



# National Energy Policy Office NEPO Journal วารสารนโยบายพลังงาน

## ฉบับที่ 53 กรกฎาคม-กันยายน 2544



### บก. แกลง

สวัสดีครับ สมาชิกท่านผู้อ่านวารสารนโยบายพลังงาน ฉบับนี้เป็นฉบับไตรมาสที่ 3 ปี 2544 เหตุการณ์การก่อการร้าย ที่ตึกเวิลด์เทรดเซ็นเตอร์ สหรัฐอเมริกา เมื่อวันที่ 11 กันยายน 2544 ที่ผ่านมาได้สร้างความสะเทือนใจต่อชาวโลกอย่างยิ่ง ซ้ำยังจุดเศรษฐกิจโลก ที่ชะลอตัวอยู่แล้ว ให้เลวร้ายเข้าไปอีก เหตุการณ์ในครั้งนี้ทำให้หลายๆ คน คาดการณ์ว่า ราคาน้ำมันจะต้องถีบตัวสูงขึ้นไปอีก แต่งานนี้ก็ต้องชมเชย OPEC ที่ประกาศไม่ลดระดับ ปริมาณการผลิต ทำให้สถานการณ์ราคาน้ำมันในตลาดโลก ที่ที่แรกคาดว่าจะสูงขึ้น กลับปรับตัว ลดลงตามกลไกตลาด ซึ่งมีการคาดการณ์กันว่า การใช้ น้ำมันจะลดลง จากเศรษฐกิจที่ คาดว่า จะชะลอตัวลง ทำให้ ราคาน้ำมันขายปลีกในประเทศ ได้ปรับลดลงหลายครั้ง

เหตุการณ์ก่อการร้าย ที่ประเทศสหรัฐอเมริกา ที่เกิดขึ้น รัฐบาล

ได้เตรียมมาตรการหลายอย่าง เพื่อรองรับสถานการณ์ เช่น การสำรองน้ำมันของประเทศ เพิ่มเติม การเจรจาปรับลดการซื้อพลังงาน จากแหล่งต่าง ๆ เป็นต้น ส่วน สพข. ก็มีโครงการร่วมกับ กฟน. และ กฟผ. การลดค่าไฟฟ้าตามโครงการประหยัดไฟกำไร 2 ต่อ ซึ่งจะปรากฏในใบแจ้งหนี้ ค่าไฟฟ้า เดือนกันยายน และมาตรการให้ประชาชน ประหยัดพลังงาน อย่างต่อเนื่อง

ในส่วนเนื้อหา ของวารสาร นโยบายพลังงาน ฉบับนี้ได้ รวบรวม บทความต่างๆ เช่น การลดค่าไฟฟ้า จากการลดค่า ก๊าซธรรมชาติ และติดตาม สถานการณ์ ราคาน้ำมัน เชื้อเพลิง ในช่วงที่ผ่านมา ใครที่สนใจเรื่องใด ติดตามเรื่อง ที่น่าสนใจได้ในเล่มครับ

#### บรรณาธิการ

- อัตราค่าไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ที่ใช้พลังงานหมุนเวียน
- ข้อร้องเรียนของเครือข่ายคณะทำงานตรวจสอบค่าเอฟที
- ผลการพิจารณาของคณะกรรมการศึกษาโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า และอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (Ft)
- การลดค่าไฟฟ้าจากการลดค่าก๊าซธรรมชาติ
- แผนการลงทุนของการไฟฟ้านครหลวง ในช่วงปีงบประมาณ 2545 - 2550
- ความคืบหน้าการดำเนินโครงการจำหน่ายน้ำมันเชื้อเพลิง สำหรับชาวประมง ในเขตต่อเนื่อง
- การปรับราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลว
- สถานการณ์ราคาน้ำมันเชื้อเพลิง
- สถานการณ์พลังงานในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2544
- การ์ตูนพลังงาน



ไปวารสารฉบับที่ 52



กลับหน้าวารสารหลัก



ไปวารสารฉบับที่ 54

ต้องการแสดงข้อคิดเห็น โปรดคลิกเพื่อส่ง E-mail ถึงบรรณาธิการ ได้ที่นี่



สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ  
ตุลาคม 2544

# อัตราค่าไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ที่ใช้พลังงานหมุนเวียน

คณะรัฐมนตรี มีมติเมื่อวันที่ 10 กรกฎาคม 2544 เห็นชอบหลักการกำหนด อัตรารับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ที่ใช้พลังงานหมุนเวียนเป็นเชื้อเพลิง โดยอ้างอิงราคาก๊าซธรรมชาติแทนการอ้างอิงราคาน้ำมันเตา อัตรารับซื้อไฟฟ้าตามหลักเกณฑ์ใหม่นี้ มีผลบังคับใช้กับ SPP ที่จะขอรับการสนับสนุนจากกองทุน เพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน ตามโครงการส่งเสริมผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่ใช้พลังงานหมุนเวียน SPP ที่ใช้พลังงานหมุนเวียนประเภท Firm โครงการใหม่ และ SPP ประเภท Non-Firm ที่จะยื่นขอขายไฟฟ้าใหม่กับ กฟผ.

## 1. ความเป็นมา

1.1 การไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง โดยความเห็นชอบของคณะรัฐมนตรีเมื่อวันที่ 17 มีนาคม 2535 ได้ออกระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตรายเล็ก และการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ได้ประกาศการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตรายเล็ก (Small Power Producers : SPP) งวดที่ 1 เมื่อวันที่ 30 มีนาคม 2535 โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อให้ กฟผ. สามารถรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ที่ผลิตไฟฟ้าโดยใช้พลังงานนอกกรอบแบบ กากหรือเศษวัสดุเหลือใช้เป็นเชื้อเพลิง และการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ Cogeneration อันเป็นการใช้พลังงานนอกกรอบแบบและต้นพลังงานพลอยได้ในประเทศให้เกิดประโยชน์มากยิ่งขึ้น อีกทั้งเป็นการช่วยแบ่งเบาภาระทางด้านการลงทุนของรัฐในระบบการผลิตและระบบจำหน่ายไฟฟ้า

1.2 ตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตรายเล็ก ได้กำหนดโครงสร้างราคาซื้อไฟฟ้าจาก SPP โดยใช้หลักการต้นทุนที่หลีกเลี่ยงได้ (Avoided Cost) กล่าวคือ SPP ที่ขายไฟฟ้าในลักษณะสัญญา Firm ที่มีระยะเวลาสัญญามากกว่า 5 ถึง 25 ปี จะได้รับค่าพลังไฟฟ้า (Capacity Payment) และค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment) ซึ่งกำหนดจากค่าลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้า ค่าเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า ค่าดำเนินการและค่าบำรุงรักษา ที่ กฟผ. สามารถหลีกเลี่ยงได้ในอนาคต (Long Run Avoided Cost) สำหรับ SPP ที่ขายไฟฟ้าในลักษณะสัญญา Non-Firm และ SPP ประเภทสัญญา Firm ที่มีระยะเวลาสัญญาน้อยกว่า 5 ปี จะได้รับเฉพาะค่าพลังงานไฟฟ้า ค่าดำเนินการและค่าบำรุงรักษาของโรงไฟฟ้าที่ กฟผ. สามารถหลีกเลี่ยงได้ในระยะสั้น (Short Run Avoided Energy Cost)

### 1.3 ราคาซื้อไฟฟ้าจาก SPP ในปัจจุบัน

(1) โครงสร้างราคาซื้อไฟฟ้าจาก SPP ประเภทสัญญา Firm จะแตกต่างกันตามประเภทเชื้อเพลิง คือ ก๊าซธรรมชาติ ถ่านหิน และน้ำมันเตา โดย SPP ที่ใช้พลังงาน

นอกรูปแบบเป็นเชื้อเพลิง ราคาซื้อไฟฟ้าเป็นไปตามโครงสร้างราคาซื้อจาก SPP ที่ใช้น้ำมันเตาเป็นเชื้อเพลิง

(2) โครงสร้างราคาซื้อไฟฟ้าจาก SPP ประเภท Non-Firm กำหนดค่าพลังงานไฟฟ้ารับซื้อฐานเท่ากับ 0.87 บาทต่อหน่วย ซึ่งกำหนดจากต้นทุนที่สามารถหลีกเลี่ยงได้ในระยะสั้นของโรงไฟฟ้า กฟผ. ที่ใช้น้ำมันเตาเป็นเชื้อเพลิงในปี 2534 ทั้งนี้ ค่าไฟฟ้าจะเปลี่ยนแปลงเมื่อราคาน้ำมันเตาที่ กฟผ. รับซื้อเปลี่ยนแปลงจากราคาฐาน (2.7681 บาทต่อลิตร) เกินกว่า 5 สตางค์

1.4 การกำหนดราคาซื้อไฟฟ้าจาก SPP ในลักษณะดังกล่าว เมื่อราคาน้ำมันเตาในตลาดโลกปรับตัวสูงขึ้น กล่าวคือ ราคาน้ำมันเตาเฉลี่ยปี 2543 เท่ากับ 25.32 เหรียญสหรัฐต่อบาเรล ได้ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากปี 2542 ประมาณ 16.13 เหรียญสหรัฐต่อบาเรล ส่งผลให้ราคาซื้อไฟฟ้าเฉลี่ยจาก SPP ประเภท Non-Firm สูงกว่าราคาซื้อไฟฟ้าเฉลี่ยจาก SPP ประเภทสัญญา Firm (เฉลี่ยทุกชนิดเชื้อเพลิง) แสดงให้เห็นว่าสูตรการคิดค่าไฟฟ้าที่ใช้ในขณะนั้นไม่เหมาะสมกับสภาพการณ์ในปัจจุบัน นอกจากนี้ ต้นทุนที่หลีกเลี่ยงได้ของ กฟผ. ทั้งในระยะสั้น (ปี 2544-2553) และระยะยาว (ตั้งแต่ปี 2554 เป็นต้นไป) จะเป็นการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติเป็นส่วนใหญ่ด้วย

### ราคาซื้อไฟฟ้าจาก SPP (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)

|         | ปริมาณ<br>(ล้านหน่วย) | มูลค่า<br>(ล้านบาท) | Firm        | Non-Firm    | ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย |
|---------|-----------------------|---------------------|-------------|-------------|----------------|
| ปี 2537 | 13                    | 13                  | -           | 1.01        | 1.01           |
| ปี 2538 | 261                   | 308                 | 1.32        | 1.16        | 1.18           |
| ปี 2539 | 1,229                 | 1,557               | 1.32        | 1.14        | 1.27           |
| ปี 2540 | 2,152                 | 3,185               | 1.51        | 1.36        | 1.48           |
| ปี 2541 | 3,109                 | 5,431               | 1.84        | 1.30        | 1.75           |
| ปี 2542 | 7,002                 | 11,903              | 1.72        | 1.23        | 1.70           |
| ปี 2543 | 10,004                | 17,357              | 1.72        | 2.01        | 1.74           |
| เฉลี่ย  | <b>23,770</b>         | <b>39,754</b>       | <b>1.70</b> | <b>1.38</b> | <b>1.67</b>    |

## 2. การปรับปรุงอัตราค่าไฟฟ้ารับซื้อจาก SPP ที่ใช้พลังงานหมุนเวียน

2.1 เพื่อให้ราคาซื้อไฟฟ้าสำหรับ SPP ที่ใช้พลังงานหมุนเวียน สอดคล้องกับสถานการณ์ราคาเชื้อเพลิง และต้นทุนที่หลีกเลี่ยงได้ของโรงไฟฟ้า กฟผ. ที่เปลี่ยนแปลงไป มีหลักการในการปรับโครงสร้างราคาซื้อไฟฟ้าจาก SPP ใหม่ ดังนี้

2.1.1 กำหนดอัตราค่าไฟฟ้ารับซื้อจาก SPP ประเภท Non-Firm โดยเปลี่ยนจากการอ้างอิงราคาน้ำมันเตาเป็นอ้างอิงราคาก๊าซธรรมชาติ โดยอัตราค่าไฟฟ้ารับซื้อใหม่จะคำนวณจากราคาก๊าซธรรมชาติ และอัตราความสิ้นเปลืองเชื้อเพลิงเฉลี่ย (Average Heat Rate) จากการคิด Short Run Marginal Cost ระหว่างปี 2544-2553 รวมกับ

ค่าใช้จ่ายในการเดินเครื่องและบำรุงรักษา (O&M) การชดเชยอัตราภาษีเงินได้ (Tax) และอัตราความสูญเสียในสายส่งและสถานีไฟฟ้าแรงสูง (Loss)

2.1.2 กำหนดอัตราค่าไฟฟ้ารับซื้อจาก SPP ประเภท Firm ที่ใช้พลังงานหมุนเวียน ดังนี้

1. ค่าพลังไฟฟ้า กำหนดตามโครงสร้างราคาของ SPP ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติ เป็นเชื้อเพลิง ที่กำหนดในประกาศอัตราซื้อไฟฟ้าจาก SPP ใน ปัจจุบัน
2. ค่าพลังงานไฟฟ้า กำหนดตามค่าเชื้อเพลิงของโรงไฟฟ้า ที่ใช้ ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง โดยกำหนดอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าฐาน เท่ากับ 0.85 บาทต่อหน่วย ตามประกาศอัตราซื้อไฟฟ้าจาก SPP ใน ปัจจุบัน

2.2 คณะอนุกรรมการประสานการดำเนินงานในอนาคตของการไฟฟ้า ซึ่งมีเลขาธิการ คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติเป็นประธาน ประกอบด้วย ผู้แทนจาก สำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ (สศช.) สำนักงาน ปลัดสำนักนายกรัฐมนตรี สำนักงานเศรษฐกิจการคลัง กรมบัญชีกลาง และการไฟฟ้า ทั้ง 3 แห่ง ในการประชุมครั้งที่ 1/2544 (ครั้งที่ 37) เมื่อวันที่ 6 กุมภาพันธ์ 2544 ได้ พิจารณาเรื่องอัตราค่าไฟฟ้าสำหรับ SPP ที่ใช้พลังงานหมุนเวียน สรุปผลการพิจารณา ได้ดังนี้

2.2.1 เห็นชอบหลักการกำหนดอัตราซื้อไฟฟ้าสำหรับ SPP ที่ใช้พลังงานหมุนเวียน เป็นเชื้อเพลิง โดยอ้างอิงราคาก๊าซธรรมชาติแทนการอ้างอิงราคาน้ำมันเตาในปัจจุบัน และเห็นชอบสูตรอัตราซื้อไฟฟ้าจาก SPP ทั้งสัญญาประเภท Firm และ Non-Firm

2.2.2 โครงสร้างราคารับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ใหม่ ให้มีผลบังคับใช้กับ SPP ที่จะขอรับ การสนับสนุนจากกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน ตามโครงการส่งเสริม SPP ที่ใช้พลังงานหมุนเวียน และ SPP ที่ใช้พลังงานหมุนเวียนเป็นเชื้อเพลิงที่จะยื่นคำร้อง ขอบขายไฟฟ้าใหม่กับ กฟผ. รวมถึง SPP ประเภท Non-Firm เดิมที่จะต่ออายุสัญญา ใหม่ ทั้งนี้ SPP ที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าเดิมสามารถเจรจาขอเปลี่ยนสูตรโครงสร้าง ราคาใหม่ได้

### **3. การพิจารณาของคณะกรรมการนโยบายพลังงาน แห่งชาติ และคณะรัฐมนตรี**

3.1 คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ในการประชุมครั้งที่ 2/2544 (ครั้งที่ 83) เมื่อวันที่ 11 เมษายน 2544 ได้มีมติเห็นชอบอัตราค่าไฟฟ้า สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าราย เล็กที่ใช้พลังงานหมุนเวียน และได้เสนอคณะรัฐมนตรี ในการประชุมเมื่อวันที่ 24 เมษายน 2544 ซึ่งรองนายกรัฐมนตรี (นายสุวิทย์ คุณกิตติ) ได้เสนอความเห็นขอให้ พิจารณาทบทวนใน 2 ประเด็น ดังนี้



3.1.1 การเปลี่ยนหลักการกำหนดอัตราซื้อไฟฟ้าสำหรับ SPP ที่ใช้พลังงานหมุนเวียนเป็นเชื้อเพลิง โดยอ้างอิงราคาก๊าซธรรมชาติ แทนการอ้างอิงราคาน้ำมันเตา อาจมีผลกระทบต่ออัตราค่าไฟฟ้า

3.1.2 กองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน ควรมีวัตถุประสงค์เพื่อการอนุรักษ์พลังงานมากกว่าส่งเสริมการผลิต เพราะการส่งเสริม SPP นั้น แนวทางที่ถูกต้องควรใช้วิธีการลดต้นทุน ซึ่งจะทำให้การดำเนินการมีประสิทธิภาพมากกว่าการใช้เงินกองทุนสนับสนุนการผลิต

3.2 คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) ในการประชุม ครั้งที่ 3/2544 (ครั้งที่ 84) เมื่อวันที่ 2 กรกฎาคม 2544 ได้พิจารณาเรื่องอัตราซื้อไฟฟ้าจาก SPP ที่ใช้พลังงานหมุนเวียน โดยได้ตอบความเห็นของรองนายกรัฐมนตรี (นายสุวิทย์ คุณกิตติ) ที่เสนอขอให้พิจารณาทบทวนดังกล่าวแล้ว สรุปได้ดังนี้

3.2.1 การเปลี่ยนหลักการกำหนดโครงสร้างราคารับซื้อไฟฟ้า ประเภทสัญญา Firm ที่ใช้พลังงานหมุนเวียน และประเภทสัญญา Non-Firm จากการอิงราคาน้ำมันเตาเป็นการอิงราคาก๊าซธรรมชาติ จะทำให้ต้นทุนเชื้อเพลิง สอดคล้องกับต้นทุน ที่หลีกเลี่ยงได้ของ กฟผ. ที่เป็นจริงทั้งในระยะสั้นและระยะยาว ทำให้โครงสร้างราคา สะท้อนถึงต้นทุนที่แท้จริงมากขึ้น นอกจากนี้ ราคาน้ำมันเตา จะปรับตัวตามราคาน้ำมันดิบในตลาดโลก ในขณะที่ราคาก๊าซธรรมชาติ จะอิงราคาน้ำมันเตาประมาณร้อยละ 30 ดังนั้น การอิงราคาก๊าซธรรมชาติจะมีผลกระทบต่อค่าไฟฟ้าน้อยกว่าการอิงราคาน้ำมันเตา

3.2.2 จากการวิเคราะห์ราคารับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ณ เดือนเมษายน 2544 พบว่าราคารับซื้อไฟฟ้าตามสัญญา Firm และ Non-Firm ที่เปลี่ยนมาอิงราคาก๊าซธรรมชาติ จะต่ำกว่าราคารับซื้อไฟฟ้าซึ่งอิงราคาน้ำมันเตา ดังนั้น การเปลี่ยนแปลงโครงสร้างราคารับซื้อไฟฟ้า โดยอิงราคาก๊าซธรรมชาติแทนราคาน้ำมันเตา จะทำให้ภาระการรับซื้อไฟฟ้าของ กฟผ. ลดลง และจะส่งผลให้ค่าไฟฟ้าของประชาชนลดลงตามไปด้วย

**การเปรียบเทียบราคารับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ที่ใช้พลังงานหมุนเวียนเป็น  
เชื้อเพลิง  
โดยอิงราคาก๊าซธรรมชาติและน้ำมันเตา  
ณ เดือน เมษายน 2544**

| อิงราคาเชื้อเพลิง | บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง |          |
|-------------------|-----------------------|----------|
|                   | Firm                  | Non-Firm |
| น้ำมันเตา         | 2.52                  | 2.06     |
| ก๊าซธรรมชาติ      | 2.29                  | 1.65     |

### 3.2.3 การส่งเสริม SPP โดยใช้เงินกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงานสนับสนุนการผลิต มีเหตุผลดังนี้

1. กองทุนฯ มีวัตถุประสงค์เพื่อส่งเสริมให้มีการนำพลังงานหมุนเวียนที่มีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมน้อยมาใช้อย่างแพร่หลาย การใช้เงินกองทุนฯ สนับสนุนราคารับซื้อไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานหมุนเวียน จะเป็นการจูงใจให้ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก สนใจเข้าร่วมผลิตไฟฟ้า จากวัสดุเหลือใช้ทางการเกษตร และขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. มากขึ้น ซึ่งจะเป็นการส่งเสริมให้มีการใช้พลังงานชีวมวล จากแหล่งภายในประเทศ ซึ่งปัจจุบันมีศักยภาพสูงมาก เพื่อลดการพึ่งพาพลังงานจากต่างประเทศในการผลิตไฟฟ้า
2. นอกจากนี้ การใช้ก๊าซธรรมชาติ ลิกไนต์ หรือน้ำมันเตา จะมีต้นทุนทางด้านสิ่งแวดล้อม (External Cost) หรือค่าใช้จ่ายในการกำจัดมลพิษสูงกว่าการใช้ชีวมวลเป็นเชื้อเพลิง โดยการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติมีต้นทุนทางด้านสิ่งแวดล้อมสูงกว่าการใช้ชีวมวลอยู่ 36 สตางค์/กิโลวัตต์-ชั่วโมง

#### ศักยภาพของปริมาณชีวมวลที่สามารถนำมาใช้ในการผลิตไฟฟ้า

| ชนิด                     | ผลผลิต <sup>1/</sup><br>(1,000 ตัน) | ชีวมวล         |                                      | Surplus<br>Availability<br>Factor | ปริมาณ<br>ชีวมวลที่<br>เหลือ<br>(1,000 ตัน) | สามารถ<br>ผลิต<br>ไฟฟ้า<br>ได้<br>(เมกะ<br>วัตต์) <sup>6/</sup> |
|--------------------------|-------------------------------------|----------------|--------------------------------------|-----------------------------------|---------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------|
|                          |                                     | ชนิด           | ปริมาณ ที่<br>ผลิตได้<br>(1,000 ตัน) |                                   |                                             |                                                                 |
| อ้อย                     | 46,873                              | ชานอ้อย        | 11,718                               | 0.207 <sup>3/</sup>               | 2,426                                       | 202                                                             |
| ข้าวเปลือก <sup>2/</sup> | 23,580                              | แกลบ           | 5,423                                | 0.469 <sup>4/</sup>               | 2,543                                       | 426                                                             |
| น้ำมันปาล์ม              | 2,681                               | ทะลาย<br>ปาล์ม | 1,147                                | 0.584 <sup>5/</sup>               | 670                                         |                                                                 |
|                          |                                     | เส้นใยปาล์ม    | 394                                  | 0.134 <sup>5/</sup>               | 53                                          | 75                                                              |
|                          |                                     | กะลาปาล์ม      | 131                                  | 0.037 <sup>5/</sup>               | 5                                           |                                                                 |
| <b>รวม</b>               | <b>73,134</b>                       | <b>รวม</b>     | <b>18,813</b>                        |                                   | <b>5,697</b>                                | <b>703</b>                                                      |

ที่มา:

1/ สถิติการเกษตรของประเทศไทย สำนักงานเศรษฐกิจการเกษตรและสหกรณ์ ปีเพาะปลูก 2540/41

2/ รวมผลผลิตข้าวเปลือกจากนาปีและนาปรัง

3/ Thailand Biomass-Based Power Generation and Cogeneration Within Small Rural Industries, January 1999 โดยบริษัท Black & Veatch (Thailand)

4/ รายงานพลังงานของประเทศไทย 2540 โดยรวมปริมาณแกลบที่ใช้ในการผลิตถ่านไม้เป็นปริมาณที่เหลือด้วย

5/ The Investigation of Residues from Palm oil Industry, 1995 โดยกรมพัฒนาและส่งเสริมพลังงาน

6/ ใช้ Plant factor ชานอ้อย 0.29 แกลบ 0.68 กากปาล์ม 0.57



อย่างไรก็ตาม ต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าที่ใช้ชีวมวลจะมีต้นทุนต่อหน่วยสูงกว่าโรงไฟฟ้าที่ใช้ก๊าซธรรมชาติ เนื่องจากชีวมวลเป็นเชื้อเพลิงที่เผาไหม้ได้ยากกว่าเชื้อเพลิงทั่วไป จึงทำให้การลงทุนต่อหน่วยสูงกว่า แต่หากคำนึงถึงผลดีต่อสิ่งแวดล้อมแล้วก็ควรให้การสนับสนุนการใช้ชีวมวลเพิ่มขึ้น เนื่องจากมีต้นทุนในการกำจัดมลพิษที่ต่ำกว่า โดยกองทุนฯ จะให้การอุดหนุนราคารับซื้อไฟฟ้าเป็นระยะเวลา 5 ปี เฉพาะในส่วนที่เป็นผลต่างทางด้านต้นทุนสิ่งแวดล้อมระหว่างก๊าซธรรมชาติและชีวมวลในอัตราสูงสุด 36 สตางค์/กิโลวัตต์-ชั่วโมง เพื่อชดเชยในส่วนต้นทุนการผลิตของโรงไฟฟ้าชีวมวลที่สูงกว่าก๊าซธรรมชาติ ทั้งนี้ เพื่อจูงใจให้เกิดผู้ผลิตไฟฟ้าที่ใช้วัสดุเหลือใช้ทางการเกษตรเข้ามาผลิตไฟฟ้ามากขึ้น

**เปรียบเทียบต้นทุนในการผลิตไฟฟ้า ต้นทุนทางด้านสิ่งแวดล้อม และอัตรา  
เงินสนับสนุนจากกองทุนฯ  
หน่วย:บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง**

| เชื้อเพลิง       | ราคาค่าต้นทุนการผลิตไฟฟ้า <sup>1/</sup> | External Cost <sup>2/</sup> | อัตราการให้เงินสนับสนุนสูงสุดจากกองทุนฯ<br>เปรียบเทียบกับค่า External Cost ของก๊าซธรรมชาติ <sup>3/</sup> |
|------------------|-----------------------------------------|-----------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1. ก๊าซธรรมชาติ  | 1.38                                    | 0.44                        | 0                                                                                                        |
| 2. ลิกไนต์       | 2.46                                    | 2.20                        | 0                                                                                                        |
| 3. น้ำมันเตา     | 2.54                                    | 1.25                        | 0                                                                                                        |
| 4. แกลบ (2.5 MW) | 2.82                                    | 0.08                        | $0.44 - 0.08 = 0.36$                                                                                     |
| 5. เศษไม้        | 3.33                                    | 0.08                        | $0.44 - 0.08 = 0.36$                                                                                     |
| 6. ชานอ้อย       | 2.74                                    | 0.08                        | $0.44 - 0.08 = 0.36$                                                                                     |

**หมายเหตุ:**

1/ ค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้า ประกอบด้วย เงินลงทุน ค่าเชื้อเพลิง และค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาโรงไฟฟ้า โดยกำหนดระยะเวลาคุ้มเงินลงทุนที่เป็นไปได้ = 15 ปี Plant Factor = 80% และ Discount Rate = 12%

2/ อ้างอิงค่าใช้จ่ายในการกำจัดมลพิษจากการศึกษาจากโครงการ Extern E โดย European Commission

3/ คิดเปรียบเทียบกับ External Cost ของเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ = 0.44 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง

**3.2.4 จากเหตุผลดังกล่าวข้างต้น กพข. จึงได้มีมติ ดังนี้**

1. เห็นชอบหลักการกำหนดอัตรารับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ที่ใช้พลังงานหมุนเวียนเป็นเชื้อเพลิง โดยอ้างอิงราคาก๊าซธรรมชาติแทนการอ้างอิงราคาน้ำมันเตา
2. เห็นชอบโครงสร้างราคารับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ที่ใช้พลังงานหมุนเวียน โดยอ้างอิงราคาก๊าซธรรมชาติ และสูตรการคำนวณรวมทั้งค่าตัวแปรที่ใช้ ในการคำนวณอัตรารับซื้อไฟฟ้า

### 3. โครงสร้างราคาซื้อขายไฟฟ้าจาก SPP ใหม่ให้มีผลบังคับใช้กับ SPP ดังต่อไปนี้

(3.1) SPP ที่จะขอรับการสนับสนุนจากกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน ตามโครงการส่งเสริมผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่ใช้พลังงานหมุนเวียน ทั้งนี้ SPP รายเดิมที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าก่อนวันที่ 16 มิถุนายน 2543 ที่ประสงค์จะขอรับการสนับสนุนจากกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน เฉพาะกำลังการผลิตส่วนเพิ่มให้โครงสร้างราคาซื้อขายไฟฟ้าใหม่นี้มีผลบังคับใช้เฉพาะส่วนของกำลังการผลิตส่วนเพิ่ม

(3.2) SPP ที่ใช้พลังงานหมุนเวียนประเภท Firm โครงการใหม่ และ SPP ประเภท Non-Firm ที่จะยื่นขอขายไฟฟ้าใหม่กับ กฟผ.

โดย SPP ที่ได้รับการตอบรับซื้อไฟฟ้าจาก กฟผ. และ SPP ที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าเดิมสามารถเจรจาขอเปลี่ยนโครงสร้างราคาซื้อขายไฟฟ้าใหม่ได้

3.3 คณะรัฐมนตรี ในการประชุมเมื่อวันที่ 10 กรกฎาคม 2544 ได้มีมติเห็นชอบตามมติ กพช. ดังกล่าวแล้ว และ กฟผ. ได้ออกประกาศอัตราซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตรายเล็กประเภทสัญญา Firm ที่ใช้เชื้อเพลิงประเภทพลังงานหมุนเวียน และผู้ผลิตรายเล็กประเภทสัญญา Non-Firm แล้วเมื่อวันที่ 1 สิงหาคม 2544

---



## ประกาศ

### เรื่อง อัตราารับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตรายเล็ก ประเภทสัญญา Non-Firm

เพื่อนำรณตามมติคณะรัฐมนตรี เรื่องอัตราค่าไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิตรายเล็ก ในคราวประชุมเมื่อวันที่ 10 กรกฎาคม 2544 การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยขอเปลี่ยนแปลงประกาศเรื่องอัตราารับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตรายเล็กฉบับลงวันที่ 5 พฤศจิกายน 2540 ในส่วนอัตราารับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตรายเล็กประเภทสัญญา Non-Firm โดยให้ใช้ประกาศฉบับนี้แทน ดังนี้

อัตราค่าไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิตรายเล็กที่ทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้า ประเภทสัญญา Non-Firm

ค่าพลังไฟฟ้า (CP<sub>i</sub>)

ไม่ได้รับค่าพลังไฟฟ้า

ค่าพลังงานไฟฟ้า (EP<sub>i</sub>)

ค่าพลังงานไฟฟ้าหน่วยละ 1.59 บาท

อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าจะเปลี่ยนแปลงเมื่อราคาก๊าซธรรมชาติที่ ปตท. จำหน่ายให้แก่ผู้ผลิตรายเล็กเปลี่ยนแปลงจากราคาฐาน (151.4518 บาท/ล้านบีทียู) มากกว่าหรือน้อยกว่า 1.0000 บาท/ล้านบีทียู โดยใช้วิธีการคำนวณดังนี้

$$EP_i^{NF} = \frac{[(P_t \times \text{Heat Rate}/10^6) + O\&M/2] \times (1+T)}{(1-L)} \quad \text{บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง}$$

โดย  $EP_i^{NF}$  = อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าในเดือน  $t$  (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)

$P_t$  = ราคาก๊าซธรรมชาติที่ ปตท. จำหน่ายให้แก่ผู้ผลิตรายเล็กในเดือน  $t$  (บาท/ล้านบีทียู)

Heat Rate = ค่าความสิ้นเปลืองในการใช้เชื้อเพลิงเฉลี่ย เพื่อการผลิตพลังงานไฟฟ้า มีค่าเท่ากับ 8,600 บีทียู/กิโลวัตต์-ชั่วโมง

O&M = ค่าใช้จ่ายในการเดินเครื่องและค่าบำรุงรักษา มีค่าเท่ากับ 0.05 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง

L = อัตราความสูญเสียในสายส่งและสถานไฟฟ้าแรงสูง มีค่าเท่ากับ 4%

T = อัตราภาษีเงินได้ มีค่าเท่ากับ 15%

ทั้งนี้ให้มีผลบังคับใช้ตั้งแต่วันที่ 10 กรกฎาคม 2544 เป็นต้นไป

ประกาศ ณ วันที่ 1 สิงหาคม 2544

(นายวิทยา ศชรักษ์)

ผู้อำนวยการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย



### ประกาศ

## เรื่อง อัตราารับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตรายเล็ก ประเภทสัญญา Firm ที่ใช้เชื้อเพลิงประเภทพลังงานหมุนเวียน

เพื่อบรรณตามมติคณะรัฐมนตรี เรื่องอัตราค่าไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิตรายเล็ก ในคราวประชุม เมื่อวันที่ 10 กรกฎาคม 2544 การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยขอเปลี่ยนแปลงประกาศเรื่องอัตราารับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตรายเล็กฉบับลงวันที่ 5 พฤศจิกายน 2540 ในส่วนอัตราารับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตรายเล็กประเภทสัญญา Firm ที่ไม่ใช่เชื้อเพลิงในเชิงพาณิชย์ เช่น น้ำมัน ก๊าซธรรมชาติ และถ่านหิน เป็นต้น ซึ่งหมายถึงผู้ผลิตรายเล็กประเภทสัญญา Firm ที่ใช้เชื้อเพลิงประเภทพลังงานหมุนเวียน ได้แก่ พลังงานนอกรูปแบบ เช่น พลังลม พลังแสงอาทิตย์ พลังน้ำขนาดเล็ก เป็นต้น และใช้เชื้อเพลิงดังต่อไปนี้ กากหรือเศษวัสดุเหลือใช้ในการเกษตร หรือกากจากการผลิตผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรมหรือการเกษตร ผลิตภัณฑ์ที่แปรรูปมาจากกากหรือเศษวัสดุเหลือใช้จากการเกษตร หรือจากการผลิตผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรมหรือการเกษตร ขยะมูลฝอย และไม้จากการปลูกป่าเป็นเชื้อเพลิง ดังนี้

อัตราค่าไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิตรายเล็กที่ทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าโดยกำหนดพลังไฟฟ้าที่จะจ่ายให้การไฟฟ้าตลอดอายุสัญญาที่มีระยะเวลาสัญญาตั้งแต่ 5 ปีขึ้นไป (Firm) และใช้เชื้อเพลิงประเภทพลังงานหมุนเวียน

### ค่าพลังไฟฟ้า ( $CP_t$ )

$$CP_t^{\text{อื่น ๆ}} = CP_0^{\text{อื่น ๆ}} [0.80 (FX_t / 38) + 0.20] \quad \text{บาท / กิโลวัตต์ / เดือน}$$

โดย  $CP_t^{\text{อื่น ๆ}} =$  อัตราค่าพลังไฟฟ้าในเดือน  $t$  (บาท / กิโลวัตต์ / เดือน)

$$CP_0^{\text{อื่น ๆ}} = \text{อัตราค่าพลังไฟฟ้าฐาน ; ดังนี้} \quad (\text{บาท / กิโลวัตต์ / เดือน})$$

ระยะเวลาสัญญา

$CP_0$

(บาท / กิโลวัตต์ / เดือน)

|                                |     |
|--------------------------------|-----|
| มากกว่า 5 ปี แต่ไม่เกิน 10 ปี  | 217 |
| มากกว่า 10 ปี แต่ไม่เกิน 15 ปี | 270 |
| มากกว่า 15 ปี แต่ไม่เกิน 20 ปี | 301 |
| มากกว่า 20 ปี แต่ไม่เกิน 25 ปี | 400 |

$FX_t$  = อัตราแลกเปลี่ยนเงินเหรียญสหรัฐต่อเงินบาทของอัตราซื้อและอัตราขายทางโทรเลข ณ วันทำการสุดท้ายของเดือน  $t$  ที่ธนาคารพาณิชย์ใช้ซื้อขายกับลูกค้า ซึ่งประกาศโดยธนาคารแห่งประเทศไทย (บาท/เหรียญสหรัฐ)

#### ค่าพลังงานไฟฟ้า ( $EP_t$ )

$EP_t^{\text{อื่นๆ}} = EP_0^{\text{อื่นๆ}} + ES_t^{\text{อื่นๆ}}$  บาท / กิโลวัตต์-ชั่วโมง

โดย  $EP_t^{\text{อื่นๆ}} =$  อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าในเดือน  $t$  (บาท / กิโลวัตต์-ชั่วโมง)

$EP_0^{\text{อื่นๆ}} =$  อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าฐานมีค่าเท่ากับ 1.49 บาท / กิโลวัตต์-ชั่วโมง

$ES_t^{\text{อื่นๆ}} =$  ค่าตัวประกอบการปรับอัตราค่าพลังงานไฟฟ้ากรณีที่ใช้เชื้อเพลิงประเภทอื่นๆ ในเดือน  $t$  (บาท / กิโลวัตต์-ชั่วโมง)

$= [1 / 10^6] \times [P_t - P_0] \times \text{Heat Rate}$  (บาท / กิโลวัตต์-ชั่วโมง)

$P_t =$  ราคาก๊าซธรรมชาติที่ ปตท. จำหน่ายให้แก่ผู้ผลิตรายเล็กในเดือน  $t$  (บาท / ล้านบีทียู)

$P_0 =$  ราคาก๊าซธรรมชาติที่ ปตท. จำหน่ายให้แก่ผู้ผลิตรายเล็กในเดือนมกราคม 2544 ที่ใช้เป็นฐานในการคำนวณ มีค่าเท่ากับ 151.4518 บาท / ล้านบีทียู

$\text{Heat Rate} =$  ค่าความสิ้นเปลืองในการใช้เชื้อเพลิงเฉลี่ย เพื่อการผลิตพลังงานไฟฟ้า มีค่าเท่ากับ 8,600 บีทียู / กิโลวัตต์-ชั่วโมง

ทั้งนี้ให้มีผลบังคับใช้ตั้งแต่วันที่ 10 กรกฎาคม 2544 เป็นต้นไป

ประกาศ ณ วันที่ 1 สิงหาคม 2544



(นายวิทยา คชรักษ์)

ผู้ว่าการการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย



### ประกาศ

เรื่อง อัตราซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตรายเล็ก ประเภทสัญญา Firm  
ที่ใช้เชื้อเพลิงประเภทพลังงานหมุนเวียน  
และขอรับการสนับสนุนจากกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน  
โครงการส่งเสริมผู้ผลิตรายเล็กที่ใช้พลังงานหมุนเวียน

เพื่ออนุวรรตตามมติคณะรัฐมนตรี เรื่องอัตราค่าไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิตรายเล็ก ในคราวประชุม เมื่อวันที่ 10 กรกฎาคม 2544 การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยขอเปลี่ยนแปลงประกาศเรื่องอัตราซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตรายเล็กฉบับลงวันที่ 5 พฤศจิกายน 2540 ในส่วนอัตราซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตรายเล็กประเภทสัญญา Firm ที่ไม่ใช่เชื้อเพลิงในเชิงพาณิชย์ เช่น น้ำมัน ก๊าซธรรมชาติ และถ่านหิน เป็นต้น ซึ่งหมายถึงผู้ผลิตรายเล็กประเภทสัญญา Firm ที่ใช้เชื้อเพลิงประเภทพลังงานหมุนเวียน ได้แก่ พลังงานนอกรูปแบบ เช่น พลังลม พลังแสงอาทิตย์ พลังน้ำขนาดเล็ก เป็นต้น และใช้เชื้อเพลิงดังต่อไปนี้ กากหรือเศษวัสดุเหลือใช้ในการเกษตร หรือกากจากการผลิตผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรมหรือการเกษตร ผลิตภัณฑ์ที่แปรรูปมาจากกากหรือเศษวัสดุเหลือใช้จากการเกษตร หรือจากการผลิตผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรมหรือการเกษตร ชยะมูลฝอย และไม่จากการปลูกป่าเป็นเชื้อเพลิง ดังนี้

อัตราค่าไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิตรายเล็กที่จะขอรับการสนับสนุนจากกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน ตามโครงการส่งเสริมผู้ผลิตรายเล็กที่ใช้พลังงานหมุนเวียน ทั้งนี้ผู้ผลิตรายเล็กรายเดิมที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าก่อนวันที่ 16 มิถุนายน 2543 ที่ประสงค์จะขอรับการสนับสนุนจากกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงานเฉพาะกำลังการผลิตส่วนเพิ่มให้โครงสร้างราคารับซื้อไฟฟ้าใหม่นี้ มีผลบังคับใช้เฉพาะส่วนของกำลังการผลิตส่วนเพิ่ม

#### ค่าพลังไฟฟ้า ( $CP_t$ )

$$CP_t^{\text{อื่น ๆ}} = CP_0^{\text{อื่น ๆ}} [0.80 (FX_t / 38) + 0.20] \quad \text{บาท / กิโลวัตต์ / เดือน}$$

โดย  $CP_t^{\text{อื่น ๆ}} =$  อัตราค่าพลังไฟฟ้าในเดือน  $t$  (บาท / กิโลวัตต์ / เดือน)

$$CP_0^{\text{อื่น ๆ}} = \text{อัตราค่าพลังไฟฟ้าฐาน ; ดังนี้} \quad (\text{บาท / กิโลวัตต์ / เดือน})$$

ระยะเวลาสัญญา

$CP_0$

(บาท / กิโลวัตต์ / เดือน)

|                                |     |
|--------------------------------|-----|
| มากกว่า 5 ปี แต่ไม่เกิน 10 ปี  | 217 |
| มากกว่า 10 ปี แต่ไม่เกิน 15 ปี | 270 |
| มากกว่า 15 ปี แต่ไม่เกิน 20 ปี | 301 |
| มากกว่า 20 ปี แต่ไม่เกิน 25 ปี | 400 |



$FX_t$  = อัตราแลกเปลี่ยนเงินเหรียญสหรัฐต่อเงินบาทของอัตราซื้อและอัตราขาย  
ทางโทรเลข ณ วันทำการสุดท้ายของเดือน  $t$  ที่ธนาคารพาณิชย์ใช้ซื้อขาย  
กับลูกค้า ซึ่งประกาศโดยธนาคารแห่งประเทศไทย (บาท/เหรียญสหรัฐ)

### ค่าพลังงานไฟฟ้า ( $EP_t$ )

$EP_t^{\text{อื่นๆ}} = EP_0^{\text{อื่นๆ}} + ES_t^{\text{อื่นๆ}}$  บาท / กิโลวัตต์-ชั่วโมง

โดย  $EP_t^{\text{อื่นๆ}} =$  อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าในเดือน  $t$  (บาท / กิโลวัตต์-ชั่วโมง)

$EP_0^{\text{อื่นๆ}} =$  อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าฐานมีค่าเท่ากับ 1.49 บาท / กิโลวัตต์-ชั่วโมง

$ES_t^{\text{อื่นๆ}} =$  ค่าตัวประกอบการปรับอัตราค่าพลังงานไฟฟ้ากรณีที่ใช้เชื้อเพลิงประเภท  
อื่นๆ ในเดือน  $t$  (บาท / กิโลวัตต์-ชั่วโมง)

$= [1 / 10^6] \times [P_t - P_0] \times \text{Heat Rate}$  (บาท / กิโลวัตต์-ชั่วโมง)

$P_t =$  ราคาก๊าซธรรมชาติที่ ปตท. จำหน่ายให้แก่ผู้ผลิตรายเล็กในเดือน  $t$   
(บาท / ล้านบีทียู)

$P_0 =$  ราคาก๊าซธรรมชาติที่ ปตท. จำหน่ายให้แก่ผู้ผลิตรายเล็กในเดือน  
มกราคม 2544 ที่ใช้เป็นฐานในการคำนวณ มีค่าเท่ากับ 151.4518  
บาท / ล้านบีทียู

$\text{Heat Rate} =$  ค่าความสิ้นเปลืองในการใช้เชื้อเพลิงเฉลี่ย เพื่อการผลิตพลังงานไฟฟ้า  
มีค่าเท่ากับ 8,600 บีทียู / กิโลวัตต์-ชั่วโมง

ทั้งนี้ให้มีผลบังคับใช้ตั้งแต่วันที่ 10 กรกฎาคม 2544 เป็นต้นไป

ประกาศ ณ วันที่ 1 สิงหาคม 2544



(นายวิทยา คชรักษ์)

ผู้ว่าการการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย



สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ  
วารสารนโยบายพลังงาน ฉบับที่ 53 กรกฎาคม-กันยายน 2544

## ข้อร้องเรียนของเครือข่ายคณะกรรมการ ตรวจสอบค่าเอฟที

เมื่อวันที่ 7 สิงหาคม 2544 เครือข่ายคณะกรรมการตรวจสอบค่าเอฟที ได้ยื่นข้อร้องเรียน จำนวน 4 ข้อ ต่อรัฐมนตรีประจำสำนักนายกรัฐมนตรี (นายจาตุรนต์ ฉายแสง) ในฐานะกำกับดูแลด้านพลังงาน เกี่ยวกับการยกเลิกค่าเอฟที ค่าบริการ และการจัดตั้งองค์กรอิสระเพื่อคุ้มครองผู้บริโภค

ต่อมา รมต. จาตุรนต์ ได้มอบหมายให้สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (สพช.) พิจารณาตอบข้อร้องเรียนของเครือข่ายคณะกรรมการฯ ดังกล่าว สพช. ได้ดำเนินการวิเคราะห์ และตอบข้อร้องเรียนในประเด็นต่างๆ ดังนี้

### 1. ให้ยกเลิกการเก็บค่าเอฟที กับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัย ที่ใช้ไฟฟ้าไม่เกิน 150 หน่วยต่อเดือน

ไม่สมควรยกเลิกการเก็บค่าเอฟที กับผู้ใช้ไฟฟ้าบ้านอยู่อาศัย ประเภท 1.1 ซึ่งเป็นผู้ใช้ไฟฟ้าบ้านอยู่อาศัย ที่ใช้ไฟฟ้าไม่เกิน 150 หน่วย/เดือน และติดตั้งเครื่องวัดหน่วยไฟฟ้า ขนาดไม่เกิน 5 แอมแปร์ เนื่องจาก

1.1 ผู้ใช้ไฟกลุ่มนี้ได้รับการอุดหนุนค่าไฟฟ้า จากผู้ใช้ไฟกลุ่มอื่นอยู่แล้ว ทั้งอัตราค่าไฟฟ้าที่เรียกเก็บ และค่าบริการ โดยเฉลี่ยผู้ใช้ไฟกลุ่มนี้ จะจ่ายค่าไฟฟ้า ต่ำกว่าผู้ใช้ไฟกลุ่มอื่นๆ ค่อนข้างมาก อีกทั้ง การปรับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าในเดือนตุลาคม 2543 ที่ผ่านมา ก็ไม่ได้ทำให้ผู้ใช้ไฟฟ้าบ้านอยู่อาศัย ประเภท 1.1 จ่ายค่าไฟแพงขึ้นกว่าโครงสร้างเดิม

**อัตราค่าไฟฟ้าฐานสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าบ้านอยู่อาศัย ประเภท 1.1  
(ใช้ไฟฟ้าไม่เกิน 150 หน่วย/เดือน และติดตั้งเครื่องวัดหน่วยไฟฟ้า  
ขนาดไม่เกิน 5 แอมแปร์)**

|                               | อัตราค่าไฟฟ้า<br>ที่เรียกเก็บ | อัตราค่าไฟฟ้า<br>ตามต้นทุนจริง | ได้รับการอุดหนุน<br>ค่าไฟฟ้า |
|-------------------------------|-------------------------------|--------------------------------|------------------------------|
| ค่าบริการรายเดือน (บาท/เดือน) | 8.19                          | 40.90                          | 32.71                        |
| ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/หน่วย)   |                               |                                |                              |
| หน่วยที่ 1-5                  | 0.0000                        | 2.3185                         | 2.3185                       |
| หน่วยที่ 6-15                 | 1.3576                        | 2.3185                         | 0.9609                       |
| หน่วยที่ 16-25                | 1.5445                        | 2.3185                         | 0.7740                       |
| หน่วยที่ 26-35                | 1.7968                        | 2.3185                         | 0.5217                       |
| หน่วยที่ 36-100               | 2.1800                        | 2.3185                         | 0.1385                       |
| หน่วยที่ 101-150              | 2.2734                        | 2.3185                         | 0.0451                       |

**อัตราค่าไฟฟ้าฐานสำหรับผู้ใช้อิฟบ้านอยู่อาศัย ประเภท 1.2  
(ใช้ไฟฟ้าเกินกว่า 150 หน่วย/เดือน หรือติดตั้งเครื่องวัดหน่วยไฟฟ้า  
ขนาดเกินกว่า 5 แอมแปร์)**

|                                                        | อัตราค่าไฟฟ้า<br>ที่เรียกเก็บ | อัตราค่าไฟฟ้า<br>ตามต้นทุนจริง | การอุดหนุน<br>ค่าไฟฟ้า |
|--------------------------------------------------------|-------------------------------|--------------------------------|------------------------|
| ค่าบริการรายเดือน (บาท/เดือน)                          | 40.90                         | 40.90                          | -                      |
| ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/หน่วย)                            |                               |                                |                        |
| หน่วยที่ 1-150                                         | 1.8047                        | 2.3185                         | 0.5138                 |
| หน่วยที่ 151-400                                       | 2.7781                        | 2.3185                         | -0.4596                |
| เกินกว่า 400 หน่วย                                     | 2.9780                        | 2.3185                         | -0.6595                |
| ที่มา : ประกาศโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง |                               |                                |                        |

1.2 ผู้ใช้อิฟบ้านอยู่อาศัยประเภท 1.1 ในปัจจุบันมีจำนวนประมาณ 8.783 ล้านราย มีการใช้ไฟฟ้าเฉลี่ย 557.1 ล้านหน่วย/เดือน หรือประมาณ 1,317.3 ล้านบาท/เดือน คิดเป็นค่าไฟฟ้าเฉลี่ย 2.36 บาท/หน่วย ในขณะที่ผู้ใช้อิฟบ้านอยู่อาศัยประเภท 1.2 มีจำนวน 3.623 ล้านราย จ่ายค่าไฟฟ้าโดยเฉลี่ย 3.03 บาท/หน่วย ซึ่งจ่ายแพงกว่าผู้ใช้อิฟบ้านอยู่อาศัยประเภท 1.1 อยู่ 0.67 สตางค์/หน่วย

**การใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้อิฟบ้านอยู่อาศัย  
(คำนวณโดยใช้ค่า  $F_t = 27.13$  สตางค์/หน่วย)**

| ประเภทผู้ใช้อิฟ | จำนวนผู้ใช้อิฟ<br>(ล้านราย) | มูลค่าไฟฟ้า<br>(ล้านบาท/เดือน) | ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย<br>(บาท/หน่วย) |
|-----------------|-----------------------------|--------------------------------|-------------------------------|
| ประเภท 1.1      | 8.783                       | 1,317                          | 2.36                          |
| ประเภท 1.2      | 3.623                       | 3,492                          | 3.03                          |
| รวม             | 12.406                      | 4,809                          | 2.82                          |

ปัจจุบันผู้ใช้อิฟทั่วประเทศ มีจำนวนรวมทั้งสิ้น 13.604 ล้านราย ดังนั้น หากยกเลิกการเก็บค่าเอฟที่ผู้ใช้อิฟประเภท 1.1 จะทำให้รายได้จากค่าเอฟที่หายไป 161.7 ล้านบาท/เดือน หรือ 1,940.6 ล้านบาท/ปี ซึ่งจะส่งผลกระทบต่อผู้ใช้อิฟกลุ่มอื่นจำนวน 4.821 ล้านราย ที่จะต้องมารับภาระค่าเอฟที่ คิดเป็นเงินประมาณ 2.06 สตางค์ต่อหน่วย

**ผลกระทบจากการยกเลิกค่าเอฟที่ผู้ใช้อิฟบ้านอยู่อาศัยประเภท 1.1  
(รวม VAT 7%)**

|                                                         |            |                 |
|---------------------------------------------------------|------------|-----------------|
| จำนวนผู้ใช้อิฟบ้านอยู่อาศัยประเภท 1.1                   | = 8.783    | ล้านราย         |
| หน่วยการใช้ไฟฟ้า                                        | = 557.09   | ล้านหน่วย/เดือน |
| ค่า $F_t$ ปัจจุบัน                                      | = 27.13    | สตางค์/หน่วย    |
| รายได้จากค่า $F_t$ ที่หายไป<br>(557.09 x 0.2713 x 1.07) | = 161.72   | ล้านบาท/เดือน   |
| หรือ                                                    | = 1,940.64 | ล้านบาท/ปี      |

## การรับภาระของผู้ใช้ไฟฟ้ากลุ่มอื่น

|                                         |            |                 |
|-----------------------------------------|------------|-----------------|
| จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้างroupอื่นที่ต้องรับภาระ | = 4.821    | ล้านราย         |
| หน่วยการใช้ไฟฟ้า                        | = 7,853.43 | ล้านหน่วย/เดือน |
| รับภาระค่า $F_t$                        | = 2.06     | สตางค์/หน่วย    |

1.3 รัฐบาลตระหนักดีว่าผู้ด้อยโอกาสในสังคม และครัวเรือนที่มีรายได้น้อย กำลังประสบปัญหา ทางด้านค่าครองชีพ และเป็นกลุ่มที่รัฐ จำเป็นต้องมีนโยบายในการช่วยเหลือเป็นพิเศษ ดังนั้น ค่าไฟฟ้าที่เรียกเก็บจาก ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท 1.1 จึงอยู่ในระดับต่ำกว่าต้นทุนที่แท้จริง โดยได้รับการชดเชยจากผู้ไฟฟ้ากลุ่มอื่น การลดค่าไฟฟ้าให้ผู้ไฟฟ้า ประเภท 1.1 ให้ต่ำลงไปอีก จะทำให้เกิดการใช้ไฟฟ้า อย่างไม่ประหยัด และไม่มีประสิทธิภาพ รวมทั้งจะเป็นภาระต่อผู้ใช้ไฟฟ้ากลุ่มอื่น การช่วยเหลือครัวเรือนเหล่านี้ โดยใช้นโยบายทางการเงิน การคลัง หรือทางสังคม ที่มุ่งเน้นครัวเรือนยากจนโดยตรง น่าจะมีความเหมาะสมกว่า โดยเฉพาะรัฐบาล ก็ได้ กำหนดนโยบายในการช่วยเหลือ ผู้ที่มีรายได้น้อยหลายเรื่องแล้ว เช่น ค่ารักษาพยาบาล 30 บาท การพักชำระหนี้เกษตรกร กองทุนหมู่บ้าน หนึ่งตำบลหนึ่งผลิตภัณฑ์ และธนาคารประชาชน เป็นต้น

## 2. ให้ยกเลิกการแยกประเภทการเรียกเก็บค่าบริการ จากผู้ใช้ไฟฟ้า ประเภทบ้านอยู่อาศัย โดยให้มีการคิดค่าบริการ ในอัตราขั้นต่ำที่ 8.19 บาท/เดือนเท่านั้น

ไม่สมควรยกเลิกการแยกประเภทการเรียกเก็บค่าบริการ จากผู้ใช้ไฟฟ้า ประเภทบ้านอยู่อาศัย ควรให้มีการคิดค่าบริการ สำหรับผู้ใช้ไฟบ้านอยู่อาศัย ประเภท 1.1 ในอัตรา 8.19 บาท/เดือน และคิดค่าบริการ สำหรับผู้ใช้ไฟบ้านอยู่อาศัย ประเภท 1.2 ในอัตรา 40.90 บาท/เดือน เช่นเดิม เนื่องจาก

2.1 ค่าบริการที่การไฟฟ้า เรียกเก็บในแต่ละเดือน คือ ค่าใช้จ่ายของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ในการจัดหาமிเตอร์ และค่าใช้จ่าย ในการเก็บเงินแต่ละเดือน ได้แก่ ค่าใช้จ่ายในการจดมิเตอร์ การจัดทำบิลค่าไฟฟ้า/ใบเสร็จรับเงิน ค่าจัดส่ง และจัดเก็บเงินค่าไฟฟ้า และการบำรุงรักษามิเตอร์ เป็นต้น ซึ่งค่าบริการดังกล่าว เป็นส่วนหนึ่งของอัตราค่าไฟฟ้า มานานแล้ว เพียงแต่ในช่วงที่ผ่านมา จะแฝงอยู่ในรายการค่าไฟขั้นต่ำ ตามโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าเดิม ซึ่งมีได้แก่รายการให้เห็นบนบิลค่าไฟฟ้า โดยผู้ใช้ไฟบ้านอยู่อาศัยประเภท 1.2 จะต้องจ่ายค่าไฟขั้นต่ำในอัตรา 83.18 บาท/เดือน ในการปรับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า เมื่อเดือนตุลาคม 2543 ที่ผ่านมา ได้มีการแยกต้นทุนค่าบริการออกมา ให้เห็นอย่างชัดเจนในบิลค่าไฟฟ้า และได้ปรับอัตราลดลงเหลือ 40.90 บาท/เดือน ซึ่งเป็นอัตราที่ต่ำกว่าโครงสร้างเดิมแล้ว

2.2 ต้นทุนค่าบริการไฟฟ้าที่แท้จริง ของผู้ใช้ไฟบ้านอยู่อาศัย ทั้งประเภท 1.1 และ 1.2 จะเท่ากับ 40.90 บาท/เดือน แต่เนื่องจากรัฐบาล ยังคงนโยบายการให้การอุดหนุนผู้ใช้ไฟ ที่มีรายได้น้อย จึงกำหนดให้ผู้ใช้ไฟบ้านอยู่อาศัย ประเภท 1.1 จ่ายค่าบริการไฟฟ้าเพียง 8.19 บาท/เดือน โดยได้รับการอุดหนุนจากผู้บริโภคกลุ่มอื่นอยู่ 32.71 บาท/เดือน ในขณะที่ผู้ใช้ไฟบ้านอยู่อาศัย ประเภท 1.2 จ่ายค่าบริการตามต้นทุนที่แท้จริง ดังนั้น การกำหนดค่าบริการของผู้ใช้ไฟบ้านอยู่อาศัยประเภท 1.2 จึงไม่ได้กำหนดให้สูงเกินกว่าต้นทุนที่แท้จริง

2.3 หากคิดค่าบริการผู้ใช้ไฟบ้านอยู่อาศัยทั้ง 2 ประเภท ในอัตราเท่ากันคือ 8.19 บาท/เดือน รายได้จากการเก็บค่าบริการ จะลดลง ซึ่งจะส่งผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟกลุ่มอื่น ที่จะต้องรับภาระแทน กล่าวคือรายได้จากการเก็บค่าบริการ จะลดลง 126.8 ล้านบาท/เดือน หรือ 1,521.2 ล้านบาท/ปี ผู้บริโภคกลุ่มอื่น จะต้องรับภาระ โดยเฉลี่ยเป็นเงิน 105.9 บาท/ราย/เดือน หรือ 1,270.9 บาท/ราย/ปี

#### ผลกระทบจากการคิดค่าบริการผู้ใช้ไฟบ้านอยู่อาศัย ประเภท 1.2 เท่ากับ 8.19 บาท/เดือน

|                                              |            |               |
|----------------------------------------------|------------|---------------|
| จำนวนผู้ใช้ไฟบ้านอยู่อาศัยประเภท 1.2         | = 3.622    | ล้านราย       |
| ค่าบริการที่ลดลง (รวม VAT)<br>(43.76 – 8.76) | = 35.00    | ล้านบาท/เดือน |
| รายได้ของการไฟฟ้าที่ลดลง<br>(35.00 x 3.62)   | = 126.77   | ล้านบาท/เดือน |
| หรือ                                         | = 1,521.24 | ล้านบาท/ปี    |

#### การรับภาระของผู้ใช้ไฟกลุ่มอื่น

|                                                          |            |               |
|----------------------------------------------------------|------------|---------------|
| จำนวนผู้ใช้ไฟทั่วประเทศ                                  | = 13.603   | ล้านราย       |
| จำนวนผู้ใช้ไฟบ้านอยู่อาศัย                               | = 12.406   | ล้านราย       |
| จำนวนผู้ใช้ไฟกลุ่มอื่นที่ต้องรับภาระ<br>รับภาระค่าบริการ | = 1.197    | ล้านราย       |
| หรือ                                                     | = 105.91   | บาท/ราย/เดือน |
|                                                          | = 1,270.92 | บาท/ราย/ปี    |

### 3. ให้มีการพิจารณาทบทวน โครงสร้างค่าไฟฟ้าฐานใหม่ โดยไม่มีการเก็บค่าเอฟที กับผู้ใช้ไฟฟ้าทุกกลุ่ม

ไม่สมควรยกเลิกการเก็บค่าเอฟที ควรคงลักษณะการกำหนดค่าไฟฟ้า เช่น ในปัจจุบัน กล่าวคือ ค่าไฟฟ้า จะประกอบด้วย ค่าไฟฟ้าฐาน และค่าไฟฟ้าตามสูตร  $F_t$  เนื่องจาก

3.1 โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าในปัจจุบัน ประกอบด้วย ค่าไฟฟ้าฐาน และค่า  $F_t$  โดยค่าไฟฟ้าฐาน จะประกอบด้วย ต้นทุนทางด้านการผลิตไฟฟ้า ระบบสายส่ง ระบบสายจำหน่าย และการบริการลูกค้า ซึ่งมีองค์ประกอบดังนี้ : ภาระในการจ่ายคืนเงินต้นและดอกเบี้ย ค่าเสื่อมราคา กำไรในระดับที่ “เหมาะสม” (ซึ่งในปัจจุบันกำหนดให้มีกำไร

เพียงพอที่จะสมทบ 25% ของการลงทุนใหม่) เงินนำส่งคลัง ค่าเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า ค่าบำรุงรักษา ค่าใช้จ่ายในการบริหารงาน (ซึ่งรวมถึงเงินเดือน สวัสดิการ และโบนัส) รวมทั้งการสูญเสียในระบบ ภายใต้สมมติฐานความต้องการใช้ไฟฟ้า ราคาเชื้อเพลิง อัตราแลกเปลี่ยน อัตราเงินเฟ้อ และการปรับปรุงประสิทธิภาพของกิจการไฟฟ้าในระดับหนึ่ง แต่หากราคาเชื้อเพลิง อัตราแลกเปลี่ยน อัตราเงินเฟ้อ แตกต่างจากค่าที่กำหนดไว้ในโครงสร้างค่าไฟฟ้าฐาน จะมีการปรับค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ ( $F_t$ ) เพื่อให้ค่าไฟฟ้าสะท้อนต้นทุนที่แท้จริง

3.2 การกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า ที่แบ่งออกเป็น 2 ส่วน คือ โครงสร้างค่าไฟฟ้าฐาน และค่าไฟฟ้าตามสูตร  $F_t$  ดังกล่าว ทำให้ค่าไฟฟ้ามีความชัดเจน โปร่งใส ผู้ใช้ไฟสามารถตรวจสอบการดำเนินงานของการไฟฟ้าได้ อีกทั้งยังทำให้การไฟฟ้ามีความคล่องตัวในการบริหารงาน และส่งเสริมให้มีการบริหารงานอย่างมีประสิทธิภาพมากขึ้น

นอกจากนี้ การปรับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า ในช่วงเดือนตุลาคม 2543 ที่ผ่านมามีการแยกต้นทุนทางด้านต่างๆ ให้มีความชัดเจนยิ่งขึ้น ได้แก่ กิจการผลิต กิจการระบบส่ง กิจการระบบจำหน่าย และการให้บริการ ทำให้โครงสร้างค่าไฟฟ้า มีความโปร่งใสชัดเจนมากยิ่งขึ้น สามารถตรวจสอบได้ และการเพิ่มขึ้นของค่า  $F_t$  ก็สามารถตรวจสอบได้โดยผู้ใช้ไฟฟ้า และองค์กรของรัฐ ว่ามาจากปัจจัยใดบ้าง ซึ่งเป็นผลดีต่อประชาชน และจะทำให้ค่าไฟฟ้า ต่ำกว่ากรณีที่ไม่มีการแยกต้นทุน ให้เห็นอย่างชัดเจน

การตรวจสอบดังกล่าวสามารถดำเนินการได้จากข้อมูล ดังนี้

1. บิลค่าไฟฟ้า โดยเฉพาะบิลค่าไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟประเภทอุตสาหกรรม จะมีการแยกรายละเอียดค่าไฟฟ้า ตามกิจการผลิต กิจการระบบส่ง กิจการระบบจำหน่าย และค่าบริการ รวมทั้งค่า  $F_t$  ก็จำแนกตามต้นทุนดังกล่าวด้วยเช่นกัน
2. ประกาศโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ซึ่งได้แสดงรายละเอียดอัตราค่าไฟฟ้า ตามประเภทกิจการด้วย
3. ติดต่อขอข้อมูลจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย หรือจาก Website "[www.egat.or.th](http://www.egat.or.th)"
4. รายละเอียดการคำนวณค่า  $F_t$  สามารถศึกษาได้จาก Website ของสำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ "[www.nepo.go.th](http://www.nepo.go.th)" ซึ่งได้รวบรวมข้อมูล รายละเอียดเกี่ยวกับการกำหนดค่าไฟฟ้าฐานและค่า  $F_t$  ตลอดจนรายละเอียดการปรับค่า  $F_t$  ในแต่ละครั้ง

3.3 ปัจจุบันการไฟฟ้ามีรายได้จากค่าเอฟทีที่เรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟทุกประเภท ประมาณ 2,130.6 ล้านบาท/เดือน (คิดจากค่า  $F_t$  เท่ากับ 27.13 สตางค์/หน่วย) หรือประมาณ 25,567.6 ล้านบาท/ปี

### ผลกระทบจากการยกเลิกค่า $F_t$

|                            |             |                 |
|----------------------------|-------------|-----------------|
| ค่า $F_t$                  | = 27.13     | สตางค์/หน่วย    |
| หน่วยการใช้ไฟฟ้าในปัจจุบัน | = 7,853.42  | ล้านหน่วย/เดือน |
| มูลค่า $F_t$               | = 2,130.63  | ล้านบาท/เดือน   |
| หรือ                       | = 25,567.56 | ล้านบาท/ปี      |

ดังนั้น หากยกเลิก  $F_t$  จะส่งผลกระทบดังนี้

(1) หากยกเลิกการเก็บค่าเอฟที โดยตัดออกไปจากโครงสร้างค่าไฟฟ้า ค่าไฟฟ้าของประชาชนจะลดลงเพียงร้อยละ 10 ในช่วงแรก แต่จะมีผลกระทบต่อฐานะการเงินของการไฟฟ้าอย่างรุนแรง การไฟฟ้าจะไม่มีรายได้เพียงพอที่จะไปลงทุนโครงการใหม่ เพื่อขยายกำลังการผลิตและระบบไฟฟ้า เพื่อตอบสนองความต้องการในอนาคต เพื่อเสริมสร้างความมั่นคงในระบบไฟฟ้า และพัฒนาคุณภาพบริการ และจะไม่สามารถจ่ายคืนเงินต้นและดอกเบี้ย ซึ่งจะส่งผลให้มีไฟฟ้าไม่เพียงพอ ทำให้เกิดปัญหาไฟดับ ไฟดับ มีผลกระทบต่อคุณภาพไฟฟ้าและการให้บริการ ซึ่งจะเป็นอุปสรรคต่อการพัฒนาประเทศในที่สุด ดังที่เคยเกิดขึ้นในบางประเทศ เช่น ฟิลิปปินส์

การยกเลิกค่า  $F_t$  จะทำให้รายได้ของการไฟฟ้าหายไป 25,567.6 ล้านบาท ส่งผลให้การไฟฟ้าไม่มีรายได้สมทบการลงทุนในโครงการใหม่ กล่าวคือ ในปี 2543 กฟผ. มีกำไรสุทธิ 20,175 ล้านบาท โดยมีรายได้สมทบการลงทุนในโครงการใหม่ 5,226 ล้านบาท มีอัตราส่วนการลงทุนจากเงินรายได้ (Self-Financing Ratio : SFR) ซึ่งเป็นหลักเกณฑ์ทางการเงินที่ผู้ให้กู้กำหนด เท่ากับร้อยละ 17.99 หากยกเลิกค่า  $F_t$  จะส่งผลให้ กฟผ. ขาดทุนประมาณ 5,392.6 ล้านบาท ซึ่งจะทำให้การไฟฟ้า ไม่มีเงินเพียงพอในการจ่ายคืนเงินต้น และไม่มีรายได้ไปสมทบการลงทุนในโครงการใหม่

### ผลกระทบต่อฐานะการเงินของการไฟฟ้าปี 2543

|                              | การคิดค่า $F_t$ | กรณียกเลิกค่า $F_t$ |
|------------------------------|-----------------|---------------------|
| กำไรสุทธิ                    | 20,175          | -5,392.6            |
| รายได้สมทบการลงทุน (ล้านบาท) | 5,226           | -20,341.6           |
| Self-Financing Ratio (%)     | 17.99           | -70.02              |

(2) หากมีการยกเลิกการเก็บค่า  $F_t$  แต่มีการจัดหางบประมาณ เพื่อชดเชยรายได้ ของการไฟฟ้าที่หายไป ก็จะต้องจัดเก็บภาษีเพิ่มขึ้น ซึ่งจะเป็นภาระกับประชาชนในที่สุด และไม่เป็นธรรม ต่อประชาชนที่ใช้ไฟฟ้าน้อย ผู้ที่ได้เปรียบก็คือ ผู้ที่ใช้ไฟฟ้ามากแต่เสียภาษีน้อย

(3) หากมีการยกเลิก  $F_t$  และนำค่า  $F_t$  รวมไว้ในโครงสร้างค่าไฟฟ้าฐาน ซึ่งจะต้องมีการจัดทำโครงสร้างค่าไฟฟ้าใหม่ โดยจะต้องประมาณการปัจจัยที่มีผลต่อค่า  $F_t$  ในอนาคต ได้แก่ ราคาเชื้อเพลิง อัตราแลกเปลี่ยน อัตราเงินเฟ้อ และความต้องการใช้ไฟฟ้า ไว้ในโครงสร้างค่าไฟฟ้าฐานด้วย การดำเนินการดังกล่าวมีประเด็นที่จะต้องพิจารณา ดังนี้



- ในกรณีที่ราคาเชื้อเพลิงสูงขึ้นกว่าที่คาดการณ์ และอัตราแลกเปลี่ยนอ่อนตัวลง การไฟฟ้าอาจจะประสบ ปัญหาทางการเงิน ส่งผลกระทบต่อคุณภาพการให้บริการและความมั่นคงของการจ่ายไฟฟ้า แต่ในทางตรงกันข้าม หากราคาเชื้อเพลิงถูกลง และอัตราแลกเปลี่ยนแข็งค่าขึ้น ผู้ใช้ไฟฟ้าก็จะไม่ได้รับประโยชน์ จากต้นทุนที่ลดลงดังกล่าว
- ค่าไฟฟ้าไม่สะท้อนต้นทุนที่แท้จริง ไม่ส่งเสริมให้มีการใช้พลังงานอย่างประหยัด และมีประสิทธิภาพ และไม่เกิดแรงจูงใจให้การไฟฟ้าบริหารงานอย่างมีประสิทธิภาพ
- การปรับค่าไฟฟ้าในแต่ละครั้ง จะใช้เวลานาน ดังนั้น ในการกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าฐานใหม่ การไฟฟ้าจำเป็นต้องบวกเพิ่มความเสี่ยงของราคาเชื้อเพลิง และอัตราแลกเปลี่ยนในอนาคตไปด้วย เนื่องจากการไฟฟ้า ไม่สามารถปรับปรุงค่าไฟฟ้า ให้สอดคล้องกับต้นทุน ที่เปลี่ยนแปลงไปได้ในภายหลัง ส่งผลให้โดยเฉลี่ยค่าไฟฟ้า ที่ประชาชนจ่าย จะแพงขึ้น
- ค่าไฟฟ้ามีความโปร่งใสน้อยลง การตรวจสอบของผู้บริโภคและภาครัฐ จะทำได้ยาก
- เป็นการกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าในลักษณะเดิม กล่าวคือ การปรับอัตราค่าไฟฟ้า ในแต่ละครั้ง ต้องได้รับความเห็นชอบจากคณะรัฐมนตรี จะทำให้การเปลี่ยนแปลงของอัตราค่าไฟฟ้า อยู่ภายใต้แรงกดดัน และการตัดสินใจทางการเมือง ทำให้ราคาค่าไฟฟ้าอาจมีความบิดเบือน ไม่สะท้อนถึงต้นทุนที่แท้จริง และไม่เป็นการส่งเสริมให้ผู้ใช้ไฟฟ้า มีการใช้พลังงานไฟฟ้าอย่างประหยัด และมีประสิทธิภาพ นอกจากนั้น ยังทำให้การบริหารงานทางด้านไฟฟ้า ทำได้ยาก ไม่มีความคล่องตัว ผู้บริหารมีเวลาน้อยลงในการปรับปรุงประสิทธิภาพขององค์กร

3.4 ภายใต้สภาวะการณ์ที่อัตราแลกเปลี่ยน และราคาเชื้อเพลิงในปัจจุบัน มีความผันผวนค่อนข้างสูง การมีสูตร  $F_t$  จะมีความเหมาะสมกว่า ทำให้ค่าไฟฟ้า สะท้อนถึงการเปลี่ยนแปลง ของค่าเชื้อเพลิง และอัตราแลกเปลี่ยน ที่เกิดขึ้นจริง จากการที่ค่าไฟฟ้า มีการแยกองค์ประกอบต่างๆ อย่างชัดเจน รวมทั้งค่า  $F_t$  มีการแสดงรายละเอียดการคำนวณ ที่เผยแพร่ให้ประชาชนทราบ อย่างละเอียด ผู้บริโภคควรใช้ข้อมูลดังกล่าว ในการติดตามการกำหนดค่า  $F_t$  และติดตามการดำเนินงานของการไฟฟ้า ซึ่งจะเป็นการกระตุ้นให้การไฟฟ้า ต้องบริหารงาน และดำเนินงาน อย่างมีประสิทธิภาพ ซึ่งจะส่งผลให้ค่า  $F_t$  อยู่ในระดับที่เหมาะสมได้

**4. รัฐบาลควรเร่งผลักดัน ให้มีองค์กรอิสระผู้บริโภค ตามมาตรา 57 ของรัฐธรรมนูญฉบับปัจจุบัน เพื่อให้ผู้บริโภคได้รับความคุ้มครองมากขึ้น จากการออกกฎหมาย กฎข้อบังคับและมาตรการต่างๆ ของหน่วยงานรัฐและรัฐวิสาหกิจ**

#### 4.1 ตามมาตรา 57 ของรัฐธรรมนูญแห่งราชอาณาจักรไทย กำหนดไว้ดังนี้

“มาตราที่ 57 สิทธิของบุคคลซึ่งเป็นผู้บริโภคย่อมได้รับความคุ้มครอง ทั้งนี้ ตามที่กฎหมายบัญญัติกฎหมายตามวรรคหนึ่ง ต้องบัญญัติให้มีองค์การอิสระ ซึ่งประกอบด้วยตัวแทนผู้บริโภค ทำหน้าที่ให้ความเห็น ในการตรากฎหมาย กฎ และ ข้อบังคับ และให้ความเห็นในการกำหนดมาตรการต่างๆ เพื่อคุ้มครองผู้บริโภค”

ในการผลักดันเพื่อให้การจัดตั้งองค์กรอิสระผู้บริโภค ตามมาตรา 57 ของรัฐธรรมนูญ แห่งราชอาณาจักรไทย บังเกิดผลในทางปฏิบัติโดยเร็ว รัฐมนตรีประจำสำนักนายกรัฐมนตรี (นายจาตุรนต์ ฉายแสง) ได้รับไปประสานงานกับกระทรวงยุติธรรมแล้ว

4.2 ในส่วนของกิจการพลังงาน ได้มีการวางมาตรการ เพื่อคุ้มครองผู้บริโภค โดยเฉพาะผู้ใช้ไฟฟ้า ให้มีประสิทธิภาพมากยิ่งขึ้น โดยได้มีการยกร่าง พ.ร.บ. การประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. .... ซึ่งเป็นกฎหมาย ที่จะนำไปสู่การปรับโครงสร้าง กิจการพลังงาน ให้มีการแข่งขัน เพื่อตอบสนองความต้องการใช้พลังงาน ของ ประชาชนภายในประเทศ ในราคาและคุณภาพที่เป็นธรรม และให้มีการกำกับดูแล กิจการพลังงานที่ผูกขาด ได้แก่ ไฟฟ้าและก๊าซธรรมชาติ อย่างมีประสิทธิภาพ โดยจะ มีการจัดตั้งคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงานแห่งชาติ (กกพ.) ซึ่งเป็นองค์กรอิสระ เพื่อทำหน้าที่ออกใบอนุญาตประกอบกิจการพลังงาน ส่งเสริมการแข่งขัน ป้องกันการ ใช้อำนาจการผูกขาดโดยมิชอบ และให้การคุ้มครองผู้ใช้พลังงาน โดยได้กำหนด มาตรการในการคุ้มครอง ผู้ใช้พลังงานที่ชัดเจน ครอบคลุมใน 4 ประเด็นหลัก คือ

1. ผู้ประกอบกิจการพลังงาน จะต้องจัดให้มีบริการพลังงานอย่างทั่วถึง ตามมาตรฐานคุณภาพบริการ ที่ กกพ. กำหนด โดยกำหนดบทลงโทษ หากผู้ประกอบการ ไม่สามารถรักษามาตรฐานคุณภาพบริการ ตามที่ กำหนดได้ (มาตรา 79-มาตรา 82)
2. กำหนดให้มีการจัดตั้งกองทุนเพื่อช่วยเหลือผู้ใช้ไฟฟ้า โดยจะมีการ จัดเก็บเงินเข้ากองทุน จากผู้ใช้ไฟฟ้าบางกลุ่ม และนำไปชดเชย ให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า ที่ด้อยโอกาส หรือเพื่อวัตถุประสงค์ในการกระจาย ความเจริญไปสู่ภูมิภาค (มาตรา 83-มาตรา 87)
3. ให้มีการจัดตั้งคณะกรรมการผู้ใช้พลังงานประจำเขต ตามเขตที่ กกพ. กำหนดทั่วประเทศ ทำหน้าที่ให้คำปรึกษาแก่ กกพ. ในด้านการคุ้มครอง ผู้ใช้พลังงาน พิจารณาเรื่องราวร้องเรียนของผู้ใช้พลังงาน และประสานงาน กับผู้ประกอบการ เพื่อแก้ไขปัญหาของผู้ใช้พลังงาน (มาตรา 88-มาตรา 92)
4. กกพ. มีอำนาจในการกำหนด ห้ามมิให้ผู้ประกอบกิจการพลังงาน ที่มี อำนาจเหนือตลาดทำการใดๆ ที่เป็นการดัดทอน หรือจำกัดการแข่งขัน อย่างไม่เป็นธรรม กำหนดห้ามมิให้มีการถือหุ้นไขว้ข้าม ระหว่างกิจการ ที่มีการแข่งขันได้ กับกิจการที่มีการผูกขาดโดยธรรมชาติ เว้นแต่จะ ได้รับการอนุญาตจาก กกพ. (มาตรา 93-มาตรา 99)

นอกจากนี้ การยกร่าง พ.ร.บ. ฉบับนี้ ยังได้ให้ความสำคัญกับการรับฟังความเห็น หรือ ข้อพิจารณาจากผู้บริโภค ดังนี้

1. กำหนดให้ตัวแทนจากองค์กรผู้บริโภค มีส่วนร่วมเป็นคณะกรรมการสรรหา (มาตรา 12)
2. คณะกรรมการผู้ใช้พลังงานประจำเขต ที่จะจัดตั้งขึ้น จะประกอบด้วยตัวแทนของผู้ใช้พลังงาน จากกลุ่มต่างๆ ในเขตนั้นๆ ซึ่งจะมีความรู้ความเข้าใจ ในปัญหาของผู้ใช้พลังงานในท้องถิ่นมากที่สุด (มาตรา 88-มาตรา 89)
3. ในการตัดสินใจในการดำเนินงานใดๆ ของ กกพ. ซึ่งจะมีผลกระทบต่อบุคคล หรือกลุ่มบุคคลใดๆ กกพ. จะต้องเปิดให้มีการรับฟังความคิดเห็นจากผู้ที่จะได้รับผลกระทบจากการดำเนินการนั้นเสียก่อน (มาตรา 23)

**ดังนั้น หากร่าง พ.ร.บ. การประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. .... ได้รับความร่วมมือจากทุกฝ่าย ที่เกี่ยวข้อง ในการผลักดัน ให้ผ่านการพิจารณาของรัฐสภา และมีผลใช้บังคับโดยเร็ว ก็จะทำให้การคุ้มครองผู้บริโภค ในการใช้บริการพลังงานมีประสิทธิภาพ ได้รับการตอบสนอง และการคุ้มครองอย่างรอบด้านมากขึ้น**

4.3 อย่างไรก็ตาม ในระหว่างที่ พ.ร.บ. การประกอบกิจการพลังงาน ยังไม่มีผลบังคับใช้ คณะกรรมการพิจารณานโยบายพลังงาน ในการประชุมเมื่อวันที่ 9 สิงหาคม 2544 ได้เห็นชอบการดำเนินการตามข้อเสนอของ คณะอนุกรรมการศึกษาโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า และอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ ( $F_t$ ) กล่าวคือ ให้มีตัวแทนผู้บริโภครายย่อย เข้าร่วมเป็นอนุกรรมการเพิ่มเติม ในคณะอนุกรรมการกำกับสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ ( $F_t$ ) ด้วย ทั้งนี้ คณะกรรมการพิจารณานโยบายพลังงาน จะพิจารณาหาแนวทางการคัดเลือกต่อไป



สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ  
วารสารนโยบายพลังงาน ฉบับที่ 53 กรกฎาคม-กันยายน 2544

# ผลการพิจารณาของคณะกรรมการศึกษา โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าและอัตราค่าไฟฟ้า โดยอัตโนมัติ ( $F_t$ )

คณะกรรมการพิจารณานโยบายพลังงาน (กพง.) ในการประชุมครั้งที่ 3/2544 (ครั้งที่ 32) เมื่อวันที่ 9 สิงหาคม 2544 เห็นชอบในหลักการข้อเสนอของคณะกรรมการศึกษาโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าและอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ ( $F_t$ ) โดยให้นำข้อเสนอของคณะกรรมการฯ และผลการพิจารณาของ กพง. มาใช้ในการปรับค่า  $F_t$  รอบต่อไป (ตุลาคม 2544-มกราคม 2545)

## 1. ความเป็นมา

รัฐมนตรีประจำสำนักนายกรัฐมนตรี (นายจาตุรนต์ ฉายแสง) ในฐานะประธานคณะกรรมการพิจารณานโยบายพลังงาน ได้มีคำสั่งคณะกรรมการพิจารณานโยบายพลังงานที่ 1/2544 ลงวันที่ 2 พฤษภาคม 2544 แต่งตั้งคณะกรรมการศึกษาโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า และอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ ( $F_t$ ) โดยมีนายพรายพล คุ้มทรัพย์ เป็นประธานอนุกรรมการ และประกอบด้วย ผู้แทนจากหน่วยงานราชการที่เกี่ยวข้อง ผู้แทนผู้บริโภค และนักวิชาการอีก 4 ท่าน มีอำนาจหน้าที่ในการศึกษา ทบทวนความเหมาะสม ของโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า และค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ ( $F_t$ ) ให้แล้วเสร็จภายใน 2 เดือน

## 2. ข้อเสนอ ข้อสังเกต และความเห็นของคณะกรรมการศึกษาฯ

คณะกรรมการศึกษา ฯ ได้พิจารณาปัจจัยต่างๆ ที่มีผลกระทบต่อค่า  $F_t$  แล้ว มีข้อเสนอ ข้อสังเกต รวมถึงความเห็นของคณะกรรมการ ฯ บางท่าน ซึ่งอาจแตกต่างจากข้อเสนอ สรุปได้ดังนี้

**2.1 ราคาก๊าซธรรมชาติ** คณะกรรมการศึกษาฯ ได้พิจารณาโครงสร้างราคาก๊าซธรรมชาติ ในประเด็นต่างๆ แล้ว มีความเห็นดังนี้

- ราคาก๊าซธรรมชาติ เห็นควรให้ ปตท. เร่งเจรจาสัญญาซื้อขายก๊าซฯ ให้ผู้ขายก๊าซร่วมรับภาระอัตราแลกเปลี่ยนเพิ่มขึ้น และควรปรับปรุงสูตรราคาก๊าซธรรมชาติ ให้มีการอ้างอิงราคาถ่านหินด้วย เพื่อให้ราคาก๊าซธรรมชาติ มีเสถียรภาพมากขึ้น รวมทั้ง ควรส่งเสริมให้มีการผลิตไฟฟ้า โดยใช้พลังงานจากถ่านหิน เพื่อเป็นการกระจายชนิดของพลังงาน และเป็นการเพิ่มอำนาจในการเจรจาต่อรอง ราคาก๊าซธรรมชาติด้วย

นอกจากนี้ ปตท. ได้จัดทำมาตรการในการลดราคาก๊าซฯ โดย (1) ปรับสัดส่วนการรับก๊าซฯ ใหม่ โดยลดการรับก๊าซฯ จากพม่า และ (2) การเกลี่ยราคาก๊าซฯ ให้มีความสม่ำเสมอ ซึ่งจะทำให้สามารถลดราคาก๊าซฯ ที่จะเพิ่มขึ้นในช่วงเดือนมิถุนายน – กันยายน 2544 ลงได้จากที่ประมาณการไว้ 10 บาท/ล้านบีทียู

- ค่าดำเนินการ (Margin) ไม่ควรกำหนดค่าดำเนินการ หรือค่าใช้จ่ายดำเนินการในการจัดหา และจำหน่ายก๊าซฯ เป็นอัตราร้อยละ บนราคาเนื้อก๊าซฯ นอกจากนี้ หาก ปตท. สามารถลดค่าดำเนินการที่เรียกเก็บจาก SPP ลงให้เท่ากับค่าดำเนินการ ที่เรียกเก็บจาก กฟผ. และ IPP ก็จะทำให้ค่า  $F_t$  สามารถลดลงได้
- อัตราค่าผ่านท่อ อัตราผลตอบแทน Equity IRR ที่กำหนดในอัตราร้อยละ 18 อาจเป็นอัตราที่สูงเกินไป และโครงการลงทุนที่ตัดค่าเสื่อมราคาหมดแล้วน่าจะทำให้อัตราค่าผ่านท่อลดลงได้ นอกจากนี้ ปตท. ได้พิจารณาแนวทางการลดค่าดำเนินการสำหรับ กฟผ. IPP และ SPP ในช่วงเดือนมิถุนายน – กันยายน 2544 โดยค่าดำเนินการ (Margin) จะคำนวณบนราคาเนื้อก๊าซฯ ในระดับ 121.54 บาท/ล้านบีทียู ไม่ว่าราคาก๊าซฯ จะเพิ่มขึ้นเป็นเท่าใด ทำให้ในช่วงเดือนมิถุนายน – กันยายน 2544 จะสามารถลดค่าดำเนินการได้ประมาณ 73 ล้านบาท
- ภาระ Take-or-Pay เห็นว่า ไม่ควรผลักภาระ Take-or-Pay ในส่วนของภาครัฐและเศรษฐกิจในอัตราร้อยละ 75.8 ตามมติคณะรัฐมนตรีเมื่อวันที่ 25 กรกฎาคม 2543 ผ่านราคาก๊าซฯ ให้แก่ผู้บริโภคทั้งหมดดังเช่นในปัจจุบัน
- โครงสร้างการกำกับดูแลกิจการก๊าซฯ คณะอนุกรรมการศึกษาฯ เห็นด้วยกับการเปิดเสรีกิจการก๊าซธรรมชาติ และเห็นควรให้มีการกำหนดโครงสร้างกิจการก๊าซฯ ให้มีการแข่งขันอย่างแท้จริง รวมทั้งให้มีการกำกับดูแลที่ดี และเพียงพอ เพื่อให้ผู้บริโภคได้รับประโยชน์อย่างเต็มที่

**2.2 การรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน** เป็นอีกปัจจัยหนึ่งที่มีความสำคัญต่อการปรับขึ้นของค่า  $F_t$  คณะอนุกรรมการศึกษาฯ จึงเห็นควรให้มีการปรับปรุงโครงสร้างราคารับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน ในประเด็นดังต่อไปนี้

- การเกลี่ยราคารับซื้อไฟฟ้า (Levelize) ควรพิจารณาเปลี่ยนโครงสร้างราคารับซื้อไฟฟ้าจาก IPP จากแบบ Front-End กล่าวคือ ค่าไฟฟ้าในปีแรกจะมีราคาสูง และจะค่อย ๆ ลดลงในระยะต่อมา เป็นแบบเกลี่ยราคา โดยให้ใช้ค่าความพร้อมจ่ายแบบเฉลี่ย (Levelized Price) ในการคำนวณค่า  $F_t$  แทน ซึ่งจะสามารถลดภาระค่า  $F_t$  ต่อผู้ใช้ไฟฟ้าในช่วง 10 ปีแรกได้ โดยกำหนดแนวทางการดำเนินการไว้ 3 แนวทาง คือ (1) กฟผ. เจรจากับผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน เพื่อเปลี่ยนวิธีการคำนวณค่าความพร้อมจ่าย (AP) จากการคำนวณในลักษณะ Front End เป็นการคำนวณแบบค่าเฉลี่ย (Levelize) (2) กฟผ. เป็นผู้รับภาระ หรือ (3) จัดตั้งกองทุนเพื่อบริหารภาระดังกล่าว

อย่างไรก็ตาม สพช. สศช. กฟผ. สภาอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย และหอการค้าไทยมีความเห็นว่า การเกลี้ยราคารับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนจะทำให้ค่าไฟฟาลดลงในช่วงแรกเท่านั้น หลังจากนั้นราคาจะเพิ่มสูงขึ้นกว่าราคาตามสัญญา นอกจากนี้ ผู้ใช้ไฟฟ้าจะเสียประโยชน์เนื่องจากการเกลี้ยราคารับซื้อไฟฟ้าจะคำนวณบนอัตราส่วนลด (Discount Rate) ในระดับร้อยละ 8-12 ในขณะที่อัตราดอกเบี้ยเงินฝากในปัจจุบันอยู่ในระดับร้อยละ 3-5 เท่านั้น และการมอบหมายให้ กฟผ. และหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง ไปเจรจาลดราคารับซื้อไฟฟ้านั้น ไม่ควรกำหนดเงื่อนไขที่ผูกมัดเกินไป ควรให้ผู้เจรจามีอิสระในการเจรจา

- อัตราแลกเปลี่ยนในสูตรราคารับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน (IPP/SPP) ควรมีการทบทวนความเหมาะสม ของการส่งผ่านผลกระทบของอัตราแลกเปลี่ยน ในโครงสร้างราคารับซื้อไฟฟ้า จากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน IPP และ SPP ให้มีความสอดคล้อง กับโครงสร้างหนี้ในปัจจุบัน เนื่องจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนหลายราย ได้ทำการปรับโครงสร้างหนี้ (Refinance) เพื่อลดภาระหนี้ต่างประเทศไปแล้ว
- อัตราผลตอบแทนการลงทุน ของบริษัทผลิตไฟฟ้าในเครือของ กฟผ. ควรมีการทบทวนความเหมาะสม ของอัตราผลตอบแทนการลงทุน ซึ่งอยู่ในระดับร้อยละ 19-20 ของบริษัทผลิตไฟฟ้าในเครือของ กฟผ. ใหม่ ให้สอดคล้องกับสถานการณ์ปัจจุบัน นอกจากนี้ ในอนาคต หาก กฟผ. ได้รับเงินปันผลมากกว่ายอดเงิน ที่ประมาณการไว้ ในการคำนวณค่าไฟฟ้าฐาน กฟผ. จะนำเงินปันผลส่วนเกินดังกล่าว มาลดค่าไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้า

อย่างไรก็ตาม สพช. สศช. และ กฟผ. มีความเห็นว่า อัตราผลตอบแทนการลงทุน ของบริษัทผลิตไฟฟ้าในเครือของ กฟผ. เป็นอัตราผลตอบแทน ณ ราคา Par เมื่อมีการขายหุ้นในตลาดหลักทรัพย์ ประชาชนจะซื้อหุ้นในราคาที่สูงกว่าราคา Par ส่วนเกินมูลค่าหุ้น (Premium) ก็ทำให้ฐานะการเงินของการไฟฟ้าดีขึ้น นำรายได้มาลดภาระหนี้สิน ซึ่งมีผลต่อการกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าด้วยแล้ว การทบทวนอัตราผลตอบแทนการลงทุน อาจก่อให้เกิดผลกระทบ ต่อผู้ถือหุ้นในปัจจุบัน และความมั่นใจของผู้ลงทุนอย่างรุนแรง ตลอดจนผลกระทบต่อ นโยบาย การแปรรูปรัฐวิสาหกิจในอนาคต โดยเฉพาะ ปตท. ซึ่งมีรายได้หลักจากค่าผ่านท่อ ซึ่งรัฐเป็นผู้กำกับดูแล

## **2.3 ประสิทธิภาพของการไฟฟ้า คณะอนุกรรมการศึกษาฯ เห็นควรกำหนดมาตรฐาน ทางด้านเทคนิคบางประการ เพื่อเป็นกรอบในการดำเนินงานของการไฟฟ้า ดังนี้**

- การกำหนดมาตรฐานอัตราการใช้ความร้อน (Heat Rate) และมาตรฐานค่าความสูญเสีย (Loss Rate) เห็นควรให้มีการกำหนดมาตรฐานอัตราการใช้ความร้อน (Heat Rate) สำหรับโรงไฟฟ้าของ กฟผ. จำแนกตาม

ประเภทโรงไฟฟ้า โดยเสนอให้คณะอนุกรรมการกำกับสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ เป็นผู้พิจารณากำหนดมาตรฐาน อัตราการใช้ความร้อนที่เหมาะสม และเห็นควรให้กำหนดมาตรฐานค่าความสูญเสีย (Loss Rate) ที่ กฟผ. ใช้ในการผลิตไฟฟ้า ควบคุมมลภาวะ และการบริหารงาน เท่ากับร้อยละ 4.92 และค่าความสูญเสียในระบบของ กฟผ. กฟน. และ กฟภ. เท่ากับร้อยละ 2.49 4.1 และ 5.66 ตามลำดับ

- การชะลอแผนการลงทุน และฐานะการเงินของการไฟฟ้า เห็นควรให้ สพข. รับไปพิจารณาการชะลอแผนการลงทุน ของการไฟฟ้า และหากผลการพิจารณา พบว่า จะสามารถลดค่าไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าได้ ก็ให้ดำเนินการโดยเร่งด่วนต่อไป

## 2.4 อัตราเงินนำส่งรัฐ เงินช่วยเหลือค่าไฟฟ้า และโบนัสของการไฟฟ้า

- อัตราเงินนำส่งรัฐ ควรเป็นไปตามเกณฑ์ ที่กระทรวงการคลังกำหนด ไม่ควรมีการเรียกเก็บเพิ่มเติมจากที่กำหนดไว้เดิม เนื่องจากจะทำให้การไฟฟ้า ต้องกู้เงินเพิ่มเติมเพื่อสมทบการลงทุน
- เงินช่วยเหลือค่าไฟฟ้า ให้กระทรวงการคลัง พิจารณาโครงสร้างเงินเดือน และผลตอบแทนพนักงานของรัฐวิสาหกิจ โดยอาจปรับปรุงให้อยู่ในรูปแบบอื่น เช่น การปรับเข้าไปอยู่ในฐานเงินเดือน
- การคำนวณโบนัส กระทรวงการคลัง ควรรับไปพิจารณาแนวทางในการคำนวณโบนัส ของการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง ให้มีหลักเกณฑ์เดียวกัน โดยพิจารณาจากกำไรจากผลการดำเนินงาน และประสิทธิภาพของการไฟฟ้า

## 2.5 แนวทางในการกำหนดค่า $F_t$ คณะอนุกรรมการศึกษาฯ มีความเห็นว่า ไม่สมควรยกเลิกสูตร $F_t$ เนื่องจาก หากยกเลิกสูตร $F_t$ โดยทันที การไฟฟ้าอาจประสบปัญหาทางด้านการเงิน อย่างรุนแรง

- องค์ประกอบค่า  $F_t$  ควรให้ค่า  $F_t$  เปลี่ยนแปลงตามปัจจัย ดังนี้ คือ (1) ต้นทุนค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้า (2) ผลกระทบของอัตราแลกเปลี่ยนต่อภาระหนี้ ของการไฟฟ้า และ (3) ผลกระทบของอัตราเงินเฟ้อในค่าใช้จ่ายที่ไม่ใช่ค่าเชื้อเพลิง (Non-Fuel Cost) ทั้งนี้ การไฟฟ้าควรมีอิสระในการบริหารอัตราแลกเปลี่ยน ด้วยตนเองในระดับหนึ่ง เพื่อให้การไฟฟ้า สามารถลดเงินกู้ต่างประเทศ และลดความเสี่ยงต่างๆ ลงได้ ซึ่งจะส่งผลให้สามารถลดผลกระทบ ต่อฐานะการเงินของการไฟฟ้า และราคาค่าไฟฟ้าได้
- โครงสร้างการจัดเก็บค่า  $F_t$  ควรจัดเก็บค่า  $F_t$  ในอัตราคงที่ต่อหน่วย (Flat Rate) เช่นในปัจจุบัน และเห็นควรให้คณะอนุกรรมการกำกับสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ เป็นผู้พิจารณากำหนดค่า  $F_t$  ต่อไป ทั้งนี้ ควรมีผู้แทนผู้บริโภคชายขอบ เข้าร่วมเป็นอนุกรรมการเพิ่มเติมด้วย

## 2.6 โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าฐานได้มีการพิจารณาใน 2 ประเด็น ได้แก่

- อัตราค่าไฟฟ้าที่สามารถงดจ่ายไฟได้ (Interruptible Rate) ควรกำหนดส่วนลดค่าไฟฟ้าเป็นกรณีพิเศษ แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าที่สามารถงดจ่ายไฟได้ เป็นการชั่วคราวในช่วงที่กำลังการผลิตไฟฟ้าสำรองยังสูงอยู่ ทั้งนี้ จะต้องมีการกำหนดเงื่อนไขเพิ่มเติมด้วย เช่น จะต้องใช้ไฟฟ้าในช่วง Peak ไม่เกินระดับที่กำหนด
- อัตราค่าไฟฟ้าที่แตกต่างกันตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use : TOU) เนื่องจากจะเป็นประโยชน์ต่อผู้ใช้ไฟฟ้าบ้านอยู่อาศัยที่มีการใช้ไฟฟ้าส่วนใหญ่อยู่ในช่วง Off-Peak ทำให้สามารถช่วยลดค่าไฟฟ้าลงได้ ดังนั้น การไฟฟ้าควรเร่งรัดการจัดหามิเตอร์ TOU สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าบ้านอยู่อาศัย นอกจากนี้ ควรพิจารณาหาแนวทางการลดภาระค่ามิเตอร์ โดยอาจพิจารณาส่งเสริมให้มีการผลิตมิเตอร์ในประเทศ

## 3. ผลการพิจารณาของคณะกรรมการพิจารณานโยบายพลังงาน

คณะกรรมการพิจารณานโยบายพลังงานในการประชุมครั้งที่ 4/2544 (ครั้งที่ 33) เมื่อวันที่ 22 กันยายน 2544 ได้พิจารณาเรื่องผลการพิจารณา ของคณะกรรมการศึกษาฯ แล้ว มีมติ ดังนี้

1. เห็นควรให้ ปตท. เร่งรัดการเจรจาสัญญาซื้อขายก๊าซฯ ให้ผู้ขายก๊าซฯ ร่วมรับภาระอัตราแลกเปลี่ยนเพิ่มขึ้น และพิจารณาแนวทางให้ราคาก๊าซธรรมชาติ มีเสถียรภาพมากขึ้น
2. เห็นชอบการกำหนด อัตราค่าดำเนินการสูงสุด ในการจัดหาก๊าซฯ (โดยคำนวณบนราคาเนื้อก๊าซ 123 บาท/ล้านบีทียู) สำหรับ กฟผ. และ IPP เท่ากับ 2.1525 บาท/ล้านบีทียู และ SPP เท่ากับ 11.4759 บาท/ล้านบีทียู
3. เห็นชอบการกำหนดอัตราผลตอบแทนการลงทุน (ROE) กิจการท่อก๊าซสำหรับโครงการใหม่ เท่ากับร้อยละ 16 (ภายใต้สมมติฐานต้นทุนทางการเงินของ ปตท. เท่ากับ 10.5%)
4. เห็นชอบให้ กฟผ. รับผิดชอบการเจรจา กับผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน (IPP และ SPP ) เพื่อลดการส่งผ่านผลกระทบ ของอัตราแลกเปลี่ยนต่อไป
5. เห็นชอบการกำหนดมาตรฐานอัตราการใช้ความร้อน (Heat Rate) และการกำหนดมาตรฐานค่าความสูญเสีย (Loss Rate) รายละเอียดตามข้อ 2.3
6. เห็นชอบให้ปรับลดค่าไฟฟ้าจากการปรับลดแผนการลงทุนจำนวน 7 สตางค์/หน่วย ตั้งแต่การปรับค่า  $F_t$  ในรอบต่อไป โดยมอบหมายให้คณะกรรมการกำกับสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ รับผิดชอบดำเนินการ



7. เห็นชอบให้กำหนดอัตราเงินนำส่งรัฐ เงินช่วยเหลือค่าไฟฟ้า และ โบนัสของการไฟฟ้า ตามหลักเกณฑ์ที่มีอยู่ในปัจจุบัน
8. เห็นชอบให้มีการคำนวณค่า  $F_t$  ตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ ดังเช่นในปัจจุบัน
9. เห็นชอบวิธีการสรรหาผู้แทนผู้บริโภครายย่อย ในคณะกรรมการกำกับสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ โดยให้ประธานกรรมการพิจารณานโยบายพลังงาน แต่งตั้งคณะกรรมการสรรหา เพื่อกำหนดแนวทาง หลักเกณฑ์ และวิธีปฏิบัติ รวมทั้งดำเนินการสรรหา
10. รับทราบการดำเนินการประชาสัมพันธ์ และการเปิดเผยข้อมูลในการพิจารณาปรับค่า  $F_t$
11. เห็นชอบให้คงอัตราค่าไฟฟ้าที่สามารถงดจ่ายไฟฟ้า ได้เช่นในปัจจุบัน และรับทราบการดำเนินการ จัดหาหม้อเตอร์ของ กฟน. และ กฟภ. ทั้งนี้ ได้มอบหมายให้หน่วยงานที่เกี่ยวข้อง รับไปพิจารณาแนวทาง ในการจัดหาหม้อเตอร์ ในประเทศ ที่มีราคาถูกกว่า ระบบที่มีอยู่ในปัจจุบัน
12. มอบหมายให้กระทรวงการคลังหารือร่วมกับธนาคารแห่งประเทศไทย ในการพิจารณาให้การไฟฟ้า มีอิสระในการบริหารหนี้ต่างประเทศ เพิ่มขึ้น ในกรณีที่เป็นการค้าจากการ จากสภาพคล่องของการไฟฟ้า

ทั้งนี้ คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ในการประชุม เมื่อวันที่ 26 กันยายน 2544 ได้มีมติรับทราบข้อเสนอคณะกรรมการศึกษา ฯ ตามมติของคณะกรรมการพิจารณานโยบายพลังงาน เรียบร้อยแล้ว



สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ

วารสารนโยบายพลังงาน ฉบับที่ 53 กรกฎาคม-กันยายน 2544

# การลดค่าไฟฟ้า จากการลดค่าก๊าซธรรมชาติ

คณะกรรมการพิจารณานโยบายพลังงาน ในการประชุมครั้งที่ 3/2544 (ครั้งที่ 32) เมื่อวันที่ 9 สิงหาคม 2544 ได้มีมติเห็นชอบ ให้นำส่วนลดค่าก๊าซธรรมชาติสุทธิ จำนวน 328 ล้านบาท มาลดค่าไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าบ้านอยู่อาศัย ประเภท 1.1 (บ้านอยู่อาศัยที่ใช้พลังงานไฟฟ้าไม่เกิน 150 หน่วยต่อเดือน และติดตั้งเครื่องวัด หน่วยไฟฟ้า ขนาดไม่เกิน 5 แอมแปร์) ซึ่งมีจำนวนประมาณ 8.78 ล้านราย ในใบเสร็จรับเงินค่าไฟฟ้า ประจำเดือนสิงหาคม 2544 โดยยกเว้นค่าบริการรายเดือน 8.76 บาทต่อราย (รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) และลดค่าพลังงานไฟฟ้า เท่ากับ 45.06 สตางค์ต่อหน่วย (รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม)

## 1. ความเป็นมา

1.1 คณะอนุกรรมการศึกษาโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า และอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ ( $F_t$ ) ในการประชุมครั้งที่ 2/2544 เมื่อวันที่ 24 พฤษภาคม 2544 ได้มีมติเห็นควรให้การปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย (ปตท.) ดำเนินการเจรจา เพื่อขอเกลี้ยราคา ก๊าซธรรมชาติ รวมทั้งทบทวนดัชนีราคา ในสูตรราคากับผู้รับสัมปทาน และพิจารณาความเป็นไปได้ ในการลดค่าดำเนินการ (Margin) ให้สอดคล้องกับสภาวะการณ์ ปัจจุบัน

1.2 ปตท. ได้ดำเนินการตามมติคณะอนุกรรมการศึกษาฯ โดยได้เจรจากับผู้ผลิตก๊าซฯ แหล่งบงกช 3 ราย คือ ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) บริษัท โททาลฟิनाเอลฟ์ เอ็กซ์พลอเรชั่น ประเทศไทย จำกัด และบริษัท บริติช ก๊าซ เอเชีย แปซิฟิค จำกัด ให้ลดราคาก๊าซฯ ที่ ปตท. ซื้อเกินจากที่ทำสัญญาไว้ในช่วงเดือน สิงหาคม – พฤษภาคม 2545 รวม 8 เดือน จำนวน 31.14 พันล้านลูกบาศก์ฟุต โดยผู้ผลิตก๊าซฯ แหล่งบงกช ได้ให้ส่วนลดค่าก๊าซฯ จากก๊าซฯ ส่วนเกินที่ ปตท. ซื้อ คิดเป็นเงินจำนวน 863 ล้านบาท ทั้งนี้ ผลประโยชน์สุทธิที่ได้รับ จะมีเพียง 328 ล้านบาท เนื่องจาก ส่วนลดราคาก๊าซฯ ที่ได้มา ทำให้ ปตท. ต้องรับก๊าซฯ จากแหล่ง บงกช ซึ่งมีราคาแพงกว่าแหล่งยูโนแคลเพิ่มขึ้น คิดเป็นมูลค่าประมาณ 535 ล้านบาท ซึ่งผลประโยชน์ที่ได้รับ ปตท. เสนอให้นำมาลดค่าไฟฟ้า ให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าบ้านอยู่ อาศัย ที่มีรายได้น้อย

## 2. การลดค่าไฟฟ้าจากการลดค่าก๊าซธรรมชาติ

2.1 เนื่องจากผลประโยชน์สุทธิ จากการเจรจาลดราคาก๊าซฯ มีเพียง 328 ล้านบาท ดังนั้น หากนำเงินส่วนลดค่าก๊าซฯ ทั้งจำนวน 863 ล้านบาท มาลดค่าไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้ ไฟฟ้าบางกลุ่มโดยตรง เช่น ผู้ใช้ไฟฟ้าบ้านอยู่อาศัยประเภท 1.1 ที่มีการใช้ไฟฟ้าไม่

เกิน 150 หน่วยต่อเดือน และติดตั้งมิเตอร์เครื่องวัดหน่วยไฟฟ้าขนาดไม่เกิน 5 แอมแปร์ จะส่งผลให้ผู้ใช้ไฟฟ้ากลุ่มอื่น ต้องจ่ายค่าไฟฟ้า เพิ่มขึ้นผ่านค่า  $F_t$  ประมาณ 2 สตางค์ต่อหน่วย เนื่องจากราคาก๊าซฯ ที่เพิ่มขึ้น ดังนั้น จึงควรจัดสรรเงินส่วนลดค่าก๊าซฯ สำหรับการลดค่าไฟฟ้า ดังนี้

2.1.1 ผลประโยชน์สุทธิจำนวน 328 ล้านบาท นำมาลดค่าไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าบ้านอยู่อาศัย

2.1.2 เงินส่วนที่เหลือจำนวน 535 ล้านบาท นำไปลดราคาก๊าซฯ สำหรับการคำนวณค่าไฟฟ้าตามสูตร  $F_t$  ในรอบต่อไป (ตุลาคม 2544 – มกราคม 2545)

2.2 คณะกรรมการพิจารณานโยบายพลังงาน ในการประชุมครั้งที่ 3/2544 (ครั้งที่ 32) เมื่อวันที่ 9 สิงหาคม 2544 ได้พิจารณาเรื่องแนวทางการลดค่าไฟฟ้า จากการลดค่าก๊าซธรรมชาติ และคณะกรรมการพิจารณานโยบายพลังงาน ในการประชุมครั้งที่ 4/2544 (ครั้งที่ 33) เมื่อวันที่ 12 กันยายน 2544 ได้พิจารณาเรื่อง การขอแก้ไขวิธีปฏิบัติ แนวทางการลดค่าไฟฟ้า จากการลดค่าก๊าซธรรมชาติ และได้มีมติดังนี้

2.2.1 เห็นชอบให้นำส่วนลด ค่าก๊าซธรรมชาติสุทธิ จำนวน 328 ล้านบาท มาลดค่าไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าบ้านอยู่อาศัย ประเภท 1.1 (บ้านอยู่อาศัยที่ใช้พลังงานไฟฟ้าไม่เกิน 150 หน่วยต่อเดือน และติดตั้งเครื่องวัดหน่วยไฟฟ้า ขนาดไม่เกิน 5 แอมแปร์) ซึ่งมีจำนวนประมาณ 8.78 ล้านราย เพียงเดือนเดียว ในใบเสร็จรับเงินค่าไฟฟ้า ประจำเดือนสิงหาคม 2544 ดังนี้

1. ยกเว้นค่าบริการรายเดือน 8.76 บาท/ราย (รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม)
2. ลดค่าพลังงานไฟฟ้า เท่ากับ 45.06 สตางค์/หน่วย (รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) แต่ทั้งนี้ ค่าไฟฟ้าเมื่อหักส่วนลดแล้ว จะไม่ต่ำกว่าศูนย์

2.2.2 การให้ส่วนลดค่าไฟฟ้า เห็นควรให้ดำเนินการ ดังนี้

1. ให้ส่วนลดค่าไฟฟ้าตามข้อ 2.2.1 (1) และ 2.2.1 (2) โดยแสดงเป็นรายการพิเศษ ในใบเสร็จรับเงินค่าไฟฟ้า
2. ให้ กฟผ. ซึ่งเป็นคู่สัญญากับ ปตท. เป็นผู้ส่งใบเรียกเก็บเงิน การจ่ายส่วนลดไปยัง ปตท. และส่งผ่านค่าส่วนลดคืน ไปยัง กฟน. และ กฟภ. ต่อไป

2.2.3 เงินที่เหลือจากการให้ส่วนลดตามข้อ 2.2.1 (1) และ 2.2.1 (2) ซึ่งมีอีกจำนวนประมาณ 535 ล้านบาท พร้อมดอกเบี้ย (ถ้ามี) ให้ ปตท. นำมาลดค่าก๊าซฯ ให้แก่ กฟผ. เพื่อบรรเทาผลกระทบของการเพิ่มขึ้นของค่า  $F_t$  ในรอบต่อไป (ตุลาคม 2544 – มกราคม 2545)

## ตัวอย่างส่วนลดค่าก๊าซฯ ในใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้า



**ใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าไม่ใช่ใบเสร็จรับเงิน**



78011335700000014100000185750944

**ชื่อ** นายลำไย บุญทรัพย์

**ที่อยู่** 70 หมู่ 2 ซอยหลังตลาดมกคชัย ถ.รามอินทรา อ.นุสาวรีย์ บางเขน

เครื่องวัดฯ เลขที่ ต/700-011335

รหัสเครื่องวัดฯ 78 011335 (7)

ประเภท 1.1

วันที่จดเลขอ่าน 09/09/44 ตัวคูณ

เลขอ่าน 4396

เลขที่ 00000014 1

ประจำเดือน 09/44

ค่าพลังงานไฟฟ้า 188.58 บาท

ค่าความต้องการพลังไฟฟ้า .

ค่าพาเวอร์แฟคเตอร์ .

ค่าบริการ 8.19 .

อัตราค่าไฟฟ้าผันแปร (Fv.) พ 27.13 สต./หน่วย (รวมค่าไฟฟ้าและค่าบริการ 196.77 . )

พลังงานไฟฟ้า 100 หน่วย ค่าไฟฟ้าผันแปร (Fv.) พ 27.13 .

พลังไฟฟ้าสูงสุด .

ส่วนลด .

รวมเงิน 223.90 .

ภาษีมูลค่าเพิ่ม 7% 15.67 .

ส่วนลดจากก๊าซฯ 53.82 .

พาเวอร์แฟคเตอร์

กิโลวัตต์

รวมเงินที่ต้องชำระ 185.75 บาท

โปรดชำระเงินภายในวันที่ 24/08/44

## ตารางส่วนลดค่าไฟฟ้า จากการลดค่าก๊าซธรรมชาติ สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าบ้าน อยู่อาศัยประเภท 1.1 ในใบเสร็จรับเงินค่าไฟฟ้าประจำเดือนสิงหาคม 2544

| หน่วยการใช้ไฟฟ้า<br>(หน่วย) | ค่าไฟฟ้าปกติ<br>(บาท) | ส่วนลดค่าไฟฟ้า |       | ค่าไฟฟ้าจ่ายจริง<br>(บาท) |
|-----------------------------|-----------------------|----------------|-------|---------------------------|
|                             |                       | (บาท)          | %     |                           |
| 5                           | 10.21                 | 10.21          | 100.0 | 0.00                      |
| 10                          | 18.93                 | 13.27          | 70.1  | 5.66                      |
| 30                          | 58.14                 | 22.28          | 38.3  | 35.86                     |
| 50                          | 108.55                | 31.29          | 28.8  | 77.25                     |
| 70                          | 161.00                | 40.31          | 25.0  | 120.70                    |
| 90                          | 213.46                | 49.32          | 23.1  | 164.14                    |
| 110                         | 226.92                | 58.33          | 21.9  | 208.59                    |
| 130                         | 321.37                | 67.34          | 21.0  | 254.03                    |
| 150                         | 375.83                | 76.35          | 20.3  | 299.48                    |



สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ  
วารสารนโยบายพลังงาน ฉบับที่ 53 กรกฎาคม-กันยายน 2544

## แผนการลงทุนของการไฟฟ้านครหลวง ในช่วงปีงบประมาณ 2545-2550

การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) เป็นหน่วยงานรัฐวิสาหกิจ มีหน้าที่จัดจำหน่ายพลังไฟฟ้า ในบริเวณพื้นที่กรุงเทพมหานคร นนทบุรี และสมุทรปราการ รวมพื้นที่ประมาณ 3,192 ตารางกิโลเมตร ปัจจุบันให้บริการผู้ใช้ไฟฟ้าประมาณ 2.23 ล้านราย โดยมีความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุด ประมาณ 6,140 เมกะวัตต์ การดำเนินงานของ กฟน. ที่ผ่าน มา จะต้องได้รับความเห็นชอบจากคณะรัฐมนตรี ซึ่งขณะนี้ กฟน. อยู่ระหว่าง ดำเนินการตามแผนการลงทุนฯ ฉบับที่ 8

เนื่องจากการดำเนินงานของ กฟน. ตามแผนการลงทุนฯ ฉบับที่ 8 จะสิ้นสุดในปลายปี นี้ เพื่อให้การบริการเป็นไปอย่างต่อเนื่อง กฟน. ได้จัดทำแผนการลงทุนฯ ฉบับที่ 9 เพื่อเป็นแผนงานหลักในการดำเนินงานต่อไป โดยจัดทำให้สอดคล้องกับนโยบาย ของรัฐ และส่วนราชการที่เกี่ยวข้อง เน้นการให้บริการความต้องการใช้ไฟฟ้า ที่ เพิ่มขึ้นอย่างเพียงพอ มีคุณภาพ และเสริมความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า รักษา มาตรฐานในการให้บริการต่อผู้ใช้ไฟฟ้า และคำนึงถึงนโยบายการปรับโครงสร้าง และ แปรูปกิจการไฟฟ้า ของประเทศ เพื่อนำไปสู่การแข่งขันในกิจการไฟฟ้า ซึ่งจะทำให้ ผู้ใช้ไฟฟ้ามีทางเลือกในการซื้อไฟฟ้ามากขึ้น

แผนการลงทุนของการไฟฟ้านครหลวง ในช่วงปีงบประมาณ 2545-2550 ประกอบด้วย 2 แผน คือ (1) แผนปรับปรุงและขยายระบบจำหน่ายพลังไฟฟ้า ฉบับที่ 9 ปีงบประมาณ 2545-2550 และ (2) แผนการพัฒนาระบบเทคโนโลยีสารสนเทศ ปีงบประมาณ 2545-2550

### สาระสำคัญของแผนปรับปรุงและขยายระบบจำหน่ายพลังไฟฟ้า ฉบับที่ 9 (ปีงบประมาณ 2545-2550)

1) กฟน. จัดทำแผนปรับปรุงและขยายระบบจำหน่ายพลังไฟฟ้าฉบับที่ 9 ปีงบประมาณ 2545-2550 ตามคำพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า ของคณะอนุกรรมการ การพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า ฉบับเดือนกุมภาพันธ์ 2544 ซึ่งได้ปรับคำพยากรณ์ ในระยะสั้น ให้สอดคล้องกับสถานการณ์การใช้ไฟฟ้าในปัจจุบัน คาดว่าความต้องการ ไฟฟ้าในช่วงปี 2545-2550 จะเพิ่มขึ้นเฉลี่ย 348 เมกะวัตต์ต่อปี หรือเพิ่มขึ้นเฉลี่ย ร้อยละ 5.00 ต่อปี

**ค่าพยากรณ์พลังไฟฟ้าของ กฟน. ที่รับซื้อจากระบบของ กฟผ.**

| ปีงบประมาณ                    | เมกะวัตต์ | เพิ่มขึ้น |      |
|-------------------------------|-----------|-----------|------|
|                               |           | เมกะวัตต์ | %    |
| 2544                          | 6,140     | 340       | 5.87 |
| 2545                          | 6,555     | 415       | 6.76 |
| 2546                          | 6,879     | 324       | 4.94 |
| 2547                          | 7,167     | 288       | 4.19 |
| 2548                          | 7,498     | 331       | 4.62 |
| 2549                          | 7,841     | 343       | 4.57 |
| 2550                          | 8,230     | 389       | 4.96 |
| อัตราเพิ่มเฉลี่ย<br>2545-2550 |           | 348       | 5.00 |

2) รักษาระดับความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าในเขต กฟน. โดยมีเป้าหมายจำนวนไฟฟ้าดับถาวร (ไฟฟ้าดับเกิน 1 นาที) และระยะเวลาไฟฟ้าดับถาวร ณ ปีสุดท้ายของแผนฯ 9 เป็น 3.105 ครั้ง/ปี/ราย และ 65.114 นาที/ปี/ราย ตามลำดับ

3) แผนปรับปรุงและขยายระบบจำหน่ายพลังไฟฟ้า ฉบับที่ 9 (ปีงบประมาณ 2545-2550) ใช้เงินลงทุนรวม 53,489.924 ล้านบาท เพิ่มขึ้นจากแผนฯ ฉบับที่ 8 จำนวน 14,413 ล้านบาท ตามความต้องการไฟฟ้าที่คาดว่าจะสูงขึ้น

4) แผนงานการดำเนินการสำหรับแผนฯ 9 ประกอบด้วย 7 แผนงาน มีปริมาณงานและเงินลงทุน กฟน. 53,489.924 ล้านบาท ดังนี้

(1) แผนงานพัฒนาระบบสถานีต้นทาง 2,000 เอ็มวีเอ และสถานีย่อย 2,280 เอ็มวีเอ วงเงินลงทุน 7,856.396 ล้านบาท คิดเป็นร้อยละ 14.69 ประกอบด้วย

- งานก่อสร้างและเพิ่มขนาดสถานีต้นทาง เพื่อรับไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ไปจ่ายยังสถานีย่อยโดยผ่านสายส่งต่างๆ ของ กฟน.
- งานปรับปรุงสถานีต้นทาง จาก Outdoor Type เป็น Indoor Gas Insulated Switchgear เพื่อเพิ่มคุณภาพในการจ่ายไฟฟ้า
- งานก่อสร้างและเพิ่มขนาดสถานีย่อย เพื่อรองรับภาระไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นโดยการแปลงระดับแรงดัน 69 และ 115 เควี เป็น 12 และ 24 เควี และกระจายไปยังสายจำหน่ายแรงดัน 12 และ 24 เควี ในพื้นที่เป้าหมายของ กฟน.
- งานปรับปรุงสถานีย่อย ได้แก่ งานปรับปรุงอาคารและเปลี่ยนอุปกรณ์สถานีย่อย เช่น Power Transformer Switchgear และ Circuit Breaker เป็นต้น และงานปรับปรุงสถานีย่อย เพื่อรองรับการเปลี่ยนแรงดันไฟฟ้า 12 เควี เป็น 24 เควี

(2) แผนงานพัฒนาระบบสายส่งพลังไฟฟ้า 276.7 วงจร-กม. วงเงินลงทุน 9,760.933 ล้านบาท คิดเป็นร้อยละ 18.25 ประกอบด้วย

- งานก่อสร้างสายส่งใหม่ เพื่อรองรับภาระไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น
- งานปรับปรุงสายส่ง เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการรับภาระไฟฟ้า เช่น การเพิ่มจำนวนวงจรของสายไฟฟ้า เป็นต้น
- งานปรับปรุงสายส่ง 230 เควี สถานีต้นทางบางกะปิ – สถานีต้นทางชิดลม เป็นการก่อสร้างสายส่งใหม่ เพื่อทดแทนสายส่งเดิมที่ชำรุดตามสภาพการใช้งานนานกว่า 20 ปี

(3) แผนงานพัฒนาระบบจ่ายไฟฟ้าแรงดันกลางและต่ำ แยกเป็นสายป้อน 7,713 วงจร-กม. สายแรงต่ำ 3,840 วงจร-กม. หม้อแปลงจำหน่าย 3,085 เอ็มวีเอ เครื่องวัดหน่วยไฟฟ้า 566,130 เครื่อง และคาปาซิเตอร์ 1,550 เมกะวัตต์ วงเงินลงทุน 29,115.343 ล้านบาท คิดเป็นร้อยละ 54.43 ประกอบด้วย สายป้อนระดับแรงดัน 12-24 เควี สายแรงต่ำ หม้อแปลงจำหน่ายเครื่องวัดไฟฟ้า และคาปาซิเตอร์ โดยในส่วน of สายป้อน จะมีโครงการเปลี่ยนสายเปลือย หรือสายหุ้มชนิดบาง เป็นสายหุ้มชนิดหนา (Spaced Aerial Cable) ซึ่งเป็นโครงการต่อเนื่องจากแผนฯ ฉบับที่ 8

(4) แผนงานเปลี่ยนระบบสายป้อนอากาศ เป็นสายป้อนใต้ดิน 3 โครงการ วงเงินลงทุน 2,215.594 ล้านบาท คิดเป็นร้อยละ 4.14 ประกอบด้วย โครงการพหลโยธิน พญาไท และสุขุมวิท

(5) แผนงานประสานงานสาธารณูปโภค 42 กม. วงเงินลงทุน 2,389.458 ล้านบาท คิดเป็นร้อยละ 4.47 ลักษณะงานโดยทั่วไป เป็นการรื้อย้ายเสา-สายป้อนปัจจุบันของ กฟน. และก่อสร้างระบบสายใต้ดินแทน เพื่อไม่ให้เกิดขวางการก่อสร้างถนน สะพาน ทางด่วนพิเศษและระบบส่งมวลชน โดยคำนึงถึงความจำเป็นในการรองรับความต้องการไฟฟ้า ที่จะเพิ่มขึ้นในอนาคต

(6) แผนงานเปลี่ยนแรงดันไฟฟ้าจาก 12 เป็น 24 เควี 267 ตร.กม. วงเงินลงทุน 1,466.574 ล้านบาท คิดเป็นร้อยละ 2.74 เป็นแผนเพิ่มความสามารถ ในการจ่ายไฟฟ้าของสายป้อน และแก้ไขปัญหาแรงดันไฟฟ้าตก

(7) แผนงานเพิ่มประสิทธิภาพในการจ่ายไฟฟ้า 2 โครงการ วงเงินลงทุน 685.626 ล้านบาท คิดเป็นร้อยละ 1.28 ประกอบด้วย 2 โครงการคือ

- โครงการจัดทำระบบแผนที่ และข้อสนเทศระบบจำหน่ายไฟฟ้า โครงการดังกล่าว ได้ครอบคลุมพื้นที่ 2,167 ตารางกิโลเมตรแล้ว คงเหลือพื้นที่การไฟฟ้านครหลวงเขตบางใหญ่และบางพลี รวมประมาณ 1,025 ตารางกิโลเมตร ซึ่งจะดำเนินการให้ครบถ้วนในแผนฯ ฉบับที่ 9



- โครงการควบคุมระบบจำหน่ายระยะไกล ปัจจุบัน กฟน. ได้ติดตั้งระบบจำหน่ายระยะไกลบางส่วนใน 6 การไฟฟ้าเขตแล้ว ซึ่งเป็นโครงการที่เป็นประโยชน์ในการแก้ไขปัญหาไฟดับ และการบำรุงรักษา โดยช่วยให้การดำเนินงานสะดวกและรวดเร็วขึ้น

5) งบประมาณการลงทุนตามแผนฯ 9 นี้ มียอดรวมทั้งสิ้น 53,489.924 ล้านบาท เป็นเงินตราต่างประเทศ 17,452.344 ล้านบาท (ประมาณร้อยละ 32.6) และเงินตราในประเทศ 36,037.580 ล้านบาท (ประมาณร้อยละ 67.4)

6) กฟน. มีนโยบายดำเนินงานส่วนใหญ่โดยพนักงาน กฟน. เอง และจะมีการว่าจ้างบุคคลภายนอกดำเนินการบางส่วน โดยเฉพาะงานก่อสร้างโยธา รวมทั้งงานที่จำเป็นต้องใช้เทคโนโลยีสูง ๆ เช่น โครงการสายส่ง 230 เครือ สถานีต้นทางบางกะปิ-สถานีต้นทางชิดลม และโครงการ Distribution Automation System เป็นต้น และเพื่อให้การดำเนินงานเป็นไปตามเป้าหมายในการให้บริการความต้องการไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น กฟน. จำเป็นต้องเริ่มดำเนินการตามแผนฯ ตั้งแต่ปี 2545 โดยจะเป็นการเตรียมการจัดหาที่ดิน สำรวจ ออกแบบ ขออนุญาตใช้พื้นที่ การว่าจ้างที่ปรึกษาออกแบบ และจัดทำเอกสารประกวดราคา

7) การดำเนินงานตามแผนปรับปรุงและขยายระบบจำหน่ายพลังไฟฟ้า ฉบับที่ 9 ของ กฟน. คาดว่าจะให้ผลตอบแทนทางเศรษฐกิจ (Economic Internal Rate of Return : EIRR) 7.69%

8) ฐานะการเงินในช่วงปี 2545-2550 หากคำนึงถึงความเสี่ยงพอของรายได้ในการขยายการลงทุนแล้ว พบว่า กฟน. มีสภาพคล่องเพียงพอในการดำเนินงานและมีฐานะการเงินที่มั่นคง โดยมีอัตราส่วนการลงทุนจากเงินรายได้ (SFR) อัตราส่วนความสามารถในการชำระหนี้ (DSCR) และอัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนทุน (D/E) ผ่านเกณฑ์การเงินที่กำหนด

### ประมาณการฐานะการเงินในช่วงปี 2545-2550

หน่วย : ล้านบาท

| รายการ                                         | เกณฑ์พิจารณา | ปีงบประมาณ |       |       |       |        |        |
|------------------------------------------------|--------------|------------|-------|-------|-------|--------|--------|
|                                                |              | 2545       | 2546  | 2547  | 2548  | 2549   | 2550   |
| กำไรสุทธิ                                      | -            | 4,485      | 4,458 | 4,877 | 5,843 | 7,114  | 7,914  |
| รายจ่ายลงทุน                                   | -            | 8,408      | 9,919 | 9,322 | 9,461 | 10,032 | 11,852 |
| อัตราส่วนการลงทุนจากเงินรายได้ : SFR (ร้อยละ)  | $\geq 25$    | 25.04      | 27.29 | 28.67 | 33.74 | 36.53  | 34.35  |
| อัตราส่วนความสามารถในการชำระหนี้ : DSCR (เท่า) | $\geq 1.5$   | 1.51       | 1.50  | 1.50  | 1.50  | 1.50   | 1.50   |
| อัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนทุน : D/E (เท่า)        | $< 1.5$      | 1.04       | 1.08  | 1.11  | 1.10  | 1.06   | 0.90   |



**สาระสำคัญของแผนการพัฒนาระบบเทคโนโลยีสารสนเทศ (แผน IT)** ซึ่งดำเนินการตามนโยบายการปรับโครงสร้างกิจการไฟฟ้า เพื่อส่งเสริมการแข่งขันในระดับค้าปลีก จะใช้เงินลงทุนรวมทั้งสิ้น 1,015 ล้านบาท โดยเป็นเงินลงทุนภายในประเทศทั้งหมด ประกอบด้วย 3 โครงการ ได้แก่ โครงการปรับกระบวนการและพัฒนาระบบงานเพื่อการบริหารงานภายใน โครงการพัฒนาระบบงานเพื่อรองรับการซื้อขายไฟฟ้าผ่านตลาดกลาง และโครงการจัดหาเครื่องคอมพิวเตอร์และอุปกรณ์ประกอบ เพื่อทดแทนเครื่องที่หมดอายุ รวมทั้งเพิ่มให้เพียงพอต่อการใช้งาน

### **มติคณะรัฐมนตรี**

คณะรัฐมนตรีในการประชุมเมื่อวันที่ 10 กรกฎาคม 2544 ได้มีมติเห็นชอบตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) ในการประชุมครั้งที่ 3/2544 (ครั้งที่ 84) เมื่อวันที่ 2 กรกฎาคม 2544 เรื่อง แผนการลงทุนของการไฟฟ้านครหลวงในช่วงปีงบประมาณ 2545-2550 ดังนี้

3.1 เห็นชอบแผนปรับปรุงและขยายระบบจำหน่ายพลังไฟฟ้าฉบับที่ 9 (ปีงบประมาณ 2545-2550) ในวงเงิน 53,489.924 ล้านบาท ตามที่ กฟน. เสนอ ทั้งนี้ เห็นควรให้ กฟน. จะต้องมีการบริหารจัดการภาระหนี้ต่างประเทศเพื่อลดผลกระทบของอัตราแลกเปลี่ยน

3.2 เห็นชอบในหลักการแผนพัฒนาระบบเทคโนโลยีสารสนเทศของ กฟน. ปีงบประมาณ 2545-2550 โดยให้นำความเห็นของ สพช. ไปดำเนินการปรับปรุงแผนให้สมบูรณ์ยิ่งขึ้น ดังนี้

1. การลงบัญชีการลงทุนในด้านการค้าปลีกของแต่ละกิจกรรม เช่น การวัดหน่วยไฟฟ้า การเรียกเก็บเงิน และการชำระเงินค่าไฟฟ้า เป็นต้น จะต้องแยกเป็นอิสระจากกันอย่างชัดเจน เพื่อให้การคิดอัตราค่าบริการของแต่ละกิจกรรมมีความชัดเจน โปร่งใส ซึ่งจะนำไปสู่การแข่งขันในระดับค้าปลีก และทำให้ผู้ใช้ไฟฟ้ามีทางเลือกในการซื้อไฟฟ้ามากขึ้น
2. รายละเอียดของแผนพัฒนาระบบเทคโนโลยีสารสนเทศดังกล่าวยังไม่เพียงพอ ทำให้ยากต่อการพิจารณาแผนการลงทุนว่าจะสามารถรองรับการปรับโครงสร้างกิจการไฟฟ้าได้หรือไม่ ดังนั้นจึงเห็นควรให้ กฟน. จัดทำรายละเอียดของแผนฯ เพิ่มเติม



สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ  
วารสารนโยบายพลังงาน ฉบับที่ 53 กรกฎาคม-กันยายน 2544

# ความคืบหน้าการดำเนินโครงการ จำหน่าย น้ำมันเชื้อเพลิงสำหรับชาวประมง

เมื่อกฎหมายของกรมสรรพากร ในการยกเว้นภาษีมูลค่าเพิ่ม มีผลบังคับใช้ ก็จะทำให้สามารถลงใจ ให้มีผู้เข้าร่วมโครงการมากขึ้นอีก โดยมีเป้าหมายขยายให้ครอบคลุมทั้งฝั่งทะเลด้านอ่าวไทย และอันดามัน ซึ่งจะทำให้ชาวประมงได้รับบริการอย่างทั่วถึง

## 1. ความเป็นมา

คณะรัฐมนตรีได้มีมติ เมื่อวันที่ 3 ตุลาคม 2543 อนุมัติตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ เห็นชอบแนวทาง การดำเนินโครงการ จำหน่ายน้ำมันเชื้อเพลิงสำหรับชาวประมงในเขตต่อเนื่อง โดยได้มอบหมายหน่วยงานต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้อง คือ กรมสรรพสามิต กรมศุลกากร กรมทะเบียนการค้า และกรมสรรพากร รับไปดำเนินการ ออกระเบียบ หลักเกณฑ์ วิธีการ และเงื่อนไข เพื่อบริการการดำเนินโครงการดังกล่าว รวมทั้งเพื่อให้มีการยกเว้นภาษีอากรต่าง ๆ ซึ่งจะทำให้ราคาน้ำมันในโครงการถูกลง สามารถแข่งขันได้

โครงการจำหน่ายน้ำมันเชื้อเพลิง สำหรับชาวประมงในเขตต่อเนื่อง ไม่ใช่การจำหน่ายน้ำมันทั่วไปตามปกติ แต่มีลักษณะจำกัดเฉพาะหลายประการ ได้แก่ ต้องเป็นน้ำมันที่ผลิตในประเทศเท่านั้น พื้นที่จำหน่ายจะอยู่ในบริเวณเขตต่อเนื่อง (12-24 ไมล์ทะเล) คุณภาพของน้ำมันแตกต่างจากน้ำมันที่จำหน่ายบนบกและจะต้องเติมสีเขียวและสาร Marker เพื่อให้สามารถตรวจสอบได้ หากถูกลักลอบนำมาจำหน่ายบนฝั่ง นอกจากนั้นน้ำมันนี้ จะได้รับการยกเว้นภาษีอากร และเงินเรียกเก็บเข้ากองทุนต่าง ๆ เพื่อให้ราคาน้ำมันที่จำหน่ายในโครงการฯ สามารถแข่งขันกับน้ำมัน ที่มาจากต่างประเทศได้ เรือสถานบริการ (Tanker) ต้องเป็นเรือที่จดทะเบียนเรือไทยเท่านั้น ทั้งนี้เพราะเรือที่จดทะเบียนเรือไทยจะผ่านการตรวจรับรองจากกรมเจ้าท่าแล้ว ว่ามีมาตรฐานความปลอดภัย รวมทั้งอุปกรณ์ในการรักษาสิ่งแวดล้อมอย่างครบถ้วน ทำให้ง่ายต่อการควบคุมตรวจสอบ ขณะเดียวกันเรือ Tanker ทุกลำจะต้องติดตั้งมิเตอร์ ที่ผ่านการรับรองจากกระทรวงพาณิชย์ ซึ่งทำให้แน่ใจได้ว่าชาวประมง จะได้รับปริมาณน้ำมันอย่างครบถ้วน ตามที่ได้ตกลงซื้อขายไว้

การควบคุมตรวจสอบ มิให้มีการลักลอบนำน้ำมันดังกล่าว มาจำหน่ายบนฝั่ง ใช้วิธีการอนุญาตเป็นรายเที่ยวเรือ และมีการตรวจวัดปริมาณการส่งออกจากโรงกลั่นน้ำมัน และผิวน้ำทุกครั้ง และในระยะแรก จะมีเจ้าหน้าที่ตำรวจประจำเรือทุกลำ นอกจากนั้นก่อนทำการขนถ่ายน้ำมัน เจ้าของเรือจะต้องแจ้งศูนย์เฝ้าฟัง ของ ศปnm. ทราบก่อนทุกครั้ง เพื่อรวบรวมข้อมูลการซื้อขายน้ำมัน จัดส่งให้กับหน่วยงานที่

# การปรับราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลว

ในเดือนพฤษภาคม - กรกฎาคม 2544 ได้มีการปรับราคาขายส่ง และราคาขายปลีก ก๊าซปิโตรเลียมเหลว ซึ่งเป็นไปตามมติ คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ และ คณะกรรมการนโยบายพลังงาน ดังต่อไปนี้

## 1. คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ

เมื่อวันที่ 11 เมษายน 2544 ได้พิจารณาเรื่อง แนวทางการแก้ไขปัญหาลำโพงทุน น้ำมันเชื้อเพลิง และการปรับโครงสร้างราคา ก๊าซปิโตรเลียมเหลว และมีมติเห็นชอบ แนวทางการปรับขึ้นราคา ก๊าซปิโตรเลียมเหลว โดยให้ทยอย ปรับขึ้นราคาขายส่ง และขายปลีกก๊าซปิโตรเลียมเหลว ครั้งละไม่เกิน 1 บาท/กก. เพื่อไม่ให้เกิดผลกระทบต่อผู้บริโภคมากนัก และมอบหมายให้ คณะกรรมการพิจารณานโยบายพลังงาน เป็นผู้พิจารณาดำเนินการ ในช่วงระยะเวลาที่เหมาะสม

## 2. คณะกรรมการพิจารณานโยบายพลังงาน

เมื่อวันที่ 26 เมษายน 2544 ได้มีมติเห็นชอบ ให้มีการดำเนินการตามมติ คณะกรรมการนโยบายพลังงาน แห่งชาติ โดยทยอยปรับราคาขายส่ง และขายปลีก ก๊าซปิโตรเลียมเหลว เพิ่มขึ้น ครั้งละไม่เกิน 1 บาท/กก. และ มอบหมายให้ สำนักงาน คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (สพช.) กำกับดูแลราคาการเปลี่ยนแปลง ราคาขายส่ง โดยให้ความเห็นชอบ ของประธานกรรมการพิจารณา นโยบายพลังงาน และเมื่อมีการปรับราคาแล้ว ให้กรมการค้าภายในรับไปดำเนินการ เพื่อให้เกิดความ คล่องตัว ในการออกประกาศ เพื่อปรับราคาขายปลีกก๊าซหุงต้ม ได้สอดคล้อง และ พร้อมกับการเปลี่ยนแปลงราคาขายส่ง

## การดำเนินการ

สพช. ได้ดำเนินการปรับราคาขาย ส่งก๊าซปิโตรเลียมเหลว 2 ครั้ง ดังนี้

๐ ครั้งที่ 1 สพช. ได้ออกประกาศคณะกรรมการพิจารณา นโยบายพลังงาน ฉบับที่ 19 พ.ศ. 2544 ปรับราคาขายส่งก๊าซปิโตรเลียมเหลว ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม เพิ่มขึ้น 0.8500 บาท/กก. เป็น 7.8934 บาท/กก. ซึ่งมีผลทำให้ราคาขายปลีกก๊าซหุงต้ม รวมภาษีมูลค่าเพิ่มปรับเพิ่มขึ้น 0.90 บาท/กก. เป็น 11.61 บาท/กก. หรือถังขนาด บรรจ 15 กก. เพิ่มขึ้น 13 บาท/ถัง เป็น 174 บาท/ถัง โดยมีผลบังคับใช้ตั้งแต่วันที่

5 พฤษภาคม 2544 เป็นต้นไป และการปรับราคาในครั้งนี้อยู่ในระดับไม่สูงกว่าเพดานราคาสูงสุดประกาศกระทรวงพาณิชย์

๐ ครั้งที่ 2 สพช. ได้ออกประกาศ คณะกรรมการพิจารณานโยบายพลังงาน ฉบับที่ 30 พ.ศ. 2544 ปรับราคาขายส่งก๊าซปิโตรเลียมเหลว ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม เพิ่มขึ้น 0.9345 บาท/กก. เป็น 8.8279 บาท/กก. โดยมีผลบังคับใช้ ตั้งแต่วันที่ 12 กรกฎาคม 2544 เป็นต้นไป และกรมการค้าภายใน ได้ออกประกาศคณะกรรมการกลาง ว่าด้วยราคาสินค้าและบริการ ปรับขึ้นราคาขายปลีกก๊าซปิโตรเลียมเหลวบรรจุถัง (ก๊าซหุงต้ม) รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม ปรับเพิ่มขึ้น 1 บาท/กก. เป็น 12.61 บาท/กก. หรือถังบรรจุ 15 กก. เพิ่มขึ้น 15 บาท เป็น 179.00 บาท/ถัง 15 กก. โดยมีผลตั้งแต่วันที่ 13 กรกฎาคม 2544 เป็นต้นไป



ประกาศคณะกรรมการพิจารณานโยบายพลังงาน  
ฉบับที่ 19 พ.ศ. 2544

เรื่อง การกำหนดราคาขายก๊าซ ณ คลังก๊าซเป็นราคาเดียวกันทุกแห่งทั่ว  
ราชอาณาจักร

อาศัยอำนาจตามข้อ 4 (3) และข้อ 5 แห่งคำสั่งนายกรัฐมนตรีที่ 1/2540 เรื่อง กำหนดมาตรการเพื่อแก้ไขและป้องกันภาวะการขาดแคลนน้ำมันเชื้อเพลิง ลงวันที่ 12 กันยายน พ.ศ. 2540 คณะกรรมการพิจารณานโยบายพลังงานออกประกาศไว้ดังต่อไปนี้

ข้อ 1 ให้ยกเลิกประกาศคณะกรรมการพิจารณานโยบายพลังงาน ฉบับที่ 45 พ.ศ. 2542 เรื่อง การกำหนดราคาขายก๊าซ ณ คลังก๊าซเป็นราคาเดียวกันทุกแห่งทั่วราชอาณาจักร ลงวันที่ 22 ตุลาคม พ.ศ. 2542

ข้อ 2 ให้กำหนดราคาขายก๊าซ ณ คลังก๊าซเป็นราคาเดียวกันทุกแห่งทั่วราชอาณาจักร ดังนี้

ราคาขายก๊าซ ณ คลังก๊าซไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม กิโลกรัมละ 7.8934 บาท

ทั้งนี้ ตั้งแต่วันที่ 5 พฤษภาคม พ.ศ. 2544 เป็นต้นไป

ประกาศ ณ วันที่ 4 พฤษภาคม พ.ศ. 2544

(ลงนาม) เมตตา บันเทิงสุข

(นายเมตตา บันเทิงสุข)

รองเลขาธิการ รักษาราชการแทน  
เลขาธิการคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ



ประกาศคณะกรรมการพิจารณานโยบายพลังงาน  
ฉบับที่ 30 พ.ศ. 2544

เรื่อง การกำหนดราคาขายก๊าซ ณ คลังก๊าซเป็นราคาเดียวกันทุกแห่งทั่ว  
ราชอาณาจักร

อาศัยอำนาจตามข้อ 4 (3) และข้อ 5 แห่งคำสั่งนายกรัฐมนตรีที่ 1/2540 เรื่อง  
กำหนดมาตรการเพื่อแก้ไขและป้องกันภาวะการขาดแคลนน้ำมันเชื้อเพลิง ลงวันที่  
12 กันยายน พ.ศ. 2540 คณะกรรมการพิจารณานโยบายพลังงาน ออกประกาศไว้  
ดังต่อไปนี้

ข้อ 1 ให้ยกเลิกประกาศคณะกรรมการพิจารณานโยบายพลังงาน ฉบับที่ 19 พ.ศ.  
2544 เรื่อง การกำหนดราคาขายก๊าซ ณ คลังก๊าซเป็นราคาเดียวกันทุกแห่ง  
ทั่วราชอาณาจักร ลงวันที่ 4 พฤษภาคม พ.ศ. 2544

ข้อ 2 ให้กำหนดราคาขายก๊าซ ณ คลังก๊าซ เป็นราคาเดียวกันทุกแห่งทั่วราชอาณาจักร  
ดังนี้

ราคาขายก๊าซ ณ คลังก๊าซไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม กิโลกรัมละ 8.8279 บาท

ทั้งนี้ ตั้งแต่วันที่ 12 กรกฎาคม พ.ศ. 2544 เป็นต้นไป

ประกาศ ณ วันที่ 11 กรกฎาคม พ.ศ. 2544

(ลงนาม) ปิยสวัสดิ์ อัมระนันทน์

(นายปียสวัสดิ์ อัมระนันท์)  
เลขาธิการคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ



ประกาศคณะกรรมการกลางว่าด้วยราคาสินค้าและบริการ  
เรื่อง การกำหนดราคาจำหน่ายปลีกก๊าซปิโตรเลียมเหลวบรรจุถัง (ก๊าซหุงต้ม)

โดยที่คณะกรรมการกลางว่าด้วยราคาสินค้าและบริการเห็นสมควรกำหนดมาตรการทางกฎหมาย ให้ผู้ประกอบการจำหน่ายก๊าซปิโตรเลียมเหลวบรรจุถัง (ก๊าซหุงต้ม) ไม่สูงกว่าราคาที่กำหนด เพื่อกำกับดูแลระบบตลาดให้เกิดความเป็นธรรมกับผู้ประกอบการทุกฝ่าย และเป็นการรักษาประโยชน์ของผู้บริโภค

ฉะนั้น อาศัยอำนาจตามความในมาตรา 9 และมาตรา 25 (1) (3) (4) แห่งพระราชบัญญัติว่าด้วยราคาสินค้าและบริการ พ.ศ. 2542 อันเป็นพระราชบัญญัติ ที่มีบทบัญญัติบางประการ เกี่ยวกับการจำกัดสิทธิ และเสรีภาพของบุคคล ซึ่งมาตรา 29 ประกอบกับมาตรา 31 มาตรา 35 มาตรา 36 มาตรา 48 และมาตรา 50 ของรัฐธรรมนูญแห่งราชอาณาจักรไทย บัญญัติให้กระทำได้ โดยอาศัยอำนาจ ตามบทบัญญัติแห่งกฎหมาย คณะกรรมการกลางว่าด้วยราคาสินค้าและบริการ จึงออกประกาศดังต่อไปนี้

ข้อ 1 ประกาศฉบับนี้ให้มีผลใช้บังคับในเขตท้องที่กรุงเทพมหานคร

ข้อ 2 ประกาศฉบับนี้ ให้มีผลใช้บังคับ เป็นระยะเวลาหนึ่งปี นับตั้งแต่วันถัดจากวันประกาศ เป็นต้นไป

ข้อ 3 สินค้าควบคุม ที่อยู่ในบังคับแห่งประกาศฉบับนี้ คือ ก๊าซปิโตรเลียมเหลวบรรจุถัง (ก๊าซหุงต้ม) ยกเว้นก๊าซปิโตรเลียมเหลวบรรจุถัง (ก๊าซหุงต้ม) ซึ่งมีขนาดความจุของถัง ไม่เกินกว่าห้ากิโลกรัม และขนาดความจุของถังเกินกว่าหกสิบกิโลกรัม

ข้อ 4 ให้ผู้จำหน่ายปลีกสินค้าควบคุมตามข้อ 3 จำหน่ายไม่สูงกว่าราคา (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) ที่กำหนดไว้ดังต่อไปนี้

- (1) ขนาดบรรจุถัง 12.00 กิโลกรัม ปริมาณบรรจุสุทธิ 11.50 กิโลกรัม ราคาถังละ 125.00 บาท
- (2) ขนาดบรรจุถัง 13.50 กิโลกรัม ปริมาณบรรจุสุทธิ 13.50 กิโลกรัม ราคาถังละ 147.00 บาท
- (3) ขนาดบรรจุถัง 15.00 กิโลกรัม ปริมาณบรรจุสุทธิ 15.00 กิโลกรัม ราคาถังละ 164.00 บาท
- (4) ขนาดบรรจุถัง 50.00 กิโลกรัม ปริมาณบรรจุสุทธิ 48.00 กิโลกรัม ราคาถังละ 524.00 บาท

ราคาดังกล่าวในวรรคหนึ่ง เป็นราคาจากผู้จำหน่ายส่งถึงสถานที่ของผู้ซื้อ

ข้อ 5 การจำหน่ายสินค้าควบคุมตามข้อ 3 ที่มีปริมาณต่ำ หรือสูงกว่าหน่วยที่กำหนดไว้ในข้อ 4 ให้คิดเทียบราคาตามอัตราส่วน

ประกาศ ณ วันที่ 28 มีนาคม พ.ศ. 2543

(ลงนาม) ศุภชัย พานิชภักดิ์

(นายศุภชัย พานิชภักดิ์)

รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพาณิชย์

ประธานคณะกรรมการกลางว่าด้วยราคาสินค้าและบริการ



ประกาศคณะกรรมการกลางว่าด้วยราคาสินค้าและบริการ  
เรื่อง การกำหนดราคาจำหน่ายปลีกก๊าซปิโตรเลียมเหลวบรรจุถัง (ก๊าซหุงต้ม)

-----

ตามที่คณะกรรมการกลางว่าด้วยราคาสินค้าและบริการ ได้ออกประกาศคณะกรรมการกลาง ว่าด้วยราคาสินค้าและบริการ เรื่อง การกำหนดราคาจำหน่ายปลีกก๊าซปิโตรเลียมเหลวบรรจุถัง (ก๊าซหุงต้ม) ลงวันที่ 27 มีนาคม พ.ศ 2544 ไปแล้วนั้น

โดยที่ได้มีประกาศคณะกรรมการพิจารณานโยบายพลังงาน เปลี่ยนแปลงราคาจำหน่ายก๊าซ ณ คลังก๊าซ ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม เป็นกิโลกรัมละ 8.8279 บาท

โดยให้เริ่มมีผลบังคับใช้ตั้งแต่วันที่ 12 กรกฎาคม พ.ศ. 2544 คณะกรรมการกลางว่าด้วยราคาสินค้าและบริการ จึงเห็นควรเปลี่ยนแปลง ราคาจำหน่ายปลีกก๊าซปิโตรเลียมเหลวบรรจุถัง (ก๊าซหุงต้ม) ให้สอดคล้องกับราคาจำหน่ายก๊าซ ตามประกาศดังกล่าว

อาศัยอำนาจตามความในมาตรา 9 (2) และมาตรา 25 (1) (3) (4) แห่งพระราชบัญญัติว่าด้วยราคาสินค้าและบริการ พ.ศ. 2542 อันเป็นพระราชบัญญัติ ที่มีบทบัญญัติบางประการ เกี่ยวกับการจำกัดสิทธิ และเสรีภาพของบุคคล ซึ่งมาตรา 29 ประกอบกับมาตรา 31 มาตรา 35 มาตรา 36 มาตรา 48 และมาตรา 50 ของรัฐธรรมนูญแห่งราชอาณาจักรไทยบัญญัติให้กระทำได้ โดยอาศัยอำนาจตามบทบัญญัติแห่งกฎหมาย คณะกรรมการกลางว่าด้วยราคาสินค้าและบริการ จึงออกประกาศ ดังต่อไปนี้

ข้อ 1 ประกาศฉบับนี้ให้ใช้บังคับในเขตท้องที่กรุงเทพมหานคร

ข้อ 2 ให้ยกเลิกประกาศคณะกรรมการกลางว่าด้วยราคาสินค้าและบริการ เรื่อง การกำหนดราคาจำหน่ายปลีกก๊าซปิโตรเลียมเหลวบรรจุถัง (ก๊าซหุงต้ม) ลงวันที่ 27 มีนาคม พ.ศ. 2544

ข้อ 3 ให้ผู้จำหน่ายปลีกก๊าซปิโตรเลียมเหลวบรรจุถัง (ก๊าซหุงต้ม) จำหน่ายไม่สูงกว่าราคา (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) ที่กำหนดไว้ ดังต่อไปนี้

- (1) ขนาดบรรจุถัง 12.00 กิโลกรัม ปริมาณบรรจุสุทธิ 11.50 กิโลกรัม ราคาถังละ 136.00 บาท
- (2) ขนาดบรรจุถัง 13.50 กิโลกรัม ปริมาณบรรจุสุทธิ 13.50 กิโลกรัม ราคาถังละ 159.00 บาท
- (3) ขนาดบรรจุถัง 15.00 กิโลกรัม ปริมาณบรรจุสุทธิ 15.00 กิโลกรัม ราคาถังละ 177.00 บาท
- (4) ขนาดบรรจุถัง 50.00 กิโลกรัม ปริมาณบรรจุสุทธิ 48.00 กิโลกรัม ราคาถังละ 566.00 บาท

ราคาตามวรรคหนึ่งเป็นราคาที่ผู้จำหน่ายปลีกส่งถึงสถานที่ของผู้ซื้อ

ความในวรรคหนึ่ง มิให้ใช้บังคับ กับผู้จำหน่ายปลีกก๊าซปิโตรเลียมเหลวบรรจุถัง (ก๊าซหุงต้ม) ซึ่งมีขนาดบรรจุของถังไม่เกินห้ากิโลกรัม และขนาดความจุของถังเกินกว่าหกสิบลิตร

ข้อ 4 การจำหน่ายก๊าซปิโตรเลียมเหลวบรรจุถัง (ก๊าซหุงต้ม) ที่มีปริมาณต่ำหรือสูงกว่าหน่วยที่กำหนดไว้ในข้อ 3 ให้คิดเทียบราคาตามอัตราส่วน

ข้อ 5 ประกาศฉบับนี้ให้ใช้บังคับเป็นระยะเวลาหนึ่งปี นับตั้งแต่วันที่ถัดจากวันประกาศเป็นต้นไป



ประกาศ ณ วันที่ 12 กรกฎาคม พ.ศ. 2544

(ลงนาม) อติชัย โพธารามิก

(นายอติชัย โพธารามิก)

รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพาณิชย์

ประธานคณะกรรมการกลางว่าด้วยราคาสินค้าและบริการ

---



สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ

วารสารนโยบายพลังงาน ฉบับที่ 53 กรกฎาคม-กันยายน 2544

เกี่ยวข้องกับทราบ ทั้ง ศปnm. กรมศุลกากร กรมสรรพสามิต และกรมทะเบียนการค้า ซึ่งข้อมูลดังกล่าวจะเป็นประโยชน์ ในการตรวจสอบ ยืนยันการซื้อขาย ระหว่างต้นทาง กับปลายทางได้

โครงการจำหน่ายน้ำมัน สำหรับชาวประมงในเขตต่อเนื่องนี้ ได้รับอนุมัติจาก คณะรัฐมนตรี ให้ดำเนินได้เป็นปีต่อปีเท่านั้น โดยในปีแรกจะสิ้นสุดถึงเดือนธันวาคม 2544 และกำหนดให้มีการประเมินผลปลายปี โดยบุคคลภายนอก ซึ่งในทางปฏิบัติ สพข. ได้จัดให้ผู้ค้าน้ำมันในประเทศ ซึ่งเป็นผู้สูญเสียผลประโยชน์ เป็นผู้ประเมิน หากผลการประเมินพบว่าได้ผลดีก็จะได้รับการต่ออายุโครงการต่อไป แต่หากไม่ได้ผลดี โครงการนี้ก็ต้องยุติลงเลิกไป นอกจากนี้ยังให้มีการจัดตั้งคณะกรรมการกำกับ ดูแลโครงการนี้ โดยมีผู้แทนหน่วยงานต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้อง ประกอบด้วย กรมสรรพสามิต กรมศุลกากร กรมสรรพากร กรมเจ้าท่า กรมทะเบียนการค้า กรม ประมง สำนักงานตำรวจแห่งชาติ และ สพข. เป็นคณะกรรมการ เพื่อให้การพิจารณา อนุญาต และการตรวจสอบควบคุม กระทำกันเป็นหมู่คณะ



## 2. การดำเนินการในปัจจุบัน

โครงการจำหน่ายน้ำมันเชื้อเพลิง สำหรับชาวประมงในเขตต่อเนื่อง ได้เริ่มมีการ จำหน่ายน้ำมันเชื้อเพลิงในเขตต่อเนื่อง ตั้งแต่ 30 เมษายน 2544 จนถึงปัจจุบันรวม ทั้งสิ้น 7 เทียวเรือ ปริมาณน้ำมันที่จำหน่าย 14.8 ล้านลิตร จำหน่ายให้กับเรือประมง 1,236 ลำ โดยมีบริษัทมหาชนความประสงค์ ขอจำหน่ายน้ำมันเชื้อเพลิงจนถึงขณะนี้ รวมทั้งสิ้น 8 บริษัท มีจำนวนเรือสถานบริการ 13 ลำ และคาดว่าเมื่อกฎหมายของ กรมสรรพากร มีผลในการยกเว้นภาษีมูลค่าเพิ่ม ก็จะทำให้สามารถจูงใจ ให้มีผู้เข้าร่วม โครงการมากขึ้นอีก โดยมีเป้าหมายขยายให้ครอบคลุม ทั้งฝั่งทะเลด้านอ่าวไทย และ อันดามัน ซึ่งจะทำให้ชาวประมงได้รับบริการอย่างทั่วถึง



### 3. การดำเนินการในระยะต่อไป

สืบเนื่องจากการในการสัมมนา ของสมาคมการประมงแห่งประเทศไทย เพื่อแถลงข่าวความสำเร็จของโครงการ ในวันที่ 25-26 สิงหาคม 2544 ณ โรงแรมเจมส์ ชะอำ จังหวัด เพชรบุรี โดยได้เชิญรัฐมนตรีประจำสำนักนายกรัฐมนตรี (นายจาตุรนต์ ฉายแสง) ไปเป็นประธาน ได้มีข้อเสนอให้รัฐบาลเร่งรัดการขยายโครงการนี้ให้กว้างขวางครอบคลุมชายฝั่งทะเลทั้งหมดโดยเร็ว โดยเห็นว่าสาเหตุที่ขยายตัวช้า อาจเกิดจากการจำกัด มิให้เรือต่างชาติ มีส่วนร่วมในการขนส่งน้ำมัน โดยรัฐบาลอนุญาตให้เฉพาะเรือจดทะเบียนเรือไทยเท่านั้น ซึ่งค่าใช้จ่ายในการนำเรือต่างชาติ เข้ามาจดทะเบียนเป็นเรือไทยก็สูงมาก ทำให้การเข้าร่วมโครงการ มีต้นทุนค่าใช้จ่ายสูง ไม่จูงใจในการเข้าร่วมโครงการ ทำให้เป็นอุปสรรคต่อการขยายโครงการ

รัฐมนตรีประจำสำนักนายกรัฐมนตรี (นายจาตุรนต์ ฉายแสง) จึงได้สั่งการให้ สพข. รับไปหารือกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง และนำเสนอให้คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพข.) ต่อไป ดังนั้น สพข. จึงได้ประชุมหารือร่วมกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง ประกอบด้วย สำนักงานตำรวจแห่งชาติ กรมศุลกากร กรมเจ้าท่า และกรมสรรพากร และตัวแทนสมาคมเรือไทย เพื่อพิจารณาถึงความเป็นไปได้ และข้อดี ข้อเสียตามข้อเสนอดังกล่าว และที่ประชุมได้มีมติเห็นชอบร่วมกัน ดังนี้

3.1 กรณีค่าใช้จ่าย ค่าภาษี และค่าจดทะเบียนเรือไทย ซึ่งผู้ประกอบการอ้างว่า ต้องใช้จ่ายจำนวนมากนั้น กรมศุลกากรได้ชี้แจงให้ทราบว่า เรือที่มีขนาดเกินกว่า 1,000 ตันกรอส ขึ้นไป จะเสียภาษีในอัตราศูนย์ ซึ่งเรือบรรทุกน้ำมันต่างชาติ ส่วนใหญ่เกือบทั้งหมด มีขนาดเกินกว่า 1,000 ตันกรอสอยู่แล้ว จึงไม่มีค่าใช้จ่ายในส่วนนี้



สำหรับภาษีมูลค่าเพิ่มร้อยละ 7 ของมูลค่าเรือนั้น ที่ประชุมเห็นว่า น่าจะอยู่ในวิสัยที่ผู้ประกอบกิจการรับได้ เมื่อเทียบกับขนาดกิจการ และรายได้ ที่จะได้รับการประกอบกิจการนี้

3.2 ประเด็นเรื่องจำนวนเรือบรรทุกน้ำมัน ที่จดทะเบียนเรือไทย จะไม่เพียงพอ ได้รับการชี้แจงจากกรมเจ้าท่าว่า ขณะนี้จำนวนเรือบรรทุกน้ำมัน ที่จดทะเบียนเรือไทย ที่มีขนาดเกินกว่า 500 ตันกรอส มีจำนวนถึง 154 ลำ ในขณะที่เดียวกันกรมศุลกากรได้แจ้งเพิ่มเติมว่า มีเรือต่างชาติที่เตรียมจะจดทะเบียนเรือไทย อีกจำนวนหนึ่ง ในขณะที่ความต้องการใช้เรือของโครงการนี้อยู่ในระดับ 60 ลำขึ้นไป ดังนั้นที่ประชุมจึงเห็นว่า ประเด็นเรื่องจำนวนเรือบรรทุกน้ำมัน ไม่เพียงพอ นั้น จึงไม่ใช่ปัญหา และควรยึดระเบียบหลักเกณฑ์เดิม ที่รัฐกำหนด คือต้องเป็นเรือไทยเท่านั้น โดยหากเรือต่างชาติสนใจจะเข้าร่วมโครงการ จะต้องยื่นจดทะเบียนเรือไทยก่อน

3.3 สาเหตุที่เรือเข้าโครงการน้อย ในขณะนี้มิใช่เกิดจากจำนวนเรือ ไม่เพียงพอ แต่เป็นเรื่องของราคาน้ำมันที่จำหน่าย ยังสูงกว่าน้ำมัน ที่มาจากต่างประเทศ เนื่องจากการยกเว้นภาษีมูลค่าเพิ่มยังไม่มีผลบังคับใช้ จึงทำให้ต้นทุนสูงกว่าราคาที่เหมาะสมประมาณลิตรละ 60 สตางค์ ทำให้แข่งขันไม่ได้เต็มที่ ผู้ที่เข้าไปจำหน่าย น้ำมันในโครงการในขณะนี้ ก็เพื่อหวังช่วงชิงส่วนแบ่งการตลาดไว้ก่อน โดยยอมเสียเปรียบคู่แข่งจากต่างชาติ สำหรับความคืบหน้าของร่างพระราชกฤษฎีกาเพื่อยกเว้นภาษีมูลค่าเพิ่มนั้น ขณะนี้สำนักเลขาธิการคณะรัฐมนตรี ได้นำเสนอต่อสำนักพระราชเลขาธิการแล้ว ตั้งแต่วันที่ 31 สิงหาคม 2544



สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ

วารสารนโยบายพลังงาน ฉบับที่ 53 กรกฎาคม-กันยายน 2544

# สถานการณ์ราคาน้ำมันเชื้อเพลิง

## 1. ราคาน้ำมันดิบ

ในเดือนมิถุนายน ราคาน้ำมันดิบโดยเฉลี่ย อยู่ในระดับทรงตัวที่ \$25.7-28.1 ต่อบาร์เรล ตามแต่ชนิดน้ำมันดิบ โดยช่วงครึ่งแรกของเดือน ราคาน้ำมันดิบปรับตัวสูงขึ้นในช่วงแรก และค่อนข้างผันผวน เนื่องจากตลาดกังวล ต่อการประท้วงหยุดส่งออกน้ำมันดิบ ของอิรักต่อองค์การสหประชาชาติ แต่หลังจากสถาบันปิโตรเลียมของสหรัฐ (API) รายงานถึงภาวะปริมาณสำรองน้ำมันดิบ ที่เพิ่มมากขึ้น และอยู่ในระดับที่สูงกว่าช่วงเดียวกันของปีที่แล้ว ในขณะที่ปริมาณน้ำมันในตลาด มีพอเพียงกับความต้องการ ราคาน้ำมันจึงเริ่มอ่อนตัวลง ในช่วงหลังของเดือน

เดือนกรกฎาคม ราคาน้ำมันดิบอ่อนตัวลงประมาณ \$2-3 ต่อบาร์เรล ซึ่งเป็นผลจากตัวชี้วัดทางเศรษฐกิจของโลกครึ่งปีแรก ได้แสดงถึงการชะลอตัวลงทางเศรษฐกิจ ซึ่งจะส่งผลให้การใช้น้ำมันอ่อนตัวลงในช่วงต่อไป นอกจากนี้อิรักได้กลับมาส่งออกใหม่ หลังจากที่ยกเลิกการสหประชาชาติ อนุมัติให้สามารถส่งออกน้ำมันดิบตามโครงการ Oil for Food ต่อไปอีก 5 เดือน การอ่อนตัวลงของราคาน้ำมันดิบ ได้ชะลอลงในช่วงสุดท้ายของเดือน จากการประกาศลดกำลังการผลิต ของกลุ่มโอเปคอีก 1 ล้านบาร์เรล/วัน ทำให้เพดานการผลิตของกลุ่มโอเปค (10 ประเทศ) ลดลงเหลือ 23.2 ล้านบาร์เรล/วัน มีผลตั้งแต่วันที่ 1 กันยายน 2544 ซึ่งเป็นการดำเนินการของโอเปค เพื่อพยุงไม่ให้ราคาคงต่ำ โดยอ้างภาวะเศรษฐกิจของโลกที่ชะลอตัวลง

เดือนสิงหาคม ราคาน้ำมันดิบปรับตัวสูงขึ้นประมาณ \$0.8-1.0 ต่อบาร์เรล เป็นการปรับตัวสูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง มาตั้งแต่ช่วงหลังของเดือนกรกฎาคม ทั้งนี้ เนื่องจากความต้องการใช้ที่เริ่มสูงขึ้น นอกจากนี้เริ่มมีการสำรองน้ำมันไว้ใช้ในช่วงไตรมาส 4 และอิทธิพลที่มีผลต่อราคา ส่วนหนึ่งมาจากผลทางจิตวิทยา ที่โอเปคประกาศลดเพดานการผลิต และจากรายงานของสถาบันปิโตรเลียมสหรัฐ (API) โดยปริมาณสำรองน้ำมันดิบทางการค้าของสหรัฐอเมริกาได้ลดต่ำลง

เดือนกันยายน ราคาน้ำมันดิบโดยเฉลี่ยอยู่ในภาวะทรงตัว เมื่อเทียบกับเดือนสิงหาคม ซึ่งเป็นผลจากความสมดุล ของการใช้และการผลิตน้ำมันดิบ โดยในช่วงแรกของเดือนราคาได้ปรับตัวสูงขึ้นประมาณ \$3 ต่อบาร์เรล ซึ่งเป็นการปรับตัวสูงขึ้นอย่างต่อเนื่องจากเดือนก่อน และการตื่นตระหนกต่อเหตุการณ์การก่อวินาศกรรมในสหรัฐอเมริกาในวันที่ 11 กันยายน 2544 ซึ่งตลาดเกรงว่าเหตุการณ์จะขยายตัว ส่งผลกระทบต่อการจัดหาน้ำมันดิบ อาจทำให้เกิดการขาดแคลนน้ำมันดิบขึ้นได้ แต่หลังจากนั้นราคาน้ำมันดิบปรับตัวลดลงอย่างรวดเร็วประมาณ \$6-8 ต่อบาร์เรล เพราะ

เหตุการณ์ที่เกิดขึ้นได้ส่งผลกระทบต่อการเจริญเติบโตทางเศรษฐกิจของโลก และหากเกิดการขยายตัวของ การขัดแย้งและการตอบโต้ของสหรัฐอเมริกาต่อกลุ่มผู้ก่อการร้าย จะส่งผลกระทบซ้ำเติมต่อภาวะเศรษฐกิจถดถอยทั่วโลกที่เป็นอยู่ในขณะนี้ ทำให้ความต้องการใช้น้ำมันของโลกลดลง ส่งผลให้มีปริมาณน้ำมันในตลาดมากกว่าความต้องการใช้ ทำให้ราคาน้ำมันมีแนวโน้มลดลง

## ราคาน้ำมันดิบ

หน่วย : เหรียญสหรัฐ/บาเรล

| ช่วงเวลา       | โอมาน | ดูไบ  | เบรนท์ | WTI   | ทาบิส |
|----------------|-------|-------|--------|-------|-------|
| 2542           | 17.24 | 17.20 | 18.13  | 19.20 | 18.84 |
| 2543           | 26.53 | 26.26 | 29.00  | 30.40 | 29.86 |
| 2544 (8 เดือน) | 24.32 | 24.54 | 26.75  | 27.15 | 27.10 |
| ไตรมาส 1       | 23.58 | 23.70 | 26.31  | 28.78 | 26.92 |
| ไตรมาส 2       | 25.31 | 25.15 | 27.56  | 27.85 | 28.35 |
| มิถุนายน       | 25.76 | 25.65 | 28.05  | 27.57 | 28.13 |
| กรกฎาคม        | 23.68 | 23.44 | 25.00  | 26.43 | 25.80 |
| สิงหาคม        | 24.35 | 24.57 | 25.78  | 26.89 | 25.77 |
| กันยายน*       | 24.78 | 24.59 | 26.59  | 26.75 | 26.46 |

\* 1-25 กันยายน 2544

## 2. ราคาผลิตภัณฑ์น้ำมันสำเร็จรูปในตลาดจอร์จทาวน์

เดือนมิถุนายน ราคาน้ำมันเบนซิน, ดีเซล และเตาปรับลดลง \$5, \$1 และ \$2 ต่อบาเรล ซึ่งเป็นผลจากปริมาณน้ำมันดิบที่ออกสู่ตลาดมากขึ้น จากหน่วยกลั่นใหม่ที่เริ่มเดินเครื่อง ทั้งจากโรงกลั่นน้ำมัน และคอนเดนเสทในแถบตะวันออกกลางและเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ ในขณะที่ความต้องการใช้น้ำมันในภูมิภาคนี้ไม่เพิ่มขึ้น นอกจากนี้ จีนซึ่งเป็นผู้ใช้รายใหญ่ได้ห้ามนำเข้าน้ำมันสำเร็จรูป สำหรับน้ำมันเบนซิน แม้จะอยู่ในช่วงฤดูร้อน แต่จากราคาที่ขึ้นสูงมากในช่วงก่อนหน้านี้ จึงทำให้ไม่มีความต้องการ ในขณะที่ผู้ค้าสำรองน้ำมันไว้สูง ราคาจึงตกลงมาก

เดือนกรกฎาคม ราคาน้ำมันสำเร็จรูปในตลาดจอร์จทาวน์ ยังอ่อนตัวลงอย่างต่อเนื่องในระดับ \$1-2 ต่อบาเรล ซึ่งเป็นผลจากความต้องการในภูมิภาคที่อ่อนตัว ในเดือนนี้ อินโดนีเซีย ซึ่งเป็นผู้นำเข้าน้ำมันดีเซลรายใหญ่ ได้ลดความต้องการซื้อ โดยใช้ น้ำมันดิบแอฟริกันเข้ากลั่นได้ distillate เพิ่มขึ้น น้ำมันเบนซินได้รับผลกระทบจากการส่งออกของจีน และน้ำมันเตามีน้ำมัน ออกสู่ตลาดมากขึ้นจากเกาหลีใต้ และรัสเซีย ในเดือนนี้ ค่าการกลั่นที่ตกต่ำ ทำให้โรงกลั่นในภูมิภาคนี้ ต้องลดปริมาณการกลั่นลง

เดือนสิงหาคม ในเดือนนี้โรงกลั่น ได้ลดปริมาณการกลั่นลง เป็นผลจากความต้องการที่เบาบาง กำลังกลั่นในเกาหลีลดลงเหลือ 67% ของกำลังกลั่นสูงสุด (2.7 ล้านบาเรล/วัน) สิงคโปร์เหลือ 64% ของกำลังการกลั่นรวม (1.3 ล้านบาเรล/วัน) และ

ญี่ปุ่นเหลือ 68% ของกำลังกลั่น 5.3 ล้านบาร์เรล/วัน สำหรับราคาน้ำมันในตลาดสิงคโปร์ ราคาน้ำมันเบนซินปรับตัวสูงขึ้น \$2 ต่อบาร์เรล ซึ่งเป็นผลกระทบจากการลดกำลังกลั่น ในช่วงที่ผ่านมา ในขณะที่ปริมาณสำรองทางการค้าของน้ำมันเบนซินอยู่ในระดับต่ำเพราะเป็นช่วงปลายฤดูร้อน จึงทำให้ราคาน้ำมันเบนซินปรับตัวสูงขึ้นสำหรับน้ำมันดีเซลหมุนเร็ว ราคาอยู่ในระดับทรงตัว และราคาน้ำมันเตาปรับตัวสูงขึ้น \$1.5 ต่อบาร์เรล เนื่องจากปริมาณสำรองต่ำ

ในเดือนกันยายน ราคาน้ำมันสำเร็จรูปในตลาดจอร์สิงคโปร์ ปรับตัวในทิศทางเดียวกับราคาน้ำมันดิบ โดยช่วงแรกปรับตัวสูงขึ้น จากเหตุการณ์ก่อวินาศกรรมในสหรัฐอเมริกา และต่อมาได้ปรับตัวลดลง ราคาโดยเฉลี่ยของเดือนกันยายน (คือวันที่ 25 กันยายน) น้ำมันเบนซิน ดีเซล และเตาปรับตัวสูงขึ้น จากเดือนก่อน \$3.4, \$1.1 และ \$1.4 ต่อบาร์เรล ซึ่งเป็นผลจากการลดปริมาณการกลั่น ทำให้น้ำมันออกสู่ตลาดน้อยลง ราคาน้ำมันเบนซิน ออกเทน 95 ออกเทน 92 ก๊าด ดีเซลหมุนเร็ว และเตา ณ วันที่ 25 กันยายน 2544 อยู่ที่ \$23.55, \$22.45, \$26.75, \$26.15 และ \$21.81 ต่อบาร์เรล ตามลำดับ

### ราคาผลิตภัณฑ์น้ำมันสำเร็จรูปในสิงคโปร์

หน่วย : เหรียญสหรัฐ/บาร์เรล

| ช่วงเวลา       | เบนซิน<br>ออกเทน<br>95 | เบนซิน<br>ออกเทน<br>92 | ก๊าด  | ดีเซล<br>หมุนเร็ว | เตา<br>(2%S) | เตา<br>(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 (8 เดือน) | 29.29                  | 27.11                  | 29.79 | 28.84             | 22.12        | 21.61          |
| ไตรมาส 1       | 30.44                  | 28.92                  | 29.48 | 27.58             | 21.78        | 20.92          |
| ไตรมาส 2       | 30.76                  | 27.73                  | 30.53 | 30.23             | 22.78        | 22.44          |
| มิถุนายน       | 28.67                  | 24.13                  | 30.86 | 30.0              | 21.9         | 21.91          |
| กรกฎาคม        | 24.43                  | 22.41                  | 28.82 | 28.56             | 20.91        | 20.50          |
| สิงหาคม        | 26.96                  | 25.19                  | 29.53 | 28.70             | 22.39        | 22.25          |
| กันยายน*       | 30.40                  | 28.67                  | 31.82 | 29.83             | 23.83        | 23.74          |

1-25 กันยายน 2544

## 3. สถานการณ์ราคาน้ำมันเชื้อเพลิงของไทย

ในเดือนมิถุนายน ราคาน้ำมันเบนซินและดีเซลในตลาดโลก โดยเฉลี่ยปรับตัวลดลงประมาณ \$5.0 และ \$2 ต่อบาร์เรล (1.4 และ 0.57 บาท/ลิตร) ค่าเงินบาทแข็งตัวขึ้นประมาณ 0.2 บาท/เหรียญสหรัฐ มาอยู่ที่ระดับ 45.3 บาท/เหรียญสหรัฐ ทำให้ราคาขายปลีกน้ำมันเบนซินของไทย ปรับตัวลดลง 6 ครั้ง รวม 1.6 บาท/ลิตร ส่วนน้ำมันดีเซลปรับตัวลดลง 4 ครั้ง รวม 80 สตางค์/ลิตร และปรับขึ้น 1 ครั้ง รวม 30 สตางค์/ลิตร

เดือนกรกฎาคม อัตราแลกเปลี่ยนของไทยอ่อนตัวลง 0.4 บาท/เหรียญสหรัฐ มาอยู่ที่ระดับ 45.8 บาท/เหรียญสหรัฐ ทำให้ต้นทุนน้ำมันสำเร็จรูปของไทย ในส่วนนี้เพิ่มขึ้นเล็กน้อย (ประมาณ 7 สตางค์/ลิตร) แต่ราคาน้ำมันสำเร็จรูปในตลาดโลกที่อ่อนตัวลง \$ 2 ต่อบาร์เรล ก็มีผลให้ราคาขายปลีกน้ำมันสำเร็จรูป ของไทยในเดือนนี้ น้ำมันเบนซินปรับขึ้น 1 ครั้ง 30 สตางค์/ลิตร ปรับลง 3 ครั้ง รวม 80 สตางค์/ลิตร ดีเซลหมุนเร็วปรับขึ้น 1 ครั้ง 30 สตางค์/ลิตร ปรับลง 3 ครั้ง รวม 80 สตางค์/ลิตร

เดือนสิงหาคม อัตราแลกเปลี่ยนของไทยแข็งตัวขึ้น 1.5 บาท/เหรียญสหรัฐ มาอยู่ที่ระดับ 44.3 บาท/เหรียญสหรัฐ ซึ่งทำให้ต้นทุนน้ำมันสำเร็จรูปของไทย ในส่วนนี้ลดลงประมาณ 45 สตางค์/ลิตร ราคาขายปลีกน้ำมันเชื้อเพลิงในเดือนนี้ แม้ต้นทุนจากค่าเงินบาท จะลดลง แต่ราคาน้ำมันในตลาดโลกที่แข็งตัว ก็มีผลให้ราคาน้ำมันเบนซินปรับขึ้น 4 ครั้ง รวม 1.2 บาท/ลิตร ปรับลดลง 1 ครั้ง 30 สตางค์/ลิตร และดีเซลหมุนเร็วปรับขึ้น 3 ครั้ง รวม 80 สตางค์/ลิตร ปรับลดลง 1 ครั้ง 30 สตางค์/ลิตร

เดือนกันยายน อัตราแลกเปลี่ยนของไทยอ่อนตัวลง 0.4 บาท/เหรียญสหรัฐ มาอยู่ที่ระดับเฉลี่ย 44.4 บาท/เหรียญสหรัฐ ราคาขายปลีกน้ำมันเชื้อเพลิงในเดือนนี้ น้ำมันเบนซินปรับขึ้น 4 ครั้ง รวม 1.2 บาท/ลิตร ปรับลดลง 3 ครั้ง รวม 90 สตางค์/ลิตร น้ำมันดีเซลปรับขึ้น 2 ครั้ง รวม 60 สตางค์/ลิตร ปรับลง 3 ครั้ง รวม 80 สตางค์/ลิตร วันที่ 25 กันยายน พ.ศ. 2544 ราคาขายปลีกน้ำมันเบนซิน ออกเทน 95, 91 และดีเซลอยู่ที่ระดับ 15.99, 14.99 และ 13.94 บาท/ลิตร ตามลำดับ

เพื่อรองรับผลกระทบของการก่อวินาศกรรม ในสหรัฐอเมริกา ซึ่งอาจจะมีผลกระทบต่อการจัดหาน้ำมันในประเทศไทย รัฐบาลจึงออกมาตรการให้ผู้ค้าน้ำมัน เพิ่มปริมาณสำรองน้ำมัน จากร้อยละ 3 เป็น ร้อยละ 5 สำหรับน้ำมันที่ผลิตในประเทศ และจากร้อยละ 6 เป็นร้อยละ 10 สำหรับน้ำมันที่นำเข้าจากต่างประเทศ

## ราคาขายปลีก

หน่วย :บาท/ลิตร

| ช่วงเวลา       | เบนซิน<br>ออกเทน 95 | เบนซิน<br>ออกเทน 91 | ดีเซล<br>หมุนเร็ว |
|----------------|---------------------|---------------------|-------------------|
| 2542           | 11.99               | 11.18               | 8.97              |
| 2543           | 15.64               | 14.68               | 12.95             |
| 2544 (8 เดือน) | 16.07               | 15.07               | 13.81             |
| ไตรมาส 1       | 16.17               | 15.17               | 13.25             |
| ไตรมาส 2       | 16.67               | 15.67               | 14.32             |
| มิถุนายน       | 15.96               | 14.96               | 14.34             |
| กรกฎาคม        | 14.96               | 13.96               | 13.86             |
| สิงหาคม        | 15.16               | 14.16               | 13.93             |
| กันยายน*       | 16.23               | 15.23               | 14.08             |

\*1-25 กันยายน 2544



## 4 .ค่าการตลาด และค่าการกลั่น

เดือนมิถุนายนค่าการตลาดปรับตัวสูงขึ้นจากเดือนก่อน มาอยู่ที่ระดับ 1.3162 บาท/ลิตร ส่วนค่าการกลั่นอ่อนตัวลงจากเดือนที่แล้วมาอยู่ที่ระดับเฉลี่ย 0.4681 บาท/ลิตร (\$1.64 ต่อบาร์เรล)

เดือนกรกฎาคม ค่าการตลาดลดลงมาอยู่ที่ระดับเฉลี่ย 1.1886 บาท/ลิตร ค่าการกลั่นเพิ่มสูงขึ้นมาอยู่ที่ระดับเฉลี่ย 0.7147 บาท/ลิตร (\$2.48 ต่อบาร์เรล)

เดือนสิงหาคม ค่าการตลาดปรับตัวสูงขึ้นเล็กน้อย มาอยู่ที่ระดับเฉลี่ย 1.2599 บาท/ลิตร ค่าการกลั่น ปรับตัวเพิ่มขึ้นมาอยู่ที่ระดับ 0.7709 บาท/ลิตร (\$2.72 ต่อบาร์เรล)

เดือนกันยายน ค่าการตลาดปรับตัวเพิ่มสูงขึ้นมาอยู่ที่ระดับเฉลี่ย 1.2660 บาท/ลิตร โดยเฉพาะในช่วงปลายเดือนค่าการตลาดของไทยปรับตัวสูงขึ้นมาก จากราคาน้ำมันในตลาดโลกที่ลดลงอย่างรวดเร็ว ส่วนค่าการกลั่นก็ปรับตัวสูงขึ้นเช่นกัน โดยปรับตัวสูงขึ้นมาอยู่ที่ระดับเฉลี่ย 0.9671 บาท/ลิตร (\$3.4 ต่อบาร์เรล)

### ค่าการตลาดเฉลี่ยของประเทศ

หน่วย:บาท/ลิตร

| ช่วงเวลา       | เบนซิน<br>ออกเทน 95 | เบนซิน<br>ออกเทน 91 | ดีเซล<br>หมุนเร็ว | เฉลี่ย |
|----------------|---------------------|---------------------|-------------------|--------|
| 2542           | 1.4523              | 1.2381              | 0.7127            | 0.8442 |
| 2543           | 1.4799              | 1.2389              | 0.6799            | 0.8205 |
| 2544 (8 เดือน) | 1.6823              | 1.5321              | 1.1208            | 1.1996 |
| ไตรมาส 1       | 1.6997              | 1.5029              | 1.1737            | 1.2417 |
| ไตรมาส 2       | 1.6502              | 1.7408              | 1.0499            | 1.1403 |
| มิถุนายน       | 2.1082              | 1.6661              | 1.1455            | 1.3162 |
| กรกฎาคม        | 1.8487              | 1.7170              | 1.0524            | 1.1886 |
| สิงหาคม        | 1.5231              | 1.3795              | 1.2509            | 1.2599 |
| กันยายน*       | 1.6371              | 1.4890              | 1.2244            | 1.2660 |

\*1-25 กันยายน 2544

**ค่าการกลั่น**  
หน่วย: บาท/ลิตร

| ช่วงเวลา        | ค่าการกลั่น<br>รวม | เบนซิน<br>ออกเทน 95 | เบนซิน<br>ออกเทน 91 | ดีเซล<br>หมุนเร็ว | เตา<br>(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 (8 เดือน ) | 0.7250             | 0.7832              | 0.7295              | 0.7733            | 0.5606         |
| ไตรมาส 1        | 0.6708             | 0.7530              | 0.7018              | 0.7038            | 0.5189         |
| ไตรมาส 2        | 0.7636             | 0.8476              | 0.7940              | 0.8155            | 0.5856         |
| มิถุนายน        | 0.4681             | 0.4494              | 0.4148              | 0.5122            | 0.3521         |
| กรกฎาคม         | 0.7147             | 0.6740              | 0.6180              | 0.7841            | 0.5440         |
| สิงหาคม         | 0.7709             | 0.7783              | 0.7194              | 0.8322            | 0.6189         |
| กันยายน*        | 0.9671             | 0.9515              | 0.8707              | 1.0443            | 0.8197         |

\*1-25 กันยายน 2544



สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ  
วารสารนโยบายพลังงาน ฉบับที่ 52 เมษายน-มิถุนายน 2544

## สถานการณ์พลังงาน ในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2544

### 1. สถานการณ์การผลิต การใช้และการนำเข้าพลังงาน เชิงพาณิชย์

เศรษฐกิจไทยในช่วงครึ่งแรกของปี 2544 ยังคงชะลอตัวเมื่อเทียบกับครึ่งแรกของปี 2543 ตามการชะลอตัวของอุปสงค์ภายในประเทศ และอุปสงค์ของประเทศคู่ค้า ส่งผลให้การส่งออกลดลง ทั้งนี้ดัชนีผลผลิตอุตสาหกรรม ในช่วงครึ่งปีแรกขยายตัวเพิ่มขึ้น จากระยะเดียวกันปีก่อน ร้อยละ 1.4 เป็นการชะลอตัวลง ในทุกหมวดสินค้า ยกเว้น หมวด เครื่องดื่ม สิ่งทอ และการผลิตปิโตรเลียม อย่างไรก็ตามแม้ด้านการผลิตสินค้า จะชะลอตัว แต่ด้านการบริการ ได้แก่ สาขาโรงแรมและภัตตาคาร การศึกษา สาธารณสุข และบริการอื่นๆ ยังคงมีศักยภาพดี โดยเฉพาะอย่างยิ่งการท่องเที่ยว

ความต้องการพลังงานเชิงพาณิชย์ของไทยในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2544 เพิ่มขึ้น ร้อยละ 3.0 เมื่อเทียบกับระยะเดียวกันของปี 2543 การใช้พลังงานเกือบทุกประเภท เพิ่มขึ้นยกเว้นผลิตภัณฑ์น้ำมันสำเร็จรูปที่ใช้ ลดลงร้อยละ 7.3 การผลิตพลังงานเชิงพาณิชย์ลดลงร้อยละ 1.4 สาเหตุจากการผลิตก๊าซธรรมชาติลดลง เนื่องจากต้องนำเข้าก๊าซธรรมชาติจากพม่ามาใช้ตามภาระที่ ปตท. ได้ทำสัญญาไว้ การผลิตคอนเดนเสทลดลงตามการผลิตก๊าซธรรมชาติ เนื่องจากแหล่งผลิตคอนเดนเสท เป็นแหล่งเดียวกับก๊าซธรรมชาติ ซึ่งเป็นแหล่งในทะเลทั้งหมด แต่การผลิตไฟฟ้าพลังน้ำ และน้ำมันดิบเพิ่มขึ้น โดยการผลิตน้ำมันดิบเพิ่มขึ้นจากแหล่งเบญจมาศเป็นสำคัญ ในขณะนี้แหล่งเบญจมาศผลิตได้จำนวน 26 พันบาร์เรล/วัน คิดเป็นร้อยละ 44 ของปริมาณการผลิตน้ำมันดิบ ทั้งหมด ขณะที่การนำเข้าพลังงานเชิงพาณิชย์เพิ่มขึ้นถึง ร้อยละ 7.3 เมื่อเทียบกับระยะเดียวกันของปี 2544 สาเหตุสำคัญมาจากการนำเข้าก๊าซธรรมชาติจากพม่า การนำเข้าถ่านหินและน้ำมันดิบ ส่งผลให้สัดส่วนการพึ่งพาพลังงานจากต่างประเทศเพิ่มขึ้นจากร้อยละ 60 ในปี 2543 เป็นร้อยละ 62 ในปีนี้ รายละเอียดมีดังนี้

## ตารางที่ 1 การใช้ การผลิต และการนำเข้าพลังงานเชิงพาณิชย์<sup>(1)</sup>

หน่วย : เทียบเท่าพันบาร์เรลน้ำมันดิบ/วัน

|                                          | 2543    | 2544           | การเปลี่ยนแปลง (%) |      |
|------------------------------------------|---------|----------------|--------------------|------|
|                                          |         | (ม.ค. – มิ.ย.) | 2543               | 2544 |
| การใช้ <sup>(2)</sup>                    | 1,144.4 | 1,205.0        | 2.5                | 3.0  |
| การผลิต                                  | 588.7   | 592.1          |                    |      |
| การนำเข้า (สุทธิ)                        | 682.1   | 743.8          | 3.7                | 7.3  |
| การเปลี่ยนแปลงสต็อก                      | 41.3    | 74.5           | -                  | -    |
| การใช้ที่ไม่เป็นพลังงาน (Non-Energy use) | 85.0    | 89.8           | 12.5               | -6.0 |
| การนำเข้า/การใช้ (%)                     | 59.6    | 61.7           |                    |      |
| อัตราการขยายตัวของเศรษฐกิจ (%)           | 4.3**   |                |                    |      |

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

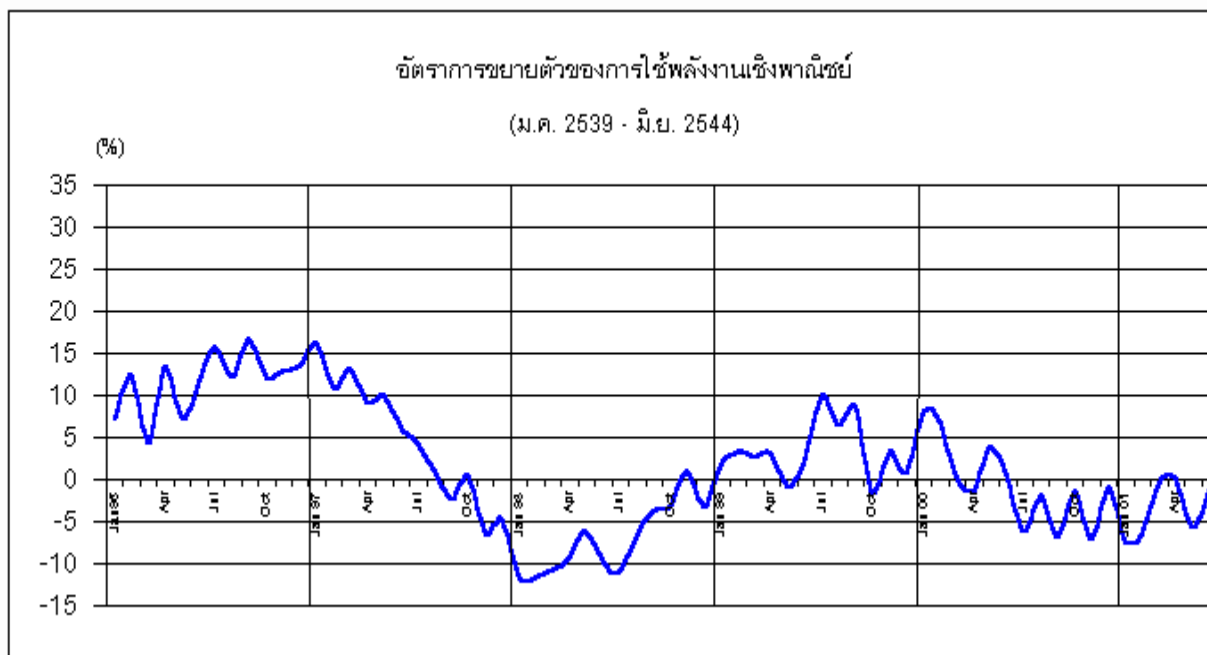
\*\* ข้อมูลจากสำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ

**1.1 การใช้** ปริมาณการใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2544 มีจำนวน 1,205 พันบาร์เรลน้ำมันดิบ/วัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 3.0 เมื่อเทียบกับระยะเวลาเดียวกันของปีก่อน การใช้ก๊าซธรรมชาติ เพิ่มขึ้นถึงร้อยละ 17.2 เป็นผลจาก กฟผ. เพิ่มการใช้ก๊าซธรรมชาติทดแทนน้ำมันเตาเพื่อใช้เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า เนื่องจากในปีนี้อิราคาน้ำมันเตาส่งมาก นอกจากนั้น โรงไฟฟ้าราชบุรีซึ่งใช้ ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง ได้เริ่มผลิตไฟฟ้าจ่ายเข้าระบบในช่วงปลายปี 2543 การใช้ลิกไนต์และถ่านหินนำเข้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 9.9 โดยส่วนใหญ่เป็นการใช้ของอุตสาหกรรมและโรงไฟฟ้าของ SPP ขณะที่การใช้น้ำมันปิโตรเลียมลดลงร้อยละ 7.3 สาเหตุจาก กฟผ. ใช้น้ำมันเตาลดลง ประกอบกับการใช้น้ำมันเบนซินและดีเซลลดลง เนื่องจากภาวะเศรษฐกิจยังไม่ดี สัดส่วนการใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ประกอบด้วย น้ำมันปิโตรเลียมร้อยละ 47.0 ก๊าซธรรมชาติร้อยละ 36.2 ลิกไนต์และถ่านหินร้อยละ 14.1 ไฟฟ้าพลังน้ำและนำเข้าร้อยละ 2.8

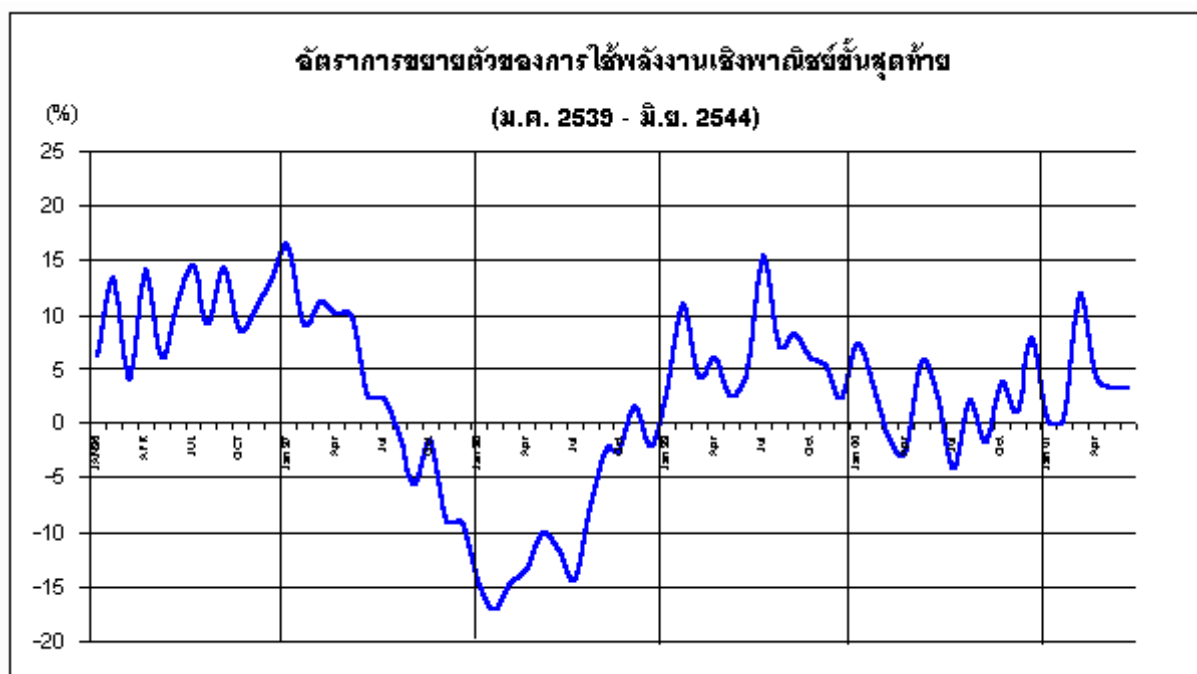
## ตารางที่ 2 การใช้พลังงานเชิงพาณิชย์

หน่วย : เทียบเท่าพันบาร์เรลน้ำมันดิบ/วัน

|                             | 2543    | 2544 (ม.ค. – มิ.ย.) |             |                    |
|-----------------------------|---------|---------------------|-------------|--------------------|
|                             |         | ปริมาณ              | สัดส่วน (%) | การเปลี่ยนแปลง (%) |
| น้ำมันดิบและน้ำมันสำเร็จรูป | 578.8   | 566.0               | 47.0        | -7.3               |
| ก๊าซธรรมชาติ                | 379.7   | 435.7               | 36.2        | 17.2               |
| ลิกไนต์และถ่านหิน           | 154.8   | 169.8               | 14.0        | 9.9                |
| ไฟฟ้าพลังน้ำและนำเข้า       | 31.2    | 33.5                | 2.8         | 1.8                |
| รวม                         | 1,144.4 | 1,205.0             | 100.0       | 3.0                |



การใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นสุดท้าย ในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2544 เพิ่มขึ้นร้อยละ 3.1 โดยการใช้ก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้นร้อยละ 14.8 ลิกไนต์/ถ่านหินเพิ่มขึ้นร้อยละ 10.8 และไฟฟ้า (รวมไฟฟ้าที่ผลิตจาก SPP ด้วย) เพิ่มขึ้นร้อยละ 7.4 ส่วนการใช้น้ำมันเชื้อเพลิงไม่เปลี่ยนแปลงมากนัก



**1.2 การผลิต** ในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2544 การผลิตพลังงานเชิงพาณิชย์มีจำนวน 592 พันบาร์เรลน้ำมันดิบ/วัน ลดลงร้อยละ 1.4 เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปี 2543 การผลิตก๊าซธรรมชาติลดลงเนื่องจาก ปตท. ต้องนำเข้าก๊าซธรรมชาติจากพม่ามาใช้ ในโรงไฟฟ้าราชบุรีและโรงไฟฟ้าของ IPP ตามสัญญาที่ได้ทำไว้ และมีผลทำให้การผลิตคอนเดนเสทลดลงเช่นเดียวกับการผลิตก๊าซธรรมชาติเนื่องจากเป็นแหล่งผลิตเดียวกัน การผลิตลิควิดไนต์ลดลงเล็กน้อย เนื่องจากการผลิตของภาคเอกชนลดลง แต่การผลิตไฟฟ้าพลังน้ำเพิ่มขึ้น สาเหตุมาจากปริมาณน้ำในเขื่อนมีมาก และการผลิตน้ำมันดิบเพิ่มขึ้นจากแหล่งเบญจมาศที่สามารถผลิตได้อย่างเต็มที่ในปีนี้ การผลิตพลังงานเชิงพาณิชย์ประกอบด้วย ก๊าซธรรมชาติร้อยละ 58.7 ลิควิดไนต์ร้อยละ 18.2 น้ำมันดิบ ร้อยละ 10.0 คอนเดนเสทร้อยละ 8.1 และไฟฟ้าพลังน้ำร้อยละ 5.0

### **ตารางที่ 3 การผลิตพลังงานเชิงพาณิชย์**

หน่วย : เทียบเท่าพันบาร์เรลน้ำมันดิบ/วัน

|                | 2543         | 2544 (ม.ค. – มิ.ย.) |              |                    |
|----------------|--------------|---------------------|--------------|--------------------|
|                |              | ปริมาณ              | สัดส่วน (%)  | การเปลี่ยนแปลง (%) |
| น้ำมันดิบ      | 57.9         | 59.3                | 10.0         | 9.3                |
| ก๊าซธรรมชาติ   | 350.1        | 347.6               | 58.7         | -3.5               |
| คอนเดนเสท      | 47.5         | 48.2                | 8.1          | -0.8               |
| ถ่านลิควิดไนต์ | 107.0        | 107.6               | 18.2         | -1.3               |
| ไฟฟ้าพลังน้ำ   | 26.1         | 29.5                | 5.0          | 2.9                |
| <b>รวม</b>     | <b>588.7</b> | <b>592.1</b>        | <b>100.0</b> | <b>-1.4</b>        |

**1.3 การนำเข้าสุทธิ** ในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2544 มีจำนวน 744 พันบาร์เรล น้ำมันดิบ/วัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 7.3 สาเหตุสำคัญ จากการนำเข้าก๊าซธรรมชาติจากพม่า โดย 6 เดือนแรกนี้ มีการนำเข้าก๊าซธรรมชาติ จำนวน 491 ล้านลูกบาศก์ฟุต/วัน เพิ่มขึ้นมากกว่า 6 เท่าเมื่อเทียบกับระยะเวลาเดียวกันกับปี 2543 นอกจากนั้นการนำเข้าถ่านหิน และน้ำมันดิบ ก็มีอัตราการเพิ่ม ในระดับที่สูงเช่นเดียวกัน อย่างไรก็ตามในช่วง 6 เดือนแรกนี้ มีการส่งออกผลิตภัณฑ์น้ำมันสำเร็จรูป เนื่องจากการผลิตสูงกว่าความต้องการภายในประเทศมาก

### **ตารางที่ 4 ปริมาณการนำเข้า (ส่งออก) พลังงานเชิงพาณิชย์**

หน่วย : เทียบเท่าพันบาร์เรลน้ำมันดิบ/วัน

|                 | 2543         | 2544 (ม.ค. – มิ.ย.) |                    |
|-----------------|--------------|---------------------|--------------------|
|                 |              | ปริมาณ              | การเปลี่ยนแปลง (%) |
| น้ำมันดิบ       | 643.1        | 743.8               | 6.0                |
| ก๊าซธรรมชาติ    | 29.6         | 88.3                | 665.3              |
| น้ำมันสำเร็จรูป | (43.4)       | (75.8)              | 706.2              |
| คอนเดนเสท       | (4.4)        | (4.7)               | -47.5              |
| ถ่านหิน         | 52.2         | 59.7                | 20.6               |
| ไฟฟ้า           | 5.1          | 4.1                 | -5.6               |
| <b>รวม</b>      | <b>682.1</b> | <b>743.8</b>        | <b>7.3</b>         |

## 2. สถานการณ์พลังงานแต่ละชนิด

**2.1 ก๊าซธรรมชาติ** การใช้ก๊าซธรรมชาติในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2544 มีจำนวน 2,425 ล้านลูกบาศก์ฟุต/วัน เพิ่มขึ้นถึงร้อยละ 17.2 การใช้เพิ่มขึ้นทั้งภาคการผลิตไฟฟ้า และอุตสาหกรรม เนื่องจากราคาน้ำมันเตาในปีนี สูงขึ้นมาก ทำให้ กฟผ. ลดการใช้น้ำมันเตาลง และใช้ก๊าซธรรมชาติแทน นอกจากนั้นยังมีโรงไฟฟ้า จากโครงการ IPP ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติ เป็นเชื้อเพลิง เริ่มผลิตไฟฟ้า จ่ายเข้าระบบของ กฟผ. ได้แก่ โรงไฟฟ้าราชบุรี ที่เริ่มผลิตไฟฟ้าตั้งแต่เดือนตุลาคม 2543 ปริมาณการผลิตก๊าซธรรมชาติในประเทศ มีจำนวน 1,934 ล้านลูกบาศก์ฟุต/วัน (ร้อยละ 80) ลดลงจากช่วงเดียวกันของปี 2543 เล็กน้อย แต่มีการนำเข้าจากแหล่งยาดานา และแหล่งเยตากุน จากประเทศพม่าจำนวน 491 ล้านลูกบาศก์ฟุต/วัน (ร้อยละ 20) แหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติที่สำคัญ ได้แก่ แหล่งบงกช เอราวัณ ไพลิน สตูล พุนาน จักรवाल และแหล่งเบญจมาศ เป็นต้น

### ตารางที่ 5 การผลิตก๊าซธรรมชาติ

หน่วย : ล้านลูกบาศก์ฟุต/วัน

|                 |            | 2543  | 2544 (ม.ค. – มิ.ย.) |             |
|-----------------|------------|-------|---------------------|-------------|
|                 |            |       | ปริมาณ              | สัดส่วน (%) |
| แหล่งอ่าวไทย    | ผู้ผลิต    | 1,818 | 1,817               | 75.0        |
| เอราวัณ         | Unocal     | 278   | 272                 | 11.2        |
| สตูล            | Unocal     | 125   | 126                 | 5.2         |
| พุนานและจักรवाल | Unocal     | 208   | 200                 | 8.2         |
| สตูลใต้         | Unocal     | 53    | 49                  | 2.0         |
| กะพงและปลาทอง   | Unocal     | 74    | 57                  | 2.4         |
| บรรพต           | Unocal     | 14    | 13                  | 0.5         |
| สุราษฎร์        | Unocal     | 1     | -                   | -           |
| โกมินทร์        | Unocal     | 24    | 11                  | 0.5         |
| ปลาหมึก         | Unocal     | 3     | -                   | -           |
| ปลาแดง          | Unocal     | 31    | 21                  | 0.9         |
| ไพลิน           | Unocal     | 234   | 247                 | 10.2        |
| ตราด            | Unocal     | 71    | 82                  | 3.4         |
| บงกช            | PTT E&P    | 548   | 577                 | 23.8        |
| ทานตะวัน        | Chevron    | 57    | 53                  | 2.2         |
| เบญจมาศ         | Chevron    | 97    | 109                 | 4.5         |
| แหล่งบนบก       |            | 130   | 117                 | 4.8         |
| น้ำพอง          | Esso       | 71    | 60                  | 2.5         |
| สิริกิติ์       | Thai Shell | 59    | 57                  | 2.4         |
| แหล่งนำเข้า *   |            | 164   | 491                 | 20.2        |
| ยาดานา          | สหภาพพม่า  | 128   | 380                 | 15.7        |
| เยตากุน         | สหภาพพม่า  | 36    | 111                 | 4.6         |
| รวม             |            | 2,112 | 2,425               | 100.0       |

\* ค่าความร้อนของก๊าซธรรมชาติจากพม่า = 1,000 btu/ลบ.ฟุต



**2.2 ก๊าซธรรมชาติเหลว (NGL)** ปริมาณการผลิตอยู่ที่ระดับ 10,066 บาร์เรล/วัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 10.3 ปริมาณการใช้ในประเทศอยู่ที่ระดับ 8,441 บาร์เรล/วัน ประกอบด้วย การใช้ในอุตสาหกรรมตัวทำละลาย (Solvent) 6,909 บาร์เรล/วัน และ ใช้ในโรงกลั่น 1,532 บาร์เรล/วัน อีกส่วนหนึ่งส่งออกไปจำหน่าย ยังประเทศ สิงคโปร์ จำนวน 1,636 บาร์เรล/วัน ลดลงร้อยละ 50.5 เมื่อเทียบกับช่วงแรกของปี 2543

#### **ตารางที่ 6 การผลิต การส่งออกและการใช้ NGL**

หน่วย : บาร์เรล/วัน

| รายการ        | 2543  | 2544 (ม.ค. – มิ.ย.) |                    |            |
|---------------|-------|---------------------|--------------------|------------|
|               |       | ปริมาณ              | การเปลี่ยนแปลง (%) | สัดส่วน(%) |
| การผลิต       | 8,797 | 10,066              | 10.3               |            |
| การส่งออก     | 2,563 | 1,636               | -50.5              |            |
| การใช้        | 6,080 | 8,441               | 68.0               | 100.0      |
| - กลั่นน้ำมัน | 399   | 1,532               | 876.4              | 18.1       |
| - SOLVENT     | 5,681 | 6,909               | 27.4               | 81.9       |

**2.3 น้ำมันดิบ** ปริมาณการผลิตในช่วง 6 เดือนแรกของปีนี้ อยู่ในระดับ 59,283 บาร์เรล/วัน เพิ่มขึ้นถึง ร้อยละ 9.4 แหล่งผลิตที่สำคัญ คือ แหล่งเบญจมาศ ของ บริษัทเชฟรอน ปริมาณการผลิตได้เพิ่มสูงขึ้น อย่างต่อเนื่อง โดยปีนี้ผลิตที่ระดับ 26,213 บาร์เรล/วัน คิดเป็นร้อยละ 44.2 ของการผลิตทั้งหมด และ แหล่งสิริกิติ์ผลิตได้ 22,528 บาร์เรล/วัน คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 38.0 นอกจากนั้นยังมีแหล่งน้ำมัน ของ บริษัทไทยเชลล์ เริ่มทำการผลิตอีกครั้ง คือ แหล่งหนองตม โดยมีปริมาณการผลิต เป็น 283 บาร์เรล/วัน ในครั้งแรกของปีนี้ ปริมาณการผลิตน้ำมันดิบภายในประเทศคิด เป็นร้อยละ 7.6 ของความต้องการน้ำมันดิบ ที่ใช้ในการกลั่น (Crude Intake) เท่านั้น จึงต้องนำเข้าจากต่างประเทศจำนวน 706 พันบาร์เรล/วัน คิดเป็นมูลค่าประมาณ 146,400 ล้านบาท

#### **ตารางที่ 7 การผลิตน้ำมันดิบแยกตามแหล่ง**

หน่วย : บาร์เรล/วัน

| แหล่ง                | ผู้ผลิต                              | 2543          | 2544 (ม.ค. – มิ.ย.) |              |
|----------------------|--------------------------------------|---------------|---------------------|--------------|
|                      |                                      |               | ปริมาณ              | สัดส่วน (%)  |
| 1. สิริกิติ์         | Thai Shell                           | 23,483        | 22,528              | 38.0         |
| 2. ปรีอกระเทียม      | Thai Shell                           | 102           | 96                  | 0.2          |
| 3. หนองตม            | Thai Shell                           | 262           | 283                 | 0.5          |
| 4. ทานตะวัน          | Chevron                              | 7,454         | 7,839               | 13.2         |
| 5. เบญจมาศ           | Chevron                              | 24,354        | 26,213              | 44.2         |
| 6. ฟาง               | กรมการพลังงานทหาร                    | 878           | 585                 | 1.0          |
| 7. หนึ่งและสอง       | ปตท. สผ. (BPเดิม)                    | 548           | 634                 | 1.1          |
| 8. บึงหญ้าและบึงม่วง | North Central                        | 635           | 927                 | 1.5          |
| 9. วิเชียรบุรี       | Pacific Tiger Energy (Thailand) Ltd. | 200           | 161                 | 0.3          |
| 10. ศรีเทพ           |                                      | 21            | 17                  | 0.0          |
| <b>รวม</b>           |                                      | <b>57,937</b> | <b>59,283</b>       | <b>100.0</b> |

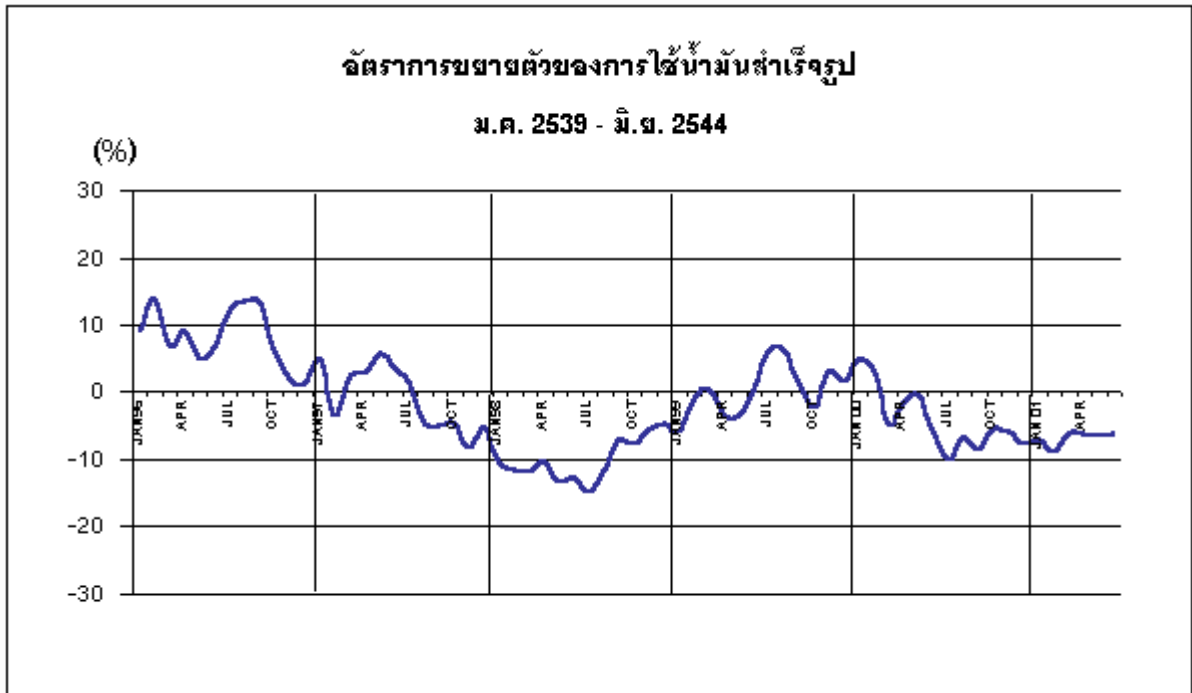
**2.4 ลิกไนต์/ถ่านหิน** ปริมาณการผลิตลิกไนต์ในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2544 มีจำนวน 8,955 พันตัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 2.6 เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปี 2543 โดยร้อยละ 78.4 เป็นการผลิตจากเหมืองแม่เมาะ ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ที่เหลือร้อยละ 21.6 ผลิตจากเหมืองเอกชน ทั้งนี้มีผู้ผลิตรายใหญ่ คือ บริษัท บ้านปู จำกัด (มหาชน) สัดส่วนการผลิตคิดเป็นร้อยละ 13.4 และบริษัท ลานนาลิกไนต์ จำกัด (มหาชน) สัดส่วนร้อยละ 5.3 ลิกไนต์ที่ผลิตได้นำไปใช้ในการผลิตไฟฟ้า ที่โรงไฟฟ้าแม่เมาะ จำนวน 7,520 พันตัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 8.8 เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อน

การใช้ถ่านหินนำเข้าในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2544 มีจำนวน 2,367 พันตัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 20.6 เมื่อเปรียบเทียบกับระยะเดียวกันของปี 2543 การใช้เพิ่มขึ้นทั้งภาคอุตสาหกรรมและการผลิตไฟฟ้าของ SPP

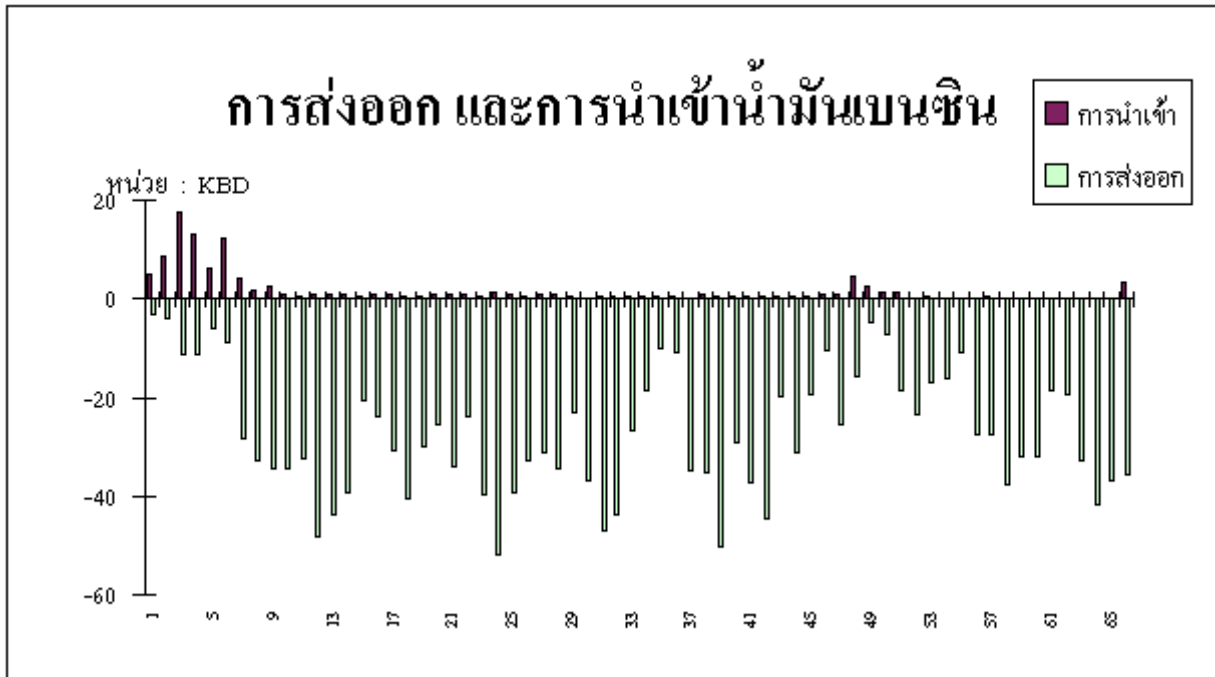
**ตารางที่ 8 การผลิตและการใช้ลิกไนต์/ถ่านหิน**  
หน่วย : พันตัน

|                         | 2543          | 2544 (ม.ค. – มิ.ย.) |                |              |
|-------------------------|---------------|---------------------|----------------|--------------|
|                         |               | ปริมาณ              | อัตราเพิ่ม (%) | สัดส่วน(%)   |
| <b>การผลิตลิกไนต์</b>   | <b>17,786</b> | <b>8,955</b>        | <b>2.6</b>     | <b>100.0</b> |
| การไฟฟ้าฝ่ายผลิตฯ       | 13,652        | 7,022               | 9.7            | 78.4         |
| เหมืองเอกชน             | 4,134         | 1,933               | -17.1          | 21.6         |
| - บ้านปู                | 1,938         | 1,204               | 27.1           | 13.4         |
| - ลานนา                 | 1,123         | 474                 | -26.0          | 5.3          |
| - อื่นๆ                 | 1,073         | 255                 | -65.7          | 2.9          |
| <b>การนำเข้าถ่านหิน</b> | <b>4,183</b>  | <b>2,367</b>        | <b>20.6</b>    |              |
| <b>Supply</b>           | <b>21,969</b> | <b>11,322</b>       | <b>6.3</b>     |              |
| <b>การใช้ลิกไนต์</b>    | <b>17,551</b> | <b>9,326</b>        | <b>6.3</b>     | <b>100.0</b> |
| ผลิตกระแสไฟฟ้า          | 14,121        | 7,520               | 8.8            | 80.6         |
| อุตสาหกรรม              | 3,430         | 1,807               | -2.8           | 19.4         |
| <b>การใช้ถ่านหิน</b>    | <b>4,183</b>  | <b>2,367</b>        | <b>20.6</b>    | <b>100.0</b> |
| ผลิตกระแสไฟฟ้า (SPP)    | 2,055         | 1,075               | 4.7            | 45.5         |
| อุตสาหกรรม              | 2,128         | 1,291               | 38.2           | 54.5         |
| <b>Demand</b>           | <b>21,734</b> | <b>11,693</b>       | <b>9.0</b>     |              |

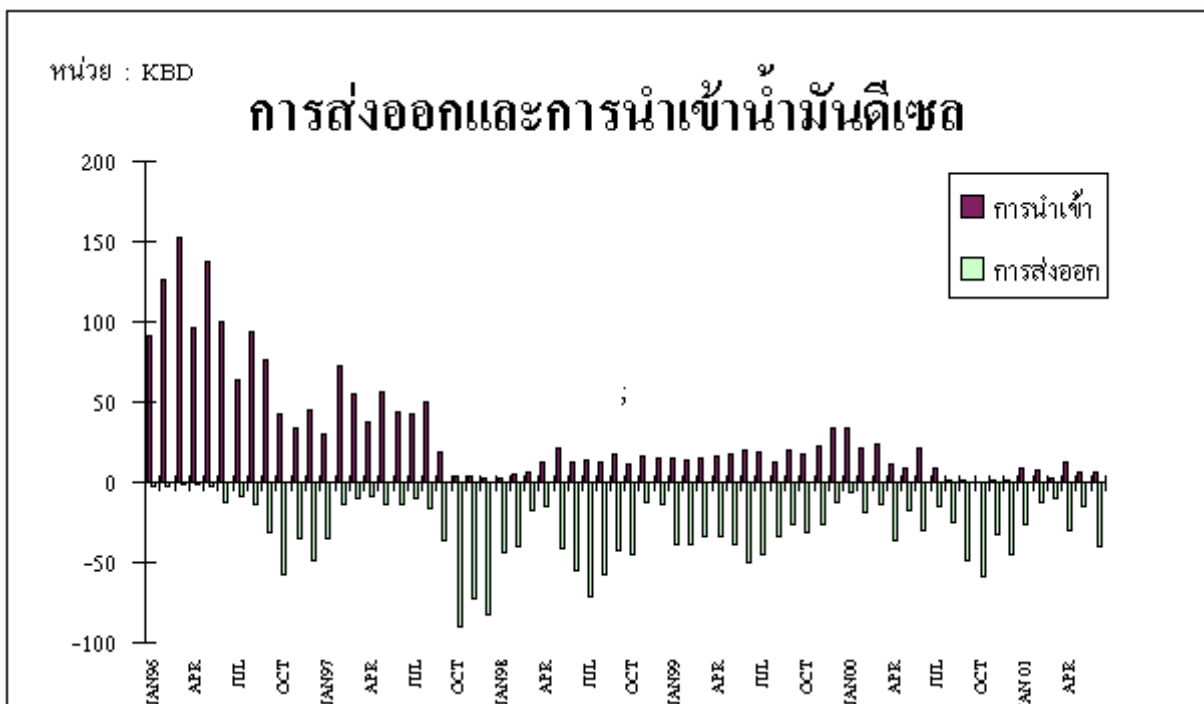
**2.5 น้ำมันสำเร็จรูป** การใช้น้ำมันสำเร็จรูปได้ชะลอตัวลงอย่างต่อเนื่อง ตั้งแต่ไตรมาสที่ 3 ของปีก่อนโดยปริมาณการใช้ใน 6 เดือนแรกของปีนี้อยู่ที่ระดับ 593 พันบาร์เรล/วัน ลดลงร้อยละ 6.1 เมื่อเปรียบเทียบกับช่วงเดียวกันของปี 2543 การใช้น้ำมันสำเร็จรูปในเดือนเมษายน ลดลงร้อยละ 6.2 พฤษภาคม และมิถุนายน ลดลงร้อยละ 6.4 และ 6.1 ตามลำดับ เมื่อเทียบกับเดือนเดียวกันของปี 2543



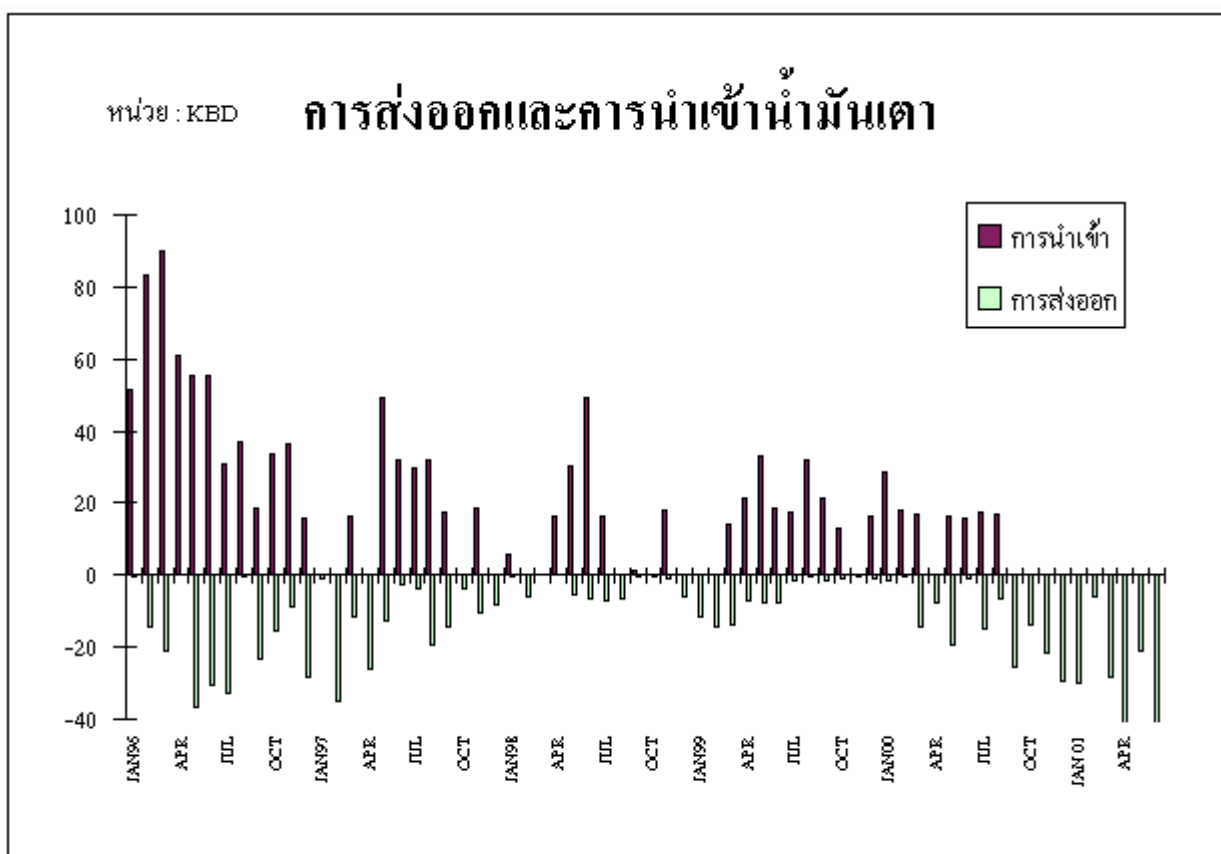
- น้ำมันเบนซิน** ปริมาณการใช้ในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2544 อยู่ในระดับ 116.5 พันบาร์เรล/วันลดลงร้อยละ 2.5 เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อน สาเหตุหลักมาจากมีรถแท็กซี่จำนวนหนึ่ง ปรับเปลี่ยนเครื่องยนต์ไปใช้ LPG ทดแทนน้ำมันเบนซินพิเศษ และการใช้รถยนต์ยังคงชะลอตัวอยู่ เนื่องจากราคาน้ำมันเบนซินพิเศษสูงขึ้นมาก การใช้ น้ำมันเบนซินพิเศษ ลดลงร้อยละ 23.4 ในขณะที่การใช้ น้ำมันเบนซินธรรมดา เพิ่มขึ้นร้อยละ 24.2 ทำให้สัดส่วนการใช้ น้ำมันเบนซินธรรมดา สูงขึ้นมาอยู่ในระดับร้อยละ 56 และเบนซินพิเศษ เหลือร้อยละ 44 ทั้งนี้ เป็นผลจากการรณรงค์ ให้มีการใช้น้ำมัน ที่มีค่าออกเทน ให้เหมาะสม กับประเภทรถ และมาตรการดังกล่าว ได้รับการตอบรับ จากประชาชน ด้วยดี ทำให้มีการใช้น้ำมันเบนซินธรรมดา (ออกเทน 87 และ 91) เพิ่มขึ้น การผลิตน้ำมันเบนซินมีจำนวน 148.6 พันบาร์เรล/วัน ยังคง มากกว่าความต้องการใช้ จึงมีการส่งออกสุทธิ 30.4 พันบาร์เรล/วัน



- น้ำมันดีเซล** ปริมาณการใช้ในช่วง 6 เดือนแรกของปีนี้อยู่ในระดับ 267.4 พันบาร์เรล/วัน ลดลงร้อยละ 2.3 เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปี 2543 การใช้น้ำมันดีเซล ได้ปรับตัวลดลงต่อเนื่อง ตั้งแต่ครึ่งหลังของปีก่อนจนถึง 6 เดือนแรกปีนี้ สาเหตุส่วนหนึ่ง มาจากการใช้เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าลดลง ประกอบกับราคาน้ำมันดีเซลที่สูงขึ้นมาก และภาวะเศรษฐกิจโดยรวมยังไม่ดี ในขณะที่การผลิตเฉลี่ยอยู่ในระดับ 283 พันบาร์เรล/วัน น้ำมันดีเซลมีทั้งการนำเข้าและส่งออก โดยมีการส่งออกน้ำมันดีเซล (สุทธิ) เป็นจำนวน 14.9 พันบาร์เรล/วัน



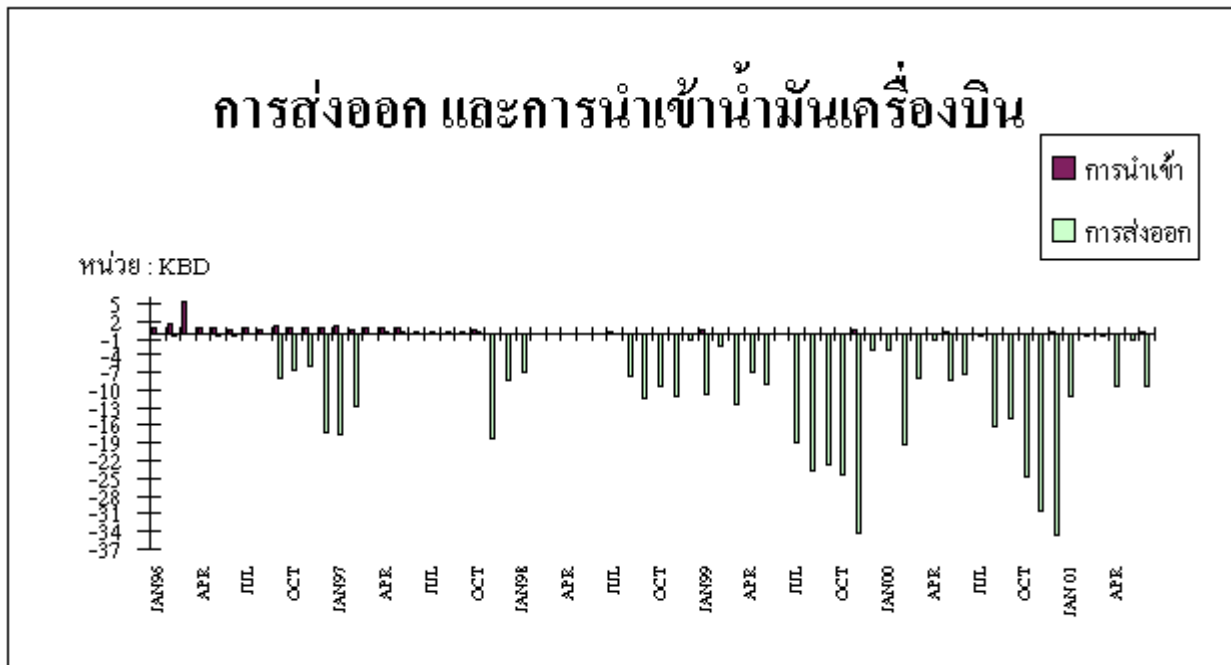
- **น้ำมันเตา** ปริมาณการใช้อยู่ในระดับ 81.5 พันบาร์เรล/วัน ลดลงถึงร้อยละ 34.0 เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปี 2543 ทั้งนี้เนื่องจากการใช้น้ำมันเตา ในภาคการผลิตกระแสไฟฟ้า ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ลดลงร้อยละ 74 ส่วนการใช้ในภาคอุตสาหกรรมและอื่นๆ ลดลงร้อยละ 2.4 เนื่องจากราคาน้ำมันเตาอยู่ในระดับที่สูง อาจเป็นสาเหตุให้อุตสาหกรรม บางแห่งหันไปใช้เชื้อเพลิงอื่นแทน การผลิตน้ำมันเตาอยู่ในระดับ 117 พันบาร์เรล/วัน ซึ่งสูงกว่าความต้องการใช้ เป็นผลให้มีการส่งออกน้ำมันเตา (สุทธิ) จำนวน 28.5 พันบาร์เรล/วัน



**ตารางที่ 9 ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตกระแสไฟฟ้า**

| ชนิดของเชื้อเพลิง           | 2543             | 2544 (ม.ค. – มิ.ย.) |                    |
|-----------------------------|------------------|---------------------|--------------------|
|                             | ปริมาณเชื้อเพลิง | ปริมาณเชื้อเพลิง    | การเปลี่ยนแปลง (%) |
| ก๊าซธรรมชาติ (ล้านลบฟ./วัน) | 1,297            | 1,491               | 16.6               |
| น้ำมันเตา (ล้านลิตร)        | 2,364            | 405                 | -74.2              |
| ลิกไนต์ (พันตัน)            | 14,121           | 7,520               | 8.8                |
| ดีเซล (ล้านลิตร)            | 29               | 10.5                | -52.1              |

- **น้ำมันเครื่องบิน** ปริมาณการใช้ในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2544 อยู่ในระดับ 64 พันบาร์เรล/วัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 6.9 จากปีก่อน ในขณะที่ผลิตได้ 71.0 พันบาร์เรล/วัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 3.5 การผลิตยังคงสูงกว่าความต้องการใช้ภายในประเทศ เป็นผลให้มีการส่งออกสุทธิ จำนวน 5.3 พันบาร์เรล/วัน

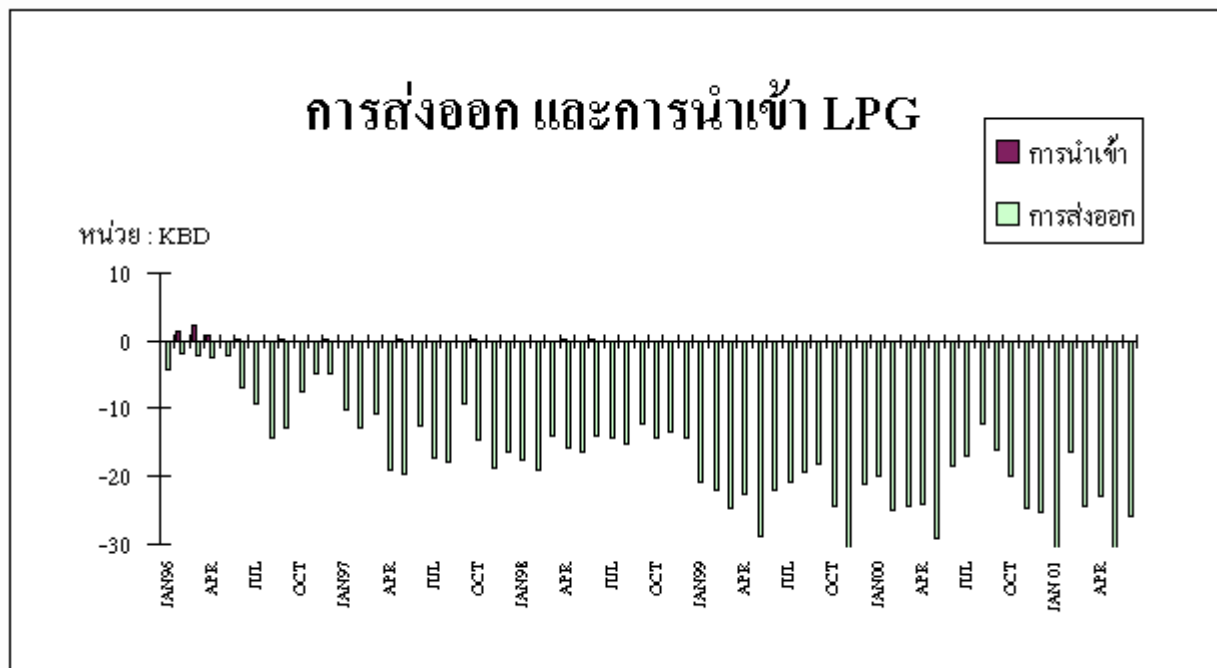


- **ก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG)** ปริมาณการใช้เพื่อเป็นพลังงาน (ใช้ในครัวเรือนอุตสาหกรรม และรถยนต์) ในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2544 อยู่ในระดับ 63.0 พันบาร์เรล/วัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 15.9 เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อน การใช้ LPG ในรถยนต์เพิ่มสูงขึ้นถึงร้อยละ 96.0 ทั้งนี้เป็นผลมาจากการนำไปใช้ ในรถแท็กซี่ ปัจจุบันรถแท็กซี่ในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑลเปลี่ยนมาใช้ LPG เพิ่มมากขึ้น เนื่องจาก LPG มีราคาถูกกว่าเบนซิน และการใช้ของครัวเรือนและอุตสาหกรรมเพิ่มขึ้นมากเช่นกัน การใช้เพื่อเป็นวัตถุดิบของ ภาคอุตสาหกรรม (Feedstock) อยู่ในระดับ 11.0 พันบาร์เรล/วัน เพิ่มขึ้นถึงร้อยละ 32.8 ปริมาณการผลิตอยู่ในระดับ 100.2 พันบาร์เรล/วัน ซึ่งสูงกว่าความต้องการใช้จึงมีการส่งออกสุทธิเป็นจำนวน 25.8 พันบาร์เรล/วัน

## ตารางที่ 10 การใช้ LPG

หน่วย : พันบาร์เรลต่อวัน

|                     | 2543      | 2544 (ม.ค. – มิ.ย.) |                    |
|---------------------|-----------|---------------------|--------------------|
|                     |           | 2544                | การเปลี่ยนแปลง (%) |
| ครัวเรือน           | 43        | 45                  | 10.4               |
| อุตสาหกรรม          | 10        | 11                  | 6.4                |
| รถยนต์              | 5         | 8                   | 96.0               |
| อุตสาหกรรมปิโตรเคมี | 9         | 11                  | 32.8               |
| <b>รวม</b>          | <b>67</b> | <b>74</b>           | <b>18.2</b>        |



## ตารางที่ 11 การผลิต การใช้ การนำเข้า และการส่งออกน้ำมันสำเร็จรูป ปี 2544

|                    | ปริมาณ (พันบาร์เรล/วัน) |              |            |              | การเปลี่ยนแปลง (%) |            |              |             |
|--------------------|-------------------------|--------------|------------|--------------|--------------------|------------|--------------|-------------|
|                    | การใช้                  | การผลิต      | การนำเข้า  | การส่งออก    | การใช้             | การผลิต    | การนำเข้า    | การส่งออก   |
| เบนซิน             | 116.5                   | 148.6        | 0.5        | 30.9         | -2.5               | 8.6        | -42.7        | 111.5       |
| - เบนซินพิเศษ      | 51.5                    | 76.0         | 0.5        | 22.2         | -23.4              | -3.1       | -100.0       | 194.9       |
| - เบนซินธรรมดา     | 65.0                    | 72.7         | -          | 8.7          | 24.2               | 24.3       | -1.9         | 23.2        |
| ดีเซล              | 267.4                   | 283.0        | 7.3        | 22.2         | -2.3               | 1.6        | -63.8        | 10.8        |
| ก๊าด               | 0.9                     | 8.2          | -          | 6.2          | 13.3               | 45.4       | -            | 53.9        |
| น้ำมันเครื่องบิน   | 64.0                    | 71.0         | 0.1        | 5.4          | 6.9                | 3.5        | 0.0          | -30.5       |
| น้ำมันเตา          | 81.5                    | 117.0        | -          | 28.5         | -34.0              | -4.2       | -100.0       | 269.0       |
| ก๊าซปิโตรเลียมเหลว | 63.0                    | 100.2        | -          | 25.8         | 15.9               | 15.8       | -            | 9.5         |
| <b>รวม</b>         | <b>593.3</b>            | <b>728.0</b> | <b>7.9</b> | <b>119.0</b> | <b>-6.1</b>        | <b>4.2</b> | <b>-78.6</b> | <b>53.1</b> |



- รายได้ภาษีสรรพสามิตและฐานะกองทุนน้ำมัน ในช่วง 6 เดือนแรกของปีนี้ รัฐบาลมีรายได้ภาษีสรรพสามิตจากน้ำมันสำเร็จรูปประมาณ 33,169 ล้านบาท ลดลงจากปี 2543 เป็นจำนวน 994 ล้านบาท ฐานะกองทุนน้ำมัน ณ สิ้นเดือนมิถุนายน 2544 ติดลบประมาณ 13,603 ล้านบาท

### **ตารางที่ 11 รายได้ภาษีสรรพสามิตและฐานะกองทุน**

หน่วย : ล้านบาท

|                      | ฐานะกองทุนน้ำมัน | รายรับ (รายจ่าย) | ภาษีสรรพสามิต |
|----------------------|------------------|------------------|---------------|
| ณ สิ้นปี 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 (ณ 30 มิ.ย. 44) | -13,603          | (8,930)          | 33,169        |

## **3. สถานการณ์ไฟฟ้า**

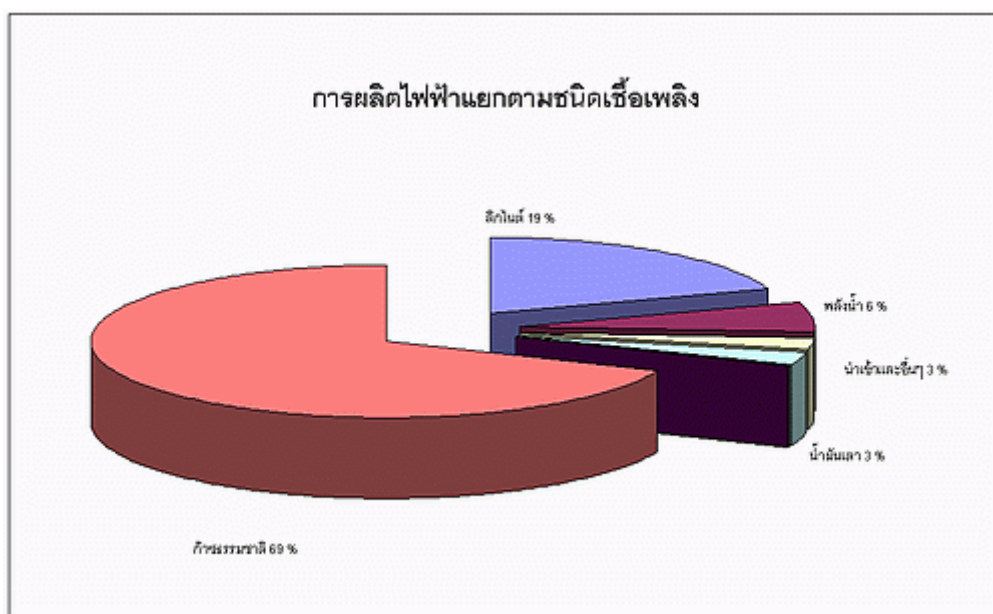
**3.1 กำลังการผลิตติดตั้ง** กำลังการผลิตติดตั้งไฟฟ้าของ กฟผ. การรับซื้อจากเอกชนและ ไฟฟ้านำเข้า ณ สิ้นเดือนมิถุนายน 2544 มีจำนวน 22,335 เมกะวัตต์ โดยเป็นกำลังการผลิตติดตั้งของ กฟผ. จำนวน 15,116 เมกะวัตต์ คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 67.7 รับซื้อจาก IPP จำนวน 5,266 เมกะวัตต์ รับซื้อจาก SPP 1,613 เมกะวัตต์ คิดเป็นสัดส่วนโดยรวมร้อยละ 30.8 และนำเข้าจาก สปป.ลาว 340 เมกะวัตต์ คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 1.5

**3.2 การผลิตพลังงานไฟฟ้า** ปริมาณการผลิตพลังงานไฟฟ้าของประเทศ ณ สิ้นเดือนมิถุนายน 2544 มีจำนวน 51,951 กิกะวัตต์ชั่วโมง (เป็นการผลิตจาก กฟผ. ร้อยละ 60 รับซื้อจากเอกชนและนำเข้า ร้อยละ 40) เพิ่มขึ้นจากปีก่อนในอัตรา ร้อยละ 6.3 ในขณะที่ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดอยู่ในระดับ 16,126 เมกะวัตต์ เพิ่มขึ้นในอัตราร้อยละ 8.1 ค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้าเฉลี่ย (Load Factor) อยู่ในระดับ ร้อยละ 74.14 ซึ่งต่ำกว่าปีที่ผ่านมา และอัตราสำรองไฟฟ้าขั้นต่ำ (Reserved Margin) อยู่ในระดับ 31.0

## ตารางที่ 12 ความต้องการไฟฟ้าและค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้า

| พ.ศ.                | ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุด<br>(เมกะวัตต์) | ค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้า<br>(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                                |
| 2544 (ม.ค. – มิ.ย.) | 16,126                                    | 74.1                                |

การผลิตพลังงานไฟฟ้าประกอบด้วยพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจากแหล่งต่างๆ คือ จากก๊าซธรรมชาติ (รวม EGCO IPP และ SPP) จำนวน 35,704 กิกะวัตต์-ชั่วโมง คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 69 จากลิกไนต์/ถ่านหิน (รวม SPP) จำนวน 9,868 กิกะวัตต์-ชั่วโมง คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 19 จากพลังน้ำ จำนวน 3,293 กิกะวัตต์-ชั่วโมง คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 6 จากน้ำมันเตาจำนวน 1,514 กิกะวัตต์-ชั่วโมง คิดเป็นสัดส่วน ร้อยละ 3 จากนำเข้าและอื่นๆ จำนวน 1,573 กิกะวัตต์-ชั่วโมง คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 3



การผลิตพลังงานไฟฟ้าตามชนิดของเชื้อเพลิงที่สำคัญ พอสรุปได้ดังนี้

(ก) การผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติในช่วง 6 เดือนแรกของปีนี้เพิ่มขึ้นจากปีที่แล้วร้อยละ 23.5 เนื่องจากโรงไฟฟ้าราชบุรีได้จ่ายไฟเข้าระบบของ กฟผ. โดยใช้ก๊าซธรรมชาติจากประเทศพม่า ประกอบกับบริษัท ไตรเอ็นเนอร์ยี จำกัด และบริษัท ผลิตไฟฟ้าอิสระ (ประเทศไทย) จำกัด แต่ละบริษัทมีกำลังการผลิตติดตั้ง 700 เมกะวัตต์ และเป็นผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (IPP) ได้เริ่มจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบของ กฟผ. ในช่วงต้นปี 2543 นอกจากนี้ ผู้ผลิตไฟฟ้า SPP ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง จ่ายไฟฟ้าเข้ามาเสริมในระบบ กฟผ. มากขึ้น

(ข) การผลิตไฟฟ้าจากถ่านหิน/ลิกไนต์ เพิ่มขึ้นร้อยละ 13.5 เป็นการเพิ่มขึ้นในส่วน ของ SPP คือ บ. ไทยโคเจนเนอเรชั่น จก. ขนาด 90 เมกะวัตต์ ใช้ถ่านหินนำเข้า เติมนเครื่องผลิตไฟฟ้าเดิมกำลังตั้งแต่ปลายเดือนมีนาคม 2543 เป็นต้นมา อีกส่วนหนึ่ง เพิ่มขึ้นที่โรงไฟฟ้าแม่เมาะของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.)

(ค) การผลิตไฟฟ้าจากน้ำมันเตาลดลงถึงร้อยละ 76.6 เมื่อเปรียบเทียบกับช่วง เดียวกันของปีก่อน เนื่องจากการใช้น้ำมันเตาในการผลิตลดลงมากเพราะน้ำมันเตามี ราคาสูง

(ง) การผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำ เพิ่มขึ้นจากระยะเดียวกันของปี 2543 ร้อยละ 2.9 เนื่องจากน้ำในเขื่อนมีปริมาณมาก

(จ) การผลิตไฟฟ้าจากน้ำมันดีเซลลดลงร้อยละ 23.1 เมื่อเปรียบเทียบกับช่วง เดียวกันของปีก่อน เนื่องจาก กฟผ. ใช้เชื้อเพลิงที่มีราคาถูกกว่า เช่น ก๊าซธรรมชาติ มาทดแทนมากขึ้น

(ฉ) การนำเข้าไฟฟ้าจาก สปป. ลาว ลดลงร้อยละ 6.2

**3.3 การใช้ไฟฟ้า** ปริมาณการใช้ไฟฟ้า ณ สิ้นเดือนมิถุนายน 2544 มีจำนวน 46,169 กิกะวัตต์-ชั่วโมง ขยายตัวจากช่วงเดียวกันในปีก่อนร้อยละ 7.3 โดยสาขาธุรกิจและอุตสาหกรรมขยายตัวเพิ่มขึ้นร้อยละ 6.7 บ้านอยู่อาศัยเพิ่มขึ้นร้อยละ 10.4 และภาคเกษตร ขยายตัวเพิ่มขึ้นร้อยละ 13.7 ในขณะที่ทางด้าน ลูกค้านำเข้า กฟผ. ลดลงร้อยละ 2.4

การใช้ไฟฟ้าในเขตนครหลวง ขยายตัวขึ้นมากในอัตราร้อยละ 7.0 เมื่อเทียบกับปีก่อน โดยการใช้ไฟฟ้าเพิ่มสูงขึ้นทุกสาขากว่าคือ สาขาธุรกิจและสาขาอุตสาหกรรมมี ปริมาณการใช้ไฟฟ้าอยู่ในระดับ 5,743 และ 6,560 กิกะวัตต์-ชั่วโมง หรือเพิ่มขึ้นจาก ช่วง 6 เดือนแรกของปี 2543 คิดเป็นร้อยละ 6.4 สำหรับสาขาบ้านอยู่อาศัย การใช้ ไฟฟ้าอยู่ในระดับ 3,726 กิกะวัตต์-ชั่วโมง เพิ่มขึ้นจากปี 2543 คิดเป็นร้อยละ 9.1

การใช้ไฟฟ้าในเขตภูมิภาค เพิ่มขึ้นถึงร้อยละ 7.8 เมื่อเปรียบเทียบกับช่วงเดียวกัน ของปี 2543 ในสาขาธุรกิจ สาขาอุตสาหกรรม การใช้ไฟฟ้าอยู่ในระดับ 5,239 และ 14,078 กิกะวัตต์-ชั่วโมง เพิ่มขึ้นจาก ช่วงเดียวกันของปีก่อนร้อยละ 6.4 การใช้ไฟฟ้า ประเภทบ้านอยู่อาศัยอยู่ในระดับ 6,832 กิกะวัตต์-ชั่วโมง เพิ่มขึ้นในอัตราร้อยละ 11.1

ในส่วนลูกค้าตรงของ กฟผ. ซึ่งส่วนใหญ่เป็นอุตสาหกรรมขนาดใหญ่ เช่น โรงงานผลิตปูนซีเมนต์ ความต้องการไฟฟ้าในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2544 อยู่ในระดับ 888 กิโลวัตต์-ชั่วโมง ลดลงจากปีก่อน ร้อยละ 2.4

#### **ตารางที่ 14** การจำหน่ายไฟฟ้าแยกตามประเภทผู้ใช้

หน่วย : กิโลวัตต์-ชั่วโมง

|                         | 2543   | 2544 (ม.ค. – มิ.ย.) |                |
|-------------------------|--------|---------------------|----------------|
|                         |        | ปริมาณ              | อัตราเพิ่ม (%) |
| การใช้ไฟฟ้าในเขตนครหลวง |        |                     |                |
| บ้านและที่อยู่อาศัย     | 6,882  | 3,762               | 9.1            |
| ธุรกิจ                  | 10,996 | 5,743               | 6.4            |
| อุตสาหกรรม              | 12,456 | 6,506               | 6.4            |
| อื่นๆ                   | 1,790  | 935                 | 6.4            |
| รวม                     | 32,124 | 16,946              | 7.0            |
| การใช้ไฟฟ้าในเขตภูมิภาค |        |                     |                |
| บ้านและที่อยู่อาศัย     | 12,511 | 6,832               | 11.1           |
| ธุรกิจ                  | 10,053 | 5,239               | 6.8            |
| อุตสาหกรรม              | 27,016 | 14,078              | 6.8            |
| เกษตรกรรม               | 154    | 110                 | 13.7           |
| อื่นๆ                   | 3,986  | 2,077               | 6.8            |
| รวม                     | 53,721 | 28,336              | 7.8            |
| ลูกค้าตรง กฟผ.          | 1,752  | 888                 | -2.4           |
| รวมทั้งสิ้น             | 87,597 | 46,169              | 7.3            |



สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ

วารสารนโยบายพลังงาน ฉบับที่ 53 กรกฎาคม-กันยายน 2544



# บันได 3 ขั้น พิชิตชัย “ประหยัดไฟกำไร 2 ต่อ”

การประหยัดค่าไฟไม่ใช่เรื่องยาก เริ่มต้นตั้งแต่วิธีง่ายๆ ที่ทำได้ด้วยตัวเอง หากคุณลดการใช้ไฟฟ้าลงได้ คุณก็ประหยัดค่าไฟลงได้ ยิ่งใช้อย่างถูกวิธี ก็ยิ่งประหยัด และจะประหยัดมากขึ้นหากมีการปรับเปลี่ยนบ้าง ต่อไปนี้เป็นวิธีการประหยัด เป็นบันได 3 ขั้นในการพิชิตส่วนลดค่าไฟ ลองทำดู แล้วคุณจะรู้ว่าคุณสามารถทำได้แน่นอน

## ขั้นที่ 1 ลด ละ เลิก

ลด ละ เลิก พฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าแบบสิ้นเปลือง เช่น

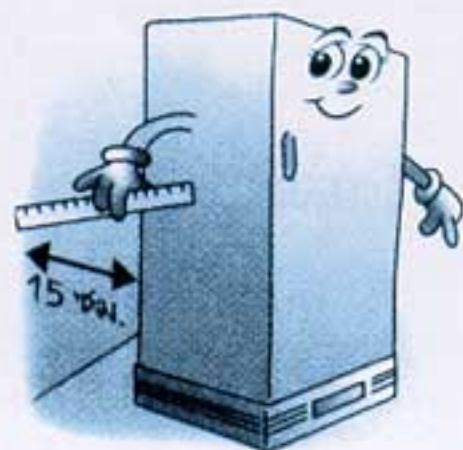
- ลดการเปิดไฟ เช่น จากที่เคยเปิด 12 ชั่วโมง ให้ลดลงเหลือ 8 ชั่วโมง
- ลดการเปิดเครื่องปรับอากาศในห้องนอนลงวันละ 30 นาที
- ละเว้นการเปิดวิทยุฟังเพลงพร้อมกับเปิดโทรทัศน์
- เลิกการเปิดโทรทัศน์รายการเดียวกันพร้อมกันคนละเครื่อง คนละห้อง ขวามาคูพร้อมกันที่เครื่องเดียวกัน
- เลิกเสียบปลั๊กกระดิกน้ำร้อนแช่ทิ้งไว้ เพื่อรอชงกาแฟครั้งต่อไป



## ขั้นที่ 2 บำรุงรักษาและใช้อย่างถูกวิธี

หมั่นบำรุงรักษาฮีตอายุเครื่องใช้ไฟฟ้า นำพาประหยัดไฟใช้อย่างถูกวิธีไม่เปลืองไฟยิ่งประหยัด เช่น

- ตั้งอุณหภูมิเครื่องปรับอากาศให้เหมาะสมที่ 25 องศาเซลเซียส
- ทำความสะอาดแผ่นกรองอากาศของเครื่องปรับอากาศ อย่าให้มีฝุ่นเกาะ
- ตั้งตู้เย็นให้ห่างจากผนังอย่างน้อย 15 เซนติเมตร เพื่อให้ระบายความร้อนได้ดี
- ละลายน้ำแข็งในตู้เย็นสม่ำเสมอ เพื่อให้การทำความเย็นมีประสิทธิภาพสูง
- ไขนํ้าอาหารที่ยังร้อนเก็บในตู้เย็น
- เช็ดผมให้แห้งหมาดๆ ก่อนใช้เครื่องเป่าผม



## ขั้นที่ 3 ปรับปรุงเปลี่ยนแปลง

หากจะประหยัดมากขึ้น อาจต้องลงทุนซื้ออุปกรณ์บางอย่าง หรือ เปลี่ยนจากอุปกรณ์เก่าที่ไม่มีประสิทธิภาพ เป็นตัวใหม่ที่มีประสิทธิภาพมากกว่า แต่ในระยะยาวจะประหยัดค่าไฟกว่า เช่น

- ติดฟิล์มที่สะท้อนรังสีความร้อนให้หน้าต่างกระจกเพื่อลดความร้อนเข้าบ้าน
- ปลุกต้นไม้เพื่อบังแสงแดดให้บ้าน
- ติดฉนวนที่ฝ้าเพดานเพื่อลดการทำงานของเครื่องปรับอากาศ
- เปลี่ยนหลอดไส้เป็นหลอดตะเกียบ
- เมื่อซื้อเครื่องใช้ไฟฟ้าควรศึกษาคู่มือการใช้ใช้อย่างละเอียด

ลงทุนอีกนิด

