บทที่ 2
การศึกษาการใช้พลังงานในโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม พระนครใต้ ชุดที่ 1

2.1สภาพขององค์กร

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) เป็นรัฐวิสาหกิจ ในสังกัดสำนักนายกรัฐมนตรี ก่อตั้งขึ้นจากการรวม 3 การไฟฟ้า คือ การไฟฟ้า ยันฮี การลิกไนต์ และการไฟฟ้าตะวันออกเฉียงเหนือ เป็น กฟผ. เมื่อวันที่ 1 พฤษภาคม พ.ศ. 2512 โดยมีภาระหน้าที่ต้องจัดหาแหล่งผลิตไฟฟ้าให้เพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้าในประเทศ

ตารางที่ 2.1 กำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้า ระหว่างปีงบประมาณ 2540 - 2549

ปี งบประมาณ	กำลังผลิตติดตั้ง		ความต้องการพลังไฟฟ้า (เมกะวัตต์)	กำลังผลิตสำรอง (ร้อยละ)
	เพิ่ม[1] (เมกะวัตต์)	รวม[2] (เมกะวัตต์)		
2540	1,333	16,961	14,892	6.20
2541	1,300	18,261	16,075	6.31
2542	2,875	21,136	17,268	15.21
2543	1,700	22,836	18,527	16.38
2544	2,540	25,376	19,899	20.69
2545	1,500	26,876	21,139	20.44
2546	1,500	28,376	22,368	20.39
2547	1,700	30,076	23,654	20.88
2548	1,690	21,766	24,995	20.90
2549	2,800	34,566	26,392	23.65

หมายเหตุ [1] หักกำลังผลิตที่ปลดระวางแล้ว

[2] ไม่รวมโรงไฟฟ้าดีเซล 16.6 เมกะวัตต์

ในเดือนกันยายน พ.ศ. 2539 กฟผ. มีสายส่งไฟฟ้าแรงสูงระดับแรงดัน 500 กิโลโวลต์ 230 กิโลโวลต์ 132 กิโลโวลต์ 115 กิโลโวลต์ และ 69 กิโลโวลต์ เชื่อมโยงกับโรงไฟฟ้าทุกโรง และเชื่อม

โยงถึงกันทั่วประเทศ มีความยาวรวมกัน 22,924 วงจร - กิโลเมตร มีสถานีไฟฟ้าแรงสูง 175 แห่ง ติดตั้งหม้อแปลงที่จ่ายให้ลูกค้ารวมทั้งสิ้น 37,572 เมกะโวลต์แอมแปร์ (เอ็มวีเอ)

หน่วยวัดกำลังไฟฟ้า: กำลังที่สามารถทำงานหรือ
ให้พลังงาน 1 จูล ใน 1 วินาที = 1 วัตต์

2.1.1. ระบบไฟฟ้าในประเทศไทย

สถานที่ติดตั้งโรงไฟฟ้าแต่ละแห่ง กำหนดจากความเหมาะสมหลายด้านโดยมากจะตั้งอยู่ใกล้แหล่งทรัพยากรพลังงาน ได้แก่ ถ่านลิกไนต์ ก๊าซธรรมชาติ หรือพลังน้ำ เป็นต้น โรงไฟฟ้าทั้งหลายเชื่อมโยงถึงกันด้วยสายส่งไฟฟ้าแรงสูง ทำให้สามารถจ่ายพลังงานไฟฟ้าทดแทนกันได้ และยังมีสายส่งไฟฟ้าแรงสูง โยงไปสู่สถานีไฟฟ้าต่างๆ ซึ่งตั้งอยู่ใกล้ศูนย์กลางการใช้ไฟฟ้า โดยมีศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้า ทำหน้าที่ควบคุมการผลิตและส่งกระแสไฟฟ้าตลอดเวลา ทั้งหมดนี้เรียกรวมกันว่าระบบไฟฟ้า

กำลังการผลิตติดตั้ง

โรงไฟฟ้าแต่ละแห่ง มักจะมีหน่วยผลิตไฟฟ้าหลายเครื่อง แต่ละเครื่องมีขีดความสามารถในการผลิตกำลังไฟฟ้าระดับหนึ่ง เมื่อรวมกันก็จะเป็น "กำลังผลิตติดตั้ง" ของโรงไฟฟ้านั้น ผลรวมของกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าทั้งหมด เรียกว่า "กำลังผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้า" (Installed Capacity) กำลังผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าจะต้องสูงกว่าความต้องการไฟฟ้าสูงสุดอยู่เสมอ เพื่อความมั่นคงของระบบ เนื่องจาก

1. หน่วยผลิตของโรงไฟฟ้า ไม่สามารถผลิตไฟฟ้าตามพิกัดกำลังผลิตได้ตลอดเวลา ตลอดอายุการใช้งาน แม้ว่าจะมีการบำรุงรักษาเป็นอย่างดีแล้วก็ตาม

2. หน่วยผลิตไฟฟ้ามีความจำเป็นต้องหยุดเดินเครื่อง เพื่อทำการตรวจซ่อมและบำรุงรักษา ในกรณีปกติ จะมีการหยุดเดินเครื่อง ดังนี้

ก. การตรวจซ่อมบำรุงรักษาประจำปี (Yearly Inspection) ทุกปี ปีละ 1 เดือน

ข. การตรวจซ่อมบำรุงรักษาใหญ่ (Major Overhaul) ทุก 3 - 6 ปี แล้วแต่ประเภทของโรงไฟฟ้า หยุดเป็นเวลา 1.5 - 3 เดือน

ในกรณีฉุกเฉิน หน่วยผลิตไฟฟ้าจำเป็นต้องหยุดเดินเครื่อง (Forced Shutdown) ด้วยสาเหตุฉุกเฉิน เช่น ผนังเตาเผาไอน้ำ (Boiler Tube) แตก ซึ่งมีโอกาสเกิดขึ้น 1 ใน 100 ต้องใช้เวลาตรวจซ่อมระยะหนึ่งตามสภาพความเสียหาย จึงจะทำการผลิตไฟฟ้าต่อไปได้

3.หน่วยผลิตไฟฟ้า สามารถผลิตไฟฟ้าได้ในระดับหนึ่ง เรียกว่า กำลังผลิตพึ่งได้ (Dependable Capacity) ซึ่งจะแตกต่างกันแต่ละประเภทของโรงไฟฟ้า ดังนี้

ก. ประเภทพลังความร้อนมีกำลังผลิตพึ่งได้ประมาณร้อยละ 95 ของกำลังผลิตติดตั้ง

ข. ประเภทพลังความร้อนร่วม มีกำลังผลิตพึ่งได้ประมาณร้อยละ 95 ของกำลังผลิตติดตั้ง

ค. ประเภทกังหันก๊าซ มีกำลังผลิตพึ่งได้ประมาณร้อยละ 80 ของกำลังผลิตติดตั้ง

ง. ประเภทพลังน้ำ มีกำลังผลิตพึ่งได้ประมาณร้อยละ 90 - 93 ของกำลังผลิตติดตั้ง

นอกจากนี้ ยังมีสาเหตุที่ทำให้โรงไฟฟ้าผลิตไฟฟ้าได้ไม่ถึงระดับการผลิตพึ่งได้ เช่น สภาพโรงไฟฟ้าเก่า เพราะใช้งานมานาน หรือสำหรับโรงไฟฟ้าพลังน้ำ ก็ขึ้นกับปริมาณฝน หากฝนแล้งติดต่อกันหลายปี เขื่อนจำเป็นต้องปล่อยน้ำจำนวนมาก เพื่อการเกษตรและการประปา ก็ทำให้ขีดความสามารถในการผลิตลดลง

เมื่อรวมกำลังผลิตพึ่งได้ของโรงไฟฟ้าทั้งระบบแล้วลบด้วยกำลังผลิตพึ่งได้ของหน่วยผลิตไฟฟ้าที่ใหญ่ที่สุดของระบบ 2 เครื่อง จะได้กำลังผลิตที่มั่นคง (Firm Capacity) ซึ่งต้องมากกว่าความต้องการไฟฟ้าสูงสุด จึงจะทำให้ระบบไฟฟ้ามีความมั่นคง

จากสาเหตุที่กล่าวมา ระบบไฟฟ้าจึงต้องมีกำลังผลิตสำรองไว้ประมาณร้อยละ 25 ของกำลังผลิตติดตั้ง และต้องมีการวางแผนปรับปรุงแหล่งผลิต และระบบส่งไฟฟ้าตลอดเวลา รวมทั้งรับซื้อไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้าน

แหล่งผลิตไฟฟ้าในความรับผิดชอบของ กฟผ. ประกอบด้วยโรงไฟฟ้าหลายประเภท โดยมีคุณสมบัติแตกต่างกันดังนี้

1. โรงไฟฟ้าพลังน้ำ สามารถเดินเครื่องจ่ายไฟฟ้าได้รวดเร็วภายใน 5 นาที มีต้นทุนการผลิตต่ำ เพราะไม่ต้องเสียค่าเชื้อเพลิง แต่มีข้อจำกัดในการปล่อยน้ำเพื่อผลิตไฟฟ้า คือต้องให้สอดคล้องกับความต้องการน้ำเพื่อการเกษตรและกิจการอื่นๆ ที่ต้องอาศัยน้ำ

2. โรงไฟฟ้าพลังความร้อน ข้อดีคือ ก่อสร้างให้มีกำลังผลิตสูงๆ ได้ แต่ใช้เวลาในกระบวนการผลิตนาน (6 - 8 ชั่วโมง) และใช้เชื้อเพลิงปริมาณมาก ต้นทุนการผลิตจึงขึ้นกับราคาเชื้อเพลิง

3. โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซและดีเซล ติดเครื่องและจ่ายไฟฟ้าได้อย่างรวดเร็วภายใน 15 นาที แต่มีค่าใช้จ่ายสูงมาก โดยเฉพาะค่าเชื้อเพลิง และไม่เหมาะสมกับการเดินเครื่องติดต่อกันเป็นระยะเวลานาน

4. โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม เป็นประเภทการผลิตล่าสุดที่มีในประเทศไทย โดยใช้เครื่องกังหันก๊าซร่วมกับเครื่องกังหันไอน้ำ ทำให้ได้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้น โดยไม่เสียเชื้อเพลิง เนื่องจากเครื่องกังหันไอน้ำใช้ไอเสียของเครื่องกังหันก๊าซ

ปัจจุบันโรงไฟฟ้าพลังความร้อน และพลังความร้อนร่วม คือกำลังผลิตหลักของระบบการผลิต ส่วนโรงไฟฟ้าประเภทอื่น เป็นกำลังผลิตสำรอง แผนดำเนินการของโรงไฟฟ้าทุกแห่ง กฟผ. กำหนดไว้เป็นรายปี รายเดือน และแผนฉุกเฉิน

ระบบส่งกำลังไฟฟ้า

จากโรงไฟฟ้า หน่วยผลิตไฟฟ้าจะผลิตกระแสไฟฟ้าด้วยแรงดันระดับหนึ่ง ส่งผ่านหม้อแปลงไฟฟ้าเพื่อปรับระดับแรงดันให้สูงขึ้น แล้วส่งเข้าสู่ระบบส่งไฟฟ้า เริ่มต้นจากลานไกไฟฟ้าสู่สายส่งไฟฟ้าแรงสูง ไปสิ้นสุดที่สถานีไฟฟ้าแรงสูง โดยมีศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้า ควบคุมการผลิตและส่งไฟฟ้าให้ดำเนินโดยมีประสิทธิภาพ

ประเทศไทยมีสถานีไฟฟ้าแรงสูงตั้งอยู่ในแหล่งชุมชนและอุตสาหกรรมต่างๆ โดยมีสายส่งไฟฟ้าเชื่อมโยงระหว่างกัน แต่สถานีไฟฟ้า จะมีหม้อแปลงไฟฟ้าสำหรับลดระดับแรงดัน แล้วส่งไฟฟ้าให้สถานีไฟฟ้าแรงสูงแห่งอื่น หรือส่งให้ฝ่ายจำหน่าย เพื่อส่งบริการประชาชนต่อไป

สายส่งไฟฟ้าแรงสูงแห่งแรกในประเทศไทย มีขึ้นเมื่อ พ.ศ. 2503 คือสายส่งขนาด 69 กิโลโวลต์ เชื่อมโยงระหว่างโรงจักรแม่เมาะ (เก่า) กับตัวจังหวัดลำปาง ต่อมาก็ได้ก่อสร้างสายส่งไฟฟ้าแรงสูงจากลำปางไปยังเขื่อนภูมิพล (ขณะนั้นกำลังก่อสร้าง)

โรงไฟฟ้าสายส่งและสถานีไฟฟ้าแรงสูง มีเพิ่มมากขึ้นเป็นลำดับ โดยกระจายไปทั่วประเทศ กฟผ. ต้องวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้าสำหรับประเทศไทยในอนาคต ตามความต้องการไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น เพื่อให้สามารถผลิตและส่งไฟฟ้าไปสู่ชุมชนได้อย่างเพียงพอ สายส่งไฟฟ้าที่ขอเข้าใช้งานใหม่ในรอบปีงบประมาณ 2539 มี 21 วงจรมีการแก้ไขปรับปรุง 2 วงจร พร้อมกับยกเลิกสายส่งอีก 5 วงจร ทำให้มีความยาวสายส่งเพิ่มขึ้นรวม 819 วงจร-กิโลเมตร โดยมีความยาวสายส่งทั้งสิ้นในปีงบประมาณนี้เท่ากับ 22,927 วงจร-กิโลเมตร เพิ่มขึ้นจากปีงบประมาณก่อนร้อยละ 4

มีสายส่งขนาดแรงดัน 500 กิโลโวลต์ ความยาว 1,417 วงจร-กิโลเมตร ขนาดแรงดัน 230 กิโลโวลต์ ความยาว 9,198 วงจร-กิโลเมตร ขนาดแรงดัน 132 กิโลโวลต์ ความยาว 9 วงจร-กิโลเมตร ขนาดแรงดัน 115 กิโลโวลต์ ความยาว 12,123 วงจร-กิโลเมตร ขนาดแรงดัน 69 กิโลโวลต์ ความยาว 177 วงจร-กิโลเมตร

ในระหว่างปีงบประมาณนี้มีการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าแรงสูง และโยกย้ายติดตั้งหม้อแปลงเพิ่มเติม ทำให้มีพิกัดหม้อแปลงไฟฟ้า เมื่อสิ้นปีงบประมาณรวม 37,572,480 กิโลโวลต์แอมป์ เพิ่มขึ้นจากปีงบประมาณก่อน ร้อยละ 11 และนำสถานีไฟฟ้าแรงสูงที่ก่อสร้างแล้วเสร็จ เข้าใช้งานในปีนี้อีก 8 สถานี รวมเป็น 175 สถานี

I19307019

ศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้า

การควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟผ. หมายถึงการควบคุมระบบการผลิตไฟฟ้าและระบบส่งเพื่อจ่ายกระแสไฟฟ้าให้การไฟฟ้านครหลวง การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค การไฟฟ้าประเทศใกล้เคียง และลูกค้าโดยตรงของ กฟผ. ให้ได้รับกระแสไฟฟ้าที่มีคุณภาพมาตรฐานอย่างต่อเนื่องตลอดเวลา

คุณภาพมาตรฐาน หมายความว่าระบบไฟฟ้ามีความถี่อยู่ในระดับ 50 เฮิรตซ์ (รอบต่อวินาที-Hertz) และแรงดันไฟฟ้าอยู่ในระดับที่ต้องการ เช่น 22 , 33 , 69 , 115 , 230 กิโลโวลต์ เป็นต้น

โดยเหตุที่ระบบไฟฟ้าประกอบด้วยโรงไฟฟ้าหลายประเภท และสายส่งไฟฟ้าแรงสูงระดับแรงดันต่างๆ รวมทั้งสถานีไฟฟ้าแรงสูงซึ่งตั้งกระจายอยู่ทั่วไป จึงจำเป็นต้องมีหน่วยงานกลางเพื่อดำเนินการให้โรงไฟฟ้า สถานีไฟฟ้า และหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง ปฏิบัติงานไปในแนวเดียวกัน ทำให้เกิดประโยชน์สูงสุด หน่วยงานดังกล่าวคือ ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า

ปัจจุบัน กฟผ. แบ่งเขตการดำเนินงานจ่ายไฟออกเป็น 5 เขต คือ

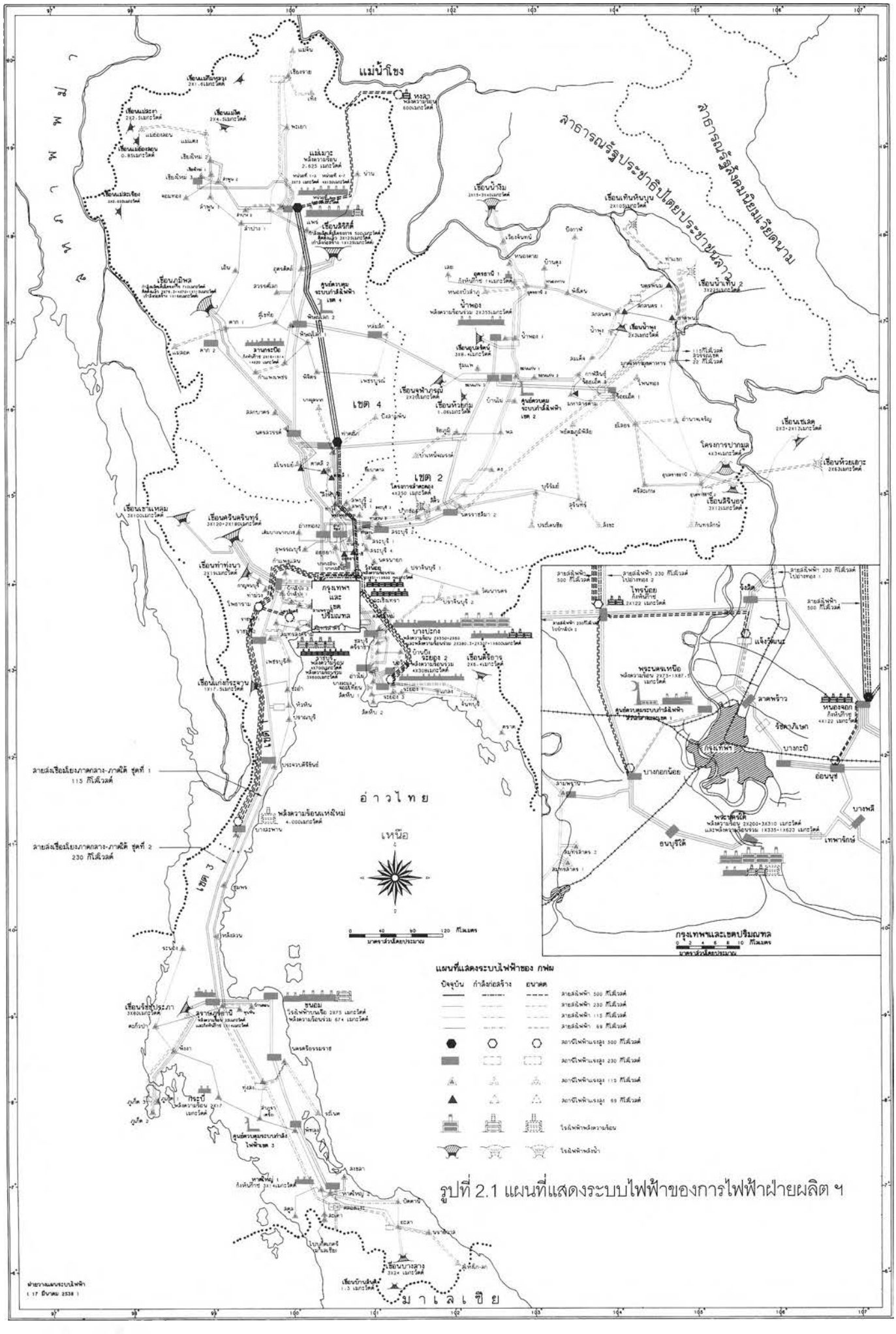
1. เขตพื้นที่กรุงเทพมหานคร และปริมณฑล
2. เขตพื้นที่ภาคกลางทั้งหมด ยกเว้นพื้นที่เขตกรุงเทพมหานครและปริมณฑล
3. เขตพื้นที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือทั้งหมด
4. เขตพื้นที่ภาคใต้ทั้งหมด
5. เขตพื้นที่ภาคเหนือทั้งหมด และพื้นที่ภาคกลางตอนเหนือ ตั้งแต่จังหวัดชัยนาทขึ้นไป

เพื่อให้ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้ามีความคล่องตัวในการปฏิบัติงานควบคุมระบบไฟฟ้าและสอดคล้องกับการบริหาระบบส่งไฟฟ้าทั้ง 5 เขต กฟผ. จึงจัดตั้งศูนย์ควบคุมฯ ขึ้น 6 แห่ง ดังนี้

1. ศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าส่วนกลาง ตั้งอยู่สำนักงานใหญ่ของ กฟผ. จังหวัดนนทบุรี มีหน้าที่และรับผิดชอบในการควบคุมระบบส่งไฟฟ้าในสายส่ง 230 และ 500 กิโลโวลต์ทั่วประเทศ รวมทั้งสายส่งเชื่อมโยงระหว่าง กฟผ. กับบริษัทรัฐวิสาหกิจไฟฟ้าลาว และการไฟฟ้ามาเลเซีย พร้อมทั้งควบคุมการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าต่างๆ ทั่วประเทศ ที่มีกำลังผลิตติดตั้งสูงกว่า 100 เมกะวัตต์ขึ้นไป

2. ศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าเขตนครหลวง ตั้งอยู่ที่สำนักงานใหญ่ของ กฟผ. มีหน้าที่รับผิดชอบในการควบคุมระบบส่งที่จ่ายกระแสไฟฟ้าให้กับการไฟฟ้านครหลวงทั้งหมด

3. ศูนย์ควบคุมกำลังไฟฟ้าภาคกลาง ตั้งอยู่ที่สำนักงานใหญ่ของ กฟผ. จังหวัดนนทบุรี มีหน้าที่และรับผิดชอบในการควบคุมระบบส่งไฟฟ้าในสายส่ง 15 กิโลโวลต์ และต่ำกว่า และควบคุมการผลิตของโรงไฟฟ้าที่มีกำลังผลิตติดตั้งต่ำกว่า 100 เมกะวัตต์ ในเขตพื้นที่ภาคกลาง ยกเว้นเขตพื้นที่กรุงเทพมหานครและปริมณฑล



รูปที่ 2.1 แผนที่แสดงระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิต ฯ

พิมพ์ที่ กองการพิมพ์ ฝ่ายประชาสัมพันธ์ กฟผ

4. ศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าภาคตะวันออกเฉียงเหนือตั้งอยู่ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงขอนแก่น1 อำเภอเมือง จังหวัดขอนแก่น มีหน้าที่และรับผิดชอบในการควบคุมระบบส่งกำลังไฟฟ้าในสายส่ง 115 กิโลโวลต์ และต่ำกว่า พร้อมทั้งควบคุมการผลิตของโรงไฟฟ้า ซึ่งมีกำลังผลิตติดตั้งต่ำกว่า 100 เมกะวัตต์

5. ศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าภาคใต้ ตั้งอยู่ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงลำภูรา อำเภอห้วยยอด จังหวัดตรัง มีหน้าที่และรับผิดชอบในการควบคุมระบบส่งไฟฟ้าในสายส่ง 115 กิโลโวลต์และต่ำกว่า และควบคุมการผลิตของโรงไฟฟ้าที่มีกำลังผลิตติดตั้งต่ำกว่า 100 เมกะวัตต์ ในเขตพื้นที่ภาคใต้ทั้งหมด

6. ศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าภาคเหนือ ตั้งอยู่ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงพิษณุโลก 2 อำเภอเมือง จังหวัดพิษณุโลก มีหน้าที่และรับผิดชอบในการควบคุมระบบส่งไฟฟ้าในสายส่ง 115 กิโลโวลต์ และต่ำกว่า และควบคุมการผลิตของโรงไฟฟ้าที่มีกำลังผลิตติดตั้งต่ำกว่า 100 เมกะวัตต์ ในเขตพื้นที่ภาคเหนือทั้งหมด

ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าแต่ละแห่ง จะคอยดูแลและควบคุมความต้องการไฟฟ้าภายในเขตควบคุมของตน โดยจะติดต่อประสานงานกับศูนย์ควบคุมไฟฟ้าส่วนกลางตลอดเวลา คอยสั่งการเดินเครื่อง เพิ่มหรือลดระดับการเดินเครื่องจ่ายไฟฟ้า การจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ และการปลดออกจากระบบ ทั้งนี้เพื่อให้ไฟฟ้าในระบบมีพอดีอยู่เสมอ และสั่งการเพื่อส่งไฟฟ้าไปเพิ่มตามเขตต่างๆ เมื่อมีการใช้ไฟฟ้าเกินกำลังผลิตที่มีอยู่ในเขตนั้นๆ

สำหรับที่ศูนย์ควบคุมไฟฟ้าส่วนกลางนั้น สามารถควบคุมการเดินเครื่อง เพื่อเพิ่มหรือลดการผลิตของโรงไฟฟ้าที่มีกำลังผลิตติดตั้งสูงกว่า 100 เมกะวัตต์ขึ้นไป ทั้งประเทศได้โดยตรง

การใช้เชื้อเพลิง

ในปีงบประมาณ 2539 การผลิตไฟฟ้าส่วนใหญ่ของ กฟผ. ยังคงใช้เชื้อเพลิงเป็นหลัก โดยเฉพาะก๊าซธรรมชาติ ใช้ผลิตไฟฟ้าทุกแหล่งรวมกัน 336,091 ล้านลูกบาศก์ฟุต หรือใช้ในปริมาณเฉลี่ยวันละ 921 ลูกบาศก์ฟุต เพิ่มขึ้นจากปีที่ผ่านมาร้อยละ 9 เป็นการใช้กับโรงไฟฟ้าของ กฟผ. จำนวน 239,084 ล้านลูกบาศก์ฟุต ส่วนที่เหลืออีก 97,008 ล้านลูกบาศก์ฟุต ใช้กับโรงไฟฟ้าระยองและโรงไฟฟ้าขนอม ของบริษัทผลิตไฟฟ้าจำกัด (มหาชน)

ส่วนเชื้อเพลิงประเภทน้ำมัน ในปีนี้มีการใช้น้ำมันเตารวม 5,432 ล้านลิตร เพิ่มขึ้นจากปีงบประมาณก่อนร้อยละ 5 ใช้น้ำมันดีเซล 1,070 ล้านลิตร เพิ่มขึ้นจากปีงบประมาณก่อนร้อยละ 59 และใช้ถ่านลิกไนต์ 15.66 ล้านตัน เพิ่มขึ้นจากปีงบประมาณก่อนร้อยละ 22

สำหรับค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิง ในปีงบประมาณนี้มีมูลค่ารวม 47,601 ล้านบาท เพิ่มขึ้นจากปีงบประมาณก่อน 5,667 ล้านบาท หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 14 โดยร้อยละ 31 เป็นค่าก๊าซธรรมชาติ ร้อยละ 42 เป็นค่าน้ำมันเตา ร้อยละ 16 เป็นค่าน้ำมันดีเซล และอีกร้อยละ 11 เป็นค่าถ่านลิกไนต์

กำลังผลิตของระบบ

กำลังการผลิตไฟฟ้า ณ วันที่ 30 กันยายน 2539 กฟผ. มีกำลังผลิตติดตั้งทั้งสิ้น 13,579.298 เมกะวัตต์ แบ่งออกเป็นส่วนต่างๆ ดังนี้

ตารางที่ 2.2 กำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าประเภทต่างๆ

ประเภทโรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (เมกะวัตต์)	ร้อยละ
พลังความร้อน	6,517.500*	48.00
พลังความร้อนร่วม	3,311.600*	24.39
พลังน้ำ	2,861.064*	21.07
กังหันก๊าซ	872.000	6.42
ดีเซล	16.600	0.12
พลังงานทดแทน	0.534	-

หมายเหตุ * ไม่รวมกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนคีรีธาร 12.700 เมกะวัตต์โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมระยอง 1,232.000 เมกะวัตต์โรงไฟฟ้าพลังความร้อนขนอม 150.000 เมกะวัตต์ และพลังความร้อนร่วมขนอม 674.000 เมกะวัตต์

2.1.2. การจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า (Demand Side Management)

กฟผ. ได้จัดทำแผนแม่บทเพื่อดำเนินการในช่วง 5 ปี (2536-2540) เป็นโครงการนำร่อง โดยเน้นการจัดการความต้องการพลังงานไฟฟ้า และการส่งเสริมทัศนคติประหยัดไฟฟ้าในภาคธุรกิจ อุตสาหกรรม และที่อยู่อาศัย โดยมีงบประมาณเบื้องต้น 4,800 ล้านบาท เป้าหมายของโครงการคือ จะลดการใช้พลังงานไฟฟ้าได้ประมาณ 1,427 ล้านหน่วย และลดความต้องการพลังงานไฟฟ้า ในช่วงการใช้ไฟฟ้าสูงสุดได้ประมาณ 238 เมกะวัตต์ ภายใน พ.ศ. 2540 แต่จากการดำเนินการมา 2 ปีกว่า มีการปรับแผนแม่บทอย่างไม่เป็นทางการ โดยปรับกลยุทธ์ในการปฏิบัติการ ให้สอดคล้องกับอุปนิสัย และวัฒนธรรมแบบไทยๆ ทำให้เป็นที่คาดหมายว่าถึงสิ้นปี พ.ศ. 2541 นั้น Technical Potential ที่จะลดพลังงานไฟฟ้าได้ประมาณ 1,400 เมกะวัตต์ หรือลดความต้องการใช้พลังไฟฟ้าสูงสุดลงได้ประมาณ 700 เมกะวัตต์ ลดการใช้พลังงานไฟฟ้าลง 3,400 ล้านหน่วย โดยใช้เงินงบประมาณในการดำเนินงานเท่าเดิม คือ 4,800 ล้านบาท โดย ณ เดือนตุลาคม 2539 สถานภาพของโครงการต่างๆ มีดังนี้

ก. โครงการที่ดำเนินงานแล้วเสร็จ

1. โครงการประชาร่วมใจใช้หลอดประหยัดไฟฟ้า

สามารถลดการใช้พลังไฟฟ้าสูงสุดได้ 50 เมกะวัตต์ ลดพลังงานไฟฟ้าลงได้ 215 ล้าน หน่วย ใน พ.ศ. 2538 (ใน พ.ศ. 2541 ประมาณว่าจะลดการใช้พลังงานไฟฟ้าสูงสุดได้ 159 เมกะวัตต์ และลดพลังงานไฟฟ้าได้ 1,528 ล้านหน่วย)

ข. โครงการที่อยู่ระหว่างดำเนินการ

1. โครงการประชาร่วมใจใช้ตู้เย็นประหยัดไฟฟ้า

โครงการนี้ลดการใช้พลังงานไฟฟ้าสูงสุดได้ 4 เมกะวัตต์ ลดพลังงานไฟฟ้าลงได้ 25 ล้านหน่วย ใน พ.ศ. 2538 และคาดว่าจะลดได้ 36 เมกะวัตต์ และ 315 ล้านหน่วย ใน พ.ศ. 2541

2. โครงการประชาร่วมใจใช้เครื่องปรับอากาศประหยัดไฟฟ้า

จะลดพลังงานไฟฟ้าด้านเทคนิค (Technical Potential) ได้ 350 เมกะวัตต์ ลดพลังงานไฟฟ้าลงได้ 1,022 ล้านหน่วย ใน พ.ศ. 2541

3. โครงการอาคารสีเขียว

จะลดพลังงานไฟฟ้าสูงสุดได้ 48 เมกะวัตต์ ลดพลังงานไฟฟ้าได้ 1,378 ล้านหน่วย ภายใน ปี พ.ศ. 2541

4. โครงการเปลี่ยนใช้หลอดประหยัดไฟฟ้า ในมูลนิธิโครงการหลวง

จะลดการใช้พลังงานไฟฟ้า ได้ประมาณ 0.35 เมกะวัตต์ และลดพลังงานไฟฟ้าได้ ประมาณ 500,000 หน่วย ต่อปี

5. โครงการล้านดวงใจร่วมใจภักดี ร่วมประหยัดไฟ

จะประหยัดไฟฟ้าด้านเทคนิคลงได้ 62 เมกะวัตต์ และประหยัดพลังงานไฟฟ้าลงได้ 170 ล้านหน่วย ใน พ.ศ. 2541

6. โครงการระบบเก็บกักความเย็น

จะลดความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดได้ประมาณ 52 เมกะวัตต์ ตามแนวโน้มด้านเทคนิค ของโครงการ ในปี พ.ศ. 2541

7. โครงการมอเตอร์ประสิทธิภาพสูง

จะประหยัดพลังงานไฟฟ้าสูงสุดได้ 41 เมกะวัตต์ และประหยัดพลังงานไฟฟ้าได้ 460 ล้านหน่วย ภายในปี พ.ศ. 2541

8. โครงการเสริมสร้างทัศนคติ

กฟผ. ร่วมมือกับกระทรวงศึกษาธิการ และสำนักการศึกษากรุงเทพมหานคร จัดทำหลักสูตรประหยัดพลังงาน สอดแทรกในวิชาเรียนต่างๆ ตั้งแต่ชั้นอนุบาลถึงมัธยมเมื่อปลายปีการศึกษา 2539 ได้เริ่มไปแล้ว 10 โรงเรียนในกรุงเทพฯ คาดว่าในปีการศึกษา 2541 ทุกชั้นเรียนของทุกโรงเรียนในประเทศไทย จะมีหลักสูตรประหยัดพลังงานบรรจุไว้ในหลักสูตรการเรียนการสอน

9. โครงการระบบติดตามและประเมินผล

กฟผ. จ้างบริษัทที่ปรึกษาอิสระในการติดตามและประเมินผล รายงานตรงต่ออนุกรรมการการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า ตั้งแต่เดือนกรกฎาคม 2538 ถึงเดือนมิถุนายน 2543 และ จัดตั้งระบบศูนย์ข้อมูลกลาง (Data Base) และกลุ่มบุคคล ให้สามารถดำเนินการได้เองภายในปี 2540

ค. โครงการที่อยู่ระหว่างเตรียมการ

1. โครงการไฟถนนสาธารณะ

จูงใจให้มีการเปลี่ยนแปลงการใช้หลอด High Pressure Sodium แทนหลอดฟลูออเรสเซนต์

2. โครงการประชาร่วมใจ ใช้บัลลาสต์ประหยัดไฟ

สร้างตลาดให้ผู้ผลิตหันมาผลิตบัลลาสต์ประหยัดไฟฟ้า

3. โครงการเปลี่ยนหลอดไฟนีออนให้ผู้มีรายได้น้อย

เพื่อให้ผู้มีรายได้น้อยเปลี่ยนมาใช้หลอดนีออนแทนหลอดไส้

4. โครงการธุรกิจบริการการใช้พลังงาน (Energy Service Company-ESCO)

ดำเนินการให้มีการนำเทคโนโลยีทันสมัยมาปรับปรุงการใช้พลังงานในธุรกิจขนาดใหญ่ และอุตสาหกรรมให้ครบวงจร

ง. โครงการในอนาคต

1. โครงการประชาร่วมใจใช้ตู้แช่ประหยัดไฟ

2. โครงการซื้อคืนอุปกรณ์ประสิทธิภาพต่ำ

2.2 กระบวนการผลิตกระแสไฟฟ้า ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม พระนครใต้ ชุดที่ 1

2.2.1 โรงไฟฟ้าพระนครใต้

ในปี 2539 โรงไฟฟ้าพระนครใต้ มีกำลังผลิตติดตั้งทั้งสิ้น 1,664 เมกะวัตต์ ประกอบด้วยโรงไฟฟ้าพลังความร้อน 5 หน่วย และโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมชุดที่ 1 (ประกอบด้วย แก๊สเทอร์ไบน์ 2 หน่วย และพลังความร้อนร่วมอีก 1 หน่วย) และในปี 2540 โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมชุดที่ 2 ก็จะเริ่มขนานเครื่องและผลิตกระแสไฟฟ้าได้อีก 618 เมกะวัตต์ รวมกำลัง

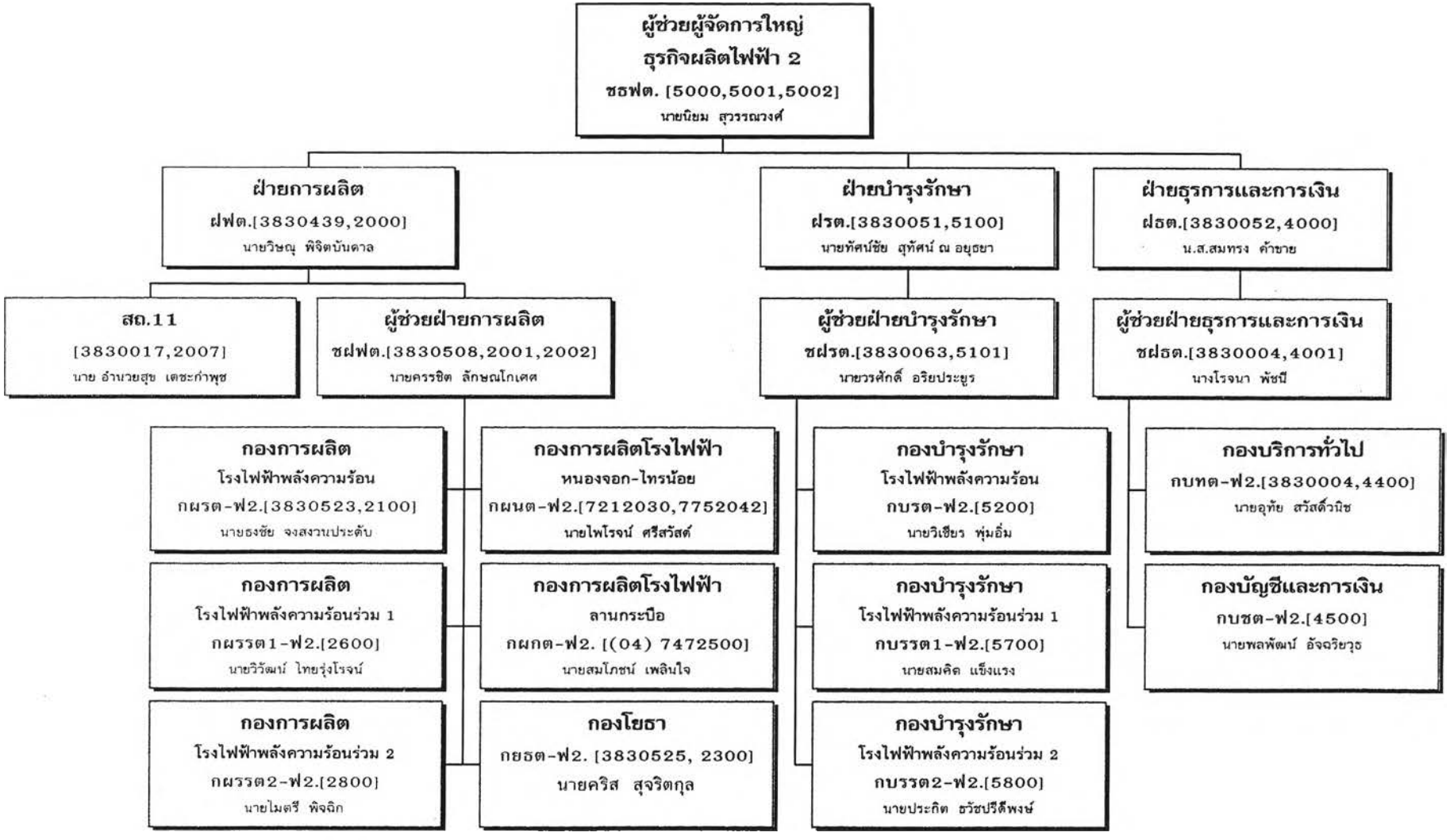
ผลิตของโรงไฟฟ้าพระนครใต้ ในปี 2540 ทั้งสิ้น เท่ากับ 2,282 เมกะวัตต์ เพื่อรองรับความต้องการไฟฟ้าที่เพิ่มมากขึ้น

	กำลังผลิตติดตั้ง (เมกะวัตต์)	เชื้อเพลิงที่ใช้
-โรงไฟฟ้าพลังความร้อน หน่วยที่ 1	200	น้ำมันเตา
-โรงไฟฟ้าพลังความร้อน หน่วยที่ 2	200	น้ำมันเตา
-โรงไฟฟ้าพลังความร้อน หน่วยที่ 3	310	น้ำมันเตา
-โรงไฟฟ้าพลังความร้อน หน่วยที่ 4	310	น้ำมันเตา
-โรงไฟฟ้าพลังความร้อน หน่วยที่ 5	310	น้ำมันเตา
-โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม ชุดที่ 1	334	ก๊าซธรรมชาติ
-โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม ชุดที่ 2	618	ก๊าซธรรมชาติ

2.2.2. โครงการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม พระนครใต้ ชุดที่ 1

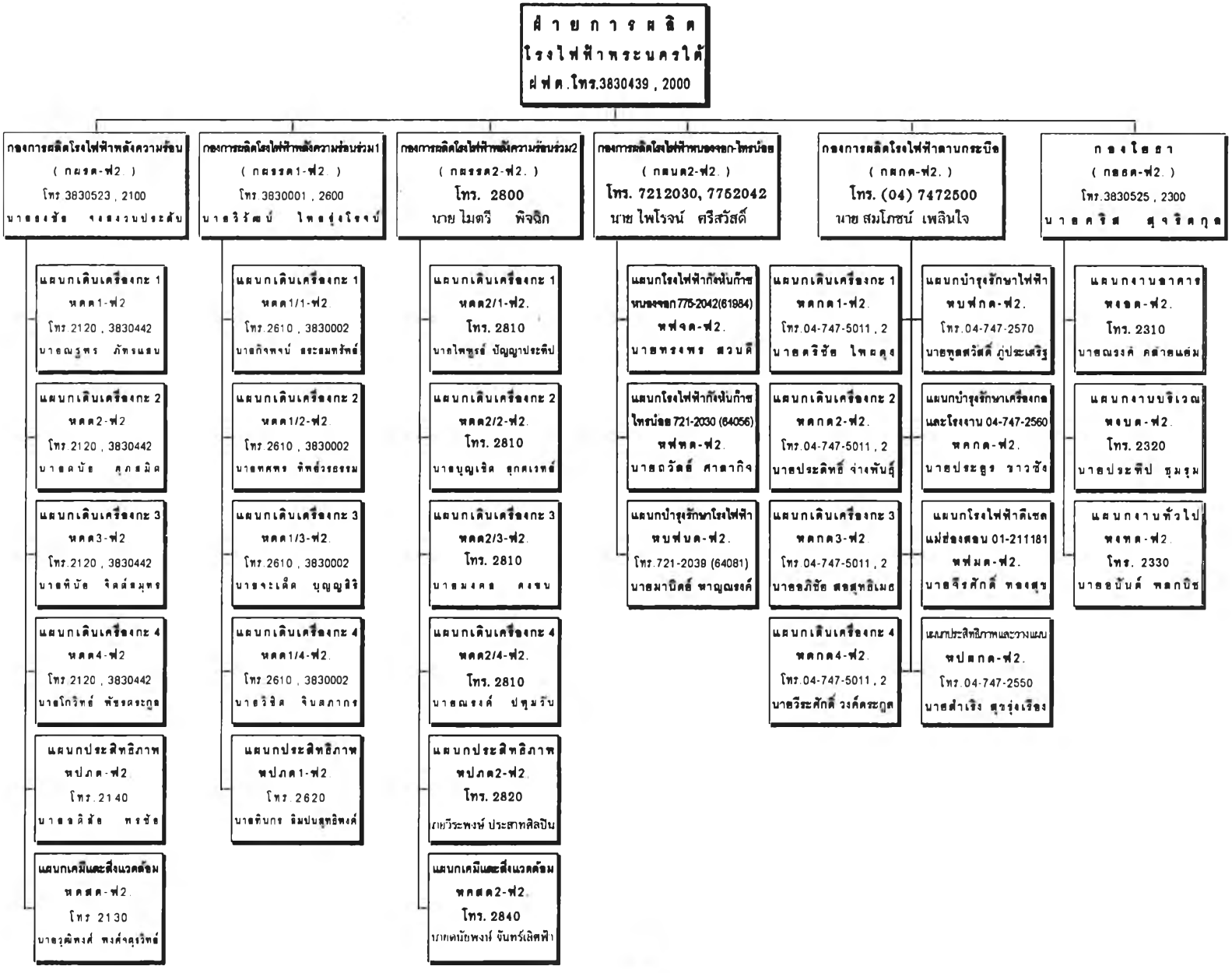
การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ได้รับอนุมัติจากสำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจ และสังคมแห่งชาติ (สศช.) ให้ดำเนินการก่อสร้างโครงการฯ พระนครใต้ ชุดที่ 1 เมื่อวันที่ 24 มิถุนายน 2534 ซึ่งเป็นโครงการเร่งด่วน เพื่อสนองความต้องการการใช้กระแสไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็ว มีกำลังผลิตรวมทั้งชุด 334 เมกะวัตต์ ประกอบด้วยเครื่องผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซขนาด 107 เมกะวัตต์ จำนวน 2 เครื่อง และเครื่องผลิตไฟฟ้ากังหันไอน้ำความร้อนร่วมขนาด 120 เมกะวัตต์จำนวน 1 เครื่อง โดยเครื่องผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซทั้งสองเครื่อง สามารถใช้ก๊าซธรรมชาติหรือน้ำมันดีเซลเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตกระแสไฟฟ้า โดยปกติ น้ำมันดีเซลจะเป็นเชื้อเพลิงสำรอง และใช้ก๊าซธรรมชาติจากแหล่งอ่าวไทย เป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตกระแสไฟฟ้า มีปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติประมาณวันละ 58 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน

แผนภูมิโครงสายการบังคับบัญชาของธุรกิจผลิตไฟฟ้า 2 โรงไฟฟ้าพระนครใต้



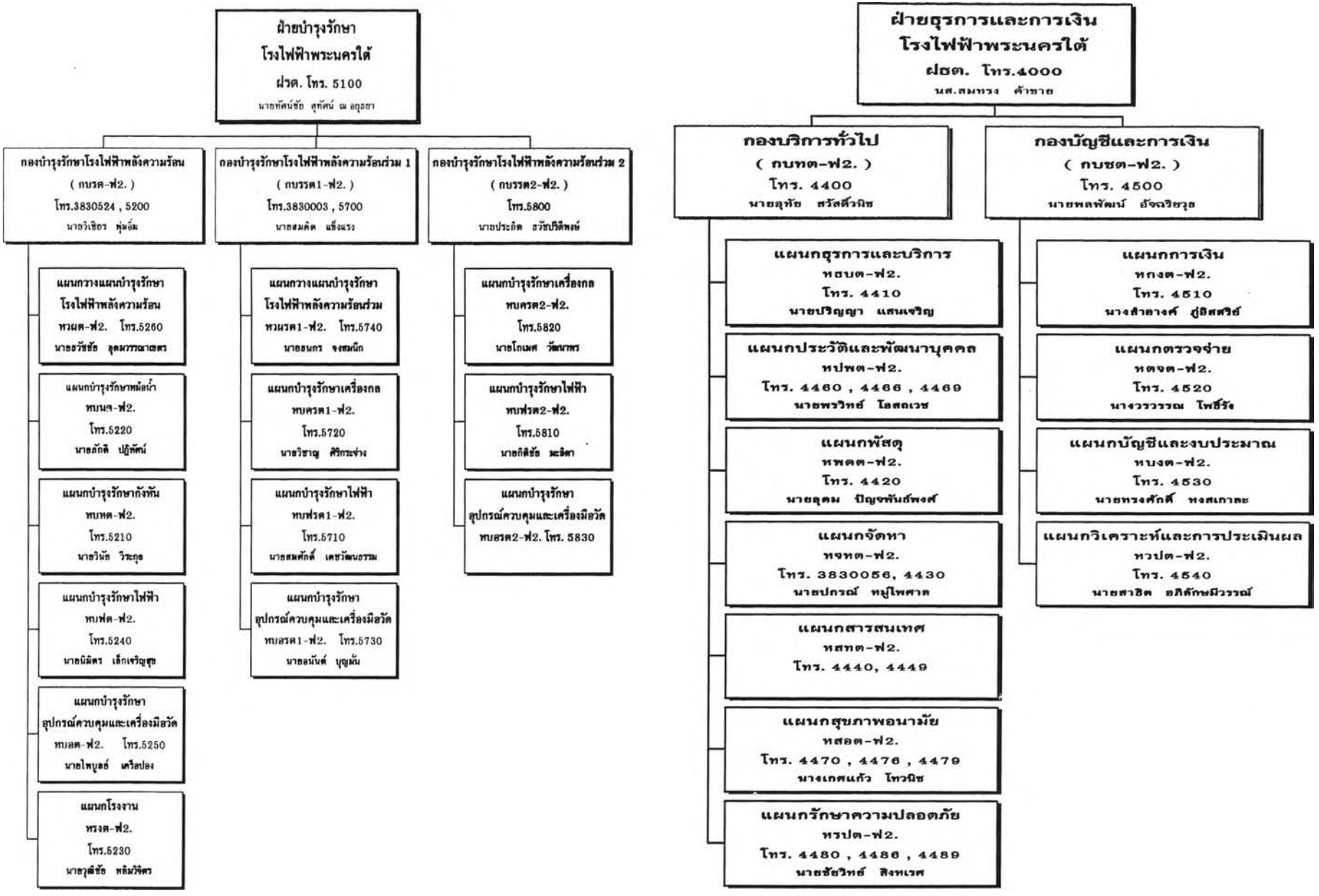
รูปที่ 2.2 โครงสายบังคับบัญชาของธุรกิจผลิตไฟฟ้า 2 โรงไฟฟ้าพระนครใต้

c:\asombut\suwat



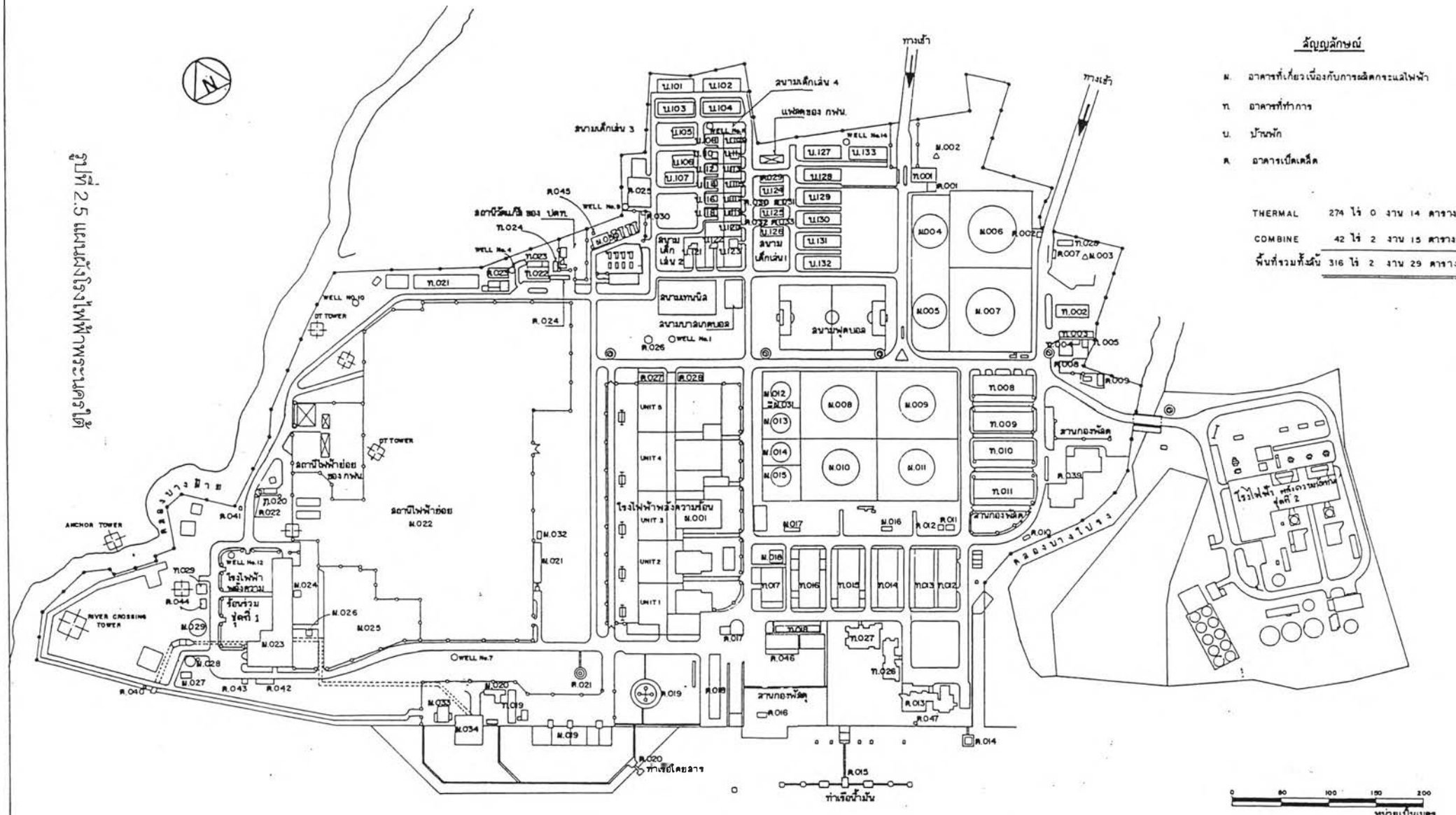
c:\asombut\opernew

รูปที่ 2.3 โครงสายบังคับบัญชาฝ่ายการผลิต โรงไฟฟ้าพระนครใต้

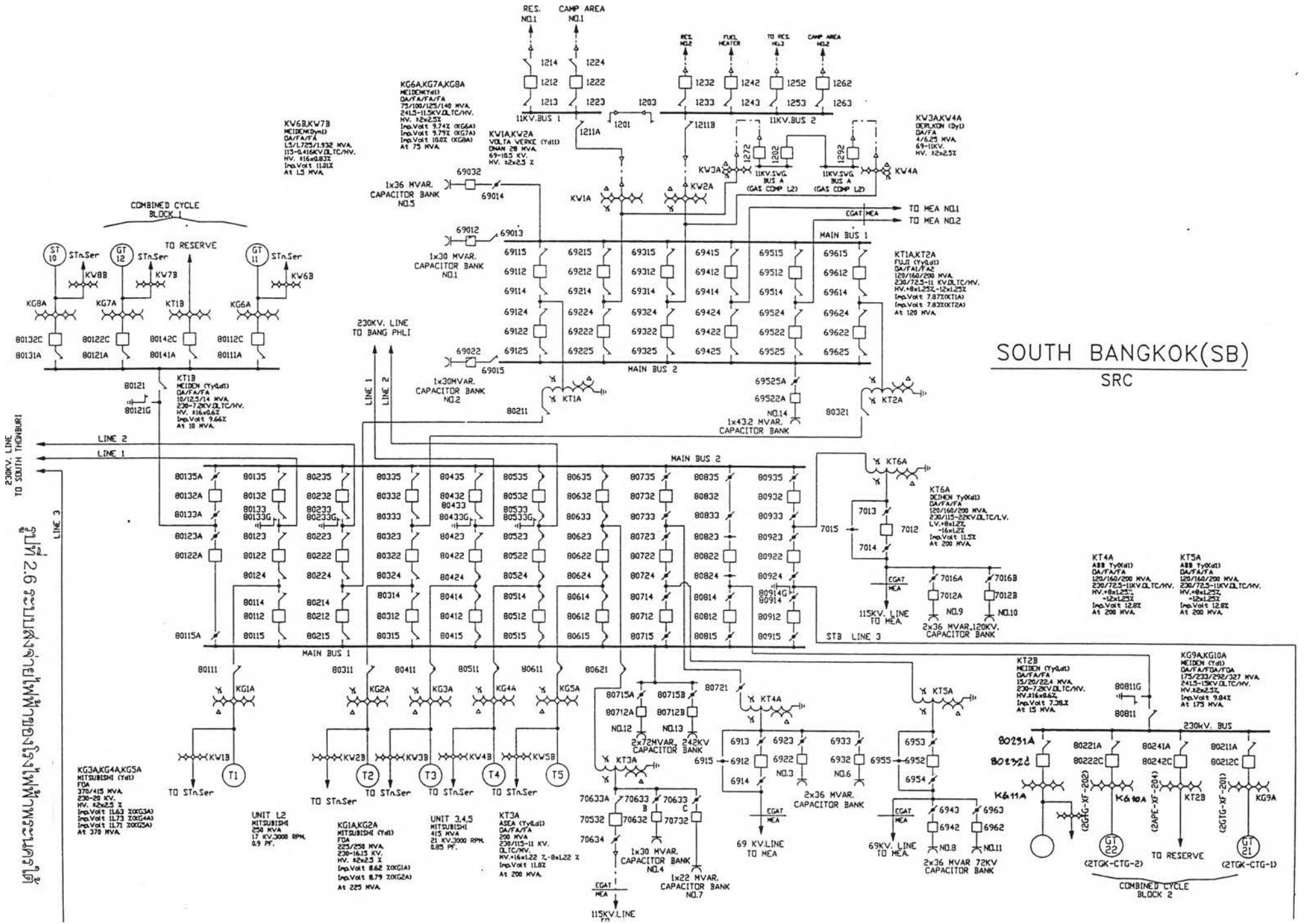


รูปที่ 2.4 โครงสายบังคับบัญชาฝ่ายบำรุงรักษา & ฝ่ายธุรการและการเงิน โรงไฟฟ้าพระนครใต้

c:\asombut\adminnew



รูปที่ 2.5 แผนผังโรงไฟฟ้าพระนครใต้


SOUTH BANGKOK(SB)
SRC
RES. NO.1
CAMP AREA NO.1
11KV.BUS 1
11KV.BUS 2
KG6A,KG7A,KG8A
KV6B,KV7B
KV1A,KV2A
KV3A,KV4A
1x36 MVAR. CAPACITOR BANK NO.5
1x30 MVAR. CAPACITOR BANK NO.1
1x30MVAR. CAPACITOR BANK NO.2
1x43.2 MVAR. CAPACITOR BANK NO.14
TO MEA NO.1
TO MEA NO.2
MAIN BUS 1
MAIN BUS 2
KT1A,KT2A
230KV. LINE TO BANG PHLI
LINE 1
LINE 2
COMBINED CYCLE BLOCK 1
TO RESERVE
KG8A
KG7A
KT1B
KG6A
KT1B
KT6A
KT4A
KT5A
KT2B
KG9A,KG10A
230KV. LINE TO SOUTH THONBURI
LINE 3
STB LINE 3
115KV. LINE TO MEA
2x36 MVAR.,120KV. CAPACITOR BANK
KG1A
KG2A
KG3A
KG4A
KG5A
KW1B
KW2B
KW3B
KW4B
KW5B
T1
T2
T3
T4
T5
TO STn.Ser
KG3A,KG4A,KG5A
UNIT 1,2
KG1A,KG2A
UNIT 3,4,5
KT3A
2x72MVAR. 242KV CAPACITOR BANK
1x30 MVAR. CAPACITOR BANK NO.4
1x22 MVAR. CAPACITOR BANK NO.7
69 KV.LINE TO MEA
69KV. LINE TO MEA.
2x36 MVAR 72KV CAPACITOR BANK
230kV. BUS
K611A
K610A
KT2B
KG9A
(2GTG-XF-202)
(2APE-XF-204)
(2GTG-XF-201)
(2TGK-CTG-2)
(2TGK-CTG-1)
COMBINED CYCLE BLOCK 2

2.2.3 ค่าใช้จ่ายการลงทุน

โดยใช้งบประมาณในการก่อสร้างทั้งสิ้นประมาณ 8,519.37 ล้านบาท แบ่งเป็นส่วนของเงินตราต่างประเทศประมาณ 5,418.39 ล้านบาท หรือ 208.40 ล้านเหรียญสหรัฐ (คิดที่ 1 เหรียญสหรัฐเท่ากับ 26 บาท) และเงินบาทประมาณ 3,100.98 บาท หรือ 119.27 ล้านเหรียญสหรัฐ ซึ่งค่าใช้จ่ายโครงการฯ แบ่งได้ดังนี้

	เงินตราต่างประเทศ (ล้านบาท)	เงินบาท (ล้านบาท)	รวม (ล้านบาท)
ก. โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม ชุดที่ 1	4,907.39	2,537.43	7,444.82
ข. ส่วนของระบบส่งกำลังไฟฟ้า	511.00	563.55	1,074.55
รวม	5,418.39	3,100.98	8,519.37

ส่วนของเงินตราต่างประเทศ จำนวน 5,418.39 ล้านบาท ประกอบด้วย

- เงินกู้ The Export-Import Bank of Japan จำนวน 1,098.58 ล้านบาท
- เงินกู้ The Export-Import Bank of United States จำนวน 1,467.74 ล้านบาท
- เงินกู้จากธนาคารพาณิชย์ต่างประเทศ และเงินรายได้ กฟผ.จำนวน 2,857.07 ล้านบาท

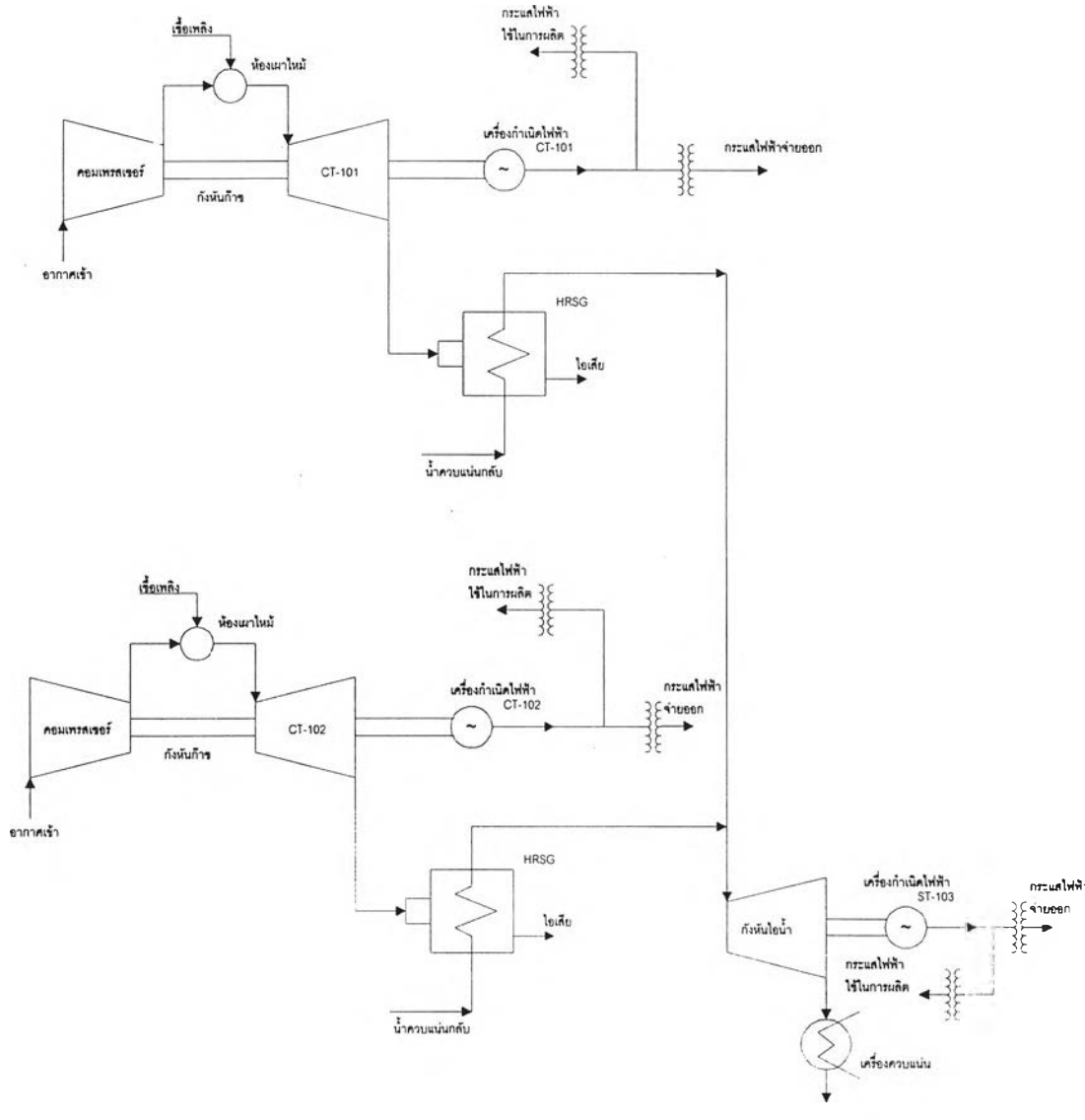
ส่วนของเงินบาทจำนวน 3,100.98 ล้านบาท จะใช้เงินจากรายได้ กฟผ.,เงินกู้สมทบและพันธบัตร กฟผ. ภายในประเทศ

2.2.4. กระบวนการผลิตกระแสไฟฟ้า

โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม พระนครใต้ ชุดที่ 1 เป็นโรงจักรวัฏจักรความร้อนร่วมกังหันก๊าซ-ไอน้ำ (Combined Steam - Gas - Turbine Cycle power Plant) หลักการทำงานของเครื่องกังหันก๊าซ คือ อากาศจะถูกดูดเข้าไปยังเครื่องอัดอากาศ(Compressor)ให้มีความดันสูง แล้วอากาศนั้นจะถูกป้อนเข้าไปยังห้องเผาไหม้(Combustion Chamber) โดยก๊าซร้อนจากการเผาไหม้จะขยายตัวผ่านไปยังเครื่องกังหันก๊าซ (Gas Turbine) ทำให้กังหันก๊าซหมุน แกนของเครื่องกังหันก๊าซจะต่อไปขับเครื่องปั่นไฟ (Generator) เพื่อผลิตไฟฟ้ากำลังผลิตเครื่องละประมาณ 107 MW. โดยโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม พระนครใต้ ชุดที่ 1 นี้ มีจำนวนเครื่องกังหันก๊าซ จำนวน 2 เครื่อง

ก๊าซร้อน(Exhaust Gas) ที่ปล่อยออกมาจาก เครื่องกังหันก๊าซทั้งสองเครื่องจะมีอุณหภูมิประมาณ 550 อาศาเซลเซียส ก๊าซร้อนนี้สามารถใช้เป็นแหล่งความร้อนใน Heat Recovery Steam Generating (HRSG) เพื่อผลิตไอน้ำที่มีความดัน เพื่อใช้ผลิตกระแสไฟฟ้า โดย HRSG ทั้งสอง จะผลิตไอน้ำ(Steam)แล้วมาร่วมกันขับกังหันไอน้ำ (Steam Turbine)เพื่อขับเครื่องปั่นไฟ (Generator)

กำลังผลิตไฟฟ้าประมาณ 120 MW. ตามที่แสดงในรูปที่ 2.7 จะเห็นได้ว่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากเครื่องปั่นไฟ (Generator) จะมีพลังงานไฟฟ้าส่วนหนึ่งถูกนำกลับเข้ามาใช้ในกระบวนการผลิต ส่วนที่เหลือจะถูกส่งออกไปสู่ระบบ



รูปที่ 2.7 ระบบผลิตพลังงานผสมที่จัดแบบวัฏจักรความร้อนร่วมกังหันก๊าซ-ไอน้ำที่ใช้กังหันตัดตอน

2.3 ส่วนประกอบของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมพระนครใต้ ชุดที่ 1

โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมพระนครใต้ ชุดที่ 1 ประกอบด้วยอุปกรณ์ต่างๆที่สำคัญมีดังนี้

1. เครื่องกังหันก๊าซ (Gas Turbine)

เครื่องกังหันก๊าซ เป็นอุปกรณ์ที่สำคัญที่สุด แบ่งเป็น 3 ส่วนใหญ่ ๆ คือ เครื่องอัดอากาศ (Compressor) ห้องเผาไหม้ (Combustor) และกังหันก๊าซ (Turbine) โดยเครื่องกังหันก๊าซเป็นแบบ PG. 9171E ของบริษัท GE. (General Electric) ประเทศสหรัฐอเมริกา

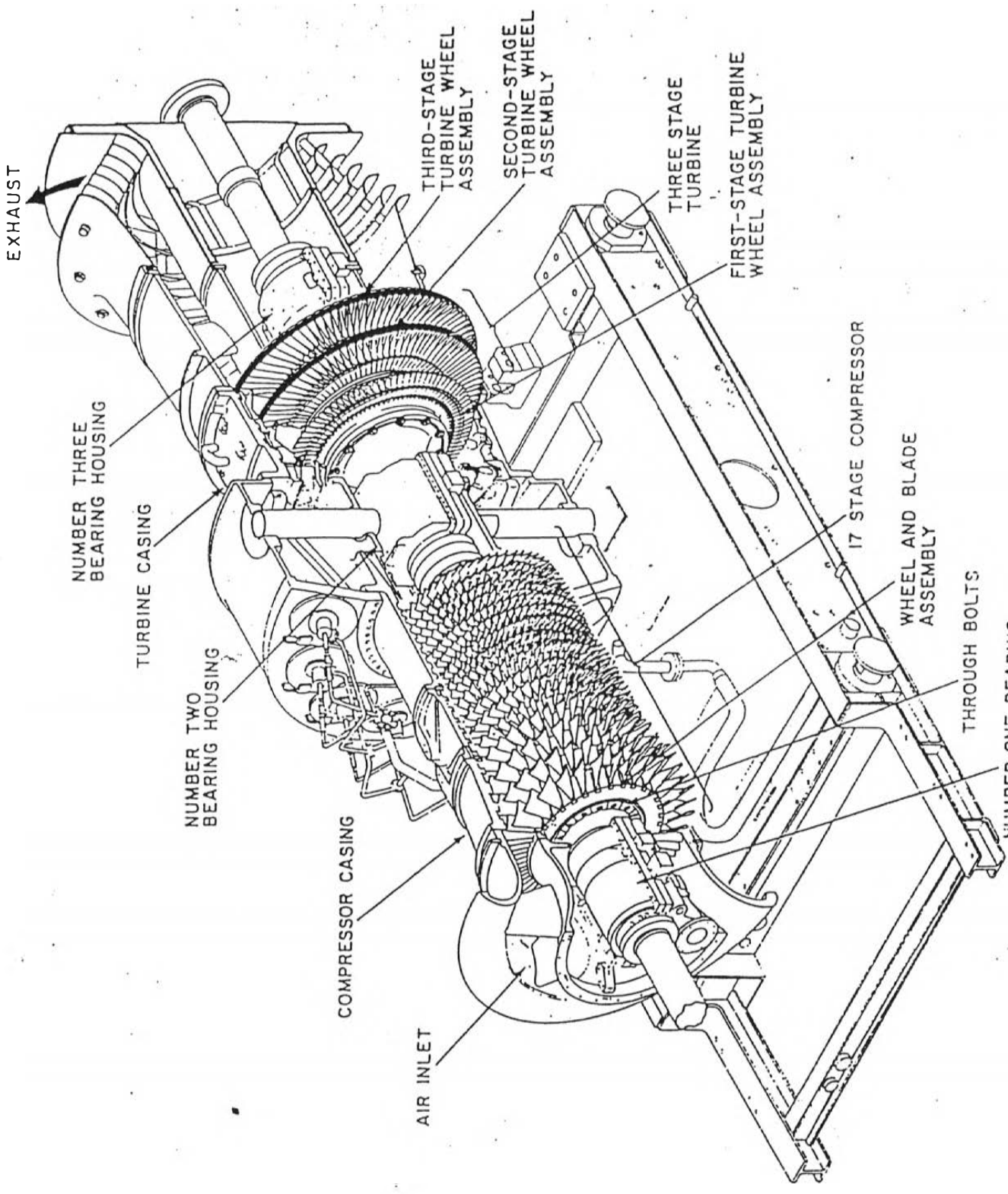
การบอกขนาดกังหันก๊าซ (Gas Turbine) นั้น จะอ้างอิงสภาวะแวดล้อมที่ตั้ง (Site Condition) แต่สภาวะแวดล้อมของแต่ละแห่งก็จะแตกต่างกันออกไป จึงมีการกำหนดสภาวะมาตรฐาน (Standard Condition) ขึ้นมา แต่ที่นิยมกันมากที่สุด คือ International Standard Organization (ISO)

ตารางที่ 2.3 มาตรฐานสภาวะแวดล้อมสำหรับกังหันก๊าซ

	มาตรฐาน				
สภาวะแวดล้อม	CIMAC	ASME PTC - 22	NEMA SM - 30	ISO	โรงไฟฟ้าพระนครใต้
อุณหภูมิ	15 °C	80 °F	80 °F	59 °F	32.2 °C
ความดันบรรยากาศ	1013 mb	14.17 psia	14.17 psia	14.7 psia	14.7 psia
ความชื้นสัมพัทธ์	60 %	50 %	-	60 %	75 %
อุณหภูมิน้ำหล่อเย็น	15 °C	-	-	-	-

กำลังไฟฟ้าจ่ายออกของกังหันก๊าซ จะเปลี่ยนแปลงตามสภาพแวดล้อมที่มีผลมากที่สุด คือ อุณหภูมิของสภาวะอากาศแวดล้อม (Ambient air Temperature) เหตุผลก็คือ เมื่ออุณหภูมิของอากาศเพิ่มขึ้น ทำให้ความหนาแน่น (Density) ของอากาศลดลง นั่นคือ ปริมาณมวลของอากาศ (Air Mass Flow) ที่เข้ากังหันก๊าซ (Gas Turbine) ลดลง

กังหันก๊าซของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมพระนครใต้ ชุดที่ 1 ได้กำหนดใช้ ISO เป็นมาตรฐานสภาวะแวดล้อม โดยมีข้อมูลทางเทคนิคตาม ISO Standard ดังตารางที่ 2.4



รูปที่ 2.8 ภาพตัดของกังหันก๊าซ MS9001E ของบริษัท GE (General Electric)

ตารางที่2.4 เปรียบเทียบสมรรถนะของกังหันก๊าซ ที่สภาวะแวดล้อม ISO และ Site Condition

	ISO (15 °C)	โรงไฟฟ้าพระนครใต้ Site Condition (32.2 °C)
กำลังไฟจ่ายออก (Power Output)	123.40 MW.	110.76 MW
ประสิทธิภาพ (Efficiency)	-	-
ความสิ้นเปลืองเชื้อเพลิงจำเพาะ (heat Rate)	10660 kJ/kWh	10990 kJ/kWh
อุณหภูมิก๊าซร้อนเข้ากังหันก๊าซ (Gas Turbine Inlet Temp.)	1,124 °C	1,124 °C
อุณหภูมิก๊าซเสีย (Exhaust Temperature)	550 °C	550 °C

เครื่องกังหันก๊าซทำงานที่อุณหภูมิสูงมาก โดยเฉพาะบริเวณห้องเผาไหม้ (Combustor) และ Turbine Blade ปัจจุบันอุณหภูมิขาเข้ากังหันก๊าซ กำลังพัฒนาให้มีอุณหภูมิสูงขึ้นเรื่อยๆโดย คุณสมบัติของวัสดุอย่างเดียวไม่สามารถทนอุณหภูมิสูงขนาดนี้ได้ จึงมีการปรับปรุงระบบ Air Cooling ให้มีประสิทธิภาพมากขึ้น สาเหตุที่ต้องพยายามทำให้อุณหภูมิเข้ากังหันก๊าซสูงขึ้น เพราะเป็นวิธีการเพิ่มประสิทธิภาพของกังหันก๊าซ

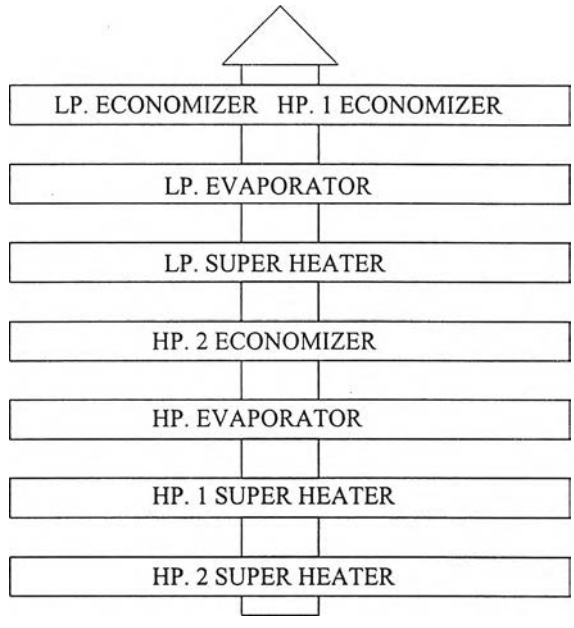
2. Heat Recovery Steam Generator (HRSG)

Heat Recovery Steam Generator (บางครั้งเรียก Heat Recovery Boiler) จะดึงความร้อนจากก๊าซเสีย (Exhaust Gas) ที่ออกจากตัว Gas Turbine มาเพิ่มอุณหภูมิให้กับน้ำ จนกลายเป็นไอน้ำ (Steam) การเปลี่ยนแปลงพลังงานความร้อนภายในตัว HRSG เมื่อผลิตไอน้ำ ใช้หลักการเดียวกับ Fired Steam Generator คือพื้นที่รับความร้อน (Heating Surfaces) ถูกจัดตำแหน่ง ขนาด ให้เหมาะสมกับทิศทางและปริมาณของ Exhaust Gas ที่ไหลผ่าน Heating Surfaces ที่ทำหน้าที่ดังกล่าว ได้แก่ Economizer , Evaporator และ Superheater รวมทั้ง Boiler Drum ที่ทำหน้าที่เป็นตัวเก็บน้ำ และแยกน้ำออกจาก Steam โดย Steam Cycle ของ HRSG นี้ เป็นแบบ Forced Recirculation Cycle

HRSG ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมพระนครใต้ ชุดที่ 1 เป็นของบริษัท CMI เป็นแบบ Two Pressure (Dual Pressure) Complete System ถูกออกแบบให้นำ Exhaust Gas จาก Combustion Turbine ซึ่งปกติจะปล่อยทิ้งไป เข้ามาเป็น heat Input เมื่อต้มน้ำได้ Steam เพื่อไปหมุน Turbine ต่อไป

Heating Surfaces ที่นิยมใช้เป็นชนิด Finned Tube การเรียงตัวของ Finned Tube ที่นิยมกันมีอยู่ 2 แบบ คือ IN-Line และแบบ Staggered , แบบ IN-Line นั้น ท่อแต่และชั้นจะอยู่ในแนวเดียว

กันตลอดช่วงความสูง ส่วนแบบ Staggered ท่อแต่ละชิ้นจะวางสลับกันไป-มา เพื่อให้ผิวท่อรับความร้อน จาก Exhaust gas มากที่สุด แต่ทั้ง นี้ pressure Drop ของ Exhaust Gas ที่ผ่านแผงท่อต้องไม่เกิน Limit ที่กำหนดไว้



รูปที่ 2.9 ไดอะแกรมแสดงการไหลของ Exhaust Gas

จุดประสงค์หลักในการใช้ Finned Tube คือ การเพิ่มพื้นที่ผิวของ Heating Surfaces ให้มีค่า Heat Transfer ต่อความยาวท่อมีค่ามากขึ้น จากการศึกษาพบว่าอัตราการถ่ายเทความร้อน จะสัมพันธ์กับระยะห่างระหว่าง Fins ส่วนความหนาของโลหะที่ทำ Fin และแบบ Solid Fin จะมีพื้นที่ผิวรับความร้อนมากกว่าแบบ Serrated Fin แต่ Serrated Fin มีข้อดีในการง่ายต่อการทำความสะอาด

ข้อมูลทางเทคนิค

บริษัทผู้ผลิต	CMI. ประเทศ เบลเยี่ยม	
Model Designation	Assistant Circulation	
High Press Steam Flow	172,980	kg/h.
HP. Superheat Outlet Press.	8,345	kPa.abs
HP. Superheat Outlet Temp.	521	^{o}C

Low Press. Steam Flow	41,262	kg/h.
LP. Superheat Outlet pressure	804	Kpa.abs
LP. Superheat Outlet Temp.	234	°C

3. กังหันไอน้ำ (steam Turbine)

กังหันไอน้ำ (Steam Turbine) ที่ใช้สำหรับโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม จะต้องมีลักษณะที่สำคัญอยู่ 2 ประการคือ

- ประสิทธิภาพสูง (High Efficiency)
- ระยะเวลาการ Start up สั้น (Short Start up Time)

ข้อมูลทางเทคนิคของกังหันไอน้ำ (Steam Turbine Design Data)

Manufacturer	GE (General Electric) ประเทศ สหรัฐอเมริกา
Turbine Design Speed	3,000 rpm.
Rating	116,895 kW./145,000 KVA. / PF=0.85 / H_2 Condensing
Exhaust	2.95" Hg /abs (74.93 mm.Hg)
Inlet Design Pressure	1,125 psig (79.1 kg/cm^2)
Inlet Design Temp.	520.4 °C
Admission Design Pressure	107 psig (7.52 kg/cm^2)
Hydraulic Power Unit Rated Pressure	1,600 psig (112.5 kg/cm^2)
No-Load Throttle Flow	20,488 lb/hr (9.3 metric tons/hr)
Light Load Throttle Flow	38,395 lb/hr (17.7 metric tons/hr)
Maximum Throttle Flow	761,102 lb/hr (345.33 metric tons/hr)
HP. Steam Inlet Flow	345,960 kg/hr.
HP. Steam Inlet Pressure	83.45 Bar.A
HP. Steam Inlet Temp.	521 °C
LP. Steam Inlet Flow	82,262 kg/h.
LP. Steam Inlet Pressure	8.04 Bar.A
LP. Steam Inlet Temp.	234 °C

4. เครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Generator)

เครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Generator) เป็นแบบ Hydrogen Cooled Generator เป็นแบบที่มีประสิทธิภาพดีที่สุด (ดีกว่าแบบ Air Cooled) เนื่องจาก Hydrogen จะมีประสิทธิภาพการถ่ายเทความร้อนดีกว่าอากาศ ทำให้ Generator มีขนาดเล็กกว่าประเภทอื่น ขณะที่ขนาดเมกะวัตต์เท่ากัน

ข้อมูลทางเทคนิค

Manufacturer	GE (General Electric)
Shaft Speed	3,000 rpm.
Poles	Two
Phases	Three , Wye Connection
Voltage	11,500 Volts
Frequency	50 Hertz
KVA Rating	148,500 at 2.109 kg/cm^2 H_2 Press.
Power Factor	0.85
Short Circuit Ratio (SCR)	0.50
Excitation System	
- Manufacturer	GE (General Electric)
- Type	Static With Power Potential Transformer (PPT)
- PPT Rating	1,151 KVA at 30 °C
- PPT Primary Voltage	11,500 Volts
- PPT Secondary Voltage	585 Volts
- Frequency	50 Hertz

5. อุปกรณ์ส่วนประกอบอื่นๆ (Other Components)

จากอุปกรณ์หลักที่กล่าวมาแล้ว ยังมีอุปกรณ์อื่นๆ อีกดังนี้

1) Condenser
2) Cooling System
3) Feed Water Tank / Deaerator
4) Feed Pump
5) Condensate Pump

7) Condenser Exhauster System

8) Water Treatment Plant

9) Compressed Air Supply

10) Fuel Gas Bypass

11) Steam Turbine Bypass

12) Direct Cooling System

อุปกรณ์อีกอันหนึ่งที่สำคัญคือ Fuel Gas Bypass ซึ่งทำหน้าที่อยู่ 2 ประการ คือ

1. ในช่วง Start up หรือ Shut Down นั้น HRSG Gas Bypass ทำหน้าที่ควบคุมปริมาณ Exhaust Gas ที่เข้า HRSG

2. กรณี HRSG เกิด Malfunction หรือมีความจำเป็นต้อง Shut Down สามารถปิด Fuel Gas Bypass ไม่ให้ Exhaust Gas เข้า HRSG แต่ให้ออกทาง Bypass แล้ว Gas Turbine สามารถเดินเครื่องได้เป็นปกติ

2.4 การใช้พลังงานในโรงไฟฟ้าตัวอย่าง

จากการศึกษาและสำรวจโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม พระนครใต้ ชุดที่ 1 พบว่ามีความจำเป็นต้องใช้พลังงานในรูปแบบต่างๆ กัน ซึ่งอาจแบ่งตามชนิดของพลังงานได้ 2 แบบดังนี้

1. พลังงานจากเชื้อเพลิง คือก๊าซธรรมชาติ และน้ำมันดีเซล โดยปกติโรงไฟฟ้าจะใช้ก๊าซธรรมชาติ เป็นเชื้อเพลิงหลัก (Primary Fuel) ในการผลิตกระแสไฟฟ้า โดยมีน้ำมันดีเซลเป็นเชื้อเพลิงสำรอง (Secondary Fuel) ไว้ใช้กรณีจำเป็นเช่น มีปัญหาในระบบส่งจ่ายก๊าซธรรมชาติเป็นต้น

2. พลังงานไฟฟ้า ซึ่งเป็นพลังงานที่ผลิตขึ้นใช้เอง เพื่อนำมาใช้สำหรับ อุปกรณ์การผลิตกระแสไฟฟ้า ในขณะที่โรงไฟฟ้ากำลังเดินเครื่องจ่ายกระแสไฟฟ้าอยู่ กับพลังงานไฟฟ้า ที่ใช้สำหรับอุปกรณ์ของโรงไฟฟ้า ขณะที่โรงไฟฟ้าหยุดจ่ายกระแสไฟฟ้า และพลังงานที่ใช้ในการบริการเช่น ตึกทำการ เครื่องปรับอากาศ เป็นต้น

การใช้พลังงาน ก๊าซธรรมชาติ น้ำมันดีเซล และไฟฟ้า ในแต่ละเดือน ในปีงบประมาณ 2538 และ 2539 จะแสดงในตารางที่ 2.4 และ 2.7 ส่วนปริมาณพลังงานที่ใช้รวมในแต่ละปี จะแสดงในตารางที่ 2.5 และ 2.8

ปริมาณการใช้พลังงานรวมทั้งสิ้น ในปี 2538 มีการใช้ก๊าซธรรมชาติ 14,521.9462 ล้าน ลบ. ฟุต (15,590,890 ล้านกิโลจูล) ส่วนพลังงานไฟฟ้าและน้ำมันดีเซลมีปริมาณการใช้ 41.6413 ล้านกิโลวัตต์ ชั่วโมง (149,910 ล้านกิโลจูล) และ 3,077,443 ลิตร (118,188 ล้านกิโลจูล) โดยคิดเป็นอัตรา

ส่วน 98.31%, 0.95% และ 0.74% ตามลำดับ ดังตารางที่ 3.5โดยมีผลผลิตไฟฟ้าเท่ากับ 1,734.178 ล้านกิโลวัตต์ ชั่วโมง

ส่วนปริมาณการใช้เชื้อเพลิงในปี 2539 เป็นไปตามตารางที่ 2.7 ซึ่งมีปริมาณการใช้ใกล้เคียงกับปี งบประมาณ 2538 โดยมีปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติ ไฟฟ้า และน้ำมันดีเซล 19,619,227 ล้านกิโลจูล, 214,209 ล้านกิโลจูล, และ 159,595 ล้านกิโลจูล โดยมีอัตราส่วน 98.31%, 1.07%, และ 0.08% ตามลำดับ โดยมีผลผลิตกระแสไฟฟ้ารวมทั้งปี เท่ากับ 2,348.066 ล้านกิโลวัตต์ชั่วโมง ตามตารางที่ 2.8

จากการสำรวจการใช้พลังงานในการผลิตกระแสไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมพระนครใต้ ชุดที่ 1 จะเห็นได้ว่าพลังงานก๊าซธรรมชาติเป็นพลังงานชนิดที่มีการใช้เป็นจำนวนมากเป็นอันดับหนึ่ง โดยคิดเป็นร้อยละ 98 % ของพลังงานที่ใช้ทั้งหมด เมื่อเทียบกับพลังงานจากน้ำมันดีเซล และพลังงานไฟฟ้าที่ใช้ในกระบวนการผลิต

ตารางที่ 2.5 ปริมาณการใช้พลังงานรวมในกระบวนการผลิตไฟฟ้าในปี 2538 (โรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมชุดที่ 1)

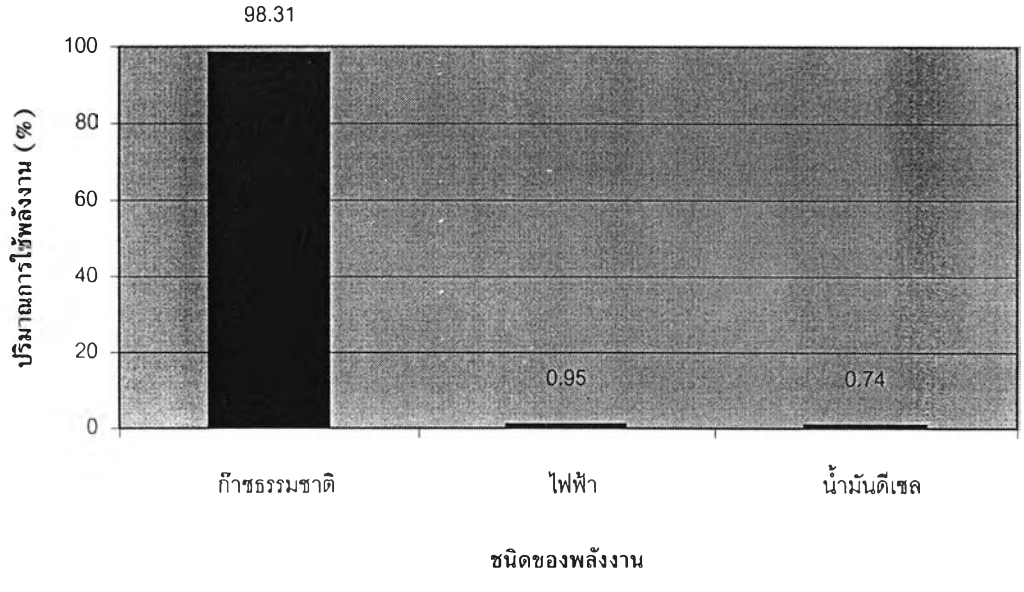
เดือน	ก๊าซธรรมชาติ			พลังงานไฟฟ้า			น้ำมันดีเซล			ผลผลิตไฟฟ้า		
	จำนวน (ล้านลูกบาศก์ฟุต)	พลังงาน (ล้านกิโลจูล)	มูลค่า (ล้านบาท)	จำนวน (ล้านกิโลวัตต์ - ชม.)	พลังงาน (ล้านกิโลจูล)	มูลค่า (ล้านบาท)	จำนวน (ลิตร)	พลังงาน (ล้านกิโลจูล)	มูลค่า (ล้านบาท)	ก๊าซธรรมชาติ (ล้านกิโลวัตต์-ชม.)	น้ำมันดีเซล (ล้านกิโลวัตต์-ชม.)	รวม (ล้านกิโลวัตต์-ชม.)
ต.ค.	758.5665	809,321	52.3752	2.7514	9,905	4.5074	-	-	-	84.258	-	84.258
พ.ย.	813.7397	872,034	56.4214	2.4342	8,763	3.9877	-	-	-	81.565	-	81.565
ธ.ค.	1,121.8962	1,194,879	77.3288	3.1056	11,180	5.0876	-	-	-	110.141	-	110.141
ม.ค.	819.9150	869,341	56.6472	2.3574	8,487	3.8619	60,996	2,343	0.4249	89.526	0.147	89.673
ก.พ.	638.7586	676,246	44.1599	2.2511	8,104	3.6878	4,087	157	0.0274	72.927	-	72.927
มี.ค.	920.8636	977,751	64.1148	3.3016	11,886	5.4087	3,800	146	0.0254	118.552	-	118.552
เม.ย.	1,622.0970	1,727,088	112.4662	4.4716	16,098	7.3254	3,800	146	0.0264	209.081	-	209.081
พ.ค.	1,718.3981	1,822,573	120.5784	4.8072	17,306	7.8752	-	-	-	225.952	-	225.952
มิ.ย.	1,766.9955	1,893,126	124.8848	3.5791	12,885	5.8633	29,885	1,148	0.1942	197.295	-	197.295
ก.ค.	1,269.0911	1,383,892	93.9218	2.1102	7,597	3.4569	-	-	-	122.342	-	122.342
ส.ค.	1,308.7297	1,436,907	97.5840	4.7623	17,144	7.8016	66,033	2,536	0.4291	179.112	2.512	181.624
ก.ย.	1,762.8952	1,927,656	130.9967	5.7096	20,555	9.3535	2,908,842	111,713	18.9017	240.768	-	240.768
รวม	14,521.946	15,590,814	1,031.4792	41.6413	149,910	68.2170	3,077,443	118,189	20.0291	1,731.519	2.659	1,734.178

หมายเหตุ 1 KWh. = 3,600 KJ.

ราคาค่าไฟฟ้า = 1.6382 บาท / KWh.

ตารางที่ 2.6 ปริมาณพลังงานที่ใช้ในการผลิตปี 2538

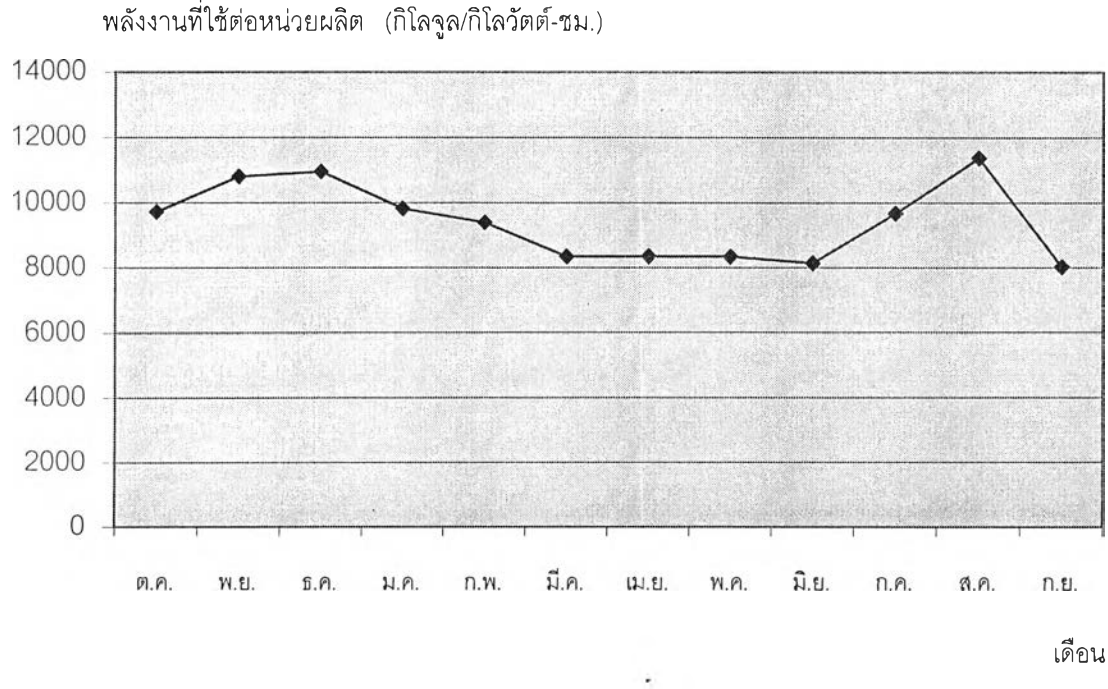
รายการใช้พลังงาน	จำนวน			มูลค่า	ราคา
	หน่วย	M.KJ. (GJ.)	%	(ล้านบาท)	(บาท/GJ.)
ก๊าซธรรมชาติ	14,521.9462 ล้าน ลบ.ฟุต	15,590,814	98.31	1,031.4132	66.16
ไฟฟ้า	41.6413 ล้าน KW h.	149,910	0.95	68.2170	455.05
น้ำมันดีเซล	3,077,443 ลิตร	118,118	0.74	20.0290	169.47



รูปที่ 2.10 ปริมาณการใช้พลังงานแต่ละชนิดในปี 2538

ตารางที่ 2.7 ปริมาณการใช้พลังงานรวมในกระบวนการผลิตในปี 2538

เดือน	ปริมาณพลังงานที่ใช้				ผลผลิตไฟฟ้า	พลังงานที่ใช้ต่อหน่วยผลิต
	ก๊าซธรรมชาติ (ล้านกิโลจูล)	ไฟฟ้า (ล้านกิโลจูล)	น้ำมันดีเซล (ล้านกิโลจูล)	รวม (ล้านกิโลจูล)	(ล้านกิโลวัตต์-ชม.)	(กิโลจูล/กิโลวัตต์-ชม.)
ต.ค.	809,321	9,905	-	819,226	84.258	9,722.828
พ.ย.	872,034	8,763	-	880,797	81.565	10,798.713
ธ.ค.	1,194,879	11,180	-	1,206,059	110.141	10,950.137
ม.ค.	869,341	8,487	2,343	880,171	89.673	9,815.341
ก.พ.	676,246	8,104	157	684,507	72.927	9,386.194
มี.ค.	977,751	11,886	146	989,783	118.552	8,338.070
เม.ย.	1,727,088	16,098	146	1,743,332	209.081	8,348.936
พ.ค.	1,822,573	17,306	-	1,839,879	225.952	8,338.070
มิ.ย.	1,893,126	12,885	1,148	1,907,159	197.295	8,142.787
ก.ค.	1,383,892	7,597	-	1,391,489	122.342	9,666.535
ส.ค.	1,436,907	17,144	2,536	1,456,587	181.624	11,373.746
ก.ย.	1,927,656	20,555	111,713	2,059,924	240.768	8,019.749
รวม	15,590,814	149,910	118,189	15,858,913	1,734.178	9,144.916



รูปที่ 2.11 แสดงพลังงานที่ใช้ต่อหน่วยผลิตแต่ละเดือนในปี 2538

ตารางที่ 2.8 ปริมาณการใช้พลังงานรวมในกระบวนการผลิตไฟฟ้าในปี 2539 (โรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมชุดที่ 1)

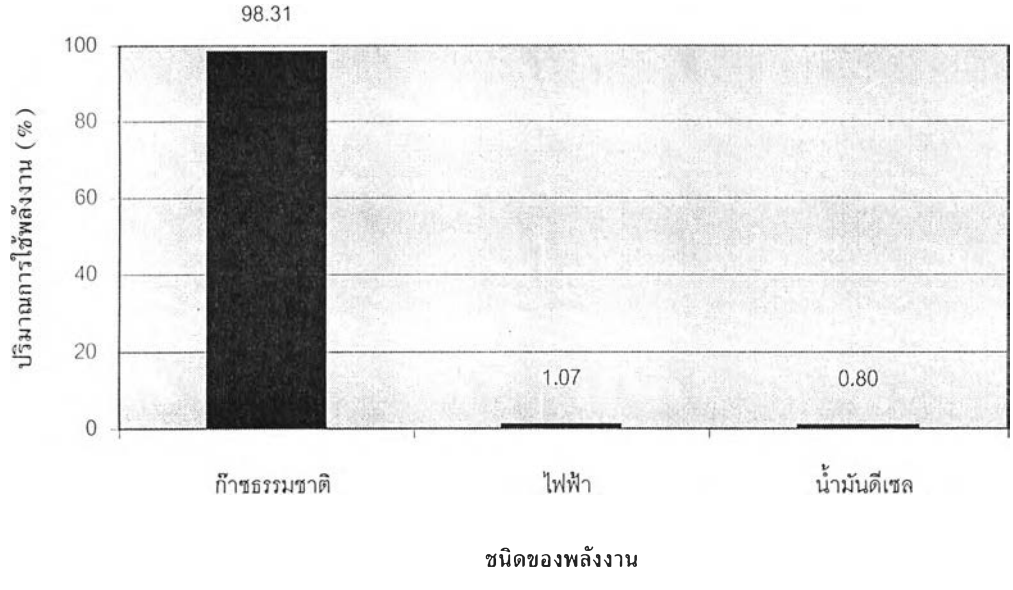
เดือน	ก๊าซธรรมชาติ			พลังงานไฟฟ้า			น้ำมันดีเซล			ผลผลิตไฟฟ้า		
	จำนวน (ล้านลูกบาศก์ฟุต)	พลังงาน (ล้านกิโลจูล)	มูลค่า (ล้านบาท)	จำนวน (ล้านกิโลวัตต์ - ชม.)	พลังงาน (ล้านกิโลจูล)	มูลค่า (ล้านบาท)	จำนวน (ลิตร)	พลังงาน (ล้านกิโลจูล)	มูลค่า (ล้านบาท)	ก๊าซธรรมชาติ (ล้านกิโลวัตต์-ชม.)	น้ำมันดีเซล (ล้านกิโลวัตต์-ชม.)	รวม (ล้านกิโลวัตต์-ชม.)
ต.ค.	1,738.3536	1,878,725	130.1969	5.6620	20,383	9.5717	242,476	9,317	1.6576	230.945	0.761	231.706
พ.ย.	1,514.2461	1,620,213	110.9120	5.1639	18,590	8.7297	-	-	-	200.935	-	200.935
ธ.ค.	1,050.9055	1,119,365	76.2099	4.3269	15,577	7.3147	1,196	46	0.0082	136.213	-	136.213
ม.ค.	1,419.8948	1,511,579	104.5537	5.0521	18,188	8.5407	-	-	-	187.836	-	187.836
ก.พ.	1,298.3360	1,382,424	95.9383	4.6688	16,808	7.8927	87,290	3,370	0.5971	167.864	0.169	168.033
มี.ค.	1,568.9671	1,711,949	118.5483	5.3991	19,437	9.1273	-	-	-	208.898	-	208.898
เม.ย.	1,754.4462	1,883,712	135.8321	5.6702	20,413	9.5856	9,317	360	0.0656	235.689	0.013	235.702
พ.ค.	1,892.4044	1,974,386	141.7531	5.9320	21,356	10.0281	22,207	857	0.1564	243.083	0.057	243.140
มิ.ย.	1,331.1798	1,379,103	100.2684	4.7140	16,970	7.9691	1,525,965	58,912	10.7478	172.863	3.643	176.506
ก.ค.	1,901.1146	1,958,629	146.2309	5.8639	21,110	9.913	11,708	452	0.0848	247.571	0.034	247.605
ส.ค.	1,427.2804	1,502,209	112.3213	2.6842	9,663	4.5377	2,101,989	81,151	15.2249	121.347	5.747	127.094
ก.ย.	1,578.5000	1,674,377	124.0946	4.3649	15,714	7.3789	134,342	5,131	1.0450	184.004	0.394	184.398
รวม	18,475.629	19,596,671	1,396.8595	59.5020	214,209	100.5892	4,136,490	159,596	29.5874	2,337.248	10.818	2,348.066

หมายเหตุ 1 KWh. = 3,600 KJ.

ราคาค่าไฟฟ้า = 1.6382 บาท / KWh.

ตารางที่ 2.9 ปริมาณพลังงานที่ใช้ในการผลิตปี 2539

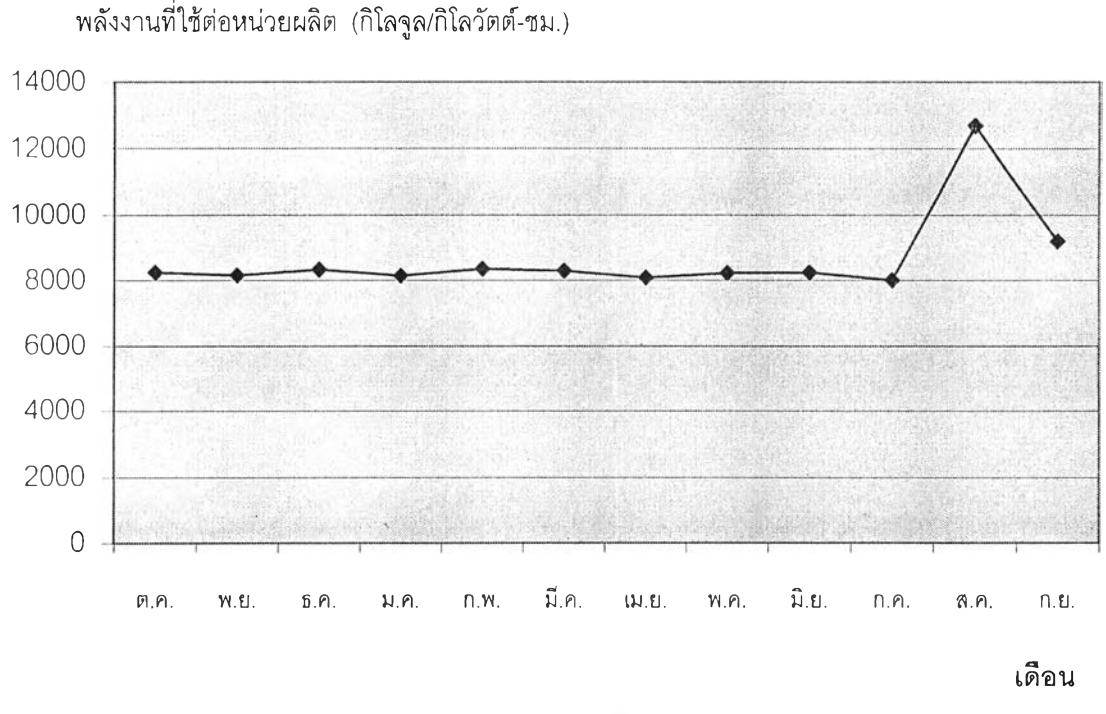
รายการใช้พลังงาน	จำนวน			มูลค่า	ราคา
	หน่วย	M.KJ. (GJ.)	%	(ล้านบาท)	(บาท/GJ.)
ก๊าซธรรมชาติ	18,475.6287 ล้าน ลบ.ฟุต	19,600,224	98.31	1,396.8594	71.27
ไฟฟ้า	59.5020 ล้าน KW h.	214,209	1.07	100.5892	469.58
น้ำมันดีเซล	4,136,490 ลิตร	159,595	0.80	29.5874	185.39



รูปที่ 2.12 ปริมาณการใช้พลังงานแต่ละชนิดในปี 2539

ตารางที่ 2.10 ปริมาณการใช้พลังงานรวมในกระบวนการผลิตในปี 2539

เดือน	ปริมาณพลังงานที่ใช้				ผลผลิตไฟฟ้า	พลังงานที่ใช้
	ก๊าซธรรมชาติ (ล้านกิโลจูล)	ไฟฟ้า (ล้านกิโลจูล)	น้ำมันดีเซล (ล้านกิโลจูล)	รวม (ล้านกิโลจูล)	(ล้านกิโลวัตต์-ชม.)	ต่อหน่วยผลิต (กิโลจูล/กิโลวัตต์-ชม.)
ต.ค.	1,878,725	20,383	9,317	1,908,425	231.706	8,236.407
พ.ย.	1,620,213	18,590	-	1,638,803	200.935	8,155.866
ธ.ค.	1,119,365	15,577	46	1,134,988	136.213	8,332.450
ม.ค.	1,511,579	18,188	-	1,529,767	187.836	8,144.163
ก.พ.	1,382,424	16,808	3,370	1,402,602	168.033	8,347.182
มี.ค.	1,711,949	19,437	-	1,731,386	208.898	8,288.188
เม.ย.	1,883,712	20,413	360	1,904,485	235.702	8,080.054
พ.ค.	1,974,386	24,356	857	1,999,599	293.14	8,224.064
มิ.ย.	1,379,103	16,970	58,912	1,454,985	176.506	8,243.261
ก.ค.	1,958,629	21,110	452	1,980,191	247.605	7,997.379
ส.ค.	1,502,209	9,663	81,151	1,593,023	127.094	12,534.211
ก.ย.	1,674,377	15,714	5,131	1,695,222	184.398	9,193.278
รวม	19,596,671	217,209	159,596	19,973,476	2,348.066	8,506.352



รูปที่ 2.13 แสดงพลังงานที่ใช้ต่อหน่วยผลิตแต่ละเดือนในปี 2539

ตารางที่ 2.11 การใช้พลังงานไฟฟ้าในระบบแสงสว่าง

ชนิดหลอด	ขนาด (วัตต์)	จำนวน (หลอด)	โหลดรวม (วัตต์)
1. ฟลูออเรสเซนต์	40	1782	71,280
2. หลอดไอโซเดียมความดันสูง	70	246	17,220
3. หลอดไอโซเดียมความดันสูง	400	60	2,400
รวม		2,088	90,900

ตารางที่ 2.12 การใช้พลังงานไฟฟ้าในอุปกรณ์ต่าง ๆ ของโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ

เครื่องจักร	จำนวนมอเตอร์	ขนาดแรงม้า	กิโลวัตต์	กิโลวัตต์รวม
1. Starting motor	2	1250	932.50	1,865.00
2. Fuel Gas Compressor	4	670	500.00	2,000.00
3. Cooling Water Pump Motor	2	100	74.60	149.20
4. Turb. Shell & Exhaust Flame Blower Motor	4	100	74.60	298.40
5. Auxiliary Lube Oil Pump Motor	4	100	74.60	298.40
6. Water Injection Pump Motor	2	75	55.95	111.90
7. Cooling Water Fan motor	8	25	18.65	149.20
8. Fuel Forwording Pump Motor	4	40	29.80	119.20
9. Starting Atomizing air Compressor Motor	2	20	14.92	29.84
10. Cooling Air Fan Motor (Turbine Compartment)	2	20	14.92	29.84
11. Turbing / Compressor Wash Water Pump Motor	1	20	14.92	14.92
12. Hydraulic Supply Pump Motor	2	10	7.46	14.92
13. Emergency Lube Oil Pump Motor	2	10	7.46	14.92
14. Lube Oil Mist. Superator Motor	2	10	7.46	14.92
รวม				5,110.66

ตาราง 2.13 การใช้พลังงานไฟฟ้าในอุปกรณ์ต่าง ๆ ของไฟฟ้ากังหันไอน้ำ

เครื่องจักร	จำนวนมอเตอร์	ขนาดแรงม้า	กิโลวัตต์	กิโลวัตต์รวม
1. Circulating Water Pump Motor	3	1,219	910.00	2,730.00
2. High Pressure Boiler Feed Pump	3	1,025	772.11	2,316.33
3. Condensate Pump	3	160	119.36	358.08
4. Fire water Pump	1	150	111.90	111.90
5. Low Pressure Boiler Feed pump	3	145	108.17	324.51
6. Closed Cycle Cooling Water Pump	3	100	74.60	223.80
7. High Pressure Circulating Pump	4	100	74.60	298.40
8. Station Air Compressor	3	75	55.90	167.70
9. Condensing Air Exhauster	3	40	29.84	89.52
10. Survice Water Pump	1	40	29.84	29.84
11. Condensate Transfer Pump	1	30	22.38	22.38
12. Seal Air Fan	4	15	11.19	44.76
13. Travelling Water Screen Wash pump	3	15	11.19	33.57
14. Low Pressure Circulating Pump	4	10	7.50	30.00
รวม				6,780.79