มติคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน
ครั้งที่ 3/2550 (ครั้งที่ 20)
วันจันทร์ที่ 2 เมษายน พ.ศ. 2550 เวลา 13.00 น.
ณ ห้องประชุมบุญรอด - นิธิพัฒน์ ชั้น 11 อาคาร 7 กระทรวงพลังงาน

---

1. การปรับปรุงมาตรการด้านคุณภาพและกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงเพื่อการส่งเสริมการใช้ไบโอดีเซลเชิงพาณิชย์
2. ร่างระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก
3. การรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่ใช้พลังงานหมุนเวียนโดยกลไกการแข่งขัน
4. เปลี่ยนแปลงรายการงบประมาณค่าใช้จ่ายโครงการสนับสนุนประสานผลักดันนโยบายและแผนพัฒนาพลังงานสู่การปฏิบัติ
5. การดำเนินงานตามนโยบายการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน และการผลิตไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพ
6. การพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าและแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย
7. แนวทางการจัดตั้งกองทุนพัฒนาพื้นที่รอบโรงไฟฟ้า
8. ผลการทดสอบสมรรถนะและความทนทานของเครื่องยนต์คาร์บิวเรเตอร์ในการใช้น้ำมันแก๊สโซฮอล์

รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงาน (นายปิยสวัสดิ์ อัมระนันทน์) ประธานกรรมการ
ผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (นายวีระพล จิรประดิษฐกุล) กรรมการและเลขานุการ

เรื่องที่ 1 <u>การปรับปรุงมาตรการด้านคุณภาพและกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงเพื่อการส่งเสริมการใช้ไบโอดีเซลเชิงพาณิชย์</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. จากปริมาณการจำหน่ายน้ำมันดีเซลหมุนเร็วบี 5 ยังไม่เพิ่มขึ้นมากเท่าที่ควร ในการประชุม คณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) เมื่อวันที่ 16 มีนาคม 2550 จึงได้เห็นชอบในหลักการให้ลดอัตราเงินส่งเข้ากองทุนน้ำมันฯ ของน้ำมันดีเซลหมุนเร็วบี 5 จาก 0.30 บาท/ลิตร เป็น 0.05 บาท/ลิตร นอกจากนี้ เพื่อเพิ่มแรงจูงใจให้กับผู้ใช้และผู้จำหน่ายน้ำมันมากขึ้น ภาครัฐจึงใช้กองทุนน้ำมันฯ เป็นกลไกโดยกำหนดให้ราคาขายปลีกน้ำมันดีเซลหมุนเร็วบี 5 ต่ำกว่าน้ำมันดีเซลหมุนเร็ว 0.70 บาท/ลิตร พร้อมทั้งกำหนดค่าการตลาดของน้ำมันดีเซลหมุนเร็วบี 5 มากกว่าน้ำมันดีเซลหมุนเร็ว 0.20 บาท/ลิตร

2. ปัจจุบันโรงงานผลิตไบโอดีเซล (B100) ที่สามารถผลิตได้คุณภาพตามประกาศกรมธุรกิจพลังงาน (ธพ.) มีจำนวน 5 ราย กำลังการผลิตติดตั้ง 840,000 ลิตร/วัน ซึ่งสามารถผลิตจริงได้ 24,000 ลิตร/วัน และโรงงานผลิตไบโอดีเซลที่อยู่ระหว่างพัฒนาคุณภาพตามประกาศ ธพ. จำนวน 5 ราย กำลังผลิตประมาณ 1,070,000 ลิตร/วัน ปัจจุบันปริมาณการใช้ไบโอดีเซล (B100) เพื่อผลิตเป็นดีเซลหมุนเร็วบี 5 อยู่ที่ระดับ 42,000 ลิตร/วัน การจำหน่ายน้ำมันดีเซลหมุนเร็วบี 5 เดือนมีนาคม 2550 อยู่ที่ระดับ 840,000 ลิตร/วัน เพิ่มขึ้น 170,000 ลิตร/วัน หรือคิดเป็นร้อยละ 1.52 เมื่อเทียบกับปริมาณการใช้ของน้ำมันดีเซลหมุนเร็วทั้งหมด 55 ล้านลิตร/วัน

3. อุปสรรคในการส่งเสริมการใช้ไบโอดีเซลตามแนวทางปัจจุบัน ประกอบด้วย 1) ผู้ค้าน้ำมันขาดความมั่นใจที่จะเพิ่มให้มีการจำหน่ายน้ำมันดีเซลหมุนเร็วบี 5 เนื่องจากปริมาณการผลิตและคุณภาพของ B100 ยังมีความไม่แน่นอนจากขบวนการผลิต 2) สถานีบริการน้ำมัน มีข้อจำกัดในเรื่องหัวจ่ายและถังเก็บน้ำมันใต้ดินที่สามารถรองรับการขายน้ำมันสำเร็จรูปได้ 3 - 4 ชนิดเท่านั้น และ 3) กลุ่มยานยนต์และผู้ใช้รถยนต์ยังขาดความมั่นใจและไม่ยอมรับในคุณภาพของน้ำมันดีเซลหมุนเร็วบี 5

4. สนพ. และหน่วยงานที่เกี่ยวข้องได้ร่วมหารือเกี่ยวกับความเป็นไปได้ในการใช้น้ำมันดีเซลเกรดเดียว ซึ่งสรุปได้ว่า 1) การตรวจสอบและควบคุมคุณภาพน้ำมันไบโอดีเซล (B100) ยังไม่เป็นระบบทำให้ผู้ค้าน้ำมันขาดความมั่นใจในคุณภาพของไบโอดีเซล(B100)ที่จะนำมาผสมเป็นน้ำมันดีเซลหมุนเร็วบี 5 2) กลุ่มผู้ประกอบการรถยนต์ขาดความมั่นใจและไม่ยอมรับคุณภาพของน้ำมันดีเซลหมุนเร็วบี 5 โดยสมาคมอุตสาหกรรมยานยนต์แห่งประเทศไทยได้ขอให้กำหนดคุณภาพของน้ำมันดีเซลหมุนเร็วบี 5 เพิ่มเติมอีก 6 รายการ ได้แก่ ไบ

โอดีเซลประเภทเมทิลเอสเตอร์ของกรดไขมัน ไม่สูงกว่า 5%Wt , เมทานอล ไม่สูงกว่า 0.01%Wt , ไตรกลีเซอไรด์ไม่สูงกว่า 0.01%Wt , ค่าความเป็นกรดทั้งหมดไม่สูงกว่า 0.13 mgKOH/g , เสถียรภาพต่อการเกิดปฏิกิริยาออกซิเดชั่นโดยวิธีตรวจสอบความเป็นกรดไม่สูงกว่า 0.12 mgKOH/g จากค่าเริ่มต้น และปริมาณกรดอินทรีย์ โดยเฉพาะปริมาณรวมของ Formic Acetic และ Propionic Acid ทั้งหมดไม่สูงกว่า 30 ppm แต่ ธพ. ยืนยันว่า คุณภาพของน้ำมันดีเซลหมุนเร็วบี 5 ที่ผลิตในปัจจุบันมีคุณภาพครบถ้วนตาม 6 รายการ โดยที่ปัจจุบันเครื่องมือตรวจสอบคุณภาพน้ำมันดีเซลหมุนเร็วบี 5 สามารถตรวจได้ตามรายการที่ 1-5 ส่วนการตรวจสอบปริมาณกรดอินทรีย์ ยังไม่มีเครื่องมือสำหรับตรวจสอบได้ ซึ่งต้องใช้เวลาจัดหาอุปกรณ์ประมาณ 3 - 6 เดือน 3) หากไทยกำหนดให้มีน้ำมันดีเซลหมุนเร็วที่ผสมไบโอดีเซลไม่เกินร้อยละ 2 ซึ่งเป็นมาตรฐานที่ยุโรปใช้อยู่และไม่มีผลกระทบต่อ เครื่องยนต์ และมีคุณสมบัติช่วยในการหล่อลื่น (Lubricity) ซึ่งทดแทนสารเติมแต่งได้ และ 4) หากยกเลิกจำหน่ายน้ำมันดีเซลหมุนเร็วบี 5 ทันทีอาจจะส่งผลกระทบต่อผู้บริโภคกลุ่มเกษตรกรได้

5. แนวทางการดำเนินการเพื่อกำกับดูแลคุณภาพน้ำมันไบโอดีเซล (B100) จึงควรให้ผู้ผลิต B100 ต้องขอรับความเห็นชอบจาก ธพ. ก่อนจึงจะสามารถผลิตและจำหน่ายไบโอดีเซลได้ โดยให้เป็นไปตามมาตรา 25 แห่งพระราชบัญญัติการค้าน้ำมันเชื้อเพลิง พ.ศ. 2543 และควรออกประกาศบังคับให้น้ำมันดีเซลหมุนเร็วปกติ เป็นน้ำมันดีเซลหมุนเร็วบี 2 มีผลบังคับใช้ภายในสิ้นปี 2550 พร้อมทั้งภาครัฐต้องมี มาตรการสนับสนุนที่เพิ่ม แรงจูงใจให้กับผู้ค้าที่สามารถจำหน่ายน้ำมันดีเซลหมุนเร็วบี 2 ได้ก่อนกำหนดวันบังคับใช้ ตลอดจนภาครัฐต้อง เร่งการจำหน่ายมันดีเซลหมุนเร็วบี 5 ควบคู่ไปกับน้ำมันดีเซลหมุนเร็วปกติ พร้อมทั้ง ธพ. ควรเร่งดำเนินการ ตรวจสอบคุณภาพของน้ำมันดีเซลหมุนเร็วบี 5 ให้เป็นที่ยอมรับของกลุ่มผู้ประกอบการรถยนต์และประชาชน

6. สำหรับการเพิ่มแรงจูงใจให้แก่ผู้ค้าที่สามารถจำหน่ายน้ำมันดีเซลหมุนเร็วบี 2 โดยใช้กองทุนน้ำมันฯ จ่ายเงินชดเชยราคาไบโอดีเซล (B100) ที่เท่ากับราคา ณ โรงกลั่นของน้ำมันดีเซลหมุนเร็ว เพื่อให้ผู้ผลิต และผู้จำหน่ายน้ำมันดีเซลหมุนเร็วบี 2 และ บี 5 ได้รับผลตอบแทนมากกว่าผู้ผลิตและจำหน่ายน้ำมันดีเซลหมุนเร็ว ที่ไม่มีไบโอดีเซลผสม โดยภาครัฐจะจ่ายเงินชดเชยราคาไบโอดีเซล (B100) ให้กับผู้ค้าน้ำมันตามมาตรา 7 ตามปริมาณของไบโอดีเซล (B100) ที่นำมาผสมกับน้ำมันดีเซลหมุนเร็วในอัตราเงินชดเชยที่กำหนด คือ ส่วนต่างระหว่างราคาไบโอดีเซล (B100) กับราคาเฉลี่ย ณ โรงกลั่นของน้ำมันดีเซลหมุนเร็ว บวกด้วย ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ

7. เมื่อการกำหนดราคาและอัตราเงินกองทุนน้ำมันฯ ของน้ำมันดีเซลหมุนเร็วบี 5 จากการชดเชยราคา ไบโอดีเซล (B100) ที่ต้นทาง ทำให้ต้นทุนการผลิตและค่าการตลาดของน้ำมันดีเซลหมุนเร็วบี 5 ไม่มีความแตกต่างกับน้ำมันดีเซลหมุนเร็วปกติแล้ว ไม่มีความจำเป็นต้องใช้กลไกกองทุนน้ำมันฯ เพื่อรักษาระดับค่าการตลาดของน้ำมันดีเซลหมุนเร็วบี 5 อีกต่อไป จึงควรดำเนินการ ดังนี้ 1) ควรยกเลิกมติ กบง. ในการใช้กองทุนน้ำมันฯ เป็นกลไกในการรักษาระดับค่าการตลาดและการกำหนดเพดานและฐานของอัตราเงินส่งเข้ากองทุนน้ำมันฯ ของน้ำมันดีเซลหมุนเร็วบี 5 และ 2) ควรกำหนดอัตราเงินส่งเข้ากองทุนน้ำมันฯ ของน้ำมันดีเซลหมุนเร็วบี 5 เท่ากับ 1.00 บาท/ลิตร เพื่อให้ราคาขายปลีกน้ำมันดีเซลหมุนเร็วบี 5 ต่ำกว่าน้ำมันดีเซลหมุนเร็ว 0.70 บาท/ลิตร

8. ประโยชน์ของการกำหนดให้น้ำมันดีเซลหมุนเร็วปกติสามารถผสมไบโอดีเซลได้ไม่เกินร้อยละ 2 จะส่งผลการใช้ไบโอดีเซลเพิ่มมากขึ้นประมาณ 0.37 ล้านลิตร/วัน และสถานีบริการจะไม่ต้องลงทุนเพิ่มขึ้น เพื่อสร้างถังน้ำมันใต้ดินเพิ่มขึ้น อย่างไรก็ตาม กองทุนน้ำมันฯ อาจจะมีรายได้จากน้ำมันดีเซลลดลงวันละ 4.51 ล้านบาท หรือลดลงประมาณ 135 ล้านบาท/เดือน ซึ่งไม่ส่งผลกระทบต่อแผนการชำระหนี้ของกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง

<u>มติของที่ประชุม</u>

1. เห็นชอบนโยบายการส่งเสริมการใช้ไบโอดีเซลเชิงพาณิชย์ โดยด้านคุณภาพน้ำมัน มอบหมายให้กรมธุรกิจพลังงานรับไปดำเนินการดังนี้

(1) ออกประกาศกำหนดคุณภาพน้ำมันดีเซลหมุนเร็ว ให้สามารถผสมไบโอดีเซลได้ในระดับ ไม่เกินร้อยละ 2 โดยปริมาตร โดยให้มีผลบังคับใช้โดยเร็วที่สุด

(2) ออกประกาศกำหนดคุณภาพน้ำมันดีเซลหมุนเร็วให้ต้องผสมไบโอดีเซลร้อยละ 2 โดยปริมาตร (บี 2) โดยมีผลบังคับใช้ตั้งแต่วันที่ 1 เมษายน 2551

(3) เร่งดำเนินการตรวจสอบคุณภาพของน้ำมันดีเซลหมุนเร็วบี 5 ให้เป็นที่ยอมรับ เพื่อให้กลุ่ม ผู้ประกอบการรถยนต์ให้การรับรองการใช้น้ำมันดีเซลหมุนเร็วบี 5 ให้แล้วเสร็จภายใน 6 เดือน

(4) ดำเนินการตรวจสอบการผลิตของโรงงานผลิตไบโอดีเซล (B100) และพิจารณากำหนดให้ ผู้ผลิตไบโอดีเซล (B100) ต้องจดทะเบียนหรือขอความเห็นชอบจากกรมธุรกิจพลังงานก่อน จึงจะสามารถจำหน่ายไบโอดีเซลได้

2. เห็นชอบให้ใช้กองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงจ่ายชดเชยราคาไบโอดีเซล (B100) ที่นำมาผสมเป็นน้ำมันดีเซลหมุนเร็วที่ผสมไบโอดีเซลไม่เกินร้อยละ 2 และน้ำมันดีเซลหมุนเร็วบี 5 โดยกำหนดหลักเกณฑ์ในการคำนวณอัตราเงินชดเชย ดังนี้

อัตราเงินชดเชยไบโอดีเซล (B100)	=	[ราคาไบโอดีเซล (B100) สัปดาห์ก่อน - ราคาเฉลี่ย ณ โรงกลั่นของน้ำมันดีเซลหมุนเร็วสัปดาห์ก่อน] + ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ

โดยที่

- ไบโอดีเซล (B100) มีคุณภาพตามประกาศกรมธุรกิจพลังงาน
- โรงงานผลิตไบโอดีเซล (B100) ต้องขึ้นทะเบียนกับกรมธุรกิจพลังงาน
- ราคาไบโอดีเซล (B100) อ้างอิงจากประกาศคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน
- ราคา ณ โรงกลั่นน้ำมันดีเซลหมุนเร็วคำนวณจาก
  - (ราคา MOP GO 0.5% + พรีเมียม) ที่ 60 ^{0} F x อัตราแลกเปลี่ยน / 158.984
  - ใช้ Conversion factor 60 ^{0} F และพรีเมียมที่ประกาศโดยโรงกลั่นไทยออยล์
  - ราคาน้ำมันสำเร็จรูปเป็น MOPS (Mean of Platt's Singapore)
- ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ เท่ากับ 5.00 บาท/ลิตร

โดยมอบหมายให้สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) รับไปดำเนินการออกประกาศคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงานต่อไป

3. เห็นชอบให้ยกเลิก กบง. เมื่อวันที่ 5 กุมภาพันธ์ 2550 ในการใช้กองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงเป็นกลไก ในการรักษาระดับค่าการตลาดของน้ำมันดีเซลหมุนเร็วบี 5 และการกำหนดเพดานและฐานของอัตราเงินส่งเข้ากองทุนน้ำมันฯ โดยให้กำหนดอัตราเงินส่งเข้ากองทุนน้ำมันฯ ของน้ำมันดีเซลหมุนเร็วบี 5 เท่ากับ 1 บาท/ลิตร โดยให้เริ่มมีผลบังคับใช้พร้อมกับการกำหนดคุณภาพน้ำมันดีเซลหมุนเร็วให้ผสมไบโอดีเซลได้ในระดับไม่เกิน ร้อยละ 2 โดยปริมาณ ตามข้อ 1 (2)

4. มอบหมายให้กรมสรรพสามิตและสถาบันบริหารกองทุนพลังงาน (สบพ.) ร่วมกันจัดระบบการจ่ายชดเชยและส่งเงินคืนกองทุนน้ำมันฯ สำหรับน้ำมันไบโอดีเซล (B100) ที่นำมาผสมเป็นน้ำมันดีเซลหมุนเร็ว ภายใน 15 วัน นับจาก

วันที่ยื่นคำร้องขอรับเงินชดเชย โดยให้กรมสรรพสามิตเป็นผู้รับผิดชอบตรวจสอบปริมาณการจำหน่ายน้ำมันไบโอดีเซลและให้ สบพ. เป็นผู้รับผิดชอบด้านการจ่ายเงินชดเชยหรือรับเงินคืนกองทุนน้ำมันฯ

เรื่องที่ 2 <u>ร่างระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. เพื่อเป็นการส่งเสริมให้เกิดการใช้ทรัพยากรอย่างมีประสิทธิภาพและเกิดประโยชน์สูงสุดคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) ได้มีมติเมื่อวันที่ 4 กันยายน 2549 มอบให้ สนพ. ศึกษาในรายละเอียดความเหมาะสมในการเปิดให้มีการรับซื้อ ไฟฟ้าจาก SPP ระบบ Cogeneration โดยพิจารณาโครงสร้างราคา รับซื้อไฟฟ้า ประสิทธิภาพและความมั่นคงต่อระบบไฟฟ้า และผลกระทบต่อค่าไฟฟ้าของประชาชน

2. ต่อมา กพช. ได้มีมติเมื่อวันที่ 26 ธันวาคม 2549 เห็นชอบให้ กฟผ. เปิดการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ทุกประเภทเชื้อเพลิงตามที่กำหนดในระเบียบการรับซื้อไฟฟ้า โดยให้ขยายปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าจากเดิม 3,200 เมกะวัตต์ เป็น 4,000 เมกะวัตต์ และมอบให้ สนพ. ดำเนินการปรับปรุงระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ระบบ Cogeneration ตามแนวทางดังต่อไปนี้ (1) คำนึงถึงวัตถุประสงค์ของการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพ และการส่งเสริมบทบาทของภาคเอกชนในการมีส่วนร่วมในการผลิตไฟฟ้า (2) กำหนดราคารับซื้อไฟฟ้าให้แตกต่างกันตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use: TOU) (3) กำหนดเงื่อนไขประสิทธิภาพของการผลิตไฟฟ้าในระบบ Cogeneration ข้อกำหนดทางด้านเทคนิค รวมทั้ง ข้อกำหนดอื่นๆ ที่เกี่ยวข้องให้เหมาะสมและจูงใจให้เกิด การผลิตไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพอย่างแท้จริง ทั้งนี้ ให้นำเสนอ กบง. เพื่อขอความเห็นชอบก่อนประกาศใช้ต่อไป

3. สนพ. และ กฟผ. ได้จัดทำร่างระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP โดยแยกระเบียบเป็น (1) ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ประเภทสัญญา Firm สำหรับการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ Cogeneration (2) ระเบียบ การรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ประเภทสัญญา Firm สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน และ (3) ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ประเภทสัญญา Non-Firm

4. ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ประเภทสัญญา Firm

4.1 ให้ กฟผ. ประกาศการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ในปริมาณและราคาเป็นงวดๆ โดยงวดแรก ปริมาณพลังไฟฟ้ารับซื้อสำหรับ SPP ประเภทสัญญา Firm ระบบ Cogeneration จำนวน 500 เมกะวัตต์ และ 530 เมกะวัตต์ สำหรับ SPP ที่ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน รวมทั้งสิ้น 1,030 เมกะวัตต์ โดยกำหนดปริมาณพลังไฟฟ้าสูงสุดที่สามารถจ่ายเข้าระบบได้สำหรับ SPP แต่ละรายไม่เกิน 90 เมกะวัตต์ ทั้งนี้ ในกรณีที่ SPP มีปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญาไม่ถึง 90 เมกะวัตต์ สามารถขออนุญาตจาก กฟผ. และ สนพ. เพื่อขอขยายปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญาได้ โดยปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญาใหม่จะต้อง ไม่เกิน 90 เมกะวัตต์ และมีกำหนดระยะเวลาสัญญาตั้งแต่ 20 ปี ถึง 25 ปี

4.2 ข้อกำหนดกระบวนการผลิตไฟฟ้า สำหรับ SPP ประเภทสัญญา Firm ระบบ Cogeneration ประกอบด้วย การกำหนดนิยามของระบบ Cogeneration การกำหนดลักษณะกระบวนการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ Cogeneration โดยใช้ก๊าซธรรมชาติหรือถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง และการกำหนดค่าดัชนีชี้วัดค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิง

4.3 ข้อกำหนดกระบวนการผลิตไฟฟ้าสำหรับ SPP ประเภทสัญญา Firm พลังงานหมุนเวียน ประกอบด้วย การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานนอกรูปแบบ (Non-Conventional Energy) การผลิตไฟฟ้าโดยใช้เชื้อเพลิง กากหรือเศษวัสดุเหลือใช้ในการเกษตร หรือกากจากการผลิตผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรมหรือการเกษตร และการผลิต ไฟฟ้าจากพลังงานที่ได้มาจากกระบวนการผลิต การใช้ หรือการขนส่งเชื้อเพลิง

4.4 SPP จะต้องทำสัญญาซื้อไฟฟ้าสำรองจากการไฟฟ้าก่อนวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า ในปริมาณไม่ต่ำกว่าหนึ่งในสามของกำลังการผลิตติดตั้งหักด้วยปริมาณพลังไฟฟ้าที่ขายเข้าระบบของการไฟฟ้า

4.5 SPP ที่มีความประสงค์จะเชื่อมต่อระบบไอน้ำ (Tie Steam) หรือเชื่อมต่อระบบไฟฟ้า (Tie Bus) กับโรงไฟฟ้าที่อยู่นอกสัญญาซื้อขายไฟฟ้า กฟผ. จะพิจารณาให้มีการเชื่อมต่อกันได้โดยให้ติดตั้งอุปกรณ์เพิ่มเติมและปฏิบัติตามเงื่อนไขที่ กฟผ. กำหนด

4.6 ค่าใช้จ่ายของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ประกอบด้วย (1) ค่าใช้จ่ายในการต่อเชื่อมระบบไฟฟ้า ซึ่งจะต้องชำระค่าใช้จ่ายดังกล่าวให้เสร็จสิ้นก่อนที่จะเริ่มจ่ายไฟฟ้า (2) ค่าใช้จ่ายในการตรวจสอบอุปกรณ์ และ (3) ค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้องกับการตรวจสอบลักษณะกระบวนการผลิต

4.7 SPP จะต้องผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่การไฟฟ้าในช่วงเดือนที่ระบบของการไฟฟ้ามีความต้องการไฟฟ้าสูง (Peak Month) คือ เดือนมีนาคม -

พฤษภาคม โดย กฟผ.จะรับซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก SPP ในปริมาณไม่ต่ำกว่าร้อยละ 80 ของความพร้อมของ SPP ในรอบหนึ่งปี และกำหนดช่วง Peak และ Off-Peak ดังนี้ (1) วันจันทร์ - วันเสาร์ ยกเว้นวันหยุดพิเศษ (08.00 - 24.00 น.) เป็นช่วงเวลา Peak (2) วันจันทร์ - วันเสาร์ ยกเว้นวันหยุดพิเศษ (24.00 - 08.00 น.) เป็นช่วงเวลา Off Peak และ (3) วันอาทิตย์ และวันหยุดพิเศษ (00.00 - 24.00 น.) เป็นช่วงเวลา Off Peak

4.8 หลักการกำหนดอัตราค่าไฟฟ้า ค่าไฟฟ้าที่ SPP จะได้รับประกอบด้วย (1) ค่าพลังไฟฟ้า (Capacity Payment : CP) กำหนดจากต้นทุนของโรงไฟฟ้าที่ กฟผ. สามารถหลีกเลี่ยงได้ในอนาคต (Long Run Avoided Capacity Cost) จากการรับซื้อพลังไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงเชิงพาณิชย์ขนาดใหญ่ รวมค่าระบบส่ง (2) ค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment) กำหนดจากค่าเชื้อเพลิงในการผลิตพลังงานไฟฟ้า ค่าดำเนินการ ค่าบำรุงรักษา และค่าใช้จ่ายในการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้า ที่ กฟผ. สามารถหลีกเลี่ยงได้ในอนาคต (3) ค่าประหยัดเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า (Fuel Saving : FS) กำหนดจากประโยชน์ที่ได้รับจากการประหยัดเชื้อเพลิงที่ SPP สามารถประหยัดได้จากการผลิตพลังงานความร้อนและพลังงานไฟฟ้าร่วมกันโดยใช้ระบบ Cogeneration (4) ค่าไฟฟ้าเพิ่ม ประกอบด้วย ค่าการส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิงพลังงานหมุนเวียน (Renewable Energy Promotion : REP) และส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า โดยปริมาณพลังไฟฟ้ารับซื้อและส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าจะเป็นไปตามเงื่อนไขและหลักเกณฑ์ที่จะมีการประกาศเป็นครั้งๆ ไป ทั้งนี้กรณีที่ SPP พลังงานหมุนเวียนใช้เชื้อเพลิงเสริมในแต่ละรอบปีเกินกว่าร้อยละ 25 จะไม่ได้รับค่าไฟฟ้าเพิ่มดังกล่าว สำหรับค่า FS จะได้รับตามสัดส่วนของค่า Primary Energy Saving (PES) และ (5) ในกรณีที่ SPP มีความประสงค์ให้ กฟผ. พิจารณาอัตรารับซื้อไฟฟ้านอกเหนือจากอัตราค่าไฟฟ้าที่ กฟผ. ประกาศรับซื้อในแต่ละงวด ให้ SPP แจ้งความประสงค์ต่อ กฟผ. และ กฟผ. จะพิจารณาอัตรารับซื้อไฟฟ้าเป็นรายๆ ไปตามความเหมาะสม

4.9 SPP ที่ประสบปัญหาจากการปฏิบัติตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าฯ หรือจะยื่นคำร้องเรียนหรือยื่นคำอุทธรณ์ใดๆ เกี่ยวกับการปฏิบัติตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าฯ ให้ยื่นได้ต่อ กพช. และให้ถือว่าการวินิจฉัยปัญหาโดยคณะกรรมการฯ ถือเป็นที่สุด

4.10 SPP ที่มีข้อโต้แย้ง ข้อพิพาท หรือข้อเรียกร้องใดๆ ซึ่งเกิดขึ้นจากหรือเกี่ยวกับข้อกำหนดของสัญญาซื้อขายไฟฟ้า และไม่สามารถตกลงกับ กฟผ. ได้ ให้อนุญาโตตุลาการเป็นผู้วินิจฉัยหาข้อยุติ หากไม่สามารถหาข้อยุติได้ให้ศาลไทยเป็นผู้วินิจฉัยชี้ขาด

4.11 การแก้ไขระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าฯ ทุกครั้งจะต้องได้รับความเห็นชอบจาก กพช. สำหรับการแก้ไขปัญหาการปฏิบัติตามระเบียบการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าฯ หลักเกณฑ์การเชื่อมโยงฯ และ SPP Grid Code ให้ผ่านการพิจารณาจากคณะอนุกรรมการพิจารณาระเบียบการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า และเสนอ กพช. ให้ความเห็นชอบ

4.12 ให้ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ฉบับ พ.ศ.2550 ใช้บังคับกับ SPP ประเภทสัญญา Firm ระบบ Cogeneration และการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ที่ กฟผ. ได้รับคำร้องการขายไฟฟ้าภายหลัง วันที่ กฟผ. ออกประกาศระเบียบฯ เป็นต้นไป สำหรับ SPP ที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. ก่อนวันที่การไฟฟ้าออกประกาศระเบียบฯ หากประสงค์จะขยายปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญาให้เปลี่ยนมาใช้ระเบียบฉบับนี้โดยให้ยื่นแบบคำร้องและข้อเสนอการขายไฟฟ้าให้ กฟผ. พิจารณาต่อไป

5. ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ประเภทสัญญา Non-Firm

5.1 กำหนดลักษณะกระบวนการผลิตไฟฟ้า เป็นดังนี้ (1) การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานนอกรูปแบบ (Non-Conventional Energy) (2) การผลิตไฟฟ้าโดยใช้เชื้อเพลิง กากหรือเศษวัสดุเหลือใช้ในการเกษตร หรือกากจากการผลิตผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรมหรือการเกษตร โดยสามารถใช้เชื้อเพลิงเชิงพาณิชย์ เช่น น้ำมัน ก๊าซฯ เป็นเชื้อเพลิงเสริมได้ ทั้งนี้พลังงานความร้อนที่ได้จากการใช้เชื้อเพลิงเสริมในแต่ละรอบปีต้องไม่เกินร้อยละ 25 ของพลังงานความร้อนทั้งหมดที่ใช้ในกระบวนการผลิตในรอบปีนั้นๆ (3) การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานที่ได้จากกระบวนการผลิต การใช้ หรือการขนส่งเชื้อเพลิง และ (4) การผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ Cogeneration โดยใช้เชื้อเพลิงชนิดต่างๆ

5.2 กำหนดอายุสัญญาเป็นระยะเวลา 1 ปี และเมื่ออายุสัญญาจะสิ้นสุดลง หาก SPP หรือ กฟผ. ประสงค์จะต่ออายุสัญญาออกไป ฝ่ายที่ขอต่ออายุสัญญาจะต้องแจ้งเป็นหนังสือให้อีกฝ่ายหนึ่งทราบล่วงหน้าเป็นเวลาไม่น้อยกว่า 30 วัน ก่อนครบกำหนดอายุสัญญา และให้สัญญามีอายุต่อไปอีกคราวละ 1 ปี

5.3 หลักการกำหนดอัตราค่าไฟฟ้า (1) SPP ที่มีลักษณะกระบวนการผลิตไฟฟ้าตามข้อ 5.1 จะได้รับค่าพลังงานไฟฟ้าตามโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าขายส่ง ณ แรงดัน 11-33 KV รวมกับค่า F_t ขายส่งเฉลี่ย นอกจากนี้ SPP จะได้รับส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าด้วย โดยให้เป็นไปตามหลักเกณฑ์และเงื่อนไขที่จะประกาศเป็นครั้งๆ ไป และ (2) SPP ที่มีลักษณะกระบวนการผลิตไฟฟ้าตามข้อ 5.1 จะได้รับค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment) ซึ่งกำหนดจากค่าเชื้อเพลิงในการผลิตพลังงานไฟฟ้า ค่าดำเนินการและค่าบำรุงรักษาของ

โรงไฟฟ้าที่ กฟผ. สามารถหลีกเลี่ยงได้ในระยะสั้น (Short Run Avoided Energy Cost) จากการรับซื้อพลังงานไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก โดยอัตราค่าไฟฟ้าจะแตกต่างกันตามช่วงเวลา (Time of Use)

5.4 SPP ที่ประสบปัญหาจากการปฏิบัติตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าฯ หรือ SPP ที่มีความประสงค์จะยื่นคำร้องเรียนหรือยื่นคำอุทธรณ์ใดๆ เกี่ยวกับการปฏิบัติตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าฯ ให้ยื่นได้ต่อ กพช. และให้ถือว่าการวินิจฉัยปัญหาโดยคณะกรรมการฯ ถือเป็นที่สุด

5.5 SPP ที่มีข้อโต้แย้ง ข้อพิพาท หรือข้อเรียกร้องใดๆ ซึ่งเกิดขึ้นจากหรือเกี่ยวกับข้อกำหนดของสัญญาซื้อขายไฟฟ้า และไม่สามารถตกลงกับ กฟผ. ได้ ให้อนุญาโตตุลาการเป็นผู้วินิจฉัยหาข้อยุติ หากไม่สามารถหาข้อยุติได้ให้ศาลไทยเป็นผู้วินิจฉัยชี้ขาด

5.6 การแก้ไขระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าฯ ทุกครั้งจะต้องได้รับความเห็นชอบจาก กพช. สำหรับการแก้ไขปัญหาการปฏิบัติตามระเบียบการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าฯ หลักเกณฑ์การเชื่อมโยงฯ ให้ผ่านการพิจารณาจากคณะอนุกรรมการพิจารณาระเบียบการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า และเสนอ กพช. ให้ความเห็นชอบ ทั้งนี้ SPP สามารถให้ความเห็นประกอบการพิจารณาในขั้นตอนหารือได้

5.7 ให้ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ประเภทสัญญา Non-Firm ฉบับ พ.ศ.2550 ใช้บังคับกับ SPP ที่ กฟผ. ได้รับคำร้องการขายไฟฟ้าภายหลังวันที่ กฟผ. ออกประกาศระเบียบเป็นต้นไป สำหรับ SPP ที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. ก่อนวันที่การไฟฟ้าออกประกาศระเบียบฉบับ พ.ศ. 2550 หากประสงค์จะขยายปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญาให้เปลี่ยนมาใช้ระเบียบฉบับนี้โดยให้ยื่นแบบคำร้องและข้อเสนอการขายไฟฟ้าให้ กฟผ. พิจารณาต่อไป

<u>มติของที่ประชุม</u>

1. เห็นชอบร่างระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ประเภทสัญญา Firm สำหรับการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ Cogeneration ร่างระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ประเภทสัญญา Firm สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน และร่างระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ประเภทสัญญา Non-firm
2. มอบหมายให้ สนพ. และ กฟผ. จัดทำคู่มือการตรวจวัดประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้า และคู่มือการตรวจวัดคุณสมบัติการเป็นผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน และให้ถือเป็นส่วนหนึ่งของสัญญาซื้อขายไฟฟ้า

3. มอบหมายให้ กฟผ. จัดทำต้นแบบสัญญาซื้อขายไฟฟ้าที่สอดคล้องกับระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กตามข้อ 1 และส่งให้ สนพ. พิจารณาก่อนนำไปใช้ปฏิบัติต่อไป และหากมีประเด็นการแก้ไข ที่แตกต่างจากระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าและต้นแบบสัญญาซื้อขายไฟฟ้าภายหลัง ให้ กฟผ. ส่งให้ สนพ. พิจารณาด้วย
4. มอบหมายให้ กฟผ. ออกประกาศรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก

เรื่องที่ 3 <u>การรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่ใช้พลังงานหมุนเวียนโดยกลไกการแข่งขัน</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. กพช. ได้มีมติเมื่อวันที่ 4 กันยายน 2549 เห็นชอบแนวทางการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนและการผลิตไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพ ดังนี้คือ (1) เห็นชอบการขยายระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP โดยเห็นชอบร่างระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน และร่างระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP สำหรับ การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานเชิงพาณิชย์ด้วยระบบ Cogeneration สำหรับปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายเข้าระบบไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ (2) เห็นชอบแนวทางการส่งเสริมการผลิต ไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน โดยใช้มาตรการจูงใจด้านราคาผ่านระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP และ VSPP โดยกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าจากราคารับซื้อไฟฟ้าตามระเบียบ SPP หรือ VSPP ตามประเภทเชื้อเพลิงและเทคโนโลยี และ (3) เห็นชอบแนวทางการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ Cogeneration

2. ต่อมา กระทรวงพลังงานได้พิจารณาแนวทางการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเพิ่มเติม เมื่อวันที่ 17 ตุลาคม 2549 กพช. ได้มีมติเห็นชอบกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าจากราคารับซื้อไฟฟ้าตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้า แยกตามประเภทเชื้อเพลิง โดยมีแนวทางในการให้การสนับสนุน ดังนี้ (1) ผู้ผลิตไฟฟ้า ที่มีปริมาณพลังงานไฟฟ้าเสนอขายไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ ซึ่งขายไฟฟ้าเข้าระบบตามระเบียบ VSPP ได้รับส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าในอัตราคงที่ (2) ผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีปริมาณพลังงานไฟฟ้าเสนอขายเกินกว่า 10 เมกะวัตต์ จะเปิดให้มีการประมูลแข่งขันส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า

3. ต่อมาเดือนธันวาคม 2549 กพช. ได้มีมติเห็นชอบการกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าตามปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ ซึ่งขายไฟฟ้าเข้าระบบตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP สำหรับ ผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน โดยให้ผู้สนใจยื่นข้อเสนอภายในปี 2551 พร้อมทั้งมอบให้ กฟผ. เปิดการรับซื้อ ไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ทุกประเภทเชื้อเพลิงตามที่กำหนดในระเบียบการรับซื้อไฟฟ้า โดยให้ขยายปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าจากเดิม 3,200 เมกะวัตต์ เป็น 4,000 เมกะวัตต์ และมอบให้ สนพ. ดำเนินการปรับปรุงระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กระบบ Cogeneration

5. กฟภ. และ กฟน. ได้ออกประกาศการกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าสำหรับ VSPP แล้วเมื่อเดือนกุมภาพันธ์และมีนาคม 2550 โดยกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าในอัตราดังต่อไปนี้ คือ ก๊าซชีวภาพและชีวมวล เท่ากับ 0.30 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง พลังน้ำขนาดเล็ก (50-200 กิโลวัตต์) และ น้อยกว่า 50 กิโลวัตต์ เท่ากับ 0.40 และ 0.80 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง ตามลำดับ สำหรับขยะและพลังงานลม เท่ากับ 2.50 บาทต่อ กิโลวัตต์-ชั่วโมง และพลังงานแสงอาทิตย์ เท่ากับ 8.00 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง

6. การกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่มีปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายมากกว่า 10 เมกะวัตต์ ซึ่งขายไฟฟ้าเข้าระบบตามระเบียบ SPP

6.1 จะเปิดให้ประมูลส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า โดยคณะอนุกรรมการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ซึ่งมีผู้อำนวยการ สนพ. เป็นประธาน โดยมีอำนาจและหน้าที่ ในการ (1) จัดทำร่างประกาศเชิญชวนผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่ใช้พลังงานหมุนเวียนเพื่อยื่นข้อเสนอส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า และจัดทำแนวทางและหลักเกณฑ์การพิจารณาข้อเสนอของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่ใช้พลังงาน หมุนเวียน และเสนอคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) พิจารณาอนุมัติ และ (2) ดำเนินการคัดเลือกข้อเสนอผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่ใช้พลังงานหมุนเวียน เพื่อเสนอ กบง. พิจารณาอนุมัติ

6.2 คณะอนุกรรมการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าฯ เมื่อวันที่ 9 มีนาคม 2550 ได้มีมติเห็นชอบในหลักการของร่างเอกสารประกาศเชิญชวน SPP ที่ใช้พลังงานหมุนเวียนเพื่อยื่นข้อเสนอส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า

6.3 ฝ่ายเลขานุการฯ ได้พิจารณาแล้วเห็นควรเสนอให้มีการกำหนดปริมาณพลังไฟฟ้ารับซื้อ และการกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าจาก SPP พลังงานหมุนเวียน ดังนี้

6.3.1 กำหนดปริมาณพลังไฟฟ้าที่จะรับซื้อจากพลังงานหมุนเวียนตามระเบียบการรับซื้อ ไฟฟ้าจาก SPP รวมทั้งสิ้น 530 เมกะวัตต์

6.3.2 กำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า และปริมาณพลังไฟฟ้ารับซื้อ สำหรับ SPP จากพลังงานลม พลังงานแสงอาทิตย์ และขยะ ในอัตราคงที่ เป็นระยะเวลา 7 ปี ดังนี้ คือ ขยะและพลังงานลม ได้รับส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าเท่ากับ 2.50 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง และปริมาณพลังไฟฟ้ารับซื้อจำนวน 100 เมกะวัตต์ และ 115 เมกะวัตต์ ตามลำดับ สำหรับพลังงานแสงอาทิตย์ ได้รับส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าเท่ากับ 8.00 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง โดยปริมาณพลังไฟฟ้ารับซื้อจำนวน 15 เมกะวัตต์

6.3.3 กำหนดอัตราสูงสุดของส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าสำหรับ SPP จากพลังงานหมุนเวียนอื่นๆ ที่จะเปิดประมูลแข่งขัน ในอัตรา 0.30 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง และกำหนดปริมาณพลังไฟฟ้ารับซื้อรวม 300 เมกะวัตต์

7. ต่อมา สนพ. ได้ปรับปรุง (ร่าง) เอกสารเชิญชวนยื่นข้อเสนอขอรับส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าสำหรับ ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กจากพลังงานหมุนเวียน สรุปสาระสำคัญได้ดังนี้

7.1 กำหนดระยะเวลาสนับสนุน 7 ปี โดยปริมาณพลังไฟฟ้ารับซื้อไม่เกิน 300 เมกะวัตต์ และกำหนดอัตราสูงสุดของส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าในอัตรา 0.30 บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง และปริมาณพลังไฟฟ้า รับซื้อรวม 300 เมกะวัตต์

7.2 กำหนดระยะเวลาดำเนินการ สำหรับเปิดขายเอกสารเชิญชวนฯ ระยะเวลาประมาณ 1½ เดือนรับซองข้อเสนอระยะเวลาประมาณ 1 วัน เปิดซองตรวจสอบเอกสารระยะเวลาประมาณ 1 สัปดาห์ และประเมินข้อเสนอทางเทคนิคและการเงินระยะเวลาประมาณ 2 เดือน

7.3 ผู้ยื่นข้อเสนอขอรับส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าจะต้องมีคุณสมบัติตรงตามเงื่อนไขที่กำหนดไว้ ดังนี้

7.3.1 ผู้ยื่นข้อเสนอที่ไม่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. ก่อนวันที่ออกประกาศ สามารถยื่นข้อเสนอขอรับส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า ได้ตามปริมาณพลังไฟฟ้าที่เสนอขายเข้าระบบของการไฟฟ้า

7.3.2 ผู้ยื่นข้อเสนอที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. ก่อนวันที่ออกประกาศ แต่สัญญา นั้นสิ้นสุดภายในวันที่ปิดรับซองข้อเสนอ สามารถยื่นข้อเสนอขอรับส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าได้ตามปริมาณ พลังไฟฟ้า ที่เสนอขายเข้าระบบของการไฟฟ้า

7.3.3 ผู้ยื่นข้อเสนอที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. ก่อนวันที่ออกประกาศและสัญญานั้นสิ้นสุดหลังวันที่ปิดรับซองข้อเสนอ สามารถยื่นข้อเสนอขอรับส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า ได้เฉพาะปริมาณ พลังไฟฟ้าที่เสนอขายเข้าระบบของการไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นไม่ต่ำกว่าร้อยละ 25 ของปริมาณที่ขายตามสัญญาฉบับเดิม โดยปริมาณพลังไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นดังกล่าวต้องไม่เป็นผลมาจากการใช้เชื้อเพลิงเชิงพาณิชย์เพิ่มขึ้นหรือ ใช้ไฟฟ้าจากระบบของการไฟฟ้าเพิ่มขึ้น ไม่ว่าโดยตรงหรือโดยอ้อม

ทั้งนี้ ผู้ยื่นข้อเสนอจะต้องเสนอกำหนดวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าให้ กฟผ. อย่างช้าภายในเดือนธันวาคม 2554

7.4 ผู้ยื่นข้อเสนอต้องเสนอ (1) ขอรับส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า เป็นอัตราต่อหน่วยพลังงานไฟฟ้าที่เสนอขายให้ กฟผ. โดยส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า ที่ขอต้องไม่สูงกว่าอัตราสูงสุดที่กำหนด (2) วงเงินรวมตามจำนวนพลังงานไฟฟ้าที่ได้เสนอขายให้ กฟผ. ในระยะเวลา 7 ปี ทั้งนี้ เงินส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าและวงเงินรวมดังกล่าวกำหนดให้มีผลใช้บังคับจนถึงวันที่คาดว่า สนพ. จะดำเนินการคัดเลือกข้อเสนอแล้วเสร็จ โดยภายในกำหนดเวลาดังกล่าวผู้ยื่นข้อเสนอต้องรับผิดชอบจำนวนเงินส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า และวงเงินรวมที่ได้เสนอไว้ และจะถอนข้อเสนอไม่ได้ และผู้ยื่นข้อเสนอต้องมีหลักค้ำประกันในการยื่นข้อเสนอ หรือ หลักประกันซอง โดย ยื่นต่อ สนพ. ในอัตรา 100 บาทต่อกิโลวัตต์ และมีจำนวนเงินค้ำประกันตามปริมาณพลังไฟฟ้าที่เสนอขายให้กับ กฟผ ในเวลา 7 ปี แต่ไม่เกิน 2,000,000 บาท

7.5 คณะอนุกรรมการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าฯ จะดำเนินการพิจารณาข้อเสนอของผู้ยื่นโครงการ ประเมินและคัดเลือกโครงการ และเสนอ กบง. พิจารณาให้ความเห็นชอบ โดยกำหนดแนวทางและหลักเกณฑ์ ดังนี้ (1) ข้อเสนอทางเทคนิค (20 คะแนน) ประกอบด้วย แผนการดำเนินงาน แผนการบริหารและจัดการ กำลังการผลิตติดตั้ง และอื่นๆ และ (2) ข้อเสนอทางการเงิน (15 คะแนน) พิจารณาความเหมาะสมจากปัจจัยต่างๆ ได้แก่ ความพร้อมด้านการเงิน (5 คะแนน) , ความเสี่ยงด้านการเงิน (5 คะแนน) , การวิเคราะห์ทางด้านการเงิน (5 คะแนน)

<u>มติของที่ประชุม</u>

1. เห็นชอบแนวทางการกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายมากกว่า 10 เมกะวัตต์ ซึ่งขายไฟฟ้าเข้าระบบตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ดังนี้

1.1 กำหนดปริมาณพลังไฟฟ้ารับซื้อ และกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้า รายเล็กจากพลังงานลม พลังงานแสงอาทิตย์ และขยะ ในอัตราคงที่ เป็นระยะเวลา 7 ปี ดังนี้

ประเภทพลังงาน	ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (บาทต่อกิโลวัตต์ - ชั่วโมง)	ปริมาณพลังไ (เมกะวั
ขยะ	2.50	100
พลังลม	2.50	115
พลังงานแสงอาทิตย์	8.00	15

1.2 สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่ใช้พลังงานหมุนเวียนอื่นๆ ให้ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าใช้ระบบกลไกการแข่งขัน โดยกำหนดอัตราสูงสุดของส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าในอัตรา 0.30 บาทต่อกิโลวัตต์ - ชั่วโมง และกำหนดปริมาณพลังไฟฟ้ารับซื้อรวม 300 เมกะวัตต์

2. เห็นชอบแนวทางการออกประกาศเชิญชวนผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่ใช้พลังงานหมุนเวียน เพื่อยื่น ข้อเสนอส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า ตามข้อ 7 และเอกสารแนบ 3.3.2 ของเรื่องที่ 3.3

เรื่องที่ 4 <u>เปลี่ยนแปลงรายการงบประมาณค่าใช้จ่ายโครงการสนับสนุนประสานผลักดันนโยบายและแผนพัฒนาพลังงานสู่การปฏิบัติ</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. ในการประชุม กบง. เมื่อวันที่ 20 พฤศจิกายน 2549 ได้มีมติอนุมัติเงินสนับสนุนจากกองทุนน้ำมันฯ เพื่อเป็นค่าใช้จ่ายสำหรับโครงการสนับสนุนประสานผลักดันนโยบายและแผนพัฒนาพลังงานไปสู่การปฏิบัติให้กับ สนพ. ในวงเงิน 23,500,000 บาท ระยะเวลาดำเนินการ 12 เดือน (ธันวาคม 2549 - พฤศจิกายน 2550)

2. ต่อมา เมื่อวันที่ 26 มีนาคม 2550 สนพ. ได้มีหนังสือถึงฝ่ายเลขานุการฯ เพื่อขอเปลี่ยนแปลงรายการงบประมาณค่าใช้จ่ายโครงการฯ ในหมวดงบรายจ่ายอื่น จากเดิมซึ่งเป็นค่าใช้จ่ายสำหรับโครงการศึกษาวิจัย จำนวน 3,000,000 บาท เปลี่ยนเป็นค่าใช้จ่ายสำหรับโครงการศึกษาวิจัยจำนวน 2,224,000 บาท และที่เหลือจำนวน 776,000 บาท เป็นค่าใช้จ่ายสำหรับการศึกษาและดูงานในต่างประเทศ ณ ประเทศสหพันธ์สาธารณรัฐเยอรมนี ประเทศราชอาณาจักร สวีเดน และประเทศสาธารณรัฐฟินแลนด์ เกี่ยวกับการ

กำหนดมาตรฐานและควบคุมคุณภาพน้ำมันเชื้อเพลิง การกำหนดมาตรฐานน้ำมันดีเซลหมุนเร็วชนิดเดียว และการเพิ่มสัดส่วนการใช้ไบโอดีเซลบี 10 ให้เหมาะสมสำหรับการใช้งานกับเครื่องยนต์ภายในประเทศ ตลอดจนแลกเปลี่ยนเรียนรู้ประสบการณ์ในการบริหารจัดการเกี่ยวกับการจัดระบบการผลิต การจำหน่ายไบโอดีเซล เทคโนโลยีการผลิตยานยนต์ และการพัฒนาเทคโนโลยีพลังงานทดแทน โดยที่การขอเปลี่ยนแปลงรายการงบประมาณดังกล่าวเป็นการแก้ไขเปลี่ยนแปลงรายการในหมวดค่าใช้จ่ายเดียวกัน โดยแยกรายการใช้จ่ายให้มีความชัดเจนขึ้น และไม่ได้เปลี่ยนแปลงงบประมาณค่าใช้จ่ายของโครงการที่ได้รับอนุมัติไว้แล้ว

มติของที่ประชุม

เห็นชอบให้ สนพ. แก้ไขเปลี่ยนแปลงรายการงบประมาณค่าใช้จ่ายโครงการสนับสนุนประสานผลักดันนโยบายและแผนพลังงานสู่การปฏิบัติ ในหมวดงบรายจ่ายอื่น จากเดิมซึ่งเป็น "ค่าใช้จ่ายสำหรับโครงการศึกษาวิจัย จำนวน 3,000,000 บาท (สามล้านบาทถ้วน)" เปลี่ยนเป็น "ค่าใช้จ่ายสำหรับโครงการศึกษาวิจัย จำนวน 2,224,000 บาท (สองล้านสองแสนสองหมื่นสี่พันบาทถ้วน) และค่าใช้จ่ายสำหรับการศึกษาและดูงานในต่างประเทศ จำนวน 776,000 บาท (เจ็ดแสนเจ็ดหมื่นหกพันบาทถ้วน)"

เรื่องที่ 5 การดำเนินงานตามนโยบายการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน และการผลิตไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพ

สรุปสาระสำคัญ

1. คณะรัฐมนตรีได้มีมติเมื่อวันที่ 17 มีนาคม 2535 เห็นชอบการออกระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อให้ กฟผ. สามารถรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ที่ผลิตไฟฟ้าโดยใช้พลังงานนอกรูปแบบ กาก หรือเศษวัสดุเหลือใช้เป็นเชื้อเพลิงและการผลิตไฟฟ้าระบบ Cogeneration ที่ใช้พลังงานเชิงพาณิชย์เป็นเชื้อเพลิง และเมื่อวันที่ 30 มีนาคม 2550 การไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง ได้ออกประกาศรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP จำนวน 300 เมกะวัตต์ ซึ่งต่อมาคณะรัฐมนตรีเมื่อวันที่ 9 กรกฎาคม 2539 ได้มีมติเห็นชอบให้ขยายปริมาณการรับซื้อเป็น 3,200 เมกะวัตต์ สำหรับการรับซื้อไฟฟ้าในช่วงปี พ.ศ. 2539 - 2543 และให้มีการรับซื้อไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานนอกรูปแบบ กาก หรือเศษวัสดุเหลือใช้เป็นเชื้อเพลิงต่อไป โดยไม่กำหนดปริมาณการรับซื้อไฟฟ้า นอกจากนี้เพื่อเป็นการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนโดยเฉพาะโครงการขนาดเล็กที่อยู่ในพื้นที่ห่างไกล คณะรัฐมนตรีได้มีมติเมื่อ

วันที่ 14 พฤษภาคม 2545 เห็นชอบร่างระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP สำหรับปริมาณพลังไฟฟ้าขายเข้าระบบไม่เกิน 1 เมกะวัตต์ โดย กฟน. และ กฟภ. ได้ออกประกาศรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP เมื่อวันที่ 10 มิถุนายน 2545 และวันที่ 15 กรกฎาคม 2545 ตามลำดับ

2. เมื่อวันที่ 4 กันยายน 2549 กพช. ได้มีมติเห็นชอบนโยบายเกี่ยวกับการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจาก พลังงานหมุนเวียนและการผลิตไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพ ดังนี้ (1) เห็นชอบการขยายระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP (2) เห็นชอบแนวทางการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน โดยกำหนดส่วนเพิ่มอัตรารับซื้อไฟฟ้าจากราคารับซื้อไฟฟ้าตามระเบียบ SPP หรือ VSPP ตามประเภทเชื้อเพลิงและเทคโนโลยี และ (3) เห็นชอบแนวทางการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ Cogeneration

4. อย่างไรก็ตาม กพช. วันที่ 4 ธันวาคม 2549 ได้มีมติเห็นชอบการกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) ตามปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ ซึ่งขายไฟฟ้าเข้าระบบตามระเบียบการรับซื้อ ไฟฟ้าจาก VSPP สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน โดยให้ผู้สนใจยื่นข้อเสนอภายในปี 2551 และกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจำแนกตามประเภทเชื้อเพลิง ดังนี้

เชื้อเพลิง/เทคโนโลยี	ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง)
ชีวมวล	0.30
ก๊าซชีวภาพ	0.30
พลังน้ำขนาดเล็ก (50-200 กิโลวัตต์)	0.40
พลังน้ำขนาดเล็ก (< 50 กิโลวัตต์)	0.80
ขยะ	2.50
พลังงานลม	2.50
พลังงานแสงอาทิตย์	8.00

5. เพื่อเป็นการส่งเสริมผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กให้มากขึ้น กพช. ได้มีมติเมื่อวันที่ 26 ธันวาคม 2549 ให้ กฟผ. เปิดการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กทุกประเภทเชื้อเพลิงตามที่กำหนดในระเบียบการรับซื้อไฟฟ้า โดยให้ขยายปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าจากเดิม 3,200 เมกะวัตต์ เป็น 4,000 เมกะวัตต์ และมอบให้ สนพ. ดำเนินการปรับปรุงระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กระบบ Cogeneration

6. ณ เดือนธันวาคม 2549 VSPP ที่มีปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายไม่เกิน 1 เมกะวัตต์ ได้เสนอขายไฟฟ้าเข้าระบบรวม 97 ราย ปริมาณพลังไฟฟ้า 16.86 เม

กะวัตต์ โดยมีโครงการที่ขายไฟฟ้าเข้าระบบแล้วจำนวน 22 ราย (12.01 เมกะวัตต์) เป็นโครงการที่ขายไฟฟ้าเข้าระบบของ กฟภ. และ กฟน. จำนวน 19 และ 3 ราย ตามลำดับ (11.05 และ 0.96 เมกะวัตต์ ตามลำดับ)

7. การรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP ที่ กฟภ และ กฟน ได้ออกประกาศรับซื้อไฟฟ้าเมื่อวันที่ 7 ธันวาคม 2549 และวันที่ 27 ธันวาคม 2549 ตามลำดับ ณ เดือนมีนาคม 2550 มีโครงการขอยื่นแบบคำขอจำหน่ายไฟฟ้าและการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้ากับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย จำนวน 35 ราย (จำนวนเสนอขาย 186.68 เมกะวัตต์) เป็นโครงการที่ขายไฟฟ้าเข้าระบบของ กฟภ. จำนวน 33 ราย (จำนวนเสนอขาย 186.6 เมกะวัตต์) โดยปริมาณพลังไฟฟ้าดังกล่าวมาจากโครงการ SPP เดิม และ VSPP ที่สิ้นสุดสัญญาแล้ว จำนวน 15 ราย (96.40 เมกะวัตต์) และเป็นโครงการ VSPP รายใหม่ จำนวน 18 ราย (90.20 เมกะวัตต์) นอกจากนี้มีโครงการที่ขายไฟฟ้าเข้าระบบของ กฟน. จำนวน 2 ราย เป็น VSPP รายใหม่ (0.08 เมกะวัตต์)

8. ต่อมา กฟภ. และ กฟน. ได้ออกประกาศการกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก เมื่อวันที่ 1 กุมภาพันธ์ 2550 และวันที่ 2 กุมภาพันธ์ 2550 ตามลำดับ และเมื่อวันที่ 2 กุมภาพันธ์ 2550 กพช ได้มีมติเห็นควรให้มีการสนับสนุนผู้ผลิตไฟฟ้าที่ใช้ก๊าซชีวภาพเป็นเชื้อเพลิง โดยกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP ที่ใช้ก๊าซชีวภาพเป็นเชื้อเพลิง

9. การรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP (ณ เดือนธันวาคม 2549) มี SPP ที่ได้รับการตอบรับซื้อไฟฟ้า จำนวน 119 ราย ปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายรวม 2,821.1 เมกะวัตต์ โดยมีโครงการที่ขายไฟฟ้าเข้าระบบแล้ว จำนวน 82 ราย (2,383.6 เมกะวัตต์) จำแนกเป็นโครงการที่ใช้พลังงานนอกรูปแบบ จำนวน 52 ราย (479.9 เมกะวัตต์) พลังงานเชิงพาณิชย์ จำนวน 26 ราย (1,670.2 เมกะวัตต์) และพลังงานผสม (พลังงานนอกรูปแบบ/พลังงานเชิงพาณิชย์) จำนวน 4 ราย (233.0 เมกะวัตต์)

<u>มติของที่ประชุม</u>

ที่ประชุมรับทราบ

เรื่องที่ 6 <u>การพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าและแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. ปัจจุบันค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าที่ใช้เป็นฉบับเดือนเมษายน 2549 ซึ่งคณะอนุกรรมการ การพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า ในการประชุมเมื่อวันที่ 15 ธันวาคม 2549 ได้มีมติเห็นชอบให้มีการปรับปรุง ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าใหม่ โดยมอบหมายให้คณะทำงานจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้ารับไปดำเนินการ ทั้งนี้ ค่าพยากรณ์ฯ ดังกล่าวจะถูกนำไปใช้ในการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ (Power Development Plan: PDP 2007)

2. คณะทำงานจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า ได้นำความเห็นจากการประชุมหารือเรื่อง ทางเลือกการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย เมื่อวันที่ 24 กุมภาพันธ์ 2550 และการสัมมนาสภาอาจารย์มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์ เรื่อง แผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้า (PDP) กับการพัฒนาที่ยั่งยืน เมื่อวันที่ 8 มีนาคม 2550 มาพิจารณาประกอบการปรับปรุงค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าให้มีความเหมาะสมยิ่งขึ้น โดยให้ชื่อค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าที่ปรับปรุงเป็น "ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าฉบับเดือนมีนาคม 2550" และจัดส่งค่าพยากรณ์ฯ ให้ กฟผ. เพื่อจัดทำแผน PDP 2007 ซึ่งต่อมาเรื่องทั้งสองได้ถูกเสนอเพื่อรับฟังความคิดเห็นจากผู้มีส่วนเกี่ยวข้องในการสัมมนาเรื่อง การพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าและแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ (PDP) ในวันที่ 3 เมษายน 2550

3. ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า ฉบับมีนาคม 2550 เป็นการจัดทำการพยากรณ์ฯ ตั้งแต่ปี 2550 - 2564 เป็น 3 กรณี เพื่อเป็นทางเลือกในการวางแผน ได้แก่ กรณีต่ำ กรณีฐาน และกรณีสูง โดยทำการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าของระบบ กฟผ. ซึ่งรวมปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้กับประเทศเพื่อนบ้าน แต่ไม่รวมความต้องการไฟฟ้านอกระบบที่ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) หรือผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) ขายตรงให้ ผู้ใช้ไฟฟ้าที่อยู่ในบริเวณใกล้เคียงโดยไม่ผ่านระบบสายส่งและระบบสายจำหน่ายของการไฟฟ้า ซึ่งสรุปสาระสำคัญได้ดังนี้

3.1 สมมติฐานที่ใช้ในการพยากรณ์

3.1.1 อัตราการเจริญเติบโตทางเศรษฐกิจ (GDP) ตามการประมาณการโดย สศช. โดยที่ (1) กรณีฐานมี GDP ในช่วงแผนฯ 10 11 และ 12 เฉลี่ยร้อยละ 5.0 5.6 และ 5.6 ต่อปี ตามลำดับ (2) กรณีต่ำ มี GDP ต่ำกว่ากรณีฐานร้อยละ 0.5 และ (3) กรณีสูง มี GDP สูงกว่ากรณีฐานร้อยละ 0.5

3.1.2 ค่าพลังงานไฟฟ้าที่สูญเสียในระบบ (ค่า Loss) กำหนดค่า Loss สำหรับ (1) ระบบส่งของ กฟผ. เท่ากับร้อยละ 2.50 (2) ระบบจำหน่ายของ กฟน. เท่ากับร้อยละ 3.64 และ (3) ระบบจำหน่ายของ กฟภ. เท่ากับร้อยละ 5.10 ในช่วงปี 2550-2555 และ 5.00 ในช่วงปี 2556-2564

3.1.3 มาตรการประหยัดพลังงาน/การจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า (DSM) ได้คำนึงถึงมาตรการต่างๆ ประกอบด้วย (1) การกำหนดประสิทธิภาพของเครื่องใช้ไฟฟ้าตามโครงการ DSM (2) การจัดตั้งบริษัท จัดการด้านพลังงาน (ESCO) (3) โครงการประหยัดพลังงานในอาคารและโรงงาน และ (4) โครงการเปลี่ยนหลอดไส้ซึ่งเป็นโครงการใหม่ของ DSM จะลดความต้องการพลังงานไฟฟ้าได้ประมาณ 330 ล้านหน่วยต่อปี

3.1.4 การรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP ซึ่ง กฟน. และ กฟภ. สามารถรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP ได้โดยตรง ทำให้ซื้อไฟฟ้าจาก กฟผ. ลดลงประมาณ 970 เมกะวัตต์ ในปี 2564

3.2 วิธีการพยากรณ์

3.2.1 การพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้า (Energy) มีวิธีการพยากรณ์ ดังนี้ **(1)** ***ระบบ กฟน. และ กฟภ.*** ใช้ตัวแบบเศรษฐมิติ โดยคำนึงถึงมาตรการประหยัดและประสิทธิภาพการใช้ไฟฟ้า **(2)** ***ลูกค้าตรงของ กฟผ.*** ใช้การสอบถามจากลูกค้าตรงทุกราย **(3)** ***ระบบ กฟผ.*** ใช้ Energy ในระบบ กฟน. กฟภ. และลูกค้าตรงของ กฟผ. รวมกับค่า Loss ในระบบส่ง , ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ กฟผ. ใช้ในกระบวนการผลิตและการใช้ภายในโรงไฟฟ้า , และปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ใช้ในการสูบน้ำของโรงไฟฟ้าพลังน้ำสูบกลับ และ **(4)** ***ภาพรวมของประเทศ*** ใช้ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ กฟผ. ต้องการทั้งหมด รวมกับปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ กฟน. และ กฟภ. รับซื้อจาก VSPP และ กฟภ. รับซื้อจากกรมพัฒนาพลังงานทดแทนฯ และผลิตเอง

3.3.2 การพยากรณ์ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุด (Peak) มีวิธีการพยากรณ์ ดังนี้ **(1)** ***ระบบ กฟน. กฟภ. และ ลูกค้าตรงของ กฟผ.*** ใช้ลักษณะการใช้ไฟฟ้า (Load Profile) ของแต่ละประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า โดยนำ Load Profile ของ ผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภททำการปรับค่า Energy ตามค่าพยากรณ์แล้วนำมา รวมกัน เพื่อคำนวณหาค่า Peak **(2) ระบบ กฟผ.** ใช้ Load Profile ของ กฟน. กฟภ. และลูกค้าตรงฯ ที่ปรับ Energy ตามค่าพยากรณ์แล้วนำมารวมกัน เพื่อคำนวณหาค่า Peak และ **(3) *ภาพรวมของประเทศ*** นำค่า Peak ของระบบ กฟผ. มารวมกับค่า Peak ของ VSPP

3.3 ผลการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าฯ พบว่า ความต้องการไฟฟ้าเพิ่มขึ้นเฉลี่ยในช่วงปี 2550-2564 สำหรับกรณีฐาน กรณีต่ำ และกรณีสูง เท่ากับ 1,859.60 1,597.80 และ 2,117.27 เมกะวัตต์ต่อปี ตามลำดับ หรือคิดเป็นอัตราการเจริญเติบโตเฉลี่ยร้อยละ 5.78 5.20 และ 6.32 ต่อปี ตามลำดับ โดยความต้องการไฟฟ้าในกรณีต่ำและกรณีสูงจะแตกต่างจากกรณีฐานเมื่อสิ้นปี 2564 ประมาณ 3,900 เมกะวัตต์

4. แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2550-2564 (PDP 2007) เป็นการจัดทำแผนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าและระบบส่งไฟฟ้าในระยะยาว 10-15 ปี ซึ่งสรุปสาระสำคัญได้ ดังนี้

4.1 ***สมมติฐานที่ใช้ในการจัดทำแผน PDP 2007*** ประกอบด้วย (1) ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าฉบับเดือน มีนาคม 2550 (กรณีฐาน กรณีต่ำ และกรณีสูง) ; (2) ราคาเชื้อเพลิง ใช้ข้อมูลจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง เช่น ก๊าซธรรมชาติ (ส่วนเพิ่ม) น้ำมันเตา และน้ำมันดีเซล ประมาณการโดย ปตท ; (3) โรงไฟฟ้าที่ปลดออกจากระบบในช่วง 2550-2564 รวมจำนวน 7,689 เมกะวัตต์ ; (4) โรงไฟฟ้าที่นำมาคัดเลือกเข้าแผนฯ ได้แก่ โรงไฟฟ้าพลังความร้อน (ถ่านหิน 700 เมกะวัตต์) โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม (LNG 700 เมกะวัตต์) โรงไฟฟ้ากังหันแก๊ส (ดีเซล 230 เมกะวัตต์) และโรงไฟฟ้าพลังความร้อน (นิวเคลียร์ 1,000 เมกะวัตต์) ; (5) ความร่วมมือด้านพลังงานไฟฟ้ากับประเทศเพื่อนบ้านที่มีศักยภาพจำนวนรวม 16,200 เมกะวัตต์ ; (6) ตั้งแต่ปี 2554 เป็นต้นไป ภาครัฐมีนโยบายการส่งเสริมการใช้พลังงานหมุนเวียนในโครงการ SPP และ VSPP แทนการส่งเสริมการใช้ พลังงานทดแทน (Renewable Portfolio Standard: RPS) ; (7) ปี 2555 - 2563 นโยบายของภาครัฐมีการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP-Firm เพิ่มขึ้นอีก 1,700 เมกะวัตต์ เพื่อให้ครบ 4,000 เมกะวัตต์ ; (8) กำหนดความมั่นคงของระบบไฟฟ้าด้วยตัวชี้วัดโอกาสไฟฟ้าดับ (Loss of Load Probability : LOLP) ไม่เกิน 24 ชั่วโมงต่อปี และกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองไม่น้อยกว่าร้อยละ 15 ; และ (9) พิจารณาการจัดการด้านแหล่งผลิตโดยดำเนินการเพิ่ม ประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าด้วยการติดตั้งระบบ CHP ที่โรงไฟฟ้าของ กฟผ. ทำให้ได้กำลังผลิตเพิ่มขึ้น

4.2 ***การจัดทำแผนทางเลือก*** มีการจัดทำแผน PDP 2007 เบื้องต้น รวม 9 แผนทางเลือก โดยจัดทำเป็น 3 กรณีตามค่าพยากรณ์ฯ ฉบับเดือนมีนาคม 2550 คือ กรณีฐาน (B) กรณีต่ำ (L) และกรณีสูง (H) และแต่ละกรณีได้มีการจัดทำแผนทางเลือกอีก 3 แผนทางเลือก คือ (1) แผนที่มีค่าใช้จ่ายต่ำสุด (Least-cost plan) (2) พิจารณาโรงไฟฟ้าถ่านหินที่มีความเป็นไปได้ และ (3) พิจารณาการจัดหาก๊าซธรรมชาติเหลว (Liquefied Natural Gas: LNG) ปริมาณ 10 ล้านตันต่อปี และรับซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศเพิ่มขึ้น โดยสรุป

แผนการจัดหาโรงไฟฟ้าในกรณีใช้ค่าพยากรณ์ฯ กรณีฐาน (B) ในแต่ละแผนทางเลือก ได้ดังนี้

4.2.1 ***แผน B1:*** กรณีที่มีค่าใช้จ่ายต่ำสุด พบว่า จะมีแผนจัดหาโรงไฟฟ้าในช่วงปี 2555 - 2564 จาก (1) โรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติ 2,800 เมกะวัตต์ (2) โรงไฟฟ้าถ่านหิน 18,200 เมกะวัตต์ (3) โรงไฟฟ้านิวเคลียร์ 4,000 เมกะวัตต์ (4) โครงการผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก 1,700 เมกะวัตต์ และ (5) การรับซื้อไฟฟ้าจาก ต่างประเทศ 5,090 เมกะวัตต์

4.2.2 ***แผน B2:*** กรณีพิจารณาโรงไฟฟ้าถ่านหินที่มีความเป็นไปได้ เนื่องจากโรงไฟฟ้า ถ่านหินยังมีปัญหาเรื่องการยอมรับของประชาชนและการจัดหาสถานที่ตั้งโรงไฟฟ้า พบว่า จะมีแผนจัดหาโรงไฟฟ้าในช่วงปี 2555 - 2564 จาก (1) โรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติ 18,200 เมกะวัตต์ (2) โรงไฟฟ้าถ่านหิน 2,800 เมกะวัตต์ (3) โรงไฟฟ้านิวเคลียร์ 4,000 เมกะวัตต์ (4) โครงการผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก 1,700 เมกะวัตต์ และ (5) การรับซื้อ ไฟฟ้าจากต่างประเทศ 5,090 เมกะวัตต์

4.2.3 ***แผน B3:*** พิจารณาการจัดหา LNG จำนวน 10 ล้านตันต่อปี และรับซื้อไฟฟ้า ต่างประเทศเพิ่มขึ้น เนื่องจาก บมจ.ปตท. มีแผนในการจัดหา LNG ที่ชัดเจนเพียง 10 ล้านตันต่อปี พบว่าจะมีแผนจัดหาโรงไฟฟ้าในช่วงปี 2555 - 2564 จาก (1) โรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติ 9,800 เมกะวัตต์ (2) โรงไฟฟ้าถ่านหิน 2,800 เมกะวัตต์ (3) โรงไฟฟ้านิวเคลียร์ 4,000 เมกะวัตต์ (4) โครงการผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก 1,700 เมกะวัตต์ และ (5) การรับซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศ 13,490 เมกะวัตต์

<u>มติของที่ประชุม</u>

ที่ประชุมรับทราบ และมอบหมายให้ สนพ. นำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า แผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้า และแผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติ นำเสนอคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) ในการประชุมครั้งต่อไป

เรื่องที่ *7* <u>แนวทางการจัดตั้งกองทุนพัฒนาพื้นที่รอบโรงไฟฟ้า</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

สนพ. ได้ดำเนินการจัดทำร่างแนวทางการจัดตั้งกองทุนพัฒนาพื้นที่รอบโรงไฟฟ้าสำหรับโรงไฟฟ้าใหม่ที่จะเกิดขึ้นในอนาคต โดยมีสาระสำคัญดังนี้

1. วัตถุประสงค์ เพื่อเป็นเงินพัฒนาสิ่งแวดล้อมและคุณภาพชีวิตของประชาชนในชุมชนพื้นที่รอบโรงไฟฟ้า ซึ่งได้รับผลกระทบจากการก่อสร้างโรงไฟฟ้า โดยเก็บเงินจากโรงไฟฟ้าที่ตั้งอยู่ในพื้นที่ดังกล่าว

2. อัตราการจ่ายเงินเข้ากองทุนฯ กำหนดให้โรงไฟฟ้าทุกแห่ง ต้องจ่ายเงินเข้ากองทุนฯ โดยโรงไฟฟ้าที่จะเกิดขึ้นใหม่หลังปี 2553 จ่ายเงินเข้ากองทุนฯ โดยระหว่างการก่อสร้าง ให้จ่ายเงินเข้ากองทุนฯ ในอัตราขั้นต่ำ 30,000 บาท/เมกะวัตต์/ปี และภายหลังการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบตามสัญญา (Commercial Operation Date: COD) ให้จ่ายเงินเข้ากองทุนฯ ในอัตราขั้นต่ำ 1 สตางค์/หน่วยของพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ ตามประเภทเชื้อเพลิง ที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า สำหรับโรงไฟฟ้าที่จ่ายไฟฟ้าที่ได้รับอนุมัติก่อสร้างแล้ว และโรงไฟฟ้าปัจจุบัน (โรงไฟฟ้าเก่า) จ่ายเงินเข้ากองทุนฯ ในอัตราขั้นต่ำ 1 สตางค์/หน่วยของพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ตามประเภทเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า

3. การกำกับดูแลการใช้จ่ายเงินกองทุนฯ ให้มีคณะกรรมการกำกับดูแลกองทุนพัฒนาพื้นที่รอบโรงไฟฟ้า ซึ่งแต่งตั้งโดยผู้ว่าราชการจังหวัดที่โรงไฟฟ้าตั้งอยู่ และมีคณะกรรมการกำกับดูแลกองทุนพัฒนาพื้นที่รอบโรงไฟฟ้า ทำหน้าที่ในการกำหนดหลักเกณฑ์และวิธีการบริหารงานกองทุนฯ

4. การกำหนดผู้ได้รับผลประโยชน์จากกองทุน ให้กำหนดจากการแบ่งขอบเขตพื้นที่ คือ พื้นที่ชั้นใน หมายถึงขอบเขตของพื้นที่ที่อยู่ในรัศมีขั้นต่ำ 5 กิโลเมตรจากขอบเขตของโรงไฟฟ้า หรือขอบเขตของนิคมอุตสาหกรรม ที่โรงไฟฟ้าตั้งอยู่ และพื้นที่ชั้นนอก หมายถึงขอบเขตของพื้นที่ที่อยู่นอกเหนือพื้นที่ชั้นใน โดยให้อยู่ในดุลพินิจของคณะกรรมการบริหารกองทุนพัฒนาพื้นที่รอบโรงไฟฟ้า ทั้งนี้ ผู้ได้รับผลประโยชน์จากกองทุนให้หมายรวมถึง ประชาชน หน่วยงานของภาครัฐ องค์กรบริหารส่วนท้องถิ่นหรือองค์กรบริหารส่วนเทศบาลที่อยู่ในพื้นที่ดังกล่าว

5. กรอบการใช้จ่ายเงินกองทุน ต้องเป็นการใช้จ่ายเพื่อประโยชน์ของส่วนรวมเป็นหลัก และให้ความสำคัญกับพื้นที่ชั้นในเป็นลำดับแรก

<u>มติของที่ประชุม</u>

ที่ประชุมรับทราบ

เรื่องที่ 8 <u>ผลการทดสอบสมรรถนะและความทนทานของเครื่องยนต์คาร์บิวเรเตอร์ในการใช้น้ำมันแก๊สโซฮอล์</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. กระทรวงพลังงานได้กำหนดเป้าหมายให้มีการใช้เอทานอล เพื่อทดแทน MTBE ในน้ำมันเบนซิน 95 วันละ 1 ล้านลิตร ในปี 2549 และเพิ่มเป็นวันละ 3 ล้านลิตร เพื่อทดแทน MTBE ในน้ำมันเบนซิน 95 และทดแทนเนื้อน้ำมันในน้ำมันเบนซิน 91 ภายในปี 2554 ต่อมากรมธุรกิจพลังงานร่วมกับสมาคมอุตสาหกรรมยานยนต์ไทย จัดทำบัญชีรายการรุ่นรถยนต์ที่ใช้น้ำมันแก๊สโซฮอล์ 95 และ 91 พบว่ารถยนต์ส่วนใหญ่เป็นเครื่องยนต์หัวฉีด ตั้งแต่ปี 2538 ที่สามารถใช้น้ำมันแก๊สโซฮอล์ได้ รวมทั้งรถยนต์ที่เป็นเครื่องยนต์คาร์บิวเรเตอร์

2. กรมพัฒนาพลังงานทดแทนฯ ได้ศึกษาโครงการพัฒนาปรับปรุงเครื่องยนต์คาร์บิวเรเตอร์ของรถยนต์ที่ใช้น้ำมันแก๊สโซฮอล์เพื่อศึกษาผลกระทบและหาแนวทางแก้ไขโดยการปรับแต่งเครื่องยนต์ที่จะทำให้รถยนต์สามารถใช้น้ำมันแก๊สโซฮอล์ได้ โดยได้ทำการสำรวจประชากรรถยนต์ที่จดทะเบียนไม่เกินปี 2538 ที่มีระบบจ่ายเชื้อเพลิงแบบคาร์บิวเรเตอร์ และพบว่ารถยนต์ยี่ห้อโตโยต้า ฮอนด้า และมิตซูบิชิมีสัดส่วนรถยนต์ที่มีระบบจ่าย เชื้อเพลิงแบบคาร์บิวเรเตอร์มากที่สุดตามลำดับ จึงใช้รถยนต์จาก 3 บริษัทฯ ละ 3 คัน รวมรถยนต์ทดสอบจำนวน 9 คัน ได้ประเมินชิ้นส่วนเครื่องยนต์ ประเมินผลด้านมลพิษ สมรรถนะ และความสามารถในการขับขี่ก่อนการ นำไปวิ่งทดสอบ (ระยะทาง 0 กิโลเมตร) แล้วนำรถยนต์ที่ใช้น้ำมันแก๊สโซฮอล์ 95 ไปวิ่งทดสอบภาคสนามสะสมระยะทาง 100,000 กิโลเมตร โดยระหว่างดำเนินการจะทดสอบสมรรถนะและมลพิษรถยนต์ วิเคราะห์คุณสมบัติของน้ำมันหล่อลื่นที่ใช้แล้วทุกๆ 20,000 กิโลเมตร เพื่อหาข้อสรุปว่าอุปกรณ์และชิ้นส่วนใดที่ได้รับผลกระทบจากการใช้น้ำมันแก๊สโซฮอล์

3. ผลการประเมินภายหลังจากรถยนต์ได้วิ่งทดสอบภาคสนาม 100,000 กิโลเมตร พบว่ารถทดสอบให้ผลทดสอบกำลังที่แตกต่างกัน โดยขึ้นกับเทคโนโลยีและสภาพการสึกหรอของเครื่องยนต์ทดสอบ และผลทดสอบด้านมลพิษและการสิ้นเปลืองเชื้อเพลิง ค่า THC และ CO มีแนวโน้มทั้งลดลงและไม่เปลี่ยนแปลงสำหรับรถยนต์บางรุ่น ส่วนค่า NO_x มีทิศทางทั้งเพิ่มขึ้นและลดลงจึงทำให้ไม่สามารถสรุปภาพรวมได้ เนื่องจาก 1) การควบคุมส่วนผสมของเชื้อเพลิงกับอากาศเข้าเครื่องยนต์ทำได้ไม่ดี 2) รถทดสอบมีสภาพค่อนข้างเก่า เลขไมล์เริ่มต้นทดสอบประมาณ 200,000 กิโลเมตร การวิ่งรถทดสอบไปอีก 100,000 กิโลเมตร ทำให้การสึกหรอของเครื่องยนต์เพิ่มขึ้นและสภาพเครื่องยนต์ภายหลังวิ่งทดสอบแล้วจะมีสภาพที่ใกล้หมดอายุ จึงได้ส่งผลโดยตรงต่อปริมาณสารพิษและการสิ้นเปลืองเชื้อเพลิง

4. สำหรับการสิ้นเปลืองเชื้อเพลิง พบว่าความสามารถในการขับขี่หลังวิ่งสะสมครบ 100,000 กิโลเมตร โดยภาพรวมค่อนข้างดี ช่วยให้เกิดการประหยัดเชื้อเพลิงได้ร้อยละ 5 - 8 ขณะที่การสิ้นเปลืองเชื้อเพลิงได้เพิ่มขึ้นเล็กน้อย ในการเปรียบเทียบความเสถียรของเครื่องยนต์ที่ระยะทาง 0 กิโลเมตร เมื่อทดสอบกับน้ำมันเบนซิน ออกเทน 95 และน้ำมันแก๊สโซฮอล์ออกเทน 95 อยู่ในเกณฑ์ที่ดีทั้ง 9 คันโดยไม่มีความแตกต่างของชนิดเชื้อเพลิงที่ใช้ แต่ที่ระยะทาง 100,000 กิโลเมตร พบว่าเครื่องยนต์เดินเบาไม่ค่อยเรียบแต่ยังอยู่ในเกณฑ์ที่รับได้ ส่วนความสามารถในการขับขี่ที่ 0 กิโลเมตรและ 100,000 กิโลเมตร ระหว่างการใช้น้ำมันเบนซินออกเทน 95 กับน้ำมัน แก๊สโซฮอล์ 95 โดยรวมอยู่ในเกณฑ์ดี

5. ส่วนผลการประเมินชิ้นส่วนเครื่องยนต์ทั้ง 9 คันก่อนการทดสอบอยู่ในสภาพใช้งานได้ และผลการทดสอบน้ำมันหล่อลื่นมีค่าไม่แตกต่างกันมากและอยู่ต่ำกว่าเกณฑ์ที่ควรระวังที่กำหนดไว้มาก

6. การตรวจประเมินเครื่องยนต์และระบบเชื้อเพลิงสรุปได้ว่าน้ำมันแก๊สโซฮอล์สามารถนำไปใช้กับ รถยนต์คาร์บิวเรเตอร์ได้ โดยอาจต้องปรับแต่งเครื่องยนต์ในส่วนผสมอากาศต่อเชื้อเพลิง ส่วนผลกระทบต่อ การใช้งานระยะยาวพบว่าน้ำมันแก๊สโซฮอล์ไม่ก่อให้เกิดผลการสึกหรอของชิ้นส่วนในเครื่องยนต์ที่ผิดปกติที่ 100,000 กิโลเมตร

7. ปัญหาทั่วไปในการใช้น้ำมันแก๊สโซฮอล์จะเกิดขึ้นกับระบบที่เป็นยางหรือพลาสติก ส่วนรถยนต์ยี่ห้อและรุ่นอื่นๆ เมื่อใช้น้ำมันแก๊สโซฮอล์แล้วเกิดปัญหาจึงควรพิจารณาอะไหล่ เช่น ปั๊มดูดน้ำมันเชื้อเพลิงในถัง ท่อยางระบบเชื้อเพลิงทั้งหมด และควรบำรุงรักษารถยนต์และเครื่องยนต์อย่างสม่ำเสมอ โดยควรใช้อะไหล่ ของแท้ ทั้งนี้ในช่วงของการใช้งานอาจเกิดปัญหาเกี่ยวกับการกรองเชื้อเพลิงตัน เนื่องจากน้ำมันแก๊สโซฮอล์ไป ชะล้างคราบตะกอน หรือเขม่าคาร์บอนตามท่อยางต่างๆ แล้วไปอุดตันอยู่ที่กรองเชื้อเพลิง ดังนั้นช่วงแรกควรเปลี่ยนกรองเชื้อเพลิงเร็วขึ้น

8. การเผยแพร่ผลการศึกษาได้มีการจัดประชุมร่วมกับบริษัทผู้ผลิตรถยนต์ ซึ่งที่ประชุมได้เสนอแนวทางการส่งเสริมการใช้แก๊สโซฮอล์ 95 กับรถยนต์คาร์บิวเรเตอร์โดยให้เผยแพร่ผลการศึกษาวิจัยให้ผู้บริโภคได้รับทราบข้อมูลผลการทดสอบการใช้น้ำมันแก๊สโซฮอล์ 95 กับรถยนต์คาร์บิวเรเตอร์ ในกรณีที่รถยนต์รุ่นใด ไม่สามารถใช้น้ำมันแก๊สโซฮอล์ 95 ได้ควรส่งเสริมให้รถยนต์เปลี่ยนไปใช้น้ำมันเบนซิน 91 หรือในกรณีที่รถยนต์รุ่นใดไม่สามารถใช้น้ำมันเบนซิน 91 ได้ ให้ขอความร่วมมือจากบริษัทค้าน้ำมันผลิตสารเพิ่มออกเทนโดยให้ผู้บริโภคเติมน้ำมันเบนซิน 91 และเติมสารเพิ่มออกเทนให้มีออกเทนเป็น 95

นอกจากนี้ได้มีการจัดสัมมนาเพื่อนำเสนอผลการศึกษาโครงการฯดังกล่าว โดยเชิญผู้แทนหน่วยงานราชการ บริษัทน้ำมัน อุตสาหกรรมโรงกลั่น อู่กลาง การประกันภัยเข้าร่วม

<u>มติของที่ประชุม</u>

ที่ประชุมรับทราบ