

Die schweizerische Erdöl- und Erdgasfrage 1985

Autor(en): **Büchi, Ulrich P.**

Objektyp: **Article**

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

Band (Jahr): **52 (1986)**

Heft 123

PDF erstellt am: **29.04.2024**

Persistenter Link: <https://doi.org/10.5169/seals-210056>

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 1985

von ULRICH P. BÜCHI¹⁾

Abstract on Swiss Exploration

In 1985 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 860 km partly complete the existing network but also cover unexplored areas along the alpine border.

Im Berichtsjahr weist der Erdölverbrauch gemäss Import-Statistik der Schweiz gegenüber dem Vorjahr einen geringen Anstieg von 61'946 t auf.

1975	12223201 t	1981	11186275 t
1976	12888348 t	1982	10758240 t
1977	12970439 t	1983	11962873 t
1978	13181464 t	1984	11533983 t
1979	12770752 t	1985	11595929 t
1980	12648370 t		

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

	1978 %	1979 %	1980 %	1981 %	1982 %	1983 %	1984 %	1985 %
Erdölprodukte	75,0	73,0	71,4	68,8	67,7	67,6	66,4	65,7 *
Elektrizität	17,3	18,4	18,6	19,2	19,9	20,0	20,0	20,5
Gas	3,7	4,3	4,9	5,5	6,0	6,5	7,1	7,3
Kohle	1,4	1,4	2,0	3,0	2,7	2,2	2,8	2,7
Holz	1,2	1,4	1,4	1,6	1,7	1,6	1,5	1,6
Müll, Industrielle Abfälle	0,5	0,6	0,5	0,7	0,7	0,8	0,9	0,9
Fernwärme	0,9	0,9	1,2	1,2	1,3	1,3	1,3	1,3
Endenergieverbrauch	100	100	100	100	100	100	100	100

* davon entfallen ca 27,8% auf flüssige Treibstoffe und ca 37,9% auf flüssige Brennstoffe.

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

1. Die Erdöl- und Erdgasforschung in der Schweiz

Dem Rechenschaftsbereich der SWISSPETROL entnehmen wir nachstehende Angaben:

Die Gasproduktion in Finsterwald LU war volumen- und wertmässig so hoch, dass zwölf Monate nach der Produktionsaufnahme alle Investitionskosten für den Produktionsbetrieb, inklusive die Betriebskosten, in der Höhe von rund 8,5 Millionen Franken bezahlt sind. Die LEAG wird ab Ende April 1986 erstmals in der Geschichte der schweizerischen Erdöl- und Erdgasforschung beginnen, Vorschüsse des ausländischen Partners zurückzuzahlen!

Im ersten Quartal des Berichtsjahres wurde der Förderbetrieb in Finsterwald und die Übergabestation an der TRANSITGAS-Leitung fertiggestellt, getestet und von den zuständigen Behörden abgenommen. Bei strahlendem Wetter konnte in Anwesenheit von rund hundert Persönlichkeiten aus Politik und Wirtschaft die Anlage am 3. April 1985 feierlich eröffnet werden.

Im Berichtsjahr wurde aber auch die Forschung mit grossem Einsatz weitergeführt, wie dies aus den Tätigkeitsberichten der Beteiligungsgesellschaften der SWISSPETROL ersichtlich ist. Gesamtschweizerisch wurden 1985 über 12,2 Millionen Franken in die geophysikalische Vermessung investiert. Die ersten Resultate sind interessant und dürften in absehbarer Zeit zur Bestimmung von neuen Bohrpunkten führen. Für 1986 war bereits eine erste Bohrung in einer ersten Budgetfassung vorgesehen. Der Zusammenbruch der Ölpreise Ende 1985/Anfang 1986 hat nun aber dazu geführt, dass die Forschungsinvestitionen weltweit von allen Forschungsgesellschaften gekürzt werden mussten.

Die nachstehenden Daten und Ausführungen über die Forschungstätigkeit in den Konzessionsgebieten SEAG, LEAG, SAdH, BEAG, Petrosvibri und der Juragesellschaften sind dem Geschäftsbericht der SWISSPETROL entnommen. Die Angaben über die Forschungsarbeiten im Konzessionsgebiet FREAG wurden uns von BP (Schweiz) zur Verfügung gestellt.

1.1. SEAG, Aktiengesellschaft für schweizerisches Erdöl, Zürich

SWISSPETROL-Beteiligung: 66,72%

Seismik, technische Daten:

Feldmessungen	22.05.-31.07.85
	10.09.-17.09.85
Truppmonate	2,87
Profilkilometer	205,97
Vibratorpunkte	4317
Aufzeitbohrmeter	1903

Die Messungen verteilen sich schwerpunktmässig auf folgende Gebiete:

Im Bodenseegebiet wurden drei Profillinien vermessen, um eine vermutete strukturelle Hochlage genauer zu umreissen. Zwischen Winterthur und Frauenfeld wurden drei und im Freiamt zwei Profile mit demselben Ziel vermessen. Ferner wurden je eine regionale Linie durch die Stadt Winterthur und durch Zürich zur Verknüpfung von früher vermessenen Profilen gelegt. Ein weiteres Regionalprofil verlief zwischen Baden und Obfelden. Die seismischen Messungen erfolgten somit in den Kantonen Aargau, St. Gallen, Thurgau und Zürich.

Das Processing der Daten wird in Kürze abgeschlossen sein, so dass dann mit der Interpretation begonnen werden kann.

Dauer der Konzession bis 31. Dezember 1990.

1.2. LEAG, Aktiengesellschaft für luzernisches Erdöl, Luzern

SWISSPETROL-Beteiligung: 34,2%

Seismik, technische Daten:

Feldmessungen	3.08.-9.09.85
Truppmonte	1,20
Profilkilometer	88,87
Vibratorpunkte	1466
Aufzeitbohrmeter	534

Die Feldarbeiten wurden im Anschluss an die der ersten Etappe des SEAG-Gebietes mit dem gleichen Vibroseis-Reflexionstrupp durchgeführt.

Total wurden sechs Linien vermessen. Linie 1 führte von der Bohrung Boswil 1 nach Südwesten inklusive einer Querung des Sempachersees mittels «Airgun-Schüssen». Linien 2, 3 und 4 dienten der Untersuchung von Einzelstörungen im Bereich des Napf. Das zum Teil unwegsame und mit Steilhängen durchsetzte Napfgebiet erforderte grösste Vorsicht und Aufmerksamkeit der Mannschaft. Linie 5 kontrollierte den Südwestbereich der Struktur Entlebuch und Linie 6 verlängerte ein Regionalprofil nördlich Luzern in der Zone verstärkter Malm-Anomalien.

1.3. BEAG, Bernische Erdöl AG, Bern

SWISSPETROL-Beteiligung: 49,28%

Seismik, technische Daten:

Feldmessungen	17.06.-27.09.85
Truppmonte	3,85
Profilkilometer	328

Mittels Vibroseis wurden 314 km vermessen. Dort, wo die Oberflächenverhältnisse es verlangten, wurde der Raketen-Messtrupp eingesetzt. Mittels Kleinsprengung wurden 14 Profilkilometer vermessen. Das Vermessungsnetz umfasst den südlichen Teil des Molassebeckens sowie Teile des Alpenrandgebietes. Die Datenverarbeitung ist zurzeit beim Kontraktor, der Firma Digicon, im Gange. Die Qualität der Messwerte scheint genügend gut zu sein, um eines der wichtigsten Ziele der Kampagne, nämlich die Ermittlung der Molassegeschwindigkeiten, was für die Interpretation der Tiefenstrukturen massgebend ist, zu erfüllen.

Während der Messarbeiten wurden auch sogenannte Langzeitmessungen ausgeführt, d.h. Ermittlung übertiefer Reflexionen (10-60 km Tiefe) zugunsten eines Projektes des Nationalfonds (Untersuchung der geologischen Tiefenstruktur der Schweiz).

Dauer der Konzession im Kanton Bern bis 31. Dezember 1987.

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

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

SWISSPETROL-Beteiligung: 47,4%

Im Berichtsjahr wurden keine seismischen Messungen ausgeführt. Die Arbeiten beschränkten sich auf das Verarbeiten der seismischen Messwerte des Vorjahres.

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

1.5. *Petrosvibri SA, Vich VD*

SWISSPETROL-Beteiligung: 51%

Seismik, technische Daten:

Feldmessungen	17.09.-20.09.85
	1.10.-14.10.85
	19.11.-23.11.85
Truppmonte	1,04
Profilkilometer	45,58
Vibratorpunkte	774
Aufzeitbohrmeter	201

Eine erste Messkampagne im September und Oktober 1985 betraf Vibroseis-Reflexionsmessungen. Hiervon führten zwei Profile im Kanton Wallis westlich der Rhone jeweils bis zum Genfersee im Norden. Zwei weitere Profile im Kanton Waadt schlossen eine Messlücke nördlich von Leysin.

Im November 1985 wurde eine Refraktionslinie auf dem Genfersee zwischen La Maladaine im Norden und St-Gingolph im Süden gemessen. Hierbei wurden zwölf Bojen mit jeweils sechs Hydrophonen in je 600 m Abstand im See verankert. Die Registrierung wurde landseitig um einen je 3 km langen Geophonaufbau erweitert. Als Energiequelle dienten je zwei Schusspunkte im Norden und Süden sowie im See von einem Schubschiff ausgelöste Luftpulsationen.

Da die Messgebiete der Petrosvibri-Konzessionen in der Waadt und im Wallis durch die reflexionslosen Bereiche des Sees und der Rhone-Ebene voneinander getrennt wurden, diente die Refraktionslinie als Verbindungsglied.

Die Processing-Arbeiten sind kurz vor dem Abschluss und mit den Auswert-Arbeiten wurde bereits begonnen.

Dauer der Konzession im Kanton Wallis bis 31. Mai 1987 (jährliche Verlängerung).

Die Konzession im Kanton Waadt ist am 31. Juli 1985 abgelaufen und wäre gemäss waadtländischem Erdölgesetz nicht mehr direkt erneuerbar gewesen. Um die vielversprechenden Resultate nicht zu gefährden, hat die Gesellschaft um eine Bohrkonzession nachgesucht. Unter einer Bohrkonzession ist es möglich, während zwei Jahren die Feldarbeiten fortzuführen und die eigentliche Bohrbewilligung für einen bestimmten Ort innerhalb dieser Frist zu verlangen. Die Behörden haben die nachgesuchte Bohrkonzession erteilt.

Dauer der waadtländischen Bohrkonzession bis 20. August 1987.

1.6. *Jura-Gesellschaften*

SWISSPETROL-Beteiligung: je 51%

Für die Jura-Gesellschaften war für 1985 anfänglich keine Feldarbeit vorgesehen. Um Kosten zu sparen, wurde die Gelegenheit wahrgenommen, dass ein Messtrupp schon in der Schweiz war. Zusammen mit der SHELL (Switzerland) haben wir uns entschlossen, kurz vor Ende des Jahres eine Seismikkampagne im Kanton Baselland durchzuführen. Sie sollte u.a. den Fortlauf des vermuteten Permokarbondrogens in Richtung Jura bestätigen.

Baselland Petrol AG, Binningen

Seismik, technische Daten:

Feldmessungen	15.11.-16.12.85
Truppmonte	0,7
Profilkilometer	61,10
Vibrationspunkte	1180
Popshots	190 (Kleinsprengungen)

Die vier Messlinien liegen im Bereich der Blätter der Landeskarte 1:25 000 Sissach und Hauenstein:

Linie Langenbruck-Waldenburg, Linie Belchen-Liestal, Linie Hauenstein-Sissach-Liestal-Augst und Linie Hauenstein-Maisprach.

Die Auswertung der Feldaufnahmen erfolgt zurzeit durch das Processing Center der SHELL in Den Haag.

Jura Soleurois Pétrole SA, Solothurn

Jura Pétrole SA, Delémont

Im Berichtsjahr wurden Reinterpretationsarbeiten und paläogeographische Studien ausgeführt, welche die Basis für zukünftige Forschungen bilden.

Dauer der Konzessionen:

Solothurn bis 31. Mai 1989

Baselland bis 3. September 1987

Jura bis 31. Juli 1986

Jura Vaudois Pétrole SA, Lausanne

Jura Bernois Pétrole SA, Moutier

Derzeit keine Konzessionen.

1.7. *FREAG, Freiburgische Erdöl AG*

Seismik, technische Daten:

Feldmessungen	14.10.-22.11.85
Truppmonte	1,27
Profilkilometer	131
Vibrationspunkte	2927

Ausserdem wurden im Laufe der Kampagne 36 Geschwindigkeitstests in Bohrungen ausgeführt; die Bohrtiefe betrug durchschnittlich 50 m.

Dauer der Konzession bis 10.6.89.

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

Ausstoss Inlandraffinerien für Inlandmarkt und Export				Production des raffineries intérieures destinée au marché intérieur et à l'exportation			
Art der Produkte	Inlandmarkt Marché intérieur t	Export t	1984		1985		Genre de produit
			Total t	Inlandmarkt Marché intérieur t	Export t	Total t	
Flüssiggase	112 427	26 239	138 666	119 353 ¹	25 178	144 531	Gaz liquéfiés
Leichtbenzin (LVN)	8 338		8 338	4 296		4 296	Essence légère (LVN)
Superbenzin	790 795	2 415	793 210	973 606 ⁴	16 692	990 298	Supercarburant
Normalbenzin	182 296		182 296	26 896 ⁵	350	27 246	Essence normale
Leuchtpetrol	3 299		3 299	4 093		4 093	Pétrole lampant
Flugpetrol	253 758	7	253 765	242 013		242 013	Carburant pour réacteurs
Dieseltreibstoff	283 584	13 096	296 680	246 386	4 019	250 405	Carburant Diesel
Heizöl Extra-Leicht	1 458 644		1 458 644	1 552 547		1 552 547	Huile de chauffage extra-légère
Heizöl Mittel	23 556	246	23 802	31 189		31 189	Huile de chauffage moyenne
Heizöl Schwer	628 325	77 867	706 192	555 680 ²	102 293	657 973	Huile de chauffage lourde
Bitumen	138 381		138 381	119 057		119 057	Bitumes
Schwefel	2 878		2 878	2 638		2 638	Soufre
Subtotal	3 886 281	119 870	4 006 151	3 877 754	148 532	4 026 286	Total partiel
Eigenverbrauch	174 425		174 425	170 148 ³		170 148	Consommation propre
Total	4 060 706	119 870	4 180 576	4 047 902	148 532	4 196 434	Total

¹ davon 2 591 t in Form von Elektrizität abgegeben	¹ dont 2 591 t sous forme d'électricité
² davon 174 t in Form von Elektrizität abgegeben	² dont 174 t sous forme d'électricité
³ davon: Raffineriegase 133 030 t	³ dont: gaz de raffinerie 133 030 t
Heizöl Schwer 37 071 t	huile de chauffage lourde 37 071 t
Heizöl Extra-Leicht 2 t	huile de chauffage extra-légère 2 t
Dieseltreibstoff 44 t	carburant Diesel 44 t
übrige 1 t	autres 1 t
⁴ davon bleifrei 128 085 t	⁴ dont sans plomb 128 085 t
⁵ davon bleifrei 11 793 t	⁵ dont sans plomb 11 793 t

2.2. Aufgliederung der Verarbeitung nach Raffinerien

	Rohöl to	Produkte, Spikes to	Total to
Raffinerie du Sud-Ouest SA	1'016'254	243'154	1'259'408
Raffinerie de Cressier SA	2'744'657	—	2'744'657
Raffinerie Rheintal AG	—	183'842	183'842

3. Pipelines

Rohrleitungen 1985 ¹				Oléoducs en 1985 ¹		
Name	Güterart		Total	Betriebs- stunden	Durchschnitt- licher Stunden- durchsatz	
Nom	Genre de produit		Total	Heures d'exploitation	Performance moyenne horaire	
			t	h	t/h	
Oleodotto del Reno	Rohöl (Transit)	Pétrole brut (transit)	6 453 036			
	verunreinigtes Heizöl	Huile de chauff- fage non traitée	767 644			
	Spikes ² (Transit)	Spikes ² (transit)	371 002	7 368	1 030	
	davon/dont Sennwald	verunreinigtes Heizöl	Huile de chauff- fage non traitée	172 821		
Oléoduc du Jura Neuchâtelois	Rohöl	Pétrole brut	2 759 998	2 759 998	6 472	426
Oléoduc du Rhône	Rohöl	Pétrole brut	1 050 038			
	Spikes ²	Spikes ²	82 130			
	verunreinigtes Heizöl	Huile de chauff- fage non traitée	112 172	1 244 340	3 325	374
SAPPRO	Benzine	Essences	178 778			
	Flugpetrol	Carburant pour réacteurs	275 027			
	Dieseltreibstoff Heizöle	Carburant Diesel	59 583			
		Huiles de chauffage	732 256	1 245 645	3 859	323
RSO-Vouvry	Heizöle	Huiles de chauffage	39 403	39 403	950	42

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)

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. J.-P. Lauper, Delegierter des Verwaltungsrates der SWISSGAS, zur Verfügung gestellt.

4.1. Die Schweizerische Gaswirtschaft im Jahre 1985

Der schweizerische Energieverbrauch nahm im Jahre 1985 erneut zu, wobei der Gasabsatz — wie in den Vorjahren — einen überproportionalen Anstieg verzeichnete. Dadurch konnte das Gas seine Position als drittwichtigster Energieträger unseres Landes weiter verstärken.

Der gesamte Endenergieverbrauch der Schweiz erhöhte sich im Jahre 1985 um 1,6% auf 201'142 GWh, nach einer Zunahme von 4,3% im Jahre 1984. Im Vorjahresvergleich stieg der Endverbrauch an Gas im Jahre 1985 um 0,5% und 1984 um 13,8%. Der Absatz des umweltfreundlichen Energieträgers Erdgas nahm somit in den vergangenen Jahren überdurchschnittlich zu. Der Anteil des Gases am schweizerischen Endenergieverbrauch erreichte im Jahre 1985 7,3% (Vorjahr 7,1%); bei Hinzurechnung der Gasabgabe für Fernwärme- und Stromerzeugung ergibt sich ein Anteil am Gesamtenergiekonsum von 7,9% (Vorjahr 7,7%).

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

Wo immer Erdgas anstelle eines anderen fossilen Brennstoffes eingesetzt wird, entsteht eine signifikante Schadstoffentlastung der Umwelt: Durch den unterirdischen Erdgastransport, für den keine Verkehrswege erforderlich sind, werden Landschaft und Luft geschont, da effiziente Pipelinesysteme anstelle schadstoffemittierender Transportmittel eingesetzt werden; Erdgas kann nicht im Boden versickern und das Grundwasser verschmutzen; der unbedeutende Schwefeldioxidgehalt der Abgase einer Gasfeuerung ist bis 1'000mal geringer als derjenige von flüssigen und festen Brennstoffen; die Emissionswerte des Erdgases bezüglich Stickstoffoxiden sind im Vergleich zu anderen fossilen Energieträgern in der Regel um mindestens einen Drittel tiefer; neue, bereits am Markt befindliche Brennerentwicklungen lassen eine weitere Reduktion teilweise bis fast gegen null erwarten. Bei der Verbrennung von Erdgas entsteht zudem praktisch kein Kohlenmonoxid; Erdgas verbrennt frei von Russ, Staub und weiteren Schadstoffen, wie sie zum Beispiel in den Abgasen von Kohle- und Schwerölfeuerungen enthalten sind.

Daraus folgt, dass durch den Einsatz von Erdgas anstelle anderer fossiler Brennstoffe ein wirkungsvoller Beitrag zur Verbesserung unserer Umwelt geleistet wird. Insbesondere in den emissionsbelasteten Ballungsgebieten ist deshalb eine noch stärkere Erdgasverwendung angezeigt.

4.2. Swissgas AG, Erdgasabgabe und Beschaffungsprojekte

Die von der Swissgas beschafften Mengen (inklusive Erdgas aus dem inländischen Vorkommen Finsterwald) erhöhten sich gegenüber dem Vorjahr um 8,4% auf 14'227 GWh, was rund 84,5% der gesamten Erdgasbezüge darstellte.

Unter Berücksichtigung der bescheidenen Inlandproduktion (Spaltanlagen, Propan-Luft-Mischanlagen) resultierte im Jahre 1985 ein Gasaufkommen von total 16'986 GWh, welches die Vorjahresmenge um 4,3% übertraf. An diesem Gasaufkommen partizipierte die Swissgas mit rund 83,8%.

Nach Abzug der im Rahmen des 1976 abgeschlossenen langfristigen Abtauschvertrages zwischen Gaznat und Gaz de France nach Frankreich exportierten und ab 1987 an Gaznat zurückzuliefernden Mengen, standen im Jahre 1985 in der Schweiz 16'525 GWh zur Verfügung; dies war rund 4,7% mehr als im Jahre 1984.

Der von Swissgas mit Snam S.p.A., Mailand, abgeschlossene Erdgasvertrag sichert der Schweiz die Lieferung einer jährlichen Menge von 500 Mio m³ oder 5'292 GWh holländischem Erdgas bis ins Jahr 1994.

Im Jahre 1975 wurde zwischen Ruhrgas AG, Essen, und der Swissgas ein Vertragswerk unterzeichnet, welches die Lieferung von Erdgas aus der Nordsee an die Schweiz zum Gegenstand hat. Die Vertragsmenge und die Leistung wurden in den Jahren 1981 und 1982 den gestiegenen Bedürfnissen angepasst. Im Vertragsjahr 1984/85, das vom 1. Oktober 1984 bis 30. September 1985 dauerte, standen 840 Mio m³, entsprechend 9'281 GWh, mit einer Leistung von 127'400 Nm³/h (1'408 MW) zur Verfügung. Der am 6.12.1985 unterzeichnete neue Vertrag Ruhrgas/Swissgas trat mit Wirkung ab 1. Oktober 1985 in Kraft und beinhaltet im Vertragsjahr 1985/86 ebenfalls eine Liefermenge von 840 Mio Nm³, beziehungsweise 9'281 GWh. Die Menge kann ab 1988 bis 1'000 Mio Nm³ gesteigert werden; der Vertrag hat eine Laufzeit bis zum Jahr 2005.

Der im Jahre 1983 abgeschlossene Vertrag zwischen Leag, Luzern und Swissgas sieht im ersten Lieferjahr, das heisst vom 3. April 1985 bis zum 31. März 1986, eine Menge von rund 28 Mio m³ (300 GWh) vor.

Am 15. Mai 1985 hat Swissgas mit der für den Export des niederländischen Erdgases zuständigen N.V. Nederlandse Gasunie, Groningen, eine Grundsatzvereinbarung abgeschlossen. Danach werden die Holland-Gas-Lieferungen an Swissgas, welche bis zum 31.3.1994 via Snam abgewickelt werden, ab 1.4.1994 auf direkter Basis und vorerst bis zum 31.3.2004 fortgesetzt (eine spezielle Klausel gestattet eine spätere Verlängerung). Der Lieferumfang beträgt maximal 500 Mio m³ pro Jahr. Die Preisstellung entspricht dem Durchschnittspreis der grossen westeuropäischen Exportkunden der Gasunie, was im Hinblick auf den Wettbewerb auf dem Schweizer Wärmemarkt als vorteilhaft zu beurteilen ist.

4.3. *Erdgasspeicherung*

Die Gasindustrie fördert oder betreibt zahlreiche Arbeiten, die zur Lösung des Speicherproblems führen sollen. Im Vordergrund stehen die Aktivitäten der Swisspetrol im Rahmen ihres 3. Forschungsprogramms sowie die Projekte LNG-Werk Schweiz und Aquiferspeicher Seerücken.

Die Bohrungen auf dem Seerücken haben zwei Speicherhorizonte erkennen lassen. Bei der Bohrung Homburg I liegt in einer Tiefe von 690 - 710 m ein als Speichergestein geeignetes Sandstein/Nafelfluh/Sandstein-Paket. In einer Tiefe von 800 - 880 m wurden mehrere 1 bis 10 m dicke Sandsteinschichten festgestellt; sie werden zum Teil durch dünne Ton/Silt-Schichten horizontal gegliedert. Der obere Speicherhorizont wurde mit allen vier Bohrungen erreicht. Aus Kostengründen wurde vorerst bei den Bohrungen Steckborn 1, Berlingen 2 und Berlingen 3 auf einen Vorstoss bis zu den unteren Speicherschichten verzichtet. Es ist bekannt, dass die obere Meeresmolasse (OMM), zu der sie gehören, eine gut und regelmässig sortierte Schichtung über grosse Flächen aufweist. Mit erheblicher Wahrscheinlichkeit darf daher angenommen werden, dass der bei Homburg 1 festgestellte untere Speicherhorizont auch bei Steckborn 1, Berlingen 2 und Berlingen 3 vorliegt.

Die bei den vier Bohrungen vorgefundene Abdeckung hat eine Mächtigkeit von 100 bis 300 m. Sie besteht mehrheitlich aus mergeligen Gesteinen, die wegen ihrer Porosität von nahezu null und wegen ihrer Permeabilität von unter 0,5 md als praktisch dicht bezeichnet werden dürfen. In der Abdeckung wurden allerdings einige Sandsteinlinsen durchbohrt, deren Auswirkungen noch zu beurteilen sind.

Die Bohrung Berlingen 3 hat den allseitigen Abschluss der Antiklinale Seerücken weitgehend bestätigt. Der östliche, südliche und westliche Abschluss konnte durch die deutlichen Ergebnisse der Seismik als weitgehend gesichert gelten. Als Grenzwert für eine ausreichende «Closure» wurde für Berlingen 3 im Verhältnis zu Berlingen 2 eine um 15 - 20 m grössere Tiefe des Leithorizontes angesetzt. Der gesuchte Sandstein/Nagelfluh/Sandstein-Leithorizont wurde bei Berlingen 2 auf 66 m über Meeresniveau festgestellt; bei Berlingen 3 wurde er in 22 m über Meeresniveau berührt. Die «Closure» weist somit etwa 44 m auf und ist rund dreimal grösser als erwartet. Das steile Nordfallen der Struktur bestätigt übrigens die Hypothese, wonach der Bodensee ein grossflächiges Senkungsgebiet ist.

Die Arbeiten an der Bohrung Berlingen 3 sind durch Pumpversuche abzuschliessen. In der Folge werden die Speichertauglichkeit des Areals beurteilt und ein Vorprojekt ausgearbeitet werden müssen.

4.4 *Transitgas AG*

Im Betriebsjahr 1985 wurden 5'694'354'821 Nm³ Erdgas bei einer Betriebszeit von 8'760 Stunden transportiert. Damit wurde eine durchschnittliche Transportleistung von 65'114 Nm³/h erreicht.

Der Bau der Messstation Wilzigen bei Entlebuch (Kanton Luzern), wo seit Frühjahr 1985 Finsterwald-Gas in die Transitgasleitung eingespeist wird, wurde im März 1985 abgeschlossen. Die Erdgasleitung, welche vom Vorkommen Finsterwald zu dieser Messstation führt, konnte bereits Ende 1984 festiggestellt werden.

4.5 *Erdgasreserven*

Anfang 1986 konnten mehr als 95'000 Mrd m³ Erdgas als nachgewiesene Reserven eingestuft werden. Dieser Wert liegt um mehr als 2% über den Schätzungen von 1985. Ursache für diese Entwicklung ist neben der hohen Explorationstätigkeit die höhere Bewertung bereits bestehender Felder.

4.6 *Statistische Angaben 1985*

Die gaswirtschaftliche Statistik ergibt für das Betriebsjahr 1985 im Vergleich zum Vorjahr folgendes Bild:

Gas-Endverbrauch	1985 GWh	1984 GWh
Erdgasproduktion	194	—
Stadtgasproduktion	144	137
Erdgasimporte	16'648	16'143
	16'986	16'280
abzüglich:		
Erdgasexporte	461	498
Verbrauch von Erdgas zur Elektrizitäts- und Fernwärmeerzeugung	1'253	1'197
Eigenverbrauch, Netzverluste und Messdifferenzen	561	568
Endverbrauch an Gas	14'711	14'017

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, ERDGAS und ERDÖL GmbH, Hannover

ELF-Aquitaine (Suisse) Exploration Production SA, Genève

SHELL Switzerland, Zürich

TRICENTROL, Oil Corporation Ltd., London

Ferner danke ich der Erdölvereinigung, der BP (Schweiz) AG und SWISSGAS für die zur Verfügung gestellten Unterlagen, insbesondere Herrn Dr. J.-P. LAUPER, Delegierter des Verwaltungsrates der SWISSGAS, für die Verfassung des Kapitels über die Gasindustrie.