

บทคัดย่อ
โรงไฟฟ้าราชบุรี
RATCHABURI POWER PLANT

วรวิทย์ ขำนิษฐ์
 กมล ธรรมบุตร
 การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

โรงไฟฟ้าราชบุรี เป็นโครงการเร่งด่วน เพื่อสนองตอบความต้องการไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นตามการขยายตัวทางเศรษฐกิจและสังคม ตั้งอยู่ห่างจากจังหวัดราชบุรี ไปทางทิศตะวันออกเฉียงเหนือ ประมาณ 7 กิโลเมตร โรงไฟฟ้าราชบุรีประกอบด้วย โรงไฟฟ้าพลังความร้อนระบบความดันเหนือวิกฤติ (Supercritical Pressure) ขนาดกำลังผลิต 700 เมกกะวัตต์ (MW) จำนวน 4 โรง และโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมขนาดกำลังผลิต 1,800 เมกกะวัตต์ (MW) รวมกำลังผลิตทั้งหมด 4,600 MW

โรงไฟฟ้าพลังความร้อนโรงที่ 1 - 4 มีกำหนดแล้วเสร็จในเดือนกันยายน 2542 มกราคม 2543 ตุลาคม 2543 และ กุมภาพันธ์ 2544 ตามลำดับ ส่วนโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม กำหนดแล้วเสร็จในช่วงเดือน พฤษภาคม 2541 ถึง กันยายน 2542

งบประมาณโครงการโรงไฟฟ้าราชบุรี ทั้งหมด 110,672 ล้านบาท แบ่งเป็นเงินตราต่างประเทศ 62,149 ล้านบาท และเงินตราในประเทศ 48,523 ล้านบาท

Abstract
Ratchaburi Power Plant

The Ratchaburi Power Plant arises as one of EGAT's urgent projects. The plant will response the rapid increasing load growth due to the expansion of the economic and social demand. Situated seven kilometres approximately North-East of the Ratchaburi province, the plant will consist of the Supercritical Pressure Cycle Thermal Power Plant of 4 × 700 MW and the Combined Cycle Power Plant of 1,800 MW.

The commercial dates of operation of the Thermal Power Plant will be on September 1999, January 2000, October 2000 and February 2000 respectively while the Combined Cycle Power Plant will be on the period of May 1998 to September 1999.

The total budget is approximately 110,672 million baht ; comprising of the foreign portion of 62,149 million baht and the local portion of 48,523 million baht.

โรงไฟฟ้าราชบุรี

1. บทนำ

ความต้องการไฟฟ้าของประเทศ มีอัตราการเพิ่มสูงตามการขยายตัวของเศรษฐกิจและสังคม จากผลการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าในแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 7 (2535 - 2539) มีอัตราเพิ่มเฉลี่ย 10.09% และในแผนฯ ฉบับที่ 8 (2540 - 2544) คาดว่าจะมีอัตราเพิ่มเฉลี่ย 7.9% จนถึง เดือน มีนาคม 2539 กำลังผลิตติดตั้งรวมทั้งสิ้น 14,812.85 เมกกะวัตต์ (MW) โดยมีความต้องการไฟฟ้าสูงสุด (Peak Power) เมื่อวันที่ 22 มีนาคม จำนวน 13,310.90 เมกกะวัตต์ (MW) คิดเป็นกำลังผลิตสำรองเหลือ ประมาณ 10 %

เพื่อสนองตอบความต้องการไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นดังกล่าว กฟผ. จึงได้ปรับแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าให้สอดคล้องกับความต้องการ โรงไฟฟ้าราชบุรีมีกำลังผลิตรวม 4,600 MW เป็นโครงการที่ได้รับอนุมัติให้ดำเนินการในลักษณะ โครงการเร่งด่วน ประกอบด้วยโรงไฟฟ้าพลังความร้อน (Thermal Plant) 4 โรง กำลังผลิตโรงละ 700 เมกกะวัตต์ (MW) และโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม (Combined Cycle Power Plant) ขนาดกำลังผลิต 1,800 เมกกะวัตต์ (MW) โดยประมาณการงบประมาณโครงการทั้งสิ้น 110,672 ล้านบาท แบ่งเป็นเงินตราต่างประเทศ 62,149 ล้านบาท และเงินตราภายในประเทศ 48,523 ล้านบาท

2. ระบบไฟฟ้า

2.1 กำลังผลิตติดตั้ง ระบบผลิตไฟฟ้าของประเทศประกอบด้วยระบบผลิตของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) บริษัทผลิตไฟฟ้าจำกัด กรมพัฒนาและส่งเสริมพลังงาน และรับซื้อจากผู้ผลิตรายย่อย (SPP) เมื่อสิ้นเดือนมีนาคม 2539 กฟผ. มีกำลังผลิตติดตั้งทั้งหมด 13,508.15 MW คิดเป็นอัตราส่วนร้อยละ 91.19 ของประเทศ ประกอบด้วยโรงไฟฟ้าพลังความร้อน โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม โรงไฟฟ้าพลังน้ำ โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ และโรงไฟฟ้าดีเซล คิดเป็นร้อยละ 45.01, 20.88, 19.30, 5.89 และ 0.11 ตามลำดับ ดังรายละเอียดที่แสดงไว้ในตารางที่ 1

2.2 ระบบส่งไฟฟ้า ระบบส่งประกอบด้วยสายส่งไฟฟ้าแรงสูง เชื่อมโยงเครือข่ายทั่วประเทศไทย คิดเป็นระยะทางทั้งสิ้น 21,202 วงจรกิโลเมตร ส่งกำลังไฟฟ้าผ่านสถานีไฟฟ้าแรงสูง จำนวน 174 สถานี ไปยังสถานีไฟฟ้าย่อยของการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ขณะนี้ กฟผ. อยู่ระหว่างการขยายระบบส่งไฟฟ้าขนาด 500 กิโลโวลต์ (kV) เพื่อสนองตอบโรงไฟฟ้าที่กำลังดำเนินการ

2.3 ผลกระทบสิ่งแวดล้อม กฟผ. ได้ว่าจ้างมหาวิทยาลัยมหิดล ศึกษาและจัดทำรายงานผลกระทบสิ่งแวดล้อม พร้อมวิธีการแก้ไข พอสรุบสาระสำคัญ ได้ดังต่อไปนี้

- o ให้ทำการเก็บตัวอย่าง ดิน วิเคราะห์เป็นระยะ ๆ
- o มีผลกระทบด้านเสียงไม่มากนัก แต่ควรตรวจวัดทุก ๆ 3 เดือน
- o ด้านอากาศ ไม่มีปัญหาเกี่ยวกับฝุ่นละออง แต่ควรตรวจวัดทุก ๆ 3 เดือน
- o ให้น้ำบาดาลให้เข้าเกณฑ์มาตรฐานก่อนปล่อยทิ้ง และควรเก็บตัวอย่างวิเคราะห์ตรวจ

คุณภาพทุก ๆ 6 เดือน

กฟผ. ได้วางแผนป้องกันผลกระทบตามสาระสำคัญเบื้องต้น เพื่อให้เป็นไปตามเกณฑ์มาตรฐานของผลกระทบสิ่งแวดล้อมที่กำหนดไว้

8. โรงไฟฟ้าพลังความร้อนราชบุรี (Ratchaburi Thermal Power Plant, RTPP)

โรงไฟฟ้าพลังความร้อนราชบุรี โรงที่ 1 ถึง 4 ขนาดกำลังผลิตโรงละ 700 MW เป็นโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแห่งแรกของประเทศไทย ที่เลือกใช้ระบบความดันเหนือวิกฤติ (Supercritical Pressure Cycle) ออกแบบให้ทำงานในลักษณะโรงไฟฟ้าผลิตพลังงานไฟฟ้าฐาน (Based Load) โดยใช้น้ำมันเตากำมะดันต่ำ และ/หรือก๊าซธรรมชาติ จากพม่าเป็นเชื้อเพลิง โดยมีประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าประมาณ 37%

8.1 สถานที่ตั้ง โรงไฟฟ้าพลังความร้อนราชบุรี ตั้งอยู่ประมาณ 7 กิโลเมตร ทางทิศตะวันออกเฉียงเหนือของจังหวัดราชบุรี บนพื้นที่ประมาณ 1,500 ไร่ ดังแสดงแผนผังในรูปที่ 1

8.2 ลักษณะสำคัญทางเทคนิค โรงไฟฟ้าพลังความร้อนราชบุรี มีกำหนดทางเทคนิคที่สำคัญดังต่อไปนี้

- | | |
|---|-----------|
| o กำลังผลิตติดตั้ง 4 × 700 MW รวม | 2,800 MW |
| o ประสิทธิภาพโรงไฟฟ้า | 37% |
| o อัตราความสิ้นเปลืองเชื้อเพลิง (น้ำมันเตา) | 174 T/h |
| o หม้อไอน้ำแบบ Supercritical Pressure | |
| - กำลังผลิตไอน้ำ | 2,165 T/h |
| - ความดันไอน้ำ | 241.3 bar |
| - อุณหภูมิไอน้ำ | 538 °C |
| - ประสิทธิภาพหม้อไอน้ำ | 86.9% |
| o กังหันไอน้ำ - เครื่องกำเนิดไฟฟ้า | |
| - กังหันไอน้ำ ทำงานตาม Reheat Cycle | |
| - เครื่องกำเนิดไฟฟ้ากำลังผลิตไฟฟ้า 700 MW ที่แรงดัน 11.5 kV ความถี่ 50 Hz | |

๐ ระบบการระบายความร้อน แบบหอคอยหล่อเย็นระบบบังคับ (Mechanical Draft Cooling Tower)

3.3 ระบบส่งไฟฟ้า โรงไฟฟ้าพลังความร้อนราชบุรี จะส่งไฟฟ้าเข้าระบบสายส่ง 500 kV ซึ่งอยู่ระหว่างการก่อสร้าง จากราชบุรีไปยังไทรน้อยและวังน้อย เป็นวงจรคู่ (Double Circuit) ขนาดสาย $4 \times 1,272$ MCM ACSR ต่อ เฟส (Phase) รวมระยะทางประมาณ 171 กิโลเมตร

3.4 ราคาโครงการ โรงไฟฟ้าพลังความร้อนราชบุรี โรงที่ 1 ถึง 4 ประมาณการงบประมาณไว้ รวม 76,953 ล้านบาท แบ่งออกเป็น 2 ระยะ กล่าวคือ ระยะแรกโรงที่ 1 และ 2 รวม 37,766 ล้านบาท และระยะหลังโรงที่ 3 และ 4 รวม 39,187 ล้านบาท เงินลงทุนดังกล่าวนี้ แบ่งออกเป็นเงินตราต่างประเทศ 50.85% และในประเทศ 49.15%

3.5 แผนงานการดำเนินการ โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนราชบุรี ประกอบด้วยรายละเอียดขั้นตอนการดำเนินการของการจัดซื้อ การผลิตอุปกรณ์ การขนส่ง การก่อสร้าง และการนำเข้าใช้งาน ดังรายละเอียดในตารางที่ 2 ทั้งนี้ พอสรุปกำหนดการที่สำคัญ (Keydates) ดังต่อไปนี้

- กำหนดเซ็นสัญญาว่าจ้าง/จัดซื้ออุปกรณ์ 1 กุมภาพันธ์ 2539
- กำหนดแล้วเสร็จ (Commercial Operation Date, COD)

โรงที่ 1	1 กันยายน 2542
โรงที่ 2	1 มกราคม 2543
โรงที่ 3	1 ตุลาคม 2543
โรงที่ 4	1 กุมภาพันธ์ 2544

3.6 ความเหมาะสมของโครงการ

3.6.1 ด้านเทคนิค โรงไฟฟ้าพลังความร้อนราชบุรีเป็นโรงไฟฟ้าแห่งแรกของประเทศไทยที่นำเทคนิคของหม้อไอน้ำแบบ Supercritical มาใช้งาน โดยมีข้อได้เปรียบเหนือกว่าหม้อไอน้ำแบบ Subcritical ในแง่ของประสิทธิภาพสูงกว่า และสามารถรองรับภาระ (Load) ที่มีเปลี่ยนแปลง (Swing) ได้ดีกว่า ซึ่งสามารถใช้งานสนองตอบความต้องการไฟฟ้าในระบบปัจจุบันได้เป็นอย่างดี

โรงไฟฟ้าพลังความร้อนราชบุรี ได้ออกแบบให้ติดตั้งระบบกำจัดกำมะถัน (Flue Gas Desulfurization, FGD) ไว้ด้วย เพื่อที่จะสามารถรองรับการใช้เชื้อเพลิงได้ทั้ง ก๊าซธรรมชาติ น้ำมันเตา และเชื้อเพลิงเหลวประเภทอื่น ๆ โดยไม่มีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมเกินกว่าเกณฑ์กำหนด

3.6.2 ด้านเศรษฐศาสตร์ การศึกษาความเหมาะสมของเศรษฐศาสตร์ มีข้อสมมติฐาน ดังต่อไปนี้

- ๐ เงินลงทุนโครงการเป็นราคาประมาณการไม่รวมภาษี โรงที่ 1 และ 2 รวม 37,766 ล้านบาท
- ๐ ค่าดำเนินงาน บำรุงรักษา และบริหาร 0.10 บาท/หน่วย

o Plant Heat Rate (น้ำมันเตา)	9,265 kJ/kWh
o อายุการใช้งาน	25 ปี
o ราคาเชื้อเพลิง (น้ำมันเตา)	2.55 บาท/ลิตร
o จำนวนชั่วโมงเดินเครื่องต่อปี	7,008 ชั่วโมง
o อัตราส่วนลด (Discount Rate)	10%

ผลการศึกษาค้นคว้าได้แสดงรายละเอียดไว้แล้ว ในตารางที่ 3 และ 4 ซึ่งพอสรุปสาระสำคัญได้ดังนี้

o ต้นทุนการผลิต	1.06 บาท/หน่วย
o อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR 25 ปี)	14.02 %
o มูลค่าปัจจุบันโครงการ (NPV)	10,027 ล้านบาท

4. โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมราชบุรี (Ratchaburi Combined Cycle Power Plant, RBCC)

โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมราชบุรี ขนาดกำลังผลิต 1,800 เมกกะวัตต์ (MW) ออกแบบให้ทำงานในลักษณะโรงไฟฟ้าผลิตพลังไฟฟ้าฐานเช่นกัน โดยใช้ก๊าซธรรมชาติจากพม่าเป็นเชื้อเพลิง และน้ำมันดีเซลเป็นเชื้อเพลิงสำรอง คาดว่าความก้าวหน้าในการพัฒนากังหันก๊าซ (Gas Turbine) ในปัจจุบันจะส่งผลให้ประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าสูงประมาณ 55%

4.1 กังหันก๊าซ โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม (Combined Cycle Power Plant) เป็นการประสานการใช้ประโยชน์ร่วมกันระหว่าง กังหันก๊าซกับกังหันไอน้ำ ทำให้ประสิทธิภาพการใช้พลังงานสูง การพัฒนากังหันก๊าซให้มีกำลังผลิตสูงขึ้น ทำงาน ณ ระดับอุณหภูมิสูงขึ้น ทำให้อุณหภูมิก๊าซไอเสียที่ออกจากกังหันก๊าซสูงขึ้นตาม ส่งผลโดยตรงต่อคุณภาพและปริมาณของไอน้ำที่ผลิตสำหรับขับเคลื่อนกังหันไอน้ำ ทำให้ประสิทธิภาพโดยรวมของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมสูงขึ้น

ในปัจจุบันการพัฒนากังหันก๊าซ ในระดับกำลังผลิตที่สูงกว่า 200 เมกกะวัตต์ (MW) มีประสิทธิภาพเพิ่มขึ้นถึง 37 - 38% ส่งผลให้ประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมเพิ่มเป็น 55 - 58% ดังรายละเอียดในตารางที่ 5

4.2 ลักษณะสำคัญทางเทคนิค RCPP มีข้อกำหนดทางเทคนิคที่สำคัญ ดังต่อไปนี้

o กำลังผลิตติดตั้ง (3 X 600 MW)	1,800 MW
o ประสิทธิภาพ	55%
o อัตราความสิ้นเปลืองเชื้อเพลิงก๊าซ	85 ล้าน ลบ.ฟุต/วัน
o กังหันก๊าซ - เครื่องกำเนิดไฟฟ้า	

- กังหันก๊าซ แบบ Axial Flow & Heavy Duty

- เครื่องกำเนิดไฟฟ้า แบบ Synchronous 3 phases แรงดันไฟฟ้า 11.5 kV ความถี่ 50 Hz
- ความเร็วรอบ 3,000 rpm
- o ชุดผลิตไอน้ำ (Heat Recovery Steam Generator, HRSG) แบบ Outdoor & Horizontal
- o กังหันไอน้ำ - เครื่องกำเนิดไฟฟ้า
 - กังหันไอน้ำ แบบ Tandem Compoun, Two Flow; Single Rehead & Condensing Turbine
 - เครื่องกำเนิดไฟฟ้า แบบ Synchronous 3 phases
 - ความเร็วรอบ 3,000 rpm

4.3 ระบบส่งไฟฟ้า ระบบส่งไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมราชบุรี ขนาด 230 kV อยู่ระหว่างการก่อสร้างสายส่งวงจรคู่ จากโรงไฟฟ้า ไปยังสถานีไฟฟ้าแรงสูง ราชบุรี 2 ระยะทางประมาณ 20 กิโลเมตร และจากราชบุรี 2 ไปสมุทรสาคร ระยะทางประมาณ 40 กิโลเมตร

4.4 ราคาโครงการ ประมาณการงบประมาณโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมราชบุรี ประเมินไว้ 33,719 ล้านบาท แบ่งออกเป็นส่วนเงินตราต่างประเทศ 21,131 ล้านบาท แล้วส่วนเงินตราภายในประเทศ 12,588 ล้านบาท

4.5 แผนงาน การดำเนินการโครงการ แบ่งเป็น 2 ส่วน กล่าวคือ ส่วนแรกประกอบด้วย งานวิศวกรรม การจัดซื้อ การผลิตอุปกรณ์ และการขนส่ง ส่วนการก่อสร้างจะดำเนินงานติดตั้ง โดย กฟผ. เอง ทั้งนี้ พอสรุปกำหนดการที่สำคัญ ได้ดังต่อไปนี้

- | | | |
|------------------------------------|-----------------|----------------|
| o กำหนดเงื่อนไขสัญญาจัดซื้อจัดจ้าง | | 1 ตุลาคม 2539 |
| o กำหนดแล้วเสร็จ (COD) | | |
| - โรงที่ 1 | ส่วนกังหันก๊าซ | 1 พฤษภาคม 2541 |
| | ส่วนกังหันไอน้ำ | 1 พฤษภาคม 2542 |
| - โรงที่ 2 | ส่วนกังหันก๊าซ | 1 กรกฎาคม 2541 |
| | ส่วนกังหันไอน้ำ | 1 กรกฎาคม 2542 |
| - โรงที่ 3 | ส่วนกังหันก๊าซ | 1 กันยายน 2541 |
| | ส่วนกังหันไอน้ำ | 1 กันยายน 2542 |

4.6 ความเหมาะสมโครงการ

4.6.1 ด้านเทคนิค ความก้าวหน้าทางเทคโนโลยีของกังหันก๊าซ ทำให้สามารถเพิ่มขนาดและประสิทธิภาพในกังหันก๊าซสูงขึ้น และยังคงความได้เปรียบในแง่ของระยะเวลาการก่อสร้าง ที่สามารถติดตั้งแล้วเสร็จพร้อมจ่ายไฟฟ้าได้ ภายในเวลา 18 - 24 เดือน และส่วนของกังหันไอน้ำ ในระยะเวลาประมาณ 8 - 12 เดือนต่อมา การทำงาน ณ ระดับอุณหภูมิสูงขึ้นที่กังหันก๊าซ ส่งผลให้ประสิทธิภาพวงจร

พลังความร้อนร่วม อยู่ระหว่าง 55 - 58% ทำให้โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมมีความเหมาะสมทางเทคนิคอย่างยิ่ง เมื่อมีปริมาณเชื้อเพลิงก๊าซที่เพียงพอ

4.6.2 ด้านเศรษฐศาสตร์ การศึกษาความเหมาะสมทางเศรษฐศาสตร์ ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมประกอบด้วย ข้อสมมติฐาน ดังต่อไปนี้

- o เงินลงทุนโครงการเป็นราคาประมาณการที่ไม่รวมภาษี 33,719 ล้านบาท
- o ค่าดำเนินงาน บำรุงรักษาและบริการ 0.1032 บาท/หน่วย
- o Combined Cycle Plant Heat Rate 6,545 kJ/kWh
- o อายุการใช้งาน 25 ปี
- o ราคาเชื้อเพลิง (ก๊าซธรรมชาติ) 3.28 US \$/ล้านบีทียู
- o จำนวนชั่วโมงเดินเครื่องต่อปี 7,008 ชั่วโมง
- o อัตราส่วนลด (Discount Rate) 10%

ผลการศึกษาแสดงรายละเอียดในตารางที่ 6 และ 7 ซึ่งพอสรุปสาระสำคัญ ได้ดังนี้

- ต้นทุนการผลิต 0.91 บาท/หน่วย
- อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR 25 ปี) 22.14%
- มูลค่าปัจจุบันโครงการ (NPV) 28,763 ล้านบาท

5. บทสรุป

โรงไฟฟ้าราชบุรี เป็นโครงการเร่งด่วน ที่นับได้ว่าเป็นโครงการที่สนองตอบความต้องการไฟฟ้า ได้อย่างทันทั่วทั้งที่และในสภาวะความผันผวนของแหล่งผลิตพลังงาน การใช้แหล่งพลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ เช่น โรงไฟฟ้าพลังความร้อนราชบุรี และโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมราชบุรี ก็เป็นอีกแนวทางหนึ่งที่เสริมมาตรการประหยัดพลังงานของประเทศ

อนึ่ง การพัฒนาส่งเสริมการใช้โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมเพิ่มขึ้นในประเทศ ก็นับเป็นก้าวสำคัญในแผนการผลิตไฟฟ้าของประเทศ ผลการประยุกต์ใช้งานในสภาวะสิ่งแวดล้อมของประเทศไทย สามารถนำไปประกอบการวิจัยและพัฒนากังหันก๊าซต่อไป

6. เอกสารอ้างอิง

- 6.1 รายงานประจำปี 2537 การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย
- 6.2 รายงานความเหมาะสมโรงไฟฟ้าพลังความร้อนราชบุรี การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ตุลาคม 2538
- 6.4 Gas Turbine World, The 1993 - 94 Handbook, Vol. 15, Victor.de Biasi, England, 1994

ตารางที่ 1 กำลังผลิตติดตั้งของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

โรงไฟฟ้า	กันยายน 2537		พฤษภาคม 2538		มีนาคม 2539	
	MW	%	MW	%	MW	%
พลังความร้อน	6,101.50	46.92%	6,401.50	50.55%	6,667.50	49.36%
พลังความร้อนรวม	4,099.60	31.53%	3,093.60	24.43%	3,093.60	22.90%
พลังน้ำ	2,577.76	19.82%	2,577.76	20.36%	2,858.07	21.16%
กังหันก๊าซ	210.00	1.62%	576.00	4.55%	872.00	6.46%
ดีเซล	13.60	0.10%	13.60	0.11%	16.60	0.12%
พลังขานทดแทน	0.41	0.00%	0.41	0.00%	0.38	0.00%
รวม กฟผ.	13,002.87	100.00%	12,662.87	100.00%	13,508.15	100.00%
บริษัทผลิตไฟฟ้าจำกัด						
พลังความร้อนรวม			1,232.00		1,232.00	
รวม	13,002.87		13,894.87		14,740.15	

Source : EGAT Annual Report 1994 & EGAT Production Report, March 1996

07-May-96

ตารางที่ 2 Project Schedule of Ratchaburi Power Plant

Description	1994			1995			1996			1997			1998			1999			2000			2001			Remark
	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	
RATCHABURI THERMAL POWER PLANT																									
FEASIBILITY STUDY																									
BID & EVALUATION																									
LETTER OF INTENT (LOI) 01-Nov-86																									
MANUFACTURING & DELIVERY																									
ERECTION & CONSTRUCTION																									
COMMISSIONING																									
COMMERCIAL OPERATION DATE (COD)																									
Unit 1 01-Sep-99																									
Unit 2 01-Jan-00																									
Unit 3 01-Oct-00																									
Unit 4 01-Feb-01																									
RATCHABURI COMBINED CYCLE POWER PLANT																									
FEASIBILITY STUDY																									
BID & EVALUATION																									
LETTER OF INTENT (LOI) 01-Oct-96																									
MANUFACTURING & DELIVERY																									
ERECTION & CONSTRUCTION																									
COMMISSIONING																									
COMMERCIAL OPERATION DATE (COD)																									
Block 1 01-May-98 & 01-May-99																									
Block 2 01-Jul-98 & 01-Jul-99																									
Block 3 01-Sep-98 & 01-Sep-99																									
07-May-98																									

စာမျက်နှာ ၃ ။ ဓာတ်လျှပ်စစ်ထုတ်လုပ်ရေးစီမံကိန်းအတွက် အကျိုးစီးပွားစာတမ်း

Total Investment Cost, Million Thai Baht 37,766.00

Year No	Year	Capacity MW	Electricity Gen. GWh	Capacity Factor, %	Income MB	Fuel Cost, MB	Investment Cost, MB	Admin. O&M, MB	Total Expenses, MB	Revenue MB	Cumulative Revenue, MB	Plant Major Equipment Cost	Thal B/W	MW		
-2	1995	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	7,553.20	0.00	7,553.20	7,553.20	(7,553.20)				20,750.55	
-1	1996	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	11,329.80	0.00	11,329.80	(11,329.80)	(18,883.00)					1,400.00
0	1997	0.00	0.00	80.00	0.00	0.00	18,883.00	0.00	18,883.00	(18,883.00)	(37,766.00)					
1	1998	1,400.00	9,811.20	80.00	11,773.44	5,243.94	0.00	981.12	6,225.06	5,548.38	(32,217.62)					
2	1999	1,400.00	9,811.20	80.00	11,773.44	5,243.94	0.00	981.12	6,225.06	5,548.38	(26,669.25)					
3	2000	1,400.00	9,811.20	80.00	11,773.44	5,243.94	0.00	981.12	6,225.06	5,548.38	(21,120.87)					
4	2001	1,400.00	9,811.20	80.00	11,773.44	5,243.94	0.00	981.12	6,225.06	5,548.38	(15,572.49)					
5	2002	1,400.00	9,811.20	80.00	11,773.44	5,243.94	0.00	981.12	6,225.06	5,548.38	(10,024.11)					
6	2003	1,400.00	9,811.20	80.00	11,773.44	5,243.94	0.00	981.12	6,225.06	5,548.38	(4,475.74)					
7	2004	1,400.00	9,811.20	80.00	11,773.44	5,243.94	0.00	981.12	6,225.06	5,548.38	1,072.64					
8	2005	1,400.00	9,811.20	80.00	11,773.44	5,243.94	0.00	981.12	6,225.06	5,548.38	6,621.02					
9	2006	1,400.00	9,811.20	80.00	11,773.44	5,243.94	0.00	981.12	6,225.06	5,548.38	12,169.39					
10	2007	1,400.00	9,811.20	80.00	11,773.44	5,243.94	0.00	981.12	6,225.06	5,548.38	17,717.77					
11	2008	1,400.00	9,811.20	80.00	11,773.44	5,243.94	0.00	981.12	6,225.06	5,548.38	23,266.15					
12	2009	1,400.00	9,811.20	80.00	11,773.44	5,243.94	0.00	981.12	6,225.06	5,548.38	28,814.53					
13	2010	1,400.00	9,811.20	80.00	11,773.44	5,243.94	0.00	981.12	6,225.06	5,548.38	34,362.90					
14	2011	1,400.00	9,811.20	80.00	11,773.44	5,243.94	0.00	981.12	6,225.06	5,548.38	39,911.28					
15	2012	1,400.00	9,811.20	80.00	11,773.44	5,243.94	0.00	981.12	6,225.06	5,548.38	45,459.66					
16	2013	1,400.00	9,811.20	80.00	11,773.44	5,243.94	0.00	981.12	6,225.06	5,548.38	51,008.03					
17	2014	1,400.00	9,811.20	80.00	11,773.44	5,243.94	0.00	981.12	6,225.06	5,548.38	56,556.41					
18	2015	1,400.00	9,811.20	80.00	11,773.44	5,243.94	0.00	981.12	6,225.06	5,548.38	62,104.79					
19	2016	1,400.00	9,811.20	80.00	11,773.44	5,243.94	0.00	981.12	6,225.06	5,548.38	67,653.17					
20	2017	1,400.00	9,811.20	80.00	11,773.44	5,243.94	0.00	981.12	6,225.06	5,548.38	73,201.54					
21	2018	1,400.00	9,811.20	80.00	11,773.44	5,243.94	0.00	981.12	6,225.06	5,548.38	78,749.92					
22	2019	1,400.00	9,811.20	80.00	11,773.44	5,243.94	0.00	981.12	6,225.06	5,548.38	84,298.30					
23	2020	1,400.00	9,811.20	80.00	11,773.44	5,243.94	0.00	981.12	6,225.06	5,548.38	89,846.67					
24	2021	1,400.00	9,811.20	80.00	11,773.44	5,243.94	0.00	981.12	6,225.06	5,548.38	95,395.05					

Table 4 Economic Study Results

Ratchaburi Thermal Plant

Description	Case I	II	III
Plant Major Equipment Cost, B/kW	20,750.55	20,750.55	20,750.55
Plant Total Investment Cost, MB	37,766.00	37,766.00	37,766.00
Plant Capacity , MW	1,400.00	1,400.00	1,400.00
Fuel Oil Price, B/litre	2.55	2.55	2.55
Fuel Oil Heating Value, kJ/litre	46,420.00	46,420.00	46,420.00
Electricity Average Selling Price , B/kWh	1.20	1.26	1.30
Return on Equity 25 y, ROE	28.57%	33.13%	36.14%
Internal Rate of Return at 25 y, IRR	12.58%	14.02%	14.96%
Net Present Value (10%, 25 y), MB	6,147.75	10,027.21	12,613.52
Payback Period, y	9.81	9.15	8.78
Production Cost , B/kWh	1.06	1.06	1.06
US cent/kWh	4.23	4.23	4.23

ตารางที่ 5 GAS TURBINE DATA FROM DIFFERENT MANUFACTURERS

Description \	Manufacturer	GE & GEC	Siemens	ABB	MHI	Remark
		Alsthom			& WSH	
Gas Turbine Model		9311FA	V93.4A	GT 26	701F	
ISO Output	MW	226.50	232.00	240.76	232.50	
Heat Rate	kJ/kWh	10,095.00	9,652.00	9,424.00	9,843.15	
Weight	Ton	226.50	300.00	335.00	340.00	
Dimension W X L X H	m	5.2x10.9x5.24	5.1x10.5x5.1	5x12.3x5.6	5.8x17.3x5.8	
No. of Operation upto JAN 1995	Unit	5.00	3 Orders	0.00	0.00	
<u>Combined Cycle</u>						
<u>o Single Shaft [1-1-1]</u>						
- 2 Pressures						
o Output	MW	345.40	353.83	361.50	341.40	
o Heat Rate	kJ/kWh	6,522.00	6,418.00	6,220.00	6,760.00	
- 3 Pressures + Reheat						
o Output	MW	351.70	354.99	365.00		
o Heat Rate	kJ/kWh	6,406.00	6,274.00	6,154.00		
<u>o Multiple Shaft [2-2-1]</u>						
- 2 Pressures						
o Output	MW	690.80	690.99	725.90	685.00	
o Heat Rate	kJ/kWh	6,522.00	6,427.00	6,195.00	6,730.00	
- 3 Pressures + Reheat						
o Output	MW	703.40	706.00	730.00		
o Heat Rate	kJ/kWh	6,406.00	6,285.00	6,154.00		

Total Investment Cost. Million Thai Baht 33,719.00

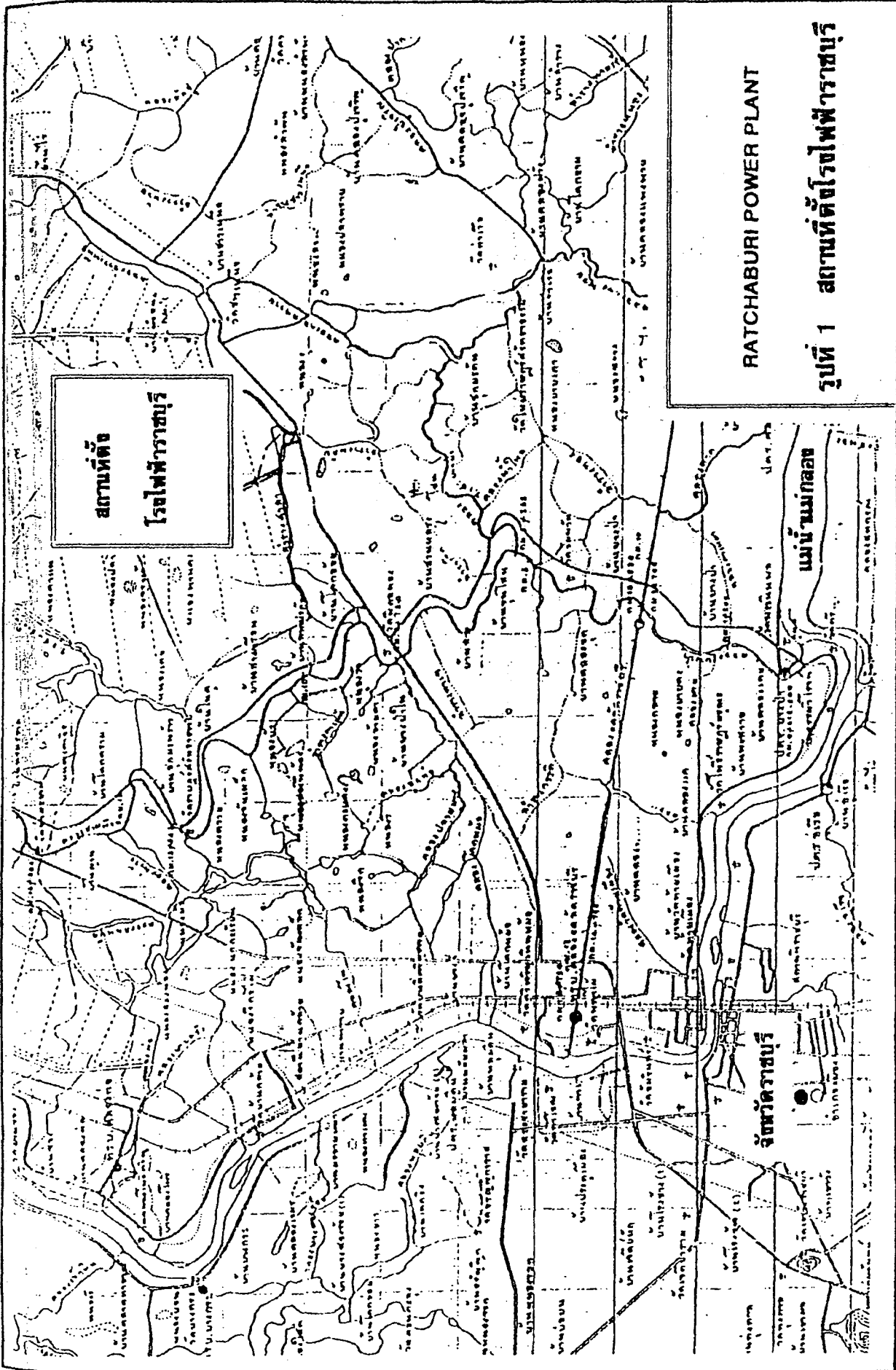
ตารางที่ ๑ ตารางคำนวณต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากถ่านหินของโรงไฟฟ้าถ่านหินราชบุรี

Year No	Year	Capacity		Electricity		Plant Factor, %	Income		Fuel		Investment		Admin.		Total Expenses, MB	Revenue		Cumulative Revenue, MB	Plant Major Equipment Cost		Plant Capacity		
		MW	Gen, GWh	Gen, GWh	MB		Cost, MB	Cost, MB	Cost, MB	Cost, MB	O&M, MB	MB	MB	Thai B/KW		MW							
-2	1995	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	6,743.80	0.00	0.00	6,743.80	0.00	0.00	6,743.80	(6,743.80)						14,409.83	1,800.00	
-1	1996	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	10,115.70	0.00	0.00	10,115.70	0.00	0.00	10,115.70	(16,859.50)								
0	1997	600.00	4,204.80	80.00	5,045.76	2,139.18	16,859.50	433.94	19,432.61	0.00	19,432.61	433.94	0.00	19,432.61	(31,246.35)								
1	1998	1,800.00	12,614.40	80.00	15,137.28	6,417.53	0.00	1,301.81	7,719.33	6,417.53	7,719.33	1,301.81	0.00	7,719.33	(23,828.41)								
2	1999	1,800.00	12,614.40	80.00	15,137.28	6,417.53	0.00	1,301.81	7,719.33	6,417.53	7,719.33	1,301.81	0.00	7,719.33	(16,410.46)								
3	2000	1,800.00	12,614.40	80.00	15,137.28	6,417.53	0.00	1,301.81	7,719.33	6,417.53	7,719.33	1,301.81	0.00	7,719.33	(8,992.52)								
4	2001	1,800.00	12,614.40	80.00	15,137.28	6,417.53	0.00	1,301.81	7,719.33	6,417.53	7,719.33	1,301.81	0.00	7,719.33	(1,574.57)								
5	2002	1,800.00	12,614.40	80.00	15,137.28	6,417.53	0.00	1,301.81	7,719.33	6,417.53	7,719.33	1,301.81	0.00	7,719.33	5,843.38								
6	2003	1,800.00	12,614.40	80.00	15,137.28	6,417.53	0.00	1,301.81	7,719.33	6,417.53	7,719.33	1,301.81	0.00	7,719.33	13,261.32								
7	2004	1,800.00	12,614.40	80.00	15,137.28	6,417.53	0.00	1,301.81	7,719.33	6,417.53	7,719.33	1,301.81	0.00	7,719.33	20,679.27								
8	2005	1,800.00	12,614.40	80.00	15,137.28	6,417.53	0.00	1,301.81	7,719.33	6,417.53	7,719.33	1,301.81	0.00	7,719.33	28,097.21								
9	2006	1,800.00	12,614.40	80.00	15,137.28	6,417.53	0.00	1,301.81	7,719.33	6,417.53	7,719.33	1,301.81	0.00	7,719.33	35,515.16								
10	2007	1,800.00	12,614.40	80.00	15,137.28	6,417.53	0.00	1,301.81	7,719.33	6,417.53	7,719.33	1,301.81	0.00	7,719.33	42,933.10								
11	2008	1,800.00	12,614.40	80.00	15,137.28	6,417.53	0.00	1,301.81	7,719.33	6,417.53	7,719.33	1,301.81	0.00	7,719.33	50,351.05								
12	2009	1,800.00	12,614.40	80.00	15,137.28	6,417.53	0.00	1,301.81	7,719.33	6,417.53	7,719.33	1,301.81	0.00	7,719.33	57,768.99								
13	2010	1,800.00	12,614.40	80.00	15,137.28	6,417.53	0.00	1,301.81	7,719.33	6,417.53	7,719.33	1,301.81	0.00	7,719.33	65,186.94								
14	2011	1,800.00	12,614.40	80.00	15,137.28	6,417.53	0.00	1,301.81	7,719.33	6,417.53	7,719.33	1,301.81	0.00	7,719.33	72,604.89								
15	2012	1,800.00	12,614.40	80.00	15,137.28	6,417.53	0.00	1,301.81	7,719.33	6,417.53	7,719.33	1,301.81	0.00	7,719.33	80,022.83								
16	2013	1,800.00	12,614.40	80.00	15,137.28	6,417.53	0.00	1,301.81	7,719.33	6,417.53	7,719.33	1,301.81	0.00	7,719.33	87,440.78								
17	2014	1,800.00	12,614.40	80.00	15,137.28	6,417.53	0.00	1,301.81	7,719.33	6,417.53	7,719.33	1,301.81	0.00	7,719.33	94,858.72								
18	2015	1,800.00	12,614.40	80.00	15,137.28	6,417.53	0.00	1,301.81	7,719.33	6,417.53	7,719.33	1,301.81	0.00	7,719.33	102,276.67								
19	2016	1,800.00	12,614.40	80.00	15,137.28	6,417.53	0.00	1,301.81	7,719.33	6,417.53	7,719.33	1,301.81	0.00	7,719.33	109,694.61								
20	2017	1,800.00	12,614.40	80.00	15,137.28	6,417.53	0.00	1,301.81	7,719.33	6,417.53	7,719.33	1,301.81	0.00	7,719.33	117,112.56								
21	2018	1,800.00	12,614.40	80.00	15,137.28	6,417.53	0.00	1,301.81	7,719.33	6,417.53	7,719.33	1,301.81	0.00	7,719.33	124,530.50								
22	2019	1,800.00	12,614.40	80.00	15,137.28	6,417.53	0.00	1,301.81	7,719.33	6,417.53	7,719.33	1,301.81	0.00	7,719.33	131,948.45								
23	2020	1,800.00	12,614.40	80.00	15,137.28	6,417.53	0.00	1,301.81	7,719.33	6,417.53	7,719.33	1,301.81	0.00	7,719.33	139,366.39								
24	2021	1,800.00	12,614.40	80.00	15,137.28	6,417.53	0.00	1,301.81	7,719.33	6,417.53	7,719.33	1,301.81	0.00	7,719.33	146,784.34								

Table 7 Economic Study Results

Ratchaburi Combined Cycle Plant

Description	Case I	II	III
Plant Major Equipment Cost, B/kW	14,409.83	14,409.83	14,409.83
Plant Total Investment Cost, MB	33,719.00	33,719.00	33,719.00
Plant Capacity, MW	1,800.00	1,800.00	1,800.00
Gas Price, US \$/M Btu	3.28	3.28	3.28
Gas Lower Heating Value, Btu/SCF	725.00	725.00	725.00
Electricity Average Selling Price , B/kWh	1.20	1.26	1.30
Return on Equity at 25 y , ROE	50.94%	57.05%	60.97%
Internal Rate of Return at 25 y , IRR	20.15%	22.14%	23.44%
Net Present Value (10%, 25 y), MB	23,585.79	28,763.21	32,214.83
Payback Period, y	7.21	6.79	6.55
Production Cost, B/kWh	0.91	0.91	0.91
US cent/kWh	3.63	3.63	3.63

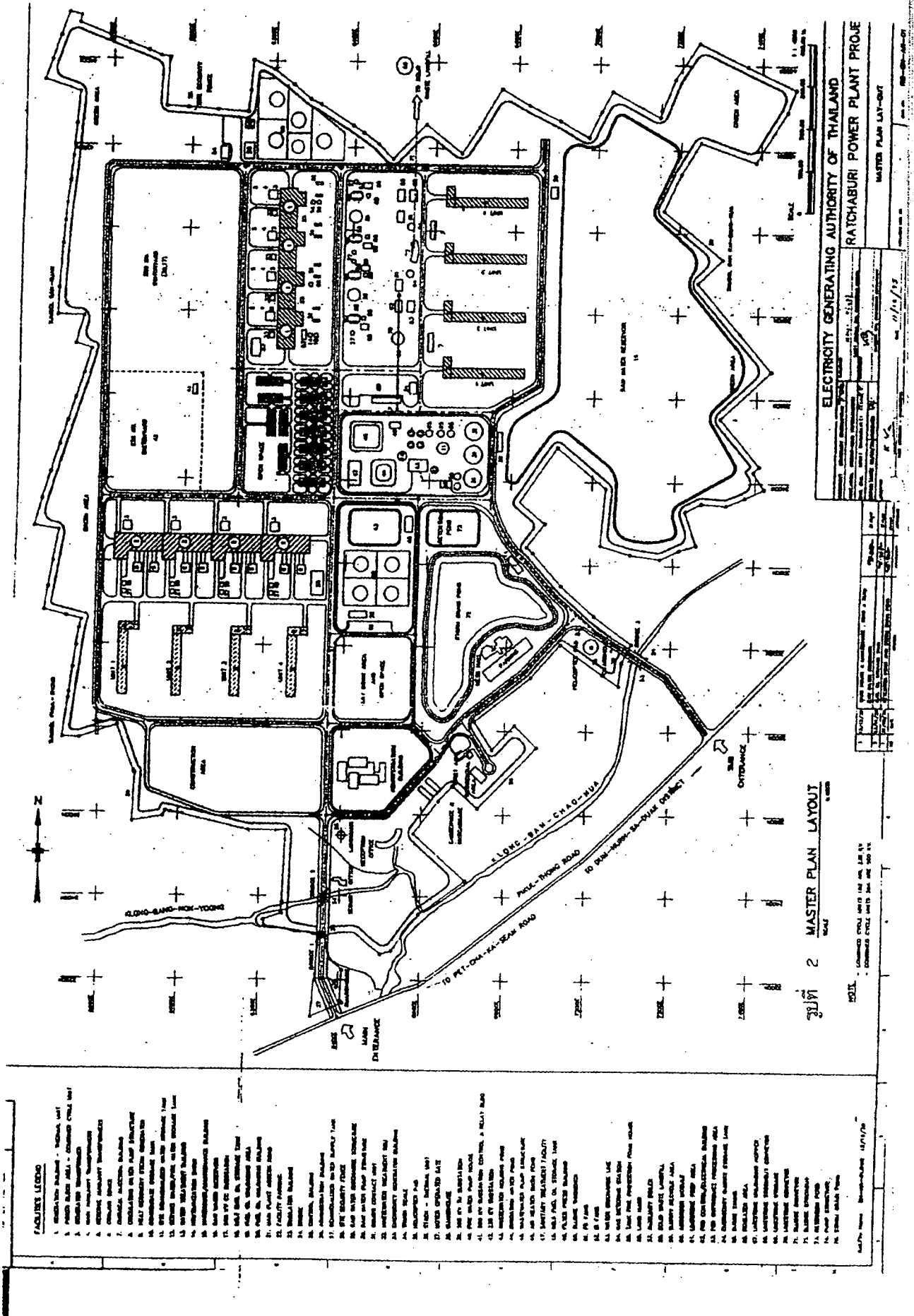


สถานที่ตั้ง
โรงไฟฟ้าราชบุรี

RATCHABURI POWER PLANT
รูปที่ 1 สถานที่ตั้งโรงไฟฟ้าราชบุรี

จังหวัดราชบุรี

แม่น้ำแม่กลอง



- FACILITIES LEGEND**
1. RATCHABURI DAM - TAILRACE WEIR
 2. POWER HOUSE AREA - CONDENSER CYCLE UNIT
 3. RATCHABURI CONDENSER
 4. RATCHABURI TURBINES
 5. RATCHABURI GENERATORS
 6. RATCHABURI TRANSFORMERS
 7. RATCHABURI COOLING TOWER
 8. RATCHABURI WATER PUMP STATION
 9. RATCHABURI WATER TREATMENT PLANT
 10. RATCHABURI WATER STORAGE TANK
 11. RATCHABURI WATER DISTRIBUTION SYSTEM
 12. RATCHABURI WATER PIPING
 13. RATCHABURI WATER PUMP STATION
 14. RATCHABURI WATER TREATMENT PLANT
 15. RATCHABURI WATER STORAGE TANK
 16. RATCHABURI WATER DISTRIBUTION SYSTEM
 17. RATCHABURI WATER PIPING
 18. RATCHABURI WATER PUMP STATION
 19. RATCHABURI WATER TREATMENT PLANT
 20. RATCHABURI WATER STORAGE TANK
 21. RATCHABURI WATER DISTRIBUTION SYSTEM
 22. RATCHABURI WATER PIPING
 23. RATCHABURI WATER PUMP STATION
 24. RATCHABURI WATER TREATMENT PLANT
 25. RATCHABURI WATER STORAGE TANK
 26. RATCHABURI WATER DISTRIBUTION SYSTEM
 27. RATCHABURI WATER PIPING
 28. RATCHABURI WATER PUMP STATION
 29. RATCHABURI WATER TREATMENT PLANT
 30. RATCHABURI WATER STORAGE TANK
 31. RATCHABURI WATER DISTRIBUTION SYSTEM
 32. RATCHABURI WATER PIPING
 33. RATCHABURI WATER PUMP STATION
 34. RATCHABURI WATER TREATMENT PLANT
 35. RATCHABURI WATER STORAGE TANK
 36. RATCHABURI WATER DISTRIBUTION SYSTEM
 37. RATCHABURI WATER PIPING
 38. RATCHABURI WATER PUMP STATION
 39. RATCHABURI WATER TREATMENT PLANT
 40. RATCHABURI WATER STORAGE TANK

FIGURE 2 MASTER PLAN LAYOUT

DATE: 11/11/70
SCALE: 1:5000