มติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ
ครั้งที่ 5/2552 (ครั้งที่ 127)
วันจันทร์ที่ 24 สิงหาคม พ.ศ. 2552 เวลา 09.00 น.
ณ ห้องประชุม 301 ตึกบัญชาการ ทำเนียบรัฐบาล

---

1. การทบทวนหลักเกณฑ์การคำนวณราคาก๊าซธรรมชาติสำหรับยานยนต์ (NGV)
2. โครงการท่อส่งน้ำมันระหว่างรัฐเกดะห์ของมาเลเซียมายังจังหวัดสงขลา
3. แนวทางการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ Cogeneration
4. การปรับสิทธิการใช้ไฟฟ้าสาธารณะ
5. นโยบายการควบคุมไอน้ำมันเชื้อเพลิง
6. สถานการณ์ราคาน้ำมันเชื้อเพลิง
7. รายงานความก้าวหน้าการดำเนินงานตามนโยบายส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน
8. การศึกษาต้นทุนโรงแยกก๊าซธรรมชาติสำหรับการกำหนดราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG)
9. ความคืบหน้าการติดตามและประเมินผลการดำเนินงานกองทุนพัฒนาชุมชนในพื้นที่รอบโรงไฟฟ้า
10. ความคืบหน้าการดำเนินการจัดตั้งกองทุนพัฒนาไฟฟ้า

นายกรัฐมนตรี (นายอภิสิทธิ์ เวชชาชีวะ) ประธานกรรมการ
รองนายกรัฐมนตรี (นายกอร์ปศักดิ์ สภาวสุ) รองประธานกรรมการ
ผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (นายวีระพล จิรประดิษฐกุล)
กรรมการและเลขานุการ

เรื่องที่ 1 <u>การทบทวนหลักเกณฑ์การคำนวณราคาก๊าซธรรมชาติสำหรับยานยนต์ (NGV)</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. คณะรัฐมนตรีได้มีมติเมื่อวันที่ 24 ธันวาคม 2545 อนุมัติมาตรการส่งเสริมและสนับสนุนการนำก๊าซธรรมชาติมาใช้เป็นเชื้อเพลิงในภาคการขนส่งในช่วงปี 2546 -

2551 โดยในเรื่องของการกำหนดราคาจำหน่าย NGV ได้กำหนดเงื่อนไขไว้ว่าตั้งแต่ปี 2552 เป็นต้นไป ราคา NGV = 65% ของราคาน้ำมันเบนซิน 91ทั้งนี้ได้กำหนดเพดานราคาขายปลีก NGV ภายในประเทศไว้ที่ระดับไม่เกิน 10.34 บาท/กิโลกรัม ไม่ว่าราคาน้ำมันจะมีการปรับเพิ่มสูงขึ้นในระดับใดก็ตาม

2. กพช. ในการประชุมเมื่อวันที่ 28 กันยายน 2550 ได้เห็นชอบหลักเกณฑ์การกำหนดราคา NGV และต่อมาในการประชุม กพช. เมื่อวันที่ 18 ตุลาคม 2550 มีมติให้ทบทวนหลักเกณฑ์เดิม โดยมอบอำนาจให้รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงานเป็นผู้พิจารณาและให้ความเห็นชอบหลักเกณฑ์ในการกำหนดราคา NGV ใหม่ ซึ่งรัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงานได้ให้ความเห็นชอบในหลักเกณฑ์ดังกล่าว เมื่อวันที่ 27 พฤศจิกายน 2550 โดยโครงสร้างราคาขายปลีก NGV สรุปได้ดังนี้

$$P = [(WH_{Pool\ 2}) * (1+0.0175)] + Td_{Zone\ 1+3} + Tc + \text{ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ}$$

3. ปัจจุบัน โครงสร้างราคา NGV กำกับดูแลโดย กพช. ขณะที่เชื้อเพลิงสำหรับยานยนต์ชนิดอื่นๆ เช่น น้ำมันเบนซิน หรือน้ำมันดีเซล มีคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) เป็นผู้กำกับดูแล ดังนั้น เพื่อให้เกิดความเป็นเอกภาพในการกำกับดูแลราคาเชื้อเพลิงสำหรับภาคขนส่งและให้เกิดการแข่งขันทางด้านราคาอย่างเป็นธรรม สนพ. พิจารณาแล้วเห็นว่าการกำกับ ดูแลราคาก๊าซ NGV ควรอยู่ภายใต้กรอบการกำกับดูแลของ กบง. เช่นเดียวกันกับเชื้อเพลิงสำหรับภาคขนส่งชนิดอื่นๆ จึงได้ทบทวนหลักเกณฑ์การคำนวณราคา NGV และเห็นควรให้มีการทบทวนโครงสร้างราคา NGV เพื่อให้การกำกับดูแลมีประสิทธิภาพ โดยมีประเด็นเสนอเพื่อพิจารณาดังนี้

3.1 การทบทวนสูตรราคาขายปลีก NGV ตามมติ กพช. เมื่อวันที่ 28 กันยายน 2550 และตามความเห็นชอบในหลักเกณฑ์การกำหนดราคา NGV ในส่วนของค่าใช้จ่ายดำเนินการตามที่รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงานได้ให้ความเห็นชอบเมื่อวันที่ 27 พฤศจิกายน 2550 ซึ่ง สนพ. เสนอให้มีการทบทวน ดังนี้

(1) ให้ต้นทุนราคาก๊าซธรรมชาติ มีสูตรดังนี้

$$P = [(WH_{Pool\ 2}) * (1+0.0175)] + Td_{Zone\ 1+3} + Tc$$

โดย สูตรต้นทุนราคาก๊าซธรรมชาตินี้ถูกกำกับดูแลโดย กพช. เช่นเดียวกับก๊าซธรรมชาติสำหรับโรงแยกก๊าซธรรมชาติและโรงไฟฟ้า

(2) สำหรับในส่วนของค่าใช้จ่ายดำเนินการ ซึ่งประกอบด้วยต้นทุนสถานีแม่ ต้นทุนสถานีลูก ค่าขนส่ง และค่าการตลาดให้ไปอยู่ในการกำกับดูแลของ กบง. ซึ่งจะเป็นผู้พิจารณาหลักเกณฑ์การคำนวณราคาขายปลีก NGV ต่อไป

3.2 เพื่อให้ กบง. มีอำนาจในการกำกับดูแล NGV จึงต้องมีการปรับปรุงคำสั่งนายกรัฐมนตรี ที่ 4/2547 เรื่อง กำหนดมาตรการเพื่อแก้ไขและป้องกันภาวะการขาดแคลนน้ำมันเชื้อเพลิง โดยเพิ่มเติมนิยามคำว่า "ก๊าซธรรมชาติสำหรับยานยนต์ (NGV)" เพื่อให้ราคาขายปลีก NGV นั้นถูกกำกับดูแลภายใต้กรอบเดียวกันกับน้ำมันเชื้อเพลิงสำหรับภาคขนส่งชนิดอื่นๆ

<u>มติของที่ประชุม</u>

1. เห็นชอบให้มีการปรับสูตรการคำนวณและแนวทางการกำกับดูแลราคา NGV ดังนี้

1.1 การทบทวนสูตรราคาขายปลีก NGV ตามมติ กพช. เมื่อวันที่ 28 กันยายน 2550 และตามความเห็นชอบในหลักเกณฑ์การกำหนดราคา NGV ในส่วนของค่าใช้จ่ายดำเนินการตามที่รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงานได้ให้ความเห็นชอบเมื่อวันที่ 27 พฤศจิกายน 2550 เป็น ดังนี้

(1) ให้ต้นทุนราคาก๊าซธรรมชาติ มีสูตรดังนี้

$$P = [(WH_{Pool\ 2}) * (1+0.0175)] + Td_{Zone\ 1+3} + Tc$$

โดย สูตรต้นทุนราคาก๊าซธรรมชาตินี้ถูกกำกับดูแลโดย กพช. เช่นเดียวกับก๊าซธรรมชาติสำหรับโรงแยกก๊าซธรรมชาติและโรงไฟฟ้า

(2) สำหรับในส่วนของค่าใช้จ่ายดำเนินการ ซึ่งประกอบด้วย ต้นทุนสถานีแม่ ต้นทุนสถานีลูก ค่าขนส่ง และค่าการตลาดให้ไปอยู่ในการกำกับดูแลของคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) โดย กบง. จะเป็นผู้พิจารณาหลักเกณฑ์การคำนวณราคาขายปลีก NGV ต่อไป

1.2 เพื่อให้ กบง. มีอำนาจในการกำกับดูแล NGV จึงให้ปรับปรุงคำสั่งนายกรัฐมนตรีที่ 4/2547 เรื่อง กำหนดมาตรการเพื่อแก้ไขและป้องกันภาวะการขาดแคลนน้ำมันเชื้อเพลิง โดยเพิ่มเติมนิยามคำว่า "ก๊าซธรรมชาติสำหรับยานยนต์ (NGV)" เพื่อให้ราคาขายปลีก NGV ถูกกำกับดูแลภายใต้กรอบเดียวกันกับน้ำมันเชื้อเพลิงสำหรับภาคขนส่งชนิดอื่นๆ

2. เห็นชอบให้ปรับปรุงคำสั่งนายกรัฐมนตรีที่ 4/2547 ตามข้อ 1.2 โดยให้ กบง. เป็นผู้พิจารณา ก่อนนำเสนอนายกรัฐมนตรีเพื่อพิจารณาลงนามต่อไป

เรื่องที่ 2 <u>โครงการท่อส่งน้ำมันระหว่างรัฐเกดะห์ของมาเลเซียมายังจังหวัดสงขลา</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. กระทรวงการต่างประเทศได้มีหนังสือแจ้งต่อกระทรวงพลังงานในช่วงปี 2551 - 2552 จำนวน 3 ครั้ง สรุปได้ว่ารัฐบาลมาเลเซียขอรับการสนับสนุนจากรัฐบาลไทยเกี่ยวกับการดำเนินการร่วมลงทุนเพื่อสร้างท่อน้ำมันระหว่างรัฐเกดะห์ - จังหวัดสงขลา (Marine Terminal Pipeline : MTP) ระหว่างบริษัท SKS Corporation Sdn Bhd (SKS) ของมาเลเซีย กับบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) และขอให้รัฐบาลไทยอนุมัติการใช้พื้นที่ (right of way) สำหรับวางท่อน้ำมันจากบริเวณชายแดน อำเภอสะเดา-อำเภอจะนะ จังหวัดสงขลาขนานกับท่อส่งก๊าซไทย - มาเลเซีย ที่มีในปัจจุบัน

2. โครงการท่อส่งน้ำมันดังกล่าวในฝั่งมาเลเซียประกอบด้วย ท่ารับน้ำมัน โรงกลั่นน้ำมัน และท่อส่งน้ำมัน ซึ่งอยู่ระหว่างออกแบบวิศวกรรม ขณะที่โครงการในฝั่งไทยประกอบด้วย ท่อส่งน้ำมัน และ Export Terminal เพื่อใช้ในการส่งออกน้ำมันดิบและน้ำมันสำเร็จรูปซึ่งกำหนดตั้งอยู่ที่จังหวัดสงขลา ได้ศึกษาความเป็นไปได้เบื้องต้นแล้วเสร็จ แต่เนื่องจากสถานการณ์ทางเศรษฐกิจในปัจจุบัน ปตท. จึงขอชะลอการเข้าร่วมศึกษาในขั้น Basic Engineering Design (BED) ซึ่งมีค่าใช้จ่ายสูงถึง 10 ล้านเหรียญฯ ทั้งนี้การดำเนินความร่วมมือจะต้องศึกษา BED และดำเนินการตามรัฐธรรมนูญแห่งราชอาณาจักรไทยพุทธศักราช 2550 ใน 2 มาตรา คือ มาตรา 190 และมาตรา 67 ให้ได้ข้อยุติก่อนกำหนดท่าทีเพื่อเจรจากับรัฐบาลมาเลเซียต่อไป

3. ต่อมาในระหว่างการเยือนมาเลเซียอย่างเป็นทางการของนายกรัฐมนตรีเมื่อวันที่ 8 มิถุนายน 2552 นายกรัฐมนตรีมาเลเซียได้ขอให้รัฐบาลไทยพิจารณาสนับสนุนและสานต่อการดำเนินการ ซึ่งนายกรัฐมนตรี ได้แจ้งต่อฝ่ายมาเลเซียว่าจะมอบหมายหน่วยงานที่เกี่ยวข้องนำเสนอต่อที่ประชุม กพช. เพื่อพิจารณาต่อไป

4. สรุปสาระสำคัญโครงการ ดังนี้

4.1 SKS เป็นบริษัทในเครือของ Albukhary Group ประเทศมาเลเซีย สำหรับพื้นที่การก่อสร้าง โรงกลั่นตั้งอยู่ที่ Kota Perdana, รัฐเกดะห์ (ตอนเหนือของมาเลเซีย ติดกับประเทศไทย) ซึ่ง SKS ได้จัดทำ Conceptual Study ในส่วนของ Jerlun Import/Export Marine Facility เพื่อการนำเข้าน้ำมันดิบทางฝั่งอันดามัน รวมไปถึง Facilities ต่างๆ เพื่อสนับสนุนโรงกลั่น และได้ขยายผลการศึกษาสำหรับทางเลือกในการส่งออกไปยังฝั่งทะเลจีนใต้ โดยพิจารณา Export Terminal ที่จังหวัดสงขลา เพื่อส่งออกน้ำมันดิบและน้ำมันสำเร็จรูปให้กับประเทศทางแถบ Far East ได้แก่ ประเทศจีน, ญี่ปุ่น, เกาหลี และไต้หวัน โดยการสร้างท่อน้ำมันเชื่อมต่อผ่านแนว Right of Way ของท่อก๊าซฯ TransThai- Malaysia (TTM) เนื่องจากเป็นเส้นทางที่เหมาะสมที่สุดในเชิงต้นทุนและเวลาในการดำเนินการ ทั้งนี้ ปตท.ได้ลงนาม MOU เข้าร่วมศึกษาโครงการเบื้องต้น

4.2 โครงการ Import/Export Terminal ตั้งอยู่ที่ Kuala Jerlun ประเทศมาเลเซีย และโรงกลั่นเกดะห์ ตั้งอยู่ที่เมือง Kota Perdana ทางเหนือมาเลเซีย ห่างจากชายฝั่ง 50 กิโลเมตร มีกำลังผลิตขั้นต้นที่ 250 พันบาร์เรลต่อวัน (KBD) และสามารถขยายกำลังการผลิตในระยะที่ 2 ได้อีก 250 KBD โดย SKS ได้มีข้อตกลงกับ National Iranian Oil Refining - Distribution Company (NIORDC) ในการขายน้ำมันดิบให้แก่โรงกลั่น โดยที่ NIORDC จะถือหุ้นในโรงกลั่นร้อยละ 30 ส่วนที่เหลือจะเป็นสัดส่วนของ SKS ซึ่งเปิดโอกาสให้ ปตท. เข้าถือหุ้นในสัดส่วนร้อยละ 10 - 15

4.3 โครงการในฝั่งไทย โครงการท่อส่งน้ำมันดิบและน้ำมันสำเร็จรูปและ Export Terminal เพื่อใช้ในการส่งออกน้ำมันดิบและน้ำมันสำเร็จรูป โดยระบบท่อจะเชื่อมจาก Jurlun ประเทศมาเลเซียไปถึงสงขลาระยะทาง 150 กิโลเมตร มีกำลังการส่งน้ำมันดิบเบื้องต้น 1,000 KBD พร้อมคลังสำรองน้ำมันดิบและน้ำมันสำเร็จรูปและท่าส่งออกตั้งอยู่ที่สงขลา โดยจะวางท่อน้ำมันเชื่อมต่อผ่านแนว Right of Way ของท่อก๊าซฯ TTM สัดส่วนการถือหุ้นในโครงการ MTP, SKS เปิดโอกาสให้ ปตท.ถือหุ้นใน

สัดส่วนร้อยละ 50 กำลังการส่งน้ำมันสำเร็จรูปเบื้องต้นอีก 500 KBD รวมกำลังส่ง 1,500 KBD และมีโอกาสขยายไปถึง 2,100 KBD

5. ผลประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากการร่วมโครงการ คือ เป็นการส่งเสริมความร่วมมือทางเศรษฐกิจของทั้งสองประเทศ โดยการก่อสร้างและพัฒนาโครงการจะก่อให้เกิดการสร้างงานและสร้างรายได้ให้ประชาชนในพื้นที่ชายแดน และส่งผลให้เกิดการกระตุ้นการพัฒนาเศรษฐกิจและการพัฒนาในพื้นที่ภาคใต้ของไทยด้วย

6. ปัญหาอุปสรรคและข้อกังวลอื่นในการเข้าร่วมโครงการ มีดังนี้

6.1 ผลตอบแทนทางเศรษฐกิจไม่คุ้มค่าต่อการลงทุน โดยพบว่ามาเลเซียจะมีผลตอบแทนทางเศรษฐกิจสูงกว่าประเทศไทย เนื่องจากเป็นที่ตั้งโรงกลั่นและมีประเทศไทยเป็นทางผ่านสินค้าสู่ตลาด ขณะที่ประเทศไทยจะเป็นพื้นที่ทางผ่านท่อซึ่งจะได้รับค่าผ่านท่อไม่มากนัก ประกอบกับการพัฒนาโรงกลั่นของมาเลเซียจะส่งผลกระทบต่อโอกาสของไทยในการพัฒนาศูนย์กลางพลังงานในพื้นที่ภาคใต้ที่จะต้องมีการพัฒนาโรงกลั่นขนาดใหญ่ในอนาคต นอกจากนี้ ปตท. ได้พิจารณาผลตอบแทนเงินลงทุน พบว่าจะมีผลตอบแทนที่ไม่คุ้มทุน ดังนี้ (1) โครงการโรงกลั่นน้ำมันให้ผลตอบแทนต่ำกว่าผลตอบแทนเงินลงทุนขั้นต่ำของ ปตท.และคาดว่าโรงกลั่นในโครงการจะเป็นคู่แข่งโดยตรงกับโรงกลั่นของไทยในอนาคต (2) โครงการระบบท่อขนส่งน้ำมันแม้จะมีผลตอบแทนดีกว่าโครงการโรงกลั่นฯเล็กน้อย แต่มีกลุ่มเป้าหมายผู้ใช้ระบบท่อเป็นโรงกลั่นขนาดเล็กที่มีข้อจำกัด และการคิดค่าผ่านท่ออยู่ในระดับที่ค่อนข้างสูง อาจทำให้ไม่สามารถแข่งขันกับทางเลือกในการขนส่งน้ำมันอื่นได้ ทั้งนี้ ปตท. ยังเห็นว่าความร่วมมือดังกล่าวอาจจะไม่ได้รับการสนับสนุนจาก PETRONAS เนื่องจาก PETRONAS ซึ่งเป็นผู้ถือหุ้นในโครงการ TTM เป็นคู่แข่งทางธุรกิจกับ SKS

6.2 โครงการฯ กระทบต่อการพัฒนา Landbridge ของประเทศไทยที่ต้องการให้การเชื่อมโยงฝั่งตะวันตก - ตะวันออกอยู่ในประเทศ โดยจากการหารือกับกระทรวงคมนาคมซึ่งอยู่ระหว่างการศึกษา Landbridge ในแนวสตูล-สงขลา มีความเห็นสอดคล้องกันว่าโครงการนี้จะส่งผลกระทบต่อการพัฒนา Landbridge ของไทยอย่างชัดเจน นอกจากนี้ เมื่อต้นปี 2552 มาเลเซียยังได้เสนอให้ Dubai Worldเข้าร่วมดำเนินการในโครงการนี้แทนที่จะลงทุนในไทย อย่างไรก็ตาม แนวคิดในการพัฒนาตามโครงการของไทย มีความเป็นไปได้ในการลงทุนทั้งโครงการดีกว่า ส่งผลให้ Dubai World ยังคงพิจารณาโครงการในฝั่งไทย ซึ่งปัจจุบัน Dubai World อยู่ในระหว่างสรุปโครงการศึกษาในทุกด้านเพื่อให้เกิดการเริ่มต้นดำเนินโครงการร่วมกับรัฐบาลไทยโดยเร็ว ดังนั้น หากมีการดำเนินโครงการร่วมกับมาเลเซียอาจส่งผลกระทบต่อความเชื่อมั่นในการลงทุนที่จะเกิดขึ้น

6.3 การกำหนดความร่วมมือจะต้องดำเนินการสอดคล้องข้อกำหนดภายใต้รัฐธรรมนูญแห่งราชอาณาจักรไทย พุทธศักราช 2550 โดยจะต้องปฏิบัติตามรัฐธรรมนูญมาตรา 67 ว่าด้วยการรับฟังความเห็นของประชาชน และอาจต้องปฏิบัติตามรัฐธรรมนูญมาตรา 190 ว่าต้องได้รับความเห็นชอบจากรัฐสภา ดังนั้น ในการ

ดำเนินการเจรจาเรื่องนี้ จึงควรดำเนินการตามขั้นตอนดังกล่าวก่อนเพื่อไม่ให้เกิดปัญหาที่จะกระทบต่อความร่วมมือในภายหลัง

มติของที่ประชุม

มอบหมายให้สำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ และสภาที่ปรึกษาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ไปศึกษาเพิ่มเติมในรายละเอียดโครงการว่าจะมีผลกระทบต่อยุทธศาสตร์การพัฒนาพื้นที่ภาคใต้ของไทยในอนาคตหรือไม่ เพื่อเป็นข้อมูลประกอบการเจรจากับบริษัท SKS Corporation Sdn Bhd (SKS) ต่อไป

เรื่องที่ 3 แนวทางการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ Cogeneration

สรุปสาระสำคัญ

1. สรุปความเป็นมาของการกำหนดนโยบายการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ Cogeneration ได้ดังนี้

1.1 รัฐบาลได้มีนโยบายส่งเสริมการใช้พลังงานอย่างประหยัดและมีประสิทธิภาพด้วยการสนับสนุนการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ Cogeneration ตั้งแต่ปี 2535 เป็นต้นมา โดยมีการขยายปริมาณพลังไฟฟ้ารับซื้อมาโดยตลอด จนกระทั่งในปี 2540 เกิดวิกฤตเศรษฐกิจ ทำให้ต้องยุติการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) ระบบ Cogeneration เชื้อเพลิงพาณิชย์ ประเภทสัญญา Firm และได้มีการส่งเสริมอีกครั้งในปี 2549 โดยคณะรัฐมนตรีได้มีมติเมื่อวันที่ 21 พฤศจิกายน 2549 เห็นชอบตามมติ กพช. วันที่ 6 พฤศจิกายน 2549 ในการกำหนดมาตรการในการจัดหาพลังงาน โดยส่งเสริมให้มีการใช้พลังงานอย่างประหยัดและมีประสิทธิภาพด้วยการสนับสนุนให้มีการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิต SPP ไฟฟ้าด้วยระบบ Cogeneration ในปริมาณที่เหมาะสมผ่านระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP และระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP)

1.2 เพื่อเป็นการดำเนินการตามนโยบายและแผนพัฒนาพลังงานของประเทศดังกล่าว ครม. จึงมีมติเมื่อวันที่ 16 มกราคม 2550 เห็นชอบตามมติ กพช. วันที่ 26 ธันวาคม 2549 โดยเห็นชอบ ให้กฟผ. เปิดรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ทุกประเภทเชื้อเพลิง ตามที่กำหนดในระเบียบการรับซื้อไฟฟ้า และให้ขยายปริมาณรับซื้อไฟฟ้าจากเดิม 3,200 เมกะวัตต์ เป็น 4,000 เมกะวัตต์ ทั้งนี้ การผลิตไฟฟ้าของ SPP ระบบ Cogeneration (SPP-Cogen) สามารถนำไฟฟ้าที่ผลิตได้จำหน่ายให้การไฟฟ้า และลูกค้าอุตสาหกรรมในบริเวณใกล้เคียง โดยโครงสร้างราคารับซื้อไฟฟ้ากำหนดจากหลักการต้นทุนที่ กฟผ. สามารถหลีกเลี่ยงได้ในอนาคต (Long Run Avoided Cost) จากการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ซึ่งราคารับซื้อที่ SPP ได้รับในแต่ละเดือน ประกอบด้วยค่าพลังไฟฟ้า (Capacity Payment) และค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment) และมีการกำหนดเงื่อนไขประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าด้วย

1.3 ในส่วนของการส่งเสริม Cogeneration ผ่านระเบียบ VSPP มีวัตถุประสงค์เพื่อส่งเสริมให้มีการใช้ประโยชน์จากไฟฟ้าและไอน้ำ ณ จุดใช้งาน โดยใช้เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ หรือถ่านหิน เมื่อมีไฟฟ้าเหลือจึงขายให้กับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย และไม่มีการประกาศรับซื้อเป็นงวดๆ เหมือน SPP แต่จะกำหนดปริมาณพลังไฟฟ้ารับซื้อไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ โดยหลักการกำหนดโครงสร้างราคารับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP จะกำหนดจากต้นทุนที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายหลีกเลี่ยงได้ (Avoided Cost) จากการซื้อไฟฟ้าจาก กฟผ. ดังนั้น ราคารับซื้อไฟฟ้าที่ VSPP ได้รับในแต่ละเดือน จะเป็นไปตามประกาศโครงสร้างค่าไฟฟ้าขายส่ง ณ ระดับแรงดันต่ำ ทั้งนี้ จะต้องมีประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าตามหลักเกณฑ์ที่กำหนดในระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าด้วย

2. สรุปผลการดำเนินงานการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP และ VSPP Cogeneration ที่ใช้เชื้อเพลิง เชิงพาณิชย์ ได้ดังนี้

2.1 การรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP-Cogen ที่ใช้เชื้อเพลิงพาณิชย์ ได้แก่ ก๊าซธรรมชาติ ถ่านหิน และน้ำมันเตา สำหรับการจัดหาไฟฟ้าตั้งแต่ปี 2538-2557 รวมทั้งสิ้น 49 โครงการ ปริมาณพลังไฟฟ้าขายเข้าระบบตามสัญญา 3,600.50 เมกะวัตต์ คิดเป็นสัดส่วนเปรียบเทียบกับปริมาณพลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบ ประมาณร้อยละ 12 ทั้งนี้ หากคิดสัดส่วน SPP-Cogen เชื้อเพลิงพาณิชย์ เฉพาะประเภทสัญญา Firm มีจำนวน 44 ราย ปริมาณพลังไฟฟ้าขายเข้าระบบตามสัญญา 3,431.50 เมกะวัตต์ จะคิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 11.49 ในปี 2557 สำหรับปริมาณพลังไฟฟ้ารับซื้อจาก VSPP-Cogen ที่ใช้เชื้อเพลิงพาณิชย์ คือ ก๊าซธรรมชาติ และถ่านหิน มีโครงการยื่นเสนอข้อเสนอรวม 9 ราย ปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายรวม 37.55 เมกะวัตต์

2.2 การกำหนดเงื่อนไขคุณสมบัติ Cogeneration และประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าของ SPP-Cogen ได้มีการปรับปรุงหลักเกณฑ์จากเดิมระเบียบก่อนปี 2550 กำหนดให้ SPP-Cogen จะต้องมีสัดส่วนการใช้ไอน้ำไม่ต่ำกว่าร้อยละ 10 และมีประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าโดยรวมไม่ต่ำกว่าร้อยละ 45 สำหรับระเบียบปี 2550 ได้กำหนดในรูปแบบของอัตราการประหยัดการใช้เชื้อเพลิง โดยใช้ดัชนีชี้วัดความสามารถในการใช้พลังงานปฐมภูมิในกระบวนการผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมกัน (Primary Energy Saving: PES) ตามชนิดเชื้อเพลิง โดยกำหนดค่า PES ไม่ต่ำกว่าร้อยละ 10

3. การส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ Cogeneration มีประโยชน์ต่อประเทศโดยรวม ดังนี้

3.1 เป็นเทคโนโลยีในการผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมกัน ซึ่งจะได้ทั้งไฟฟ้าและความร้อนหรือไอน้ำที่สามารถนำไปใช้ประโยชน์ในกระบวนการอุตสาหกรรมต่างๆ ในอาคาร บ้านอยู่อาศัย รวมทั้ง สามารถแปลงสถานภาพไอน้ำเป็นน้ำเย็นเพื่อใช้ในระบบทำความเย็น (District Cooling) ด้วย จึงเป็น การใช้ประโยชน์จากพลังงานอย่างคุ้มค่า

3.2 เสริมความมั่นคงของระบบผลิตไฟฟ้า ช่วยลดความสูญเสียพลังงานไฟฟ้าในระบบส่งและระบบจำหน่าย เนื่องจากการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ Cogeneration จะเป็น

การผลิตไฟฟ้า ณ ที่ตั้งของผู้ใช้ไฟฟ้าและความร้อน รวมทั้งช่วยลดปัญหาเรื่องไฟตกไฟดับของโรงงานอุตสาหกรรม ซึ่งต้องการความมั่นคงด้านไฟฟ้าสูง

3.3 ช่วยประหยัดค่าใช้จ่ายด้านพลังงานและคุ้มค่ากว่าเมื่อเปรียบเทียบกับกรณีที่ผู้ประกอบการอุตสาหกรรมลงทุนหม้อต้มน้ำ (Boiler) เพื่อผลิตไอน้ำอย่างเดียว แล้วซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้า ซึ่งโดยทั่วไปการผลิตพลังงานด้วยระบบ Cogeneration มีประสิทธิภาพสูงถึงประมาณร้อยละ 50 - 80 หากระบบที่ผลิตไฟฟ้าอย่างเดียว จะมีประสิทธิภาพเพียงร้อยละ 32-35

3.4 สามารถลงทุนก่อสร้างเพื่อสนองตอบความต้องการไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นได้สะดวกและรวดเร็วกว่าโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ที่ต้องรอให้มีความต้องการไฟฟ้าสูงเพียงพอและตอบสนองให้เกิดการกระตุ้นเศรษฐกิจในภาพรวม

3.5 ช่วยลดความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด และลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก

4. การกำหนดเป้าหมายการรับซื้อไฟฟ้าจาก Cogeneration สำหรับการจัดหาไฟฟ้าในปี 2558-2564 ได้มีการทบทวนผลการศึกษาของสำนักงานกองทุนสนับสนุนการวิจัย (สกว.) ในปี 2550 ซึ่งได้ประเมินศักยภาพของการประหยัดพลังงานจากระบบ CHP หรือ Cogeneration พบว่าหากมีการส่งเสริมระบบ Cogeneration ในโรงงานและอาคารที่มีแนวท่อก๊าซธรรมชาติได้ ภายในปี 2563 จะสามารถลดความต้องการพลังไฟฟ้าได้ประมาณ 3,195 เมกะวัตต์ ซึ่งหากส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าประมาณร้อยละ 60 ของศักยภาพดังกล่าว คิดเป็นปริมาณพลังไฟฟ้าประมาณ 2,000 เมกะวัตต์ ตามแผน PDP 2007 (ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 2 เดือนมีนาคม 2552) ประมาณการความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดที่จะเพิ่มขึ้นถึง 44,281 เมกะวัตต์ ในปี 2564 ซึ่งหมายความว่าจะต้องมีกำลังการผลิตติดตั้งเพิ่มเติม ระหว่างปี 2558-2564 ในปริมาณ 18,050 เมกะวัตต์ ดังนั้น เพื่อให้การส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ Cogeneration เป็นไปอย่างต่อเนื่อง ควรมีการกำหนดสัดส่วนของโรงไฟฟ้าประเภท Cogeneration ไว้ให้ชัดเจน เพื่อให้การจัดไฟฟ้าสามารถดำเนินการได้ตามแผนที่กำหนด ซึ่งจะต้องมีระยะเวลาในการเตรียมความพร้อม ทั้งในด้านระเบียบการรับซื้อไฟฟ้า การพิจารณาคัดเลือก และการดำเนินการของผู้ผลิตไฟฟ้า โดยหากยังคงสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจาก SPP-Cogen ไว้ที่ระดับประมาณร้อยละ 12 ของความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด จะสามารถรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP-Cogen ในระหว่างปี 2558-2564 ได้ประมาณ 2,000 เมกะวัตต์ ทั้งนี้ ในการพิจารณาตอบรับซื้อในแต่ละปี สามารถกำหนดปริมาณพลังไฟฟ้ารับซื้อให้ สอดคล้องกับสถานภาพเศรษฐกิจ ความต้องการใช้ไฟฟ้าและไอน้ำ และความพร้อมในการจัดหาก๊าซธรรมชาติในขณะนั้นได้

5. ในการดำเนินงานรับซื้อไฟฟ้าที่ผ่านมาสามารถสรุปข้อจำกัดและปัจจัยเสี่ยงในการลงทุนผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ Cogeneration ได้ดังนี้

5.1 ข้อจำกัดและปัจจัยด้านราคา

5.1.1 ราคารับซื้อไฟฟ้าจาก SPP-Cogen จะสูงกว่าราคารับซื้อไฟฟ้าจาก IPP ซึ่งเป็นราคาที่ได้จากการประมูลแข่งขัน เนื่องจาก

(1) ปัจจัยทางด้านขนาดกำลังการผลิต เทคโนโลยี และรูปแบบการใช้ประโยชน์ของไฟฟ้าและความร้อนที่แตกต่างกัน ดังนั้น ในการกำหนดราคารับซื้อไฟฟ้าจำเป็นต้องคำนึงถึงต้นทุนการผลิตที่มีลักษณะดังกล่าวด้วย

(2) โครงสร้างราคารับซื้อไฟฟ้าตามระเบียบฯ ได้กำหนดค่าความสิ้นเปลืองในการใช้เชื้อเพลิงเฉลี่ย (Heat Rate) คงที่ ในขณะที่ IPP จะต้องรับประกัน Heat Rate ที่ได้จากการประมูล ซึ่งจะขึ้นอยู่กับระดับการสั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าตามสัญญา ทำให้ค่า EP สำหรับ SPP-Cogen สูงกว่า IPP

(3) ราคาก๊าซธรรมชาติที่ ปตท. จำหน่ายให้ SPP จะสูงกว่า IPP ในส่วนของค่าดำเนินการ (Margin) โดยราคาก๊าซธรรมชาติที่ ปตท. จำหน่ายให้ SPP กำหนดค่า Margin ในอัตรา ร้อยละ9.33 ของราคาเนื้อก๊าซ ซึ่งสูงกว่าที่เรียกเก็บจาก กฟผ. และ IPP ซึ่งกำหนดค่า Margin ในอัตรา ร้อยละ1.75 ทำให้ค่า EP สำหรับ SPP-Cogen สูงกว่า IPP

5.1.2 กฟผ. สามารถสั่งลดการเดินเครื่องจาก SPP-Cogen ในช่วงที่ระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้ามีความต้องการต่ำ (Off-peak) ให้เหลือไม่ต่ำกว่าร้อยละ 65 ของพลังไฟฟ้าตามสัญญา ซึ่งทำให้ประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้าลดลง และอาจไม่สอดคล้องกับแผนการผลิตของลูกค้าอุตสาหกรรมที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าและไอน้ำในขณะนั้น

5.2 ข้อจำกัดและปัจจัยอื่นที่มิใช่ราคา

5.2.1 ไม่มีการจัดทำคู่มือในการพิจารณารับซื้อไฟฟ้าว่าใช้เกณฑ์ใดสำคัญในการพิจารณา เช่น ในกรณีมีผู้ยื่นข้อเสนอจำนวนมากราย ณ จุดเชื่อมโยงระบบไฟฟ้าเดียวกัน แต่มีขีดจำกัดของระบบส่งและระบบจำหน่าย ที่จะต้องเลือกได้เพียงบางราย หรือในกรณีลูกค้าไฟฟ้าและไอน้ำยังไม่มีความชัดเจน เป็นต้น ซึ่งหลักเกณฑ์และเงื่อนไขของการรับซื้อไฟฟ้าที่ชัดเจน จะเป็นส่วนสนับสนุนให้ภาคเอกชนที่มีความพร้อมมีความมั่นใจในการดำเนินโครงการ

5.2.2 ขีดจำกัดของระบบส่งและระบบจำหน่ายของประเทศในบางพื้นที่ ไม่สามารถรองรับ SPP-Cogen ให้เชื่อมโยงได้ ในขณะที่โรงงานอุตสาหกรรมที่ประสงค์จะใช้ไฟฟ้าและไอน้ำอยู่ในบริเวณดังกล่าว ทำให้โรงไฟฟ้าต้องลงทุนปรับปรุงระบบสายส่งซึ่งต้องใช้เงินลงทุนสูงขึ้น

5.2.3 การส่งเสริม SPP-Cogen ควรมีความต่อเนื่องควบคู่กับความต้องการใช้ไฟฟ้าและการใช้ไอน้ำหรือความร้อนในภาคอุตสาหกรรม รวมทั้ง ต้องมีมาตรการส่งเสริมรูปแบบอื่นควบคู่ไปด้วย

6. ฝ่ายเลขานุการฯ มีข้อเสนอแนวทางการกำหนดเป้าหมายและรูปแบบการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ Cogeneration เพื่อขอความเห็นชอบ ดังนี้

6.1 เพื่อเป็นการส่งเสริมการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพในกระบวนการผลิตอุตสาหกรรม อาคาร/สถานประกอบการต่างๆ ด้วยการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าและ

ความร้อนหรือความเย็นเพื่อใช้ในกิจการและเหลือขายไฟฟ้าให้การไฟฟ้า อันจะช่วยเพิ่มความมั่นคงในการจัดหาไฟฟ้า ดังนี้

6.1.1 เห็นควรกำหนดเป้าหมายปริมาณพลังไฟฟ้ารับซื้อจาก SPP ระบบ Cogeneration ประเภทสัญญา Firm ที่ใช้เชื้อเพลิงเชิงพาณิชย์ สำหรับการจัดหาไฟฟ้าช่วงปี 2558-2564 ปริมาณ 2,000 เมกะวัตต์ ทั้งนี้ ในการพิจารณารับซื้อไฟฟ้าในแต่ละปี สามารถกำหนดปริมาณพลังไฟฟ้ารับซื้อให้สอดคล้องกับสภาพเศรษฐกิจ ความต้องการใช้ไฟฟ้าและไอน้ำ และความพร้อมในการจัดหาก๊าซธรรมชาติในขณะนั้นได้ สำหรับระยะยาวให้กำหนดปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ระบบ Cogeneration เป็นร้อยละของความต้องการพลังไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นในอนาคตไว้ในแผน PDP ฉบับใหม่

6.1.2 ผู้ผลิตไฟฟ้าระบบ Cogeneration ขนาดเล็ก ที่มีการผลิตไฟฟ้าและไอน้ำหรือความเย็น ณ จุดใช้งาน เห็นควรให้รับซื้อไฟฟ้าโดยไม่กำหนดระยะเวลาและปริมาณ

6.2 เพื่อให้การรับซื้อไฟฟ้าเป็นไปตามเป้าหมายในข้อ 6.1 ให้คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน กำหนดหลักเกณฑ์ เงื่อนไขการรับซื้อไฟฟ้า โดยมีแนวทางดังต่อไปนี้

6.2.1 กำหนดราคารับซื้อไฟฟ้าที่สะท้อนต้นทุนการผลิตไฟฟ้า คำนึงถึงผลตอบแทนที่เหมาะสมของการลงทุนอย่างมีประสิทธิภาพ และจูงใจให้มีการผลิตไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพ

6.2.2 หลักเกณฑ์ เงื่อนไขในการปฏิบัติการผลิตไฟฟ้าให้มีการสั่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้า ตามความพร้อมของผู้ผลิตไฟฟ้า และความต้องการใช้ไฟฟ้าและไอน้ำ เพื่อให้การผลิตไฟฟ้ามีประสิทธิภาพสูงสุด

6.2.3 ให้มีการประกาศจุดเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า ปริมาณพลังไฟฟ้าที่สามารถรับได้ในแต่ละพื้นที่ พร้อมทั้ง ประกาศแผนผังระบบส่ง/ระบบจำหน่าย เพื่อเป็นข้อมูลประกอบการตัดสินใจของผู้ลงทุน

6.2.4 กำหนดหลักเกณฑ์เงื่อนไขในการพิจารณาตอบรับซื้อไฟฟ้า รวมทั้งเอกสารการยื่นคำร้องขอขายไฟฟ้า และจัดทำคู่มือในการพิจารณารับซื้อไฟฟ้า

6.3 ให้กระทรวงพลังงานรับไปเจรจากับ ปตท. เพื่อปรับลดค่าดำเนินการ (Margin) ในโครงสร้างราคาก๊าซธรรมชาติ สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าระบบ Cogeneration ซึ่งเป็นแนวทางปฏิบัติในต่างประเทศที่มีการให้ราคาพิเศษ (Favorable Natural Gas Price) สำหรับการซื้อก๊าซโดยผู้ผลิตไฟฟ้าระบบ Cogeneration ซึ่งจะส่งผลให้ราคารับซื้อไฟฟ้าลดลง และเป็นการช่วยลดภาระค่าไฟฟ้าของประชาชนได้ในที่สุด

<u>มติของที่ประชุม</u>

เห็นชอบข้อเสนอแนวทางการกำหนดเป้าหมายและรูปแบบการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ Cogeneration ดังนี้

1. เพื่อเป็นการส่งเสริมการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพในกระบวนการผลิตอุตสาหกรรม อาคาร/สถานประกอบการต่างๆ ด้วยการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าและความร้อนหรือความเย็นเพื่อใช้ในกิจการและเหลือขายไฟฟ้าให้การไฟฟ้า อันจะช่วยเพิ่มความมั่นคงในการจัดหาไฟฟ้า จึงเห็นควร ดังนี้

1.1 กำหนดเป้าหมายปริมาณพลังไฟฟ้ารับซื้อจาก SPP ระบบ Cogeneration ประเภทสัญญา Firm ที่ใช้เชื้อเพลิงเชิงพาณิชย์ สำหรับการจัดหาไฟฟ้าช่วงปี 2558 - 2564 ปริมาณ 2,000 เมกะวัตต์ ทั้งนี้ ในการพิจารณารับซื้อไฟฟ้าในแต่ละปีอาจสามารถกำหนดปริมาณการรับซื้อพลังไฟฟ้าให้เร็วกว่าปี 2558 ได้ เพื่อให้เกิดความยืดหยุ่นสอดคล้องกับการใช้เครื่องมือในการกระตุ้นเศรษฐกิจและเสริมสร้างความมั่นคงของระบบไฟฟ้า ตลอดจนสอดคล้องกับความต้องการใช้ไฟฟ้าและไอน้ำและความพร้อมในการจัดหาก๊าซธรรมชาติในขณะนั้น สำหรับระยะยาวให้กำหนดปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ระบบ Cogeneration เป็นร้อยละของความต้องการพลังไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นในอนาคตไว้ในแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย (PDP) ฉบับใหม่

1.2 ผู้ผลิตไฟฟ้าระบบ Cogeneration ขนาดเล็กที่มีการผลิตไฟฟ้าและไอน้ำหรือความเย็น ณ จุดใช้งาน เห็นควรให้รับซื้อไฟฟ้าโดยไม่กำหนดระยะเวลาและปริมาณ

2. เพื่อให้การรับซื้อไฟฟ้าเป็นไปตามเป้าหมายในข้อ 1 ให้คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน กำหนดหลักเกณฑ์ เงื่อนไขการรับซื้อไฟฟ้า โดยมีแนวทางดังต่อไปนี้

2.1 กำหนดราคารับซื้อไฟฟ้าที่สะท้อนต้นทุนการผลิตไฟฟ้า คำนึงถึงผลตอบแทนที่เหมาะสมของการลงทุนอย่างมีประสิทธิภาพ และจูงใจให้มีการผลิตไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพ

2.2 หลักเกณฑ์ เงื่อนไขในการปฏิบัติการผลิตไฟฟ้าให้มีการสั่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้าตามความพร้อมของผู้ผลิตไฟฟ้า และความต้องการใช้ไฟฟ้าและไอน้ำ เพื่อให้การผลิตไฟฟ้ามีประสิทธิภาพสูงสุด

2.3 ให้มีการประกาศจุดเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า ปริมาณพลังไฟฟ้าที่สามารถรับได้ในแต่ละพื้นที่ พร้อมทั้ง ประกาศแผนผังระบบส่ง/ระบบจำหน่าย เพื่อเป็นข้อมูลประกอบการตัดสินใจของผู้ลงทุน

2.4 กำหนดหลักเกณฑ์เงื่อนไขในการพิจารณาตอบรับซื้อไฟฟ้า รวมทั้งเอกสารการยื่นคำร้องขอขายไฟฟ้า และจัดทำคู่มือในการพิจารณารับซื้อไฟฟ้า

3. ให้กระทรวงพลังงานรับไปเจรจากับ ปตท. เพื่อปรับลดค่าดำเนินการ (Margin) ในโครงสร้างราคาก๊าซธรรมชาติ สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าระบบ Cogeneration ซึ่งเป็นแนวทางปฏิบัติในต่างประเทศที่มีการให้ราคาพิเศษ (Favorable Natural Gas Price) สำหรับการซื้อก๊าซโดยผู้ผลิตไฟฟ้าระบบ Cogeneration ซึ่งจะส่งผลให้ราคารับซื้อไฟฟ้าลดลง และเป็นการช่วยลดภาระค่าไฟฟ้าของประชาชนได้ในที่สุด

เรื่องที่ 4 <u>การปรับสิทธิการใช้ไฟฟ้าสาธารณะ</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. คณะรัฐมนตรี ในการประชุมเมื่อวันที่ 9 มิถุนายน 2530 เห็นชอบตามมติ กพช. เมื่อวันที่ 8 มิถุนายน 2530 โดยให้ถือปฏิบัติการคิดค่าไฟฟ้าสาธารณะว่า ไม่คิดค่าไฟสาธารณะในส่วนที่ต่ำกว่า ร้อยละ 10 ของการใช้ไฟฟ้าประเภทที่อยู่อาศัยในแต่ละท้องถิ่น ส่วนที่เกินให้คิดค่าไฟฟ้าในอัตราส่วนราชการ และให้ยกเลิกการจ่ายเงินช่วยเหลือท้องถิ่นเพื่อไฟฟ้าสาธารณะที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) เคยจ่ายให้เทศบาล 66 แห่ง ตั้งแต่วันที่ 1 มิถุนายน 2530 เป็นต้นมา ซึ่งต่อมา กพช. เมื่อวันที่ 29 พฤศจิกายน 2539 ได้เห็นชอบ (1) ให้ กฟภ. ปรับฐานการให้สิทธิการใช้ไฟฟ้าสาธารณะเท่ากับร้อยละ 10 ของหน่วยการใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัยและกิจการขนาดเล็กที่มีการใช้ไฟฟ้าไม่เกิน 200 หน่วย/เดือน ตั้งแต่ปีงบประมาณ 2540 (2) ให้ กฟภ. ยกเลิกหนี้ค้างชำระค่ากระแสไฟฟ้าสาธารณะของเทศบาลที่มีข้อตกลงในการรับโอนกิจการจาก กฟภ. ในปี 2530-2539 และ (3) ให้กระทรวงมหาดไทยทำความเข้าใจกับองค์กรปกครองส่วนท้องถิ่นเพื่อให้ยอมรับการปรับฐานสิทธิการใช้ไฟฟ้าสาธารณะใหม่และให้ถือเป็นที่ยุติไม่ให้นำกลับมาขอปรับฐานการคิดหรือขอยกเลิกหนี้ค้างชำระอีกต่อไป

2. สมาคมสันนิบาตเทศบาลแห่งประเทศไทย มีหนังสือขอให้ กฟภ. พิจารณาปรับเพิ่มสิทธิไฟฟ้าสาธารณะของเทศบาลปี 2549 โดยเสนอแนวทางการปรับสิทธิการใช้ไฟฟ้าสาธารณะของเทศบาลเป็น ร้อยละ 10 ของหน่วยการใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัยรวมกับหน่วยการใช้ไฟฟ้ากิจการขนาดเล็กทุกราย รายละ 250 หน่วย ซึ่งคณะอนุกรรมการกำกับดูแลอัตราค่าไฟฟ้าและค่าบริการ ในการประชุมเมื่อวันที่ 20 กุมภาพันธ์ 2551 ได้มีมติ (1) เห็นชอบการปรับฐานการคำนวณสิทธิการใช้ไฟฟ้าสาธารณะเป็นร้อยละ 10 ของหน่วยการใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัยรวมกับหน่วยการใช้ไฟฟ้าประเภทกิจการขนาดเล็กทุกรายๆ ละ 250 หน่วย และ (2) เห็นชอบการปรับคำนิยามของการใช้ไฟฟ้าสาธารณะอื่นๆ (ส่วนควบ) สำหรับเทศบาลที่มีข้อตกลงในการรับโอนกิจการ 66 แห่ง เป็น "กระแสไฟฟ้าที่ กฟภ. ได้จ่ายให้ภายในอาคารของเทศบาลเพื่อใช้ในกิจการของเทศบาล หรือเพื่อสาธารณะตลอดจนภายในบริเวณที่เกี่ยวข้อง ได้แก่ สำนักงานเทศบาล (ไม่รวมบ้านพัก) สถานีอนามัย โรงพยาบาล สถานีดับเพลิง โรงเรียนเทศบาล ไฟฟ้า แสงสว่างภายในสวนสาธารณะ และส้วมสาธารณะเท่านั้น"

3. กฟภ. มีหนังสือถึง สนพ. เมื่อวันที่ 31 มีนาคม 2552 ขอให้พิจารณานำเรื่องการปรับสิทธิไฟฟ้าสาธารณะของเทศบาลเสนอ กพช. พิจารณาโดยด่วน เนื่องจากเทศบาลหลายแห่งรอการพิจารณาจึงไม่ชำระค่าไฟฟ้า นอกจากนี้กระทรวงมหาดไทยได้มีหนังสือลงวันที่ 30 กรกฎาคม 2552 ถึงกระทรวงพลังงาน ขอให้นำเสนอ กพช. พิจารณาให้การสนับสนุนการขยายหลักเกณฑ์การใช้ไฟฟ้าสาธารณะที่ใช้เกินสิทธิจากร้อยละ 10 เป็นร้อยละ 20 เป็นกรณีพิเศษสำหรับองค์กรปกครองส่วนท้องถิ่นในพื้นที่จังหวัดชายแดนภาคใต้จนกว่าสถานการณ์ความไม่สงบจะเข้าสู่ภาวะปกติ

4. กฟภ. ได้รายงานข้อมูลหนี้ค่าไฟฟ้าค้างชำระของเทศบาล ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2551 มีเทศบาลและ อบต. ที่ค้างชำระค่าไฟฟ้าจำนวน 867 ราย ตั้งแต่ปีงบประมาณ 2543 - 2551 ประมาณ 256.19 ล้านบาท ทั้งนี้ การปรับสิทธิการใช้ไฟฟ้าสาธารณะเพิ่มขึ้นจะทำให้รายได้ของ กฟภ. ลดลงประมาณ 171 ล้านบาท/ปี และจะมีผลกระทบต่อค่าไฟฟ้าเมื่อมีการปรับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าใหม่ประมาณ 0.13 สตางค์/หน่วย สำหรับการปรับสิทธิการใช้ไฟฟ้าสาธารณะในจังหวัดชายแดนภาคใต้จากร้อยละ 10 เป็นร้อยละ 20 ตามหลักเกณฑ์ข้อเสนอใหม่ จะมีผลทำให้รายได้ของ กฟภ. ลดลงเพิ่มขึ้นอีกประมาณ 16 ล้านบาท/ปี

5. สนพ. ได้พิจารณาแล้วมีความเห็น ดังนี้

5.1 การขอปรับสิทธิการใช้ไฟฟ้าสาธารณะครั้งนี้ไม่สอดคล้องกับมติ กพช. เมื่อวันที่ 29 พฤศจิกายน 2539 ที่ได้พิจารณาปรับฐานสิทธิไฟฟ้าสาธารณะในปี 2540 และให้ถือเป็นข้อยุติ ไม่ให้นำกลับมาขอปรับฐานการคิดหรือขอยกเลิกหนี้ค้างชำระอีกต่อไป ดังนั้น สนพ. จึงเห็นควรนำการปรับสิทธิไฟฟ้าสาธารณะและคำนิยามการใช้ไฟฟ้าสาธารณะที่คณะอนุกรรมการกำกับดูแลอัตราค่าไฟฟ้าและค่าบริการให้ความเห็นชอบเสนอต่อ กพช. เพื่อพิจารณา

5.2 การปรับสิทธิการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นเป็นกรณีพิเศษสำหรับจังหวัดชายแดนภาคใต้อาจไม่มีความเหมาะสมในทางปฏิบัติ เนื่องจากจะทำให้จังหวัดอื่นๆ ขอปรับสิทธิการใช้ไฟฟ้าสาธารณะในลักษณะเดียวกันตามมา ประกอบกับ ปัจจุบัน กฟภ. ได้พิจารณาให้ความช่วยเหลือในพื้นที่ 3 จังหวัดชายแดนภาคใต้ และ 4 อำเภอของจังหวัดสงขลา (อำเภอเทพา อำเภอนาวี อำเภอจะนะ และอำเภอสะบ้าย้อย) ดังนั้น จึงเห็นควรมอบหมายให้ กฟภ. พิจารณาให้ความช่วยเหลือค่าไฟฟ้าสาธารณะให้กับจังหวัดชายแดนภาคใต้ ตามความจำเป็นและความเหมาะสมโดยตรงต่อไป

<u>มติของที่ประชุม</u>

1. เห็นชอบให้ปรับสิทธิไฟฟ้าสาธารณะและคำนิยามการใช้ไฟฟ้าสาธารณะตั้งแต่วันที่ 1 ตุลาคม 2552 เป็นต้นไป ตามที่คณะอนุกรรมการกำกับดูแลอัตราค่าไฟฟ้าและค่าบริการให้ความเห็นชอบดังนี้

1.1 เห็นชอบการปรับฐานการคำนวณสิทธิการใช้ไฟฟ้าสาธารณะเป็นร้อยละ 10 ของหน่วยการใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัยรวมกับหน่วยการใช้ไฟฟ้าประเภทกิจการขนาดเล็กทุกราย รายละ 250หน่วย ตั้งแต่ปีงบประมาณ 2553 เป็นต้นไป

1.2 เห็นชอบการปรับคำนิยามของการใช้ไฟฟ้าสาธารณะอื่นๆ (ส่วนควบ) สำหรับเทศบาลที่มีข้อตกลงในการรับโอนกิจการ 66 แห่ง เป็น "กระแสไฟฟ้าที่ กฟภ. ได้จ่ายให้ภายในอาคารของเทศบาลเพื่อใช้ในกิจการของเทศบาล หรือเพื่อสาธารณะตลอดจนภายในบริเวณที่เกี่ยวข้อง ได้แก่ สำนักงานเทศบาล (ไม่รวมบ้านพัก) สถานีอนามัย โรงพยาบาล สถานีดับเพลิง โรงเรียนเทศบาล ไฟฟ้าแสงสว่างภายในสวนสาธารณะ และส้วมสาธารณะเท่านั้น"

2. มอบหมายให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค พิจารณาให้ความช่วยเหลือค่าไฟฟ้าสาธารณะให้กับจังหวัดชายแดนภาคใต้ ตามความจำเป็นและความเหมาะสมโดยตรงต่อไป

เรื่องที่ 5 นโยบายการควบคุมไอน้ำมันเชื้อเพลิง

สรุปสาระสำคัญ

1. กระทรวงพลังงานได้ออกกฎกระทรวงควบคุมไอน้ำมันเชื้อเพลิง พ.ศ. 2550 โดยออกตามความในพระราชบัญญัติควบคุมน้ำมันเชื้อเพลิง พ.ศ. 2542 กำหนดให้มีการติดตั้งระบบควบคุมไอน้ำมันเชื้อเพลิง ในคลังน้ำมัน สถานีบริการน้ำมัน และรถขนส่งน้ำมัน ในเขตกรุงเทพมหานคร นนทบุรี ปทุมธานี และสมุทรปราการ และในเขตพื้นที่อื่นตามที่รัฐมนตรีประกาศกำหนด ซึ่งสถานประกอบกิจการต้องดำเนินการโดยคลังน้ำมันต้องติดตั้งหน่วยควบคุมไอน้ำมันเชื้อเพลิง (VRU) ระบบท่อไอน้ำมันและปรับปรุงระบบจ่ายน้ำมันเบนซินให้เป็นระบบเติมน้ำมันด้านใต้ถัง (bottom loading) สถานีบริการน้ำมันต้องติดตั้งระบบท่อไอน้ำมัน และรถขนส่งน้ำมันต้องปรับปรุงระบบรับน้ำมันให้เป็นระบบ bottom loading และติดตั้งระบบท่อไอน้ำมัน

2. ต่อมาได้มีการออกประกาศกระทรวงพลังงาน ลงวันที่ 23 เมษายน 2550 เรื่อง กำหนดเขตพื้นที่ให้มีการติดตั้งระบบควบคุมไอน้ำมันเชื้อเพลิง พ.ศ. 2550 ซึ่งมีผลบังคับใช้ในวันที่ 23 พฤษภาคม พ.ศ. 2552 กำหนดให้มีการติดตั้งระบบควบคุมไอน้ำมันเชื้อเพลิงเพิ่มเติมในพื้นที่ 7 จังหวัด คือ จังหวัดชลบุรี พระนครศรีอยุธยา ระยอง สงขลา สมุทรสาคร สระบุรี และสุราษฎร์ธานี

3. จากประกาศกระทรวงพลังงานดังกล่าวทำให้ผู้ประกอบกิจการคลังน้ำมัน สถานีบริการน้ำมัน และรถขนส่งน้ำมัน ในพื้นที่ 7 จังหวัด ต้องปรับปรุงสถานประกอบการให้มีระบบควบคุมไอน้ำมันเชื้อเพลิงและมีการจ่ายน้ำมันเชื้อเพลิงจากคลังน้ำมันเชื้อเพลิงให้แก่รถขนส่งน้ำมันเชื้อเพลิงชนิดที่มีการรับน้ำมันเชื้อเพลิงใต้ถัง (bottom loading) จนถึงปัจจุบัน มีคลังน้ำมันจำนวน 17 แห่ง สถานีบริการน้ำมัน จำนวน 1,791 แห่ง และรถขนส่งน้ำมันจำนวน 1,058 คัน สามารถปรับปรุงระบบต่างๆ ได้ตามกำหนดเวลาบังคับใช้ ส่วน รถขนส่งน้ำมันที่เหลือ จำนวน 2,468 คัน ซึ่งเป็นรถของผู้ประกอบการรายย่อยต่างๆ ยังไม่ได้ทำการปรับปรุง เนื่องจากยังขาดเงินทุนและการปรับปรุงรถขนส่งน้ำมันเก่าเป็นระบบ bottom loading ไม่คุ้มค่า

4. การดัดแปลงรถขนส่งน้ำมันให้เป็นระบบ bottom loading มีต้นทุนสูงประมาณ 300,000 - 500,000 บาทต่อคัน เพื่อเป็นการบรรเทาภาระ กลุ่มผู้ประกอบการรถขนส่งน้ำมัน จึงได้มีหนังสือร้องขอให้กรมธุรกิจพลังงาน (ธพ.) พิจารณาทางเลือกให้ใช้ระบบควบคุมไอน้ำมันเชื้อเพลิงสำหรับรถขนส่งน้ำมันแบบ modified top loading ซึ่งมีค่าใช้จ่ายต่ำกว่าการใช้ระบบควบคุมไอน้ำมันเชื้อเพลิงแบบ bottom loading ในขณะเดียวกัน ธพ. ได้ศึกษาระบบการควบคุมไอน้ำมันเชื้อเพลิงสำหรับรถขนส่งน้ำมันเชื้อเพลิงระบบต่างๆ แล้ว พบว่าระบบ modified top loading ที่มีใช้อยู่ในประเทศญี่ปุ่น มีประสิทธิภาพในการควบคุมไอน้ำมันเชื้อเพลิงได้ไม่น้อยกว่าร้อยละ 85 ตาม

มาตรฐานของประเทศญี่ปุ่นและมีค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงประมาณ 70,000 บาท จึงได้นำรูปแบบมาทดลองดัดแปลงใช้กับคลังน้ำมันในประเทศไทยโดยประสานกรมควบคุมมลพิษส่งเจ้าหน้าที่ไปตรวจวัดประสิทธิภาพ พบว่าค่ามลพิษที่เกิดขึ้นอยู่ในเกณฑ์ที่ยอมรับได้

5. การประชุม กพช. เมื่อวันที่ 6 พฤษภาคม 2552 มีมติเห็นควรให้ปรับปรุงกฎกระทรวงควบคุมไอน้ำมันเชื้อเพลิง พ.ศ.2550 โดย 1) ให้เพิ่มเติมการใช้ระบบ modified top loading สำหรับรถขนส่งน้ำมันไว้ในกฎกระทรวงด้วย 2) กำหนดให้ใช้ระบบ modified top loading กับรถขนส่งน้ำมันที่มีอยู่ก่อนกฎกระทรวงใช้บังคับ และ 3) สำหรับรถขนส่งน้ำมันเชื้อเพลิงที่ผลิตขึ้นใหม่ กำหนดให้ใช้เป็นระบบ bottom loading รวมถึงได้มีมติเห็นควรให้เลื่อนการบังคับใช้ประกาศกระทรวงพลังงาน เรื่อง กำหนดพื้นที่ให้มีการติดตั้งระบบควบคุมไอน้ำมันเชื้อเพลิง พ.ศ. 2550 ออกไปอีก 1 ปี

6. กระทรวงพลังงานโดย ธพ. ได้ออกประกาศกระทรวงพลังงาน เรื่อง กำหนดเขตพื้นที่ให้มีการติดตั้งระบบควบคุมไอน้ำมันเชื้อเพลิง (ฉบับที่ 3) พ.ศ. 2552 กำหนดให้เลื่อนการบังคับใช้การควบคุม ไอน้ำมันเชื้อเพลิง ในพื้นที่ 7 จังหวัดไปอีก 1 ปี โดยให้มีผลบังคับใช้วันที่ 23 พฤษภาคม 2553

7. ธพ. ได้เสนอร่างกฎกระทรวงควบคุมไอน้ำมันเชื้อเพลิง (ฉบับที่ ..) พ.ศ. .... ซึ่งได้ผ่าน การรับฟังความคิดเห็นจากผู้ที่เกี่ยวข้อง แล้วนำเสนอ กพช. เพื่อพิจารณาให้ความเห็นชอบและมอบหมายให้กระทรวงพลังงานนำร่างกฎกระทรวงที่ได้รับความเห็นชอบจาก กพช. เสนอคณะรัฐมนตรีเพื่อพิจารณาให้ความเห็นชอบ และส่งให้สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกาตรวจร่างต่อไป

<u>มติของที่ประชุม</u>

1. เห็นชอบร่างกฎกระทรวงควบคุมไอน้ำมันเชื้อเพลิง(ฉบับที่ ..) พ.ศ. ....

2. มอบหมายให้กระทรวงพลังงานนำร่างกฎกระทรวงที่ได้รับความเห็นชอบ เสนอคณะรัฐมนตรีเพื่อพิจารณาให้ความเห็นชอบ และส่งให้สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกาตรวจร่างต่อไป

เรื่องที่ 6 <u>สถานการณ์ราคาน้ำมันเชื้อเพลิง</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. ราคาน้ำมันดิบดูไบและเวสต์ เท็กซัส เฉลี่ยในช่วงวันที่ 1-14 สิงหาคม 2552 อยู่ที่ระดับ 71.89 และ 70.64 เหรียญสหรัฐฯต่อบาร์เรล ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากเดือนที่แล้ว 7.07 และ 6.53 เหรียญสหรัฐฯต่อบาร์เรล ตามลำดับ จากเงินดอลล่าห์สหรัฐฯ อ่อนค่าลงสู่ระดับต่ำสุดในรอบ 10 เดือน และรายงานปริมาณสำรองน้ำมันดิบเชิงพาณิชย์และยุทธศาสตร์ของจีนในเดือนมิถุนายน 2552 ลดลงจากเดือนก่อน ร้อยละ 2.7 มา

อยู่ที่ระดับ 275 ล้านบาร์เรล ส่วนราคาน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 92 และน้ำมันดีเซล เฉลี่ยในช่วงวันที่ 1-14 สิงหาคม 2552 อยู่ที่ระดับ 83.67, 81.62 และ 79.64 เหรียญสหรัฐฯต่อบาร์เรล ตามลำดับ โดยปรับตัวเพิ่มขึ้นจากเดือนที่แล้ว 10. 84, 10.78 และ 8.55 เหรียญสหรัฐฯต่อบาร์เรล ตามราคาน้ำมันดิบ และบริษัท Pertamina ของอินโดนีเซียนำเข้าน้ำมันเบนซินเดือนสิงหาคม 2552 เพิ่มขึ้นร้อยละ 20 จากเดือนก่อน มาอยู่ที่ 6.0 ล้านบาร์เรล เพื่อสำรองในช่วงเทศกาลถือศีลอดในเดือนกันยายน 2552 ประกอบกับ Saudi Aramco ของซาอุดีอาระเบียนำเข้าน้ำมันเบนซินในเดือนสิงหาคม 2552 ปริมาณ 34,000 บาร์เรล/วัน เนื่องจากโรงกลั่น Rabigh ยังไม่สามารถเริ่มเดินเครื่องได้ตามแผน และรัฐบาลของประเทศอินเดียมีแผนตรึงราคาขายน้ำมันดีเซลในประเทศเพื่อช่วยเหลือเกษตรกรเนื่องจากประเทศเข้าสู่ภาวะแห้งแล้ง ทำให้ความต้องการใช้น้ำมันดีเซลเพื่อสูบน้ำเพิ่มขึ้นมาก

2. ในช่วงวันที่ 1 - 17 สิงหาคม 2552 ผู้ค้าน้ำมันได้ปรับราคาขายปลีกน้ำมันเบนซิน 95, 91, แก๊สโซฮอล 95 E 10,E20, แก๊สโซฮอล 91 เพิ่มขึ้น 1.60 บาท/ลิตร, แก๊สโซฮอล 95 E 85 เพิ่มขึ้น 0.80 บาท/ลิตร, ดีเซลหมุนเร็ว B5 เพิ่มขึ้น 1.20 บาท/ลิตร ส่วนดีเซลหมุนเร็ว ลงลด 0.40 บาท/ลิตร ทำให้ราคาขายปลีกน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 91, แก๊สโซฮอล 95 E10, E20, E85, แก๊สโซฮอล 91, ดีเซลหมุนเร็วและดีเซลหมุนเร็ว B5 ณ วันที่ 17 สิงหาคม 2552 อยู่ที่ระดับ 41.34, 35.74, 32.14, 29.84, 22.72, 31.34, 27.69 และ 26.49 บาท/ลิตร ตามลำดับ

3. สถานการณ์ก๊าซ LPG เดือนสิงหาคม 2552 ราคาก๊าซ LPG ในตลาดโลกปรับตัวลดลง14เหรียญสหรัฐฯต่อตัน มาอยู่ที่ระดับ 502.00 เหรียญสหรัฐฯ/ตัน ตามราคาน้ำมันดิบ จากการคาดการณ์ราคาก๊าซ LPG ตลาดโลกในช่วงเดือนกันยายน 2552 คาดว่าจะอยู่ที่ระดับ 545 - 555 เหรียญสหรัฐ /ตัน เนื่องจากผู้ผลิตปิโตรเคมีในเอเชียเหนือ เช่น จีน เกาหลีใต้ และญี่ปุ่น มีความต้องการก๊าซ LPG เพื่อใช้ในการผลิตมากขึ้นเนื่องจากความแตกต่างของราคาแนฟทากับ LPG สูงขึ้น ราคาก๊าซ LPG ณ โรงกลั่นในประเทศอยู่ที่ระดับ 10.9960 บาทต่อกิโลกรัม และราคาขายส่ง ณ คลัง ที่ระดับ 14.6443 บาทต่อกิโลกรัม ส่งผลให้ราคาขายปลีก ณ กรุงเทพฯ อยู่ที่ระดับ 18.13 บาท ต่อกิโลกรัม ทั้งนี้ มีการนำเข้าก๊าซ LPG ตั้งแต่เดือนเมษายน 2551 - 20 สิงหาคม 2552 รวมทั้งสิ้น 741,943 ตัน คิดเป็นภาระชดเชย 9,637 ล้านบาท

4. สถานการณ์น้ำมันแก๊สโซฮอล เดือนมิถุนายน 2552 มีผู้ประกอบการผลิตเอทานอลเพื่อใช้เป็นเชื้อเพลิงเพียง 11 ราย และมีปริมาณผลิตจริง 1.18 ล้านลิตรต่อวัน และราคาเอทานอลแปลงสภาพ เดือนสิงหาคม ปี 2552 อยู่ที่ 21.29 บาทต่อลิตร ในเดือนพฤษภาคม - กรกฎาคม 2552 มีปริมาณการจำหน่ายน้ำมันแก๊สโซฮอล 12.50, 12.00 และ 11.70 ล้านลิตรต่อวัน ตามลำดับ จากสถานีบริการรวม 4,231 แห่ง ส่วนการจำหน่ายน้ำมันแก๊สโซฮอล E20 ในช่วงเวลาเดียวกัน มีปริมาณ 0.21, 0.22 และ 0.23 ล้านลิตรต่อวัน ตามลำดับ จากสถานีบริการน้ำมันแก๊สโซฮอล E20 จำนวน 208 แห่ง ซึ่งราคาขายปลีก ต่ำกว่าราคาน้ำมันเบนซินแก๊สโซฮอล 95 E10 อยู่ที่ 2.30 บาท ต่อ ลิตร

5. สถานการณ์น้ำมันไบโอดีเซล เดือนมิถุนายน 2552 มีผู้ผลิตไบโอดีเซล 13 ราย กำลังการผลิตรวม 5.60 ล้านลิตรต่อวัน ปริมาณความต้องการเฉลี่ยในช่วงเดือน

พฤษภาคม - กรกฎาคม 2552 อยู่ที่ 1.84, 1.70 และ 1.68 ล้านลิตร ต่อวัน ราคาไบโอดีเซลในประเทศเฉลี่ยในช่วงเวลาดังกล่าวอยู่ที่ 29.73, 31.00 และ 27.89 บาทต่อลิตร ตามลำดับ ส่วนการจำหน่ายน้ำมันดีเซลหมุนเร็ว B5 ในช่วงเวลาเดียวกัน ปริมาณจำหน่าย 25.48, 24.22 และ 23.55 ล้านลิตรต่อวัน ตามลำดับ สถานีบริการรวม 3,351 แห่ง ปัจจุบันกองทุนน้ำมันฯ ชดเชยน้ำมันดีเซลหมุนเร็ว B5 เท่ากับ 0.81 บาทต่อลิตร และราคาขายปลีกน้ำมันดีเซลหมุนเร็ว B5 ต่ำกว่าน้ำมันดีเซลหมุนเร็ว 1.20 บาทต่อลิตร

6. ฐานะกองทุนน้ำมันฯ ณ วันที่ 14 สิงหาคม 2552 มีเงินสดในบัญชี 29,244 ล้านบาท หนี้สินกองทุนน้ำมันฯ 11,452 ล้านบาท แยกเป็นหนี้ค้างชำระเงินชดเชย 11,115 ล้านบาท และงบบริหารและโครงการซึ่งได้อนุมัติแล้ว 336 ล้านบาท ฐานะกองทุนน้ำมันฯ สุทธิ 17,793 ล้านบาท

มติของที่ประชุม

ที่ประชุมรับทราบ

เรื่องที่ 7 รายงานความก้าวหน้าการดำเนินงานตามนโยบายส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

สรุปสาระสำคัญ

1. กพช. ได้มีมติเมื่อวันที่ 9 มีนาคม 2552 เห็นชอบการปรับปรุงแนวทางการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ดังนี้ (1) เห็นชอบแนวทางการปรับปรุงการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ทั้งนี้ ให้คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) รับนโยบายดังกล่าวไปจัดทำในรายละเอียดหลักเกณฑ์เงื่อนไขและยกร่างประกาศการให้ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า ตลอดจนกำกับดูแลภายใต้กรอบนโยบายของรัฐต่อไป (2) เห็นควรให้แต่งตั้งคณะอนุกรรมการพิจารณานโยบายการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน โดยมีอำนาจหน้าที่ในการศึกษาวิเคราะห์ และเสนอนโยบายมาตรการสนับสนุนการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน รวมทั้ง ติดตามการดำเนินงานตามนโยบายเพื่อเสนอ กพช. ให้ความเห็นชอบ (3) มอบหมายให้ สนพ. ศึกษาและเสนอแนะมาตรการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่เหมาะสมสำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนแต่ละชนิดและเทคโนโลยี ให้สอดคล้องกับศักยภาพและเกิดประโยชน์สูงสุดต่อการกำหนดนโยบายการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนของประเทศ และเสนอคณะอนุกรรมการพิจารณานโยบายการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนประกอบการพิจารณาจัดทำข้อเสนอในด้านนโยบายต่อไป และ (4) มอบหมายให้กระทรวงมหาดไทยรับไปสำรวจและรวบรวมข้อมูลพื้นที่ที่ยังไม่มีไฟฟ้าใช้ พร้อมทั้งพิจารณาร่วมกับกระทรวงพลังงานเพื่อเสนอรูปแบบหรือมาตรการจูงใจการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนต่อ กพช. เพื่อพิจารณาภายใน 6 เดือน

ทั้งนี้ คณะรัฐมนตรีในการประชุมเมื่อวันที่ 24 มีนาคม 2552 ได้มีมติรับทราบมติ กพช. ดังกล่าว และให้กระทรวงพลังงานและหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง รับข้อสังเกตของคณะรัฐมนตรีไปพิจารณาดำเนินการด้วย โดยมีข้อสังเกตต่อข้อเสนอเพื่อปรับปรุงแนวทางการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ในส่วนของการกำหนดเป้าหมายปริมาณพลังไฟฟ้ารับซื้อใหม่ โดยกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าในแต่ละปีให้สอดคล้องกับเป้าหมายในแผนพัฒนาพลังงานทดแทน 15 ปี นั้น ในการดำเนินการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ยื่นข้อเสนอไฟฟ้า ให้สามารถรับซื้อไฟฟ้าเกินกว่าปริมาณเป้าหมายที่กำหนดได้เท่าที่จะไม่ส่งผลกระทบต่อค่า F_t

2. คณะอนุกรรมการพิจารณานโยบายการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (คณะอนุกรรมการฯ) ได้มีการประชุมแล้ว 2 ครั้ง เมื่อวันที่ 10 กรกฎาคม 2552 และ 27 กรกฎาคม 2552 โดยสรุปผลการดำเนินงานได้ดังนี้

2.1 เร่งรัดและติดตามการดำเนินงานของสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (สกพ.) และการไฟฟ้าทั้ง 3แห่ง ให้มีการออกประกาศส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน ภายในเดือนสิงหาคม 2552

2.2 เร่งรัด สนพ. ให้ดำเนินการจัดจ้างที่ปรึกษาเพื่อเสนอแนะมาตรการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่เหมาะสมสำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนแต่ละชนิดและเทคโนโลยี โดยกำหนดระยะเวลาการดำเนินงานของที่ปรึกษาให้แล้วเสร็จภายใน 6 เดือน

2.3 ติดตามการดำเนินงานของ กฟภ. และ กฟน. ให้มีการรายงานความก้าวหน้าการสำรวจและรวบรวมข้อมูลพื้นที่ที่ยังไม่มีไฟฟ้าใช้ และการเสนอรูปแบบหรือมาตรการจูงใจการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในพื้นที่ดังกล่าว เพื่อให้คณะอนุกรรมการฯ พิจารณากลั่นกรองก่อนเสนอ กพช. ต่อไป

2.4 มอบหมายให้ กฟผ. และกฟภ. ร่วมกันพิจารณาข้อเสนอขายไฟฟ้าของโครงการพลังงานลมที่มีลักษณะ Wind Farm เพื่อลดปัญหาความซ้ำซ้อนของการยื่นข้อเสนอโครงการ และปัญหาข้อจำกัดของระบบส่งและระบบจำหน่าย

2.5 รวบรวมประเด็นปัญหา อุปสรรค และข้อเสนอแนะในการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนสำหรับเทคโนโลยีแต่ละประเภท เพื่อจัดกลุ่มปัญหา และแนวทางการแก้ไขปัญหา

2.6 จัดทำข้อมูลการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนทั้งที่เป็นการรับซื้อไฟฟ้าตามระเบียบ SPP และ VSPP และการผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนโดยการไฟฟ้า และ พพ.

3. สรุปผลการดำเนินงานตามนโยบายได้ดังนี้

3.1 กกพ. และการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง ได้จัดทำรายละเอียดหลักเกณฑ์ เงื่อนไข และร่างประกาศส่วนเพิ่มฯ เพื่อให้การไฟฟ้าใช้เป็นกรอบแนวทางในการจัดทำรายละเอียดก่อนดำเนินการประกาศการกำหนดส่วนเพิ่มฯ ซึ่งการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง ได้ออก

ประกาศการกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้า SPP และ VSPP ประเภทพลังงานหมุนเวียนแล้ว

3.2 กกพ. ได้ประสานกับการไฟฟ้าเพื่อรายงานผลการดำเนินงานตามมติ กพช. วันที่ 9 มีนาคม 2552 ที่เกี่ยวกับการปฏิบัติตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้า ดังนี้

3.2.1 มี SPP ประเภทสัญญา Firm ที่ยกเลิกสัญญาซื้อขายไฟฟ้าเพื่อไปขายไฟฟ้าตามระเบียบ VSPP จำนวน 2 ราย ปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายรวม 8.30 เมกะวัตต์ สำหรับ SPP ประเภทสัญญา Non-Firm ได้ยกเลิกสัญญาซื้อขายไฟฟ้าเพื่อไปขายเป็น VSPP ตั้งแต่ปี 2549 จนถึงปัจจุบัน รวมทั้งสิ้น 32 ราย ปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายรวม 160.50 เมกะวัตต์ ดังนั้น มี SPP ที่ยกเลิกสัญญาซื้อขายไฟฟ้าไปเป็น VSPP รวมทั้งสิ้น 34 ราย ปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายรวม 168.80 เมกะวัตต์

3.2.2 กฟผ. เริ่มสั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน SPP ประเภทสัญญา Firm ตามความสามารถในการผลิตตามสัญญา ทั้งในช่วง Peak และ Off-Peak ตั้งแต่เดือนกรกฎาคม 2552 เป็นต้นมา ทั้งนี้ กฟผ. ยังมีประเด็นปัญหาในทางปฏิบัติและต้องการให้มีการปรับลดราคารับซื้อไฟฟ้า ซึ่ง กกพ. ได้พิจารณาเรื่องดังกล่าวและได้แจ้งให้ กฟผ. สั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าของ SPP เฉพาะการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนตามความสามารถในการผลิตตามสัญญาทั้งในช่วง Peak และ Off-Peak ตามมติ กพช. โดยไม่ต้องแก้ไขระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าหรือสัญญาซื้อขายไฟฟ้า

3.2.3 ตามประกาศการกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าสำหรับ SPP และ VSPP ได้กำหนดให้โครงการพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาบ้าน ที่สามารถคำนวณส่วนเพิ่มฯ ตามหน่วยผลิตได้ จะต้องเป็นผู้ใช้ไฟประเภทบ้านอยู่อาศัยของ กฟภ. หรือ กฟน. ตามประกาศโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

3.3 สนพ. ได้จัดทำข้อเสนอโครงการศึกษามาตรการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน เพื่อขอรับเงินสนับสนุนจากกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน กำหนดระยะเวลาดำเนินการศึกษา 6 เดือน มีขอบเขตการดำเนินงานเพื่อศึกษา วิเคราะห์ และเสนอแนะ (1) ปริมาณ พลังไฟฟ้าเสนอขาย และเป้าหมายปริมาณพลังไฟฟ้าที่จะสนับสนุนที่เหมาะสมตามพื้นที่ ชนิดเชื้อเพลิง และเทคโนโลยี (2) การกำหนดราคารับซื้อไฟฟ้า รูปแบบ และมาตรการสนับสนุนสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแต่ละเทคโนโลยี และประเภทผู้ประกอบการ (3) แนวทางการปรับปรุงการวางแผนการขยายระบบผลิต ระบบส่ง และระบบจำหน่ายไฟฟ้า เพื่อส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (4) หลักเกณฑ์ เงื่อนไข ในการพิจารณารับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (5) รูปแบบ มาตรฐาน และค่าใช้จ่ายในการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า ที่เหมาะสมสำหรับเทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียนที่แตกต่างกัน

3.4 กระทรวงมหาดไทยได้สำรวจครัวเรือนที่ไม่มีไฟฟ้าใช้ในเขตความรับผิดชอบของ กฟน. และ กฟภ. แล้ว มีจำนวนรวม 234,363 ครัวเรือน โดยเป็นครัวเรือนที่ไม่มีไฟฟ้าใช้ในเขตความรับผิดชอบของ กฟน. จำนวน 4,693 ครัวเรือน และเป็นครัวเรือน

ที่ไม่มีไฟฟ้าใช้ในเขตความรับผิดชอบของ กฟภ.จำนวน 229,670 ครัวเรือน ขณะนี้ กระทรวงพลังงาน โดย สนพ. และกระทรวงมหาดไทยโดย กฟภ. และ กฟน. อยู่ระหว่างการพิจารณาจัดทำข้อเสนอแนวทางการสนับสนุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนสำหรับครัวเรือนที่ยังไม่มีไฟฟ้าใช้ เพื่อเสนอคณะอนุกรรมการฯ พิจารณากลั่นกรองก่อนเสนอ กพช. ต่อไป โดยมีข้อเสนอเบื้องต้นในส่วนของ กฟภ. จะมีการขยายการจัดหาไฟฟ้าให้กับครัวเรือนที่ไม่มีไฟฟ้าใช้ด้วยวิธีปักเสาพาดสายโดยพิจารณาจากค่าใช้จ่ายในการดำเนินการต่อครัวเรือน สำหรับการส่งเสริมให้มีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในพื้นที่ที่ไม่มีไฟฟ้าใช้ มีแนวทางใน 2 ลักษณะ คือ (1) การติดตั้งระบบพลังงานหมุนเวียนร่วมกับแบตเตอรี่หรือเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซล (ระบบ Hybrid) ซึ่งจะสามารถจ่ายไฟฟ้าได้หลายครัวเรือน และ (2) การติดตั้งระบบ Solar Home System เพื่อจ่ายไฟฟ้าตรงให้แต่ละครัวเรือน นอกจากนี้ มีแนวทางส่งเสริมพลังงานหมุนเวียนสำหรับเกาะห่างไกล ที่มีไฟฟ้าใช้แล้ว ซึ่งมีการผลิตไฟฟ้าจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซล จะสนับสนุนให้ติดตั้งระบบ Hybrid เพื่อช่วยลดต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากน้ำมันดีเซล และเป็นการเสริมภาพลักษณ์ความเป็น Green Island เพื่อการท่องเที่ยวเชิงอนุรักษ์

4. ณ เดือนมิถุนายน 2552 มีปริมาณพลังไฟฟ้าที่ผลิตจากโครงการพลังงานหมุนเวียนทั้งระบบ on-grid และ off-grid รวมทั้งสิ้น 635.84 เมกะวัตต์ และมีโครงการที่อยู่ระหว่างดำเนินการ (SPP และ VSPP) ซึ่งหากสามารถดำเนินการได้จะมีปริมาณพลังไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเพิ่มขึ้นอีก 6,228.91 เมกะวัตต์ ภายในประมาณปี 2555 ทั้งนี้ ปริมาณพลังไฟฟ้าส่วนใหญ่ เป็นโครงการที่ขายไฟฟ้าเข้าระบบของการไฟฟ้าตามระเบียบ SPP และ VSPP ซึ่งหากเปรียบเทียบกับเป้าหมายตามแผนฯ 15 ปี พบว่า ปริมาณการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนสูงกว่าเป้าหมาย ยกเว้น พลังน้ำ และชีวมวล สำหรับโครงการพลังงานแสงอาทิตย์ และพลังลม สูงกว่าเป้าหมายมาก คาดว่าการออกประกาศส่วนเพิ่มฯ ใหม่ จะสามารถคัดกรองผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีความพร้อมได้ระดับหนึ่ง ซึ่งจะทำให้เห็นถึงปริมาณพลังไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่แท้จริง

5. สรุปปัญหา อุปสรรค และข้อเสนอแนวทางการส่งเสริมพลังงานหมุนเวียน ที่จำเป็นต้องพิจารณาต่อไป ดังนี้

5.1 การกำหนดให้การไฟฟ้าสามารถรับซื้อไฟฟ้าได้เกินกว่าเป้าหมายตามแผนฯ 15 ปี โดยไม่ให้มีผลกระทบต่อค่า F_t ทำให้ กกพ. และการไฟฟ้า มีความกังวลว่าหากตอบรับซื้อไฟฟ้าจนมีการลงนามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแล้ว จะเป็นข้อผูกพันที่ทำให้ต้องรับซื้อ ซึ่งจะทำให้ภาระต่อค่าไฟฟ้าสูงกว่าค่า F_t ที่ประเมินไว้

5.2 ความเหมาะสมของการส่งผ่านส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าไปยังค่า F_t ทำให้ผู้ใช้ไฟฟ้า ต้องรับภาระจากการสนับสนุนพลังงานหมุนเวียน ควรมีการกำหนดผลกระทบที่สามารถส่งผ่านได้ระดับหนึ่ง การส่งเสริมพลังงานหมุนเวียนควรใช้เงินจากกองทุนพัฒนาไฟฟ้า ตามวัตถุประสงค์ของพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน ที่ให้มีการใช้เงินกองทุนฯ เพื่อส่งเสริมการใช้พลังงานหมุนเวียน และเทคโนโลยีที่ใช้ในการประกอบกิจการไฟฟ้าที่มีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมน้อย

5.3 เทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน มีการพัฒนาอย่างต่อเนื่อง และหลากหลายมากขึ้น ทำให้ต้นทุนทางเศรษฐศาสตร์เปลี่ยนไป รวมทั้ง ระดับเงินสนับสนุนสำหรับเทคโนโลยีบางประเภท จะแตกต่างกัน เช่น พลังงานแสงอาทิตย์แบบ Solar Cell กับ Solar Thermal เป็นต้น จึงจำเป็นต้องมีการศึกษาต้นทุนการผลิตไฟฟ้าและระดับการสนับสนุนที่สอดคล้องกัน

5.4 ข้อจำกัดทางด้านเทคนิคของระบบไฟฟ้าในการรับไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่มีลักษณะการผลิตไฟฟ้าที่ไม่สม่ำเสมอ (Intermittent) รวมถึงข้อกำหนดเรื่องการเชื่อมต่อระบบพลังงานหมุนเวียนกับระบบไฟฟ้าที่มีแนวโน้มในทางกีดกันการแข่งขัน

5.5 ข้อจำกัดเกี่ยวกับการใช้ประโยชน์ที่ดินที่อยู่ภายใต้กฎหมายของหน่วยงานต่างๆ เช่น โยธาผังเมือง สปก. กรมป่าไม้ อุทยานแห่งชาติ เป็นต้น ทำให้โครงการไม่สามารถเกิดขึ้นได้แม้จะมีแรงจูงใจทางด้านราคาที่เหมาะสม เช่น โครงการพลังงานขยะ โครงการพลังงานลม เป็นต้น

5.6 ผลกระทบจากนโยบายสนับสนุนพลังงานหมุนเวียนต่อภาคเศรษฐกิจ อื่นๆ เช่น ภาคการเกษตร เป็นต้น

5.7 การกระจายตัวของการลงทุนในโครงการพลังงานหมุนเวียนยังเป็นการลงทุนโดยภาค เอกชนเป็นส่วนใหญ่ ทำให้การสนับสนุนโครงการพลังงานหมุนเวียนในระดับชุมชนยังไม่แพร่หลาย

ทั้งนี้ ในการติดตามการดำเนินงาน สนพ. จะประสานงานกับ กกพ. และการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง เพื่อรายงานผลการดำเนินงาน ปัญหา และอุปสรรคในการดำเนินงานตามนโยบายการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเพื่อปรับปรุงแก้ไขต่อไป และเพื่อให้การติดตามการดำเนินงานเป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพและเป็นไปตามเป้าหมาย จะมีการจัดทำฐานข้อมูลที่เป็นระบบทั้งข้อมูลพลังงานหมุนเวียนประเภท on-grid และ off-grid ที่กระจัดกระจายตามหน่วยงานต่างๆ โดยเร็ว

<u>มติของที่ประชุม</u>

1. รับทราบความก้าวหน้าการดำเนินงานตามนโยบายส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

2. เห็นชอบให้ปริมาณพลังไฟฟ้าตามแผนพัฒนาพลังงานทดแทน 15 ปี เป็นเป้าหมายขั้นต่ำ ในการพิจารณารับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน โดยให้ กกพ. กำกับดูแลการไฟฟ้าในการพิจารณารับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน ตามขั้นตอนของประกาศ และระเบียบที่กำหนด ทั้งนี้ หากปริมาณพลังไฟฟ้าที่รับซื้อมีผลกระทบต่อค่า Ft อย่างมีนัยสำคัญ ให้ กกพ. เสนอผลการวิเคราะห์พร้อมข้อเสนอให้ กพช. พิจารณาต่อไป

3 มอบหมายให้กระทรวงพลังงานรับไปหารือร่วมกับกระทรวงเกษตรและสหกรณ์ และกระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม เพื่อพิจารณาแนวทางการสนับสนุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม ในเขตพื้นที่ที่มีกฎหมายกำหนด

เรื่องที่ 8 การศึกษาต้นทุนโรงแยกก๊าซธรรมชาติสำหรับการกำหนดราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG)

สรุปสาระสำคัญ

1. กพช. ในการประชุมเมื่อวันที่ 16 มกราคม 2552 ได้มีมติเรื่องข้อเสนอการปรับปรุงแนวทาง การแก้ไขปัญหาก๊าซ LPG โดยเห็นชอบให้ชะลอการพิจารณาปรับราคาก๊าซ LPG ออกไปก่อน เนื่องจากปัจจุบันราคาน้ำมันอยู่ในระดับต่ำและสถานการณ์เศรษฐกิจของประเทศชะลอตัว ทั้งนี้ หากสถานการณ์ราคาน้ำมันได้เปลี่ยนแปลงไปให้สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) นำมาพิจารณาในที่ประชุมใหม่อีกครั้ง และต่อมา กบง. ในการประชุมเมื่อวันที่ 1 พฤษภาคม พ.ศ. 2552 ได้อนุมัติเงินสนับสนุนจากกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง ให้ สนพ. เพื่อเป็นค่าใช้จ่ายในโครงการศึกษาวิจัย เรื่องการศึกษาต้นทุนโรงแยกก๊าซธรรมชาติสำหรับการกำหนดราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) ตามต้นทุนการผลิตที่แท้จริง

2. สนพ. ได้มีการแต่งตั้งคณะกรรมการดำเนินการว่าจ้างที่ปรึกษาและได้คัดเลือกให้ บริษัท ดีลอยท์ ทู้ช โธมัทสุ ไชยยศ ที่ปรึกษา จำกัด (Deloitte Touche Tohmatsu) ร่วมกับ บริษัท เอ็นไวร์เทค คอนซัลแต้นท์ จำกัด เป็นผู้ดำเนินการ ซึ่งการศึกษาจะเริ่มในเดือนสิงหาคม 2552 และจะแล้วเสร็จภายใน 6 เดือน (180 วัน)

3. โครงการดังกล่าวมีวัตถุประสงค์ของการศึกษา เพื่อวิเคราะห์ต้นทุนโรงแยกก๊าซธรรมชาติสำหรับการกำหนดราคาก๊าซ LPG ตามต้นทุนการผลิตที่แท้จริง และเพื่อกำหนดราคาขายก๊าซ LPG ในประเทศอย่างเป็นธรรมและเหมาะสม

สำหรับ ขอบเขตการศึกษาวิจัยประกอบด้วย (1) ศึกษาและรวบรวมข้อมูลเกี่ยวกับแหล่งวัตถุดิบก๊าซ LPG ในระดับประเทศและต่างประเทศ (2) ศึกษาวิจัยเทคโนโลยีและขบวนการ ผลิตก๊าซ LPG ในโรงแยกก๊าซธรรมชาติ (3) ศึกษาวิจัยค่าใช้จ่ายและต้นทุนการผลิตก๊าซ LPG ของโรงแยกก๊าซธรรมชาติในประเทศและต่างประเทศ เพื่อนำมาวิเคราะห์ต้นทุนเชิงเปรียบเทียบ (4) ศึกษาทบทวนระเบียบ กฎหมายและนโยบายที่เกี่ยวข้อง (5) เสนอแนะรูปแบบและโครงสร้างต้นทุนการผลิตก๊าซ LPG จากโรงแยกก๊าซธรรมชาติที่เหมาะสม (6) วิเคราะห์ความต้องการ ความคาดหวัง และอิทธิพลของผู้ที่มีส่วนได้ ส่วนเสีย (Stakeholder Analysis) และ (7) เสนอแนะกลยุทธ์การบริหารจัดการผู้ที่มีส่วนได้ส่วนเสีย (Stakeholder Analysis) เพื่อลดอุปสรรคและเพิ่มแรงเสริมเพื่อพัฒนานโยบายการกำหนดราคาก๊าซ LPG ทั้งนี้ คาดว่าผลที่ได้รับจากการศึกษาจะทำให้การกำกับดูแลราคาอยู่ในระดับที่เหมาะสม เป็นธรรมต่อประชาชน และสะท้อนต้นทุนที่แท้จริงที่ผลิตได้ในประเทศ

มติของที่ประชุม

ที่ประชุมรับทราบ

เรื่องที่ 9 <u>ความคืบหน้าการติดตามและประเมินผลการดำเนินงานกองทุนพัฒนาชุมชนในพื้นที่รอบโรงไฟฟ้า</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. คณะรัฐมนตรี ในการประชุมเมื่อวันที่ 19 มิถุนายน 2550 เห็นชอบตามมติ กพช. เมื่อวันที่ 4 มิถุนายน 2550 เรื่องแนวทางและขั้นตอนการจัดตั้งกองทุนพัฒนาชุมชนในพื้นที่รอบโรงไฟฟ้า (กองทุนรอบโรงไฟฟ้า) ซึ่งกำหนดให้โรงไฟฟ้าในประเทศที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับการไฟฟ้าตั้งแต่ 6 เมกะวัตต์ขึ้นไป เป็นผู้จ่ายเงินเข้ากองทุนฯ ตั้งแต่วันที่ 1 กรกฎาคม 2550 เป็นต้นไป โดยให้ กฟผ. เป็นผู้เรียกเก็บเงินผ่านค่า Ft และจ่ายเงินเข้ากองทุนรอบโรงไฟฟ้า ซึ่ง กพช. เมื่อวันที่ 18 ตุลาคม 2550 ได้รับทราบแนวทางการจัดตั้งกองทุนพัฒนาชุมชนในพื้นที่รอบโรงไฟฟ้า ซึ่งกำหนดให้กองทุนรอบโรงไฟฟ้ารายงานผลการดำเนินงานและรายงานงบการเงินประจำปีเสนอต่อคณะอนุกรรมการติดตามและประเมินผลการดำเนินงานกองทุนพัฒนาชุมชนในพื้นที่รอบโรงไฟฟ้า ต่อมา คณะรัฐมนตรี ในการประชุมเมื่อวันที่ 24 มีนาคม 2552 รับทราบมติ กพช. เมื่อวันที่ 9 มีนาคม 2552 เรื่องเห็นชอบนโยบายการนำส่งเงินและการใช้จ่ายเงินกองทุนพัฒนาไฟฟ้าตามพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550 ตลอดจนแนวทางการดำเนินงานของกองทุนรอบโรงไฟฟ้าในช่วงเปลี่ยนผ่าน

2. ปัจจุบัน มีการจัดตั้งกองทุนรอบโรงไฟฟ้าแล้วเสร็จจำนวน 72 กองทุน และอยู่ระหว่างดำเนินการจัดตั้งจำนวน 12 กองทุน โดย กฟผ. เรียกเก็บเงินเข้ากองทุนรอบโรงไฟฟ้าผ่านค่า Ft ตั้งแต่เดือนกรกฎาคม 2550 - มิถุนายน 2552 รวมทั้งสิ้น 3,539.74 ล้านบาท และได้โอนเงินให้กองทุนรอบโรงไฟฟ้า ที่จัดตั้งแล้วเสร็จจำนวน 2,936.38 ล้านบาท (หักภาษี ณ ที่จ่ายไว้ 1%) และส่วนที่เหลือ กฟผ. เก็บรักษาไว้จำนวน 603.36 ล้านบาท

3. คณะอนุกรรมการติดตามและประเมินผลการดำเนินงานกองทุนพัฒนาชุมชนในพื้นที่รอบโรงไฟฟ้า ในการประชุมเมื่อวันที่ 18 มิถุนายน 2552 รับทราบความคืบหน้าการติดตามและประเมินผลการดำเนินงาน และรายงานงบการเงินของกองทุนรอบโรงไฟฟ้าจำนวน 21 กองทุน จาก 72 กองทุน และได้มอบหมายให้ สนพ. ประสานแจ้งให้พลังงานจังหวัดเร่งรัดให้กองทุนรอบโรงไฟฟ้าจัดส่งรายงานฯ ประจำปี 2551 ภายใน 15 วัน เพื่อรายงานผลการดำเนินงานให้ กพช. ทราบต่อไป รวมทั้งได้เห็นชอบแผนงานติดตามและประเมินผลการดำเนินงานกองทุนรอบโรงไฟฟ้า

4. ปัจจุบัน สนพ. ได้รับรายงานผลการดำเนินงานและรายงานงบการเงินของกองทุนรอบโรงไฟฟ้าประจำปี 2551 จำนวน 38 และ 31 กองทุน ตามลำดับ และอยู่ระหว่างการติดตามรายงานฯ ในส่วนที่เหลือ รวมทั้งอยู่ระหว่างดำเนินการว่าจ้างที่ปรึกษาฯ

เพื่อช่วยดำเนินการตามแผนงานติดตามและประเมินผล การดำเนินงานกองทุนรอบโรงไฟฟ้า

<u>มติของที่ประชุม</u>

ที่ประชุมมีมติรับทราบ

เรื่องที่ 10 <u>ความคืบหน้าการดำเนินการจัดตั้งกองทุนพัฒนาไฟฟ้า</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. พระราชบัญญัติการประกอบกิจพลังงาน พ.ศ. 2550 กำหนดให้จัดตั้งกองทุนพัฒนาไฟฟ้าขึ้น ในสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (สกพ.) โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อเป็นทุนสนับสนุนให้มีการให้บริการไฟฟ้าไปยังท้องที่ต่างๆ อย่างทั่วถึง เพื่อกระจายความเจริญและพัฒนาชุมชนในท้องถิ่นที่ได้รับผลกระทบจากการดำเนินงานของโรงไฟฟ้า ส่งเสริมการใช้พลังงานหมุนเวียนและเทคโนโลยีในการประกอบกิจการไฟฟ้าที่มีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมน้อยโดยคำนึงถึงความสมดุลของทรัพยากรธรรมชาติและสร้างความเป็นธรรมให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า

2. การจัดตั้งกองทุนพัฒนาไฟฟ้า มีขั้นตอนการดำเนินการตามมาตราต่างๆ ดังนี้ (1) มาตรา 9(8) กำหนดให้รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงานมีอำนาจหน้าที่เสนอนโยบายในการนำส่งเงินและการใช้จ่ายเงินกองทุนพัฒนาไฟฟ้าต่อ กพช. (2) มาตรา 11(10) กำหนดให้คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) มีอำนาจหน้าที่ในการออกระเบียบหรือประกาศกำหนดหลักเกณฑ์ วิธีการ และเงื่อนไขการนำส่งเงินและการใช้จ่ายเงินกองทุนพัฒนาไฟฟ้าให้สอดคล้องกับนโยบายของ กพช. (3) มาตรา 26 กำหนดให้ก่อนการออกระเบียบ กกพ. จะต้องเปิดเผยสาระสำคัญของระเบียบ และเปิดโอกาสให้มีการแสดงความคิดเห็นตามกระบวนการรับฟังความเห็นที่ กกพ. กำหนด และ (4) มาตรา 11 วรรค 2 กำหนดให้ระเบียบที่ใช้บังคับเป็นการทั่วไปต้องประกาศในราชกิจจานุเบกษา ต่อมาเมื่อวันที่ 9 มีนาคม 2552 กพช. ได้มีมติเห็นชอบข้อเสนอนโยบายการนำส่งเงินและการใช้จ่ายเงินกองทุนพัฒนาไฟฟ้า รวมทั้งข้อเสนอแนวทางการดำเนินงานของกองทุนพัฒนาชุมชนในพื้นที่รอบโรงไฟฟ้า (กองทุนรอบโรงไฟฟ้า) ในช่วงเปลี่ยนผ่าน

3. อุปสรรคที่มีผลต่อการจัดตั้งกองทุนพัฒนาไฟฟ้า มีดังนี้ (1) การกำหนดให้ยุติการเก็บเงินเข้ากองทุนรอบโรงไฟฟ้า นับตั้งแต่ระเบียบการนำส่งเงินและการใช้จ่ายเงินกองทุนพัฒนาไฟฟ้ามีผลบังคับใช้ และให้บริจาคเงินและทรัพย์สินของกองทุนรอบโรงไฟฟ้าให้กับกองทุนพัฒนาไฟฟ้าเพื่อใช้ในกิจการตามมาตรา 97(3) โดยให้นำกลับไปใช้ในท้องถิ่นนั้นๆ ซึ่งคณะกรรมการบริหารกองทุนรอบโรงไฟฟ้ามีความเข้าใจคลาดเคลื่อนว่าจะมีการยุบกองทุนรอบโรงไฟฟ้า และยึดอำนาจการบริหารและเงินของกองทุนรอบโรงไฟฟ้าเดิมที่เหลืออยู่มาไว้ที่ส่วนกลาง จึงรวมตัวจัดตั้งเครือข่ายกองทุนพัฒนาชุมชนในพื้นที่รอบโรงไฟฟ้าเพื่อคัดค้านการรวมกองทุนรอบโรงไฟฟ้าเข้ากับกองทุนพัฒนาไฟฟ้า (2) ผู้รับใบอนุญาตประกอบกิจการผลิตไฟฟ้ามี

ภาระในการนำส่งเงินเข้ากองทุนพัฒนาไฟฟ้าเพิ่มขึ้นในส่วนของปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ใช้เองและที่ขายตรงให้กับลูกค้าบริเวณข้างเคียง (3) การกำหนดให้ปรับปรุงสัญญาซื้อขายไฟฟ้าโดยให้การไฟฟ้าสามารถปรับราคารับซื้อไฟฟ้าเพิ่มขึ้นตามค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นจริงในการจ่ายเงินเข้ากองทุนพัฒนาไฟฟ้านั้น เนื่องจากโรงไฟฟ้าของ กฟผ. ไม่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าจึงไม่สามารถส่งผ่านภาระการนำส่งเงินเข้ากองทุนพัฒนาไฟฟ้าได้ และ (4) ผู้มีส่วนได้ส่วนเสียในการจัดตั้งกองทุนพัฒนาไฟฟ้ามีจำนวนมาก ประกอบกับความเข้าใจที่คลาดเคลื่อน ส่งผลให้การยกร่างระเบียบเกี่ยวกับกองทุนพัฒนาไฟฟ้าต้องดำเนินการด้วยความระมัดระวังและรอบคอบ

4. การดำเนินการจัดตั้งกองทุนพัฒนาไฟฟ้าที่ผ่านมา สรุปได้ดังนี้ (1) สกพ. จัดการประชุมหารือร่วมกับการไฟฟ้าทั้งสามแห่ง สมาคมผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน เพื่อหาแนวทางการนำส่งเงินเข้ากองทุนพัฒนาไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าตามมติ กพช. (2) ร่วมกับ สนพ. จัดการสัมมนาเรื่อง "แนวทางการดำเนินงานกองทุนรอบโรงไฟฟ้า" ซึ่งผู้เข้าร่วมสัมมนาส่วนมากเป็นกรรมการบริหารกองทุนรอบโรงไฟฟ้า และได้รับข้อคิดเห็นที่เป็นประโยชน์ต่อการยกร่างระเบียบฯ เกี่ยวกับกองทุนพัฒนาไฟฟ้า (3) ดำเนินการตามมติ กพช. โดยแต่งตั้ง "อนุกรรมการเตรียมการจัดตั้งกองทุนพัฒนาไฟฟ้าและกำกับดูแลการดำเนินงานกองทุนพัฒนาชุมชนในพื้นที่รอบโรงไฟฟ้าในช่วงเปลี่ยนผ่าน" (4) จัดประชุมสัมมนาร่วมกับพลังงานจังหวัดในฐานะเลขานุการกองทุนพัฒนาชุมชนในพื้นที่รอบโรงไฟฟ้า เรื่อง "แนวทางการดำเนินงานกองทุนพัฒนาไฟฟ้าเพื่อการพัฒนาหรือฟื้นฟูท้องถิ่นที่ได้รับผลกระทบจากการดำเนินงานของโรงไฟฟ้า" และ (5) ชี้แจงทำความเข้าใจกับแกนนำคณะกรรมการบริหารกองทุนรอบโรงไฟฟ้านิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด จังหวัดระยอง และผู้นำชุมชนกองทุนรอบโรงไฟฟ้าผลิตไฟฟ้าราชบุรีและราชบุรีเพาเวอร์ และผู้จัดการกองทุนฯ จังหวัดราชบุรี โดยได้รับทราบข้อกังวลในการจัดตั้งกองทุนพัฒนาไฟฟ้า เกี่ยวกับการยุบกองทุนรอบโรงไฟฟ้า งบประมาณที่จัดสรรให้กับแต่ละพื้นที่น้อยลง จำนวนเงินที่เข้ากองทุนลดลง และข้อสงสัยเกี่ยวกับอำนาจในการบริหารและอนุมัติโครงการ ตลอดจนการมีส่วนร่วมในการร่างระเบียบเกี่ยวกับกองทุนพัฒนาไฟฟ้าของภาคประชาชน

5. ปัจจุบัน สกพ. อยู่ระหว่างการศึกษาและรวบรวมประเด็นเพื่อประกอบการยกร่างระเบียบกองทุนพัฒนาไฟฟ้า โดยมีแผนการดำเนินงานดังนี้ (1) จัดสัมมนาให้ความรู้ความเข้าใจเกี่ยวกับ "กองทุนพัฒนาไฟฟ้า" เพื่อให้ข้อมูลที่ถูกต้องกับสาธารณชน โดยเชิญผู้แทนจากจังหวัดที่มีการจัดตั้งกองทุนรอบโรงไฟฟ้า หน่วยงานราชการที่เกี่ยวข้อง NGO สื่อมวลชน และประชาชนทั่วไปเข้าร่วมสัมมนา รวมประมาณ 400 คน (2) ดำเนินการยกร่างระเบียบกองทุนพัฒนาไฟฟ้า โดยเปิดโอกาสให้ผู้มีส่วนได้ส่วนเสียในทุกภาคส่วนเข้ามามีส่วนร่วมตั้งแต่เริ่มแรก และจัดให้มีการรับฟังความคิดเห็นทั้งในระดับพื้นที่และระดับประเทศก่อนการนำระเบียบไปประกาศใช้ คาดว่าระเบียบดังกล่าวจะมีผลบังคับใช้ประมาณเดือนมกราคม 2553 และ (3) ในการยกร่างระเบียบการดำเนินงานของกองทุนพัฒนาไฟฟ้าตามมาตรา 97 (3) เพื่อการพัฒนาหรือฟื้นฟูท้องถิ่นที่ได้รับผลกระทบจากการดำเนินงานของโรงไฟฟ้า ซึ่งเป็นเรื่องที่ละเอียดอ่อนและต้องดำเนินการด้วยความรอบคอบ คาดว่าระเบียบฯ จะแล้วเสร็จและสามารถอนุมัติแผนงานโครงการของชุมชนได้ในราวเดือนเมษายน 2553

<u>มติของที่ประชุม</u>

ที่ประชุมรับทราบ