



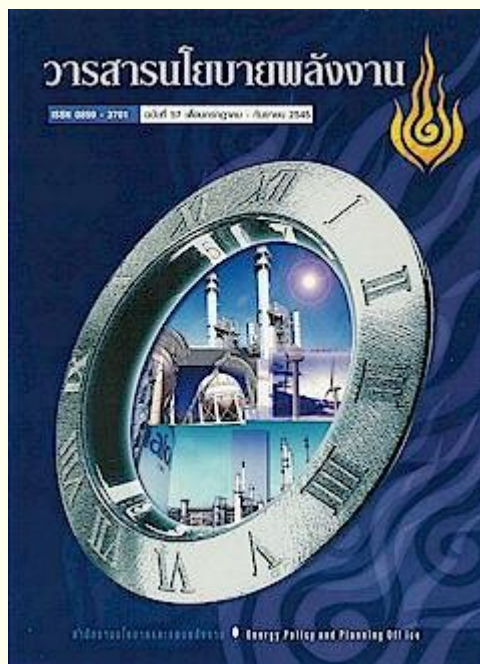
Energy Policy & Planning Office

EPPO Journal

วารสารนโยบายพลังงาน

ฉบับที่ 57

กรกฎาคม-กันยายน 2545



บก. แกลง

การปฏิรูปโครงสร้างระบบราชการตามนโยบายของรัฐบาล ได้ผ่านพ้นไป ซึ่งเริ่ม ดำเนินการอย่างเป็นทางการตั้งแต่วันที่ 3 ตุลาคม เป็นต้นมา ซึ่งปัจจุบัน สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (สพช.) ได้โอนกิจการบริหาร และอำนาจหน้าที่ไปสังกัดกระทรวงพลังงาน โดยมี นายพงศ์เทพ เทพกาญจนา เป็นรัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงาน และมี นายเชิดพงษ์ สิริวิชัย เป็นปลัดกระทรวงพลังงาน ในส่วน สพช. ก็เปลี่ยนชื่อเป็น สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) โดยมี นายเมตตา บันเทิงสุข เป็น ผู้อำนวยการสำนักงาน เป็นผู้บริหารสูงสุด

สำหรับวารสารฉบับนี้ ก็ได้นำเสนอบทความด้านนโยบายพลังงานที่สำคัญหลากหลาย ทั้งเรื่อง การปรับค่าการพยากรณ์การใช้ไฟฟ้า การปรับโครงสร้างกิจการไฟฟ้าในประเทศฝรั่งเศส รวมทั้ง สถานการณ์ราคาน้ำมัน สถานการณ์พลังงานในช่วง 6 เดือน และข้อมูล

ด้านพลังงานในช่วงที่ผ่านมา ก็ลอง
อ่าน รายละเอียดด้านใน ครับ...

บรรณาธิการ

- การปรับค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ ประจำเดือนตุลาคม 2545 -มกราคม 2546
- การพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า
- การผ่อนผันการคิดค่าไฟฟ้าขั้นต่ำ สำหรับผู้ประกอบการธุรกิจและอุตสาหกรรม
- การปรับโครงสร้างกิจการไฟฟ้า ในประเทศฝรั่งเศส
- สถานการณ์ราคาน้ำมันเชื้อเพลิง
- สถานการณ์พลังงานของประเทศไทย ในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2545



ไปวารสารฉบับที่ 56



กลับหน้าวารสารหลัก



ไปวารสารฉบับที่ 58

ต้องการแสดงข้อคิดเห็น โปรดคลิกเพื่อส่ง E-mail ถึงบรรณาธิการ ได้ที่นี่



EPPO ONLINE

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน
กระทรวงพลังงาน
ตุลาคม 2545

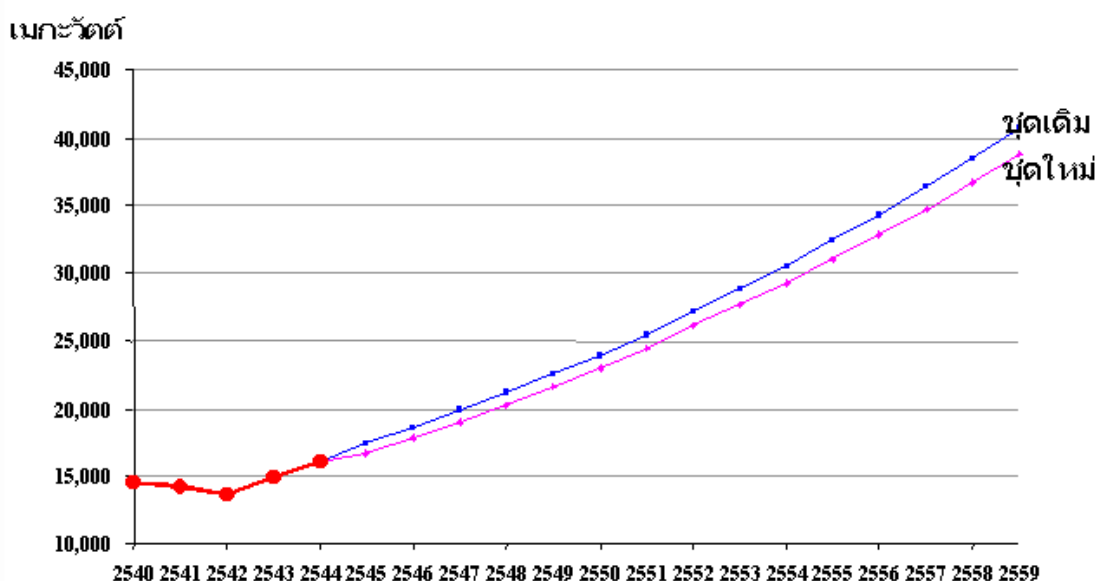
การพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า

ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าชุดใหม่ เป็นค่าพยากรณ์ที่หน่วยงาน ทางด้านไฟฟ้า นำเป็นข้อมูลในการปรับแผนงานของหน่วยงานนั้นๆ โดยเฉพาะการไฟฟ้าฝ่ายผลิต แห่งประเทศไทย (กฟผ.) ซึ่งต้องการค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า เพื่อนำไป พิจารณาปรับแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า ในระยะยาวของ กฟผ. ต่อไป ส่วนการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ก็จะนำไปใช้ พิจารณาแผนการลงทุนในช่วงแผนฯ 9 ต่อไปด้วย

คณะทำงานจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า ได้จัดทำพยากรณ์ความต้องการ ไฟฟ้า ชุดใหม่นี้ เพื่อเสนอคณะกรรมการการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า ซึ่งคณะอนุกรรมการฯ ได้เห็นชอบเมื่อวันที่ 7 สิงหาคม 2545 และสำนักงาน คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (สพช.) ได้นำเสนอ คณะกรรมการ พิจารณานโยบายพลังงาน ซึ่งมีรัฐมนตรีประจำสำนักนายกรัฐมนตรี (นายพงศ์เทพ เทพกาญจนา) เป็นประธานรับทราบ เมื่อวันที่ 2 กันยายน 2545 แล้ว

ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าชุดใหม่ หรือค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าชุด กรณีสถาน ฉบับเดือนสิงหาคม 2545 เป็นการพยากรณ์ในระยะยาว (15 ปี) คือ พยากรณ์เงินสิ้นแผนฯ 9 (ปี 2544) ปรากฏว่าค่าพยากรณ์ฯ ชุดใหม่ ต่ำกว่าชุดเดิม คือ เมื่อสิ้นแผนฯ 9 (ปี 2549) จะต่ำกว่าชุดเดิมประมาณ 900 เมกะวัตต์ เมื่อสิ้นแผนฯ 10 (ปี 2554) จะต่ำกว่าชุดเดิมประมาณ 1,260 เมกะวัตต์ และเมื่อสิ้นแผนฯ 11 (ปี 2559) จะต่ำกว่าชุดเดิมประมาณ 1,850 เมกะวัตต์

กราฟเปรียบเทียบค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าสูงสุด



สาเหตุที่ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าชุดใหม่ ต่ำกว่าชุดเดิม มิได้เกิดจากข้อสมมติฐานทางด้านเศรษฐกิจ เนื่องจากข้อสมมติฐานทางด้านเศรษฐกิจ ของค่าพยากรณ์ชุดเดิมในช่วงแผนฯ 9 อยู่ในระดับขยายตัวเฉลี่ยร้อยละ 4.7 ต่อปี ใกล้เคียงกับข้อสมมติฐานทางเศรษฐกิจ ในช่วงแผนฯ 9 ที่นำมาใช้ในครั้งนี โดยใช้ตัวเลขเป้าหมายเศรษฐกิจ ของสำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ (สศช.) กำหนดว่าอัตราการขยายตัวเฉลี่ย จะอยู่ในระดับร้อยละ 4.6 ต่อปี แต่สาเหตุหลักมาจากมาตรฐานอนุรักษ์พลังงาน และแผนยุทธศาสตร์การอนุรักษ์พลังงาน ประเทศ ซึ่งมีหลายๆ มาตรการให้นำมาใช้ และประสบผลสำเร็จเป็นอย่างมาก เช่น โครงการประหยัดไฟฟ้า 2 ต่อ อัตราค่าไฟฟ้าที่แตกต่างกัน ตามช่วงและของการใช้ (อัตรา TOU) การรณรงค์ปรับอุณหภูมิในห้องปรับอากาศ ให้อยู่ในระดับ 25 °C การขอความร่วมมือให้ห้างสรรพสินค้าปิดทำการเวลา 22.00 น. เป็นต้น ส่วนแผนยุทธศาสตร์การอนุรักษ์พลังงานประเทศ ซึ่งผ่านความเห็นชอบจากคณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 14 พฤษภาคม 2545 ได้ปรับลดการใช้พลังงานไฟฟ้าในปี 2554 ลง 6,000 ล้านหน่วย จึงทำให้ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าชุดใหม่ต่ำกว่าค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าชุดเดิม โดยมีรายละเอียด ดังนี้

1.1 ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าภาพรวมของ กฟผ.

- ในช่วงแผนฯ 9 ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดจะเป็น 21,648 เมกะวัตต์ เพิ่มขึ้นเฉลี่ยปีละ 1,104 เมกะวัตต์ หรือเพิ่มขึ้นในอัตราเฉลี่ยร้อยละ 6.07 ต่อปี ในขณะที่ความต้องการพลังงานไฟฟ้าในปี 2549 จะเป็น 139,000 ล้านหน่วย เพิ่มขึ้นเฉลี่ยปีละ 7,167 ล้านหน่วย หรือเพิ่มขึ้นในอัตราเฉลี่ยร้อยละ 6.14 ต่อปี
- ในช่วงแผนฯ 10 ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดจะเป็น 29,321 เมกะวัตต์ เพิ่มขึ้นเฉลี่ยปีละ 1,535 เมกะวัตต์ หรือเพิ่มขึ้นในอัตราเฉลี่ยร้อยละ 6.26 ต่อปี ในขณะที่ความต้องการพลังงานไฟฟ้าในปี 2554 จะเป็น 188,446 ล้านหน่วย เพิ่มขึ้นเฉลี่ยปีละ 9,889 ล้านหน่วย หรือเพิ่มขึ้นในอัตราเฉลี่ยร้อยละ 6.28 ต่อปี
- ในช่วงแผนฯ 11 ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดจะเป็น 38,851 เมกะวัตต์ เพิ่มขึ้นเฉลี่ยปีละ 1,906 เมกะวัตต์ หรือเพิ่มขึ้นในอัตราเฉลี่ยร้อยละ 5.79 ต่อปี ในขณะที่ความต้องการพลังงานไฟฟ้าในปี 2559 จะเป็น 249,878 ล้านหน่วย เพิ่มขึ้นเฉลี่ยปีละ 12,286 ล้านหน่วย หรือเพิ่มขึ้นในอัตราเฉลี่ยร้อยละ 5.81 ต่อปี

**เปรียบเทียบค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า
ความต้องการไฟฟ้าของระบบ กฟผ.**

ปีงบประมาณ	ความต้องการไฟฟ้าสูงสุด (เมกะวัตต์)		ความแตกต่างของความต้องการ พลังไฟฟ้าสูงสุด		ความต้องการพลังงานไฟฟ้า (ล้านบาท)		ความแตกต่างของความต้องการ พลังงานไฟฟ้า	
	การพยากรณ์ เดิม (1)	การพยากรณ์ ชุดใหม่ (2)	(2) - (1)		การพยากรณ์ ชุดเดิม (1)	การพยากรณ์ ชุดใหม่ (2)	(2) - (1)	
			เมกะวัตต์	%			ล้านบาท	%
2002	17,388	16,700	-688	-3.96	110,945	108,036	-2,909	-2.62
2003	18,587	17,843	-744	-4.00	118,540	114,754	-3,786	-3.19
2004	19,913	19,029	-884	-4.44	126,449	122,024	-4,425	-3.50
2005	21,222	20,295	-927	-4.37	134,794	130,232	-4,562	-3.38
2006	22,552	21,648	-904	-4.01	143,748	139,000	-4,748	-3.30
2007	23,951	23,020	-931	-3.89	152,743	147,835	-4,908	-3.21
2008	25,450	24,450	-1,000	-3.93	162,438	157,064	-5,374	-3.31
2009	27,232	26,143	-1,089	-4.00	173,532	168,004	-5,528	-3.19
2010	28,912	27,711	-1,201	-4.15	184,213	178,079	-6,134	-3.33
2011	30,587	29,321	-1,266	-4.14	194,930	188,446	-6,484	-3.33
2012	32,405	31,014	-1,391	-4.29	206,660	199,378	-7,282	-3.52
2013	34,352	32,842	-1,510	-4.40	219,134	211,146	-7,988	-3.65
2014	36,366	34,743	-1,623	-4.46	232,106	223,437	-8,669	-3.73
2015	38,519	36,754	-1,765	-4.58	245,948	236,364	-9,584	-3.90
2016	40,699	38,851	-1,848	-4.54	260,262	249,878	-10,384	-3.99
ความต้องการไฟฟ้าโดยเฉลี่ย								
2002-2006	1,285	1,104	-181		8,117	7,167	-950	
2007-2011	1,607	1,535	-72		10,236	9,889	-347	
2012-2016	2,022	1,906	-116		13,066	12,286	-780	
อัตราความต้องการไฟฟ้าโดยเฉลี่ย (%)								
2002-2006	6.94	6.07			6.86	6.14		
2007-2011	6.28	6.26			6.28	6.28		
2012-2016	5.88	5.79			5.95	5.81		

1.2 ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าของ กฟผ.

- ในช่วงแผนฯ 9 ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดจะเป็น 7,748 เมกะวัตต์ เพิ่มขึ้นเฉลี่ยปีละ 304 เมกะวัตต์ หรือเพิ่มขึ้นในอัตราเฉลี่ยร้อยละ 4.46 ต่อปี ในขณะที่ความต้องการพลังงานไฟฟ้าในปี 2549 จะเป็น 43,904 ล้านบาท เพิ่มขึ้นเฉลี่ยปีละ 1,715 ล้านบาท หรือเพิ่มขึ้นในอัตราเฉลี่ยร้อยละ 4.44 ต่อปี
- ในช่วงแผนฯ 10 ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดจะเป็น 9,652 เมกะวัตต์ เพิ่มขึ้นเฉลี่ยปีละ 381 เมกะวัตต์ หรือเพิ่มขึ้นในอัตราเฉลี่ยร้อยละ 4.49 ต่อปี ในขณะที่ความต้องการพลังงานไฟฟ้าในปี 2554 จะเป็น 54,682 ล้านบาท เพิ่มขึ้นเฉลี่ยปีละ 2,156 ล้านบาท หรือเพิ่มขึ้นในอัตราเฉลี่ยร้อยละ 4.49 ต่อปี

- ในช่วงแผนฯ 11 ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดจะเป็น 11,528 เมกะวัตต์ เพิ่มขึ้นเฉลี่ยปีละ 1,375 เมกะวัตต์ หรือเพิ่มขึ้นในอัตราเฉลี่ยร้อยละ 3.62 ต่อปี ในขณะที่ความต้องการพลังงานไฟฟ้าในปี 2559 จะเป็น 65,287 ล้านหน่วย เพิ่มขึ้นเฉลี่ยปีละ 2,121 ล้านหน่วย หรือเพิ่มขึ้นในอัตราเฉลี่ยร้อยละ 3.61 ต่อปี

เปรียบเทียบค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าที่ กฟผ. ขายให้ กฟน.

ปีงบประมาณ	ความต้องการไฟฟ้าสูงสุด (เมกะวัตต์)		ความแตกต่างของความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุด		ความต้องการพลังงานไฟฟ้า (ล้านหน่วย)		ความแตกต่างของความต้องการพลังงานไฟฟ้า	
	การพยากรณ์ เดิม	การพยากรณ์ ใหม่	(2) - (1)		การพยากรณ์ ขุดเดิม	การพยากรณ์ ขุดใหม่	(2) - (1)	
	(1)	(2)	เมกะวัตต์	%	(1)	(2)	ล้านหน่วย	%
2002	6,555	6,418	-137	-2.09	37,037	36,378	-659	-1.78
2003	6,879	6,706	-173	-2.51	39,078	38,015	-1,063	-2.72
2004	7,167	7,041	-126	-1.76	41,129	39,909	-1,220	-2.97
2005	7,498	7,385	-113	-1.51	43,097	41,855	-1,242	-2.88
2006	7,841	7,748	-93	-1.19	45,132	43,904	-1,228	-2.72
2007	8,230	8,112	-118	-1.43	47,273	45,965	-1,308	-2.77
2008	8,629	8,475	-154	-1.78	49,354	48,018	-1,336	-2.71
2009	8,936	8,865	-71	-0.79	51,561	50,231	-1,330	-2.58
2010	9,314	9,256	-58	-0.62	53,770	52,446	-1,324	-2.46
2011	9,695	9,652	-43	-0.44	55,998	54,682	-1,316	-2.35
2012	10,084	10,014	-70	-0.69	58,116	56,729	-1,387	-2.39
2013	10,535	10,381	-154	-1.46	60,271	58,811	-1,460	-2.42
2014	10,875	10,757	-118	-1.09	62,470	60,935	-1,535	-2.46
2015	11,163	11,138	-25	-0.22	64,702	63,092	-1,610	-2.49
2016	11,547	11,528	-19	-0.16	66,972	65,287	-1,685	-2.52
ความต้องการไฟฟ้าโดยเฉลี่ย								
2002-2006	322	304	-19		1,961	1,715	-246	
2007-2011	371	381	10		2,173	2,156	-18	
2012-2016	370	375	5		2,195	2,121	-74	
อัตราความต้องการไฟฟ้าโดยเฉลี่ย (%)								
2002-2006	4.71	4.46			5.02	4.44		
2007-2011	4.34	4.49			4.41	4.49		
2012-2016	3.56	3.62			3.64	3.61		

1.3 ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าของ กฟภ.

- ในช่วงแผนฯ 9 ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดจะเป็น 13,134 เมกะวัตต์ เพิ่มขึ้นเฉลี่ยปีละ 736 เมกะวัตต์ หรือเพิ่มขึ้นในอัตราเฉลี่ยร้อยละ 6.79 ต่อปี ในขณะที่ความต้องการพลังงานไฟฟ้าในปี 2549 จะเป็น 85,353 ล้านหน่วย เพิ่มขึ้นเฉลี่ยปีละ 5,010 ล้านหน่วย หรือเพิ่มขึ้นในอัตราเฉลี่ยร้อยละ 7.20 ต่อปี
- ในช่วงแผนฯ 10 ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดจะเป็น 18,777 เมกะวัตต์ เพิ่มขึ้นเฉลี่ยปีละ 1,129 เมกะวัตต์ หรือเพิ่มขึ้นในอัตราเฉลี่ยร้อยละ 7.41 ต่อปี ในขณะที่ความต้องการพลังงานไฟฟ้าในปี 2554 จะเป็น

122,948 ล้านหน่วย เพิ่มขึ้นเฉลี่ยปีละ 7,519 ล้านหน่วย หรือเพิ่มขึ้นในอัตราเฉลี่ยร้อยละ 7.57 ต่อปี

- ในช่วงแผนฯ 11 ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดจะเป็น 26,245 เมกะวัตต์ เพิ่มขึ้นเฉลี่ยปีละ 1,494 เมกะวัตต์ หรือเพิ่มขึ้นในอัตราเฉลี่ยร้อยละ 6.93 ต่อปี ในขณะที่ความต้องการพลังงานไฟฟ้าในปี 2559 จะเป็น 172,846 ล้านหน่วย เพิ่มขึ้นเฉลี่ยปีละ 9,980 ล้านหน่วย หรือเพิ่มขึ้นในอัตราเฉลี่ยร้อยละ 7.05 ต่อปี

เปรียบเทียบค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าที่ กฟผ. ขายให้ กฟล.

ปีงบประมาณ	ความต้องการพลังงานไฟฟ้าสูงสุด (เมกะวัตต์)		ความแตกต่างของความต้องการพลังงานไฟฟ้าสูงสุด		ความต้องการพลังงานไฟฟ้า (ล้านหน่วย)		ความแตกต่างของความต้องการพลังงานไฟฟ้า	
	การพยากรณ์ เดิม (1)	การพยากรณ์ ชุดใหม่ (2)	(2) - (1)		การพยากรณ์ ชุดเดิม (1)	การพยากรณ์ ชุดใหม่ (2)	(2) - (1)	
			เมกะวัตต์	%			ล้านหน่วย	%
2002	9,945	9,901	-44	-0.44	65,434	64,052	-1,382	-2.11
2003	10,679	10,575	-104	-0.97	70,584	68,500	-2,084	-2.95
2004	11,478	11,339	-139	-1.21	76,093	73,563	-2,530	-3.32
2005	12,355	12,194	-161	-1.30	82,058	79,180	-2,878	-3.51
2006	13,316	13,134	-182	-1.37	88,500	85,353	-3,147	-3.56
2007	14,319	14,124	-195	-1.36	95,215	91,844	-3,371	-3.54
2008	15,392	15,180	-212	-1.38	102,453	98,821	-3,632	-3.55
2009	16,647	16,407	-240	-1.44	111,292	107,347	-3,945	-3.54
2010	17,847	17,576	-271	-1.52	119,407	115,086	-4,321	-3.62
2011	19,087	18,777	-310	-1.62	127,711	122,948	-4,763	-3.73
2012	20,433	20,080	-353	-1.73	136,834	131,589	-5,245	-3.83
2013	21,884	21,487	-397	-1.81	146,765	141,017	-5,748	-3.92
2014	23,404	22,968	-436	-1.86	157,134	150,898	-6,236	-3.97
2015	25,031	24,565	-466	-1.86	168,316	161,628	-6,688	-3.97
2016	26,725	26,245	-480	-1.80	179,917	172,846	-7,071	-3.93
ความต้องการไฟฟ้าโดยเฉลี่ย								
2002-2006	772	736	-36		5,639	5,010	-629	
2007-2011	1,154	1,129	-26		7,842	7,519	-323	
2012-2016	1,528	1,494	-34		10,441	9,980	-462	
อัตราความต้องการไฟฟ้าโดยเฉลี่ย (%)								
2002-2006	7.09	6.79			7.97	7.20		
2007-2011	7.47	7.41			7.61	7.57		
2012-2016	6.96	6.93			7.09	7.05		



สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

วารสารนโยบายพลังงาน ฉบับที่ 57 กรกฎาคม-กันยายน 2545

การผ่อนผันการคิดค่าไฟฟ้าขั้นต่ำ สำหรับผู้ประกอบการธุรกิจและ อุตสาหกรรม

คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ในการประชุมครั้งที่ 3/2545 (ครั้งที่ 90) เมื่อวันที่ 12 กันยายน 2545 ได้พิจารณาเรื่องการผ่อนผันการคิดค่าไฟฟ้าขั้นต่ำสำหรับผู้ประกอบการธุรกิจและอุตสาหกรรม และได้มีมติเห็นควรให้มีการขยายระยะเวลาการผ่อนผันการคิดค่าไฟฟ้าขั้นต่ำออกไปอีก 1 ปี จนถึงเดือนกันยายน 2546 ทั้งนี้ ได้มอบหมายให้ สพช. และการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง ร่วมกันดำเนินการประชาสัมพันธ์ ทรนรงค์ เสริมสร้างความเข้าใจต่อผู้ใช้ไฟฟ้า เพื่อมิให้เกิดปัญหาการร้องเรียนขอขยายระยะเวลาการคิดค่าไฟฟ้าขั้นต่ำเมื่อสิ้นสุดระยะเวลาผ่อนผันในเดือนกันยายน 2546

1. ความเป็นมา

1.1 คณะรัฐมนตรี ในการประชุมเมื่อวันที่ 16 กุมภาพันธ์ 2542 ได้อนุมัติตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ เมื่อวันที่ 10 กุมภาพันธ์ 2542 เรื่องการผ่อนผันการคิดค่าไฟฟ้าขั้นต่ำสำหรับผู้ประกอบการธุรกิจและอุตสาหกรรม ดังนี้

(1) เห็นชอบให้ปรับปรุงลักษณะการคิดค่าไฟฟ้าขั้นต่ำ โดยให้คำนวณจากความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดในรอบ 12 เดือนที่ผ่านมา (สิ้นสุดในเดือนปัจจุบัน) โดยคำนวณเฉพาะค่าความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดในช่วงเดือนที่ระบบมีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (Peak Month) คือ ระหว่างเดือนมีนาคม – มิถุนายน

(2) เห็นชอบให้ผ่อนผันหลักเกณฑ์การคิดค่าไฟฟ้าขั้นต่ำเป็นการชั่วคราวจากร้อยละ 70 ของค่าความต้องการพลังไฟฟ้าที่สูงสุดในรอบ 12 เดือนที่ผ่านมา ตามหลักเกณฑ์ในข้อ (1) เหลือเพียงร้อยละ 0 เป็นการชั่วคราว ตั้งแต่ค่าไฟฟ้าประจำเดือนกุมภาพันธ์ 2542 เป็นต้นไป แต่ทั้งนี้ หากต่อไปในอนาคตกำลังการผลิตไฟฟ้าสำรองต่ำกว่าระดับมาตรฐาน ให้พิจารณาเพิ่มอัตราค่าไฟฟ้าขั้นต่ำให้อยู่ในระดับที่เหมาะสม

1.2 ต่อมาคณะรัฐมนตรี ในการประชุมเมื่อวันที่ 3 ตุลาคม 2543 ได้อนุมัติตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ เมื่อวันที่ 28 กันยายน 2543 เรื่อง การปรับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า โดยเห็นชอบข้อเสนอโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าขายส่ง โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีก ตลอดจนข้อเสนอสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ โดยในส่วนของการคิดค่าไฟฟ้าขั้นต่ำ กำหนดให้อัตราค่าไฟฟ้าต่ำสุดในแต่ละเดือนต้องไม่ต่ำกว่าร้อยละ 70 ของค่าความต้องการพลังไฟฟ้า (Demand

Charge) ที่สูงสุดในรอบ 12 เดือนที่ผ่านมา (สิ้นสุดในเดือนปัจจุบัน) ทั้งนี้ ให้มีการ ยกเว้นการเรียกเก็บค่าไฟฟ้าขั้นต่ำตามมติคณะรัฐมนตรีเมื่อวันที่ 16 กุมภาพันธ์ 2542 จนถึงเดือนกันยายน 2545

1.3 เนื่องจากการผ่อนผันการคิดค่าไฟฟ้าขั้นต่ำที่จะสิ้นสุดลงในเดือนกันยายน 2545 ทำให้มีผู้ใช้ไฟฟ้าจำนวนหนึ่ง ได้แก่ ศูนย์นิคมอุตสาหกรรมและการประชุมไบเทค และ ชมรมผู้เลี้ยงกุ้งจังหวัดปัตตานี ร้องเรียนมายังสำนักงานคณะกรรมการนโยบาย พลังงานแห่งชาติ (สพช.) ขอให้พิจารณาขยายระยะเวลาผ่อนผันการคิดค่าไฟฟ้า ขั้นต่ำออกไปอีกระยะหนึ่ง

1.4 คณะกรรมการพิจารณานโยบายพลังงาน ในการประชุมครั้งที่ 2/2545 (ครั้งที่ 39) เมื่อวันที่ 2 กันยายน 2545 ได้พิจารณาเรื่องการผ่อนผันการคิดค่าไฟฟ้าขั้นต่ำ สำหรับ ผู้ประกอบการธุรกิจและอุตสาหกรรม โดยพิจารณาถึง

(1) การปรับปรุงค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าในเดือนสิงหาคม 2545 โดยคณะอนุกรรมการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า ซึ่งต่ำกว่าค่าพยากรณ์ความ ต้องการไฟฟ้าชุดเดิม 904 เมกะวัตต์ คิดเป็นร้อยละ 4.01 เมื่อสิ้นแผนพัฒนา เศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 9 (ปี 2545 – 2549) ส่งผลทำให้กำลังการผลิต ไฟฟ้าสำรอง (Reserve Margin) ในปี 2546 อยู่ในระดับที่สูง คือ ประมาณ ร้อยละ 40.38

(2) การผ่อนผันการคิดค่าไฟฟ้าขั้นต่ำออกไป จะเป็นการบรรเทาและช่วยเหลือผู้ใช้ ไฟฟ้าภาคธุรกิจอุตสาหกรรมขนาดเล็ก ขนาดกลาง ตลอดจนภาคเกษตรกรรมให้มี เวลาในการปรับตัวอีกระยะหนึ่ง จึงเห็นควรให้มีการผ่อนผันการคิดค่าไฟฟ้าขั้นต่ำ ออกไปอีก 1 ปี จนถึงเดือนกันยายน 2546

2. การกำหนดค่าไฟฟ้าขั้นต่ำ

2.1 เหตุผลของการกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าขั้นต่ำ เนื่องจากการไฟฟ้าต้องลงทุน ในด้านกำลังการผลิต ระบบสายส่ง และสายจำหน่าย เพื่อพร้อมจ่ายไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ ไฟฟ้าตลอดเวลา แม้ว่าผู้ใช้ไฟฟ้าจะใช้ไฟฟ้าเพียงระยะเวลาสั้นๆ ในเดือนใดเดือน หนึ่งก็ตาม กล่าวคือ หากผู้ใช้ไฟฟ้าขอใช้ไฟฟ้าในระดับ 1,000 กิโลวัตต์ การไฟฟ้าก็ จะลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้า ระบบสายส่ง และระบบสายจำหน่าย เพื่อให้สามารถจ่าย ไฟฟ้าในระดับ 1,000 กิโลวัตต์ แม้ว่าต่อมาความต้องการใช้ไฟฟาลดลงเหลือเพียง 500 กิโลวัตต์ การไฟฟ้ายังคงพร้อมจ่ายกระแสไฟฟ้าในระดับเดิม โดยไม่สามารถลด ขนาดของโรงไฟฟ้า ระบบสายส่ง และระบบสายจำหน่ายลงได้

2.2 หลักเกณฑ์การกำหนดค่าไฟฟ้าขั้นต่ำ การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายได้กำหนด หลักเกณฑ์การคิดค่าไฟฟ้าขั้นต่ำสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทกิจการขนาดกลาง กิจการ ขนาดใหญ่ และกิจการเฉพาะอย่าง ที่มีความต้องการพลังไฟฟ้าเฉลี่ยใน 15 นาที สูงสุดตั้งแต่ 30 กิโลวัตต์ขึ้นไป โดยในช่วงก่อนเดือนธันวาคม 2534 คิดในอัตรา ร้อยละ 30 และภายหลังการปรับปรุงโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าในเดือนธันวาคม 2534 มีการเปลี่ยนแปลงค่าไฟฟ้าขั้นต่ำเป็นอัตราไม่ต่ำกว่าร้อยละ 70 ของค่าความต้องการ

พลังไฟฟ้า (Demand Charge) ที่สูงสุดในรอบ 12 เดือนที่ผ่านมา (สิ้นสุดในเดือนปัจจุบัน)

2.3 การผ่อนผันการคิดค่าไฟฟ้าขั้นต่ำ จากภาวะวิกฤตเศรษฐกิจในช่วงที่ผ่านมา ส่งผลกระทบต่อผู้ประกอบการอุตสาหกรรม ต้องปรับลดปริมาณการผลิตลง และธุรกิจบางประเภทที่มีความหลากหลาย มีการใช้ไฟฟ้าที่ไม่สม่ำเสมอและไม่มีรูปแบบที่ชัดเจน เช่น ผู้ประกอบการให้บริการ กิจกรรมศูนย์นิทรรศการและการประชุม ไม่มีผู้ใช้บริการอย่างต่อเนื่อง การกำหนดค่าไฟฟ้าขั้นต่ำร้อยละ 70 ทำให้อุตสาหกรรมและธุรกิจการให้บริการดังกล่าว ไม่สามารถปรับค่าใช้จ่ายด้านไฟฟาลดลงได้เท่าที่ควร ดังนั้น คณะรัฐมนตรีในการประชุมเมื่อวันที่ 16 กุมภาพันธ์ 2542 จึงได้มีมติผ่อนผันการคิดค่าไฟฟ้าขั้นต่ำให้กับธุรกิจและอุตสาหกรรม จากร้อยละ 70 เหลือเพียงร้อยละ 0 เป็นการชั่วคราว ตั้งแต่ค่าไฟฟ้าประจำเดือนกุมภาพันธ์ 2542 เป็นต้นไป และต่อมา คณะรัฐมนตรี ในการประชุมเมื่อวันที่ 3 ตุลาคม 2543 ได้เห็นชอบการปรับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า โดยในส่วนของ การคิดค่าไฟฟ้าขั้นต่ำ ให้มีการยกเว้นการเรียกเก็บค่าไฟฟ้าขั้นต่ำตามมติคณะรัฐมนตรีเมื่อวันที่ 16 กุมภาพันธ์ 2542 จนถึงเดือนกันยายน 2545

3. ผลกระทบ

3.1 ผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้า

ผู้ใช้ไฟฟ้าที่จะได้รับประโยชน์ คือ ผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีลักษณะการใช้ไฟฟ้าเป็นฤดูกาล หรือผู้ใช้ไฟฟ้าไม่สม่ำเสมอ เช่น ศูนย์นิทรรศการและการประชุม โรงแรมที่จัดการประชุมใหญ่เป็นครั้งคราว อุตสาหกรรมมันสำปะหลัง อุตสาหกรรมน้ำตาล เป็นต้น

3.2 ผลกระทบต่อการไฟฟ้า

การขยายระยะเวลาการคิดค่าไฟฟ้าขั้นต่ำ จากร้อยละ 70 เหลือร้อยละ 0 ต่อไปอีก 1 ปี จะมีผลทำให้รายได้ที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะได้รับลดลงประมาณ 21 ล้านบาท/เดือน หรือ 254 ล้านบาท/ปี กล่าวคือ รายได้ของ กฟน. จะลดลงประมาณ 36 ล้านบาท/ปี และรายได้ของ กฟภ. จะลดลงประมาณ 218 ล้านบาท/ปี

**การสูญเสียรายได้จากการขยายระยะเวลา
การผ่อนผันการคิดค่าไฟฟ้าขั้นต่ำ**

การไฟฟ้า	การสูญเสียรายได้ (ล้านบาท/ปี)	
	ล้านบาท/เดือน	ล้านบาท/ปี
กฟน.	3.01	36.15
กฟภ.	18.19	218.30
รวม	21.20	254.45

4. ผลการพิจารณาของคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ

คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ในการประชุมครั้งที่ 3/2545 (ครั้งที่ 90) เมื่อวันที่ 12 กันยายน 2545 ได้พิจารณาเรื่องการผ่อนผันการคิดค่าไฟฟ้าขั้นต่ำสำหรับผู้ประกอบการธุรกิจ และอุตสาหกรรมแล้ว มีมติ ดังนี้

4.1 เห็นชอบให้มีการขยายระยะเวลาการผ่อนผัน การคิดค่าไฟฟ้าขั้นต่ำออกไปอีก 1 ปี จนถึงเดือนกันยายน 2546

4.2 เห็นชอบให้ สพช. และการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง ร่วมกันดำเนินการประชาสัมพันธ์ รณรงค์ เสริมสร้างความเข้าใจต่อผู้ใช้ไฟฟ้า ถึงแนวนโยบายในการคิดค่าไฟฟ้าขั้นต่ำ ตลอดจนแนวทางที่ผู้ใช้ไฟฟ้า สามารถร้องขอต่อการไฟฟ้า เพื่อแก้ไขปัญหาการคิดค่าไฟฟ้าขั้นต่ำ เช่น การตัดฝากมิเตอร์ ในเดือนที่ไม่มีการใช้ไฟฟ้า เพื่อมิให้เกิดปัญหาการร้องเรียน ขอยขยายระยะเวลาการคิดค่าไฟฟ้าขั้นต่ำ เมื่อสิ้นสุดระยะเวลาผ่อนผัน ในเดือนกันยายน 2546



[สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน](#)

วารสารนโยบายพลังงาน ฉบับที่ 57 กรกฎาคม-กันยายน 2545

การปรับโครงสร้างกิจการไฟฟ้า ในประเทศฝรั่งเศส

ม.ล. อภิมงคล โสณกุล

1. ความเป็นมา

ในปี ค.ศ. 1946 ประเทศฝรั่งเศสได้ออกกฎหมายกำกับกิจการไฟฟ้า ซึ่งให้อำนาจบริษัท Electricité de France (EdF) ในการผูกขาดการผลิต ส่ง จำหน่าย และค้าปลีกไฟฟ้าในประเทศฝรั่งเศส ต่อมาเมื่อมีผู้ผลิตไฟฟ้าบางรายที่ได้รับข้อยกเว้นให้สามารถผลิตไฟฟ้าได้ เช่น บริษัท SNET และบริษัท SHEM ซึ่งเป็นบริษัทลูกของบริษัทถ่านหินของรัฐ และการรถไฟของฝรั่งเศสตามลำดับ นอกจากนี้ ยังมีบริษัทจำหน่ายไฟฟ้า ระดับเทศบาลอีก 176 บริษัท ที่ได้รับการยกเว้นจากกฎหมายดังกล่าว อย่างไรก็ตาม จะเห็นได้ว่า ที่ผ่านมามีบริษัท EdF เป็นเจ้าของกิจการไฟฟ้าทั้งหมดในประเทศฝรั่งเศส ทำให้บริษัทดังกล่าวมีขนาดใหญ่ และมีความสำคัญอย่างมาก

ต่อมา เมื่อวันที่ 19 ธันวาคม ค.ศ. 1996 สหพันธ์ยุโรป (European Council) ได้ออกคำสั่งเกี่ยวกับการปรับโครงสร้างกิจการไฟฟ้า ซึ่งกำหนดให้มีการเพิ่มการแข่งขันในกิจการไฟฟ้า และเปิดตลาดให้ลูกค้าบางราย สามารถเลือกซื้อไฟฟ้าได้ สืบเนื่องมาจากคำสั่งดังกล่าวประเทศฝรั่งเศส จึงเริ่มดำเนินการปรับโครงสร้างกิจการไฟฟ้า โดยมีการปรับโครงสร้างองค์กรต่างๆ ที่เกี่ยวข้อง และออกกฎหมายพลังงาน ในเดือนกุมภาพันธ์ ค.ศ. 2000 อย่างไรก็ตาม การปรับโครงสร้างกิจการไฟฟ้า ในประเทศฝรั่งเศส ได้ประสบกับปัญหาหลายประการ โดยเฉพาะในการแยกธุรกิจต่างๆ ในกิจการไฟฟ้า เพื่อความชัดเจนและโปร่งใส ดังนั้น การปรับโครงสร้างกิจการไฟฟ้าในประเทศฝรั่งเศส จึงถือเป็นบทเรียนที่น่าสนใจสำหรับประเทศไทย ที่ควรนำมาศึกษาวิเคราะห์ เพื่อนำไปประกอบการพิจารณา รูปแบบโครงสร้างกิจการไฟฟ้า ที่มีความเหมาะสม และให้ประโยชน์สูงสุดแก่ผู้ใช้ไฟฟ้าต่อไป

2. คำสั่งสหพันธ์ยุโรป เกี่ยวกับการปรับโครงสร้างกิจการไฟฟ้า (Electricity Directive)

คำสั่งของสหพันธ์ยุโรป ในปี ค.ศ. 1996 เกี่ยวกับการปรับโครงสร้างกิจการไฟฟ้า กำหนดให้มีการเพิ่มการแข่งขันในกิจการไฟฟ้า และเปิดตลาดให้ผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่มีทางเลือกในการซื้อไฟฟ้า คำสั่งดังกล่าว ถือเป็นกรอบข้อบังคับขั้นต้นต่ำ ในการปรับโครงสร้างกิจการไฟฟ้า ซึ่งสมาชิกสหพันธ์ยุโรปจะต้องนำไปปฏิบัติต่อให้แล้วเสร็จภายในเดือนกุมภาพันธ์ ค.ศ. 1999 คำสั่งเกี่ยวกับการปรับโครงสร้างกิจการไฟฟ้า มีสาระสำคัญสามารถสรุปได้ดังนี้

2.1 ให้มีการเปิดตลาดให้ลูกค้า ที่มีการใช้ไฟฟ้ามาก มีทางเลือกในการซื้อไฟฟ้า โดยให้ขยายขนาดของผู้ใช้ไฟฟ้า ที่สามารถเลือกซื้อไฟฟ้าได้ (Elegible Customer) เป็นลำดับ ดังนี้

ผู้ใช้ไฟฟ้าที่สามารถเลือกซื้อไฟฟ้าได้

	ปริมาณการใช้ไฟฟ้าขั้นต่ำ (GWh/ปี)	สัดส่วนการเปิดตลาด (%)
กุมภาพันธ์ ค.ศ. 1999	40	26
กุมภาพันธ์ ค.ศ. 2000	20	30
กุมภาพันธ์ ค.ศ. 2003	9	33

2.2 ให้ผู้ผลิตรายใหม่สามารถสร้างโรงไฟฟ้าเพื่อร่วมแข่งขันได้ โดยประเทศสมาชิกสามารถเลือก ระหว่างการออกใบอนุญาต (Authorisation) ให้กับผู้ผลิต หรือการเปิดประมูล (Tendering) เพื่อหาผู้ผลิตที่เหมาะสม ทั้งนี้ ขั้นตอนในการให้ใบอนุญาต และการเปิดประมูลต้องมีความโปร่งใส และเป็นธรรมกับทุกฝ่าย

2.3 ให้มีการเปิดให้บุคคลที่สาม ใช้บริการผ่านสาย (Third Party Access : TPA) และมีการจัดตั้งผู้ปฏิบัติการระบบส่ง และศูนย์ควบคุมที่มีความเป็นกลาง โดยประเทศสมาชิก สามารถเลือกวิธีการเปิดระบบส่งให้บุคคลที่สาม ดังนี้

วิธี	การเจรจา	ค่าผ่านสายส่ง
Negotiated Third Party Access (NTPA)	ผู้ผลิตและลูกค้าเจรจาข้อตกลง เกี่ยวกับการใช้ระบบส่ง กับเจ้าของระบบส่ง เป็นรายกรณี	ผู้ผลิตและลูกค้าเจรจาค่า ผ่านสายส่ง กับเจ้าของระบบส่งเป็นรายกรณี
Regulated Third Party Access (RTPA)	ผู้ผลิตและลูกค้าเจรจาข้อตกลง เกี่ยวกับการใช้ระบบส่ง กับเจ้าของระบบส่ง เป็นรายกรณี	ค่าผ่านสายส่งถูกกำหนด โดยหน่วยงาน ที่เป็นอิสระจากการซื้อขายไฟฟ้า
Single Buyer	มีหน่วยงานกลางที่รับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิต	ตามอัตราที่กำหนดโดยหน่วยงานกลาง

ทั้งนี้ การเปิดให้บุคคลที่สามใช้บริการผ่านสาย ต้องมีความเป็นกลางและโปร่งใส โดยผู้ปฏิบัติการระบบส่ง สามารถปฏิเสธการให้ใช้ระบบได้ ในกรณีที่มีปัญหาเกี่ยวกับความมั่นคง ของระบบเท่านั้น

2.4 ให้มีการแยกระบบบัญชีการเงิน ระหว่างธุรกิจการผลิต ส่ง จำหน่ายและค้าปลีก ไฟฟ้า ออกจากกันอย่างชัดเจน เพื่อไม่ให้เกิดการอุดหนุนระหว่างกิจการ อันจะเป็นผลเสียต่อการแข่งขัน

2.5 ให้ประเทศสมาชิกจัดตั้งหน่วยงาน ที่มีความเป็นกลาง เพื่อแก้ไขปัญหาความขัดแย้ง เกี่ยวกับสัญญา และการเจรจาเพื่อขอใช้ระบบส่ง ระบบจำหน่าย ระหว่างผู้ปฏิบัติการระบบกับลูกค้า

3. แนวทางการปรับโครงสร้างกิจการไฟฟ้าในประเทศฝรั่งเศส

ประเทศฝรั่งเศสและลักเซมเบิร์ก ดำเนินการปรับโครงสร้างกิจการไฟฟ้า เป็นสองประเทศสุดท้ายในสหพันธ์ยุโรป โดยรัฐบาลฝรั่งเศส ได้ออกกฎหมายการปรับโครงสร้างกิจการไฟฟ้า (Law of Modernisation) เมื่อวันที่ 10 กุมภาพันธ์ ค.ศ. 2000

กฎหมายดังกล่าวเปิดโอกาสให้ผู้ผลิตไฟฟ้ารายใหม่ สามารถเข้ามาแข่งขันกับผู้ผลิตไฟฟ้าเดิมได้ โดยมีการเปิดให้บุคคลที่สาม ใช้บริการผ่านสายส่ง สายจำหน่าย (Third Party Access : TPA) ภายใต้ระบบ TPA ผู้ผลิตสามารถขายไฟฟ้าให้กับผู้ซื้อได้ โดยใช้ระบบส่งและระบบจำหน่ายที่มีอยู่เดิม และเพื่อให้การแข่งขันในกิจการไฟฟ้าสามารถเกิดขึ้น รัฐบาลฝรั่งเศสได้ดำเนินการแยกกิจการระบบส่ง และศูนย์ควบคุมระบบออกจากบริษัท EDF โดยจัดให้ธุรกิจดังกล่าว อยู่ภายใต้การควบคุมของบริษัท Réseau de Transport d'électricité (RTE) ซึ่งแม้ว่าบริษัท RTE จะยังมีสถานะเป็นบริษัทลูกของบริษัท EDF แต่บริษัท RTE ก็มีอิสระในการบริหาร และมีการแยกระบบบัญชีการเงินจากบริษัท EDF อย่างชัดเจน การแยกธุรกิจการผลิตกับการส่งไฟฟ้าในลักษณะดังกล่าว ยังไม่สมบูรณ์ และจำเป็นต้องได้รับการกำกับดูแลอย่างเข้มงวด เพื่อไม่ให้เกิดปัญหาการปฏิบัติ ที่ไม่เป็นธรรมกับผู้เข้าร่วมแข่งขัน ดังนั้น รัฐบาลฝรั่งเศสจึงได้จัดตั้งคณะกรรมการ Commission de Regulation de L'Electricité (CRE) ซึ่งเป็นองค์กรกำกับดูแลอิสระสาขาไฟฟ้าขึ้น องค์กรดังกล่าวมีหน้าที่หลัก ในการกำหนดราคาค่าผ่านสายส่งสายจำหน่าย และกำกับดูแลให้ผู้ผลิตรายใหม่ สามารถเข้ามาใช้ระบบส่ง ระบบจำหน่ายได้อย่างเป็นธรรม ซึ่งหากผู้ผลิตรายใด ไม่ได้ได้รับความเป็นธรรม ในการขอใช้ระบบหรือค่าผ่านสายที่ผู้ปฏิบัติการณ์เสนอให้ ก็สามารถเรียกร้อง ต่อคณะกรรมการ CRE ได้

ในช่วงแรกรัฐบาลฝรั่งเศสเปิดโอกาส ให้ผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีการใช้ไฟฟ้า มากกว่า 16 ล้านหน่วย (GWh) ต่อปี สามารถเลือกซื้อไฟฟ้าได้ โดยผู้ใช้ไฟฟ้าที่ประสงค์ จะเลือกซื้อไฟฟ้า จากผู้อื่นนอกจากบริษัท EDF จะต้องแจ้งความประสงค์ ต่อกระทรวงพลังงาน ก่อนวันที่ 15 มกราคมของทุกปี ซึ่งจากการสำรวจในไตรมาสแรกของปี ค.ศ. 2001 พบว่า มีผู้ใช้ไฟฟ้าที่สามารถเลือกซื้อไฟฟ้าได้ประมาณ 1,300 ราย

4. การผลิตไฟฟ้า

รัฐบาลฝรั่งเศสได้กำหนดให้ผู้ผลิตที่ต้องการสร้างโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่กว่า 4.5 เมกะวัตต์ ต้องขออนุญาตจากกระทรวงพลังงาน (Ministry of Energy : MoE) โดยกระทรวงพลังงานจะพิจารณาออกใบอนุญาตให้หากโรงไฟฟ้างดงกล่าวมีคุณลักษณะถูกต้องตามหลักเกณฑ์การลงทุน (Investment Guideline) ที่กระทรวงกำหนด ในบางกรณีกระทรวงอาจพิจารณาเปิดประมูลโครงการ หากต้องการให้มีการใช้พลังงาน บางชนิดเป็นพิเศษก็ได้ สำหรับผู้ผลิตที่มีโรงไฟฟ้าเล็กกว่า 4.5 MW ผู้ผลิตจะแจ้งแผนการสร้างโรงไฟฟ้า ต่อกระทรวงพลังงานเท่านั้น นอกจากนี้ ในการปรับโครงสร้างกิจการไฟฟ้าในประเทศฝรั่งเศส รัฐบาลยังได้ให้ความคุ้มครองผู้ผลิต ที่ใช้

พลังงานหมุนเวียน และผู้ผลิตไฟฟ้าและไอน้ำร่วมกัน (Co-generation) โดยกำหนดให้บริษัท EDF ต้องรับซื้อไฟฟ้าทั้งหมดจากผู้ผลิต ที่ใช้พลังงานหมุนเวียน และผู้ผลิตไฟฟ้าในระบบ Cogeneration ที่มีขนาดเล็กกว่า 12 MW และมีการทำสัญญาประกันราคา กับผู้ผลิตไฟฟ้าระบบ Cogeneration ที่มีขนาดใหญ่กว่า 12 MW จะเห็นได้ว่า การให้การสนับสนุนพลังงานหมุนเวียน มีความสำคัญภายใต้ระบบ ที่มีการแข่งขัน เนื่องจากต้นทุนยังอยู่ในระดับสูง เมื่อเทียบกับพลังงานเชิงพาณิชย์ทั่วไป ซึ่งในประเด็นนี้ รัฐบาลฝรั่งเศสตระหนักดี และให้ความสำคัญเป็นอย่างมาก

5. การบริหารระบบส่งและระบบจำหน่ายไฟฟ้า

รัฐบาลฝรั่งเศสได้กำหนดกฎเกณฑ์และขั้นตอนการบริหารงานต่างๆ ของบริษัท RTE เพื่อให้การปฏิบัติการระบบส่ง มีความโปร่งใส และเป็นกลางมากที่สุด โดยบริษัท RTE จะต้องเปิดให้บริการระบบส่ง แก่ผู้ผลิตทุกราย ยกเว้น ในกรณีที่มีเหตุผลทางด้านความปลอดภัย หรือความมั่นคงของระบบ ซึ่งหากบริษัท RTE ปฏิเสธการให้บริการต่อผู้ผลิตรายใด บริษัทจะต้องชี้แจงเหตุผล ให้ชัดเจน ต่อผู้ผลิตและต่อคณะกรรมการ CRE ซึ่งมีหน้าที่กำกับดูแลกิจการไฟฟ้า นอกจากนี้ บริษัท RTE ยังมีหน้าที่รักษาสมดุลในระบบไฟฟ้า โดยบริษัทดังกล่าว จะสั่งเพิ่มหรือลดกำลังการผลิตของผู้ผลิต หรือผู้ใช้ไฟรายต่างๆ ณ เวลาดำเนินการจริง ตามราคาของผู้รวมตลาดประมูลเข้ามา ซึ่งการบริหารงานในส่วนนี้ จะต้องมีความโปร่งใสและเป็นกลาง และอยู่ภายใต้การกำกับดูแล ของคณะกรรมการ CRE เช่นเดียวกัน นอกจากนี้ บริษัท RTE ยังมีหน้าที่ในการจัดหาไฟฟ้า เพื่อชดเชยการสูญเสียในระบบ (Loss) ซึ่งอยู่ในระดับ 2.4% หรือคิดเป็นพลังงานไฟฟ้าประมาณ 11 พันล้านหน่วย (TWh) ต่อปี สำหรับพลังงานส่วนนี้บริษัท RTE จะใช้วิธีการประมูลราคาทุกๆ 4 เดือน เพื่อไม่ให้เกิดการเอื้อประโยชน์ให้กับฝ่ายใดฝ่ายหนึ่ง

ในส่วนของระบบจำหน่าย ยังไม่มีการปรับโครงสร้างแต่อย่างใด โดยบริษัท EDF และบริษัทระบบจำหน่ายระดับเทศบาล ยังคงเป็นเจ้าของระบบจำหน่ายอยู่ อย่างไรก็ตาม ผู้เป็นเจ้าของระบบจำหน่ายทุกราย ต้องเปิดระบบให้บุคคลที่สามใช้ ภายใต้การกำกับดูแลของคณะกรรมการ CRE เช่นเดียวกับในกรณีระบบส่ง

6. นโยบายและการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้า

คณะกรรมการ CRE ประกอบด้วย สมาชิกที่เป็นกลาง 6 คน มีวาระการทำงาน ครึ่งละ 6 ปี ทำหน้าที่คำนวณค่าผ่านสายส่งและสายจำหน่าย สำหรับผู้ผลิตที่ต้องการเข้ามาใช้ระบบ นอกจากนี้ คณะกรรมการดังกล่าว ยังมีอำนาจออกกฎหมายลำดับรองและกฎเกณฑ์ต่างๆ เกี่ยวกับการปรับโครงสร้างกิจการไฟฟ้า และการขอใช้ระบบ รวมถึงอำนาจการวินิจฉัยปัญหา ระหว่างผู้ผลิตกับผู้ปฏิบัติการระบบส่ง ระบบจำหน่าย นอกจากนี้ คณะกรรมการ CRE ยังมีหน้าที่เสนออัตราค่าไฟฟ้า สำหรับลูกค้าที่ไม่สามารถเลือกซื้อไฟฟ้าได้ ให้รัฐบาลให้ความเห็นชอบ อย่างไรก็ตาม กระทรวงพลังงานของฝรั่งเศสยังคงมีอำนาจในการออกใบอนุญาตให้กับผู้ประกอบการ และการกำหนดนโยบายต่างๆ เกี่ยวกับกิจการไฟฟ้า

7. ปัญหาและแนวทางการพัฒนา การปรับโครงสร้างกิจการไฟฟ้า ในประเทศฝรั่งเศส

แม้ว่าประเทศฝรั่งเศส จะดำเนินการปรับโครงสร้างกิจการไฟฟ้าบางส่วน เพื่อให้สอดคล้องกับคำสั่งของสหพันธ์ยุโรป แต่การปรับโครงสร้างกิจการไฟฟ้าที่ผ่านมายังประสบกับปัญหาหลายประการ ที่ต้องการการปรับปรุงแก้ไขต่อไป หากต้องการให้ผู้ใช้ไฟฟ้าได้รับประโยชน์สูงสุด ประเด็นปัญหาต่างๆ และแนวทางการแก้ไขสามารถสรุปได้ดังนี้

7.1 การแยกระบบส่งและศูนย์ควบคุมระบบ ออกเป็นบริษัทลูกของบริษัท EDF ยังขาดความโปร่งใส และยังไม่สามารถสร้างความมั่นใจ ให้กับนักลงทุนใหม่ได้อย่างเต็มที่ หากต้องการให้การปฏิบัติการณ์ระบบส่ง มีความเป็นกลางมากขึ้น ควรแยกบริษัท RTE ในทางกฎหมายจากบริษัท EDF ต่อไป

7.2 บริษัท EDF ยังคงครอบครองกำลังการผลิตส่วนใหญ่ ในประเทศฝรั่งเศส ซึ่งอาจเป็นการกีดกันผู้ผลิตรายใหม่ที่ต้องการเข้ามาแข่งขัน ดังนั้นควรแยกกำลังการผลิตไฟฟ้าของบริษัท EDF เป็นหลายบริษัท เพื่อลดอำนาจของบริษัทดังกล่าว อย่างไรก็ตาม ประเด็นนี้อาจจะไม่ใช่ปัญหามากนัก เนื่องจากระบบส่งไฟฟ้าในทวีปยุโรป เป็นระบบที่พัฒนาแล้ว และมีการเชื่อมโยงกันอย่างกว้างขวาง ทำให้ผู้ผลิตในประเทศอื่น เช่น บริษัท E.ON ในประเทศเยอรมัน สามารถแข่งขันในการขายไฟฟ้า ข้ามประเทศได้ ซึ่งหากพิจารณากำลังการผลิตของบริษัท EDF เมื่อเทียบกับกำลังการผลิตในสหพันธ์ยุโรปโดยรวมแล้วจะเห็นว่า บริษัท EDF ไม่ได้มีสัดส่วนตลาดสูงเกินไป

7.3 การเปิดตลาดเพียงบางส่วนอาจทำให้ผู้ใช้ไฟฟ้ายรายเล็ก ไม่ได้รับประโยชน์จากการปรับโครงสร้างกิจการไฟฟ้าเท่าที่ควร ดังนั้น ในอนาคตควรพิจารณาเพิ่มสัดส่วนลูกค้า ที่สามารถเลือกซื้อไฟฟ้าได้ นอกจากนี้ ควรพิจารณาอนุญาตให้บริษัทจัดหาไฟฟ้าสามารถเลือกซื้อไฟฟ้า จากผู้ผลิตรายต่างๆ เพื่อนำมาขายต่อให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า ที่ไม่สามารถเลือกซื้อไฟฟ้าได้ การจำกัดให้บริษัทจัดหาไฟฟ้าต่างๆ ต้องซื้อไฟฟ้าจากบริษัท EDF เพื่อจำหน่ายให้กับลูกค้าส่วนนี้ ทำให้บริษัท EDF ขาดแรงจูงใจในการพัฒนาและเพิ่มประสิทธิภาพ ซึ่งจะทำให้ผู้ใช้ไฟฟ้าที่ไม่สามารถเลือกได้ไม่ได้รับประโยชน์เท่าที่ควร

8. บทสรุป

แม้ว่าการปรับโครงสร้างกิจการไฟฟ้าในประเทศฝรั่งเศสจะดำเนินไปได้ระยะหนึ่ง ภายใต้การจับตามองของสหพันธ์ยุโรป แต่ยังมีอีกหลายประเด็นที่รัฐบาล ต้องหาทางแก้ไขและพัฒนาต่อไป ดังนั้น รูปแบบการปรับโครงสร้างกิจการไฟฟ้า ในประเทศฝรั่งเศส จึงเป็นบทเรียนที่น่าสนใจ สำหรับประเทศไทย ซึ่งอาจศึกษาและพิจารณานำมาใช้เป็นการชั่วคราว เป็นขั้นตอนหนึ่ง ก่อนมีการเปิดตลาดเสรีเต็มที่ ให้ผู้ใช้ไฟฟทุกราย สามารถเลือกซื้อไฟฟ้าได้ต่อไป



สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน
วารสารนโยบายพลังงาน ฉบับที่ 57 กรกฎาคม-กันยายน 2545

สถานการณ์ราคาน้ำมันเชื้อเพลิง

1. ราคาน้ำมันดิบ

ราคาน้ำมันดิบในช่วงไตรมาส 3 ปรับตัวสูงขึ้นจากช่วงไตรมาส 2 ประมาณ \$1.1-2.0 ต่อบาร์เรล จากความต้องการใช้ที่เริ่มสูงขึ้นและจากความวิตกกังวลว่าอาจจะเกิดสงครามในตะวันออกกลางระหว่างสหรัฐอเมริกากับอิรัก ประกอบกับผลการประชุมของกลุ่มโอเปค เมื่อวันที่ 19 กันยายน 2545 ที่เมืองโอซาก้า ประเทศญี่ปุ่น ได้ตกลงที่จะคงปริมาณการผลิตสำหรับไตรมาส 4 ถึงกลางปี 2546 ไว้ที่ระดับเดิม 21.7 ล้านบาร์เรล/วัน ซึ่งใช้มาตั้งแต่วันที่ 1 มกราคม 2545 โดย 2 ปีที่ผ่านมา กลุ่มโอเปคได้ปรับลดปริมาณการผลิตลงรวม 5 ล้านบาร์เรล/วัน แต่จากข้อมูลในเดือนกรกฎาคม 2545 กลุ่มโอเปคผลิตน้ำมันดิบ เกินโควตาอยู่ประมาณ 1.6 ล้านบาร์เรล/วัน

ปริมาณการผลิตและกำลังการผลิตของกลุ่มโอเปค

หน่วย : พันบาร์เรล/วัน

	ไตรมาส 2 2545	ไตรมาส 3 2545	โควตา 1 ม.ค. 45	กำลังการผลิต 2545	กำลังการผลิตส่วนเกิน ไตรมาส 3 2545
อัลจีเรีย	822	845	693	1,100	255
อินโดนีเซีย	1,120	1,110	1,125	1,200	90
อิหร่าน	3,360	3,380	3,186	3,850	470
คูเวต	1,875	1,910	1,741	2,400	490
ลิเบีย	1,310	1,320	1,162	1,400	80
ไนจีเรีย	1,940	1,871	1,787	2,300	429
กาตาร์	633	640	562	850	210
ซาอุดีอาระเบีย	7,468	7,550	7,053	10,000-10,500	2,450-2,950
สหรัฐอาหรับเอมิเรต	1,963	1,970	1,894	2,600	630
เวเนซุเอลา	2,614	2,720	2,497	2,750	30
โอเปค10 ประเทศ	23,105	23,316	21,700	28,450-29,950	5,134-5,634
อิรัก	1,530	2,166	N/A	3,050	884
รวม	24,636	25,483	N/A	31,500-32,000	6,017-6,517
ผลิตปีโตรเลียมชนิด อื่น*	2,751	2,751	N/A		
รวมทั้งหมด	27,387	28,234	N/A		

* เช่น คอนเดนเสท ก๊าซธรรมชาติเหลว และอื่นๆ

ตารางการลดปริมาณการผลิตของกลุ่มโอเปค

หน่วย : ล้านบาร์เรล/วัน

วันที่มีผลบังคับใช้	จำนวนที่ลด	ระดับเพดานการผลิต
1 กุมภาพันธ์ 2544	1.5	25.2
1 เมษายน 2544	1.0	24.2
1 กันยายน 2544	1.0	23.2
1 มกราคม 2545	1.5	21.7

เดือนกรกฎาคม ราคาน้ำมันดิบปรับตัวสูงขึ้นจากระดับราคาเฉลี่ยของไตรมาส 2 ประมาณ \$0.3-0.7 ต่อบาร์เรล จากการคาดการณ์ว่า ความต้องการใช้น้ำมันดิบของโลกในช่วงไตรมาส 4 ซึ่งเป็นช่วงฤดูหนาวจะเพิ่มสูงขึ้นประมาณ 1.5-2.0 ล้านบาร์เรล/วัน ทำให้ประเทศต่างๆ เริ่มสำรองน้ำมันดิบเพิ่มมากขึ้น นอกจากนี้การประชุมของกลุ่มโอเปคในกรุงเวียนนา ประเทศออสเตรีย ได้ประกาศว่าจะไม่เพิ่มกำลังการผลิตขึ้นอีกในช่วงไตรมาส 3 ของปีนี้ และในช่วงกลางเดือนกรกฎาคม สถาบันปิโตรเลียมของสหรัฐอเมริกาได้ออกมาแถลงตัวเลขปริมาณสำรองน้ำมันดิบทางการค้าของสหรัฐอเมริกาลดต่ำลง 4 ล้านบาร์เรล มาอยู่ที่ระดับ 312.1 ล้านบาร์เรล/วัน

เดือนสิงหาคม ราคาน้ำมันดิบยังคงปรับตัวสูงขึ้นอย่างต่อเนื่องจากเดือนกรกฎาคม โดยมีสาเหตุมาจากความวิตกกังวลว่า อาจเกิดสงครามขึ้นในอ่าวเปอร์เซียระหว่างสหรัฐอเมริกากับอิรัก หากสงครามเกิดขึ้นจริงก็จะส่งผลกระทบต่อการผลิตและการส่งออกน้ำมันดิบจากตะวันออกกลาง โดยเฉพาะการส่งออกน้ำมันดิบของอิรัก ซึ่งมีประมาณ 2.1-2.3 ล้านบาร์เรล/วัน (ประมาณร้อยละ 2.5-3.0 ของปริมาณการผลิตของโลก) รวมถึงความไม่ชัดเจน ในเรื่องการเพิ่มปริมาณการผลิตของกลุ่มโอเปคสำหรับช่วงไตรมาส 4 ของปี 2545

เดือนกันยายน ราคาน้ำมันดิบยังคงปรับตัวสูงขึ้นจากเดือนที่แล้วประมาณ \$0.8-1.8 ต่อบาร์เรล จากความตึงเครียดระหว่างสหรัฐอเมริกากับอิรักยังไม่ผ่อนคลาย และการที่กลุ่มโอเปคไม่เพิ่มปริมาณการผลิตน้ำมันดิบสำหรับไตรมาส 4 โดยตกลงจะคงปริมาณการผลิตไว้เท่าเดิมที่ระดับ 21.7 ล้านบาร์เรล/วัน ประกอบกับการเกิดพายุไซклонร้อน Isidore บริเวณอ่าวเม็กซิโก รวมทั้ง สถาบันปิโตรเลียมของสหรัฐอเมริกา (API) ได้รายงานตัวเลขน้ำมันดิบสำรองของสหรัฐอเมริกาลดลง 2.19 ล้านบาร์เรล เหลือ 289.8 ล้านบาร์เรล ราคาน้ำมันดิบดูไบ และเบรนท์ ในวันที่ 30 กันยายน 2545 อยู่ที่ระดับ \$27.50 และ \$28.85 ต่อบาร์เรล ตามลำดับ

ราคาน้ำมันดิบ

หน่วย : เหรียญสหรัฐ/บาร์เรล

ช่วงเวลา	ทาบิส	โอมาน	ดูไบ	เบรนท์	WTI
2542	18.84	17.24	17.20	18.13	19.20
2543	29.86	26.53	26.26	29.00	30.40
2544	25.33	22.86	22.81	24.78	25.90
2545 (9 เดือน)	24.73	23.44	23.37	24.64	25.38
ไตรมาส 4 (2544)	20.47	18.51	18.39	19.74	20.44
ไตรมาส 1	21.30	20.15	20.10	21.51	21.55
ไตรมาส 2	25.63	24.51	24.39	25.43	26.30
ไตรมาส 3	27.30	25.62	25.58	26.95	28.32
มิถุนายน	24.97	24.07	23.91	24.44	25.50
กรกฎาคม	26.33	24.75	24.69	25.84	26.91
สิงหาคม	27.38	25.26	25.24	26.60	28.34
กันยายน*	28.20	26.85	26.80	28.40	29.71
30 กันยายน 45	28.65	27.62	27.50	28.85	30.54

2. ราคาผลิตภัณฑ์น้ำมันสำเร็จรูปในตลาดจอร์จทาวน์

ราคาผลิตภัณฑ์น้ำมันสำเร็จรูปในตลาดจอร์จทาวน์ ในช่วงไตรมาส 3 น้ำมันเบนซิน ออกเทน 95 และ 92 ปรับตัวลดลงเมื่อเทียบกับราคาเฉลี่ยของไตรมาส 2 ประมาณ \$0.6 และ \$0.8 ต่อบาร์เรล มาอยู่ที่ระดับ \$28.94 และ \$27.59 ต่อบาร์เรล ตามลำดับ จากความต้องการใช้น้ำมันเบนซินในภูมิภาคเอเชียลดลง น้ำมันดีเซลและน้ำมันเตา ปรับตัวสูงขึ้น \$1.2 และ \$1.7 ต่อบาร์เรล มาอยู่ที่ระดับ \$28.84 และ \$25.54 ต่อ บาร์เรล ตามลำดับ ตามราคาน้ำมันดิบและปริมาณซื้อเพื่อสะสมไว้สำหรับช่วง ฤดูหนาว

เดือนกรกฎาคม ราคาน้ำมันเบนซินอ่อนตัวลงจากราคาเฉลี่ยของไตรมาส 2 ประมาณ \$1.3 ต่อบาร์เรล จากความต้องการใช้ในภูมิภาคเอเชียลดต่ำลง ทำให้ ปริมาณสำรองทางการค้าเพิ่มสูงขึ้น นอกจากนี้ยังมีน้ำมันเบนซินออกมาสู่ตลาดจาก โรงกลั่นในประเทศจีน อินเดีย และไทย ส่วนน้ำมันดีเซลทรงตัวโดยความต้องการใช้ ในภูมิภาคยังไม่เพิ่มสูงขึ้น น้ำมันเตาปรับตัวสูงขึ้นจากแรงซื้อของ จีน เวียดนาม และ อินโดนีเซีย

เดือนสิงหาคม ราคาน้ำมันเบนซินยังคงอ่อนตัวลงจากราคาเฉลี่ยของเดือนกรกฎาคม ประมาณ \$0.4-0.8 ต่อบาร์เรล จากปริมาณสำรองในตลาดที่ค่อนข้างสูง และโรงกลั่น ในอินเดียระบายน้ำมันออกสู่ตลาด น้ำมันดีเซลปรับตัวสูงขึ้นประมาณ \$0.5 ต่อ บาร์เรล เนื่องจากมีการไหลไปยังตลาดยุโรป (Arbitrage) รวมทั้ง การสั่งซื้อจาก อินโดนีเซีย ส่วนน้ำมันเตาปรับตัวสูงขึ้นประมาณ \$0.6 ต่อบาร์เรล จากปริมาณน้ำมัน

เตาในตลาดที่ค่อนข้างดีตัว และมีการสั่งซื้อจาก อินโดนีเซีย ใต้หวัน และเกาหลีใต้ รวมทั้ง โรงกลั่นน้ำมันในอิหร่านส่งออกน้ำมันเตาล่าช้ากว่ากำหนด

เดือนกันยายน ราคาน้ำมันเบนซินปรับตัวสูงขึ้นจากเดือนที่ผ่านมาประมาณ \$2.4-2.6 ต่อบาร์เรล โดยเป็นการปรับตัวตามราคาน้ำมันดิบ และข่าวความตึงเครียดระหว่างสหรัฐอเมริกากับอิรัก และแรงซื้อจากอินโดนีเซียจำนวนมากถึง 850,000 บาร์เรล สำหรับใช้ในเดือนตุลาคม รวมทั้ง ข่าวโรงกลั่นของญี่ปุ่นปิดซ่อมบำรุง น้ำมันดีเซล และเตา ปรับตัวสูงขึ้น \$2.6 และ \$1.4 ต่อบาร์เรล ตามลำดับ ตามราคาน้ำมันดิบ และความต้องการใช้ในภูมิภาคที่เพิ่มสูงขึ้น ราคาน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 92, ก๊าด, ดีเซล และเตา ณ วันที่30 กันยายน 2545 อยู่ที่ระดับ \$31.2, \$29.8, \$33.5, \$31.9 และ \$26.8 ต่อบาร์เรล ตามลำดับ

ราคาผลิตภัณฑ์น้ำมันสำเร็จรูปในสิงคโปร์

หน่วย: เหรียญสหรัฐ/บาร์เรล

ช่วงเวลา	เบนซิน ออกเทน 95	เบนซิน ออกเทน 92	ก๊าด	ดีเซล หมุนเร็ว	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	27.50	25.36	28.30	27.30	21.23	20.83
2545 (9 เดือน)	27.59	26.39	26.88	26.33	22.79	22.51
ไตรมาส 4 (2544)	21.83	20.70	23.48	22.69	18.19	18.02
ไตรมาส 1	24.26	23.14	23.56	22.47	18.99	18.75
ไตรมาส 2	29.49	28.38	27.20	27.68	23.80	23.51
ไตรมาส 3	28.94	27.59	29.92	28.84	25.54	25.25
มิถุนายน	28.54	27.45	26.49	27.37	23.63	23.25
กรกฎาคม	28.19	26.96	27.54	27.62	24.44	24.13
สิงหาคม	28.13	26.60	29.29	28.17	25.38	25.10
กันยายน	30.49	29.21	32.92	30.73	26.82	26.51
30 กันยายน 45	31.23	29.80	33.53	31.93	26.83	26.45

3. สถานการณ์ราคาน้ำมันเชื้อเพลิงของไทย

3.1 ราคาขายปลีกน้ำมันเชื้อเพลิง

ราคาขายปลีกน้ำมันสำเร็จรูปของไทยในช่วงไตรมาส 3 ปรับตัวลดลงจากไตรมาส 2 โดยเบนซินออกเทน 95 และ 91 ลดลง 46 สตางค์/ลิตร และดีเซลหมุนเร็ว ลดลง 5 สตางค์/ลิตร จากราคาน้ำมันสำเร็จรูปในตลาดจรสิงคโปร์ที่อ่อนตัวลง รวมทั้ง ค่าเงินบาทที่แข็งตัวขึ้น 0.74 บาท/เหรียญสหรัฐ มาอยู่ที่ระดับเฉลี่ย 42.16 บาท/เหรียญสหรัฐ ทำให้ต้นทุนน้ำมันสำเร็จรูปของไทยลดลงประมาณ 20 - 27 สตางค์/ลิตร

เดือนกรกฎาคม ราคาขายปลีกในประเทศไทยปรับตัวลดลงจากเดือนมิถุนายน โดยเบนซินปรับลง 1 ครั้ง 20 สตางค์/ลิตร เดือนสิงหาคม น้ำมันเบนซินปรับขึ้น 2 ครั้ง รวม 50 สตางค์/ลิตร ปรับลง 1 ครั้ง 30 สตางค์/ลิตร ดีเซลหมุนเร็วปรับขึ้น 3 ครั้ง รวม 90 สตางค์/ลิตร ปรับลง 1 ครั้ง 30 สตางค์/ลิตร เดือนกันยายน ราคาขายปลีกในประเทศไทยยังปรับตัวสูงขึ้นจากเดือนสิงหาคม โดยเบนซินออกเทน 95 , 91 และดีเซลหมุนเร็ว ปรับขึ้น 3 ครั้ง รวม 90 สตางค์/ลิตร ราคาขายปลีกน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 91 และดีเซลหมุนเร็ว ณ วันที่ 30 กันยายน 2545 อยู่ที่ระดับ 16.29, 15.29 และ 14.29 บาท/ลิตร ตามลำดับ

ราคาขายปลีก

หน่วย : บาท/ลิตร

ช่วงเวลา	เบนซิน ออกเทน 95	เบนซิน ออกเทน 91	ดีเซล หมุนเร็ว
2542	11.99	11.18	8.97
2543	15.64	14.68	12.95
2544	15.52	14.52	13.43
2545 (9 เดือน)	15.10	14.10	12.79
ไตรมาส 4 (2544)	13.80	12.80	12.21
ไตรมาส 1	14.15	13.15	11.88
ไตรมาส 2	15.82	14.82	13.28
ไตรมาส 3	15.36	14.36	13.23
มิถุนายน	15.32	14.32	12.92
กรกฎาคม	15.05	14.05	12.79
สิงหาคม	15.24	14.24	13.12
กันยายน	15.78	14.78	13.78
30 กันยายน 2545	16.29	15.29	14.29

3.2 ค่าการตลาด และค่าการกลั่น

ค่าการตลาดในช่วงไตรมาส 3 ปรับตัวลดลงจากช่วงไตรมาส 2 โดยค่าการตลาดเฉลี่ยโดยรวมของประเทศในเดือนสิงหาคม อยู่ที่ระดับ 1.36 บาท/ลิตร เดือนกันยายน อยู่ที่ระดับ 1.15 บาท/ลิตร ส่วนค่าการกลั่นเดือนสิงหาคม ปรับตัวลดลงมาอยู่ที่ระดับเฉลี่ย 0.42 บาท/ลิตร (\$1.52 ต่อบาร์เรล) เดือนกันยายน อยู่ที่ระดับ 0.66 บาท/ลิตร (\$2.50 ต่อบาร์เรล) ค่าการตลาดและค่าการกลั่นเฉลี่ยรายเดือนแสดงในตารางข้างล่างต่อไปนี้

ค่าการตลาดเฉลี่ยของประเทศ

หน่วย:บาท/ลิตร

ช่วงเวลา	เบนซิน ออกเทน 95	เบนซิน ออกเทน 91	ดีเซล หมุนเร็ว	เฉลี่ย
2542	1.4523	1.2381	0.7127	0.8442
2543	1.4799	1.2389	0.6799	0.8205
2544	1.7108	1.5648	1.2360	1.2915
2545 (9 เดือน)	1.6616	1.4823	1.3555	1.3659
ไตรมาส 4 (2544)	1.7538	1.6160	1.4985	1.4959
ไตรมาส 1	1.4724	1.3246	1.3931	1.3493
ไตรมาส 2	1.8206	1.6563	1.4299	1.4546
ไตรมาส 3	1.6757	1.4535	1.2363	1.2777
มิถุนายน	1.8667	1.6763	1.2900	1.3322
กรกฎาคม	1.7506	1.5210	1.2819	1.3279
สิงหาคม	1.7684	1.5434	1.3157	1.3572
กันยายน	1.5082	1.2962	1.1114	1.1480
30 กันยายน 45	1.7242	1.5211	1.2460	1.2974

ค่าการกลั่น

หน่วย:บาท/ลิตร

ช่วงเวลา	ค่าการกลั่น รวม	เบนซิน ออกเทน 95	เบนซิน ออกเทน 91	ดีเซล หมุนเร็ว	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	0.6320	0.6709	0.6211	0.6749	0.4973
2545 (9 เดือน)	0.5683	0.6239	0.5799	0.5963	0.4925
ไตรมาส 4 (2544)	0.6246	0.6246	0.5663	0.6720	0.5079
ไตรมาส 1	0.3001	0.3403	0.3122	0.3145	0.2530
ไตรมาส 2	0.4243	0.4738	0.4414	0.4468	0.3680
ไตรมาส 3	0.6076	0.6391	0.5989	0.6357	0.5374
มิถุนายน	0.6640	0.7284	0.6787	0.7006	0.5793
กรกฎาคม	0.6239	0.6568	0.6138	0.6439	0.5442
สิงหาคม	0.4375	0.4637	0.4338	0.4618	0.4165
กันยายน	0.7485	0.7846	0.7378	0.7894	0.6593
30 กันยายน 45	0.7786	0.8161	0.7720	0.8230	0.6764



[สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน](#)

วารสารนโยบายพลังงาน ฉบับที่ 57 กรกฎาคม-กันยายน 2545

สถานการณ์พลังงานของประเทศไทย ในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2545

1. ภาพรวม

ภาวะเศรษฐกิจไทยในช่วงไตรมาสที่ 2 ของปี 2545 ขยายตัวสูงขึ้นอย่างต่อเนื่องจากไตรมาสแรก โดยขยายตัวถึงร้อยละ 5.1 จากข้อมูลอัตราการเจริญเติบโตทางเศรษฐกิจ ของสำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการ เศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ รายงานว่าอัตราการเจริญเติบโตทางเศรษฐกิจ (GDP) ของประเทศในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2545 ขยายตัวร้อยละ 4.5 สูงกว่าช่วงเดียวกันของปี 2544 ซึ่งขยายตัวเพียงร้อยละ 1.8 เป็นสัญญาณบ่งชี้ถึงเศรษฐกิจของประเทศเริ่มฟื้นตัว ดัชนีผลผลิตภาคอุตสาหกรรมขยายตัวร้อยละ 6.1 เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อน โดยอุตสาหกรรม ที่ขยายตัวอยู่ในเกณฑ์สูง ได้แก่ หมวดวัสดุก่อสร้าง ซึ่งขยายตัวตามการฟื้นตัว ของภาคอสังหาริมทรัพย์ และหมวดยานยนต์ โดยเฉพาะการผลิตรถจักรยานยนต์ และรถยนต์เพื่อการพาณิชย์

อัตราการเจริญเติบโตทางเศรษฐกิจ ด้านการผลิตรายไตรมาส ณ ราคาปีฐาน 2531

หน่วย : %

สาขา	2544				2544	2545		
	ม.ค. - มี.ค.	เม.ย. - มิ.ย.	ก.ค. - ก.ย.	ต.ค. - ธ.ค.	ม.ค. - ธ.ค.	ม.ค. - มี.ค.	เม.ย. - มิ.ย.	ม.ค. - มิ.ย.
เกษตรกรรม	0.9	1.4	-1.7	4.2	1.6	5.1	2.0	3.7
นอกภาค เกษตรกรรม	1.8	1.9	1.9	1.8	1.8	3.8	5.4	4.6
รวม	1.7	1.8	1.6	2.1	1.8	3.9	5.1	4.5

ที่มา : สำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ

ความต้องการพลังงานเชิงพาณิชย์ของประเทศไทยในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2545 เพิ่มขึ้นร้อยละ 5.6 เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปี 2544 โดยความต้องการพลังงานทุกประเภทเพิ่มขึ้น โดยเฉพาะการใช้ก๊าซธรรมชาติ และถ่านหิน/ลิกไนต์

การผลิตพลังงานเชิงพาณิชย์เพิ่มขึ้นร้อยละ 6.3 การผลิตเพิ่มขึ้นเกือบทุกประเภท ยกเว้นคอนเดนเสท ที่การผลิตลดลงเล็กน้อย ขณะที่การผลิตน้ำมันดิบเพิ่มสูงขึ้นถึงร้อยละ 18.9 สาเหตุสำคัญคือ มีแหล่งผลิตใหม่เพิ่มขึ้น 3 แหล่ง ได้แก่ แหล่งมะลิวันของบริษัท เชฟรอน แหล่งสังขจาย ของ ปตท. สผ. และแหล่งยะลา ซึ่งเป็นหนึ่งใน

โครงการ BIG OIL PROJECT ของบริษัท ยูโนแคล ประกอบด้วยแหล่งปลาทูมิก กะพง สุราษฎร์ และยะลา รวมทั้ง การผลิตลิแกไนต์ ของภาคเอกชนที่เพิ่มสูงขึ้นมาก

การนำเข้าพลังงานสุทธิเพิ่มขึ้นถึงร้อยละ 8.8 สาเหตุสำคัญมาจากการนำเข้า ก๊าซธรรมชาติจากพม่า เพิ่มขึ้นถึงร้อยละ 19.1 การนำเข้าน้ำมันดิบเพิ่มขึ้นเล็กน้อยใน ระดับร้อยละ 1.0 ส่วนการนำเข้าคอนเดนเสท น้ำมันสำเร็จรูป และไฟฟ้ามีอัตราลดลง อย่างไรก็ตาม อัตราการพึ่งพาพลังงานเชิงพาณิชย์ จากต่างประเทศ ยังอยู่ในระดับ ร้อยละ 64 ของความต้องการใช้พลังงานของประเทศ

ตารางที่ 1 การใช้ การผลิต และการนำเข้าพลังงานเชิงพาณิชย์*

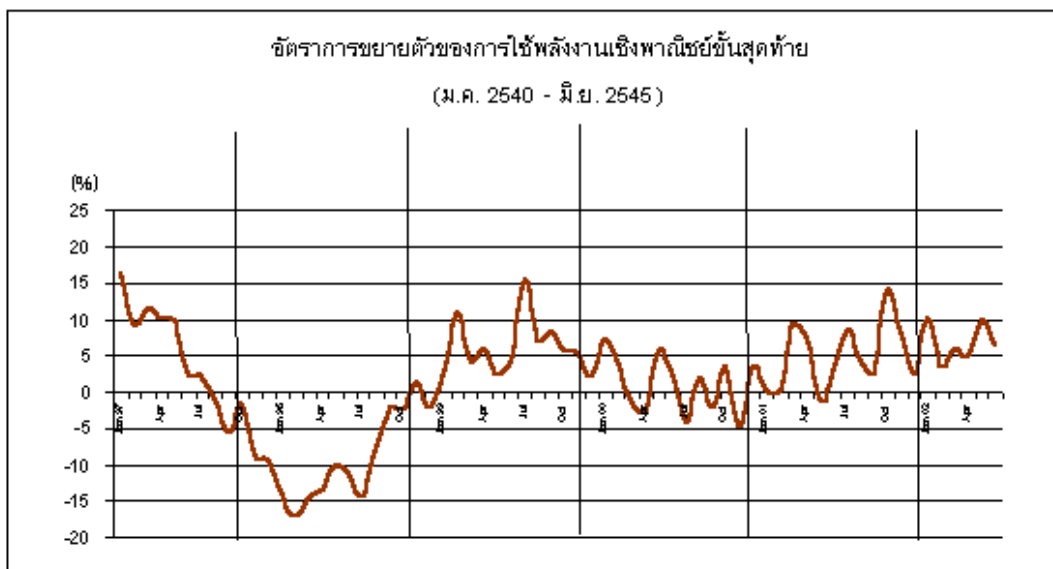
หน่วย : เทียบเท่าพันบาร์เรลน้ำมันดิบ/วัน

	2544	2545	
		ม.ค. - มิ.ย.	เปลี่ยนแปลง%
การใช้ ⁽²⁾	1,203.3	1,271.3	5.6
การผลิต	594.4	629.6	6.3
การนำเข้า (สุทธิ)	754.7	816.6	8.8
การเปลี่ยนแปลงสต็อก	38.0	47.5	
การใช้ที่ไม่เป็นพลังงาน (Non-Energy use)	107.6	127.3	21.3
การนำเข้า/การใช้ (%)	63.0	64.0	
อัตราการขยายตัวของเศรษฐกิจ (%)***	1.8	4.5	

1. พลังงานเชิงพาณิชย์ ประกอบด้วย น้ำมันดิบ ก๊าซธรรมชาติ คอนเดนเสท ผลิตภัณฑ์น้ำมันสำเร็จรูป ไฟฟ้าจากพลังน้ำและถ่านหิน/ลิแกไนต์
2. การใช้ไม่รวมการเปลี่ยนแปลงสต็อก และการใช้ที่ไม่เป็นพลังงาน (Non-Energy use) ได้แก่ การใช้ยางมะตอย NGL Condensate LPG และ Naptha เป็นวัตถุดิบ ในอุตสาหกรรมปิโตรเคมี

** ข้อมูลจากสำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ

การใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นสุดท้ายในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2545 เพิ่มขึ้น ร้อยละ 6.8 เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อน กล่าวคือ การใช้ลิแกไนต์เพิ่มขึ้นถึง ร้อยละ 31.8 ส่วนใหญ่เป็นการนำไปใช้ในอุตสาหกรรม การผลิตปูนซีเมนต์ ซึ่งขยายตัวสูงมากจากผลของมาตรการกระตุ้นอสังหาริมทรัพย์ของภาครัฐ ส่งผลให้ ธุรกิจ ก่อสร้างขยายตัวต่อเนื่อง การใช้ก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้นร้อยละ 12.2 การใช้ ถ่านหินนำเข้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 4.1 การใช้น้ำมันสำเร็จรูปและไฟฟ้าเพิ่มขึ้น 5.6 และ 5.2 ตามลำดับ



2. น้ำมันดิบ

การผลิต การผลิตน้ำมันดิบในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2545 เพิ่มขึ้นถึงร้อยละ 18.9 โดยมีปริมาณการผลิตอยู่ที่ระดับ 71 พันบาร์เรลต่อวัน แหล่งผลิตที่สำคัญได้แก่ แหล่งเบญจมาศ ผลิตได้ในระดับ 34 พันบาร์เรลต่อวัน หรือคิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 48 ของปริมาณการผลิตน้ำมันดิบในประเทศ แหล่งสิริกิติ์ ผลิตอยู่ที่ระดับ 20 พันบาร์เรลต่อวัน คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 29 ปริมาณการผลิตน้ำมันดิบในช่วง 6 เดือนแรกของปีนี้เพิ่มสูงขึ้นมาก สาเหตุสำคัญมาจากมีแหล่งผลิตใหม่เพิ่มขึ้นถึง 3 แหล่ง ได้แก่ แหล่งมะลิวัน ของบริษัท เชฟรอน ได้เริ่มทำการผลิตในเดือนมิถุนายน 2545 ปริมาณการผลิตอยู่ในระดับ 2 พันบาร์เรลต่อวัน แหล่งสังขาย ของบริษัท ปตท. สผ. เริ่มทำการผลิตในเดือนมิถุนายนเช่นเดียวกัน โดยผลิตได้ในระดับ 0.2 พันบาร์เรลต่อวัน แหล่งที่ 3 ได้แก่ แหล่งยะลา ซึ่งเป็นหนึ่งในโครงการ Big Oil Project ของบริษัท ยูโนแคล (ขณะนี้ได้ดำเนินการผลิต 4 แหล่ง ได้แก่ แหล่งปลาหมึก กะพง สุราษฎร์ และยะลา) โดยแหล่งยะลาได้เริ่มทำการผลิตในเดือนพฤษภาคม 2545 และผลิตได้เฉลี่ยในระดับ 5 พันบาร์เรลต่อวัน

ตารางที่ 2 การผลิตน้ำมันดิบแยกตามแหล่ง

หน่วย : บาร์เรล/วัน

แหล่ง	ผู้ผลิต	2544	2545 (ม.ค. - มิ.ย.)	
			ปริมาณ	สัดส่วน (%)
1. สิริกิติ์	Thai Shell	21,212	20,393	28.9
2. ปรีอกระเทียม	Thai Shell	92	0	0.0
3. หนองตุม	Thai Shell	253	0	0.0
4. วัดแดน	Thai Shell	11	0	0.0
5. ทานตะวัน	Chevron	7,938	6,202	8.8
6. เบญจมาศ	Chevron	28,906	33,693	47.8
7. มะลิวัน	Chevron	-	261	0.4
8. ฝาง	กรมการพลังงานทหาร	658	613	0.9

แหล่ง	ผู้ผลิต	2544	2545 (ม.ค. – มิ.ย.)	
			ปริมาณ	สัดส่วน (%)
9. หนึ่ง (กำแพงแสน) และ สอง (อุทอง)	ปตท. สผ. (BPเดิม)	597	488	0.7
10. สังขจาย	ปตท. สผ.	-	26	0.0
11. บึงหญ้าและบึงม่วง	SINO US Petroleum	902	839	1.2
12. วิเชียรบุรี	Pacific Tiger Energy	180	144	0.2
13 ศรีเทพ	Pacific Tiger Energy	16	14	0.0
14. นาสنون	Pacific Tiger Energy	0	3	0.0
15. ยูโนแคล	Unocal	1,149	7,825	11.1
รวม		61,914	70,501	100.0

หมายเหตุ ยูโนแคล ประกอบด้วย แหล่งปลาหมึก กะพง สุราษฎร์ และยะลา

การใช้ การใช้น้ำมันดิบเพื่อการกลั่นสำหรับ 6 เดือนแรกของปี 2545 อยู่ที่ระดับ 813 พันบาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 7.3 โรงกลั่นส่วนใหญ่มีการใช้น้ำมันดิบเพิ่มขึ้น ยกเว้นโรงกลั่นบางจากใช้น้ำมันดิบลดลงจาก 73 พันบาร์เรลต่อวัน เป็น 72 พันบาร์เรลต่อวัน โรงกลั่นเอสโซ่ ใช้น้ำมันดิบลดลงจาก 142 พันบาร์เรลต่อวัน เป็น 127 พันบาร์เรลต่อวัน เนื่องจากหยุดเพื่อซ่อมบำรุง 2 ช่วง คือ ระหว่าง 12-16 กุมภาพันธ์ และ 9-24 มีนาคม 2545 และโรงกลั่น บริษัท ระยองเพียวริฟายเออร์ จำกัด ใช้น้ำมันดิบลดลงจาก 11 พันบาร์เรลต่อวัน เป็น 6 พันบาร์เรลต่อวัน เนื่องจากหยุดซ่อมบำรุงระหว่าง 24 เมษายน – 14 มิถุนายน 2545

ตารางที่ 3 การจัดหาและการใช้น้ำมันดิบ

หน่วย : บาร์เรล/วัน

ปี	การจัดหา			*ใช้ในโรงกลั่น
	ผลิตภายในประเทศ	นำเข้า (สุทธิ)	รวม	
2540	27,463	728,758	756,221	767,460
2541	29,420	679,729	709,149	721,808
2542	34,006	698,896	732,902	741,956
2543	57,937	643,065	701,002	749,629
2544	61,914	678,211	740,125	756,013
2545 (ม.ค.-มิ.ย.)	70,501	694,782	765,283	812,926
การเปลี่ยนแปลง (%)				
2543	70.8	-8.1	-4.5	1.0
2544	6.9	5.2	5.4	0.8
2545 (ม.ค.-มิ.ย.)	18.9	3.1	4.4	7.3

* น้ำมันดิบ คอนเดนเสท และอื่นๆ

การนำเข้า เนื่องจากปริมาณการผลิตน้ำมันดิบของไทยมีสัดส่วนเพียงร้อยละ 9 ของความต้องการใช้ในประเทศ จึงต้องมีการนำเข้าน้ำมันดิบ โดยในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2545 ปริมาณการนำเข้าสุทธิมีจำนวน 695 พันบาร์เรลต่อวัน ส่วนใหญ่เป็นการนำเข้าจากตะวันออกกลาง คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 74 ที่เหลือนำเข้าจากตะวันออกไกล และจากแหล่งอื่นๆ คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 19 และร้อยละ 7 ตามลำดับ

การส่งออก ในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2545 ไทยส่งออกน้ำมันดิบเป็นปริมาณ 32 พันบาร์เรลต่อวัน จากแหล่งเบญจมาศและแหล่งทานตะวันของบริษัท Chevron ปริมาณการส่งออกเพิ่มขึ้นเพียงร้อยละ 1.0 เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปี 2544 คิดเป็นมูลค่าประมาณ 4,699 ล้านบาท ร้อยละ 72 ของปริมาณการส่งออก ทั้งหมดส่งไปยังประเทศสิงคโปร์ สาเหตุที่ต้องส่งออกน้ำมันดิบ เนื่องจากองค์ประกอบของน้ำมันดิบจาก 2 แหล่ง ข้างต้นมีสารโลหะหนัก (สารปรอท) ปนอยู่มาก ซึ่งไม่ตรงกับ Spec ที่โรงกลั่นภายในประเทศต้องการ เป็นผลให้ต้องส่งออกเกือบทั้งหมด

3. ก๊าซธรรมชาติ

การผลิต ปริมาณการผลิตก๊าซธรรมชาติในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2545 เพิ่มขึ้นร้อยละ 2.6 โดยผลิต อยู่ในระดับ 1,984 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 77 ของปริมาณที่ใช้ทั้งหมด โดยในเดือนพฤษภาคมนี้มีแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติแหล่งใหม่เพิ่มขึ้น ได้แก่ แหล่งยะลา ของบริษัทยูโนแคล ผลิตในระดับ 15 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน

ก๊าซธรรมชาติส่วนใหญ่ผลิตจากแหล่งในอ่าวไทย แหล่งผลิตที่สำคัญคือ แหล่งบงกช ผลิตอยู่ที่ระดับ 598 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน หรือคิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 30 ของปริมาณการผลิตภายในประเทศ รองลงมาได้แก่ เอราวัณ ฟูนานและจักรวาล ไพลิน และเบญจมาศ

ตารางที่ 4 การผลิตก๊าซธรรมชาติ

หน่วย : ล้านลูกบาศก์ฟุต/วัน

	ผู้ผลิต	2544	2545 (ม.ค. – มิ.ย.)	
			ปริมาณ	สัดส่วน (%)
แหล่งผลิตภายในประเทศ		1,900	1,984	77.4
แหล่งอ่าวไทย		1,783	1,867	72.8
เอราวัณ	Unocal	266	268	10.5
ไพลิน	Unocal	212	232	9.1
ฟูนานและจักรวาล	Unocal	199	240	9.4
สตูล	Unocal>	118	123	4.8
กะพงและปลาทอง	Unocal	48	30	1.2
อื่นๆ (8 แหล่ง)	Unocal	186	179	7.0
บงกช	PTT E&P	584	598	23.3
ทานตะวัน	Chevron	52	49	1.9
เบญจมาศ	Chevron	118	148	5.8
แหล่งบนบก		117	117	4.6

	ผู้ผลิต	2544	2545 (ม.ค. – มิ.ย.)	
			ปริมาณ	สัดส่วน (%)
น้ำพอง	Esso	60	60	2.3
สิริกิติ์	Thai Shell	57	57	2.2
แหล่งนำเข้า *		496	578	22.6
ยาดานา	สหภาพพม่า	377	419	16.3
เยตากุน	สหภาพพม่า	119	159	6.2
รวม		2,396	2,563	100.0

* ค่าความร้อนของก๊าซธรรมชาติจากพม่า = 1,000 btu/ลบ.ฟุต

การใช้ การใช้ก๊าซธรรมชาติในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2545 เพิ่มขึ้นร้อยละ 5.9 โดยปริมาณการใช้อยู่ที่ระดับ 2,563 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ประกอบด้วย การใช้ก๊าซธรรมชาติที่ผลิตในประเทศ 1,984 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน (ร้อยละ 77) ก๊าซธรรมชาตินำเข้า 578 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน (ร้อยละ 23) การใช้เพิ่มขึ้นในภาคการผลิตไฟฟ้าโดยเฉพาะโรงไฟฟ้าราชบุรีของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ใช้เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้นถึงร้อยละ 59.6 คือ เพิ่มขึ้นจากระดับ 56.6 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2544 เป็น 90.3 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2545 รวมทั้ง จากโครงการ IPP ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง ได้แก่ บริษัทผลิตไฟฟ้าราชบุรีโฮลดิ้ง จำกัด ได้รับโอนโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมชุดที่ 1 และ 2 จาก กฟผ. ในช่วงกลางเดือนเมษายน 2545 เป็นผลให้กำลังการผลิตติดตั้งเพิ่มขึ้นอีก 1,450 เมกะวัตต์ เป็น 2,920 เมกะวัตต์ และบ่อวินเพาเวอร์ดีเวลลอปเม้นท์ จำกัด ซึ่งมีกำลังการผลิตติดตั้ง 713 เมกะวัตต์ ได้เริ่มทดสอบการเดินเครื่องโดยได้จ่ายไฟเข้าระบบของ กฟผ. ตั้งแต่เดือนมกราคม 2545 และอีกส่วนหนึ่งเป็นการใช้ในภาคอุตสาหกรรม เพิ่มขึ้นร้อยละ 12 กล่าวคือ เพิ่มขึ้นจากระดับ 202 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน เป็น 226 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน

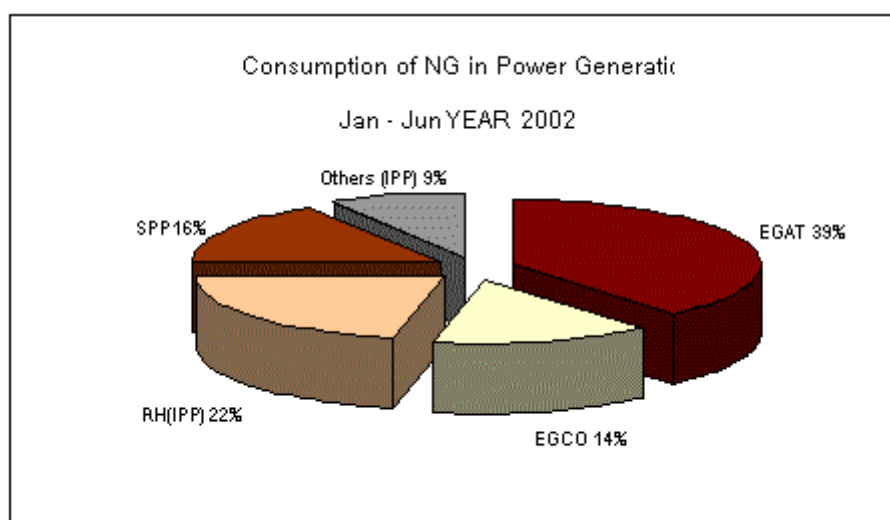
การนำเข้า ปริมาณการนำเข้าก๊าซธรรมชาติในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2545 สูงขึ้นร้อยละ 19.1 เมื่อ เทียบกับช่วงเดียวกันของปี 2544 คือ เพิ่มขึ้นจากระดับ 486 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน เป็น 578 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน เป็นการนำเข้าจากพม่า ประกอบด้วย แหล่งยาดานา จำนวน 419 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และเยตากุน จำนวน 159 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน เพื่อนำไปใช้ในการผลิตไฟฟ้าที่โรงไฟฟ้าราชบุรี และโรงไฟฟ้าวังน้อย

ตารางที่ 5 การจัดการและการใช้ก๊าซธรรมชาติ

หน่วย: ล้านลูกบาศก์ฟุต/วัน

ปี	การจัดการ			การใช้		
	การผลิต	การนำเข้า	รวม	ไฟฟ้า*	อุตสาหกรรมและอื่นๆ	รวม
2540	1,564	-	1,564	1,220	344	1,564
2541	1,698	2	1,700	1,345	355	1,700
2542	1,860	2	1,861	1,473	388	1,861
2543	1,948	164	2,113	1,606	507	2,113
2544	1,900	496	2,396	2,087	309	2,396
2545 (ม.ค. - มิ.ย.)	1,984	578	2,563	2,358	205	2,563
สัดส่วน (%)						
2543	92.2	7.8	100.0	76.0	24.0	100.0
2544	79.3	20.7	100.0	87.1	12.9	100.0
2545 (มค. - มิ.ย.)	77.4	22.6	100.0	92.0	8.0	100.0

*ใช้ใน EGAT, EGGO, ราชบุรี (IPP), IPP, SPP



4. ก๊าซธรรมชาติเหลว (NGL)

การผลิตก๊าซธรรมชาติเหลว ในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2545 มีปริมาณ 10,814 บาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 7.4 เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปี 2544 การใช้ในประเทศอยู่ที่ระดับ 7,893 บาร์เรลต่อวัน เป็นการใช้ในอุตสาหกรรมตัวทำละลาย (Solvent) ทั้งหมด อีกส่วนหนึ่งส่งออกไปจำหน่ายยังประเทศสิงคโปร์ เป็นจำนวน 1,084 บาร์เรลต่อวัน ปริมาณการส่งออกลดลงร้อยละ 33.8 เมื่อเทียบกับ 6 เดือนแรกของปีก่อน

ตารางที่ 6 การผลิต การส่งออกและการใช้ NGL

หน่วย : บาร์เรล/วัน

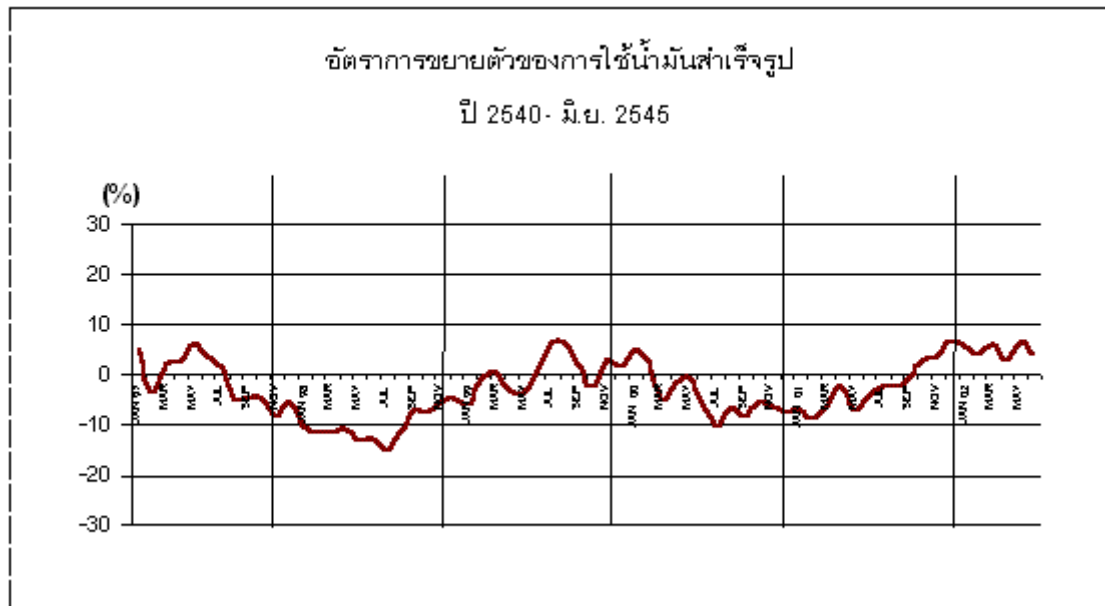
รายการ	2544	2545 (ม.ค. – มิ.ย.)		
		ปริมาณ	การเปลี่ยนแปลง (%)	สัดส่วน (%)
การผลิต	9,982	10,814	7.4	
การส่งออก	1,833	1,084	-33.8	
การใช้ภายในประเทศ	7,743	7,893	-6.5	100.0
- กลั่นน้ำมัน	941	-	-100.0	-
- SOLVENT	6,802	7,893	14.3	100.0

5. ผลิตภัณฑ์น้ำมันสำเร็จรูป

การผลิตน้ำมันสำเร็จรูปในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2545 เพิ่มขึ้นเพียงเล็กน้อย คือ ร้อยละ 0.7 เมื่อ เทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อน การผลิตน้ำมันสำเร็จรูปหลักเกือบทุกชนิดลดลง ยกเว้น น้ำมันดีเซล และน้ำมันเครื่องบิน ขณะที่ความต้องการใช้น้ำมันสำเร็จรูปเพิ่มขึ้นร้อยละ 4.7 กล่าวคือเพิ่มขึ้นทุกชนิด อย่างไรก็ตาม ปริมาณการผลิตน้ำมันสำเร็จรูปทุกชนิดยังคงสูงกว่าความต้องการใช้ภายในประเทศ เป็นผลให้ในช่วง 6 เดือนแรกของปีนี้มีการส่งออกน้ำมันสำเร็จรูปสุทธิเป็นจำนวน 76 พันบาร์เรลต่อวัน และเป็นการส่งออกน้ำมันสำเร็จรูปทุกชนิด

ตารางที่ 7 การผลิต การใช้ การนำเข้า และการส่งออกน้ำมันสำเร็จรูป ปี 2545 (ม.ค. – มิ.ย.)

	ปริมาณ (พันบาร์เรล/วัน)				การเปลี่ยนแปลง (%)			
	การใช้	การผลิต	นำเข้า	ส่งออก	การใช้	การผลิต	นำเข้า	ส่งออก
เบนซิน	124.8	144.8	5.2	21.6	7.1	-2.6	868.5	-30.0
เบนซินพิเศษ	50.9	68.2	0.2	17.0	-1.1	-10.3	-	-23.3
เบนซินธรรมดา	73.9	76.6	5.0	4.6	13.6	5.3	824.8	-46.9
ดีเซล	280.9	302.6	20.9	34.3	5.0	6.9	186.3	53.1
น้ำมันก๊าด	1.0	7.3	-	5.9	8.7	-11.0	-	-4.4
น้ำมันเครื่องบิน	65.3	76.0	1.7	8.5	2.0	7.0	3110.7	56.4
น้ำมันเตา	84.1	104.0	-	11.8	3.1	-11.0	-	-58.3
ก๊าซปิโตรเลียมเหลว*	65.3	98.8	-	21.8	3.6	-1.3	-	-15.5
รวม	621.4	733.5	27.9	103.9	4.7	0.7	253.0	-12.6



*ไม่รวมการใช้เพื่อเป็นวัตถุดิบ

น้ำมันเบนซิน

การผลิต การผลิตน้ำมันเบนซินในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2545 ลดลงร้อยละ 2.6 เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อน โดยการผลิตน้ำมันเบนซินธรรมดาเพิ่มขึ้นร้อยละ 5.3 ขณะที่การผลิตเบนซินพิเศษลดลงร้อยละ 10.3 ซึ่งเป็นไปในทิศทางเดียวกันกับสัดส่วนการใช้ แม้ว่าปริมาณการผลิตน้ำมันเบนซินจะลดลง แต่ก็ยังคงมีปริมาณสูงกว่าความต้องการใช้ในประเทศอยู่ 20 พันบาร์เรลต่อวัน

การใช้ ปริมาณการใช้ในช่วง 6 เดือนแรกของปีนี้อยู่ที่ระดับ 125 พันบาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้น ร้อยละ 7.1 เมื่อเทียบกับ 6 เดือนแรกของปี 2544 ทั้งนี้ ปริมาณการใช้เพิ่มขึ้นมากตั้งแต่ปลายไตรมาสที่ 4 ของปีก่อนต่อเนื่องมาถึงไตรมาสที่ 2 ของปีนี้ คาดว่าส่วนหนึ่งเป็นผลมาจากราคาน้ำมันที่ปรับตัวลดลงในช่วง ไตรมาสแรกของปีนี้ ประกอบกับภาวะเศรษฐกิจที่เริ่มมีแนวโน้มดีขึ้น สังเกตได้จากปริมาณการจำหน่ายรถยนต์ส่วนบุคคลและรถจักรยานยนต์ยังคงขยายตัวสูงขึ้น โดยเบนซินพิเศษมีการใช้ลดลงร้อยละ 1.1 ขณะที่เบนซินธรรมดามีการใช้เพิ่มขึ้นร้อยละ 13.6 ทั้งนี้เป็นผลมาจากการรณรงค์ให้มีการใช้น้ำมันที่มีค่าออกเทนให้เหมาะสมกับประเภทรถ ส่งผลให้มีการใช้น้ำมันเบนซินธรรมดา (ออกเทน 87 และ 91) เพิ่มขึ้น โดยสัดส่วนการใช้น้ำมันเบนซินธรรมดา เพิ่มขึ้นจากร้อยละ 56 ในปีก่อน มาอยู่ที่ร้อยละ 59 ในปีนี้

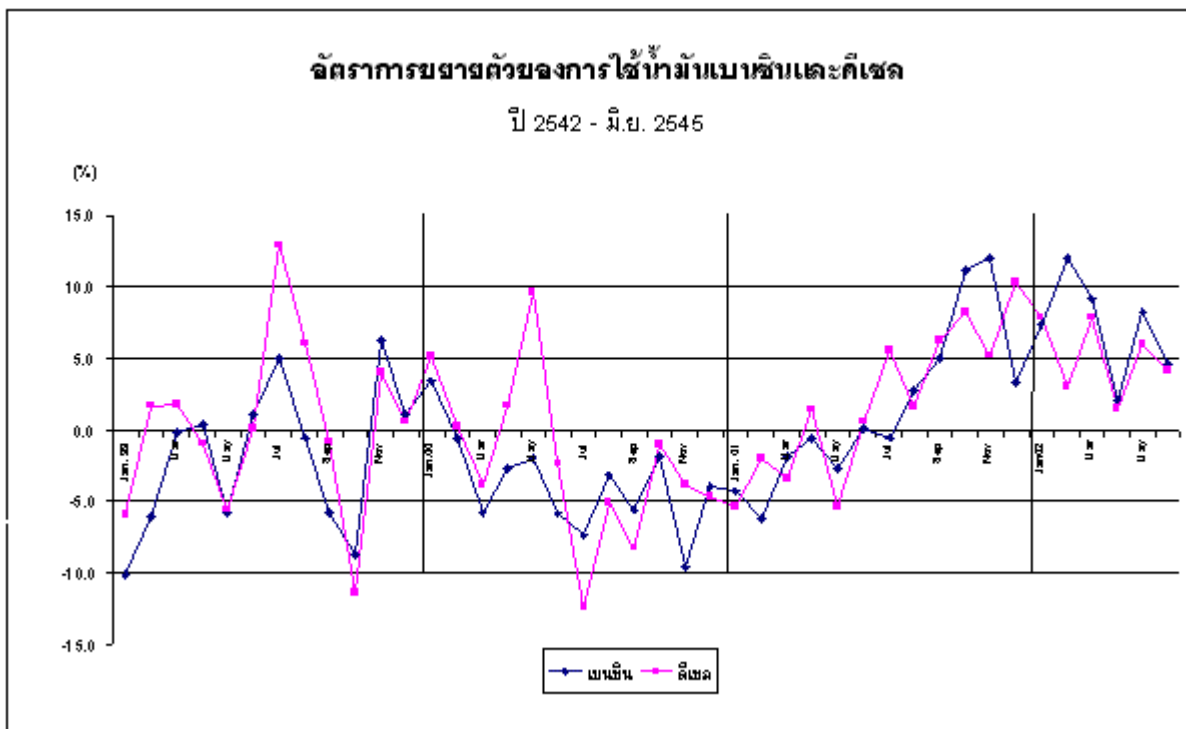
การนำเข้าและส่งออก ถึงแม้ว่าปริมาณการผลิตน้ำมันเบนซิน ยังคงสูงกว่าความต้องการใช้ภายในประเทศก็ตาม แต่ก็มี การนำเข้าน้ำมันเบนซินธรรมดา และเบนซินพิเศษ เป็นจำนวน 5.2 พันบาร์เรลต่อวัน ประกอบด้วย เบนซินพิเศษ 0.2 พันบาร์เรลต่อวัน เบนซินธรรมดา 5 พันบาร์เรลต่อวัน ขณะที่มีการส่งออก (เบนซินธรรมดา และเบนซินพิเศษ) เป็นจำนวน 21.6 พันบาร์เรลต่อวัน ส่งผลให้ส่งออก (สุทธิ) 16.4 พันบาร์เรลต่อวัน

น้ำมันดีเซล

การผลิต ในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2545 การผลิตน้ำมันดีเซลเพิ่มขึ้นร้อยละ 6.9 เมื่อเทียบกับ ช่วงเดียวกันของปี 2544 โดยปริมาณการผลิตอยู่ที่ระดับ 303 พันบาร์เรลต่อวัน ประกอบด้วย การผลิตน้ำมันดีเซลหมุนเร็ว 301 พันบาร์เรลต่อวัน และดีเซลหมุนช้า 2 พันบาร์เรลต่อวัน

การใช้ การใช้น้ำมันดีเซลได้เริ่มขยับตัวสูงขึ้น ตั้งแต่ช่วงไตรมาสที่ 4 ปีก่อน ต่อเนื่องมาถึง ไตรมาสแรกของปีนี้ และได้ปรับตัวลดลงในเดือนเมษายน 2545 อย่างไรก็ตาม ภาพรวมการใช้น้ำมันดีเซลในช่วง 6 เดือนแรกของปีนี้ เพิ่มขึ้นร้อยละ 5.0 กล่าวคือ ปริมาณการใช้อยู่ที่ระดับ 281 พันบาร์เรลต่อวัน สาเหตุส่วนหนึ่งมาจากราคาน้ำมันดีเซลที่ปรับตัวลดลง ประกอบกับภาวะเศรษฐกิจมีแนวโน้มดีขึ้น คุ้ได้จากอัตราการขยายตัวทางเศรษฐกิจในช่วง 6 เดือนแรกของปีนี้เพิ่มขึ้นร้อยละ 4.5 และปริมาณการจำหน่ายรถที่ใช้เพื่อการพาณิชย์ เพิ่มขึ้นถึงร้อยละ 32.8 อีกส่วนหนึ่งเป็นผลมาจากการนำไปใช้ทดสอบการเดินเครื่องของระบบ Combine Cycle ที่โรงไฟฟ้าราชบุรี ก่อนโอนให้บริษัทผลิตไฟฟ้าราชบุรี โฮลดิ้ง จำกัด

การนำเข้าและส่งออก การนำเข้าน้ำมันดีเซลในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2545 เพิ่มขึ้นมากจากระดับ 7 พันบาร์เรลต่อวัน ปีก่อนเป็น 21 พันบาร์เรลต่อวันในปีนี้เป็น การนำเข้าดีเซลหมุนเร็วทั้งหมด เช่นเดียวกับการส่งออกที่เพิ่มขึ้นจากระดับ 22 พันบาร์เรลต่อวัน ในช่วง 6 เดือนแรกของปีก่อน เป็น 34 พันบาร์เรลต่อวัน ในปีนี้ จึงมีปริมาณส่งออก (สุทธิ) จำนวน 13 พันบาร์เรลต่อวัน



น้ำมันเตา

การผลิต การผลิตน้ำมันเตาในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2545 ลดลงจากระดับ 117 พันบาร์เรลต่อวัน เป็น 104 พันบาร์เรลต่อวัน หรือลดลงร้อยละ 11.0 เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปี 2544 อย่างไรก็ตาม ปริมาณการผลิตยังคงสูงกว่าความต้องการใช้ภายในประเทศ

การใช้ ปริมาณการใช้อยู่ที่ระดับ 84 พันบาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 3.1 เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อน เป็นการเพิ่มขึ้นของการใช้ในภาคอุตสาหกรรมถึงร้อยละ 10.1 เนื่องจากเศรษฐกิจปรับตัวดีขึ้น ขณะที่การใช้เพื่อเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตกระแสไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ลดลง ร้อยละ 30.3 ตามนโยบายของรัฐบาลให้ลดการใช้น้ำมันเชื้อเพลิงในการผลิตกระแสไฟฟ้า โดยใช้ก๊าซธรรมชาติทดแทน

การนำเข้าและส่งออก เนื่องจากปริมาณการผลิตในประเทศยังคงสูงกว่าความต้องการใช้ จึงไม่มีการนำเข้าน้ำมันเตาตั้งแต่ปี 2544 มาจนถึง 6 เดือนแรกของปี 2545 ขณะที่ปริมาณการส่งออกอยู่ที่ระดับ 12 พันบาร์เรลต่อวัน

ตารางที่ 8 ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตกระแสไฟฟ้า

ชนิดของเชื้อเพลิง	2544	2545 (ม.ค. – มิ.ย.)	
		ปริมาณเชื้อเพลิง	การเปลี่ยนแปลง (%)
ก๊าซธรรมชาติ (ล้าน ลบฟ./วัน)	1,504	1,619	5.2
น้ำมันเตา (ล้านลิตร)	647	282	-30.3
ลิกไนต์ (พันตัน)	15,744	7,359	-2.1
ดีเซล (ล้านลิตร)	75	16	52.8

น้ำมันเครื่องบิน

การผลิตน้ำมันเครื่องบินในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2545 เพิ่มขึ้นถึงร้อยละ 7.0 เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปี 2544 การใช้เพิ่มขึ้นร้อยละ 2.0 ส่วนปริมาณการนำเข้าในปีเพิ่มขึ้นมาก กล่าวคือ เพิ่มขึ้นจากระดับ 0.1 พันบาร์เรลต่อวัน เป็น 1.7 พันบาร์เรลต่อวัน อย่างไรก็ตาม ในช่วง 6 เดือนแรกของปีมีการส่งออก น้ำมันเครื่องบินเป็นจำนวน 9 พันบาร์เรลต่อวัน เป็นผลให้มีการส่งออก (สุทธิ) จำนวน 7 พันบาร์เรลต่อวัน

ก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG)

การผลิต การผลิตก๊าซปิโตรเลียมเหลวในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2545 มีปริมาณ 99 พัน บาร์เรลต่อวัน ลดลงร้อยละ 1.3 แยกเป็นการผลิตจากโรงแยกก๊าซของ ปตท. (โรงที่ 1 – 4) คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 48 ที่เหลือร้อยละ 52 เป็นการผลิตจากโรงกลั่นน้ำมันและอื่นๆ ทั้งนี้ปริมาณการผลิตยังคงสูงกว่าความต้องการใช้ในประเทศ

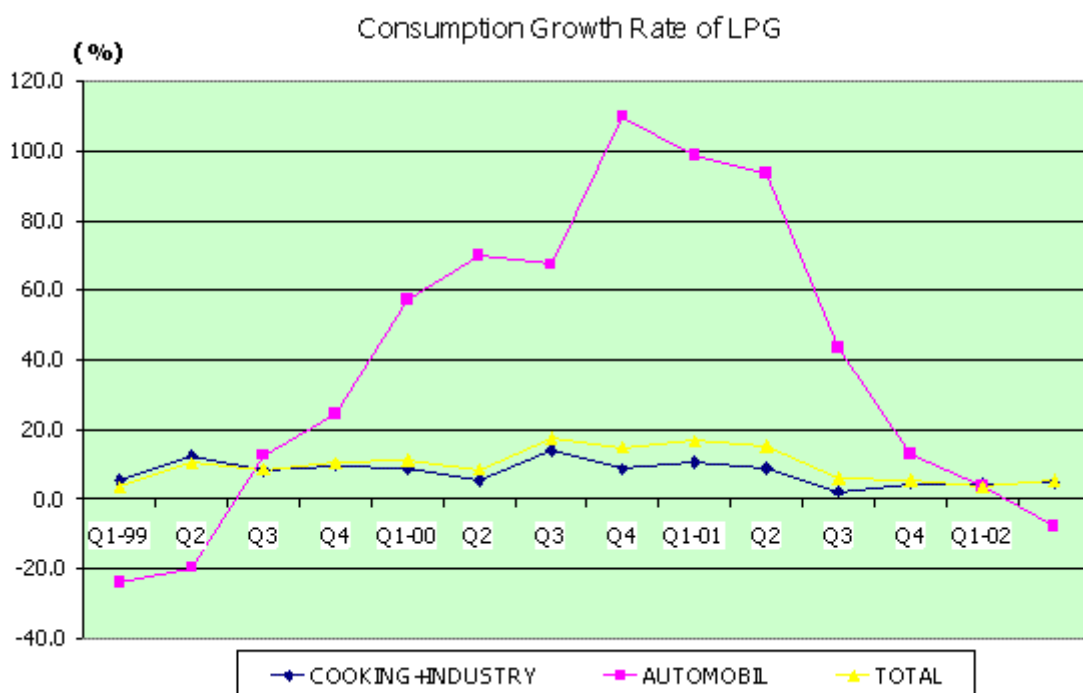
การใช้ ปริมาณการใช้ในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2545 เพิ่มขึ้นร้อยละ 3.3 โดยการใช้ อยู่ที่ระดับ 77 พันบาร์เรลต่อวัน แยกเป็นการใช้เป็นเชื้อเพลิง คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ

85 ของปริมาณการใช้ทั้งหมด และการใช้เป็นวัตถุดิบในอุตสาหกรรมปิโตรเคมี คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 15

การใช้เป็นเชื้อเพลิง ประกอบด้วย การใช้ครัวเรือน ในรถยนต์และในอุตสาหกรรม โดยการใช้ในครัวเรือน มีสัดส่วนสูงสุด กล่าวคือ ร้อยละ 70 ของปริมาณการใช้เป็นเชื้อเพลิง โดยมีปริมาณการใช้อยู่ที่ระดับ 46 พันบาร์เรลต่อวัน ที่เหลือเป็นการใช้ในอุตสาหกรรม และในรถยนต์ คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 19 และ 12 ตามลำดับ

เมื่อวิเคราะห์การใช้ในรถยนต์เป็นรายไตรมาส จะพบว่าการใช้ได้ชะลอตัวลงตั้งแต่ไตรมาสที่สามของปี 2544 ต่อเนื่องมาจนถึงไตรมาสที่ 2 ของปีนี้ ทั้งนี้ อัตราการขยายตัวในช่วงไตรมาสที่ 2 นี้ลดลงถึง ร้อยละ 7.8 สาเหตุส่วนหนึ่งเกิดจากการปรับราคาขายปลีก LPG เป็นผลให้ราคา LPG เพิ่มขึ้น อีกส่วนหนึ่งเกิดจากจำนวนรถแท็กซี่ที่เปลี่ยนมาใช้เชื้อเพลิง LPG เริ่มอึดตัว

สำหรับการใช้เป็นวัตถุดิบในอุตสาหกรรมปิโตรเคมีในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2545 มีปริมาณ 11 พันบาร์เรลต่อวัน ซึ่งใกล้เคียงกับปีก่อน หรือเพิ่มขึ้นเล็กน้อยเพียงร้อยละ 1.6



การนำเข้าและการส่งออก เนื่องจากประเทศไทย สามารถผลิตก๊าซปิโตรเลียมเหลว ได้มากกว่าความต้องการใช้ในประเทศ จึงไม่มีการนำเข้า ขณะที่มีการส่งออกอย่างต่อเนื่อง ไปยังประเทศในเอเชีย ได้แก่ จีน มีสัดส่วนสูงสุดคือร้อยละ 41 ของปริมาณการส่งออกทั้งหมด รองลงมาได้แก่ สิงคโปร์ เวียดนาม คิดเป็น สัดส่วนร้อยละ 30 และ 12 ตามลำดับ โดยในช่วง 6 เดือนแรกของปีนี้ส่งออกเป็นจำนวน 22 พันบาร์เรลต่อวัน

ตารางที่ 9 การใช้ LPG

หน่วย : พันบาร์เรลต่อวัน

	2544	2545 (ม.ค. – มิ.ย.)		
		ปริมาณ	สัดส่วน (%)	การเปลี่ยนแปลง (%)
ครัวเรือน	46	46	59.5	2.0
อุตสาหกรรม	11	12	15.8	15.4
รถยนต์	8	8	9.9	-2.4
อุตสาหกรรมปิโตรเคมี	12	11	14.8	1.6
รวม	77	77	100.0	3.3

6. ถ่านหิน/ลิกไนต์

การผลิต การผลิตลิกไนต์ในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2545 มีปริมาณ 10.1 ล้านตัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 12.4 เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปี 2544 แยกเป็นการผลิตจากเหมืองแม่เมาะและกระบี่ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิต แห่งประเทศไทย จำนวน 7.7 ล้านตัน หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 9.7 สัดส่วนการผลิตคิดเป็นร้อยละ 77 ของปริมาณการผลิตทั้งหมด ที่เหลือผลิตจากเหมืองเอกชน ปริมาณการผลิตอยู่ที่ระดับ 2.4 ล้านตัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 21.9 คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 23

การใช้ ปริมาณการใช้ลิกไนต์ในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2545 เพิ่มขึ้นร้อยละ 4.4 เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อน การใช้อยู่ที่ระดับ 9.7 ล้านตัน ประกอบด้วย การใช้ในภาคการผลิตไฟฟ้าของ กฟผ. คิดเป็นร้อยละ 76 ที่เหลือนำไปใช้ในภาคอุตสาหกรรมคิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 24 การใช้ในอุตสาหกรรมเพิ่มขึ้นถึง ร้อยละ 31.8 ทั้งนี้เนื่องจากการนำไปใช้ในอุตสาหกรรมผลิตปูนซีเมนต์ ที่ขยายตัวสูงมาก ตามการฟื้นตัวของ อสังหาริมทรัพย์ สำหรับการนำเข้าถ่านหินนำเข้าในภาคอุตสาหกรรม ลดลงร้อยละ 0.2 อย่างไรก็ตาม ภาพรวมการใช้ถ่านหิน/ลิกไนต์ในช่วง 6 เดือนแรกของปีนี้ ยังคงขยายตัวเพิ่มขึ้นร้อยละ 4.4

การนำเข้า ในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2545 ปริมาณการนำเข้าถ่านหินเพิ่มขึ้นร้อยละ 4.1 เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อน โดยนำเข้าเป็นจำนวน 2.5 ล้านตัน เพื่อนำไปใช้ในการผลิตกระแสไฟฟ้าในโครงการ SPP ประมาณ 1.2 ล้านตัน (ร้อยละ 48) และใช้ในภาคอุตสาหกรรม 1.3 ล้านตัน (ร้อยละ 52)

ตารางที่ 10 การผลิตและการใช้ลิแกไนต์/ ถ่านหิน

หน่วย : พันตัน

	2544	2545 (ม.ค. – มิ.ย.)		
		ปริมาณ	อัตราเพิ่ม (%)	สัดส่วน(%)
การผลิตลิแกไนต์	19,607	10,062	12.4	100.0
การไฟฟ้าฝ่ายผลิตฯ	15,447	7,705	9.7	76.6
เหมืองเอกชน	4,160	2,357	21.9	23.4
- บ้านปู	2,622	1,430	18.8	14.2
- ลานนา	979	434	-8.4	4.3
- อื่นๆ	559	493	92.6	4.9
การนำเข้าถ่านหิน	4,945	2,465	4.1	
Supply	24,552	12,527	10.6	
การใช้ลิแกไนต์	19,935	9,740	4.4	100.0
ผลิตกระแสไฟฟ้า	15,744	7,359	-2.1	75.6
อุตสาหกรรม	4,190	2,381	31.8	24.4
การใช้ถ่านหิน	4,945	2,465	4.1	100.0
ผลิตกระแสไฟฟ้า (SPP)	2,150	1,176	9.4	47.7
อุตสาหกรรม	2,795	1,289	-0.2	52.3
Demand	24,880	12,205	4.4	

7. ไฟฟ้า

กำลังการผลิตติดตั้ง กำลังการผลิตติดตั้งไฟฟ้าของ กฟผ. การรับซื้อจากเอกชน และไฟฟ้านำเข้าในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2545 มีจำนวน 24,094 เมกะวัตต์ โดยเป็นกำลังการผลิตติดตั้งของ กฟผ. 15,000 เมกะวัตต์ คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 62.3 รับซื้อจาก IPP 6,686 เมกะวัตต์ คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 27.7 จาก SPP 1,768 เมกะวัตต์ คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 7.3 และนำเข้าจาก สปป.ลาว และมาเลเซีย 640 เมกะวัตต์ คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 2.7

ตารางที่ 11 กำลังการผลิตติดตั้งไฟฟ้า

ณ มิถุนายน 2545

หน่วย : เมกะวัตต์

	กำลังการผลิตติดตั้ง	สัดส่วน (%)
การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.)	15,000	62.3
ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP)	6,686	27.7
ผู้ผลิตไฟฟ้าย่อย (SPP)	1,768	7.3
นำเข้า	640	2.7
รวม	24,094	100

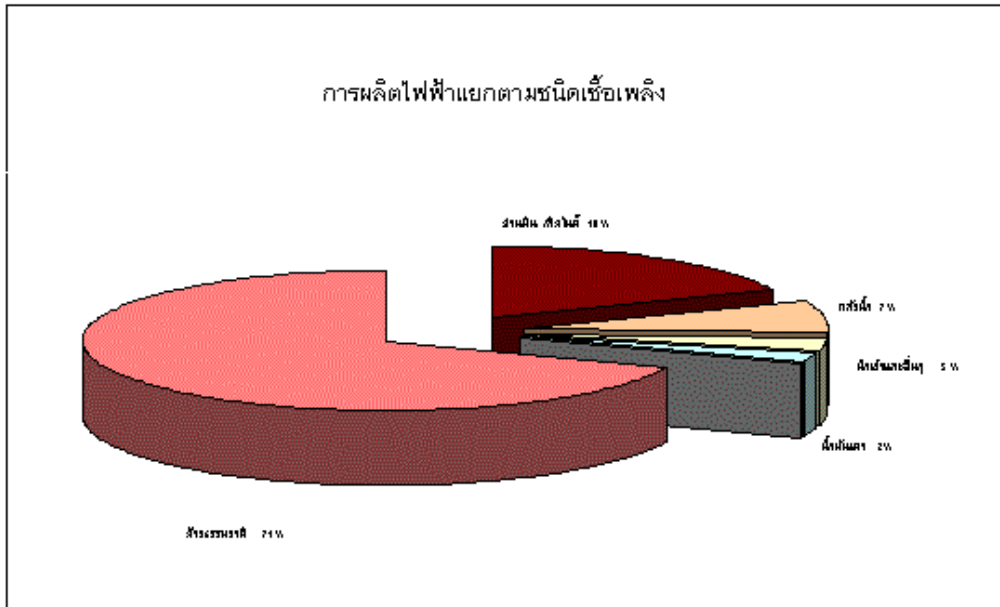
การผลิตพลังงานไฟฟ้า ปริมาณการผลิตพลังงานไฟฟ้าของประเทศในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2545 มีจำนวน 54,660 กิกะวัตต์ชั่วโมง เพิ่มขึ้นจากช่วงเดียวกันของปีก่อนร้อยละ 5.2 ประกอบด้วยการผลิตของ กฟผ. คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 62 ที่เหลือเป็นการรับซื้อจากเอกชน การนำเข้า และที่อื่นๆ คิดเป็นร้อยละ 38

ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดในช่วง 6 เดือนแรกนี้อยู่ในเดือนเมษายนที่ระดับ 16,681 กิกะวัตต์ สูงกว่าความต้องการไฟฟ้าสูงสุดของปี 2544 ซึ่งอยู่ที่ระดับ 16,126 กิกะวัตต์ เป็นผลให้มีค่าตัวประกอบการใช้ ไฟฟ้าเฉลี่ย (Load Factor) อยู่ที่ระดับร้อยละ 75.4 และมีอัตรากำลังผลิตสำรองไฟฟ้าต่ำสุด (Reserved Margin) อยู่ที่ระดับร้อยละ 27.5

ตารางที่ 12 ความต้องการไฟฟ้าและค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้า

ปี	ความต้องการไฟฟ้าสูงสุด (เมกะวัตต์)	ค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้า (ร้อยละ)	กำลังผลิตสำรองไฟฟ้าต่ำสุด (ร้อยละ)
2536	9,839	74.2	12.1
2537	11,064	74.3	13.6
2538	12,268	74.9	5.6
2539	13,311	75.1	8.6
2540	14,506	73.5	8.3
2541	14,180	73.4	20.1
2542	13,712	76.1	22.1
2543	14,918	75.2	22.0
2544	16,126	73.5	30.9
2545 (มค. - มิย.)	16,681	75.4	27.5

การผลิตพลังงานไฟฟ้า ประกอบด้วยพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจากแหล่งต่างๆ คือ จากก๊าซธรรมชาติ (รวม EGCO IPP และ SPP) จำนวน 38,626 กิกะวัตต์ชั่วโมง คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 71 จากถ่านหิน/ลิกไนต์ จำนวน 9,674 กิกะวัตต์ชั่วโมง คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 18 จากพลังน้ำ 3,634 กิกะวัตต์ชั่วโมง คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 7 จากน้ำมันเตา จำนวน 1,107 กิกะวัตต์ชั่วโมง คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 2 และจากแหล่งอื่นๆ รวมทั้งการ นำเข้าไฟฟ้าจากลาวและมาเลเซีย จำนวน 1,619 กิกะวัตต์ชั่วโมง คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 3



การผลิตพลังงานไฟฟ้าตามชนิดของเชื้อเพลิงที่สำคัญ พอสรุปได้ดังนี้

(ก) การผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ ในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2545 เพิ่มขึ้นจากช่วงเดียวกัน ของปี 2544 ร้อยละ 6.3 สาเหตุสำคัญเนื่องจากบริษัทผลิตไฟฟ้าราชบุรีโฮลดิ้ง จำกัด ได้รับโอนโรงไฟฟ้าราชบุรีพลังความร้อนร่วมชุดที่ 1 และชุดที่ 2 ซึ่งมีกำลังการผลิตติดตั้งรวม 1,450 เมกะวัตต์ จากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย เมื่อวันที่ 18 เมษายน 2545 ซึ่งใช้ ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า ส่งผลให้ปริมาณการผลิตไฟฟ้า จากก๊าซธรรมชาติ เพิ่มขึ้น ประกอบกับ บริษัท บ่อวินเพาเวอร์ตีเวลลอปเม้นท์ จำกัด มีกำลังการผลิตติดตั้ง 713 เมกะวัตต์ ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า ได้เริ่มทดลองจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบของ กฟผ. ตั้งแต่เดือนมกราคม 2545 เป็นต้นมา รวมทั้ง ผู้ผลิตไฟฟ้าย่อยเล็ก (SPP) ที่ใช้ ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงจ่ายไฟฟ้าเข้ามาเสริมในระบบ กฟผ. มากขึ้น อีกส่วนหนึ่งเป็นผลมาจากโรงไฟฟ้าราชบุรีของ กฟผ. ผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้นร้อยละ 3.7 เมื่อเทียบกับ 6 เดือนแรกของปี 2544

(ข) การผลิตไฟฟ้าจากถ่านหิน/ลิกไนต์ ลดลงร้อยละ 1.9 สาเหตุมาจากการผลิตไฟฟ้าของ กฟผ. ที่ใช้ลิกไนต์เป็นเชื้อเพลิงลดลงร้อยละ 2.1

(ค) การผลิตไฟฟ้าจากน้ำมันเตา ลดลงถึงร้อยละ 25.2 เมื่อเทียบกับ 6 เดือนแรกของปี 2544 เนื่องจากนโยบายของรัฐบาลให้ กฟผ. ลดการใช้ น้ำมันเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าและทดแทน โดยการใช้ก๊าซธรรมชาติ

(ง) การผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำ เพิ่มขึ้นร้อยละ 10.4 เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อน

(จ) การผลิตไฟฟ้าจากน้ำมันดีเซล เพิ่มขึ้นร้อยละ 34.4 เมื่อเทียบกับ 6 เดือนแรกของปี 2544 เนื่องจากตั้งแต่ช่วงกลางปี 2544 มาจนถึงไตรมาสแรกของปี 2545

กฟผ. ได้ทำการทดสอบ การเดินเครื่องในระบบ Combine Cycle โดยใช้น้ำมันดีเซล ที่โรงไฟฟ้าราชบุรี ก่อนโอนให้ บริษัทผลิตไฟฟ้าราชบุรี โฮลดิ้ง จำกัด

(จ) การนำเข้าไฟฟ้าจาก สปป. ลาว และมาเลเซียในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2545 ลดลงร้อยละ 1.5 เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปี 2544

การใช้ไฟฟ้า

ปริมาณการใช้ไฟฟ้าในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2545 อยู่ระดับที่ 48,542 กิกะวัตต์ ชั่วโมง เพิ่มขึ้นจาก 6 เดือนแรกของปี 2544 ร้อยละ 5.1 โดยสาขาธุรกิจและสาขาอุตสาหกรรม ใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 5.3 และ 5.9ตามลำดับ ขณะที่บ้านอยู่อาศัย เพิ่มขึ้นร้อยละ 3.1 ส่วนภาคเกษตร เพิ่มขึ้นร้อยละ 9.8 และ ลูกค้านอก กฟผ. เพิ่มขึ้น ร้อยละ 8.7

การใช้ไฟฟ้าในเขตนครหลวง ขยายตัวเพิ่มขึ้นร้อยละ 3.2 เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกัน ของปี 2544 การใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นทุกสาขา กล่าวคือ สาขาธุรกิจและสาขา อุตสาหกรรม มีการใช้ไฟฟ้า 5,962 กิกะวัตต์ ชั่วโมง และ 6,753 กิกะวัตต์ ชั่วโมง ตามลำดับ หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 3.8 สำหรับประเภทบ้านและที่อยู่อาศัย มีการใช้ไฟฟ้า 3,832 กิกะวัตต์ ชั่วโมง เพิ่มขึ้นร้อยละ 1.9

การใช้ไฟฟ้าในเขตภูมิภาค ในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2545 เพิ่มขึ้นร้อยละ 6.2 เมื่อ เทียบกับ ช่วงเดียวกันของปีก่อน โดยสาขาธุรกิจและสาขาอุตสาหกรรม มีการใช้ ไฟฟ้าอยู่ในระดับ 5,601 กิกะวัตต์ ชั่วโมง และ 15,051 กิกะวัตต์ ชั่วโมง ตามลำดับ หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 6.9 ส่วนการใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านและที่อยู่อาศัย มีการใช้ไฟฟ้า 7,089 กิกะวัตต์ ชั่วโมง เพิ่มขึ้นร้อยละ 3.8

ในส่วนลูกค้านอกของ กฟผ. ความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2545 อยู่ในระดับ 965 กิกะวัตต์ ชั่วโมง เพิ่มขึ้นจากช่วงเดียวกันของปี 2544 ร้อยละ 8.7

ตารางที่ 13 การจำหน่ายไฟฟ้าแยกตามประเภทผู้ใช้

หน่วย : กิกะวัตต์-ชั่วโมง

	2544	2545 (มค. - มิย.)	
		ปริมาณ	เปลี่ยนแปลง (%)
การใช้ไฟฟ้าในเขตนครหลวง			
บ้านและที่อยู่อาศัย	7,286	3,832	1.9
ธุรกิจ	11,502	5,962	3.8
อุตสาหกรรม	13,028	6,753	3.8
อื่นๆ	1,872	947	1.3
รวม	33,688	17,494	3.2
การใช้ไฟฟ้าในเขตภูมิภาค			
บ้านและที่อยู่อาศัย	13,882	7,089	3.8
ธุรกิจ	10,627	5,601	6.9

	2544	2545 (ม.ค. - มิ.ย.)	
		ปริมาณ	เปลี่ยนแปลง (%)
อุตสาหกรรม	28,559	15,051	6.9
เกษตรกรรม	179	121	9.8
อื่นๆ	4,214	2,221	6.9
รวม	57,461	30,083	6.2
ลูกค้าตรง กฟผ	1,717	965	8.7
รวมทั้งสิ้น	92,866	48,542	5.1

8. รายได้สรรพสามิตและฐานะกองทุนน้ำมัน

รายได้ภาษีสรรพสามิตจากน้ำมันสำเร็จรูป ในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2545 มีจำนวนประมาณ 34,047 ล้านบาท เพิ่มขึ้นจากช่วงเดียวกันของปีก่อน 878 ล้านบาท เมื่อพิจารณา รายรับ รายจ่ายของกองทุนฯ ในช่วงเดือน ม.ค. - มิ.ย. จะเห็นว่ากองทุนฯ มีรายรับ เป็นผลให้ฐานะกองทุนติดลบลดลงจาก 10,351 ล้านบาท เมื่อสิ้นเดือนธันวาคม 2544 เป็นติดลบ 7,141 ล้านบาท ณ สิ้นเดือนมิถุนายน 2545 นี้

ตารางที่ 14 รายได้ภาษีสรรพสามิตและฐานะกองทุน

หน่วย : ล้านบาท

ณ สิ้นปี	ฐานะกองทุนน้ำมัน	รายรับ (รายจ่าย)	ภาษีสรรพสามิต
2535	1,930	(4,717)	40,693
2536	78	(1,852)	44,717
2537	-732	(810)	46,969
2538	-1,116	(384)	54,838
2539	787	1,903	58,899
2540	235	(552)	64,768
2541	4,606	4,371	66,139
2542	4,418	(187)	65,076
2543	-4,673	(9,091)	65,026
2544	-10,351	(5,678)	65,602
2545 ณ สิ้นเดือน มิ.ย.	-7,141	3,210	34,047

9. ประมาณการความต้องการพลังงาน ของประเทศไทย ในช่วง 9 เดือนแรกของปี 2545

จากภาวะเศรษฐกิจของประเทศ ที่เริ่มฟื้นตัวตั้งแต่ไตรมาสที่ 4 ของปี 2544 โดยขยายตัวร้อยละ 2.1 และได้ขยายตัวต่อเนื่องมาจนถึงไตรมาสแรกและไตรมาสที่ 2 ของปี 2545 กล่าวคือขยายตัวร้อยละ 3.9 และ 5.1 ตามลำดับ ประกอบกับ ดัชนีผลผลิตอุตสาหกรรมในช่วง 6 เดือนแรกของปีนี้ ขยายตัวร้อยละ 6.1 ส่งผลให้ความต้องการใช้พลังงานเชิงพาณิชย์เพิ่มมากขึ้น ประมาณว่าความต้องการพลังงานเชิง

พาณิชย์ของประเทศจะเพิ่มขึ้นร้อยละ 6.1 ในช่วง 9 เดือนแรกของปีนี้ รายละเอียดพอสรุปได้ดังนี้

- ความต้องการใช้น้ำมันสำเร็จรูป คาดว่าจะเพิ่มขึ้นร้อยละ 5.6 โดยความต้องการใช้เพิ่มขึ้นทุกชนิด ยกเว้น การใช้น้ำมันดีเซลและน้ำมันเตาในภาคการผลิตไฟฟ้าที่การใช้ลดลง ส่วนการใช้น้ำมันเบนซินในช่วง 9 เดือนแรกนี้ คาดว่าจะเพิ่มขึ้นเนื่องจากปริมาณการจำหน่ายรถยนต์และรถจักรยานยนต์ยังคงเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง

- ความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติ เพิ่มขึ้นร้อยละ 7.1 เป็นการเพิ่มขึ้นในภาคการผลิตไฟฟ้า โดยเฉพาะในส่วนของผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP) ได้แก่ โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมราชบุรีของบริษัทผลิตไฟฟ้าราชบุรีโฮลดิ้ง จำกัด ได้รับโอนจาก กฟผ. เรียบร้อยแล้ว และโรงไฟฟ้าบอวินได้เริ่มทดลองจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบของ กฟผ. ตั้งแต่ต้นปีนี้

- ความต้องการใช้ถ่านหิน/ลิกไนต์ ในช่วง 9 เดือนแรกของปี 2545 เพิ่มขึ้นร้อยละ 4.6 เมื่อเทียบกับช่วงเวลาเดียวกันของปี 2544 เป็นการเพิ่มขึ้นในภาคอุตสาหกรรม ส่วนการใช้ในภาคการผลิตไฟฟ้าจะลดลง สาเหตุที่การใช้ในภาคอุตสาหกรรมเพิ่มขึ้น เนื่องจากการฟื้นตัวของภาคอสังหาริมทรัพย์ส่งผลให้มีความต้องการใช้ปูนซีเมนต์สูงขึ้นมา จึงเป็นผลให้มีการใช้ลิกไนต์ในการผลิตปูนซีเมนต์ เพิ่มขึ้นมาก ส่วนความต้องการใช้ถ่านหินนำเข้าในช่วง 9 เดือนแรกของปี 2545 เพิ่มขึ้นร้อยละ 4.9 เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปี 2544 ประมาณเกือบครึ่งหนึ่งของถ่านหินนำเข้าใช้ในการผลิตไฟฟ้า ของผู้ผลิตไฟฟ้าย่อยเล็ก (SPP) มีแนวโน้มว่าการใช้ถ่านหินในภาคอุตสาหกรรมจะชะลอลดตัวลง อย่างไรก็ตาม ภาพรวมการใช้ถ่านหิน/ลิกไนต์ในช่วง 9 เดือนแรกของปี 2545 จะเพิ่มขึ้นร้อยละ 4.6 เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปี 2544

ตารางที่ 15 ประมาณการความต้องการพลังงานเชิงพาณิชย์ในช่วง 9 เดือนแรกของปี 2545

Commercial Primary Energy Consumption			
Barrel per Day (Crude Oil Equivalent)	2001 (Jan-Sep)	2002 (Jan-Sep)	Growth (%)
Petroleum Products	558,974	590,421	5.6
Natural Gas	446,329	477,866	7.1
Power	374,836	404,997	8.0
Industries & GSP	71,493	72,869	1.9
Lignite & Coal	174,096	182,026	4.6
Power	106,174	103,478	-2.5
Industries	67,922	78,548	15.6
Hydro & Import Elec.	34,251	37,236	8.7
Total	1,213,650	1,287,549	6.1



สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

วารสารนโยบายพลังงาน ฉบับที่ 57 กรกฎาคม-กันยายน 2545