



British Columbia setzt auf Flüssigerdgas

Bis vor wenigen Jahren waren die USA noch ein sicherer Abnehmer für kanadisches Erdgas. Mit Einsetzen des dortigen Schiefergas-Booms und dem

daraus resultierenden Preisverfall begann jedoch die Suche nach neuen Absatzmärkten. Hierbei boten sich vor allem das nicht erst seit der Atomkatastrophe von Fukushima unter Energieknappheit leidende Japan sowie die aufstrebenden Schwellenländer Südostasiens – allen voran China und Südkorea – an.

Da die Verlegung einer Pazifik-Pipeline aus technischen und wirtschaftlichen Gründen nicht in Frage kam, wurden Anfang dieses Jahrzehnts erste Pläne für den Bau von Gasverflüssigungsanlagen an Kanadas Küsten entworfen. Verflüssigtes Erdgas, sog. 'Liquefied Natural Gas' (LNG), das man durch Verdichten und Abkühlen auf mindestens -161 °C erhält, besitzt nur etwa 1/600 des Volumens von gasförmigem Erdgas und lässt sich somit leichter lagern und auch über weite Strecken transportieren. Andererseits ist der Verflüssigungsprozess energieintensiv und benötigt – je nach Verfahren – zwischen 10 und 25 % des Energiegehalts des zu verarbeitenden Erdgases. Zudem sind für den Transport Spezialtanker erforderlich, von denen derzeit weltweit nur etwa 380 zur Verfügung stehen und deren Stückpreis bei ca. US\$ 200-300 Mio. liegt.

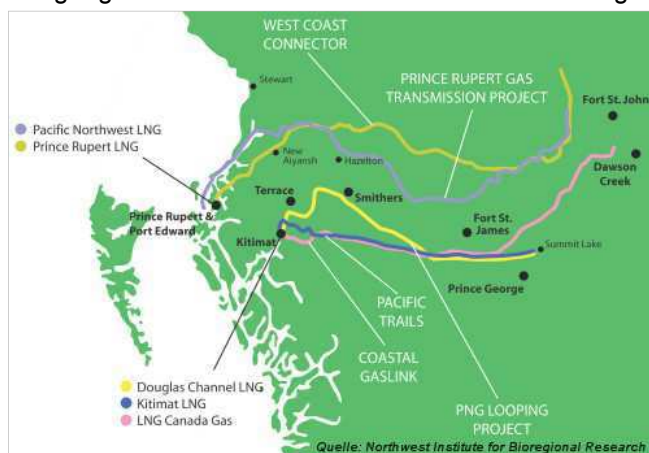
Dennoch könnte sich das Geschäft für die kanadische Gasindustrie lohnen. Unternehmen wie **Imperial Oil**, **ARC Resources** oder **Encana** verfügen über umfangreiche Förderlizenzen für die Schiefergasformationen im Nordosten British Columbias bzw. im Westen Albertas. Hinzu kommen bislang kaum erschlossene Offshore-Vorkommen in der arktischen Beaufort-See und vor der Küste Nova Scotias, die sich zum Teil auch für den Export nach Europa oder Südamerika anbieten.

Um die potentiellen Kunden in aller Welt erreichen zu können, fehlt es bislang noch an der entsprechenden Infrastruktur. Aktuell gibt es in Kanada lediglich einen Import-Hafen für Flüssigerdgas in New Brunswick. Allein in British Columbia sind jedoch mittlerweile bereits 11 konkrete Export-Projekte verschiedener internationaler Konsortien in Planung. Aufgrund der immensen Kosten dürfte sich letztlich aber wohl nur ein

Teil davon auch tatsächlich umsetzen lassen.

Während die Genehmigung der geplanten LNG-Terminals, die u.a. auch in Nova Scotia errichtet werden sollen, der jeweiligen Provinzverwaltung unterliegt, ist für die eigentliche Ausfuhr des Erdgases eine Lizenz des 'National Energy Board', der kanadischen Energiebehörde, erforderlich. Bislang haben lediglich die 7 unten genannten Projekte in British Columbia die begehrte Ausfuhrgenehmigung erhalten. Darüber hinaus haben einige Firmen auch Lizenzen zur Verschiffung kanadischen Gases über US-Häfen beantragt.

Damit das Erdgas überhaupt die geplanten Export-Terminals erreichen kann, ist der Bau zusätzlicher Gaspipelines von Nöten. Bislang betreiben nur die **AltaGas**-Tochter **Pacific Northern Gas** und das Versorgungsunternehmen **Fortis** zwei kleinere Leitungs-



systeme, mit denen Gas aus dem Osten der Provinz sowie dem benachbarten Alberta an die Küste transportiert werden kann. Der Pipelinekonzern **TransCanada** und dessen US-Konkurrent **Spectra Energy** arbeiten allerdings bereits intensiv an entsprechenden Alternativen. Im Gegensatz zu den ebenfalls in der Region geplanten und teilweise heftig umstrittenen Ölpipelines ist bei den Gasleitungen nur mit vergleichsweise geringem Widerstand zu rechnen. Dies liegt zum einen daran, dass die Umweltrisiken beim Betrieb von Gaspipelines deutlich geringer ausfallen. Zum anderen ist die Akzeptanz der Bevölkerung bezüglich der Vermarktung der überwiegend aus der eigenen Provinz stammenden Gasvorkommen relativ hoch, zumal sich die Provinzregierung von den geplanten LNG-Projekten nicht nur zusätzliche

Steuereinnahmen in Milliardenhöhe, sondern auch die Schaffung zehntausender neuer Arbeitsplätze erhofft, was nicht zuletzt auch der indigenen Bevölkerung in den strukturschwachen Regionen im Norden British Columbias zu Gute käme.

Projekt	Betreiber	Kapazität (Mio. t/Jahr)	Kosten (can\$ Mrd.)	Start (geplant)
Douglas Channel Energy Project	LNG Partners / Haisla Nation / Golar LNG	1,8	0,6	2016
LNG Canada	Shell / PetroChina / Korea Gas / Mitsubishi	24	12,4	2017
Woodfibre LNG	Pacific Oil & Gas	2,1	1,6	2017
Kitimat LNG	Apache / Chevron	10	4,5	2018
Pacific Northwest LNG	Petronas / JAPEX / Petroleum Brunei	19,7	9-11	2018
Prince Rupert LNG	BG Group	21,6	16	2019
West Coast Canada LNG	ExxonMobil / Imperial Oil	30	k. A.	2021

Haftungsausschluss:

Für die in diesem Bericht enthaltenen Informationen und Meinungen wird keine Haftung übernommen.