มติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ
ครั้งที่ 1/2540 (ครั้งที่ 62)
วันพุธที่ 12 กุมภาพันธ์ พ.ศ. 2540 เวลา 10.00 น.
ณ ห้องประชุมสีเขียว ตึกไทยคู่ฟ้า ทำเนียบรัฐบาล

---

1. สถานการณ์พลังงานปี 2539
2. สถานการณ์ราคาน้ำมันเชื้อเพลิง
3. รายงานผลการดำเนินงานในการแก้ไขปัญหาการลักลอบนำเข้าน้ำมันเชื้อเพลิง
4. รายงานความคืบหน้าในการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนในรูปของ IPP และ SPP
5. รายงานความคืบหน้าการรับซื้อไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้าน
6. การปรับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าเพื่อแก้ไขปัญหาการส่งออก
7. สัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติแหล่ง เยตากุน (สหภาพพม่า) แหล่งน้ำพอง (เพิ่มเติม) และแหล่งเบญจมาศ (ทานตะวันส่วนเพิ่ม)
8. การร่วมลงทุนโครงการสำรวจและพัฒนาแหล่งก๊าซธรรมชาติแปลงสัมปทาน M12, M13 และ M14 (แหล่งเยตากุน) สหภาพพม่า ของบริษัท ปตท. สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)

พลเอกชวลิต ยงใจยุทธ นายกรัฐมนตรี ประธานกรรมการ
นายปิยสวัสดิ์ อัมระนันทน์ เลขาธิการคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ
กรรมการและเลขานุการ

เรื่องที่ 1 <u>สถานการณ์พลังงานปี 2539</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. ความต้องการพลังงานเชิงพาณิชย์ในปี 2539 อยู่ในระดับ 1,120 พันบาร์เรลน้ำมันดิบ/วัน เพิ่มขึ้นจากปี 2538 ร้อยละ 11.1 พลังงานหลักที่ใช้คือ น้ำมันดิบและน้ำมันสำเร็จรูปคิดเป็นร้อยละ 61.3 ของการใช้พลังงานทั้งหมด สำหรับการผลิตพลังงานเชิงพาณิชย์ในปี 2539 เพิ่มสูงถึงร้อยละ 14.5 กล่าวคือ สามารถผลิตได้ในระดับ 450 พันบาร์เรลน้ำมันดิบ/วัน แต่ก็ยังไม่เพียงพอต่อความต้องการใช้ จึงต้อง

นำเข้าพลังงานจากต่างประเทศในระดับ 723 พันบาร์เรลน้ำมันดิบ/วัน หรือร้อยละ 64.6 ของการใช้ทั้งหมด

2. สถานการณ์พลังงานแต่ละชนิด สรุปได้ดังนี้

2.1 การผลิตก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้นตามลำดับตั้งแต่กลางปี 2539 เป็นต้นมา เนื่องจากการก่อสร้างท่อส่งก๊าซคู่ขนานจากเอราวัณถึงระยอง จากระยองถึงบางปะกง และจากบางปะกงถึงวังน้อยแล้วเสร็จ โดยสามารถผลิตได้ 1,450 ล้านลูกบาศก์ฟุต/วัน ในช่วงปลายปี 2539 ก๊าซธรรมชาติที่ผลิตได้ถูกนำไปใช้เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าร้อยละ 72.5 ที่เหลือเป็นเชื้อเพลิงในโรงงานอุตสาหกรรม เป็นวัตถุดิบของอุตสาหกรรมปิโตรเคมี และก๊าซบางส่วนแยกเป็นก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) เพื่อใช้ในครัวเรือน อุตสาหกรรมและในรถยนต์

2.2 น้ำมันดิบผลิตได้ในระดับ 26.3 พันบาร์เรล/วัน เพิ่มขึ้นจากปี 2538 ร้อยละ 10.6 แหล่งผลิตที่สำคัญคือ แหล่งสิริกิติ์ และแหล่งนางนวล

2.3 ในปี 2539 มีการใช้ลิกไนต์จำนวนทั้งสิ้น 21 ล้านตัน เพิ่มขึ้นจากปี 2538 ร้อยละ 14.0 โดยส่วนใหญ่ใช้เป็นเชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้าที่โรงไฟฟ้าแม่เมาะจำนวน 17 ล้านตัน สำหรับการผลิตลิกไนต์ของ เหมืองเอกชนลดลงอย่างต่อเนื่องตั้งแต่ปี 2538 เป็นต้นมา โดยในปี 2539 ผลิตได้เพียง 4.9 ล้านตัน ซึ่ง ไม่เพียงพอกับความต้องการของภาคอุตสาหกรรม จึงต้องนำเข้าถ่านหินสูงถึง 3.5 ล้านตัน

2.4 ในปี 2539 ได้มีโรงกลั่นใหม่เปิดดำเนินการ 2 แห่ง คือ โรงกลั่นน้ำมันระยองและโรงกลั่นสตาร์ปิโตรเลียมรีไฟน์นิ่ง ทำให้กำลังการกลั่นรวมของประเทศเพิ่มขึ้นเป็น 834 พันบาร์เรล/วัน ในขณะที่มีความต้องการใช้เพียง 703 พันบาร์เรล/วัน ส่งผลให้มีการส่งออกมากกว่าการนำเข้าของน้ำมันเกือบทุกชนิด ยกเว้นน้ำมันเตา กล่าวคือ การใช้น้ำมันเบนซินอยู่ในระดับ 119.2 พันบาร์เรล/วัน เพิ่มขึ้นจากปี 2538 ร้อยละ 9.9 และเริ่มมีการส่งออกน้ำมันเบนซิน (สุทธิ) ตั้งแต่เดือนกรกฎาคม 2539 เป็นต้นมา ส่วนน้ำมันดีเซลมีปริมาณการใช้ 304.2 พันบาร์เรล/วัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 14.4 การใช้ที่เพิ่มขึ้นสูงมากนี้ส่วนหนึ่งเป็นผลมาจากการแก้ไขปัญหาการลักลอบนำเข้าน้ำมันเชื้อเพลิงได้ผล ประกอบกับมีการใช้ดีเซลในการผลิตไฟฟ้าเพิ่มมากขึ้น และเริ่มมีการส่งออกน้ำมันดีเซล (สุทธิ) ตั้งแต่เดือนตุลาคม 2539 สำหรับน้ำมันเตามีปริมาณการใช้ลดลงจากปี 2538 ร้อยละ 0.7 เนื่องจากการใช้ในภาคอุตสาหกรรมชะลอตัวลงตามภาวะเศรษฐกิจ และการใช้ในการผลิตไฟฟ้าของ กฟผ. ได้ลดลงด้วย โดย กฟผ. หันไปใช้ก๊าซธรรมชาติและถ่านลิกไนต์มากขึ้น การผลิตน้ำมันเตายังไม่เพียงพอกับความต้องการ ยังต้องนำเข้าจากต่างประเทศ การใช้น้ำมันเครื่องบินได้ชะลอตัวลงจากปี 2538 โดยการใช้ เพิ่มขึ้นเพียงร้อยละ 2.9 ในขณะที่การผลิตเพิ่มขึ้นและสูงกว่าความต้องการจึงมีการส่งออกสุทธิ 2.2 พันบาร์เรล/วัน ส่วนก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) ผลิตได้ในระดับ 60.3 พันบาร์เรล/วัน ซึ่งสูงกว่าความต้องการ จึงมีเหลือส่งออกจำนวน 6.4 พันบาร์เรล/วัน

3. กำลังการผลิตติดตั้งไฟฟ้าของประเทศ ณ สิ้นเดือนพฤศจิกายน 2539 มีจำนวนทั้งสิ้น 16,219 เมกะวัตต์ แยกเป็นกำลังผลิตติดตั้งของ กฟผ. ร้อยละ 86.2 และของ

เอกชน (IPP , SPP และอื่นๆ) ร้อยละ 13.8 การผลิตพลังงานไฟฟ้าในปี 2539 มีจำนวนทั้งสิ้น 88,290 ล้านกิโลวัตต์ชั่วโมง (GWh) เพิ่มขึ้นจากปี 2538 ร้อยละ 9.8 โดยมีก๊าซธรรมชาติ น้ำมันเตา และลิกไนต์เป็นเชื้อเพลิงหลัก ส่วนการใช้ไฟฟ้าในปี 2539 ชะลอตัวลงทั้งในเขตไฟฟ้านครหลวงและภูมิภาค โดยเฉพาะการใช้ในภาคอุตสาหกรรมและธุรกิจได้ชะลอตัวลงค่อนข้างมาก

4. ในปี 2539 รัฐบาลมีรายได้สรรพสามิตจากน้ำมันสำเร็จรูปจำนวน 58,793 ล้านบาท เพิ่มขึ้นจากปี 2538 จำนวน 3,955 ล้านบาท หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 7.2 สำหรับฐานะกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง ณ วันที่ 3 พฤศจิกายน 2539 มีเงินคงเหลือ จำนวน 794 ล้านบาท

<u>มติของที่ประชุม</u>

ที่ประชุมรับทราบ

เรื่องที่ 2 <u>สถานการณ์ราคาน้ำมันเชื้อเพลิง</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. สถานการณ์ราคาน้ำมันเชื้อเพลิงปี 2539 ราคาน้ำมันดิบได้ปรับตัวสูงขึ้นประมาณ 2.5-3.6 เหรียญสหรัฐฯต่อบาร์เรล ซึ่งเป็นผลจากปริมาณความต้องการน้ำมันดิบที่เพิ่มขึ้น อันเนื่องมาจากความต้องการ เพื่อเพิ่มปริมาณการสำรองน้ำมันดิบที่ลดต่ำลงในช่วงต้นปีและปลายปี และความต้องการเพื่อกลั่นเป็นผลิตภัณฑ์น้ำมันที่ใช้ให้ความอบอุ่น โดยเฉพาะน้ำมันดีเซลมีความต้องการสูงในปีที่ผ่านมา การที่ราคาน้ำมันดิบสูงขึ้นได้ ส่งผลให้ราคาผลิตภัณฑ์น้ำมันสำเร็จรูปเพิ่มสูงขึ้น และผลจากราคาน้ำมันสำเร็จรูปในตลาดโลกที่สูงขึ้นได้ส่งผลกระทบโดยตรงต่อราคาขายปลีกของไทย ทำให้มีการปรับราคาสูงขึ้นทุกผลิตภัณฑ์

2. สถานการณ์ราคาน้ำมันเชื้อเพลิงช่วงเดือนมกราคม ถึงต้นเดือนกุมภาพันธ์ 2540 สรุปได้ดังนี้

2.1 ราคาน้ำมันดิบเฉลี่ยของเดือนมกราคมปี 2540 ลดลงจากเดือนธันวาคมประมาณ 0.4 เหรียญสหรัฐฯต่อบาร์เรล และต้นเดือนกุมภาพันธ์ราคาได้เริ่มอ่อนตัวลงมาอยู่ในระดับ 20.6-24.5 เหรียญสหรัฐฯต่อบาร์เรล ซึ่งเป็นผลมาจากอากาศที่อุ่นขึ้น ทำให้ความต้องการน้ำมันเพื่อความอบอุ่นได้เริ่มลดลง ประกอบกับการปิดซ่อมบำรุงของโรงกลั่นหลายแห่งในสหรัฐอเมริกา ส่วนด้านการผลิตได้เพิ่มสูงขึ้นทั้งจากกลุ่มโอเปคและ นอกกลุ่มโอเปค

2.2 จากความต้องการน้ำมันเพื่อความอบอุ่นที่เพิ่มขึ้นในช่วงปลายปีที่ผ่านมา ทำให้โรงกลั่น ในย่านเอเชียเร่งผลิตน้ำมันอย่างเต็มที่ มีผลให้ปริมาณน้ำมันสำเร็จรูปในตลาดเพิ่มมากขึ้น ในขณะที่ความต้องการน้ำมันเพื่อความอบอุ่นได้เริ่มลดลง ส่งผลให้ราคาน้ำมันก๊าด น้ำมันดีเซล และน้ำมันเตา ในตลาดจรสิงคโปร์ของเดือนมกราคม

ลดลงเฉลี่ย 2.8, 4.5 และ 2.2 เหรียญสหรัฐฯต่อบาร์เรล ตามลำดับ ส่วนน้ำมันเบนซินราคาได้ เคลื่อนไหวในทิศทางตรงกันข้าม โดยเพิ่มขึ้น 0.4 เหรียญสหรัฐฯต่อบาร์เรล เนื่องจากปริมาณการสำรองน้ำมันเบนซินของสหรัฐอเมริกาอยู่ในระดับต่ำ และผู้ค้าน้ำมันได้เริ่มสำรองน้ำมันเบนซินสำหรับฤดูร้อนที่กำลังจะมาถึง จึงมีความจำเป็นต้องนำเข้าน้ำมันเบนซิน ส่งผลให้ราคาน้ำมันเบนซินของตลาดอื่นๆ ปรับตัวสูงขึ้นตามตลาดสหรัฐอเมริกา สำหรับราคาน้ำมันเบนซินพิเศษ น้ำมันเบนซินธรรมดา น้ำมันก๊าด น้ำมันดีเซล และน้ำมันเตา ณ ต้นเดือนกุมภาพันธ์ อยู่ในระดับ 28.0, 27.0, 30.9, 24.9, และ 15.7 เหรียญสหรัฐฯต่อบาร์เรล ตามลำดับ

2.3 นับตั้งแต่ต้นเดือนมกราคมปี 2540 เป็นต้นมา ราคาขายปลีกน้ำมันเบนซินได้ปรับลดลง 0.05 บาท/ลิตร และน้ำมันดีเซลหมุนเร็วได้ปรับลดลงรวมทั้งสิ้น 0.90 บาท/ลิตร ราคาขายปลีกน้ำมันเบนซินพิเศษ น้ำมันเบนซินธรรมดา และน้ำมันดีเซลหมุนเร็ว ณ ต้นเดือนกุมภาพันธ์ อยู่ในระดับ 9.60, 9.20 และ 8.66 บาท/ลิตร ตามลำดับ

2.4 ค่าการตลาดเฉลี่ยทุกผลิตภัณฑ์ของประเทศในเดือนมกราคม อยู่ในระดับ 1.1608 บาท/ลิตร

<u>มติของที่ประชุม</u>

1. รับทราบรายงานสถานการณ์ราคาน้ำมันเชื้อเพลิง
2. มอบหมายให้สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ รับไปศึกษาความเหมาะสม โครงสร้างราคาน้ำมันดีเซล โดยคำนึงถึงประสิทธิภาพของการใช้และความสมดุลย์ ของปริมาณการผลิต และการใช้น้ำมันดีเซลของประเทศ เพื่อนำเสนอคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ พิจารณาต่อไป

เรื่องที่ 3 <u>รายงานผลการดำเนินงานในการแก้ไขปัญหาการลักลอบนำเข้าน้ำมันเชื้อเพลิง</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. มาตรการในการประสานงานได้กำหนดให้มีองค์กรกลางในการประสานการปฏิบัติงานของหน่วยงานต่างๆ เข้าด้วยกัน โดยให้กองทัพเรือเป็นศูนย์กลางในการประสานจัดทำแผนงานการตรวจลาดตระเวนทางทะเลร่วมกับกรมตำรวจและกรมศุลกากร โดยให้สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (สพช.) เป็นศูนย์กลางในการประสานงาน และปฏิบัติงานร่วมกับหน่วยงานปราบปรามทั้งทางทะเลและบนบก เพื่อให้ การปฏิบัติงานเป็นไปอย่างมีเอกภาพและเกิดประสิทธิภาพสูงสุด

2. มาตรการในการป้องกันและปราบปราม มีการดำเนินงานสรุปได้ดังนี้

2.1 การป้องกันและปราบปรามทางทะเล มีการดำเนินการดังนี้

(1) กองทัพเรือ กรมศุลกากร และกรมตำรวจ ได้จัดกำลังเจ้าหน้าที่ทำการลาดตระเวน การขนส่งน้ำมันในทะเลด้วยเรือและอากาศยาน ทั้งทางด้านทะเลอันดามันและอ่าวไทย

(2) ได้มีการประกาศเขตต่อเนื่องของราชอาณาจักรไทยในท้องทะเล เป็นระยะทาง 12 ไมล์ จากเขตทะเลอาณาเขต เพื่อให้การลักลอบนำเรือมาลอยลำจำหน่ายกลางทะเลกระทำได้ลำบากยิ่งขึ้น โดยได้มีการแก้ไขพระราชบัญญัติศุลกากร พ.ศ.2469 และพระราชบัญญัติการเดินเรือในน่านน้ำไทย พ.ศ. 2456 เพื่อให้เจ้าหน้าที่มีอำนาจกระทำการในเขตต่อเนื่องได้ และได้จัดทำร่างพระราชบัญญัติศุลกากร (ฉบับที่ ..) พ.ศ. .... และร่างพระราชบัญญัติการเดินเรือในน่านน้ำไทย (ฉบับที่ ..) พ.ศ. .... เสนอเข้าสู่สภา ซึ่งขณะนี้ได้ผ่านการพิจารณาวาระที่ 1 เรียบร้อยแล้ว

(3) ได้มีการกำหนดมาตรการสนับสนุนการปราบปรามทางทะเลที่สำคัญ ได้แก่ ให้กระทรวงพาณิชย์กำหนดให้ผู้ค้าน้ำมัน ที่จะนำเข้าน้ำมันดีเซลหมุนเร็ว ต้องแจ้งการนำเข้าล่วงหน้าต่อกระทรวงพาณิชย์ เพื่อแจ้งให้หน่วยงานปราบปรามทราบ รวมทั้งกำหนดให้มีการตรวจสอบเรือประมงดัดแปลงอย่างใกล้ชิดและเข้มงวด ตลอดจนกำหนดให้มีการตรวจสอบภาษีเงินได้ของเจ้าของเรือประมงและผู้เช่าเรือประมงไปกระทำ การลักลอบนำเข้าด้วย

2.2 การป้องกันและปราบปรามทางบก มีการดำเนินการดังนี้

(1) กรมสรรพสามิตได้ดำเนินการติดตั้งมิเตอร์ควบคุมการนำเข้าน้ำมันเชื้อเพลิงในคลังน้ำมันดีเซลหมุนเร็วชายฝั่งทุกแห่งแล้วในปี 2539 จำนวน 37 คลัง และในปี 2540 ได้กำหนดให้มีการติดตั้งมิเตอร์เพิ่มเติมในคลังน้ำมันดีเซลหมุนเร็วอีก 19 คลัง และคลังน้ำมันเบนซินชายฝั่งทุกแห่งรวม 40 คลัง

(2) กรมศุลกากรและกรมตำรวจ ได้จัดให้มีการเฝ้าระวังคลังน้ำมันชายฝั่งทุกแห่งที่อาจใช้เป็นที่ขนน้ำมันจากทะเลขึ้นสู่บก

(3) กรมโยธาธิการ ได้ดำเนินการตรวจสอบการสร้างคลังน้ำมัน

(4) กรมตำรวจได้จัดตั้งด่านตรวจสอบการขนส่งลำเลียงน้ำมัน เพื่อสะกัดกั้นการขนน้ำมันที่ลักลอบนำเข้าไปยังคลังน้ำมันและสถานีบริการ และได้ร่วมกับกรมศุลกากรตั้งด่านตรวจสอบการขนส่งน้ำมันไปยังประเทศสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว

(5) กรมสรรพากรทำการตรวจสอบภาษีของคลังน้ำมันชายฝั่งที่ไม่ยินยอมติดตั้งมิเตอร์ และชักจูงใจให้คลังดังกล่าวติดมิเตอร์ของกรมสรรพสามิต

(6) กรมตำรวจและกรมทะเบียนการค้าได้จัดรถตรวจสอบคุณภาพน้ำมันออกตรวจสอบตามสถานีบริการต่างๆ และดำเนินคดีกับผู้กระทำผิดทุกราย

(7) กรมสรรพสามิตได้ดำเนินการออกประกาศกระทรวงการคลัง ให้ผลิตภัณฑ์เคมีปิโตรเลียมและสารละลายเป็นผลิตภัณฑ์ที่ต้องเสียภาษี และได้ออกประกาศและระเบียบกรมสรรพสามิต เพื่อควบคุมการซื้อขายและนำผลิตภัณฑ์ดังกล่าวไปใช้อย่าง

เข้มงวด ทั้งนี้ เพื่อแก้ไขปัญหาการนำผลิตภัณฑ์ปิโตรเคมีและสารละลายที่ได้รับการยกเว้นภาษีไปผสมเพื่อจำหน่ายเป็นน้ำมันเบนซิน ซึ่งประกาศและระเบียบดังกล่าวข้างต้นมีผลบังคับตั้งแต่วันที่ 1 มกราคม พ.ศ. 2540

(8) การดำเนินการตามมาตรการสนับสนุนอื่นๆ เช่น กรมสรรพสามิตได้พิจารณาเติมสาร Marker ในน้ำมันดีเซลหมุนเร็วที่ชำระภาษีแล้ว ซึ่งขณะนี้กรมสรรพสามิตกำลังศึกษาและเตรียมการเพื่อให้พร้อมจะนำมาปฏิบัติได้ต่อไป กระทรวงพาณิชย์กำหนดเงื่อนไขให้การนำเข้าน้ำมันเชื้อเพลิงต้องมีผู้ตรวจวัดอิสระ ร่วมตรวจสอบการนำเข้าด้วย เป็นต้น

3. มาตรการดำเนินคดี ได้มีการปรับปรุงขั้นตอนการดำเนินคดีและติดตามผลคดีให้รัดกุมยิ่งขึ้น โดยได้กำหนดให้มีการจัดทำเป็นคู่มือการปฏิบัติงานของเจ้าหน้าที่ และให้สำนักงานอัยการสูงสุดถือว่าคดีลักลอบ นำเข้าน้ำมันเชื้อเพลิงเป็นคดีสำคัญ หากพนักงานอัยการมีความเห็นควรสั่งไม่ฟ้อง หรือสั่งไม่ริบของกลาง ก่อนมีความเห็นและคำสั่งให้เสนอต่ออัยการสูงสุดก่อนมีคำสั่งทุกครั้ง

4. มาตรการสนับสนุนทางการเงิน เนื่องจากปัญหาการขาดแคลนงบประมาณ เพื่อใช้ในการปฏิบัติงานปราบปรามการลักลอบนำเข้าน้ำมันเชื้อเพลิงทำให้การปราบปรามไม่ประสบผลสำเร็จเท่าที่ควร คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ จึงได้มอบหมายให้ สพช. รับไปจัดหาเงินเพื่อสนับสนุนแก่หน่วยงานต่างๆ อย่างเพียงพอ ซึ่งในปีงบประมาณ 2539 สพช. ได้นำเสนอคณะกรรมการพิจารณานโยบายพลังงานพิจารณาอนุมัติเงินจากกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงแก่หน่วยงานต่างๆ รวมทั้งสิ้น 145 ล้านบาท สำหรับในปีงบประมาณ 2540 สพช. ได้นำเสนอคณะกรรมการพิจารณานโยบายพลังงานพิจารณาอนุมัติเงินจากกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงสนับสนุนแก่หน่วยงานต่างๆ อีก รวมทั้งสิ้น 906 ล้านบาท นอกจากนี้คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ได้มีมติมอบหมายให้สำนักงบประมาณรับไปพิจารณาใช้งบกลางเพื่อสนับสนุนการจัดซื้อเครื่องมืออุปกรณ์ให้แก่หน่วยงานต่างๆ ได้แก่ การจัดซื้อเครื่องมือและอุปกรณ์ในการตรวจการณ์ในเวลากลางคืนของกองทัพเรือในวงเงิน 240 ล้านบาท การจัดซื้อเรือตรวจการณ์ขนาด 130 ฟุต จำนวน 3 ลำ ของกรมเจ้าท่าในวงเงิน 450 ล้านบาท และการจัดซื้อเรือตรวจการณ์ทางทะเลของกรมศุลกากรในวงเงิน 106 ล้านบาท

5. ผลการจับกุม ในปี 2539 สามารถจับกุมน้ำมันลักลอบหนีภาษีได้เป็นจำนวน 14 ล้านลิตร เพิ่มขึ้นจากช่วงเดียวกันของปีก่อน จำนวน 11 ล้านลิตร หรือประมาณ 5 เท่าของปีก่อน

6. ปริมาณการจำหน่ายน้ำมันดีเซลหมุนเร็วได้เพิ่มขึ้นจากช่วงเดียวกันของปีก่อนประมาณเดือนละ 192 ล้านลิตร คิดเป็นอัตราเพิ่มขึ้นร้อยละ 15 ทำให้รัฐบาลมีรายได้เพิ่มขึ้นจากการเก็บภาษีและกองทุนต่างๆ อีกไม่น้อยกว่า 3,000 ล้านบาท ในปี 2539

7. มาตรการที่ควรเร่งดำเนินการในระยะต่อไป เพื่อให้การปราบปรามการลักลอบนำเข้าน้ำมันเชื้อเพลิง มีประสิทธิภาพยิ่งขึ้น มีดังนี้

7.1 เร่งรัดการติดตั้งมิเตอร์ในคลังน้ำมันเบนซินและดีเซลหมุนเร็วชายฝั่งให้ครบถ้วนทุกแห่ง รวมทั้งพิจารณากำหนดเป็นกฎหมายให้คลังน้ำมันที่ก่อสร้างขึ้นใหม่ต้องติดตั้งอุปกรณ์ดังกล่าวด้วย

7.2 เร่งรัดการนำสาร Marker เติมในน้ำมันดีเซลหมุนเร็วที่ชำระภาษีแล้ว เพื่อให้เจ้าหน้าที่สามารถตรวจสอบได้ว่าน้ำมันนั้นเป็นน้ำมันลักลอบหนีภาษีหรือไม่

7.3 เร่งดำเนินการให้สถานีบริการน้ำมันเชื้อเพลิงทุกแห่งต้องชำระภาษีมูลค่าเพิ่ม และให้มี การตรวจสอบภาษีเงินได้และภาษีมูลค่าเพิ่มของคลังน้ำมัน เจ้าของเรือที่จับกุมได้ รวมทั้งผู้เช่าเรือไปใช้ในการกระทำความผิด

7.4 เร่งเสนอร่างพระราชบัญญัติศุลกากร (ฉบับที่ ..) พ.ศ. .... และร่างพระราชบัญญัติการเดินเรือในน่านน้ำไทย (ฉบับที่ ..) พ.ศ. .... ซึ่งได้ผ่านการพิจารณาของสภาผู้แทนราษฎรวาระที่ 1 เรียบร้อยแล้วให้มีผลบังคับใช้โดยเร็ว เพื่อให้เจ้าหน้าที่มีอำนาจปฏิบัติการในเขตต่อเนื่องได้ ซึ่งจะทำให้การปราบปรามทางทะเลมีประสิทธิภาพมากขึ้น พร้อมกับเร่งพิจารณาแก้ไขข้อกฎหมายที่เป็นอุปสรรคในการปราบปราม หรือเป็นช่องว่างให้ ผู้กระทำผิดสามารถลักลอบนำเข้าน้ำมันเชื้อเพลิงมาจำหน่ายในเขตน่านน้ำไทยได้ เช่น แก้ไขพระราชบัญญัติศุลกากร พ.ศ. 2469 ให้สามารถริบเรือที่มีขนาดเกินกว่า 250 ตันกรอส รวมทั้ง แก้ไขพระราชบัญญัติการเดินเรือในน่านน้ำไทย พ.ศ. 2456 ให้สามารถริบเรือที่ใช้กระทำความผิดและเอาผิดแก่เจ้าของเรือกระทำความผิดและพิจารณาบทลงโทษให้สูงขึ้น

<u>มติของที่ประชุม</u>

1. รับทราบรายงานผลการดำเนินงานในการแก้ไขปัญหาการลักลอบนำเข้าน้ำมันเชื้อเพลิง
2. มอบหมายให้กองทัพเรือประสานงานกับรัฐบาลออสเตรเลีย เพื่อขอความร่วมมือในการใช้สัญญาณเรดาร์ (Over Horizontal Radar) ของประเทศออสเตรเลียมาใช้กับกองทัพเรือ และให้ผนวกแผนการปราบปรามนี้ เข้าไปในแผนการฝึกประจำปีด้วย

เรื่องที่ 4 <u>รายงานความคืบหน้าในการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนในรูปของ IPP และ SPP</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. รัฐบาลได้มีนโยบายส่งเสริมและสนับสนุนบทบาทของภาคเอกชนให้เข้ามามีส่วนร่วมในกิจการไฟฟ้า อันนำไปสู่การเพิ่มประสิทธิภาพการดำเนินการและการให้บริการ รวมทั้งยังเป็นการลดภาระด้านการ ลงทุนของภาครัฐในระบบผลิตและจำหน่ายไฟฟ้า จึงได้มีการออกประกาศการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (IPP) ในปี 2537 และออกประกาศการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก (SPP) ในปี

2535 เพื่อให้สามารถรองรับปริมาณความต้องการไฟฟ้าที่จะเพิ่มขึ้นในอนาคตได้อย่างเพียงพอ

2. การรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (Independent Power Producers : IPP) มี ความคืบหน้าโดยลำดับ ดังนี้

2.1 การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ได้ออกประกาศรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน (รอบแรก) จำนวน 3,800 เมกะวัตต์ เมื่อวันที่ 15 ธันวาคม 2537 และกำหนดยื่นข้อเสนอในวันที่ 30 มิถุนายน 2538 ต่อมาเมื่อเดือนเมษายน 2538 กฟผ. ได้ประกาศรับซื้อไฟฟ้าเพิ่มอีกประมาณร้อยละ 10 รวมกำลังผลิตที่ต้องการซื้อทั้งสิ้นประมาณ 4,200 เมกะวัตต์ และเมื่อถึงกำหนดวันยื่นข้อเสนอ มีผู้ยื่นข้อเสนอ 32 ราย รวม 50 โครงการ ซึ่งประกอบด้วยข้อเสนอทั้งสิ้น 88 ทางเลือก รวมกำลังผลิตทั้งสิ้น 39,067 เมกะวัตต์ โดยใช้ก๊าซธรรมชาติ 37 ราย ถ่านหิน 12 ราย และออริมัลชั่น 1 ราย

2.2 การประเมินและคัดเลือกข้อเสนอจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน ดำเนินการภายใต้การกำกับดูแลของคณะอนุกรรมการประเมินและคัดเลือกข้อเสนอจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน โดยได้พิจารณาจากปัจจัยด้านราคา (Price Factor) ร้อยละ 60 และจากปัจจัยด้านอื่น ๆ นอกเหนือจากราคา (Non-Price Factors) ร้อยละ 40 ปรากฏว่ามีโครงการที่ผ่านการคัดเลือกรอบแรกจำนวน 21 โครงการ แยกเป็นระยะที่ 1 ซึ่งจะรับซื้อในปี 2539-2543 จำนวน 13 ราย และระยะที่ 2 รับซื้อไฟฟ้าในปี 2544-2545 จำนวน 8 ราย โดยได้ประกาศ รายชื่อดังกล่าว เมื่อวันที่ 8 กุมภาพันธ์ 2539 และ 19 มีนาคม 2539 ตามลำดับ

2.3 ต่อมา คณะรัฐมนตรีได้มีมติเมื่อวันที่ 13 สิงหาคม 2539 เห็นชอบตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ อนุมัติในหลักการให้มีการเพิ่มการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนในช่วงปี 2543 - 2546 จำนวน 1,600 เมกะวัตต์ โดยคัดเลือกจากโครงการที่ได้ยื่นข้อเสนอต่อ กฟผ. และตามประกาศ รับซื้อไฟฟ้าจาก IPP ในรอบแรก ทั้งนี้ได้มอบหมายให้คณะอนุกรรมการประเมินและคัดเลือกข้อเสนอจาก ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรับไปดำเนินการต่อไป โดยให้อำนาจ กฟผ. ที่จะพิจารณาเพิ่มลดปริมาณการซื้อขายกระแสไฟฟ้ากับเอกชนได้ในอัตราร้อยละ 20 เพื่อให้สามารถแก้ไขปัญหาการขาดแคลนกระแสไฟฟ้าได้รวดเร็วยิ่งขึ้น

3. กฟผ. ได้รายงานผลการเจรจาของ กฟผ. กับ ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนที่ได้รับคัดเลือกรวมทั้งส่วนที่ได้รับอนุมัติให้ซื้อเพิ่มรวม 1,600 เมกะวัตต์ สรุปสาระสำคัญได้ดังนี้

3.1 การรับซื้อไฟฟ้าเอกชนระยะที่ 1 (พ.ศ. 2539-2543) จำนวน 3 ราย รวม 1,726 เมกะวัตต์เป็นโครงการที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง ได้แก่ บริษัท Independent Power (Thailand) Company Limited จำนวน 700 เมกะวัตต์ สถานที่ตั้ง อ่าวไผ่ จ. ชลบุรี ราคาไฟฟ้าเฉลี่ยต่อหน่วย 1.235 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง และ บริษัท Tri Energy Company Limited จำนวน 700 เมกะวัตต์ สถานที่ตั้ง จ. ราชบุรี ราคาไฟฟ้าเฉลี่ย ต่อหน่วย 1.303 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง ขณะนี้สัญญาการซื้อขายไฟฟ้าทั้ง 2 บริษัท ได้ผ่านการพิจารณาจากคณะกรรมการ กฟผ. แล้ว โดย กฟผ. ได้จัดส่งสัญญา

ที่ลงลายมือชื่อเพื่อผูกพันคู่สัญญาทั้ง 2 ฝ่าย ในเบื้องต้นไปให้สำนักงานอัยการสูงสุดเพื่อพิจารณาให้ความเห็น สำหรับส่วนที่ได้รับจัดสรรให้ซื้อเพิ่มในระยะที่ 1 อีก 300 เมกะวัตต์นั้น ขณะนี้อยู่ในระหว่างการเจรจาต่อรองราคาและปรับปรุงเงื่อนไขในสัญญาให้เป็นไปตามที่ กฟผ. ต้องการ คือ บริษัท Bangkok Energy System (B) Limited จำนวน 326 เมกะวัตต์ เมื่อแล้วเสร็จจะได้นำเสนอคณะกรรมการ กฟผ. เพื่ออนุมัติต่อไป

3.2 การรับซื้อไฟฟ้าเอกชนระยะที่ 2 (พ.ศ 2544-2546) จำนวน 4 ราย รวม 4,114 เมกะวัตต์ ได้แก่ บริษัท Union Power Development Company Limited จำนวน 1,400 เมกะวัตต์ ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง สถานที่ตั้ง ต. หินครุฑ จ. ประจวบคีรีขันธ์ ราคาค่าไฟฟ้าเฉลี่ยต่อหน่วย 1.305 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง บริษัท Gulf Power Generation Company Limited จำนวน 700 เมกะวัตต์ ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง สถานที่ตั้ง อ. กุยบุรี จ. ประจวบคีรีขันธ์ ราคาค่าไฟฟ้าเฉลี่ยต่อหน่วย 1.374 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง บริษัท Bowin II Power Company Limited จำนวน 673 เมกะวัตต์ ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง สถานที่ตั้ง อ. บ่อวิน จ. ชลบุรี ราคาไฟฟ้าเฉลี่ยต่อหน่วย 1.354 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง และบริษัท BLCP Power Limited จำนวน 1,341 เมกะวัตต์ ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง สถานที่ตั้ง อ.มาบตาพุด จ. ระยอง ราคาไฟฟ้าเฉลี่ยต่อหน่วย 1.374 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง ขณะนี้ทั้ง 4 บริษัท ได้รับอนุมัติให้ทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแล้ว การลงนามขั้นสุดท้าย ในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าจะมีการดำเนินการโดยเร็วต่อไป เมื่อได้รับความเห็นชอบจากสำนักงานอัยการสูงสุดแล้ว

4. การรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก (Small Power Producers : SPP) สรุปสาระสำคัญ ได้ดังนี้

4.1 คณะรัฐมนตรี ได้มีมติเมื่อวันที่ 17 มีนาคม 2535 เห็นชอบร่างระเบียบการรับซื้อไฟฟ้า จากผู้ผลิตรายเล็ก โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อให้ กฝผ. สามารถรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตรายเล็กซึ่งผลิตไฟฟ้าโดยใช้พลังงานนอกรูปแบบ กากหรือเศษวัสดุเหลือใช้เป็นเชื้อเพลิง และการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ Cogeneration

4.2 กฟผ. ได้ประกาศรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตรายเล็กงวดที่ 1 ลงวันที่ 30 มีนาคม 2535 จำนวน 300 เมกะวัตต์ โดยให้ผู้สนใจยื่นข้อเสนอต่อ กฟผ. ภายในวันที่ 31 ตุลาคม 2535 ผลปรากฏว่ามีผู้ผลิต รายเล็กยื่นข้อเสนอขายไฟฟ้าเกินกว่าปริมาณที่ประกาศรับซื้อเป็นจำนวนมาก ประกอบกับความต้องการไฟฟ้าได้เพิ่มสูงขึ้นมากกว่าที่คาดการณ์ไว้ คณะรัฐมนตรี จึงได้มีมติเมื่อวันที่ 28 พฤศจิกายน 2538 เห็นชอบตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ให้ขยายปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตรายเล็ก จาก 300 เมกะวัตต์ เป็น 1,444 เมกะวัตต์ และต่อมาได้ขยายปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าจาก 1,444 เมกะวัตต์ เป็น 3,200 เมกะวัตต์ สำหรับการรับซื้อไฟฟ้าในช่วงปี 2539-2543 และให้มีการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตรายเล็กที่ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานนอกรูปแบบ กากหรือเศษวัสดุเหลือใช้เป็นเชื้อเพลิงต่อไป โดยไม่กำหนดปริมาณในการรับซื้อไฟฟ้า

4.3 คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ได้มีมติเมื่อวันที่ 29 พฤศจิกายน 2539 เห็นชอบ ในหลักการให้ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่อยู่ในนิคมอุตสาหกรรมหรือเขต

อุตสาหกรรมที่ดำเนินการโดยเอกชน สามารถจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบของการไฟฟ้าแทนการก่อสร้างสายจำหน่ายหรือสายป้อนของตนเอง โดยเปิดโอกาสให้เอกชนสามารถใช้บริการสายป้อนของการไฟฟ้าได้ ซึ่งจะแก้ไขปัญหาการลงทุนซ้ำซ้อนกับการไฟฟ้า ฝ่ายจำหน่าย และการไฟฟ้าก็จะได้ใช้ประโยชน์จากสายป้อนที่ตนเองได้สร้างไว้แล้ว ส่วนการซื้อขายไฟฟ้าภายในนิคมอุตสาหกรรมหรือเขตอุตสาหกรรมที่ดำเนินการโดยเอกชน ให้เป็นการเจรจาตกลงระหว่างผู้ผลิตไฟฟ้ากับ ผู้ใช้ไฟฟ้าได้โดยตรงเช่นในปัจจุบันต่อไป นอกจากนี้ ได้เห็นชอบให้คณะอนุกรรมการการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าจัดทำการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า โดยคำนึงถึงการผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าของผู้ผลิตรายเล็ก ทั้งในการจำหน่ายเข้าระบบตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตรายเล็กและการจำหน่ายให้ลูกค้าตรง เพื่อให้ การไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง นำข้อมูลไปใช้ในการวางแผนการลงทุนอย่างเหมาะสมต่อไป และขณะนี้ สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (สพช.) ได้ดำเนินการว่าจ้างที่ปรึกษาทำการศึกษาเรื่อง "การกำหนดอัตราค่าบริการและเงื่อนไขการใช้บริการสายป้อนของการไฟฟ้า" แล้ว คาดว่าการศึกษาดังกล่าวจะแล้วเสร็จในราวเดือนพฤษภาคม 2540

5. การดำเนินการขยายปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กตามมติคณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 28 พฤศจิกายน 2538 กฟผ. ได้ประกาศขยายปริมาณพลังไฟฟ้ารับซื้อ จากเดิมที่ประกาศไว้ 300 เมกะวัตต์ เป็น 1,444 เมกะวัตต์ เมื่อวันที่ 1 ธันวาคม 2538 เมื่อครบกำหนดมีผู้ยื่นข้อเสนอขายไฟฟ้ารวม 84 ราย ขนาดกำลังการผลิต 8,155 เมกะวัตต์ ปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขาย 4,581 เมกะวัตต์ ซึ่งสูงกว่าปริมาณ 1,444 เมกะวัตต์ ที่ กฟผ. ประกาศขยายการรับซื้อเป็นจำนวนมาก กฟผ. จึงได้พิจารณาคัดเลือกและได้แจ้งผลการพิจารณารับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตรายเล็กแล้ว เมื่อเดือนมีนาคม 2539 จำนวน 50 ราย ปริมาณการรับซื้อไฟฟ้ารวม 1,720 เมกะวัตต์ ต่อมาผู้ผลิตรายเล็กบางรายได้รับการตอบรับซื้อไฟฟ้าเพิ่มเติมจาก กฟผ. ทำให้กำลังการผลิตรวมเท่ากับ 3,699 เมกะวัตต์ ปริมาณการรับซื้อรวม 1,886 เมกะวัตต์

6. การดำเนินการขยายปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กตามมติคณะรัฐมนตรีเมื่อวันที่ 9 กรกฎาคม 2539 นั้น กฟผ. ได้ประกาศขยายปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตรายเล็กจาก 1,444 เมกะวัตต์ เป็น 3,200 เมกะวัตต์ เมื่อวันที่ 3 กันยายน 2539 โดยได้คัดเลือกจากผู้ผลิตรายเล็ก ที่ได้ยื่นคำร้องขายไฟฟ้าไว้กับ กฟผ. ก่อนวันที่ 31 ธันวาคม 2538 แต่ยังไม่ได้รับการคัดเลือก (มีจำนวน 34 ราย) และ เมื่อวันที่ 20 ธันวาคม 2539 กฟผ. ได้แจ้งผลการพิจารณาคัดเลือกการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตรายเล็กเพิ่มเติมอีกจำนวน 11 ราย กำลังการผลิต 1,260 เมกะวัตต์ เสนอขายไฟฟ้ารวม 800 เมกะวัตต์ รวมการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตรายเล็ก จำนวน 61 ราย กำลังการผลิต 4,960 เมกะวัตต์ จำหน่ายไฟฟ้าเข้าระบบ 2,686 เมกะวัตต์ ปัจจุบันมีผู้ผลิตรายเล็กลงนามในสัญญาแล้ว จำนวน 27 ราย ปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขาย 871 เมกะวัตต์ และมี ผู้ผลิตรายเล็กจำหน่ายไฟฟ้าเข้าระบบแล้ว จำนวน 17 ราย ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายเข้าระบบในปี 2539 จำนวน 1,215 ล้านหน่วย คิดเป็นมูลค่า 1,649 ล้านบาท

<u>มติของที่ประชุม</u>

1. รับทราบรายงานความคืบหน้าในการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตเอกชนในรูปของ IPP และ SPP ตามที่ฝ่ายเลขานุการฯ เสนอ
2. มอบหมายให้ กฟภ. จัดส่งประเด็นปัญหาผลกระทบของนโยบายรัฐบาลในการส่งเสริมผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก (SPP) ต่อ สพช. เพื่อพิจารณาก่อนและให้นำผลการพิจารณาเสนอคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติเพื่อพิจารณาต่อไป

เรื่องที่ 5 <u>รายงานความคืบหน้าการรับซื้อไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้าน</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. ความคืบหน้าการรับซื้อไฟฟ้าจากประเทศสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว (สปป.ลาว)

รัฐบาลไทยและรัฐบาล สปป.ลาว ได้ลงนามในบันทึกความเข้าใจในเรื่อง ความร่วมมือในการพัฒนาไฟฟ้าใน สปป.ลาว ครั้งแรกเมื่อวันที่ 4 มิถุนายน 2536 ณ กรุงเวียงจันทน์ และต่อมาเมื่อวันที่ 19 มิถุนายน 2539 ได้มีการลงนามในบันทึกความเข้าใจฉบับใหม่ เพื่อใช้แทนฉบับเก่าโดยได้ขยายการรับซื้อไฟฟ้าจากเดิม 1,500 เมกะวัตต์ เป็น 3,000 เมกะวัตต์ ภายในปี 2549 คณะกรรมการประสานความร่วมมือพัฒนาไฟฟ้าใน สปป.ลาว (คปฟ.-ล.) และคณะกรรมการพลังงานและไฟฟ้า (Committee for Energy and Electric Power : CEEP) ของลาว ได้ร่วมกันพิจารณาความเหมาะสมของโครงการ การเจรจาซื้อขายไฟฟ้าในปัจจุบันมีความคืบหน้าโดยมีโครงการที่สามารถลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแล้ว 1 โครงการ คือ โครงการน้ำเทิน-หินบุน กำลังการผลิต 210 เมกะวัตต์ โครงการที่ตกลงอัตราค่าไฟฟ้า และอยู่ระหว่างการเจรจาจัดทำร่างสัญญาซื้อขายไฟฟ้า 2 โครงการ คือ โครงการห้วยเฮาะ และโครงการโรงไฟฟ้าลิกไนต์หงสา รวมกำลังการผลิต 734 เมกะวัตต์ จึงยังเหลือปริมาณพลังไฟฟ้าที่จะรับซื้ออีกประมาณ 2,056 เมกะวัตต์ ซึ่งจะเลือกซื้อจากโครงการที่เหลือ ในจำนวนนี้เป็นโครงการ ที่อยู่ระหว่างการเจรจาอัตราค่าไฟฟ้าและจัดทำบันทึกความเข้าใจร่วม (MOU) 5 โครงการ

2. ความคืบหน้าการรับซื้อไฟฟ้าจากมณฑลยูนนาน ประเทศสาธารณรัฐประชาชนจีน

คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ในการประชุมเมื่อวันที่ 14 มิถุนายน 2539 ได้รับทราบความร่วมมือในด้านการพัฒนาพลังงานไฟฟ้าระหว่างประเทศไทย และสาธารณรัฐประชาชนจีน โดย การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย และการไฟฟ้ายูนนาน มีโครงการที่จะพัฒนาโรงไฟฟ้าพลังน้ำจินหง (Jinghong) ขนาดกำลังผลิต 1,500 เมกะวัตต์ ซึ่งคาดว่าจะแล้วเสร็จในปี 2547 และจะจำหน่ายไฟฟ้าส่วนหนึ่ง

ให้กับประเทศไทย แต่เนื่องจากโครงการจินหงตั้งอยู่ใกล้เมืองเชียงรุ้ง ในแคว้นสิบสองปันนาของมณฑลยูนนาน และห่างจากชายแดนไทยทางจังหวัดเชียงรายประมาณ 300 กิโลเมตร ความเป็นไปได้ของโครงการจะต้องคำนึงถึงระบบส่งไฟฟ้า

ผ่านประเทศ สปป.ลาว หรือประเทศสหภาพพม่า เพื่อเชื่อมโยงระบบไฟฟ้ากับไทย ซึ่งได้มีการเจรจากับ สปป.ลาว แล้ว โดยที่ สปป.ลาว จะให้การสนับสนุนโครงการก่อสร้างสายส่งจากประเทศที่สามผ่าน สปป.ลาว มายังประเทศไทย และได้กำหนดเป็นหัวข้อหนึ่งในบันทึกความเข้าใจร่วม เรื่องความร่วมมือด้าน การพัฒนาไฟฟ้าจาก สปป.ลาว ซึ่งลงนามเมื่อวันที่ 19 มิถุนายน 2539 ในขณะนี้ กฟผ. อยู่ระหว่างการศึกษา ความเหมาะสม ของระบบส่งเชื่อมโยง (HVAC) ของโครงการจินหง กับประเทศไทย คาดว่าจะแล้วเสร็จประมาณกลางปี 2540

3. ความคืบหน้าในการรับซื้อไฟฟ้าจากประเทศสหภาพพม่า

การประชุมสาขาการพลังงานไฟฟ้า ครั้งที่ 3 ในโครงการพัฒนาความร่วมมือทางเศรษฐกิจใน อนุภูมิภาคลุ่มแม่น้ำโขง 6 ประเทศ เมื่อวันที่ 12-13 ธันวาคม 2539 ณ นครคุนหมิง มณฑลยูนนาน สาธารณรัฐประชาชนจีน ผู้แทนประเทศสหภาพพม่าได้รายงานให้ที่ประชุมทราบว่า รัฐบาลพม่าได้ให้กลุ่ม ผู้พัฒนาโครงการ ซึ่งประกอบด้วยบริษัทเอกชนของไทยและญี่ปุ่น เข้าศึกษาความเป็นไปได้ของการพัฒนาโครงการไฟฟ้าพลังน้ำแม่กก ที่ตั้งอยู่ในลำน้ำแม่กก ในเขตแดนสหภาพพม่าทั้งหมด ซึ่งมีสถานที่ตั้งใกล้ เขตแดนไทยระหว่างบ้านท่าตอน อำเภอแม่อาย จังหวัดเชียงใหม่ มีขนาดกำลังผลิตประมาณ 150 เมกะวัตต์ เพื่อผลิตและขายไฟฟ้าให้ประเทศไทยเป็นส่วนใหญ่ ขณะนี้ได้เริ่มศึกษาความเหมาะสมเบื้องต้นของสถานที่ตั้ง โรงไฟฟ้า โดยคาดว่าจะแล้วเสร็จประมาณเดือนธันวาคม 2540 นอกจากนี้ในการประชุมดังกล่าว ยังได้รับทราบถึงโครงการอื่นๆ ที่สหภาพพม่าจะพัฒนาให้เป็นโครงการความร่วมมือด้านพลังงานไฟฟ้าระหว่างประเทศด้วย

<u>ประเด็นเพิ่มเติม</u>

ผู้แทนกรมพัฒนาและส่งเสริมพลังงาน ได้ชี้แจงเพิ่มเติมเกี่ยวกับการรับซื้อไฟฟ้าจากประเทศกัมพูชาจากโครงการไฟฟ้าพลังน้ำสะตึงนัม (Stung Mnam) ประเทศกัมพูชา ซึ่งแม่น้ำสะตึงนัมเป็นแม่น้ำในเขตประเทศกัมพูชา ไหลจากตอนเหนือมาทางใต้ขนานและใกล้กับเขตแดนของประเทศไทยและประเทศกัมพูชา บริเวณจังหวัดตราด โครงการไฟฟ้าพลังน้ำสะตึงนัมจะประกอบด้วยเขื่อนทั้งหมด 3 เขื่อน และจะชักน้ำเข้ามาผลิตไฟฟ้าในประเทศไทย รัฐบาลไทยและรัฐบาลกัมพูชาได้ลงนามในบันทึกความเข้าใจ (Memorandum of Understanding) ระหว่างรัฐบาลทั้ง 2 ประเทศแล้ว เมื่อวันที่ 20 มิถุนายน 2539 ขณะนี้รัฐบาลกัมพูชา ได้ขอความช่วยเหลือจากรัฐบาลสวีเดน เพื่อทำการศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการต่อไป

<u>มติของที่ประชุม</u>

ที่ประชุมรับทราบ

เรื่องที่ 6 <u>การปรับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าเพื่อแก้ไขปัญหาการส่งออก</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. ในการประชุมคณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 3 กันยายน 2539 ที่ประชุมได้รับทราบผลการประชุม เชิงปฏิบัติการเพื่อแก้ไขปัญหาการส่งออกตามที่สำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติเสนอ และในส่วนของแนวทางการลดต้นทุนการผลิตในอุตสาหกรรมปิโตรเคมี ได้มอบหมายให้ผู้บริหารระดับสูงจากภาคเอกชนหารือกับสำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (สพช.) เรื่องค่าไฟฟ้าสำหรับอุตสาหกรรมใหญ่ โดยเฉพาะที่ใช้อัตราค่าไฟฟ้าที่แตกต่างกันตามช่วงเวลาของวัน (Time of Day Rate : TOD) และการยกเว้นระบบ TOD สำหรับโรงงานที่ต้องการทำงาน 24 ชั่วโมง

2. คณะรัฐมนตรี ได้มีมติเมื่อวันที่ 10 กันยายน 2539 เห็นชอบตามที่กระทรวงการคลังเสนอ ในเรื่องการแก้ไขปัญหาของอุตสาหกรรมปิโตรเคมี โดยมอบหมายให้ สพช. รับไปพิจารณาประเด็นการยกเลิกการเก็บ ค่าความต้องการพลังไฟฟ้า (Demand Charge) สำหรับอุตสาหกรรมทุกประเภทที่จำเป็นต้องทำการผลิตตลอด 24 ชั่วโมง และการศึกษาความเป็นไปได้ในการเพิ่มประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า โดยให้มีประเภทอุตสาหกรรมขนาดใหญ่ที่ใช้ไฟฟ้ามากกว่าประเภทที่กำหนดอยู่ในปัจจุบัน และกำหนดให้มีอัตราค่ากระแสไฟฟ้าลดลงอีก

3. เมื่อวันที่ 3 ตุลาคม 2539 สพช. การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ได้ร่วมหารือกับผู้แทนสภาอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย โดยมีนายทวี บุตรสุนทร รองประธานสภาอุตสาหกรรมฯ เป็นประธาน เพื่อพิจารณาหาแนวทางในการลดภาระ ค่าไฟฟ้าสำหรับอุตสาหกรรมขนาดใหญ่ โดยเฉพาะค่าไฟฟ้าระบบ TOD ซึ่งสามารถสรุปเป็นข้อยุติเพื่อกำหนดแนวทางในการปรับปรุงอัตราค่าไฟฟ้า ดังนี้

3.1 การกำหนดค่า Demand Charge ให้มีความแตกต่างกันตามช่วงเวลาของวัน โดยกำหนดให้สะท้อนถึงต้นทุนที่แท้จริง ตามอัตรา TOD Rate มีผลให้การใช้ไฟฟ้าในช่วง Peak ลดลง และการใช้ไฟฟ้าในช่วงของวันของระบบไฟฟ้ามีความสม่ำเสมอมากขึ้น โดยในปัจจุบันจะเหลือเพียงช่วงที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูง คือ 9.00-22.00 น. และช่วงที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำคือ 22.00-9.00 น. เพียง 2 ช่วงเวลาเท่านั้น แต่การใช้ไฟฟ้าในช่วงของวันยังไม่มีความสม่ำเสมอเท่าที่ควร ดังนั้น จึงควรมีการปรับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า TOD Rate ให้มีความเหมาะสมยิ่งขึ้น และควรพิจารณาขยายผลการใช้อัตรา TOD Rate ให้ครอบคลุมไปสู่ผู้ใช้ไฟฟ้า กลุ่มอื่นที่ไม่ได้ใช้อัตรา TOD Rate ในปัจจุบันด้วย

3.2 การลดค่าไฟฟ้าสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าที่ใช้ไฟฟ้ามาก สามารถดำเนินการได้โดยการขอเพิ่มประเภทอัตราค่าไฟฟ้าสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าในระดับแรงดันสูง เช่น ในระดับแรงดัน 115 เควี เนื่องจากการไฟฟ้าสามารถประหยัดการลงทุนในระบบและสามารถลดการสูญเสียในระบบได้

3.3 ประเด็นสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (Automatic Adjustment Mechanism หรือ F_t) มีความไม่ชัดเจนและเปลี่ยนแปลงบ่อย เนื่องจากการกำหนดสูตรดังกล่าวเพื่อให้ราคาไฟฟ้าสะท้อนถึง ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไปจากแผนที่ใช้ในการจัดทำโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า จึงยังคงมีความจำเป็นที่จะต้องมีค่า

F_t ต่อไป ซึ่งเป็นวิธีการเดียวกันกับหลายประเทศใช้อยู่ แต่ควรปรับปรุงให้มีความชัดเจนและ โปร่งใส และให้มีความผันผวนน้อยลง

4. คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ได้มีมติเมื่อวันที่ 18 ตุลาคม 2539 เห็นชอบแนวทาง ในการปรับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า ตามที่ได้มีการประชุมร่วมกับสภาอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย สพช. และการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง และต่อมา สพช. และการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง ได้จัดทำข้อเสนอในรายละเอียด และได้นำเสนอคณะกรรมการพิจารณานโยบายพลังงานให้ความเห็นชอบเกี่ยวกับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าใหม่ในการประชุมเมื่อวันที่ 5 พฤศจิกายน 2539 หลังจากนั้น การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายได้ประกาศใช้โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าใหม่ ซึ่งมีผลบังคับใช้ตั้งแต่เดือนมกราคม 2540 เป็นต้นไป

5. การปรับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีกที่มีผลบังคับใช้ตั้งแต่มกราคม 2540 นั้น ได้มีการปรับปรุงในประเด็นต่างๆ ดังนี้

5.1 กำหนดให้อัตราค่าไฟฟ้าประเภทที่แตกต่างกันตามช่วงเวลาการใช้ (Time of Use : TOU) เป็นอัตราเลือกสำหรับผู้ใช้ไฟที่ใช้อัตรา TOD ในปัจจุบัน เพื่อให้โครงสร้างค่าไฟฟ้าสะท้อนต้นทุนและลักษณะการใช้ไฟฟ้า (Load Curve) ของระบบที่เปลี่ยนแปลงไป

5.2 เพื่อให้โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าและสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ F_t มีความชัดเจนและโปร่งใส จึงมีการแยกภาษีมูลค่าเพิ่มออกจากโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าและค่า F_t ทั้งนี้ค่าไฟฟ้า ที่ขายให้แก่ประชาชนจะอยู่ในระดับเดิม

5.3 มีการปรับปรุงสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ ให้มีการเปลี่ยนแปลงน้อยลงเพื่อให้ผู้ประกอบการสามารถวางแผนการผลิตและการตลาดได้ง่ายขึ้น เช่น การกำหนดค่า F_t ให้เปลี่ยนแปลงทุก 4 เดือนเป็นต้น

6. จากการพิจารณาข้อมูลของการใช้ไฟฟ้าจริง พบว่าผู้ใช้ไฟปัจจุบันที่ซื้อไฟฟ้าในอัตรา TOD ที่สามารถเลือกใช้อัตรา TOU ได้ มีจำนวน 1,903 ราย ผู้ใช้ไฟดังกล่าวจะได้รับการลดค่าไฟฟ้าทันที โดยไม่ต้องปรับเปลี่ยนพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้า จำนวน 125 ราย ได้แก่ ผู้ใช้ไฟในกลุ่มอุตสาหกรรมกระดาษ สิ่งทอ อิเล็คโทรนิค และเคมีภัณฑ์ จะได้รับการลดค่าไฟฟ้าประมาณ 61 ล้านบาท หรือชำระค่าไฟฟ้าใกล้เคียงกับอัตราเดิม จำนวน 150 ราย ได้แก่ ผู้ใช้ไฟในกลุ่มอุตสาหกรรมกระดาษ สิ่งทอ ปิโตรเคมี และเคมีภัณฑ์ และผู้ใช้ไฟดังกล่าว หากสามารถปรับเปลี่ยนพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้า จะได้รับประโยชน์จากโครงสร้างค่าไฟฟ้า TOU

7. ในปัจจุบันมีผู้ใช้ไฟติดต่อขอซื้อไฟฟ้าในอัตรา TOU แล้วจำนวน 8 ราย ในเขต กฟน. จำนวน 3 รายในเขต กฟภ. จำนวน 4 ราย และลูกค้าตรงของ กฟผ. จำนวน 1 ราย ในกลุ่มอุตสาหกรรมเหล็ก สิ่งทอ และอุตสาหกรรมปิโตรเคมี โดยมีผู้ใช้ไฟที่ได้รับการติดตั้งมิเตอร์แล้ว จำนวน 1 ราย คือ บริษัทยูเนียนอุตสาหกรรมสิ่งทอ จำกัด สามารถซื้อไฟฟ้าในอัตรา TOU ได้ ตั้งแต่เดือนกุมภาพันธ์ 2540 เป็นต้นไป

มติของที่ประชุม

ที่ประชุมรับทราบ

เรื่องที่ 7 สัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติแหล่ง เยตากุน (สหภาพพม่า) แหล่งน้ำพอง (เพิ่มเติม) และแหล่งเบญจมาศ (ทานตะวันส่วนเพิ่ม)

สรุปสาระสำคัญ

1. การปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย (ปตท.) ได้ดำเนินการเจรจาเพื่อรับซื้อก๊าซจากแหล่งต่างๆ จนสามารถบรรลุข้อตกลงในการเจรจาสัญญาซื้อขายก๊าซฯ จากแหล่งเยตากุน (สหภาพพม่า) แหล่งน้ำพอง (เพิ่มเติม) และแหล่งเบญจมาศ (ทานตะวันส่วนเพิ่ม) ซึ่งสัญญาซื้อขายก๊าซฯ ของทั้งสามแหล่งได้ผ่าน ความเห็นชอบจากคณะกรรมการ ปตท. แล้ว กระทรวงอุตสาหกรรมจึงได้มีหนังสือขอความเห็นชอบให้ ปตท. ลงนามในสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติสามฉบับของทั้งสามแหล่งดังกล่าว

2. ร่างสัญญาซื้อขายก๊าซฯ แหล่งเยตากุน (สหภาพพม่า) มีสาระสำคัญประกอบด้วย ที่ตั้งของแหล่ง เยตากุน อยู่ในแปลงสัมปทาน Block M-12, M-13 และ M-14 ในสหภาพพม่า ผู้ถือหุ้น ได้แก่ บริษัท Texaco, Premier, Nippon, ปตท.สผ. และอาจมีบริษัทน้ำมันแห่งชาติของรัฐบาลพม่าร่วมทุนภายหลัง ปริมาณซื้อขายก๊าซฯ วันละ 200 ล้านลูกบาศก์ฟุต เริ่มกำหนดส่งในต้นปี 2543 โดยราคาซื้อขายจะเริ่มต้นในปี 2542 เท่ากับ 3.07 เหรียญสหรัฐฯ ต่อล้านบีทียู ในช่วง 12 เดือนแรก หลังจากนั้นจะเป็นไปตามสูตรปรับราคาเช่นเดียวกับสัญญาซื้อขายก๊าซฯ จากแหล่งยาดานา สำหรับเงื่อนไขสำคัญๆ ของสัญญา ได้แก่ ผู้ขายรับประกันปริมาณการผลิต ที่วันละ 200 ล้านลูกบาศก์ฟุต เป็นเวลาอย่างน้อย 10 ปี โดยมีค่าปรับเป็นค่าส่วนลดราคาก๊าซฯ และค่าใช้จ่ายในการลงทุนโครงการท่อส่งก๊าซฯ ส่วนเงื่อนไขอื่นๆ มีสาระสำคัญสอดคล้องกับสัญญา ซื้อขายก๊าซฯ จากแหล่งยาดานาของสหภาพพม่า

3. ร่างสัญญาซื้อขายก๊าซฯ แหล่งน้ำพอง (เพิ่มเติม) เป็นการทำสัญญาเพิ่มเติมสัญญาซื้อขาย ก๊าซธรรมชาติจากแหล่งน้ำพองในปัจจุบัน เพื่อกำหนดราคาก๊าซฯ ส่วนเพิ่มที่นอกเหนือจากปริมาณ Base Volume ที่กำหนดไว้ในสัญญา มีสาระสำคัญประกอบด้วย ที่ตั้งของแปลงสัมปทานตั้งอยู่ในแปลง E-5 อ.น้ำพอง จ.ขอนแก่น ปริมาณซื้อขายในส่วนของ Base Volume เพิ่มเป็น 65 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และส่วนเพิ่มเติมอีกประมาณ 30 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน รวมเป็นประมาณ 95 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ราคาซื้อขายของปริมาณก๊าซฯ ส่วนที่เกิน Base Volume คิดเทียบเท่าราคาประกาศ ณ โรงกลั่นสิงคโปร์ของน้ำมันเตา ปริมาณกำมะถัน ร้อยละ 3.5 มีส่วนลด 10 เซ็นต์ต่อล้านบีทียู และส่วนลดอีกร้อยละ 55 ของราคาน้ำมันเตาในส่วนที่เกิน 18 เหรียญสหรัฐฯต่อบาร์เรล การซื้อขายก๊าซฯ ในส่วน Base Volume ยังเป็นไปตามสัญญาฯ ฉบับปัจจุบัน กรณีที่กำลังผลิตสูงกว่าวันละ 85 ล้านลูกบาศก์ฟุต กำหนดเงื่อนไข Take or Pay เท่ากับร้อยละ 87 ของกำลังการผลิต แต่ถ้ากำลังการผลิตต่ำกว่าวันละ 85 ล้านลูกบาศก์ฟุต Take or Pay จะเป็นไปตามสัญญาปัจจุบันคือ

เท่ากับร้อยละ 80 ของกำลังการผลิต ส่วนเงื่อนไขอื่นๆ เป็นไปตามสัญญาซื้อขายก๊าซฯ ในปัจจุบัน

4. ร่างสัญญาซื้อขายก๊าซฯ แหล่งเบญจมาศ (ทานตะวันส่วนเพิ่ม) เป็นสัญญาซื้อขายก๊าซฯ ที่ทำเพิ่มเติมจากสัญญาซื้อขายก๊าซฯ แหล่งทานตะวันเดิม เนื่องจากได้มีการสำรวจพบก๊าซฯ เพิ่มเติมในแปลง B8/32 ผู้รับสัมปทานประกอบด้วย Maersk Oil (Thailand) Ltd., Thaipo Ltd., Thai Romo Ltd. และ Palang Sophon Ltd., ในสัดส่วนร้อยละ 31.67, 31.67, 31.67 และ 4.99 ตามลำดับ สาระสำคัญของสัญญาประกอบด้วย กำหนดปริมาณซื้อขายก๊าซฯ ของแหล่งทานตะวันและเบญจมาศ เพิ่มขึ้นจากวันละ 100 ล้านลูกบาศก์ฟุต เป็นวันละ 170 ล้านลูกบาศก์ฟุต ในปี 2542 และวันละ 180 ล้านลูกบาศก์ฟุต ในปี 2543 ราคาซื้อขาย คงเดิมตามสัญญาซื้อขายก๊าซฯ แหล่งทานตะวัน ซึ่งมีราคาเริ่มต้นในปี 2540 ที่ 1.9 เหรียญสหรัฐฯต่อล้านบีทียู และ ต่อไปมีการปรับราคาตามสูตรทุก 6 เดือน ส่วนเงื่อนไขของสัญญาส่วนอื่นๆ คงเดิมตามสัญญาซื้อขายก๊าซฯ แหล่งทานตะวัน

5. ความเห็นของกระทรวงอุตสาหกรรม สรุปได้ดังนี้

5.1 ปตท. ต้องเร่งดำเนินการจัดหาก๊าซฯ ทั้งในอ่าวไทยและต่างประเทศ เพื่อสนองตอบให้ เพียงพอกับความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติที่เพิ่มสูงขึ้นในอนาคตอันใกล้

5.2 แหล่งก๊าซฯ เยตากุน (สหภาพพม่า) น้ำพอง (เพิ่มเติม) และเบญจมาศ (ทานตะวันส่วนเพิ่ม) สามารถตอบสนองความต้องการในการผลิตไฟฟ้าของ กฟผ. ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน (IPP) ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) และอุตสาหกรรมต่างๆ ที่เพิ่มสูงขึ้นได้ทันเวลา

5.3 เงื่อนไขต่างๆ ของร่างสัญญาซื้อขายก๊าซฯ แหล่งเยตากุน (สหภาพพม่า) น้ำพอง (เพิ่มเติม) และเบญจมาศ (ทานตะวันส่วนเพิ่ม) เป็นไปตามแบบของสัญญาซื้อขายก๊าซฯ ปัจจุบันที่ ปตท. ถือปฏิบัติอยู่และเป็นประโยชน์ต่อ ปตท.

5.4 ราคาก๊าซฯ ของทั้ง 3 แหล่ง เหมาะสมและเป็นธรรมต่อทั้ง 2 ฝ่าย

<u>มติของที่ประชุม</u>

1. รับทราบรายงานสรุปผลการเจรจาสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติแหล่งเยตากุน (สหภาพพม่า) แหล่งน้ำพอง (เพิ่มเติม) และแหล่งเบญจมาศ (ทานตะวันเพิ่ม)
2. เห็นชอบให้ ปตท. ลงนามในสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติ รวม 3 ฉบับ คือ แหล่งเยตากุน (สหภาพพม่า) แหล่งน้ำพอง (เพิ่มเติม) และแหล่งเบญจมาศ (ทานตะวันส่วนเพิ่ม)

เรื่องที่ 8 <u>การร่วมลงทุนโครงการสำรวจและพัฒนาแหล่งก๊าซธรรมชาติแปลงสัมปทาน M12, M13 และ M14 (แหล่งเยตากุน) สหภาพพม่า ของบริษัท ปตท. สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. คณะรัฐมนตรีได้มีมติเมื่อวันที่ 30 ตุลาคม 2533 เห็นชอบให้บริษัท ปตท. สำรวจ และ ผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) หรือ ปตท.สผ. เจรจากับสหภาพพม่า ในการเข้าร่วมลงทุนสำรวจและพัฒนาแหล่งก๊าซธรรมชาติในอ่าวเมาะตะมะ เพื่อจัดหาก๊าซธรรมชาติมาใช้ประโยชน์ในประเทศไทย

2. ต่อมาเมื่อวันที่ 29 พฤศจิกายน 2537 คณะรัฐมนตรีได้มีมติอนุมัติให้ บริษัท ปตท.สผ. เข้าร่วมลงทุนในโครงการสำรวจและพัฒนาแหล่งก๊าซธรรมชาติ ในอ่าวเมาะตะมะบริเวณพื้นที่สัมปทานแปลง M5-M6 (ยาดานา) โดยผ่านบริษัทย่อย คือ บริษัท ปตท.สผ. อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด (ปตท.สผ.อ.) ในสัดส่วนร้อยละ 30 ซึ่งหากบริษัทน้ำมันแห่งชาติพม่า (Myanma Oil and Gas Enterprise : MOGE) จะเข้าร่วมลงทุนในภายหลังตามสิทธิที่กำหนดไว้ในสัญญาแบ่งปันผลผลิตในสัดส่วนร้อยละ 15 สัดส่วนการร่วมลงทุนของ ปตท.สผ.อ. จะลดลงเหลือร้อยละ 25.5

3. คณะกรรมการ ปตท.สผ. ได้มีมติเมื่อวันที่ 21 พฤศจิกายน 2539 เห็นชอบให้ ปตท.สผ. เข้าร่วมลงทุนในโครงการสำรวจและพัฒนาแหล่งก๊าซฯ ในแปลงสัมปทาน M12, M13 และ M14 ในอ่าวเมาะตะมะ ทะเลอันดามัน สหภาพพม่า ซึ่งครอบคลุมแหล่งก๊าซฯ เยตากุน เพื่อจัดหาก๊าซฯ มาใช้ประโยชน์ในประเทศไทย กระทรวงอุตสาหกรรมจึงได้มีหนังสือขอความเห็นชอบจากคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติในการร่วมลงทุนโครงการสำรวจและพัฒนาแหล่งก๊าซฯ แปลงสัมปทาน M12, M13 และ M14 (แหล่งเยตากุน) สหภาพพม่า ดังกล่าว

4. สรุปสาระสำคัญของโครงการสำรวจและพัฒนาแหล่งก๊าซธรรมชาติจากสหภาพพม่า มีดังนี้

4.1 แหล่งก๊าซฯ เยตากุน ตั้งอยู่ในแปลงสัมปทาน M12, M13 และ M14 ทางทิศตะวันออกเฉียงใต้ของแปลงสัมปทาน M5 และ M6 ที่ ปตท.สผ. ร่วมลงทุนสำรวจและพัฒนาแหล่งก๊าซฯ ยาดานา อยู่ในปัจจุบัน

4.2 ผู้เข้าร่วมลงทุนในปัจจุบัน ประกอบด้วยบริษัท Texaco Exploration Myanmar Inc., Premier Petroleum Myanmar และ Nippon Oil Exploration (Myanmar) Ltd. โดยบริษัท Texaco เป็นแกนกลางในการดำเนินการ ทั้งนี้ ปตท.สผ. จะเข้าร่วมทุนในสัดส่วนร้อยละ 14.1667 ในกรณีที่บริษัทน้ำมันแห่งชาติพม่า (MOGE) เข้าร่วมทุนตามสิทธิสัมปทานในสัดส่วนร้อยละ 15 และหาก MOGE ไม่เข้าร่วมทุน ปตท.สผ. มีสิทธิเพิ่มสัดส่วนการลงทุนเป็นร้อยละ 17.1667 โดยการเข้าร่วมลงทุนของ ปตท.สผ. ในโครงการจะมีผลพร้อมไปกับการตกลงในสัญญาซื้อขายก๊าซฯ ระหว่างกลุ่มผู้ขายก๊าซฯ กับการปิโตรเลียม แห่งประเทศไทย (ปตท.) ทั้งนี้ ในขั้นต้น

ปตท.สผ. เข้าร่วมลงทุนโดยจ่ายซื้อในราคาต้นทุนร้อยละ 14.1667 และมีสิทธิออกเสียงร้อยละ 15

4.3 จากผลการศึกษาของ ปตท.สผ. เกี่ยวกับการลงทุนโครงการฯ ซึ่งประกอบด้วยการพัฒนาและผลิตก๊าซฯ และการวางท่อส่งก๊าซฯ มายังจุดส่งมอบให้แก่ ปตท. ซึ่งเป็นจุดเดียวกับที่ ปตท. รับซื้อก๊าซฯ จากแหล่งยาดานา ณ ชายแดนไทย-พม่า บริเวณบ้านอีต่อง จังหวัดกาญจนบุรี โดยสรุปพบว่า แหล่งก๊าซฯ เยตากุนมีปริมาณสำรองก๊าซฯ (Proved Reserves) ในระดับ 1.14 ล้านล้านลูกบาศก์ฟุต จะเริ่มผลิตได้ในปี 2542 และคงอัตราการผลิตที่ระดับ 210 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ได้ประมาณ 11 ปี ซึ่งก๊าซฯ ที่ผลิตได้จากแหล่งเยตากุน จะมีค่าความร้อนประมาณ 1,040 บีทียูต่อลูกบาศก์ฟุต มีปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ประมาณร้อยละ 8.4 โดยปริมาตร ปตท.สผ. จะใช้เงินลงทุนประมาณ 101 ล้านเหรียญสหรัฐฯ ผลตอบแทนการลงทุนร้อยละ 13% (IRR Current) โดยโครงการมีความเสี่ยงทางเทคนิคค่อนข้างต่ำ เพราะอยู่ในขั้นตอนเริ่มการพัฒนา

4.4 ในการเข้าร่วมลงทุนของ ปตท.สผ. จะเป็นไปตามหลักการในการใช้สิทธิสัมปทานภายใต้บันทึกความตกลง และสัญญาแบ่งปันผลผลิตที่ได้มีการลงนามระหว่าง บริษัทน้ำมันแห่งชาติพม่า (MOGE) และผู้รับสัมปทาน โดย ปตท.สผ. จะได้รับสิทธิประโยชน์ ภาระค่าใช้จ่ายและข้อผูกพันต่างๆ ตามสัดส่วนการเข้าร่วมทุนเช่นเดียวกับผู้รับสัมปทานปัจจุบัน นอกจากนี้หลักเกณฑ์เงื่อนไขการร่วมลงทุนระหว่างผู้ร่วมลงทุน เป็นไปตามมาตรฐานสากลทั่วไป เช่นเดียวกับการร่วมลงทุนของ ปตท.สผ. ในโครงการอื่นๆ

5. ความเห็นของกระทรวงอุตสาหกรรม สรุปได้ดังนี้

5.1 การร่วมทุนในโครงการดังกล่าวให้ผลตอบแทนการลงทุนที่เหมาะสม และ ปตท.สผ. จะได้รับสิทธิประโยชน์และภาระข้อผูกพันตามสัดส่วนการร่วมลงทุนเช่นเดียวกันกับผู้รับสัมปทานปัจจุบัน ทั้งนี้ การร่วมลงทุนอยู่ในขั้นตอนของการพัฒนาไม่ต้องรับภาระความเสี่ยงในการสำรวจเลย

5.2 การร่วมลงทุนการพัฒนาแหล่งก๊าซฯ จะทำให้รัฐมีส่วนเป็นเจ้าของปริมาณสำรองปิโตรเลียมในต่างประเทศ อีกทั้งมีส่วนรับทราบความคืบหน้า และกำหนดแนวทางในการพัฒนาแหล่งก๊าซฯ เพื่อให้สอดคล้องกับความต้องการใช้พลังงานของประเทศ

5.3 การร่วมลงทุนจะเป็นไปตามหลักการเดียวกับการร่วมลงทุนในโครงการยาดานาของ ปตท.สผ. โดยจะได้รับสิทธิเข้าไปร่วมลงทุนด้วยในราคาต้นทุน ซึ่งเป็นเงื่อนไขหนึ่งของการที่ ปตท. เข้าไปรับซื้อก๊าซฯ ด้วย

6. ความเห็นและข้อสังเกตของหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง สรุปได้ดังนี้

6.1 เงินลงทุนที่ ปตท.สผ. จะใช้ในการร่วมทุนโครงการสำรวจและพัฒนาแหล่งก๊าซฯ เยตากุน นั้น ปตท.สผ.จะใช้ทุนหมุนเวียนของบริษัทส่วนหนึ่งและจากแหล่งเงินกู้ส่วนหนึ่ง โดยมีค่าใช้จ่ายทางด้านการลงทุนจำนวน 100.9 ล้านเหรียญสหรัฐฯ ซึ่ง

ประกอบด้วยค่าใช้จ่ายที่ ปตท.สผ. จะต้องจ่ายคืนการลงทุนในอดีต 18.4 ล้านเหรียญสหรัฐฯ ในปี 2540 และค่าใช้จ่ายในการพัฒนาแหล่งก๊าซฯ และการวางท่อเป็นเงินจำนวน 82.5 ล้านเหรียญสหรัฐฯ โดยกระจายชำระ 6 ปี ในช่วงปี 2540-2545 ทั้งนี้โครงการจะเริ่มมีผลตอบแทนในปี 2542 และเริ่มมีผลกำไรในปี 2543

6.2 การประเมินค่าใช้จ่ายในการร่วมทุนของ ปตท.สผ. ได้ใช้สมมติฐานของการลงทุนในเกณฑ์สูงในขณะที่การประเมินปริมาณสำรองก๊าซฯ ปตท.สผ. ได้ใช้สมมติฐานของปริมาณก๊าซฯ สำรองในเกณฑ์ต่ำ ดังนั้น จึงมีโอกาสสูงที่ผลตอบแทนการลงทุนจะสูงกว่าที่ประเมินไว้

6.3 การร่วมลงทุนสำรวจและพัฒนาแหล่งเยตากุนจะช่วยลดความเสี่ยงสำหรับประเทศ กล่าวคือ เมื่อก๊าซฯ มีราคาสูงขึ้นประเทศต้องใช้จ่ายเงินในการซื้อก๊าซฯ สูงขึ้นตาม แต่ก็จะมีรายได้เข้าประเทศจากการร่วมทุนของ ปตท.สผ. มาชดเชยส่วนหนึ่ง

6.4 เนื่องจากพื้นที่นอกเหนือจากแหล่งเยตากุนในแปลงสัมปทาน M12, M13 และ M14 ยังไม่มีการสำรวจโดยละเอียด ดังนั้นจึงมีความเป็นไปได้สูงที่จะสำรวจพบก๊าซฯ เพิ่มเติม

6.5 การร่วมลงทุนในโครงการเยตากุน มีความเสี่ยงทางด้านการพัฒนาแหล่งก๊าซฯ น้อยกว่าการร่วมทุนสำรวจและผลิตในแหล่งอ่าวไทย

6.6 ความเสี่ยงของโครงการร่วมทุนที่อาจเกิดจากปัญหาอื่นๆ เช่น การวางท่ออาจไม่เสร็จตามกำหนดเวลา นั้น โครงการร่วมทุนแหล่งยาดานาที่ได้รับการอนุมัติให้ร่วมทุนไปก่อนหน้านี้ ก็มีเงื่อนไขลักษณะเดียวกัน โดยการวางท่อในส่วนที่อยู่ในเขตพม่ามีการก่อสร้างคืบหน้าไปด้วยดี ดังนั้น ความเสี่ยงดังกล่าวจึงคาดว่าจะมีไม่มากนัก

<u>มติของที่ประชุม</u>

เห็นชอบให้บริษัท ปตท.สผ. เข้าร่วมลงทุนในโครงการสำรวจและพัฒนาแหล่งก๊าซธรรมชาติ แปลงสัมปทาน M12, M13 และ M14 (แหล่งเยตากุน) สหภาพพม่า โดยผ่านบริษัท ปตท. สผ.อ. ในสัดส่วนร้อยละ 14.1667 ซึ่งหากบริษัทน้ำมันแห่งชาติพม่า (MOGE) ไม่เข้าร่วมลงทุนในสัดส่วนร้อยละ 15 ตามสิทธิที่กำหนดไว้ในสัญญาแบ่งปันผลผลิต ปตท.สผ. จะมีสิทธิเพิ่มสัดส่วนการร่วมลงทุนเป็นร้อยละ 17.1667