มติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ
ครั้งที่ 1/2549 (ครั้งที่ 104)
วันศุกร์ที่ 3 กุมภาพันธ์ พ.ศ. 2549 เวลา 09.30 น.
ณ ห้องประชุม 301 ตึกบัญชาการ ทำเนียบรัฐบาล

---

1. สถานการณ์พลังงานไทยในปี 2548 และแนวโน้มปี 2549
2. สถานการณ์ราคาน้ำมันเชื้อเพลิง (ระหว่างวันที่ 1 พ.ย. 48 - 25 ม.ค. 49)
3. รายงานผลการดำเนินงานของกองทุนเงินอุดหนุนจากสัญญาโรงกลั่นปิโตรเลียม ประจำปีงบประมาณ 2548
4. กรอบการกำกับดูแลของคณะกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้า
5. ข้อกำหนดกระบวนการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ Cogeneration
6. การปรับปรุงสูตรราคารับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนสำหรับโครงการ ที่ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง
7. ค่าเชื่อมโยงระบบไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน
8. การรับซื้อไฟฟ้าเพิ่มเติมจากสัญญาซื้อขายไฟฟ้าผู้ผลิตรายเล็ก (SPP) ในช่วงฤดูร้อน
9. มติคณะกรรมการพัฒนาและส่งเสริมเชื้อเพลิงชีวภาพ

นายวิษณุ เครืองาม รองนายกรัฐมนตรี ประธานกรรมการ
นายเมตตา บันเทิงสุข ผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กรรมการและเลขานุการ

เรื่องที่ 1 <u>สถานการณ์พลังงานไทยในปี 2548 และแนวโน้มปี 2549</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. ภาพรวม ในปี 2548 การขยายตัวของเศรษฐกิจอยู่ที่ระดับร้อยละ 4.7 เป็นผลจากราคาน้ำมัน ในตลาดโลกปรับสูงขึ้นและปัญหาต่างๆ ที่เกิดขึ้นในประเทศ อาทิ ภาวะภัยแล้ง และปัญหาการระบาดของไข้หวัดนก เป็นต้น การใช้และการผลิตพลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้นของประเทศอยู่ที่ระดับ 1,525 และ 742 เทียบเท่าพันบาร์เรลน้ำมันดิบต่อวัน และมีอัตราขยายตัวเพิ่มขึ้นอยู่ที่ ร้อยละ 4.9 และ 9.4 ตามลำดับ โดยที่การ

นำเข้า (สุทธิ) พลังงานเชิงพาณิชย์อยู่ที่ระดับ 969 เทียบเท่าพันบาร์เรลน้ำมันดิบต่อวัน หรือขยายตัวลดลงจากปีก่อน ร้อยละ 2.3 มีมูลค่านำเข้าพลังงานรวม 774,282 ล้านบาท เพิ่มขึ้นจากปีที่ผ่านมาคิดเป็นร้อยละ 36.7 ส่วน การส่งออกพลังงานมีมูลค่ารวม 146,814 ล้านบาท หรือเพิ่มขึ้นเป็นร้อยละ 42.8 ทำให้มูลค่าการนำเข้า (สุทธิ) พลังงานค่ารวม 627,468 ล้านบาท เพิ่มขึ้นร้อยละ 35.4

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

3. น้ำมันสำเร็จรูป การจัดหาน้ำมันสำเร็จรูปมีปริมาณรวม 51,416 ล้านลิตร เป็นการผลิตภายในประเทศที่ 49,220 ล้านลิตร และเป็นการนำเข้าจำนวน 2,196 ล้านลิตร โดยเป็นการนำเข้าน้ำมันเตาคุณภาพดีเพื่อใช้ผลิตไฟฟ้า ส่วนการใช้น้ำมันสำเร็จรูปมีปริมาณ 42,005 ล้านลิตร ขยายตัวเพิ่มขึ้นเพียงร้อยละ 0.9 ปริมาณการใช้น้ำมันเบนซินลดลงร้อยละ 5.3 เนื่องจากราคาขายปลีกที่สูงขึ้น และมาตรการประหยัดพลังงานของภาครัฐ ทำให้ประชาชนหันมาเปลี่ยนพฤติกรรมการบริโภคอย่างชัดเจน ขณะที่การใช้ก๊าซธรรมชาติในรถยนต์ (NGV) และ LPG มีปริมาณเพิ่มขึ้น ส่วนแก๊สโซฮอล์มีปริมาณเพิ่มขึ้นร้อยละ 873.3 จากรัฐบาลได้มีนโยบาย ในการยกเลิกการใช้ MTBE ในน้ำมันเบนซิน 95 เปลี่ยนเป็นแก๊สโซฮอล์ทั้งหมดภายในเดือนมกราคม 2550 และราคาแก๊สโซฮอล์มีราคาถูกกว่าน้ำมันเบนซินทั่วไป สำหรับการใช้น้ำมันดีเซลมีปริมาณ 19,633 ล้านลิตร เพิ่มขึ้นจากปีก่อนเพียงร้อยละ 0.1 เนื่องจากรัฐบาลได้ปล่อยลอยตัวราคาขายปลีกดีเซลในช่วงกลางปีทำให้ปริมาณการใช้ดีเซลชะลอตัวลง และการรณรงค์ของภาครัฐในมาตรการประหยัดพลังงาน ขณะที่การใช้น้ำมันเตาเพื่อการผลิตไฟฟ้าได้เพิ่มขึ้นร้อยละ 61.7 ส่วนการใช้ในภาคอุตสาหกรรมได้ลดลงร้อยละ 8.1 เนื่องจากอุตสาหกรรม SME บางประเภทหันมาใช้ถ่านหินแทนน้ำมันเตามากขึ้น ส่วนการใช้น้ำมันเครื่องบิน + ก๊าด และ LPG ขยายตัวเพิ่มขึ้นเพียงร้อยละ 1 และ 7.5 ตามลำดับ

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 เป็นการใช้ในเขตนครหลวง เขตภูมิภาค และการใช้จากลูกค้าตรงของ กฟผ. ที่ เพิ่มขึ้นร้อยละ 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

5. แนวโน้มการใช้พลังงานปี 2549 จาก สศช. ได้ประมาณเศรษฐกิจของไทยจะขยายตัวเพิ่มขึ้นร้อยละ 4.7 - 5.7 ในปี 2549 จึงสามารถคาดการณ์การใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้นของประเทศจะขยายตัวเพิ่มขึ้นจากปี 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 จะมีการใช้เพิ่มขึ้น ร้อยละ 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>

1. ที่ประชุมรับทราบ

เรื่องที่ 2 <u>สถานการณ์ราคาน้ำมันเชื้อเพลิง (ระหว่างวันที่ 1 พ.ย. 48 - 25 ม.ค. 49)</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. ราคาน้ำมันดิบ

ราคาน้ำมันดิบดูไบและเบรนท์เฉลี่ยเดือนพฤศจิกายนอยู่ที่ระดับ 51.39 และ 55.15 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล ปรับตัวลดลงจากเดือนก่อน เนื่องจากอุณหภูมิในสหรัฐอเมริกาสูงกว่าระดับปกติ และปริมาณสำรองน้ำมันดิบในสหรัฐอเมริกาและยุโรปมีการสะสมเพิ่มขึ้น และเดือนธันวาคม ราคาน้ำมันดิบดูไบและเบรนท์ได้ปรับตัวเพิ่มขึ้นเฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 53.20 และ 57.42 เหรียญสหรัฐอเมริกาต่อบาร์เรล ตามลำดับ เนื่องจากท่อ ขนส่งน้ำมันดิบของบริษัทเชลล์ในประเทศไนจีเรียถูกลอบวางระเบิด ทำให้กำลังการผลิตน้ำมันดิบต้องหยุดชะงัก ประกอบกับโอเปคมีแนวโน้มที่จะลดปริมาณการผลิตก่อนเข้าสู่ไตรมาส 2 ปี 2549 โดยอิหร่านสนับสนุนให้ลดเพดานการผลิตลง 1 ล้านบาร์เรล/วัน

สำหรับเดือนมกราคม 2549 ราคาน้ำมันดิบดูไบและเบรท์ได้ปรับตัวสูงขึ้นเฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 58.28 และ 63.13 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล ตามลำดับ เนื่องจากท่อขนส่งน้ำมันในประเทศไนจีเรียถูกลอบวางระเบิด และกลุ่มประเทศยุโรปได้ร่างมติยื่นต่อคณะกรรมการพลังงานปรมาณูระหว่างประเทศ (IAEA) แจ้งให้ U.N. Security

Council ดำเนินการคว่ำบาตรประเทศอิหร่าน เนื่องจากอิหร่านดำเนินการทดสอบพลังงานนิวเคลียร์ ดังนั้น ช่วง 2 เดือนครึ่งที่ผ่านมา ราคาน้ำมันดิบดูไบและเบรนท์เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 53.99 และ 58.31 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล โดยราคาน้ำมันดูไบปรับตัวเพิ่มขึ้นจากเดือนตุลาคม 0.35 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล และน้ำมันเบรนท์ปรับตัวลดลง 0.47 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล

2. ราคาน้ำมันสำเร็จรูปในตลาดสิงคโปร์

ราคาน้ำมันเบนซินออกเทน 95 และ 92 และน้ำมันดีเซลหมุนเร็ว เฉลี่ยเดือนพฤศจิกายนอยู่ที่ระดับ 60.56 , 59.21 และ 61.50 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล ตามลำดับ ได้ปรับตัวลดลงเนื่องจากเวียดนามลด การนำเข้าน้ำมันเบนซินลง ร้อยละ 50 และบริษัท Cosmo Oil ประเทศญี่ปุ่น และ GS Caltex ประเทศเกาหลี ออกประมูลขายน้ำมันดีเซลส่งมอบเดือนพฤศจิกายน 2548 สำหรับเดือนธันวาคมราคาน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 92 และน้ำมันดีเซลหมุนเร็วเฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 61.01 59.90 และ 63.83 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล ตามลำดับ ปรับตัวเพิ่มขึ้นเนื่องจากจะมีการนำน้ำมันเบนซิน 95 จากเอเชียไปขายในสหรัฐอเมริกามากขึ้น ประกอบกับ อินโดนีเซียออกประมูลซื้อน้ำมันเบนซินปริมาณ 800,000 บาร์เรล และอากาศที่หนาวเย็นลงทั้งในสหรัฐอเมริกา ยุโรป และ เอเชียเหนือ ทำให้ความต้องการใช้น้ำมันเพื่อทำความอบอุ่นเพิ่มสูงขึ้น

เดือนมกราคม 2549 ราคาน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 92 และน้ำมันดีเซลหมุนเร็วเฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 66.84 65.49 และ 69.26 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล ตามลำดับ ได้ปรับตัวเพิ่มขึ้น เนื่องจากอินโดนีเซียเพิ่มการ นำเข้าน้ำมันเบนซินในเดือนมกราคม ประกอบกับเวียดนามมีแผนการนำเข้าน้ำมันเบนซินเพิ่มขึ้น ร้อยละ 3 ในปีนี้ และความต้องการใช้น้ำมันก๊าดเพื่อทำความอบอุ่นในญี่ปุ่นเพิ่มขึ้นส่งผลให้โรงกลั่นทั่วภูมิภาคหันมาผลิตน้ำมันก๊าด ทำให้อุปทานน้ำมันดีเซลในภูมิภาคลดลง ดังนั้นในช่วงเวลา 2 เดือนครึ่งที่ผ่านมา ราคาน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 92 และดีเซลหมุนเร็วเฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 62.60, 61.33 64.64 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล ปรับตัวลดลงจากเดือนตุลาคม 6.50 6.61 และ 7.98 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล ตามลำดับ

3. ราคาขายปลีก

ผู้ค้าน้ำมันได้ปรับราคาขายปลีกน้ำมันเบนซินลดลง 3 ครั้ง รวมเป็น 1.30 บาท/ลิตร ในเดือนพฤศจิกายน และปรับราคาขายปลีกน้ำมันดีเซลหมุนเร็วลดลง 3 ครั้ง รวมเป็น 1.10 บาท/ลิตร โดยราคา ขายปลีกน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 91 แก๊สโซฮอล์ และดีเซลหมุนเร็ว ณ วันที่ 30 พฤศจิกายน 2548 อยู่ที่ระดับ 24.84 24.04 23.34 และ 22.69 บาท/ลิตร ตามลำดับ และเดือนธันวาคมผู้ค้าน้ำมันได้ปรับราคาขายปลีกน้ำมันเบนซินเพิ่มขึ้น 3 ครั้งๆ ละ 0.40 บาท/ลิตร และปรับราคาขายปลีกน้ำมันดีเซลหมุนเร็วเพิ่มขึ้น 2 ครั้งๆ ละ 0.40 บาท/ลิตร โดยราคาขายปลีกน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 91 แก๊สโซฮอล์ และดีเซลหมุนเร็ว ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2549 อยู่ที่ระดับ 27.24 26.44 25.74 และ 24.69 บาท/ลิตร ตามลำดับ

เดือนมกราคม 2549 ผู้ค้าน้ำมันได้ปรับราคาขายปลีกน้ำมันเบนซินและดีเซลหมุนเร็วเพิ่มขึ้น 3 ครั้งๆ ละ 0.40 บาท/ลิตร รวมเป็น 1.20 บาท/ลิตร โดยราคาขายปลีกน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 91 แก๊สโซฮอล์ และดีเซลหมุนเร็ว ณ วันที่ 25 มกราคม 2549 อยู่ที่ระดับ 27.24 26.44 25.74 และ 24.69 บาท/ลิตร ตามลำดับ

4. ฐานะกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง

ฐานะกองทุนน้ำมันฯ ประมาณการ ณ วันที่ 23 มกราคม 2549 มีเงินสดสุทธิ 11,667 ล้านบาท หนี้สินค้างชำระ 87,007 ล้านบาท แยกเป็นหนี้เงินกู้เดิม (อายุไม่เกิน 1 ปี) 15,660 ล้านบาท หนี้พันธบัตร 26,400 ล้านบาท หนี้สถาบันบริหารกองทุนฯ อายุ 5 ปี 32,000 ล้านบาท หนี้เงินชดเชยตรึงราคาค้างชำระ 2,027 ล้านบาท หนี้ชดเชยราคาก๊าซ LPG 10,579 ล้านบาท หนี้เงินคืนกรณีอื่นๆ 159 ล้านบาท ดอกเบี้ยค้างจ่ายประจำเดือน 182 ล้านบาท ฐานะกองทุนน้ำมันฯ ติดลบ 75,340 ล้านบาท

มติของที่ประชุม

1. ที่ประชุมรับทราบ

เรื่องที่ 3 รายงานผลการดำเนินงานของกองทุนเงินอุดหนุนจากสัญญาโรงกลั่นปิโตรเลียม ประจำปีงบประมาณ 2548

สรุปสาระสำคัญ

1. ตามระเบียบคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติว่าด้วยการบริหารกองทุนเงินอุดหนุนจากสัญญาโรงกลั่นปิโตรเลียม พ.ศ. 2535 และที่แก้ไขเพิ่มเติม (ฉบับที่ 2) พ.ศ. 2546 ได้กำหนดให้มีคณะกรรมการกองทุนเงินอุดหนุนจากสัญญาโรงกลั่นปิโตรเลียม เพื่อทำหน้าที่แทน รมว. พน ในการจัดสรรเงินกองทุนฯ ให้ กับส่วนราชการที่ปฏิบัติงานด้วยพลังงานและปิโตรเลียม และให้ สนพ. จัดทำงบแสดงผลการรับจ่ายเงินในระหว่างปีงบประมาณและงบแสดงฐานะการเงินของกองทุน ณ วันสิ้นปีงบประมาณส่งคณะกรรมการกองทุนฯ เพื่อเสนอ รมว. พน เพื่อทราบ และนำเสนอ กพช.เพื่อทราบภายในสามสิบวันทำการนับแต่วันสิ้นปีงบประมาณ

2. ผลสรุปการดำเนินงานของกองทุนเงินอุดหนุนจากสัญญาโรงกลั่นปิโตรเลียม ประจำปีงบประมาณ 2548 ดังนี้

2.1 แผนการใช้จ่ายเงินกองทุนฯ ปีงบประมาณ 2547 - 2549

เมื่อวันที่ 24 ตุลาคม 2546 รมว. พน. ได้เห็นชอบแผนการใช้จ่ายเงินกองทุนฯ ปีงบประมาณ 2547 - 2549 ภายในวงเงินรวมทั้งสิ้น 30 ล้านบาท โดยแบ่งออกเป็นปีละ 10 ล้านบาท ใน 6 หมวดรายจ่าย ได้แก่ หมวดการค้นคว้าวิจัยและการศึกษา หมวดการโฆษณาฯ หมวดเงินทุนการศึกษาและฝึกอบรม หมวด เดินทางเพื่อศึกษาดู

งานฯ หมวดจัดหาเครื่องมือและอุปกรณ์สำนักงาน และหมวดค่าใช้จ่ายในการบริหารงาน

2.2 การอนุมัติเงินกองทุนฯ ปีงบประมาณ 2548

คณะกรรมการกองทุนฯ ได้อนุมัติเงินกองทุน เพื่อเป็นค่าใช้จ่ายในหมวดต่างๆ ณ วันที่ 30 กันยายน 2548 รวมเป็นเงินทั้งสิ้น 8,280,703 บาท ดังนี้

(1) หมวดเงินทุนการศึกษาและฝึกอบรม ได้อนุมัติทุนการศึกษาและฝึกอบรมให้กับ หน่วยงานที่ปฏิบัติงานด้านพลังงานและปิโตรเลียม จำนวน 5,572,500 บาท ได้แก่ สำนักงานปลัดกระทรวงพลังงาน (จำนวน 743,000 บาท) สนพ. (จำนวน 679,500 บาท) กรมธุรกิจพลังงาน (จำนวนเงิน 2,750,000บาท) กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (จำนวน 750,000 บาท) และกรมบัญชีกลาง (จำนวน 650,000 บาท) เพื่อเป็นทุนในการศึกษาระดับปริญญาโทและอบรมภาษาอังกฤษทั้งในประเทศและต่างประเทศ

(2) หมวดการเดินทางเพื่อศึกษา ดูงาน ประชุม อบรมและสัมมนา ได้อนุมัติเงินกองทุนให้แก่ สำนักงานปลัดกระทรวงพลังงาน จำนวน 2 โครงการ ในวงเงิน 708,203 บาท

(3) หมวดการจัดหาเครื่องมือและอุปกรณ์สำนักงาน ได้อนุมัติเงินกองทุนในการจัดหาเครื่องมือและอุปกรณ์สำนักงาน จำนวนทั้งสิ้น 1,700,000 บาท ได้แก่ สำนักงานปลัดกระทรวงพลังงาน (จำนวน 160,000 บาท) สนพ.(จำนวน 412,000 บาท) กรมธุรกิจพลังงาน (จำนวน 250,000 บาท) และ กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (จำนวน 878,000 บาท)

(4) หมวดค่าใช้จ่ายในการบริหารงาน ได้อนุมัติเงินจำนวน 300,000 บาท เพื่อเป็น ค่าใช้จ่ายที่จำเป็นในการบริหารงานฯ ได้แก่ เงินเดือนค่าจ้างของเจ้าหน้าที่ ค่าตอบแทนใช้สอยและวัสดุ ที่จะช่วยให้การปฏิบัติงานเกี่ยวกับกองทุนฯ

3. คณะกรรมการกองทุนฯ ได้อนุมัติค่าใช้จ่ายในปีงบประมาณ 2548 ในทั้ง 4 หมวด รวมเป็นเงิน 8,280,703 บาท โดยได้เบิกจ่ายเงินไปแล้วทั้งสิ้น 4,470,352.21 บาท และยอดเงินคงเหลือผูกพันเพื่อเป็นค่าใช้จ่ายในหมวดทุนการศึกษาและฝึกอบรม จำนวน 1,942,270.33 หมวดการเดินทางเพื่อศึกษา ดูงาน ประชุม อบรม และสัมมนา จำนวน 509,287.34 บาท และหมวดการจัดหาเครื่องมือและอุปกรณ์สำนักงาน จำนวน 853,347.08 บาท รวมเป็นจำนวนเงิน 3,304,904.75 บาท และมีเงินคงเหลือ 505,446.04 บาท ทั้งนี้ ณ วันที่ 30 กันยายน 2548 กองทุนฯ มีงบฐานะการเงินของกองทุนมีสินทรัพย์ 407,685,116.41 บาท และงบแสดงผลการดำเนินงานทางการเงิน สำหรับรอบระยะเวลาบัญชี สิ้นสุดวันที่ 30 กันยายน 2548 มีรายได้สูงกว่าค่าใช้จ่ายสุทธิ 8,930,372.27 บาท

<u>มติของที่ประชุม</u>

1. ที่ประชุมรับทราบ

เรื่องที่ 4 <u>กรอบการกำกับดูแลของคณะกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้า</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. คณะรัฐมนตรีเมื่อวันที่ 1 มีนาคม 2548 ได้มีมติเห็นชอบร่างระเบียบสำนักนายกรัฐมนตรีว่าด้วยคณะกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้า พ.ศ. .... ตามที่กระทรวงพลังงานเสนอ ซึ่งร่างระเบียบฯ ได้ลงประกาศในราชกิจจานุเบกษาเมื่อวันที่ 25 มีนาคม 2548 และต่อมาคณะรัฐมนตรีเมื่อวันที่ 22 พฤศจิกายน 2548 ได้มีมติแต่งตั้งคณะกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้า จำนวน 7 ราย โดยมีผลตั้งแต่วันที่ 1 ธันวาคม 2548 เป็นต้นไป เพื่อทำหน้าที่กำกับดูแลอัตราค่าบริการของผู้ประกอบกิจการไฟฟ้า กำหนดมาตรการส่งเสริมการ แข่งขันและป้องกันการใช้อำนาจผูกขาดในทางมิชอบ กำหนดวิธีการและกำกับการแข่งขันการก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่ กำกับดูแลการปฏิบัติงานของผู้ประกอบกิจการไฟฟ้า กำหนดและกำกับดูแลมาตรฐานทางวิชาการและความปลอดภัยของการประกอบกิจการไฟฟ้า โดยคณะกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้า ประกอบด้วย นายยงยุทธ วิชัยดิษฐ เป็นประธานกรรมการ นายอาคม เติมพิทยาไพสิฐ นายวิชิต หล่อจีระชุณห์กุล นายชัยเกษม นิติสิริ นายอนันต์ อัศวโภคิน นายวีระพล จิรประดิษฐกุล เป็นกรรมการ และนายศิริชัย สายะศิลปี เป็นกรรมการและเลขานุการ

2. กรอบการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้าของคณะกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้า

2.1 การดำเนินงานด้านนโยบายและการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้าที่ผ่านมา โดย กพช. ได้มีการจัดตั้งคณะกรรมการและคณะอนุกรรมการเพื่อช่วยปฏิบัติงานของ กพช. ได้แก่ คณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) ทำหน้าที่เสนอแนะนโยบาย แผนการบริหารและพัฒนา และมาตรการทางด้านพลังงานและราคาพลังงานของประเทศ คณะอนุกรรมการพิจารณาระเบียบการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า ทำหน้าที่พิจารณาการแก้ไขระเบียบว่าด้วยการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนานกับระบบของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (SPP Grid Code) และระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย โดยที่ กบง. ได้มีการจัดตั้งคณะอนุกรรมการต่างๆ เพื่อช่วย ปฏิบัติงานโดยเฉพาะด้านไฟฟ้าอีกจำนวน 5 คณะ

2.2 กรอบการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้าในช่วงเปลี่ยนผ่าน ได้แยกกรอบการดำเนินงานด้านนโยบายและการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้าออกจากกันให้มีความชัดเจนในการดำเนินงาน โดยคณะกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้าซึ่งแต่งตั้งขึ้นตามระเบียบสำนักนายกรัฐมนตรีว่าด้วยคณะกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้า พ.ศ. 2548 จะเป็นผู้กำกับดูแลกิจการไฟฟ้าภายใต้นโยบายของรัฐ และ กพช. จะเป็นผู้พิจารณากำหนดกรอบนโยบายของกิจการไฟฟ้า กระทรวงพลังงานจึงได้แบ่งขอบเขตงานด้านนโยบายและการกำกับดูแล ดังนี้

(1) กพช. ทำหน้าที่เป็นผู้พิจารณาและเสนอแนะนโยบายต่อคณะรัฐมนตรี ในการบริหารและพัฒนาพลังงานของประเทศ ได้แก่ นโยบายการกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า นโยบายการกำหนดรูปแบบโครงสร้างกิจการไฟฟ้า นโยบายการส่งเสริมการแข่งขันในกิจการไฟฟ้า การรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนและประเทศเพื่อนบ้าน นโยบายด้านแผนการลงทุนของการไฟฟ้า โดยกำหนดระดับกำลังการผลิตไฟฟ้าสำรองที่เหมาะสม และพิจารณาให้ความเห็นชอบแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้า ตลอดจนพิจารณาให้ความเห็นชอบค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าของประเทศ เป็นต้น

(2) คณะกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้า ทำหน้าที่เป็นผู้กำกับดูแลกิจการไฟฟ้าภายใต้นโยบายของ กพช. ได้แก่ การศึกษาและจัดทำรายละเอียดข้อเสนอแนะโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า ตลอดจนกำกับดูแลการปรับราคาไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติตามกรอบของสูตรที่ กพช. และคณะรัฐมนตรีให้ความเห็นชอบ การกำกับดูแลการดำเนินงาน ของผู้ประกอบการในกิจการไฟฟ้า ที่สอดคล้องกับรูปแบบโครงสร้างกิจการไฟฟ้าที่กำหนด การดำเนินการส่งเสริมการแข่งขันในกิจการไฟฟ้า ออกประกาศเชิญชวนการรับซื้อไฟฟ้าภายใต้กรอบนโยบายที่กำหนด และการกำกับดูแลการดำเนินการตามแผนการลงทุนของการไฟฟ้า ตลอดจนติดตามสถานการณ์ความต้องการไฟฟ้าและระดับกำลังการผลิตไฟฟ้าสำรอง เป็นต้น

3. นอกจากนี้ เพื่อให้การดำเนินงานของคณะกรรมการกำกับฯ มีความครบถ้วนสมบูรณ์ และไม่เกิดความซ้ำซ้อนในการดำเนินงานด้านนโยบายของ กพช. จึงควรยกเลิกคณะอนุกรรมการบางคณะ ที่แต่งตั้งขึ้นภายใต้คำสั่ง กพช. และ กบง. ที่มีอำนาจหน้าที่ซ้ำซ้อนกับอำนาจหน้าที่ของคณะกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้า ในปัจจุบันมีจำนวน 3 คณะ ประกอบด้วย (1) คณะอนุกรรมการกำกับสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (2) คณะอนุกรรมการการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า และ (3) คณะอนุกรรมการพิจารณาระเบียบการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า ทั้งนี้ หากไม่มีการยกเลิกคณะอนุกรรมการฯ ที่มีอยู่เดิมอาจก่อให้เกิดปัญหาการร้องเรียน ในการปฏิบัติงานของคณะกรรมการกำกับฯ ตามมาได้

4. การกำหนดผู้ปฏิบัติงานเต็มเวลาในคณะกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้า
ตามความในวรรคสอง ข้อ 6 ของระเบียบสำนักนายกรัฐมนตรีว่าด้วยคณะกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้า พ.ศ. 2548 ระบุให้กรรมการและเลขานุการ ต้องอยู่ปฏิบัติหน้าที่เต็มเวลา และตามความในข้อ 10 ของระเบียบดังกล่าว นายกรัฐมนตรีสามารถกำหนดให้ประธานกรรมการหรือกรรมการบางคนมีจำนวนทั้งหมดไม่เกินสามคนเป็นกรรมการ ผู้ทรงคุณวุฒิประเภทประจำซึ่งต้องอยู่ปฏิบัติหน้าที่เต็มเวลาตามข้อเสนอของ กพช. ได้ และเพื่อให้คณะกรรมการกำกับฯ สามารถดำเนินงานตามหน้าที่ที่กำหนดในระเบียบสำนักนายกรัฐมนตรีฯ ได้อย่างคล่องตัวและมีประสิทธิภาพ กระทรวงพลังงานจึงเสนอให้ประธานกรรมการ (นายยงยุทธ วิชัยดิษฐ) กรรมการผู้ทรงคุณวุฒิประเภทประจำ ซึ่งต้องปฏิบัติงานเต็มเวลา ตามความในข้อ 10 ของระเบียบสำนักนายกรัฐมนตรีว่าด้วยคณะกรรมการกำกับฯ พ.ศ. 2548

<u>มติของที่ประชุม</u>

1. เห็นชอบการแบ่งขอบเขตงานนโยบายและอำนาจหน้าที่ตามพระราชบัญญัติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ พ.ศ. 2535 การกำกับดูแลตามระเบียบสำนักนายกรัฐมนตรีว่าด้วยคณะกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้า พ.ศ. 2548 โดยการยกเลิกคณะอนุกรรมการที่มีอำนาจหน้าที่ซ้ำซ้อนกับอำนาจหน้าที่ ของคณะกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้า พร้อมทั้งมอบอำนาจหน้าที่ที่ซ้ำซ้อนดังกล่าวให้อยู่ภายใต้การกำกับดูแลคณะกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้าต่อไป
2. เห็นควรกำหนดให้ประธานกรรมการ (นายยงยุทธ วิชัยดิษฐ) เป็นกรรมการผู้ทรงคุณวุฒิประเภทประจำซึ่งต้องอยู่ปฏิบัติหน้าที่เต็มเวลา โดยให้มีผลตั้งแต่วันที่ 1 ธันวาคม 2548 เป็นต้นไป

เรื่องที่ 5 <u>ข้อกำหนดกระบวนการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ Cogeneration</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. การไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง ได้ออกระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตรายเล็ก (Small Power Producer: SPP) และบมจ. กฟผ. ได้ประกาศรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP งวดที่ 1 เมื่อวันที่ 30 มีนาคม 2535 โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อให้ กฟผ. สามารถรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ที่ผลิตไฟฟ้าโดยใช้พลังงานนอกรูปแบบ กากหรือเศษวัสดุเหลือใช้เป็นเชื้อเพลิง และการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ Cogeneration และจากระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP กำหนดเงื่อนไขให้ SPP ที่มีกระบวนการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ Cogeneration จะต้องมีสัดส่วนของพลังงานความร้อน ที่จะนำไปใช้ในกระบวนการอุณหภาพนอกจากการผลิตไฟฟ้าต่อการผลิตพลังงานทั้งหมดไม่ต่ำกว่าร้อยละ 10 โดยเฉลี่ยในแต่ละปี และมีสัดส่วนของผลบวกระหว่างพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้และครึ่งหนึ่งของพลังงานความร้อนที่จะนำไปใช้ในกระบวนการอุณหภาพ ต่อพลังงานจากน้ำมันและ/หรือก๊าซธรรมชาติ (โดยคิดจากค่าความร้อนต่ำ) ไม่ต่ำกว่าร้อยละ 45 โดยคิดเฉลี่ยในแต่ละปี

2. การดำเนินการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ระบบ Cogeneration ที่ผ่านมา รัฐบาลได้มีการพิจารณา ผ่อนผันคุณสมบัติดังกล่าว เนื่องจาก SPP ได้รับผลกระทบจากการเปลี่ยนแปลงระบบการแลกเปลี่ยนเงินตรา เมื่อเดือนกรกฎาคม 2540 และภาวะเศรษฐกิจที่ตกต่ำอย่างต่อเนื่อง โดยกำหนดวันสิ้นสุดการผ่อนผันถึงสิ้นปี พ.ศ. 2546 ปัจจุบัน SPP บางรายยังคงไม่สามารถปฏิบัติตามเงื่อนไขคุณสมบัติ Cogeneration ที่ระบุไว้ในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า ขณะที่ได้หมดระยะเวลาการผ่อนผันแล้ว ทำให้ SPP จะต้องชำระค่าปรับตามที่กำหนดในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า ขณะที่เงื่อนไขประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าไม่มีการกำหนดบทปรับไว้ ซึ่ง บมจ. กฟผ. อาจยกเลิกสัญญาซื้อขายไฟฟ้า เนื่องจากถือว่าบริษัทไม่สามารถปฏิบัติตามคุณสมบัติสำคัญได้

3. คณะอนุกรรมการประสานการดำเนินงานในอนาคตของการไฟฟ้า ในการประชุมครั้งที่ 2/2548 (ครั้งที่ 49) เมื่อวันที่ 23 พฤศจิกายน 2548 ได้พิจารณาเรื่องข้อกำหนดกระบวนการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ และได้มีมติดังนี้

3.1 เห็นควรให้มีแนวทางการแก้ไขปัญหาการปฏิบัติตามข้อกำหนด Cogeneration เพื่อเป็นการลดปัญหาจากการนำไอน้ำไปใช้อย่างไม่เกิดประโยชน์เพียงเพื่อให้ผ่านเงื่อนไข อย่างไรก็ตาม ได้มีเงื่อนไขให้ SPP ที่จะได้ส่วนลดค่าปรับเงื่อนไขสัดส่วนพลังงานความร้อน จะต้องเพิ่มเติมบทปรับเงื่อนไขประสิทธิภาพ ในการผลิตไฟฟ้าไม่ต่ำกว่าร้อยละ 45 ด้วย ซึ่งเป็นการจูงใจให้ผู้ประกอบการ SPP ปรับปรุงกระบวนการผลิตให้มีประสิทธิภาพมากยิ่งขึ้น จะเป็นผลดีต่อภาพรวมของการใช้พลังงานของประเทศอย่างมีประสิทธิภาพ ทั้งนี้ ค่าปรับดังกล่าว รวมกันจะต้องไม่เกินร้อยละ 10 ของค่าพลังงานไฟฟ้าที่ SPP ได้รับในปีนั้น

3.2 เห็นชอบแนวทางการคิดค่าปรับกับ SPP ที่มีความประสงค์จะแก้ไขสัญญาซื้อขายไฟฟ้าสำหรับผลการตรวจวัดคุณสมบัติ Cogeneration ตั้งแต่ปี 2548 เป็นต้นไป โดยให้มีผลบังคับใช้ตั้งแต่วันที่มีการลงนามแก้ไขสัญญาซื้อขายไฟฟ้า

3.3 มอบหมายให้ สนพ. และ บมจ.กฟผ. ยกร่างแก้ไขสัญญาซื้อขายไฟฟ้าสำหรับ SPP ที่ผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ Cogeneration ที่ไม่สามารถปฏิบัติตามข้อกำหนดลักษณะกระบวนการผลิตไฟฟ้า เพื่อเสนอ กพช พิจารณาต่อไป

ทั้งนี้ สนพ. และ บมจ.กฟผ. ได้ดำเนินการตามมติคณะอนุกรรมการประสานฯ โดยยกร่าง แก้ไขสัญญาซื้อขายไฟฟ้าสำหรับ SPP ที่ผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ Cogeneration แล้ว

<u>มติของที่ประชุม</u>

1. เห็นชอบแนวทางการแก้ไขสัญญาซื้อขายไฟฟ้าเพื่อกำหนดบทปรับกรณี SPP ไม่สามารถปฏิบัติตามข้อกำหนดลักษณะกระบวนการผลิตไฟฟ้า ด้วยระบบ Cogeneration ตั้งแต่ผลการตรวจวัดคุณสมบัติ Cogeneration ปี 2548 ถึงปี 2550 รวมระยะเวลา 3 ปี ตามรายละเอียดในเอกสารแนบ 4.2.2 ของระเบียบวาระการประชุม ทั้งนี้ ให้มีผลบังคับใช้ตั้งแต่วันที่มีการลงนามแก้ไขสัญญาซื้อขายไฟฟ้าเป็นต้นไป
2. มอบหมายให้ บมจ. กฟผ. เร่งดำเนินการแก้ไขสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ที่มีความประสงค์จะขอแก้ไขสัญญาซื้อขายไฟฟ้าให้แล้วเสร็จภายในเดือนมีนาคม 2549

เรื่องที่ 6 <u>การปรับปรุงสูตรราคารับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนสำหรับโครงการ ที่ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. ตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP กำหนดอัตรารับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ตามประเภทสัญญา ซื้อขายไฟฟ้า คือ ประเภทสัญญา Firm ราคารับซื้อไฟฟ้าจะประกอบด้วยค่าพลังไฟฟ้า (Capacity Payment : CP) และค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment: EP) ซึ่งจะแตกต่างกันตามประเภทเชื้อเพลิง โดยในส่วนของ

โครงสร้างราคารับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ที่ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงกำหนดค่าพลังงานไฟฟ้ารับซื้อฐานเท่ากับ 0.62 บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง ทั้งนี้ ค่า EP จะเปลี่ยนแปลงเมื่อราคาเชื้อเพลิงเปลี่ยนแปลงจากราคาฐาน (ณ วันที่ 1 สิงหาคม 2548) โดยราคาถ่านหินที่ใช้อ้างอิงกำหนดจากราคา Japanese Benchmark Price (JBP) ของ Steam Coal ณ เดือนสิงหาคม 2548 เป็นฐานในการคำนวณ (1,007 บาท/ตัน) ปัจจุบันโครงการ SPP ประเภทสัญญา Firm ที่ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงในปัจจุบันมี 5 โครงการ กำลังการผลิตรวม 703 เมกะวัตต์ ปริมาณพลังไฟฟ้า เสนอขาย 370 เมกะวัตต์

2. การรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (Independent Power Producer: IPP) ปัจจุบัน มีโครงการที่ได้รับการคัดเลือกและลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า 7 โครงการ เป็นโครงการก๊าซธรรมชาติ 6 โครงการ และโครงการถ่านหิน 1 โครงการ กำลังการผลิตรวม 6,677.50 เมกะวัตต์ โดยโครงการก๊าซธรรมชาติ 4 โครงการ ได้ขายไฟฟ้าเข้าระบบแล้ว กำลังการผลิตรวม 2,463 เมกะวัตต์ โครงการ IPP ที่ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงมี 1 โครงการ คือ บริษัท บีแอลซีพี เพาเวอร์ จำกัด (BLCP) กำลังการผลิต 1,346.50 เมกะวัตต์ กำหนดการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ หน่วยที่ 1 วันที่ 1 ตุลาคม 2549 และหน่วยที่ 2 วันที่ 1 กุมภาพันธ์ 2550 โดยที่โครงสร้างราคารับซื้อไฟฟ้าจาก IPP จะประกอบด้วยค่าไฟฟ้า 2 ส่วน คือ ค่าความพร้อมจ่าย (Availability Payment: AP) และค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment: EP) ทั้งนี้ ค่า EP ของโครงการ BLCP ซึ่งใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงจะเปลี่ยนแปลงตามราคาถ่านหินที่เกิดขึ้นจริง โดยกำหนดราคาถ่านหินอ้างอิงขั้นต่ำ (Floor Price) และขั้นสูง (Ceiling Price) จากราคา JBP

3. ตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าระหว่างผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน (IPP และ SPP) กำหนดให้ใช้ราคาถ่านหินอ้างอิง JBP ในการคำนวณค่าพลังงานไฟฟ้า ต่อมาราคาถ่านหินอ้างอิง JBP ได้ถูกยกเลิกการประกาศอย่างเป็นทางการเมื่อเดือนเมษายน 2546 ทำให้เกิดผลกระทบต่อสัญญาซื้อขายไฟฟ้า บมจ. กฟผ. จึงได้เจรจากับบริษัท BLCP และโครงการ SPP ถ่านหิน เพื่อพิจารณาแก้ไขปัญหาการกำหนดราคาถ่านหินอ้างอิงในสูตรราคารับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน โดยคณะกรรมการ บมจ. กฟผ. ในการประชุมเมื่อวันที่ 16 กันยายน 2548 ได้มีมติเห็นชอบผลการเจรจาระหว่าง บมจ. กฟผ. กับผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนแล้ว สรุปผลการเจรจาได้ดังนี้

3.1 กรณีของบริษัท BLCP ให้ใช้ค่าเฉลี่ยเลขคณิตของ (1) ดัชนีราคาถ่านหินที่ซื้อขายระหว่าง ออสเตรเลียกับ Japanese Power Utilities ตามสัญญาระยะยาวซึ่งจัดทำเป็นรายงานประจำปีโดยหน่วยงานรัฐบาลออสเตรเลีย Australian Bureau of Agricultural and Resource Economics (ABARE) และดัชนีราคาถ่านหินที่ซื้อขายระหว่างออสเตรเลียกับ Japanese Power Utilities ตามสัญญาระยะยาว จัดทำข้อมูลโดยบริษัท Barlow Jonker ในออสเตรเลีย (BJ : JPU Reference) ทั้งนี้ ดัชนีราคาทั้ง 2 ตัว เป็นราคาซื้อขาย ถ่านหินที่มีค่านิยามและหลักการเดียวกับ JBP และจากการเปรียบเทียบข้อมูลในอดีตมีราคาใกล้เคียงกับ JBP เหตุผลที่ใช้ดัชนีทั้ง 2 ตัว เพื่อลดความเสี่ยงที่จะเกิดขึ้นจากการที่ดัชนีทั้ง 2 ตัวแตกต่างกัน และลดปัญหาที่อาจจะเกิดขึ้นในอนาคตในกรณีที่ดัชนีตัวใดตัวหนึ่งถูกยกเลิกไป

3.2 กรณีของ SPP ให้ใช้ราคาถ่านหินอ้างอิงใหม่เช่นเดียวกับ BLCP เริ่มใช้ตั้งแต่ 1 เมษายน 2548 เป็นต้นไป และในช่วง 1 เมษายน 2546-31 มีนาคม 2548 SPP จะทำใบลดหนี้ให้ บมจ. กฟผ. ต่อไป

<u>มติของที่ประชุม</u>

1. เห็นชอบการกำหนดราคาถ่านหินอ้างอิงในสูตรราคารับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (IPP) และผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) โดยใช้ราคาเฉลี่ยของ Australian Bureau of Agricultural and Resource Economics (ABARE) และ Barlow Jonker ทดแทนราคาอ้างอิง Japanese Benchmark Price (JBP)
2. เห็นชอบให้ บมจ. กฟผ. และผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนดำเนินการแก้ไขสัญญาซื้อขายไฟฟ้าต่อไป

เรื่องที่ 7 <u>ค่าเชื่อมโยงระบบไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก ในปัจจุบันมี 2 รูปแบบ ดังนี้

1.1 SPP ที่ผลิตไฟฟ้าขายเข้าระบบของการไฟฟ้าในปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายไม่เกิน 90 เมกะวัตต์ และส่วนที่เหลือขายให้ลูกค้าในบริเวณใกล้เคียง โดยมีสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ บมจ. กฟผ. ทั้งนี้ การดำเนินการผลิตไฟฟ้าจะต้องปฏิบัติตามหลักเกณฑ์และเงื่อนไขที่กำหนดไว้ในระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตรายเล็กและระเบียบว่าด้วยการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนานกับระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ปัจจุบันผู้ประกอบการ SPP ได้มีการขยายกำลังการผลิตหรือก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่เพิ่มเติม เพื่อขายไฟฟ้าให้กับลูกค้าอุตสาหกรรมที่อยู่บริเวณข้างเคียง โดยไม่ได้เชื่อมโยงระบบกับการไฟฟ้าโดยตรง แต่จะเชื่อมโยงระบบไฟฟ้ากับโรงไฟฟ้า SPP โดยมีกำลังการผลิตที่ บมจ. กฟผ. ได้พิจารณาอนุมัติให้ขยายได้รวม 174.2 เมกะวัตต์

1.2 ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนที่ผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้เองไม่ขายไฟฟ้าเข้าระบบของการไฟฟ้า (Independent Power Supply : IPS) ไม่จำเป็นต้องขอสัมปทานขายไฟฟ้า เพียงแต่ขึ้นทะเบียนกับ พพ. และขออนุญาตจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้องได้แก่ การนิคมอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย (กรณีโรงไฟฟ้าอยู่ในนิคมอุตสาหกรรม) กรมโรงงานอุตสาหกรรม (กรณีโรงไฟฟ้าอยู่นอกนิคมอุตสาหกรรม) และสำนักงานนโยบายและแผนสิ่งแวดล้อม (กรณีการจัดทำผลกระทบสิ่งแวดล้อม) เป็นต้น

เนื่องจากโรงไฟฟ้า IPS ที่ขยายหรือก่อสร้างโรงไฟฟ้าของ SPP ในส่วนที่ไม่ได้ขายเข้าระบบของการไฟฟ้ามีจำนวนเพิ่มมากขึ้น บมจ. กฟผ. เห็นว่าอาจก่อให้เกิดปัญหาในทางเทคนิคกับระบบของการไฟฟ้า คณะกรรมการ กฟผ. ในการประชุม ครั้งที่ 12/2547 เมื่อวันที่ 21 กรกฎาคม 2547 จึงได้มีมติเห็นชอบในหลักการให้มีการเรียก

เก็บค่าเชื่อมโยงระบบไฟฟ้ากับโรงไฟฟ้าในลักษณะดังกล่าว และได้เสนอให้กระทรวงพลังงานพิจารณาราคาเชื่อมโยงระบบไฟฟ้าต่อไป

2. คณะอนุกรรมการประสานการดำเนินงานในอนาคตของการไฟฟ้า ในการประชุมครั้งที่ 2/2548 (ครั้งที่ 49) เมื่อวันที่ 23 พฤศจิกายน 2548 ได้มีมติเรื่อง ค่าเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า ดังนี้

2.1 เห็นควรให้การไฟฟ้าเรียกเก็บค่าเชื่อมโยงระบบไฟฟ้ากับโรงไฟฟ้า ดังต่อไปนี้

2.1.1 ผู้ผลิตไฟฟ้าที่ไม่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับการไฟฟ้า

2.1.2 มีกำลังการผลิตรวมกันสูงกว่า 20 เมกะวัตต์ เพื่อใช้เอง หรือมีกำลังการผลิตรวมกันสูงกว่า 6 เมกะวัตต์ เพื่อขายให้ประชาชน

2.1.3 ขอเดินเครื่องเชื่อมโยงกับระบบของการไฟฟ้าทั้งโดยตรงหรือที่เชื่อมโยงผ่านโรงไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับการไฟฟ้า

2.1.4 ได้รับอนุญาตจากการไฟฟ้า อันเกี่ยวกับเงื่อนไขด้านเทคนิคทางวิศวกรรม และความปลอดภัยของระบบไฟฟ้าเพื่อการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า

2.2 เห็นชอบการกำหนดค่าเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า โดยใช้อัตราค่าไฟฟ้าสำรองตามประเภทของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในประกาศอัตราค่าไฟฟ้าสำรอง ทั้งนี้ กำหนดให้ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนตามข้อ 2.1 ซื้อไฟฟ้าสำรองจากการไฟฟ้าที่เชื่อมโยงระบบในปริมาณไม่ต่ำกว่าหนึ่งในสามของกำลังการผลิตติดตั้ง

2.3 เนื่องจากการกำหนดค่าเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า เป็นการกำหนดหลักเกณฑ์และเงื่อนไขในการกำหนดราคาพลังงาน เพื่อให้การไฟฟ้าและผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนนำไปใช้ปฏิบัติในแนวทางเดียวกัน จึงเห็นควรเสนอเรื่องค่าเชื่อมโยงระบบไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนให้คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ พิจารณาให้ความเห็นชอบก่อนการดำเนินการต่อไป

<u>มติของที่ประชุม</u>

เห็นชอบแนวทางการกำหนดค่าเชื่อมโยงระบบไฟฟ้าสำหรับโรงไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน ดังนี้

1. ให้การไฟฟ้าเรียกเก็บค่าเชื่อมโยงระบบไฟฟ้ากับโรงไฟฟ้า ดังต่อไปนี้
    - 1.1 ผู้ผลิตไฟฟ้าที่ไม่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับการไฟฟ้า
    - 1.2 มีกำลังการผลิตรวมกันสูงกว่า 20 เมกะวัตต์ เพื่อใช้เอง หรือมีกำลังการผลิตรวมกันสูงกว่า 6 เมกะวัตต์ เพื่อขายให้ประชาชน
    - 1.3 ขอเดินเครื่องเชื่อมโยงกับระบบของการไฟฟ้าทั้งโดยตรงหรือที่เชื่อมโยงผ่านโรงไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับการไฟฟ้า

- 1.4 ได้รับอนุญาตจากการไฟฟ้า อันเกี่ยวกับเงื่อนไขด้านเทคนิคทางวิศวกรรม และความปลอดภัยของระบบไฟฟ้าเพื่อการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า

2. เห็นชอบการกำหนดค่าเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า โดยใช้อัตราค่าไฟฟ้าสำรองตามประเภทของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในประกาศอัตราค่าไฟฟ้าสำรอง ทั้งนี้ กำหนดให้ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนตามข้อ 1 ซื้อไฟฟ้าสำรองจากการไฟฟ้าที่เชื่อมโยงระบบในปริมาณไม่ต่ำกว่าหนึ่งในสามของกำลังการผลิตติดตั้ง

เรื่องที่ 8 <u>การรับซื้อไฟฟ้าเพิ่มเติมจากสัญญาซื้อขายไฟฟ้าผู้ผลิตรายเล็ก (SPP) ในช่วงฤดูร้อน</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. บมจ. กฟผ. ได้เสนอให้พิจารณาแนวทางการปรับปรุงโครงการลดความต้องการไฟฟ้าสูงสุด (Peak Cut) โดยให้มีการรับซื้อไฟฟ้าเพิ่มเติมจากสัญญาซื้อขายไฟฟ้า SPP ในช่วงฤดูร้อน (มีนาคม-พฤษภาคม) พ.ศ. 2549 เพื่อลดการผลิตไฟฟ้าจากน้ำมันเตาและน้ำมันดีเซลจากโรงไฟฟ้าหลักลง และกระทรวงพลังงาน ได้เห็นชอบในหลักการให้ บมจ. กฟผ. ประสานงานกับ SPP ให้มีการบริหารจัดการเพิ่มเติมหรือเลื่อนการผลิตมาในช่วงฤดูร้อน และข้อเสนอราคารับซื้อตามที่ บมจ. กฟผ. เสนอ ทั้งนี้ บมจ. กฟผ. ได้จัดทำหลักการคิดค่าไฟฟ้าตามแนวทางที่กระทรวงพลังงานให้ความเห็นชอบ และนำเสนอ กพช. ให้ความเห็นก่อนดำเนินการออกประกาศรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ที่สนใจต่อไป

2. ต่อมา คณะกรรมการ บมจ.กฟผ. ในการประชุมเมื่อวันที่ 6 มกราคม 2549 ได้มีมติอนุมัติยกเลิกโครงการ Peak Cut เนื่องจากมาตรการที่ใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าสำรองของผู้ประกอบการทั่วประเทศ เพื่อผลิต ไฟฟ้าใช้เองโดยมีเป้าหมายตัดทอนความต้องการไฟฟ้ารวม 500 MW จากระบบไฟฟ้าของประเทศในช่วงความต้องการไฟฟ้าสูงสุด ระยะเวลา 15 ปี ไม่คุ้มค่ากับการลงทุนเมื่อเปรียบเทียบกับราคาน้ำมันดีเซล โดยที่จะไม่ส่งผลกระทบต่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้าเนื่องจากความต้องการไฟฟ้าในปี 2549 ลดลง และสัดส่วนกำลังผลิตสำรองอยู่ในเกณฑ์มาตรฐาน สำหรับผู้ประกอบการที่ได้ลงนามสัญญาเข้าร่วมโครงการกับ บมจ. กฟผ. แล้ว 37 ราย บมจ. กฟผ. ได้ทำหนังสือยกเลิกสัญญา และคู่สัญญาได้ลงนามรับทราบและ ตอบกลับมาแล้วทั้งหมด โดยผู้ร่วมโครงการจะไม่ได้รับผลกระทบหรือเสียหาย เนื่องจากยังไม่มีการลงทุนปรับปรุงเปลี่ยนแปลงระบบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสำรองเพื่อเข้าร่วมโครงการ นอกจากนี้ บมจ.กฟผ. ได้ประสานงานกับ SPP ให้มีการบริหารจัดการเพิ่มหรือเลื่อนการผลิตไฟฟ้ามาในช่วงฤดูร้อน (มี.ค.-พ.ค.) เพื่อเสริมระบบด้วย

3. คณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน ในการประชุมเมื่อวันที่ 6 มกราคม 2549 ได้พิจารณาเรื่อง การรับซื้อไฟฟ้าเพิ่มเติมจากสัญญาซื้อขายไฟฟ้า SPP ในช่วงฤดูร้อน และมีมติดังนี้

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

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

3.1.2 SPP ประเภทสัญญา Non-Firm ที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวล (Biomass) ได้รับค่าพลังงาน ไฟฟ้าสำหรับปริมาณพลังงานไฟฟ้า (kWh) ส่วนที่เกินจากปริมาณพลังงานไฟฟ้า (kWh) ในช่วงเวลาที่ บมจ. กฟผ. ไม่มีการสั่งการ ณ เดือนนั้น ในอัตราค่าไฟฟ้าเท่ากับ (1) อัตราค่าไฟฟ้าตามสัญญา และ (2) ส่วนต่างระหว่างอัตราค่าไฟฟ้าจาก SPP ประเภท Non-Firm ที่อ้างอิงราคาน้ำมันเตากับอัตราค่าไฟฟ้าที่ได้รับตามสัญญา ซื้อขายไฟฟ้า

3.1.3 SPP ประเภทสัญญา Firm ที่ใช้เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติและถ่านหิน กำหนดค่าพลังงานไฟฟ้าสำหรับปริมาณพลังงานไฟฟ้า (kWh) ส่วนเกินสัญญาซื้อขายไฟฟ้าในอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าตามสัญญา และค่าพลังไฟฟ้า ปริมาณพลังไฟฟ้าคิดเงิน (kW) เท่ากับ 3 เท่าของปริมาณพลังไฟฟ้าที่ผู้ผลิตรายเล็กจ่ายเกินข้อกำหนดในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า แต่ไม่เกินปริมาณพลังไฟฟ้าที่ บมจ. กฟผ. สั่งการเพิ่มเติม คูณด้วยอัตราส่วนของจำนวนชั่วโมงที่ บมจ. กฟผ. สั่งการเพิ่มเติมต่อจำนวนชั่วโมงในเดือนนั้นๆ และใช้อัตราค่าพลังไฟฟ้าตามสัญญา

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

3.2 เห็นควรให้ บมจ. กฟผ. ชำระเงินค่าไฟฟ้าให้กับ SPP ตามหลักการในข้อ 3.1

3.3 มอบหมายให้ สนพ. และ บมจ. กฟผ. พิจารณาแนวทางการจัดสรรเชื้อเพลิงไปใช้ในโรงไฟฟ้าต่างๆ ให้เกิดการใช้เชื้อเพลิงอย่างมีประสิทธิภาพ เพื่อลดผลกระทบต่อค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t)

4. จากการประมาณการการรับซื้อไฟฟ้าเพิ่มเติมในช่วงฤดูร้อนจาก SPP หากคำนวณค่าไฟฟ้า เปรียบเทียบระหว่างการรับซื้อไฟฟ้าเพิ่มเติมจากสัญญาซื้อขาย SPP ในช่วงฤดูร้อน และการผลิตไฟฟ้าจาก น้ำมันดีเซล ตามหลักการที่ กบง. ให้ความเห็นชอบ พบว่าจะช่วยลดต้นทุนในการจัดหาไฟฟ้าในช่วงเดือนมีนาคม -พฤษภาคม 2549 ได้ประมาณ 59.04 ล้านบาท

<u>มติของที่ประชุม</u>

เห็นชอบตามมติคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน ในการประชุมเมื่อวันที่ 6 มกราคม 2549 ดังนี้

1. เห็นชอบในหลักการการคิดเงินค่าไฟฟ้าสำหรับการรับซื้อไฟฟ้าเพิ่มเติมจากสัญญาซื้อขายไฟฟ้าจากผู้ผลิตรายเล็ก (SPP) ในช่วงฤดูร้อน (เดือนมีนาคม-เดือนพฤษภาคม) พ.ศ. 2549 ดังนี้
    - 1.1 SPP 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 กำหนดค่าพลังงาน ไฟฟ้าสำหรับปริมาณพลังงานไฟฟ้า (kWh) ส่วนเกินสัญญาซื้อขายไฟฟ้าในอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าตามสัญญา ค่าพลังไฟฟ้า ปริมาณพลังไฟฟ้าคิดเงิน (kW) เท่ากับ 3 เท่าของปริมาณพลังไฟฟ้าที่ผู้ผลิตรายเล็กจ่ายเกิน ข้อกำหนดในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า แต่ไม่เกินปริมาณพลังไฟฟ้าที่ บมจ. กฟผ. สั่งการเพิ่มเติม คูณด้วยอัตราส่วนของจำนวนชั่วโมงที่ บมจ. กฟผ. สั่งการเพิ่มเติมต่อจำนวนชั่วโมงในเดือนนั้น และใช้อัตราค่าพลังไฟฟ้าตามสัญญา
      ทั้งนี้ หากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กทั้ง 3 ประเภทไม่สามารถจ่ายไฟฟ้าเพิ่มเติมจากสัญญาซื้อขายไฟฟ้าตามที่ บมจ. กฟผ. สั่งการได้ จะไม่มีการคิดค่าปรับเงินค่าไฟฟ้า
2. เห็นควรให้ บมจ. กฟผ. ชำระเงินค่าไฟฟ้าให้กับ SPP ตามหลักการในข้อ 1

เรื่องที่ 9 <u>มติคณะกรรมการพัฒนาและส่งเสริมเชื้อเพลิงชีวภาพ</u>

ในการประชุมคณะกรรมการพัฒนาและส่งเสริมเชื้อเพลิงชีวภาพ ครั้งที่ 5/2548 เมื่อวันที่ 6 ตุลาคม 2548 ได้พิจารณาและมีมติ 3 เรื่อง ได้แก่

1. เรื่องหลักเกณฑ์และเงื่อนไขในการอนุญาตจัดตั้งโรงงานผลิตและจำหน่ายเอทานอลเป็นเชื้อเพลิง ได้เห็นชอบให้มีการเปิดเสรีในการเลือกใช้วัตถุดิบ และการเลือกสถานที่ตั้งโรงงานสำหรับผลิตเอทานอล เพื่อใช้เป็นเชื้อเพลิง โดยให้คณะอนุกรรมการพัฒนาและส่งเสริมการใช้เอทานอลประสานงานกับกระทรวงเกษตรและสหกรณ์ในเรื่องแผนการผลิตต่อไป สำหรับการอนุมัติตั้งโรงงานผลิตเอทานอลเพื่อใช้เป็นเชื้อเพลิงเพิ่มขึ้นจากที่ได้มีการอนุมัติไว้เดิม ยังคงต้องมีการขออนุญาตและได้รับอนุมัติจากคณะกรรมการฯ ก่อน เนื่องจากจะต้องมีการพิจารณาถึงปริมาณความต้องการใช้เอทานอลเป็นเชื้อเพลิง และปริมาณวัตถุดิบว่ามีเพียงพอหรือไม่ เพื่อป้องไม่ให้เกิดปัญหาด้านต้นทุนการผลิตเอทานอล

2. เรื่องการติดตามความคืบหน้าในการดำเนินการจัดตั้งโรงงานผลิตและจำหน่ายเอทานอลเพื่อใช้เป็นเชื้อเพลิง โดยมีมติให้ผู้ประกอบการที่ได้รับอนุญาตจัดตั้งโรงงานผลิตเอทานอลเพื่อใช้เป็นเชื้อเพลิงทุกราย ที่ยังไม่ได้ดำเนินการก่อสร้างโรงงานผลิตเอทานอลเพื่อใช้เป็นเชื้อเพลิง ต้องทำสัญญาสั่งซื้อเครื่องจักรสำหรับผลิตเอทานอลให้แล้วเสร็จภายในเดือนพฤศจิกายน 2548 และหากผู้ประกอบการรายใดไม่สามารถดำเนินการตามหลักเกณฑ์ดังกล่าวได้ คณะกรรมการฯ สงวนสิทธิที่จะดำเนินการเพิกถอนการอนุญาต หรือดำเนินการอื่นใดตามที่เห็นสมควร

3. เรื่องการพิจารณาคำขอของผู้ประกอบการที่ได้รับอนุญาตจัดตั้งโรงงานผลิต และจำหน่ายเอทานอลเพื่อใช้เป็นเชื้อเพลิง โดย กชช. ได้มีมติอนุมัติให้ บริษัท บุรีรัมย์เอทานอล จำกัด ผลิตเอทานอลเพื่อใช้เป็นเชื้อเพลิงจากข้าว ฟ่างหวาน และวัตถุดิบทางเกษตรอื่นได้อีกประเภทหนึ่ง รวมทั้ง อนุมัติให้บริษัทฯ เพิ่มกำลังการผลิตเอทานอลเพื่อใช้เป็นเชื้อเพลิงจาก 100,000 ลิตรต่อวัน เป็น 200,000 ลิตรต่อวัน โดยจะต้องทำสัญญาสั่งซื้อเครื่องจักรสำหรับผลิตเอทานอลให้แล้วเสร็จภายในเดือนพฤศจิกายน 2548 สำหรับการขอ ส่งออกเอทานอลไปจำหน่ายยังต่างประเทศ ให้เป็นไปตามหลักการที่คณะกรรมการฯ ได้มีมติไว้แล้วเมื่อวันที่ 15 กรกฎาคม 2548

<u>มติของที่ประชุม</u>

1. เห็นชอบตามมติคณะกรรมการพัฒนาและส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิงชีวภาพ ครั้งที่ 5/2548 (ครั้งที่ 5) เมื่อวันที่ 6 ตุลาคม 2548 ตามข้อ 1, 2 และ 3