มติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ
ครั้งที่ 2/2540 (ครั้งที่ 63)
วันจันทร์ที่ 2 มิถุนายน พ.ศ. 2540 เวลา 14.00 น.
ณ ห้องประชุมสีเขียว ตึกไทยคู่ฟ้า ทำเนียบรัฐบาล

---

1. สถานการณ์ราคาน้ำมันเชื้อเพลิง
2. รายงานผลการดำเนินงานตามนโยบายราคาก๊าซธรรมชาติและการกำกับดูแล
3. รายงานการเยือนประเทศสหภาพพม่าของรัฐมนตรีประจำสำนักนายกรัฐมนตรี
4. มาตรการเพิ่มเติมในการแก้ไขปัญหาการลักลอบนำเข้าน้ำมันเชื้อเพลิง
5. การเพิกถอนที่ดินสาธารณประโยชน์ในบริเวณโรงกลั่นปิโตรเลียมของ บริษัท สตาร์ปิโตรเลียมรีไฟน์นิ่ง จำกัด
6. ข้อเสนอปรับปรุงกฎเกณฑ์เพื่อส่งเสริมการแข่งขันของโรงกลั่นปิโตรเลียม
7. แนวทางการปรับโครงสร้างองค์กรการไฟฟ้านครหลวง
8. แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (พ.ศ. 2540 - 2554)
9. สัญญาซื้อขายไฟฟ้าโครงการห้วยเฮาะ
10. การสนับสนุนเงินกองทุน (Endowment Fund) แก่ศูนย์พลังงานอาเซียน
11. การลดอัตราค่าไฟฟ้าให้อุตสาหกรรม

นายกร ทัพพะรังสี รองนายกรัฐมนตรี รองประธานกรรมการ เป็นประธานการประชุม
นายปิยสวัสดิ์ อัมระนันทน์ เลขาธิการคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ กรรมการและเลขานุการ

เรื่องที่ 1 <u>สถานการณ์ราคาน้ำมันเชื้อเพลิง</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. นับตั้งแต่เดือนมกราคมจนถึงเดือนเมษายน 2540 ราคาน้ำมันดิบได้อ่อนตัวลงโดยตลอด รวมทั้งสิ้น 3.5 เหรียญสหรัฐฯต่อบาร์เรล ซึ่งเป็นผลจากความต้องการใช้น้ำมันดิบไม่ได้เพิ่มขึ้นมากเช่นทุกปีที่ผ่านมา ในขณะที่ปริมาณน้ำมันดิบที่ออกสู่ตลาด

น้ำมันกลับเพิ่มขึ้น ทั้งจากกลุ่มโอเปคและกลุ่มนอกโอเปค ต่อมาในเดือนพฤษภาคม ราคาน้ำมันดิบได้สูงขึ้นจากเดือนเมษายน 1.3 เหรียญสหรัฐฯต่อบาร์เรล ขึ้นมาอยู่ในระดับ 19.1 - 21.6 เหรียญสหรัญฯต่อบาร์เรล ทั้งนี้เพราะ ปริมาณการผลิตเริ่มอยู่ในสภาวะทรงตัวซึ่งเป็นผลมาจากการลดปริมาณการผลิตของซาอุดิอารเบีย และการปิดซ่อมแซมของแหล่งผลิตน้ำมันดิบในทะเลเหนือ ในขณะที่ ความต้องการน้ำมันดิบเข้ากลั่นได้เพิ่มสูงขึ้น

2. สำหรับราคาผลิตภัณฑ์น้ำมันสำเร็จรูปในตลาดจรสิงคโปร์นั้น ได้ปรับตัวทั้งขึ้นและลงตามสถานการณ์ในแต่ละช่วง โดยในช่วงเดือนมกราคมถึงกุมภาพันธ์ น้ำมันก๊าดและดีเซลได้อ่อนตัวลงถึง 7 เหรียญ สหรัฐฯต่อบาร์เรล ซึ่งเป็นผลจากอากาศที่อุ่นขึ้น ส่วนราคาน้ำมันเบนซินได้เพิ่มขึ้น 1.6 เหรียญสหรัฐฯต่อบาร์เรล เนื่องจากมีความต้องการเพิ่มขึ้น ต่อมาในเดือนมีนาคมตลาดน้ำมันสำเร็จรูปอยู่ในภาวะตึงตัว เนื่องจากการปิดซ่อมแซมของโรงกลั่น ส่งผลให้การจัดหาน้ำมันสำเร็จรูปถูกจำกัดลง น้ำมันเบนซินและดีเซลซึ่งมีความต้องการใช้สูง จึงได้รับผลกระทบจากเหตุการณ์ดังกล่าว ทำให้ราคาสูงขึ้น ในขณะที่ความต้องการน้ำมันก๊าดและน้ำมันเตา อยู่ในระดับต่ำ การจัดหาที่ถูกจำกัดจึงไม่มีผลต่อราคา ช่วงเดือนเมษายนถึงกลางเดือนพฤษภาคม ราคาผลิตภัณฑ์น้ำมันสำเร็จรูปได้อ่อนตัวลงตามราคาน้ำมันดิบ แต่ในช่วงหลังของเดือนพฤษภาคม ผลจากราคาน้ำมันดิบที่เริ่มแข็งตัวขึ้นทำให้ราคาผลิตภัณฑ์น้ำมันสำเร็จรูปแข็งตัวขึ้นเช่นกัน

3. การปรับเปลี่ยนราคาขายปลีกน้ำมันเชื้อเพลิงของไทย ได้เปลี่ยนแปลงสอดคล้องกับราคาผลิตภัณฑ์น้ำมันในตลาดโลก ซึ่งมีทั้งขึ้นและลง โดยในช่วงเดือนมกราคมถึงมีนาคม ราคาขายปลีกได้ปรับตัวสูงขึ้นตามราคาผลิตภัณฑ์ในตลาดโลก และได้ปรับตัวลดลงในเดือนพฤษภาคม โดยราคาน้ำมันเบนซินลดลง 25 สตางค์/ลิตร และดีเซลหมุนเร็วลดลง 14 สตางค์/ลิตร

4. ในช่วง 5 เดือนแรกของปี 2540 ราคาน้ำมันดิบได้อ่อนตัวลงมากกว่าราคาน้ำมันสำเร็จรูป ทำให้ ค่าการกลั่นของโรงกลั่นน้ำมันเพิ่มสูงขึ้นมาอยู่ในระดับปกติ หลังจากที่ได้อยู่ในภาวะตกต่ำในช่วงครึ่งหลังของปีที่แล้ว โดยค่าการกลั่นในเดือนพฤษภาคมอยู่ในระดับ 0.98 บาท/ลิตร ส่วนค่าการตลาดของผู้ค้าน้ำมันในเดือนพฤษภาคมได้ขึ้นมาอยู่ในระดับปกติที่ 1.1993 บาท/ลิตร

<u>มติของที่ประชุม</u>

ที่ประชุมรับทราบ

เรื่องที่ 2 <u>รายงานผลการดำเนินงานตามนโยบายราคาก๊าซธรรมชาติและการกำกับดูแล</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. คณะรัฐมนตรีได้มีมติเมื่อวันที่ 13 สิงหาคม 2539 เห็นชอบในหลักการของการกำหนดนโยบายราคาก๊าซธรรมชาติ การกำหนดราคาซื้อขายก๊าซธรรมชาติระหว่างการปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย (ปตท.) กับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.), ปตท. กับ ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน (IPP), ปตท. กับผู้ผลิตไฟฟ้า รายเล็ก (SPP) และ ปตท. กับภาคอุตสาหกรรม และการกำหนดอัตราค่าผ่านท่อ รวมทั้งเห็นชอบแนวทางในการกำกับดูแลการกำหนดราคาก๊าซธรรมชาติและอัตราค่าผ่านท่อโดยคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ และสำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (สพช.) นอกจากนี้ คณะรัฐมนตรีได้มีมติมอบหมายให้ สพช. รับไปศึกษาความเหมาะสมของราคาก๊าซอีเทนและโพรเพน ซึ่งใช้เป็นวัตถุดิบในอุตสาหกรรมปิโตรเคมี เพื่อให้อุตสาหกรรมปิโตรเคมีของไทยสามารถแข่งขันกับต่างประเทศได้

2. ต่อมาคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติได้มีมติเมื่อวันที่ 18 ตุลาคม 2539 มอบหมายให้ ปตท. เร่งดำเนินการเจรจาสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติระหว่าง ปตท. กับผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงให้แล้วเสร็จโดยเร็ว รวมทั้งคณะรัฐมนตรีได้มีมติเมื่อวันที่ 26 พฤศจิกายน 2539 อนุมัติแผนแม่บทระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ ฉบับที่ 1 ในช่วงปี 2540-2548 และมอบหมายให้ ปตท. จัดทำแผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติระยะยาวที่สอดคล้องกับเป้าหมายที่กำหนดในแผนแม่บทฯ ดังกล่าว นำเสนอคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ พิจารณาอนุมัติต่อไป

3. คณะอนุกรรมการพิจารณาราคาก๊าซธรรมชาติ ได้ดำเนินการให้เป็นไปตามมติดังกล่าวข้างต้นแล้วโดยได้ดำเนินการจัดทำสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติ ระหว่าง ปตท. กับ กฟผ. แล้วเสร็จ และได้มีการลงนาม ในสัญญาดังกล่าวแล้ว เมื่อวันที่ 7 พฤศจิกายน 2539 โดยหลักการสำคัญๆ ของสัญญาฯ มีดังนี้คือ

3.1 เป็นสัญญาระยะยาว 20 ปี (ตั้งแต่ 1 พฤศจิกายน 2539 ถึง 30 กันยายน 2558)

3.2 กำหนดแผนการรับส่งตาม DCQ (ปริมาณก๊าซฯ เฉลี่ยต่อวันของปีสัญญา) กำหนดไว้เป็น รายปีในระดับ 540-960 พันล้านบีทียูต่อวัน

3.3 หากเกิดการลดปริมาณสำรองก๊าซฯ ของผู้ผลิตและ/หรือผู้ขายก๊าซฯ ปตท. จะพิจารณา ลดปริมาณก๊าซฯ ที่ส่งให้ลูกค้าตามลำดับก่อนหลัง ตามที่กำหนดไว้ในสัญญา

3.4 ใช้หลักเกณฑ์ Take or Pay Basis โดยจะมีบทปรับในกรณีขาดรับและขาดส่ง ยกเว้นกรณีเหตุสุดวิสัย

3.5 ราคาก๊าซฯ ประกอบด้วย ราคาเนื้อก๊าซฯ และอัตราค่าผ่านท่อ ดังนี้

(1) ราคาเนื้อก๊าซฯ มี 2 ส่วนคือ ราคาก๊าซฯ จากปากหลุมผู้รับสัมปทานเฉลี่ยแบบถ่วงน้ำหนัก ตามค่าความร้อนของเนื้อก๊าซฯ ในแต่ละเดือนที่ ปตท. รับจากผู้ผลิตจาก

POOL 2 (ไม่รวม LNG) และค่าจัดหาและจำหน่ายกำหนดเป็นร้อยละ 1.75 ของราคาเนื้อก๊าซฯ

(2) อัตราค่าผ่านท่อประกอบด้วย 2 ส่วน คือ ส่วนของต้นทุนคงที่ (Demand Charge) และต้นทุนผันแปร (Commodity Charge)

(3) การปรับอัตราค่าผ่านท่อจะมีการปรับเป็นระยะ (Periodic Adjustment) และการปรับเปลี่ยนตามดัชนี (Index Adjustment) โดยให้อยู่ภายใต้การกำกับดูแลดำเนินการของ สพช.

4. ปตท., กฟผ., สพช. กับกลุ่มบริษัทผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนได้ร่วมกันเจรจาเพื่อจัดทำสัญญาซื้อขาย ก๊าซฯ ระหว่าง ปตท. และ IPP จนแล้วเสร็จ และได้มีการลงนามในสัญญา เมื่อวันที่ 17 มีนาคม 2540 ระหว่าง ปตท., กฟผ. และบริษัท ผลิตไฟฟ้าอิสระ (ประเทศไทย) จำกัด ซึ่งเป็นกลุ่มบริษัทร่วมค้าระหว่าง บริษัท ไทยออยล์ จำกัด, บริษัท ยูโนแคล จำกัด และบริษัท เวสติ้งเฮ้าส์ จำกัด ซึ่งสัญญาซื้อขายก๊าซฯ ดังกล่าวนี้จะถือเป็นสัญญามาตรฐานระหว่าง ปตท. กับ IPP รายอื่นๆ ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงต่อไปโดยมีสาระสำคัญของสัญญาฯ ดังนี้

4.1 สัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติระหว่าง ปตท. และ IPP แต่ละราย (Gas Sale Agreement : GSA)

(1) เป็นสัญญาระยะยาว 20-25 ปี ขึ้นอยู่กับบริษัท IPP แต่ละราย

(2) ปริมาณซื้อขาย (DCQ) มีการกำหนดไว้สำหรับ IPP แต่ละราย โดยปริมาณรับซื้อในแต่ละปีจะขึ้นอยู่กับ กฟผ. โดย IPP ไม่มีข้อผูกพันในปริมาณรับซื้อ และ ปตท. ต้องพยายามจัดหาและส่งก๊าซฯ ให้ได้ในปริมาณที่ผู้ซื้อต้องการโดยไม่ต้องรับประกัน

(3) ปตท. จะเป็นผู้ลงทุนวางท่อและอุปกรณ์ เฉพาะส่วนของท่อส่งก๊าซฯ สายประธาน ส่วน IPP จะลงทุนวางท่อแยกจากระบบท่อสายประธาน แล้วโอนให้อยู่ในความดูแลของ ปตท. ต่อไป

(4) ราคาก๊าซฯ ประกอบด้วย ราคาเนื้อก๊าซฯ เฉลี่ยจาก POOL 3 ที่รวมค่าตอบแทนในการจัดหา และจำหน่ายร้อยละ 1.75 บวกอัตราค่าผ่านท่อ

(5) เหตุสุดวิสัยเป็นไปตามมาตรฐานสัญญาทั่วไป โดยมีเหตุยกอ้างเพิ่มเติมเกี่ยวกับการวางท่อ ล่าช้าเนื่องจากติดปัญหาการขออนุมัติในเรื่องสิ่งแวดล้อมและเขตทางวางท่อส่งก๊าซฯ

(6) การโอนสิทธิให้กับสถาบันการเงินจำเป็นต้องได้รับความยินยอมจาก ปตท. เสียก่อน ส่วนเงื่อนไขข้อกฎหมายอื่นๆ เป็นไปตามสัญญาทั่วไป

4.2 สัญญาซื้อขายก๊าซฯ ระหว่าง ปตท. และ กฟผ. (Master Gas Sale Agreement : MGSA)

เป็นข้อผูกพันเกี่ยวกับ Take or Pay โดยได้มีการกำหนด Minimum Take Quantity ที่ กฟผ. จะต้องผูกพันซื้อก๊าซฯ ในแต่ละปีของปริมาณกำลังผลิตรวมของ IPP และการตกลงค่า DCQ ใหม่ เมื่อปริมาณ LNG เกินร้อยละยี่สิบ (20%) การกำหนดข้อตกลงเรื่องการ Redirect ก๊าซฯ ในกรณีที่ กฟผ. จะนำก๊าซฯ ไปใช้ หากโรงไฟฟ้า IPP ไม่สามารถรับซื้อก๊าซฯ ได้ รวมทั้งกรณีอื่นๆ เช่น ประเด็น Make up/Carry Forward ประเด็น Mininum Take Liability และเงื่อนไขอื่นๆ ที่สอดคล้องกับสัญญา GSA

5. ปัจจุบัน สพช. และ ปตท. อยู่ระหว่างการหารือเพื่อกำหนดโครงสร้างราคาก๊าซฯ ใหม่สำหรับ SPP เพื่อปรับปรุงให้สอดคล้องกับราคาก๊าซฯ ที่ ปตท. ขายให้กับกลุ่ม IPP

6. คณะอนุกรรมการพิจารณาราคาก๊าซธรรมชาติ ได้ดำเนินการจัดทำอัตราค่าผ่านท่อและกลไกในการปรับอัตราค่าผ่านท่อระหว่าง ปตท. กับ กฟผ. แล้วเสร็จ และคณะรัฐมนตรีได้มีมติเห็นชอบเมื่อวันที่ 13 สิงหาคม 2539 ให้มีการใช้อัตราค่าผ่านท่อดังกล่าว และตั้งแต่ปี 2540 เป็นต้นไป สพช. จะเป็นหน่วยงานที่ ทำหน้าที่กำกับดูแลการปรับอัตราค่าผ่านท่อ ซึ่งกำหนดให้มีการปรับเป็นระยะ (Periodic Adjustment) คือให้มีการทบทวนการคำนวณค่าผ่านท่อทุกระยะเวลา 5 ปี และ/หรือในกรณีที่มีการปรับเปลี่ยนการลงทุนใน Main System และการปรับเปลี่ยนตามดัชนี (Index Adjustment) ที่ให้ ปตท. ปรับอัตราค่าผ่านท่อในทุกๆ ปีสัญญาในส่วนที่เป็นค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานและบำรุงรักษา

7. ปัจจุบัน ปตท. กำลังอยู่ระหว่างการจัดทำแผนการจัดหาก๊าซฯ ระยะยาวที่สอดคล้องกับเป้าหมายที่กำหนดไว้ในแผนแม่บทระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ เพื่อนำเสนอคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ เพื่อพิจารณาอนุมัติต่อไป

8. สำหรับการศึกษาเรื่องการกำหนดราคาก๊าซอีเทนและโพรเพนซึ่งเป็นวัตถุดิบในอุตสาหกรรมปิโตรเคมีนั้น สพช. ได้ประชุมหารือกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้องแล้ว ได้แก่ ปตท., บริษัท ปิโตรเคมีแห่งชาติ จำกัด (มหาชน) (NPC), และบริษัท ไทยโอเลฟินส์ จำกัด โดย ปตท. ได้ดำเนินการปรับสูตรราคาก๊าซอีเทน โพรเพน และ LPG ที่จำหน่ายให้แก่โรงงานอุตสาหกรรมปิโตรเคมี จากเดิมที่ใช้หลักการ Cost Plus หรือการกำหนดราคาตามต้นทุนการผลิตจริง เป็นใช้สูตรราคา Net back จากราคาผลิตภัณฑ์ของอุตสาหกรรมปิโตรเคมี ซึ่งมีผลทำให้ ราคาก๊าซฯ ที่เป็นวัตถุดิบดังกล่าวมีการเปลี่ยนแปลงอิงตามราคาผลิตภัณฑ์ในตลาดโลก โดยให้มีผลบังคับย้อนหลังตั้งแต่ต้นปี 2539 เป็นต้นมา ส่งผลให้ต้นทุนของราคาวัตถุดิบของอุตสาหกรรมปิโตรเคมีในส่วนของก๊าซฯ ได้ลดลง โดยมีสูตรในการกำหนดราคาดังนี้

8.1 ราคาอีเทน โพรเพน และ LPG ใช้หลักการของ Netback Basis

ราคาวัตถุดิบ = Agreed Olefins Price - ต้นทุนการผลิตและผลตอบแทนของ NPC

8.2 ราคาขายโอเลฟิน (Agreed Olefin Price) จะกำหนดโดยอิงกับราคาโอเลฟินในตลาดโลก โดยใช้ราคาของสหรัฐอเมริกา (Net US Gulf Price) บวกด้วย

ส่วนเพิ่มพิเศษ (Premium) สาเหตุที่ต้องมีการกำหนดค่า premium เนื่องจากต้นทุนการผลิตของไทยสูงกว่าต่างประเทศ ในเรื่อง Utility Cost (ค่าน้ำ ค่าไฟฟ้า เชื้อเพลิง) และวัตถุดิบอื่นๆ

มติของที่ประชุม

ที่ประชุมรับทราบ

เรื่องที่ 3 รายงานการเยือนประเทศสหภาพพม่าของรัฐมนตรีประจำสำนักนายกรัฐมนตรี

สรุปสาระสำคัญ

ฝ่ายเลขานุการฯ ได้สรุปสาระสำคัญให้ที่ประชุมทราบถึงการเยือนประเทศสหภาพพม่าของรัฐมนตรีประจำสำนักนายกรัฐมนตรี (นายสมพงษ์ อมรวิวัฒน์) พร้อมด้วยผู้แทนจากสำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (สพช.) การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) กรมวิเทศสหการ และกระทรวงการ ต่างประเทศ ในระหว่างวันที่ 7-8 พฤษภาคม 2540 โดยได้เข้าพบรองนายกรัฐมนตรีที่ดูแลการส่งเสริมการลงทุน (Vice Admiral Maung Maung Khin) รัฐมนตรีว่าการกระทรวงการต่างประเทศ (U Ohn Gyaw) และรัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงาน (U Khin Maung Thein) ของสหภาพพม่า พร้อมทั้งได้หารือเรื่องพลังงานและการผันน้ำกับรัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงานและเจ้าหน้าที่ระดับสูงของกระทรวง ซึ่งสรุปผลการหารือได้ดังนี้

1. ประเทศสหภาพพม่ามีความประสงค์จะขายไฟฟ้าให้แก่ประเทศไทย ทั้งจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำ และโรงไฟฟ้าที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง โดยเฉพาะในเรื่องของเขื่อนไฟฟ้าพลังน้ำซึ่งสหภาพพม่ามีศักยภาพสูงมาก โดยกระทรวงพลังงานได้ประเมินศักยภาพทางเทคนิคของการผลิตไฟฟ้าพลังน้ำว่าอยู่ในระดับสูงถึง 100,000 เมกะวัตต์ และได้ทำการศึกษาเบื้องต้นโครงการต่าง ๆ จำนวน 196 โครงการ รวมกำลัง การผลิต 38,000 เมกะวัตต์

2. โครงการเขื่อนไฟฟ้าพลังน้ำที่จะขายไฟฟ้าให้แก่ประเทศไทยมีหลายโครงการ โครงการที่มี การดำเนินการไปบ้างแล้วมี 2 โครงการ คือ เขื่อนไฟฟ้าพลังน้ำกก ขนาดประมาณ 150 เมกะวัตต์ ในขณะนี้อยู่ระหว่างการทำ Feasibility Study โดยกลุ่มผู้ลงทุนอันประกอบด้วย MDX, Ital Thai และ Marubeni และ เขื่อนไฟฟ้าพลังน้ำฮัทยี ขนาดประมาณ 400 เมกะวัตต์ ตั้งอยู่บนลำน้ำสาละวินตอนล่าง ขณะนี้ยังไม่ได้ให้สัมปทานแก่ผู้ลงทุน โดยบริษัท Jasmine อยู่ในข่ายที่จะได้รับการคัดเลือก

3. สำหรับการพัฒนาก๊าซธรรมชาติในอ่าวเมาะตะมะนั้น มีความก้าวหน้าไปมาก และคาดว่าจะมีก๊าซฯ เหลือเพิ่มเติมจากก๊าซฯ ที่ได้มีข้อผูกพันที่จะขายให้ไทยตามสัญญาซื้อขายก๊าซจากแหล่ง Yadana และ Yetagun แล้ว โดยในแปลงสัมปทาน

ของ ARCO ก็เพิ่งมีการสำรวจพบก๊าซธรรมชาติ ดังนั้นก๊าซธรรมชาติในส่วนที่เหลือก็สามารถนำมาผลิตไฟฟ้าขายให้แก่ประเทศไทยได้ด้วย

4. ประเทศไทยและสหภาพพม่าได้ตกลงว่า ประเทศไทยจะซื้อไฟฟ้าจากโครงการในประเทศสหภาพพม่ารวมทั้งหมด 1,500 เมกะวัตต์ ภายในปี ค.ศ. 2010 (พ.ศ. 2553) โดยรัฐบาลพม่าจะเป็นผู้คัดเลือกกลุ่มผู้ลงทุน แล้วมอบหมายให้มาเจรจาสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับไทย โดยมีเงื่อนไขว่าจะต้องมีผู้ลงทุนไทยร่วมทุน อยู่ด้วยในระดับที่เหมาะสมในทุกโครงการ แต่เนื่องจากในช่วงปัจจุบันจนถึง ค.ศ. 2004 (พ.ศ. 2547) กฟผ. ได้เตรียมการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งต่าง ๆ ไว้เรียบร้อยแล้ว (จาก IPP, SPP โครงการในลาวและโครงการของ กฟผ. เอง) ดังนั้น จึงไม่สามารถรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการขนาดใหญ่ในสหภาพพม่าได้ แต่หากเป็นโครงการขนาดเล็กก็น่าจะรับซื้อได้ ทั้งนี้โครงการขนาดใหญ่จะต้องรอจนปี ค.ศ. 2005 (พ.ศ. 2548) เป็นต้นไป

5. การวางสายส่งจากสหภาพพม่ามายังประเทศไทยยังประสบปัญหาพอสมควร เพราะจะต้องผ่านพื้นที่ 1A หรือพื้นที่ป่าสงวน/อนุรักษ์อื่นๆ ดังนั้นทั้ง 2 ฝ่ายจะต้องร่วมกันวางแผนการวางระบบสายส่ง อย่างรอบคอบ โดยพยายามให้โครงการต่าง ๆ ในสหภาพพม่ามีการใช้สายส่งร่วมกันมากที่สุดเท่าที่จะทำได้

6. รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงานพม่าได้แจ้งว่า ในขณะนี้ทางฝ่ายพม่าพร้อมที่จะพิจารณาและหารือกับรัฐบาลไทยในเรื่องของการผันน้ำให้แก่ประเทศไทยแล้ว

7. ทั้งสองฝ่ายได้ตกลงกันว่าจะมีการเจรจาในรายละเอียดเพิ่มเติมระหว่างกระทรวงพลังงานพม่ากับ สพช. เพื่อจัดทำข้อตกลงการรับซื้อไฟฟ้าจากสหภาพพม่าในรูปของ Memorandum of Understanding (MOU) ซึ่งจะมีการลงนามโดยรัฐบาลของทั้งสองประเทศประมาณเดือนกรกฎาคม 2540 ส่วนในเรื่องของ การผันน้ำจะจัดทำเป็น MOU อีกฉบับ สำหรับร่าง MOU ฉบับแรกนั้น ฝ่ายไทยจะเป็นผู้ร่างและจัดส่งให้กระทรวงพลังงานภายใน 2 สัปดาห์

<u>มติของที่ประชุม</u>

ที่ประชุมรับทราบ

เรื่องที่ 4 <u>มาตรการเพิ่มเติมในการแก้ไขปัญหาการลักลอบนำเข้าน้ำมันเชื้อเพลิง</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. ในช่วงเดือนมกราคม-เมษายน 2540 สามารถจับกุมน้ำมันลักลอบหนีภาษีได้จำนวน 842,567 ลิตร ลดลงจากในช่วงเดียวกันของปีก่อน ประมาณ 3 ล้านลิตร โดยกรมศุลกากรสามารถจับกุมเรือประมงชื่อ พรอุดมชัยนาวี 2 มีปริมาณน้ำมันดีเซลจำนวน 10,627 ลิตร เรือประมงดัดแปลง 1 ลำ มีปริมาณน้ำมันดีเซลจำนวน 2,000 ลิตร และแท็งค์ลอยน้ำริมฝั่งจังหวัดสุราษฎร์ธานีมีปริมาณน้ำมันดีเซลจำนวน 13,500

ลิตร และกองบัญชาการตำรวจสอบสวนกลางสามารถจับกุมเรือบรรทุกน้ำมันชื่อ ฟูจิมารู มีปริมาณน้ำมันดีเซลจำนวน 500,000 ลิตร เรือไม่ทราบชื่อ 1 ลำ มีปริมาณน้ำมันดีเซลจำนวน 100,000 ลิตร และจับกุมสถานีบริการน้ำมันเชื้อเพลิงและร้านจำหน่าย รวม 36 ราย

2. ในช่วงไตรมาสแรกของปี 2540 (มกราคม - มีนาคม) มีปริมาณจำหน่ายน้ำมันดีเซลหมุนเร็ว 4,648.7 ล้านลิตร เพิ่มขึ้นจากช่วงเดียวกันของปีก่อน 381.5 ล้านลิตร คิดเป็นอัตราร้อยละ 8.9 และหากไม่รวมปริมาณการใช้ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยแล้ว ปริมาณการจำหน่ายน้ำมันดีเซลหมุนเร็วจะมีปริมาณ 4,419.7 ล้านลิตร เพิ่มขึ้นจากช่วงเดียวกันของปีก่อน 335.3 ล้านลิตร คิดเป็นอัตราร้อยละ 8.2

3. การแก้ไขปัญหาการนำผลิตภัณฑ์ปิโตรเคมีและสารละลายที่ได้รับยกเว้นภาษีไปขายเป็นน้ำมันเบนซินและผสมจำหน่ายตามสถานีบริการน้ำมันเชื้อเพลิง ซึ่งคณะรัฐมนตรีได้มีมติเมื่อวันที่ 13 สิงหาคม 2539 มอบหมายให้กรมสรรพสามิตพิจารณากำหนดให้ผลิตภัณฑ์ปิโตรเคมีและสารละลายที่ใช้เป็นวัตถุดิบใน โรงอุตสาหกรรมเป็นผลิตภัณฑ์ที่อยู่ในพิกัดของภาษีสรรพสามิตและให้มีการชำระภาษีเมื่อออกจาก โรงอุตสาหกรรมก่อนและขอคืนภาษีได้ภายหลัง หากนำไปใช้เป็นวัตถุดิบในการผลิตสินค้านั้น หน่วยงานที่เกี่ยวข้องได้มีการดำเนินการดังนี้

3.1 กรมสรรพสามิตได้ดำเนินการออกประกาศกระทรวงการคลังและประกาศกรมสรรพสามิตให้สารละลายประเภทไฮโดรคาร์บอน ซึ่งเป็นผลิตภัณฑ์ปิโตรเคมีและสารละลายที่ใช้เป็นวัตถุดิบในการผลิตของอุตสาหกรรมปิโตรเคมีและสารละลายเป็นผลิตภัณฑ์ตามพิกัดอัตราภาษีสรรพสามิต โดยกำหนดเป็นทางเลือกให้ผู้ประกอบอุตสาหกรรมชำระภาษีสรรพสามิต เมื่อนำออกจากโรงอุตสาหกรรมก่อนในอัตราร้อยละ 30 ของมูลค่าหรือคิดเป็นจำนวนเงินลิตรละ 2.50 บาท หรือยื่นขอยกเว้นภาษีสรรพสามิตได้ แต่ต้องแจ้งรายชื่อและ ที่อยู่ของลูกค้าที่จะนำผลิตภัณฑ์ดังกล่าวไปใช้เป็นวัตถุดิบในการผลิต รวมทั้งคำยินยอมของลูกค้าที่ยอมให้ เจ้าหน้าที่เข้าตรวจสอบได้ จึงทำให้ผู้ประกอบอุตสาหกรรมส่วนใหญ่เลือกขอยกเว้นภาษีสรรพสามิต

3.2 เมื่อวันที่ 9 เมษายน 2540 สำนักงานรองอธิบดีกรมตำรวจ (ฝ่ายป้องกันและปราบปรามอาชญากรรม 2) ได้ทำการจับกุมสถานีบริการน้ำมันทองหล่อบริการ เลขที่ 31/1 หมู่ 7 ต. โคกตูม อ. เมือง จ.ลพบุรี ซึ่งได้นำผลิตภัณฑ์ปิโตรเคมีและสารละลายที่ได้รับการยกเว้นภาษีสรรพสามิตมาปลอมปนลงในน้ำมันเชื้อเพลิง เพื่อจำหน่ายในสถานีบริการน้ำมันเชื้อเพลิง จำนวนประมาณ 30,000 ลิตร โดยอาศัยช่องว่างของทางเลือกดังกล่าว ดังนั้น เพื่อแก้ไขปัญหาดังกล่าวรัฐมนตรีประจำสำนักนายกรัฐมนตรี (นายสมพงษ์ อมรวิวัฒน์) จึงได้มีหนังสือด่วนมาก ที่ นร 0902/945 ลงวันที่ 28 เมษายน 2540 เสนอให้รัฐมนตรีว่าการกระทรวงการคลังพิจารณายกเลิกทางเลือกแก่ผู้ประกอบอุตสาหกรรมปิโตรเคมีและสารละลายในการยกเว้นภาษีสรรพสามิต โดยให้มีการชำระภาษีสรรพสามิตก่อนและขอรับคืนได้ภายหลังหากนำไปใช้เป็นวัตถุดิบในการผลิตสินค้าของอุตสาหกรรมปิโตรเคมีและสารละลาย

4. เนื่องจากในปัจจุบัน เจ้าหน้าที่ตำรวจยังไม่สามารถจับกุมสถานีบริการหรือคลังน้ำมันในข้อหาลักลอบนำเข้าน้ำมันเชื้อเพลิงได้ เพราะไม่สามารถหาวิธีการพิสูจน์ความแตกต่างที่ชัดเจนว่าน้ำมันนั้นได้ชำระภาษีแล้วหรือไม่ ทำให้ต้องจับกุมในข้อหาอื่น ๆ เช่น ไม่มีใบอนุญาตประกอบกิจการเป็นผู้ค้าน้ำมันตามมาตรา 6 ทวิ หรือจำหน่ายน้ำมันคุณภาพต่ำ ซึ่งช่วยแก้ไขปัญหาได้ชั่วคราว เมื่อสถานีบริการเหล่านี้ได้ขอใบอนุญาตอย่างถูกต้องและรับน้ำมันที่มีคุณภาพถูกต้องก็จะสามารถค้าน้ำมันที่ลักลอบหนีภาษีได้อีก ดังนั้นคณะรัฐมนตรีจึงได้มีมติเมื่อวันที่ 13 สิงหาคม 2539 เห็นชอบให้กรมสรรพสามิตเร่งพิจารณาเติมสาร Marker ในน้ำมันดีเซลหมุนเร็วที่ชำระภาษีแล้ว ทั้งน้ำมันที่ผลิตในประเทศและนำเข้าจากต่างประเทศ และพิจารณาจัดหาอุปกรณ์ การตรวจสอบสาร Marker ให้แก่หน่วยงานปราบปรามให้เพียงพอ ซึ่งกรมสรรพสามิตได้ดำเนินการศึกษาเปรียบเทียบสาร Marker ของบริษัทต่าง ๆ ซึ่งได้เสนอเข้ามาทั้งหมดแล้ว ผลปรากฏว่าสาร Marker ของบริษัท Biocode มีความเหมาะสมที่สุด แต่ขั้นตอนในการทดสอบมีมากจึงยุ่งยากในการทดสอบภาคสนาม บริษัทฯ จึงรับไปพิจารณาวิธีการทดสอบใหม่เพื่อให้ง่ายขึ้น โดยลดขั้นตอนเหลือเพียง 3 ขั้นตอน ขณะนี้กำลังรอผล การปรับลดขั้นตอนอยู่

อย่างไรก็ตาม กรมสรรพสามิตร่วมกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง และ สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (สพช.) ได้พิจารณาแล้วเห็นว่าการใช้สาร Marker กับน้ำมันที่ผลิตและนำเข้าจะต้องเติมในน้ำมันปริมาณสูงมากทำให้ยุ่งยาก ดังนั้นเพื่อให้ปฏิบัติได้ง่ายอาจเปลี่ยนเป็นการเติมสาร Marker ในน้ำมันดีเซลหมุนเร็วที่ส่งออก รวมทั้งการส่งออกที่คลังสินค้าทัณฑ์บนทั่วไปด้วย และให้กระทรวงพาณิชย์ให้การสนับสนุน โดยอาศัยอำนาจของกระทรวงพาณิชย์ตามพระราชบัญญัติการส่งออกไปนอกและการนำเข้ามาในราชอาณาจักรซึ่งสินค้า พ.ศ. 2522 กำหนดเป็นเงื่อนไขในการอนุญาตให้ส่งออกทั้งนี้เพื่อเร่งให้นำมาใช้ปฏิบัติได้เร็วขึ้น ภายในกลางปี 2540

<u>มติของที่ประชุม</u>

1. เห็นชอบในหลักการให้กรมสรรพสามิตเติมสาร Marker ในน้ำมันดีเซลหมุนเร็วที่ส่งออก รวมทั้งการส่งออกที่คลังสินค้าทัณฑ์บนทั่วไป โดยมอบหมายให้ สพช. และกรมสรรพสามิตจัดหาสาร Marker ที่เหมาะสมเพื่อเร่งรัดให้การเติมสาร Marker ในน้ำมันดีเซลหมุนเร็วดำเนินการได้โดยเร็วที่สุด
2. ให้กระทรวงพาณิชย์ให้การสนับสนุนโดยกำหนดให้การเติมสาร Marker เป็นเงื่อนไขในการอนุญาตให้ส่งออก

เรื่องที่ 5 <u>การเพิกถอนที่ดินสาธารณประโยชน์ในบริเวณโรงกลั่นปิโตรเลียมของ บริษัท สตาร์ปิโตรเลียมรีไฟน์นิ่ง จำกัด</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. สำนักงานเทศบาลตำบลมาบตาพุด ได้มีหนังสือลงวันที่ 14 มีนาคม 2539 ถึง รัฐมนตรีประจำสำนักนายกรัฐมนตรี (นายปิยะณัฐ วัชราภรณ์) และอธิบดีกรมที่ดิน ขอทบทวนมติคณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 23 มกราคม 2539 ซึ่งอนุมัติให้การนิคมอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย ขอถอนสภาพที่ดินอันเป็นสาธารณสมบัติของแผ่นดินสำหรับประชาชนใช้ร่วมกันในเขตของโรงกลั่นปิโตรเลียมของบริษัท สตาร์ปิโตรเลียมรีไฟน์นิ่ง จำกัด โดยเห็นว่าเป็นการดำเนินการเพื่อประโยชน์ของบริษัท สตาร์ปิโตรเลียมรีไฟน์นิ่ง จำกัด ที่จะสร้างโรงกลั่นน้ำมันขึ้นทับเส้นทางสาธารณประโยชน์ที่ประชาชนได้ใช้ประโยชน์มาก่อน ดังนั้นควรให้สำนักงานเทศบาลฯ เป็นผู้เข้ามาจัดหาผลประโยชน์แทนการนิคมอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย เพื่อนำรายได้ไปสร้างสรรค์ประโยชน์แก่ท้องถิ่นโดยรวมต่อไป หรือให้บริษัท สตาร์ปิโตรเลียมฯ จัดหาที่ดินมาแลกเปลี่ยนกับทางสาธารณะ เพื่อเป็นแนวป้องกันผลกระทบระหว่างโรงงานและชุมชนต่อไป

2. สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (สพช.) ได้เชิญผู้แทนหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง ได้แก่ จังหวัดระยอง สำนักงานเทศบาลตำบลมาบตาพุด กระทรวงอุตสาหกรรม การนิคมอุตสาหกรรม แห่งประเทศไทย กรมที่ดิน กรมโยธาธิการ และบริษัท สตาร์ปิโตรเลียมฯ มาประชุมหารือเพื่อหาข้อยุติ โดยมีความคืบหน้าเป็นลำดับมาดังนี้

2.1 สำนักงานเทศบาลฯ กับบริษัท สตาร์ปิโตรเลียมฯ ได้มีการเจรจาตกลงที่จะจัดหาที่ดินมา แลกเปลี่ยนกับทางสาธารณะและใช้เป็นเขตกันกระทบระหว่างโรงงานกับชุมชน ซึ่งที่ดินที่สำนักงานเทศบาลฯ เสนอให้จัดซื้อคือที่ดินที่อยู่ระหว่างโรงกลั่นน้ำมันของบริษัท สตาร์ปิโตรเลียมฯ กับโรงเรียนมาบตาพุดพันพิทยาคาร แต่ปรากฏว่าไม่สามารถเจรจาตกลงกันได้ในเรื่องของราคาที่ดิน

2.2 หน่วยงานที่เกี่ยวข้องได้พิจารณาหาข้อยุติแนวทางอื่นๆ และเห็นว่าแนวทางที่ดีที่สุดคือ การขอทบทวนมติคณะรัฐมนตรีให้สำนักงานเทศบาลฯ เข้ามาเป็นผู้ขอถอนสภาพที่ดินสาธารณประโยชน์ และดำเนินการจัดหาผลประโยชน์แทนการนิคมอุตสาหกรรมฯ และเมื่อกรมที่ดินขายที่ดินที่ออกพระราชกฤษฎีกาถอนสภาพแล้วนั้นให้แก่สำนักงานเทศบาลฯ ก็ให้สำนักงานเทศบาลฯ ดำเนินการให้การนิคมอุตสาหกรรมฯ เช่าหรือเช่าซื้อที่ดินดังกล่าวเพื่อที่การนิคมอุตสาหกรรมฯ จะได้ให้บริษัท สตาร์ปิโตรเลียมฯ เช่าช่วงหรือรับโอนสิทธิการเช่าซื้อต่อไป ทั้งนี้ การเช่าหรือเช่าซื้อระหว่างสำนักงานเทศบาลฯ กับการนิคมอุตสาหกรรมฯ ควรเป็นสัญญาระยะยาวและมีเงื่อนไขให้สามารถนำไปให้เช่าช่วง หรือโอนสิทธิการเช่าซื้อได้ โดยขอให้การนิคมอุตสาหกรรมฯ รับไปกำหนดในรายละเอียด

3. การนิคมอุตสาหกรรมฯ ได้มีหนังสือที่ อก 0803/3112 ลงวันที่ 27 พฤษภาคม 2540 ถึง สพช. แจ้งว่าเห็นด้วยกับแนวทางการหาข้อยุติดังกล่าว และเห็นควรกำหนดเงื่อนไขและรายละเอียดที่จำเป็น ดังนี้

3.1 ให้เทศบาลตำบลมาบตาพุดเป็นผู้จัดหาผลประโยชน์ โดยให้การนิคมอุตสาหกรรมฯ เป็น ผู้เช่าซื้อ ซึ่งมีระยะเวลาการเช่าซื้อ 3 ปี โดยชำระค่าเช่าซื้อเป็นรายปี และสามารถโอนสิทธิการเช่าซื้อให้แก่บริษัท สตาร์ปิโตรเลียมฯ ได้

3.2 การกำหนดราคาค่าเช่าซื้อควรใช้ราคาประเมินทุนทรัพย์ในการจดทะเบียนสิทธิและนิติกรรมในปัจจุบันของกรมที่ดิน

3.3 การคิดอัตราดอกเบี้ยค่าเช่าซื้อให้ใช้อัตราดอกเบี้ยเงินกู้สำหรับลูกค้าชั้นดี (Prime Rate) ของธนาคารพาณิชย์ของไทย บวกร้อยละ 1 ต่อปี

4. เมื่อ สพช. ได้จัดส่งระเบียบวาระการประชุมคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ครั้งที่ 2/2540 (ครั้งที่ 63) ไปยังกรรมการและผู้ที่เกี่ยวข้องก็ได้รับข้อเสนอเพื่อพิจารณาเพิ่มเติมจากผู้ว่าราชการจังหวัดระยอง และผู้แทนกรมที่ดิน ดังนี้

4.1 ผู้ว่าราชการจังหวัดระยอง มีข้อเสนอดังนี้

(1) การนิคมอุตสาหกรรมฯ ควรให้เช่าที่ดินแก่ บริษัท สตาร์ปิโตรเลียมฯ เท่านั้น ไม่ควรให้เช่าซื้อ เพราะการเช่าซื้อจะทำให้กรรมสิทธิในที่ดินตกเป็นของ บริษัท สตาร์ปิโตรเลียมฯ ซึ่งจะมีลักษณะเหมือนเป็นการนำที่ดินสาธารณะไปจำหน่ายแก่บริษัทเอกชน และจะมีบริษัทอื่นๆ อีกหลายรายที่มีปัญหาที่ดินสาธารณะร้องขอเช่นนี้บ้าง

(2) การนิคมอุตสาหกรรมฯ ควรเป็นผู้เช่าที่ดินจากสำนักงานเทศบาลฯ เท่านั้น ไม่ควรเช่าซื้อ ทั้งนี้เพื่อให้กรรมสิทธิในที่ดินตกเป็นของสำนักงานเทศบาลฯ ตลอดไป แต่อย่างไรก็ดี หากคณะกรรมการฯ พิจารณาแล้วเห็นว่า ควรให้การนิคมอุตสาหกรรมฯ เช่าซื้อจากทางสำนักงานเทศบาลฯ ได้ด้วย ทางจังหวัดระยองก็ไม่ขัดข้อง

4.2 ผู้แทนกรมที่ดิน มีข้อเสนอดังนี้

(1) ควรแก้ไขถ้อยคำในระเบียบวาระการประชุมที่ 4.2 ข้อ 5 ให้มีความชัดเจนว่าเป็นการขอทบทวนมติคณะรัฐมนตรี เพื่อให้สำนักงานเทศบาลฯ เข้ามาเป็นผู้จัดการผลประโยชน์แทนการนิคมอุตสาหกรรมฯ โดยให้รัฐมนตรีว่าการกระทรวงมหาดไทยมอบหมายให้สำนักงานเทศบาลฯ เป็นผู้จัดหาผลประโยชน์ ตามมาตรา 11 แห่งประมวลกฎหมายที่ดิน ซึ่งแตกต่างจากมติคณะรัฐมนตรีเดิม ซึ่งให้การนิคมอุตสาหกรรมฯ ขอเป็นผู้จัดหาผลประโยชน์ต่ออธิบดีกรมที่ดิน ตามมาตรา 10 แห่งประมวลกฎหมายที่ดิน

(2) ควรระบุไว้ในมติคณะรัฐมนตรีให้ชัดเจนว่า การถอนสภาพเพื่อจัดหาผลประโยชน์ไม่ต้องนำเสนอคณะกรรมการจัดที่ดินแห่งชาติ เนื่องจากเป็นการขายให้กับหน่วยงานรัฐวิสาหกิจ

<u>มติของที่ประชุม</u>

1. เห็นชอบให้นำเสนอคณะรัฐมนตรีขอทบทวนมติคณะรัฐมนตรีให้เพิกถอนสภาพที่ดินอันเป็นสาธารณสมบัติของแผ่นดิน สำหรับประชาชนใช้ร่วมกันในบริเวณโรงกลั่นปิโตรเลียมของ บริษัท สตาร์ปิโตรเลียมรีไฟน์นิ่ง จำกัด และให้รัฐมนตรีว่าการกระทรวงมหาดไทยอาศัยอำนาจตามมาตรา 11 แห่งประมวลกฎหมายที่ดินมอบหมายให้สำนักงานเทศบาลตำบลมาบตาพุด เป็นผู้จัดหา

ผลประโยชน์ในที่ดินซึ่งถูกเพิกถอนสภาพดังกล่าว โดยให้สำนักงานเทศบาลตำบลมาบตาพุด ดำเนินการให้การนิคมอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย เช่าหรือเช่าซื้อที่ดินดังกล่าวเพื่อที่การนิคมอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย จะได้ดำเนินการให้บริษัท สตาร์ปิโตรเลียมรีไฟน์นิ่ง จำกัด เช่าต่อไป ทั้งนี้ หากการนิคมอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทยเลือกที่จะทำการเช่าซื้อจากสำนักงานเทศบาลตำบลมาบตาพุด ให้การเช่าซื้อมีเงื่อนไขและรายละเอียด ดังนี้

- (1) ให้การนิคมอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทยเช่าซื้อ โดยมีระยะเวลาการเช่าซื้อ 3 ปี ชำระค่าเช่าซื้อเป็นรายปี และสามารถนำไปให้ บริษัท สตาร์ปิโตรเลียมรีไฟน์นิ่ง จำกัด เช่าได้
- (2) การกำหนดราคาค่าเช่าซื้อควรใช้ราคาประเมินทุนทรัพย์ในการจดทะเบียนสิทธิและนิติกรรมในปัจจุบันของกรมที่ดิน
- (3) การคิดอัตราดอกเบี้ยค่าเช่าซื้อให้ใช้อัตราดอกเบี้ยเงินกู้สำหรับลูกค้าชั้นดี (Prime Rate) ของธนาคารพาณิชย์ของไทย บวกร้อยละ 1 ต่อปี

2. ให้การถอนสภาพเพื่อจัดหาผลประโยชน์ในข้อ 1 ไม่ต้องนำเสนอคณะกรรมการจัดที่ดินแห่งชาติ เนื่องจากเป็นการขายให้กับหน่วยงานรัฐวิสาหกิจ
3. มอบหมายให้สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกาและกรมที่ดินรับไปดำเนินการกำหนดหลักเกณฑ์ วิธีการพิจารณาและขั้นตอนดำเนินการสำหรับการร้องขอเพิกถอนที่ดินสาธารณประโยชน์ในลักษณะเช่นนี้ รายต่อๆ ไป โดยเฉพาะในเรื่องการนำที่ดินไปจัดหาผลประโยชน์จะทำได้อย่างไรบ้าง เพื่อเป็นบรรทัดฐานให้มีการดำเนินงานได้โดยไม่ต้องให้มีการพิจารณาคำร้องขอเป็นรายๆ และนำเสนอคณะรัฐมนตรีต่อไป

เรื่องที่ 6 ข้อเสนอปรับปรุงกฎเกณฑ์เพื่อส่งเสริมการแข่งขันของโรงกลั่นปิโตรเลียม

สรุปสาระสำคัญ

1. ด้วยโรงกลั่นปิโตรเลียม 4 ราย คือ บริษัท เอสโซ่ (ประเทศไทย) จำกัด (มหาชน), บริษัท สตาร์ปิโตรเลียมรีไฟน์นิ่ง จำกัด, บริษัท โรงกลั่นน้ำมันระยอง จำกัด, และ บริษัท ไทยออยล์ จำกัด ได้มีหนังสือถึงกระทรวงอุตสาหกรรมแจ้งว่า ปัจจุบันได้มีโรงกลั่นน้ำมันบางรายและกิจการที่มีผลพลอยได้เป็นน้ำมัน เชื้อเพลิงบางรายไม่ต้องจ่ายเงินผลประโยชน์พิเศษและยังได้รับสิทธิประโยชน์จากการส่งเสริมการลงทุนด้วย ทำให้ 4 โรงกลั่นดังกล่าวอยู่ในฐานะที่เสียเปรียบ เพราะต้องจ่ายเงินผลประโยชน์พิเศษให้แก่รัฐ ดังนั้น จึงได้อาศัยสิทธิตามสัญญาจัดสร้างและประกอบกิจการโรงกลั่นปิโตรเลียม และสิทธิตามสนธิสัญญาทางไมตรีและความสัมพันธ์ทางเศรษฐกิจระหว่างราชอาณาจักรไทยกับสหรัฐอเมริกา เพื่อขอแก้ไขสัญญาจัดสร้างหรือขยายและประกอบกิจการฯ โดยขอยกเลิกการจ่ายเงินผลประโยชน์พิเศษให้แก่รัฐ

2. บริษัท อุตสาหกรรมปิโตรเคมีกัลไทย จำกัด (มหาชน) ได้จัดตั้งหน่วยกลั่นคอนเดนเสท (Condensate Splitter) เพื่อผลิตผลิตภัณฑ์สำหรับโรงงานอุตสาหกรรมปิโตรเคมีเป็นหลัก แต่มีผลิตภัณฑ์ผลพลอยได้ส่วนหนึ่งที่บริษัทฯ นำออกจำหน่ายเป็นน้ำมันเชื้อเพลิง โดยบริษัทฯ ไม่ต้องจ่ายเงินผลประโยชน์พิเศษให้กับรัฐ และได้รับสิทธิประโยชน์จากการส่งเสริมการลงทุน เนื่องจากบริษัทฯ ได้จัดตั้งหน่วยกลั่นคอนเดนเสท ในบริเวณพื้นที่ "เขตประกอบการอุตสาหกรรม" ตามมาตรา 30 แห่งพระราชบัญญัติโรงงาน พ.ศ. 2535 ซึ่งเป็นพื้นที่ยกเว้นไม่ต้องยื่นขออนุญาตประกอบกิจการโรงงาน นอกจากนี้ยังมีกิจการอื่นๆ ที่มีผลพลอยได้เป็นน้ำมันเชื้อเพลิง เช่น บริษัท ไทยโอเลฟินส์ จำกัด, บริษัท กรุงเทพซินธิติกส์ จำกัด, บริษัท อะโรมาติกส์ (ประเทศไทย) จำกัด, และบริษัท สยามเฆมี จำกัด เป็นต้น ซึ่งทุกบริษัทต่างได้รับสิทธิประโยชน์จากการส่งเสริมการลงทุน แต่ในปัจจุบันไม่มีข้อกำหนดใดๆ ที่สามารถบังคับให้บริษัทเหล่านั้นต้องจ่ายเงินผลประโยชน์พิเศษในส่วนของน้ำมันเชื้อเพลิงที่เป็นผลพลอยได้ที่จำหน่ายให้ผู้ใช้ในประเทศโดยตรง

3. การที่โรงกลั่นคอนเดนเสทของบริษัท อุตสาหกรรมปิโตรเคมีกัลไทยฯ และกิจการที่มีผลพลอยได้เป็นน้ำมันเชื้อเพลิงดังกล่าวข้างต้น ได้รับสิทธิประโยชน์จากการส่งเสริมการลงทุน พร้อมกับไม่ต้องจ่ายเงิน ผลประโยชน์พิเศษ จึงอยู่ในฐานะที่ได้เปรียบโรงกลั่นอื่น เพราะต้นทุนการผลิตย่อมต่ำกว่าโรงกลั่นที่ต้องจ่ายเงินผลประโยชน์พิเศษให้กับรัฐ

4. กระทรวงอุตสาหกรรมได้มอบหมายให้สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ เจรจากับบริษัท เอสโซ่ฯ, บริษัท ไทยออยล์, บริษัท สตาร์ปิโตรเลียมฯ และบริษัท โรงกลั่นน้ำมันระยองฯ เพื่อดำเนินการแก้ไขสัญญาฯ ในการยกเลิกการเก็บเงินผลประโยชน์พิเศษ ซึ่งจากการประชุมหารือได้ข้อยุติและสรุปเป็น ข้อเสนอดังนี้

4.1 รัฐจำเป็นต้องยกเลิกการเก็บเงินผลประโยชน์พิเศษจากโรงกลั่นน้ำมัน เพื่อให้เกิดความ เท่าเทียมกันของกิจการกลั่นน้ำมัน โดยการแก้ไขสัญญากับโรงกลั่นที่มีอยู่ในปัจจุบัน เพื่อยกเลิกการเก็บเงิน ผลประโยชน์พิเศษ

4.2 เพื่อรักษารายได้ของรัฐ ซึ่งได้รับผลกระทบจากการยกเลิกการจัดเก็บเงินผลประโยชน์พิเศษ จึงต้องเพิ่มการเก็บรายได้ของรัฐจากส่วนอื่นในโครงสร้างราคาน้ำมัน และเพื่อให้รายได้ส่วนนี้เข้าสู่ส่วนกลาง จึงเห็นควรโอนเงินผลประโยชน์พิเศษไปเป็นภาษีสรรพสามิต นอกจากนี้เพื่อเป็นการบรรเทาผลกระทบต่อราคาขายปลีก เห็นควรให้ลดอากรขาเข้าน้ำมันลงมา

5. จากการศึกษาทางเลือกต่างๆ ของการโอนเงินผลประโยชน์พิเศษไปเป็นภาษีสรรพสามิต สรุปได้ว่า ให้เพิ่มภาษีสรรพสามิตของน้ำมันเบนซิน ก๊าด ดีเซลหมุนเร็ว และดีเซลหมุนช้าขึ้น 5.5 สตางค์/ลิตร น้ำมันเตา เพิ่มขึ้นร้อยละ 0.5 ของมูลค่า โดยที่ภาษีสรรพสามิตของ LPG ไม่มีการเปลี่ยนแปลง และในขณะเดียวกันให้ ลดอากรขาเข้าของน้ำมันเบนซิน ก๊าด และดีเซลลง 5.5 สตางค์/ลิตร เหลือ 1 สตางค์/ลิตร ซึ่งตามทางเลือก ดังกล่าวจะไม่ทำให้รายได้ของรัฐลดลง แต่รัฐจะมีรายได้เพิ่มขึ้น 50 ล้านบาท/ปี ในขณะที่ผลกระทบต่อราคาขายปลีกต่ำสุด คือ ราคาขายปลีกน้ำมัน

เบนซิน ก๊าด ดีเซล ไม่เปลี่ยนแปลง มีเฉพาะราคาขายปลีกของน้ำมันเตาที่สูงขึ้นเพียง 1.7 สตางค์/ลิตร

มติของที่ประชุม

1. เห็นชอบร่างสัญญาแก้ไขเพิ่มเติมสัญญาจัดสร้างหรือขยายและประกอบกิจการโรงกลั่นน้ำมัน ระหว่างกระทรวงอุตสาหกรรมกับบริษัท เอสโซ่ (ประเทศไทย) จำกัด (มหาชน) บริษัท ไทยออยล์ จำกัด บริษัทสตาร์ปิโตรเลียมรีไฟน์นิ่ง จำกัด และกับบริษัท โรงกลั่นน้ำมันระยอง จำกัด เพื่อยกเลิกการจัดเก็บเงินผลประโยชน์พิเศษ โดยมอบหมายให้กระทรวงอุตสาหกรรมรับไปลงนามกับคู่สัญญาต่อไป
2. ให้กระทรวงการคลังดำเนินการ ดังนี้
    - (1) เพิ่มอัตราภาษีสรรพสามิตน้ำมันเบนซิน ก๊าด และดีเซลขึ้น 5.5 สตางค์ต่อลิตร เพิ่มอัตราภาษีสรรพสามิตน้ำมันเตาขึ้นร้อยละ 0.5 ของมูลค่า
    - (2) ลดอากรขาเข้าน้ำมันเบนซิน ก๊าด และดีเซลลง 5.5 สตางค์ต่อลิตร เหลือ 1.0 สตางค์ต่อลิตร โดยให้มีการเปลี่ยนแปลงอัตราภาษีและอากรขาเข้ามีผลบังคับใช้ในวันที่มีการลงนามในสัญญาตามข้อ 1
3. ยกเลิกมติคณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 9 กรกฎาคม 2539 เรื่อง นโยบายการจัดเก็บเงินผลประโยชน์พิเศษจากโรงกลั่นน้ำมัน โดยให้การตั้งโรงกลั่นน้ำมันไม่ต้องมีสัญญากับกระทรวงอุตสาหกรรม และให้ปฏิบัติเช่นเดียวกับการตั้งโรงงานอื่นๆ ส่วนสิทธิประโยชน์ในการส่งเสริมการลงทุนให้เป็นไปตามเงื่อนไขที่คณะกรรมการส่งเสริมการลงทุนกำหนด
4. ให้กระทรวงอุตสาหกรรมพิจารณาทบทวนแก้ไขสัญญาสำหรับโรงกลั่นอีก 3 ราย ที่ยังมีสัญญาจ่ายเงินผลประโยชน์พิเศษแก่รัฐ ได้แก่ บริษัท สุโขทัย ปิโตรเลียม จำกัด บริษัท ไทยลูบเบส จำกัด และบริษัท ไทยบิทูเมน จำกัด โดยให้ใช้แนวทางเดียวกับการแก้ไขสัญญาที่ได้รับความเห็นชอบแล้วตามข้อ 1 หากมี การร้องขอจากบริษัทดังกล่าวให้มีการทบทวนแก้ไขสัญญา

เรื่องที่ 7 แนวทางการปรับโครงสร้างองค์กรการไฟฟ้านครหลวง

สรุปสาระสำคัญ

1. คณะรัฐมนตรีได้มีมติเมื่อวันที่ 5 มีนาคม 2539 เห็นชอบแนวทางในการปรับโครงสร้างและการแปรรูปกิจการไฟฟ้าของประเทศ ซึ่งได้กำหนดรูปแบบโครงสร้างกิจการไฟฟ้าในระยะยาว (ปี 2543-2548 เป็นต้นไป) และ โครงสร้างกิจการไฟฟ้าในระยะปานกลาง (ปี 2539-2542) ซึ่งในระยะยาวจะมีลักษณะการแยกกิจการผลิตไฟฟ้า (Generation) กิจการสายส่งไฟฟ้า (Transmission) และกิจการจำหน่ายไฟฟ้า (Distribution) ให้ชัดเจน โดยแต่ละกิจการจะถูกแปรสภาพเป็นบริษัทจำกัด และรัฐจะลดบทบาทของตน โดยการเพิ่มบทบาทของเอกชน และ/หรือกระจายหุ้นให้ประชาชน สำหรับระยะปานกลางซึ่งเป็นช่วงของ การเปลี่ยนแปลงเพื่อนำไปสู่

โครงสร้างของกิจการไฟฟ้าในระยะยาว จำเป็นต้องมีการปรับโครงสร้างและมี การแปรรูปกิจการไฟฟ้าของประเทศ จากกิจการผูกขาดโดยรัฐมาสู่การส่งเสริมบทบาทเอกชนและการส่งเสริมการบริหารงานเชิงพาณิชย์

2. ขั้นตอนในการดำเนินงานปรับโครงสร้างและการแปรรูปกิจการไฟฟ้าของประเทศ ได้กำหนดให้คณะอนุกรรมการประสานการดำเนินงานในอนาคตของการไฟฟ้า ทำหน้าที่กำกับดูแลให้มีการดำเนินการในกิจกรรมต่างๆ ต่อไป โดยได้มีการกำหนดขั้นตอนการดำเนินงานของการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และให้ นำเสนอแนวทางการแปรรูปกิจการ กฟน. ต่อคณะอนุกรรมการฯ ดังกล่าว ซึ่งจะต้องสอดคล้องกับแนวทางในการแปรรูปกิจการไฟฟ้าที่คณะรัฐมนตรีให้ความเห็นชอบแล้วในข้อ 1

3. กฟน. ได้มีหนังสือถึงสำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (สพช.) ลงวันที่ 18 เมษายน 2540 เสนอผังโครงสร้างองค์กร กฟน. ในอนาคต โดยจัดแบ่งงานเป็น 2 ส่วน คือ รูปแบบโครงสร้างองค์กรในระยะยาว (ปีงบประมาณ 2543 เป็นต้นไป) และรูปแบบโครงสร้างองค์กรในระยะปานกลาง (ปีงบประมาณ 2541-2542) โดยมีโครงสร้าง ดังนี้

3.1 รูปแบบโครงสร้างองค์กรในระยะยาว (ปีงบประมาณ 2543 เป็นต้นไป) ประกอบด้วยส่วนสำคัญ 2 ส่วน คือ

3.1.1 ส่วนที่เป็นรัฐวิสาหกิจ ประกอบด้วย

(1) ศูนย์บริหารองค์กร (Corporate Center) ทำหน้าที่เป็นศูนย์กลางในการกำหนดนโยบายและวางแผนการดำเนินการในงานหลัก 5 ด้าน คือ แผนรัฐวิสาหกิจ (Corporate Planning) การเงินและการลงทุน (Finance & Investment) ทรัพยากรมนุษย์ (Human Resources) งานพัฒนาธุรกิจ (Business Development) และงานอำนวยการคณะกรรมการและผู้บริหารระดับสูง (Board & Management Affairs)

(2) กลุ่มงานบริการลูกค้า (Supply) ประกอบด้วยงานหลัก 2 ด้าน คือ งานบริการลูกค้า (Customer Service) และงานจัดเก็บรายได้ (Billing)

(3) กลุ่มงานระบบจำหน่าย (Distribution System) ประกอบด้วยงานหลัก 2 ด้าน คือ งานด้านระบบจำหน่าย (Distribution System) และงานสนับสนุนด้านเทคนิคของระบบจำหน่าย (Technical Support)

(4) หน่วยธุรกิจ (Business Unit) ประกอบด้วยงานผลิตและซ่อมบำรุง เครื่องกลยานพาหนะ อุปกรณ์ไฟฟ้า ผลิตภัณฑ์โลหะและอุปกรณ์ต่างๆ งานเทคโนโลยีสารสนเทศและโทรคมนาคม งานกฎหมาย งานโรงพยาบาล งานฝึกอบรมและพัฒนาทรัพยากรมนุษย์ งานบริการภายใน งานทดสอบอุปกรณ์ไฟฟ้า งานวิศวกรรมและออกแบบ งานก่อสร้างระบบไฟฟ้าและโยธา

3.1.2 ส่วนที่เป็นบริษัทในเครือ (Subsidiary Companies) ประกอบด้วย

(1) บริษัทบริการระบบไฟฟ้า (Electrical System Services Company)

(2) บริษัทออกแบบและสร้างผลิตภัณฑ์คอนกรีต (Product Designs and Manufacturing Company)

(3) บริษัทบริการการใช้พลังไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพ (Energy Service Company : ESCO)

3.2 รูปแบบโครงสร้างในระยะปานกลาง (ปีงบประมาณ 2541-2542) ประกอบด้วยส่วนสำคัญ 2 ส่วนคือ

3.2.1 ส่วนที่เป็นรัฐวิสาหกิจ ประกอบด้วย

(1) ศูนย์บริหารองค์กร (Corporate Center) ทำหน้าที่เป็นศูนย์รวมงานด้านสนับสนุนองค์กร (Support Activity) โดยหน้าที่ส่วนใหญ่ จะกำหนดนโยบายและวางแผน ซึ่งประกอบด้วยงานหลัก 4 ด้าน คือ แผนรัฐวิสาหกิจ (Corporate Planning) การเงินและการลงทุน (Finance & Investment) ทรัพยากรมนุษย์ (Human Resources) และงานอำนวยการคณะกรรมการและผู้บริหารระดับสูง (Board & Management Affairs)

(2) กลุ่มงานบริการลูกค้า (Supply) ประกอบด้วยงานหลัก 2 ด้าน คือ งานบริการลูกค้า (Customer Service) และงานจัดเก็บรายได้ (Billing)

(3) กลุ่มงานระบบจำหน่าย (Distribution System) ประกอบด้วยงานหลัก 2 ด้าน คือ งานด้านระบบจำหน่าย (Distribution System) และงานสนับสนุนด้านเทคนิคของระบบจำหน่าย (Technical Support)

(4) หน่วยธุรกิจ (Business Unit) ประกอบด้วยงานผลิตและซ่อมบำรุง เครื่องกลยานพาหนะ อุปกรณ์ไฟฟ้า ผลิตภัณฑ์โลหะและอุปกรณ์ต่างๆ งานเทคโนโลยีสารสนเทศและโทรคมนาคม งานกฎหมาย งานโรงพยาบาล งานฝึกอบรมและพัฒนาทรัพยากรมนุษย์ งานบริการภายใน งานพัฒนาธุรกิจ งานออกแบบด้านไฟฟ้าและโยธา งานก่อสร้างระบบไฟฟ้าและโยธา

3.2.2 ส่วนที่เป็นบริษัทในเครือ (Subsidiary Companies) ประกอบด้วย

(1) งานบริการระบบไฟฟ้า (Electrical System Services)

(2) งานออกแบบและสร้างผลิตภัณฑ์คอนกรีต (Product Designs and Manufacturing)

(3) งานบริการการใช้พลังไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพ (Energy Efficiency Service : ESCO)

4. การปรับผังโครงสร้างของ กฟน. ได้ดำเนินการตามมติคณะอนุกรรมการประสานการดำเนินงานในอนาคตของการไฟฟ้า ในส่วนของการแยกกิจการหลัก คือ กิจการระบบจำหน่าย(Distribution) และ กิจการงานบริการลูกค้า (Supply) ออกจากกิจการ

อื่นๆ ซึ่งสามารถจัดตั้งเป็นหน่วยธุรกิจ หรือบริษัทในเครือตาม ความเหมาะสมต่อไป การดำเนินการดังกล่าวทำให้มีการแยกต้นทุนการดำเนินการในแต่ละกิจกรรมได้ชัดเจน ซึ่งจะสอดคล้องกับแนวนโยบาย 2 ประการ คือ

4.1 แนวทางการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้าด้านราคาและคุณภาพบริการของกิจการหลักเป็น แนวทางใหม่ที่ให้แรงจูงใจ (ในรูปของ Retail Price Index - Efficiency หรือ RPI-X) ในการเพิ่มประสิทธิภาพบริการและการดำเนินกิจการสำหรับแต่ละกิจกรรม (การผลิต สายส่ง สายจำหน่าย และการจำหน่ายไฟฟ้า)

4.2 สอดคล้องกับแนวทางในการปรับโครงสร้างกิจการไฟฟ้าในอนาคต ซึ่งกิจการจำหน่ายไฟฟ้าในระยะปานกลางจะยังคงสภาพเป็นรัฐวิสาหกิจ และในระยะยาวจะเปิดให้ผู้ใช้ไฟฟ้าสามารถซื้อไฟฟ้าได้ โดยตรงจากผู้ผลิตโดยอาศัยบริการผ่านสายจำหน่าย เพื่อให้เกิดการแข่งขันและเพิ่มทางเลือกแก่ผู้ใช้ไฟฟ้า

5. คณะอนุกรรมการประสานการดำเนินงานในอนาคตของการไฟฟ้า ในการประชุมครั้งที่ 1/2540 (ครั้งที่ 20) เมื่อวันที่ 2 พฤษภาคม 2540 ได้มีมติเห็นชอบข้อเสนอการปรับโครงสร้างองค์กร กฟน.ในอนาคตตามที่ กฟน. เสนอดังกล่าวข้างต้น โดยให้ กฟน. รับไปจัดทำรายละเอียดแผนปฏิบัติการ แล้วนำเสนอ คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติต่อไป

<u>มติของที่ประชุม</u>

เห็นชอบผังโครงสร้างองค์กรการไฟฟ้านครหลวง ตามข้อเสนอการปรับโครงสร้างองค์กรของการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) ในอนาคตตามที่ กฟน. เสนอ โดยให้ กฟน. รับไปจัดทำรายละเอียดแผนปฏิบัติการแล้ว นำเสนอคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติต่อไป

เรื่องที่ 8 <u>แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (พ.ศ.2540 - 2554)</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. คณะรัฐมนตรีได้มีมติเมื่อวันที่ 25 เมษายน 2538 อนุมัติแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) (พ.ศ. 2538-2554) หรือ PDP 95-01 เพื่อใช้เป็นกรอบในการลงทุน ด้านการขยายระบบผลิตและระบบส่งของประเทศ ต่อมาความต้องการไฟฟ้าได้เพิ่มขึ้นเร็วกว่าที่ได้คาดการณ์ไว้ ซึ่งอาจทำให้กำลังผลิตไฟฟ้าในช่วงปี 2539-2544 ไม่เพียงพอกับความต้องการ คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ จึงมีมติให้ กฟผ. รับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก (SPP) เพิ่มเป็น 3,200 เมกะวัตต์ และให้ กฟผ. รับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน (IPP) เพิ่มจากที่ประกาศรับซื้อไว้แล้วในรอบแรก เป็น 5,800 เมกะวัตต์ และในส่วนของปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าจากประเทศสาธารณรัฐ

ประชาธิปไตยประชาชนลาว (สปป.ลาว) เพิ่มเป็น 3,000 เมกะวัตต์ พร้อมทั้งขยายระยะเวลาสิ้นสุดการรับซื้อไฟฟ้าเป็นปี 2549

2. ในช่วงปี 2539 ปรากฏว่าภาวะเศรษฐกิจของประเทศชะลอลงมากและมีแนวโน้มชะลอตัวอย่าง ต่อเนื่องมีผลให้ภาวะเศรษฐกิจในช่วงปี 2540-2541 มีความไม่แน่นอนอยู่มาก ดังนั้น ในเดือนตุลาคม 2539 คณะอนุกรรมการการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า จึงได้ปรับปรุงค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าให้สอดคล้องกับสถานการณ์ความต้องการไฟฟ้าของประเทศที่เกิดขึ้นจริงในปี 2539 และได้จัดทำการพยากรณ์เพิ่มเติมอีกชุดคือ "กรณีต่ำ" กฟผ. จึงได้จัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของ กฟผ. (พ.ศ. 2540-2554) หรือ PDP 97-01 ให้สอดคล้องกับค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าชุดใหม่ฉบับเดือนตุลาคม 2539 เพื่อใช้เป็นกรอบในการลงทุนแทนแผนชุดเดิม (PDP 95-01) โดยจัดทำเป็นแผนหลัก และกรณีศึกษา

3. แผนหลัก มีสาระสำคัญไม่แตกต่างจากแผนเดิม (PDP 95-01) โดยจะแตกต่างในส่วนของปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP, SPP และ สปป.ลาว ซึ่งมีปริมาณมากกว่าเดิม แต่ในส่วนของโครงการ ยังเหมือนเดิม ยกเว้นสถานที่ตั้งและขนาดของโครงการมีความชัดเจนมากขึ้น ได้แก่ โรงไฟฟ้าพลังความร้อนภาคใต้เครื่องที่ 1 และ 2 (เครื่องละ 300 เมกะวัตต์) เป็นโรงไฟฟ้าพลังความร้อนกระบี่ เครื่องที่ 2 และโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมสุราษฎร์ธานี ชุดที่ 1 โรงไฟฟ้าพลังความร้อนแห่งใหม่ (ถ่านหิน) เครื่องที่ 1 และ 2 (2 x 1,000 เมกะวัตต์) เป็นโรงไฟฟ้าพลังความร้อนทับสะแก (ก๊าซ/ถ่านหิน) เครื่องที่ 1 และ 2 (2 x 1,000 เมกะวัตต์) และเปลี่ยนที่ตั้งโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับจุฬาภรณ์ เครื่องที่ 1 และ 2 (2 x 200 เมกะวัตต์) เป็นโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับศรีธาร เครื่องที่ 1-3 (3 x 220 เมกะวัตต์) สำหรับโครงการที่ชะลอตัวไปจากเดิม คือ สายส่ง 500 กิโลโวลต์ เพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากเอกชน ระยะที่ 2

4. กรณีศึกษา เป็นกรณีที่การใช้ไฟฟ้าในอนาคตไม่เพิ่มขึ้นอย่างที่คาดคะเนไว้ โดยใช้ผลการพยากรณ์ ความต้องการไฟฟ้ากรณีต่ำ ซึ่งมีสาระสำคัญคือ โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนกระบี่ เครื่องที่ 2 และ โรงไฟฟ้าพลังความร้อนสุราษฎร์ธานี ชุดที่ 1 สามารถชะลอออกไปได้ 1 ปี ส่วนการรับซื้อไฟฟ้าจาก สปป. ลาว ระยะที่ 2 สามารถชะลอออกไปได้ 2 ปี สำหรับการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน (IPP) ระยะที่ 2 ที่จะดำเนินการในแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 8 ลดลงเป็น 1,300 เมกะวัตต์ และการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตเอกชน ในประเทศ และ/หรือ การรับซื้อไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้าน ซึ่งคาดว่าจะดำเนินการในแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 9 และสามารถจ่ายไฟฟ้าได้ในแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 10 ลดลงประมาณ 2,900 เมกะวัตต์ เหลือ 12,500 เมกะวัตต์

5. เงินลงทุนในแผนหลักช่วงแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 8 (2540-2544) และฉบับที่ 9 (2545-2549) สรุปได้ดังนี้

5.1 เงินลงทุนในช่วงแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 8 ในส่วนของ กฟผ. เป็นเงินทั้งสิ้น 268,000 ล้านบาท ประกอบด้วยเงินตราต่างประเทศ 122,500 ล้านบาท และเงินบาท 145,500 ล้านบาท

5.2 เงินลงทุนในช่วงแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 9 ในส่วนของ กฟผ. เป็นเงินทั้งสิ้น 201,000 ล้านบาท ประกอบด้วยเงินตราต่างประเทศ 82,000 ล้านบาท และเงินบาท 119,000 ล้านบาท

6. สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (สพช.) ได้ประชุมหารือระหว่างหน่วยงานที่เกี่ยวข้องเกี่ยวกับแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าดังกล่าวและมีความเห็น ดังนี้

6.1 เห็นควรให้มีการออกประกาศเชิญชวน IPP รอบต่อไปในช่วงกลางปี 2541

6.2 การรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP ส่วนหนึ่งอาจเป็นการรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการในประเทศเพื่อนบ้าน ได้แก่ การรับซื้อไฟฟ้าจาก สปป.ลาว สหภาพพม่า และสาธารณรัฐประชาชนจีน

6.3 ในส่วนของ SPP ตามสัญญาระยะยาวประเภท Firm ขณะนี้ราคาอยู่ในระดับที่สูงกว่าระดับที่ได้รับซื้อจาก IPP และในอนาคตการรับซื้อจาก SPP ประเภท Firm ควรใช้ระบบการประมูลแข่งขันเช่นเดียวกับ IPP ส่วนโครงการที่ใช้พลังงานนอกรูปแบบ กากหรือเศษวัสดุเหลือใช้เป็นเชื้อเพลิง และโครงการประเภท Non-Firm ให้ดำเนินการตามระเบียบ SPP ปัจจุบันต่อไป

6.4 ปัจจุบันปริมาณการใช้น้ำมันเตาในการผลิตไฟฟ้ายังคงอยู่ในระดับที่ค่อนข้างสูง เพราะปริมาณก๊าซธรรมชาติที่การปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย (ปตท.) จะจัดหาให้ กฟผ. มีไม่เพียงพอ ขณะนี้ ปตท. คาดว่าจะสามารถจัดหาก๊าซธรรมชาติให้ กฟผ. ได้มากกว่าที่คาดการณ์ไว้เดิม ประกอบกับการใช้น้ำมันเตาในโรงไฟฟ้าบางปะกงและพระนครใต้ มีการปล่อยฝุ่นละอองสูงกว่าเกณฑ์มาตรฐานที่กรมโรงงานอุตสาหกรรมกำหนด จึงเห็นควรให้ ปตท. เร่งดำเนินการจัดหาก๊าซธรรมชาติเพิ่มเติมแก่ กฟผ. เพื่อทดแทนน้ำมันเตาในโรงไฟฟ้า พลังความร้อน

6.5 นอกจากนี้ สพช. มีความเห็นเพิ่มเติมว่า แม้ กฟผ. จะลดบทบาทของตนในการผลิตไฟฟ้าลง แต่เงินลงทุนในช่วงแผนฯ 8 ยังสูงมาก และสูงกว่าแผนชุดเดิมที่ได้รับอนุมัติปี 2538 ประกอบกับการรับซื้อไฟฟ้าจากเอกชนในรูป IPP ในช่วงที่ผ่านมาราคารับซื้ออยู่ในระดับที่ต่ำกว่ากรณีที่ กฟผ. ดำเนินการเอง และเมื่อคำนึงถึงภาวะเศรษฐกิจและฐานะการเงินของรัฐในปัจจุบันด้วยแล้ว สพช. เห็นว่า กฟผ. ยังไม่มีความจำเป็นที่ จะต้องสร้างโรงไฟฟ้าทับสะแก

<u>มติของที่ประชุม</u>

1. เห็นชอบแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า ในช่วง พ.ศ. 2540-2554 ตามที่ กฟผ. เสนอ เพื่อใช้เป็นกรอบในการลงทุนทางด้านการขยายระบบผลิตและระบบส่งของประเทศ โดยมีความต้องการเงินลงทุนในช่วงแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 8-9 ดังนี้

เงินลงทุน (ล้านบาท)

	เงินตราต่างประเทศ	เงินบาท	รวม
แผนฯ 8	122,500	145,500	268,000
แผนฯ 9	82,000	119,000	201,000
รวม	**204,500**	**264,500**	**469,000**

2. เห็นชอบ "กรณีศึกษา" เป็นกรอบทางเลือกในการดำเนินการของ กฟผ. ในกรณีที่การใช้ไฟฟ้าในอนาคตไม่เพิ่มขึ้นอย่างที่คาดคะเนไว้
3. ให้ใช้แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าในข้อ 1 และ 2 เป็นกรอบของการพิจารณาในรายละเอียดของโครงการที่ กฟผ. จะดำเนินการเอง ในช่วง พ.ศ. 2540-2554 โดยไม่ต้องเสนอขออนุมัติในระดับนโยบายอีก ยกเว้นโครงการที่มีประเด็นนโยบายพิเศษ โครงการใหม่ที่จะขออนุมัติดำเนินการในช่วง พ.ศ. 2540-2554 มีดังนี้

โครงการ	กำลังผลิต (เมกะวัตต์)	กำหนดแล้วเสร็จ
ก. แผนหลัก		
1. โครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำ		
1.1 พลังน้ำเขื่อนศิรีธาร (สูบกลับ) เครื่องที่ 1-3	3x220	มกราคม 2548
1.2 พลังน้ำเขื่อนจุฬาภรณ์ (สูบกลับ) เครื่องที่ 1-4	4x200	มี.ค. 50 - มี.ค. 51
2. โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อน		
2.1 พลังความร้อนกระบี่ เครื่องที่ 1 และ 2 (น้ำมัน/ก๊าซ)	2x300	ม.ค. 43 - มี.ค. 44
2.2 พลังความร้อนร่วมสุราษฎร์ธานี ชุดที่ 1 (ก๊าซ)	1x300	เมษายน 2546
2.3 พลังความร้อนทับสะแก เครื่องที่ 1 และ 2 (ก๊าซ/ถ่านหิน)	2x1,000	ต.ค. 48 - มี.ค. 49
3. โครงการระบบส่งไฟฟ้า		
3.1 ขยายระบบไฟฟ้า ระยะที่ 10 (2540-2545)	-	2544 - 2545
3.2 ระบบส่งไฟฟ้าเพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการหงสา 3.3 สายส่ง 115 กิโลโวลท์ เชียงใหม่ 2 - แม่ฮ่องสอน	-	2544 - กันยายน 2545
3.4 ระบบส่งไฟฟ้าเพื่อรับซื้อไฟฟ้าจาก สปป.ลาวระยะที่ 2	-	2545 - 2546
3.5 ขยายระบบไฟฟ้า ระยะที่ 11 (2542-2547)	-	2546 - 2547
3.6 ขยายระบบไฟฟ้า ระยะที่ 12 (2544-2549)	-	2548 - 2549
3.7 ขยายระบบไฟฟ้าในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล ระยะที่ 2	-	2546 - 2549
3.8 สายส่ง 500 กิโลโวลท์ สำหรับโรงไฟฟ้าเอกชน ระยะที่ 2	-	2551 - 2552
โครงการ	**กำลังผลิต (เมกะวัตต์)**	**กำหนดแล้วเสร็จ**
3.9 ขยายระบบไฟฟ้า ระยะที่ 13 (2546-2551)	-	2550 - 2551
3.10 ขยายระบบไฟฟ้า ระยะที่ 14 (2548-2553)	-	2552 - 2553
3.11 งานขยายระบบไฟฟ้า และงานก่อสร้างเบ็ดเตล็ด ที่มิได้รวบรวมเป็นโครงการ	-	2540 - 2549
ข. กรณีศึกษา (Sensitivity Study)		

	โครงการที่จะขออนุมัติดำเนินการในช่วง พ.ศ. 2540-2554 ของกรณีศึกษา จะเหมือนกับกรณีแผนหลัก จะต่างกันในส่วนของปริมาณการรับซื้อไฟฟ้า จากเอกชนของกรณีศึกษา จะน้อยกว่ากรณีแผนหลัก 2,900 เมกะวัตต์

สำหรับขั้นตอนการเสนอและอนุมัติโครงการให้ยึดถือตามแนวทางที่คณะรัฐมนตรีได้เคยมีมติไปแล้วเมื่อวันที่ 25 เมษายน 2538

4. มอบหมายให้ กฟผ. ร่วมกับ สพช. รับไปดำเนินการจัดทำร่างประกาศเชิญชวนการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรอบที่ 2 แล้วนำเสนอคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ให้ความเห็นชอบเพื่อให้สามารถออกประกาศได้ประมาณกลางปี 2541 โดยมีปริมาณพลังไฟฟ้าที่จะรับซื้อจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน เพิ่มเติมในช่วงแผนฯ 8-10 ดังนี้

หน่วย : เมกะวัตต์

ปี	แผนหลัก			กรณีศึกษา		
งบประมาณ	Base/Intermediate Load	ภาคใต้	กังหันก๊าซ	Base/Intermediate Load	ภาคใต้	กังหันก๊าซ
2548	1,000	300	-	1,000	-	-
2549	1,000	-	-	-	300	-
2550	2,000	300	-	1,000	-	-
2551	2,600	300	200	2,600	300	-
2552	3,000	-	-	3,000	300	-
2553	2,600	300	400	2,600	-	-
2554	2,000	300	400	2,000	300	400

สำหรับโครงการในต่างประเทศ วิธีการดำเนินการให้เป็นไปตามข้อตกลงระหว่างรัฐบาลหรือตามที่คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติจะกำหนด

5. ให้ กฟผ. ออกประกาศรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) ในรูป Non-Firm โดยไม่มีกำหนดเวลาและปริมาณ แต่ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับความมั่นคงและความสามารถของระบบไฟฟ้าที่จะรับได้
6. มอบหมายให้ ปตท. รับไปดำเนินการจัดหาก๊าซธรรมชาติ เพิ่มเติมให้แก่ กฟผ. เพื่อทดแทนการใช้น้ำมันเตาซึ่งก่อให้เกิดปัญหามลภาวะ

เรื่องที่ 9 <u>สัญญาซื้อขายไฟฟ้าโครงการห้วยเฮาะ</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. รัฐบาลไทยและรัฐบาลสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว (สปป.ลาว) ได้ร่วมลงนามในบันทึกความเข้าใจเรื่องความร่วมมือด้านการพัฒนาไฟฟ้าใน สปป.ลาว เมื่อวันที่ 19 มิถุนายน 2539 ณ นครเวียงจันทน์ โดยทั้งสองฝ่ายจะส่งเสริมและร่วมมือกัน

พัฒนาไฟฟ้าให้ได้ปริมาณ 3,000 เมกะวัตต์ ภายในปี 2549 เพื่อจำหน่ายให้ประเทศไทย ทั้งนี้รัฐบาลไทยได้แต่งตั้งคณะกรรมการประสานความร่วมมือพัฒนาไฟฟ้าใน สปป.ลาว (คปฟ-ล.) เป็นผู้ติดตามการดำเนินงานและประสานความร่วมมือกับ สปป. ลาว เพื่อให้เป็นไปตามบันทึก ความเข้าใจดังกล่าว

2. คณะรัฐมนตรีได้มีมติเมื่อวันที่ 31 ตุลาคม 2538 เห็นชอบบันทึกความเข้าใจระหว่างการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) และกลุ่มผู้พัฒนาโครงการห้วยเฮาะ (ประกอบด้วยการไฟฟ้าลาว 20%, บริษัทแดวู/เกาหลีใต้ 60%, บริษัทล็อกซ์เล่ย์ จำกัด 20%) ซึ่งต่อมาเมื่อวันที่ 15 มกราคม 2539 ได้มีการลงนามในบันทึกความเข้าใจดังกล่าว

3. คปฟ.-ล ได้ดำเนินการเจรจาเพื่อจัดทำร่างสัญญาซื้อขายไฟฟ้าโครงการห้วยเฮาะกับกลุ่มผู้พัฒนาโครงการ และรัฐบาล สปป. ลาว จนได้ข้อยุติ โดยคณะกรรมการการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ได้อนุมัติร่างสัญญาซื้อขายไฟฟ้าโครงการห้วยเฮาะเมื่อวันที่ 19 พฤษภาคม 2540 รวมทั้งเห็นชอบให้ยกเว้นการนำเสนอ ร่างสัญญาฉบับดังกล่าวต่อสำนักงานอัยการสูงสุดเนื่องจากรูปแบบของร่างสัญญาและสาระสำคัญเป็นไปใน แนวทางเดียวกันกับสัญญาซื้อขายไฟฟ้าโครงการน้ำเทิน-หินบุน ซึ่งได้รับความเห็นชอบจากสำนักงานอัยการสูงสุดแล้ว โดยมีสาระสำคัญของร่างสัญญาซื้อขายไฟฟ้าโครงการห้วยเฮาะ ดังนี้

3.1 การพัฒนาโครงการและการเชื่อมโยงระบบ มีดังนี้

(1) กลุ่มผู้พัฒนาโครงการเป็นผู้ออกแบบการก่อสร้างโครงการ (Project Facilities) และผลิตกระแสไฟฟ้าให้เป็นไปตามเงื่อนไขที่ระบุไว้ในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (Power Purchase Agreement-PPA) โดย กฟผ. มีสิทธิพิจารณาตรวจสอบและให้ความเห็นในเอกสารต่างๆ ที่เกี่ยวข้องกับโครงการ

(2) กลุ่มผู้พัฒนาโครงการ และ กฟผ. จะร่วมกันลงทุนก่อสร้างระบบเชื่อมโยงข้ามพรมแดนไทย-ลาว ตามเงื่อนไขที่ กฟผ. กำหนด โดย กฟผ. จะต้องสร้างสายส่งเพิ่มจากระบบสายส่งของ กฟผ. ที่มีอยู่เดิมเพื่อรับกระแสไฟฟ้าจากโครงการให้แล้วเสร็จตามเงื่อนไขของสัญญา

(3) กลุ่มผู้พัฒนาโครงการจะต้องจัดเตรียมเอกสารให้ กฟผ. ตามวันที่กำหนด ได้แก่ หลักฐานที่ได้รับอนุมัติจากรัฐบาล สปป.ลาว ใบอนุญาตต่างๆ สัญญาเช่าสิทธิเหนือทรัพย์สินหรือสิทธิผ่านทางเพื่อการเข้าออกทรัพย์สินของผู้อื่น หลักฐานการกู้เงิน ที่ลงนามแล้ว สำเนาข้อตกลงเกี่ยวกับการเดินเครื่องและบำรุงรักษาที่ได้ลงนามแล้ว

3.2 การจัดหาและการรับซื้อไฟฟ้า มีดังนี้

(1) กฟผ. มีสิทธิในการควบคุมการเดินเครื่องจ่ายไฟฟ้าให้เป็นไปตามปริมาณน้ำที่มีและเป็นไปตามกฎเกณฑ์ใน Grid Code

(2) กลุ่มผู้พัฒนาโครงการจะต้องเดินเครื่องตามคุณสมบัติการทำงานของหน่วยผลิตไฟฟ้า ที่กำหนดไว้ท้ายสัญญา โดยมีปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญา ณ จุดส่งมอบ

เท่ากับ 126 เมกะวัตต์ ปริมาณพลังงานไฟฟ้าส่งมอบโดยเฉลี่ย 533 ล้านหน่วยต่อปี ปริมาณพลังงานไฟฟ้าสูงสุด 615 ล้านหน่วยต่อปี และต่ำสุด 394 ล้านหน่วยต่อปี

(3) กลุ่มผู้พัฒนาโครงการจะต้องส่งกระแสไฟฟ้า 100% ของพลังงานที่ผลิตได้หักด้วย พลังงานที่ใช้ในโรงไฟฟ้าและจ่ายให้กับ Local Load (รวมไม่เกิน 2.0 เมกะวัตต์) และพลังงานที่สูญเสียในระบบส่งจนถึงจุดส่งมอบ

(4) กฟผ. จะต้องซื้อกระแสไฟฟ้าจากกลุ่มผู้พัฒนาโครงการ ในปริมาณไม่น้อยกว่า 95% ของพลังงานที่ผลิตได้ ณ จุดส่งมอบ ในช่วงวันจันทร์ถึงวันเสาร์ โดยไม่มีข้อผูกพัน ที่จะซื้อพลังงานไฟฟ้าในวันอาทิตย์

3.3 การส่งมอบพลังงานไฟฟ้า มีดังนี้

(1) คุณภาพของพลังงานไฟฟ้า จะต้องเป็นไปตามเงื่อนไขที่กำหนดไว้ใน Grid Code และเงื่อนไขตามสัญญา โดยจะส่งมอบกัน ณ จุดส่งมอบที่พรมแดนไทยลาว

(2) กฟผ. จะต้องจ่ายเงินอย่างน้อย 95% ของพลังงานที่ผลิตได้ ณ จุดส่งมอบ แม้ว่า กฟผ. จะไม่สามารถรับพลังงานไฟฟ้าได้เนื่องจากการขัดข้องของระบบของ กฟผ. เอง

3.4 ราคารับซื้อไฟฟ้า มีดังนี้

(1) อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าคิดราคาในปี 2537 เท่ากับ 4.22 เซนต์สหรัฐฯต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง

(2) ก่อนวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า (Pre Commercial Operation Date) จะใช้อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าแบบ Non-firm เช่นเดียวกับการรับซื้อจากผู้ผลิตรายเล็ก (Small Power Producer)

(3) การปรับอัตราค่าไฟฟ้าจะปรับขึ้น 3% ต่อปี ตั้งแต่ 1 มกราคม 2537 ถึงวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า (Commercial Operation) แต่ไม่เกิน 1 มกราคม 2542 และจะไม่มีการปรับอัตราค่าไฟฟ้าจนกว่าจะมีการเดินเครื่องจ่ายไฟฟ้าครบ 12 เดือน หลังจากนั้นให้ปรับอัตราค่าไฟฟ้าเพิ่มขึ้นปีละ 35% ของอัตราการเพิ่มขึ้นของดัชนีราคาผู้บริโภคสหรัฐฯและไทย ในสัดส่วนที่เท่ากัน

3.5 อายุของสัญญาและกำหนดวันเดินเครื่องเข้าระบบ สัญญาซื้อขายไฟฟ้ามีอายุ 30 ปี โดยกำหนดวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า (Scheduled Commercial Operation Date) วันที่ 1 กันยายน 2542

3.6 บทปรับ มีดังนี้

(1) กรณีไม่สามารถเดินเครื่องจ่ายพลังงานไฟฟ้าได้ตามกำหนด อันเนื่องมาจากความล่าช้าของ กฟผ. กฟผ. จะต้องจ่ายเงินค่าปรับเป็นจำนวน 50,000 เหรียญสหรัฐฯต่อวัน โดยมีระยะเวลาไม่เกิน 18 เดือน แต่หากความล่าช้าเกิดจากกลุ่ม

ผู้พัฒนาโครงการ กลุ่มผู้พัฒนาโครงการจะต้องชำระค่าปรับเป็นเงิน 5,000 เหรียญสหรัฐฯต่อวันต่อเครื่อง

(2) กรณีปริมาณพลังไฟฟ้าที่จำหน่ายให้ กฟผ. ต่ำกว่าปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญา กลุ่มผู้พัฒนาโครงการจะต้องชำระค่าปรับให้ กฟผ. 4,000 บาท/กิโลวัตต์ สำหรับส่วนที่ต่ำกว่า 126 เมกะวัตต์

(3) กรณีจ่ายไฟฟ้าไม่ได้ตามที่ กฟผ. กำหนดด้วยสาเหตุจากระบบขัดข้อง (Outage) กลุ่มผู้พัฒนาโครงการต้องจ่ายค่าปรับให้ กฟผ. จำนวน 1 เซนต์สหรัฐฯต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง (บวก escalation) ยกเว้นว่าเป็นปีที่แห้งแล้ง (drought year) ซึ่งกำหนดให้มีได้ไม่เกิน 4 ปี ในช่วงอายุสัญญา

3.7 การทำผิดสัญญา คู่สัญญาแต่ละฝ่ายมีสิทธิบอกเลิกสัญญาได้หากคู่สัญญาอีกฝ่ายหนึ่งกระทำผิดสัญญาดังต่อไปนี้

(1) กรณีที่ กฟผ. กระทำผิดสัญญาเนื่องจาก

- ไม่จ่ายเงินภายในเวลาที่กำหนด
- ไม่สามารถ Energize ระบบส่งได้ภายใน 18 เดือน
- ถูกพิพากษาให้เป็นบุคคลล้มละลาย
- ไม่ปฏิบัติตามเงื่อนไขที่เป็นสาระสำคัญของสัญญาซื้อขายไฟฟ้า

(2) กรณีที่กลุ่มผู้พัฒนาโครงการกระทำผิดสัญญาเช่นเดียวกับ กฟผ. ตามข้อ (1) รวมทั้งกรณี ต่อไปนี้

- ไม่สามารถเดินเครื่องผลิตไฟฟ้าได้ก่อนกำหนดวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า (Commercial Operation Deadline)
- ไม่สามารถจัดหาหลักฐานการกู้เงินมาแสดงได้ภายใน 18 เดือนนับจากวันลงนามในสัญญา
- กลุ่มผู้พัฒนาโครงการละทิ้งงานก่อสร้างหรือหยุดเดินเครื่องผลิตไฟฟ้าเครื่องใดเครื่องหนึ่งและมีผลกระทบต่อ กฟผ.
- กลุ่มผู้พัฒนาโครงการส่งไฟฟ้าให้ กฟผ. ได้น้อยกว่าปีละ 300 ล้านหน่วย เกินกว่า 6 ปี จากจำนวนอายุสัญญา 30 ปี
- กำลังผลิต (Registered Capacity) ลดลงต่ำกว่า 38 เมกะวัตต์ โดยไม่สามารถแก้ไขให้กลับคืนสภาพเดิมได้ภายใน 18 เดือน

3.8 เหตุสุดวิสัย ไม่ว่ากรณีใดๆ กฟผ. และกลุ่มผู้พัฒนาโครงการไม่สามารถอ้างเหตุสุดวิสัยเนื่องจากการกระทำของรัฐบาลเป็นสาเหตุในการไม่ปฏิบัติตามเงื่อนไขของสัญญาได้

3.9 การระงับข้อโต้แย้ง กรณีคู่สัญญาเกิดข้อโต้แย้งที่เกี่ยวกับด้านเทคนิค หรือการเงิน คู่สัญญาทั้งสองฝ่ายจะร่วมกันแต่งตั้งผู้เชี่ยวชาญเป็นผู้ตัดสินข้อโต้แย้งนั้น แต่หากคู่สัญญาตกลงกันไม่ได้ จะต้องเสนอเรื่องเข้าสู่การตัดสินของอนุญาโตตุลาการ โดยการพิจารณาข้อพิพาทของอนุญาโตตุลาการกระทำภายใต้

กฎเกณฑ์ของ International Chamber of Commerce (ICC) และให้คณะอนุญาโตตุลาการเป็นผู้เลือกสถานที่ใช้ตัดสินตามหลักเกณฑ์ของ ICC

3.10 ขอบเขตความรับผิดชอบของคู่สัญญา คือ คู่สัญญาทั้งสองฝ่ายไม่ต้องรับภาระในการชดใช้ความเสียหาย ที่เกิดจากการปฏิบัติตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า และไม่ต้องชดใช้ความเสียหายที่เป็นความเสียหายต่อเนื่อง (Consequential Damages) แก่คู่สัญญาอีกฝ่ายหนึ่ง

3.11 การเรียกเก็บเงินและชำระเงิน กรณีคู่สัญญาชำระเงินช้ากว่าที่กำหนดไว้ในสัญญาจะต้องจ่ายดอกเบี้ยในอัตรา Default Rate โดยกลุ่มผู้พัฒนาโครงการต้องรับผิดชอบในการชำระภาษีที่เรียกเก็บใน สปป.ลาว รวมทั้งภาษีเงินได้ ที่เรียกเก็บในประเทศไทย (ในกรณีที่มีการเรียกเก็บ)

3.12 กฎหมายที่ใช้บังคับในการตีความสัญญา คือกฎหมายอังกฤษ

3.13 การปกป้องทรัพย์สินจากการบังคับคดี คู่สัญญาตกลงที่จะสละสิทธิในการขอความคุ้มครองจากรัฐในการปกป้องทรัพย์สินของตนจากการบังคับคดี ตามกฎหมายหรือคำตัดสินของศาล เพียงเท่าที่ไม่ขัดต่อกฎหมาย

<u>มติของที่ประชุม</u>

เห็นชอบร่างสัญญาซื้อขายไฟฟ้าโครงการห้วยเฮาะ (รายละเอียดตามเอกสารประกอบวาระ 4.6.1) และมอบหมายให้ กฟผ. ลงนามในร่างสัญญาดังกล่าว หาก กฟผ. และกลุ่มผู้พัฒนาโครงการเห็นชอบให้มีการแก้ไขในรายละเอียดปลีกย่อยซึ่งมิใช่สาระสำคัญ ให้ กฟผ. สามารถลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าที่ได้แก้ไขแล้วดังกล่าวได้

เรื่องที่ 10 <u>การสนับสนุนเงินกองทุน (Endowment Fund) แก่ศูนย์พลังงานอาเซียน</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. กรมพัฒนาและส่งเสริมพลังงาน ได้มีหนังสือด่วนมากที่ วว 0409/18068 ลงวันที่ 4 ธันวาคม 2539 ถึงสำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ เพื่อให้นำเสนอคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติพิจารณาให้ความเห็นชอบในการสนับสนุนทางด้านการเงินแก่ศูนย์พลังงานอาเซียน อันเป็นผลสืบเนื่องจาก การประชุมรัฐมนตรีอาเซียนด้านพลังงาน (ASEAN Ministers on Energy Meeting หรือ AMEM) ครั้งที่ 14 ณ กรุงกัวลาลัมเปอร์ ประเทศมาเลเซีย เมื่อวันที่ 1 กรกฎาคม 2539 ซึ่งได้มีมติให้จัดประชุมเจ้าหน้าที่อาวุโส อาเซียนด้านพลังงานสมัยพิเศษ (Special Senior Officials Meeting on Energy หรือ Special SOME) เพื่อ ทำการประเมินความต้องการและการตัดสินใจในรายละเอียดเกี่ยวกับรูปแบบเงินทุนของศูนย์ฝึกอบรมเพื่อ การจัดการและวิจัยพลังงานอาเซียนประชาคมยุโรป (AEEMTRC) ซึ่งจะ

เปลี่ยนเป็นศูนย์พลังงานอาเซียน ภายหลังจาก Phase II ในปี 1998 หรือ พ.ศ. 2541 โดยคณะรัฐมนตรีได้รับทราบผลการประชุมดังกล่าวแล้ว ในการประชุมคณะรัฐมนตรีเมื่อวันที่ 27 สิงหาคม 2539

2. ต่อมาในการประชุมเจ้าหน้าที่อาวุโสอาเซียนด้านพลังงานสมัยพิเศษ (Special SOME) ณ เกาะลังกาวี ประเทศมาเลเซีย ระหว่างวันที่ 7-8 พฤศจิกายน 2539 ได้พิจารณาเกี่ยวกับเงินทุนระยะยาวของ AEEMTRC ภายหลัง Phase II โดยประเทศสมาชิกอาเซียนส่วนใหญ่เห็นชอบในหลักการจ่ายเงินกองทุน (Endowment Fund) แก่ศูนย์พลังงานอาเซียนเป็นเงินประเทศละ 176,200 เหรียญสหรัฐฯต่อปี เป็นเวลา 3 ปี รวมเป็นเงินทั้งสิ้น 528,600 เหรียญสหรัฐฯ ซึ่งเป็นจำนวนเงินที่ประเทศไทย โดยความเห็นชอบจากรัฐมนตรีว่าการกระทรวง วิทยาศาสตร์เทคโนโลยีและสิ่งแวดล้อม ได้ให้ความเห็นชอบในการสนับสนุนทางด้านการเงินในการจัดตั้ง กองทุนการก่อตั้งศูนย์พลังงานอาเซียนต่อที่ประชุมเจ้าหน้าที่อาวุโสอาเซียนด้านพลังงานสมัยพิเศษ ณ โฮจิมินท์ซิตี้ ประเทศเวียดนาม ระหว่างวันที่ 12-13 มีนาคม 2539 โดยมีเงื่อนไขในการจัดการกองทุน 6 ประการ ดังนี้

(1) ศูนย์พลังงานอาเซียน ควรมีเป้าหมายให้สามารถพึ่งตนเองได้ในช่วงเวลาที่จำกัดแน่นอน

(2) ค่าจ้างเงินเดือนเจ้าหน้าที่ และค่าใช้จ่ายสำหรับโครงการหลักรวมทั้งค่าใช้จ่ายอื่นๆ ควรมีอัตราส่วน 50:50

(3) ศูนย์พลังงานอาเซียน สามารถใช้เงินรายได้จากดอกเบี้ยเงินกองทุนเท่านั้น

(4) ประเทศสมาชิกมีสิทธิตรวจสอบและควบคุมการใช้จ่าย รวมทั้งสถานะการเงินของศูนย์ฯ ได้ตลอดเวลา

(5) เมื่อศูนย์พลังงานอาเซียน ไม่สามารถปฏิบัติงานต่อไปได้ หรือ ภายในช่วงเวลาที่จำกัดจะต้องคืนเงินกองทุนแก่ประเทศสมาชิกที่ให้เงินช่วยเหลือทั้งหมด

(6) ข้อตกลงดังกล่าวทั้งหมดนี้ ขึ้นอยู่กับความเห็นชอบขั้นสุดท้ายจากรัฐบาลไทยโดยผ่านคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติก่อน

3. ต่อมากรมพัฒนาและส่งเสริมพลังงาน ได้มีหนังสือด่วนมากที่ วว 0409/6287 ลงวันที่ 30 เมษายน 2540 แจ้งว่า กระทรวงพลังงาน การสื่อสารและไปรษณีย์ ประเทศมาเลเซีย ขอทราบความก้าวหน้าในการดำเนินการเรื่องการจ่ายเงินกองทุนแก่ศูนย์พลังงานอาเซียน กรมพัฒนาและส่งเสริมพลังงาน จึงขอให้ฝ่ายเลขานุการฯ นำเสนอคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติพิจารณาให้ความเห็นชอบให้กรมพัฒนาและส่งเสริมพลังงานตั้งงบประมาณตั้งแต่ปีงบประมาณ 2541-2543 หมวดเงินอุดหนุนเพื่อเป็นค่าใช้จ่ายกองทุนให้แก่ศูนย์พลังงานอาเซียน ปีละ 176,200 เหรียญสหรัฐฯ หรือประมาณ 4,405,000 บาท เป็นเวลา 3 ปี รวมเป็นเงิน 528,600 เหรียญสหรัฐฯ หรือประมาณ 13,215,000 บาท เพื่อที่กรมพัฒนาและส่งเสริมพลังงานจะได้แจ้งผล

ความก้าวหน้าให้กระทรวงพลังงาน การสื่อสารและไปรษณีย์ ประเทศมาเลเซีย ทราบต่อไป

<u>มติของที่ประชุม</u>

เห็นชอบให้กรมพัฒนาและส่งเสริมพลังงานตั้งงบประมาณตั้งแต่ปีงบประมาณ 2541-2543 หมวดเงินอุดหนุน เพื่อเป็นค่าใช้จ่ายกองทุนให้แก่ศูนย์พลังงานอาเซียนปีละ 176,200 เหรียญสหรัฐฯ หรือประมาณ 4,405,000 บาท เป็นเวลา 3 ปี รวมเป็นเงิน 528,600 เหรียญสหรัฐฯ หรือประมาณ 13,215,000 บาท

เรื่องที่ 11 <u>การลดอัตราค่าไฟฟ้าให้อุตสาหกรรม</u>

ประธานได้แจ้งว่า จากการประชุมคณะกรรมการพัฒนาการส่งออก เมื่อวันที่ 26 พฤษภาคม 2540 คณะกรรมการฯ ดังกล่าว ได้มีมติเกี่ยวกับการลดค่าไฟฟ้าเพื่อแก้ไขปัญหาการส่งออก และได้ขอให้ฝ่ายเลขานุการฯ ชี้แจงรายละเอียดเกี่ยวกับการดำเนินการในการลดอัตราค่าไฟฟ้าให้อุตสาหกรรมให้ที่ประชุมทราบ ซึ่งมีสาระสำคัญสรุปได้ดังนี้

1. สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (สพช.) ได้ดำเนินการตามมติคณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 3 กันยายน 2539 ที่ได้มอบหมายให้หารือร่วมกับผู้บริหารระดับสูงจากภาคเอกชน เรื่องแนวทางการลดต้นทุนในอุตสาหกรรมปิโตรเคมี ในส่วนของค่าไฟฟ้าและการยกเว้นอัตราค่าไฟฟ้าที่แตกต่างกันตามช่วงเวลาของวัน (Time of Day Rate : TOD) สำหรับโรงงานที่ต้องทำงาน 24 ชั่วโมง โดยเมื่อวันที่ 3 ตุลาคม 2539 สพช. การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ได้ร่วมหารือกับผู้แทนสภาอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย โดยมีรองประธานสภาอุตสาหกรรมฯ (นายทวี บุตรสุนทร) เป็นประธาน และได้มีการพิจารณาแนวทางในการลดภาระค่าไฟฟ้าสำหรับอุตสาหกรรมขนาดใหญ่ โดยเฉพาะอัตรา TOD ซึ่งได้มีข้อยุติสำหรับแนวทางในการปรับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า โดยการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง ได้ประกาศใช้โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าใหม่ และมีผลบังคับใช้แล้วตั้งแต่เดือนมกราคม 2540 เป็นต้นมา

2. โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าที่มีผลบังคับใช้ตั้งแต่เดือนมกราคม 2540 ได้กำหนดให้อัตราค่าไฟฟ้าที่แตกต่างกันตามช่วงเวลาของการใช้ (Time-of Use Rate : TOU) เป็นอัตราเลือกสำหรับอัตรา TOD ในปัจจุบัน เพื่อให้โครงสร้างค่าไฟฟ้าสะท้อนถึงต้นทุนและลักษณะการใช้ไฟฟ้า (Load Curve) ของระบบที่เปลี่ยนแปลงไป โดยโครงสร้างค่าไฟฟ้า TOU นี้ จะเพิ่มประเภทอัตราค่าไฟฟ้าสำหรับผู้ใช้ไฟในระดับแรงดัน 115 เควี ขึ้นไป ซึ่งจะเป็นอัตราที่ลดลงจากระดับ 69 เควีเดิม นอกจากนี้ ได้กำหนดให้ค่าความต้องการพลังไฟฟ้า (Demand Charge) เป็นศูนย์ ในช่วง Off-Peak และค่าพลังไฟฟ้าในช่วง On-Peak ลดลงจากระดับเดิมมาก

3. ในปัจจุบันมีผู้ใช้ไฟติดต่อขอใช้อัตรา TOU จำนวน 28 ราย แบ่งเป็นในเขต กฟน. 2 ราย เขต กฟภ. 23 ราย และลูกค้าของ กฟผ. 3 ราย โดยเป็นผู้ใช้ไฟในกลุ่ม

อุตสาหกรรมเหล็ก สิ่งทอ กระดาษ และอุตสาหกรรมปิโตรเคมี ซึ่งผู้ใช้ไฟเหล่านี้ได้รับการลดค่าไฟฟ้าในเดือนพฤษภาคม 2540 ที่ผ่านมาเป็นเงินประมาณ 80 ล้านบาท และจะลดค่าใช้จ่ายได้มากขึ้นเป็นลำดับ

4. หากพิจารณาเปรียบเทียบโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าของประเทศไทยกับต่างประเทศ สำหรับกลุ่มอุตสาหกรรมขนาดใหญ่โดยเปรียบเทียบกับประเทศอื่นๆ ในภูมิภาคนี้ พบว่าค่าไฟฟ้าของไทยไม่ได้สูงกว่าค่าไฟฟ้าในประเทศใกล้เคียง โดยเฉพาะอุตสาหกรรมที่มีการใช้ไฟอย่างสม่ำเสมอและต่อเนื่อง (มีค่า Load Factor สูง) ค่าไฟฟ้าของประเทศไทยจะมีค่าต่ำที่สุด โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้านี้เป็นโครงสร้างที่ส่งเสริมให้อุตสาหกรรมมีการใช้ไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพ กล่าวคือ หากมีการใช้ไฟฟ้าอย่างสม่ำเสมอและต่อเนื่อง ค่าไฟฟ้าจะลดลง

<u>มติของที่ประชุม</u>

ที่ประชุมรับทราบการดำเนินการแก้ไขปัญหาการส่งออกเรื่องการลดค่าไฟฟ้าให้อุตสาหกรรม ตามที่ ฝ่ายเลขานุการฯ ชี้แจง และมอบหมายให้ฝ่ายเลขานุการฯ แจ้งผลการดำเนินการดังกล่าวต่อสำนักเลขานุการคณะกรรมการพัฒนาการส่งออก เพื่อทราบต่อไป