

ที่ นร 0206/ 14810

สำนักเลขาธิการคณะรัฐมนตรี

ทำเนียบรัฐบาล กท 10300

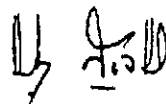
15 กันยายน 2535

เรื่อง แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (พ.ศ.2535 - 2549)

เรียน เลขาธิการคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ

อ้างถึง หนังสือ สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ค่วนที่สุด ที่ นร 0901/0310
ลงวันที่ 7 กันยายน 2535ตามที่ได้เสนอมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติเรื่อง แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า
ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (พ.ศ.2535 - 2549) รวม 2 ข้อ เพื่อดำเนินการ นั้นคณะรัฐมนตรีได้ลงมติเมื่อวันที่ 12 กันยายน 2535 อนุมัติตามมติคณะกรรมการนโยบาย-
พลังงานแห่งชาติจึงเรียนมาเพื่อโปรดทราบ ได้แจ้งให้สำนักงานปลัดสำนักนายกรัฐมนตรี และกระทรวง
เกษตรและสหกรณ์ ทราบด้วยแล้ว

ขอแสดงความนับถือ



(นายเกษร จันทรวงศ์)

ผู้ช่วยเลขาธิการคณะรัฐมนตรี ปฏิบัติราชการแทน

เลขาธิการคณะรัฐมนตรี

15 ก.ย. 2535

กองประสานนโยบายและแผน

โทร. 2800389

โทรสาร 2801901

พ.ศ. 2535 15 ก.ย. 35
 15 ก.ย. 35
 15 ก.ย. 35
 15 ก.ย. 35
 15 ก.ย. 35

ที่ นร 0206/

สำนักเลขาธิการคณะรัฐมนตรี

ทำเนียบรัฐบาล กท 10300

15 กันยายน 2535

เรื่อง แผนพัฒนาการผลิตไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (พ.ศ. 2535 - 2549)

19811 19812

เรียน รว.กษ., ปลัดนร.

สิ่งที่ส่งมาด้วย สำเนาหนังสือสำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ

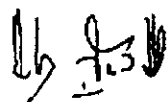
ด่วนที่สุด ที่ นร 0901/0370 ลงวันที่ 7 กันยายน 2535

ด้วยสำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ได้เสนอมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติเรื่อง แผนพัฒนาการผลิตไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (พ.ศ. 2535 - 2549) รวม 2 ข้อ เพื่อดำเนินการ ความละเอียดครบถ้วนตามสำเนาหนังสือที่ได้ส่งมาพร้อมนี้

คณะรัฐมนตรีได้ลงมติเมื่อวันที่ 12 กันยายน 2535 อนุมัติตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ

จึงเรียนเชิญมา/จึงเรียนมาเพื่อโปรดทราบ และขอแจ้งให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยทราบด้วย

ขอแสดงความนับถือ



(นายเกษร จันทรวงศ์)

ผู้ช่วยเลขาธิการคณะรัฐมนตรี ปฏิบัติราชการแทน

เลขาธิการคณะรัฐมนตรี

15 ก.ย. 2535

กองประสานนโยบายและแผน

โทร 2800389

โทรสาร 2801901

ผ.อ.ก.ร.
 ผ.อ. 15 ก.ย. 35
 ผ.อ.
 ผ.อ.
 ผ.อ.
 จ.ร.
 จ.ร.

ที่ นร 0206/กค(ค) 20466

สำนักเลขาธิการคณะรัฐมนตรี

พาเนียบรัฐบาล กท 10300

18 กันยายน 2535

เรื่อง แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (พ.ศ. 2535 - 2549)

เรียน รว. อก, รว. วว, รว. กค

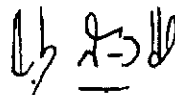
สิ่งที่ส่งมาด้วย สำเนาหนังสือสำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ
 ส่วนที่สี่ ที่ นร 0901/0370 ลงวันที่ 7 กันยายน 2535

ด้วยสำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ได้เสนอมติคณะกรรมการนโยบายพลังงาน
 แห่งชาติเรื่อง แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (พ.ศ. 2535 - 2549)
 รวม 2 ข้อ เพื่อดำเนินการ ความละเอียดครบถ้วนตามสำเนาหนังสือที่ได้ส่งมาพร้อมนี้

คณะรัฐมนตรีได้ลงมติเมื่อวันที่ 12 กันยายน 2535 อนุมัติตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงาน
 แห่งชาติ

จึงเรียนมายังมา

ขอแสดงความนับถือ



(นายเกษร จันทรวงศ์)

ผู้ช่วยเลขาธิการคณะรัฐมนตรี ปฏิบัติราชการแทน

เลขาธิการคณะรัฐมนตรี

18 ก.ย. 2535

กองประสานนโยบายและแผน

โทร. 2800389

โทรสาร 2801901

พ.อ.ดร.
 พ.อ.
 พ.อ.พช.
 ร.น.
 ทน.
 จ.น.



ด่วนที่สุด บันทึกข้อความ

ทำในเวลาการประชุม
วันที่ ๗๗๕
วันที่ ๘.๑๑.๒๕๖๓ ๑๐๕

4/36

ส่วนราชการ สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ โทร. ๒๕๒-๙๐๒๗-๓๑

ที่ ท.บว ๐๙๐๑/๐๓๗๐ วันที่ ๗ กันยายน ๒๕๖๓

เรื่อง แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. ๒๕๖๕-๒๕๗๕

กราบเรียน นายกรัฐมนตรี

ประธานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ

นาย ธีรยุทธ บุญประดิษฐ์
วันที่ ๕ กันยายน ๒๕๖๓
ที่ ๑๓๖

อนุสนธิการประชุมคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ครั้งที่ ๘/๒๕๖๓ ครั้งที่ ๓๙) เมื่อ
วันที่ ๗ กันยายน ๒๕๖๓ ที่ประชุมได้พิจารณาข้อเสนอของคณะกรรมการนโยบายไฟฟ้า เรื่อง แผนพัฒนาการผลิตไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (พ.ศ. ๒๕๖๕-๒๕๗๕) ดังรายละเอียดในสิ่งที่ส่งมาด้วย

ก.บ.พ.

RD

คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ พิจารณาแล้วมีมติดังนี้

๒๘ ก.ย. ๒๕๖๓

๑.๑

๑. เห็นชอบตามที่คณะกรรมการนโยบายไฟฟ้าเสนอในข้อ ๖.๑-๖.๗ ของสิ่งที่ส่งมาด้วย

ก.บ.พ.

๒. เนื่องจากแหล่งก๊าซธรรมชาติจากประเทศเพื่อนบ้านยังมีความไม่แน่นอนสูง อีกทั้งโครงการ
โรงไฟฟ้าพลังความร้อนถ่านหินที่ใช้ถ่านหินนำเข้าเป็นเชื้อเพลิงยังมีปัญหาในเรื่องการขาดแคลน
แคลลัมและความเหมาะสมของสถานที่ตั้ง จึงจำเป็นต้องเร่งรัดการจัดการเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าจาก
หลายแหล่งรวมกัน โดยคณะกรรมการเร่งพิจารณาข้อจำกัดจากประเทศมาเลเซีย พม่า และเวียดนาม
พร้อมทั้งพิจารณาความเหมาะสมของการใช้ก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) เป็นการเร่งด่วนด้วย

จึงกราบเรียนมาเพื่อโปรดพิจารณาอนุมัติ และนำเสนอคณะรัฐมนตรีเพื่อบรรณเป็นวาระในการ
ประชุมในวันที่ ๘ กันยายน ๒๕๖๓ และถือเป็นมติคณะรัฐมนตรีต่อไปด้วย จักขอบพระคุณยิ่ง

น. นายกรัฐมนตรี

(นายปิยสวัสดิ์ อัมระนันทน์)

ท.บว

รักษาการในตำแหน่งรองเลขาธิการคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ
ปฏิบัติราชการแทนเลขาธิการคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ
กรรมการและเลขาธิการคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ

ก.บ.พ.

๑๖๙๕

๒๕

แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย
EGAT POWER DEVELOPMENT PLAN (1992-2006)

1. ความเป็นมา

1.1 การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ได้เสนอแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของ กฟผ. (พ.ศ. 2535-2549) มายังปลัดสำนักนายกรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 29 มิถุนายน 2535 เพื่อให้พิจารณาเสนอสำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ พิจารณาให้ความเห็นชอบต่อไป

1.2 แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้างดกล่าว จัดทำขึ้นตามมติของคณะกรรมการพิจารณานโยบายพลังงานและคณะกรรมการนโยบายปิโตรเลียม ครั้งที่ 9/2534 (ครั้งที่ 9) เมื่อวันที่ 25 ตุลาคม 2534 ที่ได้ให้ความเห็นชอบผลการพยากรณ์การใช้ไฟฟ้า ตามที่คณะกรรมการพยากรณ์การใช้ไฟฟ้าเสนอ พร้อมทั้งมีมติมอบให้การไฟฟ้าทั้งสาม รับไปจัดทำแผนการลงทุนระยะยาว เพื่อให้สอดคล้องกับผลการพยากรณ์ชุดเดือนกันยายน 2534 ดังกล่าว และนำเสนอคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) พิจารณาให้ความเห็นชอบแผนการลงทุนในช่วงแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 7

1.3 คณะกรรมการนโยบายไฟฟ้า ในการประชุมครั้งที่ 4/2535 (ครั้งที่ 4) ได้มีมติให้แต่งตั้งคณะกรรมการเฉพาะกิจ เพื่อพิจารณาแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้ารวมทั้งแนวทางการดำเนินงานในอนาคตของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย เพื่อพิจารณาเสนอความเห็นต่อ กพช. โดยมีรองเลขาธิการคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ (นายอนุภาพ สุนอนันต์) เป็นประธาน และหน่วยงานที่เกี่ยวข้องร่วมเป็นอนุกรรมการ

1.4 คณะอนุกรรมการเฉพาะกิจฯ ได้พิจารณาแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของ กฟผ. แล้ว และได้มีมติให้ กฟผ. ปรับแผนที่เสนอด้วยเหตุผลสองประการคือ

(1) การชะลอโครงการโรงไฟฟ้าอ่าวไผ่ออกไป 2 ปี ทำให้ต้องพิจารณาโครงการโรงไฟฟ้ามาทดแทนเพื่อให้สามารถสนองความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคต

(2) ปริมาณก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้นเนื่องจาก ปตท. ให้ความมั่นใจว่าจะสามารถจัดหาก๊าซได้เพิ่มขึ้นจากประเทศเพื่อนบ้าน เช่น มาเลเซีย พม่า เวียดนาม

1.5 คณะกรรมการนโยบายไฟฟ้าในการประชุมครั้งที่ 6/2535 (ครั้งที่ 6) เมื่อวันที่ 3 กันยายน 2535 ได้พิจารณาแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของ กฟผ. ที่ปรับใหม่แล้ว และมีมติให้นำเสนอคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติให้ความเห็นชอบ

2. ภาพรวมการพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของ กฟผ.

2.1 กฟผ. ได้ดำเนินการผลิตไฟฟ้าสนองความต้องการไฟฟ้าของประเทศ ด้วยกำลังผลิตติดตั้ง ณ เดือนกันยายน 2534 รวม 9,610.3 เมกะวัตต์ ซึ่งประกอบไปด้วยโรงไฟฟ้าประเภทต่าง ๆ ดังนี้

<u>ประเภทโรงไฟฟ้า</u>	<u>สัดส่วน</u>
โรงไฟฟ้าพลังน้ำ	25.3 %
โรงไฟฟ้าพลังความร้อน	51.1 %
โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม	21.2 %
โรงไฟฟ้ากังหันแก๊ส	2.5 %

2.2 การผลิตไฟฟ้าของ กฟผ. ในปี 2534 จำนวน 49,225 ล้านกิโลวัตต์ชั่วโมง สามารถพิจารณาจากการใช้เชื้อเพลิงได้ดังนี้

<u>เชื้อเพลิงที่ใช้</u>	<u>สัดส่วน</u>
พลังน้ำ	9.0 %
ก๊าซธรรมชาติ	40.2 %
ลิกไนต์	25.4 %
น้ำมันเตา	23.7 %
ดีเซล	0.4 %
พลังงานซื้อ	1.3 %

2.3 ปริมาณความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดของปี 2534 เท่ากับ 8,045 เมกะวัตต์ ต่ำกว่าการพยากรณ์การใช้ไฟฟ้าสำหรับปี 2534 ซึ่งพยากรณ์ว่าจะสูงถึง 8,260 เมกะวัตต์ โดยอัตราความต้องการพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยในช่วงแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 6 (ปี 2530-2534) เพิ่มขึ้นในอัตราร้อยละ 15 ต่อปี

3. สมมติฐานที่ใช้ในการจัดทำแผน

แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของ กฟผ. (พ.ศ. 2535-2549) จัดทำขึ้นตามสมมติฐานต่าง ๆ ดังต่อไปนี้

3.1 ข้อสมมติฐานเกี่ยวกับการพยากรณ์การใช้ไฟฟ้า (Load Forecast) ประกอบด้วย การพยากรณ์ที่จัดทำโดยคณะกรรมการพยากรณ์การใช้ไฟฟ้า เมื่อเดือนกันยายน 2534 ที่ได้รับอนุมัติแล้วจากคณะกรรมการนโยบายไฟฟ้า ซึ่งประมาณว่า ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดจะเพิ่มจาก 8,045 เมกะวัตต์ ในปี พ.ศ. 2534 เป็น 25,515 เมกะวัตต์ เมื่อสิ้นปี พ.ศ. 2549 ทั้งนี้จะมีอัตราการเพิ่มเฉลี่ยในแผนพัฒนาฉบับที่ 7 ร้อยละ 10.2 ต่อปี ฉบับที่ 8 ร้อยละ 7.76 ต่อปี และฉบับที่ 9 ร้อยละ 6.07 ต่อปี กรณีนี้เป็นกรณีที่การขยายตัวของเศรษฐกิจเท่ากับเป้าหมายในแผนฯ 7 ซึ่งเท่ากับร้อยละ 8.2 ต่อปี

3.2 ข้อสมมติฐานเกี่ยวกับการพัฒนาก๊าซธรรมชาติ ประกอบด้วย

(ก) กรณีที่เรียกว่า Medium Gas Supply หมายถึงการรวมการจัดหาก๊าซจากประเทศมาเลเซียที่จะมีการวางท่อก๊าซทางบกผ่านมาทางจังหวัดสงขลาขึ้นผ่านสู่ราชบุรีธานี และสิ้นสุดที่โรงไฟฟ้าของ กฟผ. บริเวณภาคกลางตอนล่าง โดยคาดว่าจะสามารถจัดหาก๊าซดังกล่าวได้ตั้งแต่เดือนมกราคม 2540 เป็นต้นไป ในปริมาณ 300 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และจะมีการจัดหาก๊าซได้จากเขตพัฒนาร่วม (JDA) ตั้งแต่ปี 2541

(ข) กรณีที่เรียกว่า High Gas Supply หมายถึง กรณีที่มีการนำเข้าก๊าซธรรมชาติจากประเทศพม่า และเวียดนาม (และ/หรือมาเลเซียแปลงสัมปทานของ BHP ในทะเล) ในปี 2542 เพิ่มเติมจากในกรณี Medium Gas Supply ตัวเลขเบื้องต้นคาดว่าจะนำเข้าจากพม่าประมาณ 350 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ส่วนเวียดนามจะนำเข้าประมาณ 200 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ในกรณีนี้จะมีก๊าซส่งให้กับ กฟผ. ในปริมาณ 700-1600 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน

3.3 ข้อสมมติฐานเกี่ยวกับปริมาณกำลังผลิตสำรอง (Reserve Margin) ที่กำหนดให้มีปริมาณกำลังการผลิตสำรองของระบบไม่ต่ำกว่า 15%

3.4 ข้อสมมติฐานเกี่ยวกับราคาเชื้อเพลิง (Fuel Price) ใช้ข้อสมมติฐานที่กำหนดให้ราคาน้ำมันดิบเพิ่มขึ้นในอัตราร้อยละ 3 ต่อปีในราคาคงที่ (in real term)

3.5 ข้อสมมติฐานว่าไม่รวมโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำในประเทศลาว เช่น โครงการน้ำเหิน 2 ซึ่งเป็นโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดใหญ่ของลาว ได้มีการจัดทำ Feasibility Study แล้ว เนื่องจากในขณะนี้ยังไม่มีความคิดเห็นจากรัฐบาลลาว และได้มีการเสนอโครงการเขื่อนน้ำเงี้ยวและน้ำจิม 2 แทน

3.6 ข้อสมมติฐานเกี่ยวกับวิธีการจัดทำแผน

แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าที่เสนอพิจารณาเฉพาะด้าน Supply Side Management ซึ่งในปัจจุบันรัฐได้มีนโยบายให้การไฟฟ้าทั้ง 3 แห่งดำเนินการทางด้าน Demand Side Management (DSM) เพื่อเป็นการส่งเสริมการประหยัดพลังงานและการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงาน โดยมีหน่วยงาน DSM ตั้งขึ้นที่ กฟผ. และได้มีการปรับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าในลักษณะ Time of Day Rate (TOD) ซึ่งมีวัตถุประสงค์ช่วยลดการใช้ไฟฟ้า โดยเฉพาะในช่วงที่มีความต้องการสูง (Peak Load) นอกจากนี้การส่งเสริม Cogeneration โดยการออกระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตรายเล็กจะมีส่วนช่วยลดการลงทุนของ กฟผ. หรือช่วยเพิ่มปริมาณกำลังผลิตสำรองได้ แต่เนื่องจากในปัจจุบันจะยังไม่สามารถประเมินผลของนโยบายดังกล่าวได้ จึงยังไม่ได้นำผลของนโยบายดังกล่าวมารวมไว้ในการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิต แต่ในช่วงต่อไปเมื่อสามารถประเมินผลของนโยบายดังกล่าวได้ชัดเจนขึ้นแล้วจึงค่อยนำ DSM มารวมไว้ในแผนพัฒนากำลังผลิตในลักษณะ Integrated Resources Planning ในการจัดทำแผนต่อไปด้วย

3.7 ข้อสมมติฐานเกี่ยวกับการชะลอโครงการโรงไฟฟ้าอ่าวไผ่เครื่องที่ 1-2 กำหนดให้ชะลอออกไปประมาณ 2 ปี เนื่องจากความไม่ชัดเจนของผลกระทบสิ่งแวดล้อมและการต่อต้านจากประชาชน ดังนั้นโครงการโรงไฟฟ้าอ่าวไผ่ที่คาดว่าจะสร้างต่อเนื่องเป็นเครื่องที่ 3-7 ก็ต้องชะลอออกไปตามลำดับ

4. สาระสำคัญของแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของ กฟผ.

กฟผ. ได้ดำเนินการปรับแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าเพื่อให้สามารถมีกำลังผลิตไฟฟ้าตอบสนองความต้องการใช้ไฟฟ้าอย่างเพียงพอในอนาคต ตามความเห็นของคณะกรรมการเฉพาะกิจฯ ในการเสนอแผนพัฒนากำลังผลิตได้มีการเสนอ 2 แผนดังนี้

(1) แผนหลัก : Recommended PDP

การวางแผนขึ้นอยู่กับข้อสมมติฐานปริมาณก๊าซธรรมชาติ Medium Gas Supply

(2) แผนทางเลือกทดแทน : Alternative PDP

การวางแผนขึ้นอยู่กับข้อสมมติฐานปริมาณก๊าซธรรมชาติ High Gas Supply

4.1 สาระสำคัญของแผนหลัก Recommended PDP

แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า ที่ปรับปรุงใหม่มีเหตุผลความจำเป็นที่สำคัญ 2 ประการคือ การชะลอโครงการโรงไฟฟ้าอ่าวไผ่ และการคาดการณ์ว่าจะสามารถจัดซื้อก๊าซธรรมชาติจากประเทศมาเลเซียได้โดยการเดินท่อก๊าซจากมาเลเซียมาทางภาคใต้ทำให้ต้องมีการปรับแผนการผลิตและการศึกษาถึงความเหมาะสมของสถานที่ตั้งโรงไฟฟ้า ทั้งนี้เพื่อให้มีการประสานกับแผนการเดินท่อก๊าซของ ปตท. รวมทั้งต้องพิจารณาการระบบส่งไฟฟ้า เพื่อให้การผลิตกระแสไฟฟ้าสนองความต้องการใช้ไฟฟ้ามีความเหมาะสมทั้งในด้านเทคนิค เศรษฐกิจและสภาวะแวดล้อม ตามแผนที่ปรับปรุงนี้มีการกำหนดให้มีการลงทุนในโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมภาคกลางตอนล่างขนาด 1,800 เมกะวัตต์ ซึ่งเป็นโครงการที่เสนอใหม่เพื่อใช้ก๊าซธรรมชาติที่จะนำมาทางภาคใต้จากประเทศมาเลเซีย

การปรับปรุงแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าครั้งนี้ ได้คำนึงถึงปัจจัยทางเศรษฐศาสตร์ ความจำเป็นในการกระจายการใช้เชื้อเพลิงและความจำเป็นในการจัดหาไฟฟ้าเพื่อให้เพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (Peak Load) เช่น สนับสนุนให้เร่งดำเนินการตามโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับลำตะคอง ในช่วงแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 7 และโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับน้ำเข็ก ในช่วงแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 8 ซึ่งมีต้นทุนที่ต่ำกว่าการใช้ถ่านหินดีเซลถึงร้อยละ 30

สาระสำคัญของแผนหลักสรุปได้ดังนี้

(1) กำลังผลิตติดตั้ง จะเพิ่มขึ้นสุทธิเมื่อสิ้นปี 2549 จำนวน 22,791 เมกะวัตต์ ทำให้มีกำลังผลิตติดตั้งทั้งระบบเป็น 30,951.2 เมกะวัตต์ รายละเอียดโครงการที่จะขออนุมัติในช่วงแผนฯ 7 และ 8 ปรากฏตามตารางที่ 1.1 และ 1.2 ตามลำดับ และรายละเอียดของโครงการที่จะก่อสร้างเสร็จในช่วง 2535-2549 ปรากฏในตารางที่ 1.3 โดยมีโครงการที่เสนอขออนุมัติในช่วงแผนพัฒนาฉบับที่ 7 รวมกำลังผลิต 8,360 เมกะวัตต์ ดังนี้

โครงการใหม่ในแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 7 (ปี 2535-39)

แผนหลัก

<u>ชื่อโครงการใหม่ในแผนฯ 7</u>	<u>กำลังผลิต(เมกะวัตต์)</u>	<u>เชื้อเพลิง</u>
<u>โครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำ</u>		
1. โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนลำตะคอง เครื่องที่ 1 และ 2	2x250	พลังน้ำ
2. โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนแม่ลามาหลวง เครื่องที่ 1 และ 2	2x80	พลังน้ำ
<u>โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อน</u>		
1. โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมพระนครใต้ ชุดที่ 2	600	ก๊าซ
2. โรงไฟฟ้ากังหันแก๊สวงน้อย	600	น้ำมัน/ก๊าซ
3. โรงไฟฟ้าแม่ขาม FBC เครื่องที่ 1-2	2x150	ลิกไนต์
4. โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมภาคกลางตอนล่าง ชุดที่ 1-3	3x600	ก๊าซ
5. โรงไฟฟ้าพลังความร้อนอ่าวไผ่ เครื่องที่ 1-3	3x700	น้ำมัน/ถ่านหิน
6. โรงไฟฟ้าพลังความร้อนแห่งใหม่ เครื่องที่ 1-2	2x1000	น้ำมัน/ถ่านหิน
<u>โครงการระบบส่งไฟฟ้า</u>		
1. ระบบส่งไฟฟ้า 115 กิโลโวลต์ เชียงใหม่ 2 - แม่ฮ่องสอน	-	-
2. สายส่งเชื่อมโยงไทย-มาเลเซีย ระยะที่ 2	300	-
3. ขยายระบบส่งไฟฟ้า ระยะที่ 9 (2536-2540)	-	-
4. การจ่ายไฟฟ้าในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล	-	-
5. ขยายระบบไฟฟ้า ระยะที่ 10 (2538-2542)	-	-

งานขยายระบบไฟฟ้าและงานก่อสร้างเบ็ดเตล็ดที่มีได้รวบรวมเป็นโครงการ

(รายละเอียดปรากฏในตารางที่ 1.1)

ส่วนในช่วงแผนฯ 8 โครงการที่ขออนุมัติมีกำลังผลิตรวม 13,826 เมกะวัตต์ ดังนี้

โครงการใหม่ในแผนพัฒนา ฉบับที่ 8 (ปี 2540-2544)

แผนหลัก

<u>ชื่อโครงการใหม่ในแผนฯ 8</u>	<u>กำลังผลิต</u> (เมกะวัตต์)	<u>เชื้อเพลิง</u>
<u>โครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำ</u>		
1. โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนแม่แตง เครื่องที่ 1-2	2x13	พลังน้ำ
2. โรงไฟฟ้าพลังน้ำลำตะคอง เครื่องที่ 3-4	2x250	พลังน้ำ
3. โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนน้ำเอ็ก เครื่องที่ 1-2	2x150	พลังน้ำ
<u>โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อน</u>		
1. โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม เขต 3 ชุดที่ 1-2	2x300	ก๊าซ
2. โรงไฟฟ้าพลังความร้อนลำปาง เครื่องที่ 1-8	8x300	ลิกไนต์
3. โรงไฟฟ้าพลังความร้อนแห่งใหม่ เครื่องที่ 3-6	4x1000	น้ำมัน/ถ่านหิน
4. โรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ เครื่องที่ 1-6	6x1000	นิวเคลียร์

โครงการระบบส่งไฟฟ้า

1. ขยายระบบส่งไฟฟ้า ระยะที่ 11 (2540 - 2543)
2. ขยายระบบส่งไฟฟ้า ระยะที่ 12 (2542 - 2546)
3. ขยายระบบส่งไฟฟ้า ระยะที่ 13 (2544 - 2548)

รวมกำลังผลิต 13,826

(รายละเอียดปรากฏในตารางที่ 1.2)

(2) โครงสร้างเชื้อเพลิงที่ใช้ แผนหลักที่เสนอจะทำให้โครงสร้างพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากการใช้เชื้อเพลิงชนิดต่าง ๆ เปลี่ยนแปลงไปดังนี้

โครงสร้างการผลิตพลังงานไฟฟ้าแยกตามชนิดของเชื้อเพลิงในแผนหลัก

สัดส่วน : ร้อยละ

	<u>2534</u>	<u>2539</u>	<u>2544</u>	<u>2549</u>
พลังน้ำ	9	7	6	4
ก๊าซธรรมชาติ	40	38	37	25
น้ำมันเตา	24	30	18	11
ลิกไนต์	25	22	17	22
ถ่านหินนำเข้า	-	-	21	34
นิวเคลียร์	-	-	-	4

รายละเอียดปรากฏในตาราง 1.7

(3) แผนการลงทุน

การลงทุนตามแผนที่เสนอ จะประกอบด้วยรายละเอียดดังนี้

(ก) เงินลงทุนในช่วงแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 7 (ปี 2535-2539) รวมเป็นเงิน 258,000 ล้านบาท แยกเป็นเงินตราต่างประเทศ 132,000 ล้านบาท เงินบาท 126,000 ล้านบาท

(ข) เงินลงทุนในช่วงแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 8 (ปี 2540-2544) รวมเป็นเงิน 571,000 ล้านบาท แยกได้เป็นเงินตราต่างประเทศ 307,000 ล้านบาท และเงินบาท 264,000 ล้านบาท

รายละเอียดปรากฏในตารางที่ 1.8

4.2 สาระสำคัญของแผนทางเลือกทดแทน Alternative PDP

(1) กำลังผลิตติดตั้ง จะเพิ่มขึ้นสุทธิ 22,691 เมกะวัตต์ ทำให้มีกำลังผลิตติดตั้งทั้งระบบเป็น 30,851.2 เมกะวัตต์ ในปี 2549 รายละเอียดโครงการปรากฏในตารางที่ 2.1-2.3 โดยมีโครงการที่ขออนุมัติในช่วงแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 7 (ปี 2535-2539) 19 โครงการ รวมกำลังผลิต 6,060 เมกะวัตต์ ดังนี้

<u>ชื่อโครงการในแผนฯ 7</u>	<u>กำลังผลิต(เมกะวัตต์)</u>	<u>เชื้อเพลิง</u>
<u>โครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำ</u>		
1. โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนลำตะคอง เครื่องที่ 1-2	2x250	พลังน้ำ
2. โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนแม่ลามาหลวง เครื่องที่ 1-2	2x80	พลังน้ำ
<u>โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อน</u>		
1. โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมพระนครใต้ ชุดที่ 2	600	ก๊าซ
2. โรงไฟฟ้ากังหันแก๊สวังน้อย	600	น้ำมัน/ก๊าซ
3. โรงไฟฟ้าแม่ขาม FBC เครื่องที่ 1-2	2x150	ลิกไนต์
4. โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมภาคกลางตอนล่าง ชุดที่ 1-3	3x600	ก๊าซ
5. โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม เขต 1 ชุดที่ 1-3	3x600	ก๊าซ
6. โรงไฟฟ้าพลังความร้อนแห่งใหม่ เครื่องที่ 1	1000	น้ำมัน/ถ่านหิน
<u>โครงการระบบส่งไฟฟ้า</u>		
1. ระบบส่งไฟฟ้า 115 กิโลโวลต์ เชียงใหม่ 2 - แม่ฮ่องสอน	-	-
2. สายส่งเชื่อมโยงไทย-มาเลเซีย ระยะที่ 2	300	-
3. ขยายระบบส่งไฟฟ้า ระยะที่ 9 (2536-2540)	-	-
4. การจ่ายไฟฟ้าในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล	-	-
5. ขยายระบบไฟฟ้า ระยะที่ 10 (2538-2542)	-	-

งานขยายระบบไฟฟ้าและงานก่อสร้างเบ็ดเตล็ดที่มีได้รวบรวมเป็นโครงการ

(รายละเอียดปรากฏในตารางที่ 2.1)

ตามแผนทางเลือกทดแทนดังกล่าว โรงไฟฟ้าพลังความร้อนอ่าวไผ่เครื่องที่ 1-3 และโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแห่งใหม่เครื่องที่ 2 จะถูกเลื่อนออกไปจากแผนฯ 7 โดย กฟผ. เสนอโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมเขต 1 ชุดที่ 1-3 ขนาด 1,800 เมกะวัตต์ เข้ามาแทนที่เพื่อรับก๊าซฯ จากพม่า

(2) โครงสร้างเชื้อเพลิงที่ใช้ การดำเนินงานตามแผนทางเลือกทดแทนที่เสนอจะทำให้โครงสร้างพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากการใช้เชื้อเพลิงชนิดต่าง ๆ เปลี่ยนแปลงไปดังนี้

โครงสร้างการผลิตพลังงานไฟฟ้า แยกตามชนิดของเชื้อเพลิง
แผนทางเลือกทดแทน

สัดส่วน : ร้อยละ

	<u>2534</u>	<u>2539</u>	<u>2544</u>	<u>2549</u>
พลังน้ำ	9	7	6	4.5
ก๊าซธรรมชาติ	40	38	53	39
น้ำมันเตา	24	30	20	10
ลิกไนต์	25	22	17	22
ถ่านหินนำเข้า	-	-	3	21
นิวเคลียร์	-	-	-	4

รายละเอียดปรากฏในตารางที่ 2.7

(3) เงินลงทุน แผนทางเลือกทดแทนเสนอของบลงทุนดังนี้

(ก) เงินลงทุนในช่วงแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 7 รวมเป็นเงิน 229,000 ล้านบาท ประกอบด้วยเงินกู้ต่างประเทศเป็นเงิน 122,000 ล้านบาท และเงินบาท 107,000 ล้านบาท

(ข) เงินลงทุนในช่วงแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 8 รวมเป็นเงิน 510,000 ล้านบาท ประกอบด้วยเงินกู้ต่างประเทศเป็นเงิน 278,000 ล้านบาท และเงินบาท 232,000 ล้านบาท

รายละเอียดปรากฏในตารางที่ 2.8

4.3 สรุปสาระสำคัญของโครงการในแผน

โครงการในแผนฯ มีสาระสำคัญสรุปได้ดังนี้

(1) โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมพระนครใต้ ชุดที่ 2 ขนาดกำลังผลิต 600 เมกะวัตต์ ใช้ก๊าซธรรมชาติ/น้ำมันดีเซลเป็นเชื้อเพลิง ความเหมาะสมที่พิจารณาประกอบด้วย

- เป็นโรงไฟฟ้าที่ผลิตพลังงานไฟฟ้าฐาน (Base-Load Plant) ใช้แทนโรงไฟฟ้าอ่าวไผ่ที่ชะลอออกไป
- มีสถานที่ก่อสร้างที่แน่นอน และเป็นพื้นที่ของ กฟผ. แล้ว
- สามารถใช้ก๊าซธรรมชาติที่มีอยู่ในระบบได้
- เชื้อเพลิงสะอาด มีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมน้อย

(2) โครงการโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซวงน้อยขนาดกำลังผลิตรวมกัน 600 เมกะวัตต์ ใช้้ำมันดีเซลเป็นเชื้อเพลิง ความเหมาะสมที่พิจารณาประกอบด้วย

- . เป็นโรงไฟฟ้าที่สนองความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงเวลาที่ต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุด (Peaking Plant)
- . มีสถานที่ก่อสร้างที่แน่นอนและเป็นพื้นที่ของ กฟผ. แล้ว
- . ปตท. สามารถส่งมอบน้ำมันดีเซลใหม่ได้ในปริมาณที่ต้องการ

(3) โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแม่เมาะ 1-2 FBC ขนาดกำลังผลิตเครื่องละ 150 เมกะวัตต์ ใช้ลิกไนต์คุณภาพต่ำเป็นเชื้อเพลิง ความเหมาะสมที่พิจารณาประกอบด้วย

- . เป็นโรงไฟฟ้าที่ผลิตพลังงานไฟฟ้าฐาน (Base-Load Plant)
- . ใช้ระบบ Fluidized-bed Combustion สามารถกำจัดก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ SO_2 ได้สูงกว่าร้อยละ 90 เกิดก๊าซไนโตรเจนออกไซด์น้อย สามารถจัดฝุ่นละอองได้มากกว่าร้อยละ 99.5
- . ทำให้โรงไฟฟ้าแม่เมาะ 1-13 สามารถใช้ลิกไนต์ที่มีคุณภาพสูงขึ้น อันจะมีผลทำให้การปล่อยก๊าซ SO_2 จากโรงไฟฟ้าระบบเดิมลดลงได้

(4) โครงการใช้ไฟฟ้าพลังน้ำลำตะคองแบบสูบกลับ 1-4 ขนาดกำลังการผลิตเครื่องละ 250 เมกะวัตต์ รวมเป็น 1,000 เมกะวัตต์ เป็นโรงไฟฟ้าพลังน้ำที่มีโรงไฟฟ้าใต้ดินแห่งแรกของไทย โดยอยู่ลึกจากผิวดิน 300 เมตร ใช้น้ำจากอ่างเก็บน้ำลำตะคองของกรมชลประทานที่มีอยู่เดิม โครงการจะต้องมีการก่อสร้างอ่างเก็บน้ำบน ซึ่งใช้พื้นที่เพียง 0.34 ตารางกิโลเมตร เนื่องจากพื้นที่ก่อสร้างโครงการเป็นพื้นที่ลุ่มน้ำ 1B และจะต้องสร้างอุโมงค์ลอดพื้นที่ลุ่มน้ำ 1A จึงต้องมีการศึกษาผลกระทบสิ่งแวดล้อมโดยละเอียด เพื่อเสนอขอความเห็นชอบการใช้พื้นที่ลุ่มน้ำ 1B จากคณะกรรมการสิ่งแวดล้อมแห่งชาติ สำหรับพื้นที่ลุ่มน้ำ 1A นั้น กฟผ. ได้รับการผ่อนผันเกี่ยวกับการใช้พื้นที่ลุ่มน้ำ 1A จากคณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 17 มีนาคม 2535

ความเหมาะสมของโครงการคือ เป็นโครงการ Peaking Plant ที่มีต้นทุน (ทางเศรษฐศาสตร์) การผลิตต่ำ คือ เท่ากับ 2.93 บาทต่อหน่วย ในขณะที่โครงการ Peaking Plant อื่น ๆ มีต้นทุนที่สูงกว่า เช่น โรงไฟฟ้ากังหันแก๊สที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง และใช้น้ำมันดีเซลเป็นเชื้อเพลิงมีต้นทุนเท่ากับ 3.25 และ 4.17 บาทต่อหน่วยตามลำดับ

(5) โครงการโรงไฟฟ้าเขื่อนแม่ลามาหลวง ส่วนประกอบสำคัญของโครงการ ประกอบด้วย อ่างเก็บน้ำใช้พื้นที่ 12.35 ตารางกิโลเมตร และโรงไฟฟ้าขนาด 2x80 เมกะวัตต์ สามารถผลิตพลังงานปีละ 535 ล้านกิโลวัตต์-ชั่วโมง โดยพลังงานไฟฟ้าจ่ายไปที่ จังหวัดแม่ฮ่องสอน ซึ่งหาแหล่งผลิตไฟฟ้าได้ยาก และบางส่วนส่งไปที่จังหวัดเชียงใหม่ ความเหมาะสมของโครงการคือ

- เป็นโครงการ Peaking Plant ที่มีต้นทุนการผลิตต่ำประมาณ 91 สตางค์/หน่วย ในขณะที่โครงการ Peaking Plant อื่น ๆ เช่น โรงไฟฟ้ากังหันแก๊สที่ใช้ก๊าซธรรมชาติ และน้ำมันดีเซลเป็นเชื้อเพลิงมีต้นทุนการผลิตเท่ากับ 3.25 และ 4.17 บาทต่อหน่วยตามลำดับ
- ข้อพิจารณาด้านประชาชนในเขตพื้นที่อ่าง
 - . บริเวณปลายอ่างมีหมู่บ้านหนึ่งแห่ง มีพื้นที่ทำกินถูกน้ำท่วมเพียง 60 ไร่ ไม่มีบ้านเรือนอยู่ในพื้นที่อ่างเก็บน้ำ
- ข้อพิจารณาด้านป่าไม้
 - . อ่างเก็บน้ำและห้วยงานอยู่ในเขตพื้นที่ป่าสงวนแห่งชาติ ป่าแม่ยวม จังหวัดแม่ฮ่องสอน และป่าสงวนแห่งชาติ ป่าท่าสองยาง จังหวัดตาก
 - . กฟผ. ได้รับอนุญาตจากกรมป่าไม้ให้ใช้พื้นที่เพื่อการศึกษาและสำรวจตั้งแต่ปี พ.ศ. 2532 โดย กฟผ. เป็นผู้จัดงบประมาณแต่ละปี เพื่อป้องกันการบุกรุกให้กรมป่าไม้ จนถึงปัจจุบันเป็นเงิน 1.26 ล้านบาท

- . โครงการนี้ไม่อยู่ในเขตรักษาพันธุ์สัตว์ป่าหรือเขตอุทยานแห่งชาติ
 - . จากการตรวจสอบพื้นที่ป่า เจ้าหน้าที่กรมป่าไม้ไม่เห็นรายงานกรมป่าไม้ว่าไม่ทำความเสียหายแก่ป่าไม้เท่าใดนัก เพราะมิใช่เป็นเขื่อนขนาดใหญ่
 - การดำเนินงานโครงการ
 - . คณะกรรมการ กฟผ. ได้ให้ความเห็นชอบเมื่อ 27 ก.ค. 35 ให้เสนอขออนุมัติก่อสร้างโครงการจากรัฐบาล
- (6) โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมภาคกลางตอนล่าง ชุดที่ 1-3 ขนาดกำลังผลิต (3 x 600 MW) และโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมเขต 1 ชุดที่ 1-5 ขนาดกำลังผลิต (5 x 600 MW)
- เป็นโรงไฟฟ้าที่ผลิตพลังงานไฟฟ้าฐาน (Base-Load Plant)
 - ใช้ก๊าซธรรมชาติ/น้ำมันดีเซล เป็นเชื้อเพลิง
 - สถานที่ที่จะก่อสร้างจะต้องมีศึกษาต่อไป บริเวณที่จะกำหนดเป็นแหล่งที่ตั้ง คือ ตั้งแต่จังหวัดราชบุรี เพชรบุรี กาญจนบุรี และประจวบคีรีขันธ์
 - ใช้ก๊าซธรรมชาติ จากประเทศมาเลเซีย พม่า และอ่าวไทย
 - ใช้เชื้อเพลิงสะอาด มีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมน้อย
- (7) โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อน New Thermal เครื่องที่ 1-5 ขนาดกำลังผลิต (5 x 1,000 MW)
- เป็นโรงไฟฟ้าที่ผลิตพลังงานไฟฟ้าฐาน (Base-Load Plant)
 - ใช้ถ่านหินนำเข้า/น้ำมันเตาเป็นเชื้อเพลิง
 - สถานที่ที่จะก่อสร้างจะต้องอยู่ใกล้ทะเล ฝั่งตะวันตกของอ่าวไทย ซึ่งอยู่ระหว่างการพิจารณาเลือกสถานที่ตั้งโรงไฟฟ้า ซึ่งอยู่ในบริเวณจังหวัดประจวบคีรีขันธ์และชุมพร
- (8) โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนเขต 3 เครื่องที่ 1-2 ขนาดกำลังผลิต (2 x 300 MW)
- เป็นโรงไฟฟ้าที่ผลิตพลังงานไฟฟ้าฐาน (Base-Load Plant)
 - ใช้ลิกไนต์จากเหมืองสะบ้าย้อยหรือก๊าซจากประเทศมาเลเซียเป็นเชื้อเพลิง
 - สถานที่ที่จะก่อสร้างอยู่ในจังหวัดสงขลา ซึ่งจะต้องศึกษาสถานที่ตั้งโรงไฟฟ้าต่อไป โดยเฉพาะความเป็นไปได้ในการพัฒนาเหมืองสะบ้าย้อย

(9) โครงการสายส่ง 115 เควี เชียงใหม่ 2 - แม่ฮ่องสอน

- ขยายระบบส่งพลังไฟฟ้าเพื่อตอบสนองความต้องการใช้ไฟฟ้าในเขตจังหวัดแม่ฮ่องสอน
- เสริมระบบจ่ายไฟฟ้า ในเขตจังหวัดแม่ฮ่องสอน ให้มีกระแสไฟฟ้าใช้อย่างเพียงพอ
- ช่วยให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสามารถขยายระบบจำหน่ายออกไปยังพื้นที่ต่าง ๆ ที่มีความต้องการได้อย่างมีประสิทธิภาพ

(10) โครงการขยายระบบส่งไฟฟ้าระยะที่ 9

- ขยายระบบไฟฟ้าไปยังแหล่งอุตสาหกรรม และเขตพื้นที่อื่น ๆ ให้มีกระแสไฟฟ้าใช้อย่างเพียงพอ
- เสริมระบบไฟฟ้าให้มีความมั่นคง
- ช่วยให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และการไฟฟ้านครหลวง สามารถขยายระบบจำหน่ายออกไปยังพื้นที่ต่าง ๆ ที่มีความต้องการได้อย่างมีประสิทธิภาพ

(11) โครงการขยายระบบส่งไฟฟ้ารอบกรุงเทพฯ และปริมณฑล

- เสริมระบบไฟฟ้าให้มีความมั่นคง
- ช่วยให้การไฟฟ้านครหลวง สามารถขยายระบบจำหน่ายออกไปยังพื้นที่ต่าง ๆ ที่มีความต้องการได้อย่างมีประสิทธิภาพ

(12) โครงการสายส่งเชื่อมโยงไทย-มาเลเซีย

- เพิ่มกำลังผลิตสำรองในระบบไฟฟ้า
- ซื้อไฟฟ้าราคาถูกจากมาเลเซีย ในขณะที่ระบบของ กฟผ. มีความต้องการสูงสุดและต้นทุนสูงกว่า

(13) โครงการขยายระบบส่งไฟฟ้าระยะที่ 10

- ขยายระบบไฟฟ้าไปยังแหล่งอุตสาหกรรม และเขตพื้นที่อื่น ๆ ให้มีกระแสไฟฟ้าใช้อย่างเพียงพอ
- เสริมระบบไฟฟ้าให้มีความมั่นคง
- ช่วยให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และการไฟฟ้านครหลวง สามารถขยายระบบจำหน่ายไปยังพื้นที่ต่าง ๆ ที่มีความต้องการได้อย่างมีประสิทธิภาพ

4.4 การเปรียบเทียบความแตกต่างของแผนหลัก และแผนทางเลือกทดแทน

สามารถสรุปความแตกต่างได้ดังนี้

(1) ความแตกต่างในด้านปริมาณก๊าซธรรมชาติ

ปริมาณก๊าซที่ได้รับจาก ปตท.

หน่วย : ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน

	<u>2535</u>	<u>2540</u>	<u>2544</u>	<u>2549</u>
แผนหลัก (Medium Gas Supply)	569	1,063	1,191	1,020
แผนทางเลือกทดแทน (High Gas Supply)	569	1,063	1,641	1,570

(2) เงินลงทุนในช่วงแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 7

เงินลงทุนในแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 7

หน่วย : ล้านบาท

	<u>เงินต่างประเทศ</u>	<u>เงินบาท</u>	<u>เงินลงทุนทั้งหมด</u>
- แผนหลัก	132,000	126,000	258,000
- แผนทางเลือกทดแทน	122,000	107,000	229,000

(3) สัดส่วนการใช้เชื้อเพลิง ปี 2544 (สันแผนฯ 8)

	หน่วย : ร้อยละ	
	แผนหลัก (Recommended PDP)	แผนทางเลือกทดแทน (Alternative PDP)
พลังน้ำ	6	6
ก๊าซธรรมชาติ	37	53
น้ำมันเตา	18	20
ลิกไนต์	17	17
ถ่านหินนำเข้า	21	3

5. ข้อสังเกตเกี่ยวกับแผนพัฒนาการผลิตไฟฟ้าของ กฟผ.

คณะกรรมการนโยบายไฟฟ้า ในการประชุมครั้งที่ 6/2535 (ครั้งที่ 6) เมื่อวันที่ 3 กันยายน 2535 ได้พิจารณาแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้างกล่าวและมีข้อสรุปได้ดังนี้

5.1 ความเหมาะสมของสมมติฐานที่ใช้

(1) การพยากรณ์การใช้ไฟฟ้า Load Forecast ที่ใช้การพยากรณ์ของคณะทำงานการพยากรณ์การใช้ไฟฟ้า และการพยากรณ์ของ กฟผ. สำหรับกรณีที่มีการใช้ไฟฟ้าในระดับต่ำมีความเหมาะสมที่จะครอบคลุมถึงกรณีที่มีการเปลี่ยนแปลงในอัตราการเจริญเติบโตทางเศรษฐกิจ (GDP) ที่ลดต่ำลงได้

(2) ปริมาณก๊าซธรรมชาติ ปตท. สามารถยืนยันการจัดหาก๊าซในระดับ Normal Gas Supply ส่วนในระดับ High Gas Supply นั้น จะขึ้นอยู่กับความสำเร็จของการเจรจากับประเทศเพื่อนบ้านอันประกอบด้วยมาเลเซีย พม่า และเวียดนาม สำหรับในกรณีนำก๊าซธรรมชาติจากประเทศมาเลเซียทางบกนั้น ปตท. เห็นว่ามีความเป็นไปได้มาก โดยคาดว่าจะนำก๊าซเข้ามาได้ตามแผนที่เสนอคือในปี พ.ศ. 2540 ในปริมาณ 200-300 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน

5.2 การกระจายแหล่งเชื้อเพลิง

การใช้เชื้อเพลิงตามแผนฯ ที่เสนอ มีการใช้น้ำมันเตาในอัตราค่อนข้างสูงในช่วงแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 7 ทำให้ต้องพึ่งพาเชื้อเพลิงจากต่างประเทศเพิ่มขึ้น จึงสมควรที่จะเร่งรัดพัฒนาแหล่งเชื้อเพลิงภายในประเทศ และ/หรือหาแหล่งพลังงานอื่น ๆ ประกอบด้วย

(ก) เร่งการพัฒนาเหมืองลิกไนต์สะบ้าย้อย ทางทางแก้ไขปัญหาการต่อต้านจากประชาชน เพื่อให้สามารถพัฒนาแหล่งลิกไนต์มาใช้สำหรับโรงไฟฟ้าขนาด 300 เมกะวัตต์ในระยะแรกซึ่งอาจจะเพิ่มกำลังผลิตจากแหล่งเดียวกันนี้ได้เป็น 600 เมกะวัตต์ในอนาคต

(ข) ทางทางแก้ไขปัญหาน้ำใต้ดินที่มีความดันสูงในบริเวณเหมืองแม่เมาะโดยเร็ว เพื่อจะได้ใช้ลิกไนต์สำหรับโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนล้าปาง เครื่องที่ 1-8 ขนาดกำลังผลิตรวมกันถึง 2,400 เมกะวัตต์ได้ตามแผนฯ ที่เสนอ

(ค) เร่งการเจรจาเพื่อให้สามารถจัดหาก๊าซจากแหล่งพื้นที่คาบเกี่ยวกับประเทศเพื่อนบ้าน เช่น เวียดนาม คาดว่าจะได้ในปริมาณ 150-200 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ซึ่งจะทำให้มีก๊าซใช้สำหรับโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมในปริมาณกำลังผลิตรวมกันถึง 1,200 เมกะวัตต์

(ง) ศึกษาความเป็นไปได้ของการนำเข้าเชื้อเพลิงอื่นอย่างจริงจัง เช่น ก๊าซธรรมชาติ (LNG) ซึ่งถือว่าเป็นเชื้อเพลิงที่มีความสะอาดและมีการใช้มากในประเทศญี่ปุ่น

5.3 การพัฒนาพลังงานนิวเคลียร์

แผนฯ ได้เสนอขออนุมัติโครงการโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ 1-6 ขนาดหน่วยละ 1,000 เมกะวัตต์ ในช่วงแผนฯ 8 หน่วยแรกจะเสร็จในปี 2549 ซึ่งจะต้องมีการตัดสินใจอย่างแน่ชัดภายใน 4 ปี เนื่องจากการเตรียมการในการก่อสร้างโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ต้องใช้เวลาานาน ดังนั้นในช่วงนี้รัฐจะต้องเตรียมการทางด้านการศึกษาความเหมาะสมให้มีความชัดเจนยิ่งขึ้นและดำเนินการทำความเข้าใจกับประชาชนเพื่อให้มีการยอมรับของประชาชนก่อนการตัดสินใจขั้นสุดท้าย

เพื่อให้เป็นจุดเริ่มต้นของการพิจารณาทางเลือกนี้ สศช. และ สผช. ได้จัดการสัมมนาขึ้นเมื่อเดือนกรกฎาคม 2535 สรุปผลการสัมมนาได้ดังนี้

(1) การพัฒนาแหล่งพลังงานในประเทศ ไม่ว่าจะเป็นปัญหาทางเทคนิคของแหล่งลิแกไนท์ลิวาปงหรือปัญหาการต่อต้านของประชาชนที่แหล่งลิแกไนท์สะบาย้อย ปัญหาผลกระทบสภาวะแวดล้อมและการต่อต้านของประชาชนของโรงไฟฟ้าอ่าวไผ่ ทำให้เห็นชัดเจนว่า พลังงานนิวเคลียร์อาจจะเป็นทางเลือกที่ควรได้รับการพิจารณาอย่างจริงจัง โดยเฉพาะอย่างยิ่งการผลิตไฟฟ้าโดยพลังงานนิวเคลียร์ไม่ก่อให้เกิดมลพิษใด ๆ เช่น การปล่อยก๊าซจำพวกคาร์บอนไดออกไซด์ ซัลเฟอร์ไดออกไซด์ และไนโตรเจนออกไซด์ รวมทั้งไม่มีฝุ่นละออง เป็นต้น

(2) เนื่องจากการก่อสร้างโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ใช้เวลานานประมาณ 8 ปี และตามแผนที่เสนอโครงการจะเริ่มผลิตไฟฟ้าได้ในปี พ.ศ. 2549 ดังนั้นจึงจำเป็นต้องพิจารณาทางเลือกในการสร้างโรงไฟฟ้านิวเคลียร์อย่างจริงจัง โดยควรมีการศึกษาเพื่อเป็นการเตรียมการในหลายด้านก่อนการตัดสินใจ เช่น

- ความเหมาะสมด้านเศรษฐศาสตร์ยังไม่สามารถหาข้อยุติได้ชัดเจนว่าพลังงานนิวเคลียร์มีความเหมาะสมเป็นทางเลือกที่ดีที่สุดเมื่อเปรียบเทียบกับทางเลือกอื่น ๆ เช่น การนำเข้าก๊าซธรรมชาติจากประเทศเพื่อนบ้าน การส่งเสริมการผลิตพลังงาน และการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG)
- ความพร้อมและความเหมาะสมขององค์กรและกฎระเบียบเกี่ยวกับการกำกับดูแลควรเป็นระบบที่ "โปร่งใส" เช่นเดียวกับที่ปฏิบัติในประเทศที่มีโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ ระบบดังกล่าวจะทำให้ประชาชนยอมรับและมีความไว้วางใจหน่วยงานที่กำกับดูแล และเป็นวิธีการที่ดีที่สุดที่จะทำให้ประชาชนหมดความวิตกกังวลในเรื่องความปลอดภัย
- ความปลอดภัยซึ่งยังไม่มีข้อสรุปที่ชัดเจน เนื่องจากมิได้ขึ้นอยู่กับเทคโนโลยีแต่เพียงอย่างเดียว แต่ขึ้นอยู่กับบุคลากรที่ปฏิบัติงานและการกำกับดูแลโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ด้วย นอกจากนั้นก็ยังหาข้อยุติในเรื่อง Waste Disposal ไม่ได้ว่าจะนำไปทิ้งไว้ ณ ที่ใด
- การเตรียมบุคลากร หากจะมีการก่อสร้างโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ จำเป็นต้องใช้เวลาเตรียมการค่อนข้างนานในหลาย ๆ ด้าน เช่น การฝึกอบรมบุคลากรเพื่อปฏิบัติงานในโรงไฟฟ้านิวเคลียร์และงานที่ต่อเนื่อง

(3) ในการศึกษาควมมีการจัดตั้งคณะกรรมการขึ้นประกอบด้วยผู้แทนหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง ผู้ทรงคุณวุฒิ และผู้แทนจากองค์กรเอกชน เพื่อร่วมกันดำเนินงานโดยใช้วิธีการที่โปร่งใส (เช่น ในรูป Public Hearing) โดยการตัดสินใจดำเนินโครงการหรือไม่ขึ้นอยู่กับผลการศึกษาความเหมาะสม และการยอมรับของประชาชน

5.4 ความเหมาะสมด้านสิ่งแวดล้อมและการยอมรับของประชาชน

การพิจารณารายละเอียดโครงการในเบื้องต้นพบว่า มีบางโครงการที่อาจจะมีปัญหาผลกระทบต่อสภาวะแวดล้อมหรือการยอมรับของประชาชนได้เช่น

(1) โครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำแม่ลามาทหลวง 1-2 กำลังการผลิตรวม 160 เมกะวัตต์ เนื่องจากการก่อสร้างอ่างเก็บน้ำจะท่วมพื้นที่ป่าไม้ที่อยู่ระหว่างสองฝั่งแม่น้ำยมในจังหวัดแม่ฮ่องสอน คิดเป็นพื้นที่ป่าไม้ประมาณ 10 ตารางกิโลเมตร ซึ่งเป็นป่าไม้ที่เรียกได้ว่ามีความสมบูรณ์มากแห่งหนึ่ง

(2) โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนเขต 3 เครื่องที่ 1 หรือโครงการระบายน้ำย่อย กำลังการผลิตหน่วยละ 300 เมกะวัตต์ ซึ่งปรากฏว่ามีการต่อต้านจากประชาชนโดยเฉพาะชาวมุสลิมในพื้นที่ เนื่องจากจะต้องใช้พื้นที่ทำเหมืองลิกไนต์ประมาณ 30,000 ไร่

(3) โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแห่งใหม่เครื่องที่ 3 และ 4 ขนาดกำลังผลิตเครื่องละ 1,000 เมกะวัตต์ ใช้น้ำมันเตาและถ่านหินนำเข้าเป็นเชื้อเพลิง สถานที่ตั้งที่เสนอส่วนใหญ่อยู่ในบริเวณใกล้เคียงแหล่งท่องเที่ยว เช่น ที่จังหวัดประจวบคีรีขันธ์ และจังหวัดชุมพร ทำให้ต้องมีความระมัดระวังในการศึกษาผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมและเร่งรัดการประชาสัมพันธ์โครงการเพื่อให้เป็นที่ยอมรับของประชาชน

5.5 การวิเคราะห์ฐานะการเงิน

จากการวิเคราะห์ฐานะการเงินของ กฟผ. ภายใต้สมมติฐานว่าสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติสามารถนำมาใช้ได้โดยไม่มีปัญหาในการปฏิบัติและไม่มีการปรับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า พบว่าฐานะการเงินของ กฟผ. เมื่อพิจารณาจากผลตอบแทนการลงทุนและ Self Financing Ratio อยู่ในระดับที่เหมาะสมในช่วง 2536-37 แต่จะเริ่มเลวลงในช่วงหลังจากนั้น คณะกรรมการฯ พิจารณาแล้วเห็นว่าในทางปฏิบัติจะมีการพิจารณาปรับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าทุก ๆ 3 ปีอยู่แล้ว ดังนั้นฐานะการเงินที่ทรุดตัวลงในช่วง 2538 เป็นต้นไปจึงไม่น่าเป็นห่วงแต่อย่างใด

ส่วนข้อวิเคราะห์ของ กฟผ. ว่าในกรณีที่ให้เอกชนมาลงทุนในโครงการโรงไฟฟ้าของ กฟผ. แล้วฐานะการเงินของ กฟผ. จะเลวลงนั้น การคำนวณดังกล่าวอยู่บนสมมติฐานที่ใช้ในการคำนวณซึ่งมีความไม่เหมาะสม โดยเฉพาะการตั้งสมมติฐานว่าโครงการโรงไฟฟ้าของเอกชนจะต้องซื้อก๊าซธรรมชาติในราคาที่สูงกว่าราคาที่ กฟผ. ซื้อถึง 8% และให้ผลตอบแทนการลงทุนแก่เอกชนสูงกว่าของ กฟผ. ทำให้ต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าสูงขึ้น ข้อสมมติฐานในเรื่องราคาก๊าซดังกล่าวเป็นข้อสมมติฐานที่ไม่เหมาะสมโดยเฉพาะในช่วงต่อไป ปตท. จะต้องใช้หลักเกณฑ์ในการขายก๊าซให้แก่เอกชนเหมือนกับการขายก๊าซให้แก่ กฟผ.

6. ข้อเสนอของคณะกรรมการนโยบายไฟฟ้า

คณะกรรมการนโยบายไฟฟ้า ได้พิจารณาแผนที่ปรับใหม่แล้ว ใครขอเสนอคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติเพื่อพิจารณาให้ความเห็นชอบดังนี้

6.1 เห็นควรให้ความเห็นชอบแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าในกรณี "แผนหลัก" ที่ใช้สมมติฐานก๊าซธรรมชาติตาม Medium Gas Supply ในช่วง พ.ศ. 2535-49 ตามที่ กฟผ. เสนอในข้อ 4.1 เพื่อใช้เป็นกรอบในการลงทุนทางด้านการขยายระบบผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าของประเทศ โดยมีโครงการใหม่ที่จะอนุมัติในช่วงแผนฯ 7-8 และเงินลงทุนดังนี้

		เงินลงทุน (ล้านบาท)		
	จำนวนโครงการใหม่ (จำนวน)	เงินตราต่างประเทศ	เงินบาท	รวม
แผนฯ 7	20	132,000	126,000	258,000
แผนฯ 8	27	307,000	264,000	571,000
รวม		439,000	390,000	829,000

6.2 เห็นควรให้ความเห็นชอบแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าในกรณี "แผนทางเลือกทดแทน" ที่ใช้สมมติฐานก๊าซธรรมชาติตาม High Gas Supply ในช่วง พ.ศ. 2535-49 ตามที่ กฟผ. เสนอในข้อ 4.2 เพื่อใช้เป็นแผนทางเลือกทดแทน โดยให้ กฟผ. ปตท. และหน่วยงานอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้องเร่งดำเนินการตามเงื่อนไขข้อ 6.5 เพื่อให้สามารถมีการดำเนินการตามแผนทดแทนดังกล่าวนี้ได้

6.3 เห็นควรให้ กฟผ. จัดทำรายงาน EGAT Power Development Plan (1992-2006) ฉบับสมบูรณ์ตามแนวทางที่ได้รับอนุมัติแล้ว และเสนอคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติเพื่อทราบเพื่อใช้เป็นเอกสารอ้างอิงต่อไป

6.4 เห็นควรให้ใช้แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าในข้อ 6.1 และ 6.2 เป็นกรอบของการพิจารณาในรายละเอียดของโครงการตามขั้นตอนที่จะเสนอขออนุมัติโครงการสำหรับในช่วงแผนฯ 7 โดยไม่ต้องเสนอขออนุมัติในระดับนโยบายอีก ยกเว้นโครงการที่มีประเด็นนโยบายพิเศษ โดยกำหนดขั้นตอนการเสนอและอนุมัติโครงการ สำหรับโครงการที่บรรจุในแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้างานนี้

(1) ให้ กฟผ. เสนอรายละเอียดของโครงการแต่ละโครงการที่จะดำเนินการในช่วงแผนฯ 7 ต่อสำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ (สศช.) โดยให้ สศช. รับผิดชอบเฉพาะโครงการที่อยู่ในแผนหลัก หรือแผนทางเลือกทดแทนเท่านั้น ได้แก่

<u>โครงการ</u>	<u>ขนาดกำลังผลิต</u> (เมกะวัตต์)	<u>กำหนดแล้วเสร็จ</u>
(ก.) <u>โครงการในแผนฯ หลัก</u>		
1. <u>โครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำ</u>		
1.1 พลังน้ำเขื่อนลำนะทองเครื่องที่ 1-2	2 x 250	ต.ค. 2540
1.2 พลังน้ำเขื่อนแม่ลามาหลวงเครื่องที่ 1-2	2 x 80	ก.พ. 2542
2. <u>โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อน</u>		
2.1 พลังความร้อนร่วมพระนครใต้	600	มี.ค. 2538-ม.ค. 2540
2.2 กังหันแก๊สวังน้อย	600	มี.ค. 2539
2.3 แม่ขาม FBC เครื่องที่ 1	150	ธ.ค. 2539
2.4 ความร้อนร่วมภาคกลางตอนล่าง ชุดที่ 1	600	ม.ค. 2540
2.5 แม่ขาม FBC เครื่องที่ 2	150	มิ.ย. 2540

<u>โครงการ</u>	<u>ขนาดกำลังผลิต</u> (เมกะวัตต์)	<u>กำหนดแล้วเสร็จ</u>
2.6 ความร้อนร่วมภาคกลางตอนล่าง ชุดที่ 2	600	ก.ค. 2540
2.7 ความร้อนร่วมภาคกลางตอนล่าง ชุดที่ 3	600	มี.ค. 2541
2.8 พลังความร้อนอ่าวไผ่ เครื่องที่ 1	700	ต.ค. 2541
2.9 พลังความร้อนอ่าวไผ่ เครื่องที่ 2	700	เม.ย. 2542
2.10 พลังความร้อนอ่าวไผ่ เครื่องที่ 3	700	ต.ค. 2542
2.11 พลังความร้อนแห่งใหม่ เครื่องที่ 1	1000	เม.ย. 2543
2.12 พลังความร้อนแห่งใหม่ เครื่องที่ 2	1000	เม.ย. 2544
 3. โครงการระบบสายส่งไฟฟ้า		
3.1 ระบบส่งไฟฟ้า 115 กิโลโวลต์ เชียงใหม่-แม่ฮ่องสอน	-	ม.ค. 2540
3.2 สายส่งเชื่อมโยงไทย-มาเลเซีย ระยะที่ 2	300	เม.ย. 2540
3.3 ขยายระบบส่งไฟฟ้าระยะที่ 9 (2536-40)	-	2539-40
3.4 การจ่ายไฟฟ้าในเขต กทม. และปริมณฑล	-	2539-41
3.5 ขยายระบบส่งไฟฟ้าระยะที่ 10 (2538-42)	-	2541-42
3.6 งานขยายระบบไฟฟ้าและงานก่อสร้างเบ็ดเตล็ด ที่มีได้รวมเป็นโครงการ	-	2535-39
รวมกำลังผลิต	8,360	

(ข.) โครงการในแผนทางเลือกทดแทน (เฉพาะที่ไม่ได้อยู่ในแผนหลัก)

<u>โครงการ</u>	<u>ขนาดกำลังผลิต</u> (เมกะวัตต์)	<u>กำหนดแล้วเสร็จ</u>
1. โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม เขต 1 ชุดที่ 1	600	ต.ค. 2541
2. โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม เขต 1 ชุดที่ 2	600	เม.ย. 2542
3. โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม เขต 1 ชุดที่ 3	600	ต.ค. 2542

(2) ในขณะที่ยวกันให้ กฟผ. จัดทำและเสนอรายงานผลกระทบสิ่งแวดล้อมเพื่อขอความเห็นชอบไปยังสำนักงานนโยบายและแผนสิ่งแวดล้อม (สผ.) ตามพระราชบัญญัติส่งเสริมและรักษาคุณภาพสิ่งแวดล้อมแห่งชาติ พ.ศ. 2535

- (3) สำนักงานนโยบายและแผนสิ่งแวดล้อม เสนอความเห็นต่อ สศช.
- (4) สศช. พิจารณามติโครงการ โดยคำนึงถึงความเห็นของสำนักงานนโยบายและแผนสิ่งแวดล้อม
- (5) หากไม่มีประเด็นนโยบายที่สำคัญและเป็นโครงการที่กำหนดให้ กฟผ. เป็นผู้ดำเนินการเอง ให้ สศช. นำเสนอกระทรวงการคลังเพื่อดำเนินการจัดหาเงินกู้ต่อไป
- (6) หากเป็นโครงการที่มีประเด็นนโยบายที่สำคัญให้นำเสนอ ครม.
- (7) หากเป็นโครงการที่กำหนดให้เอกชนเป็นผู้ดำเนินการหรือกำหนดให้เป็นการร่วมลงทุนกับเอกชนให้ สศช. ดำเนินการตามขั้นตอนที่กำหนดไว้ใน พรบ. ว่าด้วยการให้เอกชนเข้าร่วมงานหรือดำเนินการในกิจการของรัฐ พ.ศ. 2535

6.5 การดำเนินการเพื่อให้เป็นไปตามแผนหลัก หรือแผนทางเลือกทดแทน เพื่อให้เป็นไปตามแผนหลัก หรือแผนทางเลือกทดแทน กฟผ. ปตท. และหน่วยงานที่เกี่ยวข้องอื่น ๆ จำเป็นต้องเร่งดำเนินการในเรื่องดังนี้

(1) การรับซื้อก๊าซจากมาเลเซีย จำเป็นต้องเร่งดำเนินการเจรจาที่จะรับซื้อก๊าซจากมาเลเซีย ในปริมาณ 300 ล้าน ลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และวางโครงการท่อส่งก๊าซจากชายแดนไทยมาเลเซียขึ้นมายัง โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมภาคกลางตอนล่าง โดยเร็วที่สุด โดยดำเนินการดังนี้

- ให้ ปตท. เร่งดำเนินการเจรจากับมาเลเซียเพื่อรับซื้อก๊าซและวางโครงการท่อเพื่อให้สามารถจัดส่งก๊าซได้ทันในปี 2540 การเจรจาควรเริ่มต้นด้วยการเจรจาในระดับรัฐบาล โดยให้มีการจัดตั้งคณะกรรมการเจรจาขึ้น มีรัฐมนตรีที่ได้รับมอบหมายเป็นประธานและประกอบด้วยผู้แทนจาก ปตท. กระทรวงอุตสาหกรรม สผช. กฟผ. และหน่วยงานที่เกี่ยวข้องอื่น ๆ
- ในการเจรจาดังกล่าวให้ ปตท. ยืนยันปริมาณก๊าซต่อ กฟผ. ภายในปี 2536
- ให้ ปตท. และ กฟผ. เร่งดำเนินการตกลงในเรื่องของสถานที่ตั้ง โรงไฟฟ้าให้ชัดเจนโดยเร็ว

(2) การรับซื้อก๊าซจาก JDA

- ให้คณะกรรมการร่วมฝ่ายไทยเร่งดำเนินการเจรจาเพื่อให้สามารถส่งก๊าซได้ในปี 2541
- ให้ ปตท. ยืนยันปริมาณก๊าซแก่ กฟผ. ภายในปี 2537

(3) การรับซื้อก๊าซจากแปลง BHP สัมปทานของในเขตประเทศมาเลเซีย

- ให้ ปตท. เร่งดำเนินการเจรจาเพื่อรับซื้อก๊าซจากแปลงสัมปทานของ BHP ในประเทศมาเลเซีย ซึ่งอยู่ทางตอนใต้ของ JDA ซึ่งคาดว่าจะสามารถเจรจา รับซื้อ มีความเป็นไปได้มากกว่าจากเวียดนาม

(4) การรับซื้อก๊าซจากพม่า และ เวียดนาม

- ให้ ปตท. เร่งดำเนินการเจรจาเพื่อรับซื้อก๊าซจากพม่าในประมาณ 200 ล้าน ลบฟ./วัน ตั้งแต่ปี 2541 เป็นต้นไป
- ให้ ปตท. ยืนยันปริมาณก๊าซจากพม่าภายในปี 2537
- ในกรณีที่ ปตท. ยืนยันปริมาณก๊าซได้ ให้ กฟผ. ก่อสร้างโรงไฟฟ้า เพื่อรองรับก๊าซดังกล่าว (โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม เขต 1)
- ให้ ปตท. เร่งดำเนินการเจรจาเพื่อรับซื้อก๊าซจากเวียดนาม

(5) โครงการโรงไฟฟ้าสะบ้าย้อย

- เร่งรัดทำความเข้าใจเพื่อให้เกิดการยอมรับของประชาชนถึงความสำคัญของการพัฒนา แหล่งพลังงานในประเทศ
- จัดทำรายงานผลกระทบสิ่งแวดล้อมให้เสร็จโดยเร็ว
- ให้ กฟผ. เสนอปัญหาให้ชัดเจนเพื่อการพิจารณาช่วยเหลือจากรัฐและหน่วยงานที่เกี่ยวข้องต่อไป

(6) โครงการโรงไฟฟ้าอ่าวไผ่

- รอดผลการพิจารณาของรัฐประกอบการจัดทำรายละเอียดโครงการต่อไป

(7) โครงการน้ำเทิน 2

- กฟผ. มีความสนใจมากที่จะรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการพลังน้ำในประเทศลาว จึงเห็นควรให้ กฟผ. เปร่งเจรจากับลาว เพื่อให้ทราบความประสงค์ที่ไทยต้องการจะซื้อไฟฟ้าไม่เฉพาะจากโครงการขนาดใหญ่เท่านั้น แต่มีความสนใจรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการขนาดเล็กด้วย
- หากมีปัญหาในการเจรจาและเห็นว่าจะมีความจำเป็นต้องดำเนินการในระดับรัฐบาลแล้ว ให้ กฟผ. เสนอแนวทางที่รัฐจะช่วยในการเจรจากับรัฐบาลลาวอย่างชัดเจนต่อคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติเพื่อจะได้กำหนดแนวทางและประสานกับประเทศลาวและประเทศที่มีความสนใจจะช่วยเหลือลาวให้เกิดโครงการน้ำเทิน 2 ต่อไป

(8) โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนล้าปาง เครื่องที่ 1-8

- กฟผ. หาทางแก้ไขปัญหาเรื่องน้ำใต้ดินโดยเร็ว เพราะเป็นโรงไฟฟ้าที่ใช้แหล่งพลังงานลิกไนต์ในประเทศ

(9) โครงการโรงไฟฟ้าพลังนิวเคลียร์

- ควรมีการศึกษาเพื่อเป็นการเตรียมการในหลายด้านก่อนการตัดสินใจ เช่น
 - . ความเหมาะสมด้านเศรษฐศาสตร์
 - . การควบคุม กำกับดูแล
 - . ความปลอดภัย
 - . การเตรียมบุคลากร
 - . การยอมรับของประชาชน
- ในการศึกษาควรมีการจัดตั้งคณะกรรมการขึ้นประกอบด้วยผู้แทนหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง ผู้ทรงคุณวุฒิ และผู้แทนจากองค์กรเอกชน เพื่อร่วมกันดำเนินงานโดยใช้วิธีการที่โปร่งใส (เช่น ในรูป Public Hearing)

- การตัดสินใจดำเนินโครงการหรือไม่ขึ้นอยู่กับผลการศึกษาความเหมาะสม และการยอมรับของประชาชน

(10) ก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) เนื่องจากแหล่งเชื้อเพลิงที่วางแผนจะนำมาใช้ในการผลิตไฟฟ้ามีความไม่แน่นอนสูง ทั้งก๊าซจากมาเลเซีย พม่า เวียดนาม รวมทั้งแหล่งเชื้อเพลิงในประเทศเริ่มมีปัญหาและอุปสรรคในการพัฒนาดังกล่าวทำให้การนำ LNG มาใช้ในการผลิตไฟฟ้าน่าจะเป็นทางเลือกหนึ่งที่จะช่วยกระจายแหล่งเชื้อเพลิงและเพิ่มอำนาจต่อรองในการเจรจาเรื่องก๊าซธรรมชาติได้ ดังนั้น จึงควรให้มีการศึกษาเปรียบเทียบต้นทุนที่เพิ่มขึ้นจากการขนส่ง เก็บรักษา LNG เปรียบเทียบกับการใช้เชื้อเพลิงอื่น ๆ อย่างจริงจัง โดยมอบหมายให้ ปตท. เร่งพิจารณาหาแนวทางในการนำ LNG มาใช้ในการผลิตไฟฟ้า เสนอต่อคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติเพื่อพิจารณาความเหมาะสมในการใช้ LNG ต่อไปโดยเร็ว

6.6 การจัดหาก๊าซธรรมชาติและสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติ

การวางแผนของ กฟผ. ตั้งอยู่บนสมมติฐานว่า ปตท. จะสามารถจัดหาก๊าซได้ตามจำนวนที่ระบุไว้ในแผน ดังนั้นจึงควรมีการจัดทำสัญญาซื้อขายก๊าซในลักษณะ Firm ดังนี้

(1) ปริมาณก๊าซตามสัญญา Firm ที่ ปตท. จะจำหน่ายให้แก่ กฟผ. จากแหล่งภายในประเทศควรสอดคล้องกับปริมาณความต้องการก๊าซในโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมของ กฟผ. ตาม "แผนหลัก"

(2) เมื่อ ปตท. สามารถยืนยันก๊าซจากแหล่งภายนอกประเทศแต่ละแหล่งได้แล้ว ให้มีการจัดทำสัญญาประเภท Firm ตามปริมาณที่จะตกลงกันต่อไป

(3) เพื่อให้เป็นไปตามแผน จำเป็นต้องเร่งดำเนินการพัฒนาและเจรจาก๊าซจากทุกแหล่งพร้อมกันไป และในบางกรณีอาจจำเป็นต้องได้รับความสนับสนุนจากรัฐบาลอย่างเต็มที่ จึงเห็นควรให้ ปตท. รับผิดชอบจัดทำแผนปฏิบัติการในการที่จะจัดหาก๊าซตามแผนดังกล่าว รวมทั้งเสนอประเด็นนโยบายที่ต้องการให้รัฐพิจารณาเพื่อให้การดำเนินงานบรรลุสู่เป้าหมาย โดยนำเสนอคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ภายใน 2 เดือน

6.7 รูปแบบการลงทุน

รูปแบบการลงทุนและบทบาทเอกชนในโครงการของ กฟผ. ให้เป็นไปตามข้อเสนอของคณะกรรมการนโยบายไฟฟ้า เรื่องแนวทางการดำเนินงานในอนาคตของ กฟผ. ซึ่งสรุปได้ดังนี้

(1) โครงการโรงไฟฟ้าแม่ขาม (2x150 MW) ให้เอกชนลงทุน และขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. โดยดำเนินการตามขั้นตอนที่กำหนดไว้ใน พรบ. ว่าด้วยการให้เอกชนเข้าร่วมงานหรือดำเนินการในกิจการของรัฐ พ.ศ. 2535

(2) โครงการอื่น ๆ ที่จะเริ่มก่อสร้างก่อนปี 2538 ให้ กฟผ. ดำเนินการเองได้แก่

- . โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมพระนครใต้ ชุดที่ 2
- . โรงไฟฟ้ากังหันแก๊สวังน้อย
- . โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมภาคกลางตอนล่าง ชุดที่ 1-3
- . โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนลำตะคอง
- . โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนแม่ลามาหลวง

(3) โรงไฟฟ้าพลังความร้อนอ่าวไผ่ เครื่องที่ 1-2 ให้เป็นไปตามมติ ครม. เมื่อ 6 สิงหาคม 2534 คือให้ กฟผ. ดำเนินการไปก่อนแล้วจึงค่อยนำทุนกระจายเข้าตลาดหลักทรัพย์

(4) ส่วนโครงการโรงไฟฟ้าอื่น ๆ ให้คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติดำเนินการกำหนดให้ชัดเจนว่าโรงใดจะให้ดำเนินการลงทุนอย่างไร โดยให้พิจารณากำหนดให้เสร็จสิ้นภายในปี 2536

b:pdp92.doc

ที่ กพพ.81200/31241



การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย
นนทบุรี 11000

29 มิถุนายน 2535

เรื่อง แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของ กพพ. (พ.ศ.2535-2549)

เรียน ปลัดสำนักนายกรัฐมนตรี

สิ่งที่ส่งมาด้วย รายงาน "EGAT Power Development Plan, 1992-2006
(Based on September 1991 Load Forecast)"
Volume 1: Main Report และ Volume 2: Financial
Analysis รายงานเลขที่ 81200-3501 จำนวน 4 ชุด

อนึ่ง การประชุมร่วมคณะกรรมการพิจารณาโยบายพลังงาน และ
คณะกรรมการนโยบายปิโตรเลียม ครั้งที่ 9/2534 เมื่อวันศุกร์ที่ 25 ตุลาคม
2534 ที่ประชุมได้พิจารณาเรื่องการขยายการผลิตไฟฟ้า และได้มีมติเห็นชอบผล
พยากรณ์การใช้ไฟฟ้า . ความที่คณะกรรมการพิจารณาความต้องการไฟฟ้าจัดทำเมื่อ
เดือนกันยายน 2534 และให้การไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง รับไปจัดทำแผนการลงทุนระยะ
ยาว เพื่อให้สอดคล้องกับผลพยากรณ์ชุดใหม่ และนำเสนอคณะกรรมการนโยบายพลัง
งานแห่งชาติให้ความเห็นชอบแผนการลงทุนในช่วงแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 7 และในการ
จัดทำแผนการลงทุนในช่วงแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 7 นั้น ให้มีการหารือกับหน่วยงานอื่น ๆ
ที่เกี่ยวข้องอย่างใกล้ชิด เช่น สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ(สพช.)
สำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ (สศช.) และการปิโตร
เลียมแห่งประเทศไทย (ปตท.) โดยให้คำนึงถึงแนวทางการพัฒนาไฟฟ้าที่กำหนดไว้เป็น
นโยบายในแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 7 ด้วย

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กพพ.) จึงได้จัดทำแผนพัฒนากำลัง
ผลิตไฟฟ้าใหม่ มีสาระสำคัญสรุปได้ดังนี้

1. แนวทางและข้อมูลที่ใช้ในการจัดทำแผน

1.1 ความต้องการไฟฟ้าที่ใช้ พยากรณ์โดยคณะกรรมการ
ความต้องการไฟฟ้าตามที่ได้รับอนุมัติไว้แล้ว โดยจากผลพยากรณ์ได้คาดคะเนว่าจะมีการ
เพิ่มขึ้นในช่วงของแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 7 ถึง ฉบับที่ 9 สรุปได้ดังนี้

แผนพัฒนา		ความต้องการไฟฟ้า (เมกะวัตต์)			อัตราการ
ฉบับที่	พ.ศ.	เพิ่มจาก	เป็น	เพิ่มขึ้น	เพิ่มเฉลี่ย (%)
7	2535-2539	8,045	13,075	5,030	10.20
8	2540-2544	13,075	19,000	5,925	7.76
9	2545-2549	19,000	25,515	6,515	6.07

1.2 ค่าเงินการ ตามแนวทาง และข้อมูลที่ได้มีการประมหรารือกัน ระหว่างเจ้าหน้าที่ระดับสูงจาก สทศ. สศช. และ ปตท. ร่วมกับ กพผ. โดยเฉพาะ ข้อมูลทางด้านการพัฒนาการธรรมชาติของปตท. ทั้งในและนอกประเทศ ซึ่งจะมี 2 กรณี คือ กรณี Normal Gas Supply และ กรณี High Gas Supply ในกรณี Normal Gas Supply เป็นกรณีที่ได้ปริมาณก๊าซจากการพัฒนาแหล่งก๊าซในประเทศ และ รวมปริมาณก๊าซที่ได้จากการพัฒนาในพื้นที่พัฒนาร่วม (JDA) ระหว่างไทย-มาเลเซีย ด้วย จะมีปริมาณก๊าซส่งให้ กพผ. ระหว่าง 700-900 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ส่วนในกรณี High Gas Supply จะมีการนำเข้าก๊าซธรรมชาติจากประเทศพม่า มาเลเซีย และ เวียดนาม ในปี 2540 2541 และ 2542 ตามลำดับ ตัวเลขเบื้องต้นคาดว่าจะนำเข้า จากพม่า ประมาณ 350 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ส่วนมาเลเซียและเวียดนามจะนำเข้า แห่งละประมาณ 200 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน

1.3 ราคาเชื้อเพลิงที่ใช้สำหรับโรงไฟฟ้าต่างๆ ได้แก่ ราคาน้ำมันเตา น้ำมันดีเซล ก๊าซธรรมชาติ และก๊าซธรรมชาติเหลว ได้รับจาก ปตท. ราคาถ่านหิน ได้รับข้อมูลจากธนาคารโลก ความข้อกกลงที่ได้มีการประชุมร่วมกันดังกล่าวข้างต้น ส่วน ราคาถ่านลิกไนต์ และนิวเคลียร์ใช้ราคาที่ประมาณการ โดย กพผ.

2. กรณีศึกษา

2.1 การปรับแผนครั้งนี้ดำเนินการเป็นแผนระยะยาว 15 ปี (2535-2549) และได้ทำการศึกษาเป็นหลายกรณี โดยนอกจากจะศึกษาจัดทำแผนกรณีปริมาณก๊าซ เป็น 2 กรณี คือ Normal Gas Supply และ High Gas Supply แล้ว ยังได้ศึกษา ถึงกรณีที่อาจจะมีการพัฒนาโครงการไฟฟ้าพลังน้ำในประเทศลาว ความนโยบายของรัฐบาล ในการที่จะร่วมมือกับประเทศเพื่อนบ้าน พัฒนาแหล่งพลังงาน จึงได้มีการศึกษากรณีที่รวม หรือไม่รวมโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำในลาว (โครงการเขื่อนน้ำเทิน 2) ด้วย ดังนั้น การศึกษามีด้วยกัน 4 แผน ดังนี้

- แผน 1 : แผนที่ใช้ Normal Gas Supply และไม่รวมโครงการน้ำเทิน 2
- แผน 2 : แผนที่ใช้ Normal Gas Supply และรวมโครงการน้ำเทิน 2
- แผน 3 : แผนที่ใช้ High Gas Supply และไม่รวมโครงการน้ำเทิน 2
- แผน 4 : แผนที่ใช้ High Gas Supply และรวมโครงการน้ำเทิน 2

ข้อมูลที่สามารถยืนยันได้ขณะนี้ แผน 1 เป็นแผนที่มีความเป็นไปได้มากที่สุด จึงเสนอให้ใช้เป็นแผนเสนอนะ (PDP 92-01) ส่วนแผน 2 ถึง 4 ให้ใช้เป็นแผนสำรอง

อย่างไรก็ตามแผน 3 เป็นแผนที่มีความเป็นไปได้รองลงไป และเป็นแผนที่จะให้ประโยชน์ต่อประเทศมากที่สุด จึงเห็นสมควรเร่งรัดการเจรจาตกลงซื้อขายธรรมชาติจากประเทศเพื่อนบ้านให้ได้โดยเร็วที่สุด โดยเฉพาะแหล่งก๊าซจากพม่าและเวียดนาม

2.2 จากแผนที่เสนอนะ (แผน 1) ได้มีการศึกษา Sensitivity Test หากความต้องการไฟฟ้าต่ำกว่าที่คณะกรรมการได้พยากรณ์ไว้ จึงได้จัดทำแผนเพิ่มเติมเป็นแผน 5 โดยใช้ผลพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้ากรณีต่ำ จัดทำโดย กฟผ.

2.3 กฟผ.ได้ดำเนินการศึกษาผลประโยชน์ที่จะได้จากการดำเนินโครงการโรงไฟฟ้าระบบ Cogeneration (NPC II Cogeneration) เพื่อขายไฟฟ้าและไอน้ำให้แก่ กลุ่มอุตสาหกรรมปิโตรเคมีระยะที่ 2 (NPC II) โดยให้ถือเป็นส่วนหนึ่งของแผนการลงทุนของ กฟผ.แล้วปรากฏว่า กฟผ.จะได้ผลประโยชน์สุทธิเพิ่มขึ้น(คิดเป็นมูลค่าปัจจุบัน)จากการดำเนินโครงการดังกล่าวโดยถือเป็นส่วนหนึ่งของแผนที่เสนอนะ รวมทั้งผลประโยชน์สุทธิจากการขายไฟฟ้า และไอน้ำให้แก่กลุ่ม NPC II ด้วย รวมกันประมาณ 13,353 ล้านบาท

3. แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าที่เสนอนะ (PDP 92-01) คือแผนที่มีการซื้อขายธรรมชาติได้จากแหล่งในประเทศ และการพัฒนาในพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย และยังไม่มีรวมถึงความเป็นไปได้ในการร่วมพัฒนาโครงการไฟฟ้าพลังน้ำในลาว สรุปสาระสำคัญได้ดังนี้

3.1 แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของ กฟผ. ในช่วงแผนระยะยาว 15 ปี (ปี 2535-2549) ซึ่งครอบคลุมไปถึงแผนพัฒนา ฉบับที่ 9 ด้วยนั้น จะมีกำลังผลิตติดตั้งเพิ่มขึ้นสุทธิ (กำลังผลิตที่เพิ่มใหม่หักด้วยกำลังผลิตที่จะปลดระวาง) 21,441 เมกะวัตต์ เมื่อรวมกับกำลังผลิตติดตั้งในปัจจุบันแล้ว จะทำให้กำลังผลิตติดตั้งในปลายปี 2549 มีจำนวน 31,051 เมกะวัตต์

3.2 แผนการลงทุนในช่วงแผนพัฒนา ฉบับที่ 7 (ปี 2535-2539) สรุปได้ดังนี้

3.2.1 โครงการที่จะดำเนินการในช่วงแผนพัฒนา ฉบับที่ 7 มีทั้งสิ้น 50 โครงการ ประกอบด้วยโครงการที่อยู่ระหว่างก่อสร้าง ซึ่งได้รับอนุมัติใน

ช่วงแผนพัฒนา ฉบับที่ 6 แล้ว จำนวน 30 โครงการ รวมกำลังผลิตทั้งสิ้น 5,305 เมกะวัตต์ และโครงการใหม่ที่ กพผ.จะขออนุมัติดำเนินการก่อสร้างในช่วงแผนพัฒนา ฉบับที่ 7 จำนวน 20 โครงการ รวมกำลังผลิตทั้งสิ้น 8,060 เมกะวัตต์ แบ่ง เป็นโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำ 2 โครงการ โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อน 12 โครงการ โครงการระบบส่งไฟฟ้า 5 โครงการ และงานขยายระบบไฟฟ้าและงาน ก่อสร้างเบ็ดเตล็ดที่มีให้รวบรวมเป็นโครงการอีก 1 โครงการ

ในการนี้จะมีกำลังผลิตที่แล้วเสร็จจ่ายไฟฟ้าได้ เพิ่มขึ้นในช่วงของ แผนพัฒนา ฉบับที่ 7 จำนวน 5,525 เมกะวัตต์

อนึ่ง กพผ.ได้รับอนุมัติโครงการที่จะเสนอในช่วงของแผนพัฒนา ฉบับที่ 7 แล้ว 1 โครงการ คือ โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนอ่าวไผ่ เครื่องที่ 2 (อนุมัติพร้อมเครื่องที่ 1 เมื่อวันที่ 4 กุมภาพันธ์ 2535)

3.2.2 เงินลงทุนในช่วงแผนพัฒนา ฉบับที่ 7 รวมเป็นเงินทั้งสิ้น 250,000 ล้านบาท ประกอบด้วยเงินตราต่างประเทศ 130,000 ล้านบาท (เทียบเท่า 5.0 พันล้านเหรียญสหรัฐ) และเงินบาท 120,000 ล้านบาท

3.2.3 ในการวิเคราะห์ฐานะการเงินของ กพผ.(ปี 2535-2544) ได้รวมแผนการลงทุนในช่วงแผนพัฒนา ฉบับที่ 8 (ปี 2540-2544) รวมเป็นเงินทั้งสิ้น 637,000 ล้านบาท ประกอบด้วยเงินตราต่างประเทศ 339,000 ล้านบาท (เทียบเท่า 13.0 พันล้านเหรียญสหรัฐ) และเงินบาท 298,000 ล้านบาท ในช่วงดังกล่าว มีโครงการที่จะดำเนินการก่อสร้างเพิ่มเติมอีกรวมทั้งสิ้น 26 โครงการ แบ่ง เป็นโครงการไฟฟ้าพลังน้ำ 3 โครงการ โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อน 19 โครงการ โครงการระบบส่งไฟฟ้า 3 โครงการ และงานขยายระบบไฟฟ้าและงานก่อสร้าง เบ็ดเตล็ดที่มีให้รวบรวมเป็นโครงการอีก 1 โครงการ

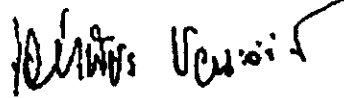
4. แนวทางการลงทุนและแนวทางการดำเนินงานในอนาคต

แนวทางการลงทุนสำหรับแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของ กพผ. (PDP 92-01) ในขั้นแรกนี้ได้ดำเนินการวิเคราะห์ฐานะการเงินของ กพผ.โดยใช้แนวทางการลงทุนตามที่ได้รับอนุมัติจากคณะกรรมการ เมื่อวันที่ 6 สิงหาคม 2534 ซึ่งเป็นแนวทางการดำเนินงานระยะสั้น สำหรับแนวทางการดำเนินงานในระยะกลาง และระยะยาวต่อไปนั้น ฝ่ายบริหารฯ ได้นำเสนอแนวทางต่อคณะกรรมการ กพผ.แล้ว ซึ่งจะแนบนำเสนอมาเป็นเรื่องเพื่อพิจารณาอนุมัติต่างหาก

ฝ่ายบริหาร กฟผ. ได้นำเสนอแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของ กฟผ. (พ.ศ. 2535-2549) และแผนการลงทุนในช่วงของแผนพัฒนา ฉบับที่ 7 ตามแผน PDP 92-01 ต่อคณะกรรมการ พิจารณาในการประชุมครั้งที่ 6/2535 เมื่อวันที่ 12 มิถุนายน 2535 คณะกรรมการฯ มีมติอนุมัติแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของ กฟผ. และแผนการลงทุนในช่วงของแผนพัฒนา ฉบับที่ 7 ตามแผน PDP 92-01 ตามที่เสนอ และให้ฝ่ายบริหาร ดำเนินการต่อไป

กฟผ. จึงขอเสนอแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของ กฟผ. (พ.ศ. 2535-2549) และแผนการลงทุนในช่วงของแผนพัฒนา ฉบับที่ 7 ตามแผน PDP 92-01 โดยมี รายละเอียดปรากฏตามเอกสารรายงานที่ส่งมาด้วยพร้อมนี้ เพื่อโปรดพิจารณาเสนอ สห. พิจารณาให้ความเห็นชอบต่อไปด้วย จักขอขอบคุณ

ขอแสดงความนับถือ



(นายเผ่าเพชร ชวนะกิจกร)
ผู้อำนวยการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

ฝ่ายวางแผนระบบไฟฟ้า
โทร. 424-0001
โทรสาร 433-6317

- สำเนา: - สำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ
- สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ
- สำนักงานเศรษฐกิจการคลัง