มติคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน
ครั้งที่ 1/2549 (ครั้งที่ 12)
วันศุกร์ที่ 6 มกราคม พ.ศ. 2549 เวลา 14.00 น.
ณ ห้องประชุมบุญรอด - นิธิพัฒน์ ชั้น 11 อาคาร 7 กระทรวงพลังงาน

---

1. สถานการณ์ราคาน้ำมันเชื้อเพลิง (ระหว่างวันที่ 1 พ.ย. - 31 ธ.ค. 48)
2. ทบทวนบัญชีความแตกต่างของราคาขายปลีกน้ำมันเชื้อเพลิงระหว่างกรุงเทพมหานครกับส่วนภูมิภาค
3. ทบทวนมติการแก้ไขปัญหาราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลว
4. การรับซื้อไฟฟ้าเพิ่มเติมจากสัญญาซื้อขายไฟฟ้าผู้ผลิตรายเล็ก (SPP) ในช่วงฤดูร้อน

รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงาน (นายวิเศษ จูภิบาล) ประธานกรรมการ
ผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (นายเมตตา บันเทิงสุข) กรรมการและเลขานุการ

เรื่องที่ 1 <u>สถานการณ์ราคาน้ำมันเชื้อเพลิง (ระหว่างวันที่ 1 พ.ย. - 31 ธ.ค. 48)</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. ตลาดน้ำมันโลก

ราคาน้ำมันดิบดูไบและเบรนท์ในช่วงเดือนพฤศจิกายน - ธันวาคม 2548 เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 52.32 และ 56.32 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล ปรับตัวลดลงจากเดือนตุลาคม 1.32 และ 2.46 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล ตามลำดับ เนื่องจากอุณหภูมิในแถบตะวันออกเฉียงเหนือของสหรัฐอเมริกาสูงกว่าระดับปกติ และปริมาณ

สำรองน้ำมันดิบในสหรัฐอเมริกาและยุโรปมีการสะสมเพิ่มขึ้น นอกจากนี้ เดือนธันวาคมท่อขนส่งน้ำมันของบริษัท เชลล์ ในไนจีเรียถูกลอบวางระเบิด ส่งผลให้กำลังการผลิตน้ำมันดิบประมาณ 170,000 บาร์เรล/วัน ต้องหยุดชะงัก และโอเปคมีแนวโน้มที่จะลดปริมาณการผลิตลงก่อนเข้าสู่ไตรมาส 2 ปี 2549

2. ตลาดน้ำมันสิงคโปร์

ราคาน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 92 และดีเซลหมุนเร็วในช่วงเดือนพฤศจิกายน - ธันวาคม เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 60.94, 59.71 และ 62.84 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล โดยปรับตัวลดลงจากเดือนตุลาคม 8.16, 8.23 และ 9.78 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล ตามลำดับ จากเวียดนามลดการนำเข้าน้ำมันเบนซินในเดือนธันวาคม 2548 ลงร้อยละ 50 หลังจากรัฐบาลเวียดนามประกาศเก็บภาษีนำเข้าน้ำมันร้อยละ 50 ตั้งแต่วันที่ 9 พฤศจิกายน 2548 พร้อมทั้ง ประเทศญี่ปุ่นและเกาหลีออกประมูลขายน้ำมันดีเซลส่งมอบปลายเดือนพฤศจิกายน 2548 ทำให้ราคาน้ำมันเบนซินและดีเซลหมุนเร็วในเดือนพฤศจิกายนปรับตัวลดลง อย่างไรก็ตาม ในเดือนธันวาคมราคาน้ำมันเบนซินและดีเซลหมุนเร็วได้ปรับตัวเพิ่มขึ้น จากการนำเข้าน้ำมันเบนซิน 95 จากเอเชียไปขายในสหรัฐอเมริกา และอากาศที่หนาวเย็นลดลงในสหรัฐอเมริกา ยุโรป และเอเชียเหนือ ทำให้ความต้องการน้ำมันเพื่อความอบอุ่นเพิ่มสูงขึ้น

3. ตลาดน้ำมันไทย

เดือนพฤศจิกายน 2548 ผู้ค้าน้ำมันปรับราคาขายปลีกน้ำมันเบนซินและดีเซลหมุนเร็วลดลง 3 ครั้ง รวมเป็น 1.30 บาท/ลิตร และ 1.10 บาท/ลิตร ตามลำดับ และในเดือนธันวาคม ได้ปรับราคาขายปลีกน้ำมันเบนซินเพิ่มขึ้น 3 ครั้ง รวมเป็น 1.20 บาท/ลิตร และปรับราคาขายปลีกน้ำมันดีเซลหมุนเร็วเพิ่มขึ้น 2 ครั้ง รวมเป็น 0.80 บาท/ลิตร โดยราคาขายปลีกน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 91 และดีเซลหมุนเร็ว ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2548 อยู่ที่ระดับ 26.04, 25.24 และ 23.49 บาท/ลิตร ตามลำดับ

4. ฐานะกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง

การจัดเก็บเงินเข้ากองทุนน้ำมันฯ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2548 มีรายรับเงินส่งเข้ากองทุนจำนวน 4,779 ล้านบาท และรายจ่ายในการชดเชย LPG ดอกเบี้ยและอื่นๆ เป็นเงิน 766 ล้านบาท รายได้สุทธิเท่ากับ 4,013 ล้านบาท ทั้งนี้ รายรับของกองทุนน้ำมันฯ มีเพียงพอที่จะรองรับการจ่ายหนี้สินของกองทุนน้ำมันฯ ได้ สำหรับฐานะกองทุนน้ำมันฯ ประมาณการ ณ วันที่ 23 ธันวาคม 2548 มีเงินสดสุทธิ 9,347 ล้านบาท หนี้สินค้างชำระ 84,961 ล้านบาท แยกเป็นหนี้เงินกู้เดิม (อายุไม่เกิน 1 ปี) 15,660 ล้านบาท หนี้พันธบัตร 26,400

ล้านบาท หนี้สถาบันการเงินอายุ 5 ปี 32,000 ล้านบาท หนี้เงินชดเชยตรึงราคาค้างชำระ 2,256 ล้านบาท หนี้ชดเชยราคาก๊าซ LPG 10,078 ล้านบาท หนี้เงินคืนกรณีอื่นๆ 159 ล้านบาท ดอกเบี้ยค้างจ่ายประจำเดือน 208 ล้านบาท ฐานะกองทุนน้ำมันฯ สุทธิติดลบ 75,614 ล้านบาท

5. สถานการณ์พลังงานไทยในปี 2548 และแนวโน้มปี 2549

5.1 ภาพรวม ในปี 2548 การขยายตัวของเศรษฐกิจอยู่ที่ระดับ ร้อยละ 4.7 เป็นผลจากราคาน้ำมัน ในตลาดโลกปรับสูงขึ้นและปัญหาต่างๆ ที่เกิดขึ้นในประเทศ อาทิ ภาวะภัยแล้ง และปัญหาการระบาดของ ไข้หวัดนก เป็นต้น ทำให้การใช้และการผลิตพลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้นของประเทศอยู่ที่ระดับ 1,525 และ 742 เทียบเท่าพันบาร์เรลน้ำมันดิบต่อวัน และมีอัตราขยายตัวเพิ่มขึ้นอยู่ที่ ร้อยละ 4.9 และ 9.4 ตามลำดับ โดยที่การนำเข้า (สุทธิ) พลังงานเชิงพาณิชย์อยู่ที่ระดับ 969 เทียบเท่าพันบาร์เรลน้ำมันดิบต่อวัน หรือขยายตัวลดลงจากปีก่อน ร้อยละ 2.3 มีมูลค่านำเข้าพลังงานรวม 774,282 ล้านบาท เพิ่มขึ้นจากปีที่ผ่านมาคิดเป็นร้อยละ 36.7 ซึ่งเป็นการนำเข้าน้ำมันดิบและน้ำมันสำเร็จรูป ส่วนการส่งออกพลังงานมีมูลค่ารวม 146,814 ล้านบาท หรือเพิ่มขึ้นเป็นร้อยละ 42.8 จากปีที่ผ่านมา เป็นการส่งออกของน้ำมันดิบและน้ำมันสำเร็จรูป ทำให้มูลค่าการนำเข้า(สุทธิ) พลังงานค่ารวม 627,468 ล้านบาท เพิ่มขึ้นร้อยละ 35.4 ขณะที่มูลค่าการใช้พลังงานทุกชนิดเชื้อเพลิงมีแนวโน้มเพิ่มขึ้นจากปีที่ผ่านมา

5.2 น้ำมันดิบ การจัดหาน้ำมันดิบได้ลดลงจากปีก่อนมาอยู่ที่ระดับ 925 พันบาร์เรลต่อวัน เป็นการผลิตภายในประเทศและนำเข้าจากต่างประเทศในสัดส่วนร้อยละ 12 และ 88 ตามลำดับ ขณะที่การผลิตภายในประเทศ เพิ่มขึ้นถึงร้อยละ 33.1 อยู่ที่ระดับ 113 พันบาร์เรลต่อวัน ส่วนการนำเข้าน้ำมันดิบได้ลดลงถึงร้อยละ 7.0 เนื่องจากราคาน้ำมันดิบในตลาดโลกเพิ่มขึ้นในช่วง 6 เดือนแรกของปี เพิ่มขึ้นเกือบ 10 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล จากระดับราคา 41.93 เหรียญสหรัฐในเดือนมกราคม เป็น 51.15 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรลในเดือนพฤษภาคม และในช่วง 6 เดือนหลังของปี การนำเข้าน้ำมันดิบได้ชะลอตัวลง แต่มูลค่าการนำเข้าน้ำมันดิบยังคงขยายตัวเพิ่มขึ้นถึงร้อยละ 29.3

5.3 น้ำมันสำเร็จรูป การจัดหาน้ำมันสำเร็จรูปในปี 2548 มีปริมาณรวม 51,416 ล้านลิตร เป็นการผลิตภายในประเทศที่ 49,220 ล้านลิตร ซึ่งลดลงจากปีที่ผ่านมา ร้อยละ 0.1 และเป็นการนำเข้าจำนวน 2,196 ล้านลิตร เพิ่มขึ้นร้อยละ 28.0 โดยเป็นการนำเข้าน้ำมันเตาคุณภาพดีเพื่อใช้ผลิตไฟฟ้า ส่วนการใช้น้ำมันสำเร็จรูปมีปริมาณ 42,005 ล้านลิตร ขยายตัวเพิ่มขึ้นเพียงร้อยละ 0.9 ปริมาณการใช้น้ำมันเบนซินลดลงร้อยละ 5.3 เนื่องจากราคาขายปลีกที่สูงขึ้น

และมาตรการประหยัดพลังงานของภาครัฐ ทำให้ประชาชนหันมาเปลี่ยนพฤติกรรม การบริโภคอย่างชัดเจน ขณะที่การใช้ก๊าซธรรมชาติในรถยนต์ (NGV) และ LPG มีปริมาณเพิ่มขึ้น ส่วนแก๊สโซฮอล์มีปริมาณเพิ่มขึ้นถึงร้อยละ 873.3 หรือปริมาณที่เพิ่มขึ้น 524 ล้านลิตร จากรัฐบาลได้มีนโยบายอย่างจริงจัง ในการยกเลิกการใช้ MTBE ในน้ำมันเบนซิน 95 เปลี่ยนเป็นแก๊สโซฮอล์ทั้งหมดภายในมกราคม 2550 และราคาแก๊สโซฮอล์มีราคาถูกกว่าน้ำมันเบนซินทั่วไป สำหรับการใช้น้ำมันดีเซลมีปริมาณ 19,633 ล้านลิตร เพิ่มขึ้นจากปีก่อนเพียงร้อยละ 0.1 เนื่องจากรัฐบาลได้ปล่อยลอยตัวราคาขายปลีกดีเซลในช่วงกลางปีทำให้ปริมาณการใช้ดีเซลชะลอตัวลง และประกอบกับปัญหาอุทกภัยในภาคเหนือและภาคใต้ที่เกิดขึ้น รวมทั้งการรณรงค์ของภาครัฐในมาตรการประหยัดพลังงาน ในขณะที่การใช้น้ำมันเตาเพื่อการผลิตไฟฟ้าได้เพิ่มขึ้นถึงร้อยละ 61.7 ส่วนการใช้ในภาคอุตสาหกรรมได้ลดลงถึงร้อยละ 8.1 เนื่องจากอุตสาหกรรม SME บางประเภทหันมาใช้ถ่านหินแทนน้ำมันเตามากขึ้น ส่วนการใช้น้ำมันเครื่องบิน + ก๊าด และ LPG ขยายตัวเพิ่มขึ้นเพียงร้อยละ 1 และ 7.5 ตามลำดับ

5.4 ด้านไฟฟ้า ณ วันที่ 31 ตุลาคม 2548 มีกำลังการผลิตติดตั้งไฟฟ้าอยู่ที่ 26,431 เมกะวัตต์ ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดเกิดขึ้นในเดือนเมษายน ที่ระดับ 20,538 เมกะวัตต์ สูงกว่าปีที่ผ่านมาจำนวน 1,212 เมกะวัตต์ ค่าตัวประกอบไฟฟ้าเฉลี่ย (Load Factor) อยู่ที่ร้อยละ 75.7 และกำลังผลิตสำรองไฟฟ้าต่ำสุด (Reserved Margin) อยู่ที่ร้อยละ 22.6 ขณะที่ปริมาณการใช้ไฟฟ้า อยู่ที่ระดับ 120,988 กิกะวัตต์ชั่วโมง ขยายตัวเพิ่มขึ้นร้อยละ 6.0 โดยเป็นการใช้ในเขตนครหลวง เขตภูมิภาค และการใช้จากลูกค้าตรงของ กฟผ. ที่เพิ่มขึ้นร้อยละ 2.8, 7.5 และ 12.7 ตามลำดับ ส่วนภาคอุตสาหกรรมมีการใช้เพิ่มขึ้นร้อยละ 6.5 เช่นเดียวกับสาขาธุรกิจ บ้านและที่อยู่อาศัย สาขาเกษตร และสาขาอื่นๆ เพิ่มขึ้นร้อยละ 5.6, 4.8, 7.9 และ 3.7 ตามลำดับ

6. แนวโน้มการใช้พลังงานปี 2549

จาก สศช. ได้ประมาณเศรษฐกิจของไทยจะขยายตัวเพิ่มขึ้นร้อยละ 4.7 - 5.7 ในปี 2549 จึงสามารถ คาดการณ์การใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้นของประเทศจะขยายตัวเพิ่มขึ้นจากปี 2548 ประมาณร้อยละ 5.6 ประกอบด้วย การเพิ่มขึ้นของน้ำมันและก๊าซธรรมชาติ ร้อยละ 3.9 และ 7.6 ตามลำดับ สำหรับการใช้ลิกไนต์/ ถ่านหินคาดว่าจะเพิ่มขึ้นร้อยละ 7.7 เนื่องจากโรงไฟฟ้า BLCP ที่ใช้ถ่านหินนำเข้าเป็นเชื้อเพลิงจะเข้าระบบ ส่วนการใช้ไฟฟ้าพลังน้ำ/ไฟฟ้านำเข้า ลดลงร้อยละ 8.4

การใช้น้ำมันสำเร็จรูปโดยรวมจะขยายตัวเพิ่มขึ้นร้อยละ 3.9 ประกอบด้วย น้ำมันเบนซินที่ปรับตัวเพิ่มขึ้นร้อยละ 2.4 น้ำมันดีเซลที่ยังคงปรับตัวลดลงร้อยละ 0.7 น้ำมันก๊าด + เครื่องบิน จะมีการใช้เพิ่มขึ้นร้อยละ 3.5 และน้ำมันเตาจะใช้เพิ่มขึ้นถึงร้อยละ 19.8 ซึ่งส่วนใหญ่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า เนื่องจากท่อก๊าซฯ เส้นที่ 3 ของ ปตท. จะยังคงสร้างไม่เสร็จในช่วงครึ่งปีแรกของปี 2549 นอกจากนี้การใช้ LPG คาดว่าจะเพิ่มขึ้นร้อยละ 4.2 และการใช้ไฟฟ้าจะเพิ่มขึ้นร้อยละ 7.0 โดยมีค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดอยู่ที่ 21,822 เมกะวัตต์ และกำลังผลิตสำรองไฟฟ้าต่ำสุดอยู่ที่ร้อยละ 15.86

<u>มติของที่ประชุม</u>

ที่ประชุมรับทราบ

เรื่องที่ 2 <u>ทบทวนบัญชีความแตกต่างของราคาขายปลีกน้ำมันเชื้อเพลิงระหว่างกรุงเทพมหานครกับส่วนภูมิภาค</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. คณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 5 ตุลาคม 2536 ได้มีมติให้มีการกำกับดูแลการกำหนดราคาน้ำมันเชื้อเพลิง ณ สถานีบริการน้ำมันทั่วประเทศเพื่อคุ้มครองผู้บริโภค โดยให้ใช้ราคาขายปลีกของบริษัทน้ำมันในกรุงเทพมหานครบวกด้วยค่าขนส่งตามบัญชีค่าขนส่งน้ำมันเชื้อเพลิงเป็นเกณฑ์กลางในการพิจารณา ทั้งนี้ให้สำนักงานพาณิชย์จังหวัดและสำนักงานการค้าภายในจังหวัดใช้ข้อมูลดังกล่าวเป็นแนวในการคำนวณราคาขายปลีกที่เหมาะสมของจังหวัดต่างๆ

2. เนื่องจากปัจจุบันการขนส่งน้ำมันเชื้อเพลิงมีการเปลี่ยนแปลงไปมาก โดยเฉพาะประเด็นค่าขนส่งที่เพิ่มสูงขึ้น โดยราคาน้ำมันดีเซลหมุนเร็วปรับสูงขึ้นในช่วงระดับ 20 - 25 บาท/ลิตร ขณะที่ตามบัญชีเดิมใช้ค่าขนส่งน้ำมันเชื้อเพลิงในระดับราคาน้ำมันดีเซลหมุนเร็วที่ 12 บาท/ลิตร เป็นฐานซึ่งเป็นระดับราคาในช่วงปี 2546 และได้มีการร้องเรียนให้แก้ไขอัตราค่าขนส่งอ้างอิงที่รัฐใช้ในการกำกับดูแล นอกจากนี้ การเปลี่ยนแปลงเส้นทางการขนส่งเพื่อสร้างเส้นทางคมนาคมที่สะดวกขึ้น ทำให้ต้นทุนในการขนส่งน้ำมันเชื้อเพลิงเปลี่ยนแปลงไป

3. ต่อมาเมื่อวันที่ 1 มิถุนายน 2548 กระทรวงพลังงานได้มีคำสั่ง แต่งตั้งคณะทำงานศึกษาทบทวนบัญชีความแตกต่างของราคาขายปลีกระหว่างกรุงเทพมหานครกับส่วนภูมิภาค เพื่อทำหน้าที่กำกับศึกษาทบทวนบัญชีความ

แตกต่างของราคาขายปลีกระหว่างกรุงเทพมหานครกับส่วนภูมิภาค โดยมีรองปลัดกระทรวงพลังงาน (นายพรชัย รุจิประภา) เป็นประธานคณะทำงาน และเมื่อวันที่ 20 ธันวาคม 2548 คณะทำงานฯ ได้มีมติให้ทำการศึกษาบัญชีความแตกต่างของราคาขายปลีกน้ำมันเชื้อเพลิงระหว่างกรุงเทพมหานครกับส่วนภูมิภาคใหม่ โดยให้สถาบันปิโตรเลียมแห่งประเทศไทยรับไปดำเนินการศึกษาให้แล้วเสร็จภายในปี 2549 และให้มีการพิจารณากำหนดความแตกต่างของราคาขายปลีกน้ำมันเชื้อเพลิงระหว่างกรุงเทพมหานครกับส่วนภูมิภาค เพื่อใช้เป็นอัตราความแตกต่างชั่วคราวระหว่างที่การศึกษายังไม่แล้วเสร็จ โดยใช้แบบจำลองเดิมแต่คำนึงถึงเฉพาะปัจจัยผันแปรที่เปลี่ยนแปลงไป โดยสถาบันปิโตรเลียมฯ รับไปดำเนินการศึกษาให้แล้วเสร็จภายในเดือนกุมภาพันธ์ 2549 พร้อมทั้ง ได้มอบให้กระทรวงพลังงานศึกษาแผนแม่บทการขนส่งพลังงานทั้งระบบ เพื่อใช้เป็นแนวทางในการปรับปรุงวิธีการขนส่ง ในปัจจุบันให้มีประสิทธิภาพมากขึ้น

มติของที่ประชุม

ที่ประชุมรับทราบ

เรื่องที่ 3 ทบทวนมติการแก้ไขปัญหาราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลว

สรุปสาระสำคัญ

1. กลไกการตรึงราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) ให้อยู่ในระดับต่ำมีอยู่ 3 ส่วน คือ 1) กำหนดรายได้ของผู้ผลิตและผู้นำเข้าให้เท่ากับราคาตลาดโลก (ประกาศเปโตรมิน) ลบ 16 เหรียญสหรัฐ/เมตริกตัน โดยมีราคาต่ำสุดในระดับ 185 เหรียญสหรัฐ/เมตริกตัน และสูงสุดในระดับ 315 เหรียญสหรัฐ/เมตริกตัน 2) กำหนดราคาขายหน้าโรงกลั่นและราคาขายก๊าซ ณ คลังก๊าซไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่มเป็นราคาเดียวกันทุกแห่งทั่วราชอาณาจักร กิโลกรัมละ 12.4569 บาท หากราคาจำหน่ายตามข้อหนึ่งสูงกว่าให้จ่ายเงินชดเชยในอัตราสูงสุดไม่เกิน 2.00 บาท/กก. และ 3) กำหนดอัตราชดเชยค่าขนส่งก๊าซไปยังคลังก๊าซต่างๆ เป็นไปตามประกาศ กบง. เรื่อง การกำหนดค่าขนส่งก๊าซไปยังคลังก๊าซต่างๆ เมื่อเดือนสิงหาคม 2546 เพื่อให้สามารถจำหน่ายก๊าซได้ในราคาเดียวกัน

2. นโยบายราคาก๊าซ LPG ปัจจุบันอยู่ในขั้นตอนการเตรียมการเข้าสู่ระบบราคา "ลอยตัวเต็มที่" โดย กบง. ได้มีมติเมื่อเดือนกุมภาพันธ์ 2546 ให้จำกัดอัตราเงินชดเชยราคาก๊าซ LPG สูงสุด เพื่อยุติการไหลออกของเงินกองทุนน้ำมันฯ

โดยทยอยปรับลดอัตราชดเชย LPG ลงอย่างต่อเนื่อง และให้ยกเลิกการจ่ายเงินชดเชยราคา LPG เข้าสู่ระบบ "ลอยตัวเต็มที่" ในเดือนกรกฎาคม 2548 ซึ่งต่อมาเดือนกุมภาพันธ์ 2547 กบง. ได้กำหนดอัตราเงินชดเชยสูงกว่าเพดาน สูงสุด 3 บาท/กก. ได้เป็นการชั่วคราว พร้อมทั้งให้รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงานกำหนดอัตราเงินชดเชยก๊าซ LPG เกินกว่าอัตราเงินชดเชยสูงสุดได้ตามความเหมาะสมกับสถานการณ์ ซึ่งได้มีการปรับกำหนดอัตราเงินชดเชยรวม 3 ครั้ง ในช่วงที่ผ่านมา และในเดือนสิงหาคม 2548 กบง. ได้มีมติขยายระยะเวลาการยกเลิกการจ่ายเงินชดเชยราคาก๊าซ LPG และขยายระยะเวลาการกำหนดอัตราเงินชดเชยราคา LPG สูงกว่าระดับเพดานอัตราเงินชดเชยสูงสุด 2 บาท/กก. จากเดือนกรกฎาคม 2548 เป็นภายในปี 2548

3. ปัจจุบันการขยายเวลาเกี่ยวกับการชดเชยราคาก๊าซ LPG ตามข้อ 2 ได้สิ้นสุดลงในเดือนธันวาคม 2548 จึงจำเป็นต้องมีการพิจารณานโยบายราคาก๊าซ LPG ใหม่ โดยฝ่ายเลขานุการฯ ได้นำเสนอ 3 ทางเลือก ได้แก่ ให้คงนโยบายราคาก๊าซ LPG เดิมไว้ หรือลดการชดเชยลงบางส่วน หรือยกเลิกการตรึงราคาก๊าซ LPG ทั้งหมด

4. โดยที่ปัจจุบันกองทุนน้ำมันฯ ต้องจ่ายชดเชยราคาก๊าซ LPG เฉลี่ยเดือนละ 530 ล้านบาท และชดเชยค่าขนส่งระหว่างคลังก๊าซ เฉลี่ยเดือนละ 40 ล้านบาท ดังนั้น หากมีการลดอัตราการชดเชยลง โดยปรับราคา LPG ขึ้น กิโลกรัมละ 1 บาท ราคาขายปลีกต่อถัง (15 กก.) จะขึ้นเป็น 267 บาท/ถัง (หรือราคา กก. ละ 17.8 บาท) จะส่งผลกระทบต่อผู้ใช้ก๊าซ LPG ในครัวเรือน ร้อยละ 55 ภาคอุตสาหกรรมและยานพาหนะ ร้อยละ 15 และ 20 ตามลำดับ ขณะที่ภาคปิโตรเคมีจะไม่ได้ส่งผลกระทบ นอกจากนี้รายจ่ายของกองทุนน้ำมันฯ จะเป็น 194 ล้านบาท/เดือน

5. แต่หากให้ตรึงราคาก๊าซ LPG เช่นเดิมต่อไป จะส่งให้ผู้ใช้รถยนต์เบนซินส่วนหนึ่งจะเปลี่ยนมาใช้ LPG แทน ภาระการชดเชยจะเพิ่มขึ้น และจะกระทบต่อนโยบายส่งเสริมการใช้ NGV ด้วย ขณะเดียวกันผู้ผลิต LPG ในประเทศได้พยายามส่งออกมากขึ้น เนื่องจากราคาตลาดโลกอยู่ระดับสูงกว่า 315 เหรียญสหรัฐ/เมตริกตัน ปัญหาการจัดหา LPG ให้เพียงพอต่อผู้ใช้อาจเกิดขึ้น ซึ่งขณะนี้กรมธุรกิจพลังงานกำลังดำเนินการออกประกาศจำกัดปริมาณการส่งออก LPG

6. อย่างไรก็ตามฝ่ายเลขานุการ เห็นว่าควรคงนโยบายราคาปัจจุบันต่อไปอีก 6 เดือน (มกราคม - มิถุนายน 2549) แล้วจึงพิจารณาอีกครั้ง หากมีการเปลี่ยนแปลงควรเริ่มมีผลบังคับใช้ในเดือนกรกฎาคม 2549 เป็นต้นไป เนื่องด้วยราคาก๊าซ LPG ที่ปรับสูงขึ้น จะมีผลกระทบต่อราคาสินค้าค่อนข้างมาก

หากปล่อยราคา LPG สูงขึ้น ตั้งแต่เดือนมกราคม 2549 จะเป็นการเพิ่มภาระให้กับผู้บริโภค เนื่องจากจะมีการเพิ่มขึ้นของค่าไฟฟ้า (ค่า Ft) ในเดือนกุมภาพันธ์ 2549 ซึ่งทำให้กรมการค้าภายในจะมีภาระมากขึ้นในการเจรจาชะลอการปรับราคาสินค้า อย่างไรก็ตาม ฐานะกองทุนน้ำมันฯ ปัจจุบันยังสามารถรองรับการชดเชยต่อไปได้ และภาครัฐควรมีมาตรการช่วยเหลือและโครงการรองรับผลกระทบของกลุ่มรถแท็กซี่และรถตุ๊กตุ๊กไว้พร้อมก่อนที่จะมีการปรับราคา LPG

<u>มติของที่ประชุม</u>

1. ให้ขยายระยะเวลาการยกเลิกการจ่ายเงินชดเชยราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) จากเดือนธันวาคม 2548 เป็นเดือนมิถุนายน 2549
2. ให้ขยายระยะเวลาการกำหนดอัตราเงินชดเชยราคาก๊าซ LPG สูงกว่าระดับเพดานอัตราเงินชดเชยสูงสุด 2 บาท/กก. จากเดือนธันวาคม 2548 เป็นเดือนมิถุนายน 2549

ทั้งนี้ มอบหมายให้สำนักงานนโยบายและแผนพลังงานรับไปดำเนินการต่อไป

เรื่องที่ 4 <u>การรับซื้อไฟฟ้าเพิ่มเติมจากสัญญาซื้อขายไฟฟ้าผู้ผลิตรายเล็ก (SPP) ในช่วงฤดูร้อน</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. คณะรัฐมนตรี เมื่อเดือนมีนาคม 2535 ได้เห็นชอบระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) ที่ผลิตไฟฟ้าโดยใช้พลังงานนอกรูปแบบ กากหรือเศษวัสดุเหลือใช้เป็นเชื้อเพลิง และการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ Cogeneration ต่อมา บริษัท กฟผ. จำกัด (มหาชน) (บมจ. กฟผ.) ในปัจจุบันได้ดำเนินการออกระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตรายเล็ก และประกาศการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) งวดที่ 1 เมื่อวันที่ 30 มีนาคม 2535 โดย SPP จำแนกเป็น 2 ประเภท คือ SPP ประเภท Firm อัตราค่าไฟฟ้ารับซื้อจะประกอบด้วยค่าพลังไฟฟ้า (Capacity Payment : CP) และค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment : EP) และ SPP ประเภท Non - Firm อัตราค่าไฟฟ้าจะมีเพียงค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment : EP)

2. การกำหนดราคารับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ประเภทสัญญา Firm จะแตกต่างกันตามประเภทเชื้อเพลิง คือ ก๊าซธรรมชาติ ถ่านหิน และน้ำมันเตา โดย SPP ที่ใช้พลังงานนอกรูปแบบเป็นเชื้อเพลิง ราคารับซื้อไฟฟ้า เป็นไปตามโครงสร้าง

ราคารับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง และโครงสร้างราคารับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ประเภทสัญญา Non - Firm กำหนดค่าพลังงานไฟฟ้ารับซื้อฐาน 1.59 บาท/หน่วย ซึ่งกำหนดจากต้นทุน ที่สามารถหลีกเลี่ยงได้ในระยะสั้นของโรงไฟฟ้าของ กฟผ. ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงในปี 2543 ทั้งนี้ ค่าไฟฟ้าจะเปลี่ยนแปลงเมื่อราคาก๊าซธรรมชาติที่ ปตท. จำหน่ายให้แก่ผู้ผลิตรายเล็กเปลี่ยนแปลงจากราคาฐาน (151.4518 บาท/ล้านบีทียู) มากกว่าหรือน้อยกว่า 1.0000 บาท/ล้านบีทียู

3. ตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าจาก SPP ในปัจจุบันกำหนดเงื่อนไขการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP เพิ่มเติมจากสัญญา ไว้ในข้อ 17.4.3.2 โดยในกรณีที่มีการรับซื้อพลังไฟฟ้าเพิ่มเติมจากสัญญา โดย บมจ. กฟผ. เป็นฝ่ายร้องขอบริษัทฯ ให้จ่ายพลังไฟฟ้าเกินกว่าปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญา ปริมาณพลังไฟฟ้าคิดเงินจะเท่ากับปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญา บวกด้วยสาม (3) เท่าของปริมาณพลังไฟฟ้าที่ บมจ. กฟผ. ร้องขอเกินกว่าปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญาคูณด้วยอัตราส่วนของระยะเวลาที่ บมจ. กฟผ. ร้องขอต่อจำนวนชั่งโมงในเดือนนั้นๆ และในกรณีที่บริษัทฯ ประสงค์ที่จะเสนอขายพลังไฟฟ้าเพิ่มเติมจากสัญญา โดยบริษัทฯ ได้แจ้งความประสงค์เป็นหนังสือต่อ บมจ. กฟผ. และ บมจ. กฟผ. มีแผนสั่งการรับซื้อพลังไฟฟ้าเพิ่มเติมจากสัญญา ปริมาณพลังไฟฟ้าคิดเงินจะเท่ากับปริมาณพลังไฟฟ้าจริงแต่ไม่เกินปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญา

4. บมจ. กฟผ. ได้เสนอแนวทางการปรับปรุงโครงการลดความต้องการไฟฟ้าสูงสุด (Peak Cut) โดยให้มีการรับซื้อไฟฟ้าเพิ่มเติมจากสัญญาซื้อขายไฟฟ้า SPP ในช่วงฤดูร้อน (มีนาคม - พฤษภาคม) เพื่อลดการผลิตไฟฟ้าจากน้ำมันเตาและน้ำมันดีเซลจากโรงไฟฟ้าหลักลง ทั้งนี้ กระทรวงพลังงานได้เห็นชอบในหลักการให้ บมจ. กฟผ. ประสานงานกับ SPP ให้มีการบริหารจัดการเพิ่มเติมหรือเลื่อนการผลิตมาในช่วงฤดูร้อน และข้อเสนอราคารับซื้อตามที่ บมจ. กฟผ. เสนอ และ บมจ. กฟผ. ได้จัดทำหลักการคิดค่าไฟฟ้าตามแนวทางที่กระทรวงพลังงานให้ความเห็นชอบ และได้ทำข้อเสนอหลักการคิดเงินค่าไฟฟ้าสำหรับการรับซื้อไฟฟ้าเพิ่มเติมจากสัญญาซื้อขายไฟฟ้า SPP ในช่วงฤดูร้อน (มีนาคม - พฤษภาคม) พ.ศ. 2549 สรุปได้ ดังนี้

4.1 SPP ประเภทสัญญา Firm ที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวล (Biomass) บมจ. กฟผ. จะชำระเงินเฉพาะค่า EP สำหรับปริมาณพลังงานไฟฟ้า (kWh) ส่วนเกินสัญญาซื้อขายไฟฟ้าในอัตราค่าไฟฟ้าจาก SPP ประเภท Non - Firm ที่อ้างอิงราคาน้ำมันเตา

4.2 SPP ประเภท Non - Firm ที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวล จะชำระเงินค่า EP สำหรับปริมาณพลังงานไฟฟ้า (kWh) ส่วนที่เกินจากปริมาณพลังไฟฟ้า (kWh) ในช่วงเวลาที่ บมจ. กฟผ. ไม่มีการสั่งการ ณ เดือนนั้น ในอัตราค่าไฟฟ้าเท่ากับ (1) อัตราค่าไฟฟ้าตามสัญญา และ (2) ส่วนต่างระหว่างอัตราค่าไฟฟ้าจาก SPP ประเภท Non - Firm ที่อ้างอิงราคาน้ำมันเตากับอัตราค่าไฟฟ้าที่ได้รับตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า

4.3 SPP ประเภทสัญญา Firm ที่ใช้เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติและถ่านหิน บมจ. กฟผ. จะชำระเงินค่าไฟฟ้า ดังนี้ (1) ค่า EP สำหรับปริมาณพลังงานไฟฟ้า (kWh) ส่วนเกินสัญญาซื้อขายไฟฟ้าในอัตราค่า EP ตามสัญญา (2) ค่า EP โดยปริมาณพลังไฟฟ้าคิดเงิน (kW) เท่ากับ 3 เท่าของปริมาณพลังไฟฟ้าที่ SPP จ่ายเกินข้อกำหนดในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า แต่ไม่เกินปริมาณพลังไฟฟ้าที่ บมจ. กฟผ. สั่งการเพิ่มเติม คูณด้วยอัตราส่วนของจำนวนชั่วโมงที่ บมจ. กฟผ. สั่งการเพิ่มเติมต่อจำนวนชั่วโมงในเดือนนั้นๆ และใช้อัตราค่าพลังไฟฟ้าตามสัญญา ทั้งนี้ หากผู้ผลิตรายเล็กทั้ง 3 แบบ ไม่สามารถจ่ายไฟฟ้าเพิ่มเติมจากสัญญาซื้อขายไฟฟ้าตามที่ บมจ. กฟผ. สั่งการได้ จะไม่มีการคิดค่าปรับเงินค่าไฟฟ้า

5. จากการคำนวณค่าไฟฟ้าสำหรับการรับซื้อไฟฟ้าเพิ่มเติมจากสัญญาซื้อขายจาก SPP ในช่วงฤดูร้อน เปรียบเทียบกับการผลิตไฟฟ้าจากน้ำมันดีเซล พบว่าจะช่วยลดต้นทุนในการจัดหาไฟฟ้าในช่วงเดือนมีนาคม - พฤษภาคม 2549 ได้ประมาณ 70.45 ล้านบาท

6. ฝ่ายเลขานุการฯ มีความเห็นว่า การคิดค่าไฟฟ้าสำหรับการรับซื้อไฟฟ้าเพิ่มเติมจากสัญญาซื้อขายไฟฟ้าของ SPP ที่ บมจ. กฟผ. เสนอเป็นแนวทางการรับซื้อไฟฟ้าเพิ่มเติมจาก SPP เป็นประโยชน์ต่อประเทศ ในภาพรวมมากกว่าการผลิตไฟฟ้าจากน้ำมันดีเซล แม้ว่าการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงชีวมวลจะมีต้นทุนต่อหน่วยสูง แต่เป็นการส่งเสริมการใช้พลังงานหมุนเวียนให้เกิดประโยชน์มากยิ่งขึ้น ขณะเดียวกันการกำหนดราคารับซื้อจาก SPP ที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวลเท่ากับราคาไฟฟ้าที่ผลิตจากน้ำมันเตาเป็นราคาที่จูงใจผู้ผลิตไฟฟ้าในระดับหนึ่ง

7. นอกจากนี้ บมจ. กฟผ. ได้มีหนังสือขอยกเลิกโครงการ Peak Cut ตามมติของคณะกรรมการ บมจ. กฟผ. เนื่องจากมาตรการที่ใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าสำรองของผู้ประกอบการทั่วประเทศ เพื่อผลิตไฟฟ้าสำรองใช้เอง ที่มีเป้าหมายตัดทอนความต้องการไฟฟ้ารวม 500 เมกะวัตต์จากระบบไฟฟ้าของประเทศในช่วง Peak Cut เป็นเวลา 15 ปี ไม่คุ้มค่าต่อการลงทุน เมื่อเทียบกับราคาน้ำมันดีเซลในปัจจุบัน และ ไม่ส่งผลกระทบต่อความมั่นคงของระบบ

ไฟฟ้าจากเศรษฐกิจที่ชะลอตัวลงในปี 2549 และสัดส่วนกำลังผลิตสำรองกลับเข้ามาอยู่ในเกณฑ์มาตรฐาน รวมทั้ง บมจ. กฟผ. ได้ประสานกับ SPP ให้มีการบริหารจัดการเพิ่มหรือเลื่อนการผลิตไฟฟ้ามาในช่วงฤดูร้อนเพื่อเสริมระบบแล้ว โดยที่ผู้ประกอบการที่สนใจและที่ลงนามสัญญาแล้ว 37 ราย ได้ทำหนังสือแจ้งยกเลิกสัญญาแล้วทุกราย ตั้งแต่วันที่ 23 กันยายน 2548 ทั้งนี้ผู้ร่วมโครงการไม่ได้รับผลกระทบหรือความเสียหายใดๆ เนื่องจากยังไม่มีการลงทุนปรับปรุงเปลี่ยนแปลงระบบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสำรองเพื่อเข้าร่วมโครงการ และตามเงื่อนไขสัญญาได้ระบุให้ทั้งสองฝ่ายสามารถบอกเลิกสัญญาได้โดยการแจ้งให้อีกฝ่ายทราบล่วงหน้าไม่น้อยกว่า 3 เดือนก่อนที่จะมีการสั่งการในช่วงฤดูร้อนของทุกปี

<u>มติของที่ประชุม</u>

1. เห็นชอบในหลักการคิดเงินค่าไฟฟ้าสำหรับการรับซื้อไฟฟ้าเพิ่มเติมจากสัญญาซื้อขายไฟฟ้าจากผู้ผลิตรายเล็ก (SPP) ในช่วงฤดูร้อน (เดือนมีนาคม - เดือนพฤษภาคม) พ.ศ. 2549 ดังนี้

1.1SPP ประเภทสัญญา Firm ที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวล (Biomass) ได้รับค่าพลังงานไฟฟ้าสำหรับปริมาณพลังงานไฟฟ้า (kWh) ส่วนเกินสัญญาซื้อขายไฟฟ้าในอัตราค่าไฟฟ้าจากผู้ผลิตรายเล็กประเภท Non - Firm ที่อ้างอิงราคาน้ำมันเตา

1.2 SPP ประเภทสัญญา Non - Firm ที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวล (Biomass) ได้รับค่าพลังงานไฟฟ้าสำหรับปริมาณพลังงานไฟฟ้า (kWh) ส่วนที่เกินจากปริมาณพลังงานไฟฟ้า (kWh) ในช่วงเวลาที่ บมจ. กฟผ. ไม่มีการสั่งการ ณ เดือนนั้น ในอัตราค่าไฟฟ้าเท่ากับ (1) อัตราค่าไฟฟ้าตามสัญญา และ (2) ส่วนต่างระหว่างอัตราค่าไฟฟ้าจาก SPP ประเภท Non - Firm ที่อ้างอิงราคาน้ำมันเตากับอัตราค่าไฟฟ้าที่ได้รับตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า

1.3 SPP ประเภทสัญญา Firm ที่ใช้เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติและถ่านหิน กำหนดค่าไฟฟ้า ดังนี้

1.3.1 ค่าพลังงานไฟฟ้าสำหรับปริมาณพลังงานไฟฟ้า (kWh) ส่วนเกินสัญญาซื้อขายไฟฟ้า ในอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าตามสัญญา

1.3.2 ค่าพลังไฟฟ้า โดยปริมาณพลังไฟฟ้าคิดเงิน (kW) เท่ากับ 3 เท่าของปริมาณพลังไฟฟ้า ที่ผู้ผลิตรายเล็กจ่ายเกินข้อกำหนดในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า แต่ไม่เกินปริมาณพลังไฟฟ้าที่ บมจ. กฟผ. สั่งการเพิ่มเติมคูณด้วยอัตราส่วน

ของจำนวนชั่วโมงที่ บมจ. กฟผ.สั่งการเพิ่มเติมต่อจำนวนชั่วโมงในเดือนนั้นๆ และใช้อัตรา ค่าพลังไฟฟ้าตามสัญญา

ทั้งนี้ หากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ทั้ง 3 ประเภท ไม่สามารถจ่ายไฟฟ้าเพิ่มเติมจากสัญญาซื้อขายไฟฟ้าตามที่ บมจ. กฟผ. สั่งการได้ จะไม่มีการคิดค่าปรับเงินค่าไฟฟ้า

2. เห็นควรให้ บมจ. กฟผ. ชำระเงินค่าไฟฟ้าให้กับ SPP ตามหลักการในข้อ 1

3. มอบหมายให้สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน และ บมจ. กฟผ. พิจารณาแนวทางการจัดสรรเชื้อเพลิงไปใช้ในโรงไฟฟ้าต่างๆ ให้เกิดการใช้เชื้อเพลิงอย่างมีประสิทธิภาพ เพื่อลดผลกระทบต่อค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t)