มติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ
ครั้งที่ 4/2553 (ครั้งที่ 133)
วันพฤหัสบดีที่ 30 ธันวาคม 2553 เวลา 08.30 น.
ณ ห้องประชุม 501 ชั้น 5 ตึกบัญชาการ ทำเนียบรัฐบาล

---

1. แนวทางการแก้ไขปัญหาราคาน้ำมันแพง
2. การจัดหาก๊าซ LPG จากโรงกลั่นน้ำมันในประเทศเพื่อทดแทนการนำเข้า
3. ร่างสัญญาซื้อขายไฟฟ้าโครงการไซยะบุรี
4. สถานการณ์พลังงานปี 2553 และแนวโน้มปี 2554
5. สถานการณ์ราคาน้ำมันเชื้อเพลิง

นายกรัฐมนตรี (นายอภิสิทธิ์ เวชชาชีวะ) ประธานกรรมการ
ผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (นายวีระพล จิรประดิษฐกุล)
กรรมการและเลขานุการ

เรื่องที่ 1 <u>แนวทางการแก้ไขปัญหาราคาน้ำมันแพง</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. สถานการณ์ราคาน้ำมันตลาดโลกปัจจุบันได้ปรับสูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง โดยน้ำมันดิบดูไบเพิ่มขึ้นจาก 83.65 เหรียญสหรัฐฯ/บาร์เรล ในเดือนพฤศจิกายน มาอยู่ที่ 90.66 เหรียญสหรัฐฯ/บาร์เรล เมื่อวันที่ 22 ธันวาคม 2553 น้ำมันเบนซิน 95 จาก 93.21 เหรียญสหรัฐฯ/บาร์เรล มาอยู่ที่ระดับ 103.84 เหรียญสหรัฐฯ/บาร์เรล และน้ำมันดีเซลจาก 96.54 อยู่ที่ระดับ 104.18 เหรียญสหรัฐฯ/บาร์เรล โดยแนวโน้มราคาน้ำมันตลาดโลก ในเดือนมกราคม และกุมภาพันธ์ 2554 ซึ่งเป็นช่วงฤดูหนาว แนวโน้มราคาน้ำมันยังคงอยู่ในระดับสูง โดยราคาน้ำมันดิบดูไบอยู่ที่ระดับประมาณ 90 เหรียญสหรัฐฯ/บาร์เรล และน้ำมันดีเซลอยู่ที่ระดับประมาณ 105 เหรียญสหรัฐฯ/บาร์เรล

2. จากราคาน้ำมันตลาดโลกที่ปรับเพิ่มขึ้นตั้งแต่เดือนพฤศจิกายน 2553 ส่งผลให้ราคาขายปลีกน้ำมันสำเร็จรูปในประเทศได้ปรับตัวสูงตาม ส่งผลให้มีการปรับเพิ่มราคาขายปลีกน้ำมันดีเซล 2 ครั้ง เป็นเงิน 1.50 บาท/ลิตร โดยเมื่อวันที่ 7 ธันวาคม 2553 ราคาขายปลีกน้ำมันดีเซล อยู่ที่ 30.29 บาท/ลิตร และต่อมาได้มีการปรับราคา

ขายปลีกลงอีก 2 ครั้ง เป็นเงิน 0.60 บาท/ลิตร ณ วันที่ 23 ธันวาคม 2553 ราคาขายปลีกน้ำมันแก๊สโซฮอล 95 อยู่ที่ระดับ 33.84 บาท/ลิตร ราคาขายปลีกน้ำมันดีเซลหมุนเร็ว บี3 อยู่ที่ 29.69 บาท/ลิตร ค่าการตลาดอยู่ที่ 1.1293 บาท/ลิตร และราคาขายปลีกน้ำมันดีเซลหมุนเร็ว บี5 อยู่ที่ 29.09 บาท/ลิตร ค่าการตลาดอยู่ที่ 1.0237 บาท/ลิตร (ซึ่งค่าการตลาดที่เหมาะสมอยู่ที่ระดับ 1.50 บาท/ลิตร) ดังนั้นในช่วงปลายปีถึงต้นปี 2554 ราคาน้ำมันดิบและน้ำมันดีเซลอาจจะมีแนวโน้มสูงขึ้น ซึ่งจะทำให้มีการปรับเพิ่มราคาขายปลีกน้ำมันดีเซลสสูงขึ้นเกิน 30 บาท/ลิตร ได้

3. การดำเนินการแก้ไขปัญหาที่ผ่านมา กระทรวงพลังงานได้มีการดำเนินการใช้เงินกองทุนน้ำมันฯ บริหารจัดการชั่วคราวก่อน โดยคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) เมื่อวันที่ 8 ธันวาคม 2553 มีมติเห็นชอบปรับลดอัตราเงินส่งเข้ากองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง ของน้ำมันดีเซลหมุนเร็วลง 0.50 บาท/ลิตร จาก 0.65 บาท/ลิตร เป็น 0.15 บาท/ลิตร โดยมีผลตั้งแต่วันที่ 9 ธันวาคม 2553 เป็นต้นไป ทำให้ผู้ค้าน้ำมันปรับลดราคาขายปลีกลง 0.30 บาท/ลิตร โดยน้ำมันดีเซลหมุนเร็ว บี3 ลดลง อยู่ที่ 29.99 บาท/ลิตร การดำเนินการดังกล่าวทำให้กองทุนน้ำมันฯ มีเงินไหลออกเพิ่มขึ้นจาก 89 ล้านบาท/เดือน เป็น 537 ล้านบาท/เดือน โดยฐานะกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง ณ วันที่ 21 ธันวาคม 2553 มีเงินสดในบัญชี 36,709 ล้านบาท มีหนี้สินกองทุน 8,169 ล้านบาท แยกเป็นหนี้ค้างชำระชดเชย 7,865 ล้านบาท และงบบริหารและโครงการซึ่งได้อนุมัติแล้ว 304 ล้านบาท ฐานะกองทุนน้ำมันสุทธิ 28,540 ล้านบาท

4. ต่อมาเมื่อวันที่ 15 ธันวาคม 2553 ฯพณฯ นายกรัฐมนตรี รัฐมนตรีว่าการกระทรวงการคลัง และรัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงานได้ร่วมหารือในการแก้ไขปัญหาดังกล่าว โดยรัฐมนตรีว่าการกระทรวงการคลังได้ให้ความเห็นว่าในช่วงนี้ยังคงให้มีการจัดเก็บภาษีในอัตราเดิมต่อไปก่อน จึงยังไม่ปรับลดภาษี แต่ถ้าหากราคาน้ำมันในตลาดโลกปรับเพิ่มสูงขึ้นมากกว่านี้ กระทรวงการคลังก็อาจจะพิจารณาปรับลดภาษีเพื่อแก้ไขปัญหาได้ โดยในเบื้องต้นขอให้กระทรวงพลังงานใช้กองทุนน้ำมันฯ เป็นกลไกในการบริหารราคาน้ำมันไปก่อน

5. กบง. เมื่อวันที่ 16 ธันวาคม 2553 ได้มีมติเห็นชอบให้ปรับลดอัตราเงินส่งเข้ากองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงของน้ำมันดีเซลหมุนเร็ว บี3 ลง 0.50 บาท/ลิตร จาก 0.15 บาท/ลิตร เป็นชดเชย 0.35 บาท/ลิตร และปรับลดน้ำมันดีเซลหมุนเร็ว บี5 ลง 0.50 บาท/ลิตร จากชดเชย 0.50 บาท/ลิตร เป็นชดเชย 1.00 บาท/ลิตร และมอบหมายให้สำนักงานนโยบายและแผนพลังงานรับไปดำเนินการออกประกาศคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงานโดยมีผลตั้งแต่วันที่ 17 ธันวาคม 2553 เป็นต้นมา ซึ่งทำให้ผู้ค้าน้ำมันปรับราคาขายปลีกลง 0.30 บาท/ลิตร โดยน้ำมันดีเซลหมุนเร็ว บี3 ลดลง อยู่ที่ 29.69 บาท/ลิตร และน้ำมันดีเซลหมุนเร็ว บี5 ลดลง อยู่ที่ 29.09 บาท/ลิตร จากการดำเนินการดังกล่าว กองทุนน้ำมันฯ มีสภาพคล่องติดลบประมาณ 40.5 ล้านบาท/วัน หรือ 1,257 ล้านบาท/เดือน

6. จากสถานการณ์ราคาน้ำมันดิบและน้ำมันดีเซลในเดือนธันวาคม 2553 แนวโน้มถึงเดือนมีนาคม 2554 คาดว่าน้ำมันดิบจะเคลื่อนไหวอยู่ในระดับ 88 - 92 เหรียญสหรัฐ/บาร์เรล และ 102 - 105 เหรียญสหรัฐ/บาร์เรล ตามลำดับ แต่ราคาน้ำมันอาจมีการผัน

ผวนมากกว่านี้ได้ ดังนั้นเพื่อเป็นการรักษาระดับราคาน้ำมันดีเซลไม่ให้เกิน 30 บาท/ลิตร จึงควรใช้เงินกองทุนน้ำมันฯ เป็นกลไกในการบริหารราคาน้ำมันเพื่อไม่ให้กระทบต่อค่าขนส่งและราคาสินค้าเป็นการชั่วคราว โดยกองทุนน้ำมันฯ มีสภาพคล่อง ติดลบ 1,257 ล้านบาท/เดือน หากราคาน้ำมันยังอยู่ในระดับนี้จนถึงประมาณเดือนมีนาคม 2554 จะต้องใช้เงินกองทุนน้ำมันฯ ประมาณ 5,000 ล้านบาท ในการรักษาระดับราคาน้ำมันเป็นการชั่วคราวได้ประมาณ 3 - 4 เดือน

อย่างไรก็ตาม ถ้าราคาน้ำมันดีเซลตลาดโลกปรับเพิ่มขึ้น 5 เหรียญสหรัฐ/บาร์เรล จะส่งผลให้ราคาขายปลีกน้ำมันเพิ่มขึ้น 1 บาท/ลิตร ถ้าหากจะรักษาระดับราคาขายปลีกน้ำมันดีเซลในระดับไม่เกิน 30 บาท/ลิตร จะต้องปรับลดอัตราเงินส่งเข้ากองทุนน้ำมันดีเซลลงอีก 1 บาท/ลิตร ส่งผลให้กองทุนน้ำมันฯ มีสภาพคล่อง ติดลบ 2,697 ล้านบาท/เดือน ถ้าใช้เงินกองทุนน้ำมันฯ ในการรักษาระดับราคาน้ำมันประมาณ 5,000 ล้านบาท สามารถใช้เงินกองทุนน้ำมันฯ มารักษาระดับราคาชั่วคราวได้ประมาณ 2 เดือน แต่ถ้าราคาน้ำมันดีเซลตลาดโลกปรับเพิ่มขึ้น 10 เหรียญสหรัฐ/บาร์เรล จะส่งผลให้ราคาขายปลีกน้ำมันเพิ่มขึ้น 2 บาท/ลิตร ดังนั้นหากจะรักษาระดับราคาขายปลีกน้ำมันดีเซลในระดับไม่เกิน 30 บาท/ลิตร จะต้องปรับลดอัตราเงินส่งเข้ากองทุนน้ำมันดีเซลลงอีก 2 บาท/ลิตร ส่งผลให้กองทุนน้ำมันฯ มีสภาพคล่อง ติดลบ 4,136 ล้านบาท/เดือน ถ้าใช้เงินกองทุนน้ำมันฯ ในการรักษาระดับราคาน้ำมันประมาณ 5,000 ล้านบาท สามารถใช้เงินกองทุนน้ำมันฯ มารักษาระดับราคาชั่วคราวได้ประมาณ 1 เดือน

7. ฝ่ายเลขานุการฯ ได้ขอความเห็นชอบให้ใช้เงินกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง ในวงเงินประมาณ 5,000 ล้านบาท ในการรักษาระดับราคาขายปลีกน้ำมันดีเซลไม่ให้เกิน 30 บาท/ลิตร เป็นการชั่วคราวประมาณ 2 - 3 เดือน โดยมอบหมายคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) รับไปดำเนินการ และถ้าหากราคาน้ำมันตลาดโลกยังปรับตัวเพิ่มขึ้นมากกว่าที่ได้คาดการณ์ไว้ และเงินกองทุนน้ำมันฯ ในวงเงิน 5,000 ล้านบาท ไม่เพียงพอ ให้กระทรวงการคลังและกระทรวงพลังงานร่วมกันพิจารณาหาแนวทางการแก้ไขปัญหาเพิ่มเติม และให้นำเสนอคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติในการพิจารณาต่อไป

<u>มติของที่ประชุม</u>

เห็นชอบให้ใช้เงินกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง ในวงเงินประมาณ 5,000 ล้านบาท ในการรักษาระดับราคาขายปลีกน้ำมันดีเซลไม่ให้เกิน 30 บาท/ลิตร เป็นการชั่วคราวประมาณ 2 - 3 เดือน โดยมอบหมาย คณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) รับไปดำเนินการ และถ้าหากราคาน้ำมันตลาดโลกยังปรับตัวเพิ่มขึ้นมากกว่าที่ได้คาดการณ์ไว้ และเงินกองทุนน้ำมันฯ ในวงเงิน 5,000 ล้านบาท ไม่เพียงพอ ให้กระทรวงการคลังและกระทรวงพลังงานร่วมกันพิจารณาหาแนวทางการแก้ไขปัญหาเพิ่มเติม และให้นำเสนอคณะกรรมการ นโยบายพลังงานแห่งชาติในการพิจารณาต่อไป

เรื่องที่ 2 <u>การจัดหาก๊าซ LPG จากโรงกลั่นน้ำมันในประเทศเพื่อทดแทนการนำเข้า</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) มีมติเห็นชอบแนวทางแก้ไขปัญหาก๊าซปิโตรเลียมเหลว ดังนี้

1.1 เมื่อวันที่ 13 พฤศจิกายน 2551 มีมติเห็นชอบแนวทางแก้ไขปัญหาก๊าซปิโตรเลียมเหลว ในส่วนของมาตรการราคา ดังนี้

- ให้ยกเลิกหลักเกณฑ์การกำหนดราคาก๊าซ LPG ณ โรงกลั่นที่ประกอบด้วยต้นทุนการผลิตจากโรงแยกก๊าซธรรมชาติร้อยละ 60 บวกราคาส่งออกก๊าซ LPG ร้อยละ 40
- ให้จัดสรรปริมาณก๊าซ LPG ที่ผลิตได้ในประเทศ ให้กับภาคครัวเรือนและปิโตรเคมีเป็นลำดับแรก ส่วนก๊าซ LPG ที่เหลือจัดสรรให้กับภาคขนส่งและอุตสาหกรรมเป็นลำดับต่อไป ทั้งนี้ก๊าซ LPG ที่เหลือจากการจัดสรรในลำดับแรก ไม่เพียงพอให้มีการนำเข้าก๊าซ LPG จากต่างประเทศ
- กำหนดส่วนต่างระหว่างราคาขายปลีกก๊าซ LPG ในภาคครัวเรือนกับภาคขนส่งและอุตสาหกรรม เท่ากับ 6 บาท/กิโลกรัม

1.2 เมื่อวันที่ 16 มกราคม 2552 มีมติเห็นชอบปรับปรุงแนวทางแก้ไขปัญหาก๊าซปิโตรเลียมเหลว โดยเห็นควรให้ชะลอการปรับราคาก๊าซ LPG ตามมติคณะรัฐมนตรีเมื่อวันที่ 19 พฤศจิกายน 2551 ออกไปก่อน

1.3 เมื่อวันที่ 10 สิงหาคม 2552 มีมติเห็นชอบตรึงราคาขายปลีกก๊าซ LPG เป็นระยะเวลา 1 ปี (สิงหาคม 2552 - สิงหาคม 2553) โดยกำหนดราคา LPG ณ โรงกลั่นที่ระดับ 333 เหรียญสหรัฐ/ตัน

1.4 เมื่อวันที่ 28 มิถุนายน 2553 มีมติเห็นชอบขยายมาตรการบรรเทาผลกระทบด้านพลังงานต่อไปอีก 6 เดือน (กันยายน 2553 - กุมภาพันธ์ 2554)

2. สถานการณ์ก๊าซปิโตรเลียมเหลว

2.1 ในช่วง 9 เดือนแรกของปี 2553 ปริมาณการจัดหาเฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 484 พันตัน/เดือน โดยเป็นการจัดหาในประเทศที่ระดับ 358 พันตัน/เดือน และมีความต้องการใช้ก๊าซ LPG เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 483 พันตัน/เดือน ทำให้ต้องมีการนำเข้าเฉลี่ยอยู่ในระดับ 127 พันตัน/เดือน

2.2 ปี 2553 ราคาก๊าซ LPG ตลาดโลกเคลื่อนไหวอยู่ที่ระดับ 583-921 เหรียญสหรัฐ/ตัน เฉลี่ยอยู่ที่ 711 เหรียญสหรัฐ/ตัน สำหรับในปี 2554 คาดว่าราคาเฉลี่ยน้ำมันดิบดูไบจะเคลื่อนไหวอยู่ในช่วง 80-90 เหรียญสหรัฐ/บาร์เรล ดังนั้นคาดว่าราคาก๊าซ LPG จะเคลื่อนไหวอยู่ระหว่าง 635 - 890 เหรียญสหรัฐ/ตัน หรือเฉลี่ย 762 เหรียญสหรัฐ/ตัน

2.3 ตั้งแต่เดือน เมษายน 2551 - 12 ธันวาคม 2553 มีการนำเข้าก๊าซ LPG ทั้งสิ้น 2,716 พันตัน ทำให้ต้องชดเชยราคาก๊าซ LPG คิดเป็นเงินประมาณ 35,764 ล้านบาท สำหรับฐานะกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง ณ วันที่ 21 ธันวาคม 2553 มีเงินสดสุทธิ 36,709 ล้านบาท มีหนี้สินกองทุน 8,169 ล้านบาท แยกเป็นหนี้ค้างชำระเงินชดเชย 7,865 ล้านบาท และงบบริหารและโครงการซึ่งได้อนุมัติแล้ว 304 ล้านบาท ฐานะกองทุนน้ำมันฯ สุทธิ 28,540 ล้านบาท

2.4 ปี 2554 คาดว่าโรงแยกก๊าซธรรมชาติ 6 จะเริ่มดำเนินการผลิตจะส่งผลให้การผลิตเพิ่มขึ้นประมาณ 96,000 ตัน/เดือน แต่จะจำหน่ายให้ปิโตรเคมี ซึ่งเป็นไปตามสัญญาในการสร้างโรงแยกก๊าซธรรมชาติ 6 จึงเหลือมาจำหน่ายให้ภาคครัวเรือน/ขนส่ง/อุตสาหกรรม ไตรมาส 1- 2 ที่ระดับ 60,000 ตัน/เดือน และ ไตรมาส 3-4 อยู่ที่ระดับ 30,000 ตัน/เดือน เนื่องจากความต้องการใช้ในส่วนปิโตรเคมีได้เพิ่มขึ้น จึงมีความจำเป็นต้องนำเข้าเฉลี่ย 123 พันตัน/เดือน อย่างไรก็ตาม เมื่อวันที่ 14 ตุลาคม 2553 ปตท. ได้มีหนังสือถึงกระทรวงพลังงาน แจ้งความจำเป็นในการที่จะต้องหยุดใช้งานถังโพรเพนเหลวและบิวเทนเหลวจำนวน 2 ถัง ขนาดความจุถังละ 10,000 ตัน ที่ใช้ในการนำเข้า LPG เนื่องจากได้พบความผิดปกติเกิดขึ้นกับถังโพรเพนเหลว จากการตรวจพบน้ำแข็งเกาะบริเวณส่วนล่างของผนังถังเหล็ก และพบรอยร้าวของผิวฐานคอนกรีตที่รองรับถัง ทำให้ถังก๊าซของ ปตท. ไม่สามารถรองรับการนำเข้า LPG ได้ อีกทั้งในช่วงมกราคม - มิถุนายน 2554 ปตท.มีแผนซ่อมท่อส่งก๊าซ LPG จากเรือขึ้นถังเก็บ และหากต้องหยุดซ่อมทั้งคลังและท่อส่งก๊าซ LPG ท่าเรือจะสามารถรองรับเรือได้เพียง 3 ลำ/เดือน ทำให้ต้องเพิ่มคลังลอยน้ำจำนวน 2 ลำ ซึ่งการดำเนินการดังกล่าวอาจจะเกิดปัญหาเกี่ยวกับการจัดหาเรือให้เพียงพอในการรองรับการขนถ่ายก๊าซ LPG และทำให้มีค่าใช้จ่ายในการใช้เรือเป็นคลังลอยน้ำลำละ 30,000 เหรียญสหรัฐ/วัน คาดว่าจะมีค่าใช้จ่าย 52 ล้านบาท/เดือน

3. แนวทางในการแก้ไขปัญหาก๊าซ LPG

เนื่องจากปริมาณการผลิต LPG จากโรงกลั่นน้ำมัน เฉลี่ยเดือนสิงหาคม - ตุลาคม 2553 อยู่ที่ระดับ 142,847 ตัน/เดือน จำหน่ายให้ครัวเรือน/ขนส่ง/อุตสาหกรรม 34,069 ตัน/เดือน จำหน่ายให้ปิโตรเคมี 70,724 ตัน/เดือน และใช้ในกระบวนการกลั่น (Own Used) 37,253 ตัน/เดือน ดังนั้นเพื่อให้ปริมาณก๊าซ LPG เพียงพอกับความต้องการใช้ รัฐต้องเพิ่มแรงจูงใจให้โรงกลั่นน้ำมันนำก๊าซ LPG ในส่วนที่ใช้เองในโรงกลั่น (Own Used) มาขายให้กับประชาชน โดยรัฐจะต้องให้ราคาก๊าซ LPG สูงกว่าราคาเชื้อเพลิงที่ใช้ทดแทน LPG เช่นราคาก๊าซธรรมชาติ หรือราคาน้ำมันเตา และในส่วนก๊าซ LPG ที่ขายให้ปิโตรเคมี รัฐจะต้องให้ราคาที่เท่ากับหรือสูงกว่าราคาที่จำหน่ายให้ภาคปิโตรเคมี เพื่อเพิ่มแรงจูงใจให้ผู้ผลิตนำมาจำหน่ายให้แก่ภาคประชาชน โดยปริมาณการจำหน่ายในส่วนนี้ควรกำหนดราคา ณ โรงกลั่นอ้างอิงกับราคาในตลาดโลกคือราคา ปิโตรมิน (CP)

หลักเกณฑ์การคำนวณราคาก๊าซ LPG ของโรงกลั่น

$$LPG_{WT} = \frac{(333 \times Q_1) + (CP \times Q_2)}{}$$

$(Q_1 + Q_2)$

โดยที่

LPG_{WT} คือ ราคาก๊าซ LPG ณ โรงกลั่นของโรงกลั่น ($/Ton) ราคาเป็นรายเดือน

CP คือ ราคาประกาศเปโตรมิน ณ ราสทานูรา ซาอุดิอาระเบียเป็นสัดส่วนระหว่างโพรเพนกับบิวเทน 60 ต่อ 40 ($/Ton) ราคาเป็นรายเดือน

Q_1 คือ ปริมาณที่จำหน่ายให้กับภาคครัวเรือน/ขนส่ง/อุตสาหกรรม กำหนดให้คงที่ 34,069 ตัน/เดือน

Q_2 คือ ปริมาณที่จำหน่ายให้กับปิโตรเคมีและ Own Used กำหนดให้คงที่ 107,977 ตัน/เดือน

หลักเกณฑ์การคำนวณอัตราเงินชดเชยราคาก๊าซ LPG ของโรงกลั่น

$$X = \frac{(LPG_{WT} - 333) \times Ex}{1,000}$$

โดยที่

X คือ อัตราเงินชดเชยราคาก๊าซ LPG ของโรงกลั่น (บาท/กก.)

Ex คือ อัตราแลกเปลี่ยนถัวเฉลี่ยที่ธนาคารพาณิชย์ขายให้ลูกค้าธนาคารทั่วไป ประกาศโดยธนาคารแห่งประเทศไทย

จากการดำเนินการเพิ่มแรงจูงใจให้โรงกลั่นน้ำมันในการเพิ่มปริมาณการจำหน่ายก๊าซ LPG ให้กับภาคครัวเรือน/ขนส่ง/อุตสาหกรรม โดยคาดว่าจะเพิ่มจากระดับปัจจุบัน 34,000 ตัน/เดือน เพิ่มขึ้นอีกเฉลี่ยประมาณ 53,000 ตัน/เดือน รวมเป็น 87,000 ตัน/เดือนจะทำให้การนำเข้าก๊าซ LPG ปี 2554 ลดลง 638,000 ตัน/ปี จาก 1,476,000 ตัน/ปี เป็น 838,000 ตัน/ปี

4. ผลประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากแนวทางในการแก้ไขปัญหาก๊าซ LPG มีดังนี้

4.1 กองทุนน้ำมันจะสามารถลดภาระได้ 1,547 ล้านบาท/ปี จากภาระเดิม 21,118 ล้านบาท/ปี ลดลงเหลือ 19,571 ล้านบาท/ปี

4.2 ประเทศชาติ สามารถเพิ่มความมั่นคงในการจัดหาก๊าซ LPG และลดการสูญเสียเงินตราต่างประเทศจากการนำเข้า LPG

4.3 ประชาชน (ภาคครัวเรือน/ขนส่ง/อุตสาหกรรม) มีก๊าซ LPG อย่างพอเพียง

4.4 โรงกลั่นน้ำมัน สามารถจำหน่ายก๊าซ LPG ในราคาที่สะท้อนต้นทุนมากขึ้น

<u>มติของที่ประชุม</u>

1. เห็นชอบแนวทางในการแก้ไขปัญหาก๊าซ LPG ด้านการจัดหา โดยเพิ่มแรงจูงใจให้โรงกลั่นน้ำมันนำก๊าซ LPG ที่จำหน่ายให้กับอุตสาหกรรมปิโตรเคมี และใช้ในกระบวนการกลั่น (Own Used) มาจำหน่ายเป็นเชื้อเพลิงให้กับประชาชนและเพิ่มการผลิตก๊าซ LPG ให้มากขึ้นกว่าปัจจุบัน ดังนี้

หลักเกณฑ์การคำนวณราคาก๊าซ LPG ของโรงกลั่น

$$LPG_{WT} = \frac{(333 \times Q_1) + (CP \times Q_2)}{(Q_1 + Q_2)}$$

โดยที่

LPG_{WT} คือ ราคาก๊าซ LPG ณ โรงกลั่นของโรงกลั่น ($/Ton) ราคาเป็นรายเดือน

CP คือ ราคาประกาศเปโตรมิน ณ ราสทานูรา ซาอุดิอาระเบียเป็นสัดส่วนระหว่างโพรเพนกับบิวเทน 60 ต่อ 40 ($/Ton) ราคาเป็นรายเดือน

Q_1 คือ ปริมาณที่จำหน่ายให้กับภาคครัวเรือน/ขนส่ง/อุตสาหกรรม กำหนดให้คงที่ 34,069 ตัน/เดือน

Q_2 คือ ปริมาณที่จำหน่ายให้กับปิโตรเคมีและ Own Used กำหนดให้คงที่ 107,977 ตัน/เดือน

หลักเกณฑ์การคำนวณอัตราเงินชดเชยราคาก๊าซ LPG ของโรงกลั่น

$$X = \frac{(LPG_{WT} - 333) \times Ex}{1,000}$$

โดยที่

X คือ อัตราเงินชดเชยราคาก๊าซ LPG ของโรงกลั่น (บาท/กก.)

Ex คือ อัตราแลกเปลี่ยนถัวเฉลี่ยที่ธนาคารพาณิชย์ขายให้ลูกค้าธนาคารทั่วไป ประกาศโดยธนาคารแห่งประเทศไทย โดยใช้ค่าเฉลี่ยย้อนหลังในเดือนที่ผ่านมา โดยมอบหมายให้คณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) รับไปดำเนินการพิจารณาในรายละเอียดต่อไป

2. มอบหมายให้กระทรวงพลังงานและบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) รับไปดำเนินการศึกษาจัดเตรียมโครงสร้างพื้นฐานเพื่อรองรับการนำเข้า LPG ในอนาคต เช่น ท่าเรือ คลัง และระบบขนส่ง เป็นต้น

เรื่องที่ 3 <u>ร่างสัญญาซื้อขายไฟฟ้าโครงการไชยะบุรี</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. รัฐบาลไทยและรัฐบาลสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว (สปป. ลาว) ได้มีการลงนาม ในบันทึกความเข้าใจ (Memorandum of Understanding : MOU) เพื่อรับซื้อไฟฟ้าจาก สปป. ลาว 7,000 เมกะวัตต์ ภายในปี 2558 หรือหลังจากนั้น โดยปัจจุบัน มี 3 โครงการภายใต้ MOU ดังกล่าวที่จ่ายไฟฟ้า เชิงพาณิชย์เข้าระบบของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) แล้ว ได้แก่ โครงการเทิน-หินบุน (ขนาดกำลังผลิต 187 เมกะวัตต์) โครงการห้วยเฮาะ (ขนาดกำลังผลิต 126 เมกะวัตต์) และโครงการน้ำเทิน 2 (ขนาดกำลังผลิต 920 เมกะวัตต์) และอีก 3 โครงการที่ได้ลงนามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแล้ว ได้แก่ โครงการน้ำงึม 2 (ขนาดกำลังผลิต 615 เมกะวัตต์) โครงการเทิน-หินบุนส่วนขยาย (ขนาดกำลังผลิต 220 เมกะวัตต์) และโครงการหงสาลิกไนต์ (ขนาดกำลังผลิต 1,653 เมกะวัตต์) โดยมีกำหนดการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเชิงพาณิชย์ในเดือนมีนาคม 2554 มีนาคม 2555 และปี 2558 ตามลำดับ

2 การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ได้ดำเนินการเจรจากับผู้ลงทุนโครงการไชยะบุรี ภายใต้นโยบายและหลักการที่ได้รับมอบหมายจากคณะอนุกรรมการประสานความร่วมมือด้านพลังงานไฟฟ้าระหว่างไทยกับประเทศเพื่อนบ้าน (คณะอนุกรรมการประสานฯ) จนกระทั่งได้ข้อยุติเรื่องอัตราค่าไฟฟ้าและเงื่อนไขสำคัญ และได้มีการจัดทำร่างบันทึกความเข้าใจการรับซื้อไฟฟ้า (Tariff MOU) ของโครงการไชยะบุรี ในรูปแบบเดียวกับ Tariff MOU ที่เคยผ่านการพิจารณาให้ความเห็นชอบโดยสำนักงานอัยการสูงสุด คณะอนุกรรมการประสานฯ กพช. และ ครม. แล้ว ซึ่ง กพช. และ ครม. ได้ให้ความเห็นชอบร่างบันทึกความเข้าใจการรับซื้อไฟฟ้าโครงการไชยะบุรีเมื่อวันที่ 12 และ 23 มีนาคม 2553 ตามลำดับ โดย กฟผ. และบริษัท ช. การช่าง จำกัด มหาชน (บริษัทฯ) ได้ลงนาม Tariff MOU ดังกล่าวแล้วเมื่อวันที่ 5 กรกฎาคม 2553

3 กฟผ. ได้ดำเนินการเจรจาร่างสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (Power Purchase Agreement : PPA) กับผู้พัฒนาโครงการ บริษัท Xayaburi Power Company Limited (XPCL) ภายใต้กรอบ Tariff MOU โดยใช้ร่าง PPA ของโครงการน้ำงึม 3 ที่ได้มีการลงนามย่อกำกับไว้ (Initial) เมื่อวันที่ 11 ตุลาคม 2550 และได้รับความเห็นชอบจาก กพช. และ ครม. เมื่อวันที่ 18 และ 30 ตุลาคม 2550 ตามลำดับ เป็นพื้นฐานในการจัดทำร่างสัญญาฯ ของโครงการไชยะบุรี โดยมีการปรับปรุงเงื่อนไขบางประการให้สะท้อนลักษณะของโครงการฯ ซึ่งเป็นเขื่อนประเภท Run-of-River และสอดคล้องกับความต้องการของระบบไฟฟ้า กฟผ. รวมทั้ง ผนวกข้อความที่ได้แก้ไขตามความเห็นของสำนักงานอัยการสูงสุด (อส.) ในสัญญาฯ โครงการหงสาลิกไนต์ไว้ด้วย โดยทั้งสองฝ่ายได้มีการลงนามย่อกำกับ (Initial) ร่างสัญญาฯ ดังกล่าวเมื่อวันที่ 11 ธันวาคม 2553 ทั้งนี้ คณะอนุกรรมการประสานฯ ในการประชุมเมื่อวันที่ 21 ธันวาคม 2553 ได้ให้ความเห็นชอบร่างสัญญาซื้อขายไฟฟ้าโครงการไชยะบุรีแล้ว

4 ผู้พัฒนาโครงการ คือ บริษัท Xayaburi Power Company Limited (XPCL) ซึ่งเป็นบริษัท จดทะเบียนใน สปป. ลาว โดยมีผู้ถือหุ้น ประกอบด้วย บริษัท ช. การช่าง จำกัด (มหาชน) (95%) และ P.T. Construction & Irrigation Co., Ltd. (5%) โครงการนี้ตั้งอยู่บนลำน้ำโขง ทางตอนเหนือของ สปป. ลาว ลักษณะเขื่อนเป็นชนิด Run-of-River ประกอบด้วย ทางระบายน้ำล้น และโรงไฟฟ้าคอนกรีตเสริมเหล็ก โดยมีกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมด 1,285 เมกะวัตต์ (7 x 175 + 1 x 60 เมกะวัตต์) ผลิตพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยปีละ 7,370 ล้านหน่วย จำหน่ายให้ กฟผ. (จากหน่วยผลิตไฟฟ้า 7 x 175 เมกะวัตต์) ณ จุดส่งมอบชายแดนไทย-สปป. ลาว 1,220 เมกะวัตต์ คิดเป็นพลังงานไฟฟ้า 6,929 ล้านหน่วย/ปี ระบบส่งไฟฟ้าในฝั่ง สปป. ลาว ระบบส่ง 500 kV จากโครงการฯ มายังจุดส่งมอบขายแดนไทย-สปป. ลาว ระยะทาง 220 กม. เพื่อเชื่อมโยงกับระบบส่งของ กฟผ. ส่วนฝั่งไทย ระบบส่ง 500 kV จากสถานีไฟฟ้าแรงสูงเลย 2 ถึงจุดส่งมอบชายแดนไทย-ลาว ระยะทาง 52 กม. เพื่อเชื่อมโยงกับระบบส่งของโครงการฯ สัญญาอายุ 29 ปี นับจากวันซื้อขายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ (Commercial Operation Date : COD) โดยมีกำหนด SCOD 90 เดือน นับจาก กฟผ. เริ่มมีหน้าที่ก่อสร้าง สายส่งฝั่งไทย (EGAT Construction Obligation Comencement Date : ECOCD) หรือวันที่ 1 มกราคม 2562 แล้วแต่วันใดจะเกิดขึ้นก่อน

5. สรุปสาระสำคัญของร่างสัญญาซื้อขายไฟฟ้า

5.1 คู่สัญญา

- การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) และ Xayaburi Power Company Limited (XPCL : ในร่างสัญญาฯ เรียกว่า Generator)

5.2 อายุสัญญา

- อายุสัญญานับจากวันลงนามสัญญา และต่อเนื่องไปอีก 29 ปีนับจากวันซื้อขายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ (Commercial Operation Date : COD)
- กรณีที่ฝ่ายใดฝ่ายหนึ่งต้องการต่ออายุสัญญา ต้องแจ้งให้อีกฝ่ายหนึ่งทราบล่วงหน้าอย่างน้อย 2 ปี ก่อนสิ้นสุดอายุสัญญา

5.3 กำหนดวันจัดหาเงินกู้

- Generator จะต้องจัดหาเงินกู้ให้ได้ภายใน 6 เดือน นับจากวันลงนามสัญญาฯ หรือภายในวันที่ 1 กรกฎาคม 2554 แล้วแต่วันใดจะเกิดขึ้นทีหลัง (Scheduled Financial Close Date : SFCD) หากจัดหาเงินกู้ล่าช้าจะต้องจ่ายค่าปรับในอัตรา 4,000 เหรียญสหรัฐต่อวัน

5.4 การพัฒนาโครงการและระบบส่ง

- กฟผ. เริ่มมีหน้าที่ก่อสร้างสายส่งฝั่งไทย (EGAT Construction Obligation Commencement Date : ECOCD) ณ วันที่ช้ากว่าระหว่าง SFCD และ

Financial Close Date (FCD) โดยจะต้องดำเนินการให้แล้วเสร็จภายใน 73 เดือนนับจาก ECOCD
- Generator มีหน้าที่พัฒนาโครงการและก่อสร้างสายส่งฝั่งลาวให้แล้วเสร็จทันกำหนด SCOD ภายใน 90 เดือนนับจาก ECOCD
- หากงานก่อสร้างในส่วนของ กฟผ. หรือ Generator ล่าช้า เนื่องจากเกิดเหตุสุดวิสัย (Force Majeure : FM) ฝ่ายที่ทำให้เกิดความล่าช้าจะต้องจ่ายค่า Force Majeure Offset Amount (FMOA) ให้อีกฝ่ายหนึ่ง แต่หากความล่าช้านั้นเกิดจาก กฟผ. หรือ Generator เอง ฝ่ายที่ทำให้เกิดความล่าช้าจะต้องจ่ายค่าปรับ (Liquidated Damages : LD) ให้อีกฝ่ายหนึ่ง

5.5 การผลิตและส่งกระแสไฟฟ้าให้ กฟผ.

- คุณภาพของการผลิตไฟฟ้าที่ Generator ส่งให้ กฟผ. ต้องเป็นไปตาม Contracted Operating Characteristics (COC) ที่ระบุไว้ในสัญญาฯ
- การเดินเครื่องโรงไฟฟ้าต้องสามารถตอบสนองคำสั่งของ กฟผ. ได้แบบ Fully Dispatchable
- Generator ไม่มีสิทธิ์ขายพลังงานไฟฟ้าให้แก่บุคคลที่สาม ยกเว้นส่วนที่ขายให้รัฐวิสาหกิจไฟฟ้าลาว (ฟฟล.) ตามที่ระบุในสัญญาฯ หรือที่ได้รับความเห็นชอบจาก กฟผ.

5.6 การซื้อขายไฟฟ้าและราคารับซื้อไฟฟ้า

- พลังงานไฟฟ้าที่ กฟผ. ซื้อจากโครงการฯ มี 3 ประเภท คือ Primary Energy (PE), Secondary Energy (SE) และ Excess Energy (EE) โดย กฟผ. จะรับประกันซื้อเฉพาะ PE และ SE 100%
- Generator ต้องรับประกันการผลิต PE ส่งให้ กฟผ. ไม่ต่ำกว่าเฉลี่ยวันละ 8 ชั่วโมง (ไม่รวมวันอาทิตย์) ในแต่ละเดือน และเมื่อรวมทั้งปีแล้วจะต้องไม่ต่ำกว่าเฉลี่ยวันละ 10 ชั่วโมง (ไม่รวม วันอาทิตย์)
- ราคารับซื้อไฟฟ้า ณ จุดส่งมอบชายแดนไทย-ลาว แบ่งออกเป็นดังนี้
    - ระหว่างการทดสอบ (Test Energy) = 0.570 บาท/kWh
    - ระหว่าง Unit Operation Period (กฟผ. รับซื้อจากเครื่องที่ผ่านการทดสอบแล้ว ในช่วงก่อน COD)
        - Primary Energy = 2.804 US¢ + 0.953 บาท /kWh
        - Secondary Energy = 1.239 บาท/kWh
        - Excess Energy = 1.049 บาท/kWh
    - ตั้งแต่ COD เป็นต้นไป
        - Primary Energy = 3.738 US¢ + 1.271 บาท /kWh
        - Secondary Energy = 1.652 บาท/kWh
        - Excess Energy = 1.398 บาท/kWh
            - สกุลเงินที่จ่ายค่าพลังงานไฟฟ้า
    - PE จ่ายเป็น USD 5๐% และเงินบาท 5๐%
    - SE และ EE จ่ายเป็นเงินบาททั้งหมด

5.7 การจ่ายเงินค่าพลังงานไฟฟ้า

- กฟผ. จะจ่ายเงินค่าพลังงานไฟฟ้าให้ Generator รวมทั้งปีไม่เกินจำนวนพลังงานไฟฟ้าตามเป้าหมาย (Annual Supply Target) ซึ่งมีค่า PE เท่ากับ 4,299 ล้านหน่วย และ SE เท่ากับ 1,410 ล้านหน่วย โดยส่วนที่เกินเป้าหมายจะเก็บไว้ในบัญชี และ กฟผ. จะจ่ายเงินให้เมื่อนำมาชดเชยในปีที่ Generator ผลิตพลังงานไฟฟ้าต่ำกว่าเป้าหมาย

5.8 กำหนดวันแล้วเสร็จของงาน (Milestone Dates)

- กำหนดวันที่ระบบส่งของทั้งสองฝ่ายพร้อมจ่ายและรับไฟฟ้าได้ (Scheduled Energization Date : SED) คือ 73 เดือนนับจาก ECOCD
- กำหนดวันซื้อขายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ (Scheduled Commercial Operation Date : SCOD) คือ 90 เดือน นับจาก ECOCD หรือวันที่ 1 มกราคม 2562 แล้วแต่วันใดจะเกิดขึ้นทีหลัง

5.9 การวางหลักทรัพย์ค้ำประกัน (Securities)

- Generator จะต้องวาง Securities เพื่อเป็นหลักประกันการชำระหนี้ต่างๆ ที่มีต่อ กฟผ. ตลอดอายุสัญญาฯ ตามที่กำหนดไว้

5.10 เหตุสุดวิสัย (Force Majeure: FM)

- กรณีเกิดเหตุสุดวิสัย ฝ่ายที่อ้าง FM สามารถหยุดปฏิบัติตามพันธะในสัญญาฯ ได้นานเท่าที่ FM เกิดขึ้น และจะได้รับการขยายเวลาสำหรับการปฏิบัติตามพันธะนั้นเท่ากับจำนวนวันที่เกิด FM แต่ต้องจ่าย FMOA ให้แก่อีกฝ่ายหนึ่งในอัตราที่กำหนดในสัญญาฯ โดยจะได้รับเงินคืนในภายหลัง
- กรณีเกิด Political Force Majeure ฝ่ายที่รับผิดชอบมีสิทธิ์บอกเลิกสัญญาฯ เมื่อไร ก็ได้และจะต้องจ่าย Termination Payment ให้อีกฝ่ายหนึ่ง แต่อีกฝ่ายจะมีสิทธิ์บอกเลิกสัญญาได้หากผลกระทบไม่ได้รับการแก้ไขนานเกิน 15 เดือน
- กรณีเกิด Non-Political Force Majeure หากผลกระทบไม่ได้รับการแก้ไขนานเกิน 24 เดือน ทั้งสองฝ่ายมีสิทธิ์บอกเลิกสัญญา แต่ไม่ต้องจ่าย Termination Payment
- กรณี กฟผ. ไม่สามารถจัดหาที่ดินก่อสร้างระบบส่งได้ (Access Rights) ให้ถือเป็น EGAT Force Majeure โดย กฟผ. มีสิทธิ์บอกเลิกสัญญาฯ เมื่อไรก็ได้ แต่ Generator จะบอกเลิกสัญญาฯ ได้เมื่อผลกระทบไม่ได้รับการแก้ไขนานเกิน 730 วัน ทั้งนี้ กฟผ. ต้อง Buy-out โครงการฯ เมื่อมีการบอกเลิกสัญญา

5.11 การบอกเลิกสัญญา

ก่อน ECOCD

- กรณีเลิกสัญญาฯ เนื่องจาก กฟผ. ผิดสัญญา หรือเกิด Thai Political Force Majeure (TPFM) กฟผ. จะคืนหลักทรัพย์ค้ำประกัน
- กรณีเลิกสัญญาฯ เนื่องจาก Generator ผิดสัญญา หรือเกิด Lao Political Force Majeure (LPFM) กฟผ. จะยึดหลักทรัพย์ค้ำประกัน

หลัง ECOCD

- กรณีเลิกสัญญาฯ เนื่องจาก กฟผ. ผิดสัญญา หรือเกิด TPFM กฟผ. ต้อง Buy-out โครงการ
- กรณีเลิกสัญญาฯ เนื่องจาก Generator ผิดสัญญา หรือเกิด LPFM กฟผ. มีสิทธิ์เลือกที่จะให้ Generator จ่ายค่าชดเชย หรือ กฟผ. Buy-out โครงการ

5.12 การยุติข้อพิพาท

- หากมีข้อพิพาทให้ยุติด้วยการเจรจาโดยความจริงใจ (Good Faith Discussion) ในลำดับแรก หากไม่สามารถตกลงกันได้ภายในช่วงเวลาที่กำหนด ให้นำเข้าสู่อนุญาโตตุลาการ (Arbitration) โดยใช้กฎของสถาบันอนุญาโตตุลาการ สำนักระงับข้อพิพาท สำนักงานศาลยุติธรรมของประเทศไทย และดำเนินการที่กรุงเทพฯ โดยใช้ภาษาไทย

5.13 กฎหมายที่ใช้บังคับ

- สัญญาฯ นี้ใช้บังคับและตีความตามกฎหมายไทย

6. เงื่อนไขในร่างสัญญาฯ ที่แตกต่างจาก Tariff MOU และร่างสัญญาฯ โครงการน้ำงึม 3

6.1 เงื่อนไขที่แตกต่างจาก Tariff MOU

6.1.1 ใน Tariff MOU ระบุว่า Generator จะติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจำนวน 8 เครื่อง เครื่องละ 160 เมกะวัตต์ (รวม 1,280 เมกะวัตต์) เพื่อที่จะขายให้ กฟผ. 1,220 เมกะวัตต์ ตามที่ระบุใน Tariff MOU

ทั้งนี้ ตามแผนงาน Generator จะต้องขายให้ สปป. ลาว อีกจำนวนหนึ่งตามเงื่อนไขที่ สปป. ลาว กำหนดไว้ โดยจะแบ่งกำลังผลิตจากเครื่องผลิตไฟฟ้าเดียวกัน (จาก 2 หน่วยผลิต) ที่ขายให้ กฟผ. โดยที่ยังไม่ได้ระบุรายละเอียดไว้ใน Tariff MOU

หลังจากลงนาม Tariff MOU ผู้พัฒนาโครงการได้ปรับการออกแบบโครงการ โดยแยกระบบการจ่ายไฟฟ้าของทั้ง 2 ประเทศออกจากกัน

โดยบริษัทฯ ขอปรับเปลี่ยนเครื่องกำเนิดไฟฟ้า 7 เครื่อง เครื่องละ 175 MW (รวม 1,225 MW) เพื่อขายไฟฟ้าให้ กฟผ. 1,220 MW และอีก 1 เครื่อง ขนาด 60 MW เพื่อขายให้ สปป. ลาว โดยหลังการเปลี่ยนจำนวนและขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโครงการค่าก่อสร้างโดยรวมเพิ่มขึ้น 3.2 ล้านเหรียญสหรัฐฯ

อนึ่ง การปรับเปลี่ยนจำนวนหน่วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโครงการ ไม่มีผลกระทบต่อกำลังผลิตไฟฟ้าและปริมาณพลังงานไฟฟ้าเป้าหมายที่จะขายให้กับ กฟผ. รวมถึงอัตราค่าไฟฟ้านั้นยังคง เท่าเดิม ตามที่ระบุไว้ใน Tariff MOU

6.1.2 ใน Tariff MOU ระบุว่า ในช่วง Unit Operation Period โรงไฟฟ้าจะ Declare ขาย PE, SE และ EE จากเครื่องที่ได้ผ่านการ Commissioning แล้ว และหากระบบของ กฟผ. สามารถรองรับได้ กฟผ. จะรับซื้อ PE ที่โรงไฟฟ้า Declare มา

ผลการเจรจา การซื้อขายพลังงานไฟฟ้า จะมีลักษณะ ไม่มี Commitment หรือ Penalty ทั้งนี้ พลังงานที่ กฟผ. ซื้อแบ่งเป็น PE, SE และ EE ตามสัดส่วน 57%, 24% และ 19% ตามลำดับ

6.1.3 ใน Tariff MOU ระบุว่า กฟผ. มีสิทธิ์เรียกคืน (Make-up) พลังงานไฟฟ้าที่ กฟผ. ได้ชำระเงินไปแล้วจากการซื้อไม่ครบจำนวนที่รับประกันซื้อ (Dispatch Shortfall) ภายใน 52 สัปดาห์

ผลการเจรจา กฟผ. สามารถ Make-up ได้ตลอดอายุสัญญา

6.1.4 ใน Tariff MOU ระบุว่า ในกรณีที่โรงไฟฟ้าไม่สามารถทำตามแผนการผลิตไฟฟ้ารายสัปดาห์ของ กฟผ. (EGAT Dispatch Program) โรงไฟฟ้าจะต้องจ่ายค่าปรับ

ผลการเจรจา มีการกำหนดบทปรับเมื่อการแจ้งกำลังผลิตรายวันน้อยกว่าที่ได้เคยแจ้งไว้ในรายสัปดาห์

6.2 เงื่อนไขที่แตกต่างจากร่างสัญญาฯ โครงการน้ำงึม 3

6.2.1 มีการปรับเงื่อนไขการแจ้งพลังงานไฟฟ้า (PE และ SE) ที่โรงไฟฟ้าจะเสนอขายให้ กฟผ. จากรายเดือนเป็นการแจ้งรายสัปดาห์ เพื่อให้สอดคล้องกับ Tariff MOU

6.2.2 กฟผ. สามารถสั่งการให้โรงไฟฟ้าเพิ่มกำลังผลิตให้สูงกว่าที่แจ้งมาในการแจ้งความพร้อมรายวันได้ในบางช่วงเวลา แต่จะต้องลดกำลังผลิตลงในอีกช่วงเวลาภายใน 1 วัน

6.2.3 มีการปรับเงื่อนไขการยุติข้อพิพาทโดยอนุญาโตตุลาการจากร่างสัญญาฯ โครงการน้ำงึม 3 ซึ่งกำหนดให้ใช้กฎของ UNCITRAL Rule และดำเนินการที่สิงคโปร์ โดยใช้ภาษาอังกฤษ มาเป็นกฎของสถาบันอนุญาโตตุลาการ สำนักระงับข้อพิพาท สำนักงานศาลยุติธรรมของประเทศไทย และดำเนินการที่กรุงเทพฯ โดยใช้ภาษาไทย

6.3 ประโยชน์ที่จะได้รับจากการปรับ Tariff MOU และร่างสัญญาฯ โครงการน้ำงึม 3

6.3.1 เพื่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้าฝ่ายไทยและเป็นรูปแบบเดียวกับโครงการไฟฟ้าพลังน้ำอื่นๆ ใน สปป. ลาว ที่ขายไฟฟ้าให้ไทย

6.3.2 เพิ่มประโยชน์ต่อฝ่ายไทยในการรับซื้อในช่วง Unit Operation Period เป็นลักษณะไม่มี Commitment/Penalty และเพิ่มสิทธิเรียกคืน (Make-Up) เป็นตลอดอายุสัญญารวมทั้งเพิ่มรายละเอียดบทปรับกำลังการผลิตไฟฟ้าเป็นรายวันให้เป็นไปตามแผนการผลิตไฟฟ้ารายสัปดาห์

6.3.3 ช่วยลดค่าใช้จ่ายของฝ่ายไทย กรณีการใช้กฎของสถาบันอนุญาโตตุลาการ สำนักระงับข้อพิพาท สำนักงานศาลยุติธรรมของประเทศไทย และดำเนินการที่กรุงเทพฯ โดยใช้ภาษาไทย

<u>มติของที่ประชุม</u>

1. เห็นชอบร่างสัญญาซื้อขายไฟฟ้าโครงการไซยะบุรี และให้ กฟผ. ลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าโครงการไซยะบุรีกับผู้ลงทุนต่อไป โดยมีเงื่อนไขดังนี้

1.1 โครงการฯ ได้ผ่านการพิจารณาของคณะกรรมาธิการลุ่มน้ำโขง (MRC) ตามกระบวนการ ข้อตกลงของประเทศสมาชิกในลุ่มแม่น้ำโขง (Agreement on the Cooperative for the Sustainable Development of the Mekong River Basin 5 April 1995) แล้ว

1.2 ร่างสัญญาฯ ได้ผ่านการตรวจพิจารณาจากสำนักงานอัยการสูงสุด ทั้งนี้ หากจำเป็นต้องมีการแก้ไขร่างสัญญาฯ ดังกล่าว ที่ไม่ใช่สาระสำคัญของสัญญาฯ ไม่จำเป็นต้องนำกลับมาเสนอขอความเห็นชอบจาก กพช. อีก

ทั้งนี้ ให้กระทรวงพลังงานและ กฟผ. เปิดเผยข้อมูลโครงการนี้ต่อสาธารณะชน

2 เห็นชอบให้สัญญาซื้อขายไฟฟ้าโครงการไซยะบุรีใช้เงื่อนไขการระงับข้อพิพาทโดยวิธีการอนุญาโตตุลาการของสถาบันอนุญาโตตุลาการ สำนักระงับข้อพิพาท สำนักงานศาลยุติธรรมประเทศไทย และดำเนินการที่กรุงเทพฯ โดยใช้ภาษาไทย และเมื่อ กพช. ให้ความเห็นชอบแล้วให้นำเสนอ ครม. พิจารณาอนุมัติต่อไป

เรื่องที่ 4 <u>สถานการณ์พลังงานปี 2553 และแนวโน้มปี 2554</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. ภาพรวมพลังงานปี 2553 สำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ (สศช.) คาดการณ์แนวโน้มเศรษฐกิจไทยในปี 2553 ขยายตัวร้อยละ 7.9 โดยมีแรงสนับสนุนจากการฟื้นตัวของเศรษฐกิจโลกและความมั่นใจของนักลงทุน ทำให้การส่งออก การลงทุน และการบริโภคของภาคเอกชนยังคงขยายตัว ส่งผลให้การใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้น เพิ่มขึ้นร้อยละ 7.3 อยู่ที่ระดับ 1,785 เทียบเท่าพันบาร์เรลน้ำมันดิบต่อวัน ก๊าซธรรมชาติมีการใช้เพิ่มขึ้นร้อยละ 14.7 เนื่องจากนำไปใช้ในอุตสาหกรรมและในรถยนต์ NGV การใช้น้ำมัน มีการใช้เพิ่มขึ้นเพียงร้อยละ 2 เนื่องจากราคาน้ำมันปีนี้ไม่สูงมากนักเมื่อเทียบกับปีที่ผ่านมา นอกจากนี้น้ำมันเบนซิน

และดีเซลยังถูกทดแทนโดยก๊าซ NGV การใช้ถ่านหินและลิกไนต์เพิ่มขึ้นเพียงเล็กน้อย ร้อยละ 1.2 เท่า ๆ กัน ไฟฟ้าพลังน้ำและไฟฟ้านำเข้า มีการใช้เพิ่มขึ้นร้อยละ 11.6 เนื่องจากในปีนี้มีไฟฟ้านำเข้าจากแหล่งน้ำเทิน 2 จำนวน 948 เมกะวัตต์ เข้ามาในระบบตั้งแต่เดือนมีนาคมประกอบกับปริมาณน้ำในเขื่อนของไทยมากในช่วงปลายปี

2. น้ำมันดิบ การนำเข้าอยู่ที่ระดับ 803 พันบาร์เรลต่อวัน ลดลงร้อยละ 0.1 คิดเป็นมูลค่า 733 พันล้านบาท เพิ่มขึ้นร้อยละ 17.6 เนื่องจากราคาน้ำมันดิบเพิ่มขึ้นร้อยละ 27.3 จากราคาเฉลี่ยน้ำมันดิบนำเข้า 61.90 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรลในปี 2552 มาอยู่ที่ระดับ 78.80 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรลในปี 2553

3. น้ำมันสำเร็จรูป การใช้น้ำมันสำเร็จรูปเพิ่มขึ้น ร้อยละ 2.6 โดยดีเซลเพิ่มขึ้นร้อยละ 0.3 เนื่องจากการขยายตัวของภาคเศรษฐกิจ LPG มีการใช้เพิ่มขึ้นร้อยละ 11.3 เนื่องจากการใช้ของภาคอุตสาหกรรมเพิ่มขึ้น น้ำมันเครื่องบินเพิ่มขึ้นร้อยละ 6.6 เนื่องจากมีการส่งเสริมการท่องเที่ยวมากขึ้นในปีนี้ ในขณะที่การใช้เบนซินลดลงร้อยละ 1.1 อันเป็นผลจากราคาขายปลีกเฉลี่ยในปีนี้สูงกว่าปี 2552 และปริมาณการใช้น้ำมันเตาใกล้เคียงกับปีที่ผ่านมา ลดลงเล็กน้อยร้อยละ 0.2

- **น้ำมันเบนซิน** การใช้น้ำมันเบนซินเฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 20.4 ล้านลิตรต่อวัน หรือลดลงร้อยละ 1.1 ทั้งนี้ปริมาณการใช้น้ำมันเบนซินน้อยที่สุดในเดือนพฤษภาคม 2553 เนื่องจากได้รับผลกระทบจากการชุมนุมทางการเมือง จึงอาจส่งผลให้ประชาชนบางส่วนลดการเดินทางลง อีกทั้งราคาน้ำมันเบนซินเฉลี่ยในปีนี้สูงกว่าปี 2552 และผู้ใช้รถบางส่วนเปลี่ยนไปใช้ NGV แทน จึงเป็นสาเหตุสำคัญที่ทำให้การใช้น้ำมันเบนซินในปีนี้ลดลง ปัจจุบันการใช้เบนซินธรรมดามีสัดส่วนร้อยละ 61 และเบนซินพิเศษร้อยละ 39
- **แก๊สโซฮอล์** ในปี 2553 มีสัดส่วนการใช้มากที่สุด คิดเป็นร้อยละ 59 ของปริมาณการใช้เบนซินทั้งหมด โดยมีปริมาณการใช้อยู่ที่ระดับ 11.9 ล้านลิตรต่อวัน หรือลดลงร้อยละ 2.4 เป็นการใช้ แก๊สโซฮอล์ 95 อยู่ที่ระดับ 7.7 ล้านลิตรต่อวัน ลดลงร้อยละ 7.7 ส่วนการใช้แก๊สโซฮอล์ 91 เพิ่มขึ้นสูงมาก เนื่องจากรัฐบาลได้มีนโยบายส่งเสริมการใช้แก๊สโซฮอล์ 91 รวมทั้งในช่วงปลายปีรัฐบาลมีนโยบายส่งเสริมการใช้พลังงานทดแทนเพื่อลดการนำเข้าโดยปรับลดเงินส่งเข้ากองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง มีผลให้ราคาขายปลีก แก๊สโซฮอล์ 91 และแก๊สโซฮอล์ 95 (E20) ถูกลง เพื่อเป็นการจูงใจผู้ใช้น้ำมัน
- **น้ำมันดีเซล** การใช้เฉลี่ย 50.8 ล้านลิตรต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 0.3 โดยปริมาณการใช้ช่วงต้นปีอยู่ที่ระดับใกล้เคียงกับปลายปี 2552 ต่อเนื่องมาจนถึงช่วงกลางปีจึงมีแนวโน้มลดลง เนื่องจากสิ้นสุดช่วงฤดูกาลเก็บเกี่ยวและเริ่มเข้าสู่ฤดูฝน การใช้น้ำมันดีเซลเริ่มปรับตัวสูงขึ้นอีกครั้งในช่วงเดือนพฤศจิกายน เนื่องจากปัญหาน้ำท่วมเริ่มคลี่คลาย รวมทั้งปลายปีรัฐบาลได้มีนโยบายช่วยเหลือเพื่อลดภาระภาคประชาชนโดยลดเงินจัดส่งเข้ากองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงในช่วงราคาน้ำมันแพง ประกอบกับเป็นช่วงฤดูหนาวซึ่งเป็นฤดูกาลแห่งการท่องเที่ยว
- **ไบโอดีเซล(B5)** ปริมาณการจำหน่ายอยู่ที่ระดับ 19.5 ล้านลิตรต่อวัน หรือลดลงร้อยละ 12.2 โดยปริมาณการใช้ช่วงต้นปีอยู่ที่ระดับใกล้เคียงกับปลายปี 2552 ต่อเนื่องมาจนถึงช่วงกลางปีจึงมีแนวโน้มลดลง ทั้งนี้เนื่องจากเกิด

ปัญหาความไม่สงบทางการเมืองในเดือนพฤษภาคม ทำให้การเดินทางของประชาชนลดลง ประกอบกับราคาน้ำมันไบโอดีเซล (B5) ปีนี้ไม่แตกต่างจากราคาดีเซลมากนัก จึงไม่เกิดแรงจูงใจต่อประชาชนที่จะหันไปใช้น้ำมันไบโอดีเซล (B5)

- **LPG โพรเพน และบิวเทน** ปริมาณการใช้เพิ่มขึ้นร้อยละ 15.2 อยู่ที่ระดับ 30.4 ล้านลิตรต่อวัน โดยมีการใช้เพิ่มขึ้นในทุกสาขา สาเหตุส่วนหนึ่งมาจากรัฐบาลตรึงราคา LPG ให้อยู่ระดับต่ำ ประกอบกับภาวะเศรษฐกิจที่ดี จึงทำให้ปริมาณการใช้ในอุตสาหกรรมเพิ่มสูงขึ้นถึงร้อยละ 32.5 และใช้เป็นวัตถุดิบในอุตสาหกรรมปิโตรเคมีเพิ่มขึ้นร้อยละ 28.0 ในขณะที่การใช้ LPG ในรถยนต์ปี 2553 เพิ่มขึ้นเพียงเล็กน้อย ร้อยละ 0.5
- **การใช้น้ำมันภาคขนส่งทางบก** อยู่ที่ 61.4 ล้านลิตรต่อวันเทียบเท่าน้ำมันดิบ เพิ่มขึ้นจากช่วงเดียวกันของปีก่อนร้อยละ 1.4 โดยการใช้น้ำมันดีเซลอยู่ในระดับใกล้เคียงกับ ปี 2552 ในขณะที่น้ำมันเบนซินลดลงร้อยละ 1.1 ตามปัจจัยราคาขายปลีกน้ำมันเบนซินปีนี้ที่สูงกว่าปี 2552 ค่อนข้างมาก ประกอบกับในช่วงปลายปีเกิดภาวะอุทกภัยในบางพื้นที่ จึงมีผลทำให้ปริมาณการใช้ลดลง ในขณะที่ LPG การใช้มีแนวโน้มใกล้เคียงกับปีที่ผ่านมาโดยเพิ่มขึ้นร้อยละ 0.5 และ NGV มีการใช้เพิ่มขึ้นร้อยละ 22.4 เนื่องจากนโยบายส่งเสริมการใช้ NGV ของภาครัฐ ประกอบกับปัจจัยเสริมจากราคาน้ำมันเบนซินและดีเซลที่เพิ่มสูงขึ้นตั้งแต่ ต้นปี 2552 จึงอาจส่งผลให้ประชาชนบางส่วนหันมาติดตั้งเครื่องยนต์ NGV มากขึ้น

4. การใช้ก๊าซธรรมชาติ ปริมาณการใช้อยู่ที่ระดับ 4,086 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน เพิ่มขึ้น ร้อยละ 14.7 เนื่องจากมีการใช้ในทุกสาขาเพิ่มขึ้น โดยก๊าซธรรมชาติถูกนำไปใช้ในภาคการผลิตต่างๆ ได้แก่ การผลิตไฟฟ้าคิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 67 ใช้ในโรงแยกก๊าซร้อยละ 17 ใช้ในอุตสาหกรรมร้อยละ 12 และใช้ในรถยนต์ร้อยละ 4

5. การใช้ลิกไนต์/ถ่านหิน การใช้อยู่ที่ระดับ 35 ล้านตัน เพิ่มขึ้นจากปี 2552 (คิดจากค่าความร้อน)ร้อยละ 1.2 ประกอบด้วยการใช้ลิกไนต์ 18 ล้านตัน และถ่านหินนำเข้า 17 ล้านตัน เป็นการใช้ลิกไนต์ในภาคการผลิตไฟฟ้าของ กฟผ. จำนวน 16 ล้านตัน ที่เหลือจำนวน 2 ล้านตัน ถูกนำไปใช้ในภาคอุตสาหกรรมต่างๆ ได้แก่ การผลิตปูนซีเมนต์ กระดาษ อุตสาหกรรมอาหาร และอื่นๆ

6. กำลังการผลิตติดตั้งไฟฟ้า อยู่ที่ 30,160 เมกะวัตต์ ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดเกิดขึ้น ณ วันจันทร์ที่ 10 พฤษภาคม เวลา 14.00 น. ที่ระดับ 24,630 เมกะวัตต์ สูงกว่าความต้องการไฟฟ้าสูงสุดของปี 2552 ซึ่งอยู่ที่ระดับ 22,596 เมกะวัตต์ อยู่ 2,034 เมกะวัตต์ หรือคิดเป็นร้อยละ 9.0

- **การผลิตไฟฟ้า** ปริมาณการผลิตและการรับซื้อของ กฟผ. มีจำนวน 165,457 กิกะวัตต์ชั่วโมง เพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 11.5 โดยมีสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงชนิดต่างๆ ดังนี้ จากก๊าซธรรมชาติ ร้อยละ 71 จากลิกไนต์/ถ่านหินร้อยละ 18 จากพลังน้ำร้อยละ 4 นำเข้าร้อยละ 5 พลังงานหมุนเวียนร้อยละ 2 และจากน้ำมันร้อยละ 0.5

- **การใช้ไฟฟ้า** อยู่ที่ระดับ 147,724 กิกะวัตต์ชั่วโมง เพิ่มขึ้น ร้อยละ 9.6 โดยการใช้ไฟฟ้าตั้งแต่ต้นปีมีแนวโน้มเพิ่มขึ้น เนื่องจากในช่วงต้นปีเศรษฐกิจฟื้นตัวต่อเนื่องจากปลายปีที่แล้ว และเริ่มชะลอตัวลงในไตรมาสที่สองและสามจากการบริโภคภาคเอกชนและการส่งออกที่ได้รับผลกระทบจากค่าเงินบาท ที่แข็งค่าขึ้น ผลกระทบจากการชุมนุมทางการเมืองที่ทำให้การใช้ไฟฟ้าในกลุ่มห้างสรรพสินค้าลดลง อุตสาหกรรมการผลิตอาหารชะลอตัวลงจากวัตถุดิบในการผลิตจากภาคเกษตรที่ลดลงตามฤดูกาล และในช่วงปลายปีมีเหตุการณ์อุทกภัยในหลายพื้นที่ทำให้การใช้ไฟฟ้าลดลง ประกอบกับเริ่มเข้าสู่ช่วงฤดูหนาว
- **ค่าเอฟที** ในปีนี้ไม่มีการเปลี่ยนแปลงเนื่องจากนโยบายของรัฐบาล ค่าเอฟทีจึงยังคงอยู่ที่ระดับเดิม 92.55 สตางค์/หน่วย

7. แนวโน้มการใช้พลังงานปี 2554 สศช. คาดว่าในปี 2554 เศรษฐกิจจะขยายตัว ร้อยละ 3.5-4.5 และคาดว่าราคาน้ำมันจะอยู่ในระดับ 80 - 90 เหรียญสหรัฐฯ/บาร์เรล สนพ. จึงประมาณการความต้องการพลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้นคาดว่าจะอยู่ที่ระดับ 1,860 พันบาร์เรลน้ำมันดิบต่อวัน เพิ่มขึ้นจากก่อน ร้อยละ 4.2 โดยความต้องการน้ำมันเพิ่มขึ้นร้อยละ 2.2 ก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้นร้อยละ 5.1 ลิกไนต์/ถ่านหินเพิ่มขึ้นร้อยละ 2.6 และพลังน้ำ/ไฟฟ้านำเข้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 32.7

- **น้ำมันสำเร็จรูป** คาดว่าจะเพิ่มขึ้นร้อยละ 2.0 และการใช้น้ำมันดีเซลเพิ่มขึ้นร้อยละ 2.3 ในขณะที่การใช้น้ำมันเครื่องบินรวมกับน้ำมันก๊าดคาดว่าจะเพิ่มขึ้นร้อยละ 5.3 เนื่องจากปัจจัยส่งเสริมการท่องเที่ยว ส่วน LPG คาดว่าจะมีการใช้เพิ่มขึ้นร้อยละ 2.4 เนื่องจากความต้องการในภาคครัวเรือนและอุตสาหกรรมเพิ่มขึ้น ส่วนการใช้น้ำมันเตาคาดว่าลดลงร้อยละ 3.9 โดยอุตสาหกรรมมีการใช้ลดลง ร้อยละ 0.4 และการใช้น้ำมันเตาในการผลิตไฟฟ้า ลดลงร้อยละ 59.0 ตามแผน PDP ของ กฟผ. ส่งผลให้ทั้งปีคาดว่าจะมีปริมาณการใช้น้ำมันสำเร็จรูปเพิ่มขึ้นร้อยละ 2.2
- **LPG** ในปี 2554 คาดว่าปริมาณการใช้มีจำนวน 7,010 พันตัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 16.8 เนื่องจากใช้เป็นวัตถุดิบในอุตสาหกรรมปิโตรเคมีเพิ่มขึ้นร้อยละ 54.8 อยู่ที่ระดับ 2,556 พันตัน โดยในปี 2554 จะมีโรงงานอุตสาหกรรมปิโตรเคมีขึ้นใหม่ 2 โรง ขณะที่การใช้ของภาคครัวเรือนจะเพิ่มในอัตราที่สูงอยู่ เพราะรัฐบาลมีนโยบายตรึงราคาก๊าซ LPG สำหรับครัวเรือนไว้ในระดับปัจจุบัน และการใช้ในภาคอุตสาหกรรมคาดว่าจะเริ่มชะลอตัวลงในช่วงครึ่งหลังของปี 2554 เพราะรัฐบาลมีนโยบายจะทยอยปรับราคาก๊าซ LPG สำหรับอุตสาหกรรมสูงขึ้น อย่างไรก็ตามการใช้ในภาคขนส่งลดลงร้อยละ 19.4 เนื่องจากรัฐบาลมีนโยบายส่งเสริมให้รถแท็กซี่ที่ใช้ LPG จำนวน 30,000 คัน เปลี่ยนเป็น NGV แทน

ในปี 2554 คาดว่าโรงแยกก๊าซที่ 6 ของ ปตท. จะเริ่มดำเนินการผลิตต่อเนื่องมาจากปลายปีที่แล้ว ซึ่งจะส่งผลให้การผลิตเพิ่มขึ้นประมาณ 96,000 ตันต่อเดือน โดยก๊าซ LPG จากโรงแยกก๊าซที่ 6 ประมาณ 71,000 ถึง76,000 ตัน จะส่งให้กับปิโตรเคมี เหลือใช้ในครัวเรือนและอุตสาหกรรมเพียง 20,000 ถึง 25,000 ตันต่อเดือน อย่างไรก็ตามปริมาณ LPG ก็ยังไม่เพียงพอต่อความต้องการใช้ในประเทศ จึงคาดว่าจะนำเข้า

LPG เฉลี่ยอยู่ที่ประมาณ 1,476,000 ตัน หากรัฐบาลมีนโยบายที่จะปรับราคา ณ โรงกลั่นในประเทศให้สะท้อนราคาตลาดโลก (ราคา CP) ก็จะทำให้โรงกลั่นนำ LPG ซึ่งเคยใช้เองในโรงกลั่นและการกลั่นจากการ จำหน่ายให้อุตสาหกรรมปิโตรเคมีออกมาจำหน่ายเป็นเชื้อเพลิง ซึ่งคาดว่าจะนำออกมาได้ประมาณ 638,000 ตัน เหลือนำเข้า 838,000 ตัน

- **ก๊าซธรรมชาติ** คาดว่าปริมาณความต้องการในปี 2554 จะเพิ่มขึ้น ร้อยละ 6.1 (ไม่รวมการใช้ในโรงแยกก๊าซธรรมชาติ) เนื่องจากภาวะเศรษฐกิจปี 2554 มีแนวโน้มชะลอตัวลง ทำให้มีการนำมาใช้เป็นเชื้อเพลิงในภาคอุตสาหกรรมเพิ่มขึ้นในอัตราที่ชะลอลงอยู่ที่ร้อยละ 12.1 และภาคขนส่งในรถยนต์ NGV เพิ่มขึ้นร้อยละ 15.4ซึ่งเพิ่มขึ้นไม่มากนักเมื่อเทียบกับในอดีตที่ผ่านมา โดยในปี 2554 จะมีแหล่งปลาทอง 2 (เชฟรอน) เข้ามาใหม่ ซึ่งสามารถผลิตก๊าซธรรมชาติได้ประมาณ 330 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และ ปตท. มีแผนที่จะนำเข้า LNG จำนวน 70 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน (0.5 ล้านตัน)
- **ไฟฟ้า** การใช้ไฟฟ้าในปีหน้าคาดว่าจะเพิ่มขึ้นร้อยละ 5.5 โดยการใช้ไฟฟ้าในภาคธุรกิจและอุตสาหกรรมขนาดใหญ่มีอัตราการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้น เนื่องจากเศรษฐกิจที่ฟื้นตัวและเติบโตอย่างต่อเนื่องมาตั้งแต่ปี 2553 นอกจากนี้มีโรงไฟฟ้าเข้าระบบตามแผน PDP 2010 ในปี 2554 ได้แก่ โรงไฟฟ้าเก็คโค่-วัน จำนวน 660 เมกะวัตต์ แต่โรงไฟฟ้าขนอมจะหยุดผลิตลงบางส่วนจำนวน 70 เมกะวัตต์ สำหรับการนำเข้ามีการนำเข้าไฟฟ้าจากโครงการเขื่อนน้ำงึม 2 สปป.ลาว 597 เมกะวัตต์ นอกจากนี้ยังมีไฟฟ้าจากเขื่อนที่เข้าใหม่ในประเทศได้แก่ เขื่อนเจ้าพระยา 12 เมกะวัตต์ และเขื่อนนเรศวร 8 เมกะวัตต์ ขณะที่ปริมาณการผลิตไฟฟ้าจากน้ำมันเตาจะลดลงตามแผน PDP ของ กฟผ.

ทั้งนี้ในปีหน้าคาดว่าค่า FT จะปรับลดลง เนื่องจากต้นทุนเชื้อเพลิงทั้งก๊าซธรรมชาติและน้ำมันเตาปรับตัวลดลง ประกอบกับค่าเงินบาทแข็งค่าในปีที่ผ่านมา

<u>มติของที่ประชุม</u>

ที่ประชุมรับทราบ

เรื่องที่ 5 <u>สถานการณ์ราคาน้ำมันเชื้อเพลิง</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. <u>ราคาน้ำมันดิบดูไบและเวสต์ เท็กซัส</u>

1 - 28 ธันวาคม 2553 น้ำมันดิบดูไบและเวสต์เท็กซัส เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 88.96 และ 88.93 เหรียญสหรัฐฯ/บาร์เรล ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากเดือนที่แล้ว 5.30 และ 4.72 88.93 เหรียญสหรัฐฯ/บาร์เรล ตามลำดับ จากสภาพอากาศที่หนาวเย็นในยุโรปและสหรัฐฯ อีกทั้งบริษัทเชฟรอนไนจีเรียประกาศหยุดการผลิตน้ำมันดิบ Escravos จากท่อขนส่ง

น้ำมันเกิดปัญหาทางเทคนิคและอาจส่งผลต่อแผนส่งออก รวมทั้งอิรักส่งออกน้ำมันดิบจากท่า Basra ทางภาคใต้ลดลงจากสภาพอากาศแปรปรวน

2. ราคาน้ำมันสำเร็จรูปในตลาดจรสิงคโปร์

1 - 28 ธันวาคม 2553 น้ำมันเบนซิน 95, 92 และน้ำมันดีเซล เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 101.74, 99.66 และ 102.30 เหรียญสหรัฐฯ/บาร์เรล ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากเดือนที่แล้ว 8.52, 8.51 และ 5.77 88.93 เหรียญสหรัฐ/บาร์เรล ตามลำดับ ตามราคาน้ำมันดิบ และโรงกลั่นเกาหลีใต้มีแผนปิดซ่อมบำรุงหน่วยกลั่นน้ำมันดิบในช่วง ครึ่งแรกของปี 54 ขณะที่ IES รายงานปริมาณสำรอง Light Distillates ของสิงคโปร์ 15 ธันวาคม 2553 ลดลง นอกจากนี้ปริมาณ Arbitrage ดีเซลจากเอเชียเหนือไปยุโรปช่วงปลาย ธันวาคม 53 - ต้นมกราคม 54 อยู่ที่ระดับ 2.6 ล้านบาร์เรล

3. ราคาขายปลีก

1 - 28 ธันวาคม 2553 ราคาขายปลีก เบนซิน 95, 91 , แก๊สโซฮอล 95 E10, E20, E85, แก๊สโซฮอล 91, ดีเซลหมุนเร็วและดีเซลหมุนเร็ว B5 ปรับตัวเพิ่มขึ้น 1.50, 1.90, 1.90, 0.80, 0.80, 0.90, 0.20 และ 1.00 บาท/ลิตร ตามลำดับ และ ณ วันที่ 29 ธันวาคม 2553 บ.เชฟรอน ปรับราคาขายปลีก เบนซิน 95, E10, แก๊สโซฮอล 91, B3 และ B5 เพิ่มขึ้น 0.30 บาท/ลิตร และปรับเบนซิน 91 เพิ่มขึ้น 0.50 บาท/ลิตร

4. สถานการณ์ LPG

เดือนธันวาคม 2553 ราคาก๊าซ LPG ตลาดโลก ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากเดือนก่อน 139 เหรียญสหรัฐ/ตัน มาอยู่ที่ระดับ 921 เหรียญสหรัฐ/ตัน ตามราคาน้ำมันดิบและประเทศแถบทะเลเหนือ ซื้อ-ขาย บิวเทนอยู่ที่ระดับราคากว่า 1,000 เหรียญสหรัฐฯ/ตัน รวมทั้งซาอุดิอารัมโก้ ได้กำหนดราคาโพรเพนเดือนธันวาคม 2553 อยู่ที่ 905 เหรียญสหรัฐฯ/ตัน ซึ่งสูงกว่าพฤศจิกายน 2553 กว่า 135 เหรียญสหรัฐฯ/ตัน นอกจากนี้ท่อส่ง NGL ในนิวยอร์ก สหรัฐฯ เลื่อนกำหนดการใช้งานขนส่ง NGL ทางท่ออีกครั้งเป็นธันวาคม 2553 ส่วนสถานการณ์การนำเข้า LPG ตั้งแต่เมษายน 2551-24 ธันวาคม 2553 ได้มีการนำเข้ารวมทั้งสิ้น 2,740,052 ตัน คิดเป็นภาระชดเชย 36,234 ล้านบาท

5. สถานการณ์น้ำมันแก๊สโซฮอล

ปัจจุบันมีผู้ประกอบการผลิตเอทานอลเพื่อใช้เป็นเชื้อเพลิง จำนวน 19 ราย โดยมีกำลังการผลิตรวม 2.93 ล้านลิตร/วัน แต่ผลิตเอทานอลเพียง 11 ราย มีปริมาณการผลิตจริง 1.06 ล้านลิตร/วัน ซึ่งในพฤศจิกายน 2553 มียอดจำหน่าย 7.78 ล้านลิตร/วัน มีสถานีบริการน้ำมันแก๊สโซฮอล รวม 4,333 แห่ง และราคาเอทานอลแปลงสภาพเดือนพฤศจิกายน 2553 อยู่ที่ 27.13 บาท/ลิตร

6. สำหรับสถานการณ์น้ำมันไบโอดีเซล ปัจจุบันมีผู้ผลิตไบโอดีเซลที่ได้คุณภาพตามประกาศของกรมธุรกิจพลังงาน จำนวน 15 ราย โดยมีกำลังการผลิตรวม 6.01 ล้านลิตร/วัน ในขณะที่ปริมาณการจำหน่ายน้ำมันดีเซลหมุนเร็ว B5 อยู่ที่ 12.34 ล้าน

ลิตร/วัน โดยมีสถานีบริการน้ำมันดีเซลหมุนเร็ว B5 จำนวน 3,803 แห่ง และราคาไบโอดีเซลในประเทศเฉลี่ยเดือนพฤศจิกายน 2553 อยู่ที่ 38.47 บาท/ลิตร และเดือนธันวาคม 2553 อยู่ที่ 43.90 บาท/ลิตร

7. <u>ฐานะกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง</u> ณ วันที่ 29 ธันวาคม 2553 มีเงินสดในบัญชี 35,818 ล้านบาท มีหนี้สินกองทุน 7,353 ล้านบาท แยกเป็นหนี้ค้างชำระเงินชดเชย 7,050 ล้านบาท และงบบริหารและโครงการซึ่งได้อนุมัติแล้ว 303 ล้านบาท ฐานะกองทุนน้ำมันฯ

<u>มติของที่ประชุม</u>

ที่ประชุมรับทราบ