

Neumann, Anne; Niehues, Jan-Hendrik

Article

Die Energierohstoffwirtschaft Albertas (Energiepolitik der Region Alberta). Themenschwerpunkt: Kooperation Freistaat Sachsen - Provinz Alberta (Kanada)

ifo Dresden berichtet

Provided in Cooperation with:

Ifo Institute – Leibniz Institute for Economic Research at the University of Munich

Suggested Citation: Neumann, Anne; Niehues, Jan-Hendrik (2008) : Die Energierohstoffwirtschaft Albertas (Energiepolitik der Region Alberta). Themenschwerpunkt: Kooperation Freistaat Sachsen - Provinz Alberta (Kanada), ifo Dresden berichtet, ISSN 0945-5922, ifo Institut, Niederlassung Dresden, Dresden, Vol. 15, Iss. 3, pp. 31-35

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/169848>

Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

Terms of use:

Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.

You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.

If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.

Die Energierohstoffwirtschaft Albertas

Anne Neumann und Jan-Hendrik Niehues*

1. Einleitung

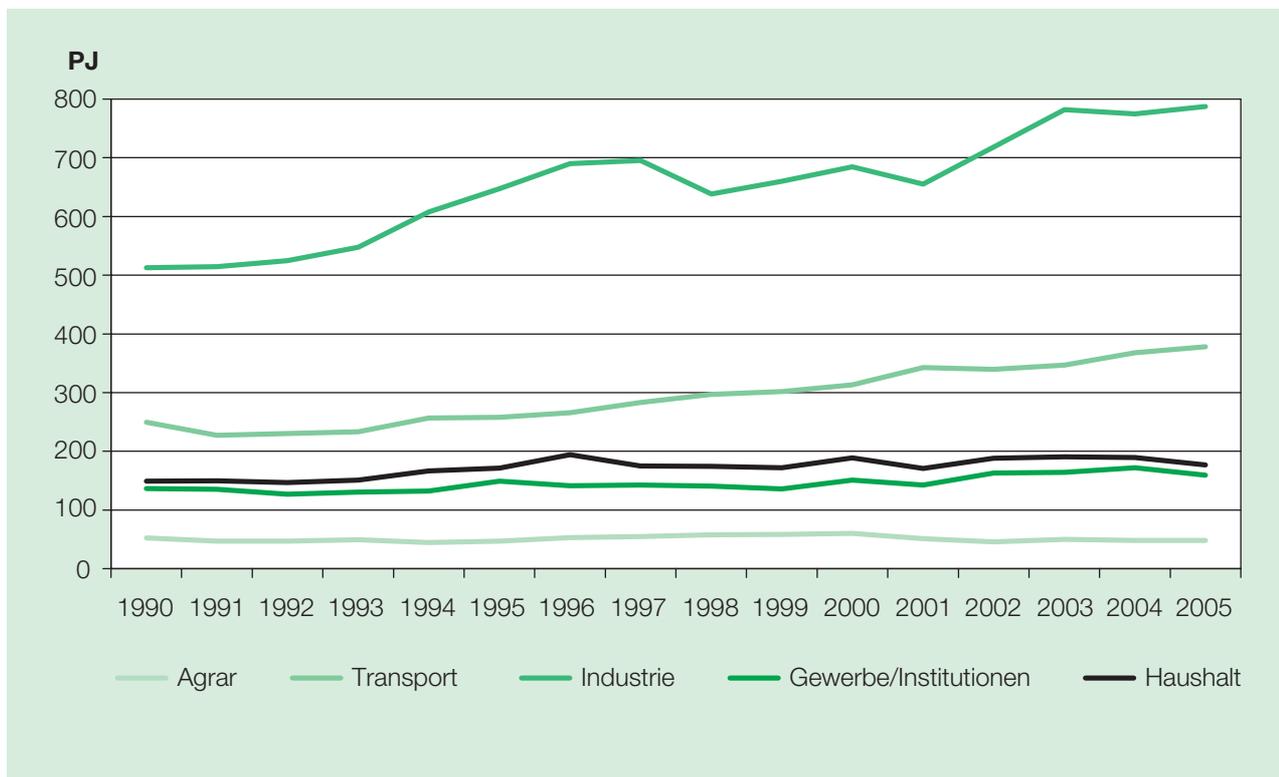
Die Provinz Alberta ist durch immense Vorkommen an fossilen Energieträgern gekennzeichnet. Die gesamtwirtschaftliche Relevanz der Mineralölindustrie und Kohlewirtschaft wurde bereits in einem vorangegangenen Artikel in dieser Ausgabe dargestellt. Etwa 80% der erschließbaren Ressourcen an Leichtöl und 40% des Schweröls im Westkanadischen Sedimentbecken (Western Canada Sedimentary Basin, WCBS) befinden sich hier. Eine weltweit stetig wachsende Nachfrage nach Energie, die zum größten Teil immer noch durch fossile Energieträger gedeckt wird, und das daraus resultierende steigende Preisniveau (speziell für Rohöl) werden durch zunehmend internationalen Rohstoffhandel beeinflusst. Speziell die USA, Kanadas direkter Nachbar und einer der größten Energiekonsumenten der Welt, ist von der weiteren Entwicklung der Energiewirtschaft in Alberta abhängig. Der nachfolgende Artikel gibt einen

Überblick über die Rohstoffwirtschaft in Alberta, wobei er speziell auf die Ressource Öl eingeht.

Der Energieverbrauch Albertas ist in der Vergangenheit langsam jedoch stetig gewachsen (vgl. Abb. 1). Dabei überwiegt deutlich die von der Industrie genutzte Energie, sie beträgt soviel wie die von allen anderen Sektoren genutzte Energie zusammen. Der steigende Energieverbrauch im Industriesektor ist das Resultat einer stark wachsenden Ölindustrie, wobei nicht zuletzt die energieintensive Ölförderung aus Ölsand eine große Rolle spielt. Investitionen in Milliardenhöhe werden in Zukunft notwendig sein, um den Ausbau des Energiesektors weiter voranzutreiben und den damit verbundenen Anstieg des Energieverbrauchs bewältigen zu können.

* Dr. Anne Neumann und Jan-Hendrik Niehues sind wissenschaftliche Mitarbeiter am Lehrstuhl für Energiewirtschaft der Wirtschaftswissenschaftlichen Fakultät der Technischen Universität Dresden.

Abbildung 1: Albertas Energieverbrauch (1990–2005)



Quelle: Office of Energy Efficiency, Kanada.

2. Bedeutung fossiler Energieträger

2.1 Erdöl

Die Erdölindustrie ist heute einer der wichtigsten ökonomischen Sektoren der Provinz Alberta. Entlang der gesamten Wertschöpfungskette, von der Erforschung über die Produktion bis zum Verkauf an den Endkonsumenten, bietet dieser Sektor einen Großteil der Arbeitsplätze der Region. Seit Jahren herrscht drastischer Arbeitskräftemangel im Bereich der Erdölindustrie. Arbeitskräfte aus den unterschiedlichsten Regionen Kanadas und der ganzen Welt strömen in die Region, um vom Ölgeschäft „Ölbertas“ zu profitieren.

In diesem Sektor lassen sich in Alberta die Bereiche der konventionellen und der nicht-konventionellen Erdölförderung unterscheiden. Das Hauptaugenmerk liegt auf der nicht-konventionellen Produktion von Erdöl aus Ölsand, da diese den Großteil der Reserven repräsentiert. Im Folgenden wird zunächst auf die konventionelle Erdölförderung und Reserven, anschließend auf den Bereich Ölsand eingegangen.

Im Jahr 2006 betrug die **konventionelle Ölförderung** 0,6 Mill. Barrel (bbl) pro Tag. Verglichen mit der Gesamtproduktion Kanadas entspricht dies einem Anteil von etwa 23 %. In Relation zur Ölförderung der gesamten USA ist dies ein Prozentsatz von immerhin 5 % (IEA OIL INFORMATION). Der überwiegende Anteil des produzierten Öls geht in Form von Rohöl als Export in die USA. Der geringere Anteil wird in der Region direkt in die typischen Raffinerie-Endprodukte wie Schmiermittel, Wachs oder Asphalt umgewandelt. Die Entwicklung der konventionellen Produktion von Rohöl in Alberta hat zu einem starken Ausbau der dafür notwendigen Infrastruktur geführt. Im Jahr 2006 wurden hier etwa 27,2 Mrd. C\$ investiert.

Ölsand besteht aus Ablagerungen von Rohöl, die eine höhere Viskosität als konventionelles Rohöl vorweisen. Er besteht vorwiegend aus Bitumen, Sand, Lehm und Wasser. Die Gewinnung und Qualitätsverbesserung erfolgt in einem energieintensiven Raffinerungsprozess und lässt sich in zwei Produktionsmethoden unterscheiden: Sandminen mit anschließender Verarbeitung und Aufbereitung zu synthetischem Öl sowie das in situ Verfahren. Hier wird heißer Wasserdampf in den Boden geleitet und führt zu der Trennung des Bitumens vom Sand. Durch Förderbohrungen gelangt das heiße Bitumen dann an die Oberfläche, von wo aus es weiterverarbeitet werden kann. Sandminen befinden sich hauptsächlich im Gebiet um die Stadt Fort McMurray (Zentral-Athabasca), während das in situ Verfahren hauptsächlich in Cold Lake, Süd-Athabasca und Peace River angewandt wird.¹

Unter den erwarteten ökonomischen Bedingungen und unter Berücksichtigung momentan zur Verfügung

stehender Technologien betragen die konventionellen Ölreserven von Alberta etwa 1,6 Mrd. Barrel. Im Gegenzug werden die Ölreserven, die sich aus der Produktion aus Ölsand ergeben, mit 174 Mrd. Barrel beziffert. Dies entspricht einem Anteil von circa 82 % der Gesamtölreserven Kanadas (180 Mrd. Barrel) oder rund 13 % der Weltreserven [circa 1.300 Mrd. Barrel (OIL & GAS JOURNAL, Januar 2007)]. Damit besitzt Alberta nach Saudi-Arabien die zweitgrößten Ölreserven der Welt. Die Vorkommen erstrecken sich auf einer Gesamtfläche von nahezu 140.200 km² (dies entspricht etwa dem Achtfachen des Bundeslandes Sachsen), verteilt auf drei Hauptgebiete: Peace River, Athabasca (Fort McMurray) und Cold Lake.

Technologischer Fortschritt im Bereich der Erdölförderung aus Ölsanden und sinkende Kapazitäten der herkömmlichen Ölquellen begründen den deutlichen Anstieg der Förderung aus Ölsand in den letzten Jahren. Mehr als 75 % des geförderten Öls aus Ölsand (1,26 Mill. Barrel/Tag) wurden zum wichtigen Handelspartner USA exportiert. Weltweit gestiegene Erdölpreise machen die nicht-konventionelle Erdölförderung ökonomisch rentabel. Aufgrund der politischen Stabilität Kanadas wird die Region Alberta zunehmend in den Vordergrund bei den Bemühungen zur Erhöhung der Versorgungssicherheit und Unabhängigkeit von OPEC-Mitgliedern rücken.

2.2 Erdgas

Kanada ist nach Russland und den USA der drittgrößte Erdgasproduzent der Welt. Mehr als 75 % des produzierten kanadischen Erdgases kommt aus der Region Alberta. Die nachgewiesenen Erdgasreserven Kanadas betragen Ende 2006 etwa 1,65 Trillionen Kubikmeter (tcm) und entsprechen beinahe dem 20-fachen Erdgasverbrauch in Deutschland (BP 2007). Der zunehmend an Bedeutung gewinnende Erdgasanteil in Kohlevorkommen (coalbed methane, CBM) ist dabei noch nicht berücksichtigt, wird jedoch als wesentlich größer eingeschätzt. Somit wird Alberta den erwarteten Bedarf an Erdgas der Region in absehbarer Zukunft mehr als decken und eine wichtige Rolle im globalen Erdgasmarkt spielen.

Die Produktion von Erdgas in der Region wuchs in der jüngsten Vergangenheit weniger stark, erlebte jedoch seit den 1980er Jahren einen wahren Boom und betrug 2006 etwa 186 Mill. Kubikmeter pro Tag (mcm). Der Erdgasverbrauch Albertas ist im Gegensatz zum internationalen Trend in der Vergangenheit konstant bei etwa 56,6 Mrd. Kubikmeter pro Jahr (bcm) geblieben.²

Alberta besitzt sechs kommerziell genutzte Erdgasspeicher, die wettbewerbsfähig betrieben werden und jeweils an das Erdgasfernleitungsnetz angeschlossen

sind. Zwei (Comtess und Suffield) befinden sich in unmittelbarer Nähe zum wichtigsten Handelsplatz in Kanada – dem AECO. Somit kann zum einen Spitzenbedarf abgedeckt werden und zum anderen Erdgasspeicherung als Hedging-Instrumente im Risikomanagement zum Einsatz kommen. Der Alberta Hub ist der wichtigste Handelsplatz Kanadas: Etwa 94 % des kanadischen Erdgasexportes beziehen die USA (v. a. der Westen, mittlerer Westen und Nordosten) über diesen Handelsplatz (www.energy.gov.ab.ca). Der Preis für das Erdgas (AECO „C“) ist gemeinsam mit dem am Henry Hub in Louisiana (USA) gehandelten Preis der wichtigste Referenzwert für Erdgaspreise in ganz Nordamerika. Im zunehmend globalen Erdgasmarkt spielen sie eine ähnliche Rolle wie der WESTERN TEXAS INTERMEDIATE (WTI) als Referenz für den Ölpreis.

Im Gegensatz zur konventionellen Erdölförderung ist die Produktion von Erdgas, gemessen in Energieeinheiten, seit dem ersten Ölpreisschock kontinuierlich gestiegen (vgl. Abb. 2). Darüber hinaus hat die Produktion von Erdöl aus Ölsanden bereits im Jahr 2001 die konventionelle Erdölförderung in Alberta überstiegen. Diesen Entwicklungen liegen signifikante Investitionen der Mineralölindustrie, basierend auf weltweit gestiegener Nachfrage und den daraus resultierenden hohen Rohstoffpreisen, zu Grunde. Der Anteil getätigter Investitionen der Mineralölindustrie in Alberta im Vergleich zu Kanada liegt seit den Ölpreisschocks bei etwa 70 % (vgl. Tab. 1). Die Verwendung der Investitionen hat sich im Zeitablauf aber, wie

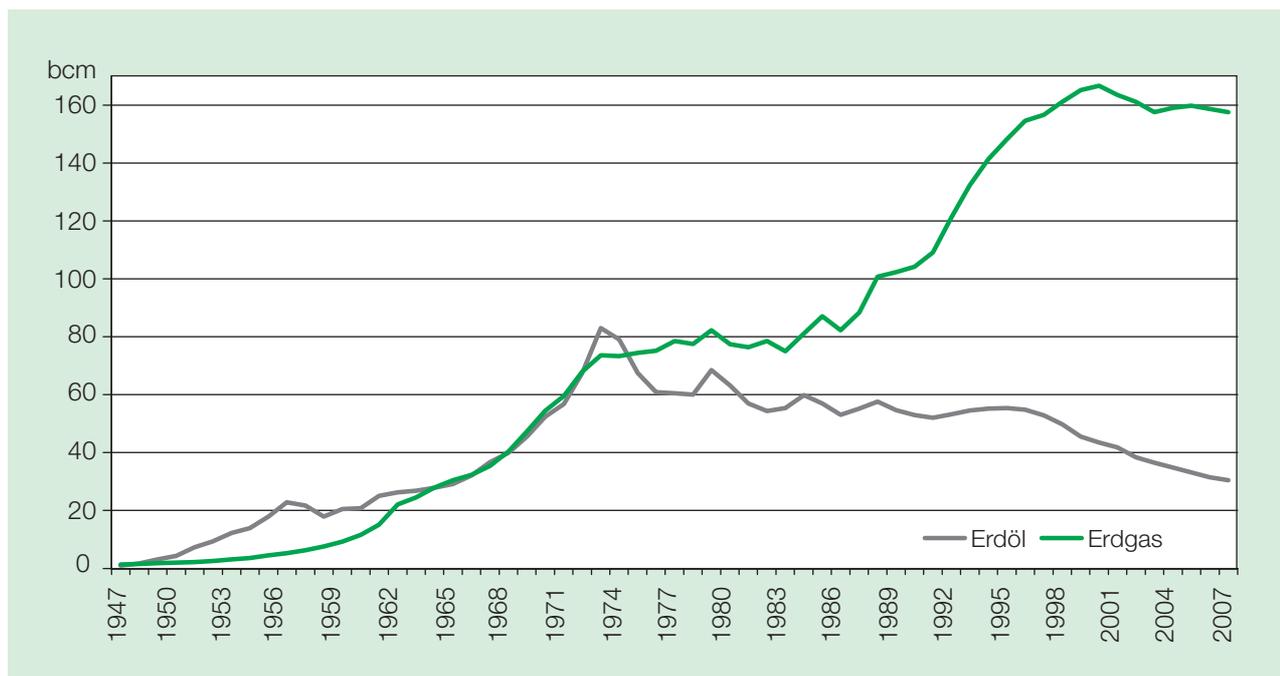
bereits oben dargestellt, zu Gunsten von Erdgas und unkonventioneller Erdölförderung verlagert.

Die Betrachtung der Ausgaben des Industriesektors spiegelt die Entwicklung der Rohstoffwirtschaft in Alberta wider. Die ursprüngliche Erschließung der Rohstoffe um 1950 war mit hohen Ausgaben für Erforschung und Entwicklung verbunden und entsprach etwa 87 % der Ausgaben. Die Produktion von Rohöl und Erdgas erhöhte sich in Folge der globalen Ölpreiskrise. Der wesentliche Anteil der Ausgaben der Industrie erfolgte für den Betrieb der Förderanlagen und entsprach fast 37 % der Gesamtausgaben. In den vergangenen Jahren ist zum einen der Trend zur Erschließung von (vorab unwirtschaftlichen) Vorkommen zu beobachten, zum anderen aber auch der wesentliche Anteil der Zahlungen für Förderlizenzen durch die Unternehmen. Auf diesen Punkt wird in Abschnitt 2.4 noch detailliert eingegangen.

2.3 Kohle

Neben Erdöl und Erdgas ist die Kohle der weltweit am häufigsten verwendete Energieträger zur Elektrizitätserzeugung. Kanada steht an zehnter Stelle der weltweit bewiesenen Kohlereserven, wobei 70 % der Kohle in der Region Alberta vorhanden ist. Die Mehrheit der produzierten Kohle (37 Mt) wird durch umliegende Kraftwerke in der Elektrizitätserzeugung genutzt (25 Mt), ist durch Langfristverträge gebunden und deckt damit zwei Drittel

Abbildung 2: Erdöl- und Erdgasproduktion in Alberta (1947–2007)



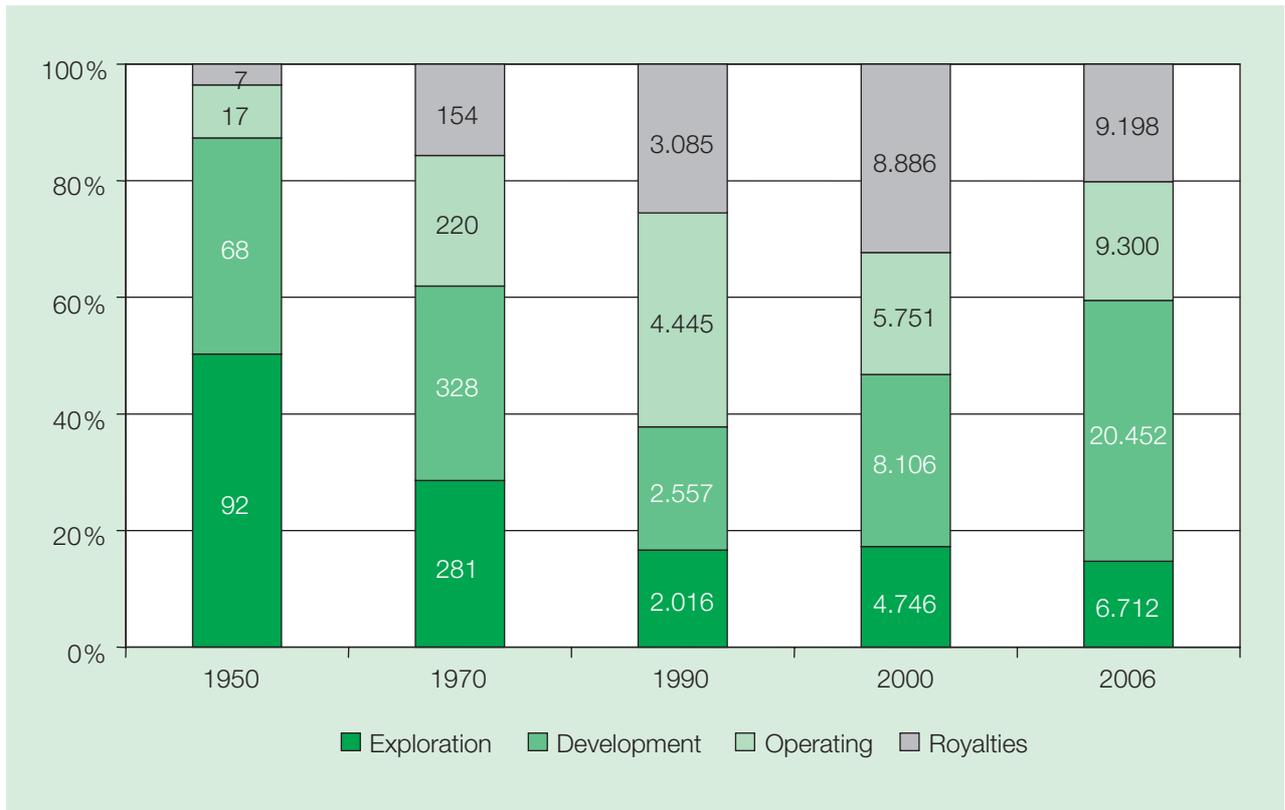
Quelle: *Statistical Handbook, Canadian Association of Petroleum Producers.*

Tabelle 1: Nettoausgaben der Mineralölindustrie in Alberta und Kanada (in Mrd. C\$)

	1950	1970	1990	1995	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Alberta	0,182	0,989	12,114	15,635	27,489	30,763	24,368	30,138	34,569	44,982	45,662
Kanada	0,194	1,414	15,325	21,281	37,590	42,584	35,359	44,310	49,091	62,567	65,148

Quelle: Statistical Handbook, Canadian Association of Petroleum Producers.

Abbildung 3: Struktur der Ausgaben der Mineralölindustrie in Alberta (in Mill. C\$)



Quelle: Statistical Handbook, Canadian Association of Petroleum Producers.

des Elektrizitätsbedarfs der Region ab. Von den 18 großen Abbauminen mit einer Produktionskapazität von mehr als 1 Mt pro Jahr befinden sich neun in Alberta: Vier produzieren Koks-kohle (2 Mt) und die restlichen fünf Steinkohle (25 Mt). Erst in den vergangenen Jahren sind einige neue Kohlekraftwerke an das Elektrizitätsnetz angeschlossen worden, neue Projekte werden jedoch mit der Realität der CO₂-Vermeidung konfrontiert. Neuere Technologien, wie z. B. CO₂-Abscheidung und -Speicherung finden hier Anwendung.

Der Kohle wird auch in Bezug auf die Produktion von Erdgas hohe Bedeutung beigemessen. Das so genannte „coalbed methane“ (CBM) ist ein hochwertiges Erdgas, das in einigen Kohlevorkommen vorhanden und damit eine nicht vernachlässigbare Energiequelle ist. Bereits

im Jahr 2006 wurden 4,6 bcm in der Region Alberta produziert.

2.4 Mineralölindustrie und Einnahmen der Region Alberta

Der Haushalt der Region Alberta verzeichnet nicht zuletzt einen deutlichen Überschuss aufgrund von Gebühren, die bei der Förderung von Erdöl, Erdgas, und Kohlen durch die Unternehmen entrichtet werden (so genannte ROYALTIES). In Alberta sind 80 % der Reserven im Besitz der Region selbst, wobei die restlichen 20 % dem Land Kanada (zum Beispiel Naturschutzgebiete) gehören. Die Förderlizenzen setzen sich aus dem Preis, den das

Tabelle 2: Überblick fossiler Energieträger in Alberta

	Erdgas	Erdöl	Ölsand	Kohlen
Bestätigte Reserven	41 tcf ^a	1,6 Mrd. bbl	315 Mrd. bbl	33,5 Gt
Ressourcen	92 tcf	4,5 Mrd. bbl	1,7 Bill. bbl	6.200 Gt
Produktion	5,1 tcf (davon 167 bcf aus CBM)	600.000 bbl/Tag	1,126 Mill. bbl/Tag	0,0367 Gt
Royalties (2006/07)	5,988 Mrd. C\$	1,273 Mrd. C\$ ^b	2,4 Mrd. C\$	11,6 Mill. C\$

a) Trillion cubic feet (tcf) = Billionen Kubikfuß – b) Für das Wirtschaftsjahr 2004/05.

Quelle: Alberta Energy.

Förderunternehmen für das Recht zur Erschließung und Förderung einer Ressource an die Region zu zahlen hat, und den Lizenzgebühren für die Produktion zusammen. Die Höhe der jeweils zu zahlenden Lizenzen hängt, je nach Rohstoff, von mehreren Faktoren ab, die im Folgenden kurz erläutert werden.

Beim **Erdöl** bestimmt sich die jeweilige Gebühr durch den Ölpreis sowie die Ölqualität, die Produktivität der Quelle sowie den „Jahrgang“ der Quelle (Klassifizierung der Ölquelle). Hier wird nach Quellen, die vor April 1974 (OLD OIL), nach März 1974 (NEW OIL), sowie nach Quellen, die nach September 1992 erschlossen wurden (THIRD TIER WELLS), unterschieden. Hierbei sind die zu zahlenden Lizenzgebühren umso niedriger, je älter die Ölquelle ist. Die zu zahlenden Lizenzgebühren haben sowohl eine Untergrenze (für Quellen mit einer Produktivität von weniger als 190,7 m³ Öl im Monat) als auch eine Obergrenze (je nach Klassifikation der Quelle). THIRD TIER WELLS, die eine geringere Produktivität als 20 m³ pro Monat haben, müssen keine Lizenzen zahlen.

Die zu zahlenden Lizenzgebühren für Öl aus **Ölsand** wurden speziell angepasst, um die deutlich höheren Kapitalkosten sowie das höhere Risiko zu berücksichtigen. Lizenzgebühren werden erst fällig, wenn das Förderunternehmen alle Kosten eines Projektes plus einen festgesetzten Gewinn amortisiert hat. Ab diesem Zeitpunkt muss das Maximum von 1 % des Bruttogewinns des Projekts oder aber 25 % des Nettogewinns des Projekts als Abgaben gezahlt werden.

Ähnlich wie beim Erdöl werden die Lizenzgebühren für **Erdgas** je nach Erschließungszeitpunkt bestimmt (vor 1974 und nach 1973). Zusätzlich werden qualitätsabhängige Komponenten eingeführt (je höher der Methananteil, desto höher der Brennwert). Darüber hinaus wird der (inflationsbereinigte) Erdgaspreis in die Berechnung einbezogen.

Für **Braun- und Steinkohle** existieren differenzierte Lizenzgebühren. Der Preis je geförderter Menge Braunkohle

beträgt 0,55 C\$. Für Steinkohle wird wieder unterschieden zwischen dem Zeitraum vor und nach Amortisierung jeglicher Kosten. Für den Zeitraum vor der Amortisation beträgt die Lizenz 1 % des Minenertrages, danach 1 % des Minenertrages plus 13 % des Nettoertrages.

Die wichtigste Einnahmequelle aus Lizenzgebühren für die Region Alberta im Zeitraum 2005 bis 2006 ist demnach die Erdgasproduktion (vgl. auch Tab. 2).

3. Zusammenfassung / Ausblick

Fossile Energieträger sind Grundbestandteil des ökonomischen Erfolges der Region Alberta: Etwa 70 % der produzierten Kohle Kanadas, 75 % des Erdgases und 23 % des konventionellen Erdöles stammen von hier. Unter Berücksichtigung internationaler Rohstoffpreisentwicklungen ergibt sich potenziell zu produzierendes Erdöl aus Ölsand, welches 82 % der kanadischen Ressourcen entspricht. Dies stärkt die Position der Region Alberta im zunehmenden Wettbewerb der Industrie- und Schwellenländer um Rohstoffe. Eine weiterhin steigende Nachfrage nach Energieträgern nicht nur des unmittelbaren Exportlandes USA wird auch in Zukunft durch regulierte Förderlizenzen die Staatseinnahmen signifikant stützen. Die derzeitige Forschung der Region befasst sich zum einen mit Technologie- und Innovationsfortschritten im Bereich der nachhaltigen Energieversorgung, insb. bei der Verstromung von Kohle, und zum anderen mit der effizienten Erschließung des Ölsandes und des Erdgases in Kohlenvorkommen.

¹ Eine detaillierte Auflistung aller laufenden Anlagen, Projekte und in Bau befindlicher Fördergebiete findet sich unter http://www.energy.gov.ab.ca/LandAccess/pdfs/OilSands_Projects.pdf

² Der größte Anteil des produzierten Erdgases wird im Industriesektor verbraucht (60 %), der restliche Teil wird zu Heizzwecken genutzt.