ด่วนที่สุด

ที่ พน ๐๖๐๐/ ๒๗๘๕

กระทรวงพลังงาน

ถนนพระราม ๑ กรุงเทพฯ ๑๐๓๓๐

๒๖ สิงหาคม ๒๕๔๗

เรื่อง มติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ครั้งที่ ๒/๒๕๔๗ (ครั้งที่ ๙๗)

เรียน เลขาธิการคณะรัฐมนตรี

สิ่งที่ส่งมาด้วย ๑. แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. ๒๕๔๗ - ๒๕๕๘ (PDP ๒๐๐๔)

๒. การกำกับดูแลกิจการไฟฟ้า

๓. ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่ใช้พลังงานหมุนเวียนตามนโยบาย Renewable Portfolio Standard (RPS)

ตามที่คณะรัฐมนตรีได้มีมติเมื่อวันที่ ๒๐ กรกฎาคม ๒๕๓๘ มอบอำนาจให้คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติสามารถพิจารณา มีมติและสั่งการในเรื่องนโยบายพลังงานแทนคณะรัฐมนตรีได้ แล้วให้คณะรัฐมนตรีทราบ

คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) ได้มีการประชุม ครั้งที่ ๒/๒๕๔๗ (ครั้งที่ ๙๗) ในวันที่ ๒๘ กรกฎาคม ๒๕๔๗ ได้พิจารณาและมีมติ จำนวน ๓ เรื่อง ดังนี้คือ

๑. แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. ๒๕๔๗ – ๒๕๕๘ (PDP ๒๐๐๔)

๒. การกำกับดูแลกิจการไฟฟ้า

๓. ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่ใช้พลังงานหมุนเวียนตามนโยบาย Renewable Portfolio Standard (RPS)

(รายละเอียดตามสิ่งที่ส่งมาด้วย)

จึงเรียนมาเพื่อโปรดพิจารณาบรรจุเป็นวาระการประชุมคณะรัฐมนตรีเพื่อให้คณะรัฐมนตรีพิจารณาให้ความเห็นชอบตามมติ กพช. ต่อไปด้วย จะขอบคุณยิ่ง

ขอแสดงความนับถือ

(นายพรหมินทร์ เลิศสุริย์เดช)

รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงาน

สำนักนโยบายและแผนพลังงาน

โทร ๐ ๒๖๑๒ - ๑๕๕๕ ต่อ ๔๑๑

โทรสาร ๐ ๒๖๑๒ - ๑๓๖๔

ขัดอยู่ในประเภทเรื่อง ฯ ที่เสนอคณะรัฐมนตรีได้โดยตรง

(นางสาวสิบพัน วนวิสุทธิ์)

ผู้อำนวยการสำนักบริหารการประชุมคณะรัฐมนตรี ปฏิบัติราชการแทน

เลขาธิการคณะรัฐมนตรี

มติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ครั้งที่ 2/2547 (ครั้งที่ 97)

คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติได้มีการประชุมครั้งที่ 2/2547 (ครั้งที่ 97) เมื่อวันที่ 28 กรกฎาคม 2547 เพื่อพิจารณาและมีมติเรื่องต่างๆ ซึ่งเห็นสมควรรายงานเสนอคณะรัฐมนตรีเพื่อพิจารณา และถือเป็นมติคณะรัฐมนตรี โดยมีรายละเอียด ดังนี้

เรื่องที่ 1. แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2547 – 2558 (PDP 2004)

มติของที่ประชุม

1. เห็นชอบในหลักการแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2547 - 2558 (PDP 2004) (เอกสารแนบวาระที่ 1) โดยเห็นชอบแนวทางการจัดหาไฟฟ้าก่อนปี 2554 ดังนี้

1.1 ให้ กฟผ. ดำเนินโครงการโรงไฟฟ้า 4 โรง ได้แก่ โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมสงขลา ชุดที่ 1 โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมพระนครใต้ ชุดที่ 3 โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมพระนครเหนือ ชุดที่ 1 และโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมบางปะกงชุดที่ 5 โดยรัฐบาลไม่ค้ำประกันการก่อหนี้ และให้มีการแยกบัญชีการเงินของโครงการดังกล่าวจากบัญชีการเงินของ กฟผ. อย่างชัดเจน ทั้งนี้ต้นทุนการจัดหาไฟฟ้าภายใต้โครงการดังกล่าวจะต้องไม่สูงกว่าโรงไฟฟ้าเอกชนที่มีขนาดใกล้เคียงกัน

1.2 เห็นชอบให้บริษัท กัลฟ์ เพาเวอร์ เจนเนอเรชั่น จำกัด ขยายขนาดกำลังการผลิตไฟฟ้าโครงการโรงไฟฟ้าแก่งคอย 2 จาก 734 เมกะวัตต์ เป็น 1,468 เมกะวัตต์ โดยโรงไฟฟ้าหน่วยแรกมีกำหนดการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบในเดือนมีนาคม 2550 ทั้งนี้ บริษัทจะยกเลิกการเรียกร้องค่าเสียหายจากการกระทำของหน่วยงานรัฐ (GFM) และการเรียกร้องเงินที่ลงทุนไปแล้วภายใต้โครงการโรงไฟฟ้าบ่อนอก และมอบหมายให้ กฟผ. นำโครงการดังกล่าวบรรจุในแผน PDP แทนโรงไฟฟ้าใหม่ในปี 2550

1.3 มอบหมายให้หน่วยงานที่เกี่ยวข้องดำเนินการ ดังนี้

1.3.1 ให้ กฟผ. และ ปตท. รายงานความคืบหน้าโครงการก่อสร้างท่อส่งก๊าซธรรมชาติและการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมสงขลาทุก 3 เดือน ซึ่งหากโครงการดังกล่าวมีความล่าช้า ไม่สามารถดำเนินการได้ตามเป้าหมายให้เร่งพิจารณาการจัดหาไฟฟ้าในภาคใต้ โดยพิจารณานำโครงการขยายโรงไฟฟ้าขนอมขนาด 385 เมกะวัตต์ ในปี 2550 มาทดแทน

1.3.2 ให้ กฟผ. ดำเนินการ ดังนี้

(1) จัดทำแผนการบำรุงรักษาโรงไฟฟ้า โดยให้งดเว้นการหยุดซ่อมบำรุงรักษาในช่วงที่ระบบมีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูง เพื่อให้มั่นใจว่ามีไฟฟ้าเพียงพอต่อความต้องการในช่วงปี 2549 - 2550

(2) รายงานความคืบหน้าผลการทดสอบการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสำรองของผู้เข้าร่วมโครงการ ตามนโยบาย Peak Cut

(3) ทำการศึกษาแนวทางการจัดหาไฟฟ้าในภาคใต้ โดยพิจารณาการปรับปรุงประสิทธิภาพและขยายขนาดโรงไฟฟ้าขนอมจาก 150 เมกะวัตต์ เป็น 385 เมกะวัตต์ เป็นทางเลือก พร้อมทั้งศึกษาต้นทุนและความเป็นไปได้ในการขยายโครงการดังกล่าวเพิ่มเติมเป็น 700 เมกะวัตต์ ในอนาคต

(รายละเอียดตามสิ่งที่ส่งมาด้วย 1)

เรื่องที่ 2. การกำกับดูแลกิจการไฟฟ้า

<u>มติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ</u>

1. เห็นชอบร่างระเบียบคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติว่าด้วยการสรรหาและจัดตั้งคณะกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้า

2. เห็นชอบแนวทางการดำเนินการขออนุมัติค่าตอบแทนของกรรมการจากเงินงบประมาณของรัฐ

3 เห็นชอบในหลักการให้จัดตั้งคณะกรรมการยกร่างพระราชบัญญัติการประกอบกิจการไฟฟ้า โดยมอบหมายให้กระทรวงพลังงานรับไปดำเนินการต่อไป

(รายละเอียดตามสิ่งที่ส่งมาด้วย 2)

เรื่องที่ 3. ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่ใช้พลังงานหมุนเวียนตามนโยบาย Renewable Portfolio Standard (RPS)

คณะรัฐมนตรีเมื่อวันที่ 2 กันยายน 2546 ได้มีมติเห็นชอบยุทธศาสตร์พลังงานเพื่อการแข่งขันของประเทศ โดยในส่วนการพัฒนาพลังงานทดแทนอย่างยั่งยืนได้มีการกำหนดเป้าหมายสัดส่วนของการใช้พลังงานทดแทนให้เพิ่มขึ้นจากร้อยละ 0.5 ของการใช้พลังงานภายในประเทศในปัจจุบันเป็นร้อยละ 8 ภายในปี 2554 คณะกรรมการดำเนินงานด้านพลังงานทดแทน กระทรวงพลังงาน จึงได้เห็นชอบนโยบาย RPS โดยกำหนดให้สัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนต่อการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานฟอสซิลที่ร้อยละ 5 ของกำลังผลิตโรงไฟฟ้าใหม่ที่จะสร้างขึ้นตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ (PDP) และกำหนดให้มีคณะกรรมการกำกับดูแลโครงสร้างกิจการไฟฟ้าขึ้น พร้อมทั้งให้ยกร่างระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กเฉพาะการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนตามนโยบาย RPS ซึ่งประกอบด้วย 1) วัตถุประสงค์ของนโยบาย RPS 2) คุณสมบัติของผู้ผลิตไฟฟ้า ที่ต้องปฏิบัติตามระเบียบ 3) ลักษณะกระบวนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน 4) สัดส่วนพลังงานหมุนเวียน และ 5) ขั้นตอนและหลักการพิจารณารับซื้อไฟฟ้า

<u>มติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ</u>

เห็นชอบร่างระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กเฉพาะการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนตามนโยบาย RPS (ตามเอกสารแนบที่ 3.4)

(รายละเอียดตามสิ่งที่ส่งมาด้วย 3)

สิ่งที่ส่งมาด้วย ๑

แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย

พ.ศ. ๒๕๔๗ – ๒๕๕๘ (PDP ๒๐๐๔)

เรื่องที่ 1 **แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2547-2558 (PDP 2004)**

1. ความเป็นมา

แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า (PDP) เป็น "แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย" ที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) เป็นผู้จัดเตรียมแผนในเบื้องต้น สะท้อนถึงแนวทางการจัดหาไฟฟ้า ให้สอดคล้องกับความต้องการไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นในอนาคต เพื่อนำเสนอคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) และคณะรัฐมนตรีให้ความเห็นชอบ โดยรายละเอียดแต่ละโครงการภายใต้แผน PDP ที่ กฟผ. ดำเนินการเอง กฟผ. จะนำเสนอคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติพิจารณาอนุมัติเป็นรายโครงการตามขั้นตอนปกติ

คณะอนุกรรมการการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าในเดือนมกราคม 2547 ได้ปรับค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าใหม่ให้สอดคล้องกับภาวะเศรษฐกิจที่ขยายตัวเพิ่มขึ้น กฟผ. จึงได้นำค่าพยากรณ์ กรณีเศรษฐกิจขยายตัวปานกลางมาใช้เป็นฐานในการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า พ.ศ. 2547 - 2558 (PDP 2004) โดยมีสมมติฐานหลักในการจัดทำค่าพยากรณ์ฯ คือ อัตราการขยายตัวทางเศรษฐกิจเฉลี่ยร้อยละ 6.37 ระหว่างปี 2546-2549 และเฉลี่ยร้อยละ 6.5 ในช่วงแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติฉบับที่ 10 และ 11 โดยได้คำนึงถึงการดำเนินการตามนโยบายของรัฐบาล ให้นำเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลที่ติดตั้งตามโรงงานอุตสาหกรรมและธุรกิจขนาดใหญ่มาเดินเครื่องในช่วงความต้องการไฟฟ้าสูงสุดของปี (Peak Cut) ซึ่งลดความต้องการพลังไฟฟ้าปริมาณ 500 เมกะวัตต์ ตั้งแต่ปี 2549 เป็นต้นไป

คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติในการประชุมครั้งที่ 2/2547 (ครั้งที่ 97) เมื่อวันที่ 28 กรกฎาคม 2547 ได้เห็นชอบในหลักการแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย (พ.ศ. 2547 - 2558) มีรายละเอียดสรุปได้ ดังนี้

2. สาระสำคัญของแผน

2.1 ***แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าภาคใต้*** : ในปี 2546 ภาคใต้มีการใช้ไฟฟ้าสูงสุด 1,454 เมกะวัตต์ ในขณะที่มีกำลังผลิตไฟฟ้าพร้อมจ่ายภายในภาคใต้เพียง 1,281 เมกะวัตต์ ทั้งนี้คาดว่าความต้องการไฟฟ้าในภาคใต้จะเพิ่มขึ้นเฉลี่ย 128 เมกะวัตต์ และ 155 เมกะวัตต์ต่อปี ระหว่างปี 2547 - 2549 และ 2550 - 2554 ตามลำดับ แผน PDP มีแนวทางการจัดหาไฟฟ้าในภาคใต้ ดังนี้ (1) ก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมที่สงขลา ขนาด 700 เมกะวัตต์ ให้แล้วเสร็จในปี 2551 (2) ก่อสร้างสายส่ง 230 กิโลโวลต์ บางสะพาน 1 – ชุมพร – สุราษฎร์ธานี ให้แล้วเสร็จภายในปี 2550

2.2 ***แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าภาคตะวันออกเฉียงเหนือ*** : ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของภาคตะวันออกเฉียงเหนือในปี 2546 มีค่าสูงสุด 2,044 เมกะวัตต์ และคาดว่าจะเพิ่มขึ้นโดยเฉลี่ย 161 และ 196 เมกะวัตต์ต่อปี ระหว่างปี 2547-2549 และ 2550-2554 ตามลำดับ แผน PDP มีแนวทางการจัดหาไฟฟ้าในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ดังนี้ (1) ปรับปรุงสายส่ง 230 กิโลโวลต์ สระบุรี 2 – ลำตะคอง – นครราชสีมา 2 ให้แล้วเสร็จภายในปี 2550 (2) ดำเนินการรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำน้ำเทิน 2 ให้แล้วเสร็จในปี 2552 (3) ก่อสร้างสายส่ง 500 กิโลโวลต์ ท่าตะโก – ชัยภูมิ 2 – อุดรธานี 3 ให้แล้วเสร็จภายในปี 2554

2.3 ***แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้ารวม*** : (1) ก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่ขนาด 700 เมกะวัตต์ ให้แล้วเสร็จในปี 2550 (2) กฟผ. ก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังพลังความร้อนร่วมขนาด 700 เมกะวัตต์ ให้แล้วเสร็จดังนี้ โรงไฟฟ้าสงขลาแล้วเสร็จในปี 2551 โรงไฟฟ้าพระนครใต้แล้วเสร็จในปี 2552 โรงไฟฟ้าพระนครเหนือแล้วเสร็จในปี 2552 และโรงไฟฟ้าบางปะกงแล้วเสร็จในปี 2553 (3) โรงไฟฟ้าใหม่ที่เกิดขึ้นในช่วงปี 2554 – 2558 มีจำนวน 18 โรงไฟฟ้า (12,600 เมกะวัตต์) โดยในแผนหลักใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง อย่างไรก็ตาม กฟผ. ได้จัดทำแผนสำรอง โดยใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง ซึ่งรวมถึงการนำโรงไฟฟ้าพลังน้ำจากประเทศเพื่อนบ้านมาประกอบการพิจารณาด้วย (4) ได้รวมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (RPS) สำหรับโรงไฟฟ้าใหม่ในช่วงปี 2554-2558 ประมาณ 630 เมกะวัตต์ (5) ปรับปรุงเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำที่ใช้งานมานาน ประกอบด้วย เขื่อนอุบลรัตน์ เขื่อนสิรินธร เขื่อนจุฬาภรณ์ เขื่อนน้ำพุง และเขื่อนแก่งกระจาน

2.4 ***แผนหลักและแผนสำรอง*** : กฟผ. ได้จัดทำแผนหลักและแผนสำรอง โดยแผนหลักกำหนดให้มีการใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าในสัดส่วนร้อยละ 81 ในปี 2558 ในขณะที่แผนสำรองกำหนดให้มีการใช้ถ่านหินร้อยละ 35.3 และก๊าซธรรมชาติร้อยละ 50.2 ในปี 2558 ซึ่งการดำเนินการตามแผนหลักและแผนสำรองจะมีการลงทุนในกิจการไฟฟ้าระหว่างปี 2545-2554 จำนวน 512,976 ล้านบาท และ 663,778 ล้านบาท ตามลำดับ

2.5 ***กำลังการผลิตสำรอง*** : กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองต่ำสุดจะลดลงจากร้อยละ 26.8 ในปี 2547 เหลือร้อยละ 13.7 ในปี 2549 และอยู่ในระดับประมาณร้อยละ 15 จนสิ้นสุดแผน

2.6 ***แผนการลงทุน*** : การลงทุนในแผน PDP 2004 ในแผนหลักแบ่งออกเป็น 2 ส่วน คือ การผลิตไฟฟ้าและระบบส่งไฟฟ้า โดย กฟผ. จะมีการลงทุนในกิจการผลิตไฟฟ้า 204,923 ล้านบาท และระบบส่งไฟฟ้า 207,717 ล้านบาท รวม จำนวน 412,640 ล้านบาท และจะมีการลงทุนในกิจการไฟฟ้ารวมทั้งสิ้น 512,976 ล้านบาท ระหว่างปี 2545 - 2554

2.7 กฟผ. จะก่อสร้างโรงไฟฟ้า 4 โรง ก่อนปี 2553 มีต้นทุนการผลิตไฟฟ้าเฉลี่ยตลอดอายุโครงการดังนี้ (1) โรงไฟฟ้าสงขลา ชุดที่ 1 (1.60 บาท/หน่วย) (2) โรงไฟฟ้าพระนครใต้ (1.67 บาท/หน่วย) (3) โรงไฟฟ้าพระนครเหนือ (1.69 บาท/หน่วย) (4) โรงไฟฟ้าบางปะกง (1.70 บาท/หน่วย) ทั้งนี้ ยังไม่สามารถเปรียบเทียบกับค่าไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนได้ เนื่องจาก สมมติฐานอัตราแลกเปลี่ยนแตกต่างกัน กฟผ. ไม่มีต้นทุนในการจัดหาที่ดินและการก่อสร้างสายส่ง

3. โครงการผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนบริษัท กัลฟ์ เพาเวอร์เจนเนอเรชั่น จำกัด (GPG)

3.1 จากค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าที่ กฟผ. ใช้เป็นฐานในการจัดทำแผนมีความจำเป็นต้องสร้างโรงไฟฟ้าขนาด 700 เมกะวัตต์ จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบในเดือนมีนาคม 2550 ซึ่งหากโรงไฟฟ้าดังกล่าวก่อสร้างไม่แล้วเสร็จทันกำหนดจะทำให้กำลังการผลิตสำรองต่ำสุดในปี 2550 อยู่ในระดับต่ำกว่าร้อยละ 15

3.2 บริษัท กัลฟ์ เพาเวอร์เจนเนอเรชั่น จำกัด (GPG) ได้เสนอการขยายกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าแก่งคอย จ. สระบุรี จาก 734 เมกะวัตต์ เป็น 1,468 เมกะวัตต์ โดยมีข้อเสนอราคาไฟฟ้าเฉลี่ยตลอดอายุโครงการ ณ ระดับ 1.685 บาท/หน่วย ซึ่งต่ำกว่าอัตราค่าไฟฟ้าของบริษัท ยูเนียน เพาเวอร์ดีเวลลอปเม้นท์ ณ ระดับ 1.714 บาท/หน่วย ทั้งนี้ บริษัทจะยกเลิกการเรียกร้องค่าเสียหายที่เกิดจากการกระทำของหน่วยงานรัฐ (GFM) และจะไม่เรียกร้องค่าเสียหายจากเงินที่ได้ลงทุนไปแล้วในโครงการบ่อนอก

3.3 กระทรวงพลังงานพิจารณาแล้ว เห็นว่าการให้บริษัท GPG สามารถขยายกำลังการผลิตจะทำให้ระดับกำลังการผลิตสำรองเป็นไปตามเกณฑ์ที่กำหนดในปี 2550 ตลอดจนราคาเสนอขายไฟฟ้าต่ำกว่าโครงการผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายอื่นในขนาดใกล้เคียงกัน นอกจากนี้ภาครัฐจะได้ประโยชน์จากการที่บริษัทถอนการเรียกร้องค่าเสียหายจาก GFM

4. การจัดหาไฟฟ้าในภาคใต้

4.1 แผน PDP 2003 กำหนดให้มีการปรับปรุงประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าขนอมโดยเปลี่ยนจากโรงไฟฟ้าพลังความร้อน ขนาด 75 เมกะวัตต์ 2 เครื่อง เป็นโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมซึ่งมีประสิทธิภาพสูงกว่าขนาด 385 เมกะวัตต์ ในปี 2550 โดยใช้ก๊าซธรรมชาติในปริมาณใกล้เคียงกับในปัจจุบัน

4.2 ในการจัดทำแผน PDP 2004 กฟผ. ได้ทบทวนแนวทางการจัดหาไฟฟ้าใหม่ เนื่องจาก (1) จะมีการก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่ ขนาด 700 เมกะวัตต์ จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบในปี 2550 (2) มีการปรับปรุงสายส่งบางสะพาน1-ชุมพร-สุราษฎร์ธานี จาก 115 กิโลโวลต์ เป็น 230 กิโลโวลต์ (3) มีการก่อสร้างโรงไฟฟ้าขนาด 700 เมกะวัตต์ ณ จังหวัดสงขลาในปี 2551 อย่างไรก็ตาม หากการดำเนินการก่อสร้างโรงไฟฟ้าที่สงขลามี

ความล่าช้า จะส่งผลกระทบต่อความมั่นคงในการจ่ายไฟฟ้าในภาคใต้ การพิจารณาขยายโรงไฟฟ้าขนอมจะเป็นทางเลือกหนึ่งในการจัดหาไฟฟ้าในภาคใต้

4.3 บริษัทผลิตไฟฟ้า จำกัด (มหาชน) ได้เสนอให้มีการปรับปรุงประสิทธิภาพและขยายโรงไฟฟ้าขนอมจาก 150 เมกะวัตต์ เป็น 385 เมกะวัตต์ โดยใช้ก๊าซธรรมชาติในปริมาณเท่าเดิม ดังนี้ (1) โรงไฟฟ้าพร้อมเดินเครื่องจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบได้ภายในต้นปี 2550 หากเริ่มดำเนินการก่อสร้างภายในเดือนมกราคม 2548 (2) กฟผ. จะสามารถประหยัดต้นทุนค่าเชื้อเพลิงจากการผลิตไฟฟ้า คิดเป็นมูลค่าปัจจุบันประมาณ 3,000 ล้านบาท (3) ลดปัญหาสิ่งแวดล้อมในพื้นที่ใกล้เคียง โดยไม่ต้องลงทุนเพิ่มเติมในการสร้างท่อก๊าซฯ หรือสายส่งไฟฟ้า (4) บริษัทฯได้จัดทำรายงานการศึกษาผลกระทบสิ่งแวดล้อม และได้สำรวจความคิดเห็นของประชาชนในพื้นที่แล้ว

4.4 กระทรวงพลังงาน เห็นควรให้ กฟผ. จัดทำรายงานความคืบหน้าการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมสงขลาชุดที่ 1 เสนอต่อกระทรวงพลังงานทุก 3 เดือน และหากโครงการดังกล่าวไม่สามารถดำเนินงานได้ตามแผนภายหลัง 6 เดือน ให้พิจารณานำโครงการขยายโรงไฟฟ้าขนอมมาบรรจุในแผน PDP ต่อไป

<u>มติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ</u>

1. เห็นชอบในหลักการแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2547-2558 (PDP 2004) (เอกสารแนบวาระที่ 1) โดยเห็นชอบแนวทางการจัดหาไฟฟ้าก่อนปี 2554 ดังนี้

1.1 ให้ กฟผ. ดำเนินโครงการโรงไฟฟ้า 4 โรง ได้แก่ โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมสงขลา ชุดที่ 1 โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมพระนครใต้ ชุดที่ 3 โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมพระนครเหนือ ชุดที่ 1และโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมบางปะกงชุดที่ 5 โดยรัฐบาลไม่ค้ำประกันการก่อหนี้ และให้มีการแยกบัญชีการเงินของโครงการดังกล่าวจากบัญชีการเงินของ กฟผ. อย่างชัดเจน ทั้งนี้ต้นทุนการจัดหาไฟฟ้าภายใต้โครงการดังกล่าวจะต้องไม่สูงกว่าโรงไฟฟ้าเอกชนที่มีขนาดใกล้เคียงกัน

1.2 เห็นชอบให้บริษัท กัลฟ์ เพาเวอร์ เจนเนอเรชั่น จำกัด ขยายขนาดกำลังการผลิตไฟฟ้าโครงการโรงไฟฟ้าแก่งคอย 2 จาก 734 เมกะวัตต์ เป็น 1,468 เมกะวัตต์ โดยโรงไฟฟ้าหน่วยแรกมีกำหนดการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบในเดือนมีนาคม 2550 ทั้งนี้ บริษัทจะยกเลิกการเรียกร้องค่าเสียหายจากการกระทำของหน่วยงานรัฐ (GFM) และการเรียกร้องเงินที่ลงทุนไปแล้วภายใต้โครงการโรงไฟฟ้าบ่อนอก และมอบหมายให้ กฟผ. นำโครงการดังกล่าวบรรจุในแผน PDP แทนโรงไฟฟ้าใหม่ในปี 2550

1.3 มอบหมายให้หน่วยงานที่เกี่ยวข้องดำเนินการ ดังนี้

1.3.1 ให้ กฟผ. และ ปตท. รายงานความคืบหน้าโครงการก่อสร้างท่อส่งก๊าซธรรมชาติและการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมสงขลาทุก 3 เดือน ซึ่งหากโครงการดังกล่าวมีความล่าช้า ไม่สามารถดำเนินการได้ตามเป้าหมายให้เร่งพิจารณาการจัดหาไฟฟ้าในภาคใต้ โดยพิจารณานำโครงการขยายโรงไฟฟ้าขนอมขนาด 385 เมกะวัตต์ ในปี 2550 มาทดแทน

1.3.2 ให้ กฟผ. ดำเนินการ ดังนี้

(1) จัดทำแผนการบำรุงรักษาโรงไฟฟ้า โดยให้งดเว้นการหยุดซ่อมบำรุงรักษาในช่วงที่ระบบมีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูง เพื่อให้มั่นใจว่ามีไฟฟ้าเพียงพอต่อความต้องการในช่วงปี 2549 - 2550

(2) รายงานความคืบหน้าผลการทดสอบการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสำรองของผู้เข้าร่วมโครงการ ตามนโยบาย Peak Cut

(3) ทำการศึกษาแนวทางการจัดหาไฟฟ้าในภาคใต้ โดยพิจารณาการปรับปรุงประสิทธิภาพและขยายขนาดโรงไฟฟ้าขนอมจาก 150 เมกะวัตต์ เป็น 385 เมกะวัตต์ เป็นทางเลือก พร้อมทั้งศึกษาต้นทุนและความเป็นไปได้ในการขยายโครงการดังกล่าวเพิ่มเติมเป็น 700 เมกะวัตต์ ในอนาคต

<u>ประเด็นเพื่อพิจารณา</u>

จะเห็นชอบตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติเมื่อวันที่ 28 กรกฎาคม 2547 หรือไม่

จึงเรียนมาเพื่อโปรดพิจารณา

สิ่งที่ส่งมาด้วย ๒

การกำกับดูแลกิจการไฟฟ้า

เรื่องที่ 2 **การกำกับดูแลกิจการไฟฟ้า**

1. ความเป็นมา

คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) ในการประชุมครั้งที่ 1/2547 (ครั้ง 96) เมื่อวันที่ 22 เมษายน 2547 ได้พิจารณาเรื่องการจัดตั้งคณะกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้า และมีมติเห็นชอบการจัดตั้งคณะกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้าโดยใช้พระราชบัญญัติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ พ.ศ. 2535 ในช่วงเปลี่ยนผ่าน โดยมอบหมายให้ฝ่ายเลขานุการฯ จัดทำรายละเอียดเพิ่มเติมในประเด็นการสรรหาและการจัดตั้งคณะกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้า ค่าตอบแทนของคณะกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้า พร้อมเพิ่มอำนาจหน้าที่การออกประกาศเชิญชวนการรับซื้อไฟฟ้า รวมทั้งเห็นชอบในหลักการให้ยกร่างพระราชบัญญัติการประกอบกิจการไฟฟ้าเพื่อให้การกำกับดูแลกิจการไฟฟ้ามีประสิทธิผลสูงสุดในระยะยาวต่อไป

(รายละเอียดปรากฏตามเอกสารแนบ 1)

คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ในการประชุมครั้งที่ 2/2547 (ครั้งที่ 97) เมื่อวันที่ 28 กรกฎาคม 2547 ได้เห็นชอบร่างระเบียบคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติว่าด้วยการสรรหาและจัดตั้งคณะกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้า และแนวทางดำเนินการขออนุมัติค่าตอบแทนของกรรมการจากเงินงบประมาณของรัฐเพื่อการจัดตั้งคณะกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้าในช่วงเปลี่ยนผ่าน รวมทั้งเห็นชอบในหลักการให้จัดตั้งคณะกรรมการยกร่างพระราชบัญญัติการประกอบกิจการไฟฟ้า โดยมอบหมายให้กระทรวงพลังงานรับไปดำเนินการต่อไป

2. การจัดตั้งคณะกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้า

2.1 ร่างระเบียบคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติว่าด้วยการสรรหาและจัดตั้งคณะกรรมการกำกับฯ

เพื่อดำเนินการตามมติ กพช. ข้างต้น กระทรวงพลังงานได้ยกร่างระเบียบคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติว่าด้วยการสรรหาและจัดตั้งคณะกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้า พ.ศ. 2547 (รายละเอียดปรากฏตามเอกสารแนบ 2) เพื่อสร้างความชัดเจนเกี่ยวกับประเด็นต่างๆ สามารถสรุปได้ดังนี้

2.1.1 ***ขอบเขตและหลักการของร่างระเบียบ:*** ร่างระเบียบการสรรหาและการจัดตั้งคณะกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้า กำหนดหลักเกณฑ์และวิธีการสรรหาและจัดตั้งคณะกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้า รวมทั้งกำหนดคุณสมบัติ อำนาจหน้าที่และค่าตอบแทนของกรรมการ ทั้งนี้เพื่อถ่ายโอนอำนาจที่เป็นของ กพช. ในส่วนที่เกี่ยวข้องกับการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้ามายังคณะกรรมการกำกับฯ และหลังจากมีการแปรรูปการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) จะมีการถ่ายโอนอำนาจบางส่วนจากพระราชบัญญัติการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย พ.ศ. 2511 มาเพิ่มเติม เพื่อสร้างความโปร่งใสในการกำกับดูแล ส่งเสริมการแข่งขันและการเพิ่มประสิทธิภาพในการดำเนินงาน

2.1.2 ***คณะกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้า***

(1) ให้จัดตั้งคณะกรรมการกำกับฯ โดยอาศัยอำนาจตามมาตรา 9 ของพระราชบัญญัติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ พ.ศ. 2535 ประกอบด้วยประธานกรรมการคนหนึ่งและกรรมการอื่นอีกห้าคน ทั้งนี้ผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงานเป็นกรรมการและเลขานุการโดยตำแหน่งในช่วงเปลี่ยนผ่าน

(2) กรรมการกำกับฯ ต้องเป็นผู้มีความรู้ และความเชี่ยวชาญ หรือมีประสบการณ์ไม่น้อยกว่า 10 ปี ในสาขาวิชาด้านพลังงาน เศรษฐศาสตร์ การเงิน การบัญชี กฎหมาย วิศวกรรมศาสตร์ วิทยาศาสตร์ การบริหารจัดการ หรือสาขาอื่นอันเป็นประโยชน์ต่อกิจการไฟฟ้า ทั้งนี้ การนับระยะเวลาในแต่ละสาขาวิชาชีพข้างต้นนำมารวมกันได้

(3) กรรมการกำกับฯ มีวาระการดำรงตำแหน่งคราวละสี่ปี และให้ดำรงตำแหน่งได้ไม่เกินสองวาระ

2.1.3 ***คุณสมบัติของกรรมการกำกับฯ:***

(1) มีสัญชาติไทย

(2) มีอายุไม่ต่ำกว่าสามสิบห้าปีบริบูรณ์ และไม่เกินเจ็ดสิบปีบริบูรณ์

(3) ไม่เป็นบุคคลล้มละลาย คนไร้ความสามารถ หรือคนเสมือนไร้ความสามารถ

(4) ไม่เคยได้รับโทษจำคุกโดยคำพิพากษาถึงที่สุดให้จำคุก เว้นแต่เป็นโทษสำหรับความผิดที่ได้กระทำโดยประมาทหรือความผิดลหุโทษ

(5) ไม่เป็นผู้ดำรงตำแหน่งของพรรคการเมือง สมาชิกสภาท้องถิ่น หรือผู้บริหารท้องถิ่น กรรมการหรือผู้ดำรงตำแหน่งซึ่งรับผิดชอบการบริหารพรรคการเมือง ที่ปรึกษาพรรคการเมือง หรือเจ้าหน้าที่พรรคการเมือง

(6) ไม่ดำรงตำแหน่งใด หรือเป็นหุ้นส่วนในห้างหุ้นส่วน บริษัท หรือองค์การที่ดำเนินธุรกิจหรือดำเนินการในกิจการด้านพลังงานไฟฟ้า และไม่ประกอบอาชีพหรือวิชาชีพอิสระอื่นใดที่มีส่วนได้เสียหรือมีผลประโยชน์ขัดแย้งไม่ว่าโดยตรง หรือโดยอ้อมกับการปฏิบัติหน้าที่ในตำแหน่งกรรมการ

*2.1.4 **การสรรหาและคัดเลือกคณะกรรมการกำกับฯ:*** ให้รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงานแต่งตั้งกรรมการสรรหาชุดหนึ่งจำนวนไม่น้อยกว่า 3 คน เพื่อคัดเลือกบุคคลที่มีความรู้ความเชี่ยวชาญหรือมีประสบการณ์ รวมทั้งคุณสมบัติของกรรมการข้างต้นเพื่อดำรงตำแหน่งประธานกรรมการและกรรมการผู้ทรงคุณวุฒิ หลังจากคณะกรรมการสรรหาได้คัดเลือกคณะกรรมการฯ แล้ว ให้รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงานเสนอรายชื่อผู้ได้รับคัดเลือกต่อ กพช. เพื่อพิจารณาให้ความเห็นชอบ

*2.1.5 **อำนาจหน้าที่ของคณะกรรมการกำกับฯ:***

(1) กำกับดูแลอัตราค่าบริการของผู้ประกอบกิจการไฟฟ้า ตามแนวทางและหลักเกณฑ์ วิธีการ และเงื่อนไขที่คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติกำหนด

(2) กำหนดมาตรการเพื่อส่งเสริมการแข่งขันและป้องกันการใช้อำนาจการผูกขาดในทางมิชอบ ตรวจสอบการดำเนินการของศูนย์ควบคุมระบบโครงข่ายไฟฟ้า รวมทั้งกำหนดวิธีการ และกำกับการแข่งขันการสร้างโรงไฟฟ้าใหม่

(3) กำกับ ดูแลการปฏิบัติงานของผู้ประกอบการกิจการไฟฟ้า โดยคำนึงถึง หลักธรรมาภิบาล การส่งเสริม และการเพิ่มประสิทธิภาพในกิจการไฟฟ้า

(4) กำหนดและกำกับดูแลมาตรฐานทางวิชาการและความปลอดภัยของการประกอบกิจการไฟฟ้า มาตรฐานและคุณภาพในการให้บริการ รวมทั้งมาตรการในการคุ้มครองผู้ใช้ไฟฟ้าและผู้ได้รับความเดือดร้อนเสียหายอันเนื่องมาจากการประกอบกิจการไฟฟ้า รวมถึงพิจารณาการร้องเรียน การอุทธรณ์ของผู้ใช้ไฟฟ้า ผู้ประกอบกิจการไฟฟ้า และผู้ได้รับความเดือดร้อนเสียหายอันเนื่องมาจากกิจการไฟฟ้า

(5) ให้คำแนะนำและเสนอแนะเกี่ยวกับการเชื่อมโยง การใช้บริการ การปฏิบัติการ การควบคุมระบบโครงข่ายไฟฟ้า และการซื้อขายไฟฟ้า

(6) จัดทำ และเสนอแนะการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า แผนการจัดหาไฟฟ้าและทางเลือกการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตกระแสไฟฟ้าทั้งในและต่างประเทศ และแผนการขยายระบบโครงข่ายไฟฟ้า

(7) วิเคราะห์ ตรวจสอบและประสานแผนการลงทุนในกิจการไฟฟ้า

(8) ออกประกาศเชิญชวนการรับซื้อไฟฟ้าและกำหนดหลักเกณฑ์และวิธีการในการประเมินและคัดเลือกข้อเสนอการรับซื้อไฟฟ้า รวมทั้งดำเนินการคัดเลือกผู้ผลิตไฟฟ้าตามหลักเกณฑ์วิธีการที่กำหนด

(9) ปฏิบัติการอื่นใดที่จำเป็นเกี่ยวกับการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้าหรือตามที่กำหนดไว้ในระเบียบนี้หรือกฎหมายอื่นที่ให้เป็นอำนาจหน้าที่ของคณะกรรมการ

2.1.6 ***สำนักงานคณะกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้า:*** ในช่วงเปลี่ยนผ่านที่ยังไม่มีการจัดตั้งสำนักงานคณะกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้า ให้สำนักงานนโยบายและแผนพลังงานทำหน้าที่เป็นฝ่ายเลขานุการคณะกรรมการฯ

2.1.7 ***ค่าตอบแทนของคณะกรรมการกำกับฯ:*** ให้ผู้ที่ได้รับการคัดเลือกดำรงตำแหน่งประธานและกรรมการผู้ทรงคุณวุฒิได้รับค่าตอบแทนในอัตรา.....บาทต่อเดือน โดยจะขออนุมัติเงินจากงบประมาณของรัฐ

2.3 **ค่าตอบแทนกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้า**

2.3.1 ***แหล่งที่มาของค่าตอบแทนกรรมการกำกับฯ*** : เห็นควรเสนอคณะรัฐมนตรีเพื่อพิจารณาอนุมัติค่าตอบแทนของกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้าจากเงินงบประมาณของรัฐ หลังจากนั้นนำมติดังกล่าวทำความตกลงกับกระทรวงการคลังให้สามารถนำเงินงบประมาณมาใช้เป็นค่าตอบแทนกรรมการฯ โดยในปี 2547 ให้ขออนุมัติเงินค่าตอบแทนจากงบกลางไปก่อน และสำหรับปี 2548 ให้พิจารณาขออนุมัติเงินดังกล่าวจากงบประมาณของรัฐ เนื่องจากแนวทางนี้มีความชัดเจนและความโปร่งใสมากที่สุด

2.3.2 ***อัตราค่าตอบแทนกรรมการกำกับฯ:*** ให้กรรมการกำกับฯ ได้รับค่าตอบแทนในอัตรา 200,000 บาทต่อเดือน ประธานกรรมการจะได้รับค่าตอบแทนสูงกว่ากรรมการฯ ทั่วไปร้อยละ 20 ทั้งนี้กำหนดให้มีการประชุมอย่างน้อยเดือนละ 1 ครั้ง อัตราค่าตอบแทนกรรมการฯ ข้างต้นอ้างอิงกับอัตราผู้เชี่ยวชาญพิเศษระดับสากล (World Class) ตามระเบียบสำนักนายกรัฐมนตรีว่าด้วยพนักงานราชการ พ.ศ. 2547 เนื่องจากค่าตอบแทนคณะกรรมการและอนุกรรมการอื่นที่ได้รับเงินสมนาคุณรายเดือน จะมีอัตราอยู่ในช่วง 2,000 - 20,000 บาท ซึ่งอัตราดังกล่าวอาจไม่สูงพอที่จะจูงใจให้ผู้มีประสบการณ์และความสามารถมาดำรงตำแหน่งนี้ได้ อีกทั้ง กรรมการกำกับฯ จะต้องไม่มีส่วนได้เสียกับการปฏิบัติหน้าที่ในตำแหน่ง

2.3.3 ***งบประมาณค่าตอบแทนกรรมการกำกับฯ:*** เพื่อให้ประธานกรรมการและกรรมการได้รับค่าตอบแทนตามข้อ 2.3.2 จะต้องขออนุมัติเงินจากงบประมาณของรัฐ ดังนี้

ตารางสรุปค่าตอบแทนประธานกรรมการและกรรมการ 6 ท่าน (หน่วย : บาท)

รายการ	ปีงบประมาณ 2547 (ช่วงสิงหาคม – กันยายน)	ปีงบประมาณ 2548
กรรมการ	2,400,000	14,400,000
ประธานกรรมการ	480,000	2,880,000
รวม	**2,880,000**	**17,280,000**

หมายเหตุ: คณะกรรมการกำกับฯ มีการประชุมอย่างน้อยเดือนละ 1 ครั้ง

3. **การยกร่างพระราชบัญญัติการประกอบกิจการไฟฟ้า**

เพื่อดำเนินการตามมติ กพช. เมื่อวันที่ 22 เมษายน 2547 ซึ่งเห็นชอบในหลักการให้ยกร่างพระราชบัญญัติการประกอบกิจการไฟฟ้า กระทรวงพลังงานเห็นควรให้มีการจัดตั้งคณะกรรมการยกร่างพระราชบัญญัติการประกอบกิจการไฟฟ้าเพื่อดำเนินการยกร่างพระราชบัญญัติการประกอบกิจการไฟฟ้า ส่งผลให้การกำกับดูแลกิจการไฟฟ้ามีประสิทธิผลสูงสุดในระยะยาวต่อไป

<u>มติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ</u>

1. เห็นชอบร่างระเบียบคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติว่าด้วยการสรรหาและจัดตั้งคณะกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้า

2. เห็นชอบแนวทางการดำเนินการขออนุมัติค่าตอบแทนของกรรมการจากเงินงบประมาณของรัฐเพื่อการจัดตั้งคณะกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้าในช่วงเปลี่ยนผ่าน โดยในปี 2547 ให้ขออนุมัติเงินจากงบกลาง จำนวน 2,880,000 บาท (สองล้านแปดแสนแปดหมื่นบาทถ้วน) และสำหรับปี 2548 ให้พิจารณาขออนุมัติเงินค่าตอบแทนกรรมการจากงบประมาณของรัฐจำนวน 17,280,000 บาท (สิบเจ็ดล้านสองแสนแปดหมื่นบาทถ้วน) รายละเอียดตามข้อ 2.3

3 เห็นชอบในหลักการให้จัดตั้งคณะกรรมการยกร่างพระราชบัญญัติการประกอบกิจการไฟฟ้า โดยมอบหมายให้กระทรวงพลังงานรับไปดำเนินการต่อไป

ประเด็นเพื่อพิจารณา

จะเห็นชอบตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติหรือไม่

จึงเรียนมาเพื่อโปรดพิจารณา

รายงานการประชุม
คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ
ครั้งที่ 1/2547 (ครั้งที่ 96)
วันพฤหัสบดีที่ 22 เมษายน พ.ศ. 2547 เวลา 14.00 น.
ณ ห้องประชุม 301 ตึกบัญชาการ ทำเนียบรัฐบาล

ผู้เข้าประชุม

1. รองนายกรัฐมนตรี (ร้อยเอกสุชาติ เชาว์วิศิษฐ)	ประธานกรรมการ
2. คณะทำงานรองนายกรัฐมนตรี (พลตำรวจตรีนิพจน์ วีระสุนทร) แทนรองนายกรัฐมนตรี (พลเอกชวลิต ยงใจยุทธ)	กรรมการ
3. ที่ปรึกษารองนายกรัฐมนตรี (นายชาติชาย พานิชชีวะ) แทนรองนายกรัฐมนตรี (นายจาตุรนต์ ฉายแสง)	กรรมการ
4. ที่ปรึกษารองนายกรัฐมนตรี (พลเอกถวัลย์ แสวงพรรค์) แทนรองนายกรัฐมนตรี (พลเอกธรรมรักษ์ คิศรางกูร ณ อยุธยา)	กรรมการ
5. รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงาน (นายพรหมินทร์ เสิศสุริยเดช)	กรรมการ
6. เลขาธิการศูนย์อุตสาหกรรมป้องกันประเทศและพลังงานทหาร (พลตรีพฤทธิ์ สุวรรณทัต) แทนรัฐมนตรีว่าการกระทรวงกลาโหม	กรรมการ
7. เลขานุการรัฐมนตรีว่าการกระทรวงการคลัง (นายพิมล ศรีวิกรม์) แทนรัฐมนตรีว่าการกระทรวงการคลัง	กรรมการ
8. ผู้ตรวจราชการกระทรวงเกษตรและสหกรณ์ (นายธีระ วงศ์สมุทร) แทนรัฐมนตรีว่าการกระทรวงเกษตรและสหกรณ์	กรรมการ

9. รัฐมนตรีช่วยว่าการกระทรวงคมนาคม (นายวิเชษฐ์ เกษมทองศรี) แทนรัฐมนตรีว่าการกระทรวงคมนาคม	กรรมการ
10. รองปลัดกระทรวงพาณิชย์ (นายยรรยง พวงราช) แทนรัฐมนตรีว่าการกระทรวงพาณิชย์	กรรมการ
11. หัวหน้าผู้ตรวจราชการกระทรวงมหาดไทย (นายธีระบูลย์ โพษุคดี) แทนรัฐมนตรีว่าการกระทรวงมหาดไทย	กรรมการ
12. ที่ปรึกษารัฐมนตรีว่าการกระทรวงอุตสาหกรรม (นายเมธี เอื้ออภิญญกุล) แทนรัฐมนตรีว่าการกระทรวงอุตสาหกรรม	กรรมการ
13. ผู้ตรวจราชการกระทรวงอุตสาหกรรม (นายปราโมทย์ วิทยาสุข) แทนปลัดกระทรวงอุตสาหกรรม	กรรมการ
14. ผู้อำนวยการฝ่ายกฎหมายราชการแผ่นดิน (นายนพดล เภรีเลิศ) แทนเลขาธิการคณะกรรมการกฤษฎีกา	กรรมการ
15. รองเลขาธิการคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจ และสังคมแห่งชาติ (นายวิษณุ พูลสุข) แทนเลขาธิการคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ	กรรมการ
16. ผู้อำนวยการส่วนงบประมาณกระทรวงพลังงาน (นางสุจริต ศาสตร์สาระ) แทนผู้อำนวยการสำนักงบประมาณ	กรรมการ
17. อธิบดีกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (นางสิริพร ไศละสูต)	กรรมการ
18. ผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (นายเมตตา บันเทิงสุข)	กรรมการและเลขานุการ

ผู้ไม่เข้าประชุม

1. รองนายกรัฐมนตรี (นายวิษณุ เครืองาม)	ติดราชการ
2. รองนายกรัฐมนตรี (นายวันมูหะมัดนอร์ มะทา)	ติดราชการ
3. รองนายกรัฐมนตรี (ร้อยตำรวจเอก ปุระชัย เปี่ยมสมบูรณ์)	ติดราชการ
4. รัฐมนตรีว่าการกระทรวงการต่างประเทศ (นายสุรเกียรติ์ เสถียรไทย)	ติดราชการ

ผู้เข้าร่วมประชุม

1. ผู้ช่วยรัฐมนตรีประจำสำนักนายกรัฐมนตรี (นายกิตติ ลิ่มสกุล)	สำนักนายกรัฐมนตรี
2. ผู้ช่วยรัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงาน (นายวิเศษ จูภิบาล)	กระทรวงพลังงาน
3. รองปลัดกระทรวงพลังงาน (นายพรชัย รุจิประภา)	กระทรวงพลังงาน
4. รองปลัดกระทรวงพลังงาน (นายณอคุณ สิทธิพงศ์)	กระทรวงพลังงาน
5. ผู้อำนวยการสถาบันบริหารกองทุนพลังงาน (องค์การมหาชน) (ดร. ศิวะนันท์ ณ นคร)	กระทรวงพลังงาน

6. – 36. เจ้าหน้าที่จาก กระทรวงกลาโหม คณะทำงานรองนายกรัฐมนตรี คณะทำงานรัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงาน กระทรวงมหาดไทย สำนักงบประมาณ กระทรวงการต่างประเทศ สำนักงานปลัดกระทรวงเกษตรและสหกรณ์ และสำนักนโยบายและแผนพลังงาน

เปิดประชุมเวลา 14.00 น.

ระเบียบวาระที่ 1 เรื่องที่ประธานแจ้งให้ที่ประชุมทราบ

ผู้แทนกระทรวงอุตสาหกรรม (นายเมธี เอื้ออภิญญกุล) ได้สอบถามเกี่ยวกับการส่งเสริมการใช้เอทานอลและไบโอดีเซล ซึ่งเป็นเรื่องสืบเนื่องจากการประชุมครั้งที่ผ่านมา รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงานได้ชี้แจงให้ทราบว่า คณะรัฐมนตรีได้มีนโยบายส่งเสริมการใช้เอทานอลเป็นเชื้อเพลิงโดยกำหนดให้กระทรวงเกษตรและ

สหกรณ์ กระทรวงอุตสาหกรรม และกระทรวงพลังงาน ร่วมกันดำเนินการแก้ไขกฎระเบียบต่างๆ เพื่อส่งเสริมการใช้เอทานอลให้มากขึ้น โดยยึดหลักการการใช้เอทานอลเป็นเชื้อเพลิง สำหรับไบโอดีเซล กระทรวงพลังงานกำลังจะจัดการรณรงค์การใช้ไบโอดีเซลจากน้ำมันพืชที่ใช้แล้วผสมกับน้ำมันดีเซลให้กับรถยนต์ในจังหวัดเชียงใหม่ โดยความร่วมมือกับกรมอู่ทหารเรือ และคาดว่าในการประชุมครั้งต่อไปถ้ากระทรวงอุตสาหกรรมนำเรื่องนี้เสนอต่อที่ประชุมจะได้มีการพิจารณารายละเอียดต่อไป

ระเบียบวาระที่ 2 เรื่องรับรองรายงานการประชุมคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ครั้งที่ 3/2546 (ครั้งที่ 95)

ฝ่ายเลขานุการฯ ได้เวียนร่างรายงานการประชุมคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ครั้งที่ 3/2546 (ครั้งที่ 95) ให้คณะกรรมการฯ พิจารณาแล้ว ปรากฏว่าไม่มีกรรมการท่านใดขอแก้ไขรายงานดังกล่าว

มติของที่ประชุม

ที่ประชุมรับรองรายงานการประชุมคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ครั้งที่ 3/2546 (ครั้งที่ 95)

ระเบียบวาระที่ 3 เรื่องเพื่อทราบ

ระเบียบวาระที่ 3.1 สถานการณ์ราคาน้ำมันเชื้อเพลิง

ฝ่ายเลขานุการฯ ได้สรุปสาระสำคัญให้ที่ประชุมทราบ ดังนี้

1. ราคาน้ำมันดิบดูไบและเบรนท์เฉลี่ยไตรมาส 1 ปี 2547 ปรับตัวสูงขึ้น 1.68 และ 2.44 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล ตามลำดับ จากมติโอเปคปรับลดโควต้าการผลิตลง 1 ล้านบาร์เรล/วัน มาอยู่ที่ระดับ 23.5 ล้านบาร์เรล/วัน เริ่มมีผลบังคับใช้ตั้งแต่วันที่ 1 เมษายน 2547 เป็นต้นไป ประกอบกับเกิดเหตุการณ์ประท้วงในเวเนซูเอล่าและเหตุระเบิดในอิรัก ต่อมาในเดือนเมษายน ราคาน้ำมันดิบดูไบและเบรนท์เฉลี่ยปรับตัวลดลง 0.04 และ 0.89 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล ตามลำดับ สหรัฐอเมริกาออกมากดดันกลุ่มโอเปคให้ควบคุมราคาน้ำมันดิบไม่ให้สูงไปกว่านี้ ประกอบกับตลาดคลายความกังวลเกี่ยวกับอุปทานน้ำมันเบนซินในสหรัฐอเมริกาจากการที่รัฐบาลสหรัฐอเมริกากำลังพิจารณายกเลิกกฎหมายบังคับใช้น้ำมันเบนซินที่ไม่มี MTBE ใน 3 มลรัฐ คือ New York, Connecticut และ California ราคาน้ำมันดิบดูไบและเบรนท์เฉลี่ยของเดือนเมษายน 2547 อยู่ที่ระดับ 30.81 และ 32.34 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล ตามลำดับ

4. ประธานฯ ได้เสนอความเห็นว่า ควรมีการจัดตั้งคณะทำงานชั่วคราวขึ้น โดยประกอบด้วย ผู้แทน กระทรวงพลังงาน กระทรวงการคลัง กระทรวงพาณิชย์ กระทรวงคมนาคม และ สศช. ร่วมหารือในเรื่อง ผลกระทบของการปรับเพดานการตรึงราคาน้ำมัน โดยให้ สนพ. เป็นผู้ประสานงานแล้วนำผลมาเสนอต่อที่ประชุมภายใน 2 อาทิตย์

มติของที่ประชุม

1. ที่ประชุมรับทราบ

2. มอบหมายให้ กระทรวงการคลัง กระทรวงพาณิชย์ กระทรวงคมนาคม สำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ และ สนพ. รับไปศึกษาผลกระทบของราคาน้ำมันต่อภาวะเศรษฐกิจ ราคาสินค้า และสาขาการผลิตต่างๆ โดยให้นำเสนอต่อคณะกรรมการในการประชุมครั้งต่อไป

ระเบียบวาระที่ 4 เรื่องเพื่อพิจารณา

ระเบียบวาระที่ 4.1 คณะกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้า

ฝ่ายเลขานุการฯ ได้สรุปสาระสำคัญให้ที่ประชุมทราบ ดังนี้

1. คณะรัฐมนตรีในการประชุมเมื่อวันที่ 9 กันยายน 2546 ได้มีมติเห็นชอบตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) ในการประชุมเมื่อวันที่ 1 กันยายน 2546 เห็นชอบในหลักการให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) แปลงสภาพเป็นบริษัททั้งองค์กร โดยใช้พระราชบัญญัติทุนรัฐวิสาหกิจ พ.ศ. 2542 ต่อมาคณะรัฐมนตรีในการประชุมเมื่อวันที่ 9 ธันวาคม 2546 ได้มีมติเห็นชอบตามมติ กพช. เมื่อวันที่ 26 พฤศจิกายน 2546 เรื่องการปรับโครงสร้างกิจการไฟฟ้าและการกำกับดูแลตามที่กระทรวงพลังงานเสนอ โดยให้จัดตั้งคณะกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้า (Board of Commission) และให้ กพช. ทำหน้าที่กำกับดูแลในช่วงเปลี่ยนผ่าน โดยให้กระทรวงพลังงานดำเนินการปรับปรุงกฎหมายที่มีอยู่ให้เหมาะสมต่อไป

2. คณะกรรมการนโยบายทุนรัฐวิสาหกิจ (กนท.) ในการประชุมครั้งที่ 3/2546 เมื่อวันที่ 13 ตุลาคม 2546 ได้มีมติอนุมัติในหลักการให้แปลงสภาพ กฟผ. ทั้งองค์กรเป็นบริษัทโดยใช้พระราชบัญญัติทุนรัฐวิสาหกิจฯ และให้มีการจัดตั้งคณะกรรมการเตรียมการจัดตั้ง บริษัท กฟผ.จำกัด (มหาชน) โดยมีองค์ประกอบตามมาตรา 16 แห่งพระราชบัญญัติทุนรัฐวิสาหกิจฯ ต่อมาคณะกรรมการเตรียมการจัดตั้งบริษัท กฟผ. ได้ดำเนินการรับฟังความคิดเห็นของประชาชนในการแปลงสภาพ กฟผ. เป็นบริษัท กฟผ. จำกัด (มหาชน) ซึ่งผู้เข้าร่วมประชุมมีข้อคิดเห็นเกี่ยวกับ อำนาจ สิทธิ แห่งพระราชบัญญัติการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย พ.ศ. 2511 ในบางมาตรา ไม่ควรโอนไปให้บริษัท กฟผ. จำกัด (มหาชน) เนื่องจากอำนาจดังกล่าวเป็นอำนาจมหาชน หรือเกิดจาก

การรอนสิทธิจากประชาชนมาให้ กฟผ. ซึ่งจะทำให้เกิดความไม่เป็นธรรมกับนักลงทุนและอาจนำไปสู่การผูกขาดในกิจการไฟฟ้าได้ ดังนั้น จึงควรมีการถ่ายโอนอำนาจบางส่วนดังกล่าวมายังคณะกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้า เพื่อกำกับดูแลกิจการไฟฟ้าได้อย่างมีประสิทธิภาพ ให้ความเป็นธรรมแก่ผู้ประกอบการ และให้ความคุ้มครองผู้บริโภค

3. คณะรัฐมนตรีในการประชุมเมื่อวันที่ 9 มีนาคม 2547 ได้พิจารณาเรื่องการเตรียมการก่อนดำเนินการแปลงสภาพรัฐวิสาหกิจ และนายกรัฐมนตรีได้มีข้อเสนอดังนี้

(1) กิจการรัฐวิสาหกิจที่ดูแลด้านสาธารณูปโภคและผูกขาด ให้กระทรวงที่รับผิดชอบเร่งจัดตั้งองค์กรกำกับดูแล (regulator) ขึ้น เพื่อแยกภาระหน้าที่กำกับดูแลออกจากภารกิจการประกอบกิจการหรือบริการของรัฐวิสาหกิจ เพื่อดูแลผลประโยชน์ของประชาชนและประเทศชาติ เป็นการเฉพาะภายใน 30 วัน โดยให้กระทรวงการคลังประสานกับกระทรวงที่กำกับดูแลรัฐวิสาหกิจนั้น และหากมีความจำเป็นให้ยกร่างกฎหมายหรือกฎรองรับด้วย

(2) สำหรับกรณีการแปลงสภาพ กฟผ. ภายหลังการดำเนินการจัดตั้งองค์กรกำกับดูแล ให้กระทรวงพลังงานประสานกับกระทรวงการคลังชี้แจงข้อมูล และหลักเกณฑ์ต่างๆ ที่เกี่ยวข้องให้พนักงาน กฟผ. และประชาชนทั่วไปที่สนใจได้ทราบอย่างชัดเจน แล้วจึงดำเนินการแปลงสภาพ กฟผ. ต่อไป

4. กระทรวงพลังงานเห็นควรให้มีการเตรียมการจัดตั้งคณะกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้า โดยการดำเนินการแบ่งออกเป็น 3 ขั้นตอนดังนี้

4.1 ขั้นตอนที่ 1 เห็นควรให้มีการแต่งตั้งคณะกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้า โดยอาศัยอำนาจตามความในมาตรา 9 ของพระราชบัญญัติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ พ.ศ. 2535 โดยให้คณะกรรมการฯ ประกอบด้วยผู้ทรงคุณวุฒิ 6 ท่าน โดยมีกรรมการหนึ่งท่านเป็นประธาน และช่วงระยะต้นในช่วงเปลี่ยนผ่านให้ผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงานเป็นกรรมการและเลขานุการโดยตำแหน่ง และเมื่อวันที่ 27 กุมภาพันธ์ 2547 กระทรวงพลังงานได้มีคำสั่งที่ 5/2547 แต่งตั้งคณะกรรมการสรรหากรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้า ซึ่งประกอบด้วย (1) นายวิเศษ จูภิบาล เป็นประธานกรรมการ (2) นายพารณ อิศรเสนา ณ อยุธยา และ (3) ศาสตราจารย์ชัยอนันต์ สมุทวณิช เป็นกรรมการ สำหรับอำนาจหน้าที่ของคณะกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้า มีดังนี้

(1) กำกับดูแลอัตราค่าบริการของผู้ประกอบกิจการไฟฟ้า ตามแนวทางและหลักเกณฑ์ วิธีการ และเงื่อนไขในการกำกับดูแลที่คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติกำหนด

(2) กำหนดมาตรการเพื่อส่งเสริมการแข่งขันและป้องกันการใช้อำนาจการผูกขาดในทางมิชอบ ตรวจสอบการดำเนินการของศูนย์ควบคุมระบบโครงข่ายไฟฟ้า รวมทั้งกำหนดวิธีการ และกำกับการแข่งขันการสร้างโรงไฟฟ้าใหม่

(3) กำกับดูแลการปฏิบัติงานของผู้ประกอบการกิจการไฟฟ้า โดยคำนึงถึงหลักธรรมาภิบาลการส่งเสริมการเพิ่มประสิทธิภาพในกิจการไฟฟ้า

(4) กำหนดและกำกับดูแลมาตรฐานทางวิชาการและความปลอดภัยของการประกอบกิจการไฟฟ้า มาตรฐานและคุณภาพในการให้บริการ รวมทั้งมาตรการในการคุ้มครองผู้ใช้ไฟฟ้าและผู้ได้รับความเดือดร้อนเสียหายอันเนื่องมาจากการประกอบกิจการไฟฟ้า

(5) ให้คำแนะนำและเสนอแนะเกี่ยวกับการเชื่อมโยง การใช้บริการ การปฏิบัติการการควบคุมระบบโครงข่ายไฟฟ้า และการซื้อขายไฟฟ้า

(6) จัดทำและเสนอแนะการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า แผนการจัดหาไฟฟ้า และทางเลือกการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตกระแสไฟฟ้าทั้งในและต่างประเทศ แผนการขยายระบบโครงข่ายไฟฟ้า

(7) วิเคราะห์ ตรวจสอบและประสานแผนการลงทุนในกิจการไฟฟ้า

(8) พิจารณาการร้องเรียน การอุทธรณ์ ของผู้ใช้ไฟฟ้า ผู้ประกอบกิจการไฟฟ้า และผู้ได้รับความเดือดร้อนเสียหายอันเนื่องมาจากกิจการไฟฟ้า ตามแนวทางและหลักเกณฑ์ที่คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติกำหนด

(9) แต่งตั้งคณะอนุกรรมการ ช่วยปฏิบัติงานในหน้าที่ตามความจำเป็น

4.2 ขั้นตอนที่ 2 ภายใต้โครงสร้างกิจการไฟฟ้าที่คณะรัฐมนตรีได้ให้ความเห็นชอบจะมีการแข่งขันในกิจการผลิตไฟฟ้า เมื่อมีการแปลงสภาพ กฟผ เป็นบริษัท กฟผ. จำกัด (มหาชน) จะมีการกำหนดอำนาจ สิทธิและประโยชน์ของ บริษัท กฟผ. จำกัด (มหาชน) ตามมาตรา 26 แห่งพระราชบัญญัติทุนรัฐวิสาหกิจ พ.ศ. 2542 และอำนาจ สิทธิ แห่งพระราชบัญญัติการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย พ.ศ. 2511 ในบางมาตราไม่ควรโอนไปยังบริษัท กฟผ. จำกัด (มหาชน) เนื่องจากจะทำให้เกิดความไม่เป็นธรรมกับผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนที่เข้ามาแข่งขัน ทั้งนี้ กระทรวงพลังงานได้แก้ไขร่างพระราชกฤษฎีกากำหนดอำนาจของบริษัท กฟผ. จำกัด (มหาชน) เพื่อถ่ายโอนอำนาจเดิมของ กฟผ. ไปยังคณะกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้าที่จะจัดตั้งขึ้น โดยคณะกรรมการฯ ดังกล่าว จะทำการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้าในช่วงเปลี่ยนผ่าน สามารถสรุปสาระสำคัญของอำนาจ ที่จะโอนไปให้คณะกรรมการกำกับดูแล ฯ ได้ดังนี้

(1) มาตรา 37 กำหนดให้ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนที่ประสงค์จะขายไฟฟ้าเข้าระบบต้องยื่นคำขอและได้รับความเห็นชอบจาก บริษัท กฟผ. จำกัด (มหาชน) ก่อน ซึ่งจะทำให้เกิดความไม่เป็นธรรมต่อผู้ประกอบการ

(2) มาตรา 38 วรรคสอง กำหนดให้ บริษัท กฟผ. จำกัด (มหาชน) มีสิทธิในการผลิตไฟฟ้าโดยให้สิทธิในการใช้น้ำร่วมกับกรมชลประทาน เนื่องจากเขื่อนที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าเป็นเขื่อนอเนกประสงค์ และได้รับอำนาจในการเวนคืนที่ดินจากประชาชนเพื่อนำมาสร้างเขื่อน ดังนั้นเมื่อ กฟผ. แปลงสภาพเป็นบริษัทแล้ว สิทธิดังกล่าวควรเป็นของคณะกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้าโดยพิจารณาร่วมกับกรมชลประทาน

(3) มาตรา 29 (2) ให้อำนาจในการประกาศกำหนดเขตเดินสายไฟฟ้าเพื่อประโยชน์แห่งความปลอดภัยในการส่งไฟฟ้าแก่ กฟผ. ซึ่งอาจก่อให้เกิดความไม่เป็นธรรมต่อบริษัทเอกชนที่เข้ามาแข่งขัน เนื่องจากราคาประมูลจะรวมมูลค่าสายส่งที่บริษัท กฟผ. จำกัด (มหาชน) เป็นผู้จัดหาให้ไว้ ดังนั้น การโอนอำนาจให้คณะกรรมการกำกับฯ จะทำให้เกิดความเป็นกลางในการจัดหาที่ดินเดินสายส่ง

4.3 ขั้นตอนที่ 3 การจัดตั้งคณะกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้า ภายใต้พระราชบัญญัติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ เป็นแนวทางการกำกับดูแลในช่วงเปลี่ยนผ่านเท่านั้น เนื่องจากการจัดตั้งคณะกรรมการฯ ในลักษณะดังกล่าวยังขาดอำนาจทางกฎหมายรองรับการปฏิบัติงานของคณะกรรมการฯ ในประเด็นหลักๆ เช่น การออกใบอนุญาตในการประกอบกิจการไฟฟ้า การเพิกถอนใบอนุญาตและการกำหนดบทลงโทษซึ่งจะเป็นเครื่องมือในการกำกับดูแลได้อย่างมีประสิทธิผล การจัดตั้งกองทุนพัฒนาไฟฟ้าเพื่อชดเชยรายได้ระหว่างการไฟฟ้า และการจัดตั้งสำนักงานคณะกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้า เป็นต้น ดังนั้น จึงเห็นควรให้มีการยกร่าง พรบ. การประกอบกิจการไฟฟ้า เพื่อจัดตั้งองค์กรกำกับดูแลกิจการไฟฟ้าและปฏิบัติหน้าที่ดังกล่าวข้างต้น เพื่อให้การกำกับดูแลมีความสมบูรณ์ครบถ้วนต่อไป

<u>การพิจารณาของที่ประชุม</u>

1. ผู้แทนกระทรวงอุตสาหกรรม ได้เสนอความเห็น เกี่ยวกับการกำหนดค่าตอบแทนของคณะกรรมการฯ ซึ่งคณะกรรมการกำกับฯ มีอำนาจหน้าที่สำคัญหลายประการ อาทิ การกำกับดูแลกิจการไฟฟ้าให้มีประสิทธิภาพและให้ความคุ้มครองผู้บริโภค ดังนั้น การกำหนดค่าตอบแทนของคณะกรรมการกำกับฯ ควรสูงกว่าคณะกรรมการชุดอื่นๆ เพื่อให้สามารถดึงดูดบุคคลที่มีความรู้ความสามารถมาดำรงตำแหน่งกรรมการ พร้อมทั้งควรจัดสรรงบประมาณสนับสนุนในการศึกษาดูงาน และศึกษางานต่างๆ เพื่อให้คณะกรรมการฯ ซึ่งมาจากหลายสาขาอาชีพได้เพิ่มศักยภาพและทำงานได้อย่างเต็มที่ ซึ่งผู้ช่วยรัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงาน ได้ชี้แจงเพิ่มเติมว่าค่าตอบแทนของคณะกรรมการฯ จะอยู่ในระดับสูงกว่าอัตราเงินเดือนราชการเนื่องจากคณะกรรมการฯ จะต้องมีความเป็นกลางไม่มีความขัดแย้งทางผลประโยชน์ในการปฏิบัติงาน โดยอาจจะพิจารณาจ้างกรรมการ

เป็นผู้เชี่ยวชาญพิเศษตามระเบียบสำนักนายกรัฐมนตรีว่าด้วยพนักงานราชการ พ.ศ. 2547 ซึ่งมีอัตราเงินเดือนสูงกว่าอัตราเงินเดือนข้าราชการ เป็นต้น

2. ที่ประชุมได้มีข้อซักถามเกี่ยวกับแนวทางการจัดตั้งสำนักงานคณะกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้าและการแต่งตั้งหัวหน้าสำนักงานคณะกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้า ซึ่งผู้ช่วยรัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงานได้ชี้แจงว่า จากร่างพระราชกฤษฎีกา กำหนดอำนาจ สิทธิ และประโยชน์ของบริษัท กฟผ. จำกัด (มหาชน) พ.ศ. .... ที่อาศัยอำนาจตามความมาตรา 26 แห่งพระราชบัญญัติทุนรัฐวิสาหกิจ พ.ศ. 2542 ไม่มีอำนาจในการจัดตั้งสำนักงานฯ ได้ ดังนั้น ในช่วงเปลี่ยนผ่าน สำนักงานนโยบายและแผนพลังงานจะทำหน้าที่ฝ่ายเลขานุการคณะกรรมการฯ เป็นการชั่วคราว โดยมีผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงานเป็นกรรมการและเลขานุการโดยตำแหน่ง พร้อมนี้ผู้แทนสำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา (นายนพดล เมรีฤกษ์) ได้ชี้แจงเพิ่มเติมว่าในทางปฏิบัติจะต้องออกพระราชบัญญัติการประกอบกิจการไฟฟ้าก่อนจะจัดตั้งสำนักงานคณะกรรมการกำกับฯ ได้

3. ผู้แทนกระทรวงพาณิชย์ (นายเกรียง พวงราช) ได้มีข้อซักถามเกี่ยวกับความเป็นอิสระในการปฏิบัติงานของคณะกรรมการฯ ซึ่งรัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงานได้ชี้แจงว่า แนวทางการปรับโครงสร้างกิจการไฟฟ้าและการกำกับดูแลที่คณะรัฐมนตรีได้ให้ความเห็นชอบเมื่อวันที่ 9 ธันวาคม 2546 กำหนดให้มีการแยกการกับดูแลกิจการไฟฟ้าออกจากการปฏิบัติการ เพื่อให้การกำกับดูแลมีความชัดเจน โปร่งใส ส่งเสริมการดำเนินงานอย่างมีประสิทธิภาพ โดยคณะกรรมการฯ จะอยู่ภายใต้กำกับดูแลของ กพช. ในช่วงเปลี่ยนผ่านหรือพระราชกฤษฎีกาประกาศใช้ และเมื่อ พรบ. การประกอบกิจการไฟฟ้าประกาศใช้คณะกรรมการฯ จะมีอำนาจการปฏิบัติการอย่างอิสระ แต่ทั้งนี้ คณะกรรมการฯ จะยังคงดำเนินการภายใต้นโยบายของกระทรวงพลังงาน

4. รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงาน ได้เสนอความเห็นเพิ่มเติมว่าในร่างพระราชกฤษฎีกาควรกำหนดอำนาจหน้าที่ของคณะกรรมการฯ ให้มีความชัดเจนขึ้นในเรื่องค่าตอบแทนของคณะกรรมการฯ และอำนาจหน้าที่ของคณะกรรมการฯ โดยควรเพิ่มเติมเรื่องการออกประกาศเชิญชวนการรับซื้อไฟฟ้าและกำหนดหลักเกณฑ์วิธีการในการประเมินและคัดเลือกข้อเสนอการรับซื้อไฟฟ้า รวมทั้งการดำเนินการคัดเลือกผู้ผลิตไฟฟ้าตามหลักเกณฑ์วิธีการที่กำหนด

<u>มติของที่ประชุม</u>

1. เห็นชอบการจัดตั้งคณะกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้ามีอำนาจหน้าที่ตาม ข้อ 4.1 โดยใช้พระราชบัญญัติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ พ.ศ. 2535 ในช่วงเปลี่ยนผ่าน

2 เห็นชอบในหลักการร่างพระราชกฤษฎีกากำหนดอำนาจ สิทธิ และประโยชน์ของบริษัท กฟผ. จำกัด (มหาชน) พ.ศ. ....

3. มอบหมายให้ ฝ่ายเลขานุการฯ จัดทำรายละเอียดเพิ่มเติมในข้อ 1 และข้อ 2 เกิดความชัดเจนในประเด็นดังนี้

3.1 การสรรหาและการจัดตั้งคณะกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้า

3.2 ค่าตอบแทนของคณะกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้า

2.3 อำนาจหน้าที่ของคณะกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้า โดยเพิ่มเติมเรื่องการออกประกาศเชิญชวนการรับซื้อไฟฟ้า และกำหนดหลักเกณฑ์วิธีการในการประเมินและคัดเลือกข้อเสนอการรับซื้อไฟฟ้า รวมทั้งการดำเนินการคัดเลือกผู้ผลิตไฟฟ้าตามหลักเกณฑ์วิธีการที่กำหนด

4 เห็นชอบในหลักการให้ยกร่างพระราชบัญญัติการประกอบกิจการไฟฟ้า เพื่อให้การกำกับดูแลกิจการไฟฟ้ามีประสิทธิผลสูงสุดในระยาวต่อไป

ปิดประชุมเวลา 16.00 น.

(นายเมตตา บันเทิงสุข)
ผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน
กรรมการและเลขานุการคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ

ร่าง

ระเบียบคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ

ว่าด้วยการสรรหาและการจัดตั้งคณะกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้า

พ.ศ. ....

คณะกรรมการนโยบายพลังแห่งชาติได้มีมติในการประชุมครั้งที่ ๑/๒๕๔๗ (ครั้งที่ ๙๖) เมื่อวันที่ ๒๒ เมษายน ๒๕๔๗ เห็นชอบให้จัดตั้งคณะกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้า จึงสมควรวางระเบียบเกี่ยวกับการสรรหาและการจัดตั้งคณะกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้า เพื่อกำหนดหลักเกณฑ์และวิธีการในการสรรหาและจัดตั้งคณะกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้า คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติจึงวางระเบียบไว้ ดังต่อไปนี้

ข้อ ๑ ระเบียบนี้เรียกว่า "ระเบียบคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ว่าด้วยการสรรหาและการจัดตั้งคณะกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้า พ.ศ. ...."

ข้อ ๒ ระเบียบนี้ให้ใช้บังคับตั้งแต่วันถัดจากวันประกาศในราชกิจจานุเบกษาเป็นต้นไป

ข้อ ๓ ในระเบียบนี้

"กิจการไฟฟ้า" หมายความว่า กิจการเกี่ยวกับการผลิต จัดให้ได้มา จัดส่ง หรือจำหน่ายพลังงานไฟฟ้า หรือกิจการอื่นใดตามกฎหมายว่าด้วยการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

"ระบบไฟฟ้า" หมายความว่า สายไฟฟ้า เสาไฟฟ้า สถานีไฟฟ้า หม้อแปลงไฟฟ้า มาตรวัด หรือสิ่งอื่นใดอันเป็นอุปกรณ์แก่การส่งหรือการจำหน่ายไฟฟ้า

"ระบบโครงข่ายไฟฟ้า" หมายความว่า ระบบส่งไฟฟ้า หรือระบบจำหน่ายไฟฟ้า

"ศูนย์ควบคุมระบบโครงข่ายไฟฟ้า" หมายความว่า ศูนย์ซึ่งทำหน้าที่ในการควบคุมบริหารและกำกับดูแลให้ระบบโคร่งข่ายไฟฟ้ามีความสมดุล มั่นคง มีเสถียรภาพ ความน่าเชื่อถือ และมีประสิทธิภาพ

"อัตราค่าบริการ" หมายความว่า อัตราค่าไฟฟ้า หรือค่าตอบแทนสำหรับการให้บริการโดยผู้ประกอบกิจการ หรือค่าธรรมเนียมอื่น ๆ

"กรรมการ" หมายความว่า กรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้า

"คณะกรรมการ" หมายความว่า คณะกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้า

"รัฐมนตรี" หมายความว่า รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงาน

ข้อ ๔ ในกรณีมีปัญหาที่จะต้องวินิจฉัยตามระเบียบนี้หรือกรณีที่มิได้กำหนดไว้ในระเบียบนี้ ให้คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติเป็นผู้วินิจฉัยชี้ขาด

ข้อ ๕ ให้ประธานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติรักษาการตามระเบียบนี้

หมวด ๑
คณะกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้า

ข้อ ๖ ให้มีคณะกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้า ประกอบด้วยประธานกรรมการคนหนึ่ง และกรรมการผู้ทรงคุณวุฒิอื่นอีกห้าคนซึ่งคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติแต่งตั้งจากผู้ทรงคุณวุฒิที่ได้รับการสรรหาจากผู้ที่มีผลงานหรือเคยปฏิบัติงานที่แสดงให้เห็นถึงการเป็นผู้มีความรู้ ความเข้าใจ และมีความเชี่ยวชาญหรือมีประสบการณ์ไม่น้อยกว่าสิบปี ในสาขาวิชาชีพด้านพลังงาน เศรษฐศาสตร์ การเงิน การบัญชี กฎหมาย วิศวกรรมศาสตร์ วิทยาศาสตร์ การบริหารจัดการ หรือสาขาอื่น อันจะเป็นประโยชน์ต่อกิจการไฟฟ้า ทั้งนี้ การนับระยะเวลาในแต่ละสาขาวิชาชีพต่าง ๆ ข้างต้นสามารถนำมารวมกันได้

ให้ผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงานเป็นกรรมการและเลขานุการ และผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงานอาจแต่งตั้งเจ้าหน้าที่ในสำนักงานนโยบายและแผนพลังงานเป็นผู้ช่วยเลขานุการจำนวนไม่เกินสองคนก็ได้

การสรรหาประธานกรรมการและกรรมการผู้ทรงคุณวุฒิ ให้เป็นไปตามหลักเกณฑ์และวิธีการที่รัฐมนตรีกำหนด

ข้อ ๗ ประธานกรรมการและกรรมการผู้ทรงคุณวุฒิ ต้องมีคุณสมบัติและไม่มีลักษณะต้องห้ามดังต่อไปนี้

(๑) มีสัญชาติไทย

(๒) มีอายุไม่ต่ำกว่าสามสิบห้าปีบริบูรณ์ และไม่เกินเจ็ดสิบปีบริบูรณ์

(๓) ไม่เป็นบุคคลล้มละลาย คนไร้ความสามารถ หรือคนเสมือนไร้ความสามารถ

(๔) ไม่เคยได้รับโทษจำคุกโดยคำพิพากษาถึงที่สุดให้จำคุก เว้นแต่เป็นโทษสำหรับความผิดที่ได้กระทำโดยประมาทหรือความผิดลหุโทษ

(๕) ไม่เป็นผู้ดำรงตำแหน่งของพรรคการเมือง สมาชิกสภาท้องถิ่น หรือผู้บริหารท้องถิ่น กรรมการหรือผู้ดำรงตำแหน่งซึ่งรับผิดชอบการบริหารพรรคการเมือง ที่ปรึกษาพรรคการเมือง หรือเจ้าหน้าที่พรรคการเมือง

(๖) ไม่ดำรงตำแหน่งใด หรือเป็นหุ้นส่วนในห้างหุ้นส่วน บริษัท หรือองค์กรที่ดำเนินธุรกิจหรือดำเนินการในกิจการด้านพลังงานไฟฟ้า และไม่ประกอบอาชีพหรือวิชาชีพอิสระอื่นใดที่มีส่วนได้เสียหรือมีผลประโยชน์ขัดแย้งไม่ว่าโดยตรงหรือโดยอ้อมกับการปฏิบัติหน้าที่ในตำแหน่งกรรมการ

ข้อ ๘ ประธานกรรมการและกรรมการผู้ทรงคุณวุฒิมีวาระการดำรงตำแหน่งคราวละสี่ปี กรรมการซึ่งพ้นจากตำแหน่งตามวาระอาจได้รับแต่งตั้งอีกได้ แต่จะดำรงตำแหน่งติดต่อกันเกินสองวาระไม่ได้

ในวาระเริ่มแรก เมื่อครบกำหนดสามปี ให้กรรมการผู้ทรงคุณวุฒิออกจากตำแหน่งจำนวนสามคนโดยวิธีจับสลาก และให้ถือว่าการออกจากตำแหน่งโดยการจับสลากดังกล่าวเป็นการพ้นจากตำแหน่งตามวาระ

ในกรณีที่ประธานกรรมการหรือกรรมการผู้ทรงคุณวุฒิพ้นจากตำแหน่งก่อนครบวาระ ให้ผู้ได้รับการแต่งตั้งให้ดำรงตำแหน่งแทนอยู่ในตำแหน่งเท่ากับวาระที่เหลืออยู่ของประธานกรรมการหรือกรรมการผู้ทรงคุณวุฒิซึ่งแต่งตั้งไว้แล้ว

ข้อ ๙ ในกรณีที่ประธานกรรมการและกรรมการผู้ทรงคุณวุฒิดำรงตำแหน่งครบวาระแล้ว แต่ยังมิได้มีการแต่งตั้งประธานกรรมการและกรรมการผู้ทรงคุณวุฒิขึ้นใหม่ ให้ประธานกรรมการและกรรมการผู้ทรงวุฒิซึ่งพ้นจากตำแหน่งตามวาระอยู่ในตำแหน่งเพื่อปฏิบัติหน้าที่ต่อไปจนกว่าจะมีการแต่งตั้งประธานกรรมการและกรรมการผู้ทรงคุณวุฒิขึ้นใหม่

เพื่อให้ได้มาซึ่งกรรมการชุดใหม่เข้ามาปฏิบัติหน้าที่เมื่อสิ้นสุดวาระของกรรมการชุดเดิม ให้ดำเนินการสรรหากรรมการชุดใหม่ตามข้อ ๑๓ เป็นการล่วงหน้าตามสมควร

ข้อ ๑๐ นอกจากการพ้นจากตำแหน่งตามวาระ ประธานกรรมการและกรรมการผู้ทรงคุณวุฒิพ้นจากตำแหน่งเมื่อ

(๑) ตาย

(๒) มีอายุครบเจ็ดสิบปีบริบูรณ์

(๓) ลาออก

(๔) ขาดคุณสมบัติหรือมีลักษณะต้องห้ามตามข้อ ๗

(๕) คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติมีมติให้ออก

เมื่อกรรมการผู้ทรงคุณวุฒิพ้นจากตำแหน่งก่อนครบวาระ และยังมิได้มีการแต่งตั้งกรรมการผู้ทรงคุณวุฒิขึ้นใหม่แทน ให้กรรมการเท่าที่เหลืออยู่ปฏิบัติหน้าที่ต่อไปได้ และให้ถือว่าคณะกรรมการประกอบด้วยกรรมการเท่าที่มีอยู่ เว้นแต่มีกรรมการเหลืออยู่ไม่ถึงสามคน และให้นำความตามข้อ ๙ วรรคสอง มาใช้บังคับโดยอนุโลม

ข้อ ๑๑ ให้คณะกรรมการมีอำนาจหน้าที่ดังต่อไปนี้

(๑) กำกับดูแลอัตราค่าบริการของผู้ประกอบกิจการไฟฟ้า ตามแนวทางและหลักเกณฑ์ วิธีการ และเงื่อนไขที่คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติกำหนด

(๒) กำหนดมาตรการเพื่อส่งเสริมการแข่งขันและป้องกันการใช้อำนาจการผูกขาด ในทางมิชอบ ตรวจสอบการดำเนินการของศูนย์ควบคุมระบบโครงข่ายไฟฟ้า รวมทั้งกำหนดวิธีการ และกำกับการแข่งขันการสร้างโรงไฟฟ้าใหม่

(๓) กำกับดูแลการปฏิบัติงานของผู้ประกอบการกิจการไฟฟ้า โดยคำนึงถึง หลักธรรมาภิบาล การส่งเสริม และการเพิ่มประสิทธิภาพในกิจการไฟฟ้า

(๔) กำหนดและกำกับดูแลมาตรฐานทางวิชาการและความปลอดภัยของการประกอบกิจการไฟฟ้า มาตรฐานและคุณภาพในการให้บริการ รวมทั้งมาตรการในการคุ้มครองผู้ใช้ไฟฟ้าและผู้ได้รับความเดือดร้อนเสียหายอันเนื่องมาจากการประกอบกิจการไฟฟ้า รวมถึงพิจารณาการร้องเรียน การอุทธรณ์ ของผู้ใช้ไฟฟ้า ผู้ประกอบกิจการไฟฟ้า และผู้ได้รับความเดือดร้อนเสียหายอันเนื่องมาจากกิจการไฟฟ้า

(๕) ให้คำแนะนำและเสนอแนะเกี่ยวกับการเชื่อมโยง การใช้บริการ การปฏิบัติการ การควบคุมระบบโครงข่ายไฟฟ้า และการซื้อขายไฟฟ้า

(๖) จัดทำ และเสนอแนะการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า แผนการจัดหาไฟฟ้าและทางเลือกการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตกระแสไฟฟ้าทั้งในและต่างประเทศ และแผนการขยายระบบโครงข่ายไฟฟ้า

(๗) วิเคราะห์ ตรวจสอบและประสานแผนการลงทุนในกิจการไฟฟ้า

(๘) ออกประกาศเชิญชวนการรับซื้อไฟฟ้าและกำหนดหลักเกณฑ์และวิธีการในการประเมินและคัดเลือกข้อเสนอการรับซื้อไฟฟ้า รวมทั้งดำเนินการคัดเลือกผู้ผลิตไฟฟ้าตามหลักเกณฑ์วิธีการที่กำหนด

(๙) ปฏิบัติการอื่นใดที่จำเป็นเกี่ยวกับการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้าหรือตามที่กำหนดไว้ในระเบียบนี้หรือกฎหมายอื่นที่ให้เป็นอำนาจหน้าที่ของคณะกรรมการ

ข้อ ๑๒ ในระยะเริ่มแรกที่ยังไม่มีการจัดตั้งสำนักงานคณะกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้า ให้สำนักงานนโยบายและแผนพลังงานทำหน้าที่เป็นฝ่ายเลขานุการคณะกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้า

หมวด ๒
การสรรหาและคัดเลือกกรรมการ

ข้อ ๑๓ การสรรหาและคัดเลือกกรรมการ ให้ดำเนินการดังต่อไปนี้

(๑) ให้รัฐมนตรีแต่งตั้งคณะกรรมการสรรหาชุดหนึ่งมีจำนวนไม่น้อยกว่า ๓ คน เพื่อพิจารณาคัดเลือกบุคคลผู้มีความรู้ ความเชี่ยวชาญหรือมีประสบการณ์ตามข้อ ๖ รวมทั้งมีคุณสมบัติและไม่มีลักษณะต้องห้ามตามข้อ ๗ เพื่อดำรงตำแหน่งประธานกรรมการและกรรมการผู้ทรงคุณวุฒิ

(๒) ให้รัฐมนตรีเสนอชื่อผู้ได้รับการคัดเลือกโดยคณะกรรมการสรรหาต่อคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติเพื่อพิจารณาให้ความเห็นชอบ พร้อมทั้งรายละเอียดของบุคคลดังกล่าว ซึ่งต้องระบุให้ชัดเจนหรือมีหลักฐานแสดงให้เห็นว่าเป็นบุคคลที่มีความเหมาะสมในด้านใดด้านหนึ่งตามข้อ ๖ พร้อมทั้งความยินยอมเป็นหนังสือของผู้ได้รับการเสนอชื่อนั้น

หมวด ๓
ค่าตอบแทน

ข้อ ๑๔ ให้ผู้ที่ได้รับการคัดเลือกตามข้อ ๑๓ ได้รับค่าตอบแทนในอัตรา.....บาทต่อเดือน โดยจะขออนุมัติเงินจากงบประมาณของรัฐ

ประกาศ ณ วันที่ พ.ศ. ....

(ร.อ. สุชาติ เชาว์วิศิษฐ)
ประธานกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ

สิ่งที่ส่งมาด้วย ๓

ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่ใช้พลังงานหมุนเวียนตามนโยบาย

Renewable Portfolio Standard (RPS)

เรื่องที่ 3 **ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่ใช้พลังงานหมุนเวียนตามนโยบายRenewable Portfolio Standard (RPS)**

1. ความเป็นมา

คณะรัฐมนตรีเมื่อวันที่ 2 กันยายน 2546 ได้มีมติเห็นชอบยุทธศาสตร์พลังงานเพื่อการแข่งขันของประเทศ โดยในส่วนการพัฒนาพลังงานทดแทนอย่างยั่งยืนได้มีการกำหนดเป้าหมายสัดส่วนของการใช้พลังงานทดแทนให้เพิ่มขึ้นจากร้อยละ 0.5 ของการใช้พลังงานภายในประเทศในปัจจุบันเป็นร้อยละ 8 ภายในปี 2554 (รายละเอียดตามเอกสารแนบที่ 3.1)

เพื่อขจัดปัญหาในการพัฒนาพลังงานทดแทนให้เป็นพลังงานทางเลือกแทนการใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ที่ต้องนำเข้าจากต่างประเทศ ทั้งในแง่ต้นทุนการผลิตและการพัฒนาด้านเทคโนโลยี และเมื่อวันที่ 12 ธันวาคม 2546 กระทรวงพลังงานจึงมีคำสั่งแต่งตั้งคณะกรรมการดำเนินงานด้านพลังงานทดแทนขึ้น โดยมีรองปลัดกระทรวงพลังงาน (นายพรชัย รุจิประภา) เป็นประธานฯ และผู้แทนจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้องทั้งภาครัฐและภาคเอกชนเป็นกรรมการเพื่อทำหน้าที่กำหนดแนวทางในการกำกับ ดูแล และส่งเสริมให้มีการผลิตไฟฟ้าโดยใช้พลังงานทดแทน โดยเฉพาะการดำเนินการตามนโยบาย Renewable Portfolio Standard (RPS) ซึ่งเป็นการกำหนดให้โรงไฟฟ้าใหม่ต้องมีสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนต่อการผลิตไฟฟ้าจากพลังงาน ฟอสซิลระหว่างร้อยละ 3 - 5 (รายละเอียดตามเอกสารแนบที่ 3.2)

2. การศึกษาผลกระทบของนโยบาย RPS

คณะกรรมการดำเนินงานด้านพลังงานทดแทนได้ร่วมกันศึกษาแนวทางการใช้มาตรการ RPS ในต่างประเทศ ซึ่งพบว่าประเทศที่พัฒนาแล้วและประเทศในภูมิภาคเอเชีย มีการกำหนดนโยบาย RPS เพื่อส่งเสริมและผลักดันให้มีการใช้พลังงานทดแทนให้เพิ่มมากขึ้น อาทิเช่น ประเทศสหรัฐอเมริกา กำหนดนโยบาย RPS อยู่ที่ร้อยละ 10 ในปี 2563 และทวีปยุโรปกำหนดนโยบาย RPS อยู่ที่ร้อยละ 10 – 30 ในช่วงปี 2548 – 2553 ส่วนในภูมิภาคเอเชีย กำหนดนโยบาย RPS อยู่ที่ระดับร้อยละ 9 – 10 ในช่วงปี 2548 – 2555 ขณะที่ประเทศมาเลเซียได้กำหนดนโยบาย RPS อยู่ที่ระดับร้อยละ 5 ในปี 2548 เป็นต้น

สำหรับประเทศไทยคณะกรรมการฯ ได้เห็นชอบให้กำหนดสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนต่อการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานฟอสซิลที่ร้อยละ 5 ของกำลังผลิตโรงไฟฟ้าใหม่ที่จะสร้างขึ้นตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ (PDP) นอกจากนี้ ได้กำหนดให้โรงไฟฟ้าใหม่ต้องใช้เทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียน 5 ประเภท ได้แก่ พลังแสงอาทิตย์, พลังลม, ไฟฟ้าจากขยะมูลฝอย, ชีวมวล และพลังน้ำขนาดเล็ก โดยสัดส่วนของแต่ละเทคโนโลยี ให้มีการประกาศเป็นงวดๆ ไป

ในประเด็นของผลกระทบจากมาตรการ RPS ทั้งโครงการ ที่มีต่อราคารับซื้อไฟฟ้าและอัตราค่าไฟฟ้าที่จำหน่ายให้แก่ผู้บริโภค คณะกรรมการได้ศึกษาในรายละเอียดพบว่า ผลกระทบต่อราคารับซื้อไฟฟ้าอยู่ที่ระดับ 11.77 สตางค์ต่อหน่วยไฟฟ้าที่รับซื้อ ส่วนผลกระทบต่ออัตราค่าไฟฟ้าที่จำหน่ายต่อผู้บริโภคดังนี้

พ.ศ.	สตางค์ต่อหน่วยที่จำหน่าย
2550	1.04
2551	1.19
2552	1.11
2553	0.7
2554	0.66
รวมทั้งสิ้น	4.70

หมายเหตุ: (1) กำลังการผลิตใหม่ที่เข้าสู่ระบบไฟฟ้าตามแผน PDP2003

(2) สัดส่วนเทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียนคงที่ตลอดโครงการคือ พลังแสงอาทิตย์ : พลังลม : ขยะมูลฝอย : ชีวมวล = 0.46:0.23:0.23:0.08;

(3) ราคาต้นทุนการผลิตได้แก่ จากฟอสซิล = 1.70 บาทต่อหน่วย, พลังแสงอาทิตย์ = 17.90 บาทต่อหน่วย, พลังลม = 8.81 บาทต่อหน่วย, ขยะมูลฝอย = 5.87 บาทต่อหน่วย, ชีวมวล = 2.71 บาทต่อหน่วย และพลังน้ำขนาดเล็ก = 2.73 บาทต่อหน่วย

3. ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้า

เนื่องจากปัจจุบันรัฐบาลมีนโยบายการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) และการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กมาก (VSPP) เพื่อส่งเสริมให้มีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนให้เพิ่มมากขึ้น แต่อย่างไรก็ตาม ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ยังไม่สามารถรองรับการดำเนินงานตามนโยบายของ RPS ได้อย่างสมบูรณ์ โดยที่ระเบียบที่มีอยู่ยังไม่เอื้อประโยชน์ต่อการจูงใจให้เกิดการลงทุน ทั้งในแง่ราคารับซื้อและการลงทุนในพลังงานทดแทนใหม่ๆ เช่น พลังงานแสงอาทิตย์ และพลังงานลม เป็นต้น ซึ่งมีต้นทุนราคาเทคโนโลยีที่ค่อนข้างสูง คณะกรรมการฯ ได้มีมติเห็นชอบในการจัดทำ

ร่างระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กเฉพาะการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนตามนโยบาย RPS ขึ้น (รายละเอียดตามเอกสารแนบที่ 3.4) โดยการกำหนดให้มีคณะกรรมการกำกับดูแลโครงสร้างกิจการไฟฟ้าขึ้น เพื่อทำหน้าที่กำกับดูแลการดำเนินงานและกำหนดวิธีตรวจสอบให้เป็นไปตามเป้าหมายนโยบาย RPS และร่างระเบียบดังกล่าว ประกอบด้วย 1) วัตถุประสงค์ของนโยบาย RPS 2) คุณสมบัติของผู้ผลิตไฟฟ้าที่ต้องปฏิบัติตามระเบียบ 3) ลักษณะกระบวนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน 4) สัดส่วนพลังงานหมุนเวียน และ 5) ขั้นตอนและหลักการพิจารณารับซื้อไฟฟ้า

4. การดำเนินงานตามนโยบาย RPS

จากร่างระเบียบฯ ได้มีการกำหนดแนวทางการดำเนินงานตามนโยบาย RPS ดังนี้

4.1 การกำหนดสัดส่วนการใช้พลังงานหมุนเวียน ตามนโยบาย RPS

(1) ผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานฟอสซิลจะต้องเสนอโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเป็นส่วนหนึ่งของโครงการ โดยจะกำหนดสัดส่วนของแต่ละเทคโนโลยีตามประกาศของคณะกรรมการกำกับกิจการดูแลโครงสร้างกิจการไฟฟ้า

(2) ปริมาณพลังไฟฟ้า (เมกะวัตต์) ของโรงไฟฟ้าที่ใช้พลังงานหมุนเวียนรวมที่จะจ่ายเข้าระบบ ต้องไม่น้อยกว่าร้อยละ 5 ของปริมาณพลังไฟฟ้าที่จะจ่ายเข้าระบบของโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล ยกเว้นผู้ยื่นข้อเสนอโครงการที่เสนอจ่ายเงินชดเชยในอัตรา 1.3 X พลังงานหมุนเวียนราคาสูงสุดในการประกาศนั้น

(3) สัดส่วนไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานหมุนเวียนจริงที่ดำเนินการได้สำหรับรอบ 1 ปี ต้องไม่ต่ำกว่าร้อยละ 5 ในกรณีที่สัดส่วนไฟฟ้าที่ผลิตได้จริงในรอบปีต่ำกว่าร้อยละ 5 ให้ปรับเงินเข้ากองทุนพัฒนาพลังงานทดแทนในอัตราที่คณะกรรมการฯ กำหนด

4.2 ขั้นตอนและหลักการพิจารณารับซื้อไฟฟ้า

(1) ให้ผู้ผลิตไฟฟ้าที่สนใจยื่นข้อเสนอโครงการนำเสนอข้อมูล โดยแยกรายละเอียดของโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลและโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน

(2) ผู้ยื่นเสนอโครงการต้องเสนอราคาอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิล อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน และอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยที่จะขายต่อหน่วย

(3) คณะกรรมการกำกับดูแลโครงสร้างกิจการไฟฟ้าจะพิจารณาการรับซื้อไฟฟ้าตามระเบียบที่ประกาศเป็นงวด

4.3 **การติดตามและตรวจสอบให้เป็นไปตามเงื่อนไขของระเบียบ** จะดำเนินการโดยคณะกรรมการกำกับฯ ที่ได้แต่งตั้งขึ้น (ตามเอกสารแนบที่ 3.3) โดยการติดตามและตรวจสอบให้เป็นไปตามเงื่อนไขของระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก เฉพาะการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่จัดทำขึ้น โดยมีคณะกรรมการกำกับดูแลโครงสร้างกิจการไฟฟ้าที่แต่งตั้งขึ้นเป็นผู้ดำเนินการตรวจสอบ

มติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ

เห็นชอบร่างระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก เฉพาะการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนตามนโยบาย RPS (ตามเอกสารแนบที่ 3.4)

ประเด็นเพื่อพิจารณา

จะเห็นชอบตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติหรือไม่

จึงเรียนมาเพื่อโปรดพิจารณา

สำนักเลขาธิการคณะรัฐมนตรี
ทำเนียบรัฐบาล กทม. ๑๐๓๐๐

๑๒ กันยายน ๒๕๔๖

เรื่อง ขอเสนอวาระประกอบการประชุมคณะรัฐมนตรี (ยุทธศาสตร์พลังงาน ครั้งที่ ๑ : พลังงานเพื่อการแข่งขันของประเทศไทยของกระทรวงพลังงาน)

เรียน รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงาน

อ้างถึง หนังสือกระทรวงพลังงาน ที่ พน ๐๑๐๐/๑๑๑๗ ลงวันที่ ๒๙ สิงหาคม ๒๕๔๖

ตามที่ได้เสนอเรื่อง ขอเสนอวาระประกอบการประชุมคณะรัฐมนตรี (ยุทธศาสตร์พลังงาน ครั้งที่ ๑ : พลังงานเพื่อการแข่งขันของประเทศไทยของกระทรวงพลังงาน) ไปเพื่อคณะรัฐมนตรีพิจารณาความละเอียดแจ้งแล้ว นั้น

คณะรัฐมนตรีได้ประชุมปรึกษาเมื่อวันที่ ๒ กันยายน ๒๕๔๖ มีมติว่า

๑. รับทราบสรุปผลการประชุมเชิงปฏิบัติการ "ยุทธศาสตร์พลังงาน ครั้งที่ ๑ : พลังงานเพื่อการแข่งขันของประเทศไทย และเห็นชอบในหลักการของยุทธศาสตร์พลังงาน ตามที่กระทรวงพลังงานเสนอ ทั้งนี้ ให้กระทรวงพลังงานรับข้อสังเกตของคณะรัฐมนตรีไปประกอบการปรับปรุงยุทธศาสตร์ ฯ ดังกล่าวเพิ่มเติม ดังนี้

๑.๑ การใช้พลังงานของประเทศควรมีเป้าหมายสุดท้าย (bottom line) อยู่ที่การใช้พลังงานที่มีอยู่อย่างชาญฉลาด มีประสิทธิภาพ และเกิดประโยชน์สูงสุด ดังนั้น การจะใช้พลังงานชนิดใด อย่างไร เพื่อการใด จึงจะต้องคำนึงถึงความพร้อมและความเหมาะสม ของแหล่งพลังงานแต่ละชนิด ต้นทุน ค่าใช้จ่าย เทคโนโลยี ตลอดจนปัจจัยต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้องให้สอดคล้องกับข้อเท็จจริงตามแต่กรณีด้วย

๑.๒ นอกเหนือจากน้ำมันเชื้อเพลิงซึ่งเป็นแหล่งพลังงานหลักแล้ว การใช้พลังงานต่าง ๆ ควรให้ความสำคัญกับการนำเอาพลังงานทดแทนชนิดต่าง ๆ ทั้งในส่วนของพลังงานตามธรรมชาติอื่น ๆ เช่น พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานน้ำ พลังงานลม ตลอดจนพลังงานที่เกิดจากกระบวนการทางชีวภาพต่าง ๆ ซึ่งสามารถนำเอาผลิตผลทางการเกษตร เช่น อ้อย ปาล์ม และมันสำปะหลัง มาเป็นวัตถุดิบในการผลิตหรือเป็นส่วนผสมของเชื้อเพลิงมาใช้ทดแทนน้ำมันเชื้อเพลิงให้มากที่สุดด้วย เพื่อลดปริมาณการใช้น้ำมันในปัจจุบัน อย่างไรก็ตามการนำพลังงานทดแทนดังกล่าวมาใช้จะต้องคำนึงถึงความเหมาะสมสมดุลของธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม โดยเฉพาะอย่างยิ่งการนำพืชเกษตรมาใช้เพื่อการนี้จะต้องไม่ก่อให้เกิดปัญหาการบุกรุกทำลายป่าและกระทบต่อเสถียรภาพราคาสินค้าพืชเกษตรชนิดนั้น ๆ ด้วย

๑.๓ การใช้พลังงานในภาคคมนาคมขนส่ง นอกจากจะให้ความสำคัญกับการปรับโครงสร้างการขนส่งมาใช้ระบบราง เพื่อทดแทนรถยนต์ให้มากขึ้น ซึ่งจะลดปริมาณการใช้น้ำมันเบนซินลงแล้ว ในส่วนของรถยนต์ก็ควรส่งเสริมให้มีการใช้พลังงานที่สะอาดกว่าน้ำมัน เช่น ก๊าซ NGV เป็นต้น นอกจากนี้ ควรให้ความสำคัญกับการขนส่งทางน้ำ และทางทะเลให้เพิ่มมากขึ้นด้วยเช่นกัน เพราะจะช่วยลดการใช้น้ำมันเชื้อเพลิงลงได้มาก

๑.๔ การปรับประเทศไทยให้เป็นศูนย์กลางด้านพลังงานในภูมิภาค (oil trading hub) ควรเร่งดำเนินการก่อสร้างและปรับปรุงโครงสร้างพื้นฐานต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้องให้แล้วเสร็จโดยเร็ว เพื่อรองรับการเป็นศูนย์กลางด้านพลังงานดังกล่าว โดยเฉพาะอย่างยิ่งการเชื่อมโยงเส้นทางคมนาคมสายต่าง ๆ เช่น ระหว่างท่าเรือด้านฝั่งทะเลอันดามันและท่าเรือฝั่งอ่าวไทย เป็นต้น

๒. ให้ส่วนราชการต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้องทุกหน่วยงาน เช่น กระทรวงคมนาคม กระทรวงอุตสาหกรรม กระทรวงวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี กระทรวงการคลัง กระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม เป็นต้น ประสานกับกระทรวงพลังงานเพื่อนำเอายุทธศาสตร์ ฯ ของกระทรวงพลังงานไปพิจารณาดำเนินการด้านต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้อง ตามที่กระทรวงพลังงานเสนอ ทั้งนี้ โดยให้ทุกส่วนราชการมุ่งปฏิบัติตามนโยบายและเป้าหมายของแต่ละส่วนราชการให้สัมฤทธิ์ผล โดยนำเอายุทธศาสตร์ ฯ ดังกล่าวไปประยุกต์ให้สอดคล้องเหมาะสมตามแต่กรณีเพื่อให้เกิดประสิทธิภาพและประสิทธิผลสูงสุด

๓. ให้กระทรวงพลังงานรับไปพิจารณาร่วมกับกระทรวงอุตสาหกรรม กระทรวงวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี และหน่วยงานอื่นที่เกี่ยวข้อง เพื่อกำหนดแนวทางในการเก็บสะสมพลังงานส่วนเกินในช่วงที่ประเทศมีความจำเป็นต้องใช้พลังงานจำนวนน้อย (off peak period) เพื่อเก็บสำรองและนำไปใช้ในช่วงเวลาจำเป็นฉุกเฉินหรือช่วงเวลาที่มีความจำเป็นต้องใช้พลังงานมาก (peak period) รวมทั้งการเก็บพลังงานสำรองของประเทศในภาพรวมในปริมาณที่เหมาะสม แล้วรายงานให้นายกรัฐมนตรีทราบด้วย

จึงเรียนยืนยันมา ได้แจ้งให้ผู้ที่เกี่ยวข้องตามบัญชีแนบท้ายทราบด้วยแล้ว

ขอแสดงความนับถือ ที่ พน ๐๑๐๐/๒๒๐๐

(นายสุรชัย ภู่ประเสริฐ)
รองเลขาธิการคณะรัฐมนตรี ปฏิบัติราชการแทน
เลขานุการรัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงาน

(นายบุญชู วงศ์โครัตน์)
เลขานุการรัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงาน
รองเลขาธิการคณะรัฐมนตรี

(นายพรหมินทร์ เลิศสุริย์
รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลัง

สำนักบริหารการประชุมคณะรัฐมนตรี
โทร. ๐ ๒๒๘๐ ๙๐๐๐ ต่อ ๓๒๘ - ๓๒๙
โทรสาร ๐ ๒๒๘๐ ๙๐๖๔
[T/๓๐๐]

คำสั่งกระทรวงพลังงาน

ที่ ๗๐/๒๕๔๗

เรื่อง แต่งตั้งคณะกรรมการดำเนินงานด้านพลังงานทดแทน

เพื่อให้การทำงานเกี่ยวกับแผนการปฏิบัติการพัฒนาพลังงานทดแทนในส่วนของ RPS ภายใต้กระทรวงพลังงาน ในการกำหนดแนวทางและกำกับ ดูแล การผลิตพลังงานทดแทนให้เป็นไปอย่างเหมาะสมและบรรลุเป้าหมาย จึงมีคำสั่งแต่งตั้งคณะกรรมการดำเนินงานด้านพลังงานทดแทน โดยมีองค์ประกอบและอำนาจหน้าที่ ดังนี้

๑. องค์ประกอบ

๑.๑ รองปลัดกระทรวงพลังงาน (นายพรชัย รุจิประภา)	ประธาน
๑.๒ ผู้แทนสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน	กรรมการ
๑.๓ ผู้แทนการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย	กรรมการ
๑.๔ ผู้แทนการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	กรรมการ
๑.๕ ผู้แทนการไฟฟ้านครหลวง	กรรมการ
๑.๖ ผู้แทนกรมบัญชีกลาง	กรรมการ
๑.๗ ผู้แทนสภาอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย	กรรมการ
๑.๘ ผู้แทนหอการค้าไทย	กรรมการ
๑.๙ อธิบดีกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน	กรรมการและเลขานุการ
๑.๑๐ ผู้แทนกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน	กรรมการและผู้ช่วยเลขานุการ

๒. อำนาจหน้าที่

๒.๑ เพื่อกำหนดแนวทางในการดำเนินการกำกับ ดูแล และส่งเสริมให้มีการผลิตพลังงานทดแทนในส่วนของ RPS ให้เป็นไปอย่างเหมาะสม และบรรลุเป้าหมายตามแผนปฏิบัติการการพัฒนาพลังงานทดแทน

๒.๒ แต่งตั้งคณะทำงานเฉพาะกิจได้ตามความจำเป็น

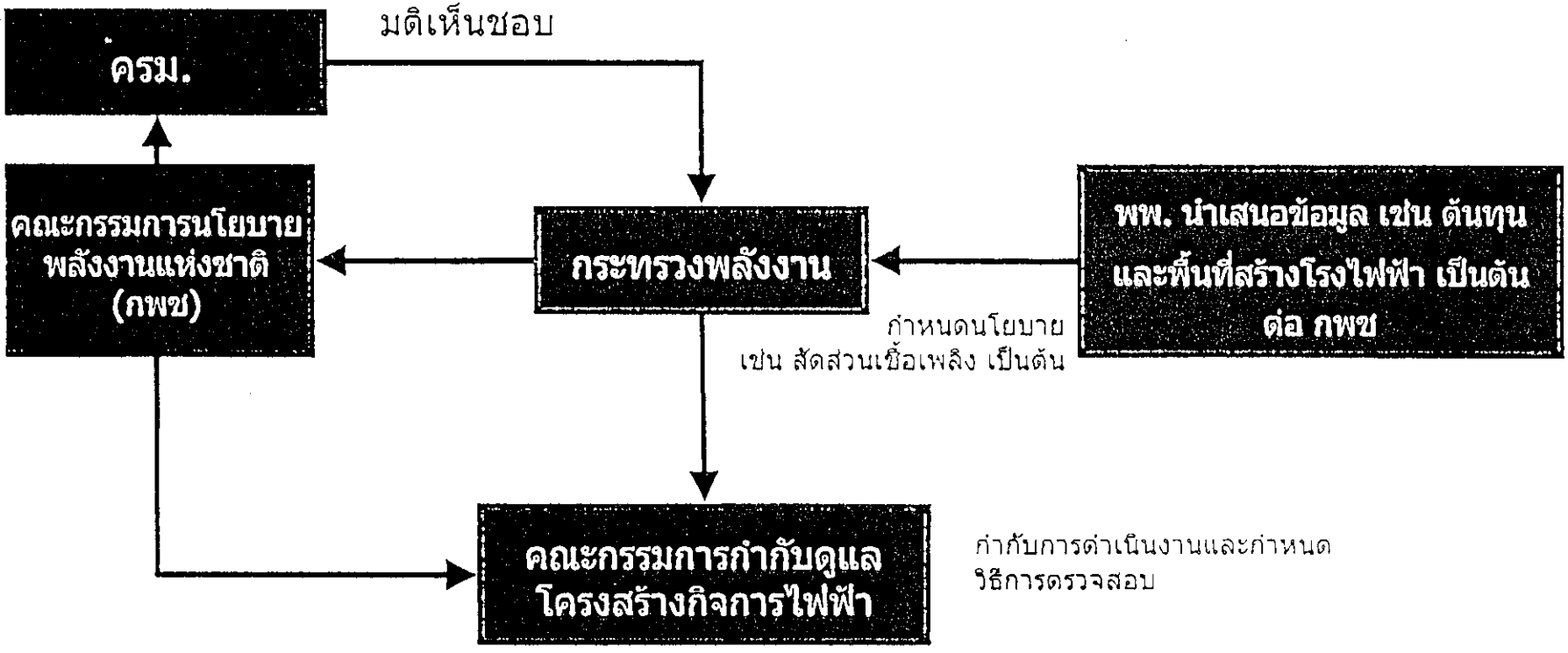
ทั้งนี้ ตั้งแต่บัดนี้เป็นต้นไป

สั่ง ณ วันที่ ๑๒ ธันวาคม พ.ศ. ๒๕๔๖

(นายเชิดพงษ์ สิริวิชช์)

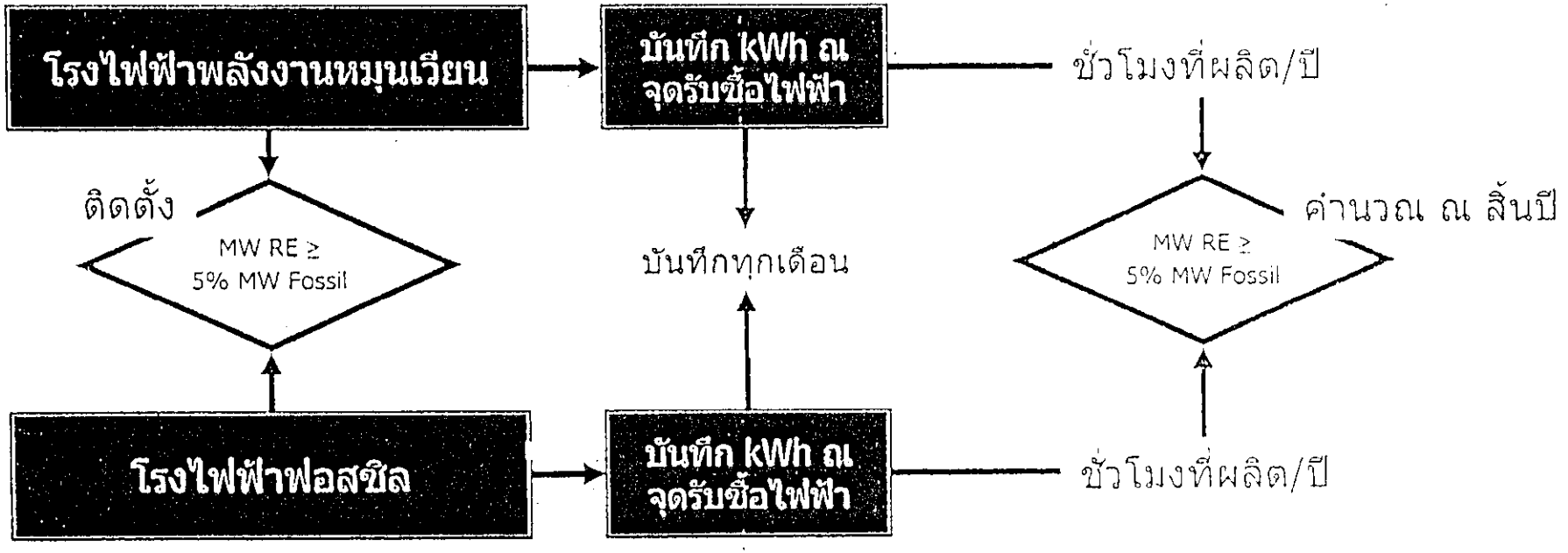
ปลัดกระทรวงพลังงาน

แนวทางการ Implement นโยบายฯ



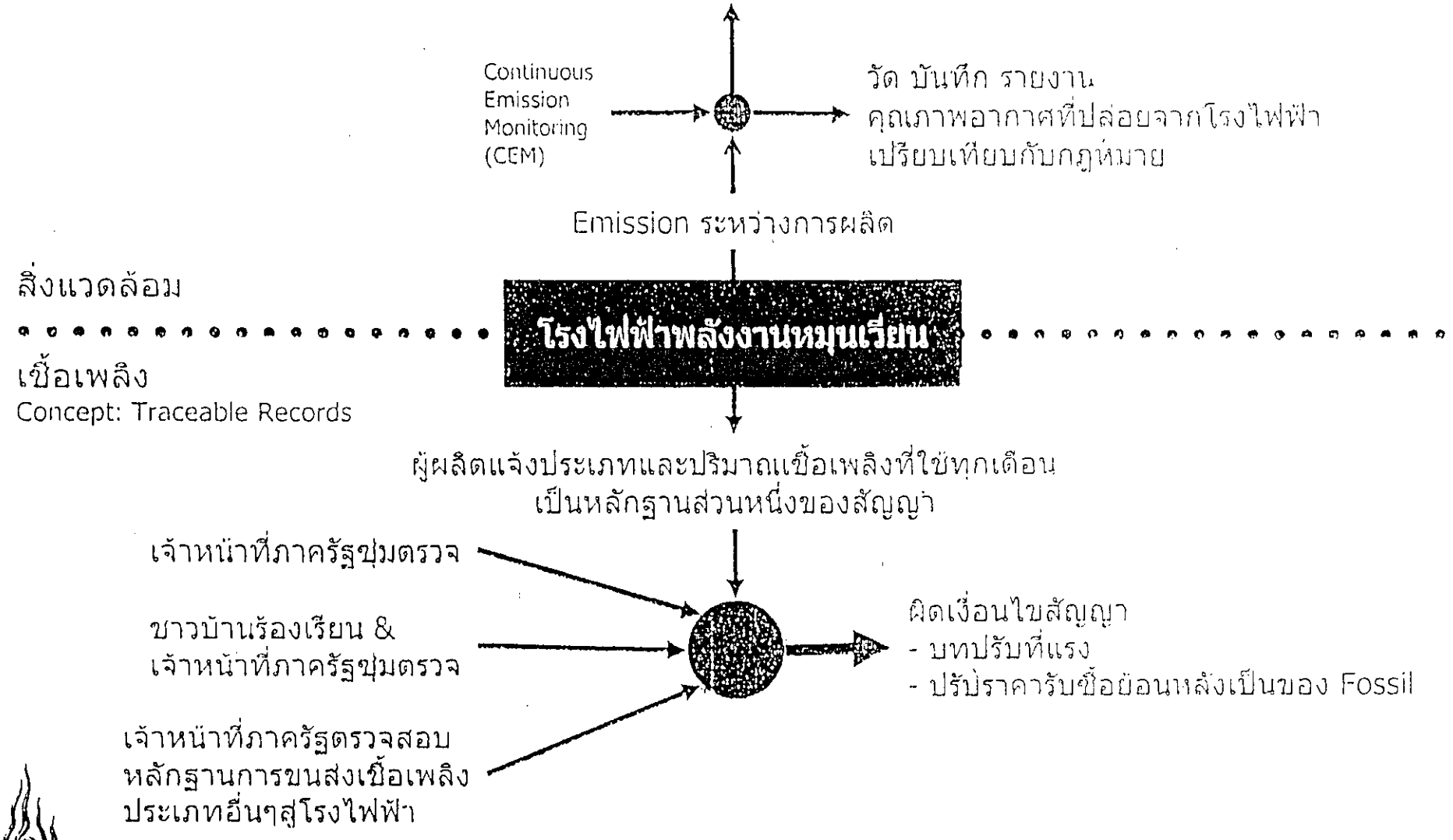
© All rights reserved

MONITORING & VERIFICATION (M&V) - ไฟฟ้า



© All rights reserved

M&V – สิ่งแวดล้อม & เชื้อเพลิง



© All rights reserved

ร่าง

ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก

เฉพาะการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

นโยบาย RENEWABLE PORTFOLIO STANDARD (RPS)

คำนำ

ตามที่กระทรวงพลังงานมีนโยบายสนับสนุนให้มีการใช้พลังงานพลังงานหมุนเวียนในการผลิตไฟฟ้า เพื่อเป็นการใช้พลังงานที่สามารถจัดหาได้ภายในประเทศให้เกิดประโยชน์สูงสุด อีกทั้งเป็นการส่งเสริมการพัฒนาเทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียนภายในประเทศ จึงให้จัดทำระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก เฉพาะการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนตามกรอบนโยบาย RENEWABLE PORTFOLIO STANDARD (RPS) โดยกำหนดให้ผู้ผลิตไฟฟ้าที่ต้องการสร้างโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล ต้องสร้างโรงไฟฟ้าที่ใช้พลังงานหมุนเวียนเป็นเชื้อเพลิงในสัดส่วนร้อยละตามที่คณะกรรมการกำกับดูแลโครงสร้างกิจการไฟฟ้ากำหนด

หากผู้ผลิตรายเล็กใดต้องการรายละเอียดเพิ่มเติม โปรดติดต่อสอบถามโดยตรงได้ที่ (ชื่อหน่วยงานที่รับผิดชอบการปฏิบัติตามนโยบาย)

สารบัญ

หน้า

นิยาม/คำย่อ	.....	1
ก.	วัตถุประสงค์ของนโยบาย Renewable Portfolio Standard	2
ข.	คุณสมบัติของผู้ผลิตไฟฟ้าที่ต้องปฏิบัติตามระเบียบฯ	2
ค.	ลักษณะกระบวนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน	2
ง.	สัดส่วนพลังงานหมุนเวียน	3
จ	ขั้นตอนและหลักการพิจารณารับซื้อไฟฟ้า	4

ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

(เฉพาะการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนนโยบาย RENEWABLE PORTFOLIO STANDARD)

นิยาม/คำย่อ

คณะกรรมการกำกับดูแลโครงสร้างกิจการไฟฟ้า	หมายถึง	คณะกรรมการหรือหน่วยงานที่มีอำนาจหน้าที่ตามที่กฎหมายกำหนด
พลังงานหมุนเวียน	หมายถึง	- พลังงานที่ได้จากไม้ ฟืน แกลบ กากอ้อย ชีวมวล น้ำ แสงอาทิตย์ ลม เป็นต้น
น้ำ	หมายถึง	- โรงไฟฟ้าพลังน้ำที่มีขนาดไม่เกิน 30 เมกะวัตต์
ชีวมวล	หมายถึง	- กากหรือเศษวัสดุเหลือใช้ในการเกษตร หรือกากจากการผลิตผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรมหรือการเกษตร ทั้งนี้ต้องไม่เป็นสิ่งปฏิกูลหรือวัสดุที่ไม่ใช้แล้วที่เป็นของเสียอันตรายตามที่กำหนดโดยราชการ - ผลิตภัณฑ์ที่แปรรูปมาจากกากหรือเศษวัสดุเหลือใช้จากการเกษตรหรือจากการผลิตผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรมหรือการเกษตร - ขยะมูลฝอย - ไม้จากการปลูกป่าเป็นเชื้อเพลิง
เชื้อเพลิงฟอสซิล	หมายถึง	น้ำมัน ก๊าซธรรมชาติ และถ่านหิน เป็นต้น
สัดส่วนไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานหมุนเวียน	หมายถึง	ร้อยละของพลังไฟฟ้าที่มีหน่วยเป็นเมกะวัตต์ จากพลังงานหมุนเวียนต่อพลังไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิล ทั้งที่ออกแบบ และผลิตจริงโดยคำนวณตามวิธีการที่คณะกรรมการกำกับดูแลโครงสร้างกิจการไฟฟ้ากำหนด
เชื้อเพลิงหลัก	หมายถึง	เชื้อเพลิงประเภทพลังงานหมุนเวียนที่ผู้ผลิตไฟฟ้ายื่นข้อเสนอโครงการต่อคณะกรรมการกำกับดูแลโครงสร้างกิจการไฟฟ้า
เชื้อเพลิงสำรอง	หมายถึง	เชื้อเพลิงประเภทพลังงานหมุนเวียน ที่สามารถนำมาใช้ทดแทนเชื้อเพลิงหลัก ทั้งนี้ต้องได้รับความเห็นชอบจากคณะกรรมการกำกับดูแลโครงสร้างกิจการไฟฟ้า
เชื้อเพลิงเสริม	หมายถึง	เชื้อเพลิงฟอสซิลที่ใช้เพื่อเสริมกระบวนการผลิตไฟฟ้า ทั้งนี้ต้องไม่เกินสัดส่วนที่กำหนด
การไฟฟ้า	หมายถึง	การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) และหรือ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.)

ก. **วัตถุประสงค์ของนโยบาย Renewable Portfolio Standard**

เพื่อส่งเสริมให้มีการใช้ต้นพลังงานพลอยได้ในประเทศในการผลิตไฟฟ้า

ข. **คุณสมบัติของผู้ผลิตไฟฟ้าที่ต้องปฏิบัติตามระเบียบฯ**

ผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีความประสงค์จะสร้างโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล ได้แก่ น้ำมัน ก๊าซธรรมชาติ ถ่านหิน ตามประกาศของคณะกรรมการกำกับดูแลโครงสร้างกิจการไฟฟ้า

ค. **ลักษณะกระบวนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน**

1. โรงไฟฟ้าใหม่ที่ผลิตไฟฟ้าโดยใช้พลังงานหมุนเวียน (Renewable Energy) ได้แก่
   - 1.1 พลังแสงอาทิตย์
   - 1.2 พลังลม
   - 1.3 พลังน้ำขนาดเล็กที่มีขนาดไม่เกิน 30 เมกะวัตต์
   - 1.4 กากหรือเศษวัสดุเหลือใช้จากการเกษตร หรือจากการผลิตผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรมหรือการเกษตร ทั้งนี้ต้องไม่เป็นสิ่งปฏิกูลหรือวัสดุที่ไม่ใช้แล้วที่เป็นของเสียอันตรายตามที่กำหนดโดยราชการ
   - 1.5 ผลิตภัณฑ์ที่แปรรูปมาจากกากหรือเศษวัสดุเหลือใช้จากการเกษตร หรือจากการผลิตผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรมหรือการเกษตร
   - 1.6 ขยะมูลฝอย
   - 1.7 ไม้จากการปลูกป่าเป็นเชื้อเพลิง
   - 1.8 โรงไฟฟ้าประเภท Co-Fired ซึ่งใช้เชื้อพลิงพลังงานหมุนเวียนร่วมกับพลังงานฟอสซิล โดยพิจารณาเฉพาะสัดส่วนของพลังไฟฟ้าที่ได้จากพลังงานหมุนเวียน
   - 1.9 การผลิตไฟฟ้าจากชุมชนและหรือครัวเรือนที่ใช้เทคโนโลยี 1.1-1.7 เช่น การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาบ้านเรือน เป็นต้น
2. กรณีที่เป็นการขยายโรงไฟฟ้าที่ใช้พลังงานหมุนเวียนที่มีอยู่เดิม ให้นับเฉพาะส่วนกำลังการผลิตติดตั้งที่ขยายเพิ่มขึ้น หลังจากที่มีประกาศรับซื้อไฟฟ้าโดยคณะกรรมการกำกับดูแลโครงสร้างกิจการไฟฟ้า
3. โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนสามารถใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล เป็นเชื้อเพลิงเสริมได้เฉพาะในช่วงที่เริ่มเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Start Up) โดยกำหนดให้ไม่เกิน 5 วันก่อนเริ่มจ่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบของการไฟฟ้า และ 5 วันหลังจากเริ่มจ่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบของการไฟฟ้า หลังจากการหยุดเครื่องเพื่อการซ่อมบำรุง (Maintenance) ประจำปี และหรือซ่อมแซม (Repair) อุปกรณ์อันเป็นเหตุให้จำเป็นต้องหยุดจ่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบของการไฟฟ้า
4. กำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย และหรือ ได้รับอนุมัติการสนับสนุนจากภาครัฐไม่ว่าในรูปแบบใด ก่อนที่มีประกาศรับซื้อไฟฟ้าโดยคณะกรรมการกำกับดูแลโครงสร้างกิจการไฟฟ้า ไม่สามารถนับรวมเป็นส่วนหนึ่งของสัดส่วนพลังงานหมุนเวียนตามระเบียบฯ ฉบับนี้

ง. สัดส่วนพลังงานหมุนเวียน

1. ข้อเสนอโครงการตามประกาศของคณะกรรมการกำกับกิจการดูแลโครงสร้างกิจการไฟฟ้าจะต้องเสนอโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเป็นส่วนหนึ่งของข้อเสนอโครงการ โดย

1.1 ปริมาณพลังไฟฟ้า (เมกะวัตต์) ที่จะจ่ายเข้าระบบของโรงไฟฟ้าที่ใช้พลังงานหมุนเวียนต้องเท่ากับร้อยละ 5 ของปริมาณพลังไฟฟ้า (เมกะวัตต์) ที่จะจ่ายเข้าระบบของโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล ยกเว้นผู้ยื่นแสนอโครงการที่เสนอจ่ายเงินชดเชยตามที่กำหนดในหมวด จ. ข้อ 4 และ

1.2 ปริมาณพลังงานไฟฟ้า (เมกะวัตต์-ชั่วโมง) ที่จะจ่ายเข้าระบบของโรงไฟฟ้าที่ใช้พลังงานหมุนเวียนต้องไม่ต่ำกว่าปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่คณะกรรมการกำกับดูแลโครงสร้างกิจการไฟฟ้ากำหนดสำหรับเทคโนโลยีนั้นๆ ในงวดนั้นๆ

2. สัดส่วนไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานหมุนเวียนจริงให้คำนวณตามสูตรที่กำหนดดังต่อไปนี้

$$\text{สัดส่วนไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานหมุนเวียนจริง} = \frac{\text{ปริมาณพลังไฟฟ้าจริงจากพลังงานหมุนเวียน}}{\text{ปริมาณพลังไฟฟ้าจริงจากเชื้อเพลิงฟอสซิล}} \times 100$$

โดยที่

ปริมาณพลังไฟฟ้าจริงจากพลังงานหมุนเวียน =

$$\frac{\text{ปริมาณพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่จำหน่ายในงวดนั้นๆ}}{\text{จำนวนชั่วโมงที่จำหน่ายในงวดนั้นๆ X ค่า CF ของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน}}$$

ปริมาณพลังไฟฟ้าจริงจากเชื้อเพลิงฟอสซิล =

$$\frac{\text{ปริมาณพลังงานไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิลที่จำหน่ายในงวดนั้นๆ}}{\text{จำนวนชั่วโมงที่จำหน่ายในงวดนั้นๆ X ค่า CF ของโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล}}$$

เมื่อ ค่า CF คือ ค่า Plant Capacity Factor ที่ประกาศโดยคณะกรรมการกำกับดูแลโครงสร้างกิจการไฟฟ้าสำหรับแต่ละเทคโนโลยี

3. ให้บันทึก ปริมาณพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ปริมาณพลังงานไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิล ปริมาณพลังไฟฟ้าจริงจากพลังงานหมุนเวียน ปริมาณพลังไฟฟ้าจริงจากเชื้อเพลิงฟอสซิลทุกเดือน

4. สัดส่วนไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานหมุนเวียนจริงที่คำนวณได้สำหรับรอบ 1 ปีจะต้องไม่ต่ำกว่าร้อยละ 5 และปริมาณพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนแต่ละเทคโนโลยี ต้องไม่ต่ำกว่าที่คณะกรรมการกำกับดูแลโครงสร้างกิจการไฟฟ้ากำหนด ตามที่ระบุในหมวด ง. ข้อ 1 (1.2)

5. ในกรณีที่สัดส่วนไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานหมุนเวียนจริงในรอบปีต่ำกว่าร้อยละ 5 และหรือ ปริมาณพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนแต่ละเทคโนโลยีที่จ่ายเข้าระบบในรอบปีต่ำกว่าที่คณะกรรมการกำกับดูแลโครงสร้างกิจการไฟฟ้ากำหนด ให้ปรับเงินเข้ากองทุนพัฒนาพลังงานทดแทนในอัตราที่คณะกรรมการกำกับดูแลโครงสร้างกิจการไฟฟ้ากำหนดเป็นคราวๆไป

จ. **ขั้นตอนและหลักการพิจารณารับซื้อไฟฟ้า**

1. คณะกรรมการกำกับดูแลโครงสร้างกิจการไฟฟ้าจะประกาศรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้า (Request for Proposals for Power Purchases from Power producers) โดยระบุข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับมาตรการ RPS ดังต่อไปนี้

   1.1 ปริมาณพลังไฟฟ้าที่ผลิตจากเชื้อเพลิงฟอสซิลที่จะรับซื้อ

   1.2 สัดส่วนของพลังไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ตามลักษณะกระบวนการการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน หมวด ค.

   1.3 ลำดับความสำคัญของพื้นที่ (List of Preferable Sites) เพื่อให้สอดคล้องกับประมาณการณ์ความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าและกำลังการผลิตตามแผนในพื้นที่

   ให้ผู้ผลิตไฟฟ้าที่สนใจยื่นข้อเสนอโครงการ ให้นำเสนอข้อมูลโดยแยกรายละเอียดของโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลและโรงไฟฟ้าที่ใช้พลังงานหมุนเวียน

2. ในกรณีที่เจ้าของโครงการโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลและโครงการโรงไฟฟ้าที่ใช้พลังงานหมุนเวียนเป็นคนละนิติบุคคล ให้ผู้ยื่นข้อเสนอโครงการเป็นเจ้าของโครงการโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล และให้เสนอเอกสารสัญญาแสดงรายละเอียดเงื่อนไขการยื่นข้อเสนอโครงการร่วมมาประกอบการพิจารณา

3. การพิจารณาข้อเสนอโครงการโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล ให้เป็นตามที่คณะกรรมการกำกับดูแลโครงสร้างกิจการไฟฟ้าประกาศ

4. กรณีที่ผู้ผลิตไฟฟ้าไม่ประสงค์ที่จะนำเสนอโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน ให้ผู้ผลิตไฟฟ้าสามารถชำระเงินชดเชยให้กับ "กองทุนพัฒนาพลังงานหมุนเวียน" ในอัตราที่คณะกรรมการกำกับดูแลโครงสร้างกิจการไฟฟ้ากำหนดเป็นคราวๆไป

5. ให้ผู้ผลิตไฟฟ้ายื่นข้อเสนอโครงการที่ คณะกรรมการกำกับดูแลโครงสร้างกิจการไฟฟ้า

6. ผู้ยื่นข้อเสนอโครงการต้องเสนออัตราค่าพลังงานไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิล อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน และอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยที่จะขายต่อหน่วยที่คิดรวมทั้งส่วนที่ผลิตโดยใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลและจากพลังงานหมุนเวียน

7. คณะกรรมการกำกับดูแลโครงสร้างกิจการไฟฟ้าจะพิจารณาการรับซื้อไฟฟ้า ตามระเบียบที่ประกาศเป็นงวด

8. คณะกรรมการกำกับดูแลโครงสร้างกิจการไฟฟ้าจะประกาศผลการพิจารณารับซื้อไฟฟ้าภายใน 90 วัน นับจากวันที่ปิดรับข้อเสนอโครงการ

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย

พ.ศ. 2547 - 2558

(PDP 2004)

รายงานเลขที่ 111200-4704

ฝ่ายวางแผนระบบไฟฟ้า

สิงหาคม 2547

บทสรุปสำหรับผู้บริหาร

ตามที่คณะกรรมการ กฟผ. ได้มีการประชุมพิจารณาแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของ กฟผ. พ.ศ. 2547-2558 (PDP 2004) เมื่อวันที่ 4 พฤษภาคม 2547 และวันที่ 28 พฤษภาคม 2547 นั้น ที่ประชุมได้พิจารณาให้ความสำคัญถึงความมั่นคงและความเพียงพอของระบบไฟฟ้าของประเทศ โดยที่รัฐบาลยังสามารถดูแลอัตราค่าไฟฟ้าให้มีเสถียรภาพได้ในระดับหนึ่ง โดยสามารถสรุปสาระสำคัญของแผนได้ดังนี้

1. รูปแบบโครงสร้างกิจการไฟฟ้าเป็นไปตามมติคณะรัฐมนตรี เมื่อ วันที่ 9 ธันวาคม 2546 เป็นแบบ Enhanced Single Buyer (ESB)

2. ในช่วงปี 2547-2553 มีโรงไฟฟ้าใหม่เพิ่มขึ้นจำนวน 5 โรงไฟฟ้า ขนาดโรงละ 700 เมกะวัตต์ โดยเป็นการลงทุนของ กฟผ. จำนวน 4 โรงไฟฟ้า ประกอบด้วย

   (1) โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมสงขลา ชุดที่ 1
   (2) โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมพระนครใต้ ชุดที่ 3
   (3) โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมพระนครเหนือ ชุดที่ 1
   (4) โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมบางปะกง ชุดที่ 5

ส่วนโรงไฟฟ้าใหม่อีก 1 โรง ขนาด 700 เมกะวัตต์ ขนานเข้าระบบในปี 2550 นั้น คณะกรรมการกฟผ.มีมติให้เสนอกระทรวงพลังงานเพื่อพิจารณานำเสนอคณะรัฐมนตรีเกี่ยวกับข้อเสนอของบริษัท กัลฟ์เพาเวอร์เจเนอเรชั่น จำกัด (GPG) คู่สัญญา IPP เป็น 2 แนวทาง คือ

1. ให้ GPG ก่อสร้างโรงไฟฟ้าขนาดประมาณ 734 เมกะวัตต์ 1 ชุด (1 โรงไฟฟ้า) ตามมติคณะรัฐมนตรีเดิม และมีค่าใช้จ่ายเพิ่มเติมเกี่ยวกับการฟ้องเรียกค่าเสียหาย GFM ที่ยังไม่ทราบจำนวนที่แน่นอน (Unknown) หรือ
2. ให้ GPG ก่อสร้างโรงไฟฟ้าขนาดประมาณ 1,468 เมกะวัตต์ (2x734) และมีราคาค่าไฟฟ้า (ไม่รวมค่าท่อก๊าซ) ไม่สูงกว่ารายอื่น โดยให้บริษัทฯยุติข้อร้องเรียนและคดีความทั้งสิ้น

สำหรับโรงไฟฟ้าใหม่ตั้งแต่ ปี 2554 เป็นต้นไปเพื่อให้ระบบไฟฟ้าของประเทศเป็นไปอย่างมั่นคงเพียงพอ มีอัตราค่าไฟฟ้าที่รัฐสามารถควบคุมตรวจสอบและมีความเป็นธรรมต่อทั้งประชาชนและภาคอุตสาหกรรมเห็นควรพิจารณาให้ กฟผ. ก่อสร้างในสัดส่วนไม่น้อยกว่าร้อยละ 50 ของกำลังผลิตที่เพิ่มขึ้นในอนาคต ในราคาที่แข่งขันกับเอกชนได้

ต่อมาเมื่อวันที่ 28 กรกฎาคม 2547 คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) ได้ประชุมพิจารณาแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2547-2558 (PDP 2004) และมีมติเห็นชอบในหลักการ โดยมีแนวทางการจัดหาไฟฟ้าก่อนปี 2554 ดังนี้

1. ให้ กฟผ. ดำเนินโครงการโรงไฟฟ้า 4 โรง ได้แก่ โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมสงขลา ชุดที่ 1 โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมพระนครใต้ ชุดที่ 3 โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมพระนครเหนือ ชุดที่ 1 และโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมบางปะกง ชุดที่ 5 โดยรัฐบาลไม่ค้ำประกันการก่อหนี้ และให้มีการแยกบัญชีการเงินของโครงการดังกล่าวจากบัญชีการเงินของ กฟผ. อย่างชัดเจน ทั้งนี้ต้นทุนการจัดหาไฟฟ้าภายใต้โครงการดังกล่าวจะต้องไม่สูงกว่าโรงไฟฟ้าเอกชนที่มีขนาดใกล้เคียงกัน

2. เห็นชอบให้บริษัท กัลฟ์เพาเวอร์เจนเนอเรชั่น จำกัด ขยายขนาดกำลังการผลิตไฟฟ้าโครงการแก่งคอย 2 จาก 734 เมกะวัตต์ เป็น 1,468 เมกะวัตต์ โดยโรงไฟฟ้าหน่วยแรกมีกำหนดการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบในเดือนมีนาคม 2550 และบริษัทจะยกเลิกการเรียกร้องค่าเสียหายจากการกระทำของหน่วยงานรัฐ (GFM) และการเรียกร้องเงินที่ลงทุนไปแล้วภายใต้โครงการโรงไฟฟ้าบ่อนอก ทั้งนี้ได้มอบหมายให้ กฟผ. นำโครงการดังกล่าวบรรจุในแผนแทนโรงไฟฟ้าใหม่

3. ให้ กฟผ. และ ปตท. รายงานความคืบหน้าโครงการก่อสร้างท่อส่งก๊าซธรรมชาติ และการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมสงขลา ทุก 3 เดือน ซึ่งหากโครงการดังกล่าวมีความล่าช้า ไม่สามารถดำเนินการได้ตามเป้าหมาย ให้เร่งพิจารณาจัดหาไฟฟ้าในภาคใต้ โดยพิจารณานำโครงการขยายโรงไฟฟ้าขนอม ขนาด 385 เมกะวัตต์ ในปี 2550 มาทดแทน

4. ให้ กฟผ. ดำเนินการดังนี้

(1) จัดทำแผนการบำรุงรักษาโรงไฟฟ้า โดยให้งดการหยุดซ่อมบำรุงรักษาในช่วงที่ระบบมีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูง เพื่อให้มั่นใจว่ามีไฟฟ้าเพียงพอต่อความต้องการในช่วงปี 2549-2550

(2) รายงานความคืบหน้าผลการทดสอบการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสำรองของผู้เข้าร่วมโครงการ ตามนโยบาย Peak Cut

(3) ทำการศึกษาแนวทางการจัดหาไฟฟ้าในภาคใต้ โดยพิจารณาการปรับปรุงประสิทธิภาพและขยายขนาดโรงไฟฟ้าขนอม จาก 150 เมกะวัตต์ เป็น 385 เมกะวัตต์ เป็นทางเลือก พร้อมทั้งศึกษาต้นทุนและความเป็นไปได้ในการขยายโครงการดังกล่าวเพิ่มเติมเป็น 700 เมกะวัตต์ ในอนาคต

สำหรับในการจัดทำแผน PDP 2004 นี้ ได้ดำเนินการโดยใช้ข้อมูลล่าสุดและนำยุทธศาสตร์พลังงานของกระทรวงพลังงานมาประกอบการพิจารณา โดยมีผลสรุปของแผน ดังนี้

ก.) หลักการในการจัดทำแผน

1. ใช้ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าที่จัดทำโดยคณะอนุกรรมการการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า ฉบับการคาดการณ์การเจริญเติบโตทางเศรษฐกิจปานกลาง (Moderate Economic Growth : MEG ที่สมมุติฐาน GDP เฉลี่ย 6.5%) เดือนมกราคม 2547 และนำนโยบาย Peak Cut ประมาณ 500 เมกะวัตต์ มาใช้ตั้งแต่ปี 2549 เป็นต้นไป

2. กำหนดความมั่นคงของระบบไฟฟ้าด้วยตัวชี้วัดโอกาสไฟฟ้าดับ (Loss of Load Probability : LOLP) ไม่เกิน 24 ชั่วโมงใน 1 ปี และกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองประมาณร้อยละ 15

3. นโยบายการนำพลังงานหมุนเวียนจ่ายเข้าระบบไม่น้อยกว่าร้อยละ 5 ของโรงไฟฟ้าที่สร้างใหม่ ตั้งแต่ปี 2554 เป็นต้นไป

4. พิจารณาความร่วมมือด้านพลังงานไฟฟ้ากับประเทศเพื่อนบ้าน เพื่อให้สอดคล้องกับยุทธศาสตร์ความร่วมมือพลังงานระหว่างประเทศ

ข.) สรุปผลแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า (PDP 2004) ได้ดังนี้

1. โรงไฟฟ้าใหม่ที่เพิ่มขึ้นในช่วงปี 2547 - 2553 ประกอบด้วย
   (1) ส่วนที่ กฟผ. เป็นผู้ลงทุน ได้แก่
      - โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมสงขลา ชุดที่ 1
      - โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมพระนครใต้ ชุดที่ 3
      - โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมพระนครเหนือ ชุดที่ 1
      - โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมบางปะกง ชุดที่ 5

(2) ส่วนที่เอกชนเป็นผู้ลงทุนซึ่งได้มีการลงนามในข้อตกลงการซื้อขายไฟฟ้าแล้ว ได้แก่

- โรงไฟฟ้าของบริษัท BLCP เพาเวอร์ จำกัด เครื่องที่ 1-2
- โรงไฟฟ้าของบริษัท กัลฟ์เพาเวอร์เจนเนอเรชั่น จำกัด
- โรงไฟฟ้าของบริษัท ราชบุรีเพาเวอร์ จำกัด ชุดที่ 1-2
- โครงการใน สปป.ลาว (น้ำเทิน 2)

(3) โรงไฟฟ้าใหม่

- โรงไฟฟ้าของบริษัทกัลฟ์เพาเวอร์เจนเนอเรชั่น จำกัด (เพิ่มเติม)

2. โรงไฟฟ้าใหม่ที่เกิดขึ้นในช่วงปี 2554 – 2558 ตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้ามีจำนวน 18 โรงไฟฟ้า (12,600 เมกะวัตต์) โดยใช้เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติเป็นแผนหลัก หากราคาก๊าซธรรมชาติผันผวนมาก หรือ พิจารณาเห็นว่าการใช้ก๊าซธรรมชาติในปริมาณที่สูงมาก ซึ่งเป็นความเสี่ยงต่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้าและราคาค่าไฟฟ้าก็สามารถนำเชื้อเพลิงถ่านหินเป็นแผนสำรองได้ ทั้งนี้ให้นำโรงไฟฟ้าพลังน้ำจากประเทศเพื่อนบ้านมาประกอบการพิจารณาด้วย

3. เพื่อให้สอดคล้องกับยุทธศาสตร์พลังงานในคราวการประชุมเชิงปฏิบัติการยุทธศาสตร์พลังงานเพื่อการแข่งขัน ครั้งที่ 1 เมื่อวันที่ 28 สิงหาคม 2546 ซึ่งมีการกำหนดการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนไม่น้อยกว่าร้อยละ 5 ของโรงไฟฟ้าใหม่ ดังนั้นในแผน PDP 2004 ได้รวมพลังงานหมุนเวียนสำหรับโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ แล้วเสร็จในช่วงปี 2554-2558 ประมาณ 630 เมกะวัตต์

4. ในการจัดทำแผน PDP 2004 มีปัจจัยความเสี่ยงต่อกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง ซึ่งอาจเพิ่มขึ้นหรือลดลง ในการนี้ควรมีการติดตามและทบทวนเป็นระยะๆ โดยมีปัจจัยความเสี่ยงดังนี้

(1) การพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า (Load Forecast) อาจมีการเปลี่ยนแปลงอันเนื่องมาจากภาวะเศรษฐกิจ ซึ่งมีปัจจัยมากระทบต่อ GDP จะทำให้ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้ามีการเปลี่ยนแปลง

(2) การดำเนินการโครงการ Peak Cut ปริมาณ 500 เมกะวัตต์ ตั้งแต่ปี 2549 เป็นต้นไป อาจมีเอกชนเข้าร่วมโครงการไม่ได้ตามเป้าหมาย

(3) โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่กำหนดไว้ตามแผนฯ ในช่วงปี 2547-2550 จำนวน 151 เมกะวัตต์ และในช่วงปี 2551-2553 จำนวน 175 เมกะวัตต์ อาจมีมากหรือน้อยกว่าที่กำหนด

5. แผนการลงทุน *

การลงทุนในช่วงแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 9 และ 10 (ปี 2545-2549 และ 2550-2554) ซึ่งเป็นประมาณการรายจ่ายลงทุนในส่วนของ กฟผ. และประมาณการรายจ่ายลงทุนของกิจการไฟฟ้า เป็นดังนี้

หน่วย : ล้านบาท

	รายจ่ายลงทุนโดย กฟผ.			รายจ่ายลงทุนของกิจการไฟฟ้า		
	แหล่งผลิต	ระบบส่ง	รวม	แหล่งผลิต	ระบบส่ง	รวม
แผนฯ 9 (2545-2549)	38,904	43,623	82,527	50,384	43,815	94,199
แผนฯ 10 (2550-2554)	166,019	164,094	330,113	251,357	167,420	418,777
รวม (2545-2554)	204,923	207,717	412,640	301,741	211,235	512,976

6. ประมาณการฐานะการเงิน

6.1 กำหนดให้อัตราค่าไฟฟ้าขายส่งคำนวณตามสมมุติฐานของสำนักนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) ซึ่งกำหนดให้ใช้จัดทำประมาณการฐานะการเงิน เพื่อประกอบการศึกษาการปรับปรุงโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า โดยกำหนดให้อัตราค่าไฟฟ้าขายส่งในอัตราค่าไฟฟ้าปัจจุบันคงที่จนถึงปี 2552 และ กฟผ. ลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่ทั้งหมด โดยใช้ราคาเชื้อเพลิงตามหนังสือบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) ที่ ฝธก. 286/47 ลงวันที่ 16 กรกฎาคม 2547 และทำการศึกษาเป็น 2 กรณี คือ กรณีราคาเชื้อเพลิงฐาน และ กรณีราคาเชื้อเพลิงสูง

กรณีราคาเชื้อเพลิงฐาน ผลการศึกษาประมาณการฐานะการเงินจากสมมติฐานดังกล่าว เมื่อพิจารณาจากอัตราส่วนทางการเงินที่สำคัญ สรุปได้ดังนี้ คือ อัตราส่วนการลงทุนจากเงินรายได้ (Self Financing Ratio : SFR) ซึ่งกำหนดเกณฑ์การพิจารณาให้ไม่น้อยกว่าร้อยละ 25 ตั้งแต่ปี 2547-2549 ไม่เป็นไปตามเกณฑ์ ส่วนปี 2550-2552 เป็นไปตามเกณฑ์ อัตราส่วนความสามารถในการชำระหนี้ (Debt Service Coverage Ratio : DSCR) ซึ่งกำหนดเกณฑ์การพิจารณาให้ไม่น้อยกว่า 1.3 เท่า ตั้งแต่ปี 2547-2549 ไม่เป็นไปตามเกณฑ์ แต่ปี 2550-2552 เป็นไปตามเกณฑ์ สำหรับอัตราส่วนหนี้สินต่อทุน (Debt/Equity Ratio : D:E) ซึ่งกำหนดไม่เกินร้อยละ 1.5 เท่า ตั้งแต่ปี 2547-2552 เป็นไปตามเกณฑ์ทุกปี

หมายเหตุ : * ณ อัตราแลกเปลี่ยน 38 บาทต่อเหรียญสหรัฐ

* ไม่รวมเงินลงทุนโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน (RPS)

Item		2544	2545	2546	2547	2548	2549	2550	2551	2552
Wholesale Rate (B/kWh)		1.9011	2.0217	2.0824	2.1395	2.1370	2.1345	2.1321	2.1298	2.1298
Net Income	(M Baht)	13,132	27,382	30,001	21,250	21,131	19,608	34,407	35,557	39,541
ROA	(%)	3.13	6.96	7.93	5.62	5.52	4.99	8.29	7.75	7.58
ROIC	(%)	3.44	6.40	7.92	6.30	6.14	5.46	8.68	8.14	8.33
SFR	(%)	3.45	26.07	82.90	-50.22	0.50	10.93	48.45	31.47	33.29
DSCR	(Time)	0.66	1.31	1.47	0.98	1.00	1.03	1.68	1.80	2.26
D : E ratio	(Time)	2.16	1.62	1.27	1.12	0.99	0.94	0.89	0.95	1.02

กรณีราคาเชื้อเพลิงสูง SFR และ DSCR ตั้งแต่ปี 2547-2552 ไม่เป็นไปตามเกณฑ์ สำหรับD:E เป็นไปตามเกณฑ์ทุกปี

Item		2544	2545	2546	2547	2548	2549	2550	2551	2552
Wholesale Rate (B/kWh)		1.9011	2.0217	2.0824	2.1395	2.1370	2.1345	2.1321	2.1298	2.1298
Net Income	(M Baht)	13,132	27,382	30,001	19,849	6,256	-2,035	18,130	19,815	23,246
ROA	(%)	3.13	6.96	7.93	5.25	1.63	-0.52	4.37	4.35	4.49
ROIC	(%)	3.44	6.40	7.92	5.94	2.35	0.27	5.23	5.21	5.79
SFR	(%)	3.45	26.07	82.90	-60.81	-72.59	-56.91	8.95	-0.27	2.09
DSCR	(Time)	0.66	1.31	1.47	0.94	0.60	0.52	1.09	0.98	1.04
D : E ratio	(Time)	2.16	1.62	1.27	1.13	1.10	1.21	1.23	1.34	1.52

6.2 กำหนดให้อัตราค่าไฟฟ้าขายส่งและราคาเชื้อเพลิงเหมือนกับสมมุติฐาน ข้อ 6.1 แต่ ให้ กฟผ. ลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่ในสัดส่วนร้อยละ 50 ของกำลังผลิตไฟฟ้าอนาคต ผลการประมาณการฐานะการเงิน สรุปได้ดังนี้

กรณีราคาเชื้อเพลิงฐาน SFR และ DSCR ตั้งแต่ปี 2547-2549 ไม่เป็นไปตามเกณฑ์ แต่ ปี 2550-2552 เป็นไปตามเกณฑ์ สำหรับ D:E เป็นไปตามเกณฑ์ทุกปี

Item		2544	2545	2546	2547	2548	2549	2550	2551	2552
Wholesale Rate (B/kWh)		1.9011	2.0217	2.0824	2.1395	2.1370	2.1345	2.1321	2.1298	2.1298
Net Income	(M Baht)	13,132	27,382	30,001	21,250	21,131	19,608	34,407	35,566	39,588
ROA	(%)	3.13	6.96	7.93	5.62	5.52	4.99	8.29	7.79	7.74
ROIC	(%)	3.44	6.40	7.92	6.30	6.14	5.46	8.68	8.16	8.45
SFR	(%)	3.45	26.07	82.90	-50.22	0.50	10.93	50.78	35.27	41.21
DSCR	(Time)	0.66	1.31	1.47	0.98	1.00	1.03	1.68	1.80	2.29
D : E ratio	(Time)	2.16	1.62	1.27	1.12	0.99	0.94	0.89	0.93	0.96

กรณีราคาเชื้อเพลิงสูง SFR และ DSCR ตั้งแต่ปี 2547-2552 ไม่เป็นไปตามเกณฑ์ สำหรับ D:E เป็นไปตามเกณฑ์ทุกปี

Item		2544	2545	2546	2547	2548	2549	2550	2551	2552
Wholesale Rate (B/kWh)		1.9011	2.0217	2.0824	2.1395	2.1370	2.1345	2.1321	2.1298	2.1298
Net Income	(M Baht)	13,132	27,382	30,001	19,849	6,256	-2,035	18,130	19,859	23,481
ROA	(%)	3.13	6.96	7.93	5.25	1.63	-0.52	4.37	4.39	4.65
ROIC	(%)	3.44	6.40	7.92	5.94	2.35	0.27	5.23	5.23	5.89
SFR	(%)	3.45	26.07	82.90	-60.81	-72.59	-56.91	9.38	-0.38	3.40
DSCR	(Time)	0.66	1.31	1.47	0.94	0.60	0.52	1.09	0.99	1.06
D : E ratio	(Time)	2.16	1.62	1.27	1.13	1.10	1.21	1.23	1.31	1.42

6.3 กำหนดให้อัตราค่าไฟฟ้าขายส่งเพียงพอให้ กฟผ. ได้รับอัตราส่วนผลตอบแทนจากเงินลงทุน (Return on Investment Capital : ROIC) เท่ากับร้อยละ 8.00 โดยราคาเชื้อเพลิงเหมือนข้อ 6.1 และ กฟผ. ลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่ร้อยละ 50 เหมือน ข้อ 6.2

กรณีราคาเชื้อเพลิงฐานมีผลทำให้อัตราค่าไฟฟ้าขายส่งเพิ่มจาก ข้อ 6.2 โดยปี 2548-2549 เพิ่มขึ้นประมาณ 6-8 สตางค์ต่อหน่วย ปี 2550-2552 อัตราค่าไฟฟ้าจะลดลงประมาณ 1-2 สตางค์ต่อหน่วย ส่วนผลการประมาณการฐานะการเงิน สรุปได้ดังนี้ SFR เป็นไปตามเกณฑ์ทุกปี ยกเว้นปี 2547 สำหรับ DSCR ปี 2547 - 2548 ไม่เป็นไปตามเกณฑ์ แต่ปี 2549-2552 เป็นไปตามเกณฑ์ ส่วน D:E เป็นไปตามเกณฑ์ทุกปี

Item		2544	2545	2546	2547	2548	2549	2550	2551	2552
Wholesale Rate (B/kWh)		1.9011	2.0217	2.0824	2.1395	2.1974	2.2135	2.1155	2.1288	2.1208
Net Income	(M Baht)	13,132	27,382	30,001	21,250	28,386	30,174	32,593	35,620	38,323
ROA	(%)	3.13	6.96	7.93	5.62	7.38	7.61	7.75	7.67	7.36
ROIC	(%)	3.44	6.40	7.92	6.30	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00
SFR	(%)	3.45	26.07	82.90	-50.22	25.41	38.21	53.89	40.95	40.07
DSCR	(Time)	0.66	1.31	1.47	0.98	1.19	1.32	1.62	2.12	2.24
D : E ratio	(Time)	2.16	1.62	1.27	1.12	0.96	0.87	0.83	0.89	0.93

กรณีราคาเชื้อเพลิงสูงมีผลทำให้อัตราค่าไฟฟ้าขายส่งเพิ่มจาก ข้อ 6.2 โดยปี 2548 เพิ่มขึ้นประมาณ 18 สตางค์ต่อหน่วย ปี 2549 เพิ่มขึ้น 24 สตางค์ต่อหน่วย ส่วนปี 2550-2552 เพิ่มขึ้น

ประมาณ 8-9 สตางค์ต่อหน่วย ส่วนผลการประมาณการฐานะการเงิน สรุปได้ดังนี้ SFR ปี 2547-2548 ไม่เป็นไปตามเกณฑ์ แต่ปี 2549-2552 เป็นไปตามเกณฑ์ สำหรับ DSCR ปี 2547 - 25498 ไม่เป็นไปตามเกณฑ์ แต่ปี 2549-2552 เป็นไปตามเกณฑ์ ส่วน D:E เป็นไปตามเกณฑ์ทุกปี

Item	2544	2545	2546	2547	2548	2549	2550	2551	2552
Wholesale Rate (B/kWh)	1.9011	2.0217	2.0824	2.1395	2.3202	2.3724	2.2218	2.2198	2.2038
Net Income (M Baht)	13,132	27,382	30,001	19,849	28,274	30,162	32,910	35,835	38,356
ROA (%)	3.13	6.96	7.93	5.25	7.29	7.45	7.72	7.69	7.35
ROIC (%)	3.44	6.40	7.92	5.94	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00
SFR (%)	3.45	26.07	82.90	-60.81	3.02	25.31	55.32	41.89	40.17
DSCR (Time)	0.66	1.31	1.47	0.94	1.19	1.27	1.52	2.13	2.23
D : E ratio (Time)	2.16	1.62	1.27	1.13	1.01	0.92	0.85	0.90	0.94

แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย

พ.ศ. 2547 - 2558

(PDP 2004)

ฝ่ายวางแผนระบบไฟฟ้า
การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

สิงหาคม 2547

สารบัญ

		หน้า
1.	บทนำ	1
2.	บทสรุป	3
	2.1 สถานภาพปัจจุบัน	3
	2.2 การพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า	4
	2.3 กรอบการจัดทำแผน	4
	2.4 แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า (PDP 2004)	5
3.	การพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า	11
4.	แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า [PDP 2004]	15
	4.1 แผนพัฒนาไฟฟ้าภาคใต้	15
	4.2 แผนพัฒนาไฟฟ้าภาคตะวันออกเฉียงเหนือ	16
	4.3 พลังงานหมุนเวียน	16
	4.4 แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า	17
	4.5 การใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า	18
	4.6 กำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง	19
5.	การจัดการความเสี่ยง	21
6.	รายละเอียดโครงการที่บรรจุอยู่ในแผน	22
7.	ประมาณการรายจ่ายลงทุน	26
8.	ประมาณฐานะการเงินปี 2544-2552	31

ภาคผนวก

		หน้า
1.	สรุปแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย (PDP 2004)	45
2.	แผนที่ระบบไฟฟ้า	49
3.	กำลังผลิตไฟฟ้าในปัจจุบัน	53
4.	ระบบส่งไฟฟ้าในปัจจุบัน	57
5.	สถิติและพยากรณ์การผลิตพลังและพลังงานไฟฟ้า	61
6.	ประมาณการกำลังผลิตติดตั้ง	71
7.	ประมาณการการผลิตพลังงานไฟฟ้า	75
8.	โครงการขยายระบบส่งไฟฟ้า	79
9.	แผนการลงทุน	87
10.	ราคาเชื้อเพลิง	99
11.	ประมาณการฐานะการเงิน	107

1. บทนำ

ตามที่คณะกรรมการ กฟผ. ได้อนุมัติแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2546-2559 (PDP 2003) เมื่อวันที่ 18 เมษายน 2546 คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) อนุมัติเมื่อวันที่ 7 กรกฎาคม 2546 และคณะรัฐมนตรีให้ความเห็นชอบเมื่อวันที่ 2 กันยายน 2546 นั้น แผนฯดังกล่าวใช้ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าที่จัดทำโดยคณะอนุกรรมการการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าฉบับเดือนสิงหาคม 2545 แต่เนื่องจากเศรษฐกิจของประเทศได้เจริญเติบโตอย่างรวดเร็ว ทำให้ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดปี 2546 เพิ่มขึ้น เป็น 18,121.4 เมกะวัตต์ สูงกว่าประมาณการไว้เมื่อเดือนสิงหาคม 2545 เท่ากับ 278.4 เมกะวัตต์ (ค่าประมาณการ 17,843 เมกะวัตต์) ประกอบกับรัฐบาลคาดว่าปี 2547-2548 การเจริญเติบโตทางเศรษฐกิจจะยังคงสูง ดังนั้นเพื่อให้สอดคล้องกับภาวะเศรษฐกิจที่จะเพิ่มขึ้น กฟผ. จึงทำการปรับแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า PDP 2003 ใหม่ เรียกว่า แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2547-2558 (PDP 2003 ฉบับปรับปรุง)

กฟผ. ได้นำเสนอแผนดังกล่าวให้คณะกรรมการ กฟผ. พิจารณาในการประชุมครั้งที่ 14/2546 เมื่อวันที่ 19 ธันวาคม 2546 คณะกรรมการฯ มีมติอนุมัติ และ กฟผ. ได้นำเสนอกระทรวงพลังงานพิจารณาอนุมัติ

ต่อมาคณะอนุกรรมการการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าได้จัดทำค่าพยากรณ์ใหม่แล้วเสร็จเมื่อเดือนมกราคม 2547 ซึ่งค่าพยากรณ์ดังกล่าวจะมีค่าสูงกว่าค่าพยากรณ์ที่ กฟผ.พยากรณ์ไว้เมื่อปลายปี 2546 (ใช้จัดทำแผน PDP 2003 : ฉบับปรับปรุง) ดังนั้น กฟผ.จึงต้องปรับปรุงแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าใหม่อีกครั้ง เรียกว่า แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2547-2558 (PDP 2004) ในการจัดทำแผน PDP ใหม่นี้ ได้นำนโยบายของกระทรวงพลังงานที่มีการนำเครื่องยนต์ดีเซลของโรงงานอุตสาหกรรม และธุรกิจขนาดใหญ่ที่สำรองไว้ใช้กรณีสำรองฉุกเฉินมาเดินเครื่องในช่วงเวลามีการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของปี (Peak Cut)ในปริมาณ 500 เมกะวัตต์ ตั้งแต่ปี 2549 เป็นต้นไป นอกจากนี้ยังนำนโยบายพลังงานหมุนเวียนและยุทธศาสตร์ความร่วมมือพลังงานระหว่างประเทศมาประกอบการพิจารณาด้วย

แผนดังกล่าว ฝ่ายบริหาร กฟผ. ได้นำเสนอต่อคณะกรรมการ กฟผ. พิจารณา เมื่อวันที่ 4 พฤษภาคม 2547 และ วันที่ 28 พฤษภาคม 2547 และได้รับความเห็นชอบจากคณะกรรมการ กฟผ. ให้นำเสนอกระทรวงพลังงานเพื่อพิจารณา

ต่อมาเมื่อวันที่ 28 กรกฎาคม 2547 คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) ได้ประชุมพิจารณาแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2547-2558 (PDP 2004) และมีมติเห็นชอบในหลักการ โดยมีแนวทางการจัดหาไฟฟ้าก่อนปี 2554 ดังนี้

1. ให้ กฟผ. ดำเนินโครงการโรงไฟฟ้า 4 โรง ได้แก่ โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมสงขลา ชุดที่ 1 โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมพระนครใต้ ชุดที่ 3 โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมพระนครเหนือ ชุดที่ 1 และโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมบางปะกง ชุดที่ 5 โดยรัฐบาลไม่ค้ำประกันการก่อหนี้ และให้มีการแยกบัญชีการเงินของโครงการดังกล่าวจากบัญชีการเงินของ กฟผ. อย่างชัดเจน ทั้งนี้ต้นทุนการจัดหาไฟฟ้าภายใต้โครงการดังกล่าวจะต้องไม่สูงกว่าโรงไฟฟ้าเอกชนที่มีขนาดใกล้เคียงกัน

2. เห็นชอบให้บริษัท กัลฟ์เพาเวอร์เจนเนอเรชั่น จำกัด ขยายขนาดกำลังการผลิตไฟฟ้าโครงการแก่งคอย 2 จาก 734 เมกะวัตต์ เป็น 1,468 เมกะวัตต์ โดยโรงไฟฟ้าหน่วยแรกมีกำหนดการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบในเดือนมีนาคม 2550 และบริษัทจะยกเลิกการเรียกร้องค่าเสียหายจากการกระทำของหน่วยงานรัฐ (GFM) และการเรียกร้องเงินที่ลงทุนไปแล้วภายใต้โครงการโรงไฟฟ้าบ่อนอก ทั้งนี้ได้มอบหมายให้ กฟผ. นำโครงการดังกล่าวบรรจุในแผนแทนโรงไฟฟ้าใหม่

3. ให้ กฟผ. และ ปตท. รายงานความคืบหน้าโครงการก่อสร้างท่อส่งก๊าซธรรมชาติ และการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมสงขลา ทุก 3 เดือน ซึ่งหากโครงการดังกล่าวมีความล่าช้า ไม่สามารถดำเนินการได้ตามเป้าหมาย ให้เร่งพิจารณาจัดหาไฟฟ้าในภาคใต้ โดยพิจารณานำโครงการขยายโรงไฟฟ้าขนอม ขนาด 385 เมกะวัตต์ ในปี 2550 มาทดแทน

4. ให้ กฟผ. ดำเนินการดังนี้

(1) จัดทำแผนการบำรุงรักษาโรงไฟฟ้า โดยให้งดการหยุดซ่อมบำรุงรักษาในช่วงที่ระบบมีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูง เพื่อให้มั่นใจว่ามีไฟฟ้าเพียงพอต่อความต้องการในช่วงปี 2549-2550

(2) รายงานความคืบหน้าผลการทดสอบการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสำรองของผู้เข้าร่วมโครงการ ตามนโยบาย Peak Cut

(3) ทำการศึกษาแนวทางการจัดหาไฟฟ้าในภาคใต้ โดยพิจารณาการปรับปรุงประสิทธิภาพและขยายขนาดโรงไฟฟ้าขนอม จาก 150 เมกะวัตต์ เป็น 385 เมกะวัตต์ เป็นทางเลือก พร้อมทั้งศึกษาต้นทุนและความเป็นไปได้ในการขยายโครงการดังกล่าวเพิ่มเติมเป็น 700 เมกะวัตต์ ในอนาคต

2. บทสรุป

2.1 สถานภาพปัจจุบัน

ในครึ่งปีแรกของปีงบประมาณ 2547 (สิ้นสุด 31 มีนาคม 2547) ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดในระบบเกิดขึ้นเมื่อ 30 มีนาคม 2547 มีค่าเท่ากับ 19,325.8 เมกะวัตต์ สูงกว่าความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดในปีงบประมาณ 2546 ซึ่งเกิดขึ้นเมื่อวันที่ 7 พฤษภาคม 2546 เท่ากับ 1,204.4 เมกะวัตต์ (ความต้องการสูงสุดของปีงบประมาณ 2546 เท่ากับ 18,121.4 เมกะวัตต์) หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 6.65 ในขณะที่มีกำลังผลิตติดตั้งของระบบรวมทั้งสิ้น 25,705.2 เมกะวัตต์

2.1.1 โรงไฟฟ้า

ในสิ้นเดือนมีนาคม 2547 ระบบไฟฟ้าของประเทศไทย มีกำลังผลิตติดตั้งรวมทั้งสิ้น 25,705.2 เมกะวัตต์ ประกอบด้วย โรงไฟฟ้าของ กฟผ. 15,150.8 เมกะวัตต์ (ร้อยละ 58.9) และรับซื้อจากเอกชนและประเทศเพื่อนบ้านจำนวน 10,554.4 เมกะวัตต์ (ร้อยละ 41.1) ถ้าจำแนกตามประเภทของโรงไฟฟ้าจะสามารถแบ่งเป็นโรงไฟฟ้าชนิดต่างๆ คือ โรงไฟฟ้าพลังน้ำ 3,261.7 เมกะวัตต์ (ร้อยละ 12.7) โรงไฟฟ้าพลังความร้อน 8,339 เมกะวัตต์ (ร้อยละ 32.4) โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม 12,533.6 เมกะวัตต์ (ร้อยละ 48.7) โรงไฟฟ้ากังหันแก๊สและดีเซล 1,148.0 เมกะวัตต์ (ร้อยละ 4.5) พลังงานหมุนเวียน 122.9 เมกะวัตต์ (ร้อยละ 0.5) สายส่งเชื่อมโยงไทย-มาเลเซีย 300.0 เมกะวัตต์ (ร้อยละ 1.2)

2.1.2 ระบบส่งไฟฟ้า

ระดับแรงดันไฟฟ้ามาตรฐานในระบบส่งของ กฟผ. ประกอบด้วย 500 กิโลโวลต์ 230 กิโลโวลต์ 132 กิโลโวลต์ 115 กิโลโวลต์ และ 69 กิโลโวลต์ ที่ความถี่ 50 เฮิทร์ซ เมื่อสิ้นเดือนมีนาคม 2547 สายส่งมีความยาวทั้งสิ้น 28,331 วงจรกิโลเมตร แยกเป็นสายส่ง 500 กิโลโวลต์ 2,790 วงจรกิโลเมตร สายส่ง 230 กิโลโวลต์ 11,327 วงจรกิโลเมตร สายส่ง 132 กิโลโวลต์ 9 วงจรกิโลเมตร สายส่ง 115 กิโลโวลต์ 14,153 วงจรกิโลเมตร และสายส่ง 69 กิโลโวลต์ 52 วงจรกิโลเมตร โดยมีสถานีไฟฟ้าแรงสูง 500 กิโลโวลต์ จำนวน 8 แห่ง ติดตั้งหม้อแปลง 10,050 เอ็มวีเอ สถานีไฟฟ้าแรงสูง

230 กิโลโวลต์ จำนวน 54 แห่ง ติดตั้งหม้อแปลง 35,793 เอ็มวีเอ สถานีไฟฟ้าแรงสูง 132 กิโลโวลต์ จำนวน 1 แห่ง ติดตั้งหม้อแปลง 133 เอ็มวีเอ สถานีไฟฟ้าแรงสูง 115 กิโลโวลต์ จำนวน 131 แห่ง ติดตั้งหม้อแปลง 14,493 เอ็มวีเอ และสถานีไฟฟ้าแรงสูง 69 กิโลโวลต์ 2 แห่ง ติดตั้งหม้อแปลง 108 เอ็มวีเอ รวมมีสถานีไฟฟ้าแรงสูงทั้งสิ้น 196 แห่ง มีพิกัดหม้อแปลงรวมทั้งสิ้น 60,578 เอ็มวีเอ (รายละเอียดแสดงไว้ในภาคผนวก 4)

2.2 การพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า

จากค่าความต้องการไฟฟ้าสูงสุดปี 2546 ที่เกิดขึ้นจริง คือ 18,121.4 เมกะวัตต์ สูงกว่าค่าประมาณการที่คณะอนุกรรมการการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าประมาณไว้ (เมื่อเดือนสิงหาคม 2545) เท่ากับ 278.4 เมกะวัตต์ (ประมาณไว้ 17,843 เมกะวัตต์) และความต้องการไฟฟ้ามีแนวโน้มสูงขึ้นอีก เนื่องจากมาตรการของรัฐบาลที่กระตุ้นเศรษฐกิจให้เจริญเติบโตอย่างต่อเนื่อง ดังนั้นคณะอนุกรรมการการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า จึงได้จัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าขึ้นใหม่เมื่อเดือนมกราคม 2547 ใหม่ โดยค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้ากรณีเศรษฐกิจขยายตัวปานกลาง (MEG) มีอัตราค่าการเพิ่มของพลังไฟฟ้าในช่วงปี 2547-2551 ร้อยละ 7.5 ในช่วงปี 2552-2556 ร้อยละ 6.8 และ ในช่วงปี 2557-2558 ร้อยละ 6.4 ทั้งนี้ เมื่อสิ้นปี 2558 จะมีค่าเพิ่มเป็น 40,978 เมกะวัตต์ ซึ่งจะสูงกว่าชุดที่คณะอนุกรรมการฯจัดทำเมื่อเดือนสิงหาคม 2545 เท่ากับ 4,224 เมกะวัตต์

2.3 กรอบการจัดทำแผน

กรอบต่างๆที่ใช้พิจารณาการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า (PDP 2004) มีสมมุติฐานดังนี้

- ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าที่จัดทำโดยคณะอนุกรรมการการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า (MEG : เดือนมกราคม 2547)
- นโยบายกระทรวงพลังงานเรื่อง Peak Cut ปริมาณ 500 เมกะวัตต์ ตั้งแต่ปี 2549 เป็นต้นไป
- กำหนดความมั่นคงของระบบไฟฟ้าด้วยตัวชี้วัดโอกาสไฟฟ้าดับ (Loss of Load Probability : LOLP) ไม่เกิน 24 ชั่วโมง ต่อปี และกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองประมาณร้อยละ 15
- โรงไฟฟ้าใหม่สมมุติฐานว่าเป็นโรงไฟฟ้าในประเทศ และประเทศเพื่อนบ้าน

- นโยบายการส่งเสริมการใช้พลังงานหมุนเวียน (Renewable Portfolio Standard : RPS) โดยกำหนดโรงไฟฟ้าใหม่จะต้องมีโรงไฟฟ้า RPS ร้อยละ 5 ตั้งแต่ปี 2554 เป็นต้นไป
- พิจารณาความร่วมมือด้านพลังงานไฟฟ้ากับประเทศเพื่อนบ้าน เพื่อให้สอดคล้องกับยุทธศาสตร์ความร่วมมือพลังงานระหว่างประเทศ

2.4 แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า (PDP 2004)

จากแนวทางการจัดทำแผนที่กล่าวมาแล้วข้างต้น กฟผ. ได้ดำเนินการวิเคราะห์ทั้งทางเทคนิค และเศรษฐศาสตร์ ทำให้ได้แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย สรุปได้ดังนี้

2.4.1 แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าภาคใต้

(1) ก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมที่สงขลา ขนาด 700 เมกะวัตต์ เพื่อสนองความต้องการไฟฟ้าในภาคใต้ ให้แล้วเสร็จในปี 2551

(2) ก่อสร้างสายส่ง 230 กิโลโวลต์ บางสะพาน 1 - ชุมพร - สุราษฎร์ธานี ให้แล้วเสร็จภายใน ปี 2550 เพื่อเสริมระบบในภาคใต้ พร้อมทั้งสามารถส่งกระแสไฟฟ้าที่ราคาถูกจากภาคกลางมายังภาคใต้

2.4.2 แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าภาคตะวันออกเฉียงเหนือ

(1) ปรับปรุงสายส่ง 230 กิโลโวลต์ สระบุรี 2 – ลำตะคอง - นครราชสีมา 2 ให้แล้วเสร็จภายในปี 2550 เพื่อแก้ไขการขาดแคลนไฟฟ้าเนื่องจากการลดลงของปริมาณก๊าซธรรมชาติที่จ่ายให้โรงไฟฟ้าน้ำพอง

(2) ดำเนินการรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำน้ำเทิน 2 ให้แล้วเสร็จในปี 2552

(3) ก่อสร้างสายส่ง 500 กิโลโวลต์ ท่าตะโก-ชัยภูมิ 2 ให้แล้วเสร็จภายในปี 2554

2.4.3 แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้ารวม

นอกจากการดำเนินการในข้อ 2.4.1 และ 2.4.2 แล้ว สามารถสรุปแผนการดำเนินการพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศได้ ดังนี้

1) รับซื้อไฟฟ้าจากบริษัทกัลฟ์เพาเวอร์เจนเนอเรชั่น จำกัด (เพิ่มเติม) ขนาด 700 เมกะวัตต์ ให้แล้วเสร็จในเดือนมีนาคม 2550

2) กฟผ.ก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมพระนครใต้ ชุดที่ 3 และ โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมพระนครเหนือ ชุดที่ 1 ให้แล้วเสร็จในปี 2552 โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม

บางปะกง ชุดที่ 5 ให้แล้วเสร็จในปี 2553 โดยขนาดกำลังผลิตชุดละ 700 เมกะวัตต์ หรือ 800 เมกะวัตต์ ถ้าหากในขณะนั้นเทคโนโลยีนี้เป็นที่ยอมรับกันทั่วโลก (ขณะนี้เทคโนโลยีที่ยอมรับกันอยู่ที่ 765 เมกะวัตต์)

3) โรงไฟฟ้าใหม่ที่เกิดขึ้นในช่วงปี 2554 – 2558 ตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้ามีจำนวน 18 โรงไฟฟ้า (12,600 เมกะวัตต์) ซึ่งในแผนหลักนี้ได้ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง อย่างไรก็ตาม หากราคาก๊าซธรรมชาติมีความผันผวนมาก หรือ พิจารณาเห็นว่าการใช้ก๊าซธรรมชาติในปริมาณที่สูงมาก จะเป็นความเสี่ยงต่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้าและราคาค่าไฟฟ้า กฟผ. ได้ทำการศึกษาแผนสำรอง โดยใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง ซึ่งรวมถึงการนำโรงไฟฟ้าพลังน้ำจากประเทศเพื่อนบ้านมาประกอบการพิจารณาด้วย และเพื่อให้ระบบไฟฟ้าของประเทศเป็นไปอย่างมั่นคงเพียงพอ มีอัตราค่าไฟฟ้าที่รัฐสามารถควบคุมตรวจสอบ และ มีความเป็นธรรมต่อทั้งประชาชนและภาคอุตสาหกรรม ควรให้ กฟผ. ก่อสร้างโรงไฟฟ้าในสัดส่วนไม่น้อยกว่าร้อยละ 50 ของกำลังผลิตที่เพิ่มขึ้น ในราคาที่แข่งขันกับเอกชนได้

4) เพื่อให้สอดคล้องกับยุทธศาสตร์พลังงานในคราวประชุมเชิงปฏิบัติการยุทธศาสตร์พลังงานเพื่อการแข่งขัน ครั้งที่ 1 เมื่อวันที่ 28 สิงหาคม 2546 ซึ่งมีการกำหนดการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนไม่น้อยกว่าร้อยละ 5 ของโรงไฟฟ้าใหม่ ดังนั้นในแผน PDP 2004 ได้รวมพลังงานหมุนเวียนสำหรับโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ แล้วเสร็จในช่วงปี 2554-2558 ประมาณ 630 เมกะวัตต์

5) ปรับปรุงเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำที่ใช้งานมานาน ประกอบด้วย เขื่อนอุบลรัตน์ เขื่อนสิรินธร เขื่อนจุฬาภรณ์ เขื่อนน้ำพุง และ เขื่อนแก่งกระจาน

ตารางที่ 2.1 และรูปที่ 2.1 แสดงรายละเอียดรายชื่อและกำหนดจ่ายไฟฟ้าของโรงไฟฟ้า

2.4.4 กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองต่ำสุดในแต่ละปี แสดงในตารางข้างล่าง

ปีงบประมาณ	กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองต่ำสุด (%)
2547	26.8
2548	19.9
2549	13.7
2550	15.3
2551	15.5
2552	15.9
2553	14.3
2554	14.4
2555	15.3
2556	14.3
2557	14.6
2558	14.2

2.4.5 แผนการลงทุน[1/]

การลงทุนในช่วงแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 9 และ 10 (ปี 2545-2549 และ 2550-2554) ซึ่งเป็นประมาณการรายจ่ายลงทุนในส่วนของ กฟผ. และ ประมาณการรายจ่ายลงทุนในกิจการไฟฟ้า เป็นดังนี้

หน่วย : ล้านบาท

	รายจ่ายลงทุนโดย กฟผ.			รายจ่ายลงทุนของกิจการไฟฟ้า		
	แหล่งผลิต	ระบบส่ง	รวม	แหล่งผลิต	ระบบส่ง	รวม
แผนฯ 9 (2545-2549)	38,904	43,623	82,527	50,384	43,815	94,199
แผนฯ 10 (2550-2554)	166,019	164,094	330,113	251,357	167,420	418,777
รวม (2545-2554)	204,923	207,717	412,640	301,741	211,235	512,976

หมายเหตุ : 1/ ไม่รวมเงินลงทุนโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน (RPS)

ตารางที่ 2.1
แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2547-2558
PDP 2004

	ชื่อโครงการโรงไฟฟ้า	ชนิดของเชื้อเพลิง[2/]	กำลังผลิต (เมกะวัตต์) [3/]	รวม (เมกะวัตต์)	กำหนดแล้วเสร็จ
โครงการที่อยู่ระหว่างก่อสร้าง	พลังความร้อนกระบี่ เครื่องที่ 1	น้ำมัน	340	340	กุมภาพันธ์ 2547
	กังหันแก๊สสนามกระบือ (จากหนองจอก)	ก๊าซ	122	122	เมษายน 2547
	พลังน้ำเขื่อนลำตะคอง (สูบกลับ) เครื่องที่ 1-2	พลังน้ำ	2x250	500	มิถุนายน 2547
	บริษัท BLCP เพาเวอร์ จำกัด เครื่องที่ 1-2	ถ่านหิน	2x673.25	1,346.5	ต.ค. 49 - ก.พ. 50
	บริษัทกัลฟ์เพาเวอร์เจนเนอเรชั่น จำกัด [1/]	ก๊าซ	700	700	มีนาคม 2551
	บริษัท ราชบุรีเพาเวอร์ จำกัด ชุดที่ 1-2	ก๊าซ	2x700	1,400	มี.ค. 51 - มิ.ย. 51
	โครงการในสปป.ลาว(น้ำเทิน 2)	พลังน้ำ	920	920	พฤศจิกายน 2552
	ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก (พลังงานหมุนเวียน)	-	151.1	151.1	2547 - 2550
	ปรับปรุงโรงไฟฟ้าพลังน้ำเก่า	พลังน้ำ	(124.7)	(124.7)	2549 - 2551
	ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก (ประกาศรับซื้อเพิ่ม)	-	60	60	มกราคม 2550
	บริษัทกัลฟ์เพาเวอร์เจนเนอเรชั่น จำกัด (เพิ่มเติม)	-	700	700	มีนาคม 2550
	พลังความร้อนร่วมสงขลา ชุดที่ 1	ก๊าซ	700	700	มีนาคม 2551
	พลังความร้อนร่วมพระนครใต้ ชุดที่ 3	ก๊าซ	700	700	มีนาคม 2552
	พลังความร้อนร่วมพระนครเหนือ ชุดที่ 1	ก๊าซ	700	700	มีนาคม 2552
	พลังความร้อนร่วมบางปะกง ชุดที่ 5	ก๊าซ	700	700	มีนาคม 2553
	โรงไฟฟ้าใหม่ +RPS	-	4 x 700 + 140	2,940	มีนาคม 2554
	โรงไฟฟ้าใหม่ +RPS	-	3 x 700 + 105	2,205	มีนาคม 2555
	โรงไฟฟ้าใหม่ +RPS	-	3 x 700 + 105	2,205	มีนาคม 2556
	โรงไฟฟ้าใหม่ +RPS	-	4 x 700 + 140	2,940	มีนาคม 2557
	โรงไฟฟ้าใหม่ +RPS	-	4 x 700 + 140	2,940	มีนาคม 2558

กำลังผลิตติดตั้งถึง ธันวาคม 2546	25,363.0	เมกะวัตต์
รวมกำลังผลิตที่เพิ่มขึ้น [4/]	22,444.6	เมกะวัตต์
โรงไฟฟ้าที่ปลดออกจากระบบ	-475.0	เมกะวัตต์
รวมกำลังผลิตทั้งสิ้นถึงปี 2558	47,332.6	เมกะวัตต์

หมายเหตุ : 1/ อยู่ระหว่างเจรจา

2/ โรงไฟฟ้าใหม่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงหลัก โดยมี ถ่านหิน และพลังน้ำ เป็นทางเลือก

3/ การวางแผนใช้กำลังผลิตขนาดเครื่องละ 700 เมกะวัตต์ และจะใช้ขนาด 800 เมกะวัตต์ เมื่อเทคโนโลยีมีการ Proven แล้ว

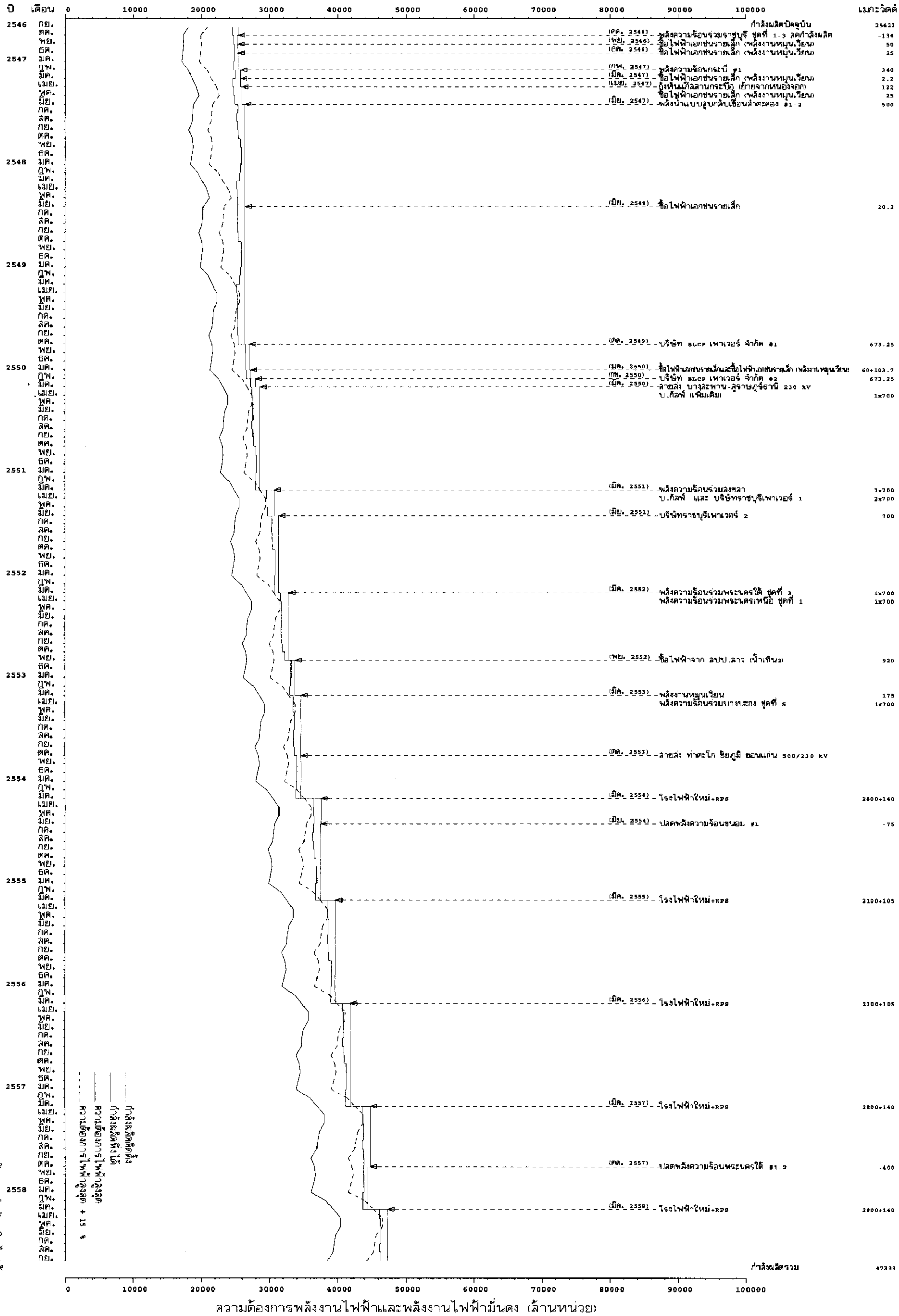
4/ รวมโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน 175 เมกะวัตต์ เข้าระบบช่วงปี 2551-2553

แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า

กองวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า
PDP2004_board28May04
ประมาณการใช้ไฟฟ้าฉบับเดือนมกราคม **2547 (peak cut 500 MW)**

ฝ่ายวางแผนระบบไฟฟ้า
การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย
28 กรกฎาคม **2547**

ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดและกำลังผลิต (เมกะวัตต์)



3. การพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า

3.1 ค่าพยากรณ์ฉบับเดือนพฤศจิกายน 2546

เมื่อเดือนธันวาคม 2546 กฟผ.ได้ปรับแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าอย่างเร็ว โดยใช้ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าที่ กฟผ.จัดทำขึ้นเมื่อเดือนพฤศจิกายน 2546 ซึ่งเป็นการปรับปรุงจากค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าฉบับเดือนสิงหาคม 2545 ซึ่งเป็นชุดที่จัดทำขึ้นโดยคณะอนุกรรมการการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า ในการปรับค่าพยากรณ์ในเดือนพฤศจิกายน 2546 นั้น มีสมมุติฐาน คือ

1) ค่าความต้องการไฟฟ้าปี 2546 ปรับเป็นค่าจริง

2) อัตราเพิ่มปี 2547 เท่ากับ ปี 2546

3) ปี 2548 เป็นต้นไป มีอัตราเพิ่มเท่ากับ ฉบับเดือนสิงหาคม 2545

(ซึ่งค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าฉบับนี้ยังไม่ได้นำมาใช้อย่างเป็นทางการ)

3.2 ค่าพยากรณ์ฉบับเดือนมกราคม 2547

ต่อมาเมื่อเดือนมกราคม 2547 คณะอนุกรรมการฯ ได้จัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าขึ้นใหม่ ซึ่งมีสมมุติฐานดังนี้

1) ใช้ข้อมูลความต้องการไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจริงในปีงบประมาณ 2546 เป็นปีฐานในปรับปรุงค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า

2) ใช้ข้อมูลการประมาณการภาวะเศรษฐกิจในช่วงปี พ.ศ. 2546-2559 ซึ่งจัดทำโดยมูลนิธิสถาบันวิจัยเพื่อการพัฒนาประเทศไทย (TDRI) เป็นข้อมูลพื้นฐานในการจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า โดยแบ่งออกเป็น 4 กรณี คือ กรณีเศรษฐกิจขยายตัวช้า (Low Economic Growth: LEG) กรณีเศรษฐกิจขยายตัวปานกลาง (Moderate Economic Growth: MEG) กรณีเศรษฐกิจขยายตัวเร็ว (Rapid Economic Growth : REG) และ กรณีเศรษฐกิจขยายตัวตามเป้าหมาย (Target Economic Growth: TEG) โดยมีอัตราการขยายตัวทางเศรษฐกิจ ดังนี้

ปี	อัตราการขยายตัวทางเศรษฐกิจ (ร้อยละ)			
	LEG	MEG	REG	TEG
2547	4.0	6.5	8.5	8.5
2548	4.0	6.5	7.5	10.0
2549	4.0	6.5	7.5	8.0
2550	4.0	6.5	7.5	7.5
2551	4.0	6.4	7.4	7.4
2552	4.0	6.4	7.4	7.4
2553	4.0	6.6	7.6	7.6
2554	3.9	6.5	7.5	7.5
2555	3.9	6.5	7.5	7.5
2556	3.8	6.5	7.5	7.5
2557	3.7	6.4	7.4	7.4
2558	3.8	6.5	7.5	7.5
2559	3.7	6.4	7.4	7.4
เฉลี่ยแผนฯ 10 (2550-2554)	4.0	6.5	7.5	7.5
เฉลี่ยแผนฯ 11 (2555-2559)	3.8	6.5	7.5	7.5

3) คำนึงถึงนโยบายของรัฐที่มีผลต่อการใช้ไฟฟ้า ดังนี้

- "ยุทธศาสตร์พลังงาน ครั้งที่ 1: พลังงานเพื่อการแข่งขันของประเทศไทย" โดยกำหนดเป้าหมายการใช้พลังงานของประเทศด้วยการลดสัดส่วนอัตราเติบโตของการใช้พลังงานต่ออัตราการเติบโตเศรษฐกิจของประเทศ (GDP) จาก 1.4 : 1 เป็น 1 : 1 ภายในปี พ.ศ. 2550
- แผนยุทธศาสตร์การอนุรักษ์พลังงานของประเทศ ในช่วงปี พ.ศ. 2547-2554

จากค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าใหม่ชุดมกราคม 2547 คณะอนุกรรมการฯ ให้การไฟฟ้าทั้งสามแห่งใช้ กรณีเศรษฐกิจขยายตัวปานกลาง (MEG) จัดทำแผนการลงทุน ดังนั้น กฟผ. จะใช้ค่าพยากรณ์ดังกล่าวทำการศึกษาจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า (PDP 2004) ซึ่งผลพยากรณ์ความต้องการพลังไฟฟ้าฉบับใหม่นี้ เมื่อสิ้นปี 2551 เท่ากับ 26,048 เมกะวัตต์ เพิ่มขึ้นเฉลี่ยต่อปี (2547-2551) 1,585 เมกะวัตต์ หรือร้อยละ 7.5 และสิ้นปี 2556 เท่ากับ 36,173 เมกะวัตต์ เพิ่มขึ้นเฉลี่ยต่อปี

(2552-2556) 2,025 เมกะวัตต์ หรือร้อยละ 6.8 แสดงการเปรียบเทียบค่าพยากรณ์ฉบับเดือนสิงหาคม 2545 และ มกราคม 2547 ดังนี้

ปี	สิงหาคม 2545 (1)		มกราคม 2547:MEG (2)		เปลี่ยนแปลง (2)-(1)	
	พลังไฟฟ้า (เมกะวัตต์)	พลังงานไฟฟ้า (ล้านหน่วย)	พลังไฟฟ้า (เมกะวัตต์)	พลังงานไฟฟ้า (ล้านหน่วย)	พลังไฟฟ้า (เมกะวัตต์)	พลังงานไฟฟ้า (ล้านหน่วย)
2547	19,029	122,024	19,600	126,811	571	4,787
2548	20,295	130,232	21,143	136,784	848	6,552
2549	21,648	139,000	22,738	147,658	1,090	8,658
2550	23,020	147,835	24,344	158,212	1,324	10,377
2551	24,450	157,064	26,048	169,280	1,598	12,216
2552	26,143	168,004	27,852	180,942	1,709	12,938
2553	27,711	178,079	29,808	193,530	2,097	15,451
2554	29,321	188,446	31,844	206,674	2,523	18,228
2555	31,014	199,378	33,945	220,253	2,931	20,875
2556	32,842	211,146	36,173	234,672	3,331	23,526
2557	34,743	223,437	38,515	249,843	3,772	26,406
2558	36,754	236,364	40,978	265,788	4,224	29,424

3.3 นโยบาย Peak Cut

กระทรวงพลังงานมีนโยบายที่จะเพิ่มประสิทธิภาพ เพื่อให้เกิดประโยชน์สูงสุดในการใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีอยู่ในประเทศทั้งหมด และสามารถลดการลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้า ในการนี้ได้มีนโยบายที่จะนำเอาเครื่องยนต์ดีเซลที่ติดตั้งอยู่ตามโรงงานอุตสาหกรรมและธุรกิจขนาดใหญ่ ซึ่งมีไว้ใช้ในกรณีฉุกเฉิน มาเดินเครื่องในช่วงเวลาที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของปี (Peak Cut) ตั้งแต่ปี 2549 เป็นต้นไป และได้เชิญชวนให้บริษัทเอกชนมาร่วมในโครงการดังกล่าว ซึ่งในช่วงแรกได้พิจารณาปริมาณ 500 เมกะวัตต์ ในการนี้ได้แสดงการเปรียบเทียบค่าพยากรณ์ฉบับเดือนมกราคม 2547 (MEG) และ ฉบับที่นำ Peak Cut มาใช้ ปริมาณ 500 เมกะวัตต์ ดังนี้

ปี	มกราคม 2547 :MEG (1)		Peak Cut 500 (2)		เปลี่ยนแปลง (2)-(1)	
	พลังไฟฟ้า (เมกะวัตต์)	พลังงานไฟฟ้า (ล้านหน่วย)	พลังไฟฟ้า (เมกะวัตต์)	พลังงานไฟฟ้า (ล้านหน่วย)	พลังไฟฟ้า (เมกะวัตต์)	พลังงานไฟฟ้า (ล้านหน่วย)
2547	19,600	126,811	19,600	126,811	0	0
2548	21,143	136,784	21,143	136,784	0	0
2549	22,738	147,658	22,238	147,656	-500	-2
2550	24,344	158,212	23,844	158,211	-500	-1
2551	26,048	169,280	25,548	169,279	-500	-1
2552	27,852	180,942	27,352	180,941	-500	-1
2553	29,808	193,530	29,308	193,529	-500	-1
2554	31,844	206,674	31,344	206,673	-500	-1
2555	33,945	220,253	33,445	220,252	-500	-1
2556	36,173	234,672	35,673	234,671	-500	-1
2557	38,515	249,843	38,015	249,842	-500	-1
2558	40,978	265,788	40,478	265,787	-500	-1

(รายละเอียดสถิติและพยากรณ์การผลิตพลังและพลังงานไฟฟ้าแสดงไว้ในภาคผนวก 5)

4. แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า [PDP 2004]

แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า [PDP 2004] ครอบคลุมระยะเวลา 12 ปีข้างหน้า (ปี 2547-2558) โดยใช้ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าที่ คณะอนุกรรมการการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าได้พยากรณ์ไว้ เมื่อเดือนมกราคม 2547 เป็นฐานข้อมูล และนำนโยบาย Peak Cut ปริมาณ 500 เมกะวัตต์ ตั้งแต่ปี 2549 เป็นต้นไป มาประกอบการทำแผน PDP 2004

ในระบบการจ่ายไฟฟ้านั้นหากเป็นไปได้ควรให้แหล่งจ่ายไฟฟ้าอยู่ใกล้กับแหล่งที่มีความต้องการไฟฟ้าเพื่อเพิ่มความมั่นคงและลดความสูญเสียในระบบ ดังนั้นเมื่อพิจารณาความต้องการไฟฟ้าและแหล่งจ่ายไฟฟ้าเป็นรายภาคแล้ว พบว่าภาคใต้และภาคตะวันออกเฉียงเหนือมีโรงไฟฟ้าไม่เพียงพอกับความต้องการ เนื่องจากปัญหาอุปสรรคด้านเชื้อเพลิง โดยต้องมีการถ่ายเทพลังและพลังงานไฟฟ้าจากภาคอื่นมาช่วยจึงจำเป็นต้องพิจารณาแผนรายภาคประกอบในการทำแผนรวมของประเทศ

4.1 แผนพัฒนาไฟฟ้าภาคใต้

ในปี 2546 ภาคใต้มีการใช้ไฟฟ้าสูงสุดเท่ากับ 1,454 เมกะวัตต์ ในขณะที่มีกำลังผลิตไฟฟ้าพร้อมจ่ายภายในภาคใต้เพียง 1,281 เมกะวัตต์ ดังนั้นความต้องการไฟฟ้าส่วนที่เหลือจึงจำเป็นต้องรับไฟฟ้าจากภาคกลาง โดยผ่านสายส่งเชื่อมโยงภาคกลาง-ภาคใต้ ซึ่งปัจจุบันสามารถส่งผ่านพลังไฟฟ้าได้ประมาณ 350-400 เมกะวัตต์ เท่านั้น เนื่องจากข้อจำกัดของสายส่งที่มีระยะทางยาว และเป็นสายขนาดเล็ก ในขณะเดียวกันก็มีสายส่งเชื่อมโยงไทย-มาเลเซีย เป็นกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง 300 เมกะวัตต์ ดังนั้นหากพิจารณาถึงความต้องการในช่วงปี 2547-2549 ซึ่งคาดว่าจะเพิ่มขึ้นเฉลี่ยปีละ 128 เมกะวัตต์ และในช่วงปี 2550-2554 เพิ่มขึ้นเฉลี่ยปีละ 155 เมกะวัตต์ แล้ว แม้ว่าจะเพิ่มการจ่ายไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้ากระบี่ที่มีกำหนดจ่ายไฟฟ้าในปี 2547 และรวมพลังไฟฟ้าจากสายส่งเชื่อมโยงทั้งหมดทั้งจากภาคกลางและจากมาเลเซียแล้วก็ยังมีความเสี่ยงที่ไฟฟ้าจะดับหากเกิดขัดข้องในระบบไฟฟ้า

ได้พิจารณาแนวทางการแก้ไขโดย ก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมขนาด 700 เมกะวัตต์ ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงที่จังหวัดสงขลาในปี 2551 พร้อมกับการเสริมระบบส่งไฟฟ้าเชื่อมโยง ภาคกลาง - ภาคใต้ ให้มีความสามารถส่งไฟฟ้าได้มากขึ้น ด้วยการปรับปรุงสายส่งขนาด 115 กิโลโวลต์ ภาคกลาง - ภาคใต้ เดิม (บางสะพาน 1-สุราษฎร์ธานี) เป็นสายส่งขนาด 230 กิโลโวลต์ บางสะพาน 1 - ชุมพร - สุราษฎร์ธานี ให้แล้วเสร็จในปี 2550 ซึ่งการเสริมระบบไฟฟ้าดังกล่าวจะช่วยแก้ปัญหาข้อจำกัดความสามารถในการถ่ายเทพลังไฟฟ้าของสายส่งเชื่อมโยงภาคกลางกับภาคใต้ให้

สามารถก่อสร้างโรงไฟฟ้าภาคใต้ขนาดใหญ่ซึ่งมีต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าต่ำกว่าโรงไฟฟ้าขนาดเล็กได้ นอกจากนั้นยังสามารถเพิ่มความมั่นคงของระบบไฟฟ้าภาคใต้หากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในภาคใต้เกิดขัดข้องก็สามารถส่งไฟฟ้าจากภาคกลางผ่านสายส่งเชื่อมโยงดังกล่าวลงไปช่วยได้

4.2 แผนพัฒนาไฟฟ้าภาคตะวันออกเฉียงเหนือ

ภาคตะวันออกเฉียงเหนือเป็นภาคที่มีความต้องการไฟฟ้ามากกว่ากำลังผลิตไฟฟ้าที่มีอยู่ ซึ่งประกอบด้วยโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมน้ำพอง และโรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก ทำให้ต้องพึ่งพาพลังและพลังงานไฟฟ้าจากระบบสายส่งเชื่อมโยงภาคกลาง ภาคเหนือ และนำเข้าจากสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว (สปป.ลาว) ในขณะเดียวกันโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมน้ำพองก็ไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้เต็มที่ เนื่องจากปริมาณก๊าซธรรมชาติจากแหล่งน้ำพองมีปริมาณลดลง

ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของภาคตะวันออกเฉียงเหนือในปี 2546 มีค่าสูงสุด 2,044 เมกะวัตต์ และคาดว่าในช่วงปี 2547-2549 จะเพิ่มขึ้นเฉลี่ยปีละ 161 เมกะวัตต์ และ ช่วงปี 2550-2554 จะเพิ่มขึ้นปีละ 196 เมกะวัตต์ จากค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นดังกล่าว และปัญหาการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าน้ำพอง กฟผ.ได้พิจารณาแก้ปัญหาการขาดแคลนไฟฟ้าในระยะแรก โดยทำการปรับปรุงสายส่ง 230 กิโลโวลต์ สระบุรี 2 - ลำตะคอง - นครราชสีมา 2 เพื่อให้สามารถส่งผ่านพลังไฟฟ้าจากภาคกลางไปช่วยจ่ายไฟฟ้าในภาคตะวันออกเฉียงเหนือได้มากขึ้น กำหนดแล้วเสร็จในปี 2550 และจะมีการรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการ โรงไฟฟ้าพลังน้ำน้ำเทิน 2 จำนวน 920 เมกะวัตต์ ในปี 2552 ซึ่งสามารถลดปัญหาได้ระยะหนึ่ง ดังนั้นเพื่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้าควรจัดหากำลังผลิตไฟฟ้าเพิ่มเติมโดยการเพิ่มแหล่งผลิตไฟฟ้าในภาคตะวันออกเฉียงเหนือหรือรับซื้อไฟฟ้าจากสปป.ลาวหรือก่อสร้างสายส่งจากภาคกลางหรือภาคเหนือเพื่อจ่ายไฟฟ้า ซึ่งในแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้านี้ได้เสนอให้มีการก่อสร้างสายส่ง 500 กิโลโวลต์ ท่าตะโก - ชัยภูมิ 2 เพื่อเป็นหลักประกันความมั่นคงของระบบไฟฟ้าในภาคนี้

4.3 พลังงานหมุนเวียน (Renewable Portfolio Standard : RPS)

เพื่อให้เป็นไปตามมติการประชุมเชิงปฏิบัติการยุทธศาสตร์พลังงาน ครั้งที่ 1 เมื่อวันที่ 28 สิงหาคม 2546 ที่ประชุมได้มีการกำหนดนโยบายการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ซึ่งเรียกว่า Renewable Portfolio Standard (RPS) เป็นสัดส่วนไม่น้อยกว่าร้อยละ 5 ของกำลังผลิตไฟฟ้าใหม่ที่ใช้เชื้อเพลิง Fossil (ก๊าซธรรมชาติ, น้ำมัน, ถ่านหิน) ดังนั้นเพื่อให้สอดคล้องกับยุทธศาสตร์พลังงาน การจัดทำ

แผน PDP 2004 จึงได้รวมโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน (RPS) ในช่วงปี 2554-2558 ประมาณ 630 เมกะวัตต์

4.4 แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า ในภาพรวมพอสรุปได้ดังนี้

4.4.1 กำลังผลิตติดตั้ง ในช่วงระหว่างปี 2547-2558 จะมีกำลังผลิตติดตั้งเพิ่มขึ้นสุทธิ (กำลังผลิตที่เพิ่มตามโครงการใหม่ทั้งหมดรวม RPS และ รับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตเอกชนรายเล็กหักด้วยกำลังผลิตที่ปลดออกจากระบบ) 22,444.6 เมกะวัตต์ เมื่อรวมกับกำลังผลิตติดตั้งในปัจจุบัน (สิ้นเดือนธันวาคม 2546) จำนวน 25,363 เมกะวัตต์ แล้วจะทำให้กำลังผลิตติดตั้งในปลายปี 2558 มีจำนวน 47,332.6 เมกะวัตต์ ตามตารางที่ 2.1 และ รูปที่ 2.1

ประมาณการกำลังผลิตไฟฟ้าแยกตามประเภทโรงไฟฟ้าแสดงไว้ในภาคผนวก 6

4.4.2 โครงการที่จะขออนุมัติเพื่อดำเนินการในช่วงปี 2547-2553

โครงการใหม่ที่จะดำเนินการในช่วงปี 2547-2553 รวมกับกำลังผลิตทั้งสิ้น 11,025 [1/] เมกะวัตต์ โดยแบ่งเป็น

(1) โครงการที่ กฟผ. ดำเนินการ ประกอบด้วย โรงไฟฟ้าพลังน้ำ 1 โครงการ โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม 4 โครงการ รวมกำลังผลิต 2,800 เมกะวัตต์ โครงการระบบส่งไฟฟ้า 8 โครงการ และ งานขยายระบบไฟฟ้า และ งานก่อสร้างเบ็ดเตล็ดที่มิได้รวบรวมเป็นโครงการอีก 1 โครงการ

(2) โครงการที่ กฟผ. ดำเนินการ / หรือ ผู้ผลิตเอกชน / หรือ ประเทศเพื่อนบ้าน รวม 4 โครงการ กำลังผลิต 8,050 เมกะวัตต์

(รายชื่อโครงการแสดงไว้ในตารางที่ 4.1)

หมายเหตุ : 1/ รวมโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน 175 เมกะวัตต์ (เข้าระบบช่วงปี 2551-2553)

4.5 การใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า แผน PDP 2004 มีสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงชนิดต่างๆ สรุปได้ดังตารางข้างล่าง (รายละเอียดประมาณการผลิตพลังงานไฟฟ้าแสดงไว้ในภาคผนวก 7)

หน่วย : ร้อยละ

	PDP 2004			
ชนิดเชื้อเพลิง	2546	2547	2553	2558
พลังน้ำ	**8.7**	**6.0**	**6.1**	**4.5**
- กฟผ.	6.6	4.0	2.4	1.7
- พม่า/ลาว/จีน	2.1	2.0	3.7	2.8
ก๊าซธรรมชาติ	**71.6**	**69.2**	**75.1**	**49.4**
- กฟผ.	27.4	25.6	30.8	20.5
- EGCO	10.0	9.7	6.2	3.5
- RATCH	16.0	15.0	12.0	7.2
- IPP (สัญญาปัจจุบัน)	10.0	11.5	17.9	12.4
- SPP	8.2	7.4	5.5	4.0
- GULF (เพิ่มเติม)	0.0	0.0	2.7	1.8
น้ำมันเตา	**1.8**	**8.4**	**1.5**	**0.6**
- กฟผ.	1.8	6.2	1.5	0.6
- RATCH	0.0	2.2	0.0	0.0
ดีเซล	**0.0**	**0.3**	**0.3**	**0.2**
- กฟผ.	0.0	0.1	0.3	0.2
- EGCO & IPP	0.0	0.1	0.0	0.0
ลิกไนต์	**14.7**	**12.7**	**8.9**	**6.5**
ถ่านหินนำเข้า	**2.2**	**1.9**	**6.40**	**4.6**
- IPP	0.0	0.0	5.0	3.6
- SPP	2.2	1.9	1.4	1.0
พลังงานหมุนเวียน (ปัจจุบัน)	**0.9**	**0.8**	**0.9**	**0.7**
สายส่งเชื่อมโยงไทย-มาเลเซีย	**0.1**	**0.6**	**0.8**	**0.6**
พลังงานหมุนเวียน (RPS) 1/	**-**	**-**	**-**	**1.3**
โรงไฟฟ้าใหม่	**-**	**-**	**-**	**31.6**
รวม	**100.0**	**100.0**	**100.0**	**100.0**

หมายเหตุ : 1/ โรงไฟฟ้าชีวมวล พลังงานลม พลังงานแสงอาทิตย์ พลังน้ำ และ พลังน้ำขนาดเล็ก

4.6 กำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองต่ำสุดในแต่ละปี สรุปได้ดังนี้

ปีงบประมาณ	กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองต่ำสุด %
2547	26.8
2548	19.9
2549	13.7
2550	15.3
2551	15.5
2552	15.9
2553	14.3
2554	14.4
2555	15.3
2556	14.3
2557	14.6
2558	14.2

ตารางที่ 4.1

รายชื่อโครงการใหม่ที่จะขออนุมัติในช่วงปี 2547-2553

(PDP 2004)

	ชื่อโครงการโรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (เมกะวัตต์)	กำหนดแล้วเสร็จ
ก.	<u>โครงการ กฟผ.ดำเนินการ</u>		
	<u>โครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำ</u>		
1.	ปรับปรุงโรงไฟฟ้าพลังน้ำเก่า	(124.7)	2549 - 2551
	<u>โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อน</u>		
1.	พลังความร้อนร่วมสงขลา ชุดที่ 1	700	มีนาคม 2551
2.	พลังความร้อนร่วมพระนครใต้ ชุดที่ 3	700	มีนาคม 2552
3.	พลังความร้อนร่วมพระนครเหนือ ชุดที่ 1	700	มีนาคม 2552
4.	พลังความร้อนร่วมบางปะกง ชุดที่ 5	700	มีนาคม 2553
	<u>โครงการระบบส่งไฟฟ้า</u>		
1.	ขยายระบบส่งในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล ระยะที่ 2	-	2550 - 2551
2.	สายส่ง 230 กิโลโวลต์ บางสะพาน 1 - ชุมพร - สุราษฎร์ธานี	-	2550
3.	ขยายระบบไฟฟ้า ระยะที่ 11 (2548-2552)	-	2551 - 2552
4.	ระบบส่งไฟฟ้าเพื่อซื้อไฟฟ้าจาก สปป.ลาว (น้ำเทิน 2)	-	2552
5.	ระบบส่งไฟฟ้าเพื่อซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าใหม่	-	2554 - 2556
6.	สายส่ง 500 กิโลโวลต์ ท่าตะโก - ชัยภูมิ 2	-	2554
7.	ขยายระบบไฟฟ้า ระยะที่ 12 (2550-2554)	-	2553 - 2554
8.	ขยายระบบไฟฟ้า ระยะที่ 13 (2552-2556)	-	2555 - 2556
	<u>งานขยายระบบไฟฟ้าและงานก่อสร้างเบ็ดเตล็ด ที่มิได้รวบรวมเป็นโครงการ</u>	-	2547 - 2553
	รวมกำลังผลิต	2,800	
ข.	<u>โครงการที่ กฟผ.ดำเนินการ/หรือ ผู้ผลิตเอกชน/หรือประเทศเพื่อนบ้าน</u>		
1.	บริษัทกัลฟ์เพาเวอร์เจนเนอเรชั่น จำกัด (เพิ่มเติม)	700	มีนาคม 2550
2.	โรงไฟฟ้าใหม่ + RPS	2,940	2554
3.	โรงไฟฟ้าใหม่ + RPS	2,205	2555
4.	โรงไฟฟ้าใหม่ + RPS	2,205	2556
	รวมกำลังผลิต	8,050	
	รวมกำลังผลิตทั้งสิ้น	11,025 1/	

<u>หมายเหตุ</u> : <u>1/</u> รวมโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน 175 เมกะวัตต์ เข้าระบบช่วงปี 2551-2553

5. การจัดการความเสี่ยง

ความเสี่ยงต่อกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง ซึ่งอาจเพิ่มขึ้นหรือลดลง โดยมีปัจจัยดังนี้

(1) การพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า (Load Forecast) อาจมีการเปลี่ยนแปลงอันเนื่องมาจากภาวะเศรษฐกิจ ซึ่งมีปัจจัยมากระทบต่อ GDP จะทำให้ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้ามีการเปลี่ยนแปลง

(2) การดำเนินการโครงการ Peak Cut ปริมาณ 500 เมกะวัตต์ ตั้งแต่ปี 2549 เป็นต้นไป อาจมีเอกชนเข้าร่วมโครงการไม่ได้ตามเป้าหมาย

(3) โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่กำหนดไว้ตามแผนฯ ในช่วงปี 2547-2550 จำนวน 151 เมกะวัตต์ และในช่วงปี 2551-2553 จำนวน 175 เมกะวัตต์ อาจมีมากหรือน้อยกว่าที่กำหนด

ในระยะยาวตั้งแต่ปี 2554 เป็นต้นไป ตามแผน PDP 2004 หากโรงไฟฟ้าใหม่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงหลัก สัดส่วนการใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงเมื่อสิ้นปี 2558 จะเพิ่มขึ้นเป็นร้อยละ 81.0 ซึ่งถือว่าสูงมากเมื่อเปรียบเทียบกับการใช้เชื้อเพลิงชนิดอื่นๆที่มีอยู่ในระบบ การที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงหลักในสัดส่วนที่สูงมากเช่นนี้ทำให้เสมือนหนึ่งว่ากิจการไฟฟ้าของประเทศพึ่งพาอาศัยก๊าซธรรมชาติเพียงอย่างเดียว ซึ่งตามหลักเกณฑ์ทั่วไปการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าควรมีเชื้อเพลิงหลายชนิด (Diversify) เพื่อรักษาความมั่นคงของระบบ และรักษาเสถียรภาพของราคาค่าไฟฟ้าโดยไม่พึ่งพาเชื้อเพลิงใดชนิดหนึ่งมากจนเกินไป

อย่างไรก็ตามหากราคาก๊าซธรรมชาติผันผวนมาก หรือพิจารณาเห็นว่าการใช้ก๊าซธรรมชาติในปริมาณที่สูงมาก กฟผ. ได้จัดทำแผนสำรองซึ่งนำถ่านหินมาเป็นเชื้อเพลิง รวมถึงการนำโรงไฟฟ้าพลังน้ำจากประเทศเพื่อนบ้านมาพิจารณาด้วย

6. รายละเอียดโครงการที่บรรจุอยู่ในแผน

รายละเอียดโครงการที่บรรจุอยู่ในแผน PDP 2004 ที่ยังอยู่ระหว่างนำเสนอขออนุมัติดำเนินการโครงการ และยังไม่ได้นำเสนอ มีดังนี้

6.1 โครงการสายส่ง 230 กิโลโวลต์ ภาคกลาง-ภาคใต้ (บางสะพาน 1 – ชุมพร - สุราษฎร์ธานี)

ก่อสร้างสายส่ง 230 กิโลโวลต์ วงจรคู่ จาก สฟ.บางสะพาน 1 ถึง สฟ.สุราษฎร์ธานี บนเขตเดินสายไฟฟ้า 115 กิโลโวลต์ เดิม ระยะทางประมาณ 293 กิโลเมตร

- ช่วยให้สามารถก่อสร้างโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ที่มีต้นทุนต่ำกว่าขนาดเล็กที่ใช้อยู่
- เสริมระบบไฟฟ้าภาคใต้ให้มีความมั่นคง
- สามารถนำไฟฟ้าส่วนที่เหลือจากภาคกลางไปใช้ในภาคใต้
- กำหนดแล้วเสร็จปี 2550

: คณะกรรมการ กฟผ.ให้ความเห็นชอบเมื่อวันที่ 15 สิงหาคม 2546

6.2 โครงการขยายระบบไฟฟ้าในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล ระยะที่ 2

เป็นโครงการดำเนินการต่อเนื่องจากโครงการขยายระบบไฟฟ้าในเขตกรุงเทพฯและปริมณฑล ระยะที่ 1 โดยเป็นการเปลี่ยนแรงดันในการจ่ายไฟฟ้าจากระบบ 230 กิโลโวลต์ เป็น 500 กิโลโวลต์ ซึ่งจะทำให้สามารถจ่ายไฟฟ้าในเขตกรุงเทพฯและปริมณฑลได้มากขึ้น โดยมีความมั่นคงและความเชื่อถือได้สูงขึ้น ช่วยให้การไฟฟ้านครหลวงสามารถขยายระบบจำหน่ายออกไปยังพื้นที่ต่าง ๆ ที่มีความต้องการได้อย่างมีประสิทธิภาพ กำหนดแล้วเสร็จประมาณปี 2550-2551

6.3 โครงการโรงไฟฟ้าใหม่ในปี 2550 ดำเนินการโดย บริษัทกัลฟ์เพาเวอร์เจนเนอเรชั่น จำกัด (เพิ่มเติม)

เป็นโครงการที่ก่อสร้างเพื่อรองรับความต้องการไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น

- ขนาดกำลังผลิต 700 เมกะวัตต์
- โรงไฟฟ้าที่ผลิตพลังงานไฟฟ้าฐาน (Base Load Plant)
- กำหนดแล้วเสร็จ มีนาคม 2550

6.4 โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมสงขลา ชุดที่ 1

เป็นโครงการที่ก่อสร้างเพื่อรองรับความต้องการไฟฟ้าที่ภาคใต้ โดยใช้ก๊าซธรรมชาติจากแหล่งพัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย (JDA)

- ขนาดกำลังผลิต 700 เมกะวัตต์
- ก่อสร้างในบริเวณภาคใต้ตอนล่าง ซึ่งเป็นศูนย์กลางความต้องการไฟฟ้าในภาคใต้
- เป็นโรงไฟฟ้าที่ผลิตพลังงานไฟฟ้าฐาน (Base Load Plant)
- กำหนดแล้วเสร็จ มีนาคม 2551

6.5 โครงการสายส่ง 500 กิโลโวลต์ สำหรับรับซื้อไฟฟ้าจาก สปป.ลาว (โครงการน้ำเทิน 2)

เป็นโครงการก่อสร้างระบบส่งไฟฟ้า 500 กิโลโวลต์ จาก สฟ.ร้อยเอ็ด 2 ไปยังชายแดนไทย-ลาว บริเวณจังหวัดมุกดาหารด้วยเสาวงจรคู่ ระยะทางประมาณ 166 กิโลเมตร เพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนน้ำเทิน 2 กำหนดแล้วเสร็จประมาณปี 2552

: คณะกรรมการ กฟผ.ให้ความเห็นชอบเมื่อวันที่ 19 ธันวาคม 2546

6.6 ปรับปรุงโรงไฟฟ้าพลังน้ำเก่า

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก ประกอบด้วย เขื่อนอุบลรัตน์ เขื่อนสิรินธร เขื่อนจุฬาภรณ์ เขื่อนน้ำพุง และเขื่อนแก่งกระจาน มีอายุการใช้งาน มานานควรทำการปรับปรุง ในขณะที่สภาพเขื่อนยังสามารถใช้งานได้ดี

- ปรับปรุงให้มีประสิทธิภาพสูงขึ้น
- ค่าใช้จ่ายน้อยกว่าการสร้างโรงไฟฟ้าแห่งใหม่
- กำหนดแล้วเสร็จปี 2549-2551

6.7 โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมพระนครใต้ ชุดที่ 3 พระนครเหนือ ชุดที่ 1 และ บางปะกง ชุดที่ 5

โดยการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมทั้ง 3 โครงการนี้เป็นการก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่ เพื่อตอบสนองความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น ซึ่งทางเทคนิคแล้วหากก่อสร้างโรงไฟฟ้าไว้ใกล้ศูนย์กลางการใช้ไฟฟ้ามากที่สุด จะสามารถลดการลงทุนด้านระบบไฟฟ้าและลดความสูญเสียในการส่งไฟฟ้าได้

- ขนาดกำลังผลิต ชุดละ 700 เมกะวัตต์
- เป็นโรงไฟฟ้าที่ผลิตพลังงานไฟฟ้าฐาน (Base Load Plant)
- ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง
- สถานที่ก่อสร้างบริเวณโรงไฟฟ้าเดิม
- กำหนดแล้วเสร็จ

พลังความร้อนร่วมพระนครใต้	ชุดที่ 3	มีนาคม	2552
พลังความร้อนร่วมพระนครเหนือ	ชุดที่ 1	มีนาคม	2552
พลังความร้อนร่วมบางปะกง	ชุดที่ 5	มีนาคม	2553

6.8 โครงการสายส่ง 500 กิโลโวลต์ ภาคเหนือ-ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ (ท่าตะโก – ชัยภูมิ 2)

ก่อสร้างสายส่ง 500 กิโลโวลต์ ภาคเหนือ-ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ (ท่าตะโก-ชัยภูมิ 2) ด้วยเสาวงจรคู่ ระยะทางประมาณ 222 กิโลเมตร เพื่อเพิ่มความมั่นคงและสนองความต้องการไฟฟ้าในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ โดยนำไฟฟ้าจากภาคเหนือ/ภาคกลางไปใช้ โดยมีกำหนดแล้วเสร็จในปี 2554

6.9 โครงการขยายระบบไฟฟ้า ระยะที่ 11-14

เป็นโครงการขยาย/ปรับปรุงระบบส่งไฟฟ้าในเขตภูมิภาค เพื่อรักษาความมั่นคงเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า ซึ่งเป็นการดำเนินการต่อเนื่องจากโครงการ TS.10 ช่วยให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสามารถขยายระบบจำหน่ายออกไปยังพื้นที่ต่าง ๆ ที่มีความต้องการได้อย่างมีประสิทธิภาพ กำหนดแล้วเสร็จ ดังนี้

	<u>กำหนดแล้วเสร็จ</u>
โครงการขยายระบบไฟฟ้าระยะที่ 11	2551-2552
โครงการขยายระบบไฟฟ้าระยะที่ 12	2553-2554
โครงการขยายระบบไฟฟ้าระยะที่ 13	2555-2556
โครงการขยายระบบไฟฟ้าระยะที่ 14	2557-2558

6.10 โครงการโรงไฟฟ้าใหม่ ในช่วงปี 2554-2558

กำลังผลิตส่วนที่ต้องการใหม่หรือต้องการเพิ่ม ในช่วงปี 2554-2558 กฟผ.จะก่อสร้างมีสัดส่วนไม่น้อยกว่าร้อยละ 50 ส่วนที่เหลือ กฟผ. เข้าร่วมแข่งขันกับผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนหรือพลังน้ำจากประเทศเพื่อนบ้าน

6.11 โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน (RPS)

โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน คือโครงการที่ใช้ชีวมวล พลังงานลม พลังงานแสงอาทิตย์ พลังน้ำเป็นเชื้อเพลิง ซึ่งในแผน PDP 2004 ได้กำหนดให้มีโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน (RPS) เท่ากับร้อยละ 5 ของโรงไฟฟ้าใหม่ ตั้งแต่ปี 2554 เป็นต้นไป

7. ประมาณการรายจ่ายลงทุน

ประมาณการรายจ่ายลงทุนเป็นการประมาณการความต้องการเงินลงทุนของ กฟผ. เพื่อดำเนินการตามแผน PDP 2004 รายจ่ายลงทุนดังกล่าวประกอบด้วย รายจ่ายลงทุนของโครงการโรงไฟฟ้ารวมทั้งระบบส่งไฟฟ้า และรายจ่ายลงทุนของงานที่ไม่ได้จัดทำเป็นโครงการ เช่น งานปรับปรุงและขยายระบบส่งไฟฟ้า งานสำรวจแหล่งผลิตและระบบส่งไฟฟ้า เป็นต้น

การประมาณการรายจ่ายลงทุนของโครงการที่ได้รับอนุมัติแล้วและอยู่ระหว่างการดำเนินการจะประมาณการรายจ่ายลงทุนรายปีตามที่มีข้อผูกพันตามสัญญา ส่วนโครงการใหม่จะประมาณการรายจ่ายลงทุนรายปีตามประมาณการรายจ่ายลงทุนจากราคามาตรฐาน รวมเงินสำรองสำหรับการเปลี่ยนแปลงราคาและดอกเบี้ยระหว่างก่อสร้าง สำหรับงานที่ไม่ได้จัดทำเป็นโครงการจะประมาณการรายจ่ายลงทุนรายปีตามข้อมูลในอดีต รายจ่ายลงทุนดังกล่าวประกอบด้วย ส่วนที่เป็นเงินตราต่างประเทศและเงินบาท โดยส่วนเงินตราต่างประเทศจะใช้เงินกู้ ส่วนเงินบาทใช้เงินกู้และเงินรายได้ สัดส่วนการกู้เงินเมื่อเทียบกับ ส่วนทุนประมาณ 75 : 25

7.1 แผนหลัก ประมาณการรายจ่ายลงทุนโรงไฟฟ้าที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง

7.1.1 ประมาณการรายจ่ายลงทุนในส่วนของ กฟผ. (แหล่งผลิตและระบบส่ง) ในช่วงแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 9 (ปี 2545-2549) รวมเป็นเงินทั้งสิ้น 82,527 ล้านบาท โดยแบ่งเป็นแหล่งผลิต 38,904 ล้านบาท และระบบส่ง 43,623 ล้านบาท และในช่วงแผนพัฒนาฯฉบับที่ 10 (ปี 2550-2554) รวมเป็นเงินทั้งสิ้น 330,113 ล้านบาท โดยแบ่งเป็นแหล่งผลิต 166,019 ล้านบาท และระบบส่ง 164,094 ล้านบาท (รายละเอียดการลงทุนในช่วงแผน 9-10 แสดงไว้ในภาคผนวก 9)

7.1.2 ประมาณการรายจ่ายลงทุนของกิจการไฟฟ้า (แหล่งผลิตและระบบส่ง) ในช่วงแผนพัฒนาฯฉบับที่ 9 (2545-2549) รวมเป็นเงินทั้งสิ้น 94,199 ล้านบาท โดยแบ่งเป็นแหล่งผลิต 50,384 ล้านบาท และ ระบบส่ง 43,815 ล้านบาท และในช่วงแผนพัฒนาฯฉบับที่ 10 (2550-2554) รวมเป็นเงินทั้งสิ้น 418,777 ล้านบาท โดยแบ่งเป็นแหล่งผลิต 251,357 ล้านบาท และ ระบบส่ง 167,420 ล้านบาท

PDP 2004 : แผนหลัก

ความต้องการเงินลงทุนของ กฟผ. ช่วงปี 2545 - 2554

หน่วย : ล้านบาท

ปีงบประมาณ	แหล่งผลิต (1)	ระบบส่ง (2)	รวม (1) + (2)
แผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 9			
2545	8,796	5,546	14,342
2546	6,095	4,715	10,810
2547	8,427	8,421	16,848
2548	7,332	8,619	15,951
2549	8,254	16,322	24,576
รวมปี 2545 - 2549	38,904	43,623	82,527
แผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 10			
2550	20,602	20,534	41,136
2551	35,712	20,502	56,214
2552	38,443	34,728	73,171
2553	36,479	46,152	82,631
2554	34,783	42,178	76,961
รวมปี 2550 - 2554	166,019	164,094	330,113
รวมทั้งสิ้น (2545-2554)	204,923	207,717	412,640

หมายเหตุ : 1/ ไม่รวมโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน (RPS)

ความต้องการเงินลงทุนของกิจการไฟฟ้า ช่วงปี 2545 - 2554

หน่วย : ล้านบาท

ปีงบประมาณ	แหล่งผลิต (1)	ระบบส่ง (2)	รวม (1) + (2)
แผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 9			
2545	8,796	5,546	14,342
2546	6,095	4,715	10,810
2547	8,427	8,421	16,848
2548	12,092	8,648	20,740
2549	14,974	16,485	31,459
รวมปี 2545 - 2549	50,384	43,815	94,199
แผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 10			
2550	26,460	21,042	47,502
2551	41,500	20,565	62,065
2552	53,573	35,111	88,684
2553	62,760	47,516	110,276
2554	67,064	43,186	110,250
รวมปี 2550 - 2554	251,357	167,420	418,777
รวมทั้งสิ้น (2545-2554)	301,741	211,235	512,976

หมายเหตุ : 1/ ไม่รวมโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน (RPS)

7.2 แผนสำรอง ประมาณการรายจ่ายลงทุนโรงไฟฟ้าที่ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง

7.2.1 ประมาณการรายจ่ายลงทุนในส่วนของ กฟผ. (แหล่งผลิตและระบบส่ง) ในช่วงแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 9 (ปี 2545-2549) รวมเป็นเงินทั้งสิ้น 82,527 ล้านบาท โดยแบ่งเป็นแหล่งผลิต 38,904 ล้านบาท และระบบส่ง 43,623 ล้านบาท และในช่วงแผนพัฒนาฯฉบับที่ 10 (ปี 2550-2554) รวมเป็นเงินทั้งสิ้น 406,479 ล้านบาท โดยแบ่งเป็นแหล่งผลิต 242,384 ล้านบาท และระบบส่ง 164,095 ล้านบาท

7.2.2 ประมาณการรายจ่ายลงทุนของกิจการไฟฟ้า (แหล่งผลิตและระบบส่ง) ในช่วงแผนพัฒนาฯฉบับที่ 9 (2545-2549) รวมเป็นเงินทั้งสิ้น 94,199 ล้านบาท โดยแบ่งเป็นแหล่งผลิต 50,384 ล้านบาท และ ระบบส่ง 43,815 ล้านบาท และในช่วงแผนพัฒนาฯฉบับที่ 10 (2550-2554) รวมเป็นเงินทั้งสิ้น 569,579 ล้านบาท โดยแบ่งเป็นแหล่งผลิต 402,160 ล้านบาท และ ระบบส่ง 167,419 ล้านบาท

PDP 2004 : แผนสำรอง

ความต้องการเงินลงทุนของ กฟผ. ช่วงปี 2545 - 2554

หน่วย : ล้านบาท

ปีงบประมาณ	แหล่งผลิต (1)	ระบบส่ง (2)	รวม (1) + (2)
แผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 9			
2545	8,796	5,546	14,342
2546	6,095	4,715	10,810
2547	8,427	8,421	16,848
2548	7,332	8,619	15,951
2549	8,254	16,322	24,576
รวมปี 2545 - 2549	**38,904**	**43,623**	**82,527**
แผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 10			
2550	27,631	20,534	48,165
2551	46,527	20,502	67,029
2552	52,767	34,728	87,495
2553	57,082	46,153	103,235
2554	58,377	42,178	100,555
รวมปี 2550 - 2554	**242,384**	**164,095**	**406,479**
รวมทั้งสิ้น (2545-2554)	**281,288**	**207,718**	**489,006**

หมายเหตุ : 1/ ไม่รวมโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน (RPS)

ความต้องการเงินลงทุนของกิจการไฟฟ้า. ช่วงปี 2545 - 2554

หน่วย : ล้านบาท

ปีงบประมาณ	แหล่งผลิต (1)	ระบบส่ง (2)	รวม (1) + (2)
แผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 9			
2545	8,796	5,546	14,342
2546	6,095	4,715	10,810
2547	8,427	8,421	16,848
2548	12,092	8,648	20,740
2549	14,974	16,485	31,459
รวมปี 2545 - 2549	**50,384**	**43,815**	**94,199**
แผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 10			
2550	40,518	21,042	61,560
2551	59,538	20,564	80,102
2552	84,039	35,111	119,150
2553	102,318	47,516	149,834
2554	115,747	43,186	158,933
รวมปี 2550 - 2554	**402,160**	**167,419**	**569,579**
รวมทั้งสิ้น (2545-2554)	**452,544**	**211,234**	**663,778**

หมายเหตุ : 1/ ไม่รวมโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน (RPS)

7.3 โรงไฟฟ้าใหม่ช่วงปี 2547-2553

โรงไฟฟ้าใหม่ช่วงปี 2547-2553 ซึ่ง กฟผ. จะเป็นผู้ลงทุน มีจำนวน 4 โรงไฟฟ้า ประกอบด้วย

- พลังความร้อนร่วมสงขลา ชุดที่ 1 กำหนดแล้วเสร็จเดือนมีนาคม 2551
- พลังความร้อนร่วมพระนครใต้ ชุดที่ 3 กำหนดแล้วเสร็จเดือนมีนาคม 2552
- พลังความร้อนร่วมพระนครเหนือ ชุดที่ 1 กำหนดแล้วเสร็จเดือนมีนาคม 2552
- พลังความร้อนร่วมบางปะกง ชุดที่ 5 กำหนดแล้วเสร็จเดือนมีนาคม 2553

โดยมีเงินลงทุนรายปี ดังนี้

หน่วย : ล้านบาท

โครงการ	2548	2549	2550	2551	2552	2553	รวม
พลังความร้อนร่วมสงขลา ชุดที่ 1							
โรงไฟฟ้า	289	2,978	8,477	4,564			16,308
ระบบส่ง	98	321	69				488
รวมราคาโครงการ							**16,796**
พลังความร้อนร่วมพระนครใต้ ชุดที่ 3							
โรงไฟฟ้า		202	2,899	8,282	4,335		15,718
ระบบส่ง			60	9			69
รวมราคาโครงการ							**15,787**
พลังความร้อนร่วมพระนครเหนือ ชุดที่ 1							
โรงไฟฟ้า		240	2,917	8,474	4,396		16,027
ระบบส่ง				7	1		8
รวมราคาโครงการ							**16,035**
พลังความร้อนร่วมบางปะกง ชุดที่ 5							
โรงไฟฟ้า			211	2,979	8,636	4,120	15,946
ระบบส่ง				59	11		70
รวมราคาโครงการ							**16,016**
รวม 4 โครงการ	**387**	**3,741**	**14,633**	**24,374**	**17,379**	**4,120**	**64,634**

8. ประมาณการฐานะการเงินปี 2544 - 2552

ประมาณการฐานะการเงินของ กฟผ. ในรูปแบบที่ กฟผ. ยังคงสภาพเป็นรัฐวิสาหกิจโดยจัดทำเป็น 2 กรณี คือ

กรณีที่ 1 กำหนดให้อัตราค่าไฟฟ้าขายส่งคำนวณตามสมมติฐานของสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) ซึ่งกำหนดให้ใช้จัดทำประมาณการฐานะการเงินเพื่อประกอบการศึกษาการปรับปรุงโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า โดยใช้อัตราค่าไฟฟ้าขายส่งคงที่จนถึงปี 2552 ที่อัตราค่าไฟฟ้าฐานคำนวณตามโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าปัจจุบัน ส่วนอัตราค่าไฟฟ้าผันแปร (Ft) คำนวณตามค่า Ft ที่เรียกเก็บช่วงเดือนกุมภาพันธ์ – พฤษภาคม 2547 การศึกษาในกรณีที่ 1 นี้ แบ่งเป็น 2 กรณีย่อย คือ

กรณีที่ 1.1 กฟผ. ลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่ทั้งหมด

กรณีที่ 1.2 กฟผ. ลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่โดยมีสัดส่วนร้อยละ 50 ของกำลังผลิตที่เพิ่มขึ้นในอนาคต

กรณีที่ 2 กำหนดให้อัตราค่าไฟฟ้าขายส่ง เพียงพอให้ กฟผ. ได้รับอัตราผลตอบแทนจากเงินลงทุน (ROIC) ร้อยละ 8.00 และกฟผ. ลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่โดยมีสัดส่วนร้อยละ 50 ของกำลังผลิตที่เพิ่มขึ้นในอนาคต

8.1 ข้อสมมติฐานในการจัดทำ

8.1.1 แผนการผลิตและจำหน่ายไฟฟ้า ข้อมูลปี 2544 - 2546 เป็นข้อมูลตามงบการเงินที่ สตง. รับรอง และปี 2547 - 2552 ใช้ค่าพยากรณ์ที่คณะอนุกรรมการการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า กรณีเศรษฐกิจขยายตัวปานกลาง (Moderate Economic Growth : MEG) จัดทำเมื่อเดือนมกราคม 2547 เป็นฐานในการคำนวณ

8.1.2 อัตราค่าไฟฟ้าขายส่ง ใช้ประมาณการค่าไฟฟ้าฐานตามโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าปัจจุบันตามข้อมูลการซื้อไฟฟ้าแต่ละระดับแรงดันที่ กฟน. และ กฟภ. ประมาณการ ส่วนประมาณการค่า Ft ตามค่า Ft ที่เรียกเก็บช่วงเดือนกุมภาพันธ์ – พฤษภาคม 2547

8.1.3 เงินชดเชยรายได้ระหว่างการไฟฟ้า กฟผ. รับภาระการชดเชยโดยปรับที่อัตราค่าไฟฟ้าฐานที่จำหน่ายให้ กฟน. และ กฟภ.

8.1.4 ลูกหนี้ค้างรับจากการตรึงค่า Ft กำหนดให้ยังไม่สามารถเรียกเก็บลูกหนี้ค้างรับจากการ ตรึงค่า Ft ที่ 26.12 สตางค์ต่อหน่วย รวมเป็นเงิน 4,800 ล้านบาท

8.1.5 งบการเงิน ปี 2544 - 2546 เป็นข้อมูลงบการเงินที่ สตง. รับรอง และ ปี 2547 - 2552 เป็นข้อมูลประมาณการ

8.1.6 อัตราเงินเฟ้อ

	2544	2545	2546	2547	2548	2549	2550	2551	2552
ในประเทศ	1.60	0.70	1.76	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50

8.1.7 อัตราแลกเปลี่ยน กำหนดให้อัตราแลกเปลี่ยน 1 เหรียญสหรัฐ เท่ากับ 38 บาทและ 1 เยน เท่ากับ 0.36 บาท

8.1.8 อัตราดอกเบี้ยเงินกู้ สำหรับโครงการใหม่ใช้อัตราดอกเบี้ยดังนี้

	2547	2548	2549	2550	2551	2552
เงินกู้ในประเทศ	6.03	6.81	7.48	7.91	8.00	8.00
เงินกู้ต่างประเทศ	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00

8.1.9 ราคาเชื้อเพลิง ใช้ราคาเชื้อเพลิงตามที่บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) กำหนดให้ตามหนังสือบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) ที่ ฝธก. 286/47 ลงวันที่ 16 กรกฎาคม 2547 ซึ่งประมาณราคาเชื้อเพลิงต่ำ ราคาเชื้อเพลิงฐาน และราคาเชื้อเพลิงสูง ตามรายละเอียดในภาคผนวก 10 นอกจากนี้ยังได้ประมาณราคาเชื้อเพลิงอื่นนอกเหนือจากที่บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) กำหนดให้มีรายละเอียดตามตารางข้างล่างนี้

	2547	2548	2549	2550	2551	2552
น้ำมันเตา 0.5% ซัลเฟอร์ (บาท/ลิตร)	9.07	8.60	8.14	8.20	8.26	8.31
ลิกไนต์ (บาท/ตัน)	569.70	569.70	569.70	569.70	569.70	569.70
ก๊าซธรรมชาติ (บาท/ล้านบีทียู)						
- น้ำพอง	113.08	113.08	113.08	113.08	113.08	113.08
- ลานกระบือ	56.72	56.72	56.72	56.72	56.72	56.72

8.1.10 เงินรายได้นำส่งรัฐ อัตราเงินรายได้นำส่งรัฐในปี 2547 เท่ากับร้อยละ 35 ของกำไรสุทธิ

8.1.11 ค่าซื้อไฟฟ้า ประมาณการตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าและกรณีราคาเชื้อเพลิงฐาน

หน่วย : บาท/หน่วย

	2547	2548	2549	2550	2551	2552
กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน	1.5900	1.6488	1.6433	-	-	-
มาเลเซีย	1.6000	1.6000	1.6000	1.6000	1.6000	1.6000
ลาว	1.5691	1.5848	1.6126	1.6537	1.6667	1.6802
บริษัทผลิตไฟฟ้าจำกัด (มหาชน)	2.0772	2.1289	2.1249	1.8848	1.8573	1.8197
- โรงไฟฟ้าระยอง	2.0937	2.1603	1.9787	1.7241	1.7396	1.7534
- โรงไฟฟ้าขนอม	2.0562	2.0893	2.3558	2.1907	2.1118	1.9794
บริษัทผลิตไฟฟ้าราชบุรี จำกัด (มหาชน)	1.8249	1.8293	1.8274	1.7189	1.7624	1.7935
- โรงไฟฟ้าพลังความร้อน	2.2649	2.1337	2.1733	1.9802	2.0541	2.1206
- โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม	1.5363	1.6014	1.5960	1.5596	1.5984	1.6265
ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก	2.1732	2.1869	2.1904	2.1615	2.1825	2.1897
ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน	1.8446	1.9443	1.7937	1.8566	1.8507	1.8126
IPT	2.0337	1.9408	1.7185	1.6019	1.5511	1.5371
TECO	1.7857	1.8492	1.8210	1.7208	1.7609	1.8513
BOWIN	1.7243	1.9214	1.7344	1.6924	1.7010	1.7107
EPEC	1.9968	2.1857	2.0557	1.8527	1.8572	1.8520
BLCP	-	-	-	2.2333	2.1087	1.9856
GULF	-	-	-	-	1.8708	1.8105
RB Power	-	-	-	-	1.9190	1.8160

8.1.12 ค่าซื้อไฟฟ้า ประมาณการตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าและกรณีราคาเชื้อเพลิงสูง

หน่วย : บาท/หน่วย

	2547	2548	2549	2550	2551	2552
กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน	1.6034	1.7441	1.7877	0.0000	0.0000	0.0000
มาเลเซีย	1.6000	1.6000	1.6000	1.6000	1.6000	1.6000
ลาว	1.5691	1.5848	1.6126	1.6537	1.6667	1.6802
บริษัทผลิตไฟฟ้าจำกัด (มหาชน)	2.0809	2.2314	2.2523	2.0039	1.9616	1.9169
- โรงไฟฟ้าระยอง	2.0984	2.2803	2.0998	1.8429	1.8438	1.8506
- โรงไฟฟ้าขนอม	2.0585	2.1697	2.4930	2.3105	2.2162	2.0765
บริษัทผลิตไฟฟ้าราชบุรี จำกัด (มหาชน)	1.8420	1.9346	1.9794	1.8334	1.8628	1.8868
- โรงไฟฟ้าพลังความร้อน	2.3037	2.2986	2.4112	2.1138	2.1722	2.2314
- โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม	1.5392	1.6620	1.6905	1.6625	1.6889	1.7109
ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก	2.1756	2.2530	2.2894	2.2631	2.2721	2.2732
ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน	1.8473	2.0402	1.8973	1.9300	1.9172	1.8790
IPT	2.0357	2.0426	1.8198	1.7038	1.6405	1.6205
TECO	1.7888	1.9186	1.9262	1.8276	1.8546	1.9387
BOWIN	1.7271	2.0226	1.8398	1.7990	1.7946	1.7980
EPEC	1.9987	2.3137	2.1568	1.9532	1.9454	1.9342
BLCP	0.0000	0.0000	0.0000	2.2333	2.1087	1.9856
GULF	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	1.9613	1.8949
RB Power	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	2.0095	1.9004

8.1.13 อื่น ๆ

- อัตรานำเงินเข้ากองทุนเพื่อการพัฒนาชุมชนรอบโรงไฟฟ้าตั้งแต่ ปี 2550 เป็นต้นไป เท่ากับ 1.30 สตางค์ต่อหน่วยผลิต ในส่วนของโรงไฟฟ้าที่ใช้ลิกไนต์เป็นเชื้อเพลิง และ 1.00 สตางค์ต่อหน่วยผลิต ในส่วนของโรงไฟฟ้าที่เหลือ

- ไม่นำทรัพย์สินส่วนของเหมืองลิกไนต์มาร่วมคำนวณ ROIC

8.2 ผลการประมาณการฐานะการเงิน ในช่วงปี 2547-2552 สรุปได้ดังนี้

8.2.1 กำหนดให้อัตราค่าไฟฟ้าขายส่งคำนวณตามสมมติฐานของสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) ซึ่งกำหนดให้ใช้จัดทำประมาณการฐานะการเงินเพื่อประกอบการศึกษาการปรับปรุงโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า โดยใช้อัตราค่าไฟฟ้าขายส่งคงที่จนถึงปี 2552 ที่อัตราค่าไฟฟ้าฐานคำนวณตามโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าปัจจุบัน ส่วนอัตราค่าไฟฟ้าผันแปร (Ft) คำนวณตามค่า Ft ที่เรียกเก็บช่วงเดือนกุมภาพันธ์ – พฤษภาคม 2547 โดย กฟผ. ลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่ทั้งหมด

8.2.2 เหมือนกรณีที่ 8.2.1 แต่ กฟผ. ลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่ โดยมีสัดส่วนร้อยละ 50 ของกำลังผลิตในอนาคต

8.2.3 กำหนดให้อัตราค่าไฟฟ้าขายส่งเพียงพอให้ กฟผ. ได้รับอัตราผลตอบแทนจากเงินลงทุน (ROIC) ร้อยละ 8.00 และกฟผ. ลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่โดยมีสัดส่วนร้อยละ 50 ของกำลังผลิตที่เพิ่มขึ้นในอนาคต

(รายละเอียดผลการประมาณฐานะการเงินใน ภาคผนวก 11)

Summary EGAT's Principal Financial Information

MEG Demand

8.2.1 : New Plants are Combined Cycle

State Enterprise (Fuel Price_Base Case)

No.	ITEM		2544 2001	2545 2002	2546 2003	2547 2004	2548 2005	2549 2006	2550 2007	2551 2008	2552 2009
1	Energy Sales	(GWh)	97,413	102,486	110,676	119,723	129,282	139,314	149,907	160,655	171,961
2	Average Based Tariff	(B/kWh)	1.6408	1.7665	1.7534	1.7280	1.7254	1.7229	1.7203	1.7180	1.7180
3	Adjustment Factor	(B/kWh)	0.2603	0.2553	0.3290	0.4115	0.4116	0.4117	0.4118	0.4118	0.4118
4	Wholesale Rate	(B/kWh)	1.9011	2.0217	2.0824	2.1395	2.1370	2.1345	2.1321	2.1298	2.1298
5	Net Income	(M.Baht)	13,132	27,382	30,001	21,250	21,131	19,608	34,407	35,557	39,541
6	Long Term Loan Received	(M.Baht)	4,952	6,511	515	5,641	5,626	14,292	28,950	47,042	64,380
7	Re-Financing Loans	(M.Baht)	3,000	5,554	-	-	-	-	-	-	-
8	Capital Investment	(M.Baht)	19,273	13,911	10,806	16,848	15,951	24,576	41,136	62,065	88,684
9	Repayment	(M.Baht)	15,145	35,346	22,681	20,442	22,034	22,549	20,172	17,187	25,948
10	Prepaid Loan	(M.Baht)	19,975	9,499	10,211	12,993	-	-	-	-	-
11	Interest Paid	(M.Baht)	10,833	9,684	8,547	8,412	8,100	7,291	6,222	6,013	6,478
12	Remittance Paid	(M.Baht)	16,620	7,470	9,555	10,540	7,329	7,210	6,764	12,516	12,773
13	Cash End of Year	(M.Baht)	14,183	22,617	25,049	19,998	13,512	10,922	8,049	13,150	17,895
14	ROA	(%)	3.13	6.96	7.93	5.62	5.52	4.99	8.29	7.75	7.58
15	ROE	(%)	10.49	20.00	19.28	12.33	11.35	9.83	15.87	14.87	15.05
16	ROIC	(%)	3.44	6.40	7.92	6.30	6.14	5.46	8.68	8.14	8.33
17	SFR	(%)	3.45	26.07	82.90	-50.22	0.50	10.93	48.45	31.47	33.29
18	DSCR	(Time)	0.66	1.31	1.47	0.98	1.00	1.03	1.68	1.80	2.26
19	D : E ratio	(Time)	2.16	1.62	1.27	1.12	0.99	0.94	0.89	0.95	1.02

Tariff : Constant Wholesale tariff by voltage from 2004 onward / PEA subsidies already subtract from base tariff

Summary EGAT's Principal Financial Information

MEG Demand

8.2.1 : New Plants are Combined Cycle

State Enterprise (Fuel Price_High Case)

No.	ITEM		2544 2001	2545 2002	2546 2003	2547 2004	2548 2005	2549 2006	2550 2007	2551 2008	2552 2009
1	Energy Sales	(GWh)	97,413	102,486	110,676	119,723	129,282	139,314	149,907	160,655	171,961
2	Average Based Tariff	(B/kWh)	1.6408	1.7665	1.7534	1.7280	1.7254	1.7229	1.7203	1.7180	1.7180
3	Adjustment Factor	(B/kWh)	0.2603	0.2553	0.3290	0.4115	0.4116	0.4117	0.4118	0.4118	0.4118
4	Wholesale Rate	(B/kWh)	1.9011	2.0217	2.0824	2.1395	2.1370	2.1345	2.1321	2.1298	2.1298
5	Net Income	(M.Baht)	13,132	27,382	30,001	19,849	6,256	-2,035	18,130	19,815	23,246
6	Long Term Loan Received	(M.Baht)	4,952	6,511	515	5,641	5,626	14,292	28,950	47,042	64,380
7	Re-Financing Loans	(M.Baht)	3,000	5,554	-	-	-	-	-	-	-
8	Capital Investment	(M.Baht)	19,273	13,911	10,806	16,848	15,951	24,576	41,136	62,065	88,684
9	Repayment	(M.Baht)	15,145	35,346	22,681	20,442	22,342	25,653	26,969	27,932	42,785
10	Prepaid Loan	(M.Baht)	19,975	9,499	10,211	12,993	-	-	-	-	-
11	Interest Paid	(M.Baht)	10,833	9,684	8,547	8,466	8,687	8,894	8,713	8,966	10,073
12	Remittance Paid	(M.Baht)	16,620	7,470	9,555	10,540	6,790	1,488	-	6,255	6,717
13	Cash End of Year	(M.Baht)	14,183	22,617	25,049	19,998	13,512	10,922	8,049	6,743	16,388
14	ROA	(%)	3.13	6.96	7.93	5.25	1.63	-0.52	4.37	4.35	4.49
15	ROE	(%)	10.49	20.00	19.28	11.55	3.46	-1.12	9.70	9.94	10.90
16	ROIC	(%)	3.44	6.40	7.92	5.94	2.35	0.27	5.23	5.21	5.79
17	SFR	(%)	3.45	26.07	82.90	-60.81	-72.59	-56.91	8.95	-0.27	2.09
18	DSCR	(Time)	0.66	1.31	1.47	0.94	0.60	0.52	1.09	0.98	1.04
19	D : E ratio	(Time)	2.16	1.62	1.27	1.13	1.10	1.21	1.23	1.34	1.52

Tariff : Constant Wholesale tariff by voltage from 2004 onward / PEA subsidies already subtract from base tariff

Summary EGAT's Principal Financial Information

MEG Demand

8.2.2 : New Plants are Combined Cycle (EGAT 50%)

State Enterprise (Fuel Price_Base Case)

No.	ITEM		2544 2001	2545 2002	2546 2003	2547 2004	2548 2005	2549 2006	2550 2007	2551 2008	2552 2009
1	Energy Sales	(GWh)	97,413	102,486	110,676	119,723	129,282	139,314	149,907	160,655	171,961
2	Average Based Tariff	(B/kWh)	1.6408	1.7665	1.7534	1.7280	1.7254	1.7229	1.7203	1.7180	1.7180
3	Adjustment Factor	(B/kWh)	0.2603	0.2553	0.3290	0.4115	0.4116	0.4117	0.4118	0.4118	0.4118
4	Wholesale Rate	(B/kWh)	1.9011	2.0217	2.0824	2.1395	2.1370	2.1345	2.1321	2.1298	2.1298
5	Net Income	(M.Baht)	13,132	27,382	30,001	21,250	21,131	19,608	34,407	35,566	39,588
6	Long Term Loan Received	(M.Baht)	4,952	6,511	515	5,641	5,626	14,292	28,950	42,373	52,745
7	Re-Financing Loans	(M.Baht)	3,000	5,554	-	-	-	-	-	-	-
8	Capital Investment	(M.Baht)	19,273	13,911	10,806	16,848	15,951	24,576	41,136	56,214	73,171
9	Repayment	(M.Baht)	15,145	35,346	22,681	20,442	22,034	22,549	20,172	17,187	25,658
10	Prepaid Loan	(M.Baht)	19,975	9,499	10,211	12,993	-	-	-	-	-
11	Interest Paid	(M.Baht)	10,833	9,684	8,547	8,412	8,100	7,291	6,222	6,013	6,478
12	Remittance Paid	(M.Baht)	16,620	7,470	9,555	10,540	7,329	7,210	6,764	12,516	12,776
13	Cash End of Year	(M.Baht)	14,183	22,617	25,049	19,998	13,512	10,922	8,049	14,247	23,034
14	ROA	(%)	3.13	6.96	7.93	5.62	5.52	4.99	8.29	7.79	7.74
15	ROE	(%)	10.49	20.00	19.28	12.33	11.35	9.83	15.87	14.88	15.06
16	ROIC	(%)	3.44	6.40	7.92	6.30	6.14	5.46	8.68	8.16	8.45
17	SFR	(%)	3.45	26.07	82.90	-50.22	0.50	10.93	50.78	35.27	41.21
18	DSCR	(Time)	0.66	1.31	1.47	0.98	1.00	1.03	1.68	1.80	2.29
19	D : E ratio	(Time)	2.16	1.62	1.27	1.12	0.99	0.94	0.89	0.93	0.96

Tariff : Constant Wholesale tariff by voltage from 2004 onward / PEA subsidies already subtract from base tariff

Summary EGAT's Principal Financial Information

MEG Demand

8.2.2 : New Plants are Combined Cycle (EGAT 50%)

State Enterprise (Fuel Price_High Case)

No.	ITEM		2544 2001	2545 2002	2546 2003	2547 2004	2548 2005	2549 2006	2550 2007	2551 2008	2552 2009
1	Energy Sales	(GWh)	97,413	102,486	110,676	119,723	129,282	139,314	149,907	160,655	171,961
2	Average Based Tariff	(B/kWh)	1.6408	1.7665	1.7534	1.7280	1.7254	1.7229	1.7203	1.7180	1.7180
3	Adjustment Factor	(B/kWh)	0.2603	0.2553	0.3290	0.4115	0.4116	0.4117	0.4118	0.4118	0.4118
4	Wholesale Rate	(B/kWh)	1.9011	2.0217	2.0824	2.1395	2.1370	2.1345	2.1321	2.1298	2.1298
5	Net Income	(M.Baht)	13,132	27,382	30,001	19,849	6,256	-2,035	18,130	19,859	23,481
6	Long Term Loan Received	(M.Baht)	4,952	6,511	515	5,641	5,626	14,292	28,950	42,373	52,745
7	Re-Financing Loans	(M.Baht)	3,000	5,554	-	-	-	-	-	-	-
8	Capital Investment	(M.Baht)	19,273	13,911	10,806	16,848	15,951	24,576	41,136	56,214	73,171
9	Repayment	(M.Baht)	15,145	35,346	22,681	20,442	22,342	25,653	26,969	27,932	42,268
10	Prepaid Loan	(M.Baht)	19,975	9,499	10,211	12,993	-	-	-	-	-
11	Interest Paid	(M.Baht)	10,833	9,684	8,547	8,466	8,687	8,894	8,713	8,926	9,847
12	Remittance Paid	(M.Baht)	16,620	7,470	9,555	10,540	6,790	1,488	-	6,255	6,734
13	Cash End of Year	(M.Baht)	14,183	22,617	25,049	19,998	13,512	10,922	8,049	6,743	16,441
14	ROA	(%)	3.13	6.96	7.93	5.25	1.63	-0.52	4.37	4.39	4.65
15	ROE	(%)	10.49	20.00	19.28	11.55	3.46	-1.12	9.70	9.96	11.01
16	ROIC	(%)	3.44	6.40	7.92	5.94	2.35	0.27	5.23	5.23	5.89
17	SFR	(%)	3.45	26.07	82.90	-60.81	-72.59	-56.91	9.38	-0.38	3.40
18	DSCR	(Time)	0.66	1.31	1.47	0.94	0.60	0.52	1.09	0.99	1.06
19	D : E ratio	(Time)	2.16	1.62	1.27	1.13	1.10	1.21	1.23	1.31	1.42

Tariff : Constant Wholesale tariff by voltage from 2004 onward / PEA subsidies already subtract from base tariff

Summary EGAT's Principal Financial Information

MEG Demand

8.2.3 : New Plants are Combined Cycle (EGAT 50%)

State Enterprise (Fuel Price_Base Case) Wholesale Tariff is forced by ROIC 8%

No.	ITEM		2544 2001	2545 2002	2546 2003	2547 2004	2548 2005	2549 2006	2550 2007	2551 2008	2552 2009
1	Energy Sales	(GWh)	97,413	102,486	110,676	119,723	129,282	139,314	149,907	160,655	171,961
2	Average Based Tariff	(B/kWh)	1.6408	1.7665	1.7534	1.7280	1.7254	1.7229	1.7203	1.7180	1.7180
3	Adjustment Factor	(B/kWh)	0.2603	0.2553	0.3290	0.4115	0.4720	0.4907	0.3952	0.4108	0.4028
4	Wholesale Rate	(B/kWh)	1.9011	2.0217	2.0824	2.1395	2.1974	2.2135	2.1155	2.1288	2.1208
5	Net Income	(M.Baht)	13,132	27,382	30,001	21,250	28,386	30,174	32,593	35,620	38,323
6	Long Term Loan Received	(M.Baht)	4,952	6,511	515	5,641	5,626	14,292	28,950	42,373	52,745
7	Re-Financing Loans	(M.Baht)	3,000	5,554	-	-	-	-	-	-	-
8	Capital Investment	(M.Baht)	19,273	13,911	10,806	16,848	15,951	24,576	41,136	56,214	73,171
9	Repayment	(M.Baht)	15,145	35,346	22,681	20,442	22,034	21,596	17,734	13,874	25,658
10	Prepaid Loan	(M.Baht)	19,975	9,499	10,211	12,993	-	-	-	-	-
11	Interest Paid	(M.Baht)	10,833	9,684	8,547	8,412	7,934	6,731	5,712	5,897	6,478
12	Remittance Paid	(M.Baht)	16,620	7,470	9,555	10,540	7,329	10,001	10,828	11,818	12,797
13	Cash End of Year	(M.Baht)	14,183	22,617	25,049	19,998	13,512	10,922	14,802	24,228	32,206
14	ROA	(%)	3.13	6.96	7.93	5.62	7.38	7.61	7.75	7.67	7.36
15	ROE	(%)	10.49	20.00	19.28	12.33	15.07	14.56	14.35	14.31	14.07
16	ROIC	(%)	3.44	6.40	7.92	6.30	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00
17	SFR	(%)	3.45	26.07	82.90	-50.22	25.41	38.21	53.89	40.95	40.07
18	DSCR	(Time)	0.66	1.31	1.47	0.98	1.19	1.32	1.62	2.12	2.24
19	D : E ratio	(Time)	2.16	1.62	1.27	1.12	0.96	0.87	0.83	0.89	0.93

Tariff - Wholesale tariff is forced by ROIC 8% from year 2005 onwards

Summary EGAT's Principal Financial Information

MEG Demand

8.2.3 : New Plants are Combined Cycle (EGAT 50%)

State Enterprise (Fuel Price_High Case) Wholesale Tariff is forced by ROIC 8%

No.	ITEM		2544 2001	2545 2002	2546 2003	2547 2004	2548 2005	2549 2006	2550 2007	2551 2008	2552 2009
1	Energy Sales	(GWh)	97,413	102,486	110,676	119,723	129,282	139,314	149,907	160,655	171,961
2	Average Based Tariff	(B/kWh)	1.6408	1.7665	1.7534	1.7280	1.7254	1.7229	1.7203	1.7180	1.7180
3	Adjustment Factor	(B/kWh)	0.2603	0.2553	0.3290	0.4115	0.5948	0.6496	0.5015	0.5018	0.4858
4	Wholesale Rate	(B/kWh)	1.9011	2.0217	2.0824	2.1395	2.3202	2.3724	2.2218	2.2198	2.2038
5	Net Income	(M.Baht)	13,132	27,382	30,001	19,849	28,274	30,162	32,910	35,835	38,356
6	Long Term Loan Received	(M.Baht)	4,952	6,511	515	5,641	5,626	14,292	28,950	42,373	52,745
7	Re-Financing Loans	(M.Baht)	3,000	5,554	-	-	-	-	-	-	-
8	Capital Investment	(M.Baht)	19,273	13,911	10,806	16,848	15,951	24,576	41,136	56,214	73,171
9	Repayment	(M.Baht)	15,145	35,346	22,681	20,442	22,342	22,761	19,600	13,874	25,658
10	Prepaid Loan	(M.Baht)	19,975	9,499	10,211	12,993	-	-	-	-	-
11	Interest Paid	(M.Baht)	10,833	9,684	8,547	8,466	8,181	7,199	5,988	5,897	6,478
12	Remittance Paid	(M.Baht)	16,620	7,470	9,555	10,540	6,790	9,958	10,823	11,940	12,880
13	Cash End of Year	(M.Baht)	14,183	22,617	25,049	19,998	13,512	10,922	9,388	19,348	27,397
14	ROA	(%)	3.13	6.96	7.93	5.25	7.29	7.45	7.72	7.69	7.35
15	ROE	(%)	10.49	20.00	19.28	11.55	15.08	14.62	14.54	14.43	14.12
16	ROIC	(%)	3.44	6.40	7.92	5.94	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00
17	SFR	(%)	3.45	26.07	82.90	-60.81	3.02	25.31	55.32	41.89	40.17
18	DSCR	(Time)	0.66	1.31	1.47	0.94	1.19	1.27	1.52	2.13	2.23
19	D : E ratio	(Time)	2.16	1.62	1.27	1.13	1.01	0.92	0.85	0.90	0.94

Tariff : Wholesale tariff is forced by ROIC 8% from year 2005 onwards

ภาคผนวก

ภาคผนวก 1

สรุปแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า PDP 2004

สรุปแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย

(PDP 2004)

ปี	โรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (เมกะวัตต์)	ความต้องการไฟฟ้าสูงสุด (เมกะวัตต์)	กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองต่ำสุด (%)
	กำลังผลิตติดตั้ง ถึง ธันวาคม 2546	**25,363.0**		
2547	พลังความร้อนกระบี่ # 1	340	19,600	26.8
	กังหันแก๊สลานกระบือ(จากหนองจอก)	122		
	พลังน้ำลำตะคอง (สูบกลับ) # 1-2	500		
	ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก	27.2		
2548	ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก	20.2	21,143	19.9
2549	-	-	22,238	13.7
2550	บริษัท BLCP เพาเวอร์ จำกัด # 1-2	2x673.25	23,844	15.3
	ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก	163.7		
	บริษัทกัลฟ์เพาเวอร์เจนเนอเรชั่น จำกัด (เพิ่มเติม)	700		
2551	พลังความร้อนร่วมสงขลา ชุดที่ 1	700	25,548	15.5
	บริษัทกัลฟ์เพาเวอร์เจนเนอเรชั่นจำกัด # 1	700		
	บริษัทราชบุรีเพาเวอร์จำกัด # 1-2	2x700		
2552	พลังความร้อนร่วมพระนครใต้ ชุดที่ 3	700	27,352	15.9
	พลังความร้อนร่วมพระนครเหนือ ชุดที่ 1	700		
2553	ซื้อจากโครงการใน สปป.ลาว(น้ำเทิน 2)	920	29,308	14.3
	พลังความร้อนร่วมบางปะกง ชุดที่ 5	700		
	โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน	175		
2554	โรงไฟฟ้าใหม่ + RPS	2940	31,344	14.4
	ปลดพลังความร้อนขนอม # 1	-75		
2555	โรงไฟฟ้าใหม่ + RPS	2205	33,445	15.3
2556	โรงไฟฟ้าใหม่ + RPS	2,205	35,673	14.3
2557	โรงไฟฟ้าใหม่ + RPS	2,940	38,015	14.6
2558	ปลดพลังความร้อนพระนครใต้ # 1-2	2x-200	40,478	14.2
	โรงไฟฟ้าใหม่ + RPS	2,940		

กำลังผลิตติดตั้งถึง ธันวาคม 2546	25,363.0	เมกะวัตต์
รวมกำลังผลิตที่เพิ่มขึ้น	22,444.6	เมกะวัตต์
โรงไฟฟ้าที่ปลดออกจากระบบ	-475.0	เมกะวัตต์
รวมกำลังผลิตทั้งสิ้นถึงปี 2558	**47,332.6**	เมกะวัตต์

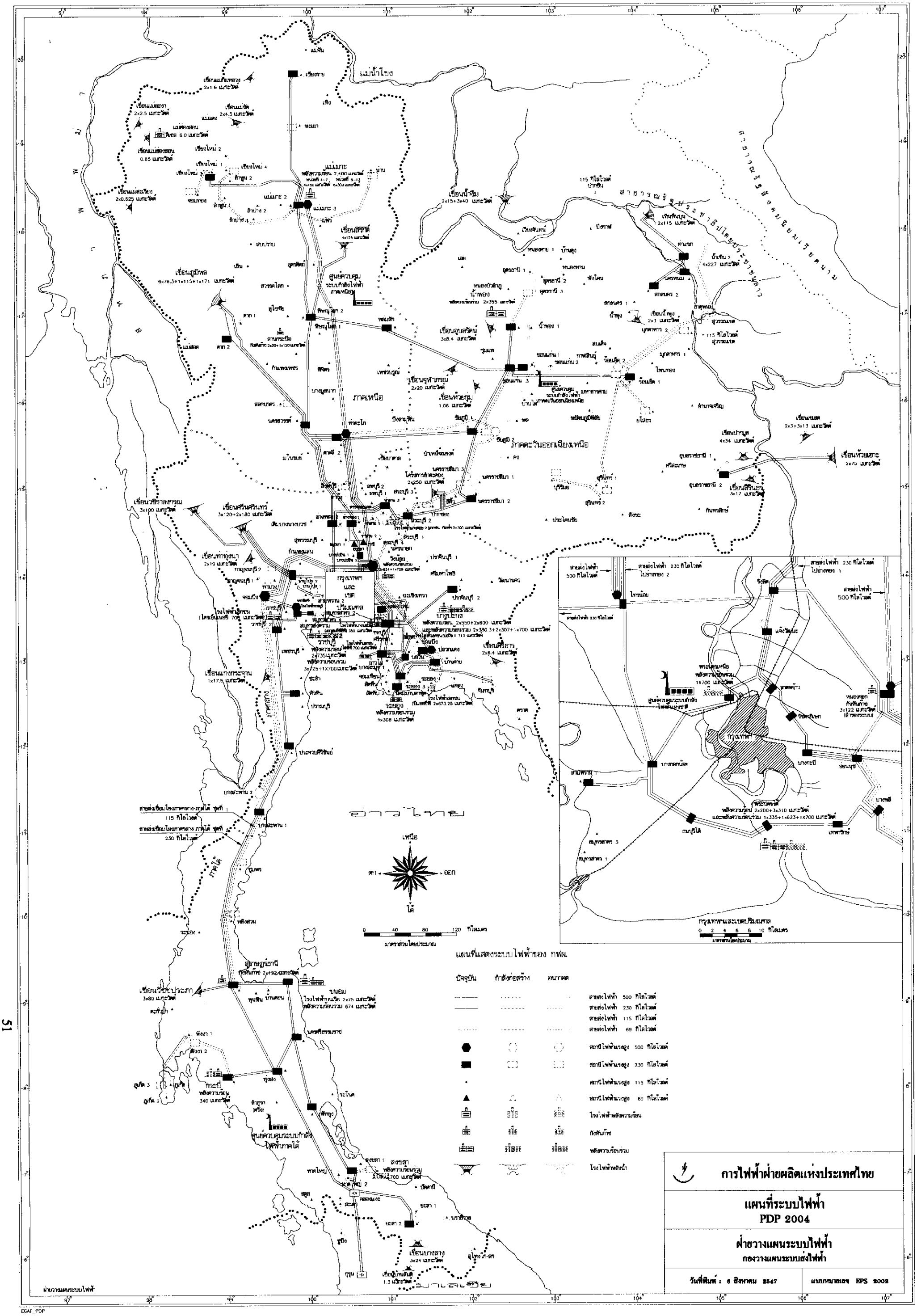
เปรียบเทียบแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย

ปี	PDP 2003 (แผนหลัก)				PDP 2004			
	โรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (เมกะวัตต์)	ความต้องการไฟฟ้าสูงสุด (เมกะวัตต์)	กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองต่ำสุด (%)	โรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (เมกะวัตต์)	ความต้องการไฟฟ้าสูงสุด (เมกะวัตต์)	กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองต่ำสุด (%)
	กำลังผลิตติดตั้ง ถึง ธันวาคม 2546 (ตามแผน)	26,383.7			กำลังผลิตติดตั้ง ถึง ธันวาคม 2546	**25,363.0**		
2547	ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก	33	19,029	33.3	พลังความร้อนกระบี่ # 1	340	19,600	26.8
					กังหันแก๊สลานกระบือ(จากหนองจอก)	122		
					พลังน้ำลำตะคอง (สูบกลับ) # 1-2	500		
					ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก	27.2		
2548	ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก	80	20,295	25.3	ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก	20.2	21,143	19.9
2549	ปลดพลังความร้อนพระนครใต้ # 1	-200	21,648	16.6			22,238	13.7
2550	ปลดพลังความร้อนพระนครใต้ # 2	-200	23,020	15.7			23,844	15.3
	ปลดพลังความร้อนขนอม # 1-2	2x-75						
	บริษัท BLCP เพาเวอร์ จำกัด # 1-2	2x673.25			บริษัท BLCP เพาเวอร์ จำกัด # 1-2	2x673.25		
	พลังความร้อนร่วมขนอม ชุดที่ 2	385			บริษัทกัลฟ์เพาเวอร์เจนเนอเรชั่น จำกัด (เพิ่มเติม)	700		
					ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก	163.7		
2551	ปลดพลังความร้อนร่วมบางปะกง ชุดที่ 1	-380.3	24,450	15.9			25,548	15.5
	บริษัทกัลฟ์เพาเวอร์เจนเนอเรชั่นจำกัด	700			บริษัทกัลฟ์เพาเวอร์เจนเนอเรชั่นจำกัด # 1	700		
	บริษัทยูเนียนเพาเวอร์ดีวีลอปเมนต์ # 1	700			บริษัทราชบุรีเพาเวอร์จำกัด # 1-2	2x700		
	พลังความร้อนร่วมภาคใต้	700			พลังความร้อนร่วมสงขลา ชุดที่ 1	700		
2552	ปลดพลังความร้อนร่วมบางปะกง ชุดที่ 2	-380.3	26,143	15.0			27,352	15.9
	พลังความร้อนร่วมพระนครใต้ ชุดที่ 3	700			พลังความร้อนร่วมพระนครใต้ ชุดที่ 3	700		
	พลังความร้อนร่วมพระนครเหนือ ชุดที่ 1	700			พลังความร้อนร่วมพระนครเหนือ ชุดที่ 1	700		
	บริษัทยูเนียนเพาเวอร์ดีวีลอปเมนต์ # 2	700						
2553	ซื้อจากโครงการใน สปป.ลาว(น้ำเทิน 2)	920	27,711	16.9	ซื้อจากโครงการใน สปป.ลาว(น้ำเทิน 2)	920	29,308	14.3
	พลังความร้อนร่วมบางปะกง ชุดที่ 5	700			พลังความร้อนร่วมบางปะกง ชุดที่ 5	700		
	โรงไฟฟ้าใหม่	700			โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน	175		
2554	โรงไฟฟ้าใหม่	1400	29,321	15.2	โรงไฟฟ้าใหม่ + RPS	2,940	31,344	14.4
					ปลดพลังความร้อนขนอม # 1	-75		
2555	โรงไฟฟ้าใหม่	2100	31,014	15.7	โรงไฟฟ้าใหม่ + RPS	2,205	33,445	15.3
2556	โรงไฟฟ้าใหม่	2100	32,842	15.7	โรงไฟฟ้าใหม่ + RPS	2,205	35,673	14.3
2557	พลังน้ำคีรีธาร(สูบกลับ) # 1-2	2x220	34,743	15.3	โรงไฟฟ้าใหม่ + RPS	2,940	38,015	14.6
	โรงไฟฟ้าใหม่	1630						
2558	พลังน้ำคีรีธาร(สูบกลับ) # 3	220	36,754	15.9	ปลดพลังความร้อนพระนครใต้ # 1-2	2x-200	40,478	14.2
	โรงไฟฟ้าใหม่	2330			โรงไฟฟ้าใหม่ + RPS	2,940		

	กำลังผลิตติดตั้งถึง ธันวาคม 2546	26,383.7	เมกะวัตต์	(ตามแผน)	กำลังผลิตติดตั้งถึง ธันวาคม 2546	25,363.0	เมกะวัตต์	(ค่าจริง)
	รวมกำลังผลิตที่เพิ่มขึ้น	18,584.5	เมกะวัตต์		รวมกำลังผลิตที่เพิ่มขึ้น	22,444.6	เมกะวัตต์	
	โรงไฟฟ้าที่ปลดออกจากระบบ	-1,310.6	เมกะวัตต์		โรงไฟฟ้าที่ปลดออกจากระบบ	-475.0	เมกะวัตต์	
	รวมกำลังผลิตทั้งสิ้นถึงปี 2558	**43,657.6**	เมกะวัตต์		**รวมกำลังผลิตทั้งสิ้นถึงปี 2558**	**47,332.6**	เมกะวัตต์	

ภาคผนวก 2

แผนที่ระบบไฟฟ้า


แม่น้ำโขง
ภาคเหนือ
ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ
ภาคใต้
กรุงเทพฯ และปริมณฑล
เหนือ
ตก
ออก
ใต้
0 40 80 120 กิโลเมตร
มาตราส่วนโดยประมาณ
0 2 4 6 8 10 กิโลเมตร
แผนที่แสดงระบบไฟฟ้าของ กฟผ.
ปัจจุบัน
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
PDP 2004
ฝ่ายวางแผนระบบไฟฟ้า
กองวางแผนระบบส่งไฟฟ้า
วันที่พิมพ์ : 6 สิงหาคม 2547
แบบหมายเลข EPS 2008
ฝ่ายวางแผนระบบไฟฟ้า
EGAT_PDP

ภาคผนวก 3

กำลังผลิตไฟฟ้าในปัจจุบัน

กำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าในระบบไฟฟ้า

(สิ้นเดือน มีนาคม 2547)

โรงไฟฟ้า		เชื้อเพลิง	กำลังผลิตติดตั้ง (เมกะวัตต์)	รวมกำลังผลิต (เมกะวัตต์)
<u>โรงไฟฟ้าพลังน้ำ</u>		-		
ภูมิพล		-	(6x82.2)+(1x115)+171	779.2
สิริกิติ์		-	4x125	500.0
อุบลรัตน์		-	3x8.4	25.2
สิรินธร		-	3x12	36.0
จุฬาภรณ์		-	2x20	40.0
แก่งกระจาน		-	1x17.5	17.5
น้ำพุง		-	2x3	6.0
ศรีนครินทร์		-	(3x120)+(2x180)	720.0
บางลาง		-	3x24	72.0
ท่าทุ่งนา		-	2x19	38.0
วชิราลงกรณ		-	3x100	300.0
ป่ากมูล		-	4x34	136.0
ห้วยคุ่ม		-	1x1.06	1.06
บ้านสันติ		-	1x1.275	1.275
แม่จัด		-	2x4.5	9.0
รัชชประภา		-	3x80	240.0
โรงไฟฟ้าขนาดเล็ก		-	0.449	0.449
รวม				**2,921.684**
<u>โรงไฟฟ้าพลังความร้อน</u>				
พระนครใต้		น้ำมันเตา/ก๊าซ	(2x200)+(3x310)	1,330.0
แม่เมาะ		ลิกไนต์	(4x150)+(6x300)	2,400.0
บางปะกง		น้ำมันเตา/ก๊าซ	(2x550)+(2x600)	2,300.0
กระบี่		น้ำมันเตา	1x340	340.0
รวม				**6,370.0**
<u>โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม</u>				
บางปะกง	ชุดที่ 1-2	ก๊าซ	2x[(4x60.7)+(137.5)]	760.6
	ชุดที่ 3-4	ก๊าซ	(4x104)+(2x99)	614.0
น้ำพอง	ชุดที่ 1-2	ก๊าซ	(4x121)+(2x113)	710.0
พระนครใต้	ชุดที่ 1	ก๊าซ	(2x110)+(1x115)	335.0
	ชุดที่ 2	ก๊าซ	(2x202)+(1x220)	624.0
วังน้อย	ชุดที่ 1-2	ก๊าซ	(4x223)+(2x205)	1,302.0
	ชุดที่ 3	ก๊าซ	(2x236)+(1x257)	729.0
รวม				**5,074.6**
<u>โรงไฟฟ้ากังหันแก๊ส</u>				
ลานกระบือ		ก๊าซ	(4x14)+(2x16)+(4x20)	168.0
หนองจอก		ดีเซล	3x122	366.0
สุราษฎร์ธานี		ก๊าซ	2x122	244.0
รวม				**778.0**
<u>โรงไฟฟ้าดีเซล</u>				
แม่ฮ่องสอน		ดีเซล	1x6	6.0
รวม				**6.0**
<u>โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน</u>				
รวม			0.534	0.534
รวมกำลังผลิตของ กฟผ.				**15,150.818**
<u>โรงไฟฟ้าจากการซื้อ</u>				
พลังความร้อนขนอม		น้ำมันเตา/ก๊าซ	2x75	150.0
พลังความร้อนร่วมขนอม		ก๊าซ	(4x112)+(1x226)	674.0
พลังความร้อนร่วมระยอง	ชุดที่ 1-4	ก๊าซ	(8x103)+(4x102)	1,232.0
พลังความร้อนราชบุรี		ก๊าซ	2x720	1,440.0
พลังความร้อนร่วมราชบุรี	ชุดที่ 1	ก๊าซ	(2x212)+(1x261)	685.0
พลังความร้อนร่วมราชบุรี	ชุดที่ 2	ก๊าซ	(2x209)+(1x257)	675.0
พลังความร้อนร่วมราชบุรี	ชุดที่ 3	ก๊าซ	(2x214)+(1x253)	681.0
บริษัทผลิตไฟฟ้าอิสระ		ก๊าซ	(2x230)+(1x240)	700.0
บริษัทไตรเอนเนอยี		ก๊าซ	(2x224)+(1x252)	700.0
บริษัทโกลว์ ไอพีพี จำกัด		ก๊าซ	2x356.5	713.0
บริษัทอีสเทิร์น เพาเวอร์ จำกัด		ก๊าซ	350.0	350.0
ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก		-	1,914.4	1,914.4
พลังน้ำเทิน-หินบุน		-	2x115	214.0 1/
พลังน้ำห้วยเฮาะ		-	2x75	126.0 1/
สายส่งเชื่อมโยงไทย-มาเลเซีย			300	300.0
รวม				**10,554.4**
รวมกำลังผลิตติดตั้งทั้งหมด				**25,705.218**

<u>หมายเหตุ</u> : 1/ กำลังผลิต ณ จุดส่งมอบ

ภาคผนวก 4

ระบบส่งไฟฟ้าในปัจจุบัน

สรุปสถานีไฟฟ้าแรงสูงและสายส่งในระบบ กฟผ.

(สิ้นสุดเดือน มีนาคม 2547)

ขนาดแรงดันไฟฟ้า (กิโลโวลต์)	สถานีไฟฟ้าแรงสูง		สายส่ง (วงจร-กิโลเมตร)
	จำนวน (แห่ง)	ขนาดหม้อแปลง 1/ (MVA)	
เขตนครหลวง			
500	2	3,450	411
230	12	14,100	818
115	-	25	-
รวม	14	17,575	1,229
ภาคกลาง			
500	4	4,200	1,236
230	19	10,793	3,499
115	44	5,400	2,998
69	2	108	52
รวม	69	20,501	7,785
ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ			
230	9	3,800	1,627
115	38	3,913	5,285
รวม	47	7,713	6,911
ภาคใต้			
230	7	3,500	2,087
132	1	133	9
115	19	2,221	3,029
รวม	27	5,854	5,125
ภาคเหนือ			
500	2	2,400	1,143
230	7	3,600	3,295
115	30	2,934	2,842
รวม	39	8,934	7,280
รวมทุกภาค			
500	8	10,050	2,790
230	54	35,793	11,327
132	1	133	9
115	131	14,493	14,153
69	2	108	52
รวมทั้งหมด	196	60,578	28,331

หมายเหตุ : 1/ ไม่รวมหม้อแปลงที่รับกระแสไฟฟ้าจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและหม้อแปลงที่จ่ายไฟฟ้าเพื่อใช้งานในโรงไฟฟ้า

แหล่งที่มา : ฝ่ายควบคุมระบบไฟฟ้า

File : Tran&Sub2004.xls

ภาคผนวก 5

สถิติและพยากรณ์การผลิต
พลังและพลังงานไฟฟ้า

สถิติและพยากรณ์การผลิตพลังและพลังงานไฟฟ้า

กรณี : Moderate Economic Growth

ปี งบประมาณ	การผลิตพลังไฟฟ้าสูงสุด			การผลิตพลังงานไฟฟ้า			โหลดแฟกเตอร์ %
	เมกะวัตต์	เพิ่ม		ล้านหน่วย	เพิ่ม		
		เมกะวัตต์	%		ล้านหน่วย	%	
ค่าจริง							
2534	8,045.00	951.30	13.41	49,225.03	6,036.24	13.98	69.8
2535	8,876.90	831.90	10.34	56,006.44	6,781.41	13.78	72.0
2536	9,730.00	853.10	9.61	62,179.73	6,173.29	11.02	73.0
2537	10,708.80	978.80	10.06	69,651.14	7,471.41	12.02	74.2
2538	12,267.90	1,559.10	14.56	78,880.37	9,229.23	13.25	73.4
2539	13,310.90	1,043.00	8.50	85,924.13	7,043.76	8.93	73.7
2540	14,506.30	1,195.40	8.98	92,724.66	6,800.53	7.91	73.0
2541	14,179.90	-326.40	-2.25	92,134.44	-590.22	-0.64	74.2
2542	13,712.40	-467.50	-3.30	90,413.99	-1,720.45	-1.87	75.3
2543	14,918.30	1,205.90	8.79	96,780.72	6,366.73	7.04	74.1
2544	16,126.40	1,208.10	8.10	103,165.20	6,384.48	6.60	73.0
2545	16,681.10	554.70	3.44	108,389.24	5,224.04	5.06	74.2
2546	18,121.40	1,440.30	8.63	116,743.45	8,354.21	7.71	73.5
อัตราเพิ่มเฉลี่ย							
2535 - 2546	-	839.70	7.00	-	5,626.54	7.46	-
พยากรณ์							
2547	19,600.00	1,478.60	8.16	126,811.00	10,067.55	8.62	73.9
2548	21,143.00	1,543.00	7.87	136,784.00	9,973.00	7.86	73.9
2549	22,738.00	1,595.00	7.54	147,658.00	10,874.00	7.95	74.1
2550	24,344.00	1,606.00	7.06	158,212.00	10,554.00	7.15	74.2
2551	26,048.00	1,704.00	7.00	169,280.00	11,068.00	7.00	74.2
2552	27,852.00	1,804.00	6.93	180,942.00	11,662.00	6.89	74.2
2553	29,808.00	1,956.00	7.02	193,530.00	12,588.00	6.96	74.1
2554	31,844.00	2,036.00	6.83	206,674.00	13,144.00	6.79	74.1
2555	33,945.00	2,101.00	6.60	220,253.00	13,579.00	6.57	74.1
2556	36,173.00	2,228.00	6.56	234,672.00	14,419.00	6.55	74.1
2557	38,515.00	2,342.00	6.47	249,843.00	15,171.00	6.46	74.1
2558	40,978.00	2,463.00	6.39	265,788.00	15,945.00	6.38	74.0
อัตราเพิ่มเฉลี่ย							
2547-2551	-	1,585.32	7.53	-	10,507.31	7.71	-
2552-2556	-	2,025.00	6.79	-	13,078.40	6.75	-
2557-2558	-	2,402.50	6.43	-	15,558.00	6.42	-

คณะอนุกรรมการการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า

มกราคม 2547

เปรียบเทียบการพยากรณ์การผลิตพลังและพลังงานไฟฟ้า

ปี	สิงหาคม 2545		มกราคม 2547 กรณี : MEG		ผลต่าง			
งบประมาณ	เมกะวัตต์	ล้านหน่วย	เมกะวัตต์	ล้านหน่วย	เมกะวัตต์	%	ล้านหน่วย	%
2547	19,029	122,024	19,600	126,811	571	3.00	4787	3.92
2548	20,295	130,232	21,143	136,784	848	4.18	6552	5.03
2549	21,648	139,000	22,738	147,658	1090	5.04	8658	6.23
2550	23,020	147,835	24,344	158,212	1324	5.75	10377	7.02
2551	24,450	157,064	26,048	169,280	1598	6.54	12216	7.78
2552	26,143	168,004	27,852	180,942	1709	6.54	12938	7.70
2553	27,711	178,079	29,808	193,530	2097	7.57	15451	8.68
2554	29,321	188,446	31,844	206,674	2523	8.60	18228	9.67
2555	31,014	199,378	33,945	220,253	2931	9.45	20875	10.47
2556	32,842	211,146	36,173	234,672	3331	10.14	23526	11.14
2557	34,743	223,437	38,515	249,843	3772	10.86	26406	11.82
2558	36,754	236,364	40,978	265,788	4224	11.49	29424	12.45

สถิติและพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า ภาคกลางและเขตนครหลวง

กรณี : Moderate Economic Growth

ปี งบประมาณ	พลังไฟฟ้าสูงสุด			พลังงานไฟฟ้า			โหลดแฟกเตอร์
	เมกะวัตต์	เพิ่ม		ล้านหน่วย	เพิ่ม		
		เมกะวัตต์	%		ล้านหน่วย	%	%
			ค่าจริง				
2537	8,806.45	1,017.17	13.06	54,249.46	5,865.94	12.12	70.32
2538	9,836.23	1,029.78	11.69	61,354.13	7,104.67	13.10	71.21
2539	10,629.25	793.02	8.06	66,611.42	5,257.29	8.57	71.54
2540	11,389.10	759.85	7.15	71,160.38	4,548.96	6.83	71.33
2541	11,024.35	-364.75	-3.20	69,140.46	-2,019.92	-2.84	71.59
2542	10,613.89	-410.46	-3.72	67,463.87	-1,676.59	-2.42	72.56
2543	11,461.98	848.09	7.99	72,418.24	4,954.37	7.34	72.12
2544	12,408.14	946.16	8.25	77,119.98	4,701.74	6.49	70.95
2545	12,791.85	383.71	3.09	80,816.80	3,696.82	4.79	72.12
2546	13,738.97	947.13	7.40	86,908.07	6,091.27	7.54	72.21
อัตราเพิ่มเฉลี่ย 2537 - 2546	-	594.97	5.84	-	3,852.45	6.03	-
			พยากรณ์				
2547	14,845.00	1,106.03	8.05	93,823.00	6,914.93	7.96	72.15
2548	16,034.00	1,189.00	8.01	101,441.00	7,618.00	8.12	72.22
2549	17,233.00	1,199.00	7.48	109,111.00	7,670.00	7.56	72.28
2550	18,458.00	1,225.00	7.11	116,954.00	7,843.00	7.19	72.33
2551	19,732.00	1,274.00	6.90	125,116.00	8,162.00	6.98	72.38
2552	21,093.00	1,361.00	6.90	133,832.00	8,716.00	6.97	72.43
2553	22,564.00	1,471.00	6.97	143,244.00	9,412.00	7.03	72.47
2554	24,107.00	1,543.00	6.84	153,085.00	9,841.00	6.87	72.49
2555	25,708.00	1,601.00	6.64	163,280.00	10,195.00	6.66	72.50
2556	27,406.00	1,698.00	6.60	174,114.00	10,834.00	6.64	72.52
2557	29,190.00	1,784.00	6.51	185,521.00	11,407.00	6.55	72.55
2558	31,063.00	1,873.00	6.42	197,463.00	11,942.00	6.44	72.57
อัตราเพิ่มเฉลี่ย 2547-2551	-	1,198.61	7.51	-	7,641.59	7.56	-
2552-2556	-	1,534.80	6.79	-	9,799.60	6.83	-
2557-2558	-	1,828.50	6.46	-	11,674.50	6.49	-

MEG : มกราคม 2547

สถิติและพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ

กรณี : Moderate Economic Growth

ปี งบประมาณ	พลังไฟฟ้าสูงสุด			พลังงานไฟฟ้า			โหลดแฟกเตอร์
	เมกะวัตต์	เพิ่ม		ล้านหน่วย	เพิ่ม		
		เมกะวัตต์	%		ล้านหน่วย	%	%
				ค่าจริง			
2537	1,130.40	112.20	11.02	5,154.35	570.63	12.45	52.05
2538	1,288.80	158.40	14.01	5,927.30	772.95	15.00	52.50
2539	1,443.10	154.30	11.97	6,674.45	747.15	12.61	52.80
2540	1,617.00	173.90	12.05	7,534.99	860.54	12.89	53.19
2541	1,693.20	76.20	4.71	8,052.84	517.85	6.87	54.29
2542	1,651.10	-42.10	-2.49	8,018.98	-33.86	-0.42	55.44
2543	1,687.80	36.70	2.22	8,499.56	480.58	5.99	57.49
2544	1,815.20	127.40	7.55	8,983.03	483.48	5.69	56.49
2545	1,905.30	90.10	4.96	9,550.21	567.18	6.31	57.22
2546	2,043.90	138.60	7.27	10,387.06	836.84	8.76	58.01
อัตราเพิ่มเฉลี่ย 2537 - 2546	-	102.57	7.22	-	580.33	8.52	-
				พยากรณ์			
2547	2,178.00	134.10	6.56	11,709.00	1,321.94	12.73	61.37
2548	2,347.00	169.00	7.76	12,595.00	886.00	7.57	61.26
2549	2,527.00	180.00	7.67	14,081.00	1,486.00	11.80	63.61
2550	2,702.00	175.00	6.93	15,005.00	924.00	6.56	63.39
2551	2,893.00	191.00	7.07	15,986.00	981.00	6.54	63.08
2552	3,080.00	187.00	6.46	16,982.00	996.00	6.23	62.94
2553	3,286.00	206.00	6.69	18,044.00	1,062.00	6.25	62.68
2554	3,505.00	219.00	6.66	19,180.00	1,136.00	6.30	62.47
2555	3,736.00	231.00	6.59	20,366.00	1,186.00	6.18	62.23
2556	3,980.00	244.00	6.53	21,626.00	1,260.00	6.19	62.03
2557	4,237.00	257.00	6.46	22,952.00	1,326.00	6.13	61.84
2558	4,510.00	273.00	6.44	24,354.00	1,402.00	6.11	61.64
อัตราเพิ่มเฉลี่ย 2547-2551	-	169.82	7.20	-	1,119.79	9.01	-
2552-2556	-	217.40	6.59	-	1,128.00	6.23	-
2557-2558	-	265.00	6.45	-	1,364.00	6.12	-

MEG : มกราคม 2547

สถิติและพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า ภาคใต้

กรณี : Moderate Economic Growth

ปี งบประมาณ	พลังไฟฟ้าสูงสุด			พลังงานไฟฟ้า			โหลดแฟกเตอร์
	เมกะวัตต์	เพิ่ม		ล้านหน่วย	เพิ่ม		
		เมกะวัตต์	%		ล้านหน่วย	%	%
			ค่าจริง				
2537	814.50	88.30	12.16	4,758.77	344.59	7.81	66.70
2538	910.80	96.30	11.82	5,541.70	782.93	16.45	69.46
2539	1,030.50	119.70	13.14	5,986.36	444.66	8.02	66.31
2540	1,079.40	48.90	4.75	6,420.48	434.12	7.25	67.90
2541	1,128.10	48.70	4.51	6,900.32	479.83	7.47	69.83
2542	1,130.50	2.40	0.21	6,835.17	-65.15	-0.94	69.02
2543	1,251.70	121.20	10.72	7,455.70	620.54	9.08	68.00
2544	1,292.20	40.50	3.24	8,015.95	560.25	7.51	70.81
2545	1,356.20	64.00	4.95	8,540.65	524.70	6.55	71.89
2546	1,454.00	97.80	7.21	9,084.66	544.01	6.37	71.32
อัตราเพิ่มเฉลี่ย							
2537 - 2546	-	72.78	7.19	-	467.05	7.48	-
			พยากรณ์				
2547	1,590.00	136.00	9.35	9,997.00	912.34	10.04	71.77
2548	1,710.00	120.00	7.55	10,774.00	777.00	7.77	71.92
2549	1,838.00	128.00	7.49	11,631.00	857.00	7.95	72.24
2550	1,970.00	132.00	7.18	12,505.00	874.00	7.51	72.46
2551	2,127.00	157.00	7.97	13,518.00	1,013.00	8.10	72.55
2552	2,281.00	154.00	7.24	14,536.00	1,018.00	7.53	72.75
2553	2,450.00	169.00	7.41	15,721.00	1,185.00	8.15	73.25
2554	2,613.00	163.00	6.65	16,804.00	1,083.00	6.89	73.41
2555	2,780.00	167.00	6.39	17,905.00	1,101.00	6.55	73.52
2556	2,958.00	178.00	6.40	19,069.00	1,164.00	6.50	73.59
2557	3,143.00	185.00	6.25	20,279.00	1,210.00	6.35	73.65
2558	3,339.00	196.00	6.24	21,574.00	1,295.00	6.39	73.76
อัตราเพิ่มเฉลี่ย							
2547-2551	-	134.60	7.90	-	886.67	8.27	-
2552-2556	-	166.20	6.82	-	1,110.20	7.12	-
2557-2558	-	190.50	6.25	-	1,252.50	6.37	-

MEG : มกราคม 2547

สถิติและพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า ภาคเหนือ

กรณี : Moderate Economic Growth

ปี งบประมาณ	พลังไฟฟ้าสูงสุด			พลังงานไฟฟ้า			โหลดแฟกเตอร์
	เมกะวัตต์	เพิ่ม		ล้านหน่วย	เพิ่ม		
		เมกะวัตต์	%		ล้านหน่วย	%	%
				ค่าจริง			
2537	972.45	79.62	8.92	5,488.56	690.25	14.39	64.43
2538	1,108.12	135.67	13.95	6,057.24	568.68	10.36	62.40
2539	1,167.67	59.55	5.37	6,651.88	594.64	9.82	65.03
2540	1,303.78	136.11	11.66	7,608.82	956.94	14.39	66.62
2541	1,363.35	59.57	4.57	8,132.60	523.78	6.88	68.10
2542	1,404.59	41.23	3.02	8,091.38	-41.22	-0.51	65.76
2543	1,450.75	46.16	3.29	8,472.15	380.78	4.71	66.67
2544	1,584.73	133.98	9.24	9,046.08	573.92	6.77	65.16
2545	1,636.04	51.31	3.24	9,481.58	435.51	4.81	66.16
2546	1,775.01	138.97	8.49	10,363.71	882.13	9.30	66.65
อัตราเพิ่มเฉลี่ย 2537 - 2546	-	88.22	7.11	-	556.54	8.00	-
				พยากรณ์			
2547	1,929.00	153.99	8.68	11,283.00	919.29	8.87	66.77
2548	2,043.00	114.00	5.91	11,974.00	691.00	6.12	66.91
2549	2,185.00	142.00	6.95	12,835.00	861.00	7.19	67.06
2550	2,321.00	136.00	6.22	13,748.00	913.00	7.11	67.62
2551	2,473.00	152.00	6.55	14,660.00	912.00	6.63	67.67
2552	2,629.00	156.00	6.31	15,593.00	933.00	6.36	67.71
2553	2,785.00	156.00	5.93	16,521.00	928.00	5.95	67.72
2554	2,966.00	181.00	6.50	17,605.00	1,084.00	6.56	67.76
2555	3,151.00	185.00	6.24	18,701.00	1,096.00	6.23	67.75
2556	3,348.00	197.00	6.25	19,864.00	1,163.00	6.22	67.73
2557	3,556.00	208.00	6.21	21,090.00	1,226.00	6.17	67.70
2558	3,778.00	222.00	6.24	22,397.00	1,307.00	6.20	67.67
อัตราเพิ่มเฉลี่ย 2547-2551	-	139.60	6.86	-	859.26	7.18	-
2552-2556	-	175.00	6.25	-	1,040.80	6.26	-
2557-2558	-	215.00	6.23	-	1,266.50	6.18	-

MEG : มกราคม 2547

สถิติและพยากรณ์การผลิตพลังและพลังงานไฟฟ้า

กรณี : MEG (Peak Cut 500 MW)

ปี งบประมาณ	การผลิตพลังไฟฟ้าสูงสุด			การผลิตพลังงานไฟฟ้า			โหลดแฟกเตอร์ %
	เมกะวัตต์	เพิ่ม		ล้านหน่วย	เพิ่ม		
		เมกะวัตต์	%		ล้านหน่วย	%	
ค่าจริง							
2534	8,045.00	951.30	13.41	49,225.03	6,036.24	13.98	69.8
2535	8,876.90	831.90	10.34	56,006.44	6,781.41	13.78	72.0
2536	9,730.00	853.10	9.61	62,179.73	6,173.29	11.02	73.0
2537	10,708.80	978.80	10.06	69,651.14	7,471.41	12.02	74.2
2538	12,267.90	1,559.10	14.56	78,880.37	9,229.23	13.25	73.4
2539	13,310.90	1,043.00	8.50	85,924.13	7,043.76	8.93	73.7
2540	14,506.30	1,195.40	8.98	92,724.66	6,800.53	7.91	73.0
2541	14,179.90	-326.40	-2.25	92,134.44	-590.22	-0.64	74.2
2542	13,712.40	-467.50	-3.30	90,413.99	-1,720.45	-1.87	75.3
2543	14,918.30	1,205.90	8.79	96,780.72	6,366.73	7.04	74.1
2544	16,126.40	1,208.10	8.10	103,165.20	6,384.48	6.60	73.0
2545	16,681.10	554.70	3.44	108,389.24	5,224.04	5.06	74.2
2546	18,121.40	1,440.30	8.63	116,743.45	8,354.21	7.71	73.5
อัตราเพิ่มเฉลี่ย							
2535 - 2546	-	839.70	7.00	-	5,626.54	7.46	-
พยากรณ์							
2547	19,600.00	1,478.60	8.16	126,811.00	10,067.55	8.62	73.9
2548	21,143.00	1,543.00	7.87	136,784.00	9,973.00	7.86	73.9
2549	22,238.00	1,095.00	5.18	147,656.00	10,872.00	7.95	75.8
2550	23,844.00	1,606.00	7.22	158,211.00	10,555.00	7.15	75.7
2551	25,548.00	1,704.00	7.15	169,279.00	11,068.00	7.00	75.6
2552	27,352.00	1,804.00	7.06	180,941.00	11,662.00	6.89	75.5
2553	29,308.00	1,956.00	7.15	193,529.00	12,588.00	6.96	75.4
2554	31,344.00	2,036.00	6.95	206,673.00	13,144.00	6.79	75.3
2555	33,445.00	2,101.00	6.70	220,252.00	13,579.00	6.57	75.2
2556	35,673.00	2,228.00	6.66	234,671.00	14,419.00	6.55	75.1
2557	38,015.00	2,342.00	6.57	249,842.00	15,171.00	6.46	75.0
2558	40,478.00	2,463.00	6.48	265,787.00	15,945.00	6.38	75.0
อัตราเพิ่มเฉลี่ย							
2547-2551	-	1,485.32	7.11	-	10,507.11	7.71	-
2552-2556	-	2,025.00	6.90	-	13,078.40	6.75	-
2557-2558	-	2,402.50	6.52	-	15,558.00	6.42	-

เมษายน 2547

เปรียบเทียบการพยากรณ์การผลิตพลังและพลังงานไฟฟ้า

ปี	มกราคม 2547 กรณี : MEG		MEG (Peak Cut 500 MW)		ผลต่าง			
งบประมาณ	เมกะวัตต์	ล้านหน่วย	เมกะวัตต์	ล้านหน่วย	เมกะวัตต์	%	ล้านหน่วย	%
2547	19,600	126,811	19,600	126,811	0	0.00	0	0.00
2548	21,143	136,784	21,143	136,784	0	0.00	0	0.00
2549	22,738	147,658	22,238	147,656	-500	-2.20	-2	0.00
2550	24,344	158,212	23,844	158,211	-500	-2.05	-1	0.00
2551	26,048	169,280	25,548	169,279	-500	-1.92	-1	0.00
2552	27,852	180,942	27,352	180,941	-500	-1.80	-1	0.00
2553	29,808	193,530	29,308	193,529	-500	-1.68	-1	0.00
2554	31,844	206,674	31,344	206,673	-500	-1.57	-1	0.00
2555	33,945	220,253	33,445	220,252	-500	-1.47	-1	0.00
2556	36,173	234,672	35,673	234,671	-500	-1.38	-1	0.00
2557	38,515	249,843	38,015	249,842	-500	-1.30	-1	0.00
2558	40,978	265,788	40,478	265,787	-500	-1.22	-1	0.00

ภาคผนวก 6

ประมาณการกำลังผลิตติดตั้ง

ประมาณการกำลังผลิตไฟฟ้าแยกตามชนิดของโรงไฟฟ้า

(PDP 2004)

ประเภทโรงไฟฟ้า		หน่วย	ค่าจริง	ปีงบประมาณ											
			2546	2547	2548	2549	2550	2551	2552	2553	2554	2555	2556	2557	2558
พลังน้ำ	- กฟผ.	เมกะวัตต์	2,922	3,422	3,422	3,422	3,422	3,422	3,422	3,422	3,422	3,422	3,422	3,422	3,422
		%	11.5	13.0	13.0	13.0	12.0	10.9	10.4	9.9	9.1	8.6	8.2	7.6	7.2
	- สปป. ลาว	เมกะวัตต์	340	340	340	340	340	340	340	1,260	1,260	1,260	1,260	1,260	1,260
		%	1.3	1.3	1.3	1.3	1.2	1.1	1.0	3.6	3.4	3.2	3.0	2.8	2.7
	รวม	เมกะวัตต์	3,262	3,762	3,762	3,762	3,762	3,762	3,762	4,682	4,682	4,682	4,682	4,682	4,682
		%	12.8	14.3	14.3	14.3	13.2	12.0	11.5	13.5	12.5	11.8	11.2	10.5	9.9
พลังความร้อน น้ำมัน	- กฟผ.	เมกะวัตต์	-	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340
		%	-	1.3	1.3	1.3	1.2	1.1	1.0	1.0	0.9	0.9	0.8	0.8	0.7
	- SPP	เมกะวัตต์	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
		%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
น้ำมัน / ก๊าซ	- กฟผ.	เมกะวัตต์	3,630	3,630	3,630	3,630	3,630	3,630	3,630	3,630	3,630	3,630	3,630	3,630	3,230
		%	14.3	13.8	13.8	13.8	12.7	11.6	11.1	10.5	9.7	9.2	8.7	8.1	6.8
	- EGCO	เมกะวัตต์	150	150	150	150	150	150	150	150	75	75	75	75	75
		%	0.6	0.6	0.6	0.6	0.5	0.5	0.5	0.4	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
	- RATCH	เมกะวัตต์	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440
		%	5.7	5.5	5.5	5.5	5.0	4.6	4.4	4.2	3.8	3.6	3.4	3.2	3.0
ลิกไนต์	- กฟผ.	เมกะวัตต์	2,400	2,400	2,400	2,400	2,400	2,400	2,400	2,400	2,400	2,400	2,400	2,400	2,400
		%	9.4	9.1	9.1	9.1	8.4	7.6	7.3	6.9	6.4	6.1	5.7	5.4	5.1
ถ่านหิน	- IPP	เมกะวัตต์	-	-	-	-	1,347	1,347	1,347	1,347	1,347	1,347	1,347	1,347	1,347
		%	-	-	-	-	4.7	4.3	4.1	3.9	3.6	3.4	3.2	3.0	2.8
	- SPP	เมกะวัตต์	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370
		%	1.5	1.4	1.4	1.4	1.3	1.2	1.1	1.1	1.0	0.9	0.9	0.8	0.8
	รวม	เมกะวัตต์	7,999	8,339	8,339	8,339	9,686	9,686	9,686	9,686	9,611	9,611	9,611	9,611	9,211
		%	31.5	31.6	31.6	31.6	33.9	30.9	29.5	28.0	25.7	24.2	23.0	21.5	19.5
พลังความร้อนร่วม	- กฟผ.	เมกะวัตต์	5,075	5,075	5,075	5,075	5,075	5,775	7,175	7,875	7,875	7,875	7,875	7,875	7,875
		%	20.0	19.3	19.2	19.2	17.8	18.4	21.9	22.8	21.0	19.9	18.8	17.6	16.6
	- EGCO	เมกะวัตต์	1,906	1,906	1,906	1,906	1,906	1,906	1,906	1,906	1,906	1,906	1,906	1,906	1,906
		%	7.5	7.2	7.2	7.2	6.7	6.1	5.8	5.5	5.1	4.8	4.6	4.3	4.0
	- RATCH	เมกะวัตต์	2,175	2,041	2,041	2,041	2,041	2,041	2,041	2,041	2,041	2,041	2,041	2,041	2,041
		%	8.6	7.7	7.7	7.7	7.1	6.5	6.2	5.9	5.5	5.1	4.9	4.6	4.3
	- IPP	เมกะวัตต์	2,463	2,463	2,463	2,463	2,463	4,563	4,563	4,563	4,563	4,563	4,563	4,563	4,563
		%	9.7	9.3	9.3	9.3	8.6	14.5	13.9	13.2	12.2	11.5	10.9	10.2	9.6
	- SPP	เมกะวัตต์	1,293	1,293	1,313	1,313	1,373	1,373	1,373	1,373	1,373	1,373	1,373	1,373	1,373
		%	5.1	4.9	5.0	5.0	4.8	4.4	4.2	4.0	3.7	3.5	3.3	3.1	2.9
	- GULF (เพิ่มเติม)	เมกะวัตต์	-	-	-	-	700	700	700	700	700	700	700	700	700
		%	-	-	-	-	2.4	2.2	2.1	2.0	1.9	1.8	1.7	1.6	1.5
	รวม	เมกะวัตต์	12,912	12,778	12,798	12,798	13,558	16,358	17,758	18,458	18,458	18,458	18,458	18,458	18,458
		%	50.8	48.5	48.5	48.5	47.4	52.1	54.2	53.4	49.3	46.6	44.1	41.2	39.0
กังหันแก๊ส และดีเซล	- กฟผ.	เมกะวัตต์	785	907	907	907	907	907	907	907	907	907	907	907	907
		%	3.1	3.4	3.4	3.4	3.2	2.9	2.8	2.6	2.4	2.3	2.2	2.0	1.9
	- SPP	เมกะวัตต์	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
		%	0.5	0.5	0.5	0.5	0.4	0.4	0.4	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
	รวม	เมกะวัตต์	905	1,027	1,027	1,027	1,027	1,027	1,027	1,027	1,027	1,027	1,027	1,027	1,027
		%	3.6	3.9	3.9	3.9	3.6	3.3	3.1	3.0	2.7	2.6	2.5	2.3	2.2
พลังงานหมุนเวียน	- SPP	เมกะวัตต์	45	147	147	147	251	251	251	426	426	426	426	426	426
		%	0.2	0.6	0.6	0.6	0.9	0.8	0.8	1.2	1.1	1.1	1.0	1.0	0.9
สายส่งเชื่อมโยง ไทย-มาเลเซีย		เมกะวัตต์	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
		%	1.2	1.1	1.1	1.1	1.0	1.0	0.9	0.9	0.8	0.8	0.7	0.7	0.6
พลังงานหมุนเวียน (ร้อยละ 5 ของโรงไฟฟ้าใหม่)	- RPS	เมกะวัตต์	-	-	-	-	-	-	-	-	140	245	350	490	630
		%	-	-	-	-	-	-	-	-	0.4	0.6	0.8	1.1	1.3
โรงไฟฟ้าใหม่		เมกะวัตต์	-	-	-	-	-	-	-	-	2,800	4,900	7,000	9,800	12,600
		%	-	-	-	-	-	-	-	-	7.5	12.4	16.7	21.9	26.6
รวมทั้งหมด		เมกะวัตต์	25,422	26,352	26,372	26,372	28,583	31,383	32,783	34,578	37,443	39,648	41,853	44,793	47,333

ภาคผนวก 7

ประมาณการการผลิตพลังงานไฟฟ้า

ประมาณการการผลิตพลังงานไฟฟ้าแยกตามชนิดของเชื้อเพลิง

(PDP 2004 : แผนหลัก)

ชนิดของเชื้อเพลิง		หน่วย	ค่าจริง	ปีงบประมาณ											
			2546	2547	2548	2549	2550	2551	2552	2553	2554	2555	2556	2557	2558
พลังน้ำ	- กฟผ.	ล้านหน่วย	7,741	4,998	5,394	5,394	4,610	4,575	4,567	4,535	4,442	4,493	4,588	4,540	4,553
		%	6.6	4.0	3.9	3.7	2.9	2.7	2.5	2.4	2.1	2.0	2.0	1.8	1.7
	- สปป. ลาว	ล้านหน่วย	2,438	2,533	2,288	2,210	2,749	2,699	2,649	7,201	7,616	7,578	7,528	7,478	7,428
		%	2.1	2.0	1.7	1.5	1.7	1.6	1.5	3.7	3.7	3.4	3.2	3.0	2.8
	รวม	ล้านหน่วย	10,180	7,531	7,682	7,604	7,359	7,274	7,216	11,736	12,057	12,072	12,116	12,018	11,981
		%	8.7	6.0	5.6	5.1	4.7	4.3	4.0	6.1	5.8	5.5	5.2	4.8	4.5
ก๊าซธรรมชาติ	- กฟผ.	ล้านหน่วย	31,970	32,441	32,960	36,726	45,476	46,473	51,758	59,587	61,186	58,446	58,064	56,611	54,389
		%	27.4	25.6	24.1	24.9	28.7	27.5	28.6	30.8	29.6	26.5	24.7	22.7	20.5
		ล้านลบ.ฟุต/วัน	835	761	768	871	1,066	1,073	1,169	1,331	1,362	1,292	1,294	1,267	1,227
	- EGCO	ล้านหน่วย	11,646	12,324	12,194	13,069	13,928	13,078	12,104	11,959	11,528	10,599	10,186	9,351	9,339
		%	10.0	9.7	8.9	8.9	8.8	7.7	6.7	6.2	5.6	4.8	4.3	3.7	3.5
		ล้านลบ.ฟุต/วัน	302	290	286	312	319	298	277	273	263	241	232	213	212
	- RATCH	ล้านหน่วย	18,681	19,021	21,250	20,268	24,976	24,312	23,437	23,306	22,464	21,751	21,271	20,204	19,263
		%	16.0	15.0	15.5	13.7	15.8	14.4	13.0	12.0	10.9	9.9	9.1	8.1	7.2
		ล้านลบ.ฟุต/วัน	501	398	453	426	549	532	512	508	487	468	457	430	406
	- IPP	ล้านหน่วย	11,640	14,556	14,469	16,511	18,726	26,129	34,663	34,617	34,548	34,490	34,206	33,877	32,877
		%	10.0	11.5	10.6	11.2	11.8	15.4	19.2	17.9	16.7	15.7	14.6	13.6	12.4
		ล้านลบ.ฟุต/วัน	257	290	289	329	376	522	693	692	691	688	684	677	657
	- SPP	ล้านหน่วย	9,563	9,416	9,795	9,795	10,553	10,630	10,630	10,630	10,630	10,630	10,630	10,630	10,630
		%	8.2	7.4	7.2	6.6	6.7	6.3	5.9	5.5	5.1	4.8	4.5	4.3	4.0
	- GULF (เพิ่มเติม)	ล้านหน่วย	-	-	-	-	2,937	5,338	5,322	5,311	5,293	5,258	5,204	5,059	4,796
		%	-	-	-	-	1.9	3.2	2.9	2.7	2.6	2.4	2.2	2.0	1.8
		ล้านลบ.ฟุต/วัน	-	-	-	-	59.0	106.9	106.9	106.7	106.3	105.3	104.5	101.6	96.4
	รวม	ล้านหน่วย	83,500	87,759	90,668	96,369	116,596	125,960	137,913	145,410	145,648	141,173	139,561	135,732	131,295
		%	71.6	69.2	66.3	65.3	73.7	74.4	76.2	75.1	70.5	64.1	59.5	54.3	49.4
		ล้านลบ.ฟุต/วัน	1,895	1,740	1,796	1,938	2,370	2,532	2,758	2,911	2,910	2,794	2,771	2,689	2,598
น้ำมันเตา	- กฟผ.	ล้านหน่วย	2,114	7,774	12,987	14,218	2,964	2,861	2,816	2,835	2,692	2,097	1,894	1,879	1,549
		%	1.8	6.2	9.5	9.6	1.9	1.7	1.6	1.5	1.3	1.0	0.8	0.8	0.6
		ล้านลิตร	533	1,906	3,179	3,466	711	681	666	669	637	508	468	463	379
	- RATCH	ล้านหน่วย	-	2,795	1,705	3,029	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		%	-	2.2	1.2	2.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		ล้านลิตร	-	695	424	753	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	- SPP	ล้านหน่วย	36	60	59	59	64	64	64	64	64	64	64	64	64
		%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	รวม	ล้านหน่วย	2,150	10,629	14,751	17,306	3,027	2,925	2,880	2,899	2,756	2,161	1,959	1,943	1,613
		%	1.8	8.4	10.8	11.7	1.9	1.7	1.6	1.5	1.3	1.0	0.8	0.8	0.6
		ล้านลิตร	533	2,601	3,603	4,220	711	681	666	669	637	508	468	463	379
ดีเซล	- กฟผ.	ล้านหน่วย	45	168	1,030	4,709	1,115	971	722	624	673	477	592	536	618
		%	0.0	0.1	0.8	3.2	0.7	0.6	0.4	0.3	0.3	0.2	0.3	0.2	0.2
		ล้านลิตร	12	75	274	1,328	370	330	259	233	245	197	225	211	232
	- EGCO	ล้านหน่วย	-	111	533	47	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		%	-	0.1	0.4	0.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		ล้านลิตร	-	26	124	11	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	- RATCH	ล้านหน่วย	-	96	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		%	-	0.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		ล้านลิตร	-	20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	- IPP	ล้านหน่วย	-	57	870	54	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		%	-	0.0	0.6	0.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		ล้านลิตร	-	13	180	11	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	รวม	ล้านหน่วย	45	432	2,433	4,810	1,115	971	722	624	673	477	592	536	618
		%	0.0	0.3	1.8	3.3	0.7	0.6	0.4	0.3	0.3	0.2	0.3	0.2	0.2
		ล้านลิตร	12	134	579	1,350	370	330	259	233	245	197	225	211	232
ลิกไนต์	- กฟผ.	ล้านหน่วย	17,134	16,149	16,399	16,622	16,798	16,973	17,063	17,176	17,315	17,370	17,282	17,320	17,251
		%	14.7	12.7	12.0	11.3	10.6	10.0	9.4	8.9	8.4	7.9	7.4	6.9	6.5
		ล้านตัน	16.00	14.85	15.07	15.27	15.90	15.94	15.90	15.90	15.90	15.94	15.90	15.90	15.90
ถ่านหินนำเข้า	- IPP	ล้านหน่วย	-	-	-	-	7,905	9,738	9,708	9,708	9,708	9,738	9,708	9,708	9,708
		%	-	-	-	-	5.0	5.8	5.4	5.0	4.7	4.4	4.1	3.9	3.6
		ล้านตัน	-	-	-	-	2.77	3.41	3.40	3.40	3.40	3.41	3.40	3.40	3.40
	- SPP	ล้านหน่วย	2,526	2,466	2,460	2,460	2,651	2,670	2,670	2,670	2,670	2,670	2,670	2,670	2,670
		%	2.2	1.9	1.8	1.7	1.7	1.6	1.5	1.4	1.3	1.2	1.1	1.1	1.0
	รวม	ล้านหน่วย	2,526	2,466	2,460	2,460	10,556	12,408	12,378	12,378	12,378	12,408	12,378	12,378	12,378
		%	2.2	2.0	1.8	1.7	6.7	7.3	6.8	6.4	6.0	5.6	5.3	5.0	4.6
		ล้านตัน	-	-	-	-	2.77	3.41	3.40	3.40	3.40	3.41	3.40	3.40	3.40
พลังงานหมุนเวียน	- SPP	ล้านหน่วย	1,103	1,048	1,179	1,179	1,242	1,251	1,251	1,788	1,788	1,788	1,788	1,788	1,788
		%	0.9	0.8	0.9	0.8	0.8	0.7	0.7	0.9	0.9	0.8	0.8	0.7	0.7
สายส่งเชื่อมโยง ไทย-มาเลเซีย		ล้านหน่วย	105	798	1,212	1,308	1,517	1,517	1,517	1,517	1,517	1,517	1,517	1,517	1,517
		%	0.1	0.6	0.9	0.9	1.0	0.9	0.8	0.8	0.7	0.7	0.6	0.6	0.6
พลังงานหมุนเวียน	- RPS	ล้านหน่วย	-	-	-	-	-	-	-	-	812	1,441	1,993	2,652	3,388
		%	-	-	-	-	-	-	-	-	0.4	0.7	0.8	1.1	1.3
โรงไฟฟ้าใหม่ (ก๊าซธรรมชาติ)		ล้านหน่วย	-	-	-	-	-	-	-	-	11,728	29,845	45,486	63,958	83,958
		%	-	-	-	-	-	-	-	-	5.7	13.6	19.4	25.6	31.6
รวมทั้งหมด		ล้านหน่วย	**116,743**	**126,811**	**136,784**	**147,658**	**158,211**	**169,279**	**180,941**	**193,529**	**206,673**	**220,252**	**234,671**	**249,842**	**265,787**

ประมาณการการผลิตพลังงานไฟฟ้าแยกตามชนิดของเชื้อเพลิง

(PDP 2004 : แผนสำรอง)

ชนิดของเชื้อเพลิง		หน่วย	ค่าจริง	ปีงบประมาณ											
			2546	2547	2548	2549	2550	2551	2552	2553	2554	2555	2556	2557	2558
พลังน้ำ	- กฟผ.	ล้านหน่วย	7,741	4,998	5,394	5,394	4,610	4,575	4,567	4,535	4,492	4,556	4,661	4,636	4,665
		%	6.6	3.9	3.9	3.7	2.9	2.7	2.5	2.3	2.2	2.1	2.0	1.9	1.8
	- สปป. ลาว	ล้านหน่วย	2,438	2,533	2,288	2,210	2,749	2,699	2,649	7,201	7,616	7,578	7,528	7,478	7,428
		%	2.1	2.0	1.7	1.5	1.7	1.6	1.5	3.7	3.7	3.4	3.2	3.0	2.8
	รวม	ล้านหน่วย	10,180	7,531	7,682	7,604	7,359	7,274	7,216	11,736	12,108	12,134	12,189	12,114	12,093
		%	8.7	5.9	5.6	5.1	4.7	4.3	4.0	6.1	5.9	5.5	5.2	4.8	4.5
ก๊าซธรรมชาติ	- กฟผ.	ล้านหน่วย	31,970	32,441	32,960	36,726	45,476	46,473	51,758	59,587	61,607	59,164	58,707	57,566	55,042
		%	27.4	25.6	24.1	24.9	28.7	27.5	28.6	30.8	29.8	26.9	25.0	23.0	20.7
		ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน	835	761	768	871	1,066	1,073	1,169	1,331	1,374	1,316	1,319	1,299	1,253
	- EGCO	ล้านหน่วย	11,646	12,324	12,194	13,069	13,928	13,078	12,104	11,959	11,726	10,801	10,582	9,861	9,656
		%	10.0	9.7	8.9	8.9	8.8	7.7	6.7	6.2	5.7	4.9	4.5	3.9	3.6
		ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน	302	290	286	312	319	298	277	273	268	245	241	225	220
	- RATCH	ล้านหน่วย	18,681	19,021	21,250	20,268	24,976	24,312	23,437	23,306	22,750	22,166	21,819	20,964	19,986
		%	16.0	15.0	15.5	13.7	15.8	14.4	13.0	12.0	11.0	10.1	9.3	8.4	7.5
		ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน	501	398	453	426	549	532	512	508	495	478	471	449	424
	- IPP	ล้านหน่วย	11,640	14,556	14,469	16,511	18,726	26,129	34,663	34,617	34,541	34,506	34,309	33,975	33,223
		%	10.0	11.5	10.6	11.2	11.8	15.4	19.2	17.9	16.7	15.7	14.6	13.6	12.5
		ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน	257	290	289	329	376	522	693	692	690	688	686	679	664
	- SPP	ล้านหน่วย	9,563	9,416	9,795	9,795	10,553	10,630	10,630	10,630	10,630	10,630	10,630	10,630	10,630
		%	8.2	7.4	7.2	6.6	6.7	6.3	5.9	5.5	5.1	4.8	4.5	4.3	4.0
	- GULF (เพิ่มเติม)	ล้านหน่วย	-	-	-	-	2,937	5,338	5,322	5,311	5,292	5,269	5,220	5,127	4,918
		%	-	-	-	-	1.9	3.2	2.9	2.7	2.6	2.4	2.2	2.1	1.9
		ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน	-	-	-	-	59.0	106.9	106.9	106.7	106.3	105.5	104.8	103.0	98.8
	รวม	ล้านหน่วย	83,500	87,759	90,668	96,369	116,596	125,960	137,913	145,410	146,545	142,536	141,266	138,123	133,456
		%	71.6	69.2	66.3	65.3	73.7	74.4	76.2	75.1	70.9	64.7	60.2	55.3	50.2
		ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน	1,895	1,740	1,796	1,938	2,370	2,532	2,758	2,911	2,933	2,833	2,822	2,755	2,660
น้ำมันเตา	- กฟผ.	ล้านหน่วย	2,114	7,774	12,987	14,218	2,964	2,861	2,816	2,835	2,704	2,068	2,015	1,887	1,563
		%	1.8	6.1	9.5	9.6	1.9	1.7	1.6	1.5	1.3	0.9	0.9	0.8	0.6
		ล้านลิตร	533	1,906	3,179	3,466	711	681	666	669	642	509	501	473	386
	- RATCH	ล้านหน่วย	-	2,795	1,705	3,029	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		%	-	2.2	1.2	2.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		ล้านลิตร	-	695	424	753	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	- SPP	ล้านหน่วย	36	60	59	59	64	64	64	64	64	64	64	64	64
		%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	รวม	ล้านหน่วย	2,150	10,629	14,751	17,306	3,027	2,925	2,880	2,899	2,768	2,133	2,079	1,952	1,627
		%	1.8	8.4	10.8	11.7	1.9	1.7	1.6	1.5	1.3	1.0	0.9	0.8	0.6
		ล้านลิตร	533	2,601	3,603	4,220	711	681	666	669	642	509	501	473	386
ดีเซล	- กฟผ.	ล้านหน่วย	45	168	1,030	4,709	1,115	971	722	624	692	615	791	784	891
		%	0.0	0.1	0.8	3.2	0.7	0.6	0.4	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
		ล้านลิตร	12	74	274	1,328	370	330	259	234	280	317	418	482	585
	- EGCO	ล้านหน่วย	-	111	533	47	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		%	-	0.1	0.4	0.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		ล้านลิตร	-	26	124	11	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	- RATCH	ล้านหน่วย	-	96	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		%	-	0.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		ล้านลิตร	-	20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	- IPP	ล้านหน่วย	-	57	870	54	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		%	-	0.0	0.6	0.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		ล้านลิตร	-	13	180	11	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	รวม	ล้านหน่วย	45	432	2,433	4,810	1,115	971	722	624	692	615	791	784	891
		%	0.0	0.3	1.8	3.3	0.7	0.6	0.4	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
		ล้านลิตร	12	133	579	1,350	370	330	259	234	280	317	418	482	585
ลิกไนต์	- กฟผ.	ล้านหน่วย	17,134	16,149	16,399	16,622	16,798	16,973	17,063	17,176	17,315	17,370	17,282	17,320	17,251
		%	14.7	12.7	12.0	11.3	10.6	10.0	9.4	8.9	8.4	7.9	7.4	6.9	6.5
		ล้านตัน	16.00	14.85	15.07	15.27	15.90	15.94	15.90	15.90	15.90	15.94	15.90	15.90	15.90
ถ่านหินนำเข้า	- IPP	ล้านหน่วย	-	-	-	-	7,905	9,738	9,708	9,708	9,708	9,738	9,708	9,708	9,708
		%	-	-	-	-	5.0	5.8	5.4	5.0	4.7	4.4	4.1	3.9	3.7
		ล้านตัน	-	-	-	-	2.77	3.41	3.40	3.40	3.40	3.41	3.40	3.40	3.40
	- SPP	ล้านหน่วย	2,526	2,466	2,460	2,460	2,651	2,670	2,670	2,670	2,670	2,670	2,670	2,670	2,670
		%	2.2	1.9	1.8	1.7	1.7	1.6	1.5	1.4	1.3	1.2	1.1	1.1	1.0
	รวม	ล้านหน่วย	2,526	2,466	2,460	2,460	10,556	12,408	12,378	12,378	12,378	12,408	12,378	12,378	12,378
		%	2.2	1.9	1.8	1.7	6.7	7.3	6.8	6.4	6.0	5.6	5.3	5.0	4.7
		ล้านตัน	-	-	-	-	2.77	3.41	3.40	3.40	3.40	3.41	3.40	3.40	3.40
พลังงานหมุนเวียน - SPP		ล้านหน่วย	1,103	1,048	1,179	1,179	1,242	1,251	1,251	1,788	1,788	1,788	1,788	1,788	1,788
		%	0.9	0.8	0.9	0.8	0.8	0.7	0.7	0.9	0.9	0.8	0.8	0.7	0.7
สายส่งเชื่อมโยง ไทย-มาเลเซีย		ล้านหน่วย	105	798	1,212	1,308	1,517	1,517	1,517	1,517	1,517	1,517	1,517	1,517	1,517
		%	0.1	0.6	0.9	0.9	1.0	0.9	0.8	0.8	0.7	0.7	0.6	0.6	0.6
พลังงานหมุนเวียน - RPS		ล้านหน่วย	-	-	-	-	-	-	-	-	812	1,441	1,993	2,652	3,388
		%	-	-	-	-	-	-	-	-	0.4	0.7	0.8	1.1	1.3
โรงไฟฟ้าใหม่ (ถ่านหินนำเข้า)		ล้านหน่วย	-	-	-	-	-	-	-	-	10,749	28,311	43,388	61,215	81,398
		%	-	-	-	-	-	-	-	-	5.2	12.9	18.5	24.5	30.6
รวมทั้งหมด		ล้านหน่วย	**116,743**	**126,811**	**136,784**	**147,658**	**158,211**	**169,279**	**180,941**	**193,529**	**206,673**	**220,252**	**234,671**	**249,842**	**265,787**

ภาคผนวก 8

โครงการขยายระบบส่งไฟฟ้า

รายละเอียดแผนการขยายระบบส่งไฟฟ้า

(PDP 2004)

รายการ	ชื่อสายส่งไฟฟ้าและสถานีไฟฟ้าแรงสูง	ความยาว (กม.)	จำนวน (วงจร)	แรงดัน (กิโลโวลต์)	ขนาดสาย (MCM)	กำหนดแล้วเสร็จ ปีงบประมาณ
ก.	**โครงการระบบส่งไฟฟ้าสำหรับโครงการโรงไฟฟ้า**					
	1. โครงการในอนาคต					
	โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม					
	1.1 โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมสงขลา (1x700 เมกะวัตต์)					
	1.1.1 โรงไฟฟ้าสงขลา - หาดใหญ่ 2	25 1/	2	230	2x1272	2551
	1.2 โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมพระนครใต้ ชุดที่ 3 (1x700 เมกะวัตต์)					
	1.2.1 ขยายสถานีไฟฟ้าแรงสูงพระนครใต้	-	-	230	-	2552
	1.3 โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมพระนครเหนือ ชุดที่ 1 (1x700 เมกะวัตต์)					
	1.3.1 ขยายสถานีไฟฟ้าแรงสูงพระนครเหนือ	-	-	230	-	2552
	1.4 โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมบางปะกง ชุดที่ 5 (1x700 เมกะวัตต์)					
	1.4.1 ขยายสถานีไฟฟ้าแรงสูงบางปะกง	-	-	230	-	2553
	รวมย่อย	ความยาว 25.0 กิโลเมตร (หรือ 50.0 วงจรกิโลเมตร)				

หมายเหตุ : 1/ ใช้เขตเดินสายไฟฟ้าเดิม (สายส่ง 115 เควี หาดใหญ่ 2 - ยะลา บางส่วน)

รายละเอียดแผนการขยายระบบส่งไฟฟ้า (ต่อ)

(PDP 2004)

รายการ	ชื่อสายส่งไฟฟ้าและสถานีไฟฟ้าแรงสูง	ความยาว (กม.)	จำนวน (วงจร)	แรงดัน (กิโลโวลต์)	ขนาดสาย (MCM)	กำหนดแล้วเสร็จ ปีงบประมาณ
ข.	**โครงการขยายระบบส่งไฟฟ้า**					
	1. โครงการระหว่างก่อสร้าง					
	1.1 โครงการขยายระบบส่งไฟฟ้าระยะที่ 9					
	ภาคกลาง					
	1.1.1 ท่าลาน 3 - สระบุรี 1	15 [2/]	2	115	795	2547
	1.1.2 สถานีไฟฟ้าแรงสูงท่าวุ้ง [1/]	-	-	230	-	2548
	ภาคเหนือ					
	1.1.3 เชียงใหม่ 2 - แม่แตง [1/]	42	1 [3/]	115	795	2548
	รวมย่อย	ความยาว 57.0 กิโลเมตร (หรือ 72.0 วงจรกิโลเมตร) และสถานีไฟฟ้าแรงสูงแห่งใหม่ 2 แห่ง				
	1.2 โครงการระบบส่งไฟฟ้า 500 กิโลโวลต์สำหรับรับไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าเอกชน					
	1.2.1 บางสะพาน 2 - จอมบึง วงจรที่ 1 และ 2	270	2	500	4x1272	2548
	1.2.2 บางสะพาน 2 - จอมบึง วงจรที่ 3 และ 4	278	2	500	4x1272	2555
	1.2.3 ปลวกแดง - จุดแยกหนองจอก วงจรที่ 3 และ 4	154	2	500	4x1272	2555
	รวมย่อย	ความยาว 702.0 กิโลเมตร (หรือ 1,404.0 วงจรกิโลเมตร)				

หมายเหตุ : 1/ สถานีไฟฟ้าแรงสูงแห่งใหม่

2/ ใช้เขตเดินสายไฟฟ้าเดิม

3/ สายส่งวงจรเดี่ยวบนเสาโครงเหล็กวงจรคู่

รายละเอียดแผนการขยายระบบส่งไฟฟ้า (ต่อ)

(PDP 2004)

รายการ	ชื่อสายส่งไฟฟ้าและสถานีไฟฟ้าแรงสูง	ความยาว (กม.)	จำนวน (วงจร)	แรงดัน (กิโลโวลต์)	ขนาดสาย (MCM)	กำหนดแล้วเสร็จ ปีงบประมาณ
	1.3 <u>โครงการซื้อไฟฟ้าจากเอกชนในประเทศไทย</u>					
	ก) โรงไฟฟ้าบริษัท บีแอลซีพีเพาเวอร์					
	1.3.1 โรงไฟฟ้าบีแอลซีพีเพาเวอร์ - ปลวกแดง	47.0	2	500	4x795	2549
	ข) โรงไฟฟ้าบริษัท กัลฟ์เพาเวอร์เจนเนอเรชั่น จำกัด (แก่งคอย 2)					
	1.3.2 แก่งคอย 2 [1/] - สระบุรี 2	8.0 [2/]	2	230	2x1272	2550
	1.3.3 ท่าลาน 3 - แก่งคอย 2	23.0 [2/]	2	230	2x1272	2551
	ค) โรงไฟฟ้าบริษัท ราชบุรีเพาเวอร์ จำกัด					
	1.3.4 ขยายสถานีไฟฟ้าแรงสูงราชบุรี 3	-	-	500	-	2551
	รวมย่อย	ความยาว 78.0 กิโลเมตร (หรือ 156.0 วงจรกิโลเมตร) และสถานีไฟฟ้าแรงสูงแห่งใหม่ 1 แห่ง				
	1.4 <u>โครงการขยายระบบส่งไฟฟ้าระยะที่ 10</u>					
	<u>ภาคกลาง</u>					
	1.4.1 ระยอง 2 - บ้านค่าย - จันทบุรี	(127.8)	2	230 [3/]	2x1272	2548
	1.4.2 บ้านโป่ง 2 - นครชัยศรี	(38.2)	2	230 [3/]	2x1272	2548
	1.4.3 ระยอง 3 - สัตหีบ 1 และบางละมุง - จอมเทียน	26.4 [2/] / 10.5 [2/]	2/2	115	795	2548-2549
	1.4.4 วังน้อย - สระบุรี 2	60	2	230	2x1272	2549
	1.4.5 สถานีไฟฟ้าแรงสูงกาญจนบุรี 2 [1/]	-	-	230/115	-	2549

<u>หมายเหตุ</u> : <u>1/</u> สถานีไฟฟ้าแรงสูงแห่งใหม่

<u>2/</u> ใช้เขตเดินสายไฟฟ้าเดิม

<u>3/</u> เปลี่ยนระดับแรงดันจาก 115 กิโลโวลต์ เป็น 230 กิโลโวลต์

รายละเอียดแผนการขยายระบบส่งไฟฟ้า (ต่อ)

(PDP 2004)

รายการ	ชื่อสายส่งไฟฟ้าและสถานีไฟฟ้าแรงสูง	ความยาว (กม.)	จำนวน (วงจร)	แรงดัน (กิโลโวลต์)	ขนาดสาย (MCM)	กำหนดแล้วเสร็จ ปีงบประมาณ
	ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ					
	1.4.6 นครพนม - ธาตุพนม	(60.5)	1 [3/]	115	795	2547
	1.4.7 ร้อยเอ็ด 1 - ยโสธร	68.5 [2/]	2	230	2x1272	2548
	1.4.8 ร้อยเอ็ด 2 [1/] - สุรินทร์ 2 [1/]	145	2	230	1272	2548
	ภาคใต้					
	1.4.9 งานตัดสายส่งลง สฟ.หลังสวน และหลังสวน - ระนอง	4/65	4/2	230/115	1272 / 795	2548-2549
	1.4.10 ทุ่งสง - ลำภูรา	49.5 [2/]	2	115	795	2549
	ภาคเหนือ					
	1.4.11 นครสวรรค์ - มโนรมย์	(47.8)	1 [3/]	115	795	2549
	1.4.12 งานติดตั้งหม้อแปลงตามสถานีไฟฟ้าแรงสูงต่าง ๆ	-	-	-	-	2547-2549
	1.4.13 งานติดตั้ง Shunt Capacitor	-	-	-	-	2547-2549
	1.4.14 งานขยายระบบเบ็ดเตล็ดระหว่างโครงการ	-	-	-	-	2547-2549
	รวมย่อย	ความยาว 428.9 กิโลเมตร (หรือ 974.1 วงจรกิโลเมตร) และสถานีไฟฟ้าแรงสูงแห่งใหม่ 3 แห่ง				

หมายเหตุ : 1/ สถานีไฟฟ้าแรงสูงแห่งใหม่

2/ ใช้เขตเดินสายไฟฟ้าเดิม

3/ ขึงสายส่งไฟฟ้าบนเสาไฟฟ้าเดิม

รายละเอียดแผนการขยายระบบส่งไฟฟ้า (ต่อ)

(PDP 2004)

รายการ	ชื่อสายส่งไฟฟ้าและสถานีไฟฟ้าแรงสูง	ความยาว (กม.)	จำนวน (วงจร)	แรงดัน (กิโลโวลต์)	ขนาดสาย (MCM)	กำหนดแล้วเสร็จ ปีงบประมาณ
	1.5 <u>ปรับปรุงสายส่ง 230 กิโลโวลต์ สระบุรี 2 - ลำตะคอง - นครราชสีมา 2</u>					
	1.5.1 สระบุรี 2 - ลำตะคอง - นครราชสีมา 2	130 1/	2	230	1272 (INVAR)	2550
	รวมย่อย ความยาว 130.0 กิโลเมตร (หรือ 260.0 วงจรกิโลเมตร)					
	1.6 <u>โครงการสายส่ง 500 กิโลโวลต์ เพื่อการรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนน้ำเทิน 2</u>					
	1.6.1 ชายแดน (จ.มุกดาหาร) - ร้อยเอ็ด 2	166	2	500	4x1272	2552
	1.6.2 ร้อยเอ็ด 2 - ร้อยเอ็ด 1	20 1/	2	230	4x1272	2552
	รวมย่อย ความยาว 186.0 กิโลเมตร (หรือ 372.0 วงจรกิโลเมตร)					
	2. <u>โครงการในอนาคต</u>					
	2.1 <u>โครงการยกระดับแรงดันสายส่ง 115 กิโลโวลต์ ภาคกลาง - ภาคใต้ เป็นระบบ 230 กิโลโวลต์</u>					
	2.1.1 บางสะพาน 1 - ชุมพร - สุราษฎร์ธานี	293 1/	2	230	2x1272	2550
	รวมย่อย ความยาว 293.0 กิโลเมตร (หรือ 586.0 วงจรกิโลเมตร)					

<u>หมายเหตุ</u> : <u>1/</u> ใช้เขตเดินสายไฟฟ้าเดิม

รายละเอียดแผนการขยายระบบส่งไฟฟ้า (ต่อ)

(PDP 2004)

รายการ	ชื่อสายส่งไฟฟ้าและสถานีไฟฟ้าแรงสูง	ความยาว (กม.)	จำนวน (วงจร)	แรงดัน (กิโลโวลต์)	ขนาดสาย (MCM)	กำหนดแล้วเสร็จ ปีงบประมาณ
	2.2 โครงการขยายระบบไฟฟ้าในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล ระยะที่ 2					
	2.2.1 งานตัดสายส่ง 230 กิโลโวลต์ บางปะกง - บางพลี ลง สฟ.คลองด่าน[1/] และปรับปรุง บางปะกง - คลองด่าน - บางพลี	44[2/]	2	230	4x1272	2550-2551
	2.2.2 หนองจอก - อ่อนนุช	(18.0)	2	500[3/]	4x1272	2551
	2.2.3 งานปรับปรุง สฟ.ไทรน้อยและสฟ.บางกอกน้อย	-	-	230	-	2551
	2.2.4 งานติดตั้งหม้อแปลงตามสถานีไฟฟ้าแรงสูงต่าง ๆ	-	-	-	-	2550-2551
	2.2.5 งานติดตั้ง Shunt Capacitor	-	-	-	-	2550-2551
	2.2.6 งานขยายระบบเบ็ดเตล็ดระหว่างโครงการ	-	-	-	-	2550-2551
	รวมย่อย	ความยาว 44 กิโลเมตร (หรือ 88.0 วงจรกิโลเมตร) และสถานีไฟฟ้าแรงสูงแห่งใหม่ 1 แห่ง				
	2.3 โครงการระบบส่ง 500 กิโลโวลต์ ภาคเหนือ - ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ					
	2.3.1 ท่าตะโก - ชัยภูมิ 2[1/]	222	2	500	4x1272	2554
	รวมย่อย	ความยาว 222.0 กิโลเมตร (หรือ 444.0 วงจรกิโลเมตร) และสถานีไฟฟ้าแรงสูงแห่งใหม่ 1 แห่ง				
	รวมทั้งสิ้น	ความยาว 2,165.9 กิโลเมตร (หรือ 4,406.1 วงจรกิโลเมตร) และสถานีไฟฟ้าแรงสูงแห่งใหม่ 8 แห่ง				

หมายเหตุ : 1/ สถานีไฟฟ้าแรงสูงแห่งใหม่

2/ ใช้เขตเดินสายไฟฟ้าเดิม

3/ เปลี่ยนระดับแรงดันจาก 230 กิโลโวลต์ เป็น 500 กิโลโวลต์

ภาคผนวก 9

แผนการลงทุน

สรุปแผนการลงทุนของ กฟผ. ในช่วงแผนพัฒนา ฯ ฉบับที่ 9 (2545-2549)

PDP 2004 (แผนหลัก : กฟผ.ลงทุน 50%)

อัตราแลกเปลี่ยน 38 บาท ต่อ 1 เหรียญสหรัฐฯ

(หน่วย : ล้านบาท)

รายละเอียด	เงินลงทุน										รวม (2545-2549)		
	2545		2546		2547		2548		2549				
	เงินตรา ต่างประเทศ	เงินบาท	เงินตรา ต่างประเทศ	เงินบาท	เงินตรา ต่างประเทศ	เงินบาท	เงินตรา ต่างประเทศ	เงินบาท	เงินตรา ต่างประเทศ	เงินบาท	เงินตรา ต่างประเทศ	เงินบาท	รวม
1. โครงการที่เกิดขึ้นในแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 7 คาดว่าจะแล้วเสร็จในแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 9	2,783.0	4,723.5	387.3	1,795.3	200.0	2,830.9	-	314.5	896.2	1,304.9	**4,266.5**	**10,969.1**	**15,235.6**
2. โครงการที่เกิดขึ้นในแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 8 คาดว่าจะแล้วเสร็จในแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 9	1,830.2	2,309.4	1,326.2	2,366.9	2,660.2	1,569.6	338.7	456.2	-	211.8	**6,155.4**	**6,913.9**	**13,069.3**
3. โครงการที่เกิดขึ้นในแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 9 คาดว่าจะแล้วเสร็จในแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 9	-	2,696.0	-	4,934.7	847.0	8,740.5	3,024.2	10,635.6	3,350.0	10,050.4	**7,221.1**	**37,057.1**	**44,278.2**
4. โครงการที่เกิดขึ้นในแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 9 คาดว่าจะแล้วเสร็จในแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 10	-	-	-	-	-	-	193.7	987.8	3,858.0	4,904.6	**4,051.8**	**5,892.5**	**9,944.2**
รวมเงินลงทุนทั้งสิ้น	**4,613.3**	**9,728.9**	**1,713.5**	**9,096.9**	**3,707.2**	**13,141.0**	**3,556.6**	**12,394.1**	**8,104.2**	**16,471.7**	**21,694.7**	**60,832.6**	**82,527.3**
	14,342.1		**10,810.3**		**16,848.2**		**15,950.7**		**24,575.8**				

หมายเหตุ : แผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 7 (พ.ศ. 2535-2539)
แผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 8 (พ.ศ. 2540-2544)
แผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 9 (พ.ศ. 2545-2549)
แผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 10 (พ.ศ. 2550-2554)

แผนการลงทุนของ กฟผ. ในช่วงแผนพัฒนา ฯ ฉบับที่ 9 (2545-2549)

PDP 2004 (แผนหลัก : กฟผ.ลงทุน 50%)

1. โครงการที่เกิดขึ้นในแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 7 คาดว่าจะแล้วเสร็จในแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 9

(หน่วย : ล้านบาท)

โครงการ	เงินลงทุน										รวม (2545-2549)			ราคาโครงการ		
	2545		2546		2547		2548		2549							
	เงินตรา ต่างประเทศ	เงินบาท	เงินตรา ต่างประเทศ	เงินบาท	เงินตรา ต่างประเทศ	เงินบาท	เงินตรา ต่างประเทศ	เงินบาท	เงินตรา ต่างประเทศ	เงินบาท	เงินตรา ต่างประเทศ	เงินบาท	รวม	เงินตรา ต่างประเทศ	เงินบาท	รวม
โรงไฟฟ้าพลังน้ำ																
1. ลำตะคองแบบสูบกลับ เครื่องที่ 1 และ 2	284.8	559.4	37.7	498.4	-	456.1	-	-	-	-	322.5	1,513.9	1,836.3	6,186.9	5,392.5	11,579.4
รวม	**284.8**	**559.4**	**37.7**	**498.4**	**-**	**456.1**	**-**	**-**	**-**	**-**	**322.5**	**1,513.9**	**1,836.3**	**6,186.9**	**5,392.5**	**11,579.4**
โรงไฟฟ้าพลังความร้อน																
1. พลังความร้อนราชบุรี เครื่องที่ 1-2	1,842.8	1,473.5	9.4	307.6	-	335.3	-	129.0	-	-	1,852.2	2,245.3	4,097.6	22,396.5	15,382.1	37,778.5
2. พลังความร้อนร่วมราชบุรี ชุดที่ 1-3	282.4	1,675.3	84.0	345.1	-	1,560.6	-	-	-	-	366.4	3,581.0	3,947.4	13,250.3	21,027.8	34,278.1
รวม	**2,125.3**	**3,148.8**	**93.3**	**652.7**	**-**	**1,895.9**	**-**	**129.0**	**-**	**-**	**2,218.6**	**5,826.4**	**8,045.0**	**35,646.7**	**36,409.9**	**72,056.6**
ระบบส่งไฟฟ้า																
1. เชื่อมโยงไทย-มาเลเซีย ระยะที่ 2	-	399.9	-	30.9	-	-	-	-	-	-	-	430.8	430.8	1,937.4	2,799.2	4,736.6
2. ขยายระบบส่งไฟฟ้าในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล ระยะที่ 1	-	267.0	-	62.3	-	39.8	-	5.5	-	-	-	374.6	374.6	4,371.0	2,983.0	7,354.0
3. ขยายระบบส่งไฟฟ้า ระยะที่ 9	373.0	348.5	256.3	551.0	200.0	439.1	-	180.1	896.2	1,304.9	1,725.4	2,823.5	4,548.9	8,420.1	9,701.6	18,121.7
รวม	**373.0**	**1,015.3**	**256.3**	**644.1**	**200.0**	**479.0**	**-**	**185.6**	**896.2**	**1,304.9**	**1,725.4**	**3,628.9**	**5,354.3**	**14,728.5**	**15,483.8**	**30,212.3**
รวมเงินลงทุนของโครงการที่เกิดขึ้นในแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 7 คาดว่าจะแล้วเสร็จในแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 9	**2,783.0**	**4,723.5**	**387.3**	**1,795.3**	**200.0**	**2,830.9**	**-**	**314.5**	**896.2**	**1,304.9**	**4,266.5**	**10,969.1**	**15,235.6**	**56,562.1**	**57,286.2**	**113,848.3**

หมายเหตุ : อัตราแลกเปลี่ยน 38 บาท ต่อ 1 เหรียญสหรัฐฯ

แผนการลงทุนของ กฟผ. ในช่วงแผนพัฒนา ฯ ฉบับที่ 9 (2545-2549)

PDP 2004 (แผนหลัก : กฟผ.ลงทุน 50%)

2. โครงการที่เกิดขึ้นในแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 8 คาดว่าจะแล้วเสร็จในแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 9 (หน่วย : ล้านบาท)

โครงการ	เงินลงทุน										รวม (2545-2549)			ราคาโครงการ		
	2545		2546		2547		2548		2549							
	เงินตรา ต่างประเทศ	เงินบาท	เงินตรา ต่างประเทศ	เงินบาท	เงินตรา ต่างประเทศ	เงินบาท	เงินตรา ต่างประเทศ	เงินบาท	เงินตรา ต่างประเทศ	เงินบาท	เงินตรา ต่างประเทศ	เงินบาท	รวม	เงินตรา ต่างประเทศ	เงินบาท	รวม
โรงไฟฟ้าพลังความร้อน																
1. กระบี่ เครื่องที่ 1	1,135.0	990.4	873.8	1,186.1	403.5	614.1	-	-	-	-	2,412.3	2,790.7	5,202.9	5,584.2	7,703.2	13,287.5
รวม	**1,135.0**	**990.4**	**873.8**	**1,186.1**	**403.5**	**614.1**	-	-	-	-	**2,412.3**	**2,790.7**	**5,202.9**	**5,584.2**	**7,703.2**	**13,287.5**
ระบบส่งไฟฟ้า																
1. 500 เควี. สำหรับรับไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าเอกชน ระยะที่ 1 วงจรที่ 1 (ภาคตะวันออก)	694.7	551.2	-	18.0	34.2	0.7	-	-	-	-	728.9	569.9	1,298.7	53.3	3,944.7	3,998.0
2. 500 เควี. สำหรับรับไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าเอกชน ระยะที่ 1 วงจรที่ 1 (ภาคตะวันตก)	0.6	767.9	452.4	1,162.7	2,222.6	954.8	338.7	456.2	-	211.8	3,014.3	3,553.4	6,567.7	2,935.0	5,384.0	8,319.0
รวม	**695.3**	**1,319.0**	**452.4**	**1,180.8**	**2,256.7**	**955.5**	**338.7**	**456.2**	-	**211.8**	**3,743.1**	**4,123.3**	**7,866.4**	**2,988.3**	**9,328.7**	**12,317.0**
รวมเงินลงทุนของโครงการที่เกิดขึ้นในแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 8 คาดว่าจะแล้วเสร็จในแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 9	**1,830.2**	**2,309.4**	**1,326.2**	**2,366.9**	**2,660.2**	**1,569.6**	**338.7**	**456.2**	-	**211.8**	**6,155.4**	**6,913.9**	**13,069.3**	**8,572.5**	**17,031.9**	**25,604.5**

หมายเหตุ : อัตราแลกเปลี่ยน 38 บาท ต่อ 1 เหรียญสหรัฐฯ

แผนการลงทุนของ กฟผ. ในช่วงแผนพัฒนา ฯ ฉบับที่ 9 (2545-2549)
PDP 2004 (แผนหลัก : กฟผ.ลงทุน 50%)

3. โครงการที่เกิดขึ้นในแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 9 คาดว่าจะแล้วเสร็จในแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 9

(หน่วย : ล้านบาท)

โครงการ	เงินลงทุน										รวม (2545-2549)			ราคาโครงการ		
	2545		2546		2547		2548		2549							
	เงินตรา ต่างประเทศ	เงินบาท	เงินตรา ต่างประเทศ	เงินบาท	เงินตรา ต่างประเทศ	เงินบาท	เงินตรา ต่างประเทศ	เงินบาท	เงินตรา ต่างประเทศ	เงินบาท	เงินตรา ต่างประเทศ	เงินบาท	รวม	เงินตรา ต่างประเทศ	เงินบาท	รวม
โรงไฟฟ้าพลังความร้อน																
1. พลังความร้อนพระนครใต้ เครื่องที่ 1 (ปรับปรุง)	-	-	-	-	-	-	613.9	344.2	-	-	**613.9**	**344.2**	**958.1**	**613.9**	**344.2**	**958.1**
2. พลังความร้อนพระนครใต้ เครื่องที่ 2 (ปรับปรุง)	-	-	-	-	-	-	-	-	491.7	289.6	**491.7**	**289.6**	**781.3**	**491.7**	**289.6**	**781.3**
รวม	-	-	-	-	-	-	**613.9**	**344.2**	**491.7**	**289.6**	**1,105.6**	**633.7**	**1,739.4**	**1,105.6**	**633.7**	**1,739.4**
ระบบส่งไฟฟ้า																
1. ขยายระบบส่งไฟฟ้า ระยะที่ 10	-	-	-	110.5	847.0	1,050.8	2,410.2	1,484.4	2,843.2	3,432.2	**6,100.5**	**6,077.8**	**12,178.3**	**6,100.5**	**6,077.8**	**12,178.3**
รวม	-	-	-	**110.5**	**847.0**	**1,050.8**	**2,410.2**	**1,484.4**	**2,843.2**	**3,432.2**	**6,100.5**	**6,077.8**	**12,178.3**	**6,100.5**	**6,077.8**	**12,178.3**
งานก่อสร้างเบ็ดเตล็ดที่มิได้รวบรวมเป็นโครงการ	-	2,696.0	-	4,824.2	-	7,689.7	-	8,807.1	15.0	6,328.6	**15.0**	**30,345.5**	**30,360.6**	-	-	-
รวม	-	**2,696.0**	-	**4,824.2**	-	**7,689.7**	-	**8,807.1**	**15.0**	**6,328.6**	**15.0**	**30,345.5**	**30,360.6**	-	-	-
รวมเงินลงทุนของโครงการที่เกิดขึ้นในแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 9 คาดว่าจะแล้วเสร็จในแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 9	-	**2,696.0**	-	**4,934.7**	**847.0**	**8,740.5**	**3,024.2**	**10,635.6**	**3,350.0**	**10,050.4**	**7,221.1**	**37,057.1**	**44,278.2**	**7,206.1**	**6,711.6**	**13,917.7**

หมายเหตุ : อัตราแลกเปลี่ยน 38 บาท ต่อ 1 เหรียญสหรัฐฯ

แผนการลงทุนของ กฟผ. ในช่วงแผนพัฒนา ฯ ฉบับที่ 9 (2545-2549)
PDP 2004 (แผนหลัก : กฟผ.ลงทุน 50%)

4. โครงการที่เกิดขึ้นในแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 9 คาดว่าจะแล้วเสร็จในแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 10

(หน่วย : ล้านบาท)

โครงการ	เงินลงทุน										รวม (2545-2549)			ราคาโครงการ		
	2545		2546		2547		2548		2549							
	เงินตราต่างประเทศ	เงินบาท	เงินตราต่างประเทศ	เงินบาท	เงินตราต่างประเทศ	เงินบาท	เงินตราต่างประเทศ	เงินบาท	เงินตราต่างประเทศ	เงินบาท	เงินตราต่างประเทศ	เงินบาท	รวม	เงินตราต่างประเทศ	เงินบาท	รวม
โรงไฟฟ้าพลังน้ำ																
1. โรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก 5 โครงการ (ปรับปรุง)	-	-	-	-	-	-	191.2	97.5	326.3	255.1	**517.5**	**352.6**	**870.1**	**874.0**	**659.0**	**1,533.0**
รวม	-	-	-	-	-	-	**191.2**	**97.5**	**326.3**	**255.1**	**517.5**	**352.6**	**870.1**	**874.0**	**659.0**	**1,533.0**
โรงไฟฟ้าพลังความร้อน																
1. พลังความร้อนร่วมสงขลา ชุดที่ 1	-	-	-	-	-	-	-	387.3	1,947.0	1,350.9	**1,947.0**	**1,738.2**	**3,685.2**	**11,007.4**	**5,788.8**	**16,796.2**
2. พลังความร้อนร่วมพระนครหนือ ชุดที่ 1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	240.0	-	**240.0**	**240.0**	**10,584.6**	**5,450.4**	**16,034.9**
3. พลังความร้อนร่วมพระนครใต้ ชุดที่ 3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	202.4	-	**202.4**	**202.4**	**10,382.4**	**5,404.8**	**15,787.2**
รวม	-	-	-	-	-	-	-	**387.3**	**1,947.0**	**1,793.3**	**1,947.0**	**2,180.6**	**4,127.6**	**31,974.4**	**16,644.0**	**48,618.4**
ระบบส่งไฟฟ้า																
1. ขยายระบบส่งไฟฟ้าในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล ระยะที่ 2	-	-	-	-	-	-	2.5	232.7	903.1	572.4	**905.6**	**805.0**	**1,710.6**	**4,688.3**	**2,293.0**	**6,981.3**
2. สายส่งไฟฟ้าเชื่อมโยง 230 เควี. ภาคกลาง-ภาคใต้ (บางสะพาน-สุราษฎร์ธานี)	-	-	-	-	-	-	-	25.0	301.4	636.3	**301.4**	**661.4**	**962.8**	**1,263.7**	**2,126.1**	**3,389.8**
3. ขยายระบบส่งไฟฟ้า ระยะที่ 11	-	-	-	-	-	-	-	9.6	-	1,005.7	-	**1,015.3**	**1,015.3**	**8,415.7**	**8,389.2**	**16,804.9**
4. ระบบส่งไฟฟ้าเพื่อรับซื้อไฟฟ้าจาก สปป. ลาว	-	-	-	-	-	-	-	235.7	380.3	630.2	**380.3**	**865.9**	**1,246.2**	**2,750.8**	**4,238.7**	**6,989.6**
5. 500 เควี. สำหรับโรงไฟฟ้าอนาคต	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11.7	-	**11.7**	**11.7**	**3,710.6**	**10,557.1**	**14,267.7**
รวม	-	-	-	-	-	-	**2.5**	**503.0**	**1,584.7**	**2,856.2**	**1,587.2**	**3,359.3**	**4,946.5**	**20,829.1**	**27,604.2**	**48,433.3**
รวมเงินลงทุนของโครงการที่เกิดขึ้นในแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 9 คาดว่าจะแล้วเสร็จในแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 10	-	-	-	-	-	-	**193.7**	**987.8**	**3,858.0**	**4,904.6**	**4,051.8**	**5,892.5**	**9,944.2**	**53,677.5**	**44,907.1**	**98,584.6**

หมายเหตุ : อัตราแลกเปลี่ยน 38 บาท ต่อ 1 เหรียญสหรัฐฯ

สรุปแผนการลงทุนของ กฟผ. ในช่วงแผนพัฒนา ฯ ฉบับที่ 10 (2550-2554)

PDP 2004 (แผนหลัก : กฟผ.ลงทุน 50%)

อัตราแลกเปลี่ยน 38 บาท ต่อ 1 เหรียญสหรัฐฯ

(หน่วย : ล้านบาท)

รายละเอียด	เงินลงทุน										รวม (2550-2554)		
	2550		2551		2552		2553		2554				
	เงินตราต่างประเทศ	เงินบาท	เงินตราต่างประเทศ	เงินบาท	เงินตราต่างประเทศ	เงินบาท	เงินตราต่างประเทศ	เงินบาท	เงินตราต่างประเทศ	เงินบาท	เงินตราต่างประเทศ	เงินบาท	รวม
1. โครงการที่เกิดขึ้นในแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 9 คาดว่าจะแล้วเสร็จในแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 10	18,830.8	12,710.3	20,458.4	12,522.3	8,696.4	10,786.3	1,639.7	2,995.2	-	-	**49,625.3**	**39,014.1**	**88,639.4**
2. โครงการที่เกิดขึ้นในแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 10 คาดว่าจะแล้วเสร็จในแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 10	2,209.7	5,719.6	7,457.3	9,847.9	19,935.1	14,195.4	18,919.3	18,389.3	6,899.3	10,141.4	**55,420.7**	**58,293.7**	**113,714.4**
3. โครงการที่เกิดขึ้นในแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 10 คาดว่าจะแล้วเสร็จในแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 11	730.6	935.3	2,111.4	3,817.1	9,932.4	9,625.0	20,838.7	19,849.0	32,896.1	27,024.0	**66,509.2**	**61,250.4**	**127,759.6**
รวมเงินลงทุนทั้งสิ้น	**21,771.1**	**19,365.3**	**30,027.1**	**26,187.3**	**38,563.9**	**34,606.7**	**41,397.7**	**41,233.5**	**39,795.4**	**37,165.4**	**171,555.2**	**158,558.2**	**330,113.4**
	41,136.4		**56,214.4**		**73,170.6**		**82,631.2**		**76,960.7**				

หมายเหตุ : แผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 9 (พ.ศ. 2545-2549)
แผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 10 (พ.ศ. 2550-2554)
แผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 11 (พ.ศ. 2555-2559)

แผนการลงทุนของ กฟผ. ในช่วงแผนพัฒนา ฯ ฉบับที่ 10 (2550-2554)
PDP 2004 (แผนหลัก : กฟผ.ลงทุน 50%)

1. โครงการที่เกิดขึ้นในแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 9 คาดว่าจะแล้วเสร็จในแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 10

(หน่วย : ล้านบาท)

โครงการ	เงินลงทุน										รวม (2550-2554)			ราคาโครงการ		
	2550		2551		2552		2553		2554							
	เงินตรา ต่างประเทศ	เงินบาท	เงินตรา ต่างประเทศ	เงินบาท	เงินตรา ต่างประเทศ	เงินบาท	เงินตรา ต่างประเทศ	เงินบาท	เงินตรา ต่างประเทศ	เงินบาท	เงินตรา ต่างประเทศ	เงินบาท	รวม	เงินตรา ต่างประเทศ	เงินบาท	รวม
โรงไฟฟ้าพลังน้ำ																
1. โรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก 5 โครงการ (ปรับปรุง)	168.5	172.9	187.6	132.9	-	-	-	-	-	-	356.1	305.8	661.9	874.0	659.0	1,533.0
รวม	**168.5**	**172.9**	**187.6**	**132.9**	-	-	-	-	-	-	**356.1**	**305.8**	**661.9**	**874.0**	**659.0**	**1,533.0**
โรงไฟฟ้าพลังความร้อน																
1. พลังความร้อนร่วมสงขลา ชุดที่ 1	6,126.7	2,420.0	2,933.6	1,630.7	-	-	-	-	-	-	9,060.3	4,050.6	13,111.0	11,007.4	5,788.8	16,796.2
2. พลังความร้อนร่วมพระนครเหนือ ชุดที่ 1	1,725.2	1,192.3	6,090.0	2,391.0	2,769.4	1,627.0	-	-	-	-	10,584.6	5,210.4	15,794.9	10,584.6	5,450.4	16,034.9
3. พลังความร้อนร่วมพระนครใต้ ชุดที่ 3	1,741.9	1,216.5	5,916.4	2,374.7	2,724.2	1,611.3	-	-	-	-	10,382.4	5,202.4	15,584.8	10,382.4	5,404.8	15,787.2
รวม	**9,593.8**	**4,828.7**	**14,940.0**	**6,396.4**	**5,493.6**	**3,238.3**	-	-	-	-	**30,027.4**	**14,463.4**	**44,490.7**	**31,974.4**	**16,644.0**	**48,618.4**
ระบบส่งไฟฟ้า																
1. สายส่งไฟฟ้าเชื่อมโยง 230 เควี. ภาคกลาง - ภาคใต้	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(บางสะพาน - สุราษฎร์ธานี)	962.3	1,464.7	-	-	-	-	-	-	-	-	962.3	1,464.7	2,427.0	1,263.7	2,126.1	3,389.8
2. ขยายระบบส่งไฟฟ้าในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล ระยะที่ 2	3,033.0	1,204.7	749.8	283.3	-	-	-	-	-	-	3,782.7	1,488.0	5,270.7	4,688.3	2,293.0	6,981.3
3. ขยายระบบส่งไฟฟ้า ระยะที่ 11	3,604.8	2,397.7	3,199.9	2,962.0	1,610.9	2,014.2	-	-	-	-	8,415.7	7,374.0	15,789.6	8,415.7	8,389.2	16,804.9
4. ระบบส่งไฟฟ้า 500 เควี. สำหรับรับซื้อไฟฟ้าจาก สปป.ลาว (โครงการน้ำเทิน 2)	1,468.5	1,274.3	518.9	1,192.7	383.1	905.9	-	-	-	-	2,370.5	3,372.9	5,743.4	2,750.8	4,238.7	6,989.6
5. ระบบส่งไฟฟ้า 500 เควี. สำหรับโรงไฟฟ้าอนาคต	-	1,367.3	862.2	1,555.1	1,208.7	4,627.9	1,639.7	2,995.2	-	-	3,710.6	10,545.4	14,256.0	3,710.6	10,557.1	14,267.7
รวม	**9,068.6**	**7,708.7**	**5,330.9**	**5,993.0**	**3,202.8**	**7,548.0**	**1,639.7**	**2,995.2**	-	-	**19,241.9**	**24,244.9**	**43,486.8**	**20,829.1**	**27,604.2**	**48,433.3**
รวมเงินลงทุนของโครงการที่เกิดขึ้นในแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 9 คาดว่าจะแล้วเสร็จในแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 10	**18,830.8**	**12,710.3**	**20,458.4**	**12,522.3**	**8,696.4**	**10,786.3**	**1,639.7**	**2,995.2**	-	-	**49,625.3**	**39,014.1**	**88,639.4**	**53,677.5**	**44,907.1**	**98,584.6**

หมายเหตุ : อัตราแลกเปลี่ยน 38 บาท ต่อ 1 เหรียญสหรัฐฯ

แผนการลงทุนของ กฟผ. ในช่วงแผนพัฒนา ฯ ฉบับที่ 10 (2550-2554)
PDP 2004 (แผนหลัก : กฟผ.ลงทุน 50%)

(หน่วย : ล้านบาท)

2. โครงการที่เกิดขึ้นในแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ **10** คาดว่าจะแล้วเสร็จในแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ **10**

โครงการ	เงินลงทุน										รวม (2550-2554)			ราคาโครงการ		
	2550		2551		2552		2553		2554							
	เงินตรา ต่างประเทศ	เงินบาท	เงินตรา ต่างประเทศ	เงินบาท	เงินตรา ต่างประเทศ	เงินบาท	เงินตรา ต่างประเทศ	เงินบาท	เงินตรา ต่างประเทศ	เงินบาท	เงินตรา ต่างประเทศ	เงินบาท	รวม	เงินตรา ต่างประเทศ	เงินบาท	รวม
โรงไฟฟ้าพลังความร้อน																
1. พลังความร้อนพระนครใต้ เครื่องที่ 3 (ปรับปรุง)	-	-	-	-	813.9	496.8	-	-	-	-	**813.9**	**496.8**	**1,310.7**	**813.9**	**496.8**	**1,310.7**
2. พลังความร้อนพระนครใต้ เครื่องที่ 4 (ปรับปรุง)	-	-	-	-	-	-	744.3	459.8	-	-	**744.3**	**459.8**	**1,204.1**	**744.3**	**459.8**	**1,204.1**
3. พลังความร้อนร่วมบางปะกง ชุดที่ 1 (ปรับปรุง)	2,176.7	855.4	-	-	-	-	-	-	-	-	**2,176.7**	**855.4**	**3,032.1**	**2,176.7**	**855.4**	**3,032.1**
4. พลังความร้อนร่วมบางปะกง ชุดที่ 2 (ปรับปรุง)	-	-	2,212.6	879.2	-	-	-	-	-	-	**2,212.6**	**879.2**	**3,091.8**	**2,212.6**	**879.2**	**3,091.8**
5. พลังความร้อนร่วมบางปะกง ชุดที่ 5	-	211.5	1,785.7	1,252.1	6,191.7	2,455.3	2,597.7	1,521.8	-	-	**10,575.0**	**5,440.7**	**16,015.7**	**10,575.0**	**5,440.7**	**16,015.7**
6. โรงไฟฟ้าใหม่	-	-	1,729.5	1,195.6	4,030.0	2,233.2	4,834.1	2,743.1	1,808.3	1,345.0	**12,401.9**	**7,517.0**	**19,918.9**	**12,401.9**	**7,517.0**	**19,918.9**
7. โรงไฟฟ้าใหม่	-	-	1,729.5	1,195.6	4,030.0	2,233.2	4,834.1	2,743.1	1,808.3	1,345.0	**12,401.9**	**7,517.0**	**19,918.9**	**12,401.9**	**7,517.0**	**19,918.9**
รวม	**2,176.7**	**1,066.9**	**7,457.3**	**4,522.5**	**15,065.5**	**7,418.6**	**13,010.2**	**7,467.8**	**3,616.7**	**2,690.1**	**41,326.3**	**23,165.8**	**64,492.1**	**41,326.3**	**23,165.8**	**64,492.1**
ระบบส่งไฟฟ้า																
1. ระบบส่งไฟฟ้า 500 เควี. ภาคเหนือ - ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ	33.0	144.1	-	292.8	691.3	1,157.5	2,200.2	4,645.0	1,416.9	2,269.2	**4,341.4**	**8,508.6**	**12,850.0**	**4,341.4**	**8,508.6**	**12,850.0**
2. โครงการขยายระบบส่งไฟฟ้า ระยะที่ 12	-	11.5	-	1,199.3	4,178.3	2,819.4	3,708.9	3,476.5	1,865.7	2,382.1	**9,753.0**	**9,888.7**	**19,641.7**	**9,753.0**	**9,888.7**	**19,641.7**
รวม	**33.0**	**155.6**	**-**	**1,492.1**	**4,869.6**	**3,976.9**	**5,909.2**	**8,121.5**	**3,282.6**	**4,651.3**	**14,094.4**	**18,397.3**	**32,491.7**	**14,094.4**	**18,397.3**	**32,491.7**
งานก่อสร้างเปิดเตล็ดที่มิได้รวบรวมเป็นโครงการ	-	4,497.2	-	3,833.4	-	2,800.0	-	2,800.0	-	2,800.0	**-**	**16,730.6**	**16,730.6**	**-**	**-**	**-**
รวม	**-**	**4,497.2**	**-**	**3,833.4**	**-**	**2,800.0**	**-**	**2,800.0**	**-**	**2,800.0**	**-**	**16,730.6**	**16,730.6**	**-**	**-**	**-**
รวมเงินลงทุนของโครงการที่เกิดขึ้นในแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 10 คาดว่าจะแล้วเสร็จในแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 10	**2,209.7**	**5,719.6**	**7,457.3**	**9,847.9**	**19,935.1**	**14,195.4**	**18,919.3**	**18,389.3**	**6,899.3**	**10,141.4**	**55,420.7**	**58,293.7**	**113,714.4**	**55,420.7**	**41,563.1**	**96,983.8**

หมายเหตุ : อัตราแลกเปลี่ยน 38 บาท ต่อ 1 เหรียญสหรัฐฯ

แผนการลงทุนของ กฟผ. ในช่วงแผนพัฒนา ฯ ฉบับที่ 10 (2550-2554)
PDP 2004 (แผนหลัก : กฟผ.ลงทุน 50%)

3. โครงการที่เกิดขึ้นในแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 10 คาดว่าจะแล้วเสร็จในแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 11

(หน่วย : ล้านบาท)

โครงการ	เงินลงทุน										รวม (2550-2554)			ราคาโครงการ		
	2550		2551		2552		2553		2554							
	เงินตรา ต่างประเทศ	เงินบาท	เงินตรา ต่างประเทศ	เงินบาท	เงินตรา ต่างประเทศ	เงินบาท	เงินตรา ต่างประเทศ	เงินบาท	เงินตรา ต่างประเทศ	เงินบาท	เงินตรา ต่างประเทศ	เงินบาท	รวม	เงินตรา ต่างประเทศ	เงินบาท	รวม
โรงไฟฟ้าพลังความร้อน																
1. โรงไฟฟ้าใหม่	-	-	-	-	1,758.0	1,228.8	4,096.4	2,293.6	4,910.0	2,814.3	**10,764.4**	**6,336.7**	**17,101.1**	**12,601.2**	**7,717.1**	**20,318.3**
2. โรงไฟฟ้าใหม่	-	-	-	-	1,758.0	1,228.8	4,096.5	2,293.7	4,910.0	2,814.3	**10,764.5**	**6,336.8**	**17,101.3**	**12,601.2**	**7,717.1**	**20,318.3**
3. โรงไฟฟ้าใหม่	-	-	-	-	-	-	1,787.0	1,262.9	4,160.8	2,355.5	**5,947.8**	**3,618.4**	**9,566.2**	**12,795.0**	**7,921.8**	**20,716.8**
4. โรงไฟฟ้าใหม่	-	-	-	-	-	-	-	-	1,815.1	1,297.9	**1,815.1**	**1,297.9**	**3,112.9**	**12,987.0**	**8,131.2**	**21,118.2**
5. โรงไฟฟ้าใหม่	-	-	-	-	-	-	-	-	1,815.1	1,297.9	**1,815.1**	**1,297.9**	**3,112.9**	**12,987.0**	**8,131.2**	**21,118.2**
รวม	**-**	**-**	**-**	**-**	**3,516.1**	**2,457.6**	**9,979.9**	**5,850.2**	**17,610.8**	**10,579.9**	**31,106.8**	**18,887.7**	**49,994.4**	**63,971.4**	**39,618.4**	**103,589.8**
ระบบส่งไฟฟ้า																
1. ขยายระบบส่งไฟฟ้า ระยะที่ 13	-	-	-	-	-	13.7	-	1,420.7	4,816.6	3,299.4	**4,816.6**	**4,733.7**	**9,550.3**	**11,231.1**	**11,599.0**	**22,830.1**
2. ขยายระบบส่งไฟฟ้าในเขตกรุงเทพฯ และ ปริมณฑล ระยะที่ 3	-	-	-	207.9	61.5	39.0	363.6	342.4	43.7	101.1	**468.7**	**690.3**	**1,159.0**	**3,942.6**	**1,975.2**	**5,917.8**
3. ขยายระบบส่งไฟฟ้า ระยะที่ 14	-	-	-	-	-	-	-	-	-	16.0	**-**	**16.0**	**16.0**	**12,815.1**	**13,497.1**	**26,312.2**
4. ระบบส่งไฟฟ้าสำหรับโรงไฟฟ้าใหม่	730.6	935.3	2,111.4	3,609.2	6,354.9	7,114.8	10,495.3	12,235.8	10,425.0	13,027.6	**30,117.1**	**36,922.7**	**67,039.9**	**66,414.9**	**98,232.4**	**164,647.3**
รวม	**730.6**	**935.3**	**2,111.4**	**3,817.1**	**6,416.3**	**7,167.4**	**10,858.9**	**13,998.9**	**15,285.3**	**16,444.1**	**35,402.4**	**42,362.8**	**77,765.2**	**94,403.7**	**125,303.7**	**219,707.4**
รวมเงินลงทุนของโครงการที่เกิดขึ้นในแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 10 คาดว่าจะแล้วเสร็จในแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 11	**730.6**	**935.3**	**2,111.4**	**3,817.1**	**9,932.4**	**9,625.0**	**20,838.7**	**19,849.0**	**32,896.1**	**27,024.0**	**66,509.2**	**61,250.4**	**127,759.6**	**158,375.1**	**164,922.2**	**323,297.2**

หมายเหตุ : อัตราแลกเปลี่ยน 38 บาท ต่อ 1 เหรียญสหรัฐฯ

บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน)
ทะเบียนเลขที่ บมจ.671
555 ถนนวิภาวดีรังสิต เขตจตุจักร กรุงเทพฯ 10900
โทรศัพท์ : +66 (0) 2537-2000 โทรสาร : +66 (0) 2537-3498-9 www.pttplc.com

ที่ ฝธก.256/47

16 กรกฎาคม 2547

เรื่อง ขอนำส่งข้อมูลประมาณการราคาเชื้อเพลิง จำหน่ายไฟ กฟผ. ปี 2547-2559

เรียน รองผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (คุณวีระพล จิรประดิษฐกุล)

สิ่งที่ส่งมาด้วย ประมาณการราคาเชื้อเพลิง จำหน่ายไฟ กฟผ. ปี 2547-2559

ตามที่ สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) ได้จัดประชุมผู้ที่เกี่ยวข้องหารือเรื่องข้อมูลประกอบการจัดเตรียมแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ปี 2547-2558 (PDP 2004) เมื่อวันที่ 15 กรกฎาคม 2547 และได้มอบหมายให้ บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) หรือ ปตท. จัดทำข้อมูลประมาณการราคาเชื้อเพลิง จำหน่ายไฟ กฟผ. ปี 2547-2559 ที่ระดับราคาน้ำมันดิบในกรณีต่างๆ นั้น

ในการนี้ ปตท. จึงใคร่ขอนำส่งข้อมูลประมาณการราคาเชื้อเพลิง จำหน่ายไฟ กฟผ. ปี 2547-2559 ดังกล่าว ตามรายละเอียดสิ่งที่ส่งมาด้วย โดยสมมติฐานราคาน้ำมันดิบที่ใช้ในการประมาณการราคาเชื้อเพลิงได้อิงกับข้อมูลของนักวิเคราะห์ทางตลาดน้ำมันจากหลายแหล่ง ซึ่งสามารถสรุปได้ดังนี้

- กรณีฐาน (BASE CASE) เป็นกรณีที่คาดว่าราคาน้ำมันดิบดูไบ ปี 2547 ไตรมาสที่ 3 จะใกล้เคียงกับครึ่งปีที่ผ่านมา และไตรมาสที่ 4 จะปรับตัวสูงขึ้นตามฤดูกาล และอยู่ที่ระดับใกล้เคียงกับไตรมาสที่ 2 และคาดว่าราคาจะปรับลดต่ำกว่าระดับ 30 $/BBL ตั้งแต่ปี 2548 เนื่องจากความต้องการน้ำมันในตลาดโลก จะปรับตัวมีอัตราการเติบโตในระดับปกติ (ประมาณ 1.0 -1.2 ล้านบาร์เรลต่อวัน) ซึ่งต่ำกว่าในช่วงปี 2546 และ 2547 ที่ผ่านมา (ประมาณ 1.7 และ 2.3 ล้านบาร์เรลต่อวัน ตามลำดับ) สำหรับระยะยาว คาดว่าราคาน้ำมันดิบดูไบจะอยู่ที่ระดับประมาณ 28 $/BBL ตามการคาดการณ์ของ OPEC และภายหลังปี 2557 จะลดลงมาอยู่

ที่ระดับประมาณ 25-26 $/BBL เนื่องจากมีการแข่งขันและถูกทดแทนจากเชื้อเพลิงในรูปอื่น โดยเฉพาะในภาคการขนส่ง

- กรณีสูง (HIGH CASE) เป็นกรณีที่ความไม่แน่นอนต่างๆ ได้แก่ สงครามในอิรัค การฟื้นตัวทางเศรษฐกิจของประเทศที่กำลังพัฒนาในเอเชียและญี่ปุ่น การปฏิรูปทางเศรษฐกิจและการเมืองของจีน การฟื้นตัวทางเศรษฐกิจของรัสเซียและประเทศในแถบลาตินอเมริกา จะยังคงดำเนินการต่อไป และส่งผลกระทบให้ราคาน้ำมันดิบดูไบปรับตัวสูงขึ้น

- กรณีต่ำ (LOW CASE) เป็นกรณีที่ราคาน้ำมันดิบที่สูงในปัจจุบัน ส่งผลกระทบต่อการเติบโตทางเศรษฐกิจและอัตราเงินเฟ้อของโลก ทำให้ความต้องการน้ำมันดิบลดลง และมีผลทำให้ราคาน้ำมันดิบดูไบปรับลดลงจนถึงระดับ 23 $/BBL ในระยะยาว

จึงเรียนมาเพื่อโปรดพิจารณา

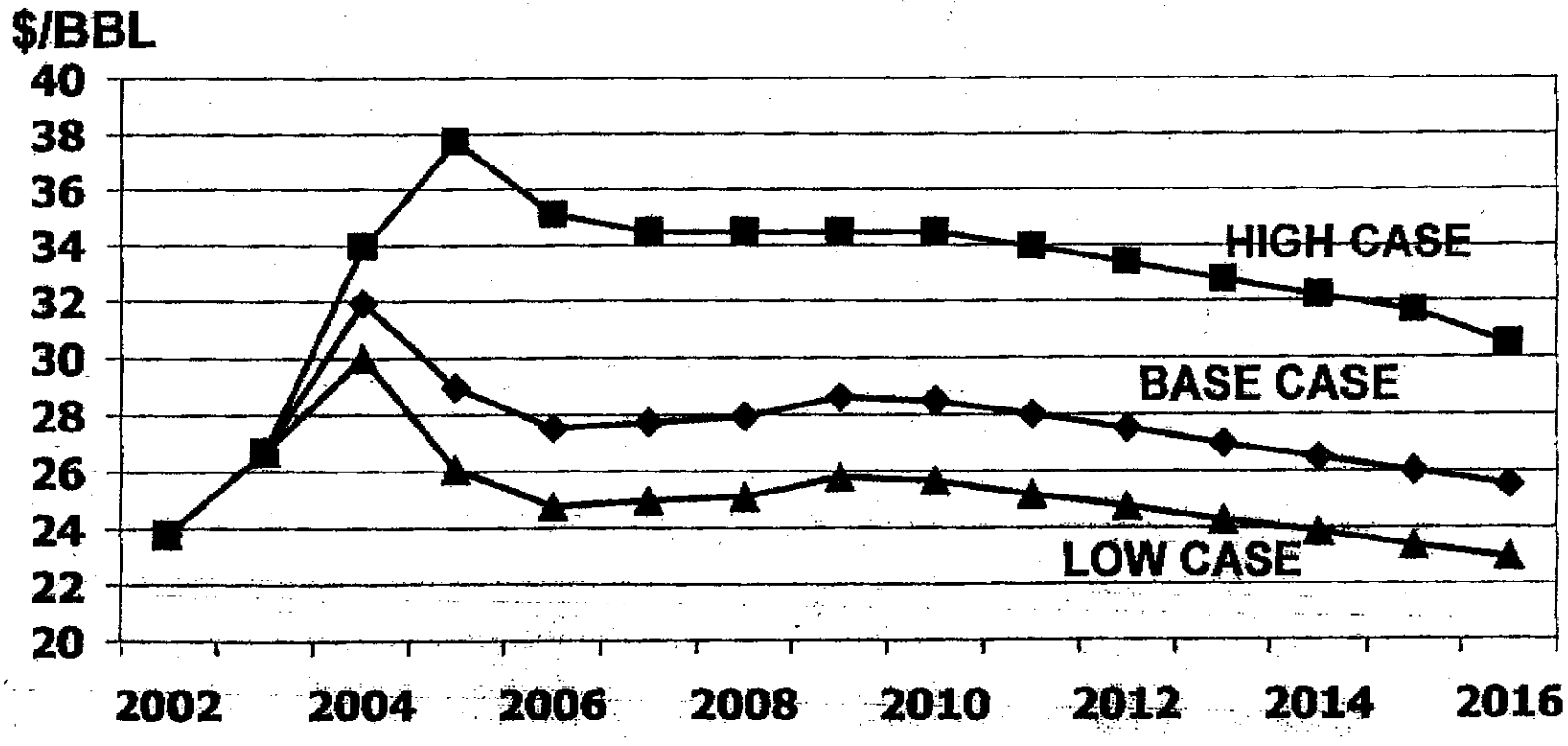
ขอแสดงความนับถือ

(นายจิตรพงษ์ กว้างสุขสถิตย์)
รองกรรมการผู้จัดการใหญ่ กลุ่มธุรกิจก๊าซธรรมชาติ

บริษัท ปตท.จำกัด (มหาชน)
ฝ่ายแผนธุรกิจ
โทรศัพท์ 0 2537-3095-6
โทรสาร 0 2537-3097

สมมติฐานราคาน้ำมันดิบดูไบ

	2002A	2003A	2004					2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
			1QA	2QA	3QE	4QE	2004E												
กรณีฐาน (BASE CASE)	23.80	26.70	29.45	33.28	31.50	33.50	31.93	29.00	27.51	27.72	27.90	28.63	28.50	28.00	27.50	27.00	26.50	25.99	25.50
กรณีสูง (HIGH CASE)	23.80	26.70	29.45	33.28	35.00	38.00	33.93	37.70	35.08	34.50	34.50	34.50	34.50	33.93	33.35	32.78	32.20	31.63	30.48
กรณีต่ำ (LOW CASE)	23.80	26.70	29.45	33.28	29.80	27.50	30.01	26.10	24.76	24.95	25.11	25.76	25.65	25.20	24.75	24.30	23.85	23.39	22.95



15-JUL-2004 15:02 FROM 0624963398 P.03
103

ประมาณราคาเชื้อเพลิงจำหน่าย กฟผ. ปี 2547-2559

กรณีฐาน (BASE CASE)

	น้ำมันดิบเฉลี่ย ($/BBL)	ราคา FO 2%-Spot ($/BBL)	ราคาจำหน่ายน้ำมันเตา (2.0% ซัลเฟอร์)			ราคาจำหน่ายน้ำมันดีเซล (0.05% ซัลเฟอร์)			ราคาก๊าซธรรมชาติ				
									At RY,BP,SBK,WN	At KNM	Average		
			Baht/Litre	$/MMBTU	% เพิ่ม	Baht/Litre	$/MMBTU	% เพิ่ม	Baht/MMBTU		Baht/MMBTU	$/MMBTU	% เพิ่ม
47	31.93	28.18	7.93	5.00	-	14.13	9.62	-	152.45	146.97	151.65	3.79	-
48	29.00	26.86	7.68	4.84	-3.16	13.18	8.98	-6.67	157.14	151.94	156.31	3.91	3.07
49	27.51	25.13	7.22	4.56	-5.91	12.77	8.69	-3.13	156.60	148.06	154.77	3.87	-0.98
50	27.72	25.31	7.28	4.59	0.74	12.91	8.79	1.07	153.35	146.80	152.69	3.82	-1.35
51	27.90	25.55	7.34	4.63	0.89	13.02	8.87	0.89	164.76	147.22	154.16	3.85	0.97
52	28.63	25.73	7.39	4.67	0.70	13.39	9.12	2.85	155.71	148.17	155.15	3.88	0.64
53	28.50	25.53	7.35	4.64	-0.63	13.43	9.14	0.27	157.02	148.49	156.38	3.91	0.79
54	28.00	25.02	7.21	4.55	-1.80	13.34	9.08	-0.65	156.72	148.18	156.08	3.90	-0.19
55	27.50	24.50	7.08	4.47	-1.82	13.25	9.02	-0.67	156.60	148.06	155.98	3.90	-0.07
56	27.00	23.99	6.91	4.36	-2.46	13.11	8.92	-1.11	157.91	147.93	157.17	3.93	0.77
57	26.50	23.48	6.84	4.32	-0.96	12.98	8.84	-0.97	158.87	148.89	158.11	3.95	0.59
58	25.99	22.96	6.78	4.28	-0.96	12.86	8.75	-0.96	159.35	149.37	158.55	3.96	0.28
59	25.50	22.47	6.71	4.24	-0.96	12.73	8.67	-0.96	159.99	150.00	159.19	3.98	0.40

Remark :

1. ประมาณการราคาช่วงต้นเป็นราคา ณ ขณะนั้นๆ (Current Price) ตามแผนของ ปตท.
2. ราคาจำหน่าย น้ำมันเตาและ น้ำมันดีเซล รวมค่าขนส่งและค่าดำเนินการ เท่ากับ 0.2552 บาท / ลิตร และ 0.4576 บาท / ลิตร ตามลำดับ
3. ราคาก๊าซธรรมชาติช่วงต้น มาจากต้นทุนเนื้อก๊าซ ซึ่งเป็นราคาเฉลี่ยจาก POOL2 : ค่าผ่านท่อ Zone 1 และ 3 สำหรับ RY, BP, SBK, WN และค่าผ่านท่อ Zone 2 สำหรับ KNM
4. ราคาก๊าซธรรมชาติช่วงต้น ยังไม่รวม Take or Pay Charge 0.4645 บาท/MMBTU จากปัจจุบันถึง ปี 2554
5. ณ อัตราแลกเปลี่ยน 40 บาท/เหรียญสหรัฐ

ประมาณราคาเชื้อเพลิงจำหน่าย กฟผ. ปี 2547-2559

กรณีสูง (HIGH CASE)

	น้ำมันดิบเฉลี่ย ($/BBL)	ราคา FO 2%-Spot ($/BBL)	ราคาจำหน่ายน้ำมันเตา (2.0% ซัลเฟอร์)			ราคาจำหน่ายน้ำมันดีเซล (0.05% ซัลเฟอร์)			ราคาก๊าซธรรมชาติ				
									At RY,BP,SBK,WN	At KNM	Average		
			Baht/Litre	$/MMBTU	% เพิ่ม	Baht/Litre	$/MMBTU	% เพิ่ม	Baht/MMBTU		Baht/MMBTU	$/MMBTU	% เพิ่ม
47	33.93	29.77	8.39	5.29	-	14.79	10.07	-	152.73	147.23	151.92	3.80	-
48	37.70	34.77	9.76	6.16	16.37	15.91	10.83	7.52	166.39	161.19	165.56	4.14	8.98
49	35.08	31.90	9.01	5.68	-7.71	15.15	10.32	-4.74	170.62	163.08	169.80	4.24	2.56
50	34.50	31.39	8.88	5.60	-1.46	15.06	10.25	-0.62	167.57	160.03	166.92	4.17	-1.70
51	34.50	31.47	8.90	5.62	0.30	15.13	10.30	0.47	167.24	159.70	166.65	4.17	-0.16
52	34.50	30.90	8.76	5.53	-1.64	15.29	10.41	1.10	167.35	159.81	166.79	4.17	0.08
53	34.50	30.80	8.74	5.51	-0.25	15.39	10.47	0.60	167.54	159.01	166.90	4.17	0.07
54	33.93	30.20	8.58	5.42	-1.77	15.29	10.41	-0.63	166.53	157.99	165.89	4.15	-0.60
55	33.35	29.60	8.43	5.32	-1.79	15.19	10.34	-0.65	166.59	158.05	165.96	4.15	0.05
56	32.78	29.01	8.23	5.19	-2.32	15.03	10.23	-1.04	168.09	158.11	167.35	4.18	0.84
57	32.20	28.42	8.15	5.14	-0.97	14.89	10.14	-0.97	168.98	159.00	168.22	4.21	0.51
58	31.63	27.83	8.07	5.09	-0.97	14.74	10.04	-0.97	169.48	159.50	168.69	4.22	0.28
59	30.48	26.75	8.00	5.05	-0.97	14.60	9.94	-0.97	170.17	160.19	169.37	4.23	0.41

Remark :

1. ประมาณการราคาขั้นต้นเป็นราคา ณ ขณะนั้นๆ (Current Price) ตามแผนของ ปตท.
2. ราคาจำหน่าย น้ำมันเตา และ น้ำมันดีเซล รวมค่าขนส่งและค่าดำเนินการ เท่ากับ 0.2552 บาท / ลิตร และ 0.4576 บาท / ลิตร ตามลำดับ
3. ราคาก๊าซธรรมชาติขั้นต้น มาจากต้นทุนเนื้อก๊าซ ซึ่งเป็นราคาเฉลี่ยจาก POOL2 : ค่าผ่านท่อ Zone 1 และ 3 สำหรับ RY, BP, SBK, WN และค่าผ่านท่อ Zone 2 สำหรับ KNM
4. ราคาก๊าซธรรมชาติขั้นต้น ยังไม่รวม Take or Pay Charge 0.4645 บาท/MMBTU จากปัจจุบันถึง ปี 2554
5. ณ อัตราแลกเปลี่ยน 40 บาท/เหรียญสหรัฐ

ประมาณราคาเชื้อเพลิงจำหน่าย กฟผ. ปี 2547-2559

กรณีต่ำ (LOW CASE)

	น้ำมันดิบเฉลี่ย ($/BBL)	ราคา FO 2%-Spot ($/BBL)	ราคาจำหน่ายน้ำมันเตา (2.0% ซัลเฟอร์)			ราคาจำหน่ายน้ำมันดีเซล (0.05% ซัลเฟอร์)			ราคาก๊าซธรรมชาติ				
									At RY,BP,SBK,WN	At KNM	Average		
			Baht/Litre	$/MMBTU	% เพิ่ม	Baht/Litre	$/MMBTU	% เพิ่ม	Baht/MMBTU		Baht/MMBTU	$/MMBTU	% เพิ่ม
547	30.01	25.90	7.37	4.65	-	13.22	9.00	-	151.99	146.53	151.19	3.78	-
548	26.10	24.23	6.98	4.41	-5.22	12.28	8.36	-7.15	150.80	145.60	149.97	3.75	-0.81
549	24.76	22.66	6.58	4.15	-5.85	11.91	8.11	-3.02	149.73	142.18	148.90	3.72	-0.71
550	24.95	22.83	6.62	4.18	0.74	12.03	8.19	1.04	147.89	140.35	147.23	3.68	-1.12
551	25.11	23.04	6.68	4.22	0.89	12.13	8.26	0.87	149.65	142.11	149.05	3.73	1.24
552	25.76	23.20	6.73	4.25	0.70	12.47	8.49	2.75	150.65	143.01	149.98	3.75	0.62
553	25.65	23.03	6.69	4.22	-0.61	12.50	8.51	0.26	151.80	143.27	151.16	3.78	0.78
554	25.20	22.56	6.57	4.15	-1.78	12.42	8.46	-0.62	151.38	142.84	150.74	3.77	-0.28
555	24.75	22.10	6.45	4.07	-1.80	12.34	8.40	-0.64	150.74	142.21	150.12	3.75	-0.41
556	24.30	21.64	6.29	3.97	-2.49	12.21	8.31	-1.12	151.75	141.77	151.01	3.78	0.59
557	23.85	21.18	6.23	3.93	-0.96	12.09	8.23	-0.96	152.51	142.52	151.74	3.79	0.48
558	23.39	20.71	6.17	3.89	-0.96	11.97	8.15	-0.96	152.96	142.98	152.16	3.80	0.28
559	22.95	20.27	6.11	3.86	-0.96	11.86	8.07	-0.96	153.56	143.58	152.77	3.82	0.40

Remark :

1. ประมาณการราคาข้างต้นเป็นราคา ณ ขณะนั้นๆ (Current Price) ตามแผนของ ปตท.
2. ราคาจำหน่าย น้ำมันเตา และ น้ำมันดีเซล รวมค่าขนส่งและค่าดำเนินการ เท่ากับ 0.2552 บาท / ลิตร และ 0.4576 บาท / ลิตร ตามลำดับ
3. ราคาก๊าซธรรมชาติข้างต้น มาจากต้นทุนเนื้อก๊าซ ซึ่งเป็นราคาเฉลี่ยจาก POOL2 : ค่าผ่านท่อ Zone 1 และ 3 สำหรับ RY, BP, SBK, WN และค่าผ่านท่อ Zone 2 สำหรับ KNM
4. ราคาก๊าซธรรมชาติข้างต้น ยังไม่รวม Take or Pay Charge 0.4645 บาท/MMBTU จากปัจจุบันถึง ปี 2554
5. ณ อัตราแลกเปลี่ยน 40 บาท/เหรียญสหรัฐ

ภาคผนวก 11

ประมาณการฐานะการเงิน

8.2.1

BASE CASE

July 20, 2004

8.2.1 : New Plants are Combined Cycle

State Enterprise (Fuel Price_Base Case)

ELECTRICITY GENERATING AUTHORITY OF THAILAND
FINANCIAL ANALYSIS
INCOME STATEMENT
(MILLION BAHT)

FISCAL YEAR (AD)	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
FISCAL YEAR (BE)	2544	2545	2546	2547	2548	2549	2550	2551	2552
	(Audited)	(Audited)	(Audited)						
ENERGY GENERATION REQUIREMENT (GWh)	103,166	108,389	116,743	126,510	136,784	147,658	158,212	169,280	180,942
ENERGY SALES (GWh)	97,413	102,486	110,676	119,723	129,282	139,314	149,907	160,655	171,961
AVERAGE BASED TARIFF (B/kWh)	1.6408	1.7665	1.7534	1.7280	1.7254	1.7229	1.7203	1.7180	1.7180
REVENUE FROM AVERAGE TARIFF	159,839	181,036	194,059	206,882	223,063	240,017	257,885	276,006	295,429
* ADJUSTMENT FACTOR (B/kWh)	0.2603	0.2553	0.3290	0.4115	0.4116	0.4117	0.4118	0.4118	0.4118
WHOLESALE RATE (B/kWh)	1.9011	2.0217	2.0824	2.1395	2.1370	2.1345	2.1321	2.1298	2.1298
* ADJ. FOR A/C RECEIVABLE FROM FT FIXED (B/kWh)					-	-	-	-	-
WHOLESALE RATE + ADJ. FOR A/C RECEIVABLE FROM FT FIX (B/kWh)	1.9011	2.0217	2.0824	2.1395	2.1370	2.1345	2.1321	2.1298	2.1298
Plus REVENUE FROM FUEL ADJUSTMENT FACTOR	25,355	26,162	36,414	49,265	53,211	57,353	61,727	66,161	70,817
Less SOCIAL CONTRIBUTION	122	97	72	-	-	-	-	-	-
TOTAL REVENUE	185,072	207,101	230,401	256,148	276,274	297,370	319,611	342,167	366,246
FUEL EXPENSES	53,729	52,585	50,485	64,833	78,804	98,828	75,401	75,811	81,015
OPERATING EXPENSES:-									
OPERATING EXPENSES	9,038	9,358	8,709	10,797	10,211	10,891	11,581	12,281	12,321
TRANSMISSION EXPENSES	2,495	2,680	3,274	3,069	3,446	3,723	4,009	4,304	4,367
POWER PURCHASE	84,397	93,855	112,740	126,238	133,969	135,352	162,365	181,591	192,684
ADMINISTRATIVE EXPENSES	4,840	4,652	6,065	9,311	7,583	8,117	8,663	9,219	9,279
AMORTIZATION OF LAND RIGHT	300	624	513	514	514	546	549	555	618
DEPRECIATION (P/L)	12,348	13,077	13,492	14,551	15,426	15,895	16,238	16,858	18,438
COMMUNITY DEVELOPMENT AROUND PLANT AREA EXPENSES	-	-	-	-	-	-	1,633	1,744	1,861
LEASE OF TREASURY DEPT'S LAND AND DAMS	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL EXPENSES	167,148	176,832	195,277	229,313	249,953	273,352	280,439	302,363	320,584

8.2.1
BASE CASE

Remarks :

Exchange Rate : **38 THB : USD**
Tax rate : **No tax**
Tariff : **Constant Wholesale tariff by voltage from 2004 onward / PEA subsidies already subtract from base tariff**
Operating Expenses : **Use CPI - X Methodology from Year 2005 onwards**

July 20, 2004
8.2.1 : New Plants are Combined Cycle
State Enterprise (Fuel Price_Base Case)

ELECTRICITY GENERATING AUTHORITY OF THAILAND
FINANCIAL ANALYSIS
INCOME STATEMENT
(MILLION BAHT)

FISCAL YEAR (AD)	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
FISCAL YEAR (BE)	2544	2545	2546	2547	2548	2549	2550	2551	2552
	(Audited)	(Audited)	(Audited)						
OPERATING INCOME	17,924	30,269	35,124	26,835	26,321	24,018	39,172	39,804	45,663
OTHER REVENUES	2,690	1,469	1,728	1,007	960	1,058	1,387	1,389	1,502
REVENUES FROM INVESTMENT	-228	2,143	3,705	3,550	3,797	3,557	3,284	3,660	2,646
PROFIT FROM SELLING POWER PLANT/STOCK	2,204	648	437	-	-	-	-	-	-
NET INCOME BEFORE INTEREST	22,589	34,529	40,994	31,392	31,078	28,632	43,843	44,853	49,811
(GAINS)/LOSS FROM FOREIGN EXCHANGE	(2,189)	(4,286)	(8)	(134)	-	-	-	-	-
INTEREST ON LONG TERM DEBTS	10,833	9,684	8,547	8,411	8,100	7,291	6,221	6,013	6,478
EXTRAORDINARY EXPENSE	-	-	-	-	-	-	-	-	-
NET INCOME AFTER INTEREST	13,946	29,131	32,455	23,115	22,978	21,341	37,622	38,840	43,334
BONUS	814	1,749	2,454	1,865	1,847	1,732	3,215	3,282	3,792
PROFIT / (LOSS) BEFORE TAX	13,132	27,382	30,001	21,250	21,131	19,608	34,407	35,557	39,541
CORPORATE INCOME TAX	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PROFIT/(LOSS) (EGAT)	*13,132*	*27,382*	*30,001*	*21,250*	*21,131*	*19,608*	*34,407*	*35,557*	*39,541*

Remarks :
Exchange Rate : 38 THB : USD
Tax rate : No tax
Tariff : Constant Wholesale tariff by voltage from 2004 onward / PEA subsidies already subtract from base tariff
Operating Expenses : Use CPI - X Methodology from Year 2005 onwards

July 20, 2004
8.2.1 : New Plants are Combined Cycle
State Enterprise (Fuel Price_Base Case)

ELECTRICITY GENERATING AUTHORITY OF THAILAND
FINANCIAL ANALYSIS
STATEMENTS OF CHANGES IN FINANCIAL POSITION
(MILLION BAHT)

FISCAL YEAR (AD)	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
FISCAL YEAR (BE)	2544	2545	2546	2547	2548	2549	2550	2551	2552
	(Audited)	(Audited)	(Audited)						
SOURCES OF FUNDS									
NET INCOME BEFORE INTEREST AFTER BONUS AND TAX	23,964	37,066	38,548	29,661	29,231	26,899	40,628	41,570	46,019
Less PROFIT FROM SELLING POWER PLANT/STOCK	2,204	648	437	-	-	-	-	-	-
REVENUES FROM INVESTMENT	-228	2,143	3,705	3,550	3,797	3,557	3,284	3,660	2,646
Add ADJUSTMENT FOR ITEMS NOT INVOLVED									
THE MOVEMENT OF FUNDS	16,437	14,357	20,019	19,455	20,188	21,012	21,150	22,311	22,056
TOTAL GENERATED FROM OPERATIONS	38,426	48,632	54,425	45,566	45,622	44,355	58,494	60,221	65,428
OTHER SOURCES OF FUNDS									
SHORT TERM INVESTMENTS IN FIXED DEPOSITS	1,113	1,563	1,907	3,000	-	-	-	-	-
SURPLUS FROM CONTRIBUTION	81	6	-	-	-	-	-	-	-
DISPOSAL OF POWER PLANT/STOCK	32,628	18,716	7,563	-	-	-	-	-	-
CASH RECEIVED FOR CONNECTION COST FROM IPP	51	148	1,527	153	-	-	-	-	-
CONSUMER CONTRIBUTION	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DIVIDEND RECEIVED	401	987	1,803	1,375	1,420	1,542	1,423	1,314	1,464
PROVISION LIABILITIES FOR MINE RECLAMATION	49	-17	44	97	91	93	96	97	96
LOAN TO THE COOPERATIVE PROMOTION DEPARTMENT	-	14	1	-	-	-	-	-	-
ENERGY CONSERVATION FUND	-	-	-	8	-	-	-	-	-
DEBT REVOLVER	-	-	-	23,194	3,655	3,943	-11,312	-	-
LONG-TERM LOANS RECEIVED									
FOREIGN LOANS	4,952	2,711	515	3,707	3,557	8,089	21,771	33,486	48,382
BAHT LOANS	-	3,800	-	1,933	2,069	6,202	7,179	13,556	15,998
RE-FINANCING LOANS	3,000	5,554	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL LONG-TERM LOANS RECEIVED	7,952	12,065	515	5,641	5,626	14,292	28,950	47,042	64,380
TOTAL SOURCES OF FUNDS	80,703	82,114	67,784	79,033	56,414	64,224	77,652	108,673	131,369

Remarks :

Exchange Rate	**: 38 THB : USD**
Tax rate	**: No tax**
Tariff	**: Constant Wholesale tariff by voltage from 2004 onward / PEA subsidies already subtract from base tariff**
Operating Expenses	**: Use CPI - X Methodology from Year 2005 onwards**

July 20, 2004
8.2.1 : New Plants are Combined Cycle
State Enterprise (Fuel Price_Base Case)

ELECTRICITY GENERATING AUTHORITY OF THAILAND
FINANCIAL ANALYSIS
STATEMENTS OF CHANGES IN FINANCIAL POSITION (Cont.)
(MILLION BAHT)

FISCAL YEAR (AD)	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
FISCAL YEAR (BE)	2544	2545	2546	2547	2548	2549	2550	2551	2552
	(Audited)	(Audited)	(Audited)						
APPLICATION OF FUNDS									
NET SINKING FUND FOR REDEMP. NOTES & BONDS	9,208	-8,810	-1,529	4,567	6,486	2,590	2,873	1,306	-9,644
LOAN REPAYMENT	35,121	44,846	32,893	33,435	22,034	22,549	20,172	17,187	25,948
INTEREST	10,833	9,684	8,547	8,412	8,100	7,291	6,222	6,013	6,478
TOTAL DEBT SERVICE	45,953	54,530	41,440	41,846	30,135	29,841	26,393	23,200	32,426
CAPITAL EXPENDITURE	19,273	13,911	10,806	16,848	15,951	24,576	41,136	62,065	88,684
PROVIDENT FUND	-2	-1	-1	-	-	-	-	-	-
FINANCING LEASE	-	6	3	2	1	-	-	-	-
DEVELOPMENT EXPENDITURES	2,634	2,591	3,321	3,246	3,269	5,138	4,065	4,891	2,683
BONUS	-	-	-	-	-	-	-	-	-
REMITTANCE	16,620	7,470	9,555	10,540	7,329	7,210	6,764	12,516	12,773
DIVIDEND	-	-	-	-	-	-	-	-	-
INVESTMENT IN ASSOCIATED COMPANY	-	-	18	333	-	-	-	-	-
TOTAL APPLICATION OF FUNDS	93,686	69,697	63,612	77,383	63,172	69,355	81,231	103,978	126,921
INCREASE/(DECREASE) IN WORKING CAPITAL	*-12,984*	*12,418*	*4,172*	*1,651*	*-6,758*	*-5,130*	*-3,579*	*4,695*	*4,448*

Remarks :
Exchange Rate : 38 THB : USD
Tax rate : No tax
Tariff : Constant Wholesale tariff by voltage from 2004 onward / PEA subsidies already subtract from base tariff
Operating Expenses : Use CPI - X Methodology from Year 2005 onwards

July 20, 2004
8.2.1 : New Plants are Combined Cycle
State Enterprise (Fuel Price_Base Case)

ELECTRICITY GENERATING AUTHORITY OF THAILAND
FINANCIAL ANALYSIS
STATEMENTS OF CHANGES IN FINANCIAL POSITION (Cont.)
(MILLION BAHT)

FISCAL YEAR (AD)	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
FISCAL YEAR (BE)	2544	2545	2546	2547	2548	2549	2550	2551	2552
	(Audited)	(Audited)	(Audited)						
CASH AT THE BEGINNING OF YEAR	23,601	14,183	22,617	25,049	19,998	13,512	10,922	8,049	13,150
CASH AT THE END OF YEAR	14,183	22,617	25,049	19,998	13,512	10,922	8,049	13,150	17,895
INCREASE/(DECREASE) IN CASH	-9,417	8,434	2,432	-5,051	-6,486	-2,590	-2,873	5,101	4,745
INCREASE/(DECREASE) IN A/C RECEIVABLE	-2,545	2,319	8,021	6,531	3,077	4,551	3,685	3,982	3,509
INCREASE/(DECREASE) IN MATERIAL	510	-2,327	-1,674	-183	-93	353	315	304	30
(INCREASE)/DECREASE IN A/C PAYABLE	-4,628	4,950	-4,451	230	-3,514	-7,505	-4,408	-4,028	-3,068
(INCREASE)/DECREASE IN ACCRUED INTEREST	574	776	690	123	258	62	-299	-663	-769
IMPROVE ITEMS FOR WORKING CAPITAL	2,522	-1,734	-846	-	-	-	-	-	-
SUB TOTAL	-12,984	12,418	4,172	1,651	-6,758	-5,130	-3,579	4,695	4,448
3 YEAR AVERAGE INVESTMENT(EXCL.CONT.FOR DAM)	18,450	14,663	13,855	14,535	19,125	27,221	42,592	63,962	87,008
PAYMENTS INTO SINKING FUND (including interest)	11,735	6,999	9,493	15,493	15,663	11,360	8,873	7,806	7,176
REDEEMED BY SINKING FUND	-2,527	-15,810	-11,022	-10,926	-9,177	-8,770	-6,000	-6,500	-16,820
RE-FINANCING LOAN	3,000	5,554	-	-	-	-	-	-	-
(INCREASE)/DECREASE IN REPAY DUE NEXT YEAR	1,150	5,021	1,617	-848	-514	2,378	2,984	-8,761	7,808
INCREASE/(DECREASE) IN WORKING CAP. FOR SFR	-11,535	5,718	2,586	6,701	-272	-1,857	-814	-509	-307

Remarks :

Exchange Rate	**: 38 THB : USD**
Tax rate	**: No tax**
Tariff	**: Constant Wholesale tariff by voltage from 2004 onward / PEA subsidies already subtract from base tariff**
Operating Expenses	**: Use CPI - X Methodology from Year 2005 onwards**

ELECTRICITY GENERATING AUTHORITY OF THAILAND

FINANCIAL ANALYSIS

BALANCE SHEET

(MILLION BAHT)

July 20, 2004

8.2.1 : New Plants are Combined Cycle

State Enterprise (Fuel Price_Base Case)

FISCAL YEAR (AD)	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
FISCAL YEAR (BE)	2544	2545	2546	2547	2548	2549	2550	2551	2552
State Enterprise (Fuel Price_Base Case)	(Audited)	(Audited)	(Audited)						
ASSETS									
FIXED ASSETS :-									
PROPERTY PLANT AND EQUIPMENT IN SERVICE	349,368	362,730	372,904	405,410	426,760	450,665	469,154	499,233	558,940
Less ACCUMULATED DEPRECIATION	130,535	143,078	156,212	171,070	186,825	203,112	219,752	236,987	255,805
NET FIXED ASSETS	218,834	219,652	216,693	234,340	239,934	247,554	249,402	262,246	303,134
Add WORK UNDER CONSTRUCTION	64,779	43,605	32,849	17,172	11,775	11,631	34,213	66,038	93,439
TOTAL FIXED ASSETS	283,613	263,256	249,542	251,513	251,709	259,185	283,615	328,284	396,573
INTANGIBLE ASSETS :-									
DEFERRED EXPENDITURES	21,476	19,789	19,111	17,569	16,194	16,526	16,043	15,911	16,732
ROYALTY ON REAL PROPERTY SERVICE	298	292	285	279	273	266	260	253	247
NET INTANGIBLE ASSETS	21,773	20,081	19,396	17,848	16,467	16,792	16,303	16,165	16,979
OTHER ASSETS:-									
SINKING FUND FOR REDEMPTION OF NOTES	25,775	16,964	15,435	20,002	26,488	29,078	31,951	33,257	23,612
INVESTMENT IN ASSOCIATED COMPANY	8,510	9,664	11,708	14,216	16,593	18,607	20,469	22,815	23,998
LOAN TO THE COOPERATIVE PROMOTION DEPARTMENT	35	20	20	20	20	20	20	20	20
	34,320	26,648	27,163	34,238	43,101	47,705	52,439	56,092	47,630
CURRENT ASSETS:-									
MATERIALS, SUPPLIES AND FUEL	7,946	5,619	3,945	3,762	3,669	4,706	4,913	5,114	5,134
A/C RECEIVABLE	32,482	34,801	42,822	49,353	52,430	56,981	60,666	64,648	68,157
CASH - BANK	14,183	22,617	25,049	19,998	13,512	10,922	8,049	13,150	17,895
BANK FIXED DEPOSIT	10,551	8,987	7,080	4,080	4,080	4,080	4,080	4,080	4,080
	65,162	72,024	78,896	77,193	73,692	76,689	77,709	86,992	95,267
TOTAL ASSETS	404,868	382,009	374,997	380,791	384,968	400,371	430,066	487,533	556,449

Remarks :

Exchange Rate : 38 THB : USD

Tax rate : No tax

Tariff : Constant Wholesale tariff by voltage from 2004 onward / PEA subsidies already subtract from base tariff

Operating Expenses : Use CPI - X Methodology from Year 2005 onwards

July 20, 2004
8.2.1 : New Plants are Combined Cycle
State Enterprise (Fuel Price_Base Case)

ELECTRICITY GENERATING AUTHORITY OF THAILAND
FINANCIAL ANALYSIS
BALANCE SHEET (Cont.)
(MILLION BAHT)

FISCAL YEAR (AD)	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
FISCAL YEAR (BE)	2544	2545	2546	2547	2548	2549	2550	2551	2552
	(Audited)	(Audited)	(Audited)						
LIABILITIES AND EQUITY									
EQUITY									
CAPITAL CONTRIBUTION :-									
GOVERNMENT OF THAILAND	9,766	9,703	9,641	9,579	9,516	9,454	9,392	9,329	9,267
SURPLUS FROM CONTRIBUTIONS	3,349	3,355	3,355	3,355	3,355	3,355	3,355	3,355	3,355
SUB TOTAL OF CAPITAL CONTRIBUTION	13,115	13,058	12,996	12,934	12,871	12,809	12,747	12,684	12,622
RETAINED EARNINGS :-									
RETAINED EARNINGS	114,910	132,773	152,381	166,302	180,224	193,068	214,959	237,743	262,532
REVALUATION RESERVE	-	-	-	-	-	-	-	-	-
WELFARE FUND	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SUB TOTAL OF RETAINED EARNINGS	114,910	132,773	152,381	166,302	180,224	193,068	214,959	237,743	262,532
TOTAL EQUITY	128,025	145,831	165,377	179,236	193,095	205,877	227,706	250,428	275,154

Remarks :

Exchange Rate	**: 38 THB : USD**
Tax rate	**: No tax**
Tariff	**: Constant Wholesale tariff by voltage from 2004 onward / PEA subsidies already subtract from base tariff**
Operating Expenses	**: Use CPI - X Methodology from Year 2005 onwards**

July 20, 2004
8.2.1 : New Plants are Combined Cycle
State Enterprise (Fuel Price_Base Case)

ELECTRICITY GENERATING AUTHORITY OF THAILAND
FINANCIAL ANALYSIS
BALANCE SHEET (Cont.)
(MILLION BAHT)

FISCAL YEAR (AD)	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
FISCAL YEAR (BE)	2544	2545	2546	2547	2548	2549	2550	2551	2552
	(Audited)	(Audited)	(Audited)						
LIABILITIES									
LONG TERM LIABILITIES :-									
TOTAL AMOUNTS OUTSTANDING	211,547	182,293	149,572	121,775	110,004	107,116	122,053	155,220	193,652
Less CURRENT PORTION OF LONG TERM DEBT	27,826	22,804	21,187	22,035	22,549	20,172	17,187	25,948	18,140
NET LONG TERM DEBTS	183,722	159,489	128,385	99,740	87,455	86,944	104,866	129,272	175,513
DEBT REVOLVER	-	-	-	23,194	22,210	20,783	3,313	-	-
OTHER LIABILITIES :-									
DEFERRED INTEREST ON LONG TERM DEBTS	8	8	8	7	7	7	6	6	6
DEFERRED CONTRIBUTION	2,058	2,151	3,524	3,530	3,375	3,220	3,065	2,910	2,755
PROVIDENT FUND	23	24	24	24	24	24	24	24	24
PROVISION LIABILITIES FOR MINE RECLAMATION	1,462	1,445	1,489	1,586	1,677	1,770	1,866	1,963	2,060
	3,551	3,628	5,044	5,147	5,083	5,021	4,962	4,904	4,845
CURRENT LIABILITIES :-									
A/C PAYABLE AND ACCRUED EXPENSES	57,694	46,982	52,419	48,977	52,373	59,432	69,592	73,877	78,925
CURRENT PORTION OF LONG TERM DEBT	27,826	22,804	21,187	22,035	22,549	20,172	17,187	25,948	18,140
ACCRUED INTEREST ON LONG - TERM DEBT	4,051	3,275	2,585	2,462	2,204	2,142	2,441	3,104	3,873
	89,570	73,061	76,190	73,474	77,126	81,746	89,220	102,929	100,938
TOTAL LIABILITIES AND EQUITY	404,868	382,009	374,997	380,791	384,968	400,371	430,066	487,533	556,449

Remarks :
Exchange Rate : 38 THB : USD
Tax rate : No tax
Tariff : Constant Wholesale tariff by voltage from 2004 onward / PEA subsidies already subtract from base tariff
Operating Expenses : Use CPI - X Methodology from Year 2005 onwards

July 20, 2004
8.2.1 : New Plants are Combined Cycle
State Enterprise (Fuel Price_Base Case)

ELECTRICITY GENERATING AUTHORITY OF THAILAND
FINANCIAL ANALYSIS
FINANCIAL RATIO
(MILLION BAHT)

FISCAL YEAR (AD)	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
FISCAL YEAR (BE)	2544	2545	2546	2547	2548	2549	2550	2551	2552
	(Audited)	(Audited)	(Audited)						
RATIO :									
(1) RETURN ON AVERAGE TOTAL ASSETS (%)	*3.13*	*6.96*	*7.93*	*5.62*	*5.52*	*4.99*	*8.29*	*7.75*	*7.58*
(2) RETURN ON EQUITY (%)	*10.49*	*20.00*	*19.28*	*12.33*	*11.35*	*9.83*	*15.87*	*14.87*	*15.05*
(3) RETURN ON INVESTED CAPITAL (%)	*3.44*	*6.40*	*7.92*	*6.30*	*6.14*	*5.46*	*8.68*	*8.14*	*8.33*
(4) % SELF FINANCING RATIO (%)	*3.45*	*26.07*	*82.90*	*-50.22*	*0.50*	*10.93*	*48.45*	*31.47*	*33.29*
(5) DEBT SERVICE COVERAGE (Time)	*0.66*	*1.31*	*1.47*	*0.98*	*1.00*	*1.03*	*1.68*	*1.80*	*2.26*
(6) D : E ratio (Debt is Total Debt)	*2.16*	*1.62*	*1.27*	*1.12*	*0.99*	*0.94*	*0.89*	*0.95*	*1.02*

MEMO

FILE	*Case PDP 2004 (CC)*
BASE ON	*Case present Board 4 May 04 base on Case ครั้ง(ปรับ)adj budget 1 april*
BUDGET	*2003_Audited, 2004-2005_Budget April 07,04 (Except fuel expenses, power purchase/ 2005 capex include new project / Sinking funds)*
RUN DATE	*July 20, 2004*

Remarks :
Exchange Rate : **38 THB : USD**
Tax rate : **No tax**
Tariff : **Constant Wholesale tariff by voltage from 2004 onward / PEA subsidies already subtract from base tariff**
Operating Expenses : **Use CPI - X Methodology from Year 2005 onwards**

July 20, 2004

8.2.1 : New Plants are Combined Cycle

State Enterprise (Fuel Price_Base Case)

ELECTRICITY GENERATING AUTHORITY OF THAILAND

FINANCIAL ANALYSIS

FINANCIAL RATIO

FISCAL YEAR (AD)		2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
FISCAL YEAR (BE)		2544	2545	2546	2547	2548	2549	2550	2551	2552
		(Audited)	(Audited)	(Audited)						
RETURN ON TOTAL ASSETS										
NET PROFIT / (LOSS)	[1]	13,132	27,382	30,001	21,250	21,131	19,608	34,407	35,557	39,541
TOTAL ASSETS	[2]	404,868	382,009	374,997	380,791	384,968	400,371	430,066	487,533	556,449
AVERAGE TOTAL ASSETS	[3]	419,488	393,439	378,503	377,894	382,880	392,670	415,218	458,799	521,991
	[1] / [2]	3.24%	7.17%	8.00%	5.58%	5.49%	4.90%	8.00%	7.29%	7.11%
	[1] / [3]	3.13%	6.96%	7.93%	5.62%	5.52%	4.99%	8.29%	7.75%	7.58%
RETURN ON EQUITY										
NET PROFIT / (LOSS)	[1]	13,132	27,382	30,001	21,250	21,131	19,608	34,407	35,557	39,541
EQUITY		128,025	145,831	165,377	179,236	193,095	205,877	227,706	250,428	275,154
AVERAGE EQUITY	[2]	125,172	136,928	155,604	172,307	186,165	199,486	216,791	239,067	262,791
	[1] / [2]	10.49%	20.00%	19.28%	12.33%	11.35%	9.83%	15.87%	14.87%	15.05%
RETURN ON INVESTED CAPITAL										
NET OPERATING PROFIT AFTER TAX	[1]	10,887	19,388	22,846	17,761	17,376	15,720	25,934	26,354	30,369
INVESTED CAPITAL		311,836	294,507	282,537	281,441	284,597	290,754	307,094	340,287	388,738
AVERAGE INVESTED CAPITAL	[2]	316,082	303,172	288,522	281,989	283,019	287,676	298,924	323,691	364,513
	[1] / [2]	3.44%	6.40%	7.92%	6.30%	6.14%	5.46%	8.68%	8.14%	8.33%

Remarks :

Exchange Rate : **38 THB : USD**

Tax rate : **No tax**

Tariff : **Constant Wholesale tariff by voltage from 2004 onward / PEA subsidies already subtract from base tariff**

Operating Expenses : **Use CPI - X Methodology from Year 2005 onwards**

ELECTRICITY GENERATING AUTHORITY OF THAILAND

July 20, 2004

FINANCIAL ANALYSIS

8.2.1 : New Plants are Combined Cycle

FINANCIAL RATIO

State Enterprise (Fuel Price_Base Case)

FISCAL YEAR (AD)		2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
FISCAL YEAR (BE)		2544 (Audited)	2545 (Audited)	2546 (Audited)	2547	2548	2549	2550	2551	2552
SELF FINANCING RATIO										
OPERATING INCOME		17,924	30,269	35,124	26,835	26,321	24,018	39,172	39,804	45,663
Less BONUS		814	1,749	2,454	1,865	1,847	1,732	3,215	3,282	3,792
Add OTHER REVENUES		2,690	1,469	1,728	1,007	960	1,058	1,387	1,389	1,502
DEPRECIATION (P/L)		12,348	13,077	13,492	14,551	15,426	15,895	16,238	16,858	18,438
INTEREST ON LONG TERM DEBTS (MINE)		-	-	-	-	-	-	-	-	-
LOSS ON FOREIGN EXCHANGE (MINE&OTHER)		713	-304	-315	134	-	-	-	-	-
WRITTEN OFF DEFERRED LIGNITE MINE DEVEL.		3,896	4,211	4,564	4,294	4,130	5,074	4,065	4,628	2,819
AMOUNT WRITTEN OFF & OTHER HEADINGS		1,179	1,659	2,286	610	632	43	847	825	799
Less CORPORATE INCOME TAX		-	-	-	-	-	-	-	-	-
		37,936	**48,632**	**54,425**	**45,566**	**45,622**	**44,355**	**58,494**	**60,221**	**65,428**
Add RE-FINANCING LOAN		3,000	5,554	-	-	-	-	-	-	-
DIVIDEND RECEIVED		401	987	1,803	1,375	1,420	1,542	1,423	1,314	1,464
CONSUMER CONTRIBUTION		-	-	-	-	-	-	-	-	-
PROFIT FROM SELLING STOCK		2,204	648	437	-	-	-	-	-	-
PROFIT FROM SELLING ASSETS		-								
Less REPAYMENT		15,145	35,346	22,681	20,442	22,034	22,549	20,172	17,187	25,948
INTEREST		10,833	9,684	8,547	8,411	8,100	7,291	6,221	6,013	6,478
NET SINKING FUND FOR REDEMP.NOTES & BONDS		9,208	-8,810	-1,529	4,567	6,486	2,590	2,873	1,306	-9,644
LIGNITE MINE DEVELOPMENT EXPENDITURES		2,634	2,591	3,321	3,246	3,269	5,138	4,065	4,891	2,683
INVESTMENT IN ASSOCIATED COMPANY		-	-	18	333	-	-	-	-	-
REMITTANCE		16,620	7,470	9,555	10,540	7,329	7,210	6,764	12,516	12,773
DIVIDEND		-	-	-	-	-	-	-	-	-
INCREASE/(DECREASE) IN WORKING CAP. FOR SFR		-11,535	5,718	2,586	6,701	-272	-1,857	-814	-509	-307
	[1]	**636**	**3,822**	**11,486**	**-7,300**	**95**	**2,976**	**20,637**	**20,130**	**28,963**
3 YEAR AVERAGE INVESTMENT (EXCL.CONT.FOR DAM)	[2]	**18,450**	**14,663**	**13,855**	**14,535**	**19,125**	**27,221**	**42,592**	**63,962**	**87,008**
IBRD FORMULA	[1] / [2]	3.45%	26.07%	-82.90%	-50.22%	0.50%	10.93%	48.45%	31.47%	33.29%

Remarks :

Exchange Rate : **38 THB : USD**

Tax rate : **No tax**

Tariff : **Constant Wholesale tariff by voltage from 2004 onward / PEA subsidies already subtract from base tariff**

Operating Expenses : **Use CPI - X Methodology from Year 2005 onwards**

ELECTRICITY GENERATING AUTHORITY OF THAILAND

FINANCIAL ANALYSIS

FINANCIAL RATIO

July 20, 2004

8.2.1 : New Plants are Combined Cycle

State Enterprise (Fuel Price_Base Case)

FISCAL YEAR (AD)		2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
FISCAL YEAR (BE)		2544	2545	2546	2547	2548	2549	2550	2551	2552
		(Audited)	(Audited)	(Audited)						
DEBT SERVICE COVERAGE RATIO										
TOTAL GENERATED FROM OPERATIONS		**37,936**	**48,632**	**54,425**	**45,566**	**45,622**	**44,355**	**58,494**	**60,221**	**65,428**
Add DIVIDEND RECEIVED		401	987	1,803	1,375	1,420	1,542	1,423	1,314	1,464
CONSUMER CONTRIBUTION		-	-	-	-	-	-	-	-	-
PROFIT RECEIVED FROM SELLING STOCK		2,204	648	437	-	-	-	-	-	-
Less LIGNITE MINE DEVELOPMENT EXPENDITURES		2,634	2,591	3,321	3,246	3,269	5,138	4,065	4,891	2,683
INVESTMENT IN ASSOCIATED COMPANY		-	-	18	333	-	-	-	-	-
REMITTANCE		16,620	7,470	9,555	10,540	7,329	7,210	6,764	12,516	12,773
	[1]	**21,287**	**40,206**	**43,771**	**32,822**	**36,444**	**33,549**	**49,088**	**44,128**	**51,437**
DEBT SERVICE (EXCLUDED DEFER.)		**25,978**	**45,030**	**31,228**	**28,853**	**30,134**	**29,840**	**26,393**	**23,200**	**32,425**
Add TRANSFER TO SINKING FUND FOR REDEMPTION		11,735	6,999	9,493	15,493	15,663	11,360	8,873	7,806	7,176
Less TRANSFER FROM SINKING FUND FOR REDEMPTION		2,527	15,810	11,022	10,926	9,177	8,770	6,000	6,500	16,820
RE-FINANCING LOAN		3,000	5,554	-	-	-	-	-	-	-
	[2]	**32,185**	**30,666**	**29,699**	**33,421**	**36,621**	**32,430**	**29,265**	**24,506**	**22,781**
IBRD FORMULA	[1] / [2]	**0.66**	**1.31**	**1.47**	**0.98**	**1.00**	**1.03**	**1.68**	**1.80**	**2.26**

Remarks :

Exchange Rate : **38 THB : USD**

Tax rate : **No tax**

Tariff : **Constant Wholesale tariff by voltage from 2004 onward / PEA subsidies already subtract from base tariff**

Operating Expenses : **Use CPI - X Methodology from Year 2005 onwards**

ELECTRICITY GENERATING AUTHORITY OF THAILAND

July 20, 2004

FINANCIAL ANALYSIS

8.2.1 : New Plants are Combined Cycle

FINANCIAL RATIO

State Enterprise (Fuel Price_Base Case)

FISCAL YEAR (AD)		2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
FISCAL YEAR (BE)		2544	2545	2546	2547	2548	2549	2550	2551	2552
		(Audited)	(Audited)	(Audited)						
DEBT / EQUITY										
TOTAL INTEREST-BEARING LIABILITIES	[1]	211,547	182,293	149,572	144,969	132,214	127,899	125,366	155,220	175,513
TOTAL DEBT (LONG TERM DEBTS + OTHER LIABILITIES - CURRENT LIABILITIES)	[2]	276,843	236,178	209,619	201,555	191,873	194,494	202,360	237,105	281,295
EQUITY	[3]	128,025	145,831	165,377	179,236	193,095	205,877	227,706	250,428	275,154
REVALUATION RESERVE		87,884	82,550	72,093	73,094	73,398	72,998	70,038	66,736	62,117
EQUITY REVALUATION	[4]	215,909	228,381	237,470	252,330	266,493	278,875	297,744	317,164	337,271
TOTAL INTEREST-BEARING LIABILITIES / EQUITY	[1] / [3]	1.65	1.25	0.90	0.81	0.68	0.62	0.55	0.62	0.64
TOTAL INTEREST-BEARING LIABILITIES (%)		**62**	**56**	**47**	**45**	**41**	**38**	**36**	**38**	**39**
EQUITY (%)		**38**	**44**	**53**	**55**	**59**	**62**	**64**	**62**	**61**
TOTAL DEBT / EQUITY	[2] / [3]	2.16	1.62	1.27	1.12	0.99	0.94	0.89	0.95	1.02
DEBT (%)		**68**	**62**	**56**	**53**	**50**	**49**	**47**	**49**	**51**
EQUITY (%)		**32**	**38**	**44**	**47**	**50**	**51**	**53**	**51**	**49**

Remarks :

Exchange Rate : **38 THB : USD**

Tax rate : **No tax**

Tariff : **Constant Wholesale tariff by voltage from 2004 onward / PEA subsidies already subtract from base tariff**

Operating Expenses : **Use CPI - X Methodology from Year 2005 onwards**

8.2.1

HIGH CASE

July 20, 2004
8.2.1 : New Plants are Combined Cycle
State Enterprise (Fuel Price_High Case)

ELECTRICITY GENERATING AUTHORITY OF THAILAND
FINANCIAL ANALYSIS
INCOME STATEMENT
(MILLION BAHT)

FISCAL YEAR (AD)	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
FISCAL YEAR (BE)	2544	2545	2546	2547	2548	2549	2550	2551	2552
	(Audited)	(Audited)	(Audited)						
ENERGY GENERATION REQUIREMENT (GWh)	103,166	108,389	116,743	126,510	136,784	147,658	158,212	169,280	180,942
ENERGY SALES (GWh)	97,413	102,486	110,676	119,723	129,282	139,314	149,907	160,655	171,961
AVERAGE BASED TARIFF (B/kWh)	1.6408	1.7665	1.7534	1.7280	1.7254	1.7229	1.7203	1.7180	1.7180
REVENUE FROM AVERAGE TARIFF	159,839	181,036	194,059	206,882	223,063	240,017	257,885	276,006	295,429
* ADJUSTMENT FACTOR (B/kWh)	0.2603	0.2553	0.3290	0.4115	0.4116	0.4117	0.4118	0.4118	0.4118
WHOLESALE RATE (B/kWh)	1.9011	2.0217	2.0824	2.1395	2.1370	2.1345	2.1321	2.1298	2.1298
* ADJ. FOR A/C RECEIVABLE FROM FT FIXED (B/kWh)					-	-	-	-	-
WHOLESALE RATE + ADJ. FOR A/C RECEIVABLE FROM FT FIX (B/kWh)	1.9011	2.0217	2.0824	2.1395	2.1370	2.1345	2.1321	2.1298	2.1298
Plus REVENUE FROM FUEL ADJUSTMENT FACTOR	25,355	26,162	36,414	49,265	53,211	57,353	61,727	66,161	70,817
Less SOCIAL CONTRIBUTION	122	97	72	-	-	-	-	-	-
TOTAL REVENUE	185,072	207,101	230,401	256,148	276,274	297,370	319,611	342,167	366,246
FUEL EXPENSES	53,729	52,585	50,485	65,829	88,482	112,230	82,497	82,142	87,210
OPERATING EXPENSES:-									
OPERATING EXPENSES	9,038	9,358	8,709	10,797	10,211	10,891	11,581	12,281	12,321
TRANSMISSION EXPENSES	2,495	2,680	3,274	3,069	3,446	3,723	4,009	4,304	4,367
POWER PURCHASE	84,397	93,855	112,740	126,728	140,054	143,616	170,605	189,554	200,644
ADMINISTRATIVE EXPENSES	4,840	4,652	6,065	9,311	7,583	8,117	8,663	9,219	9,279
AMORTIZATION OF LAND RIGHT	300	624	513	514	514	546	549	555	618
DEPRECIATION (P/L)	12,348	13,077	13,492	14,551	15,426	15,895	16,238	16,858	18,438
COMMUNITY DEVELOPMENT AROUND PLANT AREA EXPENSES	-	-	-	-	-	-	1,633	1,744	1,861
LEASE OF TREASURY DEPT'S LAND AND DAMS	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL EXPENSES	167,148	176,832	195,277	230,799	265,715	295,018	295,775	316,658	334,738

8.2.1
HIGH CASE

Remarks :
Exchange Rate : 38 THB : USD
Tax rate : No tax
Tariff : Constant Wholesale tariff by voltage from 2004 onward / PEA subsidies already subtract from base tariff
Operating Expenses : Use CPI - X Methodology from Year 2005 onwards

July 20, 2004

8.2.1 : New Plants are Combined Cycle

State Enterprise (Fuel Price_High Case)

ELECTRICITY GENERATING AUTHORITY OF THAILAND
FINANCIAL ANALYSIS
INCOME STATEMENT
(MILLION BAHT)

FISCAL YEAR (AD)	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
FISCAL YEAR (BE)	2544	2545	2546	2547	2548	2549	2550	2551	2552
	(Audited)	(Audited)	(Audited)						
OPERATING INCOME	17,924	30,269	35,124	25,349	10,559	2,352	23,836	25,509	31,508
OTHER REVENUES	2,690	1,469	1,728	1,007	960	950	1,325	1,335	1,343
REVENUES FROM INVESTMENT	-228	2,143	3,705	3,550	3,797	3,557	3,284	3,660	2,646
PROFIT FROM SELLING POWER PLANT/STOCK	2,204	648	437	-	-	-	-	-	-
NET INCOME BEFORE INTEREST	22,589	34,529	40,994	29,906	15,316	6,858	28,446	30,504	35,497
(GAINS)/LOSS FROM FOREIGN EXCHANGE	(2,189)	(4,286)	(8)	(134)	-	-	-	-	-
INTEREST ON LONG TERM DEBTS	10,833	9,684	8,547	8,465	8,686	8,893	8,712	8,965	10,072
EXTRAORDINARY EXPENSE	-	-	-	-	-	-	-	-	-
NET INCOME AFTER INTEREST	13,946	29,131	32,455	21,575	6,629	-2,035	19,733	21,539	25,425
BONUS	814	1,749	2,454	1,726	373	-	1,603	1,724	2,179
PROFIT / (LOSS) BEFORE TAX	13,132	27,382	30,001	19,849	6,256	-2,035	18,130	19,815	23,246
CORPORATE INCOME TAX	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PROFIT/(LOSS) (EGAT)	*13,132*	*27,382*	*30,001*	*19,849*	*6,256*	*-2,035*	*18,130*	*19,815*	*23,246*

Remarks :

Exchange Rate : 38 THB : USD

Tax rate : No tax

Tariff : Constant Wholesale tariff by voltage from 2004 onward / PEA subsidies already subtract from base tariff

Operating Expenses : Use CPI - X Methodology from Year 2005 onwards

July 20, 2004
8.2.1 : New Plants are Combined Cycle
State Enterprise (Fuel Price_High Case)

ELECTRICITY GENERATING AUTHORITY OF THAILAND
FINANCIAL ANALYSIS
STATEMENTS OF CHANGES IN FINANCIAL POSITION
(MILLION BAHT)

FISCAL YEAR (AD)	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
FISCAL YEAR (BE)	2544	2545	2546	2547	2548	2549	2550	2551	2552
	(Audited)	(Audited)	(Audited)						
SOURCES OF FUNDS									
NET INCOME BEFORE INTEREST AFTER BONUS AND TAX	23,964	37,066	38,548	28,314	14,943	6,858	26,842	28,780	33,318
Less PROFIT FROM SELLING POWER PLANT/STOCK	2,204	648	437	-	-	-	-	-	-
REVENUES FROM INVESTMENT	-228	2,143	3,705	3,550	3,797	3,557	3,284	3,660	2,646
Add ADJUSTMENT FOR ITEMS NOT INVOLVED									
THE MOVEMENT OF FUNDS	16,437	14,357	20,019	19,455	20,188	21,012	21,150	22,311	22,056
TOTAL GENERATED FROM OPERATIONS	38,426	48,632	54,425	44,218	31,333	24,314	44,708	47,431	52,728
OTHER SOURCES OF FUNDS									
SHORT TERM INVESTMENTS IN FIXED DEPOSITS	1,113	1,563	1,907	3,000	-	-	-	-	-
SURPLUS FROM CONTRIBUTION	81	6	-	-	-	-	-	-	-
DISPOSAL OF POWER PLANT/STOCK	32,628	18,716	7,563	-	-	-	-	-	-
CASH RECEIVED FOR CONNECTION COST FROM IPP	51	148	1,527	153	-	-	-	-	-
CONSUMER CONTRIBUTION	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DIVIDEND RECEIVED	401	987	1,803	1,375	1,420	1,542	1,423	1,314	1,464
PROVISION LIABILITIES FOR MINE RECLAMATION	49	-17	44	97	91	93	96	97	96
LOAN TO THE COOPERATIVE PROMOTION DEPARTMENT	-	14	1	-	-	-	-	-	-
ENERGY CONSERVATION FUND	-	-	-	8	-	-	-	-	-
DEBT REVOLVER	-	-	-	24,734	17,633	22,409	5,511	13,897	32,043
LONG-TERM LOANS RECEIVED									
FOREIGN LOANS	4,952	2,711	515	3,707	3,557	8,089	21,771	33,486	48,382
BAHT LOANS	-	3,800	-	1,933	2,069	6,202	7,179	13,556	15,998
RE-FINANCING LOANS	3,000	5,554	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL LONG-TERM LOANS RECEIVED	7,952	12,065	515	5,641	5,626	14,292	28,950	47,042	64,380
TOTAL SOURCES OF FUNDS	80,703	82,114	67,784	79,226	56,104	62,650	80,689	109,779	150,711

Remarks :
Exchange Rate : 38 THB : USD
Tax rate : No tax
Tariff : Constant Wholesale tariff by voltage from 2004 onward / PEA subsidies already subtract from base tariff
Operating Expenses : Use CPI - X Methodology from Year 2005 onwards

July 20, 2004
8.2.1 : New Plants are Combined Cycle
State Enterprise (Fuel Price_High Case)

ELECTRICITY GENERATING AUTHORITY OF THAILAND
FINANCIAL ANALYSIS
STATEMENTS OF CHANGES IN FINANCIAL POSITION (Cont.)
(MILLION BAHT)

FISCAL YEAR (AD) / FISCAL YEAR (BE)	2001 2544 (Audited)	2002 2545 (Audited)	2003 2546 (Audited)	2004 2547	2005 2548	2006 2549	2007 2550	2008 2551	2009 2552
APPLICATION OF FUNDS									
NET SINKING FUND FOR REDEMP. NOTES & BONDS	9,208	-8,810	-1,529	4,567	6,486	2,590	2,873	1,306	-9,644
LOAN REPAYMENT	35,121	44,846	32,893	33,435	22,342	25,653	26,969	27,932	42,785
INTEREST	10,833	9,684	8,547	8,466	8,687	8,894	8,713	8,966	10,073
TOTAL DEBT SERVICE	45,953	54,530	41,440	41,900	31,029	34,547	35,681	36,898	52,857
CAPITAL EXPENDITURE	19,273	13,911	10,806	16,848	15,951	24,576	41,136	62,065	88,684
PROVIDENT FUND	-2	-1	-1	-	-	-	-	-	-
FINANCING LEASE	-	6	3	2	1	-	-	-	-
DEVELOPMENT EXPENDITURES	2,634	2,591	3,321	3,246	3,269	5,138	4,065	4,891	2,683
BONUS	-	-	-	-	-	-	-	-	-
REMITTANCE	16,620	7,470	9,555	10,540	6,790	1,488	-	6,255	6,717
DIVIDEND	-	-	-	-	-	-	-	-	-
INVESTMENT IN ASSOCIATED COMPANY	-	-	18	333	-	-	-	-	-
TOTAL APPLICATION OF FUNDS	93,686	69,697	63,612	77,437	63,527	68,339	83,755	111,414	141,296
INCREASE/(DECREASE) IN WORKING CAPITAL	*-12,984*	*12,418*	*4,172*	*1,789*	*-7,423*	*-5,689*	*-3,066*	*-1,635*	*9,415*

Remarks :
Exchange Rate : 38 THB : USD
Tax rate : No tax
Tariff : Constant Wholesale tariff by voltage from 2004 onward / PEA subsidies already subtract from base tariff
Operating Expenses : Use CPI - X Methodology from Year 2005 onwards

July 20, 2004
8.2.1 : New Plants are Combined Cycle
State Enterprise (Fuel Price_High Case)

ELECTRICITY GENERATING AUTHORITY OF THAILAND
FINANCIAL ANALYSIS
STATEMENTS OF CHANGES IN FINANCIAL POSITION (Cont.)
(MILLION BAHT)

FISCAL YEAR (AD)	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
FISCAL YEAR (BE)	2544	2545	2546	2547	2548	2549	2550	2551	2552
	(Audited)	(Audited)	(Audited)						
CASH AT THE BEGINNING OF YEAR	23,601	14,183	22,617	25,049	19,998	13,512	10,922	8,049	6,743
CASH AT THE END OF YEAR	14,183	22,617	25,049	19,998	13,512	10,922	8,049	6,743	16,388
INCREASE/(DECREASE) IN CASH	-9,417	8,434	2,432	-5,051	-6,486	-2,590	-2,873	-1,306	9,644
INCREASE/(DECREASE) IN A/C RECEIVABLE	-2,545	2,319	8,021	6,531	3,077	4,551	3,685	3,982	3,509
INCREASE/(DECREASE) IN MATERIAL	510	-2,327	-1,674	-183	-93	353	315	304	30
(INCREASE)/DECREASE IN A/C PAYABLE	-4,628	4,950	-4,451	369	-4,179	-8,064	-3,895	-3,951	-3,000
(INCREASE)/DECREASE IN ACCRUED INTEREST	574	776	690	123	258	62	-299	-663	-769
IMPROVE ITEMS FOR WORKING CAPITAL	2,522	-1,734	-846	-	-	-	-	-	-
SUB TOTAL	-12,984	12,418	4,172	1,789	-7,423	-5,689	-3,066	-1,635	9,415
3 YEAR AVERAGE INVESTMENT(EXCL.CONT.FOR DAM)	18,450	14,663	13,855	14,535	19,125	27,221	42,592	63,962	87,008
PAYMENTS INTO SINKING FUND (including interest)	11,735	6,999	9,493	15,493	15,663	11,360	8,873	7,806	7,176
REDEEMED BY SINKING FUND	-2,527	-15,810	-11,022	-10,926	-9,177	-8,770	-6,000	-6,500	-16,820
RE-FINANCING LOAN	3,000	5,554	-	-	-	-	-	-	-
(INCREASE)/DECREASE IN REPAY DUE NEXT YEAR	1,150	5,021	1,617	-1,156	-3,310	-1,316	-963	-14,853	6,346
INCREASE/(DECREASE) IN WORKING CAP. FOR SFR	-11,535	5,718	2,586	6,840	-937	-2,416	-301	-432	-240

Remarks :

Exchange Rate	**: 38 THB : USD**
Tax rate	**: No tax**
Tariff	**: Constant Wholesale tariff by voltage from 2004 onward / PEA subsidies already subtract from base tariff**
Operating Expenses	**: Use CPI - X Methodology from Year 2005 onwards**

July 20, 2004
8.2.1 : New Plants are Combined Cycle
State Enterprise (Fuel Price_High Case)

ELECTRICITY GENERATING AUTHORITY OF THAILAND
FINANCIAL ANALYSIS
BALANCE SHEET
(MILLION BAHT)

FISCAL YEAR (AD)	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
FISCAL YEAR (BE)	2544	2545	2546	2547	2548	2549	2550	2551	2552
State Enterprise (Fuel Price_High Case)	(Audited)	(Audited)	(Audited)						
ASSETS									
FIXED ASSETS :-									
PROPERTY PLANT AND EQUIPMENT IN SERVICE	349,368	362,730	372,904	405,410	426,760	450,665	469,154	499,233	558,940
Less ACCUMULATED DEPRECIATION	130,535	143,078	156,212	171,070	186,825	203,112	219,752	236,987	255,805
NET FIXED ASSETS	218,834	219,652	216,693	234,340	239,934	247,554	249,402	262,246	303,134
Add WORK UNDER CONSTRUCTION	64,779	43,605	32,849	17,172	11,775	11,631	34,213	66,038	93,439
TOTAL FIXED ASSETS	283,613	263,256	249,542	251,513	251,709	259,185	283,615	328,284	396,573
INTANGIBLE ASSETS :-									
DEFERRED EXPENDITURES	21,476	19,789	19,111	17,569	16,194	16,526	16,043	15,911	16,732
ROYALTY ON REAL PROPERTY SERVICE	298	292	285	279	273	266	260	253	247
NET INTANGIBLE ASSETS	21,773	20,081	19,396	17,848	16,467	16,792	16,303	16,165	16,979
OTHER ASSETS:-									
SINKING FUND FOR REDEMPTION OF NOTES	25,775	16,964	15,435	20,002	26,488	29,078	31,951	33,257	23,612
INVESTMENT IN ASSOCIATED COMPANY	8,510	9,664	11,708	14,216	16,593	18,607	20,469	22,815	23,998
LOAN TO THE COOPERATIVE PROMOTION DEPARTMENT	35	20	20	20	20	20	20	20	20
	34,320	26,648	27,163	34,238	43,101	47,705	52,439	56,092	47,630
CURRENT ASSETS:-									
MATERIALS, SUPPLIES AND FUEL	7,946	5,619	3,945	3,762	3,669	4,706	4,913	5,114	5,134
A/C RECEIVABLE	32,482	34,801	42,822	49,353	52,430	56,981	60,666	64,648	68,157
CASH - BANK	14,183	22,617	25,049	19,998	13,512	10,922	8,049	6,743	16,388
BANK FIXED DEPOSIT	10,551	8,987	7,080	4,080	4,080	4,080	4,080	4,080	4,080
	65,162	72,024	78,896	77,193	73,692	76,689	77,709	80,585	93,759
TOTAL ASSETS	404,868	382,009	374,997	380,791	384,968	400,371	430,066	481,126	554,941

Remarks :
Exchange Rate : 38 THB : USD
Tax rate : No tax
Tariff : Constant Wholesale tariff by voltage from 2004 onward / PEA subsidies already subtract from base tariff
Operating Expenses : Use CPI - X Methodology from Year 2005 onwards

July 20, 2004
8.2.1 : New Plants are Combined Cycle
State Enterprise (Fuel Price_High Case)

ELECTRICITY GENERATING AUTHORITY OF THAILAND
FINANCIAL ANALYSIS
BALANCE SHEET (Cont.)
(MILLION BAHT)

FISCAL YEAR (AD)	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
FISCAL YEAR (BE)	2544	2545	2546	2547	2548	2549	2550	2551	2552
	(Audited)	(Audited)	(Audited)						
LIABILITIES AND EQUITY									
EQUITY									
CAPITAL CONTRIBUTION :-									
GOVERNMENT OF THAILAND	9,766	9,703	9,641	9,579	9,516	9,454	9,392	9,329	9,267
SURPLUS FROM CONTRIBUTIONS	3,349	3,355	3,355	3,355	3,355	3,355	3,355	3,355	3,355
SUB TOTAL OF CAPITAL CONTRIBUTION	13,115	13,058	12,996	12,934	12,871	12,809	12,747	12,684	12,622
RETAINED EARNINGS :-									
RETAINED EARNINGS	114,910	132,773	152,381	165,440	170,208	168,173	180,048	193,146	207,907
REVALUATION RESERVE	-	-	-	-	-	-	-	-	-
WELFARE FUND	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SUB TOTAL OF RETAINED EARNINGS	114,910	132,773	152,381	165,440	170,208	168,173	180,048	193,146	207,907
TOTAL EQUITY	128,025	145,831	165,377	178,374	183,079	180,982	192,795	205,830	220,529

Remarks :
Exchange Rate : **38 THB : USD**
Tax rate : **No tax**
Tariff : **Constant Wholesale tariff by voltage from 2004 onward / PEA subsidies already subtract from base tariff**
Operating Expenses : **Use CPI - X Methodology from Year 2005 onwards**

July 20, 2004
8.2.1 : New Plants are Combined Cycle
State Enterprise (Fuel Price_High Case)

ELECTRICITY GENERATING AUTHORITY OF THAILAND
FINANCIAL ANALYSIS
BALANCE SHEET (Cont.)
(MILLION BAHT)

FISCAL YEAR (AD)	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
FISCAL YEAR (BE)	2544	2545	2546	2547	2548	2549	2550	2551	2552
	(Audited)	(Audited)	(Audited)						
LIABILITIES									
LONG TERM LIABILITIES :-									
TOTAL AMOUNTS OUTSTANDING	211,547	182,293	149,572	121,775	110,004	107,116	122,053	155,220	193,652
Less CURRENT PORTION OF LONG TERM DEBT	27,826	22,804	21,187	22,343	25,653	26,969	27,932	42,785	36,439
NET LONG TERM DEBTS	183,722	159,489	128,385	99,432	84,351	80,147	94,121	112,436	157,214
DEBT REVOLVER	-	-	-	24,734	37,420	51,356	43,912	43,751	58,957
OTHER LIABILITIES :-									
DEFERRED INTEREST ON LONG TERM DEBTS	8	8	8	7	7	7	6	6	6
DEFERRED CONTRIBUTION	2,058	2,151	3,524	3,530	3,375	3,220	3,065	2,910	2,755
PROVIDENT FUND	23	24	24	24	24	24	24	24	24
PROVISION LIABILITIES FOR MINE RECLAMATION	1,462	1,445	1,489	1,586	1,677	1,770	1,866	1,963	2,060
	3,551	3,628	5,044	5,147	5,083	5,021	4,962	4,904	4,845
CURRENT LIABILITIES :-									
A/C PAYABLE AND ACCRUED EXPENSES	57,694	46,982	52,419	48,300	47,177	53,754	63,903	68,317	73,085
CURRENT PORTION OF LONG TERM DEBT	27,826	22,804	21,187	22,343	25,653	26,969	27,932	42,785	36,439
ACCRUED INTEREST ON LONG - TERM DEBT	4,051	3,275	2,585	2,462	2,204	2,142	2,441	3,104	3,873
	89,570	73,061	76,190	73,105	75,034	82,865	94,276	114,206	113,396
TOTAL LIABILITIES AND EQUITY	404,868	382,009	374,997	380,791	384,968	400,371	430,066	481,126	554,941

Remarks :
Exchange Rate : 38 THB : USD
Tax rate : No tax
Tariff : Constant Wholesale tariff by voltage from 2004 onward / PEA subsidies already subtract from base tariff
Operating Expenses : Use CPI - X Methodology from Year 2005 onwards

July 20, 2004
8.2.1 : New Plants are Combined Cycle
State Enterprise (Fuel Price_High Case)

ELECTRICITY GENERATING AUTHORITY OF THAILAND
FINANCIAL ANALYSIS
FINANCIAL RATIO
(MILLION BAHT)

FISCAL YEAR (AD)	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
FISCAL YEAR (BE)	2544	2545	2546	2547	2548	2549	2550	2551	2552
	(Audited)	(Audited)	(Audited)						
RATIO :									
(1) RETURN ON AVERAGE TOTAL ASSETS (%)	*3.13*	*6.96*	*7.93*	*5.25*	*1.63*	*-0.52*	*4.37*	*4.35*	*4.49*
(2) RETURN ON EQUITY (%)	*10.49*	*20.00*	*19.28*	*11.55*	*3.46*	*-1.12*	*9.70*	*9.94*	*10.90*
(3) RETURN ON INVESTED CAPITAL (%)	*3.44*	*6.40*	*7.92*	*5.94*	*2.35*	*0.27*	*5.23*	*5.21*	*5.79*
(4) % SELF FINANCING RATIO (%)	*3.45*	*26.07*	*82.90*	*-60.81*	*-72.59*	*-56.91*	*8.95*	*-0.27*	*2.09*
(5) DEBT SERVICE COVERAGE (Time)	*0.66*	*1.31*	*1.47*	*0.94*	*0.60*	*0.52*	*1.09*	*0.98*	*1.04*
(6) D : E ratio (Debt is Total Debt)	*2.16*	*1.62*	*1.27*	*1.13*	*1.10*	*1.21*	*1.23*	*1.34*	*1.52*

MEMO

FILE	*Case PDP 2004 (CC)*
BASE ON	*Case present Board 4 May 04 base on Case มีนา.(ปรับ)adj budget 1 april*
BUDGET	*2003_Audited, 2004-2005_Budget April 07,04 (Except fuel expenses, power purchase/ 2005 capex include new project / Sinking funds)*
RUN DATE	*July 20, 2004*

Remarks :

Exchange Rate	**: 38 THB : USD**
Tax rate	**: No tax**
Tariff	**: Constant Wholesale tariff by voltage from 2004 onward / PEA subsidies already subtract from base tariff**
Operating Expenses	**: Use CPI - X Methodology from Year 2005 onwards**

ELECTRICITY GENERATING AUTHORITY OF THAILAND
FINANCIAL ANALYSIS
FINANCIAL RATIO

July 20, 2004
8.2.1 : New Plants are Combined Cycle
State Enterprise (Fuel Price_High Case)

FISCAL YEAR (AD) / FISCAL YEAR (BE)		2001 2544 (Audited)	2002 2545 (Audited)	2003 2546 (Audited)	2004 2547	2005 2548	2006 2549	2007 2550	2008 2551	2009 2552
RETURN ON TOTAL ASSETS										
NET PROFIT / (LOSS)	[1]	13,132	27,382	30,001	19,849	6,256	-2,035	18,130	19,815	23,246
TOTAL ASSETS	[2]	404,868	382,009	374,997	380,791	384,968	400,371	430,066	481,126	554,941
AVERAGE TOTAL ASSETS	[3]	419,488	393,439	378,503	377,894	382,880	392,670	415,218	455,596	518,034
	[1] / [2]	3.24%	7.17%	8.00%	5.21%	1.63%	-0.51%	4.22%	4.12%	4.19%
	[1] / [3]	3.13%	6.96%	7.93%	5.25%	1.63%	-0.52%	4.37%	4.35%	4.49%
RETURN ON EQUITY										
NET PROFIT / (LOSS)	[1]	13,132	27,382	30,001	19,849	6,256	-2,035	18,130	19,815	23,246
EQUITY		128,025	145,831	165,377	178,374	183,079	180,982	192,795	205,830	220,529
AVERAGE EQUITY	[2]	125,172	136,928	155,604	171,875	180,726	182,031	186,888	199,312	213,179
	[1] / [2]	10.49%	20.00%	19.28%	11.55%	3.46%	-1.12%	9.70%	9.94%	10.90%
RETURN ON INVESTED CAPITAL										
NET OPERATING PROFIT AFTER TAX	[1]	10,887	19,388	22,846	16,751	6,659	770	15,640	16,801	20,962
INVESTED CAPITAL		311,836	294,507	282,537	281,441	284,597	290,754	307,094	337,805	385,671
AVERAGE INVESTED CAPITAL	[2]	316,082	303,172	288,522	281,989	283,019	287,676	298,924	322,449	361,738
	[1] / [2]	3.44%	6.40%	7.92%	5.94%	2.35%	0.27%	5.23%	5.21%	5.79%

Remarks :
Exchange Rate : **38 THB : USD**
Tax rate : **No tax**
Tariff : **Constant Wholesale tariff by voltage from 2004 onward / PEA subsidies already subtract from base tariff**
Operating Expenses : **Use CPI - X Methodology from Year 2005 onwards**

ELECTRICITY GENERATING AUTHORITY OF THAILAND

July 20, 2004

FINANCIAL ANALYSIS

8.2.1 : New Plants are Combined Cycle

FINANCIAL RATIO

State Enterprise (Fuel Price_High Case)

FISCAL YEAR (AD)		2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
FISCAL YEAR (BE)		2544	2545	2546	2547	2548	2549	2550	2551	2552
		(Audited)	(Audited)	(Audited)						
SELF FINANCING RATIO										
OPERATING INCOME		17,924	30,269	35,124	25,349	10,559	2,352	23,836	25,509	31,508
Less BONUS		814	1,749	2,454	1,726	373	0	1,603	1,724	2,179
Add OTHER REVENUES		2,690	1,469	1,728	1,007	960	950	1,325	1,335	1,343
DEPRECIATION (P/L)		12,348	13,077	13,492	14,551	15,426	15,895	16,238	16,858	18,438
INTEREST ON LONG TERM DEBTS (MINE)		-	-	-	-	-	-	-	-	-
LOSS ON FOREIGN EXCHANGE (MINE&OTHER)		713	-304	-315	134	-	-	-	-	-
WRITTEN OFF DEFERRED LIGNITE MINE DEVEL.		3,896	4,211	4,564	4,294	4,130	5,074	4,065	4,628	2,819
AMOUNT WRITTEN OFF & OTHER HEADINGS		1,179	1,659	2,286	610	632	43	847	825	799
Less CORPORATE INCOME TAX		-	-	-	-	-	-	-	-	-
		37,936	**48,632**	**54,425**	**44,218**	**31,333**	**24,314**	**44,708**	**47,431**	**52,728**
Add RE-FINANCING LOAN		3,000	5,554	-	-	-	-	-	-	-
DIVIDEND RECEIVED		401	987	1,803	1,375	1,420	1,542	1,423	1,314	1,464
CONSUMER CONTRIBUTION		-	-	-	-	-	-	-	-	-
PROFIT FROM SELLING STOCK		2,204	648	437	-	-	-	-	-	-
PROFIT FROM SELLING ASSETS		-								
Less REPAYMENT		15,145	35,346	22,681	20,442	22,342	25,653	26,969	27,932	42,785
INTEREST		10,833	9,684	8,547	8,465	8,686	8,893	8,712	8,965	10,072
NET SINKING FUND FOR REDEMP.NOTES & BONDS		9,208	-8,810	-1,529	4,567	6,486	2,590	2,873	1,306	-9,644
LIGNITE MINE DEVELOPMENT EXPENDITURES		2,634	2,591	3,321	3,246	3,269	5,138	4,065	4,891	2,683
INVESTMENT IN ASSOCIATED COMPANY		-	-	18	333	-	-	-	-	-
REMITTANCE		16,620	7,470	9,555	10,540	6,790	1,488	-	6,255	6,717
DIVIDEND		-	-	-	-	-	-	-	-	-
INCREASE/(DECREASE) IN WORKING CAP. FOR SFR		-11,535	5,718	2,586	6,840	-937	-2,416	-301	-432	-240
	[1]	**636**	**3,822**	**11,486**	**-8,839**	**-13,884**	**-15,490**	**3,813**	**-173**	**1,819**
3 YEAR AVERAGE INVESTMENT (EXCL.CONT.FOR DAM)	[2]	**18,450**	**14,663**	**13,855**	**14,535**	**19,125**	**27,221**	**42,592**	**63,962**	**87,008**
IBRD FORMULA	[1] / [2]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]

Remarks :

Exchange Rate : **38 THB : USD**

Tax rate : **No tax**

Tariff : **Constant Wholesale tariff by voltage from 2004 onward / PEA subsidies already subtract from base tariff**

Operating Expenses : **Use CPI - X Methodology from Year 2005 onwards**

ELECTRICITY GENERATING AUTHORITY OF THAILAND

FINANCIAL ANALYSIS

FINANCIAL RATIO

July 20, 2004

8.2.1 : New Plants are Combined Cycle

State Enterprise (Fuel Price_High Case)

FISCAL YEAR (AD)		2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
FISCAL YEAR (BE)		2544	2545	2546	2547	2548	2549	2550	2551	2552
		(Audited)	(Audited)	(Audited)						
DEBT SERVICE COVERAGE RATIO										
TOTAL GENERATED FROM OPERATIONS		37,936	48,632	54,425	44,218	31,333	24,314	44,708	47,431	52,728
Add DIVIDEND RECEIVED		401	987	1,803	1,375	1,420	1,542	1,423	1,314	1,464
CONSUMER CONTRIBUTION		-	-	-	-	-	-	-	-	-
PROFIT RECEIVED FROM SELLING STOCK		2,204	648	437	-	-	-	-	-	-
Less LIGNITE MINE DEVELOPMENT EXPENDITURES		2,634	2,591	3,321	3,246	3,269	5,138	4,065	4,891	2,683
INVESTMENT IN ASSOCIATED COMPANY		-	-	18	333	-	-	-	-	-
REMITTANCE		16,620	7,470	9,555	10,540	6,790	1,488	-	6,255	6,717
	[1]	21,287	40,206	43,771	31,475	22,694	19,230	42,066	37,598	44,792
DEBT SERVICE (EXCLUDED DEFER.)		25,978	45,030	31,228	28,907	31,028	34,547	35,681	36,897	52,857
Add TRANSFER TO SINKING FUND FOR REDEMPTION		11,735	6,999	9,493	15,493	15,663	11,360	8,873	7,806	7,176
Less TRANSFER FROM SINKING FUND FOR REDEMPTION		2,527	15,810	11,022	10,926	9,177	8,770	6,000	6,500	16,820
RE-FINANCING LOAN		3,000	5,554	-	-	-	-	-	-	-
	[2]	32,185	30,666	29,699	33,474	37,515	37,136	38,553	38,203	43,213
IBRD FORMULA	[1] / [2]	0.66	1.31	1.47	0.94	0.60	0.52	1.09	0.98	1.04

Remarks :

Exchange Rate	: 38 THB : USD
Tax rate	: No tax
Tariff	: Constant Wholesale tariff by voltage from 2004 onward / PEA subsidies already subtract from base tariff
Operating Expenses	: Use CPI - X Methodology from Year 2005 onwards

ELECTRICITY GENERATING AUTHORITY OF THAILAND

FINANCIAL ANALYSIS

FINANCIAL RATIO

July 20, 2004

8.2.1 : New Plants are Combined Cycle

State Enterprise (Fuel Price_High Case)

FISCAL YEAR (AD)		2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
FISCAL YEAR (BE)		2544	2545	2546	2547	2548	2549	2550	2551	2552
		(Audited)	(Audited)	(Audited)						
DEBT / EQUITY										
TOTAL INTEREST-BEARING LIABILITIES	[1]	211,547	182,293	149,572	146,509	147,424	158,472	165,965	198,971	157,214
TOTAL DEBT (LONG TERM DEBTS + OTHER LIABILITIES + CURRENT LIABILITIES)	[2]	276,843	236,178	209,619	202,417	201,889	219,389	237,271	275,296	334,413
EQUITY	[3]	128,025	145,831	165,377	178,374	183,079	180,982	192,795	205,830	220,529
REVALUATION RESERVE		87,884	82,550	72,093	73,094	73,398	72,998	70,038	66,736	62,117
EQUITY REVALUATION	[4]	215,909	228,381	237,470	251,468	256,478	253,980	262,833	272,566	282,645
TOTAL INTEREST-BEARING LIABILITIES / EQUITY	[1] / [3]	1.65	1.25	0.90	0.82	0.81	0.88	0.86	0.97	0.71
TOTAL INTEREST-BEARING LIABILITIES (%)		62	56	47	45	45	47	46	49	42
EQUITY (%)		38	44	53	55	55	53	54	51	58
TOTAL DEBT / EQUITY	[2] / [3]	2.16	1.62	1.27	1.13	1.10	1.21	1.23	1.34	1.52
DEBT (%)		68	62	56	53	52	55	55	57	60
EQUITY (%)		32	38	44	47	48	45	45	43	40

Remarks :

Exchange Rate : **38 THB : USD**

Tax rate : **No tax**

Tariff : **Constant Wholesale tariff by voltage from 2004 onward / PEA subsidies already subtract from base tariff**

Operating Expenses : **Use CPI - X Methodology from Year 2005 onwards**

8.2.2

BASE CASE

July 20, 2004
8.2.2 : New Plants are Combined Cycle (EGAT 50%)
State Enterprise (Fuel Price_Base Case)

ELECTRICITY GENERATING AUTHORITY OF THAILAND
FINANCIAL ANALYSIS
INCOME STATEMENT
(MILLION BAHT)

FISCAL YEAR (AD)	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
FISCAL YEAR (BE)	2544	2545	2546	2547	2548	2549	2550	2551	2552
	(Audited)	(Audited)	(Audited)						
ENERGY GENERATION REQUIREMENT (GWh)	103,166	108,389	116,743	126,510	136,784	147,658	158,212	169,280	180,942
ENERGY SALES (GWh)	97,413	102,486	110,676	119,723	129,282	139,314	149,907	160,655	171,961
AVERAGE BASED TARIFF (B/kWh)	1.6408	1.7665	1.7534	1.7280	1.7254	1.7229	1.7203	1.7180	1.7180
REVENUE FROM AVERAGE TARIFF	159,839	181,036	194,059	206,882	223,063	240,017	257,885	276,006	295,429
* ADJUSTMENT FACTOR (B/kWh)	0.2603	0.2553	0.3290	0.4115	0.4116	0.4117	0.4118	0.4118	0.4118
WHOLESALE RATE (B/kWh)	1.9011	2.0217	2.0824	2.1395	2.1370	2.1345	2.1321	2.1298	2.1298
* ADJ. FOR A/C RECEIVABLE FROM FT FIXED (B/kWh)					-	-	-	-	-
WHOLESALE RATE + ADJ. FOR A/C RECEIVABLE FROM FT FIX (B/kWh)	1.9011	2.0217	2.0824	2.1395	2.1370	2.1345	2.1321	2.1298	2.1298
Plus REVENUE FROM FUEL ADJUSTMENT FACTOR	25,355	26,162	36,414	49,265	53,211	57,353	61,727	66,161	70,817
Less SOCIAL CONTRIBUTION	122	97	72	-	-	-	-	-	-
TOTAL REVENUE	185,072	207,101	230,401	256,148	276,274	297,370	319,611	342,167	366,246
FUEL EXPENSES	53,729	52,585	50,485	64,833	78,804	98,828	75,401	75,811	81,015
OPERATING EXPENSES:-									
OPERATING EXPENSES	9,038	9,358	8,709	10,797	10,211	10,891	11,581	12,281	12,321
TRANSMISSION EXPENSES	2,495	2,680	3,274	3,069	3,446	3,723	4,009	4,304	4,367
POWER PURCHASE	84,397	93,855	112,740	126,238	133,969	135,352	162,365	181,591	192,684
ADMINISTRATIVE EXPENSES	4,840	4,652	6,065	9,311	7,583	8,117	8,663	9,219	9,279
AMORTIZATION OF LAND RIGHT	300	624	513	514	514	546	549	555	618
DEPRECIATION (F/L)	12,348	13,077	13,492	14,551	15,426	15,895	16,238	16,858	18,438
COMMUNITY DEVELOPMENT AROUND PLANT AREA EXPENSES	-	-	-	-	-	-	1,633	1,744	1,861
LEASE OF TREASURY DEPT'S LAND AND DAMS	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL EXPENSES	167,148	176,832	195,277	229,313	249,953	273,352	280,439	302,363	320,584

8.2.2
BASE CASE

Remarks :
Exchange Rate : 38 THB : USD
Tax rate : No tax
Tariff : Constant Wholesale tariff by voltage from 2004 onward / PEA subsidies already subtract from base tariff
Operating Expenses : Use CPI - X Methodology from Year 205 onwards

July 20, 2004
8.2.2 : New Plants are Combined Cycle (EGAT 50%)
State Enterprise (Fuel Price_Base Case)

ELECTRICITY GENERATING AUTHORITY OF THAILAND
FINANCIAL ANALYSIS
INCOME STATEMENT
(MILLION BAHT)

FISCAL YEAR (AD)	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
FISCAL YEAR (BE)	2544	2545	2546	2547	2548	2549	2550	2551	2552
	(Audited)	(Audited)	(Audited)						
OPERATING INCOME	17,924	30,269	35,124	26,835	26,321	24,018	39,172	39,804	45,663
OTHER REVENUES	2,690	1,469	1,728	1,007	960	1,058	1,387	1,398	1,553
REVENUES FROM INVESTMENT	-228	2,143	3,705	3,550	3,797	3,557	3,284	3,660	2,646
PROFIT FROM SELLING POWER PLANT/STOCK	2,204	648	437	-	-	-	-	-	-
NET INCOME BEFORE INTEREST	22,589	34,529	40,994	31,392	31,078	28,632	43,843	44,862	49,862
(GAINS)/LOSS FROM FOREIGN EXCHANGE	(2,189)	(4,286)	(8)	(134)	-	-	-	-	-
INTEREST ON LONG TERM DEBTS	10,833	9,684	8,547	8,411	8,100	7,291	6,221	6,013	6,478
EXTRAORDINARY EXPENSE	-	-	-	-	-	-	-	-	-
NET INCOME AFTER INTEREST	13,946	29,131	32,455	23,115	22,978	21,341	37,622	38,849	43,385
BONUS	814	1,749	2,454	1,865	1,847	1,732	3,215	3,283	3,797
PROFIT / (LOSS) BEFORE TAX	13,132	27,382	30,001	21,250	21,131	19,608	34,407	35,566	39,588
CORPORATE INCOME TAX	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PROFIT/(LOSS) (EGAT)	*13,132*	*27,382*	*30,001*	*21,250*	*21,131*	*19,608*	*34,407*	*35,566*	*39,588*

Remarks :

Exchange Rate	**: 38 THB : USD**
Tax rate	**: No tax**
Tariff	**: Constant Wholesale tariff by voltage from 2004 onward / PEA subsidies already subtract from base tariff**
Operating Expenses	**: Use CPI - X Methodology from Year 205 onwards**

July 20, 2004
8.2.2 : New Plants are Combined Cycle (EGAT 50%)
State Enterprise (Fuel Price_Base Case)

ELECTRICITY GENERATING AUTHORITY OF THAILAND
FINANCIAL ANALYSIS
STATEMENTS OF CHANGES IN FINANCIAL POSITION
(MILLION BAHT)

FISCAL YEAR (AD)	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
FISCAL YEAR (BE)	2544	2545	2546	2547	2548	2549	2550	2551	2552
	(Audited)	(Audited)	(Audited)						
SOURCES OF FUNDS									
NET INCOME BEFORE INTEREST AFTER BONUS AND TAX	23,964	37,066	38,548	29,661	29,231	26,899	40,628	41,579	46,065
Less PROFIT FROM SELLING POWER PLANT/STOCK	2,204	648	437	-	-	-	-	-	-
REVENUES FROM INVESTMENT	-228	2,143	3,705	3,550	3,797	3,557	3,284	3,660	2,646
Add ADJUSTMENT FOR ITEMS NOT INVOLVED									
THE MOVEMENT OF FUNDS	16,437	14,357	20,019	19,455	20,188	21,012	21,150	22,311	22,056
TOTAL GENERATED FROM OPERATIONS	38,426	48,632	54,425	45,566	45,622	44,355	58,494	60,229	65,475
OTHER SOURCES OF FUNDS									
SHORT TERM INVESTMENTS IN FIXED DEPOSITS	1,113	1,563	1,907	3,000	-	-	-	-	-
SURPLUS FROM CONTRIBUTION	81	6	-	-	-	-	-	-	-
DISPOSAL OF POWER PLANT/STOCK	32,628	18,716	7,563	-	-	-	-	-	-
CASH RECEIVED FOR CONNECTION COST FROM IPP	51	148	1,527	153	-	-	-	-	-
CONSUMER CONTRIBUTION	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DIVIDEND RECEIVED	401	987	1,803	1,375	1,420	1,542	1,423	1,314	1,464
PROVISION LIABILITIES FOR MINE RECLAMATION	49	-17	44	97	91	93	96	97	96
LOAN TO THE COOPERATIVE PROMOTION DEPARTMENT	-	14	1	-	-	-	-	-	-
ENERGY CONSERVATION FUND	-	-	-	8	-	-	-	-	-
DEBT REVOLVER	-	-	-	23,194	3,655	3,943	-11,312	-	-
LONG-TERM LOANS RECEIVED									
FOREIGN LOANS	4,952	2,711	515	3,707	3,557	8,089	21,771	30,027	38,564
BAHT LOANS	-	3,800	-	1,933	2,069	6,202	7,179	12,346	14,181
RE-FINANCING LOANS	3,000	5,554	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL LONG-TERM LOANS RECEIVED	7,952	12,065	515	5,641	5,626	14,292	28,950	42,373	52,745
TOTAL SOURCES OF FUNDS	80,703	82,114	67,784	79,033	56,414	64,224	77,652	104,013	119,780

Remarks :
Exchange Rate : 38 THB : USD
Tax rate : No tax
Tariff : Constant Wholesale tariff by voltage from 2004 onward / PEA subsidies already subtract from base tariff
Operating Expenses : Use CPI - X Methodology from Year 205 onwards

July 20, 2004
8.2.2 : New Plants are Combined Cycle (EGAT 50%)
State Enterprise (Fuel Price_Base Case)

ELECTRICITY GENERATING AUTHORITY OF THAILAND
FINANCIAL ANALYSIS
STATEMENTS OF CHANGES IN FINANCIAL POSITION (Cont.)
(MILLION BAHT)

FISCAL YEAR (AD)	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
FISCAL YEAR (BE)	2544	2545	2546	2547	2548	2549	2550	2551	2552
	(Audited)	(Audited)	(Audited)						
APPLICATION OF FUNDS									
NET SINKING FUND FOR REDEMP. NOTES & BONDS	9,208	-8,810	-1,529	4,567	6,486	2,590	2,873	1,306	-9,698
LOAN REPAYMENT	35,121	44,846	32,893	33,435	22,034	22,549	20,172	17,187	25,658
INTEREST	10,833	9,684	8,547	8,412	8,100	7,291	6,222	6,013	6,478
TOTAL DEBT SERVICE	45,953	54,530	41,440	41,846	30,135	29,841	26,393	23,200	32,136
CAPITAL EXPENDITURE	19,273	13,911	10,806	16,848	15,951	24,576	41,136	56,214	73,171
PROVIDENT FUND	-2	-1	-1	-	-	-	-	-	-
FINANCING LEASE	-	6	3	2	1	-	-	-	-
DEVELOPMENT EXPENDITURES	2,634	2,591	3,321	3,246	3,269	5,138	4,065	4,891	2,683
BONUS	-	-	-	-	-	-	-	-	-
REMITTANCE	16,620	7,470	9,555	10,540	7,329	7,210	6,764	12,516	12,776
DIVIDEND	-	-	-	-	-	-	-	-	-
INVESTMENT IN ASSOCIATED COMPANY	-	-	18	333	-	-	-	-	-
TOTAL APPLICATION OF FUNDS	93,686	69,697	63,612	77,383	63,172	69,355	81,231	98,128	111,067
INCREASE/(DECREASE) IN WORKING CAPITAL	*-12,984*	*12,418*	*4,172*	*1,651*	*-6,758*	*-5,130*	*-3,579*	*5,885*	*8,713*

Remarks :
Exchange Rate : 38 THB : USD
Tax rate : No tax
Tariff : Constant Wholesale tariff by voltage from 2004 onward / PEA subsidies already subtract from base tariff
Operating Expenses : Use CPI - X Methodology from Year 205 onwards

July 20, 2004

8.2.2 : New Plants are Combined Cycle (EGAT 50%)

State Enterprise (Fuel Price_Base Case)

ELECTRICITY GENERATING AUTHORITY OF THAILAND

FINANCIAL ANALYSIS

STATEMENTS OF CHANGES IN FINANCIAL POSITION (Cont.)

(MILLION BAHT)

FISCAL YEAR (AD)	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
FISCAL YEAR (BE)	2544 (Audited)	2545 (Audited)	2546 (Audited)	2547	2548	2549	2550	2551	2552
CASH AT THE BEGINNING OF YEAR	23,601	14,183	22,617	25,049	19,998	13,512	10,922	8,049	14,247
CASH AT THE END OF YEAR	14,183	22,617	25,049	19,998	13,512	10,922	8,049	14,247	23,034
INCREASE/(DECREASE) IN CASH	-9,417	8,434	2,432	-5,051	-6,486	-2,590	-2,873	6,198	8,787
INCREASE/(DECREASE) IN A/C RECEIVABLE	-2,545	2,319	8,021	6,531	3,077	4,551	3,685	3,982	3,509
INCREASE/(DECREASE) IN MATERIAL	510	-2,327	-1,674	-183	-93	353	315	304	30
(INCREASE)/DECREASE IN A/C PAYABLE	-4,628	4,950	-4,451	230	-3,514	-7,505	-4,408	-4,029	-3,071
(INCREASE)/DECREASE IN ACCRUED INTEREST	574	776	690	123	258	62	-299	-570	-542
IMPROVE ITEMS FOR WORKING CAPITAL	2,522	-1,734	-846	-	-	-	-	-	-
SUB TOTAL	-12,984	12,418	4,172	1,651	-6,758	-5,130	-3,579	5,885	8,713
3 YEAR AVERAGE INVESTMENT(EXCL.CONT.FOR DAM)	18,450	14,663	13,855	14,535	19,125	27,221	40,642	56,840	70,672
PAYMENTS INTO SINKING FUND (including interest)	11,735	6,999	9,493	15,493	15,663	11,360	8,873	7,806	7,122
REDEEMED BY SINKING FUND	-2,527	-15,810	-11,022	-10,926	-9,177	-8,770	-6,000	-6,500	-16,820
RE-FINANCING LOAN	3,000	5,554	-	-	-	-	-	-	-
(INCREASE)/DECREASE IN REPAY DUE NEXT YEAR	1,150	5,021	1,617	-848	-514	2,378	2,984	-8,471	8,269
INCREASE/(DECREASE) IN WORKING CAP. FOR SFR	-11,535	5,718	2,586	6,701	-272	-1,857	-814	-416	-84

Remarks :

Exchange Rate : **38 THB : USD**

Tax rate : **No tax**

Tariff : **Constant Wholesale tariff by voltage from 2004 onward / PEA subsidies already subtract from base tariff**

Operating Expenses : **Use CPI - X Methodology from Year 205 onwards**

July 20, 2004
8.2.2 : New Plants are Combined Cycle (EGAT 50%)
State Enterprise (Fuel Price_Base Case)

ELECTRICITY GENERATING AUTHORITY OF THAILAND
FINANCIAL ANALYSIS
BALANCE SHEET
(MILLION BAHT)

FISCAL YEAR (AD)	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
FISCAL YEAR (BE)	2544	2545	2546	2547	2548	2549	2550	2551	2552
State Enterprise (Fuel Price_Base Case)	(Audited)	(Audited)	(Audited)						
ASSETS									
FIXED ASSETS :-									
PROPERTY PLANT AND EQUIPMENT IN SERVICE	349,368	362,730	372,904	405,410	426,760	450,665	469,154	499,233	558,940
Less ACCUMULATED DEPRECIATION	130,535	143,078	156,212	171,070	186,825	203,112	219,752	236,987	255,805
NET FIXED ASSETS	218,834	219,652	216,693	234,340	239,934	247,554	249,402	262,246	303,134
Add WORK UNDER CONSTRUCTION	64,779	43,605	32,849	17,172	11,775	11,631	34,213	60,188	72,075
TOTAL FIXED ASSETS	283,613	263,256	249,542	251,513	251,709	259,185	283,615	322,434	375,210
INTANGIBLE ASSETS :-									
DEFERRED EXPENDITURES	21,476	19,789	19,111	17,569	16,194	16,526	16,043	15,911	16,732
ROYALTY ON REAL PROPERTY SERVICE	298	292	285	279	273	266	260	253	247
NET INTANGIBLE ASSETS	21,773	20,081	19,396	17,848	16,467	16,792	16,303	16,165	16,979
OTHER ASSETS:-									
SINKING FUND FOR REDEMPTION OF NOTES	25,775	16,964	15,435	20,002	26,488	29,078	31,951	33,257	23,559
INVESTMENT IN ASSOCIATED COMPANY	8,510	9,664	11,708	14,216	16,593	18,607	20,469	22,815	23,998
LOAN TO THE COOPERATIVE PROMOTION DEPARTMENT	35	20	20	20	20	20	20	20	20
	34,320	26,648	27,163	34,238	43,101	47,705	52,439	56,092	47,576
CURRENT ASSETS:-									
MATERIALS, SUPPLIES AND FUEL	7,946	5,619	3,945	3,762	3,669	4,706	4,913	5,114	5,134
A/C RECEIVABLE	32,482	34,801	42,822	49,353	52,430	56,981	60,666	64,648	68,157
CASH - BANK	14,183	22,617	25,049	19,998	13,512	10,922	8,049	14,247	23,034
BANK FIXED DEPOSIT	10,551	8,987	7,080	4,080	4,080	4,080	4,080	4,080	4,080
	65,162	72,024	78,896	77,193	73,692	76,689	77,709	88,089	100,405
TOTAL ASSETS	404,868	382,009	374,997	380,791	384,968	400,371	430,066	482,780	540,170

Remarks :
Exchange Rate : 38 THB : USD
Tax rate : No tax
Tariff : Constant Wholesale tariff by voltage from 2004 onward / PEA subsidies already subtract from base tariff
Operating Expenses : Use CPI - X Methodology from Year 205 onwards

July 20, 2004
8.2.2 : New Plants are Combined Cycle (EGAT 50%)
State Enterprise (Fuel Price_Base Case)

ELECTRICITY GENERATING AUTHORITY OF THAILAND
FINANCIAL ANALYSIS
BALANCE SHEET (Cont.)
(MILLION BAHT)

FISCAL YEAR (AD)	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
FISCAL YEAR (BE)	2544	2545	2546	2547	2548	2549	2550	2551	2552
	(Audited)	(Audited)	(Audited)						
LIABILITIES AND EQUITY									
EQUITY									
CAPITAL CONTRIBUTION :-									
GOVERNMENT OF THAILAND	9,766	9,703	9,641	9,579	9,516	9,454	9,392	9,329	9,267
SURPLUS FROM CONTRIBUTIONS	3,349	3,355	3,355	3,355	3,355	3,355	3,355	3,355	3,355
SUB TOTAL OF CAPITAL CONTRIBUTION	13,115	13,058	12,996	12,934	12,871	12,809	12,747	12,684	12,622
RETAINED EARNINGS :-									
RETAINED EARNINGS	114,910	132,773	152,381	166,302	180,224	193,068	214,959	237,749	262,565
REVALUATION RESERVE	-	-	-	-	-	-	-	-	-
WELFARE FUND	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SUB TOTAL OF RETAINED EARNINGS	114,910	132,773	152,381	166,302	180,224	193,068	214,959	237,749	262,565
TOTAL EQUITY	128,025	145,831	165,377	179,236	193,095	205,877	227,706	250,433	275,187

Remarks :
Exchange Rate : 38 THB : USD
Tax rate : No tax
Tariff : Constant Wholesale tariff by voltage from 2004 onward / PEA subsidies already subtract from base tariff
Operating Expenses : Use CPI - X Methodology from Year 205 onwards

July 20, 2004
8.2.2 : New Plants are Combined Cycle (EGAT 50%)
State Enterprise (Fuel Price_Base Case)

ELECTRICITY GENERATING AUTHORITY OF THAILAND
FINANCIAL ANALYSIS
BALANCE SHEET (Cont.)
(MILLION BAHT)

FISCAL YEAR (AD)	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
FISCAL YEAR (BE)	2544	2545	2546	2547	2548	2549	2550	2551	2552
	(Audited)	(Audited)	(Audited)						
LIABILITIES									
LONG TERM LIABILITIES :-									
TOTAL AMOUNTS OUTSTANDING	211,547	182,293	149,572	121,775	110,004	107,116	122,053	150,552	177,638
Less CURRENT PORTION OF LONG TERM DEBT	27,826	22,804	21,187	22,035	22,549	20,172	17,187	25,658	17,389
NET LONG TERM DEBTS	183,722	159,489	128,385	99,740	87,455	86,944	104,866	124,893	160,249
DEBT REVOLVER	-	-	-	23,194	22,210	20,783	3,313	-	-
OTHER LIABILITIES :-									
DEFERRED INTEREST ON LONG TERM DEBTS	8	8	8	7	7	7	6	6	6
DEFERRED CONTRIBUTION	2,058	2,151	3,524	3,530	3,375	3,220	3,065	2,910	2,755
PROVIDENT FUND	23	24	24	24	24	24	24	24	24
PROVISION LIABILITIES FOR MINE RECLAMATION	1,462	1,445	1,489	1,586	1,677	1,770	1,866	1,963	2,060
	3,551	3,628	5,044	5,147	5,083	5,021	4,962	4,904	4,845
CURRENT LIABILITIES :-									
A/C PAYABLE AND ACCRUED EXPENSES	57,694	46,982	52,419	48,977	52,373	59,432	69,592	73,881	78,947
CURRENT PORTION OF LONG TERM DEBT	27,826	22,804	21,187	22,035	22,549	20,172	17,187	25,658	17,389
ACCRUED INTEREST ON LONG - TERM DEBT	4,051	3,275	2,585	2,462	2,204	2,142	2,441	3,011	3,553
	89,570	73,061	76,190	73,474	77,126	81,746	89,220	102,550	99,889
TOTAL LIABILITIES AND EQUITY	404,868	382,009	374,997	380,791	384,968	400,371	430,066	482,780	540,170

Remarks :
Exchange Rate : 38 THB : USD
Tax rate : No tax
Tariff : Constant Wholesale tariff by voltage from 2004 onward / PEA subsidies already subtract from base tariff
Operating Expenses : Use CPI - X Methodology from Year 205 onwards

July 20, 2004
8.2.2 : New Plants are Combined Cycle (EGAT 50%)
State Enterprise (Fuel Price_Base Case)

ELECTRICITY GENERATING AUTHORITY OF THAILAND
FINANCIAL ANALYSIS
FINANCIAL RATIO
(MILLION BAHT)

FISCAL YEAR (AD)	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
FISCAL YEAR (BE)	2544	2545	2546	2547	2548	2549	2550	2551	2552
	(Audited)	(Audited)	(Audited)						
RATIO :									
(1) RETURN ON AVERAGE TOTAL ASSETS (%)	*3.13*	*6.96*	*7.93*	*5.62*	*5.52*	*4.99*	*8.29*	*7.79*	*7.74*
(2) RETURN ON EQUITY (%)	*10.49*	*20.00*	*19.28*	*12.33*	*11.35*	*9.83*	*15.87*	*14.88*	*15.06*
(3) RETURN ON INVESTED CAPITAL (%)	*3.44*	*6.40*	*7.92*	*6.30*	*6.14*	*5.46*	*8.68*	*8.16*	*8.45*
(4) % SELF FINANCING RATIO (%)	*3.45*	*26.07*	*82.90*	*-50.22*	*0.50*	*10.93*	*50.78*	*35.27*	*41.21*
(5) DEBT SERVICE COVERAGE (Time)	*0.66*	*1.31*	*1.47*	*0.98*	*1.00*	*1.03*	*1.68*	*1.80*	*2.29*
(6) D : E ratio (Debt is Total Debt)	*2.16*	*1.62*	*1.27*	*1.12*	*0.99*	*0.94*	*0.89*	*0.93*	*0.96*

MEMO

FILE	*Case PDP 2004 (CC)*
BASE ON	*Case present Board 4 May 04 base on Case มีนา.(ปรับ)adj budget 1 april*
BUDGET	*2003_Audited, 2004-2005_Budget April 07,04 (Except fuel expenses, power purchase/ 2005 capex include new project / Sinking funds)*
RUN DATE	*July 20, 2004*

Remarks :

Exchange Rate	**: 38 THB : USD**
Tax rate	**: No tax**
Tariff	**: Constant Wholesale tariff by voltage from 2004 onward / PEA subsidies already subtract from base tariff**
Operating Expenses	**: Use CPI - X Methodology from Year 205 onwards**

ELECTRICITY GENERATING AUTHORITY OF THAILAND
FINANCIAL ANALYSIS
FINANCIAL RATIO

July 20, 2004
8.2.2 : New Plants are Combined Cycle (EGAT 50%)
State Enterprise (Fuel Price_Base Case)

FISCAL YEAR (AD) / FISCAL YEAR (BE)		2001 2544 (Audited)	2002 2545 (Audited)	2003 2546 (Audited)	2004 2547	2005 2548	2006 2549	2007 2550	2008 2551	2009 2552
RETURN ON TOTAL ASSETS										
NET PROFIT / (LOSS)	[1]	13,132	27,382	30,001	21,250	21,131	19,608	34,407	35,566	39,588
TOTAL ASSETS	[2]	404,868	382,009	374,997	380,791	384,968	400,371	430,066	482,780	540,170
AVERAGE TOTAL ASSETS	[3]	419,488	393,439	378,503	377,894	382,880	392,670	415,218	456,423	511,475
	[1] / [2]	3.24%	7.17%	8.00%	5.58%	5.49%	4.90%	8.00%	7.37%	7.33%
	[1] / [3]	3.13%	6.96%	7.93%	5.62%	5.52%	4.99%	8.29%	7.79%	7.74%
RETURN ON EQUITY										
NET PROFIT / (LOSS)	[1]	13,132	27,382	30,001	21,250	21,131	19,608	34,407	35,566	39,588
EQUITY		128,025	145,831	165,377	179,236	193,095	205,877	227,706	250,433	275,187
AVERAGE EQUITY	[2]	125,172	136,928	155,604	172,307	186,165	199,486	216,791	239,069	262,810
	[1] / [2]	10.49%	20.00%	19.28%	12.33%	11.35%	9.83%	15.87%	14.88%	15.06%
RETURN ON INVESTED CAPITAL										
NET OPERATING PROFIT AFTER TAX	[1]	10,887	19,388	22,846	17,761	17,376	15,720	25,934	26,353	30,365
INVESTED CAPITAL		311,836	294,507	282,537	281,441	284,597	290,754	307,094	338,446	380,588
AVERAGE INVESTED CAPITAL	[2]	316,082	303,172	288,522	281,989	283,019	287,676	298,924	322,770	359,517
	[1] / [2]	3.44%	6.40%	7.92%	6.30%	6.14%	5.46%	8.68%	8.16%	8.45%

Remarks :
Exchange Rate : **38 THB : USD**
Tax rate : **No tax**
Tariff : **Constant Wholesale tariff by voltage from 2004 onward / PEA subsidies already subtract from base tariff**
Operating Expenses : **Use CPI - X Methodology from Year 205 onwards**

ELECTRICITY GENERATING AUTHORITY OF THAILAND

July 20, 2004

FINANCIAL ANALYSIS

8.2.2 : New Plants are Combined Cycle (EGAT 50%)

FINANCIAL RATIO

State Enterprise (Fuel Price_Base Case)

FISCAL YEAR (AD)		2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
FISCAL YEAR (BE)		2544	2545	2546	2547	2548	2549	2550	2551	2552
		(Audited)	(Audited)	(Audited)						
SELF FINANCING RATIO										
OPERATING INCOME		17,924	30,269	35,124	26,835	26,321	24,018	39,172	39,804	45,663
Less BONUS		814	1,749	2,454	1,865	1,847	1,732	3,215	3,283	3,797
Add OTHER REVENUES		2,690	1,469	1,728	1,007	960	1,058	1,387	1,398	1,553
DEPRECIATION (P/L)		12,348	13,077	13,492	14,551	15,426	15,895	16,238	16,858	18,438
INTEREST ON LONG TERM DEBTS (MINE)		-	-	-	-	-	-	-	-	-
LOSS ON FOREIGN EXCHANGE (MINE&OTHER)		713	-304	-315	134	-	-	-	-	-
WRITTEN OFF DEFERRED LIGNITE MINE DEVEL.		3,896	4,211	4,564	4,294	4,130	5,074	4,065	4,628	2,819
AMOUNT WRITTEN OFF & OTHER HEADINGS		1,179	1,659	2,286	610	632	43	847	825	799
Less CORPORATE INCOME TAX		-	-	-	-	-	-	-	-	-
		37,936	**48,632**	**54,425**	**45,566**	**45,622**	**44,355**	**58,494**	**60,229**	**65,475**
Add RE-FINANCING LOAN		3,000	5,554	-	-	-	-	-	-	-
DIVIDEND RECEIVED		401	987	1,803	1,375	1,420	1,542	1,423	1,314	1,464
CONSUMER CONTRIBUTION		-	-	-	-	-	-	-	-	-
PROFIT FROM SELLING STOCK		2,204	648	437	-	-	-	-	-	-
PROFIT FROM SELLING ASSETS		-								
Less REPAYMENT		15,145	35,346	22,681	20,442	22,034	22,549	20,172	17,187	25,658
INTEREST		10,833	9,684	8,547	8,411	8,100	7,291	6,221	6,013	6,478
NET SINKING FUND FOR REDEMP.NOTES & BONDS		9,208	-8,810	-1,529	4,567	6,486	2,590	2,873	1,306	-9,698
LIGNITE MINE DEVELOPMENT EXPENDITURES		2,634	2,591	3,321	3,246	3,269	5,138	4,065	4,891	2,683
INVESTMENT IN ASSOCIATED COMPANY		-	-	18	333	-	-	-	-	-
REMITTANCE		16,620	7,470	9,555	10,540	7,329	7,210	6,764	12,516	12,776
DIVIDEND		-	-	-	-	-	-	-	-	-
INCREASE/(DECREASE) IN WORKING CAP. FOR SFR		-11,535	5,718	2,586	6,701	-272	-1,857	-814	-416	-84
	[1]	**636**	**3,822**	**11,486**	**-7,300**	**95**	**2,976**	**20,637**	**20,046**	**29,126**
3 YEAR AVERAGE INVESTMENT (EXCL.CONT.FOR DAM)	[2]	**18,450**	**14,663**	**13,855**	**14,535**	**19,125**	**27,221**	**40,642**	**56,840**	**70,672**
IBRD FORMULA	[1] / [2]	3.45%	26.07%	82.90%	-50.21%	0.50%	10.93%	50.78%	35.27%	41.21%

Remarks :

Exchange Rate : **38 THB : USD**

Tax rate : **No tax**

Tariff : **Constant Wholesale tariff by voltage from 2004 onward / PEA subsidies already subtract from base tariff**

Operating Expenses : **Use CPI - X Methodology from Year 205 onwards**

ELECTRICITY GENERATING AUTHORITY OF THAILAND
FINANCIAL ANALYSIS
FINANCIAL RATIO

July 20, 2004
8.2.2 : New Plants are Combined Cycle (EGAT 50%)
State Enterprise (Fuel Price_Base Case)

FISCAL YEAR (AD) / FISCAL YEAR (BE)		2001 2544 (Audited)	2002 2545 (Audited)	2003 2546 (Audited)	2004 2547	2005 2548	2006 2549	2007 2550	2008 2551	2009 2552
DEBT SERVICE COVERAGE RATIO										
TOTAL GENERATED FROM OPERATIONS		37,936	48,632	54,425	45,566	45,622	44,355	58,494	60,229	65,475
Add DIVIDEND RECEIVED		401	987	1,803	1,375	1,420	1,542	1,423	1,314	1,464
CONSUMER CONTRIBUTION		-	-	-	-	-	-	-	-	-
PROFIT RECEIVED FROM SELLING STOCK		2,204	648	437	-	-	-	-	-	-
Less LIGNITE MINE DEVELOPMENT EXPENDITURES		2,634	2,591	3,321	3,246	3,269	5,138	4,065	4,891	2,683
INVESTMENT IN ASSOCIATED COMPANY		-	-	18	333	-	-	-	-	-
REMITTANCE		16,620	7,470	9,555	10,540	7,329	7,210	6,764	12,516	12,776
	[1]	21,287	40,206	43,771	32,822	36,444	33,549	49,088	44,136	51,480
DEBT SERVICE (EXCLUDED DEFER.)		25,978	45,030	31,228	28,853	30,134	29,840	26,393	23,200	32,136
Add TRANSFER TO SINKING FUND FOR REDEMPTION		11,735	6,999	9,493	15,493	15,663	11,360	8,873	7,806	7,122
Less TRANSFER FROM SINKING FUND FOR REDEMPTION		2,527	15,810	11,022	10,926	9,177	8,770	6,000	6,500	16,820
RE-FINANCING LOAN		3,000	5,554	-	-	-	-	-	-	-
	[2]	32,185	30,666	29,699	33,421	36,621	32,430	29,265	24,506	22,438
IBRD FORMULA	[1] / [2]	0.66	1.31	1.47	0.98	1.00	1.03	1.68	1.80	2.29

Remarks :
Exchange Rate : 38 THB : USD
Tax rate : No tax
Tariff : Constant Wholesale tariff by voltage from 2004 onward / PEA subsidies already subtract from base tariff
Operating Expenses : Use CPI - X Methodology from Year 205 onwards

ELECTRICITY GENERATING AUTHORITY OF THAILAND

July 20, 2004

FINANCIAL ANALYSIS

8.2.2 : New Plants are Combined Cycle (EGAT 50%)

FINANCIAL RATIO

State Enterprise (Fuel Price_Base Case)

FISCAL YEAR (AD)		2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
FISCAL YEAR (BE)		2544 (Audited)	2545 (Audited)	2546 (Audited)	2547	2548	2549	2550	2551	2552
DEBT / EQUITY										
TOTAL INTEREST-BEARING LIABILITIES	[1]	211,547	182,293	149,572	144,969	132,214	127,899	125,366	150,552	160,249
TOTAL DEBT (LONG TERM DEBTS + OTHER LIABILITIES + CURRENT LIABILITIES)	[2]	276,843	236,178	209,619	201,555	191,873	194,494	202,360	232,347	264,983
EQUITY	[3]	128,025	145,831	165,377	179,236	193,095	205,877	227,706	250,433	275,187
REVALUATION RESERVE		87,884	82,550	72,093	73,094	73,398	72,998	70,038	66,736	62,117
EQUITY REVALUATION	[4]	215,909	228,381	237,470	252,330	266,493	278,875	297,744	317,169	337,304
TOTAL INTEREST-BEARING LIABILITIES / EQUITY	[1] / [3]	1.65	1.25	0.90	0.81	0.68	0.62	0.55	0.60	0.58
TOTAL INTEREST-BEARING LIABILITIES (%)		62	56	47	45	41	38	36	38	37
EQUITY (%)		38	44	53	55	59	62	64	62	63
TOTAL DEBT / EQUITY	[2] / [3]	2.16	1.62	1.27	1.12	0.99	0.94	0.89	0.93	0.96
DEBT (%)		68	62	56	53	50	49	47	48	49
EQUITY (%)		32	38	44	47	50	51	53	52	51

Remarks :

Exchange Rate : **38 THB : USD**

Tax rate : **No tax**

Tariff : **Constant Wholesale tariff by voltage from 2004 onward / PEA subsidies already subtract from base tariff**

Operating Expenses : **Use CPI - X Methodology from Year 205 onwards**

8.2.2

HIGH CASE

July 20, 2004

8.2.2 : New Plants are Combined Cycle (EGAT 50%)

State Enterprise (Fuel Price_High Case)

ELECTRICITY GENERATING AUTHORITY OF THAILAND
FINANCIAL ANALYSIS
INCOME STATEMENT
(MILLION BAHT)

FISCAL YEAR (AD)	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
FISCAL YEAR (BE)	2544	2545	2546	2547	2548	2549	2550	2551	2552
	(Audited)	(Audited)	(Audited)						
ENERGY GENERATION REQUIREMENT (GWh)	103,166	108,389	116,743	126,510	136,784	147,658	158,212	169,280	180,942
ENERGY SALES (GWh)	97,413	102,486	110,676	119,723	129,282	139,314	149,907	160,655	171,961
AVERAGE BASED TARIFF (B/kWh)	1.6408	1.7665	1.7534	1.7280	1.7254	1.7229	1.7203	1.7180	1.7180
REVENUE FROM AVERAGE TARIFF	159,839	181,036	194,059	206,882	223,063	240,017	257,885	276,006	295,429
* ADJUSTMENT FACTOR (B/kWh)	0.2603	0.2553	0.3290	0.4115	0.4116	0.4117	0.4118	0.4118	0.4118
WHOLESALE RATE (B/kWh)	1.9011	2.0217	2.0824	2.1395	2.1370	2.1345	2.1321	2.1298	2.1298
* ADJ. FOR A/C RECEIVABLE FROM FT FIXED (B/kWh)					-	-	-	-	-
WHOLESALE RATE + ADJ. FOR A/C RECEIVABLE FROM FT FIX (B/kWh)	1.9011	2.0217	2.0824	2.1395	2.1370	2.1345	2.1321	2.1298	2.1298
Plus REVENUE FROM FUEL ADJUSTMENT FACTOR	25,355	26,162	36,414	49,265	53,211	57,353	61,727	66,161	70,817
Less SOCIAL CONTRIBUTION	122	97	72	-	-	-	-	-	-
TOTAL REVENUE	185,072	207,101	230,401	256,148	276,274	297,370	319,611	342,167	366,246
FUEL EXPENSES	53,729	52,585	50,485	65,829	88,482	112,230	82,497	82,142	87,210
OPERATING EXPENSES:-									
OPERATING EXPENSES	9,038	9,358	8,709	10,797	10,211	10,891	11,581	12,281	12,321
TRANSMISSION EXPENSES	2,495	2,680	3,274	3,069	3,446	3,723	4,009	4,304	4,367
POWER PURCHASE	84,397	93,855	112,740	126,728	140,054	143,616	170,605	189,554	200,644
ADMINISTRATIVE EXPENSES	4,840	4,652	6,065	9,311	7,583	8,117	8,663	9,219	9,279
AMORTIZATION OF LAND RIGHT	300	624	513	514	514	546	549	555	618
DEPRECIATION (P/L)	12,348	13,077	13,492	14,551	15,426	15,895	16,238	16,858	18,438
COMMUNITY DEVELOPMENT AROUND PLANT AREA EXPENSES	-	-	-	-	-	-	1,633	1,744	1,861
LEASE OF TREASURY DEPT'S LAND AND DAMS	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL EXPENSES	167,148	176,832	195,277	230,799	265,715	295,018	295,775	316,658	334,738

8.2.2
HIGH CASE

Remarks :

Exchange Rate : 38 THB : USD

Tax rate : No tax

Tariff : Constant Wholesale tariff by voltage from 2004 onward / PEA subsidies already subtract from base tariff

Operating Expenses : Use CPI - X Methodology from Year 2005 onwards

July 20, 2004
8.2.2 : New Plants are Combined Cycle (EGAT 50%)
State Enterprise (Fuel Price_High Case)

ELECTRICITY GENERATING AUTHORITY OF THAILAND
FINANCIAL ANALYSIS
INCOME STATEMENT
(MILLION BAHT)

FISCAL YEAR (AD)	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
FISCAL YEAR (BE)	2544	2545	2546	2547	2548	2549	2550	2551	2552
	(Audited)	(Audited)	(Audited)						
OPERATING INCOME	17,924	30,269	35,124	25,349	10,559	2,352	23,836	25,509	31,508
OTHER REVENUES	2,690	1,469	1,728	1,007	960	950	1,325	1,344	1,375
REVENUES FROM INVESTMENT	-228	2,143	3,705	3,550	3,797	3,557	3,284	3,660	2,646
PROFIT FROM SELLING POWER PLANT/STOCK	2,204	648	437	-	-	-	-	-	-
NET INCOME BEFORE INTEREST	22,589	34,529	40,994	29,906	15,316	6,858	28,446	30,513	35,530
(GAINS)/LOSS FROM FOREIGN EXCHANGE	(2,189)	(4,286)	(8)	(134)	-	-	-	-	-
INTEREST ON LONG TERM DEBTS	10,833	9,684	8,547	8,465	8,686	8,893	8,712	8,925	9,847
EXTRAORDINARY EXPENSE	-	-	-	-	-	-	-	-	-
NET INCOME AFTER INTEREST	13,946	29,131	32,455	21,575	6,629	-2,035	19,733	21,588	25,683
BONUS	814	1,749	2,454	1,726	373	-	1,603	1,729	2,202
PROFIT / (LOSS) BEFORE TAX	13,132	27,382	30,001	19,849	6,256	-2,035	18,130	19,859	23,481
CORPORATE INCOME TAX	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PROFIT/(LOSS) (EGAT)	*13,132*	*27,382*	*30,001*	*19,849*	*6,256*	*-2,035*	*18,130*	*19,859*	*23,481*

Remarks :

Exchange Rate	: 38 THB : USD
Tax rate	: No tax
Tariff	: Constant Wholesale tariff by voltage from 2004 onward / PEA subsidies already subtract from base tariff
Operating Expenses	: Use CPI - X Methodology from Year 2005 onwards

July 20, 2004

8.2.2 : New Plants are Combined Cycle (EGAT 50%)

State Enterprise (Fuel Price_High Case)

ELECTRICITY GENERATING AUTHORITY OF THAILAND
FINANCIAL ANALYSIS
STATEMENTS OF CHANGES IN FINANCIAL POSITION
(MILLION BAHT)

FISCAL YEAR (AD)	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
FISCAL YEAR (BE)	2544	2545	2546	2547	2548	2549	2550	2551	2552
	(Audited)	(Audited)	(Audited)						
SOURCES OF FUNDS									
NET INCOME BEFORE INTEREST AFTER BONUS AND TAX	23,964	37,066	38,548	28,314	14,943	6,858	26,842	28,785	33,328
Less PROFIT FROM SELLING POWER PLANT/STOCK	2,204	648	437	-	-	-	-	-	-
REVENUES FROM INVESTMENT	-228	2,143	3,705	3,550	3,797	3,557	3,284	3,660	2,646
Add ADJUSTMENT FOR ITEMS NOT INVOLVED									
THE MOVEMENT OF FUNDS	16,437	14,357	20,019	19,455	20,188	21,012	21,150	22,311	22,056
TOTAL GENERATED FROM OPERATIONS	38,426	48,632	54,425	44,218	31,333	24,314	44,708	47,435	52,737
OTHER SOURCES OF FUNDS									
SHORT TERM INVESTMENTS IN FIXED DEPOSITS	1,113	1,563	1,907	3,000	-	-	-	-	-
SURPLUS FROM CONTRIBUTION	81	6	-	-	-	-	-	-	-
DISPOSAL OF POWER PLANT/STOCK	32,628	18,716	7,563	-	-	-	-	-	-
CASH RECEIVED FOR CONNECTION COST FROM IPP	51	148	1,527	153	-	-	-	-	-
CONSUMER CONTRIBUTION	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DIVIDEND RECEIVED	401	987	1,803	1,375	1,420	1,542	1,423	1,314	1,464
PROVISION LIABILITIES FOR MINE RECLAMATION	49	-17	44	97	91	93	96	97	96
LOAN TO THE COOPERATIVE PROMOTION DEPARTMENT	-	14	1	-	-	-	-	-	-
ENERGY CONSERVATION FUND	-	-	-	8	-	-	-	-	-
DEBT REVOLVER	-	-	-	24,734	17,633	22,409	5,511	12,760	27,638
LONG-TERM LOANS RECEIVED									
FOREIGN LOANS	4,952	2,711	515	3,707	3,557	8,089	21,771	30,027	38,564
BAHT LOANS	-	3,800	-	1,933	2,069	6,202	7,179	12,346	14,181
RE-FINANCING LOANS	3,000	5,554	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL LONG-TERM LOANS RECEIVED	7,952	12,065	515	5,641	5,626	14,292	28,950	42,373	52,745
TOTAL SOURCES OF FUNDS	80,703	82,114	67,784	79,226	56,104	62,650	80,689	103,978	134,681

Remarks :

Exchange Rate : 38 THB : USD

Tax rate : No tax

Tariff : Constant Wholesale tariff by voltage from 2004 onward / PEA subsidies already subtract from base tariff

Operating Expenses : Use CPI - X Methodology from Year 2005 onwards

July 20, 2004
8.2.2 : New Plants are Combined Cycle (EGAT 50%)
State Enterprise (Fuel Price_High Case)

ELECTRICITY GENERATING AUTHORITY OF THAILAND
FINANCIAL ANALYSIS
STATEMENTS OF CHANGES IN FINANCIAL POSITION (Cont.)
(MILLION BAHT)

FISCAL YEAR (AD)	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
FISCAL YEAR (BE)	2544 (Audited)	2545 (Audited)	2546 (Audited)	2547	2548	2549	2550	2551	2552
APPLICATION OF FUNDS									
NET SINKING FUND FOR REDEMP. NOTES & BONDS	9,208	-8,810	-1,529	4,567	6,486	2,590	2,873	1,306	-9,698
LOAN REPAYMENT	35,121	44,846	32,893	33,435	22,342	25,653	26,969	27,932	42,268
INTEREST	10,833	9,684	8,547	8,466	8,687	8,894	8,713	8,926	9,847
TOTAL DEBT SERVICE	45,953	54,530	41,440	41,900	31,029	34,547	35,681	36,858	52,115
CAPITAL EXPENDITURE	19,273	13,911	10,806	16,848	15,951	24,576	41,136	56,214	73,171
PROVIDENT FUND	-2	-1	-1	-	-	-	-	-	-
FINANCING LEASE	-	6	3	2	1	-	-	-	-
DEVELOPMENT EXPENDITURES	2,634	2,591	3,321	3,246	3,269	5,138	4,065	4,891	2,683
BONUS	-	-	-	-	-	-	-	-	-
REMITTANCE	16,620	7,470	9,555	10,540	6,790	1,488	-	6,255	6,734
DIVIDEND	-	-	-	-	-	-	-	-	-
INVESTMENT IN ASSOCIATED COMPANY	-	-	18	333	-	-	-	-	-
TOTAL APPLICATION OF FUNDS	93,686	69,697	63,612	77,437	63,527	68,339	83,755	105,524	125,004
INCREASE/(DECREASE) IN WORKING CAPITAL	*-12,984*	*12,418*	*4,172*	*1,789*	*-7,423*	*-5,689*	*-3,066*	*-1,546*	*9,677*

Remarks :
Exchange Rate : 38 THB : USD
Tax rate : No tax
Tariff : Constant Wholesale tariff by voltage from 2004 onward / PEA subsidies already subtract from base tariff
Operating Expenses : Use CPI - X Methodology from Year 2005 onwards

July 20, 2004

8.2.2 : New Plants are Combined Cycle (EGAT 50%)

State Enterprise (Fuel Price_High Case)

ELECTRICITY GENERATING AUTHORITY OF THAILAND
FINANCIAL ANALYSIS
STATEMENTS OF CHANGES IN FINANCIAL POSITION (Cont.)
(MILLION BAHT)

FISCAL YEAR (AD)	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
FISCAL YEAR (BE)	2544	2545	2546	2547	2548	2549	2550	2551	2552
	(Audited)	(Audited)	(Audited)						
CASH AT THE BEGINNING OF YEAR	23,601	14,183	22,617	25,049	19,998	13,512	10,922	8,049	6,743
CASH AT THE END OF YEAR	14,183	22,617	25,049	19,998	13,512	10,922	8,049	6,743	16,441
INCREASE/(DECREASE) IN CASH	-9,417	8,434	2,432	-5,051	-6,486	-2,590	-2,873	-1,306	9,698
INCREASE/(DECREASE) IN A/C RECEIVABLE	-2,545	2,319	8,021	6,531	3,077	4,551	3,685	3,982	3,509
INCREASE/(DECREASE) IN MATERIAL	510	-2,327	-1,674	-183	-93	353	315	304	30
(INCREASE)/DECREASE IN A/C PAYABLE	-4,628	4,950	-4,451	369	-4,179	-8,064	-3,895	-3,955	-3,019
(INCREASE)/DECREASE IN ACCRUED INTEREST	574	776	690	123	258	62	-299	-570	-542
IMPROVE ITEMS FOR WORKING CAPITAL	2,522	-1,734	-846	-	-	-	-	-	-
SUB TOTAL	-12,984	12,418	4,172	1,789	-7,423	-5,689	-3,066	-1,546	9,677
3 YEAR AVERAGE INVESTMENT(EXCL.CONT.FOR DAM)	18,450	14,663	13,855	14,535	19,125	27,221	40,642	56,840	70,672
PAYMENTS INTO SINKING FUND (including interest)	11,735	6,999	9,493	15,493	15,663	11,360	8,873	7,806	7,122
REDEEMED BY SINKING FUND	-2,527	-15,810	-11,022	-10,926	-9,177	-8,770	-6,000	-6,500	-16,820
RE-FINANCING LOAN	3,000	5,554	-	-	-	-	-	-	-
(INCREASE)/DECREASE IN REPAY DUE NEXT YEAR	1,150	5,021	1,617	-1,156	-3,310	-1,316	-963	-14,336	7,689
INCREASE/(DECREASE) IN WORKING CAP. FOR SFR	-11,535	5,718	2,586	6,840	-937	-2,416	-301	-343	-32

Remarks :

Exchange Rate	**: 38 THB : USD**
Tax rate	**: No tax**
Tariff	**: Constant Wholesale tariff by voltage from 2004 onward / PEA subsidies already subtract from base tariff**
Operating Expenses	**: Use CPI - X Methodology from Year 2005 onwards**

July 20, 2004
8.2.2 : New Plants are Combined Cycle (EGAT 50%)
State Enterprise (Fuel Price_High Case)

ELECTRICITY GENERATING AUTHORITY OF THAILAND
FINANCIAL ANALYSIS
BALANCE SHEET
(MILLION BAHT)

FISCAL YEAR (AD)	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
FISCAL YEAR (BE)	2544	2545	2546	2547	2548	2549	2550	2551	2552
State Enterprise (Fuel Price_High Case)	(Audited)	(Audited)	(Audited)						
ASSETS									
FIXED ASSETS :-									
PROPERTY PLANT AND EQUIPMENT IN SERVICE	349,368	362,730	372,904	405,410	426,760	450,665	469,154	499,233	558,940
Less ACCUMULATED DEPRECIATION	130,535	143,078	156,212	171,070	186,825	203,112	219,752	236,987	255,805
NET FIXED ASSETS	218,834	219,652	216,693	234,340	239,934	247,554	249,402	262,246	303,134
Add WORK UNDER CONSTRUCTION	64,779	43,605	32,849	17,172	11,775	11,631	34,213	60,188	72,075
TOTAL FIXED ASSETS	283,613	263,256	249,542	251,513	251,709	259,185	283,615	322,434	375,210
INTANGIBLE ASSETS :-									
DEFERRED EXPENDITURES	21,476	19,789	19,111	17,569	16,194	16,526	16,043	15,911	16,732
ROYALTY ON REAL PROPERTY SERVICE	298	292	285	279	273	266	260	253	247
NET INTANGIBLE ASSETS	21,773	20,081	19,396	17,848	16,467	16,792	16,303	16,165	16,979
OTHER ASSETS:-									
SINKING FUND FOR REDEMPTION OF NOTES	25,775	16,964	15,435	20,002	26,488	29,078	31,951	33,257	23,559
INVESTMENT IN ASSOCIATED COMPANY	8,510	9,664	11,708	14,216	16,593	18,607	20,469	22,815	23,998
LOAN TO THE COOPERATIVE PROMOTION DEPARTMENT	35	20	20	20	20	20	20	20	20
	34,320	26,648	27,163	34,238	43,101	47,705	52,439	56,092	47,576
CURRENT ASSETS:-									
MATERIALS, SUPPLIES AND FUEL	7,946	5,619	3,945	3,762	3,669	4,706	4,913	5,114	5,134
A/C RECEIVABLE	32,482	34,801	42,822	49,353	52,430	56,981	60,666	64,648	68,157
CASH - BANK	14,183	22,617	25,049	19,998	13,512	10,922	8,049	6,743	16,441
BANK FIXED DEPOSIT	10,551	8,987	7,080	4,080	4,080	4,080	4,080	4,080	4,080
	65,162	72,024	78,896	77,193	73,692	76,689	77,709	80,585	93,813
TOTAL ASSETS	404,868	382,009	374,997	380,791	384,968	400,371	430,066	475,276	533,578

Remarks :
Exchange Rate : 38 THB : USD
Tax rate : No tax
Tariff : Constant Wholesale tariff by voltage from 2004 onward / PEA subsidies already subtract from base tariff
Operating Expenses : Use CPI - X Methodology from Year 2005 onwards

July 20, 2004
8.2.2 : New Plants are Combined Cycle (EGAT 50%)
State Enterprise (Fuel Price_High Case)

ELECTRICITY GENERATING AUTHORITY OF THAILAND
FINANCIAL ANALYSIS
BALANCE SHEET (Cont.)
(MILLION BAHT)

FISCAL YEAR (AD)	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
FISCAL YEAR (BE)	2544	2545	2546	2547	2548	2549	2550	2551	2552
	(Audited)	(Audited)	(Audited)						
LIABILITIES AND EQUITY									
EQUITY									
CAPITAL CONTRIBUTION :-									
GOVERNMENT OF THAILAND	9,766	9,703	9,641	9,579	9,516	9,454	9,392	9,329	9,267
SURPLUS FROM CONTRIBUTIONS	3,349	3,355	3,355	3,355	3,355	3,355	3,355	3,355	3,355
SUB TOTAL OF CAPITAL CONTRIBUTION	13,115	13,058	12,996	12,934	12,871	12,809	12,747	12,684	12,622
RETAINED EARNINGS :-									
RETAINED EARNINGS	114,910	132,773	152,381	165,440	170,208	168,173	180,048	193,173	208,079
REVALUATION RESERVE	-	-	-	-	-	-	-	-	-
WELFARE FUND	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SUB TOTAL OF RETAINED EARNINGS	114,910	132,773	152,381	165,440	170,208	168,173	180,048	193,173	208,079
TOTAL EQUITY	128,025	145,831	165,377	178,374	183,079	180,982	192,795	205,857	220,701

Remarks :

Exchange Rate	**: 38 THB : USD**
Tax rate	**: No tax**
Tariff	**: Constant Wholesale tariff by voltage from 2004 onward / PEA subsidies already subtract from base tariff**
Operating Expenses	**: Use CPI - X Methodology from Year 2005 onwards**

ELECTRICITY GENERATING AUTHORITY OF THAILAND

FINANCIAL ANALYSIS

BALANCE SHEET (Cont.)

(MILLION BAHT)

July 20, 2004

8.2.2 : New Plants are Combined Cycle (EGAT 50%)

State Enterprise (Fuel Price_High Case)

FISCAL YEAR (AD)	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
FISCAL YEAR (BE)	2544	2545	2546	2547	2548	2549	2550	2551	2552
	(Audited)	(Audited)	(Audited)						
LIABILITIES									
LONG TERM LIABILITIES :-									
TOTAL AMOUNTS OUTSTANDING	211,547	182,293	149,572	121,775	110,004	107,116	122,053	150,552	177,638
Less CURRENT PORTION OF LONG TERM DEBT	27,826	22,804	21,187	22,343	25,653	26,969	27,932	42,268	34,579
NET LONG TERM DEBTS	183,722	159,489	128,385	99,432	84,351	80,147	94,121	108,284	143,059
DEBT REVOLVER	-	-	-	24,734	37,420	51,356	43,912	42,614	53,643
OTHER LIABILITIES :-									
DEFERRED INTEREST ON LONG TERM DEBTS	8	8	8	7	7	7	6	6	6
DEFERRED CONTRIBUTION	2,058	2,151	3,524	3,530	3,375	3,220	3,065	2,910	2,755
PROVIDENT FUND	23	24	24	24	24	24	24	24	24
PROVISION LIABILITIES FOR MINE RECLAMATION	1,462	1,445	1,489	1,586	1,677	1,770	1,866	1,963	2,060
	3,551	3,628	5,044	5,147	5,083	5,021	4,962	4,904	4,845
CURRENT LIABILITIES :-									
A/C PAYABLE AND ACCRUED EXPENSES	57,694	46,982	52,419	48,300	47,177	53,754	63,903	68,338	73,198
CURRENT PORTION OF LONG TERM DEBT	27,826	22,804	21,187	22,343	25,653	26,969	27,932	42,268	34,579
ACCRUED INTEREST ON LONG - TERM DEBT	4,051	3,275	2,585	2,462	2,204	2,142	2,441	3,011	3,553
	89,570	73,061	76,190	73,105	75,034	82,865	94,276	113,617	111,330
TOTAL LIABILITIES AND EQUITY	404,868	382,009	374,997	380,791	384,968	400,371	430,066	475,276	533,578

Remarks :

Exchange Rate : 38 THB : USD

Tax rate : No tax

Tariff : Constant Wholesale tariff by voltage from 2004 onward / PEA subsidies already subtract from base tariff

Operating Expenses : Use CPI - X Methodology from Year 2005 onwards

July 20, 2004
8.2.2 : New Plants are Combined Cycle (EGAT 50%)
State Enterprise (Fuel Price_High Case)

ELECTRICITY GENERATING AUTHORITY OF THAILAND
FINANCIAL ANALYSIS
FINANCIAL RATIO
(MILLION BAHT)

FISCAL YEAR (AD)	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
FISCAL YEAR (BE)	2544	2545	2546	2547	2548	2549	2550	2551	2552
	(Audited)	(Audited)	(Audited)						
RATIO :									
(1) RETURN ON AVERAGE TOTAL ASSETS (%)	*3.13*	*6.96*	*7.93*	*5.25*	*1.63*	*-0.52*	*4.37*	*4.39*	*4.65*
(2) RETURN ON EQUITY (%)	*10.49*	*20.00*	*19.28*	*11.55*	*3.46*	*-1.12*	*9.70*	*9.96*	*11.01*
(3) RETURN ON INVESTED CAPITAL (%)	*3.44*	*6.40*	*7.92*	*5.94*	*2.35*	*0.27*	*5.23*	*5.23*	*5.89*
(4) % SELF FINANCING RATIO (%)	*3.45*	*26.07*	*82.90*	*-60.81*	*-72.59*	*-56.91*	*9.38*	*-0.38*	*3.40*
(5) DEBT SERVICE COVERAGE (Time)	*0.66*	*1.31*	*1.47*	*0.94*	*0.60*	*0.52*	*1.09*	*0.99*	*1.06*
(6) D : E ratio (Debt is Total Debt)	*2.16*	*1.62*	*1.27*	*1.13*	*1.10*	*1.21*	*1.23*	*1.31*	*1.42*

MEMO

FILE	*Case PDP 2004 (CC)*
BASE ON	*Case present Board 4 May 04 base on Case 8WK.(03)adj budget 1 april*
BUDGET	*2003_Audited, 2004-2005_Budget April 07,04 (Except fuel expenses, power purchase/ 2005 capex include new project / Sinking funds)*
RUN DATE	*July 20, 2004*

Remarks :
Exchange Rate : **38 THB : USD**
Tax rate : **No tax**
Tariff : **Constant Wholesale tariff by voltage from 2004 onward / PEA subsidies already subtract from base tariff**
Operating Expenses : *Use CPI - X Methodology from Year 2005 onwards*

July 20, 2004
8.2.2 : New Plants are Combined Cycle (EGAT 50%)
State Enterprise (Fuel Price_High Case)

ELECTRICITY GENERATING AUTHORITY OF THAILAND
FINANCIAL ANALYSIS
FINANCIAL RATIO

FISCAL YEAR (AD)		2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
FISCAL YEAR (BE)		2544 (Audited)	2545 (Audited)	2546 (Audited)	2547	2548	2549	2550	2551	2552
RETURN ON TOTAL ASSETS										
NET PROFIT / (LOSS)	[1]	13,132	27,382	30,001	19,849	6,256	-2,035	18,130	19,859	23,481
TOTAL ASSETS	[2]	404,868	382,009	374,997	380,791	384,968	400,371	430,066	475,276	533,578
AVERAGE TOTAL ASSETS	[3]	419,488	393,439	378,503	377,894	382,880	392,670	415,218	452,671	504,427
	[1] / [2]	3.24%	7.17%	8.00%	5.21%	1.63%	-0.51%	4.22%	4.18%	4.40%
	[1] / [3]	3.13%	6.96%	7.93%	5.25%	1.63%	-0.52%	4.37%	4.39%	4.65%
RETURN ON EQUITY										
NET PROFIT / (LOSS)	[1]	13,132	27,382	30,001	19,849	6,256	-2,035	18,130	19,859	23,481
EQUITY		128,025	145,831	165,377	178,374	183,079	180,982	192,795	205,857	220,701
AVERAGE EQUITY	[2]	125,172	136,928	155,604	171,875	180,726	182,031	186,888	199,326	213,279
	[1] / [2]	10.49%	20.00%	19.28%	11.55%	3.46%	-1.12%	9.70%	9.96%	11.01%
RETURN ON INVESTED CAPITAL										
NET OPERATING PROFIT AFTER TAX	[1]	10,887	19,388	22,846	16,751	6,659	770	15,640	16,798	20,945
INVESTED CAPITAL		311,836	294,507	282,537	281,441	284,597	290,754	307,094	335,538	375,126
AVERAGE INVESTED CAPITAL	[2]	316,082	303,172	288,522	281,989	283,019	287,676	298,924	321,316	355,332
	[1] / [2]	3.44%	6.40%	7.92%	5.94%	2.35%	0.27%	5.23%	5.23%	5.89%

Remarks :

Exchange Rate	**: 38 THB : USD**
Tax rate	**: No tax**
Tariff	**: Constant Wholesale tariff by voltage from 2004 onward / PEA subsidies already subtract from base tariff**
Operating Expenses	**: Use CPI - X Methodology from Year 2005 onwards**

ELECTRICITY GENERATING AUTHORITY OF THAILAND

July 20, 2004

FINANCIAL ANALYSIS

8.2.2 : New Plants are Combined Cycle (EGAT 50%)

FINANCIAL RATIO

State Enterprise (Fuel Price_High Case)

FISCAL YEAR (AD)		2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
FISCAL YEAR (BE)		2544	2545	2546	2547	2548	2549	2550	2551	2552
		(Audited)	(Audited)	(Audited)						
SELF FINANCING RATIO										
OPERATING INCOME		17,924	30,269	35,124	25,349	10,559	2,352	23,836	25,509	31,508
Less BONUS		814	1,749	2,454	1,726	373	0	1,603	1,729	2,202
Add OTHER REVENUES		2,690	1,469	1,728	1,007	960	950	1,325	1,344	1,375
DEPRECIATION (P/L)		12,348	13,077	13,492	14,551	15,426	15,895	16,238	16,858	18,438
INTEREST ON LONG TERM DEBTS (MINE)		-	-	-	-	-	-	-	-	-
LOSS ON FOREIGN EXCHANGE (MINE&OTHER)		713	-304	-315	134	-	-	-	-	-
WRITTEN OFF DEFERRED LIGNITE MINE DEVEL.		3,896	4,211	4,564	4,294	4,130	5,074	4,065	4,628	2,819
AMOUNT WRITTEN OFF & OTHER HEADINGS		1,179	1,659	2,286	610	632	43	847	825	799
Less CORPORATE INCOME TAX		-	-	-	-	-	-	-	-	-
		37,936	**48,632**	**54,425**	**44,218**	**31,333**	**24,314**	**44,708**	**47,435**	**52,737**
Add RE-FINANCING LOAN		3,000	5,554	-	-	-	-	-	-	-
DIVIDEND RECEIVED		401	987	1,803	1,375	1,420	1,542	1,423	1,314	1,464
CONSUMER CONTRIBUTION		-	-	-	-	-	-	-	-	-
PROFIT FROM SELLING STOCK		2,204	648	437	-	-	-	-	-	-
PROFIT FROM SELLING ASSETS		-								
Less REPAYMENT		15,145	35,346	22,681	20,442	22,342	25,653	26,969	27,932	42,268
INTEREST		10,833	9,684	8,547	8,465	8,686	8,893	8,712	8,925	9,847
NET SINKING FUND FOR REDEMP.NOTES & BONDS		9,208	-8,810	-1,529	4,567	6,486	2,590	2,873	1,306	-9,698
LIGNITE MINE DEVELOPMENT EXPENDITURES		2,634	2,591	3,321	3,246	3,269	5,138	4,065	4,891	2,683
INVESTMENT IN ASSOCIATED COMPANY		-	-	18	333	-	-	-	-	-
REMITTANCE		16,620	7,470	9,555	10,540	6,790	1,488	-	6,255	6,734
DIVIDEND		-	-	-	-	-	-	-	-	-
INCREASE/(DECREASE) IN WORKING CAP. FOR SFR		-11,535	5,718	2,586	6,840	-937	-2,416	-301	-343	-32
	[1]	**636**	**3,822**	**11,486**	**-8,839**	**-13,884**	**-15,490**	**3,813**	**-218**	**2,400**
3 YEAR AVERAGE INVESTMENT (EXCL.CONT.FOR DAM)	[2]	**18,450**	**14,663**	**13,855**	**14,535**	**19,125**	**27,221**	**40,642**	**56,840**	**70,672**
IBRD FORMULA	[1] / [2]	3.45%	26.07%	82.90%	-60.81%	-72.59%	-56.91%	9.38%	-0.38%	3.40%

Remarks :

Exchange Rate : **38 THB : USD**

Tax rate : **No tax**

Tariff : **Constant Wholesale tariff by voltage from 2004 onward / PEA subsidies already subtract from base tariff**

Operating Expenses : **Use CPI - X Methodology from Year 2005 onwards**

July 30, 2004

8.2.2 : New Plants are Combined Cycle (EGAT 50%)

State Enterprise (Fuel Price_High Case)

ELECTRICITY GENERATING AUTHORITY OF THAILAND

FINANCIAL ANALYSIS

FINANCIAL RATIO

FISCAL YEAR (AD)		2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
FISCAL YEAR (BE)		2544	2545	2546	2547	2548	2549	2550	2551	2552
		(Audited)	(Audited)	(Audited)						
DEBT SERVICE COVERAGE RATIO										
TOTAL GENERATED FROM OPERATIONS		**37,936**	**48,632**	**54,425**	**44,218**	**31,333**	**24,314**	**44,708**	**47,435**	**52,737**
Add DIVIDEND RECEIVED		401	987	1,803	1,375	1,420	1,542	1,423	1,314	1,464
CONSUMER CONTRIBUTION		-	-	-	-	-	-	-	-	-
PROFIT RECEIVED FROM SELLING STOCK		2,204	648	437	-	-	-	-	-	-
Less LIGNITE MINE DEVELOPMENT EXPENDITURES		2,634	2,591	3,321	3,246	3,269	5,138	4,065	4,891	2,683
INVESTMENT IN ASSOCIATED COMPANY		-	-	18	333	-	-	-	-	-
REMITTANCE		16,620	7,470	9,555	10,540	6,790	1,488	-	6,255	6,734
	[1]	**21,287**	**40,206**	**43,771**	**31,475**	**22,694**	**19,230**	**42,066**	**37,603**	**44,784**
DEBT SERVICE (EXCLUDED DEFER.)		**25,978**	**45,030**	**31,228**	**28,907**	**31,028**	**34,547**	**35,681**	**36,857**	**52,114**
Add TRANSFER TO SINKING FUND FOR REDEMPTION		11,735	6,999	9,493	15,493	15,663	11,360	8,873	7,806	7,122
Less TRANSFER FROM SINKING FUND FOR REDEMPTION		2,527	15,810	11,022	10,926	9,177	8,770	6,000	6,500	16,820
RE-FINANCING LOAN		3,000	5,554	-	-	-	-	-	-	-
	[2]	**32,185**	**30,666**	**29,699**	**33,474**	**37,515**	**37,136**	**38,553**	**38,163**	**42,416**
IBRD FORMULA	[1] / [2]	**0.66**	**1.31**	**1.47**	**0.94**	**0.60**	**0.52**	**1.09**	**0.99**	**1.06**

Remarks :

Exchange Rate : **38 THB : USD**

Tax rate : **No tax**

Tariff : **Constant Wholesale tariff by voltage from 2004 onward / PEA subsidies already subtract from base tariff**

Operating Expenses : **Use CPI - X Methodology from Year 2005 onwards**

ELECTRICITY GENERATING AUTHORITY OF THAILAND
FINANCIAL ANALYSIS
FINANCIAL RATIO

July 20, 2004
8.2.3 : New Plants are Combined Cycle (EGAT 50%)
State Enterprise (Fuel Price_Base Case)

FISCAL YEAR (AD) / FISCAL YEAR (BE)		2001 / 2544 (Audited)	2002 / 2545 (Audited)	2003 / 2546 (Audited)	2004 / 2547	2005 / 2548	2006 / 2549	2007 / 2550	2008 / 2551	2009 / 2552
DEBT / EQUITY										
TOTAL INTEREST-BEARING LIABILITIES	[1]	211,547	182,293	149,572	144,969	127,449	116,663	122,053	150,552	160,249
TOTAL DEBT (LONG TERM DEBTS + OTHER LIABILITIES + CURRENT LIABILITIES)	[2]	276,843	236,178	209,619	201,555	190,618	188,368	198,170	232,373	264,371
EQUITY	[3]	128,025	145,831	165,377	179,236	197,558	216,842	237,554	260,315	284,291
REVALUATION RESERVE		87,884	82,550	72,093	73,094	73,398	72,998	70,038	66,736	62,117
EQUITY REVALUATION	[4]	215,909	228,381	237,470	252,330	270,956	289,839	307,592	327,051	346,408
TOTAL INTEREST-BEARING LIABILITIES / EQUITY	[1] / [3]	**1.65**	**1.25**	**0.90**	**0.81**	**0.65**	**0.54**	**0.51**	**0.58**	**0.56**
TOTAL INTEREST-BEARING LIABILITIES (%)		62	56	47	45	39	35	34	37	36
EQUITY (%)		38	44	53	55	61	65	66	63	64
TOTAL DEBT / EQUITY	[2] / [3]	**2.16**	**1.62**	**1.27**	**1.12**	**0.96**	**0.87**	**0.83**	**0.89**	**0.93**
DEBT (%)		68	62	56	53	49	46	45	47	48
EQUITY (%)		32	38	44	47	51	54	55	53	52

Remarks :
Exchange Rate : **38 THB : USD**
Tax rate : **No tax**
Tariff : **Wholesale tariff is forced by ROIC 8% from year 2005 onwards**
Operating Expenses : **Use CPI - X Methodology from Year 205 onwards**

8.2.3

BASE CASE

July 20, 2004

8.2.3 : New Plants are Combined Cycle (EGAT 50%)

State Enterprise (Fuel Price_Base Case)

ELECTRICITY GENERATING AUTHORITY OF THAILAND

FINANCIAL ANALYSIS

INCOME STATEMENT

(MILLION BAHT)

FISCAL YEAR (AD)	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
FISCAL YEAR (BE)	2544	2545	2546	2547	2548	2549	2550	2551	2552
	(Audited)	(Audited)	(Audited)						
ENERGY GENERATION REQUIREMENT (GWh)	103,166	108,389	116,743	126,510	136,784	147,658	158,212	169,280	180,942
ENERGY SALES (GWh)	97,413	102,486	110,676	119,723	129,282	139,314	149,907	160,655	171,961
AVERAGE BASED TARIFF (B/kWh)	1.6408	1.7665	1.7534	1.7280	1.7254	1.7229	1.7203	1.7180	1.7180
REVENUE FROM AVERAGE TARIFF	159,839	181,036	194,059	206,882	223,063	240,017	257,885	276,006	295,429
* ADJUSTMENT FACTOR (B/kWh)	0.2603	0.2553	0.3290	0.4115	0.4720	0.4907	0.3952	0.4108	0.4028
WHOLESALE RATE (B/kWh)	1.9011	2.0217	2.0824	2.1395	2.1974	2.2135	2.1155	2.1288	2.1208
* ADJ. FOR A/C RECEIVABLE FROM FT FIXED (B/kWh)					-	-	-	-	-
WHOLESALE RATE + ADJ. FOR A/C RECEIVABLE FROM FT FIX (B/kWh)	1.9011	2.0217	2.0824	2.1395	2.1974	2.2135	2.1155	2.1288	2.1208
Plus REVENUE FROM FUEL ADJUSTMENT FACTOR	25,355	26,162	36,414	49,265	61,017	68,356	59,237	65,996	69,271
Less SOCIAL CONTRIBUTION	122	97	72	-	-	-	-	-	-
TOTAL REVENUE	185,072	207,101	230,401	256,148	284,080	308,373	317,122	342,002	364,700
FUEL EXPENSES	53,729	52,585	50,485	64,833	78,804	98,828	75,401	75,811	81,015
OPERATING EXPENSES:-									
OPERATING EXPENSES	9,038	9,358	8,709	10,797	10,211	10,891	11,581	12,281	12,321
TRANSMISSION EXPENSES	2,495	2,680	3,274	3,069	3,446	3,723	4,009	4,304	4,367
POWER PURCHASE	84,397	93,855	112,740	126,238	133,969	135,352	162,365	181,591	192,684
ADMINISTRATIVE EXPENSES	4,840	4,652	6,065	9,311	7,583	8,117	8,663	9,219	9,279
AMORTIZATION OF LAND RIGHT	300	624	513	514	514	546	549	555	618
DEPRECIATION (P/L)	12,348	13,077	13,492	14,551	15,426	15,895	16,238	16,858	18,438
COMMUNITY DEVELOPMENT AROUND PLANT AREA EXPENSES	-	-	-	-	-	-	1,633	1,744	1,861
LEASE OF TREASURY DEPT'S LAND AND DAMS	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL EXPENSES	167,148	176,832	195,277	229,313	249,953	273,352	280,439	302,363	320,584

8.2.3 BASE CASE

Remarks :

Exchange Rate : 38 THB : USD

Tax rate : No tax

Tariff : Whoesale tariff is forced by ROIC 8% from year 2005 onwards

Operating Expenses : Use CPI - X Methodology from Year 205 onwards

July 20, 2004

8.2.3 : New Plants are Combined Cycle (EGAT 50%)

State Enterprise (Fuel Price_Base Case)

ELECTRICITY GENERATING AUTHORITY OF THAILAND

FINANCIAL ANALYSIS

INCOME STATEMENT

(MILLION BAHT)

FISCAL YEAR (AD)	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
FISCAL YEAR (BE)	2544	2545	2546	2547	2548	2549	2550	2551	2552
	(Audited)	(Audited)	(Audited)						
OPERATING INCOME	17,924	30,269	35,124	26,835	34,127	35,021	36,683	39,639	44,117
OTHER REVENUES	2,690	1,469	1,728	1,007	960	1,106	1,373	1,506	1,709
REVENUES FROM INVESTMENT	-228	2,143	3,705	3,550	3,797	3,557	3,284	3,660	2,646
PROFIT FROM SELLING POWER PLANT/STOCK	2,204	648	437	-	-	-	-	-	-
NET INCOME BEFORE INTEREST	22,589	34,529	40,994	31,392	38,884	39,683	41,340	44,806	48,472
(GAINS)/LOSS FROM FOREIGN EXCHANGE	(2,189)	(4,286)	(8)	(134)	-	-	-	-	-
INTEREST ON LONG TERM DEBTS	10,833	9,684	8,547	8,411	7,933	6,731	5,712	5,897	6,478
EXTRAORDINARY EXPENSE	-	-	-	-	-	-	-	-	-
NET INCOME AFTER INTEREST	13,946	29,131	32,455	23,115	30,950	32,952	35,628	38,909	41,994
BONUS	814	1,749	2,454	1,865	2,565	2,778	3,035	3,289	3,672
PROFIT / (LOSS) BEFORE TAX	13,132	27,382	30,001	21,250	28,386	30,174	32,593	35,620	38,323
CORPORATE INCOME TAX	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PROFIT/(LOSS) (EGAT)	*13,132*	*27,382*	*30,001*	*21,250*	*28,386*	*30,174*	*32,593*	*35,620*	*38,323*

Remarks :

Exchange Rate : 38 THB : USD

Tax rate : No tax

Tariff : Whoesale tariff is forced by ROIC 8% from year 2005 onwards

Operating Expenses : Use CPI - X Methodology from Year 205 onwards

July 20, 2004

8.2.3 : New Plants are Combined Cycle (EGAT 50%)

State Enterprise (Fuel Price_Base Case)

ELECTRICITY GENERATING AUTHORITY OF THAILAND

FINANCIAL ANALYSIS

STATEMENTS OF CHANGES IN FINANCIAL POSITION

(MILLION BAHT)

FISCAL YEAR (AD)	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
FISCAL YEAR (BE)	2544	2545	2546	2547	2548	2549	2550	2551	2552
	(Audited)	(Audited)	(Audited)						
SOURCES OF FUNDS									
NET INCOME BEFORE INTEREST AFTER BONUS AND TAX	23,964	37,066	38,548	29,661	36,319	36,905	38,305	41,517	44,800
Less PROFIT FROM SELLING POWER PLANT/STOCK	2,204	648	437	-	-	-	-	-	-
REVENUES FROM INVESTMENT	-228	2,143	3,705	3,550	3,797	3,557	3,284	3,660	2,646
Add ADJUSTMENT FOR ITEMS NOT INVOLVED THE MOVEMENT OF FUNDS	16,437	14,357	20,019	19,455	20,188	21,012	21,150	22,311	22,056
TOTAL GENERATED FROM OPERATIONS	38,426	48,632	54,425	45,566	52,710	54,360	56,171	60,168	64,210
OTHER SOURCES OF FUNDS									
SHORT TERM INVESTMENTS IN FIXED DEPOSITS	1,113	1,563	1,907	3,000	-	-	-	-	-
SURPLUS FROM CONTRIBUTION	81	6	-	-	-	-	-	-	-
DISPOSAL OF POWER PLANT/STOCK	32,628	18,716	7,563	-	-	-	-	-	-
CASH RECEIVED FOR CONNECTION COST FROM IPP	51	148	1,527	153	-	-	-	-	-
CONSUMER CONTRIBUTION	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DIVIDEND RECEIVED	401	987	1,803	1,375	1,420	1,542	1,423	1,314	1,464
PROVISION LIABILITIES FOR MINE RECLAMATION	49	-17	44	97	91	93	96	97	96
LOAN TO THE COOPERATIVE PROMOTION DEPARTMENT	-	14	1	-	-	-	-	-	-
ENERGY CONSERVATION FUND	-	-	-	8	-	-	-	-	-
DEBT REVOLVER	-	-	-	23,194	-1,110	-3,481	-5,826	-	-
LONG-TERM LOANS RECEIVED									
FOREIGN LOANS	4,952	2,711	515	3,707	3,557	8,089	21,771	30,027	38,564
BAHT LOANS	-	3,800	-	1,933	2,069	6,202	7,179	12,346	14,181
RE-FINANCING LOANS	3,000	5,554	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL LONG-TERM LOANS RECEIVED	7,952	12,065	515	5,641	5,626	14,292	28,950	42,373	52,745
TOTAL SOURCES OF FUNDS	80,703	82,114	67,784	79,033	58,737	66,806	80,814	103,951	118,515

Remarks :

Exchange Rate : 38 THB : USD

Tax rate : No tax

Tariff : Whoesale tariff is forced by ROIC 8% from year 2005 onwards

Operating Expenses : Use CPI - X Methodology from Year 205 onwards

July 20, 2004
8.2.3 : New Plants are Combined Cycle (EGAT 50%)
State Enterprise (Fuel Price_Base Case)

ELECTRICITY GENERATING AUTHORITY OF THAILAND
FINANCIAL ANALYSIS
STATEMENTS OF CHANGES IN FINANCIAL POSITION (Cont.)
(MILLION BAHT)

FISCAL YEAR (AD)	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
FISCAL YEAR (BE)	2544	2545	2546	2547	2548	2549	2550	2551	2552
	(Audited)	(Audited)	(Audited)						
APPLICATION OF FUNDS									
NET SINKING FUND FOR REDEMP. NOTES & BONDS	9,208	-8,810	-1,529	4,567	6,486	2,590	2,873	1,306	-9,698
LOAN REPAYMENT	35,121	44,846	32,893	33,435	22,034	21,596	17,734	13,874	25,658
INTEREST	10,833	9,684	8,547	8,412	7,934	6,731	5,712	5,897	6,478
TOTAL DEBT SERVICE	45,953	54,530	41,440	41,846	29,968	28,328	23,446	19,772	32,136
CAPITAL EXPENDITURE	19,273	13,911	10,806	16,848	15,951	24,576	41,136	56,214	73,171
PROVIDENT FUND	-2	-1	-1	-	-	-	-	-	-
FINANCING LEASE	-	6	3	2	1	-	-	-	-
DEVELOPMENT EXPENDITURES	2,634	2,591	3,321	3,246	3,269	5,138	4,065	4,891	2,683
BONUS	-	-	-	-	-	-	-	-	-
REMITTANCE	16,620	7,470	9,555	10,540	7,329	10,001	10,828	11,818	12,797
DIVIDEND	-	-	-	-	-	-	-	-	-
INVESTMENT IN ASSOCIATED COMPANY	-	-	18	333	-	-	-	-	-
TOTAL APPLICATION OF FUNDS	93,686	69,697	63,612	77,383	63,005	70,633	82,348	94,001	111,088
INCREASE/(DECREASE) IN WORKING CAPITAL	*-12,984*	*12,418*	*4,172*	*1,651*	*-4,268*	*-3,827*	*-1,534*	*9,950*	*7,427*

Remarks :
Exchange Rate : 38 THB : USD
Tax rate : No tax
Tariff : Whoesale tariff is forced by ROIC 8% from year 2005 onwards
Operating Expenses : Use CPI - X Methodology from Year 205 onwards

July 20, 2004

8.2.3 : New Plants are Combined Cycle (EGAT 50%)

State Enterprise (Fuel Price_Base Case)

ELECTRICITY GENERATING AUTHORITY OF THAILAND

FINANCIAL ANALYSIS

STATEMENTS OF CHANGES IN FINANCIAL POSITION (Cont.)

(MILLION BAHT)

FISCAL YEAR (AD)	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
FISCAL YEAR (BE)	2544	2545	2546	2547	2548	2549	2550	2551	2552
	(Audited)	(Audited)	(Audited)						
CASH AT THE BEGINNING OF YEAR	23,601	14,183	22,617	25,049	19,998	13,512	10,922	14,802	24,228
CASH AT THE END OF YEAR	14,183	22,617	25,049	19,998	13,512	10,922	14,802	24,228	32,206
INCREASE/(DECREASE) IN CASH	-9,417	8,434	2,432	-5,051	-6,486	-2,590	3,880	9,426	7,978
INCREASE/(DECREASE) IN A/C RECEIVABLE	-2,545	2,319	8,021	6,531	6,285	6,182	-2,248	5,004	2,902
INCREASE/(DECREASE) IN MATERIAL	510	-2,327	-1,674	-183	-93	353	315	304	30
(INCREASE)/DECREASE IN A/C PAYABLE	-4,628	4,950	-4,451	230	-4,232	-7,833	-3,182	-4,214	-2,941
(INCREASE)/DECREASE IN ACCRUED INTEREST	574	776	690	123	258	62	-299	-570	-542
IMPROVE ITEMS FOR WORKING CAPITAL	2,522	-1,734	-846	-	-	-	-	-	-
SUB TOTAL	-12,984	12,418	4,172	1,651	-4,268	-3,827	-1,534	9,950	7,427
3 YEAR AVERAGE INVESTMENT(EXCL.CONT.FOR DAM)	18,450	14,663	13,855	14,535	19,125	27,221	40,642	56,840	70,672
PAYMENTS INTO SINKING FUND (including interest)	11,735	6,999	9,493	15,493	15,663	11,360	8,873	7,806	7,122
REDEEMED BY SINKING FUND	-2,527	-15,810	-11,022	-10,926	-9,177	-8,770	-6,000	-6,500	-16,820
RE-FINANCING LOAN	3,000	5,554	-	-	-	-	-	-	-
(INCREASE)/DECREASE IN REPAY DUE NEXT YEAR	1,150	5,021	1,617	-848	439	3,863	3,859	-11,784	8,269
INCREASE/(DECREASE) IN WORKING CAP. FOR SFR	-11,535	5,718	2,586	6,701	2,218	-554	-5,522	421	-561

Remarks :

Exchange Rate : **38 THB : USD**

Tax rate : **No tax**

Tariff : **Wholesale tariff is forced by ROIC 8% from year 2005 onwards**

Operating Expenses : **Use CPI - X Methodology from Year 205 onwards**

July 20, 2004
8.2.3 : New Plants are Combined Cycle (EGAT 50%)
State Enterprise (Fuel Price_Base Case)

ELECTRICITY GENERATING AUTHORITY OF THAILAND
FINANCIAL ANALYSIS
BALANCE SHEET
(MILLION BAHT)

FISCAL YEAR (AD)	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
FISCAL YEAR (BE)	2544	2545	2546	2547	2548	2549	2550	2551	2552
State Enterprise (Fuel Price_Base Case)	(Audited)	(Audited)	(Audited)						
ASSETS									
FIXED ASSETS :-									
PROPERTY PLANT AND EQUIPMENT IN SERVICE	349,368	362,730	372,904	405,410	426,760	450,665	469,154	499,233	558,940
Less ACCUMULATED DEPRECIATION	130,535	143,078	156,212	171,070	186,825	203,112	219,752	236,987	255,805
NET FIXED ASSETS	218,834	219,652	216,693	234,340	239,934	247,554	249,402	262,246	303,134
Add WORK UNDER CONSTRUCTION	64,779	43,605	32,849	17,172	11,775	11,631	34,213	60,188	72,075
TOTAL FIXED ASSETS	283,613	263,256	249,542	251,513	251,709	259,185	283,615	322,434	375,210
INTANGIBLE ASSETS :-									
DEFERRED EXPENDITURES	21,476	19,789	19,111	17,569	16,194	16,526	16,043	15,911	16,732
ROYALTY ON REAL PROPERTY SERVICE	298	292	285	279	273	266	260	253	247
NET INTANGIBLE ASSETS	21,773	20,081	19,396	17,848	16,467	16,792	16,303	16,165	16,979
OTHER ASSETS:-									
SINKING FUND FOR REDEMPTION OF NOTES	25,775	16,964	15,435	20,002	26,488	29,078	31,951	33,257	23,559
INVESTMENT IN ASSOCIATED COMPANY	8,510	9,664	11,708	14,216	16,593	18,607	20,469	22,815	23,998
LOAN TO THE COOPERATIVE PROMOTION DEPARTMENT	35	20	20	20	20	20	20	20	20
	34,320	26,648	27,163	34,238	43,101	47,705	52,439	56,092	47,576
CURRENT ASSETS:-									
MATERIALS, SUPPLIES AND FUEL	7,946	5,619	3,945	3,762	3,669	4,706	4,913	5,114	5,134
A/C RECEIVABLE	32,482	34,801	42,822	49,353	55,638	61,819	59,571	64,575	67,477
CASH - BANK	14,183	22,617	25,049	19,998	13,512	10,922	14,802	24,228	32,206
BANK FIXED DEPOSIT	10,551	8,987	7,080	4,080	4,080	4,080	4,080	4,080	4,080
	65,162	72,024	78,896	77,193	76,899	81,527	83,367	97,998	108,897
TOTAL ASSETS	404,868	382,009	374,997	380,791	388,176	405,209	435,724	492,688	548,662

Remarks :

Exchange Rate	: 38 THB : USD
Tax rate	: No tax
Tariff	: Whoesale tariff is forced by ROIC 8% from year 2005 onwards
Operating Expenses	: Use CPI - X Methodology from Year 205 onwards

July 20, 2004
8.2.3 : New Plants are Combined Cycle (EGAT 50%)
State Enterprise (Fuel Price_Base Case)

ELECTRICITY GENERATING AUTHORITY OF THAILAND
FINANCIAL ANALYSIS
BALANCE SHEET (Cont.)
(MILLION BAHT)

FISCAL YEAR (AD)	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
FISCAL YEAR (BE)	2544	2545	2546	2547	2548	2549	2550	2551	2552
	(Audited)	(Audited)	(Audited)						
LIABILITIES AND EQUITY									
EQUITY									
CAPITAL CONTRIBUTION :-									
GOVERNMENT OF THAILAND	9,766	9,703	9,641	9,579	9,516	9,454	9,392	9,329	9,267
SURPLUS FROM CONTRIBUTIONS	3,349	3,355	3,355	3,355	3,355	3,355	3,355	3,355	3,355
SUB TOTAL OF CAPITAL CONTRIBUTION	13,115	13,058	12,996	12,934	12,871	12,809	12,747	12,684	12,622
RETAINED EARNINGS :-									
RETAINED EARNINGS	114,910	132,773	152,381	166,302	184,687	204,033	224,807	247,630	271,669
REVALUATION RESERVE	-	-	-	-	-	-	-	-	-
WELFARE FUND	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SUB TOTAL OF RETAINED EARNINGS	114,910	132,773	152,381	166,302	184,687	204,033	224,807	247,630	271,669
TOTAL EQUITY	128,025	145,831	165,377	179,236	197,558	216,842	237,554	260,315	284,291

Remarks :
Exchange Rate : **38 THB : USD**
Tax rate : **No tax**
Tariff : **Whoesale tariff is forced by ROIC 8% from year 2005 onwards**
Operating Expenses : **Use CPI - X Methodology from Year 205 onwards**

July 20, 2004
8.2.3 : New Plants are Combined Cycle (EGAT 50%)
State Enterprise (Fuel Price_Base Case)

ELECTRICITY GENERATING AUTHORITY OF THAILAND
FINANCIAL ANALYSIS
BALANCE SHEET (Cont.)
(MILLION BAHT)

FISCAL YEAR (AD)	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
FISCAL YEAR (BE)	2544	2545	2546	2547	2548	2549	2550	2551	2552
	(Audited)	(Audited)	(Audited)						
LIABILITIES									
LONG TERM LIABILITIES :-									
TOTAL AMOUNTS OUTSTANDING	211,547	182,293	149,572	121,775	110,004	107,116	122,053	150,552	177,638
Less CURRENT PORTION OF LONG TERM DEBT	27,826	22,804	21,187	22,035	21,596	17,734	13,874	25,658	17,389
NET LONG TERM DEBTS	183,722	159,489	128,385	99,740	88,408	89,382	108,179	124,893	160,249
DEBT REVOLVER	-	-	-	23,194	17,445	9,547	-	-	-
OTHER LIABILITIES :-									
DEFERRED INTEREST ON LONG TERM DEBTS	8	8	8	7	7	7	6	6	6
DEFERRED CONTRIBUTION	2,058	2,151	3,524	3,530	3,375	3,220	3,065	2,910	2,755
PROVIDENT FUND	23	24	24	24	24	24	24	24	24
PROVISION LIABILITIES FOR MINE RECLAMATION	1,462	1,445	1,489	1,586	1,677	1,770	1,866	1,963	2,060
	3,551	3,628	5,044	5,147	5,083	5,021	4,962	4,904	4,845
CURRENT LIABILITIES :-									
A/C PAYABLE AND ACCRUED EXPENSES	57,694	46,982	52,419	48,977	55,882	64,542	68,714	73,907	78,335
CURRENT PORTION OF LONG TERM DEBT	27,826	22,804	21,187	22,035	21,596	17,734	13,874	25,658	17,389
ACCRUED INTEREST ON LONG - TERM DEBT	4,051	3,275	2,585	2,462	2,204	2,142	2,441	3,011	3,553
	89,570	73,061	76,190	73,474	79,682	84,418	85,030	102,577	99,277
TOTAL LIABILITIES AND EQUITY	404,868	382,009	374,997	380,791	388,176	405,209	435,724	492,688	548,662

Remarks :
Exchange Rate : 38 THB : USD
Tax rate : No tax
Tariff : Whoesale tariff is forced by ROIC 8% from year 2005 onwards
Operating Expenses : Use CPI - X Methodology from Year 205 onwards

ELECTRICITY GENERATING AUTHORITY OF THAILAND

FINANCIAL ANALYSIS

FINANCIAL RATIO

(MILLION BAHT)

July 20, 2004

8.2.3 : New Plants are Combined Cycle (EGAT 50%)

State Enterprise (Fuel Price_Base Case)

FISCAL YEAR (AD)	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
FISCAL YEAR (BE)	2544	2545	2546	2547	2548	2549	2550	2551	2552
	(Audited)	(Audited)	(Audited)						
RATIO :									
(1) RETURN ON AVERAGE TOTAL ASSETS (%)	*3.13*	*6.96*	*7.93*	*5.62*	*7.38*	*7.61*	*7.75*	*7.67*	*7.36*
(2) RETURN ON EQUITY (%)	*10.49*	*20.00*	*19.28*	*12.33*	*15.07*	*14.56*	*14.35*	*14.31*	*14.07*
(3) RETURN ON INVESTED CAPITAL (%)	*3.44*	*6.40*	*7.92*	*6.30*	*8.00*	*8.00*	*8.00*	*8.00*	*8.00*
(4) % SELF FINANCING RATIO (%)	*3.45*	*26.07*	*82.90*	*-50.22*	*25.41*	*38.21*	*53.89*	*40.95*	*40.07*
(5) DEBT SERVICE COVERAGE (Time)	*0.66*	*1.31*	*1.47*	*0.98*	*1.19*	*1.32*	*1.62*	*2.12*	*2.24*
(6) D : E ratio (Debt is Total Debt)	*2.16*	*1.62*	*1.27*	*1.12*	*0.96*	*0.87*	*0.83*	*0.89*	*0.93*

MEMO

FILE	*Case PDP 2004 (CC)*
BASE ON	*Case present Board 4 May 04 base on Case สศช.(03)adj budget 1 april*
BUDGET	*2003_Audited, 2004-2005_Budget April 07,04 (Except fuel expenses, power purchase/ 2005 capex include new project / Sinking funds)*
RUN DATE	*July 20, 2004*

Remarks :

Exchange Rate : **38 THB : USD**

Tax rate : **No tax**

July 30, 2004

8.2.3 : New Plants are Combined Cycle (EGAT 50%)

State Enterprise (Fuel Price_Base Case)

ELECTRICITY GENERATING AUTHORITY OF THAILAND

FINANCIAL ANALYSIS

FINANCIAL RATIO

FISCAL YEAR (AD) / FISCAL YEAR (BE)		2001 2544 (Audited)	2002 2545 (Audited)	2003 2546 (Audited)	2004 2547	2005 2548	2006 2549	2007 2550	2008 2551	2009 2552
RETURN ON TOTAL ASSETS										
NET PROFIT / (LOSS)	[1]	13,132	27,382	30,001	21,250	28,386	30,174	32,593	35,620	38,323
TOTAL ASSETS	[2]	404,868	382,009	374,997	380,791	388,176	405,209	435,724	492,688	548,662
AVERAGE TOTAL ASSETS	[3]	419,488	393,439	378,503	377,894	384,483	396,693	420,467	464,206	520,675
	[1] / [2]	3.24%	7.17%	8.00%	5.58%	7.31%	7.45%	7.48%	7.23%	6.98%
	[1] / [3]	3.13%	6.96%	7.93%	5.62%	7.38%	7.61%	7.75%	7.67%	7.36%
RETURN ON EQUITY										
NET PROFIT / (LOSS)	[1]	13,132	27,382	30,001	21,250	28,386	30,174	32,593	35,620	38,323
EQUITY		128,025	145,831	165,377	179,236	197,558	216,842	237,554	260,315	284,291
AVERAGE EQUITY	[2]	125,172	136,928	155,604	172,307	188,397	207,200	227,198	248,934	272,303
	[1] / [2]	10.49%	20.00%	19.28%	12.33%	15.07%	14.56%	14.35%	14.31%	14.07%
RETURN ON INVESTED CAPITAL										
NET OPERATING PROFIT AFTER TAX	[1]	10,887	19,388	22,846	17,761	22,691	23,188	24,201	26,226	29,299
INVESTED CAPITAL		311,836	294,507	282,537	281,441	285,840	293,872	311,162	344,477	387,718
AVERAGE INVESTED CAPITAL	[2]	316,082	303,172	288,522	281,989	283,641	289,856	302,517	327,820	366,098
	[1] / [2]	3.44%	6.40%	7.92%	6.30%	8.00%	8.00%	8.00%	8.00%	8.00%

Remarks :

Exchange Rate : **38 THB : USD**

Tax rate : **No tax**

Tariff : **Whoesale tariff is forced by ROIC 8% from year 2005 onwards**

Operating Expenses : **Use CPI - X Methodology from Year 205 onwards**

ELECTRICITY GENERATING AUTHORITY OF THAILAND

FINANCIAL ANALYSIS

FINANCIAL RATIO

July 20, 2004

8.2.3 : New Plants are Combined Cycle (EGAT 50%)

State Enterprise (Fuel Price_Base Case)

FISCAL YEAR (AD)		2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
FISCAL YEAR (BE)		2544	2545	2546	2547	2548	2549	2550	2551	2552
		(Audited)	(Audited)	(Audited)						
SELF FINANCING RATIO										
OPERATING INCOME		17,924	30,269	35,124	26,835	34,127	35,021	36,683	39,639	44,117
Less BONUS		814	1,749	2,454	1,865	2,565	2,778	3,035	3,289	3,672
Add OTHER REVENUES		2,690	1,469	1,728	1,007	960	1,106	1,373	1,506	1,709
DEPRECIATION (P/L)		12,348	13,077	13,492	14,551	15,426	15,895	16,238	16,858	18,438
INTEREST ON LONG TERM DEBTS (MINE)		-	-	-	-	-	-	-	-	-
LOSS ON FOREIGN EXCHANGE (MINE&OTHER)		713	-304	-315	134	-	-	-	-	-
WRITTEN OFF DEFERRED LIGNITE MINE DEVEL.		3,896	4,211	4,564	4,294	4,130	5,074	4,065	4,628	2,819
AMOUNT WRITTEN OFF & OTHER HEADINGS		1,179	1,659	2,286	610	632	43	847	825	799
Less CORPORATE INCOME TAX		-	-	-	-	-	-	-	-	-
		37,936	**48,632**	**54,425**	**45,566**	**52,710**	**54,360**	**56,171**	**60,168**	**64,210**
Add RE-FINANCING LOAN		3,000	5,554	-	-	-	-	-	-	-
DIVIDEND RECEIVED		401	987	1,803	1,375	1,420	1,542	1,423	1,314	1,464
CONSUMER CONTRIBUTION		-	-	-	-	-	-	-	-	-
PROFIT FROM SELLING STOCK		2,204	648	437	-	-	-	-	-	-
PROFIT FROM SELLING ASSETS		-								
Less REPAYMENT		15,145	35,346	22,681	20,442	22,034	21,596	17,734	13,874	25,658
INTEREST		10,833	9,684	8,547	8,411	7,933	6,731	5,712	5,897	6,478
NET SINKING FUND FOR REDEMP.NOTES & BONDS		9,208	-8,810	-1,529	4,567	6,486	2,590	2,873	1,306	-9,698
LIGNITE MINE DEVELOPMENT EXPENDITURES		2,634	2,591	3,321	3,246	3,269	5,138	4,065	4,891	2,683
INVESTMENT IN ASSOCIATED COMPANY		-	-	18	333	-	-	-	-	-
REMITTANCE		16,620	7,470	9,555	10,540	7,329	10,001	10,828	11,818	12,797
DIVIDEND		-	-	-	-	-	-	-	-	-
INCREASE/(DECREASE) IN WORKING CAP. FOR SFR		-11,535	5,718	2,586	6,701	2,218	-554	-5,522	421	-561
	[1]	**636**	**3,822**	**11,486**	**-7,300**	**4,860**	**10,400**	**21,904**	**23,274**	**28,317**
3 YEAR AVERAGE INVESTMENT (EXCL.CONT.FOR DAM)	[2]	**18,450**	**14,663**	**13,855**	**14,535**	**19,125**	**27,221**	**40,642**	**56,840**	**70,672**
IBRD FORMULA	[1] / [2]	**3.45%**	**26.07%**	**82.90%**	**-50.22%**	**25.41%**	**38.21%**	**53.89%**	**40.95%**	**40.07%**

Remarks :

Exchange Rate : **38 THB : USD**

Tax rate : **No tax**

Tariff : **Wholesale tariff is forced by ROIC 8% from year 2005 onwards**

Operating Expenses : **Use CPI - X Methodology from Year 205 onwards**

ELECTRICITY GENERATING AUTHORITY OF THAILAND
FINANCIAL ANALYSIS
FINANCIAL RATIO

FISCAL YEAR (AD)		2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
FISCAL YEAR (BE)		2544 (Audited)	2545 (Audited)	2546 (Audited)	2547	2548	2549	2550	2551	2552
DEBT SERVICE COVERAGE RATIO										
TOTAL GENERATED FROM OPERATIONS		37,936	48,632	54,425	45,566	52,710	54,360	56,171	60,168	64,210
Add DIVIDEND RECEIVED		401	987	1,803	1,375	1,420	1,542	1,423	1,314	1,464
CONSUMER CONTRIBUTION		-	-	-	-	-	-	-	-	-
PROFIT RECEIVED FROM SELLING STOCK		2,204	648	437	-	-	-	-	-	-
Less LIGNITE MINE DEVELOPMENT EXPENDITURES		2,634	2,591	3,321	3,246	3,269	5,138	4,065	4,891	2,683
INVESTMENT IN ASSOCIATED COMPANY		-	-	18	333	-	-	-	-	-
REMITTANCE		16,620	7,470	9,555	10,540	7,329	10,001	10,828	11,818	12,797
	[1]	21,287	40,206	43,771	32,822	43,532	40,764	42,700	44,772	50,194
DEBT SERVICE (EXCLUDED DEFER.)		25,978	45,030	31,228	28,853	29,967	28,327	23,446	19,771	32,136
Add TRANSFER TO SINKING FUND FOR REDEMPTION		11,735	6,999	9,493	15,493	15,663	11,360	8,873	7,806	7,122
Less TRANSFER FROM SINKING FUND FOR REDEMPTION		2,527	15,810	11,022	10,926	9,177	8,770	6,000	6,500	16,820
RE-FINANCING LOAN		3,000	5,554	-	-	-	-	-	-	-
	[2]	32,185	30,666	29,699	33,421	36,454	30,917	26,318	21,078	22,438
IBRD FORMULA	[1] / [2]	0.66	1.31	1.47	0.98	1.19	1.32	1.62	2.12	2.24

Remarks :
Exchange Rate : 38 THB : USD
Tax rate : No tax
Tariff : Wholesale tariff is forced by ROIC 8% from year 2005 onwards
Operating Expenses : Use CPI - X Methodology from Year 205 onwards

ELECTRICITY GENERATING AUTHORITY OF THAILAND

FINANCIAL ANALYSIS

FINANCIAL RATIO

July 20, 2004

8.2.3 : New Plants are Combined Cycle (EGAT 50%)

State Enterprise (Fuel Price_Base Case)

FISCAL YEAR (AD) / FISCAL YEAR (BE)		2001 2544 (Audited)	2002 2545 (Audited)	2003 2546 (Audited)	2004 2547	2005 2548	2006 2549	2007 2550	2008 2551	2009 2552
DEBT / EQUITY										
TOTAL INTEREST-BEARING LIABILITIES	[1]	211,547	182,293	149,572	144,969	127,449	116,663	122,053	150,552	160,249
TOTAL DEBT (LONG TERM DEBTS + OTHER LIABILITIES + CURRENT LIABILITIES)	[2]	276,843	236,178	209,619	201,555	190,618	188,368	198,170	232,373	264,371
EQUITY	[3]	128,025	145,831	165,377	179,236	197,558	216,842	237,554	260,315	284,291
REVALUATION RESERVE		87,884	82,550	72,093	73,094	73,398	72,998	70,038	66,736	62,117
EQUITY REVALUATION	[4]	215,909	228,381	237,470	252,330	270,956	289,839	307,592	327,051	346,408
TOTAL INTEREST-BEARING LIABILITIES / EQUITY	[1] / [3]	1.65	1.25	0.90	0.81	0.65	0.54	0.51	0.58	0.56
TOTAL INTEREST-BEARING LIABILITIES (%)		62	56	47	45	39	35	34	37	36
EQUITY (%)		38	44	53	55	61	65	66	63	64
TOTAL DEBT / EQUITY	[2] / [3]	2.16	1.62	1.27	1.12	0.96	0.87	0.83	0.89	0.93
DEBT (%)		68	62	56	53	49	46	45	47	48
EQUITY (%)		32	38	44	47	51	54	55	53	52

Remarks :

Exchange Rate : **38 THB : USD**

Tax rate : **No tax**

Tariff : **Whoesale tariff is forced by ROIC 8% from year 2005 onwards**

Operating Expenses : **Use CPI - X Methodology from Year 205 onwards**

8.2.3

HIGH CASE

July 20, 2004

8.2.3 : New Plants are Combined Cycle (EGAT 50%)

State Enterprise (Fuel Price_High Case)

ELECTRICITY GENERATING AUTHORITY OF THAILAND
FINANCIAL ANALYSIS
INCOME STATEMENT
(MILLION BAHT)

FISCAL YEAR (AD)	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
FISCAL YEAR (BE)	2544	2545	2546	2547	2548	2549	2550	2551	2552
	(Audited)	(Audited)	(Audited)						
ENERGY GENERATION REQUIREMENT (GWh)	103,166	108,389	116,743	126,510	136,784	147,658	158,212	169,280	180,942
ENERGY SALES (GWh)	97,413	102,486	110,676	119,723	129,282	139,314	149,907	160,655	171,961
AVERAGE BASED TARIFF (B/kWh)	1.6408	1.7665	1.7534	1.7280	1.7254	1.7229	1.7203	1.7180	1.7180
REVENUE FROM AVERAGE TARIFF	159,839	181,036	194,059	206,882	223,063	240,017	257,885	276,006	295,429
* ADJUSTMENT FACTOR (B/kWh)	0.2603	0.2553	0.3290	0.4115	0.5948	0.6496	0.5015	0.5018	0.4858
WHOLESALE RATE (B/kWh)	**1.9011**	**2.0217**	**2.0824**	**2.1395**	**2.3202**	**2.3724**	**2.2218**	**2.2198**	**2.2038**
* ADJ. FOR A/C RECEIVABLE FROM FT FIXED (B/kWh)					-	-	-	-	-
WHOLESALE RATE + ADJ. FOR A/C RECEIVABLE FROM FT FIX (B/kWh)	1.9011	2.0217	2.0824	2.1395	2.3202	2.3724	2.2218	2.2198	2.2038
Plus REVENUE FROM FUEL ADJUSTMENT FACTOR	25,355	26,162	36,414	49,265	76,903	90,492	75,175	80,611	83,541
Less SOCIAL CONTRIBUTION	122	97	72	-	-	-	-	-	-
TOTAL REVENUE	185,072	207,101	230,401	256,148	299,966	330,509	333,060	356,617	378,970
FUEL EXPENSES	53,729	52,585	50,485	65,829	88,482	112,230	82,497	82,142	87,210
OPERATING EXPENSES:-									
OPERATING EXPENSES	9,038	9,358	8,709	10,797	10,211	10,891	11,581	12,281	12,321
TRANSMISSION EXPENSES	2,495	2,680	3,274	3,069	3,446	3,723	4,009	4,304	4,367
POWER PURCHASE	84,397	93,855	112,740	126,728	140,054	143,616	170,605	189,554	200,644
ADMINISTRATIVE EXPENSES	4,840	4,652	6,065	9,311	7,583	8,117	8,663	9,219	9,279
AMORTIZATION OF LAND RIGHT	300	624	513	514	514	546	549	555	618
DEPRECIATION (P/L)	12,348	13,077	13,492	14,551	15,426	15,895	16,238	16,858	18,438
COMMUNITY DEVELOPMENT AROUND PLANT AREA EXPENSES	-	-	-	-	-	-	1,633	1,744	1,861
LEASE OF TREASURY DEPT'S LAND AND DAMS	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL EXPENSES	167,148	176,832	195,277	230,799	265,715	295,018	295,775	316,658	334,738

8.2.3
HIGH CASE

Remarks :

Exchange Rate : 38 THB : USD

Tax rate : No tax

Tariff : Whoesale tariff is forced by ROIC 8% from year 2005 onwards

Operating Expenses : Use CPI - X Methodology from Year 2005 onwards

July 20, 2004

8.2.3 : New Plants are Combined Cycle (EGAT 50%)

State Enterprise (Fuel Price_High Case)

ELECTRICITY GENERATING AUTHORITY OF THAILAND

FINANCIAL ANALYSIS

INCOME STATEMENT

(MILLION BAHT)

FISCAL YEAR (AD)	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
FISCAL YEAR (BE)	2544	2545	2546	2547	2548	2549	2550	2551	2552
	(Audited)	(Audited)	(Audited)						
OPERATING INCOME	17,924	30,269	35,124	25,349	34,251	35,491	37,284	39,960	44,232
OTHER REVENUES	2,690	1,469	1,728	1,007	960	1,090	1,395	1,422	1,630
REVENUES FROM INVESTMENT	-228	2,143	3,705	3,550	3,797	3,557	3,284	3,660	2,646
PROFIT FROM SELLING POWER PLANT/STOCK	2,204	648	437	-	-	-	-	-	-
NET INCOME BEFORE INTEREST	22,589	34,529	40,994	29,906	39,007	40,138	41,964	45,042	48,508
(GAINS)/LOSS FROM FOREIGN EXCHANGE	(2,189)	(4,286)	(8)	(134)	-	-	-	-	-
INTEREST ON LONG TERM DEBTS	10,833	9,684	8,547	8,465	8,180	7,199	5,987	5,897	6,478
EXTRAORDINARY EXPENSE	-	-	-	-	-	-	-	-	-
NET INCOME AFTER INTEREST	13,946	29,131	32,455	21,575	30,827	32,939	35,976	39,145	42,030
BONUS	814	1,749	2,454	1,726	2,554	2,777	3,066	3,310	3,675
PROFIT / (LOSS) BEFORE TAX	13,132	27,382	30,001	19,849	28,274	30,162	32,910	35,835	38,356
CORPORATE INCOME TAX	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PROFIT/(LOSS) (EGAT)	*13,132*	*27,382*	*30,001*	*19,849*	*28,274*	*30,162*	*32,910*	*35,835*	*38,356*

Remarks :

Exchange Rate	: 38 THB : USD
Tax rate	: No tax
Tariff	: Whoesale tariff is forced by ROIC 8% from year 2005 onwards
Operating Expenses	: Use CPI - X Methodology from Year 2005 onwards

July 20, 2004
8.2.3 : New Plants are Combined Cycle (EGAT 50%)
State Enterprise (Fuel Price_High Case)

ELECTRICITY GENERATING AUTHORITY OF THAILAND
FINANCIAL ANALYSIS
STATEMENTS OF CHANGES IN FINANCIAL POSITION
(MILLION BAHT)

FISCAL YEAR (AD) / FISCAL YEAR (BE)	2001 2544 (Audited)	2002 2545 (Audited)	2003 2546 (Audited)	2004 2547	2005 2548	2006 2549	2007 2550	2008 2551	2009 2552
SOURCES OF FUNDS									
NET INCOME BEFORE INTEREST AFTER BONUS AND TAX	23,964	37,066	38,548	28,314	36,454	37,361	38,897	41,732	44,833
Less PROFIT FROM SELLING POWER PLANT/STOCK	2,204	648	437	-	-	-	-	-	-
REVENUES FROM INVESTMENT	-228	2,143	3,705	3,550	3,797	3,557	3,284	3,660	2,646
Add ADJUSTMENT FOR ITEMS NOT INVOLVED THE MOVEMENT OF FUNDS	16,437	14,357	20,019	19,455	20,188	21,012	21,150	22,311	22,056
TOTAL GENERATED FROM OPERATIONS	38,426	48,632	54,425	44,218	52,845	54,816	56,763	60,383	64,243
OTHER SOURCES OF FUNDS									
SHORT TERM INVESTMENTS IN FIXED DEPOSITS	1,113	1,563	1,907	3,000	-	-	-	-	-
SURPLUS FROM CONTRIBUTION	81	6	-	-	-	-	-	-	-
DISPOSAL OF POWER PLANT/STOCK	32,628	18,716	7,563	-	-	-	-	-	-
CASH RECEIVED FOR CONNECTION COST FROM IPP	51	148	1,527	153	-	-	-	-	-
CONSUMER CONTRIBUTION	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DIVIDEND RECEIVED	401	987	1,803	1,375	1,420	1,542	1,423	1,314	1,464
PROVISION LIABILITIES FOR MINE RECLAMATION	49	-17	44	97	91	93	96	97	96
LOAN TO THE COOPERATIVE PROMOTION DEPARTMENT	-	14	1	-	-	-	-	-	-
ENERGY CONSERVATION FUND	-	-	-	8	-	-	-	-	-
DEBT REVOLVER	-	-	-	24,734	3,172	30	-11,820	-	-
LONG-TERM LOANS RECEIVED									
FOREIGN LOANS	4,952	2,711	515	3,707	3,557	8,089	21,771	30,027	38,564
BAHT LOANS	-	3,800	-	1,933	2,069	6,202	7,179	12,346	14,181
RE-FINANCING LOANS	3,000	5,554	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL LONG-TERM LOANS RECEIVED	7,952	12,065	515	5,641	5,626	14,292	28,950	42,373	52,745
TOTAL SOURCES OF FUNDS	80,703	82,114	67,784	79,226	63,153	70,772	75,412	104,166	118,548

Remarks :

Exchange Rate	**: 38 THB : USD**
Tax rate	**: No tax**
Tariff	**: Whoesale tariff is forced by ROIC 8% from year 2005 onwards**
Operating Expenses	**: Use CPI - X Methodology from Year 2005 onwards**

ELECTRICITY GENERATING AUTHORITY OF THAILAND
FINANCIAL ANALYSIS
STATEMENTS OF CHANGES IN FINANCIAL POSITION (Cont.)
(MILLION BAHT)

FISCAL YEAR (AD)	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
FISCAL YEAR (BE)	2544	2545	2546	2547	2548	2549	2550	2551	2552
	(Audited)	(Audited)	(Audited)						
APPLICATION OF FUNDS									
NET SINKING FUND FOR REDEMP. NOTES & BONDS	9,208	-8,810	-1,529	4,567	6,486	2,590	2,873	1,306	-9,698
LOAN REPAYMENT	35,121	44,846	32,893	33,435	22,342	22,761	19,600	13,874	25,658
INTEREST	10,833	9,684	8,547	8,466	8,181	7,199	5,988	5,897	6,478
TOTAL DEBT SERVICE	45,953	54,530	41,440	41,900	30,523	29,960	25,588	19,772	32,136
CAPITAL EXPENDITURE	19,273	13,911	10,806	16,848	15,951	24,576	41,136	56,214	73,171
PROVIDENT FUND	-2	-1	-1	-	-	-	-	-	-
FINANCING LEASE	-	6	3	2	1	-	-	-	-
DEVELOPMENT EXPENDITURES	2,634	2,591	3,321	3,246	3,269	5,138	4,065	4,891	2,683
BONUS	-	-	-	-	-	-	-	-	-
REMITTANCE	16,620	7,470	9,555	10,540	6,790	9,958	10,823	11,940	12,880
DIVIDEND	-	-	-	-	-	-	-	-	-
INVESTMENT IN ASSOCIATED COMPANY	-	-	18	333	-	-	-	-	-
TOTAL APPLICATION OF FUNDS	93,686	69,697	63,612	77,437	63,021	72,222	84,485	94,123	111,171
INCREASE/(DECREASE) IN WORKING CAPITAL	*-12,984*	*12,418*	*4,172*	*1,789*	*133*	*-1,450*	*-9,072*	*10,043*	*7,377*

Remarks :

Exchange Rate	**: 38 THB : USD**
Tax rate	**: No tax**
Tariff	**: Whoesale tariff is forced by ROIC 8% from year 2005 onwards**
Operating Expenses	**: Use CPI - X Methodology from Year 2005 onwards**

July 20, 2004
8.2.3 : New Plants are Combined Cycle (EGAT 50%)
State Enterprise (Fuel Price_High Case)

ELECTRICITY GENERATING AUTHORITY OF THAILAND
FINANCIAL ANALYSIS
STATEMENTS OF CHANGES IN FINANCIAL POSITION (Cont.)
(MILLION BAHT)

FISCAL YEAR (AD)	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
FISCAL YEAR (BE)	2544 (Audited)	2545 (Audited)	2546 (Audited)	2547	2548	2549	2550	2551	2552
CASH AT THE BEGINNING OF YEAR	23,601	14,183	22,617	25,049	19,998	13,512	10,922	9,388	19,348
CASH AT THE END OF YEAR	14,183	22,617	25,049	19,998	13,512	10,922	9,388	19,348	27,397
INCREASE/(DECREASE) IN CASH	-9,417	8,434	2,432	-5,051	-6,486	-2,590	-1,534	9,960	8,049
INCREASE/(DECREASE) IN A/C RECEIVABLE	-2,545	2,319	8,021	6,531	12,814	9,387	-4,974	4,423	2,750
INCREASE/(DECREASE) IN MATERIAL	510	-2,327	-1,674	-183	-93	353	315	304	30
(INCREASE)/DECREASE IN A/C PAYABLE	-4,628	4,950	-4,451	369	-6,360	-8,661	-2,581	-4,074	-2,910
(INCREASE)/DECREASE IN ACCRUED INTEREST	574	776	690	123	258	62	-299	-570	-542
IMPROVE ITEMS FOR WORKING CAPITAL	2,522	-1,734	-846	-	-	-	-	-	-
SUB TOTAL	-12,984	12,418	4,172	1,789	133	-1,450	-9,072	10,043	7,377
3 YEAR AVERAGE INVESTMENT(EXCL.CONT.FOR DAM)	18,450	14,663	13,855	14,535	19,125	27,221	40,642	56,840	70,672
PAYMENTS INTO SINKING FUND (including interest)	11,735	6,999	9,493	15,493	15,663	11,360	8,873	7,806	7,122
REDEEMED BY SINKING FUND	-2,527	-15,810	-11,022	-10,926	-9,177	-8,770	-6,000	-6,500	-16,820
RE-FINANCING LOAN	3,000	5,554	-	-	-	-	-	-	-
(INCREASE)/DECREASE IN REPAY DUE NEXT YEAR	1,150	5,021	1,617	-1,156	-417	3,160	5,726	-11,784	8,269
INCREASE/(DECREASE) IN WORKING CAP. FOR SFR	-11,535	5,718	2,586	6,840	6,619	1,824	-7,646	-20	-682

Remarks :

Exchange Rate	**: 38 THB : USD**
Tax rate	**: No tax**
Tariff	**: Whoesale tariff is forced by ROIC 8% from year 2005 onwards**
Operating Expenses	**: Use CPI - X Methodology from Year 2005 onwards**

July 20, 2004
&2.3 : New Plants are Combined Cycle (EGAT 50%)
State Enterprise (Fuel Price_High Case)

ELECTRICITY GENERATING AUTHORITY OF THAILAND
FINANCIAL ANALYSIS
BALANCE SHEET
(MILLION BAHT)

FISCAL YEAR (AD)	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
FISCAL YEAR (BE)	2544	2545	2546	2547	2548	2549	2550	2551	2552
State Enterprise (Fuel Price_High Case)	(Audited)	(Audited)	(Audited)						
ASSETS									
FIXED ASSETS :-									
PROPERTY PLANT AND EQUIPMENT IN SERVICE	349,368	362,730	372,904	405,410	426,760	450,665	469,154	499,233	558,940
Less ACCUMULATED DEPRECIATION	130,535	143,078	156,212	171,070	186,825	203,112	219,752	236,987	255,805
NET FIXED ASSETS	218,834	219,652	216,693	234,340	239,934	247,554	249,402	262,246	303,134
Add WORK UNDER CONSTRUCTION	64,779	43,605	32,849	17,172	11,775	11,631	34,213	60,188	72,075
TOTAL FIXED ASSETS	283,613	263,256	249,542	251,513	251,709	259,185	283,615	322,434	375,210
INTANGIBLE ASSETS :-									
DEFERRED EXPENDITURES	21,476	19,789	19,111	17,569	16,194	16,526	16,043	15,911	16,732
ROYALTY ON REAL PROPERTY SERVICE	298	292	285	279	273	266	260	253	247
NET INTANGIBLE ASSETS	21,773	20,081	19,396	17,848	16,467	16,792	16,303	16,165	16,979
OTHER ASSETS:-									
SINKING FUND FOR REDEMPTION OF NOTES	25,775	16,964	15,435	20,002	26,488	29,078	31,951	33,257	23,559
INVESTMENT IN ASSOCIATED COMPANY	8,510	9,664	11,708	14,216	16,593	18,607	20,469	22,815	23,998
LOAN TO THE COOPERATIVE PROMOTION DEPARTMENT	35	20	20	20	20	20	20	20	20
	34,320	26,648	27,163	34,238	43,101	47,705	52,439	56,092	47,576
CURRENT ASSETS:-									
MATERIALS, SUPPLIES AND FUEL	7,946	5,619	3,945	3,762	3,669	4,706	4,913	5,114	5,134
A/C RECEIVABLE	32,482	34,801	42,822	49,353	62,166	71,553	66,579	71,002	73,752
CASH - BANK	14,183	22,617	25,049	19,998	13,512	10,922	9,388	19,348	27,397
BANK FIXED DEPOSIT	10,551	8,987	7,080	4,080	4,080	4,080	4,080	4,080	4,080
	65,162	72,024	78,896	77,193	83,428	91,261	84,961	99,545	110,363
TOTAL ASSETS	404,868	382,009	374,997	380,791	394,705	414,943	437,318	494,235	550,128

Remarks :
Exchange Rate : 38 THB : USD
Tax rate : No tax
Tariff : Wholesale tariff is forced by ROIC 8% from year 2005 onwards
Operating Expenses : Use CPI - X Methodology from Year 2005 onwards

July 20, 2004
8.2.3 : New Plants are Combined Cycle (EGAT 50%)
State Enterprise (Fuel Price_High Case)

ELECTRICITY GENERATING AUTHORITY OF THAILAND
FINANCIAL ANALYSIS
BALANCE SHEET (Cont.)
(MILLION BAHT)

FISCAL YEAR (AD)	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
FISCAL YEAR (BE)	2544	2545	2546	2547	2548	2549	2550	2551	2552
	(Audited)	(Audited)	(Audited)						
LIABILITIES AND EQUITY									
EQUITY									
CAPITAL CONTRIBUTION :-									
GOVERNMENT OF THAILAND	9,766	9,703	9,641	9,579	9,516	9,454	9,392	9,329	9,267
SURPLUS FROM CONTRIBUTIONS	3,349	3,355	3,355	3,355	3,355	3,355	3,355	3,355	3,355
SUB TOTAL OF CAPITAL CONTRIBUTION	13,115	13,058	12,996	12,934	12,871	12,809	12,747	12,684	12,622
RETAINED EARNINGS :-									
RETAINED EARNINGS	114,910	132,773	152,381	165,440	183,755	203,094	224,064	247,019	271,078
REVALUATION RESERVE	-	-	-	-	-	-	-	-	-
WELFARE FUND	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SUB TOTAL OF RETAINED EARNINGS	114,910	132,773	152,381	165,440	183,755	203,094	224,064	247,019	271,078
TOTAL EQUITY	128,025	145,831	165,377	178,374	196,627	215,903	236,811	259,703	283,700

Remarks :
Exchange Rate : **38 THB : USD**
Tax rate : **No tax**
Tariff : **Whoesale tariff is forced by ROIC 8% from year 2005 onwards**
Operating Expenses : **Use CPI - X Methodology from Year 2005 onwards**

July 20, 2004
8.2.3 : New Plants are Combined Cycle (EGAT 50%)
State Enterprise (Fuel Price_High Case)

ELECTRICITY GENERATING AUTHORITY OF THAILAND
FINANCIAL ANALYSIS
BALANCE SHEET (Cont.)
(MILLION BAHT)

FISCAL YEAR (AD)	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
FISCAL YEAR (BE)	2544	2545	2546	2547	2548	2549	2550	2551	2552
	(Audited)	(Audited)	(Audited)						
LIABILITIES									
LONG TERM LIABILITIES :-									
TOTAL AMOUNTS OUTSTANDING	211,547	182,293	149,572	121,775	110,004	107,116	122,053	150,552	177,638
Less CURRENT PORTION OF LONG TERM DEBT	27,826	22,804	21,187	22,343	22,761	19,600	13,874	25,658	17,389
NET LONG TERM DEBTS	183,722	159,489	128,385	99,432	87,243	87,516	108,179	124,893	160,249
DEBT REVOLVER	-	-	-	24,734	22,959	17,407	0	0	0
OTHER LIABILITIES :-									
DEFERRED INTEREST ON LONG TERM DEBTS	8	8	8	7	7	7	6	6	6
DEFERRED CONTRIBUTION	2,058	2,151	3,524	3,530	3,375	3,220	3,065	2,910	2,755
PROVIDENT FUND	23	24	24	24	24	24	24	24	24
PROVISION LIABILITIES FOR MINE RECLAMATION	1,462	1,445	1,489	1,586	1,677	1,770	1,866	1,963	2,060
	3,551	3,628	5,044	5,147	5,083	5,021	4,962	4,904	4,845
CURRENT LIABILITIES :-									
A/C PAYABLE AND ACCRUED EXPENSES	57,694	46,982	52,419	48,300	57,828	67,354	71,052	76,065	80,392
CURRENT PORTION OF LONG TERM DEBT	27,826	22,804	21,187	22,343	22,761	19,600	13,874	25,658	17,389
ACCRUED INTEREST ON LONG - TERM DEBT	4,051	3,275	2,585	2,462	2,204	2,142	2,441	3,011	3,553
	89,570	73,061	76,190	73,105	82,793	89,096	87,367	104,735	101,334
TOTAL LIABILITIES AND EQUITY	404,868	382,009	374,997	380,791	394,705	414,943	437,318	494,235	550,128

Remarks :

Exchange Rate	**: 38 THB : USD**
Tax rate	**: No tax**
Tariff	**: Whoesale tariff is forced by ROIC 8% from year 2005 onwards**
Operating Expenses	**: Use CPI - X Methodology from Year 2005 onwards**

July 20, 2004
8.2.3 : New Plants are Combined Cycle (EGAT 50%)
State Enterprise (Fuel Price_High Case)

ELECTRICITY GENERATING AUTHORITY OF THAILAND
FINANCIAL ANALYSIS
FINANCIAL RATIO
(MILLION BAHT)

FISCAL YEAR (AD)	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
FISCAL YEAR (BE)	2544	2545	2546	2547	2548	2549	2550	2551	2552
	(Audited)	(Audited)	(Audited)						
RATIO :									
(1) RETURN ON AVERAGE TOTAL ASSETS (%)	*3.13*	*6.96*	*7.93*	*5.25*	*7.29*	*7.45*	*7.72*	*7.69*	*7.35*
(2) RETURN ON EQUITY (%)	*10.49*	*20.00*	*19.28*	*11.55*	*15.08*	*14.62*	*14.54*	*14.43*	*14.12*
(3) RETURN ON INVESTED CAPITAL (%)	*3.44*	*6.40*	*7.92*	*5.94*	*8.00*	*8.00*	*8.00*	*8.00*	*8.00*
(4) % SELF FINANCING RATIO (%)	*3.45*	*26.07*	*82.90*	*-60.81*	*3.02*	*25.31*	*55.32*	*41.89*	*40.17*
(5) DEBT SERVICE COVERAGE (Time)	*0.66*	*1.31*	*1.47*	*0.94*	*1.19*	*1.27*	*1.52*	*2.13*	*2.23*
(6) D : E ratio (Debt is Total Debt)	*2.16*	*1.62*	*1.27*	*1.13*	*1.01*	*0.92*	*0.85*	*0.90*	*0.94*

MEMO

FILE	*Case PDP 2004 (CC)*
BASE ON	*Case present Board 4 May 04 base on Case ธันวา.(ปรับ)adj budget 1 april*
BUDGET	*2003_Audited, 2004-2005_Budget April 07,04 (Except fuel expenses, power purchase/ 2005 capex include new project / Sinking funds)*
RUN DATE	*July 20, 2004*

Remarks :

Exchange Rate	:	**38 THB : USD**
Tax rate	:	**No tax**
Tariff	:	**Whoesale tariff is forced by ROIC 8% from year 2005 onwards**
Operating Expenses	:	**Use CPI - X Methodology from Year 2005 onwards**

July 20, 2004

8.2.3 : New Plants are Combined Cycle (EGAT 50%)

State Enterprise (Fuel Price_High Case)

ELECTRICITY GENERATING AUTHORITY OF THAILAND

FINANCIAL ANALYSIS

FINANCIAL RATIO

FISCAL YEAR (AD)		2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
FISCAL YEAR (BE)		2544	2545	2546	2547	2548	2549	2550	2551	2552
		(Audited)	(Audited)	(Audited)						
RETURN ON TOTAL ASSETS										
NET PROFIT / (LOSS)	[1]	13,132	27,382	30,001	19,849	28,274	30,162	32,910	35,835	38,356
TOTAL ASSETS	[2]	404,868	382,009	374,997	380,791	394,705	414,943	437,318	494,235	550,128
AVERAGE TOTAL ASSETS	[3]	419,488	393,439	378,503	377,894	387,748	404,824	426,131	465,777	522,182
	[1] / [2]	**3.24%**	**7.17%**	**8.00%**	**5.21%**	**7.16%**	**7.27%**	**7.53%**	**7.25%**	**6.97%**
	[1] / [3]	**3.13%**	**6.96%**	**7.93%**	**5.25%**	**7.29%**	**7.45%**	**7.72%**	**7.69%**	**7.35%**
RETURN ON EQUITY										
NET PROFIT / (LOSS)	[1]	13,132	27,382	30,001	19,849	28,274	30,162	32,910	35,835	38,356
EQUITY		128,025	145,831	165,377	178,374	196,627	215,903	236,811	259,703	283,700
AVERAGE EQUITY	[2]	125,172	136,928	155,604	171,875	187,500	206,265	226,357	248,257	271,702
	[1] / [2]	**10.49%**	**20.00%**	**19.28%**	**11.55%**	**15.08%**	**14.62%**	**14.54%**	**14.43%**	**14.12%**
RETURN ON INVESTED CAPITAL										
NET OPERATING PROFIT AFTER TAX	[1]	10,887	19,388	22,846	16,751	22,792	23,542	24,629	26,450	29,383
INVESTED CAPITAL		311,836	294,507	282,537	281,441	288,370	300,174	315,551	345,695	388,886
AVERAGE INVESTED CAPITAL	[2]	316,082	303,172	288,522	281,989	284,906	294,272	307,862	330,623	367,290
	[1] / [2]	**3.44%**	**6.40%**	**7.92%**	**5.94%**	**8.00%**	**8.00%**	**8.00%**	**8.00%**	**8.00%**

Remarks :

Exchange Rate : 38 THB : USD

Tax rate : No tax

Tariff : Wholesale tariff is forced by ROIC 8% from year 2005 onwards

Operating Expenses : Use CPI - X Methodology from Year 2005 onwards

July 20, 2004

8.2.3 : New Plants are Combined Cycle (EGAT 50%)

State Enterprise (Fuel Price_High Case)

ELECTRICITY GENERATING AUTHORITY OF THAILAND

FINANCIAL ANALYSIS

FINANCIAL RATIO

FISCAL YEAR (AD)		2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
FISCAL YEAR (BE)		2544	2545	2546	2547	2548	2549	2550	2551	2552
		(Audited)	(Audited)	(Audited)						
SELF FINANCING RATIO										
OPERATING INCOME		17,924	30,269	35,124	25,349	34,251	35,491	37,284	39,960	44,232
Less BONUS		814	1,749	2,454	1,726	2,554	2,777	3,066	3,310	3,675
Add OTHER REVENUES		2,690	1,469	1,728	1,007	960	1,090	1,395	1,422	1,630
DEPRECIATION (P/L)		12,348	13,077	13,492	14,551	15,426	15,895	16,238	16,858	18,438
INTEREST ON LONG TERM DEBTS (MINE)		-	-	-	-	-	-	-	-	-
LOSS ON FOREIGN EXCHANGE (MINE&OTHER)		713	-304	-315	134	-	-	-	-	-
WRITTEN OFF DEFERRED LIGNITE MINE DEVEL.		3,896	4,211	4,564	4,294	4,130	5,074	4,065	4,628	2,819
AMOUNT WRITTEN OFF & OTHER HEADINGS		1,179	1,659	2,286	610	632	43	847	825	799
Less CORPORATE INCOME TAX		-	-	-	-	-	-	-	-	-
		37,936	**48,632**	**54,425**	**44,218**	**52,845**	**54,816**	**56,763**	**60,383**	**64,243**
Add RE-FINANCING LOAN		3,000	5,554	-	-	-	-	-	-	-
DIVIDEND RECEIVED		401	987	1,803	1,375	1,420	1,542	1,423	1,314	1,464
CONSUMER CONTRIBUTION		-	-	-	-	-	-	-	-	-
PROFIT FROM SELLING STOCK		2,204	648	437	-	-	-	-	-	-
PROFIT FROM SELLING ASSETS		-								
Less REPAYMENT		15,145	35,346	22,681	20,442	22,342	22,761	19,600	13,874	25,658
INTEREST		10,833	9,684	8,547	8,465	8,180	7,199	5,987	5,897	6,478
NET SINKING FUND FOR REDEMP.NOTES & BONDS		9,208	-8,810	-1,529	4,567	6,486	2,590	2,873	1,306	-9,698
LIGNITE MINE DEVELOPMENT EXPENDITURES		2,634	2,591	3,321	3,246	3,269	5,138	4,065	4,891	2,683
INVESTMENT IN ASSOCIATED COMPANY		-	-	18	333	-	-	-	-	-
REMITTANCE		16,620	7,470	9,555	10,540	6,790	9,958	10,823	11,940	12,880
DIVIDEND		-	-	-	-	-	-	-	-	-
INCREASE/(DECREASE) IN WORKING CAP. FOR SFR		-11,535	5,718	2,586	6,840	6,619	1,824	-7,646	-20	-682
	[1]	**636**	**3,822**	**11,486**	**-8,839**	**578**	**6,889**	**22,483**	**23,808**	**28,388**
3 YEAR AVERAGE INVESTMENT (EXCL.CONT.FOR DAM)	[2]	**18,450**	**14,663**	**13,855**	**14,535**	**19,125**	**27,221**	**40,642**	**56,840**	**70,672**
IBRD FORMULA	[1] / [2]	**3.45%**	**26.07%**	**82.90%**	**-60.81%**	**3.02%**	**25.31%**	**55.32%**	**41.89%**	**40.17%**

Remarks :

Exchange Rate : **38 THB : USD**

Tax rate : **No tax**

Tariff : **Whoesale tariff is forced by ROIC 8% from year 2005 onwards**

Operating Expenses : **Use CPI - X Methodology from Year 2005 onwards**

ELECTRICITY GENERATING AUTHORITY OF THAILAND

FINANCIAL ANALYSIS

FINANCIAL RATIO

July 20, 2004

8.2.3 : New Plants are Combined Cycle (EGAT 50%)

State Enterprise (Fuel Price_High Case)

FISCAL YEAR (AD)		2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
FISCAL YEAR (BE)		2544	2545	2546	2547	2548	2549	2550	2551	2552
		(Audited)	(Audited)	(Audited)						
DEBT SERVICE COVERAGE RATIO										
TOTAL GENERATED FROM OPERATIONS		37,936	48,632	54,425	44,218	52,845	54,816	56,763	60,383	64,243
Add DIVIDEND RECEIVED		401	987	1,803	1,375	1,420	1,542	1,423	1,314	1,464
CONSUMER CONTRIBUTION		-	-	-	-	-	-	-	-	-
PROFIT RECEIVED FROM SELLING STOCK		2,204	648	437	-	-	-	-	-	-
Less LIGNITE MINE DEVELOPMENT EXPENDITURES		2,634	2,591	3,321	3,246	3,269	5,138	4,065	4,891	2,683
INVESTMENT IN ASSOCIATED COMPANY		-	-	18	333	-	-	-	-	-
REMITTANCE		16,620	7,470	9,555	10,540	6,790	9,958	10,823	11,940	12,880
	[1]	21,287	40,206	43,771	31,475	44,205	41,262	43,298	44,865	50,144
DEBT SERVICE (EXCLUDED DEFER.)		25,978	45,030	31,228	28,907	30,522	29,960	25,588	19,771	32,136
Add TRANSFER TO SINKING FUND FOR REDEMPTION		11,735	6,999	9,493	15,493	15,663	11,360	8,873	7,806	7,122
Less TRANSFER FROM SINKING FUND FOR REDEMPTION		2,527	15,810	11,022	10,926	9,177	8,770	6,000	6,500	16,820
RE-FINANCING LOAN		3,000	5,554	-	-	-	-	-	-	-
	[2]	32,185	30,666	29,699	33,474	37,009	32,550	28,460	21,078	22,438
IBRD FORMULA	[1] / [2]	0.66	1.31	1.47	0.94	1.19	1.27	1.52	2.13	2.23

Remarks :

Exchange Rate	: 38 THB : USD
Tax rate	: No tax
Tariff	: Whoesale tariff is forced by ROIC 8% from year 2005 onwards
Operating Expenses	: Use CPI - X Methodology from Year 2005 onwards

ELECTRICITY GENERATING AUTHORITY OF THAILAND

FINANCIAL ANALYSIS

FINANCIAL RATIO

July 20, 2004

8.2.3 : New Plants are Combined Cycle (EGAT 50%)

State Enterprise (Fuel Price_High Case)

FISCAL YEAR (AD)		2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
FISCAL YEAR (BE)		2544	2545	2546	2547	2548	2549	2550	2551	2552
		(Audited)	(Audited)	(Audited)						
DEBT / EQUITY										
TOTAL INTEREST-BEARING LIABILITIES	[1]	211,547	182,293	149,572	146,509	132,963	124,523	122,053	150,552	160,249
TOTAL DEBT (LONG TERM DEBTS + OTHER LIABILITIES - CURRENT LIABILITIES)	[2]	276,843	236,178	209,619	202,417	198,078	199,040	200,507	234,532	266,428
EQUITY	[3]	128,025	145,831	165,377	178,374	196,627	215,903	236,811	259,703	283,700
REVALUATION RESERVE		87,884	82,550	72,093	73,094	73,398	72,998	70,038	66,736	62,117
EQUITY REVALUATION	[4]	215,909	228,381	237,470	251,468	270,025	288,901	306,849	326,439	345,817
TOTAL INTEREST-BEARING LIABILITIES : EQUITY	[1] / [3]	**1.65**	**1.25**	**0.90**	**0.82**	**0.68**	**0.58**	**0.52**	**0.58**	**0.56**
TOTAL INTEREST-BEARING LIABILITIES (%)		62	56	47	45	40	37	34	37	36
EQUITY (%)		38	44	53	55	60	63	66	63	64
TOTAL DEBT / EQUITY	[2] / [3]	**2.16**	**1.62**	**1.27**	**1.13**	**1.01**	**0.92**	**0.85**	**0.90**	**0.94**
DEBT (%)		68	62	56	53	50	48	46	47	48
EQUITY (%)		32	38	44	47	50	52	54	53	52

Remarks :

Exchange Rate : **38 THB : USD**

Tax rate : **No tax**

Tariff : **Wholesale tariff is forced by ROIC 8% from year 2005 onwards**

Operating Expenses : **Use CPI - X Methodology from Year 2005 onwards**