ด่วนที่สุด
ที่ พน ๐๒๐๐/๔๕๒๙

กระทรวงพลังงาน
๑๗ ถนนพระรามที่ ๑ กรุงเทพฯ ๑๐๓๓๐

๑๗ ธันวาคม ๒๕๕๐

เรื่อง โครงการระบบส่งเพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนน้ำงึม ๓ และ น้ำเทิน ๑

เรียน เลขาธิการคณะรัฐมนตรี

สิ่งที่ส่งมาด้วย ๑. สำเนาหนังสือสำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ที่ นร ๑๑๑๕/๖๑๙๑ ลงวันที่ ๑๑ ธันวาคม ๒๕๕๐

๒. สำเนามติคณะรัฐมนตรี วันที่ ๑๙ มิถุนายน ๒๕๕๐

๓. สำเนามติคณะรัฐมนตรี วันที่ ๓๐ ตุลาคม ๒๕๕๐

๔. บทสรุปโครงการระบบส่งเพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนน้ำงึม ๓ และน้ำเทิน ๑

๑. ข้อเสนอ

กระทรวงพลังงานขอนำเสนอคณะรัฐมนตรีพิจารณาอนุมัติโครงการระบบส่งเพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนน้ำงึม ๓ และน้ำเทิน ๑ ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ในวงเงินลงทุนรวม ๑๗,๑๕๙.๔๐ ล้านบาท โดยโครงการฯ ดังกล่าว (ตามที่สรุปสาระสำคัญในข้อ ๔) ได้รับความเห็นชอบจากสำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ (สศช.) แล้ว ดังรายละเอียดปรากฏตามสิ่งที่ส่งมาด้วย ๑

ทั้งนี้โครงการฯดังกล่าว เป็นโครงการลงทุนขนาดใหญ่ของรัฐวิสาหกิจ ซึ่งในมาตรา ๔ (๘) แห่งพระราชกฤษฎีกาว่าด้วยการเสนอเรื่องและการประชุมคณะรัฐมนตรี พ.ศ. ๒๕๔๘ ได้กำหนดให้นำเรื่องดังกล่าวเสนอต่อคณะรัฐมนตรีพิจารณา

๒. ความเป็นมา

๒.๑ รัฐบาลไทยและรัฐบาลสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว (สปป.ลาว) ได้ลงนามบันทึกความเข้าใจ (Memorandum of Understanding : MOU) เมื่อวันที่ ๑๙ มิถุนายน ๒๕๓๙ เพื่อส่งเสริมและให้ความร่วมมือในการพัฒนาโครงการผลิตไฟฟ้าใน สปป.ลาว สำหรับจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ประเทศไทยจำนวนประมาณ ๓,๐๐๐ เมกะวัตต์ ต่อมารัฐบาลไทยและรัฐบาล สปป.ลาว ได้ลงนาม MOU เมื่อวันที่ ๑๘ ธันวาคม ๒๕๔๙ เพื่อขยายการรับซื้อไฟฟ้าจาก สปป.ลาว เป็นจำนวนประมาณ ๕,๐๐๐ เมกะวัตต์ภายในปี ๒๕๕๘

๒.๒ คณะรัฐมนตรีได้มีมติเมื่อวันที่ ๑๙ มิถุนายน ๒๕๕๐ เห็นชอบตามมติของคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) เมื่อวันที่ ๔ มิถุนายน ๒๕๕๐ โดยเห็นชอบแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ.๒๕๕๐-๒๕๖๔ (PDP ๒๐๐๗) ซึ่งมีโครงการรับซื้อไฟฟ้าจาก

/โรงไฟฟ้า...

โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนน้ำงึม ๓ และ น้ำเทิน ๑ ใน สปป.ลาว เป็นโครงการหนึ่งของการพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าภายใต้แผนดังกล่าวดังรายละเอียดปรากฏตามสิ่งที่ส่งมาด้วย ๒ ซึ่งการรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการดังกล่าว กฟผ. จะต้องดำเนินการก่อสร้างโครงการระบบส่งไฟฟ้าเพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนน้ำงึม ๓ และน้ำเทิน ๑ เชื่อมโยงเข้ากับระบบของ กฟผ.

๒.๓ กฟผ. และกลุ่มผู้ลงทุนโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนน้ำงึม ๓ (โครงการน้ำงึม ๓) โครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนน้ำเทิน ๑ (โครงการน้ำเทิน ๑) ได้ลงนามบันทึกความเข้าใจอัตราค่าไฟฟ้า (Tariff MOU) เมื่อวันที่ ๑๘ ธันวาคม ๒๕๔๙ และได้บรรลุข้อตกลงในเงื่อนไขสำคัญด้านกฎหมาย พาณิชย์และเทคนิคในส่วนเนื้อหาหลัก (Main Text) ของร่างสัญญาซื้อขายไฟฟ้าและได้มีการลงนามเบื้องต้น (Initial) แล้วเมื่อวันที่ ๑๑ ตุลาคม ๒๕๕๐ โดยคณะรัฐมนตรีได้มีมติเห็นชอบร่างสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (Initial PPA) เมื่อวันที่ ๓๐ ตุลาคม ๒๕๕๐ ดังรายละเอียดปรากฏตามสิ่งที่ส่งมาด้วยข้อ 3 และขณะนี้อยู่ระหว่างการเจรจาจัดทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (Power Purchase Agreement : PPA) กับกลุ่มผู้ลงทุนโครงการทั้งสองดังกล่าวคาดว่าจะสามารถลงนามในสัญญา PPA ได้ประมาณปลายปี ๒๕๕๐ หรือต้นปี ๒๕๕๑

๒.๔ ตามร่างสัญญาซื้อขายไฟฟ้าของโครงการทั้งสองกำหนดว่า กฟผ. จะต้องดำเนินการก่อสร้างระบบส่งไฟฟ้าเชื่อมโยงในฝั่งไทยให้แล้วเสร็จภายในเดือนมิถุนายน ๒๕๕๕ (ก่อนโครงการก่อสร้างโรงไฟฟ้าแล้วเสร็จ ๖ เดือน) เพื่อทดสอบการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโครงการฯ ก่อนกำหนดจ่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ หากการก่อสร้างสายส่งล่าช้ากว่ากำหนดดังกล่าว กฟผ. จะต้องเสียค่าปรับให้กับโครงการฯ

๓. สรุปสาระสำคัญของโครงการระบบส่งเพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนน้ำงึม ๓ และน้ำเทิน ๑

๓.๑ **วัตถุประสงค์** : เพื่อการรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนน้ำงึม ๓ และน้ำเทิน ๑ เพื่อสนองความต้องการใช้ไฟฟ้าของประเทศที่เพิ่มขึ้น ลดการพึ่งพาการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ กระจายประเภทของแหล่งผลิตไฟฟ้าและลดความผันผวนของต้นทุนผลิตไฟฟ้าในอนาคต

๓.๒ **ปริมาณงาน** : ประกอบด้วยงานก่อสร้างต่างๆ ดังนี้

๓.๒.๑ เปลี่ยนระดับแรงดันสายส่งชายแดน/ไทย – อุดรธานี ๓ ซึ่งระยะแรกจ่ายไฟฟ้าด้วยระบบ ๒๓๐ เควี เป็นระบบ ๕๐๐ เควี วงจรคู่ ขนาดสายส่ง ๔ x ๑, ๒๗๒ MCM ACSR ต่อเฟส ระยะทางประมาณ ๘๐ กิโลเมตร พร้อมติดตั้ง Line Shunt Reactor ขนาด ๕๕ เอ็มวีอาร์ ต่อวงจร บนปลายสายส่งด้าน สฟ.อุดรธานี ๓

๓.๒.๒ เปลี่ยนระดับแรงดันสายส่งอุดรธานี ๓ – น้ำพอง ๒ (ซึ่งเป็นโครงการย่อยหนึ่งภายใต้โครงการขยายระบบส่งไฟฟ้า ระยะที่ ๑๑ (พ.ศ. ๒๕๕๐-๒๕๕๔) ของ กฟผ. : TS๑๑) ซึ่งระยะแรกจ่ายไฟฟ้าด้วยระบบ ๒๓๐ เควี เป็นระบบ ๕๐๐ เควี วงจรคู่ ขนาดสายส่ง ๔ x ๑,๒๗๒ MCM ACSR ต่อเฟส ระยะทางประมาณ ๘๕ กิโลเมตร

/๓.๒.๓ ก่อสร้าง...

๓.๒.๓ ก่อสร้างสายส่ง ๕๐๐ เควี น้ำพอง ๒ - ชัยภูมิ ๒ วงจรคู่ ขนาดสายส่ง ๔ x ๑, ๒๗๒ MCM ACSR ต่อเฟส ระยะทางประมาณ ๑๓๒ กิโลเมตร และเชื่อมโยงเข้ากับสายส่ง ๕๐๐ เควีอุดรธานี ๓ - น้ำพอง ๒ เป็นสายส่ง ๕๐๐ เควี อุดรธานี ๓-ชัยภูมิ ๒ (Bypass ผ่าน สฟ. น้ำพอง ๒) วงจรคู่ ขนาดสายส่ง ๔ x ๑, ๒๗๒ MCM ACSR ต่อเฟส ระยะทางประมาณ ๒๑๗ กิโลเมตร พร้อมติดตั้ง Fiber Optic จำนวน ๑ เส้น บนสาย Overhead Ground Wire และติดตั้ง Line Shunt Reactor ขนาด ๑๑๐ เอ็มวีอาร์ต่อวงจร บนปลายสายส่งทั้งสองด้าน

๓.๒.๔ ก่อสร้างสายส่ง ๕๐๐ เควี ชัยภูมิ ๒ - ท่าตะโก วงจรคู่ ขนาดสายส่ง ๔ x ๑, ๒๗๒ MCM ACSR ต่อเฟส ระยะทางประมาณ ๒๒๒ กิโลเมตร พร้อมติดตั้ง Fiber Optic จำนวน ๑ เส้น บนสาย Overhead Ground Wire และติดตั้ง Line Shunt Reactor ขนาด ๑๑๐ เอ็มวีอาร์ต่อวงจร บนปลายสายส่งทั้งสองด้าน

๓.๒.๕ ก่อสร้างสายส่ง ๒๓๐ เควี ชัยภูมิ ๒ - ชัยภูมิ ๑ วงจรคู่ ขนาดสายส่ง ๔ x ๑, ๒๗๒ MCM ACSR ต่อเฟส ระยะทางประมาณ ๑๐ กิโลเมตร พร้อมติดตั้ง Fiber Optic จำนวน ๑ เส้น บนสาย Overhead Ground Wire

๓.๒.๖ ขยายสถานีไฟฟ้าแรงสูง ๕๐๐ /๒๓๐ เควี อุดรธานี ๓ เพื่อรับสายส่ง ๕๐๐ เควี จาก สฟ.บ้านนาบอง จำนวน ๒ วงจร และสายส่ง ๕๐๐ เควี ไปยัง สฟ.ชัยภูมิ ๒ จำนวน ๒ วงจร พร้อมติดตั้งหม้อแปลง ๕๐๐ /๒๓๐ เควี ขนาด ๑,๐๐๐ เอ็มวีเอ จำนวน ๒ ชุด (หม้อแปลง Single Phase ขนาด ๒๐๐/๒๖๗.๖๗//๓๓๓.๓๓ เอ็มวีเอ จำนวน ๖ ชุด และ สำรองไว้อีก ๑ ชุด รวมเป็น ๗ ชุด) และขยายลานไกไฟฟ้า ๒๓๐ เควี เพื่อรับหม้อแปลงดังกล่าวจำนวน ๒ วงจร

๓.๒.๗ จัดซื้อที่ดินสำหรับก่อสร้างสถานีไฟฟ้าแรงสูง๕๐๐ /๒๓๐ เควีชัยภูมิ ๒

๓.๒.๘ ก่อสร้างสถานีไฟฟ้าแรงสูง ๕๐๐ /๒๓๐ เควี ชัยภูมิ ๒ เพื่อรับสายส่ง ๕๐๐ เควี จาก สฟ.อุดรธานี ๓ จำนวน ๒ วงจร และสายส่ง ๕๐๐ เควี ไปยัง สฟ.ท่าตะโก จำนวน ๒ วงจร พร้อมติดตั้งหม้อแปลง ๕๐๐ /๒๓๐ เควี ขนาด ๑,๐๐๐ เอ็มวีเอ จำนวน ๒ ชุด (หม้อแปลง Single Phase ขนาด ๒๐๐/๒๖๗.๖๗//๓๓๓.๓๓ เอ็มวีเอ จำนวน ๖ ชุด และ สำรองไว้อีก ๑ ชุด รวมเป็น ๗ ชุด) และก่อสร้างลานไกไฟฟ้า ๒๓๐ เควี เพื่อรับหม้อแปลงดังกล่าวจำนวน ๒ วงจร และสายส่ง ๒๓๐ เควี ไปยัง สฟ.ชัยภูมิ ๑ จำนวน ๒ วงจร

๓.๒.๙ ขยายสถานีไฟฟ้าแรงสูง ๕๐๐ เควี ท่าตะโก เพื่อรับสายส่ง ๕๐๐ เควี จาก สฟ.ชัยภูมิ ๒ จำนวน ๒ วงจร

๓.๒.๑๐ ขยายสถานีไฟฟ้าแรงสูง ๒๓๐ เควี ชัยภูมิ ๑ เพื่อรับสายส่ง ๒๓๐ เควี จาก สฟ.ชัยภูมิ ๒ จำนวน ๒ วงจร

๓.๒.๑๑ เพิ่มเติมระบบสื่อสารที่เกี่ยวข้อง

๓.๓ **ระยะเวลาดำเนินการ** : ใช้เวลาตั้งแต่เริ่มศึกษาเตรียมงานจนก่อสร้างแล้วเสร็จ ประมาณ ๕ ปี ๖ เดือน (ปี ๒๕๕๐-๒๕๕๕)

๓.๔ **วงเงินลงทุน** : รวมทั้งสิ้นประมาณ ๑๗,๑๕๙.๘ ล้านบาท เป็นค่าใช้จ่ายอุปกรณ์นำเข้าจากต่างประเทศ ๖,๑๕๗.๐๐ บาท (๑๗๕.๙ ล้านเหรียญสหรัฐ) คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ ๓๕.๘๘ ของวงเงินลงทุนทั้งหมด และค่าใช้จ่ายอุปกรณ์ในประเทศและการก่อสร้าง ๑๑,๐๐๒.๘ ล้านบาท คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ ๖๔.๑๒ ของวงเงินลงทุนทั้งหมด โดยมีความต้องการเงินลงทุนรายปี ดังนี้

ปีงบประมาณ	ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์นำเข้าจากต่างประเทศ		ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์ในประเทศและการก่อสร้าง	รวม
	(ล้านบาท)	(ล้านเหรียญสหรัฐ)	(ล้านบาท)	(ล้านบาท)
๒๕๕๑	-	-	๑๐๐.๐	๑๐๐.๐
๒๕๕๒	-	-	๔๐๘.๕	๔๐๘.๕
๒๕๕๓	๒,๒๒๐.๓	๖๓.๔	๒,๙๔๖.๗	๕,๑๖๗.๑
๒๕๕๔	๓,๔๙๖.๔	๙๙.๙	๕,๖๗๑.๐	๙,๑๖๗.๔
๒๕๕๕	๔๔๐.๒	๑๒.๖	๑,๘๗๖.๖	๒,๓๑๖.๙
รวม	๖,๑๕๗.๐	๑๗๕.๙	๑๑,๐๐๒.๘	๑๗,๑๕๙.๘

หมายเหตุ : ใช้อัตราแลกเปลี่ยน ๓๕ บาท ต่อ ๑ เหรียญสหรัฐ

๓.๕ **แหล่งเงินทุน** : กฟผ. จะพิจารณาแหล่งเงินทุนในส่วนของค่าใช่จ่ายอุปกรณ์นำเข้าจากต่างประเทศจากหลายแหล่งเงินทุน ได้แก่ สถาบันการเงินระหว่างประเทศ ธนาคาร/สถาบันเพื่อการส่งออก-นำเข้า ธนาคารพาณิชย์/สถาบันการเงินเอกชน ต่างประเทศ และ/หรือในประเทศ การออกพันธบัตร ลงทุนต่างประเทศ และ/หรือในประเทศ เงินรายได้ของ กฟผ. และสินเชื่อผู้ขาย ส่วนค่าใช้จ่ายอุปกรณ์ในประเทศและการก่อสร้าง กฟผ. จะพิจารณาแหล่งเงินลงทุน ได้แก่ ธนาคารพาณิชย์/สถาบันการเงินเอกชนในประเทศ การออกพันธบัตรลงทุนในประเทศ และเงินรายได้ กฟผ.

๓.๖ **ผลตอบแทนการลงทุน** : กฟผ. ได้พิจารณาความเหมาะสมโครงการทั้งทางด้านเทคนิคและเศรษฐศาสตร์ โดยเปรียบเทียบกับทางเลือกอื่นๆ ซึ่งโครงการดังกล่าวเป็นแนวทางที่มีค่าใช้จ่ายต่ำสุด โดยมีผลตอบแทนการลงทุนโครงการ ดังนี้

- อัตราผลตอบแทนการลงทุนทางด้านเศรษฐศาสตร์(EIRR) ร้อยละ ๑๑.๖๔
- อัตราผลตอบแทนการลงทุนทางด้านการเงิน (FIRR) ร้อยละ ๑๑.๔๗

/๓.๗ ผลประโยชน์...

๓.๗ **ผลประโยชน์ที่จะได้รับ**

๓.๗.๑ สามารถรองรับการรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการน้ำงึม ๓ โครงการน้ำเทิน ๑ และโครงการน้ำเงี้ยบ ซึ่งเป็นการสนองนโยบายของรัฐในการรับซื้อไฟฟ้าจาก สปป.ลาว ภายใต้ MOU ระหว่างรัฐบาลไทยและรัฐบาล สปป.ลาว เพื่อตอบสนองความต้องการไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นของประเทศ โดยเฉพาะในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ตลอดจนรักษาความมั่นคงในการจ่ายไฟฟ้าให้เป็นไปตามมาตรฐานของ กฟผ.

๓.๗.๒ ช่วยเสริมระบบส่งไฟฟ้าหลัก (Main Trunk Line) ในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ เพื่อเชื่อมโยงเข้ากับระบบส่งไฟฟ้า ๕๐๐ เควี ของประเทศ ทำให้สามารถรับไฟฟ้าจากระบบหลักจัดส่งไปยังภาคตะวันออกเฉียงเหนือได้ในกรณีที่โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนน้ำน้ำงึม ๒ น้ำงึม ๓ หรือ น้ำเทิน ๑ เกิดขัดข้องกะทันหัน

๓.๗.๓ ส่งเสริมความสัมพันธ์ความร่วมมือทางเศรษฐกิจระหว่างประเทศไทย และ สปป.ลาว ซึ่งจะเป็นผลประโยชน์ทางอ้อมต่อเศรษฐกิจของประเทศไทยโดยเฉพาะการค้าขายระหว่างชายแดนไทย-ลาว

๓.๘ **ผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อม** : กฟผ. จะดำเนินงานในพื้นที่นอกบริเวณพื้นที่ลุ่มน้ำหนึ่งเอและหนึ่งบี จึงไม่จำเป็นต้องจัดทำรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม (Environmental Impact Assessment: EIA) ตามพระราชบัญญัติส่งเสริมและรักษาคุณภาพสิ่งแวดล้อมแห่งชาติ พ.ศ.๒๕๓๕ อย่างไรก็ตามในการก่อสร้างสายส่งไฟฟ้าแนวใหม่จำเป็นต้องผ่านพื้นที่ป่าอนุรักษ์บางส่วน ซึ่ง กฟผ. จะต้องจัดทำรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมเบื้องต้น (Initial Environmental Examination: IEE) เสนอสำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม (สผ.) และนำเสนอขอใช้พื้นที่ป่าอนุรักษ์ตามขั้นตอนต่อไป สำหรับสถานีไฟฟ้าแห่งใหม่จะก่อสร้างในบริเวณพื้นที่ที่ กฟผ. จัดซื้อจากภาคเอกชนในพื้นที่ที่มีเอกสารสิทธิ์ และการก่อสร้างสายส่งไฟฟ้าในแนวเขตเดินสายไฟฟ้าใหม่ (Right of Way) จะเป็นการก่อสร้างตามแนวพื้นที่ของภาคเอกชน โดยจะใช้การรอนสิทธิ์จากที่ดินภาคเอกชน

๔. ความเห็นของสำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ (สศช.)

สศช. โดยความเห็นชอบของประธานกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติตามหนังสือที่ ๑๑๑๕/๖๑๙๑ ลงวันที่ ๑๑ ธันวาคม ๒๕๕๐ ได้แจ้งความเห็นเพื่อประกอบการพิจารณาของคณะรัฐมนตรีว่า เห็นควรให้ กฟผ. ลงทุนโครงการระบบส่งเพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนน้ำงึม ๓ และ น้ำเทิน ๑ ในกรอบวงเงินลงทุน ๑๗,๑๕๙.๘๐ ล้านบาท (ณ อัตราแลกเปลี่ยนเท่ากับ ๓๕ บาทต่อเหรียญสหรัฐ) ประกอบด้วยเงินตราต่างประเทศจำนวน ๖,๑๕๗.๐๐ ล้านบาท และเงินบาทจำนวน ๑๑,๐๐๒.๘๐ ล้านบาท เพื่อรับพลังงานไฟฟ้าที่รับซื้อจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนน้ำงึม ๓

และน้ำเทิน ๑ ของ สปป.ลาว มาตอบสนองความต้องการไฟฟ้าในอนาคตและเสริมสร้างความมั่นคงของระบบไฟฟ้าในภาคตะวันออกเฉียงเหนือและประเทศ รวมทั้งช่วยส่งเสริมความร่วมมือด้านพลังงานในภูมิภาคตามโครงการเชื่อมโยงระบบส่งไฟฟ้าระว่างประเทศสมาชิกอาเซียน (ASEAN Power Grid) เพื่อให้การจัดสรรและถ่ายเทพลังงานเป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพและนำไปสู่ความมั่นคงทางพลังงานและเศรษฐกิจต่อไป

นอกจากนี้ เห็นควรให้ กฟผ. เร่งจัดทำรายงานการศึกษาวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมเบื้องต้น (Initial Environmental Examination: IEE) และนำเสนอขอใช้พื้นที่ป่าอนุรักษ์ตามขั้นตอนต่อไป เพื่อใช้เป็นมาตรการในการป้องกัน แก้ไข และลดผลกระทบสิ่งแวดล้อมจากการใช้พื้นที่ดังกล่าวอย่างเคร่งครัด ซึ่งจะทำให้การดำเนินโครงการอยู่บนฐานของความสมดุลในมิติของการพัฒนาทั้งด้านเศรษฐกิจ สังคม ทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม อันจะนำไปสู่การพัฒนาที่ยั่งยืนรวมทั้งเกิดประโยชน์สูงสุดต่อประเทศ

๕. ความเห็นของกระทรวงพลังงาน

กระทรวงพลังงานได้พิจารณาข้อเสนอของโครงการระบบส่งไฟฟ้าเพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนน้ำงึม ๓ และน้ำเทิน ๑ ของ กฟผ. แล้ว เห็นควรให้ความเห็นชอบโครงการระบบส่งไฟฟ้าเพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าเขื่อนน้ำงึม ๓ และน้ำเทิน ๑ ในวงเงินลงทุนรวม ๑๗,๑๕๙.๘๐ ล้านบาท (ณ อัตราแลกเปลี่ยนเท่ากับ ๓๕ บาทต่อเหรียญสหรัฐ) ตามที่ กฟผ. เสนอ เนื่องจากโครงการนี้สามารถรองรับการซื้อไฟฟ้าจากโครงการน้ำงึม ๓ และโครงการน้ำเทิน ๑ ซึ่งเป็นการสนองนโยบายของรัฐในการรับซื้อไฟฟ้าจาก สปป.ลาว ภายใต้บันทึกความเข้าใจระหว่างรัฐบาลไทยและรัฐบาล สปป.ลาว เพื่อสนองความต้องการไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นของประเทศ โดยเฉพาะในเขตภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ลดการพึ่งพาการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ กระจายประเภทของแหล่งผลิตไฟฟ้า ลดความผันผวนของต้นทุนผลิตไฟฟ้าในอนาคต ตลอดจนรักษาความมั่นคงในการจ่ายไฟฟ้าให้เป็นไปตามมาตรฐานอันจะเป็นผลดีต่อประเทศโดยรวมในระยะยาว อีกทั้งยังช่วยส่งเสริมความสัมพันธ์และความร่วมมือทางเศรษฐกิจระหว่างประเทศไทยและ สปป.ลาว ซึ่งจะเป็นผลประโยชน์ทางอ้อมต่อเศรษฐกิจของประเทศไทยโดยเฉพาะการค้าขายระหว่างชายแดนไทย-ลาว

อนึ่ง โครงการนี้เป็นส่วนหนึ่งของร่างสัญญาซื้อขายไฟฟ้าที่ กฟผ.และกลุ่มผู้ลงทุนโครงการน้ำเทิน ๑ และน้ำงึม ๓ ได้บรรลุข้อตกลงในเงื่อนไขสำคัญด้านกฎหมาย พาณิชย์ และเทคนิคในส่วนเนื้อหาหลัก (Main Text) ของร่างสัญญาซื้อขายไฟฟ้า และได้มีการลงนามเบื้องต้น (Initial) แล้วเมื่อวันที่ ๑๑ ตุลาคม ๒๕๕๐ และคณะรัฐมนตรีได้มีมติเห็นชอบร่างสัญญาซื้อขายไฟฟ้าเมื่อวันที่ ๓๐ ตุลาคม ๒๕๕๐ โดยคาดว่า กฟผ. สามารถลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ลงทุนโครงการทั้งสองดังกล่าวได้ประมาณปลายปี ๒๕๕๐ หรือต้นปี ๒๕๕๑ ซึ่งตามร่างสัญญาดังกล่าว กฟผ. จะต้องดำเนินการก่อสร้างสายส่งไฟฟ้าในเขตประเทศไทยเพื่อรองรับโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนน้ำงึม ๓ และน้ำเทิน ๑ ให้แล้วเสร็จภายในเดือนมิถุนายน ๒๕๕๕ เพื่อการทดสอบการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโครงการฯ

/ก่อนกำหนด...

ก่อนกำหนดการเดินเครื่องเชิงพาณิชย์ หากการก่อสร้างสายส่งล่าช้ากว่ากำหนดดังกล่าว กฟผ. จะต้องเสียค่าปรับให้กับโครงการทั้งสองดังกล่าว ประกอบกับ กฟผ. ต้องใช้ระยะเวลาดำเนินการในการจัดหาเขตเดินแนวสายไฟฟ้าใหม่ในเขตประเทศไทย จึงเห็นควรเร่งรัดการพิจารณาโครงการโดยเร็วเพื่อให้ กฟผ. สามารถเริ่มดำเนินการได้ตามแผนงาน

จึงเรียนมาเพื่อโปรดนำเสนอคณะรัฐมนตรีพิจารณาอนุมัติโครงการระบบส่งเพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนน้ำงึม ๓ และน้ำเทิน ๑ ตามข้อเสนอของกระทรวงพลังงานในข้อ ๑ โดยให้ กฟผ. รับความเห็นของ สศช. และกระทรวงพลังงานตามข้อ ๔ - ๕ ไปประกอบการพิจารณาดำเนินโครงการต่อไปด้วยจะขอบคุณยิ่ง

ขอแสดงความนับถือ

(นายปิยสวัสดิ์ อัมระนันทน์)
รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงาน

สำนักงานปลัดกระทรวงฯ
โทร. ๐-๒๒๒๓-๖๗๐๖
โทรสาร ๐-๒๒๒๔-๗๖๕๒

สิ่งที่ส่งมาด้วย 1

ที่ นร 1115/ 6191

สำนักงานคณะกรรมการ
พัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ
962 ถนนกรุงเกษม กรุงเทพฯ 10100

11 ธันวาคม 2550

เรื่อง โครงการระบบส่งเพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนน้ำงึม 3 และน้ำเทิน 1

เรียน ปลัดกระทรวงพลังงาน

อ้างถึง หนังสือกระทรวงพลังงานที่ พน 0600/4329 ลงวันที่ 28 พฤศจิกายน 2550

สิ่งที่ส่งมาด้วย รายงานการวิเคราะห์โครงการระบบส่งเพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนน้ำงึม 3 และน้ำเทิน 1 จำนวน 2 เล่ม

ตามที่ กระทรวงพลังงานได้จัดส่งโครงการระบบส่งเพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนน้ำงึม 3 และน้ำเทิน 1 ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ให้สำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติพิจารณาเสนอความเห็น เพื่อประกอบการพิจารณาของคณะรัฐมนตรี นั้น

สำนักงานฯ พิจารณาแล้ว โดยความเห็นชอบของประธานกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ มีความเห็นดังนี้

1. เห็นควรสนับสนุนให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยดำเนินโครงการระบบส่งเพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนน้ำงึม 3 และน้ำเทิน 1 วงเงินลงทุนรวม 17,159.80 ล้านบาท (ณ อัตราแลกเปลี่ยนเท่ากับ 35 บาทต่อเหรียญสหรัฐฯ) ประกอบด้วยเงินตราต่างประเทศจำนวน 6,157.00 ล้านบาท และเงินบาทจำนวน 11,002.80 ล้านบาท เพื่อรับพลังงานไฟฟ้าที่รับซื้อจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนน้ำงึม 3 และน้ำเทิน 1 ของ สาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว มาตอบสนองความต้องการไฟฟ้าในอนาคตและเสริมสร้างความมั่นคงของระบบไฟฟ้าในภาคตะวันออกเฉียงเหนือและประเทศ รวมทั้งช่วยส่งเสริมความร่วมมือด้านพลังงานในภูมิภาคตามโครงการเชื่อมโยงระบบส่งไฟฟ้าระหว่างประเทศสมาชิกอาเซียน (ASEAN Power Grid) เพื่อให้การจัดสรรและถ่ายเทพลังงานเป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพ และนำไปสู่ความมั่นคงทางพลังงานและเศรษฐกิจต่อไป

2. เห็นควรให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยเร่งจัดทำรายงานการศึกษาวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมเบื้องต้น และนำเสนอขอใช้พื้นที่ป่าอนุรักษ์ตามขั้นตอนต่อไป เพื่อใช้เป็นมาตรการในการป้องกัน แก้ไข และลดผลกระทบสิ่งแวดล้อมจากการใช้พื้นที่ดังกล่าวอย่างเคร่งครัด ซึ่งจะทำให้การดำเนินโครงการอยู่บนฐานของความสมดุลในมิติของการพัฒนาทั้งด้านเศรษฐกิจ สังคม ทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม อันจะนำไปสู่การพัฒนาที่ยั่งยืนรวมทั้งเกิดประโยชน์สูงสุดต่อประเทศ

จึงเรียนมาเพื่อโปรดนำเสนอประกอบการพิจารณาของคณะรัฐมนตรีต่อไปด้วย จะขอบคุณยิ่ง

ขอแสดงความนับถือ

(นายอำพน กิตติอำพน)
เลขาธิการคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ

สำนักวิเคราะห์โครงการลงทุนภาครัฐ
โทร 0-2282-9160
โทรสาร 0-2280-1860

TOTAL P.01

สิ่งที่ส่งมาด้วย 2

ที่ นร ๐๔๐๖/๑๐๘๖๗

สำนักเลขาธิการคณะรัฐมนตรี
ทำเนียบรัฐบาล กทม. ๑๐๓๐๐

๒๙ มิถุนายน ๒๕๔๐

เรื่อง มติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ครั้งที่ ๔/๒๕๔๐ (ครั้งที่ ๑๑๓)

เรียน รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงาน

อ้างถึง หนังสือกระทรวงพลังงาน ด่วนที่สุด ที่ พน ๐๑๐๐/๖๓๙ ลงวันที่ ๘ มิถุนายน ๒๕๔๐

ตามที่ได้เสนอเรื่อง มติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ครั้งที่ ๔/๒๕๔๐ (ครั้งที่ ๑๑๓) ไปเพื่อดำเนินการ ความละเอียดแจ้งแล้ว นั้น

คณะรัฐมนตรีได้ประชุมปรึกษาเมื่อวันที่ ๑๙ มิถุนายน ๒๕๔๐ ลงมติเห็นชอบตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ครั้งที่ ๔/๒๕๔๐ (ครั้งที่ ๑๑๓) วันที่ ๔ มิถุนายน ๒๕๔๐ [แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. ๒๕๔๐ - ๒๕๖๔ แผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติของประเทศไทยในระยะยาวและแผนแม่บทระบบส่งท่อก๊าซธรรมชาติ ฉบับที่ ๓ พ.ศ. ๒๕๔๔ - ๒๕๕๔ (ปรับปรุงเพิ่มเติม) แนวทางการจัดตั้งกองทุนพัฒนาชุมชนในพื้นที่รอบโรงไฟฟ้าและการออกประกาศเชิญชวนรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (IPP)] ตามที่กระทรวงพลังงานเสนอ

จึงเรียนยืนยันมา ทั้งนี้ สำนักเลขาธิการคณะรัฐมนตรีได้แจ้งให้ผู้ที่เกี่ยวข้องตามบัญชีแนบท้ายทราบด้วยแล้ว

ขอแสดงความนับถือ

(นางศรีรัตน์ รัษฐปานะ)
รองเลขาธิการคณะรัฐมนตรี ปฏิบัติราชการแทน
เลขาธิการคณะรัฐมนตรี

ที่ พน ๐๑๐๐/๓๖๒

สำนักวิเคราะห์เรื่องเสนอคณะรัฐมนตรี
โทร.๐ ๒๒๘๐ ๙๐๐๐ ต่อ ๓๓๒
โทรสาร ๐ ๒๒๘๐ ๙๐๖๔
www.cabinet.thaigov.go.th
(nk50_06_33/อนุชย์)

ปพห / รปพห / [redacted]

รอ.๐๐๒๐/รบ ๓๗/พ.ค. ๒๕๔๐ / กพน. ปพ.

(นายปิยสวัสดิ์ อัมระนันทน์)

รายชื่อผู้ที่เกี่ยวข้องซึ่งได้แจ้งเรื่อง มติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ครั้งที่ ๔/๒๕๔๐ (ครั้งที่ ๑๑๓) ให้ทราบ ดังนี้

---

๑. รัฐมนตรีว่าการกระทรวงการคลัง
๒. รัฐมนตรีว่าการกระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม
๓. รัฐมนตรีว่าการกระทรวงมหาดไทย
๔. รัฐมนตรีว่าการกระทรวงอุตสาหกรรม
๕. เลขาธิการคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ
๖. เลขาธิการคณะกรรมการกฤษฎีกา

ด่วนที่สุด
ที่ พน ๐๑๐๐/๔๓๙

กระทรวงพลังงาน
๑๗ ถนนพระรามที่ ๑ กรุงเทพฯ ๑๐๓๓๐

๘ มิถุนายน ๒๕๕๐

เรื่อง มติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ครั้งที่ ๔/๒๕๕๐ (ครั้งที่ ๑๑๓)

เรียน เลขาธิการคณะรัฐมนตรี

สิ่งที่ส่งมาด้วย ๑. ร่างรายงานการประชุมคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ครั้งที่ ๔/๒๕๕๐ (ครั้งที่ ๑๑๓)
๒. เอกสารประกอบเรื่องที่ ๑ แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. ๒๕๕๐ - ๒๕๖๔
๓. เอกสารประกอบเรื่องที่ ๒ แผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติระยะยาวและการทบทวนแผนแม่บทระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ ฉบับที่ ๓ พ.ศ. ๒๕๔๙ - ๒๕๕๔ (ปรับปรุงเพิ่มเติม)
๔. เอกสารประกอบเรื่องที่ ๔ การออกประกาศเชิญชวนรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (IPP)

ตามที่คณะรัฐมนตรีได้มีมติเมื่อวันที่ ๑๗ ตุลาคม ๒๕๔๙ กำหนดเรื่องที่ให้มีคณะกรรมการพิจารณาเบื้องต้นแทนคณะรัฐมนตรีโดยมอบให้นายกรัฐมนตรีเป็นผู้พิจารณามติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติก่อนนำเสนอคณะรัฐมนตรีทราบหรือพิจารณาต่อไปนั้น

ด้วยคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติได้มีการประชุมครั้งที่ ๔/๒๕๕๐ (ครั้งที่ ๑๑๓) เมื่อวันที่ ๔ มิถุนายน ๒๕๕๐ โดยมีหน่วยงานที่เกี่ยวข้องเข้าร่วมประชุม อาทิ กระทรวงเกษตรและสหกรณ์ กระทรวงอุตสาหกรรม กระทรวงคมนาคม กระทรวงการคลัง กระทรวงมหาดไทย กระทรวงกลาโหม กระทรวงพาณิชย์ กระทรวงการต่างประเทศ กระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา สำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ และสำนักงบประมาณ ซึ่งได้มีมติในเรื่องต่างๆ ที่เห็นสมควรนำเสนอเพื่อดำเนินการ ดังนี้

๑. แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. ๒๕๕๐ - ๒๕๖๔

๑.๑ ข้อสังเกตของที่ประชุม

แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย ในปี พ.ศ. ๒๕๕๐ - ๒๕๖๔ ควรกำหนดให้มีมาตรการส่งเสริมการใช้ไฟฟ้าอย่างประหยัดและมีประสิทธิภาพ และระบุถึงการส่งเสริมสนับสนุนเครื่องจักรและอุปกรณ์สำหรับการประกอบกิจการไฟฟ้าที่ผลิตในประเทศ

/๑.๒ มติ

๑.๒ มติที่ประชุม

(๑) เห็นชอบแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย แผนหลัก ในปี พ.ศ. ๒๕๕๐ - ๒๕๖๔ โดยมีโครงการด้านการผลิตไฟฟ้าที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ดำเนินการเอง จำนวน ๑๖ โครงการ รวม ๑๒,๔๐๐ เมกะวัตต์ และกำลังการผลิตไฟฟ้าที่จะซื้อจากโครงการขนาดใหญ่ของภาคเอกชน (IPP) จำนวน ๑๒,๖๐๐ เมกะวัตต์ รวมวงเงินลงทุนของ กฟผ. ทั้งในระบบผลิตและระบบส่งไฟฟ้าจำนวน ๑,๓๖๖,๕๒๙ ล้านบาท ในช่วงปี ๒๕๕๐ - ๒๕๖๔ ดังรายละเอียดตามเอกสารแนบ ๑

ทั้งนี้ หากมีปัญหาในการจัดหาก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) หรือการก่อสร้างโรงไฟฟ้าถ่านหิน ให้ กฟผ. พิจารณาการรับซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศเพิ่มขึ้นตามแนวทางของแผนทางเลือกสำหรับการอนุมัติโครงการของ กฟผ. นั้น ให้ กฟผ.นำเสนอโครงการที่อยู่ในแผนหลักหรือแผนทางเลือกเสนอกระทรวงพลังงานเพื่อเสนอต่อคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติตามขั้นตอนต่อไป

(๒) มอบหมายให้กระทรวงพลังงาน โดย สนพ. และ กฟผ. รับไปประสานงานกับสำนักงานคณะกรรมการส่งเสริมการลงทุน และกระทรวงการคลังร่วมกันพิจารณาแนวทางการส่งเสริมและสนับสนุนเครื่องจักรและอุปกรณ์สำหรับการประกอบกิจการไฟฟ้าที่ผลิตในประเทศ เพื่อเพิ่มสัดส่วนอุตสาหกรรมของไทยให้มากขึ้น

(รายละเอียดตามเอกสารแนบ ๑)

๒. แผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติของประเทศไทยในระยะยาวและแผนแม่บทระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ ฉบับที่ ๓ พ.ศ. ๒๕๔๔ – ๒๕๕๔ (ปรับปรุงเพิ่มเติม)

๒.๑ รับทราบความก้าวหน้าในการดำเนินการตามแผนการจัดซื้อก๊าซธรรมชาติเพิ่มเติมที่ได้มีการเจรจารวมทั้งลงนามในสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติแล้วทั้งในประเทศและต่างประเทศ ได้แก่ แหล่งเจดีเอ แหล่งอาทิตย์ แหล่งภูฮ่อม และแหล่งยานาดา ตามข้อ ๒.๒(๑) ของเอกสารแนบ ๒

๒.๒ เห็นชอบแผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติทั้งระยะสั้น (ปี ๒๕๕๐ – ๒๕๕๔) และระยะยาว (ตั้งแต่ปี ๒๕๕๔) ตามข้อ ๒.๑ และ ๒.๒ ของเอกสารแนบ ๒

ทั้งนี้ เมื่อการจัดซื้อก๊าซธรรมชาติเพิ่มเติมที่อยู่ระหว่างการเจรจาทั้งในประเทศและต่างประเทศ ตามข้อ ๒.๒ (๒) ของเอกสารแนบ ๒ มีข้อยุติแล้ว ให้ ปตท. นำเสนอผลการเจรจารวมทั้งสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติต่อคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) และคณะรัฐมนตรีเพื่อให้ความเห็นชอบต่อไป

๒.๓ รับทราบความก้าวหน้าในการดำเนินการตามแผนการนำเข้า LNG จากประเทศสาธารณรัฐอิสลามอิหร่าน ตามหลักการใน HOA ระหว่าง ปตท. กับบริษัท Pars LNG Limited ตามแผนการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว (Liquefied Natural Gas : LNG) ทั้งนี้ เมื่อการเจรจามีข้อยุติแล้ว ให้ ปตท. นำเสนอผลการเจรจารวมทั้งสัญญาซื้อขาย LNG ต่อสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) กพช และคณะรัฐมนตรีเพื่อให้ความเห็นชอบต่อไป

/๒.๔ รับทราบ...

๒.๔ รับทราบความก้าวหน้าในการดำเนินการโครงการ LNG Receiving Terminal ตามข้อ ๒.๔ ของเอกสารแนบ ๒ โดยมอบหมายให้ ปตท. เร่งดำเนินการเจรจานำเข้า LNG ให้ได้ปริมาณที่ชัดเจนและสอดคล้องกับแผนการดำเนินการก่อสร้างตามโครงการ LNG Receiving Terminal โดยเฉพาะในปริมาณ ๕ ล้านตันแรกสำหรับโครงการระยะที่ ๑ ซึ่งมีกำหนดที่จะเริ่มดำเนินการในเชิงพาณิชย์ในไตรมาสที่ ๒ ของปี ๒๕๕๙

๒.๕ เห็นชอบในหลักการให้ค่าบริการสถานี LNG อันประกอบไปด้วย การให้บริการรับเรือนำเข้า LNG ขนถ่าย เก็บรักษาและแปลงสภาพจากของเหลวเป็นก๊าซ และขนส่งเข้าระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติของ ปตท. เป็นส่วนหนึ่งของราคา LNG โดยเห็นควรมอบหมายให้ สนพ จัดทำหลักเกณฑ์การกำหนดราคา LNG รวมทั้งหลักเกณฑ์การกำกับดูแลค่าบริการสถานี LNG เพื่อเสนอ กพช. และคณะรัฐมนตรีเพื่อให้ความเห็นชอบต่อไป

๒.๖ เห็นชอบกับข้อเสนอการทบทวนแผนแม่บทระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติฉบับที่ ๓ พ.ศ. ๒๕๔๔-๒๕๕๔ (ปรับปรุงเพิ่มเติม) ตามข้อ ๓ ของเอกสารแนบ ๒ จำนวน ๑๒ โครงการ เป็นวงเงินลงทุน ๑๖๕,๐๗๗ ล้านบาท

(รายละเอียดตามเอกสารแนบ ๒)

๓. แนวทางการจัดตั้งกองทุนพัฒนาชุมชนในพื้นที่รอบโรงไฟฟ้า

๓.๑ ข้อสังเกตของที่ประชุม

(๑) การจัดตั้งกองทุนพัฒนาชุมชนในพื้นที่รอบโรงไฟฟ้าเป็นเรื่องที่ดี แต่ผู้บริโภคจะเป็นผู้รับภาระทั้งหมดผ่านทางค่าไฟฟ้า ที่ประชุมมีความเห็นว่า ผู้ประกอบการโรงไฟฟ้าควรจะแสดงความรับผิดชอบต่อสังคมและชุมชน โดยจ่ายเงินเข้ากองทุนฯ อีกส่วนหนึ่งด้วย

(๒) ควรให้ประชาชนทุกภาคส่วนได้มีส่วนร่วมในการจัดรูปแบบวัตถุประสงค์ การกำกับดูแลผู้ได้รับประโยชน์ ตลอดจนการร่างระเบียบการสรรหาคณะกรรมการ โดยกระทรวงพลังงานควรจะดำเนินการประชาสัมพันธ์เชิงรุกให้ประชาชนรับทราบและเกิดความเข้าใจในระเบียบการจัดตั้งกองทุนฯ เมื่อนำไปปฏิบัติจะทำให้ประชาชนมีความรู้สึกว่ามีส่วนร่วมและเป็นเจ้าของกองทุน ซึ่งจะส่งผลให้การจัดตั้งกองทุนเกิดขึ้นได้โดยง่าย

๓.๒ มติที่ประชุม

(๑) เห็นชอบแนวทางและขั้นตอนการจัดตั้งกองทุนพัฒนาชุมชนในพื้นที่รอบโรงไฟฟ้าตามรายละเอียดในข้อ ๒-๔ ของเอกสารแนบ ๓ โดยกำหนดให้มีการจัดตั้งกองทุนให้แล้วเสร็จภายในวันที่ ๓๑ ธันวาคม ๒๕๕๐

(๒) มอบหมายให้กระทรวงพลังงานร่วมกับกระทรวงมหาดไทย กระทรวงการคลัง กระทรวงอุตสาหกรรมและสำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา พิจารณาดำเนินการยกร่างระเบียบการสรรหาคณะกรรมการกองทุนพัฒนาชุมชนในพื้นที่รอบโรงไฟฟ้า และระเบียบการจัดตั้งกองทุนพัฒนาชุมชนในพื้นที่รอบโรงไฟฟ้าเพื่อใช้เป็นต้นแบบให้แล้วเสร็จโดยเร็ว

/(๓) ให้แต่งตั้ง

(๓) ให้แต่งตั้งคณะทำงานเพื่อพิจารณาการจัดตั้งกองทุนหรือจัดเก็บภาษีค่าธรรมเนียมทางด้านสิ่งแวดล้อมต่างๆ มิให้มีความซ้ำซ้อนกัน โดยมีผู้แทนจากกระทรวงอุตสาหกรรม กระทรวงพลังงาน และกระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม สำนักงานเศรษฐกิจการคลัง และกรมบัญชีกลาง และให้ปลัดกระทรวงพลังงานเป็นประธานคณะทำงาน

(รายละเอียดตามเอกสารแนบ ๓)

๔ การออกประกาศเชิญชวนรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (IPP)

๔.๑ ข้อสังเกตของที่ประชุม

หากบริษัทในเครือของ กฟผ. เข้าร่วมการประมูลเพื่อรับการคัดเลือกข้อเสนอการรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP ด้วย อาจเกิดการแข่งขันที่ไม่เป็นธรรม จึงควรพิจารณากำหนดกระบวนการคัดเลือกฯ ที่มีความเป็นธรรมกับทุกฝ่าย

๔.๒ มติที่ประชุม

(๑) เห็นชอบในหลักการแนวทางการออกประกาศเชิญชวนรับซื้อไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (IPP) สำหรับจัดหาไฟฟ้าในช่วงปี พ.ศ. ๒๕๕๕-๒๕๕๗ และมอบหมายให้กระทรวงพลังงานโดยสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) และคณะอนุกรรมการประเมินและคัดเลือกข้อเสนอการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน ดำเนินการออกประกาศเชิญชวนการรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP ต่อไป

(๒) เห็นชอบให้ สนพ. สามารถนำรายได้จากการจำหน่ายเอกสารเชิญชวนรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP (RFP Package) ค่าธรรมเนียมการประเมินและคัดเลือก (Evaluation Fee) และค่าธรรมเนียมการจัดทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (Contract Finalization Fee) เพื่อเป็นค่าใช้จ่ายในการจัดจ้างที่ปรึกษาตลอดการดำเนินการประเมินคัดเลือกผู้ยื่นข้อเสนอจนลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแล้วเสร็จ และหากมีรายได้คงเหลือให้นำส่งเป็นรายได้ของรัฐ

(รายละเอียดตามเอกสารแนบ ๔)

จึงเรียนมาเพื่อโปรดพิจารณาดำเนินการเพื่อเสนอคณะรัฐมนตรีต่อไปด้วย จะขอบคุณยิ่ง

ขอแสดงความนับถือ

(นายปิยสวัสดิ์ อัมระนันทน์)
รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงาน

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน
สำนักนโยบายและแผนพลังงาน
โทร ๐ ๒๖๑๒ ๑๔๕๕ ต่อ ๔๑๑
โทรสาร ๐ ๒๖๑๒ ๑๓๖๔

สิ่งที่ส่งมาด้วย 3

ที่ นร ๐๕๐๖/ ๒๐๗๕๗

สำนักเลขาธิการคณะรัฐมนตรี
ทำเนียบรัฐบาล กทม. ๑๐๓๐๐

๗ พฤศจิกายน ๒๕๕๐

เรื่อง มติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ครั้งที่ ๗/๒๕๕๐ (ครั้งที่ ๑๑๖)

เรียน รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงาน

อ้างถึง หนังสือกระทรวงพลังงาน ด่วนที่สุด ที่ พน ๐๑๐๐/๑๐๗๒ ลงวันที่ ๑๙ ตุลาคม ๒๕๕๐

ตามที่ได้เสนอมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ครั้งที่ ๗/๒๕๕๐ (ครั้งที่ ๑๑๖) ไปเพื่อดำเนินการ ความละเอียดแจ้งแล้ว นั้น

ในคราวประชุมคณะรัฐมนตรีเมื่อวันที่ ๓๐ ตุลาคม ๒๕๕๐ รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงานเสนอเพิ่มเติมว่า

๑. <u>การจัดตั้งบริษัท กฟผ. อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด</u> เป็นการขอความเห็นชอบให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) สามารถไปลงทุนในต่างประเทศได้ เช่น ประเทศอินเดีย เป็นต้น

๒. <u>ร่างสัญญาซื้อขายไฟฟ้าโครงการน้ำเทิน ๑ น้ำงึม ๓ น้ำเงี้ยบ และเทิน- หินบุนส่วนขยาย</u> รายละเอียดของร่างสัญญาซื้อขายไฟฟ้าโครงการน้ำเทิน ๑ น้ำงึม ๓ และน้ำเงี้ยบใช้สัญญาโครงการน้ำงึม ๒ และน้ำเทิน ๒ ที่คณะรัฐมนตรีให้ความเห็นชอบและสำนักงานอัยการสูงสุดตรวจพิจารณาแล้วเป็นต้นแบบ ส่วนโครงการเทิน-หินบุนส่วนขยาย ใช้สัญญาโครงการเทิน-หินบุนที่คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) และคณะรัฐมนตรีเห็นชอบ และสำนักงานอัยการสูงสุดตรวจพิจารณาแล้วเป็นต้นแบบ

๓. <u>การขยายปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าจากสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว</u> เป็นการขอความเห็นชอบร่างบันทึกความเข้าใจ (MOU) เพื่อขยายการรับซื้อไฟฟ้าจากสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาวจากเดิม ๕,๐๐๐ เมกะวัตต์เป็น ๗,๐๐๐ เมกะวัตต์

๔. <u>แผนการเปลี่ยนระบบสายอากาศเป็นสายใต้ดินของการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.)</u> เป็นการขอความเห็นชอบโครงการของ กฟน. ที่เปลี่ยนสายไฟฟ้าจากระบบสายอากาศเป็นสายใต้ดิน ซึ่งจะทำให้กรุงเทพมหานครมีสภาพภูมิทัศน์ที่ดียิ่งขึ้น ในส่วนของรายละเอียดเรื่องนี้ กฟน.จะนำเสนอสำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติพิจารณาตามขั้นตอนต่อไป

๕. <u>ร่างแผนจัดตั้งโครงสร้างพื้นฐานเพื่อการผลิตไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์</u> ในขณะนี้การจัดทำร่างแผนจัดตั้งโครงสร้างพื้นฐานฯ เกือบเสร็จแล้ว เมื่อร่างแผนได้รับความเห็นชอบจาก

/คณะรัฐมนตรีแล้ว ...

คณะรัฐมนตรีแล้ว กระทรวงพลังงานจะดำเนินการศึกษาในรายละเอียดและดำเนินการตามขั้นตอนต่าง ๆ เช่น การชี้แจงทำความเข้าใจกับประชาชน การฝึกอบรมบุคลากร และการร่างกฎหมายที่เกี่ยวข้อง เป็นต้น ดังนั้น หลังจากนี้ประมาณ ๓ ปีไปแล้ว จึงจะต้องพิจารณาตัดสินใจให้ชัดเจนว่าจะดำเนินโครงการเพื่อการผลิตไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์หรือไม่ ถ้าตัดสินใจทำก็ต้องเสนอร่างกฎหมายที่เกี่ยวข้องไปยังรัฐสภาต่อไป ต่อจากนั้นจึงจะดำเนินการเปิดประมูลเพื่อการก่อสร้างโรงไฟฟ้าต่อไป โดยสรุปการดำเนินการโครงการนี้กว่าจะมีข้อผูกพันทางการเงินในการลงทุนจะใช้เวลาประมาณ ๖ ปีนับจากปัจจุบัน ในส่วนของงบประมาณค่าใช้จ่ายในการดำเนินการในช่วง ๓ ปีแรก วงเงิน ๑,๘๐๐ ล้านบาท นั้น จะใช้จ่ายจากเงินรายได้ของ กฟผ. และกองทุนเพื่อส่งเสริมและอนุรักษ์พลังงานเป็นหลัก และใช้งบประมาณแผ่นดินสมทบเพียงส่วนน้อย ทั้งนี้ การจัดตั้งสำนักพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์จะเป็นเพียงหน่วยงานภายในของกระทรวงพลังงานเท่านั้น

ซึ่งคณะรัฐมนตรีพิจารณาแล้ว ลงมติว่า

๑. รับทราบตามที่รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงานเสนอเพิ่มเติม

๒. เห็นชอบตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) ครั้งที่ ๗/๒๕๕๐ (ครั้งที่ ๑๑๖) วันที่ ๑๘ ตุลาคม ๒๕๕๐ รวม ๕ เรื่อง [การจัดตั้งบริษัท กฟผ. อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด ร่างสัญญาซื้อขายไฟฟ้าโครงการน้ำเทิน ๑ น้ำงึม ๓ น้ำเงี้ยบ และเทิน-หินบุนส่วนขยาย การขยายปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าจากสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว แผนการเปลี่ยนระบบสายอากาศเป็นสายใต้ดินของการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และร่างแผนจัดตั้งโครงสร้างพื้นฐานเพื่อการผลิตไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์] ตามที่กระทรวงพลังงานเสนอ

จึงเรียนยืนยันมา ทั้งนี้ สำนักเลขาธิการคณะรัฐมนตรีได้แจ้งให้ผู้ที่เกี่ยวข้องตามบัญชีแนบท้ายทราบด้วยแล้ว

ขอแสดงความนับถือ

หนังสือเรื่องเดียวกันนี้ กฟผ. เคยได้รับโดยตรง
จาก สคค.
ตาม กฟผ. รับที่ 44567 ลงวันที่ ๘ พ.ย. ๕๐
และได้เสนอตรง ผู้ถือแล้ว เมื่อ ๘ พ.ย. ๕๐

20 พ.ย. 2550

(นางศรีรัตน์ รัษฐปานะ)
รองเลขาธิการคณะรัฐมนตรี ปฏิบัติราชการแทน
เลขาธิการคณะรัฐมนตรี

ที่ พน ๐๑๐๐.๑/๕๔๑๗

สำนักวิเคราะห์เรื่องเสนอคณะรัฐมนตรี
โทร. ๐ ๒๒๘๐ ๙๐๐๐ ต่อ ๓๒๘ - ๓๒๙
โทรสาร ๐ ๒๒๘๐ ๙๐๖๔
www.cabinet.thaigov.go.th

[T/๐๕๑๐/เอกสาร]

(นายปิยสวัสดิ์ อัมระนันทน์)
รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงาน

รายชื่อผู้เกี่ยวข้องซึ่งได้แจ้งเรื่อง มติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ครั้งที่ ๗/๒๕๕๐ (ครั้งที่ ๑๑๖) ให้ทราบดังนี้

.....

๑. รัฐมนตรีว่าการกระทรวงการคลัง
๒. รัฐมนตรีว่าการกระทรวงการต่างประเทศ
๓. รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพาณิชย์
๔. รัฐมนตรีว่าการกระทรวงวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี
๕. รัฐมนตรีว่าการกระทรวงอุตสาหกรรม
๖. เลขาธิการคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ
๗. อัยการสูงสุด
๘. ผู้อำนวยการสำนักงบประมาณ
๙. ผู้ว่าราชการกรุงเทพมหานคร
๑๐. ผู้ว่าการการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย
๑๑. ผู้ว่าการการไฟฟ้านครหลวง
๑๒. ผู้ว่าการตรวจเงินแผ่นดิน

สำเนา

ด่วนที่สุด
ที่ พน ๐๑๐๐/๑๕๗๒

กระทรวงพลังงาน
๑๗ ถนนเพชรบุรี ๓ กรุงเทพฯ ๑๐๓๓๐

๒๙ ตุลาคม ๒๕๕๐

เรื่อง มติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ครั้งที่ ๗/๒๕๕๐ (ครั้งที่ ๑๑๖)

เรียน เลขาธิการคณะรัฐมนตรี

สิ่งที่ส่งมาด้วย ๑. รางรายงานการประชุมคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ครั้งที่ ๗/๒๕๕๐ (ครั้งที่ ๑๑๖)
๒. การจัดตั้งบริษัท กฟผ. อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด
๓. ร่างสัญญาซื้อขายไฟฟ้าโครงการน้ำเทิน ๑ น้ำงึม ๓ น้ำเงี๊ยบ และเทิน-หินบุนส่วนขยาย
๔. การขยายปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าจาก สปป.ลาว
๕. หนังสือกระทรวงการต่างประเทศ ที่ กต 0805/965 ลงวันที่ 13 ตุลาคม 2550 เรื่อง บันทึกความเข้าใจความร่วมมือในการพัฒนาไฟฟ้าในสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว
๖. แผนการเปลี่ยนระบบสายอากาศเป็นสายใต้ดินของการไฟฟ้านครหลวง
๗. ร่างแผนจัดตั้งโครงสร้างพื้นฐานเพื่อการผลิตไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์

ตามที่ คณะรัฐมนตรีได้มีมติเมื่อวันที่ ๑๗ ตุลาคม ๒๕๔๙ กำหนดเรื่องที่ให้มีคณะกรรมการพิจารณาเรื่องแทนคณะรัฐมนตรี โดยมอบให้นายกรัฐมนตรีเป็นผู้พิจารณามติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ก่อนนำเสนอคณะรัฐมนตรี (ครม.)ทราบหรือพิจารณาต่อไปนั้น

คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) ได้มีการประชุมครั้งที่ ๗/๒๕๕๐ (ครั้งที่ ๑๑๖) เมื่อวันที่ ๑๘ ตุลาคม ๒๕๕๐ โดยมีหน่วยงานที่เกี่ยวข้องเข้าร่วมประชุม อาทิ กระทรวงเกษตรและสหกรณ์ กระทรวงอุตสาหกรรม กระทรวงคมนาคม กระทรวงการคลัง กระทรวงมหาดไทย กระทรวงกลาโหม กระทรวงพาณิชย์ กระทรวงการต่างประเทศ กระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม กระทรวงวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา สำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ และสำนักงบประมาณ (สิ่งที่ส่งมาด้วย ๑) ซึ่งได้มีมติในเรื่องต่างๆ ที่เห็นสมควรนำเสนอเพื่อดำเนินการ ดังนี้

๑. การจัดตั้งบริษัท กฟผ. อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด

เห็นชอบข้อเสนอของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ในการจัดตั้งบริษัท กฟผ. อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด ตามข้อ ๓.๑-๓.๓ และ ๓.๖ (สิ่งที่ส่งมาด้วย ๒) โดยกำหนดกลไกในการกำกับดูแลและเงื่อนไขดังนี้

/๑.๑ กำหนด...

๑.๑ กำหนดกลไกในการกำกับดูแลเพื่อป้องกันปัญหาการพิจารณารับซื้อไฟฟ้าไม่มีความโปร่งใสในกรณีที่มีการซื้อไฟฟ้าโดย กฟผ. รวมโครงการของบริษัทฯ ในประเทศเพื่อนบ้าน ปัญหาการคัดกันภาคเอกชนหรือการเลือกปฏิบัติต่อผู้ลงทุนอื่น ในช่วงที่ยังไม่มีการจัดตั้งคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงานตาม พรบ. การประกอบกิจการพลังงาน ให้กระทรวงพลังงานแต่งตั้งคณะผู้ชำนาญการอิสระที่เป็นกลางเป็นผู้พิจารณากลั่นกรองสัญญาซื้อขายไฟฟ้าหรือข้อผูกพันอื่นระหว่าง กฟผ. กับบริษัทฯ หรือกับโครงการที่บริษัทฯ เข้าร่วมทุนด้วย ประกอบการพิจารณาของ กพช. (ยกเว้นโครงการที่ กพช. เห็นชอบไปแล้ว)

๑.๒ ในการลงทุนและร่วมทุนในต่างประเทศของบริษัท กฟผ. อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด ให้ กฟผ. ขอความเห็นชอบจากกระทรวงพลังงานก่อนเป็นรายโครงการ โดยโครงการที่มีประเด็นนโยบายเป็นพิเศษให้นำเสนอ กพช. ให้ความเห็นชอบ

๑.๓ ในการเพิ่มทุนจดทะเบียนของบริษัท กฟผ. อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด ในอนาคต ให้ กฟผ. ขอความเห็นชอบจากกระทรวงพลังงานก่อน และเมื่อมีการจัดตั้งคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงานตาม พรบ. การประกอบกิจการพลังงานแล้ว ให้ กฟผ. นำเสนอการเพิ่มทุนฯ ต่อคณะกรรมการกำกับฯ พิจารณาผลกระทบต่ออัตราค่าไฟฟ้าขายส่งด้วย

๑.๔ ในขณะที่ บริษัท กฟผ. อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด ยังมีสถานะเป็นรัฐวิสาหกิจให้บริษัทฯ ต้องปฏิบัติตามคำสั่ง กฎ ระเบียบ ข้อบังคับ และมติคณะรัฐมนตรีที่ใช้บังคับกับรัฐวิสาหกิจทั่วไป เพื่อให้การกำกับดูแลรัฐวิสาหกิจมีความสอดคล้องและเป็นไปตามมาตรฐานเดียวกัน ตามความเห็นของกระทรวงการคลังในข้อ ๔ (สิ่งที่ส่งมาด้วย ๒)

๒. ร่างสัญญาซื้อขายไฟฟ้าโครงการน้ำเทิน ๑ น้ำงึม ๓ น้ำเงี๊ยบ และเทิน-หินบุนส่วนขยาย

๒.๑ เห็นชอบในหลักการร่างสัญญาซื้อขายไฟฟ้าโครงการน้ำงึม ๓ น้ำเงี๊ยบ เทิน-หินบุนส่วนขยาย และน้ำเทิน ๑ ตามที่ได้มีการลงนามเบื้องต้น (ไทยล) ไปแล้ว (ตามสิ่งที่ส่งมาด้วย ๓) และมอบหมายให้ กฟผ. ดำเนินการตามขั้นตอนให้มีการลงนามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าต่อไป

ทั้งนี้ ในกรณีที่มีความจำเป็นในการแก้ไขร่างสัญญาฯ ในส่วนที่มิใช่สาระสำคัญ ให้ กฟผ. ดำเนินการลงนามได้ โดยไม่ต้องนำร่างสัญญาฯ ที่แก้ไขมาเสนอขอความเห็นชอบจาก กพช. อีก

๒.๒ สำหรับโครงการในอนาคตหากใช้ร่างสัญญาที่ผ่านการอนุมัติจาก กพช. หรือ ครม. และผ่านการตรวจพิจารณาจากอัยการสูงสุดแล้วเป็นต้นแบบ ให้รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงานเป็นผู้พิจารณาอนุมัติ หากมีการแก้ไขจากสัญญาต้นแบบในประเด็นนโยบายหรือในสาระสำคัญให้นำเสนอ กพช. พิจารณา

๓. การขยายปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าจาก สปป.ลาว

๓.๑ เห็นชอบกรอบการขยายการรับซื้อไฟฟ้าจาก สปป. ลาว จาก ๕,๐๐๐ เมกะวัตต์ เป็น ๗,๐๐๐ เมกะวัตต์

(๓.๒ เห็นชอบ...

๓.๒ เห็นชอบในหลักการร่างบันทึกความเข้าใจเรื่อง ความร่วมมือในการพัฒนาไฟฟ้าในสาธารณรัฐประชาชนลาว (สิ่งที่ส่งมาด้วย ๔) และให้นำเสนอคณะรัฐมนตรีให้ความเห็นชอบต่อไป ทั้งนี้ มอบหมายให้รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงานเป็นผู้ลงนามในร่างบันทึกความเข้าใจฯ ดังกล่าว

ทั้งนี้ ร่างบันทึกความเข้าใจฯ ไม่เข้าข่ายเป็นหนังสือสัญญาตามรัฐธรรมนูญแห่งราชอาณาจักรไทย พ.ศ. ๒๕๕๐ มาตรา ๑๙๐ วรรค ๒ ที่ต้องเสนอขอความเห็นชอบจากรัฐสภาตามความเห็นของกระทรวงการต่างประเทศ (สิ่งที่ส่งมาด้วย ๕)

๓.๓ มอบหมายให้กระทรวงพลังงานปรับปรุงรายละเอียดในแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า โดยระบุโครงการที่มีการความชัดเจนแล้วไว้ในแผนฯ ดังกล่าว ภายใต้กรอบแผนเดิมที่ได้รับอนุมัติจาก ครม. เมื่อวันที่ ๑๙ มิถุนายน ๒๕๕๐ และนำเสนอ กพช. เพื่อทราบต่อไป

๔. แผนการเปลี่ยนระบบสายอากาศเป็นสายใต้ดินของการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.)

๔.๑ เห็นชอบแผนแม่บทโครงการเปลี่ยนระบบสายอากาศเป็นสายใต้ดินปี ๒๕๕๑ – ๒๕๖๕ ของ กฟน. โดยมอบหมายให้สำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ (สศช.) เป็นผู้พิจารณาวงเงินลงทุนรวม ๗๘,๖๗๘ ล้านบาท และกระทรวงการคลังเป็นผู้พิจารณาการจัดหาแหล่งเงินกู้ทั้งในประเทศและต่างประเทศ (สิ่งที่ส่งมาด้วย ๖) ทั้งนี้ ให้ กฟน. นำเสนอโครงการเปลี่ยนระบบสายอากาศเป็นสายใต้ดินควบคู่กับแผนการลงทุนปกติเสนอต่อ สศช. พิจารณาอนุมัติเป็นรายโครงการตามขั้นตอนปกติต่อไป

๔.๒ มอบหมายให้สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) พิจารณาในรายละเอียดฐานะการเงินของการไฟฟ้า แนวทางการชดเชยรายได้ระหว่างการไฟฟ้า ตลอดจน ระดับอัตราค่าไฟฟ้าในการลงทุนตามแผนแม่บทโครงการเปลี่ยนระบบสายอากาศเป็นสายใต้ดินปี ๒๕๕๑ – ๒๕๖๕ ของ กฟน. แล้วนำเสนอ กพช. พิจารณาต่อไป

๔.๓ มอบหมายให้ กฟน. ประสานงานกับกรุงเทพมหานคร และกรมส่งเสริมการส่งออก กระทรวงพาณิชย์ เพื่อจัดลำดับความสำคัญของโครงการเปลี่ยนระบบสายอากาศเป็นสายใต้ดินให้สอดคล้องกับนโยบายการส่งเสริมการท่องเที่ยวต่อไป

๕. ร่างแผนจัดตั้งโครงสร้างพื้นฐานเพื่อการผลิตไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์

๕.๑ เห็นชอบในหลักการ แผนจัดตั้งโครงสร้างพื้นฐานเพื่อการผลิตไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ (NPIEP) เบื้องต้น (สิ่งที่ส่งมาด้วย ๗) โดยมอบหมายให้คณะกรรมการเพื่อเตรียมการศึกษาความเหมาะสมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานนิวเคลียร์ รับไปศึกษาในรายละเอียดเพื่อจัดทำแผนให้สมบูรณ์ และนำเสนอ กพช.ต่อไป

๕.๒ เห็นชอบให้มีการจัดตั้งสำนักพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ เป็นหน่วยงานภายในกระทรวงพลังงาน

/๕.๓ เห็นชอบ...

๕.๓ เห็นชอบในการดำเนินโครงการสร้างความรู้ ความเข้าใจ และการมีส่วนร่วมของประชาชน โดยจัดประชุมเสวนาอย่างน้อย ๘ ครั้ง ในระยะเวลา ๖ เดือน

๕.๔ เห็นชอบแผนการดำเนินงานในช่วง 3 ปีแรก (พ.ศ. ๒๕๕๑ – ๒๕๕๓) โดยมอบหมายให้คณะกรรมการเพื่อเตรียมการศึกษาความเหมาะสมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานนิวเคลียร์ รับไปกำหนดแผนการดำเนินงานในรายละเอียดต่อไป

๕.๕ เห็นชอบกรอบวงเงินงบประมาณในช่วง 3 ปีแรก (พ.ศ. ๒๕๕๑ – ๒๕๕๓) จำนวน ๑,๙๐๐ ล้านบาท เพื่อใช้ในการจัดตั้งสำนักพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ การดำเนินงานแผนงานด้านกฎหมาย ระบบกำกับและข้อผูกพันระหว่างประเทศ แผนงานด้านโครงสร้างพื้นฐานอุตสาหกรรมและการพาณิชย์ แผนงานด้านพัฒนา ถ่ายทอดเทคโนโลยีและพัฒนาทรัพยากรมนุษย์ แผนงานด้านความปลอดภัยนิวเคลียร์และการคุ้มครองสิ่งแวดล้อม แผนงานด้านสื่อสารสาธารณะและการยอมรับของประชาชน และแผนงานด้านการเตรียมการจัดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ โดยให้ตั้งงบประมาณรวมอยู่ในกระทรวงพลังงาน และให้กระทรวงพลังงานรับไปพิจารณาจัดหางบประมาณต่อไป

๕.๖ เห็นชอบให้การกำกับดูแลในระยะเริ่มแรกให้ใช้กฎหมายที่เกี่ยวข้องกับพลังงานประมาณเพื่อสันติ ซึ่งปัจจุบันมีอยู่หลายฉบับไปพลางก่อน หลังจากนั้นมอบหมายให้กระทรวงพลังงานและกระทรวงวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี รับไปยกร่างกฎหมายเฉพาะในการกำกับดูแล มาตรฐานและความปลอดภัยด้านนิวเคลียร์ โดยครอบคลุมประเด็นที่เกี่ยวข้องทั้งหมด

จึงเรียนมาเพื่อโปรดพิจารณาดำเนินการเพื่อเสนอคณะรัฐมนตรีต่อไปด้วย จะขอบคุณยิ่ง

ขอแสดงความนับถือ

(นายปียสวัสดิ์ อัมระนันทน์)
รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงาน

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน
สำนักนโยบายและแผนพลังงาน
โทร ๐ ๒๖๑๒ ๑๕๕๕ ต่อ ๘๑๕
โทรสาร ๐ ๒๖๑๒ ๑๓๖๘

บทสรุป
โครงการระบบส่งเพื่อรับซื้อไฟฟ้าจาก
โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนน้ำงึม 3 และน้ำเทิน 1

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

ฝ่ายวางแผนระบบไฟฟ้า

ธันวาคม 2550

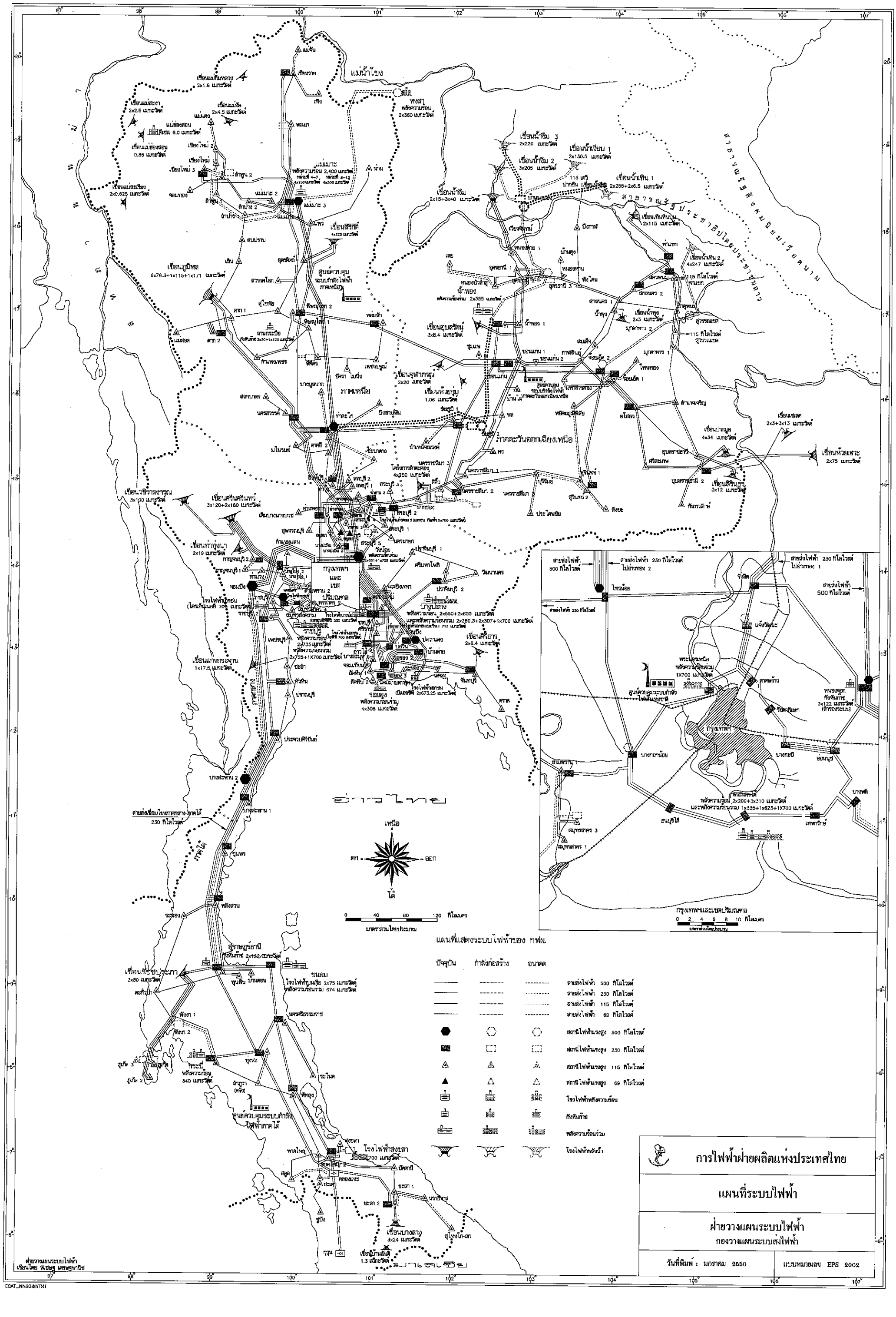
สารบาญ

		หน้า
1.	ความเป็นมา	1
2.	ขอบเขตของงานและประมาณราคา	2
3.	การศึกษาความเหมาะสมโครงการ	4
	3.1 การพิจารณาทางเลือกที่มีค่าใช้จ่ายต่ำสุด	4
	ตารางผลการศึกษาทางเลือกที่มีค่าใช้จ่ายต่ำสุด	6
	3.2 การศึกษาผลตอบแทนการลงทุน	7
	3.3 ความเหมาะสมด้านฐานะการเงิน	7
	3.3.1 ข้อสมมติฐานในการประมาณการ	7
	3.3.2 ประมาณการฐานะการเงินในช่วงปี 2551-2555	7
	ตารางประมาณการฐานะการเงินในช่วงปี 2550-2555 ตามข้อสมมติฐานของ สศช.	8
4.	ผลประโยชน์ที่จะได้รับ	8
5.	ผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อม	9

ภาคผนวก

หน้า

1. รายละเอียดผลการวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์ของโครงการ 10
2. รายละเอียดผลการวิเคราะห์ผลตอบแทนการลงทุน 14


แม่น้ำโขง
ภาคเหนือ
ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ
ภาคใต้
กรุงเทพฯ และ ปริมณฑล
ศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าภาคเหนือ
ศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าภาคใต้
เหนือ
ตก
ออก
ใต้
0 40 80 120 กิโลเมตร
มาตราส่วนโดยประมาณ
กรุงเทพฯและปริมณฑล
0 2 4 6 8 10 กิโลเมตร
แผนที่แสดงระบบไฟฟ้าของ กฟผ.
บัจจุบัน
กำลังก่อสร้าง
อนาคต
สายส่งไฟฟ้า 500 กิโลโวลต์
สายส่งไฟฟ้า 230 กิโลโวลต์
สายส่งไฟฟ้า 115 กิโลโวลต์
สายส่งไฟฟ้า 69 กิโลโวลต์
สถานีไฟฟ้าแรงสูง 500 กิโลโวลต์
สถานีไฟฟ้าแรงสูง 230 กิโลโวลต์
สถานีไฟฟ้าแรงสูง 115 กิโลโวลต์
สถานีไฟฟ้าแรงสูง 69 กิโลโวลต์
โรงไฟฟ้าพลังความร้อน
กังหันก๊าซ
พลังความร้อนร่วม
โรงไฟฟ้าพลังน้ำ
การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย
แผนที่ระบบไฟฟ้า
ฝ่ายวางแผนระบบไฟฟ้า
กองวางแผนระบบส่งไฟฟ้า
วันที่พิมพ์ : มกราคม 2550
แบบหมายเลข EPS 2002
ฝ่ายวางแผนระบบไฟฟ้า
เรียบโดย พิชชพฐ เศรษฐพานิช
EGAT_NNG3&NTN1

โครงการระบบส่งเพื่อรับซื้อไฟฟ้าจาก
โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนน้ำงึม 3 และน้ำเทิน 1

1. <u>ความเป็นมา</u>

ประเทศสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว (สปป.ลาว) ตั้งอยู่บนพื้นที่มีลักษณะภูมิประเทศเหมาะสมในการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำ เพื่อสนับสนุนแหล่งผลิตไฟฟ้าใน สปป.ลาว รัฐบาล สปป.ลาว และรัฐบาลไทยจึงได้ลงนามในบันทึกความเข้าใจ (MOU) โดยประเทศไทยตกลงที่จะรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการต่าง ๆ ใน สปป.ลาว รวมกำลังผลิตประมาณ 5,000 เมกะวัตต์ ซึ่งโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนน้ำงึม 3 และน้ำเทิน 1 ถือเป็นส่วนหนึ่งของบันทึกความเข้าใจ (MOU) นี้ด้วย โดยพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตขึ้นจะถูกส่งเข้าระบบส่งของประเทศไทย เพื่อตอบสนองความต้องการไฟฟ้าในประเทศที่เพิ่มขึ้น ทั้งนี้กลุ่มผู้ลงทุนโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนน้ำงึม 3 และ โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนน้ำเทิน 1 ได้ลงนามในบันทึกความเข้าใจเรื่องอัตราค่าไฟฟ้า (Tariff MOU) กับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) เมื่อวันที่ 18 ธันวาคม 2549 และได้บรรลุข้อตกลงในเงื่อนไขสัญญาด้านกฎหมาย พาณิชย์และเทคนิคส่วนเนื้อหาหลัก (Main Text) ของร่างสัญญาซื้อขายไฟฟ้าและได้มีการลงนามเบื้องต้น (Initial) แล้ว เมื่อวันที่ 11 ตุลาคม 2550 และคณะรัฐมนตรีได้มีมติเห็นชอบร่างสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (Initial PPA) เมื่อวันที่ 30 ตุลาคม 2550 โดยขณะนี้อยู่ระหว่างการเจรจาจัดทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (Power Purchase Agreement, PPA) ซึ่งคาดว่าจะสามารถลงนามได้ภายในปลายปี 2550 หรือต้นปี 2551

โครงการระบบส่งเพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนน้ำงึม 3 และน้ำเทิน 1 (Transmission System Development for Power Purchase from Nam Ngum 3 and Nam Theun 1 Hydropower Projects) เป็นบทสรุปผลการศึกษาด้านเทคนิคและเศรษฐศาสตร์ถึงความเหมาะสมของโครงการระบบส่งไฟฟ้าเพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนน้ำงึม 3 และโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนน้ำเทิน 1 เพื่อพิจารณาหาแนวทางการเชื่อมโยงระบบส่งไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุด ซึ่งระบบส่งไฟฟ้าเชื่อมโยงดังกล่าว ได้พิจารณาให้สอดคล้องกับโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนน้ำงึม 2 ใน สปป.ลาว ที่กำลังก่อสร้าง รวมทั้งครอบคลุมศักยภาพในการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำในอนาคตของ สปป.ลาว ด้วย เช่น โครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนน้ำเงี๊ยบ 1 เป็นต้น ทั้งนี้เพื่อให้การส่งไฟฟ้าเป็นไปตามมาตรฐานและข้อกำหนดของ กฟผ. ตลอดจนก่อให้เกิดประโยชน์สูงสุดร่วมกันในการพัฒนาระบบส่งเชื่อมโยงจาก สปป.ลาว สู่ประเทศไทย

2. **ขอบเขตของงานและประมาณราคา**

ขอบเขตของงาน ขอบเขตของงานโครงการระบบส่งเพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนน้ำงึม 3 และน้ำเทิน 1 รวมทั้งการเสริมระบบส่งไฟฟ้าภายใน กฟผ.เฉพาะฝั่งไทย สรุปได้ดังนี้

ก) เปลี่ยนระดับแรงดันสายส่งชายแดนลาว/ไทย – อุดรธานี 3 ซึ่งระยะแรกจ่ายไฟฟ้าด้วยระบบ 230 เควี เป็นระบบ 500 เควี ชายแดนลาว/ไทย – อุดรธานี 3 วงจรคู่ ขนาดสาย 4x1272 MCM ACSR ต่อเฟส ระยะทางประมาณ 80 กิโลเมตร พร้อมติดตั้ง Line Shunt Reactor ขนาด 55 เอ็มวีเออาร์/วงจร บนปลายสายส่งด้าน สฟ.อุดรธานี 3

ข) เปลี่ยนระดับแรงดันสายส่งอุดรธานี 3 – น้ำพอง 2 (ก่อสร้างในโครงการขยายระบบส่งไฟฟ้า ระยะที่ 11 (TS.11)) ซึ่งระยะแรกจ่ายไฟฟ้าด้วยระบบ 230 เควี เป็นระบบ 500 เควี อุดรธานี 3 – น้ำพอง 2 วงจรคู่ ขนาดสาย 4x1272 MCM ACSR ต่อเฟส ระยะทางประมาณ 85 กิโลเมตร

ค) ก่อสร้างสายส่ง 500 เควี น้ำพอง 2 – ชัยภูมิ 2 วงจรคู่ ขนาดสาย 4x1272 MCM ACSR ต่อเฟส ระยะทางประมาณ 132 กิโลเมตร และเชื่อมโยงเข้ากับสายส่ง 500 เควี อุดรธานี 3 – น้ำพอง 2 เป็น สายส่ง 500 เควี อุดรธานี 3 – ชัยภูมิ 2 (bypass ผ่าน สฟ.น้ำพอง 2) วงจรคู่ ขนาดสาย 4x1272 MCM ACSR ต่อเฟส ระยะทางประมาณ 217 กิโลเมตร พร้อมติดตั้ง Fiber Optic จำนวน 1 เส้นบนสาย Overhead Ground Wire และติดตั้ง Line Shunt Reactor ขนาด 110 เอ็มวีเออาร์/วงจร บนปลายสายส่งทั้งสองด้าน

ง) ก่อสร้างสายส่ง 500 เควี ชัยภูมิ 2 – ท่าตะโก วงจรคู่ ขนาดสาย 4x1272 MCM ACSR ต่อเฟส ระยะทางประมาณ 222 กิโลเมตร พร้อมติดตั้ง Fiber Optic จำนวน 1 เส้นบนสาย Overhead Ground Wire และติดตั้ง Line Shunt Reactor ขนาด 110 เอ็มวีเออาร์/วงจร บนปลายสายส่งทั้งสองด้าน

จ) ก่อสร้างสายส่ง 230 เควี ชัยภูมิ 2 – ชัยภูมิ 1 วงจรคู่ ขนาดสาย 4x1272 MCM ACSR ต่อเฟส ระยะทางประมาณ 10 กิโลเมตร พร้อมติดตั้ง Fiber Optic จำนวน 1 เส้นบนสาย Overhead Ground Wire

ฉ) ขยายสถานีไฟฟ้าแรงสูง 500/230 เควี อุดรธานี 3 เพื่อรับสายส่ง 500 เควี จาก สฟ.บ้านนาบอง จำนวน 2 วงจร และสายส่ง 500 เควี ไปยัง สฟ.ชัยภูมิ 2 จำนวน 2 วงจร พร้อมติดตั้งหม้อแปลง 500/230 เควี ขนาด 1,000 เอ็มวีเอ จำนวน 2 ชุด (หม้อแปลง Single Phase ขนาด 200/266.67/ 333.33 เอ็มวีเอ จำนวน 6 ชุด และ spare ไว้อีก 1 ชุด รวมเป็น 7 ชุด) และขยายลานไกไฟฟ้า 230 เควี รับหม้อแปลงดังกล่าวจำนวน 2 วงจร

ช) จัดซื้อที่ดินสำหรับก่อสร้างสถานีไฟฟ้าแรงสูง 500/230 เควี ชัยภูมิ 2

ซ) ก่อสร้างสถานีไฟฟ้าแรงสูง 500/230 เควี ชัยภูมิ 2 เพื่อรับสายส่ง 500 เควี จาก สฟ.อุดรธานี 3 จำนวน 2 วงจร และสายส่ง 500 เควี ไปยัง สฟ.ท่าตะโก จำนวน 2 วงจร พร้อมติดตั้งหม้อแปลง 500/230 เควี ขนาด 1,000 เอ็มวีเอ จำนวน 2 ชุด (หม้อแปลง Single Phase ขนาด 200/266.67/ 333.33

เอ็มวีเอ จำนวน 6 ชุด และ spare ไว้อีก 1 ชุด รวมเป็น 7 ชุด) และก่อสร้างลานไกไฟฟ้า 230 เควี รับหม้อแปลงดังกล่าวจำนวน 2 วงจร และสายส่ง 230 เควี ไปยัง สฟ.ชัยภูมิ 1 จำนวน 2 วงจร

ฌ) ขยายสถานีไฟฟ้าแรงสูง 500 เควี ท่าตะโก เพื่อรับสายส่ง 500 เควี จาก สฟ.ชัยภูมิ 2 จำนวน 2 วงจร

ญ) ขยายสถานีไฟฟ้าแรงสูง 230 เควี ชัยภูมิ 1 เพื่อรับสายส่ง 230 เควี จาก สฟ.ชัยภูมิ 2 จำนวน 2 วงจร

ฎ) เพิ่มเติมระบบสื่อสารที่เกี่ยวข้อง

ประมาณราคา ประมาณราคาค่าก่อสร้างโครงการระบบส่งเพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนน้ำงึม 3 และน้ำเทิน 1 รวมทั้งการเสริมระบบส่งไฟฟ้าภายใน กฟผ.เฉพาะฝั่งไทย คิดเป็นเงินทั้งสิ้น 17,159.8 ล้านบาท แยกเป็นค่าใช้จ่ายเพื่อซื้ออุปกรณ์จากต่างประเทศ 6,157.0 ล้านบาท (เทียบเท่า 175.9 ล้านเหรียญสหรัฐ)[1/] และค่าใช้จ่ายเพื่อซื้ออุปกรณ์ในประเทศและการก่อสร้างอีก 11,002.8 ล้านบาท

ค่าใช้จ่ายรายปี เป็นดังนี้

ปีงบประมาณ	ค่าใช้จ่ายเพื่อซื้ออุปกรณ์จากต่างประเทศ		ค่าใช้จ่ายเพื่อซื้ออุปกรณ์ในประเทศและการก่อสร้าง	รวม
	(ล้านบาท)	(ล้านเหรียญสหรัฐ) [1/]	(ล้านบาท)	(ล้านบาท)
2551	-	(-)	100.0	100.0
2552	-	(-)	408.5	408.5
2553	2,220.3	(63.4)	2,946.7	5,167.1
2554	3,496.4	(99.9)	5,671.0	9,167.4
2555	440.2	(12.6)	1,876.6	2,316.9
รวม	6,157.0	(175.9)	11,002.8	17,159.8

ระยะเวลาดำเนินการ ใช้เวลาตั้งแต่เริ่มศึกษาเตรียมงานจนก่อสร้างแล้วเสร็จประมาณ 5 ปี 6 เดือน ตั้งแต่ปี 2550 จนถึงกลางปี 2555 คาดว่าจะแล้วเสร็จประมาณเดือนมิถุนายน 2555 (โดยจะแล้วเสร็จก่อนโรงไฟฟ้าประมาณ 6 เดือน เพื่อให้โครงการฯ นำไฟฟ้าไปทดสอบอุปกรณ์โรงไฟฟ้า)

หมายเหตุ : 1/ ใช้อัตราแลกเปลี่ยน 1 เหรียญสหรัฐฯ = 35 บาท

<u>แหล่งเงินทุน</u> กฟผ.จะพิจารณาแหล่งเงินทุนในส่วนของค่าใช้จ่ายอุปกรณ์นำเข้าจากต่างประเทศจากหลายแหล่งเงินทุน ได้แก่ สถาบันการเงินระหว่างประเทศ ธนาคาร / สถาบันเพื่อการส่งออก-นำเข้า ธนาคารพาณิชย์ / สถาบันการเงินเอกชน ต่างประเทศ และ/หรือ ในประเทศ การออกพันธบัตรลงทุนต่างประเทศ และ/หรือ ในประเทศ เงินรายได้ของ กฟผ.และสินเชื่อผู้ขาย ส่วนค่าใช้จ่ายอุปกรณ์ในประเทศและการก่อสร้าง กฟผ.จะพิจารณาแหล่งเงินลงทุน ได้แก่ ธนาคารพาณิชย์ / สถาบันการเงินเอกชนในประเทศ การออกพันธบัตรลงทุนในประเทศ และเงินรายได้ กฟผ.

3. <u>การศึกษาความเหมาะสมโครงการ</u>

3.1 <u>การพิจารณาทางเลือกที่มีค่าใช้จ่ายต่ำสุด</u>

เป็นการศึกษาความเหมาะสมโครงการทางด้านเศรษฐศาสตร์ เพื่อหาแผนทางเลือกที่มีค่าใช้จ่ายต่ำที่สุด (Least Cost Solution) โดยพิจารณาเปรียบเทียบจากราคาค่าก่อสร้างระบบส่ง ค่าปฏิบัติการและบำรุงรักษา และค่าความสูญเสียในระบบ ซึ่งประกอบด้วยแผนทางเลือกจำนวน 3 ทางเลือก คือ

<u>ทางเลือกที่ 1</u> :

1.1 ก่อสร้างสายส่ง 230 เควี น้ำงึม 3 - บ้านนาบอง วงจรคู่, สายส่ง 500 เควี น้ำเทิน 1 -บ้านนาบอง วงจรคู่, เปลี่ยนระดับแรงดันสายส่งบ้านนาบอง - อุดรธานี 3 - น้ำพอง 2 จาก 230 เควี เป็น 500 เควี

1.2 ก่อสร้างสายส่ง 500 เควี น้ำพอง 2 - ชัยภูมิ 2 - ท่าตะโก วงจรคู่ และสายส่ง 230 เควี ชัยภูมิ 2 - ชัยภูมิ 1 วงจรคู่

<u>ทางเลือกที่ 2</u> :

2.1 เหมือนข้อ 1.1

2.2 ก่อสร้างสายส่ง 500 เควี น้ำพอง 2 - ขอนแก่น 3 วงจรคู่ และรื้อสายส่ง 230 เควี ขอนแก่น 3 - ชัยภูมิ 1 - ท่าตะโก ออก และก่อสร้างใหม่เป็นสายส่ง 500 เควี ขอนแก่น 3 - ชัยภูมิ 2 - ท่าตะโก วงจรคู่ และสายส่ง 230 เควี ชัยภูมิ 2 - ชัยภูมิ 1 วงจรคู่

<u>ทางเลือกที่ 3</u> :

3.1 เหมือนข้อ 1.1

3.2 ก่อสร้างสายส่ง 500 เควี น้ำพอง 2 - ขอนแก่น 3 วงจรคู่ และสายส่ง 230 เควี ขอนแก่น 3 - ชัยภูมิ 2 - ท่าตะโก เสาไฟฟ้า 4 วงจร จำนวน 2 แนว และสายส่ง 230 เควี ชัยภูมิ 2 - ชัยภูมิ 1 วงจรคู่

จากการศึกษาเปรียบเทียบค่าใช้จ่ายของแผนทางเลือก ทั้ง 3 ทางเลือก สรุปได้ดังนี้

หน่วย : ล้านบาท

	ทางเลือกที่ 1	ทางเลือกที่ 2	ทางเลือกที่ 3
ค่าก่อสร้าง (Capital Cost)	8,623.3	9,221.2	11,593.9
ค่าปฏิบัติการและบำรุงรักษา	932.3	1,058.1	1,187.1
ค่าความสูญเสียในระบบ	ฐาน	-408.5	-312.9
รวม	9,555.6	9,870.8	12,468.1
(P.V. @ 10% DR.)			
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV)	ฐาน	315.1	2,912.5
ทางเลือกที่ 2 : ทางเลือกที่ 1			
และทางเลือกที่ 3 : ทางเลือกที่ 1	ฐาน	1.0066	1.0610
Equalized Discount Rate (%)	ฐาน	3.33	N/A

รายละเอียดการคำนวณที่ Discount Rate อื่นๆ แสดงไว้ตามตารางผลการศึกษาทางเลือกที่มีค่าใช้จ่ายต่ำสุด

จากผลการศึกษาสรุปได้ว่า ทางเลือกที่ 1 : **การก่อสร้างสายส่ง 230 เควี น้ำงึม 3 – บ้านนาบอง วงจรคู่ สายส่ง 500 เควี น้ำเทิน 1 – บ้านนาบอง วงจรคู่ และสายส่ง 500 เควี บ้านนาบอง - อุดรธานี 3 – ชัยภูมิ 2 – ท่าตะโก วงจรคู่ (bypass ผ่าน สฟ.น้ำพอง 2) จะมีค่าใช้จ่ายต่ำที่สุด**

รายละเอียดผลการศึกษาตามภาคผนวก 1

ตาราง ผลการศึกษาทางเลือกที่มีค่าใช้จ่ายต่ำสุด

ชื่อโครงการ : โครงการระบบส่งเพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำ เขื่อนน้ำงึม 3 และ น้ำเ หิน 1

ค่าใช้จ่าย : ทางเลือกที่ 1 (Alternative A)

ผลประโยชน์ตอบแทน : ทางเลือกที่ 2 (Alternative B)

Discount Rate (%)	Present Value of Benefit	Present Value of Cost	Alternative B/A	Present Value of Net Benefit
4.00	106408.08	106340.02	1.0006	68.06
6.00	79721.76	79515.02	1.0026	206.74
8.00	61210.73	60930.08	1.0046	280.65
10.00	**48046.27**	**47731.13**	**1.0066**	**315.14**
12.00	38461.09	38135.40	1.0085	325.69
14.00	31327.09	31005.20	1.0104	321.89
16.00	25908.76	25599.04	1.0121	309.72
18.00	21716.52	21423.61	1.0137	292.92
20.00	18417.88	18144.04	1.0151	273.84
22.00	15782.57	15528.62	1.0164	253.95
24.00	13648.18	13414.01	1.0175	234.17
26.00	11898.05	11683.02	1.0184	215.02

Equalized Discount Rate : 3.33%

ค่าใช้จ่าย : ทางเลือกที่ 1 (Alternative A)

ผลประโยชน์ตอบแทน : ทางเลือกที่ 3 (Alternative C)

Discount Rate (%)	Present Value of Benefit	Present Value of Cost	Alternative C/A	Present Value of Net Benefit
4.00	109553.61	106340.02	1.0302	3213.59
6.00	82713.04	79515.02	1.0402	3198.02
8.00	64008.75	60930.08	1.0505	3078.67
10.00	**50643.62**	**47731.13**	**1.0610**	**2912.49**
12.00	40864.77	38135.40	1.0716	2729.37
14.00	33550.01	31005.20	1.0821	2544.81
16.00	27965.68	25599.04	1.0925	2366.63
18.00	23622.12	21423.61	1.1026	2198.51
20.00	20185.93	18144.04	1.1125	2041.89
22.00	17425.67	15528.62	1.1222	1897.05
24.00	15177.63	13414.01	1.1315	1763.62
26.00	13324.00	11683.02	1.1405	1640.98

Equalized Discount Rate : ไม่สามารถหาค่าได้

3.2. <u>การศึกษาผลตอบแทนการลงทุน</u>

การศึกษาผลตอบแทนการลงทุนของโครงการระบบส่งเพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนน้ำงึม 3 และน้ำเทิน 1 โดยวิธีเปรียบเทียบค่าใช้จ่ายของโครงการกับผลประโยชน์ที่จะได้รับตลอดอายุโครงการ

ผลการวิเคราะห์ผลประโยชน์ตอบแทนการลงทุนของโครงการฯ สรุปได้ดังนี้

- Economic Internal Rate of Return (EIRR) = 11.64%
- Financial Internal Rate of Return (FIRR) = 11.47%

รายละเอียดผลการวิเคราะห์ผลตอบแทนการลงทุน ตามภาคผนวก 2

3.3 <u>ความเหมาะสมด้านฐานะการเงิน</u>

3.3.1 **ข้อสมมติฐานในการประมาณการ**

- ใช้ค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า ฉบับเดือนมีนาคม 2550
- กำหนดอัตราค่าไฟฟ้าขายส่งช่วงปี 2549-2555 อยู่ระหว่าง 2.4002 ถึง2.4555 บาท/หน่วย บาท/หน่วย ซึ่งจัดทำภายใต้โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าเดือนตุลาคม 2548 โดยกำหนด ณ อัตราผลตอบแทนต่อเงินทุน (ROIC: Return on Investment Capital) ประมาณร้อยละ 6.78 – 7.80
- กำหนดอัตราแลกเปลี่ยนที่ 35 บาทต่อ 1 เหรียญสหรัฐฯ
- อัตราเงินเฟ้อ ตั้งแต่ปี 2549-2555 เท่ากับร้อยละ 3
- อัตราเงินรายได้นำส่งรัฐเท่ากับร้อยละ 40 ของกำไรสุทธิ
- กำหนดใช้ค่าใช้จ่ายในปี 2547 เป็นฐานในการคำนวณค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ และประมาณการค่าใช้จ่ายหลังจากปี 2547 ด้วย CPI-X โดย X คือ ค่าใช้จ่ายคงที่ที่มีประสิทธิภาพ
- ประมาณการอัตราดอกเบี้ยจ่ายเฉลี่ยร้อยละ 6.5 ต่อปี

3.3.2 **ประมาณการฐานะการเงินในช่วงปี 2551 – 2555**

- ในช่วงปี 2550 – 2555 กฟผ. ประมาณรายได้จากการจำหน่ายไฟฟ้าเพิ่มขึ้นเฉลี่ยประมาณร้อยละ 5.8 ต่อปี ส่งผลให้ผลประกอบการอยู่ในเกณฑ์ดี โดยมีกำไรก่อนหักดอกเบี้ย ภาษี ค่าเสื่อมค่าตัดจำหน่าย (EBITDA) และกำไรสุทธิเฉลี่ยประมาณ 41,274 ล้านบาท และ 37,165 ล้านบาทต่อปีตามลำดับ
- ความสามารถในการทำกำไรจากอัตราส่วนกำไรจากการดำเนินงานต่อสินทรัพย์ (ROA) มีแนวโน้มลดลง ดังนั้น กฟผ.ควรหาแนวทางในการหารายได้จากสินทรัพย์ที่มีอยู่ให้มากขึ้น
- กฟผ. จะมีภาระทางการเงินจากการชำระหนี้ที่มีดอกเบี้ยจ่ายเพิ่มขึ้นทุกปีจนถึงปีที่โครงการแล้วเสร็จ (มกราคม 2556) อย่างไรก็ตาม หากพิจารณาอัตราส่วนหนี้สินต่อทุนเฉลี่ยที่ 0.75

ต่อ 1 และ ความสามารถในการชำระหนี้เฉลี่ยที่ 2.33 ต่อ 1 นับว่าฐานะการเงินของ กฟผ. ยังคงมีความมั่นคงเพียงพอที่จะรองรับการลงทุนได้

ตารางประมาณการฐานะการเงินในช่วงปี 2550-2555 ตามข้อสมมติฐานของ สศช.

รายการ	2550	2551	2552	2553	2554	2555
อัตราค่าไฟฟ้าขายส่ง (บาท/kWh)	2.4070	2.4393	2.4002	2.3617	2.3267	2.3356
กำไร (ขาดทุน) สุทธิ (ล้านบาท)	31,032	33,169	34,828	36,347	37,700	41,043
EBITDA (ล้านบาท)	35,535	37,793	38,631	41,023	43,031	46,869
หนี้สินระยะยาว (ล้านบาท)	54,484	51,000	79,777	92,900	118,561	145,367
ดอกเบี้ยจ่าย (ล้านบาท)	4,503	4,624	3,804	4,676	5,331	5,826
อัตราส่วนกำไรจากการดำเนินงานต่อสินทรัพย์ (%)	5.5	6.1	5.7	5.6	5.3	5.3
อัตราส่วนกำไรสุทธิต่อส่วนทุน (%)	15.4	15.6	15.1	14.5	13.9	14.0
อัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนทุน (เท่า)	0.76	0.65	0.71	0.74	0.77	0.81
อัตราส่วนความสามารถในการชำระหนี้ (เท่า)	2.75	1.53	2.38	3.15	2.18	2.84

4. ผลประโยชน์ที่จะได้รับ

โครงการระบบส่งเพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนน้ำงึม 3 และน้ำเทิน 1 เป็นโครงการหนึ่งที่จะสนองนโยบายของรัฐบาลในการสนับสนุนการพัฒนาแหล่งผลิตไฟฟ้าใน สปป.ลาว โครงสร้างพื้นฐาน และรักษาความมั่นคงเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า เพื่อสนับสนุนให้เศรษฐกิจของประเทศมีการเจริญเติบโตอย่างต่อเนื่อง ผลประโยชน์ที่จะได้รับจากโครงการพอสรุปได้ดังนี้

1. สามารถรองรับการรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการน้ำงึม 3 โครงการน้ำเทิน 1 และโครงการน้ำเงี๊ยบ ซึ่งเป็นการสนองนโยบายของรัฐในการรับซื้อไฟฟ้าจาก สปป.ลาว ภายใต้ MOU ระหว่างรัฐบาลไทยและรัฐบาล สปป.ลาว เพื่อตอบสนองความต้องการไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นของประเทศ โดยเฉพาะในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ตลอดจนรักษาความมั่นคงในการจ่ายไฟฟ้าให้เป็นไปตามมาตรฐานของ กฟผ.

2. ช่วยเสริมระบบส่งไฟฟ้าหลัก (Main Trunk Line) ในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ เพื่อเชื่อมโยงเข้ากับระบบส่งไฟฟ้า 500 เควี ของประเทศ ทำให้สามารถรับไฟฟ้าจากระบบหลักจัดส่งไปยังภาคตะวันออกเฉียงเหนือได้ในกรณีที่โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนน้ำงึม 2, น้ำงึม 3 หรือน้ำเทิน 1 เกิดขัดข้องอย่างกระทันหัน

3. ส่งเสริมความสัมพันธ์และความร่วมมือทางเศรษฐกิจระหว่างประเทศไทยและ สปป.ลาว ซึ่งจะเป็นผลประโยชน์ทางอ้อมต่อเศรษฐกิจของประเทศไทย โดยเฉพาะการค้าขายระหว่างชายแดนไทย - ลาว

5. **ผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อม**

กฟผ.จะดำเนินงานในพื้นที่นอกบริเวณพื้นที่ลุ่มน้ำหนึ่งเอและหนึ่งบี จึงไม่จำเป็นต้องจัดทำรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม (Environmental Impact Assessment : EIA) ตามพระราชบัญญัติส่งเสริมและรักษาคุณภาพสิ่งแวดล้อมแห่งชาติ พ.ศ. 2535 อย่างไรก็ตาม ในการก่อสร้างสายส่งไฟฟ้าแนวใหม่จำเป็นต้องผ่านพื้นที่ป่าอนุรักษ์บางส่วน ซึ่ง กฟผ.จะต้องจัดทำรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมเบื้องต้น (Initial Environmental Examination : IEE) เสนอสำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม (สผ.) และนำเสนอขอใช้พื้นที่ป่าอนุรักษ์ตามขั้นตอนต่อไป สำหรับสถานีไฟฟ้าแห่งใหม่จะก่อสร้างในบริเวณพื้นที่ที่ กฟผ.จัดซื้อจากภาคเอกชนในพื้นที่ที่มีเอกสารสิทธิ์ และการก่อสร้างสายส่งไฟฟ้าในแนวเขตเดินสายไฟฟ้าใหม่ (Right of Way) จะเป็นการก่อสร้างตามแนวพื้นที่ของภาคเอกชน โดยจะใช้การรอนสิทธิ์จากที่ดินภาคเอกชน

ภาคผนวก 1

รายละเอียดผลการวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์ของโครงการ

ตารางที่ 1
ค่าใช้จ่ายของทางเลือกที่ 1

หน่วย : ล้านบาท

ปี	ค่าก่อสร้าง		ค่าปฏิบัติการและบำรุงรักษา	ความสูญเสียในระบบ			มูลค่าความสูญเสียในระบบ		รวมค่าใช้จ่าย
	สายส่ง	สถานีไฟฟ้าแรงสูง		ค่าสูญเสียพลังไฟฟ้า (เมกะวัตต์)	% Load Factor	ค่าสูญเสียพลังงานไฟฟ้า (ล้านหน่วย)	ค่าสูญเสียพลังไฟฟ้า	ค่าสูญเสียพลังงานไฟฟ้า	
2549									
2550									
2551	9.6	85.6							95.2
2552	299.9	69.9							369.8
2553	4,256.7	229.8							4,486.5
2554	3,938.5	3,459.2							7,397.7
2555	799.0	601.9							1,400.9
2556			182.0	**454.6**	**75.17**	2,473.2	2,686.9	3,048.7	5,917.6
2557			182.0	**519.7**	**75.19**	2,828.6	3,071.7	3,486.8	6,740.4
2558			182.0	*570.1*	**75.20**	3,103.3	3,369.3	3,825.5	7,376.7
2559			182.0	**620.4**	**75.18**	3,375.9	3,666.8	4,161.5	8,010.3
2560			182.0	620.4	75.18	3,375.9	3,666.8	4,161.5	8,010.3
2561			182.0	620.4	75.18	3,375.9	3,666.8	4,161.5	8,010.3
2562			182.0	620.4	75.18	3,375.9	3,666.8	4,161.5	8,010.3
2563			182.0	620.4	75.18	3,375.9	3,666.8	4,161.5	8,010.3
2564			182.0	620.4	75.18	3,375.9	3,666.8	4,161.5	8,010.3
2565			182.0	620.4	75.18	3,375.9	3,666.8	4,161.5	8,010.3
2566			182.0	620.4	75.18	3,375.9	3,666.8	4,161.5	8,010.3
2567			182.0	620.4	75.18	3,375.9	3,666.8	4,161.5	8,010.3
2568			182.0	620.4	75.18	3,375.9	3,666.8	4,161.5	8,010.3
2569			182.0	620.4	75.18	3,375.9	3,666.8	4,161.5	8,010.3
2570			182.0	620.4	75.18	3,375.9	3,666.8	4,161.5	8,010.3
2571			182.0	620.4	75.18	3,375.9	3,666.8	4,161.5	8,010.3
2572			182.0	620.4	75.18	3,375.9	3,666.8	4,161.5	8,010.3
2573			182.0	620.4	75.18	3,375.9	3,666.8	4,161.5	8,010.3
2574			182.0	620.4	75.18	3,375.9	3,666.8	4,161.5	8,010.3
2575			182.0	620.4	75.18	3,375.9	3,666.8	4,161.5	8,010.3
2576			182.0	620.4	75.18	3,375.9	3,666.8	4,161.5	8,010.3
2577			182.0	620.4	75.18	3,375.9	3,666.8	4,161.5	8,010.3
2578			182.0	620.4	75.18	3,375.9	3,666.8	4,161.5	8,010.3
2579			182.0	620.4	75.18	3,375.9	3,666.8	4,161.5	8,010.3
2580	-3,488.9		182.0	620.4	75.18	3,375.9	3,666.8	4,161.5	4,521.4
รวม	5,814.8	4,446.4	4,549.1	-	-	-	89,798.4	101,914.5	206,523.2
P.V. at 10%DR.	5,855.4	2,767.9	932.3	-	-	-	17,881.3	20,294.3	**47,731.1**

หมายเหตุ : 1/ มูลค่าความสูญเสียในระบบไฟฟ้า ประกอบด้วย

มูลค่าความสูญเสียพลังไฟฟ้า = **5,910.45** บาทต่อกิโลวัตต์-ปี

มูลค่าความสูญเสียพลังงานไฟฟ้า = **1.2327** บาทต่อหน่วย

ตารางที่ 2
ค่าใช้จ่ายของทางเลือกที่ 2

หน่วย : ล้านบาท

ปี	ค่าก่อสร้าง		ค่าปฏิบัติการและบำรุงรักษา	ความสูญเสียในระบบ		มูลค่าความสูญเสียในระบบ		รวมค่าใช้จ่าย
	สายส่ง	สถานีไฟฟ้าแรงสูง		ค่าสูญเสียพลังไฟฟ้า (เมกะวัตต์)	ค่าสูญเสียพลังงานไฟฟ้า (ล้านหน่วย)	ค่าสูญเสียพลังไฟฟ้า	ค่าสูญเสียพลังงานไฟฟ้า	
2549								
2550								
2551	6.2	117.7						123.9
2552	90.1	103.6						193.7
2553	3,782.3	326.5						4,108.8
2554	3,892.5	4,491.9						8,384.4
2555	1,227.7	785.9						2,013.6
2556			206.5	**454.9**	2,474.8	2,688.7	3,050.7	5,945.9
2557			206.5	**521.6**	2,838.9	3,082.9	3,499.6	6,788.9
2558			206.5	*566.7*	3,085.1	3,349.5	3,803.0	7,358.9
2559			206.5	**611.8**	3,329.1	3,616.0	4,103.8	7,926.3
2560			206.5	611.8	3,329.1	3,616.0	4,103.8	7,926.3
2561			206.5	611.8	3,329.1	3,616.0	4,103.8	7,926.3
2562			206.5	611.8	3,329.1	3,616.0	4,103.8	7,926.3
2563			206.5	611.8	3,329.1	3,616.0	4,103.8	7,926.3
2564			206.5	611.8	3,329.1	3,616.0	4,103.8	7,926.3
2565			206.5	611.8	3,329.1	3,616.0	4,103.8	7,926.3
2566			206.5	611.8	3,329.1	3,616.0	4,103.8	7,926.3
2567			206.5	611.8	3,329.1	3,616.0	4,103.8	7,926.3
2568			206.5	611.8	3,329.1	3,616.0	4,103.8	7,926.3
2569			206.5	611.8	3,329.1	3,616.0	4,103.8	7,926.3
2570			206.5	611.8	3,329.1	3,616.0	4,103.8	7,926.3
2571			206.5	611.8	3,329.1	3,616.0	4,103.8	7,926.3
2572			206.5	611.8	3,329.1	3,616.0	4,103.8	7,926.3
2573			206.5	611.8	3,329.1	3,616.0	4,103.8	7,926.3
2574			206.5	611.8	3,329.1	3,616.0	4,103.8	7,926.3
2575			206.5	611.8	3,329.1	3,616.0	4,103.8	7,926.3
2576			206.5	611.8	3,329.1	3,616.0	4,103.8	7,926.3
2577			206.5	611.8	3,329.1	3,616.0	4,103.8	7,926.3
2578			206.5	611.8	3,329.1	3,616.0	4,103.8	7,926.3
2579			206.5	611.8	3,329.1	3,616.0	4,103.8	7,926.3
2580	-3,374.6		206.5	611.8	3,329.1	3,616.0	4,103.8	4,551.8
รวม	5,624.3	5,825.6	5,162.5	-	-	88,673.3	100,637.6	205,923.3
P.V. at 10%DR.	5,590.3	3,630.8	1,058.1	-	-	17,689.9	20,077.1	**48,046.3**

หมายเหตุ : 1/ มูลค่าความสูญเสียในระบบไฟฟ้า ประกอบด้วย

มูลค่าความสูญเสียพลังไฟฟ้า = **5,910.45** บาทต่อกิโลวัตต์-ปี

มูลค่าความสูญเสียพลังงานไฟฟ้า = **1.2327** บาทต่อหน่วย

ตารางที่ 3
ค่าใช้จ่ายของทางเลือกที่ 3

หน่วย : ล้านบาท

ปี	ค่าก่อสร้าง		ค่าปฏิบัติการและบำรุงรักษา	ความสูญเสียในระบบ		มูลค่าความสูญเสียในระบบ		รวมค่าใช้จ่าย
	สายส่ง	สถานีไฟฟ้าแรงสูง		ค่าสูญเสียพลังไฟฟ้า (เมกะวัตต์)	ค่าสูญเสียพลังงานไฟฟ้า (ล้านหน่วย)	ค่าสูญเสียพลังไฟฟ้า	ค่าสูญเสียพลังงานไฟฟ้า	
2006								
2007								
2008	16.1	117.7						133.8
2009	381.1	101.5						482.6
2010	6,200.5	278.7						6,479.2
2011	6,001.6	3,215.7						9,217.3
2012	1,178.8	573.4						1,752.2
2013		406.3	223.5	**459.7**	2,500.9	2,717.0	3,082.9	6,429.8
2014		98.3	223.5	**521.6**	2,838.9	3,082.9	3,499.6	6,904.3
2015			233.6	*567.4*	3,088.6	3,353.3	3,807.3	7,394.2
2016			233.6	**613.1**	3,336.2	3,623.7	4,112.6	7,969.9
2017			233.6	613.1	3,336.2	3,623.7	4,112.6	7,969.9
2018			233.6	613.1	3,336.2	3,623.7	4,112.6	7,969.9
2019			233.6	613.1	3,336.2	3,623.7	4,112.6	7,969.9
2020			233.6	613.1	3,336.2	3,623.7	4,112.6	7,969.9
2021			233.6	613.1	3,336.2	3,623.7	4,112.6	7,969.9
2022			233.6	613.1	3,336.2	3,623.7	4,112.6	7,969.9
2023			233.6	613.1	3,336.2	3,623.7	4,112.6	7,969.9
2024			233.6	613.1	3,336.2	3,623.7	4,112.6	7,969.9
2025			233.6	613.1	3,336.2	3,623.7	4,112.6	7,969.9
2026			233.6	613.1	3,336.2	3,623.7	4,112.6	7,969.9
2027			233.6	613.1	3,336.2	3,623.7	4,112.6	7,969.9
2028			233.6	613.1	3,336.2	3,623.7	4,112.6	7,969.9
2029			233.6	613.1	3,336.2	3,623.7	4,112.6	7,969.9
2030			233.6	613.1	3,336.2	3,623.7	4,112.6	7,969.9
2031			233.6	613.1	3,336.2	3,623.7	4,112.6	7,969.9
2032			233.6	613.1	3,336.2	3,623.7	4,112.6	7,969.9
2033			233.6	613.1	3,336.2	3,623.7	4,112.6	7,969.9
2034			233.6	613.1	3,336.2	3,623.7	4,112.6	7,969.9
2035			233.6	613.1	3,336.2	3,623.7	4,112.6	7,969.9
2036			233.6	613.1	3,336.2	3,623.7	4,112.6	7,969.9
2037	-5,166.8	-40.4	233.6	613.1	3,336.2	3,623.7	4,112.6	2,762.7
Total	8,611.3	4,751.2	5,820.1	-	-	88,874.6	100,866.0	208,923.3
P.V. at 10%DR.	8,657.4	2,936.5	1,187.1	-	-	17,734.7	20,127.9	**50,643.6**

หมายเหตุ : 1/ มูลค่าความสูญเสียในระบบไฟฟ้า ประกอบด้วย

มูลค่าความสูญเสียพลังไฟฟ้า = **5,910.45** บาทต่อกิโลวัตต์-ปี

มูลค่าความสูญเสียพลังงานไฟฟ้า = **1.2327** บาทต่อหน่วย

ภาคผนวก 2

รายละเอียดผลการวิเคราะห์ผลตอบแทนการลงทุน

ตารางที่ 1

ผลการศึกษาผลตอบแทนทางด้านเศรษฐศาสตร์ (EIRR)

(Economic Cost)

หน่วย : ล้านบาท

ปี		ค่าใช้จ่าย							รวม	ผลประโยชน์ตอบแทน		ผลกำไรสุทธิ
		ค่าก่อสร้าง		ค่าปฏิบัติการและบำรุงรักษา	ค่าซื้อไฟฟ้าจากโครงการ					ราคาขายส่งไฟฟ้าเฉลี่ย (บาทต่อหน่วย)	รายได้	
		สายส่ง	สถานีไฟฟ้าแรงสูง		พลังงานไฟฟ้าเบื้องต้น		พลังงานไฟฟ้าเพิ่มเติม					
					ราคาฐาน ปี 2549	ค่าซื้อไฟฟ้า	ราคาฐาน ปี 2549	ค่าซื้อไฟฟ้า				
	2549											
	2550											
	2551	9.6	85.6						95.2			-95.2
	2552	299.9	69.9						369.8			-369.8
	2553	4,256.7	229.8						4,486.5			-4,486.5
	2554	3,938.5	3,459.2						7,397.7			-7,397.7
	2555	799.0	601.9						1,400.9			-1,400.9
1	2556			182.0	1.6452	6,044.3	0.3800	202.9	6,429.2	2.0367	8,570.6	2,141.4
2	2557			182.0	1.6019	5,885.4	0.3700	197.6	6,265.0	2.0012	8,421.0	2,156.1
3	2558			182.0	1.5613	5,736.3	0.3607	192.6	6,110.8	1.9413	8,169.1	2,058.3
4	2559			182.0	1.5217	5,590.9	0.3515	187.7	5,960.6	1.8629	7,839.0	1,878.5
5	2560			182.0	1.5217	5,590.9	0.3515	187.7	5,960.6	1.8629	7,839.0	1,878.5
6	2561			182.0	1.5217	5,590.9	0.3515	187.7	5,960.6	1.8629	7,839.0	1,878.5
7	2562			182.0	1.5217	5,590.9	0.3515	187.7	5,960.6	1.8629	7,839.0	1,878.5
8	2563			182.0	1.5217	5,590.9	0.3515	187.7	5,960.6	1.8629	7,839.0	1,878.5
9	2564			182.0	1.5217	5,590.9	0.3515	187.7	5,960.6	1.8629	7,839.0	1,878.5
10	2565			182.0	1.5217	5,590.9	0.3515	187.7	5,960.6	1.8629	7,839.0	1,878.5
11	2566			182.0	1.5217	5,590.9	0.3515	187.7	5,960.6	1.8629	7,839.0	1,878.5
12	2567			182.0	1.5217	5,590.9	0.3515	187.7	5,960.6	1.8629	7,839.0	1,878.5
13	2568			182.0	1.5217	5,590.9	0.3515	187.7	5,960.6	1.8629	7,839.0	1,878.5
14	2569			182.0	1.5217	5,590.9	0.3515	187.7	5,960.6	1.8629	7,839.0	1,878.5
15	2570			182.0	1.5217	5,590.9	0.3515	187.7	5,960.6	1.8629	7,839.0	1,878.5
16	2571			182.0	1.5217	5,590.9	0.3515	187.7	5,960.6	1.8629	7,839.0	1,878.5
17	2572			182.0	1.5217	5,590.9	0.3515	187.7	5,960.6	1.8629	7,839.0	1,878.5
18	2573			182.0	1.5217	5,590.9	0.3515	187.7	5,960.6	1.8629	7,839.0	1,878.5
19	2574			182.0	1.5217	5,590.9	0.3515	187.7	5,960.6	1.8629	7,839.0	1,878.5
20	2575			182.0	1.5217	5,590.9	0.3515	187.7	5,960.6	1.8629	7,839.0	1,878.5
21	2576			182.0	1.5217	5,590.9	0.3515	187.7	5,960.6	1.8629	7,839.0	1,878.5
22	2577			182.0	1.5217	5,590.9	0.3515	187.7	5,960.6	1.8629	7,839.0	1,878.5
23	2578			182.0	1.5217	5,590.9	0.3515	187.7	5,960.6	1.8629	7,839.0	1,878.5
24	2579			182.0	1.5217	5,590.9	0.3515	187.7	5,960.6	1.8629	7,839.0	1,878.5
25	2580	-3,488.9		182.0	1.5217	5,590.9	0.3515	187.7	2,471.7	1.8629	7,839.0	5,367.3
Total		5,814.8	4,446.4	4,549.1		140,665.5		4,722.7	160,198.5		197,619.2	37,420.6
P.V.at 10% DR.		**5,855.4**	**2,767.9**	**932.3**		**29,078.0**		**976.3**	**39,609.9**		**40,952.1**	**1,342.2**
											ผลตอบแทนทางด้านเศรษฐศาสตร์ (EIRR) =	**11.64%**

หมายเหตุ : 1/ ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่รับซื้อจากโครงการ

พลังงานไฟฟ้าเบื้องต้น = **3,674.00** ล้านหน่วยต่อปี

พลังงานไฟฟ้าเพิ่มเติม = **534.00** ล้านหน่วยต่อปี

2/ ค่าไฟฟ้าที่รับซื้อจากโครงการ

พลังงานไฟฟ้าเบื้องต้น = **2.02920** บาทต่อหน่วย

พลังงานไฟฟ้าเพิ่มเติม = **0.46873** บาทต่อหน่วย

3/ ราคาค่าไฟฟ้าขายเฉลี่ยของ กฟผ.นำมาจากผลการศึกษาประมาณการการลงทุนระยะยาวของ กฟผ.

ตารางที่ 2

ผลการศึกษาผลตอบแทนทางด้านการเงิน (FIRR)

(Financial Cost)

หน่วย : ล้านบาท

ปี		ค่าใช้จ่าย								ผลประโยชน์ตอบแทน		ผลกำไรสุทธิ
		ค่าก่อสร้าง		ค่าปฏิบัติการและบำรุงรักษา	ค่าซื้อไฟฟ้าจากโครงการ				รวม	ราคาขายส่งไฟฟ้าเฉลี่ย (บาทต่อหน่วย)	รายได้	
		สายส่ง	สถานีไฟฟ้าแรงสูง		พลังงานไฟฟ้าเบื้องต้น		พลังงานไฟฟ้าเพิ่มเติม					
					ราคาฐาน ปี 2549	ค่าซื้อไฟฟ้า	ราคาฐาน ปี 2549	ค่าซื้อไฟฟ้า				
	2549											
	2550											
	2551	9.6	85.6						95.2			-95.2
	2552	299.9	69.9						369.8			-369.8
	2553	4,281.6	233.3						4,514.9			-4,514.9
	2554	3,958.4	3,596.1						7,554.5			-7,554.5
	2555	799.0	601.9						1,400.9			-1,400.9
1	2556			185.2	1.6452	6,044.3	0.3800	202.9	6,432.5	2.0367	8,570.6	2,138.2
2	2557			185.2	1.6019	5,885.4	0.3700	197.6	6,268.2	2.0012	8,421.0	2,152.8
3	2558			185.2	1.5613	5,736.3	0.3607	192.6	6,114.1	1.9413	8,169.1	2,055.0
4	2559			185.2	1.5217	5,590.9	0.3515	187.7	5,963.8	1.8629	7,839.0	1,875.2
5	2560			185.2	1.5217	5,590.9	0.3515	187.7	5,963.8	1.8629	7,839.0	1,875.2
6	2561			185.2	1.5217	5,590.9	0.3515	187.7	5,963.8	1.8629	7,839.0	1,875.2
7	2562			185.2	1.5217	5,590.9	0.3515	187.7	5,963.8	1.8629	7,839.0	1,875.2
8	2563			185.2	1.5217	5,590.9	0.3515	187.7	5,963.8	1.8629	7,839.0	1,875.2
9	2564			185.2	1.5217	5,590.9	0.3515	187.7	5,963.8	1.8629	7,839.0	1,875.2
10	2565			185.2	1.5217	5,590.9	0.3515	187.7	5,963.8	1.8629	7,839.0	1,875.2
11	2566			185.2	1.5217	5,590.9	0.3515	187.7	5,963.8	1.8629	7,839.0	1,875.2
12	2567			185.2	1.5217	5,590.9	0.3515	187.7	5,963.8	1.8629	7,839.0	1,875.2
13	2568			185.2	1.5217	5,590.9	0.3515	187.7	5,963.8	1.8629	7,839.0	1,875.2
14	2569			185.2	1.5217	5,590.9	0.3515	187.7	5,963.8	1.8629	7,839.0	1,875.2
15	2570			185.2	1.5217	5,590.9	0.3515	187.7	5,963.8	1.8629	7,839.0	1,875.2
16	2571			185.2	1.5217	5,590.9	0.3515	187.7	5,963.8	1.8629	7,839.0	1,875.2
17	2572			185.2	1.5217	5,590.9	0.3515	187.7	5,963.8	1.8629	7,839.0	1,875.2
18	2573			185.2	1.5217	5,590.9	0.3515	187.7	5,963.8	1.8629	7,839.0	1,875.2
19	2574			185.2	1.5217	5,590.9	0.3515	187.7	5,963.8	1.8629	7,839.0	1,875.2
20	2575			185.2	1.5217	5,590.9	0.3515	187.7	5,963.8	1.8629	7,839.0	1,875.2
21	2576			185.2	1.5217	5,590.9	0.3515	187.7	5,963.8	1.8629	7,839.0	1,875.2
22	2577			185.2	1.5217	5,590.9	0.3515	187.7	5,963.8	1.8629	7,839.0	1,875.2
23	2578			185.2	1.5217	5,590.9	0.3515	187.7	5,963.8	1.8629	7,839.0	1,875.2
24	2579			185.2	1.5217	5,590.9	0.3515	187.7	5,963.8	1.8629	7,839.0	1,875.2
25	2580	-3,505.7		185.2	1.5217	5,590.9	0.3515	187.7	2,458.1	1.8629	7,839.0	5,380.9
Total		5,842.8	4,586.8	4,630.5		140,665.5		4,722.7	160,448.3		197,619.2	37,170.8
P.V.at 10% DR.		**5,883.9**	**2,855.3**	**949.0**		**29,078.0**		**976.3**	**39,742.5**		**40,952.1**	**1,209.7**
										ผลตอบแทนทางด้านเศรษฐศาสตร์ (FIRR) =		**11.47%**

หมายเหตุ : 1/ ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่รับซื้อจากโครงการ

พลังงานไฟฟ้าเบื้องต้น = 3,674.00 ล้านหน่วยต่อปี

พลังงานไฟฟ้าเพิ่มเติม = 534.00 ล้านหน่วยต่อปี

2/ ค่าไฟฟ้าที่รับซื้อจากโครงการ

พลังงานไฟฟ้าเบื้องต้น = 2.02920 บาทต่อหน่วย

พลังงานไฟฟ้าเพิ่มเติม = 0.46873 บาทต่อหน่วย

3/ ราคาค่าไฟฟ้าขายเฉลี่ยของ กฟผ.นำมาจากผลการศึกษาประมาณการการลงทุนระยะยาวของ กฟผ.