3|25

VIK Mitteilungen

Das Fachmagazin des Verbands der Industriellen Energie- & Kraftwirtschaft

© Adobe Stock / Prasanth

AUFBRUCH DER INDUSTRIE – IMPULSE AUS DEM VIK

Der Industriestandort Deutschland vor dem Aufbruch?

Wärmewende in der Industrie

Energiewende: Lieferketten elektrischer Betriebsmittel stoßen an ihre Grenzen

© istockphoto.com/Suphanat Khumsap

LNG für Industriekunden – Hürden und Chancen

Dipl.-Ing. Markus Schnier, CEO, ecotec

Executive Summary

Die physische LNG-Beschaffung am US-Marktgebiet Henry Hub (HH) bietet gegenüber dem deutschen Erdgasmarktgebiet THE einen erheblichen Preisvorteil. Zwar mindern Logistikkosten vom HH in das Markgebiet THE diesen Vorteil, doch bleibt er je nach Marktsituation sehr deutlich. Ein weiterer Vorteil ist die Preisstabilität von HH-Preis und der Logistikkosten, während der THE-Preis deutlich schwanken kann. Jedoch sind die Hürden einer physischen LNG-Beschaffung selbst für sehr große Verbraucher hoch.

Eine Alternative zur physischen LNG-Beschaffung ist eine virtuelle LNG-Lieferung: Die Belieferung erfolgt im Marktgebiet THE, basiert jedoch auf einer Preisformel, die sich am Gaspreis des US-Marktgebietes Henry Hub orientiert. Diese Option ist weniger aufwendig und reduziert Risiken, ist aber mit einem geringeren Preisvorteil verbunden. Sie wird bereits von internationalen Lieferanten an Unternehmen mit mehreren TWh/a Erdgasverbrauch angeboten. Ein oft übersehener Vorteil einer HH-Preisformel ist zudem die Möglichkeit einer Absicherung eines Gaspreisniveaus bis 2035, das inflationsbereinigt dem Vorkrisenniveau von 2019 entspricht.

Für Unternehmen mit geringerem Bedarf bestehen derzeit keine bis kaum Möglichkeiten, von den Vorteilen einer LNG-Lieferung bzw. HH-Preisbildung zu profitieren. Hier setzt der LNG-Pool von ecotec und EnB an, um die Hürden für diese Verbrauchergruppe zu beseitigen. Dieser Beschaffungsweg bietet besonders prozesswärmeintensiven Unternehmen eine alternative Erdgasbeschaffungsoption bzw. -strategie, die praktikabel, kostengünstig, gleichzeitig preisstabil und auf die Zukunft ausgerichtet ist.

LNG hat sich seit dem Wegfall russischer Gasimporte als strategisch wichtig erwiesen. Besonders für Deutschland, das vor der Gaskrise ca. 50 % seines Gasbedarfs aus Russland importierte. In der Folge gab es ab 2022 Vertragsabschlüsse deutscher Energiekonzerne mit Lieferanten aus den USA und dem Mittleren Osten. Erfolgreiche Projekte im Industriebereich sind z. B. die Verträge der LNG-Konzerne Cheniere Energy (mit BASF) und Sempra Infrastructure (mit INEOS, wo INEOS wiederum Mengen an Covestro abgibt). Mit dem politischen Ziel der EU-Kommission, russisches Erdgas in der EU ab 2028 komplett zu verbieten, steigt die Bedeutung von LNG für die deutsche Energieversorgung weiter. Wenig erfolgreich waren bisherige europäische Initiativen wie AggregateEU, die allen Marktteilnehmern in der EU – besonders den Industriekunden – die (gemeinsame) Beschaffung von LNG ermöglichen sollten. LNG gilt als komplex, teuer und schwer zugänglich – insbesondere für nicht so große Verbraucher. Warum machen sich also Unternehmen wie BASF und INEOS so viel Arbeit, welche Argumente sprechen für LNG?

Voraussetzungen und Marktrealität

Voraussetzung für eine erfolgreiche LNG-Beschaffung für Industriekunden ist ein tiefes Marktverständnis einerseits für den LNG-Markt und die Produzenten bzw. Händler, andererseits für die Beschaffungsrealitäten der Industriekunden sowie die Lösung der Frage, wie das LNG vom LNG-Tanker in den Bilanzkreis des Kunden bzw. zu seinen Entnahmestellen gelangt. Um diese Hürde zu beseitigen, wurde bei AggregateEU die Rolle

ecotec

ecotec unterstützt Unternehmen und Universitäten durch fundierte Beratung und maßgeschneiderte Lösungen. Gegründet 1996 setzt ecotec auf praktische Lösungen bei der Beschaffung von Energie, beim Klimamanagement und bei der Fördermittelberatung. Dabei stehen Kostenoptimierung und Entscheidungssicherheit im Fokus.

Weitere Informationen unter: www.ecotec.de

des „Central Buyer“ geschaffen. Er sollte als Bindeglied zwischen Kunde und LNG-Lieferanten fungieren. Die Realität ist aber, dass es keinen Central Buyer gibt. Kein Marktteilnehmer, der diese Rolle ausfüllen könnte, hat Interesse daran, als Steigbügelhalter für andere Marktteilnehmer zu agieren. Große Player wie BASF und INEOS verfügen über das nötige Volumen und Know-how, um LNG eigenständig zu beschaffen – die meisten Unternehmen haben das nicht.

Preisformel oder Festpreis?

Bis in die frühen 2010er Jahre waren die Erdgaspreise an Preisformeln (i. d. R. an Heizöl- oder Kohlepreise) gekoppelt. Wenn man den Formelpreis in einen Festpreis umwandeln wollte, konnte man diesen beim Lieferanten anfragen und bekam in Anlehnung an die Futures für die Referenzbrennstoffe ein entsprechendes Angebot (Fixed-for-Floating-Swap).

Der Standard für große Kunden ist heute die Beschaffung von Standardhandelsprodukten zu Festpreisen, die sich am (Handels-)Marktpreis orientieren. An der für den deutschen Energiehandel häufig herangezogenen EEX werden Erdgasnotierungen für die nächsten sechs Kalenderjahre veröffentlicht, also aktuell bis Cal 2031. Wer ein Terminprodukt beschaffen möchte, kann es beim Lieferanten oder am Markt anfragen. Sollte es liquide sein, wie es meistens bei Standardhandelsprodukten der nächsten zwei bis drei Jahre der Fall ist, kann der Kunde es annähernd zum Ask-Preis kaufen. Ist es nicht liquide (wie 2022), ist es deutlich teurer oder wird gegebenenfalls gar nicht zum Kauf angeboten. Für Produkte ab 2028 wird die Verfügbarkeit von Angeboten geringer und ab 2029 nimmt die Angebotsmenge stark ab. Ab 2030 werden häufig nur rechnerische Settlementpreise veröffentlicht, ohne dass ein tatsächlicher Handel stattgefunden hat. Man kann das Produkt also nicht einfach kaufen.

Ein LNG-Vertrag und seine Auswirkungen

Beim LNG läuft es anders. Beispiel BASF (alle Angaben sind aus dem „Web“, daher ohne Gewähr): Mitte 2023 wurde mit Cheniere ein LNG-Vertrag über ca. 12 TWh/a im Rahmen eines langfristigen „Sale- and Purchase-Agreement“ geschlossen. Die Lieferung startet voraussichtlich Mitte 2026 und läuft bis 2043, d. h., sie benötigt 3 bis 4 Jahre Vorlaufzeit. Bei LNG-Lieferungen aus den USA ist der Preis an

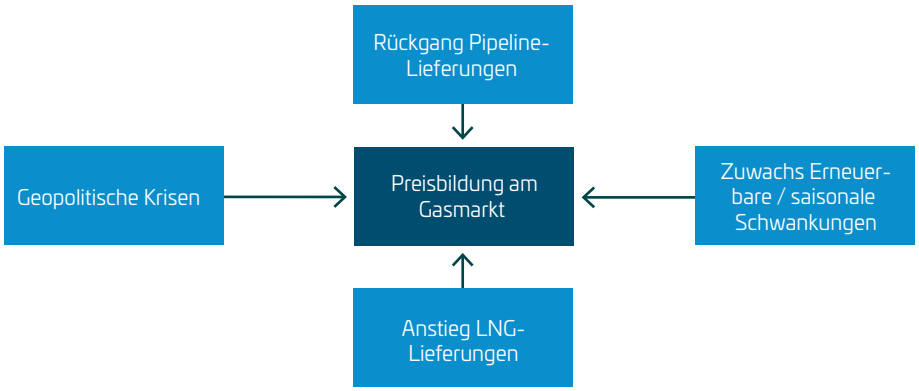

Abb. 1 | Preiseinflüsse auf den EU-Gasmarkt

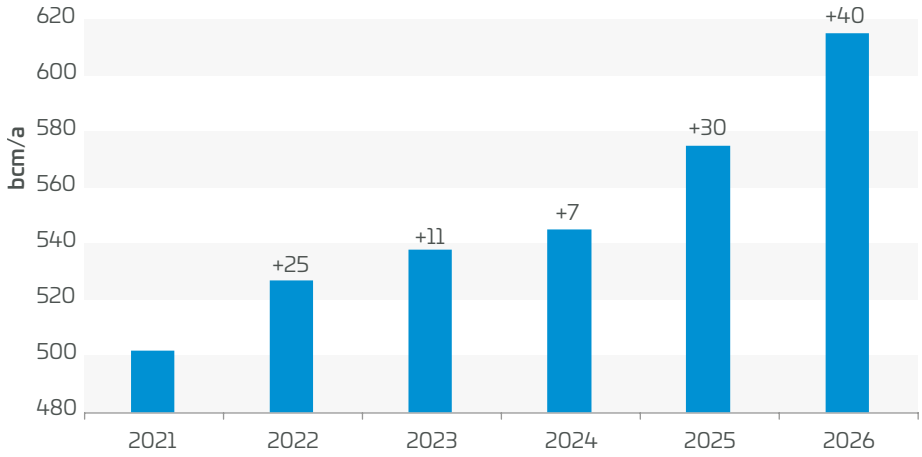

Abb. 2 | Zuwachs LNG-Export Kapazitäten

den Henry-Hub-(HH)-Preis gekoppelt, zu dem noch die Verflüssigungsgebühr hinzukommt. Im Regelfall erfolgt die LNG-Lieferung „Free-on-Board“ (FOB), also mit der Beladung gehen das Eigentum und die Verantwortung für das LNG auf den Käufer über. Das zieht verschiedene Risiken in Bezug auf den Transport, Betriebsstörungen und Verzögerungen nach sich, die wiederum ver- bzw. abgesichert werden müssen. Nach knapp zwei Wochen erreicht das Schiff die deutsche Küste. Nach einer möglichen Wartezeit von bis zu zwei Tagen wird es innerhalb von 20 Stunden bei ca. –160 °C flüssig in die Lagerbehälter am Terminal entladen. Zuvor müssen „Slots“ beim Terminalbetreiber gebucht werden. Innerhalb von ca. drei Tagen erfolgt dann die Regasifizierung und das Erdgas gelangt in das deutsche oder europäische Gasnetz. Bei ca. 330 GWh/Tag, die dann an drei Tagen in den Bilanzkreis des Käufers gelangen, wird schnell klar, dass diese Menge nicht am selben Tag direkt verbraucht werden kann – selbst für die größten Industrieunternehmen wäre das deutlich zu viel. Es muss dann entweder bei Gasspeicherbetreibern zwischengelagert und dann zur Eigenbelieferung strukturiert oder am Day-Ahead Markt verkauft werden (finanzieller Ausgleich). Das Unternehmen wird also nicht nur Käufer, sondern auch Verkäufer bzw. Händler, was die meisten Industriebetriebe aus vielfältigen und guten Gründen nicht wollen bzw. je nach Größe auch nicht können. Zusammengefasst bedeutet ein LNG-Vertrag also eine lange Vertragsbindung in einer Zeit, in der Erdgas trotz aller Fragezeichen perspektivisch durch Elektrifizierung bzw. erneuerbare Energieträger und durch grünen Wasserstoff ersetzt werden soll. Hinzu kommen Risiken beim Transport von LNG, ein hoher administrativer und energiewirtschaftlicher Aufwand, um das LNG in den eigenen Bilanzkreis zu bringen und nicht zuletzt die Risiken beim Wechselkurs.

Bleibt die Frage, warum sich Unternehmen wie BASF das freiwillig antun. Das LNG soll für die BASF eine zuverlässige Versorgung zu

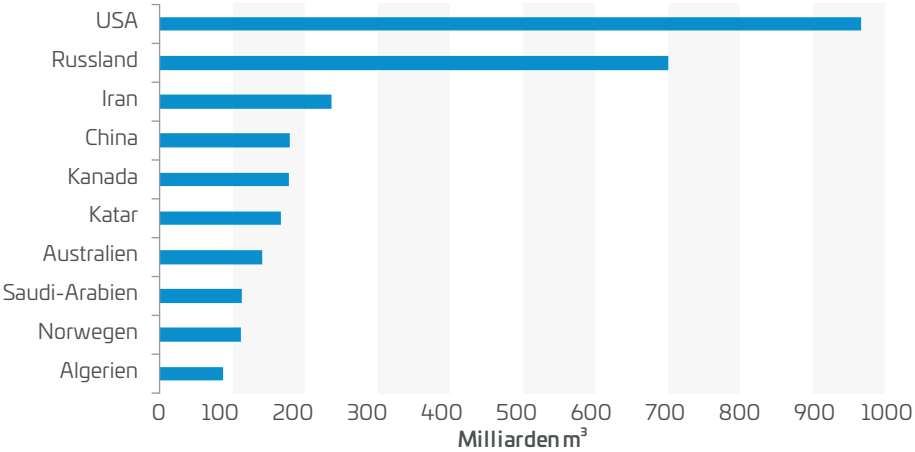

Abb. 3 | Top-Produzenten nach jährlicher Erdgasförderung im Jahr 2023

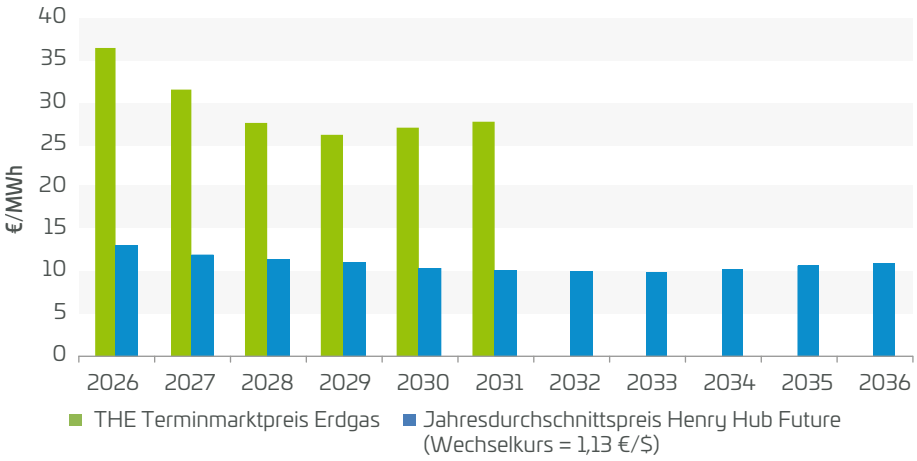

Abb. 4 | THE vs. Henry Hub Natural Gas Futures im Mai 2025

wettbewerbsfähigen Konditionen sicherstellen und das Energieportfolio diversifizieren. Auch kann die international tätige BASF die künftige Abnahmemenge z. B. für Standorte in Asien nutzen.

Wettbewerbsfähigkeit und Preisstabilität

In der Gaskrise 2022 war Erdgas am Handelspunkt „Henry Hub“ (HH) bis zu fünfzigmal günstiger als die kurzfristigen Handelsprodukte am Handelspunkt THE, weil die USA einerseits über hohe Erdgasreserven sowie eine flexible Förderung verfügen und andererseits den Export aufgrund fehlender Logistikkapazitäten nicht unbegrenzt steigern konnten. Heute ist der HH-Preis je nach Lieferjahr noch ca. dreimal günstiger als vergleichbare THE-Quotierungen und liegt um die 10 €/MWh. Also ist es sinnvoll, dort einzukaufen. Der ganze Logistik- und Handling-Prozess vom US-Markt bis zum Lieferpunkt THE verursacht Kosten und muss von der Einsparung abgezogen werden. Bekannt sind die variablen Verflüssigungskosten und die Verladung in den USA mit ca. 15 % des Henry-Hub-Preises. Dazu kommen weitere Kosten für die fixen Verflüssigungskosten, also den Kapitaldienst für die erforderliche Infrastruktur, den Transport nach Europa, die Regasifizierung und die Einspeisung in das Ferngassystem bzw. das Marktgebiet THE, in Summe nochmal ca. 10 bis 15 €/MWh. Zusammengerechnet liegen diese Kosten bei deutlich über 20 €/MWh, eher bei 25 €/MWh. Dazu kommen weitere Kosten wie die bereits beschriebene Strukturierung für den Eigenbedarf oder zu einem Bandprodukt, womit die Einsparung weiter schmilzt. Und wenn man bedenkt, dass heute geschlossene LNG-Verträge frühestens im Jahr 2029 zu einer physischen Lieferung führen, könnte man Cal-29 aktuell auch für ca. 26 bis 27 €/MWh über den OTC-Markt oder an THE absichern. Dazu hätte man in der Regel auch einen Ansprechpartner bei einem Lieferanten hier in Deutschland. LNG-Lieferanten liefern in der Regel nur Cargos. Warum also LNG-Verträge abschließen?

Chancen nutzen und Versorgung sichern

Am Beispiel BASF sehen wir, dass bei einem aktuellen Marktpreis von knapp 35 €/MWh für Cal-26 eine deutliche Preisdifferenz von ca. 10 €/MWh resultiert. Jeder LNG-Tanker, der ca. 1 TWh (1.000.000 MWh) geladen hat, ermöglicht somit eine Einsparung von 10 Mio. € gegenüber einer direkten Beschaffung an THE. Auch der aktuelle Spotmarktpreis liegt bei knapp 35 €/MWh. Bräuchte BASF das Erdgas nicht und würde die komplette Ladung am Spotmarkt verkaufen, wäre der Erlös etwa gleich hoch. Da die Belieferung aber erst in ca. einem Jahr startet, ist die Frage, in welcher Größenordnung der Spotmarktpreis dann liegt. Liegt er unter 35 €/MWh, sinkt die Marge. Dann könnte das Schiff noch nach Asien umgeleitet werden, wenn der erzielbare Verkaufspreis dort höher liegen sollte und sich der zusätzliche Transportaufwand lohnt. Fällt der Preis Richtung 20 €/MWh, wie es theoretisch bei der Wiederaufnahme von Lieferungen über Nord Stream denkbar wäre, wird es eng und man könnte in die Verlustzone rutschen. Aber deutlich geringer, als hätte man die Mengen bereits hier am Terminmarkt für 35 €/MWh abgesichert. Steigt der Preis an THE dagegen, würde der Erlös höher. Was helfen die ganzen Überlegungen aber, wenn eine eigene LNG-Beschaffung für die meisten großen Gasverbraucher nicht umsetzbar ist?

Virtuelle LNG-Lieferung

Eine alternative Möglichkeit der LNG-Beschaffung ist die Belieferung aus dem Erdgasportfolio großer Lieferanten, die eine an den Henry-Hub-gebundene Preisformel anbieten. Man hat dann keinen eigenen Vertrag mit einem US-Exporteur, sondern eine Preisformel, die die Kosten einer LNG-Belieferung am Henry Hub nachbildet. Sie hat einen einfachen Aufbau:

Henry-Hub-Preis + ca. 15 % (für FOB) + Zuschlagsglied (Z)

Im Zuschlagsglied sind dann alle Kosten enthalten, die dem Lieferanten entstehen, um die Commodity im Marktgebiet bzw. am Handelspunkt an den Kunden zu übergeben, also inkl. Transport, Regasifizierung und Strukturierung, zzgl. Risiko und Marge. Die Preisfor-

meln können im Bereich des Zuschlagsgliedes variieren, nicht nur in der Höhe, sondern auch im Aufbau. Bei einigen Anbietern wird „Z“ weiter aufgeschlüsselt, was zur Folge hat, dass der Kunde dann auch die Chancen und Risiken von Preisveränderungen, z. B. beim Transport, zu tragen hat. Für den Kunden am besten kalkulierbar ist es jedoch, wenn „Z“ alles enthält und nicht an Indizes gekoppelt ist. Damit bietet die virtuelle LNG-Lieferung Vorteile: vor allem, dass auch große Verbraucher, die LNG nicht physisch unter Vertrag nehmen können oder wollen, von der Preisstabilität des HH-Preises profitieren. Weiterer Vorteil: Sie haben weniger Aufwand und Risiken. Aber Achtung: „Z“ ist dann oft nicht mehr kostenbasiert, sondern wettbewerbsorientiert und schwankt teilweise stark je nach Lieferperiode und -menge.

LNG-POOL

Der LNG-POOL ist eine Initiative von ecotec und Energieberatung GmbH, einer 100%-Tochtergesellschaft des VIK Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e. V.

Zweck und Ziel sind es, großen Erdgasverbrauchern ab ca. 50 GWh/a eine Beschaffungsmöglichkeit für Liquefied Natural Gas (LNG) zu ermöglichen. Die Teilnahme an dem Pool verpflichtet Unternehmen nicht automatisch zum Bezug von LNG.

Bei Interesse und für weitere Informationen schreiben Sie bitte an LNG@ecotec.de oder an a.renz@vik.de.

Preisvergleich, Laufzeit und Sicherheiten

Erfüllt ein Unternehmen die Voraussetzungen grundsätzlich, um ein Angebot mit HH-Indizierung zu erhalten, geht es an die Angebotsauswertung. Neben dem Vergleich der Lieferantenangebote muss zusätzlich ein Vergleich mit den erwarteten THE-Preisen (Price-Forward-Curve) stattfinden. In den Frontjahren ist das vergleichsweise einfach möglich, indem z. B. die EEX-Notierungen für die Kalenderjahre bis 2029 mit den Formelpreisen und den Henry-Hub-Futures verglichen werden. Bei Cal-Produkten mit einem Laufzeitbeginn ab 2030 wird es wie zuvor beschrieben schwierig.

Also sind zur Bewertung im Rahmen einer langfristigen Beschaffungsstrategie andere Betrachtungsweisen erforderlich. Nehmen wir als Beispielzeitraum 2030 bis 2034, also einen 5-Jahres-Liefervertrag. Angenommen, der sich aus der HH-Preisformel ergebende Preis für diesen Lieferzeitraum wäre zu Lieferbeginn bei 26,50 €/MWh und er steigt in den restlichen Jahren mit ca. 3 %, also in etwa der Inflationsrate. Damit liegt er auf dem aktuellen Niveau des Cal-29 an THE. Dieses Niveau entspricht im Jahr 2029 einem inflationsbereinigten Gaspreis von knapp unter 20 €/MWh im Jahr 2019, also dem Niveau vor der Energiekrise. Unabhängig davon, ob ich mich über THE oder eine HH-Bezugsformel eindecke, ist das eine gute Gelegenheit für eine günstige Absicherung.

Vor der Energiekrise waren aufgrund des niedrigen Preisniveaus die Anforderungen für zu leistende Sicherheiten (z. B. „MtM“ Mark-to-Market-Risiko) eher gering oder nicht erforderlich. Im Bereich langfristiger Verträge mit großen Energiekonzernen sieht das heute anders aus. Es ist zumindest sinnvoll, sich bereits frühzeitig mit diesem Thema auseinanderzusetzen.

Pro und Contra langfristige Absicherung?

Ein günstiges Preisniveau spricht für eine langfristige Absicherung. Eine langfristige Absicherung von 2030 bis 2034 ist aber auch anspruchsvoller. Auch, weil das allgemeine Umfeld und damit die Verbrauchsprognosen schwieriger sind. Daher sollte ein solcher Vertrag nur 25 bis 50 % der prognostizierten Bezugsmenge abdecken – je nach individueller Situation. Der Rest wird, wie bisher, eher mittel- und kurzfristig an THE beschafft. Das Risiko der langfristigen Mengen wird aber auch dadurch begrenzt, dass die beschafften Mengen nicht „klassisch take-or-pay“ sind, sondern am Terminmarkt zurück- oder weiterverkauft bzw. im Day-Ahead-Markt verkauft werden können. Nur wenn der Marktpreis dann unter dem Kaufpreis bzw. der HH-Bezugsformel liegt, entsteht ein Verlust, ansonsten ein Erlös.

Es lässt sich noch einwenden, dass es auch noch anders kommen kann und der Preis in Europa sinkt und in Amerika steigt. Hierzu muss man natürlich die Märkte im Auge behalten. Dann bietet sich wie früher die Möglichkeit an, rechtzeitig einen Fixed-for-Floating-Swap mit dem Lieferanten zu vereinbaren und den Formelpreis in einen Festpreis umzuwandeln.

LNG nur für größte Verbraucher?

Physische LNG-Verträge sind nur für größte Letztverbraucher realistisch. Virtuelle LNG-Lieferungen, also Henry-Hub- indizierte Preisformeln, sind eine Alternative für sehr große Verbraucher. Aber selbst für Verbraucher, die weniger als 1 TWh/a Bedarf haben und nur 30 % HH-indiziert beziehen möchten, wird es schwierig, solche Angebote für virtuelle LNG-Lieferungen zu erhalten. Das liegt daran, dass für die großen LNG-Handels-Konzerne der Abwicklungsaufwand zu hoch ist oder sie die Strukturen nicht selbst aufbauen wollen.

Hier setzt der LNG-Pool von ecotec und EnB GmbH, der Energieberatungstochter des VIK e. V., an. Durch Bündelung der Nachfrage ist es gelungen ein Volumen zu generieren, das im Rahmen des 2. Mid-Term-Tender auf AggregateEU bei mehreren Bietern auf Interesse gestoßen ist. Gemeinsam entwickeln ecotec und EnB ein Konzept, um die beschriebenen Hürden einer virtuellen LNG-Lieferung auch für die Unternehmen zu beseitigen, die selbst nicht die Voraussetzungen für eine virtuelle LNG-Lieferung erfüllen.

© Dipl.-Ing. Markus Schnier

Dipl.-Ing. Markus Schnier
CEO

ecotec
Tel: 0291 952995-10
info@ecotec.de