มติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ
ครั้งที่ 8/2550 (ครั้งที่ 117)
วันศุกร์ที่ 16 พฤศจิกายน พ.ศ. 2550 เวลา 13.30 น.
ณ ห้องประชุม 501 ตึกบัญชาการ ทำเนียบรัฐบาล

---

1. ขอความเห็นชอบปรับแผนอนุรักษ์พลังงาน และแนวทาง หลักเกณฑ์ เงื่อนไข และลำดับความสำคัญของการใช้จ่ายเงินกองทุนฯ ในช่วงปี 2551 - 2554 โดยเพิ่มเติมโครงการลงทุนโครงการพัฒนาระบบการขนส่ง และโครงสร้างพื้นฐานเพื่อการผลิตไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์
2. ร่างบันทึกความเข้าใจการรับซื้อไฟฟ้าโครงการน้ำอู
3. แนวทางการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน
4. การรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) ระบบ Cogeneration
5. สถานการณ์ราคาน้ำมันเชื้อเพลิง (ตุลาคม - 12 พฤศจิกายน 2550)
6. รายงานผลการดำเนินงานของกองทุนเงินอุดหนุนจากสัญญาโรงกลั่นปิโตรเลียม ประจำปีงบประมาณ 2550

นายปิยสวัสดิ์ อัมระนันทน์ รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงาน ทำหน้าที่ประธานที่ประชุม
นายวีระพล จิรประดิษฐกุล ผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กรรมการและเลขานุการ

เรื่องที่ 1 <u>ขอความเห็นชอบปรับแผนอนุรักษ์พลังงาน และแนวทาง หลักเกณฑ์ เงื่อนไข และลำดับความสำคัญของการใช้จ่ายเงินกองทุนฯ ในช่วงปี 2551 - 2554 โดยเพิ่มเติมโครงการลงทุนโครงการพัฒนาระบบการขนส่ง และโครงสร้างพื้นฐานเพื่อการผลิตไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) ในการประชุมครั้งที่ 6/2550 (ครั้งที่ 115) เมื่อวันที่ 28 กันยายน 2550 ได้เห็นชอบกรอบแผนอนุรักษ์พลังงานระยะที่ 3 ที่จะดำเนินการในช่วงปี 2551-2554 และให้คณะกรรมการกองทุนเพื่อ

ส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงานจัดสรรเงินกองทุนฯ ในวงเงินรวมประมาณ 16,132,273,859 บาท สำหรับช่วยเหลือ อุดหนุน หรือใช้เป็นเงินทุนหมุนเวียนเพื่อเร่งรัดให้การดำเนินงานตามแผนอนุรักษ์พลังงาน บรรลุเป้าหมายที่กำหนดไว้ โดยจำแนกเป็นแผนพลังงานทดแทน แผนเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงาน และแผนงานบริหารทางกลยุทธ์ เป็นเงิน 6,582 ล้านบาท 9,300 ล้านบาท และ 250 ล้านบาท ตามลำดับ และจากแผนทั้ง 3 ได้จัดสรรให้แก่ 3 หน่วยงานหลัก คือ กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน และกรมบัญชีกลาง ในวงเงิน 4,279.99 11,851.17 และ 1.11 ล้านบาท ตามลำดับ

2. ในการประชุม กพช. เมื่อวันที่ 28 กันยายน 2550 ได้มีมติเกี่ยวกับเรื่องแนวทางในการบริหารกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง ภายหลังจากฐานะกองทุนน้ำมันฯ จะเป็นบวกประมาณปลายเดือนธันวาคม 2550 โดยให้ปรับโอนอัตราเงิน "กองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง" ให้แก่ "กองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน" สำหรับโครงการพัฒนาระบบขนส่ง โดยมอบให้กระทรวงพลังงานรับไปพิจารณาปริมาณเงินกองทุนน้ำมันฯ ที่เหมาะสม และมอบหมายให้คณะกรรมการกองทุนฯ จัดทำแนวทาง หลักเกณฑ์ เงื่อนไขและลำดับความสำคัญของการใช้จ่ายเงินกองทุนในการสนับสนุนโครงการด้านระบบขนส่ง เพื่อเสนอ กพช. พิจารณาให้ความเห็นชอบต่อไป

3. ต่อมา กพช. ในการประชุมเมื่อวันที่ 18 ตุลาคม 2550 ได้พิจารณาแผนจัดตั้งโครงสร้างพื้นฐานเพื่อการผลิตไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ ตามที่คณะกรรมการเพื่อเตรียมการศึกษาความเหมาะสมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานนิวเคลียร์จัดทำเสนอ และได้มีมติมอบหมายให้คณะกรรมการเพื่อเตรียมการฯ รับไปกำหนดแผนการดำเนินงานในรายละเอียด และเห็นชอบกรอบวงเงินงบประมาณในช่วง 3 ปีแรก (พ.ศ. 2551 - 2553) จำนวน 1,800 ล้านบาท โดยให้ตั้งงบประมาณรวมอยู่ในกระทรวงพลังงาน พร้อมทั้งให้กระทรวงพลังงานรับไปพิจารณาจัดหางบประมาณต่อไป

4. สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) ในฐานะเลขานุการคณะกรรมการกองทุนฯ ได้จัดทำแนวทาง หลักเกณฑ์ เงื่อนไขและลำดับความสำคัญของการใช้จ่ายเงินกองทุนฯ ในการสนับสนุน "โครงการลงทุนพัฒนาระบบการขนส่ง" โดยได้ประชุมหารือหน่วยงานที่เกี่ยวข้องในระดับรัฐมนตรี ประกอบด้วย กระทรวงการคลัง กระทรวงคมนาคม และกระทรวงพลังงาน และได้เสนอคณะอนุกรรมการกองทุนฯ และคณะกรรมการกองทุนฯ พิจารณาแล้ว ซึ่งได้รับคำแนะนำที่เป็นประโยชน์กับการปรับปรุงร่างแนวทางการใช้จ่ายเงินกองทุนฯ ในการสนับสนุนโครงการด้านระบบขนส่ง สรุปได้คือ

4.1 โครงการลงทุนพัฒนาระบบการขนส่ง จะเป็นโครงการใหม่ที่บรรจุเพิ่มเติมในกรอบงานแผนอนุรักษ์พลังงาน ระยะที่ 3 (ในช่วงปี 2551-2554) ภายใต้แผนเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงาน งานส่งเสริมและสาธิต โดยเพิ่มเติมจากงานเดิมที่ กพช. เห็นชอบงานด้านเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานในภาคขนส่งด้วยแล้ว ดังนี้

1.งานศึกษาวิจัยและพัฒนาด้านเทคนิค

2. <u>งานส่งเสริมและสาธิต</u>

2.1 โครงการส่งเสริมการจัดการด้านการใช้พลังงานโดยวิธีประกวดราคา

2.2 โครงการส่งเสริมการลดใช้พลังงานในวิสาหกิจขยาดย่อม

2.3 โครงการส่งเสริมลดการใช้พลังงานในสาขาขนส่ง

2.3.1 โครงการศึกษาความเป็นไปได้ในการลดใช้น้ำมันเชื้อเพลิงในกิจการบริการขนส่งสินค้า

2.3.2 โครงการส่งเสริมสาธิตการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานในกิจการบริการขนส่ง

2.3.3 โครงการส่งเสริมการใช้ระบบขนส่งมวลชน Park&Ride

2.3.4 โครงการส่งเสริมการขับขี่ยานพาหนะเพื่อการประหยัดพลังงานในกิจการขนส่ง

2.3.5 โครงการลงทุนพัฒนาระบบการขนส่ง

2.4 โครงการส่งเสริมการใช้หลอดผอมใหม่เบอร์ 5

3. งานพัฒนาบุคลากรและประชาสัมพันธ์

4.2 แนวทาง หลักเกณฑ์ เงื่อนไข และลำดับความสำคัญของการใช้จ่ายเงินกองทุนฯ สำหรับ "โครงการลงทุนพัฒนาระบบการขนส่ง" สรุปสาระสำคัญได้ดังนี้

(1) เพื่อเป็นเงินหมุนเวียน เงินช่วยเหลือ หรือเงินอุดหนุน หน่วยงานราชการ รัฐวิสาหกิจ สำหรับการลงทุนในโครงการที่เกี่ยวกับการพัฒนาระบบการขนส่ง เฉพาะที่ก่อให้เกิดผลลดการใช้น้ำมันเชื้อเพลิงของประเทศ และประชาชนได้รับประโยชน์จากโครงการนั้น

(2) หน่วยงาน "เจ้าของโครงการ" จัดทำงบลงทุนเต็มตามโครงการฯ จำแนกทั้งส่วนที่ดำเนินการไปแล้ว ส่วนที่กำลังจะดำเนินงาน จำแนกแหล่งที่มาของเงินทุนของทั้งแผนงาน และส่วนที่จะรับเงินสนับสนุนจากกองทุนฯ ให้ชัดเจน พร้อมทั้งแผนงาน/โครงการอื่นที่ช่วยเสริมให้โครงการมีการใช้งานจริงตามเป้าประสงค์ เป็นประโยชน์ต่อประชาชน ก่อให้เกิดผลประหยัดพลังงานที่ชัดเจนและตรวจวัดได้

(3) คณะกรรมการกองทุนฯ จะพิจารณาจัดสรรเงินให้กับโครงการที่ผ่านความเห็นชอบจาก สำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ (สศช.) กระทรวงการคลัง และคณะรัฐมนตรี แล้ว หรือเป็นโครงการที่กระทรวงการคลังได้ถามความเห็นจากคณะกรรมการกองทุนฯ ก่อนเสนอคณะรัฐมนตรี

(4) ค่าใช้จ่ายในการบริหารโครงการ อาจเป็นลักษณะเงินช่วยเหลือให้เปล่า เฉพาะค่าใช้จ่ายที่เพิ่มขึ้นของหน่วยงานนั้นในการบริหารโครงการ สำหรับค่าใช้จ่ายในการ

ลงทุน ในลักษณะเงินช่วยเหลืออุดหนุน หรือเงินหมุนเวียน รวมถึงค่าใช้จ่ายในการควบคุมงานก่อสร้างหรือติดตั้ง เครื่องจักร อุปกรณ์ หน่วยงานจะต้องคืนให้กองทุนฯ ตามเงื่อนไขและภายในเวลาที่จะได้มีการตกลงกัน

(5) "เจ้าของโครงการ" ที่ได้รับความเห็นชอบให้ใช้เงินจากกองทุนฯ จะลงนามในหนังสือยืนยันกับ สนพ. พร้อมกับเปิดบัญชีธนาคารของรัฐไว้เป็นการเฉพาะสำหรับการรับ-จ่ายเงินกองทุนฯ และดำเนินการตามแผนงานฯ โดยรายงาน สนพ. ทราบเป็นระยะๆ เพื่อติดตามประเมินผลและเสนอคณะกรรมการกองทุนฯ ทราบต่อไป จนกว่าโครงการจะแล้วเสร็จ

4.3 สนพ. ได้จัดทำกรอบแนวทางกำหนดสัดส่วนการจัดสรรค่าใช้จ่ายสำหรับการลงทุนในโครงการพัฒนาระบบการขนส่ง โดยประชาชนจะได้รับประโยชน์อย่างทั่วถึงตามสัดส่วนของการส่งเงินเข้ากองทุนฯ ของประชาชนในภูมิภาคต่างๆ คือ กรุงเทพฯ ปริมณฑล ภาคกลาง ภาคตะวันออก และภาคตะวันตกร้อยละ 70 และภาคอื่นๆ ร้อยละ 30

4.4 คาดว่ากองทุนน้ำมันฯ จะมีฐานะเป็นบวกประมาณปลายเดือนธันวาคม 2550 และให้มีการโอนอัตราการเก็บเงินเข้ากองทุนน้ำมันฯ ให้กองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงานจัดเก็บแทน ตามมติ กพช. ในอัตรา 0.50 บาทต่อลิตร ซึ่งจะเริ่มได้ในช่วงเดือนธันวาคม 2550 หรือเดือนมกราคม 2551 และเพิ่มเป็น 0.70 บาทต่อลิตร เมื่อกองทุนน้ำมันฯ มีเงินสะสมเพียงพอสำหรับเป็นค่าใช้จ่ายในภาวะฉุกเฉินและเพื่อแก้ไขและป้องกันภาวะขาดแคลนน้ำมันเชื้อเพลิงในระดับ 10,000 ล้านบาท คาดว่าจะเริ่มได้ประมาณเดือนตุลาคม 2551 กองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงานจะมีวงเงินสำหรับโครงการลงทุนพัฒนาระบบขนส่ง ในช่วงปี 2551-2555 ประมาณ 70,967 ล้านบาท

5. สำหรับงานโครงสร้างพื้นฐานเพื่อการผลิตไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ กระทรวงพลังงานได้ดำเนินการจัดหางบประมาณที่หน่วยงานหลักจะใช้ในการเตรียมการจัดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ ในช่วง 3 ปีแรก (พ.ศ. 2551 - 2553) จำนวน 1,800 ล้านบาท โดยสรุปได้ดังนี้

5.1 คณะอนุกรรมการยกร่างแผนจัดตั้งโครงสร้างพื้นฐานพลังงานนิวเคลียร์ ได้มีการประชุมเมื่อวันที่ 22 ตุลาคม 2550 รับทราบมติของ กพช. และคณะอนุกรรมการทั้ง 6 ชุด ได้จัดทำรายละเอียดแผนการดำเนินงานและแผนงบประมาณในช่วง 3 ปีแรก (พ.ศ. 2551-2553) ซึ่งคาดว่ากรอบวงเงินงบประมาณในช่วง 3 ปีแรก ลดลงจาก 600 ล้านบาท/ปี เป็น 450 ล้านบาท/ปี หรือจำนวนรวม 1,350 ล้านบาท ประกอบด้วย

แผนงาน	งบประมาณ (ล้านบาท)		
	ปี 2551	ปี 2552	ปี 2553
1. แผนงานด้านกฎหมาย ระบบกำกับ และข้อผูกพันระหว่างประเทศ	30.0	30.0	30.0
2. แผนงานด้านโครงสร้างพื้นฐานอุตสาหกรรมและพาณิชย์	10.0	10.0	10.0
3. แผนงานด้านการถ่ายทอด พัฒนาเทคโนโลยี และพัฒนาทรัพยากรมนุษย์	65.0	65.0	65.0
4. แผนงานด้านความปลอดภัย และการคุ้มครองสิ่งแวดล้อม	30.0	30.0	30.0

5. แผนงานด้านการสื่อสารสาธารณะ และการยอมรับของประชาชน	205.0	205.0	205.0
6. แผนงานด้านการการวางแผน การดำเนินการโครงการไฟฟ้านิวเคลียร์	85.0	85.0	85.0
7. การจัดตั้งสำนักพัฒนา โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ (NPPDO)	25.0	25.0	25.0
รวมค่าใช้จ่ายรายปี	**450.0**	**450.0**	**450.0**
รวมค่าใช้จ่ายรวม 3 ปี			**1,350.00**

5.2 คณะกรรมการกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน ในการประชุมเมื่อวันที่ 5 พฤศจิกายน 2550 ได้พิจารณาจัดสรรเงินจากกองทุนฯ ให้ สนพ. ไว้ใช้สำหรับช่วยเหลืออุดหนุนให้หน่วยงานที่เกี่ยวข้องสำหรับกิจกรรมโครงสร้างพื้นฐานเพื่อการผลิตไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ ในช่วง 3 ปีแรก (พ.ศ.2551-2553) ซึ่งมีความเร่งด่วนที่ต้องเริ่มดำเนินการและมีกรอบระยะเวลาที่กำหนดไว้แล้วตามที่คณะรัฐมนตรีได้เห็นชอบไว้ในหลักการ ซึ่งคาดว่าจะใช้เงินจากกองทุนฯ ประมาณ 250 ล้านบาท/ปี หรือวงเงินรวม 3 ปี ประมาณ 750 ล้านบาท โดยเพิ่มเติมในแผนอนุรักษ์พลังงานในช่วงปี 2551-2554 ด้านแผนพลังงานทดแทน งานศึกษาวิจัยและพัฒนาด้านเทคนิค ดังนี้

1. <u>งานศึกษาวิจัยและพัฒนาด้านเทคนิค</u>

1.1 โครงการสนับสนุนการศึกษา วิจัย พัฒนาเทคโนโลยีพลังงานทดแทน

<u>1.2 โครงสร้างพื้นฐานเพื่อการผลิตไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์</u>

2. งานส่งเสริมและสาธิต

2.1 โครงการส่งเสริมเทคโนโลยีก๊าซชีวภาพ

3. งานพัฒนาบุคลากรและประชาสัมพันธ์

5.3 คณะกรรมการกองทุนฯ ได้มีคำแนะนำในการปรับแนวทางและขั้นตอนการจัดสรรเงินกองทุนฯ สำหรับโครงสร้างพื้นฐานเพื่อการผลิตไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ให้ชัดเจน และให้เสนอ กพช. พิจารณา ซึ่งสรุปได้ดังนี้

(1) คณะกรรมการเพื่อเตรียมการศึกษาความเหมาะสมฯ จัดทำแผนการดำเนินงานในรายละเอียดของแต่ละโครงการและหน่วยงานที่รับผิดชอบพร้อมทั้งประมาณการรายจ่ายที่จะใช้สำหรับโครงการในแต่ละปี และเสนอสำนักงบประมาณพิจารณาจัดสรรเงินงบประมาณให้กับหน่วยงานเจ้าของโครงการสำหรับการดำเนินงานตามแผนแต่ละปี

(2) โครงการที่สำนักงบประมาณจัดสรรเงินให้ได้เพียงบางส่วนหรือไม่ได้จัดสรรงบประมาณมาให้ คณะกรรมการเพื่อเตรียมการศึกษาความเหมาะสมฯ จะให้หน่วยงานเจ้าของโครงการฯ ยื่นข้อเสนอต่อ สนพ. เพื่อให้ความเห็นเสนอคณะอนุกรรมการกองทุนฯ พิจารณา

(3) "เจ้าของโครงการ" ที่ได้รับความเห็นชอบให้ใช้เงินจากกองทุนฯ จะลงนามในหนังสือยืนยันกับ สนพ. พร้อมกับเปิดบัญชีธนาคารของรัฐไว้เป็นการเฉพาะสำหรับการรับ-จ่ายเงินกองทุนฯ และดำเนินการตามแผนงานฯ โดยรายงาน สนพ. ทราบเป็นระยะๆ เพื่อติดตามประเมินผลและเสนอคณะกรรมการกองทุนฯ ทราบต่อไป จนกว่าโครงการจะแล้วเสร็จ

(4) แผนงานด้านการสื่อสารสาธารณะและการยอมรับของประชาชน ควรมีความชัดเจนในพื้นที่ที่จะเข้าไปดำเนินการสร้างการยอมรับของประชาชน เพื่อให้การใช้จ่ายเงินเกิดผลตามเป้าประสงค์

6. สนพ. ได้ประมาณการกระแสเงินของกองทุนน้ำมันฯ ให้สอดคล้องกับมติและคำสั่งต่างๆ ดังต่อไปนี้

6.1 มติ กพช. เมื่อวันที่ 28 กันยายน 2550 เห็นชอบให้ปรับโอนอัตราเงิน "กองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง" ให้แก่ "กองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน" ดังนี้

	โอนให้กองทุนอนุรักษ์พลังงาน		เพื่อลดราคาขายปลีกน้ำมัน
	สำหรับแผนงานปกติ	สำหรับโครงการขนส่งฯ	
เบนซิน 95	0.1800	0.5000	0.5000
เบนซิน 91	0.1800	0.5000	0.5000
แก๊สโซฮอล์ 95	0.1870	0 - 0.5000	0.5000
แก๊สโซฮอล์ 91	0.1870	0 - 0.5000	0.5000
ดีเซลหมุนเร็ว	0.1800	0.5000	0.5000
ไบโอดีเซล บี 5	0.1835	0 - 0.5000	0.5000

6.2 สนพ. ได้ประมาณการรายรับ รายจ่าย หนี้สินของกองทุนน้ำมันฯ คาดว่าฐานะของกองทุนน้ำมันฯ จะเป็นบวกประมาณปลายเดือนธันวาคม 2550 และจะมีเงินสะสมเพียงพอในระดับ 10,000 ล้านบาท ได้ประมาณเดือนกันยายน 2551 โดยการดำเนินการตามมติ กพช. ดังนี้

(1) เพิ่มอัตราส่งเงินเข้ากองทุนอนุรักษ์ฯ สำหรับน้ำมันเบนซินและดีเซล จาก 0.07 บาทต่อลิตร เป็นอัตรา 0.25 บาทต่อลิตร สำหรับแผนงานปกติ และประกาศลดอัตราเงินส่งเข้ากองทุนน้ำมันฯ สำหรับน้ำมันเบนซินและดีเซลลง 0.18 บาทต่อลิตร ตั้งแต่วันที่ 17 ธันวาคม 2550

(2) เพิ่มอัตราการเก็บเงินเข้ากองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน อีก 0.50 บาทต่อลิตร สำหรับน้ำมันเบนซินและดีเซล เป็น 0.75 บาทต่อลิตร สำหรับโครงการขนส่งฯ เมื่อหนี้สินสุทธิของกองทุนน้ำมันฯ ลดลงเป็น 0 แล้ว (ซึ่งคาดว่าจะเป็นช่วงปลายเดือนธันวาคม 2550 หรือเดือนมกราคม 2551)

(3) เพิ่มอัตราการเก็บเงินเข้ากองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงานอีก 0.20 บาทต่อลิตร เป็น 0.95 บาทต่อลิตร ตั้งแต่วันที่ 1 ตุลาคม 2551

(4) การดำเนินการตาม (2) ถึง (3) โดยให้มีการประกาศลดการเก็บเงินเข้ากองทุนน้ำมันฯ ในอัตราเท่ากันและในวันเดียวกัน

6.3 ในการประชุมคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) เมื่อวันที่ 12 ตุลาคม 2550 ได้มีมติให้กองทุนน้ำมันฯ โอนเงิน 3,500 ล้านบาท ฝากที่ ธกส. เพื่อเป็นทุนให้กับเกษตรกรที่เข้าร่วมโครงการปลูกปาล์มน้ำมันเพื่อใช้ในการผลิตไบโอดีเซล

6.4 คณะกรรมการกองทุนฯ เห็นชอบให้ยกเลิกมติเมื่อวันที่ 18 มิถุนายน 2550 โดยกองทุนน้ำมันฯ ไม่จำเป็นต้องโอนเงินจำนวน 3,000 ล้านบาท ให้กับกองทุนอนุรักษ์ฯ เนื่องจากการโอนอัตราการเก็บเงินจากกองทุนน้ำมันฯ ให้กับกองทุนอนุรักษ์ฯ ตามมติ กพช. เมื่อวันที่ 28 กันยายน 2550 ได้ช่วยเพิ่มสภาพคล่องให้กับกองทุนอนุรักษ์ฯ แล้ว

6.5 สนพ. ได้ประกาศปรับลดเงินจัดเก็บเข้ากองทุนน้ำมันฯ ลง 40 สตางค์/ลิตร สำหรับน้ำมันทุกชนิด ยกเว้นน้ำมันเบนซินออกเทน 95 ซึ่งมีผลมาตั้งแต่วันที่ 5 พฤศจิกายน 2550 เพื่อช่วยชะลอการปรับขึ้นราคาขายปลีกน้ำมันในประเทศเนื่องจากราคาน้ำมันดิบในตลาดโลกมีแนวโน้มทรงตัวอยู่ในระดับสูง

7. สำหรับการปรับแผนอนุรักษ์พลังงานในช่วงปี 2551-2554 โดยเพิ่มงานโครงการลงทุนโครงการพัฒนาระบบการขนส่ง และงานโครงสร้างพื้นฐานเพื่อการผลิตไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ ตามข้อ 5 และข้อ 6 สนพ. ได้ปรับประมาณการรายจ่ายของกองทุนอนุรักษ์ฯ ในช่วงปี 2551-2554 จากที่คณะกรรมการกองทุนฯ ได้จัดสรรไว้แล้วตามข้อ 2 สรุปได้ดังนี้

7.1 เพิ่มประมาณการรายจ่ายของกองทุนฯ จากวงเงินรวม 16,132,273,859 บาท เป็นวงเงินรวมประมาณ 87,849,273,859 บาท โดยเพิ่มเติมให้ สนพ. ประมาณ 71,717 ล้านบาท สำหรับรายจ่ายตามงานโครงการลงทุนโครงการพัฒนาระบบการขนส่ง วงเงินประมาณ 70,967 ล้านบาท และโครงสร้างพื้นฐานเพื่อการผลิตไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ วงเงินประมาณ 750 ล้านบาท ตามลำดับ ซึ่งจำแนกตามแผนงานได้ดังนี้

แผนใช้จ่ายเงิน ปี	**2551**	**2552**	**2553**	**2554**	**2555***	**รวม 5 ปี**
(1) แผนพลังงานทดแทน	2,838	1,190	1,065	880	1,110	7,332
(2) แผนเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงาน	14,138	17,855	15,923	15,866	16,486	80,267
(3) แผนงานบริหารทางกลยุทธ์	250	-	-	-	-	250
รวมทั้งสิ้นประมาณ	**17,225**	**19,044**	**16,988**	**16,746**	**17,596**	**87,849**

หมายเหตุ: บางแผนงานมีความต่อเนื่องถึงปี 2555

7.2 ประมาณการรายจ่ายของกองทุนฯ จะจัดสรรให้ 3 หน่วยงานหลัก ประกอบด้วย

หน่วยงาน	**แผนพลังงานทดแทน**	**แผนเพิ่มประสิทธิภาพฯ**	**แผนงานบริหารทางกลยุทธ์**	**รวม (ล้านบาท)**
(1) พพ.	1,111.01	3,168.97	-	4,279.98

(2) สนพ.	6,220.90	77,098.40	248.88	83,568.18 *
(3) กรมบัญชีกลาง	-	-	1.11	1.11
รวม	**7,331.91**	**80,267.37**	**249.99**	**87,849.27 ****

* จัดสรรเงินให้ สนพ. เพิ่มเติมในวงเงินประมาณ 71,717 ล้านบาท สำหรับโครงการลงทุนพัฒนาระบบการขนส่ง และโครงสร้างพื้นฐานเพื่อการผลิตไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ โดยใช้ตามแนวทาง หลักเกณฑ์ เงื่อนไขและลำดับ ความสำคัญของการใช้จ่ายเงินกองทุนฯ ที่ กพช. กำหนด (<u>รายละเอียดปรากฏตามเอกสารประกอบวาระ 3.1)</u>

** ยังไม่ได้รวมรายจ่ายประจำปีงบประมาณ 2552-2554 ประมาณ 3,000 ล้านบาท/ปี และแต่ละหน่วยงานสามารถถัวจ่ายและเปลี่ยนแปลงรายการในแผนงาน/งานเดียวกันได้

7.3 ประมาณการกระแสเงินของกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน ในช่วงปี 2551-2556

ปีงบประมาณ	**2550**	**2551**	**2552**	**2553**	**2554**	**2555**	**2556**	**รวม**
1. เงินคงเหลือ ณ ต้นเดือน ก.ค. 2550	4,612	3,226	250	250	428	3,442	8,245	4,612
2. รายรับ ประกอบด้วย								
2.1 ประมาณการรายรับล่วงหน้า	435	14,057	22,766	23,053	23,420	24,379	24,662	132,773
2.2 เงินทุนหมุนเวียนรอรับคืนจาก พพ.	69	372	746	846	1,051	1,089	971	5,145
2.3 ประมาณเงินรับคืน								
(พพ.ระยะที่ 4และ DSM EGAT)	-	-	286	286	286	286	2,186	3,329
รวมรับ	504	14,429	23,798	24,185	24,757	25,755	27,819	141,246
3. รายจ่าย ประกอบด้วย								
3.1 รายจ่ายผูกพัน ปี 2538-2547	234	428	380	346	19	19	-	1,425
3.2 รายจ่ายผูกพัน ปี 2548-2550	1,236	1,153	47	16	-	-	-	2,452
3.3 รายจ่ายเงินทุนหมุนเวียน พพ.	420	2,790	2,190	-	-	-	-	5,400
* 3.4 ประมาณรายจ่าย ปี 2551-56 (สนพ+บก.)	-	**10,038**	**17,446**	**19,796**	**18,074**	**17,784**	**431**	**83,569**
3.5 ประมาณรายจ่าย ปี 2551 (พพ.)	-	2,996	1,284	-	-	-	-	4,280
3.6 ประมาณรายจ่ายล่วงหน้า	-	-	2,450	3,850	3,650	3,150	3,900	17,000
รวมจ่าย	1,889	17,405	23,798	24,007	21,743	20,952	4,331	114,126
4. เงินคงเหลือปลายปี (1+2-3) ยกไป	**3,226**	**250**	**250**	**428**	**3,442**	**8,245**	**31,733**	**31,733**

* รายการที่ 3.4 เพิ่มเติมวงเงินประมาณ 71,717 ล้านบาท ให้ สนพ. สำหรับโครงการลงทุนพัฒนาระบบการขนส่ง และโครงสร้างพื้นฐานเพื่อการผลิตไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์

8. จากการดำเนินการตามมติ กพช. เมื่อวันที่ 28 กันยายน 2550 โดยที่ว่าแผนอนุรักษ์พลังงานในช่วงปี 2551-2554 ที่ได้ปรับลดเป้าหมายการประหยัดพลังงานในภาคอตุสาหกรรมลงจาก 3,832 ktoe เป็น 2,581 ktoe เนื่องจากงานปรับโครงสร้างอุตสาหกรรมยังอยู่ในระหว่างการศึกษา จึงคาดว่าอาจจะเกิดผลลดการใช้พลังงานหลังปี 2554 และบางกลุ่มอุตสาหกรรมได้ดำเนินการเสร็จไปแล้ว อาจจะมีผลต่อการลดการใช้พลังงานเกิดขึ้นบางส่วนแล้ว สนพ. จึงขอเสนอการปรับเป้าหมายแผนอนุรักษ์พลังงานดังนี้

8.1 สนพ. ได้ศึกษาจากรายงานผลการศึกษาโครงการปรับโครงสร้างอุตสาหกรรม ที่ พพ. ได้ว่าจ้าง TDRI ดำเนินการศึกษาแล้ว พบว่าประมาณการผลการประหยัดพลังงาน 1,400 ktoe ที่คาดว่าจะได้รับจากการปรับโครงสร้างการผลิตสินค้าประหยัดพลังงานให้ได้ร้อยละ 5 ได้แก่ การผลิต/ประกอบรถประหยัดเชื้อเพลิง (ECO-Car) ประหยัด 26,000 ล้านบาท/ปี (1,300 ktoe) การผลิตเครื่องใช้ไฟฟ้าประหยัดพลังงาน (>เบอร์ 5) ประหยัด 3,000 ล้านบาท/ปี (150 ktoe) ลดส่วนแบ่งสาขาที่มีการใช้พลังงานสูงและเพิ่มส่วนแบ่งสาขาที่มีมูลค่าเพิ่มสูง เช่น ลดสาขาโลหะลง เพิ่มอุตสาหกรรมผลิตภัณฑ์ยาง/พลาสติก หรืออุตสาหกรรมเครื่องใช้ไฟฟ้าอิเลคทรอนิคส์ เป็นต้น ประหยัด 4,000 ล้านบาท (200 ktoe)

8.2 เป้าหมายแผนอนุรักษ์พลังงานในช่วงปี 2551-2554 ได้รวมผลการประหยัดพลังงาน ในเรื่องการผลิตเครื่องใช้ไฟฟ้าประหยัดพลังงาน และการก่อสร้างระบบรถไฟฟ้าชานเมืองสายสีแดงไว้แล้ว จึงได้ปรับเพิ่มผลการประหยัดพลังงานที่ได้จากการผลิตรถประหยัดเชื้อเพลิง (ECO-Car) 123 ktoe และการผลิตไฟฟ้าระบบ Cogeneration 608 ktoe สำหรับการลงทุนในโครงการพัฒนาระบบขนส่งขนาดใหญ่จะเกิดผลการประหยัดพลังงานหลังปี 2554 โดยเป้าหมายของแผนอนุรักษ์พลังงานฯ เป็นดังนี้

แผนอนุรักษ์พลังงาน	**เป้าหมายแผนอนุรักษ์พลังงาน ณ ปี 2554**		
	กพช. **23 ธ.ค.47** (ktoe)	กพช. **26 ธ.ค.49** (ktoe)	ปรับปรุง **พ.ย. 50** (ktoe)
เป้าหมายรวม	**17,884**	**19,005**	**19,026**
แผนงานเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงาน	**10,354**	**7,694**	**7,820**
สาขาอุตสาหกรรม	3,411	3,832	3,189
สาขาขนส่ง	6,270	3,290	3,413
การจัดการด้านการใช้พลังงาน	673	572	1217
แผนงานด้านพลังงานทดแทน	**7,530**	**11,311**	**11,206**
ส่งเสริม NGV	-	4,348	4,518
พลังงานหมุนเวียน*	7,530	6,963	6,688

9. คณะกรรมการกองทุนฯ ในการประชุมเมื่อวันที่ 5 พฤศจิกายน 2550 ได้มีมติเห็นชอบแนวทาง หลักเกณฑ์ เงื่อนไขและลำดับความสำคัญของการใช้จ่ายเงินกองทุนฯ สำหรับโครงการลงทุนพัฒนาระบบการขนส่ง และโครงสร้างพื้นฐานเพื่อการผลิตไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ การปรับกรอบและเป้าหมายแผนอนุรักษ์พลังงานระยะที่ 3 (ในช่วงปี 2551-2554) และการโอนอัตราส่งเงินเข้ากองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง

ให้กองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงานจัดเก็บแทน โดยให้นำเสนอ กพช. เพื่อพิจารณาต่อไป

<u>มติของที่ประชุม</u>

1. อนุมัติเพิ่มเติมโครงการลงทุนพัฒนาระบบการขนส่งและโครงสร้างพื้นฐานเพื่อการผลิตไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ ในกรอบแผนอนุรักษ์พลังงาน ระยะที่ 3 (ในช่วงปี 2551-2554) จากที่ กพช. อนุมัติไว้แล้วในการประชุมเมื่อวันที่ 28 กันยายน 2550 ตามที่ฝ่ายเลขานุการฯ เสนอในข้อ 4.1 ข้อ 5.2 และเห็นชอบเป้าหมายแผนอนุรักษ์พลังงาน ณ ปี 2554 ตามข้อ 8.2 และให้คณะกรรมการกองทุนฯ จัดสรรเงินกองทุนฯ สำหรับการดำเนินงานตามแผนอนุรักษ์พลังงานดังกล่าว เพิ่มวงเงินงบประมาณจาก 16,132,273,859 บาท เป็น 87,849,273,859 บาท ตามข้อ 7 โดยมีแนวทาง หลักเกณฑ์ เงื่อนไขและลำดับความสำคัญของการใช้จ่ายเงินกองทุนฯ ตามมติ กพช. เมื่อวันที่ 28 กันยายน 2550 และตามที่ กพช. จะเห็นชอบเพิ่มเติมตามมติของที่ประชุมในข้อ 2
2. อนุมัติแนวทาง หลักเกณฑ์ เงื่อนไขและลำดับความสำคัญของการใช้จ่ายเงินกองทุนฯ สำหรับโครงการลงทุนพัฒนาระบบการขนส่ง และสำหรับโครงสร้างพื้นฐานเพื่อการผลิตไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ ตามข้อ 4.2-4.3 และข้อ 5.3 โดยให้ปรับปรุงแนวทางเพิ่มเติมตามความเห็นของรองผู้อำนวยการสำนักงบประมาณด้วย และให้ สนพ. ใช้เงินจากกองทุนฯ ที่คณะกรรมการกองทุนฯ จัดสรรไว้ตามมติของที่ประชุมในข้อ 1 สำหรับโครงการลงทุนโครงการพัฒนาระบบการขนส่ง ในช่วงปี 2551-2555 ในวงเงินประมาณ 70,967 ล้านบาท และสำหรับโครงสร้างพื้นฐานเพื่อการผลิตไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ ในช่วง ปี 2551-2553 ในวงเงินประมาณ 750 ล้านบาท
3. ให้เพิ่มอัตราส่งเงินเข้ากองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน สำหรับน้ำมันเบนซินและดีเซล จาก 0.07 บาทต่อลิตร เป็นอัตรา 0.25 บาทต่อลิตร สำหรับแผนงานปกติ และประกาศลดอัตราเงินส่งเข้ากองทุนน้ำมันฯ สำหรับน้ำมันเบนซินและดีเซลลง 0.18 บาทต่อลิตร ตั้งแต่วันที่ 17 ธันวาคม 2550
4. ให้เพิ่มอัตราการเก็บเงินเข้ากองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน อีก 0.50 บาทต่อลิตร สำหรับน้ำมันเบนซินและดีเซล เป็น 0.75 บาทต่อลิตร สำหรับโครงการลงทุนโครงการพัฒนาระบบการขนส่ง เมื่อหนี้สินสุทธิของกองทุนน้ำมันฯ ลดลงเป็น 0 แล้ว (ซึ่งคาดว่าจะเป็นช่วงปลายเดือนธันวาคม 2550 หรือเดือนมกราคม 2551) และให้เพิ่มการเก็บเงินเข้ากองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงานอีก 0.20 บาทต่อลิตร เป็น 0.95 บาทต่อลิตร ตั้งแต่วันที่ 1 ตุลาคม 2551 โดยให้มีการประกาศลดการเก็บเงินเข้ากองทุนน้ำมันฯ ในอัตราเท่ากันและในวันเดียวกัน

เรื่องที่ 2 <u>ร่างบันทึกความเข้าใจการรับซื้อไฟฟ้าโครงการน้ำอู</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. รัฐบาลไทยและรัฐบาลสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว (สปป. ลาว) ได้มีการลงนามในบันทึกความเข้าใจ (Memorandum of Understanding : MOU) เมื่อวันที่ 19 มิถุนายน 2539 เพื่อส่งเสริมและให้ความร่วมมือในการพัฒนาไฟฟ้าใน สปป. ลาว สำหรับจำหน่ายให้แก่ประเทศไทยจำนวนประมาณ 3,000 เมกะวัตต์ ภายในปี 2549 คณะรัฐมนตรีเมื่อวันที่ 21 พฤศจิกายน 2549 ได้มีมติเห็นชอบการขยายการรับซื้อไฟฟ้าจาก สปป. ลาว จาก 3,000 เมกะวัตต์ เป็น 5,000 เมกะวัตต์ ภายในปี 2558 ต่อมา คณะรัฐมนตรีในการประชุมเมื่อวันที่ 30 ตุลาคม 2550 ได้มีมติเห็นชอบการขยายปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าจาก สปป. ลาว จาก 5,000 เมกะวัตต์ เป็น 7,000 เมกะวัตต์ ภายในปี 2558 โดยปัจจุบัน มี 2 โครงการภายใต้ MOU ดังกล่าวที่จ่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์เข้าระบบของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) แล้ว ได้แก่ โครงการเทิน-หินบุน และห้วยเฮาะ และอีก 2 โครงการที่ได้ลงนามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแล้ว ได้แก่ โครงการน้ำเทิน 2 และโครงการน้ำงึม 2 โดยมีกำหนดการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเชิงพาณิชย์ในเดือนธันวาคม 2552 และมีนาคม 2554 ตามลำดับ

2. กฟผ. ได้ดำเนินการเจรจากับผู้ลงทุนโครงการน้ำอูภายใต้นโยบายและหลักการที่ได้รับมอบหมายจากคณะอนุกรรมการประสานความร่วมมือด้านพลังงานไฟฟ้าระหว่างไทยกับประเทศเพื่อนบ้าน ซึ่งมีปลัดกระทรวงพลังงานเป็นประธานอนุกรรมการ จนกระทั่งได้ข้อยุติเรื่องอัตราค่าไฟฟ้าและเงื่อนไขสำคัญ และได้มีการจัดทำร่างบันทึกความเข้าใจ (MOU) ของโครงการน้ำอูในรูปแบบเดียวกับโครงการน้ำเทิน 1 น้ำงึม 3 และน้ำเงี๊ยบที่ได้มีการลงนามแล้ว

3. คณะอนุกรรมการประสานความร่วมมือด้านพลังงานไฟฟ้าระหว่างไทยกับประเทศเพื่อนบ้าน ในการประชุมเมื่อวันที่ 25 ตุลาคม 2550 ได้ให้ความเห็นชอบอัตราค่าไฟฟ้าและเงื่อนไขสำคัญและร่าง MOU ของโครงการน้ำอู ซึ่งคณะกรรมการ กฟผ.ได้มีมติเห็นชอบร่าง MOU ดังกล่าวเมื่อวันที่ 29 ตุลาคม 2550 และ กฟผ. ได้มีหนังสือถึงกระทรวงพลังงานเสนอร่าง MOU ดังกล่าว ต่อ กพช. เพื่อให้ความเห็นชอบก่อนการลงนาม

4. ลักษณะโครงการน้ำอู ตั้งอยู่บนลำน้ำอู โดยก่อสร้างเป็น 7 เขื่อนตามลำน้ำ เสนอขายไฟฟ้าให้ไทยจาก 6 เขื่อน และอีก 1 เขื่อนผลิตไฟฟ้าขายให้ สปป. ลาว มีกำลังผลิตรวมประมาณ 1,043 เมกะวัตต์ จ่ายพลังงานไฟฟ้าในส่วนของ Primary Energy (PE) และ Secondary Energy (SE) ปีละประมาณ 4,273 ล้านหน่วย ระบบส่ง 500 กิโลโวลท์ ยาว 245 กิโลเมตร จากชายแดนถึงสถานีไฟฟ้าแรงสูงแม่เมาะ จุดเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า ณ ชายแดนไทย-สปป. ลาว บริเวณจังหวัดน่าน กำหนดจ่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์วันที่ 1 มกราคม 2558 ผู้พัฒนาโครงการ ประกอบด้วยบริษัท Sinohydro Corporation จำกัด และ รัฐบาล สปป. ลาว

5. สาระสำคัญของร่าง MOU โครงการน้ำอู

5.1 ข้อตกลงนี้ทำขึ้นระหว่าง กฟผ. และบริษัท Sinohydro Corporation จำกัด

5.2 Sinohydro และผู้ร่วมลงทุนรายอื่น (รวมเรียกว่า Sponsors) จะจัดตั้งบริษัทใน สปป.ลาว เพื่อพัฒนาโครงการ

5.3 โครงการมีกำลังผลิตประมาณ 1,043 เมกะวัตต์ มีเป้าหมายจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยรายปีของ Primary Energy (PE) ประมาณ 3,418 ล้านหน่วย และ Secondary Energy (SE) ประมาณ 855 ล้านหน่วย และจะมี Excess Energy (EE) อีกจำนวนหนึ่ง โดย กฟผ. จะรับประกันการรับซื้อเฉพาะ PE และ SE

5.4 อัตราค่าไฟฟ้า ณ ชายแดน ซึ่งมีค่าคงที่ตลอดอายุสัญญาซื้อขายไฟฟ้า สรุปได้ดังนี้

- Primary Energy (PE) Tariff
  - ส่วนที่ 1 = 3.0708 Cents/หน่วย
  - ส่วนที่ 2 = 1.0594 บาท/หน่วย
- Secondary Energy (SE) Tariff
  - ส่วนที่ 1 = 1.8425 Cents/หน่วย
  - ส่วนที่ 2 = 0.6357 บาท/หน่วย
- Excess Energy (EE) Tariff = 1.1654 บาท/หน่วย
- Pre COD Energy Tariff = 1.5500 บาท/หน่วย

5.5 สัญญาซื้อขายไฟฟ้า (PPA) จะมีอายุ 27 ปี นับจากวันจ่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ (Commercial Operation Date) โดยอาจมีอายุสัญญาได้ยาวกว่านี้ หาก สปป. ลาว อนุมัติ และทั้งสองฝ่ายตกลง

5.6 ทั้งสองฝ่ายจะใช้ PPAของโครงการน้ำเทิน 1 โดยคำนึงถึงลักษณะโครงการ ซึ่งประกอบด้วยเขื่อนหลายเขื่อนอยู่บนลำน้ำเดียวกัน (Cascade) เป็นพื้นฐานในการจัดทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้า

5.7 MOU จะสิ้นสุดเมื่อมีเหตุการณ์ใดดังต่อไปนี้เกิดขึ้นก่อน (1) เมื่อมีการลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (2) MOU มีอายุครบ 18 เดือนนับจากวันลงนามหรือวันที่ช้ากว่าหากมีการตกลงต่ออายุ MOU ออกไป และ (3) ทั้งสองฝ่ายตกลงกันเป็นลายลักษณ์อักษรเพื่อเลิกก่อนได้

5.8 แต่ละฝ่ายจะรับผิดชอบค่าใช้จ่ายที่จะเกิดขึ้นในส่วนของตน และไม่สามารถเรียกร้องความเสียหายจาก MOU หรือจากการยกเลิก MOU

5.9 กำหนดวันแล้วเสร็จของงานต่างๆ จะเป็นดังนี้ (1)Scheduled Financial Close Date (SFCD) เท่ากับ 12 เดือนนับจากลงนาม PPA (2)Scheduled Energizing Date (SED) (กำหนดวันที่ระบบส่งของทั้งสองฝ่ายพร้อมรับและส่งพลังงานไฟฟ้า) เท่ากับ [48] เดือนนับจากวันที่ช้ากว่าระหว่างวัน Financial Close Date และ วัน SFCD (3)Scheduled Commercial Operation Date (SCOD) คือวันที่ช้ากว่าระหว่างวันที่ 1 มกราคม 2558 และ 72 เดือน นับจากวันที่ช้ากว่าระหว่างวัน Financial Close Date และ วัน SFCD ทั้งนี้ หากฝ่ายใดทำให้วัน COD ล่าช้ากว่าวัน SCOD จะต้องจ่ายค่าปรับในอัตราที่เท่ากัน

5.10 จำนวนหลักทรัพย์ค้ำประกัน ดังนี้ (1)วันลงนาม PPA เป็นเงิน 15 Million USD (2)วัน Financial Close Date เป็นเงิน 38 Million USD (3) วัน COD เป็นเงิน 34 Million USD และ (4)วันครบรอบ COD 14 ปี เป็นเงิน 12 Million USD

<u>มติของที่ประชุม</u>

1. รับทราบข้อสังเกตของกรรมการที่เห็นควรให้มีผู้ลงทุนไทยร่วมทุนในโครงการพัฒนาไฟฟ้าใน สปป. ลาว ที่จะจำหน่ายให้แก่ไทย โดยให้มีสัดส่วนผู้ลงทุนไทยในระดับที่เหมาะสม ทั้งนี้ ให้คำนึงถึงการเป็นผู้ลงทุนไทยอย่างแท้จริง
2. เห็นชอบร่างบันทึกความเข้าใจการรับซื้อไฟฟ้าโครงการน้ำอู และมอบหมายให้ กฟผ. นำร่างบันทึกความเข้าใจฯ ที่ได้รับความเห็นชอบ และผ่านการตรวจพิจารณาของสำนักงานอัยการสูงสุดแล้วไป ลงนามร่วมกับผู้ลงทุนต่อไป
3. เห็นชอบในหลักการให้ กฟผ. สามารถปรับปรุงเงื่อนไขในบันทึกความเข้าใจโครงการน้ำอูในขั้นการจัดทำร่างสัญญาซื้อขายไฟฟ้า เนื่องจากโครงการน้ำอูมีความซับซ้อนมาก โดยประกอบด้วยเขื่อนและโรงไฟฟ้าถึง 7แห่ง ซึ่งแตกต่างจากสัญญาเดิมที่โครงการมีเพียงเขื่อนเดียว เพื่อให้มีผลในทางปฏิบัติได้อย่างเหมาะสม แต่ทั้งนี้ ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยจะต้องไม่สูงกว่าเดิม

เรื่องที่ 3 <u>แนวทางการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. การไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง ได้ออกประกาศรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP เมื่อวันที่ 30 มีนาคม 2535 จำนวน 300 เมกะวัตต์ และได้ขยายปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP เป็นลำดับ จนถึง 3,200 เมกะวัตต์ โดย กฟผ. จะรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ที่ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานนอกรูปแบบ กาก หรือเศษวัสดุเหลือใช้เป็นเชื้อเพลิง และการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานเชิงพาณิชย์ ด้วยระบบ Cogeneration ทั้งนี้ ณ เดือนกันยายน 2550 มี SPP ที่ได้รับการตอบรับซื้อไฟฟ้า จำนวน 118 ราย ปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายรวม 2,817.42 เมกะวัตต์ โดยมีโครงการที่ขายไฟฟ้าเข้าระบบแล้ว จำนวน 83 ราย ปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายรวม 2,404.82 เมกะวัตต์

2. กพช. ได้มีมติเมื่อวันที่ 26 ธันวาคม 2549 เห็นชอบให้ กฟผ. เปิดการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ทุกประเภทเชื้อเพลิงตามที่กำหนดในระเบียบการรับซื้อไฟฟ้า โดยให้ขยายปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าจากเดิม 3,200 เมกะวัตต์ เป็น 4,000 เมกะวัตต์ ซึ่งการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง ได้ออกประกาศระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ฉบับ พ.ศ. 2550 และ กฟผ. ได้ออกประกาศรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP โดยกำหนดปริมาณรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ประเภทสัญญา Firm ระบบ Cogeneration จำนวน 500 เมกะวัตต์ และ SPP ประเภทสัญญา Firm สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน และ SPP ประเภทสัญญา Non-Firm รวม 530 เมกะวัตต์ รวมปริมาณพลังไฟฟ้าที่ประกาศรับซื้อในรอบนี้ 1,030 เมกะวัตต์

3. การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) และการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) ได้ออกประกาศรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) สำหรับปริมาณพลังไฟฟ้าขายเข้าระบบไม่เกิน 1 เมกะวัตต์ ในปี 2545 ต่อมา กพช. ในการประชุมเมื่อวันที่ 4 กันยายน 2549 ได้มีมติเห็นชอบการขยายระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP โดยเห็นชอบร่างระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน และร่างระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานเชิงพาณิชย์ด้วยระบบ Cogeneration โดยกำหนดปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายเข้าระบบไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ ซึ่ง กฟภ. และ กฟน. ได้ออกประกาศรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP สำหรับปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายเข้าระบบไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ แล้วเมื่อเดือนธันวาคม 2549

4. ณ เดือนกันยายน 2550 มีโครงการ VSPP ยื่นแบบคำขอจำหน่ายไฟฟ้าและการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้ากับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย จำนวน 117 ราย ปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายรวม 549.99 เมกะวัตต์ เป็นโครงการที่ขายไฟฟ้าเข้าระบบของ กฟภ. จำนวน 113 ราย ปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายรวม 549.86 เมกะวัตต์ เป็นโครงการ SPP เดิม และ VSPP (ไม่เกิน 1 เมกะวัตต์) ที่สิ้นสุดสัญญาแล้ว จำนวน 30 ราย ปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขาย 176.90 เมกะวัตต์ และเป็นโครงการ VSPP รายใหม่ จำนวน 83 ราย ปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขาย 372.96 เมกะวัตต์ สำหรับโครงการที่ขายไฟฟ้าเข้าระบบของ กฟน. มีจำนวน 4 ราย เป็น VSPP รายใหม่ ปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายรวม 0.13 เมกะวัตต์

5. เพื่อเป็นการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ได้กำหนดให้มีมาตรการจูงใจด้านราคา โดยการกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าจากราคารับซื้อไฟฟ้าตามระเบียบ SPP หรือ VSPP โดย กพช. ได้มีมติเมื่อวันที่ 4 ธันวาคม 2549 เห็นชอบการกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน ที่มีปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ ซึ่งขายไฟฟ้าเข้าระบบตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP เป็นระยะเวลา 7 ปี และให้ผู้สนใจยื่นข้อเสนอภายในปี 2551 โดย กฟภ. และ กฟน. ได้ออกประกาศการกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแล้ว โดยส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าสำหรับเชื้อเพลิงชีวมวล/ก๊าซชีวภาพ เท่ากับ 0.30 บาทต่อหน่วย พลังน้ำขนาดเล็ก (50-200 กิโลวัตต์) และพลังน้ำขนาดเล็ก (< 50 กิโลวัตต์) เท่ากับ 0.40 และ 0.80 บาทต่อหน่วย ตามลำดับ สำหรับเชื้อเพลิงจากขยะและพลังงานลม เท่ากับ 2.50 บาทต่อหน่วย และพลังงานแสงอาทิตย์ เท่ากับ 8.00 บาทต่อหน่วย

6. ต่อมา กพช. ได้มีมติเมื่อวันที่ 9 เมษายน 2550 เห็นชอบแนวทางการกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่มีปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายมากกว่า 10 เมกะวัตต์ ซึ่งขายไฟฟ้าเข้าระบบตามระเบียบ SPP เป็นระยะเวลา 7 ปี โดยกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าสำหรับ SPP พลังงานลม พลังงานแสงอาทิตย์ และขยะ ในอัตราคงที่ เท่ากับ 2.50, 2.50 และ 8.00 บาทต่อหน่วย ตามลำดับ และกำหนดปริมาณพลังไฟฟ้ารับซื้อ 100, 115 และ 15 เมกะวัตต์ ตามลำดับ สำหรับ SPP ที่ใช้พลังงานหมุนเวียนอื่นๆ ใช้วิธีประมูลแข่งขัน ปริมาณพลังไฟฟ้ารับซื้อ 300 เมกะวัตต์

7. เมื่อวันที่ 4 มิถุนายน 2550 กพช. ได้มีมติเห็นชอบการกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าพิเศษ สำหรับโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนใน 3 จังหวัดชายแดนภาคใต้ ได้แก่ จังหวัดยะลา ปัตตานี และนราธิวาส ทั้งนี้ กฟผ. และ กฟภ. ได้ออกประกาศการกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าดังกล่าวแล้ว นอกจากนี้ กพช. ได้มีมติเพิ่มเติมเมื่อวันที่ 27 สิงหาคม 2550 เห็นชอบการกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าที่ให้เพิ่มเติมพิเศษ สำหรับโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนใน 3 จังหวัดชายแดนภาคใต้ ให้รวมถึงโครงการโรงไฟฟ้าเดิมที่ตั้งอยู่ในจังหวัดยะลา ปัตตานี และนราธิวาส ด้วย โดยกำหนดส่วนเพิ่มพิเศษเท่ากับ 1.00 บาทต่อหน่วย สำหรับเชื้อเพลิงชีวมวล/ก๊าซชีวภาพ พลังน้ำขนาดเล็ก พลังน้ำขนาดเล็กมาก และขยะ โดยกำหนดส่วนเพิ่มพิเศษเดิมเท่ากับ 1.50 บาทต่อหน่วย สำหรับพลังงานลม และพลังงานแสงอาทิตย์

8. สำหรับ SPP พลังงานหมุนเวียนอื่นๆ ซึ่งใช้วิธีประมูลแข่งขัน คณะอนุกรรมการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ได้ประเมินและคัดเลือกข้อเสนอโครงการ และ กบง. ได้มีมติเมื่อวันที่ 12 ตุลาคม 2550 เห็นชอบผลการประเมินและคัดเลือกผู้ยื่นข้อเสนอขอรับส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่ใช้พลังงานหมุนเวียนจำนวน 7 โครงการ ปริมาณ พลังไฟฟ้ารับซื้อรวม 335 เมกะวัตต์ และมอบหมายให้ กฟผ. ดำเนินการรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการ SPP ดังกล่าวต่อไป

9. ผลการดำเนินงานส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนสามารถสรุปได้ดังนี้

9.1 เนื่องจากการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP และ VSPP ที่ผ่านมา ยังไม่มีโครงการพลังงานลมและพลังงานแสงอาทิตย์ แม้ว่าในช่วงที่ผ่านมาจะมีการให้ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าสำหรับโครงการตามระเบียบดังกล่าวแล้ว ซึ่งจากการศึกษาของสำนักงานกองทุนสนับสนุนการวิจัย (สกว.) ภายใต้โครงการวิจัยเชิงนโยบายเพื่อสนับสนุนการพัฒนาและการใช้พลังงานหมุนเวียนและการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานในประเทศไทย ได้วิเคราะห์ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน พบว่าราคารับซื้อไฟฟ้าที่ผู้ผลิตไฟฟ้าได้รับตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้ารวมกับส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า โครงการพลังงานลมและพลังงานแสงอาทิตย์ยังไม่คุ้มทุน และมีข้อเสนอแนะให้มีการปรับปรุงมาตรการการให้ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า โดยขยายระยะเวลาการให้สนับสนุนเป็นเวลา 15 ปีขึ้นไป และการกำหนดราคารับซื้อไฟฟ้าให้ยึดหลักการให้ผู้ลงทุนมีผลตอบแทนที่เหมาะสม แต่ต้องไม่เกินต้นทุนที่หลีกเลี่ยงได้จากการผลิตไฟฟ้าด้วยเชื้อเพลิงฟอสซิล ดังนั้น ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าจึงไม่ควรเกินต้นทุนทางสังคมและสิ่งแวดล้อม (Externality Cost) ซึ่งโครงการประเมินไว้ไม่เกิน 0.50 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง อย่างไรก็ตาม การกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าให้สูงกว่า Externality Cost สามารถทำได้เพื่อประโยชน์ทางสังคม เช่น การผลิตไฟฟ้าในชนบทห่างไกล หรือกรณีที่มีความจำเป็นต้องสนับสนุนการพึ่งพาตนเองด้านเทคโนโลยีพลังงานประเภทใดประเภทหนึ่งเป็นการเฉพาะ

9.2 นอกจากนี้ กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) ได้วิเคราะห์ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมจากข้อมูลจริงในปัจจุบัน พบว่าต้นทุนเพิ่มขึ้น

จากที่เคยประมาณการไว้ในการพิจารณากำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าในปัจจุบัน แต่ราคารับซื้อไฟฟ้าจากโครงการพลังงานลมเฉลี่ยตลอดโครงการตามโครงสร้างราคารับซื้อในปัจจุบันอยู่ในระดับ 3.90 บาทต่อหน่วยเท่านั้น ในขณะเดียวกันราคาน้ำมันเตาที่อยู่ในระดับสูงมาก ทำให้ต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าจากน้ำมันเตาเพิ่มขึ้นเป็น 4.00 - 4.50 บาทต่อหน่วย และขณะนี้ยังมีการใช้น้ำมันเตาในการผลิตไฟฟ้าในปริมาณมากพอสมควร ดังนั้น การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมจะช่วยลดการใช้น้ำมันเตาในการผลิตไฟฟ้า และลดค่าใช้จ่ายในการจัดหาไฟฟ้าของประเทศได้

9.3 เพื่อเป็นการจูงใจให้เกิดการลงทุนในโครงการพลังงานลม และพลังงานแสงอาทิตย์ โดยปรับปรุงการกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม เท่ากับ 3.50 บาทต่อหน่วย ปริมาณพลังไฟฟ้าที่รับซื้อ 115 เมกะวัตต์ และพลังงานแสงอาทิตย์ เท่ากับ 8.00 บาทต่อหน่วย ปริมาณพลังไฟฟ้าที่รับซื้อ 15 เมกะวัตต์ โดยกำหนดระยะเวลาสนับสนุนของพลังงานลมและแสงอาทิตย์เป็น 10 ปี นับจากวัน COD

9.4 ตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ประเภทสัญญา Non-Firm และ VSPP กำหนดอายุสัญญาไว้ 1 ปี และต่ออายุสัญญาเป็นปีๆ ทำให้ผู้ประกอบการประสบปัญหาไม่สามารถจัดหาแหล่งเงินกู้ได้ เนื่องจากไม่เชื่อถือว่าโครงการจะมีรายได้อย่างมั่นคงและเพียงพอที่จะชำระคืนเงินต้นและดอกเบี้ย ซึ่งการพิจารณาให้เงินกู้แก่โครงการโรงไฟฟ้าส่วนใหญ่จะพิจารณาจากสัญญาซื้อขายไฟฟ้าเป็นหลัก ทำให้ผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน มีความจำเป็นต้องยื่นข้อเสนอขายไฟฟ้าตามระเบียบ SPP ประเภทสัญญา Firm แทน ซึ่งทำให้ไม่มีสิทธิได้รับส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า ดังนั้น เพื่อเป็นการแก้ไขปัญหาดังกล่าวและเพื่อความชัดเจนในทางปฏิบัติตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้า จึงมีข้อเสนอดังนี้

9.4.1 ผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ ให้ยื่นคำร้องขอขายไฟฟ้าตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP

9.4.2 ผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายเกินกว่า 10 เมกะวัตต์ ให้ยื่นคำร้องขอขายไฟฟ้าตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ทั้งนี้ ยกเว้นในกรณี SPP รายเดิมที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. แล้ว

9.4.3 SPP รายเดิมที่มีสัญญาประเภท Firm หากประสงค์จะยกเลิกสัญญากับ กฟผ. เพื่อเสนอขายไฟฟ้าตามระเบียบ VSPP เห็นควรให้ กฟผ. พิจารณายกเว้น (1) การยึดหลักค้ำประกัน การปฏิบัติตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (2) หลักค้ำประกันการยกเลิกสัญญาก่อนครบกำหนดอายุสัญญา (3) การเรียกเก็บเงินค่าพลังงานไฟฟ้าคืน และ (4) การเรียกค่าปรับ ทั้งนี้ SPP Firm ที่ได้รับการยกเว้นนี้ จะไม่รวมถึง SPP ประเภท Firm ที่ใช้พลังงานเชิงพาณิชย์

9.4.4 เห็นควรแก้ไขการกำหนดอายุสัญญาซื้อขายไฟฟ้าสำหรับ SPP ประเภท Non-Firm และ VSPP เป็นอายุสัญญา 5 ปี และต่อเนื่องโดยอัตโนมัติ

<u>มติของที่ประชุม</u>

1. รับทราบความคืบหน้าการดำเนินงานรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP VSPP และการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน
2. เห็นชอบให้ปรับปรุงการกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน ตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าตาก SPP และ VSPP สำหรับโครงการพลังงานลมและพลังงานแสงอาทิตย์ โดยกำหนดให้เท่ากับ 3.50 บาทต่อหน่วย และ 8.00 บาท ต่อหน่วย ตามลำดับ และขยายระยะเวลาสนับสนุนจาก 7 ปี เป็น 10 ปี นับจากวันเริ่มต้นจำหน่ายไฟฟ้าเข้าระบบ (สำหรับโครงการในสามจังหวัดชายแดนภาคใต้ยังคงได้รับส่วนเพิ่มพิเศษตามมติ กพช.เมื่อวันที่ 4 มิถุนายน 2550)
3. เห็นชอบการกำหนดเงื่อนไขการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP และ VSPP ให้มีความชัดเจนตามรายละเอียดในข้อ 9.4.1 - 9.4.4

เรื่องที่ 4 การรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) ระบบ Cogeneration

สรุปสาระสำคัญ

1. เมื่อวันที่ 26 ธันวาคม 2549 กพช ได้มีมติเห็นชอบให้ กฟผ. เปิดการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ทุกประเภทเชื้อเพลิงตามที่กำหนดในระเบียบการรับซื้อไฟฟ้า โดยให้ขยายปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าจากเดิม 3,200 เมกะวัตต์ เป็น 4,000 เมกะวัตต์ และต่อมาการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง ได้ออกประกาศระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ฉบับ พ.ศ. 2550 และ กฟผ. ได้ออกประกาศรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP โดยกำหนดปริมาณรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ประเภทสัญญา Firm ระบบ Cogeneration จำนวน 500 เมกะวัตต์ และ SPP ประเภทสัญญา Firm สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน และ SPP ประเภทสัญญา Non-Firm รวม 530 เมกะวัตต์ รวมปริมาณพลังไฟฟ้าที่ประกาศรับซื้อในรอบนี้ 1,030 เมกะวัตต์

2. เนื่องจากมี SPP ประเภทสัญญา Firm ระบบ Cogeneration ยื่นคำร้องขอขายไฟฟ้าตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ฉบับ พ.ศ. 2550 สูงกว่าปริมาณพลังไฟฟ้าที่ประกาศรับซื้อไว้เป็น จำนวนมาก เมื่อวันที่ 27 สิงหาคม 2550 กพช. จึงมีมติเห็นชอบให้ กฟผ. ยุติการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ระบบ Cogeneration ตั้งแต่วันที่ 31 สิงหาคม 2550 เป็นต้นไป และให้พิจารณารับซื้อไฟฟ้าจากสัดส่วนการใช้ไอน้ำ กำหนดวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า (SCOD) ตลอดจนความสามารถและความมั่นคงของระบบไฟฟ้าที่จะรับได้ ตามเงื่อนไขที่กำหนดในระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ทั้งนี้มี SPP ที่ยื่นข้อเสนอจำนวน 28 โครงการ รวมปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายตามสัญญาทั้งสิ้น 2,191 เมกะวัตต์ ซึ่งเกินกว่าที่ประกาศไว้ 1,691 เมกะวัตต์ โดยเกือบทั้งหมดเชื่อมโยงกับระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายรวม 2,151 เมกะวัตต์ และมีเพียง 1 ราย ที่เชื่อมโยงกับระบบของการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) ปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขาย 40 เมกะวัตต์

3. การพิจารณารับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ระบบ Cogeneration จะพิจารณาตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ระบบ Cogeneration ดังนี้ คือพิจารณาเงื่อนไขของสัดส่วนของพลังงานความร้อน (ไอน้ำ) ที่จะนำไปใช้ในกระบวนการอุณหภาพนอกจากการผลิตไฟฟ้าต่อการผลิตพลังงานทั้งหมดไม่ต่ำกว่าร้อยละ 5 รวมทั้ง จะต้องผลิตพลังงานไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพ และพิจารณาข้อจำกัดการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้าด้วย ซึ่งการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง ได้พิจารณาข้อจำกัดการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้าของโครงการ SPP ดังกล่าว พบว่า จะมีโครงการที่สามารถรับซื้อไฟฟ้าได้ 9 โครงการ ปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขาย 760 เมกะวัตต์ ส่วนโครงการที่เหลือไม่สามารถรับซื้อได้เนื่องจากข้อจำกัดของระบบสายส่ง หรือจำเป็นต้องรอผลการคัดเลือกโครงการ IPP ซึ่งอาจจะป้อนไฟฟ้าเข้าระบบส่งในบริเวณเดียวกัน

4. การพิจารณาความพร้อมด้านการจัดหาก๊าซธรรมชาติเพื่อรองรับการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ปตท. ได้ชี้แจงว่าสามารถจัดหาก๊าซธรรมชาติในระยะสั้น (ปี 2551-2556) ได้ประมาณ 3,490 ล้านลูกบาศก์ฟุต สำหรับการจัดหาก๊าซธรรมชาติในระยะยาวตั้งแต่ปี 2557 เป็นต้นไป ปตท. จะนำเข้า LNG ประมาณ 700-1,400 ล้านลูกบาศก์ฟุต และจัดหาก๊าซธรรมชาติจากแหล่งอ่าวไทย และรับซื้อเพิ่มจากประเทศพม่า รวมทั้งนำเข้า LNG เพิ่มขึ้นด้วย และ ปตท. จึงยืนยันว่าสามารถจัดหาก๊าซธรรมชาติสำหรับ SPP ระบบ Cogeneration ตามกำลังการผลิตติดตั้งของ SPP ที่ได้รับการตอบรับซื้อไฟฟ้า ประมาณ 1,000 เมกะวัตต์ ตั้งแต่ปี 2555 เป็นต้นไป และความพร้อมด้านท่อส่งก๊าซธรรมชาติ อย่างไรก็ตาม ขอให้ กฟผ. พิจารณากำหนดวัน COD ให้สอดคล้องกับกำหนดแล้วเสร็จของท่อก๊าซฯ และปริมาณก๊าซฯ ที่จัดหา รวมทั้งพิจารณาความต้องการใช้ไฟฟ้าตามแผน PDP และระดับกำลังผลิตสำรอง (Reserve Margin) ด้วย

5. กระทรวงพลังงานพิจารณาแล้วเห็นว่า โครงการ SPP ได้รับความสนใจจากผู้ลงทุนเป็นจำนวนมาก ได้ยื่นข้อเสนอขายไฟฟ้าเกินกว่าที่ประกาศไว้ ขณะที่ระบบไฟฟ้าไม่สามารถรองรับได้ทั้งหมด จึงเห็นควรรับทราบการพิจารณาตอบรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ระบบ Cogeneration ตามหลักเกณฑ์ข้อจำกัดด้านระบบไฟฟ้า โดยให้สามารถรับซื้อไฟฟ้าได้มากกว่าที่ประกาศไว้ 500 เมกะวัตต์ และควรให้มีการขยายปริมาณรับซื้อไฟฟ้าเกินกว่าที่ประกาศไว้ ทั้งนี้ ไม่เกิน 4,000 เมกะวัตต์ ตามมติ กพช. เมื่อวันที่ 26 ธันวาคม 2549 สำหรับ SPP ที่ยื่นข้อเสนอรายอื่นๆ ที่ยังไม่ได้รับการพิจารณาตอบรับซื้อไฟฟ้าในรอบแรก เห็นควรให้คงไว้รอพิจารณารับซื้อไฟฟ้าควบคู่ไปกับการคัดเลือกโครงการ IPP และพิจารณาวิธีการแก้ไขข้อจำกัดของสายส่งอีกครั้ง ทั้งนี้ มอบหมายให้กระทรวงพลังงานร่วมกับการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง รับไปดำเนินการต่อไป

<u>มติของที่ประชุม</u>

1. รับทราบการพิจารณารับซื้อไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย โดยพิจารณาตอบรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ระบบ Cogeneration ในรอบแรกตามข้อจำกัดของระบบไฟฟ้าในข้อ 3 - 4 และรับทราบความเห็นของกระทรวงพลังงานในข้อ 5
2. เห็นชอบให้ขยายปริมาณพลังไฟฟ้ารับซื้อจากโครงการใหม่ที่เป็นผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ระบบ Cogeneration ได้เกินกว่า 500 เมกะวัตต์ แต่ทั้งนี้ ปริมาณการ

รับซื้อรวมจากโครงการผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กทั้งหมดจะไม่เกิน 4,000 เมกะวัตต์ ตามมติ กพช. เมื่อวันที่ 26 ธันวาคม 2549

เรื่องที่ 5 <u>สถานการณ์ราคาน้ำมันเชื้อเพลิง (ตุลาคม - 12 พฤศจิกายน 2550)</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. เดือนตุลาคม 2550 ราคาน้ำมันดิบดูไบ และเบรนท์ เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 77.49 และ 82.78 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากเดือนที่แล้ว 4.12 และ 5.96 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ตามลำดับ เนื่องจากข่าวกระทรวงพลังงานสหรัฐฯ ประกาศปริมาณสำรองน้ำมัน ณ วันที่ 19 ตุลาคม 2550 ลดลงทุกชนิดซึ่งตรงข้ามกับผลที่นักวิเคราะห์คาดการณ์ไว้ และจากข่าวตุรกีบุกโจมตีกลุ่มกบฏ Kurdish ในบริเวณตอนเหนือของอิรัก ประกอบกับข่าวบริษัท Pemex ปิดท่าขนส่งน้ำมันบริเวณอ่าวเม็กซิโกหลังเกิดพายุหนัก และในช่วงวันที่ 1 - 12 พฤศจิกายน 2550 ราคาน้ำมันดิบดูไบ และเบรนท์ เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 86.56 และ 92.54 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากเดือนที่แล้ว 9.07 และ 9.76 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ตามลำดับ เนื่องจากข่าวสภาพอากาศแปรปรวนบริเวณทะเลเหนือ และข่าวท่อขนส่งน้ำมันดิบ (155,000 บาร์เรลต่อวัน) ของประเทศเยเมนปิดทำการจากเหตุระเบิด

2. ราคาน้ำมันสำเร็จรูปในตลาดจรสิงคโปร์ เดือนตุลาคม 2550 ราคาน้ำมันเบนซินออกเทน 95 และ 92 และน้ำมันดีเซลเฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 88.71 87.46 และ 95.08 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากเดือนที่แล้ว 6.20 6.11 และ 4.37 เหรียญสหรัฐฯต่อบาร์เรล ตามลำดับ ตามราคาน้ำมันดิบ และการปิดซ่อมบำรุงตามแผนของโรงกลั่น Dumai ของอินโดนีเซีย รวมทั้ง International Enterprise Singapore (IES) รายงานปริมาณสำรอง Light Distillate และ Middle Distillate ของสิงคโปร์สิ้นสุดสัปดาห์วันที่ 31 ตุลาคม ลดลง 0.1 และ 0.05 ล้านบาร์เรล ตามลำดับ นอกจากนี้ ราคาน้ำมันดีเซล 0.5% S ได้ทำสถิติสูงสุดอยู่ที่ระดับ 105.25 เหรียญสหรัฐฯต่อบาร์เรล จากข่าวเพลิงไหม้ที่โรงกลั่น S-Oil ของ เกาหลีใต้ และข่าวไต้หวันลดการส่งออกน้ำมันดีเซลลงจากการปิดฉุกเฉิน CDU ที่โรงกลั่น Kaohsiung สำหรับในช่วงวันที่ 1 - 12 พฤศจิกายน 2550 ราคาน้ำมันเบนซินออกเทน 95 และ 92 และน้ำมันดีเซลเฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 99.36 98.20 และ 106.09 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากเดือนที่แล้ว 10.65 10.74 และ 11.00 เหรียญสหรัฐฯต่อบาร์เรล ตามลำดับ ตามราคาน้ำมันดิบ จากข่าวโรงกลั่นของบริษัท Pak-Arab Refinery Ltd ในปากีสถานปิดซ่อมฉุกเฉิน และอุปทานในจีนยังคงตึงตัว รวมทั้งอุปทาน Heating Oil ในยุโรปตึงตัวเช่นกัน

3. ราคาน้ำมันขายปลีก รัฐได้ปรับลดอัตราเงินส่งเข้ากองทุนน้ำมันฯ สำหรับแก๊สโซฮอล์ 95และ 91 ลง 0.20 บาทต่อลิตร ในวันที่ 1 ตุลาคม และปรับลดอัตราเงินส่งเข้ากองทุนน้ำมันฯ น้ำมันดีเซล หมุนเร็วบี 5 ลง 0.30 บาทต่อลิตร ในวันที่ 31 ตุลาคม จากสถานการณ์ราคาน้ำมันและการปรับลดอัตราเงิน ส่งเข้ากองทุนฯส่งผลให้เดือนตุลาคมผู้ค้าน้ำมันปรับราคาขายปลีกน้ำมันเบนซิน 95, 91, แก๊สโซฮอล์ 95,

91, เพิ่มขึ้น 0.40 บาทต่อลิตร จำนวน 3 ครั้ง ปรับราคาน้ำมันดีเซลหมุนเร็ว เพิ่มขึ้น 0.40 บาทต่อลิตร จำนวน 2 ครั้ง และดีเซลหมุนเร็วบี 5 เพิ่มขึ้น 0.40 บาทต่อลิตร จำนวน 1 ครั้ง และ 0.10 บาทต่อลิตร จำนวน 1 ครั้ง ทำให้ราคาขายปลีกน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 91, แก๊สโซฮอล์ 95, 91, ดีเซลหมุนเร็ว, และดีเซลหมุนเร็วบี 5 ณ วันที่ 31 ตุลาคม 2550 อยู่ที่ระดับ 31.19, 30.39, 27.69, 26.89, 28.14 และ 27.14 บาทต่อลิตร ตามลำดับ และรัฐได้ปรับลดอัตราเงินส่งเข้ากองทุนน้ำมันฯ สำหรับแก๊สโซฮอล์ 95 และ 91 ลดลง 0.40 บาทต่อลิตร ในวันที่ 5 พฤศจิกายน และปรับลดอัตราเงินส่งเข้ากองทุนฯ สำหรับน้ำมันดีเซลหมุนเร็ว และดีเซลหมุนเร็วบี 5 0.40 บาทต่อลิตร และ 0.20 บาทต่อลิตร ในวันที่ 5 และ 15 พฤศจิกายน ตามลำดับ จากสถานการณ์ราคาน้ำมันและการปรับลดอัตราเงินส่งเข้ากองทุนฯ ส่งผลให้ผู้ค้าน้ำมันปรับราคาขายปลีกน้ำมันเบนซิน 95, 91, แก๊สโซฮอล์ 95, 91, น้ำมันดีเซลหมุนเร็ว, และดีเซลหมุนเร็วบี 5 เพิ่มขึ้น 0.50 บาท/ลิตร จำนวน 1 ครั้ง ทำให้ราคาขายปลีกน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 91, แก๊สโซฮอล์ 95, 91, ดีเซลหมุนเร็ว และดีเซลหมุนเร็วบี 5 ณ วันที่ 12 พฤศจิกายน 2550 อยู่ที่ระดับ 31.69 , 30.89 , 28.19 , 27.39 , 28.64 , และ 27.64 บาทต่อลิตร ตามลำดับ

4. แนวโน้มราคาน้ำมันในเดือนพฤศจิกายน 2550 คาดว่าราคาน้ำมันดิบดูไบและเบรนท์จะเคลื่อนไหวอยู่ที่ 85 - 90 และ 90 - 95 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ตามลำดับ จากปริมาณสำรองน้ำมันดิบของสหรัฐฯ ลดลง และการเข้าเก็งกำไรในตลาดน้ำมันของกลุ่มเฮดฟันท์ รวมทั้งสถานการณ์ความไม่สงบในประเทศผู้ผลิต สำหรับราคาน้ำมันเบนซิน 95 และน้ำมันดีเซลในตลาดสิงคโปร์เคลื่อนไหวอยู่ที่ระดับ 100 - 105 และ 105 - 110 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ตามลำดับ ตามราคาน้ำมันดิบและจากความต้องการใช้น้ำมันดีเซลที่เพิ่มมากขึ้นในฤดูหนาว รวมทั้ง สภาพเศรษฐกิจโดยเฉพาะค่าเงินดอลลาร์สหรัฐฯ ที่อ่อนค่าลง

5. สถานการณ์ก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) ในเดือนตุลาคม 2550 ราคาก๊าซ LPG ตลาดโลกปรับตัวเพิ่มขึ้น 82 เหรียญสหรัฐฯต่อตัน อยู่ที่ระดับ 650 เหรียญสหรัฐฯ ต่อตัน ตามต้นทุนราคาน้ำมันดิบและความต้องการในภูมิภาคเพิ่มขึ้นเพื่อใช้ในอุตสาหกรรมปิโตรเคมีและความอบอุ่น ขณะที่อุปทานในภูมิภาคตึงตัวจากโรงกลั่นในประเทศไทยปิดดำเนินการซ่อมบำรุงประจำปี และในช่วงวันที่ 1 - 12 พฤศจิกายน 2550 ราคาก๊าซ LPG ในตลาดโลกปรับตัวเพิ่มขึ้น 90 เหรียญสหรัฐฯ ต่อตัน มาอยู่ที่ระดับ 740 เหรียญสหรัฐฯ ต่อตัน ตามต้นทุนราคาน้ำมันดิบ และความต้องการใช้เพื่อความอบอุ่นในช่วงฤดูหนาว และในอุตสาหกรรมปิโตรเคมี แนวโน้มราคาก๊าซ LPG ตลาดโลกในช่วงเดือนธันวาคม 2550 คาดว่าจะเคลื่อนไหวอยู่ที่ระดับ 760 - 765 เหรียญสหรัฐฯ ต่อตัน ประมาณการราคาก๊าซ LPG ณ โรงกลั่นอยู่ที่ระดับ 10.9621 - 10.9645 บาทต่อกิโลกรัม อัตราเงินชดเชยจากกองทุนน้ำมันฯของก๊าซ LPG ที่จำหน่ายในประเทศอยู่ที่ระดับ 0.8922 - 0.8946 บาทต่อกิโลกรัม คิดเป็น 267.34 - 267.96 ล้านบาทต่อเดือน อัตราเงินส่งเข้ากองทุนน้ำมันฯของก๊าซ LPG ส่งออกอยู่ที่ระดับ 7.4890 - 7.532 บาทต่อกิโลกรัม คิดเป็น 56.17 - 56.80 ล้านบาทต่อเดือน ณ อัตราแลกเปลี่ยน 34.1318 บาท/เหรียญสหรัฐฯ

6. สถานการณ์น้ำมันแก๊สโซฮอล์และไบโอดีเซล เดือนตุลาคมมีผู้ประกอบการผลิตเอทานอลเพื่อใช้เป็นเชื้อเพลิงจำนวน 8 ราย แต่ผลิตเอทานอล 7 ราย มีปริมาณการ

ผลิตและจำหน่ายรวม 0.67 และ 0.72 ล้านลิตรต่อวัน ตามลำดับ ราคาเอทานอลแปลงสภาพไตรมาสที่ 1-4 ปี 2550 ลิตรละ 19.33 18.62 16.82 และ 15.29 บาท ตามลำดับ โดยราคาในไตรมาสที่ 1 ปี 2551 มีแนวโน้มเพิ่มขึ้นอยู่ที่ประมาณ ลิตรละ 16.74 บาท ปริมาณเอทานอลสำรองของผู้ผลิต (31 ตุลาคม 2550) มีปริมาณรวม 24.22 ล้านลิตร โดยเดือนตุลาคม และในช่วงวันที่ 1 - 8 พฤศจิกายน มีปริมาณการจำหน่ายน้ำมันแก๊สโซฮอล์ 95 ปริมาณ 4.67 และ 4.63 ล้านลิตรต่อวัน และแก๊สโซฮอล์ 91 ปริมาณ 0.93 และ 0.92 ล้านลิตรต่อวัน ตามลำดับ บริษัทค้าน้ำมันและสถานีบริการที่จำหน่ายน้ำมันแก๊สโซฮอล์ 95 และ 91 จำนวน 11 และ 3 บริษัท และจำนวน 3,661 และ 740 แห่ง ตามลำดับ สำหรับราคาขายปลีกน้ำมันแก๊สโซฮอล์ 95 และ 91 ปัจจุบันอยู่ที่ 28.19 และ 27.39 บาทต่อลิตร ต่ำกว่าราคาน้ำมันเบนซิน 95 และ 91 อยู่ที่ 3.50 บาทต่อลิตร

7. ฐานะกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง ณ วันที่ 12 พฤศจิกายน 2550 มีเงินสดสุทธิ 11,694 ล้านบาท มีหนี้สินค้างชำระ 15,391 ล้านบาท แยกเป็นหนี้พันธบัตร 8,800 ล้านบาท หนี้เงินชดเชยตรึงราคาน้ำมันค้างชำระ 990 ล้านบาท หนี้ชดเชยราคาก๊าซ LPG 5,085 ล้านบาท ภาระดอกเบี้ย (ดอกเบี้ยพันธบัตรอายุ 3 ปี) 516 ล้านบาท ฐานะกองทุนน้ำมันสุทธิติดลบ 3,697 ล้านบาท

<u>มติของที่ประชุม</u>

ที่ประชุมรับทราบ

เรื่องที่ 6 <u>รายงานผลการดำเนินงานของกองทุนเงินอุดหนุนจากสัญญาโรงกลั่นปิโตรเลียม ประจำปีงบประมาณ 2550</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. ตามระเบียบคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติว่าด้วยการบริหารกองทุนเงินอุดหนุนจากสัญญาโรงกลั่นปิโตรเลียม พ.ศ. 2535 และแก้ไขเพิ่มเติม (ฉบับที่ 2) พ.ศ. 2546 ข้อ 13 กำหนดให้ สนพ. จัดทำงบแสดงผลการรับจ่ายเงินในระหว่างปีงบประมาณ และงบแสดงฐานะการเงินของกองทุนฯ ณ วันสิ้นปีงบประมาณ ส่งคณะกรรมการกองทุนเงินอุดหนุนจากสัญญาโรงกลั่นปิโตรเลียม เพื่อเสนอรัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงานเพื่อทราบ และนำเสนอ กพช. เพื่อทราบ ภายในสามสิบวันทำการนับแต่วันสิ้นปีงบประมาณ

2. สำหรับปีงบประมาณ 2550 รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงาน เมื่อวันที่ 29 ธันวาคม 2549 ได้เห็นชอบแผนการใช้จ่ายเงินกองทุนฯ ปีงบประมาณ 2550 - 2552โดยแบ่งงบประมาณ ปีละ 30 ล้านบาท ในกรอบวงเงินรวมทั้งสิ้น 90 ล้านบาท โดยให้มีผลบังคับใช้ตั้งแต่วันที่ 1 ตุลาคม 2549 ทั้งนี้ ในการจัดสรรงบประมาณปี 2550 ให้คณะกรรมการกองทุนฯ พิจารณาจัดสรรเงินกองทุนฯ ในหมวดรายจ่ายต่าง ๆ ให้สอดคล้องกับนโยบายและแผนพัฒนาพลังงานของประเทศทั้งระยะสั้นและระยะยาว เพื่อให้การใช้จ่ายเงินกองทุนฯ เกิดประสิทธิภาพและประสิทธิผลสูงสุด

3. คณะกรรมการกองทุนฯ ได้อนุมัติเงินเพื่อเป็นค่าใช้จ่ายในหมวดรายจ่ายต่าง ๆ แก่หน่วยงานในกระทรวงพลังงาน สำหรับปีงบประมาณ 2550 ได้แก่ สำนักงานปลัดกระทรวงพลังงาน สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กรมธุรกิจพลังงาน กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน และกรมบัญชีกลาง รวมเป็นเงินทั้งสิ้น 22,793,281 บาท ประกอบด้วย 1) หมวดเงินทุนการศึกษา และฝึกอบรม จำนวนเงิน 14,514,690 บาท 2) หมวดการเดินทางเพื่อศึกษา ดูงาน ประชุม อบรม และสัมมนา จำนวนเงิน 5,929,000 บาท 3) หมวดการจัดหาเครื่องมือและอุปกรณ์สำนักงาน จำนวนเงิน 2,049,591 บาท และ 4) หมวดค่าใช้จ่ายในการบริหารงาน จำนวนเงิน 300,000 บาท โดยได้เบิกจ่ายเงินไปแล้วทั้งสิ้น 12,588,738.01 บาท ผูกพันไปปี 2551 ในหมวดทุนการศึกษาและฝึกอบรม เป็นจำนวนเงิน 6,477,090.94 บาท ทั้งนี้ สถานะเงินกองทุนฯ ณ วันที่ 30 กันยายน 2550 มีสินทรัพย์สุทธิ 421,830,816.09 บาท และรายได้ สูงกว่าค่าใช้จ่ายสุทธิ 7,664,166.35 บาท

<u>มติของที่ประชุม</u>

ที่ประชุมรับทราบ