

Die schweizerische Erdöl- und Erdgasfrage 1984

Autor(en): **Büchi, Ulrich P.**

Objektyp: **Article**

Zeitschrift: **Bulletin der Vereinigung Schweiz. Petroleum-Geologen und -
Ingenieure**

Band (Jahr): **51 (1985)**

Heft 121

PDF erstellt am: **26.09.2024**

Persistenter Link: <https://doi.org/10.5169/seals-209183>

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Inhalten der Zeitschriften. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern.

Die auf der Plattform e-periodica veröffentlichten Dokumente stehen für nicht-kommerzielle Zwecke in Lehre und Forschung sowie für die private Nutzung frei zur Verfügung. Einzelne Dateien oder Ausdrucke aus diesem Angebot können zusammen mit diesen Nutzungsbedingungen und den korrekten Herkunftsbezeichnungen weitergegeben werden.

Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Die systematische Speicherung von Teilen des elektronischen Angebots auf anderen Servern bedarf ebenfalls des schriftlichen Einverständnisses der Rechteinhaber.

Haftungsausschluss

Alle Angaben erfolgen ohne Gewähr für Vollständigkeit oder Richtigkeit. Es wird keine Haftung übernommen für Schäden durch die Verwendung von Informationen aus diesem Online-Angebot oder durch das Fehlen von Informationen. Dies gilt auch für Inhalte Dritter, die über dieses Angebot zugänglich sind.

Die schweizerische Erdöl- und Erdgasfrage 1984

von ULRICH P. BÜCHI¹⁾

Abstract on Swiss Exploration

In 1984 the seismic investigation for the third phase petroleum and gas exploration program in Switzerland was continued. The new seismic lines with a total length of 570 km partly complete the existing network but also cover unexplored areas along the alpine border.

In June 1984 the canton Lucerne granted the concession for the gas production from the Entlebuch 1 - gaswell. The construction of the pipeline and the production installations could be completed in November 1984.

Im Berichtsjahr ist der Erdölverbrauch gemäss Import-Statistik der Schweiz um 428'890 t gesunken.

1973	14606449 t	1979	12770752 t
1974	13355836 t	1980	12648370 t
1975	12223201 t	1981	11186275 t
1976	12888348 t	1982	10758240 t
1977	12970439 t	1983	11962873 t
1978	13181464 t	1984	11533983 t

Die schweizerische *Energiebilanz* (Primärverbrauch) weist bei den Erdölprodukten eine geringe Abnahme auf.

	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984
	%	%	%	%	%	%	%
Erdölprodukte	75,0	73,0	71,4	68,8	67,7	67,6*	66,4*
Elektrizität	17,3	18,4	18,6	19,2	19,9	20,0	20,0
Gas	3,7	4,3	4,9	5,5	6,0	6,5	7,1
Kohle	1,4	1,4	2,0	3,0	2,7	2,2	2,8
Holz	1,2	1,4	1,4	1,6	1,7	1,6	1,5
Müll, Industrielle Abfälle	0,5	0,6	0,5	0,7	0,7	0,8	0,9
Fernwärme	0,9	0,9	1,2	1,2	1,3	1,3	1,3
Endenergieverbrauch	100	100	100	100	100	100	100

* davon entfallen ca 28,1% auf flüssige Treibstoffe und ca 38,3 auf flüssige Brennstoffe.

1) Dr. U.P. BÜCHI, Eggenbergstrasse 9, 8127 Forch

1. Die Erdöl- und Erdgasforschung in der Schweiz

Dem Rechenschaftsbericht der Swisspetrol entnehmen wir die nachstehenden Angaben und Informationen:

Im Berichtsjahr wurden 570 km seismische Linien vermessen. Zusammen mit den im Vorjahr vermessenen Linien (492 km) und den vorgesehenen Messlinien im Jahre 1985 (zirka 600 km), werden sich die Profilkilometer ab dem 3. Forschungsprogramm auf über 1600 km summiert haben.

Damit wird ein erstes Ziel erreicht, das darin besteht, das bisherige gesamtschweizerische Messnetz zu verdichten. Gleichzeitig werden noch einige, bis heute nicht vermessene, voralpine Gebiete erfasst. Mit dem Erreichen dieses ersten Zieles sollte Swisspetrol in der Lage sein, nicht nur einige neue Bohrpunkte bestimmen zu können, sondern auch die Wahl zwischen mehreren bohrwürdigen Strukturen zu haben. Bei den zukünftigen Bohrbeschlüssen werden die Grösse der vorgefundenen Strukturen in Relation zu den Bohrkosten gebracht, um die Mittel optimal einzusetzen. Auch hier sei zur Illustration erwähnt, dass eine Mittellandbohrung mit 2000 m Bohrtiefe zirka 15 Millionen Franken, eine voralpine Bohrung mit 5000 m Bohrtiefe zirka 45 Millionen Franken kostet.

In den letzten Geschäftsberichten der Swisspetrol wurde über den Erdgasfund mit der Bohrung Entlebuch 1 orientiert und Sie über den Stand und den Abschluss eines Erdgasliefervertrages, am 1. Juli 1983, zwischen der LEAG und der SWISS-GAS, informiert. Schon während der Verhandlungen über den Erdgasliefervertrag wurden Massnahmen für die zukünftige Erdgasförderung getroffen. So das Gesuch um eine Ausbeutungskonzession beim Luzerner Regierungsrat, auf welche die LEAG gemäss ihrer Schürfkonzession Anspruch hatte, die Sicherstellung der Finanzierung der Investitionskosten durch ein Luzerner Bankenconsortium und die Abklärung des Zeitpunktes für die Unterbrechung der TRANSITGAS-Leitung Holland-Italien (Durchmesser 86,4 cm), um das Anschlussrohrstück der LEAG-Pipeline (Durchmesser 11,4 cm) einschweissen zu können. Die Einschweissung des 2,5 m langen und zirka 3 Tonnen schweren T-Rohrstückes erfolgte bereits Anfang August 1983. Zur selben Zeit wurden die Verhandlungen mit den Grundeigentümern bezüglich der Durchleitungsrechte aufgenommen. Im Dezember 1983 erteilte der Bundesrat die Rohrleitungskonzession. Diese beinhaltet auch ein eidg. Enteignungsrecht, welches aber dank erfreulichem Verständnis der betroffenen Grundeigentümer nicht beansprucht werden musste.

Bereits im September 1983 erteilte die Gemeinde Entlebuch die Baubewilligung für den Betriebsplatz in Finsterwald. Im Mai 1984 erhielt die LEAG sodann vom Bundesamt für Energiewirtschaft die Plangenehmigung für die Pipeline und die Tieftemperatur-Gastrocknungsanlage (CFA Coldfrac-Anlage). Die Bau- sowie der grösste Teil der Installationsaufträge konnten bei schweizerischen Firmen plaziert werden.

Am 22. Juni 1984 erteilte der Luzerner Regierungsrat der LEAG die Ausbeutungskonzession für fünfzig Jahre. Ohne präjudizierende Wirkung für zukünftige Ausbeutungskonzessionen im Kanton Luzern ist der Regierungsrat der LEAG, im Hinblick auf die verhältnismässig kleine Fördermenge, in verdankenswerter Weise bei der Förderabgabe entgegengekommen.

Im Juli 1984 begann die Montage der Gastrocknungsanlage in Finsterwald. Der Leitungsbau für die 5,950 km lange Pipeline stand unter Termindruck, denn einerseits durfte man wegen der landwirtschaftlichen Nutzung der Wiesen nicht vor dem 15. August beginnen, und andererseits wollte man den Leitungsbau vor dem Winter einbruch abschliessen können. Trotz teilweise schlechter Wetterbedingungen und widriger Untergrundverhältnisse (Moor), konnte das eidg. Rohrleitungsinspektorat die Pipeline, die Schieber- und Molchstationen in Finsterwald und die Mess- und Übergabestation in Entlebuch-Wilzigen im November 1984 abnehmen.

Im Erdgasliefervertrag ist als Liefertermin der 1. April 1985 festgelegt worden, wobei die LEAG je nach Baufortschritt die Möglichkeit hatte, den Liefertermin unter frühzeitiger Vorankündigung vor- oder nachzuverschieben. Die LEAG wäre im Dezember 1984 lieferbereit gewesen, doch fehlten wegen Lieferschwierigkeiten noch die Fernmess- und Fernsteuereinrichtungen, die es der SWISSGAS erlauben, das Ablesen der Messdaten und die Steuerung der Übergabestation von ihren Zentralen aus vorzunehmen. Die Parteien haben sich deshalb geeinigt, den Beginn der Erdgaslieferungen auf den 1. April 1985 zu belassen.

Auch die nachstehenden Ausführungen über die Exploration in den Konzessionsgebieten der SEAG, LEAG, SAdH, BEAG, Petrosvibri SA und der Juragesellschaften sind dem Geschäftsbericht der Swisspetrol entnommen. Gemäss mündlicher Mitteilung durch BP (Schweiz) erfolgten im Konzessionsgebiet der FREAG keine Forschungsarbeiten.

1.1. SEAG, Aktiengesellschaft für schweizerisches Erdöl, Zürich

SWISSPETROL-Beteiligung: 66,72%

In den beiden seismischen Kampagnen des Berichtsjahres wurden in 2,75 Monaten total 247 Profilkilometer vermessen.

Im Gebiet südlich des Bodensees wurden im Zeintraum vom 16. Mai bis 14. Juli 1984 fünf Profillinien vermessen. Eine Messstrecke verläuft quer durch die Stadt St. Gallen.

In der zweiten Messkampagne vom 5. November bis 22. November 1984 wurden im Raum Wil SG vier Profillinien vermessen.

Die seismischen Feldmessungen umfassen die bereits erwähnten 247 Profilkilometer, 4332 Vibratorpunkte, 807 Bohrmeter (Lanzen) und 3339 Aufzeitbohrmeter.

Leider wurden die Feldarbeiten durch einen schweren Verkehrsunfall überschattet, dem zwei Mitarbeiter der Prakla France zum Opfer fielen.

Im Raume der Nordostschweiz wurden durch die ETH Zürich gravimetrische Messungen durchgeführt, welche 2845 Messpunkte umfassen. Wegen des starken Frostes konnten die Messungen noch nicht abgeschlossen werden. Die vorläufige Auswertung der Daten dürfte Mitte 1985 vorliegen.

Dauer der Konzession bis 31. Dezember 1990.

1.2. *LEAG, Aktiengesellschaft für luzernisches Erdöl, Luzern*

SWISSPETROL-Beteiligung: 34,2%

Im Berichtsjahr wurden im Zeitraum vom 16. Juli bis 31. August 1984 in 1,6 Truppmonaten 156 Profilkilometer vermessen.

Im Nordteil der Konzession wurde eine Ost-West-Linie über die alte Erdölbohrung Altishofen bis zum Hallwiler See gezogen und es wurden noch vorhandene Messlücken geschlossen.

Im Südwesten des Konzessionsgebietes erfolgte eine Verdichtung des früheren Vermessungsnetzes westlich von Entlebuch durch neue Profile.

Ausserdem erfolgte für das Gebiet Pfaffnau-Altishofen ein Reprocessing mehrerer Profile des seinerzeitigen Auftrages «Ostschweiz-Luzern 1960».

Auch im LEAG-Gebiet ereignete sich leider ein schwerer Verkehrsunfall, bei dem ein Automobilist getötet und dessen Gattin schwer verletzt wurde.

Die Feldmessungen im Zeitraum vom 16. Juli 1984 bis 31. August 1984 umfassten die erwähnten 156 Profilkilometer, 2217 Vibratorpunkte, 391 Bohrmeter (Lanzen) und 411 Aufzeitbohrmeter.

Des weitern wurde parallel zu diesen Feldarbeiten der Bau der Gastrocknungsanlage in Finsterwald, der Pipeline von Finsterwald nach Entlebuch und der Einspeisestation in Entlebuch durchgeführt und abgeschlossen.

Dauer der Konzession bis 20. Juli 1989.

1.3. *BEAG, Bernische Erdöl AG, Bern*

SWISSPETROL-Beteiligung: 49,28%

Die Forschungsarbeiten im Berichtsjahr umfassten umfangreiche Interpretationsarbeiten der bestehenden Seismik, welche vor allem der Vorbereitung der für das Jahr 1985 vorgesehenen seismischen Kampagne dienen.

Im weiteren erfolgte eine umfassende geologische Synthese des gesamten Gebietes zur Schaffung von Schwerpunkten im Blick auf die zukünftige Exploration.

Dauer der Konzession im Kanton Bern bis 31. Dezember 1985.

Dauer der Konzession im Kanton Freiburg bis 31. Oktober 1986.

1.4. *SAdH, Société Anonyme des Hydrocarbures, Lausanne*

SWISSPETROL-Beteiligung: 47,48%

Im Berichtsjahr wurden in einem Truppmonat 85 seismische Profilkilometer vermessen. Als Regionalprofil wurde das Petrosvibri-Profil Montreux—Vevey nach West-Nord-West bis zum Lac de Joux verlängert.

Ein weiteres Profil liegt voll im Jura und verläuft über Romainmôtier nach Westen bis zur französischen Grenze. Trotz der komplizierten Tektonik sind die Resultate befriedigend.

Das dritte Profil der Messkampagne verläuft im Mittelland. Es kreuzt das Nordende der Mormont-Antiklinale und erreicht im Nordosten die Struktur von Cuarny.

Die Messungen umfassen im Zeitraum vom 1. September bis 26. September 1984, ausser den erwähnten 85 Profilkilometern, 1467 Vibratorpunkte und 150 Bohrmeter (Lanzen).

Dauer der Konzession bis 30. Juni 1986 (jährliche Verlängerung).

1.5. *Petrosvibri SA, Vich VD*

SWISSPETROL-Beteiligung: 51%

Im Berichtsjahr gelangten in 1,2 Truppmonaten total 82 Profilkilometer zur Vermessung.

Wegen der grösstenteils schlechten Reflexionsbedingungen wurden vor Beginn der eigentlichen Messungen Testarbeiten durchgeführt.

Zur Absicherung des Kurzzeitengebietes von Vevey-Montreux nach Süden verblieb aus topografischen Gründen nur die Uferstrasse Montreux-Villeneuve, was zu etwelchen technischen Schwierigkeiten führte. Im Gebiet des Kantons Waadt wurden insgesamt 41 Profilkilometer vermessen.

Mit Datum vom 9. April 1984 und Wirkung ab 15. Mai 1984 erteilte der Regierungsrat des Kantons Wallis der Petrosvibri SA eine Schürfkonzession für das gesamte untere Rhônetal. Die Konzession ist jährlich zu verlängern.

Im Kanton Wallis wurden ebenfalls insgesamt 41 Profilkilometer vermessen.

Die Feldmessungen umfassen die erwähnten 82 Profilkilometer, 1581 Vibratorpunkte, 25 Bohrmeter (Lanzen) und 1086 Aufzeitbohrmeter.

Dauer der Konzession im Kanton Waadt bis 31. Juli 1985. Konzession für Tiefenprospekt eingereicht.

Dauer der Konzession im Kanton Wallis bis 15. Mai 1986 (jährliche Verlängerung).

1.6. *Jura-Gesellschaften*

SWISSPETROL-Beteiligung: je 51%

Jura Soleurois Pétrole SA, Solothurn

Baselland Petrol AG, Binningen

Jura Pétrole SA, Delémont

Im Berichtsjahr wurden vor allem paläogeografische Studien durchgeführt, die als Grundlage für den Ansatz von neuen Explorationen im Feld dienen.

Dauer der Konzessionen:

Solothurn, bis 31. Mai 1989

Baselland, bis 3. September 1985, Verlängerung eingereicht

Jura, bis 31. Juli 1986

Jura Vaudois Pétrole SA, Lausanne

Jura Bernois Pétrole SA, Moutier

Derzeit keine Konzessionen.

2. Raffinerien

Die nachstehenden Daten und Tabellen über Rohölverarbeitung und Leistungen der Pipelines sind dem Geschäftsbericht 1984 der Erdöl-Vereinigung entnommen worden.

2.1. Produktionsstatistik

Art der Produkte	1983			1984			Genre de produit
	Inlandmarkt Marché intérieur t	Export t	Total t	Inlandmarkt Marché intérieur t	Export t	Total t	
Flüssiggase	99 804	39 054	138 858	112 427 ¹	26 239	138 666	Gaz liquéfiés
Leichtbenzin (LVN)	18 895		18 895	8 338		8 338	Essence légère (LVN)
Superbenzin	906 799	113	906 912	790 795	2 415	793 210	Supercarburant
Normalbenzin	206 641		206 641	182 296 ⁴		182 296	Essence normale
Leuchtpetrol	4 761		4 761	3 299		3 299	Pétrole lampant
Flugpetrol	253 838	7	253 845	253 758	7	253 765	Carburant pour réacteurs
Dieseltreibstoff	252 171	5 980	258 151	283 584	13 096	296 680	Carburant Diesel
Heizöl Extra-Leicht	1 512 453	8	1 512 461	1 458 644		1 458 644	Huile de chauffage extra-légère
Heizöl Mittel	30 192	6 031	36 223	23 556	246	23 802	Huile de chauffage moyenne
Heizöl Schwer	641 440	41 434	682 874	628 325 ²	77 867	706 192	Huile de chauffage lourde
Bitumen	115 915		115 915	138 381		138 381	Bitumes
Schwefel	2 711		2 711	2 878		2 878	Soufre
Subtotal	4 045 620	92 627	4 138 247	3 886 281	119 870	4 006 151	Total partiel
Eigenverbrauch	180 820		180 820	174 425 ³		174 425 ³	Consommation propre
Total	4 226 440	92 627	4 319 067	4 060 706	119 870	4 180 576	Total

2.2 Aufgliederung der Verarbeitung nach Raffinerien

	Rohöl to	Produkte, Spikes to	Total to
Raffinerie du Sud-Ouest SA	1'231'105	100'615	1'331'720
Raffinerie de Cressier SA	2'748'379	—	2'748'379
Raffinerie Rheintal AG	—	61'315	61'315

3. Pipelines

Rohrleitungen 1984¹

Oléoducs en 1984¹

Name	Güterart	Genre de produit	Total	Betriebsstunden	Durchschnittlicher Stunden-satz
Nom			Total	Heures d'exploitation	Performance moyenne horaire
			t	h	t/h
Oleodotto del Reno	Rohöl (Transit)	Pétrole brut (transit)	7 649 317		
	verunreinigtes Heizöl	Huile de chauffage non traitée	168 049		
	Spikes ² (Transit)	Spikes ² (transit)	89 858	7 294	1 048
davon/dont Sennwald	verunreinigtes Heizöl	Huile de chauffage non traitée	61 315	37	1 677
Oléoduc du Jura Neuchâtelois	Rohöl	Pétrole brut	2 735 413	5 826	470
Oléoduc du Rhône	Rohöl Spikes ² Heizöle	Pétrole brut Spikes ² Huiles de chauffage	1 238 255 59 484		
SAPPRO	Benzine Flugpetrol	Essences Carburant pour réacteurs	39 845 145 527	3 491	383
	Dieseltreibstoff Heizöle	Carburant Diesel Huiles de chauffage	255 875 50 246		
RSO-Vouvry	Heizöle	Huiles de chauffage	631 005	3 246	334
		Huiles de chauffage	41 375	1 181	35

¹ Unverzollte Produkte und Flugtreibstoffe inbegriffen

² Spikes sind vorverarbeitetes Einsatzmaterial für die Raffinerien (Halbfertigprodukte)

¹ y compris produits non dédouanés et carburant pour réacteurs
² on appelle spikes la matière prétraitée alimentant les raffineries (produits semi-finis)

4. Gasindustrie

Die nachstehenden Ausführungen wurden von Herrn Dr. Walter HUNZINGER, Präsident der SWISSGAS AG und der SWISSGAS-SPEICHER AG, zur Verfügung gestellt.

4.1 *Die schweizerische Gaswirtschaft im Jahre 1984*

Die Gasabgabe der schweizerischen Gasindustrie im Jahre 1983 betrug 15214 GWh (1983: 13564 GWh); hievon gingen an Fernheizungen und zur Stromerzeugung 1197 GWh (1983: 1242 GWh). Der Gasendverbrauch belief sich damit auf 14017 GWh, was einer Zunahme von 13,8 Prozent (1983: 11,4 Prozent) entspricht. Der schweizerische Gesamtenergieverbrauch nahm erneut zu, und zwar um 4,3 Prozent (Vorjahr + 2,9 Prozent) und wird mit 197953 GWh (1983: 189714 GWh) ausgewiesen.

Der Anteil des Gases am Gesamtenergiebedarf erhöhte sich von 6,5 auf 7,1 Prozent (unter Einschluss der Gasabgabe zur Stromerzeugung und für Fernheizwerke von 7,1 auf 7,7 Prozent). Der Verbrauch an flüssigen Brenn- und Treibstoffen reduzierte sich erneut leicht von 67,6 Prozent auf 66,4 Prozent. Dabei ging der Bedarf an «Heizöl schwer» erneut um 14,4, Prozent, jener des «Heizöls leicht» um 5,5 zurück, während der Treibstoffverbrauch erneut um 3,8 Prozent zugenommen hat. Die Elektrizität verzeichnet eine Zuwachsrate von 4,3 Prozent und deckte 20,0 Prozent des Energiebedarfs unseres Landes.

Das Gas als drittichtigster Energieträger hat demnach wiederum die grösste Zuwachsrate und leistete damit weiterhin einen bedeutenden Beitrag an die Ölsubstitution. Der Gasanteil ist erneut grösser als jener der Kohle, des Holzes, der Industrieabfälle und der Fernwärme zusammen.

Wo immer Erdgas anstelle eines anderen fossilen Brennstoffes eingesetzt wird, entsteht eine signifikante Schadstoffentlastung der Umwelt.

Die Gasbezugspreise folgten wie bisher weitgehend den Preisen des internationalen Ölmarktes; unter Berücksichtigung der Energiesparvorteile und der Umweltfreundlichkeit blieb das Gas konkurrenzfähig.

Der Gasbezug erfolgte wie bisher auf Basis langfristiger Verträge aus Holland und der Nordsee.

4.2. *SWISSGAS AG*

Gasabgabe und Beschaffungsprojekte

Die SWISSGAS hat aus ihren beiden Verträgen mit SNAM SpA Mailand und RUHRGAS AG Essen insgesamt 13130 GWh (1983: 11777GWh) ausschliesslich den Regionalgesellschaften GASVERBUND MITTELLAND AG (GVM), GASVERBUND OSTSCHWEIZ AG (GVO), GAZNAT SA und ERDGAS ZENTRAL-SCHWEIZ AG (EGZ) geliefert und damit rund 80,7 Prozent des Gesamtbedarfs gedeckt. GVM hat aufgrund bereits vor der Gründung der SWISSGAS AG abgeschlossener Verträge mit der GASVERSORGUNG SÜDDEUTSCHLAND GmbH (GVS) und der GAZ DE FRANCE (GdF) im Berichtsjahr 2856 GWh, d.h. rund 45 Prozent ihres Bedarfs bezogen. GVO deckte sich aus einem im Vorjahr mit GVS/RUHRGAS abgeschlossenen Vertrag mit 104 GWh ein.

Langfristige Sicherung der Gasversorgung

Die Erdgasbeschaffung stellte auch im abgelaufenen Geschäftsjahr einen der Schwerpunkte der Tätigkeit der SWISSGAS dar. Die durchwegs positiven Erfahrungen mit Erdgasbezügen aus den Niederlanden und via RUHRGAS aus der Nordsee sprechen für eine Fortsetzung der bewährten Zusammenarbeit mit diesen Lieferanten im Rahmen neuer Beschaffungsprojekte.

Nachdem die niederländische Regierung ihre Erdgas-Exportpolitik neu formuliert hat, konnte SWISSGAS Verhandlungen mit der GASUNIE für den Abschluss eines neuen Bezugsvertrages aufnehmen, womit zusätzliche Holland-Gas-Mengen über die Jahrhundertwende möglich werden. Eine entsprechende Grundsatzvereinbarung konnte am 15. Mai 1985 unterzeichnet werden.

Die Verhandlungen mit RUHRGAS im Hinblick auf eine Verlängerung des Nordsee-Gas-Vertrages über das Jahr 2000 hinaus sind weit gediehen und dürften im Sommer 1985 abgeschlossen werden.

4.3. Erdgasspeicherung

Die Sondierbohrung Homburg I von 1983 hat den Nachweis geliefert, dass im Bereiche des thurgauischen Seerückens geologische Strukturen bestehen, welche sich in ihrer vertikalen Folge für die Anlage eines Aquiferspeichers grundsätzlich eignen können. In einem nächsten Schritt galt es, die Ungewissheiten über die horizontale Situation, insbesondere über die Hochlage und den allseitigen Abschluss näher abzuklären. Zu diesem Zweck wurden zwei Bohrungen auf dem Gebiet der Gemeinde Steckborn und Berlingen angesetzt. Die Bohrung Steckborn 1 wurde am 16.12.1983 begonnen und am 28.1.1984 mit einer Endtiefe von 632 m beendet. Das Standrohr weist einen Durchmesser von 9 5/8'' (24,4 cm) und eine Tiefe von 19,6 m auf. Von 19,6 - 600 m wurde die Bohrung mit einer Verrohrung von 7'' (17,8 cm) versehen. Während des Rohreinbaues sind massive Spülungsverluste eingetreten; die Kluftzone konnte nicht abgedichtet werden; demzufolge liess sich auch die Zementation nicht vollenden. Der Zementkopf steht mit Sicherheit bei 311 m Tiefe; bis 600 m Tiefe dürfte die Zementation gut sein, konnte jedoch noch nicht durch eine Verifikationsmessung, die noch folgen muss, bestätigt werden.

Die Bohrung Berlingen 2 wurde am 16.2.1984 mit dem Setzen des Standrohres von 9 5/8'' (24,2 cm) Durchmesser bis 30,6 m Tiefe eingeleitet. Sie wurde am 29.2.1984 in 505 m Gesamttiefe abgeschlossen und bis 474,3 m Tiefe mit einer Verrohrung von 7'' (17,8 cm) ausgerüstet. Während des Rohreinbaues stellten sich wie bei der Bohrung Steckborn 1 Spülungsverluste ein, die durch Kluftzonen in 75 m Tiefe verursacht sein müssen. Diese Klüfte haben die Zementation bis zur Oberfläche ebenfalls verhindert. Auch hier ist eine Verifikationsmessung der Zementqualität vorzunehmen.

Beide Bohrungen wurden nach Erreichen der Oberen Meeresmolasse (OMM) und nach Durchqueren des aus einem Sandwich-Paket Sandstein/Nagelfluh/Sandstein bestehenden Leithorizontes abgebrochen. Während der ganzen Bohrung wurden nur unbedeutende Gasindikationen festgestellt.

Die Speicherstruktur Seerücken kann aufgrund der heute vorliegenden Erkenntnisse im Osten, Süden und Westen als wahrscheinlich gesichert gelten. Im Norden wurden sowohl Störungen als auch ein Schichtfallen in nördlicher Richtung grossräumig festgestellt. Es ist deshalb notwendig, den Nordabschluss der Struktur nach-

zuweisen. Dazu soll eine kleinkalibrige Bohrung im Bereich des Bodenseeufers niedergebracht werden. Wenn sie zu einem positiven Ergebnis führen sollte, wird ein neues Explorationsprogramm mit Detail-Strukturabklärungen — mittels Seismik und/oder Bohrungen — auszuarbeiten sein, um den allseitigen Abschluss der Struktur definitiv zu bestimmen.

Parallel dazu wird seit drei Jahren auch die Frage der Lagerung von flüssigem Erdgas (LNG) durch eine SWISSGAS-Arbeitsgruppe geprüft. Die SWISSGAS-SPEICHER AG hat durch ein weltweit in der LNG-Technologie führend tätiges Unternehmen ein Modellprojekt unter Verwendung von Standardelementen ausarbeiten lassen. Die Studie umfasst 3 Varianten mit Lagermengen von 100 Mio m³, 200 Mio m³ und 300 Mio m³ und einer Verdampfungskapazität von 150000 m³/h; als Basisvariante wurde die 100 Mio m³-Anlage detailliert durchgerechnet. Den Projektverfassern wurden 3 Funktionen des LNG-Werkes vorgegeben, nämlich (1) Krisenspeicherung, (2) Spitzendeckung und (3) LNG-Lieferungen an Satellitenspeicher und Inselwerke.

Die Studie hat annähernd den Charakter eines Vorprojektes. Sie lässt erkennen, dass sowohl die Anlagekosten als auch die Jahreskosten hoch sind. Die Auswertungen werden weitergeführt; dabei ist zu berücksichtigen, dass ein LNG-Speicher seinem Wesen nach einen Leistungsspeicher, ein Aquiferspeicher hingegen einen Energie- und Arbeitsspeicher darstellt.

Als Ergänzung wurde eine Studie über die Möglichkeiten einer unterirdischen LNG-Speicherung in Ton-Formationen begonnen. Es handelt sich darum, in wenig tiefen und genügend mächtigen Tonschichten unterirdische Kavernen auszubrechen und durch Tiefkühlung zu konsolidieren. Das Verfahren ist im Ausland erst in einer Pilotanlage erprobt worden und hat sich im grösseren industriellen Einsatz noch nicht bewähren können.

Die mit den führenden Gasgesellschaften unserer Nachbarländer sowie mit den interessierten schweizerischen Behörden geführten Gespräche haben gezeigt, dass eine schweizerische Beteiligung an ausländischen Speichern in Zeiten mit einer auf vertraglicher Grundlage funktionierenden Versorgung keine grundsätzlichen Schwierigkeiten bietet. Anders liegen die Dinge im Falle von Versorgungskrisen, welche die Ressourcen reduzieren und zu Bewirtschaftungsmassnahmen führen; hier stellen sich bei allen Beteiligten zahlreiche, vorab aussenwirtschaftliche Grundsatzfragen, die einer sorgfältigen Bearbeitung bedürfen. Positive Ergebnisse liegen nicht vor; entsprechende Kontakte sind weiterzuführen.

4.4. *Finsterwald*

In Finsterwald (Kanton Luzern) wurde erstmals auf schweizerischem Territorium Erdgas gefunden, das sich für die Förderung eignet. Am 1. Juli 1983 haben die LEAG Aktiengesellschaft für luzernisches Erdöl, Luzern, als Lieferantin und die SWISSGAS als Abnehmerin des Finsterwald-Gases eine Vereinbarung über die Nutzung dieses Vorkommens getroffen, welche am 3. April 1985 aufgenommen werden konnte. Die erste vertragliche Lieferperiode dauert bis zum 31.3.1991 und kann, falls das Vorkommen grösser ist als erwartet, verlängert werden.

4.5. TRANSITGAS AG

Im Jahre 1984 wurden 4345543258 Kubikmeter transportiert; hievon sind von SWISSGAS 1171198946 Nm³ übernommen worden. Die mittlere Stundenleistung betrug 629249 Kubikmeter.

Die SWISSGAS hat in Däniken eine neue Zollmessstation bauen und an die TRANSITGAS-Leitung anschliessen lassen. Am 3. Dezember 1984 wurde erstmals über diese Station Erdgas in das benachbarte Rohrleitungsnetz der GASVERBUND MITTELLAND AG, Arlesheim, eingespiesen. Die Station Däniken entlastet das Primärnetz des SWISSGAS und verbessert die Leistungsfähigkeit des Erdgas-Hochdrucknetzes im ganzen Mittelland.

4.6. Weltweite Erdgasreserven

Die Erdgasförderung betrug 1651 Mrd Kubimeter (1983: 1454,4 Mrd). Die sicheren Erdgasreserven stiegen 1984 erneut um rund 5000 Mrd Kubimeter — also um mehr als das Dreifache der Förderung — von 91070 Kubikmeter auf 96700 Mrd.* und verteilen sich wie folgt:

	Mrd m ³
Westeuropa	6120
Afrika	5300
Naher Osten	24630
Nordamerika	8225
Mittel- und Südamerika	5240
Ferner Osten/Australien	4765
Osteuropa, UdSSR, VR China	42420
Total	<u>96700</u>

Global betrachtet reichen die sicher gewinnbaren Erdgasreserven zur Bedarfsdeckung während mehr als 50 Jahren. Unter Berücksichtigung der zusätzlich gewinnbaren Ressourcen beträgt die weltweit durch Erdgas gewährleistete Versorgungsdauer mehr als 150 Jahre. Somit ist — auch sehr langfristig gesehen — nicht mit einer Verknappung von Erdgas zu rechnen.

4.7. Statistische Daten (in GWh)

	1984	1983
1. Gasproduktion	137	142
2. Erdgasimport	16143	14412
	<u>16280</u>	

* Quelle: OELDORADO 84; ESSO

	1984	1983
3. Abzüglich Erdgasexport	— 498	— 384
Verbrauch für Strom- und Wärme- erzeugung in Fernheizungen	— 1197	— 1242
Eigenverbrauch, Netzverluste und Messdifferenzen	— 568	— 606
	<hr/>	<hr/>
4. Endverbrauch	14017	12322
	<hr/>	<hr/>
5. Rohstoffdurchsatz zur Gaserzeugung für 22 sog. Inselwerke: (in t)	1984	1983
Leichtbenzin	1454	3610
Propan	3726	3526
Butan	6660	4985
Verflüssigtes Erdgas	8	7

Zum Schluss ist es mir eine angenehme Pflicht, all jenen zu danken, die mir Unterlagen und Hinweise für die Abfassung dieses Berichtes geliefert haben:

Swisspetrol Holding AG, Zürich

und ihren Forschungsgesellschaften:

SEAG, Aktiengesellschaft für schweizerisches Erdöl, Zürich

SA des Hydrocarbures, Lausanne

LEAG, Aktiengesellschaft für luzernisches Erdöl, Luzern

BEAG, Bernische Erdöl AG, Bern

Jura Vaudois Pétrole SA, Lausanne

Jura Bernois Pétrole SA, Moutier

Jura Soleurois Pétrole SA, Solothurn

Baselland Petrol AG, Liestal

Jura Pétrole SA, Delémont

Petrosvibri SA, Vich/VD

sowie den ausländischen Erdölpartnern:

BEB, Gewerkschaften Brigitta und Elwerath, Hannover

Elf-Aquitaine (Suisse) Exploration Production SA, Bienne

Shell Switzerland, Zürich

Bomin, Bochumer Mineralöl GmbH, Bochum

Ferner danke ich der Erdölvereinigung, der BP (Schweiz) AG und Swissgas für die zur Verfügung gestellten Unterlagen, insbesondere Herrn Dr. HUNZINGER, Präsident der Swissgas, für die Verfassung des Kapitels über die Gasindustrie.