, seit Jahren als unerwünscht abqualifiziert wird, wurden von diesen angeblich reduzierte russische Gaslieferungen und politische Erpressungen im Zusammenhang mit Nordstream 2 wiederholt in den Raum gestellt und zusätzliche Lieferungen gefordert. Im Wahlkampf wurde beispielsweise von Bündnis 90/Die Grünen [9] die deutsche Regierung als erpressbar dargestellt.

Wichtig ist, dass sich die polnische Regierung und Gaswirtschaft Ende des Jahres 2022 von russischem Gas gänzlich befreien will, indem sie mit von der EU hoch subventionierten Infrastrukturen weltweit LNG und Pipelinegas aus Norwegen beziehen will. Natürlich genießt Polen die europäische Solidarität und damit stehen der polnischen Gaswirtschaft zusätzlich im hohen Maße Lieferkapazitäten aus Europa über die bestehenden Leitungsverbindungen zur Verfügung, falls es auf dem Weg zur Unabhängigkeit von russischen Gaslieferungen unerwartete Probleme geben sollte.

Die Inbetriebnahme der Nordstream 2 wird von Polen mit dem Argument bekämpft, sie werde die polnische Versorgungssicherheit unterminieren und die Abhängigkeit von russischem Erdgas erhöhen. Angesichts der genannten Fakten erstaunt dieser Vorwurf.

Am 16.11.2021 entschied die BNetzA, das Zertifizierungsverfahren für den Nordstream 2 Betreiber auszusetzen. Die europäischen Erdgaspreise legten schlagartig massiv zu, Dezember Lieferungen um fast 18 % und Jahr 22 Lieferungen um fast 11 %. Der Markt hatte zuvor offensichtlich durch die Erwartung einer absehbaren Inbetriebnahme der neuen Leitung einen preisdämpfenden Einfluss eingepreist. Aus Marktsicht wird offensichtlich eine Verzögerung der Nordstream 2 Inbetriebnahme als preissteigernd wahrgenommen, ganz im Gegenteil zu der polnischen Argumentation.

Daraus kann man schließen, dass es speziell in Deutschland eine Suche nach dem Schuldigen der Energiemarktkrise gibt, die populistisch und taktisch geprägt war und ist und an den Fakten vorbeigeht.

#### 5. Die tieferen Ursachen der europäischen Energiemarktkrise

Statt eine Suche nach den Schuldigen, soll an dieser Stelle die Suche nach den tieferen Ursachen für die Krise und den sinnvollen Maßnahmen beginnen. Sechs Faktoren werden für die aktuellen Entwicklungen im europäischen und speziell im deutschen Gasmarkt als relevant angesehen:

- Aktuelle Marktentwicklungen mit zum Teil unglücklichen Verkettungen

- Wichtige grundsätzliche Änderungen der Gasimportverträge
- Puristisches EU- Gasmarktmodell
- Fehlende neue Importinfrastrukturen für Erdgas, wie z. B. ein LNG-Terminal in Deutschland
- Überzogene deutsche Klimapolitik
- Schwerfälligkeit von Entscheidungs- und Genehmigungsprozessen.

Auf diese Faktoren wird im Folgenden näher eingegangen.

### 5.1 Aktuelle Marktentwicklungen

Die aktuellen Marktentwicklungen haben durch zum Teil unglückliche Verkettungen zu den rapiden und schlagartigen Preisentwicklungen beigetragen:

- Wirtschaftliche Depression 2020 infolge der Covid 19 Pandemie mit reduzierter Energie- und CO<sub>2</sub>-Zertifikatenachfrage resultierte in 2020 in sehr niedrigen Preisniveaus
- Wirtschaftliche Erholung in 2021 nach dem Abklingen der Covid 19 Pandemie mit erhöhter Energie- und CO<sub>2</sub>-Zertifikatenachfrage resultierte in plötzlichen Preisanstiegen
- Geringe Erdgas-Speicherstände wegen relativ langem und kalten Winter 2020/21, die im Sommer 2021 nicht aufgefüllt wurden, da LNG-Lieferungen für Europa nach Asien umgeleitet wurden und preiswerte Spotgasmengen nicht zur Verfügung standen
- Witterungsbedingt geringe erneuerbare deutsche Stromerzeugung im 1. HJ 2021 resultierte in verstärkter fossiler Stromerzeugung und mehr Nachfrage nach CO<sub>2</sub>-Zertifikaten
- Hohe weltweite LNG-Nachfrage aus Asien
- Gaskraftwerke in Deutschland sind zurzeit preisbestimmend im Elektrizitätsmarkt. Die Kombination hoher Gas- und CO<sub>2</sub>-Zertifikatepreise führt zu exorbitanten hohen Strompreisen insb. im prompten Markt.

### 5.2 Wichtige grundsätzliche Änderungen der Gasimportverträge

Hierzu sind zwei Aspekte zu beleuchten, die in der Öffentlichkeit nicht ausreichend bewusst bzw. bekannt sind:

Erstens, die angestammten LNG-Importverträge in Europa waren Versorgungsverträge. Egal, ob FOB- oder DES-Typ, sie dienten wie die Pipelineverträge der mengenmäßigen Sicherstellung der Versorgung des europäischen Marktes. Da durch die Marktliberalisierung in Europa ein temporärer Preisverfall und Mengenüberschuss herrschte, suchten die Lieferanten und Käufer vor ein paar Jahren nach Möglichkeiten als überschüssig angesehene LNG-Mengen anderweitig zu vermarkten, indem

einzelne Cargos nach Asien oder Südamerika umgeleitet wurden. Dies führte zu Reibereien zwischen Produzenten und europäischen Käufern, aber letztlich einigten sich die Parteien auf eine Dynamisierung der Verträge, sodass heute einzelne LNG-Schiffslieferungen unkompliziert an andere Käufer, die mehr zahlen, umgelenkt werden können. Dieses Prinzip wurde von den US-Exportterminals in den letzten Jahren ausdrücklich promoviert, die alle Preisrisiken auf den LNG-Käufer abwälzen und ihm im Gegenzug das freie weltweite Vermarktungsrecht einräumen. In diesem Jahr hat die Optimierung der europäischen LNG-Lieferketten so gut funktioniert, dass die Zahl der Cargos, die in europäischen LNG-Terminals angelandet wurden, gegenüber dem Vorjahr stark zurückging und zu dem Eindruck einer Gasmangellage in Europa führte. Tatsächlich hat sich lediglich gezeigt, dass der Welt-LNG-Markt gut funktioniert und Europa ein Teil davon geworden ist. Aber die LNG-Importverträge für Europa sind damit nicht mehr schlichte europäische Versorgungsverträge, sondern internationale Handelsverträge.

Zweitens, vor 15 Jahren wären die Erdgaspreise nicht so explodiert wie im Jahr 2021. Damals galt das sog. Prinzip der Anlegbarkeit. Erdgas wurde vertraglich im Markt nicht höher bepreist als die relevanten Wettbewerbsenergien. Dieses Anlegbarkeitsprinzip wirkte nicht nur auf der Verbraucherebene, sondern insb. war es die Grundlage der Gasimportverträge in Westeuropa. Die EU-Kommission hatte jahrelang diesen Typ von langfristigen Gaslieferverträgen bekämpft und als wettbewerbshemmend qualifiziert [10]. Sie verfügte über keine unmittelbaren Eingriffsmöglichkeiten gegen die Anlegbarkeitsverträge. Aber sie bemühte sich, die europäischen Erdgas Importeure einzuschränken, indem sie deren Rolle systematisch unterminierte. Durch ihre vielfältigen Maßnahmen im Rahmen der Liberalisierung von 1995 bis 2009 auch im Zusammenspiel mit nationalen Regulierern sorgte sie u. a. für eine rasche Flutung der entstehenden Spotgasmärkte, Abschaffung der City Gate Lieferungen und Verbot/Einschränkung der langfristigen Verkaufsverträge. Letztlich blieb den meisten Erdgasimporteuren nichts anderes übrig, als das Anlegbarkeitsprinzip aufzugeben und sich an den Spotgaspreisen an den Hubs zu orientieren.

Diese Änderungen der Gasimportverträge wurden verständlicherweise als positive Errungenschaft gefeiert. Denn die Freigabe der Lieferkapazitäten der Produzenten und der Importeure führte zu einem Überschuss im Markt und resultierte in niedrigen Preisen. Dieser Überschuss ist im Laufe der Jahre ausgewachsen. Hubpreise garantieren nicht grundsätzlich niedrige Preise, sondern Preise, die sich aus Angebot und Nachfrage bilden. Bei entsprechend hoher Nachfrage und geringem Angebot

bilden sich dann Preise, die auch höher als frühere ölgebundene Preise sind. Genau in einer solchen Situation befindet sich der Markt im Jahr 2021. Heute ist Erdgas in Europa teurer als die entsprechenden Ölprodukte bzw. unter den alten Gasimportverträgen.

### 5.3 Puristisches EU-Gasmarktmodell

In der Vergangenheit genoss Europa das Privileg, Erdgas zu günstigeren Preiskonditionen beziehen zu können als Asien. Mit der Eliminierung der Macht der europäischen Importeure nahm die EU-Kommission in Kauf, dass der Gashandel an den europäischen Hubs praktisch auf nur noch wenige Volumen-Lieferanten eingeengt wurde. Mit gut 30 europäischen Gasimporteuren hätte man noch einen ausgeglichenen Gashandel der Importeure mit Händlern, Industrie, Kraftwerken und Stadtwerken etablieren können. Da aber die Importeure beschränkt und zerschlagen wurden, ihre Sonderrolle abgeschafft, ihr Beitrag zur Versorgungssicherheit durch Abschluss langfristiger Verträge und Aufbau einer eigenen Erdgasproduktion und eigener Gastransportnetze nicht honoriert wurde und die ausländischen Lieferanten zur Teilnahme an den europäischen Märkten eingeladen wurden, bildete sich ein Erdgasmarkt an den Hubs, der von den Lieferungen dreier halbstaatlicher Produzenten maßgeblich geprägt wurde: Gazprom Export, Equinor und Gastera. Da das Groningen Feld vorzeitig stillgelegt wird und Großbritannien die EU verließ, reduzierte sich das Angebot auf heute zwei Lieferanten, ergänzt um kleinere Mengen insb. aus Algerien, Katar und Libyen und von einigen Händlern.

Da diese Entwicklung bereits seit Jahren absehbar war, konzentrierte sich die EU-Kommission auf den Zugang zu dem Welt-LNG-Handel. Im Februar 2016 informierte die EU-Kommission über ihre LNG- und Speicherstrategie [11]. Da wird postuliert: „Die Kommission fördert weiterhin den freien Energiehandel und den uneingeschränkten Zugang von EU-Unternehmen zu LNG-Lieferungen im Rahmen der Verhandlungen über die Transatlantische Handels- und Investitionspartnerschaft und der Sitzungen des EU-US-Energierates“. Nur im Welt-LNG-Markt wollte die EU-Kommission eine Vielfalt von Anbietern und Wettbewerbern unter den Produzenten sehen. Allerdings nahm sie damit in Kauf, dass dann die Beschaffungspreise für Europa auf das Welt-LNG-Preisniveau ansteigen.

Der Bau neuer LNG-Infrastrukturen in Europa wurden folglich von der EU massiv subventioniert. Ob diese Subventionen sinnvoll angelegt waren, kann man in einigen Fällen hinterfragen. Offensichtlich spielten nationale Interessen eine nicht unwichtige Rolle.

Flankierende politische Initiativen sollten eine Marktliberalisierung in Ländern wie Japan fördern und mit Europa koordiniert werden, um zu verhindern, dass auf dem

Umweg über Asien indirekt wieder eine Ölpreisbindung eingegangen wird [12]. Diese haben aber keine sichtbaren Fortschritte geliefert.

In Europa sind alle Marktsektoren dem Preisrisiko der Welt-LNG-Preise ausgesetzt, weil sämtliche Einkaufsmengen auf den Hubpreisen basieren und diese wiederum von den Welt-LNG-Preisen. Die USA sind davon völlig unabhängig, da sie nicht nur Selbstversorger, sondern sogar einer der größten LNG-Exporteure sind. Und die asiatischen Länder haben ihre Gasmärkte nicht liberalisiert. Von Land zu Land gibt es große Unterschiede. Prinzipiell verfügen die Importeure traditionell über große Basismengen mit einer Rohölbindung. Langfristige Verträge mit asiatischer LNG-Hub-Bepreisung gibt es nur in wenigen Ausnahmen. Den Welt-LNG-Markt nutzen die asiatischen Importeure, von Land zu Land im unterschiedlichen Umfang, für die Spitzendeckung aber nicht für die Basismengen.

Ob es seitens der EU-Kommission klug war, auf den Welt-LNG-Spotgasmarkt als den relevanten Beschaffungsmarkt zu setzen, kann somit infrage gestellt werden. In Zeiten niedriger Spotgaspreise profitiert die europäische Wirtschaft von den niedrigen Spotpreisen, aber jetzt angesichts einer weltweiten Gasknappheit und entsprechend hoher Spotgaspreise leiden die europäischen Verbraucher am meisten.

### 5.4 Fehlende neue Importinfrastrukturen für Erdgas

Das Prinzip der Versorgungssicherheit wurde von der EU-Kommission hochgehalten, aber eher abstrakt, und wenn konkret, dann nur im Sinne der technischen Absicherung. Versorgungssicherheit im Sinne der Verfügbarkeit der physischen Commodity spielte keine Rolle, da die EU-Kommission sich auf das Funktionieren des Welt-LNG-Marktes verließ.

Es wird eine 13 Mrd. m<sup>3</sup>/a neue Gastransport-Trasse von Norwegen über Dänemark nach Polen (Baltic Pipe) gebaut und 2022 in Betrieb genommen. In Norwegen werden aber keine zusätzlichen neuen Erdgasfelder erschlossen, um die Leitung zu füllen. Die Konsequenz ist, dass die bestehenden Leitungen aus Norwegen nach Deutschland, Belgien, Frankreich und Großbritannien entsprechend entleert werden.

Die L-Gas-Produktion in Groningen wird vorzeitig eingestellt. Um die L-Gas-Lieferverpflichtungen der Gastera zu erfüllen, wird in den Niederlanden im großen Stil in eine L-Gas-Konditionierung von H-Gas investiert. Dafür werden zusätzliche große H-Gas-Mengen benötigt. Das H-Gas wird am TTF beschafft, aber kein neues H-Gas-Importprojekt in die Niederlande initiiert.

Ähnliches gilt für die fortschreitende Umstellung der L-Gas-Versorgung auf H-Gas durch den sukzessiven Rück-

gang und das Ende der niederländischen L-Gas-Versorgung in der Größenordnung von bis zu 60 Mrd. m<sup>3</sup>/a. Die neuen großen H-Gas-Mengen werden in Frankreich, Belgien, Niederlande und Deutschland an den Hubs beschafft. Über neue H-Gas-Importprojekte für Europa wird nicht gesprochen.

In den Niederlanden soll bei Eemshaven Wasserstoff in den nächsten Jahren im großen Stil auf Erdgasbasis produziert werden. Die erforderlichen Erdgas Mengen werden nicht zusätzlich in die Niederlande importiert, sondern aus den in Dornum (Deutschland) angelandeten Erdgas Mengen in die Niederlande abgezweigt und damit der deutschen Versorgung entzogen. All diese Vorhaben wurden im Vertrauen auf das Funktionieren des Welt-LNG-Marktes akzeptiert.

Wesentliche neue Beschaffungsprojekte für Europa mit Ausnahme der Trans Adriatic Pipeline (TAP) -Leitungsprojektes aus Aserbaidschan und den zuvor genannten peripheren LNG-Terminalprojekten wurden nicht unterstützt. Die Gazprom-Projekte für neue Leitungen wurden von der EU-Kommission nicht gefördert, sondern behindert. Der Anlandepunkt der Turkstream Leitung wurde von Gazprom daher in die Türkei statt nach Bulgarien verlegt. Die Fertigstellung der Nord Stream 2 wurde jahrelang verzögert und die Inbetriebnahme wird mit bürokratischen Hindernissen behindert. Die Gasrichtlinie der EU-Kommission wurde zu diesem Zweck gezielt novelliert.

Deutschland ist der größte europäische Erdgasmarkt in Europa. Es ist das einzige große europäische Küstenland, das in der Vergangenheit keinen Zugang zum Welt-LNG-Markt durch eigene LNG-Terminals aufbaute, obwohl die EU-Kommission dies allen Mitgliedsstaaten nahelegte. Im Laufe des Jahres 2017/18 wurden vier LNG-Importterminal Projekte in Brunsbüttel, Wilhelmshaven, Stade und Rostock kreiert. Die Autoren waren an dieser Entwicklung mit einer Studie beteiligt [13]. Alle Projekte wurden an einer raschen Umsetzung gehindert. Abgesehen von der Komplexität der Vorhaben gab es zusätzliche Hindernisse: Zum einen wurde Erdgas als Rohstoff für die Wasserstoffproduktion in der deutschen Politik negiert, zum anderen zeigten sich Unklarheit über die zukünftige Rolle von Erdgas bei der Dekarbonisierung sowie Widerstände von Umweltverbänden. Zwei Projekte wurden in diesem Jahr aufgegeben. Damit ist der Zugang Deutschlands zu den Welt-LNG-Märkten auch zukünftig in Frage gestellt und die Abhängigkeit von den zwei Pipeline-gas-Lieferanten erhöht.

## 5.5 Überzogene deutsche Klimapolitik

Die Bundesregierung und fast alle Bundesländer hatten sich in ihrer Klimapolitik auf eine Wasserstoffstrategie festgelegt, die auf erneuerbarem grünem Wasserstoff

basiert. Das Ziel der Abschaffung der CO<sub>2</sub>-Emissionen wurde zugunsten des noch höheren Ziels der rein erneuerbaren Energieversorgung gesteigert. Die Chancen, schnell große Wasserstoffmengen durch autotherme Methanreformierung mit CO<sub>2</sub>-Speicherung oder der Methanpyrolyse oder Methanplasmalyse mit Kohlenstoff-Nutzung rasch zu produzieren, wurden damit vertan bzw. in Nachbarländer verdrängt [14]. Damit wurde aber auch die Frage verdrängt, muss Deutschland zukünftig sogar mehr Erdgas importieren als bisher? Denn wenn Erdgas als Grundstoff der Wasserstoffproduktion herangezogen wird, dann wird zumindest für einen längeren Zeitraum mehr Erdgas als bisher benötigt.

Die neue Bundesregierung will die Technologieneutralität stärker in den Vordergrund stellen. Aber was das in Hinblick auf Erdgas als Grundstoff der Wasserstoff-erzeugung, für eine eventuelle Kohlenstoffnutzung bzw. CO<sub>2</sub>-Lagerung oder eine CO<sub>2</sub>-Kreislaufwirtschaft mit SLNG konkret bedeutet, bleibt abzuwarten. Ob die in die Niederlande verdrängten Wasserstoff-Produktionsprojekte auf Basis von norwegischem Erdgas wieder nach Deutschland zurückverlagert werden, bleibt zweifelhaft.

Die rasche Abschaltung der Kohlekraftwerke bis 2030 erfordert nach Einschätzung der Ampelkoalition den Neubau von 30 GW<sub>e1</sub> neuer Kraftwerksleistung auf Basis Erdgas zwecks Absicherung der erneuerbaren Stromversorgung. Aber wie die entsprechende Erdgas-Bezugsleistung ohne wesentliche Arbeit/Energie im Import und Transport dargestellt werden soll, ist völlig offen.

Überlagert werden diese Fragen von einem zukünftig zurückgehenden Erdgasverbrauch im Endenergiemarkt durch die Dekarbonisierung der Sektoren Industrie und Wärmemarkt.

Die politische Abwendung von Erdgas als umweltfreundlicher Energieträger resultiert in einer hohen Unsicherheit über den zukünftigen Bedarf. Die hohe Variation der Prognosen über den zukünftigen Erdgasbedarf sind Zeugen dieser Unsicherheit. Welche Gesellschaft ist dann bereit, Investitionen für 20-30 Jahre zu tätigen? Denn Infrastruktur wird üblicherweise mit längeren Nutzungszeiten kalkuliert und abgeschrieben. Ein LNG-Terminal ist sicherlich nicht bereits in 10 Jahren abgeschrieben. Solange es keinen überzeugenden politischen Konsens in Deutschland über die Rolle von Erdgas auf dem Weg in die Dekarbonisierung, die Absicherung der erneuerbaren Stromerzeugung durch Gaskraftwerke und die Rolle von Erdgas als Ausgangsstoff der Wasserstoff-erzeugung gibt, sind Investitionen nicht zu erwarten, mit Ausnahme der regulierten Netzgesellschaften. Eine fachkundige, abgestimmte und wirtschaftlich umsetzbare Projektion des resultierenden zukünftigen Erdgasbedarfs Deutschlands ist zu erstellen.



### 5.6 Entscheidungs- und Genehmigungsprozesse

Komplexe und langwierige Genehmigungs- und Entscheidungsprozesse verhindern rasche und pragmatische Fortschritte von Projekten.

Dies gilt beispielsweise nicht nur für die Genehmigungsprozesse für LNG-Terminals, sondern auch für andere Infrastrukturen. Dazu gehört beispielsweise die Nordstream 1 und die Nordstream 2. Polen hat beim europäischen Gerichtshof eine Entscheidung gegen die EU erwirkt, die die Nutzung der OPAL-Kapazität bis auf weiteres massiv einschränkt. Dies erfolgte aus formalen Gründen, ohne dass die inhaltlichen Bedenken Polens wegen der Risiken für die polnische Versorgungssicherheit behandelt wurden.

Die BNetzA begann mit der Prüfung des Nordstream 2 Betreibers erst nach Fertigstellung der Leitung. Warum konnte das nicht parallel zum Bau der Leitung erfolgen? Wieso wurde die Analyse, ob die Betreibergesellschaft ihren Sitz in Deutschland haben muss, nicht früher erstellt?

Die neue deutsche Regierung hat sich im Koalitionsvertrag vorgenommen, Genehmigungsprozesse schneller durchzuführen. Es ist wünschenswert, wenn sich dieses Ziel nicht allein auf den Bau von Windkraftanlagen und Stromtrassen beschränkt.

Die EZB, staatliche Banken und einige Umweltorganisationen haben sich auf die Fahne geschrieben, dass fossile Energieprojekte nicht mehr finanziert werden sollen. Über notwendige Ausnahmen wird intensiv gerungen. Damit einher geht auch eine erschwerte Finanzierung der Erdgasinfrastruktur von der Produktion über den Transport bis zur Speicherung und Anwendung.

## 6. Kritische Bewertung des EU-Gasmarktmodells und mögliche Anpassungen

Die EU hat auf dem Weg der Liberalisierung vielleicht einige Fehler begangen. Das Kopieren des britischen Marktmodells des sog. natürlichen Leitungsmonopols und eines Gasmarktes mit vielen nationalen Produzenten hat nicht berücksichtigt, dass die europäische Pipeline basierte Gasversorgung ein Preisniveau deutlich unter dem Welt-LNG-Preisniveau ermöglichte und die EU-Kommission schlicht nicht die Macht hat, den Welt-LNG-Markt zu liberalisieren. Die Frage lautet heute, was können und müssen wir in der Zukunft besser machen?

Aus der Politik kamen in den letzten Monaten bereits Vorschläge, um der Energiepreiskrise zu begegnen. Der Handlungsbedarf wurde dabei nicht in Frage gestellt.

Die EU-Energiekommissarin Kadri Simson präsentierte bereits im Oktober 2021 in Brüssel verschiedene Möglichkeiten für kurz- und mittelfristige Lösungen: Simson stellte eine sogenannte Toolbox mit Werkzeugen vor, die EU-Länder ohne Verstoß der europäischen Wett-

bewerbsregeln anwenden könnten. Erwähnenswert sind insb.

- Preisobergrenzen in Ländern mit staatlichen Monopolen und Preisregulierung
- Steuer- und Abgabensenkungen
- Direkte Zahlungen/Gutscheine für einkommensschwache Haushalte.

In einer Pressemeldung [15] stellt der BDEW aus Anlass der Sitzung des EU-Energieministerrats am 2. Dezember 2021 klar: „Auch aus Sicht des BDEW bringt das aktuelle Marktdesign wichtige ökonomische Vorteile und gewährleistet Effizienz und hohe Transparenz für alle Marktteilnehmer. Diese Errungenschaften dürfen wir nicht leichtfertig aufs Spiel setzen.“ Er fährt fort: „Die richtige Antwort auf diese Phase gestiegener Energiepreise haben die einzelnen EU-Staaten selbst in der Hand: Die Steuer- und Abgabenlast auf Energie reduzieren und einkommensschwache Haushalte über sozialpolitische Maßnahmen der Mitgliedstaaten entlasten.“

Sicherlich ist die Reduktion oder der Abbau von Abgaben und Steuern ein richtiger Weg. Die Koalitionsvereinbarung sieht beispielsweise vor, die EEG-Umlagen zukünftig gänzlich aus dem Haushalt zu bestreiten und nicht mehr auf Energieträger umzulegen. Der BDEW baut darauf, dass „sich die Märkte von selbst wieder beruhigen“. Das wird stattfinden, bei einer erneuten Verschärfung der Corona Pandemie schneller als uns lieb ist.

Dennoch muss die Frage gestellt werden, besteht ein Anpassungsbedarf bei dem europäischen Marktdesign? Der BDEW betont die Vorteile des aktuellen Marktdesign. Diese waren in der Vergangenheit gegeben, aber gilt das auch für die Zukunft? Denn wenn die hohen Energiepreise in Europa doch wider Erwarten länger andauern oder sich in wenigen Jahren wiederholen, dann kann es zu nachhaltigen Produktionsverlagerungen und -einstellungen besonders in der energieintensiven Industrie kommen. Denn diese hohen Energiepreise bestehen nicht in Nordamerika und Asien.

Der mittelfristige Vorschlag der EU-Kommission [16] lautet „Gemeinsame Einkäufe von Gas und Reserven für die EU“.

Er wurde bereits auf einem EU-Gipfel diskutiert und von den Südländern unterstützt [17], aber zunächst verschoben. Angesichts stark gestiegener Energiepreise will die EU-Kommission einen gemeinsamen Gaseinkauf der Staaten prüfen. Man werde untersuchen, ob so ein Vorgehen den Ländern Vorteile bringe, hieß es von der Kommission. Der Vorschlag geht vielleicht in die richtige Richtung. Er resultiert implizit aus dem Eingeständnis, dass es ein Fehler war, die Erdgasimporteure vor zehn Jahren zu blockieren. In der heutigen Rechtslage aber ist er fraglich und wahrscheinlich auch nicht zielführend. Vermutlich

sollen weitere europäische Institutionen/Regularien in die Gasbeschaffung eingebunden werden. Mit einer solchen Lösung ist dem Markt nicht gedient.

Das Centrum für Europäische Politik hat bereits vor Jahren Modelle für einen gemeinsamen Gaseinkauf untersucht, damals vor dem Hintergrund der hohen Abhängigkeit osteuropäischer Länder von russischen Gaslieferungen [18]. Die EU-Kommission hat das Problem letztlich anders angepackt, indem sie einerseits die gaswirtschaftliche Integration der zentral- und der osteuropäischen Länder in den europäischen Erdgasverbund durch zahlreiche große subventionierte Investitionen gestärkt hat, beispielsweise durch die Baltic Pipe [19] von Norwegen nach Polen bis 2022, „Balticconnector“ zwischen Finnland und Estland und die Leitungsanbindung der baltischen Länder über Litauen nach Polen in 2021 [20]. Darüber hinaus hat die EU-Kommission in 2018 Gazprom bindende Verpflichtungen auferlegt, um die freie Lieferung von Erdgas zu Wettbewerbspreisen auf acht mittel- und osteuropäischen Gasmärkten zu ermöglichen [21]. Dies beinhaltet sowohl den Abbau von Lieferhemmnissen sowie einen Beitrag zur Marktintegration und zu wettbewerbsbestimmten Gaspreisen. Durch die Verpflichtungen wurden die westeuropäischen Gas Hub Preise ein maßgeblicher Maßstab für die Preise unter langfristigen Lieferverträgen auch in diesen Ländern. Ein unabhängiges Monitoring Trustee Team überwacht seitdem die erforderlichen Schritte zur Implementierung dieser Auflagen. Einer der beiden Autoren dieses Artikels ist Mitglied dieses Monitoring Teams.

Aber wie soll ein gemeinsamer europäischer Einkauf jetzt das Gas-Importpreinsniveau reduzieren? Der weltweite LNG-Markt funktioniert durchaus und funktioniert eher zu gut! Eine Bündelung der Nachfrage dürfte keine wesentlichen Preisnachlässe der LNG-Produzenten zur Folge haben.

Ein Ansatzpunkt wäre ein Eingriff in die Gasmarktstrukturen der größten asiatischen LNG-Importeure, die, wie bereits ausgeführt, sowohl ölgebundene Importverträge als auch Spotpreis-basierte LNG-Importe haben. Eine Abschaffung der ölgebundenen Verträge und Ersatz durch hubbasierte Lieferverträge würde durch den massiven Preisanstieg möglicherweise eine Nachfrage-dämpfung zur Folge haben. Die politischen Aktivitäten der EU-Kommission mit Asien haben eine solche Marktliberalisierung in den letzten Jahren in den asiatischen Ländern nicht beschleunigt und dürften auch chancenlos sein.

Einen langfristig preissenkenden Effekt darf man vermuten, wenn europäische Importeure neue Gasförderprojekte initiieren und neue langfristige LNG-Lieferverträge abschließen. Aber damit würden sie im Gegensatz zu den europäischen klimapolitischen Zielen stehen und In-

vestitionen in fossile Energien triggern. Dieser Widerspruch muss daher zuvor gelöst werden.

GECF, das „Gas Exporting Countries Forum“ befürwortet den Abschluss langfristiger ölgebundener Gaslieferverträge [22]: „GECF Member Countries will continue to promote long-term oil-indexed pricing to market players and highlight its role in ensuring the security of supply, stability of revenues and sufficient investment in the industry from the sellers' side. Similarly, from the buyers' side, they are protected from spot price fluctuations, and the extreme highs of today, when using an oil-indexed formula that will bring very good visibility in terms of expenditure. The record high spot natural gas and LNG prices in the market is of great concern for both producers and consumers. These prices are unsustainable and can hurt the future prospects of natural gas demand“. Da Gazprom Mitglied des GECF ist, hat dieser Vorschlag Gewicht.

Eine enge Partnerschaft mit Russland war in der Vergangenheit bereits auf der Agenda der EU-Kommission. Die gegenseitige Abhängigkeit bei Rohstoffen insb. Energie wurde immer wieder thematisiert. Die EU-Kommission schrieb in 2007 [23] „Es besteht ein starkes gegenseitiges Interesse an einer engeren Energiepartnerschaft zwischen der EU und Russland – eines, das Sicherheit und Berechenbarkeit für beide Seiten bietet. Die Energie, die die EU von Russland bezieht, trägt ganz wesentlich zum aktuellen Wirtschaftswachstum Russlands und den verbesserten Lebensbedingungen seiner Bevölkerung bei. Der stabile Strom kostengünstiger Energie bleibt wiederum ein wichtiger Motor für das Wirtschaftswachstum Europas. Letztendlich müssen unsere Bürger und Unternehmen gleichermaßen mit sicherer und kostengünstiger Energie versorgt werden“.

Eine enge Kooperation mit Russland mit einer Energiekooperation und Kooperation bei anderen Rohstoffen mag auch heute noch verschiedenen Marktteilnehmern vorschweben. Um die Konsequenzen auszuloten und nicht nur zu spekulieren, wären Sondierungen notwendig. Diese sind politisch zurzeit nicht realistisch, weil sich Russland mit der Intervention in der Ukraine in 2014/15 und der Haltung gegenüber Ukraine, Polen und den Baltischen Ländern in eine unglaubwürdige Lage manövriert hat. Angesichts des Misstrauens sind eine europäische Initiative und Rückbesinnung auf die strategische Zusammenarbeit in der Vergangenheit auf absehbare Zeit undenkbar.

Eine enge energiepolitische Kooperation mit den USA ist strategisch eher denkbar, aber dafür kommerziell unrealistisch. Selbst wenn europäische Firmen bereit wären, massiv in Kapazitäten von US-Verflüssigungsanlagen zu investieren und LNG-Mengen für den europäischen Markt zu kontrahieren, ist das Prinzip der optimierten Ver-

marktung von LNG im Weltmarkt als wirtschaftlicher Anreiz nicht aus der Welt. Auch europäische Händler würden sich als Ausgleich für das Risiko, das US-LNG für Europa zu insgesamt hohen Kosten (günstige Henry Hub Preise, aber zuzüglich Kosten für US-Transport, Verflüssigung, Seetransport, Terminal-Anlandung und Wiedervergasung) zu beziehen, die Wahlfreiheit erhalten, das LNG immer dort zu vermarkten, wo weltweit die höchsten Preise zu erzielen sind. Damit landen wir wieder in der Situation, in der wir uns augenblicklich befinden.

Eine Reduktion der Wettbewerbsintensität könnte es ermöglichen, dass andere Preisbindungen als nur Hubpreise ermöglicht werden. Eine solche Preisbildung wäre für die energieintensive Industrie momentan wünschenswert. Aber eine solche Maßnahme würde einerseits auf heftigen Widerstand stoßen und andererseits wäre der Anreiz groß, das preiswerte Erdgas zu höheren Marktpreisen zu vermarkten. Rechtliche Einschränkungen würden es auch nicht zulassen, eine Bestimmung für bestimmte Kunden zu vereinbaren. Eher theoretisch sind andere Preisbindungen denkbar. Entscheidend werden die Möglichkeiten sein, Gaspreise abzusichern. Das ist heute an der EEX für Erdgas in der Theorie nur bis 2025 möglich. Ein reifer Gas- und Ölmarkt (mit Liquidität im 10 Jahres Terminmarkt) wie in den USA existiert in Europa nicht. Der GECF-Vorschlag der Einführung von Ölpreisbindungen stößt damit auf die gleichen Hindernisse, inwieweit diese Notierungen abgesichert werden können.

Als letztes Instrument sollen regulatorische Elemente betrachtet werden. Es geht darum, die physische Belieferung Europas zu sichern und die hohe Volatilität der Preise zu reduzieren.

Die Infrastruktur der LNG-Terminals in Europa und die Untertagespeicher in Europa sollten zumindest teilweise dem internationalen LNG-Handel entzogen werden, für den sie zurzeit direkt und indirekt eingesetzt werden. Dafür könnten marktwirtschaftliche Instrumente eingesetzt werden, die den Eigentümern der Assets einen An-

reiz liefern, diese für den europäischen Markt verfügbar zu machen.

Die Garantie der physischen Verfügbarkeit kann z. B. durch Anlande-Prämien in der Form von Lastflusszusagen verbessert werden. Lastflusszusagen sind gemäß GasNZV zulässig, um die technischen Kapazitäten zu erhöhen. Sie könnten zukünftig auch ermöglichen, den Importeur dafür zu prämiieren, dass er an bestimmten Netzpunkten einen definierten physischen Importfluss zum Beispiel im Winterhalbjahr in definierter Höhe garantiert. Der Netzbetreiber wird für die Versorgungssicherheit verantwortlich. Die dafür eingesetzten Beträge erwirtschaftet er über die Netzentgelte. Ein Importeur ist frei in seiner Entscheidung, ob er im Gegenzug für definierte Erlöse eine Lastflusszusage eingeht und damit diese Importmengen nicht mehr dem Weltmarkt verfügbar machen kann. Es ist zu erwarten, dass die Hubpreise in Europa absinken, wenn die Gasverfügbarkeit der Nachfrage entspricht.

Strategische Speicher hatte die EU-Kommission bereits vor Jahren gefordert. In dem o.g. Strategiepapier der EU-Kommission zum Welt-LNG-Markt wurden auch Erdgaspeicher als wichtiges Element des Gasmarktes adressiert und die Vielfalt der nationalen Speicherregulierungen in Europa thematisiert (**Bild 8**). Hierzu führt die Kommission u. a. aus: „Daher können einige der Vorteile der Gasspeicherung, insbesondere der Versicherungswert, als öffentliches Gut angesehen werden, das der Markt möglicherweise nicht vollständig in dem Wert widerspiegelt, den er seiner Finanzierung beimisst. Je nach Rechtsrahmen können strategische Reserven und Speicherverpflichtungen in den Mitgliedstaaten dazu beitragen, Kosten und Nutzen der Speicherung zu internalisieren“.

Damals konnte sich die EU-Kommission mit ihrer Idee nicht durchsetzen. Das BMWi hat in einer Studie [24] den Nachweis versucht, dass eine solche Strategie nicht erfolgreich sein wird und sehr hohe Kosten und Investitionen zur Folge hat. Die Autoren sind der Auffassung, dass unter geänderten Prämissen und Randbedingungen einfache und erfolgversprechende Konzepte für strategische Speicher ausgearbeitet werden können. Damit würde man die europäischen Speicher teilweise der Optimierung des Gashandels im Welt-LNG-Markt entziehen und für den europäischen Gasmarkt reservieren.

Diese beiden Instrumente (Lastflusszusagen und strategische Speicher) versprechen – bei sinnvoller Ausgestaltung der Regulierung – eine stabilere und weniger volatile Preisbildung für die europäische Gasversorgung.

## 7. Fazit

Es wird dargestellt, dass die weltweite Erdgasknappheit zu einem massiven Preisanstieg besonders für Erdgas

**Bild 8:** Gasspeicher und die Anforderungen in Europa



und Elektrizität in Europa geführt hat. Diese Entwicklung ist jedoch an den USA weitgehend vorbeigegangen und hat auch in den asiatischen Märkten nicht die gleichen Auswirkungen, wie am Beispiel Japans gezeigt wird.

Damit haben die Energiepreise für die europäischen Haushalte starke inflationäre Tendenzen. Die gewerbliche Wirtschaft in Europa wird massiv belastet und wettbewerbsmäßig gegenüber anderen Weltregionen erheblich belastet. Konsequenzen wie Stilllegungen und Produktionsverlagerungen sind nicht ausgeschlossen.

Es ist daher unstrittig, und auch von der EU-Kommission nicht in Frage gestellt, dass Europa sich in einer Energiemarktkrise befindet und Handlungsbedarf besteht. Die Hoffnung ist, ähnlich wie bei der Inflationserwartung der EZB, dass diese Preisentwicklung in Kürze wieder zurückgeht. Dies ist allerdings unsicher.

Es wird gezeigt, dass die öffentliche Suche nach den Schuldigen in Deutschland im Sommer/Herbst 2021 stark populistisch und von der Bundestagswahl beeinflusst war.

Die tatsächlichen Faktoren, die zu der Energiemarktkrise führten, werden im Einzelnen aufgezeigt. Neben aktuellen Marktumständen handelt es sich um Schwächen des europäischen Energiemarktmodells. Wesentlich sind auch schwerfällige Entscheidungs- und Genehmigungsprozesse, fehlende klare Positionierungen zum Erdgas im Rahmen der Klimaschutzpolitik und das Fehlen neuer Erdgas-Importprojekte.

Die Transformation des Gasmarktes durch das EU-Energiemarktmodell kann man nicht zurückdrehen. Es bleibt nur ein Weg vorwärts. Eine gemeinsame Gasbeschaffung von Mitgliedsländern, wie von der EU-Kommission angedacht, wird nicht als zielführend angesehen.

Eine sinnvolle europäische Speicherstrategie und die Einführung von Lastflusszusagen, um die Gasimportströme nach Europa gegen Abflüsse in den Welt-LNG Markt zu sichern, werden empfohlen und sollten schnell konzeptionell und marktwirtschaftlich ausgestaltet werden. Ferner ist eine klare Bestimmung der Rolle von Erdgas in der Klimapolitik zu definieren und in eine operative Importstrategie zu überführen.

Eine baldige Straffung und Verkürzung von Genehmigungs- und Entscheidungsprozessen sollten die Umsetzung der Strategien entscheidend vereinfachen.

Ohne entsprechende Reformen ist eine andauernde Energiemarktkrise in Europa mit ihren Konsequenzen nicht auszuschließen.

## Glossar

DES	Delivered ex Ship
EEX	European Energy Exchange, Börse für prompte und für Terminprodukte

EUA_ETS	European Union Allowance (gehandelt im European Emission Trading System) ist die Emissionsberechtigung für 1 t CO <sub>2</sub>
FOB	Free On Board
GasNZV	Gasnetz Zugangsverordnung
mmBtu	Millionen British Thermal Unit (Energieeinheit, 1mmBTU = 293,07107 kWh)
SLNG	synthetisches LNG
THE	Trading Hub Europe (virtueller deutscher Gashub, anstelle von Gaspool und NCG seit 1.10.2021)
TTF	Title Transfer Facility, niederländischer virtueller Gashub

## Literatur

- [1] *Plante, L.; Browning, J.; Aitken, G.; Inman, M. und Ted Nace: Gas Bubble 2020 – Tracking Global LNG Infrastructure, Global Energy Monitor, Report, July 2020*
- [2] Ycharts: Japan Liquefied Natural Gas Import Price, October 2021, [https://ycharts.com/indicators/japan\\_liquefied\\_natural\\_gas\\_import\\_price](https://ycharts.com/indicators/japan_liquefied_natural_gas_import_price)
- [3] *Rohde, R: Stromknappheit in China verschärft globale Lieferengpässe, GTAI, Honkong, 7.10.2021, [www.gtai.de/gtai-de/trade/wirtschaftsumfeld/bericht-wirtschaftsumfeld/china/stromknappheit-in-china-verschaerft-globale-lieferengpaesse-723946](http://www.gtai.de/gtai-de/trade/wirtschaftsumfeld/bericht-wirtschaftsumfeld/china/stromknappheit-in-china-verschaerft-globale-lieferengpaesse-723946)*
- [4] Henry Hub Natural Gas Futures – Quotes, January 2022, Abruf 8.12.2021, <https://www.cmegroup.com/markets/energy/natural-gas/natural-gas.quotes.html>
- [5] U.S. Energy Information Agency (eia), Electricity Monthly Update, End Use: September 2021, Abruf 8.12.2021, <https://www.eia.gov/electricity/monthly/update/end-use.php>
- [6] Timera Energy: European carbon prices continue steep trajectory, 25.11.2021, <https://timera-energy.com/european-carbon-prices-continue-steep-trajectory/>
- [7] EEX Terminpreise für Elektrizität Deutschen Markt Kalenderjahr 2031 bzw. für TTF Erdgas Kalenderjahr 2025, Abruf 8.12.2021
- [8] *Pustišek A.; Merkel Ch. und Karasz M.: Natural Gas Price Reviews: Commercial Lessons Learned in Continental Europe, OGEI (Oil, Gas & Energy Law Intelligence), Vol. 18 - issue 3, May 2020*
- [9] Annalena Baerbock kritisiert Russland wegen steigender Gaspreise, Zeit Online, 23. September 2021, <https://www.zeit.de/politik/deutschland/2021-09/gaspreis-russland-annalena-baerbock-nord-stream-2-druck-regierung?cid=58676740>
- [10] Antwort von Herrn Almunia im Auftrag der EU-Kommission auf die Frage des EU-Parlamentsabgeordneten Pawel Zalewski am 9.9.2013: „Oil indexation in gas contracts is not illegal per se. However, it may be contrary to EU competition rules if a dominant gas supplier imposes such a pricing method on its customers when it does not reflect market fundamentals.“
- [11] Commission Staff Working Document, Communication From The Commission To The European Parliament, The Council, The European Economic And Social Committee And The Committee Of The Regions, on an EU strategy for liquefied natural gas and gas storage, Brussels, 16.2.2016, [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/1\\_EN\\_ACT\\_part1\\_v10-1.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/1_EN_ACT_part1_v10-1.pdf)
- [12] Japan [https://ec.europa.eu/energy/news/eu-japan-energy-dialogue-wide-ranging-partnership\\_en](https://ec.europa.eu/energy/news/eu-japan-energy-dialogue-wide-ranging-partnership_en)

- [13] *Merkel, Ch.* et al: Potenzialanalyse: LNG-Infrastruktur an der deutschen Nordseeküste unter Betrachtung besonders geeigneter Standorte, Herausgeber Kompetenzzentrum GreenShipping Niedersachsen, LNG Initiative Nordwest c/o MARIKO GmbH, et al, Leer, Oktober 2017
- [14] *Merkel Ch.* und *Merkel de Gurtubay I.*: Überlegungen zu einem zukünftig wirtschaftlichen Wasserstoffimport für Deutschland, *gwf Gas + Energie* 4/2021
- [15] *Andreae, K.*: Erfolgreichen EU-Energiebinnenmarkt nicht leichtfertig aufs Spiel setzen, BDEW Presseinformation, Berlin, 01. Dez. 2021
- [16] EU-Kommission legt Vorschläge gegen hohe Energiepreise vor, MDR Aktuell, 13. Oktober 2021, <https://www.mdr.de/nachrichten/welt/politik/eu-energiepreise-gas-benzin-strom-100.html>
- [17] Sánchez schlägt gemeinsamen Gaseinkauf der EU-Staaten vor, Madrid, 1.10.2021, <https://www.nachrichten-heute.net/762186-sanchez-schlaegt-gemeinsamen-gaseinkauf-der-eu-staaten-vor.html>
- [18] *Moritz Bonn & Götz Reichert*: Gemeinsamer Gaseinkauf Optionen zur Senkung der Abhängigkeit von russischem Erdgas, CEP, Freiburg, 6/2015
- [19] Baltic Pipe Project, [www.baltic-pipe.eu/de/](http://www.baltic-pipe.eu/de/)
- [20] Neue Gasleitung zwischen Polen und Litauen, Euronews, 23. Oktober 2021, <https://de.euronews.com/2021/10/23/neue-gasleitung-zwischen-polen-und-litauen>
- [21] Kartellrecht: Kommission erlegt Gazprom bindende Verpflichtungen auf, um die freie Lieferung von Erdgas zu Wettbewerbspreisen auf den mittel- und osteuropäischen Gasmärkten zu ermöglichen, Pressemeldung, Brüssel, 24. Mai 2018, [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/IP\\_18\\_3921](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/IP_18_3921)
- [22] GECF's Annual Short Term Gas Market Report 2021, Road to Recovery from COVID-19 and Transition to a Carbon Neutral World: Dawn of a New Era for Natural Gas, Doha, Oct. 2021, [www.gecf.org](http://www.gecf.org)
- [23] European Commission: The European Union and Russia: Close Neighbours, Global Players and Strategic Partners, Brussels, 2007, [https://eeas.europa.eu/archives/docs/russia/docs/russia\\_brochure07\\_en.pdf](https://eeas.europa.eu/archives/docs/russia/docs/russia_brochure07_en.pdf)
- [24] Möglichkeiten zur Verbesserung der Gasversorgungssicherheit und der Krisenvorsorge durch Regelungen der Speicher (strategische Reserve, Speicherverpflichtungen), einschließlich der Kosten sowie der wirtschaftlichen Auswirkungen auf den Markt“, bbh Becker Büttner Held, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi), Berlin, 15. Juni 2015, [https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/moeglichkeiten-zur-verbesserung-der-gasversorgungssicherheit-und-der-krisenvorsorge-durch-regelungen-der-speicher.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=9](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/moeglichkeiten-zur-verbesserung-der-gasversorgungssicherheit-und-der-krisenvorsorge-durch-regelungen-der-speicher.pdf?__blob=publicationFile&v=9)

#### Autoren



Dr. rer. nat. Dipl.-Phys. **Christoph Merkel**  
Merkel Energy GmbH |  
Essen |  
Tel.: +49 201 10 26 91 83 |  
[christoph.merkel@merkel-energy.com](mailto:christoph.merkel@merkel-energy.com)



Dipl.-Kaufm. **Iñaki Merkel de Gurtubay**  
Merkel Energy GmbH |  
Hamburg |  
Tel.: +49 201 10 26 91 83 |  
[inaki.merkel@merkel-energy.com](mailto:inaki.merkel@merkel-energy.com)