มติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ
ครั้งที่ 7/2552 (ครั้งที่ 129)
วันจันทร์ที่ 28 ธันวาคม พ.ศ. 2552 เวลา 10.00 น.
ณ ตึกสันติไมตรี หลังใน ทำเนียบรัฐบาล

---

1. แผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2551 - 2564
2. ขอความเห็นชอบลงนามสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติแหล่งซอติก้าจากประเทศสหภาพพม่า
3. แนวทางการดำเนินงานของกองทุนพัฒนาชุมชนในพื้นที่รอบโรงไฟฟ้า
4. ร่างบันทึกความเข้าใจการรับซื้อไฟฟ้าโครงการน้ำงึม 3
5. สถานการณ์พลังงาน ปี 2552 และแนวโน้มปี 2553
6. สถานการณ์ราคาน้ำมัน ปี 2552

นายกรัฐมนตรี (นายอภิสิทธิ์ เวชชาชีวะ) ประธานกรรมการ
รองนายกรัฐมนตรี (นายกอร์ปศักดิ์ สภาวสุ) รองประธานกรรมการ
รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงาน (นายวรรณรัตน์ ชาญนุกูล) กรรมการ
ผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (นายวีระพล จิรประดิษฐกุล) กรรมการและเลขานุการ

เรื่องที่ 1 แผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2551 - 2564

สรุปสาระสำคัญ

1. คณะรัฐมนตรีในการประชุมเมื่อวันที่ 24 มีนาคม 2552 ได้มีมติเห็นชอบตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) เรื่องแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2551-2564 (PDP 2007 : ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 2) โดยให้ดำเนินการตามแผนเฉพาะปี 2552 - 2558 สำหรับแผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติในระยะยาว (ตั้งแต่ปี 2559 เป็นต้น) ให้สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน และบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) ดำเนินการปรับปรุงให้สอดคล้องกับแผน PDP 2010 หลังจากที่แผน PDP ดังกล่าวแล้วเสร็จ พร้อมทั้งคำนึงถึงความเห็นของคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน และให้นำเสนอ กพช. เพื่อพิจารณาต่อไป

2. กพช. เมื่อวันที่ 24 สิงหาคม 2552 ได้มีมติเห็นชอบแนวทางการกำหนดเป้าหมายและรูปแบบการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ Cogeneration โดยกำหนดเป้าหมายปริมาณพลังไฟฟ้ารับซื้อจาก SPP ระบบ Cogeneration ประเภทสัญญา Firm ที่ใช้เชื้อเพลิงเชิงพาณิชย์ สำหรับการจัดหาไฟฟ้าช่วงปี 2558 - 2564 ปริมาณ 2,000 เมกะวัตต์

3. การจัดทำแผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติในระยะสั้นสำหรับปี 2552-2558 ได้พิจารณาจากความต้องการก๊าซธรรมชาติในภาคไฟฟ้าจากแผน PDP 2007: ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 2 ที่กำหนดให้มีโรงไฟฟ้าใหม่ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงที่จะเข้าระบบในปี 2552 - 2558 จำนวน 6,890 เมกกะวัตต์ ประกอบด้วย โรงไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) จำนวน 5 โรง กำลังการผลิตประมาณ 3,690 เมกะวัตต์ และโรงไฟฟ้า New IPP ของเอกชน จำนวน 2 โรง กำลังการผลิตประมาณ 3,200 เมกะวัตต์ นอกจากนี้ยังมีแผนการขยายการใช้ก๊าซธรรมชาติทั้งในภาคอุตสาหกรรม และภาคการขนส่งเพื่อทดแทนการใช้น้ำมัน มีอัตราเติบโตเฉลี่ยร้อยละ 11 และ 23 ต่อปี ตามลำดับ และการก่อสร้างโรงแยกก๊าซธรรมชาติหน่วยที่ 6 และการก่อสร้างโรงแยกก๊าซอีเทน ของ ปตท. ซึ่งมีกำหนดการแล้วเสร็จในไตรมาสที่ 2 ปี 2553 ซึ่งจะส่งผลให้ความต้องการก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้นเป็นประมาณ 5,142 ล้าน ลบ.ฟุตต่อวัน ในปี 2558

4. ในส่วนของความต้องการก๊าซธรรมชาติ ตั้งแต่ปี 2559 เป็นต้นไป จะขึ้นอยู่กับการเลือกใช้ก๊าซธรรมชาติของโรงไฟฟ้าใหม่ของ กฟผ. และ เอกชน (EGAT + New IPP) ที่จะเกิดขึ้น และจากแผน PDP 2007: ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 2 ที่ประมาณการให้

โรงไฟฟ้าใหม่ของ กฟผ. และ เอกชน (EGAT + New IPP) เลือกใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงในสัดส่วนร้อยละ 55 ของกำลังการผลิตที่เพิ่มขึ้น รวมทั้งความต้องการก๊าซธรรมชาติจาก SPP ระบบ Cogeneration ประเภท Firm ปริมาณ 2,000 เมกะวัตต์ ในช่วงปี 2558 - 2564

5. สำหรับการจัดหาก๊าซธรรมชาติปี 2552-2558 เพื่อรองรับความต้องการก๊าซธรรมชาติที่จะเพิ่มขึ้นในภาคส่วนต่างๆ ตามประมาณการปริมาณความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติหลังวิกฤติเศรษฐกิจ โดย ปตท. ได้ดำเนินการจัดหาก๊าซธรรมชาติเพิ่มเติมจากอ่าวไทย และการนำเข้าจากประเทศเพื่อนบ้าน ได้แก่แหล่งเจดีเอ แปลง A18 และแปลง B17-C19 และ B17-01 มีปริมาณซื้อขายตามสัญญา 400 และ 270 ล้าน ลบ.ฟุตต่อวัน ตามลำดับ รวมทั้งแหล่งอาทิตย์ แหล่งอาทิตย์เหนือที่ผลิตจาก Floating Production Storage and Offloading Vessels หรือ FPSO มีปริมาณซื้อขายตามสัญญา 330 และ 120 ล้าน ลบ.ฟุตต่อวัน ตามลำดับ นอกจากนี้ จากแหล่งเชฟรอน (ส่วนเพิ่ม) แหล่งบงกชใต้ (ส่วนเพิ่มจากแหล่งบงกช) แหล่งเจดีเอ แปลง B17 (ส่วนเพิ่ม) และแหล่ง M9 จากสหภาพพม่า มีปริมาณซื้อขายตามสัญญา 330, 320, 65 และ 240 ล้าน ลบ.ฟุตต่อวัน ตามลำดับ ซึ่งคาดว่าจะเริ่มส่งก๊าซธรรมชาติได้ภายในปี 2556 และการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว (Liquefied Natural Gas หรือ LNG) ในปริมาณ 1 ล้านตันต่อปี (เทียบเท่าก๊าซธรรมชาติประมาณ 140 ล้าน ลบ. ฟุตต่อวัน) ตั้งแต่ปี 2554

6. สำหรับการจัดหาก๊าซธรรมชาติตั้งแต่ปี 2559 เป็นต้นไป เพื่อรองรับโรงไฟฟ้าใหม่ของ กฟผ. และ เอกชน (EGAT + New IPP) และ SPP ระบบ Cogeneration ประเภท Firm ปริมาณ 2,000 เมกะวัตต์ ในช่วงปี 2558-2564 รวมถึงการขยายตัวของภาคอุตสาหกรรม และขนส่ง ปตท. มีแผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติเพิ่มเติมทั้งจากแหล่งก๊าซธรรมชาติปัจจุบัน และแหล่งใหม่ๆ จากอ่าวไทย รวมทั้งจากประเทศเพื่อนบ้าน ได้แก่ แหล่งก๊าซฯ ไพลิน แหล่งก๊าซฯ ในสหภาพพม่า แหล่งก๊าซฯ ในเขตพื้นที่ร่วมไทย - กัมพูชา และแหล่งก๊าซฯ นาทูน่า ประเทศอินโดนีเซีย นอกจากนี้ ปตท. มีแผนการนำเข้า LNG เพิ่มเติมถึงระดับประมาณ 10 ล้านตันต่อปี โดยคาดว่าการจัดหาก๊าซธรรมชาติโดยรวมจะอยู่ที่ระดับประมาณ 5,297 - 6,157 ล้าน ลบ.ฟุตต่อวัน

<u>มติของที่ประชุม</u>

1. เห็นชอบแผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติปี 2552-2558 ของบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) ที่สอดคล้องกับแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2551-2564 (PDP 2007 : ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 2) ที่ดำเนินการตามแผนเฉพาะปี 2552-2558
2. รับทราบแผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติในระยะยาว (ตั้งแต่ปี 2559 เป็นต้นไป) ทั้งนี้ เมื่อแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยฉบับใหม่ (PDP 2010) แล้วเสร็จ ให้สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน และบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) ดำเนินการปรับปรุงแผนจัดหาก๊าซธรรมชาติในระยะยาวให้สอดคล้องกับแผน PDP 2010 พร้อมทั้งคำนึงถึงความเห็นของคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน และนำเสนอต่อคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติเพื่อพิจารณาต่อไป

3. **รับทราบความก้าวหน้าการดำเนินการตามแผนการจัดซื้อก๊าซธรรมชาติเพิ่มเติมในส่วนที่ได้ มีการเจรจาแล้ว และในส่วนที่อยู่ระหว่างการเจรจาลงนามในสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติ ทั้งนี้เมื่อการจัดซื้อก๊าซธรรมชาติเพิ่มเติมจากทั้งในประเทศและต่างประเทศในส่วนที่อยู่ระหว่างการเจรจาได้ข้อยุติแล้ว ให้ บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) นำเสนอผลการเจรจารวมถึงสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติจากในประเทศ ต่อคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติเพื่อทราบ และนำเสนอผลการเจรจารวมถึงสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติจากต่างประเทศต่อคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติและคณะรัฐมนตรีเพื่อให้ ความเห็นชอบต่อไป**
4. **มอบหมายให้ฝ่ายเลขานุการฯ รับไปศึกษาเรื่องการบริหารจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าและนำเสนอต่อคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติเพื่อพิจารณาต่อไป**

เรื่องที่ 2 <u>ขอความเห็นชอบลงนามสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติแหล่งซอติก้าจากประเทศสหภาพพม่า</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. คณะรัฐมนตรีเมื่อวันที่ 19 มิถุนายน 2550 ได้ให้ความเห็นชอบตามมติ กพช. ในการประชุมครั้งที่ 4/2550 (ครั้งที่ 113) วันที่ 4 มิถุนายน 2550 เรื่องแผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติทั้งระยะสั้นและระยะยาว ซึ่งเมื่อการจัดซื้อก๊าซธรรมชาติเพิ่มเติมทั้งในประเทศ และต่างประเทศมีข้อยุติแล้ว ให้ ปตท. นำเสนอผลการเจรจารวมทั้งสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติต่อ กพช. และคณะรัฐมนตรีเพื่อให้ความเห็นชอบต่อไป

2. คณะกรรมการ ปตท. ในการประชุม เมื่อวันที่ 29 ตุลาคม 2551 ได้มีมติอนุมัติให้ ปตท. ลงนาม ใน Heads of Agreement (HOA) ซึ่งคู่สัญญาได้มีการลงนาม HOA เมื่อวันที่ 23 มิถุนายน 2551 โดยกำหนดให้มีการลงนามสัญญาซื้อขายก๊าซฯ ภายในปี 2551 และต่อมา เนื่องจากการเจรจาร่างสัญญายัง ไม่แล้วเสร็จ คู่สัญญาจึงตกลงจัดทำ Amendment to HOA ในวันที่ 30 ธันวาคม 2551 เพื่อขยายกรอบเวลาการลงนามสัญญาออกไปเป็นภายในเดือนเมษายน 2552 หรือ ตามที่คู่สัญญาตกลง และต่อมาเมื่อวันที่ 20 พฤศจิกายน 2552 คณะกรรมการ ปตท. ได้มีมติอนุมัติให้ ปตท. ลงนามในสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติแหล่งซอติก้า กับ MOGE และ PTTEPI และให้นำร่างสัญญาฯ เสนอสำนักงานอัยการสูงสุดเพื่อตรวจพิจารณาให้ความเห็น รวมทั้งเสนอ กพช. เพื่อให้ความเห็นชอบการลงนามสัญญาฯ ต่อไป

3. แหล่งซอติก้า ตั้งอยู่ในแปลง M9 และ M11 ในอ่าวเมาะตะมะ ประเทศสหภาพพม่า ซึ่งมีกลุ่มผู้ขายก๊าซฯ ประกอบด้วย Myanma Oil and Gas Enterprise (MOGE) และบริษัท PTTEP International Limited (PTTEPI) (เป็น Operator) มีปริมาณสำรองก๊าซฯ เริ่มต้น 1.4 ล้านล้านลบ.ฟุต ซึ่งเพียงพอที่จะผลิตก๊าซฯ ในเชิงพาณิชย์ได้ประมาณ 300 ล้านลบ.ฟุตต่อวัน และจะสามารถพัฒนาและพร้อมผลิตก๊าซฯได้ตั้งแต่ปี 2556 เป็นต้นไป

4. ปตท. ได้ดำเนินการเจรจาสัญญาซื้อขายก๊าซฯ กับกลุ่มผู้ขายก๊าซฯ จนบรรลุข้อยุติ โดยมีสาระสำคัญ เช่น มีอายุสัญญา 30 ปี นับจากวันที่เริ่มส่งก๊าซฯ หรือเมื่อปริมาณสำรองหมด หรือ เมื่อ Production Sharing Contract หมดอายุแล้วแต่กรณีใดเกิดขึ้นก่อน มีจุดส่งมอบอยู่ที่ชายแดนไทย - พม่า บ้านอิต่อง อำเภอทองผาภูมิ จังหวัดกาญจนบุรี วันเริ่มส่งก๊าซฯอยู่ในช่วงเดือนเมษายน - ธันวาคม 2556 มีปริมาณผลิตก๊าซฯ รวม 300 ล้านลบ.ฟุตต่อวัน แบ่งเป็นของตลาดก๊าซฯ ภายในประเทศสหภาพพม่าจำนวน 60 ล้านลบ.ฟุตต่อวัน ส่วนปริมาณที่เหลือจำนวน 240 ล้านลบ.ฟุตต่อวัน เป็นปริมาณซื้อขายรายวันตามสัญญาของ ปตท. นอกจากนี้ ปตท. จะต้องรับก๊าซฯ ขั้นต่ำในแต่ละวันไม่น้อยกว่าร้อยละ 50 ของปริมาณซื้อขายก๊าซฯ รายวัน มีเงื่อนไข Take-or-Pay เท่ากับร้อยละ 100 ของปริมาณรับก๊าซฯ สุทธิ ในแต่ละปีสัญญา ทั้งนี้ ปตท. มีสิทธิที่จะเรียกรับก๊าซฯ ที่ได้จ่ายเงินค่า Take-or-Pay โดยไม่ต้องชำระเงินอีก (Make-up) ภายหลังจากที่รับก๊าซฯ ครบตามปริมาณขั้นต่ำของเดือนนั้นๆ แล้ว ถ้า ปตท. สามารถ รับก๊าซฯ เกินกว่าปริมาณขั้นต่ำในปีสัญญาใดๆ ปตท. มีสิทธินำปริมาณส่วนเกินดังกล่าว (Carry Forward Gas) ไปลดปริมาณรับก๊าซฯ ขั้นต่ำในปีสัญญาถัดๆ ไปได้ ภายในเวลา 5 ปี โดยสามารถใช้สิทธิได้ครั้งละไม่เกินร้อยละ 15 ของปริมาณรับก๊าซฯ ขั้นต่ำในปีสัญญานั้นๆ ในกรณีที่ผู้ขายพบปริมาณสำรองก๊าซฯ เพิ่มเติมในแปลง M3, M4, M7 หรือ M11 ปตท.มี First right ในการซื้อก๊าซฯ ดังกล่าว (ภายหลังจากการแบ่งสรรก๊าซฯ ให้ตลาดพม่าแล้ว) สำหรับราคาและสูตรปรับราคาก๊าซฯ เหมือนกับแหล่งยาดานาและ เยตากุน สัญญาฯ ใช้กฎหมายอังกฤษ และ Arbitration ใช้ UNCITRAL Model Law

<u>มติของที่ประชุม</u>

1. เห็นชอบร่างสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติแหล่งซอติก้าจากประเทศสหภาพพม่า และมอบหมายให้บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) ลงนามในสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติแหล่งซอติก้าต่อไป เมื่อร่างสัญญาฯ ได้ผ่านการตรวจพิจารณาจากสำนักงานอัยการสูงสุด ทั้งนี้ หากจำเป็นต้องมีการปรับปรุงข้อความในร่างฯ ดังกล่าวที่ไม่ใช่สาระสำคัญ เห็นควรให้บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) สามารถปรับปรุงข้อความได้โดยไม่ต้องนำกลับมาเสนอขอความเห็นชอบจากคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติอีก
2. เห็นชอบให้สัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติแหล่งซอติก้าใช้เงื่อนไขการระงับข้อพิพาทโดยวิธีการอนุญาโตตุลาการ
3. มอบหมายให้ฝ่ายเลขานุการฯ นำมติที่ประชุมเสนอคณะรัฐมนตรีในวันที่ 29 ธันวาคม 2552 ดังนี้
    - 3.1 รับทราบมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติที่ได้ให้ความเห็นชอบร่างสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติแหล่งซอติก้า จากประเทศสหภาพพม่า โดยมอบหมายให้บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) ลงนามในสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติแหล่งซอติก้า เมื่อร่างสัญญาฯ ได้ผ่านการตรวจพิจารณาจากสำนักงานอัยการสูงสุดแล้ว
    - 3.2 ให้ความเห็นชอบเงื่อนไขการระงับข้อพิพาทโดยวิธีอนุญาโตตุลาการในสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติแหล่งซอติก้า จากประเทศสหภาพพม่า

เรื่องที่ 3 <u>แนวทางการดำเนินงานของกองทุนพัฒนาชุมชนในพื้นที่รอบโรงไฟฟ้า</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. กองทุนพัฒนาชุมชนในพื้นที่รอบโรงไฟฟ้า (กองทุนรอบโรงไฟฟ้า) ได้จัดตั้งขึ้นตามมติคณะรัฐมนตรีในปี 2550 ต่อมาคณะรัฐมนตรี ในการประชุมเมื่อวันที่ 24 มีนาคม 2552 ได้รับทราบมติ กพช. เมื่อวันที่ 9 มีนาคม 2552 เห็นชอบนโยบายการนำส่งเงินและการใช้จ่ายเงินกองทุนพัฒนาไฟฟ้าตามพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550 ตลอดจนแนวทางการดำเนินงานของกองทุนรอบโรงไฟฟ้าในช่วงเปลี่ยนผ่าน ซึ่งกำหนดให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ยุติการเก็บเงินเข้ากองทุนรอบโรงไฟฟ้า นับตั้งแต่ระเบียบการนำส่งเงินและการใช้จ่ายเงินกองทุนพัฒนาไฟฟ้ามีผลบังคับใช้เป็นต้นไป ทั้งนี้ ให้คณะกรรมการบริหารกองทุนรอบโรงไฟฟ้ายังสามารถบริหารงานต่อไปจนครบวาระการดำรงตำแหน่งไม่เกิน 2 ปี

2. ปัจจุบันคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) อยู่ระหว่างดำเนินการร่างระเบียบกองทุนพัฒนาไฟฟ้า ซึ่งคาดว่าจะแล้วเสร็จประมาณเดือนกุมภาพันธ์ 2553 ทำให้มีคณะกรรมการบริหารกองทุนรอบโรงไฟฟ้าที่จะทยอยครบวาระการดำรงตำแหน่ง 2 ปี ก่อนวันที่ระเบียบกองทุนพัฒนาไฟฟ้ามีผลบังคับใช้จำนวน 54 กองทุน จากทั้งหมดจำนวน 73 กองทุน หรือคิดเป็นร้อยละ 74 โดยจะทยอยครบวาระการดำรงตำแหน่งในเดือนธันวาคม 2552 จำนวน 15 กองทุน เดือนมกราคม 2553 จำนวน 32 กองทุน เดือนกุมภาพันธ์ 2553 จำนวน 7 กองทุน เดือนมีนาคม 2553 จำนวน 15 กองทุน และเดือนมิถุนายน 2553 จำนวน 4 กองทุน

3. เพื่อให้การบริหารงานของกองทุนรอบโรงไฟฟ้าสามารถดำเนินการไปได้อย่างต่อเนื่อง กระทรวงพลังงาน จึงเห็นควรนำเสนอ กพช. พิจารณาแนวทางการดำเนินงานของกองทุนรอบโรงไฟฟ้า ดังนี้

3.1 เห็นควรให้คณะกรรมการบริหารกองทุนพัฒนาชุมชนในพื้นที่รอบโรงไฟฟ้าที่ครบวาระการดำรงตำแหน่ง 2 ปี ยังคงสามารถดำเนินการบริหารงานกองทุนต่อไปได้อีกระยะหนึ่งจนกว่าจะมีการแต่งตั้งคณะกรรมการชุดใหม่ตามระเบียบการนำส่งเงินและการใช้จ่ายเงินกองทุนพัฒนาไฟฟ้า อย่างไรก็ตาม เพื่อให้เกิดความชัดเจนในทางปฏิบัติตามหลักกฎหมาย ขอให้กระทรวงพลังงานหารือกับสำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกาในประเด็นการโอนเงินให้กับกองทุนพัฒนาชุมชนในพื้นที่รอบโรงไฟฟ้า ที่คณะกรรมการครบวาระการดำรงตำแหน่งอีกครั้งหนึ่งก่อนดำเนินการต่อไป

3.2 มอบหมายให้กระทรวงพลังงานร่วมกับกระทรวงมหาดไทย ดำเนินการขยายระยะเวลาในการดำรงตำแหน่งของคณะกรรมการบริหารกองทุนพัฒนาชุมชนในพื้นที่รอบโรงไฟฟ้าตามข้อ 3.1

<u>มติของที่ประชุม</u>

1. เห็นชอบให้คณะกรรมการบริหารกองทุนพัฒนาชุมชนในพื้นที่รอบโรงไฟฟ้าที่ครบวาระการดำรงตำแหน่ง 2 ปี ยังคงสามารถดำเนินการบริหารงานกองทุนต่อไปได้อีกระยะหนึ่งจนกว่าจะมีการแต่งตั้งคณะกรรมการชุดใหม่ตามระเบียบการนำส่งเงินและการใช้จ่ายเงินกองทุนพัฒนาไฟฟ้า และเพื่อให้เกิดความชัดเจนในทางปฏิบัติตามหลักกฎหมาย ขอให้กระทรวงพลังงานหารือกับสำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกาในเรื่องการโอนเงินให้กับกองทุนพัฒนาชุมชนในพื้นที่รอบโรงไฟฟ้าที่คณะกรรมการครบวาระการดำรงตำแหน่งอีกครั้งหนึ่งก่อนดำเนินการต่อไป
2. มอบหมายให้กระทรวงพลังงานร่วมกับกระทรวงมหาดไทย ดำเนินการขยายระยะเวลาในการดำรงตำแหน่งของคณะกรรมการบริหารกองทุนพัฒนาชุมชนในพื้นที่รอบโรงไฟฟ้าตามข้อ 1

เรื่องที่ 4 <u>ร่างบันทึกความเข้าใจการรับซื้อไฟฟ้าโครงการน้ำงึม 3</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. รัฐบาลไทยและรัฐบาลสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว (สปป. ลาว) ได้มีการลงนามในบันทึกความเข้าใจ (MOU) เพื่อจะรับซื้อไฟฟ้าจาก สปป. ลาว 7,000 เมกะวัตต์ ภายในปี 2558ปัจจุบัน มี 2 โครงการภายใต้ MOU ดังกล่าวที่จ่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์เข้าระบบของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) แล้ว ได้แก่ โครงการเทิน-หินบุน ขนาดกำลังผลิต 187 เมกะวัตต์ และห้วยเฮาะ ขนาดกำลังผลิต 126 เมกะวัตต์ และอีก 3 โครงการที่ได้ลงนามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแล้ว ได้แก่ โครงการน้ำเทิน 2 ขนาดกำลังผลิต 920 เมกะวัตต์ โครงการน้ำงึม 2 ขนาดกำลังผลิต 615 เมกะวัตต์ และโครงการเทิน-หินบุนส่วนขยาย ขนาดกำลังผลิต 220 เมกะวัตต์ โดยมีกำหนดการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเชิงพาณิชย์ในเดือนธันวาคม 2552 มีนาคม 2554 และมีนาคม 2555 ตามลำดับ

2. กฟผ. ได้ดำเนินการเจรจากับผู้ลงทุนโครงการน้ำงึม 3 ภายใต้นโยบายและหลักการที่ได้รับมอบหมายจากคณะอนุกรรมการประสานความร่วมมือด้านพลังงานไฟฟ้าระหว่างไทยกับประเทศเพื่อนบ้าน จนได้ข้อยุติเรื่องอัตราค่าไฟฟ้าและเงื่อนไขสำคัญ และได้มีการจัดทำร่างบันทึกความเข้าใจการรับซื้อไฟฟ้า (Tariff MOU) ของโครงการน้ำงึม 3 ในรูปแบบเดียวกับ Tariff MOU ที่เคยผ่านการพิจารณาให้ความเห็นชอบโดยสำนักงานอัยการสูงสุด คณะอนุกรรมการประสานฯ กพช. และ ครม. แล้ว ทั้งนี้ คณะอนุกรรมการ ประสานฯ ได้ให้ความเห็นชอบข้อเสนออัตราค่าไฟฟ้าและร่าง MOU ของโครงการน้ำงึม 3 แล้ว

3. ผู้พัฒนาโครงการน้ำงึม 3 ประกอบด้วย บริษัท GMS Lao จำกัด (27%) บริษัท Marubeni จำกัด (25%) บมจ. ผลิตไฟฟ้าราชบุรีโฮลดิ้ง (25%) และ รัฐบาล สปป. ลาว (23%) โครงการมีกำลังการผลิตติดตั้ง 440 เมกะวัตต์ ผลิตไฟฟ้าเฉลี่ยรายปีของ Primary Energy (PE) เท่ากับ 1,929 ล้านหน่วย และ Secondary Energy (SE) เท่ากับ 151 ล้านหน่วย และจะมี Excess Energy (EE) อีกจำนวนหนึ่ง โดย

กฟผ. จะรับประกันการรับซื้อเฉพาะ PE และ SE ระบบส่งไฟฟ้า 500 kV ฝั่ง สปป. ลาวจะมีการก่อสร้างระบบส่งจากโครงการฯ ถึง สฟ.นาบง ระยะทาง 99 กม. และจาก สฟ. นาบง ถึง สฟ. อุดรธานี 3 ระยะทางรวม 107 กม. ปัจจุบันกำลังอยู่ระหว่างการก่อสร้างเพื่อซื้อขายไฟฟ้าโครงการน้ำงึม 2 โดยฝั่งไทย จะมีการก่อสร้างระบบส่งช่วงอุดรธานี - ชัยภูมิ เพื่อรองรับการซื้อขายไฟฟ้าโครงการน้ำงึม 3 ทั้งนี้ กำหนดจ่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ (COD) เข้าระบบในเดือนมกราคม 2560

4. ร่าง Tariff MOU โครงการน้ำงึม 3 มีรูปแบบเดียวกับ Tariff MOU เดิมที่คณะอนุกรรมการประสานฯ ได้เคยพิจารณาให้ความเห็นชอบและอัยการสูงสุดได้เคยตรวจร่างแล้ว โดยมีรูปแบบเดียวกับ Tariff MOU โครงการพลังน้ำต่างๆ ที่เคยได้ลงนามไปแล้วและเพิ่มเงื่อนไขการวางหลักทรัพย์ค้ำประกัน กรณีที่บริษัทไม่สามารถเจรจาสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (PPA) ได้ภายในกำหนดของ Tariff MOU ตามเงื่อนไขที่กำหนด กฟผ.สามารถยึดหลักทรัพย์ได้ สรุปสาระสำคัญของ MOU โครงการน้ำงึม 3 ได้ดังนี้

4.1 ข้อตกลงนี้ทำขึ้นระหว่าง กฟผ. และบริษัท GMS Lao จำกัด ปริษัท Marubeni จำกัด และบริษัท ผลิตไฟฟ้าราชบุรี โฮลดิ้ง จำกัด (มหาชน) (รวมเรียกว่า Sponsors)

4.2 กฟผ. จะขอความเห็นชอบ MOU จาก กพช. ภายใน 3 เดือนนับจากวันลงนาม และบริษัทฯ จะขอความเห็นชอบจากกระทรวงพลังงานและบ่อแร่ของรัฐบาล สปป. ลาว ภายใน 3 เดือนนับจากวันลงนาม ทั้งนี้ MOU จะมีผลบังคับใช้หลังจากที่ทั้งสองฝ่ายได้รับแจ้งการได้รับความเห็นชอบจากหน่วยงานภาครัฐ

4.3 โครงการมีกำลังผลิตติดตั้ง 440 เมกะวัตต์ และมีเป้าหมายผลิตไฟฟ้าเฉลี่ยรายปีของ Primary Energy (PE) เท่ากับ 1,929 ล้านหน่วย และ Secondary Energy (SE) เท่ากับ 151 ล้านหน่วย และจะมี Excess Energy (EE) อีกจำนวนหนึ่ง โดย กฟผ. จะรับประกันการรับซื้อเฉพาะ PE และ SE ทั้งนี้ PE คือพลังงานไฟฟ้าที่บริษัทฯ แจ้งและพร้อมผลิตไม่เกิน 16 ชั่วโมง/วัน (06.00-22.00 น.) วันจันทร์ถึง วันเสาร์ ส่วน SE คือพลังงานไฟฟ้าส่วนที่เกิน PE ไม่เกินวันละ 5.35 ชั่วโมง (วันจันทร์ถึงวันเสาร์) และ วันอาทิตย์ไม่เกิน 21.35 ชั่วโมง ส่วน EE คือพลังงานไฟฟ้านอกเหนือจาก PE และ SE

4.4 อัตราค่าไฟฟ้า ณ ชายแดนมีค่าคงที่ตลอดอายุสัญญาซื้อขายไฟฟ้า สรุปได้ดังนี้

• Primary Energy (PE) Tariff	ส่วนที่ 1 = 3.582 Cents/หน่วย
	ส่วนที่ 2 = 1.218 บาท/หน่วย
(ค่า PE รวม= 2.436 บาท/หน่วย ณ อัตราแลกเปลี่ยน 34 บาท/ดอลล่าร์สหรัฐ)	
• Secondary Energy (SE) Tariff	= 1.462 บาท/หน่วย
• Excess Energy (EE) Tariff	= 1.340 บาท/หน่วย

• Unit Operation Energy Tariff (Pre - COD)	= 1.827 บาท/หน่วย
อัตราค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (PE + SE) = 2.365 บาท/หน่วย	

4.5 สัญญาซื้อขายไฟฟ้าจะมีอายุ 27 ปี นับจากวันจ่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ (COD) โดยอาจมีอายุสัญญาได้ยาวกว่านี้ หาก สปป. ลาวอนุมัติและทั้งสองฝ่ายตกลง

4.6 หากโครงการได้รับผลประโยชน์จาก CDM โครงการจะต้องเจรจาแบ่งผลประโยชน์กับ กฟผ. ทั้งนี้ จะขึ้นกับการตกลงของรัฐบาล สปป. ลาว

4.7 ทั้งสองฝ่ายจะใช้สัญญาซื้อขายไฟฟ้าของโครงการน้ำงึม 3 ฉบับที่ได้ลงนามย่อกำกับไว้เมื่อวันที่ 11 ตุลาคม 2550 เป็นพื้นฐานในการจัดทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้า

4.8 MOU จะสิ้นสุดเมื่อมีการลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า หรือ MOU มีอายุครบ 12 เดือนนับจากวันลงนามหรือวันที่ช้ากว่าหากมีการตกลงต่ออายุ MOU ออกไป หรือทั้งสองฝ่ายตกลงกันเป็นลายลักษณ์อักษรเพื่อเลิกก่อนได้

4.9 Sponsors จะต้องวางหลักทรัพย์ค้ำประกันจำนวน 44 ล้านบาท ภายในระยะเวลา 30 วันหลังจากที่ กฟผ. แจ้ง Sponsors ว่า MOU ได้รับการอนุมัติจาก กพช.

4.10 แต่ละฝ่ายจะรับผิดชอบค่าใช้จ่ายที่จะเกิดขึ้นในส่วนของตน และไม่สามารถเรียกร้องความเสียหายจากการกระทำของอีกฝ่ายหนึ่งได้ รวมถึงการยกเลิก MOU ยกเว้นหลักทรัพย์ค้ำประกันที่ Sponsorsวางไว้หากไม่สามารถเจรจาเพื่อลงนามใน PPA ได้ภายในระยะเวลาของ MOU ตามเงื่อนไขที่ระบุไว้

4.11 Tariff MOU และสัญญาซื้อขายไฟฟ้าจะถูกบังคับและตีความตามกฎหมายไทย

<u>มติของที่ประชุม</u>

เห็นชอบร่างบันทึกความเข้าใจการรับซื้อไฟฟ้าโครงการน้ำงึม 3 และมอบหมายให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยนำร่างบันทึกความเข้าใจฯ ที่ได้รับความเห็นชอบแล้วไปลงนามร่วมกับผู้ลงทุนต่อไป ทั้งนี้ หากจำเป็นต้องมีการปรับปรุงข้อความในร่างฯ ดังกล่าวที่ไม่ใช่สาระสำคัญและไม่กระทบต่ออัตราค่าไฟฟ้า เห็นควรให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยสามารถปรับปรุงข้อความได้โดยไม่ต้องนำกลับมาเสนอขอความเห็นชอบจากคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ โดยทั้งนี้ขอให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิต แห่งประเทศไทยปรับอายุของบันทึกความเข้าใจฯ ของโครงการฯ เป็น 12 เดือนนับจากวันลงนาม ให้ตรงกับในร่างบันทึกความเข้าใจฯ และปรับปรุงข้อความในร่างฯ ให้มีการวางหลักทรัพย์ค้ำประกันในวันลงนามในบันทึกความเข้าใจฯ ด้วย

เรื่องที่ 5 <u>สถานการณ์พลังงาน ปี 2552 และแนวโน้มปี 2553</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. ภาพรวมพลังงาน ปี 2552 สศช.คาดการณ์แนวโน้มเศรษฐกิจไทยในปี 2552 หดตัวร้อยละ 3.0 เนื่องจากได้รับผลกระทบจากวิกฤตเศรษฐกิจโลกที่รุนแรงเมื่อปลายปี 2551 ต่อเนื่องมาจนถึงปีนี้ ทำให้การส่งออกและการท่องเที่ยวไทยหดตัวลงมาก แต่ในช่วงครึ่งปีหลังเศรษฐกิจไทยมีการปรับตัวดีขึ้น ส่งผลให้การใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้นเพิ่มขึ้นร้อยละ 2.1 เมื่อเทียบกับปีที่แล้ว หรืออยู่ที่ระดับ 1,656 เทียบเท่าพันบาร์เรลน้ำมันดิบต่อวัน เป็นการใช้ก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้นร้อยละ 4.0 เนื่องจากส่วนหนึ่งนำไปใช้ในอุตสาหกรรมและในรถยนต์ NGV เพิ่มขึ้น การใช้น้ำมันเพิ่มขึ้นร้อยละ 0.7 เนื่องจากราคาน้ำมันที่ลดต่ำลงกว่าปีที่ผ่านมาส่งผลให้การใช้น้ำมันเบนซินและดีเซลเพิ่มขึ้น และการใช้ถ่านหินเพิ่มขึ้นร้อยละ 4.0 ในขณะที่ลิกไนต์ลดลงร้อยละ 1.4 เนื่องจากมีการนำไปใช้เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าของ กฟผ. ลดลง ไฟฟ้า พลังน้ำและไฟฟ้านำเข้ามีการใช้ลดลงร้อยละ 7.7 เนื่องจากปริมาณน้ำในเขื่อนน้อย

2. น้ำมันดิบ การนำเข้าอยู่ที่ระดับ 874 พันบาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 7.6 คิดเป็นมูลค่า 620 พันล้านบาท ซึ่งลดลงร้อยละ 38.2 เนื่องจากราคาน้ำมันดิบลดลงร้อยละ 48.5 จากราคาเฉลี่ยน้ำมันดิบนำเข้า 101.44 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรลในปี 2551 มาอยู่ที่ระดับ 57.54 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรลในปี 2552

3. น้ำมันสำเร็จรูป การใช้น้ำมันสำเร็จรูปเพิ่มขึ้นร้อยละ 1.0 เนื่องจากการใช้ดีเซลและเบนซินเพิ่มขึ้นอันเป็นผลจากราคาขายปลีกเฉลี่ยในปีนี้ต่ำกว่าปี 2551 มากทำให้ประชาชนใช้น้ำมันเพิ่มมากขึ้น ส่วนการใช้ LPG เพิ่มขึ้นเนื่องจากภาคครัวเรือนใช้เพิ่มขึ้น ในขณะที่การใช้น้ำมันเครื่องบินลดลงร้อยละ 4.9 เนื่องจากภาวะการท่องเที่ยวที่ซบเซาอันเป็นผลจากปัญหาความไม่สงบในประเทศและเศรษฐกิจโลกที่ชะลอตัวตลอดจนการระบาดของโรคไข้หวัดใหญ่สายพันธุ์ใหม่ 2009 น้ำมันเตาลดลงร้อยละ 19.5 เนื่องจากการใช้น้ำมันเตาในภาคอุตสาหกรรมลดลงมากอีกทั้งการใช้น้ำมันเตาเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าของ กฟผ ก็ลดลงมากเช่นกัน

- **น้ำมันเบนซิน** การใช้น้ำมันเบนซินในแต่ละเดือนมีปริมาณค่อนข้างคงที่เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 20.8 ล้านลิตรต่อวัน หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 6.4 เนื่องจากราคาขายปลีกเฉลี่ยในปีนี้ที่ต่ำกว่าปีที่แล้ว ปัจจุบันการใช้เบนซินธรรมดามีสัดส่วนร้อยละ 57 แยกเป็นเบนซิน 91 ร้อยละ 38 และแก๊สโซฮอล์ 91 ร้อยละ 19 และเบนซินพิเศษร้อยละ 43 แยกเป็นเบนซิน 95 ร้อยละ 2 และแก๊สโซฮอล์ 95 ร้อยละ 41
- **แก๊สโซฮอล์** มีสัดส่วนการใช้มากที่สุด คิดเป็นร้อยละ 60 ของปริมาณการใช้เบนซินทั้งหมด โดยมีปริมาณการใช้เพิ่มจาก 9.2 ล้านลิตร ต่อวันในปี 2551 เป็น 12.2 ล้านลิตรต่อวันในปีนี้ หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 32.2 เป็นการใช้แก๊สโซฮอล์ 95 อยู่ที่ระดับ 8.1 ล้านลิตรต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 25.5 ส่วน การใช้แก๊สโซฮอล์ 91 เพิ่มขึ้นสูงมากเนื่องจากรัฐบาลได้มีนโยบายส่งเสริมการใช้แก๊สโซฮอล์ 91 ด้วยการสร้างความมั่นใจในกลุ่มผู้ใช้รถจักรยานยนต์
- **น้ำมันดีเซล** ปริมาณการใช้รวม 50.3 ล้านลิตรต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 4.0 โดยในช่วงต้นปี 2552 ปริมาณการใช้เพิ่มขึ้นมากเนื่องจากราคาน้ำมันดีเซลต่ำกว่า

ปีที่ผ่านมา ต่อมาราคาเริ่มปรับตัวสูงขึ้น ทำให้การใช้ลดลง อย่างไรก็ดีในช่วงไตรมาสสุดท้ายของปี 2552 เศรษฐกิจไทยเริ่มมีแนวโน้มปรับตัวดีขึ้น ประกอบกับราคาน้ำมันดีเซลเฉลี่ยในปีนี้ต่ำกว่าปีที่ผ่านมา จึงทำให้ปริมาณการใช้ของทั้งปีเพิ่มขึ้น

- **ไบโอดีเซล(B5)** ปริมาณการจำหน่ายเพิ่มขึ้นจาก 10.3 ล้านลิตรต่อวันในปี 2551 เป็น 22.2 ล้านลิตรต่อวันในปีนี้ หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 114.7 เนื่องจากรัฐบาลได้มีนโยบายส่งเสริมการใช้พลังงานทดแทนอย่างจริงจัง ด้วยการลดอัตราเงินนำส่งเข้ากองทุนน้ำมันและกองทุนอนุรักษ์พลังงานของ B5 ต่ำกว่าน้ำมันดีเซล เป็นผลให้ราคาขายปลีกของ B5 ต่ำกว่าราคาน้ำมันดีเซล 1.00 - 3.00 บาทต่อลิตร จึงเป็นเหตุให้การใช้น้ำมัน B5 เพิ่มสูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง
- **LPG โพรเพน และบิวเทน** ปริมาณการใช้เพิ่มขึ้นร้อยละ 8.6 อยู่ที่ระดับ 5,198 พันตัน โดยมีการใช้ในภาคครัวเรือนและใช้เป็นวัตถุดิบในอุตสาหกรรมปิโตรเคมีเพิ่มขึ้น สาเหตุส่วนหนึ่งมาจากรัฐบาลตรึงราคา LPG ให้อยู่ระดับต่ำ โดยปริมาณการใช้เป็นวัตถุดิบในปิโตรเคมีเพิ่มสูงขึ้นถึงร้อยละ 45.2 ในขณะที่การใช้ LPG ในรถยนต์ปีนี้ลดลงร้อยละ 14.1 เนื่องจากรัฐบาลมีนโยบายส่งเสริมการใช้ NGV ทดแทน ประกอบกับระดับราคาน้ำมันในปีนี้ต่ำกว่าปีที่ผ่าน และการใช้เป็นเชื้อเพลิงในภาคอุตสาหกรรมลดลงร้อยละ 11.4 ตามภาวะเศรษฐกิจ

4. ก๊าซธรรมชาติ ปริมาณการใช้อยู่ที่ระดับ 3,579 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 4.0 โดยก๊าซธรรมชาติถูกนำไปใช้ในภาคการผลิตต่างๆ ได้แก่ การผลิตไฟฟ้าคิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 69 ใช้ใน โรงแยกก๊าซร้อยละ 17 ใช้ในอุตสาหกรรมร้อยละ 10 และใช้ในรถยนต์ร้อยละ 3

5. ลิกไนต์/ถ่านหิน การใช้อยู่ที่ระดับ 35 ล้านตัน เพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 2.2 (คิดจากค่า ความร้อน) ประกอบด้วยการใช้ลิกไนต์ 18 ล้านตัน และถ่านหินนำเข้า 17 ล้านตัน เป็นการใช้ลิกไนต์ในภาคการผลิตไฟฟ้าของ กฟผ. จำนวน 16 ล้านตัน ที่เหลือจำนวน 2 ล้านตัน ถูกนำไปใช้ในภาคอุตสาหกรรมต่างๆ ได้แก่ การผลิตปูนซีเมนต์ กระดาษ อุตสาหกรรมอาหาร และอื่นๆ

6. กำลังการผลิตติดตั้งไฟฟ้า อยู่ที่ 29,191 เมกะวัตต์ ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดเกิดขึ้น ณ วันศุกร์ที่ 24 เมษายน 2552 เวลา 14.30 น. อยู่ที่ระดับ 22,596 เมกะวัตต์ สูงกว่าความต้องการไฟฟ้าสูงสุดของปี 2551 ซึ่งอยู่ที่ระดับ 22,568 เมกะวัตต์ จำนวน 28 เมกะวัตต์ หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 0.1

- **การผลิตไฟฟ้า** ปริมาณการผลิตและการรับซื้อของ กฟผ. ในปี 2552 มีจำนวน 148,090 กิกะวัตต์ชั่วโมง ลดลงจากปีก่อนร้อยละ 0.1 โดยมีสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงชนิดต่างๆ ดังนี้ จากก๊าซธรรมชาติร้อยละ 70 จากลิกไนต์/ถ่านหินร้อยละ 21 จากพลังน้ำร้อยละ 5 นำเข้าและอื่นๆ ร้อยละ 3 และจากน้ำมันร้อยละ 1
- **การใช้ไฟฟ้า** อยู่ที่ระดับ 134,489 กิกะวัตต์ชั่วโมง เพิ่มขึ้นร้อยละ 0.1 โดยการใช้ไฟฟ้าชะลอตัวตั้งแต่ปลายปี 2551 และยังคงลดลงจนถึงกลางปี 2552 หลังจากนั้นการใช้ไฟฟ้าได้ปรับตัวสูงขึ้นตั้งแต่เดือนตุลาคมเป็นต้นมา ส่งผล

ให้สาขาอุตสาหกรรมใช้ไฟฟ้าลดลงจากปี 2551 เพียงร้อยละ 1.1 สาขาธุรกิจลดลงร้อยละ 1.6 และอื่นๆ ลดลงร้อยละ 2.3 ในขณะที่บ้านและที่อยู่อาศัยเพิ่มขึ้นร้อยละ 5.3 สาขาเกษตรกรรมเพิ่มขึ้นร้อยละ 6.4

- **ค่าเอฟที** ในปีนี้มีการปรับตัวขึ้นเพียงครั้งเดียวในงวดแรกโดยเพิ่มขึ้น14.85 สตางค์/หน่วย จากเดิมในรอบปีที่ผ่านมา (ต.ค. - ธ.ค. 2551) อยู่ที่ 77.70 สตางค์ต่อหน่วย เป็น 92.55 สตางค์/หน่วย

7. แนวโน้มการใช้พลังงานปี 2553 สศช. คาดว่าในปี 2553 เศรษฐกิจจะขยายตัวร้อยละ 3.0-4.0 และคาดว่าราคาน้ำมันจะอยู่ในระดับ 75 - 85 ดอลลาร์ สรอ.ต่อบาร์เรล สนพ.จึงประมาณการความต้องการพลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้นคาดว่าจะอยู่ที่ระดับ 1,711 พันบาร์เรลน้ำมันดิบต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 3.3 โดยความต้องการน้ำมันเพิ่มขึ้นร้อยละ 1.7 ก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้นร้อยละ 4.1 ลิกไนต์/ถ่านหินเพิ่มขึ้นร้อยละ 2.9 และพลังน้ำ/ไฟฟ้านำเข้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 23.8

น้ำมันสำเร็จรูป ประมาณการว่าความต้องการการใช้น้ำมันเบนซินจะเพิ่มขึ้นร้อยละ 0.6 และดีเซลเพิ่มขึ้นร้อยละ 3.0 น้ำมันเครื่องบินคาดว่าจะเพิ่มขึ้นร้อยละ 7.7 ในขณะที่ LPG (ไม่รวมการใช้ที่เป็น Feed stocks ในปิโตรเคมี) คาดว่าจะมีการใช้ลดลงร้อยละ 2.1 และการใช้น้ำมันเตาคาดว่ายังคงลดลง ร้อยละ 5.4 โดยส่วนหนึ่งลดลงตามแผน PDP ของ กฟผ. ส่งผลให้ทั้งปีคาดว่าจะมีปริมาณการใช้น้ำมันเพิ่มขึ้นร้อยละ 1.7

สำหรับ LPG ในปี 2553 คาดว่าปริมาณการใช้เพิ่มขึ้นสูงถึงร้อยละ 15.0 เนื่องจากใช้เป็นวัตถุดิบในอุตสาหกรรมปิโตรเคมีเพิ่มขึ้นถึงร้อยละ 57.6 รวมทั้งการใช้ของภาคครัวเรือนและใช้เป็นเชื้อเพลิงในภาคอุตสาหกรรมเพิ่มขึ้นเช่นกัน อย่างไรก็ตามการใช้ในภาคขนส่งจะลดลงร้อยละ 14.9 เนื่องจากรัฐบาลมีนโยบายส่งเสริมให้รถแท็กซี่ที่ใช้ LPG เปลี่ยนเป็น NGV แทน โดยโครงการนี้จะเริ่มดำเนินการในต้นปี 2553

จากการที่ความต้องการภายในประเทศสูงขึ้นมาก ทำให้การผลิต LPG ไม่เพียงพอ (ในกรณีที่โรงแยกก๊าซที่ 6 ของ ปตท. ที่มาบตาพุดไม่สามารถดำเนินการผลิตได้) จึงคาดว่าจะมีการนำเข้า LPG ประมาณเดือนละ 120 -140 พันตัน

ก๊าซธรรมชาติ คาดว่าจะเพิ่มขึ้นจากปี 2552 ร้อยละ 4.1 (ไม่รวมการใช้ในโรงแยกก๊าซธรรมชาติ) เนื่องจากภาวะเศรษฐกิจมีแนวโน้มดีขึ้น ทำให้มีการนำมาใช้เป็นเชื้อเพลิงในภาคอุตสาหกรรมเพิ่มขึ้นร้อยละ 16.4 และภาคขนส่งในรถยนต์ NGV เพิ่มขึ้นร้อยละ 35.5 โดยในปี 2553 จะมีแหล่งเจดีเอ บี 17 เข้ามาใหม่ ซึ่งสามารถผลิตก๊าซธรรมชาติได้ประมาณ 300 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน

ปตท. คาดว่าความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติในปี 2553 เมื่อรวมการใช้เป็นวัตถุดิบในอุตสาหกรรมปิโตรเคมี จะเพิ่มขึ้นถึงร้อยละ 12.2 โดยใช้ในโรงแยกก๊าซเพิ่มขึ้นร้อยละ 53.4

ไฟฟ้า การใช้ไฟฟ้าในปีหน้าคาดว่าจะเพิ่มขึ้นร้อยละ 4.0 โดยการใช้ไฟฟ้าในภาคธุรกิจและอุตสาหกรรมจะปรับตัวสูงขึ้น รวมทั้งมีโรงไฟฟ้าที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเข้าระบบ

ได้แก่ โรงไฟฟ้าพระนครเหนือ 700 เมกะวัตต์ และมีการนำเข้าไฟฟ้าจากโครงการเขื่อนน้ำเทิน 2 สปป.ลาว 920 เมกะวัตต์

มติของที่ประชุม

ที่ประชุมรับทราบ

เรื่องที่ 6 สถานการณ์ราคาน้ำมัน ปี 2552

สรุปสาระสำคัญ

1. ราคาน้ำมันดิบและน้ำมันสำเร็จรูป

ราคาน้ำมันดิบดูไบ เบนซิน 95 และ ดีเซลเฉลี่ย อยู่ที่ระดับ $61.28 , $69.78 และ $68.55 ต่อบาร์เรล ปรับตัวลดลงเมื่อเทียบกับปี 51 $32.90 , $33.49 และ $51.69 ต่อบาร์เรล ตามลำดับ จากการถดถอยทางเศรษฐกิจโลกโดยเฉพาะสหรัฐฯ อีกทั้งค่าเงินดอลลาร์สหรัฐฯ อ่อนค่าลง ในช่วงไตรมาส 1 ราคาน้ำมันได้ลดลงต่ำสุด โดยราคาเฉลี่ยน้ำมันดิบดูไบ เบนซิน 95 และ ดีเซล อยู่ที่ระดับ $44.31 , $54.81 และ $53.06 ต่อบาร์เรล ตามลำดับ หลังจากเศรษฐกิจเริ่มฟื้นตัวทำให้ราคาน้ำมันปรับเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง โดยไตรมาส 4 ราคาเฉลี่ยน้ำมันดิบดูไบ เบนซิน 95 และ ดีเซล อยู่ที่ระดับ $75.59 , $80.04 และ $81.79 ต่อบาร์เรล ตามลำดับ ส่วนสถานการณ์ LPG ตลาดโลกในปี 52 เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ $509.58 ต่อตัน ลดลงจากปีก่อน $265.25 ต่อตัน โดยราคา LPG ในเดือนม.ค. 52 อยู่ในระดับ $380 ต่อตัน และได้เพิ่มขึ้นสอดคล้องกับราคาน้ำมัน โดยเพิ่มขึ้นมาอยู่ในระดับ $724 ต่อตัน ในเดือนธ.ค. 52

2. ราคาขายปลีกน้ำมันเชื้อเพลิง

เปรียบเทียบราคาเฉลี่ยน้ำมันเบนซิน ดีเซลตลาดโลก ระหว่างปี 51 กับ ปี 52 พบว่าราคาเฉลี่ยปี 52 ต่ำกว่าปี 51 ประมาณ $33.49 และ $51.69 ต่อบาร์เรล ตามลำดับ แต่ส่วนต่างราคาขายปลีกในประเทศไม่แตกต่างกันมากเท่าราคาตลาดโลก เนื่องมาจากในช่วงที่ราคาน้ำมันในตลาดโลกปรับตัวสูงขึ้นกลางปี 51 รัฐบาลได้มีมาตรการบรรเทาผลกระทบความเดือดร้อนของประชาชน โดยการลดภาษีสรรพสามิตและเงินส่งเข้ากองทุนน้ำมัน ต่อมาในช่วงไตรมาส 4 ปี 51 ต่อเนื่องมาถึงไตรมาส 1 ปี 52 ราคาน้ำมันตลาดโลกลดต่ำลง แต่ราคาขายปลีกน้ำมันไม่ได้ปรับลดลงตามราคาตลาดโลกทั้งหมด เนื่องจากมีการปรับเพิ่มภาษีสรรพสามิตน้ำมันเชื้อเพลิง 2 ครั้ง และปรับเงินส่งเข้ากองทุนน้ำมันฯ เพื่อลดภาระ ทำให้ราคาขายปลีกปรับลดไม่มากเมื่อเทียบกับราคาตลาดโลก เพื่อให้ประชาชนประหยัดและใช้อย่างมีประสิทธิภาพ จึงทำให้ราคาขายปลีกระหว่างปี 51 กับ ปี 52 ไม่แตกต่างกันมากนัก

3. การชดเชยนำเข้า LPG

จากการที่รัฐได้ตรึงราคา LPG ทำให้ราคาขายปลีก LPG อยู่ที่ระดับ 18.13 บาท/กก. ส่งผลให้มีการใช้ LPG เพิ่มมากขึ้น ทำให้การผลิตในประเทศไม่เพียงพอต่อความต้องการใช้ จึงมีการนำเข้าจากต่างประเทศประมาณ 757 พันตัน โดยรัฐบาลต้องใช้เงินกองทุนชดเชยการนำเข้า LPG ในปี 52 ประมาณ 7,078 ล้านบาท รวมการชดเชยในช่วงปี 51 - 52 ทั้งสิ้น 15,026 ล้านบาท

4. ค่าการตลาดและค่าการกลั่น

ปี 52 ค่าการตลาดน้ำมันของสถานีบริการเฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 1.63 บาท/ลิตร ซึ่งอยู่ระดับใกล้เคียงกับปี 51 ซึ่งเป็นค่าการตลาดเฉลี่ยที่เหมาะสม ส่วนค่าการกลั่น ปี 52 เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ $ 3.96 ต่อบาร์เรล (0.86 บาท/ลิตร) ต่ำกว่าในช่วงปี 51 ซึ่งเฉลี่ยอยู่ที่ $9.22 ต่อบาร์เรล (1.93 บาท/ลิตร) เนื่องจากความต้องการใช้น้ำมันสำเร็จรูปของโลกยังคงไม่สูงขึ้นมากนัก ในขณะที่มีโรงกลั่นเปิดใหม่หลายแห่งในช่วงปีที่ผ่านมา ทำให้มีกำลังการกลั่นเกินความต้องการ ส่งผลให้มีสต๊อกน้ำมันสำเร็จรูปมากในช่วงปลายปี ทำให้ค่าการกลั่นลดลงเหลือ $1.96 ต่อบาร์เรล (0.41 บาท/ลิตร) ในช่วงเดือนพ.ย. 52

5. แนวโน้มราคาน้ำมันเชื้อเพลิง

ปี 53 คาดว่าราคาน้ำมันดิบดูไบจะเคลื่อนไหวอยู่ระหว่าง $70 - $90 ต่อบาร์เรล ตามปัจจัยพื้นฐานและทิศทางภาวะเศรษฐกิจ รวมทั้งความผันผวนของค่าเงินดอลลาร์สหรัฐฯ หากราคาน้ำมันดิบอยู่ที่ระดับ $70 - $90 ต่อบาร์เรล คาดว่าราคาขายปลีกในประเทศไทยสำหรับน้ำมันเบนซิน 91 อยู่ที่ 34 - 38 บาท/ลิตร และน้ำมันดีเซลหมุนเร็วอยู่ที่ระดับ 27 - 31บาท/ลิตร ตามลำดับ อย่างไรก็ตามหากราคาน้ำมันดิบดูไบไม่สูงเกิน $85 ต่อบาร์เรล ราคาขายปลีกดีเซลจะไม่เกิน 30 บาท/ลิตร (ภาษี และกองทุน ไม่เปลี่ยนแปลง)

6. กองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง

ในช่วงปี 52 ได้มีการปรับเพิ่ม/ลดอัตราเงินส่งเข้ากองทุนน้ำมันฯ หลายครั้ง เพื่อลดผลกระทบจากการเพิ่มภาษีสรรพสามิตน้ำมัน หลังสิ้นสุดนโยบาย 6 เดือน 6 มาตรการ เมื่อวันที่ 1 ก.พ. 52 และเพื่อลดผลกระทบจากการเพิ่มภาษีสรรพสามิตของน้ำมันเชื้อเพลิง เมื่อวันที่ 14 พ.ค. 52 (รวมทั้งมีการปรับเพิ่มเพดานกองทุนน้ำมันฯจาก 7 บาท/ลิตร เป็น 7.50 บาท/ลิตร เพื่อเพิ่มสภาพคล่องให้กับกองทุนน้ำมัน)

มติของที่ประชุม

ที่ประชุมรับทราบ