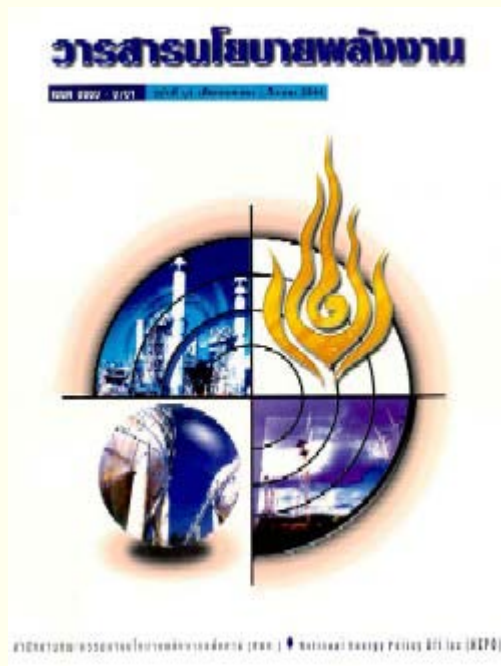




National Energy Policy Office NEPO Journal วารสารนโยบายพลังงาน

ฉบับที่ 51
มกราคม-มีนาคม 2544



บก. แกล้ง

สวัสดีครับ สมาชิกและผู้อ่าน
วารสารนโยบายพลังงาน ฉบับ
ไตรมาสแรก ปี 2544 หลายๆ
ท่าน คงกำลังติดตามผลงานของ
รัฐบาลใหม่ ที่คิดใหม่ทำใหม่
ในช่วงนี้รัฐบาลก็อยู่ระหว่างการ
ปรับเปลี่ยนนโยบายทั้งเก่าและ
ใหม่ เพื่อให้บรรลุผลตามที่ได้
แถลงนโยบายต่อรัฐสภาไปแล้ว

สำหรับสถานการณ์ราคาน้ำมัน
ในช่วงที่ผ่านมา ราคาได้
ปรับเปลี่ยนตามสถานการณ์ของ
ตลาดโลก และนโยบายของกลุ่ม
โอเปค ซึ่งหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง
ก็ได้ระดมความคิด เพื่อหาทาง
บรรเทาความเดือดร้อน ของ
ผู้บริโภค รวมทั้งการปรับเปลี่ยน
กลยุทธ์ มาใช้เชื้อเพลิงแบบ
ใหม่ๆ เช่น แก๊สโซฮอลล์ ไบโ
ดีเซล เป็นต้น เพื่อเป็นแนวทาง
หนึ่งในการแก้ไขปัญหาราคา
น้ำมันแพง นอกเหนือไปจาก
มาตรการประหยัดพลังงาน ที่เรา
ทุกคนได้ช่วยกันประหยัดไปแล้ว

ในส่วนเนื้อหาของวารสาร

นโยบายพลังงาน ได้รวบรวม
บทความต่างๆ ที่น่าสนใจไว้ครบ
ครั้น ขอเชิญติดตามได้ในเล่ม
ครับ

บรรณาธิการ

- Current Situation and the Future Direction of the Emergency Response Measures Development in Asia : Thailand
- รายงานการประชุม : 3 rd ASEAN Energy Business Forum ณ โรงแรมแมนดาริน ประเทศสิงคโปร์
- บทเรียนปัญหาไฟฟ้าดับจากแคลิฟอร์เนีย
- การปรับอัตราค่าไฟฟ้า ตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t)
- โครงการจำหน่ายน้ำมันเชื้อเพลิงสำหรับชาวประมงในเขตต่อเนื่อง
- ประกาศคณะกรรมการกำกับดูแลแผนงานภาคความร่วมมือ กองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน ฉบับ 1/2544, [pdf]
- **เกร็ดพลังงาน**
 - ทะเลจีนใต้ และหมู่เกาะสแปรทลีย์ ดินแดนแห่งความขัดแย้ง ด้านกรรมสิทธิ์ครอบครอง
- สถานการณ์ราคาน้ำมันเชื้อเพลิง ปี 2543
- สถานการณ์ราคาน้ำมันเชื้อเพลิง ปี 2544
- สถานการณ์พลังงาน ปี 2543
- การดูพลังงาน



ไปวารสารฉบับที่ 50



กลับหน้าวารสารหลัก



ไปวารสารฉบับที่ 52

ต้องการแสดงข้อคิดเห็น โปรดคลิกเพื่อส่ง E-mail ถึงบรรณาธิการ ได้ที่นี่



NEPO Online

สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ
มิถุนายน 2544

CURRENT SITUATION AND THE FUTURE DIRECTION OF THE EMERGENCY RESPONSE MEASURES DEVELOPMENT IN ASIA: THAILAND

Viraphol Jirapraditkul
Director, Energy Policy and Planning Division
National Energy Policy Office, the Royal Thai Government

Presented at the Second Seminar on Energy Security in Asia
-- Addressing Energy Security Challenges in Asia --
6 March 2001, Tokyo, Japan

1. THAILAND'S ENERGY SITUATION

1.1 Energy Reserves

Crude oil: As of 31 December 1999, Thailand's total proved reserves of crude oil is 156.2 million barrels (MMBls), divided into 82 MMBls of onshore reserve, which is mainly from Sirikit field, and 74 MMBls of offshore reserve, of which major resources are Benchamas, Pakakrong, Maliwan and Tantawan fields.

Natural Gas: The total proved reserve is 12,168 billion cubic feet (bcf), of which 11,308 bcf is offshore reserve. Major offshore resources are Bongkot, Pailin, Satun, Erawan, Benchamas, Pakakrong, Maliwan, Tantawan and JDA (only the portion belonging to Thailand). Major onshore resources are Nam Phong and Sirikit.

Condensate: As of 31 December 1999, the total proved reserve is 212.7 MMBls. All are offshore, with Erawan, Pailin, Bongkot and JDA as major resources.

Coal: Most of Thailand's proved coal reserve has low calorific value and is of lignite type, with a total volume of 2,128 million tons. The main resource is Mae Moh basin in Lampang province in the north of Thailand, with a reserve of 1,240 million tons.

**Thailand Energy Reserves
as of 31 December 1999**

Source	Crude (Million Barrels)	Condensate (Million Barrels)	Natural Gas (bcf)	Coal (Million Tons)
Off shore	73.8	212.7	11,308.2	-
On shore	82.4	-	859.8	2,128
Total	156.2	212.7	12,168.0	2,128

1.2 Energy Demand and Supply

(a) Primary Energy Demand: It was estimated that the primary energy demand in 2000, under the assumption that the economic growth rate was 4.2%, would be at a level of 71,229 Ktoe, accounting for a growth rate of 1.7% compared with the 1999 records. Demand for natural gas, hydropower and imported electricity would increase at a high rate whereas renewable energy demand would slightly increase. On the other hand, petroleum demand would decrease by 5.6% since crude oil and petroleum products prices in this year were exorbitantly high, resulting in reduced consumption of petroleum products by the residential sector whereas certain commercial

and industrial activities have turned to use natural gas instead of oil. Demand of lignite/coal would slightly decrease compared with 1999. Petroleum product demand would account for the highest proportion of the primary energy demand, sharing 40.5%. Next to this were natural gas, renewable energy, lignite/coal and electricity with a share of 26.4%, 19.9%, 10.8% and 2.4% respectively.

The economic growth rate during 2001-2005 is expected to be at a level of 4.3% - 4.7% and during 2006-2010 to be at a level of 4.5% - 4.7%. Consequently, energy demand during 2001-2005 is forecasted to increase at an average rate of 4.3%. In this respect, petroleum demand will increase at an average rate of 3.6%, natural gas at 4.7% and lignite/coal at 9.9% since, pursuant to the Power Development Plan (PDP) of the Electricity Generating Authority of Thailand (EGAT), IPP coal-fired power plants are expected to become operational in 2004. It is anticipated that hydropower utilization will decrease at an average rate of 6.2% while renewable energy utilization will increase at an average rate of 2.7%.

Primary energy demand during 2006-2010 is forecasted to increase at an average rate of 4.6%, with increased consumption of all energy types, i.e. petroleum and natural gas will increase by 4.7%, hydropower and imported electricity will increase at an average rate of 16.5% as there will be greater import of electricity from the Lao PDR in 2007. Lignite/coal will increase at an average rate of 4.2%. The share of each energy type in 2010 will not be much different from that in 2000, with petroleum still accounting for the highest share of 39.4%. Natural gas, lignite/coal, electricity and renewable energy will share 27.1%, 13.8%, 2.4% and 17.3% respectively.

Forecasted Primary Energy Consumption

Energy Type	Consumption (Ktoe)				Growth (%)			Share (%)		
	1999	2000	2005	2010	2000	2005	2010	2000	2005	2010
Petroleum	30,574	28,848	34,443	43,300	-5.6	3.6	4.7	40.5	39.2	39.4
Natural Gas	16,781	18,795	23,658	29,795	12.0	4.7	4.7	26.4	26.9	27.1
Lignite/Coal	7,728	7,686	12,304	15,118	-0.5	9.9	4.2	10.8	14.0	13.8
Hydro & Imported Elec.	951	1,700	1,236	2,658	78.8	-6.2	16.5	2.4	1.4	2.4
Renewable Energy	13,975	14,201	16,216	19,028	1.6	2.7	3.3	19.9	18.5	17.3
Total	70,008	71,229	87,857	109,899	1.7	4.3	4.6	100	100	100

Thailand's dependence on the import of energy resources has substantially decreased, from 98 % in 1980 to 63% in 2000. However, oil remains the major fuel import dependence of the country.

(b) Power Generation: In 2000, the total generating capacity and power purchase of Thailand reached 97,759 GWh, a 5.7% increase from 1999. This could be divided into the generation by EGAT's power plants (71.1%), purchase from IPPs and SPPs (26.1%) and import from the Lao PDR (2.8%). Power generation in 2005 is forecasted to be 132,782 GWh, or an average increasing rate of 6.3%. The share of EGAT generation is expected to decrease from 71.1% in 2000 to 46.2% in 2005 and 32.2% in 2010. On the contrary, IPP generation will significantly increase from 16.4% in 2000 to 50.6% in 2010. Similarly, power import from the Lao PDR will increase from 2.8% in 2000 to 9.8% in 2010. However, the share of power purchase from SPPs will slightly decrease from 9.8% in 2000 to 7.4% in 2010.

Forecasted Power Generation by Type

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
--	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

EGAT	69,488	68,701	56,163	57,993	58,891	61,290	63,041	62,017	62,289	61,093	59,716
-Hydro	3,853	3,642	3,642	4,446	4,349	4,466	4,749	4,556	4,563	4,590	4,999
-Fuel Oil	12,935	6,158	5,611	2,937	2,642	3,068	4,273	3,713	2,505	2,135	1,951
-Lignite	16,115	14,931	15,413	17,784	16,708	16,950	18,460	17,052	17,414	16,057	17,165
-NG	36,501	43,916	31,439	32,694	35,169	36,783	35,536	36,673	37,784	38,288	35,578
-Diesel	63	29	33	109							
-Others	21	25	25	23	23	23	23	23	23	23	23
Purchased	28,271	34,984	54,273	59,880	66,078	71,492	78,851	89,973	100,798	113,116	125,714
-IPP	15,999	20,269	38,291	43,400	49,561	54,928	59,789	63,461	70,293	81,083	93,848
-NG	15,999	20,269	38,291	43,400	37,176	39,710	42,965	40,423	42,024	41,019	39,722
-Coal					12,385	15,218	16,824	23,038	24,900	24,822	24,822
-Other IPP									3,369	15,242	29,304
-SPP	9,571	12,025	13,292	13,619	13,724	13,724	15,978	13,724	13,724	13,724	13,724
-Imported	2,701	2,690	2,690	2,861	2,793	2,840	3,084	12,788	16,781	18,309	18,142
Grand Total	97,759	103,685	110,436	117,873	124,969	132,782	141,892	151,990	163,087	174,209	185,430

Among the fuel types used in power generation in 2000, natural gas remained the major fuel. The share of power generation by fuel type was as follows: natural gas 60.3%, lignite/coal 19.6%, fuel oil 13.2%, hydropower 3.9% and imported electricity 2.8%. It is forecasted that natural gas will remain the major fuel used in power generation in 2010, accounting for a share of 62.2%. The share of power generation using lignite/coal as fuel will increase to 24.3% and that of power import from the Lao PDR will increase to 9.8%. Nonetheless, power generation using fuel oil as fuel will dramatically decrease from 13.2% in 2000 to only 1.1% in 2010. The share of hydropower generation will slightly decrease to 2.7% in 2010.

Forecasted Power Generation by Fuel Type

Fuel Type	Unit: %				
	1980	1999	2000	2005	2010
Hydro	8.38	3.70	3.90	3.40	2.70
Natural Gas	0.00	59.00	60.30	65.60	62.20
Oil	77.30	17.20	13.30	2.30	1.10
Coal and Lignite	9.28	17.70	19.60	26.50	24.30

Import	5.04	2.40	2.80	2.20	9.80
Total	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00

1.3 Oil Demand and Supply

(a) Consumption of Petroleum Products: In 2000, demand for petroleum products was 609 KBD, a 45% decrease from the 1999 records. The major reason was that the prices of petroleum products during the year were so high that the overall petroleum consumption decreased. Consumption of gasoline decreased by 3.9% and that of diesel by 2.0%. The main reason for the decreased consumption of these two products was assumed to result from less use of cars by the general public. As for fuel oil, the consumption dramatically decreased by 22.3% compared with the 1999 records since EGAT had reduced the use of fuel oil for power generation and, as an alternative, turned to use more natural gas, which is clean fuel and is cheaper than fuel oil. Moreover, some industries had also shifted to use more natural gas instead of fuel oil. The share of consumption by product type in 2000 was as follows: diesel, 42.4%; gasoline, 19.1%; fuel oil, 17.5%; LPG, 11.0%; jet, 9.8% and kerosene, 0.1%.

Demand for petroleum products of Thailand in 2005 is expected to be 739 KBD, an average increasing rate of 3.9%. Demand for gasoline, diesel, jet and LPG tends to increase while demand for fuel oil will decrease. This will be in line with the policy on fuel utilization in power generation of EGAT, i.e. to reduce the use of fuel oil and to promote the use of natural gas as a substitute. It is anticipated that the demand for petroleum products in 2010 will be 932 KBD, an average increasing rate of 4.7% with increasing demand for all petroleum product types except for kerosene.

Given that EGAT has planned to reduce the use of fuel oil for power generation to only 8 KBD by 2010, the structure of petroleum product demand will change from that in 2000. That is, the share of consumption by product type in 2010 will be as follows: diesel, 44.5%; gasoline, 21.4%; LPG, 13.1%; fuel oil, 10.8% (a decrease from 17.5% in 2000); jet, 10.2% and kerosene, 0.1%.

During the period 2000-2010, petroleum product production capacity of Thailand will be considerably higher than domestic demand. As a result, during the mentioned period, Thailand will be an exporter of petroleum products.

Forecasted Petroleum Product Consumption

Sector	Consumption (KBD)				Growth (%)			Share (%)		
	1999	2000	2005	2010	2000	2005	2010	2000	2005	2010
LPG	58	67	92	122	15.7	6.5	5.8	11.0	12.4	13.1
Gasoline	121	116	154	199	-3.9	5.8	5.3	19.1	20.8	21.4
Kerosene	1	1	1	0	-8.9	-5.4	-5.5	0.1	0.1	0.1
Jet Fuel	57	60	77	95	5.2	5.2	4.3	9.8	10.4	10.2
Diesel	264	258	326	415	-2.0	4.8	4.9	42.4	44.1	44.5
High Speed	261	256	324	412	-1.9	4.8	5.0	42.1	43.8	44.2
EGAT	2	1	0	0	-53.7	-27.7	1.5	0.2	0.0	0.0
Others	259	255	323	412	-1.4	4.8	5.0	41.9	43.8	44.2
Low Speed	2	2	2	3	-19.7	3.4	2.9	0.3	0.3	0.3
Fuel Oil	137	107	89	100	-22.3	-3.5	2.4	17.5	12.1	10.8

EGAT	65	48	13	8	-26.3	-23.3	-10.0	7.9	1.7	0.8
Others	72	58	77	93	-18.7	5.6	3.9	9.6	10.4	10.0
TOTAL	638	609	739	932	-4.5	3.9	4.7	100.0	100.0	100.0

An analysis of petroleum product consumption by economic sector in 2000 shows that the transportation sector accounted for 62.5% of the total consumption, followed by the industrial sector, 23.3% and others 14.2%. As for the consumption in 2010, the share of the transportation sector will increase to 69.7% while that of the industrial sector will decrease to 16.4%, mainly due to the decrease in utilization of petroleum products as fuel in power generation by EGAT. Other sectors will account for the remaining 13.9%.

Forecasted Petroleum Consumption by Sector

Sector	Consumption (KBD)				Growth (%)			Share (%)		
	1999	2000	2005	2010	2000	2005	2010	2000	2005	2010
Transportation	398	380	502	649	-4.5	5.7	5.3	62.5	67.9	69.7
Industry	157	142	131	153	-9.6	-1.6	3.2	23.3	17.7	16.4
Others	83	86	106	129	3.6	4.2	4.1	14.2	14.3	13.9
Total	638	609	739	932	-4.6	3.9	4.8	100.0	100.0	100.0

(b) Production of Petroleum Products: Production of petroleum products in 2000 was 706 KBD, a decrease of 0.8% from 1999. In this year, certain refineries, such as Thai Oil, Bangchak and Esso, did not operate at their full production capacity; the utilization ratio was merely at 88.2%.

The production in 2005 is estimated to be 905 KBD, accounting for an average increasing rate of 3.7% and that in 2010 to be 942 KBD, an average increasing rate of 0.8%. The production share of each petroleum product will be rather stable during 2000-2001. In the year 2010, the production share is expected as follows: diesel, 40.0%; gasoline, 21.8%; fuel oil, 16.2%; LPG, 12.3% and jet/kerosene, 9.7%.

Forecasted Petroleum Product Production

Sector	Production (KBD)				Growth (%)			Share (%)		
	1999	2000	2005	2010	2000	2005	2010	2000	2005	2010
LPG	77	88	117	116	15.1	5.2	-0.2	12.5	12.9	12.3
Gasoline	149	139	191	205	1.4	4.8	1.5	19.7	21.1	21.8
Jet/Kerosene	77	81	88	91	7.0	1.4	0.5	11.5	9.7	9.7
Diesel	274	277	306	337	10.6	3.8	0.6	39.2	40.5	40.0
Fuel Oil	135	121	143	153	-6.3	2.5	1.3	17.1	15.8	16.2
Total	712	706	905	942	5.6	3.7	0.8	100.0	100.0	100.0

1.4 Oil Import Projection

For Thailand, the total consumption of crude oil in 1998 stood at an average of 708 KBD, down from 757 KBD for 1997. The crude oil import in 1998 was 679 KBD, down from 729 KBD in 1997.

Thailand's level of dependence on imports in both years was at approximately 95% and is expected to continue in the foreseeable future. The major source of crude oil for Thailand is the Middle East, which makes the country more vulnerable to possible disruptions in oil supply from that region.

Crude Oil Imports

Source	Unit: thousand barrels per day (KDB)			
	1997	1998	1999	2000
Middle East	562	574	557	500
Far East	141	96	104	132
Other Sources	26	9	39	43
Total Crude Import	729	679	700	675
Indigenous Crude	28	29	34	57
Total Crude Consumption	757	708	734	732

Presently, Thailand is a net exporter of petroleum products. However, with increasing consumption of petroleum products forecasted over the next 10 years and no significant refining capacity increases planned, Thailand is projected to become a net importer of petroleum products by the year 2010. This is reflected in the following table:

Present and Projected Exports (Imports) of Petroleum Products

Product	Unit: thousand barrels per day (KBD)						
	1997	1998	1999	2000	2001	2005	2010
LPG	17	15	23	21	22	25	(6)
Gasoline	33	29	29	20	52	36	6
Kerosene/Jet Fuel	5	5	19	18	26	11	(5)
Diesel	(6)	26	15	15	59	40	(37)
Fuel Oil	(7)	(8)	10	0	44	54	52
Total	42	67	96	74	203	166	10

Note: Figures within () represent net imports.

1.5 Existing Crude and Petroleum Products Storage

The present total storage capacity of crude oil in Thailand is approximately 28 Mbbl (million barrels) and the total storage of petroleum products (excluding LPG) is approximately 39 Mbbl. This brings the total existing storage capacity to approximately 67 Mbbl, equivalent to 96 days of consumption in 1997, well above the normal working requirements of 40-45 days. However, actual stocks are lower than the storage capacity.

The six refineries account for essentially all the crude oil storage in Thailand. The total storage of major petroleum products (excluding LPG) with these companies is at the level of 16.8 Mbbl. Apart

from the refinery storage, a significant portion of the storage capacity of petroleum products is with oil traders and distributors.

Summary of Oil Storage Capacity in Thailand

Item	Storage Capacity in million barrels (Mbbbl)		
	Refineries	Other	Total
Gasoline	4.1	5.9	10.0
Kerosene/Jet Fuel	1.9	2.5	4.4
Diesel	6.6	9.0	15.6
Fuel Oil	4.2	4.8	9.0
Products	16.8	22.2	39.0
Crude Oil	27.7	-	27.7
Total	44.5	22.2	66.7

1.6 Mandatory Storage Level

At present, the only stockpiling is under the Fuel Act of 1978 which requires the private sector to stockpile a certain percentage of the annual throughputs/sales amounts.

For crude oil, both producers and importers were required to stock 5% of annual throughput (equivalent to about 18 days throughput) until December 1997. Marketers of petroleum products were also required to stock 5% of annual throughput until December 1997. Importers of petroleum products were required to stock 10% of annual imports (equivalent to about 36 days) until December 1996. For diesel and fuel oil, this requirement was reduced to 5% in December 1997.

Oil Stockpiling Rates for Thailand

	Prior to Dec 96		Dec96-Dec97		Dec97-Present	
	Production	Import	Production	Import	Production	Import
Crude Oil	5%	5%	5%	5%	3%	3%
Gasoline	5%	10%	5%	10%	3%	6%
Kerosene/Jet	5%	10%	5%	10%	3%	6%
Diesel	5%	10%	5%	5%	3%	6%
Fuel Oil	5%	10%	5%	5%	3%	6%

Notes :

- Stockpiling rates are given as percentage of total annual throughput or sales amounts.
- Stockpiling obligations are over and above the normal working volume requirements of the companies.
- Source: Department of Commercial Registration, Ministry of Commerce.

Due to the economic downturn in 1997, the mandatory stockpiling regulations require refineries to stock 3% of crude oil based on their throughput (equivalent to about 11 days) and marketers and importers to stock 3-6% of different petroleum products based on sales.

2. ENERGY SECURITY POLICY

Energy security policy remains the prime policy of the country as currently 60% of domestic energy consumption has to depend on imported energy, and it is projected to increase to 80% in the next decade. Therefore, it is important to promote domestic energy resource development, both petroleum and coal resources. However, since the potential of our domestic energy resources is quite low, in the long run, priorities will have to be given to energy cooperation with neighboring countries. So far, we have made several agreements with our neighboring countries on energy exploration and development for mutual utilization, including the construction of energy networks in this region to enhance the regional energy security.

2.1 Promotion of Indigenous Energy Resource Development

- **Domestic Oil**

The Thai government aims to promote and encourage the exploration and development of domestic petroleum resources, and encourage the application of petroleum information and modern technology so that the petroleum exploration and development of the country would be continuous and more efficient.

Moreover, foreign and Thai investors are encouraged to engage in joint ventures on energy development projects at all stages of the business, for example, the crude oil transportation pipeline system, refineries, storage terminals, distribution terminals and other infrastructure.

- **Natural gas**

Another strategy is to promote and encourage the exploration and development of natural gas in the Joint Development Area (JDA) in compliance with the domestic demand and the development of other natural gas-based projects, for example, a joint venture project on natural gas development from the JDA and a joint venture project on the Trans-Thailand-Malaysia natural gas pipeline.

- **Coal**

Promotion of the exploration for additional coal resources to ensure adequate primary energy reserves for future use is encouraged, including speeding up concession granting to the private sector to develop coal mines initially explored by the Department of Mineral Resources.

- **Nuclear**

There is no plan to use nuclear energy at least in the next 10 - 15 years.

- **Hydro**

Hydropower has been developed for power generation since 1964. The potential of hydropower in Thailand is estimated at 15,155 megawatts (MW). As of April 2000, EGAT had 2,880 MW of installed capacity of hydropower, whereas the Department of Energy Development and Promotion (DEDP) and the Provincial Electricity Authority (PEA) operated 49 MW of installed capacity. The remaining hydropower resources are difficult to exploit due to the environmental impact on the resource areas a power project would entail. Therefore, future development of hydropower resources will be limited to a few small-scale projects which are considered most economical and environmentally friendly.

As part of the rural electrification program, bringing electricity to 98% of villages in Thailand by 1997, small hydropower sites have been identified as economically suitable for more accurate cost estimates and detailed engineering work. It should be noted, however, that a thorough feasibility study of a small hydropower project tends to indicate that the cost of electricity generated from a suitable hydropower site can be more economical than electricity generated from a set of

photovoltaic plants. One way to further reduce the capital cost of a small hydropower plant is to run a commercially available pump as a turbine.

2.2 Diversification of Energy Sources

Although oil will remain a major energy of the country, the ratio of the total demand will continuously decrease, from 40.5% in 1999 to 39.4% in 2010. Moreover, Thailand also emphasizes diversification of energy sources to secure a stable supply of energy. Natural gas and coal will gradually replace oil, particularly for use as fuel in power generation and in the industrial sector. Utilization of natural gas in power generation has been intensified since the year 2000. Imported coal will play an important role as fuel in power generation by Independent Power Producers (IPPs) from 2004 onwards.

(a) Power Purchase from Neighboring Countries

Negotiation with neighboring countries on energy development has been a means to provide an adequate amount of energy to satisfy the demand of the country and to ensure the supply security. Thailand has executed Memorandum of Understandings and/or power purchase agreements with Lao PDR, Myanmar, the People's Republic of China and Cambodia.

- [Power purchase from Lao PDR](#)

A Memorandum of Understanding (MOU) was signed on 4 June 1993, under which Thailand agreed to purchase 1,500 MW of electricity from projects in Lao PDR. Later, a second MOU was signed on 19 June 1996, increasing the purchase to 3,000 MW by 2006. In addition, Lao PDR also agreed to support passage of the transmission system from a third country, hence facilitating Thailand's purchase of power from Yunnan province of the People's Republic of China in the future.

However, the decreasing demand after the economic crisis has made it necessary for Thailand to delay the purchase of 3,000 MW from the Lao PDR to two phases. That is, to purchase 1,600 MW by 2006 and 1,700 MW by 2008 to be in line with the decreasing demand.

- [Power purchase from Myanmar](#)

Myanmar has significant potential for hydro and natural gas. Preliminary studies by Myanmar government on 196 projects indicate a total capacity of 37,000 MW. An MOU was signed on 4 July 1997 for Thailand to purchase up to 1,500 MW of electricity from projects in Myanmar by 2010.

- [Power purchase for P.R. China](#)

An MOU was signed on 12 November 1998 for purchase of 3,000 MW from China by 2017. The ADB estimates that Yunnan province of P.R. China has hydropower generating capability of 90,000 MW. The first possible project for power sale is Jing Hong Project, with 1,500 MW for sale to Thailand.

- [Power Sector Cooperation Program with Cambodia](#)

According to the bilateral Agreement signed on 3 February 2000, Thailand agrees to promote power trade and provide training and technical assistance relating to the power system to Cambodia. Initially, Thailand will sell power to four provinces in Cambodia, i.e. Banteay Meanchey, Battambang, Siem Reap and Koh Kong, with a total capacity of 20-30 MW. After the establishment of the Thailand Power Pool in 2003, Thailand will support Cambodia to participate in this market.

(b) Promotion of Natural Gas Utilization

Resulting from the government's policy to promote the use of natural gas instead of fuel oil in power generation, utilization of natural gas in power generation continually increased from 42.3% in 1995 to 59.0% in 1999. A plan has been set to modify EGAT's power plants using fuel oil to be able to use natural gas instead.

Most of domestic natural gas fields are located in the Gulf of Thailand. Foreign sources include Malaysia-Thailand Joint Development Area (JDA), Yadana and Yetagun Fields in Myanmar.

It is expected that during the period 2000-2010, around 1,700-2,290 mmscfd of the total natural gas supply would be obtained from domestic sources while around 530-990 mmscfd would be imported from foreign sources.

(c) Promotion of Coal Utilization

In 1999, total coal consumption in Thailand was about 22.8 million tons. Coal utilization in electricity generation accounted for almost 70% of the total domestic coal consumption. The rest was used as fuel in the industrial sector, comprising the cement industry, paper mill, fiber factory, calcium oxide making process and tobacco curing.

Due to the comparatively low cost of supplies and low political risks of supply disruptions compared with other major energy sources, it is foreseeable that coal will remain a major fuel, next to natural gas, for electricity generation. Coal utilization by Independent Power Producers (or IPPs) is expected to start in 2004, when some IPP plants are scheduled to complete, at a level of about 3 million tons, and then is forecast to rapidly increase to 5.5 and 8.8 million tons in 2005 and 2010 respectively. For Small Power Producers (SPPs), coal demand is expected to be at a level of 2.15 million tons per year during the period 2000 to 2010.

To address the concern over the impact of coal utilization on the environment, the application of modern technology would also be encouraged so that utilization of coal in electricity generation and in the industrial sector would cause minimal impacts on the environment.

(d) Promotion of New and Renewable Energy

To ensure that there will be adequate energy for future use, consideration has been given to all potential energy resources that are both economically viable and environmentally friendly. Renewable energy is clean energy; however, its development as a large resource cannot be materialized and the production cost is still very high. Although renewable energy technologies have nowadays been more sophisticated and hence have helped to reduce some of the production costs, the overall costs are still high compared with those of commercial primary energy which is currently in use.

Consequently, the government has to take the role in promoting renewable energy technology development, using financial support from the Energy Conservation Promotion Fund (ENCON Fund). The ENCON Fund had provided financial support to promote renewable energy utilization, and renewable energy research and development. For example:

- [Utilization of biogas technology](#)

Promotion has been made on the establishment of a biogas system in livestock farms to make use of manure, residues or wastewater by using biogas technology. This has not only alleviated the farm owners' energy cost for wastewater treatment but also produced biogas that can be used as a substitute energy source for liquefied petroleum gas (LPG), petroleum and electricity.

- [Promotion of Photovoltaic \(PV\) Power System](#)

The Thai government has a target to increase the electricity generating capacity by using the solar system at a minimum capacity of 4 MW nationwide by the end of 2001. A major project has been implemented by EGAT with an installation of a 500-kW solar power system in Mae Hong Sorn province, in the northern part of Thailand, of which the areas are mountainous in order to enhance the security of the power system in the province. Since the topographical features of the province are mountainous and the population is scattered in the mountainous areas, an enormous investment on the grid system would, otherwise, have been required. An assessment will be made on technical problems and impacts on the society and environment as well as the potential investment by the private sector in constructing manufacturing plants to produce or assemble solar cells and other component parts in Thailand.

The government has also allocated financial assistance from the ENCON Fund for various demonstration projects on solar energy. Examples of such projects are:

- o the installation of solar cells on ten household rooftops in the Bangkok metropolitan area;
 - o the installation of the PV-pumping system in rural villages, via the sub-district administrative organizations, to help alleviate the water shortage problem
 - o the R&D on the development of a solar dryer prototype to be used in the food drying industry instead of the former steam dryers using fuel oil; and the feasibility study on the installation of a solar power and wind energy system (hybrid system) on each island.
- [Wind Energy](#)

Wind is another source of energy that can be used instead of oil. However, there is still a lack of up-to-date data on wind energy potential and the distribution of wind resources in Thailand. Hence, there has not been much progress on the development of power generation projects or other forms of use of wind energy resources. Consequently, the ENCON Fund has provided support for the Department of Energy Development and Promotion (DEDP) to carry out a project to compile existing wind energy data and those from weather-measuring satellites to develop a "Wind Map." This will help with the evaluation of the wind energy potential in Thailand for determination of economic viability of wind energy and potential of wind resource development.

Besides, the ENCON Fund has supported the Provincial Electricity Authority (PEA) to carry out a study on wind energy potential at four places on the south coast of Thailand. The wind measurement system, especially designed to measure wind energy potential, has been installed by the PEA to obtain accurate data for assessment of the feasibility of wind turbine installation for power generation, the energy to be obtained from the wind turbine system and the operational efficiency of the system. If the wind energy in the targeted areas is high, the PEA will further install a grid-connected wind farm for power generation, with a minimum generating capacity of 1,000 kW.

- [Utilization of Agricultural Residues as Fuel](#)

Thailand, being an agricultural country, has a vast potential of agro-industrial residues and wastes such as rice husk, sawdust, corncobs, coconut shells and outer covering, leaves, bagasse or weeds, which are left decaying in the fields as fertilizer or awaiting burning. The ENCON Fund has provided financial assistance for an R&D project on the utilization of agricultural residues or wastes to generate energy as alternative fuel, called "the Green Fuel Briquette," instead of using charcoal, firewood, LPG or electricity.

Moreover, support has been given to a research on utilizing cassava rhizome, through gasification process, to produce fuel gas to be used as fuel in solid waste incineration since cassava rhizome has a high heating value. Wastes will be pre-heated prior to incineration in order to save energy. The gasifier developed under this project can be used with other fuel types, e.g. fuel wood from such trees as eucalyptus, horse tamarind, and other quick-growing trees. This will help get rid of 1-2 tons of small-sized wastes in the communities near the cassava growing areas.

- [Promotion of Small Power Producers \(SPPs\) Using Renewable Energy as Fuel](#)

The Thai government, via the ENCON Fund, has supported a study on the guidelines on determining pricing subsidies for power generated by agricultural or industrial wastes (or biomass). The amount of power generated can be used on site, and the excessive amount, if any, can be sold back to the system of the Electricity Generating Authority of Thailand (EGAT) under the Regulations for the Purchase of Power from Small Power Producers (SPPs).

During Phase 2 of the ENCON Program, covering the fiscal period 2000-2004, the ENCON Fund has a clear policy to promote and support SPPs using biomass or other forms of renewable energy (such as solar, biogas, municipal wastes) as fuel. An allocation of 2,060 million baht from the ENCON Fund will be used in the form of pricing subsidies per unit of electricity (kWh) generated by renewable energy, on top of the EGAT's SPP purchasing price. The objective of this project is to maximize the use of domestic energy resources in power generation. This will help to reduce the

government burden on imported energy and to reduce the adverse impact on the environment resulting from energy utilization. A target of 300 MW of generating capacity has been set for the first five years of the project.

(e) Other Measures to secure energy supply include:

- Support the joint development of the interconnection transmission networks and power purchase among the Greater Mekong Sub-region (GMS), in order to create mutual economic benefits and reliability of the power system.
- Support the cooperation in developing power generation projects, especially hydro-power projects and promote the private sector role in the power project development in the GMS.
- Accelerate negotiations with the governments of Vietnam and Cambodia concerning petroleum resources in contiguous or overlapping zones in the Gulf of Thailand so as to foster exploration and development of petroleum resources.
- Encourage the Thai energy companies to enter joint ventures on energy development abroad, which will help enhance the country's energy supply security.

2.3 Improvement of Energy Efficiency

(a) Policy Measures

Promotion of efficient and economical use of energy is one challenge for which the government has formulated policies and strategies to achieve. This is because efficient and economical use of energy will help reduce not only investment requirements in energy supply but also fuel costs in various production processes. In this regard, basic policy measures to be implemented are pricing measures, provision of incentives, raising of the general public's awareness, and compulsory measures. Some examples of the implementation to achieve this goal are as follows:

- Pricing Measures

First, **the petroleum pricing structure** has been revised so that it reflects the actual economic costs of supply. The current pricing mechanism that allows prices to fluctuate according to the market forces and competition will be maintained, without political intervention.

Next, **the electricity tariff** for both retail and wholesale levels has been improved in order to reflect the actual supply costs and to be transparent. At the same time, an incentive system will be created for the electricity utilities to improve their operational efficiency and service quality.

Guidelines in determining **natural gas prices and pipeline tariff** are being worked out, and a clear and transparent regulatory system is being developed.

- Provision of Incentives

In addition, **the Demand Side Management (DSM) Program** has been intensified. The DSM Program was established in 1993 to promote energy conservation and efficient use of electricity. Market transformation strategy has been introduced, that is, local manufacturers and importers are stimulated to produce and import energy-saving and efficient appliances while consumers are provided with education and energy conservation awareness through various media.

Several campaigns have been launched with emphasis placed on utilization of high-efficiency electric appliances, such as the voluntary labeling project for energy-efficient lighting equipment, refrigerators, air-conditioners and motors.

Besides, intensive efforts have been made to speedily materialize the establishment of Thailand's **testing laboratories**; promotion of **high-efficiency equipment production**; and establishment of **minimum energy efficiency standards**, initially for six products, namely, refrigerators, air-conditioners, motors, fluorescent lamp ballast, fluorescent tubes and compact fluorescent.

- [Public Awareness Campaigns](#)

Public relations work has been implemented to raise people's awareness and benefits to be obtained from energy conservation. The PR activities are implemented under the "**Divide by Two**" campaign, popularly known as "Harn Song ($\div 2$).". The campaign aims at motivating the general public to reduce energy consumption and to cut back the use of energy and natural resources without reducing personal comfort or the quality of life.

Examples of activities are: the production of series of television commercials on energy conservation which have proven to be very popular among the public, dissemination of energy conservation issues through various types of media, energy camps for students, plays and cultural shows based on energy conservation themes and the establishment of energy information centers to disseminate materials, posters, and other printed matters on energy conservation and renewable energy related issues.

- [Compulsory Measures](#)

These relate to mandatory energy conservation implementation as specified by laws and regulations enforced under the Energy Conservation Promotion Act, involving designated factories and buildings, government buildings and other buildings whose owners are interested in energy conservation.

"Designated factories" and "designated buildings" are factories and buildings with an installed electrical capacity of more than 1 MW or 1,175 kilovolt-amperes (kVA).

The owner of such a factory or building must conserve energy, audit and analyze energy utilization in his factory/building, in accordance with the standards, criteria and methods prescribed in relevant Ministerial Regulations. In this connection, the owner may request for a grant from the ENCON Fund to undertake the requisite energy conservation measures.

In addition, the ENCON Fund also provides financial support for the improvement in the design or construction of new government or state-enterprise buildings, with a view to conserving energy so as to demonstrate the outcome of such implementation to the general public.

(b) Implementation Mechanism

- **Energy Conservation Program: financial support to promote energy conservation and renewable energy utilization**

The *Energy Conservation Promotion Act (the Act)* was passed by the government in March 1992 with mandates to promote energy conservation discipline and energy conservation investment in factories and buildings. This Act is seen as innovative as it blends incentives with mandatory regulations to facilitate the implementation of mandated energy-efficiency measures. The Energy Conservation Program is implemented under the Act.

One major tool of the government to promote energy conservation and use of renewable energy and to facilitate the implementation of energy-efficiency measures is the *Energy Conservation Promotion Fund*. The ENCON Fund provides financial support to government agencies, state enterprises, non-government organizations, individuals, and businesses that wish to implement measures to increase efficiency in energy utilization.

The Energy Conservation Program is divided into three sub-programs, namely: Compulsory Program, Voluntary Program and Complementary Program.

- **Compulsory Program**, as detailed earlier, relates to mandatory energy conservation implementation as specified by laws and regulations enforced under the Energy Conservation Promotion Act, involving designated factories and buildings, government buildings and other buildings whose owners are interested in energy conservation.

The Compulsory Program is overseen by the Department of Energy Development and Promotion (DEDP).

- Voluntary Program involves provision of financial assistance by the Fund to support energy conservation efforts by government and private agencies aiming at more efficient and economical use of energy, promulgation of utilization of renewable energy which has less adverse impact on the environment, promotion of products and services which contribute to energy conservation, as well as promotion of R&D projects and development of energy conservation related technology.

- Complementary Program consists of training, public relations, and management & monitoring sub-programs.

The Training Sub-Program aims to develop human resources with right skills and knowledge for both the public and the private sectors so as to eventually achieve effective implementation of the Energy Conservation Program as a whole.

The Public Relations (PR) Sub-Program is being undertaken to change consumers' behavior with a view to achieving energy saving objectives. PR activities are carried out under the "Divide by Two" campaign as mentioned earlier. Efforts will continue to motivate people to save energy and change their wasteful behavior in energy consumption. A particular theme will be developed for each year, for example, in 2001 the tentative theme will be "Energy Saving in Transportation."

The Management & Monitoring Sub-Program covers the expenditures of all government agencies responsible for the implementation of the Energy Conservation Program.

The Voluntary and Complementary Programs are implemented by the National Energy Policy Office (NEPO).

2.4 Emergency Preparedness of Oil Supply

- **Policy to Establish and Build Emergency Oil Stockpile**

The present stockpiling in Thailand consists only of mandatory storage requirements imposed on the oil companies based on throughput/sales.

However, with a view to ensuring the energy security of the country, consideration on an official oil stock is currently being made. The National Energy Policy Office has undertaken a study on *National Oil Stockpiling Strategy* and we are now considering stockpiling options utilized in other countries in order to determine which model would be suitable and viable for application to Thailand as well as the optimum level of the long-term oil stockpiling together with appropriate implementation plan and institutional issues.

2.5 International Cooperation

Having bilateral/multilateral contracts with neighboring oil-exporting countries for the exchange of energy products in emergency cases is another means to ensure energy supply security and to protect the country against oil crises.

(a) APEC

The world oil situation could be addressed from both the supply and the demand ends. On the supply side, many APEC member economies have been seeking increase of OPEC oil production. OPEC agreed to increase oil production at several intervals during the course of the past few years. However, prices have not responded in a downward direction to appropriate and sustainable levels. APEC is better placed to address the demand side, and bring oil supply and demand closer to equilibrium. The international oil price situation presents APEC with an opportunity to respond within the boundaries of its existing fields of cooperation. The APEC Energy Working Group (EWG) has an Expert Group on Energy Efficiency and Conservation as well as an Expert Group on New and Renewable Energy Technologies.

In mid-2000, Thailand pursued the diplomatic efforts urging greater APEC cooperation in the issue of oil and energy through the APEC EWG and APEC SOM mechanism. These efforts were merely carried out without focusing merely on the interest of Thailand or any particular party, but focusing on the interest of the APEC region as a whole. The interest of both oil exporting and oil importing economies have been taken into account with a view to creating stability of the oil market and oil prices as well as to enhancing steady and stable growth of the world economy.

With support from all APEC member economies, the energy security issue was finally addressed in the APEC Leaders' Declaration on the occasion of the Eighth APEC Economic Leader Meeting held in Brunei Darussalam, on 15-16 November 2000. In the APEC Leaders' Declaration, leaders addressed their concern on the energy security that *"We noted through the risks posed by oil price volatility to the world economic recovery and for developing economies that are heavily dependent on oil market conditions, and the need to stabilize prices at sustainable levels. We call for appropriate increases in supplies and other necessary measures to promote long-term price stability in the mutual interests of consumers and producers. We welcome the many ongoing cooperation activities within APEC which will help reduce vulnerability and promote market stability and note the efforts made this year by APEC members to address the volatility."*

The APEC Energy Working Group with support from Korea will arrange a planning meeting on Energy Security Initiative, as endorsed by the Economic Leaders, in March 2001 in Seoul. The meeting will focus mainly on oil stockpiling and oil market information.

(b) ASEAN

- **ASEAN Petroleum Security Agreement (APSA)**

At the Senior Officials' Meeting on Energy of the Eighteenth ASEAN Ministers on Energy Meeting (SOME of the 18th AMEM) in Hanoi, Vietnam, on 3 July 2000, the ASEAN Council on Petroleum (ASCOPE) informed the meeting that all ten ASEAN member countries had already acceded to/ratified the ASEAN Petroleum Security Agreement (APSA). This agreement stipulates that any member country whose normal supply drops to less than 80% of its normal requirements can ask the exporting members of ASEAN to supply 10% of said requirements.

Since the inception of the APSA in 1986, it has never been actually executed, although it was once nearly implemented during the Gulf war crisis. In severe crude oil and/or petroleum product supply disruptions affecting not only one single country, but the whole region, the security of oil supplies from the neighboring countries could become uncertain and threatened. Neighboring countries might not be able to increase their production fast enough and/or might decide to sell crude oil and petroleum products at an inflated price.

A review of APSA is being undertaken by ASCOPE following its proposal at the SOME of 18th AMEM in July 2000. After the review, the implementation procedures should be tested in a simulated crisis situation, and amended as necessary to remedy possible deficiencies. The test would be repeated until the process is streamlined.

- **ASEAN Energy Network**

At the 17th ASEAN Ministers on Energy Meeting (AMEM) held in Bangkok in July 1999, the Ministers adopted the *ASEAN Plan of Action for Energy Cooperation (1999-2004)* which has served as the guide in the identification, formulation and implementation of specific projects and activities in the ASEAN energy sector. The Ministers also reaffirmed their commitment to the development of an integrated ASEAN energy network consisting of the **ASEAN Power Grid** and the **Trans-ASEAN Gas Pipeline Projects** as the ASEAN energy sector's collective and coordinated program to achieve sustainable economic growth, greater economic integration and international competitiveness in the ASEAN region.

- ASEAN Power Grid The success of implementation of the ASEAN Power Grid will enhance the potential for economic development in ASEAN as reliability of power supply will attract investors. Member countries will benefit from the fuel mix for power generation. Also, the success of this

project implementation will necessitate sharing of technology, expertise and experience and this will facilitate further cooperation among ASEAN countries.

The development of transmission infrastructure, which is essential for energy trade, is highlighted to help sustain energy security, and the need to coordinate a framework for the establishment of an *ASEAN Power Pool* in the future. Currently, many ASEAN countries are accelerating the restructuring and privatization of the electricity supply industry, with the future establishment of the ASEAN Power Pool in mind.

- Trans-ASEAN Gas Pipelines ASEAN gas pipelines are regionally considered an important element for further economic recovery and sustained development, regional energy security, and satisfying international requirements on the environment. Several gas pipeline projects have already been identified or planned, linking various parts of the ASEAN region, including:

- a. Malaysia - Thailand Joint Development Area (JDA) Pipeline
- b. Indonesia (West Natuna and Sumatra) - Singapore Pipeline
- c. Myanmar (Yadana) - Thailand Pipeline
- d. Myanmar (Yetagun) - Thailand Pipeline, and
- e. Sabah (Malaysia) - Palawan (Philippines) Pipeline.

As natural gas has good combustion qualities and will lead to fuel savings and lower emissions, it is predicted that more gas fired power plants will be established. So the regional demand for gas will significantly increase. Early completion of the Trans-ASEAN Gas Pipeline project will bring about better quality of life for ASEAN, apart from the energy supply security.

(c) ASEAN-MITI

The Special Senior Officials' Meeting on Energy (SOME) held in Jakarta on 11 March 2000 endorsed the *Terms of Reference* and the holding of the SOME-MITI Consultations on Energy, to pave way for closer cooperation between ASEAN and Japan in the cooperation areas, which cover Energy Security Planning, Energy Efficiency and Conservation, and New & Renewable Energy. The first consultation was held on 30 June 2000 back to back with the SOME/18th AMEM in Hanoi, during which the *SOME/MITI Energy Work Program for 2000-2001* was considered. The meeting also stressed that the SOME-MITI Consultations must have tangible outcomes, especially in investment promotional activities and in the mutual exchange of information on "best practices" in the energy sector.

As a consequence of this, several meetings were organized. The First Meeting of the ASEAN Energy Security Project was held in Bangkok on 4 November 2000, with a view to establishing the project implementation, in particular the development of the report on "Energy Security Policies in ASEAN Countries." The Regional Meeting on the Energy Security Project was held on 14 December 2000 in Tokyo, and the Third Meeting on the Energy Supply Security Planning in ASEAN on 15 January 2001 in Jakarta. Thailand participated in these meetings and exchanged information on Thailand energy situation with other participants.

(d) International Energy Agency (IEA)

Thailand has recently been approached by the IEA in early February 2001 to discuss energy cooperation via energy dialogue and exchanges of energy information.

3. EMERGENCY MEASURES TO REMEDY OIL CRISIS

3.1 Elements of Emergency Preparedness

(a) Long-Term Measures

For any country, enhancing oil security requires both long-term and short-term measures. Long-term measures could include:

- Diversification of oil supply sources,
- Improved oil use efficiency,
- Alternative energy sources,
- Improving market efficiency – privatization, liberalization of markets, removal of subsidies,

(b) Short-Term Measures

While long-term policy measures could reduce the risks of supply disruptions, alleviating the effects of an oil crisis, once it occurs, requires short-term measures. Emergency preparedness and response measures for the short-term are very important elements of a strategy for alleviating some of the effects of an oil crisis, especially for countries as heavily dependent on imports as Thailand. Short-term measures could include:

- Information sharing,
- Demand restraint,
- Fuel substitution (limited between oil and gas),
- Surge oil production, and
- Emergency oil stocks.

Among these measures, except for information sharing which is essential, emergency oil stocks seem to be the most important and useful means of dealing with an oil crisis because of the limited effectiveness of other measures for certain countries.

3.2 Thailand's Oil Security Policy

The present policy of Thailand is directed by the following:

- Oil stockpiling obligation on refineries and importers/marketers under the Petroleum Act (enacted in 1978);
- International cooperation: as detailed in Item 2.5.
- Implementation plan on remedy and prevention of shortage under the Emergency Decree (enacted in 1973): during a crisis, this decree provides the Prime Minister with extensive authority in issuing orders on production, distribution, export, import etc. of all types of liquid fuels. The decree also covers regulation of working hours and working days of business establishments.

3.3 Emergency Decree of 1973

The *Emergency Decree on Remedy and Prevention of Shortage of Petroleum Oil, B.E. 2516 (AD 1973)* provides the Prime Minister with extensive authority in designating measures to remedy and prevent shortage of petroleum products. Under the decree, the Prime Minister can issue orders on the following matters:

1. Production, distribution, export, import, etc. of all types of liquid fuels;
2. Production or distribution of electricity;
3. Consumption of fuel oil and electricity by regulating working hours and working days of business establishments; and
4. Rationing of all types of liquid fuels.

NEPO, as the central agency responsible for energy management and development in Thailand and reporting directly to the Prime Minister, has direct responsibilities to conduct, oversee, and coordinate actions in conformity with the legislation, which has thus far served as the enabling law for the setting of prices for petroleum products and for establishment of the Oil Fund. NEPO, therefore, has the direct responsibilities in managing the Oil Fund and in formulating policies and measures relating petroleum product prices and the Oil Fund. The Oil Fund was created for subsidizing the retail prices of LPG. Revenue is generated for this Fund by means of an extra tax in the retail prices of gasoline, diesel and fuel oil. The current tax rates for this purpose are as follows:

Product	Tax Rate to Oil Fund (Baht/litre) As of 5 Jan 2001
Gasoline: ULG 95	0.50
ULG 91	0.30
ULG 87	0.30
High Speed Diesel	0.50
Low Speed Diesel	0.50
Fuel Oil	0.06

The Emergency Decree was originally issued for a period of one year but has since been extended indefinitely. The provisions of the Decree have not been used so far and there are no detailed implementation plans.

3.4 Emergency Response Measures

Severity levels of crisis should be clearly defined. A crisis, as defined by IEA, is a shortfall in supply to 93% or less of normal requirements and should trigger measures for curbing demand and increasing domestic supply, including:

- Applying fuel switching to the extent feasible to decrease the demand of crude oil and its derivatives.
- Limiting and eventually eliminating export of petroleum products. This should be coupled with international cooperation and sharing of information.
- Maximizing the production of domestic oil and gas to the extent feasible by utilizing surge production capacity.
- Demand restraint. There are various degrees of demand restraint measures as outlined in the following table.

Prior to a crisis, only Persuasion and Public Information measures are warranted. If a crisis sets in, Administrative Measures may be necessary. Finally, as a last resort, if a crisis persists for a long time, more severe measures including Allocation and Rationing may be utilized.

It must be emphasized that curbing demand incurs a heavy penalty due to its negative effect on the GDP.

- Drawdown from the strategic reserve is perhaps the most important measure in a crisis. It has to be done in cooperation with other countries.
- Invoking APSA to provide additional supplies from oil producing ASEAN countries.

A more severe crisis (perhaps defined as shortfall to 90% or less of normal requirements) would require more severe measures. The most important measure, of course, would be drawing down on the strategic reserve.

Degrees of Demand Restraint Measures

Persuasion and Public Information	
Measure	Activity Targeted
Low cost persuasion campaign	Road Transport/Air Conditioning/ Lighting
Strong publicity campaign	Road Transport/Air Conditioning/

	Lighting
Administrative Measure	
Measure	Activity Targeted
Increased Surveillance of Existing Speed Limits	Road Transport
Compulsory Reductions in Cooling and Lighting in Public Buildings	Air Conditioning /Ambient Lighting
Car-Pooling	Road Transport
Reduction of Speed Limits	Road Transport
Sunday Driving Bans	Road Transport
Odd and Even License Plate Fueling Restrictions	Road Transport
Tax Increases on Petroleum Products	Specific Petroleum Products
Reduced Opening Hours of Service Stations	Road Transport
Allocation and Rationing Measures	
Measure	Activity Targeted
Percentage Reduction Bulk Users	Crude Oil and Petroleum Products
Percentage Reduction to Retailers	Petroleum Products
Rationing with coupons to retailer or end users	Petroleum Products

3.5 Organizations

Thailand's energy policies and plans are developed by the National Energy Policy Council (NEPC) which is chaired by the Prime Minister of Thailand with Ministers from related Ministries as committee members. The NEPC is in charge of developing and overseeing all aspects of the national energy policy and the national energy management plan. The National Energy Policy Office (NEPO) acts as the Secretariat to the NEPC.

One of the important responsibilities of NEPO is recommending measures to remedy and prevent shortage of petroleum products as well as coordinating the activities of related agencies under these measures. The Department of Commercial Registration (DCR), Ministry of Commerce, monitors in compliance with the current mandatory stockpiling requirements imposed on oil companies.

4. CONCLUSION

Thailand recognizes the importance of emergency preparedness of energy supply since we have to depend substantially on energy import, especially oil. Emphasis has been placed on diversification of energy sources and efficient and economical use of energy. Thailand's oil dependency has decreased a great deal from 93.6% in 1980 to 55.1% in 2000. As oil stockpiling would be crucial for the remedy of oil shortage or crisis, serious consideration would be required on establishing an official oil stock. The National Energy Policy Office has undertaken a study on *National Oil Stockpiling Strategy* and we are now considering stockpiling options utilized in other countries in order to determine which model would be suitable and viable for application to Thailand.

In addition, Thailand will support cooperation in improving the ASEAN Petroleum Security Agreement (APSA) so that its implementation would be efficient as that of IEA. Also, we are willing to share energy information and exchange energy dialogue at both intra-regional and inter-regional levels with a view to strengthening the energy security in Asia.



[National Energy Policy Office](#)

Energy Policy Journal, Volume 51, January-March 2001

3 rd ASEAN Energy Business Forum

เวทีหารือภาคธุรกิจด้านพลังงานอาเซียน ครั้งที่ 3

รายงานการประชุม
3rd ASEAN Energy Business Forum
ณ โรงแรมแมนดาริน ประเทศสิงคโปร์
ระหว่างวันที่ 15-16 กุมภาพันธ์ 2544



บริษัท Singapore Power ได้เป็นเจ้าภาพจัดประชุม “เวทีหารือภาคธุรกิจด้านพลังงานอาเซียนครั้งที่ 3” (3rd ASEAN Energy Business Forum - AEBF) ณ โรงแรมแมนดาริน ประเทศสิงคโปร์ ระหว่างวันที่ 15-16 กุมภาพันธ์ 2544 โดยมีผู้แทนจากประเทศอาเซียน และประเทศในยุโรป ให้ความสนใจเข้าร่วมสัมมนาทั้งสิ้น ประมาณ 150 คน สำหรับประเทศไทยได้ส่งผู้แทนเข้าร่วมทั้งสิ้น 12 คน จาก 5 หน่วยงานหลักคือ

1. สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ จำนวน 2 คน
2. กรมพัฒนาและส่งเสริมพลังงาน จำนวน 2 คน
3. การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย จำนวน 2 คน
4. การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จำนวน 2 คน
5. บริษัท ผลิตไฟฟ้า จำกัด (มหาชน) จำนวน 4 คน

สาระสำคัญของการประชุม “เวทีหารือภาคธุรกิจด้านพลังงานอาเซียนครั้งที่ 3” มีดังนี้

1. แนวโน้มพลังงานอาเซียนและการพัฒนา

จากการคาดการณ์ การจัดหาพลังงานและความต้องการใช้พลังงานของอาเซียนจะเติบโตอย่างต่อเนื่องไปจนถึงทศวรรษหน้า โดยจะเพิ่มขึ้นจากระดับ 366.09 ล้านตัน เทียบเท่าน้ำมันดิบ (ตทนต์.) ในปี 2543 ถึงระดับ 581.37 ล้าน ตทนต์.ในปี 2553 การพัฒนาพลังงานจะเกิดขึ้นในหลายด้าน ซึ่งจำเป็นอย่างยิ่งที่จะต้องได้รับการสนับสนุนด้านการลงทุนในโครงการเหล่านั้น โครงการเหล่านั้นได้แก่

- 1) การเพิ่มกำลังการผลิตไฟฟ้าในอาเซียน (ASEAN Power Installed Capacity) คาดว่าต้องใช้เงินทั้งสิ้นประมาณ 69 พันล้านเหรียญสหรัฐ
- 2) การปฏิรูปกิจการไฟฟ้าในอาเซียน (Power Restructuring) โดยในปัจจุบัน สิงคโปร์มีความก้าวหน้าที่สุดในการปฏิรูปกิจการไฟฟ้าในกลุ่มอาเซียนและคาดว่าจะสามารถจัดตั้งตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้าได้ในปีหน้า (2545) ในขณะที่ประเทศไทย ได้รับการคาดการณ์ว่ามีความก้าวหน้าในการพัฒนาในด้านนี้เป็นลำดับที่ 2 รองจาก สิงคโปร์
- 3) การพัฒนาประสิทธิภาพพลังงาน (Energy Efficiency) อาเซียนประสบความสำเร็จอย่างยิ่งในการส่งเสริมการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ จากประมาณการคาดว่าอาเซียนจะสามารถประหยัดเงินได้ถึง 30 พันล้านเหรียญสหรัฐ จากการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ ในช่วงปี 2543-2548 และจะเพิ่มขึ้นเป็น 47 พันล้านเหรียญสหรัฐ ในช่วงปี 2548-2553
- 4) การใช้พลังงานทดแทนและพลังงานใหม่ (New and Renewable Energy) อาเซียนได้พยายามส่งเสริมให้มีการผลิตกระแสไฟฟ้าด้วยพลังงานทดแทนและพลังงานใหม่ ถึงแม้ว่าจะคิดเป็นสัดส่วนที่น้อยเมื่อเทียบกับปริมาณการผลิตกระแสไฟฟ้าด้วยวิธีอื่น โดยคาดว่าในช่วงปี 2544-2553 กำลังการผลิตกระแสไฟฟ้าด้วยพลังงานทดแทนและพลังงานใหม่ในอาเซียนจะเพิ่มขึ้นอีก 2,406 เมกวัตต์ ซึ่งคาดว่าจะใช้เงินลงทุนไม่ต่ำกว่า 3.6 พันล้านเหรียญสหรัฐในการพัฒนา
- 5) การลดปริมาณก๊าซพิษจากการพัฒนาและการใช้พลังงานในภูมิภาคอาเซียน กำลังได้รับความสนใจอย่างมาก โดยคาดว่าภายในปี 2553 อาเซียนจะสามารถลดปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ซัลเฟอร์ออกไซด์ และไนโตรเจนออกไซด์ ได้ถึง 57.0, 1.14 และ 0.24 ล้านตัน ตามลำดับ
- 6) การเชื่อมโยงเครือข่ายพลังงานอาเซียน ประกอบด้วยโครงการสำคัญ 2 โครงการ คือโครงการเชื่อมโยงท่อส่งก๊าซธรรมชาติอาเซียน ซึ่งกำลังอยู่ในช่วงของการจัดทำแผนแม่บทการดำเนินการ และในขณะเดียวกันได้ทำการศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการเชื่อมโยงท่อส่งใน 7 จุดหลักโดยคาดว่าจะใช้เงินลงทุนตลอดทั้งโครงการ นับแต่ปี 2543 เป็นจำนวน 15 พันล้านเหรียญสหรัฐ สำหรับอีกโครงการหนึ่งคือโครงการเชื่อมโยงสายส่งไฟฟ้าในอาเซียน ซึ่งได้มีการจัดตั้งคณะกรรมการร่างแผนแม่บทเพื่อทำการเชื่อมโยงและคาดว่าจะมีการเชื่อมโยงสายส่งไฟฟ้าใน 14 จุดหลัก ก่อนที่จะเชื่อมโยงเข้าด้วยกันทั้งหมดในขั้นสุดท้าย

2. การปฏิรูปกิจการพลังงานในสิงคโปร์

การปฏิรูปกิจการพลังงานในสิงคโปร์ได้ดำเนินการในลักษณะเช่นเดียวกับประเทศไทย แต่สิงคโปร์มีความก้าวหน้าที่สุดเมื่อเทียบกับประเทศอื่นๆ ในภูมิภาคอาเซียน การปฏิรูปกิจการพลังงานเกิดขึ้นในสองสาขาหลักคือ 1) การปฏิรูปกิจการไฟฟ้า และ 2) การปฏิรูปกิจการก๊าซธรรมชาติ โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อส่งเสริมการแข่งขันในกิจการนั้นๆ อันจะนำมาซึ่งประโยชน์สูงสุดแก่ผู้บริโภค หลักการสำคัญในการปฏิรูป

กิจการทั้งสองนั้นมีเป้าหมายเพื่อลดบทบาทของภาครัฐ และส่งเสริมให้ภาคเอกชน เข้ามามีส่วนร่วมในการผลิต และจัดจำหน่าย โดยหน่วยงานของรัฐ คือ สำนักงาน สาธารณูปโภคกลาง (Public Utilities Board - PUB) จะจำกัดบทบาทของตนอยู่แต่ เพียงผู้กำกับดูแล ให้เกิดความเป็นธรรมในการแข่งขัน รวมทั้งให้เกิดความเป็นธรรม แก่ผู้บริโภค ในอันที่จะมีพลังงานบริโภคอย่างเพียงพอ ณ ระดับราคาที่เหมาะสม

3. การเปลี่ยนแปลงธุรกิจพลังงานในเศรษฐกิจยุคใหม่

การดำเนินกิจการด้านพลังงานในอนาคตข้างหน้า จะต้องมีการปรับตัวให้สอดคล้อง กับระบบเศรษฐกิจโลกที่มีการเปลี่ยนแปลงไป และผู้ประกอบการจะต้องรู้จักใช้ ประโยชน์จากความก้าวหน้าในด้านเทคโนโลยีสารสนเทศ ตลอดจนเครื่องมือทางการเงิน ที่ทันสมัย เพื่อปรับปรุงประสิทธิภาพในการทำธุรกิจ และลดความเสี่ยงจากความ ผันผวนของตลาดที่มีการแข่งขันกันอย่างรุนแรงในยุคหน้า โดยผู้ร่วมอภิปรายได้ตั้ง ข้อสังเกตต่อการดำเนินธุรกิจดังนี้

1) การดำเนินธุรกิจพลังงานในยุคหน้าจะมีความซับซ้อนมากขึ้น ธุรกิจจะต้องปรับ สภาพตัวเองให้มีความถนัดและความชำนาญเฉพาะด้านมากขึ้น โดยอาศัย ความก้าวหน้าทางด้านเทคโนโลยี และกฎระเบียบที่เปลี่ยนแปลงไปเป็นปัจจัย ผลักดันให้เกิดการปรับตัว เช่นในการดำเนินกิจการไฟฟ้าตามรูปแบบเดิมจะ ประกอบด้วย 3 ส่วนหลักคือ ระบบการผลิต ระบบการจัดส่ง และระบบการจัดจำหน่าย แต่ในอนาคตระบบต่างๆ อาจจะมีการแตกตัว เพื่อให้สามารถดูแลงานที่มีความ ซับซ้อน และเข้าถึงตลาดได้ดีขึ้น

2) โดยปกติการยกเลิกการควบคุมตลาดพลังงานเพื่อส่งเสริมการแข่งขัน จะเป็นผล ให้เกิดการเปลี่ยนแปลงใหญ่ๆ 3 ประการคือ

- ระดับราคาปรับตัวลดลงจนเกือบใกล้เคียงกับต้นทุนหน่วยสุดท้ายของ การผลิต
- ระดับราคามีความผันผวนมากขึ้น เนื่องจากความหลากหลายของอุปสงค์และอุปทานในตลาด
- ความน่าเชื่อถือของผู้ประกอบธุรกิจพลังงานลดลงและทำให้ต้นทุนใน การทำธุรกิจเพิ่มขึ้น เนื่องจากผู้ประกอบการมีความเสี่ยงเพิ่มขึ้นจาก ความผันผวนของตลาดเสรี

3) ด้วยสาเหตุที่ความผันผวนในตลาดเพิ่มสูงขึ้น ผู้ประกอบการจึงจำเป็นต้องรู้จัก เลือกใช้เครื่องมือบริหารความเสี่ยง (risk management) ที่เหมาะสมกับธุรกิจตน เพราะจากประสบการณ์ที่ผ่านมาได้แสดงให้เห็นว่าผู้ประกอบการที่ขาดความสนใจใน การบริหารความเสี่ยงอย่างดีพอ อาจนำพาความเสียหายอย่างใหญ่หลวงแก่ธุรกิจได้

4) นอกจากนี้การค้าพลังงานจะมีได้จำกัดอยู่แต่เพียงในรูปการซื้อขายสินค้าพลังงาน (physical trading) อีกต่อไป จากแนวโน้มการเจริญเติบโตของตลาดการเงินจะ ส่งผลให้การค้าพลังงานแปรสภาพเป็นสินค้าทางการเงิน (financial trading) อีก

ชนิดหนึ่ง โดยคาดว่ามูลค่าการค้าสินค้าพลังงานในรูปแบบของ financial trading จะคิดเป็น 1.5-2 เท่า ของมูลค่าการค้าในรูปแบบของ physical trading

5) การค้าขายผ่านช่องทางตลาดอิเล็กทรอนิกส์ (e-marketplace) จะได้รับความนิยมอย่างมากในอนาคต เพราะจะช่วยลดต้นทุนในการทำธุรกรรมลงอย่างมาก และจะช่วยลดอุปสรรคในการเชื่อมโยงระหว่างผู้ซื้อกับผู้ขาย โดยสามารถจำแนกการทำธุรกรรมผ่านช่องทางตลาดอิเล็กทรอนิกส์ ได้เป็นสองกลุ่มใหญ่คือระหว่างธุรกิจกับธุรกิจ หรือ B2B (Business to Business) และระหว่างธุรกิจกับผู้บริโภค หรือ B2C (Business to Consumer) ภาคธุรกิจจึงต้องเตรียมตัวให้พร้อมต่อการเปลี่ยนแปลงครั้งสำคัญนี้ ทั้งในด้านข้อมูลข่าวสาร เทคโนโลยี และการบริหารจัดการ

4. การจัดประชุม “เวทีหารือภาคธุรกิจด้านพลังงานอาเซียนครั้งที่ 4” (4th ASEAN Energy Business Forum – AEBF 4)

การจัดประชุม “เวทีหารือภาคธุรกิจด้านพลังงานอาเซียนครั้งที่ 4” ณ ประเทศไทย คาดว่าจะมีขึ้นในราวต้นปี 2545 โดยบริษัทผลิตไฟฟ้าจำกัด (มหาชน) (EGCO) จะเป็นเจ้าภาพจัดการประชุมในนามประเทศไทย และจะได้มีการหารือร่วมกันระหว่างหน่วยงานทั้งภาครัฐและเอกชนที่เกี่ยวข้องเพื่อเตรียมการจัดประชุมต่อไป



สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ
วารสารนโยบายพลังงาน ฉบับที่ 51 มกราคม-มีนาคม 2544

บทเรียนปัญหาไฟฟ้าดับจาก แคลิฟอร์เนีย

วิกฤตการณ์ไฟฟ้าในแคลิฟอร์เนีย

จากวารสารนโยบายพลังงาน ฉบับที่ 48 เดือนเมษายน-มิถุนายน 2543 ได้เคยนำเสนอเรื่อง “การปรับโครงสร้างกิจการไฟฟ้าในประเทศสหรัฐอเมริกา” ซึ่งกล่าวถึงประสบการณ์ในการปรับโครงสร้างกิจการไฟฟ้า การดำเนินการของตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้าในรัฐแคลิฟอร์เนียแล้วนั้น ในช่วงแรกหลังการจัดตั้งตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้าของรัฐแคลิฟอร์เนีย ซึ่งเริ่มเปิดดำเนินการ เมื่อวันที่ 31 มีนาคม 2541 ราคาค่าไฟฟ้าได้ในอัตราลดลงร้อยละ 10 แต่รัฐแคลิฟอร์เนียได้เริ่มประสบวิกฤตพลังงานไฟฟ้าตั้งแต่ช่วงฤดูร้อนปี 2543 โดยมีการดับไฟในบางพื้นที่เป็นเวลานาน ผู้ใช้ไฟต้องจ่ายค่าไฟที่สูงขึ้นกว่าเดิมถึง 3 เท่า และผู้ให้บริการไฟฟ้าก็ประสบปัญหาการขาดทุน เป็นจำนวนมหาศาล ซึ่งสาเหตุหลักของวิกฤตการณ์ดังกล่าวสรุปได้ดังนี้

1. ตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้าของแคลิฟอร์เนีย มีการควบคุมราคาขายปลีกไฟฟ้า ที่ขายไฟให้กับประชาชนลดลงร้อยละ 10 คงที่ เป็นระยะเวลา 4 ปี หลังจากเริ่มจัดตั้งขึ้นในปี 2539 แต่ได้มีการบังคับให้ผู้จำหน่ายและค้าปลีกไฟฟ้าซื้อไฟฟ้าจากตลาดกลางในราคาขายส่งที่ลอยตัว โดยไม่มีการทำสัญญาควบคุมราคาใดๆ เพื่อป้องกันความเสี่ยงจากราคาที่ผันผวน ซึ่งเมื่อราคาขายส่งสูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง ขณะที่ราคาขายปลีกไม่สามารถขยับขึ้นได้ จึงทำให้ผู้ขายไฟฟ้ารับภาระขาดทุนไว้เอง
2. ข้อจำกัดด้านการออกใบอนุญาตด้านสิ่งแวดล้อม ที่เข้มงวดกว่ากฎหมายในทวีปยุโรปมาก ทำให้การขออนุญาตสร้างโรงไฟฟ้า เป็นไปด้วยความล่าช้าและยากลำบาก
3. จากสาเหตุทั้ง 2 ประการดังกล่าวข้างต้น ทำให้ไม่จูงใจให้มีผู้ผลิตรายใหม่เข้ามาในระบบ ขณะที่รัฐแคลิฟอร์เนียในช่วง 2 ปีที่ผ่านมา มีความต้องการใช้ไฟฟ้าได้เพิ่มสูงขึ้นอย่างรวดเร็ว จาก 2-3% เป็น 6-7 % ทำให้กำลังการผลิตไฟฟ้าสำรองอยู่ในระดับที่ต่ำมาก จึงทำให้มีการเวียนดับไฟในบางพื้นที่เพื่อรักษาความมั่นคงของระบบโดยรวม
4. การแยกศูนย์กลางบริหารการซื้อขายไฟฟ้า (Power Exchange: PX) ออกจากศูนย์กลางควบคุมระบบไฟฟ้า (Independent System Operator: ISO) ทำให้ ISO ไม่สามารถสั่งเดินเครื่องได้อย่างมีประสิทธิภาพ ประกอบกับองค์กรกำกับดูแลอิสระของรัฐแคลิฟอร์เนียไม่มีอำนาจในการกำกับดูแลได้อย่างมีประสิทธิภาพ โดยมีอำนาจดูแลเฉพาะกิจการสายจำหน่ายและค้าปลีก ขณะที่ด้านการกำกับดูแล ISO PX และกิจการสายส่ง อยู่ในความดูแลขององค์กรกำกับดูแลในระดับรัฐบาลกลาง ดังนั้น การป้องกันปัญหาไม่ให้เกิดขึ้นจึงค่อนข้างยุ่งยากและซับซ้อน

5. การที่ตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้าทางแคลิฟอร์เนีย ออกแบบให้มีตลาด การซื้อขายบริการเสริมความมั่นคงของระบบ (Ancillary Services Market) โดยการประมูลราคาซื้อขายระบบทุกชั่วโมง ควบคู่กับตลาด การซื้อขายพลังงาน ณ เวลาดำเนินการจริง (Real Time Energy Market) จึงทำให้เกิดการเก็งกำไร (Gaming) โดยผู้ผลิตไฟฟ้าจะนำ กำลังการผลิตของตนไปเสนอขายในตลาดหนึ่ง แต่เปลี่ยนไปขายอีก ตลาดหนึ่งที่ราคาสูงกว่าโดยไม่คำนึงถึงผลกระทบต่อความมั่นคงของ ระบบ ส่งผลให้ราคาค่าไฟในทั้ง 2 ตลาด ถูกปั่นขึ้นสูงมาก
6. การเรียกเก็บต้นทุนติดค้าง (Stranded Cost) ของบริษัทผลิตไฟฟ้าได้ หดลงเร็วกว่าที่คาดการณ์ไว้มาก ส่งผลให้การคุ้มครองราคาค่าไฟตาม กฎหมายสิ้นสุดลงในทันที ดังนั้นผู้ใช้ไฟจึงต้องจ่ายค่าไฟตามราคา ตลาดซึ่งกำหนดโดยอุปสงค์และอุปทาน จากสาเหตุต่าง ๆ ที่กล่าว มาแล้วข้างต้นจึงทำให้ผู้ใช้ไฟต้องจ่ายค่าไฟที่ขึ้นมากถึง 3 เท่าตัว

เรียนรู้จากบทเรียน

จากวิกฤตการณ์ดังกล่าวเป็นบทเรียนที่ดีมาก ที่ประเทศไทย จะมีแนวทางในการ ป้องกัน มิให้เกิดปัญหาไฟฟ้างดับได้ ภายหลังการจัดตั้งตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้า สำหรับแผนการปรับโครงสร้างกิจการไฟฟ้า และการจัดตั้งตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้า ของไทย ซึ่งคณะรัฐมนตรีได้อนุมัติเมื่อเดือนตุลาคมปีที่แล้ว ได้มีการศึกษาอย่าง รอบคอบ เพื่อกำหนดโครงสร้างกิจการไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุดสำหรับประเทศไทย และได้มีการนำข้อบกพร่องของรัฐแคลิฟอร์เนียรวมทั้งประสบการณ์ของประเทศต่าง ๆ มาพิจารณาอย่างถี่ถ้วน เพื่อป้องกันมิให้ปัญหาไฟดับเกิดขึ้นในประเทศไทย โดย จะต้องดำเนินการ ดังนี้

1. องค์การกำกับดูแลอิสระ จะต้องออกกฎระเบียบที่เหมาะสม ไม่บิดเบือน กลไกตลาด เช่น ควบคุมราคาขายปลีก หรือกฎเกณฑ์ด้านการออก ใบอนุญาตที่เข้มงวดเกินไป หรือมีขั้นตอนที่ยุ่งยากและล่าช้า ซึ่งจะไม่ จูงใจให้ผู้ผลิตรายใหม่เข้ามาในตลาด
2. ต้องให้ความสำคัญต่อเป้าหมายในการจัดหาพลังงานอย่างเพียงพอ และในระดับราคาที่เหมาะสมเป็นลำดับแรก เพราะปัญหาไฟดับสร้างความเสียหายและเดือดร้อนแก่ผู้ใช้ไฟฟ้าเป็นอย่างมาก ดังนั้นตลาด กลางซื้อขายไฟฟ้า ซึ่งจะจัดตั้งในอนาคต จึงมีหน้าที่กำหนดกำลังผลิต สำรองของประเทศ ให้เพียงพอเพื่อเสริมความมั่นคงของระบบ ให้อยู่ใน ระดับที่เหมาะสม ซึ่งค่าใช้จ่ายในส่วนนี้ จะถูกส่งต่อไปยังผู้บริโภค โดย การเรียกเก็บในใบเสร็จค่าไฟฟ้า สำหรับในช่วงแรกที่เข้าสู่ระบบการซื้อ ขายในตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้า คาดว่าประเทศไทยมีกำลังผลิตสำรอง เหลืออยู่มากประมาณ 30-40% จึงมั่นใจได้ว่าจะไม่มีปัญหาไฟฟ้างาด แคลนหรือไฟฟ้างดับจากระบบในตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้าแน่นอน
3. ในส่วนของบริการเสริมความมั่นคงระบบไฟฟ้า หรือ Ancillary Service ไม่ได้อนุญาตให้มีการเปิดประมูลซื้อขายไฟฟ้า แต่จะใช้วิธีการจัดหา โดยใช้สัญญาประมาณ 1 ปี เหมือนประเทศอื่น ๆ จึงทำให้ปัญหาการ

- ปีราคาเพื่อเก็งกำไร หรือ Gaming จะไม่เกิดขึ้น นอกจากนี้ยังได้กำหนดให้มีสัญญาควบคุม หรือ Vesting Contract เพื่อดึงกำไรส่วนเกินจากผู้ผลิตไฟฟ้าแล้วนำมาลดต้นทุนติดตั้ง และเป็นการลดแรงจูงใจเพื่อไม่ให้ผู้ผลิตไฟฟ้าใช้อำนาจเหนือตลาดในการเก็งกำไร
4. ตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้าของประเทศไทยจะไม่แยก PX และ ISO ออกจากกัน เหมือนในกรณีของรัฐแคลิฟอร์เนีย แต่จะรวมทั้ง 2 ส่วนเข้าด้วยกัน และได้เพิ่มเติมศูนย์กลางการชำระเงิน (Settlement Administrator: SA) เข้าไว้ด้วย เพื่อให้การบริหารงานของตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้ามีการทำหน้าที่ได้อย่างสมบูรณ์ และมีประสิทธิภาพยิ่งขึ้น
 5. ประการสำคัญ อำนาจหน้าที่ขององค์กรกำกับดูแลอิสระ ของไทย ตามที่กำหนดไว้ในร่าง พ.ร.บ. ประกอบกิจการพลังงาน ซึ่งได้ผ่านการอนุมัติในหลักการจากคณะรัฐมนตรีไปแล้ว ได้ให้ความเป็นอิสระในการดำเนินงานอย่างชัดเจน โดยมีการแบ่งแยกอำนาจหน้าที่ด้านนโยบาย ออกจากอำนาจการกำกับดูแล ซึ่งองค์กรกำกับดูแลของไทยจะมีเพียงองค์กรเดียวเพื่อให้อำนาจในการกำกับดูแลเป็นไปอย่างมีเอกภาพ ในขณะที่รัฐแคลิฟอร์เนียจะมี 2 องค์กร คือในระดับรัฐ และระดับรัฐบาลกลาง

การแปรรูปกิจการไฟฟ้าและการจัดตั้งตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้าของประเทศไทย ซึ่งจะเริ่มดำเนินการในปลายปี 2546 มีวัตถุประสงค์ที่สำคัญ คือ การให้เอกชนมีบทบาทเพิ่มขึ้นในกิจการด้านไฟฟ้า และทำให้การแข่งขันมากขึ้น โดยที่ผู้บริโภคก็จะได้รับผลประโยชน์จากราคาไฟฟ้าที่ถูกลงเมื่อเทียบกับที่ยังเป็นกิจการผูกขาดเช่นเดิม สามารถลดภาระการลงทุนของรัฐและหนี้สินของประเทศ โดยเฉพาะของ กฟผ. ในปัจจุบันมีถึง 2 แสนกว่าล้านบาท นอกจากนี้ เงินที่ได้จากการแปรรูปกิจการไฟฟ้า การไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง สามารถนำมาปรับปรุงประสิทธิภาพโรงไฟฟ้า กิจการสายส่ง สายจำหน่าย และการบริการให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าได้อย่างมีประสิทธิภาพดียิ่งขึ้น ประการสำคัญคือ ผู้ใช้ไฟฟ้ามีทางเลือกมากขึ้นเมื่อมีตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้า ทำให้ผู้ค้าปลีกต้องเอาใจผู้ใช้บริการด้านราคา และคุณภาพบริการเพื่อให้เกิดประโยชน์สูงสุดแก่ผู้ใช้ไฟ ดังนั้น นโยบายนี้ควรเดินหน้าต่อไป เพื่อให้บรรลุผลสำเร็จ แต่อย่างไรก็ดี ประสพการณ์ในการแปรรูปกิจการไฟฟ้า และการจัดตั้งตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้าในประเทศต่าง ๆ ทั้งที่สำเร็จเป็นอย่างดี เช่น ในออสเตรเลีย นิวซีแลนด์ และสหราชอาณาจักร และที่ล้มเหลวอย่างในกรณีรัฐแคลิฟอร์เนีย สหรัฐอเมริกา คงเป็นบทเรียน และประสพการณ์ที่สำคัญเพื่อป้องกันปัญหาไฟดับมิให้เกิดขึ้นในอนาคตเมื่อมีการจัดตั้งตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้าในประเทศไทย

การปรับอัตราค่าไฟฟ้า ตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดย อัตราโนมัติ (F_t)

คณะกรรมการกำกับสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตราโนมัติ ในการประชุมครั้งที่ 2/2544 (ครั้งที่ 96) เมื่อวันที่ 14 กุมภาพันธ์ 2544 ได้พิจารณาเรื่องค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตราโนมัติ (F_t) และมีมติเห็นชอบค่า F_t สำหรับการเรียกเก็บในเดือนกุมภาพันธ์-พฤษภาคม 2544 เท่ากับ 24.44 สตางค์ต่อหน่วย ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยที่เรียกเก็บจากประชาชนเพิ่มขึ้นจาก 2.2097 บาทต่อหน่วย เป็น 2.4541 บาทต่อหน่วย หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 11.1

1. ความเป็นมา

1.1 คณะรัฐมนตรี ได้มีมติเมื่อวันที่ 29 มกราคม 2534 เห็นชอบให้มีการใช้สูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตราโนมัติ (F_t) เพื่อให้อัตราค่าไฟฟ้าสะท้อนถึงต้นทุนที่แท้จริง และลดผลกระทบของความผันผวนของราคาเชื้อเพลิงต่อฐานะการเงินของการไฟฟ้า โดยให้มีการปรับอัตราค่าไฟฟ้าเพื่อรับการเปลี่ยนแปลงของค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นจริง และอยู่นอกเหนือการควบคุมของการไฟฟ้า

1.2 การไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง ได้เรียกเก็บค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตราโนมัติ (F_t) ตั้งแต่การเรียกเก็บเงินค่าไฟฟ้าประจำเดือนกันยายน 2535 โดยมีการนำค่า F_t ที่คำนวณได้ไปรวมกับค่าไฟฟ้าตามโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าปกติ โดยค่า F_t จะเปลี่ยนแปลงเป็นรายเดือน ต่อมามีการร้องขอจากสภาอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย ไม่ต้องการให้ F_t มีการเปลี่ยนแปลงบ่อยเกินไป จึงมีการพิจารณาใช้ค่าถัวเฉลี่ย โดยใช้ค่าเฉลี่ย 4 เดือน

ค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตราโนมัติ (F_t)

ปี	เดือน	ค่า F_t (สตางค์/หน่วย)
2535		6.17
2536		2.92
2537		5.20
2538		16.64
2539		23.05
2540		27.93

2541		50.23
2542		40.88
2543	ม.ค. – มี.ค.	56.32
	เม.ย. – ก.ค.	61.52
	ส.ค. – ก.ย.	64.52

1.3 คณะรัฐมนตรี ในการประชุมเมื่อวันที่ 3 ตุลาคม 2543 ได้มีมติเห็นชอบตามมติ คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ในการประชุมครั้งที่ 9/2543 เมื่อวันที่ 28 กันยายน 2543 เรื่อง การปรับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า โดยได้เห็นชอบข้อเสนอ โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าขายส่ง โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีก และรายละเอียด ใบเรียกเก็บเงินค่าไฟฟ้า โดยให้มีผลบังคับใช้ตั้งแต่ค่าไฟฟ้าประจำเดือนตุลาคม 2543 เป็นต้นไป นอกจากนี้ ได้เห็นชอบในหลักการข้อเสนอสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t) และมอบหมายให้คณะกรรมการกำกับสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติรับไปดำเนินการปรับค่าไฟฟ้าตามสูตร F_t ภายใต้หลักการ ดังกล่าว

2. การปรับปรุงสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ

การปรับปรุงสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ ตามมติคณะรัฐมนตรีเมื่อวันที่ 3 ตุลาคม 2543 สามารถสรุปสาระสำคัญ ได้ดังนี้

2.1 รวมค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t) ในขณะนั้น เท่ากับ 64.52 สตางค์ต่อหน่วย เข้าไปในค่าไฟฟ้าฐาน และกำหนดค่า F_t ใหม่ ณ จุดเริ่มต้นเท่ากับ 0

2.2 ค่า F_t จะเท่ากับ 0 เป็นระยะเวลา 4 เดือน (ตุลาคม 2543 – มกราคม 2544) และ จะมีการปรับค่า F_t ใหม่ครั้งแรกในเดือนกุมภาพันธ์ 2544

3. สูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t)

สูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t) ที่ได้รับความเห็นชอบจากคณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 3 ตุลาคม 2543 ได้มีการปรับปรุงรายละเอียดของสูตรให้มีความชัดเจน โปร่งใสยิ่งขึ้น โดยนำค่าใช้จ่ายในการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า (DSM) ออกจากสูตร F_t และให้การไฟฟ้าร่วมรับภาระความเสี่ยงของอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ ด้วย ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าที่คำนวณตามสูตร F_t ใหม่จะต่ำกว่าค่าไฟฟ้าตามสูตร F_t เดิม ค่าไฟฟ้าตามสูตร F_t ใหม่ จะเปลี่ยนแปลงตามปัจจัยหลัก ดังนี้

3.1 ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิง (น้ำมันเตา น้ำมันดีเซล ก๊าซธรรมชาติ ลิกไนต์ และ ถ่านหินนำเข้า) ค่าซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน และค่าซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศ

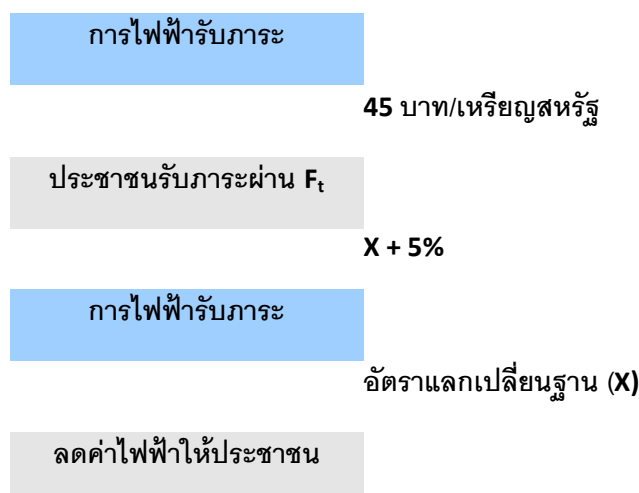
ที่เปลี่ยนแปลงไปจากค่าเชื้อเพลิง และค่าซื้อไฟฟ้าฐานที่ใช้ในการกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า

3.2 ผลกระทบของอัตราแลกเปลี่ยน ในการชำระคืนเงินกู้และดอกเบี้ย

ต่างประเทศของการไฟฟ้า เนื่องจากการไฟฟ้ายังไม่มีอิสระในการบริหารจัดการหนี้ได้ อย่างแท้จริง ในช่วง 6 เดือนแรก ให้การไฟฟ้าสามารถปรับผลกระทบที่เกิดขึ้นจริงที่ แตกต่างจากอัตราแลกเปลี่ยนฐาน ณ 38 บาท/เหรียญสหรัฐ ผ่านสูตร F_t ได้ทั้งหมด

สำหรับการคำนวณค่า F_t ที่ใช้เรียกเก็บตั้งแต่เดือนเมษายน 2544 เป็นต้นไป การ ไฟฟ้าจะต้องรับความเสี่ยงจากอัตราแลกเปลี่ยนด้วยในระดับหนึ่ง กล่าวคือ การไฟฟ้า จะต้องรับภาระ 5% แรก หากอัตราแลกเปลี่ยนอ่อนตัวลงจากอัตราแลกเปลี่ยนฐาน และมีการกำหนดเพดานให้ปรับค่าไฟฟ้าผ่านสูตร F_t ได้ไม่เกิน 45 บาท/เหรียญสหรัฐ และหากอัตราแลกเปลี่ยนแข็งค่าขึ้นจากอัตราแลกเปลี่ยนฐาน ให้การไฟฟ้าคืน ผลประโยชน์ให้ประชาชน ผ่านสูตร F_t ทั้งหมด

อัตราแลกเปลี่ยนในการคำนวณสูตร F_t



3.3 รายได้ที่เปลี่ยนแปลงไปของการไฟฟ้า (MR) เนื่องจากราคาขาย

เปลี่ยนแปลงไปจากที่ประมาณการฐานะการเงิน ยังคงให้มีการปรับ MR ในช่วง 6 เดือนแรก เพื่อเป็นการประกันว่าค่าไฟฟ้าขายปลีกจะลดลงร้อยละ 2.11 เมื่อพ้น กำหนดดังกล่าวให้นำ MR ออกจากสูตร F_t

3.4 การเปลี่ยนแปลงของค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานของการไฟฟ้า ในส่วนที่ไม่ใช่ค่าเชื้อเพลิง และค่าซื้อไฟฟ้า (Non-Fuel Cost) ซึ่งจะมีการปรับตามอัตรา เงินเฟ้อ และหน่วยจำหน่ายที่เปลี่ยนแปลงไปจากฐานที่ใช้ในการกำหนดโครงสร้าง ค่าไฟฟ้าฐาน ทั้งนี้ ได้มีการดูแลเรื่องการปรับปรุงประสิทธิภาพของกิจการไฟฟ้าด้วย แล้วในการกำหนดโครงสร้างค่าไฟฟ้าฐาน โดยการไฟฟ้าจะต้องปรับลดค่าใช้จ่ายใน กิจการผลิต กิจการระบบส่ง และกิจการระบบจำหน่ายในอัตราร้อยละ 5.82.6 และ 5.1 ต่อปี ตามลำดับ

4. การปรับค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติประจำเดือนกุมภาพันธ์ – พฤษภาคม 2544

คณะกรรมการกำกับสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ ในการประชุมครั้งที่ 2/2544 (ครั้งที่ 96) เมื่อวันที่ 14 กุมภาพันธ์ 2544 ได้พิจารณาเรื่องค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t) และมีมติเห็นชอบค่า F_t สำหรับการเรียกเก็บในเดือนกุมภาพันธ์-พฤษภาคม 2544 เท่ากับ 24.44 สตางค์ต่อหน่วย ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยที่เรียกเก็บจากประชาชนเพิ่มขึ้นจาก 2.2097 บาทต่อหน่วย เป็น 2.4541 บาทต่อหน่วย หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 11.1 ของค่าไฟฟ้าฐาน

ปัจจัยหลักที่มีผลกระทบต่อการเพิ่มขึ้นของค่า F_t คือ

4.1 ค่าเชื้อเพลิง และค่าซื้อไฟฟ้า ที่เพิ่มขึ้นในช่วงเดือนตุลาคม 2543 – มกราคม 2544 โดยราคาก๊าซธรรมชาติได้ปรับตัวสูงขึ้น 23.07 บาทต่อล้านบีทียู จากราคาฐาน 115.20 บาทต่อล้านบีทียู เป็น 138.27 บาทต่อล้านบีทียู นอกจากนี้ราคาน้ำมันเตาและน้ำมันดีเซลก็ได้ปรับตัวเพิ่มขึ้น 0.66 และ 1.05 บาทต่อลิตรเป็น 7.36 บาทต่อลิตร และ 10.73 บาทต่อลิตร ตามลำดับจากราคาก๊าซธรรมชาติที่เพิ่มขึ้นส่งผลให้ค่าซื้อไฟฟ้าจากเอกชนเพิ่มขึ้นด้วย ผลกระทบจากค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นจากราคาฐาน คิดเป็นร้อยละ 94 ของค่า F_t ที่เพิ่มขึ้น หรือเพิ่มขึ้น 22.99 สตางค์ต่อหน่วย

การเปลี่ยนแปลงของราคาเชื้อเพลิงที่ใช้ในการคำนวณค่า F_t

เชื้อเพลิง	ราคาฐาน	ต.ค.43 – ม.ค.44	การเปลี่ยนแปลง
น้ำมันเตา (บาท/ลิตร)	6.70	7.36	+0.66
น้ำมันดีเซล (บาท/ลิตร)	9.68	10.73	+1.05
ก๊าซธรรมชาติ(บาท/ล้านบีทียู)			
- อ่าวไทยและพม่า	115.20	138.27	+23.07
ลิแกไนต์ (บาท/ตัน)	569.70	569.70	-

4.2 อัตราแลกเปลี่ยน ที่อ่อนตัวลงจากระดับ 38 บาทต่อเหรียญสหรัฐ มาอยู่ ณ ระดับ 43 บาทต่อเหรียญสหรัฐ มีผลกระทบต่อภาระการชำระหนี้ของ 3 การไฟฟ้า ส่งผลให้ค่า F_t เพิ่มขึ้นอีกประมาณ 4.34 สตางค์ต่อหน่วย

อย่างไรก็ตาม จากภาวะอัตราเงินเฟ้อที่ลดลงเหลือประมาณร้อยละ 1.5 เมื่อเทียบกับอัตราเงินเฟ้อฐาน ณ ระดับร้อยละ 2.83 ทำให้ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานของการไฟฟ้าในส่วนที่ไม่ใช่ค่าเชื้อเพลิง (Non-fuel cost) ลดลง ส่งผลให้ค่า F_t ลดลง 2.19

สตางค์ต่อหน่วย นอกจากนี้อายได้ของการไฟฟ้าที่สูงกว่าประมาณการตามแผน (MR) ส่งผลให้ค่า F_t ลดลงอีก 0.70 สตางค์ต่อหน่วย

ทั้งนี้ ใบเสร็จรับเงินค่าไฟฟ้าตามโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าใหม่ สำหรับผู้ใช้ไฟประเภทกิจการขนาดกลาง กิจการขนาดใหญ่ และกิจการเฉพาะอย่าง ที่ใช้อัตรา TOU จะมี การแยกค่าไฟฟ้า และค่า F_t ในแต่ละกิจการอย่างชัดเจน ได้แก่ กิจการผลิต กิจการ ระบบส่ง และกิจการระบบจำหน่ายและกิจการค้าปลีก โดยค่า F_t สำหรับการเรียกเก็บ ระหว่างเดือนกุมภาพันธ์ – พฤษภาคม 2544 เท่ากับ 24.44 สตางค์ต่อหน่วย สามารถ จำแนกรายละเอียดค่าไฟฟ้าในแต่ละกิจการได้ดังนี้

ค่า F_t จำแนกตามกิจการไฟฟ้า

กิจการผลิต	24.75	สตางค์ต่อหน่วย
กิจการระบบส่ง	0.59	สตางค์ต่อหน่วย
กิจการระบบ จำหน่าย	<u>-0.90</u>	สตางค์ต่อหน่วย
รวม	24.44	สตางค์ต่อหน่วย

ปัจจัยที่มีผลต่อการเปลี่ยนแปลงของค่า F_t

	สตางค์/หน่วย	ร้อยละ (%)
ค่าเชื้อเพลิงและการรับซื้อไฟฟ้า	+22.99	+94
ผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยน	+4.34	+18
ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานส่วนที่ไม่ใช่ค่า เชื้อเพลิง	-2.19	-9
รายได้ของการไฟฟ้าที่สูงกว่าแผน (MR)	<u>-0.70</u>	<u>-3</u>
รวม	<u>24.44</u>	<u>100</u>

ตัวอย่างใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้า



ผู้ฝากส่ง
การไฟฟ้านครหลวง
ไม่ขึ้นรูปบัตรส่งคืน
คู่ ปณ. 71 ปณอ.จตุจักร 10900

ชำระค่าฝากส่งเป็นรายเดือน
ใบอนุญาตนครที่ ๑/๒๕-๒๓
คณ.หัวลำโพง 10331

28/02/44 55

กรุงเทพมหานคร

ท่านผู้ใช้ไฟฟ้าเครื่องวัดเลขที่ SPC/ ม-098581-2 [1300009]

หรือ บริษัท โอเอไอ ทรีฟเพอร์ดี จำกัด

1010 ซ.วิภาวดี 30 อาคารนิวัตร 3 ถนนวิภาวดี

แขวงลาดยาว เขตจตุจักร กทม

10900

หนังสือมอบใบประกอบหนี้



การไฟฟ้านครหลวงเขต บางเขม

ใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้า

1010 ซ.วิภาวดี 30 อ.วิภาวดี-จตุจักร แขวงลาดยาว จตุจักร

เลขที่ใบแจ้งหนี้	รหัสเครื่องวัด	โปรดยุทธการภายในวันที่	จำนวนเงินที่ต้องชำระหนี้
SPC/ ม-098581	77 098581 (2)	09/03/44	1,967,356.75
เลขที่	วันที่ครบกำหนด	เลขบัญชี	จำนวนหนี้
00000671 8	01/03/44	2237	608000
			1,967,356.75

ท่านผู้ชำระค่าไฟฟ้าเดือนก่อน จำนวน เดือน เป็นเงิน บาท
หากท่านชำระเงินจำนวนดังกล่าวแล้วได้รับใบแจ้งหนี้คืนนี้ คือขอรับคืน



การไฟฟ้านครหลวง

รายละเอียดเพิ่มเติม (เดือนปัจจุบัน)

ประเภท 4.2.2	อัตรา 1000	อัตราค่าไฟฟ้า (Pr) ๒ 24.44	จำนวน
ค่าพลังงานไฟฟ้า	1,422,626.80 บาท	จำนวน 1*	401,000 หน่วย
		จำนวน 2*	287,000 หน่วย
ค่าบริการ (ค่าบริการ)	247,649.00 บาท	จำนวน 1*	1,863 กิโลวัตต์
** 61.97% OF 1,863 หน่วย		จำนวน 2*	1,728 กิโลวัตต์
ค่าบริการ (ค่าบริการ)		จำนวน	596 กิโลวัตต์
รวมค่าไฟฟ้า และค่าบริการ	1,670,503.97 บาท	* ค่าบริการ	228.17 บาท
ค่าไฟฟ้า (ค่าไฟฟ้า (Pr))	๒ 168,147.20 บาท		
ค่าบริการ (ค่าบริการ)			
รวมเงิน	1,838,651.17 บาท		
ภาษีมูลค่าเพิ่ม 7 %	128,705.58 บาท		
รวมเงินที่ต้องชำระ	1,967,356.75 บาท		



7709858120000671801967356750811

หนังสือมอบใบประกอบหนี้

คำแนะนำในการชำระเงิน

ชำระ ณ ที่ทำการเขต หรือสาขาของเขต

โปรดนำใบแจ้งหนี้ไปติดต่อกับเจ้าหน้าที่ทำการ การไฟฟ้าส่วนกลางเขต หรือสาขาของเขต ภายในกำหนดการชำระเงินที่กำหนดไว้ในใบแจ้งหนี้ระหว่างเวลา 07.30 น. ถึง 15.00 น. โดยไม่ต้องเสียค่าใช้จ่ายใด ๆ และส่วนที่เกินในใบแจ้งหนี้จะคืนกลับกรณีชำระด้วยเช็ค โปรดติดต่อกับเขต A/C PAYEE ONLY หรือติดต่อสายโทรศัพท์ และหมายเลขเครื่องคิด ๙ ด้านหลังใบแจ้งหนี้

ชำระผ่านตัวแทนการไฟฟ้านครหลวง

โปรดนำใบแจ้งหนี้ไปติดต่อกับเจ้าหน้าที่ทำการ ณ ที่ทำการทั้งหมด (ธนาคารกรุงเทพ หรือ ธนาคารกรุงไทย) ที่มีบริการชำระเงิน (ชำระค่าไฟฟ้า) โดยดูใบโฆษณาเวลาที่ประกาศ ทั้งนี้ ท่านจะต้องชำระด้วย เงินสด เท่านั้น และรับกระดาษทำการที่กระทรวงมหาดไทย (ราชการ ๑๐ บาท)

ท่านจะได้รับ ใบเสร็จรับเงินค่าไฟฟ้า และใบเสร็จรับเงินค่าบริการ (๑๐ บาท) ส่วนระบบของกรมฯ ซึ่งได้รับอนุญาตจากกรมสรรพากรแล้ว จึงเป็นใบเสร็จรับเงินที่ถูกต้องตามกฎหมาย และการไฟฟ้าส่วนกลางจะไม่ออกใบเสร็จรับเงินให้ท่านอีก

โปรดชำระเงินภายในกำหนดเวลาในใบแจ้งหนี้ มิฉะนั้น การไฟฟ้านครหลวงอาจลดจ่ายกระแสไฟฟ้า และจะจ่ายกระแสไฟฟ้าหลังจากได้รับชำระหนี้ค้างหนี้หมด พร้อมค่าต่อไฟกลับแล้ว

ใบแสดงค่าไฟฟ้าแยกแยะตามองค์ประกอบค่าไฟฟ้า

องค์ประกอบค่าไฟฟ้า				หน่วย : บาท
ประเภทกิจการ	ค่าไฟฟ้าฐาน		ค่าไฟฟ้าเดิม (P)	รวมเงิน
	On Peak	Off Peak		
กิจการผลิต	797,669.20	341,931.80	170,280.00	1,309,881.00
กิจการขนส่ง	283,025.80	0.00	4,059.20	287,085.00
กิจการขนส่งพิเศษ	247,649.00	0.00	6,192.00	241,457.00
ค่าบริการระยะสั้น	-	-	-	228.17
ค่าพลังงานทดแทน	-	-	-	0.00
การสูญเสียค่าไฟฟ้า	0.00	-	-	0.00
รวมค่าไฟฟ้า				1,838,651.17
ภาษีมูลค่าเพิ่ม 7%				128,705.58
รวมเงินที่ต้องชำระ				1,967,356.75

* อัตราค่าไฟฟ้าเดิม (P)

- กิจการผลิต 0.2444 บาท/หน่วย

- กิจการขนส่ง 0.2475 บาท/หน่วย

- กิจการขนส่งพิเศษ 0.0059 บาท/หน่วย

- บริการระยะสั้น 0.0090 บาท/หน่วย

P 02939024



สะดวก ประหยัดเวลาและได้เสียค่าใช้จ่าย
เมื่อชำระค่าไฟฟ้า โดยวิธีหักบัญชีเงินฝากธนาคาร

ไม่ถือเป็นความผิดชำระค่าไฟฟ้า

การไฟฟ้านครหลวงแจ้งการค่าธรรมเนียมที่ธนาคารเรียกเก็บกับผู้ใช้ไฟฟ้า
ส่งใบแจ้งหนี้ให้ทราบล่วงหน้าทางไปรษณีย์ก่อนหักบัญชีทุกเดือน
ส่งใบแจ้งหนี้ / ใบเสร็จรับเงิน ตามสถานที่ท่านต้องการทางไปรษณีย์

ตามรายการเงินไม่ได้รับดอกเบี้ยร้อยละ 24 ต่อปี
ณ วันที่ชำระค่าไฟฟ้าครบงวด :

ค่าเงิน	209-5114
ค่าเงิน	412-0140
ค่าเงิน	500-7400
ค่าเงิน	319-5960
ค่าเงิน	500-1111
ค่าเงิน	451-4733
ค่าเงิน	506-1124
ค่าเงิน	310-2400
ค่าเงิน	519-5000
ค่าเงิน	252-3002
ค่าเงิน	428-3000
ค่าเงิน	225-5600
ค่าเงิน	300-2125
ค่าเงิน	241-5300

ศูนย์บริการลูกค้า (Call Center) โทร 1130
(9:00-24:00 น.)

TOU

โครงการจำหน่ายน้ำมันเชื้อเพลิง สำหรับชาวประมงในเขตต่อเนื่อง

1. ความเป็นมา

สถาบันวิจัยเพื่อการพัฒนาประเทศไทย หรือ TDRI ได้จัดสัมมนาเรื่อง “การลักลอบนำเข้าน้ำมันกลางทะเล : ปัญหาและมาตรการ” เมื่อวันที่ 30 มีนาคม 2543 ณ โรงแรมธารา สุขุมวิท กรุงเทพฯ การสัมมนาดังกล่าว เป็นการระดมความคิดและรับฟังผลการศึกษา ของคณะวิจัยของสถาบันฯ โดยที่คณะวิจัยฯ ได้มีข้อเสนอแนะด้านแนวทางการป้องกัน และปราบปรามการลักลอบนำเข้าน้ำมัน ข้อหนึ่งที่ว่า

“ให้จัดระบบการค้ากลางทะเล โดยทำสถานีสบริการกลางทะเลให้เป็นธุรกิจโดยบริษัทผู้ค้าน้ำมันที่ถูกต้อง ควรจะได้มีการพิจารณาหรือสนับสนุนให้เกิดขึ้น เพราะที่จริงแล้วธุรกิจดังกล่าว ก็ไม่ผิดกฎหมายอยู่แล้ว แต่ยังทำกันในลักษณะลักลอบ ซึ่งถ้าทำให้ธุรกิจถูกต้องเต็มรูปแบบ จะช่วยแก้ปัญหาการลักลอบน้ำมันขึ้นฝั่งได้ระดับหนึ่ง เนื่องจากผู้ค้าน้ำมันที่ถูกต้องจะควบคุมได้ง่ายกว่า เพราะอย่างไรก็ตามธุรกิจนี้ คงจะไม่มีวันหมดไป เนื่องจากเรือประมงไทย คงต้องออกไปจับปลา ในน่านน้ำสากลไกลออกไปเรื่อย ๆ และจำเป็นต้องใช้บริการสถานีสบริการลอยน้ำ แต่ปัจจุบันต้องไปเติมน้ำมันจัดบริการ โดยผ่านคนต่างชาติ ”

สมาคมประมงแห่งประเทศไทย ซึ่งได้เข้าร่วมในการสัมมนาครั้งนี้ด้วย จึงได้นำผลการศึกษาดังกล่าวมาศึกษา และประชุมในคณะกรรมการบริหารสมาคมการประมงแห่งประเทศไทย และมีมติเห็นว่า ข้อเสนอที่ทางสถาบันฯ ได้นำเสนอไว้ว่าจะมีความเป็นไปได้ และสมควรที่จะหยิบยกขึ้นมาหารือ ศึกษาและวิจัยอย่างจริงจัง ทั้งนี้เพื่อผลประโยชน์ของชาติทางทะเล และชาวประมงเองก็ยิ่งได้รับประโยชน์ และยังสามารบรรเทาความเดือดร้อน ในเรื่องต้นทุนการประมงในส่วนของน้ำมัน ถ้าหากมีการจัดตั้งสถานีสบริการ (TANKER) จำหน่ายน้ำมันทางทะเลจริง ก็จะส่งผลให้เป็นการเพิ่มประสิทธิภาพ ของการป้องกันและปราบปรามการลักลอบนำเข้าน้ำมันอีกด้วย

ด้วยเหตุนี้ สมาคมการประมงแห่งประเทศไทย จึงได้มีหนังสือถึงสำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (สพช.) ลงวันที่ 22 พฤษภาคม 2543 เสนอขอให้พิจารณาให้มีการจัดตั้งสถานีส (Tanker) จำหน่ายน้ำมันในเขตต่อเนื่อง เพื่อบรรเทาความเดือดร้อนของชาวประมง ในเรื่องต้นทุนการทำประมง และช่วยเพิ่มประสิทธิภาพในการป้องกัน และปราบปรามการลักลอบนำเข้าน้ำมันทางทะเล

สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (สพช.) ได้พิจารณาข้อเสนอดังกล่าวแล้วเห็นว่า น่าจะเกิดผลดีต่อประเทศชาติโดยรวม ทั้งโรงกลั่นน้ำมันผู้ค้าน้ำมัน ชาวประมง เนื่องจากจะทำให้ชาวประมงได้ใช้น้ำมันราคาถูก และโรงกลั่นยังสามารถนำกำลังการผลิตส่วนเกินในประเทศมาจำหน่าย ซึ่งสามารถลดการสูญเสีย

เงินตราต่างประเทศได้ถึงประมาณปีละ 15,000 ล้านบาท และยังสามารถทดแทนโครงการลดราคาน้ำมันเพื่อช่วยเหลือชาวประมงของกระทรวงเกษตรและสหกรณ์ได้ในระยะยาว นอกจากนี้ ยังช่วยให้หน่วยงานของรัฐสามารถพัฒนาระบบการป้องกันและปราบปรามการลักลอบนำเข้าน้ำมันเชื้อเพลิงทางทะเลได้อย่างมีประสิทธิภาพอีกด้วย ดังนั้น สพข. จึงได้ขอความเห็นชอบในหลักการต่อรัฐมนตรีประจำสำนักนายกรัฐมนตรี (นายสาวิตร โพธิวิหค) เพื่อศึกษาความเป็นไปได้ของการจัดตั้งระบบการค้าน้ำมันกลางทะเลอย่างถูกต้องตามกฎหมาย และหลังจากนั้น สพข. ได้ประสานงานและประชุมหารือร่วมกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้องหลายครั้ง ได้แก่ กรมศุลกากร สำนักงานตำรวจแห่งชาติ กรมทะเบียนการค้า กรมสรรพสามิต กรมเจ้าท่า กรมประมง และ ปตท. รวมทั้งภาคเอกชน คือ สมาคมการประมงแห่งประเทศไทย จึงได้ข้อสรุปถึงความเป็นไปได้ในการจัดตั้งระบบการค้าน้ำมันกลางทะเลในเขตต่อเนื่องนำเสนอผลการศึกษาเบื้องต้นต่อคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ในการประชุมเมื่อวันที่ 16 สิงหาคม 2543 คณะกรรมการฯ รับทราบผลการศึกษาดังกล่าว และมีมติให้ไปดำเนินการศึกษาและจัดทำรายละเอียดโครงการเพื่อเสนอคณะกรรมการฯ ให้ความเห็นชอบ ต่อไป

โดยมติของคณะกรรมการฯ ดังกล่าว สพข. จึงได้จัดให้มีการประชุมเพื่อจัดทำข้อกำหนดเกี่ยวกับการอนุญาตให้จำหน่ายน้ำมันในเขตต่อเนื่อง การยกเว้นภาษีอากร และการควบคุมการนำเข้า รวมทั้งแผนปฏิบัติการเบื้องต้นในการดำเนินการของโครงการ และมาตรการควบคุมป้องกันมิให้มีการลักลอบนำน้ำมันในโครงการกลับเข้ามาจำหน่ายในเขตราชอาณาจักร และนำเสนอคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติให้ความเห็นชอบในการประชุม เมื่อวันที่ 28 กันยายน 2543 และต่อมาคณะรัฐมนตรีได้พิจารณา ให้ความเห็นชอบเมื่อวันที่ 3 ตุลาคม 2543

มติคณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 3 ตุลาคม 2543 ได้เห็นชอบแนวทางการดำเนินการจำหน่ายน้ำมันเชื้อเพลิงสำหรับชาวประมงในเขตต่อเนื่อง โดยมีมอบหมายให้หน่วยงานต่างๆ รับไปดำเนินการ ดังนี้

1. ให้กรมสรรพสามิตพิจารณาดำเนินการยกเว้นภาษีสรรพสามิต สำหรับน้ำมันดีเซลและน้ำมันที่คล้ายกันที่ผู้ประกอบการได้จำหน่ายไปยังเรือจำหน่ายน้ำมันกลางทะเล (Tanker) ในเขตต่อเนื่อง (12 - 24 ไมล์ทะเล) โดยมีวัตถุประสงค์ในการจำหน่ายให้แก่ชาวประมง เพื่อใช้เป็นเชื้อเพลิงสำหรับเรือประมงในทะเล ทั้งนี้ตามหลักเกณฑ์ วิธีการ และเงื่อนไขที่กำหนดโดยอาศัยอำนาจตามมาตรา 103 แห่งพระราชบัญญัติภาษีสรรพสามิต พ.ศ. 2527
2. ให้กรมศุลกากรพิจารณาอนุญาตให้เรือจำหน่ายน้ำมันเชื้อเพลิงสำหรับชาวประมงในเขตต่อเนื่อง สามารถขนถ่ายสิ่งของใดๆ ได้ ตามมาตรา 37 ตรี แห่งพระราชบัญญัติศุลกากร พ.ศ. 2469 (แก้ไขเพิ่มเติมโดยพระราชบัญญัติศุลกากร (ฉบับที่ 15) พ.ศ. 2540)
3. ให้กรมศุลกากรพิจารณากำหนดให้การส่งออกน้ำมันเชื้อเพลิงออกไปจำหน่ายในเขตต่อเนื่อง ระบุจุดหมายปลายทางว่า “เขตต่อเนื่อง”

รวมทั้ง พิจารณายกเว้นอากรขาเข้าสำหรับน้ำมันเชื้อเพลิงที่ชาวประมงซื้อในเขตต่อเนื่อง และน้ำมันเชื้อเพลิงที่อยู่ในถังใช้การปกติของยานพาหนะที่นำมาจากนอกราชอาณาจักร เพื่อใช้สำหรับยานพาหนะเท่านั้น

4. ให้กรมทะเบียนการค้าไปพิจารณาออกประกาศกำหนดคุณภาพน้ำมันเชื้อเพลิงที่จะส่งออกไปจำหน่ายในเขตต่อเนื่องให้สอดคล้องกับหลักการของโครงการฯ และเหมาะสมกับสภาพการใช้งานในทะเล
5. ให้กรมสรรพากรสนับสนุนโครงการฯ โดยการเร่งรัดการคืนภาษีมูลค่าเพิ่มให้เร็วที่สุด เพื่อให้ผู้จำหน่ายน้ำมันในโครงการฯ สามารถแข่งขันราคา กับผู้จำหน่ายน้ำมันในต่างประเทศได้ และให้หน่วยงานที่เกี่ยวข้อง ให้ความร่วมมือในการให้ข้อมูล ที่จำเป็นต้องใช้ในการตรวจสอบความถูกต้อง ของภาษีมูลค่าเพิ่มที่ขอคืน

2. การดำเนินการตามมติคณะรัฐมนตรี

กรมสรรพสามิต กรมศุลกากร และกรมทะเบียนการค้า ได้ดำเนินการตามมติคณะรัฐมนตรีแล้ว แต่สำหรับในส่วนของกรมสรรพากร สพข. ได้จัดประชุมหารือกับหน่วยงานราชการที่เกี่ยวข้อง โรงกลั่นน้ำมัน ผู้ค้าน้ำมัน และสมาคมการประมงแห่งประเทศไทย ผลปรากฏว่ามีปัญหาอุปสรรคในการดำเนินงาน กล่าวคือ การส่งน้ำมันออกไปจำหน่ายให้กับชาวประมงในเขตต่อเนื่อง มิได้เป็นการส่งโดยตรงจากโรงกลั่น (ผู้ผลิต) ไปยังเขตต่อเนื่อง แต่จะมีการซื้อขายระหว่างโรงกลั่นกับผู้ค้าน้ำมันตามมาตรา 6 ในประเทศทอดหนึ่งก่อน และผู้ค้าน้ำมันตามมาตรา 6 จึงจำหน่ายต่อให้กับเรือขนส่งและจำหน่ายน้ำมันเพื่อไปจำหน่ายให้กับชาวประมงในเขตต่อเนื่อง ทั้งนี้ เพราะโรงกลั่นน้ำมันเห็นว่าไม่คุ้มค่าที่ต้องแยกถังเก็บน้ำมันดังกล่าว เนื่องจากมีคุณภาพไม่เหมือนกับน้ำมันสำหรับจำหน่ายในประเทศ ทำให้สูญเสียความคล่องตัวในการกลั่นน้ำมัน และยังคงต้องปฏิบัติตามกฎระเบียบที่เข้มงวดกว่าการจำหน่ายตามปกติด้วย ทำให้ผู้ค้าน้ำมันตามมาตรา 6 ต้องรับภาระภาษีมูลค่าเพิ่มไว้นอกกว่าจะขอคืนได้ นอกจากนั้นการนำน้ำมันไปจำหน่ายในเขตต่อเนื่อง อาจไม่เข้าข่ายเป็น “ส่งออก” ตามที่กำหนดไว้ในประมวลรัษฎากร พ.ศ. 2481 มาตรา 77/1 (14) ซึ่งต้องเป็นการส่งสินค้าออกไปนอกราชอาณาจักร เพื่อส่งไปต่างประเทศ แต่การส่งน้ำมันไปจำหน่ายในเขตต่อเนื่องไม่สามารถระบุจุดหมายปลายทางที่ต่างประเทศได้ จึงอาจไม่สามารถขอคืนภาษีมูลค่าเพิ่มได้ และถึงแม้ขอคืนภาษีได้ แต่ระยะเวลาในการคืนภาษีมูลค่าเพิ่ม อาจล่าช้า เพราะจุดส่งออกกระจายอยู่ตามคลังน้ำมันชายฝั่งทะเลในหลายจังหวัด และต้องรอการยืนยันความถูกต้องจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง ซึ่งจะเกิดต้นทุนที่สูงขึ้นจากดอกเบี้ยของเงินที่จมอยู่ในภาษีที่ยังไม่ได้รับคืน ทำให้ราคาน้ำมันที่จำหน่ายสูงกว่าราคาน้ำมันจากต่างประเทศที่มาแข่งขันการจำหน่ายในทะเล

เพื่อเป็นการแก้ไขปัญหาดังกล่าว สพข. จึงเสนอขอทบทวนมติคณะรัฐมนตรีในส่วน of กรมสรรพากร เป็นดังนี้

1. เปลี่ยนจากการเสียภาษีมูลค่าเพิ่มก่อน แล้วเร่งรัดการคืนภาษีโดยเร็วที่สุด ตามมติคณะรัฐมนตรีเดิม เป็นการยกเว้นภาษีมูลค่าเพิ่มตามประมวลรัษฎากรมาตรา 81 (1) (น) ในส่วนของการประกอบการจำหน่ายน้ำมันสำหรับชาวประมงในเขตต่อเนื่อง ซึ่งต้องดำเนินการโดยการออกพระราชกฤษฎีกา โดยในทางปฏิบัติน้ำมันส่วนนี้ จะแยกออกได้อย่างชัดเจน เนื่องจากมีมาตรฐานคุณภาพและสี แตกต่างจากน้ำมัน ที่ผลิตสำหรับจำหน่ายในประเทศ
2. การที่โรงกลั่นเป็นกิจการที่ได้รับการยกเว้นภาษีมูลค่าเพิ่ม ทำให้โรงกลั่นไม่มีสิทธินำภาษีซื้อของน้ำมันดิบและค่าใช้จ่ายต่างๆ ไปหักภาษีขายในส่วนของน้ำมันที่ผลิตเพื่อจำหน่ายในประเทศ ซึ่งเป็นยอดขายส่วนใหญ่ของโรงกลั่น หากเป็นเช่นนี้โรงกลั่นก็จะไม่เข้าร่วมโครงการ หรือถ้าเข้าร่วมก็ต้องเอาภาษีซื้อเข้ามารวมอยู่ในราคาด้วย ทำให้น้ำมันที่จำหน่ายในเขตต่อเนื่องแพงกว่าน้ำมันที่นำมาจำหน่ายจากต่างประเทศ ดังนั้น จึงจำเป็นต้องมีการแก้ไขปัญหานี้ให้กับโรงกลั่นด้วย โดยต้องกำหนดให้การจำหน่ายน้ำมันสำหรับชาวประมงในเขตต่อเนื่องไม่ถือเป็นมูลค่าของฐานภาษี โดยให้ถือเป็นค่าตอบแทนตามที่มีลักษณะและเงื่อนไขตามที่อธิบดีกำหนด โดยอนุมัติรัฐมนตรีตามมาตรา 79 (4)

คณะรัฐมนตรีได้มีมติ เมื่อวันที่ 26 ธันวาคม 2543 เห็นชอบตามข้อเสนอดังกล่าว และได้มอบหมายให้ กรมสรรพากรเร่งดำเนินการต่อไป เพื่อให้มีผลทางปฏิบัติโดยเร็วที่สุดภายในเดือนมกราคม 2544

3. ผลการดำเนินการ

หน่วยงานต่างๆ ที่เกี่ยวข้องได้ดำเนินการตามมติคณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 3 ตุลาคม 2543 เพื่อให้สามารถรองรับการดำเนินโครงการดังกล่าวได้ โดยมีผลการดำเนินการดังนี้

กรมทะเบียนการค้า ได้ออกประกาศกระทรวงพาณิชย์ เรื่อง กำหนดคุณภาพน้ำมันดีเซลสำหรับใช้กับเครื่องยนต์หมุนเร็ว ฉบับที่ 10 (พ.ศ. 2543) ประกาศ ณ วันที่ 27 ตุลาคม 2543 และประกาศกรมทะเบียนการค้า เรื่อง หลักเกณฑ์ วิธีการ และเงื่อนไขของการเก็บ การขนส่ง และการขอความเห็นชอบในข้อกำหนดคุณภาพของน้ำมันดีเซลสำหรับใช้กับเครื่องยนต์หมุนเร็วที่ผู้ค้าน้ำมันผลิต และจัดหามาเพื่อส่งออก ประกาศ ณ วันที่ 9 มกราคม พ.ศ. 2544

กรมสรรพสามิต ได้ออกประกาศกระทรวงการคลัง เรื่อง ยกเว้นภาษีสรรพสามิต (ฉบับที่ 63) ประกาศ ณ วันที่ 6 กุมภาพันธ์ พ.ศ. 2544 และประกาศกรมสรรพสามิต เรื่อง หลักเกณฑ์ วิธีการ และเงื่อนไขในการยกเว้นภาษีสำหรับน้ำมันดีเซลที่นำไปจำหน่ายในเขตต่อเนื่องนอกราชอาณาจักร ประกาศ ณ วันที่ 13 กุมภาพันธ์ พ.ศ. 2544

กรมศุลกากร ได้ออกประกาศกระทรวงการคลัง ที่ ศก. 1/2544 เรื่อง การยกเว้นอากรศุลกากร ประกาศ ณ วันที่ 6 กุมภาพันธ์ พ.ศ. 2544 และประกาศกรมศุลกากรที่ 7/2544 เรื่อง ระเบียบปฏิบัติเกี่ยวกับการพิจารณาอนุญาตให้ขนถ่ายน้ำมันดีเซลในเขตต่อเนื่องของราชอาณาจักร ประกาศ ณ วันที่ 16 กุมภาพันธ์ พ.ศ. 2544

สพข. ได้ดำเนินการจัดสัมมนาแนวทางปฏิบัติ ในการดำเนินโครงการจำหน่ายน้ำมันเชื้อเพลิง สำหรับชาวประมงในเขตต่อเนื่อง ในวันที่ 23 กุมภาพันธ์ 2544 ณ กรมสรรพสามิต โดยได้เชิญให้หน่วยงานต่างๆ ที่เกี่ยวข้อง ทั้งภาครัฐและเอกชน ซึ่งประกอบด้วย กรมศุลกากร กรมสรรพสามิต กรมทะเบียนการค้า กรมสรรพากร กรมเจ้าท่า สำนักงานตำรวจแห่งชาติ และ สพข. รวมทั้ง ผู้ค้าน้ำมัน โรงกลั่น ผู้ประกอบการขนส่งน้ำมัน ผู้จำหน่ายน้ำมัน และสมาคมการประมงแห่งประเทศไทย เพื่อเข้าร่วมชี้แจงทำความเข้าใจในหลักเกณฑ์ วิธีการ และเงื่อนไขในการดำเนินโครงการที่เกี่ยวข้องกับหน่วยงานต่างๆ เพื่อจะได้นำไปใช้เป็นแนวทางปฏิบัติให้ถูกต้องตามข้อกำหนดของรัฐ ต่อไป ซึ่งโครงการได้มีผลในทางปฏิบัติแล้วนับตั้งแต่วันที่ 26 กุมภาพันธ์ 2544 เป็นต้นมา

แต่ถึงอย่างไรก็ตาม ในการดำเนินการในส่วนของ**กรมสรรพากร** ซึ่งจะต้องออกเป็นพระราชกฤษฎีกา และประกาศกรมสรรพากร เพื่อยกเว้นภาษีมูลค่าเพิ่มนั้น กรมสรรพากรแจ้งว่า จะต้องนำเรื่องนี้ขอความเห็นชอบจากรัฐบาลชุดใหม่อีกครั้งหนึ่ง ก่อนที่จะดำเนินการในขั้นต่อไป



สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ
วารสารนโยบายพลังงาน ฉบับที่ 51 มกราคม-มีนาคม 2544



ประกาศคณะกรรมการกำกับดูแลแผนงานภาคความร่วมมื
กองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน

ฉบับที่ 1/2544

เรื่อง

การเปิดให้ทุนสนับสนุนเพื่อจัดทำแผนสร้างทาง
จักรยานและรณรงค์ขี่จักรยานแบบครบวงจร
ในระดับเทศบาล

มีนาคม 2544

ประกาศคณะกรรมการกำกับดูแลแผนงานภาคความร่วมมือ

กองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน

ฉบับที่ 1/2544

เรื่อง การเปิดให้ทุนสนับสนุนเพื่อจัดทำแผนสร้างทางจักรยานและรณรงค์จักรยานแบบครบวงจร
ในระดับเทศบาล

คณะกรรมการกำกับดูแลแผนงานภาคความร่วมมือ ในฐานะคณะกรรมการภายใต้ คณะกรรมการ
กองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน มีหน้าที่ในการกำกับดูแลการใช้จ่ายเงินจากกองทุนฯ ตามแผนอนุรักษ์
พลังงาน ภายใต้แผนงานภาคความร่วมมือ และพิจารณาอนุมัติเงินกองทุนฯ เพื่อใช้จ่ายในโครงการต่างๆ ตาม
หลักเกณฑ์ เงื่อนไข และลำดับความสำคัญการใช้จ่ายเงินของกองทุนฯ ตามที่คณะกรรมการกองทุนฯ กำหนด

คณะกรรมการฯ มีความประสงค์จะให้ทุนสนับสนุนหน่วยราชการบริหารส่วนท้องถิ่นในระดับเทศบาล
ทั่วประเทศ โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อช่วยให้หน่วยงานได้จัดทำแผนสร้างทางจักรยานและรณรงค์จักรยานแบบ
ครบวงจรในรูปแบบที่ปลอดภัยและมีเส้นทางที่เหมาะสมกับท้องถิ่นของตนเอง โดยประชาชนในพื้นที่จะให้ความ
ร่วมมือและมีส่วนร่วมในการช่วยลดปริมาณการใช้พลังงานในภาพรวมของประเทศลง ซึ่งแผนงานที่จัดทำเสร็จ
แล้วนั้นจะได้เป็นประโยชน์ต่อการนำไปเสนอขอสนับสนุนค่าใช้จ่ายจากแหล่งทุนต่างๆ เพื่อนำแผนไปสู่การ
ปฏิบัติและการพัฒนาในท้องถิ่นต่อไป

ผู้มีสิทธิในการยื่นข้อเสนอราคาจะต้องเป็นหน่วยราชการบริหารส่วนท้องถิ่นที่อยู่ภายใต้โครงสร้างการ
บริหารของกรมการปกครอง ที่มีชื่อเรียกว่า เทศบาลนคร เทศบาลเมือง และเมืองพัทยา

รายละเอียดการจัดทำข้อเสนอโครงการ ข้อกำหนดของการยื่นข้อเสนอ กำหนดเวลาและการพิจารณา
ข้อเสนอโครงการฯ ดูรายละเอียดในเอกสารท้ายประกาศฉบับนี้

ผู้สนใจติดต่อขอทราบรายละเอียด ได้ที่ ฝ่ายพลังงานทดแทนและพลังงานใหม่ กองอนุรักษ์พลังงานและ
พลังงานทดแทน สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ โทรศัพท์ 02-612 1555 ต่อ 355-
358 โทรสาร 02-612 1372 หรือ 02-612 1374 ตั้งแต่วันที่ 7 มีนาคม 2544 จนถึงวันที่ 31
พฤษภาคม 2544

ประกาศ ณ วันที่ 6 มีนาคม พ.ศ.2544

(ลงชื่อ)



(นายภิรมย์ศักดิ์ ลาภาโรจน์กิจ)

เลขาธิการคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ
ประธานอนุกรรมการกำกับดูแลแผนงานภาคความร่วมมือ

เอกสารประกาศคณะกรรมการกำกับดูแลแผนงานภาคความร่วมมือ

กองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน

ฉบับที่ 1/2543

เรื่อง การเปิดให้ทุนสนับสนุนเพื่อจัดทำแผนสร้างทางจักรยานและรณรงค์จักรยานแบบครบวงจร

ในระดับเทศบาล

ลงวันที่ 6 มีนาคม พ.ศ.2544

สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ในฐานะฝ่ายเลขานุการฯ ของคณะกรรมการกำกับดูแลแผนงานภาคความร่วมมือ ซึ่งต่อไปเรียกว่า “สำนักงาน” มีความประสงค์จะให้ทุนสนับสนุนหน่วยราชการบริหารส่วนท้องถิ่นในระดับเทศบาล ในการจัดทำแผนสร้างทางจักรยานและรณรงค์จักรยานแบบครบวงจร ด้วยเงินสนับสนุนจากกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน โดยมีข้อแนะนำและข้อกำหนดดังต่อไปนี้

1. เอกสารแนบท้ายเอกสารประกาศ

- 1.1 แบบคำขอรับการสนับสนุนจากกองทุน
- 1.2 แนวทางการจัดทำข้อเสนอ
- 1.3 แผนปฏิบัติการและขั้นตอนการให้ทุน
- 1.4 หลักเกณฑ์การพิจารณาข้อเสนอโครงการ
- 1.5 แบบสัญญา/หนังสือยืนยันการขอรับการสนับสนุนจากกองทุนฯ

2. คุณสมบัติของผู้ยื่นข้อเสนอ

ผู้ยื่นข้อเสนอต้องเป็นหน่วยราชการบริหารส่วนท้องถิ่นที่อยู่ภายใต้โครงสร้างการบริหารของกรมการปกครอง ที่มีชื่อเรียกว่า เทศบาลนคร เทศบาลเมือง และเมืองพัทยา

3. การยื่นข้อเสนอโครงการ

- 3.1 สำนักงานได้แบ่งขั้นตอนการยื่นข้อเสนอออกเป็น 2 ขั้นตอน คือ

3.1.1 การเสนอแผนเบื้องต้น (Conceptual Plan) เป็นการจัดทำแผนและแนวคิดเบื้องต้นโดยย่อในการจัดการเพื่อสร้างทางจักรยานโดยมีเครือข่ายกว้างและปลอดภัยในพื้นที่ของผู้ยื่นข้อเสนอ โดยแผนเบื้องต้นควรมีความชัดเจนในระดับที่สามารถแสดงให้เห็นถึงทิศทางและเจตนาของผู้ยื่นข้อเสนอได้จะทำให้เทศบาลของตนเองใช้จักรยานเป็นพาหนะหลักแทนการใช้รถจักรยานยนต์และรถยนต์ โดยหลักการและเหตุผลใดในแนวคิดที่น่าเสนอนั้น พร้อมทั้งกำหนดเป้าหมาย และวิธีการดำเนินการให้บรรลุวัตถุประสงค์และเป้าหมาย และกำหนดดัชนีชี้วัดความสำเร็จ ซึ่งสำนักงานสามารถให้แนวทางในการจัดทำแผนเบื้องต้น ดังนี้

- (1) ความเป็นมา: เช่น สภาพเมือง สภาพการจราจรและการใช้จักรยานที่เป็นอยู่ ปัญหาที่เป็นอยู่
- (2) วัตถุประสงค์: ที่ต้องสอดคล้องกับโครงการ
- (3) เป้าหมายและกิจกรรมหลัก: เช่น วิธีการสร้างทางจักรยานในพื้นที่ของผู้ยื่นข้อเสนอ การรณรงค์ให้ประชาชนใช้จักรยานแบบครบวงจร การรายงานและการประเมินผล

- (4) ผลที่คาดว่าจะได้รับ ดัชนีชี้วัดความสำเร็จ
- (5) งบประมาณ: โดยละเอียดที่จะขอรับการสนับสนุนจากกองทุนฯ เพื่อจัดทำแผนเบื้องต้น
- (6) องค์กรและการบริหาร และความร่วมมือของประชาชนในท้องถิ่น

3.1.2 การเสนอแผนโดยละเอียด (Detail Plan) ทุกขั้นตอน อย่างน้อยต้องประกอบด้วย

ด้วย

- (1) บทนำ
- (2) วัตถุประสงค์/เป้าหมาย
- (3) สภาพการจราจรและการใช้จักรยานที่เป็นอยู่ ปัญหาที่เป็นอยู่
- (4) แผนการสร้างทางจักรยานซึ่งจะต้องมีรายละเอียดอย่างน้อย ดังนี้
 - เส้นทาง และแผนที่ของเส้นทางที่จะสร้างทางจักรยาน
 - เหตุผลที่เลือกเส้นทางดังกล่าว
 - วิธีการสร้างทางจักรยาน
 - ระยะเวลาในการสร้างทางจักรยานดังกล่าว
- (5) แผนการรณรงค์ กลยุทธ์และการประชาสัมพันธ์เพื่อส่งเสริมการขี่จักรยาน
- (6) กิจกรรมหลักด้านการส่งเสริมการใช้จักรยานทดแทนรถยนต์ การอนุรักษ์พลังงานและสิ่งแวดล้อม การประชาสัมพันธ์ เผยแพร่ การถ่ายทอดความรู้
- (7) หลักการและเหตุผลที่เลือกแนวทางนั้น และแนวทางอื่นที่ไม่เลือกปฏิบัติ
- (8) ผลที่คาดว่าจะได้รับ และดัชนีชี้วัดความสำเร็จ
- (9) วิธีการและขั้นตอนดำเนินการเพื่อให้บรรลุวัตถุประสงค์และเป้าหมาย
- (10) ระยะเวลาและแผนการดำเนินงาน
- (11) รายงานความก้าวหน้า การติดตามและการประเมินผล
- (12) รายละเอียดค่าใช้จ่าย และแผนการใช้จ่ายเงินของโครงการ
- (13) ฝั่งองค์กรและการบริหาร ระบุหน้าที่ ความรับผิดชอบ
- (14) ประวัติและประสบการณ์ของผู้ร่วมโครงการ

เงื่อนไขและแนวทางการจัดทำข้อเสนอโปรดดูเอกสารแนบท้ายประกาศ ตามข้อ 1.1 และ ข้อ

1.2

4. ขั้นตอนการให้ทุน (ดูแผนปฏิบัติการในเอกสารแนบท้ายประกาศตามข้อ 1.3)

4.1 ผู้ยื่นข้อเสนอต้องจัดทำแผนเบื้องต้นตามข้อ 3.1.1 ให้สำนักงาน ภายใน **31 พฤษภาคม**

2544

4.2 คณะผู้เชี่ยวชาญกลั่นกรองโครงการฯ จะพิจารณาแผนเบื้องต้นของผู้ยื่นข้อเสนอแต่ละราย ตามเกณฑ์ที่สำนักงานกำหนด ในข้อ 1.4 ซึ่งอาจมีการเปลี่ยนแปลงเพื่อความเหมาะสม ทั้งนี้โดยสำนักงานไม่จำเป็นต้องแจ้งต่อผู้ยื่นข้อเสนอเพื่อทราบล่วงหน้า

4.3 ข้อเสนอที่แผนเบื้องต้นผ่านเกณฑ์การพิจารณาตามความเห็นของผู้เชี่ยวชาญกลั่นกรองโครงการฯ และได้รับคะแนนในลำดับที่ดีที่สุด 10 รายแรก จะได้รับการนำเสนอต่อคณะกรรมการฯ เพื่อพิจารณานุมัติ

เงินจากกองทุนฯ เพื่อสนับสนุนค่าใช้จ่ายในการจัดทำแผนโดยละเอียดตามวงเงินที่ขอสนับสนุน ทั้งนี้ไม่เกิน 500,000 บาท/ราย โดยผู้ยื่นข้อเสนอต้องพร้อมที่จะทำหนังสือยืนยันการขอรับการสนับสนุนกับสำนักงาน ตามแบบในข้อ 1.4 ภายใน 30 วัน นับจากวันที่ได้รับแจ้งผลการพิจารณาจากสำนักงาน

4.4 ผู้ที่ได้รับการสนับสนุนฯ ต้องจัดทำแผนโดยละเอียดที่มีหัวข้อตามที่ปรากฏในข้อ 4.1.2 เป็นอย่างน้อย และเพิ่มเติมข้อมูลให้สมบูรณ์ตามที่ผู้เชี่ยวชาญกลั่นกรองโครงการฯ จะได้มีข้อเสนอแนะไว้ แล้วยื่นให้สำนักงานพิจารณาภายใน 90 วัน นับจากวันที่ลงนามในหนังสือยืนยัน

4.5 ผู้เชี่ยวชาญวิเคราะห์โครงการฯ พิจารณา Detail Plan ของผู้ยื่นข้อเสนอมาตาม 4.4 และสรุปความเห็นให้สำนักงานเพื่อให้ความเห็นชอบใน Detail Plan นั้น ก่อนเจ้าของแผนงานแต่ละรายจะนำไปเสนอขอสนับสนุนค่าใช้จ่ายจากแหล่งเงินทุนต่างๆ เช่น สำนักงานประมาณ เงินอุดหนุนช่วยเหลือจากต่างประเทศและในประเทศ เพื่อให้เกิดผลในทางปฏิบัติต่อไป

5. การยื่นข้อเสนอโครงการ

ผู้ยื่นข้อเสนอโครงการทำหนังสือนำเสนอ ถึง “ประธานคณะกรรมการกำกับดูแลแผนงานภาคความร่วมมือ” มาพร้อมกับข้อเสนอโครงการ จำนวน 10 ชุด และบันทึกลงใน Diskette 1 แผ่น โดยจดหมายจะต้องลงนามโดยผู้มีอำนาจในการลงนามของหน่วยงานนั้น หรือผู้ที่ได้รับมอบหมายโดยลายลักษณ์อักษรจากผู้มีอำนาจลงนามในการทำข้อตกลงหรือสัญญาผูกพัน โดยเจ้าหน้าที่ของให้ชัดเจนว่า “ข้อเสนอแผนเบื้องต้นเพื่อจัดทำแผนสร้างทางจักรยานและรณรงค์ขี่จักรยานแบบครบวงจร ของเทศบาล.....” และยื่นด้วยตนเองหรือ ส่งทางไปรษณีย์ที่

สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ

121/1-2 ถนนเพชรบุรี แขวงทุ่งพญาไท เขตราชเทวี กรุงเทพฯ 10300

โทร. (02) 612 1555 ต่อ 355-356 โทรสาร (02) 612 1372 หรือ

612 1374

6. หลักเกณฑ์การพิจารณาข้อเสนอโครงการ

สำนักงานได้แบ่งเกณฑ์การพิจารณาข้อเสนอโครงการออกเป็น 2 ระดับ ตามขั้นตอนการคัดเลือก คือการพิจารณาแผนเบื้องต้น และ การพิจารณาแผนโดยละเอียด โดยมีเกณฑ์การพิจารณาปรากฏตามเอกสารแนบท้ายประกาศ ข้อ 1.4

7. การทำสัญญาหรือหนังสือยืนยัน

ผู้ยื่นข้อเสนอที่แผนเบื้องต้นผ่านเกณฑ์การพิจารณาตามความเห็นของผู้เชี่ยวชาญกลั่นกรองโครงการฯ และได้รับการสนับสนุนค่าใช้จ่ายในการจัดทำแผนโดยละเอียดตามวงเงินที่ขอสนับสนุน ตามข้อ 4.3 ต้องทำหนังสือยืนยันการขอรับการสนับสนุนกับสำนักงาน ตามแบบในข้อ 1.5

8. การควบคุมการดำเนินการโครงการ

ผู้ที่ได้รับการสนับสนุนจากกองทุนฯ จะต้องยินยอมให้เจ้าหน้าที่หรือบุคคลที่สำนักงานมอบหมายเข้าไปในสถานที่ทำการของหน่วยงานหรือสถานที่ดำเนินโครงการ เพื่อประโยชน์ในการติดตามและประเมินผลโครงการ การดำเนินการโครงการหากเกิดอุปสรรคไม่สามารถดำเนินการได้ด้วยประการใดก็ดี หน่วยงานที่ได้รับ

การสนับสนุนจากกองทุนฯ จะต้องรายงานให้ทางสำนักงานทราบทันที เพื่อพิจารณาหาทางแก้ไขหรือดำเนินการตามสมควรต่อไป และผู้ที่ได้รับการสนับสนุนจะต้องดำเนินโครงการโดยปฏิบัติตามเงื่อนไขที่ปรากฏรายละเอียดในหนังสือยืนยันหรือสัญญาของแต่ละโครงการ โดยเคร่งครัด

สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ
คณะอนุกรรมการกำกับดูแลแผนงานภาคความร่วมมือ
กองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน
6 มีนาคม พ.ศ.2544

เอกสารแนบท้ายประกาศ

1.1 แบบคำขอรับการสนับสนุนจากกองทุน



2. แบบคำขอ

แบบคำขอที่ 1 หน้า 1

เลขที่โครงการ.....

การ.....

แบบคำขอ

การขอรับการสนับสนุนจากกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน
สำหรับ แผนงานภาคความร่วมมือ

1. ข้อมูลเกี่ยวกับหน่วยงานที่ขอรับการสนับสนุน

1.1 ชื่อหน่วยงาน.....	(ใน
.....	(
1.2 ทะเบียนการค้าเลขที่.....	เลขที่ภาษีมูลค่าเพิ่ม.....
1.3 ที่ตั้งหน่วยงาน	
เลขที่..... ถนน.....	แขวง/ตำบล.....
เขต/อำเภอ.....	จังหวัด..... รหัสไปรษณีย์.....
1.4 สถานที่ติดต่อทางไปรษณีย์	
เลขที่..... ถนน.....	แขวง/ตำบล.....
เขต/อำเภอ.....	จังหวัด..... รหัสไปรษณีย์.....
1.5 หมายเลขโทรศัพท์.....	โทรสาร.....
1.6 ประเภทของหน่วยงาน	
☐ หน่วยงานราชการ	☐ รัฐวิสาหกิจ
☐ สถาบันการศึกษา	☐ องค์กรเอกชนที่ไม่มุ่งค้ากำไร
☐ อื่น ๆ ระบุ	
1.7 ก่อตั้งขึ้นเมื่อปี พ.ศ.	

2. ข้อมูลด้านการเงินของหน่วยงาน (ก่อนเสนอโครงการ 2 ปี)

2.1 งบประมาณของหน่วยงาน	ปี 25..	บาท	ปี 25..	บาท
2.2 รายงานการเงินประจำปี	☐ ปี 25..		☐ ปี 25..	
2.3 ประมาณการค่าใช้จ่ายของโครงการ	ปี 25..	บาท	ปี 25..	บาท

3. บุคลากรในหน่วยงาน

3.1 จำนวนเจ้าหน้าที่รวมทั้งหมด.....คน	แบ่งเป็น	สำนักงานกลาง.....คน	พื้นที่โครงการ.....คน
วุฒิต่ำกว่าปริญญาตรี.....คน		วุฒิปริญญาโท.....คน	
วุฒิปริญญาตรี.....คน		วุฒิสองปริญญาโท.....คน	
3.2 ชื่อผู้จัดการโครงการ.....	ตำแหน่ง.....		
3.3 ชื่อผู้มีอำนาจลงนามในสัญญา กับ สพช.	ตำแหน่ง.....		
(เฉพาะเจ้าหน้าที่เท่านั้น)			
เลขที่โครงการ.....			วันที่.....
เสนอ.....			

ประเภทของกิจกรรมที่ขอรับการสนับสนุน.....	จำนวนเงินที่
สนับสนุน.....	
วันที่พิจารณาข้อเสนอ.....	เจ้าหน้าที่
ชอบ.....	
เจ้าหน้าที่ลงนาม.....	

แบบคำขอที่ 1 หน้า 2

เลขที่โครงการ.....

การ.....

4. โครงการภายใต้แผนงานภาคความร่วมมือที่ขอรับการสนับสนุน

4.1 ☐ โครงการศึกษา วิจัย และพัฒนา

5 ชื่อและที่ตั้งโครงการ

5.1 ชื่อเต็มและชื่อย่อของโครงการ.....

5.2 พื้นที่ตั้งโครงการ

การ.....

.....

6. โครงการที่ได้ดำเนินการ

ชื่อโครงการที่ได้ดำเนินการ

6.1
.....

แหล่งเงินทุน..... เสร็จสิ้นเมื่อปี พ.ศ.

6.2
.....

แหล่งเงินทุน..... เสร็จสิ้นเมื่อปี พ.ศ.

6.3
.....

แหล่งเงินทุน..... เสร็จสิ้นเมื่อปี พ.ศ.

7. ข้อมูลเกี่ยวกับโครงการที่ขอรับการสนับสนุน

7.1 ลักษณะของโครงการโดย

ย่อ.....

.....

.....

7.2 ระยะเวลาการดำเนินการตามโครงการ.....ปี

8. ค่าใช้จ่ายที่ต้องการขอรับการสนับสนุน

ขอรับการสนับสนุนจากกองทุนเพื่อเป็นค่าใช้จ่ายสำหรับ

- | | |
|--|-----------------------------------|
| 8.1 ☐ การจัดทำแผนของโครงการโดยละเอียด | วงเงินขอรับการสนับสนุน.....บาท |
| 8.2 ☐ การบริหารงานตามโครงการ | ประมาณค่าใช้จ่ายเบื้องต้น.....บาท |
| 8.3 ☐ ผู้ร่วมโครงการ | ประมาณค่าใช้จ่ายเบื้องต้น.....บาท |

9-10. เอกสารประกอบคำขอ

เอกสารประกอบคำขอ : ในกรณีจัดเตรียมแผนเบื้องต้นของโครงการ และขอการสนับสนุนจากกองทุนฯ ในการ จัดเตรียมแผนของโครงการโดยละเอียด ให้ทำเครื่องหมาย ✓ หน้าหัวข้อที่ได้จัดเตรียมข้อมูลประกอบ

9 ☐ แผนเบื้องต้นของโครงการ ประกอบด้วย

- 9.1 ☐ ความเป็นมา
 9.2 ☐ วัตถุประสงค์
 9.3 ☐ เป้าหมายและกิจกรรม กำหนดเป้าหมายและประเภทของกิจกรรมหลัก ๆ
 9.4 ☐ ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ
 9.5 ☐ งบประมาณ ซึ่งจะแยกเป็นรายกิจกรรมและประเภทของค่าใช้จ่ายและระยะเวลาของการใช้จ่ายในแต่ละปีและการกำหนดที่มาของเงินทุน
 9.6 ☐ องค์การและการบริหารงาน

เอกสารประกอบคำขอ : ในกรณีจัดเตรียมแผนงานขึ้นรายละเอียดและขอการสนับสนุนจากกองทุนฯ ในการปฏิบัติการโครงการให้ทำเครื่องหมาย ✓ หน้าหัวข้อที่ได้จัดเตรียมข้อมูลประกอบ

10 ☐ แผนของโครงการศึกษา วิจัยและพัฒนา โดยละเอียด ประกอบด้วย

- 10.1 ☐ บทนำ
 10.2 ☐ วัตถุประสงค์
 10.3 ☐ ลักษณะปัญหาที่เกิดขึ้น
 10.4 ☐ ความเป็นมาของปัญหาที่เกิดขึ้นในปัจจุบัน
 10.5 ☐ ความจำเป็นในการศึกษาวิจัย
 10.6 ☐ ผลประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากการศึกษาวิจัย
 10.7 ☐ ความเหมาะสมในการดำเนินเพื่อแก้ปัญหา
 10.8 ☐ ขอบเขตของงานวิจัย
 10.9 ☐ วิธีการวิจัย
 10.10 ☐ ขั้นตอนงานต่าง ๆ
 ของโครงการวิจัย
 10.11 ☐ อุปกรณ์การวิจัย
 หรือ เทคโนโลยีที่จะนำมาใช้ในโครงการ
 10.12 ☐ ประสบการณ์ที่ผ่านมา
 มา
 10.13 ☐ หลักฐานอ้างอิง
 10.14 ☐ ระยะเวลาการศึกษา
 วิจัยและแผนการดำเนินงาน
 10.15 ☐ รายงานความก้าวหน้า
 หน้า การติดตามและการประเมินผล
 10.16 ☐ ผลที่คาดว่าจะได้รับ
 จากการดำเนินโครงการ
 10.17 ☐ รายละเอียดค่าใช้จ่าย

10.18 ○	แผนการใช้จ่ายเงิน
ของโครงการ	
10.19 ○	ความเป็นไปได้ใน
การนำผลการศึกษาวิจัยไปใช้นอกพื้นที่	
10.20 ○	องค์กรและการ
บริหาร	
10.21 ○	ประวัติและประสบ
การณ์ของผู้ร่วมวิจัยในโครงการ	

11. เอกสารเกี่ยวกับการจัดตั้งหน่วยงาน

เอกสารเกี่ยวกับการจัดตั้งหน่วยงาน

11.1 ☒ นิติบุคคลตามกฎหมายไทย

11.2 ☐ สำเนาหนังสือรับรองการจดทะเบียนเป็นนิติบุคคล

11.3 ☐ หนังสือมอบอำนาจซึ่งปิดอากรแสตมป์ตามกฎหมายในกรณีที่ให้บุคคลอื่นลงนามในแบบคำขอแทน

11.4 ☐ สำเนาใบทะเบียนภาษีมูลค่าเพิ่ม

11.5 ☒ นิติบุคคลตามกฎหมายต่างประเทศ

11.6 ☐ สำเนาใบทะเบียนพาณิชย์ และสำเนาใบทะเบียนภาษีมูลค่าเพิ่ม

11.7 ☐ สำเนาหนังสือรับรองการประกอบธุรกิจของคนต่างด้าว

12. ข้าพเจ้าขอรับรองว่าข้อความและรายการข้างต้นถูกต้องตามความเป็นจริงทุกประการ

12.1 ลงชื่อ.....

12.2 (.....)

12.3 ตำแหน่ง.....

12.4/...../.....

เอกสารแนบท้ายประกาศ

1.2 แนวทางการจัดทำข้อเสนอโครงการ

ข้อเสนอแผนของโครงการ

โครงการ (ชื่อโครงการ)

เสนอ

**กองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน
สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ**

เสนอโดย

(หน่วยงานที่ขอรับการสนับสนุน)





สรุปผู้บริหาร

โครงการ.....

1. ชื่อโครงการ

.....
.....

2. วันที่เสนอโครงการ

.....
.....

3. ประเภทของโครงการ

โครงการศึกษา วิจัย และพัฒนา

4. หน่วยงาน

.....

5. สรุปโครงการโดยย่อ

- วัตถุประสงค์โครงการ
- สำคัญสำคัญของโครงการ เช่น ขอบเขตของงานวิจัยและวิธีวิจัย เทคโนโลยีที่จะนำมาใช้ สภาพของปัญหา การยอมรับของสังคมต่อการดำเนินโครงการ เป็นต้น

6. งบประมาณ

- งบประมาณที่ขอรับการสนับสนุนจากกองทุนตลอดโครงการเป็นเงินทั้งสิ้นล้านบาท โดยแบ่งเป็นดังนี้

	<u>ปีแรก</u>	<u>ปีสอง</u>	<u>รวม</u>
• ค่าจ้าง			
• ค่าตอบแทน			
• ค่าใช้สอย			
• วัสดุ			
• ค่าครุภัณฑ์และสิ่งก่อสร้าง			
• ค่าใช้จ่ายอื่นๆ (ถ้ามี)	_____	_____	_____
รวม	=====	=====	=====

- งดการขอเบิกจ่ายเงินสนับสนุน จะต้องสอดคล้องกับรายการความก้าวหน้าของโครงการและฐานะทางการเงินของโครงการ

7. การบริหารโครงการ

บริหารโครงการโดย.....ซึ่งเป็นเจ้าของโครงการ
โดยมี.....เป็นผู้อำนวยการโครงการ

8. ระยะเวลาโครงการ

ระยะเวลาดำเนินการทั้งโครงการ.....ปี นับตั้งแต่ลงนามในหนังสือยืนยัน

9. ประโยชน์ที่มีต่อการอนุรักษ์พลังงานและสิ่งแวดล้อม

10.1 โครงการดังกล่าวสามารถก่อให้เกิดการอนุรักษ์พลังงานดังนี้

-
-
-
-
-

10.2 โครงการดังกล่าวก่อให้เกิดผลดีต่อสิ่งแวดล้อมโดยสามารถลด

-
-
-
-

10. ความเป็นไปได้ในการนำผลการศึกษาวិจัยไปใช้

- ด้านวิชาการ
- ด้านอุตสาหกรรม และพาณิชย์



3. รายละเอียดข้อเสนอโครงการที่จะต้องจัดทำ

- โครงการ (ชื่อโครงการ)

○ บทนำ

เป็นการเสนอเรื่องนำเกี่ยวกับ แนวความคิดริเริ่มในงานวิจัยพร้อมระบุสาขาวิชาของงานวิจัย แสดงความคิดเห็นต่อความสำคัญของปัญหา และชี้แนะถึงคุณสมบัติที่เหมาะสมของผู้เสนอทำงานวิจัย และแสดงแผนการวิจัยพอเป็นสังเขป

○ วัตถุประสงค์

จะต้องระบุอย่างกระชับและชัดเจนถึงวัตถุประสงค์หลักของโครงการ พร้อมทั้งชี้แจงถึงความจริงในวัตถุประสงค์โดยละเอียดของการศึกษาวิจัย เพื่อมิให้มีการเข้าใจผิดต่อจุดมุ่งหมายของการดำเนินงานตามโครงการ

○ ลักษณะของปัญหาที่เกิดขึ้น

เพื่อเป็นการอธิบายและชี้ให้เห็นถึงสภาพปัญหาที่เกิดขึ้น พร้อมรายละเอียดของปัญหา และความจำเป็นในการแก้ปัญหา

○ ความเป็นมาของปัญหาที่เกิดขึ้นในปัจจุบัน

เพื่อเป็นการอธิบายถึงสาเหตุของการเกิดปัญหาในปัจจุบัน โดยรวบรวมจากข้อมูลในอดีต เรื่อยมาจนถึงปัจจุบัน โดยใจความเน้นไปในทางแสดงถึงความเข้าใจต่อปัญหา

○ ความจำเป็นในการศึกษาวิจัย

เพื่อชี้แจงถึงผลเสียต่าง ๆ หรือจุดด้อยที่เกิดขึ้นจากปัญหาดังกล่าว และแสดงถึงความจำเป็นที่ควรจะต้องดำเนินการบางสิ่งบางอย่างขึ้นมาเพื่อแก้ปัญหาหรือพัฒนาให้มีประสิทธิภาพมากขึ้น

○ ผลประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับการศึกษาวิจัย

เพื่อระบุผลประโยชน์ทั้งหมดที่เกิดจากการเปลี่ยนแปลงอันเนื่องมาจากการศึกษาวิจัยสำเร็จเปรียบเทียบกับสภาพปัญหาปัจจุบัน เป็นการหาข้อสนับสนุนถึงความจำเป็นที่ต้องมีศึกษาวิจัย

○ ความเหมาะสมในการดำเนินการเพื่อแก้ปัญหา

เป็นการแสดงถึงเหตุผลทางวิชาการเกี่ยวกับแผนดำเนินการ และวิธีวิจัยที่เสนอในข้อเสนอสามารถใช้แก้ปัญหาได้ เป็นการสนับสนุนความเป็นไปได้ในการจัดทำโครงการศึกษา วิจัย

○ ขอบเขตของงานวิจัย

เป็นการกำหนดขอบเขตของโครงการวิจัยว่าขอบเขตของงานวิจัยจะครอบคลุมเพียงใด จะจัดทำอะไรบ้างในขอบเขตที่กำหนดขึ้นนี้ให้ชัดเจน เช่น ระบุว่างานวิจัยนี้เป็นการออกแบบอุปกรณ์ใหม่หรือเป็นการทดลองอุปกรณ์ หรือเป็นการปรับปรุงเทคนิคต่าง ๆ นอกจากนี้ อาจเป็นการชี้แจงให้เข้าใจว่าโครงการวิจัยนี้ไม่ได้ครอบคลุมถึงเนื้อหาใดบ้าง

○ วิธีการวิจัย

ระบุถึงวิธีการปฏิบัติงาน และวิธีการวิเคราะห์ข้อมูลอย่างละเอียด เพื่อเน้นในการตอบคำถามว่า ทำอย่างไร (How) ในโครงการวิจัยนี้ โดยเปรียบเทียบข้อดีข้อด้อยกับวิธีวิจัยอื่นๆ ในกรณีที่มีการจัดสร้างหรือติดตั้งอุปกรณ์ให้รายละเอียดแบบการก่อสร้างและอธิบายถึงขั้นตอนการทำงานทั้งระบบ

○ ขั้นตอนงานต่าง ๆ ของโครงการวิจัย

เพื่อเป็นการแยกแยะโครงการวิจัยออกเป็นงานต่างๆ อย่างเป็นขั้นตอน เพื่อให้เกิดการดำเนินงานอย่างมีประสิทธิภาพมากที่สุด และเมื่อดำเนินงานตามขั้นตอนต่างๆ จนครบถ้วนจะสำเร็จเป็นงานของโครงการวิจัยทั้งหมด และเสร็จตามเวลาที่กำหนด

○ อุปกรณ์การวิจัย หรือ เทคโนโลยีที่จะนำมาใช้ในโครงการ

ระบุถึงอุปกรณ์ต่างๆ ที่ใช้ในโครงการวิจัย เช่น เครื่องมือสำรวจ เครื่องมือทางวิทยาศาสตร์ และอื่นๆ ซึ่งก่อนที่จะตัดสินใจเตรียมข้อเสนอโครงการฯ ควรพิจารณาถึงรายการอุปกรณ์ต่างๆ ที่จะใช้ เพราะไม่ว่าจะมีอยู่แล้วหรือต้องจัดเตรียมใหม่ ก็หมายถึงเป็นค่าใช้จ่ายในการดำเนินการของโครงการ การชี้แจงถึงอุปกรณ์ที่ใช้ทำให้ทราบถึงขอบเขตและการขยายงานของโครงการวิจัยได้ และเป็นการเตรียมการทำงานในครั้งนี้

○ ประสบการณ์ที่ผ่านมา

สรุปงานวิจัยหรือผลการศึกษาที่คล้ายคลึงหรือใกล้เคียงกับงานที่จะดำเนินการวิจัย โดยอ้างความสำเร็จของงานในอดีตที่มีปัญหาล้ายกับข้อเสนอโครงการศึกษาวิจัยใหม่

○ หลักฐานอ้างอิง

หมายถึงผลการวิจัยที่เกี่ยวข้องและจะนำไปประกอบในการทำการวิจัย

○ ระยะเวลาการศึกษาวิจัยและแผนการดำเนินงาน

ระบุระยะเวลาที่ใช้ในการวิจัย ตั้งแต่เริ่มต้นจนถึงสิ้นสุดโครงการโดยอาจจะระบุถึงวัน, เดือน หรือปี แผนการดำเนินงานอาจกำหนดว่า การทำงานจะดำเนินการอย่างมีลำดับและเสร็จสิ้นตามวันที่กำหนดไว้ โดยการระบุเวลานี้ควรทำอย่างรอบคอบ จัดเตรียม Time-based Flow Chart แสดงกิจกรรมและช่วงระยะเวลาการทำงาน ดังเช่น

(ตารางแสดงระยะเวลาและแผนในการดำเนินงานของโครงการ)

รายการ	ปีแรก					ปีที่สอง				หมายเหตุ
	1	2	3		12	13	14		24	
● ลงนามในข้อตกลง	↔									
● รายละเอียดที่จะต้องดำเนินการตลอดโครงการ										
● รายงานความก้าวหน้า		↔					↔			
● ติดตามและประเมินผล			↔		↔				↔	

○ การติดตามและรายงานความก้าวหน้า

จะต้องระบุรายละเอียดเกี่ยวกับข้อเสนอแผนงานในการรายงานความก้าวหน้า ติดตามผลและประเมินผลของโครงการในแต่ละช่วงเวลา เช่น

รายละเอียด	กำหนดเวลาส่งรายงาน	รายละเอียดของกิจกรรมที่จะส่ง
รายงานความก้าวหน้าครั้งแรก		
รายงานความก้าวหน้าครั้งที่สอง		

รายงานความก้าวหน้าครั้งสุดท้าย		

○ ผลที่คาดว่าจะได้รับการดำเนินการตามโครงการ

ต้องระบุรายละเอียดอย่างชัดเจนถึงลักษณะเฉพาะของผลงานที่ได้จากโครงการวิจัย ตั้งแต่เริ่มต้นจนเสร็จสิ้นโครงการ เนื่องจากจะได้เป็นการป้องกันการเข้าใจไม่ตรงกันระหว่างผู้ดำเนินการวิจัยและผู้พิจารณา

○ รายละเอียดค่าใช้จ่าย

งบประมาณที่ขอรับการสนับสนุนจากกองทุนฯ ในระยะเวลา.....ปี เป็นเงินทั้งสิ้น.....บาท โดยแบ่งได้ ดังนี้ (จำแนกรายละเอียดค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานแต่ละประเภทให้ชัดเจน พร้อมทั้งจะต้องแจกแจงรายละเอียดของค่าใช้จ่ายต่อปริมาตรหรือต่อหน่วยด้วย)

(ตารางแสดงงบประมาณค่าใช้จ่ายที่ใช้ในการดำเนินงานตามโครงการ)

รายการ	ปีที่...			รวม
● ค่าตอบแทน -				
● ค่าใช้สอย -				
● ค่าวัสดุ -				
● ค่าครุภัณฑ์สิ่งก่อสร้าง -				
● ค่าใช้จ่ายอื่น ๆ				
รวม				

○ แผนการใช้จ่ายเงินของโครงการ

จะต้องระบุรายละเอียดของการเบิกจ่ายเงินในแต่ละงวดที่ขอเบิกจ่ายเงินพร้อมทั้งรายงานความก้าวหน้าของการดำเนินงานประกอบการเบิกจ่ายในแต่ละงวดด้วย เช่น

(ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานตามโครงการ)

งวดที่	รายการที่เบิก-จ่าย	จำนวนเงิน (บาท)	เงื่อนไข
งวดที่ 1	• ค่าตอบแทน • ค่าใช้สอย • ค่าวัสดุ • ค่าครุภัณฑ์และสิ่งก่อสร้าง • ค่าใช้จ่ายอื่น ๆ (ถ้ามี)		
รวม			
งวดที่...	• ค่าตอบแทน • ค่าใช้สอย • ค่าวัสดุ • ค่าครุภัณฑ์และสิ่งก่อสร้าง • ค่าใช้จ่ายอื่น ๆ (ถ้ามี)		
รวม			
งวดสุดท้าย	• ค่าตอบแทน • ค่าใช้สอย • ค่าวัสดุ • ค่าครุภัณฑ์และสิ่งก่อสร้าง • ค่าใช้จ่ายอื่น ๆ (ถ้ามี)		
รวม			

○ ความเป็นไปได้ในการนำผลการศึกษาวิจัยไปใช้

ระบุถึงแนวทางการเป็นไปได้ของการนำผลการศึกษาวิจัยของโครงการไปใช้หลังจากที่ดำเนินการศึกษาวิจัยแล้วเสร็จทั้งด้านวิชาการ อุตสาหกรรมและพาณิชย์



องค์กรและการบริหาร

จะต้องระบุนรายละเอียดต่าง ๆ ดังนี้

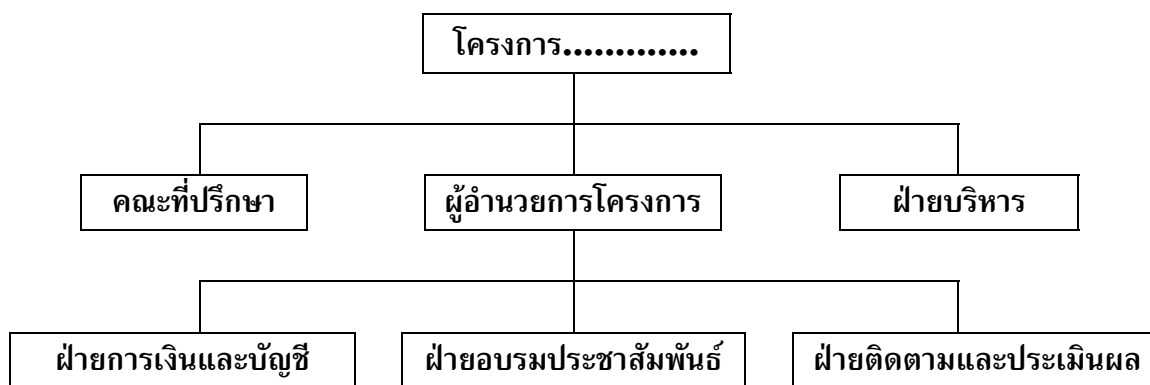
- ก. เจ้าของโครงการ (ชื่อหน่วยงาน/สถาบันที่เสนอโครงการ)
ผู้อำนวยการโครงการ (ชื่อ/ตำแหน่งผู้รับผิดชอบในการบริหารโครงการ)

ข. องค์กรที่เกี่ยวข้อง

- ด้านเทคนิค (ถ้ามี)
- ด้านวิจัยพัฒนา (ถ้ามี)
- ด้านอื่น ๆ

ค. รายละเอียดเกี่ยวกับขั้นตอนและแนวทางในการบริหารโครงการ

ง. จัดทำแผนผังแสดงความสัมพันธ์ขององค์กรและการบริหารองค์กร
พร้อมทั้งระบุผู้รับผิดชอบในแต่ละสายงาน เช่น



ประวัติและประสบการณ์ของผู้ร่วมวิจัยในโครงการ

ระบุรายชื่อพร้อมทั้งประวัติการทำงานของบุคลากรหลักที่ร่วมทำการศึกษาวิจัย และประวัติการทำงานของนักวิจัยแต่ละบุคคล



4. เอกสารสนับสนุนอื่นๆ

- 4.1 แบบรูปของเทคโนโลยี เครื่องจักร อุปกรณ์ และวัสดุที่นำมาใช้ในโครงการ
- 4.2 ประวัติการทำงานของแต่ละบุคลากรที่ร่วมบริหารโครงการ
- 4.3 บันทึกข้อตกลงต่างๆ ที่เกี่ยวข้อง
- 4.4 เอกสารแสดงสิทธิ (ถ้ามี)
- 4.5 เอกสารอ้างอิง

เอกสารแนบท้ายประกาศ

1.3 แผนปฏิบัติการและขั้นตอนการให้ทุน

แผนปฏิบัติการ "โครงการ ส่งเสริมการใช้จักรยานอย่างครบวงจร "															
กิจกรรม	ระยะเวลาดำเนินการ														
	เดือนที่	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1 สพข. ออกประกาศ		X													
2 หน่วยงานฯ จัดทำ Concept Plan ยื่นเสนอต่อ สพข.		←────────────────→													
3 ปิดรับข้อเสนอโครงการฯ				X											
4 ผู้เชี่ยวชาญวิเคราะห์โครงการฯ เบื้องต้น					X										
5 สพข. แจ้งผลการพิจารณา เบื้องต้น					X										
7 โครงการที่ผ่านเกณฑ์การพิจารณา															
ทำหนังสือยืนยันรับเงินสนับสนุนค่าจัดทำ Detail Plan						X									
8 หน่วยงานฯ ทำ Detail Plan เสนอต่อ สพข.							←────────────────→								
9 ผู้เชี่ยวชาญวิเคราะห์โครงการฯ โดยละเอียด											X				
10 สพข. แจ้งผลการพิจารณา โดยละเอียด											X				
12 เจ้าของแผนฯ นำไปยื่นของบประมาณเพื่อจัดทำโครงการ											X	←────────────────→			

เอกสารแนบท้ายประกาศ

1.4 หลักเกณฑ์การพิจารณาข้อเสนอโครงการ

หลักเกณฑ์การพิจารณาข้อเสนอโครงการ

1. หลักเกณฑ์ที่ใช้ในการพิจารณาเบื้องต้น

1.1 ประเด็นในการพิจารณา

1.1.1 แผนการดำเนินงาน

- 1) **วัตถุประสงค์และเป้าหมาย :** พิจารณาความชัดเจนของวัตถุประสงค์ รวมทั้งเป้าหมายการอนุรักษ์พลังงานและรักษาสสิ่งแวดล้อม ที่ต้องสอดคล้องกับวัตถุประสงค์ของโครงการ
- 2) **ขั้นตอนและการดำเนินการ :** พิจารณาสภาพเมือง สภาพการจราจร และการใช้จักรยานที่เป็นอยู่ ปัญหาที่เป็นอยู่ ความเป็นไปได้ของวิธีการและเทคนิคการปฏิบัติงาน เช่น แนวคิดในการสร้างทาง แนวคิดที่จะทำให้มีการใช้จักรยานอย่างครบวงจร การเข้าถึงผู้ร่วมโครงการที่เป็นกลุ่มเป้าหมาย แนวคิดที่จะทำให้โครงการนี้อยู่ได้อย่างยั่งยืน บทบาทและการให้ความสำคัญจากผู้บริหารระดับสูงของเทศบาล ความเหมาะสมของการรณรงค์ และการเผยแพร่ผลงานโครงการ เป็นต้น ทั้งนี้ เพื่อได้ผลบรรลุตามเป้าหมายของโครงการ ภายใต้แผนและระยะเวลาที่เหมาะสม
- 3) **แผนการประเมินผล :** พิจารณารูปแบบ หลักการและวิธีการประเมินผล ข้อมูลที่จัดเก็บ วิธีการจัดเก็บ การวิเคราะห์ การกำหนดดัชนีชี้วัดความสำเร็จของโครงการ ตามเป้าหมาย (Benchmark) ที่ตั้งไว้
- 4) **ความเชื่อมั่นในการดำเนินการ :** พิจารณาแผนเบื้องต้นในภาพรวม ว่ามีความสอดคล้องกันทั้งในด้านแนวคิด ขอบเขตงาน วิธีการ ขั้นตอน และบุคลากร ตลอดจนนโยบายหรือแผนพัฒนาฯ ของเทศบาล รวมถึงแนวโน้มของวิธีการจัดหางบประมาณจากแหล่งเงินทุนต่างๆ เพื่อนำแผนไปปฏิบัติให้เกิดความความสำเร็จ และพิจารณาโอกาสที่จะเกิดข้อผิดพลาดหรือไม่ประสบความสำเร็จตามที่คาดหวังไว้

1.1.2 การเงิน

- ความเหมาะสมของค่าใช้จ่าย :** พิจารณาความเหมาะสมของกำลังคน อัตราค่าจ้าง ค่าอุปกรณ์ ความจำเป็น และความสอดคล้องกับลักษณะงาน และสัดส่วนเงินที่ขอรับการสนับสนุนที่จะนำไปใช้จ่ายในการจัดทำแผนโดยละเอียด รวมถึงการมีส่วนร่วมลงทุนจากหน่วยงานของผู้ยื่นขอรับการสนับสนุน

2.1 ประเด็นในการพิจารณา

2.1.1 องค์การบริหาร

1) รายละเอียดโครงสร้างการบริหารโครงการ : โดยพิจารณารูปแบบการบริหารโครงการ ความครอบคลุมขอบเขตของงานในโครงการ ทั้งนี้โครงสร้างการบริหารดังกล่าวต้องสอดคล้องและรองรับกับขอบเขตการทำงานในโครงการ เพื่อให้โครงการบรรลุตามวัตถุประสงค์และเป้าหมาย

2) หน้าที่ความรับผิดชอบและประสบการณ์ : โดยพิจารณาถึงความเหมาะสมของบุคลากรต่อหน้าที่รับผิดชอบในแต่ละกิจกรรมของโครงสร้างการบริหารโครงการ เช่น คุณวุฒิและประสบการณ์ของบุคลากรดังกล่าว รวมถึงการกำหนดจำนวนของบุคลากรและระยะเวลาการทำงานของบุคลากรแต่ละคนในโครงการ

3) ความเชื่อมั่นในองค์การบริหารงาน : โดยพิจารณาความชัดเจนและเป็นเหตุเป็นผลของรูปแบบการบริหารโครงการ รวมทั้งรูปแบบความร่วมมือ และการประสานงาน ที่จะมีผลต่อความสำเร็จของโครงการ

2.1.2 การดำเนินงาน

1) วัตถุประสงค์และเป้าหมาย : โดยพิจารณาความชัดเจนของวัตถุประสงค์ในการส่งเสริมให้มีการช้จักรยานเพื่อการอนุรักษ์พลังงานในเขตเทศบาลของตน และเป้าหมายของความสำเร็จ

2) ขั้นตอนและการดำเนินการ : โดยพิจารณาความเหมาะสมของวิธีการปฏิบัติงาน เช่น แผนระยะสั้นถึงระยะยาว การดำเนินงานแต่ละขั้นตอน ความเชื่อมโยงระหว่างแผนงาน ผลที่คาดว่าจะได้รับในช่วงเวลานั้นๆ ความร่วมมือ การสร้างความเข้าใจ ความครบถ้วนของแผนงาน ลำดับงาน เป็นต้น เพื่อให้ได้ผลบรรลุตามเป้าหมายของโครงการ ภายใต้ระยะเวลาดำเนินงานที่เหมาะสม

3) แผนการประเมินผล : โดยพิจารณารูปแบบ และวิธีการประเมินผล โดยมุ่งเน้นถึงแนวทางการประเมินผลที่ก่อให้เกิดผลสำเร็จแห่งการดำเนินการของโครงการในช่วงระยะเวลาดำเนินโครงการ และภายหลังที่โครงการได้ดำเนินการจนแล้วเสร็จ โดยเปรียบกับดัชนีชี้วัดความสำเร็จของโครงการตามเป้าหมายที่ตั้งไว้

4) การประชาสัมพันธ์ เผยแพร่ : โดยพิจารณาแผนการประชาสัมพันธ์เพื่อให้ได้มาซึ่งผู้ร่วมโครงการ ตลอดจนการเผยแพร่โครงการ

5) ความเชื่อมั่นในการดำเนินการ : โดยพิจารณา การกำหนดแผนการทำงาน แนวทางการถ่ายทอดเทคโนโลยีและการเผยแพร่เทคโนโลยี ที่จะมีผลต่อความสำเร็จของโครงการ

2.1.3 เทคโนโลยี

1) การตรวจสอบเอกสารหรือผลงานที่มีผู้ทำไว้แล้ว (Literature Review) : โดยพิจารณารายละเอียดการตรวจสอบเอกสารหรือผลงานที่มีผู้ทำไว้แล้ว ทั้งในระดับประเทศและระดับนานาชาติ ตลอดจนการนำผลการศึกษาวิจัยที่ผ่านมาไปใช้งาน

2) เทคโนโลยีที่จะนำมาใช้ในโครงการ : โดยพิจารณาความเหมาะสมของทางเลือกที่จะนำมาใช้ เหตุผลในการเลือกใช้และเหตุผลที่ไม่เลือกใช้อื่นๆ แนวโน้มในการกระตุ้นและปลูกจิตสำนึกในประชาชนในพื้นที่ใช้จักรยานเป็นพาหนะประจำวัน และการวิเคราะห์และเปรียบเทียบกับวิธีการที่ใช้อยู่เดิมทั้งในด้านความสามารถในการอนุรักษ์พลังงาน ความสะดวก ปลอดภัยในการใช้งาน ความสามารถในการลดผลกระทบต่องสิ่งแวดล้อม

3) ผลที่คาดว่าจะได้รับ : โดยพิจารณาประโยชน์ที่ได้รับจากการดำเนินโครงการทั้งในด้านพลังงาน เศรษฐกิจ สังคม และสิ่งแวดล้อม

4) ความยั่งยืนของโครงการ : โดยพิจารณาความน่าเชื่อถือ (Reliability) และความมั่นคง (Security) ตลอดจนความยั่งยืนของโครงการในทางปฏิบัติ ความสามารถในการขยายผลโครงการ ว่ามีมากเพียงใด โดยเฉพาะเมื่อสิ้นสุดการสนับสนุนจากกองทุนฯ

5) ความเชื่อมั่นในความสำเร็จ: โดยพิจารณาถึงโอกาสที่จะเกิดข้อผิดพลาดหรือไม่ประสบความสำเร็จตามที่คาดหวังไว้ จากความไม่แน่นอนของปัจจัยต่างๆ ที่เกี่ยวข้องกับโครงการ และความเป็นไปได้ในการส่งเสริมให้เกิดการใช้งานอย่างแพร่หลาย

2.1.4 การเงิน

1) รายละเอียดและความเหมาะสมของค่าใช้จ่าย : โดยพิจารณาความเหมาะสมของกำลังคน อัตราค่าจ้าง ค่าอุปกรณ์ และสัดส่วนเงินที่ขอรับการสนับสนุน

2) แผนการเงินโครงการ : โดยพิจารณาการวางแผนด้านการเงิน และการหมุนเวียนของเงินตลอดระยะเวลาโครงการ ความสามารถในการสรรหาแหล่งเงินทุนเพื่อนำมาใช้จ่ายตามแผนงานให้สำเร็จลงตามที่ได้วางแผนไว้

3) ผลตอบแทนทางด้านการลงทุน : โดยพิจารณารูปแบบของผลตอบแทนทางการเงิน (FIRR) และผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์ (EIRR) ตลอดจนความเหมาะสมของสัดส่วนการสนับสนุนการลงทุนใน ส่วนผู้เข้าร่วมโครงการ

2.2 การประเมินข้อเสนอและวิธีการให้คะแนน

2.2.1 การประเมินข้อเสนอโครงการ (ข้อเสนอจะผ่านเกณฑ์มาตรฐานได้ ที่ระดับ 15 คะแนน)

ประเด็นในการพิจารณา	คะแนน
• วัตถุประสงค์และเป้าหมาย	5
• ขั้นตอนและการดำเนินการ	5
• แผนการประเมินผล	5
• ความเชื่อมั่น	5
• การเงิน	5

2.2.2 การให้คะแนน

การพิจารณาให้คะแนนในแต่ละหัวข้อของแต่ละประเด็นที่พิจารณาตามข้อ 2.2.1 เป็นดังนี้

การพิจารณา	วงคะแนน
ไม่น่าเชื่อถือเลย	0
น่าเชื่อถือบางส่วน	1
พอใช้	2
ดี	3

ดีมาก	4
สมบูรณ์	5

ทะเลจีนใต้ และหมู่เกาะสแปรตลีย์ ชนวนแห่งความขัดแย้งด้านสิทธิ ครอบครอง



บริเวณทะเลจีนใต้กล่าวได้ว่าเป็นเส้นทางการจราจรทางทะเลที่คับคั่งที่สุดเป็นอันดับสองของโลก ประมาณกันว่าเกือบครึ่งหนึ่งของเรือบรรทุกสินค้าขนาดใหญ่ระดับซูเปอร์แท๊งเกอร์จะต้องเดินทางผ่านเส้นทางทะเลจีนใต้ นอกจากนี้พื้นที่ในเขตทะเลจีนใต้ยังมีความสำคัญในเชิงยุทธศาสตร์ เนื่องจากคาดว่าในบริเวณนี้มีแหล่งน้ำมันและก๊าซธรรมชาติอุดมสมบูรณ์ และมีหลายประเทศที่ต้องใช้พลังงานจำนวนมาก

ทะเลจีนใต้เป็นส่วนหนึ่งของมหาสมุทรแปซิฟิก โดยมีอาณาบริเวณจากทางด้าน ตะวันตกเฉียงใต้ ครอบคลุมจากประเทศสิงคโปร์ และช่องแคบมะละกา ไปจนถึงพื้นที่ ทางด้านตะวันออกเฉียงเหนือ บริเวณช่องแคบไต้หวัน ในบริเวณพื้นที่ทั้งหมดนั้น มี ทั้งแนวปะการัง หินโสโครก และเกาะเล็กเกาะน้อยประมาณ 200 เกาะ ในแนวหมู่ เกาะสแปรตลีย์ (Spratly Islands) และหมู่เกาะพาราเซล (Paracel Islands) เกาะ หรือโขดหินเหล่านี้จำนวนมากเป็นเพียงยอดแหลมโผล่ขึ้นมาจากทะเล เป็นอุปสรรค ในการเดินเรือ และไม่เหมาะแก่การตั้งถิ่นฐานใดๆ โดยพื้นที่รวมทั้งสิ้นของ หมู่เกาะสแปรตลีย์มีไม่ถึง 3 ตารางไมล์ ซึ่งเป็นเนื้อที่อันน้อยนิด แต่ทว่ามีความสำคัญทางด้าน ยุทธศาสตร์และการเมืองยิ่งนัก เพราะหากสามารถอ้างสิทธิการเป็นเจ้าของเหนือ ดินแดนดังกล่าวได้สำเร็จ ก็จะนำไปสู่การอ้างสิทธิเพิ่มเติมในน่านน้ำใกล้เคียง และ ย่อมรวมถึงทรัพยากรน้ำมันและก๊าซธรรมชาติอันมหาศาล ได้ทั้งทะเลอีกด้วย

ที่ผ่านมาการเจริญเติบโตทางเศรษฐกิจของภูมิภาคเอเชียตะวันออก มีอัตราสูงที่สุด แห่งหนึ่งในโลก ถึงแม้ว่าจะประสบกับภาวะวิกฤตทางเศรษฐกิจเมื่อประมาณ 3 ปีก่อน ก็ตาม โดยที่การเจริญเติบโตทางเศรษฐกิจในระดับสูงเช่นนี้ ย่อมควบคู่กันกับความ ต้องการใช้พลังงานที่เพิ่มสูงขึ้น มีการคาดกันกันว่าในช่วงระยะเวลา 20 ปีจากนี้ไป การเจริญเติบโตทางเศรษฐกิจของภูมิภาคเอเชียตะวันออกจะดำเนินไปอย่างต่อเนื่อง และการใช้พลังงานโดยเฉพาะน้ำมันจะเพิ่มขึ้นทุกปี เฉลี่ยร้อยละ 3 ต่อปี โดยที่เกือบ ครึ่งหนึ่งจะมาจากประเทศจีน ซึ่งจะทำให้ปริมาณการใช้น้ำมันเพิ่มขึ้นจาก ระดับ 12 ล้านบาร์เรลต่อวันในปี 2543 เป็นกว่า 20 ล้านบาร์เรลต่อวัน ภายในปี 2563 หรือ เพิ่มขึ้นถึง 2 ใน 3 ของระดับการใช้พลังงานในปัจจุบัน

อย่างไรก็ตาม ความต้องการใช้น้ำมันที่เพิ่มสูงขึ้นนี้ ยังคงต้องพึ่งพาการนำเข้าน้ำมัน จากแถบตะวันออกกลางและแอฟริกา ซึ่งการขนส่งน้ำมัน รวมทั้งการขนส่งสินค้าอื่นๆ เข้าสู่ภูมิภาคนี้ ส่วนใหญ่จะต้องผ่านทางช่องแคบมะละกา แล้วต่อไปยังพื้นที่ส่วนอื่น ของทะเลจีนใต้ ก่อนขนส่งต่อไปยังประเทศต่างๆ ในเอเชีย-แปซิฟิก ซึ่งแสดงให้เห็น ถึงความสำคัญเชิงยุทธศาสตร์ ของทะเลจีนใต้ต่อภูมิภาคเป็นอย่างยิ่ง

การอ้างสิทธิในเขตทะเลจีนใต้

ขณะนี้มีความขัดแย้งในหลายประเด็นเกี่ยวกับการอ้างสิทธิเหนือพื้นที่ในทะเลจีนใต้ แต่จุดที่มีความขัดแย้งที่สุดและได้รับการจับตามองจากทั่วโลกคือ การอ้างสิทธิเหนือ หมู่เกาะสแปรตลีย์ และหมู่เกาะพาราเซล และบ่อยครั้งที่ความขัดแย้งนี้เกี่ยวพันถึง การอ้างสิทธิเหนือทรัพยากรธรรมชาติน้ำมัน และก๊าซธรรมชาติ ดังสามารถสรุปได้พอสังเขปดังนี้

1. จีนได้เผยแพร่แผนที่ทางการของตน โดยแสดงเขตพื้นที่ที่คลุมเครือว่า อาจจะครอบคลุมบริเวณหมู่เกาะนาทูนา อันเป็น แหล่งก๊าซธรรมชาติขนาดใหญ่ของอินโดนีเซียด้วย ทำให้อินโดนีเซียตอบโต้ด้วยการจัดซ้อมรบทางทหารที่ใหญ่ที่สุด เท่าที่เคยมีมาในบริเวณหมู่เกาะนาทูนาในปี พ.ศ. 2539
2. ฟิลิปปินส์ได้ทำการสำรวจและผลิตก๊าซธรรมชาติและคอนเดนเสท ในแหล่ง “มาลาปายา และคามากาโก” ซึ่งอยู่ใน น่านน้ำที่จีนกำลังอ้างสิทธิ โดยที่จีนไม่เคยได้ทักท้วงมาก่อน

3. แหล่งก๊าซธรรมชาติหลายแห่งของมาเลเซีย บริเวณนอกชายฝั่งของเกาะชาราวัด ก็อยู่ในน่านน้ำที่จีนอ้างสิทธิ แต่จีนก็ไม่เคยชักชวนการพัฒนาแหล่งก๊าซเหล่านี้เช่นเดียวกันกับแหล่งก๊าซของฟิลิปปินส์
4. เวียดนามและจีน ต่างอ้างสิทธิเหนือแหล่งน้ำมันในพื้นที่นอกชายฝั่งเวียดนาม โดยจีนอ้างสิทธิในพื้นที่ทางตะวันตกของหมู่เกาะสแปรตลีย์นี้ว่าเขต Wan Bei-21 (WAB-21) ซึ่งเป็นเขตที่เวียดนามเรียกว่า Block 133, 134, 135 ความขัดแย้งนี้ทำให้บริษัทโคโนโค และปิโตรเวียดนาม ไม่สามารถเข้าเจาะสำรวจบริเวณดังกล่าวได้ตามกำหนด นอกจากนี้แหล่งน้ำมัน Dai Hung (หมีใหญ่) ของเวียดนามก็อยู่ในเขตน่านน้ำที่จีนอ้างสิทธิเช่นกัน
5. ในพื้นที่บริเวณอ่าวไทย ซึ่งเป็นส่วนหนึ่งของทะเลจีนใต้ที่มีก๊าซธรรมชาติอุดมสมบูรณ์ แต่ยังไม่มีการกำหนดเส้นแบ่งเขตแดนในทะเลจีนใต้ที่ชัดเจน แม้กระนั้นได้มีหลายบริษัทที่ได้ลงนามในข้อตกลงเพื่อทำการขุดสำรวจไปแล้ว แต่ยังไม่สามารถเริ่มดำเนินการได้ในบริเวณ ที่ยังมีข้อพิพาทกันระหว่างกัมพูชากับไทย ในส่วนพื้นที่ทับซ้อนระหว่างไทยกับเวียดนาม โดยได้มีการเจรจาตกลงกันได้ตั้งแต่เมื่อเดือนสิงหาคม 2540 อีกทั้งได้มีการลงนามข้อตกลงความร่วมมือ ในการสำรวจและพัฒนาในพื้นที่พัฒนาร่วม ไทย-มาเลเซีย และมาเลเซีย-เวียดนาม (อันหลังมีผลตั้งแต่ 4 มิถุนายน 2536)

การอ้างสิทธิต่างๆ นี้มีรากฐานมาตั้งแต่ในประวัติศาสตร์ แต่ก็อยู่บนหลักการซึ่งเป็นที่ยอมรับกันเป็นสากล ซึ่งอนุญาตให้แต่ละประเทศสามารถอ้างสิทธิเหนืออาณาเขตนอกชายฝั่งบริเวณที่เป็นไหล่ทวีปของประเทศนั้นๆ ได้ รวมทั้งอนุสัญญาสหประชาชาติปี 2525 ว่าด้วยกฎหมายทางทะเล (United Nations Convention on the Law of the Sea)

กฎหมายทางทะเลของสหประชาชาติ

อนุสัญญาสหประชาชาติปี 2525 ได้กำหนดแนวทางต่างๆ เกี่ยวกับสถานภาพของหมู่เกาะต่างๆ เขตไหล่ทวีป เขตทะเลเปิด และขอบเขตน่านน้ำ บทบัญญัติที่เกี่ยวข้องกับกรณีของทะเลจีนใต้มีดังนี้

1. มาตรา 3 ซึ่งบัญญัติว่า “ทุกรัฐมีสิทธิกำหนดเขตน่านน้ำทางทะเลของตน แต่ทั้งนี้ต้องไม่เกิน 12 ไมล์ทะเล”
2. มาตรา 55-75 นิยามแนวความคิดของเขตเศรษฐกิจเฉพาะ (Exclusive Economic Zone: EEZ) ซึ่งหมายถึง พื้นที่ที่อยู่ในรัศมี 200 ไมล์ทะเล ถัดจากน่านน้ำของประเทศนั้นๆ โดยประเทศหรือรัฐชายฝั่งของเขตเศรษฐกิจเฉพาะ จะมี “อำนาจอธิปไตยในการสำรวจและใช้ การอนุรักษ์และบริหารจัดการทรัพยากรธรรมชาติ ไม่ว่าจะเป็นสิ่งมีชีวิตหรือสิ่งไม่มีชีวิต ในบริเวณน่านน้ำเหนือพื้นทะเลบริเวณนั้น รวมทั้งพื้นทะเลและชั้นดินใต้พื้นทะเลบริเวณนั้นด้วย...”
3. มาตรา 76 นิยามคำว่าเขตไหล่ทวีปของประเทศหนึ่งๆ ว่า เป็นบริเวณที่ “ประกอบด้วยพื้นทะเลและชั้นดินของพื้นที่ใต้ผิวน้ำ ที่ครอบคลุมบริเวณ ที่ถัดจากน่านน้ำของประเทศนั้นๆ ไปตลอดแนวที่ทอดยาวตามธรรมชาติ ของเขตแดนทางบกของประเทศ จนถึงสุดขอบทวีปหรือจนถึงระยะ 200 ไมล์ทะเล...” บทบัญญัตินี้มีความสำคัญเนื่องจาก มาตรา 77 กำหนดให้แต่ละประเทศสามารถใช้ “อำนาจอธิปไตยเหนือเขตไหล่ทวีปเพื่อวัตถุประสงค์แห่งการสำรวจพื้นที่ดังกล่าวและใช้ประโยชน์จากทรัพยากรธรรมชาติในพื้นที่นั้น”
4. มาตรา 121 ซึ่งกำหนดว่าบริเวณโคดหิน หินโสโครก ที่ไม่เอื้อต่อการตั้งถิ่นอาศัยของมนุษย์ หรือไม่สามารถดำรงชีพในเชิงเศรษฐกิจของตนเองได้อย่างยั่งยืน จะไม่สามารถกำหนดเป็นเขตเศรษฐกิจเฉพาะ หรือเขตไหล่ทวีปได้

การกำหนดเขตเศรษฐกิจเฉพาะตามบทบัญญัติดังกล่าว ก่อให้เกิดความเป็นไปได้ที่จะมีการอ้างสิทธิเหนือพื้นที่ ที่คาบเกี่ยวกันในบริเวณที่เป็นกึ่งทะเลเปิด เช่นทะเลจีนใต้ เพราะประเทศใดก็ตามที่สามารถให้ประชากรของตนตั้งถิ่นฐานบนเกาะต่างๆ ในภูมิภาคแถบนี้ได้ ก็จะสามารถอ้างสิทธิเพื่อขยายเขตน่านน้ำของตนออกมาได้ ทำให้เกิดการปะทะกันระหว่างผู้อ้างสิทธิหลายประเทศในแถบทะเลจีนใต้ เมื่อต่างฝ่ายต่างพยายามที่จะจัดตั้งถิ่นฐานบนเกาะต่างๆ (ส่วนใหญ่จะเป็นกองกำลังทหาร) เพื่อมิให้ขัดต่อบทบัญญัติของมาตรา 121 ในการอ้างสิทธิเหนือบริเวณนั้นๆ ของตน

อนุสัญญาด้านกฎหมายทางทะเล ยังกำหนดให้ประเทศที่มีการอ้างสิทธิในพื้นที่ทับซ้อนกัน แก้ปัญหาดังกล่าว โดยการเจรจาตกลงกันบนพื้นฐานแห่งความจริงใจ การใช้หลักการ “พื้นที่พัฒนาร่วม (Joint Development Area)” ดังกรณีในอ่าวไทย นับเป็นแนวทางหนึ่งในการแก้ปัญหาการอ้างสิทธิในทะเลจีนใต้ ที่ประสบผลสำเร็จเป็นอย่างดี

ความขัดแย้งในภูมิภาคและการแก้ปัญหา

ผู้อ้างสิทธิในอาณาบริเวณหมู่เกาะสแปรทลีย์ต่างก็เข้าถือครองเกาะต่างๆ ในหมู่เกาะนี้ และ/หรือจัดตั้งกองกำลังทหารและสร้างป้อมปราการตามแนวปะการังต่างๆ ประเทศบรูไน ซึ่งไม่ได้อ้างสิทธิเหนือบริเวณใดของหมู่เกาะสแปรทลีย์ และไม่ได้เข้าครอบครองเกาะใดๆ แต่ได้ประกาศเขตเศรษฐกิจเฉพาะซึ่งครอบคลุมแนวปะการังลูอิซา (Louisa Reef) ไว้ด้วย

ในช่วง 2 ทศวรรษที่ผ่านมา มีการปะทะกันประปรายของกองทหารกลุ่มเล็กๆ การปะทะครั้งรุนแรงที่สุดเกิดขึ้นในปี 2517 เมื่อจีนบุกเข้ายึดครองหมู่เกาะพาราเซลจากเวียดนาม และในปี 2531 เมื่อกองทัพเรือของจีนและเวียดนาม เกิดปะทะกันขึ้นบริเวณแนวปะการังจอห์นสัน (Johnson Reef) ในหมู่เกาะสแปรทลีย์ ส่งผลให้เรือของเวียดนามจมไปหลายลำและลูกเรือกว่า 70 คน เสียชีวิต

อินโดนีเซียเป็นประเทศที่มีบทบาทนำ ในการใช้แนวคิดริเริ่มทางการทูต และข้อตกลงความร่วมมือต่างๆ เพื่อแก้ปัญหาในทะเลจีนใต้ โดยเฉพาะอย่างยิ่ง การเจรจาผ่านเวทีประชุมของกลุ่มความร่วมมือประชาชาติ แห่งเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ หรืออาเซียน ทำให้เกิดกระบวนการไกล่เกลี่ยโดยสันติวิธีในการแก้ปัญหาการอ้างสิทธิปกครองเหนือบริเวณต่างๆ กลุ่มสมาชิกอาเซียนประกอบด้วยประเทศต่างๆ ในแถบทะเลจีนใต้ ยกเว้นจีนและไต้หวัน และได้จัดการประชุมคณะทำงานกลุ่มต่างๆ กับจีนและไต้หวัน ในประเด็นปัญหา ที่เกี่ยวข้องอันเป็นการเสริมสร้างความร่วมมือและมิตรภาพ ซึ่งเป็นสิ่งจำเป็นต่อการแก้ปัญหาขัดแย้งอื่นๆ ที่รุนแรงกว่าในภูมิภาคนี้ อินโดนีเซียได้เป็นเจ้าภาพจัดการประชุมคณะทำงานดังกล่าวเป็นครั้งแรกในปี 2533 นอกจากนี้ ประเด็นความขัดแย้งต่างๆ เหล่านี้ยังได้ถูกหยิบยกขึ้นหารือกันในเวทีหารือของภูมิภาคอาเซียน (ASEAN Regional Forum: ARF) ซึ่งเป็นระดับการประชุมที่ใหญ่กว่าและจัดขึ้นพร้อมกับการประชุม ASEAN Post Ministerial Conference โดยมีประเทศเข้าร่วมประชุม 22 ประเทศ ซึ่งล้วนมีบทบาทด้านความมั่นคงของภูมิภาคเอเชียแปซิฟิก และรวมถึงสมาชิกอาเซียนทั้งหมดด้วย

ในปี 2539 รัฐมนตรีอาเซียนได้มีมติเห็นพ้องกันว่า ควรจะมีการจัดทำระเบียบปฏิบัติ (Code of Conduct) ของภูมิภาคสำหรับการดำเนินกิจกรรมต่างๆ ในทะเลจีนใต้ เพื่อให้เกิดความชัดเจนในการดำเนินการด้านต่างๆ เช่น การศึกษาวิจัยด้าน วิทยาศาสตร์ การปราบปรามโจรสลัดและขบวนการค้ายาเสพติด โดยไม่ก่อให้เกิด ปัญหาความขัดแย้งเกี่ยวกับอำนาจอธิปไตย ในการประชุมสุดยอดผู้นำอาเซียนเมื่อ เดือนพฤศจิกายน 2542 ภาควิชาอาเซียนได้ผลักดันให้มีการกำหนดระเบียบปฏิบัติ โดยทั่วไปสำหรับการแก้ปัญหาข้อพิพาท ซึ่งยกร่างโดยฟิลิปปินส์และเวียดนาม แต่ การทำความเข้าใจในลักษณะดังกล่าวจำเป็นต้องให้ประเทศที่ไม่ได้เป็นอาเซียน เช่น จีนและไต้หวัน เข้ามามีส่วนร่วมด้วยเพื่อให้เกิดความรอบด้านและครอบคลุมผู้มีส่วนเกี่ยวข้องทุกฝ่าย ในประเด็นนี้ จีนซึ่งเป็นสมาชิกของ ARF ได้แย้งว่าการ แก้ปัญหาข้อพิพาทเรื่องเขตแดนควรเป็นประเด็นหารือระดับทวิภาคี อย่างไรก็ตาม สมาชิก ARF อื่นๆ เช่น สหรัฐอเมริกา ต่างให้เหตุผลว่าสมาชิก ARF ทั้งหมดล้วนมี ความสนใจในประเด็นต่างๆ ที่มีผลกระทบต่อสันติภาพและความมั่นคงของภูมิภาคนี้ และเห็นว่าเป็นการเหมาะสมแล้วที่มีการหารือประเด็นเหล่านี้กันในระดับเวที ARF ความเห็นในประเด็นดังกล่าวมีหลากหลาย อาทิเช่น

1. จีนได้เริ่มเปิดการเจรจากับกลุ่มอาเซียนเกี่ยวกับแนวคิดเรื่อง “ระเบียบปฏิบัติ” ซึ่งจะใช้กำหนดการปฏิบัติการต่างๆ ของผู้อ้างสิทธิทั้งหลาย แต่ยังไม่มีความคืบหน้าเท่าที่ควร เนื่องจากอาเซียนต้องการผลักดันให้เกิดพันธะผูกพันที่ ชัดเจนเพื่อยับยั้งการเข้ายึดครองแนวปะการังหรือการก่อสร้างใหม่เพิ่มเติมจากเดิม ในขณะที่ฝ่ายจีนต้องการพันธะ ผูกพันแบบกว้างๆ เพื่อยับยั้งการกระทำที่อาจจะ “ทำให้สถานการณ์ยุ่งยากมากขึ้น”
2. รัฐมนตรีต่างประเทศของมาเลเซีย นายซาเอ็ด ฮามิด บิน ซาเอ็ด จาฟาร์ อัลบาริ กล่าวว่า เขาเชื่อว่าประเทศต่างๆ ใน อาเซียนได้เคยเห็นพ้องกันว่า กรณีพิพาทเรื่องเขตแดนเป็นเรื่องภายในอาเซียน และไม่ควรนำเข้าสู่เวทีหารือระหว่าง ประเทศอื่นๆ เพื่อแก้ปัญหา
3. เวียดนามได้จัดตั้งคณะทำงานเพื่อเจรจากับจีนแบบทวิภาคี เพื่อแก้ปัญหาแนวเขตแดนที่เป็นกรณีพิพาทกันอยู่ใน บริเวณอ่าวตังเกี๋ย (ซึ่งจีนเรียกว่า Beibu Wan และเวียดนามเรียกว่า Vinh Bac Bo) และบริเวณหมู่เกาะส แปรทลีย์ ตลอดจนแนวเขตแดนบนบก นอกจากนี้ เวียดนามยังต้องการให้รวมปัญหาข้อพิพาทในบริเวณหมู่เกาะ พาราเซลไว้ใน “ระเบียบปฏิบัติ” ฉบับใดฉบับหนึ่ง แต่ความคิดนี้ไม่เป็นที่ยอมรับของภาคีอาเซียนอื่นๆ เนื่องจากกรณี พิพาทบริเวณหมู่เกาะพาราเซล เป็นปัญหาระหว่างเวียดนามกับจีนเท่านั้น

ทรัพยากรธรรมชาติ

น้ำมัน

เป้าหมายด้านทรัพยากรธรรมชาติในพื้นที่ทะเลจีนใต้ที่สำคัญที่สุดคือน้ำมัน เนื่องจาก มีการค้นพบน้ำมันบริเวณพื้นที่ชายฝั่งทะเลจีนใต้ของประเทศต่างๆ หลายแห่งมีการ ประมาณกันว่าปริมาณน้ำมันสำรองที่ได้รับการยืนยันแล้ว (proven reserves) สูงถึง 7.7 พันล้านบาร์เรล ในขณะที่ปัจจุบันมีการผลิตรวมของทั้งภูมิภาค อยู่ที่ระดับกว่า 1.8 ล้านบาร์เรลต่อวัน โดยการผลิตน้ำมันของมาเลเซียมีปริมาณเกือบครึ่งหนึ่งของ ปริมาณการผลิตรวมของภูมิภาค

ด้วยเหตุที่มีการค้นพบน้ำมันทั้งอาณาบริเวณอื่นของทะเลจีนใต้ จึงมีการคาดการณ์กันว่าบริเวณหมู่เกาะสแปรทลีย์ จะเป็นแหล่งที่อุดมไปด้วยทรัพยากรน้ำมันอีกแหล่งหนึ่ง ทั้งที่ในความเป็นจริงแล้ว ยังไม่ได้มีการตรวจสอบ และยืนยันตัวเลขปริมาณน้ำมันสำรอง ที่แท้จริงในพื้นที่ดังกล่าวอย่างเป็นทางการ เพียงแต่จีนได้คาดการณ์ไว้ในด้านดีว่า สแปรทลีย์ จะกลายเป็น อ่าวเปอร์เซียที่สองของโลก

ก๊าซธรรมชาติ

ก๊าซธรรมชาติอาจจะเป็ทรัพยากรธรรมชาติที่มีอยู่มากที่สุดในทะเลจีนใต้ โดยพบมากในประเทศบรูไน อินโดนีเซีย มาเลเซีย ไทย เวียดนาม และฟิลิปปินส์ จากการสำรวจประมาณกันว่า ร้อยละ 60-70 ของทรัพยากรไฮโดรคาร์บอนในภูมิภาคเป็นก๊าซธรรมชาติ โดยอเมริกาคาดว่าจะมีปริมาณก๊าซธรรมชาติทั้งที่ขุดพบแล้วและยังไม่ขุดพบทั้งสิ้น 266 ล้านล้านลบ.ฟ. และที่เกาะสแปรทลีย์มีประมาณ 35 หมื่นล้านลบ.ฟ. ในขณะที่นักวิเคราะห์จากจีนคาดว่าจะมีปริมาณก๊าซธรรมชาติสำรองสูงถึง 2,000 ล้านล้านลบ.ฟ. ซึ่งเป็นตัวเลขที่แตกต่างกันมากและยังหาข้อสรุปไม่ได้

ในส่วนขอปริมาณความต้องการคาดการณ์ว่าความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติของประเทศกำลังพัฒนาในเขตทะเลจีนใต้จะเพิ่มขึ้นร้อยละ 7 ต่อปีในช่วง 2 ทศวรรษหน้าซึ่งจะทำให้ปริมาณความต้องการก๊าซธรรมชาติสูงถึง 20 ล้านล้านลบ.ฟ.ต่อปีภายในปี 2563 หรือคิดเป็น 4 เท่าของระดับในปัจจุบัน และอาจเพิ่มสูงกว่านี้ก็เป็นได้ หากการขยายตัวของโครงสร้างพื้นฐานต่างๆ เป็นไปอย่างต่อเนื่อง

ในขณะนี้มาเลเซียไม่ได้เป็นเพียงผู้ผลิตน้ำมันรายใหญ่ของภูมิภาค แต่ยังเป็นผู้ผลิตก๊าซรายใหญ่ของภูมิภาคอีกด้วย ถึงแม้ว่าการพัฒนาการจัดการก๊าซธรรมชาติของมาเลเซียจะชะงักงันในช่วงที่ผ่านมา แต่การพัฒนาการจัดการก๊าซธรรมชาติในแหล่งอื่นๆ ของภูมิภาคยังดำเนินต่อไป โดยเฉพาะในเขตอ่าวไทย บริเวณชายฝั่งประเทศจีนและเวียดนาม รวมทั้งบริเวณหมู่เกาะนาทูนาของอินโดนีเซีย

ก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG)

จากข้อมูลพบว่าการขนส่ง LNG ประมาณสองในสามของปริมาณการค้า LNG ทั้งโลก ในปี 2541 จะต้องผ่านเส้นทางทะเลจีนใต้ เนื่องจากประเทศทางเอเชียตะวันออกเฉียงเหนือ โดยเฉพาะ ญี่ปุ่น เกาหลีใต้ และไต้หวัน เป็นผู้ใช้ LNG มากเป็นอันดับที่ 1, 2 และ 5 ของโลกตามลำดับ ซึ่งผู้ผลิต LNG รายใหญ่จะกระจายอยู่ตามพื้นที่ในแถบทะเลจีนใต้ รวมทั้งในแถบตะวันออกกลาง โดยมีบรูไน และมาเลเซียเป็นผู้ผลิตรายใหญ่ของภูมิภาคนี้ ซึ่งในปี 2541 ปริมาณการผลิตรวมกันของทั้งสองประเทศนี้ เทียบเท่ากับร้อยละ 25 ของปริมาณการผลิต LNG ทั้งโลก

สรุป

โดยสรุปอาจกล่าวได้ว่า พื้นที่ทะเลจีนใต้ มีความสำคัญทั้งในเชิงเศรษฐกิจ และเชิงยุทธศาสตร์ความมั่นคงด้านพลังงาน ของเอเชียตะวันออกอย่างมาก โดยประเทศใน

เอเชียตะวันออกเฉียงเหนือ ยังคงต้องพึ่งพาการใช้พลังงาน ที่ขนส่งผ่านเส้นทางนี้สูงมาก (ประมาณร้อยละ 60 ของความต้องการพลังงานในประเทศนั้น) และแม้แต่ประเทศในแถบเอเชียตะวันออกเฉียงใต้เอง ก็ยังคงต้องพึ่งพารายได้จากการค้าขายทรัพยากรพลังงาน ที่ขุดพบได้ในอาณาบริเวณของประเทศตน และด้วยผลประโยชน์อันมหาศาลนี้เอง ที่นำไปสู่ความขัดแย้งที่นับวันจะทวีความรุนแรงขึ้น ตราบใดที่ยังไม่สามารถหาข้อยุติในการอ้างสิทธิที่คาบเกี่ยวกันได้ การจัดตั้งกระบวนการเจรจาไกล่เกลี่ยโดยสันติวิธี และจัดทำ “ระเบียบปฏิบัติ” ที่ยอมรับร่วมกัน จึงจำเป็นต้องดำเนินการอย่างต่อเนื่อง เพื่อเป็นหลักประกันต่อความความมั่นคงและความสงบสุขของภูมิภาค



สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ

วารสารนโยบายพลังงาน ฉบับที่ 51 มกราคม-มีนาคม 2544

1. ราคาน้ำมันดิบ

ในปี พ.ศ. 2543 ราคาน้ำมันดิบได้ปรับตัวสูงขึ้นประมาณ US\$10 ต่อบาร์เรล จากระดับ \$22-26 ต่อบาร์เรล ในเดือนมกราคม 2543 มาอยู่ในระดับเฉลี่ย \$32-36 ต่อบาร์เรล ในเดือนพฤศจิกายน 2543 เนื่องจากปริมาณสำรองน้ำมันดิบ ที่ลดลงสู่ระดับที่ต่ำมาก จากการลดปริมาณการผลิต เพื่อกดดันราคาของโอเปค ในขณะที่ภาวะเศรษฐกิจของโลกเริ่มฟื้นตัว ทำให้ความต้องการใช้น้ำมันของโลกเพิ่มขึ้น

ในไตรมาสแรกของปี 2543 จากเดือนมกราคม จนถึงต้นเดือนมีนาคม ราคาน้ำมันดิบปรับตัวสูงขึ้น ประมาณ \$6-8 ต่อบาร์เรล มาอยู่ที่ระดับ \$28-33 ต่อบาร์เรล เป็นผลมาจากความต้องการน้ำมันที่เพิ่มสูงขึ้นในฤดูหนาว การจำกัดปริมาณการผลิตของกลุ่มโอเปค ในปีที่ผ่านมา ทำให้ปริมาณสำรองน้ำมันดิบลดต่ำลงมาก ตั้งแต่ช่วงกลางเดือนมีนาคมจนถึงสิ้นไตรมาสแรก ราคาน้ำมันดิบปรับตัวลดลงอย่างรวดเร็ว ประมาณ \$4-6 ต่อบาร์เรล เนื่องจากมีการคาดการณ์ว่ากลุ่มโอเปคจะเพิ่มปริมาณการผลิตขึ้นอีก ผลการประชุมของกลุ่มโอเปคในวันที่ 28 มีนาคม 2543 กลุ่มโอเปค 9 ประเทศ (ไม่รวมอิหร่าน) ตกลงเพิ่มปริมาณการผลิตขึ้นอีก 1.452 ล้านบาร์เรล/วัน และหากรวมอิหร่านจะเป็น 1.7 ล้านบาร์เรล/วัน ทำให้เพดานการผลิต โดยรวมอิหร่านของโอเปค เพิ่มขึ้นเป็น 22.976 ล้านบาร์เรล/วัน ประเทศนอกกลุ่มโอเปคคือ เม็กซิโก และนอร์เวย์ เพิ่มปริมาณการผลิตขึ้นอีก 150,000 และ 100,000 บาร์เรล/วัน ตามลำดับ มีผลตั้งแต่วันที่ 1 เมษายนเป็นต้นไป

ในไตรมาสที่สอง ช่วงต้นเดือนเมษายน ราคาน้ำมันปรับตัวลดลงต่อเนื่อง จากเดือนมีนาคมอีกประมาณ \$4 ต่อบาร์เรล มาอยู่ที่ระดับ \$20-22 ต่อบาร์เรล จากการเพิ่มปริมาณการผลิตของโอเปค หลังจากนั้นตั้งแต่กลางเดือนเมษายน จนถึงต้นเดือนพฤษภาคม ราคาน้ำมันดิบได้ปรับตัวสูงขึ้นอีกประมาณ \$7-8 ต่อบาร์เรล มาอยู่ที่ระดับ \$26-30 ต่อบาร์เรล เนื่องจากปริมาณการใช้น้ำมันที่เพิ่มสูงขึ้น จากภาวะเศรษฐกิจของโลกที่เริ่มฟื้นตัว รวมทั้งภาวะเศรษฐกิจของประเทศในภูมิภาคเอเชียเริ่มฟื้นตัว จากวิกฤตการณ์ทางการเงิน ทำให้ความต้องการใช้น้ำมันเพิ่มมากขึ้น นอกจากนี้ ปริมาณสำรองน้ำมันดิบในตลาดโลก ก็ยังอยู่ในระดับที่ต่ำมาก ตั้งแต่กลางเดือนเมษายน จนถึงสิ้นเดือนมิถุนายน ราคาน้ำมันดิบค่อนข้างจะทรงตัว โดยมีราคาเคลื่อนไหวอยู่ที่ระดับ \$26-30 ต่อบาร์เรล

ในไตรมาสที่สาม เดือนกรกฎาคม ราคาน้ำมันดิบปรับตัวลดลง ประมาณ \$3-4 ต่อบาร์เรล มาอยู่ที่ระดับเฉลี่ย \$24-26 ต่อบาร์เรล เนื่องจากกลุ่มโอเปค เพิ่มปริมาณการผลิตขึ้นอีก 708,000 บาร์เรล/วัน เมื่อวันที่ 1 กรกฎาคม ทำให้ปริมาณน้ำมัน ออกสู่

ตลาดมีมากขึ้น หลังจากนั้นตั้งแต่ปลายเดือนกรกฎาคม จนถึงกลางเดือนกันยายนราคาน้ำมันดิบปรับตัวสูงขึ้นอย่างรวดเร็ว ประมาณ \$8-12 ต่อบาร์เรล จนเป็นระดับสูงสุดในรอบปี โดยมีราคาอยู่ที่ระดับ \$32-38 ต่อบาร์เรล ราคาน้ำมันดิบระดับนี้เป็นระดับราคาสูงที่สุด นับตั้งแต่วิกฤตการณ์น้ำมันของโลกครั้งที่ 2 ในปี 2521 เป็นต้นมา เนื่องจากปริมาณสำรองน้ำมันดิบของโลกลดต่ำลงมาก โดยสหรัฐอเมริกา ซึ่งเป็นประเทศผู้บริโภคน้ำมันรายใหญ่ของโลก ปริมาณสำรองลดต่ำลงมากที่สุดในรอบ 24 ปี รวมทั้งเป็นช่วงที่ใกล้เข้าสู่ฤดูหนาว ประเทศต่างๆ ในยุโรปและสหรัฐอเมริกา เร่งสำรองน้ำมันไว้เพื่อใช้เป็นน้ำมัน สำหรับความอบอุ่นในฤดูหนาว หลังจากช่วงกลางเดือนกันยายน ราคาน้ำมันดิบเริ่มอ่อนตัวลง โดยปรับตัวลดลงประมาณ \$4-8 ต่อบาร์เรลมาเคลื่อนไหวอยู่ที่ระดับ \$28-30 ต่อบาร์เรล เนื่องจากประเทศต่างๆ เริ่มนำน้ำมันสำรองออกมาใช้ สหรัฐอเมริกานำน้ำมันดิบสำรองทางยุทธศาสตร์ (Strategic Petroleum Reserve) ออกมาใช้ 30 ล้านบาร์เรล และในวันที่ 10 กันยายน กลุ่มโอเปคได้ประกาศเพิ่มปริมาณการผลิตขึ้นอีก 800,000 บาร์เรล/วัน มีผลตั้งแต่วันที่ 30 ตุลาคม เป็นต้นไป

ในไตรมาสที่สี่ ตั้งแต่เดือนตุลาคม จนถึงกลางเดือนพฤศจิกายน ราคาน้ำมันดิบค่อนข้างจะทรงตัว โดยเคลื่อนไหวอยู่ที่ระดับ \$30-32 ต่อบาร์เรล หลังจากนั้น จึงปรับตัวสูงขึ้นอีก \$2-3 ต่อบาร์เรล จนถึงปลายเดือนพฤศจิกายน จากนั้นราคาน้ำมันดิบได้ปรับตัว ลดลงอย่างรวดเร็วในเดือนธันวาคม โดยปรับตัวลดลง \$10-12 ต่อบาร์เรล มาอยู่ที่ระดับ \$20-24 ต่อบาร์เรล เนื่องจากสภาพอากาศในฤดูหนาว ไม่ได้หนาวเย็นเท่าที่ควร ทำให้ปริมาณน้ำมันดิบที่ประเทศต่างๆ สำรองไว้ในฤดูหนาว ไม่ได้ลดลงมากนัก

ราคาน้ำมันดิบ

หน่วย : เหรียญสหรัฐ / บาร์เรล

ชนิดน้ำมัน	2542	2543	2543			
			ไตรมาส 1	ไตรมาส 2	ไตรมาส 3	ไตรมาส 4
โอมาน	17.24	26.45	25.09	25.48	28.21	27.00
ดูไบ	17.20	26.16	24.38	25.08	27.68	27.50
เบรนท์	18.13	28.89	27.09	27.21	31.26	29.99
WTI	19.26	30.34	28.83	28.87	31.73	31.92
ทากิส	18.84	29.75	27.27	28.22	32.42	31.10

2. ราคาผลิตภัณฑ์น้ำมันสำเร็จรูปในตลาดจอร์จทาวน์

ปี 2543 จากการที่ราคาน้ำมันดิบปรับตัวสูงขึ้นมาก และปริมาณสำรองน้ำมันในตลาดโลกที่ลดต่ำลงมาก โรงกลั่นของคูเวตเกิดอุบัติเหตุไฟไหม้ ทำให้ปริมาณน้ำมันสำเร็จรูปในตลาด เกิดภาวะตึงตัวมาก ราคาน้ำมันสำเร็จรูปในตลาดจอร์จทาวน์ จึงปรับตัวสูงขึ้นตามราคาน้ำมันดิบ โดยน้ำมันเบนซิน ก๊าด ดีเซล และเตา ปรับตัวสูงขึ้นกว่า \$14, \$18, \$16 และ \$10 ต่อบาร์เรล ตามลำดับ

ในไตรมาสแรกของปี 2543 ราคาน้ำมันสำเร็จรูปในตลาดจอร์จทาวน์ ปรับตัวสูงขึ้น \$10-12 ต่อบาร์เรล เมื่อเทียบกับช่วงปลายปีก่อนหน้านี้ ส่วนหนึ่งเป็นการปรับตัวสูงขึ้น ตามราคาน้ำมันดิบ และยังเนื่องมาจากปริมาณน้ำมันที่ถูกจำกัด จากการลดกำลังการกลั่น และปัญหาการปิดซ่อมแซม และการเกิดอุบัติเหตุ ของโรงกลั่นหลายแห่ง ในออสเตรเลีย ญี่ปุ่น เป็นต้น นอกจากนี้โรงกลั่นต่างๆ เห็นว่า การจำกัดปริมาณน้ำมันในตลาด ทำให้ราคาน้ำมันสำเร็จรูป แข็งตัวขึ้น มากกว่าราคาน้ำมันดิบ ส่งผลดีต่อการกลั่น จึงได้ชะลอการเพิ่มกำลังกลั่น ส่งผลให้ตลาดน้ำมันตึงตัวมากขึ้น แต่หลังจากกลางเดือนมีนาคมเป็นต้นมา ราคาน้ำมันสำเร็จรูปปรับตัวลดลง ประมาณ \$8 ต่อบาร์เรล ซึ่งเป็นการปรับตัวลดลง ตามราคาน้ำมันดิบ และความต้องการที่ลดต่ำลง หลังช่วงฤดูหนาว

ในไตรมาสที่สอง ช่วงต้นเดือนเมษายน ราคาน้ำมันสำเร็จรูป ในตลาดจอร์จทาวน์ ยังปรับตัวลดลงต่อเนื่อง จากไตรมาสแรกอีก \$2-3 ต่อบาร์เรล มาเคลื่อนไหวอยู่ที่ระดับ \$25-28 ต่อบาร์เรล หลังจากต้นเดือนเมษายนเป็นต้นไป จึงปรับตัวสูงขึ้น \$7-8 ต่อบาร์เรล มาเคลื่อนไหวอยู่ที่ระดับ \$32-35 ต่อบาร์เรล เป็นการปรับตัวตามราคาน้ำมันดิบ รวมทั้งการปรับตัวสูงขึ้นตามฤดูกาลของน้ำมันเบนซินที่ความต้องการใช้จะเพิ่มสูงขึ้นในฤดูร้อน

ในไตรมาสที่สาม ปริมาณการกลั่นที่ขาดหายไป ของโรงกลั่นที่ปิดซ่อมแซมในไต้หวัน อินโดนีเซีย และการประสบอุบัติเหตุไฟไหม้โรงกลั่น Mini-Al-Ahmadi ของคูเวตทำให้ราคาน้ำมันเบนซิน ก๊าด ดีเซลปรับตัวสูงขึ้น \$6, \$13 และ \$12 ต่อบาร์เรล ตามลำดับ ส่วนน้ำมันเตาปรับตัวลดลงประมาณ \$4 ต่อบาร์เรล ในช่วงกลางเดือนสิงหาคม เนื่องจากจีนซึ่งเป็นผู้ซื้อรายใหญ่หยุดซื้อทำให้มีแรงซื้อเข้ามาในตลาดน้อย

ในไตรมาสที่สี่ ค่าการกลั่นที่ปรับตัวสูงขึ้นมาก จากราคาน้ำมันสำเร็จรูปที่แตกต่างจากราคาน้ำมันดิบมาก จูงใจให้โรงกลั่นในภูมิภาคเอเชียตะวันออก เพิ่มปริมาณการผลิตขึ้น ประกอบกับความต้องการน้ำมันเบนซิน ลดลงหลังฤดูร้อน ทำให้ราคาอ่อนตัวลง ส่วนดีเซลค่าการกลั่นที่สูงขึ้นทำให้น้ำมันออกสู่ตลาดมากขึ้น ราคาน้ำมันเบนซิน ก๊าด ดีเซล และเตาอ่อนตัวลงจากระดับสูงสุดในช่วงกลางเดือนตุลาคมจนถึงสิ้นปี ประมาณ \$12, \$18, \$17 และ \$10 ต่อบาร์เรล ตามลำดับ

ราคาผลิตภัณฑ์น้ำมันสำเร็จรูปในตลาดจอร์จทาวน์

หน่วย : เหรียญสหรัฐ / บาร์เรล

ชนิดน้ำมัน	2542	2543	2543			
			ไตรมาส 1	ไตรมาส 2	ไตรมาส 3	ไตรมาส 4

เบนซินออกเทน 95	21.02	32.51	30.70	31.00	36.47	31.88
เบนซินออกเทน 92	20.20	31.08	29.43	29.80	34.89	30.20
ก๊าด	21.44	34.27	31.61	29.43	37.81	38.21
ดีเซลหุมนเร็ว	19.14	32.44	30.33	28.51	36.49	34.42
เตา(2%S)	16.13	25.32	23.87	26.16	25.32	25.92
เตา(3.5%S)	15.74	24.57	23.29	25.42	24.47	25.11

3. ราคาขายปลีกน้ำมันเชื้อเพลิงของไทย

ในปี 2543 ค่าเงินบาทของไทยอ่อนตัวลงประมาณ 8 บาท/เหรียญสหรัฐ มาอยู่ที่ระดับ 43-44 บาท/เหรียญสหรัฐ ทำให้ต้นทุนราคาน้ำมัน จากค่าเงินบาทสูงขึ้นประมาณ 2 บาท/ลิตร และราคาน้ำมันสำเร็จรูปในตลาดจอร์จทาวน์ ซึ่งใช้เป็นราคาอ้างอิงราคาขายปลีกน้ำมันสำเร็จรูปของไทยปรับตัวสูงขึ้นประมาณ \$14-16 ต่อบาร์เรล ทำให้ต้นทุนส่วนนี้เพิ่มขึ้น 3-4 บาท/ลิตร แต่ราคาขายปลีกน้ำมันสำเร็จรูปของไทยปรับขึ้นน้อยกว่าต้นทุนที่เพิ่มขึ้น โดยเบนซินปรับตัวสูงขึ้นประมาณ 3 บาท/ลิตร และดีเซลปรับตัวสูงขึ้นประมาณ 4 บาท/ลิตร

ในไตรมาสแรกของปี 2543 ค่าเงินบาทของไทยอ่อนตัวลงประมาณ 1 บาท/เหรียญสหรัฐ มาอยู่ที่ระดับเฉลี่ย 38 บาท/เหรียญสหรัฐ ส่วนราคาน้ำมันสำเร็จรูปในตลาดจอร์จทาวน์ ปรับตัวสูงขึ้นประมาณ \$10-12 ต่อบาร์เรล ทำให้ต้นทุนราคาน้ำมันของไทยทั้งสองส่วนนี้ เพิ่มขึ้นประมาณ 3 บาท/ลิตร ราคาขายปลีกน้ำมันเบนซินของไทยปรับตัวเพิ่มขึ้น 2.0 บาท/ลิตร ดีเซลปรับตัวเพิ่มขึ้น 1.8 บาท/ลิตร ซึ่งเป็นการปรับขึ้นน้อยกว่าต้นทุนที่เพิ่มขึ้น ในเดือนมีนาคมราคาขายปลีกน้ำมันสำเร็จรูปในตลาดจอร์จทาวน์ ปรับตัวลดลงประมาณ 8-10 ต่อบาร์เรล ทำให้ราคาขายปลีกของไทยปรับลดลงตาม โดยเบนซินปรับลดลง 1.3 บาท/ลิตร ดีเซลปรับลดลง 0.7 บาท/ลิตร

ในไตรมาสที่สอง ค่าเงินบาทของไทยอ่อนตัวลงอีก 1.3 บาท/เหรียญสหรัฐ มาอยู่ที่ระดับ 39.3 บาท/เหรียญสหรัฐ ราคาขายปลีกน้ำมันสำเร็จรูปในตลาดจอร์จทาวน์ ปรับตัวสูงขึ้น \$6-8 ต่อบาร์เรล ทำให้ต้นทุนราคาน้ำมันของไทยสูงขึ้น 2.2 บาท/ลิตร ราคาขายปลีกน้ำมันสำเร็จรูปของไทยในไตรมาสนี้ น้ำมันเบนซินปรับตัวเพิ่มขึ้น 1.9 บาท/ลิตร ดีเซลปรับตัวเพิ่มขึ้น 1.6 บาท/ลิตร

ในไตรมาสที่สาม ค่าเงินบาทอ่อนตัวลง 3.5 บาท/เหรียญสหรัฐ มาอยู่ที่ระดับ 42.8 บาท/เหรียญสหรัฐ ส่วนราคาน้ำมันสำเร็จรูป ในตลาดจอร์จทาวน์ ปรับตัวสูงขึ้น \$8-10 ต่อบาร์เรล มาอยู่ที่ระดับ \$40-42 ต่อบาร์เรล ซึ่งเป็นระดับที่สูงสุดในปีนี้ ทำให้ต้นทุนราคาน้ำมัน ของไทยสูงขึ้น 2.8 บาท/ลิตร ซึ่งในช่วงนี้โรงกลั่นในประเทศ ได้ลดราคา

หน้าโรงกลั่นลง เพื่อให้ผู้ค้าน้ำมัน สามารถตรึงราคาขายปลีกน้ำมันในประเทศ ไม่ให้ปรับตัวสูงขึ้น เพื่อบรรเทาความเดือดร้อนของผู้บริโภค ราคาน้ำมันเบนซินและดีเซลของไทยในไตรมาสนี้ จึงปรับตัวสูงขึ้นเพียง 0.9 และ 1.6 บาท/ลิตร ตามลำดับ

ในไตรมาสที่สี่ ค่าเงินบาทของไทยอ่อนตัวลง 1.0 บาท/เหรียญสหรัฐ มาอยู่ที่ระดับประมาณ 43.5-44.0 บาท/เหรียญสหรัฐ แต่ในช่วงไตรมาสนี้ ราคาขายปลีกน้ำมันสำเร็จรูปในตลาดจอร์จทาวน์ อ่อนตัวลง โดยเบนซินอ่อนตัวลงประมาณ 3-4 ดอลลาร์ และดีเซลอ่อนตัวลง \$7-8 ดอลลาร์ ทำให้ต้นทุนราคาน้ำมันของไทยปรับตัวลดลง โดยเบนซินและดีเซลปรับตัวลดลง 0.64 และ 2.4 บาท/ลิตร ตามลำดับ ราคาขายปลีกของไทยน้ำมันเบนซินและดีเซล ปรับตัวลดลง 1.2 และ 1.6 บาท/ลิตร ตามลำดับ

ราคาขายปลีกน้ำมันเชื้อเพลิงของไทย

หน่วย: บาทต่อลิตร

ชนิดน้ำมัน	2542	2543	2543			
			ไตรมาส 1	ไตรมาส 2	ไตรมาส 3	ไตรมาส 4
เบนซินออกเทน 95	11.99	15.64	14.63	14.94	16.43	16.52
เบนซินออกเทน 91	11.18	14.68	13.75	13.94	15.43	15.52
เบนซินออกเทน 87	10.72	14.26	13.38	13.52	15.01	15.10
ดีเซลหมุนเร็ว	8.97	12.95	11.71	11.88	13.76	14.44

4.ค่าการตลาดและค่าการกลั่น

จากการอ่อนตัวลงของค่าเงินบาท และการปรับตัวสูงขึ้นอย่างมาก ของราคาน้ำมันในตลาดโลก สร้างความเดือดร้อนให้ผู้บริโภคกลุ่มต่างๆ ผู้ค้าน้ำมัน จึงได้ตรึงราคาขายปลีกไว้ช่วงหนึ่ง ทำให้ค่าการตลาดในปี 2543 อยู่ในระดับที่ต่ำมาก และในบางช่วงก็ติดลบ ส่วนค่าการกลั่น เนื่องจากราคาน้ำมันสำเร็จรูปในตลาดจอร์จทาวน์ปรับตัวสูงขึ้นเร็วกว่าราคาน้ำมันดิบ ความแตกต่างระหว่างราคาน้ำมันดิบ และน้ำมันสำเร็จรูปมีสูง ค่าการกลั่นในปี 2543 จึงค่อนข้างสูง

ในไตรมาสแรกและไตรมาสที่สอง จากการปรับตัวสูงขึ้น ของราคาน้ำมันในตลาดโลก และการอ่อนตัวของค่าเงินบาททำให้ราคาขายปลีกในประเทศ ปรับตัวสูงขึ้นไม่เท่ากับต้นทุนที่เพิ่มขึ้น ค่าการตลาดโดยรวมของผู้ค้าน้ำมันจึงอยู่ในระดับต่ำประมาณ 0.8-1.0 บาท/ลิตร ส่วนค่าการกลั่นในไตรมาสแรกเคลื่อนไหวอยู่ที่ระดับ 0.7-1.3

บาท/ลิตร (\$3.0-5.6 ต่อบาร์เรล) ส่วนไตรมาสที่สองลดลงมาอยู่ที่ระดับ 0.4-0.8 บาท/ลิตร (\$1.7-3.5 ต่อบาร์เรล)

ในไตรมาสที่สาม เนื่องจากการตรึงราคาขายปลีก ของผู้ค้าน้ำมันในประเทศ ทำให้ค่าการตลาดของไทยลดต่ำลงมาก โดยเฉพาะในเดือนสิงหาคมถึงกันยายน ค่าการตลาดน้ำมันดีเซลติดลบอยู่ที่ระดับประมาณ 18 สตางค์/ลิตร ค่าการตลาดโดยรวมของประเทศอยู่ที่ระดับ 0.1-0.2 บาท/ลิตร ค่าการกลั่นปรับตัวสูงขึ้นมาอยู่ที่ระดับ 1.5-1.6 บาท/ลิตร (\$6.0 ต่อบาร์เรล) เนื่องจากราคาน้ำมันสำเร็จรูปในตลาดโลกปรับตัวสูงขึ้นมากกว่าราคาน้ำมันดิบ

ในไตรมาสที่สี่ ราคาน้ำมันดิบในตลาดโลกเริ่มปรับตัวลดลง ทำให้ค่าการตลาดเริ่มดีขึ้น และกลับเข้าสู่ปกติในเดือนธันวาคม โดยค่าการตลาดเคลื่อนไหวอยู่ที่ระดับ 0.5-1.6 บาท/ลิตร ค่าการกลั่นในช่วงไตรมาสสุดท้ายของปี ปรับตัวลดลงจากไตรมาสที่สาม มาเคลื่อนไหวอยู่ที่ระดับ 0.8-1.5 บาท/ลิตร (\$2.7-5.5 ต่อบาร์เรล) จุดคุ้มทุนของค่าการกลั่นจะอยู่ที่ระดับ \$3 – 4 ต่อบาร์เรล

ค่าการตลาด หน่วย: บาทต่อลิตร

ชนิดน้ำมัน	2542	2543	2543			
			ไตรมาส 1	ไตรมาส 2	ไตรมาส 3	ไตรมาส 4
เบนซินออกเทน 95	1.4523	1.4799	1.6703	1.5930	0.9533	1.7068
เบนซินออกเทน 87-91	1.2381	1.2389	1.4442	1.2035	0.7620	1.5505
ดีเซลหมุนเร็ว	0.7127	0.6799	0.7154	0.9129	0.2098	0.8819
เฉลี่ย	0.8442	0.8205	0.8915	1.0065	0.3572	1.0283

ค่าการกลั่น หน่วย: บาทต่อลิตร

ชนิดน้ำมัน	2542	2543	2543			
			ไตรมาส 1	ไตรมาส 2	ไตรมาส 3	ไตรมาส 4
เบนซินออกเทน 95	0.4448	1.0423	0.9996	0.5926	1.4269	1.1500
เบนซินออกเทน	0.3945	0.9764	0.9297	0.5552	1.3463	1.0744

87-91						
ดีเซลหมุนเร็ว	0.4077	1.0609	0.9929	0.5598	1.4474	1.2433
เตา	0.3263	0.7749	0.7577	0.4870	0.9543	0.9005
ค่าการกลั่นรวม	0.3880	0.9994	0.9380	0.5441	1.3458	1.1695



สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ
วารสารนโยบายพลังงาน ฉบับที่ 51 มกราคม-มีนาคม 2544

สถานการณ์ราคาน้ำมันเชื้อเพลิง ปี 2544

1. ราคาน้ำมันดิบ

ในช่วงครึ่งเดือนแรกของเดือนมกราคมที่ผ่านมา ราคาน้ำมันดิบปรับตัวสูงขึ้นประมาณ \$1 ต่อบาร์เรล เฉลี่ยที่ \$22.7 - 29.5 ต่อบาร์เรล โดยช่วงแรกของเดือนได้ปรับตัวสูงขึ้น เนื่องจากการคาดการณ์การลดปริมาณการผลิตน้ำมันของกลุ่มโอเปค ผลการประชุมของกลุ่มโอเปคได้ตกลงลดกำลังการผลิตลง 1.5 ล้านบาร์เรล/วัน มีผลตั้งแต่วันที่ 1 ตุลาคมเป็นต้นไป ทำให้โควตาการผลิตของกลุ่มโอเปคไม่รวมอิรัก ลดลงเหลือ 26.2 ล้านบาร์เรล/วัน ในช่วงครึ่งหลังของเดือนราคาน้ำมันดิบได้ปรับตัวลดลงเล็กน้อย สะท้อนสภาพตลาดที่ปรับตัวสู่สมดุล มีการคาดการณ์ว่าเศรษฐกิจของสหรัฐอเมริกาซึ่งเป็นประเทศผู้ใช้น้ำมันรายใหญ่ของโลกจะชะลอตัวลง ซึ่งจะมีผลให้ความต้องการใช้น้ำมันลดลง ก็ทำให้ตลาดผ่อนคลายเรื่องสำรองต่ำ

ในเดือนกุมภาพันธ์ราคาน้ำมันดิบเฉลี่ยปรับตัวสูงขึ้น \$2 ต่อบาร์เรล โดยในช่วงแรกของเดือนปรับตัวสูงขึ้น \$3 ต่อบาร์เรล เนื่องจากการเข้ามาเก็งกำไรในตลาดล่วงหน้าของกองทุนทางการเงินต่าง ๆ และเป็นผลจากปริมาณน้ำมันในตลาดที่ลดลงจากการลดปริมาณการผลิตของโอเปค นอกจากนี้ อากาศที่หนาวเย็นของซีกโลกตอนเหนือก็ทำให้ความต้องการใช้น้ำมันช่วงนี้สูงขึ้น แต่ในช่วงครึ่งหลังของเดือนราคาน้ำมันดิบได้ปรับตัวลดลง \$1 ต่อบาร์เรล จากอากาศที่อุ่นขึ้นทำให้ความต้องการใช้น้ำมันลดลง และการคาดการณ์ภาวะเศรษฐกิจที่ชะลอตัว จากผลของราคาน้ำมันที่สูงขึ้นมากในปีที่ผ่านมา จะทำให้ความต้องการใช้น้ำมันปีนี้ไม่เพิ่มสูงขึ้นมาก ปัญหาความขัดแย้งในตะวันออกกลางจากการที่สหรัฐอเมริกาและอังกฤษโจมตีทางอากาศต่ออิรักในช่วงกลางเดือน ไม่ส่งผลต่อตลาดน้ำมันมากนัก เพราะสถานการณ์ไม่ได้ขยายตัวออกไป

ในเดือนมีนาคมราคาน้ำมันดิบในช่วงแรก ได้ปรับตัวสูงขึ้นอีกประมาณ \$1 ต่อบาร์เรล มาอยู่ที่ระดับ\$24.2-28.0 ต่อบาร์เรล เมื่อวันที่ 9 มีนาคม ที่ผ่านมา ซึ่งเป็นผลจากแนวโน้มว่ากลุ่มโอเปคจะลดกำลังการผลิตลงอีก โดยอ้างเหตุผลของความต้องการที่จะลดลงจากฤดูหนาวที่หมดไป การประชุมของกลุ่มโอเปคในวันที่ 16 มีนาคม 2544 ที่ผ่านมา ณ กรุงเวียนนา ประเทศออสเตรีย กลุ่มโอเปคตกลงลดปริมาณการผลิตลง 1,000,000 บาร์เรล/วัน โดยจะเริ่มมีผลในวันที่ 1 เมษายน 2544 ส่วนกลุ่มนอกโอเปคคาดว่าจะลดกำลังการผลิตลงประมาณ 200,000-300,000 บาร์เรล/วัน

ราคาน้ำมันดิบ

หน่วย : เหรียญสหรัฐ / บาร์เรล

ช่วงเวลา	โอมาน	ดูไบ	เบรนท์	WTI	ทاپิส
2542	17.24	17.20	18.13	19.20	18.84
2543	26.53	26.26	29.00	30.40	29.86
2544 (2 เดือน)	23.68	23.78	26.91	29.58	26.94
ม.ค.	22.70	22.85	25.96	29.56	26.03
ก.พ.	24.75	24.80	27.95	29.60	27.86
มี.ค.*	23.56	23.72	25.30	27.43	27.10
20 มี.ค.	22.84	23.14	24.00	25.76	26.05

* 1-20 มีนาคม 2544

2. ราคาผลิตภัณฑ์น้ำมันสำเร็จรูปในตลาดจอร์สิงคโปร์

เดือนมกราคม ราคาน้ำมันเบนซินปรับตัวสูงขึ้น \$0.5 ต่อบาร์เรล ซึ่งเป็นการปรับตัวตามราคาน้ำมันดิบส่วนหนึ่ง และการปิดซ่อมแซมประจำปีของโรงกลั่นในสหรัฐอเมริกา ราคาน้ำมันเบนซินในอเมริกาใต้จึงใจให้มีการนำเข้าจากเอเชีย สำหรับน้ำมันก๊าด ดีเซล และเตา ปริมาณน้ำมันที่ออกสู่ตลาดมาก ในขณะที่ความต้องการในภูมิภาคเบาบาง จึงทำให้ราคาปรับตัวลดลง \$3, \$1 และ \$1 ต่อบาร์เรล ตามลำดับ

เดือนกุมภาพันธ์ ราคาน้ำมันสำเร็จรูปตลาดจอร์โดยรวมได้ปรับตัวสูงขึ้น ราคาน้ำมันเบนซิน ก๊าด และเตา ปรับตัวสูงขึ้น \$0.5, \$1.5 และ \$1.5 ต่อบาร์เรล ตามลำดับ ซึ่งเป็นการปรับขึ้นตามราคาน้ำมันดิบ และความต้องการใช้ของน้ำมันเบนซินและน้ำมันเตาในภูมิภาคที่เริ่มสูงขึ้น สำหรับน้ำมันก๊าด อากาศที่หนาวเย็นของเอเชียตอนเหนือช่วงต้นเดือน ทำให้ความต้องการน้ำมันก๊าดช่วงดังกล่าวสูงขึ้น แต่น้ำมันดีเซล ปริมาณน้ำมันที่ออกสู่ตลาดในปริมาณสูง มีผลให้ราคาในเดือนนี้เฉลี่ยอ่อนตัวลง \$1 ต่อบาร์เรล

ในช่วงแรกของเดือนมีนาคม ราคาน้ำมันสำเร็จรูปในตลาดจอร์สิงคโปร์ทุกผลิตภัณฑ์ได้ปรับตัวขึ้นประมาณ \$1 ต่อบาร์เรล ซึ่งเป็นการปรับตามราคาน้ำมันดิบ และจากท่าที่การลดปริมาณการผลิตของโอเปค ราคาน้ำมันเบนซินออกเทน 95 เบนซินออกเทน 92 ก๊าด ดีเซล และเตา ณ วันที่ 20 มีนาคมที่ผ่านมา อยู่ที่ \$30.1, \$28.8, \$27.6, \$25.6 และ \$21.4 ต่อบาร์เรล ตามลำดับ

ราคาผลิตภัณฑ์น้ำมันสำเร็จรูปในสิงคโปร์

หน่วย : เหรียญสหรัฐ / บาร์เรล

ช่วงเวลา	เบนซิน ออกเทน 95	เบนซิน ออกเทน 92	ก๊าด	ดีเซลหมุน เร็ว	เตา (2%S)	เตา (3.5%S)
2542	21.02	20.20	21.44	19.14	16.14	15.74
2543	32.64	30.20	34.39	32.58	25.41	24.66
2544 (2 เดือน)	30.76	29.35	29.84	27.96	21.61	20.60
ม.ค.	30.01	28.75	29.08	28.41	20.84	19.79
ก.พ.	31.51	29.96	30.61	27.51	22.39	21.42
มี.ค.*	30.68	29.00	29.26	26.52	22.45	21.68
20 มี.ค.	28.75	26.85	27.55	25.63	21.42	20.80

* 1-20 มีนาคม 2544

3. สถานการณ์ราคาน้ำมันเชื้อเพลิงของไทย

3.1 ราคาขายปลีก

เดือนมกราคม 2544 ราคาขายปลีกน้ำมันเบนซินของไทยปรับขึ้น 1 ครั้ง จำนวน 30 สตางค์/ลิตร ปรับลง 1 ครั้ง จำนวน 20 สตางค์/ลิตร น้ำมันดีเซลดีเซลปรับลง 1 ครั้ง จำนวน 20 สตางค์/ลิตร เดือนกุมภาพันธ์น้ำมันเบนซินปรับขึ้น 3 ครั้ง รวม 90 สตางค์/ลิตร ปรับลง 1 ครั้ง จำนวน 30 สตางค์/ลิตร น้ำมันดีเซลหมุนเร็วปรับขึ้น 2 ครั้ง รวม 50 สตางค์/ลิตร และปรับลง 3 ครั้ง รวม 70 สตางค์/ลิตร และในช่วงแรกของเดือนมีนาคม ได้มีการปรับราคาขายปลีกน้ำมันเบนซินและดีเซลขึ้น 1 ครั้ง 30 สตางค์/ลิตร ปรับลง 1 ครั้ง จำนวน 20 สตางค์/ลิตร โดยราคาขายปลีกน้ำมันสำเร็จรูปของไทย ณ วันที่ 20 มีนาคม 2544 น้ำมันเบนซินออกเทน 95, 91, 87 และ ดีเซลหมุนเร็ว อยู่ที่ระดับ 16.39, 15.39, 14.97 และ 13.04 บาท/ลิตร ตามลำดับ

ราคาขายปลีก

หน่วย : บาท / ลิตร

ช่วงเวลา	เบนซิน ออกเทน 95	เบนซิน ออกเทน 91	เบนซิน ออกเทน 87	ดีเซลหมุน เร็ว
2542	11.99	11.18	10.72	8.97
2543	15.64	14.68	14.26	12.95
2544 (2 เดือน)	16.13	15.13	14.71	13.27

มกราคม	15.86	14.86	14.44	13.43
กุมภาพันธ์	16.36	15.36	14.95	13.23
มีนาคม*	16.40	15.40	14.87	13.05
20 มี.ค.	16.39	15.39	14.98	13.04

* 1-20 มี.ค. 2544

3.2 ค่าการตลาด และค่าการกลั่น

ในช่วงต้นเดือนมกราคมราคาน้ำมันในตลาดโลกปรับตัวสูงขึ้น แต่ราคาขายปลีกในประเทศไม่สามารถปรับตัวตามได้ทัน ค่าการตลาดโดยรวมของประเทศได้ลดลงต่ำกว่าระดับ 1 บาท/ลิตร หลังจากนั้นค่าการตลาดได้เริ่มขยับตัวขึ้น โดยตั้งแต่กลางเดือนมกราคมจนถึงปลายเดือนกุมภาพันธ์ ค่าการตลาดอยู่ที่ระดับประมาณ 1.2-1.4 บาท/ลิตร ค่าการตลาดเฉลี่ยทุกผลิตภัณฑ์ของประเทศ เดือนมกราคม เดือนกุมภาพันธ์ และเดือนมีนาคม อยู่ที่ระดับ 1.19, 1.30 และ 1.15 บาท/ลิตร ตามลำดับ

สำหรับค่าการกลั่น จากการที่ราคาน้ำมันสำเร็จรูปในภูมิภาคเอเชียอ่อนตัวลง เมื่อเทียบกับราคาน้ำมันดิบ ทำให้ความแตกต่างระหว่างราคาน้ำมันดิบและราคาน้ำมันสำเร็จรูปแคบลง ค่าการกลั่นจึงปรับตัวลดลง โดยในช่วงเดือนมกราคม ค่าการกลั่นอยู่ที่ระดับ 1.0-1.2 บาท/ลิตร (\$4-4.5 ต่อบาร์เรล) และตั้งแต่ต้นเดือนกุมภาพันธ์ถึงต้นเดือนมีนาคม ค่าการกลั่นปรับตัวลดลงมาอยู่ที่ระดับเพียง 0.4-0.6 บาท/ลิตร (\$1.5-2 ต่อบาร์เรล) ในขณะที่ค่าการกลั่นที่คุ้มทุนอยู่ในระดับ \$3-4 ต่อบาร์เรล

ค่าการตลาดเฉลี่ยของประเทศ

หน่วย: บาทต่อลิตร

ช่วงเวลา	เบนซิน ออกเทน 95	เบนซิน ออกเทน 87-91	ดีเซล หมุนเร็ว	เฉลี่ย
2542	1.4523	1.2381	0.7127	0.8442
2543	1.4799	1.2389	0.6799	0.8205
2544 (2 เดือน)	1.6730	1.5058	1.2137	1.2648
มกราคม	1.5620	1.3998	1.1503	1.1930
กุมภาพันธ์	1.7085	1.5378	1.2560	1.3038
มีนาคม*	1.5460	1.3811	1.1033	1.1545

18 มี.ค.	1.8713	1.7622	1.2181	1.3179
----------	--------	--------	--------	--------

ค่าการกลั่น
หน่วย: บาทต่อลิตร

ช่วงเวลา	ค่าการกลั่น รวม	เบนซิน ออกเทน 95	เบนซินออก เทน 87-91	ดีเซลหมุน เร็ว	เตา (3.5%S)
2542	0.3880	0.4448	0.3945	0.4077	0.3263
2543	0.9994	1.0423	0.9764	1.0609	0.7749
2544 (2 เดือน)	0.7151	0.7987	0.7446	0.7526	0.5406
มกราคม	1.0177	1.1198	1.0430	1.0802	0.7531
กุมภาพันธ์	0.4125	0.4776	0.4462	0.4249	0.3282
มีนาคม*	0.5106	0.5491	0.5605	0.5246	0.4197
18 มี.ค.	0.4698	0.5224	0.5087	0.4843	0.3878

* 1-18 มีนาคม 2544



สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ

วารสารนโยบายพลังงาน ฉบับที่ 51 มกราคม-มีนาคม 2544

1. สถานการณ์การผลิต การใช้และการนำเข้าพลังงานเชิงพาณิชย์

เศรษฐกิจไทยปี 2543 ยังคงอยู่ในช่วงฟื้นตัวต่อเนื่องจากปลายปี 2542 ในช่วงครึ่งแรกของปีมีการขยายตัวต่อเนื่องแต่ได้ชะลอตัวลงในช่วงครึ่งหลังของปี ดัชนีผลผลิตสินค้าอุตสาหกรรมในปี 2543 ขยายตัวเพียงร้อยละ 3 โดยอุตสาหกรรมหัตถยานยนต์และวัสดุก่อสร้างยังคงขยายตัวตามแผนการผลิตเพื่อส่งออก ในขณะที่ความต้องการภายในประเทศยังอยู่ในระดับต่ำ ทำให้ผลผลิตภาคอุตสาหกรรมขยายตัวไม่มาก

ความต้องการพลังงานเชิงพาณิชย์ของประเทศในปี 2543 เพิ่มขึ้นเพียงร้อยละ 2.7 เมื่อเทียบกับปี 2542 การใช้ก๊าซธรรมชาติ ไฟฟ้าพลังน้ำ และไฟฟ้านำเข้าเพิ่มขึ้นในอัตราที่สูง ในขณะที่การใช้น้ำมันดิบและ น้ำมันสำเร็จรูปรวมทั้งการใช้ลิแกนด์และถ่านหินลดลง การผลิตเพิ่มขึ้นร้อยละ 7.5 เช่นเดียวกับการนำเข้าสุทธิเพิ่มขึ้นถึงร้อยละ 9.8 เมื่อเทียบกับปีก่อนส่งผลให้สัดส่วนการพึ่งพาพลังงานจากต่างประเทศ เพิ่มขึ้นจากระดับร้อยละ 58.5 ในปี 2542 เป็นร้อยละ 62.5 ในปี 2543

ตารางที่ 1 การใช้ การผลิต และการนำเข้าพลังงานเชิงพาณิชย์

หน่วย : เทียบเท่าฟันทันบาร์เรลน้ำมันดิบ/วัน

	2542	2543	การเปลี่ยนแปลง (%)	
			2542	2543
การใช้ ⁽²⁾	1,125.1	1,155.3	3.3	2.7
การผลิต	549.3	590.3	4.8	7.5
การนำเข้า (สุทธิ)	657.6	722.2	5.8	9.8
การเปลี่ยนแปลงสต็อก	6.3	71.9	-	-
การใช้ที่ไม่เป็นพลังงาน (Non-Energy use)	75.5	85.2	19.1	12.9
การนำเข้า/การใช้ (%)	58.5	62.5		
อัตราการขยายตัวของเศรษฐกิจ (%)	4.2	4.5**		

1. พลังงานเชิงพาณิชย์ ประกอบด้วย น้ำมันดิบ ก๊าซธรรมชาติ คอนเดนเสท ผลิตภัณฑ์น้ำมันสำเร็จรูป ไฟฟ้าจากพลังน้ำและถ่านหิน/ลิแกนด์

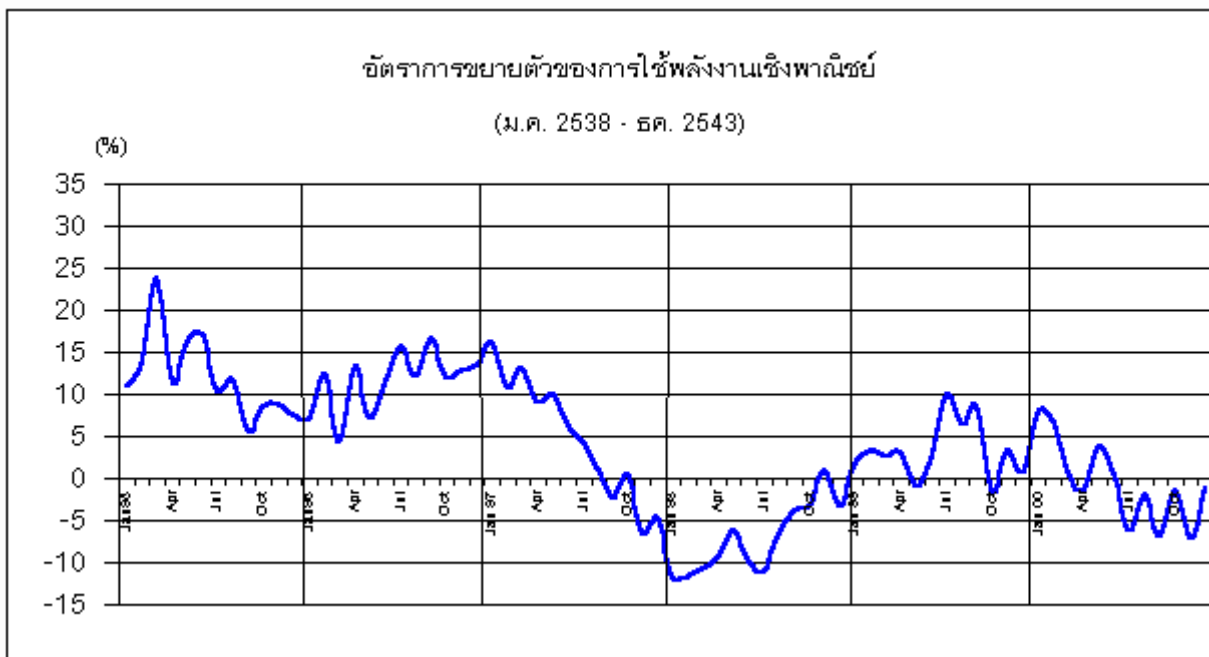
2. การใช้ไม่รวมการเปลี่ยนแปลงสต็อก และการใช้ที่ไม่เป็นพลังงาน (Non-Energy use) ได้แก่ การใช้ยางมะตอย NGL Condensate LPG และ Napthaเป็นวัตถุดิบในอุตสาหกรรมปิโตรเคมี
3. ** ประมาณการโดยสำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ

1.1 การใช้ ปริมาณการใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ในปี 2543 เพิ่มขึ้นร้อยละ 2.7 โดยการใช้ก๊าซธรรมชาติ และไฟฟ้าพลังน้ำและนำเข้าเพิ่มขึ้นในอัตราร้อยละ 15.8 และ 60.9 ตามลำดับ การใช้ก๊าซธรรมชาติที่เพิ่มขึ้นมากนี้เป็นผลมาจาก การใช้ใน SPP และในอุตสาหกรรมเพิ่มขึ้นร้อยละ 14.4 และ 22.6 ตามลำดับ นอกจากนี้ ยังนำไปใช้ผลิตกระแสไฟฟ้าของบริษัท ผลิตไฟฟ้าอิสระ (ประเทศไทย) จำกัด (IPT) ซึ่งเริ่มทำการผลิตเมื่อ วันที่ 14 สิงหาคม 2543 และบริษัท TRI Energy Company Ltd. ได้เริ่มทดลองจ่ายเข้าระบบเมื่อเดือน เมษายน 2543

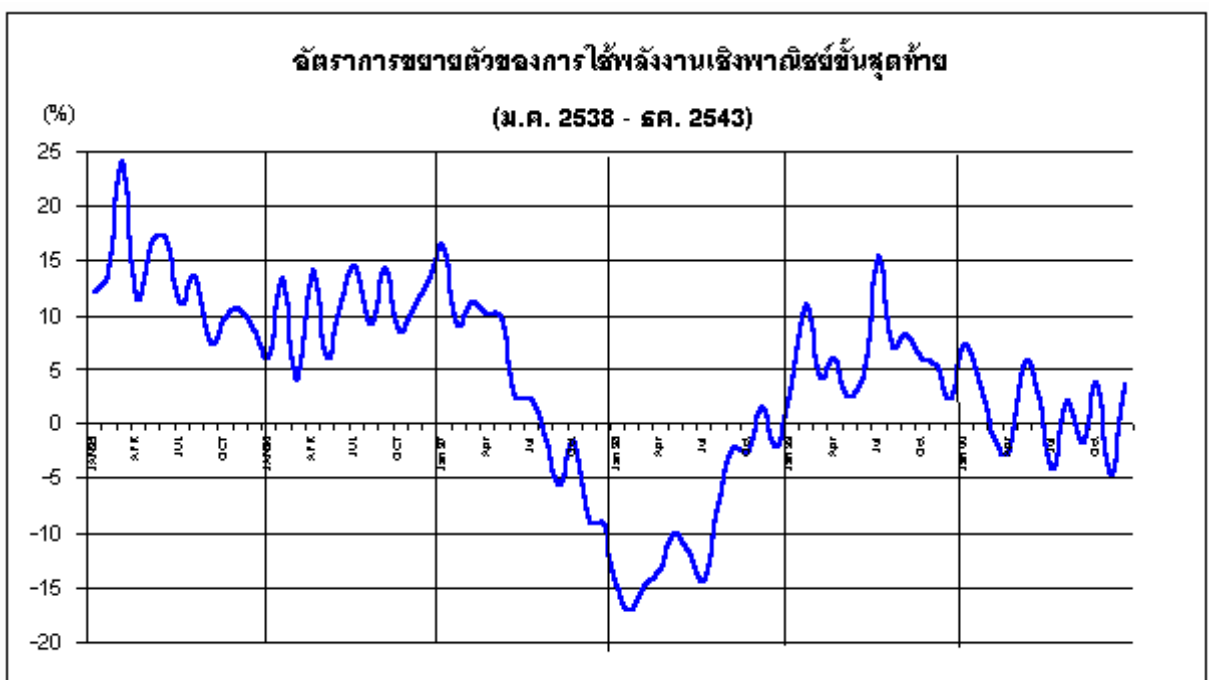
ตารางที่ 2 การใช้พลังงานเชิงพาณิชย์

หน่วย : เทียบเท่าฟันทันบาร์เรลน้ำมันดิบ/วัน

	2542	2543		
		ปริมาณ	สัดส่วน (%)	การเปลี่ยนแปลง (%)
น้ำมันดิบและน้ำมันสำเร็จรูป	611.2	580.4	50.2	-5.0
ก๊าซธรรมชาติ	336.2	389.5	33.7	15.8
ลิกไนต์และถ่านหิน	158.6	154.8	13.4	-2.4
ไฟฟ้าพลังน้ำและนำเข้า	19.1	30.6	2.7	60.9
รวม	1,125.1	1,155.3	100.0	2.7



การใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นสุดท้าย ในปี 2543 เพิ่มขึ้นเพียงร้อยละ 1.0 โดยการใช้ น้ำมันเชื้อเพลิง และลิกไนต์/ถ่านหินลดลง ส่วนการใช้ก๊าซธรรมชาติและไฟฟ้า (รวมไฟฟ้าที่ผลิตจาก SPP ด้วย) เพิ่มขึ้นร้อยละ 18.1 และ 7.8 ตามลำดับ เมื่อเทียบกับปีที่ผ่านมา



1.2 การผลิต การผลิตพลังงานเชิงพาณิชย์ในปี 2543 เพิ่มขึ้นร้อยละ 7.5 เมื่อเทียบกับปี 2542 การผลิตส่วนใหญ่เพิ่มขึ้นโดยเฉพาะน้ำมันดิบ ยกเว้นการผลิตถ่านลิกไนต์ลดลงร้อยละ 10.1 เนื่องจากการใช้ถ่านหินนำเข้าในภาคอุตสาหกรรมทดแทนถ่านลิกไนต์ จะเห็นได้จากการนำเข้าถ่านหินเพิ่มขึ้นร้อยละ 27.3 การผลิตพลังงานมี

จำนวนทั้งสิ้น 590.3 พันบาร์เรลน้ำมันดิบ/วัน แยกเป็นการผลิตก๊าซธรรมชาติร้อยละ 59.5 ลิแกไนต์ร้อยละ 18.2 น้ำมันดิบร้อยละ 9.8 คอนเดนเสทร้อยละ 8.1 และไฟฟ้าพลังน้ำร้อยละ 4.4

ตารางที่ 3 การผลิตพลังงานเชิงพาณิชย์

หน่วย : เทียบเท่าพันบาร์เรลน้ำมันดิบ/วัน

	2542	2543		
		ปริมาณ	สัดส่วน (%)	การเปลี่ยนแปลง (%)
น้ำมันดิบ	34.0	58.1	9.8	70.8
ก๊าซธรรมชาติ	335.7	351.1	59.5	4.6
คอนเดนเสท	45.2	47.7	8.1	5.5
ถ่านลิแกไนต์	119.3	107.3	18.2	-10.1
ไฟฟ้าพลังน้ำ	15.1	26.2	4.4	72.8
รวม	549.3	590.3	100.0	7.5

1.3 การนำเข้า ปริมาณการนำเข้า(สุทธิ) พลังงานเชิงพาณิชย์ในปี 2543 อยู่ที่ระดับ 722.2 พันบาร์เรลน้ำมันดิบ/วัน เพิ่มขึ้นถึงร้อยละ 9.8 เป็นผลมาจากการนำเข้าไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้านเพิ่มขึ้นร้อยละ 14.7 การนำเข้าถ่านหินเพิ่มขึ้นร้อยละ 27.3 เนื่องจากนำมาใช้เพิ่มขึ้นในอุตสาหกรรม และ SPP

นอกจากนั้นยังมีการนำเข้าก๊าซธรรมชาติจากพม่า แหล่งยาดานาและแหล่งเยตากุน เพื่อมาใช้เป็น เชื้อเพลิงในโรงไฟฟ้าราชบุรี จำนวน38.5 พันบาร์เรลน้ำมันดิบต่อวัน

ตารางที่ 4 ปริมาณการนำเข้า (ส่งออก) พลังงานเชิงพาณิชย์

หน่วย : เทียบเท่าพันบาร์เรลน้ำมันดิบ/วัน

	2542	2543	
		ปริมาณ	การเปลี่ยนแปลง (%)
น้ำมันดิบ	698.9	675.0	-3.4
ก๊าซธรรมชาติ	0.5	38.5	-
น้ำมันสำเร็จรูป	(75.0)	(43.5)	-42.0
คอนเดนเสท	(11.7)	(4.4)	-62.3
ถ่านหิน	41.0	52.2	27.3
ไฟฟ้า	3.9	4.5	14.7
รวม	657.6	722.2	9.8

2. สถานการณ์พลังงานแต่ละชนิด

2.1 ก๊าซธรรมชาติ ปริมาณการผลิตและการใช้ก๊าซธรรมชาติของปี 2543 เพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง ทั้งนี้ เนื่องจากก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงที่ก่อให้เกิดปัญหาด้านมลภาวะน้อยกว่าเชื้อเพลิงชนิดอื่น ทำให้ภาครัฐบาลสนับสนุนให้มีการใช้ก๊าซธรรมชาติทดแทน โดยเฉพาะการผลิตไฟฟ้า โดย กฟผ. ได้เพิ่มการใช้ก๊าซธรรมชาติเพื่อทดแทนการใช้น้ำมันเตามากขึ้น ประกอบกับผลิตภัณฑ์น้ำมันสำเร็จรูปมีราคาสูงขึ้นอย่างต่อเนื่องอุตสาหกรรมที่ใช้ น้ำมันเตาหรือ LPG เป็นเชื้อเพลิงได้เปลี่ยนมาใช้ก๊าซธรรมชาติแทน เช่น กลุ่มโรงกลั่นน้ำมัน ซึ่งเคยใช้ก๊าซ LPG ในการผลิตไฟฟ้าของตนเองได้เปลี่ยนมาใช้ก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้นเป็นต้น การผลิตและนำเข้าก๊าซธรรมชาติในปี 2543 อยู่ที่ระดับ 1,954 และ 214 ล้านลูกบาศก์ฟุต/วัน ตามลำดับรวมเป็น 2,168 ล้านลูกบาศก์ฟุต/วัน ซึ่งเพิ่มขึ้นถึงร้อยละ 15.8 เมื่อเทียบกับปี 2542

แหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติที่ใหญ่ที่สุด คือ แหล่งบงกช ในปี 2543 มีปริมาณการผลิตลดลงร้อยละ 5.0 เมื่อเทียบกับปี 2542 โดยผลิตอยู่ที่ระดับ 550 ล้านลูกบาศก์ฟุต/วัน ทั้งนี้เนื่องจากหยุดเพื่อซ่อมบำรุงในเดือนกันยายนเป็นเวลาประมาณ 10 วัน แหล่งสำคัญอื่นๆ ได้แก่ แหล่งเอราวัณ แหล่งสตูล แหล่งฟูนานและจักรวาล โดยเฉพาะแหล่งเบญจมาศของบริษัท เชฟรอน ปริมาณการผลิตเฉลี่ยเพิ่มสูงขึ้นมากจากระดับ 30 ล้านลูกบาศก์ฟุต/วันในปี 2542 เป็น 97 ล้านลูกบาศก์ฟุต/วัน ในปี 2543 แหล่งไพลิน และแหล่งตราดของบริษัทยูโนแคล มีการผลิตเฉลี่ยสูงขึ้นมากเช่นกัน กล่าวคือ จากระดับ 67 และ 24 ล้านลูกบาศก์ฟุต/วัน ในปี 2542 มาอยู่ที่ระดับ 234 และ 71 ล้านลูกบาศก์ฟุต/วันในปี 2543 ตามลำดับ นอกจากนี้ยังมีการนำเข้าจากสหภาพมา 2 แหล่งคือ จากแหล่งยาดานาเพื่อมาใช้ผลิตไฟฟ้าที่โรงไฟฟ้าราชบุรี โดยเริ่มนำเข้าใช้ผลิตไฟฟ้าเพื่อพาณิชย์ในระบบกังหันแก๊สขนาด 230 MW ตั้งแต่เดือนธันวาคม 2542 โดยปริมาณนำเข้าปี 2543 ที่ระดับ 179 ล้านลูกบาศก์ฟุต/วัน และเริ่มนำเข้าจากแหล่งเยตากุนในเดือนพฤษภาคม 2543 ที่ระดับเฉลี่ย 35 ล้านลูกบาศก์ฟุต/วัน

ตารางที่ 5 การผลิตก๊าซธรรมชาติ

หน่วย : ล้านลูกบาศก์ฟุต/วัน

		2542	2543	
			ปริมาณ	สัดส่วน (%)
แหล่งอ่าวไทย	ผู้ผลิต	1,719	1,824	84.1
เอราวัณ	Unocal	306	279	12.9
สตูล	Unocal	171	126	5.8
ฟูนานและจักรวาล	Unocal	253	209	9.6
สตูลใต้	Unocal	73	54	2.5
กะพงและปลาทอง	Unocal	71	74	3.4
บรรพต	Unocal	14	14	0.6
สุราษฎร์	Unocal	4	1	0.05
โกมินทร์	Unocal	16	24	1.1
ปลาหมึก	Unocal	9	3	0.1
ปลาแดง	Unocal	32	31	1.4
ไพลิน	Unocal	67	234	10.8
ตราด	Unocal	24	71	3.3

บงกช	PTT E&P	578	550	25.4
ทานตะวัน	Chevron	72	57	2.6
เบญจมาศ	Chevron	30	97	4.5
แหล่งบนบก		149	130	6.0
น้ำพอง	Esso	93	71	3.3
สิริกิติ์	Thai Shell	56	59	2.7
แหล่งน้ำเข้า		3	214	9.9
ยาดานา	สหภาพพม่า	3	179	8.3
เยตากุน	สหภาพพม่า	-	35	1.6
รวม		1,871	2,168	100.0

2.2 ก๊าซธรรมชาติเหลว (NGL) ปริมาณการผลิตอยู่ที่ระดับ 8,673 บาร์เรล/วัน ซึ่งต่ำกว่าปริมาณการผลิตปกติ เนื่องจากโรงแยกก๊าซหน่วยที่ 1 หยุดซ่อมบำรุงรักษาประจำปีและหยุดผลิตกระทันหัน ในช่วงเดือนสิงหาคมเป็นเวลาประมาณ 17 วัน อย่างไรก็ตาม เมื่อเปรียบเทียบกับปี 2542 การผลิตยังคงเพิ่มขึ้นร้อยละ 33.1 ปริมาณการใช้ในประเทศอยู่ในระดับ 6,097 บาร์เรล/วัน ประกอบด้วย การใช้ในอุตสาหกรรมตัวทำละลาย (Solvent) 5,696 บาร์เรล/วัน และใช้ในโรงกลั่น 401 บาร์เรล/วัน อีกส่วนหนึ่งส่งออกไปจำหน่ายยังประเทศสิงคโปร์ จำนวน 2,570 บาร์เรล/วัน ลดลงร้อยละ 24.9 เมื่อเทียบกับปี 2542

ตารางที่ 6 การผลิต การส่งออกและการใช้ NGL

หน่วย : บาร์เรล/วัน

รายการ	2542	2543		
		ปริมาณ	การเปลี่ยนแปลง (%)	สัดส่วน (%)
การผลิต	6,515	8,673	33.1	
การส่งออก	3,423	2,570	-24.9	
การใช้	3,403	6,097	79.1	100.0
- กลั่นน้ำมัน	464	401	-13.8	6.4
- SOLVENT	2,939	5,696	93.8	93.4

2.3 น้ำมันดิบ ปริมาณการผลิตในปี 2543 อยู่ในระดับ 58,096 บาร์เรล/วัน เพิ่มขึ้นถึงร้อยละ 70.8 แหล่งผลิตที่สำคัญ คือ แหล่งสิริกิติ์ผลิตได้ 23,547 บาร์เรล/วัน คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 40.5 และแหล่งเบญจมาศของบริษัทเชฟรอนปริมาณการผลิตได้เพิ่มสูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง โดยปี 2543 ผลิตที่ระดับ 24,421 บาร์เรล/วัน คิดเป็นร้อยละ 42.0 ของการผลิตทั้งหมด นอกจากนั้นยังมีแหล่งน้ำมันของบริษัทไทยเชลล์เริ่มทำการผลิตอีกครั้ง คือ แหล่งหนองตุมเริ่มทำการผลิตช่วงไตรมาสแรกของปี 2543 โดยผลิตได้ในระดับ 263 บาร์เรล/วัน ปริมาณการผลิตน้ำมันดิบภายในประเทศในปี 2543 คิดเป็นร้อยละ 7.9 ของความต้องการน้ำมันดิบที่ใช้ในการกลั่น (Crude Intake) เท่านั้น จึงต้องนำเข้าจากต่างประเทศจำนวน 674,978 บาร์เรล/วัน คิดเป็นมูลค่าประมาณ 285,862 ล้านบาท โดยนำเข้าจากแหล่งตะวันออกกลาง ร้อยละ 74.0 แหล่งตะวันออกไกล ร้อยละ 19.6 และจากแหล่งอื่นๆ ร้อยละ 6.4

ตารางที่ 7 การผลิตน้ำมันดิบแยกตามแหล่ง
หน่วย : บาร์เรล/วัน

แหล่ง	ผู้ผลิต	2542	2543	
			ปริมาณ	สัดส่วน (%)
1. สิริกิติ์	Thai Shell	23,384	23,547	40.5
2. ปรีอกระเทียม	Thai Shell	33	102	0.2
3. หนองจิก	Thai Shell	2	-	-
4. หนองตุม	Thai Shell	-	263	0.5
5. ทานตะวัน	Chevron	5,056	7,474	12.9
6. เบญจมาศ	Chevron	3,223	24,421	42.0
7. ฟาง	กรมการพลังงานทหาร	996	881	1.5
8. หนึ่งและสอง	ปตท. สผ. (BPเดิม)	546	549	0.9
9. บึงหญ้าและบึงม่วง	North Central	570	636	1.1
10. วิเชียรบุรี	Pacific Tiger Energy (Thailand) Ltd.	140	201	0.3
11. ศรีเทพ	Pacific Tiger Energy (Thailand) Ltd.	21	21	0.04
12. รัตแดน	Thai Shell	36	-	-
รวม		34,006	58,096	100.0

2.4 ลิกันต์/ถ่านหิน ปริมาณการผลิตลิกันต์ในปี 2543 มีจำนวน 17,786 พันตัน ลดลงร้อยละ 2.6 เมื่อเทียบกับปี 2542 โดยร้อยละ 76.8 เป็นการผลิตจากเหมืองแม่เมาะของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ที่เหลือร้อยละ 23.2 ผลิตจากเหมืองเอกชน ทั้งนี้มีผู้ผลิตรายใหญ่ คือ บริษัท บ้านปู จำกัด (มหาชน) สัดส่วนการผลิตคิดเป็นร้อยละ 10.9 และบริษัท ลานนา จำกัด (มหาชน) สัดส่วนร้อยละ 6.3 ลิกันต์ที่ผลิตได้นำไปใช้ในการผลิตไฟฟ้าที่โรงไฟฟ้าแม่เมาะ จำนวน 14,121 พันตัน เพิ่มขึ้นเล็กน้อยเพียงร้อยละ 1.6 เมื่อเทียบกับปี 2542

การใช้ลิกันต์/ถ่านหินในภาคอุตสาหกรรมและการผลิตไฟฟ้า (เฉพาะ SPP) มีจำนวนทั้งสิ้น 7,572 พันตัน แยกเป็นการใช้ถ่านหินนำเข้าจำนวน 4,172 พันตัน เพิ่มขึ้นถึงร้อยละ 27.3 เมื่อเปรียบเทียบกับปี 2542 และการใช้ลิกันต์ที่ผลิตได้ในประเทศจำนวน 3,400 พันตัน ลดลงถึงร้อยละ 33.1 ทั้งนี้เป็นผลมาจากถ่านหินนำเข้ามีคุณภาพสูง และมีราคาถูกลง ทำให้ภาคอุตสาหกรรมใช้ถ่านหินเพิ่มขึ้นประกอบกับการนำเข้าเชื้อเพลิงชนิดอื่น ได้แก่ ปีโตรเลียมโค้ก (Petroleum Coke) เข้ามาใช้เพื่อ

ทดแทนการใช้ถ่านหินและลิกไนต์โดยเฉพาะในอุตสาหกรรมซีเมนต์ จึงทำให้ภาพรวมการใช้ลิกไนต์/ถ่านหินลดลงร้อยละ 7.7

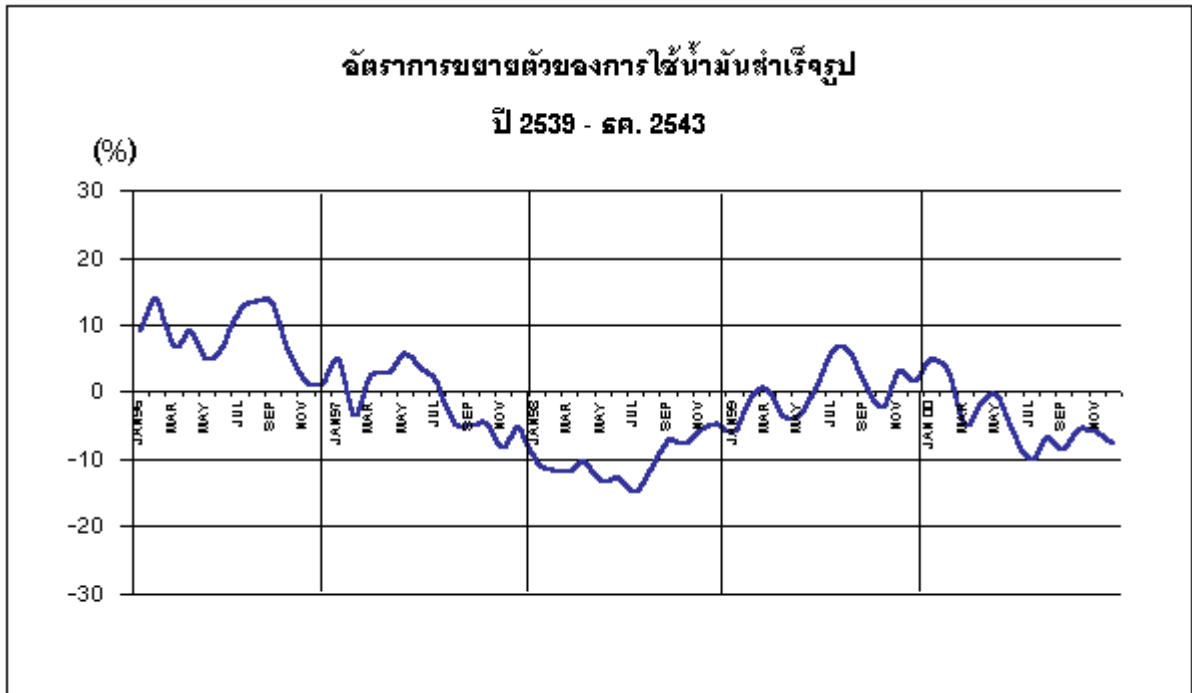
ตารางที่ 8 การผลิตและการใช้ลิกไนต์/ถ่านหิน

หน่วย : พันตัน

	2542	2543		
		ปริมาณ	อัตราเพิ่ม (%)	สัดส่วน (%)
การผลิตลิกไนต์				
การไฟฟ้าฝ่ายผลิตฯ	12,021	13,652	13.6	76.8
เหมืองเอกชน	6,240	4,134	-33.8	23.2
- บ้านปู	2,794	1,938	-30.6	10.9
- ลานนา	1,567	1,123	-28.3	6.3
- อื่นๆ	1,879	1,073	-42.9	6.0
รวม	18,261	17,786	-2.6	100.0
การนำเข้าถ่านหิน	3,278	4,172	27.3	
การใช้ลิกไนต์				
ผลิตกระแสไฟฟ้า	13,894	14,121**	1.6	80.6
อุตสาหกรรม	5,085	3,400	-33.1	19.4
รวม	18,979	17,520	-7.7	100.0

** ปริมาณการใช้ที่มากกว่าปริมาณการผลิต เนื่องจาก กฟผ. ซื้อลิกไนต์คุณภาพดีจากเอกชน มาใช้ร่วมกับลิกไนต์ที่แม่เมาะ เพื่อแก้ไขปัญหาเรื่องสิ่งแวดล้อม

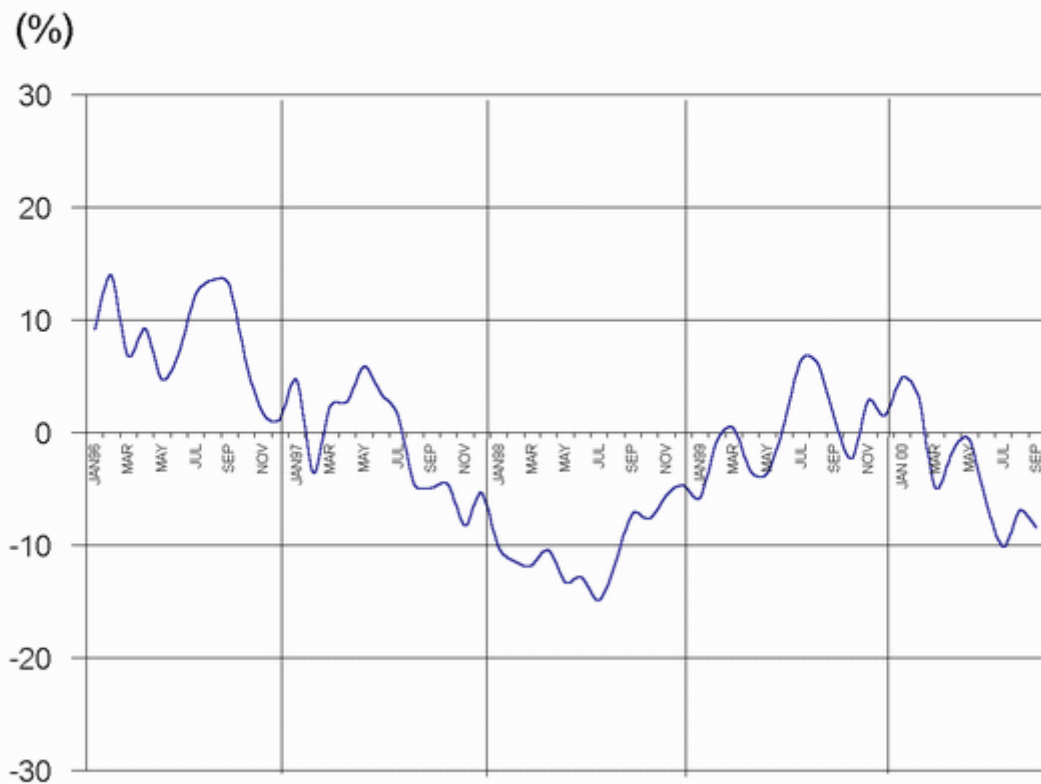
2.5 น้ำมันสำเร็จรูป การใช้น้ำมันสำเร็จรูปได้ชะลอตัวลงในปี 2543 โดยปริมาณการใช้อยู่ที่ระดับ 603.6 พันบาร์เรล/วัน ลดลงร้อยละ 4.2 เมื่อเปรียบเทียบกับปี 2542 การใช้น้ำมันสำเร็จรูปได้ปรับตัวสูงขึ้นในช่วง 2 เดือนแรกของปี 2543 และปรับตัวลดลงต่อเนื่องจนถึงปลายปี กล่าวคือ เดือนตุลาคม พฤศจิกายน และธันวาคมลดลงร้อยละ 5.6 6.2 และ 7.6 ตามลำดับ



แม้ว่าอัตราการขยายตัวของการใช้น้ำมันสำเร็จรูปในปี 2543 จะชะลอตัวลงก็ตาม แต่โรงกลั่นบางโรงได้เพิ่มการกลั่น ได้แก่ โรงกลั่นไทยออยล์ เอสโซ่ และทีพีไอ เนื่องจากผลิตเพื่อการส่งออก เป็นผลให้ปริมาณการใช้น้ำมันดิบเพื่อการกลั่น (Crude Intake) เพิ่มขึ้นจากระดับ 742 พันบาร์เรล/วันในปี 2542 เป็น 750 พันบาร์เรล/วันในปี 2543 หรือเพิ่มขึ้นคิดเป็นร้อยละ 1.0 ยกเว้นโรงกลั่นบางจาก ลดลงจากระดับ 95 พันบาร์เรล/วัน เหลือ 86 พันบาร์เรล/วัน โรงกลั่นน้ำมันระยอง ลดลงจากระดับ 148 พันบาร์เรล/วัน เหลือ 143 พันบาร์เรล/วันและโรงกลั่นสตาร์ฯ การกลั่นลดลงจากระดับ 150 พันบาร์เรล/วันในปี 2542 เหลือ 143 พันบาร์เรล/วันในปี 2543 ในภาพรวมการผลิตยังคงสูงกว่าความต้องการใช้ภายในประเทศ ทำให้มีการส่งออก (สุทธิ) จำนวน 83.2 พันบาร์เรล/วัน โดยมีการส่งออกผลิตภัณฑ์น้ำมันสำเร็จรูปทุกชนิด รายละเอียดน้ำมันสำเร็จรูปแต่ละชนิด มีดังนี้

อัตราการขายตัวของการใช้น้ำมันสำเร็จรูป

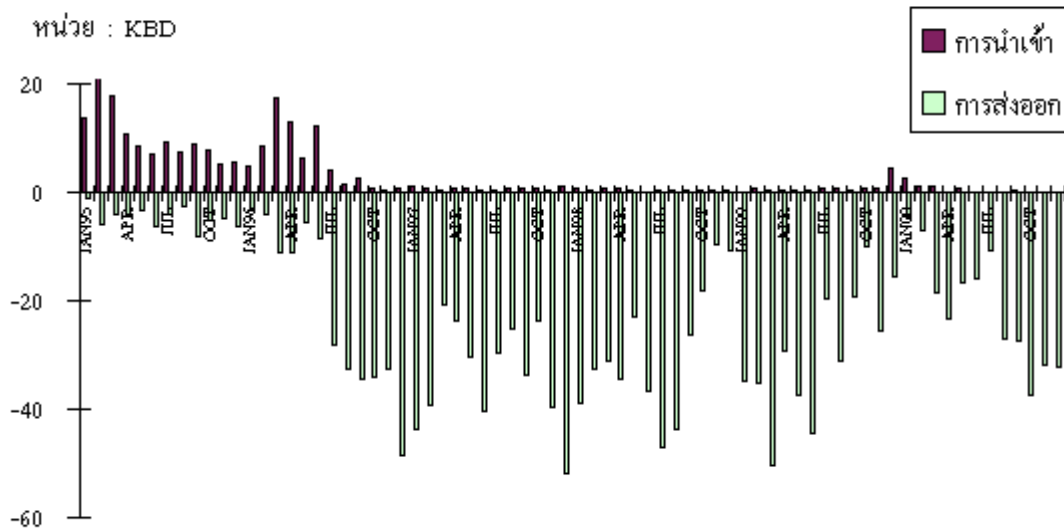
ปี 2539 - ก.ย. 2543



- น้ำมันเบนซิน** ปริมาณการใช้ในปี 2543 อยู่ในระดับ 116.5 พัน บาร์เรล/วัน ลดลงร้อยละ 3.8 เมื่อเทียบกับปี 2542 สาเหตุหลักมาจากการใช้ในรถยนต์ยังคงชะลอตัวอยู่ เนื่องจากราคาน้ำมันเบนซินสูงขึ้นมาก ประกอบกับภาวะเศรษฐกิจของประเทศ ยังไม่ดีขึ้น ประชาชนโดยทั่วไปประหยัดมากขึ้นโดยลดการใช้รถยนต์ลง การใช้ น้ำมันเบนซินพิเศษลดลงร้อยละ 26.8 ในขณะที่การใช้ น้ำมันเบนซินธรรมดาเพิ่มขึ้นร้อยละ 42.2 ทั้งนี้ เป็นผลจากการณรงค์ให้มีการใช้น้ำมันที่มีค่าออกเทนให้เหมาะสมกับประเภทรถ และมาตรการดังกล่าวได้รับการตอบรับจากประชาชนด้วยดี ทำให้มีการใช้น้ำมันเบนซินธรรมดา (ออกเทน 87 และ 91) เพิ่มขึ้น การผลิตน้ำมันเบนซินมีจำนวน 139.3 พันบาร์เรล/วัน ยังคงมากกว่าความต้องการใช้ จึงมีการส่งออกสุทธิ 20.8 พันบาร์เรล/วัน

การส่งออก และการนำเข้าน้ำมันเบนซิน

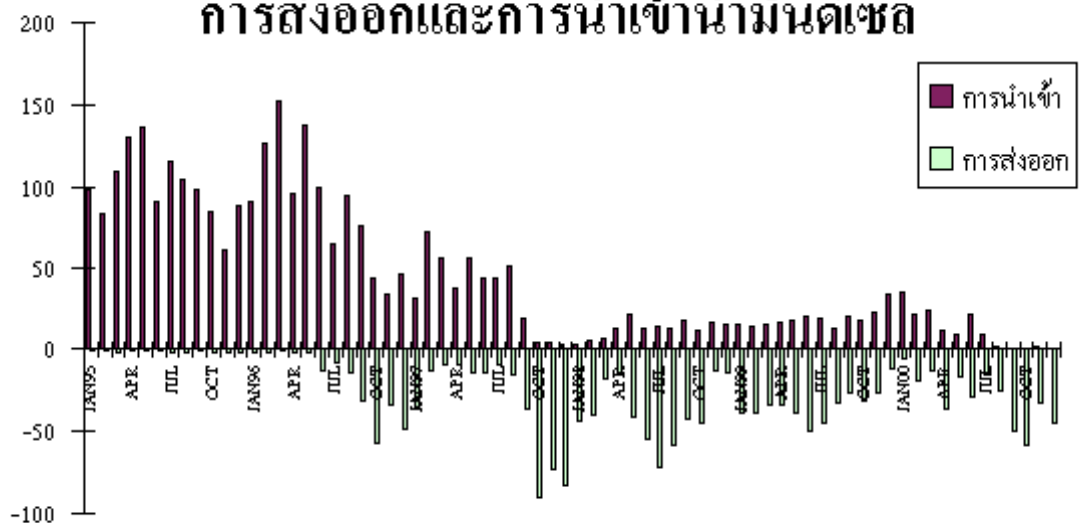
หน่วย : KBD



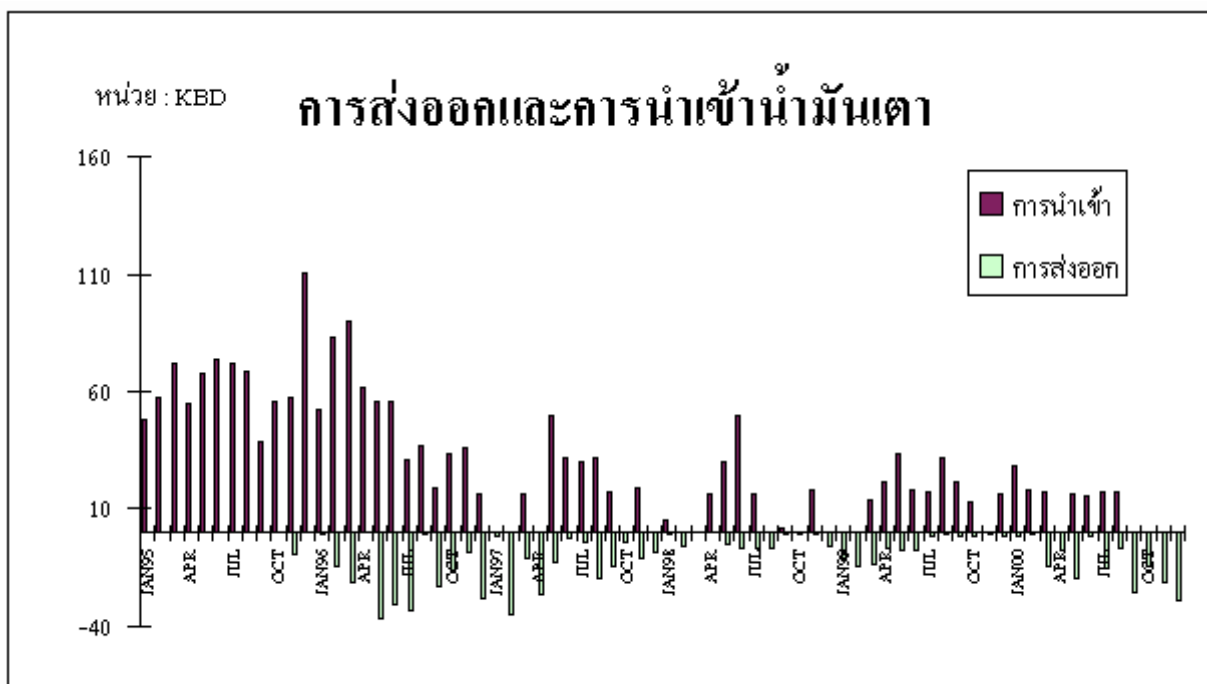
- น้ำมันดีเซล** ปริมาณการใช้ในปี 2543 อยู่ในระดับ 258.0 พันบาร์เรล/วัน ลดลงร้อยละ 2.0 เมื่อเทียบกับปี 2542 การใช้ในแต่ละเดือนในช่วงครึ่งแรกของปี 2543 มีแนวโน้มดีขึ้นโดยเฉพาะในเดือนพฤษภาคม เพิ่มขึ้นถึงร้อยละ 9.7 แต่การใช้น้ำมันดีเซลได้ปรับตัวลดลงต่อเนื่องในช่วงครึ่งหลังของปี สาเหตุส่วนหนึ่งมาจากราคาน้ำมันดีเซลที่สูงขึ้นมาก ในขณะที่การผลิตเฉลี่ยอยู่ในระดับ 277.5 พันบาร์เรล/วัน น้ำมันดีเซลมีทั้งการนำเข้าและส่งออกโดยมีการส่งออกน้ำมันดีเซล (สุทธิ) เป็นจำนวน 17.8 พันบาร์เรล/วัน

การส่งออกและการนำเข้าน้ำมันดีเซล

หน่วย : KBD



- **น้ำมันเตา** ปริมาณการใช้ในปี 2543 อยู่ในระดับ 109.8 พันบาร์เรล/วัน ลดลงถึงร้อยละ 19.6 เมื่อเทียบกับปี 2542 ทั้งนี้เนื่องจากการใช้น้ำมันเตาในภาคการผลิตกระแสไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ลดลงร้อยละ 37.2 ส่วนการใช้ในภาคอุตสาหกรรมและอื่นๆ ลดลงร้อยละ 3.8 เนื่องจากราคาน้ำมันเตา อยู่ในระดับที่สูง อุตสาหกรรมบางแห่ง จึงหันไปใช้ก๊าซธรรมชาติแทน การผลิตน้ำมันเตา อยู่ในระดับ 120.5 พันบาร์เรล/วัน ซึ่งสูงกว่าความต้องการใช้เป็นผลให้มีการส่งออกน้ำมันเตา (สุทธิ) จำนวน 2.5 พันบาร์เรล/วัน



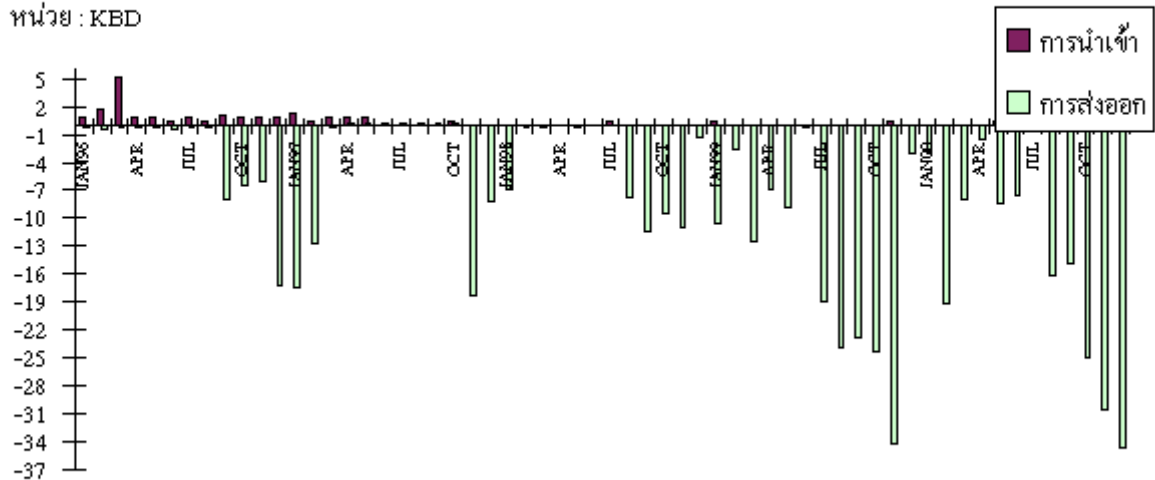
ตารางที่ 9 ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตกระแสไฟฟ้า

ชนิดของเชื้อเพลิง	2542	2543	
	ปริมาณเชื้อเพลิง	ปริมาณเชื้อเพลิง	การเปลี่ยนแปลง (%)
ก๊าซธรรมชาติ (ล้านลบฟ./วัน)	1,206	1,300	7.8
น้ำมันเตา (ล้านลิตร)	3,762	2,364	-37.2
ลิกไนต์ (พันตัน)	13,894	14,121	1.6
ดีเซล (ล้านลิตร)	135	29	-78.6

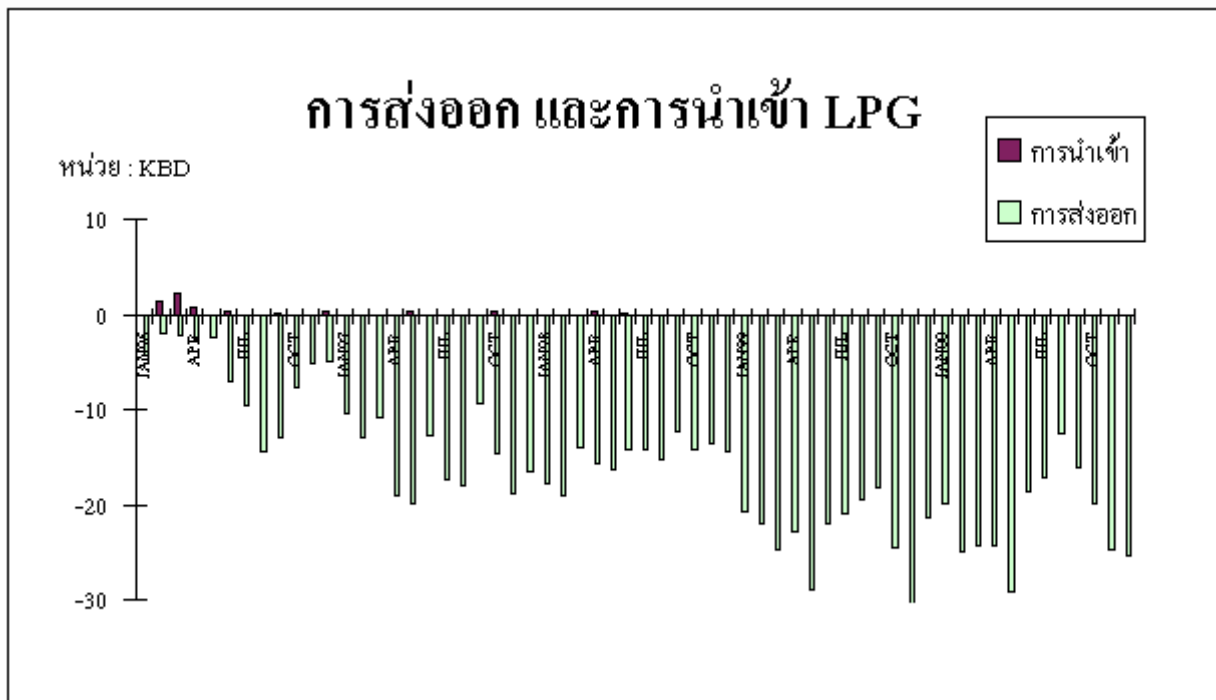
- **น้ำมันเครื่องบิน** ปริมาณการใช้ในปี 2543 อยู่ในระดับ 60.2 พันบาร์เรล/วัน เพิ่มขึ้น ร้อยละ 5.9 จากปี 2542 ในขณะที่ผลิตได้ 74.9 พันบาร์เรล/วัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 5.5 การผลิตสูงกว่าความต้องการใช้ภายในประเทศ เป็นผลให้มีการส่งออกสุทธิ จำนวน 14.1 พันบาร์เรล/วัน

การส่งออก และการนำเข้าน้ำมันเครื่องบิน

หน่วย : KBD



- ก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG)** ในปี 2543 ปริมาณการใช้เพื่อเป็นพลังงาน (ใช้ในครัวเรือน อุตสาหกรรม และรถยนต์) อยู่ในระดับ 58.2 พันบาร์เรล/วัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 13.1 เมื่อเทียบกับปี 2542 การใช้ LPG ในรถยนต์เพิ่มสูงขึ้นถึงร้อยละ 78.2 เมื่อเทียบกับปีที่ 2542 ทั้งนี้ เป็นผลมาจากการนำไปใช้ใน รถแท็กซี่ ปัจจุบันรถแท็กซี่ในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑลเปลี่ยนมาใช้ LPG เพิ่มมากขึ้น เนื่องจาก LPG มีราคาถูกกว่าเบนซิน การใช้เพื่อเป็นวัตถุดิบของภาคอุตสาหกรรม (Feedstock) อยู่ในระดับ 9.1 พันบาร์เรล/วัน เพิ่มขึ้นถึงร้อยละ 62.4 ปริมาณการผลิตอยู่ในระดับ 89.1 พันบาร์เรล/วัน ซึ่งสูงกว่าความต้องการใช้จึงมีการส่งออกสุทธิเป็นจำนวน 21.4 พันบาร์เรล/วัน



ตารางที่ 10 การผลิต การใช้ การนำเข้า และการส่งออกน้ำมันสำเร็จรูป ปี 2543

	ปริมาณ (พันบาร์เรล/วัน)				การเปลี่ยนแปลง (%)			
	การใช้	การผลิต	การนำเข้า	การส่งออก	การใช้	การผลิต	การนำเข้า	การส่งออก
เบนซิน	116.5	139.3	0.5	21.3	-3.8	-6.3	-43.8	-27.6
- เบนซินพิเศษ	59.1	74.0	0.2	13.3	-	-	-65.7	-36.8
- เบนซินธรรมดา	57.5	65.3	0.3	8.0	42.2	37.2	-5.1	-4.7
ดีเซล	258.0	277.5	11.1	28.9	-2.0	0.9	-40.4	-15.1
ก๊าด	0.8	8.5	-	6.7	-5.7	41.6	-	29.6
น้ำมันเครื่องบิน	60.2	74.9	0.05	14.1	5.9	5.5	-25.2	-0.5
น้ำมันเตา	109.8	120.5	10.7	13.3	-	-	-32.9	132.5
ก๊าซปิโตรเลียมเหลว	58.2	89.1	-	21.4	13.1	12.6	-	-7.8
รวม	603.6	709.8	22.4	105.6	-4.2	-4.1	-37.1	-5.4

- รายได้ภาษีสรรพสามิตและฐานะกองทุนน้ำมัน ในปี 2543 รัฐบาลมีรายได้ภาษีสรรพสามิตจากน้ำมันสำเร็จรูปประมาณ 65,026 ล้านบาท ลดลงจากปี 2542 เป็นจำนวน 50 ล้านบาท ณ สิ้นปี 2543 ฐานะกองทุนน้ำมันติดลบประมาณ 4,673 ล้านบาท

ตารางที่ 11 รายได้ภาษีสรรพสามิตและฐานะกองทุน
หน่วย : ล้านบาท

	ฐานะกองทุน น้ำมัน	ภาษีสรรพสามิต
ณ สิ้นปี 2535	1,930	40,693
2536	211	44,717
2537	-732	46,969
2538	-1,116	54,838
2539	787	58,899
2540	235	64,768
2541	4,606	66,139
2542	4,418	65,076
ณ สิ้นปี 2543	-4,673	65,026

3. สถานการณ์ไฟฟ้า

3.1 กำลังการผลิตติดตั้ง กำลังการผลิตติดตั้งไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) และกำลังการผลิตติดตั้งไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าอื่นเพื่อจำหน่ายไฟฟ้าเข้าระบบของ กฟผ. ณ สิ้นเดือนธันวาคม 2543 มีจำนวนทั้งสิ้น 22,735 เมกะวัตต์ โดยเป็นกำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้งของ กฟผ. จำนวน 17,506 เมกะวัตต์ คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 77.0 กำลังการผลิตติดตั้งไฟฟ้าของเอกชนจำนวน 4,889 เมกะวัตต์ คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 21.5 และการรับซื้อกระแสไฟฟ้าจากต่างประเทศ 340 เมกะวัตต์ คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 1.5

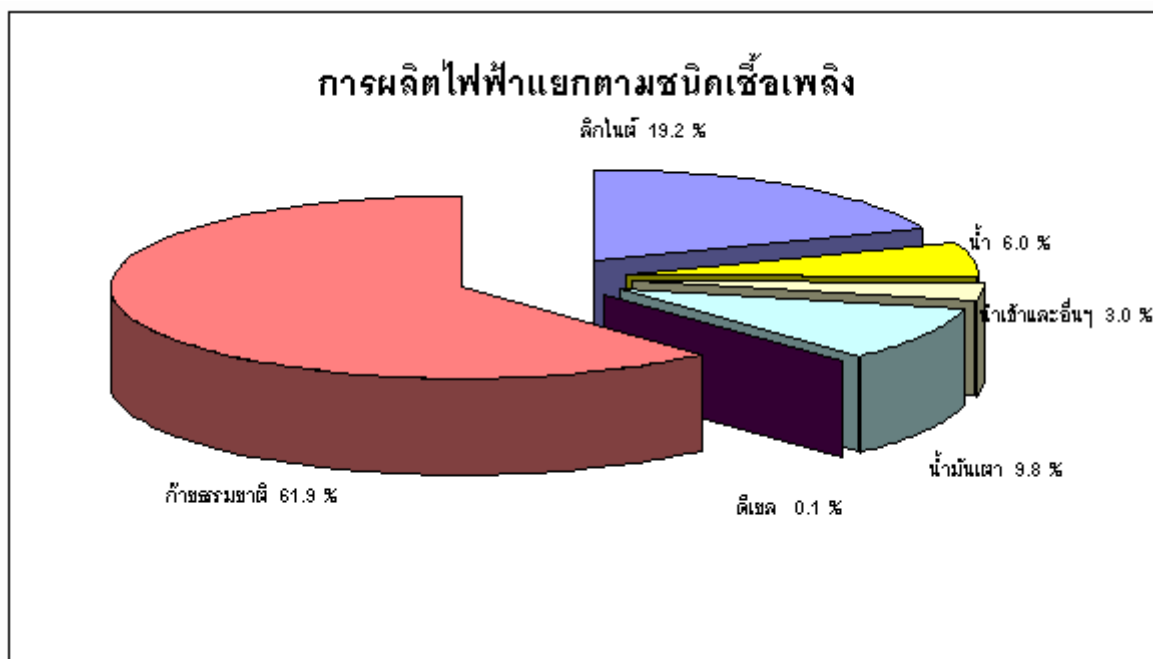
3.2 การผลิตพลังงานไฟฟ้า ปริมาณการผลิตพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทยในปี 2543 มีจำนวน 98,469 กิกะวัตต์-ชั่วโมง เพิ่มขึ้นจากปี 2542 ในอัตราร้อยละ 6.5 ในขณะที่ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดอยู่ ในระดับ 14,918.3 เมกะวัตต์ (เกิดขึ้นเมื่อวันที่ 5 เมษายน 2543 เวลา 14.00 น.) เพิ่มขึ้นในอัตราร้อยละ 8.8 จึงมีผลทำให้ค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้าเฉลี่ย (Load Factor) อยู่ในระดับร้อยละ 75.2 ซึ่งต่ำกว่าปี 2542และอัตราสำรองไฟฟ้า (Reserved Margin) อยู่ในระดับร้อยละ 30

ตารางที่ 12 ความต้องการไฟฟ้าและค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้า

พ.ศ.	ความต้องการพลังไฟฟ้า สูงสุด (เมกะวัตต์)	ค่าตัวประกอบการใช้ ไฟฟ้า (ร้อยละ)
2535	8,904	73.5
2536	9,839	74.2
2537	11,064	74.3
2538	12,268	74.9
2539	13,311	75.1
2540	14,506	73.5

2541	14,180	73.4
2542	13,712	76.1
2543	14,918	75.2

การผลิตพลังงานไฟฟ้าประกอบด้วยพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจากแหล่งต่างๆ คือ จาก ก๊าซธรรมชาติ (รวม EGCO IPP และ SPP) จำนวน 60,965 กิกะวัตต์-ชั่วโมง คิดเป็น สัดส่วนร้อยละ 61.9 จากน้ำมันเตาจำนวน 9,611 กิกะวัตต์-ชั่วโมง คิดเป็นสัดส่วน ร้อยละ 9.8 จากลิกไนต์/ถ่านหิน (รวม SPP) จำนวน 18,899 กิกะวัตต์-ชั่วโมง คิด เป็นสัดส่วนร้อยละ 19.2 จากพลังน้ำ จำนวน 5,891 กิกะวัตต์-ชั่วโมง คิดเป็นสัดส่วน ร้อยละ 6.0 จากน้ำมันดีเซล จำนวน 108 กิกะวัตต์-ชั่วโมง คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 0.1 และจากน้ำเข้และอื่นๆ จำนวน 2,994 กิกะวัตต์-ชั่วโมง คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 3.0



การผลิตพลังงานไฟฟ้าตามชนิดของเชื้อเพลิงที่สำคัญ พอสรุปได้ดังนี้

- การผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้นจากปีที่แล้วร้อยละ 15.1 เนื่องจาก กฟผ. เริ่มทดสอบการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าราชบุรี ตั้งแต่ปลาย เดือนธันวาคม 2542 โดยใช้ก๊าซธรรมชาติจากประเทศพม่า ประกอบกับ บริษัท ไตรเอ็นเนอร์ยี จำกัด และบริษัท ผลิตไฟฟ้าอิสระ (ประเทศ ไทย) จำกัด แต่ละบริษัทมีกำลังการผลิตติดตั้ง 700 เมกะวัตต์ และเป็น ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (IPP) ได้เริ่มจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบของ กฟผ. ในปี 2543 นอกจากนี้ ผู้ผลิตไฟฟ้า SPP ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็น เชื้อเพลิง จ่ายไฟฟ้าเข้ามาเสริมในระบบ กฟผ. มากขึ้น
- การผลิตไฟฟ้าจากถ่านหินลิกไนต์เพิ่มขึ้นร้อยละ 5.4 โดยเป็นการ เพิ่มขึ้นในส่วนของ SPP คือ บ. ไทยโคเจนเนอเรชั่น จก. ขนาด 90 เม กะวัตต์ ใช้ถ่านหินนำเข้าเดินเครื่องผลิตไฟฟ้าเต็มกำลังในช่วง ตั้งแต่ ปลายเดือนมีนาคม 2543 เป็นต้นไป

- การผลิตไฟฟ้าจากน้ำมันเตาลดลงร้อยละ 37.7 เมื่อเปรียบเทียบกับปี 2542 เนื่องจาก น้ำมันเตามีราคาสูงมาก
- การผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำ เพิ่มขึ้นจากปี 2542 ร้อยละ 73 เนื่องจากน้ำในเขื่อนมีปริมาณมาก
- การผลิตไฟฟ้าจากน้ำมันดีเซลลดลงร้อยละ 75 เมื่อเปรียบเทียบกับปี 2542 เนื่องจาก กฟผ. ใช้เชื้อเพลิงที่มีราคาถูกกว่า เช่น ก๊าซธรรมชาติ มาทดแทนมากขึ้น
- การผลิตไฟฟ้าจากแหล่งอื่นๆ เพิ่มขึ้นร้อยละ 30.1 เมื่อเปรียบเทียบกับปี 2542 เนื่องจากมีการนำเข้ากระแสไฟฟ้าจากประเทศลาวเพิ่มสูงขึ้น ถึงร้อยละ 31.5

3.3 การใช้ไฟฟ้า การใช้พลังงานไฟฟ้าในปี 2543 มีจำนวน 87,597 กิกะวัตต์-ชั่วโมง ขยายตัว เพิ่มขึ้นจากปี 2542 ร้อยละ 8.4 เนื่องจากสถานะเศรษฐกิจของไทย ที่กระเตื้องขึ้นส่งผลให้ความต้องการไฟฟ้าในภาคเศรษฐกิจขยายตัวขึ้นมาก กล่าวคือ สาขาธุรกิจและสาขาอุตสาหกรรม ขยายตัวเพิ่มขึ้นถึงร้อยละ 9.0 และ 9.1 ตามลำดับ จากปี 2542 ส่วนความต้องการไฟฟ้าในภาคนอกเศรษฐกิจ ได้แก่ บ้านอยู่อาศัยมี อัตราการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 6.7

การใช้ไฟฟ้าในเขตนครหลวง ขยายตัวขึ้นมากในอัตราร้อยละ 8.4 เมื่อเทียบกับปี 2542 โดยการใช้ไฟฟ้าเพิ่มสูงขึ้นทุกสาขากกล่าวคือ สาขาธุรกิจและสาขา อุตสาหกรรมมีปริมาณการใช้ไฟฟ้าอยู่ในระดับ 10,996 และ 12,456 กิกะวัตต์-ชั่วโมง หรือเพิ่มขึ้นจากปี 2542 คิดเป็นร้อยละ 8.7 เท่ากันทั้ง 2 สาขา สำหรับสาขานอนอยู่ อาศัย การใช้ไฟฟ้าอยู่ในระดับ 6,882 กิกะวัตต์-ชั่วโมง เพิ่มขึ้นจากปี 2542 คิดเป็น ร้อยละ 7.4

การใช้ไฟฟ้าในเขตภูมิภาค เพิ่มขึ้นถึงร้อยละ 8.5 เมื่อเปรียบเทียบกับปี 2542 ใน สาขาธุรกิจ สาขาอุตสาหกรรม การใช้ไฟฟ้าอยู่ในระดับ 10,053 และ 27,016 กิกะ วัตต์-ชั่วโมง เพิ่มขึ้นจากปี 2542 ร้อยละ 9.3 เท่ากันทั้ง 2 สาขา และการใช้ไฟฟ้า ประเภทบ้านอยู่อาศัย อยู่ในระดับ 12,511 กิกะวัตต์-ชั่วโมง เพิ่มขึ้นในอัตราร้อยละ 6.4

ในส่วนลูกค้าตรงของ กฟผ. ซึ่งส่วนใหญ่เป็นอุตสาหกรรมขนาดใหญ่ เช่น โรงงานผลิตปูนซีเมนต์ ความต้องการไฟฟ้าในปี 2543 อยู่ในระดับ 1,752 กิกะวัตต์- ชั่วโมง เพิ่มขึ้นจากปี 2542 ร้อยละ 5.1

ตารางที่ 14 การจำหน่ายไฟฟ้าแยกตามประเภทผู้ใช้
หน่วย : กิกะวัตต์-ชั่วโมง

	2542	2543	
		ปริมาณ	อัตราเพิ่ม (%)
การใช้ไฟฟ้าในเขต	6,408	6,882	7.4
นครหลวง	10,118	10,996	8.7
บ้านและที่อยู่อาศัย	11,461	12,456	8.7

ธุรกิจ อุตสาหกรรม อื่นๆ	1,647	1,790	8.7
รวม	29,633	32,124	8.4
การใช้ไฟฟ้าในเขต ภูมิภาค			
บ้านและที่อยู่อาศัย	11,763	12,511	6.4
ธุรกิจ	9,199	10,053	9.3
อุตสาหกรรม	24,719	27,016	9.3
เกษตรกรรม	164	154	-6.1
อื่นๆ	3,647	3,986	9.3
รวม	49,493	53,721	8.5
ลูกค้าตรง กฟผ.	1,666	1,751	5.1
รวมทั้งสิ้น	80,792	87,596	8.4



สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ
วารสารนโยบายพลังงาน ฉบับที่ 51 มกราคม-มีนาคม 2544