MAI 2019

NEUE TERMINALS FÜR FOSSILES GAS

PROFIT VOR MENSCHENWOHL

LINGO
Leave it in the Ground Initiative

[GAS]TIVISTS

Inhalt

Zusammenfassung 3

1. Fossiles Gas verstehen 4
Die Lieferkette für fossiles Gas 4
Gaspreise 8
Die LNG-Blase10
Subventionen, Lock-ins, "gestrandete" Vermögenswerte & Schulden 11
Die Klimakrise und fossiles Gas 14

2. Illegale Schulden & fossiles Gas in Mosambik 17
Ein neues El Dorado 17

3. Indonesien: Zerstörung des kulturellen Erbes für fossiles Gas 22
Fossiles Gas in Indonesien 23
Das Desaster am Sidoarjo Schlamm-Vulkan 24
West Jawa 1 "Strom-aus-Gas"-Projekt 25

4. Schlussfolgerungen 28

Anhang: Abkürzungen, Fachbegriffe & Mengenangaben 30
Anhang: Liste der am Flüssiggasprogramm in Mosambik beteiligten Akteure 31
Anhang: Liste der am West Java 1 Gas-zu-Strom-Projekt beteiligten Akteure 34

Impressum

Gastivists Kollektiv
Leave it in the Ground Initiative (LINGO)
Augustusweg 59
01445 Radebeul
Deutschland
info@leave-it-in-the-ground.org

Dieser Bericht wurde von Kjell Kühne und Naomi Kreitman recherchiert und erstellt. Wir danken Noelie Audi-Dor, Sigit Budiono, Gyorgy Dallos, Ayumi Fukakusa, Elena Gerebizza, Josep Nualart, Ilham Rawoot, Regine Richter, Alessandro Runci, Nicola Scherer, Antoine Simon, Rachel Smolker, Hanae Takahashi und James van Alstine für ihre Anregungen und Kommentare im Entwurfsstadium.

Mai 2019

Titelbild

biznesalert.com / pexels.com / pixabay.com / financialtribune.com / img.gazeta.ru / px-here / algeriepatriotique.com / Thinkstock / statik.tempo.co / usinenouvelle.com / bp.blogspot.com / desmogblog.com

Dieser Bericht wurde mit der finanziellen Unterstützung der Europäischen Union erstellt. Die alleinige Verantwortung für die Inhalte liegt bei LINGO. Die Inhalte spiegeln nicht notwendigerweise die Ansichten der Europäischen Union wider.

ZUSAMMENFASSUNG

Fossil gas[1] ist ein gefährlicher Kraftstoff, der das Klima und die Umwelt überall dort schädigt, wo er abgebaut und verbraucht wird. Der vorliegende Bericht gibt einen Überblick über einige dieser Schäden und geht der Frage nach, wer den Preis für neue Projekte im Bereich der Infrastruktur für die Förderung von fossilem Gas zahlt.

Schlüsselpunkte:

➡ Fossiles Gas gefährdet Klima, Umwelt & Gemeinden.
➡ Wir alle tragen die Kosten für die neue Infrastruktur für fossiles Gas – durch unsere Rechnungen, Steuern, Subventionen & Garantien.
➡ Der Bau neuer Flüssiggas-Terminals basiert auf unsicheren Annahmen und könnte Menschen in Schulden stürzen.
➡ Flüssiggas-Terminals sind bereits jetzt nicht voll ausgelastet. Sollte die Nachfrage weiter sinken, wird die LNG-Blase platzen (LNG=Liquified Natural Gas = verflüssigtes Erdgas).

Der vorliegende Bericht beschäftigt sich mit zwei neuen großen Gasprojekten im globalen Süden und fasst die öffentlich verfügbaren Informationen zur öffentlichen und privaten Finanzierung und den damit verbundenen Schulden zusammen. Außerdem zeigt der Bericht die Auswirkungen dieser Projekte vor Ort auf und macht sichtbar, welche ausländischen Instanzen, darunter auch europäische Akteur*innen, die beiden Projekte vorantreiben.

Den Preis für die Förderung fossiler Gase zahlen die Gasverbraucher*innen, die Steuerzahler*innen durch direkte Subventionen an die fossile Gasindustrie, lokale Gemeinden, die von den entstehenden (Umwelt-)Schäden betroffen sind, und nicht zuletzt die Gesamtbevölkerung durch die negativen Auswirkungen der Gasförderung auf die Klimakrise.

1 FOSSILES GAS VERSTEHEN

DIE LIEFERKETTE FÜR FOSSILES GAS

DIE GEWINNUNG FOSSILER GASE IST MASSIV UND NIMMT WEITER ZU

2017 wurden über 3 680 Milliarden Kubikmeter fossiles Gas gefördert.[2] Das sind 5% mehr als 2015, dem Jahr des Pariser Klima-Abkommens. Statt also den damals vereinbarten weltweiten Ausstieg aus fossilen Energien umzusetzen, werden diese noch immer massiv gefördert, Tendenz steigend.

Die Lieferkette für fossiles Gas kann grob in folgende Schritte unterteilt werden;

Erkundung | **Förderung[3]** | **Transport** | **Vertrieb** | **Verbrauch**

Fossiles Gas kann entweder gasförmig durch Pipelines oder in flüssiger Form per Schiff transportiert werden. Letzteres beinhaltet die Schritte: Verflüssigung – Verschiffung – Regasifizierung.
Jeder Schritt in der Lieferkette benötigt eine Infrastruktur, in die investiert werden muss und für die laufende Kosten anfallen. Der vorliegende Bericht befasst sich mit der Struktur dieser Investitionen, um ein Verständnis dafür zu bekommen, wer Schulden auf sich nimmt und wer welche Risiken trägt. Die Finanzierungslandschaft ist sehr komplex; zum Teil sind dutzende verschiedener Parteien an einer einzigen Lieferkette beteiligt. In Tabelle 1 versuchen wir, die verschiedenen Geschäftsbereiche zu erfassen.

Tabelle 1. Die Schritte der Lieferkette für fossiles Gas und ihre Finanzierung

	Anfallende Kosten	Finanzierungsquellen	Beispielkosten	Benötigt für FID[4]
Erkundung	Explorationslizenzen, seismische Untersuchungen, Probebohrungen	Operativer Cashflow von Öl- und Gasunternehmen, Eigenkapital, Bankkredite, rücklagenbasierte Darlehen, Anleiheemissionen, Projektfinanzierung, Infrastrukturfonds	Durchschnittliche Probebohrung in der Tiefsee: 133 Millionen USD[5]	Angemessener Marktpreis, verlässliche Daten über die Erfolgsaussichten
Förderung	Bohrungen, Pipelines, Verladevorrichtungen, Steuern	Investitionen: Eigenkapital, Tausch von Eigenkapital gegen Dienstleistungen und Ausrüstung, Zahlungsaufschub im Zusammenhang mit dem ersten Öl/ Gas im Austausch gegen Dienstleistungsarbeit Betrieb: Spotmarkt-Verkäufe, Vertragszahlungen	Beispielpreis: 3,92 USD/MBtu[6]	Angemessener Marktpreis, Infrastruktur, um Gas auf den Markt zu bringen

Verflüssigung	Verflüssigungsanlage, Zugangspipelines, Gaseinspeisung	Investitionen: Exportkreditgarantien, Bankkredite, Eigenkapital Betrieb: Vertragszahlungen, LNG-Verkäufe	Beispielpreis: 1,1 USD/ MBtu[7]	Langfristiger Rohstoff-Liefervertrag, langfristige Abnehmer*innen
Transport	Pipelines, Kompressorstationen, Tankschiffe, Zölle	Investitionen: Bankdarlehen, Exportkreditgarantien, Eigenkapital, Subventionen Betrieb: Transportkosten	Beispielpreis: 0,6 USD/ MBtu[8] von Kanada nach Europa	Nachfrage auf dem Zielmarkt, Förderkapazität & Reserven im Ursprungsgebiet oder Subventionen
Regasification	Regasifizierungsanlage, schwimmende Lagerung und Regasifizierungseinheit (FSRU), LNG-Input.	Investitionen: Bankdarlehen, Eigenkapital, Subventionen, Betrieb: Gasverkauf, Vertragszahlungen	Beispielpreis: 0,4 USD/ MBtu[9]	Langfristige Käufer*innen oder Subventionen
Vertrieb	Pipelines, Lagerung, Steuern	Investitionen: Bankdarlehen, Eigenkapital Betrieb: Zahlungen an Endverbraucher*innen, Subventionen	Beispielpreis für Endverbraucher*innen: 10,35 USD/ MBtu[10] Beispielsteuer: 1.83 USD/mbtu[11]	Marktnachfrage oder Subventionen

Erkundung

Die Entstehungsprozesse von Öl und Gas sind einander sehr ähnlich, weshalb fossiles Gas oft zusammen mit Öl in sogenannten Kohlenwasserstoffreserven gefunden wird. Da Öl viel mehr wert ist, wird Gas meist im zusammen mit Öl erschlossen. Bis vor Kurzem war eine reine Gaserkundung die Ausnahme, die Öl- und Gaserkundung die Regel. Seit dem Fracking-Boom in den USA ist das Interesse an Schiefergas gestiegen, so dass mehr Schiefergas erschlossen wurde. Da Probebohrungen hohe Investitionen erfordern, die sich erst über einen langen Zeitraum auszahlen, verläuft die Gaserkundung wellenförmig: Gasfirmen investieren vor allem in Erkundung, wenn die Öl- und Gaspreise vielversprechend sind. Wenn die Preise sinken, oder sich die Firmen noch nicht vollständig von der letzten Krise erholt haben, sinkt die Aktivität im Erkundungsbereich.

Förderung

Wo Gas und Öl zusammen vorkommen, wird die Projektökonomie normalerweise vom Öl bestimmt. Das sogenannte Erdölbegleitgas wird manchmal sogar verbrannt, wie es z. B. in Nigeria seit Dekaden illegaler Weise passiert, oder in den USA, wo es nach wie vor legal ist.[12] Wo strengere Vorschriften gelten, wird das Gas normalerweise aufgefangen und verkauft[13], aber nicht immer gewinnbringend: Der Preis für Erdölbegleitgas war zum Teil unter null, was bedeutet, dass Firmen die Abnehmer*innen dafür bezahlen mussten, dass sie ihnen das Gas abnehmen.[14] Die Förderung kann also erst beginnen, wenn es eine Infrastruktur für den Verkauf von Gas auf dem Markt gibt.

Pipelines

Gasverbraucher*innen befinden sich selten direkt an dem Ort, wo das Gas gefördert wird – und wenn dies doch der Fall ist, können dadurch zusätzliche Probleme entstehen, wie weiter unten am Beispiel von Groningen illustriert wird. Wenn Förderung und Verbrauch an verschiedenen Orten liegen, werden sie durch Pipelines miteinander verbunden. Europa ist bereits von einem Netz aus 2,2 Millionen Kilometer Pipelines durchzogen; trotzdem werden weitere Pipelines geplant und gebaut.

LNG - Schritt 1: Verflüssigung

In diesem sehr kostspieligen Schritt der Lieferkette (Investitionen für Verflüssigungsanlagen bewegen sich in der Regel im Millionenbereich) wird das fossile Gas auf -161°C abgekühlt und so verflüssigt. Das flüssige Gas benötigt 625 Mal weniger Platz

und kann so gelagert und transportiert werden. Bisher befinden sich die Verflüssigungsanlagen vor allem an Land, aber neuerdings werden auch schwimmende Anlagen gebaut. In diesem Bereich der Gasförderung kommt es oft vor, dass Projekte mehr Geld verschlingen, als ursprünglich geplant war (sog. Kostenüberschreitung).[15]

LNG - Schritt 2: Transport

Öl- und Gasfirmen, sowie reine Transportunternehmen (z. B. aus Japan, Griechenland oder den Bermuda-Inseln) transportieren das flüssige Gas von seinem Ursprungsort zu Häfen in Europa und Asien, d.h. näher zu den Orten, an denen das Gas verbraucht wird. Da sich die globale Verfügbarkeit und der Preis für fossiles Gas ständig ändern, können Gastanker in alle möglichen Richtungen fahren. Es ist sogar schon vorgekommen, dass russisches Gas in die USA geliefert wurde, die normalerweise selbst Gas exportieren.[16]

LNG - Schritt 3: Regasifizierung

Um das weltweit verfügbare, verflüssigte fossile Gas zu nutzen, benötigt man Regasifizierungsanlagen. Auch diese sind teuer. Eine billigere Alternative zu Regasifizierungsanlagen auf dem Festland sind schwimende Speicher- und Regasifizierungsanlagen, sogenannte 'floating storage and regasification units' (FSRU).

Vertrieb

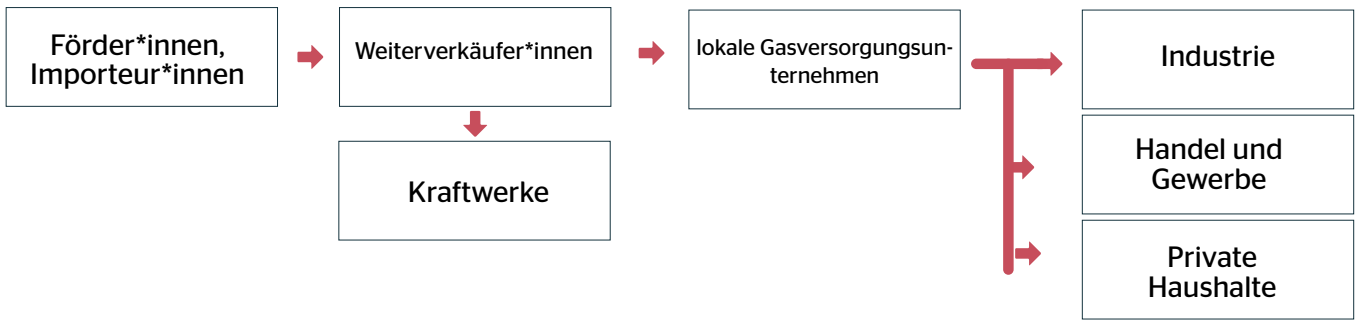
Der letzte Schritt zur Endverbraucher*in wird manchmal von anderen Unternehmen durchgeführt. Siehe Abbildung 1. für einen schematischen Überblick.

Verbrauch

Fossiles Gas wird meist verbrannt. Der häufigste Verwendungszweck ist die Stromerzeugung in Gaskraftwerken. Auf diesem Markt konkurriert Gas mit erneuerbaren Energien, Kohle und Atomenergie, die alle günstigere Alternativen darstellen, sofern sie verfügbar sind und die nötige Infrastruktur existiert. Da der anfängliche Investitionsbedarf bei Gaskraftwerken allerdings geringer ist als bei den Alternativen, und Energiespeicherung und Nachfragesteuerung noch nicht ausgebaut sind , werden Gaskraftwerke noch immer zur Stromproduktion eingesetzt. Fossiles Gas wird auch als sogenannter Grundstoff bei der Herstellung von Kunststoffen, Düngemitteln und verschiedenen Chemikalien verwendet. In vielen Ländern wird es zum Kochen, zum Heizen von Häusern und Wasser, zur Klimatisierung und sogar zum Trocknen von Kleidung genutzt. Die Industrie hat versucht, auch im Transportwesen einen neuen Markt zu schaffen, aber gasbetriebene Fahrzeuge bleiben eine Ausnahme, und der weltweite Trend geht eher zu Elektrofahrzeugen als zu gasbetriebenen Autos.

ERNEUERBARE ENERGIEN, KOHLE UND ATOMENERGIE SIND ALLE GÜNSTIGER ALS GAS

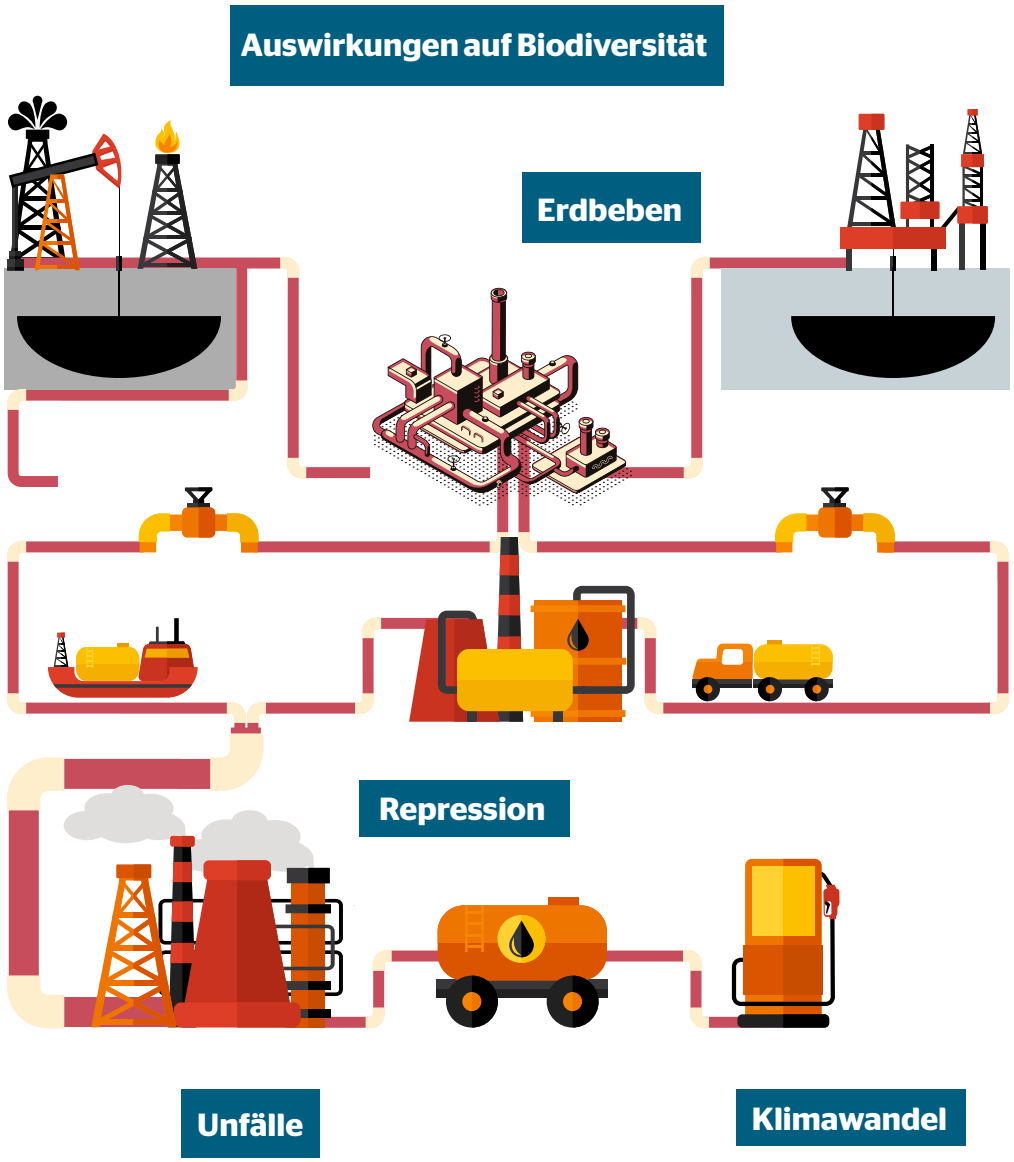
Figure 1. The gas distribution chain in Germany[17]



Konflikte entlang der Lieferkette

Überall entlang der Lieferkette entstehen Konflikte. Von Walen und Delfinen, die durch seismische Erkundungsaktivitäten getötet wurden, bis hin zu den vielfältigen, gesundheitlichen Auswirkungen des Frackings, treten negative Auswirkungen auf und Menschen sind deswegen aufgebracht. In Groningen (Niederlande) haben Massenproteste gegen Erdbeben während der Gasförderung[19] dazu geführt, dass geplant wird, die Gasförderung vorzeitig zu beenden. In Italien versucht die No-TAP-Bewegung den Bau einer Pipeline zu stoppen, die mehr fossiles Gas aus Aserbaidschan und Russland nach Europa bringen würde.
Pipelines werden oft kontrovers diskutiert, wie z. B. die Nord Stream 2-Pipeline, die die Europäische Union spaltet, oder die Transadriatische Pipeline (TAP), die die Lebensgrundlagen von Gemeinden in Süditalien zerstört und die italienischen Behörden dazu veranlasste, extrem restriktive Maßnahmen zu ergreifen, um den Widerstand der Gemeinden zu unterdrücken.
In Nigeria führt Korruption dazu, das Gesetze (u. a. das Verbot der Verbrennung von fossilem Gas) seit Jahrzehnten missachtet werden. Menschen, die täglich unter der durch die Gasförderung verursachten Umweltverschmutzung leiden, haben die Nase voll. Doch wenn sie ihre Bedenken und Sorgen äußern, werden sie meist mit einer gewaltvollen Reaktion seites des Staates oder des Sicherheitsapparates der Firmen konfrontiert.

MENSCHEN SEHEN SICH OFT EINER GEWALTVOLLEN REAKTION DES STAATES AUSGESETZT, WENN SIE IHRE BEDENKEN ÄUSSERN



GASPREISE

Abbildung 2 illustriert beispielhaft die Aufschlüsselung der Gaspreise für Endverbraucher*innen. In Tabelle 1 wurden bereits einige Beispielausgaben für verschiedene Abschnitte der Lieferkette aufgelistet.

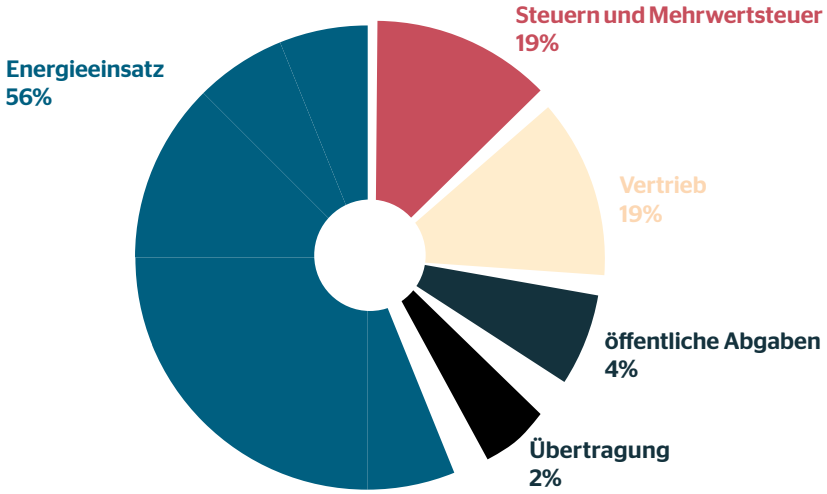


Abbildung 2. Aufschlüsselung der Gaspreise für Endverbraucher*innen in Belgien[20]

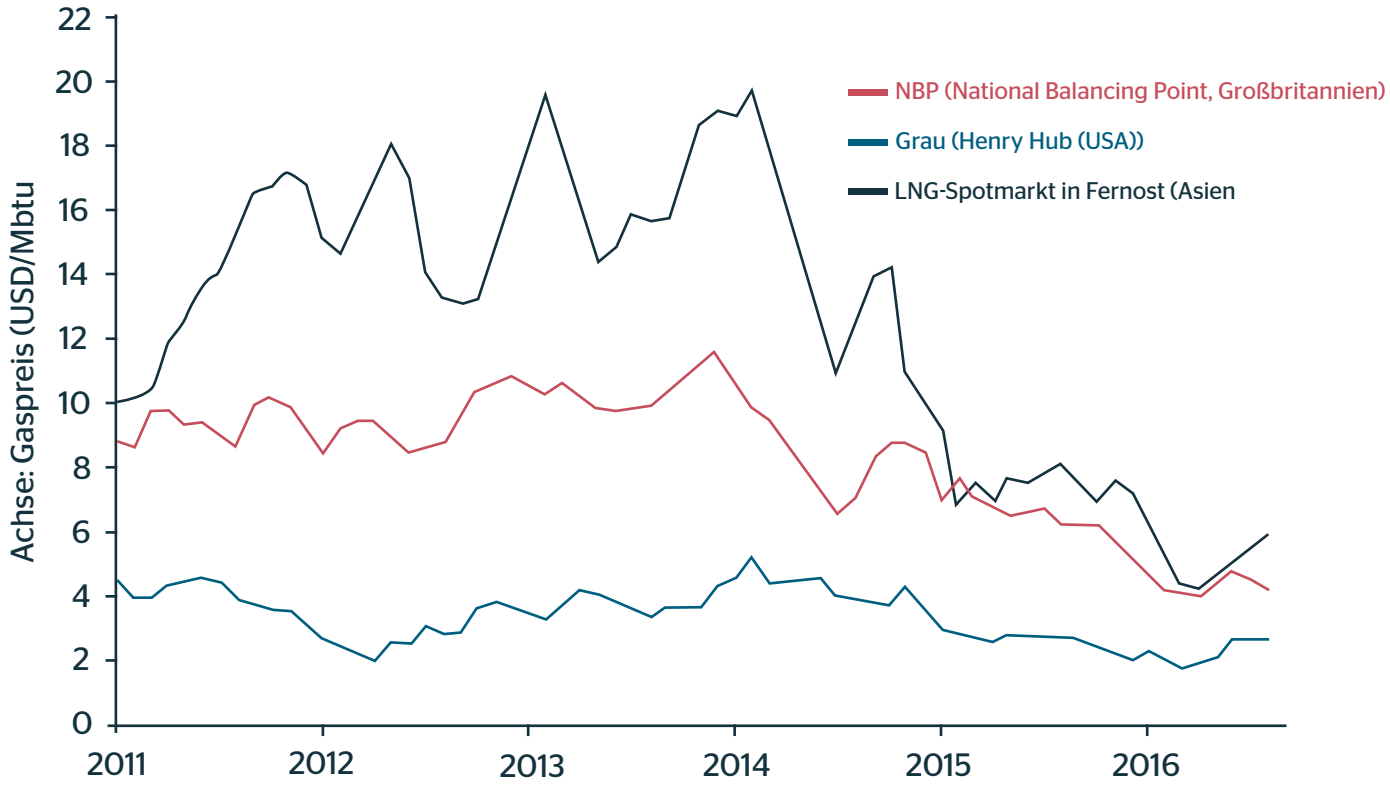
Es gibt drei große regionale Märkte für fossiles Gas mit unterschiedlichen Preisen: In Nordamerika ist Gas nach dem Anstieg der Schiefergasförderung durch Fracking in der ersten Dekade der 2000er Jahre am billigsten: 2018 wurde es am Henry Hub in Texas für rund 3 USD/mbtu[21] verkauft.[22] In Europa ist das Gas teurer und wurde 2018 am österreichischen Hub Baumgarten für rund 7,5 USD/MBtu[23] und in den ersten drei Monaten des Jahres 2019 von der niederländischen Title Transfer Facility (TTF) für 5 bis 6,33 USD/MBtu[24] verkauft. Asien hat bisher die höchsten Gaspreise: 11,40 USD/MBtu für den East Asia Index (EAX) im Juli 2018.[25]

In Europa besteht die Möglichkeit, dass Gas billiger wird, da die Kosten für die Förderung und den Transport von norwegischem und russischem Gas nach Europa auf etwa 3,5 USD/MBtu geschätzt werden.[26] Vor allem im russischen Fall ist die Umweltzerstörung nicht in diesem Preis enthalten.

Die Gelegenheit, Gas in einem anderen Land zu einem höheren Preis zu verkaufen, hat zum Wachstum der Flüssiggasindustrie geführt.[27] Der Transport von Gas in Tankschiffen (einige nennen sie Drachenschiffe) ist mit relativ hohen Kosten verbunden, da das Gas zunächst verflüssigt und bei der Ankunft regasifiziert werden muss. Die Verflüssigung ist oft das kostenintensivste Element der Lieferkette. Obwohl die Arbeits- und Wartungskosten gering sind, werden 8-10% des Gases bei der Abkühlung und Verflüssigung verbraucht. Der in Abbildung 3 dargestellte Unterschied zwischen den nordamerikanischen, europäischen und asiatischen Gaspreisen war einer der Hauptfaktoren für eine große Anzahl an Projektvorschlägen für Gasterminals. Nun, da einige Projekte in Angriff genommen wurden und andere kurz vor der Fertigstellung stehen, hat sich der Preisunterschied bereits stark verringert, was die Rentabilität weiterer fossiler Gasterminals in Frage stellt. Die Grundannahme, dass man Gas z.B. in Nordamerika billig kaufen und in Europa oder Asien teuer verkaufen kann, trifft nicht mehr zu, da die Preisunterschiede sich seit 2015 stark verringert haben. Wenn viele Akteur*innen auf einem übersättigten Markt gegeneinander konkurrieren, tendieren die Margen gegen null, so dass kein Geld übrig bleibt, um die enormen Investitionen in die Gastanker-Terminals zu amortisieren.

UMWELTZERSTÖRUNG IST EIN EXTERNER FAKTOR, DER NICHT IM PREIS INBEGRIFFEN IST

Abbildung 3. Gaspreise in Nordamerika, Europa und Asien von 2011-2016



Sources : ICIS, Heren, NYMEW

DIE LNG-BLASE

Der hohe Preisunterschied, gerade zwischen den asiatischen und den US-amerikanischen Gaspreisen, entstand einerseits infolge des Unfalls von Fukushima, der zu einem Nachfrageanstieg an fossilem Gas in Japan führte, andererseits durch den Fracking-Boom in den USA, in dessen Folge es zu einem gravierenden Preisverfall kam. Diese Entwicklung hat die Entstehung neuer, Milliarden Dollar teurer Flüssiggasterminals begünstigt. Der Finanzbedarf solcher Megaprojekte hat dazu geführt, dass große Menge an Finanzmitteln dadurch gebunden werden. Der Markt für schiffbare fossile Gase boomt also gerade zu der Zeit, in der laut Pariser Klima-Abkommen der Ausstieg aus fossilen Brennstoffen eingeleitet werden sollte.[28]

Die in der ersten Hälfte der 2010er Jahre bestehenden Preisdifferenzen haben sich mittlerweile wieder angenähert (siehe Abbildung 3), so dass die Gewinnmargen deutlich sinken. Jedes neu fertiggestellte Gasterminal erhöht damit den Wettbewerbsdruck und verringert die Rentabilität. Ein weiteres Problem sind die zu optimistischen Nachfrageprognosen der Vergangenheit. So gab es 2015 allein bei Gazprom über 150 Milliarden Kubikmeter jährlicher, ungenutzter Produktionskapazität.[29] Das alles zeigt die begrenzte Notwendigkeit für ein Wachstum fossiler Flüssiggasimporte nach Europa. Weiterhin konnte auch die Kapazität bestehender europäischer Einrichtungen nur zu 22 % ausgeschöpft werden.[30] In dieser Situation sind für Planung und Bau neuer Gasinfrastrukturprojekte Subventionen unerlässlich. Die traurige Geschichte des fossilen Flüssiggasterminals in Krk, Kroatien, zeigt dabei: Ohne, dass der Markt auf diese Versorgungskomponente angewiesen wäre, soll das Projekt durch eine Mischfinanzierung mit Hilfe von EU-Subventionen realisiert werden. Die Produktion wird dann zu höheren Marktpreisen von einem staatlichen Unternehmen aufgekauft, welches wiederum die Konsument*innen und Endverbraucher*innen mit Hilfe von bestehenden und neuen Versorgungsgesetzen und -verträgen verpflichten, über ihre Endrechnungen derartige Projekte zu finanzieren. [31] Dem berechtigten Widerstand der örtlichen Bevölkerung gegen diese Form der Energieversorgung stehen administrative Strukturen gegenüber, mit deren Hilfe diese Projekte vertikal-direktiv, also mit Weisungen von oben nach unten durchgesetzt werden.

SUBVENTIONEN, LOCK-INS, "GESTRANDETE" VERMÖGENSWERTE & SCHULDEN

Viele der weltweit bestehenden Gasinfrastrukturprojekte erhalten öffentliche Subventionen in den unterschiedlichsten Formen: Steuerreduktion oder -verzicht, Regierungsgarantien für Risikoprojekte, Niedrigzins-Darlehen etc. Eine weitere Form der Subventionierung ergibt sich aus der Inkaufnahme negativer externer Effekte. So werden beispielsweise die Folgenkosten von Umweltschäden, einschließlich des Klimawandels, aber auch steigende Gesundheitskosten als lokale und regionale Folge von Gastransport und -verarbeitung bisher in der Regel nicht berücksichtigt. Für ein Gesamtbild sollten aber auch diese Faktoren Bestandteil der Gesamtkostenbilanz sein.[32]

Nun hat die Gasindustrie tendenziell ausgezeichnete Verbindungen in Politik, in die Regierungsstrukturen wie auch zur Europäischen Kommission: Der für Klimapolitik und Energie zuständige EU-Kommissar Miguel Arias Caéete, früherer CEO zweier Gasunternehmen, ist dafür bekannt, die Gasagenda voranzutreiben. So wurden in den vergangenen Jahren Milliarden öffentlicher Mittel für Gasinfrastrukturprojekte in Europa ausgegeben, und zwar sowohl in Form direkter Subventionen[33] als auch durch die Vergabe von günstigen Darlehen öffentlicher Banken wie EBWE und EIB.[34]

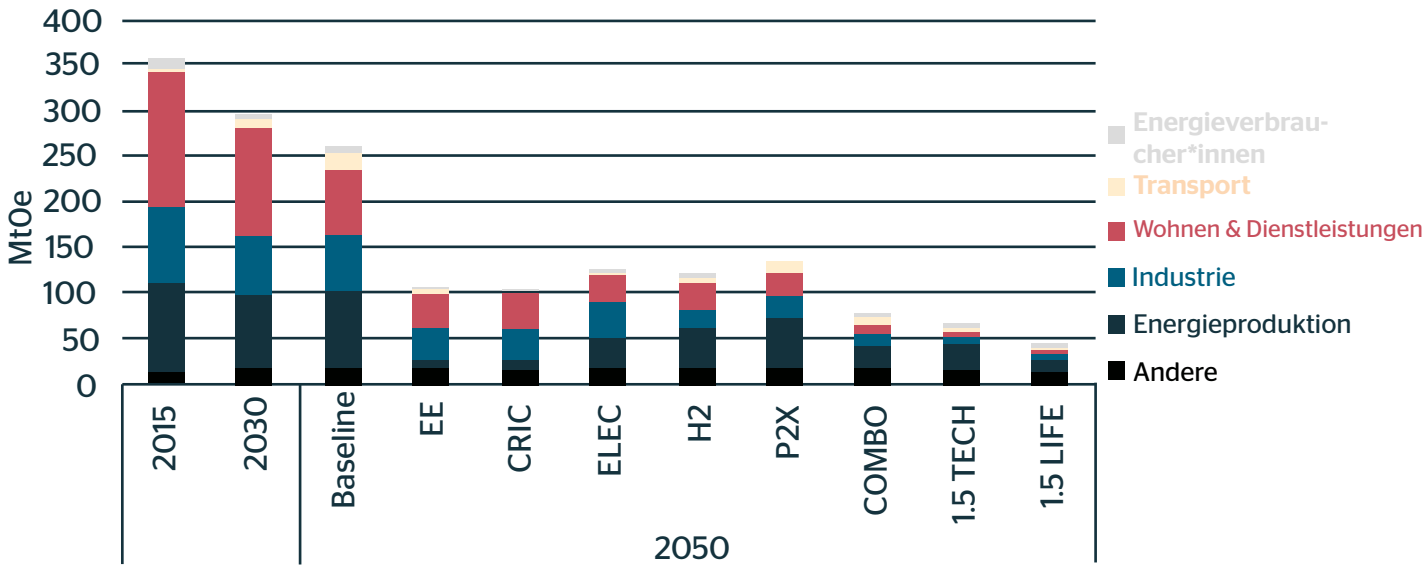
Das in Europa, aus russischen und norwegischen Pipelines, angelieferte Gas ist deutlich günstiger als Flüssiggas. Daher spielen staatliche Subventionen gerade für die Flüssiggasindustrie eine wichtige Rolle. In Ermangelung passender wirtschaftlicher Argumente für diese riesigen Investitionen wird der Begriff der «Diversifizierung des Angebots» als überzeugendes Argument für die Bereitstellung öffentlicher Gelder genannt. Der Fall des LNG-Terminal in Klaipeda (Litauen) zeigt dabei die tatsächlichen Paradigmen: trotz geringer Auslastung[35], hat die Terminal-Errichtung dazu beigetragen, dass Russland seine Gaspreise für Litauen senkte. Es bleibt die Frage, wie groß der Nutzen für die litauischen Gasverbraucher*innen war, von denen die Kosten für eine nicht genutzte Regasifizierungsanlage letztendlich bezahlt werden müssen. In einem ähnlichen Fall, dem Musel LNG in Spanien, werden die Kosten von den Verbraucher*innen bezahlt, obwohl die Anlage nie in Betrieb ging.

MILLIARDEN VON ÖFFENTLICHEN GELDERN WURDEN FÜR GASINFRASTRUKTURPROJEKTE IN EUROPA AUSGEGEBEN

Der Strommarkt unterliegt durch die erneuerbaren Energien einem zunehmenden Wettbewerb. Aber auch andere Schlüsselmärkte (wie der Heizungs- oder Industriebereich) sind mittelfristig von den Bemühungen um die Eindämmung von Treibhausgas-Emissionen betroffen. Daher ist das Wachstum der Gasindustrie in den kommenden Jahrzehnten trotz der optimistischen Prognosen von Industriekonzernen und der Internationalen Energieagentur höchst fragwürdig. Eine zunehmende Zahl von Gaskraftwerken ist bereits jetzt wirtschaftlich nicht lebensfähig und wurde daher von ihren Eigentümer*innen stillgelegt.[36] Die Europäische Kommission rechnet derzeit in allen ihren Dekarbonisierungsszenarien für 2050 mit einem deutlichen Rückgang des Gasverbrauchs (siehe Abbildung 4). Intensive Bemühungen, die Nutzung von Gas im Transportbereich sowie Individualverkehr zu fördern, zeigten bislang wenig Erfolg.

Figure 4. Berechnungen der Europäischen Kommission zum Bedarf an fossilen Gasen im Jahr 2050[37]

Verbrauch von fossilem Gas in verschiedenen Sektoren



Hinweise : "Wohnen und Dienstleistungen" umfasst auch Agrarsektor

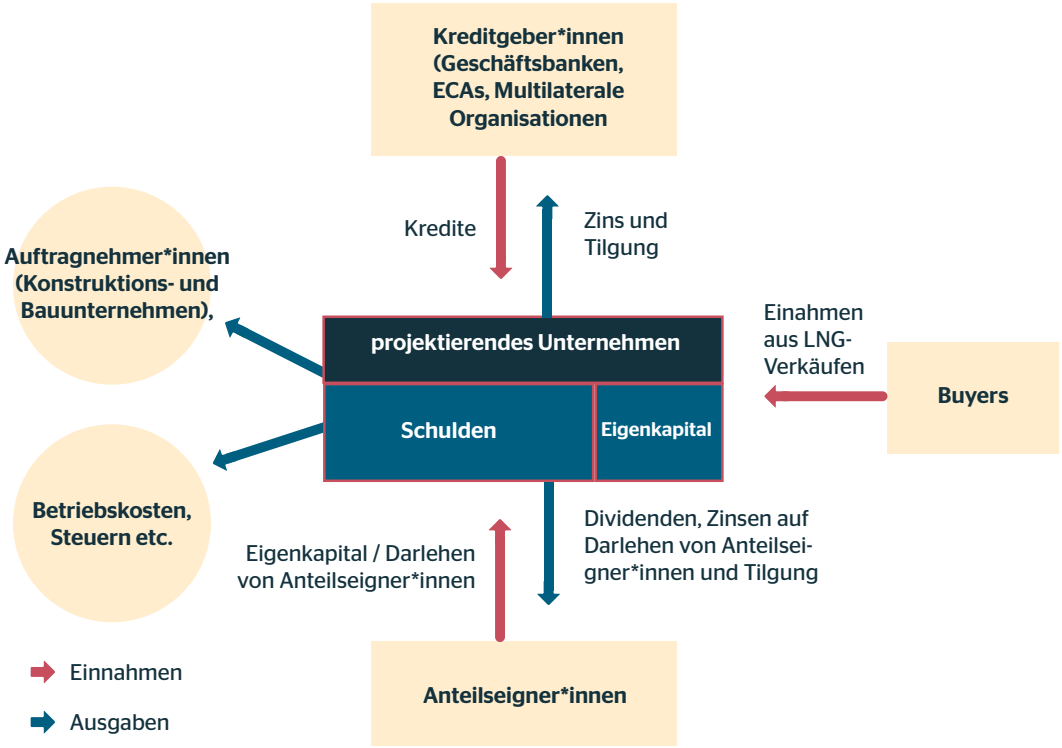
Quelle: Eurostat (2015), PRIMES]

EIN TERMINAL FÜR FOSSILES GAS IST EIN RISIKOREICHES PROJEKT

Gleichzeitig bewegen sich die Gaspreise weltweit von langfristigen Verträgen weg auf einen freien Markt hin, der durch «Spotpreise» (Sofortverkäufe) dominiert wird. Da diese Preise täglich starken Schwankungen unterliegen, ist ihre Entwicklung nicht mehr planbar.[38] Dies erhöht die Investitionsunsicherheit für Gasinfrastrukturanlagen, die auf eine lange Amortisationszeit und eine Nutzungsdauer von vielen Jahrzehnten ausgerichtet sind. Die Betreiberunternehmen bemühen sich durch Abschluss langfristiger Verträge um eine Risikominimierung. Dahinter steht das Bemühen, sich bereits vor der Verabschiedung einer endgültigen Investitionsentscheidung (FID) für die Zukunft, sowohl die Lieferant*innen als auch die Abnehmer*innen ihres Produkts zu sichern. Aber auch dann können solche Projekte vor Gericht landen. In einem Fall in Ägypten wurde das Land zu einer Geldstrafe von 2 Milliarden US-Dollar verurteilt, weil es nicht genügend Gas an eine Verarbeitungsanlage für verflüssigte, fossile Gase geliefert hatte.[39] Für das betroffene Land bedeutet dies, dass dem Versäumnis ausreichender Gaslieferung Strafzahlungen in Milliardenhöhe folgen. Für Unternehmen bedeutet es, dass selbst mit Vertrag die Versorgungssituation nicht sichergestellt ist – und Probleme gegebenenfalls durch langwierige Gerichtsverfahren gelöst werden müssen (im Fall von Ägypten dauerte das Verfahren vier Jahre). Was beide Seiten eint, ist die Wahrnehmung eines fossilen Gasterminals als Hochrisikoprojekt.

Sind kostenintensive Infrastrukturanlagen für die Verarbeitung fossiler Gase erst einmal vorhanden, gibt es politischen Druck, sie am Leben zu erhalten: den so genannten Lock-in. Aber ab einem bestimmten Punkt hat sich der Markt so stark verändert, dass der Anlagenerhalt einfach keinen Sinn mehr macht und die Investition als Vermögenswert verloren ist. Lock-in und Vermögensverluste (sogenannte «gestrandete» Vermögenswerte) sind zwei Seiten der gleichen Münze.

Abbildung 5: Ausgewählte Wege zur „Projektfinanzierung“ werden oft für die Finanzierung von Verflüssigungsanlagen benötigt



Typische Finanzierungsstruktur für den Verflüssigungsteil der LNG-Kette

In den letzten Jahren hat sich die Finanzierung vieler großer Infrastrukturprojekte, darunter auch Flüssigasanlagen, stark verändert. Staatlich gestützte Finanzierungen, die einen hohen Nutzen für die Öffentlichkeit haben können, wurden zugunsten privat gelenkter Finanzierungsformen aufgegeben. Daran gekoppelt waren die Versprechen, hohe Gewinne aus dem Projekt zu erzielen. Je günstiger das rechtliche Umfeld und die öffentlichen Garantien zur Deckung der, mit dem Projekt verbundenen Risiken sind, desto attraktiver ist die Investition. Ziel dieser Modelle ist es, möglichst hohe Gewinne zu erzielen – zu Lasten des Landes, in dem die Terminals stehen, der Umwelt, und sogar zu Lasten der Kund*innen.

Die privaten Investitionsprojekte lassen sich an den Finanzmärkten handeln, wo die Bedürfnisse der Bevölkerung – insbesondere der lokalen, ärmeren Bevölkerungsanteile – und die Konsequenzen für die Umwelt und das Klima keine Rolle spielen.[40] Im Niedrigzinsumfeld der letzten Jahre gab es steigende Mengen privaten Kapitals, das für derartige Investitions- und Renditeprojekte zur Verfügung stand. Der Prozess der Transformation in Privatinvestitionen verwandelte Infrastrukturinvestitionen in eine neue «Asset Class».[41] Finanzmanager*innen besitzen gerne Vermögenswerte aus verschiedenen Bereichen in ihrem Portfolio, da diese unterschiedlichen Entwicklungen folgen. Durch eine Investitionsdiversifikation, die auf Marktveränderungen in der Summe ausgeglichener reagieren, wird versucht, ein Portfolio zu erstellen, mit dem sich immer Geld verdienen lässt. Dadurch, dass auf dem derzeitigen Markt viele Finanzmittel vorhanden sind, für die nach lohnenswerten Investitionszielen auch im Bereich der Infrastruktur gesucht wird, befinden wir uns zurzeit in einer Situation, in der Investitionsentscheidungen hauptsächlich von den Marktnotwendigkeiten und Finanzinteressen getrieben werden, sich aber nicht mehr an Bevölkerungsbedürfnissen und -interessen orientieren. Der zugrundeliegende Mechanismus dieser Dynamik ist die Logik von «privaten Gewinnen, öffentlichen Verlusten». Wir werden uns die, durch diesen Prozess entstandenen, Schulden anhand der später folgenden zwei Fallbeispiele genauer ansehen.

ES GEHT DARUM, WIE MAN AUF KOSTEN DES GASTLANDES, DER UMWELT UND DER KUND*INNEN MEHR GEWINNE ERZIELEN KANN

DIE KLIMAKRISE UND FOSSILES GAS

Im Jahr 2019 ist die Klimakrise in vollem Gange. Der globale Temperaturanstieg beschleunigt sich. Natürliche Prozesse, die auch ohne vom Menschen verursachte Kohlenstoffemissionen zu einer weiteren Erwärmung beitragen werden, wurden bereits ausgelöst: Das Arktis-Eis verschwindet, Permafrostböden tauen auf. Methanspeichervorkommen[42] schmelzen ab und setzen Methan in Gewässer und in die Atmosphäre frei, was die Erwärmung beschleunigt. Dies verdeutlicht die unmittelbare Gefahr eines globalen, ausufernden Klimawandels.

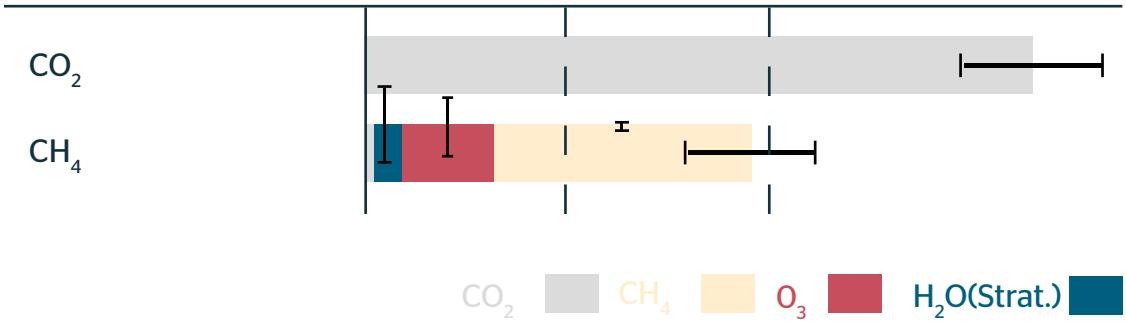
In diesem Zusammenhang ist die Bedeutung der Methanemissionen aus fossilem Gas viel größer als bisher angenommen:

Erstens wurde die Rolle von Methan um den Faktor fünf unterschätzt. Früher galt es als 21-mal klimaschädlicher als CO2. Diese Zahl stützte sich auf eine Berechnungsweisen zu CO2-Äquivalenzen über den Zeitraum der letzten 100 Jahre. Methan bleibt jedoch nur 12 Jahre in der Atmosphäre. Die Berechnung seiner Wirkung über 100 Jahre zeigt also eine irreführende Zahl. Tatsächlich aber ist Methan in seiner Bestandszeit mehr als 100-mal so stark wirksam wie CO2. Die derzeit beobachtete Erwärmung wird in erheblichem Maße durch Methan verursacht (siehe Abbildung 5). Zu den Emissionen von rund 7 Gigatonnen CO2, die jedes Jahr weltweit durch Nutzung fossiler Gase emittiert werden, müssen wir etwa 2 % ausgetretenes Methan hinzufügen[43] , was den Gesamtbeitrag der fossilen Gasindustrie auf 11 Gigatonnen CO2-Äquivalente beziffert. Weitere Emissionen dieser Größenordnung reichen für mehr als 1,5°C Erderwärmung bis zum Ende des 21. Jahrhunderts.[44]

DER EINFLUSS VON METHAN WURDE UM DAS FÜNFFACHE UNTERSCHÄTZT

Zweitens haben Methanemissionen in den letzten Jahren einen starken Anstieg gezeigt[45] , hauptsächlich durch Förderung fossiler Gase[46], vor allem durch Fracking in den USA.[47] Der hierbei auftretende unkontrollierte Austritt von Methan lässt sich schwer quantifizieren, da diese Leckagen nicht im Detail registriert werden. Wir wissen jedoch, dass sie für Fracking-Gas höher als die natürlichen Emissionen sind. Bis zu 10 % des gesamten Methans entweicht im Rahmen der Produktions- und Lieferkette.[48] Wir wissen auch, dass die Emissionen von ausgetretenem Methan aus Gastankern («LNG») höher sind, weil die Verflüssigung und der Transport einen Teil des Gases im Rahmen technischer Prozesse in die Atmosphäre entweichen lässt.
Auch die «sozialen Kosten» von Methanemissionen, die in großen Teilen von klimatischen Veränderungen abhängen, werden nicht in die wirtschaftlichen Berechnungen einbezogen.

Abbildung 6: Methan trägt erheblich zum Strahlungsantrieb („Wärmefalle“) durch Treibhausgase bei, welche den menschengemachten Klimawandel befeuern[49]



Gastanker mit verflüssigten, fossilen Gasen («LNG») sind wahre «Klimabomben». Die größten LNG-Träger haben ein Emissionspotenzial, das größer ist als die jährlichen Emissionen ganzer Länder wie Mosambik, Costa Rica oder Nepal.[50]

Fossiles Gas als «klimafreundlich» zu bezeichnen, ist daher höchst irreführend.[51] Diese Vorstellung ist besonders schädlich, da fossile Gasinfrastrukturen oft für eine Lebensdauer von mehreren Jahrzehnten ausgelegt sind, lange nachdem eine vollständige Dekarbonisierung des globalen Energiesystems stattgefunden haben muss. Sie erfordern oft in milliardenschwere Euro-Investitionsvolumina, die einerseits Investitionen in erneuerbare Energien verhindern und andererseits eine Abhängigkeit von fossilem Gas erzeugen – ein Lock-In. Die neue Gasinfrastruktur (sowie Kohle und Öl) hat sich als unvereinbar mit dem Pariser Klima-Abkommen erwiesen. Die Förderung und Nutzung fossiler Gase wird in den nächsten Jahren rasch reduziert werden müssen, damit die Welt das 1,5°C-Ziel erreichen kann.

FOSSILE GASTANKER SIND WAHRE «KLIMABOMBEN» MIT EINEM EMISSIONSPOTENZIAL, DAS GRÖSSER IST ALS DIE JÄHRLICHEN EMISSIONEN GANZER LÄNDER

2

ILLEGALE SCHULDEN & FOSSILES GAS IN MOSAMBIK

EIN NEUES EL DORADO

In Mosambik wurde seit 2004 aus den, auf dem Festland liegenden Feldern Pande und Temane,[53] eine bescheidene Menge Erdgas gefördert, das hauptsächlich für den Export nach Südafrika bestimmt war. 2019 überschlugen sich die Schlagzeilen von dem vermeintlich riesigen Potential des Rovuma Beckens in Nord-Mosambik, wo seit 2009 vor der Küste eine Gesamtmenge von 2.407km³ potentiell förderbarem Erdgas entdeckt wurde.[54] Dies ist weltweit einer der größten Funde der letzten Jahre und Akteur*innen aus der ganzen Welt strömten in Scharen nach Mosambik, um die günstige Gelegenheit zu nutzen (im Anhang findet sich eine vollständige Liste). Ein Mindestpreis im Großhandel von 2,5$ für 293,1kWh wurde als notwendiger Grundpreis für die Förderung des Gases geschätzt, während der Netbackpreis[55] für flüssiges Erdgas potentiell über 6$ pro 293,1kWh liegen könnte, sowohl auf dem asiatischen, als auch auf dem europäischen Markt. Dies ergibt einen potentiellen Gewinn von 3,5$ pro 293,1kWh.[56] Entsprechend dieser Rechnung würde die Förderung des gesamten Erdgasvolumens aus diesen Feldern einen Profit von etwa 290 Milliarden US-Dollar erbringen.[57] Für ein Land, dessen Bruttoinlandsprodukt 2017 etwa bei 12 Milliarden US-Dollar lag, wäre dies eine bahnbrechende Veränderung. Aber nicht nur wirtschaftlich betrachtet: 2.407km³ Erdgas entsprechen etwa 5 Gigatonnen CO2-Emissionen, wenn es verbrannt wird. Da entlang der Lieferkette Lecks auftreten, entweicht nicht nur CO2 in die Atmosphäre, sondern auch Methan, welches hundertmal potenter wirkt. Allerdings sind enorme Investitionen erforderlich, um vor der Küste zu bohren und die notwendige Infrastruktur zu errichten, um dieses Gas auf die europäischen und andere Märkte zu bringen. Die Investitionen werden hauptsächlich von ausländischen Instanzen erbracht werden. Die meisten davon sind private Konzerne, und der Großteil der Profite wird im Erfolgsfalle auch von ihnen beansprucht werden. Die Entwicklung des mosambikanischen Gassektors ist ein weiterer Fall von Kommerzialisierung. Die Regierung erhofft sich bis 2029 jährlich Gas im Wert von 40 Milliarden US-Dollar zu verkaufen, durch Gesamtinvestitionen von 110 Milliarden US-Dollar in diesen Sektor.[58] Wie viel davon im Land bleiben wird, ist unklar.

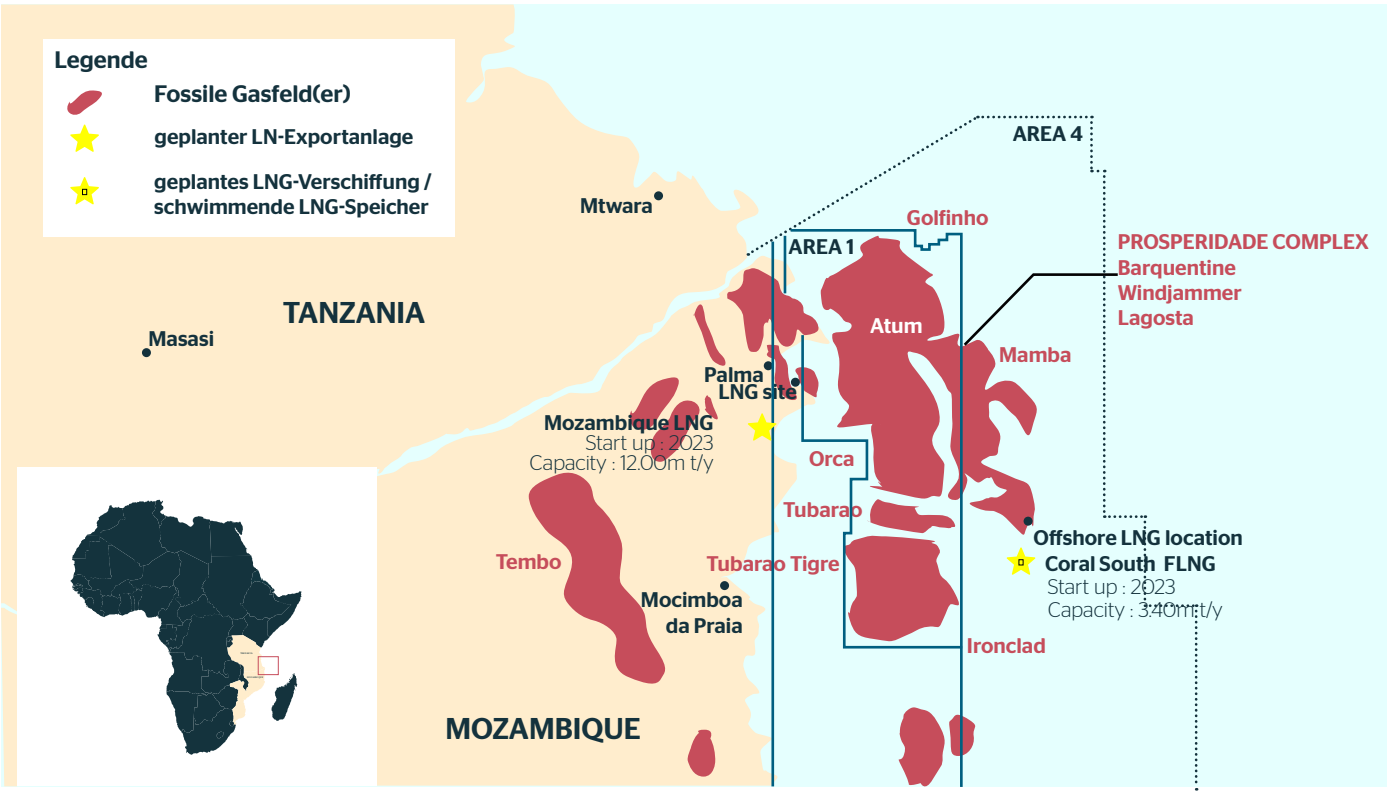
Geplante Projekte

In Afungi, in der Provinz Cabo Delgado, plant die US-Firma Anadarko, Betreiber von Areal 1, das Mosambikanische Flüssiggas-Terminal mit Gesamtkosten von 25 Milliarden US-Dollar.[59] In einer ersten Phase sollen zwei Verflüssigungszüge mit einer Kapazität von 17,5 m³ Gas gebaut werden, die etwa 7,7 Milliarden US-Dollar kosten.[60] Solch eine riesige Investition erfordert starke Garantien und die Befürworter*innen des Projekts versuchen sich die Unterstützung ihrer Regierungen zu verschaffen. Exportkredit-Versicherungen aus fünf verschiedenen Ländern haben Interesse daran bekundet, Garantien im Wert von 12 Milliarden US-Dollar zu erbringen: Italien (SACE), Japan (JBIC), China (China Exim), die USA (US Exim) und Süfafrika (Export Credit Insurance Corporation). [61] Anadarko benötigt jedoch 14 – 15 Milliarden US-Dollar. Die endgültige Entscheidung über die Investition wird in der ersten Hälfte von 2019 erwartet, möglicherweise auch später, wegen der vielen Risiken (siehe weiter unten). [62]

Im Areal 4, welches von der italienischen Firma ENI verwaltet wird, wird das Coral South Floating Flüssiggas-Projekt geplant, mit sechs direkt mit dem Schiff verbundenen unterseeischen Quellen und einer Kapazität von 4,6m³.[63] Die endgültige Entscheidung über die Investition von 7 Milliarden US-Dollar wurde im Juni 2017[64] getroffen. Interessanterweise war dies 2017[65] die einzige endgültige Investitionsentscheidung für ein Exportprojekt von Flüssiggas weltweit[66] und stand demnach einem globalen Trend entgegen. Während andere es als zu riskant einstuften, in einer Marktumgebung mit starker Konkurrenz und unsicherer Nachfrage Milliarden auf ein weiteres Gasexport-Terminal zu wetten, plant dieses Projekt das Risiko in Kauf zu nehmen – gesichert mit Garantien von Steuerzahler*innen.

DAS PROJEKT LÄUFT GEGEN EINEN GLOBALEN TREND UND GEHT EINE RISKANTE WETTE IN MILLIARDENHÖHE EIN - UNTERSTÜTZT DURCH GARANTIEN DER STEUERZAHLER*INNEN

Abbildung 7. Fossile Gasfelder in Mosambik's Rovuma-Becken. Quelle: Anadar-



Drittens ist auf dem Festland das Rovuma-Flüssiggasprojekt geplant, mit einer Kapazität von 20,7km³[67] und am gleichen Ort, wie das Mosambikanische Flüssiggas-Kraftwerk (der Afungi-Flüssiggas-Park) von Exxon Mobil und ENI, den Konzernen, die auch verantwortlich für das Areal 4 sind. Der Mamba-Komplex in Areal 4 hat geschätzte Reserven von 2.124km³ und würde Investitionen von etwa 50 Milliarden US-Dollar erfordern.[68] Als Datum für die endgültige Investmentenscheidung wird in den Medien 2019 oder 2020 genannt.[69]

Käufer*innen stehen bereits Schlange: Französische,[70] Britische,[71] Niederländische,[72]Deutsche und[73] Kroatische,[74] neben vielen anderen. Eine vollständige Liste involvierter Organisationen findet sich in Anhang 2.

Probleme und Risiken

Die negativen Auswirkungen der Projekte auf die Menschen und die Umwelt haben bereits begonnen sich zu zeigen, noch bevor das fossile Gas überhaupt fließt. Negative Folgen für Wale, Delphine und Schildkröten können noch in einem Umkreis von bis zu 100km des Erkundungs-Standortes nachgewiesen werden.[75] Es wurden ebenso illegale Aneignungen von Ländereien[76] dokumentiert wie auch Verschmutzungen.[77] Die lokale Bevölkerung von Fischer*innen wird ebenfalls negativ beeinflusst werden, allerdings sind diese nicht an der Entscheidungsfindung beteiligt. Entschädigungen sind ein großes Streitthema. Umsiedelungspläne, wie der in diesem Fall vorgelegte, führen häufig zu unhaltbaren Lebensbedingungen für diejenigen, die ihr Heim und ihr Land an das Projekt verlieren.[78] Der direkt südlich von den Fördergebieten gelegene Quirimbas Nationalpark wurde vor kurzem noch als UNESCO-Biosphärenreservat vorgeschlagen.[79] Negative Auswirkungen auf diese wichtige Region und nicht nur auf ihr touristisches Potential sind abzuwarten. Auch die Tatsache, dass die italienische Firma RINA sich entschieden hat, Gutachten zu den Umweltfolgeschäden zu erstellen, trägt nicht zur Vertrauensbildung bei.[80]

In diesem Kontext lehnen viele mosambikanischen Gruppen, so zum Beispiel die Justiça Ambiental (der mosambikanische Friends of the Earth-Partner) die fossile Gasgewinnung insgesamt ab.

NEGATIVE AUSWIRKUNGEN AUF MENSCHEN UND UMWELT HABEN SCHON BEGONNEN, BEVOR ÜBERHAUPT GAS GEFÖRDERT WIRD

Seit Oktober 2017 gab es in der Provinz Cabo Delgado eine Serie von terrorartigen Anschläge, in denen Dutzende Zivilist*innen starben, ebenso wie Sicherheitskräfte und Angreifer*innen.

Dieser Anstieg von Gewalt in dem Gebiet wird von vielen Gemeinschaften zumindest zum Teil mit der geplanten Gasförderung in Verbindung gebracht und zwar aufgrund eines höheren Bewusstseins der Ungleichheit in der jüngeren Bevölkerung, aus der diese Gruppen ihre Mitglieder gewinnen.[81] Anadarko hat vorsorglich – neben anderen Maßnahmen –kugelsichere Fahrzeuge erworben.[82] Dadurch entsteht in dieser Region eine vollständig private Sicherheitsindustrie, bestehend sowohl aus lokalen wie auch aus ausländischen Sicherheitskräften. Militärische Einheiten der USA[83] und Großbritanniens[84] sind Medienberichten zufolge bereit, hier einzuschreiten und die US-Armee ist schon zu Trainingszwecken dort. Auch haben tanzanische Behörden berichtet, dass im Oktober 2011 ein Förderschiff der Firma Petrobras von Tansania aus durch somalische Staatsangehörige angegriffen wurde.

Ein weiteres Problem ist, dass Firmen ihr Personal nicht in der Gegend unter Vertrag nehmen oder im Fall von Coral South sogar komplett vor der Küste gearbeitet wird, so dass die örtliche Bevölkerung kaum Möglichkeiten, hat an den wirtschaftlichen Gewinnen teilzuhaben– während die Umweltschäden komplett von ihr getragen werden müssen. Der laufende Geschäftsbetrieb eines Gas-Verflüssigungsschiffes vor der Küste wird als besonders geeignet für den afrikanischen Kontext angesehen, da es diese Vorgehensweise erlaubt, sich schnell zurückzuziehen, wenn sich die Notwendigkeit er-

gibt.[85] Was sagt das jedoch über die Hilfe für die Wirtschaft vor Ort aus? Und was ist, wenn die prognostizierten Gaspreise nicht halten? Wenn die Gasmärkte nicht genügend Anreiz bieten, das Gas fließen zu lassen – was durchaus denkbar ist, mit sich schnell entwickelnden Erneuerbaren und einer Welt, die die Pariser Ziele einhält: Milliarden von Investitionen werden stranden. Die Schäden werden bleiben, während sich der Nutzen nie einstellt. Besorgniserregend ist auch, dass weder das mosambikanische Gesetz, noch der Vertrag des Staates mit Anadarko, vorschreibt, dass die Lokalbevölkerung in irgendeiner Weise von den Gasprojekten profitieren muss.[86] Während Profite aus der Gasförderung von den meisten Akteur*innen als wünschenswert betrachtet wird, können mehr Probleme entstehen als gelöst werden, wenn dies zu schnell und unkoordiniert geschieht. Auch wächst das Risiko für Korruption.[87] Die Situation in anderen afrikanischen Staaten, wie Nigeria und Angola, kann als Warnung für das Mosambikanische Volk dienen, dass der Segen von Ressourcen durchaus als Fluch enden könnte.

Finanzen und Schulden

Der Förderkonzern Cove, der das Prosperidade-Feld entdeckte, verdiente eine neunstellige Summe Geld und wollten mit diesen Gewinnen – begünstigt durch vorhandene, gesetzliche Schlupflöcher – einfach abziehen, ohne etwas davon mit Mosambik zu teilen. Erst als der Minister für Energie die Notbremse zog, beteiligte der Konzern die mosambikanische Regierung[88] mit kleineren Summen daran.

Das internationale Marktumfeld für Flüssiggas ist stark umkämpft: Viele Projekte sind im Aufbau und geplant und ein großer Teil der Kapazitäten wird gleichzeitig auf den Markt gebracht.[89] Die Kommerzialisierung fossiler Gasterminals und anderer infrastruktureller Megaprojekte[90] sind der Schlüssel zum Verständnis der mosambikanischen Projekte: In einer Umgebung sehr niedriger Zinsraten sind Projekte, die eine hohe Rendite für Dutzende von Milliarden US-Dollar versprechen, rar und so steigen viele Investor*innen ein, so dass die Projektvorschläge in immer größere Dimensionen gerückt werden.

Aus dem Pariser Klima-Abkommen erwächst die Notwendigkeit alle fossilen Energieträger vor dem Ende der nützlichen Lebensdauer der Infrastruktur (40 – 50 Jahre) allmählich abzubauen. Ihre Bereitschaft diese Projekte trotzdem weiter voranzutreiben zeigt, dass das Pariser Klima-Abkommen von den beteiligten Institutionen nicht ernst genommen wird.

Ein Teil der Infrastruktur wird von Drittparteien finanziert, wie beispielsweise der Südafrikanischen Standard Bank und der Chinesischen Industrie- und Handelsbank, die 8 Milliarden US-Dollar in Coral South stecken.[91] Ein bedeutender Anteil der Summe wird von dem nationalen Ölkonzern Empresa Nacional de Hidrocarbonetos (ENH) erbracht. Da das Gas bisher noch nicht geflossen ist, kann es sein, dass Aktienkapital des Projekts zur Anteilsdeckung verkauft werden muss. So würde am Ende die mosambikanische Regierung nur geringe Anteile an dem Projekt halten und dementsprechend auch weniger Rendite einfahren. Die Höhe der im Land verbleibenden Renditeanteile aus den fossilen Gas-Unternehmungen war ein höchst umstrittenes Thema.[92] Es bleibt zu hoffen, dass die Mitgliedschaft in der Transparenzinitiative der Förderindustrie (EITI) dem Staat Mosambik dabei helfen kann, ein transparentes Rahmenwerk für die Zahlungen der Industrie zu schaffen.

DAS PARISER KLIMA-ABKOMMEN WIRD VON DEN BETEILIGTEN INSTITUTIONEN NICHT ERNST GENOMMEN

Illegale Schulden, die mit Gas bezahlt werden sollen

Ein Fall von Korruption und illegaler Schulden erschütterte Mosambik zwischen 2014 und 2016: Drei staatliche Unternehmen, alle unter Vorsitz der gleichen Person, liehen sich heimlich 1,4 Milliarden US-Dollar, unter anderem für Thunfisch-Fischereischiffe und brachen damit mosambikanisches Gesetz. Etwa 850 Millionen US-Dollar waren 2014 bereits geliehen worden.[93] Die Firmen konnten später ihre Schulden nicht begleichen, so dass diese an die mosambikanischen Steuerzahler*innen weitergereicht wurden.[94] Dies führte zu einer großen Schuldenkrise. Mosambik hat nun fünf Prozent seines erhofften Einkommens aus fossilem Gas dafür reserviert, diese illegalen Schulden zu begleichen.[95-96] Dadurch wird die Entwicklung des Gassektors jedoch in ein Werkzeug zur Bezahlung illegaler Schulden verwandelt. Die Situation wurde als „Kater, bevor die Party angefangen hat" beschrieben.[97]

MOSAMBIK HAT NUN 5% DER EINNAHMEN, DIE ES AUS FOSSILEM GAS ZU ERZIELEN HOFFT, FÜR DIE RÜCKZAHLUNG ILLEGALER SCHULDEN EINGESETZT

3

INDONESIEN : ZERSTÖRUNG DES KULTURELLEN ERBES FÜR FOSSILES GAS

FOSSILES GAS IN INDONESIEN

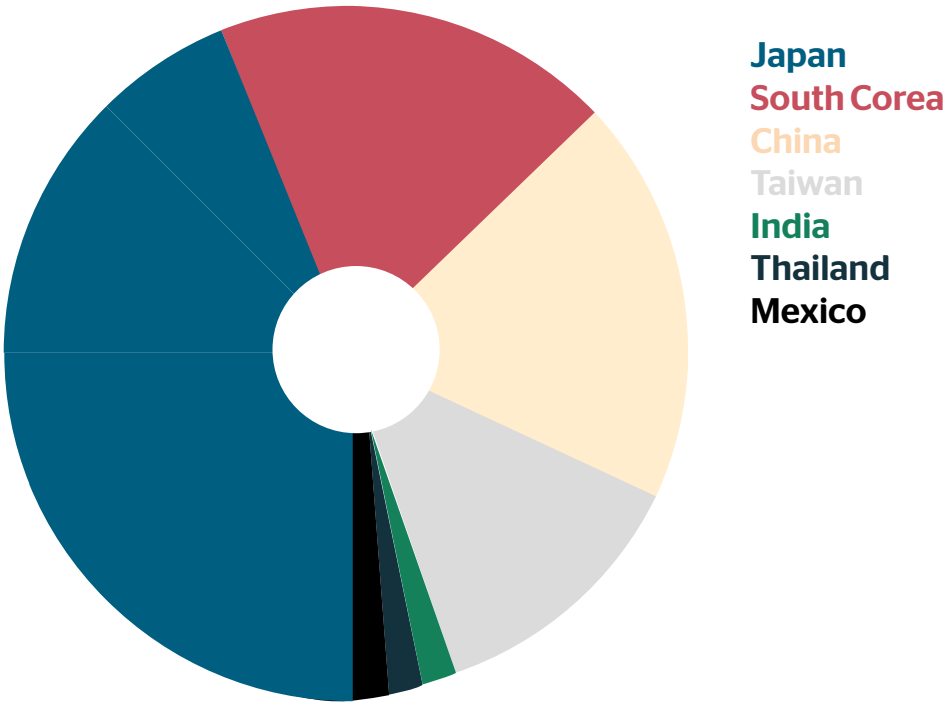
Indonesien ist einer der größten Gasexporteure in Asien und ein Knotenpunkt für flüssiges Erdgas. Internationale Konzerne und Kapitalgeber*innen schüren Vertreibung und Menschenrechtsverletzungen und die riesigen neuen Gasprojekte haben typischerweise nichts mit der lokalen Energienachfrage zu tun. Wie wir nachfolgend zeigen werden, bezahlen kleine Gemeinden einen großen Preis, da sie es sind, die mit den schweren Schäden, die die Erdgasförderung in ihrer Heimat anrichtet, leben müssen.

Indonesien ist der größte Gasproduzent in Südostadien[98] und fördert jährlich etwa 70km³ fossiles Gas – etwa 2% der gesamten Weltproduktion.[99] Es ist der fünftgrößte Flüssiggas-Exporteur der Welt mit einem Marktanteil von 5,5% im Jahr 2017.[100] Fast die Hälfte des exportierten Gases wird nach Japan verkauft. Der größte Teil des Restes geht an Südkorea, China und Taiwan (siehe Abbildung 8).

Indonesien verbraucht etwa die Hälfte seines Gases im eigenen Land und exportiert die andere Hälfte. ES wird aber bis 2025 zu einem Netto-Importeur werden, da die Reserven zurückgehen.[101-102] Sobald Gas importiert werden muss, werden die Energiepreise für die Lokalbevölkerung wahrscheinlich steigen.

Royal Dutch Shell[103] und andere internationale Akteur*innen leiten schon die ersten Schritte für Abkommen zur Gaslieferung und -verkauf an Indonesien ein. Hier geht es beispielsweise um Verträge über den Gasimport aus den USA bereits bis zum Jahr 2020.[104] Die italienische Firma ENI fördert bereits Gas in der Region und sichert sich nun Deals für neue Projekte, um Flüssiggas-Anlagen mit Gas zu versorgen.[105] British Petroleum ist ein weiterer Schlüsselakteur im Land.

Abbildung 8. Indonesische Exporte an fossilem Gas im Jahr 2017 nach Land



Quelle: Daten von BP Statistical Review 2018, Die grafische Darstellung wurden von den Autor*innen dieses Berichtes erstellt

DAS DESASTER AM SIDOARJO SCHLAMM-VULKAN

Der berühmte Sidoarjo-Fall demonstriert die gewaltige Bedrohung durch Gasinfrastrukturen, die in der Nähe von Gemeinden errichtet werden und das Ausmaß der Straflosigkeit für Konzerne.

35km von Indonesiens zweitgrößter Stadt Surabaya entfernt, strömen seit dem 29. Mai 2006 in Sidoarjo Schlamm, heißes Gas und Wasser aus dem Boden. Das Phänomen, lokal bekannt unter dem Namen „Lusi" (kurz für „Lumpur Sidoarjo" oder "Sidoarjo Mud") wurde durch die Bohrungen nach fossilem Gas von der Firma PT Lapindo Branta[106] verursacht. Wahrscheinlich entstand durch das Versäumnis, die in Indonesien gesetzlich vorgeschriebenen Verschalung um den Bohrschacht bis zu der notwendigen Höhe zu installieren, eine Schlammlawine, die seit dem nicht mehr unter Kontrolle gebracht werden konnte. Hieraus hat sich mittlerweile der weltweit größte Schlammvulkan entwickelt und bedeckt mehrere Quadratkilometer Land mit bis zu 20m tiefem Schlamm. Er hat tausende Wohnhäuser zerstört, staatliche Infrastrukturen, Reisfelder und andere Plantagen. Er richtet weiter verheerende Schäden an Leben und Existenzgrundlagen an. Etwa 40.000 Menschen in den Dörfern in Sidoarjo wurden vertrieben und viele mehr sind auf andere Weise betroffen. Viele Menschen und betroffene Firmen warten noch immer auf Schadenersatz, der ihnen von der Regierung und von PT Lapindo Branta für die entstandenen Schäden versprochen wurde. Die Firma hingegen besteht immer noch darauf, dass es sich um eine „Naturkatastrophe handele". [107]

Der Schlamm fließt noch immer aus dem Ausbruchskrater in Sidoarjo. Entsprechend der Recherchen von Walhi East Java liegt der Gehalt von Schwermetallen und polyzyklischen Hydrokarbonaten mehr als 2.000-fach über dem natürlichen Gehalt dieser Gegend.[108] Diese Stoffe sind laut UNEP (dem Umweltprogramm der Vereinten Nationen) gesundheitsschädlich und können Krebs verursachen. Außerdem wurde herausgefunden, dass Schwermetalle die Brunnen der umliegenden Dörfer kontaminieren. Untersuchungen der lokalen Bevölkerung ergaben, dass 80% von ihnen gesundheitliche Problemen leiden.

Die Menschen aus Sidoarjo fordern, dass Lapindo, die verantwortliche Firma, die Verantwortung übernimmt.[109] Im Sommer 2018 wurde Lapindos Lizenz für die Bohrung in der Sidoarjo-Region bis 2040 verlängert.[110]

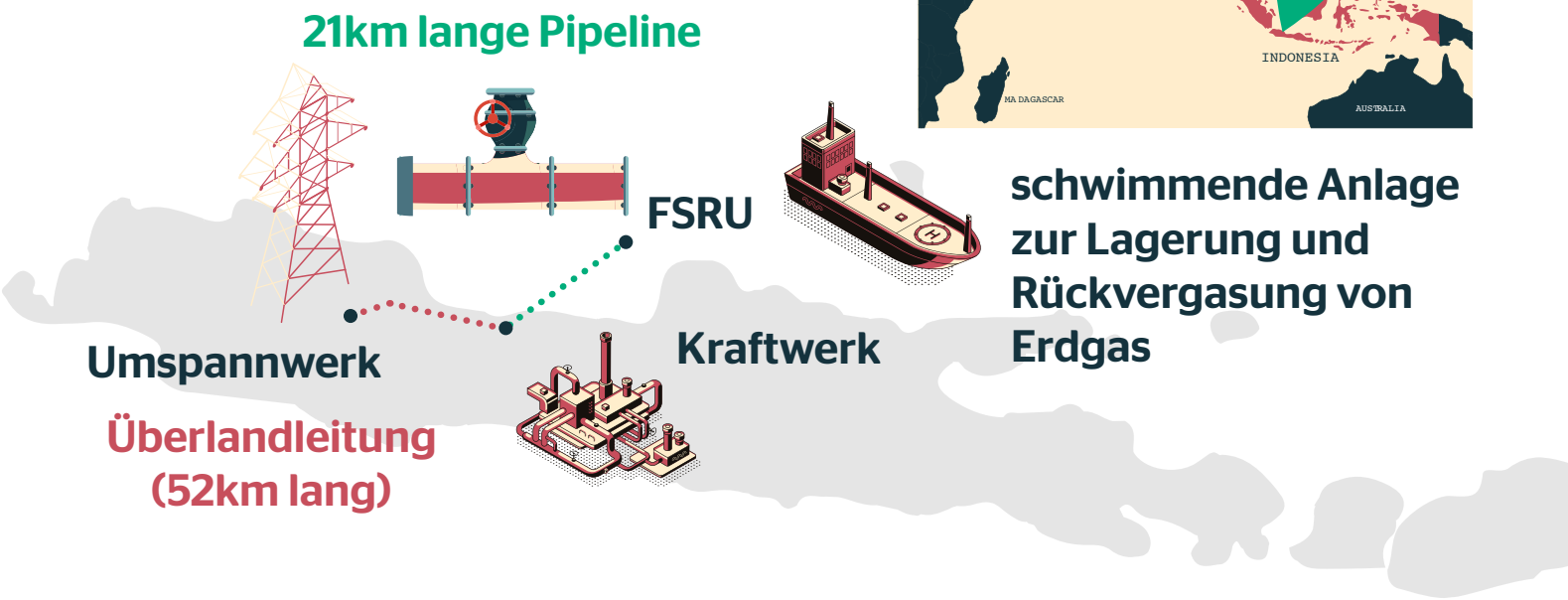
DER GRÖSSTE SCHLAMM-VULKAN DER WELT

WEST JAWA 1 “STROM-AUS-GAS”-PROJEKT

Das Projekt Jawa 1 zeigt, wie die lokale Bevölkerung wiederholt vertrieben wird, wie die Lebensgrundlage von Fischer*innen missachtet wird, wie Ackerland zerstört wird, um in einer Zeit des Klimazusammenbruchs Platz für fossile Brennstoffvorhaben zu machen. Wie der Fall Sidoarjo gezeigt hat, sind die Risiken für die lokale Bevölkerung hoch und die Rechenschaftspflicht der Regierung und Unternehmen gering. Dennoch werden der Bevölkerung vor Ort weiterhin gefährliche Projekte aufgezwungen.

Das Projekt West Jawa 1 „Strom-aus-(flüssig-)Gas“ (auf Indonesisch: Pembangkit Listrik Tenaga Gas dan Uap (PLT-GU) Jawa 1) ist ein Megaprojekt, nicht vorangetrieben vom lokalen Energiebedarf, sondern durch internationale Märkte und Unternehmensinteressen. Ende 2018 wurde mit dem Bau vor Ort begonnen.

Figure 9. Projektstandort auf der indonesischen Insel Jawa (links). Übersicht der Projektelemente (rechts)



Das Projekt

Das Vorhaben West Jawa 1 ist das erste seiner Art in Asien und umfasst eine schwimmende Anlage zur Lagerung und Rückvergasung von fossilem Gas (SALRE). Geplant ist, dass das Flüssiggas per Schiff an die SALRE geliefert wird, wo es rückvergast und gelagert werden soll, bis der Rohstoff durch eine teilweise Offshore-, teilweise Onshore-Pipeline zu einem 1.760-MW-Kraftwerk gelangt, wo durch Verbrennung Strom erzeugt werden soll. Per Überlandleitung würde der Strom dann zu einem Umspannwerk gelangen. West Jawa 1 wäre das größte Gaskraftwerk Südostasiens mit geschätzten Kosten von 1,3 Mrd. USD,[111] und einer Gesamtfläche von rund 2,7 km²[112] Dies entspricht etwa einem Drittel der Größe des Sidoarjo Schlamm-Vulkans. Ähnlich wie bei nicht benötigten Energievorhaben in Europa, dreht sich die Argumentation, um dieses Projekt voranzutreiben, um Energieversorgung und -sicherheit der Region. West Java ist eine der am dichtesten besiedelten Regionen Indonesiens. Die Verbesserung der Umweltverträglichkeit des derzeitigen Energiemixes durch den Wechsel von Diesel und Kohle zu Erdgas wird ebenfalls angeführt. Die Treibhausgasemissionen, die über die Laufzeit des Riesenvorhabens entstehen werden, bleiben jedoch unquantifiziert. Die Kosten der Stromerzeugung werden vergleichsweise niedrig sein: 55 USD/MWh.[113]

Auswirkungen auf die Lokalbevölkerung

Nach Angaben der Asiatischen Entwicklungsbank,[114] die das Vorhaben kofinanziert, müssen für die Umsetzung 20 Haushalte ‚umgesiedelt' werden. Gleichwohl werden 724 einzelne Grundbesitzer*innen von dem Vorhaben betroffen sein. Der vor Ort erzeugte Strom wird in oberirdische Leitungen eingespeist, die quer durch Felder und in der Nähe eines Wohngebietes verlaufen. Alle betroffenen Landbesitzer*innen werden auf wegen der Überlandleitung Restriktionen bezüglich der maximalen Höhe von Bäumen und Infrastruktur auf ihren Ländereien auferlegt und wer unter der Überlandleitung wohnt, wird keine Möglichkeit haben, sich gegen das Projekt zu wehren.

Die Onshore-Pipeline und deren Zufahrtsstraße werden ebenfalls über Reisfelder und Fischteiche hinweg verlaufen. Da die Region eine Schlüsselrolle im Reisanbau und somit für die Ernährungssicherheit der Region spielt, wird West Jawa 1 diese erheblich gefährden. Lokal ist die Region auch als ‚Reisscheune' bekannt, obgleich sie in den letzten Jahren zunehmend industrialisiert wurde und die Reisproduktion bereits rückläufig ist.[115] Das Vorhaben wird die Ernährungssicherheit Indonesiens schmälern und das Land weiter in Richtung einer Importabhängigkeit drängen, um den erheblichen Eigenbedarf an Reis zu decken. Die SALRE werden in küstennahen Gebieten ankern, die bis jetzt der lokalen Bevölkerung als Fischfanggründe dienen. Das sind nur eine Handvoll Beispiele, wie das West Jawa 1 Vorhaben die Lebensgrundlagen vieler zerstören und Menschen vertreiben wird.

Weiterhin wurde die kulturelle und historische Bedeutung der Region ebenso missachtet wie die Vorstellungen der Lokalbevölkerung. Ausgrabungen auf dem Standort brachten archäologische Funde zum Vorschein . Bevor das Amt für Tourismus und Kultur Karawang (Disparbud) die Forschungsarbeiten jedoch abschließen konnte, wurde die Ausgrabungsstätte zerstört, um Platz für das Erdgasvorhaben zu schaffen.[117] 120 Ein*e Sprecher*in des Gemeindeverbandes vor Ort brachte ihre*seine tiefe Enttäuschung über dieses Vorgehen zum Ausdruck.

Und damit nicht genug. Ursprünglich gehörte das Land, auf dem die Onshore-Pipeline und deren Zufahrtsstraße verlaufen sollen, dem Ministerium für Umwelt und Forstwirtschaft. Es war eingetragenes Schutzgebiet und die Lokalbevölkerung nutzte das Land seit jeher für Subsistenzlandwirtschaft. Schändlicherweise nutzt der Projektkonzern diese Tatsache als Argument dafür, dass der Wald kein wirkliches Schutzgebiet sein könne und es somit keinen Grund gebe, dort nicht zu bauen.

Wer ist in das Vorhaben involviert?

Die Gesamtfinanzierung für dieses Projekt beträgt etwa 1,3 Milliarden USD. 604 Millionen USD sind von der Japanischen Bank für Internationale Zusammenarbeit (JBIC) geliehen,[118] wobei dieses Vorhaben das Flaggschiff des neulich gestarteten Programms für Umweltschutz und nachhaltiges Wachstum ist.[119]

MENSCHEN, DIE UNTER DER ÜBERLANDLEITUNG WOHNEN, WERDEN KEINE MÖGLICHKEIT HABEN, SICH ZU WEIGERN

Von der Asiatischen Entwicklungsbank (ADB) wurden zwei Darlehen in Höhe von insgesamt 400 Millionen USD aus dem Fonds Leading Asia's Private Infrastructure (LEAP) genehmigt. LEAP ist ein von der Asiatischen Entwicklungsbank strukturiertes Organ mit Mitwirkung der Japan International Cooperation Agency (JICA). Andere Kapitalgebende sind Crédit Agricole (Frankreich), Société Générale (Frankreich), die Mizuho Bank (Japan), die MUFG Bank (Japan), sowie die OCBC Bank (Singapur). Die Finanzierung von Seiten des Privatsektors wird durch eine Bürgschaft von Nippon Export and Investment Insurance (Japan) gedeckt.

Die vom Kraftwerk erzeugte Strom wird für 25 Jahre an den staatlichen Stromversorger Perusahaan Listrik Negara (PLN) verkauft. Die Anlage wird von zwei in Indonesien ansässigen Unternehmensgruppen, die überwiegend aus japanischen Unternehmen bestehen, besessen und betrieben werden. Unter anderen sind das: PT Jawa Satu Regas (JSR), die sich aus der Marubeni Corporation (Japan), Sojitz Corporation (Japan), Mitsui O.S.K. Lines (Japan), Ltd., PT. Pertamina (Persero), und weiteren stillen Gesellschaftern zusammensetzen. Weitere beteiligte Unternehmen sind Samsung Heavy Industries[120] (Südkorea) und MOL (MitsuiO.S.K. Lines, Japan).[121] General Electric (US) wird mit der Herstellung von Gasturbinen für das Vorhaben beauftragt.[122] Das Erdgas wird hauptsächlich von der durch BP[123] betriebenen 127 Tangguh Liquefied Fossil Gas-Anlage in West Papua[124] zur Verfügung gestellt werden.

Fragwürdiger Bedarf

Dieses Riesenvorhaben wäre das größte seiner Art in Asien. Dessen Umsetzung wäre jedoch nicht nur auf Grund der zerstörerischen Auswirkungen auf die Lokalbevölkerung und das Klima keine gute Idee. In West Jawa existiert momentan ein Überangebot an Strom. Die indonesische Regierung ist zur Zeit mit dem aggressiven Ausbau der Gesamtkapazität von kohle-betriebenen Kraftwerken beschäftigt. Es mangelt nicht an Stromerzeugungsanlagen, sondern an Infrastruktur, um den erzeugten Strom zu verteilen. Der Anstieg des Stromverbrauchs hat sich in den letzten Jahren verlangsamt und lag kontinuierlich unter dem vorhergesagten Verbrauch.[125] Ausreichende Stromversorgung und die rückläufige Entwicklung der Erdgasfördermengen hat bereits in den letzten Jahren das Ende einiger geplanter Vorhaben bedeutet. Auch ein 9.000MW-Stromvorhaben in Jawa[126] und eine geplante Onshore-Anlage zur Anlieferung von Flüssiggas in der Nähe von Jakarta[127] wurden letztendlich nicht umgesetzt. Laut Projektträger*innen hätte das Vorhaben Strom für 11 Millionen Haushalte geliefert,[128] aber in Java liegt die Elektrifizierung bei fast 100%, so dass keine neuen Kund*innen beliefert würden.

Das Risiko, dass Vermögenswerte in neu angelegter fossiler Brennstoffinfrastruktur verloren gehen, ist ebenfalls enorm. Die Climate Policy Initiative (2014) und IRENA (2017) schätzen, dass der Gesamtwert der von Verlust bedrohten Vermögenswerte in fossilen Brennstoffen in Indonesien zwischen 200-300 Milliarden USD liegt.[129] Und wie ist es um Alternativen bestellt? Leider verfehlt die indonesische Regierung bis jetzt die Einhaltung der eigenen bescheidenen Ziele im Bereich erneuerbare Energien. Laut dem Internationalen Institut für nachhaltige Entwicklung birgt dieser Bereich jedoch mannigfaltiges Potential für einen finanzpolitischen Wandel weg von fossilen Brennstoffen und die Diversifizierung der indonesische Wirtschaft.[130] Solange jedoch die Realisierung neuer Infrastruktur im Bereich fossiler Energien im Fokus bleibt, fehlt es der Energiewende an Ressourcen.

NEUE FOSSILE GASINFRASTRUKTUR ENTZIEHT DER ENERGIEWENDE RESSOURCEN

4 SCHLUSSFOLGERUNGEN

Erkundung **Förderung** **Transport** **Vertrieb** **Verbrauch**

FOSSILES GAS IST EIN SCHLECHTES GESCHÄFT

Fossiles Gas ist ein Klimakiller und muss im Boden belassen werden, ebenso wie Erdöl und Kohle. Unter dem Deckmantel der Nachhaltigkeit treiben Regierungen das trügerische Narrativ voran, fossiles Gas sei ein Übergangsbrennstoff und stelle eine Lösung des Klimaproblems dar. Wenn wir eine Chance haben wollen, das Klima zu stabilisieren, müssen wir Konzerne und Investierende stoppen, die versuchen, aus der Klimakrise Profit zu schlagen und uns in jahrzehntelange Nutzung von fossilem Gas zwingen wollen.

Wie gezeigt wurde, werden solche Vorhaben prinzipiell nicht durch existierende Nachfrage, und noch weniger von Anliegen der Lokalbevölkerung, sondern durch finanzielle Interessen vorangetrieben. Die Profite werden privatisiert, Schulden und Risiken jedoch werden vergesellschaftet. In Bezug auf die Frage, wer die Kosten für den Neubau von fossilen Gasvorhaben zahlt, haben wir gesehen, dass es Verbraucher*innen über ihre Gasrechnungen sind, Steuerzahler*innen über den Weg direkter Subventionierung der fossilen Gasindustrie und jede Einzelperson auf Grund der Auswirkung einer beschleunigten Klimakrise. Wo es keinen Markt gibt, kommen öffentliche Bürgschaften, oder in Teilen auch Gesetze, die die Umwälzung der Kosten auf Verbraucher*innen erlauben, zum Einsatz, um diese Riesenvorhaben finanziell rentabel zu machen.

Die Lokalbevölkerung wird eher die Kosten dieser Vorhaben tragen, als von ihnen zu profitieren.

Zusammenfassend ist ersichtlich, dass der Neubau von fossilen Gasvorhaben ein schlechtes Geschäft ist. Nutzen bringt es ausschließlich den Projektträger*innen, die sich selbst am gewinnbringenden Ende eines Vorhabens platzieren, welches lokale und globale Gemeinschaften noch weiter ins Abseits drängt.

ANHANG 1

Abkürzungen, Fachbegriffe & Umwandlung von Maßeinheiten

Abkürzungen und Fachbegriffe

ADB : Asiatische Entwicklungsbank (Asian Development Bank)

FID : Entgültige Investitionsentscheidung (Final Investment Decision)

FSRU : Schwimmende Anlage zur Lagerung und Rückvergasung von verflüssigtem Erdgas (floating gas storage and regasification unit)

JBIC : Japanische Bank für Internationale Zusammenarbeit (Japanese Bank of International Cooperation)

Liqmeth : Flüssiges Meth, eine andere Bezeichnung für Erdgas, die auf dessen starkes Abhängigkeitspotential hinweist.

LNG : „Loads of Nasty Gas" (Massenhaft widerwärtiges Gas, Aktivist*innen), „Liquified natural gas" (verflüssigtes Erdgas, Industrie).

Mindestgroßhandelspreis : Dieser Preis fasst alle entstandenen Kosten zusammen, die anfallen, um fossiles Gas auf den Markt zu bringen: Erkundung und Förderung, inklusive der finanziellen Abkommen, die notwendigerweise vorab getätigt werden müssen, sowie einer für die Investor*in angemessenen Profitmarge.

Netbackpreis : Der Marktpreis, abzüglich der Kosten für Verflüssigung, Rückvergasung und Transport. Im Allgemeinen ist ein Gasprojekt wirtschaftlich rentabel, wenn der Netbackpreis über dem Mindestgroßhandelspreis liegt.

Projektfinanzierung: Eine Wirtschaftsstruktur, die in großen Teilen vom Kapitalfluss abhängig ist, der vom Projekt selbst generiert wird, um Kredite abzuzahlen.

Maßeinheiten und deren Umwandlung

Bcf (billion cubic feet): : Milliarde Kubikfuß. 1 bcf = 0,0283 bcm, 1 bcf pro Tag entsprechen ca. 10 bcm im Jahr.

Bcm (billion cubic meters): : Milliarde Kubikmeter (oder Kubikkilometer). 1 bcm = 0,0353 tcf (1 cm = 35,3147 cf); 1 bcm = 10,35 TWh (10 350 GWh). Die Menge geförderten Gases wird in bcm oder tcf gemessen.

Boe : Barrel-Öl-Äquivalent / Rohöleinheiten. 1 boe = 5800 cf[131] = 1700 kWh = ca. 209 kg SKE. Die in Deutschland geläufigere Steinkohleeinheit (kg SKE) kommt international nicht zur Anwendung. Einige Einheiten werden hier zu Umrechnungszwecken auch in SKE angegeben.

Btu : Britische Thermische Einheiten. 1 Btu = 0,000293071 kWh = 1,055 kJ = 0,0000359 kg SKE.

GtCO2 : Gigatonnen CO2.

KWh : Kilowattstunden. 1KWh = 0,123 kg SKE = 3412 Btu

Mbtu, manchmal auch mmbtu (million british thermal units): : Millionen Britische Thermische Einheiten. 1 mbtu = 1,000 Kubikfuß[132] = 293.07107 Kwh[133], Erdgaspreise in Nordamerika werden in USD/mbtu angegeben.

Mta, mtpa (million tonnes per annum): Millionen Tonnen pro Jahr. Die jährlich möglichen Verarbeitungsmengen von Flüssiggas werden allgemein in Millionen Tonnen pro Jahr angegeben (mta). 1 mta benötigt einen Input von 1,36km³ (bcm) Erdgas. Um 20 Jahre lang konstant zu laufen und damit die hohen Investitionskosten zu decken, benötigt eine 1 mta Flüssiggas-Anlage also etwa 28km³ (1 tcf oder 30 bcm) Input über die gesamte Laufzeit.[134]

Mtoe (million tons of oil equivalent): : Millionen Tonnen Öl-Äquivalente. Genutzt, um Energiebedarf zu quantifizieren. 1 Mtoe = 11,63 Milliarden kWh (TWh) = 39,6831 Millionen mmbtu[135] (= 1.1237 bcm)

MWh : Megawattstunden. 1MWh = 0,1228 t SKE = 3,4121 mbtu[136]

Tcf (trillion cubic feet): : Billionen Kubikfuß. 1 tcf = 28,32 bcm. Gasfördermengen werden allgemein in tcf oder bcm gemessen.

Emissionsrechung

1000 bcm Erdgas = 2 Gt CO2
1000 m³ Erdgas = 2 t CO2
1 m³ LNG = 1.25 t CO2
1 Millionen t LNG = 3.61 million t CO2
1 t Erdgas (CH4) = 100 t CO2
1 tcf Erdgas = 57.14 million t CO2

Wie viel CO2 pro Kubikfuß, Kubikmeter, Tonne

	Erdgas (NG) und Flüssiges Erdgas (LNG)					
Von	**Zu**					
	1km³ NG (bcm)	1Mrd.ft³ NG	Mio. Tonnen Öl-Äquivalent	Mio. Tonnen LNG	Bio. Britische Thermische Einheiten	Mio. Barrel-Öl-Äquivalente
	Multipliziere mit					
1km³ NG (bcm)	1	35,315	0,86	0,735	34,121	5,883
1Mrd.ft³ NG	0,0283	1	0,024	0,021	0,966	0,167
Mio. Tonnen Öl-Äquivalent	1,163	41,071	1	0,855	39,683	6,842
Mio. Tonnen LNG	1,36	48,028	1,169	1	46,405	8,001
Bio. Britische Thermische Einheiten	0,029	1,035	0,025	0,022	1	0,172
Mio. Barrel-Öl-Äquivalente	0,17	6,003	0,146	0,125	5,8	1

Von BP (2018). Siehe auch BP 2018 S. 54 für weitere Umrechnungsfaktoren.[137]

Einheiten	
1 (metrische) Tonne	= 2204,62 lb (pounds) = 1,1023 Amerikanische Tonnen
1 Kiloliter	= 6,2898 barrels = 1 m³
1 Kilokalorie (kcal)	= 4,1868 kJ = 3,968 Btu (British thermal units) = 0,001163 kWh (Kilowattstunde)
1 Kilojoule (kJ)	= 0,239 kcal = 0,948 Btu (British thermal units) = 0,000278 kWh (Kilowattstunde)
1 Brithish thermal unit (Btu)	= 0,252 kcal = 1,055 kJ = 0,0002931 kcal
1 Kilowattstunde (kWh)	= 860 kcal = 3600 kJ = 3412 Btu (British thermal units)

ANHANG 2

Liste der am Flüssiggasprogramm in Mosambik beteiligten Akteur*innen

Angola – ENHILS

Australien – Efic

Kanada – ARQUE
Kanada – EDC

China – Bank of China
China – China Development Bank
China – China National Petroleum Corp. (CNPC)
China – CNOOC
China – Exlm Bank
China – Frontier Services Group
China – Industrial and Commercial Bank of China (ICBC)

Frankreich – BNP Paribas
Frankreich – Bpifrance
Frankreich – COFACE
Frankreich – Crédit Agricole
Frankreich – Électricité de France
Frankreich – Engie
Frankreich – Natixis
Frankreich – Société Générale
Frankreich – Technip
Frankreich – Total

Indien – Bharat Petroleum Corp. Ltd
Indien – Bharat PetroResources (BPRL)
Indien – Gujarat State Petroleum Corp.
Indien – Hindustan Petroleum Corp. Ltd
Indien – Oil and Natural Gas Corp.
Indien – Oil India
Indien – ONGC Videsh
Indien – Andere
Indien – Petronet LNG

Indonesien – Pertamina

International – Weltbank

Irland – Tullow Oil

Italien – ENI East Africa/Mozambique Venture
Italine – ENI Group
Italien – RINA
Italien – SACE
Italine – Saipem JV
Italien – UBI Banca
Italien – UniCredit

Japan – Chiyoda Corp
Japan – JBIC
Japan – JGC Corp
Japan – Mitsui
Japan – MODEC/SOFEC
Japan – NEXI
Japan – Sumitomo Mitsui Banking Corp.
Japan – Tohoku Electric Power Co.
Japan – Tokyo Gas

Kenia – Regierung

Mosambik – Beas Rovuma Energy Mozambique Limited
Mosambik – Empresa Nacional de Hidrocarbonetos (ENH)

Niederlande – ABN AMRO
Niederlande – Atradius DSB
Niederlande – Mammoet
Niederlande – Shell
Niederlande – Van Oord

Norwegen – AKER
Norwegen – Norsafe

Portugal – Gabriel Couto
Portugal – Galp Energia
Portugal – Millennium BCP
Portugal – Norvia

Qatar – Qatar Petroleum

Russland – VTB

Singapur – Keppel Offshore & Marine

Südafrika – Brimstone Investment
Südafrika – CBS Resources
Südafrika – CBW
Südafrika – CCC

Südafrika – Export Credit Insurance Corporation of South Africa
Südafrika – Grindrod
Südafrika – Sasol
Südafrika – Standard Bank

Südkorea – Daewoo Shipbuilding & Marine Engineering
Südkorea – K-SURE
Südkorea – KEXIM
Südkorea – Kogas (Korea Gas Corporation)
Südkorea – Korea Development Bank
Südkorea – POSCO
Südkorea – Samsung Heavy Industries

Spanien – Cemosa

Schweiz – Credit Suisse

Thailand – PTT Exploration & Production (PTTEP)
Thailand – PTT Group

Großbritannien – Amarinth
Großbritannien – BP
Großbritannien – Centrica
Großbritannien – HSBC
Großbritannien – Linklaters
Großbritannien – TechnipFMC
Großbritannien – UK Export Finance

USA – Air products
USA – Anadarko
USA – Baker Hughes
USA – Chicago Bridge & Iron Co.
USA – Ex-Im Bank
USA – ExxonMobil
USA – GE Oil & Gas
USA – General Electric
USA – KBR

ANHANG 3

Liste der am West Jawa 1 Gas-zu-Strom-Projekt beteiligten Akteur*innen

Indonesien – PT Jawa Satu Power (JSP)
Indonesien – PT Jawa Satu Regas (JSR)
Indonesien – PT Pertamina (Persero)
Indonesien – PT PLN (Persero)

Japan – MUFG Bank, Ltd
Japan – Mizuho Bank, Ltd
Japan – Japanische Bank für Internationale Zusammenarbeit (JBIZ)
Japan – Mizuho Bank
Japan – Sojitz Corporation
Japan – Marubeni Corporation
Japan – Japan International Cooperation Agency (JICA)
Japan – MOL (Mitsui O.S.K. Lines)
Japan – Nippon Export and Investment Insurance (NEXI).

Südkorea – Samsung Heavy Industries

Asien – Asiatische Entwicklungsbank (ADB)

Frankreich – Société Générale
Frankreich – Crédit Agricole

Großbritannien – British Petroleum

USA – General Electric

FOOTNOTES

1 Fossiles Gas wird von der Industrie im Englischen fälschlicherweise als «natürliches» («natural») Gas bezeichnet, im Deutschen ist der Begriff "Erdgas" geläufig. Tatsächlich ist Gas so natürlich wie seine Verwandten, Öl und Kohle. Da «Gas» weiterhin ein Oberbegriff für jede Substanz in ihrer gasförmigen Form ist, verwenden wir für dieses spezielle Gas, das normalerweise zum Großteil aus Methan (CH4) besteht, den Begriff «fossiles Gas». Da auch Methan in verschiedenen Formen existiert, sei darauf hingewiesen, dass «fossiles Gas» speziell die Form von Methan bezeichnet, die aus der Erde gewonnen wird. Fossiles Gas umfasst sowohl «konventionelles» als auch «unkonventionelles» Gas wie Kohleflözgas und durch Fracking gewonnenes Schiefergas.
2 BP Statistical Review of World Energy 2018. Abgerufen am 17.04.2019.
3 Die Industrie bezeichnet diesen Schritt als "Produktion", was wir als irreführend betrachten. Fossiles Gas zu «produzieren» ist ein Prozess, der über Millionen Jahre unter der Erde stattgefunden hat. Das Wort «Produktion» suggeriert auch, man könnte einfach mehr Gas produzieren, sobald das vorhandene aufgebraucht ist, was nicht stimmt.
4 FID: Final investment decision, deutsch: endgültige Investitionsentscheidung. Eine Liste aller Abkürzungen befindet sich im Anhang.
5 www.woodmac.com/news/opinion/four-themes-for-future-exploration/
6 Zum Verkauf an das LNG-Terminal Goldboro (einschließlich Erschließung). Siehe: Laurentian Bank Securities Equity Research, January 16, 2018: Pieridae Energy Limited. On Track to Become Canada's First Major LNG Exporter.
7 Siehe vorherige Fußnote.
8 Siehe vorherige Fußnote.
9 Siehe vorherige Fußnote.
10 www.eia.gov/energyexplained/index.php?page=natural_gas_prices. Eigentlich 10 USD/1000 Kubikfuß (= ca. 28,31 Kubikmeter). Dies entspricht 10,35 USD/MBtu, siehe Anhang für die Umrechnung.
11 www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/Preise/Energiepreise/EnergyPriceTrendsPDF_5619002.pdf%3F__blob%3DpublicationFile. Eigentlich 5.5 EUR/MWh, dies entspricht 1,61 EUR/MBtu oder 1,83 USD/Mbtu.
12 Siehe Space View of Natural Gas Flaring Darkened by Budget Woes. National Geographic, 10. Oktober 2013 und North Dakota has a flaring problem that even industry recognizes. Environmental Defense Fund, 3. April 2018.
13 Erdölbegleitgas kann in die Quelle zurücktransportiert werden, falls der Verkauf keinen Profit bringen. Dies ist z. B. von dem nigerianischen Gesetz vorgesehen.
14 Natural Gas Prices Fall Below Zero In Texas. OilPrice.com, Nick Cunningham, 28. November 2018. https://oilprice.com/Energy/Gas-Prices/Natural-Gas-Prices-Fall-Below-Zero-In-Texas.html
15 www.naturalgasintel.com/articles/118174-lng-developers-said-better-armed-to-shrug-off-difficult-delivery-reputation
16 Does Russia really sell LNG to the US ? Euractiv.com. Abgerufen am 5. April 2018.
17 www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/Preise/Energiepreise/EnergyPriceTrendsPDF_5619002.pdf%3F__blob%3DpublicationFile
18 Nachfragesteuerung bedeutet, dass (planmäßig) nur dann viel Strom produziert wird, wenn auch viel Strom benötigt wird; ansonsten wird die Produktion gedrosselt. Dadurch würde die gesamte Stromproduktion ausgeglichen, Nachfragespitzen würden reduziert und die Strompreise geglättet, die auf dem heutigen (ungesteuerten) Markt stark schwanken und sogar ins Negative fallen können.
19 Siehe dwarshuis.com/earthquakes-groningen-gas-field/visualisation/ für eine Visualisierung der Erdbeben über mehrere Jahre.
20 set.kuleuven.be/ei/images/EI_Factsheet_4_presentation.pdf
21 Mbtu = Million British thermal units, internationale Einheit für den Erdgasverbrauch. Siehe Anhang für Abkürzungen und Maßeinheiten.
22 ycharts.com/indicators/natural_gas_spot_price
23 www.cegh.at/gas-exchange-22 EUR/MWh entspricht ungefähr 7,33 USD/MBtu.
24 www.powernext.com/spot-market-data zwischen 15 und 19 EUR/Mwh.
25 www.icis.com/explore/press-releases/soaring-asia-widens-spread-to-europe/
26 static1.squarespace.com/static/5795c94359cc68a490d7c0b9/t/5884e-13db3db2bdb920240a5/1485103432655/8_Bros_Chapter.pdf
27 Von der Industrie wird es als Liquefied Natural Gas (LNG, 'verflüssigtes natürliches Gas' bezeichnet). Wir lehnen diese Bezeichnung ab oder übersetzen das Akronym als "Loads of Nasty Gas" ('Unmengen böses Gas').
28 Kavonic (2017 It's A Brave New World For LNG. Forbes, August 11, 2017.
29 Bros (kein Datum) Global LNG pricing dynamics and impact on Europe.
30 Siehe this calculation von Food & Water Europe
31 Friends of the Earth Europe & Zelena Akcija (2018), Pipedream - Debunking the myths of Croatia's Krk LNG terminal (Dezember 2018)
32 Siehe IMF (2015) IMF (2015) IMF Survey: Counting the Cost of Energy Subsidies. which puts the annual global cost of fossil fuel subsidies at over USD 5 trillion. For an example of applying these externalities to a fossil gas project, see Kartha (2017) The AIIB's Energy Opportunity: Background research report.
33 z.B. 102 Millionen Euro für den Krk LNG-Terminal in Kroatien, welcher von der lokalen Gemeinde, die vom Tourismus abhängig ist, abgelehnt wird. foodandwatereurope.org/pressreleases/growing-doubts-over-adequacy-of-e101-million-eu-public-money-for-krk-lng-terminal-after-lex-lng-adopted-rejected-in-croatias-parliament-today/
34 Siehe Energy doublethink. Contradictions at the EU bank in combatting climate change. CEE Bankwatch
35 Zwischen 11 und 27%. Quelle : enmin.lrv.lt/uploads/enmin/documents/files/Economic_analysis_of_LNG_FINAL.pdf
36 Stranded generation assets: Implications for European capacity mechanisms, energy markets and climate policy. Ben Caldecott & Jeremy McDaniels. Januar 2014.
37 A Clean Planet for all. A European long-term strategic vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy. 28. November 2018, Seite 81.
38 static1.squarespace.com/static/5795c94359cc68a490d7c0b9/t/5884e-13db3db2bdb920240a5/1485103432655/8_Bros_Chapter.pdf
39 ICSID condemns Egypt to pay €1,735 million to Naturgy and ENI for a gas plant. 03.09.2018, Publics.bg, World News.21.
40 Siehe ODG (2018) Mega-infrastructure as a mechanism of indebtedness. ODG, Dezember 2017. für eine eingehende Diskussion.
41 Aktien von Unternehmen, Anleihen, Immobilien, Bargeld und Rohstoffe sind weitere Klassen von "Anlagen".
42 Methan-Clathrat = Methan-Molekül, welches von Wasser-Molekülen in einem kristallartigen Käfig eingeschlossen ist. Es befindet sich am Boden des Ozeans, in tiefen Süßwasserseen, im Permafrost und in kontinentalen Sedimentgesteinen. Wenn es schmilzt, wird das Methan freigesetzt.
43 iea.org/newsroom/news/2017/october/commentary-the-environmental-case-for-natural-gas.html
44 Das IPCC schätzt, dass 420 Gt CO2 als globales Kohlenstoff-Budget, mit 66%-iger Wahrscheinlichkeit dazu führen, dass wir weltweit unter 1,5°C-Erwärmung bleiben. Siehe
45 Nisbet et al. (2019) Very Strong Atmospheric Methane Growth in the 4 Years 2014–2017: Implications for the Paris Agreement. Global Biogeochemical Cycles 33, 3, März 2019, 318-342.
46 NASA Confirms Methane Spike Is Tied to Oil and Gas. UNFCCC, 19 Jan, 2018., Worden et al. (2017) Reduced biomass burning emissions reconcile conflicting estimates of the post-2006 atmospheric methane budget.
47 Howarth (2019) Is Shale Gas a Major Driver of Recent Increase in Global Atmospheric Methane? Biogeosciences.
48 Balcombe et al. (2017) The Natural Gas Supply Chain: The Importance of Methane and Carbon Dioxide Emissions. ACS Sustainable Chem. Eng., 2017, 5 (1), pp 3–20.
49 Quelle: Myhre et al. (2013). Anthropogenic and Natural Radiative Forcing. In: Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, pp. 659–740. doi:10.1017/ CBO9781107415324.018
50 Qatar's Q-Max-Schiffe fassen 266,000 m³ LNG (https://en.m.wikipedia.org/wiki/Q-Max). Das Volumen von LNG ist 625 Mal kleiner als das von fossilem Gas, was 166 Millionen m³ Methan (0,17 bcm) entspricht und 92.000 Tonnen wiegt. Methan ist etwa 100 Mal stärker als CO2, wenn es direkt freigesetzt wird. Eine Q-Max-Schiffsladung hat also ein globales Erwärmungspotenzial von 9,2 Millionen
51 In den Niederlanden wurde die Werbung für fossiles Gas als "sauberer", fossiler Brennstof von Aktivist*innen angefochten und die Werbebehörde forderte daraufhin die Industrie auf, diese Bezeichnung nicht länger zu verwenden. Neslen, A. (2017) Shell and Exxon face censure over claim gas was 'cleanest fossil fuel'. The Guardian, 14 Aug 2017. Zuletzt eingesehen am 03/10/2018.
52 Muttitt (2016) The Sky's Limit: Why the Paris Climate Goals Require a Managed Decline of Fossil Fuel Production. Oil Change International.
53 Santley, D., Schlotterer, R., & Eberhard, A. (2014). Harnessing African Natural Gas: A New Opportunity for Africa's Energy Agenda? World Bank.
54 Ledesma, D. (2013). East Africa Gas - Potential for Export. The Oxford Institute for Energy Studies. ora.ox.ac.uk/objects/uuid:5db1edf3-b67f-4c36-ad8f-7fabb2abe9ec/download_file?file_format=pdf&safe_filename=NG-74.pdf
55 Siehe Anhang X für eine Erklärung von Mindest-Großhandelspreisen und Netbackpreisen.
56 Santley et al. (2014) Harnessing African Natural Gas: A New Opportunity for Africa's Energy Agenda? Energy and Extractives Global Practice, Weltbank.

57 Wie bereits früher erwähnt, scheint der europäische Markt überschüssige Kapazität in der Preislage von 3,5$/293,1kWh zu haben, eher als die hier angenommenen 6$/293,1kWh, die Gewinne würden dann auf 83 Milliarden US-Dollar schrumpfen.
58 bloomberg.com/news/articles/2018-02-28/imf-expects-mozambique-to-default-on-external-debt-until-2023
59 newsbase.com/commentary/inching-onwards-mozambique
60 lngworldnews.com/anadarko-progresses-mozambique-lng-fid-anticipated-in-h1-2019/
61 dailymaverick.co.za/article/2018-09-03-sa-export-agency-invest-billions-in-money-shadowy-projects/
62 newsbase.com/commentary/inching-onwards-mozambique
63 debtwire.com/info/mozambique%E2%80%99s-coral-south-operators-sign-usd-8bn-lng-project-financing-all-lenders-revealed
64 newsbase.com/commentary/inching-onwards-mozambique
65 allafrica.com/stories/201802070828.html
66 Siehe International Gas Union (2018) 2018 World LNG Report.
67 news.exxonmobil.com/press-release/area-4-co-venture-parties-secure-off-take-commitments-rovuma-lng-project
68 offshore-technology.com/features/featurethe-worlds-biggest-offshore-gas-projects-4177223/
69 newsbase.com/commentary/inching-onwards-mozambique
70 lngworldnews.com/anadarko-signs-mozambique-lng-supply-deal-with-edf
71 bloomberg.com/news/articles/2016-10-04/bp-to-buy-lng-from-eni-s-mozambique-field-in-20-year-agreement
72 ft.com/content/1b4f832e-28a3-11e9-a5ab-ff8ef2b976c7
73 naturalgasworld.com/the-future-of-gas-in-europe-ngw-magazine-68065
74 foeeurope.org/krk-pipedream
75 seaturtle.org/library/GuissamuloA_2008_AnalysisofImpactsofShallowWater2Dan.pdf
76 foe.org/resources/report-field-mozambique-lng/
77 banktrack.org/project/mozambique_lng#popover=issues
78 medium.com/economic-policy/villagers-suffer-at-the-hands-of-mozambiques-lng-gas-development-e902b0a14c1b
79 unesco.org/new/fileadmin/MULTIMEDIA/HQ/SC/images/SC-18-CONF-230-8_New_BRs_Extensions_Modifications-EN.pdf
80 RINA vergab 2008 ein Sicherheitszertifikat an eine Pakistanische Kleidungsfabrik, ohne physisch das Gebäude zu betreten und drei Wochen später brannte die Fabrik nieder und tötete dabei 200 Arbeiter*innen.
81 thedefensepost.com/2018/06/05/mozambique-al-shabaab-kill-7-burn-164-homes/
82 Hill (2019) Anadarko Wants Armored Vehicles for Mozambique Gas Project. Bloomberg 31.01.2019.
83 LUSA (2019) Mozambique attacks: US available to support fight against armed groups. Club of Mozambique, 05 Feb 2019.
84 clubofmozambique.com/news/uk-willing-to-support-mozambique-in-combating-armed-groups-in-cabo-delgado/
85 rigzone.com/news/african_flng_might_disrupt_global_gas_trade-29-mar-2019-158483-article/
86 dailymaverick.co.za/article/2018-09-03-sa-export-agency-invest-billions-in-money-shadowy-projects/
87 Ledesma (2013) East Africa gas: potential for export. Oxford Institute for Energy Studies, NG74.
88 Sharma (2015) Interview mit dem Vorstand von Cove : A new approach to oil-and-gas exploration.
89 Siehe International Gas Union (2018) 2018 World LNG Report.
90 See ODG (2017) Mega-infrastructure as a mechanism of indebtedness. Observatori del Deute en la Globalització (ODG), December 2017.
91 dailymaverick.co.za/article/2018-09-03-sa-export-agency-invest-billions-in-money-shadowy-projects/
92 allafrica.com/stories/201711300074.html
93 newsbase.com/commentary/inching-onwards-mozambique
94 IMF (2018) Republic of Mozambique. Selected Issues. IMF Country Report No. 18/66, March 2018.
95 jubileedebt.org.uk/blog/outrageous-mozambique-debt-deal-could-make-270-profit-for-speculators
96 Reuters (2018) Breaking: Mozambique to share gas revenue in 'tuna bond' restructuring. Club of Mozambique, 06 Nov 2018.
97 theafricareport.com/12075/its-time-to-rethink-oil-and-gas-as-a-funding-source-for-development/
98 Indonesien, Internationale Energieagentur. iea.org/countries/Indonesia
99 BP (2018) BP Statistical Review 2018.
100 International Gas Union (2018) 2018 World LNG Report 27th World Gas Conference
101 International Gas Union (2018) Global gas report 2018
102 Jaganathan, J. and Asmarini, W. (2019). Indonesia's major new gas find may delay arrival of output deficit. [online] Reuters.
103 Sulaiman, S. (2018). Shell eyeing Indonesia's LNG market. [online] The Jakarta Post.
104 reuters.com/article/us-indonesia-gas-imports/indonesia-unlikely-to-need-imported-lng-until-2020-as-output-to-rise-idUSKBN19X0H5
105 reuters.com/article/us-indonesia-eni-merakes/enis-indonesia-gas-project-to-start-up-in-2021-under-new-contract-deputy-minister-idUSKBN1O31B7
106 dur.ac.uk/news/newsitem/?itemno=6609
107 Phol, Christine. Friends of the Earth (2007) 'Lapino Brantas and the Mud Volcano Sidoarjo, Indonesia.'
108 Riski, Petrus. (2018) Kasus Lapindo: 12 Tahun Semburan Lumpur Ancam Kesehatan Warga. VOA Indonesia
109 Richards, J. R. (2011) REPORT INTO THE PAST, PRESENT AND FUTURE SOCIAL IMPACTS OF LUMPUR SIDOARJO. Humanitus.
110 Sulaiman, Steffano R. (2018) Lapindo Brantas operatorship of Brantas Block extended until 2040. Jakarta Post
111 Japan Bank for International Cooperation (2018). Project Financing for Jawa 1 Gas-to-Power Project in Indonesia.
112 ENVIRONMENTAL RESOURCES MANAGEMENT, PT JAWA SATU POWER (2018). Resettlement Plan: Proposed Loan and Administration of Loan PT. Jawa Satu Power and PT. Jawa Satu Regas Jawa-1 LNG-to-Power Project (Indonesia)
113 PT Pertamina (2018). Pembangunan Pembangkit Listrik Terbesar di Indonesia Dimulai.
114 Asian Development Bank (2018). Initial Poverty and Social Analysis: INO: Jawa-1 Liquefied Natural Gas-to-Power Project.
115 The Indonesian Institute Center for Public Policy and Research (2014). Karawang: Lumbung Padi Nasional Salah Urus ?
116 Sacila Info, Bangunan Misterius Ini Bikin Heboh Warga Cilamaya
117 Sacila Info, Prasasti PLTGU Cilamaya di Hancurkan
118 Japan Bank for International Cooperation (2018). Project Financing for Jawa 1 Gas-to-Power Project in Indonesia.
119 Japan Bank for International Cooperation (2018). JBIC Launches Global Facility to Promote Quality Infrastructure Investment for Environmental Preservation and Sustainable Growth
120 World Maritime News (2018). MOL to Take Part in Indonesia's Jawa 1 FSRU Project.
121 World Maritime News (2018). MOL to Take Part in Indonesia's Jawa 1 FSRU Project.
122 Japan Bank for International Cooperation (2018). Project Financing for Jawa 1 Gas-to-Power Project in Indonesia.
123 bp.com. (2019). [online] Available at: https://www.bp.com/en_id/indonesia/bp-in-indonesia/tangguh-lng.html [Accessed 26 Apr. 2019].
124 ENVIRONMENTAL RESOURCES MANAGEMENT, PT JAWA SATU POWER (2018). Resettlement Plan: Proposed Loan and Administration of Loan PT. Jawa Satu Power and PT. Jawa Satu Regas Jawa-1 LNG-to-Power Project (Indonesia)
125 Sulaiman, Steffano R. (2018) PLN hopes to increase electricity use amid oversupply. Jakarta Post
126 TEMPO.CO, Jakarta (2019) PLN Delays Signing 9,000-MW PPA in Java
127 Asmarini, W. and Jensen, F. (2018) Pertamina discontinues LNG terminal project, seen as unfeasible. Reuters
128 GE Reports Indonesia (2019), 7 Fakta Menarik Proyek PLTGU Jawa 1
129 Braithwaite, D. and Gerasimchuk, I. (2019) Beyond Fossil Fuels: Indonesia's fiscal transition, International Institute for Sustainable Development.
130 Bridle et al (2018) Missing the 23 Per Cent Target: Roadblocks to the development of renewable energy in Indonesia, International Institute for Sustainable Development.
131 en.m.wikipedia.org/wiki/Barrel_of_oil_equivalent
132 energyvortex.com/energydictionary/british_thermal_unit_(btu)_mbtu_mmbtu.html
133 Siehe vorangegangene Fußnote.
134 Siehe vorangegangene Fußnote.
135 iea.org/reports/unit-converter-and-glossary
136 Siehe Fußnote 21.
137 bp.com/content/dam/bp/en/corporate/pdf/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2018-full-report.pdf Seite 54

KEEP IT IN THE GROUND!

MAY 2019

[GAS]TIVISTS LINGO