

Spezifikation der Lock-In-Thematik für die Frage von LNG-Importen nach Deutschland

Studie im Auftrag der Wissenschaftsplattform Klimaschutz

Impressum

Autorinnen und Autoren

Prognos AG
Goethestr. 85
10623 Berlin

E-Mail: info@prognos.com
prognos.com

Sven Kreidelmeyer, Ravi Srikandam, Moritz Bornemann, Jens Hobohm, Sebastian Lübbers

Zitierhinweis

Kreidelmeyer, S., Srikandam, R., Bornemann, M., Hobohm, J., Lübbers, S.: Spezifikation der Lock-In-Thematik für die Frage von LNG-Importen nach Deutschland. Studie im Auftrag der Wissenschaftsplattform Klimaschutz. Berlin.

Disclaimer

Diese Studie wurde beauftragt und finanziert von der Wissenschaftsplattform Klimaschutz mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz und des Bundesministeriums für Bildung und Forschung. Die Ergebnisse und Aussagen in dieser Publikation liegen in der alleinigen Verantwortung der Autorinnen und Autoren und reflektieren nicht notwendigerweise die Sichtweise der Wissenschaftsplattform Klimaschutz.

Wissenschaftsplattform Klimaschutz (WPKS)
Geschäftsstelle der WPKS
DLR Projektträger
Sachsendamm 61
10829 Berlin

E-Mail: wpks@dlr.de
wissenschaftsplattform-klimaschutz.de

Stand

Mai 2023

Inhaltsverzeichnis

Tabellenverzeichnis	V
Abbildungsverzeichnis	V
Abkürzungsverzeichnis	VI
1 Zusammenfassung	VII
2 Aufgabenstellung	1
3 Ausgangssituation	- 2 -
4 Theoretische Einordnung von Lock In Effekten und Pfadabhängigkeiten	- 2 -
5 LNG-Importterminals	- 5 -
5.1 Vorgehen	- 5 -
5.2 Szenario der deutschen Gasversorgung	- 5 -
5.3 Stranded Assets	- 7 -
5.4 Vertragliche Bindung bei LNG-Importterminals	- 11 -
5.5 Bewertung und Einordnung	- 11 -
6 LNG- Verflüssigungsanlagen	- 12 -
6.2 LNG-Verträge Europa	- 14 -
6.3 Long-term Verträge: Unterschiede Katar und USA	- 16 -
6.4 Bewertung und Einordnung	- 17 -
7 Gasexploration und Förderung	- 18 -
7.1 Skaleneffekte bei der Gasexploration und Förderung	- 18 -
7.2 Bewertung und Einordnung	- 21 -
8 Fazit	- 21 -

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Aspekte der Entstehung bzw. Verstärkung von Pfadabhängigkeiten und Lock-in-Effekten	- 3 -
------------	---	-------

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Gasversorgung Deutschland mit LNG-Bezug über die in Planung und Bau befindlichen LNG-Importterminals	- 6 -
Abbildung 2:	Stranded Assets bei LNG-Importterminals	- 7 -
Abbildung 3:	Änderung der spezifischen Kosten der Regasifizierung bei schnellerer Refinanzierung der Importterminals	- 9 -
Abbildung 4:	Entwicklung Anteil Spot & Short Term* und Import über Langfristverträge im weltweiten LNG-Handel	- 13 -
Abbildung 5:	Lieferortflexibilität der vertraglich fixierten Menge*	- 14 -
Abbildung 6:	LNG-Verträge EU-27, UK und Schweiz* nach Exportregionen und LNG-Nachfrage	- 15 -
Abbildung 7:	Katar – LNG-Exportverträge	- 16 -
Abbildung 8:	USA – LNG-Exportverträge	- 17 -
Abbildung 9:	Kosten der Gasförderung	- 19 -
Abbildung 10:	Angebotskurve für Erdgas in Europa im Jahr 2030*	- 20 -

Abkürzungsverzeichnis

APS	Nachfrageentwicklung gemäß dem Szenario – <i>Announced Pledges</i> der IEA
bcm	Milliarden Kubikmeter (Mrd. m ³). Hier den Umrechnungsfaktor für 1 Kubikmeter Erdgas gemäß Eurogas Standard 10,83 TWh Ho / Mrd. m ³ .
CIF	<i>Cost, Insurance, Freight</i> (Kosten, Versicherung, Fracht)
CFR	<i>Cost and Freight</i> (Kosten und Fracht)
CH	Schweiz
DES	Exportverträge mit fixiertem Anlandepunkt
DPU	<i>Delivered At Place Unloaded</i> (Geliefert benannter Ort entladen)
ENTSOG	<i>European Network of Transmission System Operators for Gas</i>
EVU	Energieversorgungsunternehmen
FID	<i>Final Investment Decision</i> (finale Investitionsentscheidung)
FOB	Exportverträge ohne fixierten Anlandepunkt
FSRU	<i>Floating Storage Regasification Unit</i> (Schwimmende Speicher- und Regasifizierungsanlage)
Ho	oberer Heizwert
Hu	unterer Heizwert, Umrechnung in den oberen Heizwert mit dem Faktor 1,1
IEA	<i>International Energy Agency</i> (Internationale Energie Agentur)
LNG	Liquid Natural Gas (Flüssigerdgas)
Pre-FID	Investition vorgeschlagen. Finale Investitionsentscheidung noch nicht getroffen
STEPS	Nachfrageentwicklung gemäß dem Szenario – <i>Stated Policies</i> der IEA
TWh	Terrawattstunde
UK	<i>United Kingdom</i> (Vereinigtes Königreich)

1 Zusammenfassung

Hintergrund und Aufgabenstellung

Nach der vollständigen Einstellung von russischen Pipelinegaslieferungen nach Deutschland und der weitestgehend Einstellung von pipelinegebundenen Lieferungen nach Europa, stellt sich die Situation hinsichtlich der zukünftigen Versorgung Europas und Deutschlands mit Erdgas wie folgt dar: Zum einen herrscht derzeit Knappheit an Erdgas in Europa, die Versorgungssicherheit ist aktuell gefährdet. Aus diesem Grund werden in Europa und Deutschland neue LNG-Terminals geplant und gebaut. Andererseits will die EU bis 2027 aber den Gasbedarf deutlich senken (rund 50% im Vergleich zu 2019)¹ und langfristig (2050) klimaneutral werden.

Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, ob die Versorgung mit Erdgas über LNG-Importe bzw. einzelne Elemente der LNG-Lieferkette wie die in Deutschland geplanten LNG-Importterminals, die weltweit geplanten LNG-Verflüssigungskapazitäten oder die damit verbundene Explorations- und Förderungstätigkeit Pfadabhängigkeiten entstehen lassen bzw. es zu Lock-in-Effekten kommen kann, die die Erreichung der Klimaschutzziele verhindern bzw. stark verteuern können.

Definition von Lock-in-Effekten

Lock-ins bezeichnen Situationen, in denen Anwender oder Produzenten aufgrund hoher Wechsel-, Such- oder Investitionskosten nicht von einer Technologie bzw. von einem Produkt auf andere, vielversprechendere Technologien oder Produkte wechseln, da der zeitliche Aufwand bzw. die Kosten den Nutzen des Wechsels übersteigen.

Hinsichtlich der zu betrachtenden LNG-Infrastrukturen wird diese Definition so angewendet, dass ein Lock-in entsteht, wenn die Akteure nicht vom Pfad der eingeschlagenen Erdgasproduktion und Nutzung abweichen, obwohl der Wechsel für die Erreichung der Klimaziele notwendig wäre.

Lock-in-Effekte bei Importterminals können vermieden werden

Sofern an einer konsequenten Klimapolitik festgehalten wird, gehen von der Errichtung der LNG-Importterminals in Deutschland eher geringe Lock in Gefahren aus. Dennoch besteht die Gefahr, dass mit den geplanten LNG-Importterminals Stranded Assets generiert werden. Um diese zu vermeiden ist generell eine Nachnutzung der Terminals anzustreben. Der Gesetzgeber sollte auf die Nachnutzung hinwirken. Die Nachnutzung der Terminals sollte bereits bei der Planung und der Errichtung der stationären Anlagen mitgedacht und vorgeschrieben werden. Außerdem sollte der Betrieb des LNG-Importterminals im Einklang mit der Klimapolitik begrenzt werden und langfristige Kapazitätsbuchungen (>10 Jahre) vermieden werden.

Gefahr des Lock-ins besteht bei langfristigen Abnahmeverträgen

Insbesondere die langfristige Vermarktung von LNG-Mengen, die derzeit überwiegend zur Refinanzierung von LNG-Verflüssigungsanlagen genutzt wird, birgt erhebliche Lock-in-Risiken. Daher sollte beim Abschluss von Lieferverträgen insbesondere möglichst kurze Laufzeiten angestrebt

¹ siehe z. B. (E3G, 2022)

werden. Zudem sollten Mengen auch über Spotmärkte beschafft werden. Darüber hinaus sollten feste Anlandepunkte in den Verträgen vermieden und die Gasmengen möglichst getrennt von den Verflüssigungskapazitäten beschafft werden.

Erhebliche Gefahr des Lock-ins bei der Erschließung zusätzlicher Gasfelder

Bei der Exploration und Produktion von Erdgas können erhebliche Skaleneffekte auftreten. Diese Skaleneffekte führen dazu, dass bei einmal erschlossenen Feldern ein erheblicher Anreiz besteht, diese gut auszulasten. Auch aus technischen Gründen gibt es für die Produzenten nur einen sehr geringen Anreiz, die Gasproduktion bei sinkender Nachfrage zu drosseln. Aus diesen Gründen sollte die Erschließung zusätzlicher Gasfelder als Ersatz für die russischen Mengen in Europa möglichst vermieden werden. Denn diese Ersterschließung birgt enorme Lock-in-Gefahren, die zudem durch die europäische Klimapolitik nicht oder nur sehr eingeschränkt beeinflussbar sind.

2 Aufgabenstellung

Die energie- und sicherheitspolitische Lage in Deutschland ist aufgrund des Angriffskrieges Russlands auf die Ukraine durch die Bundesregierung neu bewertet worden. Eine Diversifizierung der Bezugsquellen und eine verstärkte Unabhängigkeit von Russland sollen die sichere Energieversorgung von Deutschland gewährleisten.

In diesem Zusammenhang erfolgte auch die Verabschiedung des am 1. Juni 2022 in Kraft getretenen LNG-Beschleunigungsgesetzes, dieses verkürzt Zulassungs-, Vergabe- und Nachprüfungsverfahren u.a. durch die Ermöglichung von Ausnahmen einer Umweltverträglichkeitsprüfung sowie einer verkürzten Öffentlichkeitsbeteiligung. Das Gesetz dient dem Zweck die nationale Energieversorgung, durch den zügigen Aufbau der LNG-Infrastruktur und die Gewährleistung der Gaslieferungen durch andere Länder, zu sichern.

Gleichzeitig will die Bundesregierung im Einklang mit den Zielen des Bundes-Klimaschutzgesetzes die Nutzung von fossilen Energieträgern, wie Gas zeitlich begrenzen. So sind Genehmigungen für LNG-Anlagen bis spätestens zum 31. Dezember 2043 befristet und bereits bei der Planung von Gaskraftwerken und Infrastruktur soll die sukzessive Umstellung auf CO₂ neutrale Produkte, wie Wasserstoff und dessen Derivate („wasserstoffreadiness“, „fuel switch“) berücksichtigt werden.

Der Lenkungskreis der Wissenschaftsplattform Klimaschutz hat beschlossen, zu den klimapolitischen Implikationen der Nutzung von LNG als Ersatz für den Import des Erdgases aus Russland mehrere Auftragsstudien zu vergeben, die einige dieser Fragestellungen aufgreifen.

Diese Studie greift folgende Fragestellung auf: **Welche Aspekte der neu aufzubauenden LNG-Lieferketten sind aus der Perspektive von Lock-in-Effekten wie zu bewerten und welche Schlussfolgerungen bzw. Optionen für energie- und klimapolitisches Handeln ergeben sich daraus?**

3 Ausgangssituation

Nach der vollständigen Einstellung von russischen Pipelinegaslieferungen nach Deutschland und der weitestgehend Einstellung von pipelinegebundenen Lieferungen nach Europa, stellt sich die Situation hinsichtlich der zukünftigen Versorgung Europas und Deutschlands mit Erdgas wie folgt dar: Zum einen herrscht derzeit Knappheit an Erdgas in Europa, die Versorgungssicherheit ist aktuell gefährdet. Aus diesem Grund werden in Europa und Deutschland neue LNG-Terminals geplant und gebaut. Andererseits will die EU bis 2027 aber den Gasbedarf deutlich senken (rund 50% im Vergleich zu 2019)² und langfristig (2050) klimaneutral werden.

Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, ob die Versorgung mit Erdgas über LNG-Importe bzw. einzelne Elemente der LNG-Lieferkette wie die in Deutschland geplanten LNG-Importterminals, die weltweit geplanten LNG-Verflüssigungskapazitäten oder die damit verbundene Explorations- und Förderungstätigkeit Pfadabhängigkeiten entstehen lassen bzw. es zu Lock-in-Effekten kommen kann, die die Erreichung der Klimaschutzziele verhindern bzw. stark verteuern können.

Um sich der Beantwortung dieser Fragen zu nähern, wird zunächst eine theoretische Einordnung von Lock-in Effekten und Pfadabhängigkeiten vorgenommen (Kapitel 4). Danach werden die Lock-in-Effekte spezifisch für die LNG-Lieferkette - LNG-Importterminals (Kapitel 5), LNG-Verflüssigungsanlagen (Kapitel 6) und Gasexploration und -Förderung (Kapitel 7) - analysiert. In Kapitel 8 werden die Analysen zu einem Fazit zusammengeführt.

4 Theoretische Einordnung von Lock In Effekten und Pfadabhängigkeiten

Grundsätzlich sind verschiedene Entwicklungspfade und Transformationen von Systemen wie dem Energiesystem denkbar. Welche Entwicklungspfade jeweils eingeschlagen werden, hängt von einer Reihe von Prämissen und Nebenbedingungen ab, die die Entscheidungen der Akteure beeinflussen. Im Extremfall verharren Akteure auf einem einmal eingeschlagenen Pfad, obwohl ein Pfadwechsel mit einem größeren Nutzen für das Gesamtsystem verbunden wäre. In diesen Fällen kann von Pfadabhängigkeiten gesprochen werden, die zu einem Lock-in des jeweiligen Pfades führen. Lock-ins lassen sich wie folgt definieren:

Lock-ins bezeichnen Situationen, in denen Anwender oder Produzenten aufgrund hoher Wechsel-, Such- oder Investitionskosten nicht von einer Technologie bzw. von einem Produkt auf andere, vielversprechendere Technologien oder Produkte wechseln, da der zeitliche Aufwand bzw. die Kosten den Nutzen des Wechsels übersteigen.

² siehe z. B. (E3G, 2022)

Hinsichtlich der zu betrachtenden LNG-Infrastrukturen wird diese Definition so angewendet, dass ein Lock-in entsteht, wenn die Akteure nicht vom Pfad der eingeschlagenen Erdgasproduktion und Nutzung abweichen, obwohl der Wechsel für die Erreichung der Klimaziele notwendig wäre.

Es gibt eine Reihe von Aspekten, die Pfadabhängigkeiten entstehen lassen oder verstärken können, die dann auch zu Lock-ins führen können. Tabelle 1 gibt in Anlehnung an Acatech (2017) einen Überblick über diese Aspekte, die jeweils der Nachfrage- bzw. Nutzerseite und der Angebots- bzw. Produzentenseite zugeordnet werden können. Die dargestellte Tabelle erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit, sondern soll vielmehr die grundlegenden Konzepte und Wirkmechanismen bei der Entstehung von Lock-ins verdeutlichen.

Tabelle 1: Aspekte der Entstehung bzw. Verstärkung von Pfadabhängigkeiten und Lock-in-Effekten

Nachfrage- bzw. Anwenderseite	Angebots- bzw. Produzentenseite
Bekanntheit	<u>Skaleneffekte</u>
Erwartungen	Lerneffekte
Netzwerkeffekte	<u>Versunkende Kosten und die Gefahr von Stranded Assets</u>
<u>Vertragliche Bindungen</u>	Standards und Normen

Quelle: eigene Darstellung in Anlehnung an Acatech (2017)
unterstrichene Aspekte weisen einen besonderen Bezug zu LNG-Infrastrukturen auf

Aspekte, die für LNG-Infrastrukturen nur eine untergeordnete Rolle spielen:

Bekanntheit: Durch die Bekanntheit von Produkten erhöht sich die Wahrscheinlichkeit, dass diese auch in Zukunft verstärkt nachgefragt werden. Weniger bekannte Substitute werden aufgrund mangelnder Bekanntheit weniger nachgefragt, obwohl sie potenziell einen höheren Nutzen stiften können.

Erwartungen: Erwarten Konsumenten, dass eine in der Vergangenheit sehr weit verbreitete Technologie bzw. ein weit verbreitetes Produkt auch in Zukunft wichtig sein wird, wird diese im Folgenden weiter stark nachgefragt. Im Sinne einer selbsterfüllenden Prophezeiung setzt sich diese Technologie dann auch in Zukunft gegenüber anderen Technologien durch. Eine Pfadabhängigkeit von einer einmal verbreiteten Technologie entsteht.

Netzwerkeffekte: Durch die Verwendung einer Technologie durch andere Nutzer entsteht ein Nutzen auch für andere Benutzer dieser Technologie. Hierdurch wird immer mehr dieser Technologie nachgefragt. Ein zukünftiger Wechsel der Technologie wird dann aufgrund des Netzwerkeffektes zunehmend unwahrscheinlich. Ein klassisches Beispiel hierfür ist die Telekommunikation oder Soziale Netzwerke.

Lerneffekte: Mit fortschreitender Produktion lernen die Hersteller, wie ihre Produkte noch effizienter und damit kostengünstiger hergestellt werden können. Diese Produkte haben dann einen Kostenvorteil gegenüber möglichen Substituten, deren Herstellungsprozess noch nicht etabliert ist. Ähnliches gilt für die Anwendungsseite, wo Lernprozesse ebenfalls dazu führen können, dass

Konsumenten, die gelernt haben, mit bestimmten Produkten umzugehen, diese auch in Zukunft nachfragen. Ein klassisches Beispiel hierfür sind Softwareprodukte.

Aspekte, die für LNG-Infrastrukturen eine wichtige Rolle spielen:

Vertragliche Bindungen: Der Abschluss von Verträgen mit langen Laufzeiten und Abnahmegarantien kann dazu führen, dass Produkte länger als notwendig konsumiert werden. Dies ist insbesondere dann der Fall, wenn die Verträge erhebliche Vertragsstrafen oder andere negative Konsequenzen für den Verbraucher bei Vertragsbruch enthalten. Auch im Bereich der LNG-Infrastruktur spielen vertragliche Bindungen eine wichtige Rolle. So refinanzieren sich LNG-Verflüssigungsanlagen vor allem über langfristige Abnahmegarantien.

Versunkene Kosten und die Gefahr von Stranded Assets: Bei versinkenden Kosten handelt es sich um Ausgaben, die einmal getätigt nicht wieder erlangt werden können. Typischerweise handelt es sich hierbei um Investitionen in Güter, die nicht veräußerbar sind. Typische Beispiele hierfür sind Investitionen in Infrastrukturen z.B. Straßen, die nicht bzw. nur sehr bedingt, weiterveräußert werden können. Dieser Fall trifft auch auf viele der Investitionen in LNG-Infrastrukturen zu, deren Assets nur bedingt weiterveräußert werden können.

Bei „Stranded Assets“ handelt es sich um Vermögenswerte deren Marktwert unerwartet drastisch sinkt bzw. bis zur vollständigen Wertlosigkeit zurückgeht. Bei einem mittelfristigen Rückgang des Gasverbrauchs aufgrund klimapolitischer Maßnahmen sinkt auch die Auslastung der zu errichtenden Importinfrastrukturen. Hierdurch droht eine Unterdeckung der Finanzierung dieser Anlagen, wodurch die Gefahr von „Stranded Assets“ in diesem Bereich besteht.

An dieser Stelle werden versinkende Kosten und Stranded Assets zusammen betrachtet, da es hinsichtlich der Gefahr von Pfadabhängigkeiten sowohl eine Rolle für die Investoren spielt, dass die Güter nicht weiterveräußert werden können als auch das sich diese nicht ausreichend refinanzieren können. Insbesondere die Kombination aus versinkenden Kosten und der Gefahr von Stranded Assets kann zu Pfadabhängigkeiten führen, da die Betreiber der Anlagen einen Anreiz haben diese mindestens über den gesamten Refinanzierungszeitraum zu betreiben und die Stranded Assets nicht zu realisieren.

Das Auftreten von Stranded Assets führt jedoch nicht zwangsläufig zum Auftreten von Pfadabhängigkeiten und Lock-ins, sondern diese stellen lediglich einen starken Anreiz für Investoren dar, der zu Pfadabhängigkeiten und Lock-ins führen kann. Für das tatsächliche Auftreten von Lock-ins sind noch weitere Faktoren entscheidend, wie z.B. die jeweilige Wettbewerbssituation, in der sich die Investoren bzw. Produzenten befinden oder ihre gesellschaftliche Relevanz.

Skaleneffekte: Bei hohen Fixkosten und konstanten (oder sogar sinkenden) variablen Kosten sinken die durchschnittlichen Produktionskosten mit steigender Produktion. Dadurch können Güter zunehmend kostengünstiger produziert werden. Sobald Güter mit hohen Skaleneffekten produziert werden, weisen sie daher Kostenvorteile gegenüber Substituten anderer Pfade auf, die diese Skaleneffekte (noch) nicht generiert haben. Dieser Fall spielt insbesondere bei der Exploration und Förderung von Gas eine wichtige Rolle, wo hohe Anfangsinvestitionen getätigt werden müssen, die variablen Kosten der Förderung aber bis zur Kapazitätsgrenze weitgehend konstant sind.

Die Aspekte **Vertragliche Bindungen**, **Stranded Assets** und **Skaleneffekte** werden im Folgenden detailliert anhand der LNG-Infrastrukturen erläutert und aufgezeigt, inwiefern diese für das Auftreten von Lock-in Effekten eine Rolle spielen.

5 LNG-Importterminals

5.1 Vorgehen

Derzeit sind umfangreiche Investitionen in die Errichtung von LNG-Importterminals geplant bzw. teilweise bereits getätigt worden (Prognos, 2023). Es ist davon auszugehen, dass für einen Teil dieser Investitionen das Risiko besteht, dass diese sich zu Stranded Assets entwickeln. Eine weitere Gefahr des Lock-ins geht von langfristigen Kapazitätsbuchungen aus. Im Folgenden wird daher zunächst der Umfang der geplanten Investitionen in LNG-Importterminals quantifiziert, anschließend werden mögliche Strategien zur Vermeidung von Stranded Assets diskutiert und die damit verbundenen Lock-in-Risiken analysiert.

5.2 Szenario der deutschen Gasversorgung

Um eine Quantifizierung der möglichen auftretenden Stranded Assets vorzunehmen, wird zunächst ein Szenario der deutschen Gasversorgung bestimmt. Dazu wird bewusst ein hinsichtlich der Versorgung sehr kritisches Szenario gewählt, um die Aspekte der Versorgungssicherheit adäquat zu adressieren (Prognos, 2023). Das Szenario für die deutsche Gasversorgung umfasst den Zeitraum von 2021 bis 2050. Die Werte für die Jahre 2021 und 2022 basieren auf Statistiken. Ab 2023 werden diese Werte fortgeschrieben.

Folgende Annahmen wurden getroffen:

- Es wird angenommen, dass es zu einer Beschädigung der größten verbleibenden Pipelineverbindung - in diesem Fall die Europipe I – kommt. Im Jahr 2022 wurden über diese Pipeline rund 24 bcm geliefert, die dann zukünftig nicht mehr geliefert werden können. Zuvor war die größte einzelne Transportleitung die Jamal-Pipeline aus Russland über Polen, gefolgt von der Nord Stream 1. Insofern ist das n-1-Kriterium erfüllt, wenn die Versorgungssicherheit bei einem Ausfall der Europipe I aufrechterhalten werden kann.
- In 2023 gelangen voraussichtlich noch Gaslieferungen aus Russland in Höhe von rund 27 bcm in die EU³. Es wird angenommen, dass diese Lieferungen ebenfalls wegfallen. Dies hat zur Folge, dass die osteuropäischen Länder ggf. durch Transite über Deutschland mitversorgt werden müssen, um den Wegfall des verbleibenden ukrainischen Transits von rund 14 bcm zu kompensieren. Zu den zu versorgenden Ländern zählen Österreich, Tschechien, Slowakei, die Ukraine und Moldawien. Durch diese Reduktion erhöht sich der Export nach Tschechien und Österreich auf rund 29 bcm im Jahr 2023. Mit den bestehenden Transiten in die anderen Nachbarländer beträgt der Gesamttransit rund 41 bcm.⁴
- Für die Entwicklung der Gasnachfrage wurde der obere Rand der ausgewerteten Klimaneutralitätsszenarien (BCG, 2021) verwendet. In diesem steigt der Gasverbrauch bis 2030 sogar leicht gegenüber dem Niveau von 2022 an.

³ Gaslieferungen aus Russland über die Jamal-Pipeline fielen im Jahr 2022 fast vollständig aus. Hinzu kam der Ausfall der Nord Stream 1 ab September 2022. Derzeit gelangt Gas aus Russland noch über die Ukraine und die Turkstream in die EU-27.

⁴ Obwohl in diesem Szenario Osteuropa mitversorgt werden müsste, sind die Transite insgesamt etwas geringer als vor der Krise in 2021. Dies liegt u.a. daran, dass Transite über die Nord Stream 1 nach Frankreich und Niederlande seit 2021 weggefallen sind.

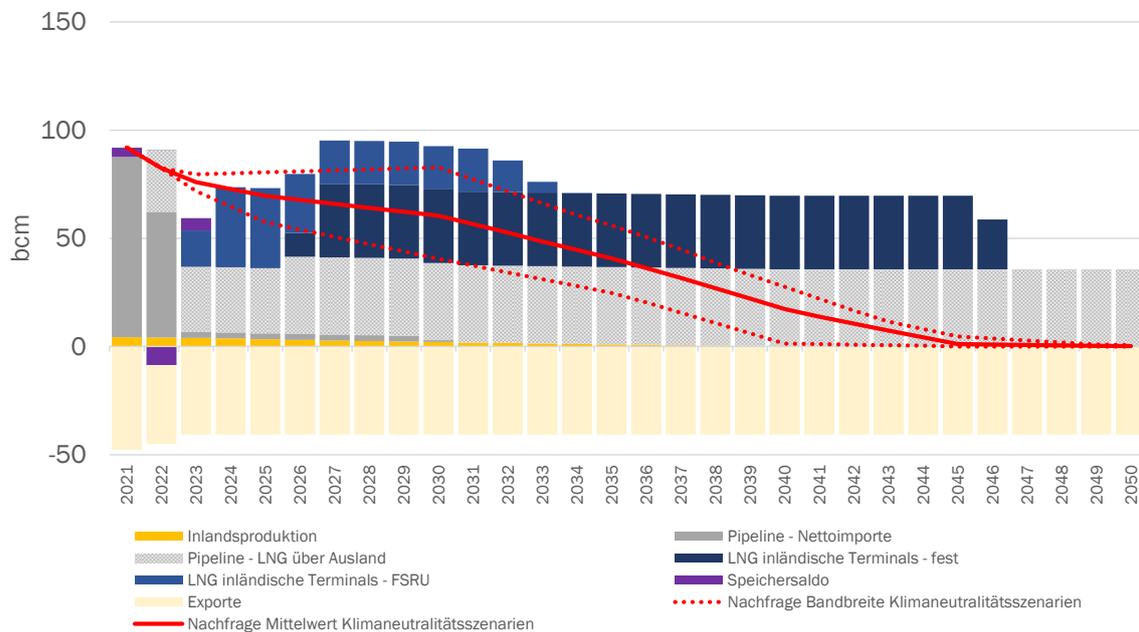
Im gewählten Szenario, wird damit der Wegfall eines wichtigen Versorgungsweges kombiniert mit einem Anstieg der Nachfrage. Ein solches Szenario könnte den Auslegungsfall der Infrastrukturen darstellen, um auch in sehr kritischen Situationen die Versorgungssicherheit gewährleisten zu können.

Die Abbildung 1 zeigt die Versorgungssituation in Deutschland in diesem Szenario. Nachrichtlich, sind ebenfalls die Transite (im unteren Teil als Exporte dargestellt) abgebildet. Im oberen Teil der Darstellung sind die für den Transit bestimmten Mengen bereits abgezogen. Unter „Pipeline-Nettoimport“ wird der Import aus den westlichen Ländern zusammengefasst, der in Deutschland verbleibt und nicht LNG-Lieferungen zugeordnet werden kann. „Pipeline – LNG über Ausland“ sind LNG-Lieferungen, die aus den westlichen Ländern über Pipelines nach Deutschland gelangen. Zudem ist die Bandbreite der Klimaneutralitätsszenarien dargestellt. Der mittlere Verlauf der Nachfragekurven stellt den Mittelwert aus dem höchsten und dem niedrigsten Nachfrageszenario dar. Liegen die Nachfrageszenarien unterhalb der in Deutschland verbleibenden Gasmengen, so sind Überkapazitäten zu verzeichnen.

Unter diesen Annahmen entstehen bereits ab 2027 Überkapazitäten an LNG-Importkapazitäten. Die Überkapazitäten entstehen jedoch nur, weil der Weiterbetrieb der geplanten FSRU angenommen wird. Ohne den Weiterbetrieb der FSRU entstehen Überkapazitäten erst ab dem Jahr 2033.⁵

Abbildung 1: Gasversorgung Deutschland mit LNG-Bezug über die in Planung und Bau befindlichen LNG-Importterminals

zusätzliche Versorgung osteuropäischer Länder und Ausfall der größten einzelnen Pipeline-Verbindung



Quelle: (ENTSOG, 2023), (Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut, 2021), (BCG, 2021), (EWI, 2021), (Ariadne, 2022), (BMWK, 2022); (BMWK, 2023), (Agora Energiewende, Prognos, Consentec, 2022), eigene Berechnung

⁵ Nach Redaktionsschluss zu den Analysen in dieser Studie wurde bekannt, dass zwei weitere FSRU in Mukran/Rügen mit einer Gesamtkapazität von 10-15 bcm bis 2024/25 gebaut werden sollten. Für die folgenden Betrachtungen sind FSRU jedoch nachrangig, da der Fokus der Stranded Assets auf den festen Importterminals liegt.

5.3 Stranded Assets

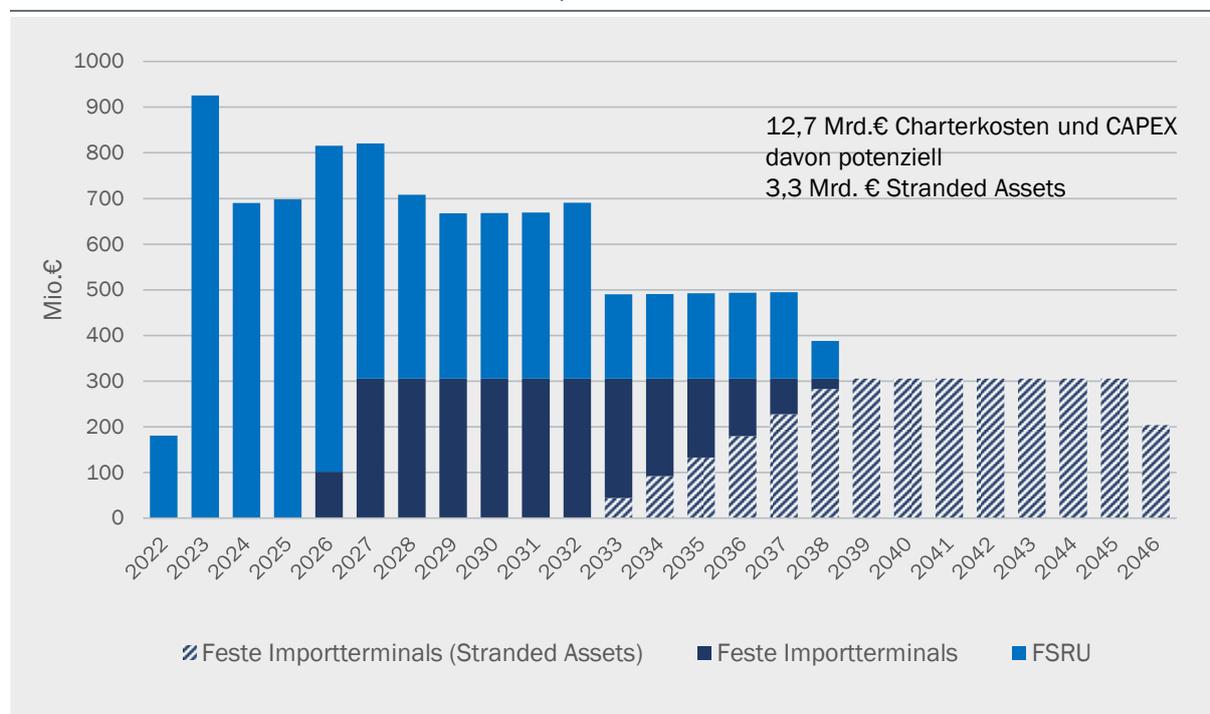
Zur Bestimmung der Stranded Assets werden im Folgenden die ermittelten Überkapazitäten monetär bewertet. Dazu wurden aktuelle Zahlen aus BMWK (2023) verwendet und um eigene Annahmen ergänzt. Für die Quantifizierung der Stranded Assets wurde die Grundannahme getroffen, dass keine der später beschriebenen Vermeidungsstrategien von Stranded Assets zur Anwendung kommt.

Zur Quantifizierung wurden die Annahmen getroffen, dass Pipelineimporte nach Deutschland günstiger sind als LNG-Importe und diese zuerst zur Nachfragedeckung genutzt werden. Außerdem wurde unterstellt, dass für FSRU ein Subcharter stattfinden kann, sofern diese nicht mehr benötigt werden. Diese werden also bei Nichtnutzung in anderen Regionen weiterbetrieben, so dass keine Stranded Assets bei FSRU entstehen. Es wurde jedoch unterstellt, dass die bauliche Infrastruktur, die für die FSRU geschaffen wurde für den Betrieb der stationären Importterminals weitergenutzt werden kann.

Die Gesamtkosten der FSRU belaufen sich nach BMWK (2023) auf 8,2 Mrd. Euro. Hiervon wurden die Betriebskosten der FSRU in Höhe von 1,6 Mrd. Euro abgezogen und die Investitionsausgaben (CAPEX) der festen Importterminals in Höhe von 6,2 Mrd. Euro hinzuaddiert. Insgesamt ergeben sich dadurch wie in Abbildung 2 dargestellt Charterkosten und CAPEX für die Importinfrastruktur in Höhe von 12,7 Mrd. Euro. Da die Anlagen ab 2033 aufgrund der sinkenden Nachfrage nicht mehr voll ausgelastet werden und hierdurch Einnahmen für die Refinanzierung fehlen, entstehen in der Folge Stranded Assets in Höhe von 3,3 Mrd. Euro.

Abbildung 2: Stranded Assets bei LNG-Importterminals

Charterkosten und CAPEX für FSRU und feste LNG-Importterminals



Quelle: eigene Berechnung auf Basis von (BMWK, 2023), (GEM, 2022)

Annahmen: Investitionskosten = 1 Mrd.€ je festes Terminal, 8% WACC, 20 Jahre Lebens- und Abschreibungsdauer, 3 feste Terminals in Deutschland geplant, Auslastung 100%.

Eine Variation zu einer 100% Auslastung findet sich unter „Reduktion der Abschreibungsdauer“ in diesem Kapitel.

Es muss angemerkt werden, dass die Höhe der Stranded Assets stark von den getroffenen Annahmen im Szenario abhängt. Da bewusst ein sehr konservatives Szenario mit hoher Nachfrage nach Gas und niedrigem Angebot gewählt wurde können die Werte durchaus höher ausfallen, wenn die Nachfrage niedriger angesetzt wird oder das Angebot höher ausfällt.

Strategien zur Vermeidung von Stranded Assets

Dem Risiko von Stranded Assets kann mit unterschiedlichen Strategien entgegengetreten werden, die zum Teil auch Auswirkungen auf das Risiko von Pfadabhängigkeiten und Lock-in Effekten haben. Drei mögliche Strategien werden hier genannt und ausführlich erläutert:

- Beeinflussung der Gasnachfrage
- Reduktion der Abschreibungsdauer
- Nachnutzung der Terminals mit anderen Energieträgern oder Gütern.

Beeinflussung der Gasnachfrage

Betreiber von Importterminals haben prinzipiell den Anreiz ihre Anlagen möglichst gut auszulasten. Bei einem Rückgang der Nachfrage nach Erdgas besteht dieser Anreiz weiterhin. In der Realität sind zumindest teilweise Betreiber von Importterminals auch Gasimporteure und gasvertreibende Unternehmen.

Dementsprechend könnten Betreiber von Importterminals gewillt sein, im Falle einer Unterauslastung ihrer Anlagen, sehr günstiges Erdgas zu importieren (sofern sie gleichzeitig auch Gasimporteure sind). Das günstige Erdgas könnte weiterhin wettbewerbsfähig gegen treibhausgasneutrale Substituten sein und so weiter Abnehmer finden. Die Nachfrage ginge also nicht zurück, wie eigentlich klimapolitisch gewollt.

Damit diese Strategie tatsächlich umgesetzt werden kann, müssen jedoch mindestens zwei Bedingungen erfüllt sein: Erstens muss tatsächlich sehr günstiges Erdgas auf den LNG-Märkten zur Verfügung stehen. Aus heutiger Perspektive kann angenommen werden, dass die Wahrscheinlichkeit hierfür durchaus besteht, insbesondere wenn die weltweite LNG-Nachfrage ebenfalls zurückgeht. Die zweite Bedingung für diese Strategie ist jedoch, dass die Betreiber der Importterminals auch Abnehmern für das LNG finden müssen. Die potenziellen Nachfrager von LNG können jedoch nicht unabhängig von der europäischen und nationalen Klimapolitik agieren. Aus diesem Grund kann der Gesetzgeber an dieser Stelle über geeignete klimapolitische Instrumente eingreifen und den Anreiz zur weiteren Nutzung von Erdgas unterbinden. Ein typisches Instrument hierfür wäre beispielsweise ein (hoher) CO₂ Preis oder Preis für Emissionshandelszertifikate, der den Erdgaseinsatz verteuert.

Hinsichtlich Pfadabhängigkeiten und Lock-ins für den weiteren Einsatz von Erdgas birgt diese mögliche Anpassungsstrategie der Importterminalbetreiber, die oftmals auch den Gesamtimport des Erdgases verantworten, die größten Risiken. Wie allerdings aufgezeigt wurde, kann der Gesetzgeber über geeignete Klimapolitik dieser Strategie entgegenwirken, sodass die Gefahren eines Lock-ins an dieser Stelle beherrschbar erscheinen.

Reduktion der Abschreibungsdauer

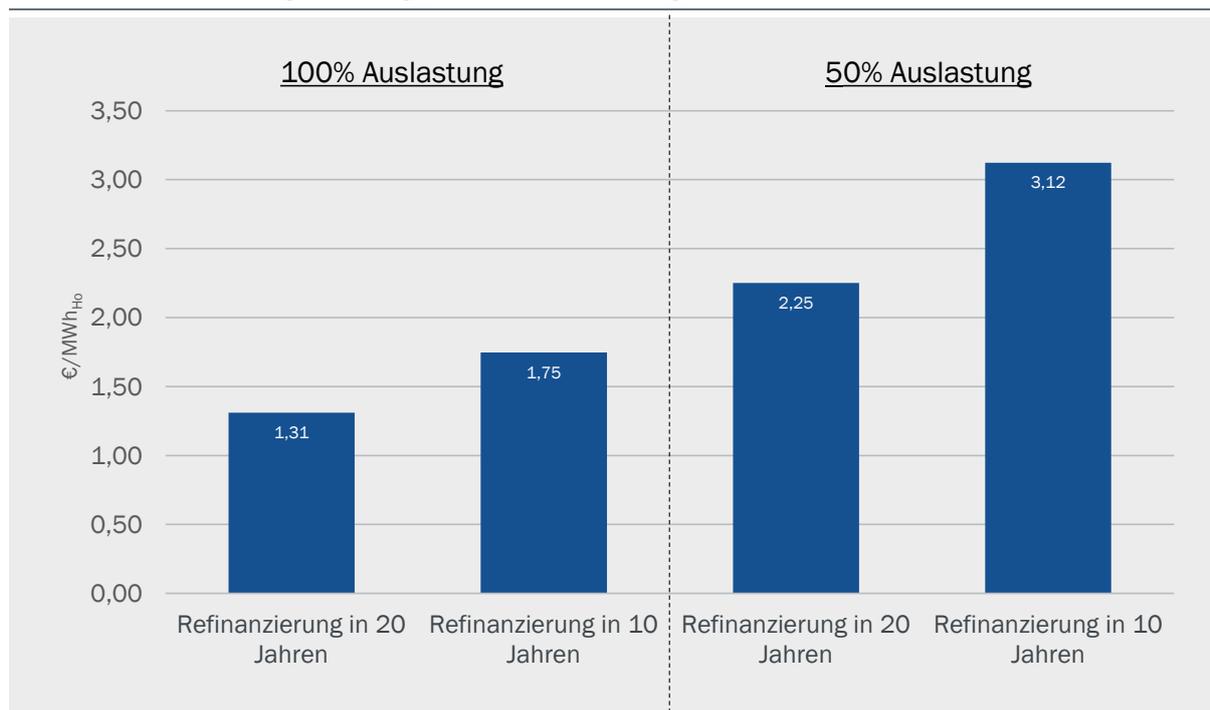
Eine mögliche Strategie zur Vermeidung von Stranded Assets ist die Verkürzung der Refinanzierungsdauer der Anlagen. Da bereits heute absehbar ist, dass die Anlagen nicht über ihre gesamte Lebensdauer von 20 Jahren refinanziert werden können, kann die Abschreibungsdauer der

Anlagen kürzer als die technische Lebensdauer gewählt werden. Dies hat zur Folge, dass über die kürzere Abschreibungsdauer höhere Erlöse erwirtschaftet werden müssten. Abbildung 3 zeigt die Auswirkungen kürzerer Abschreibungsdauern von Regasifizierungsanlagen auf die spezifischen Kosten. Es ist zu erkennen, dass die Kosten der Regasifizierung bei einer Lebensdauer von 10 Jahren gegenüber 20 Jahren deutlich ansteigen. Zur Einordnung ist jedoch anzumerken, dass die Großhandelspreise für Erdgas in Europa zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Studie mit ca. 40 €/MWh ein Vielfaches der hier dargestellten Kosten betragen.

Die Durchführung dieser Strategie der Betreiber hängt stark vom wettbewerblichen Umfeld und damit der Möglichkeit ab, die höheren Kosten einer verkürzten Abschreibungsdauer auch an die Kunden weitergeben zu können. Bei starkem Wettbewerb der Importanlagenbetreiber untereinander besteht die Möglichkeit, dass gerade die Betreiber mit verkürzten Abschreibungsdauern ihre Anlagen nicht auslasten können, da dies mit Kostenaufschlägen verbunden ist. Der Gesetzgeber kann aber zum Beispiel über entsprechend kürzere Betriebserlaubnisse darauf hinwirken, dass die Abschreibungsdauern aller Betreiber kürzer gewählt werden.

Abbildung 3: Änderung der spezifischen Kosten der Regasifizierung bei schnellerer Refinanzierung der Importterminals

Spezifische Kosten der Regasifizierung (exemplarische Rechnung)



Quelle: eigene Berechnung auf Basis von (GEM, 2022)

* Investitionskosten = 1 Mrd.€, 8% WACC, 26 Mio.€ OPEX per annum, 100% Auslastung = jährlicher Durchsatz 10 bcm oder ca. 108 TWh_{H0}

Die Strategie von verkürzten Abschreibungsdauern reduziert die Gefahr von Stranded Assets. Diese Strategie führt auch zu einer Reduzierung der Lock-in Gefahren, da die Betreiber der Anlagen ihre Investments wahrscheinlich refinanzieren können. Da die Anlagen jedoch nur buchhalterisch abgeschrieben werden und diese technisch noch nutzbar sind, besteht grundsätzlich der

Anreiz die Anlagen über die Abschreibungsdauer hinweg zu betreiben. Dem kann über gesetzliche Bestimmungen aber entgegengewirkt werden.

Nachnutzung der Terminals durch andere Energieträger oder Güter

Sofern LNG-Importterminals aufgrund sinkender Gasnachfrage nicht mehr für den LNG-Import genutzt werden, könnten sie für den Import anderer Energieträger genutzt werden. Mögliche Energieträger hierfür sind treibhausgasneutraler Wasserstoff oder Ammoniak.

Eine Studie des Fraunhofer-ISI (2022) hat die Nachnutzungsmöglichkeiten von LNG-Importterminals untersucht und kommt zu dem Ergebnis, dass eine Nachnutzung mit Ammoniak deutlich vielversprechender ist als mit Wasserstoff.

Bereits beim Bau der Anlagen müssten jedoch Anpassungen vorgenommen werden. Das Fraunhofer-ISI (2022) geht davon aus, dass Assets im Wert von 70 % der ursprünglichen Investitionen in LNG-Importterminals für den Import von Ammoniak wiederverwendet werden können. Dabei ist jedoch zu beachten, dass keine Nickel-, Kupfer- oder Zinkverbindungen in Tanks oder Anlagen verwendet werden, die mit Ammoniak in Berührung kommen. Bereits bei der Auslegung der Anlagenteile ist für eine mögliche Nachnutzung wichtig zu beachten, dass Ammoniak etwa 1,7 mal schwerer ist als LNG. Daher muss bei einer Nachnutzung darauf geachtet werden, dass die Fundamente für die späteren schweren Lasten ausgelegt sind. Alternativ können die Tanks nur eingeschränkt mit Ammoniak befüllt werden. Außerdem müssen bei der Planung bereits Auflagen zu Mindestabständen zu anderen Gebäuden und Anlagen für Ammoniak mitberücksichtigt werden. Das Fraunhofer ISI empfiehlt zudem, das Boil-off-System der LNG-Importterminals modular aufzubauen, so dass bei einer Nachnutzung nur die für Ammoniak ungeeigneten Teile ausgetauscht werden müssen (Fraunhofer-ISI, 2022).

Die Planungen des BMWK sehen derzeit für die geplanten Terminals in Stade und Brunsbüttel eine Nachnutzung für den Import von Ammoniak vor. Für das Importterminal in Wilhelmshaven ist die Nachnutzung durch synthetisches Methan vorgesehen, hier sind keine Anpassungen am Terminal erforderlich. Allerdings liegen die Herstellungskosten für synthetisches Methan um ein Vielfaches über den heutigen Erdgaskosten und auch die Herstellungspfade sind derzeit noch mit vielen Unsicherheiten behaftet, z.B. hinsichtlich der Verfügbarkeit einer nachhaltigen Kohlenstoffquelle.

Die Nachnutzung der Terminals verringert prinzipiell die Gefahr eines Lock-ins und ist allgemein anzustreben, da dann auch die Möglichkeit besteht Stranded Assets vollkommen zu vermeiden. Aus heutiger Sicht ist jedoch nicht sicher welcher Energieträger in Zukunft für Importe eine größere Rolle spielen wird. Die Nachnutzung der Importterminals ist daher in dieser Hinsicht mit Unsicherheiten verbunden.

Einschränkend ist jedoch zu erwähnen, dass die Gefahr besteht, dass mit der Begründung einer möglichen Nachnutzung zunächst Überkapazitäten gerechtfertigt werden könnten. Sollte eine Nachnutzung aus wirtschaftlichen oder anderen Gründen dann doch nicht erfolgen, könnten die oben beschriebenen Gefahren eines Weiterbetriebs des LNG-Terminals (z.B. Beeinflussung der Gasnachfrage und zusätzlicher Gasabsatz) wieder auftreten. Um dieser Gefahr vorzubeugen sollte die Nachnutzung sehr konkret vorgeschrieben werden.

5.4 Vertragliche Bindung bei LNG-Importterminals

Die Kapazitäten der LNG-Importterminals werden in der Regel über langfristige Verträge gebucht. Damit soll die Finanzierung der LNG-Importterminals im Voraus gesichert werden. Darüber hinaus haben Importeure die Möglichkeit, einen gesicherten Anlandepunkt für ihre längerfristigen Gaslieferungen zu erhalten. Zehn Prozent der Jahreskapazität müssen jedoch für den Spotmarkt vorgehalten werden und dürfen nicht langfristig vergeben werden (Energate, 2023).

Diese vertraglichen Bindungen könnten potenziell einen Lock-in darstellen, wenn sie langfristig (10 Jahre und länger) angelegt sind. Beispielsweise wurde berichtet, dass für den LNG-Importterminal in Brunsbüttel mehrere langfristige Buchungen mit verschiedenen Importeuren abgeschlossen wurden. Die Laufzeiten dieser Buchungen sind nicht veröffentlicht und unterliegen dem Geschäftsgeheimnis (Energate, 2022). Je langfristiger diese Buchungen sind, desto größer ist die Gefahr, dass die Importeure das Terminal auch über 2033 hinaus nutzen werden.

Die LNG-Importeure agieren jedoch, wie bereits unter dem Punkt Stranded Assets erwähnt, nicht unabhängig von der deutschen bzw. europäischen Klimapolitik. Durch eine strikte Klimapolitik kann die Nachfrage nach Erdgas deutlich zurückgehen, so dass für die Importeure trotz langfristig gebuchter Importkapazitäten kein Anreiz besteht, LNG zu importieren. Der Anreiz entfällt, da schlicht die Nachfrage nach Erdgas fehlt und eine zusätzliche Nachfrage aufgrund zusätzlicher Kosten nicht entsteht. Aus diesem Grund erscheinen die Lock-in-Gefahren durch vertragliche Bindungen begrenzt. Längerfristige Verträge sollten dennoch vermieden werden, da sie für die Importeure mit zusätzlichen Kostenrisiken verbunden sein können. Es könnte auch die Gefahr bestehen, dass staatliche Eingriffe notwendig werden, um nicht mehr solvente Importeure zu retten (wie z. B. bei Uniper geschehen). Zudem muss die Nachnutzung der Importterminals sichergestellt werden, was bei bestehenden langfristigen Kapazitätsbuchungen schwieriger planbar erscheint.

5.5 Bewertung und Einordnung

Sofern an einer konsequenten Klimapolitik festgehalten wird, gehen von der Errichtung der LNG-Importterminals in Deutschland eher geringe Lock in Gefahren aus. Dennoch besteht die Gefahr, dass mit den geplanten Terminals nicht unerhebliche Stranded Assets generiert werden. Um diese zu vermeiden ist generell eine Nachnutzung der Terminals anzustreben. Der Gesetzgeber sollte auf die Nachnutzung hinwirken. Die Nachnutzung der Terminals sollte bereits bei der Planung und der Errichtung der stationären Anlagen mitgedacht und vorgeschrieben werden. Außerdem sollte der Betrieb des LNG-Importterminals im Einklang mit der Klimapolitik begrenzt werden und langfristige Kapazitätsbuchungen (>10 Jahre) vermieden werden.

6 LNG- Verflüssigungsanlagen

Grundsätzlich besteht auch bei Investitionen in Verflüssigungsanlagen das Risiko von Stranded Assets, die über Anreize zur Auslastung der Anlagen wiederum Lock-in-Risiken darstellen. Allerdings werden Verflüssigungsanlagen in der Regel über langfristige Verträge finanziert, die das Risiko von Stranded Assets weitgehend vom Anlagenbetreiber auf den LNG-Nachfrager verlagern. Daraus ergeben sich unterschiedliche Pfadabhängigkeiten und Lock-in-Risiken, die im Folgenden näher analysiert werden.

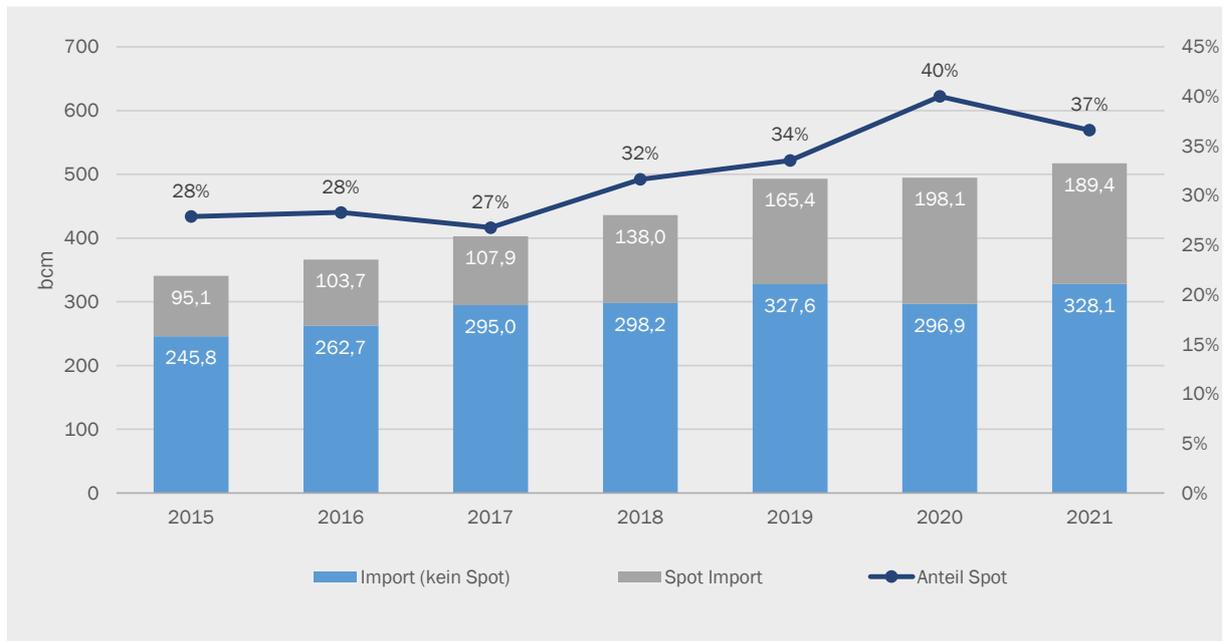
Dazu wird zunächst ein Überblick über die Vertragsarten im weltweiten LNG-Handel gegeben. Zum Verständnis der Situation in Europa wird ein Überblick über die vertraglich gesicherten Gas-mengen nach Europa gegeben. Es folgt eine Analyse der Angebotsseite der wichtigsten Gaslieferländer Katar und USA. Aus diesen Erkenntnissen werden Rückschlüsse auf Lock-in-Risiken gezogen und Handlungsempfehlungen zu deren Vermeidung gegeben.

6.1 Der aktuelle LNG-Handel

Bei der Beschaffung von LNG-Mengen kann zwischen kurzfristig gehandelten Spotmengen und langfristig kontrahierten Mengen unterschieden werden. Der LNG-Spohandel hat in den letzten Jahren stetig zugenommen, dennoch werden knapp 2/3 der weltweit gehandelten LNG-Mengen über langfristige Verträge gehandelt (Abbildung 4). In den dargestellten Spotmengen dürfte auch ein sehr hoher Anteil an Sekundärvermarktung aus bestehenden längerfristigen Verträgen ohne festen Anlandeort enthalten sein, was die Bedeutung langfristiger Lieferverträge nochmals unterstreicht.

Im Vergleich zu Mengen aus Langfristverträgen bieten Spotmengen eine höhere Flexibilität hinsichtlich Menge, Lieferzeitpunkt und Lieferort. Aus diesem Grund ist bei der Beschaffung über den Spotmarkt mit deutlich geringeren Lock-in-Risiken zu rechnen. Der Bezug über den Spotmarkt sollte daher bevorzugt angestrebt werden. Allerdings weisen Spotmengen höhere Preisvolatilitäten auf, bei globalen Knappheiten (wie im Jahr 2022) reagieren Spotmengen unmittelbar, während Langfristverträge je nach vereinbarter Preisformel weniger volatil sind. Dies kann zu Mehrkosten bei der Gasbeschaffung führen.

Abbildung 4: Entwicklung Anteil Spot & Short Term* und Import über Langfristverträge im weltweiten LNG-Handel



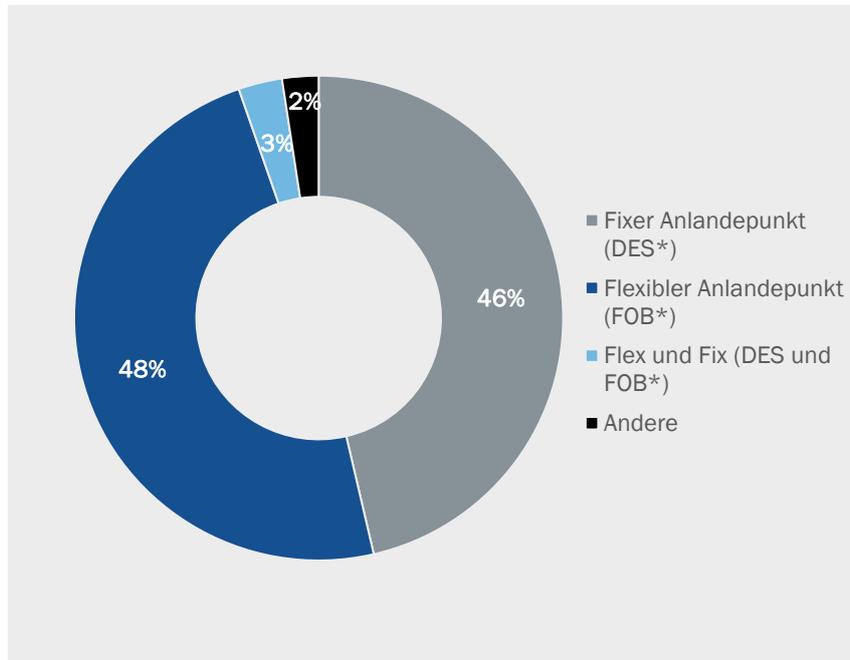
Quelle: (GIIGNL, 2022)

*Verträge mit Laufdauer von bis zu vier Jahren. In 2021 wurden 161 bcm bis zu drei Monate nach der Transaktion geliefert.

Bei den Mengen, die über langfristige Verträge vermarktet werden, kann zwischen Mengen mit festem Anlandeort und Mengen mit flexiblem Anlandeort unterschieden werden. Derzeit sind ungefähr die weltweit vertraglich fixierten Mengen sind hälftig mit fixem Anlandepunkt und hälftig mit flexiblem Anlandepunkt. (siehe Abbildung 5). Ein langfristiger Vertrag mit flexiblem Anlandepunkt ermöglicht es dem Käufer, Mengen leichter weltweit weiterzuverkaufen. Das Lock-in-Risiko ist daher geringer.

Grundsätzlich können auch Mengen mit festem Anlandeort (Delivered ex ship (DES)) durch Umladung der Lieferung am Lieferort (Re-Loading) weiterverkauft werden. Hierfür findet eine reguläre Lieferung der Mengen zu einem vereinbarten Anlandepunkt statt. Anschließend wird das LNG auf ein anderes Schiff geladen und dann zu einem anderen Anlandepunkt verschifft. Dennoch wären Verträge mit Free on Board (FOB) zum Re-Loading zu bevorzugen, da sie bereits ab der Beladung der Mengen flexibler, kostengünstiger und klimafreundlicher sind.

Abbildung 5: Lieferortflexibilität der vertraglich fixierten Menge*



Quelle: (GIIGNL, 2022)

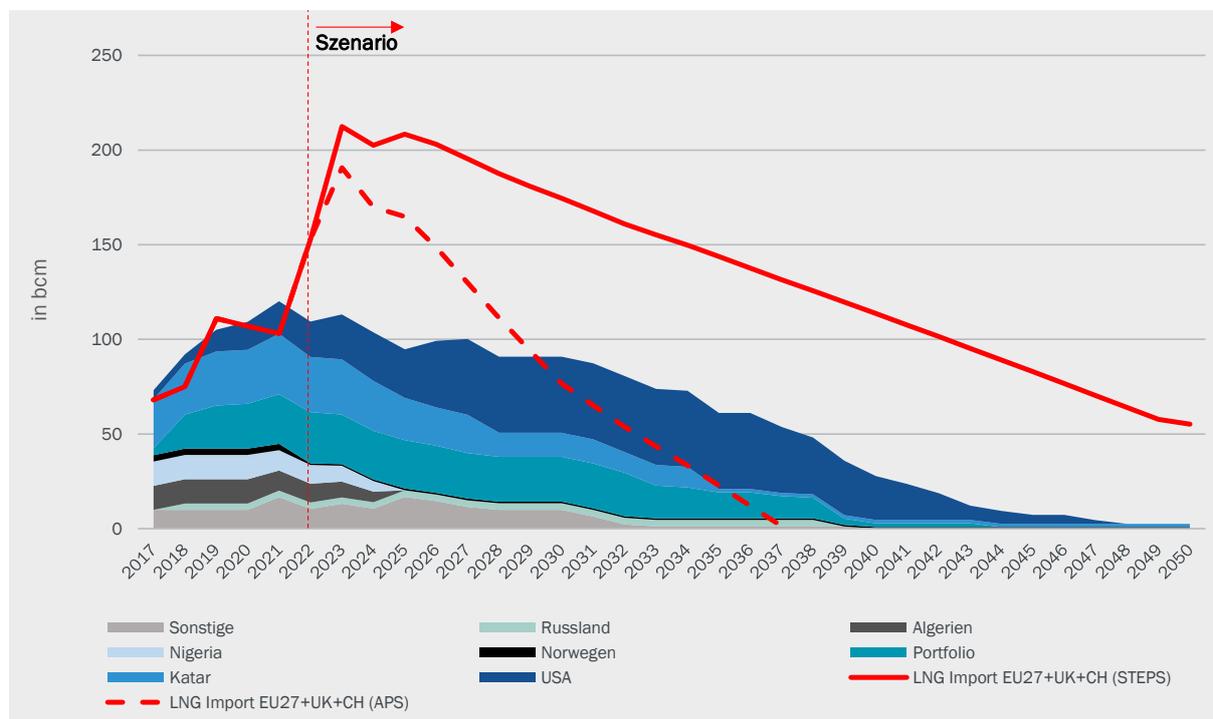
* Laufende und abgeschlossene Verträge bis 2021 als auch bekannte neue Verträge aus 2022 ausgewertet

DES = Delivered ex ship, FOB= Free on Board. Zum fixen Anlandepunkt wurden auch die Angaben CIF, CFR und DPU gezählt. Zum flexiblen Anlandepunkt wurde auch die Angabe Tolling gezählt.

6.2 LNG-Verträge Europa

Im Jahr 2021 verfügte Europa noch über ausreichend kontrahierte LNG-Mengen, um die Nachfrage zu decken. Seit Beginn des Angriffskrieges ist die Nachfrage nach LNG jedoch sprunghaft angestiegen (siehe Abbildung 6). Die fehlenden Mengen für 2022 mussten durch Spotkäufe kompensiert werden. Für 2023 könnte sich diese Situation durch den weiteren Ausfall von Gasmenge aus Russland im Laufe des Jahres 2022 verschärfen. Als neuer langfristiger Lieferant treten die USA auf. Insbesondere polnische und deutsche LNG-Kunden haben neue Verträge oder Heads of Agreements mit den USA abgeschlossen.

Abbildung 6: LNG-Verträge EU-27, UK und Schweiz* nach Exportregionen und LNG-Nachfrage



Quelle: (GIIGNL, 2022), (IEA, 2022), Auswertung von Newslettern, eigene Berechnungen

* Laufende und abgeschlossene Verträge bis 2021 als auch bekannte neue Verträge aus 2022 ausgewertet. Inklusive Heads of Agreement** (siehe unten).

Disclaimer: Nicht immer ist eine eindeutige Zuweisung der LNG-Mengen zu den Exportregionen möglich. Es wurde teilweise ein Abgleich mit historischen Liefermengen vorgenommen sowie andere Quellen verglichen, um eine ungefähre Abschätzung der Vertragsstruktur vorzunehmen.

** Heads of Agreement = Vorverträge mit konkreten Vertragsparametern

Wenn Europa seine Nachfrage entsprechend dem IEA-Szenario APS6 (IEA, 2022) reduziert, besteht insbesondere bis zum Ende der 2020er Jahre eine hohe Abhängigkeit von (derzeit noch) nicht kontrahierten Mengen. Erst ab 2030 werden keine neuen kontrahierten Mengen mehr benötigt. Der Abschluss langfristiger Verträge mit neuen Verflüssigungskapazitäten, die voraussichtlich erst 2026 oder 2027 fertiggestellt werden, soll die Versorgung sicherstellen. Aber im Sinne einer Reduktion von Lock-in Risiken ist der Abschluss solcher Verträge nur dann sinnvoll, wenn in den langfristigen Verträgen festgelegt wird, dass das Gas bei Nichtbedarf an Dritte weiterverkauft werden kann.

Die Analyse der Situation zeigt, dass derzeit die Gefahr besteht, dass Europa aufgrund der steigenden Nachfrage nach LNG weitere langfristige Verträge abschließt. Der Abschluss dieser Lieferverträge über das Jahr 2037 hinaus birgt erhebliche Risiken für die Erreichung der Klimaziele, wenn die Mengen auch in Europa verbleiben und hier verbraucht werden. Hier besteht die Gefahr eines Lock-ins.

⁶ Das APS-Szenario der IEA geht davon aus, dass weltweit Klimaneutralität erreicht wird. Die einzelnen Länder und Regionen erreichen die Klimaneutralität jedoch zu den von ihnen angegebenen Zeitpunkten (Deutschland 2045, EU 2050, China 2060 etc.) Entsprechend entwickelt sich auch die Nachfrage und führt insgesamt zu einer deutlichen Reduktion des weltweiten Gasverbrauchs.

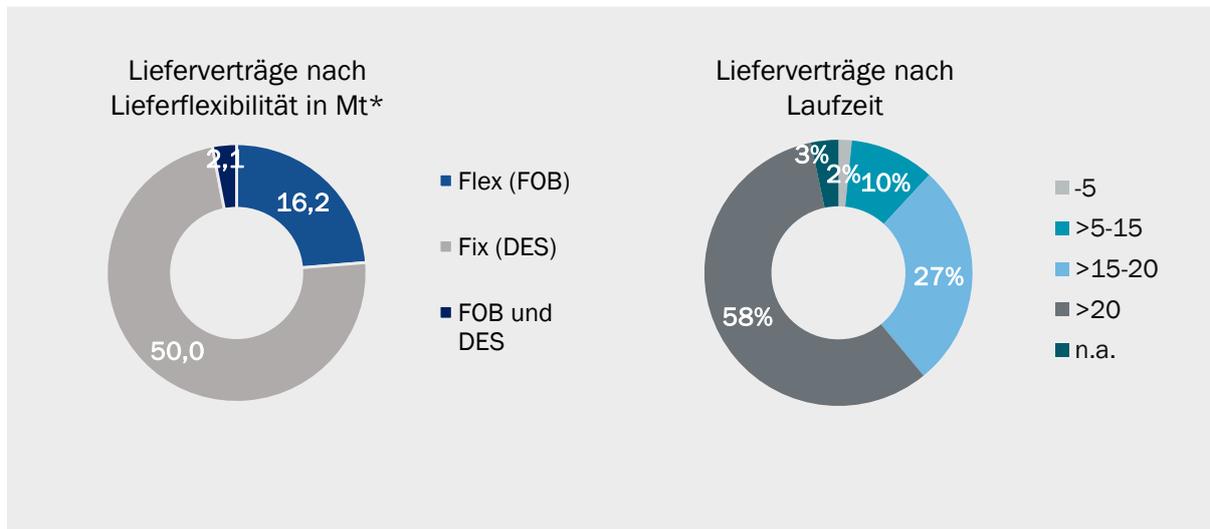
6.3 Long-term Verträge: Unterschiede Katar und USA

Die folgende Analyse zeigt die maßgeblichen Unterschiede der Verträge der beiden bedeutenden Lieferländer USA und Katar. Diese werden zunächst dargestellt und im Anschluss hinsichtlich Lock-in Gefahren analysiert.

Katars Exportverträge wurden überwiegend mit fixiertem Anlandepunkt (DES) abgeschlossen. Sie haben zumeist eine Laufzeit von 20 Jahren und mehr. Grundsätzlich verlangen Verkäufer lange Laufzeiten ab 20 Jahren, damit eine Refinanzierung der Verflüssigung und Exploration gesichert ist. Im Fall von Katar wird ausschließlich sowohl die Verflüssigungskapazität als auch das Gas zusammen kontrahiert, das heißt der Käufer muss das Gas auch abnehmen.

Bei den Exportverträgen der USA handelt es sich überwiegend um flexible Verträge ohne festen Anlandepunkt (FOB). Zu den Flex-Verträgen gehören nicht nur FOB-Verträge, sondern auch sogenannte Tolling-Verträge. Dabei handelt es sich um Verträge zur ausschließlichen Nutzung der Verflüssigungskapazität ohne gleichzeitigen Bezug von Gas. Das Gas muss separat eingekauft werden. Auch in den USA beträgt die Laufzeit der Lieferverträge in der Regel 20 Jahre und mehr. Unter anderem verlangt die amerikanische Genehmigungsbehörde FERC, dass ein potenzieller Betreiber von Verflüssigungskapazitäten solche langfristigen Lieferverträge vorlegt, bevor eine Genehmigung für den Bau einer Verflüssigungsanlage erteilt wird.

Abbildung 7: Katar – LNG-Exportverträge

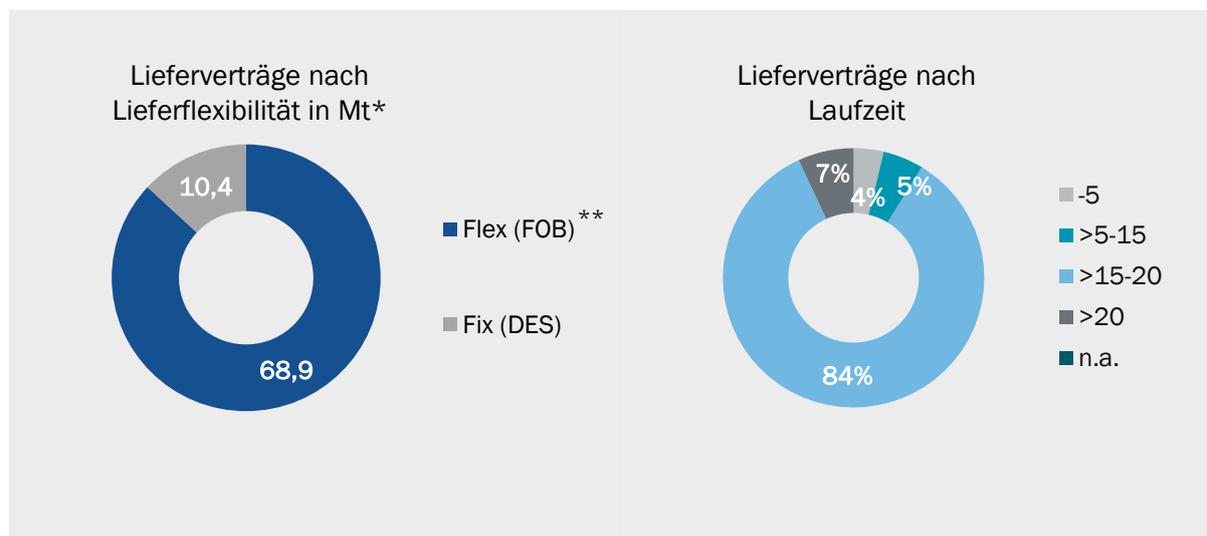


Quelle: (GIIGNL, 2022)

* 1 Mt= Million Tonnen entspricht 1,39 bcm

DES = Delivered ex ship, FOB= Free on Board. Zum fixen Anlandepunkt wurden auch die Angaben CIF, CFR und DPU gezählt. Zum flexiblen Anlandepunkt wurde auch die Angabe Tolling gezählt.

Abbildung 8: USA – LNG-Exportverträge



Quelle: (GIIGNL, 2022)

* 1 Mt= Million Tonnen entspricht 1,39 bcm

** inklusive Tolling-Verträge

DES = Delivered ex ship, FOB= Free on Board. Zum fixen Anlandepunkt wurden auch die Angaben CIF, CFR und DPU gezählt. Zum flexiblen Anlandepunkt wurde auch die Angabe Tolling gezählt.

Im Hinblick auf die Vermeidung von Lock-ins sollte beim Abschluss von LNG-Verträgen eine möglichst kurze Laufzeit angestrebt werden. Darüber hinaus sollte eine Festlegung des Anlandepunktes (DES) vermieden werden und die LNG-Kapazitäten sollten möglichst getrennt von den Gas-mengen bestellt werden. Der Vergleich der beiden Lieferländer Katar und USA zeigt somit in allen drei Kriterien, dass Verträge aus den USA bevorzugt werden sollten. Die konkrete Vertragsgestaltung ist jedoch im Einzelfall zu prüfen.

6.4 Bewertung und Einordnung

Insbesondere die langfristige Vermarktung von LNG-Mengen, die derzeit überwiegend zur Refinanzierung von LNG-Verflüssigungsanlagen genutzt wird, birgt erhebliche Lock-in-Risiken. Daher sollte beim Abschluss längerfristiger Lieferverträge insbesondere möglichst kurze Laufzeiten angestrebt werden. Zudem sollten Mengen auch über Spotmärkte beschafft werden. Darüber hinaus sollten feste Anlandepunkte in den Verträgen vermieden und die Gasmengen möglichst getrennt von den Verflüssigungskapazitäten beschafft werden.

Es sollte jedoch vermieden werden, dass durch den Abschluss neuer langfristiger Lieferverträge Anreize für den Bau zusätzlicher LNG-Verflüssigungsanlagen und die Erschließung neuer Förderstätten geschaffen werden (siehe auch Kapitel 7). Dies kann z.B. durch die Verlängerung auslaufender Verträge erreicht werden. Andernfalls könnte die Situation eintreten, in der die neuen Verflüssigungsanlagen und die zusätzliche Förderung aufgrund einer sinkenden Nachfrage nicht mehr für Importe in die EU gebraucht werden. Stattdessen würden aber die Gasmengen weltweit weiterverkauft, was zu einem Anstieg der Emissionen weltweit führen könnte, da zusätzliche Mengen genutzt werden.

7 Gasexploration und Förderung

Für die Gasexploration und Förderung (Exploration and Production – E&P) besteht ebenfalls die Gefahr von Lock-in-Effekten. Bei E&P kann vermutet werden, dass insbesondere durch auftretende Skaleneffekte die Gefahr von Pfadabhängigkeiten und Lock-in Effekten besonders hoch ist. Hinzu kommen technische Restriktionen bei der Produktion, die die Gefahr von Lock-ins nochmals verstärken.

Die in den anderen Infrastrukturkapiteln ausführlich behandelten Gefahren von langfristigen Abnahmeverträgen und Stranded Assets treffen zum Teil auch auf E&P zu. An dieser Stelle überwiegen jedoch die Effekte von Skalenerträgen, die auch Rückwirkungen auf die nachgelagerten Infrastrukturen hat, daher wird im Folgenden hierauf der Fokus gelegt.

7.1 Skaleneffekte bei der Gasexploration und Förderung

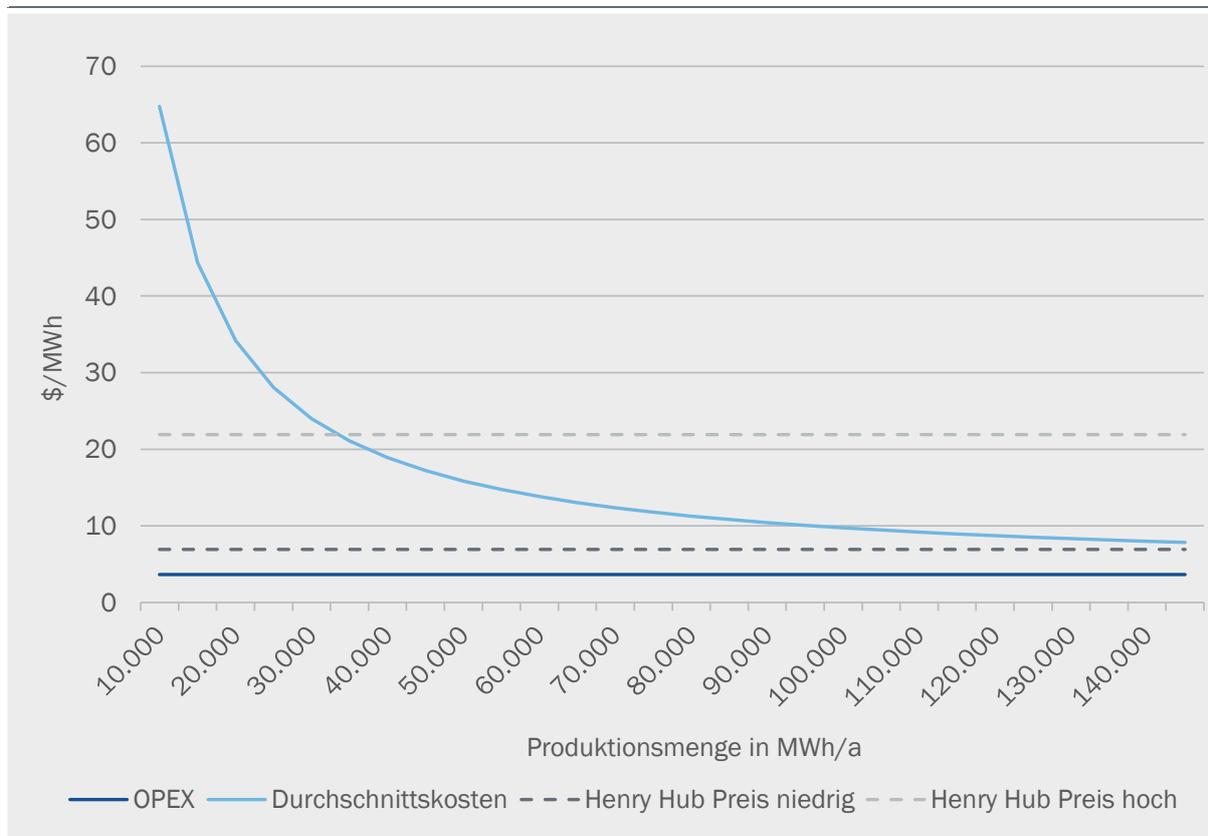
Die Exploration und Förderung von Gasvorkommen ist mit hohen Anfangsinvestitionen für die Aufindung und Erschließung der Lagerstätten verbunden. Die anschließende Förderung der Gasvorkommen ist jedoch mit vergleichsweise geringeren Betriebskosten (OPEX) verbunden, die bis zum Erreichen der Kapazitätsgrenze der Förderung weitgehend konstant sind. Abgesehen von den Kosten für die Erhaltung der Lagerstätte bzw. Wartung der Förderanlagen fallen in der Regel keine nennenswerten weiteren Kosten für die Gasproduktion an.

Aufgrund dieses Zusammenhangs führt eine Erhöhung der Produktionsmenge zu sinkenden Durchschnittskosten der Gasförderung. Sieht man von strategischem Verhalten zur Preisbeeinflussung ab, so haben die Betreiber der Förderanlagen durch das Auftreten von Skaleneffekten einen Anreiz, möglichst viel Gas zu produzieren und ihre Anlagen möglichst bis an die Kapazitätsgrenze auszulasten.

Das folgende Beispiel zeigt diesen Zusammenhang anhand der Produktionskosten in den USA im Jahr 2015. Es wird deutlich, dass die durchschnittlichen Kosten mit steigender Produktionsmenge sehr stark sinken. Theoretisch hat der Betreiber einen Anreiz zu produzieren, solange der Preis, hier dargestellt in verschiedenen Henry Hub Preisen, über den OPEX liegt. In dem hier gewählten Beispiel ist dies auch bei niedrigen Henry Hub Preisen immer der Fall. Der Erzeuger wird daher versuchen, so viel wie möglich zu produzieren, bis die hier nicht dargestellte Grenze seiner Erzeugungskapazität erreicht ist.

Abbildung 9: Kosten der Gasförderung

Am Beispiel der Förderkosten eines Bohrlochs in den USA im Jahr 2015

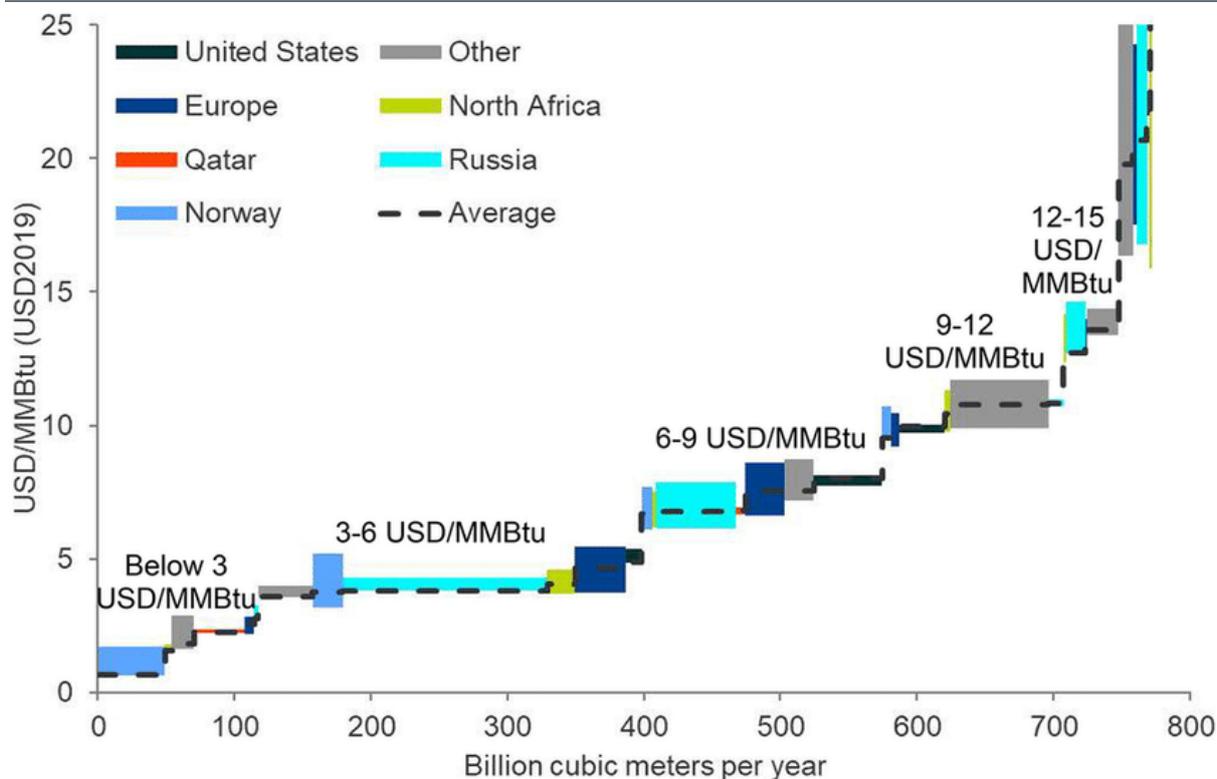


Quelle: eigene Darstellung auf Basis von (EIA, 2022), (Mistre, Crenes, & Hafner, 2018)

Der Anreiz, die Anlagen möglichst gut auszulasten, besteht auch bei sinkender Nachfrage und damit verbundenen sinkenden Großhandelspreisen. Einmal erschlossene Förderstätten werden so möglichst vollständig ausgebeutet. Theoretisch werden die Förderanlagenbetreiber ihre Anlagen so lange möglichst gut auslasten, wie der erzielbare Preis für das weiterverkaufte Erdgas die variablen Förderkosten deckt. Da die variablen Förderkosten relativ gering sind, kann der Preis auch sehr tief fallen, ohne dass die Förderung eingestellt oder reduziert wird. Neben den Förderkosten muss der Erdgaspreis auch die weiteren variablen Kosten des Transports, der Verflüssigung und der Regasifizierung decken.

Eine britische Studie hat sich der Frage gewidmet, mit welchen Angebotspreisen für Erdgas in Europa im Jahr 2030 zu rechnen ist. In den Angebotspreisen sind neben den Förderkosten auch weitere Kosten für Transport, Verflüssigung und Regasifizierung enthalten. Das Ergebnis ist in der folgenden Grafik dargestellt, in der allerdings noch russische Angebotsmengen enthalten sind, die aus heutiger Sicht mit hoher Wahrscheinlichkeit entfallen würden.

Abbildung 10: Angebotskurve für Erdgas in Europa im Jahr 2030*



Quelle: (Rystad, 2019)

* Umrechnung von \$MMBtu in €/MWh anhand eines Faktors von 3,1 jedoch abhängig von jeweiligem Dollar/Euro Wechselkurs.

Derzeit werden in Europa ca. 400 bcm pro Jahr verbraucht, was nach Rystad (2019) einem Angebotspreis von 6-9 USD/MMBtu bzw. 19-28 €/MWh im Jahr 2030 entspricht. Bei einem Nachfragerückgang wäre dann mit deutlich niedrigeren Preisen zu rechnen. Das APS-Szenario der IEA sieht einen Gasbedarf von unter 300 bcm in 2030 vor, sodass die Angebotspreise auf 3-6 USD/MMBtu bzw. 10-19 €/MWh liegen könnten. In den 2040er Jahren könnte der Gasbedarf dann auch unter 100 bcm fallen (IEA, 2022). Unterhalb von 100 bcm sind die Angebotspreise sehr niedrig. In diesem Bereich wären Anbieter auch bereit, Erdgas zu Preisen von unter 10 €/MWh anzubieten, darunter fallen auch Teilmengen der beiden LNG-Produzenten USA und Katar.

Diese potenziell niedrigen Angebotspreise bergen erhebliche Risiken hinsichtlich eines möglichen Lock-ins, da bei einem Nachfragerückgang auch mit einem sehr deutlichen Rückgang der Gaspreise zu rechnen wäre. Ohne zusätzliche Mechanismen haben die Akteure dann einen Anreiz, weiterhin Gas zu nutzen. Die niedrigen Gaspreise machen damit eine deutlich gedämpfte Reduktion des Gasverbrauchs im Sinne eines Rebound-Effekts ohne weitere regulatorische Eingriffe wahrscheinlicher. Die nationale und europäische Klimapolitik hätte die Möglichkeit über entsprechende Mechanismen, z.B. einen CO₂-Preis, dem weiteren Gaseinsatz entgegenzuwirken. Entsprechende LNG-Mengen könnten jedoch auf dem Weltmarkt weiterverkauft werden und die Wahrscheinlichkeit, dass sie Abnehmer finden, ist bei entsprechend niedrigen Preisen durchaus gegeben. Damit fände ein Leakage der Emissionen in andere Regionen ohne eine weltweite Absenkung statt.

Die technischen Bedingungen der Förderung verstärken diesen wirtschaftlichen Anreiz zur weiteren Förderung. So ist die Förderung von Gas- und Ölfeldern nicht beliebig steuerbar. Ist ein Gasfeld einmal erschlossen, entweicht das Gas relativ kontinuierlich aus dem Bohrloch und der Gasstrom kann zumindest kurzfristig nur bedingt reguliert werden. Eine Lösung für die Bohrlöcherbetreiber, auf einen Nachfragerückgang zu reagieren, besteht darin, die Bohrlöcher wieder zu verschließen. Bei einer zukünftig geplanten Wiederinbetriebnahme ist jedoch mit einem starken Rückgang der erzielbaren Fördermengen zu rechnen. Die Bohrlöcherbetreiber versuchen daher, das Verschließen von Bohrlöchern bei kurzfristigen Nachfragerückgängen möglichst zu vermeiden (Weber, et al., 2021). Eine Alternative ist das Abfackeln des Gases, wie es 2022 in Russland zu beobachten war. Dies ist sowohl ökonomisch als auch ökologisch sehr bedenklich, da Ressourcen verschwendet werden und zusätzliche Emissionen entstehen.

7.2 Bewertung und Einordnung

Die Analyse hat gezeigt, dass bei der Exploration und Förderung von Erdgas erhebliche Skaleneffekte auftreten. Diese Skaleneffekte führen dazu, dass bei einmal erschlossenen Feldern ein erheblicher Anreiz besteht, diese gut auszulasten. Auch aus technischen Gründen gibt es für die Produzenten nur einen sehr geringen Anreiz, die Gasproduktion bei sinkender Nachfrage zu drosseln.

Aus diesen Gründen sollte die Erschließung zusätzlicher Gasfelder als Ersatz für die russischen Mengen in Europa möglichst vermieden werden. Denn diese Ersterschließung birgt enorme Lock-in-Gefahren, die zudem durch die europäische Klimapolitik nicht oder nur sehr eingeschränkt beeinflussbar sind.

8 Fazit

Die potenziellen Lock-in-Risiken von LNG-Infrastrukturen sind je nach Teilinfrastruktur sehr unterschiedlich. Aus diesem Grund müssen diese differenziert behandelt werden.

Ein Großteil der derzeit geplanten festen LNG-Importkapazitäten läuft Gefahr, als Stranded Asset zu enden. Um dies zu vermeiden, sollte bereits bei der Planung dieser Kapazitäten eine mögliche klimaneutrale Nachnutzung, z.B. durch Ammoniakimporte, geplant und festgeschrieben werden. Der Gesetzgeber sollte auf die Nachnutzung hinwirken und den Betrieb von LNG-Importterminals möglichst zeitlich begrenzen.

Bei LNG-Verflüssigungsanlagen ergeben sich Lock-in-Gefahren insbesondere aus der bisher vorherrschenden langfristigen Vermarktung der LNG-Mengen. Um diese Gefahren zu vermeiden, sollten neue Verträge mit möglichst kurzen Laufzeiten abgeschlossen und Mengen verstärkt über Spotmärkte beschafft werden. Darüber hinaus sollte auf Klauseln zu festen Anlandepunkten für die LNG-Mengen verzichtet werden und die Beschaffung von Verflüssigungskapazitäten und Gas-mengen möglichst getrennt erfolgen.

Bei der Exploration und Produktion von Erdgas bestehen erhebliche Lock-in-Risiken bei der Erschließung neuer Gasfelder. Aufgrund von Skaleneffekten und technischen Gegebenheiten ist zu

erwarten, dass einmal erschlossene Felder möglichst vollständig ausgebeutet werden. Aus europäischer Sicht sollte daher möglichst vermieden werden, dass durch die europäische LNG-Nachfrage zusätzliche Gasfelder außerhalb Europas erschlossen werden. Insbesondere auch deshalb, weil der Weiterbetrieb von Gasfeldern außerhalb Europas nicht direkt durch die europäische Klimapolitik beeinflusst werden kann.

Insgesamt ist festzuhalten, dass die Risiken eines Lock-ins in Deutschland durch den Bau neuer LNG-Importterminals durch eine konsequente Klimapolitik beherrschbar erscheinen. Die verbleibenden Risiken können durch entsprechende Steuerung und Regulierung vermieden werden. Die Risiken eines Lock-ins im Ausland (Verflüssigungskapazitäten, Exploration und Produktion) können nur indirekt beeinflusst werden. Sie können aber ebenfalls durch die oben beschriebenen Maßnahmen vermieden bzw. begrenzt werden.

Literaturverzeichnis

- Acatech. (2017). Pfadabhängigkeiten in der Energiewende. Das Beispiel Mobilität (Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft). Von <https://www.acatech.de/publikation/pfadabhaengigkeiten-in-der-energiewende-das-beispiel-mobilitaet/> abgerufen
- Agora Energiewende, Prognos, Consentec. (2022). Klimaneutrales Stromsystem 2035. Wie der deutsche Stromsektor bis zum Jahr 2035 klimaneutral werden kann. Von https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_11_DE_KNStrom2035/A-EW_264_KNStrom2035_WEB.pdf abgerufen
- Ariadne. (2022). *Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045*. Von https://ariadneprojekt.de/media/2022/02/Ariadne_Szenarienreport_Oktober2021_corr0222.pdf abgerufen
- BCG. (2021). *Klimapfade 2.0*. BDI. Von <https://bdi.eu/publikation/news/klimapfade-2-0-ein-wirtschaftsprogramm-fuer-klima-und-zukunft/> abgerufen
- BMWK. (2022). *Langfristszenarien 3*. Von <https://www.langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/> abgerufen
- BMWK. (2023). Bericht des Bundeswirtschafts- und Klimaschutzministeriums zu Planungen und Kapazitäten der schwimmenden und festen Flüssigerdgasterminals. Von https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/20230303-Ing-bericht.pdf?__blob=publicationFile&v=6 abgerufen
- E3G. (2022). Are we on track? Repowering towards EU Gas Demand Reduction. Von <https://www.e3g.org/wp-content/uploads/E3G-Report-Are-we-on-track-Repowering-towards-EU-gas-demand-reduction.pdf> abgerufen
- EIA. (2022). *The Distribution of U.S. Oil and Natural Gas Wells by Production Rate*. Von https://www.eia.gov/dnav/ng/hist/res_epg0_r5302_nus_bcfa.htm abgerufen
- Energate. (2022). German LNG Terminal mit ersten Kapazitätsbuchungen. Von <https://www.energate-messenger.de/news/227237/german-Ing-terminal-mit-ersten-kapazitaetsbuchungen> abgerufen
- Energate. (2023). Brunsbüttel-Terminal jetzt mit 10 Mrd. Kubikmetern geplant. Von <https://www.energate-messenger.de/news/231711/brunsbuettel-terminal-jetzt-mit-10-mrd.-kubikmetern-geplant> abgerufen
- ENTSOG. (2023). *Transparency Platform*. Von <https://transparency.entsog.eu/#/map> abgerufen
- Eurostat. (2023). *Datenbank*. Von <https://ec.europa.eu/eurostat/de/web/main/data/database> abgerufen

- EWI. (2021). *dena-Leitstudie II - Aufbruch Klimaneutralität*. dena. Von https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/Abschlussbericht_dena-Leitstudie_Aufbruch_Klimaneutralitaet.pdf abgerufen
- FNB-Gas. (2022). *Netzentwicklungsplan Gas 2022 - 2032, Konsultation*. Abgerufen am 18. 01 2023 von https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2022/12/2022_12_20_FNB_GAS_2022_P3_NEP_Konsultation_DE.pdf
- Fraunhofer-ISI. (2022). *Conversion of LNG Terminals for Liquid Hydrogen or Ammonia*. Abgerufen am 07. 12 2022 von https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cce/2022/Report_Conversion_of_LNG_Terminals_for_Liquid_Hydrogen_or_Ammonia.pdf
- GEM. (2022). *Global Energy Monitor - Global Gas Infrastructure Tracker*. Von <https://globalenergymonitor.org/projects/global-gas-infrastructure-tracker/> abgerufen
- GIIGNL. (2015-2022). *Annual Reports 2015-2022*. Von <https://giignl.org/resources2/> abgerufen
- GIIGNL. (2022). *The LNG Industry - GIIGNL Annual Report*. Von https://giignl.org/wp-content/uploads/2022/05/GIIGNL2022_Annual_Report_May24.pdf abgerufen
- IEA. (2022). *World Energy Outlook 2022*. Von www.iea.org abgerufen
- Mistre, M., Crenes, M., & Hafner, M. (2018). Shale gas production costs: Historical developments and outlook. Von <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2211467X18300014>) abgerufen
- Prognos. (2023). *Eingrenzung der Bandbreiten von LNG für die deutsche Energieversorgung im Prozess des Übergangs zur Klimaneutralität (im Erscheinen)*.
- Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut. (2021). *Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann*. Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende, Agora Verkehrswende. Von https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_04_KNDE45/A-EW_231_KNDE2045_Langfassung_DE_WEB.pdf abgerufen
- Rystad. (2019). *Beis fossil fuel supply curves*. Von https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/863800/fossil-fuel-supply-curves.pdf abgerufen
- Weber, J., Ercoli, T., Fitzgerald, W., Nied, P., Penderville, M., & Raabe, E. (2021). Identifying the End: Minimum Production Thresholds for Natural Gas Wells. Von <https://ssrn.com/abstract=3854279> abgerufen

Ansprechpartner bei Prognos

Sven Kreidelmeyer

Projektleiter Energiepolitik

Telefon: +41 61 3273 59-420

E-Mail: sven.kreidelmeyer@prognos.com

Ravi Srikandam

Projektleiter Gaswirtschaft

Telefon: +49 30 5200 59-290

E-Mail: ravi.srikandam@prognos.com