มติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ
ครั้งที่ 4/2550 (ครั้งที่ 113)
วันจันทร์ที่ 4 มิถุนายน พ.ศ. 2550 เวลา 09.00 น.
ณ ห้องประชุม 301 ตึกบัญชาการ ทำเนียบรัฐบาล

---

1. แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2550 - 2564
2. แผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติของประเทศไทยในระยะยาว และแผนแม่บทระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ ฉบับที่ 3 พ.ศ. 2544 - 2554 (ปรับปรุงเพิ่มเติม)
3. แนวทางการจัดตั้งกองทุนพัฒนาชุมชนในพื้นที่รอบโรงไฟฟ้า
4. การออกประกาศเชิญชวนรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (IPP)
5. การจัดตั้งบริษัท กฟผ. อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด
6. แผนงานการสนับสนุนโครงการพลังงานใน 3 จังหวัดชายแดนภาคใต้
7. สถานการณ์ราคาน้ำมันเชื้อเพลิง (1 เมษายน - 28 พฤษภาคม 2550)
8. ปรับเพิ่มอัตรารับซื้อไฟฟ้าจาก Tenaga Nasional Berhad (TNB)
9. การออกประกาศเชิญชวนให้ยื่นขอสัมปทานปิโตรเลียมสำหรับแปลงสำรวจบนบกและในทะเลอ่าวไทย ครั้งที่ 20

นายโฆสิต ปั้นเปี่ยมรัษฎ์ รองนายกรัฐมนตรี ประธานกรรมการ
นายชวลิต พิชาลัย รองผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน แทน ผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กรรมการและเลขานุการ

เรื่องที่ 1 <u>แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2550 - 2564</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. ในการประชุม กพช. เมื่อวันที่ 9 เมษายน 2550 ได้เห็นชอบในหลักการการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า (PDP 2007) โดยใช้ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าเดือนมีนาคม 2550 กรณีฐาน และให้ใช้แผน B2 (กรณีการก่อสร้างโรงไฟฟ้าถ่านหินที่มีความเป็นไปได้) เป็นแผนหลักในการจัดทำแผน PDP 2007 และใช้แผน B3 (กรณีการนำเข้า LNG ในปริมาณ 10 ล้านตันต่อปี และรับซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศเพิ่มขึ้น) เป็นแผนทางเลือก และมอบหมายให้ กฟผ. ดำเนินการจัดทำรายละเอียด

แผนการจัดหาเชื้อเพลิง แผนการลงทุนในระบบผลิตและระบบส่งไฟฟ้า และประมาณการฐานะการเงิน เสนอ กพช. พิจารณาให้ความเห็นชอบต่อไป

2. กฟผ. ได้จัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2550-2564 ซึ่งสรุปสาระสำคัญได้ ดังนี้

2.1 สมมติฐานที่ใช้ในการจัดทำแผน PDP 2007

2.1.1 ใช้ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าเดือนมีนาคม 2550 กรณีฐาน และประมาณการราคาเชื้อเพลิง โดย บมจ.ปตท. และ กฟผ.

2.1.2 โรงไฟฟ้าที่นำมาคัดเลือกเข้าแผนฯ ประกอบด้วย (1) โรงไฟฟ้าพลังความร้อน (ถ่านหิน) 700 เมกะวัตต์ (2) โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม (ก๊าซธรรมชาติ/LNG) 700 เมกะวัตต์ (3) โรงไฟฟ้ากังหันแก๊ส (ดีเซล) 230 เมกะวัตต์ และ (4) โรงไฟฟ้าพลังความร้อน (นิวเคลียร์) 1,000 เมกะวัตต์ โดย โรงไฟฟ้าถ่านหินและนิวเคลียร์มีกำหนดจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเร็วที่สุดในปี 2557 และ 2563 ตามลำดับ

2.1.3 มีการปลดโรงไฟฟ้าออกจากระบบในช่วง 2550-2564 จำนวน 7,689 เมกะวัตต์

2.1.4 คำนึงถึงนโยบาย (1) การส่งเสริมการใช้พลังงานหมุนเวียน (2) การรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) ประเภท Firm เพิ่มขึ้นเป็น 4,000 เมกะวัตต์ (3) การเพิ่มประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าด้วยการติดตั้ง Combined Heat and Power (CHP) ที่โรงไฟฟ้าของ กฟผ. (4) การยกเลิกโครงการ Peak Cut และ (5) มาตรการประหยัดพลังงาน

2.1.5 กำหนดความมั่นคงของระบบไฟฟ้าด้วยตัวชี้วัดโอกาสไฟฟ้าดับ (Loss of Load Probability: LOLP) ไม่เกิน 24 ชั่วโมงต่อปี และกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองประมาณร้อยละ 15

2.2 การรับซื้อไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้าน รัฐบาลไทยมีการพัฒนาความร่วมมือการรับซื้อไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้าน ดังนี้

2.2.1 ***สาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว (สปป.ลาว)*** จำนวน 5,000 เมกะวัตต์ ภายในปี 2558 โดยมี (1) โครงการที่จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบแล้ว 2 โครงการ จำนวน 340 เมกะวัตต์ (2) โครงการ ที่ลงนามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (PPA) แล้วและอยู่ระหว่างการก่อสร้าง 2 โครงการ จำนวน 1,535 เมกะวัตต์ (3) โครงการที่ลงนามในบันทึกความเข้าใจ (MOU) หรือที่ กพช. อนุมัติ Tariff MOU แล้วและอยู่ระหว่างเจรจา PPA 3 โครงการ จำนวน 1,224 เมกะวัตต์ และ (4) โครงการที่อยู่ระหว่างการเจรจาราคาซื้อขายไฟฟ้า 2 โครงการ จำนวน 1,870 เมกะวัตต์

2.2.2 ***สหภาพพม่า*** จำนวน 1,500 เมกะวัตต์ ภายในปี 2553 และตกลงร่วมกันที่จะพัฒนาโครงการบนลุ่มน้ำสาละวิน โดยสหภาพพม่าเสนอ 2 โครงการ จำนวน 8,200 เมกะวัตต์ ประกอบด้วย (1) โรงไฟฟ้าพลังน้ำ Hutgyi และ (2) โรงไฟฟ้าพลังน้ำ

Tasang ขนาดกำลังผลิต 1,200 และ 7,000 เมกะวัตต์ ตามลำดับ และมีการลงทุนพัฒนาโรงไฟฟ้าถ่านหินที่เมืองเชียงตุง ขนาด 270 เมกะวัตต์ ซึ่งจะจำหน่ายในสหภาพพม่าบางส่วน และส่งกลับมาขายให้ประเทศไทยด้วย

2.2.3 ***สาธารณรัฐประชาชนจีน*** จำนวน 3,000 เมกะวัตต์ ภายในปี 2560 โดยพิจารณาจากโครงการที่มีศักยภาพและจีนจะเป็นผู้คัดเลือกโครงการที่เหมาะสมเสนอแก่ไทย

2.3 สาระสำคัญของแผนหลัก PDP 2007 กำลังผลิตไฟฟ้าในช่วง 15 ปีข้างหน้า (ปี 2550-2564) เพิ่มขึ้นสุทธิ 30,532.6 เมกะวัตต์ เมื่อรวมกำลังผลิตติดตั้งในปัจจุบัน (สิ้นเดือนเมษายน 2550) ทำให้กำลังผลิตรวมทั้งหมดเป็น 58,321.1 เมกะวัตต์ โดยแผนการจัดหาแหล่งผลิตแบ่งออกเป็น 2 ช่วง ดังนี้

2.3.1 ***ปี 2550-2553***: โรงไฟฟ้าอยู่ระหว่างการก่อสร้างในปัจจุบัน รวม 7,885.25 เมกะวัตต์ ประกอบด้วย (1) โรงไฟฟ้าที่ก่อสร้างโดย กฟผ. 2,840 เมกะวัตต์ (2) ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (IPP) 3,541.25 เมกะวัตต์ (3) SPP 147.3 เมกะวัตต์ (4) การรับซื้อไฟฟ้าจาก สปป. ลาว 920 เมกะวัตต์ (5) โครงการ CHP 355 เมกะวัตต์ และ (6) โครงการ RPS ที่ กฟผ. ผลิตเอง 81.7 เมกะวัตต์ นอกจากนี้ มีการปลดโรงไฟฟ้าของ กฟผ. จำนวน 1,482.6 เมกะวัตต์ รวมกำลังผลิตเพิ่มขึ้นสุทธิ 6,402.65 เมกะวัตต์

2.3.2 ***ปี 2554-2564***: เป็นช่วงที่ต้องก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่และรับซื้อไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้านเพิ่มขึ้นจำนวน 31,791 เมกะวัตต์ ประกอบด้วย (1) กฟผ. จะสร้างโรงไฟฟ้าใหม่ จำนวน 16 โรงไฟฟ้า รวม 12,400 เมกะวัตต์ (2) การรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP จำนวน 18 โรงไฟฟ้า รวม 12,600 เมกะวัตต์ (3) การรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP 1,700 เมกะวัตต์ และ (4) การรับซื้อไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้าน 5,091 เมกะวัตต์ ทั้งนี้ กฟผ. ได้บรรจุโครงการใน สปป.ลาว ที่ยังไม่ได้มีการลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแต่มีความชัดเจนแล้วไว้ในแผน ได้แก่ โครงการเทินหินบุนส่วนขยาย น้ำงึม 3 น้ำเทิน 1 และน้ำเงี๊ยบ รวมกำลังการผลิต 1,444 เมกะวัตต์

2.4 สาระสำคัญของแผนทางเลือก ในช่วงก่อนปี 2554 เหมือนแผนหลัก ตั้งแต่ปี 2554 เป็นต้นไป พิจารณากรณีที่มีการนำเข้า LNG ปริมาณ 10 ล้านตันต่อปี และรับซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศเพิ่มขึ้น จำนวน 31,791 เมกะวัตต์ ประกอบด้วย (1) กฟผ. จะสร้างโรงไฟฟ้า จำนวน 13 โรงไฟฟ้า รวม 10,300 เมกะวัตต์ (2) การรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP จำนวน 9 โรงไฟฟ้า รวม 6,300 เมกะวัตต์ (3) การรับซื้อ ไฟฟ้าจาก SPP 1,700 เมกะวัตต์ และ (4) การรับซื้อไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้าน 13,491 เมกะวัตต์

2.5 สัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า เมื่อสิ้นปี 2564

2.5.1 ***แผนหลัก*** มีสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงจากก๊าซธรรมชาติ/LNG สูงถึงร้อยละ 62.8 รองลงมาคือ ถ่านหินนำเข้า พลังน้ำ (รวมซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศ) และนิวเคลียร์ มีสัดส่วนร้อยละ 9.8 9.7 และ 9.0 ตามลำดับ

2.5.2 ***แผนทางเลือก*** มีสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงจากก๊าซธรรมชาติ/LNG ลดลงเหลือร้อยละ 43.6 ในขณะที่การผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำ(รวมซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศ) มีสัดส่วนเพิ่มขึ้นเป็น ร้อยละ 28.9

2.6 กำลังการผลิตสำรองต่ำสุด ในแต่ละปีทั้งแผนหลักและแผนทางเลือกจะสูงกว่าร้อยละ 15

2.7 แผนการลงทุนในแผน PDP 2007

2.7.1 ***แผนหลัก*** มีการลงทุนในแหล่งผลิตไฟฟ้าและระบบส่งไฟฟ้ารวม 2,077,542 ล้านบาท จำแนกเป็น (1) การลงทุนของ กฟผ. จำนวน 1,366,528 ล้านบาท ประกอบด้วย ระบบผลิต 771,959 ล้านบาท และระบบส่ง 594,569 ล้านบาท (2) การลงทุนของ IPP SPP และต่างประเทศ รวม 711,014 ล้านบาท

2.7.2 ***แผนทางเลือก*** มีการลงทุนในแหล่งผลิตไฟฟ้าและระบบส่งไฟฟ้ารวม 2,408,478 ล้านบาท จำแนกเป็น (1) การลงทุนของ กฟผ. จำนวน 1,406,395 ล้านบาท ประกอบด้วย ระบบผลิต 714,955 ล้านบาท และระบบส่ง 691,440 ล้านบาท (2) การลงทุนของ IPP SPP และ ต่างประเทศ รวม 1,002,082 ล้านบาท

2.8 ประมาณการฐานะการเงินของ กฟผ. จะมีฐานะการเงินที่ดีมาก ในช่วงปี 2549-2564 โดยมี (1) ROIC ร้อยละ 7.05-9.06 ในปี 2549-2551 และร้อยละ 8.39 ตั้งแต่ปี 2552 เป็นต้นไป (2) อัตราส่วนการลงทุนจากเงินรายได้ (Self Financing Ratio: SFR) ร้อยละ 31.17-79.23 ต่อปี (3) อัตราส่วน รายได้สุทธิต่อการชำระหนี้ (Debt Service Coverage Ratio: DSCR) 1.49-3.01 เท่าต่อปี และ (4) อัตราผลตอบแทนต่อเงินทุน (Return on Equity: ROE) ร้อยละ 8.87-14.18 ต่อปี นอกจากนี้ ยังมีเงินสด ณ วันสิ้นปี อยู่ในระดับที่เพิ่มสูงขึ้นมากจาก 17,194 ล้านบาท ในปี 2549 เป็น 69,456 ล้านบาท ในปี 2564

2.9 ***แผนการจัดหาถ่านหินรองรับโรงไฟฟ้าถ่านหิน 4 โรงของ กฟผ.*** อยู่ระหว่างติดต่อกับผู้ผลิตถ่านหินในประเทศอินโดนีเซีย เวียดนาม และออสเตรเลีย เพื่อจัดหาถ่านหินระยะยาวคุณภาพดีในปริมาณที่เพียงพอตลอดอายุโรงไฟฟ้า

2.10 ***ปริมาณการปล่อยก๊าซที่ก่อให้เกิดมลภาวะทางอากาศจากโรงไฟฟ้าที่ก่อให้เกิดมลภาวะทางอากาศ*** เมื่อเปรียบเทียบโรงไฟฟ้าตาม PDP 2007 แผนหลัก กับแผน PDP ที่ใช้ความต้องการไฟฟ้าฉบับเมษายน 2549 พบว่าปริมาณการปล่อยก๊าซที่ก่อให้เกิดมลภาวะทางอากาศจากโรงไฟฟ้าตามแผน PDP 2007 ต่ำกว่าแผน PDP ที่ใช้ความต้องการไฟฟ้าฉบับเมษายน 2549 มาก โดยเฉพาะ CO_2

2.11 ***โครงการโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ เครื่องที่ 1-4***

2.11.1 การกำหนดให้มีโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ จำนวน 4,000 เมกะวัตต์ เป็นทางเลือกหนึ่งในการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบในลักษณะโรงไฟฟ้าที่ผลิตพลังงานไฟฟ้าตามความต้องการพื้นฐาน (Base Load Plant) เพื่อ (1) สนองความต้องการไฟฟ้าที่เพิ่มสูงขึ้น (2) เพิ่มความมั่นคงในระบบไฟฟ้าและพลังงานของประเทศ (3) เพิ่มประสิทธิภาพ

และความน่าเชื่อถือในการผลิตไฟฟ้า (4) ลดความเสี่ยงด้านราคาเชื้อเพลิง และ (5) เพื่อสนองความต้องการใช้พลังงานที่สะอาด

2.11.2 กพช. ได้แต่งตั้งคณะกรรมการเพื่อเตรียมการศึกษาความเหมาะสมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานนิวเคลียร์ขึ้น เพื่อจัดทำ และเสนอแนะแผนงาน มาตรการ แนวทางในการดำเนินงานการเตรียมความพร้อมด้านต่างๆ การสร้างความเข้าใจที่ถูกต้องและการยอมรับของประชาชน ฯลฯ ซึ่งปัจจุบัน กฟผ. กำลังดำเนินการศึกษาและคัดเลือกสถานที่ตั้งโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ที่เหมาะสมตามมาตรฐานสากล โดยจะต้องมีความเหมาะสมทั้งในด้านวิศวกรรม ความปลอดภัย ด้านสิ่งแวดล้อม และด้านเศรษฐศาสตร์

3. ฝ่ายเลขานุการฯ ได้พิจารณาแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2550-2564 ที่จัดทำโดย กฟผ. แล้ว มีความเห็น ดังนี้

3.1 แผน PDP 2007 แผนหลักที่ กฟผ. เสนอ เป็นแผนที่มีความเหมาะสมในการดำเนินการ อย่างไรก็ตาม ในแผน PDP 2007 กำหนดให้มีโรงไฟฟ้าเอกชนโรงแรกจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบในปี 2555 ซึ่งการดำเนินงานตามแผนดังกล่าวผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนจะมีเวลาในการเตรียมการก่อสร้างประมาณ 4 ปีเท่านั้น ดังนั้น จึงเห็นควรเร่งรัดให้มีการเปิดประมูลการรับซื้อไฟฟ้าจากเอกชนโดยเร็ว เพื่อมิให้เกิดปัญหาต่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้าในช่วงปี 2555

3.2 ค่าความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดที่เกิดขึ้นในเดือนเมษายน 2550 เท่ากับ 22,586 เมกะวัตต์ มีค่าใกล้เคียงกับค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าฉบับเดือนมีนาคม 2550 ที่ได้พยากรณ์ความต้องการ พลังไฟฟ้าในกรณีฐาน และกรณีสูงสำหรับปี 2550 ไว้เท่ากับ 22,513 และ 22,562 เมกะวัตต์ ตามลำดับ โดยความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดที่เกิดขึ้นมีค่าสูงกว่าค่าพยากรณ์ฯ กรณีฐาน และกรณีสูงเล็กน้อย เท่ากับ 73 และ 24 เมกะวัตต์ ตามลำดับ

3.3 แผน PDP 2007 ได้กำหนดให้มีโรงไฟฟ้านิวเคลียร์และโรงไฟฟ้าใหม่เพิ่มขึ้นแทนการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังความร้อนถ่านหินตามแผน PDP ที่ใช้ค่าความต้องการไฟฟ้าฉบับเมษายน 2549 ส่งผลให้การปล่อยมลภาวะทางอากาศลดลงมาก โดยเฉพาะ CO_2 เนื่องจากโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ใช้ยูเรเนียมเป็นเชื้อเพลิง จึงไม่ปล่อยก๊าซที่เป็นมลพิษ เช่น NO_x SO_x และ CO_2 ตลอดจน ไม่ก่อเกิดปรากฏการณ์เรือนกระจกและปัญหาภาวะโลกร้อน (Global Warming) ดังนั้น จึงเห็นควรให้เร่งดำเนินการ ให้ความรู้และสร้างความเข้าใจกับประชาชนในเรื่องโรงไฟฟ้านิวเคลียร์โดยเร็ว เพื่อให้การก่อสร้างโรงไฟฟ้านิวเคลียร์สามารถก่อสร้างได้ตามแผนที่วางไว้ เพื่อลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมในระยะยาว

3.4 การจัดทำประมาณการฐานะการเงินของ กฟผ. ได้กำหนดโดยใช้สมมติฐาน ROIC ในอัตราคงที่เท่ากับร้อยละ 8.39 ซึ่งเป็นหลักเกณฑ์ทางการเงินที่กำหนดขึ้นภายใต้สมมติฐานที่ กฟผ. จะดำเนินการแปลงสภาพเป็น บมจ.กฟผ. ดังนั้น จึงเห็นควรให้มีการศึกษาทบทวน เพื่อให้สอดคล้องกับ สถานภาพปัจจุบันของ กฟผ. ต่อไป

<u>มติของที่ประชุม</u>

1. เห็นชอบแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย แผนหลัก ในปี พ.ศ. 2550-2564 โดยมีโครงการด้านการผลิตไฟฟ้าที่ กฟผ. ดำเนินการเอง จำนวน 16 โครงการ รวม 12,400 เมกะวัตต์ และกำลังการผลิตไฟฟ้าที่จะซื้อจากโครงการขนาดใหญ่ของภาคเอกชน (IPP) จำนวน 12,600 เมกะวัตต์ รวมวงเงินลงทุนของ กฟผ. ทั้งในระบบผลิตและระบบส่งไฟฟ้าจำนวน 1,366,528 ล้านบาท ในช่วงปี 2550-2564 ทั้งนี้ หากมีปัญหาในการจัดหาก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) หรือการก่อสร้างโรงไฟฟ้าถ่านหิน ให้ กฟผ. พิจารณาการรับซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศเพิ่มขึ้นตามแนวทางของแผนทางเลือก สำหรับการอนุมัติโครงการของ กฟผ. นั้น ให้ กฟผ. นำเสนอโครงการที่อยู่ในแผนหลักหรือแผนทางเลือกเสนอกระทรวงพลังงาน เพื่อเสนอต่อคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติตามขั้นตอนต่อไป
2. มอบหมายให้กระทรวงพลังงาน โดย สนพ. และ กฟผ. รับไปประสานงานกับสำนักงานคณะกรรมการส่งเสริมการลงทุน และกระทรวงการคลังร่วมกันพิจารณาแนวทางการส่งเสริมและสนับสนุน เครื่องจักรและอุปกรณ์สำหรับการประกอบกิจการไฟฟ้าที่ผลิตในประเทศ เพื่อเพิ่มสัดส่วนอุตสาหกรรมของไทยให้มากขึ้น

เรื่องที่ 2 <u>แผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติของประเทศไทยในระยะยาว และแผนแม่บทระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ ฉบับที่ 3 พ.ศ. 2544 - 2554 (ปรับปรุงเพิ่มเติม)</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. คณะรัฐมนตรีได้มีมติเมื่อวันที่ 17 พฤษภาคม 2548 เห็นชอบแผนแม่บทระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ ฉบับที่ 3 ปี 2544-2554 (ปรับปรุง) ซึ่งเป็นแผนการลงทุนเพิ่มเติมเพื่อขยายและปรับปรุงระบบท่อส่งก๊าซฯ จำนวน 11 โครงการ วงเงินลงทุนรวม 157,102 ล้านบาท รวมทั้งเห็นชอบในหลักการการจัดหาก๊าซธรรมชาติในระยะยาว ต่อมาเมื่อวันที่ 9 เมษายน 2550 กพช. ได้มีมติเห็นชอบในหลักการการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า (PDP 2007) และเห็นชอบในหลักการแผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติของ ปตท. ตามแผนความต้องการก๊าซธรรมชาติของโรงไฟฟ้าตาม PDP 2007 โดยมอบให้ ปตท. จัดทำรายละเอียดตามแผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติเพื่อนำเสนอ กพช. พิจารณาต่อไป

2. แผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติของประเทศไทย ประกอบด้วย

2.1 แผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติในระยะสั้น คาดว่าความต้องการก๊าซฯ จะเพิ่มขึ้นจากระดับ 3,100 ล้าน ลบ.ฟุต/วัน ณ ปัจจุบัน เป็น 4,860 ล้าน ลบ.ฟุตต่อวัน ในปี 2554 และในระยะยาว ตั้งแต่ปี 2554 เป็นต้นไป คาดว่าความต้องการก๊าซฯ จะเพิ่มขึ้นถึงระดับ 7,400 ล้าน ลบ.ฟุตต่อวัน ในปี 2564 และแผนทางเลือกความ

ต้องการก๊าซฯ จะเพิ่มขึ้นเป็นระดับ 6,200 ล้าน ลบ.ฟุตต่อวัน ในปี 2564 การจัดหาก๊าซฯ จะเพิ่มขึ้น ปี 2550-2554 คาดว่าจะอยู่ที่ระดับประมาณ 1,700-1,850 ล้าน ลบ.ฟุตต่อวัน โดยตั้งแต่ปี 2554 ปตท. มีแผนการนำเข้า LNG ในปริมาณ 10 ล้านตันต่อปี โดยมีปริมาณเริ่มต้น 5 ล้านตันต่อปี จากสัญญาระยะสั้น ในปริมาณ 1-2 ล้านตันต่อปี ในช่วงปี 2554-2555 ซึ่ง ปตท. อยู่ระหว่างการเจรจากับกลุ่มผู้ผลิตโดยตรงและกลุ่มผู้ค้า (Traders) ส่วนสัญญาระยะยาวในปริมาณ 3-5 ล้านตันต่อปี ตั้งแต่ปี 2556-2560 โดยจะมีการจัดหาจากประเทศสาธารณรัฐอิสลามอิหร่าน และแหล่งอื่นๆ เช่น ประเทศออสเตรเลีย อินโดนีเซีย มาเลเซีย รัสเซีย แอฟริกา และการ์ต้า เป็นต้น

2.2 แผนการจัดซื้อก๊าซธรรมชาติเพื่อรองรับความต้องการก๊าซธรรมชาติที่เพิ่มขึ้น

(1) การจัดซื้อก๊าซธรรมชาติเพิ่มเติมที่ได้เจรจาแล้ว ดังนี้

- ในประเทศ ประกอบด้วย แหล่งเจดีเอ แปลง A18 ซึ่งจะเริ่มส่งก๊าซฯ ตามสัญญาในปริมาณ 200 ล้าน ลบ.ฟุตต่อวัน ภายในเดือนเมษายน 2550 และจะเพิ่มเป็น 400 ล้าน ลบ.ฟุตต่อวัน ภายในเดือนเมษายน 2551, แหล่งเจดีเอ แปลง B17&C19 และ B17-01 เริ่มส่งก๊าซฯ ตามสัญญาภายในเดือนพฤศจิกายน 2551 ในช่วง 10 ปีแรก และลดเหลือ 250 ล้าน ลบ.ฟุตต่อวัน ในช่วงปีที่ 11 ถึงปีที่ 16 ทั้งนี้ถ้ามีปริมาณสำรองก๊าซฯ เพิ่มขึ้นปริมาณซื้อขายจะเพิ่มอีกไม่เกิน 200 ล้าน ลบ.ฟุตต่อวัน, แหล่งอาทิตย์ มีปริมาณซื้อขายตามสัญญา 330 ล้าน ลบ.ฟุตต่อวัน เริ่มส่งก๊าซฯ ตามสัญญาภายในเดือนพฤษภาคม 2550, และแหล่งภูฮ่อม มีปริมาณซื้อขายตามสัญญา 80 ล้าน ลบ.ฟุตต่อวัน และจะปรับเพิ่มขึ้นเป็นระยะๆ จนถึงปริมาณสูงสุดที่ 108 ล้าน ลบ.ฟุตต่อวัน เริ่มส่งก๊าซฯ ตามสัญญาภายในเดือนพฤศจิกายน 2549

- ต่างประเทศ ปตท. ได้เจรจาปรับเพิ่มปริมาณซื้อก๊าซฯ ในสัญญาซื้อก๊าซฯ แหล่งยาดานาจากสหภาพพม่าในปริมาณ 40 ล้าน ลบ.ฟุตต่อวัน จากปริมาณตามสัญญา 525 เป็น 565 ล้าน ลบ.ฟุตต่อวัน โดยมีผลตั้งแต่เดือนกันยายน 2549

(2) การจัดซื้อก๊าซธรรมชาติเพิ่มเติมที่อยู่ระหว่างการเจรจา

- ในประเทศ ประกอบด้วย แหล่งอาทิตย์เหนือส่วนเพิ่ม ซึ่งมีปริมาณซื้อขายเริ่มต้นที่ 60 ล้าน ลบ.ฟุตต่อวัน ตั้งแต่เดือนสิงหาคม 2551 และจะเพิ่มขึ้นเป็น 120 ล้าน ลบ.ฟุตต่อวัน ตั้งแต่เดือนตุลาคม 2551 เป็นระยะเวลา 1,050 วัน, แหล่งบงกชใต้ (ส่วนเพิ่มจากแหล่งบงกช) มีปริมาณซื้อขาย 200-350 ล้าน ลบ.ฟุตต่อวัน ในช่วง 12 เดือนแรก คาดว่าจะเริ่มส่งก๊าซฯ ได้ภายในปี 2554, และแหล่งเชฟรอน (ส่วนเพิ่มแหล่งยูโนแคล 123 เดิม) มีปริมาณซื้อขาย 170-500 ล้าน ลบ.ฟุตต่อวัน คาดว่าในส่วนของปริมาณซื้อขายจำนวน 170 ล้าน ลบ.ฟุตต่อวันจะสามารถเริ่มส่งได้ภายในปี 2550

- ต่างประเทศ ประกอบด้วย แหล่ง M9 จากสหภาพพม่า มีปริมาณซื้อขาย 300-500 ล้าน ลบ.ฟุตต่อวัน คาดว่าจะเริ่มส่งก๊าซฯ ได้ภายในปี 2554-2555 และแหล่งนาทูน่าจากอินโดนีเซีย มีปริมาณซื้อขายประมาณ 500-1,000 ล้าน ลบ.ฟุตต่อวัน คาดว่าจะเริ่มส่งก๊าซธรรมชาติภายในปี 2560-2561

2.3 แผนการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว ปตท. สามารถบรรลุการเจรจาซื้อขายกับบริษัท Pars LNG Limited (Pars LNG) โดยได้ลงนามในหลักการข้อตกลง (Head of Agreements หรือ HOA) เพื่อ นำเข้า LNG ปริมาณ 3 ล้านตันต่อปี (หรือเทียบเท่าก๊าซธรรมชาติประมาณ 420 ล้าน ลบ.ฟุตต่อวัน) โดยทั้งสองฝ่ายอยู่ระหว่างเจรจาจัดทำสัญญาซื้อขาย LNG (SPA) เพื่อลงนามต่อไป

2.4 การดำเนินโครงการ LNG Receiving Terminal จะตั้งอยู่บนโครงการท่าเรืออุตสาหกรรม มาบตาพุดระยะที่ 2 ทั้งนี้ ปตท. ได้ลงนามในสัญญาอนุญาตให้ใช้พื้นที่โครงการท่าเรือ ระยะ 2 จำนวนประมาณ 800 ไร่ โดยแบ่งขอบเขตของโครงการ ได้เป็น 2 ระยะ คือ ระยะที่ 1 ประกอบด้วย การก่อสร้างท่าเทียบเรือขนาดรับเรือ LNG สูงสุด 264,000 ลบ. เมตร 1 ท่าและถังเก็บ LNG ขนาด 160,000 ลบ.เมตร จำนวน 2 ถัง รวมทั้งหน่วยเปลี่ยนสถานะของเหลวเป็นก๊าซฯ 1 หน่วย กำลังผลิต 5 ล้านตันต่อปี และระยะที่ 2 ประกอบด้วย การก่อสร้างท่าเทียบเรือ LNG อีก 1 ท่า ขนาดเท่ากับท่าเทียบเรือที่ 1 และท่าเทียบเรือที่ 3 เพื่อรองรับและส่งออกเรือ LNG ขนาดสูงสุด 2,000 ลบ.เมตร และรองรับและส่งออกเรือ LPG ขนาดสูงสุด 3,000 ลบ.เมตร และถังเก็บ LNG ขนาด 160,000 ลบ.เมตร เพิ่มอีกจำนวน 1 ถัง รวมทั้งหน่วยเปลี่ยนสถานะของเหลวเป็นก๊าซฯ เพิ่มอีก 1 หน่วย กำลังผลิต 5 ล้านตันต่อปี สำหรับโครงการระยะที่ 1 มีเงินลงทุนเท่ากับ 33,440 ล้านบาท โดยคาดว่าจะเริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์ได้ในไตรมาสที่ 2 ปี 2554 และระยะที่ 2 มีเงินลงทุนเท่ากับ 15,660 ล้านบาท โดยคาดว่าจะเริ่มดำเนินงานได้ในปี 2557/2558 สำหรับค่าบริการสถานีและผลตอบแทนการลงทุนบริษัทนั้น PTTLNG จะเรียกเก็บค่าดำเนินการในรูปค่าบริการสถานี LNG จาก ปตท. โดยค่าบริการสถานีอยู่ระหว่าง 0.48-0.61 เหรียญสหรัฐฯต่อล้านบีทียูเฉลี่ยตลอดโครงการ

3. ปตท. ได้ขอให้ทบทวนแผนแม่บทระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ ฉบับที่ 3 พ.ศ. 2544-2554 (ปรับปรุง) ที่ ครม. ได้มีมติเห็นชอบเมื่อวันที่ 17 พฤษภาคม 2548 เพื่อให้สอดคล้องกับแผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติและแผน PDP 2007 รวมถึงเพื่อให้สอดคล้องกับสภาวะตลาดการก่อสร้างโครงการในปัจจุบันที่มีต้นทุนเหล็กและค่าก่อสร้างที่ปรับเพิ่มขึ้น โดยได้ขอปรับปรุงเพิ่มเติม ดังนี้

- ระยะที่ 1 : เปลี่ยนแนววางท่อส่งก๊าซฯ ให้ขนานกับทางรถไฟ ซึ่งทำให้ต้องเปลี่ยนวิธีวางท่อเป็นวิธีขุดลอกเพื่อลดกระทบมวลชนในบริเวณแนวท่อส่งก๊าซฯ นอกจากนี้ ปตท. ได้ปรับเพิ่มขีดความสามารถของระบบท่อส่งก๊าซฯ ของโครงการวางท่อก๊าซฯ ไปยังโรงไฟฟ้าพระนครเหนือ จาก 150 ล้าน ลบ.ฟุตต่อวัน เป็น 240 ล้าน ลบ.ฟุตต่อวัน (หรือประมาณร้อยละ 60) ทำให้เงินลงทุนปรับเพิ่มขึ้นจาก 10,323 ล้านบาท เป็น 11,446 ล้านบาท

- ระยะที่ 2 : ปรับเพิ่มกำลังการส่งก๊าซธรรมชาติสูงสุดของระบบท่อส่งก๊าซฯ บนบกเส้นที่ 4 (โครงการวางท่อส่งก๊าซฯ บนบกเส้นที่ 4 (ระยอง-แก่งคอย) จาก 1,100 เป็น 1,400 ล้าน ลบ.ฟุตต่อวัน เพื่อให้สามารถรองรับการนำเข้า LNG ในปริมาณ 10 ล้านตันต่อปี รวมถึงการย้ายจุดที่ท่อจะไปเชื่อมจากอำเภอวังน้อย จังหวัดอยุธยา ไปที่อำเภอแก่งคอย จังหวัดสระบุรี ซึ่งการเปลี่ยนแนวท่อส่งก๊าซฯ จะทำให้ความยาวท่อ

ส่งก๊าซฯ เพิ่มขึ้นจาก 220 กม. เป็น 300 กม. และทำให้เงินลงทุนปรับเพิ่มขึ้นจาก 21,209 ล้านบาท เป็น 39,567 ล้านบาท

- ระยะที่ 3 : เพิ่มกำลังส่งก๊าซธรรมชาติสูงสุดของระบบท่อส่งก๊าซฯ ฝั่งตะวันตกจาก 1,300 เป็น 2,000 ล้าน ลบ.ฟุตต่อวัน โดยติดตั้งหน่วยเพิ่มความดันก๊าซฯ (Compressor) ใช้เงินลงทุนประมาณ 4,197 ล้านบาท เพื่อรองรับแผนการจัดหาก๊าซฯ จากประเทศสหภาพพม่าในปริมาณ 300-600 ล้าน ลบ.ฟุต ต่อวัน และยกเลิกแผนการลงทุนระบบท่อส่งก๊าซฯ ในทะเลฝั่งตะวันตก ทำให้เงินลงทุนปรับลดลงจาก 29,213 ล้านบาท เป็น 4,197 ล้านบาท

- การลงทุนเพิ่มเติมในระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติเชื่อมในทะเล เนื่องจากผลการเจรจาจัดซื้อก๊าซฯ เพิ่มเติมจากอ่าวไทยได้ข้อสรุปที่จะให้ ปตท. รับซื้อก๊าซฯ ณ จุดส่งมอบ ณ ปากหลุม โดย ปตท. จะต้องเป็นผู้รับผิดชอบค่าใช้จ่ายในการวางท่อส่งก๊าซฯ เพื่อเชื่อมจากแหล่งผลิตมายังระบบท่อส่งก๊าซฯ ในทะเลเส้นที่ 3 จึงทำให้ ปตท. ต้องใช้เงินลงทุนรวม 13,510 ล้านบาท

<u>มติของที่ประชุม</u>

1. รับทราบความก้าวหน้าในการดำเนินการตามแผนการจัดซื้อก๊าซธรรมชาติเพิ่มเติมที่ได้มีการเจรจารวมทั้งลงนามในสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติแล้วทั้งในประเทศและต่างประเทศ ได้แก่ แหล่งเจดีเอ แหล่งอาทิตย์ แหล่งภูฮ่อม และแหล่งยาดานา ตามข้อ 2.2 (1)
2. เห็นชอบแผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติทั้งระยะสั้น (ปี 2550-2554) และระยะยาว (ตั้งแต่ปี 2554) ตามข้อ 2.1 และ 2.2 ทั้งนี้ เมื่อการจัดซื้อก๊าซธรรมชาติเพิ่มเติมที่อยู่ระหว่างการเจรจาทั้งในประเทศและต่างประเทศ ตามข้อ 2.2 (2) มีข้อยุติแล้ว ให้ ปตท. นำเสนอผลการเจรจารวมทั้งสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติต่อ กพช. และ ครม. เพื่อให้ความเห็นชอบต่อไป
3. รับทราบความก้าวหน้าในการดำเนินการตามแผนการนำเข้า LNG จากประเทศสาธารณรัฐ อิสลามอิหร่าน ตามหลักการใน HOA ระหว่าง ปตท. กับบริษัท Pars LNG Limited ตามแผนการนำเข้า LNG ทั้งนี้ เมื่อการเจรจามีข้อยุติแล้ว ให้ ปตท. นำเสนอผลการเจรจารวมทั้งสัญญาซื้อขาย LNG ต่อ สนพ. กพช. และ ครม. เพื่อให้ความเห็นชอบต่อไป
4. รับทราบความก้าวหน้าในการดำเนินการโครงการ LNG Receiving Terminal ตามข้อ 2.4 โดยมอบหมายให้ ปตท. เร่งดำเนินการเจรจานำเข้า LNG ให้ได้ปริมาณที่ชัดเจนและสอดคล้องกับแผนการดำเนินการก่อสร้างตามโครงการ LNG Receiving Terminal โดยเฉพาะในปริมาณ 5 ล้านตันแรกสำหรับโครงการระยะที่ 1 ซึ่งมีกำหนดที่จะเริ่มดำเนินการในเชิงพาณิชย์ในไตรมาสที่ 2 ของปี 2554
5. เห็นชอบในหลักการให้ค่าบริการสถานี LNG อันประกอบไปด้วย การให้บริการรับเรือนำเข้า LNG ขนถ่าย เก็บรักษาและแปลงสภาพจากของเหลวเป็นก๊าซฯ และขนส่งเข้าระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติของ ปตท. เป็นส่วนหนึ่งของราคา LNG โดยเห็นควรมอบหมายให้ สนพ. จัดทำหลักเกณฑ์การกำหนดราคา LNG

รวมทั้งหลักเกณฑ์การกำกับดูแลค่าบริการสถานี LNG เพื่อเสนอ กพช. และ ครม. เพื่อให้ความ เห็นชอบต่อไป

6. เห็นชอบกับข้อเสนอการทบทวนแผนแม่บทระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติฉบับที่ 3 พ.ศ. 2544-2554 (ปรับปรุงเพิ่มเติม) ตามข้อ 3 จำนวน 14 โครงการ เป็นวงเงินลงทุน 165,077 ล้านบาท

เรื่องที่ 3 <u>แนวทางการจัดตั้งกองทุนพัฒนาชุมชนในพื้นที่รอบโรงไฟฟ้า</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. ในการประชุม กพช. เมื่อวันที่ 9 เมษายน 2550 ได้มีมติเห็นชอบในหลักการแนวทางการจัดตั้งกองทุนพัฒนาชุมชนในพื้นที่รอบโรงไฟฟ้า และมอบหมายให้ สนพ. ดำเนินการในรายละเอียด และนำเสนอ กพช. เพื่อพิจารณาให้ความเห็นชอบต่อไป

2. แนวทางการจัดตั้งกองทุนพัฒนาชุมชนในพื้นที่รอบโรงไฟฟ้า ประกอบด้วย

2.1 กองทุนพัฒนาชุมชนในพื้นที่รอบโรงไฟฟ้า กำหนดให้มีการจัดตั้งกองทุนฯ ขึ้น มีวัตถุประสงค์เพื่อจัดหาเงินทุนในการพัฒนาคุณภาพชีวิตของประชาชนและสิ่งแวดล้อมในชุมชนพื้นที่ รอบโรงไฟฟ้า ที่ได้รับผลกระทบจากการก่อสร้างโรงไฟฟ้า และเพื่อสร้างสรรค์มิติใหม่ของการอยู่ร่วมกันระหว่างชุมชนกับโรงงานอุตสาหกรรมขนาดใหญ่ ซึ่งจะเป็นแนวทางการพัฒนาที่มั่นคงและยั่งยืน และเป็นแบบอย่างที่ดีสำหรับอุตสาหกรรมอื่นๆ ในอนาคต โดยให้มีการจัดตั้งกองทุนฯ ขึ้นทุกโรงไฟฟ้า ในกรณีที่มีหลายโรงไฟฟ้าอยู่ในบริเวณขอบเขตพื้นที่เดียวกันหรืออยู่ในนิคมอุตสาหกรรมเดียวกันให้มีเพียงกองทุนเดียว ส่วนจังหวัดที่มีโรงไฟฟ้าหลายแห่งแต่ไม่ได้อยู่ในบริเวณเดียวกัน ให้ขึ้นอยู่กับดุลยพินิจของผู้ว่าราชการจังหวัดนั้น ว่าควรจะให้รวมเป็นกองทุนเดียวกันหรือแยกเป็นกองทุนประจำโรงไฟฟ้า นอกจากนี้หลักการในการจัดเก็บเงินเข้ากองทุนฯ จะพิจารณาจัดเก็บในอัตราที่แตกต่างกันตามชนิดของเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า ซึ่งส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมที่แตกต่างกัน เช่น ปัญหากลิ่น มลภาวะทางอากาศ ระบบนิเวศน์ และวิถีการดำเนินชีวิตชุมชน

2.2 ผู้จ่ายเงินเข้ากองทุนฯ กำหนดให้โรงไฟฟ้าในประเทศที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับการไฟฟ้าที่มีปริมาณพลังไฟฟ้าขายเข้าระบบตั้งแต่ 6 เมกะวัตต์ขึ้นไป เป็นผู้จ่ายเงินเข้ากองทุนฯ

2.3 อัตราการจ่ายเงินเข้ากองทุนฯ

2.3.1 โรงไฟฟ้าที่จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบของการไฟฟ้าตั้งแต่วันที่ 1 มกราคม 2554 เป็นต้นไป จะต้องจ่ายเงินเข้ากองทุนฯ ดังนี้ (1) ระหว่างการก่อสร้าง นับตั้งแต่วันที่มีการลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าจนถึงวันเริ่มจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเชิงพาณิชย์ (Commercial Operation Date: COD) กำหนดให้โรงไฟฟ้าต้องจ่ายเงินเข้ากองทุนฯ ตามกำลังการผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้า ในอัตรา 50,000 บาท/เมกะวัตต์/ปี หรือไม่ต่ำกว่า 500,000 บาท/ปี โดยให้จ่าย ณ วันที่มีการลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า

สำหรับปีแรก และวันที่ 1 มกราคม ของปีสำหรับปีต่อๆ ไป และ (2) ภายหลัง COD จนถึงวันที่โรงไฟฟ้าหมดอายุสัมปทาน กำหนดให้โรงไฟฟ้าจ่ายเงินเข้ากองทุนฯ เป็นประจำทุกเดือน ตามจำนวนหน่วยพลังงานไฟฟ้าที่ขายเข้าระบบของการไฟฟ้าในอัตรา ดังนี้

อัตราการจัดเก็บค่าพลังงานไฟฟ้าเข้ากองทุนพัฒนาชุมชนในพื้นที่รอบโรงไฟฟ้า

เชื้อเพลิง	**สตางค์/หน่วย**
ก๊าซธรรมชาติ	1.0
น้ำมันเตา, ดีเซล	1.5
ถ่านหิน, ลิกไนต์	2.0
พลังงานหมุนเวียน - ลม และแสงอาทิตย์ - ชีวมวล กาก และเศษวัสดุเหลือใช้ ขยะชุมชน - พลังน้ำ	 0.0 1.0 2.0

ทั้งนี้ โรงไฟฟ้าใหม่ตามนโยบายการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (IPP) ให้กำหนดเป็นเงื่อนไขในประกาศเชิญชวนการรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) และผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก (VSPP) ให้บวกเพิ่มจากราคาซื้อขายไฟฟ้าตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้า

2.3.2 โรงไฟฟ้าที่จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบของการไฟฟ้าก่อนวันที่ 1 มกราคม 2554 กำหนดให้จ่ายเงินเข้ากองทุนฯ ในข้อ 2.3.1 (2) โดยค่าใช้จ่ายที่เพิ่มขึ้นให้โรงไฟฟ้าสามารถส่งผ่านค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t)

2.3.3 จากกรณีศึกษาประมาณการจ่ายเงินเข้ากองทุนฯ ตามชนิดเชื้อเพลิงของโรงไฟฟ้าที่ดำเนินการในปัจจุบัน ณ ปี 2549 ประกอบด้วยโรงไฟฟ้าของ กฟผ. IPP และ SPP เฉพาะการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานเชิงพาณิชย์และชีวมวล พบว่า ผู้ผลิตไฟฟ้าจะต้องจ่ายเงินเข้ากองทุนฯ รวมประมาณ 1,700 ล้านบาทต่อปี เป็นค่าไฟฟ้าที่นำเข้า F_tประมาณ 1.22 สตางค์ต่อหน่วย ทั้งนี้ จังหวัดที่ได้รับเงินกองทุนฯ สูงสุด 5 ลำดับแรก คือ จังหวัดลำปาง จังหวัดราชบุรี จังหวัดระยอง จังหวัดฉะเชิงเทรา และจังหวัดชลบุรี สำหรับโรงไฟฟ้าพลังน้ำของ กฟผ. ที่มีกำลังการผลิตติดตั้งตั้งแต่ 6 เมกะวัตต์ ขึ้นไป รวมทั้งสิ้น 3,421 เมกะวัตต์ พลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยต่อปี 7,936 ล้านหน่วยต่อปี จะจ่ายเงินเข้ากองทุนฯ รวมประมาณ 160 ล้านบาทต่อปี ดังนั้น ประมาณการจ่ายเงินเข้ากองทุนฯ ณ ปี 2549 รวมโครงการพลังน้ำของ กฟผ. ผู้ผลิตไฟฟ้าจะต้อง จ่ายเงินเข้ากองทุนฯ รวมประมาณ 1,858 ล้านบาทต่อปี เป็นค่าไฟฟ้าที่นำเข้า F_t ประมาณ 1.26 สตางค์ต่อหน่วย

2.4 รูปแบบและการกำกับดูแลกองทุนฯ กำหนดให้มีคณะกรรมการกองทุนฯ ในลักษณะพหุภาคี เป็นผู้กำกับดูแลและบริหารจัดการเงินกองทุนฯ ซึ่งคณะกรรมการฯ ประกอบด้วยผู้แทนจากภาคประชาชนมากกว่าร้อยละ 50 ผู้ทรงคุณวุฒิ ผู้แทนภาครัฐ ผู้แทนโรงไฟฟ้า เป็นต้น โดยให้ผู้ว่าราชการจังหวัดที่โรงไฟฟ้าตั้งอยู่ดำเนินการสรรหาคณะกรรมการฯ ตามระเบียบที่จะมีการยกร่างต่อไป โดยให้มุ่งเน้นการมีส่วนร่วม

จากทุกกลุ่มในชุมชน แล้วนำร่างระเบียบดังกล่าวไปจัดทำการรับฟังความคิดเห็นจากชุมชนรอบโรงไฟฟ้า เพื่อให้ประชาชนได้รับทราบและร่วมแสดงความคิดเห็นเกี่ยวกับการแต่งตั้งคณะกรรมการฯ ที่จะมาทำหน้าที่ในการดูแลผลประโยชน์และพัฒนาชุมชน เป็นการเปิดโอกาสให้ประชาชนได้มีส่วนร่วมในกระบวนการจัดตั้งกองทุนฯ ตั้งแต่แรกเริ่ม ทั้งนี้ เมื่อร่างระเบียบการสรรหาคณะกรรมการฯ ได้ผ่านการรับฟังความคิดเห็นแล้ว ผู้ว่าราชการจังหวัดจึงจะสามารถทำการสรรหาคณะกรรมการฯ ตามวิธีการที่ได้กำหนดไว้ในระเบียบดังกล่าว ซึ่งกรรมการที่ได้รับการแต่งตั้งจะต้องได้รับความเห็นชอบจากประชาชนในชุมชนรอบโรงไฟฟ้าเป็นส่วนใหญ่ด้วย

3. ร่างระเบียบการจัดตั้งกองทุนพัฒนาชุมชนในพื้นที่รอบโรงไฟฟ้า เพื่อให้การจัดตั้งกองทุนฯ ของโรงไฟฟ้าทั่วประเทศเป็นไปในทิศทางเดียวกัน จึงควรจัดทำร่างระเบียบการจัดตั้งกองทุนฯ เพื่อให้ผู้ว่าราชการจังหวัดที่มีโรงไฟฟ้าตั้งอยู่ใช้เป็นกรอบแนวทางในการจัดตั้งกองทุนฯ ต่อไป โดยให้ผู้ว่าราชการจังหวัดสามารถปรับปรุงรายละเอียดปลีกย่อยได้ตามความเหมาะสม เพื่อให้สอดคล้องกับสภาพความเป็นอยู่และความต้องการของชุมชนโดยส่วนรวมในแต่ละพื้นที่ โดยสาระสำคัญของร่างระเบียบการจัดตั้งกองทุนฯ ให้ครอบคลุมประเด็นดังต่อไปนี้

3.1 เจตนารมณ์ของการจัดตั้งกองทุนฯ

3.2 คำนิยาม เพื่อให้เข้าใจตรงกัน เช่น ผู้ได้รับผลประโยชน์ ชุมชนรอบโรงไฟฟ้า

3.3 คณะกรรมการกองทุนฯ ได้แก่ (1) องค์ประกอบของคณะกรรมการ จำนวนกรรมการ สัดส่วนของผู้แทนภาคประชาชน การเลือกสรรประธาน โดยมีผู้แทนสำนักงานพลังงานภูมิภาคที่โรงไฟฟ้าตั้งอยู่เป็นเลขานุการและผู้แทนจากโรงไฟฟ้าเป็นผู้ช่วยเลขานุการ (2) คุณสมบัติของกรรมการ (3) วาระการดำรงตำแหน่ง และ (4) วิธีการปฏิบัติงาน

3.4 กรอบอำนาจหน้าที่ของคณะกรรมการฯ (1) กำหนดหลักเกณฑ์ผู้ได้รับผลประโยชน์จากกองทุนฯ (2) กำหนดหลักเกณฑ์ เงื่อนไข วิธีการปฏิบัติในการเก็บรักษาเงิน การเบิกจ่ายเงิน และการพัสดุ (3) พิจารณาอนุมัติแผนการพัฒนาพื้นที่รอบโรงไฟฟ้าและงบประมาณ ให้สอดคล้องกับความต้องการของชุมชนที่แท้จริงและนำไปสู่การพัฒนาชุมชนอย่างยั่งยืน (4) พิจารณาประเมินผลการปฏิบัติงาน ตามแผนการพัฒนาพื้นที่รอบโรงไฟฟ้า (5) จัดทำรายงานประจำปีเสนอกระทรวงพลังงานทุกสิ้นปีงบประมาณ และเปิดเผยต่อสาธารณชน และ (6) แต่งตั้งคณะอนุกรรมการเพื่อช่วยเหลือการปฏิบัติงานได้ตามความจำเป็น

3.5 กรอบการกำหนดผู้ได้รับผลประโยชน์จากกองทุน ให้กำหนดจากการแบ่งขอบเขตพื้นที่ โดยแบ่งออกเป็น 2 พื้นที่ ได้แก่ (1) ***<u>พื้นที่ชั้นใน</u>*** หมายถึงขอบเขตของพื้นที่ที่อยู่ในรัศมี<u>ขั้นต่ำ</u> 5 กิโลเมตรจากขอบเขตของโรงไฟฟ้า หรือขอบเขตของนิคมอุตสาหกรรมที่โรงไฟฟ้าตั้งอยู่ และ (2) ***<u>พื้นที่ชั้นนอก</u>*** หมายถึงขอบเขตของพื้นที่ที่อยู่นอกเหนือพื้นที่ชั้นใน โดยให้อยู่ในดุลพินิจของคณะกรรมการกองทุนพัฒนาชุมชนในพื้นที่รอบโรงไฟฟ้า ทั้งนี้ ผู้ได้รับผลประโยชน์จากกองทุนให้หมายถึง

ประชาชน หน่วยงานของภาครัฐ องค์กรบริหารส่วนท้องถิ่นหรือองค์กรบริหารส่วนเทศบาลที่อยู่ในพื้นที่ดังกล่าว

3.6 กรอบการใช้จ่ายเงินกองทุน ต้องเป็นการใช้จ่ายเพื่อประโยชน์ของส่วนรวมเป็นหลัก และให้ความสำคัญกับพื้นที่ชั้นในเป็นลำดับแรก โดยอาจจัดสรรเป็นกองทุนไปใช้เพื่อวัตถุประสงค์ (1) ส่งเสริมและพัฒนาอาชีพและคุณภาพชีวิตของชุมชน (2) สนับสนุนการศึกษา ศาสนา วัฒนธรรม กีฬา และดนตรี (3) สนับสนุนการสาธารณสุขและสิ่งแวดล้อม ฯลฯ (4) สนับสนุนการพัฒนาพลังงานหมุนเวียน (5) เป็นหลักประกันเพื่อชดเชยความเสียหายทันทีจากผลกระทบที่มีสาเหตุจากโรงไฟฟ้า (6) ค่าตอบแทนและค่าใช้จ่ายในการปฏิบัติงานของคณะกรรมการ และ (7) อื่นๆ ตามที่คณะกรรมการฯ กำหนด เช่น ใช้เป็นส่วนลดค่าไฟฟ้าให้กับครอบครัวในชุมชนรอบโรงไฟฟ้า

3.7 การบัญชีของกองทุนฯ ให้จัดทำตามหลักสากล ตามแบบและหลักเกณฑ์ที่คณะกรรมการกำหนด รวมทั้งต้องจัดให้มีการตรวจสอบภายในเกี่ยวกับการเงินและการบัญชี และการพัสดุของกองทุน

3.8 การตรวจสอบการดำเนินงานของคณะกรรมการฯ โดยภาคประชาชน ควรจัดทำรายงานประจำปีเสนอกระทรวงพลังงานทุกสิ้นปีงบประมาณ และเปิดเผยต่อสาธารณชน โดยรายงานดังกล่าวให้แสดงถึงผลการดำเนินงานของคณะกรรมการในปีที่ผ่านมา รวมทั้งเหตุผลในการตัดสินใจในเรื่องต่างๆ งบดุล งบการเงิน และบัญชีทำการ พร้อมทั้งรายงานของผู้สอบบัญชี และแผนงานที่จะดำเนินการในภายหน้าของคณะกรรมการ

3.9 การพิจารณากรณีพิพาทระหว่างโรงไฟฟ้ากับชุมชน

3.10 การมีผลบังคับใช้ โดยให้มีผลตั้งแต่ วันที่ 1 มกราคม 2551 เป็นต้นไป โดยให้ผู้ว่าราชการจังหวัดเป็นผู้รักษาการตามระเบียบนี้

4. ขั้นตอนในการดำเนินการ

4.1 กระทรวงพลังงานดำเนินการยกร่างระเบียบการสรรหาคณะกรรมการกองทุนพัฒนาชุมชนในพื้นที่รอบโรงไฟฟ้า และระเบียบการจัดตั้งกองทุนพัฒนาชุมชนในพื้นที่รอบโรงไฟฟ้า เพื่อเป็นต้นแบบในการสรรหากรรมการ และการดำเนินงานของกองทุนฯ อยู่ในกรอบแนวทางเดียวกัน

4.2 กระทรวงมหาดไทยและกระทรวงพลังงานร่วมกันดำเนินการจัดตั้งกองทุนพัฒนาชุมชนในพื้นที่รอบโรงไฟฟ้า ดำเนินการสรรหากรรมการ และดำเนินการอื่นๆ ที่จำเป็นสำหรับการจัดตั้งกองทุนฯ สำหรับโรงไฟฟ้าแต่ละแห่งให้แล้วเสร็จภายในปี 2550

4.3 ให้เริ่มเรียกเก็บเงินจากผู้ผลิตไฟฟ้าตั้งแต่วันที่ 1 กรกฎาคม 2550 โดยให้ผู้ผลิตไฟฟ้าแต่ละรายจ่ายเงินโดยตรงให้แก่กองทุนพัฒนาชุมชนในพื้นที่รอบโรงไฟฟ้า แต่ในช่วงที่ยังไม่ได้มีการจัดตั้งกองทุนฯ (คือตั้งแต่วันที่ 1 กรกฎาคม 2550 จนถึงวันที่ 31 ธันวาคม 2553) ให้ กฟผ. เป็นผู้จ่ายเงินเข้ากองทุนฯ ไปก่อน

5. สมาคมผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน ได้มีข้อกังวลเกี่ยวกับการจัดตั้งกองทุนพัฒนาชุมชนในพื้นที่ รอบโรงไฟฟ้า ดังนี้

5.1 ในการสรรหากรรมการฯ ควรพิจารณาอย่างรอบคอบเพื่อไม่ให้เกิดปัญหาการเข้ามาใช้อำนาจในทางมิชอบของนักการเมืองท้องถิ่น จึงควรกำหนดคุณสมบัติของกรรมการให้ชัดเจน

5.2 การดำเนินงานการจัดเก็บเงินภาษีสิ่งแวดล้อมของกระทรวงการคลัง และการจัดเก็บค่าการปล่อยมลพิษของกรมโรงงานอุตสาหกรรม ซึ่งอยู่ระหว่างการพิจารณาอาจทำให้โรงไฟฟ้าต้องรับภาระซ้ำซ้อน ซึ่งภาระดังกล่าวจะถูกผลักไปยังผู้ใช้ไฟฟ้าในที่สุด จึงเห็นควรให้ข้อสังเกตสำหรับหน่วยงานที่รับผิดชอบการดำเนินงานดังกล่าวในการพิจารณาจัดเก็บภาษีหรือค่าธรรมเนียมให้คำนึงถึงความซ้ำซ้อนด้วย

<u>มติของที่ประชุม</u>

1. เห็นชอบแนวทางและขั้นตอนการจัดตั้งกองทุนพัฒนาชุมชนในพื้นที่รอบโรงไฟฟ้าตาม รายละเอียดในข้อ 2-4 โดยกำหนดให้มีการจัดตั้งกองทุนให้แล้วเสร็จภายในวันที่ 31 ธันวาคม 2550
2. มอบหมายให้กระทรวงพลังงานร่วมกับกระทรวงมหาดไทย กระทรวงการคลัง กระทรวงอุตสาหกรรม และสำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา พิจารณาดำเนินการยกร่างระเบียบการสรรหาคณะกรรมการกองทุนพัฒนาชุมชนในพื้นที่รอบโรงไฟฟ้า และระเบียบการจัดตั้งกองทุนพัฒนาชุมชนในพื้นที่รอบโรงไฟฟ้าเพื่อใช้เป็นต้นแบบให้แล้วเสร็จโดยเร็ว
3. ให้แต่งตั้งคณะทำงานเพื่อพิจารณาการจัดตั้งกองทุนหรือจัดเก็บภาษีค่าธรรมเนียมทางด้านสิ่งแวดล้อมต่างๆ มิให้มีความซ้ำซ้อนกัน โดยมีผู้แทนจากกระทรวงอุตสาหกรรม กระทรวงพลังงาน กระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม สำนักงานเศรษฐกิจการคลัง และกรมบัญชีกลาง และให้ปลัดกระทรวงพลังงานเป็นประธานคณะทำงาน

เรื่องที่ 4 <u>การออกประกาศเชิญชวนรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (IPP)</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. คณะรัฐมนตรีเมื่อวันที่ 9 ธันวาคม 2546 ได้มีมติเห็นชอบข้อเสนอการปรับโครงสร้างกิจการไฟฟ้า และแนวทางการกำกับดูแลตามที่กระทรวงพลังงานเสนอ โดยในรายละเอียดกำหนดบทบาทของผู้ประกอบการเอกชนในการผลิตไฟฟ้าในอนาคตด้วยวิธีการเปิดประมูลแข่งขัน โดยให้องค์กรกำกับดูแลที่จะจัดตั้งขึ้นเป็นผู้กำหนดกฎเกณฑ์และเงื่อนไขการประมูล ที่มีความชัดเจน โปร่งใสและเป็นธรรมต่อผู้ลงทุน นอกจากนี้ กพช. ได้มีมติเมื่อวันที่ 6 พฤศจิกายน 2549 เห็นชอบนโยบายและแผนพัฒนาพลังงานของประเทศ โดย ในแผนการจัดหาพลังงาน ได้กำหนดให้มีการส่งเสริมบทบาทของภาคเอกชนให้มีส่วนร่วมในการผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้น โดยเร่งรัดการ

ออกประกาศเชิญชวนการรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP และต่อมา กพช. มีมติเมื่อวันที่ 9 เมษายน 2550 เห็นชอบในหลักการการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า (PDP 2007) ซึ่งกำหนดให้มีการจัดหาไฟฟ้าจาก IPP ด้วย

2. กฟผ. ได้ออกประกาศรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP รอบแรก เมื่อวันที่ 15 ธันวาคม 2537 จำนวน 3,800 เมกะวัตต์ และกำหนดยื่นข้อเสนอภายในวันที่ 30 มิถุนายน 2538 แบ่งการรับซื้อไฟฟ้าเป็น 2 ระยะ คือ ระยะที่ 1 จำนวน 1,000 เมกะวัตต์ กำหนดแล้วเสร็จปี 2539-2543 และระยะที่ 2 จำนวน 2,800 เมกะวัตต์ กำหนดแล้วเสร็จปี 2544 และ 2545 เมื่อถึงกำหนดวันยื่นข้อเสนอมีผู้ยื่นข้อเสนอ 32 ราย รวม 50 โครงการ ประกอบด้วยข้อเสนอ 88 ทางเลือก รวมกำลังการผลิตทั้งสิ้น 39,000 เมกะวัตต์ หรือประมาณ 9 เท่าของกำลังการผลิตที่ต้องการ โดยใช้เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ 37 ราย ถ่านหิน 12 ราย และออริมัลชั่น 1 ราย ซึ่งคณะอนุกรรมการประเมินและคัดเลือกข้อเสนอฯ ได้พิจารณาคัดเลือกมีโครงการที่ผ่านการคัดเลือกรอบแรก 21โครงการ ซึ่งต่อมาคณะอนุกรรมการประเมินและคัดเลือกฯ ได้คัดเลือก IPP จำนวน 7 โครงการ จากโครงการที่ผ่านการคัดเลือกรอบแรกรวม 5,835 เมกะวัตต์ ทั้งนี้ โครงการ IPP ที่ได้รับการคัดเลือกดังกล่าวได้มีการปรับปรุงแก้ไขสัญญาซื้อขายไฟฟ้าและกำลังการผลิตให้สอดคล้องกับสถานการณ์ที่เปลี่ยนแปลงไป ทำให้กำลังการผลิตของ IPP ปัจจุบันเป็น 6,677.5 เมกะวัตต์

3. การดำเนินงานออกประกาศเชิญชวนการรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP รอบใหม่ สนพ. ได้จัดจ้างที่ปรึกษาเพื่อเตรียมการออกประกาศเชิญชวนรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP สำหรับการจัดหาไฟฟ้าในช่วงปี พ.ศ. 2555-2557 และได้จัดการสัมมนา เรื่อง "การออกประกาศเชิญชวนการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน" เพื่อนำเสนอข้อมูลเกี่ยวกับวัตถุประสงค์การออกประกาศเชิญชวนฯ จำนวนกำลังการผลิต ขั้นตอนการประเมินคัดเลือกผู้ยื่นข้อเสนอ และเงื่อนไขโครงการพัฒนาชุมชนรอบโรงไฟฟ้า จำนวน 2 ครั้ง คือ (1) วันที่ 15 ธันวาคม 2549 เพื่อรับฟังความเห็นและข้อเสนอแนะจากหน่วยงานราชการ รัฐวิสาหกิจ นักลงทุน ผู้ให้เงินกู้ สำนักงานกฎหมาย และหน่วยงานอื่นที่เกี่ยวข้อง และ (2) วันที่ 28 ธันวาคม 2549 เพื่อรับฟังความเห็นและข้อเสนอแนะจากผู้ที่มีผลกระทบต่อการกำหนดนโยบายด้านพลังงาน ซึ่งความเห็นและข้อเสนอแนะจากการสัมมนาดังกล่าว สนพ. ได้นำมาใช้ประกอบการพิจารณาการจัดทำเอกสารสำหรับการออกประกาศเชิญชวนรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP ด้วย และบริษัทที่ปรึกษาได้จัดทำร่างเอกสารการออกประกาศเชิญชวนรับซื้อไฟฟ้า (Request For Proposals Package: RFP Package) แล้วเสร็จ ประกอบด้วย ประกาศเชิญชวนการรับซื้อไฟฟ้าต้นแบบสัญญาซื้อขายไฟฟ้าสำหรับโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติ/ถ่านหิน (Power Purchase Agreement: PPA) สัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติหลัก (Master Gas Sale Agreement: MGSA) ข้อมูลระบบส่งไฟฟ้า ข้อมูลระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ เป็นต้น

4. ข้อเสนอแนวทางการออกประกาศเชิญชวนการรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP รอบใหม่สำหรับการ จัดหาไฟฟ้าในช่วงปี พ.ศ. 2555-2557 สรุปได้ดังนี้

4.1 การกำหนดแนวทางการรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP รอบใหม่ สำหรับการจัดหาไฟฟ้าในช่วงปี พ.ศ. 2555-2557 ยังคงใช้แนวทางเดียวกับการออกประกาศเชิญชวนฯ เมื่อปี พ.ศ. 2537 โดยใช้วิธีเปิดประมูลแข่งขัน

4.2 การจัดสรรปริมาณกำลังการผลิตไฟฟ้า ใช้ประมาณการความต้องการกำลังการผลิตไฟฟ้าตามแผน PDP 2007 ซึ่งจัดสรรกำลังการผลิตในช่วงปี พ.ศ. 2555-2557 ให้ IPPs จำนวน 3,200 เมกะวัตต์ โดยมีจำนวนกำลังการผลิตในแต่ละปี ดังนี้ ปี 2555 และปี 2556 จำนวนปีละ 800 เมกะวัตต์ และปี 2557 จำนวนปีละ 1,600 เมกะวัตต์ รวม 3,200 เมกะวัตต์

4.3 กำหนดการออกประกาศเชิญชวนการรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP รอบใหม่ ดังนี้ (1) ออกประกาศเชิญชวน เดือนมิถุนายน 2550 (2) กำหนดการ IPP ยื่นข้อเสนอ เดือนตุลาคม 2550 (3) ประเมินและคัดเลือกแล้วเสร็จ เดือนธันวาคม 2550 (4) ลงนามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแล้วเสร็จ เดือนมิถุนายน 2551 (5) จัดหาเงินกู้แล้วเสร็จ (Financial Closed) เดือนมิถุนายน 2552 (6) เริ่มการก่อสร้างโรงไฟฟ้า เดือนมิถุนายน 2552 (7) วันเริ่มจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเชิงพาณิชย์สำหรับโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติ (COD) เดือนมกราคม 2555 และ (8) วันเริ่มจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเชิงพาณิชย์สำหรับโรงไฟฟ้าถ่านหิน (COD) เดือนมกราคม 2556

4.4 เงื่อนไขและลักษณะโครงการ ประกอบด้วย (1) อายุสัญญาซื้อขายไฟฟ้า 25 ปี นับจากวันจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเชิงพาณิชย์ (Commercial Operation Date: COD) โดยจะต้องขายไฟฟ้าเข้าระบบของ กฟผ. เท่านั้น (2) ลักษณะของโรงไฟฟ้า เป็นโรงไฟฟ้าประเภท Base Load และผลิตไฟฟ้าตามที่ กฟผ. สั่งการ (3) ขนาดกำลังการผลิตต่อหนึ่งชุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (1 Unit) มีขนาดไม่เกิน 800 เมกะวัตต์ต่อ 1 Unit และขนาดโรงไฟฟ้าต่อ 1 ข้อเสนอต้องไม่เกิน 1,600 เมกะวัตต์ (4) ให้ผู้ยื่นข้อเสนอเป็นผู้เสนอประเภทเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า โดยใช้พลังงานที่สะอาดเป็นที่ยอมรับของประชาชน ราคาเชื้อเพลิงมีเสถียรภาพ และมีการจัดหาเชื้อเพลิงที่แน่นอน ซึ่งได้แก่ ก๊าซธรรมชาติจากแหล่งภายในประเทศหรือต่างประเทศ (รวม LNG) และถ่านหิน (5) ให้ผู้ยื่นข้อเสนอเป็นฝ่ายเสนอสถานที่ตั้งโรงไฟฟ้า ทั้งนี้โรงไฟฟ้าจะต้องตั้งอยู่ในประเทศไทย และ (6) ผู้ผลิตไฟฟ้าจะต้องปฏิบัติตามข้อกำหนดด้านสิ่งแวดล้อมของกรมโรงงานอุตสาหกรรม กระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อมและหน่วยงานอื่นที่เกี่ยวข้อง

4.5 กำหนดคุณสมบัติของ IPPs จะต้องมีประสบการณ์ในด้านการผลิตไฟฟ้า มีฐานะการเงินที่มั่นคง โดยสามารถจัดหาแหล่งเงินกู้ในการดำเนินการในเงื่อนไขที่ดีได้ ทั้งนี้เพื่อให้ขั้นตอน การประมูลมีความโปร่งใสและเป็นธรรม ส่งเสริมให้การมีส่วนร่วมของภาคเอกชนเป็นไปอย่างยั่งยืนและราบรื่น จึงกำหนดเงื่อนไขสำหรับการเข้าร่วมการประมูลแข่งขันของรัฐวิสาหกิจ ดังนี้ (1) ไม่อนุญาตให้รัฐวิสาหกิจเข้าร่วมการยื่นข้อเสนอโดยตรงหรือร่วมกับบริษัทอื่นที่ยื่นข้อเสนอ และ (2) บริษัทหรือกลุ่มบริษัทใดๆ ที่รัฐวิสาหกิจถือหุ้นโดยตรงหรือโดยอ้อมจะสามารถเข้าร่วมการประมูลได้เมื่อสัดส่วนการถือหุ้นโดยรัฐวิสาหกิจในบริษัท/กลุ่มบริษัทนั้น ไม่เกินร้อยละ 50 และข้อจำกัดข้างต้นให้มีผลในทางปฏิบัติตั้งแต่วันยื่นประมูลจนหมดอายุสัญญาซื้อขายไฟฟ้า

4.6 อัตราค่าไฟฟ้า แบ่งเป็น 2 ส่วน คือ (1) ค่าความพร้อมจ่าย (Availability Payment: AP) เป็นค่าพลังไฟฟ้าที่ครอบคลุมต้นทุนการก่อสร้างโรงไฟฟ้า ค่าใช้จ่ายคงที่ในการผลิตและบำรุงรักษาและค่าอะไหล่ ค่าประกันภัย และผลตอบแทนสำหรับส่วนของผู้ถือหุ้น และ (2) ค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment: EP) เป็นค่าใช้จ่ายเชื้อเพลิงจริงตามที่โรงไฟฟ้าใช้และครอบคลุมค่าใช้จ่ายผันแปรในการผลิตและบำรุงรักษา

4.7 ผู้ยื่นข้อเสนอสามารถขอรับการส่งเสริมการลงทุนจากคณะกรรมการส่งเสริมการลงทุนได้ตามเงื่อนไขที่คณะกรรมการส่งเสริมการลงทุนกำหนด

4.8 กำหนดเป็นเงื่อนไขในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า ให้ผู้ผลิตไฟฟ้าจะต้องจัดสรรเงินรายได้ตามหน่วยไฟฟ้าที่จำหน่ายให้ กฟผ. ตามอัตราและหลักเกณฑ์ที่ กพช. และกระทรวงพลังงาน จะกำหนดเพื่อจัดตั้งเป็นกองทุนสำหรับโครงการพัฒนาชุมชนรอบโรงไฟฟ้า

4.9 สนพ. จะเป็นผู้ดำเนินการออกประกาศเชิญชวนฯ ในช่วงเดือนมิถุนายน 2550 โดยจะจำหน่ายเอกสาร RFP Package ในราคาชุดละ 100,000 บาท เป็นเวลาประมาณ 1 เดือน ซึ่งผู้สนใจสามารถซื้อและยื่นข้อเสนอมายัง สนพ. ได้ภายในระยะเวลา 4 เดือนนับจากวันที่เริ่มขายเอกสารฯ และ สนพ. จะจัดการสัมมนาเพื่อตอบข้อซักถามเกี่ยวกับเงื่อนไขการประมูล (Pre-Bid Meeting) ประมาณ 1 เดือนหลังจากวันเริ่มจำหน่ายเอกสารฯ ทั้งนี้ หลังจากการออกประกาศเชิญชวนฯ กระทรวงพลังงานสงวนสิทธิ ที่จะปรับปรุงเอกสาร RFP Package ได้ตามความเหมาะสมภายในกรอบที่ กพช. อนุมัติ โดยจะแจ้งให้ผู้เข้าร่วมการประมูลรับทราบก่อนการยื่นข้อเสนอ

4.10 ผู้เข้าร่วมการประมูลแข่งขันจะต้องยื่นข้อเสนอแบ่งเป็น 2 ซองแยกออกจากกัน คือ ซองด้านเทคนิคและซองด้านราคา โดยผู้ยื่นข้อเสนอจะต้องจ่ายค่าธรรมเนียมการประเมินและคัดเลือก (Evaluation Fee) จำนวน 2,000,000 บาท และหนังสือค้ำประกันการยื่นซองประมูลราคา (Bid Bond) จำนวน 500 บาทต่อกำลังการผลิต 1 กิโลวัตต์ (500,000 บาทต่อกำลังการผลิต 1 เมกะวัตต์) โดย ณ สถานที่ตั้งโรงไฟฟ้าเดียวกัน ผู้ยื่นข้อเสนอรายหนึ่งสามารถยื่นข้อเสนอได้สูงสุด 2 ข้อเสนอเท่านั้น คือ เครื่องกำเนิดไฟฟ้า 1 ชุดหรือ เครื่องกำเนิดไฟฟ้า 2 ชุด (ผู้ยื่นข้อเสนอไม่สามารถยื่นข้อเสนอได้มากกว่า 1 ข้อเสนอโดยมีขนาดกำลังการผลิตเท่ากัน ณ สถานที่ตั้งโรงฟ้าเดียวกัน)

4.11 การประเมินคัดเลือกข้อเสนอดำเนินการโดยคณะอนุกรรมการประเมินและคัดเลือก ข้อเสนอการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน ภายใต้คณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน ซึ่งมีอำนาจหน้าที่ในการประเมินและคัดเลือกข้อเสนอที่ได้รับจากการประกาศรับซื้อไฟฟ้า จากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน และดำเนินการเจรจาเพื่อจัดทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าระหว่าง กฟผ. กับผู้ยื่นข้อเสนอและเสนอผลการเจรจาและคัดเลือกต่อรัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงานให้ความเห็นชอบ เพื่อให้ กฟผ. ดำเนินการลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ยื่นข้อเสนอต่อไป โดยการดำเนินงานของคณะอนุกรรมการฯ สามารถจัดจ้างที่ปรึกษาทางด้านเทคนิค กฎหมาย และ

การเงิน ตลอดจนจ้างบุคลากรเพื่อช่วยเหลือและสนับสนุนการดำเนินงานของคณะอนุกรรมการฯ ได้ โดยการประเมินผู้ยื่นข้อเสนอฯ ดำเนินการเป็น 2 ระยะ ดังนี้

(1) ระยะที่ 1 การประเมินข้อเสนอทางด้านเทคนิคและอื่นๆ ที่ไม่ใช่ด้านราคา (Compliance and Non-price Factor Review) คณะอนุกรรมการฯ จะพิจารณาจากปัจจัยต่างๆ ที่ไม่ใช่ด้านราคา อาทิ ประสบการณ์ด้านการผลิตไฟฟ้า โรงไฟฟ้าสามารถปฏิบัติตามเงื่อนไขทางเทคนิคในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า เทคโนโลยีที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า สถานที่ตั้งโรงไฟฟ้า การเชื่อมโยงระบบส่ง/ระบบเชื้อเพลิง ผลกระทบทางด้านสิ่งแวดล้อม เป็นต้น โดยผู้ยื่นข้อเสนอที่ได้คะแนนผ่านเกณฑ์ที่กำหนด จึงจะได้รับการประเมินข้อเสนอด้านราคาต่อไป

(2) ระยะที่ 2 การประเมินข้อเสนอทางด้านราคา (Price Evaluation) จะพิจารณาจากราคาไฟฟ้าเฉลี่ยต่อหน่วยตลอดอายุโครงการ (Levelized Unit Cost) ซึ่งผู้ยื่นข้อเสนอจะต้องใช้สมมติฐานในการคำนวณราคาค่าไฟฟ้าตามที่กำหนดใน RFP Package เช่น สมมติฐานราคาเชื้อเพลิง อัตราเงินเฟ้อ อัตราส่วนลด (Discount Rate) การสั่งการเดินเครื่อง ต้นทุนค่าระบบส่ง (New Transmission Facility: NTF) (บาท/กิโลเมตร) ต้นทุนการปรับปรุงระบบส่งของ กฟผ. (Transmission System Upgrade: TSU) เป็นต้น นอกจากนี้ เพื่อเป็นการปรับลดความเสี่ยงจากความผันผวนของอัตราแลกเปลี่ยนในการรับซื้อ ไฟฟ้าจาก IPP จึงกำหนดให้ผู้ยื่นข้อเสนอรับความเสี่ยงเรื่องอัตราแลกเปลี่ยนเพิ่มขึ้น โดยสามารถปรับค่าอัตราแลกเปลี่ยนในค่าความพร้อมจ่าย (Availability Payment: AP) ก่อนการลงนามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าได้

คณะอนุกรรมการฯ จะเสนอรายชื่อผู้ที่ได้รับการคัดเลือกโดยเรียงตามลำดับผู้ที่มีราคาไฟฟ้าเฉลี่ยต่อหน่วยตลอดอายุโครงการต่ำสุดเป็นลำดับที่ 1 เสนอต่อ รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงานพิจารณาอนุมัติ และจะประกาศรายชื่อผู้ได้รับการคัดเลือก (Short List) โดยผู้ได้รับการคัดเลือกจะต้องเสียค่าธรรมเนียมเพื่อการดำเนินการในขั้นตอนการจัดทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (Contract Finalization Fee) จำนวนรายละ 4,000,000 บาท (สี่ล้านบาทถ้วน)

4.12 การเจรจาสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (PPA) กระทรวงพลังงานจะส่งร่างสัญญาซื้อขายไฟฟ้าและร่างสัญญาอื่นๆ ให้สำนักงานอัยการสูงสุดพิจารณาโดยเร็วที่สุด โดยจะแจ้งการเปลี่ยนแปลงให้ผู้สนใจลงทุนทราบก่อนการยื่นข้อเสนอโครงการ โดยคาดว่าการเจรจาจะใช้ระยะเวลาประมาณ 6 เดือน หากกระทรวงพลังงานไม่สามารถยุติการเจรจาต่อรองดังกล่าวกับผู้ได้รับคัดเลือก กระทรวงพลังงานขอสงวน สิทธิคืนเฉพาะ Bid Bond และเก็บค่าธรรมเนียม Contract Finalization Fee ไว้ หากกรณีที่เกิดข้อผิดพลาดใด อันเป็นสาเหตุเนื่องจากผู้ได้รับคัดเลือกใน Short List กระทรวงพลังงานขอสงวนสิทธิเก็บทั้งค่าธรรมเนียมและ Bid Bond ไว้ ทั้งนี้ สามารถเรียกผู้ที่ได้รับการคัดเลือกในลำดับถัดไปมาเจรจา PPA ต่อไป

ผู้ได้รับคัดเลือกที่ผ่านการเจรจา PPA แล้วเสร็จจะลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. ได้ต่อเมื่อได้รับการอนุมัติรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม (EIA) จากสำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม (สผ.) หรือกระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อมแล้ว

5. ฝ่ายเลขานุการฯ มีข้อเสนอเพื่อพิจารณา ดังนี้

5.1 เห็นชอบในหลักการแนวทางการออกประกาศเชิญชวนรับซื้อไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (IPP) สำหรับจัดหาไฟฟ้าในช่วงปี พ.ศ. 2555-2557 และมอบหมายให้กระทรวงพลังงานโดยสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) และคณะอนุกรรมการประเมินและคัดเลือกข้อเสนอการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน ดำเนินการออกประกาศเชิญชวนการรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP ต่อไป

5.2 เห็นชอบให้ สนพ. สามารถนำรายได้จากการจำหน่ายเอกสารเชิญชวนรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP (RFP Package) ค่าธรรมเนียมการประเมินและคัดเลือก (Evaluation Fee) และค่าธรรมเนียมการ จัดทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (Contract Finalization Fee) เพื่อเป็นค่าใช้จ่ายในการจัดจ้างที่ปรึกษาตลอดจน การดำเนินการประเมินคัดเลือกผู้ยื่นข้อเสนอจนลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแล้วเสร็จ และหากมีรายได้คงเหลือให้นำส่งเป็นรายได้ของรัฐ

5.3 เห็นควรอนุมัติให้ สนพ. ดำเนินการว่าจ้างที่ปรึกษาต่างประเทศ เพื่อช่วยดำเนินการประเมินคัดเลือกผู้ยื่นข้อเสนอโครงการจนลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแล้วเสร็จได้ตามความเหมาะสม

<u>มติของที่ประชุม</u>

1. เห็นชอบในหลักการแนวทางการออกประกาศเชิญชวนรับซื้อไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (IPP) สำหรับจัดหาไฟฟ้าในช่วงปี พ.ศ. 2555-2557 และมอบหมายให้กระทรวงพลังงานโดยสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) และคณะอนุกรรมการประเมินและคัดเลือกข้อเสนอการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน ดำเนินการออกประกาศเชิญชวนการรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP ต่อไป
2. เห็นชอบให้ สนพ. สามารถนำรายได้จากการจำหน่ายเอกสารเชิญชวนรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP (RFP Package) ค่าธรรมเนียมการประเมินและคัดเลือก (Evaluation Fee) และค่าธรรมเนียมการจัดทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (Contract Finalization Fee) เพื่อเป็นค่าใช้จ่ายในการจัดจ้างที่ปรึกษาตลอดจนค่าใช้จ่ายในการดำเนินการประเมินคัดเลือกผู้ยื่นข้อเสนอจนลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแล้วเสร็จ และหากมี รายได้คงเหลือให้นำส่งเป็นรายได้ของแผ่นดิน

เรื่องที่ 5 <u>การจัดตั้งบริษัท กฟผ. อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. คณะกรรมการ กฟผ. เมื่อวันที่ 17 พฤศจิกายน 2549 ได้มีมติเห็นชอบในหลักการให้จัดตั้งบริษัท กฟผ. อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด ขึ้น และให้นำแผนการจัดตั้งบริษัทฯ ขออนุมัติจากกระทรวงพลังงานและคณะรัฐมนตรีต่อไป

2. แผนการจัดตั้งบริษัท กฟผ. อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด สรุปสาระสำคัญได้ดังนี้

2.1 การจัดตั้งบริษัทฯ เพื่อส่งเสริมนโยบายของรัฐในการกระจายแหล่งเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า ช่วยให้ต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าในประเทศมีเสถียรภาพไม่ผันผวนตามราคาน้ำมันที่เพิ่มสูงขึ้น รวมทั้งเป็นการส่งเสริมนโยบายและความร่วมมือในการพัฒนาระบบพลังงานไฟฟ้า เศรษฐกิจ และสังคมอย่างยั่งยืนของภูมิภาคอาเซียนต่อไป

2.2 หลักการในการจัดตั้งบริษัทฯ โดยเหตุผลและความจำเป็นในการจัดตั้งบริษัท (1) เพื่อจำกัดความรับผิด และลดความเสี่ยงของ กฟผ. ในการลงทุนในต่างประเทศ (2) เพื่อให้สามารถประเมินผลการดำเนินงานได้อย่างชัดเจน และส่งเสริมให้เกิดประสิทธิภาพในการดำเนินธุรกิจ และไม่กระทบต่อ การพิจารณากำหนดอัตราค่าไฟฟ้า (3) เพื่อให้เกิดความคล่องตัวในการลงทุน และการดำเนินธุรกิจในอนาคต หากบริษัทฯ ได้รับการยกเว้นไม่ต้องปฏิบัติตามคำสั่ง กฎ ระเบียบ ข้อบังคับ และมติคณะรัฐมนตรีที่ใช้บังคับกับรัฐวิสาหกิจทั่วไป และมีวัตถุประสงค์ในการจัดตั้งบริษัทฯ (1) เป็นตัวแทน กฟผ. ในการลงทุน โครงการต่างๆ ทั้งในธุรกิจผลิตไฟฟ้าและธุรกิจต่อเนื่อง (2) เป็นตัวแทน กฟผ. ในการลงทุนโครงการต่างๆ ในต่างประเทศที่เกี่ยวกับพลังงานไฟฟ้าและธุรกิจอื่นที่เกี่ยวกับหรือต่อเนื่องกับกิจการของ กฟผ. ที่สร้างมูลค่าเพิ่มให้กับ กฟผ. และเป็นประโยชน์ต่อธุรกิจของ กฟผ. และประเทศโดยรวม

2.3 ปัจจัยความเสี่ยงและแนวทางในการจัดการความเสี่ยง ประกอบด้วย ความเสี่ยงที่เกี่ยวข้องกับบริษัทฯ (1) ความเสี่ยงในการจัดตั้งบริษัทฯ ได้แก่ ความเสี่ยงจากผลประกอบการที่อาจขาดทุนในช่วงแรก ความเสี่ยงจากการพึ่งพาเงินปันผลจากบริษัทที่ลงทุน (Project Company) และความเสี่ยง จากภาระการค้ำประกันเงินกู้ให้แก่บริษัทที่ลงทุน (2) ความเสี่ยงจากการตัดสินใจลงทุนในโครงการแต่ละโครงการ ได้แก่ ความเสี่ยงของประเทศที่จะเข้าไปลงทุน และความเสี่ยงของการลงทุนในแต่ละโครงการ จากการจัดหาแหล่งเงินทุน และแนวทางในการจัดการความเสี่ยง สำหรับความเสี่ยงจากผลการดำเนินงาน ในการลงทุนควรพิจารณาผลตอบแทนการลงทุนโครงการและลงทุนในโครงการลงทุนที่มีผลประกอบการเชิงพาณิชย์แล้ว เพื่อเป็นการเพิ่มรายได้ให้แก่บริษัทฯ ในส่วนของความเสี่ยงจากการตัดสินใจลงทุนในโครงการ สามารถกำหนดแนวทางการบริหารจัดการความเสี่ยงในภาพรวมได้โดย (1) ดำเนินการเจรจา เพื่อให้ได้มาซึ่งสิทธิประโยชน์ หรือสิทธิพิเศษก่อนเริ่มดำเนินโครงการ (2) การซื้อประกันภัยความเสี่ยง ทางการเมือง (3) การซื้อประกันภัยแบบป้องกันความเสี่ยงทางด้านกายภาพแก่ทรัพย์สิน เป็นต้น

2.4 แผนการดำเนินธุรกิจ ประกอบด้วย

2.4.1 หลักการในการดำเนินธุรกิจของบริษัทฯ มีดังนี้ (1) บริษัทฯ จะเป็นตัวแทน กฟผ. ในการลงทุนในโครงการต่างๆ ที่เกี่ยวกับพลังงานไฟฟ้าและธุรกิจอื่นที่เกี่ยวกับหรือต่อเนื่องกับกิจการของ กฟผ. ในต่างประเทศ ไม่ว่าจะเป็นโครงการที่เริ่มก่อสร้างใหม่หรือโครงการที่มีผลประกอบการแล้ว โดย กฟผ. จะเป็นผู้พิจารณาแผนการลงทุนและกำหนดนโยบายให้บริษัทฯ นำไปปฏิบัติ (2) บริษัทฯ อาจพิจารณาลงทุนโดยตรงหรือจัดตั้งบริษัทในเครือเพื่อการลงทุน โดยจะพิจารณาสัดส่วนการถือหุ้นในบริษัท

ดังกล่าวตามนโยบายการลงทุนที่ได้รับจาก กฟผ. (3) กฟผ. จะให้การสนับสนุนการขยายธุรกิจในอนาคตของบริษัทฯ โดยการลงทุนเพิ่มเติมด้วยตนเองหรือให้บริษัทฯ หรือบริษัทในเครือของบริษัทฯ ร่วมลงทุนกับพันธมิตร และ/หรือ บริษัทลูกของ กฟผ. หรือนำบริษัทฯ เข้าจดทะเบียนในตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทย

2.4.2 การดำเนินธุรกิจของบริษัทฯ มีเป้าหมายเพื่อมีฐานะทางการเงินที่แข่งแกร่ง สามารถลงทุนในโครงการอย่างต่อเนื่องโดยไม่ต้องพึ่งพิงภาครัฐและ กฟผ. เพื่อเพิ่มมูลค่าเพิ่มให้แก่องค์กรและเป็นองค์กรที่โปร่งใสตรวจสอบได้ เพิ่มความเชื่อมั่นแก่ผู้ถือหุ้นและผู้ที่เกี่ยวข้อง

2.4.3 บริษัทฯ จะลงทุนในโครงการตามนโยบายการลงทุนของ กฟผ. โดยทำหน้าที่ในการบริหารเงินลงทุนโครงการให้เป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพ และเป็นไปตามวัตถุประสงค์ของ กฟผ. และบริหารการเงินของบริษัทฯ เพื่อสร้างมูลค่าเพิ่มสูงสุด

2.4.4 ในระยะแรก กฟผ. ถือหุ้นร้อยละ 100 ในบริษัทฯ ซึ่งเป็นบริษัทจดทะเบียนในประเทศไทย โดยบริษัทฯ จะมีสถานะเป็นบริษัทลงทุน กล่าวคือ บริษัทฯ จะจัดตั้งบริษัทในเครือเพื่อลงทุนในโครงการต่างๆ (Project Company) ร่วมกับผู้ร่วมลงทุนทั้งในและต่างประเทศ

2.4.5 โครงสร้างการบริหารงานของบริษัทฯ ในระยะเริ่มแรกประกอบด้วย 3 หน่วยงาน คือ (1) ฝ่ายบัญชีและการเงิน (2) ฝ่ายพัฒนาธุรกิจ และ (3) ฝ่ายบริหารงานทั่วไป โดยจะมีผู้บริหารและพนักงานประมาณ 9-10 คน สำหรับโครงสร้างการบริหารในระยะต่อไป ภายหลังจากที่บริษัทฯ มีการลงทุนในโครงการเพิ่มมากขึ้น บริษัทฯ จะพิจารณาเพิ่มหน่วยงานฝ่ายจัดการธุรกิจ และแยกฝ่ายการเงินและ ฝ่ายบัญชีออกจากกัน ซึ่งเป็นการแบ่งแยกขอบเขตงานให้มีความชัดเจนมากยิ่งขึ้น

2.4.6 การกำกับดูแลบริษัทฯ กฟผ. จะมีนโยบายในการกำกับดูแลบริษัทฯ โดยการแต่งตั้งผู้แทน กฟผ. เป็นกรรมการและผู้บริหารของบริษัท และแต่งตั้งผู้แทน กฟผ. เพื่อใช้สิทธิในฐานะผู้ถือหุ้น

2.5 แผนการลงทุน ได้แก่ (1) กฟผ. มีโครงการตามแผนการลงทุนที่จะพิจารณาให้บริษัทฯ เป็นผู้ลงทุนแทน คือ โครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนน้ำเงี๊ยบ 1 ขนาดกำลังการผลิต 276 เมกะวัตต์ ซึ่งเป็น โครงการที่ กฟผ. จะลงทุนร่วมกับ Kansai Electric Power Co., Inc. (ประเทศญี่ปุ่น) บริษัทสวนอุตสาหกรรมโรจนะ จำกัด (มหาชน) (ประเทศไทย) และรัฐบาล สปป.ลาว โดย กฟผ. จะถือหุ้นร้อยละ 25 เงินลงทุนโครงการ 19,000 ล้านบาท มีสัดส่วนหนี้สินต่อทุน 70:30 คิดเป็นเงินลงทุนในส่วนของ กฟผ. ประมาณ 1,400 ล้านบาท โครงการฯ มีกำหนดการก่อสร้างในปี 2551 และแล้วเสร็จในปี 2556 และ (2) การบริหารโครงการลงทุน ประกอบด้วย 2 องค์ประกอบหลัก คือ การระดมเงินลงทุนของโครงการ ได้แก่ การจัดหา เงินกู้และการระดมทุน และ (2) การจัดทำสัญญาเชิงพาณิชย์ของโครงการ ได้แก่ สัญญาระหว่างผู้ถือหุ้น สัญญาการร่วมพัฒนา สัญญาสัมปทานโครงการ สัญญาก่อสร้าง สัญญาซื้อขายไฟฟ้า สัญญาค่าผ่านสาย สัญญาปฏิบัติการและบำรุงรักษา สัญญาเงินกู้ สัญญาหลักประกัน เป็นต้น

2.6 แผนการเงิน บริษัทฯ มีทุนจดทะเบียนในเบื้องต้น 50 ล้านบาท โดยแบ่งเป็นหุ้นสามัญ 5 ล้านหุ้น มูลค่าที่ตราไว้ (Par Value) หุ้นละ 10 บาท โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อเป็นเงินทุนรองรับค่าใช้จ่าย การดำเนินงานต่างๆ ของบริษัทฯ ในระยะแรก สำหรับในอนาคตบริษัทฯ มีแผนที่จะเพิ่มทุนจดทะเบียน โดยพิจารณาจากความต้องการใช้เงินเป็นหลัก ทั้งนี้ จากสมมติฐานแผนการลงทุนโครงการน้ำเงี๊ยบ และ การประมาณการค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน บริษัทฯ ต้องการเงินลงทุนในช่วงปี 2550-2558 รวมประมาณ 1,707 ล้านบาท

2.7 ประมาณการทางการเงิน ซึ่งได้แก่ ประมาณการอัตราผลตอบแทนทางการเงินในระยะแรกที่เป็นช่วงดำเนินการก่อสร้างโครงการ บริษัทฯ จะยังไม่มีรายได้จากส่วนแบ่งกำไรจากโครงการ มีเพียง รายได้จากดอกเบี้ยรับ และค่าใช้จ่ายในการบริหาร ดังนั้นบริษัทฯ จะขาดทุนสุทธิประมาณ 27-33 ล้านบาทในช่วงปี 2550-2556 โดยบริษัทฯ จะเริ่มมีผลกำไรสุทธิตั้งแต่ปี 2557 เป็นต้นไป หลังจากโครงการน้ำเงี๊ยบเริ่มการดำเนินการเป็นเงินประมาณ 247 ล้านบาท ทำให้บริษัทฯ มีอัตราผลตอบแทนของผู้ถือหุ้น (Return on Equity: ROE) และอัตราผลตอบแทนจากสินทรัพย์ (Return on Asset: ROA) เฉลี่ยในช่วงปี 2557-2561 ประมาณร้อยละ 13.1 และ 12.8 ต่อปี ตามลำดับ นอกจากนี้ บริษัทฯ จะเริ่มได้รับผลตอบแทนในรูปของเงินปันผลจากโครงการน้ำเงี๊ยบในปี 2559 โดยมีอัตราผลตอบแทนจากเงินปันผลเฉลี่ยในช่วงปี 2559-2561 ประมาณร้อยละ 11.7 ต่อปี และผลกระทบทางการเงินต่อ กฟผ. ดังนี้ (1) กฟผ. ต้องลงทุนซื้อหุ้นเพิ่มเติม ในบริษัทฯ เพื่อรองรับการลงทุนเพิ่มเติมในโครงการลงทุนต่างๆ (2) กฟผ. ในฐานะผู้ถือหุ้นจะได้รับผลตอบแทนจากการลงทุนในรูปของเงินปันผล จากการประมาณการทางการเงินเบื้องต้นตลอดระยะเวลาดำเนินโครงการน้ำเงี๊ยบ กฟผ. จะได้รับเงินปันผลรวมประมาณ 4,730 ล้านบาท หรือประมาณร้อยละ 10.3 ต่อปี

2.8 กฟผ. จะดำเนินการจดทะเบียนตั้งบริษัทฯ ภายในเดือนมิถุนายน 2550

3. กฟผ. มีข้อเสนอขอให้พิจารณาในประเด็นต่างๆ ดังนี้

3.1 ขออนุมัติจัดตั้งบริษัท กฟผ. อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด (EGAT International Company Limited) โดยจดทะเบียนเป็นบริษัทจำกัด และมีวัตถุประสงค์เพื่อเป็นตัวแทน กฟผ. ในการลงทุนใน โครงการต่างๆ ที่เกี่ยวกับพลังงานไฟฟ้าและธุรกิจอื่นที่เกี่ยวกับหรือต่อเนื่องกับกิจการของ กฟผ. ใน ต่างประเทศ โดยมีทุนจดทะเบียนเบื้องต้นจำนวน 50 ล้านบาท

3.2 ขออนุมัติให้บริษัท กฟผ. อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด สามารถลงทุน และร่วมทุนในต่างประเทศ รวมทั้งพิจารณาจัดตั้งบริษัทในเครือเพื่อการลงทุนได้ตามความเหมาะสม

3.3 ขออนุมัติให้บริษัท กฟผ. อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด สามารถดำเนินการเพิ่มทุนจดทะเบียนในอนาคตได้ตามความเหมาะสม

3.4 ขออนุมัติให้บริษัท กฟผ. อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด และบริษัทในเครือได้รับยกเว้นไม่ต้องปฏิบัติตามคำสั่ง กฎ ระเบียบ ข้อบังคับ และมติคณะรัฐมนตรี ที่ใช้บังคับกับรัฐวิสาหกิจทั่วไปที่มี อยู่แล้วในปัจจุบันและในอนาคต เพื่อให้บริษัท กฟผ. อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด และบริษัทในเครือสามารถบริหารงานในรูปแบบของบริษัทเอกชนทั่วไปได้ และมีระเบียบข้อบังคับที่ใช้ปฏิบัติงานเป็นของตนเอง

3.5 ขออนุมัติให้บริษัท กฟผ. อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด และบริษัทในเครือได้รับยกเว้น ไม่ต้องนำกฎ ระเบียบ และมติคณะรัฐมนตรีต่างๆ ที่เกี่ยวข้องกับเงินเดือน ค่าจ้าง ค่าตอบแทนและสวัสดิการต่างๆ มากำหนดขอบเขตสภาพการจ้างเกี่ยวกับการเงินตามมาตรา 13 (2) แห่ง พรบ. แรงงงานรัฐวิสาหกิจสัมพันธ์ พ.ศ. 2543 โดยให้บริษัท กฟผ. อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด และบริษัทในเครือสามารถดำเนินการปรับปรุงสภาพการจ้างที่เกี่ยวกับการเงินในการกำหนดอัตราค่าจ้าง ค่าตอบแทน หรือสวัสดิการต่างๆ ของพนักงานได้เองเมื่อคณะกรรมการบริษัท กฟผ. อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด หรือคณะกรรมการของบริษัทในเครือเห็นชอบ

3.6 ขอให้คณะกรรมการส่งเสริมการลงทุนพิจารณาให้การส่งเสริมการลงทุนแก่บริษัท กฟผ. อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด และบริษัทในเครือ โดยได้รับสิทธิประโยชน์เช่นเดียวกับที่ผู้ประกอบการเอกชน ได้รับ โดยให้คณะกรรมการส่งเสริมการลงทุนพิจารณาตามความเหมาะสม

4. ฝ่ายเลขานุการฯ ได้พิจารณาแล้วมีความเห็น ดังนี้

4.1 ศักยภาพในการลงทุนในโครงการที่เกี่ยวกับพลังงานไฟฟ้าในประเทศที่กำลังพัฒนายังมีมาก ทั้งในประเทศเพื่อนบ้านของไทยและประเทศอื่นๆ ในเอเชียตะวันออกกลางและแอฟริกา จึงเป็นโอกาสดีที่ กฟผ.จะไปแสวงหาลู่ทางในการลงทุนและขยายกิจการ อย่างไรก็ตาม ในกรณีที่เป็นการลงทุนในโครงการในประเทศเพื่อนบ้านซึ่งจะมีการซื้อขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. นั้นอาจทำให้การพิจารณารับซื้อไฟฟ้าไม่มีความโปร่งใส ก่อให้เกิดปัญหาการกีดกันภาคเอกชนในการลงทุนโครงการหรือการเลือกปฏิบัติ ซึ่งจะไม่เป็นธรรมต่อการพิจารณาคัดเลือกโครงการที่มีผู้ร่วมทุนรายอื่น จึงจำเป็นต้องกำหนดมาตรการป้องกันที่เหมาะสม

4.2 การลงทุนและการเพิ่มทุนจดทะเบียนของบริษัทฯ อาจมีผลกระทบต่อฐานะการเงินของทั้ง กฟผ. และบริษัทฯ รวมทั้งภาระหนี้สินของภาครัฐเพราะบริษัทฯ ยังคงมีฐานะเป็นรัฐวิสาหกิจ และอัตราค่าไฟฟ้าที่ กฟผ. จำหน่ายให้แก่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย นอกจากนั้น ในบางกรณีการลงทุนในบางประเทศอาจมีประเด็นที่เกี่ยวข้องกับความสัมพันธ์ระหว่างประเทศ หรือปัญหาด้านสิทธิมนุษยชน หรือผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมซึ่งส่งผลกระทบต่อเนื่องมาถึงรัฐบาลไทย การลงทุนในต่างประเทศของบริษัทฯ จึงจำเป็นต้องขอความเห็นชอบจากรัฐบาลก่อน

4.3 การยกเว้นไม่ต้องปฏิบัติตามคำสั่ง ระเบียบ ข้อบังคับ รัฐวิสาหกิจ: จากการหารือเบื้องต้นกับกระทรวงการคลัง พบว่ากระทรวงการคลังเห็นควรให้ บริษัทฯ ได้รับการยกเว้นในประเด็นการดำเนินการตามเงื่อนไขการประเมินผลรัฐวิสาหกิจและการกำหนดอัตรากำลังคนเท่านั้น

4.4 การใช้ทุนจดทะเบียน : เนื่องจาก การจัดตั้ง บริษัทฯ ใช้เงินลงทุนจากเงินรายได้จากการขายไฟฟ้าของ กฟผ. ดังนั้น ควรนำเงินปันผล ที่ได้จากบริษัทฯ มาใช้คำนวณเป็นรายได้ของ กฟผ. ด้วย เนื่องจากเป็นสินทรัพย์ที่ได้มาจากเงินทุนของกิจการไฟฟ้าในอดีต

5. เพื่อป้องกันและแก้ไขประเด็นข้อวิตกในข้อ 4.1-4.2 ฝ่ายเลขานุการฯ จึงเห็นควรให้ความเห็นชอบข้อเสนอของ กฟผ. ในการจัดตั้งบริษัท กฟผ. อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด ตามข้อ 3.1-3.6 โดยกำหนดกลไกในการกำกับดูแลและเงื่อนไขดังนี้

5.1 กำหนดกลไกในการกำกับดูแลเพื่อป้องกันปัญหาการพิจารณารับซื้อไฟฟ้าไม่มีความโปร่งใสในกรณีที่มีการซื้อไฟฟ้าโดย กฟผ. จากโครงการของบริษัทฯ ในประเทศเพื่อนบ้าน ปัญหาการกีดกัน ภาคเอกชนหรือการเลือกปฏิบัติต่อผู้ลงทุนอื่นในช่วงที่ยังไม่มีการจัดตั้งคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงานตาม พรบ. การประกอบกิจการพลังงาน ให้กระทรวงพลังงานแต่งตั้งคณะผู้ชำนาญการอิสระที่เป็นกลางเป็นผู้พิจารณากลั่นกรองสัญญาซื้อขายไฟฟ้าหรือข้อผูกพันอื่นระหว่าง กฟผ. กับบริษัทฯ หรือกับโครงการที่บริษัทฯ เข้าร่วมทุนด้วย ประกอบการพิจาณาของ กพช. (ยกเว้นโครงการที่ กพช. เห็นชอบไปแล้ว)

5.2 การขอให้บริษัท กฟผ. อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด สามารถลงทุน และร่วมทุนในต่างประเทศ : เห็นควรให้ขอความเห็นชอบจากกระทรวงพลังงานก่อนเป็นรายโครงการ โดยโครงการที่มีประเด็นโยบายเป็นพิเศษให้นำเสนอ กพช. ให้ความเห็นชอบ

5.3 การเพิ่มทุนจดทะเบียนในอนาคต : เห็นควรให้ขอความเห็นชอบจากกระทรวงพลังงาน และเมื่อมีการจัดตั้งคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงานตาม พรบ. การประกอบกิจการพลังงานแล้ว ให้นำเสนอคณะกรรมการฯพิจารณาผลกระทบต่ออัตราค่าไฟฟ้าขายส่งด้วย

5.4 การยกเว้นไม่ต้องปฏิบัติตามคำสั่ง ระเบียบ ข้อบังคับ รัฐวิสาหกิจ: ให้เป็นไปตามที่กระทรวงการคลังจะเห็นสมควร

<u>มติของที่ประชุม</u>

1. เห็นชอบในหลักการการจัดตั้งบริษัท กฟผ. อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด และมอบหมายให้กระทรวงการคลังพิจารณาความเหมาะสมในการจัดตั้งบริษัทลูกของรัฐวิสาหกิจในภาพรวมต่อไป

เรื่องที่ 6 <u>แผนงานการสนับสนุนโครงการพลังงานใน 3 จังหวัดชายแดนภาคใต้</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. คณะรัฐมนตรีเมื่อวันที่ 23 พฤศจิกายน 2549 ได้มีมติกำหนดให้พื้นที่จังหวัดปัตตานี ยะลา นราธิวาส สตูล และ 4 อำเภอในจังหวัดสงขลา (จะนะ นาทวี สะบ้าย้อย และเทพา) เป็น "เขตพัฒนาพิเศษเฉพาะกิจ" โดยให้มีการพัฒนาด้านเศรษฐกิจ สังคม และต่างประเทศ และให้จัดทำแผนพัฒนาระยะเร่งด่วน ระยะปานกลาง และระยะยาวเป็นกรอบในการพัฒนา ต่อมาเมื่อวันที่ 8 พฤษภาคม 2550 คณะรัฐมนตรี ได้มีมติเห็นชอบแนวทางกระตุ้นเศรษฐกิจ 3 จังหวัดชายแดนภาคใต้ (ปัตตานี ยะลา นราธิวาส) เพื่อให้กระทรวง/กรมที่เกี่ยวข้องให้ความสำคัญเป็นกรณีพิเศษในการแก้ไขปัญหาเศรษฐกิจจังหวัดชายแดนภาคใต้

2. เมื่อวันที่ 13 พฤษภาคม 2550 นายกรัฐมนตรี (พลเอก สุรยุทธ์ จุลานนท์) ได้เดินทางไปตรวจราชการในพื้นที่จังหวัดชายแดนภาคใต้และมีบัญชาให้กระทรวงต่างๆ ร่วมกับสำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ (สศช.) และศูนย์อำนวยการบริหารจังหวัดชายแดนภาคใต้ (ศอ.บต.) พิจารณาแผนงานและโครงการด้านการพัฒนาพื้นที่โดยเฉพาะในเขต 3 จังหวัดชายแดนภาคใต้ คือ ปัตตานี ยะลา และนราธิวาส ต่อมาเมื่อวันที่ 16 พฤษภาคม 2550 รองนายกรัฐมนตรี (นายโฆสิต ปั้นเปี่ยมรัษฎ์) ได้มอบหมายให้กระทรวงพลังงานพิจารณาโครงการด้านพลังงานที่สามารถกระตุ้นเศรษฐกิจใน 3 จังหวัดชายแดนภาคใต้ และหากโครงการใดที่สามารถดำเนินการได้ทันทีขอให้ปรับแผนปฏิบัติการเพื่อดำเนินการโดยพลันโดยเฉพาะโครงการที่อยู่ในความรับผิดชอบของกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) และ บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน)

3. ในปัจจุบันมีการสนับสนุนการลงทุนด้านพลังงาน ดังนี้

3.1 การกำหนดส่วนเพิ่มค่าไฟฟ้าสำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนของ VSPP โดย กพช. เมื่อเดือนธันวาคม 2549 และเดือนกุมภาพันธ์ 2550 กพช. ได้มีมติเห็นชอบการกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าตามปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ ซึ่งขายไฟฟ้าเข้าระบบตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน โดยการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (กฟภ. และ กฟน.) ได้ออกประกาศรับซื้อไฟฟ้าสำหรับ VSPP โดยกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าในอัตราคงที่ตามประเภทเชื้อเพลิงเป็นเวลา 7 ปี

3.2 การกำหนดส่วนเพิ่มค่าไฟฟ้าสำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนของ SPP โดยการเปิดประมูล เมื่อวันที่ 9 เมษายน 2550 กพช. ได้มีมติเห็นชอบแนวทางการกำหนดส่วนเพิ่มราคา รับซื้อไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายมากกว่า 10 เมกะวัตต์ ซึ่งขายไฟฟ้าเข้าระบบตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP) ดังนี้ 1) กำหนดปริมาณพลังไฟฟ้า รับซื้อและกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าในอัตราคงที่เป็นเวลา 7 ปี ได้แก่ ขยะ (2.50 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง) พลังงานลม (2.50 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง) และพลังงานแสงอาทิตย์ (8.00 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง) ซึ่งมีปริมาณพลังไฟฟ้ารับซื้อเท่ากับ 100, 115 และ 15 เมกะวัตต์ ตามลำดับ 2) กำหนดอัตราสูงสุดของส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าสำหรับ SPP พลังงานหมุนเวียนอื่นๆ ที่จะเปิดประมูลแข่งขันในอัตรา 0.30 บาท/ กิโลวัตต์-ชั่วโมง และกำหนดปริมาณพลังไฟฟ้ารับซื้อรวม 300 เมกะวัตต์

3.3 การให้ความช่วยเหลือทางการเงินแก่ผู้ประกอบการด้านการอนุรักษ์พลังงานและพลังงานทดแทน พพ. ได้ส่งเสริมภาคเอกชนลงทุนด้านอนุรักษ์พลังงาน มีโครงการเงินทุนหมุนเวียนเพื่อการอนุรักษ์พลังงาน โดยสนับสนุนผ่านสถาบันการเงิน ให้เงินกู้ดอกเบี้ยต่ำไม่เกินร้อยละ 4 ต่อปี สำหรับโครงการ พลังงานขนาดเล็กที่ต้องการวงเงินกู้ไม่เกิน 50 ล้านบาท โดยค่าใช้จ่ายที่สามารถรวมในเงินกู้ได้ประกอบด้วย 1) ค่าเครื่องจักรอุปกรณ์ และค่าติดตั้ง 2) ค่าที่ปรึกษาในการออกแบบและควบคุม 3) ค่าขนส่ง ค่ารื้อถอน ภาษีนำเข้า และภาษีมูลค่าเพิ่มของค่าใช้จ่ายข้างต้น

4. การประเมินศักยภาพพลังงานหมุนเวียนใน 3 จังหวัดชายแดนภาคใต้ สรุปตามประเภทเชื้อเพลิงได้ดังนี้ 1) พลังงานชีวมวล มีปริมาณเหลือจากการใช้ประโยชน์ 0.29 ล้านตัน/ปี ใช้ผลิตพลังไฟฟ้าได้ประมาณ 28 เมกะวัตต์ 2) พลังงานก๊าซชีวภาพจากน้ำเสียและฟาร์มปศุสัตว์ ผลิตก๊าซชีวภาพได้ประมาณ 16.68 ล้าน ลบ.ม./ปี ใช้ผลิตพลังไฟฟ้าได้ประมาณ 2,858 กิโลวัตต์ 3) พลังงานแสงอาทิตย์เฉลี่ย 18 - 20 เมกะจูล/ตร.ม.-วัน ซึ่งมีศักยภาพเพียงพอในการใช้ผลิตน้ำร้อน 4) พลังงานลมบริเวณชายฝั่งทะเลจังหวัดปัตตานีมีศักยภาพพลังงานลมสูง เช่น แหลมตาชี สามารถที่จะส่งเสริมเป็นโครงการต้นแบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม 5) ไบโอดีเซล น้ำมันปาล์มดิบผลผลิตประมาณ 6.44 ล้านลิตร/ปี ผลิตไบโอดีเซลได้ประมาณ 5.8 ล้านลิตร/ปี น้ำมันพืชใช้แล้วประมาณ 1.47 ล้านลิตร/ปี ผลิตไบโอดีเซลได้ประมาณ 1.33 ล้านลิตร/ปี 6) พลังงานน้ำ ได้แก่ โครงการไฟฟ้าพลังน้ำคลองอัยบูเต๊ะ จ.นราธิวาส สามารถติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้ 3,822 กิโลวัตต์ ผลิตไฟฟ้าได้เฉลี่ย 19.21 ล้านหน่วย/ปี และโครงการไฟฟ้าพลังน้ำคลองละเอาะ จ. ยะลา สามารถติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้ 484 กิโลวัตต์ ผลิตไฟฟ้าได้เฉลี่ย 2.85 ล้านหน่วย/ปี แต่ทั้งนี้โครงการทั้งสองต้องศึกษาความเหมาะสม ผลกระทบสิ่งแวดล้อมและออกแบบรายละเอียด

5. การสนับสนุนการลงทุนและพัฒนาด้านพลังงานหมุนเวียนใน 3 จังหวัดชายแดนภาคใต้สำหรับภาคเอกชน พบว่ามีศักยภาพในการผลิตไฟฟ้า ความร้อน และน้ำมันได้ แต่ยังอยู่ในระดับต่ำ เมื่อเทียบกับพื้นที่อื่น ประกอบกับเป็นพื้นที่เสี่ยงภัย ทำให้ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าจากพลังงาน หมุนเวียนในปัจจุบันไม่จูงใจให้เกิดการลงทุนจากภาคเอกชน กระทรวงพลังงานจึงกำหนดมาตรการสนับสนุน ดังนี้

(1) กำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนของ VSPP และ SPP ในพื้นที่ 3 จังหวัดชายแดนภาคใต้เพิ่มจากเดิม โดยกำหนดส่วนเพิ่มสำหรับโครงการที่ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมและ พลังงานแสงอาทิตย์เพิ่มขึ้นอีก 1.50 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง และพลังงานหมุนเวียนอื่นเพิ่มขึ้น 1.00 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง

(2) เห็นควรให้ พพ. จัดลำดับความสำคัญในการพิจารณาอนุมัติการสนับสนุนเงินกู้ดอกเบี้ยต่ำภายใต้โครงการเงินหมุนเวียนเพื่อการอนุรักษ์พลังงานสำหรับโครงการพลังงานขนาดเล็กที่ต้องการ วงเงินกู้ไม่เกิน 50 ล้านบาท ในเขต 3 จังหวัดชายแดนภาคใต้เป็นลำดับแรก เพื่อส่งเสริมและผลักดันให้ภาคเอกชนให้ความสนใจลงทุน

(3) โครงการลงทุนด้านพลังงานที่ไม่เข้าหลักเกณฑ์ขอรับการสนับสนุนเงินจากโครงการเงินหมุนเวียนเพื่อการอนุรักษ์พลังงาน หรือต้องการเงินกู้เพื่อการลงทุนเกิน

50 ล้านบาท เห็นควรมอบหมายให้กระทรวงการคลังผลักดันผ่านธนาคารแห่งประเทศไทยในการพิจารณาจัดลำดับความสำคัญการสนับสนุนเงินกู้ดอกเบี้ยต่ำแก่ผู้ประกอบการโครงการดังกล่าวในพื้นที่ 3 จังหวัดชายแดนภาคใต้เป็นกรณีพิเศษ

6. กระทรวงพลังงานได้พิจารณาศักยภาพของทรัพยากรในพื้นที่ 3 จังหวัดชายแดนภาคใต้ที่สามารถพัฒนาเป็นโครงการด้านพลังงาน พร้อมทั้งได้นำโครงการที่มีความเป็นไปได้พิจารณาร่วมกับ หน่วยงานที่เกี่ยวข้อง ได้แก่ ศอ.บต. และ สศช. เมื่อวันที่ 21 พฤษภาคม 2550 ได้ข้อสรุปแผนงานโครงการ พลังงานใน 3 จังหวัดชายแดนภาคใต้ แบ่งเป็น แผนงานระยะสั้น คือโครงการที่ดำเนินการได้ทันทีประกอบด้วย 8 โครงการย่อย และแผนงานระยะยาว จำนวน 1 โครงการ มีรายละเอียดดังต่อไปนี้

6.1 โครงการสาธิตพัฒนาพลังงานลมเพื่อผลิตไฟฟ้า จังหวัดปัตตานี หน่วยงานรับผิดชอบคือ พพ. เป็นโครงการต้นแบบที่ติดตั้งและสาธิตระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานลมในบริเวณแหลมตาชี อ.ยะหริ่ง จ.ปัตตานี ขนาดกำลังการผลิต 250 กิโลวัตต์ มีเสาวัดระดับความเร็วลมที่ความสูง 100 เมตร งบประมาณดำเนินการ 25,500,000 บาท

6.2 โครงการศึกษาความเหมาะสม ผลกระทบสิ่งแวดล้อม และออกแบบรายละเอียดโครงการไฟฟ้าพลังน้ำ คลองอัยบูเต๊ะ (อัยบือเต๊ะ) จ.นราธิวาส หน่วยงานรับผิดชอบคือ พพ. หน่วยงานสนับสนุนคือ ศอ.บต. กรมป่าไม้ และสำนักงานตำรวจแห่งชาติ เป็นการศึกษาความเหมาะสม ผลกระทบสิ่งแวดล้อม และออกแบบรายละเอียดโครงการไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก ซึ่งมีกำลังการผลิตติดตั้ง 3,822 กิโลวัตต์ สามารถผลิตพลังงานเฉลี่ย 19.21 ล้านหน่วยต่อปี งบประมาณโครงการ 18,000,000 บาท (สำหรับการศึกษาฯ) และ 32,000,000 บาท (สำหรับเริ่มต้นก่อสร้างในปี 2551)

6.3 โครงการผลิตไบโอดีเซลจากปาล์มครบวงจร จ.นราธิวาส หน่วยงานรับผิดชอบคือ พพ. โดยปี 2549 รัฐบาลได้สนับสนุนงบประมาณแก่กรมส่งเสริมสหกรณ์ 270 ล้านบาท เพื่อตั้งโรงงานสกัด น้ำมันปาล์มดิบในสหกรณ์นิคมบาเจาะ อ.บาเจาะ จ.นราธิวาส ซึ่งคาดว่าจะแล้วเสร็จปลายปีนี้ เพื่อนำ น้ำมันปาล์มดิบมาผลิตไบโอดีเซลจำหน่ายและใช้ในพื้นที่ พร้อมมีระบบบำบัดน้ำเสียขนาด 50,000 ลิตร/วัน เพื่อรองรับผลผลิตน้ำมันปาล์ม ทั้งนี้กรมส่งเสริมสหกรณ์ได้ก่อสร้างโรงไฟฟ้าจากกากปาล์มแล้ว งบประมาณ 50,000,000 บาท

6.4 โครงการผลิตก๊าซชีวภาพจากน้ำเสีย โรงสกัดน้ำมันปาล์ม จ.นราธิวาส หน่วยงานรับผิดชอบคือ พพ. โดยตั้งโรงงานผลิตก๊าซชีวภาพจากน้ำเสียของโรงสกัดน้ำมันปาล์มในสหกรณ์นิคมบาเจาะ อ.บาเจาะ จ.นราธิวาส ขนาดกำลังการผลิต 9,400 ลบ.ม. (ก๊าซ/วัน) โดยใช้ระบบ Cover-Lagoon งบประมาณ 50,000,000 บาท

6.5 โครงการสกัดน้ำมันปาล์มดิบ ผลิตไบโอดีเซลและไฟฟ้าแบบครบวงจรสำหรับชุมชนขนาดกลาง จ.ยะลา หน่วยงานรับผิดชอบคือ พพ. โดยติดตั้งระบบสกัดน้ำมันปาล์ม ระบบผลิตไบโอดีเซลและระบบผลิตไฟฟ้าจากก๊าซเชื้อเพลิง

(Gasifier) ในพื้นที่ปลูกปาล์มจังหวัดยะลา จำนวน 900 ไร่ คิดเป็นผลปาล์มดิบ 1,730 ตัน ห่างจาก อ.บาเจาะ จ.นราธิวาส งบประมาณ 15,000,000 บาท

6.6 โครงการไบโอดีเซลชุมชน 20 แห่ง จังหวัดยะลา ปัตตานี และนราธิวาส หน่วยงานรับผิดชอบคือ พพ. โดยนำน้ำมันพืชใช้แล้วมาผลิตไบโอดีเซลในชุมชน ดำเนินการในชุมชนจังหวัดยะลา ปัตตานี และนราธิวาส รวม 20 ชุมชนงบประมาณ 14,000,000 บาท (20 ชุมชนๆ ละ 700,000 บาท)

6.7 โครงการจัดตั้งระบบทำน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์สำหรับสถานีอนามัย 60 แห่ง หน่วยงานรับผิดชอบคือ พพ. โดยจัดซื้อและติดตั้งระบบทำน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์เพื่อยกระดับการให้บริการของอนามัยในชนบทที่ต้องการใช้ น้ำร้อนเพื่อการพยาบาล ดำเนินการในชุมชนจังหวัดยะลา ปัตตานี และนราธิวาส งบประมาณ 3,840,000 บาท

6.8 ศูนย์บริการข้อมูลพลังงาน เพื่อส่งเสริมการลงทุนในเขตภาคใต้ หน่วยงานรับผิดชอบ คือสำนักงานพลังงานภูมิภาคที่ 11 และ 12 (สพภ.11-12) เป็นการรวบรวมข้อมูลการใช้พลังงานและศักยภาพพลังงานทดแทนในเขตพื้นที่ สพภ.11 และ สพภ.12 พร้อมปรับกระบวนการการให้บริการของ สพภ.11 และ 12 ให้สามารถเผยแพร่ข้อมูลเพื่อส่งเสริมการลงทุนในโครงการพลังงานโดยเอกชน ทั้งรูปแบบการผลิตไฟฟ้าจาก VSPP หรือการผลิตไบโอดีเซล เป็นต้น งบประมาณ 14,000,000 บาท (สพภ.ละ 7,000,000 บาท)

6.9 โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมขนาดใหญ่ จังหวัดปัตตานี เป็นแผนงานระยะยาว มีหน่วยงานรับผิดชอบคือ ปตท. และ/หรือ กฟผ. หน่วยงานสนับสนุนคือ พพ. โดยจัดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานลมขนาดใหญ่ (Wind Farm) ขนาด 30-35 เมกะวัตต์ โดยนำข้อมูลการวัดลมที่ระดับความสูง 100 เมตร ของโครงการที่ 1 มาประกอบการตัดสินใจ ทั้งนี้ต้องมีการศึกษาความเหมาะสม ผลกระทบสิ่งแวดล้อมและดำเนินการออกแบบรายละเอียดโครงการ ดำเนินการภายในปี 2551 งบประมาณ 1,800,000,000 บาท

7. สรุปแผนงบประมาณและแผนการดำเนินโครงการฯ โดยแผนงานระยะสั้น จำนวน 8 โครงการ เริ่มดำเนินการได้ทันที ตั้งแต่มิถุนายน 2550 ถึงปี 2551 ยกเว้นโครงการศึกษาความเหมาะสม ผลกระทบสิ่งแวดล้อมและออกแบบรายละเอียดโครงการไฟฟ้าพลังน้ำ คลองอัยบูเต๊ะ จ.นราธิวาส (เป็นการสร้างเขื่อนผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กต่อเนื่องจนถึงปี 2553) งบประมาณทั้ง 8 โครงการ รวม 222.34 ล้านบาท แยกเป็นงบกลางปี 2550 และปี 2551 จำนวนเงิน 154.5 ล้านบาท และ 32 ล้านบาท ตามลำดับ งบสนับสนุนจากกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน ปี 2550 จำนวน 32 ล้านบาท และเป็นการโอนเปลี่ยนแปลงจากงบประมาณเหลือจ่ายของปี 2550 อีกจำนวน 3.84 ล้านบาท สำหรับแผนงานระยะยาว 1 โครงการ ดำเนินการในช่วงปี 2551 - 2553 คือ โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมขนาดใหญ่ จ.ปัตตานี โดยเป็นการร่วมลงทุนของ ปตท./กฟผ.หรือภาคเอกชน วงเงิน 1,800 ล้านบาท

<u>มติของที่ประชุม</u>

1. เห็นชอบอัตราส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าสำหรับโครงการใน 3 จังหวัดชายแดนภาคใต้ ตามข้อ 5 (1) โดยมอบหมายให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) และการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (กฟภ.และ กฟน.) รับไปออกประกาศกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าสำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในเขต 3 จังหวัดชายแดนภาคใต้ต่อไป
2. เห็นชอบในหลักการของแผนงานและวงเงินงบประมาณของโครงการด้านพลังงานของภาครัฐเพื่อเสริมสร้างและพัฒนาศักยภาพด้านการลงทุนของชุมชน ตามข้อ 6 โดยให้นำเสนอคณะรัฐมนตรีและคณะกรรมการกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน เพื่อขออนุมัติงบประมาณในส่วนของงบกลางและงบกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงานต่อไป โดยให้รับข้อสังเกตของสำนักงบประมาณ
3. มอบหมายให้กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงการคลังและธนาคารแห่งประเทศไทย พิจารณาจัดลำดับความสำคัญในการสนับสนุนเงินกู้ดอกเบี้ยต่ำให้แก่ภาคเอกชนในโครงการด้านพลังงานในพื้นที่ 3 จังหวัดชายแดนภาคใต้เป็นกรณีพิเศษ ตามข้อ 5 (2) และ 5 (3)

เรื่องที่ 7 <u>สถานการณ์ราคาน้ำมันเชื้อเพลิง (1 เมษายน - 28 พฤษภาคม 2550)</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. ราคาน้ำมันดิบดูไบและเบรนท์เฉลี่ยเดือนเมษายน 2550 อยู่ที่ระดับ 63.97 และ 67.68 เหรียญสหรัฐฯต่อบาร์เรล ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากเดือนที่แล้ว 5.17 และ 5.26 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล ตามลำดับ เนื่องจากตลาดมีความกังวลเกี่ยวกับความไม่แน่นอนของอุปทานน้ำมันดิบในแถบประเทศอเมริกาใต้ และข้อพิพาทระหว่างอิหร่านกับชาติตะวันตกกรณีการทดลองพลังงานนิวเคลียร์ของอิหร่าน และต่อมาในช่วงวันที่ 1 - 28 พฤษภาคม ราคาน้ำมันดิบดูไบได้ปรับตัวเพิ่มขึ้นเฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 64.54 เหรียญสหรัฐฯต่อบาร์เรล และราคาน้ำมันดิบเบรนท์ได้ปรับตัวลดลงเฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 67.56 เหรียญสหรัฐฯต่อบาร์เรล

2. ราคาน้ำมันเบนซินออกเทน 95 , 92 และน้ำมันดีเซลหมุนเร็วเฉลี่ยเดือนเมษายน 2550 อยู่ที่ระดับ 83.49 , 82.69 และ 80.24 เหรียญสหรัฐฯต่อบาร์เรล โดยปรับตัวเพิ่มขึ้นจากเดือนที่แล้ว 6.88 , 7.17 และ 6.78 เหรียญสหรัฐฯต่อบาร์เรล ตามลำดับ ตามราคาน้ำมันดิบและความต้องการเพิ่มขึ้นในภูมิภาคอย่างต่อเนื่อง ขณะที่อุปทานในภูมิภาคค่อนข้างตึงตัวจากจีนและเกาหลีใต้ลดปริมาณการส่งออกลง และ ในช่วงเดือนพฤษภาคม ราคาน้ำมันเบนซินออกเทน 95 , 92 และน้ำมันดีเซลหมุนเร็วเฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 89.03, 88.21 และ 81.70 เหรียญสหรัฐฯต่อบาร์เรล ตามลำดับ

3. เดือนเมษายนและพฤษภาคม 2550 ผู้ค้าน้ำมันได้ปรับราคาขายปลีกน้ำมันเบนซินและน้ำมันดีเซลเพิ่มขึ้น 0.40 บาท/ลิตร จำนวน 6 ครั้ง ทำให้ราคาขายปลีกน้ำมันเบนซินออกเทน 95 , 91 แก๊สโซฮอล์ 95 , 91 ดีเซลหมุนเร็ว และดีเซลหมุนเร็วบี 5

ณ วันที่ 28 พฤษภาคม 2550 อยู่ที่ระดับ 30.39 , 29.59 , 27.09 , 26.79 , 25.34 และ 24.64 บาท/ลิตร ตามลำดับ

4. แนวโน้มราคาน้ำมันเดือนมิถุนายน 2550 คาดว่าราคาน้ำมันยังคงมีความผันผวนและปรับตัวเพิ่มขึ้น ซึ่งราคาน้ำมันดิบดูไบและเบรนท์จะเคลื่อนไหวอยู่ที่ 60 - 70 และ 65 - 75 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ตามลำดับ ส่วนราคาน้ำมันเบนซิน 95 และน้ำมันดีเซลหมุนเร็วในตลาดจรสิงคโปร์เคลื่อนไหวอยู่ที่ระดับ 85 - 95 และ 80 - 85 เหรียญสหรัฐฯต่อบาร์เรล ตามลำดับ ตามราคาน้ำมันดิบและจากความต้องการใช้น้ำมันเบนซินที่เพิ่มมากขึ้น ในช่วงฤดูท่องเที่ยว (Driving season) ในยุโรปและสหรัฐอเมริกา

5. สำหรับสถานการณ์ LPG เดือนเมษายนและพฤษภาคม 2550 ราคาก๊าซ LPG ในตลาดโลกปรับตัวเพิ่มขึ้น 60 เหรียญสหรัฐฯ/ตัน อยู่ที่ระดับ 566 เหรียญสหรัฐฯ/ตัน ตามราคาน้ำมันดิบและน้ำมันเบนซิน และความต้องการซื้อในภูมิภาคที่เพิ่มขึ้นเพื่อใช้ในธุรกิจปิโตรเคมี ส่วนราคาก๊าซ LPG ณ โรงกลั่นอยู่ในระดับ 11.2632 บาท/กิโลกรัม อัตราเงินชดเชยจากกองทุนน้ำมันฯ ของก๊าซ LPG ที่จำหน่ายในประเทศอยู่ที่ระดับ 1.1933 บาท/กิโลกรัม คิดเป็น 360.09 ล้านบาท/เดือน อัตราเงินส่งเข้ากองทุนน้ำมันฯ ของก๊าซ LPG ส่งออก อยู่ที่ระดับ 4.2565 บาท/กิโลกรัม คิดเป็น 66.44 ล้านบาท/เดือน สำหรับการคาดการณ์ราคาก๊าซ LPG ตลาดโลกในช่วงเดือนมิถุนายน คาดว่าราคาจะเคลื่อนไหวอยู่ที่ระดับ 557 - 567 เหรียญสหรัฐ/ตัน

6. สถานการณ์น้ำมันแก๊สโซฮอล์ เดือนพฤษภาคม 2550 การผลิตและการจำหน่ายเอทานอลมีปริมาณรวม 0.51 และ 0.33 ล้านลิตร/วัน ตามลำดับ จากผู้ประกอบการจำนวน 7 ราย โดยราคาเอทานอล ในไตรมาสที่ 1 และ 2 ปี 2550 อยู่ที่ลิตรละ 19.33 และ 18.62 บาท ตามลำดับ ขณะที่ปริมาณเอทานอลสำรองของผู้ค้าน้ำมัน 28.42 ล้านลิตร ณ วันที่ 31 มีนาคม 2550 ส่วนปริมาณการจำหน่ายน้ำมัน แก๊สโซฮอล์ 95 เดือนเมษายนและพฤษภาคม (1-19 พฤษภาคม) มีปริมาณการจำหน่ายรวม 3.53 และ 3.55 ล้านลิตร/วัน ตามลำดับ จากบริษัทค้าน้ำมันที่จำหน่าย จำนวน 10 บริษัท และสถานีบริการ 3,504 แห่ง ขณะเดียวกัน ปริมาณการจำหน่ายน้ำมันแก๊สโซฮอล์ 91 ในช่วงเวลาเดียวกัน มีปริมาณการจำหน่าย 0.42 และ 0.46 ล้านลิตร/วัน ตามลำดับ จากบริษัทค้าน้ำมันที่จำหน่าย จำนวน 3 บริษัท และสถานีบริการรวม 490 แห่ง

7. สำหรับน้ำมันไบโอดีเซล เดือนพฤษภาคม 2550 มีผู้ผลิตไบโอดีเซลที่ได้คุณภาพตามประกาศ ของกรมธุรกิจพลังงานจำนวน 6 ราย กำลังการผลิตรวม 1,040,000 ลิตร/วัน และราคาไบโอดีเซลเฉลี่ยเดือนเมษายนและพฤษภาคมอยู่ที่ 25.45 และ 28.39 บาท/ลิตร ตามลำดับ ส่วนปริมาณการจำหน่าย น้ำมันดีเซลหมุนเร็วบี 5 เดือนเมษายนและพฤษภาคม (1-19 พฤษภาคม) จำนวน 1.07 และ 1.16 ล้านลิตร/วัน หรือใช้ไบโอดีเซล (B100) เฉลี่ย 53,400 และ 58,100 ลิตร/วัน ตามลำดับ โดยมีบริษัทน้ำมันที่จำหน่าย น้ำมันดีเซลหมุนเร็วบี 5 จำนวน 2 ราย คือ ปตท. และบางจาก สถานีบริการรวม 568 แห่ง นอกจากนี้น้ำมันดีเซลหมุนเร็วที่ผสมไบโอดีเซลไม่เกินร้อยละ 2 ตามมติ กบง. เมื่อวันที่ 2 เมษายน 2550 ซึ่งมอบให้ กรมธุรกิจพลังงานออกประกาศกำหนดคุณภาพน้ำมันดีเซลหมุนเร็วให้สามารถผสมไบโอดีเซลได้ใน

ระดับไม่เกินร้อยละ 2 โดยปริมาตร ได้ลงพิมพ์ในราชกิจจานุเบกษาเมื่อวันที่23 พฤษภาคม 2550 และมีผลบังคับใช้ตั้งแต่วันที่ 7 มิถุนายน 2550

8. ฐานะกองทุนน้ำมันฯ ณ วันที่ 28 พฤษภาคม 2550 มีเงินสดสุทธิ 10,049 ล้านบาท หนี้สิน ค้างชำระ 33,538 ล้านบาท แยกเป็นหนี้พันธบัตร 17,600 ล้านบาท หนี้เงินกู้สถาบันการเงิน 4,844 ล้านบาท หนี้เงินชดเชยตรึงราคาน้ำมันค้างชำระ 1,064 ล้านบาท หนี้ชดเชยราคาก๊าซ LPG 10,008 ล้านบาท ดอกเบี้ยค้างจ่ายประจำเดือน 22 ล้านบาท ฐานะกองทุนน้ำมันสุทธิติดลบ 23,489 ล้านบาท

<u>มติของที่ประชุม</u>

1. ที่ประชุมรับทราบ

เรื่องที่ 8 <u>ปรับเพิ่มอัตรารับซื้อไฟฟ้าจาก Tenaga Nasional Berhad (TNB)</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. กฟผ. กับ การไฟฟ้ามาเลเซีย (TNB) มีข้อตกลงแลกเปลี่ยนพลังงานไฟฟ้า ตั้งแต่ปี 2521 เพื่อเสริมความมั่นคงของระบบไฟฟ้าของทั้งสองประเทศรวม 3 ฉบับ ดังนี้

ฉบับที่ 1 : System Interconnection Agreement (SIA 1978) เมื่อวันที่ 27 กรกฎาคม 2521 เป็นระบบไฟฟ้ากระแสสลับแรงดันสูง (HVAC) ระดับแรงดันไฟฟ้า 132/115 เควี มีปริมาณพลังไฟฟ้าสูงสุด 80 เมกะวัตต์ การซื้อขายไฟฟ้าเป็นแบบแลกเปลี่ยนพลังงานไฟฟ้า กำหนดราคาอ้างอิงจากต้นทุนโรงไฟฟ้า Prai ของมาเลเซีย

ฉบับที่ 2 : SIA 2000 เมื่อวันที่ 5 มีนาคม 2543 เป็นสัญญาซื้อขายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์มากขึ้น แต่ละฝ่ายเสนอราคาไฟฟ้าเป็นรายชั่วโมง ราคาขายไฟฟ้าในแต่ละชั่วโมงจะแตกต่างกันตามต้นทุนของแต่ละฝ่าย กำหนดราคาซื้อขายไฟฟ้าคราวละ 3 เดือน

ต่อมา กฟผ. ได้นำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าระหว่าง กฟผ. กับ TNB เสนอ กพช. เมื่อวันที่ 26 พฤศจิกายน 2544 ซึ่ง กพช. มีมติ

(1) เห็นชอบร่างสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (HVDC SIA 2001) ระหว่าง กฟผ. และ TNB โดยให้ กฟผ. นำร่างสัญญาฯ ดังกล่าว เสนอสำนักอัยการสูงสุดตรวจร่างสัญญาก่อน ในกรณีที่สัญญาดังกล่าวมีสาระแตกต่างจากสัญญาฯ ที่สำนักอัยการสูงสุดเคยตรวจร่างแล้ว

(2) มอบหมายให้ กฟผ. นำร่างสัญญาฯ ตามข้อ (1) ไปลงนามกับ TNB ทั้งนี้ หากมีการเปลี่ยนแปลงหรือแก้ไขในส่วนที่ไม่ใช่สาระสำคัญของสัญญาให้ กฟผ. ดำเนินการดังกล่าว โดยไม่ต้องนำร่างสัญญาฯ ที่เปลี่ยนแปลงหรือแก้ไขมาเสนอขอความเห็นชอบจาก กพช. อีก

ฉบับที่ 3 : HVDC SIA 2002 เมื่อวันที่ 14 พฤษภาคม 2545 ปรับปรุงจากสัญญา SIA 2000 อายุสัญญา 25 ปี เป็นระบบไฟฟ้ากระแสตรงแรงดันสูง (HVDC) ระดับแรงดันไฟฟ้า 300 เควี ปริมาณพลังงานไฟฟ้ารับซื้อสูงสุดระยะแรก 300 เมกะวัตต์ สัญญานี้ให้ใช้ร่วมกับ HVAC ด้วย (HVDC 300 เมกะวัตต์ และ HVAC 80 เมกะวัตต์ รวม 380 เมกะวัตต์) แต่ละฝ่ายเสนอราคาไฟฟ้าเป็นรายชั่วโมง คราวละ 1 เดือน กำหนดราคาเป็น 3 ระดับราคา คือ Price A (ราคาต่ำสุด) Price B (ราคาปานกลาง) และ Price C (ราคาสูงสุด) ตามปริมาณพลังไฟฟ้าที่ฝ่ายเสนอขายมีความพร้อมจ่ายไฟฟ้า ส่วนใหญ่ กฟผ. จะเป็นผู้รับซื้อไฟฟ้าจาก TNB

2. กฟผ. และ TNB ได้ลงนามในสัญญาเพิ่มเติม (Supplemental Agreement to HVDC SIA 2002) ฉบับลงวันที่ 6 พฤษภาคม 2547 อายุสัญญา 3 ปี (มิถุนายน 2547 - พฤษภาคม 2550) กฟผ. ตกลงรับซื้อไฟฟ้าจาก TNB ในลักษณะ Bulk Energy ปริมาณพลังไฟฟ้า 330 เมกะวัตต์ (HVDC 300 เมกะวัตต์ และ HVAC 30 เมกะวัตต์) อัตรารับซื้อไฟฟ้าคิดเป็น Tier ปริมาณ Tier ละ 25 ล้านหน่วย โดยมีราคาลดหลั่นลงตามลำดับ ทำให้การรับซื้อไฟฟ้าปริมาณมากมีราคาเฉลี่ยถูกลง

ทั้งนี้ ในเงื่อนไขสัญญาเพิ่มเติมดังกล่าวกำหนดให้ผู้ขายสามารถเสนอปรับราคาเพิ่มขึ้นได้ถ้าราคาเชื้อเพลิงเพิ่มขึ้น โดยทั้งสองฝ่ายต้องเจรจาตกลงราคากันใหม่ ไว้ในสัญญาฯ ในข้อ 5. PRICE CHANGE DUE TO INCREASE IN FUEL PRICE ซึ่งที่ผ่านมา TNB ได้ขอปรับเพิ่มอัตรารับซื้อไฟฟ้า Bulk Energy ไปแล้ว 1 ครั้ง ตามราคาเชื้อเพลิงที่ปรับขึ้นร้อยละ 14 โดยอัตรารับซื้อไฟฟ้าที่ตกลงกันได้มีผลบังคับใช้ตั้งแต่เดือนกันยายน 2548 เป็นต้นมา

3. ต่อมา เมื่อวันที่ 6 ตุลาคม 2549 TNB ขอปรับเพิ่มอัตรารับซื้อไฟฟ้า Bulk Energy เฉลี่ยร้อยละ 27 จากอัตราเดิม เนื่องจากราคาเชื้อเพลิงที่ปรับสูงขึ้น ซึ่ง กฟผ. และ TNB เจรจาต่อรองราคาหลายครั้ง จนได้ข้อยุติให้มีการปรับอัตรารับซื้อไฟฟ้า Bulk Energy เพิ่มขึ้นร้อยละ 15 จากอัตราเดิม และให้มีผลย้อนหลังตั้งแต่เดือนมกราคม-พฤษภาคม 2550 ซึ่งครบอายุสัญญาเพิ่มเติมดังกล่าว โดยมีเงื่อนไขว่าจะต้องผ่านความเห็นชอบจากคณะกรรมการ กฟผ. ซึ่งคณะกรรมการ กฟผ. ได้มีมติเมื่อวันที่ 20 กุมภาพันธ์ 2550 เห็นชอบให้ปรับอัตรารับซื้อไฟฟ้า Bulk Energy จาก TNB เพิ่มขึ้นร้อยละ 15 จากโครงสร้างอัตราเดิม โดยให้มีผลย้อนหลังตั้งแต่เดือน มกราคม-พฤษภาคม 2550 และให้นำเสนอกระทรวงพลังงานเพื่อให้ความเห็นชอบ

4. วันที่ 6 มีนาคม 2550 กฟผ. มีหนังสือถึงกระทรวงพลังงาน (พน.) ขอความเห็นชอบอัตรารับซื้อไฟฟ้า Bulk Energy จาก TNB ซึ่งปรับเพิ่มขึ้นจากโครงสร้างอัตราเดิมร้อยละ 15 โดยให้มีผลย้อนหลังตั้งแต่เดือนมกราคม-พฤษภาคม 2550 กระทรวงพลังงานพิจารณาแล้วเห็นควรนำเรื่องดังกล่าวเสนอต่อคณะอนุกรรมการประสานความร่วมมือด้านพลังงานไฟฟ้าระหว่างไทยกับประเทศเพื่อนบ้านพิจารณาต่อไป

5. การปรับอัตรารับซื้อไฟฟ้า Bulk Energy จาก TNB กฟผ. ได้นำเสนอการปรับอัตรารับซื้อไฟฟ้า TNB เพื่อพิจารณาใน 3 ประเด็นหลัก ดังนี้

5.1 การปรับอัตรารับซื้อไฟฟ้า Bulk Energy จาก TNB ในช่วงเดือนมกราคม-พฤษภาคม 2550

5.1.1 อัตรารับซื้อไฟฟ้า Bulk Energy จาก TNB ปรับเพิ่มขึ้นจากโครงสร้างอัตราเดิมร้อยละ 15 โดยให้มีผลย้อนหลังตั้งแต่เดือนมกราคม - พฤษภาคม 2550 ดังนี้

Tier	ล้านหน่วยต่อเดือน		อัตราเดิม(ก.ย. 48 - ธ.ค. 49)			อัตราใหม่ เพิ่มขึ้นร้อยละ 15 (ม.ค. 50 - พ.ค. 50)			เพิ่มขึ้น บาท/หน่วย
	ต่อ Tier	สะสม	RM sen/kWh	บาท/หน่วย	เฉลี่ยสะสม บาท/หน่วย	RM Sen/kWh	บาท/หน่วย	เฉลี่ยสะสม บาท/หน่วย	
1	25	25	20.80	2.15	2.15	23.92	2.47	2.47	0.32
2	25	50	18.70	1.93	2.04	21.51	2.22	2.34	0.31
3	25	75	16.60	1.71	1.93	19.09	1.97	2.22	0.29
4	25	100	14.50	1.50	1.82	16.68	1.72	2.09	0.27
5	145.2	245.2	12.40	1.28	1.50	14.26	1.47	1.73	0.23

หมายเหตุ: อัตราแลกเปลี่ยน 10.32 บาท/ริงกิตมาเลเซีย (RM)

5.1.2 ช่วงเดือนกันยายน 2548 ถึงธันวาคม 2549 เป็นช่วงที่ใช้โครงสร้างอัตรารับซื้อเดิม ราคาก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทยและพม่า (ราคาเนื้อก๊าซ Pool) มีการปรับเพิ่มขึ้นจากระดับ 153.8 บาทต่อล้านบีทียู เป็น 178.2 บาทต่อล้านบีทียู หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 15.9 ใกล้เคียงกับอัตรารับซื้อไฟฟ้าที่ TNB ขอปรับเพิ่มขึ้นร้อยละ 15

5.1.3 ช่วงปี 2546-2549 กฟผ. มีการซื้อไฟฟ้าจาก TNB ปีละประมาณ 957 - 2,660 ล้านหน่วยต่อปี ราคารับซื้อไฟฟ้าเฉลี่ยประมาณ 1.6173-2.3615 บาท/หน่วย และช่วงเดือนมกราคม-พฤษภาคม 2550 กฟผ. มีการซื้อไฟฟ้า Bulk Energy จาก TNB ประมาณ 1,000 ล้านหน่วย (ประมาณ 200 ล้านหน่วยต่อเดือน) มีราคารับซื้อเฉลี่ยตามอัตรารับซื้อไฟฟ้า Bulk Energy ใหม่ 1.78 บาทต่อหน่วย เพิ่มขึ้นจาก 1.6155 บาท/หน่วย เป็น 1.8054 บาท/หน่วย คิดเป็นอัตราค่าไฟฟ้าเพิ่มขึ้น 0.1899 บาท/หน่วย หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 11.8

5.1.4 อย่างไรก็ตาม อัตรารับซื้อไฟฟ้า Bulk Energy ซึ่งปรับเพิ่มขึ้นจากโครงสร้างอัตราเดิมร้อยละ 15 ยังคงต่ำกว่าราคาตามสัญญา HVDC SIA 2002 ประกอบกับ การรับซื้อไฟฟ้าจาก TNB ดังกล่าว จะทำให้สามารถลดการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังความร้อนกระบี่ และโรงไฟฟ้าพลังความร้อนบางปะกง (ผ่านสายส่งเชื่อมโยงภาคกลาง-ภาคใต้) ซึ่งใช้น้ำมันเตาเป็นเชื้อเพลิง และมีต้นทุนการผลิตประมาณ 3.40 บาทต่อหน่วย ลงได้คิดเป็นเงินประมาณ 1,600 ล้านบาท

5.2 การขยายสัญญาอายุสัญญาซื้อขายไฟฟ้า Bulk Energy จาก TNB สัญญาซื้อขายไฟฟ้า Bulk Energy ฉบับปัจจุบัน (Supplemental Agreement to HVDC SIA 2002) จะสิ้นสุดลงในวันที่ 31 พฤษภาคม 2550 ประกอบกับการจัดทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าฉบับใหม่ต้องใช้เวลาในการดำเนินการประมาณ 3-6 เดือน ดังนั้น เพื่อให้การซื้อขายไฟฟ้าดำเนินไปอย่างต่อเนื่อง กฟผ. และ TNB เห็นควรขยายอายุสัญญาซื้อ

ขายไฟฟ้า Bulk Energy ฉบับปัจจุบัน ออกไปจนกว่าจะมีการลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าฉบับใหม่ โดยใช้อัตราค่าไฟฟ้าที่ปรับเพิ่มขึ้นจากโครงสร้างอัตราเดิม ร้อยละ 15 ตามข้อ 6.1.1 ซึ่งจะจัดทำเป็นหนังสือขยายอายุสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (Extension of Supplemental Agreement to HVDC SIA 2002) และทั้งสองฝ่ายลงนามในหนังสือขยายอายุสัญญาฯ ดังกล่าว

5.3 หลักการในการเจรจาซื้อขายไฟฟ้าฉบับใหม่ กฟผ. และ TNB ได้ร่วมกันหารือหลักการซื้อขายไฟฟ้าใหม่ ได้ข้อสรุปเบื้องต้นคือ สัญญาฉบับใหม่จะยังคงเป็นการซื้อขายพลังงานไฟฟ้าในลักษณะ Bulk Energy เช่นเดิม โดยมีอายุสัญญา 3 ปี นับตั้งแต่วันที่มีการลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าฉบับใหม่

6. คณะอนุกรรมการประสานความร่วมมือด้านพลังงานไฟฟ้าระหว่างไทยกับประเทศเพื่อนบ้าน ในการประชุมเมื่อวันที่ 25 พฤษภาคม 2550 ได้พิจารณาเรื่องการปรับเพิ่มอัตรารับซื้อไฟฟ้าจาก TNB แล้วมีมติ ดังนี้

6.1 รับทราบ (1) อัตรารับซื้อไฟฟ้า Bulk Energy จาก TNB ตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า Supplemental Agreement to HVDC SIA 2002 ซึ่งปรับเพิ่มขึ้นจากโครงสร้างอัตราเดิมร้อยละ 15 โดยให้มีผลย้อนหลัง ตั้งแต่วันที่ 1 มกราคม 2550 ถึงสิ้นสุดสัญญาวันที่ 31 พฤษภาคม 2550

(2) การขยายอายุสัญญาซื้อขายไฟฟ้า Bulk Energy ฉบับปัจจุบัน (Supplemental Agreement to HVDC SIA 2002) ตั้งแต่วันที่ 1 มิถุนายน 2550 ออกไปจนกว่าจะมีการลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าฉบับใหม่ ซึ่งใช้อัตราค่าไฟฟ้าที่ปรับเพิ่มขึ้นจากโครงสร้างอัตราเดิมร้อยละ 15 ตามข้อ (1)

โดยคณะอนุกรรมการฯ ได้มีข้อสังเกต คือ (1) การเสนอขอปรับราคากรณีที่ราคาเชื้อเพลิง เพิ่มขึ้นของ TNB ควรนำเสนอรายละเอียดต้นทุนค่าเชื้อเพลิงที่เพิ่มขึ้นเพื่อประกอบการพิจารณาเปรียบเทียบกับต้นทุนที่หลีกเลี่ยงได้ (Avoided Cost) ของประเทศไทย และ (2) การพิจารณาความเหมาะสมของการปรับอัตราค่าไฟฟ้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 15 ของ กฟผ. ซึ่งเปรียบเทียบจากราคาก๊าซธรรมชาติที่เพิ่มขึ้นระดับที่ใกล้เคียงกันคือร้อยละ 15.9 อาจเป็นแนวทางที่ไม่เหมาะสม เนื่องจากราคาเชื้อเพลิงที่เพิ่มขึ้นจะส่งผลต่อระดับค่าไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นในอัตราที่น้อยกว่า โดยเมื่อเปรียบเทียบการเพิ่มขึ้นของราคาก๊าซธรรมชาติและราคาไฟฟ้าในช่วงเดือนกันยายน 2548 และธันวาคม 2549 ของประเทศไทย พบว่า ราคาก๊าซธรรมชาติ เพิ่มขึ้นร้อยละ 15.9 ขณะที่ราคาไฟฟ้ามีการปรับเพิ่มขึ้นร้อยละ 10.8

8. การเปลี่ยนราคาและการขยายอายุสัญญารับซื้อไฟฟ้าจาก TNB เป็นการเปลี่ยนแปลงหรือ แก้ไขในส่วนที่เป็นสาระสำคัญของสัญญา และมีผลกระทบต่อค่าไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นของประชาชนผ่านค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (Ft) คณะอนุกรรมการฯ จึงเห็นควรให้ กฟผ. นำผลการเจรจาสัญญาซื้อขายไฟฟ้าฉบับใหม่เสนอต่อ กพช. พิจารณาให้ความเห็นชอบก่อนดำเนินการลงนามในสัญญาต่อไป

<u>มติของที่ประชุม</u>

1. ที่ประชุมรับทราบ

เรื่องที่ 9 <u>การออกประกาศเชิญชวนให้ยื่นขอสัมปทานปิโตรเลียมสำหรับแปลงสำรวจบนบกและในทะเลอ่าวไทย ครั้งที่ 20</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. กระทรวงพลังงานได้ออกประกาศเชิญชวนการยื่นขอสัมปทานปิโตรเลียม สำหรับแปลงสำรวจบนบก ในทะเลอ่าวไทยและในทะเลอันดามัน ครั้งล่าสุด (ครั้งที่ 19) จำนวน 82 แปลง ระหว่างวันที่ 1 กรกฎาคม 2548 - 30 มิถุนายน 2549 โดยมีผู้ยื่นคำขอ 19 ราย ใน 25 แปลงสำรวจ (13 แปลงบนบก 9 แปลงในอ่าวไทย และ 3 แปลงในอันดามัน) ซึ่งต่อมาได้ออกสัมปทานปิโตรเลียมแก่ผู้ยื่นขอสัมปทาน จำนวน 16 สัมปทาน ใน 21 แปลงสำรวจ (9 แปลงบนบก 9 แปลงในอ่าวไทย และ 3 แปลงในอันดามัน)

2. จากสถานการณ์ราคาน้ำมันดิบในตลาดโลกเพิ่มสูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง ส่งผลให้บริษัทน้ำมันหลายรายสนใจที่จะดำเนินการสำรวจและพัฒนาปิโตรเลียมเพิ่มขึ้น ประกอบกับข้อมูลในปัจจุบันมีแนวโน้มในการพบแหล่งปิโตรเลียมที่มีสมรรถนะเชิงพาณิชย์สูง กระทรวงพลังงานจึงได้ออกประกาศเชิญชวนบริษัทน้ำมันให้ยื่นขอสัมปทาน เพื่อสิทธิในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมสำหรับแปลงสำรวจบนบกและในทะเลอ่าวไทย ครั้งที่ 20 เมื่อวันที่ 23 พฤษภาคม 2550 จำนวน 65 แปลง คิดเป็นพื้นที่รวม 235,606 ตารางกิโลเมตร เป็นแปลงสำรวจบนบกจำนวน 56 แปลง พื้นที่ 211,687 ตารางกิโลเมตร และในทะเลอ่าวไทย จำนวน 9 แปลง พื้นที่ 23,919 ตารางกิโลเมตร โดยหลักเกณฑ์ วิธีการและเงื่อนไขที่ใช้ในการประกาศเชิญชวนได้ใช้แนวทางเดียวกับที่เคยใช้ในการประกาศเชิญชวนครั้งที่ 18 - 19 ดังนี้

2.1 ผู้ยื่นขอสัมปทานต้องมีคุณสมบัติตามที่กำหนดในมาตรา 24 แห่งพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 คือ เป็นบริษัท มีทุน เครื่องจักร เครื่องมือ อุปกรณ์ และผู้เชี่ยวชาญเพียงพอที่จะสำรวจ ผลิต ขายและจำหน่ายปิโตรเลียม

2.2 ในการยื่นขอสัมปทานฯ ได้กำหนดระยะเวลาการยื่นขอสัมปทานปิโตรเลียมโดยให้มีอายุ 1 ปี นับแต่วันออกประกาศ หรือจนกว่าจะมีประกาศเปลี่ยนแปลง โดยหลังจากนั้นกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติจะรวบรวมคำขอสัมปทานฯ ภายในวันที่ 15 ของทุกเดือน เพื่อนำมาพิจารณา โดยกำหนดจะรวบรวมคำขอครั้งแรกในวันที่ 15 กรกฎาคม 2550 สำหรับแปลงสำรวจที่มีผู้ยื่นขอสัมปทานแล้วและอยู่ในระหว่าง การพิจารณากรมเชื้อเพลิงธรรมชาติจะไม่รับคำขอเพิ่มเติมอีกจนกว่าการพิจารณาจะแล้วเสร็จ และจะแจ้งให้ผู้สนใจทราบว่าแปลงสำรวจใดที่มีผู้ยื่นขอแล้วและอยู่ในระหว่างการพิจารณา สำหรับผลประโยชน์พิเศษ ที่กำหนดเป็นเงื่อนไขให้ผู้ยื่นคำขอสัมปทานต้องเสนอ ประกอบด้วย การให้สิทธินิติบุคคลไทยเข้าร่วม ในสัมปทาน และการใช้บริการภายในประเทศ นอกจากนี้ผู้ขอสัมปทานอาจเสนอให้ผลประโยชน์พิเศษอื่น

เพิ่มเติมได้ เช่น ทุนการศึกษา การฝึกหัดงาน หรือเงินอุดหนุนเพื่อการพัฒนาปิโตรเลียมในประเทศไทย เป็นต้น

2.3 หลักเกณฑ์การพิจารณาคัดเลือกผู้รับสัมปทาน ประกอบด้วย 2 ขั้นตอน คือ 1) พิจารณาคุณสมบัติและความน่าเชื่อถือของผู้ขอสัมปทานว่าเป็นบริษัทที่มีคุณสมบัติครบถ้วนตามที่กฎหมายกำหนด มีประวัติและชื่อเสียงดี มีความมั่นคงทางการเงิน มีความสามารถและประสบการณ์ในด้านการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม และ 2) พิจารณาแผนงานโครงการสำรวจที่จะกระทำในแปลงสำรวจที่ยื่นขอ โดยมีปริมาณงาน และปริมาณเงินเหมาะสมกับพื้นที่แปลงสำรวจ รวมทั้งผลประโยชน์พิเศษที่ผู้ขอสัมปทาน เสนอให้แก่รัฐ โดยกำหนดคะแนนในส่วนของโครงการสำรวจและข้อผูกพันด้านปริมาณงานปริมาณเงิน 80 คะแนน และผลประโยชน์พิเศษที่เสนอให้แก่รัฐ 20 คะแนน ตามลำดับ

<u>มติของที่ประชุม</u>

1. ที่ประชุมรับทราบ