# การทำยูนิตคอมมิตเมนต์ในระบบไฟฟ้ากำลังขนาดใหญ่

นาย กมล พงศ์ธาดาพร

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า
คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
ปีการศึกษา 2543
ISBN 974-346-379-8
ลิขสิทธิ์ของจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

# UNIT COMMITMENT IN A LARGE SCALE POWER SYSTEM

Mr. Kamol Phongthadaporn

A Thesis Submitted in Partial Fulfillment of the Requirements

for the Degree of Master of Engineering in Electrical Engineering

Department of Electrical Engineering

Faculty of Engineering

Chulalongkorn University

Academic Year 2000

ISBN 974-346-379-8

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

| | |
|---|---|
| หัวข้อวิทยานิพนธ์ | การทำยูนิตคอมมิตเมนต์ในระบบไฟฟ้ากำลังขนาดใหญ่ |
| โดย | นาย กมล พงศ์ธาดาพร |
| ภาควิชา | วิศวกรรมไฟฟ้า |
| อาจารย์ที่ปรึกษา | รองศาสตราจารย์ ดร. บัณฑิต เอื้ออาภรณ์ |

---

คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย อนุมัติให้นับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญามหาบัณฑิต

.....คณบดีคณะวิศวกรรมศาสตร์
(ศาสตราจารย์ ดร. สมศักดิ์ ปัญญาแก้ว)

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

.....ประธานกรรมการ
( ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ประสิทธิ์ พิทยพัฒน์)

.....อาจารย์ที่ปรึกษา
( รองศาสตราจารย์ ดร. บัณฑิต เอื้ออาภรณ์)

.....กรรมการ
(รองศาสตราจารย์ ดร. สุขุมวิทย์ ภูมิวุฒิสาร)

.....กรรมการ
(อาจารย์ไชยะ แช่มช้อย)

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

กมล พงศ์ธาดาพร : การทำยูนิตคอมมิตเมนต์ในระบบไฟฟ้ากำลังขนาดใหญ่
(UNIT COMMITMENT IN A LARGE SCALE POWER SYSTEM)
อ. ที่ปรึกษา : รศ. ดร. บัณฑิต เอื้ออาภรณ์ , 138 หน้า. ISBN 974-346-379-8

วิทยานิพนธ์นี้นำเสนอวิธีการทำยูนิตคอมมิตเมนต์ในระบบไฟฟ้ากำลังขนาดใหญ่ที่ประกอบด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อนซึ่งมีเงื่อนไขปริมาณการใช้เชื้อเพลิงและเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบสูบกลับที่มีขีดจำกัดของขนาดอ่างเก็บน้ำ วิธีที่นำเสนอนี้จะเริ่มจากการจัดการปัญหาในส่วนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำโดยให้ทำการตัดโหลดที่มีค่าสูงออกไปทำให้โหลดที่เหลือในแต่ละช่วงเวลามีค่าใกล้เคียงกันมากยิ่งขึ้น จากนั้นจึงทำยูนิตคอมมิตเมนต์เครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อนสลับกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบสูบกลับจนกระทั่งได้ผลตอบที่มีต้นทุนการผลิตต่ำที่สุด ผลการทดสอบกับระบบจริงของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยพบว่า วิธีที่นำเสนอให้ผลการคำนวณในเวลาที่รวดเร็วและผลตอบที่น่าพอใจ

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ภาควิชา ..... วิศวกรรมไฟฟ้า..... ลายมือชื่อนิสิต.....
สาขาวิชา ..... วิศวกรรมไฟฟ้า..... ลายมือชื่ออาจารย์ที่ปรึกษา .....
ปีการศึกษา 2543

# # 417-02067-21 : MAJOR ELECTRICAL ENGINEERING

KEY WORD : UNIT COMMITMENT / FUEL - CONSTRAINED / HYDRO UNIT / PUMPED-STORAGE UNIT

KAMOL PHONGTHADAPORN : UNIT COMMITMENT IN A LARGE SCALE POWER SYSTEM. THESIS ADVISOR : ASSOC. PROF. BUNDHIT EUA-ARPORN, Ph.D

138 pp. ISBN 974-346-379-8

This thesis presents a unit commitment method developed for a large scale power system comprising hydro, fuel constrained thermal and, pond level constrained pumped storage units. With the proposed method, peak loads will be firstly shaved to smooth the hourly load curve by hydro units. Then the rest of the load will be supplied by thermal and pumped storage units, of which the scheduling will be done by an iterative process. Test results based on an actual generating system of the Electricity Generating Authority of Thailand show that the developed method is effective in both the computational time and production cost aspects.

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

Department Electrical Engineering Student's signature .

Field of study Electrical Engineering Advisor's signature .

Academic year 2543.

**กิตติกรรมประกาศ**

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดีเนื่องจากได้รับความช่วยเหลืออย่างดียิ่งจากรองศาสตราจารย์ ดร.บัณฑิต เอื้ออาภรณ์ อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ ซึ่งได้กรุณาให้คำแนะนำและข้อคิดเห็นต่าง ๆ ที่เป็นประโยชน์อย่างยิ่งต่อการทำวิทยานิพนธ์ด้วยดีมาตลอด รวมทั้งได้กรุณาตรวจสอบและแก้ไขเนื้อหาจนสำเร็จเรียบร้อย และขอขอบพระคุณคณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ ซึ่งประกอบด้วย ผู้ช่วยศาสตราจารย์ประสิทธิ์ พิทยพัฒน์ อาจารย์ไชยะ แช่มช้อย และ รองศาสตราจารย์สุขุมวิทย์ ภูมิวุฒิสาร ที่ได้เสียสละเวลาตรวจสอบแก้ไขและให้คำแนะนำในการทำวิทยานิพนธ์จนสำเร็จลุล่วงด้วยดี นอกจากนี้ต้องขอขอบพระคุณ คุณวฤต รัตนชื่น และคุณสุทธิศักดิ์ หิรัญญะชาติธาดา จากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ที่ให้ข้อมูลระบบไฟฟ้าในประเทศไทยซึ่งเป็นประโยชน์ต่อการทำงานอย่างมาก

ท้ายนี้ ผู้วิจัยใคร่ขอกราบขอบพระคุณ มารดา ที่ให้กำลังใจตลอดมา บิดาผู้ล่วงลับที่ให้โอกาสในการศึกษา ตลอดจนเพื่อน ๆ พี่ น้อง ทุก ๆ คนที่อยู่เบื้องหลังในความสำเร็จของวิทยานิพนธ์ฉบับนี้

นาย กมล พงศ์ธาดาพร

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

# สารบัญ


หน้า

บทคัดย่อภาษาไทย ..... ง

บทคัดย่อภาษาอังกฤษ ..... จ

กิตติกรรมประกาศ ..... ฉ

สารบัญ ..... ช

สารบัญตาราง ..... ญ

สารบัญภาพ ..... ฐ

บทที่

1 บทนำ..... 1

1.1 หลักการและเหตุผล..... 1

1.2 วัตถุประสงค์..... 2

1.3 ขอบเขตในการทำวิทยานิพนธ์..... 2

1.4 ขั้นตอนการศึกษาและวิธีดำเนินงาน..... 3

1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์..... 3

1.6 เนื้อหาของวิทยานิพนธ์..... 3

2 การทำยูนิตคอมมิตเมนต์..... 5

2.1 การวางแผนการผลิตไฟฟ้า..... 5

2.2 ประเภทของโรงไฟฟ้า..... 7

2.2.1 โรงไฟฟ้าพลังความร้อน..... 7

2.2.2 โรงไฟฟ้าพลังน้ำ..... 7

2.3 การทำยูนิตคอมมิตเมนต์ด้วยวิธีต่าง ๆ..... 8

2.3.1 วิธีเรียงตามลำดับ..... 8

2.3.2 วิธีโปรแกรมเชิงพลวัตร..... 9

2.3.3 วิธีรีแลกเซชันแบบลากรองจ์..... 11

3 การจ่ายโหลดอย่างประหยัด..... 15

3.1 วิธีการจ่ายโหลดอย่างประหยัด..... 15

3.2 การจ่ายโหลดอย่างประหยัดโดยพิจารณาถึงเงื่อนไขกำลังผลิตสำรอง..... 17

3.3 การจ่ายโหลดอย่างประหยัดโดยพิจารณาเงื่อนไขเชื้อเพลิง..... 23

# สารบัญ (ต่อ)


| บทที่ | | หน้า |
|---|---|---|
| 4 | การทำยูนิตคอมมิตเมนต์ที่คำนึงถึงเงื่อนไขการใช้เชื้อเพลิงและขีดจำกัดปริมาณในอ่างเก็บของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบสูบกลับ | 27 |
| | 4.1 การกำหนดปัญหา | 27 |
| | 4.1.1 นิยามตัวแปร | 27 |
| | 4.1.2 ฟังก์ชันเป้าหมาย | 28 |
| | 4.1.3 เงื่อนไข | 29 |
| | 4.2 หลักการวิเคราะห์ | 30 |
| | 4.2.1 การทำยูนิตคอมมิตเมนต์เมื่อมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำ | 32 |
| | 4.2.2 การทำยูนิตคอมมิตเมนต์เครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อนที่มีเงื่อนไขด้านเชื้อเพลิง | 33 |
| | 4.2.3 การทำยูนิตคอมมิตเมนต์ให้กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบสูบกลับ | 34 |
| | 4.3 สรุปการทำยูนิตคอมมิตเมนต์ในระบบไฟฟ้ากำลังขนาดใหญ่ | 35 |
| 5 | การทำยูนิตคอมมิตเมนต์เครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำ | 37 |
| | 5.1 ภาพรวมของการทำยูนิตคอมมิตเมนต์เครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำ | 37 |
| | 5.2 การทำยูนิตคอมมิตเมนต์เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่อง | 38 |
| | 5.3 การปรับกำลังผลิต | 42 |
| | 5.3.1 การเพิ่มกำลังผลิต | 42 |
| | 5.3.2 การลดกำลังผลิต | 44 |
| 6 | การทำยูนิตคอมมิตเมนต์เครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อน | 49 |
| | 6.1 การเรียงลำดับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแนวทางใหม่ | 49 |
| | 6.1.1 Commitment utilization factor | 49 |
| | 6.1.2 การหาแนวโน้มการเดินเครื่อง | 50 |
| | 6.1.3 การใช้ CUF ร่วมกับ AFLC เพื่อจัดลำดับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า | 53 |
| | 6.1.4 การปรับปรุงการเรียงลำดับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพิ่มเติม | 55 |
| | 6.2 การทำยูนิตคอมมิตเมนต์ที่มีเงื่อนไขด้านเชื้อเพลิง | 58 |
| | 6.2.1 ลักษณะทั่วไป | 59 |
| | 6.2.2 กระบวนการคอมมิตเมนต์ตามลำดับ | 60 |
| | 6.2.3 กระบวนการปรับพารามิเตอร์ | 65 |

# สารบัญ (ต่อ)


| บทที่ | หน้า |
|---|---|
| 7 การทำยูนิตคอมมิตเมนต์เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบสูบกลับ | 68 |
| 7.1 กำหนดปัญหา | 68 |
| 7.2 การกำหนดให้ปล่อยน้ำหรือสูบน้ำเพียงอย่างเดียว | 70 |
| 7.2.1 ปล่อยน้ำเพียงอย่างเดียว | 70 |
| 7.2.2 สูบน้ำกลับเพียงอย่างเดียว | 71 |
| 7.3 การกำหนดให้ปล่อยน้ำหรือสูบน้ำเพิ่ม | 72 |
| 7.4 การปรับให้กำลังผลิตอยู่ในขีดจำกัด | 74 |
| 7.5 การปรับให้ระดับน้ำในอ่างเก็บอยู่ในขีดจำกัด | 75 |
| 8 ตัวอย่าง ผลการคำนวณและการวิเคราะห์ | 78 |
| 8.1 ระบบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อน17เครื่อง | 78 |
| 8.1.1 ผลการคำนวณ | 78 |
| 8.1.2 วิเคราะห์ผล | 79 |
| 8.2 ระบบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อน110 เครื่องซึ่งไม่มีเงื่อนไขเชื้อเพลิง | 79 |
| 8.2.1 ระบบทดสอบ | 80 |
| 8.2.2 ผลการคำนวณ | 80 |
| 8.2.3 วิเคราะห์ผล | 80 |
| 8.3 ระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย | 81 |
| 8.3.1 รายละเอียดของระบบ | 81 |
| 8.3.2 ผลการคำนวณ | 84 |
| 8.3.3 วิเคราะห์ผล | 95 |
| 9 สรุปผลการวิจัย และข้อเสนอแนะ | 96 |
| รายการอ้างอิง | 98 |
| ภาคผนวก | 100 |
| ก ระบบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อน 17 เครื่อง | 101 |
| ข ระบบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อน 110 เครื่อง | 104 |
| ค ระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตฯ | 112 |
| ประวัติผู้เขียน | 138 |

# สารบัญตาราง

ตารางที่ หน้า


8.1 ต้นทุนในแต่ละรอบของระบบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อน 17 เครื่อง..... 78

8.2 กำลังผลิตรวมแยกตามประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้าวันที่ 4 มีนาคม 2543 จากวิธีที่นำเสนอ..... 85

8.3 กำลังผลิตรวมแยกตามประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้าวันที่ 26 มีนาคม 2543 จากวิธีที่นำเสนอ..... 86

8.4 กำลังผลิตรวมแยกตามประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้าวันที่ 3 เมษายน 2543 จากวิธีที่นำเสนอ..... 87

8.5 กำลังผลิตรวมแยกตามประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้าวันที่ 14 เมษายน 2543 จากวิธีที่นำเสนอ..... 88

8.6 กำลังผลิตรวมแยกตามประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้าวันที่ 4 มีนาคม 2543 จากการวางแผนของการไฟฟ้าฝ่ายผลิต..... 89

8.7 กำลังผลิตรวมแยกตามประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้าวันที่ 26 มีนาคม 2543 จากการวางแผนของการไฟฟ้าฝ่ายผลิต..... 90

8.8 กำลังผลิตรวมแยกตามประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้าวันที่ 3 เมษายน 2543 จากการวางแผนของการไฟฟ้าฝ่ายผลิต..... 91

8.9 กำลังผลิตรวมแยกตามประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้าวันที่ 14 เมษายน 2543 จากการวางแผนของการไฟฟ้าฝ่ายผลิต..... 92

8.10 ต้นทุนแยกตามการใช้เชื้อเพลิงวันที่ 4 มีนาคม 2543 จากวิธีที่นำเสนอ..... 93

8.11 ต้นทุนแยกตามการใช้เชื้อเพลิงวันที่ 4 มีนาคม 2543 จากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตฯ..... 93

8.12 ต้นทุนแยกตามการใช้เชื้อเพลิงวันที่ 26 มีนาคม 2543 จากวิธีที่นำเสนอ..... 93

8.13 ต้นทุนแยกตามการใช้เชื้อเพลิงวันที่ 26 มีนาคม 2543 จากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตฯ..... 93

8.14 ต้นทุนแยกตามการใช้เชื้อเพลิงวันที่ 3 เมษายน 2543 จากวิธีที่นำเสนอ..... 94

8.15 ต้นทุนแยกตามการใช้เชื้อเพลิงวันที่ 3 เมษายน 2543 จากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตฯ..... 94

8.16 ต้นทุนแยกตามการใช้เชื้อเพลิงวันที่ 14 เมษายน 2543 จากวิธีที่นำเสนอ..... 94

8.17 ต้นทุนแยกตามการใช้เชื้อเพลิงวันที่ 14 เมษายน 2543 จากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตฯ..... 94

8.18 เปรียบเทียบต้นทุนการผลิตรวมและเวลาที่ใช้ในการคำนวณ..... 95

ก1 ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของระบบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อน 17 เครื่อง..... 101

## สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางที่ หน้า

ก2 โหลดและกำลังผลิตสำรองของระบบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อน 17 เครื่อง.. 102
ก3 ปริมาณการจ่ายโหลดของระบบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อน 17 เครื่อง..... 102
ก4 ต้นทุนการผลิตและปริมาณการใช้ก๊าซของระบบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อน 17 เครื่อง..... 103
ข1 ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของระบบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อน 110 เครื่อง.. 104
ข2 โหลดและกำลังผลิตสำรองของระบบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อน 110 เครื่อง. 107
ข3 ปริมาณการจ่ายโหลดของระบบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อน 110 เครื่อง..... 107
ข4 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าของระบบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อน 110 เครื่อง..... 110
ค1 ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อนเฉพาะส่วนที่ไม่เปลี่ยนแปลงตามวันของระบบการไฟฟ้า ฯ ..... 113
ค2-1 ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อนเฉพาะส่วนที่เปลี่ยนแปลงตามวันของระบบการไฟฟ้า ฯ..... 114
ค2-2 ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อนเฉพาะส่วนที่เปลี่ยนแปลงตามวันของระบบการไฟฟ้า ฯ..... 116
ค3 ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำของระบบการไฟฟ้า ฯ..... 118
ค4 ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบสูบกลับของระบบการไฟฟ้า ฯ..... 119
ค5 โหลดและกำลังผลิตสำรองของระบบของการการไฟฟ้าฯ..... 119
ค6-1 ปริมาณการจ่ายโหลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อนวันที่ 4 มีนาคม 2543..... 120
ค6-2 ปริมาณการจ่ายโหลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำวันที่ 4 มีนาคม 2543..... 121
ค6-3 ปริมาณการจ่ายโหลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบสูบกลับวันที่ 4 มีนาคม 2543..... 122
ค6-4 ปริมาณการใช้ก๊าซที่มีเงื่อนไขและต้นทุนจากเครื่องพลังความร้อนวันที่ 4 มีนาคม 2543..... 122
ค7-1 ปริมาณการจ่ายโหลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อนวันที่ 26 มีนาคม 2543..... 124
ค7-2 ปริมาณการจ่ายโหลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำวันที่ 26 มีนาคม 2543..... 126
ค7-3 ปริมาณการจ่ายโหลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบสูบกลับวันที่ 26 มีนาคม 2543..... 127
ค7-4 ปริมาณการใช้ก๊าซที่มีเงื่อนไขและต้นทุนจากเครื่องพลังความร้อนวันที่ 26 มีนาคม 2543..... 127

# สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางที่ หน้า

ค8-1 ปริมาณการจ่ายโหลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อนวันที่ 3 เมษายน 2543..... 128
ค8-2 ปริมาณการจ่ายโหลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำวันที่ 3 เมษายน 2543..... 130
ค8-3 ปริมาณการจ่ายโหลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบสูบกลับวันที่ 3 เมษายน 2543..... 131
ค8-4 ปริมาณการใช้ก๊าซที่มีเงื่อนไขและต้นทุนจากเครื่องพลังความร้อน
วันที่ 3 เมษายน 2543..... 131
ค9-1 ปริมาณการจ่ายโหลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อนวันที่ 14 เมษายน 2543.... 133
ค9-2 ปริมาณการจ่ายโหลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำวันที่ 14 เมษายน 2543..... 134
ค9-3 ปริมาณการจ่ายโหลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบสูบกลับวันที่ 14 เมษายน 2543..... 135
ค9-4 ปริมาณการใช้ก๊าซที่มีเงื่อนไขและต้นทุนจากเครื่องพลังความร้อน
วันที่ 14 เมษายน 2543..... 136

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

# สารบัญภาพ


| รูปที่ | | หน้า |
|---|---|---|
| 3.1 | การประมาณค่าความผิดพลาดเป็นเชิงเส้น | 17 |
| 3.2 | ขั้นตอนการคำนวณการจัดสรรกำลังการผลิตแบบประหยัดด้วยวิธี Lamda iteration | 18 |
| 3.3 | ความสัมพันธ์ระหว่างกำลังที่ผลิตและกำลังผลิตสำรองของเครื่องที่ i | 19 |
| 3.4 | การจ่ายโหลดอย่างประหยัดโดยคำนึงถึงเงื่อนไขกำลังผลิตสำรอง | 22 |
| 3.5 | การจ่ายโหลดอย่างประหยัดโดยคำนึงถึงเงื่อนไขการใช้เชื้อเพลิงและกำลังผลิตสำรอง | 26 |
| 4.1 | การตัดโหลดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำ | 33 |
| 5.1 | การทำยูนิตคอมมิตเมนต์เครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำ | 38 |
| 5.2 | ฟังก์ชันย่อยที่ทำหน้าที่ตัดโหลดโดยเครื่องพลังน้ำ | 41 |
| 5.3 | ขั้นตอนการเพิ่มกำลังผลิต | 44 |
| 5.4 | ขั้นตอนการลดกำลังผลิต | 48 |
| 6.1 | การกำหนดสถานะในแต่ละชั่วโมงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า | 52 |
| 6.2 | ขั้นตอนการเรียงลำดับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแนวทางใหม่ | 57 |
| 7.1 | ความสัมพันธ์ระหว่าง P(t) กับ E(t) | 69 |
| 7.2 | ขั้นตอนการกำหนดให้ปล่อยน้ำและสูบน้ำเพิ่ม | 73 |
| 7.3 | ระดับน้ำในอ่างที่แต่ละเวลา | 75 |
| 7.4 | ผังการทำยูนิตคอมมิตเมนต์เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบสูบกลับ | 77 |
| 8.1 | กราฟต้นทุนการผลิตไฟฟ้าในแต่ละรอบ | 79 |
| 8.2 | กราฟกำลังผลิตรวมแยกตามประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้าวันที่ 4 มีนาคม 2543 จากวิธีที่นำเสนอ | 85 |
| 8.3 | กราฟกำลังผลิตรวมแยกตามประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้าวันที่ 26 มีนาคม 2543 จากวิธีที่นำเสนอ | 86 |
| 8.4 | กราฟกำลังผลิตรวมแยกตามประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้าวันที่ 3 เมษายน 2543 จากวิธีที่นำเสนอ | 87 |
| 8.5 | กราฟกำลังผลิตรวมแยกตามประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้าวันที่ 14 เมษายน 2543 จากวิธีที่นำเสนอ | 88 |
| 8.6 | กราฟกำลังผลิตรวมแยกตามประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้าวันที่ 4 มีนาคม 2543 จากการวางแผนของการไฟฟ้าฝ่ายผลิต | 89 |

## สารบัญภาพ(ต่อ)

รูปที่ หน้า

8.7 กราฟกำลังผลิตรวมแยกตามประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้าวันที่ 26 มีนาคม 2543 จากการวางแผนของการไฟฟ้าฝ่ายผลิต..... 90
8.8 กราฟกำลังผลิตรวมแยกตามประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้าวันที่ 3 เมษายน 2543 จากการวางแผนของการไฟฟ้าฝ่ายผลิต..... 91
8.9 กราฟกำลังผลิตรวมแยกตามประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้าวันที่ 14 เมษายน 2543 จากการวางแผนของการไฟฟ้าฝ่ายผลิต..... 92

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

# บทที่ 1

# บทนำ

## 1.1 หลักการและเหตุผล

โดยทั่วไปความต้องการพลังงานไฟฟ้าของผู้ใช้ในระบบไฟฟ้ากำลังมีการเปลี่ยนแปลงตลอดเวลา ขึ้นกับกิจกรรมต่าง ๆ ที่เกิดขึ้น ผู้ผลิตไฟฟ้าจึงต้องวางแผนการผลิตเพื่อให้มีกำลังไฟฟ้าเพียงพอกับความต้องการ วิธีที่ง่ายที่สุดในการวางแผนคือกำหนดให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าทุกตัวเดินเครื่องตลอดเวลา ด้วยวิธีการเช่นนี้หากกำลังผลิตติดตั้งสูงกว่าความต้องการใช้ไฟฟ้าก็รับประกันได้ว่าจะสามารถผลิตไฟฟ้าได้เพียงพอกับความต้องการ แต่ก็มีข้อเสียตรงที่ไม่ประหยัด เนื่องจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบางตัวมีต้นทุนสูงหากหยุดเดินเครื่องในเวลาที่โหลดมีค่าน้อย ๆ จะทำให้ลดต้นทุนการผลิตได้ จากเหตุผลดังกล่าวจะเห็นได้ว่าการวางแผนการผลิตไฟฟ้าให้เหมาะสมสามารถลดต้นทุนการผลิตลงได้และช่วยให้ใช้ทรัพยากรได้คุ้มค่ามากยิ่งขึ้น การวางแผนการผลิตไฟฟ้าดังกล่าว คือ การกำหนดแผนการเดินเครื่องอย่างเหมาะสม หรือ ยูนิตคอมมิตเมนต์ (Unit commitment)

ประเด็นปัญหาในการคำนวณยูนิตคอมมิตเมนต์นั้นสืบเนื่องมาจากเหตุผลที่ว่าเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบมีหลายประเภท ซึ่งแตกต่างกันทั้งในด้านต้นทุนการผลิตและข้อจำกัดการเดินเครื่อง อีกทั้งระยะเวลาในการนำเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้าสู่ระบบเพื่อผลิตไฟฟ้าจ่ายให้แก่ความต้องการที่เปลี่ยนแปลงไปในแต่ละช่วงเวลา รวมถึงความจำเป็นในการนำเครื่องกำเนิดไฟฟ้าออกจากระบบเพื่อการบำรุงรักษาตามกำหนดการ สาเหตุดังกล่าวทำให้การคำนวณยูนิตคอมมิตเมนต์เป็นวิธีการที่จำเป็นและมีความสำคัญในการปฏิบัติงานของระบบไฟฟ้ากำลังเพื่อให้สามารถผลิตและจ่ายไฟฟ้าแก่ผู้ใช้ได้อย่างต่อเนื่องโดยมีต้นทุนการผลิตต่ำที่สุด ระบบมีความเชื่อถือได้ตามเกณฑ์ที่กำหนด และมีการทำงานที่เป็นไปตามเงื่อนไข

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีอยู่ในระบบของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยสามารถแบ่งออกได้ 3 ประเภทหลัก ๆ คือ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อน (Thermal unit) เครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำ (Hydro unit) และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบสูบกลับ (Pumped storage unit) ซึ่งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบสูบกลับมีเงื่อนไขขีดจำกัดของระดับน้ำในอ่างเก็บด้วย สำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อนยังสามารถแบ่งออกตามเงื่อนไขการใช้เชื้อเพลิงได้เป็นสองประเภท คือประเภทที่มีเงื่อนไขปริมาณเชื้อเพลิงและประเภทที่ไม่มีเงื่อนไขปริมาณเชื้อเพลิง ประเภทที่มีเงื่อนไขด้านเชื้อเพลิงคือเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ปริมาณเชื้อเพลิงมีจำนวนจำกัด เช่น ปริมาณก๊าซธรรมชาติที่มีใช้ผลิตไฟฟ้าไฟฟ้าในแต่ละวัน เงื่อนไขเหล่านี้ต้องนำมาพิจารณาประกอบการทำยูนิตคอมมิตเมนต์ด้วย

ผลการติดตามงานวิจัยที่ผ่านมาพบว่าการแก้ปัญหายูนิตคอมมิตเมนต์ที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั้งสามประเภทโดยคำนึงถึงเงื่อนไขปริมาณเชื้อเพลิงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อนและเงื่อนไขขีดจำกัด

ระดับน้ำในอ่างเก็บของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบสูบกลับด้วยนั้น ยังไม่เคยมีใครทำมาก่อน S.K.Tong[1] พิจารณาระบบที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำและเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อนที่มีเงื่อนไขเชื้อเพลิงเท่านั้น สำหรับบทความวิจัยอื่น ๆ เช่น วิธีของ X.Guan[2] สามารถใช้กับระบบที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบสูบกลับมีเงื่อนไขขีดจำกัดระดับน้ำได้แต่ระบบนั้นต้องไม่มีเงื่อนไขเชื้อเพลิง ในขณะที่วิธีของ Aoki [3] สามารถใช้กับระบบที่มีเงื่อนไขเชื้อเพลิงได้แต่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบสูบกลับต้องไม่มีเงื่อนไขขีดจำกัดระดับน้ำ

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะนำเสนอวิธีทำยูนิตคอมมิตเมนต์ในระบบไฟฟ้ากำลังขนาดใหญ่ที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั้งสามประเภทโดยคำนึงถึงเงื่อนไขปริมาณเชื้อเพลิงและเงื่อนไขขีดจำกัดระดับน้ำของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบสูบกลับด้วย แต่เนื่องจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละประเภทมีลักษณะแตกต่างกัน เงื่อนไขในการผลิตก็ไม่เหมือนกัน การหาวิธีที่จะให้ได้คำตอบที่ดีที่สุด (Global solution) จึงเป็นเรื่องที่ยากและเสียเวลานาน จากเหตุผลดังกล่าวทำให้วิธีการทำยูนิตคอมมิตเมนต์ที่ดีไม่ควรใช้เวลานานเกินไป และให้คำตอบที่ดีพอสมควร[2,4]ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงเสนอวิธีทำยูนิตคอมมิตเมนต์ที่ให้คำตอบที่เหมาะสมและใช้เวลาไม่นานเกินไป

วิธีที่นำเสนอนี้จะทำยูนิตคอมมิตเมนต์ในส่วนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำก่อนโดยให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำตัดโหลดที่มีค่าสูงออกไปเพื่อให้โหลดที่เหลือมีลักษณะราบเรียบยิ่งขึ้น จากนั้นจึงทำยูนิตคอมมิตเมนต์เครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อนสลับกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบสูบกลับโดยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบสูบกลับจะใช้ต้นทุนการผลิตหน่วยสุดท้าย (Marginal cost) จากการแก้ปัญหาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อนมาเป็นตัวแปรสำหรับใช้ในการตัดสินใจ

## 1.2 วัตถุประสงค์

1.ศึกษาวิธีการทำยูนิตคอมมิตเมนต์ที่ใช้สำหรับระบบไฟฟ้ากำลังขนาดใหญ่ที่ประกอบด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อน และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบสูบกลับโดยพิจารณาถึงเงื่อนไขปริมาณเชื้อเพลิงของเครื่องพลังความร้อน และขีดจำกัดระดับน้ำของอ่างเก็บเพื่อการสูบกลับ

2.ออกแบบและพัฒนาโปรแกรมการทำยูนิตคอมมิตเมนต์ตามวิธีการที่คิดได้ นำโปรแกรมที่ได้ไปทดสอบกับระบบตัวอย่างเพื่อดูความสามารถและประสิทธิภาพของโปรแกรม

## 1.3 ขอบเขตในการทำวิทยานิพนธ์

ข้อกำหนดเบื้องต้นในการทำวิทยานิพนธ์ได้แก่

1.ไม่พิจารณาเงื่อนไขกำลังคน

2.ไม่พิจารณาเงื่อนไขด้านสิ่งแวดล้อม

3.ไม่คำนึงเงื่อนไขขีดจำกัดการส่งกำลังของสายส่ง

4.โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมซึ่งประกอบด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันก๊าซและเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังไอน้ำนั้นจะพิจารณารวมเป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องเดียว

5.เครื่องกำเนิดไฟฟ้าบางเครื่องที่สามารถใช้เชื้อเพลิงได้มากกว่าหนึ่งชนิดจะกำหนดให้ใช้เชื้อเพลิงได้เพียงชนิดเดียว

6.เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีอัตราการใช้เชื้อเพลิงเป็นรูปเว้าคว่ำ (Concave function) จะพิจารณาให้เป็นเส้นตรง

## 1.4 ขั้นตอนการศึกษาและวิธีดำเนินงาน

1.ศึกษาวิธีการทำยูนิตคอมมิตเมนต์ด้วยวิธีต่าง ๆ โดยค้นคว้าจากหนังสือและวารสารต่าง ๆ ที่มีความเกี่ยวข้องกับงานวิจัย

2.รวบรวมข้อมูลเกี่ยวกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและระบบที่จะใช้ทดสอบพร้อมทั้งเงื่อนไขที่เกี่ยวข้อง

3.ศึกษาการเขียนโปรแกรมคอมพิวเตอร์

4.ทำการออกแบบและพัฒนาโปรแกรมการทำยูนิตคอมมิตเมนต์ให้รองรับกับเงื่อนไขของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบ

5.ทดสอบความสามารถและประสิทธิภาพของโปรแกรม

6.วิเคราะห์และสรุปผลงานวิจัย

7.เรียบเรียงผลงานวิจัย พิมพ์ผลงาน และจัดเข้ารูปเล่มเพื่อทำการเสนอต่อคณะกรรมการต่อไป

## 1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์

1.โปรแกรมคอมพิวเตอร์สำหรับทำยูนิตคอมมิตเมนต์ในระบบไฟฟ้ากำลังขนาดใหญ่ที่ประกอบด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั้งสามประเภท โดยโปรแกรมนี้สามารถจัดการกับเงื่อนไขการใช้เชื้อเพลิง และเงื่อนไขขีดจำกัดของขนาดอ่างเก็บน้ำได้ด้วย

2.ใช้ผลจากงานวิจัยเป็นแนวทางพัฒนาการทำยูนิตคอมมิตเมนต์ในระบบไฟฟ้ากำลังขนาดใหญ่โดยเฉพาะอย่างยิ่งระบบของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตฯ

## 1.6 เนื้อหาของวิทยานิพนธ์

เนื้อหาของวิทยานิพนธ์ในแต่ละบทมีดังนี้

บทที่ 2 กล่าวถึงความรู้ทั่วไปในการทำยูนิตคอมมิตเมนต์ ได้แก่ การวางแผนการผลิตไฟฟ้า ประเภทของโรงไฟฟ้า และการทำยูนิตคอมมิตเมนต์ด้วยวิธีต่าง ๆ

บทที่ 3 กล่าวถึงการจ่ายโหลดอย่างประหยัด ได้แก่ ความหมายของการจ่ายโหลดอย่างประหยัด การจ่ายโหลดอย่างประหยัดโดยใช้วิธี Lamda iteration การจ่ายโหลดอย่างประหยัดโดยพิจารณาเงื่อนไขกำลังผลิตสำรอง(Spinning reserve constrained economic dispatch) และการจ่ายโหลดอย่างประหยัดโดยพิจารณาเงื่อนไขปริมาณเชื้อเพลิง (Fuel constrained economic dispatch)

บทที่ 4 กล่าวถึงภาพรวมของวิธีทำยูนิตคอมมิตเมนต์ที่นำเสนอในวิทยานิพนธ์ โดยในหัวข้อแรกจะทำการกำหนดปัญหาให้อยู่ในรูปของสมการเชิงคณิตศาสตร์ จากนั้นจึงกล่าวถึงหลักการทำยูนิตคอมมิตเมนต์เมื่อมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อนที่มีเงื่อนไขการใช้เชื้อเพลิง และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบสูบกลับ โดยจะกล่าวถึงอย่างคร่าว ๆ เพื่อให้เห็นลักษณะการทำงานโดยทั่วไป และสุดท้ายเป็นสรุปการทำยูนิตคอมมิตเมนต์ในระบบไฟฟ้ากำลังขนาดใหญ่

บทที่ 5 เสนอรายละเอียดของการทำยูนิตคอมมิตเมนต์ในส่วนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำ ซึ่งประกอบด้วย ภาพรวมในการทำยูนิตคอมมิตเมนต์เครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำ การทำยูนิตคอมมิตเมนต์เครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำแต่ละเครื่อง และการปรับกำลังผลิตให้ได้ปริมาณการปล่อยน้ำตามที่ต้องการ

บทที่ 6 กล่าวถึงการทำยูนิตคอมมิตเมนต์ในส่วนของเครื่องพลังความร้อนซึ่งสามารถแบ่งออกเป็น 2 ช่วงใหญ่ ๆ คือ การเรียงลำดับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแนวทางใหม่ (The new approach of priority list) และการทำยูนิตคอมมิตเมนต์เครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อนที่คำนึงถึงเงื่อนไขการใช้เชื้อเพลิง

บทที่ 7 เสนอวิธีทำยูนิตคอมมิตเมนต์เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบสูบกลับ โดยในขั้นแรกจะกล่าวถึงการกำหนดปัญหา จากนั้นจึงกล่าวถึงขั้นตอนการทำงานซึ่งประกอบด้วยการกำหนดให้ปล่อยน้ำหรือสูบน้ำเพียงอย่างเดียว การกำหนดให้ปล่อยน้ำหรือสูบน้ำเพิ่ม การปรับให้กำลังผลิตอยู่ในขีดจำกัด และการปรับระดับน้ำในอ่างเก็บให้อยู่ในขีดจำกัด

บทที่ 8 กล่าวถึงตัวอย่างผลการคำนวณ และการวิเคราะห์ของระบบไฟฟ้าที่นำมาศึกษาซึ่งระบบที่นำมาวิเคราะห์จะมีทั้งหมด 3 ระบบ คือ ระบบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อน 17 เครื่อง ระบบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อน 110 เครื่อง และสุดท้ายเป็นระบบของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยซึ่งประกอบด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั้งสามประเภท

บทที่ 9 เป็นบทสรุปผลการวิจัย และให้ข้อเสนอแนะสำหรับการพัฒนาต่อไปในอนาคต

# บทที่ 2

# การทำยูนิตคอมมิตเมนต์

ในบทนี้จะกล่าวถึงความรู้ทั่วไปที่เกี่ยวข้องกับการทำยูนิตคอมมิตเมนต์ซึ่งได้แก่ การวางแผนการผลิตไฟฟ้า ประเภทของโรงไฟฟ้า และการทำยูนิตคอมมิตเมนต์ในแบบต่าง ๆ

## 2.1 การวางแผนการผลิตไฟฟ้า[5]

โดยทั่วไปการวางแผนการผลิตไฟฟ้าสามารถแบ่งออกเป็น 2 ประเภทตามระยะเวลาได้ดังนี้คือ

1) การวางแผนพัฒนา

เป็นการกำหนดแผนงานเพื่อปรับปรุงและขยายระบบไฟฟ้า อาจมีการเพิ่มสายส่ง หรือก่อสร้างโรงไฟฟ้า ซึ่งเป็นแผนระยะยาว มีระยะเวลา 3 ปีถึง 5 ปีขึ้นไป

2) การวางแผนปฏิบัติการ (Operational planning)

อาจแบ่งตามกิจกรรมหลักได้ดังนี้

- แผนการผลิตและส่งจ่ายไฟฟ้า
- แผนการบำรุงรักษา
- แผนการใช้เชื้อเพลิง

สำหรับแผนการผลิตและจ่ายไฟฟ้าอาจแบ่งได้เป็น 3 แผนการ ดังต่อไปนี้

ก. แผนการผลิตและจ่ายไฟฟ้าระยะยาว (Long term planning)

เป็นแผนการสำหรับใช้ในช่วงระยะเวลาประมาณ 1 – 3 ปี

ข. แผนการผลิตและจ่ายไฟฟ้าระยะกลาง (Medium term planning)

เป็นแผนการสำหรับใช้ในช่วงระยะเวลาประมาณ 1 เดือน – 1 ปี

ค. แผนการผลิตและจ่ายไฟฟ้าระยะสั้น (Short term planning)

เป็นแผนการสำหรับใช้ในช่วงระยะเวลาประมาณ 1 วัน – 1 สัปดาห์ การวางแผนประเภทนี้ครอบคลุมถึงกระบวนการทำยูนิตคอมมิตเมนต์ซึ่งประกอบด้วยขบวนการตัดสินใจที่สำคัญ 2 ส่วน คือ

1) การกำหนดสถานะการปฏิบัติงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบ

เป็นการคำนวณหาว่าเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องใด ควรจะเดินเครื่อง (ON) หรือ หยุดเดินเครื่อง (OFF) ในช่วงคาบเวลาใด จึงจะทำให้มีกำลังผลิตในระบบเพียงพอกับความต้องการโดยมีต้นทุนการผลิตรวมต่ำที่สุด

2) การกำหนดค่ากำลังการจ่ายโหลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่อง

เป็นการคำนวณหาว่าเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ได้รับการกำหนดให้เดินเครื่องในแต่ละคาบเวลานั้นควรจะจ่ายโหลดปริมาณเท่าใดจึงจะเพียงพอกับความต้องการของระบบและ

ทำให้มีต้นทุนการผลิตรวมต่ำสุด ปัญหานี้เรียกกันทั่วไปว่าการจ่ายโหลดอย่างประหยัด (Economic Dispatch)

เนื่องจากการคำนวณหาค่าที่ต้องการของปัญหาทั้งสองมีลักษณะต่อเนื่องกัน ดังนั้นในการคำนวณจึงมักรวมปัญหาทั้งสองเข้าด้วยกันเป็นปัญหายูนิตคอมมิตเมนต์ ที่มีปัญหาการจ่ายโหลดอย่างประหยัดเป็นปัญหาย่อยภายใน

**ปัญหาที่เกี่ยวข้องกับการทำยูนิตคอมมิตเมนต์**

1) การทำนายโหลด (Load forecasting)

ข้อมูลโหลดที่ใช้ในการทำยูนิตคอมมิตเมนต์เป็นโหลดที่ได้จากการทำนายล่วงหน้า (Forecasted load) ซึ่งความผิดพลาดจากการพยากรณ์เป็นสิ่งที่หลีกเลี่ยงไม่ได้ ในกรณีที่ทำนายโหลดไว้ต่ำกว่าความเป็นจริงจะทำให้กำลังผลิตที่ได้รับการจัดสรรไว้ในระบบไม่เพียงพอกับความต้องการ ซึ่งอาจจะทำให้ต้องใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีต้นทุนการผลิตสูงมาใช้จ่ายโหลดเพิ่มเติมส่งผลให้ต้นทุนการผลิตรวมมีค่าสูงกว่าที่ควร แต่ถ้าหากทำนายโหลดมากเกินความเป็นจริงก็จะทำให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีต้นทุนสูงอาจได้รับการกำหนดให้เดินเครื่องโดยไม่จำเป็น ดังนั้นจึงอาจกล่าวได้ว่าการทำยูนิตคอมมิตเมนต์จะให้ประโยชน์ได้อย่างเต็มที่ก็ต่อเมื่อโหลดที่ได้จากการทำนายนั้นมีความแม่นยำในระดับที่ยอมรับได้เท่านั้น

2) กำลังผลิตสำรอง (Spinning reserve)

นอกจากความผิดพลาดในการทำนายโหลดแล้ว ปัญหาอีกอย่างหนึ่งที่เกี่ยวข้องกับการทำยูนิตคอมมิตเมนต์ คือ ความขัดข้องของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ต่อขนานอยู่กับระบบซึ่งอาจจะเกิดขึ้นโดยไม่มีทางรู้ล่วงหน้าได้ เหตุการณ์เหล่านี้เป็นเหตุการณ์ที่ไม่สามารถหลีกเลี่ยงได้ แต่ปัญหาอันเนื่องมาจากเหตุการณ์เหล่านี้สามารถป้องกันได้ โดยทั่วไปแล้วเราจะกำหนดให้กำลังการผลิตติดตั้งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ได้รับการกำหนดให้เดินเครื่องมีค่ามากกว่าปริมาณโหลดที่ทำนายไว้ โดยความสามารถส่วนที่เกินกว่าโหลดนี้เรียกว่า กำลังผลิตสำรอง (Spinning reserve) ความหมายของกำลังผลิตสำรองคือปริมาณกำลังผลิตที่สามารถผลิตได้จากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั้งหมดที่ต่อขนานอยู่กับระบบลบด้วยโหลดและกำลังสูญเสียที่เวลานั้น ๆ กำลังผลิตสำรองนี้ต้องมีค่ามากเพียงพอเพื่อว่าเวลาที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเกิดการขัดข้องจะไม่ทำให้ความถี่ของระบบมีค่าตกลงมากจนเกินไป

ปริมาณที่เหมาะสมของกำลังผลิตสำรองควรมีค่าเท่าใดนั้น ขึ้นกับแนวทางการปฏิบัติงานของระบบไฟฟ้าแต่ละแห่ง บางแห่งอาจกำหนดให้มีค่าเท่ากับกำลังผลิตสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ใหญ่ที่สุด [6] ในขณะที่บางแห่งอาจกำหนดจากความเสี่ยงของยูนิตคอมมิตเมนต์ (Unit commitment risk) [7,8]

**2.2 ประเภทของโรงไฟฟ้า**

โดยทั่วไประบบไฟฟ้าประกอบด้วยโรงไฟฟ้าจำนวนมากซึ่งมีลักษณะแตกต่างกันไปดังนี้

**2.2.1โรงไฟฟ้าพลังความร้อน (Thermal power plant)**

การผลิตพลังงานไฟฟ้าโดยโรงไฟฟ้าประเภทนี้เป็นการผลิตที่มีช่วงต้นทุนการผลิตกว้าง หลักการผลิตนั้นเกิดจากการใช้เชื้อเพลิงชนิดต่าง ๆ เช่น น้ำมันเตา ถ่านหิน ก๊าซธรรมชาติ ฯลฯ นำมาเผาไหม้ให้เกิดพลังความร้อน พลังความร้อนที่ได้จะถูกแปลงเป็นพลังงานกลเพื่อนำไปหมุนกังหันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อให้ได้พลังงานไฟฟ้าอีกต่อหนึ่ง โรงไฟฟ้าดังกล่าวอาจแยกออกเป็นประเภทต่าง ๆ ดังนี้

1) โรงไฟฟ้าพลังไอน้ำ อาศัยความร้อนที่ได้จากเชื้อเพลิงไปต้มน้ำจนเดือดเป็นไอน้ำ ไอน้ำที่ได้นี้มีความดันสูงมากจนสามารถหมุนเครื่องกังหันไอน้ำเพื่อผลิตไฟฟ้าได้

2) โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ โรงไฟฟ้าประเภทนี้ไม่ต้องอาศัยการต้มน้ำแต่ใช้ก๊าซร้อนที่มีความดันสูงไปหมุนกังหันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าโดยตรง

3) โรงไฟฟ้าดีเซล หลักการผลิตไฟฟ้าคล้ายกับโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซแต่ใช้เชื้อเพลิงเป็นน้ำมันดีเซล

4) โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม เนื่องจากเชื้อเพลิงก๊าซที่เหลือจากโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซยังมีความร้อนสูงมาก เราจึงสามารถนำก๊าซที่เหลือนี้มาต้มน้ำให้เดือดเป็นไอแล้วไปหมุนเครื่องกังหันไอน้ำได้ ซึ่งจะทำให้ใช้พลังงานได้คุ้มค่ามากยิ่งขึ้น โรงไฟฟ้าประเภทนี้จึงเปรียบเสมือนโรงไฟฟ้าพลังไอน้ำรวมกับโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ

**2.2.2 โรงไฟฟ้าพลังน้ำ (Hydro power plant)**

การผลิตไฟฟ้าโดยวิธีนี้ใช้พลังงานศักย์จากน้ำที่กักเก็บไว้ในอ่างหรืออาศัยพลังงานจลน์จากการไหลของแม่น้ำที่มีอยู่ตามธรรมชาติมาใช้หมุนกังหันน้ำของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า การผลิตไฟฟ้าด้วยโรงไฟฟ้าประเภทนี้จึงไม่เสียต้นทุนค่าเชื้อเพลิง สำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่อยู่ในโรงไฟฟ้าพลังน้ำสามารถแบ่งออกได้เป็น 2 ประเภทดังนี้

1) เครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำ (Hydro unit) เครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทนี้มีวิธีการผลิตไฟฟ้าเหมือนกับที่อธิบายไว้ข้างต้น

2) เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบสูบกลับ (Pumped storage unit) เครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทนี้มีลักษณะการทำงานเหมือนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำแต่มีความสามารถพิเศษตรงที่สามารถสูบน้ำกลับได้ โดยการสูบน้ำกลับนี้จะใช้พลังงานไฟฟ้าจากระบบมาเป็นแหล่งพลังงานในการสูบน้ำกลับ ดังนั้นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทนี้จึงสามารถเป็นได้ทั้งเครื่องผลิตไฟฟ้าและเครื่องสูบน้ำได้ในตัวเดียวกัน

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องในโรงไฟฟ้าอาจแยกกันทำงานได้อย่างอิสระ หรือต้องมีการทำงานร่วมกันเพื่อให้ปริมาณการปล่อยน้ำของโรงไฟฟ้ามีค่าตามที่กำหนด

**2.3 การทำยูนิตคอมมิตเมนต์ด้วยวิธีต่าง ๆ**

การหาผลลัพธ์ของปัญหายูนิตคอมมิตเมนต์ได้มีการพัฒนาเทคนิควิธีการมาโดยตลอดเป็นระยะเวลานาน วิธีการต่าง ๆ ที่นำมาใช้ในการคำนวณ พอจะสรุปได้ดังนี้

**2.3.1 วิธีเรียงตามลำดับ (Priority list) [4,6]**

การทำยูนิตคอมมิตเมนต์โดยวิธีนี้จะเลือกเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตามลำดับที่กำหนดไว้ ซึ่งการเรียงลำดับนี้อาจทำได้หลายวิธีขึ้นอยู่กับความต้องการของแต่ละระบบไฟฟ้า เช่น เรียงลำดับตามขนาดพิกัดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เรียงลำดับตามประสิทธิภาพของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า หรือเรียงลำดับตามราคาเชื้อเพลิงต่อหน่วยพลังงาน(฿/MW·h) ฯลฯ การเรียงลำดับนี้อาจมีการดัดแปลงโดยคำนึงถึงลักษณะของโหลด ความมั่นคงของระบบในพื้นที่ต่าง ๆ กำลังงานสูญเสียในสายส่ง ผลของของค่าใช้จ่ายในการเริ่มเดินเครื่อง เป็นต้น

วิธีที่นิยมใช้กันทั่วไปจะเป็นการเรียงลำดับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตามลำดับของต้นทุนการผลิตเฉลี่ยที่กำลังผลิตสูงสุด (Average full load cost) จากต้นทุนการผลิตต่ำไปหาต้นทุนการผลิตสูง โดยจะเริ่มจากเครื่องที่มีต้นทุนการผลิตต่ำก่อน แล้วค่อย ๆ เพิ่มตามลำดับจนได้กำลังผลิตรวมมีค่าเท่ากับโหลดที่ต้องการ การคำนวณหาต้นทุนการผลิตเฉลี่ยที่กำลังผลิตสูงสุด (AFLC) สามารถกระทำได้โดยนำต้นทุนค่าเชื้อเพลิงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่กำลังผลิตสูงสุดหารด้วยกำลังผลิตสูงสุดดังสมการ

$$AFLC_i = \frac{F_i(P\max_i)}{P\max_i} \tag{2.1}$$

$F_i(.)$ คือ ต้นทุนค่าเชื้อเพลิงของเครื่องที่ i เป็นฟังก์ชันที่ขึ้นกับกำลังผลิต(฿)

$Pmax_i$ คือ กำลังผลิตสูงสุดของเครื่องที่ i (MW)

สำหรับขั้นตอนการทำยูนิตคอมมิตเมนต์โดยวิธีเรียงตามลำดับมีดังต่อไปนี้

1) คำนวณค่า AFLC ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทุกเครื่อง แล้วเรียงลำดับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตามค่า AFLC จากต่ำไปสูง
2) ในแต่ละชั่วโมงของช่วงเวลาที่กำหนด
   - พิจารณาโหลด และกำลังผลิตสำรองที่ระบบต้องการจากข้อมูลการพยากรณ์โหลด
   - เลือกเดินเครื่องเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตามลำดับ AFLC จนกระทั่งกำลังผลิตรวมมีค่าไม่น้อยกว่าผลบวกของโหลดและกำลังผลิตสำรองของระบบ
   - ตรวจสอบเงื่อนไขของเวลาเดินเครื่องน้อยที่สุด (Minimum up time) และเวลาหยุดเดินเครื่องน้อยที่สุด (Minimum down time) ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่นำมาใช้งานด้วย
3) เมื่อได้แผนการเดินเครื่องที่เป็นไปได้แล้วให้พิจารณาว่าสามารถนำบางเครื่องที่เดินเครื่องไม่เต็มที่ออกจากระบบได้หรือไม่ เพื่อลดต้นทุนการผลิต

ข้อดีของวิธีเรียงตามลำดับ คือ หาผลลัพธ์ของยูนิตคอมมิตเมนต์ได้ง่ายและเร็ว แต่มีข้อเสีย คือ ไม่ได้คำนึงถึงการทำยูนิตคอมมิตเมนต์ร่วมกับการจ่ายโหลดอย่างประหยัดอย่างชัดเจน เนื่องจากวิธีนี้พิจารณาแค่เพียงบางส่วนของกำหนดการเดินเครื่อง (Combination) ที่เป็นไปได้เท่านั้น ผลลัพธ์ที่ได้จากวิธีนี้จึงมักให้ค่าที่ต่างจากค่าที่เหมาะสม ข้อเสียอีกประการหนึ่ง คือ ไม่สามารถใช้กับระบบที่ประกอบด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีเชื้อเพลิงจำกัด หรือเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำได้โดยตรง

**2.3.2 วิธีโปรแกรมเชิงพลวัตร (Dynamic programming) [6]**

วิธีโปรแกรมเชิงพลวัตร (Dynamic programming) เป็นเทคนิคซึ่งแตกต่างจากวิธีโปรแกรมเชิงเส้น (Linear programming) วิธีนี้จะแบ่งการทำยูนิตคอมมิตเมนต์ออกเป็นช่วง ๆ แล้วหาคำตอบที่เหมาะสมโดยคำนึงถึงการเปลี่ยนสถานะ(State)ในแต่ละเวลาด้วย วิธีโปรแกรมเชิงพลวัตรมักให้คำตอบดีกว่าวิธีเรียงตามลำดับเพราะจำนวนสถานะที่วิธีนี้ตรวจสอบจะมีมากกว่า ยกตัวอย่างเช่น ระบบที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้า 4 เครื่องจะมีสถานะที่เป็นไปได้ในการจ่ายโหลดที่เวลาหนึ่ง ๆ เท่ากับ $2^4$-1 = 15 และถ้าหากมีโหลดที่เวลาต่าง ๆ กันเป็นจำนวน 10 ช่วง จำนวนเส้นทาง (Strategy) ที่เป็นไปได้ทั้งหมดของการทำยูนิตคอมมิตเมนต์จะมีค่าเท่ากับ $(2^4-1)^{10}$ ซึ่งเป็นค่าที่สูงมากทำให้การคำนวณหาต้นทุนการผลิตจากเส้นทางเหล่านี้ทั้งหมดเป็นไปได้ยากโดยเฉพาะในระบบที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหลายเครื่อง เนื่องจากต้องใช้เวลาในการคำนวณยาวนานมาก อย่างไรก็ตามหากการค้นหาคำตอบนำเอาลำดับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เหมาะสมมาพิจารณาร่วมด้วยก็จะช่วยลดขนาดของปัญหาลงไปได้มาก เพราะจำนวนสถานะที่เป็นไปได้จะลดลง เช่น

สถานะที่ 1 : เครื่องที่ 1
สถานะที่ 2 : เครื่องที่ 1 + เครื่องที่ 2
สถานะที่ 3 : เครื่องที่ 1 + เครื่องที่ 2 + เครื่องที่ 3
สถานะที่ 4 : เครื่องที่ 1 + เครื่องที่ 2 + เครื่องที่ 3 + เครื่องที่ 4

อย่างไรก็ตามการนำเอาวิธีเรียงตามลำดับมาใช้กับการทำโปรแกรมเชิงพลวัตรมักจะทำให้ผลตอบที่ได้มีต้นทุนการผลิตไฟฟ้าสูงกว่าการคำนวณตามเส้นทางที่เป็นไปได้ทั้งหมดดังกล่าวข้างต้น

สมมติฐานของการวิธีโปรแกรมเชิงพลวัตรมีดังนี้

- สามารถแยกปัญหาออกเป็นหลาย Stage ได้ (ในที่นี้คือช่วงเวลา)
- สถานะ คือ เซตที่บอกให้ทราบว่าเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องใดเดินเครื่องหรือหยุดเดินเครื่อง
- ไม่มีค่าใช้จ่ายในการสั่งหยุดเดินเครื่อง (Shut down)
- สถานะที่เป็นไปได้ในแต่ละเวลาคือสถานะที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้ามีกำลังผลิตรวมไม่น้อยกว่าผลรวมของโหลดและกำลังผลิตสำรองที่ระบบต้องการในเวลานั้น ๆ

ขั้นตอนการทำโปรแกรมเชิงพลวัตรสรุปได้ดังนี้

1) ในแต่ละช่วงเวลาที่กำหนดเราจะเริ่มพิจารณาทีละคาบเวลาหรือชั่วโมงโดยคำนึงถึงเงื่อนไขต่าง ๆ เช่น การหยุดเดินเครื่องเพื่อบำรุงรักษา กำลังผลิตติดตั้งเพียงพอกับความต้องการของโหลดและกำลังผลิตสำรองหรือไม่ เป็นต้น
2) คำนวณหาสถานะที่เป็นไปได้ที่ทำให้ต้นทุนการผลิตรวมมีค่าน้อยที่สุดทำการเก็บสถานะที่ดีที่สุดเหล่านั้นไว้จำนวนหนึ่งแล้วแต่จะกำหนด
3) คำนวณหาสถานะที่เป็นไปได้ในช่วงเวลาถัดไปอีกครั้ง ทั้งนี้ต้องคำนึงถึงเงื่อนไขเวลาเดินเครื่องต่ำสุด (Minimum up time) และเงื่อนไขเวลาหยุดเดินเครื่องต่ำสุด (Minimum down time) ด้วย
4) คำนวณหาเส้นทางที่ทำให้ค่าใช้จ่ายรวมในสถานะนั้นมีค่าต่ำที่สุด
5) เพิ่มการพิจารณาไปอีกหนึ่งคาบเวลาแล้วกลับไปคำนวณในขั้นที่ 1 จนกระทั่งถึงคาบเวลาสุดท้ายที่สนใจ
6) เลือกเส้นทางที่ทำให้เสียต้นทุนการผลิตน้อยที่สุดมาเป็นคำตอบ

สำหรับสมการที่ใช้ในการคำนวณตามขั้นตอนดังกล่าวคือ

$$F_{cost}(t,I) = \min_{\{L\}}\left\{P_{cost}(t,I) + S_{cost}(t-1,L:t,I) + F_{cost}(t-1,L)\right\} \qquad (2.2)$$

โดยที่

$F_{cost}(t,I)$= ค่าใช้จ่ายรวมต่ำสุดจนกระทั่งถึง สถานะ (t,I)

$P_{cost}(t,I)$= ค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าสำหรับสถานะ (t,I) หาได้โดยทำการจ่ายโหลดอย่างประหยัด (Economic dispatch)

$S_{cost}(t-1,L:t,I)$= ค่าใช้จ่ายในการเปลี่ยนสถานะจากสถานะ (t-1,L) ไปยังสถานะ (t,I)

ทั้งนี้สถานะ (t,I) ก็คือ สถานะลำดับที่ I ในคาบเวลา t และสถานะ (t-1,L) คือ สถานะลำดับที่ L ในคาบเวลา t-1 วิธีการคำนวณแบบนี้จะพิจารณาช่วงเวลาทั้งหมดโดยเริ่มจาก คาบเวลาแรกถึงคาบเวลาสุดท้าย (Forward dynamic programming) หรือเริ่มจากคาบเวลาสุดท้ายถึงคาบเวลาแรก (Backward dynamic programming) ในระหว่างที่ดำเนินการนี้สามารถพิจารณาข้อจำกัดต่าง ๆ ได้เช่น เงื่อนไขปริมาณเชื้อเพลิง เงื่อนไขการซ่อมบำรุงรักษา เป็นต้น

วิธีโปรแกรมเชิงพลวัตรใช้คำนวณยูนิตคอมมิตเมนต์ได้ดีสำหรับระบบขนาดเล็กและขนาดปานกลาง แต่มีข้อเสียเมื่อใช้กับระบบขนาดใหญ่ เนื่องจากเมื่อจำนวนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพิ่มขึ้น จำนวนสถานะที่เป็นไปได้จะเพิ่มขึ้นมากทำให้จำเป็นต้องใช้เวลาและหน่วยความจำในการคำนวณเพิ่มขึ้นเป็นอย่างมาก อย่างไรก็ตามได้มีการปรับปรุงวิธีโปรแกรมเชิงพลวัตรให้ค้นหาคำตอบได้รวดเร็วขึ้น เช่น

Sequential dynamic programming[9] และ Sequential-truncated dynamic programming[10] โดยวิธีแรกจะจำกัดจำนวนเส้นทางที่ต้องเก็บไว้ในขณะที่วิธีที่สองจะใช้วิธีลดช่วงการค้นหาให้น้อยลง ซึ่งทั้งสองวิธีสามารถลดจำนวนสถานะการเดินเครื่องที่เป็นไปได้ให้น้อยลง

สำหรับระบบไฟฟ้าขนาดใหญ่แล้วถึงแม้จะมีเทคนิคต่าง ๆ เข้ามาช่วยก็ยังคงใช้เวลาค่อนข้างมากอยู่ดี และหากจำกัดจำนวนเส้นทางหรือช่วงการค้นหาให้น้อยลงอีกก็จะทำให้คำตอบที่ได้ห่างไกลจากคำตอบที่เหมาะสมมากยิ่งขึ้น ดังนั้นผู้เขียนจึงคิดว่าวิธีโปรแกรมเชิงพลวัตรไม่เหมาะสมกับระบบไฟฟ้าขนาดใหญ่

### 2.3.3 วิธีรีแลกเซชันแบบลากรองจ์ (Lagrangian relaxation) [5,6]

วิธีนี้เป็นวิธีที่เหมาะกับระบบไฟฟ้ากำลังขนาดใหญ่ เนื่องจากสามารถแยกปัญหาขั้นต้นที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหลายเครื่องออกเป็นปัญหาย่อย ๆ ได้ทำให้เวลาที่ใช้ในการคำนวณลดลง พื้นฐานของวิธีรีแลกเซชันแบบลากรองจ์ (Lagrangian relaxation) มาจากเทคนิคการแก้ปัญหาแบบคู่ควบ (Dual optimization) โดยเทคนิคดังกล่าวจะเปลี่ยนรูปแบบของปัญหาพรีมัล(Primal problem) ซึ่งเป็นปัญหาขั้นต้นให้เป็นรูปแบบของปัญหาดูอัล (Dual problem) ปัญหาทั้งสองนี้เป็นปัญหาที่สมมูลกัน การเปลี่ยนรูปแบบของปัญหาพรีมัลให้เป็นแบบดูอัลทำให้แยกปัญหาที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหลายเครื่อง ออกเป็นปัญหาย่อย ๆ ได้ในขณะที่รูปแบบของปัญหาพรีมัลไม่สามารถกระทำได้ แต่เนื่องจากฟังก์ชันของปัญหายูนิตคอมมิตเมนต์ไม่เป็นคอนเว็กซ์ฟังก์ชั่น (Convex function) คำตอบที่ได้จากปัญหาดูอัลจึงมีค่าแตกต่างจากคำตอบที่ได้จากปัญหาพรีมัล เราสามารถพิสูจน์ได้ว่าคำตอบที่เหมาะสมของปัญหาดูอัลจะเป็นขอบเขตล่างของปัญหาพรีมัล การเบี่ยงเบนของค่าที่เหมาะสมของปัญหาดูอัลจากผลลัพธ์ของปัญหาพรีมัลเรียกว่าช่องว่างดูอัล (Duality gap) ซึ่งจะมีค่าน้อยลงเมื่อมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้ามากขึ้น เราสามารถใช้ช่องว่างของดูอัลตรวจสอบความสามารถในการลู่เข้าของการแก้ปัญหายูนิตคอมมิตเมนต์ได้ และยังสามารถบอกได้ว่าคำตอบที่ได้มีแนวโน้มใกล้เคียงกับคำตอบที่ดีที่สุดเพียงใด

เราสามารถอธิบายขั้นตอนการทำงานของวิธีรีแลกเซชั่นแบบลากรองจ์ได้ดังนี้

**1) การแยกปัญหาดูอัล**

กำหนดให้

$U_i(t)$ คือ สถานะเครื่องกำเนิดไฟฟ้า 1 – เดินเครื่อง 0- หยุดเดินเครื่อง

$P_i(t)$ คือ กำลังไฟฟ้าที่เครื่องที่ i ผลิต ณ เวลา t (MW)

$Pmin_i, Pmax_I$ คือ กำลังผลิตต่ำสุดและสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตัวที่ i (MW)

$F_i(.)$ คือ ฟังก์ชันต้นทุนค่าเชื้อเพลิงของเครื่องที่ i ณ เวลา t (฿)

Load(t) คือ โหลดของระบบไฟฟ้า ณ เวลา t (MW)

$STC_i(t)$ คือ ต้นทุนในการเริ่มเดินเครื่องของเครื่องที่ i ณ เวลา t (฿)

ฟังก์ชันเป้าหมายคือ

$$\text{Min} \quad \sum_{t=1}^{T}\sum_{i=1}^{N}\left\{F_i(P_i(t)) + STC_i(t)\right\}\cdot U_i(t) \;=\; F(P_i(t),U_i(t)) \qquad (2.3)$$

เงื่อนไข

$$1)\ \text{Load}(t) - \sum_{i=1}^{N} P_i(t)\cdot U_i(t) \;=\; 0 \qquad ;\ t = 1,\ldots,T \qquad (2.4)$$

$$2)\ U_i(t)\cdot P\min_i \;\le\; P_i(t) \;\le\; U_i(t)\cdot P\max_i \qquad ;\ t = 1,\ldots,T \qquad (2.5)$$

3) เวลาเดินเครื่องน้อยสุด (Minimum up time) เวลาหยุดเดินเครื่องน้อยสุด (Minimum down time)

โดยวิธีการของลากรองจ์จะได้ว่า

$$L(P,U,\lambda) \;=\; F(P_i(t),U_i(t)) + \sum_{t=1}^{T}\left\{\lambda(t)\cdot\left(\text{Load}(t) - \sum_{i=1}^{N} P_i(t)\cdot U_i(t)\right)\right\} \qquad (2.6)$$

L คือ ฟังก์ชันลากรองจ์ (Lagrangian function)

การแก้ปัญหายูนิตคอมมิตเมนต์เราต้องหาค่าต่ำสุดของฟังก์ชั่นลากรองจ์ดังแสดงข้างต้น โดยต้องเป็นไปตามเงื่อนไขทั้งสอง แต่เราสามารถแยกปัญหาออกเป็นส่วน ๆ ได้ด้วยข้อสังเกตดังต่อไปนี้

1) ฟังก์ชันค่าเชื้อเพลิง $F(P_i(t),U_i(t))$ สามารถคิดแยกแต่ละเครื่องได้โดยไม่มีผลต่อกันในขณะที่ยังคำนึงถึงเงื่อนไขที่ 2 และ 3 ได้
2) เงื่อนไขที่ 1 ซึ่งเป็นเงื่อนไขร่วมกัน (Coupling constraints) ระหว่างเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องจะทำให้การเปลี่ยนแปลงกำลังผลิตในเครื่องใดเครื่องหนึ่งมีผลกระทบกับเครื่องอื่น ๆ

วิธีรีแลกเซชันแบบลากรองจ์จะแก้ปัญหาดูอัลโดยการผ่อนคลายหรือเพิกเฉยต่อเงื่อนไขร่วมกัน (Coupling constraints) ชั่วคราวแล้วแก้ปัญหาราวกับว่าไม่มีเงื่อนไขเหล่านี้อยู่ การกระทำเช่นนี้เป็นเทคนิคของการแก้ปัญหาแบบคู่ควบ (Dual optimization) โดยขั้นตอนการแก้ปัญหาจะมี 2 ขั้นตอนทำสลับกันไป ในขั้นแรกเป็นการแก้ปัญหาโดยการหาค่าสูงสุด (Maximize) ของลากรองจ์เจียนฟังก์ชันโดยมองว่าตัวคูณลากรองจ์ (Lagrangian multipliers) หรือ $\lambda$ เป็นตัวแปร จากนั้นขั้นตอนที่สองจะพิจารณาให้ $\lambda$ ที่ได้ในขั้นตอนที่หนึ่งเป็นค่าคงที่และหาค่าต่ำสุด (Minimize) ของฟังก์ชันลากรองจ์โดยพิจารณาว่า $P_i(t),U_i(t)$ เป็นตัวแปรดังสมการต่อไปนี้

$$q^{*}(\lambda) = \max_{\lambda(t)} q(\lambda) \qquad (2.7)$$

$$q(\lambda) = \min_{P_i(t),U_i(t)} L(P,U,\lambda) \qquad (2.8)$$

ขั้นที่ 1 คำนวณหา $\lambda(t)$ ที่ทำให้ $q(\lambda)$ มีค่าสูงสุด

ขั้นที่ 2 จากค่า $\lambda(t)$ ที่หาได้ในขั้นที่ 1 กำหนดให้เป็นค่าคงที่ จากนั้นหาค่าต่ำสุดของ L โดยพิจารณาว่า $P_i(t)$ และ $U_i(t)$ เป็นตัวแปร

การปรับค่า $\lambda(t)$ จะกล่าวถึงภายหลัง ในตอนนี้เราสมมติว่ารู้ค่า $\lambda(t)$ ทั้งหมด ดังนั้น $\lambda(t)$ นี้จะถูกพิจารณาเป็นค่าคงที่

เราสามารถเขียนฟังก์ชันลากรองจ์ได้ใหม่ดังนี้

$$L = \sum_{t=1}^{T} \left\{ \sum_{i=1}^{N} \left( F_i(P_i(t)) + STC_i(t) \right) \cdot U_i(t) \right\} + \sum_{t=1}^{T} \lambda(t) \cdot \left( Load(t) - \sum_{i=1}^{N} P_i(t) \cdot U_i(t) \right) \quad (2.9)$$

$$L = \sum_{t=1}^{T} \left\{ \sum_{i=1}^{N} \left( F_i(P_i(t)) + STC_i(t) \right) \cdot U_i(t) \right\} + \sum_{t=1}^{T} \lambda(t) \cdot Load(t) - \sum_{t=1}^{T} \sum_{i=1}^{N} \lambda(t) \cdot P_i(t) \cdot U_i(t) \quad (2.10)$$

พจน์ที่ 2 ในสมการทางซ้ายมือเป็นค่าคงที่เพราะ $\lambda(t)$ มีค่าคงที่ดังนั้นตัดทิ้งได้ลากรองจ์เจียนฟังก์ชัน จึงเหลือเพียง

$$L = \sum_{t=1}^{T} \left\{ \sum_{i=1}^{N} \left[ \left( F_i(P_i(t)) + STC_i(t) \right) \cdot U_i(t) - \lambda(t) \cdot P_i(t) \cdot U_i(t) \right] \right\} \quad (2.11)$$

ในขั้นตอนนี้เราสามารถแยกการคำนวณออกเป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องได้ดังนี้

$$L = \sum_{i=1}^{N} \left\{ \sum_{t=1}^{T} \left[ \left( F_i(P_i(t)) + STC_i(t) \right) \cdot U_i(t) - \lambda(t) \cdot P_i(t) \cdot U_i(t) \right] \right\} \quad (2.12)$$

จากสมการข้างบนเราสามารถแยกการคำนวณเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องได้โดยไม่ต้องสนใจเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องอื่น ค่าต่ำสุดของฟังก์ชั่นลากรองจ์จึงคำนวณได้ด้วยการแก้ปัญหาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องดังนี้

$$q(\lambda) = \sum_{i=1}^{N} \min_{U_i(t), P_i(t)} \left\{ \sum_{t=1}^{T} \left[ \left( F_i(P_i(t)) + STC_i(t) \right) \cdot U_i(t) - \lambda(t) \cdot P_i(t) \cdot U_i(t) \right] \right\} \quad (2.13)$$

เงื่อนไข

$$U_i(t) \cdot P\min_i \leq P_i(t) \leq U_i(t) \cdot P\max_i \qquad \text{สำหรับ } t = 1,\ldots,T$$

สำหรับเงื่อนไขเวลาเดินเครื่องต่ำสุด-สูงสุดสามารถจัดการได้ด้วยวิธีโปรแกรมเชิงพลวัตร

ขณะที่ $U_i(t) = 0$ ค่าต่ำสุดของของฟังก์ชันจะเท่ากับศูนย์ แต่ถ้า $U_i(t) = 1$ ค่าต่ำสุดคือ $\min\left( F_i(P_i(t)) - \lambda(t) \cdot P_i(t) \right)$ การหาค่าต่ำสุดเมื่อ $U_i(t) = 0$ นี้สามารถคำนวณได้โดยหาอนุพันธ์เทียบกับ $P_i(t)$

$$\frac{\partial}{\partial P_i(t)}\left(F_i(P_i(t)) - \lambda(t)\cdot P_i(t)\right) = \frac{\partial}{\partial P_i(t)}F_i(P_i(t)) - \lambda(t) = 0 \qquad (2.14)$$

คำตอบของสมการนี้คือ

$$\frac{\partial}{\partial P_i(t)}F_i(Popt_i(t)) = \lambda(t) \qquad (2.15)$$

จากเงื่อนไขของขนาดกำลังผลิต ค่าของ $Popt_i(t)$ จะเป็นไปได้ 3 กรณีดังนี้

1. $Popt_i(t) \le Pmin_i$ : $\min\left(F_i(P_i(t)) - \lambda(t)\cdot P_i(t)\right) = F_i(P\min_i) - \lambda(t)\cdot P\min_i$
2. $Pmin_i \le Popt_i(t) \le Pmax_i$ : $\min\left(F_i(P_i(t)) - \lambda(t)\cdot P_i(t)\right) = F_i(Popt_i) - \lambda(t)\cdot Popt_i$
3. $Pmax_i \le Popt_i(t)$ : $\min\left(F_i(P_i(t)) - \lambda(t)\cdot P_i(t)\right) = F_i(P\max_i) - \lambda(t)\cdot P\max_i$

การหาค่า $U_i(t)$ ที่เหมาะสมทำได้ด้วยวิธีโปรแกรมเชิงพลวัตร โดยมีหลักการว่า $U_i(t)$ ควรจะเป็นศูนย์ ถ้า $\left(F_i(P_i(t)) - \lambda(t)\cdot P_i(t)\right)$ เป็นบวก และ$U_i(t)$ ควรจะเป็นหนึ่งถ้า $\left(F_i(P_i(t)) - \lambda(t)\cdot P_i(t)\right)$เป็นลบ ทั้งนี้ต้องคำนึงถึงเงื่อนไขขีดจำกัดเวลาสูงสุด ต่ำสุดและค่าใช้จ่ายในการเริ่มเดินเครื่องด้วย

**2) การปรับค่า $\lambda$**

จุดมุ่งหมายในการปรับค่า $\lambda$ ก็เพื่อหาค่าสูงสุดของ $q(\lambda)$ การปรับนี้ต้องทำอย่างระมัดระวัง เพราะจะมีผลต่อความถูกต้องของคำตอบและเวลาที่ใช้ในการคำนวณ วิธีที่นำมาใช้กันโดยส่วนใหญ่จะเป็นวิธี Gradient search วิธีนี้จะปรับค่า $\lambda$ ด้วยสมการ

$$\lambda(t) = \lambda(t) + \alpha\cdot\frac{d}{d\lambda}q(\lambda) \qquad (2.16)$$

ค่า $\alpha$ เป็นส่วนสำคัญในการกำหนดอัตราการเปลี่ยนแปลงของค่า $\lambda$ ความเหมาะสมของวิธีการหาค่า $\alpha$ จึงส่งผลต่อความถูกต้องของคำตอบและเวลาที่ใช้ในการทำยูนิตคอมมิตเมนต์เป็นอย่างมาก ได้มีผู้ทำการค้นคว้าหาวิธีการคำนวณค่า $\alpha$ ไว้หลายวิธี วิธีที่ง่ายที่สุดคือกำหนดให้ $\alpha$ เป็นค่าคงที่ค่าน้อย ๆ เช่น $\alpha$ = 0.2 ถ้า$\frac{\partial q(\lambda)}{\partial\lambda} > 0$ และ $\alpha$ = 0.05 ถ้า$\frac{\partial q(\lambda)}{\partial\lambda} < 0$ สำหรับวิธีอื่น ๆ ผู้ที่สนใจสามารถศึกษาเพิ่มเติมได้จากเอกสารอ้างอิง[11,12]

กระบวนการที่อธิบายในข้างต้นนั้นเป็นขั้นตอนของการแก้ปัญหาดูอัล สำหรับการแก้ปัญหาพรีมัลนั้นสามารถทำได้ด้วยวิธีการจ่ายโหลดอย่างประหยัดโดยเราจะใช้ค่า $U_i(t)$ ที่ได้จากการแก้ปัญหาดูอัลมาเป็นข้อมูลในการแก้ปัญหาพรีมัล สำหรับรายละเอียดของการจ่ายโหลดอย่างประหยัดนั้นจะอธิบายในบทที่ 3

# บทที่ 3

## การจ่ายโหลดอย่างประหยัด (Economic dispatch)

โดยปกติการทำยูนิตคอมมิตเมนต์จะต้องทำการจ่ายโหลดอย่างประหยัดควบคู่ไปด้วย เนื่องจากการจ่ายโหลดอย่างประหยัดเป็นปัญหาภายใน (Subproblem) ของการทำยูนิตคอมมิตเมนต์ ดังนั้นในบทนี้จะได้อธิบายถึงวิธีการในการแก้ปัญหาการจ่ายโหลดอย่างประหยัดซึ่งมีรายละเอียดดังนี้

**ความหมายของการจ่ายโหลดอย่างประหยัด**

การจ่ายโหลดอย่างประหยัด คือ การจัดสรรเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เดินเครื่องอยู่ในระบบให้ผลิตไฟฟ้าได้อย่างเพียงพอกับความต้องการ โดยเสียต้นทุนค่าเชื้อเพลิงน้อยที่สุด เงื่อนไขในการจ่ายโหลดอย่างประหยัดมีอยู่หลายเงื่อนไข เช่น กำลังผลิตสูงสุด-ต่ำสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ขีดจำกัดการส่งกำลังงานในสายส่ง เสถียรภาพของระบบไฟฟ้า การสูญเสียพลังงานในสายส่ง ฯลฯ ยิ่งมีเงื่อนไขมากเท่าใดการคำนวณก็จะซับซ้อนและเสียเวลามากยิ่งขึ้น โดยทั่วไปการทำยูนิตคอมมิตเมนต์จะมีการเรียกใช้คำสั่งการจ่ายโหลดอย่างประหยัดหลายครั้ง ซึ่งถ้าหากวิธีการจ่ายโหลดอย่างประหยัดต้องเสียเวลาในการคำนวณมากการทำยูนิตคอมมิตเมนต์ก็จะช้าไปด้วย ดังนั้นการจ่ายโหลดอย่างประหยัดที่ใช้ในยูนิตคอมมิตเมนต์จึงต้องรวดเร็วพอสมควร ซึ่งสามารถทำได้โดยละเลยเงื่อนไขบางอย่าง

การจ่ายโหลดอย่างประหยัดที่ใช้ในที่นี้จะคำนึงถึงเงื่อนไขกำลังผลิตสูงสุด-ต่ำสุด เงื่อนไขกำลังผลิตสำรองและเงื่อนไขปริมาณเชื้อเพลิงเท่านั้น ส่วนเงื่อนไขอื่น ๆ จะละเลยไปเพราะไม่ใช่เงื่อนไขที่สำคัญต่อการทำยูนิตคอมมิตเมนต์

### 3.1 วิธีการจ่ายโหลดอย่างประหยัด[13]

การจ่ายโหลดอย่างประหยัดมีอยู่หลายวิธี แต่ในวิทยานิพนธ์นี้จะใช้วิธี Lamda iteration วิธีนี้มีจุดเด่นคือ ง่ายและรวดเร็ว เนื่องจากมีตัวแปรเพียงตัวเดียวคือ $\lambda$ (Incremental cost)

$$\text{Min} \quad \sum_i F_i(P_i) \tag{3.1}$$

$$\text{s.t.} \quad \sum_i P_i = \text{Load} \tag{3.2}$$

$$P\min_i \le P_i \le P\max_i \tag{3.3}$$

โดย $F_i(.)$ คือ ฟังก์ชันค่าเชื้อเพลิงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ตัวที่ i (฿)

$P_i$ คือ กำลังไฟฟ้าที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าตัวที่ i จ่าย (MW)

$Pmin_i$ คือ กำลังผลิตต่ำสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตัวที่ i (MW)

$Pmax_i$ คือ กำลังผลิตสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตัวที่ i (MW)

ถ้าหากฟังก์ชัน $\sum_i F_i(P_i)$ เป็นคอนเว็กซ์ฟังก์ชัน โดยวิธีการของลากรองจ์ จะได้ว่า

$$\nabla\left(\sum_i F_i(P_i)\right) = \nabla\left(\sum_i P_i - \text{Load}\right) \quad (3.4)$$

$$\therefore \quad \frac{\partial F_i(P_i)}{\partial P_i} = \lambda \quad (3.5)$$

$\lambda$ คือ ตัวคูณลากรองจ์ (Lagrange multiplier) หรือ Incremental cost

จากสมการที่ 3.5 สรุปได้ว่า การจ่ายโหลดอย่างประหยัดจะดีที่สุดเมื่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องมีค่า $\frac{\partial F_i(P_i)}{\partial P_i}$ เท่ากัน และเท่ากับ $\lambda$

เนื่องจากในวิทยานิพนธ์นี้ใช้ฟังก์ชันค่าเชื้อเพลิงเป็นแบบพหุนามดีกรีสอง ($2^{nd}$order) นั่นคือ $F_i(P_i) = \alpha_0^i + \alpha_1^i P_i + \alpha_2^i P_i^2$ ดังนั้น $\frac{\partial F_i(P_i)}{\partial P_i} = \alpha_1^i + 2\alpha_2^i P_i$ ถ้าเราทราบค่า $\lambda$ จะทำให้เราหากำลังการผลิตที่แต่ละเครื่องจ่ายได้โดย $P_i = \frac{\lambda - \alpha_1^i}{2\alpha_2^i}$ การการจัดสรรกำลังการผลิตโดยอาศัยวิธี Lamda iteration จะอาศัยหลักการข้างต้นมาประยุกต์ใช้ดังนี้

**นิยาม** $\text{error}(\lambda_k) = \sum_i P_i(\lambda_k) - \text{Load}$

1) กำหนดค่า $\lambda_L$ และ $\lambda_U$ เริ่มต้น โดย $\lambda_L$ เป็นขอบเขตล่างของค่า Incremental cost ที่ทำให้ค่า $\text{error}(\lambda_L) < 0$ และ $\lambda_U$ เป็นขอบเขตบนของ Incremental cost ที่ทำให้ $\text{error}(\lambda_U) > 0$

2) คำนวณค่า $\text{error}(\lambda_L)$ และ $\text{error}(\lambda_U)$ จากนิยาม โดยถ้ากำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องไม่อยู่ในขอบเขตจำกัด$[Pmin_i, Pmax_i]$ให้กำหนดกำลังการผลิตเป็นค่าจำกัดนั้นก่อน

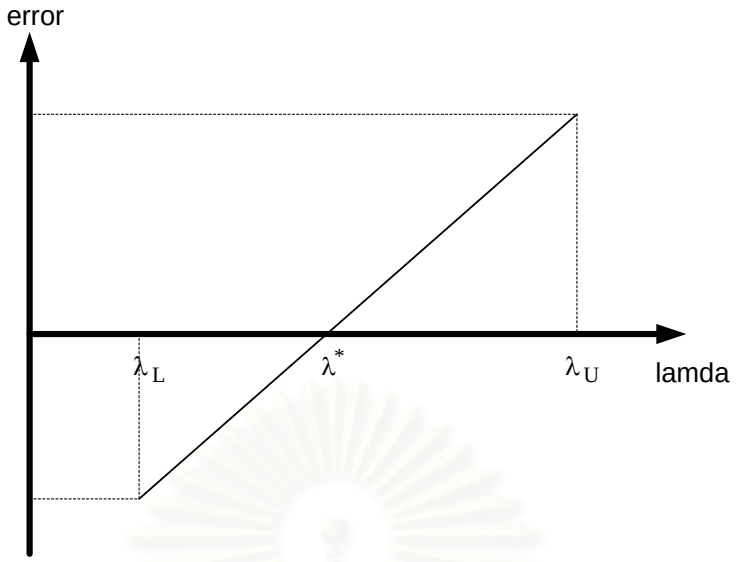
3) โดยการประมาณค่าเป็นเชิงเส้นในช่วง $[\lambda_L, \lambda_U]$ จะได้ว่าค่า $\lambda^*$ ที่ทำให้ค่าความผิดพลาด error = 0 คือ $\lambda^* = \lambda_U - \frac{|\text{error}(\lambda_U)|}{|\text{error}(\lambda_U) + \text{error}(\lambda_L)|}(\lambda_U - \lambda_L)$

4) จากค่า $\lambda^*$ ที่ได้ นำไปหา $P_i$ ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่อง แล้วนำไปหาค่าความผิดพลาดครั้งใหม่ ซึ่งจะไม่เท่ากับศูนย์อย่างที่คาดไว้ เนื่องจากมีความผิดพลาดจากการประมาณเป็นเชิงเส้น

5) ทำการปรับเปลี่ยนค่า $\lambda_L$ และ $\lambda_U$ โดย ถ้า $\text{error}(\lambda^*)$ มีค่ามากกว่าศูนย์ $\lambda_U = \lambda^*$ แต่ถ้าค่า error $(\lambda^*)$ มีค่าน้อยกว่าศูนย์ $\lambda_L = \lambda^*$

6) กลับไปทำขั้นตอนที่ 2 จนกว่า ค่า $\text{error}(\lambda^*)$ จะอยู่ในช่วงที่ยอมรับได้

จากขั้นตอนทั้งหมดดังกล่าวเราสามารถสรุปเป็นผังการทำงานแสดงขั้นตอนการจัดสรรกำลังการผลิตแบบประหยัดโดยวิธี Lamda iteration ได้ดังรูปที่ 3.2




รูปที่ 3.1 การประมาณค่าความผิดพลาดเป็นเชิงเส้น

**3.2 การจ่ายโหลดอย่างประหยัดโดยพิจารณาถึงเงื่อนไขกำลังผลิตสำรอง (Spinning reserve constrained economic dispatch) [14]**

กำลังผลิตสำรองในระบบไฟฟ้าคือปริมาณไฟฟ้าสำรองซึ่งมีความพร้อมที่จะจ่ายภายในเวลาที่กำหนด กำลังผลิตสำรองนี้ได้มาจากปริมาณไฟฟ้าสำรองจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องรวมกัน โดยทั่วไปปริมาณไฟฟ้าสำรองจากเครื่องแต่ละเครื่องจะมีค่าไม่เท่ากัน เครื่องที่เปลี่ยนระดับการผลิตได้เร็วมักมีปริมาณไฟฟ้าสำรองมาก ในขณะที่เครื่องที่เปลี่ยนระดับการผลิตได้ช้ามักมีปริมาณไฟฟ้าสำรองน้อย นอกจากความเร็วในการเปลี่ยนกำลังผลิตแล้วปริมาณไฟฟ้าสำรองของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องยังขึ้นอยู่กับผลต่างของกำลังไฟฟ้าที่ผลิตออกมากับกำลังผลิตสูงสุดว่ามีค่ามากน้อยแค่ไหน

$$S_i = \min\left(\bar{S}_i, P\max_i - P_i\right) \tag{3.6}$$

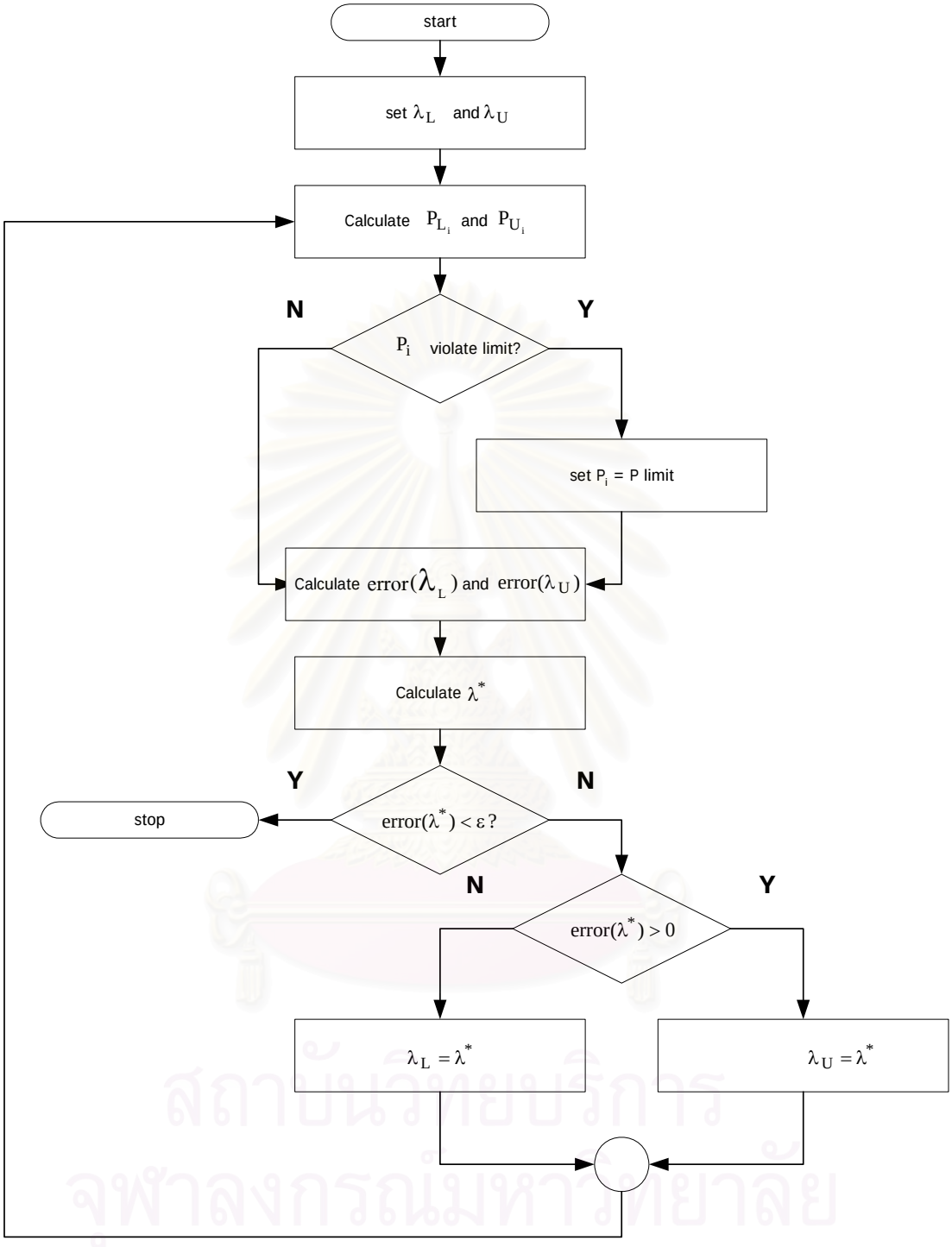
$S_I$ ปริมาณไฟฟ้าสำรองจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่ i (MW)

$\bar{S}_i$ ขีดจำกัดของปริมาณไฟฟ้าสำรองที่กำหนดโดยอัตราการเปลี่ยนกำลังผลิต(MW)

$P_i$ กำลังไฟฟ้าจากเครื่องที่ i (MW)

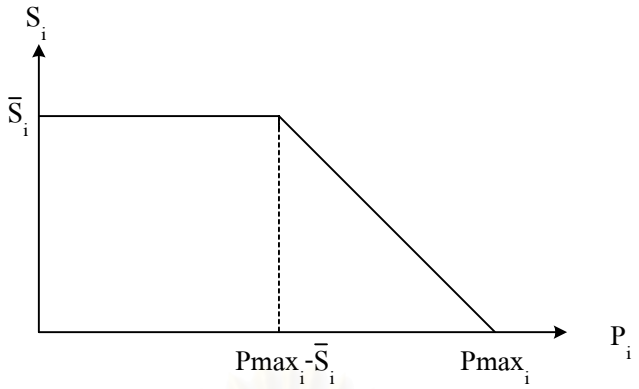
จากสมการ (3.6) เราสามารถแสดงความสัมพันธ์ระหว่าง $P_i$ กับ $S_i$ ได้ดังรูปที่ 3.3

จากรูปที่ 3.3 จะเห็นว่าที่กำลังผลิตค่าสูง ๆ ($P_i$เข้าใกล้ $Pmax_i$) กำลังผลิตสำรองจากเครื่องที่ i จะมีค่าลดลงและจะมีค่าเท่ากับศูนย์ถ้า $P_i$ เท่ากับ $Pmax_i$ ถ้าหากการจ่ายโหลดอย่างประหยัดจัดสรรให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าหลาย ๆ เครื่องผลิตไฟฟ้าที่กำลังผลิตสูงสุดอาจทำให้กำลังผลิตสำรองรวมในระบบมีค่าไม่เพียงพอกับความต้องการได้




รูปที่ 3.2 ขั้นตอนการคำนวณการจัดสรรกำลังการผลิตแบบประหยัดด้วยวิธี Lamda iteration

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย




รูปที่ 3.3 ความสัมพันธ์ระหว่างกำลังที่ผลิตและกำลังผลิตสำรองของเครื่องที่ i

เราสามารถกำหนดปัญหาการจ่ายโหลดอย่างประหยัดเมื่อพิจารณาเงื่อนไขกำลังผลิตสำรอง ได้ดังนี้

$$\text{Min} \quad \sum_i F_i(P_i) \tag{3.7}$$

$$\text{s.t.} \quad \sum_i P_i = \text{Load} \tag{3.8}$$

$$P\min_i \le P_i \le P\max_i \tag{3.9}$$

$$\text{Reserve} \le \sum_i S_i \tag{3.10}$$

Reserve คือ กำลังผลิตสำรองที่ระบบต้องการ (MW)

ในขั้นแรกเราจะทำการจ่ายโหลดอย่างประหยัดโดยไม่คำนึงถึงเงื่อนไขกำลังผลิตสำรอง จนเมื่อทำเสร็จแล้วจะได้ $P_i$(Load) และ $S_i$(Load) เป็นกำลังผลิตและกำลังผลิตสำรองจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่ i และ $\lambda$(Load) เป็นค่า Incremental cost ของระบบ หลังจากนั้นจะแบ่งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าออกเป็น 2 เซต ดังนี้

เซต I1 : I1 = {$i \in I$ , $S_i$(Load) = $\bar{S}_i$ } เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่อยู่ในเซตนี้คือเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีกำลังผลิตน้อยกว่าจุดเปลี่ยน ($P_i$(Load) < $Pmax_i - \bar{S}_i$ ) เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหล่านี้สามารถเพิ่มกำลังผลิตได้จนถึงจุดเปลี่ยนโดยไม่มีผลกระทบต่อกำลังผลิตสำรองแต่อย่างใด กำลังผลิตที่สามารถเพิ่มขึ้นได้คือ

$$UP = \sum_{i \in I1} \left( P\max_i - \bar{S}_i - P_i(\text{Load}) \right) \tag{3.11}$$

เซต I2 : I2 = {$i \in I$ , $S_i$(Load) = $Pmax_i - P_i$(Load) } เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่อยู่ในเซตนี้คือเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีกำลังผลิตสูงกว่าจุดเปลี่ยน ($P_i$(Load) < $Pmax_i - \bar{S}_i$ ) เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหล่านี้สามารถเพิ่มกำลังผลิตสำรองได้โดยการลดกำลังผลิตลงจนถึงจุดเปลี่ยน กำลังผลิตรวมที่สามารถลดลงได้คือ

$$DOWN = \sum_{i \in I2} \left( \bar{S}_i - (P\max_i - P_i(\text{Load})) \right) \tag{3.12}$$

การลดกำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในเซต I2 ลงไปเท่ากับ DOWN ถือเป็นการช่วยเพิ่มกำลังผลิตสำรองด้วยค่า DOWN เช่นกัน

สำหรับกำลังผลิตสำรองรวมจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทุกเครื่องคือ

$$S(Load) = \sum_{i \in I} S_i(Load) \qquad (3.13)$$

กำหนดให้ $\Delta$ = S(Load) - Reserve โดย $\Delta$ เป็นค่าที่บอกให้ทราบถึงความแตกต่างของกำลังผลิตสำรองจากค่าที่ต้องการ

เราสามารถแยกผลที่เกิดขึ้นได้ดังต่อไปนี้

1) กำลังผลิตสำรองมีเพียงพอกับความต้องการ ($\Delta \geq 0$) ในกรณีนี้กำลังผลิตสำรอง S(Load) ที่ได้จากการจ่ายโหลดอย่างประหยัดแบบปกติมีค่ามากเพียงพอกับความต้องการ นั่นคือเป็นไปตามเงื่อนไขของสมการ (3.10)
2) ไม่สามารถจัดสรรกำลังผลิตสำรองตามที่ต้องการได้ เนื่องจากความเบี่ยงเบนของกำลังผลิตสำรองจากค่าที่ต้องการ ($\Delta$) มีมากเกินกว่าค่า UP หรือ DOWN จะทำได้นั่นคือ

   $$\Delta \leq 0 \text{ และ } UP \text{ หรือ } DOWN < |\Delta|$$

   เพื่อที่จะให้ได้กำลังผลิตสำรองสูงสุดเท่าที่จะทำได้(ถึงแม้จะทำไม่ได้เท่าที่ต้องการ)และยังจ่ายโหลดได้ตามที่กำหนด เราต้องเพิ่มกำลังผลิตเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่อยู่ในเซต I2 และลดกำลังผลิตเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่อยู่ในเซต I1 นั่นคือย้ายกำลังผลิตจากเซต I2 ไปให้เซต I1 ปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ย้ายไปนี้จะเลือกเอาระหว่าง UP กับ DOWN แล้วแต่ว่าค่าใดน้อยกว่ากัน นั่นคือเราจะกำหนดให้ $\Delta$ = max (-UP,-DOWN)
3) สามารถจัดสรรกำลังผลิตสำรองตามที่ต้องการได้โดยการเพิ่มกำลังผลิตบางส่วนที่มีค่าเท่ากับ $\Delta$ ให้กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในเซต I1 ได้และลดกำลังผลิตบางส่วนที่มีค่าเท่ากับ$\Delta$ให้กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในเซต I2 นั่นคือ

   $$\Delta \leq 0 \text{ และ } UP \geq |\Delta| \text{ และ } DOWN \leq |\Delta|$$

วิธีที่นำเสนอนี้เป็นแนวทางหนึ่งในการแก้ปัญหาการจ่ายโหลดอย่างประหยัดที่คำนึงถึงเงื่อนไขเชื้อเพลิง โดยวิธีการดังกล่าวจะต้องนำกำลังผลิตส่วนหนึ่ง ($\Delta$) ที่ได้จากเครื่องในเซต I2 แบ่งไปให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าในเซต I1 จ่ายแทน หลังจากนั้นก็ทำการจ่ายโหลดอย่างประหยัดอีกครั้งหนึ่ง วิธีการดังกล่าวสามารถอธิบายได้ดังต่อไปนี้

<u>ขั้นที่ 1</u> เพิ่มกำลังผลิต($\Delta$)ให้กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในเซต I1 ซึ่งมีขั้นตอนดังนี้

- เปลี่ยนขีดจำกัดกำลังผลิตต่ำสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในเซต I1 จาก $Pmin_i$ ให้เป็น $P_i(Load)$

$$P_i(Load) \leq P_i \leq Pmax_i \qquad (3.14)$$

- เพิ่มกำลังผลิตที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าในเซต I1 ต้องจ่ายอีก $\Delta$

$$L1 = \sum_{i \in I1} P_i(\text{Load}) + |\Delta| \tag{3.15}$$

- ทำการคำนวณการจ่ายโหลดอย่างประหยัดโดยพิจารณาเฉพาะเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่อยู่ในเซต I1 ค่า Incremental cost ที่ได้จากขั้นตอนนี้คือ $\lambda_1$

<u>ขั้นที่ 2</u> ลดกำลังผลิต($\Delta$)ให้กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในเซต I2 มีขั้นตอนดังนี้

- เปลี่ยนขีดจำกัดกำลังผลิตสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในเซต I2 จาก $Pmax_i$ ให้เป็น $P_i(\text{Load})$

$$Pmin_i \le P_i \le P_i(\text{Load}) \tag{3.16}$$

- ลดกำลังผลิตที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าในเซต I2 ต้องจ่ายลงไป $\Delta$

$$L2 = \sum_{i \in I1} P_i(\text{Load}) - |\Delta| \tag{3.17}$$

- ทำการคำนวณจ่ายโหลดอย่างประหยัดโดยพิจารณาเฉพาะเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่อยู่ในเซต I2 ค่า Incremental cost ที่ได้จากขั้นตอนนี้คือ $\lambda_2$

<u>หมายเหตุ</u> จากขั้นที่ 1 และขั้นที่ 2 จะเห็นว่ากำลังผลิตรวมจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั้ง 2 เซตมีค่าเท่าเดิม เนื่องจาก

$$\begin{aligned} L1 + L2 &= \sum_{i \in I1} P_i(\text{Load}) + |\Delta| + \sum_{i \in I1} P_i(\text{Load}) - |\Delta| \\ &= \sum_{i} P_i(\text{Load}) = \text{Load} \end{aligned} \tag{3.18}$$

<u>ขั้นที่ 3</u> การหาค่า $\lambda$ และ $\mu$

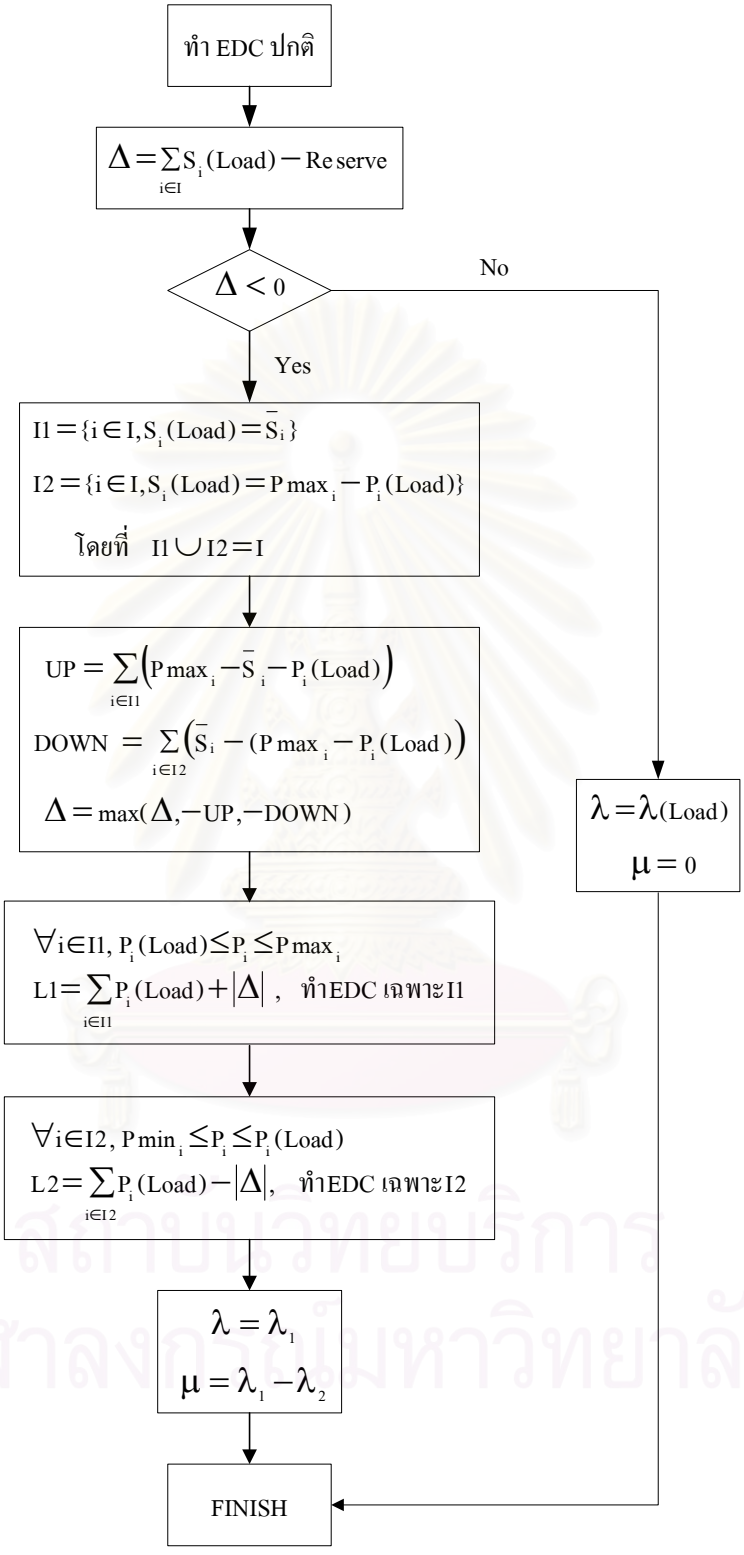
- ค่า $\lambda$ หมายถึงต้นทุนการผลิตส่วนที่เพิ่มขึ้น(Incremental cost) หรือต้นทุนการผลิตหน่วยสุดท้าย (Marginal cost) ซึ่งเป็นต้นทุนการผลิตหน่วยที่แพงที่สุด ดังนั้นจากการที่ $\lambda_1 \ge \lambda(\text{Load}) \ge \lambda_2$ จึงได้ว่า

$$\lambda = \lambda_1 \tag{3.19}$$

- ค่า $\mu$ หมายถึง ต้นทุนกำลังผลิตสำรองหน่วยสุดท้าย (Marginal spinning reserve cost) ค่า $\mu$ นี้จะมีได้(มีค่าไม่เท่ากับศูนย์)ก็ต่อเมื่อกำลังผลิตสำรองที่ได้จากการคำนวณการจ่ายโหลดอย่างประหยัดในรอบแรกมีค่าไม่เพียงพอกับความต้องการ ทำให้ต้องจัดสรรการผลิตใหม่อีกครั้งซึ่งต้นทุนการผลิตในครั้งที่สองนี้ย่อมสูงกว่าในครั้งแรกอย่างแน่นอน จากวิธีการจ่ายโหลดอย่างประหยัดที่นำเสนอนี้เราสามารถสรุปได้ว่า $\lambda_1$ และ $\lambda_2$ เป็นตัวแปรที่สะท้อนถึงต้นทุนในการผลิตกำลังสำรอง เพราะการเพิ่มกำลังผลิตสำรองแต่ละหน่วยจะส่งผลกระทบทำให้ $\lambda_1$ มีค่าสูงขึ้นและ $\lambda_2$ มีค่าลดลง นั่นหมายความว่าต้นทุนกำลังผลิตสำรองหน่วยสุดท้ายมีค่ามาจากการเปลี่ยนแปลงของ Incremental cost จาก $\lambda$ ไปเป็น $\lambda_1$ และ $\lambda_2$ ทำให้เราสามารถหาค่า $\mu$ ได้ดังนี้

$$\mu = \lambda_1 - \lambda_2 \tag{3.20}$$

เราสามารถสรุปขั้นตอนของการจ่ายโหลดอย่างประหยัดที่คำนึงถึงเงื่อนไขกำลังผลิตสำรองได้ดังนี้




รูปที่ 3.4 การจ่ายโหลดอย่างประหยัดโดยคำนึงถึงเงื่อนไขกำลังผลิตสำรอง

<u>หมายเหตุ</u> EDC คือการคำนวณการจ่ายโหลดอย่างประหยัด

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

**3.4 การจ่ายโหลดอย่างประหยัดโดยพิจารณาเงื่อนไขเชื้อเพลิง (Fuel constrained economic dispatch) [6]**

เชื้อเพลิงที่นำมาใช้ในระบบไฟฟ้ามีหลายอย่าง เช่น ก๊าซธรรมชาติ น้ำมันเตา น้ำมันดีเซล ถ่านหิน เป็นต้น เชื้อเพลิงที่นำมาใช้เหล่านี้บางส่วนถูกขนส่งผ่านมาทางท่อก๊าซ หรือขนส่งผ่านเรือเดินทะเลทำให้เสียเวลาในการเดินทางและปริมาณที่ขนส่งได้ในแต่ละครั้งก็มีจำนวนจำกัด ดังนั้นในบางครั้งเชื้อเพลิงเหล่านี้จึงมีปริมาณไม่เพียงพอกับความต้องการต้องเปลี่ยนไปใช้เชื้อเพลิงชนิดอื่นแทน

นอกจากข้อจำกัดในการขนส่งแล้ว สัญญาการใช้เชื้อเพลิง (Fuel contract) ก็เป็นสาเหตุหนึ่งที่ทำให้ปริมาณเชื้อเพลิงมีจำกัด สัญญาเหล่านี้เป็นข้อตกลงการซื้อขายเชื้อเพลิงระหว่างผู้ผลิตไฟฟ้ากับผู้จำหน่ายเชื้อเพลิงโดยปริมาณเชื้อเพลิงที่ตกลงซื้อขายกันจะกำหนดไว้ก่อนล่วงหน้า ผู้ผลิตไฟฟ้าต้องรับซื้อตามที่กำหนด แม้ในบางครั้งอาจจะไม่อยากซื้อก็ตาม ในขณะเดียวกันผู้ขายก็ต้องจัดหาเชื้อเพลิงให้ครบถ้วนตามที่ตกลงกันไว้

การทำแผนการใช้เชื้อเพลิง (Fuel scheduling) เป็นการวางแผนล่วงหน้าว่าจะใช้เชื้อเพลิงแต่ละชนิดเป็นปริมาณเท่าใดซึ่งโดยทั่วไปจะวางแผนล่วงหน้าเป็นสัปดาห์ ช่วงเวลาในการทำแผนจึงยาวกว่าการทำยูนิตคอมมิตเมนต์ระยะสั้น (Short-term unit commitment) ปริมาณเชื้อเพลิงที่ได้จากแผนการใช้เชื้อเพลิงนี้จะนำมากำหนดเป็นเงื่อนไขการใช้เชื้อเพลิงของการทำยูนิตคอมมิตเมนต์ระยะสั้นอีกที

การทำยูนิตคอมมิตเมนต์ที่มีข้อจำกัดในเรื่องของปริมาณเชื้อเพลิงต้องทำการจ่ายโหลดอย่างประหยัดโดยพิจารณาเงื่อนไขปริมาณเชื้อเพลิงเช่นกัน วิธีที่นำเสนอนี้จะพิจารณากรณีที่มีเงื่อนไขเชื้อเพลิงและเงื่อนไขกำลังผลิตสำรองด้วย

กำหนดให้

Load(t) โหลด ณ เวลา t (MW)

Resevre(t) กำลังผลิตสำรองที่ต้องการ ณ เวลา t (MW)

$H_i(.)$ อัตราความร้อนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตัวที่ i (Mbtu/Hr)

T ระยะเวลาการทำยูนิตคอมมิตเมนต์(Hr)

$U_i(t)$ สถานะการเดินเครื่องของเครื่องที่ i ณ เวลา t

$P_i(t)$ กำลังไฟฟ้าจากเครื่องที่ i ณ เวลา t (MW)

$S_i(t)$ กำลังผลิตสำรองจากเครื่องที่ i ณ เวลา t (MW)

$FC_I$ ราคาเชื้อเพลิงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่ i (฿/Mbtu)

Ag เซตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีเงื่อนไขการใช้เชื้อเพลิง

$Q_i(t)$ ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงที่มีเงื่อนไขของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตัวที่ i ณ เวลา t (Mbtu)

$\phi$ ราคาเทียมของเชื้อเพลิงที่มีเงื่อนไข (฿/Mbtu)

GCT ปริมาณที่จำกัดของเชื้อเพลิงที่มีเงื่อนไข (Mbtu)

กำหนดปัญหา

$$\text{Min} \sum_{t=1}^{T}\left\{ \sum_{i}(H_i(P_i(t))\cdot FC_i \cdot U_i(t))\right\} \tag{3.21}$$

เงื่อนไข

$$Pmin_i \leq P_i(t) \leq Pmax_i \tag{3.22}$$

$$\sum_i S_i(t) \geq \text{Reserve}(t) \tag{3.23}$$

$$\sum_i P_i(t) = \text{Load}(t) \tag{3.24}$$

$$\text{Error} = GCT - \sum_{i\in Ag}\sum_{t=1}^{T} Q_i(t) = 0 \tag{3.25}$$

เงื่อนไข 3 เงื่อนไขแรกเป็นเงื่อนไขที่สามารถจัดการได้ด้วยการจ่ายโหลดอย่างประหยัดที่คำนึงถึงเงื่อนไขการกำลังผลิตสำรอง สำหรับเงื่อนไขการใช้เชื้อเพลิงนั้นจะได้อธิบายต่อไป

ปริมาณเชื้อเพลิงที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าใช้สามารถแบ่งออกเป็น 2 ส่วน คือ ส่วนที่ใช้ในการเริ่มเดินเครื่องและส่วนที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า

$$\sum_{t=1}^{T} Q_i(t) = \sum_{t=1}^{T}\left\{H_i(P_i(t))\cdot U_i(t)\right\} + \sum_{t=1}^{T} StQ_i(t) \tag{3.26}$$

ส่วนที่ใช้ในการเริ่มเดินเครื่อง $\sum_{t=1}^{T} StQ_i(t)$ เราสามารถหาได้ทันที เพราะค่านี้ขึ้นกับสถานะการเดินเครื่อง $U_i(t)$ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเท่านั้น แต่ส่วนที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าในแต่ละชั่วโมงนั้นต้องทราบค่า $P_i(t)$ ก่อนจึงจะหาค่าได้ เพราะปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้จะมากหรือน้อยก็ขึ้นอยู่กับค่า $P_i(t)$ เป็นสำคัญ ดังนั้นเราจึงควบคุมปริมาณการใช้เชื้อเพลิงได้เฉพาะในส่วนที่นำไปใช้ในการผลิตในแต่ละชั่วโมงเท่านั้น

เราสามารถเขียนเงื่อนไขการใช้เชื้อเพลิงได้ใหม่ดังนี้

$$GCT - \sum_{i\in Ag}\left\{\sum_{t=1}^{T} StQ_i(t) + \sum_{t=1}^{T} H_i(P_i(t))\cdot U_i(t)\right\} = 0 \tag{3.27}$$

$$\left\{GCT - \sum_{i\in Ag}\sum_{t=1}^{T} StQ_i(t)\right\} - \sum_{i\in Ag}\left\{\sum_{t=1}^{T} H_i(P_i(t))\cdot U_i(t)\right\} = 0 \tag{3.28}$$

$$\text{Error} = GCT' - \sum_{i\in Ag}\left\{\sum_{t=1}^{T} H_i(P_i(t))\cdot U_i(t)\right\} = 0 \tag{3.29}$$

$GCT'$ เป็นปริมาณที่สามารถคำนวณออกมาได้ก่อนทำการคำนวณการจ่ายโหลดอย่างประหยัด

เราสามารถเพิ่มเงื่อนไขการใช้เชื้อเพลิงเข้าไปในฟังก์ชันเป้าหมายได้โดยคูณเข้ากับตัวคูณลากรองจ์ $\beta$ ดังนี้

$$\sum_{t=1}^{T}\left\{\sum_{i}(H_i(P_i(t))\cdot FC_i\cdot U_i(t))\right\}+\beta\cdot\left[GCT'-\sum_{t=1}^{T}\left\{\sum_{i\in Ag}H_i(P_i(t))\cdot U_i(t)\right\}\right] \qquad (3.30)$$

$$\sum_{t=1}^{T}\left[\sum_{i}\left\{H_i(P_i(t))\cdot U_i(t)\cdot(FC_i-\beta\cdot Sg(i))\right\}\right]+\beta\cdot GCT' \qquad (3.31)$$

โดยที่ $Sg(i)=\begin{cases}1 \text{ เมื่อ } i\in Ag\\ 0 \text{ เมื่อ } i\notin Ag\end{cases}$

จากสมการ (3.31) จะเห็นว่าเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เชื้อเพลิงมีปริมาณจำกัดราคาเชื้อเพลิงของมันจะถูกหักออกด้วยค่า $\beta$ ส่วนเครื่องที่ไม่มีเงื่อนไขเชื้อเพลิงจะไม่ได้รับผลกระทบ แสดงว่าเราสามารถใช้ค่า $\beta$ ไปปรับให้ราคาเชื้อเพลิงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีเงื่อนไขการใช้เชื้อเพลิงเพิ่มขึ้นหรือลดลงได้ เนื่องจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีเงื่อนไขเชื้อเพลิงนั้นใช้เชื้อเพลิงจากแหล่งเดียวกัน ราคาจึงเท่ากันนั่นคือ $FC_i$-$\beta$ , $\forall i \in Ag$ มีค่าเท่ากันเราจึงเขียนแทนด้วย $\phi$ ได้ และเรียกว่า ราคาเทียมของเชื้อเพลิง (Pseudo price)

$$FCT_i=\begin{cases}FC_i-\beta & \text{เมื่อ } i\in Ag\\ FC_i & \text{เมื่อ } i\notin Ag\end{cases} \qquad (3.32)$$

$FCT_i$ เป็นราคาเชื้อเพลิงสมมติของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตัวที่ i

ถ้าเราปรับค่า $\phi$ ให้น้อยลงจะทำให้มีการใช้เชื้อเพลิงชนิดนี้มากขึ้น Error ก็จะมีค่ามากขึ้น แต่ถ้าค่า $\phi$ มากขึ้นจะทำให้มีการใช้เชื้อเพลิงชนิดนี้ลดลง Error ก็จะมีค่าน้อยลง แต่ถ้าเราปรับค่า $\phi$ ได้พอดีจะทำให้ใช้เชื้อเพลิงได้พอดีกับที่ต้องการ นั่นคือ Error = 0 สรุปได้ว่า Error ขึ้นกับค่า $\phi$ นั่นคือ Error = Error($\phi$)

จากความสัมพันธ์ระหว่าง Error กับ $\phi$ เราสามารถทำการจ่ายโหลดอย่างประหยัดโดยพิจารณาเงื่อนไขการใช้เชื้อเพลิงได้ดังนี้

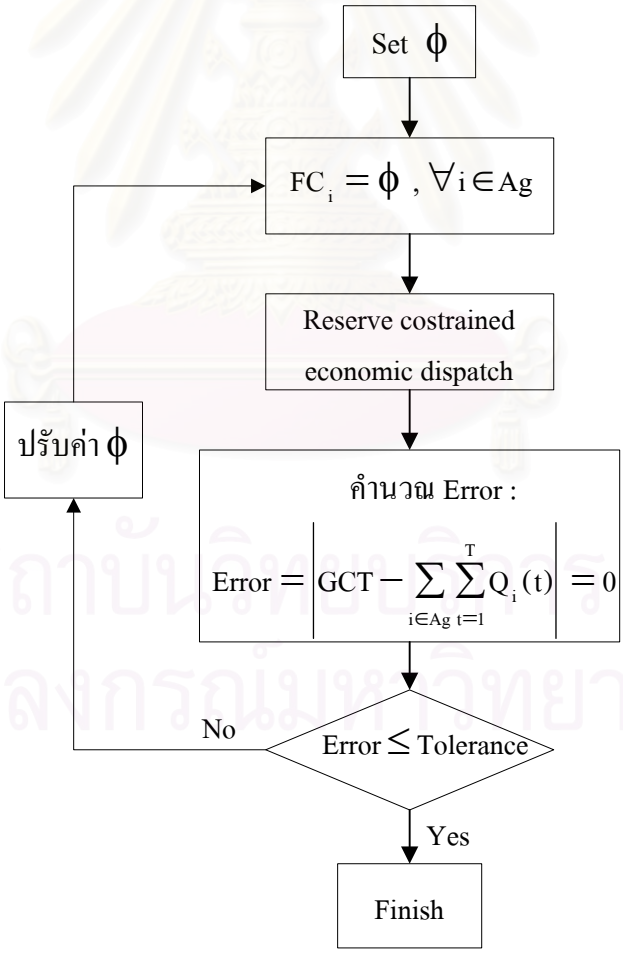
1) กำหนดค่า $\phi_L$ และ $\phi_U$ เริ่มต้น โดย $\phi_L$ เป็นค่าขอบเขตล่างที่ทำให้ค่า Error($\phi_L$) > 0 และ $\phi_U$ เป็นค่าขอบเขตบน ที่ทำให้ Error($\phi_U$) < 0
2) คำนวณค่า Error($\phi_L$) และ Error($\phi_U$) จากการคำนวณการจ่ายโหลดอย่างประหยัดโดยพิจารณาเงื่อนไขกำลังผลิตสำรองด้วย

3) โดยการประมาณค่าเป็นเชิงเส้นในช่วง [$\phi_L$, $\phi_U$] จะได้ว่าค่า $\phi^*$ ที่ทำให้ค่าความผิดพลาด Error = 0 คือ $\phi^* = \phi_U - \frac{|error(\phi_U)|}{|error(\phi_U) + error(\phi_L)|}(\phi_U - \phi_L)$

4) จากค่า $\phi^*$ ที่ได้นำไปหา $P_i$ ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่อง แล้วนำไปหาค่าความผิดพลาดครั้งใหม่ ซึ่งจะไม่เท่ากับศูนย์อย่างที่คาดไว้ เนื่องจากมีความผิดพลาดจากการประมาณเป็นเชิงเส้น ทำการปรับเปลี่ยนค่า $\phi_L$ และ $\phi_U$ โดย ถ้า Error($\phi^*$) มีค่ามากกว่าศูนย์ $\phi_U$=$\phi^*$ แต่ถ้าค่า Error($\phi^*$) มีค่าน้อยกว่าศูนย์ $\phi_L$=$\phi^*$

5) กลับไปทำขั้นตอนที่ 2 จนกว่า ค่า Error($\phi^*$) จะอยู่ในช่วงที่ยอมรับได้

เราสามารถสรุปขั้นตอนของการจ่ายโหลดอย่างประหยัดที่คำนึงถึงเงื่อนไขปริมาณเชื้อเพลิงและกำลังผลิตสำรองได้ดังนี้




รูปที่ 3.5 การจ่ายโหลดอย่างประหยัดโดยคำนึงถึงเงื่อนไขการใช้เชื้อเพลิงและกำลังผลิตสำรอง

# บทที่ 4

## การทำยูนิตคอมมิตเมนต์ที่คำนึงถึงเงื่อนไขการใช้เชื้อเพลิง และขีดจำกัดปริมาณน้ำในอ่างเก็บของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบสูบกลับ

การทำยูนิตคอมมิตเมนต์ที่นำเสนอในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้สามารถใช้ได้กับระบบที่ประกอบด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั้งสามประเภท ได้แก่ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อน เครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำ และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบสูบกลับ โดยวิธีที่นำเสนอได้พิจารณาถึงเงื่อนไขการใช้เชื้อเพลิงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อน และเงื่อนไขปริมาณน้ำในอ่างเก็บของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบสูบกลับ

### 4.1 การกำหนดปัญหา

#### 4.1.1 นิยามตัวแปร

Load(t) : โหลดของระบบ ณ เวลา t (MW)

Reserve(t) : กำลังผลิตสำรองที่ระบบต้องการ ณ เวลา t (MW)

$Reserve^{t}(t)$ : กำลังผลิตสำรองต่ำที่สุดจากเครื่องพลังความร้อนที่ระบบต้องการ ณ เวลา t (MW)

$H_i(.)$ : อัตราความร้อนของเครื่องพลังความร้อน (Mbtu/Hr)

I,J,K : จำนวนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อน พลังน้ำ และแบบสูบกลับตามลำดับ

T : ระยะเวลาการทำยูนิตคอมมิตเมนต์ (Hr)

i,j,k : ดัชนีเครื่องพลังความร้อน พลังน้ำ และแบบสูบกลับตามลำดับ

t : ดัชนีเวลา

$U_i(t)$ : สถานะการเดินเครื่องของเครื่องพลังความร้อนเครื่องที่ i ณ เวลา t โดยที่ 1= On , 0 = Off

$P^{t}_{i}(t)$ : กำลังไฟฟ้าจากเครื่องพลังความร้อนเครื่องที่ i ณ เวลา t (MW)

$P^{h}_{j}(t)$ : กำลังไฟฟ้าจากเครื่องพลังน้ำเครื่องที่ j ณ เวลา t (MW)

$P^{p}_{k}(t)$ : กำลังไฟฟ้าจากเครื่องแบบสูบกลับเครื่องที่ k ณ เวลา t (MW)

$S^{t}_{i}(t)$ : กำลังผลิตสำรองจากเครื่องพลังความร้อนเครื่องที่ i ณ เวลา t (MW)

$\bar{S}^{t}_{i}$ : ขีดจำกัดกำลังผลิตสำรองของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อนเครื่องที่ i (MW) ค่านี้กำหนดโดยอัตราการเปลี่ยนกำลังผลิต(MW)

$S^{h}_{j}(t)$ : กำลังผลิตสำรองจากเครื่องพลังน้ำเครื่องที่ i ณ เวลา t (MW)

$S^{p}_{k}(t)$ : กำลังผลิตสำรองจากเครื่องแบบสูบกลับเครื่องที่ i ณ เวลา t (MW)

$FC_i$ : ราคาเชื้อเพลิงเครื่องพลังความร้อนเครื่องที่ i (฿/Mbtu)

$FST_i$ : ค่าใช้จ่ายคงที่ในการเริ่มเดินเครื่องเครื่องพลังความร้อนเครื่องที่ i (฿)

$SFC_i$ : ค่าใช้จ่ายผันแปรในการเริ่มเดินเครื่องเครื่องพลังความร้อนเครื่องที่ i (฿)

$x_i(t)$ : สภาวะของเครื่องพลังความร้อนตัวที่ i ณ เวลา t ค่านี้เป็นระยะเวลาการเดินเครื่อง(+) หรือหยุดเดินเครื่อง(-)ติดต่อกัน เช่น

$$x_i(t) = \begin{cases} 3 \text{ ชั่วโมง} & \text{ถ้า เครื่องที่ } i \text{ ณ เวลา } t \text{ เดินเครื่องมาแล้วนาน } 3 \text{ ชั่วโมง} \\ -5 \text{ ชั่วโมง} & \text{ถ้า เครื่องที่ } i \text{ ณ เวลา } t \text{ หยุดเดินเครื่องมาแล้วนาน } 5 \text{ ชั่วโมง} \end{cases}$$

$\tau_i$ : ค่าคงตัวเวลาการปลดปล่อยความร้อนของเครื่องพลังความร้อนเครื่องที่ i (Hr)

$MUP_i$ : ขีดจำกัดเวลาเดินเครื่องน้อยที่สุด (Hr)

$MDN_i$ : ขีดจำกัดเวลาหยุดเดินเครื่องน้อยที่สุด (Hr)

Ag : เซตของเครื่องพลังความร้อนที่มีเงื่อนไขเชื้อเพลิง

$Q_i(t)$ : ปริมาณการใช้ก๊าซของเครื่องพลังความร้อนเครื่องที่ i ณ เวลา t (Mbtu)

GCT : ปริมาณก๊าซที่กำหนดให้ใช้ตลอดช่วงการทำยูนิตคอมมิตเมนต์ (Mbtu)

$Pmin^t_i$, $Pmax^t_i$ : กำลังผลิตต่ำสุด สูงสุดของเครื่องพลังความร้อนเครื่องที่ i (MW)

$Pmin^h_j$,$Pmax^h_j$ : กำลังผลิตต่ำสุด สูงสุดของเครื่องพลังน้ำเครื่องที่ j (MW)

$Pmin^g_k$,$Pmax^g_k$ : กำลังผลิตต่ำสุด สูงสุดของเครื่องแบบสูบกลับเครื่องที่ k ในขณะผลิตไฟฟ้า (MW)

$Pmin^p_k$,$Pmax^p_k$ : กำลังการใช้ไฟฟ้าต่ำสุด สูงสุดของเครื่องแบบสูบกลับเครื่องที่ k ในขณะสูบน้ำกลับ (MW)

$E^h_j(t)$ : ปริมาณน้ำที่ปล่อยจากเครื่องพลังน้ำเครื่องที่ j ณ เวลา t (MWh)

$E^p_k(t)$ : ปริมาณน้ำที่ปล่อยจากเครื่องแบบสูบกลับเครื่องที่ k ณ เวลา t (MWh)

$Eout^h_j$ : ปริมาณน้ำทั้งหมดที่กำหนดให้ปล่อยจากเครื่องพลังน้ำเครื่องที่ i (MWh)

$Eout^p_k$ : ปริมาณน้ำทั้งหมดที่กำหนดให้ปล่อยจากเครื่องแบบสูบกลับเครื่องที่ k (MWh)

$Inflow_k(t)$ : ปริมาณน้ำจากภายนอกที่ไหลเข้าสู่อ่างของเครื่องแบบสูบกลับเครื่องที่ k ณ เวลา t (MWh)

$Vmin_k$, $Vmax_k$ : ปริมาณน้ำสูงสุด ต่ำสุดที่อ่างของเครื่องแบบสูบกลับเครื่องที่ k จะยอมรับได้ (MWh)

$Vpre_k$ : ปริมาณน้ำเริ่มต้นของเครื่องแบบสูบกลับเครื่องที่ k (MWh)

$V_k$ : ปริมาณน้ำของเครื่องแบบสูบกลับเครื่องที่ k ณ เวลา t (MWh)

$\eta_k$ : ประสิทธิภาพการสูบน้ำของเครื่องแบบสูบกลับ

**4.1.2 ฟังก์ชันเป้าหมาย**

$$\text{Min} \sum_{t=1}^{T} \left\{ \sum_{i=1}^{I} \left[ F_i(P^t{}_i(t)) \cdot U_i(t) + \text{StCost}_i(t) \right] \right\} \tag{4.1}$$

โดยที่ $F_i(P_i(t)) = H_i(P^t{}_i(t)) \cdot FC_i$ (4.2)

$$\text{StCost}_i(t) = U_i(t) \cdot (1 - U_i(t-1)) \cdot \left[ FST_i + SFC_i \cdot (1 - e^{-x_i(t-1)/\tau_i}) \right] \tag{4.3}$$

$F_i(P_i(t))\cdot U_i(t)$ : ค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าของเครื่องที่ i ณ เวลา t (฿)

$StCost_i(t)$ : ค่าใช้จ่ายในการเริ่มเดินเครื่องของเครื่องที่ i ณ เวลา t (฿)

### 4.1.3 เงื่อนไข

- โหลด

$$\sum_{i=1}^{I} P^t_i(t)\cdot U_i(t) + \sum_{j=1}^{J} P^h_j(t) + \sum_{k=1}^{K} P^p_k(t) = Load(t) \quad (4.4)$$

- กำลังผลิตสำรอง

$$\sum_{i=1}^{I} S^t_i(t)\cdot U_i(t) + \sum_{j=1}^{J} S^h_j(t) + \sum_{k=1}^{K} S^p_k(t) \geq Reserve(t) \quad (4.5)$$

$$\sum_{i=1}^{I} S^t_i(t)\cdot U_i(t) \geq Reserve^t(t) \quad (4.6)$$

โดยที่ $S^t_i(t) = \min(Pmax^t_i - P^t_i(t), \bar{S}^t_i)$ (4.7)

$$S^h_j(t) = Pmax^h_j - P^h_j(t) \quad (4.8)$$

$$S^p_k(t) = \begin{cases} Pmax^g_k - P^p_k(t) & \text{กรณี } P^p_k(t) \geq 0 \\ -P^p_k(t) & \text{กรณี } P^p_k(t) < 0 \end{cases} \quad (4.9)$$

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อน

- ขีดจำกัดเวลาเดินเครื่อง , หยุดเดินเครื่องต่ำสุด (Minimum up time /down time)

$U_i(t) = 1$ ถ้า $1 \leq x_i(t) < MUP_i$ (4.10)

$U_i(t) = 0$ ถ้า $-MDN_i < x_i(t) \leq -1$ (4.11)

- เงื่อนไขปริมาณเชื้อเพลิง

$$\sum_{t=1}^{T} \sum_{i\in Ag} Q_i(t) = GCT \quad (4.12)$$

- ขนาดกำลังผลิต

$Pmin^t_i \cdot U_i(t) \leq P^t_i(t)\cdot U_i(t) \leq Pmax^t_i \cdot U_i(t)$ (4.13)

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำ

- ขนาดกำลังผลิต

$Pmin^h_j \leq P^h_j(t) \leq Pmax^h_j$ หรือ $P^h_j(t) = 0$ (4.14)

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

- ปริมาณน้ำที่ปล่อย

$$\sum_{t=1}^{T} E^{h}_{j}(t) = Eout^{h}_{j} \quad \text{โดยที่} \quad E^{h}_{j}(t) = P^{h}_{j}(t) \tag{4.15}$$

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบสูบกลับ

- ขนาดกำลัง

$$Pmin^{g}_{k} \le P^{p}_{k}(t) \le Pmax^{g}_{k} \text{ หรือ } -Pmax^{p}_{k} \le P^{p}_{k}(t) \le -Pmin^{p}_{k} \text{ หรือ } P^{p}_{k}(t) = 0 \tag{4.16}$$

- ปริมาณน้ำที่ปล่อย

$$\sum_{t=1}^{T} E^{p}_{k}(t) = Eout^{p}_{k} \tag{4.17}$$

โดยที่ $E^{p}_{k}(t) = P^{p}_{k}(t)$ ถ้า $P^{p}_{k}(t) \ge 0$

$$E^{p}_{k}(t) = \eta_{k} \cdot P^{p}_{k}(t) \text{ ถ้า } P^{p}_{k}(t) < 0 \tag{4.18}$$

- ขนาดอ่างเก็บ

$$Vmin_{k} \le V_{k}(t) \le Vmax_{k} \tag{4.19}$$

โดยที่

$$V_{k}(t) = V_{k}pre + \sum_{t1=1}^{t}\left(-E^{p}_{k}(t1) + Inflow_{k}(t1)\right) \tag{4.20}$$

**หมายเหตุ** การที่เงื่อนไขในสมการ (4.4) กำหนดให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อนต้องมีกำลังผลิตสำรองไม่น้อยกว่าค่าที่กำหนดก็เพื่อเป็นการรักษาเสถียรภาพในระบบไฟฟ้า

## 4.2 หลักการวิเคราะห์

ในอดีตที่ผ่านมาการทำยูนิตคอมมิตเมนต์ในระบบที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั้งสามประเภทมักใช้วิธีรีแลกเซชันแบบลากรองจ์[2,3,15] วิธีนี้จะละเลยเงื่อนไขกำลังผลิตและกำลังผลิตสำรองในสมการ (4.2) และ (4.3) โดยใช้ตัวคูณลากรองจ์ (Lagrange multipliers) คูณเข้ากับเงื่อนไขทั้งสองจากนั้นจึงนำผลที่ได้ไปบวกเข้ากับฟังก์ชันเป้าหมายดังสมการต่อไปนี้

$$\begin{aligned} L = \sum_{t=1}^{T}\Bigg\{ & \sum_{i=1}^{I}\left[F_{i}(P^{t}_{i}(t)) + StCost_{i}(t)\right] \\ & + \lambda(t)\cdot\left[Load(t) - \left(\sum_{i=1}^{I} P^{t}_{i}(t)\cdot U_{i}(t) + \sum_{j=1}^{J} P^{h}_{j}(t) + \sum_{k=1}^{K} P^{p}_{k}(t)\right)\right] \\ & + \mu(t)\cdot\left[Reserve(t) - \left(\sum_{i=1}^{I} S^{t}_{i}(t)\cdot U_{i}(t) + \sum_{j=1}^{J} S^{h}_{j}(t) + \sum_{k=1}^{K} S^{p}_{k}(t)\right)\right]\Bigg\} \end{aligned} \tag{4.21}$$

โดยที่ $\lambda(t)$ และ $\mu(t)$ คือ ตัวคูณลากรองจ์ของเงื่อนไขโหลดและเงื่อนไขกำลังผลิตสำรองที่เวลา t ตามลำดับ จากทฤษฎีดูอัลลิตี้ (Duality theorem)[16,17] เราสามารถแก้ปัญหาในสมการ (4.21) ผ่านปัญหาดูอัลได้ โดยการแก้ปัญหาดูอัลนี้แบ่งได้ออกเป็น 2 ขั้นตอน ขั้นตอนแรกเราสามารถแยกปัญหาดังกล่าวออกเป็นปัญหาย่อยของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละประเภทแต่ละเครื่องได้ดังนี้

ปัญหาย่อยของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อน

$$\underset{P^t_i(t),U_i(t)}{\text{Min}}\ L^t_i = \sum_{t=1}^{T}\left\{F_i(P^t_i(t))\cdot U_i(t)+\text{StCost}_i(t)-\lambda(t)\cdot P^t_i(t)\cdot U_i(t)-\mu(t)\cdot S^t_i(t)\cdot U_i(t)\right\} \qquad (4.22)$$

ปัญหาย่อยของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำ

$$\min_{P^h_j(t)}\ L^h_j = \sum_{t=1}^{T}\left\{-\lambda(t)\cdot P^h_j(t)-\mu(t)\cdot S^h_j(t)\right\} \qquad (4.23)$$

ปัญหาย่อยของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบสูบกลับ

$$\min_{P^p_k(t)}\ L^p_k = \sum_{t=1}^{T}\left\{-\lambda(t)\cdot P^p_k(t)-\mu(t)\cdot S^p_k(t)\right\} \qquad (4.24)$$

ถ้า $L^t_i{}^*, L^h_j{}^*$ และ $L^p_k{}^*$ เป็นค่าที่เหมาะสมของปัญหาย่อยของเครื่องพลังความร้อน เครื่องพลังน้ำและเครื่องแบบสูบกลับเมื่อกำหนดค่า $\lambda$ และ $\mu$ ให้ จะได้ว่าสำหรับปัญหาดูอัลในขั้นตอนที่สองจะเป็นการหาค่าสูงสุดของฟังก์ชันต่อไปนี้

$$\begin{aligned}\max_{\lambda,\delta}\ \phi(\lambda,\mu) = &\sum_{i=1}^{I}L^t_i{}^*(\lambda,\mu)+\sum_{j=1}^{J}L^h_j{}^*(\lambda,\mu)+\sum_{k=1}^{K}L^p_k{}^*(\lambda,\mu)\\ &+\sum_{t=1}^{T}\left[\lambda(t)\cdot\text{Load}(t)+\mu(t)\cdot\text{Reserve}(t)\right]\end{aligned} \qquad (4.25)$$

โดยที่ $\mu(t)\geq 0$ , t = 1,...,T

จะเห็นว่าวิธีรีแลกเซชันแบบลากรองจ์เมื่อต้องการเพิ่มเติมเงื่อนไขใด ๆ ที่เป็นเงื่อนไขร่วมกันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (เช่น เงื่อนไขโหลด และเงื่อนไขกำลังผลิตสำรอง) เราต้องคูณเงื่อนไขดังกล่าวเข้ากับตัวคูณลากรองจ์แล้วนำผลที่ได้ไปบวกเข้ากับฟังก์ชันเป้าหมาย ดังนั้นถ้าเราพิจารณาเงื่อนไขการใช้เชื้อเพลิงในสมการ (4.12) ก็จะทำให้มีตัวแปรในฟังก์ชัน $\phi$ เพิ่มขึ้นส่งผลให้ต้องใช้เวลาในการคำนวณมากขึ้น

โดยทั่วไปผลการทำยูนิตคอมมิตเมนต์ในระบบไฟฟ้ากำลังที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั้งสามประเภทจะให้คำตอบเหมาะสมที่มีลักษณะคล้ายคลึงกัน นั่นคือเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำและเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบสูบกลับจะทำการผลิตไฟฟ้าหรือปล่อยน้ำในช่วงที่โหลดมีค่าสูง และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบสูบ

กลับจะสูบน้ำกลับในเวลาที่โหลดมีค่าน้อย ผลการจัดสรรการผลิตเช่นนี้จะทำให้โหลดส่วนที่เหลือที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อนต้องจ่ายมีลักษณะที่ราบเรียบขึ้น

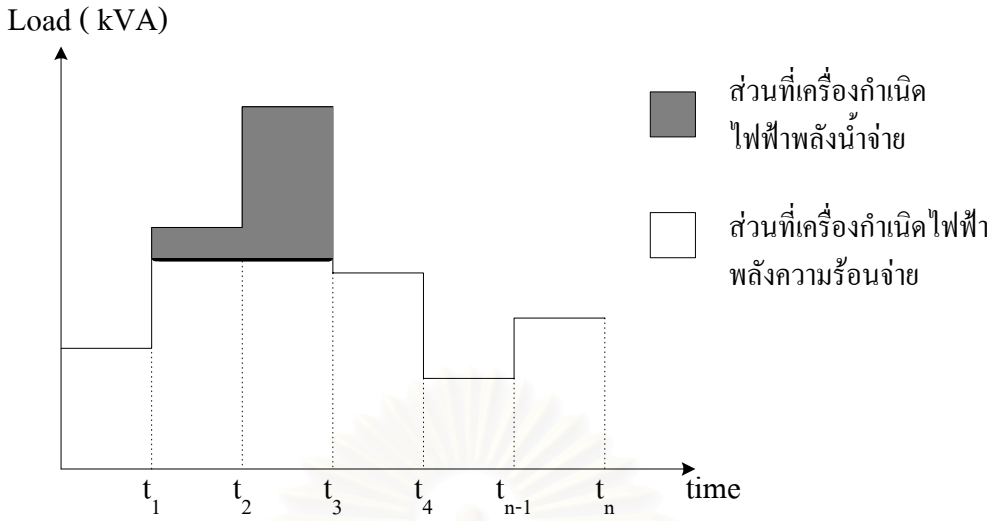
จากเหตุผลที่กล่าวมาทั้งหมดการทำยูนิตคอมมิตเมนต์ในระบบไฟฟ้ากำลังที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั้งสามประเภทและมีเงื่อนไขจำกัดหลายอย่างนั้นเราจึงสามารถแยกขั้นตอนการทำยูนิตคอมมิตเมนต์เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละประเภทออกจากกันได้ในเบื้องต้น จากนั้นจึงนำแต่ละปัญหากลับมาร่วมพิจารณากันอีกในขั้นตอนหนึ่ง รายละเอียดของแต่ละขั้นตอนสามารถนำเสนอได้ดังต่อไปนี้

### 4.2.1 การทำยูนิตคอมมิตเมนต์เมื่อมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำ

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำอาศัยพลังงานศักย์ของน้ำที่ถูกเก็บกักไว้ในเขื่อนเป็นแหล่งพลังงานในการผลิตไฟฟ้า ดังนั้นจึงไม่มีค่าเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าเหมือนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อน ค่าใช้จ่ายในการปฏิบัติการจึงถูกมาก ดังนั้นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิดนี้จึงควรจะเดินเครื่องเป็นประเภทแรกและมีแนวโน้มที่จะเดินเครื่องตลอดเวลาด้วย แต่ในทางปฏิบัติสำหรับประเทศไทยแล้วทำไม่ได้ด้วยเหตุผลหลายประการ เช่น กำลังการผลิตมีจำกัด อ่างเก็บน้ำในเขื่อนมีขนาดจำกัด ปริมาณน้ำทั้งหมดที่ถูกปล่อยออกมาตลอดช่วงการทำยูนิตคอมมิตเมนต์ถูกกำหนดจากการวางแผนของฝ่ายชลประทาน เงื่อนไขเหล่านี้ทำให้การทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำไม่เป็นอิสระ แต่สิ่งที่เราต้องคำนึงถึงก็คือเวลาการทำงานที่เหมาะสมซึ่งจะส่งผลให้มีความคุ้มค่ามากที่สุด โดยที่การทำงานของมันยังคงอยู่ในเงื่อนไขต่าง ๆ ก่อนอื่นเราควรกลับไปพิจารณาถึงการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อนก่อน

จากหลักการ Priority list เราได้ข้อสรุปว่าเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีต้นทุนการผลิตต่ำจะมีลำดับใน Priority list ก่อนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีค่าใช้จ่ายในการผลิตสูง นั่นคือในตอนที่จ่ายโหลดต่ำ ๆ เครื่องที่มีค่าใช้จ่ายในการผลิตสูงมักไม่ต้องเดินเครื่อง หากแต่ปล่อยให้เครื่องที่มีค่าใช้จ่ายน้อยจ่ายทำหน้าที่ผลิตแทน อย่างไรก็ดีเมื่อโหลดมีค่าสูงขึ้น เครื่องที่มีค่าใช้จ่ายสูงต้องเดินเครื่องด้วยเพื่อให้จ่ายโหลดได้เพียงพอกับความต้องการ นั่นคือในตอนที่จ่ายโหลดที่มีค่าสูง ๆ นั้น ค่า Incremental cost ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อนมักจะมีค่าสูงกว่าตอนจ่ายโหลดที่มีค่าต่ำ

จากเหตุผลข้างต้นเราจึงทำยูนิตคอมมิตเมนต์ให้กำลังการผลิตรวมจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อนมีค่าไม่สูงเกินไป วิธีที่ทำได้ง่าย ๆ คือกำหนดให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำจ่ายโหลดเฉพาะช่วงที่โหลดมีค่าสูงเท่านั้น การทำเช่นนี้เหมือนกับใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำตัดโหลดที่มีค่าสูง ๆ ทิ้ง ดังแสดงในรูปที่ 4.1 จากรูปเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำจะจ่ายโหลดส่วนที่เกินกว่าเส้นทึบ ส่วนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อนจะจ่ายโหลดส่วนที่ต่ำกว่าเส้นทึบ




รูปที่ 4.1 การตัดโหลดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำ

โดยสรุปก็คือวิธีทำยูนิตคอมมิตเมนต์ที่นำเสนอจะทำยูนิตคอมมิตเมนต์ในส่วนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำก่อนโดยคำนึงถึงทุก ๆ ข้อจำกัดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำด้วย จากนั้นจึงทำยูนิตคอมมิตเมนต์ในส่วนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อน

### 4.2.2 การทำยูนิตคอมมิตเมนต์เครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อนที่มีเงื่อนไขด้านเชื้อเพลิง

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อนแบ่งออกเป็นสองประเภท คือประเภทที่มีเงื่อนไขด้านเชื้อเพลิงและประเภทที่ไม่มีเงื่อนไขด้านเชื้อเพลิง ประเภทที่มีเงื่อนไขด้านเชื้อเพลิงเราต้องพิจารณาเงื่อนไขเหล่านั้นประกอบการทำยูนิตคอมมิตเมนต์ด้วย เงื่อนไขที่กล่าวถึงก็คือ เงื่อนไขสัญญาซื้อขายเชื้อเพลิงล่วงหน้า (Take-or-pay gas contracts) ทำให้ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงโดยรวมต้องเท่ากับปริมาณที่ตกลงไว้ล่วงหน้า เงื่อนไขนี้กำหนดไว้ด้วยสมการ (4.12)

วิธีแก้ปัญหายูนิตคอมมิตเมนต์เครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อนที่มีเงื่อนไขด้านเชื้อเพลิงมีอยู่หลายวิธี Kumar et al [18] ใช้ Network flow algorithm แก้ปัญหาการจ่ายโหลดอย่างประหยัดและใช้ Heuristic method หายูนิตคอมมิตเมนต์ HP. Van Meeteren [19] แก้ปัญหาโดยใช้วิธี Dynamic programming ประกอบกับวิธีโปรแกรมเชิงเส้น (Linear programming algorithm) และวิธี Priority list

Cohen และ Wan [20] Tong และ Shahidehpour[1], Aoki et al [3] ใช้วิธีรีแลกเซชันแบบลากรองจ์ (Lagrangian relaxation mehod)แก้ปัญหาโดยใช้ตัวคูณลากรองจ์ของเงื่อนไขเชื้อเพลิง (Lagrangian multiplier) เป็นตัวควบคุมการใช้เชื้อเพลิงให้อยู่ในเงื่อนไข Vemeru และ Lemonidis [21] แยกปัญหาออกเป็นสองส่วนคือปัญหายูนิตคอมมิตเมนต์กับปัญหาเงื่อนไขเชื้อเพลิงแล้วแก้ปัญหาสลับกันไปจนได้คำตอบที่ลู่เข้า

F.N. Lee[22] ได้นำเสนอแนวทางใหม่ในการทำยูนิตคอมมิตเมนต์ที่มีเงื่อนไขเชื้อเพลิง การแก้ปัญหาของ Lee ต้องมีจุดเริ่มต้นซึ่งเป็นคำตอบของยูนิตคอมมิตเมนต์ที่ไม่ได้คำนึงถึงเงื่อนไขเชื้อเพลิง เราสามารถใช้วิธี Priority list หาจุดเริ่มต้นได้ หาก Priority list นั้นเรียงลำดับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้อย่างเหมาะสมก็จะทำให้การแก้ปัญหายูนิตคอมมิตเมนต์ด้วยวิธีนี้ทำได้เร็วขึ้น แต่โดยมาก Priority list ที่ได้มักมีการเรียงลำดับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าไม่เหมาะสม ซึ่งเกิดจากวิธีการทำ Priority list แบบเก่าที่ใช้กันอยู่ยังไม่ดีพอ ผู้เขียนจึงได้นำเสนอวิธีการทำ Priority list แนวทางใหม่ที่มีประสิทธิภาพดีกว่าวิธีเดิมโดยได้ทำการปรับปรุงเพิ่มเติมจาก[23] เราสามารถนำวิธีการทำ Priority list แนวทางใหม่มาใช้หาจุดเริ่มต้นซึ่งจะทำให้แก้ปัญหายูนิตคอมมิตเมนต์ได้รวดเร็วยิ่งขึ้น สำหรับรายละเอียดของการทำยูนิตคอมมิตเมนต์เครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อนจะกล่าวถึงอีกครั้งในบทที่ 6

### 4.2.3 การทำยูนิตคอมมิตเมนต์ให้กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบสูบกลับ

โดยทั่วไประบบไฟฟ้ากำลังมีจำนวนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบสูบกลับไม่มากนัก ดังนั้นจึงมีผลต่อการทำยูนิตคอมมิตเมนต์ไม่มาก ในช่วงต้นของการทำยูนิตคอมมิตเมนต์เราจะไม่พิจารณาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบสูบกลับ แต่จะพิจารณาเฉพาะเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำและเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อนเท่านั้น หลังจากนั้นเมื่อทำยูนิตคอมมิตเมนต์ในช่วงต้นเสร็จแล้วจึงค่อยเพิ่มการพิจารณาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบสูบกลับต่อไป

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบสูบกลับมีลักษณะการทำงานที่คล้ายกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำ คืออาศัยพลังงานศักย์ของน้ำที่ถูกเก็บกักไว้ในเขื่อนเป็นแหล่งพลังงานในการผลิตไฟฟ้า แต่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบสูบกลับไม่เพียงแต่ปล่อยน้ำอย่างเดียวยังสามารถสูบน้ำกลับได้ด้วย ในช่วงที่สูบน้ำกลับนี้มันต้องใช้พลังงานไฟฟ้าจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทอื่นเป็นตัวจ่ายพลังงาน

การออกแบบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าให้สูบน้ำกลับได้ทำให้ประหยัดค่าเชื้อเพลิง เพราะเราสามารถใช้พลังน้ำผลิตไฟฟ้าในช่วงที่โหลดสูง (ค่าเชื้อเพลิงสูง) และสูบน้ำกลับเข้าอ่างเก็บในช่วงโหลดต่ำ ๆ (ค่าเชื้อเพลิงต่ำ) การปล่อยน้ำและสูบน้ำกลับด้วยปริมาณน้ำที่เท่ากันนี้จะให้พลังงานในช่วงปล่อยน้ำและสูบน้ำกลับไม่เท่ากัน

กำหนดให้ $E_g$ = พลังงานที่ได้จากการปล่อยน้ำ
$E_p$ = พลังงานที่ใช้สูบน้ำกลับ → ด้วยปริมาณน้ำที่เท่ากัน

**ประสิทธิภาพของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบสูบกลับคือ**

$$\eta = \frac{E_g}{E_p} \tag{4.26}$$

ในความเป็นจริงเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทนี้ประสิทธิภาพไม่คงที่ แต่ในการทำยูนิตคอมมิตเมนต์แล้วจะกำหนดให้คงที่เพื่อลดความยุ่งยากในการคำนวณ

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบสูบกลับที่นำมาใช้นี้มีข้อกำหนดที่ต่างจากเครื่องประเภทอื่น ๆ ตรงที่ปริมาณการปล่อยน้ำสุทธิตลอดช่วงการทำยูนิตคอมมิตเมนต์สำหรับประเทศไทยนั้นจะถูกกำหนดจากฝ่ายชลประทาน ขนาดของอ่างเก็บน้ำก็มีขนาดจำกัด และน้ำในระบบมีการรับเข้าและปล่อยออกเพื่อนำไปใช้ในการเกษตรด้วย

จากหลักการของวิธีรีแลกเซชันแบบลากรองจ์จะเห็นว่าเป้าหมายของปัญหาย่อยของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบสูบกลับคือการหาค่าต่ำสุดของฟังก์ชันในสมการ (4.24) ซึ่งเราจะนำหลักการนี้มาใช้กับในวิทยานิพนธ์ด้วย แต่เนื่องจากการหาค่าต่ำสุดของฟังก์ชันดังกล่าวโดยพิจารณาเงื่อนไขต่าง ๆ ด้วยนั้นทำให้ปัญหาที่พิจารณามีความซับซ้อนมากขึ้น ในวิทยานิพนธ์นี้จึงได้เสนอให้ละเลยพจน์ที่คูณกับค่า $\mu$ ทิ้งซึ่งจะทำให้การคำนวณมีความสะดวกขึ้นมาก ทั้งนี้สาเหตุที่ผู้เขียนเสนอให้ตัดพจน์นี้ทิ้งก็เพราะว่าโดยส่วนใหญ่ค่า $\mu$ จะน้อยกว่าค่า $\lambda$ อีกทั้งค่า $\mu(t)$ ก็มักต่ำกว่าค่า P(t) มาก ดังนั้นฟังก์ชั่นเป้าหมายในการทำยูนิตคอมมิตเมนต์เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบสูบกลับจึงเป็นดังนี้

$$\min_{P^{p}_{k}(t)} L^{p}_{k} = \sum_{t=1}^{T} \left\{ -\lambda(t) \cdot P^{p}_{k}(t) \right\} \qquad (4.27)$$

หลังจากที่ทำยูนิตคอมมิตเมนต์เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบสูบกลับเสร็จแล้วเราจะพบว่า ในชั่วโมงที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบสูบกลับถูกกำหนดให้ผลิตไฟฟ้าหรือสูบน้ำกลับนั้น กำลังไฟฟ้าที่ผลิตหรือเสียไปในแต่ละชั่วโมงนี้จะส่งผลให้กำลังผลิตรวมจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอีกสองประเภทไม่พอดีกับปริมาณโหลดที่ต้องจ่าย ทั้งนี้เนื่องจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในสองประเภทแรกได้รับการจัดสรรให้ทำการจ่ายโหลดได้อย่างพอดีไปในขั้นตอนก่อนหน้านี้แล้ว เราจึงต้องทำการปรับแผนการผลิตใหม่โดยในการปรับแผนการผลิตใหม่นี้จะทำเฉพาะในส่วนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อนเท่านั้นแต่จะไม่ทำในส่วนของเครื่องพลังน้ำ ทั้งนี้ในการค้นหาคำตอบเราจะกำหนดให้มีการทำงานแบบวนซ้ำไปมาระหว่างส่วนของเครื่องพลังร้อนและส่วนของเครื่องแบบสูบกลับเพื่อให้มีจำนวนรอบในการค้นหาคำตอบได้มากขึ้น

### 4.3 สรุปการทำยูนิตคอมมิตเมนต์ในระบบไฟฟ้ากำลังขนาดใหญ่

จากวิธีการในแต่ละหัวข้อที่กล่าวมาทั้งหมดเราสามารถสรุปขั้นตอนการทำยูนิตคอมมิตเมนต์ในระบบไฟฟ้ากำลังขนาดใหญ่ได้ดังนี้

1) รับข้อมูลความต้องการของระบบ ได้แก่ โหลด กำลังผลิตสำรอง และข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับเงื่อนไขต่าง ๆ ทั้งหมด

2) ทำยูนิตคอมมิตเมนต์เครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำโดยกำหนดให้จ่ายโหลดในชั่วโมงที่โหลดมีค่าสูง เพื่อให้โหลดที่เหลือในแต่ละชั่วโมงมีค่าใกล้เคียงกันมากที่สุด

3) นำโหลดและกำลังผลิตสำรองที่ได้จากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำไปลบออกจากโหลดและกำลังผลิตสำรองที่ระบบต้องการตามลำดับ ผลที่ได้นี้คือโหลดและกำลังผลิตสำรองที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อน และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบสูบกลับต้องจ่าย

4) นำผลจากขั้นที่ 3 มาทำยูนิตคอมมิตเมนต์เครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อนทั้งนี้ต้องพิจารณาด้วยว่ากำลังผลิตสำรองจากเครื่องพลังความร้อนต้องมีค่าไม่น้อยกว่าค่าที่กำหนด (สมการ (4.6))

5) นำค่า $\lambda(t)$ ที่ได้จากขั้นที่ 4 มาทำยูนิตคอมมิตเมนต์ให้กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบสูบกลับโดยคำนึงถึงเงื่อนไขขนาดของอ่างเก็บและปริมาณน้ำที่ปล่อยด้วย

6) กำหนดปริมาณโหลดและกำลังผลิตสำรองที่เครื่องพลังความร้อนต้องจ่ายให้สอดคล้องกับผลที่ได้จากขั้นที่ 5 ทำยูนิตคอมมิตเมนต์เครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อนอีกครั้งได้ค่า $\lambda_1(t)$ ถ้าหากทำครบจำนวนรอบที่กำหนดหรือคำตอบในรอบที่ติดกันได้ผลใกล้เคียงกันให้หยุดการทำงาน แต่ถ้าไม่ใช่ให้มาทำในขั้นที่ 7

7) ปรับค่า $\lambda(t)$ ใหม่โดยกำหนดให้

$$\lambda(t) = a\cdot\lambda(t) + b\cdot\lambda_1(t) \quad , t = 1,\ldots,T \text{ โดยที่ } a, b \geq 0 \text{ และ } a+b = 1 \qquad (4.28)$$

a , b อาจมีค่าเท่าใดก็ได้แต่ในวิทยานิพนธ์กำหนดให้ a = b = 0.5

จากนั้นกลับไปทำขั้นที่ 5

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

# บทที่ 5

# การทำยูนิตคอมมิตเมนต์เครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำ

หลักการพื้นฐานในการทำยูนิตคอมมิตเมนต์เครื่องพลังน้ำตามปกติ คือ การที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำทำการจ่ายกำลังไฟฟ้าในช่วงเวลาที่มีโหลดสูงหรืออาจเรียกว่าเป็นการตัดยอดโหลด (Peak shaving) นั่นเอง วิธีดังกล่าวช่วยทำให้ระดับโหลดที่เหลือในแต่ละเวลาใกล้เคียงกันมากขึ้นซึ่งนอกจากจะช่วยลดต้นทุนหน่วยสุดท้าย (Marginal cost) แล้ว ยังช่วยให้เครื่องพลังความร้อนไม่ต้องเริ่มเดินเครื่องบ่อย ๆ ด้วยต้นทุนการผลิตไฟฟ้าโดยรวมจึงลดลงได้ ดังนั้นเป้าหมายในการทำยูนิตคอมมิตเมนต์สำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำของวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ก็คือ พยายามทำให้โหลดส่วนที่เหลือมีลักษณะที่ราบเรียบมากที่สุดเท่าที่จะทำได้

ในบทนี้เราจะแบ่งการพิจารณาออกเป็น 3 ส่วน โดยในส่วนแรกเป็นการอธิบายวิธีการทำยูนิตคอมมิตเมนต์เครื่องพลังน้ำในภาพรวม หัวข้อที่สองเป็นการอธิบายว่าในการทำยูนิตคอมมิตเมนต์เครื่องพลังน้ำแต่ละเครื่องนั้นมีขั้นตอนอย่างไรบ้าง และหัวข้อที่สามเป็นรายละเอียดของการปรับระดับกำลังผลิตเพื่อให้ได้ปริมาณการปล่อยน้ำเท่าที่ต้องการ

## 5.1 ภาพรวมของการทำยูนิตคอมมิตเมนต์เครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำ

กำหนดตัวแปร

Load(t) โหลดของระบบ ณ เวลา t (MW)

$Pmin_i$ กำลังผลิตต่ำสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำ (MW)

$Pmax_i$ กำลังผลิตสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำ (MW)

$E_i(t)$ ปริมาณน้ำที่ปล่อยจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำที่ i ณ เวลา t (MWh)

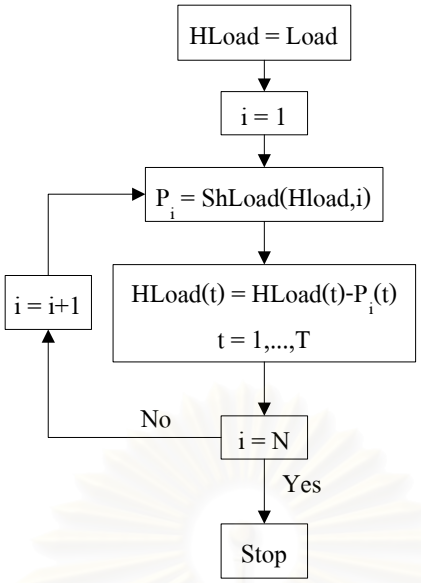
$Eout_i$ ปริมาณน้ำทั้งหมดที่กำหนดให้ปล่อยจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำเครื่องที่ i (MWh)

Hload(t) โหลดส่วนที่เหลือ ณ เวลา t หลังจากที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำแต่ละเครื่องถูกกำหนดกำลังผลิตแล้ว

ShLoad(Hload,i) ทำหน้าที่กำหนดกำลังผลิตให้กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำเครื่องที่ i โดยใช้ข้อมูลจาก Hload

N จำนวนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำ

ในกระบวนการพิจารณาเราจะจัดสรรกำลังผลิตเครื่องพลังน้ำครั้งละเครื่องตามลำดับ โหลดส่วนที่เหลือ ($Load(t)-P_i(t)$ , $t = 1,2,...,T$) หลังจากพิจารณาเครื่องแรกเสร็จก็จะถือเป็นโหลดสำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องถัดไป ในช่วงแรกระดับโหลดที่เหลือในแต่ละเวลาอาจจะมีลักษณะที่ไม่ค่อยสม่ำเสมอนักแต่เมื่อจัดสรรเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำเป็นจำนวนมากขึ้นเรื่อย ๆ โหลดที่เหลือในแต่ละเวลาจะใกล้เคียงกันมากยิ่งขึ้น เราสามารถเขียนแผนผังการทำงานได้ดังรูปที่ 5.1




รูปที่ 5.1 การทำยูนิตคอมมิตเมนต์เครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำ

**5.2 การทำยูนิตคอมมิตเมนต์เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่อง**

จากรูปที่ 5.1 ShLoad เป็นฟังก์ชันย่อยที่ทำหน้าที่กำหนดกำลังผลิตให้กับเครื่องพลังน้ำแต่ละเครื่อง ฟังก์ชันนี้ต้องใช้ข้อมูลโหลดที่เหลือ (Hload) และข้อมูลจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ต้องการทำยูนิตคอมมิตเมนต์ ซึ่งหากกำหนดให้เป็นเครื่องที่ i ข้อมูลเหล่านี้จะประกอบด้วย ปริมาณน้ำทั้งหมดที่ปล่อยได้($Eout_i$) กำลังผลิตสูงสุด($Pmax_i$) และกำลังผลิตต่ำสุด($Pmin_i$) วิธีการพื้นฐานในการกำหนดกำลังผลิตของเครื่องพลังน้ำคือ ให้เครื่องพลังน้ำผลิตไฟฟ้าในช่วงเวลาที่โหลดมีค่าสูงซึ่งสิ่งที่ต้องหาคือกำลังไฟฟ้าที่ผลิตควรจะเป็นเท่าใด วิธีง่าย ๆ ก็คือให้ผลิตเท่ากับกำลังผลิตสูงสุดของเครื่องที่ i ($Pmax_i$) และถ้าหากยังมีปริมาณน้ำที่ต้องปล่อยเหลืออยู่อีกก็ให้ไปผลิตไฟฟ้าในช่วงเวลาที่โหลดมีค่าสูงรองลงไป วิธีดังกล่าวทำได้สะดวกแต่ได้คำตอบที่ได้ไม่ดีนัก เพราะการผลิตไฟฟ้าที่กำลังผลิตสูงสุดอาจทำให้โหลดที่เหลือในช่วงเวลานั้นมีค่าต่ำกว่าโหลดในช่วงเวลาอื่น ตัวอย่างเช่น

Pmin 30 MW, Pmax 100 MW, Eout 360 MWh

| Time | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | (Hr) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Load | 330 | 400 | 370 | 420 | 410 | 440 | (MW) |

เมื่อใช้วิธีการดังกล่าวจะได้ผลการจ่ายโหลดดังนี้

| Time | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | (Hr) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Load(t) | 330 | 400 | 370 | 420 | 410 | 440 | (MW) |
| P(t) | 0 | 80 | 0 | 100 | 100 | 100 | (MW) |
| Hload(t) | 330 | 320 | 370 | 320 | 310 | 330 | (MW) |

จะเห็นได้ว่าโหลดที่เหลือ Hload ในเวลาที่ 4, 5 และ 6 มีค่าต่ำกว่าโหลดที่เหลือในเวลาที่ 1 และ 3 ทำให้โหลดที่เหลือยังคงมีความไม่ราบเรียบอยู่เช่นเดิมแต่ถ้าหากเราจัดสรรการผลิตไฟฟ้าของเครื่องพลังน้ำใหม่โดยทำให้โหลดที่เหลือราบเรียบที่สุดจะได้ผลดังนี้

| Time | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | (Hr) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Load(t) | 330 | 400 | 370 | 420 | 410 | 440 | (MW) |
| P(t) | 0 | 70 | 40 | 90 | 80 | 100 | (MW) |
| Hload(t) | 330 | 330 | 330 | 330 | 330 | 340 | (MW) |

จะเห็นว่าโหลดที่เหลือมีลักษณะที่ราบเรียบกว่าวิธีเดิมเพราะเราให้อิสระในการกำหนดกำลังผลิตในแต่ละเวลามากกว่าวิธีเดิม วิธีดังกล่าวจะค่อย ๆ เพิ่มกำลังผลิตเป็นรอบ ๆ โดยในรอบแรกจะกำหนดให้ผลิตไฟฟ้าในชั่วโมงที่โหลดมีค่าสูงสุดชั่วโมงเดียวเท่านั้น ถ้าปริมาณน้ำที่ต้องปล่อยยังเหลืออยู่ก็ต้องทำรอบสองต่อ ในรอบสองนี้ให้เพิ่มช่วงเวลาผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้นจากชั่วโมงเดียวเป็นสองชั่วโมงโดยชั่วโมงที่เพิ่มมานี้จะเป็นชั่วโมงที่โหลดมีค่าสูงรองลงมา ในรอบที่สองนี้ถ้ากำลังผลิตในชั่วโมงที่โหลดสูงสุดในรอบแรกยังน้อยกว่ากำลังผลิตสูงสุด (Pmax) ก็ให้เพิ่มกำลังผลิตขึ้นไปอีก และถ้ารอบที่สองยังมีน้ำที่ต้องปล่อยเหลืออีกก็ต้องทำรอบถัดไปจนกระทั่งปล่อยน้ำได้ตามที่ต้องการ

เราสามารถแสดงขั้นตอนการกำหนดกำลังผลิตในแต่ละรอบได้ดังนี้

| | Time | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | (Hr) | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Load(t) | 330 | 400 | 370 | 420 | 410 | 440 | (MW) | โหลดอ้างอิง |
| รอบ 1 | P(t) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 30 | (MW) | 420(4) |
| รอบ 2 | P(t) | 0 | 0 | 0 | 30 | 0 | 30 | (MW) | 410(5) |
| รอบ 3 | P(t) | 0 | 0 | 0 | 30 | 30 | 40 | (MW) | 400(2) |
| รอบ 4 | P(t) | 0 | 30 | 0 | 50 | 40 | 70 | (MW) | 370(3) |
| รอบ 5 | P(t) | 0 | 70 | 40 | 90 | 80 | 100 | (MW) | 330(1) |

การหากำลังผลิตในแต่ละรอบจะต้องกำหนดโหลดอ้างอิงขึ้นมาก่อน เช่น รอบที่ 1 โหลดอ้างอิงคือ 420 MW ซึ่งได้จากโหลดในชั่วโมงที่ 4 ส่วนรอบที่ 2 โหลดอ้างอิงคือ 410 MW ซึ่งได้จากโหลดในชั่วโมงที่ 5 เป็นต้น จะเห็นว่าโหลดอ้างอิงจะเริ่มจากชั่วโมงที่โหลดมีค่าสูงเป็นลำดับที่สองก่อนจากนั้นก็จะมีค่าลดลงตามลำดับตามจำนวนรอบที่เพิ่มขึ้น การกำหนดให้มีโหลดอ้างอิงและกำหนดกำลังผลิตเป็นรอบมีข้อดีตรงที่ไม่มีการผลิตไฟฟ้าในบางเวลามากเกินความจำเป็น

เรากำหนดโหลดอ้างอิงขึ้นมาเพื่อใช้หากำลังผลิตของแต่ละชั่วโมงวิธีการก็คือนำโหลดในแต่ละเวลาที่มีค่าสูงกว่าโหลดอ้างอิงไปลบด้วยโหลดอ้างอิง ผลที่ได้ก็คือกำลังผลิตในชั่วโมงนั้น ๆ เช่น ในรอบที่ 3 โหลดอ้างอิงคือโหลดในชั่วโมงที่ 2 มีค่า 400 MW ในรอบนี้เราสามารถหากำลังผลิตในชั่วโมงที่ 6

ได้จาก P(6) = Load(6)-Load(2) = 440-400 = 40 MW สำหรับกำลังผลิตในชั่วโมงที่ 4 ก็ใช้วิธีเช่นเดียวกัน คือ P(4) = Load(4)-Load(2) = 420-400 = 20 MW แต่ผลิตไฟฟ้าที่ 20 MW ไม่ได้เพราะน้อยกว่ากำลังผลิตต่ำสุดของมันคือ 30 MW ดังนั้นจึงต้องกำหนดให้มีค่าเท่ากับ P(4) = 30 MW สำหรับในรอบที่ 5 ก็มีปัญหาในลักษณะที่คล้ายกันแต่เป็นปัญหาจากขีดจำกัดกำลังผลิตสูงสุดนั่นคือ P(6) ควรมีค่าเป็น 440-330 = 110 MW แต่เป็นไปไม่ได้เพราะกำลังผลิตสูงสุดคือ 100 MW ดังนั้นจึงต้องกำหนดให้ P(6) = 100 MW แทน จากตัวอย่างดังกล่าวเราต้องกำหนดให้กำลังผลิตในแต่ละเวลามีค่าระหว่างกำลังผลิตสูงสดและกำลังผลิตต่ำสุดด้วย ($P_{min} \leq P(t) \leq P_{max}$ , t = 1,…,T)

จากตัวอย่างจะเห็นว่าโหลดอ้างอ้างอิงจะเรียงลำดับจากโหลดที่มีค่าสูงไปหาโหลดที่มีค่าต่ำการเพิ่มกำลังผลิตในแต่ละรอบก็จะเริ่มจากชั่วโมงที่โหลดมีค่าสูงไปหาโหลดที่มีค่าต่ำเช่นกัน ดังนั้นเพื่อความสะดวกเราจึงควรจะเรียงลำดับโหลดก่อนโดยเริ่มจากโหลดที่มีค่าสูงไปหาโหลดที่มีค่าต่ำ จากนั้นจึงค่อยเพิ่มกำลังผลิตไปเรื่อย ๆ ตามลำดับโหลดและเมื่อทำเสร็จแล้วจึงค่อยนำโหลดนั้นมาเรียงลำดับตามเวลาเดิมดังนี้

| t | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Load(t) | 330 | 400 | 370 | 420 | 410 | 440 |
| Ar(t) | 6 | 4 | 5 | 2 | 3 | 1 |
| ArLoad(t)440 | 420 | 410 | 400 | 370 | 330 | |

$$ArLoad(t) \geq ArLoad(t+1), \quad t = 1, \ldots, T-1 \qquad (5.1)$$

$$ArLoad(t) = Load(Ar(t)), \quad t = 1, \ldots, T \qquad (5.2)$$

| | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| รอบ 1 | Pr(t) | 30 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| รอบ 2 | Pr(t) | 30 | 30 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| รอบ 3 | Pr(t) | 40 | 30 | 30 | 0 | 0 | 0 |
| รอบ 4 | Pr(t) | 70 | 50 | 40 | 30 | 0 | 0 |
| รอบ 5 | Pr(t) | 100 | 90 | 80 | 70 | 40 | 0 |
| | ArHLoad(t) | 340 | 330 | 330 | 330 | 330 | 330 |

จากนั้นกำหนดให้

$$P(t) = Pr(Ar(t)), \quad t = 1, \ldots, T \qquad (5.3)$$

จะได้ว่า

| t | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| P(t) | | | 0 | 70 | 40 | 90 | 80 | 100 |

โดยที่

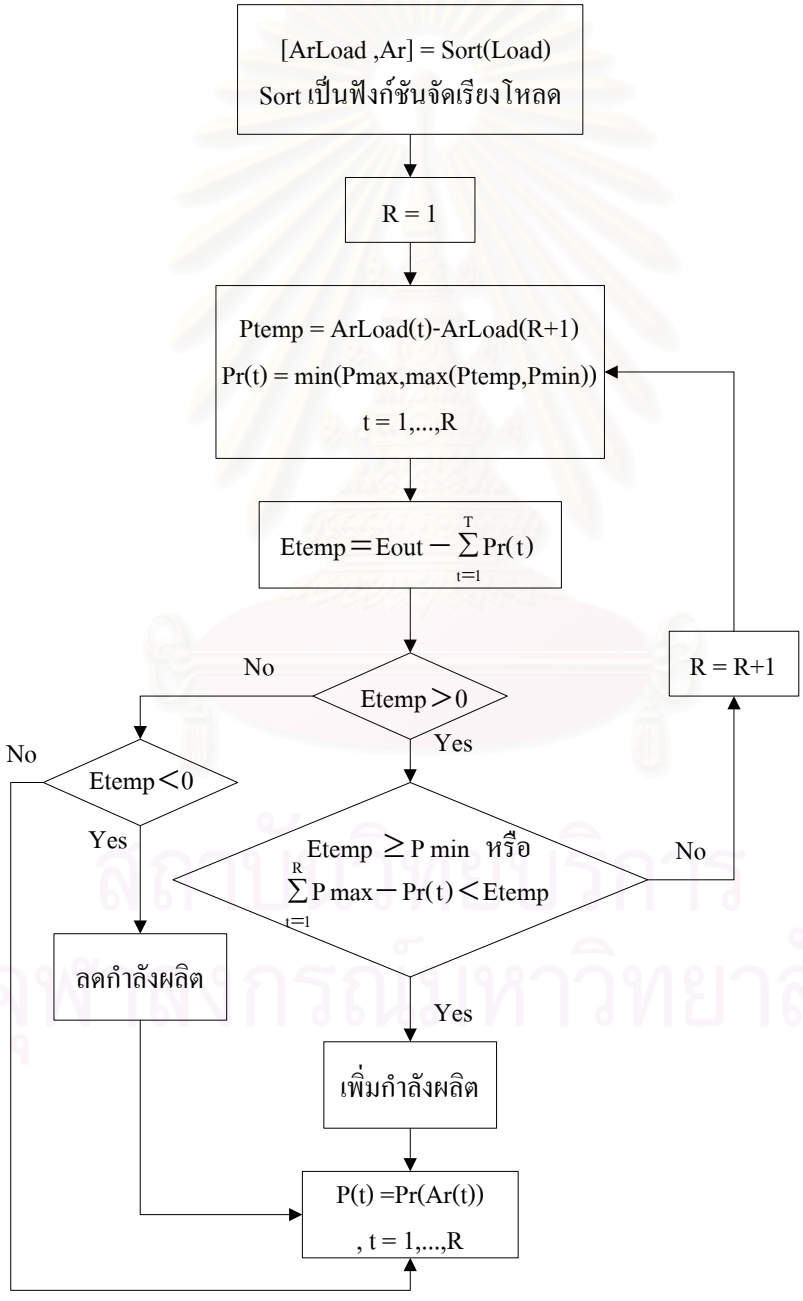
ArLoad คือโหลดที่ถูกเรียงจากโหลดสูงไปโหลดต่ำ

Ar คือ ตัวแปรที่บอกให้ทราบว่า Load กับ ArLoad สัมพันธ์กันอย่างไร

Pr คือ ตัวแปรชั่วคราวกำหนดขึ้นมาเพื่อใช้หากำลังผลิตจากโหลดที่ถูกจัดเรียงแล้ว

นั่นคือทุกครั้งก่อนการจัดสรรกำลังผลิตให้กับเครื่องพลังน้ำ เราต้องนำโหลดที่เหลือมาจัดเรียงใหม่ทุกครั้งเพื่อความสะดวกในการทำงาน

เราสามารถเขียนแผนผังการทำยูนิตคอมมิตเมนต์เครื่องพลังน้ำแต่ละเครื่องได้ดังนี้




รูปที่ 5.2 ฟังก์ชันย่อยที่ทำหน้าที่ตัดโหลดโดยเครื่องพลังน้ำ

**5.3 การปรับกำลังผลิต**

จากตัวอย่างที่ยกมา เราได้ปริมาณการปล่อยน้ำรวมในรอบที่ 5 มีค่า 380 MWh ซึ่งเท่ากับ Eout พอดี แต่ถ้าหาก Eout ไม่เท่ากับ 380 เราต้องเพิ่มหรือลดกำลังผลิตลง เช่น

- Eout = 400 MWh เราต้องทำในรอบถัดไปหรือเพิ่มกำลังผลิต เนื่องจากการทำในรอบถัดไป จะเป็นการเพิ่มจำนวนชั่วโมงในการผลิตไฟฟ้านั่นคือ P(1) $\geq$ 30 แต่เนื่องจากกำลังส่วนที่ต้องเพิ่ม คือ 400-380 = 20 MW ยังมีค่าน้อยกว่ากำลังผลิตต่ำสุด(30 MW) วิธีนี้จึงไม่เหมาะสมนัก จะเห็นได้ว่าการกำหนดให้ทำในรอบถัดไปนั้นเราต้องตรวจสอบว่าปริมาณกำลังผลิตที่เหลือมีค่ามากกว่า Pmin หรือไม่ถ้ามากกว่าให้ทำในรอบถัดไปแต่ถ้าน้อยกว่าให้ใช้วิธีเพิ่มกำลังผลิตแทน

- Eout = 360 MWh เราต้องลดกำลังผลิตลง

**5.3.1 การเพิ่มกำลังผลิต**

การเพิ่มกำลังผลิต วิธีนี้จะไม่เพิ่มจำนวนชั่วโมงในการผลิตแต่จะเพิ่มกำลังผลิตในแต่ละชั่วโมงแทน การเพิ่มกำลังผลิตนี้ควรจะเพิ่มในแต่ละชั่วโมงเท่า ๆ กันแต่เนื่องจากในบางเวลามีกำลังผลิตเท่ากับ Pmax แล้ว เช่นชั่วโมงที่ 1มี Pr(1) = Pmax ซึ่งที่เวลานี้เราไม่สามารถเพิ่มกำลังผลิตได้ดังนั้นในการเพิ่มจึงต้องคำนึงถึงปัญหานี้ด้วย

จากตัวอย่างในกรณีนี้ กำลังผลิตส่วนที่ยังเหลือคือ 400-380 = 20 MW เวลาที่สามารถเพิ่มกำลังผลิตได้คือ ชั่วโมงที่ 2 – 5 ส่วนชั่วโมงที่ 1 นั้นเพิ่มกำลังผลิตไม่ได้เพราะมีค่าเท่ากับกำลังผลิตสูงสุดแล้ว ดังนั้นกำลังผลิตที่ควรจะเพิ่มในแต่ละชั่วโมงคือ 20/4 = 5 MW ซึ่งจะได้ผลดังนี้

| t | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| ArLoad(t) | 440 | 420 | 410 | 400 | 370 | 330 |
| Pr(t) | | 100 | 95 | 85 | 75 | 45 | 0 |
| ArHLoad(t) | | 340 | 325 | 325 | 325 | 325 | 330 |

นอกจากชั่วโมงที่ 1 ที่ต้องระวังแล้ว การเพิ่มกำลังผลิตในเวลาอื่นก็ต้องทำอย่างรอบคอบเช่นกัน แต่ในตัวอย่างที่ผ่านมายังไม่พบปัญหา เราจึงขอปรับเปลี่ยนตัวอย่างเดิมเล็กน้อยโดยกำหนดให้ArLoad(2) เปลี่ยนจาก 420 เป็น 428 MW และ Eout เปลี่ยนจาก 400 เป็น 408 จะได้ผลในรอบที่ 5 ดังนี้

| t | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| ArLoad(t) | 440 | 428 | 410 | 400 | 370 | 330 |
| Pr(t) | | 100 | 98 | 80 | 70 | 40 | 0 |
| ArHLoad(t) | | 340 | 330 | 330 | 330 | 330 | 330 |

ถ้าหากเรายังใช้วิธีเดิมคือ กำหนดว่าที่ชั่วโมงที่ 1 เพิ่มกำลังผลิตไม่ได้ต้องไปเพิ่มในชั่วโมงที่ 2-5 เท่านั้นจะได้ว่ากำลังผลิตที่ต้องเพิ่มในแต่ละเวลาคือ (408-388)/4 = 5 ซึ่งจะทำให้ Pr(2) = 103 > Pmax ในกรณีเช่นนี้ก็ต้องมองว่าชั่วโมงที่ 2 เหมือนในชั่วโมงที่ 1 นั่นคือต้องกำหนดกำลังผลิตให้ชั่วโมงที่ 2 เหลือแค่ 100 และเอากำลังผลิตที่เหลืออีก 408-390 = 18 ไปแบ่งให้เวลาที่ 3 – 5 นั่นคือ จะได้กำลังผลิตในแต่ละเวลาเป็นดังนี้

| t | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| ArLoad(t) | 440 | 428 | 410 | 400 | 370 | 330 |
| Pr(t) | | 100 | 100 | 86 | 76 | 46 | 0 |
| ArHLoad(t) | | 340 | 328 | 324 | 324 | 324 | 330 |

จากตัวอย่างที่สองที่แสดงให้ดูจะเห็นว่าการเพิ่มกำลังผลิตต้องเพิ่มจากชั่วโมงที่โหลดมีค่าสูงสุดก่อน กำลังผลิตที่ต้องเพิ่มนี้หาได้จากกำลังผลิตส่วนที่เหลือหารด้วยอันดับของรอบ (R) เช่นตัวอย่างนี้ทำมาถึงรอบที่ 5 ก็ให้หารด้วย 5 ทั้งนี้ต้องไม่ลืมว่ากำลังผลิตที่จะเพิ่มนั้นต้องไม่ทำให้กำลังผลิตในชั่วโมงแรกมีค่ามากกว่ากำลังผลิตสูงสุด นั่นคือกำลังผลิตในชั่วโมงแรกควรมีค่าดังนี้

$$\Pr(1) = \min\left(100 + \frac{408-388}{5}, 100\right) = 100$$

Pr(1) มีค่าเท่าเดิมเพราะมีค่าเท่ากับกำลังผลิตสูงสุดแล้ว แต่สำหรับชั่วโมงที่สองจำนวนชั่วโมงที่เหลือทั้งหมดที่จะเพิ่มกำลังกำลังผลิตได้จะเหลือแค่ 4 ชั่วโมงเท่านั้น ดังนั้นแทนที่จะหารด้วย 5 จึงต้องหารด้วย 4 แทนกำลังผลิตในชั่วโมงที่สองจึงเป็นดังนี้

$$\Pr(2) = \min\left(98 + \frac{408-388}{4}, 100\right) = 100$$

สำหรับชั่วโมงที่ 3 – 5 ก็ใช้วิธีการเหมือนเดิม ขอให้สังเกตว่ากำลังผลิตรวมในแต่ละครั้งจะมีค่าเปลี่ยนแปลงไปด้วยเพราะว่ากำลังผลิตในชั่วโมงเหล่านี้มีค่าเปลี่ยนแปลงไป

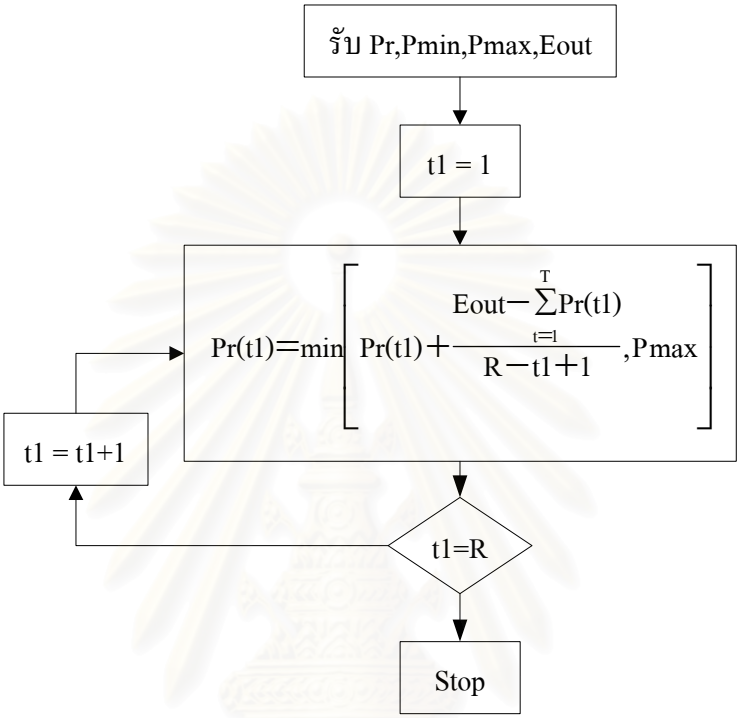
$$\Pr(3) = \min\left(80 + \frac{408-390}{3}, 100\right) = 86$$

$$\Pr(4) = \min\left(70 + \frac{408-396}{2}, 100\right) = 76$$

$$\Pr(5) = \min\left(40 + \frac{408-402}{1}, 100\right) = 46$$

จากตัวอย่างที่แสดง เราสามารถสรุปได้ว่าในกรณีที่ต้องเพิ่มกำลังผลิตเราต้องเพิ่มกำลังผลิตจากชั่วโมงที่ 1 ไปเรื่อย ๆ โดยกำลังผลิตใหม่ในเวลาใด ๆ (แทนด้วย t1) จะเป็นดังนี้

$$Pr(t1) = \min\left( Pr(t1) + \frac{Eout - \sum_{t=1}^{T} Pr(t)}{R - t1 + 1}, P\max \right) \quad (5.4)$$




รูปที่ 5.3 ขั้นตอนการเพิ่มกำลังผลิต

**5.3.2 การลดกำลังผลิต**

การลดกำลังผลิตเราอาจจะลดกำลังผลิตลงทุกเวลา จะเห็นว่าในรอบนี้เราผลิตไฟฟ้าเป็นเวลา 5 ชั่วโมงถ้าลดกำลังผลิตลงให้เท่ากันจะต้องลดกำลังผลิตในแต่ละเวลาเท่ากับ (380-360)/5 = 4 MW ซึ่งจะได้กำลังผลิตในแต่ละเวลาดังนี้

| t | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| ArLoad(t) | 440 | 420 | 410 | 400 | 370 | 330 |
| Pr(t) | | 96 | 86 | 76 | 66 | 36 | 0 |
| ArHload(t) | | 344 | 334 | 334 | 334 | 334 | 330 |

จะเห็นว่า Pr(1) = 96 MW ยังน้อยกว่ากำลังผลิตสูงสุดซึ่งมีค่า 100 MW และโหลดที่เหลือ (ArHload)ในเวลานี้ยังมีค่ามากกว่าโหลดที่เหลือในเวลาอื่นด้วย แสดงว่าการกำหนดกำลังผลิตแบบนี้ยัง

ไม่ดีนัก เราสามารถกำหนดกำลังผลิตให้ดีกว่านี้ได้โดยกำหนดให้กำลังผลิตส่วนที่เกินอยู่ 20 MW ไปหักออกในชั่วโมงที่ 2-5 เท่านั้นนั่นคือในช่วงเวลานี้ต้องลดกำลังผลิตลงไป 20/4 = 5 MW ซึ่งจะได้ผลดังนี้

| t | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| ArLoad(t)440 | 420 | 410 | 400 | 370 | 330 | |
| Pr(t) | 100 | 85 | 75 | 65 | 35 | 0 |
| ArHload(t) | 340 | 335 | 335 | 335 | 335 | 330 |

ดังนั้นการลดกำลังผลิตจึงต้องพิจารณาช่วงเวลาให้เหมาะสม

จากตัวอย่างข้างต้นปัญหาในการลดกำลังผลิตยังไม่ซับซ้อนมาก แต่ในบางกรณีแล้วการลดกำลังผลิตอาจก่อให้เกิดปัญหายุ่งยากตามมาอีกมาก ต่อไปนี้เป็นตัวอย่างหนึ่งที่แสดงให้เห็นถึงปัญหาต่าง ๆ ที่อาจจะเกิดขึ้นได้

Pmin 30 MW, Pmax 100 MW, Eout 360 MWh

| Time | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Load | 330 | 400 | 365 | 430 | 410 | 440 |
| Ar(t) | 6 | 4 | 5 | 2 | 3 | 1 |
| ArLoad(t)440 | 430 | 410 | 400 | 365 | 330 | |
| รอบ 1 Pr(t) | 30 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| รอบ 2 Pr(t) | 30 | 30 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| รอบ 3 Pr(t) | 40 | 30 | 30 | 0 | 0 | 0 |
| รอบ 4 Pr(t) | 75 | 65 | 45 | 35 | 0 | 0 |
| รอบ 5 Pr(t) | 100 | 100 | 80 | 70 | 35 | 0 |
| ArHLoad(t) | 340 | 330 | 330 | 330 | 330 | 330 |

การลดกำลังผลิตจะต้องทำในรอบที่ 5 ซึ่งมีกำลังผลิตรวม 385 แต่ปริมาณ Eout ที่กำหนดคือ 300 MWh นั่นคือต้องลดกำลังผลิตลงไปอีก 85 MW ในกรณีนี้เราควรจะลดกำลังผลิตในชั่วโมงที่ 5 ก่อนซึ่งสามารถลดได้ 5 MW จากนั้นจึงไปลดในชั่วโมงที่ 1 – 4 อีก 80 MW แต่เนื่องจากชั่วโมงที่ 1 มี ArHLoad มากกว่าชั่วโมงอื่นดังนั้นชั่วโมงนี้จึงไม่ควรถูกลดกำลังผลิตลงอีก นั่นคือไปลดในชั่วโมงที่ 2 – 4 ชั่วโมงละ 80/3 = 26.67 MW แต่เมื่อทำเช่นนี้ก็จะทำให้ ArHLoad ในชั่วโมงที่ 2 – 4 มีค่ามากกว่า ArHLoad ในชั่วโมงที่ 1 อีก

จากตัวอย่างที่แสดงจะเห็นว่าการลดกำลังผลิตนั้นเป็นเรื่องที่ยุ่งยากมากดังนั้นเพื่อความสะดวกแทนที่จะต้องลดกำลังผลิต เราควรจะกำหนดให้แต่ละชั่วโมงผลิตไฟฟ้าที่กำลังผลิตต่ำสุดก่อน จากนั้นจึงค่อยเพิ่มกำลังผลิต

สำหรับการเพิ่มกำลังผลิตในขั้นตอนนี้จะใช้วิธีที่แตกต่างจากหัวข้อที่ผ่านมา โดยในวิธีนี้จะเป็นการเพิ่มกำลังผลิตเป็นรอบ ๆ ซึ่งในแต่ละรอบขนาดกำลังผลิตที่เพิ่มในแต่ละชั่วโมงจะเท่ากับผลต่างของโหลดในชั่วโมงที่ติดกัน เช่น ในรอบที่ 1 ขนาดกำลังผลิตที่เพิ่มในชั่วโมงที่ 1 เท่ากับ ArLoad(1)-ArLoad (2) = 440-430 = 10 MW ในรอบที่ 2 ขนาดกำลังผลิตที่เพิ่มในชั่วโมงที่ 1-2 เท่ากับ ArLoad(2)-ArLoad(3) = 430-410 = 20 MW เป็นต้น แต่ในรอบที่ 4 นั้นกำลังผลิตที่เพิ่มไม่เท่ากับ ArLoad(5)-ArLoad(6) = 365-330 = 35 MW เพราะว่าในรอบที่ 3 มี Pr(1) = 70 MW แล้วทำให้ในรอบที่ 4 มันสามารถเพิ่มกำลังผลิตได้อีกแค่ 30 MW เท่านั้นและชั่วโมงที่ 2 - 4 ก็ต้องเพิ่มกำลังผลิตอีกแค่ 30 MW เช่นกัน

| | | | | | | | $\sum_{t=1}^{T} Pr(t)$ |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| ArLoad(t) | 440 | 430 | 410 | 400 | 365 | 330 | |
| Pr(t) | | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 | 0 | 150 |
| รอบ 1 Pr(t) | | 40 | 30 | 30 | 30 | 30 | 0 | 160 |
| รอบ 2 Pr(t) | | 60 | 50 | 30 | 30 | 30 | 0 | 200 |
| รอบ 3 Pr(t) | | 70 | 60 | 40 | 30 | 30 | 0 | 230 |
| รอบ 4 Pr(t) | | 100 | 90 | 70 | 60 | 30 | 0 | 350 |

ในรอบที่ 4 กำลังผลิตรวมมากกว่าที่ต้องการอยู่ 350-300 = 50 MW ดังนั้นต้องลดกำลังผลิตในชั่วโมงที่ 1 – 4 ชั่วโมงละ 50/4 = 12.5 MW ได้ผลดังนี้

| | | | | | | | $\sum_{t=1}^{T} Pr(t)$ |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| ArLoad(t) | 440 | 430 | 410 | 400 | 365 | 330 | |
| Pr(t) | | 87.5 | 77.5 | 57.5 | 47.5 | 30 | 0 | 300 |
| ArHLoad(t) | | 352.5 | 352.5 | 352.5 | 352.5 | 352.5 | 330 | |

เมื่อถึงขั้นตอนนี้เพียงแต่แปลง Pr เป็น P ก็เสร็จสิ้นกระบวนการ

เราขอดัดแปลงตัวอย่างนี้อีกเล็กน้อยเพื่อชี้ให้เห็นถึงปัญหาใหม่ ๆ ที่อาจจะตามมา โดยกำหนดให้กำลังผลิตรวมที่ต้องการคือ 359 MW เมื่อทำตามขั้นตอนข้างต้นจนมาถึงรอบที่ 4 (4.1) ของการเพิ่มกำลังผลิตจะได้ $\sum_{t=1}^{T} Pr(t) = 350 < Eout = 359$ ดังนั้นต้องเพิ่มกำลังผลิตอีกรอบคือ รอบที่ 4.2

| | | | | | | | $\sum_{t=1}^{T} Pr(t)$ |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| ArLoad(t) | 440 | 430 | 410 | 400 | 365 | 330 | |
| Pr(t) | | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 | 0 | 150 |
| รอบ 4.1 Pr(t) | | 100 | 90 | 70 | 60 | 30 | 0 | 350 |
| รอบ 4.2 Pr(t) | | 100 | 95 | 75 | 65 | 30 | 0 | 365 |

จะเห็นว่ากำลังผลิตในชั่วโมงที่ 5 ของรอบที่ 4.2 เหมือนกับของรอบที่ 4.1 นั่นหมายความว่าในรอบที่ 4.2 ไม่มีการเพิ่มจำนวนชั่วโมงที่จะเพิ่มกำลังผลิต แต่จะเพิ่มกำลังผลิตให้กับชั่วโมงเก่า ๆ ให้มาก

ขึ้น โดยกำลังผลิตที่เพิ่มนี้เท่ากับ ArLoad(4)-ArLoad(5) = 400-365 = 35 MW ซึ่งเป็นการคิดเทียบจากรอบที่ 3

จากรอบที่ 4.2 กำลังผลิตรวมมากกว่าที่ต้องการอยู่ 365-359 = 6 MW ดังนั้นเราต้องลดกำลังผลิตในชั่วโมงที่ 2 – 4 ลงไปอีกชั่วโมงละ 2 MW สำหรับชั่วโมงที่ 1 ไม่ต้องลดเพราะเราทราบจากรอบที่ 4.1 แล้วว่าชั่วโมงที่ 1 ต้องมีกำลังผลิตไม่น้อยกว่า 100 MW นั่นคือ

| | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| ArLoad(t) | 440 | 430 | 410 | 400 | 365 | 330 | $\sum_{t=1}^{T} Pr(t)$ |
| Pr(t) | | 100 | 93 | 73 | 63 | 30 | 0 | 359 |

สรุปการลดกำลังผลิต

1) กำหนดให้ชั่วโมงที่ 1 ถึงชั่วโมงที่ R ผลิตไฟฟ้าที่ Pmin (R เป็นจำนวนรอบก่อนเข้าสู่กระบวนการลดกำลังผลิต)

2) เพิ่มกำลังผลิตเป็นรอบ ๆ (รอบนี้เป็นรอบย่อยเขียนแทนด้วย R1) โดยกำลังผลิตที่เพิ่มนั้นเป็นไปได้ 2 ค่า ดังนี้ (เราจะเลือกเอาค่าที่น้อยกว่า)

2.1) ขนาดกำลังผลิตที่ต้องเพิ่มเท่ากับ Pmax - Pr(t1) โดย t1 คือชั่วโมงที่ทำให้ Pmax-Pr(t1) < ArLoad(R1)-ArLoad(R1+1) ที่ชั่วโมง t1 นี้ถ้าเราเพิ่มกำลังผลิตให้เท่ากับ ArLoad(R)-ArLoad(R+1) จะทำให้กำลังผลิตชนขีดจำกัด Pmax ได้ (t1 อาจมีได้หลายชั่วโมง) ถ้ากำลังผลิตรวมมีค่าน้อยกว่าที่ต้องการ ให้ไปเลือก t1 ในชั่วโมงถัดไป แต่ถ้าเป็น t1 ตัวสุดท้ายแล้วให้ไปทำข้อ 2.2

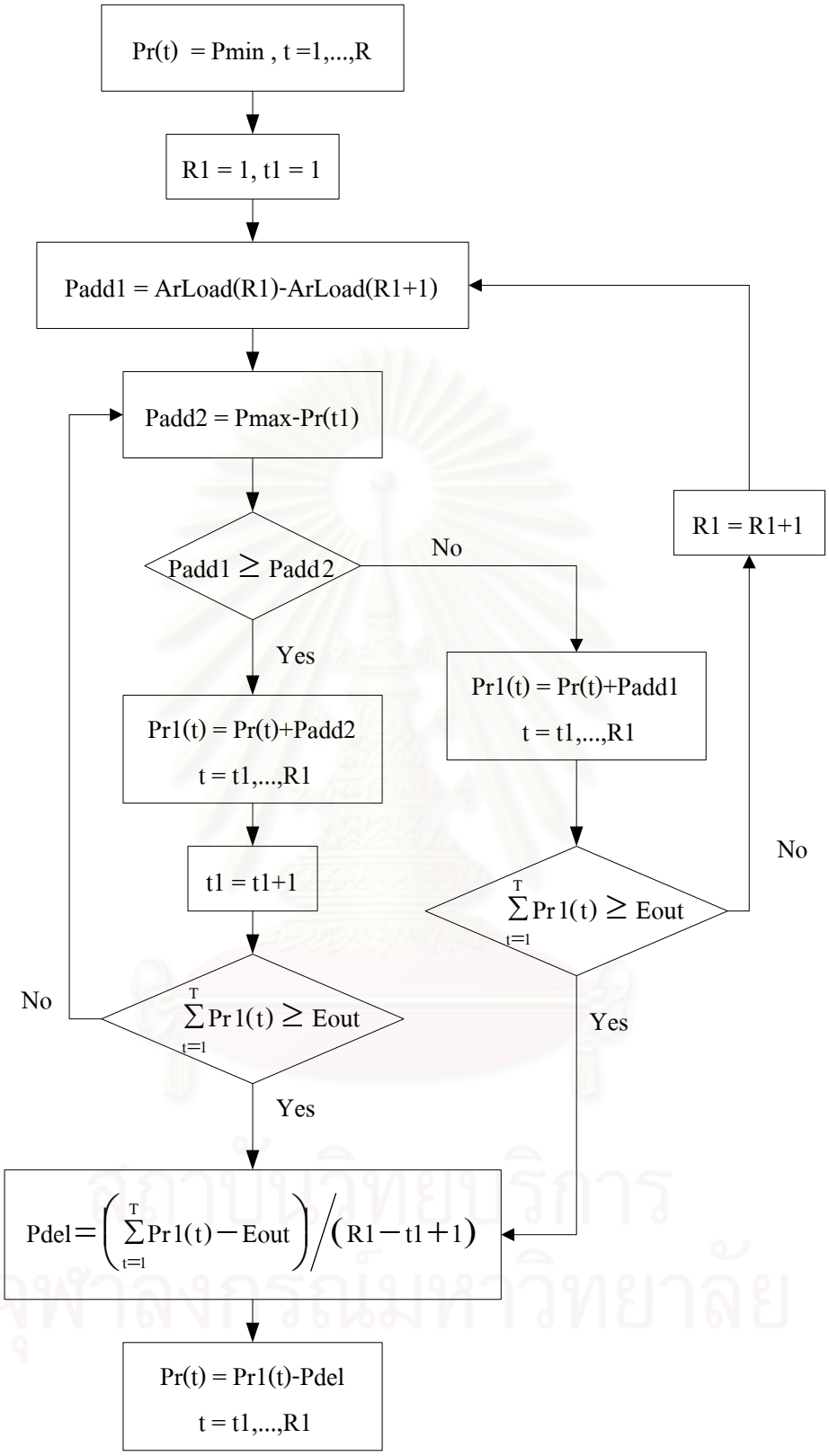
2.2) ขนาดกำลังผลิตที่ต้องเพิ่มเท่ากับ ArLoad(R1)-ArLoad(R1+1)

3) เมื่อเพิ่มกำลังผลิตจนได้กำลังผลิตรวมมากกว่า Eout แล้วให้ลดกำลังผลิตลง โดยกำลังผลิตที่จะนำไปลดในแต่ละชั่วโมง คือ

$$Pdel = \left( \sum_{t=1}^{T} Pr(t) - Eout \right) \Big/ (R - t1 + 1) \qquad (5.5)$$

4) เสร็จสิ้นกระบวนการลดกำลังผลิต

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย




รูปที่ 5.4 ขั้นตอนการลดกำลังผลิต

# บทที่ 6

## การทำยูนิตคอมมิตเมนต์เครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อน

การทำยูนิตคอมมิตเมนต์เครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อนที่มีเงื่อนไขการใช้เชื้อเพลิงในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะเริ่มจากการหาจุดเริ่มต้นก่อน ซึ่งจุดเริ่มต้นนี้จะเป็นคำตอบของยูนิตคอมมิตเมนต์ที่ยังไม่พิจารณาเงื่อนไขเชื้อเพลิง สำหรับวิธีการที่ใช้หาจุดเริ่มต้นจะเป็นวิธีการเรียงลำดับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแนวทางใหม่[23] เมื่อได้จุดเริ่มต้นแล้วจึงเข้าสู่ขั้นตอนการทำยูนิตคอมมิตเมนต์ที่คำนึงถึงเงื่อนไขเชื้อเพลิง ในขั้นตอนนี้แบ่งออกได้เป็นสองกระบวนการ คือ กระบวนการคอมมิตเมนต์ตามลำดับ และกระบวนการปรับพารามิเตอร์ การทำงานจะเป็นการทำวนซ้ำสลับกันไปมาระหว่างกระบวนการทั้งสอง กระทั่งได้คำตอบที่เหมาะสมจึงหยุดการทำงาน คำตอบที่ได้นี้เป็นคำตอบที่คำนึงถึงเงื่อนไขด้านเชื้อเพลิงด้วย

### 6.1 การเรียงลำดับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแนวทางใหม่ (The new approach of priority list)

การจัดลำดับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเป็นการเรียงลำดับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตามความคุ้มค่าในการผลิต โดยทั่วไปดัชนีที่นำมาใช้ในการจัดลำดับจะเป็นต้นทุนเชื้อเพลิงเฉลี่ยที่กำลังผลิตสูงสุด (Average full load cost) เขียนได้สั้น ๆ ว่า AFLC คำตอบที่ได้จากวิธีนี้ค่อนข้างจะห่างไกลจากคำตอบที่เหมาะสมเพราะ AFLC ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบอกให้ทราบถึงต้นทุนโดยเฉลี่ยเมื่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าผลิตไฟฟ้าที่กำลังผลิตสูงสุดเท่านั้น(เดินเครื่องเต็มที่) ซึ่งในความเป็นจริงแล้วเครื่องกำเนิดไฟฟ้าไม่ได้ผลิตไฟฟ้าที่กำลังผลิตสูงสุดทุกเครื่อง โดยเฉพาะอย่างยิ่งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องท้าย ๆ ที่มีค่า AFLC สูง ๆ นอกจากนี้การใช้ดัชนี AFLC เพียงอย่างเดียวยังไม่ได้คำนึงถึงต้นทุนในการเริ่มเดินเครื่องเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอีกด้วย

จากเหตุผลดังกล่าว F.N.Lee[23]จึงได้นำเสนอให้ใช้ดัชนีอีกตัวมาพิจารณาร่วมกับ AFLC เพื่อให้การจัดลำดับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีขึ้น ดัชนีที่ว่านี้คือ Committed utilization factor (CUF) ข้อมูลที่ได้จาก CUF นี้ทำให้เราทราบว่าเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่กำลังพิจารณาสามารถใช้ได้อย่างมีประสิทธิภาพเพียงใดเมื่อมันถูกกำหนดให้เดินเครื่อง

#### 6.1.1Commitment utilization factor (CUF)[23]

CUF หรือตัวประกอบประโยชน์จากการกำหนดเดินเครื่อง สามารถนิยามได้จากแนวโน้มการเดินเครื่องตลอดช่วงการทำยูนิตคอมมิตเมนต์

$$CUF_i = \frac{\sum_{t=1}^{T} \text{unit i's useful spinning capacity at hour t}}{\sum_{t=1}^{T} \text{unit i's spinning capacity at hour t}} \qquad (6.1)$$

Spinning capacity คือ ความสามารถสูงสุดในการผลิตไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซึ่งกำหนดได้ดังนี้

ถ้า $U_i(t) = 1$ แล้ว Spinning capacity ของเครื่องที่ i ณ เวลา t มีค่า $Pmax_i$

ถ้า $U_i(t) = 0$ แล้ว Spinning capacity ของเครื่องที่ i ณ เวลา t มีค่า 0

$U_i(t)$ คือแนวโน้มการทำงานของเครื่องที่ i ณ เวลา t

1 หมายถึง เดินเครื่อง และ 0 หมายถึง หยุดเดินเครื่อง

Unit i's useful spinning capacity at hour t หรือ $USC_i(t)$ คือ Spinning capacity ส่วนที่เป็นประโยชน์ต่อระบบของเครื่องที่ i ซึ่งช่วยรองรับความต้องการของระบบได้ (ในที่นี้ความต้องการหมายถึงโหลดบวกกำลังผลิตสำรอง) ค่า $USC_i(t)$ ดังกล่าวจะเป็นศูนย์หากความต้องการของระบบได้รับการจ่ายอย่างสมบูรณ์จากเครื่องที่ถูกนำเข้าจ่ายโหลดก่อนหน้านี้

$USC_i(t)$ หรือความต้องการส่วนที่ยังขาดของระบบซึ่งเครื่องที่ i ช่วยจ่ายได้นั้นคำนวณได้โดยนำเอา Spinning capacity จากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทุกเครื่องที่ถูกกำหนดให้เดินเครื่องแล้วไปหักออกจากความต้องการของระบบ

$$SC_i(t) = Load(t) + Reserve(t) - \sum_{j \in B_c} SC_j(t) \tag{6.2}$$

$$USC_i(t) = \min\{SC_i(t), Pmax_i \cdot U_i(t)\} \tag{6.3}$$

j ดัชนีของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ถูกกำหนดให้เดินเครื่องแล้ว

$B_c$ เซตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ถูกกำหนดให้เดินเครื่องแล้ว

$SC_i(t)$ ความต้องการส่วนที่ยังขาดของระบบซึ่งเครื่องที่ i มีส่วนช่วยจ่าย (MW)

จากคำอธิบายข้างต้นเราสามารถเขียนสูตรการหา $CUF_i$ ได้ใหม่ดังนี้

$$CUF_i = \frac{\sum_{t=1}^{T} \min\left(SC_i(t), Pmax_i \cdot U_i(t)\right)}{\sum_{t=1}^{T} Pmax_i \cdot U_i(t)} \tag{6.4}$$

**6.1.2 การหาแนวโน้มการเดินเครื่อง[23]**

$U_i(t)$ คือแนวโน้มการเดินเครื่องของเครื่องที่ i ณ เวลา t การหา $U_i(t)$ มีปัจจัยที่ต้องคำนึงถึงหลายประการ เช่น เงื่อนไขเวลาเดินเครื่องหยุดเดินเครื่องอย่างน้อยที่สุด ความคุ้มค่าระหว่างการเดินเครื่องแต่ไม่เสียค่าใช้จ่ายในการเริ่มเดินเครื่อง กับการหยุดเดินเครื่องแต่เสียต้นทุนในการเริ่มเดินเครื่อง เป็นต้น หลักเกณฑ์การหา $U_i(t)$ มีดังนี้

กำหนดให้

$A0_i$ ต้นทุนในการเดินเครื่องที่ระดับกำลังผลิตต่ำสุด (฿/Hr)

$STC_i(.)$ ต้นทุนการเริ่มเดินเครื่อง เป็นฟังก์ชันที่ขึ้นกับระยะเวลาที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าหยุดเดินเครื่อง (฿)

$\tau_0$ จำนวนชั่วโมงที่เครื่องที่ i หยุดเดินเครื่องติดต่อกัน(มีค่า-) หรือเดินเครื่องติดต่อกัน(มีค่า+) ก่อนเวลาเริ่มต้น (Hr)

$MUP_i$ คือ ขีดจำกัดเวลาเดินเครื่องต่ำสุดของเครื่องที่ i (Hr)

$MDN_i$ คือ ขีดจำกัดเวลาหยุดเดินเครื่องต่ำสุดของเครื่องที่ i (Hr)

Load(t) คือ โหลดของระบบ ณ เวลา t หน่วย (MW)

Reserve(t) คือ กำลังผลิตสำรองที่ระบบต้องการ ณ เวลา t หน่วย (MW)

$\overline{S}_i(t)$ คือ ขีดจำกัดกำลังผลิตสำรองของเครื่องที่ i (MW)

ให้ t1 เป็นเวลาอิสระเริ่มต้น (First free-decision) ของเครื่องที่ i ดังนั้น

$t1 = \max\{(MUP_i - \tau_0 + 1), 1\}$ ถ้า $\tau_0 > 0$

$= \max\{(MDN_i + \tau_0 + 1), 1\}$ ถ้า $\tau_0 < 0$

จากการเลือกเดินเครื่องตามลำดับจะได้ว่าเครื่องที่ i ควรจะเดินเครื่องที่ชั่วโมงอิสระ t (Free-decision hour , $t \in [t1,T]$ ) ถ้าหากความต้องการและกำลังผลิตสำรองที่เวลานั้นยังไม่ได้รับการจ่ายอย่างเพียงพอ เขียนเป็นสมการได้ดังนี้

$$\sum_{j \in B_c} P\max_j \cdot U_i(t) < Load(t) + Reserve(t) \quad ; \; t = t1,...,T \tag{6.5}$$

$$\sum_{j \in B_c} \overline{S}_j \cdot U_j(t) < Reserve(t) \quad ; \; t = t1,...,T \tag{6.6}$$

ซึ่งถ้าหากเป็นไปตามเงื่อนไขทั้งสองเราจะกำหนดให้ $U_i(t) = 1$

ดังนั้น ชั่วโมงอิสระ t ใด ๆ จึงถูกแบ่งออกเป็น 2 กรณีคือ

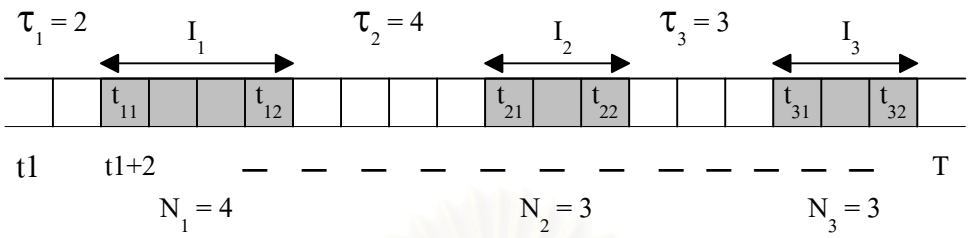
- ชั่วโมงที่ต้องเดินเครื่อง ($U_i(t) = 1$)
- ชั่วโมงที่ยังไม่ได้ตัดสินว่าควรจะเดินเครื่องหรือหยุดเดินเครื่อง (Unclassified hour)

กำหนดให้ $I_k$ เป็นตัวแทนของช่วงที่ k ของชั่วโมงที่ยังไม่ได้ตัดสินซึ่งอยู่ติดกัน ($k = 1, \ldots, M$) และ $N_k$ แทนจำนวนชั่วโมงที่อยู่ใน $I_k$ ดังรูปที่ 6.1

$I_k = [t_{k1}, t_{k2}]$ ; $k = 1,\ldots,M$

$N_k = t_{k2} - t_{k1} + 1$ ; $k = 1,\ldots,M$

เพื่อที่จะหาค่า $CUF_i$ เราต้องหาแนวโน้มการทำงานในชั่วโมงที่ยังไม่ได้ตัดสินด้วย ให้ $\tau_k$ เป็นจำนวนชั่วโมงที่เครื่องที่ i เดินเครื่องติดต่อกัน (มีค่า + ) หรือหยุดเดินเครื่องติดต่อกัน (มีค่า - ) ก่อนที่จะถึงชั่วโมงที่ $t_{k1}$ (ชั่วโมงแรกของช่วงที่ยังไม่ได้ตัดสิน $I_k$) จากค่า $\tau_k$ เราสามารถหาแนวโน้มการเดินเครื่องในช่วงที่ยังไม่ได้ตัดสินใจ $I_k$ (Unclassified Interval) ได้ดังนี้




รูปที่ 6.1 การกำหนดสถานะในแต่ละชั่วโมงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

กรณีที่ 1 : $0 < \tau_k < MUP_i$ และ $\tau_k \leq (MUP_i - N_k)$

กำหนดให้ $U_i(t) = 1, \quad t \in I_k$

กรณีที่ 2 : $0 < \tau_k < MUP_i$ และ $\tau_k > (MUP_i - N_k)$

ถ้า $\tilde{N}_k < MDN_i$ กำหนดให้

$U_i(t) = 1, \ t \in I_k$

ถ้า $\tilde{N}_k \geq MDN_i$ และ $(A0_i \cdot \tilde{N}_k) \leq STC_i(\tilde{N}_k)$ กำหนดให้

$U_i(t) = 1, \ t \in I_k$

ถ้า $\tilde{N}_k \geq MDN_i$ และ $(A0_i \cdot \tilde{N}_k) > STC_i(\tilde{N}_k)$ กำหนดให้

$U_i(t) = 1, \ t_{k1} \leq t < \tilde{t}_{k1}$

$U_i(t) = 0, \ \tilde{t}_{k1} \leq t \leq t_{k2}$

โดยที่ : $\tilde{t}_{k1} = t_{k1} + (MUP_i - \tau_k)$

$\tilde{N}_k = N_k - (MUP_i - \tau_k)$

กรณีที่ 3 : $\tau_k \geq MUP_i$

ถ้า $N_k < MDN_i$ กำหนดให้

$U_i(t) = 1, \ t \in I_k$

ถ้า $N_k \geq MDN_i$ และ $(A0_i \cdot N_k) \leq STC_i(N_k)$ กำหนดให้

$U_i(t) = 1, \ t \in I_k$

ถ้า $N_k \geq MDN_i$ และ $(A0_i \cdot N_k) > STC_i(N_k)$ กำหนดให้

$U_i(t) = 0, \ t \in I_k$

กรณีที่ 4 : $0 > \tau_k > -MDN_i$ และ $\tau_k \geq (N_k - MUP_i)$

กำหนดให้ $U_i(t) = 0, \ t \in I_k$

กรณีที่ 5 : $0 > \tau_k > -MDN_i$ และ $\tau_k < (N_k - MDN_i)$

ถ้า $STC_i(\tilde{N}_k + MDN_i) \leq STC_i(MDN_i) + (A0_i \cdot \tilde{N}_k)$ กำหนดให้

$U_i(t) = 0, \ t \in I_k$

ถ้า $STC_i(\tilde{N}_k + MDN_i) > STC_i(MDN_i) + (A0_i \cdot \tilde{N}_k)$ กำหนดให้

$U_i(t) = 0, \ t_{k1} \leq t < \tilde{t}_{k1}$

$U_i(t) = 1, \ \tilde{t}_{k1} \leq t \leq t_{k2}$

โดยที่ : $\tilde{t}_{k1} = t_{k1} + (MDN_i + \tau_k)$

$\tilde{N}_k = N_k - (MDN_i + \tau_k)$

กรณีที่ 6 : $\tau_k \leq -MDN_i$

ถ้า $STC_i(N_k - \tau_k) \leq STC_i(-\tau_k) + (A0_i \cdot N_k)$ กำหนดให้

$U_i(t) = 0, \ t \in I_k$

ถ้า $STC_i(N_k - \tau_k) > STC_i(-\tau_k) + (A0_i \cdot N_k)$ กำหนดให้

$U_i(t) = 1, \ t \in I_k$

สังเกตได้ว่ากระบวนการหาแนวโน้มการเดินเครื่องในช่วงที่ยังไม่ได้ตัดสิน $I_k$ สามารถหาได้ถ้ารู้ค่า $\tau_k$ เนื่องจาก $\tau_1$ สามารถหาได้จากสถานะการทำงานในช่วงเวลาก่อนที่จะถึง $I_1$ ดังนั้นแนวโน้มการเดินเครื่องในช่วง $I_1$ จึงหาได้ด้วยกระบวนการข้างต้น และจากค่า $\tau_1$ และแนวโน้มการเดินเครื่องในช่วง $I_1$ เราสามารถหาค่า $\tau_2$ ได้โดยง่าย สำหรับการหาแนวโน้มการเดินเครื่องในช่วงที่ยังไม่ได้ตัดสินช่วงอื่น ๆ ก็สามารถทำได้ในลักษณะเดียวกัน

### 6.1.3 การใช้ CUF ร่วมกับ AFLC เพื่อจัดลำดับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า[23]

ขั้นตอนแรกก่อนการจัดลำดับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเราต้องกำหนดค่าขีดจำกัด $\underline{CUF}_i$ ให้กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องก่อน ค่านี้ควรมีค่าเท่าใดนั้นขึ้นอยู่กับระบบโดยรวมและลักษณะของโหลด แต่โดยทั่วไปเครื่องที่มี AFLC ต่ำจะกำหนดให้ $\underline{CUF}$ มีค่าสูง และเครื่องที่มี AFLC สูงจะกำหนดให้ $\underline{CUF}$ มีค่าต่ำเมื่อกำหนดค่า $\underline{CUF}$ ได้แล้วขั้นตอนต่อไปคือการทำ Priority list ดังตัวอย่างต่อไปนี้

ตัวอย่าง ระบบประกอบด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้า 4 เครื่องดังต่อไปนี้

| Unit | Pmax | AFLC(฿/MW·Hr) | $\underline{CUF}$(%) |
|---|---|---|---|
| 1 | 100 | 10.0 | 60 |
| 2 | 100 | 11.0 | 60 |
| 3 | 150 | 13.5 | 60 |
| 4 | 50 | 15.0 | 50 |

เพื่อให้การคำนวณง่ายขึ้นเราจะสมมติว่าเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั้ง 4 เครื่องเดินเครื่องมาเป็นเวลาไม่น้อยกว่าขีดจำกัดเวลาเดินเครื่องต่ำสุด (Minimum Up Time) และระบบมีค่าโหลดคงที่ 240 MW เป็นเวลา 4 ชั่วโมง

เครื่องที่จะพิจารณาเป็นเครื่องแรกคือเครื่องที่ 1 เนื่องจากมีค่า AFLC ต่ำที่สุดสำหรับกำลังที่เครื่องที่ 1 จะจ่ายได้คือ 100 MW ดังนั้น CUF ของเครื่องที่ 1 คือ

$$CUF_1 = \frac{4\times100}{4\times100} = 100\% > 60\% = \underline{CUF}_1$$

ดังนั้นเครื่องที่ 1 จึงเป็นเครื่องแรกที่ถูกกำหนดให้เดินเครื่อง โดยวิธีการเดียวกันเครื่องที่ 2 ก็จะถูกกำหนดให้เดินเครื่องเป็นอันดับที่สอง สำหรับเครื่องที่ 3 นั้นความต้องการส่วนที่ยังขาดของระบบซึ่งเครื่องที่ 3 ควรจะจ่ายคือ 240 - 100 - 100 = 40 MW ซึ่งจะทำให้

$$CUF_3 = \frac{4\times40}{4\times150} = 26.7\% > 60\% = \underline{CUF}_3$$

เนื่องจาก $CUF_3 = \underline{CUF}_3$ ดังนั้นจึงไม่ควรกำหนดให้เครื่องที่ 3 เดินเครื่องเป็นเครื่องที่ 3 คำตอบอื่นที่เป็นไปได้มี 2 วิธี คือ วิธีแรกให้ดึงเครื่องที่ 2 ออกจากตำแหน่งเดิมแล้วนำเครื่องที่ 3 เข้าไปแทนซึ่งคำตอบนี้เป็นคำตอบที่เป็นไปได้เพราะจะทำให้ $CUF_3$ = 93.3 % (มาจาก(4·140)/(4·150)) ซึ่งมีค่ามากกว่า $\underline{CUF}_3$ ที่กำหนด วิธีที่สองให้นำเครื่องที่ 4 เข้ามาแทนเครื่องที่ 3 ทำให้ได้ลำดับใน Priority list กลายเป็นเครื่องที่ 1 เครื่องที่ 2 และ เครื่องที่ 4 ตามลำดับ การจะพิจารณาว่าวิธีไหนดีกว่าให้เปรียบเทียบระหว่างค่า $AFLC_3$ กับค่า AFLC สมมูลที่เกิดจากเครื่องที่ 2 รวมกับเครื่องที่ 4

$$AFLC_{2\&4} = \frac{11.0\cdot100+15.0\cdot50}{100+50} = 12.33$$

เนื่องจากค่า $AFLC_{2\&4}$ มีค่าสูงกว่า $AFLC_3$ ดังนั้นวิธีที่สองจึงน่าจะดีกว่าแต่ทั้งนี้เราต้องตรวจสอบด้วยว่าค่า $CUF_4$ ที่ตำแหน่งนี้มากกว่า $\underline{CUF}_4$ หรือไม่

$$CUF_4 = \frac{4\cdot40}{4\cdot50} = 80\% > 50\% = \underline{CUF}_4$$

จะเห็นว่า $\underline{CUF}_4 > \underline{CUF}_4$ ดังนั้นลำดับของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจึงเป็น 1, 2 และ 4 ตามลำดับ

วิธีการข้างต้นนี้สามารถใช้ได้ก็ต่อเมื่อมีการกำหนดค่า CUF เอาไว้แล้ว แต่เนื่องจากการหาค่า CUF ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องในระบบนั้นผู้คำนวณควรมีประสบการณ์ในการทำยูนิตคอมมิตเมนต์กับระบบที่จะนำมาทดสอบก่อน ซึ่งถ้าหากเป็นระบบใหม่แล้วการจะกำหนดค่า CUF ให้เหมาะสมนั้นเป็นไปได้ยาก ผู้เขียนจึงทำการดัดแปลงวิธีการข้างต้นให้สามารถใช้งานได้กับกรณีทั่วไป

### 6.1.4 การปรับปรุงการเรียงลำดับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพิ่มเติม

วิธีการนี้สามารถใช้ได้ทั้งระบบทั่วไปและระบบที่มีการกำหนดค่า CUF เอาไว้ก่อน ในระบบทั่วไปเราจะกำหนดให้ CUF = 1 ทุกเครื่อง แต่เมื่อ CUF = 1 จะพบว่าวิธีการข้างต้นจัดลำดับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้ไม่ดีเท่าที่ควร สาเหตุเกิดจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในลำดับท้าย ๆ จ่ายโหลดไม่เต็มที่การใช้ AFLC มาจัดลำดับจึงไม่เหมาะสม

ดัชนีที่ควรนำมาใช้แทน AFLC ควรเป็นต้นทุนเฉลี่ย (Average cost) ที่แท้จริง ซึ่งก็คือต้นทุนการผลิตหารด้วยกำลังไฟฟ้ารวมที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าผลิต อันที่จริงการหาต้นทุนเฉลี่ยที่แท้จริงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องนั้นเป็นไปได้ยากเพราะเราไม่สามารถหากำลังผลิตรวมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องได้ หากไม่ทำการคำนวณการจ่ายโหลดอย่างประหยัด (Economic dispatch) เสียก่อน

โดยทั่วไปเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ถูกกำหนดให้เดินเครื่องก่อนมักจะจ่ายโหลดใกล้กับกำลังผลิตสูงสุดมากกว่าเครื่องที่อยู่ในลำดับท้าย ๆ จากข้อสังเกตนี้เราจึงหากำลังผลิตโดยประมาณ (Estimated power) ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้ ซึ่งกำลังผลิตโดยประมาณที่ได้นี้สามารถนำไปหาต้นทุนเฉลี่ยได้

กำลังผลิตโดยประมาณคือ

$$P_i(t) = \begin{cases} \max\left\{\min\left(\text{Load}(t) - \sum_{j \in B_c} P_j(t), P\max_i\right), P\min_i\right\} & \text{เมื่อ } U_i(t) = 1 \\ 0 & \text{เมื่อ } U_i(t) = 0 \end{cases} \qquad (6.7)$$

สังเกตได้ว่า ถ้า $U_i(t) = 1$ แล้ว $P\min_i \le P_i(t) \le P\max_i$

ถ้า $U_i(t) = 0$ แล้ว $P_i(t) = 0$

เมื่อได้กำลังผลิตโดยประมาณแล้วเราสามารถหาต้นทุนเฉลี่ยโดยประมาณ (Average estimated power cost) ได้ดังนี้

$$\text{AELC}_i = \frac{\sum_{t=1}^{T}\left\{F_i(P_i(t)) \cdot U_i(t) + \text{StCost}_i(t)\right\}}{\sum_{t=1}^{T} P_i(t) \cdot U_i(t)} \qquad (6.8)$$

$F_i(P_i(t),U_i(t))$ ต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าของเครื่องที่ i ณ เวลา t

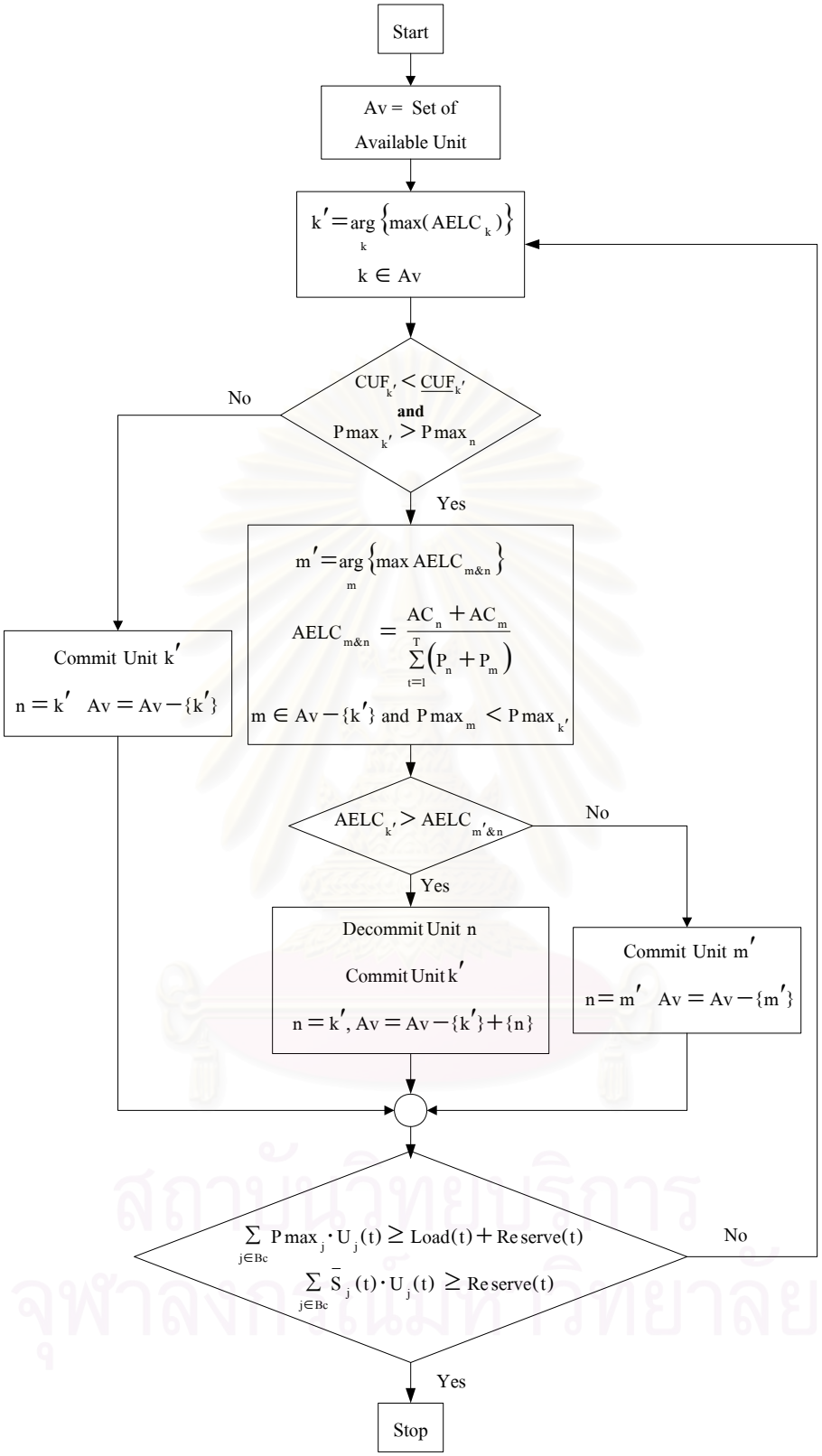
$StCost_i(t)$ ต้นทุนในการสตาร์ทเครื่องของเครื่องที่ i ณ เวลา t

สำหรับการหา $U_i(t)$ ก็ใช้วิธีการเช่นเดียวกับหัวข้อ 6.1.2

เราสามารถสรุปขั้นตอนในการเรียงลำดับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแนวทางใหม่ได้ดังนี้

1. กำหนดค่า $\underline{CUF}$ ให้กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทุกเครื่องตามประสบการณ์ในกรณีที่ไม่สามารถจะหาค่าที่เหมาะสมได้ให้กำหนดให้มีค่าเป็น 1 ทุกเครื่อง
2. เลือกเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มี AELC น้อยที่สุด สมมติว่าเป็นเครื่องที่ $k'$
3. พิจารณาค่า $CUF_{k'}$ และ $Pmax_{k'}$ ถ้าหาก $CUF_{k'} < \underline{CUF}_{k'}$ และกำลังผลิตสูงสุดของเครื่องที่กำลังพิจารณา ($Pmax_k$)สูงกว่ากำลังผลิตสูงสุดของเครื่องที่เพิ่งถูกกำหนดให้เดินเครื่อง ($Pmax_n$ , n คือเครื่องที่เพิ่งถูกกำหนดให้เดินเครื่อง) ให้ไปทำในข้อที่ 4 แต่ถ้าไม่เป็นไปตามนี้ให้ไปทำข้อที่ 6
4. เลือกเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในลำดับถัดไปที่มีคุณสมบัติต่อไปนี้
   - กำลังผลิตสูงสุดต่ำกว่า $Pmax_k$
   - ต้นทุนเฉลี่ยที่คิดรวมกับเครื่องที่เพิ่งถูกกำหนดให้เดินเครื่องมีค่าน้อยที่สุด ($AELC_{m'\&n}$มีค่าน้อยที่สุด) สมมติว่าเครื่องนั้นคือเครื่องที่ $m'$
5. เปรียบเทียบค่า $AELC_{k'}$ กับค่า $AELC_{m'\&n}$
   5.1 ถ้า $AELC_{k'} > AELC_{m'\&n}$ ให้กำหนดให้เดินเครื่องเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่ m
   5.2 ถ้า $AELC_{k'} \leq AELC_{m'\&n}$ ให้ยกเลิกการเดินเครื่องเครื่องที่ n แล้วเดินเครื่องเครื่องที่ $k'$ เข้าไปแทน
6. กำหนดให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่ k เดินเครื่อง
7. พิจารณาว่าเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ถูกกำหนดให้เดินเครื่องไปแล้วนั้นจ่ายโหลดและกำลังผลิตสำรองได้เพียงพอกับความต้องการหรือยัง ถ้าเพียงพอแล้วให้หยุดการทำงานแต่ถ้ายังไม่พอให้กลับไปทำที่ข้อ 2 อีกครั้ง

ขั้นตอนการเรียงจัดลำดับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแนวทางใหม่ดังกล่าว เขียนเป็นแผนผังการทำงานได้ดังรูปที่ 6.2




รูปที่ 6.2 ขั้นตอนการเรียงลำดับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแนวทางใหม่

**6.2 การทำยูนิตคอมมิตเมนต์ที่มีเงื่อนไขปริมาณเชื้อเพลิง[22]**

การแก้ปัญหายูนิตคอมมิตเมนต์ที่มีเงื่อนไขปริมาณเชื้อเพลิงสามารถแบ่งขั้นตอนการทำงานออกเป็นสองส่วนได้ดังนี้

- กระบวนการคอมมิตเมนต์ตามลำดับ (Sequential commitment procedure)
- กระบวนการปรับพารามิเตอร์ (Parameter adjustment procedure)

การทำงานจะเป็นการทำแบบวนซ้ำสลับกันระหว่างกระบวนการทั้งสอง กระทั่งได้คำตอบที่ลู่เข้าจึงหยุดการทำงาน ก่อนที่จะอธิบายรายละเอียดในขั้นตอนการทำงานต่าง ๆ จะขอนิยามตัวแปรและเงื่อนไขต่าง ๆ ดังนี้

**นิยามตัวแปร**

$A_g$ เซตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีเงื่อนไขปริมาณการใช้เชื้อเพลิง

$B_c$ เซตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซึ่งถูกกำหนดให้เดินเครื่องไปแล้วในกระบวนการคอมมิตเมนต์ตามลำดับ

$n$ ดัชนีรอบการทำซ้ำ

$PG^n(t)$ ปริมาณกำลังไฟฟ้าโดยประมาณที่ได้จากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีเงื่อนไขการใช้เชื้อเพลิง ณ เวลา t ค่านี้จะใช้ในกระบวนการคอมมิตเมนต์ตามลำดับ (MW)

$\tilde{P}G^n(t)$ ปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ได้จากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีเงื่อนไขการใช้เชื้อเพลิง ณ เวลา t ค่านี้ได้จากแผนการคอมมิตเมนต์ในรอบที่ n (MW)

$P_i(t)$ กำลังไฟฟ้าจากเครื่องที่ i ณ เวลา t (MW)

$\hat{P}_i(t)$ กำลังไฟฟ้าโดยประมาณจากเครื่องที่ i ณ เวลา t ค่านี้จะใช้ในกระบวนการคอมมิตเมนต์ตามลำดับ (MW)

$\overline{S}_i$ ขีดจำกัดกำลังผลิตสำรองของเครื่องที่ i (MW)

$S_i(t)$ กำลังผลิตสำรองของเครื่องที่ i ณ เวลา t

$\hat{S}_i(t)$ กำลังผลิตสำรองโดยประมาณของเครื่องที่ i ณ เวลา t ค่านี้จะใช้ในกระบวนการคอมมิตเมนต์ตามลำดับ

$USO(t)$ เกณฑ์ในการจ่ายที่ระบบยังขาดอยู่ ณ เวลา t (MW)

$\alpha^n(t)$ ค่าเชื้อเพลิงหน่วยสุดท้ายโดยประมาณของเครื่องที่มีเงื่อนไขเชื้อเพลิง ณ เวลา t ค่านี้จะใช้ในกระบวนการคอมมิตเมนต์ตามลำดับในรอบที่ n (฿/MWh)

$\tilde{\alpha}^n(t)$ ค่าเชื้อเพลิงหน่วยสุดท้ายของเครื่องที่มีเงื่อนไขเชื้อเพลิง (ค่าเชื้อเพลิงก๊าซหน่วยสุดท้าย) ณ เวลา t ค่านี้ได้จากแผนการคอมมิตเมนต์ในรอบที่ n (฿/MWh)

$\gamma^n(t)$ ราคาของความสามารถในการจ่ายที่เป็นประโยชน์ของระบบ ณ เวลา t ค่านี้จะใช้ในกระบวนการคอมมิตเมนต์ตามลำดับในรอบที่ n (฿/MW)

$\tilde{\gamma}^n(t)$ ราคาเฉลี่ยหน่วยสุดท้ายของความสามารถในการจ่ายที่เป็นประโยชน์ของระบบ ณ เวลา t ค่านี้ได้จากแผนการคอมมิตเมนต์ในรอบที่ n (฿/MW)

$\delta^n(t)$ ราคากำลังผลิตสำรองของระบบ ณ เวลา t ค่านี้จะใช้ในกระบวนการคอมมิตเมนต์ตามลำดับในรอบที่ n (฿/MWh)

$\tilde{\delta}^n(t)$ ราคากำลังผลิตสำรองหน่วยสุดท้ายของระบบ ณ เวลา t ค่านี้ได้จากแผนการคอมมิตเมนต์ในรอบที่ n (฿/MWh)

$\lambda^n(t)$ ค่าเชื้อเพลิงหน่วยสุดท้ายของระบบ ณ เวลา t ค่านี้จะใช้ในกระบวนการคอมมิตเมนต์ตามลำดับในรอบที่ n (฿/MWh)

$\tilde{\lambda}^n(t)$ ค่าเชื้อเพลิงหน่วยสุดท้ายของระบบ ณ เวลา t ค่านี้ได้จากแผนการคอมมิตเมนต์ในรอบที่ n (฿/MWh)

$\phi^n$ ราคาเทียมของเชื้อเพลิงที่มีเงื่อนไข ค่านี้จะใช้ในกระบวนการคอมมิตเมนต์ตามลำดับในรอบที่ n (฿/Mbtu)

$\tilde{\phi}^n$ ราคาเทียมของเชื้อเพลิงที่มีเงื่อนไข ค่านี้ได้จากแผนการคอมมิตเมนต์ในรอบที่ n (฿/MWh)

สำหรับตัวแปรที่ไม่ได้กำหนดไว้ในที่นี้จะมีความหมายเหมือนกับในบทที่ 4

**กำหนดปัญหา**

เราสามารถเขียนปัญหาในรูปคณิตศาสตร์ได้ดังนี้

$$\text{Min} \sum_{t=1}^{T}\left\{\sum_{i=1}^{I} H_i(P^t{}_i(t))\cdot FC_i\cdot U_i(t) + U_i(t)\cdot(1-U_i(t))\cdot\left[FST_i + SFC_i\cdot(1-e^{-x_i(t-1)/\tau_i})\right]\right\} \quad (6.9)$$

สมการ (6.9) เหมือนกับสมการ (4.1) เพราะต้นทุนการผลิตไฟฟ้ามาจากเครื่องพลังความร้อนเท่านั้น สำหรับเงื่อนไขบังคับในการทำงานก็เหมือนกับที่กำหนดไว้ในบทที่ 4

**6.2.1 ลักษณะทั่วไป**

การทำยูนิตคอมมิตเมนต์เครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อนที่มีเงื่อนไขเชื้อเพลิงประกอบด้วยสองกระบวนการ คือ กระบวนการคอมมิตเมนต์ตามลำดับ และกระบวนการปรับพารามิเตอร์ กระบวนการคอมมิตเมนต์ตามลำดับจะอาศัยพารามิเตอร์ต่าง ๆ มากำหนดแผนการผลิตไฟฟ้าที่เป็นไปได้ให้กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า โดยการเลือกเดินเครื่องเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทีละเครื่องจนได้คำตอบที่อยู่ในเงื่อนไข จากแผนการผลิตไฟฟ้าที่ได้กระบวนการปรับพารามิเตอร์จะทำการจัดสรรกำลังการผลิตแล้วปรับหาพารามิเตอร์ต่าง ๆ ที่จะนำมาใช้ในกระบวนการคอมมิตเมนต์ตามลำดับในรอบถัดไปอีกที

วิธีการดังกล่าวนี้ต้องหาจุดเริ่มต้นที่เป็นแผนการผลิตไฟฟ้าที่ยังไม่ได้คำนึงถึงเงื่อนไขปริมาณเชื้อเพลิงก่อน ทั้งนี้ก็เพื่อจะได้ทราบค่าพารามิเตอร์ที่จะนำไปใช้ในกระบวนการคอมมิตเมนต์ตามลำดับในรอบแรก การหาจุดเริ่มต้นนี้จะใช้วิธีเรียงลำดับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแนวทางใหม่ตามหัวข้อ 6.1

**6.2.2 กระบวนการคอมมิตเมนต์ตามลำดับ**

กระบวนการคอมมิตเมนต์ตามลำดับสามารถเลือกเดินเครื่องเครื่องที่เหมาะสมที่สุดได้โดยอาศัยข้อมูลทางด้านราคาของระบบและเกณฑ์ในการจ่ายที่ระบบยังขาดมาช่วยในการตัดสิน ซึ่งการกำหนดเดินเครื่องแต่ละครั้งนั้น เกณฑ์ในการจ่ายส่วนที่ยังขาดจะถูกปรับเปลี่ยนไปตามแผนการคอมมิตเมนต์ที่เปลี่ยนแปลงไป การกำหนดเดินเครื่องนี้จะทำไปจนกระทั่งเกณฑ์ในการจ่ายของระบบได้รับการจ่ายอย่างพอเพียง ดังนั้น คำตอบที่ได้จากกระบวนการคอมมิตเมนต์ตามลำดับจึงเป็นคำตอบที่อยู่ภายในเงื่อนไข

กระบวนการนี้ประกอบด้วยขั้นตอน 3 ขั้นตอน เพื่อความสะดวกในการเขียนจึงขอละเลยดัชนี n (ดัชนีบอกอันดับของรอบ) ในตัวแปร $U_i(t)$, $\widehat{P}_i(t)$, $\widehat{S}_i(t)$

**ขั้นที่ 1 คำนวณหาแนวโน้มการเดินเครื่องของเครื่องที่พิจารณา**

การหาแนวโน้มการเดินเครื่องของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะทำโดยพิจารณาว่าเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องเป็นอิสระต่อกัน วิธีที่ใช้เป็นวิธีโปรแกรมเชิงพลวัตรแบบลดจำนวนสถานะ(Reduced-node dynamic programming)[24] ซึ่งมีฟังก์ชันเป้าหมายดังนี้

$$\underset{U_i(t)}{\text{Max}} \sum_{t=1}^{T} [\widehat{P}_i(t)\cdot\lambda^n(t)+\widehat{S}_i(t)\cdot\delta^n(t)-a_i\cdot H_i(\widehat{P}_i(t))]\cdot U_i(t)+U_i(t)\cdot(1-U_i(t))\cdot \left[FST_i+SFC_i\cdot(1-e^{-x_i(t-1)/\tau_i})\right]\cdot b_i \quad (6.10)$$

เงื่อนไข : สถานะเริ่มต้นและขีดจำกัดเวลาในการเดินเครื่อง หยุดเดินเครื่อง

ในขั้นตอนนี้สิ่งที่เราต้องการหาก็คือ สถานะการเดินเครื่องของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในแต่ละชั่วโมง เราสามารถลดจำนวนชั่วโมงที่ต้องตัดสินใจในขั้นตอนโปรแกรมเชิงพลวัตรได้โดยกำหนดให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเดินเครื่องในชั่วโมงที่มันสามารถลดส่วนที่ยังขาดของเกณฑ์ในการจ่ายของระบบได้ เกณฑ์ดังกล่าวคือ

ถ้าเป็นเครื่องที่มีเงื่อนไขเชื้อเพลิง

$$U_i(t) = 1 \text{ ถ้า } USO(t) > 0 \text{ สำหรับ } i \in Ag\ ;\ t = 1,\ldots,T \quad (6.11)$$

ถ้าเป็นเครื่องที่ไม่มีเงื่อนไขเชื้อเพลิง

$$U_i(t) = 1 \text{ ถ้า } USO(t) > 0 \text{ และ } \sum_{j\in B_c\cap \overline{Ag}} USC_j(t) < [Load(t)+Reserve(t)-PG^n(t)] \quad (6.12)$$

สำหรับ $i \notin Ag\ ;\ t = 1,\ldots,T$

Load(t)+Reserve(t)-$PG^n(t)$ เป็นขอบเขตบนของความสามารถในการจ่ายส่วนที่เป็นประโยชน์จากเครื่องที่ไม่มีเงื่อนไขเชื้อเพลิง ณ เวลา t จากสมการ (6.11) และ (6.12) จะเห็นว่าเครื่องที่ i จะไม่สามารถลดส่วนที่ยังขาดของเกณฑ์ในการจ่ายของระบบได้ ถ้าหากเป็นชั่วโมงที่เป็นอิสระ(ชั่วโมงที่ยังไม่กำหนดสถานะการเดินเครื่อง) ดังนั้นในสมการ (6.10) จึงไม่ต้องพิจารณาถึงความช่วยเหลือในด้านความสามารถในการผลิต (Capacity contribution) ในหัวข้อต่อไปเราจะพบว่าความช่วยเหลือในด้านความสามารถในการผลิตจะถูกพิจารณาเพื่อใช้เปรียบเทียบความคุ้มค่าสัมพัทธ์ (Relative operational economics) ของเครื่องที่พิจารณาเท่านั้น

โดยอาศัยราคาเชื้อเพลิงหน่วยสุดท้ายและราคากำลังผลิตสำรองของระบบ เป้าหมายของปัญหาในสมการ (6.10) คือ การทำให้ประโยชน์ที่ได้จากการเดินเครื่องมีค่าสูงสุด ซึ่งจากราคาเชื้อเพลิงหน่วยสุดท้ายและราคากำลังผลิตสำรองของระบบเราสามารถกำหนดค่าที่เหมาะสมให้กับ $\hat{P}_i(t)$ และ $\hat{S}_i(t)$ ได้ดังนี้

$$\frac{dH_i(\hat{P}_i(t))}{d\hat{P}_i(t)} \cdot a_i \begin{cases} > x & \text{if } \hat{P}_i(t) = P\min_i \\ = x & \text{if } P\min_i < \hat{P}_i(t) < \tilde{P}_i \\ < x & \text{if } \hat{P}_i(t) = \tilde{P}_i \\ > y & \text{if } \hat{P}_i(t) = \tilde{P}_i \\ = y & \text{if } \tilde{P}_i < \hat{P}_i(t) < P\max_i \\ < y & \text{if } \hat{P}_i(t) = P\max_i \end{cases} \quad (6.13)$$

$$\hat{S}_i(t) = \text{Min}\{[P\max_i - \hat{P}_i(t)], \hat{S}_i(t)\} \quad (6.14)$$

โดยที่

$$a_i = \begin{cases} i \notin Ag & FC_I \\ i \in Ag & \phi^n \end{cases} \quad (6.15)$$

$$b_i = \begin{cases} 1 & \\ \phi^n / FC_i & \end{cases} \quad (6.16)$$

$$x = \lambda^n(t) \quad \alpha^n(t) \quad (6.17)$$

$$y = \lambda^n(t) - \mu^n(t) \quad \alpha^n(t) - \mu^n(t) \quad (6.18)$$

$$\tilde{P}_i(t) = Pmax_i - \bar{S}_i \quad (6.19)$$

เงื่อนไขในสมการ (6.13) เป็นผลของการจัดสรรกำลังการผลิตโดยคำนึงถึงเงื่อนไขปริมาณกำลังผลิตสำรองที่ระบบต้องการ

**ขั้นที่ 2 ประเมินความคุ้มค่าของเครื่องที่พิจารณา**

จากพารามิเตอร์ด้านราคาของระบบและแนวโน้มการเดินเครื่องของเครื่องที่ i เราสามารถประเมินคุณค่าการเดินเครื่องของเครื่องที่พิจารณาในเทอมของความมีส่วนร่วม(Contribution)ได้ดังนี้

- ความมีส่วนร่วมด้านความสามารถในการจ่ายที่เป็นประโยชน์ – เครื่องที่ i จะมีส่วนร่วมด้านความสามารถในการจ่ายที่เป็นประโยชน์ ณ เวลา t ได้ถ้าการเดินเครื่องนั้นสามารถลดส่วนที่ยังขาดของเกณฑ์ในการจ่ายของระบบได้ เกณฑ์ในการจ่ายของระบบคือ

$$\sum_{i=1}^{I} Pmax_i \cdot U_i(t) \geq Load(t) + Reserve(t) \qquad ;t = 1,...,T \tag{6.20}$$

$$\sum_{i=1}^{I} \bar{S}_i \cdot U_i(t) \geq Reserve(t) \qquad ;t = 1,...,T \tag{6.21}$$

สังเกตได้ว่าในสมการ (6.20) และ (6.21) เป็นเงื่อนไขบังคับเพื่อให้สอดคล้องกับข้อบังคับในสมการ (4.2) และ (4.3) สำหรับเกณฑ์ในการจ่ายของระบบประกอบด้วยสองส่วนคือ

1) Spinning capacity component – ส่วนประกอบนี้กำหนดได้ด้วยสมการ (6.20) Spinning capacity ต้องมากกว่าผลรวมของโหลดกับกำลังผลิตสำรองที่ระบบต้องการ
2) Regulating capability component - ส่วนประกอบนี้กำหนดได้ด้วยสมการ (6.21) Regulating capability ต้องมากกว่ากำลังผลิตสำรองที่ระบบต้องการ

ดังนั้นความมีส่วนร่วมของเครื่องที่พิจารณาจึงสามารถประเมินได้ในเทอมของ Spinning capacity, Regulating capability และ ความต้องการของระบบ กำหนดให้

$$k(t) = \frac{Reserve(t)}{Load(t) + Reserve(t)} \tag{6.22}$$

k(t) คือ อัราส่วนระหว่าง Regulating capability ต่อ Spinning capacity ที่ระบบต้องการ ณ เวลา t ความมีส่วนร่วมด้านความสามารถในการจ่ายที่เป็นประโยชน์ของเครื่องที่ i สามารถหาได้ดังนี้

$$\begin{aligned} USC_i(t) &= Min\{(Load(t) + Reserve(t) - \sum_{j \in B_c} USC_j(t)), Z_i(t)\} \qquad \text{ถ้า } i \in Ag \\ USC_i(t) &= Min\{(Load(t) + Reserve(t) - \sum_{j \in B_c} USC_j(t)), Z_i(t), \\ &\qquad (Load(t) + Reserve(t) - PG^n(t) - \sum_{j \in B_c \cap Ag} USC_j(t)\} \qquad \text{ถ้า } i \notin Ag \end{aligned} \tag{6.23}$$

โดยที่

$$Z_i(t) = Min\{[(\bar{S}_i \cdot U_i(t) + W(t))/k(t)], (Pmax\, i \cdot U_i(t))\} \tag{6.24}$$

$$W(t) = (\sum_{j \in B_c} \bar{S}_j \cdot U_j(t)) - Min\{[k(t) \cdot (\sum_{j \in B_c} Pmax_j \cdot U_j(t)), \sum_{j \in B_c} \bar{S}_j \cdot U_j(t)]\} \tag{6.25}$$

W(t) คือ ส่วนเกินของสัดส่วน Regulating capability จากทุกเครื่องที่ถูกกำหนดให้เดินเครื่องก่อนเครื่องที่ i

$Z_i(t)$ คือ Spinning capacity ที่ได้รับจากเครื่องที่ i ถ้าเครื่องที่ i ไม่มีเงื่อนไขการใช้เชื้อเพลิง ความสามารถในการจ่ายที่เป็นประโยชน์นอกจากจะถูกจำกัดโดยเกณฑ์ในการจ่ายแล้วยังถูกจำกัดโดยเกณฑ์ในการจ่ายจากเครื่องที่มีเงื่อนไขเชื้อเพลิงอีกด้วย ซึ่งส่วนที่ยังขาดของเกณฑ์ในการจ่ายจากเครื่องที่มีเงื่อนไขเชื้อเพลิงนี้ต้องได้รับการจ่ายอย่างเพียงพอด้วยเพื่อให้ได้คำตอบที่สอดคล้องกับเงื่อนไขการใช้เชื้อเพลิงข้อจำกัดนี้แสดงไว้ในสมการ (6.23)

กระบวนการคอมมิตเมนต์ตามลำดับจะหยุดการทำงานก็ต่อเมื่อผลรวมของความมีส่วนร่วมของ Spinning capacity จากทุกเครื่องที่ถูกกำหนดให้เดินเครื่องมีค่าเท่ากับ Spinning capacity ที่ระบบต้องการ (เช่น Load(t)+Reserve(t)) กำหนดให้ $B_c$ แทนเซตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ถูกกำหนดให้เดินเครื่องเมื่อเสร็จสิ้นกระบวนการคอมมิตเมนต์ตามลำดับ จะได้ว่า

$$\sum_{i\in B_c} USC_i(t) = Load(t) + Reserve(t) \quad ; t = 1,\ldots,T \tag{6.26}$$

จากสมการ (6.23) และ (6.26) จะได้ว่า

$$\sum_{i\in B_c} Z_i(t) \geq Load(t) + Reserve(t) \quad ; t = 1,\ldots,T \tag{6.27}$$

จากสมการ (6.24) และ (6.25) จะได้ว่า

$$\sum_{i\in B_c} Z_i(t) \leq \sum_{i\in B_c} (Pmax_i \cdot U_i(t)) \quad ; t = 1,\ldots,T \tag{6.28}$$

$$\sum_{i\in B_c} Z_i(t) \leq \sum_{i\in B_c} (\bar{S}_i \cdot U_i(t) / k(t)) \quad ; t = 1,\ldots,T \tag{6.29}$$

สังเกตได้ว่าสมการ (6.27) และ (6.28) นำไปสู่สมการ (6.20) ในขณะที่สมการ (6.27) และ (6.29) นำไปสู่สมการ (6.21)

- ความมีส่วนร่วมด้านพลังงาน – ข้อกำหนดด้านพลังงานกำหนดไว้ในสมการ (4.2) ในขั้นตอนการจัดสรรกำลังการผลิตเราสามารถประมาณกำลังการผลิตเครื่องที่เดินเครื่องได้โดยใช้สมการ (6.13)

- ความมีส่วนร่วมด้านกำลังผลิตสำรอง – เพื่อให้แน่ใจว่าระบบไฟฟ้ามีกำลังผลิตสำรองเพียงพอกับความต้องการ การจัดสรรกำลังการผลิตจึงต้องคำนึงถึงเงื่อนไขนี้ด้วย เงื่อนไขกำลังผลิตสำรองอาจทำให้ผลการจัดสรรกำลังการผลิตเปลี่ยนแปลงไป สำหรับกำลังผลิตสำรองของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในชั่วโมงที่เดินเครื่องสามารถประมาณได้ด้วยสมการ (6.14)

จากการพิจารณาถึงความมีส่วนร่วมทั้งสามส่วน เราสามารถประเมินคุณค่าการเดินเครื่องของเครื่องที่ i ได้ดังนี้

$$V_i = \sum_{t=1}^{T} \left\{ \gamma^n(t) \cdot USC_i(t) + \lambda^n(t) \cdot \hat{P}_i(t) + \mu^n(t) \cdot \hat{S}_i(t) \right\} \cdot U_i(t) \tag{6.30}$$

**ขั้นที่ 3 คัดเลือกเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อกำหนดให้เดินเครื่องเข้าสู่ระบบ**

ดัชนีความคุ้มค่าสัมพัทธ์ $RB_i$ แสดงถึงประโยชน์ของการเดินเครื่องต่อความสามารถในการจ่ายที่เป็นประโยชน์ 1 MW ดังสมการ

$$RB_i = \frac{B_i}{\sum_{t=1}^{T} USC_i(t)} \tag{6.31}$$

$B_i$ คือ ผลต่างระหว่างคุณค่าการเดินเครื่อง $V_i$ กับต้นทุนการผลิตไฟฟ้าของเครื่องที่ i (รวมต้นทุนการเริ่มเดินเครื่องด้วย)

เมื่อมาถึงขั้นตอนนี้เราต้องเลือกว่าจะกำหนดให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่พิจารณาเครื่องใดเดินเครื่องเข้าสู่ระบบจึงจะดีที่สุด เราจะเรียกเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ถูกพิจารณาเหล่านี้ว่าเครื่องที่สามารถแข่งขันได้ (Candidate units) เครื่องที่สามารถแข่งขันได้นี้คือเครื่องที่ยังไม่ถูกกำหนดให้เดินเครื่องเข้าสู่ระบบ เราสามารถลดจำนวนเครื่องที่สามารถแข่งขันได้ให้น้อยลงโดยการเปรียบเทียบค่า USC และค่า RB ของเครื่องที่แข่งขันได้ โดยเครื่องที่แข่งขันได้เครื่องที่ i จะถูกพิจารณาเป็นเครื่องที่ไม่สามารถแข่งขันได้ถ้าหากว่ามีเครื่องที่แข่งขันได้เครื่องที่ j ที่ทำให้

$$\begin{aligned} &\sum_{t=1}^{T} USC_j(t) \geq \sum_{t=1}^{T} USC_i(t) \quad \text{และ} \quad RB_j > RB_i \\ &\sum_{t=1}^{T} USC_j(t) > \sum_{t=1}^{T} USC_i(t) \quad \text{และ} \quad RB_j \geq RB_i \end{aligned} \tag{6.32}$$

ถ้าหากเป็นไปตามสมการข้างบนแล้วจะไม่นำเอาเครื่องที่ i มาพิจารณาอีกต่อไปทำให้เครื่องที่แข่งขันได้มีน้อยลง แต่อย่างไรก็ตามเครื่องที่แข่งขันได้ที่เหลือก็ยังอาจมีหลายเครื่องอยู่ดี ซึ่งการเลือกเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่สามารถแข่งขันได้ส่วนที่เหลือเพื่อให้เดินเครื่องเข้าสู่ระบบก็ไม่ควรที่จะพิจารณาจากค่า RB เพียงอย่างเดียว เพราะว่าเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องมีกำลังผลิตสูงสุดไม่เท่ากัน บางเครื่องมีค่า RB สูงแต่มีกำลังผลิตต่ำ ในขณะที่บางเครื่องมีค่า RB ต่ำแต่มีกำลังผลิตสูง ถ้าเราเลือกเครื่องที่มี RB สูงให้เดินเครื่องเข้าสู่ระบบอาจทำให้มีเครื่องที่ต้องเดินเครื่องเข้าสู่ระบบเพิ่มขึ้น แต่ถ้าเลือกเดินเครื่องเครื่องที่มี RB ต่ำและมีกำลังผลิตสูงอาจทำให้ไม่ต้องเดินเครื่องเครื่องอื่น ๆ อีกก็ได้ ซึ่งบางครั้งอาจดีกว่าการเลือกเดินเครื่องเครื่องที่มี RB สูงด้วยซ้ำไป

สาเหตุที่การใช้ดัชนีความคุ้มค่าสัมพัทธ์ RB มาเปรียบเทียบความคุ้มค่าในการเดินเครื่องเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแล้วมีปัญหาก็เนื่องจาก ฐานการผลิตของแต่ละเครื่องไม่เท่ากัน ถ้าหากเราปรับฐานการผลิตให้มีค่าเท่ากัน การนำค่า RB มาเปรียบเทียบกันก็ถือได้ว่าเป็นเรื่องที่ยุติธรรม จากแนวความคิดนี้เราจึงกำหนดให้มีฐานอันหนึ่งเป็นเป้าหมายให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ถูกเลือกเดินเครื่องเข้าสู่ระบบต้องจ่ายให้ได้ ฐานที่กำหนดนี้คือ ค่า USC ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีผลรวมของ USC มากที่สุด สมมติว่าเป็นเครื่องที่ $m'$ นั่นคือ $m' = \arg\left\{\max_{m} \sum_{t=1}^{T} USC_m(t)\right\}$, $m \in Ac$ โดยที่ Ac คือ เซตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่แข่งขันได้

ที่เหลือ เราจะกำหนดให้ $USC_m'(t)$ , t = 1,…,T เป็นฐานในแต่ละเวลา ถ้าหากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่แข่งขันได้เครื่องใดมีค่า USC ในเวลาใดก็ตามน้อยกว่า $USC_m'$ แล้ว เราจะกำหนดให้เดินเครื่องเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพิ่มเติมจนได้ค่า USC รวมเพียงพอกับความต้องการ โดยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่จะถูกกำหนดให้เดินเครื่องเพิ่มนั้นจะเริ่มจากเครื่องที่มี RB สูงที่สุดไล่เรียงไปเรื่อย ๆ เมื่อเดินเครื่องเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพิ่มจนได้ USC รวมในแต่ละเวลาไม่น้อยกว่าเกณฑ์ที่กำหนดแล้ว (ไม่น้อยกว่า $USC_m'$) เราถึงจะนำ RB รวมมาเปรียบเทียบกัน

RB รวมหรือเรียกอีกอย่างว่า ดัชนีความคุ้มค่าสัมพัทธ์โดยรวม คือ อัตราส่วนระหว่างผลบวกของค่า B กับผลรวมของค่า USC ของเครื่องที่ถูกกำหนดให้เดินเครื่องเข้าสู่ระบบทุกเครื่อง นั่นหมายความว่าในขั้นตอนการเลือกเดินเครื่องเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละครั้งนั้นอาจมีการเลือกเดินเครื่องเครื่องกำเนิดไฟฟ้าครั้งเดียวหลายเครื่อง

ข้อควรระวังในการเลือกเดินเครื่องเครื่องกำเนิดไฟฟ้า คือ ต้องไม่ลืมว่าการเลือกเดินเครื่องเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้าไปเป็นกลุ่มนั้นค่า USC และ B ของเครื่องที่ถูกกำหนดให้เดินเครื่องในอันดับตั้งแต่ที่ 2 ขึ้นไปอาจมีการเปลี่ยนแปลงไปจากค่าเดิมได้ เพราะทุกครั้งที่ทดลองเดินเครื่องเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องใหม่เข้าไป โหลดและกำลังผลิตสำรองส่วนที่เหลือย่อมเปลี่ยนแปลงไป

ทุกครั้งที่กำหนดให้เดินเครื่องเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากลุ่มที่ดีที่สุดเข้าไปแล้ว ต้องมีการปรับส่วนที่ยังขาดของเกณฑ์ในการจ่ายเพื่อสะท้อนให้เห็นถึงผลของเครื่องที่เพิ่งถูกกำหนดให้เดินเครื่องด้วย กระบวนการคอมมิตเมนต์ตามลำดับนี้จะเลือกเดินเครื่องเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจนกระทั่งเกณฑ์กำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเป็นไปตามความต้องการในสมการ (6.20) และ (6.21)

### 6.2.3 กระบวนการปรับพารามิเตอร์

ในแต่ละรอบของการทำซ้ำกระบวนการคอมมิตเมนต์ตามลำดับจะให้แผนการคอมมิตเมนต์ที่เป็นไปได้ (Feasible commitment schedule) จากแผนการยูนิตคอมมิตเมนต์ที่เป็นไปได้กระบวนการปรับพารามิเตอร์จะปรับพารามิเตอร์ต่าง ๆ ให้เหมาะสมยิ่งขึ้น เพื่อนำไปใช้ในกระบวนการคอมมิตเมนต์ตามลำดับในรอบถัดไป ขั้นตอนในการปรับพารามิเตอร์มีดังนี้

**<u>ขั้นที่ 1</u> การจ่ายโหลดอย่างประหยัด (Economic dispatch)**

จากแผนการคอมมิตเมนต์ที่ได้เราจะทำการจ่ายโหลดอย่างประหยัดโดยคำนึงถึงเงื่อนไขกำลังผลิตสำรองและปริมาณเชื้อเพลิงที่มีจำกัดด้วย การจ่ายโหลดอย่างประหยัดโดยคำนึงถึงเงื่อนไขดังกล่าวอธิบายไว้ในบทที่ 3

**<u>ขั้นที่ 2</u> ตรวจสอบการลู่เข้า**

ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าของแผนการยูนิตคอมมิตเมนต์ประกอบด้วยต้นทุนที่มาจากสองส่วน ส่วนแรกเป็นต้นทุนการผลิตไฟฟ้าที่หาได้จากกำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในแต่ละ

ชั่วโมงซึ่งต้นทุนส่วนนี้จะขึ้นอยู่กับการจ่ายโหลดประหยัด(Dispatch cost) ส่วนที่สองเป็นต้นทุนจากการเริ่มเดินเครื่อง (Start up cost) เงื่อนไขของการลู่เข้าในกระบวนการนี้คือ

- ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าในสองรอบสุดท้ายมีค่าใกล้เคียงกันและมีค่าน้อยกว่าทุกๆ รอบที่ผ่านมา
- ราคาเทียมของเชื้อเพลิงที่มีเงื่อนไขที่ได้จากการจ่ายโหลดอย่างประหยัด ($\tilde{\phi}^n$) กับราคาเทียมของเชื้อเพลิงที่มีเงื่อนไขที่ใช้ในกระบวนการคอมมิตเมนต์ตามลำดับมีค่า ($\phi^n$)มีค่าใกล้เคียงกัน

ถ้าหากไม่เป็นไปตามเงื่อนไขทั้งสองและจำนวนรอบในการทำซ้ำยังไม่เกินที่กำหนดให้ทำในขั้นที่ 3 ต่อไป

**<u>ขั้นที่ 3</u> ปรับพารามิเตอร์ราคา**

จากค่าพารามิเตอร์ $\tilde{\alpha}^n(t), \tilde{\mu}^n(t), \tilde{\lambda}^n(t), \tilde{\phi}^n(t)$ และ $\tilde{PG}^n(t)$ ที่คำนวณได้ในขั้นตอนการจ่ายโหลดอย่างประหยัด ค่าพารามิเตอร์ต่าง ๆ จะถูกปรับเปลี่ยนดังนี้

$$\phi^{n+1} = k1 \cdot (\tilde{\phi}^n) + k2 \cdot (\phi^n) \quad (6.33)$$

$$\lambda^{n+1}(t) = k1 \cdot (\tilde{\lambda}^n(t)) + k2 \cdot (\lambda^n(t)) \quad (6.34)$$

$$\mu^{n+1}(t) = k1 \cdot (\tilde{\mu}^n(t)) + k2 \cdot (\mu^n(t)) \quad (6.35)$$

$$\alpha^{n+1}(t) = k1 \cdot (\tilde{\alpha}^n(t)) + k2 \cdot (\alpha^n(t)) \quad (6.36)$$

$$PG^{n+1}(t) = k1 \cdot (\tilde{PG}^n(t)) + k2 \cdot (PG^n(t)) \quad (6.37)$$

$$t = 1, 2, \ldots, T$$

พารามิเตอร์ที่ได้จากการปรับแบบนี้จะเป็นผลรวมแบบคอนเวกซ์ ($k1 \geq 0$ ; $k2 \geq 0$ ; $k1+k2 = 1$) ระหว่างพารามิเตอร์ที่ใช้ในกระบวนการคอมมิตเมนต์ตามลำดับในรอบที่แล้วกับพารามิเตอร์ค่าใหม่ที่ได้จากการคำนวณการจ่ายโหลดอย่างประหยัด

สำหรับพารามิเตอร์ $\gamma^{n+1}(t)$ มีวิธีการหาดังนี้

จากแผนการคอมมิตเมนต์ล่าสุดราคาเฉลี่ยหน่วยสุดท้ายของความสามารถในการจ่ายที่เป็นประโยชน์ของระบบ ณ เวลา t ($\tilde{\gamma}^n(t)$) สามารถหาได้จากการแผนการคอมมิตเมนต์ตลอดทุกชั่วโมง ในแต่ละชั่วโมงค่า $\tilde{\gamma}^n(t)$ นี้จะบอกให้ทราบว่าต้นทุนเฉลี่ยของการสร้างกำลังผลิตส่วนที่เป็นประโยชน์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใน MW สุดท้ายนั้นมีค่าเท่าใด ต้นทุนที่กล่าวถึงนี้ไม่ใช่ต้นทุนการผลิตที่แท้จริงแต่มีนิยามที่ต่างออกไป สำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่ i ซึ่งถูกกำหนดให้เดินเครื่อง ต้นทุนทั้งหมด(รวมทุกชั่วโมง) ที่กล่าวถึงนี้คือ

$$\text{Max}\left\{\sum_{t=1}^{T}\left[H_i(P_i(t))\cdot a_i-\lambda^n(t)\cdot P_i(t)-\mu^n(t)\cdot S_i(t)\right]\cdot U_i(t)+ U_i(t)\cdot[1-U_i(t)]\cdot\left[FST_i+SFC_i\cdot(1-e^{-x_i(t-1)/\tau_i})\right];\ 0\right\} \quad (6.38)$$

$P_i(t)$ และ $S_i(t)$ เป็นกำลังผลิตและกำลังผลิตสำรองของเครื่องที่ i ณ เวลา t ซึ่งได้จากการทำการจ่ายโหลดอย่างประหยัดในขั้นที่ 1

ค่า $a_i$ และ $b_i$ ในสมการ (6.38) กำหนดไว้ในสมการ (6.15) และ (6.16) ต้นทุนในสมการ (6.38) จะถูกจัดสรรให้กับเครื่องที่ i ในเวลาที่เครื่องที่ i นั้นสามารถจ่ายส่วนที่เป็นประโยชน์ได้ ลองพิจารณาตัวอย่างกรณีเครื่องที่ i ถูกกำหนดให้เดินเครื่องในช่วงเวลา [t1, t2] เพื่อจะช่วยจ่ายส่วนที่เป็นประโยชน์ในช่วงย่อย [t3, t4] (นั่นคือ t1 < t3 < t4 < t2 ) ต้นทุนที่นิยามไว้ในสมการ (6.38) จะถูกกระจายไปในช่วงย่อย [t3, t4] เท่านั้น

ก่อนจะเข้าสู่กระบวนการคอมมิตเมนต์ตามลำดับในรอบถัดไปราคาของความสามารถในการจ่ายส่วนที่เป็นประโยชน์ต้องได้รับการปรับเพื่อสะท้อนให้เห็นถึงผลของการคอมมิตเมนต์ครั้งล่าสุดด้วย วิธีที่เราใช้จะเป็นวิธีของผลรวมแบบคอนเวกซ์เช่นเดียวกับสมการ (6.33) ถึง (6.37)

$$\gamma^{n+1} = k1\cdot(\tilde{\gamma}^n)+k2\cdot(\gamma^n);\quad t=1,\ldots,T \quad (6.39)$$

สำหรับค่าที่เหมาะสมของ k1 และ k2 ที่ผู้เขียนใช้คือ k1 = 0.5 , k2 = 0.5

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

# บทที่ 7

## การทำยูนิตคอมมิตเมนต์เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบสูบกลับ

การทำยูนิตคอมมิตเมนต์เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบสูบกลับในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้อาศัยค่า Incremental cost ($\lambda$) ของระบบหลังจากจัดสรรเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อนมาทำการจัดสรรกำลังผลิตให้กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบสูบกลับ โดยการจัดสรรการผลิตเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบสูบกลับนี้สามารถแยกพิจารณาการจัดสรรแต่ละเครื่องออกจากกันได้ ซึ่งขั้นตอนการจัดสรรเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องก็จะเหมือนกัน

### 7.1 กำหนดปัญหา

เราจะกำหนดปัญหาให้กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบสูบกลับแต่ละเครื่องได้ดังนี้

ฟังก์ชั่นเป้าหมาย

$$\underset{P(t)}{\text{Max}} \sum_{t=1}^{T} \lambda(t) \cdot P(t) \tag{7.1}$$

เงื่อนไข

- กำลังผลิต

$$Pgmin \leq P(t) \leq Pgmax \quad \text{หรือ} \tag{7.2}$$

$$-Ppmax \leq P(t) \leq -Ppmin \quad \text{หรือ} \tag{7.3}$$

$$P(t) = 0, \quad t = 1,\ldots,T \tag{7.4}$$

- ปริมาณน้ำ

$$\sum_{t=1}^{T} E(t) = Eout \quad \text{โดยที่} \qquad E(t) = P(t) \quad \text{ถ้า } P(t) \geq 0$$

$$E(t) = \eta \cdot P(t) \quad \text{ถ้า } P(t) < 0 \tag{7.5}$$

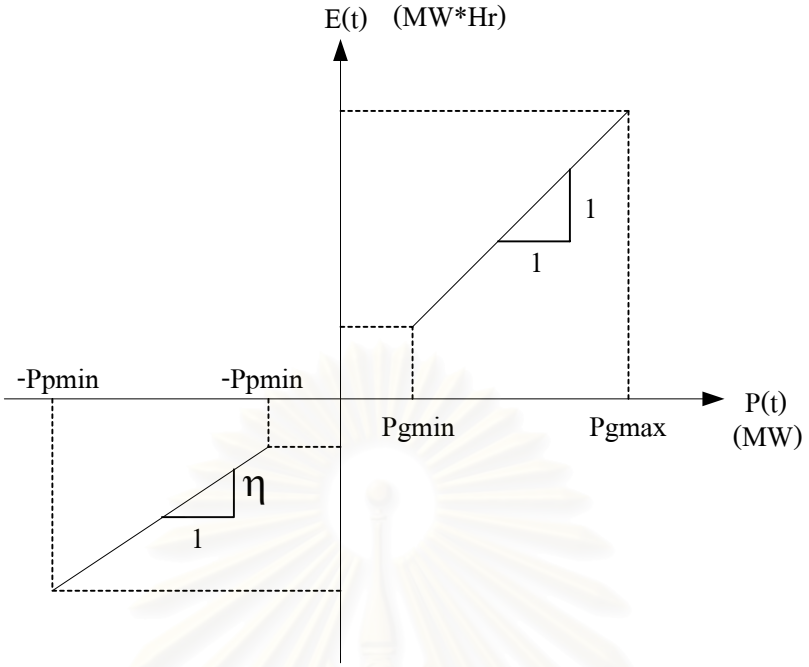
$\eta$ คือ ประสิทธิภาพการสูบกลับของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบสูบกลับ

- ขนาดอ่างเก็บ

$$Vmin \leq V(t) \leq Vmax \text{ โดยที่ } V(t) = Vpre + \sum_{t1=1}^{t} \left( -E(t1) + Inflow(t1) \right) \tag{7.6}$$

ในช่วงที่เครื่องแบบสูบกลับทำการผลิตไฟฟ้าความชันของกราฟระหว่าง P(t) กับ E(t) จะเป็น 1 แต่ในช่วงที่สูบน้ำกลับความชันของกราฟระหว่าง P(t) กับ E(t) จะเป็น $\eta$ ดังรูปที่ 7.1

เราสามารถกำหนดให้ตัวแปร E(t) เป็นตัวแปรที่ขึ้นกับ P(t) เพียงอย่างเดียวได้นั่นคือกำหนดให้ E(t) = E(P(t)) ดังนั้นการแก้ปัญหาจะพิจารณาเสมือนว่ามีตัวแปร P(t) เพียงอย่างเดียว




รูปที่ 7.1 ความสัมพันธ์ระหว่าง P(t) กับ E(t)

จากฟังก์ชันเป้าหมายและเงื่อนไขที่กำหนดจะพบว่าปัญหานี้มีลักษณะเหมือนเป็นเชิงเส้นแต่ถ้าหากพิจารณาให้ดีแล้วจะพบว่าตัวแปร P(t) และ E(t) มีลักษณะไม่ต่อเนื่องและมีความสัมพันธ์แบบเชิงเส้นในลักษณะที่เป็นช่วง ๆ เท่านั้น ดังนั้นวิธีการซิมเพลกซ์ (Simplex)[25] จึงใช้แก้ปัญหานี้ไม่ได้

หากเราพิจารณาปัญหานี้ให้ดีจะพบว่าในช่วงที่ $\lambda$ มีค่าสูงเราควรจะผลิตไฟฟ้าที่ระดับกำลังผลิตสูงสุด และในช่วงที่ $\lambda$ มีค่าต่ำจึงสูบน้ำกลับทั้งนี้ต้องพิจารณาว่าการปล่อยน้ำแล้วสูบกลับนั้นคุ้มค่ากว่าการปล่อยให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบสูบกลับไม่ต้องทำงานหรือไม่ การตัดสินว่าคุ้มค่าหรือไม่ให้พิจารณาจากค่า $\lambda$ ในช่วงผลิตไฟฟ้ากับช่วงสูบน้ำกลับดังนี้

กำหนดให้

$t_g$ ชั่วโมงที่เครื่องแบบสูบกลับปล่อยน้ำ (P(t) > 0)

$t_p$ ชั่วโมงที่เครื่องแบบสูบกลับสูบน้ำกลับ (P(t) < 0)

การปล่อยน้ำและสูบน้ำกลับจะคุ้มค่าก็ต่อเมื่อ

$$\lambda(t_g)\cdot P(t_g) + \lambda(t_p)\cdot P(t_p) > 0 \tag{7.7}$$

ถ้ากำหนดให้ปริมาณน้ำตอนปล่อยและตอนสูบกลับเท่ากัน(Eout = 0) จะได้ว่า

$$E(t_g) = -E(t_p) \tag{7.8}$$

$$P(t_g) = -\eta\cdot P(t_p) \tag{7.9}$$

นำสมการ (7.9) ไปแทนในสมการ (7.7) จะได้ว่า

$$-\eta \cdot \lambda(t_g) \cdot P(t_p) + \lambda(t_p) \cdot P(t_p) > 0$$

$$-\eta \cdot \lambda(t_g) + \lambda(t_p) < 0$$

$$\lambda(t_g) > \frac{\lambda(t_p)}{\eta} \qquad (7.10)$$

เราสามารถใช้สมการ (7.10) เป็นหลักในการพิจารณาได้ว่าเวลาใดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบสูบกลับควรปล่อยน้ำ เวลาใดควรสูบน้ำกลับ โดยเลือกช่วงเวลาในการปล่อยน้ำและสูบน้ำกลับที่เป็นไปตามสมการดังกล่าว การเลือกควรจะเลือกเวลาเป็นคู่ไปจนกระทั่งไม่สามารถทำต่อได้ แต่ว่าการทำเช่นนี้มีข้อจำกัดว่าปริมาณปล่อยน้ำรวมต้องมีค่าเท่ากับศูนย์(Eout = 0) ซึ่งแตกต่างจากเงื่อนไขที่เราพิจารณาคือปริมาณปล่อยน้ำรวมต้องมีค่าตามที่กำหนดซึ่งอาจไม่เท่ากับศูนย์ก็ได้

เราสามารถจัดการกับปัญหาดังกล่าวได้โดยแบ่งขั้นตอนการทำงานออกเป็น 2 ช่วง คือ

- ช่วงแรก ให้เครื่องแบบสูบกลับปล่อยน้ำหรือสูบน้ำกลับเพียงอย่างเดียวให้ได้ปริมาณการปล่อยน้ำรวมตามที่กำหนดก่อน เช่น Eout = 300 MW เราก็จัดการให้ปล่อยน้ำเพียงอย่างเดียวจนได้ $\sum_{t=1}^{T} E(t) = 300$ MW หรือถ้า Eout = -300 MW เราก็จัดการให้สูบน้ำกลับเพียงอย่างเดียวจนได้ $\sum_{t=1}^{T} E(t) = 300$ MW

- ช่วงที่สอง หาชั่วโมงเป็นคู่ ๆ ที่เป็นไปตามเงื่อนไขในสมการ (7.10) แล้วกำหนดให้คู่ชั่วโมงนั้นปล่อยน้ำและสูบน้ำกลับด้วยปริมาณที่เท่ากันการทำเช่นนี้จะไม่ทำให้ปริมาณปล่อยน้ำรวมเปลี่ยนแปลง นั่นคือได้ปริมาณการปล่อยน้ำรวมตามที่ต้องการ

นอกจากเงื่อนไขปริมาณการปล่อยน้ำรวมแล้วเงื่อนไขในสมการ (7.6) ซึ่งเป็นเงื่อนไขเกี่ยวกับระดับน้ำ ก็เป็นอีกเงื่อนไขที่ต้องพิจารณาเช่นกัน การจัดการกับเงื่อนไขนี้เราจะกล่าวถึงในภายหลัง ในตอนนี้จะให้โปรแกรมทำงานเหมือนกับว่าไม่มีเงื่อนไขนี้อยู่ก่อน

## 7.2 การกำหนดให้ปล่อยน้ำหรือสูบน้ำเพียงอย่างเดียว

### 7.2.1 ปล่อยน้ำเพียงอย่างเดียว

ในกรณีที่ Eout > 0 เราจะกำหนดให้ปล่อยน้ำเพียงอย่างเดียว $P(t) \geq 0$ , t = 1,…,T การเลือกเวลาที่จะปล่อยน้ำเราพิจารณาจากค่า $\lambda$ เนื่องจากฟังก์ชั่นเป้าหมายคือการทำให้ $\sum_{t=1}^{T} \lambda(t) \cdot P(t)$ มีค่าสูงสุดดังนั้นเราจึงกำหนดให้ชั่วโมงที่ $\lambda$ มีค่าสูงทำการปล่อยน้ำที่ระดับสูงสุดซึ่งจะทำให้กำลังผลิตมีค่าสูงสุดด้วย และถ้าหากยังมีปริมาณน้ำที่ต้องปล่อยเหลืออยู่อีกก็หาชั่วโมงถัดไปที่ $\lambda$ มีค่าสูงรองลงมาจากนั้นก็ให้ชั่วโมงนั้นปล่อยน้ำอีกทำเช่นนี้จนกระทั่งได้ปริมาณการปล่อยน้ำรวมตามที่ต้องการ

**ตัวอย่างที่ 7.1**

Pgmin 30 MW, Pgmax 100 MW , Eout 220 MW และ $\lambda$ ตามที่กำหนด

| t | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| $\lambda$(t) | 10.6 | 16.2 | 17.8 | 15.4 | 16.0 | 10.8 | 9.4 | 9.7 | |
| เราสามารถหา P(t) ได้ดังนี้ | | | | | | | | | $\sum_{t=1}^{T} E(t)$ |
| P(t) | 0 | 0 | 100 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 100 |
| P(t) | 0 | 100 | 100 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 200 |
| P(t) | 0 | 100 | 100 | 0 | 20 | 0 | 0 | 0 | 220 |

หมายเหตุ กรณีนี้ E(t) = P(t)

จะเห็นว่าชั่วโมงสุดท้ายที่เรากำหนดให้ปล่อยน้ำคือ ชั่วโมงที่ 4 ซึ่งมีปริมาณการผลิตไฟฟ้า P(4) = 20 MW มีค่าน้อยกว่า Pmin เราจะปล่อยให้ค่า P(4) = 20 MW ไปก่อน การปรับให้กำลังผลิตไม่น้อยกว่า Pmin จะทำในตอนหลัง

### 7.2.2 สูบน้ำกลับเพียงอย่างเดียว

ในกรณีที่ Eout < 0 เราจะกำหนดให้สูบน้ำกลับเพียงอย่างเดียว $P(t) \leq 0$ , t = 1,…,T การเลือกเวลาที่จะปล่อยน้ำเราพิจารณาจากค่า $\lambda$ เช่นเดียวกับการปล่อยน้ำเพียงอย่างเดียวโดยกำหนดให้ชั่วโมงที่ $\lambda$ มีค่าน้อยการสูบน้ำที่ระดับสูงสุดซึ่งจะทำให้ปริมาณการใช้ไฟฟ้ามีค่าสูงสุดด้วย และถ้าหากยังมีน้ำที่ต้องสูบกลับอีก ก็ให้หาชั่วโมงถัดไปที่ $\lambda$ มีค่าน้อยรองลงมาจากนั้นก็ให้ชั่วโมงนั้นสูบน้ำกลับอีกทำเช่นนี้จนกระทั่งได้ปริมาณการสูบน้ำกลับรวมตามที่ต้องการ

**ตัวอย่างที่ 7.2**

Ppmin 45 MW, Ppmax 150 MW , Eout -280 MW, $\eta = 2/3$ และ $\lambda$ ตามที่กำหนด

| t | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| $\lambda$(t) | 10.6 | 16.2 | 17.8 | 15.4 | 16.0 | 10.8 | 9.4 | 9.7 | |
| เราสามารถหา P(t) ได้ดังนี้ | | | | | | | | | $\sum_{t=1}^{T} E(t)$ |
| P(t) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | -150 | 0 | -100 |
| P(t) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | -150 | -150 | -200 |
| P(t) | -120 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | -150 | -150 | -280 |

หมายเหตุ กรณีนี้ $E(t) = \eta \cdot E(t)$

**7.3 การกำหนดให้ปล่อยน้ำและสูบน้ำเพิ่ม**

จากหัวข้อ 7.2 เราได้กำหนดให้ปริมาณการปล่อยน้ำรวมเป็นไปตามเงื่อนไขแล้ว แต่เนื่องจากว่ายังมีบางคู่ชั่วโมงที่เราสามารถกำหนดให้ปล่อยน้ำและสูบน้ำเพิ่มได้ โดยคู่ชั่วโมงดังกล่าวต้องเป็นไปตามสมการ 7.10

**ตัวอย่างที่ 7.3** เมื่อ Eout > 0

จากตัวอย่างที่ 7.1 เราได้ผลดังนี้ (ให้ Ppmax, Ppmin เท่ากับตัวอย่างที่ 7.2)

Pgmin 30 MW, Pgmax 100 MW , Eout 220 MW และ $\lambda$ ตามที่กำหนด

| t | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| $\lambda$(t) | 10.6 | 16.2 | 17.8 | 15.4 | 16.0 | 10.8 | 9.4 | 9.7 |
| P(t) | 0 | 100 | 100 | 0 | 20 | 0 | 0 | 0 |

เราสามารถเพิ่มการปล่อยน้ำและสูบน้ำเพิ่มได้ดังนี้

| | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| รอบ1 | P(t) | 0 | 100 | 100 | 0 | 100 | 0 | 0 | -120 |
| รอบ2 | P(t) | 0 | 100 | 100 | 20 | 100 | 0 | 0 | -150 |
| รอบ3 | P(t) | 0 | 100 | 100 | 100 | 100 | 0 | -120 | -150 |

ในรอบ1 เมื่อเพิ่มการปล่อยน้ำในชั่วโมงที่ 5 แล้วต้องเพิ่มการสูบกลับในชั่วโมงที่ 8 ด้วยปริมาณน้ำที่เท่ากัน สำหรับรอบ 2 เราสามารถเพิ่มการปล่อยน้ำในชั่วโมงที่ 4 ได้แค่ 20 MW·Hr เท่านั้น เพราะในรอบนี้ชั่วโมงที่เพิ่มการสูบกลับคือชั่วโมงที่ 8 สามารถเพิ่มการสูบกลับได้เพียง 20 MW·Hr เท่านั้น และในรอบ 3 ก็ทำด้วยวิธีเดียวกันจะเห็นว่าการกำหนดให้ปล่อยน้ำเพิ่มและสูบน้ำกลับในบางรอบอาจทำซ้ำชั่วโมงเดิม

**ตัวอย่างที่ 7.4** เมื่อ Eout < 0

จากตัวอย่างที่ 7.2 เราได้ผลดังนี้(ให้ Pgmax, Pgmin เท่ากับตัวอย่างที่ 7.3)

Ppmin 45 MW, Ppmax 150 MW , Eout -280 MW และ $\lambda$ ตามที่กำหนด

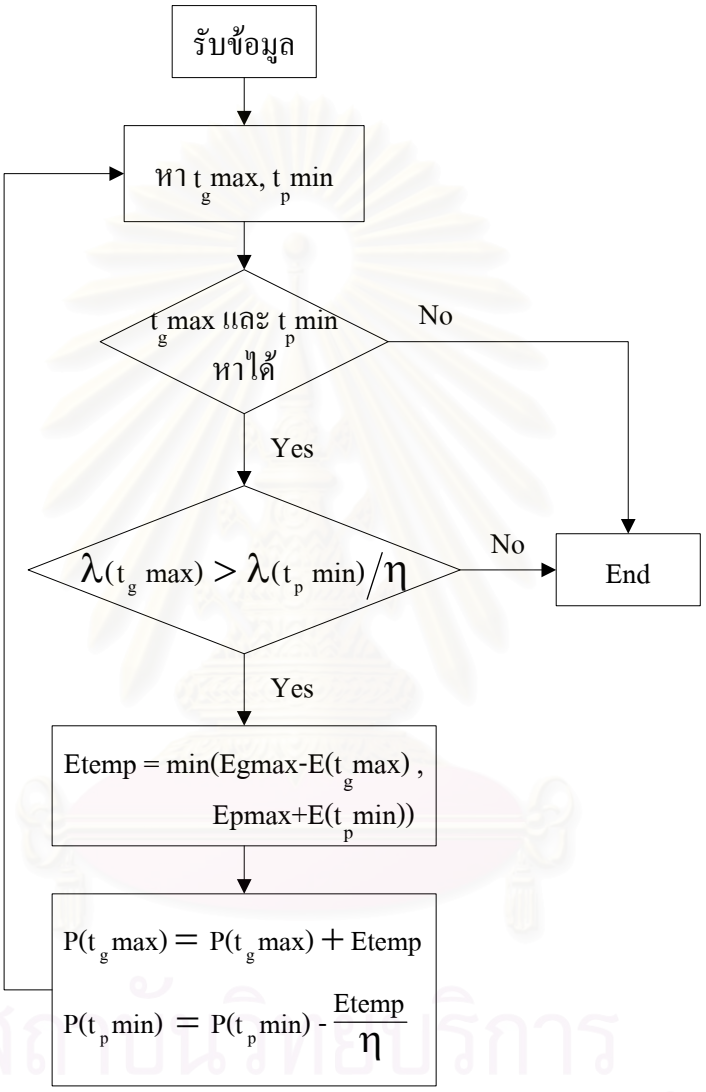
| t | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| $\lambda$(t) | 10.6 | 16.2 | 17.8 | 15.4 | 16.0 | 10.8 | 9.4 | 9.7 |
| P(t) | -120 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | -150 | -150 |

เราสามารถเพิ่มการปล่อยน้ำและสูบน้ำเพิ่มได้ดังนี้

| | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| รอบ1 | P(t) | -150 | 0 | 20 | 0 | 0 | 0 | -150 | -150 |
| รอบ2 | P(t) | -150 | 0 | 100 | 0 | 0 | -120 | -150 | -150 |
| รอบ3 | P(t) | -150 | 20 | 100 | 0 | 0 | -150 | -150 | -150 |

จะเห็นว่ากำลังผลิตของชั่วโมงที่ 2 มีค่าน้อยกว่า Pgmin ดังนั้นเราต้องเพิ่มกำลังผลิตในชั่วโมงนี้ให้มีค่าเท่ากับ Pgmin หรือกำหนดให้ชั่วโมงนี้ไม่ต้องผลิตไฟฟ้าเลยก็ได้ การปรับกำลังผลิตไม่ให้อยู่นอกเหนือช่วงที่จำกัดจะกล่าวถึงในหัวข้อถัดไป

เราสามารถสรุปขั้นตอนการกำหนดให้ปล่อยน้ำและสูบน้ำเพิ่มได้ดังนี้




รูปที่ 7.2 ขั้นตอนการกำหนดให้ปล่อยน้ำและสูบน้ำเพิ่ม

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

**7.4 การปรับให้กำลังผลิตอยู่ในขีดจำกัด**

**การหาค่า $t_g max$ และ $t_p min$**

- $t_g max$ คือ เวลาที่สามารถเพิ่มการปล่อยน้ำได้และ $\lambda$ มีค่าสูงสุด ถ้ากำหนดให้ $St_g$ คือ เซตของชั่วโมงที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพิ่มการปล่อยน้ำได้ จะได้ว่า

$$t_g max \in St_g$$

$$0 \leq P(t_g) < Pgmax \ , \forall t_g \in St_g$$

และ $$P(t_g max) \geq P(t_g) \ , \forall t_g \in St_g$$

- $t_p min$ คือ เวลาที่สามารถเพิ่มการสูบกลับได้และ $\lambda$ มีค่าต่ำสุด ถ้ากำหนดให้ $St_p$ คือ เซตของชั่วโมงที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพิ่มการสูบกลับได้ จะได้ว่า

$$t_p min \in St_p$$

$$-Ppmin < P(t_p) \leq 0 \ , \forall t_p \in St_p$$

และ $$P(t_p min) \leq P(t_p) \ , \forall t_p \in St_p$$

ขั้นตอนนี้เป็นการตรวจสอบว่ากำลังผลิตในแต่ละเวลาเป็นไปตามเงื่อนไขของสมการ (7.2)-(7.4) หรือไม่ ถ้าหากเป็นไปตามเงื่อนไขก็ไม่ต้องแก้ไขอะไร แต่ถ้ากำลังผลิตในบางเวลาไม่เป็นไปตามเงื่อนไขก็ต้องทำการแก้ไข ปัญหาที่เกิดขึ้นได้ในขั้นนี้คือ $-Ppmin < P(t) < 0$ หรือ $0 < P(t) < Pgmin$ ปัญหานี้สามารถแก้ไขได้โดยการเพิ่มค่า P(t) ให้สูงขึ้นหรือลดค่า P(t) ให้น้อยลง แต่เมื่อลดหรือเพิ่มกำลังผลิตให้กับชั่วโมงที่มีปัญหาแล้วต้องไปปรับกำลังผลิตในชั่วโมงอื่นเพื่อให้ได้ปริมาณการปล่อยน้ำรวมเท่าเดิมด้วย ซึ่งการปรับในครั้งที่สองนี้เราสามารถแบ่งออกเป็นการเพิ่มกำลังผลิตและการลดกำลังผลิตเช่นกัน ซึ่งแต่ละแบบมีรายละเอียดดังนี้

**การเพิ่มกำลังผลิต**

หลังจากชั่วโมงที่มีปัญหาถูกลดกำลังผลิตแล้วเราต้องเพิ่มกำลังผลิตในชั่วโมงอื่นแทน โดยเราสามารถทำได้สองแนวทาง จากนั้นเลือกแนวทางที่ทำให้ $\sum_{t=1}^{T} \lambda(t) \cdot P(t)$ มีค่ามากที่สุด (ชั่วโมงที่ควรจะเพิ่มกำลังผลิตอาจมีได้มากกว่าชั่วโมงเดียว)

- เพิ่มกำลังผลิตในชั่วโมงที่ผลิตไฟฟ้าอยู่แล้ว ชั่วโมงที่ควรจะเพิ่มกำลังผลิตก็คือ ชั่วโมงที่ $\lambda$ มีค่าสูงที่สุดโดยที่กำลังผลิตต้องต่ำกว่า Pgmax ด้วย
- เพิ่มกำลังผลิตในชั่วโมงที่สูบน้ำกลับ หรือกล่าวได้ว่าลดปริมาณการสูบน้ำกลับ ชั่วโมงที่ควรจะลดปริมาณการสูบน้ำกลับก็คือ ชั่วโมงที่ $\lambda$ มีค่าสูงที่สุดโดยที่กำลังผลิตในชั่วโมงนั้นต้องน้อยกว่า –Ppmin (ปริมาณการสูบน้ำกลับมากกว่า Epmin)

**การลดกำลังผลิต**

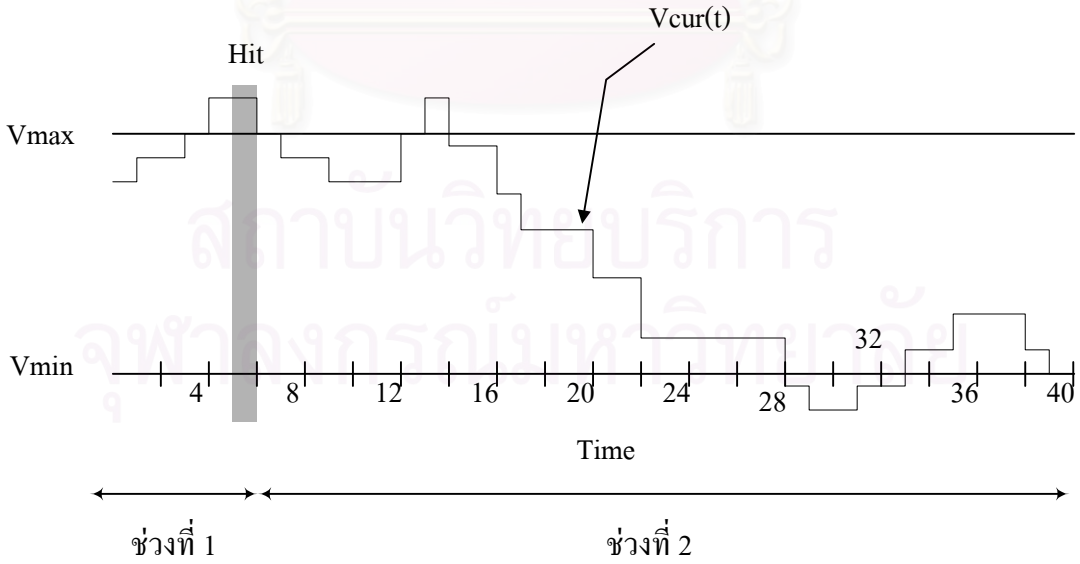
หลังจากชั่วโมงที่มีปัญหาถูกเพิ่มกำลังผลิตแล้วเราต้องลดกำลังผลิตในชั่วโมงอื่นแทน โดยเราสามารถทำได้สองแนวทาง จากนั้นจึงเลือกแนวทางที่ทำให้ $\sum_{t=1}^{T}\lambda(t)\cdot P(t)$ มีค่ามากที่สุด (ชั่วโมงที่ควรจะลดกำลังผลิตอาจมีได้มากกว่าชั่วโมงเดียว)

- ลดกำลังผลิตในชั่วโมงที่ผลิตไฟฟ้าอยู่แล้ว ชั่วโมงที่ควรจะลดกำลังผลิตก็คือ ชั่วโมงที่ $\lambda$ มีค่าต่ำที่สุดโดยที่กำลังผลิตต้องมากกว่า Pgmin ด้วย
- ลดกำลังผลิตในชั่วโมงที่สูบน้ำกลับ หรือกล่าวได้ว่าเพิ่มปริมาณการสูบน้ำกลับ ชั่วโมงที่ควรจะเพิ่มปริมาณการสูบน้ำกลับก็คือ ชั่วโมงที่ $\lambda$ มีค่าต่ำที่สุดโดยที่กำลังผลิตต้องมากกว่า –Ppmax (ปริมาณการสูบน้ำกลับน้อยกว่า Epmin)

หลังจากที่ปรับกำลังกำลังผลิตในแต่ละวิธีเสร็จแล้ว เราจะเลือกเอาวิธีที่ดีที่สุดมาใช้

## 7.5 การปรับให้ระดับน้ำในอ่างเก็บอยู่ในขีดจำกัด

จากวิธีการข้างต้นทั้งหมดที่กล่าวมาเรายังไม่ได้พิจารณาเงื่อนไขระดับน้ำ ดังนั้นแผนการผลิตไฟฟ้าที่ได้จากการพิจารณาในขั้นต้นจึงอาจทำให้ในบางช่วงเวลามีระดับน้ำสูงกว่าหรือต่ำกว่าขีดจำกัด เราสามารถแก้ไขปัญหานี้ได้ โดยถ้าระดับน้ำในอ่างมีค่าสูงเกินไปก็ให้เพิ่มปริมาณการปล่อยน้ำ(หรือลดปริมาณการสูบกลับ) และถ้าระดับน้ำในอ่างมีค่าต่ำเกินไป ก็ให้ลดปริมาณการปล่อยน้ำ(หรือเพิ่มปริมาณการสูบกลับ) เพื่อให้ระดับน้ำเป็นไปตามเงื่อนไขของขีดจำกัด




รูปที่ 7.3 ระดับน้ำในอ่างที่แต่ละเวลา

การกำหนดให้ปล่อยน้ำเพิ่มขึ้นหรือปล่อยน้ำลดลงเราจะแบ่งออกเป็นสองช่วง ถ้าช่วงแรกต้องปล่อยน้ำเพิ่มขึ้น ช่วงหลังก็ต้องปล่อยน้ำลดลง แต่ถ้าช่วงแรกต้องปล่อยน้ำน้อยลงช่วงหลังก็ต้องปล่อยน้ำเพิ่มขึ้นเพื่อให้ปริมาณการปล่อยน้ำโดยรวมเท่าเดิม จากรูปที่ 7.3 เราใช้เวลา Hit เป็นเวลาที่ใช้ในการแบ่งช่วงการทำยูนิตคอมมิตเมนต์ จะเห็นว่าในช่วงแรกต้องกำหนดให้ปริมาณการปล่อยน้ำเพิ่มขึ้นเพื่อให้ระดับน้ำที่เวลา Hit มีค่าน้อยลงจนอยู่ภายในขีดจำกัด นั่นคือ กำหนดให้ช่วงแรกปล่อยน้ำเพิ่มขึ้นเป็นปริมาณ Vcur(Hit)-Vmax และในช่วงที่สองต้องกำหนดให้ปล่อยน้ำน้อยลงด้วยปริมาณที่เท่ากัน นั่นคือกำหนดให้ปริมาณการปล่อยน้ำลดลงเป็นปริมาณ Vcur(Hit)-Vmax

การคำนวณหาเวลา Hit เป็นเรื่องที่สำคัญเนื่องจากเวลา Hit เป็นตัวแบ่งช่วงการพิจารณา คุณสมบัติของเวลา Hit มีสามประการ คือ ประการแรก ต้องเป็นเวลาที่มีระดับน้ำอยู่นอกเหนือขีดจำกัด ประการที่สอง คือ ต้องมีระดับน้ำอยู่สูงสุดหรือต่ำสุดเมื่อเทียบกับเวลาที่ติดกัน ในกรณีที่มีระดับน้ำสูงเกินขีดจำกัดก็ต้องมีระดับน้ำสูงกว่าเวลาที่ใกล้เคียงและในกรณีที่มีระดับน้ำต่ำกว่าขีดจำกัดก็ต้องมีระดับน้ำต่ำกว่าเวลาที่ใกล้เคียง นั่นคือเวลา Hit เป็นไปได้สองกรณีดังนี้

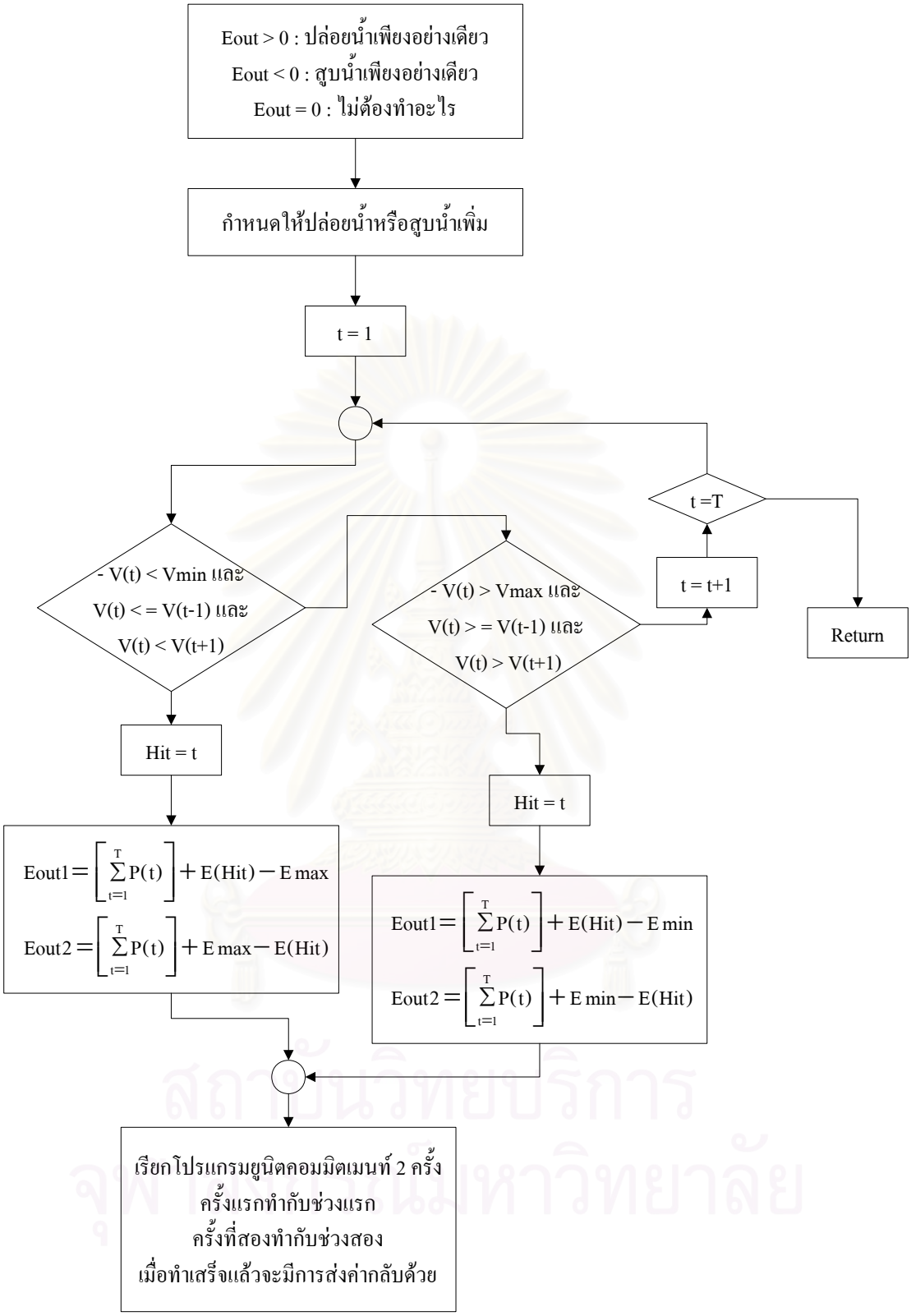
$$V(Hit) > Vmax \text{ และ } V(Hit) \geq V(Hit-1) \text{ และ } V(Hit) > V(Hit+1) \quad (7.11)$$

$$V(Hit) < Vmin \text{ และ } V(Hit) \leq V(Hit-1) \text{ และ } V(Hit) < V(Hit+1) \quad (7.12)$$

สำหรับคุณสมบัติประการสุดท้ายของเวลา Hit ก็คือต้องเป็นเวลาแรกที่มีคุณสมบัติดังสมการ (7.11) ถึง (7.12) จากรูปที่ 7.3 เวลาที่ 6, 14 และ 31 มีคุณสมบัติตามสมการ (7.11) หรือ (7.12) แต่ชั่วโมงที่ 6 เป็นชั่วโมงแรกที่มีคุณสมบัติดังกล่าวดังนั้น ชั่วโมงที่ 6 จึงเป็นเวลา Hit

หลังจากที่กำหนดปริมาณการปล่อยน้ำในแต่ละช่วงเสร็จแล้วเราจะทำยูนิตคอมมิตเมนต์ในแต่ละช่วงใหม่อีกครั้งหนึ่งโดยการเรียกซ้ำฟังก์ชันเดิม (Recursive Function) ซึ่งถ้าหากในฟังก์ชันย่อยนั้นยังมีบางเวลาที่ระดับน้ำอยู่นอกเหนือขีดจำกัดอีกก็อาจมีการเรียกซ้ำฟังก์ชันอีกได้ จะเห็นได้ว่าการทำยูนิตคอมมิตเมนต์เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบสูบกลับนั้นเป็นการทำงานแบบเรียกตัวเองซ้ำซึ่งถ้าหากระดับน้ำเกินขีดจำกัดหลายครั้งก็จะทำให้มีการเรียกตัวเองมากขึ้นด้วย

เราสามารถสรุปขั้นตอนการทำยูนิตคอมมิตเมนต์เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบสูบกลับได้ดังนี้




รูปที่ 7.4 ผังการทำยูนิตคอมมิตเมนต์เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบสูบกลับ

# บทที่ 8

## ตัวอย่าง ผลการคำนวณและการวิเคราะห์

ในบทนี้จะแสดงตัวอย่างการคำนวณยูนิตคอมมิตเมนต์โดยตัวอย่างที่ใช้เป็นระบบไฟฟ้า 3 ขนาด ประกอบด้วย ระบบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อน 17 เครื่อง ระบบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อน 110 เครื่อง และระบบของการไฟฟ้าฝ่ายไฟฟ้าฝ่ายผลิต ทั้งนี้เพื่อให้สามารถเปรียบเทียบผลและวิเคราะห์ผลลัพธ์ได้มากขึ้น สำหรับเครื่องไมโครคอมพิวเตอร์ที่นำมาใช้ในการคำนวณเป็นเครื่อง Pentium II (MMX) 350 MHz RAM 64 MB และโปรแกรมที่ใช้เขียน คือ MATLAB version 5.2

### 8.1 ระบบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อน 17 เครื่อง

ข้อมูลของระบบที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อน 17 เครื่องมีรายละเอียดของข้อมูลแสดงอยู่ในภาคผนวก ก ข้อมูลเหล่านี้ได้ดัดแปลงมาจากบทความของ Fred. N. Lee [22] เรานำระบบนี้มาทดสอบก็เพื่อแสดงให้เห็นว่าวิธีทำยูนิตคอมมิตเมนต์เครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อนที่นำเสนอในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ไม่ได้รับประกันว่าคำตอบที่ได้จะมีลักษณะที่ลู่เข้าเสมอไป อย่างไรก็ตามคำตอบที่ได้ก็จะอยู่ในช่วงที่จำกัดค่าหนึ่ง

#### 8.1.1 ผลการคำนวณ

ผลการคำนวณได้ปริมาณการจ่ายโหลดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในแต่ละคาบเวลา และได้ค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าของแต่ละเครื่องกำเนิดไฟฟ้า รวมทั้งผลรวมของค่าใช้จ่ายทั้งหมดแสดงไว้ในภาคผนวก ก ในที่นี้จะแสดงให้เห็นถึงต้นทุนการผลิตที่ได้ในแต่ละรอบของการคำนวณเท่านั้น

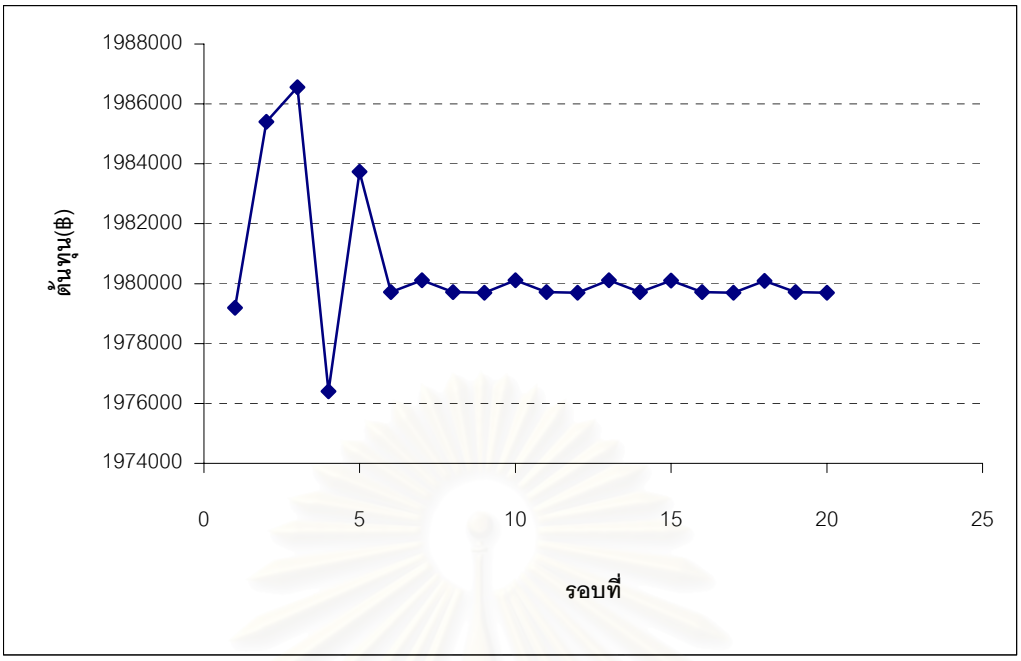
ตารางที่ 8.1 ต้นทุนในแต่ละรอบของระบบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อน 17 เครื่อง

| รอบที่ | ต้นทุน(฿) |
|---|---|
| 1 | 1979196 |
| 2 | 1985403 |
| 3 | 1986553 |
| 4 | 1976402 |
| 5 | 1983734 |
| 6 | 1979715 |
| 7 | 1980113 |

| รอบที่ | ต้นทุน(฿) |
|---|---|
| 8 | 1979715 |
| 9 | 1979696 |
| 10 | 1980114 |
| 11 | 1979716 |
| 12 | 1979695 |
| 13 | 1980114 |
| 14 | 1979716 |

| รอบที่ | ต้นทุน(฿) |
|---|---|
| 15 | 1980101 |
| 16 | 1979716 |
| 17 | 1979693 |
| 18 | 1980096 |
| 19 | 1979716 |
| 20 | 1979694 |

จากผลลัพธ์ที่ได้พบว่าต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าที่น้อยที่สุดคือ 1,976,401 บาท โดยปริมาณการใช้ก๊าซหรือเชื้อเพลิงที่มีเงื่อนไขคือ 35,004 Mbtu ซึ่งใกล้เคียงกับปริมาณที่กำหนด สำหรับเวลาที่ใช้ในการคำนวณ คือ 1 นาที 40 วินาที




รูปที่ 8.1 กราฟต้นทุนการผลิตไฟฟ้าในแต่ละรอบ

**8.1.2 วิเคราะห์ผล**

จากผลการคำนวณกับระบบไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อน 17 เครื่องโดยใช้วิธีที่นำเสนอพบว่าคำตอบในแต่ละรอบของกระบวนการยูนิตคอมมิตเมนต์เครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อนจะไม่เท่ากัน แต่จะเปลี่ยนแปลงอยู่ในช่วง ๆ หนึ่ง ซึ่งถ้าหากต้องการเพิ่มโอกาสในการหาคำตอบที่ดีกว่าก็สามารถเพิ่มจำนวนรอบในการทำซ้ำได้แต่จะทำให้เสียเวลาในการคำนวณมากขึ้น และวิธีนี้ก็ไม่รับประกันว่าคำตอบในรอบท้าย ๆ จะดีกว่าคำตอบในรอบต้น ๆ เสมอไป

ข้อดีที่เด่นชัดของวิธีการที่นำเสนอก็คือ หาคำตอบได้รวดเร็วและยังสามารถพิจารณาเงื่อนไขปริมาณเชื้อเพลิงได้อีกด้วย แต่ข้อเสียของวิธีนี้ก็คือไม่สามารถตรวจสอบได้ว่าคำตอบที่ได้นั้นใกล้เคียงกับคำตอบที่ดีที่สุดเพียงใด ในขณะที่วิธีรีแลกซชั่นแบบลากรองจ์สามารถตรวจสอบได้โดยพิจารณาจากช่องว่างดูอัล (Duality gap) ดังนั้นในระบบถัดไปเราจะทดสอบดูว่าผลที่ได้จากวิธีที่นำเสนอเมื่อนำมาเปรียบเทียบกับผลที่ได้จากวิธีรีแลกเซชันแบบลากรองจ์แล้วเป็นอย่างไร

**8.2 ระบบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อน 110 เครื่องซึ่งไม่มีเงื่อนไขเชื้อเพลิง**

ข้อมูลของระบบไฟฟ้ากำลังนี้ผู้เขียนได้กำหนดให้กำลังผลิตสำรองสูงสุด ($\bar{S}$) ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องมีค่าเท่ากับ Pmax-Pmin การที่เรานำระบบนี้มาทดสอบก็เพื่อแสดงให้เห็นว่าวิธีการทำยูนิตคอมมิตเมนต์เครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อนที่นำเสนอเมื่อนำมาใช้กับระบบที่ไม่มีเงื่อนไขเชื้อเพลิงแล้วให้คำตอบที่ใกล้เคียงกับคำตอบที่ดีที่สุด (Global solution) เพียงใด

**8.2.1 ระบบทดสอบ**

ระบบทดสอบนี้มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อนจำนวน 110 เครื่อง โดยมีกำลังผลิตติดตั้งรวม 31,800 MW เครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบนี้มีมีขนาดพิกัดต่าง ๆ คือ 1200, 1000, 800, 600, 400, 200, 50 MW ส่วนแบบจำลองโหลดกำหนดให้ความต้องการสูงสุด (Peak demand) ของระบบมีค่า 88 เปอร์เซ็นต์ของกำลังผลิตติดตั้ง นั่นคือระบบมีความต้องการสูงสุดเท่ากับ 27,984 MW และในส่วนของความมั่นคงของระบบกำหนดให้มีกำลังผลิตสำรองที่เดินเครื่องอยู่ในระบบมีค่า 6 เปอร์เซนต์ของความต้องการในแต่ละชั่วโมง รายละเอียดของข้อมูลที่ใช้ในการคำนวณยูนิตคอมมิตเมนต์แสดงในภาคผนวก ข

**8.2.2 ผลการคำนวณ**

ผลการคำนวณได้ปริมาณการจ่ายโหลดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในแต่ละเวลา และค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า รวมทั้งผลรวมของค่าใช้จ่ายทั้งหมดแสดงในภาคผนวก ข

จากผลลัพธ์ที่ได้พบว่าต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าคือ 5,950,378 บาท สำหรับเวลาที่ใช้ในการคำนวณคือ 3 นาที 10 วินาที

**8.2.3 วิเคราะห์ผล**

เรานำผลการคำนวณที่ได้มาเปรียบเทียบกับผลลัพธ์ที่ได้จากวิธีรีแลกเซชันแบบลากดังแสดงใน[5] ได้ผลลัพธ์เป็นดังนี้

วิธีรีแลกเซชันแบบลากรองจ์

ผลลัพธ์ปัญหาดูอัล 5,881,313 บาท

ผลลัพธ์ปัญหาพรีมัล 5,903,449 บาท

ช่องว่างดูอัล 0.37 เปอร์เซ็นต์

เวลาที่ใช้ในการคำนวณ 35 นาที*

วิธีที่นำเสนอ

ผลลัพธ์ 5,950,378 บาท

เวลาที่ใช้ในการคำนวณ 3 นาที 10 วินาที

**หมายเหตุ** * ใช้คอมพิวเตอร์รุ่น 486 และเขียนด้วยภาษาปาสคาล

วิธีการที่นำเสนอนี้ให้ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าแพงกว่าวิธีรีแลกเซชันแบบลากรองจ์ โดยสูงกว่า $(5950378 - 5903449) \cdot 100 / 5903449 = 0.79\%$ สาเหตุที่วิธีนี้ให้ต้นทุนการผลิตสูงกว่าก็เพราะว่าวิธีดังกล่าวเป็นการสั่งเดินเครื่องเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทีละเครื่องจนกว่าจะได้กำลังผลิตเพียงพอกับค่าที่ต้องการ นั่นคือเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ถูกสั่งให้เดินเครื่องก่อนจะมีจำนวนชั่วโมงในการเดินเครื่องไม่น้อยกว่าเครื่องที่ถูกสั่งให้เดินเครื่องทีหลัง(ถ้าชั่วโมงอิสระชั่วโมงแรกเป็นชั่วโมงเดียวกัน) ในขณะที่วิธีรีแลก

เซชันแบบลากรองจ์สามารถกำหนดสถานะการทำงานให้กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องได้อิสระกว่าจำนวนคำตอบที่เป็นไปได้จึงมีมากกว่า ดังนั้นวิธีรีแลกเซชันแบบลากรองจ์จึงมีโอกาสสูงที่จะให้คำตอบที่ดีกว่า

ถึงแม้วิธีที่นำเสนอจะเสียต้นทุนการผลิตไฟฟ้ามากกว่าแต่ใช้เวลาในการคำนวณน้อย ซึ่งถึงแม้เครื่องคอมพิวเตอร์ที่ผู้เขียนใช้จะเป็นรุ่นที่ทำงานได้เร็วกว่า แต่ว่าผู้เขียนใช้โปรแกรม MATLAB เขียนซึ่งทำงานได้ช้ากว่าภาษาปาสคาลมากผู้เขียนจึงคิดว่าวิธีดังกล่าวเร็วกว่าวิธีรีแลกเซชันแบบลากรองจ์

**8.3 ระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย**

ระบบของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตฯ ที่นำมาพิจารณานี้ประกอบด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อน 59 เครื่อง เครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำ 39 เครื่อง และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบสูบกลับ 2 เครื่อง โดยเราจะนำมาทดสอบกับความต้องการใช้ไฟฟ้าในประเทศไทยเป็นจำนวน 4 วัน จากนั้นเราจะนำแผนการผลิตไฟฟ้าที่ได้จากวิธีที่นำเสนอมาเปรียบเทียบกับแผนการผลิตที่ได้จากการไฟฟ้า ฯ เพื่อพิจารณาดูว่าวิธีที่นำเสนอนั้นมีประสิทธิภาพเพียงใด สำหรับข้อมูลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า โหลด และกำลังผลิตสำรองในแต่ละวันนั้นแสดงไว้ในภาคผนวก ค

**8.3.1 รายละเอียดของระบบ**

เนื่องจากระบบของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตมีรายละเอียดสำคัญหลายอย่างที่มีผลต่อการทำยูนิตคอมมิตเมนต์ดังนั้นเราจะขออธิบายถึงรายละเอียดเหล่านั้นเพื่อให้ผู้อ่านได้เข้าใจถึงลักษณะต่าง ๆ ของระบบได้มากยิ่งขึ้น

**รายละเอียดเกี่ยวกับโหลดและกำลังผลิตสำรอง**

นอกจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิต ฯ ที่ทำหน้าที่ผลิตไฟฟ้าแล้วยังมีผู้ผลิตไฟฟ้ารายย่อย (SPP) และผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ(IPP)ที่ทำหน้าที่ผลิตไฟฟ้าด้วย ปริมาณโหลดที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิต ฯ ต้องผลิตจึงมีปริมาณน้อยกว่าโหลดทั้งหมดของประเทศไทย ดังนั้นโหลดที่นำมาใช้ทำยูนิตคอมมิตเมนต์ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงเป็นโหลดที่หักกำลังผลิตจากผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระและผู้ผลิตไฟฟ้ารายย่อยแล้ว

โหลดที่นำมาใช้ในที่นี้เป็นโหลดของวันที่ 4 มีนาคม 26 มีนาคม 3 เมษายน และ 14 เมษายน 2543 สำหรับกำลังผลิตสำรองที่ระบบต้องการนั้นจะกำหนดโดยเทียบกับโหลดในชั่วโมงนั้น ๆ โดยกำลังผลิตสำรองในวันที่ 4 มีนาคม 26 มีนาคม 3 เมษายน และ 14 เมษายน จะมีค่าเท่ากับ 17.8 %, 18.5 %, 10 % และ 12 % ของโหลดตามลำดับ ค่ากำลังผลิตสำรองนี้ได้มาจากแผนการผลิตของการไฟฟ้าฝ่ายผลิต ฯ เอง

**รายละเอียดเกี่ยวกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อน**

- เครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม (Combined cycle)

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมเป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ถูกออกแบบมาเพื่อให้ใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าได้อย่างมีประสิทธิภาพ โดยทั่วไปเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทนี้ประกอบด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อน 2 ประเภท คือ เครื่องกังหันก๊าซ และ เครื่องพลังไอน้ำ เช่นโรงไฟฟ้าพระนครใต้ (South bangkok) มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม 2 เครื่อง คือ SB-CC1 และ SB-CC2 ในแต่ละเครื่องประกอบด้วยเครื่องกังหันก๊าซ 2 เครื่อง และเครื่องพลังไอน้ำ 1 เครื่อง ดังนี้

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมตัวที่ 1 (SB-CC1) ประกอบด้วย

| รหัสเครื่องกำเนิดไฟฟ้า | ประเภท |
|---|---|
| SB-C11 | เครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันก๊าซ |
| SB-C12 | เครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันก๊าซ |
| SB-C10 | เครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังไอน้ำ |

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมตัวที่ 2 (SB-CC2) ประกอบด้วย

| รหัสเครื่องกำเนิดไฟฟ้า | ประเภท |
|---|---|
| SB-C21 | เครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันก๊าซ |
| SB-C22 | เครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันก๊าซ |
| SB-C20 | เครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังไอน้ำ |

จาก SB-Cxy

| | |
|---|---|
| SB | หมายถึง South bangkok |
| C | หมายถึง Combined cycle |
| x | หมายถึง อยู่ในกลุ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมตัวที่ x |
| y | ถ้าเป็นเลข 0 หมายถึง เครื่องพลังไอน้ำ<br>ถ้าเป็นตัวเลขอื่นหมายถึง เครื่องกังหันก๊าซตัวที่เท่าใด |

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมจะใช้ก๊าซร้อนที่เหลือจากการผลิตไฟฟ้าของเครื่องกังหันก๊าซ ไปเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าให้กับเครื่องพลังไอน้ำ ดังนั้นเครื่องพลังไอน้ำจะเดินเครื่องได้ก็ต่อเมื่อเครื่องกังหันก๊าซเดินเครื่องอยู่ก่อน จะเห็นว่าลักษณะเช่นนี้ทำให้การทำงานของเครื่องพลังไอน้ำไม่เป็นอิสระ ซึ่งวิธีทำยูนิตคอมมิตเมนต์ที่นำเสนอในวิทยานิพนธ์จะไม่สามารถแยกพิจารณาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมออกเป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันก๊าซกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังไอน้ำได้

วิธีแก้ปัญหานี้ก็คือให้พิจารณาว่าทั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันก๊าซ และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังไอน้ำรวมกันเป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมเพียงเครื่องเดียวได้ กำลังผลิตรวมจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องก็ถือเป็นกำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมเครื่องนี้ด้วย สำหรับการหาอัตราความร้อน (Heat rate) ก็จะใช้วิธีป้อนเชื้อเพลิงให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเป็นปริมาณที่แตกต่างกัน 3

ค่า จากนั้นหาค่ากำลังผลิตรวมที่ได้ซึ่งจะมี 3 ค่าเช่นกัน นำค่าที่ได้เหล่านี้มากำหนดเป็นจุด 3 จุด เพื่อทำการประมาณค่าอัตราความร้อนอีกที (อัตราความร้อนของเครื่องพลังความร้อนร่วมหาได้โดยการกำหนดให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าทุกเครื่องที่อยู่ในกลุ่มของเครื่องพลังความร้อนร่วมเดินเครื่องให้หมด)

- ประมาณเส้นโค้งอัตราความร้อนเป็นเส้นตรง

จากข้อมูลที่ได้จากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตฯ พบว่าเส้นโค้งอัตราความร้อน (Heat rate curve) ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมมีลักษณะเว้าคว่ำ (Concave function) ลักษณะเช่นนี้เป็นลักษณะธรรมชาติของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม แต่ฟังก์ชันลักษณะนี้เราไม่สามารถใช้วิธีที่นำเสนอมาแก้ปัญหาการจ่ายโหลดอย่างประหยัดได้ เราจึงประมาณเส้นโค้งอัตราความร้อนที่มีลักษณะเว้าคว่ำให้เป็นเส้นตรงเพื่อให้ทำการจ่ายโหลดอย่างประหยัดได้ สำหรับความผิดพลาดที่เกิดจากการปรับเส้นโค้งนี้คาดว่ามีค่าไม่มากนักเพราะเส้นโค้งอัตราความร้อนดังกล่าวมีลักษณะเว้าคว่ำค่อนข้างน้อย

- ขนาดกำลังผลิตสูงสุดและต่ำสุด

เนื่องจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมประกอบด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหลายเครื่อง ในบางวันเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันก๊าซหรือเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังไอน้ำจะถูกนำออกจากจากระบบเพื่อนำไปซ่อมบำรุงตามแผน ทำให้กำลังผลิตรวมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมมีค่าลดลง ซึ่งจะเห็นได้ว่าในบางวันขนาดกำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมบางเครื่องมีค่าน้อยกว่าวันอื่น

- เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีเงื่อนไขปริมาณเชื้อเพลิง

เชื้อเพลิงที่มีปริมาณจำกัดในระบบของการไฟฟ้า ฯ คือ เชื้อเพลิงก๊าซเท่านั้น แต่ไม่ได้หมายความว่าเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ใช้ก๊าซทุกเครื่องจะต้องมีเงื่อนไขในการใช้เชื้อเพลิง เนื่องจากแหล่งผลิตก๊าซนั้นมีหลายแห่ง บางแห่งมีปริมาณก๊าซมากเพียงพอกับความต้องการแต่บางแห่งมีปริมาณจำกัด สำหรับโรงไฟฟ้าที่เรากำหนดให้มีเงื่อนไขในการเชื้อเพลิงก๊าซ ได้แก่ โรงไฟฟ้าบางปะกง (Bangpakong plant) โรงไฟฟ้าพระนครใต้ (South bangkok plant) โรงไฟฟ้าระยอง(Rayong plant) และโรงไฟฟ้าขนอม(Kanhom plant)

- ปริมาณเชื้อเพลิงที่มีจำกัด

จากการสอบถามถึงเงื่อนไขในการใช้เชื้อเพลิงที่มีจำกัดจากเจ้าหน้าที่ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิต ฯ ทำให้ทราบว่าการใช้เชื้อเพลิงที่มีจำกัดในแต่ละวันนั้นไม่จำเป็นต้องกำหนดให้แน่นอนตายตัว เนื่องจากสัญญาการซื้อเชื้อเพลิงเป็นสัญญาระยะยาว ซึ่งจากการสอบถามเพิ่มเติมได้รับคำแนะนำว่าควรกำหนดให้ใช้เชื้อเพลงที่มีปริมาณจำกัดนี้ไม่เกินค่าที่กำหนดแต่อาจใช้น้อยกว่าได้ นั่นคือ เงื่อนไขในสมการ (4.12) จะกลายเป็น $\sum_{t=1}^{T} \sum_{i \in Ag} Q_i(t) \leq GCT$

สำหรับค่า GCT ที่กำหนดในแต่ละวันจะเป็นดังนี้

4 มีนาคม 2543 GCT = 928 ล้านMbtu

26 มีนาคม 2543 GCT = 921.6 ล้านMbtu

3 เมษายน 2543 GCT = 948.1 ล้านMbtu

14 เมษายน 2543 GCT = 921.6 ล้านMbtu

ค่าของ GCT เหล่านี้ได้มาจากแผนการผลิตของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตฯ เอง

- สถานะเริ่มต้น

เนื่องจากไม่มีข้อมูลสถานะเริ่มต้นในการเดินเครื่อง เราจึงสมมติให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อนทุกเครื่องเดินเครื่องมาแล้วเป็นเวลานานเกินกว่าขีดจำกัดเวลาเดินเครื่องน้อยสุด ทั้งนี้ก็เพื่อให้ในชั่วโมงแรกเครื่องกำเนิดไฟฟ้ามีอิสระในการเดินเครื่องหรือหยุดเดินเครื่อง นอกจากนี้ยังช่วยลดผลของต้นทุนในการเริ่มเดินเครื่องที่มีต่อการทำยูนิตคอมมิตเมนต์ด้วย

- ข้อมูลบางอย่างในแต่ละวันจะไม่เหมือนกัน

ข้อมูลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อนบางอย่างอาจไม่เหมือนกันในแต่ละวัน เช่น ขนาดกำลังผลิต(Pmax, Pmin) ขีดจำกัดกำลังผลิตสำรอง($\bar{S}$) ราคาค่าเชื้อเพลิง(FC) และข้อจำกัด Must run และ Must off ดังนั้นในตารางแสดงข้อมูลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อนในภาคผนวก ค จึงแยกข้อมูลส่วนนี้ออกตามวันต่าง ๆ

**รายละเอียดเกี่ยวกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำ**

โรงไฟฟ้าพลังน้ำเทินหินบุญ(THB) และโรงไฟฟ้าพลังน้ำห้วยเฮาะเป็นโรงไฟฟ้าของประเทศลาว แต่การไฟฟ้าฝ่ายผลิต ฯ ได้ทำสัญญาซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าเหล่านี้ดังนั้นต้นทุนรวมในการผลิตไฟฟ้าจึงมาจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำทั้งสองด้วย สำหรับราคาค่าไฟฟ้าที่ซื้อจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำทั้งสองกำหนดให้มีค่าเท่ากับ 1,509 และ 1,740 ฿/MWh ตามลำดับ

**8.3.2 ผลการคำนวณ**

ในหัวข้อนี้เราจะแสดงผลการคำนวณที่ได้จากวิธีที่นำเสนอกับผลที่ได้จากการวางแผนของการไฟฟ้าฝ่ายผลิต ฯ เพื่อจะเปรียบเทียบให้เห็นถึงข้อแตกต่างของวิธีทั้งสอง

**ผลที่ได้จากวิธีที่นำเสนอ**

ผลการคำนวณได้ปริมาณการจ่ายโหลดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อน เครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำ และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบสูบกลับ นอกจากนี้ยังได้ต้นทุนการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อนแต่ละเครื่องอีกด้วย ผลการคำนวณทั้งหมดนี้จะแสดงไว้ในภาคผนวก ค

เราสามารถนำผลการคำนวณที่ได้จากภาคผนวก ค มาสรุปได้ดังนี้

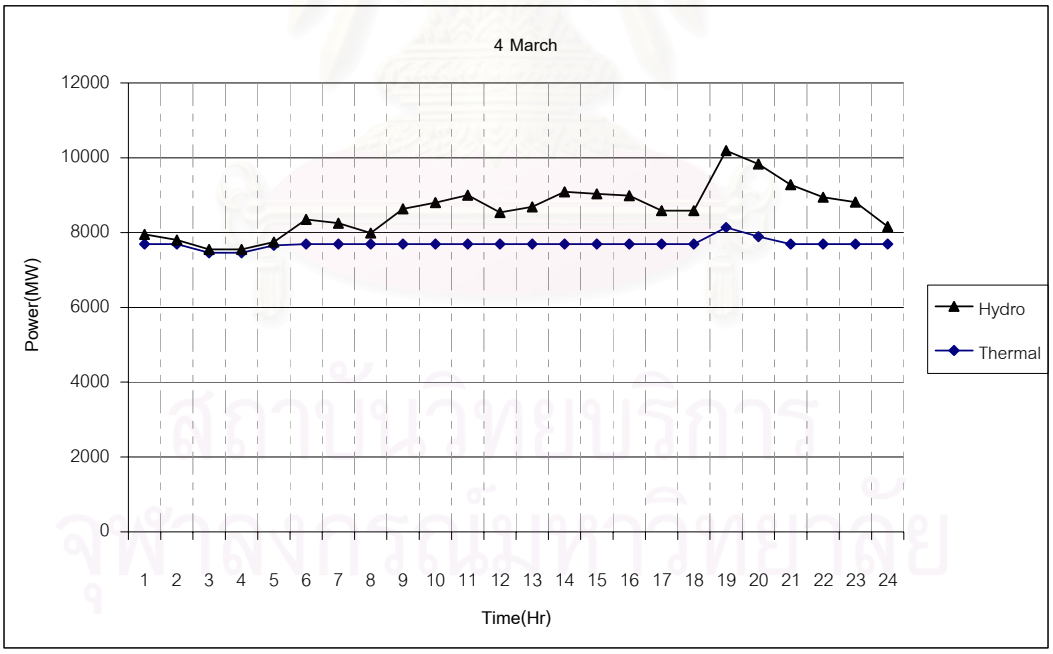
**วันที่ 4 มีนาคม 2543**

ตารางที่ 8.2 กำลังผลิตรวมแยกตามประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้าวันที่ 4 มีนาคม 2543 จากวิธีที่นำเสนอ

| Time (Hr) | Load(MW) | Thermal (MW) | Pump(MW) | Hydro(MW) |
|---|---|---|---|---|
| 1 | 7952 | 7690 | 0 | 262 |
| 2 | 7799 | 7690 | 0 | 109 |
| 3 | 7549 | 7456 | 0 | 93 |
| 4 | 7549 | 7456 | 0 | 93 |
| 5 | 7749 | 7656 | 0 | 93 |
| 6 | 8349 | 7690 | 0 | 659 |
| 7 | 8249 | 7690 | 0 | 559 |
| 8 | 7985 | 7690 | 0 | 295 |
| 9 | 8633 | 7690 | 0 | 943 |
| 10 | 8800 | 7690 | 0 | 1110 |
| 11 | 9000 | 7690 | 0 | 1310 |
| 12 | 8536 | 7690 | 0 | 846 |

| Time (Hr) | Load(MW) | Thermal (MW) | Pump(MW) | Hydro(MW) |
|---|---|---|---|---|
| 13 | 8686 | 7690 | 0 | 996 |
| 14 | 9086 | 7690 | 0 | 1396 |
| 15 | 9036 | 7690 | 0 | 1346 |
| 16 | 8986 | 7690 | 0 | 1296 |
| 17 | 8586 | 7690 | 0 | 896 |
| 18 | 8586 | 7690 | 0 | 896 |
| 19 | 10187 | 8137 | 0 | 2051 |
| 20 | 9832 | 7890 | 0 | 1942 |
| 21 | 9282 | 7690 | 0 | 1592 |
| 22 | 8942 | 7690 | 0 | 1252 |
| 23 | 8812 | 7690 | 0 | 1122 |
| 24 | 8162 | 7690 | 0 | 472 |

จากข้อมูลในตารางเราสามารถแสดงในรูปของกราฟได้ดังรูปที่ 8.2




รูปที่ 8.2 กราฟกำลังผลิตรวมแยกตามประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้าวันที่ 4 มีนาคม 2543 จากวิธีที่นำเสนอ

เวลาที่ใช้ในการคำนวณคือ 12.6 นาที

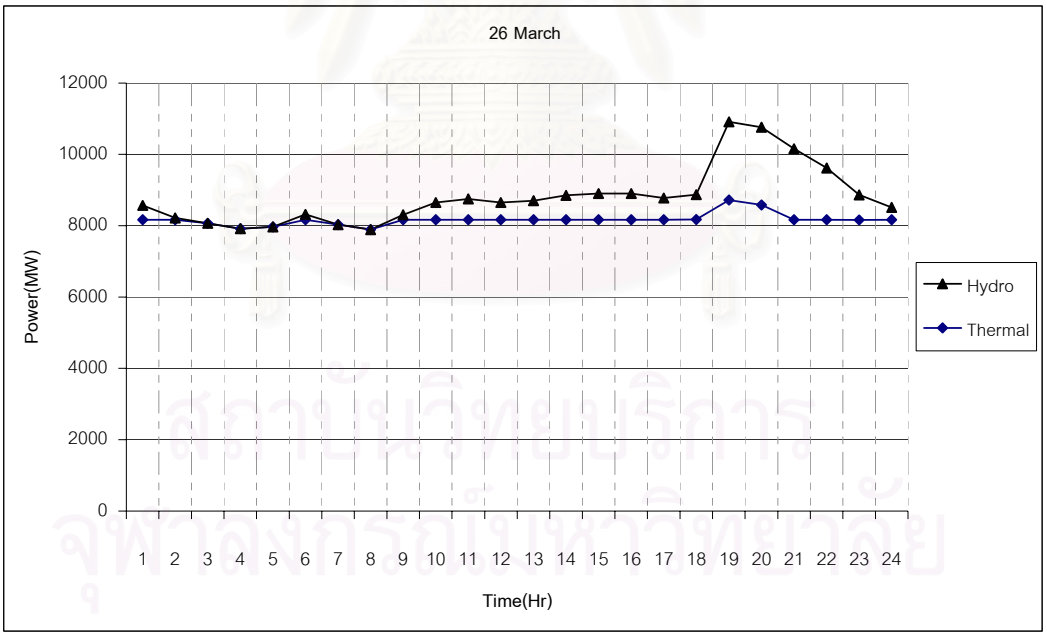
**วันที่ 26 มีนาคม 2543**

ตารางที่ 8.3 กำลังผลิตรวมแยกตามประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้าวันที่ 26 มีนาคม 2543 จากวิธีที่นำเสนอ

| Time (Hr) | Load (MW) | Thermal (MW) | Pump (MW) | Hydro (MW) |
|---|---|---|---|---|
| 1 | 8569 | 8168 | 0 | 401 |
| 2 | 8219 | 8168 | 0 | 51 |
| 3 | 8069 | 8069 | 0 | 0 |
| 4 | 7919 | 7919 | 0 | 0 |
| 5 | 7969 | 7969 | 0 | 0 |
| 6 | 8319 | 8168 | 0 | 151 |
| 7 | 8028 | 8028 | 0 | 0 |
| 8 | 7888 | 7888 | 0 | 0 |
| 9 | 8303 | 8168 | 0 | 135 |
| 10 | 8653 | 8168 | 0 | 485 |
| 11 | 8753 | 8168 | 0 | 585 |
| 12 | 8653 | 8168 | 0 | 485 |

| Time (Hr) | Load(MW) | Thermal (MW) | Pump(MW) | Hydro (MW) |
|---|---|---|---|---|
| 13 | 8703 | 8166 | 0 | 537 |
| 14 | 8853 | 8167 | 0 | 686 |
| 15 | 8903 | 8168 | 0 | 735 |
| 16 | 8903 | 8168 | 0 | 735 |
| 17 | 8774 | 8168 | 0 | 606 |
| 18 | 8874 | 8171 | 0 | 703 |
| 19 | 10915 | 8722 | 0 | 2193 |
| 20 | 10765 | 8584 | 0 | 2181 |
| 21 | 10160 | 8168 | 0 | 1992 |
| 22 | 9620 | 8168 | 0 | 1452 |
| 23 | 8866 | 8163 | 0 | 703 |
| 24 | 8511 | 8168 | 0 | 343 |

จากข้อมูลในตารางเราสามารถแสดงในรูปของกราฟได้ดังรูปที่ 8.3




รูปที่ 8.3 กราฟกำลังผลิตรวมแยกตามประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้าวันที่ 26 มีนาคม 2543 จากวิธีที่นำเสนอ

เวลาที่ใช้ในการคำนวณคือ 5.5 นาที

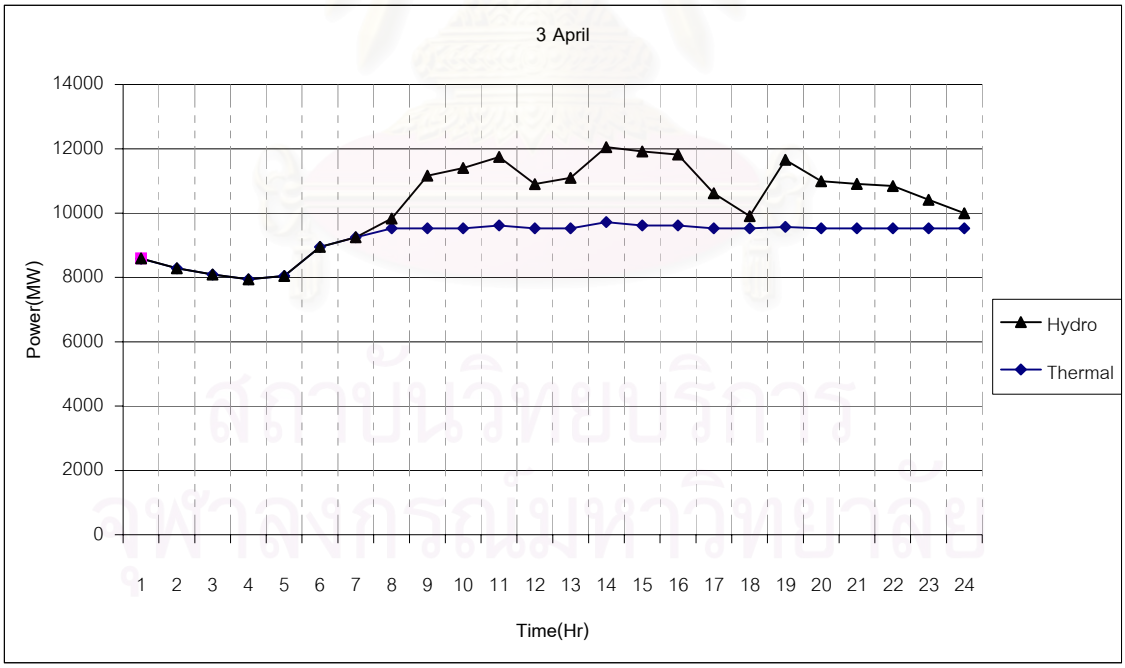
**วันที่ 3 เมษายน 2543**

ตารางที่ 8.4 กำลังผลิตรวมแยกตามประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้าวันที่ 3 เมษายน 2543 จากวิธีที่นำเสนอ

| Time (Hr) | Load (MW) | Thermal (MW) | Pump (MW) | Hydro (MW) |
|---|---|---|---|---|
| 1 | 8589 | 8589 | 0 | 0 |
| 2 | 8289 | 8289 | 0 | 0 |
| 3 | 8089 | 8089 | 0 | 0 |
| 4 | 7939 | 7939 | 0 | 0 |
| 5 | 8044 | 8044 | 0 | 0 |
| 6 | 8949 | 8949 | 0 | 0 |
| 7 | 9249 | 9249 | 0 | 0 |
| 8 | 9837 | 9530 | 0 | 307 |
| 9 | 11169 | 9530 | 0 | 1639 |
| 10 | 11402 | 9531 | 0 | 1871 |
| 11 | 11752 | 9621 | 0 | 2131 |
| 12 | 10907 | 9530 | 0 | 1377 |

| Time (Hr) | Load (MW) | Thermal (MW) | Pump (MW) | Hydro (MW) |
|---|---|---|---|---|
| 13 | 11102 | 9530 | 0 | 1572 |
| 14 | 12052 | 9720 | 0 | 2332 |
| 15 | 11922 | 9621 | 0 | 2301 |
| 16 | 11822 | 9618 | 0 | 2204 |
| 17 | 10622 | 9531 | 0 | 1091 |
| 18 | 9912 | 9530 | 0 | 382 |
| 19 | 11658 | 9571 | 0 | 2087 |
| 20 | 10993 | 9530 | 0 | 1463 |
| 21 | 10910 | 9530 | 0 | 1380 |
| 22 | 10843 | 9530 | 0 | 1313 |
| 23 | 10415 | 9530 | 0 | 885 |
| 24 | 9999 | 9530 | 0 | 469 |

จากข้อมูลในตารางเราสามารถแสดงในรูปของกราฟได้ดังรูปที่ 8.4




รูปที่ 8.4 กราฟกำลังผลิตรวมแยกตามประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้าวันที่ 3 เมษายน 2543 จากวิธีที่นำเสนอ

เวลาที่ใช้ในการคำนวณ คือ 7.5 นาที

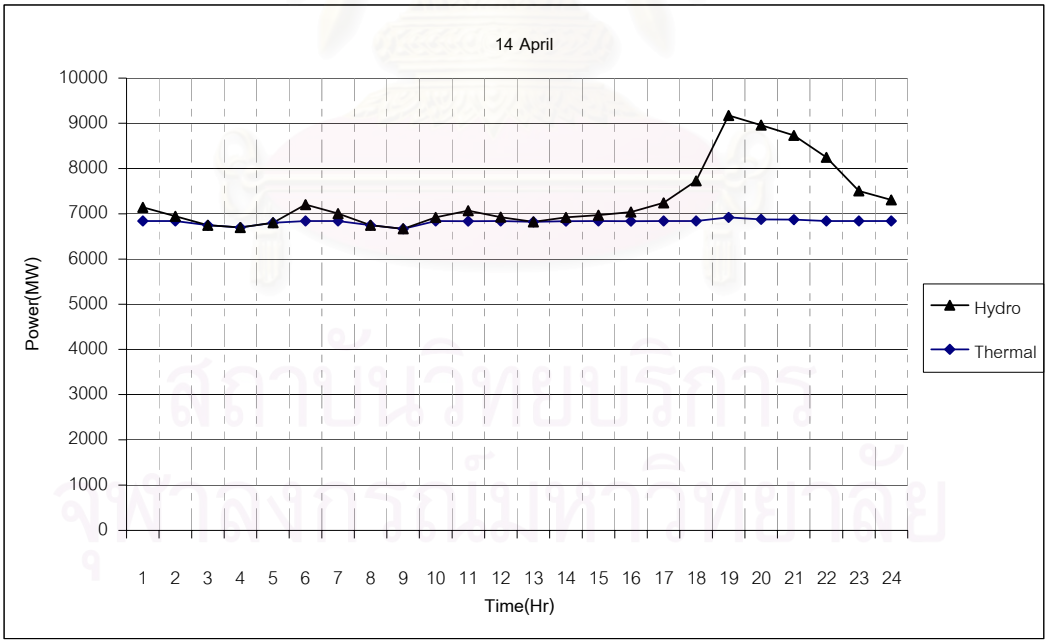
**วันที่ 14 เมษายน 2543**

ตารางที่ 8.5 กำลังผลิตรวมแยกตามประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้าวันที่ 14 เมษายน 2543 จากวิธีที่นำเสนอ

| Time (Hr) | Load (MW) | Thermal (MW) | Pump (MW) | Hydro (MW) |
|---|---|---|---|---|
| 1 | 7144 | 6841 | 0 | 303 |
| 2 | 6944 | 6839 | 0 | 105 |
| 3 | 6744 | 6744 | 0 | 0 |
| 4 | 6694 | 6694 | 0 | 0 |
| 5 | 6799 | 6799 | 0 | 0 |
| 6 | 7204 | 6841 | 0 | 363 |
| 7 | 7004 | 6839 | 0 | 165 |
| 8 | 6744 | 6744 | 0 | 0 |
| 9 | 6669 | 6669 | 0 | 0 |
| 10 | 6919 | 6841 | 0 | 78 |
| 11 | 7069 | 6834 | 0 | 235 |
| 12 | 6924 | 6840 | 0 | 84 |

| Time (Hr) | Load (MW) | Thermal (MW) | Pump (MW) | Hydro (MW) |
|---|---|---|---|---|
| 13 | 6819 | 6819 | 0 | 0 |
| 14 | 6919 | 6834 | 0 | 85 |
| 15 | 6969 | 6841 | 0 | 128 |
| 16 | 7039 | 6836 | 0 | 203 |
| 17 | 7239 | 6840 | 0 | 399 |
| 18 | 7729 | 6841 | 0 | 888 |
| 19 | 9174 | 6918 | 0 | 2256 |
| 20 | 8959 | 6873 | 0 | 2086 |
| 21 | 8734 | 6869 | 0 | 1865 |
| 22 | 8249 | 6841 | 0 | 1408 |
| 23 | 7504 | 6841 | 0 | 663 |
| 24 | 7304 | 6841 | 0 | 463 |

จากข้อมูลในตารางเราสามารถแสดงในรูปของกราฟได้ดังรูปที่ 8.5




รูปที่ 8.5 กราฟกำลังผลิตรวมแยกตามประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้าวันที่ 14 เมษายน 2543 จากวิธีที่นำเสนอ

เวลาที่ใช้ในการคำนวณ คือ 11.4 นาที

**ผลจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย**

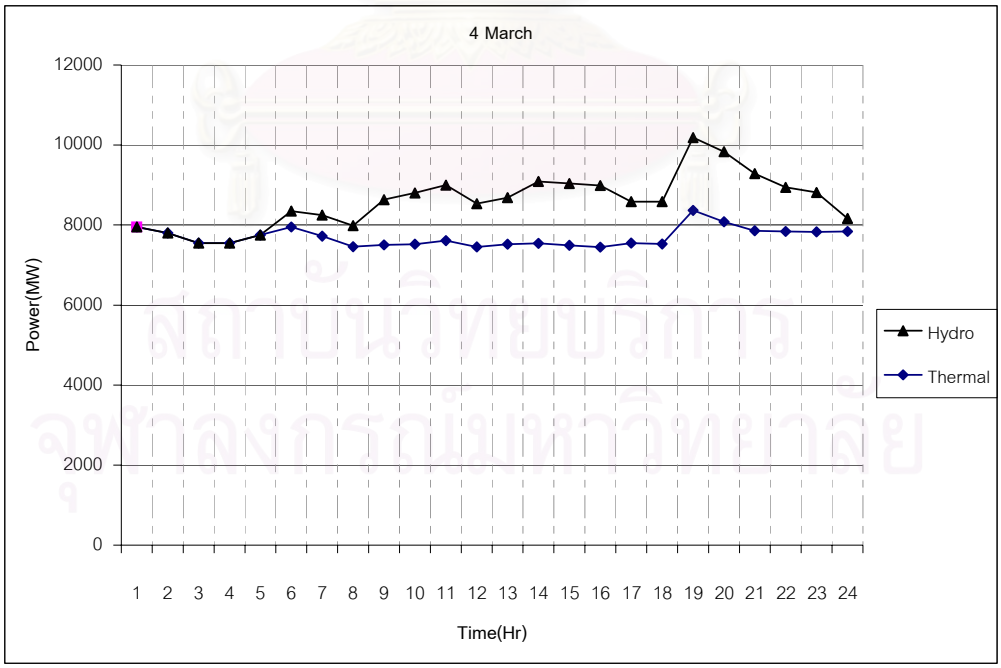
**วันที่ 4 มีนาคม 2543**

ตารางที่ 8.6 กำลังผลิตรวมแยกตามประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
วันที่ 4 มีนาคม 2543 จากการวางแผนของไฟฟ้าฝ่ายผลิต

| Time (Hr) | Load (MW) | Thermal (MW) | Pump (MW) | Hydro (MW) |
|---|---|---|---|---|
| 1 | 7952 | 7952 | 0 | 0 |
| 2 | 7799 | 7799 | 0 | 0 |
| 3 | 7549 | 7549 | 0 | 0 |
| 4 | 7549 | 7549 | 0 | 0 |
| 5 | 7749 | 7749 | 0 | 0 |
| 6 | 8349 | 7954 | 0 | 395 |
| 7 | 8249 | 7721 | 0 | 528 |
| 8 | 7985 | 7457 | 0 | 528 |
| 9 | 8633 | 7502 | 0 | 1131 |
| 10 | 8800 | 7519 | 0 | 1281 |
| 11 | 9000 | 7609 | 0 | 1391 |
| 12 | 8536 | 7455 | 0 | 1081 |

| Time (Hr) | Load (MW) | Thermal (MW) | Pump (MW) | Hydro (MW) |
|---|---|---|---|---|
| 13 | 8686 | 7518 | 0 | 1168 |
| 14 | 9086 | 7545 | 0 | 1541 |
| 15 | 9036 | 7495 | 0 | 1541 |
| 16 | 8986 | 7445 | 0 | 1541 |
| 17 | 8586 | 7548 | 0 | 1038 |
| 18 | 8586 | 7528 | 0 | 1058 |
| 19 | 10187 | 8366 | 0 | 1821 |
| 20 | 9832 | 8081 | 0 | 1751 |
| 21 | 9282 | 7857 | 0 | 1425 |
| 22 | 8942 | 7839 | 0 | 1103 |
| 23 | 8812 | 7829 | 0 | 983 |
| 24 | 8162 | 7842 | 0 | 320 |

จากข้อมูลในตารางเราสามารถแสดงในรูปของกราฟได้ดังรูปที่ 8.6




รูปที่ 8.6 กราฟกำลังผลิตรวมแยกตามประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
วันที่ 4 มีนาคม 2543 จากการวางแผนของไฟฟ้าฝ่ายผลิต

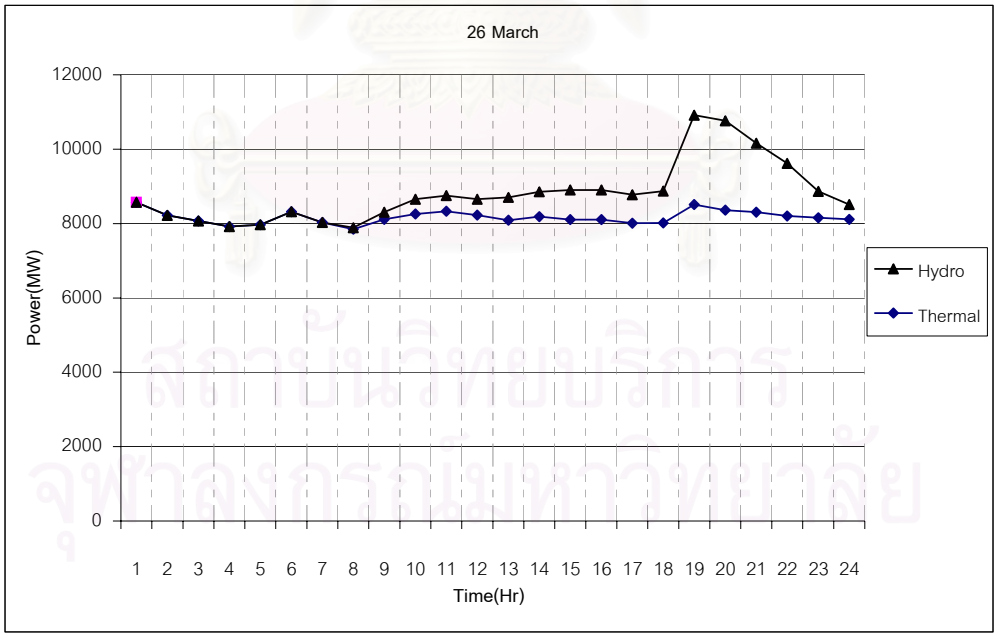
**วันที่ 26 มีนาคม 2543**

ตารางที่ 8.7 กำลังผลิตรวมแยกตามประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
วันที่ 26 มีนาคม 2543 จากการวางแผนของไฟฟ้าฝ่ายผลิต

| Time (Hr) | Load (MW) | Thermal (MW) | Pump (MW) | Hydro (MW) |
|---|---|---|---|---|
| 1 | 8569 | 8569 | 0 | 0 |
| 2 | 8219 | 8219 | 0 | 0 |
| 3 | 8069 | 8069 | 0 | 0 |
| 4 | 7919 | 7919 | 0 | 0 |
| 5 | 7969 | 7969 | 0 | 0 |
| 6 | 8319 | 8319 | 0 | 0 |
| 7 | 8028 | 8028 | 0 | 0 |
| 8 | 7888 | 7848 | 0 | 40 |
| 9 | 8303 | 8110 | 0 | 193 |
| 10 | 8653 | 8260 | 0 | 393 |
| 11 | 8753 | 8330 | 0 | 423 |
| 12 | 8653 | 8230 | 0 | 423 |

| Time (Hr) | Load (MW) | Thermal (MW) | Pump (MW) | Hydro (MW) |
|---|---|---|---|---|
| 13 | 8703 | 8087 | 0 | 616 |
| 14 | 8853 | 8187 | 0 | 666 |
| 15 | 8903 | 8108 | 0 | 795 |
| 16 | 8903 | 8108 | 0 | 795 |
| 17 | 8774 | 8009 | 0 | 765 |
| 18 | 8874 | 8019 | 0 | 855 |
| 19 | 10915 | 8510 | 0 | 2405 |
| 20 | 10765 | 8360 | 0 | 2405 |
| 21 | 10160 | 8305 | 0 | 1855 |
| 22 | 9620 | 8203 | 0 | 1417 |
| 23 | 8866 | 8157 | 0 | 709 |
| 24 | 8511 | 8111 | 0 | 400 |

จากข้อมูลในตารางเราสามารถแสดงในรูปของกราฟได้ดังรูปที่ 8.7




รูปที่ 8.7 กราฟกำลังผลิตรวมแยกตามประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
วันที่ 26 มีนาคม 2543 จากการวางแผนของไฟฟ้าฝ่ายผลิต

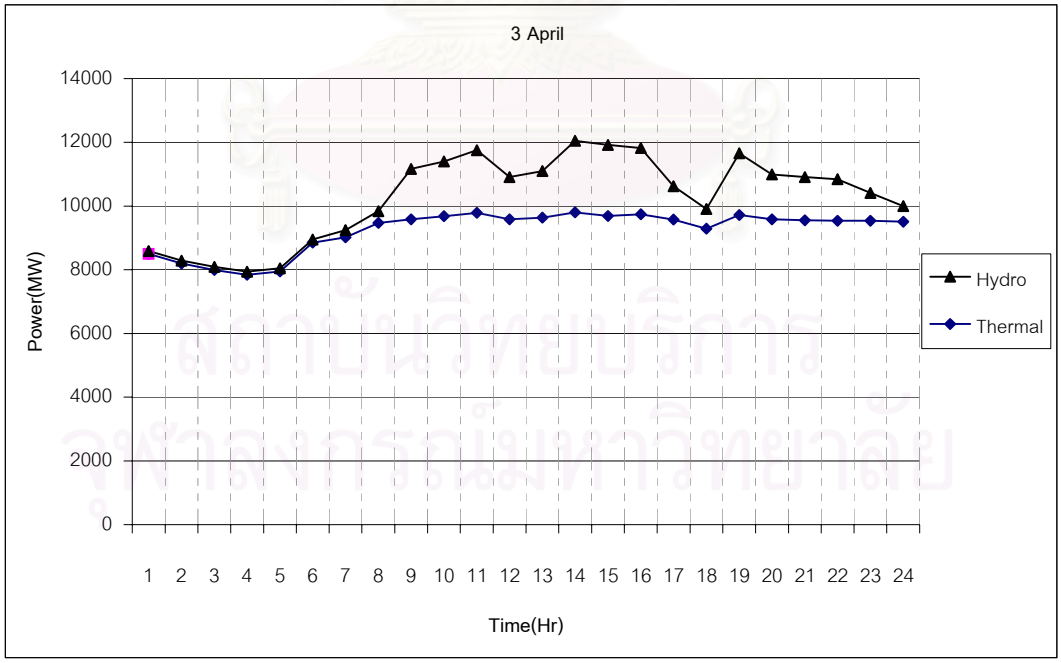
**วันที่ 3 เมษายน 2543**

ตารางที่ 8.8 กำลังผลิตรวมแยกตามประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
วันที่ 3 เมษายน 2543 จากการวางแผนของไฟฟ้าฝ่ายผลิต

| Time (Hr) | Load(MW) | Thermal (MW) | Pump (MW) | Hydro (MW) |
|---|---|---|---|---|
| 1 | 8589 | 8496 | 0 | 93 |
| 2 | 8289 | 8196 | 0 | 93 |
| 3 | 8089 | 7996 | 0 | 93 |
| 4 | 7939 | 7846 | 0 | 93 |
| 5 | 8044 | 7951 | 0 | 93 |
| 6 | 8949 | 8856 | 0 | 93 |
| 7 | 9249 | 9023 | 0 | 226 |
| 8 | 9837 | 9471 | 0 | 366 |
| 9 | 11169 | 9583 | 0 | 1586 |
| 10 | 11402 | 9686 | 0 | 1716 |
| 11 | 11752 | 9786 | 0 | 1966 |
| 12 | 10907 | 9585 | 0 | 1322 |

| Time (Hr) | Load(MW) | Thermal (MW) | Pump (MW) | Hydro (MW) |
|---|---|---|---|---|
| 13 | 11102 | 9639 | 0 | 1463 |
| 14 | 12052 | 9804 | 0 | 2248 |
| 15 | 11922 | 9690 | 0 | 2232 |
| 16 | 11822 | 9740 | 0 | 2082 |
| 17 | 10622 | 9576 | 0 | 1046 |
| 18 | 9912 | 9291 | 0 | 621 |
| 19 | 11658 | 9720 | 0 | 1938 |
| 20 | 10993 | 9585 | 0 | 1408 |
| 21 | 10910 | 9552 | 0 | 1358 |
| 22 | 10843 | 9539 | 0 | 1304 |
| 23 | 10415 | 9541 | 0 | 874 |
| 24 | 9999 | 9506 | 0 | 493 |

จากข้อมูลในตารางเราสามารถแสดงในรูปของกราฟได้ดังรูปที่ 8.8




รูปที่ 8.8 กราฟกำลังผลิตรวมแยกตามประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
วันที่ 3 เมษายน 2543 จากการวางแผนของไฟฟ้าฝ่ายผลิต

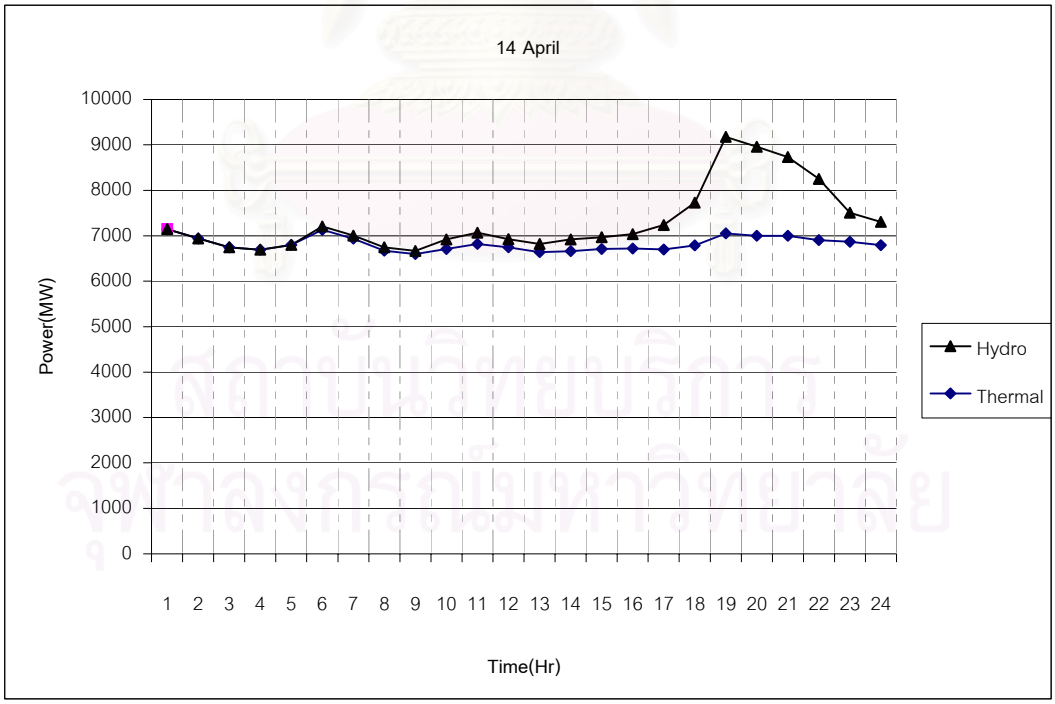
**วันที่ 14 เมษายน 2543**

ตารางที่ 8.9 กำลังผลิตรวมแยกตามประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
วันที่ 14 เมษายน 2543 จากการวางแผนของไฟฟ้าฝ่ายผลิต

| Time (Hr) | Load (MW) | Thermal (MW) | Pump (MW) | Hydro (MW) |
|---|---|---|---|---|
| 1 | 7144 | 7144 | 0 | 0 |
| 2 | 6944 | 6944 | 0 | 0 |
| 3 | 6744 | 6744 | 0 | 0 |
| 4 | 6694 | 6694 | 0 | 0 |
| 5 | 6799 | 6799 | 0 | 0 |
| 6 | 7204 | 7134 | 0 | 70 |
| 7 | 7004 | 6934 | 0 | 70 |
| 8 | 6744 | 6674 | 0 | 70 |
| 9 | 6669 | 6599 | 0 | 70 |
| 10 | 6919 | 6709 | 0 | 210 |
| 11 | 7069 | 6819 | 0 | 250 |
| 12 | 6924 | 6744 | 0 | 180 |

| Time (Hr) | Load (MW) | Thermal (MW) | Pump (MW) | Hydro (MW) |
|---|---|---|---|---|
| 13 | 6819 | 6639 | 0 | 180 |
| 14 | 6919 | 6663 | 0 | 256 |
| 15 | 6969 | 6711 | 0 | 258 |
| 16 | 7039 | 6721 | 0 | 318 |
| 17 | 7239 | 6701 | 0 | 538 |
| 18 | 7729 | 6788 | 0 | 941 |
| 19 | 9174 | 7054 | 0 | 2120 |
| 20 | 8959 | 6999 | 0 | 1960 |
| 21 | 8734 | 6997 | 0 | 1737 |
| 22 | 8249 | 6902 | 0 | 1347 |
| 23 | 7504 | 6866 | 0 | 638 |
| 24 | 7304 | 6796 | 0 | 508 |

จากข้อมูลในตารางเราสามารถแสดงในรูปของกราฟได้ดังรูปที่ 8.9




รูปที่ 8.9 กราฟกำลังผลิตรวมแยกตามประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
วันที่ 14 เมษายน 2543 จากการวางแผนของไฟฟ้าฝ่ายผลิต

**สรุปผลการวิเคราะห์**

จากกราฟที่แสดงกำลังผลิตจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำคือส่วนต่างระหว่างกราฟเส้นบนกับกราฟเส้นล่าง ส่วนกำลังผลิตจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อนคือความสูงของกราฟเส้นล่าง สำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบสูบกลับนั้นไม่ได้นำมาแสดงบนกราฟเนื่องจากกำลังผลิตจากมันมีค่าเป็นศูนย์ทุกเวลา

เราสามารถเปรียบเทียบต้นทุนการผลิตที่มาจากเชื้อเพลิงแต่ละประเภทตามวันที่ใช้ได้ดังนี้

**วันที่ 4 มีนาคม 2543**

ผลจากวิธีที่นำเสนอ

ตารางที่ 8.10 ต้นทุนการใช้เชื้อเพลงวันที่ 4 มีนาคม 2543 จากวิธีที่นำเสนอ

| เชื้อเพลิง | | Gas(Mbtu,MMSCF) | | Oil(Mbtu,Lt) | Lignite(Mbtu,Ton) | Diesel(Mbtu,Lt) | Water(MWh,MCM) | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | With Constraint | No Constaint | | | | Free | ห้วยเฮาะ | เทินหินบุญ | |
| ปริมาณ | หน่วยพลังงาน | 819,614,673 | 157,341,095 | 170,622,708 | 479,031,612 | - | 17,381 | 2,012 | 2,232 | |
| | หน่วยปริมาตร | 854 | 164 | 4,308,654 | 44,348 | - | 9 | ไม่มีข้อมูล | ไม่มีข้อมูล | รวม |
| ราคา(บาท) | | 83,108,443 | 13,989,812 | 25,550,324 | 25,766,344 | - | - | 3,500,880 | 3,368,981 | 155,284,784 |

ผลจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิต ฯ

ตารางที่ 8.11 ต้นทุนการใช้เชื้อเพลงวันที่ 4 มีนาคม 2543 จากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตฯ

| เชื้อเพลิง | | Gas(Mbtu,MMSCF) | | Oil(Mbtu,Lt) | Lignite(Mbtu,Ton) | Diesel(Mbtu,Lt) | Water(MWh,MCM) | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | With Constraint | No Constaint | | | | Free | ห้วยเฮาะ | เทินหินบุญ | |
| ปริมาณ | หน่วยพลังงาน | 928,029,314 | 138,650,290 | 178,555,635 | 471,328,412 | - | 17,381 | 2,012 | 2,232 | |
| | หน่วยปริมาตร | 967 | 144 | 4,508,981 | 43,635 | - | 93 | ไม่มีข้อมูล | ไม่มีข้อมูล | รวม |
| ราคา(บาท) | | 94,056,463 | 2,471,587 | 26,857,905 | 25,352,001 | - | - | 3,500,880 | 3,368,981 | 165,607,817 |

**วันที่ 26 มีนาคม 2543**

ผลจากวิธีที่นำเสนอ

ตารางที่ 8.12 ต้นทุนแยกตามการใช้เชื้อเพลงวันที่ 26 มีนาคม 2543 จากวิธีที่นำเสนอ

| เชื้อเพลิง | | Gas(Mbtu,MMSCF) | | Oil(Mbtu,Lt) | Lignite(Mbtu,Ton) | Diesel(Mbtu,Lt) | Water(MWh,MCM) | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | With Constraint | No Constaint | | | | Free | ห้วยเฮาะ | เทินหินบุญ | |
| ปริมาณ | หน่วยพลังงาน | 848,366,593 | 136,215,706 | 314,598,473 | 480,755,828 | - | 12,923 | - | 2,232 | |
| | หน่วยปริมาตร | 884 | 142 | 7,944,406 | 44,508 | - | 72 | ไม่มีข้อมูล | ไม่มีข้อมูล | รวม |
| ราคา(บาท) | | 85,011,994 | 12,606,944 | 48,859,715 | 25,013,437 | - | - | - | 3,395,988 | 174,888,078 |

ผลจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิต ฯ

ตารางที่ 8.13 ต้นทุนแยกตามการใช้เชื้อเพลงวันที่ 26 มีนาคม 2543 จากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตฯ

| เชื้อเพลิง | | Gas(Mbtu,MMSCF) | | Oil(Mbtu,Lt) | Lignite(Mbtu,Ton) | Diesel(Mbtu,Lt) | Water(MWh,MCM) | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | With Constraint | No Constaint | | | | Free | ห้วยเฮาะ | เทินหินบุญ | |
| ปริมาณ | หน่วยพลังงาน | 912,806,268 | 152,250,873 | 213,470,018 | 479,031,644 | - | 12,923 | - | 2,232 | |
| | หน่วยปริมาตร | 951 | 159 | 5,390,657 | 44,348 | - | 72 | ไม่มีข้อมูล | ไม่มีข้อมูล | รวม |
| ราคา(บาท) | | 91,513,651 | 13,961,299 | 33,098,633 | 24,923,729 | - | - | - | 3,395,988 | 166,893,300 |

**วันที่ 3 เมษายน 2543**

ผลจากวิธีที่นำเสนอ

ตารางที่ 8.14 ต้นทุนแยกตามการใช้เชื้อเพลงวันที่ 3 เมษายน 2543 จากวิธีที่นำเสนอ

| เชื้อเพลิง | | Gas(Mbtu,MMSCF) | | Oil(Mbtu,Lt) | Lignite(Mbtu,Ton) | Diesel(Mbtu,Lt) | Water(MWh,MCM) | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | With Constraint | No Constaint | | | | Free | ห้วยเฮาะ | เทินหินบุญ | |
| ปริมาณ | หน่วยพลังงาน | 925,367,268 | 153,132,406 | 413,027,249 | 479,031,653 | - | 20,443 | 2,132 | 2,232 | |
| | หน่วยปริมาตร | 964 | 160 | 10,429,981 | 44,348 | - | 114 | ไม่มีข้อมูล | ไม่มีข้อมูล | รวม |
| ราคา(บาท) | | 100,279,123 | 15,807,011 | 61,263,546 | 26,254,192 | - | - | 3,709,680 | 3,395,988 | 210,709,540 |

ผลจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิต ฯ

ตารางที่ 8.15 ต้นทุนแยกตามการใช้เชื้อเพลงวันที่ 3 เมษายน 2543 จากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตฯ

| เชื้อเพลิง | | Gas(Mbtu,MMSCF) | | Oil(Mbtu,Lt) | Lignite(Mbtu,Ton) | Diesel(Mbtu,Lt) | Water(MWh,MCM) | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | With Constraint | No Constaint | | | | Free | ห้วยเฮาะ | เทินหินบุญ | |
| ปริมาณ | หน่วยพลังงาน | 948,144,399 | 136,599,261 | 524,031,902 | 425,083,937 | - | 20,443 | 2,132 | 2,232 | |
| | หน่วยปริมาตร | 988 | 142 | 13,233,129 | 39,354 | - | 114 | ไม่มีข้อมูล | ไม่มีข้อมูล | รวม |
| ราคา(บาท) | | 102,644,121 | 14,284,128 | 77,828,375 | 23,297,490 | - | - | 3,709,680 | 3,395,988 | 225,159,782 |

**วันที่ 14 เมษายน 2543**

ผลจากวิธีที่นำเสนอ

ตารางที่ 8.16 ต้นทุนแยกตามการใช้เชื้อเพลงวันที่ 14 เมษายน 2543 จากวิธีที่นำเสนอ

| เชื้อเพลิง | | Gas(Mbtu,MMSCF) | | Oil(Mbtu,Lt) | Lignite(Mbtu,Ton) | Diesel(Mbtu,Lt) | Water(MWh,MCM) | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | With Constraint | No Constaint | | | | Free | ห้วยเฮาะ | เทินหินบุญ | |
| ปริมาณ | หน่วยพลังงาน | 607,407,400 | 156,343,318 | 110,200,000 | 549,353,000 | - | 10,866 | 264 | 651 | |
| | หน่วยปริมาตร | 633 | 163 | 2,782,828 | 50,859 | - | 62 | ไม่มีข้อมูล | ไม่มีข้อมูล | รวม |
| ราคา(บาท) | | 65,576,893 | 16,333,125 | 16,363,025 | 30,108,280 | - | - | 459,360 | 990,497 | 129,831,180 |

ผลจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิต ฯ

ตารางที่ 8.17 ต้นทุนแยกตามการใช้เชื้อเพลงวันที่ 14 เมษายน 2543 จากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตฯ

| เชื้อเพลิง | | Gas(Mbtu,MMSCF) | | Oil(Mbtu,Lt) | Lignite(Mbtu,Ton) | Diesel(Mbtu,Lt) | Water(MWh,MCM) | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | With Constraint | No Constaint | | | | Free | ห้วยเฮาะ | เทินหินบุญ | |
| ปริมาณ | หน่วยพลังงาน | 696,791,776 | 136,689,355 | 119,684,545 | 552,631,755 | - | 10,866 | 264 | 651 | |
| | หน่วยปริมาตร | 726 | 142 | 3,022,337 | 51,162 | - | 62 | ไม่มีข้อมูล | ไม่มีข้อมูล | รวม |
| ราคา(บาท) | | 75,230,215 | 14,295,046 | 17,723,555 | 30,287,978 | - | - | 459,360 | 990,497 | 138,986,650 |

**หมายเหตุ** MMSCF หมายถึง ล้านลูกบาศก์ฟุต

MCM หมายถึง ล้านลูกบาศก์เมตร

Lt หมายถึง ลิตร

Ton หมายถึง ตัน

**8.3.3 วิเคราะห์ผล**

จากกราฟในรูปที่ 8.2 ถึงรูปที่ 8.9 จะเห็นว่าเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำจะพยายามตัดโหลดที่มีค่าสูงทิ้งไปเพื่อให้โหลดส่วนที่เหลือที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อนต้องจ่ายนั้นมีค่าค่อนข้างคงที่ ซึ่งจะมีผลทำให้ค่า $\lambda$ ในแต่ละเวลาแตกต่างกันไม่มากนัก เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบสูบกลับจึงไม่จำเป็นต้องเดินเครื่อง สำหรับข้อแตกต่างระหว่างผลที่ได้จากวิธีที่นำเสนอกับผลที่ได้จากการไฟฟ้าฯ ก็คือ ผลที่ได้จากวิธีที่นำเสนอจะทำให้โหลดส่วนที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อนต้องจ่ายนั้นมีค่าคงที่มากกว่า เครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อนจึงไม่ต้องเริ่มเดินเครื่องบ่อย ๆ ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจึงมีค่าน้อยกว่า

จากตารางที่ 8.10 ถึงตารางที่ 8.17 เมื่อเปรียบเทียบปริมาณการใช้เชื้อเพลิงแล้วจะเห็นว่าผลจากวิธีที่นำเสนอจะใช้เชื้อเพลิงก๊าซที่มีเงื่อนไขและเชื้อเพลิงน้ำมันน้อยกว่า สำหรับการใช้ถ่านหินลิกไนต์นั้นไม่แน่นอนโดยบางวันใช้มากกว่าแต่บางวันก็ใช้น้อยกว่า ทำให้เราพอจะสรุปได้ว่าถ้าการไฟฟ้าฯใช้เชื้อเพลิงก๊าซเพิ่มขึ้น และลดการใช้น้ำมันลงจะมีแนวโน้มทำให้ลดต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าลงได้ สำหรับเชื้อเพลิงก๊าซที่มีเงื่อนไขนั้นผลจากวิธีที่นำเสนอจะใช้น้อยกว่าทั้งนี้เพราะในโปรแกรมได้กำหนดเงื่อนไขว่าห้ามใช้เกินปริมาณที่การไฟฟ้าฯใช้

เราสามารถเขียนตารางเปรียบเทียบเฉพาะต้นทุนการผลิตรวมและเวลาที่ใช้ในการคำนวณได้ดังนี้

ตารางที่ 8.18 เปรียบเทียบต้นทุนการผลิตรวมและเวลาที่ใช้ในการคำนวณ

| | ผลจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิต | ผลจากวิธีที่นำเสนอ | |
|---|---|---|---|
| วันที่ | ต้นทุน(ล้านบาท) | ต้นทุน(ล้านบาท) | เวลาที่ใช้(นาที) |
| 4 มีนาคม 2543 | 165.608 | 155.285 | 12.6 |
| 26 มีนาคม 2543 | 174.888 | 166.893 | 5.5 |
| 3 เมษายน 2543 | 225.160 | 210.710 | 7.5 |
| 14 เมษายน 2543 | 139.990 | 129.831 | 11.4 |

จะเห็นว่าผลจากวิธีที่นำเสนอเสียต้นทุนการผลิตไฟฟ้าน้อยกว่าผลจากการไฟฟ้า ฯ ทุกวันโดยน้อยกว่าประมาณ 8 – 14 ล้านบาท สำหรับเวลาที่ใช้ในการคำนวณจะอยู่ในช่วงประมาณ 5 – 12 นาทีซึ่งถือได้ว่าเร็วมากในการทำยูนิตคอมมิตเมนต์กับระบบไฟฟ้ากำลังขนาดใหญ่

# บทที่ 9

## สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้ทำการศึกษาวิธีทำยูนิตคอมมิตเมนต์ในระบบไฟฟ้ากำลังขนาดใหญ่ โดยระบบไฟฟ้าที่พิจารณาประกอบด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้า 3 ประเภท คือ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อน และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบสูบกลับโดยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อนบางเครื่องจะมีเงื่อนไขปริมาณใช้เชื้อเพลิง และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบสูบกลับจะมีเงื่อนไขปริมาตรของอ่างเก็บน้ำ สำหรับระบบที่นำมาทดสอบนั้นมีอยู่ 3 ระบบ ระบบแรกเป็นระบบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อน 17 เครื่องและมีเงื่อนไขปริมาณเชื้อเพลิง สำหรับระบบที่สองเป็นระบบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อน 110 เครื่องที่ไม่มีเงื่อนไขปริมาณเชื้อเพลิง และระบบที่สามเป็นระบบของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตซึ่งประกอบด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำ 39 เครื่อง เครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อน 59 เครื่อง และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบสูบกลับ 3 เครื่อง จากผลการวิเคราะห์สามารถให้ข้อสรุปและข้อเสนอแนะได้ดังนี้

1) การทำยูนิตคอมมิตเมนต์ในส่วนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อนจะให้ผลตอบที่มีค่าจำกัดอยู่ในช่วง ๆ หนึ่งซึ่งอาจจะไม่ลู่เข้าก็ได้ นั่นคือผลตอบที่ได้อาจจะมีลักษณะแกว่งไปมาในช่วงแคบ ๆ โดยวิธีที่นำเสนอนี้จะใช้เวลาในการคำนวณน้อยกว่าวิธีรีแลกเซชันแบบลากรองจ์ค่อนข้างมาก ในขณะที่วิธีรีแลกเซชันแบบลากรองจ์ให้ผลตอบดีกว่าเล็กน้อย

2) การทำยูนิตคอมมิตเมนต์เครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำโดยพยายามทำให้โหลดที่เหลือราบเรียบที่สุดนั้น เป็นวิธีที่ทำได้ง่ายและใช้เวลาในการคำนวณน้อยมากทำให้เวลาในการทำยูนิตคอมมิตเมนต์โดยรวมมีค่าน้อย

3) การทำยูนิตคอมมิตเมนต์เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบสูบกลับด้วยวิธีที่นำเสนอใช้เวลาในการคำนวณน้อยแต่ผลตอบที่ได้อาจไม่ดีนัก เนื่องจากในบางเวลาที่ Incremental cost มีค่าค่อนข้างสูงแต่ไม่สูงมาก ผลการทำยูนิตคอมมิตเมนต์เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบสูบกลับที่ได้อาจกำหนดให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบสูบกลับผลิตไฟฟ้าในช่วงเวลานี้มากเกินไป หรือในบางเวลาที่ Incremental cost มีค่าค่อนข้างต่ำแต่ไม่ต่ำมาก ผลการทำยูนิตคอมมิตเมนต์เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบสูบกลับอาจกำหนดให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบสูบกลับสูบน้ำกลับในช่วงเวลานี้มากเกินไป ซึ่งทั้งสองสาเหตุอาจส่งผลให้โหลดส่วนที่เครื่องพลังความร้อนต้องจ่ายมีค่าเปลี่ยนแปลงมากเกินไป ซึ่งจะทำให้ Incremental cost ในแต่ละรอบมีค่าแตกต่างกันมากเกินไป

4) การแบ่งขั้นตอนการทำยูนิตคอมมิตเมนต์โดยแบ่งออกตามประเภทของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทำให้ใช้เวลาในการคำนวณน้อยแต่ผลตอบที่ได้มักไม่ใช่คำตอบที่ดีที่สุด

5) วิธีที่นำเสนอให้คำตอบที่รวดเร็วและมีต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าต่ำกว่าวิธีที่ปฏิบัติกันอยู่ในการไฟฟ้าฝ่ายผลิต ฯ ทั้งนี้อาจเป็นเพราะวิธีที่นำเสนอไม่ได้คำนึงถึงเงื่อนไขที่เกิดขึ้นจริงบางเงื่อนไข แต่เนื่องจากวิธีการที่นำเสนอนี้แบ่งขั้นตอนการทำยูนิตคอมมิตเมนต์เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละประเภทออกจากกันอย่างชัดเจน ทำให้การพัฒนาโปรแกรมโดยการพิจารณาเงื่อนไขเพิ่มเติมนั้นทำได้ไม่ยาก ซึ่งถึงแม้จะทำให้เสียเวลาในการคำนวณเพิ่มขึ้นแต่ก็น่าจะอยู่ในช่วงเวลาที่ยอมรับได้

6) เนื่องจากกำลังผลิตสำรองที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิต ฯ กำหนดไว้นั้นมีค่าสูงมากทำให้ต้องเสียค่าใช้จ่ายค่อนข้างมากในการเตรียมกำลังผลิตสำรองให้เพียงพอกับข้อกำหนด เราสามารถลดค่าใช้จ่ายลงไปได้โดยกำหนดให้กำลังผลิตสำรองมีค่าน้อยลงแต่ทั้งนี้การไฟฟ้าฝ่ายผลิต ฯ ต้องปรับปรุงการทำนายโหลดให้มีความแม่นยำมากขึ้นด้วย

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

## รายการอ้างอิง


1. S.K. Tong and S.M. Shahidehpour. “An Innovative Approach to Generation Scheduling in Large Scale Hydro Thermal Power System With Fuel Constrained Units” IEEE Transaction on Power Systems Vol. 5, No. 2, May 1989: pp. 665-673.
2. X. Guan and P. B. Luh, H. Yan. “Optimization-Based Scheduling of Hydrothermal Power Systems with Pumped-Storage Units” IEEE Transaction on Power Systems Vol. 9, No.2, May 1994: pp. 1023-1031.
3. K. Aoki and T. Itoh. “Unit Commitment in a Large Scale Power System Including Fuel Constrained Thermal and Pumped Storage Hydro” IEEE Transaction on Power Systems Vol.2, Nov. 1987: pp. 1077-1083.
4. S.M. Shahidehpour and S.K. Tong. “An Overview of Power Generation Scheduling in The Optimal Operation of a Large Scale Power System” Electric Machines and Power Systems (n.p.): Hemisphere Publishing Corporation, 1991: pp. 731-762.
5. คิดชาย อุณหศิริกุล. “การคำนวณค่ายูนิตคอมมิตเมนต์ในระบบไฟฟ้ากำลังขนาดใหญ่โดยใช้วิธีรีแลกเซชั่นแบบลากรองจ์” วิทยานิพนธ์ปริญญามหาบัณฑิต: ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2539.
6. Allen J. Wood and Bruce F. Wollenberg. “Power Generation Operation & Control” New York: John Wiley & Sons, 1984.
7. R. Billinton and R.N. Allan. “Reliability Evaluation of Power Systems” New York: Plenum Press, 1984.
8. บัณฑิต เอื้ออาภรณ์. “การกำหนดกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองโดยอาศัยค่าชี้ความเชื่อถือได้” วิทยานิพนธ์ปริญญามหาบัณฑิต: ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2532.
9. C.K. Pang and M.C. Chen. “Optimal Short-Term Thermal Unit Commitment” IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems Vol. PAS-95, July-August 1976.
10. C.K. Pang , G.B. Sheble and F. Albuyeh, “Evaluation of Dynamic Programming Methods and Multiple Area Representation for Thermal Unit Commitment” IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems Vol. PAS-100, March 1981.

11. P.B. Luh, D. J. Hoitomt, E. Max and K. R. Pattipati. “Schedule Generation and Reconfiguration for Parallel Machines” IEEE Transaction on Robotics and Automation Vol. 6, No. 6, Dec. 1990: pp. 687-696.

12. M. L. Fisher. “Lagrangian Relaxation Method for Solving Integer Programminng Problems” Management Science Vol. 27, 1981: pp.1-18.

13. กุลยศ อุดมวงศ์เสรี. “การประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลังขนาดใหญ่” วิทยานิพนธ์ปริญญามหาบัณฑิต: ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2542.

14. W.G. Wood. “Spinning Reserve Constrained Static and Dynamic Economic Dispatch” IEEE Transaction on Power Apparatus System Vol. PAS-101, No.2, Feb 1982.

15. Decision Focus Incorporated Mountain View. “Unit Commitment DYNAMICS 3.0 User’s Manual” California: Electric Power Research Institute 1994.

16. D.P. Bertsekas, G.S. Lauer, N.R. Sandell and T.A. Postergh. “Optimal Short-term Scheduling of Large-scale Power Systems” IEEE Transaction Automatic Control Vol. AC-28, No.1, 1983: pp.1-11.

17. G.L. Nemhauser and L.A. Wolsey. “Integer and Combinatorial Optimization” (n.p.): John Wiley & Sons, 1988.

18. A.B. Ranjit Kumar et al. “Fuel Resource Scheduling, Part III, the Short-term Problem” IEEE Transaction on Power Systems Vol. PAS-103, July 1984: pp. 1556-1561.

19. H.P. Van Meeteran. “Scheduling of Generation and Allocation of Fuel Using Dynamic and Linear Programming” IEEE Transaction on Power Systems Vol. PAS-103, July 1984: pp. 1562-1568.

20. A.I. Cohen and S.H. Wan. “A method for Solving the Fuel Constrained Unit Commitment” IEEE Transaction on Power Systems Vol. PWRS-2, August 1987: pp. 608-614.

21. S.Vemuri and L. Lemonidis. “Fuel Constrained Unit Commitment” IEEE Transaction on Power Systems Vol. PWRS-7, Feb 1992: pp. 410-415.

22. F. N. Lee. “A Fuel-Constrained Unit Commitment Method” IEEE Transaction on Power Systems Vol. PWRS-4, August 1989: pp. 1208-1218.

23. F.N. Lee. “The Application of Commitment Utilization Factor (CUF) to Thermal Unit Commitment” IEEE PES Summer Meeting Paper No. 90, 1990.

# ภาคผนวก

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

**ภาคผนวก ก**

## ระบบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อน 17 เครื่อง

ข้อมูลของระบบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อน 17 เครื่อง ประกอบด้วย
เชื้อเพลิงที่มีจำกัดซึ่งในที่นี้คือเชื้อเพลิงก๊าซมีปริมาณที่จำกัดเท่ากับ 35,000 Mbtu
เครื่องกำเนิดไฟฟ้าทุกเครื่องถือว่าเดินเครื่องมาแล้วนานกว่าขีดจำกัดเวลาเดินเครื่องน้อยสุด
ตาราง ก1 ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของระบบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อน 17 เครื่อง
ตาราง ก2 โหลดและกำลังผลิตสำรองของระบบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อน 17 เครื่อง
ตาราง ก3 ปริมาณการจ่ายโหลดของระบบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อน 17 เครื่อง
ตาราง ก4 ต้นทุนการผลิตและปริมาณการใช้ก๊าซของระบบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อน 17 เครื่อง

ตาราง ก1 ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของระบบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อน 17 เครื่อง

| No. | Heat Rate (a+b*P+c*P^2 : Mbtu/Hr) | | | Pmin | Pmax | $\bar{S}$ | MUP | MDN | Fuel* | Fuel Cost | Start up cost | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | a | B | c | (MW) | (MW) | (MW) | (Hr) | (Hr) | Constraint | (฿/Mbtu) | FST(฿) | SFC(฿) | $\tau$ (Hr) |
| 1 | 671 | 7.16 | 0.0035 | 175 | 500 | 60 | 12 | 12 | 0 | 1.61 | 7724 | 21450 | 270 |
| 2 | 671 | 7.16 | 0.0035 | 175 | 500 | 60 | 12 | 12 | 0 | 1.61 | 7724 | 21450 | 270 |
| 3 | 608 | 8.27 | 0.00004 | 150 | 500 | 60 | 12 | 12 | 0 | 1.48 | 7724 | 9590 | 260 |
| 4 | 608 | 8.27 | 0.00004 | 150 | 500 | 60 | 12 | 12 | 0 | 1.48 | 7724 | 9590 | 260 |
| 5 | 554 | 8.21 | 0.00024 | 150 | 500 | 60 | 12 | 12 | 0 | 1.48 | 7850 | 9590 | 260 |
| 6 | 299 | 7.84 | 0.0043 | 45 | 184 | 25 | 8 | 8 | 1 | 2.74 | 2554 | 1307 | 245 |
| 7 | 630 | 7.76 | 0.0019 | 175 | 530 | 75 | 8 | 8 | 1 | 2.74 | 5976 | 2000.2 | 260 |
| 8 | 598 | 7.66 | 0.0022 | 175 | 507 | 75 | 8 | 8 | 1 | 2.74 | 5782 | 2000.2 | 260 |
| 9 | 740 | 7.22 | 0.0027 | 175 | 500 | 75 | 8 | 8 | 1 | 2.74 | 5724 | 2000.2 | 260 |
| 10 | 120 | 7.8 | 0.035 | 15 | 58 | 10 | 6 | 6 | 1 | 2.74 | 990 | 720.62 | 200 |
| 11 | 76 | 9.57 | 0.00036 | 15 | 57 | 10 | 6 | 6 | 1 | 2.74 | 981 | 720.62 | 200 |
| 12 | 146 | 8.15 | 0.0016 | 30 | 117 | 15 | 8 | 8 | 1 | 2.74 | 2014 | 1008.3 | 307.5 |
| 13 | 326 | 7.94 | 0.00002 | 60 | 250 | 15 | 8 | 8 | 1 | 2.74 | 3197 | 1296 | 320 |
| 14 | 230 | 7.41 | 0.0059 | 45 | 178 | 25 | 8 | 8 | 1 | 2.74 | 2504 | 1307 | 245 |
| 15 | 350 | 6.94 | 0.0016 | 60 | 238 | 35 | 8 | 8 | 1 | 2.74 | 2846 | 1424.8 | 245 |
| 16 | 481 | 8.13 | 0.00083 | 100 | 412 | 60 | 8 | 8 | 1 | 2.74 | 4980 | 1013.8 | 245 |
| 17 | 86 | 9.37 | 0.019 | 22 | 74 | 20 | 6 | 6 | 1 | 2.74 | 1125 | 720.62 | 245 |

**หมายเหตุ** * ถ้าเป็น 1 หมายถึงมีเงื่อนไขเชื้อเพลิง ถ้าเป็น 0 หมายถึงไม่มีเงื่อนไขเชื้อเพลิง

ตาราง ก2 โหลดและกำลังผลิตสำรองของระบบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อน 17 เครื่อง

| Time(Hr) | Load(MW) | Reserve(MW) |
|---|---|---|
| 1 | 2500 | 450 |
| 2 | 2400 | 450 |
| 3 | 2300 | 450 |
| 4 | 2200 | 450 |
| 5 | 2100 | 450 |
| 6 | 2200 | 450 |
| 7 | 2300 | 450 |
| 8 | 2600 | 450 |
| 9 | 2800 | 450 |
| 10 | 3100 | 450 |
| 11 | 3300 | 450 |
| 12 | 3500 | 450 |
| 13 | 3600 | 450 |
| 14 | 3700 | 450 |
| 15 | 3800 | 450 |
| 16 | 3900 | 450 |
| 17 | 4000 | 450 |

| Time(Hr) | Load(MW) | Reserve(MW) |
|---|---|---|
| 18 | 3900 | 450 |
| 19 | 3800 | 450 |
| 20 | 3600 | 450 |
| 21 | 3500 | 450 |
| 22 | 3400 | 450 |
| 23 | 3000 | 450 |
| 24 | 2800 | 450 |
| 25 | 2500 | 450 |
| 26 | 2400 | 450 |
| 27 | 2300 | 450 |
| 28 | 2200 | 450 |
| 29 | 2100 | 450 |
| 30 | 2200 | 450 |
| 31 | 2400 | 450 |
| 32 | 2600 | 450 |
| 33 | 2800 | 450 |
| 34 | 3000 | 450 |
| 35 | 3200 | 450 |

ตาราง ก3 ปริมาณการจ่ายโหลดของระบบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อน 17 เครื่อง

| Period | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 | 27 | 28 | 29 | 30 | 31 | 32 | 33 | 34 | 35 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Unit 1 | 212 | 178 | 175 | 175 | 175 | 175 | 175 | 237 | 285 | 356 | 351 | 299 | 314 | 331 | 349 | 371 | 403 | 371 | 349 | 314 | 299 | 285 | 335 | 285 | 273 | 249 | 225 | 197 | 175 | 197 | 249 | 297 | 349 | 432 | 393 |
| Unit 2 | 212 | 178 | 175 | 175 | 175 | 175 | 175 | 237 | 285 | 356 | 351 | 299 | 314 | 331 | 349 | 371 | 403 | 371 | 349 | 314 | 299 | 285 | 335 | 285 | 273 | 249 | 225 | 197 | 175 | 197 | 249 | 297 | 349 | 432 | 393 |
| Unit 3 | 450 | 450 | 450 | 450 | 450 | 450 | 450 | 450 | 450 | 455 | 473 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 450 | 450 | 443 | 443 | 443 | 443 | 443 | 443 | 443 | 443 | 443 | 443 | 465 |
| Unit 4 | 450 | 450 | 450 | 450 | 450 | 450 | 450 | 450 | 450 | 455 | 473 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 450 | 450 | 443 | 443 | 443 | 443 | 443 | 443 | 443 | 443 | 443 | 443 | 465 |
| Unit 5 | 440 | 440 | 440 | 440 | 357 | 440 | 440 | 440 | 440 | 440 | 440 | 459 | 459 | 459 | 459 | 459 | 459 | 459 | 459 | 459 | 459 | 459 | 440 | 440 | 440 | 440 | 440 | 440 | 423 | 440 | 440 | 440 | 440 | 440 | 440 |
| Unit 6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 159 | 143 | 155 | 159 | 159 | 159 | 159 | 159 | 159 | 155 | 143 | 131 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 159 |
| Unit 7 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 345 | 371 | 401 | 434 | 455 | 455 | 455 | 434 | 371 | 345 | 318 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 8 | 185 | 175 | 175 | 175 | 175 | 175 | 175 | 223 | 298 | 409 | 402 | 320 | 343 | 369 | 398 | 432 | 432 | 432 | 398 | 343 | 320 | 298 | 376 | 298 | 279 | 241 | 204 | 175 | 175 | 175 | 241 | 317 | 398 | 432 | 432 |
| Unit 9 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 10 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 23 | 18 | 20 | 21 | 23 | 25 | 28 | 25 | 23 | 20 | 18 | 17 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 27 |
| Unit 11 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 47 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 47 |
| Unit 12 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 13 | 235 | 235 | 165 | 65 | 60 | 65 | 165 | 235 | 235 | 235 | 235 | 235 | 235 | 235 | 235 | 235 | 235 | 235 | 235 | 235 | 235 | 235 | 235 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 14 | 90 | 70 | 45 | 45 | 45 | 45 | 45 | 104 | 132 | 153 | 153 | 141 | 149 | 153 | 153 | 153 | 153 | 153 | 153 | 149 | 141 | 132 | 153 | 132 | 125 | 111 | 97 | 81 | 45 | 81 | 111 | 139 | 153 | 153 | 153 |
| Unit 15 | 203 | 203 | 203 | 203 | 191 | 203 | 203 | 203 | 203 | 203 | 203 | 204 | 204 | 204 | 204 | 204 | 204 | 204 | 204 | 204 | 204 | 204 | 203 | 203 | 203 | 203 | 203 | 203 | 200 | 203 | 203 | 203 | 203 | 203 | 203 |
| Unit 16 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 17 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 |

ตาราง ก4 ต้นทุนการผลิตและปริมาณการใช้ก๊าซของระบบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อน 17 เครื่อง

| | Gas(Mbtu) | Fuel cost(฿) | Start up cost(฿) | Total cost(฿) |
|---|---|---|---|---|
| Unit 1 | 0 | 167881 | 0 | 167881 |
| Unit 2 | 0 | 167881 | 0 | 167881 |
| Unit 3 | 0 | 231051 | 0 | 231051 |
| Unit 4 | 0 | 231051 | 0 | 231051 |
| Unit 5 | 0 | 219531 | 0 | 219531 |
| Unit 6 | 22785 | 57210 | 5223 | 62432 |
| Unit 7 | 46531 | 121435 | 6059 | 127494 |
| Unit 8 | 108078 | 296134 | 0 | 296134 |
| Unit 9 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 10 | 4791 | 11069 | 2057 | 13126 |
| Unit 11 | 4432 | 10107 | 2036 | 12143 |
| Unit 12 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 13 | 47418 | 129924 | 0 | 129924 |
| Unit 14 | 41550 | 113847 | 0 | 113847 |
| Unit 15 | 63872 | 175008 | 0 | 175008 |
| Unit 16 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 17 | 10547 | 28898 | 0 | 28898 |
| Total | 350004 | 1961027 | 15375 | 1976401 |

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

**ภาคผนวก ข**

**ระบบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อน 110 เครื่อง**

ข้อมูลของระบบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อน 110 เครื่อง ประกอบด้วย

ตาราง ข1 ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของระบบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อน 110 เครื่อง

ตาราง ข2 โหลดและกำลังผลิตสำรองของระบบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อน 110 เครื่อง

ตาราง ข3 ปริมาณการจ่ายโหลดของระบบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อน 110 เครื่อง

ตาราง ข4 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าของระบบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อน 110 เครื่อง

ตาราง ข1 ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของระบบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อน 110 เครื่อง

| No. | Heat Rate (a+b*P+c*P^2 : MBTU/Hr) | | | Pmin | Pmax | $\bar{S}$ | x(0)* | MUP | MDN | Fuel Cost | Start up cost | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | a | b | c | (MW) | (MW) | (MW) | (Hr) | (Hr) | (Hr) | (บาท/Mbtu) | FST(บาท) | SFC(บาท) | $\tau$ (Hr) |
| 1 | 756.7 | 3.2842 | 0.000638 | 600 | 1200 | 600 | 13 | 12 | 12 | 1 | 1000 | 2000 | 10 |
| 2 | 756.7 | 3.3842 | 0.000638 | 600 | 1200 | 600 | 13 | 12 | 12 | 1 | 1000 | 2000 | 10 |
| 3 | 630.45 | 3.2846 | 0.000765 | 500 | 1000 | 500 | 13 | 12 | 12 | 1 | 1000 | 1800 | 10 |
| 4 | 630.45 | 3.3846 | 0.000765 | 500 | 1000 | 500 | 13 | 12 | 12 | 1 | 1000 | 1800 | 10 |
| 5 | 630.45 | 3.4846 | 0.000765 | 500 | 1000 | 500 | 13 | 12 | 12 | 1 | 1000 | 1800 | 10 |
| 6 | 916.42 | 8.2409 | 0.001392 | 320 | 800 | 480 | 13 | 12 | 12 | 1 | 950 | 1500 | 8 |
| 7 | 916.42 | 8.3409 | 0.001392 | 320 | 800 | 480 | 13 | 12 | 12 | 1 | 950 | 1500 | 8 |
| 8 | 648.94 | 8.7805 | 0.001363 | 240 | 600 | 360 | 13 | 9 | 9 | 1 | 900 | 1200 | 8 |
| 9 | 648.94 | 8.8805 | 0.001363 | 240 | 600 | 360 | 13 | 9 | 9 | 1 | 900 | 1200 | 8 |
| 10 | 648.94 | 8.9805 | 0.001363 | 240 | 600 | 360 | 13 | 9 | 9 | 1 | 900 | 1200 | 8 |
| 11 | 648.94 | 9.0805 | 0.001363 | 240 | 600 | 360 | 13 | 9 | 9 | 1 | 900 | 1200 | 8 |
| 12 | 648.94 | 9.1805 | 0.001363 | 240 | 600 | 360 | 13 | 9 | 9 | 1 | 900 | 1200 | 8 |
| 13 | 648.94 | 9.2805 | 0.001363 | 240 | 600 | 360 | 13 | 9 | 9 | 1 | 900 | 1200 | 8 |
| 14 | 648.94 | 9.3805 | 0.001363 | 240 | 600 | 360 | 13 | 9 | 9 | 1 | 900 | 1200 | 8 |
| 15 | 648.94 | 9.4805 | 0.001363 | 240 | 600 | 360 | 13 | 9 | 9 | 1 | 900 | 1200 | 8 |
| 16 | 648.94 | 9.5805 | 0.001363 | 240 | 600 | 360 | 13 | 9 | 9 | 1 | 900 | 1200 | 8 |
| 17 | 648.94 | 9.6805 | 0.001363 | 240 | 600 | 360 | 13 | 9 | 9 | 1 | 900 | 1200 | 8 |
| 18 | 648.94 | 9.7805 | 0.001363 | 240 | 600 | 360 | 13 | 9 | 9 | 1 | 900 | 1200 | 8 |
| 19 | 648.94 | 9.8805 | 0.001363 | 240 | 600 | 360 | 13 | 9 | 9 | 1 | 900 | 1200 | 8 |
| 20 | 414.62 | 8.7377 | 0.002564 | 160 | 400 | 240 | 13 | 7 | 7 | 1 | 650 | 840 | 7 |
| 21 | 414.62 | 8.8377 | 0.002564 | 160 | 400 | 240 | 13 | 7 | 7 | 1 | 650 | 840 | 7 |
| 22 | 414.62 | 8.9377 | 0.002564 | 160 | 400 | 240 | 13 | 7 | 7 | 1 | 650 | 840 | 7 |
| 23 | 414.62 | 9.0377 | 0.002564 | 160 | 400 | 240 | 13 | 7 | 7 | 1 | 650 | 840 | 7 |
| 24 | 414.62 | 9.1377 | 0.002564 | 160 | 400 | 240 | 13 | 7 | 7 | 1 | 650 | 840 | 7 |
| 25 | 414.62 | 9.2377 | 0.002564 | 160 | 400 | 240 | 13 | 7 | 7 | 1 | 650 | 840 | 7 |
| 26 | 414.62 | 9.3377 | 0.002564 | 160 | 400 | 240 | 13 | 7 | 7 | 1 | 650 | 840 | 7 |
| 27 | 414.62 | 9.4377 | 0.002564 | 160 | 400 | 240 | -8 | 7 | 7 | 1 | 650 | 840 | 7 |
| 28 | 414.62 | 9.5377 | 0.002564 | 160 | 400 | 240 | -8 | 7 | 7 | 1 | 650 | 840 | 7 |

| No. | Heat Rate (a+b*P+c*P^2 : MBTU/Hr) | | | Pmin | Pmax | $\bar{S}$ | x(0)* | MUP | MDN | Fuel Cost | Start up cost | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | a | b | c | (MW) | (MW) | (MW) | (Hr) | (Hr) | (Hr) | (บาท/Mbtu) | FST(บาท) | SFC(บาท) | $\tau$ (Hr) |
| 29 | 414.62 | 9.6377 | 0.002564 | 160 | 400 | 240 | -8 | 7 | 7 | 1 | 650 | 840 | 7 |
| 30 | 722.08 | 15.208 | 0.004466 | 160 | 400 | 240 | -12 | 7 | 7 | 1 | 650 | 1400 | 7 |
| 31 | 722.08 | 15.108 | 0.004466 | 160 | 400 | 240 | -12 | 7 | 7 | 1 | 650 | 1400 | 7 |
| 32 | 722.08 | 15.008 | 0.004466 | 160 | 400 | 240 | -12 | 7 | 7 | 1 | 650 | 1400 | 7 |
| 33 | 722.08 | 14.908 | 0.004466 | 160 | 400 | 240 | -12 | 7 | 7 | 1 | 650 | 1400 | 7 |
| 34 | 722.08 | 14.808 | 0.004466 | 160 | 400 | 240 | -12 | 7 | 7 | 1 | 650 | 1400 | 7 |
| 35 | 249.29 | 9.0515 | 0.00551 | 80 | 200 | 120 | -12 | 4 | 4 | 1 | 700 | 780 | 5 |
| 36 | 249.29 | 9.1515 | 0.00551 | 80 | 200 | 120 | -12 | 4 | 4 | 1 | 700 | 780 | 5 |
| 37 | 249.29 | 9.2515 | 0.00551 | 80 | 200 | 120 | -12 | 4 | 4 | 1 | 700 | 780 | 5 |
| 38 | 249.29 | 9.3515 | 0.00551 | 80 | 200 | 120 | -12 | 4 | 4 | 1 | 700 | 780 | 5 |
| 39 | 249.29 | 9.4514 | 0.00551 | 80 | 200 | 120 | -12 | 4 | 4 | 1 | 700 | 780 | 5 |
| 40 | 249.29 | 9.5515 | 0.00551 | 80 | 200 | 120 | -12 | 4 | 4 | 1 | 700 | 780 | 5 |
| 41 | 249.29 | 9.6515 | 0.00551 | 80 | 200 | 120 | -12 | 4 | 4 | 1 | 700 | 780 | 5 |
| 42 | 249.29 | 9.7515 | 0.00551 | 80 | 200 | 120 | -12 | 4 | 4 | 1 | 700 | 780 | 5 |
| 43 | 249.29 | 9.8515 | 0.00551 | 80 | 200 | 120 | -12 | 4 | 4 | 1 | 700 | 780 | 5 |
| 44 | 249.29 | 9.9515 | 0.00551 | 80 | 200 | 120 | -12 | 4 | 4 | 1 | 700 | 780 | 5 |
| 45 | 249.29 | 10.052 | 0.00551 | 80 | 200 | 120 | -12 | 4 | 4 | 1 | 700 | 780 | 5 |
| 46 | 249.29 | 10.152 | 0.00551 | 80 | 200 | 120 | -12 | 4 | 4 | 1 | 700 | 780 | 5 |
| 47 | 249.29 | 10.252 | 0.00551 | 80 | 200 | 120 | -12 | 4 | 4 | 1 | 700 | 780 | 5 |
| 48 | 249.29 | 10.352 | 0.00551 | 80 | 200 | 120 | -12 | 4 | 4 | 1 | 700 | 780 | 5 |
| 49 | 249.29 | 10.451 | 0.00551 | 80 | 200 | 120 | -12 | 4 | 4 | 1 | 700 | 780 | 5 |
| 50 | 249.29 | 10.552 | 0.00551 | 80 | 200 | 120 | -12 | 4 | 4 | 1 | 700 | 780 | 5 |
| 51 | 249.29 | 10.652 | 0.00551 | 80 | 200 | 120 | -12 | 4 | 4 | 1 | 700 | 780 | 5 |
| 52 | 249.29 | 10.752 | 0.00551 | 80 | 200 | 120 | -12 | 4 | 4 | 1 | 700 | 780 | 5 |
| 53 | 249.29 | 10.852 | 0.00551 | 80 | 200 | 120 | -12 | 4 | 4 | 1 | 700 | 780 | 5 |
| 54 | 249.29 | 10.951 | 0.00551 | 80 | 200 | 120 | -12 | 4 | 4 | 1 | 700 | 780 | 5 |
| 55 | 249.29 | 11.052 | 0.00551 | 80 | 200 | 120 | -12 | 4 | 4 | 1 | 700 | 780 | 5 |
| 56 | 249.29 | 11.152 | 0.00551 | 80 | 200 | 120 | -12 | 4 | 4 | 1 | 700 | 780 | 5 |
| 57 | 249.29 | 11.252 | 0.00551 | 80 | 200 | 120 | -12 | 4 | 4 | 1 | 700 | 780 | 5 |
| 58 | 249.29 | 11.352 | 0.00551 | 80 | 200 | 120 | -12 | 4 | 4 | 1 | 700 | 780 | 5 |
| 59 | 249.29 | 11.451 | 0.00551 | 80 | 200 | 120 | -12 | 4 | 4 | 1 | 700 | 780 | 5 |
| 60 | 249.29 | 11.552 | 0.00551 | 80 | 200 | 120 | -12 | 4 | 4 | 1 | 700 | 780 | 5 |
| 61 | 249.29 | 11.652 | 0.00551 | 80 | 200 | 120 | -12 | 4 | 4 | 1 | 700 | 780 | 5 |
| 62 | 249.29 | 11.752 | 0.00551 | 80 | 200 | 120 | -12 | 4 | 4 | 1 | 700 | 780 | 5 |
| 63 | 249.29 | 11.852 | 0.00551 | 80 | 200 | 120 | -12 | 4 | 4 | 1 | 700 | 780 | 5 |
| 64 | 249.29 | 11.951 | 0.00551 | 80 | 200 | 120 | -12 | 4 | 4 | 1 | 700 | 780 | 5 |
| 65 | 249.29 | 12.052 | 0.00551 | 80 | 200 | 120 | -12 | 4 | 4 | 1 | 700 | 780 | 5 |
| 66 | 249.29 | 12.152 | 0.00551 | 80 | 200 | 120 | -12 | 4 | 4 | 1 | 700 | 780 | 5 |
| 67 | 249.29 | 12.252 | 0.00551 | 80 | 200 | 120 | -12 | 4 | 4 | 1 | 700 | 780 | 5 |

| No. | Heat Rate (a+b*P+c*P^2 : MBTU/Hr) | | | Pmin | Pmax | $\bar{s}$ | x(0)* | MUP | MDN | Fuel Cost | Start up cost | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | a | b | c | (MW) | (MW) | (MW) | (Hr) | (Hr) | (Hr) | (บาท/Mbtu) | FST(บาท) | SFC(บาท) | $\tau$ (Hr) |
| 68 | 249.29 | 12.352 | 0.00551 | 80 | 200 | 120 | -12 | 4 | 4 | 1 | 700 | 780 | 5 |
| 69 | 249.29 | 12.451 | 0.00551 | 80 | 200 | 120 | -12 | 4 | 4 | 1 | 700 | 780 | 5 |
| 70 | 249.29 | 12.552 | 0.00551 | 80 | 200 | 120 | -12 | 4 | 4 | 1 | 700 | 780 | 5 |
| 71 | 249.29 | 12.652 | 0.00551 | 80 | 200 | 120 | -12 | 4 | 4 | 1 | 700 | 780 | 5 |
| 72 | 249.29 | 12.752 | 0.00551 | 80 | 200 | 120 | -12 | 4 | 4 | 1 | 700 | 780 | 5 |
| 73 | 249.29 | 12.852 | 0.00551 | 80 | 200 | 120 | -12 | 4 | 4 | 1 | 700 | 780 | 5 |
| 74 | 249.29 | 12.951 | 0.00551 | 80 | 200 | 120 | -12 | 4 | 4 | 1 | 700 | 780 | 5 |
| 75 | 249.29 | 13.052 | 0.00551 | 80 | 200 | 120 | -12 | 4 | 4 | 1 | 700 | 780 | 5 |
| 76 | 249.29 | 13.152 | 0.00551 | 80 | 200 | 120 | -12 | 4 | 4 | 1 | 700 | 780 | 5 |
| 77 | 249.29 | 13.252 | 0.00551 | 80 | 200 | 120 | -12 | 4 | 4 | 1 | 700 | 780 | 5 |
| 78 | 249.29 | 13.352 | 0.00551 | 80 | 200 | 120 | -12 | 4 | 4 | 1 | 700 | 780 | 5 |
| 79 | 249.29 | 13.451 | 0.00551 | 80 | 200 | 120 | -12 | 4 | 4 | 1 | 700 | 780 | 5 |
| 80 | 249.29 | 13.552 | 0.00551 | 80 | 200 | 120 | -12 | 4 | 4 | 1 | 700 | 780 | 5 |
| 81 | 433.08 | 15.718 | 0.009584 | 80 | 200 | 120 | -12 | 4 | 4 | 1 | 700 | 1300 | 5 |
| 82 | 433.08 | 15.818 | 0.009584 | 80 | 200 | 120 | -12 | 4 | 4 | 1 | 700 | 1300 | 5 |
| 83 | 433.08 | 15.918 | 0.009584 | 80 | 200 | 120 | -12 | 4 | 4 | 1 | 700 | 1300 | 5 |
| 84 | 433.08 | 15.618 | 0.009584 | 80 | 200 | 120 | -12 | 4 | 4 | 1 | 700 | 1300 | 5 |
| 85 | 433.08 | 15.518 | 0.009584 | 80 | 200 | 120 | -12 | 4 | 4 | 1 | 700 | 1300 | 5 |
| 86 | 433.08 | 15.418 | 0.009584 | 80 | 200 | 120 | -12 | 4 | 4 | 1 | 700 | 1300 | 5 |
| 87 | 72.16 | 10.481 | 0.02552 | 20 | 50 | 30 | -12 | 2 | 2 | 1 | 450 | 660 | 5 |
| 88 | 72.16 | 10.581 | 0.02552 | 20 | 50 | 30 | -12 | 2 | 2 | 1 | 450 | 660 | 5 |
| 89 | 72.16 | 10.681 | 0.02552 | 20 | 50 | 30 | -12 | 2 | 2 | 1 | 450 | 660 | 5 |
| 90 | 72.16 | 10.781 | 0.02552 | 20 | 50 | 30 | -12 | 2 | 2 | 1 | 450 | 660 | 5 |
| 91 | 72.16 | 10.881 | 0.02552 | 20 | 50 | 30 | -12 | 2 | 2 | 1 | 450 | 660 | 5 |
| 92 | 72.16 | 10.981 | 0.02552 | 20 | 50 | 30 | -12 | 2 | 2 | 1 | 450 | 660 | 5 |
| 93 | 72.16 | 11.081 | 0.02552 | 20 | 50 | 30 | -12 | 2 | 2 | 1 | 450 | 660 | 5 |
| 94 | 72.16 | 11.181 | 0.02552 | 20 | 50 | 30 | -12 | 2 | 2 | 1 | 450 | 660 | 5 |
| 95 | 72.16 | 11.281 | 0.02552 | 20 | 50 | 30 | -12 | 2 | 2 | 1 | 450 | 660 | 5 |
| 96 | 72.16 | 11.381 | 0.02552 | 20 | 50 | 30 | -12 | 2 | 2 | 1 | 450 | 660 | 5 |
| 97 | 72.16 | 11.481 | 0.02552 | 20 | 50 | 30 | -12 | 2 | 2 | 1 | 450 | 660 | 5 |
| 98 | 72.16 | 11.581 | 0.02552 | 20 | 50 | 30 | -12 | 2 | 2 | 1 | 450 | 660 | 5 |
| 99 | 72.16 | 11.681 | 0.02552 | 20 | 50 | 30 | -12 | 2 | 2 | 1 | 450 | 660 | 5 |
| 100 | 72.16 | 11.781 | 0.02552 | 20 | 50 | 30 | -12 | 2 | 2 | 1 | 450 | 660 | 5 |
| 101 | 72.16 | 11.881 | 0.02552 | 20 | 50 | 30 | -12 | 2 | 2 | 1 | 450 | 660 | 5 |
| 102 | 72.16 | 11.981 | 0.02552 | 20 | 50 | 30 | -12 | 2 | 2 | 1 | 450 | 660 | 5 |
| 103 | 72.16 | 12.081 | 0.02552 | 20 | 50 | 30 | -12 | 2 | 2 | 1 | 450 | 660 | 5 |
| 104 | 72.16 | 12.181 | 0.02552 | 20 | 50 | 30 | -12 | 2 | 2 | 1 | 450 | 660 | 5 |
| 105 | 72.16 | 12.281 | 0.02552 | 20 | 50 | 30 | -12 | 2 | 2 | 1 | 450 | 660 | 5 |
| 106 | 72.16 | 12.381 | 0.02552 | 20 | 50 | 30 | -12 | 2 | 2 | 1 | 450 | 660 | 5 |

| No. | Heat Rate (a+b*P+c*P^2 : MBTU/Hr) | | | Pmin | Pmax | $\bar{S}$ | X(0)* | MUP | MDN | Fuel Cost | Start up cost | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | a | b | c | (MW) | (MW) | (MW) | (Hr) | (Hr) | (Hr) | (บาท/Mbtu) | FST(บาท) | SFC(บาท) | $\tau$ (Hr) |
| 107 | 72.16 | 12.481 | 0.02552 | 20 | 50 | 30 | -12 | 2 | 2 | 1 | 450 | 660 | 5 |
| 108 | 72.16 | 12.581 | 0.02552 | 20 | 50 | 30 | -12 | 2 | 2 | 1 | 450 | 660 | 5 |
| 109 | 72.16 | 12.681 | 0.02552 | 20 | 50 | 30 | -12 | 2 | 2 | 1 | 450 | 660 | 5 |
| 110 | 72.16 | 12.781 | 0.02552 | 20 | 50 | 30 | -12 | 2 | 2 | 1 | 450 | 660 | 5 |

**หมายเหตุ** * หมายถึงสถานะเริ่มต้นว่าเดินเครื่อง(+) หรือหยุดเดินเครื่อง(-)มาแล้วกี่ชั่วโมง

ตาราง ข2 โหลดและกำลังผลิตสำรองของระบบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อน 110 เครื่อง

| Time(Hr) | Load(MW) | Reserve(MW) | Time(Hr) | Load(MW) | Reserve(MW) |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 17218 | 1034 | 13 | 27513 | 1650 |
| 2 | 16796 | 1008 | 14 | 26234 | 1574 |
| 3 | 16732 | 1004 | 15 | 27152 | 1629 |
| 4 | 16500 | 990 | 16 | 26793 | 1607 |
| 5 | 16695 | 1002 | 17 | 25691 | 1541 |
| 6 | 18022 | 1081 | 18 | 25635 | 1538 |
| 7 | 20266 | 1216 | 19 | 24782 | 1487 |
| 8 | 24158 | 1449 | 20 | 25906 | 1554 |
| 9 | 26715 | 1603 | 21 | 26740 | 1604 |
| 10 | 27476 | 1648 | 22 | 25820 | 1549 |
| 11 | 27980 | 1679 | 23 | 23948 | 1437 |
| 12 | 27596 | 1656 | 24 | 21906 | 1314 |

ตาราง ข3 ปริมาณการจ่ายโหลดของระบบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อน 110 เครื่อง

| Period | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Unit 1 | 1200 | 1200 | 1200 | 1200 | 1200 | 1200 | 1200 | 1200 | 1200 | 1200 | 1200 | 1200 | 1200 | 1200 | 1200 | 1200 | 1200 | 1200 | 1200 | 1200 | 1200 | 1200 | 1200 | 1200 |
| Unit 2 | 1200 | 1200 | 1200 | 1200 | 1200 | 1200 | 1200 | 1200 | 1200 | 1200 | 1200 | 1200 | 1200 | 1200 | 1200 | 1200 | 1200 | 1200 | 1200 | 1200 | 1200 | 1200 | 1200 | 1200 |
| Unit 3 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 |
| Unit 4 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 |
| Unit 5 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 |
| Unit 6 | 800 | 800 | 800 | 800 | 800 | 800 | 800 | 800 | 800 | 800 | 800 | 800 | 800 | 800 | 800 | 800 | 800 | 800 | 800 | 800 | 800 | 800 | 800 | 800 |
| Unit 7 | 800 | 800 | 800 | 800 | 800 | 800 | 800 | 800 | 800 | 800 | 800 | 800 | 800 | 800 | 800 | 800 | 800 | 800 | 800 | 800 | 800 | 800 | 800 | 800 |
| Unit 8 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 |
| Unit 9 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 |
| Unit 10 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 |
| Unit 11 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 |
| Unit 12 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 |
| Unit 13 | 600 | 588 | 583 | 563 | 580 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 |
| Unit 14 | 591 | 551 | 546 | 526 | 543 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 |
| Unit 15 | 555 | 515 | 509 | 490 | 506 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 |
| Unit 16 | 518 | 478 | 473 | 453 | 470 | 575 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 |
| Unit 17 | 481 | 441 | 436 | 416 | 433 | 539 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 |
| Unit 18 | 445 | 405 | 399 | 380 | 396 | 502 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 |

| Period | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Unit 19 | 408 | 368 | 363 | 343 | 360 | 465 | 594 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 |
| Unit 20 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 |
| Unit 21 | 400 | 399 | 396 | 386 | 394 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 |
| Unit 22 | 400 | 380 | 377 | 366 | 375 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 |
| Unit 23 | 381 | 360 | 357 | 347 | 355 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 |
| Unit 24 | 362 | 341 | 338 | 327 | 336 | 392 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 |
| Unit 25 | 342 | 321 | 318 | 308 | 316 | 373 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 |
| Unit 26 | 323 | 302 | 299 | 288 | 297 | 353 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 |
| Unit 27 | 303 | 282 | 279 | 269 | 277 | 334 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 |
| Unit 28 | 284 | 263 | 260 | 249 | 258 | 314 | 383 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 |
| Unit 29 | 264 | 243 | 240 | 230 | 238 | 295 | 363 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 |
| Unit 30 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 |
| Unit 31 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 |
| Unit 32 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 |
| Unit 33 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 |
| Unit 34 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 |
| Unit 35 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 |
| Unit 36 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 |
| Unit 37 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 |
| Unit 38 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 195 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 |
| Unit 39 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 186 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 |
| Unit 40 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 177 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 |
| Unit 41 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 168 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 |
| Unit 42 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 |
| Unit 43 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 195 |
| Unit 44 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 186 |
| Unit 45 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 177 |
| Unit 46 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 168 |
| Unit 47 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 159 |
| Unit 48 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 150 |
| Unit 49 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 198 | 200 | 200 | 200 | 200 | 141 |
| Unit 50 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 189 | 200 | 200 | 200 | 200 | 131 |
| Unit 51 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 180 | 200 | 200 | 200 | 200 | 0 |
| Unit 52 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 170 | 200 | 200 | 200 | 200 | 0 |
| Unit 53 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 197 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 161 | 200 | 200 | 200 | 200 | 0 |
| Unit 54 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 188 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 152 | 200 | 200 | 200 | 191 | 0 |
| Unit 55 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 178 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 143 | 200 | 200 | 200 | 182 | 0 |
| Unit 56 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 169 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 199 | 134 | 200 | 200 | 200 | 173 | 0 |
| Unit 57 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 160 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 194 | 190 | 125 | 200 | 200 | 200 | 164 | 0 |
| Unit 58 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 151 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 196 | 200 | 200 | 185 | 180 | 116 | 200 | 200 | 200 | 155 | 0 |
| Unit 59 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 142 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 186 | 200 | 200 | 176 | 171 | 107 | 192 | 200 | 200 | 146 | 0 |
| Unit 60 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 133 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 177 | 200 | 200 | 167 | 162 | 98 | 183 | 200 | 200 | 137 | 0 |
| Unit 61 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 124 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 168 | 200 | 200 | 157 | 153 | 89 | 174 | 200 | 200 | 0 | 0 |
| Unit 62 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 115 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 159 | 200 | 200 | 148 | 144 | 80 | 165 | 200 | 194 | 0 | 0 |
| Unit 63 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 150 | 200 | 200 | 139 | 135 | 80 | 156 | 200 | 185 | 0 | 0 |
| Unit 64 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 141 | 200 | 200 | 130 | 126 | 80 | 146 | 200 | 176 | 0 | 0 |
| Unit 65 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 132 | 200 | 200 | 121 | 117 | 80 | 137 | 200 | 167 | 0 | 0 |

| Period | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Unit 66 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 192 | 200 | 200 | 200 | 200 | 123 | 200 | 200 | 112 | 108 | 80 | 128 | 195 | 158 | 0 | 0 |
| Unit 67 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 183 | 200 | 200 | 200 | 198 | 114 | 200 | 191 | 103 | 99 | 80 | 119 | 186 | 149 | 0 | 0 |
| Unit 68 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 174 | 200 | 200 | 196 | 189 | 105 | 196 | 182 | 94 | 90 | 80 | 110 | 177 | 140 | 0 | 0 |
| Unit 69 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 165 | 198 | 200 | 187 | 180 | 96 | 187 | 173 | 85 | 81 | 80 | 101 | 168 | 131 | 0 | 0 |
| Unit 70 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 156 | 189 | 200 | 178 | 171 | 87 | 178 | 164 | 80 | 80 | 80 | 92 | 159 | 121 | 0 | 0 |
| Unit 71 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 147 | 180 | 200 | 168 | 162 | 80 | 169 | 155 | 80 | 80 | 80 | 83 | 149 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 72 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 138 | 171 | 194 | 159 | 153 | 80 | 160 | 146 | 80 | 80 | 80 | 80 | 140 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 73 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 129 | 161 | 185 | 150 | 144 | 80 | 151 | 137 | 80 | 80 | 80 | 80 | 131 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 74 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 120 | 152 | 176 | 141 | 135 | 80 | 142 | 128 | 80 | 80 | 80 | 80 | 122 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 75 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 111 | 143 | 167 | 132 | 126 | 80 | 133 | 118 | 80 | 80 | 80 | 80 | 113 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 76 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 134 | 158 | 123 | 117 | 80 | 123 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 77 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 125 | 149 | 114 | 108 | 80 | 114 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 78 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 116 | 140 | 105 | 99 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 79 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 107 | 131 | 96 | 90 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 80 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 121 | 87 | 81 | 80 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 81 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 82 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 83 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 84 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 85 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 80 | 80 | 80 | 80 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 86 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 80 | 80 | 80 | 80 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 87 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 88 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 89 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 90 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 91 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 92 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 93 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 94 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 95 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 96 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 97 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 98 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 99 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 100 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 101 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 102 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 103 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 104 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 105 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 106 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 107 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Period | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 |
| Unit 108 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 109 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 110 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

ตาราง ข4 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าของระบบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อน 110 เครื่อง

| | Fuel cost (฿) | Start up cost (฿) | Total cost (฿) |
|---|---|---|---|
| Unit 1 | 134795 | 0 | 134795 |
| Unit 2 | 137675 | 0 | 137675 |
| Unit 3 | 112321 | 0 | 112321 |
| Unit 4 | 114721 | 0 | 114721 |
| Unit 5 | 117121 | 0 | 117121 |
| Unit 6 | 201600 | 0 | 201600 |
| Unit 7 | 203520 | 0 | 203520 |
| Unit 8 | 153790 | 0 | 153790 |
| Unit 9 | 155230 | 0 | 155230 |
| Unit 10 | 156670 | 0 | 156670 |
| Unit 11 | 158110 | 0 | 158110 |
| Unit 12 | 159547 | 0 | 159547 |
| Unit 13 | 160050 | 0 | 160050 |
| Unit 14 | 159787 | 0 | 159787 |
| Unit 15 | 159197 | 0 | 159197 |
| Unit 16 | 158314 | 0 | 158314 |
| Unit 17 | 157274 | 0 | 157274 |
| Unit 18 | 156212 | 0 | 156212 |
| Unit 19 | 155063 | 0 | 155063 |
| Unit 20 | 103679 | 0 | 103679 |
| Unit 21 | 104370 | 0 | 104370 |
| Unit 22 | 104477 | 0 | 104477 |
| Unit 23 | 104369 | 0 | 104369 |
| Unit 24 | 104156 | 0 | 104156 |
| Unit 25 | 103801 | 0 | 103801 |
| Unit 26 | 103434 | 0 | 103434 |
| Unit 27 | 103056 | 1222 | 104278 |
| Unit 28 | 102467 | 1222 | 103689 |
| Unit 29 | 101838 | 1222 | 103060 |
| Unit 30 | 58856 | 1943 | 60799 |
| Unit 31 | 58568 | 1943 | 60511 |
| Unit 32 | 61517 | 1927 | 63444 |
| Unit 33 | 61213 | 1927 | 63140 |
| Unit 34 | 76938 | 1798 | 78736 |
| Unit 35 | 41040 | 1459 | 42499 |
| Unit 36 | 41400 | 1459 | 42859 |
| Unit 37 | 41760 | 1459 | 43219 |

| | Fuel cost (฿) | Start up cost (฿) | Total cost (฿) |
|---|---|---|---|
| Unit 56 | 41567 | 1463 | 43030 |
| Unit 57 | 41317 | 1463 | 42779 |
| Unit 58 | 40963 | 1463 | 42426 |
| Unit 59 | 40431 | 1463 | 41894 |
| Unit 60 | 39881 | 1463 | 41343 |
| Unit 61 | 37497 | 1463 | 38959 |
| Unit 62 | 36961 | 1463 | 38423 |
| Unit 63 | 34920 | 1466 | 36386 |
| Unit 64 | 34548 | 1466 | 36014 |
| Unit 65 | 34172 | 1466 | 35637 |
| Unit 66 | 33607 | 1466 | 35073 |
| Unit 67 | 32809 | 1466 | 34275 |
| Unit 68 | 31772 | 1466 | 33238 |
| Unit 69 | 30549 | 1466 | 32015 |
| Unit 70 | 29385 | 1466 | 30851 |
| Unit 71 | 26578 | 1466 | 28043 |
| Unit 72 | 25703 | 1466 | 27168 |
| Unit 73 | 24813 | 1466 | 26279 |
| Unit 74 | 23917 | 1466 | 25382 |
| Unit 75 | 23013 | 1466 | 24478 |
| Unit 76 | 11681 | 1468 | 13149 |
| Unit 77 | 11090 | 1468 | 12558 |
| Unit 78 | 7425 | 1468 | 8894 |
| Unit 79 | 6939 | 1468 | 8407 |
| Unit 80 | 6188 | 1470 | 7659 |
| Unit 81 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 82 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 83 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 84 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 85 | 6943 | 1984 | 8927 |
| Unit 86 | 6911 | 1984 | 8895 |
| Unit 87 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 88 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 89 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 90 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 91 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 92 | 0 | 0 | 0 |

| | Fuel cost (฿) | Start up cost (฿) | Total cost (฿) |
|---|---|---|---|
| Unit 38 | 42062 | 1459 | 43521 |
| Unit 39 | 42317 | 1459 | 43775 |
| Unit 40 | 42571 | 1459 | 44030 |
| Unit 41 | 42824 | 1459 | 44282 |
| Unit 42 | 41140 | 1463 | 42602 |
| Unit 43 | 41420 | 1463 | 42882 |
| Unit 44 | 41650 | 1463 | 43113 |
| Unit 45 | 41879 | 1463 | 43342 |
| Unit 46 | 42108 | 1463 | 43570 |
| Unit 47 | 42335 | 1463 | 43798 |
| Unit 48 | 42561 | 1463 | 44024 |
| Unit 49 | 42758 | 1463 | 44220 |
| Unit 50 | 42867 | 1463 | 44330 |
| Unit 51 | 41339 | 1463 | 42802 |
| Unit 52 | 41542 | 1463 | 43004 |
| Unit 53 | 41700 | 1463 | 43163 |
| Unit 54 | 41667 | 1463 | 43130 |
| Unit 55 | 41628 | 1463 | 43090 |

| | Fuel cost (฿) | Start up cost (฿) | Total cost (฿) |
|---|---|---|---|
| Unit 93 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 94 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 95 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 96 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 97 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 98 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 99 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 100 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 101 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 102 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 103 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 104 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 105 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 106 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 107 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 108 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 109 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 110 | 0 | 0 | 0 |
| Total | 5865884 | 84494 | 5950378 |

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

**ภาคผนวก ค**

**ระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิต ฯ**

ข้อมูลที่ใช้ในการคำนวณยูนิตคอมมิตเมนต์ของระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตประกอบด้วย

ปริมาณที่จำกัดของเชื้อเพลิงที่มีเงื่อนไขในแต่ละวัน คือ

| | | | |
|---|---|---|---|
| 4 มีนาคม 2543 | GCT = 928 ล้านMbtu | 26 มีนาคม 2543 | GCT = 921.6 ล้านMbtu |
| 3 เมษายน 2543 | GCT = 948.1 ล้านMbtu | 14 เมษายน 2543 | GCT = 921.6 ล้านMbtu |

ตาราง ค1 ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อนเฉพาะส่วนที่ไม่เปลี่ยนแปลงตามวันของระบบการไฟฟ้า ฯ

ตาราง ค2-1 และ ตาราง ค2-2 ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อนเฉพาะส่วนที่เปลี่ยนแปลงตามวันของระบบการไฟฟ้า ฯ

ตาราง ค3 ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำของระบบการไฟฟ้า ฯ

ตาราง ค4 ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบสูบกลับของระบบการไฟฟ้า ฯ

ตาราง ค5 โหลดและกำลังผลิตสำรองของระบบของการการไฟฟ้าฯ

ตาราง ค6-1 ปริมาณการจ่ายโหลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อนวันที่ 4 มีนาคม 2543

ตาราง ค6-2 ปริมาณการจ่ายโหลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำวันที่ 4 มีนาคม 2543

ตาราง ค6-3 ปริมาณการจ่ายโหลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบสูบกลับวันที่ 4 มีนาคม 2543

ตาราง ค6-4 ปริมาณการใช้ก๊าซที่มีเงื่อนไขและต้นทุนจากเครื่องพลังความร้อนวันที่ 4 มีนาคม 2543

ตาราง ค7-1 ปริมาณการจ่ายโหลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อนวันที่ 26 มีนาคม 2543

ตาราง ค7-2 ปริมาณการจ่ายโหลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำวันที่ 26 มีนาคม 2543

ตาราง ค7-3 ปริมาณการจ่ายโหลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบสูบกลับวันที่ 26 มีนาคม 2543

ตาราง ค7-4 ปริมาณการใช้ก๊าซที่มีเงื่อนไขและต้นทุนจากเครื่องพลังความร้อนวันที่ 26 มีนาคม 2543

ตาราง ค8-1 ปริมาณการจ่ายโหลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อนวันที่ 3 เมษายน 2543

ตาราง ค8-2 ปริมาณการจ่ายโหลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำวันที่ 3 เมษายน 2543

ตาราง ค8-3 ปริมาณการจ่ายโหลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบสูบกลับวันที่ 3 เมษายน 2543

ตาราง ค8-4 ปริมาณการใช้ก๊าซที่มีเงื่อนไขและต้นทุนจากเครื่องพลังความร้อนวันที่ 3 เมษายน 2543

ตาราง ค9-1 ปริมาณการจ่ายโหลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อนวันที่ 14 เมษายน 2543

ตาราง ค9-2 ปริมาณการจ่ายโหลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำวันที่ 14 เมษายน 2543

ตาราง ค9-3 ปริมาณการจ่ายโหลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบสูบกลับวันที่ 14 เมษายน 2543

ตาราง ค9-4 ปริมาณการใช้ก๊าซที่มีเงื่อนไขและต้นทุนจากเครื่องพลังความร้อนวันที่ 14 เมษายน 2543

ตาราง ค1 ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อนเฉพาะส่วนที่ไม่เปลี่ยนแปลงตามวัน ของระบบการไฟฟ้า ฯ

| ชื่อโรงไฟฟ้า | รหัส | No. | Heat Rate (Mbtu/Hr) | | | MUP | MDN | Fuel | Fuel | Start up cost | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | a | b | c | (Hr) | (Hr) | Constraint | Type | FST(บาท) | VST(บาท) | τ (Hr) |
| บางปะกง | BPK-T1 | 1 | 609626.4 | 7514.79 | 1.917 | 24 | 1 | 0 | Oil | 128453 | 211201 | 32.6 |
| | BPK-T2 | 2 | 615343.9 | 7714.61 | 1.664 | 24 | 1 | 0 | Oil | 128453 | 211201 | 32.6 |
| | BPK-T3 | 3 | 596145.3 | 7351.15 | 1.9 | 24 | 1 | 0 | Oil | 128453 | 211201 | 32.6 |
| | BPK-T4 | 4 | 633656.1 | 7165.66 | 2.088 | 24 | 1 | 0 | Oil | 128453 | 211201 | 32.6 |
| | BPK-CC1 | 5 | 1138418.5 | 6067.30 | 0.001 | 12 | 6 | 1 | Gas | 99737 | 560053 | 51.1 |
| | BPK-CC2 | 6 | 979616.7 | 6543.49 | 0.001 | 12 | 6 | 1 | Gas | 99737 | 560053 | 51.1 |
| | BPK-CC3 | 7 | 266693.3 | 7202.16 | 0.001 | 12 | 6 | 1 | Gas | 99737 | 560053 | 51.1 |
| | BPK-CC4 | 8 | 727118.9 | 5559.30 | 0.001 | 12 | 6 | 1 | Gas | 99737 | 560053 | 51.1 |
| พระนครเหนือ | NB-T1 | 9 | 168288.0 | 7785.70 | 10.351 | 24 | 1 | 0 | Oil | 100000 | 99147 | 69.3 |
| | NB-T2 | 10 | 168288.0 | 7785.70 | 10.351 | 24 | 1 | 0 | Oil | 100000 | 99147 | 69.3 |
| | NB-T3 | 11 | 149245.6 | 8497.57 | 3.904 | 24 | 1 | 0 | Oil | 100000 | 44077 | 58 |
| วังน้อย | WN-CC1 | 12 | 1404110.8 | 3218.20 | 1.957 | 12 | 6 | 1 | Gas | 99737 | 560053 | 51.1 |
| | WN-CC2 | 13 | 1404110.8 | 3218.20 | 1.957 | 12 | 6 | 1 | Gas | 99737 | 560053 | 51.1 |
| | WN-CC3 | 14 | 1557777.3 | 2671.31 | 1.922 | 12 | 6 | 1 | Gas | 99737 | 560053 | 51.1 |
| น้ำพอง | NPO-CC1 | 15 | 1651134.6 | 2151.57 | 0.001 | 12 | 6 | 0 | Gas | 99737 | 560053 | 51.1 |
| | NPO-CC2 | 16 | 1616983.0 | 2090.90 | 0.001 | 12 | 6 | 0 | Gas | 99737 | 560053 | 51.1 |
| ไทรน้อย (SNO) | SRT-GT1 | 17 | 156185.6 | 9645.77 | 2.164 | 1 | 1 | 0 | Diesel | 50000 | 100000 | 20 |
| | SRT-GT2 | 18 | 156185.6 | 9645.77 | 2.164 | 1 | 1 | 0 | Diesel | 50000 | 100000 | 20 |
| แม่เมาะ | MM-T1 | 19 | 384575.4 | 3562.46 | 42.298 | 24 | 1 | 0 | Lignite | 100000 | 80000 | 35 |
| | MM-T2 | 20 | 384575.4 | 3562.46 | 42.298 | 24 | 1 | 0 | Lignite | 100000 | 80000 | 35 |
| | MM-T3 | 21 | 384575.4 | 3562.46 | 42.298 | 24 | 1 | 0 | Lignite | 100000 | 80000 | 35 |
| | MM-T4 | 22 | 152682.3 | 9596.78 | 1.059 | 24 | 1 | 0 | Lignite | 102474 | 252549 | 13.8 |
| | MM-T5 | 23 | 152682.3 | 9596.78 | 1.059 | 24 | 1 | 0 | Lignite | 102474 | 252549 | 13.8 |
| | MM-T6 | 24 | 152682.3 | 9596.78 | 1.059 | 24 | 1 | 0 | Lignite | 102474 | 252549 | 13.8 |
| | MM-T7 | 25 | 152682.3 | 9596.78 | 1.059 | 24 | 1 | 0 | Lignite | 102474 | 252549 | 13.8 |
| | MM-T8 | 26 | 1938042.7 | -89.43 | 13.85 | 24 | 1 | 0 | Lignite | 101332 | 848505 | 20.7 |
| | MM-T9 | 27 | 996792.6 | 4201.89 | 6.566 | 24 | 1 | 0 | Lignite | 101332 | 848505 | 20.7 |
| | MM-T10 | 28 | 804977.9 | 6035.50 | 4.274 | 24 | 1 | 0 | Lignite | 101332 | 848505 | 20.7 |
| | MM-T11 | 29 | 1572389.0 | 1645.58 | 10.495 | 24 | 1 | 0 | Lignite | 101332 | 848505 | 20.7 |
| | MM-T12 | 30 | 1126987.9 | 4404.84 | 6.255 | 24 | 1 | 0 | Lignite | 101332 | 848505 | 20.7 |
| | MM-T13 | 31 | 1126987.9 | 4404.84 | 6.255 | 24 | 1 | 0 | Lignite | 101332 | 848505 | 20.7 |
| พระนครใต้ | SB-T1 | 32 | 210666.2 | 7711.04 | 8.945 | 24 | 1 | 0 | Oil | 302577 | 163346 | 33.8 |
| | SB-T2 | 33 | 105376.5 | 9383.79 | 1.478 | 24 | 1 | 0 | Oil | 302577 | 163346 | 33.8 |
| | SB-T3 | 34 | 495117.6 | 6663.60 | 4.276 | 24 | 1 | 0 | Oil | 100000 | 500000 | 25 |
| | SB-T4 | 35 | 414382.2 | 7200.24 | 4.636 | 24 | 1 | 0 | Oil | 100000 | 500000 | 25 |
| | SB-T5 | 36 | 403056.9 | 6524.39 | 7.023 | 24 | 1 | 0 | Oil | 100000 | 500000 | 25 |
| | SB-CC1 | 37 | 598666.9 | 6335.06 | 0.001 | 12 | 6 | 1 | Gas | 99737 | 560053 | 51.1 |

| ชื่อโรงไฟฟ้า | รหัส | No. | Heat Rate (Mbtu/Hr) | | | MUP | MDN | Fuel | Fuel | Start up cost | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | a | b | c | (Hr) | (Hr) | Constraint | Type | FST(บาท) | VST(บาท) | $\tau$ (Hr) |
| | SB-CC2 | 38 | 1032419.7 | 5746.37 | 0.001 | 12 | 6 | 1 | Gas | 99737 | 560053 | 51.1 |
| ลาน | LKB-GT1 | 39 | 170218.7 | -8638.84 | 882.838 | 1 | 1 | 0 | Gas | 30000 | 80000 | 10 |
| กระบือ | LKB-GT2 | 40 | 187128.5 | 1648.49 | 0.001 | 1 | 1 | 0 | Gas | 30000 | 80000 | 10 |
| | LKB-GT3 | 41 | 94379.4 | 9393.56 | 11.465 | 1 | 1 | 0 | Gas | 30000 | 80000 | 10 |
| | LKB-GT4 | 42 | 152206.3 | 4556.00 | 0.001 | 1 | 1 | 0 | Gas | 30000 | 80000 | 10 |
| | LKB-GT5 | 43 | 159539.3 | 4563.80 | 96.106 | 1 | 1 | 0 | Gas | 30000 | 80000 | 10 |
| | LKB-GT6 | 44 | 131103.3 | 7453.30 | 0.001 | 1 | 1 | 0 | Gas | 30000 | 80000 | 10 |
| | LKB-GT7 | 45 | 79589.5 | 9269.49 | 0.001 | 1 | 1 | 0 | Gas | 30000 | 80000 | 10 |
| | LKB-GT8 | 46 | 144487.4 | -3669.86 | 300.631 | 1 | 1 | 0 | Gas | 30000 | 80000 | 10 |
| | LKB-GT9 | 47 | 119694.4 | 6983.02 | 40.046 | 1 | 1 | 0 | Gas | 30000 | 80000 | 10 |
| | LKB-GT10 | 48 | 119694.4 | 6983.02 | 40.046 | 1 | 1 | 0 | Gas | 30000 | 80000 | 10 |
| หนองจอก | NCO-GT1 | 49 | 156185.6 | 9645.77 | 2.164 | 1 | 1 | 0 | Diesel | 80000 | 170000 | 20 |
| | NCO-GT2 | 50 | 156185.6 | 9645.77 | 2.164 | 1 | 1 | 0 | Diesel | 80000 | 170000 | 20 |
| | NCO-GT3 | 51 | 156185.6 | 9645.77 | 2.164 | 1 | 1 | 0 | Diesel | 80000 | 170000 | 20 |
| | NCO-GT4 | 52 | 156185.6 | 9645.77 | 2.164 | 1 | 1 | 0 | Diesel | 80000 | 170000 | 20 |
| ระยอง | RY-CC1 | 53 | 274286.9 | 7088.66 | 0.001 | 12 | 6 | 1 | Gas | 99737 | 560053 | 51.1 |
| | RY-CC2 | 54 | 266902.9 | 6929.01 | 0.001 | 12 | 6 | 1 | Gas | 99737 | 560053 | 51.1 |
| | RY-CC3 | 55 | 250236.2 | 7247.70 | 0.001 | 12 | 6 | 1 | Gas | 99737 | 560053 | 51.1 |
| | RY-CC4 | 56 | 383672.6 | 6850.81 | 0.001 | 12 | 6 | 1 | Gas | 99737 | 560053 | 51.1 |
| ขนอม | KN-T1 | 57 | 100804.7 | 9644.75 | 0.001 | 24 | 1 | 1 | Gas | 100000 | 20000 | 10 |
| | KN-T2 | 58 | 184078.1 | 9702.50 | 0.001 | 24 | 1 | 1 | Gas | 100000 | 20000 | 10 |
| | KN-CC | 59 | 1684317.9 | 3981.38 | 0.001 | 12 | 6 | 1 | Gas | 100000 | 20000 | 10 |

ตาราง ค2-1 ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อนเฉพาะส่วนที่เปลี่ยนแปลงตามวัน ของระบบการไฟฟ้า ฯ

| ชื่อโรงไฟฟ้า | รหัส | No. | 4-Mar-00 | | | | | | 26-Mar-00 | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | Run | Off | Pmin(MW) | Pmax (MW) | $\bar{S}$ (MW) | Fuel Cost (฿/Mbtu) | Run | Off | Pmin(MW) | Pmax(MW) | $\bar{S}$ (MW) | Fuel Cost (฿/Mbtu) |
| บางปะกง | BPK-T1 | 1 | 0 | 0 | 250 | 525.5 | 131.38 | 0.1497475 | 0 | 0 | 250 | 525.5 | 131.38 | 0.1550505 |
| | BPK-T2 | 2 | 0 | 0 | 250 | 525.6 | 131.4 | 0.1497475 | 0 | 0 | 250 | 525.6 | 131.4 | 0.1550505 |
| | BPK-T3 | 3 | 0 | 0 | 280 | 576 | 144 | 0.1497475 | 0 | 0 | 280 | 576 | 144 | 0.1550505 |
| | BPK-T4 | 4 | 0 | 0 | 280 | 576 | 144 | 0.1497475 | 0 | 0 | 280 | 576 | 144 | 0.1550505 |
| | BPK-CC1 | 5 | 0 | 0 | 260 | 360.4 | 90.1 | 0.1019400 | 0 | 0 | 260 | 360.4 | 90.1 | 0.10105 |
| | BPK-CC2 | 6 | 0 | 0 | 260 | 358.4 | 89.6 | 0.1019400 | 0 | 0 | 260 | 358.4 | 89.6 | 0.10105 |
| | BPK-CC3 | 7 | 0 | 0 | 190 | 310.1 | 77.525 | 0.1019400 | 0 | 0 | 190 | 310.1 | 77.525 | 0.10105 |
| | BPK-CC4 | 8 | 0 | 0 | 190 | 310.1 | 77.525 | 0.1019400 | 0 | 0 | 190 | 310.1 | 77.525 | 0.10105 |
| พระนครเหนือ | NB-T1 | 9 | 0 | 0 | 40 | 69 | 17.25 | 0.1578283 | 0 | 0 | 40 | 69 | 17.25 | 0.1618687 |
| | NB-T2 | 10 | 0 | 0 | 40 | 70 | 17.5 | 0.1578283 | 0 | 0 | 40 | 70 | 17.5 | 0.1618687 |
| | NB-T3 | 11 | 0 | 1 | 40 | 82.7 | 20.675 | 0.1578283 | 0 | 0 | 40 | 82.7 | 20.675 | 0.1618687 |

| ชื่อโรงไฟฟ้า | รหัส | No. | 4-Mar-00 | | | | | | 26-Mar-00 | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | Run | Off | Pmin(MW) | Pmax (MW) | $\bar{S}$ (MW) | Fuel Cost (฿/Mbtu) | Run | Off | Pmin(MW) | Pmax(MW) | $\bar{S}$ (MW) | Fuel Cost (฿/Mbtu) |
| วังน้อย | WN-CC1 | 12 | 0 | 0 | 150 | 630 | 157.5 | 0.1019400 | 0 | 0 | 150 | 630 | 157.5 | 0.10105 |
| | WN-CC2 | 13 | 0 | 0 | 150 | 531 | 132.75 | 0.1019400 | 0 | 0 | 150 | 531 | 132.75 | 0.10105 |
| | WN-CC3 | 14 | 0 | 0 | 420 | 700 | 175 | 0.1019400 | 0 | 0 | 283 | 472 | 118 | 0.10105 |
| น้ำพอง | NPO-CC1 | 15 | 1 | 0 | 108 | 165 | 41.25 | 0.1014100 | 1 | 0 | 108 | 165 | 41.25 | 0.10392 |
| | NPO-CC2 | 16 | 1 | 0 | 168 | 330 | 82.5 | 0.1014100 | 1 | 0 | 168 | 330 | 82.5 | 0.10392 |
| ไทรน้อย | SRT-GT1 | 17 | 0 | 0 | 90 | 108 | 18 | 0.3106472 | 0 | 0 | 90 | 108 | 18 | 0.2918139 |
| (SNO) | SRT-GT2 | 18 | 0 | 0 | 90 | 110 | 20 | 0.3106472 | 0 | 0 | 90 | 110 | 20 | 0.2918139 |
| แม่เมาะ | MM-T1 | 19 | 0 | 0 | 50 | 69 | 17.25 | 0.0537884 | 0 | 0 | 50 | 69 | 17.25 | 0.0520294 |
| | MM-T2 | 20 | 0 | 0 | 50 | 69 | 17.25 | 0.0537884 | 0 | 0 | 50 | 69 | 17.25 | 0.0520294 |
| | MM-T3 | 21 | 0 | 0 | 50 | 69 | 17.25 | 0.0537884 | 0 | 0 | 50 | 69 | 17.25 | 0.0520294 |
| | MM-T4 | 22 | 0 | 0 | 120 | 130 | 10 | 0.0537884 | 0 | 0 | 120 | 130 | 10 | 0.0520294 |
| | MM-T5 | 23 | 0 | 0 | 120 | 130 | 10 | 0.0537884 | 0 | 0 | 120 | 130 | 10 | 0.0520294 |
| | MM-T6 | 24 | 0 | 0 | 120 | 150 | 30 | 0.0537884 | 0 | 0 | 120 | 150 | 30 | 0.0520294 |
| | MM-T7 | 25 | 0 | 0 | 120 | 150 | 30 | 0.0537884 | 0 | 0 | 120 | 150 | 30 | 0.0520294 |
| | MM-T8 | 26 | 0 | 0 | 150 | 220 | 55 | 0.0537884 | 0 | 0 | 150 | 220 | 55 | 0.0520294 |
| | MM-T9 | 27 | 0 | 1 | 150 | 310 | 77.5 | 0.0537884 | 0 | 1 | 150 | 310 | 77.5 | 0.0520294 |
| | MM-T10 | 28 | 0 | 0 | 150 | 270 | 67.5 | 0.0537884 | 0 | 0 | 150 | 270 | 67.5 | 0.0520294 |
| | MM-T11 | 29 | 0 | 0 | 150 | 300 | 75 | 0.0537884 | 0 | 0 | 150 | 300 | 75 | 0.0520294 |
| | MM-T12 | 30 | 0 | 0 | 150 | 260 | 65 | 0.0537884 | 0 | 0 | 150 | 260 | 65 | 0.0520294 |
| | MM-T13 | 31 | 0 | 0 | 150 | 280 | 70 | 0.0537884 | 0 | 0 | 150 | 280 | 70 | 0.0520294 |
| พระนครใต้ | SB-T1 | 32 | 0 | 0 | 100 | 186 | 46.5 | 0.1492424 | 0 | 0 | 100 | 186 | 46.5 | 0.1550505 |
| | SB-T2 | 33 | 0 | 1 | 100 | 210 | 52.5 | 0.1492424 | 0 | 1 | 100 | 210 | 52.5 | 0.1550505 |
| | SB-T3 | 34 | 0 | 0 | 150 | 294 | 73.5 | 0.1492424 | 0 | 0 | 150 | 294 | 73.5 | 0.1550505 |
| | SB-T4 | 35 | 0 | 0 | 150 | 294 | 73.5 | 0.1492424 | 0 | 0 | 150 | 294 | 73.5 | 0.1550505 |
| | SB-T5 | 36 | 0 | 0 | 150 | 294 | 73.5 | 0.1492424 | 0 | 0 | 150 | 294 | 73.5 | 0.1550505 |
| | SB-CC1 | 37 | 0 | 0 | 220 | 318 | 79.5 | 0.1019400 | 0 | 0 | 220 | 318 | 79.5 | 0.10105 |
| | SB-CC2 | 38 | 0 | 0 | 337 | 561.5 | 140.38 | 0.1019400 | 0 | 0 | 336.9 | 561.5 | 140.38 | 0.10105 |
| ลานกระบือ | LKB-GT1 | 39 | 1 | 0 | 10 | 16 | 6 | 0.0648800 | 1 | 0 | 10 | 16 | 6 | 0.06574 |
| | LKB-GT2 | 40 | 1 | 0 | 10 | 14 | 4 | 0.0648800 | 0 | 1 | 10 | 14 | 4 | 0.06574 |
| | LKB-GT3 | 41 | 1 | 0 | 10 | 14 | 4 | 0.0648800 | 1 | 0 | 10 | 14 | 4 | 0.06574 |
| | LKB-GT4 | 42 | 1 | 0 | 10 | 13 | 3 | 0.0648800 | 1 | 0 | 10 | 13 | 3 | 0.06574 |
| | LKB-GT5 | 43 | 1 | 0 | 15 | 22 | 7 | 0.0648800 | 1 | 0 | 15 | 22 | 7 | 0.06574 |
| | LKB-GT6 | 44 | 1 | 0 | 15 | 22 | 7 | 0.0648800 | 1 | 0 | 15 | 22 | 7 | 0.06574 |
| | LKB-GT7 | 45 | 1 | 0 | 15 | 22 | 7 | 0.0648800 | 1 | 0 | 15 | 22 | 7 | 0.06574 |
| | LKB-GT8 | 46 | 1 | 0 | 15 | 22 | 7 | 0.0648800 | 1 | 0 | 15 | 22 | 7 | 0.06574 |
| | LKB-GT9 | 47 | 1 | 0 | 15 | 20 | 5 | 0.0648800 | 1 | 0 | 15 | 20 | 5 | 0.06574 |
| | LKB-GT10 | 48 | 1 | 0 | 15 | 20 | 5 | 0.0648800 | 1 | 0 | 15 | 20 | 5 | 0.06574 |
| หนองจอก | NCO-GT1 | 49 | 0 | 0 | 90 | 120 | 30 | 0.3106472 | 0 | 0 | 90 | 120 | 30 | 0.2918139 |

| ชื่อโรงไฟฟ้า | รหัส | No. | 4-Mar-00 | | | | | | 26-Mar-00 | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | Run | Off | Pmin(MW) | Pmax (MW) | $\bar{S}$ (MW) | Fuel Cost (฿/Mbtu) | Run | Off | Pmin(MW) | Pmax(MW) | $\bar{S}$ (MW) | Fuel Cost (฿/Mbtu) |
| | NCO-GT2 | 50 | 0 | 0 | 90 | 120 | 30 | 0.3106472 | 0 | 0 | 90 | 120 | 30 | 0.2918139 |
| | NCO-GT3 | 51 | 0 | 0 | 90 | 120 | 30 | 0.3106472 | 0 | 0 | 90 | 120 | 30 | 0.2918139 |
| | NCO-GT4 | 52 | 0 | 0 | 90 | 120 | 30 | 0.3106472 | 0 | 0 | 90 | 120 | 30 | 0.2918139 |
| ระยอง | RY-CC1 | 53 | 0 | 0 | 75 | 97.5 | 22.5 | 0.1019400 | 0 | 0 | 155 | 195 | 40 | 0.10105 |
| | RY-CC2 | 54 | 0 | 0 | 230 | 292.5 | 62.5 | 0.1019400 | 0 | 0 | 230 | 292.5 | 62.5 | 0.10105 |
| | RY-CC3 | 55 | 0 | 0 | 230 | 292.5 | 62.5 | 0.1019400 | 0 | 0 | 230 | 292.5 | 62.5 | 0.10105 |
| | RY-CC4 | 56 | 0 | 0 | 230 | 292.5 | 62.5 | 0.1019400 | 0 | 0 | 230 | 292.5 | 62.5 | 0.10105 |
| ขนอม | KN-T1 | 57 | 0 | 0 | 60 | 69.9 | 9.9 | 0.0979100 | 0 | 0 | 60 | 69.9 | 9.9 | 0.09582 |
| | KN-T2 | 58 | 0 | 0 | 60 | 70.2 | 10.2 | 0.0979100 | 0 | 0 | 60 | 70.2 | 10.2 | 0.09582 |
| | KN-CC | 59 | 0 | 0 | 480 | 678 | 169.5 | 0.0979100 | 0 | 0 | 480 | 678 | 169.5 | 0.09582 |

**ตาราง ค2-2 ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อนเฉพาะส่วนที่เปลี่ยนแปลงตามวันของระบบการไฟฟ้า ฯ**

| ชื่อโรงไฟฟ้า | รหัส | No. | 3-Apr-00 | | | | | | 14-Apr-00 | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | Run | Off | Pmin(MW) | Pmax(MW) | $\bar{S}$ (MW) | Fuel Cost (฿/Mbtu) | Run | Off | Pmin(MW) | Pmax(MW) | $\bar{S}$ (MW) | Fuel Cost (฿/Mbtu) |
| บางปะกง | BPK-T1 | 1 | 0 | 1 | 250 | 525.5 | 131.38 | 0.1484848 | 0 | 0 | 250 | 525.5 | 131.38 | 0.1484848 |
| | BPK-T2 | 2 | 0 | 0 | 250 | 525.6 | 131.4 | 0.1484848 | 0 | 0 | 250 | 525.6 | 131.4 | 0.1484848 |
| | BPK-T3 | 3 | 0 | 0 | 280 | 576 | 144 | 0.1484848 | 0 | 0 | 280 | 576 | 144 | 0.1484848 |
| | BPK-T4 | 4 | 0 | 0 | 280 | 576 | 144 | 0.1484848 | 0 | 0 | 280 | 576 | 144 | 0.1484848 |
| | BPK-CC1 | 5 | 0 | 0 | 260 | 360.4 | 90.1 | 0.10901 | 0 | 0 | 260 | 360.4 | 90.1 | 0.10901 |
| | BPK-CC2 | 6 | 0 | 0 | 260 | 358.4 | 89.6 | 0.10901 | 0 | 0 | 260 | 358.4 | 89.6 | 0.10901 |
| | BPK-CC3 | 7 | 0 | 0 | 190 | 310.1 | 77.525 | 0.10901 | 0 | 1 | 70 | 106.9 | 26.725 | 0.10901 |
| | BPK-CC4 | 8 | 0 | 0 | 190 | 310.1 | 52.125 | 0.10901 | 0 | 0 | 190 | 310.1 | 77.525 | 0.10901 |
| พระนครเหนือ | NB-T1 | 9 | 0 | 0 | 40 | 69 | 17.25 | 0.154798 | 0 | 0 | 40 | 69 | 17.25 | 0.154798 |
| | NB-T2 | 10 | 0 | 0 | 40 | 70 | 17.5 | 0.154798 | 0 | 0 | 40 | 70 | 17.5 | 0.154798 |
| | NB-T3 | 11 | 0 | 0 | 40 | 82.7 | 20.675 | 0.154798 | 0 | 0 | 40 | 82.7 | 20.675 | 0.154798 |
| วังน้อย | WN-CC1 | 12 | 0 | 0 | 150 | 630 | 157.5 | 0.10901 | 0 | 0 | 150 | 630 | 157.5 | 0.10901 |
| | WN-CC2 | 13 | 0 | 0 | 100 | 315 | 78.75 | 0.10901 | 0 | 0 | 100 | 315 | 78.75 | 0.10901 |
| | WN-CC3 | 14 | 0 | 0 | 420 | 700 | 175 | 0.10901 | 0 | 0 | 283 | 472 | 118 | 0.10901 |
| น้ำพอง | NPO-CC1 | 15 | 1 | 0 | 108 | 165 | 41.25 | 0.12119 | 1 | 0 | 168 | 275 | 68.75 | 0.12119 |
| | NPO-CC2 | 16 | 1 | 0 | 168 | 330 | 82.5 | 0.12119 | 1 | 0 | 168 | 330 | 82.5 | 0.12119 |
| ไทรน้อย | SRT-GT1 | 17 | 0 | 0 | 90 | 108 | 18 | 0.2988167 | 0 | 0 | 90 | 108 | 43.2 | 0.2988167 |
| (SNO) | SRT-GT2 | 18 | 0 | 0 | 90 | 110 | 20 | 0.2988167 | 0 | 0 | 90 | 110 | 44 | 0.2988167 |
| แม่เมาะ | MM-T1 | 19 | 0 | 0 | 50 | 69 | 17.25 | 0.0548068 | 0 | 0 | 50 | 69 | 17.25 | 0.0548068 |
| | MM-T2 | 20 | 0 | 0 | 50 | 69 | 17.25 | 0.0548068 | 0 | 0 | 50 | 69 | 17.25 | 0.0548068 |
| | MM-T3 | 21 | 0 | 0 | 50 | 69 | 17.25 | 0.0548068 | 0 | 0 | 50 | 69 | 17.25 | 0.0548068 |
| | MM-T4 | 22 | 0 | 0 | 120 | 130 | 10 | 0.0548068 | 0 | 0 | 120 | 130 | 32.5 | 0.0548068 |

| ชื่อโรงไฟฟ้า | รหัส | No. | 3-Apr-00 | | | | | | 14-Apr-00 | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | Run | Off | Pmin(MW) | Pmax(MW) | $\bar{S}$ (MW) | Fuel Cost (฿/Mbtu) | Run | Off | Pmin(MW) | Pmax(MW) | $\bar{S}$ (MW) | Fuel Cost (฿/Mbtu) |
| | MM-T5 | 23 | 0 | 0 | 120 | 130 | 10 | 0.0548068 | 0 | 0 | 120 | 130 | 32.5 | 0.0548068 |
| | MM-T6 | 24 | 0 | 0 | 120 | 150 | 30 | 0.0548068 | 0 | 0 | 120 | 150 | 37.5 | 0.0548068 |
| | MM-T7 | 25 | 0 | 0 | 120 | 150 | 30 | 0.0548068 | 0 | 0 | 120 | 150 | 37.5 | 0.0548068 |
| | MM-T8 | 26 | 0 | 0 | 150 | 220 | 55 | 0.0548068 | 0 | 0 | 150 | 220 | 55 | 0.0548068 |
| | MM-T9 | 27 | 0 | 1 | 150 | 310 | 77.5 | 0.0548068 | 0 | 0 | 150 | 310 | 77.5 | 0.0548068 |
| | MM-T10 | 28 | 0 | 0 | 150 | 270 | 67.5 | 0.0548068 | 0 | 0 | 150 | 270 | 67.5 | 0.0548068 |
| | MM-T11 | 29 | 0 | 0 | 150 | 300 | 75 | 0.0548068 | 0 | 0 | 150 | 300 | 75 | 0.0548068 |
| | MM-T12 | 30 | 0 | 0 | 150 | 260 | 65 | 0.0548068 | 0 | 0 | 150 | 260 | 65 | 0.0548068 |
| | MM-T13 | 31 | 0 | 0 | 150 | 280 | 70 | 0.0548068 | 0 | 0 | 150 | 280 | 70 | 0.0548068 |
| พระนครใต้ | SB-T1 | 32 | 0 | 0 | 100 | 186 | 46.5 | 0.1479798 | 0 | 0 | 100 | 186 | 46.5 | 0.1479798 |
| | SB-T2 | 33 | 0 | 1 | 100 | 210 | 52.5 | 0.1479798 | 0 | 1 | 100 | 210 | 52.5 | 0.1479798 |
| | SB-T3 | 34 | 0 | 0 | 150 | 294 | 73.5 | 0.1479798 | 0 | 0 | 150 | 294 | 73.5 | 0.1479798 |
| | SB-T4 | 35 | 0 | 0 | 150 | 294 | 73.5 | 0.1479798 | 0 | 0 | 150 | 294 | 73.5 | 0.1479798 |
| | SB-T5 | 36 | 0 | 0 | 150 | 294 | 73.5 | 0.1479798 | 0 | 0 | 150 | 294 | 73.5 | 0.1479798 |
| | SB-CC1 | 37 | 0 | 0 | 220 | 318 | 79.5 | 0.10901 | 0 | 0 | 220 | 318 | 79.5 | 0.10901 |
| | SB-CC2 | 38 | 0 | 0 | 336.9 | 561.5 | 140.38 | 0.10901 | 0 | 0 | 336.9 | 561.5 | 140.38 | 0.10901 |
| ลานกระบือ | LKB-GT1 | 39 | 1 | 0 | 10 | 16 | 6 | 0.06574 | 1 | 0 | 10 | 16 | 6.4 | 0.06574 |
| | LKB-GT2 | 40 | 0 | 1 | 10 | 14 | 4 | 0.06574 | 0 | 1 | 10 | 14 | 5.6 | 0.06574 |
| | LKB-GT3 | 41 | 1 | 0 | 10 | 14 | 4 | 0.06574 | 1 | 0 | 10 | 14 | 5.6 | 0.06574 |
| | LKB-GT4 | 42 | 1 | 0 | 10 | 13 | 3 | 0.06574 | 1 | 0 | 10 | 13 | 5.2 | 0.06574 |
| | LKB-GT5 | 43 | 1 | 0 | 15 | 22 | 7 | 0.06574 | 1 | 0 | 15 | 22 | 8.8 | 0.06574 |
| | LKB-GT6 | 44 | 1 | 0 | 15 | 22 | 7 | 0.06574 | 1 | 0 | 15 | 22 | 8.8 | 0.06574 |
| | LKB-GT7 | 45 | 1 | 0 | 15 | 22 | 7 | 0.06574 | 1 | 0 | 15 | 22 | 8.8 | 0.06574 |
| | LKB-GT8 | 46 | 1 | 0 | 15 | 22 | 7 | 0.06574 | 1 | 0 | 15 | 22 | 8.8 | 0.06574 |
| | LKB-GT9 | 47 | 1 | 0 | 15 | 20 | 5 | 0.06574 | 1 | 0 | 15 | 20 | 8 | 0.06574 |
| | LKB-GT10 | 48 | 1 | 0 | 15 | 20 | 5 | 0.06574 | 1 | 0 | 15 | 20 | 8 | 0.06574 |
| หนองจอก | NCO-GT1 | 49 | 0 | 0 | 90 | 120 | 30 | 0.2988167 | 0 | 0 | 90 | 120 | 48 | 0.2988167 |
| | NCO-GT2 | 50 | 0 | 0 | 90 | 120 | 30 | 0.2988167 | 0 | 0 | 90 | 120 | 48 | 0.2988167 |
| | NCO-GT3 | 51 | 0 | 0 | 90 | 120 | 30 | 0.2988167 | 0 | 0 | 90 | 120 | 48 | 0.2988167 |
| | NCO-GT4 | 52 | 0 | 0 | 90 | 120 | 30 | 0.2988167 | 0 | 0 | 90 | 120 | 48 | 0.2988167 |
| ระยอง | RY-CC1 | 53 | 0 | 0 | 230 | 292.5 | 62.5 | 0.10901 | 0 | 0 | 230 | 292.5 | 73.125 | 0.10901 |
| | RY-CC2 | 54 | 0 | 0 | 230 | 292.5 | 62.5 | 0.10901 | 0 | 0 | 230 | 292.5 | 73.125 | 0.10901 |
| | RY-CC3 | 55 | 0 | 0 | 230 | 292.5 | 62.5 | 0.10901 | 0 | 0 | 230 | 292.5 | 73.125 | 0.10901 |
| | RY-CC4 | 56 | 0 | 0 | 230 | 292.5 | 62.5 | 0.10901 | 0 | 0 | 230 | 292.5 | 73.125 | 0.10901 |
| ขนอม | KN-T1 | 57 | 0 | 0 | 60 | 69.9 | 9.9 | 0.10378 | 0 | 0 | 60 | 69.9 | 17.475 | 0.10378 |
| | KN-T2 | 58 | 0 | 0 | 60 | 70.2 | 10.2 | 0.10378 | 0 | 0 | 60 | 70.2 | 17.55 | 0.10378 |
| | KN-CC | 59 | 0 | 0 | 480 | 678 | 169.5 | 0.10378 | 0 | 0 | 480 | 678 | 169.5 | 0.10378 |

**ตาราง ค3 ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำของระบบการไฟฟ้า ฯ**

| ชื่อโรงไฟฟ้า | รหัส | No. | Pmin(MW) | Pmax(MW) | Eout(MW•Hr) | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | 4-Mar-00 | 26-Mar-00 | 3-Apr-00 | 14-Apr-00 |
| ภูมิพล | BB-H1 | 1 | 30 | 75.5 | 850 | 450 | 750 | 340 |
| | BB-H2 | 2 | 28 | 75.2 | 850 | 450 | 750 | 340 |
| | BB-H3 | 3 | 28 | 76.3 | 850 | 450 | 750 | 340 |
| | BB-H4 | 4 | 28 | 76.3 | 850 | 450 | 750 | 340 |
| | BB-H5 | 5 | 28 | 76.3 | 0 | 450 | 750 | 340 |
| | BB-H6 | 6 | 28 | 70 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | BB-H7 | 7 | 46 | 115 | 1275 | 760 | 1320 | 520 |
| สิริกิติ์ | SK-H1 | 8 | 50 | 110 | 1458 | 913 | 1543 | 898 |
| | SK-H2 | 9 | 50 | 110 | 1458 | 913 | 1543 | 898 |
| | SK-H3 | 10 | 50 | 119 | 1457 | 912 | 1542 | 897 |
| | SK-H4 | 11 | 50 | 110 | 1457 | 912 | 1542 | 897 |
| แม่งัด | MNG-H | 12 | 4 | 9 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| ปากมูล | PMN-H1 | 13 | 13.5 | 25 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | PMN-H2 | 14 | 13.5 | 25 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | PMN-H3 | 15 | 13.5 | 25 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | PMN-H4 | 16 | 13.5 | 25 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| อุบลรัตน์ | UR-H | 17 | 10 | 24 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| สิรินธร | SRD-H | 18 | 14 | 36 | 0 | 220 | 301 | 0 |
| จุฬาภรณ์ | CLB-H | 19 | 16 | 40 | 0 | 360 | 320 | 0 |
| น้ำพุง | NP-H | 20 | 3 | 6 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| ห้วยกุ่ม | HK-H | 21 | 1.06 | 120 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| ศรีนครินทร์ | SNR-H1 | 22 | 48 | 120 | 987 | 674 | 1264 | 644 |
| | SNR-H2 | 23 | 48 | 120 | 987 | 673 | 1263 | 643 |
| | SNR-H3 | 24 | 48 | 120 | 986 | 673 | 1263 | 643 |
| ท่าทุ่งนา | TN-H1 | 25 | 8 | 19.5 | 208 | 166 | 270 | 168 |
| | TN-H2 | 26 | 8 | 19.5 | 208 | 165 | 270 | 168 |
| เขาแหลม | KHL-H1 | 27 | 40 | 94 | 887 | 610 | 1040 | 627 |
| | KHL-H2 | 28 | 40 | 94 | 887 | 610 | 1040 | 627 |
| | KHL-H3 | 29 | 40 | 94 | 886 | 610 | 1040 | 626 |
| แก่งกระจาน | KKC-H1 | 30 | 16 | 19 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| คีรีธาร | KRD-H | 31 | 4 | 5 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| รัชชประภา | RPB-H1 | 32 | 32 | 80 | 100 | 324 | 200 | 117 |
| | RPB-H2 | 33 | 32 | 80 | 100 | 323 | 200 | 117 |
| | RPB-H3 | 34 | 32 | 80 | 100 | 323 | 200 | 116 |
| บางลาง | BLG-H | 35 | 29 | 72 | 540 | 532 | 532 | 560 |
| ห้วยเฮาะ | HHO-H1 | 36 | 38 | 66.6 | 1006 | 0 | 1066 | 132 |
| | HHO-H2 | 37 | 38 | 66.6 | 1006 | 0 | 1066 | 132 |
| เทินหินบุญ | THB-H1 | 38 | 60 | 93 | 2232 | 1116 | 1116 | 325 |
| | THB-H2 | 39 | 60 | 93 | 0 | 1116 | 1116 | 326 |

ตาราง ค4 ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบสูบกลับของระบบการไฟฟ้า ฯ

| ชื่อโรงไฟฟ้า | รหัส | No. | Pgmin(MW) | Pgmax (MW) | Ppmin(MW) | Ppmax (MW) | Eout (MW•Hr) | Vpre(MW•Hr) | Vmin(MW•Hr) | Vmax(MW•Hr) | Efficiency η |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| ภูมิพล | BB-H8 | 1 | 68 | 154 | 200 | 200 | 0 | 1000 | 0 | 2000 | 0.67 |
| ศรีนครินทร์ | SNR-H4 | 2 | 72 | 180 | 210 | 210 | 0 | 1000 | 0 | 2000 | 0.67 |
| | SNR-H5 | 3 | 72 | 180 | 210 | 210 | 0 | 1000 | 0 | 2000 | 0.67 |

ตาราง ค5 โหลดและกำลังผลิตสำรองของระบบการไฟฟ้า ฯ

| Time(Hr) | 4-Mar-00 | | 26-Mar-00 | | 3-Apr-00 | | 14-Apr-00 | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Load(MW) | Reserve(MW) | Load(MW) | Reserve(MW) | Load(MW) | Reserve(MW) | Load(MW) | Reserve(MW) |
| 1 | 7952 | 1415.456 | 8589 | 1588.965 | 8589 | 858.9 | 7144 | 857.28 |
| 2 | 7799 | 1388.222 | 8289 | 1533.465 | 8289 | 828.9 | 6944 | 833.28 |
| 3 | 7549 | 1343.722 | 8089 | 1496.465 | 8089 | 808.9 | 6744 | 809.28 |
| 4 | 7549 | 1343.722 | 7939 | 1468.715 | 7939 | 793.9 | 6694 | 803.28 |
| 5 | 7749 | 1379.322 | 8044 | 1488.14 | 8044 | 804.4 | 6799 | 815.88 |
| 6 | 8349 | 1486.122 | 8949 | 1655.565 | 8949 | 894.9 | 7204 | 864.48 |
| 7 | 8249 | 1468.322 | 9249 | 1711.065 | 9249 | 924.9 | 7004 | 840.48 |
| 8 | 7985 | 1421.33 | 9837 | 1819.845 | 9837 | 983.7 | 6744 | 809.28 |
| 9 | 8633 | 1536.674 | 11169 | 2066.265 | 11169 | 1116.9 | 6669 | 800.28 |
| 10 | 8800 | 1566.4 | 11402 | 2109.37 | 11402 | 1140.2 | 6919 | 830.28 |
| 11 | 9000 | 1602 | 11752 | 2174.12 | 11752 | 1175.2 | 7069 | 848.28 |
| 12 | 8536 | 1519.408 | 10907 | 2017.795 | 10907 | 1090.7 | 6924 | 830.88 |
| 13 | 8686 | 1546.108 | 11102 | 2053.87 | 11102 | 1110.2 | 6819 | 818.28 |
| 14 | 9086 | 1617.308 | 12052 | 2229.62 | 12052 | 1205.2 | 6919 | 830.28 |
| 15 | 9036 | 1608.408 | 11922 | 2205.57 | 11922 | 1192.2 | 6969 | 836.28 |
| 16 | 8986 | 1599.508 | 11822 | 2187.07 | 11822 | 1182.2 | 7039 | 844.68 |
| 17 | 8586 | 1528.308 | 10622 | 1965.07 | 10622 | 1062.2 | 7239 | 868.68 |
| 18 | 8586 | 1528.308 | 9912 | 1833.72 | 9912 | 991.2 | 7729 | 927.48 |
| 19 | 10187 | 1813.286 | 11658 | 2156.73 | 11658 | 1165.8 | 9174 | 1100.88 |
| 20 | 9832 | 1750.096 | 10993 | 2033.705 | 10993 | 1099.3 | 8959 | 1075.08 |
| 21 | 9282 | 1652.196 | 10910 | 2018.35 | 10910 | 1091 | 8734 | 1048.08 |
| 22 | 8942 | 1591.676 | 10843 | 2005.955 | 10843 | 1084.3 | 8249 | 989.88 |
| 23 | 8812 | 1568.536 | 10415 | 1926.775 | 10415 | 1041.5 | 7504 | 900.48 |
| 24 | 8162 | 1452.836 | 9999 | 1849.815 | 9999 | 999.9 | 7304 | 876.48 |

ตาราง ค6-1 ปริมาณการจ่ายโหลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อนวันที่ 4 มีนาคม 2543

| Period | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Unit 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 394 | 261 | 250 | 250 | 250 | 250 |
| Unit 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 3 | 305 | 295 | 0 | 0 | 280 | 322 | 319 | 307 | 340 | 351 | 364 | 334 | 343 | 370 | 366 | 363 | 337 | 337 | 432 | 307 | 280 | 280 | 280 | 280 |
| Unit 4 | 322 | 313 | 432 | 432 | 288 | 337 | 334 | 324 | 354 | 364 | 376 | 348 | 357 | 381 | 378 | 375 | 351 | 351 | 432 | 323 | 280 | 280 | 280 | 280 |
| Unit 5 | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 | 260 | 260 | 260 | 260 |
| Unit 6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 269 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 |
| Unit 7 | 190 | 190 | 227 | 227 | 190 | 190 | 190 | 190 | 190 | 190 | 190 | 190 | 190 | 190 | 190 | 190 | 190 | 190 | 214 | 190 | 190 | 190 | 190 | 190 |
| Unit 8 | 233 | 234 | 233 | 233 | 241 | 233 | 233 | 233 | 233 | 233 | 233 | 233 | 233 | 233 | 233 | 233 | 233 | 233 | 233 | 233 | 190 | 190 | 190 | 190 |
| Unit 9 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 10 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 11 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 12 | 581 | 598 | 522 | 522 | 598 | 540 | 546 | 577 | 525 | 518 | 510 | 529 | 523 | 507 | 509 | 511 | 527 | 527 | 473 | 473 | 433 | 433 | 433 | 433 |
| Unit 13 | 531 | 531 | 522 | 522 | 531 | 531 | 531 | 531 | 525 | 518 | 510 | 529 | 523 | 507 | 509 | 511 | 527 | 527 | 398 | 403 | 433 | 433 | 433 | 433 |
| Unit 14 | 700 | 700 | 674 | 674 | 700 | 692 | 698 | 700 | 677 | 670 | 662 | 681 | 675 | 658 | 660 | 662 | 679 | 679 | 525 | 553 | 583 | 583 | 583 | 583 |
| Unit 15 | 165 | 165 | 165 | 165 | 165 | 165 | 165 | 165 | 165 | 165 | 165 | 165 | 165 | 165 | 165 | 165 | 165 | 165 | 165 | 165 | 165 | 165 | 165 | 165 |
| Unit 16 | 330 | 330 | 330 | 330 | 330 | 330 | 330 | 330 | 330 | 330 | 330 | 330 | 330 | 330 | 330 | 330 | 330 | 330 | 330 | 330 | 330 | 330 | 330 | 330 |
| Unit 17 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 18 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 19 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 20 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 21 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 22 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 |
| Unit 23 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 |
| Unit 24 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 |
| Unit 25 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 |
| Unit 26 | 220 | 220 | 220 | 220 | 220 | 220 | 220 | 220 | 220 | 220 | 220 | 220 | 220 | 220 | 220 | 220 | 220 | 220 | 220 | 220 | 220 | 220 | 220 | 220 |
| Unit 27 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 28 | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 |
| Unit 29 | 300 | 300 | 300 | 300 | 300 | 300 | 300 | 300 | 300 | 300 | 300 | 300 | 300 | 300 | 300 | 300 | 300 | 300 | 300 | 300 | 300 | 300 | 300 | 300 |
| Unit 30 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 |
| Unit 31 | 280 | 280 | 280 | 280 | 280 | 280 | 280 | 280 | 280 | 280 | 280 | 280 | 280 | 280 | 280 | 280 | 280 | 280 | 280 | 280 | 280 | 280 | 280 | 280 |
| Unit 32 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 33 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 34 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 35 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 36 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 37 | 220 | 220 | 239 | 239 | 220 | 239 | 232 | 220 | 239 | 239 | 239 | 239 | 239 | 239 | 239 | 239 | 239 | 239 | 239 | 220 | 220 | 220 | 220 | 220 |
| Unit 38 | 421 | 421 | 421 | 421 | 421 | 421 | 421 | 421 | 421 | 421 | 421 | 421 | 421 | 421 | 421 | 421 | 421 | 421 | 421 | 421 | 337 | 337 | 337 | 337 |

| Period | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Unit 39 | 15 | 15 | 14 | 14 | 15 | 14 | 14 | 15 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 12 | 13 | 14 | 14 | 14 | 14 |
| Unit 40 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 |
| Unit 41 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 |
| Unit 42 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 |
| Unit 43 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 |
| Unit 44 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 |
| Unit 45 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 |
| Unit 46 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 |
| Unit 47 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 48 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 |
| Unit 49 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 50 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 51 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 52 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 53 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 54 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 |
| Unit 55 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 |
| Unit 56 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 |
| Unit 57 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 |
| Unit 58 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 59 | 678 | 678 | 678 | 678 | 678 | 678 | 678 | 678 | 678 | 678 | 678 | 678 | 678 | 678 | 678 | 678 | 678 | 678 | 541 | 678 | 678 | 678 | 678 | 678 |

ตาราง ค6-2 ปริมาณการจ่ายโหลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำวันที่ 4 มีนาคม 2543

| Period | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Unit 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 41 | 41 | 46 | 41 | 41 | 41 | 41 | 41 | 41 | 41 | 41 | 41 | 41 | 76 | 76 | 41 | 41 | 41 | 41 |
| Unit 2 | 39 | 0 | 0 | 0 | 0 | 39 | 39 | 39 | 39 | 39 | 39 | 39 | 39 | 39 | 39 | 39 | 39 | 39 | 75 | 75 | 39 | 39 | 39 | 39 |
| Unit 3 | 39 | 0 | 0 | 0 | 0 | 39 | 39 | 39 | 39 | 39 | 39 | 39 | 39 | 39 | 39 | 39 | 39 | 39 | 76 | 76 | 39 | 39 | 39 | 39 |
| Unit 4 | 31 | 0 | 0 | 0 | 0 | 60 | 60 | 31 | 60 | 31 | 31 | 31 | 31 | 31 | 60 | 31 | 31 | 31 | 76 | 76 | 60 | 31 | 31 | 31 |
| Unit 5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 7 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 46 | 46 | 0 | 73 | 46 | 75 | 73 | 73 | 75 | 75 | 75 | 73 | 73 | 115 | 115 | 115 | 75 | 51 | 0 |
| Unit 8 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 72 | 110 | 110 | 72 | 72 | 110 | 110 | 110 | 72 | 72 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 0 |
| Unit 9 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 64 | 110 | 110 | 77 | 100 | 110 | 110 | 110 | 59 | 59 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 0 |
| Unit 10 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 50 | 119 | 119 | 50 | 67 | 119 | 119 | 119 | 50 | 50 | 119 | 119 | 119 | 119 | 119 | 0 |
| Unit 11 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 110 | 110 | 110 | 0 | 110 | 110 | 110 | 110 | 69 | 69 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 0 |
| Unit 12 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 13 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 14 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 15 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

| Period | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Unit 16 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 17 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 18 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 19 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 20 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 21 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 22 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 48 | 0 | 0 | 48 | 48 | 59 | 48 | 48 | 106 | 59 | 59 | 0 | 0 | 120 | 120 | 120 | 56 | 48 | 0 |
| Unit 23 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 48 | 0 | 0 | 0 | 48 | 82 | 0 | 0 | 120 | 118 | 68 | 48 | 48 | 120 | 120 | 120 | 48 | 0 | 0 |
| Unit 24 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 120 | 0 | 0 | 120 | 120 | 120 | 0 | 0 | 120 | 120 | 120 | 98 | 48 | 0 |
| Unit 25 | 9 | 8 | 0 | 0 | 0 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 20 | 20 | 9 | 9 | 9 | 9 |
| Unit 26 | 9 | 8 | 0 | 0 | 0 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 20 | 20 | 9 | 9 | 9 | 9 |
| Unit 27 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 40 | 40 | 0 | 42 | 40 | 42 | 42 | 42 | 42 | 42 | 42 | 42 | 42 | 94 | 94 | 80 | 42 | 42 | 40 |
| Unit 28 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 40 | 40 | 0 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 94 | 94 | 94 | 40 | 40 | 40 |
| Unit 29 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 40 | 40 | 0 | 44 | 40 | 44 | 44 | 44 | 44 | 44 | 44 | 44 | 44 | 94 | 94 | 94 | 44 | 44 | 0 |
| Unit 30 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 31 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 32 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 68 | 32 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 33 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 68 | 32 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 34 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 68 | 32 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 35 | 43 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 29 | 0 | 29 | 29 | 29 | 29 | 29 | 0 | 29 | 29 | 29 | 72 | 72 | 0 | 29 | 29 | 29 |
| Unit 36 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 55 | 55 | 0 | 55 | 55 | 55 | 55 | 55 | 55 | 55 | 55 | 55 | 55 | 67 | 67 | 55 | 55 | 55 | 55 |
| Unit 37 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 53 | 49 | 0 | 56 | 55 | 56 | 56 | 56 | 56 | 56 | 56 | 56 | 56 | 67 | 67 | 56 | 56 | 56 | 48 |
| Unit 38 | 93 | 93 | 93 | 93 | 93 | 93 | 93 | 93 | 93 | 93 | 93 | 93 | 93 | 93 | 93 | 93 | 93 | 93 | 93 | 93 | 93 | 93 | 93 | 93 |
| Unit 39 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

ตาราง ค6-3 ปริมาณการจ่ายโหลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบสูบกลับวันที่ 4 มีนาคม 2543

| Period | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Unit 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

ตาราง ค6-4 ปริมาณการใช้ก๊าซที่มีเงื่อนไขและต้นทุนจากเครื่องพลังความร้อนวันที่ 4 มีนาคม 2543

| | Gas (Mbtu) | Fuel cost(฿) | Start up cost(฿) | Total cost(฿) |
|---|---|---|---|---|
| Unit 1 | 0 | 2546448 | 218063 | 2764511 |
| Unit 2 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 3 | 0 | 10558594 | 141021 | 10699615 |
| Unit 4 | 0 | 12086198 | 0 | 12086198 |
| Unit 5 | 66433579 | 6772239 | 0 | 6772239 |
| Unit 6 | 18753057 | 1645672 | 266015 | 1911687 |

| | Gas (Mbtu) | Fuel cost(฿) | Start up cost(฿) | Total cost(฿) |
|---|---|---|---|---|
| Unit 7 | 39942868 | 4071776 | 0 | 4071776 |
| Unit 8 | 47590868 | 4851413 | 0 | 4851413 |
| Unit 9 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 10 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 11 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 12 | 85973047 | 8764092 | 0 | 8764092 |
| Unit 13 | 83890765 | 8551825 | 0 | 8551825 |
| Unit 14 | 98933401 | 10085271 | 0 | 10085271 |
| Unit 15 | 0 | 4882700 | 0 | 4882700 |
| Unit 16 | 0 | 5615086 | 0 | 5615086 |
| Unit 17 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 18 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 19 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 20 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 21 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 22 | 0 | 1830734 | 0 | 1830734 |
| Unit 23 | 0 | 1830734 | 0 | 1830734 |
| Unit 24 | 0 | 2086163 | 0 | 2086163 |
| Unit 25 | 0 | 2086163 | 0 | 2086163 |
| Unit 26 | 0 | 3341820 | 0 | 3341820 |
| Unit 27 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 28 | 0 | 3545047 | 0 | 3545047 |
| Unit 29 | 0 | 3886464 | 0 | 3886464 |
| Unit 30 | 0 | 3479143 | 0 | 3479143 |
| Unit 31 | 0 | 3680076 | 0 | 3680076 |
| Unit 32 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 33 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 34 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 35 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 36 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 37 | 49532646 | 5049358 | 0 | 5049358 |
| Unit 38 | 80924653 | 8249459 | 0 | 8249459 |
| Unit 39 | 0 | 347484 | 0 | 347484 |
| Unit 40 | 0 | 327318 | 0 | 327318 |
| Unit 41 | 0 | 355236 | 0 | 355236 |
| Unit 42 | 0 | 329229 | 0 | 329229 |
| Unit 43 | 0 | 477192 | 0 | 477192 |
| Unit 44 | 0 | 459470 | 0 | 459470 |
| Unit 45 | 0 | 441472 | 0 | 441472 |

| | Gas (Mbtu) | Fuel cost(฿) | Start up cost(฿) | Total cost(฿) |
|---|---|---|---|---|
| Unit 46 | 0 | 325836 | 0 | 325836 |
| Unit 47 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 48 | 0 | 428789 | 0 | 428789 |
| Unit 49 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 50 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 51 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 52 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 53 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 54 | 44655057 | 4552136 | 0 | 4552136 |
| Unit 55 | 46014230 | 4690691 | 0 | 4690691 |
| Unit 56 | 47025895 | 4793820 | 0 | 4793820 |
| Unit 57 | 5268810 | 399175 | 116694 | 515869 |
| Unit 58 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 59 | 104675799 | 10248807 | 0 | 10248807 |
| Total | 819614673 | 147673133 | 741792 | 148414925 |

ตาราง ค7-1 ปริมาณการจ่ายโหลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อนวันที่ 26 มีนาคม 2543

| Period | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Unit 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 394 | 359 | 250 | 250 | 250 | 250 |
| Unit 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 394 | 353 | 250 | 250 | 250 | 250 |
| Unit 3 | 372 | 348 | 288 | 280 | 280 | 355 | 280 | 280 | 354 | 377 | 384 | 377 | 380 | 390 | 394 | 394 | 386 | 394 | 432 | 405 | 280 | 280 | 280 | 280 |
| Unit 4 | 383 | 361 | 307 | 280 | 280 | 367 | 280 | 280 | 366 | 388 | 394 | 388 | 390 | 399 | 403 | 403 | 395 | 403 | 432 | 413 | 280 | 280 | 280 | 280 |
| Unit 5 | 270 | 270 | 270 | 260 | 260 | 270 | 270 | 260 | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 | 260 | 260 | 260 | 260 |
| Unit 6 | 269 | 269 | 264 | 260 | 260 | 269 | 260 | 260 | 269 | 269 | 269 | 269 | 269 | 269 | 269 | 269 | 269 | 269 | 269 | 269 | 260 | 260 | 260 | 260 |
| Unit 7 | 190 | 190 | 190 | 190 | 190 | 190 | 190 | 190 | 190 | 190 | 190 | 190 | 190 | 190 | 190 | 190 | 190 | 190 | 216 | 190 | 190 | 190 | 190 | 190 |
| Unit 8 | 246 | 292 | 310 | 310 | 310 | 279 | 310 | 282 | 281 | 236 | 233 | 236 | 233 | 233 | 233 | 233 | 233 | 233 | 233 | 233 | 190 | 190 | 190 | 190 |
| Unit 9 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 10 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 11 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 12 | 598 | 598 | 599 | 601 | 612 | 598 | 605 | 598 | 598 | 598 | 588 | 598 | 595 | 575 | 569 | 569 | 586 | 573 | 473 | 473 | 427 | 427 | 424 | 427 |
| Unit 13 | 531 | 531 | 531 | 531 | 531 | 531 | 531 | 531 | 531 | 531 | 531 | 531 | 531 | 531 | 531 | 531 | 531 | 531 | 398 | 398 | 427 | 427 | 424 | 427 |
| Unit 14 | 472 | 472 | 472 | 472 | 472 | 472 | 472 | 472 | 472 | 472 | 472 | 472 | 472 | 472 | 472 | 472 | 472 | 472 | 354 | 354 | 472 | 472 | 472 | 472 |
| Unit 15 | 165 | 165 | 165 | 165 | 165 | 165 | 165 | 165 | 165 | 165 | 165 | 165 | 165 | 165 | 165 | 165 | 165 | 165 | 165 | 165 | 165 | 165 | 165 | 165 |
| Unit 16 | 330 | 330 | 330 | 330 | 330 | 330 | 330 | 330 | 330 | 330 | 330 | 330 | 330 | 330 | 330 | 330 | 330 | 330 | 330 | 330 | 330 | 330 | 330 | 330 |
| Unit 17 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 18 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 19 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 20 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 21 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

| Period | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Unit 22 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 |
| Unit 23 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 |
| Unit 24 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 |
| Unit 25 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 |
| Unit 26 | 220 | 220 | 220 | 220 | 220 | 220 | 220 | 220 | 220 | 220 | 220 | 220 | 220 | 220 | 220 | 220 | 220 | 220 | 220 | 220 | 220 | 220 | 220 | 220 |
| Unit 27 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 28 | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 |
| Unit 29 | 300 | 300 | 300 | 300 | 300 | 300 | 300 | 300 | 300 | 300 | 300 | 300 | 300 | 300 | 300 | 300 | 300 | 300 | 300 | 300 | 300 | 300 | 300 | 300 |
| Unit 30 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 |
| Unit 31 | 280 | 280 | 280 | 280 | 280 | 280 | 280 | 280 | 280 | 280 | 280 | 280 | 280 | 280 | 280 | 280 | 280 | 280 | 280 | 280 | 280 | 280 | 280 | 280 |
| Unit 32 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 33 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 34 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 35 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 36 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 197 | 168 | 150 | 150 | 150 | 150 |
| Unit 37 | 239 | 239 | 239 | 220 | 220 | 239 | 231 | 220 | 239 | 239 | 239 | 239 | 239 | 239 | 239 | 239 | 239 | 239 | 239 | 239 | 220 | 220 | 220 | 220 |
| Unit 38 | 421 | 421 | 421 | 337 | 376 | 421 | 421 | 337 | 421 | 421 | 421 | 421 | 421 | 421 | 421 | 421 | 421 | 421 | 421 | 421 | 337 | 337 | 337 | 337 |
| Unit 39 | 14 | 14 | 14 | 15 | 15 | 14 | 15 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 10 | 12 | 13 | 13 | 13 | 13 |
| Unit 40 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 41 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 10 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 |
| Unit 42 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 |
| Unit 43 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 |
| Unit 44 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 |
| Unit 45 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 |
| Unit 46 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 |
| Unit 47 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 48 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 |
| Unit 49 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 50 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 51 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 52 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 53 | 155 | 155 | 155 | 155 | 155 | 155 | 155 | 155 | 155 | 155 | 155 | 155 | 155 | 155 | 155 | 155 | 155 | 155 | 155 | 155 | 155 | 155 | 155 | 155 |
| Unit 54 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 |
| Unit 55 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 |
| Unit 56 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 |
| Unit 57 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 |
| Unit 58 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 |
| Unit 59 | 678 | 678 | 678 | 678 | 678 | 678 | 678 | 678 | 678 | 678 | 678 | 678 | 678 | 678 | 678 | 678 | 678 | 678 | 509 | 543 | 678 | 678 | 678 | 678 |

ตาราง ค7-2 ปริมาณการจ่ายโหลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำวันที่ 26 มีนาคม 2543

| Period | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Unit 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 31 | 0 | 0 | 0 | 0 | 34 | 0 | 37 | 0 | 30 | 0 | 0 | 30 | 75 | 75 | 75 | 34 | 30 | 0 |
| Unit 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 31 | 0 | 0 | 0 | 0 | 30 | 28 | 0 | 0 | 30 | 0 | 28 | 30 | 73 | 73 | 40 | 30 | 30 | 26 |
| Unit 3 | 28 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 28 | 28 | 0 | 28 | 28 | 28 | 28 | 28 | 28 | 0 | 76 | 66 | 28 | 0 | 0 | 28 |
| Unit 4 | 28 | 0 | 0 | 0 | 0 | 28 | 0 | 0 | 28 | 0 | 28 | 0 | 28 | 28 | 0 | 0 | 0 | 28 | 76 | 76 | 45 | 28 | 28 | 0 |
| Unit 5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 28 | 0 | 0 | 0 | 28 | 0 | 28 | 28 | 28 | 0 | 28 | 28 | 0 | 76 | 76 | 73 | 0 | 0 | 28 |
| Unit 6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 7 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 46 | 46 | 46 | 46 | 0 | 0 | 46 | 46 | 0 | 115 | 115 | 115 | 93 | 0 | 46 |
| Unit 8 | 50 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 50 | 50 | 0 | 50 | 50 | 50 | 50 | 0 | 50 | 110 | 110 | 110 | 83 | 50 | 50 |
| Unit 9 | 50 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 50 | 0 | 50 | 50 | 50 | 50 | 50 | 50 | 50 | 110 | 110 | 110 | 83 | 50 | 0 |
| Unit 10 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 50 | 50 | 50 | 50 | 50 | 50 | 50 | 50 | 119 | 119 | 119 | 105 | 50 | 0 |
| Unit 11 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 73 | 110 | 110 | 0 | 94 | 110 | 110 | 110 | 110 | 86 | 0 |
| Unit 12 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 13 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 14 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 15 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 16 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 17 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 18 | 16 | 16 | 0 | 0 | 0 | 14 | 0 | 0 | 15 | 16 | 0 | 0 | 14 | 14 | 0 | 16 | 0 | 14 | 36 | 36 | 0 | 0 | 14 | 0 |
| Unit 19 | 24 | 16 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 16 | 24 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 24 | 16 | 16 | 40 | 40 | 16 | 16 | 16 | 16 |
| Unit 20 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 21 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 22 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 47 | 59 | 0 | 0 | 47 | 119 | 119 | 119 | 119 | 47 | 0 |
| Unit 23 | 58 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 49 | 0 | 0 | 46 | 0 | 0 | 118 | 118 | 118 | 118 | 0 | 50 |
| Unit 24 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 48 | 48 | 48 | 0 | 0 | 0 | 0 | 48 | 0 | 120 | 120 | 120 | 120 | 0 | 0 |
| Unit 25 | 8 | 8 | 0 | 0 | 0 | 8 | 0 | 0 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 0 | 20 | 19 | 8 | 8 | 8 | 8 |
| Unit 26 | 11 | 11 | 0 | 0 | 0 | 11 | 0 | 0 | 11 | 11 | 9 | 9 | 0 | 0 | 9 | 11 | 9 | 0 | 20 | 20 | 9 | 9 | 0 | 9 |
| Unit 27 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 40 | 40 | 40 | 40 | 0 | 40 | 40 | 94 | 94 | 94 | 48 | 40 | 0 |
| Unit 28 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 40 | 40 | 40 | 0 | 40 | 94 | 94 | 94 | 88 | 40 | 40 |
| Unit 29 | 58 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 44 | 44 | 44 | 0 | 0 | 0 | 0 | 44 | 0 | 94 | 94 | 94 | 94 | 0 | 0 |
| Unit 30 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 31 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 32 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 42 | 0 | 0 | 80 | 80 | 80 | 0 | 0 | 42 |
| Unit 33 | 42 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 42 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 80 | 80 | 80 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 34 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 32 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 80 | 80 | 80 | 52 | 0 | 0 |
| Unit 35 | 29 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 29 | 29 | 29 | 29 | 0 | 29 | 29 | 0 | 29 | 29 | 72 | 72 | 69 | 29 | 29 | 0 |
| Unit 36 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 37 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 38 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 61 | 68 | 61 | 0 | 93 | 93 | 93 | 89 | 93 | 93 | 93 | 93 | 93 | 93 | 0 |
| Unit 39 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 93 | 0 | 93 | 93 | 93 | 93 | 93 | 93 | 93 | 93 | 93 | 93 | 93 | 0 |

ตาราง ค7-3 ปริมาณการจ่ายโหลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบสูบกลับวันที่ 26 มีนาคม 2543

| Period | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Unit 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

ตาราง ค7-4 ปริมาณการใช้ก๊าซที่มีเงื่อนไขและต้นทุนจากเครื่องพลังความร้อนวันที่ 26 มีนาคม 2543

| | Gas(Mbtu) | Fuel cost(฿) | Start up cost(฿) | Total cost(฿) |
|---|---|---|---|---|
| Unit 1 | 0 | 2768172 | 218063 | 2986235 |
| Unit 2 | 0 | 2799356 | 218063 | 3017419 |
| Unit 3 | 0 | 12504543 | 0 | 12504543 |
| Unit 4 | 0 | 12710496 | 0 | 12710496 |
| Unit 5 | 66246083 | 6694167 | 0 | 6694167 |
| Unit 6 | 65233762 | 6591872 | 0 | 6591872 |
| Unit 7 | 39431684 | 3984572 | 0 | 3984572 |
| Unit 8 | 50499629 | 5102988 | 0 | 5102988 |
| Unit 9 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 10 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 11 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 12 | 91182926 | 9214035 | 0 | 9214035 |
| Unit 13 | 84476767 | 8536377 | 0 | 8536377 |
| Unit 14 | 76918739 | 7772639 | 0 | 7772639 |
| Unit 15 | 0 | 5003551 | 0 | 5003551 |
| Unit 16 | 0 | 5754065 | 0 | 5754065 |
| Unit 17 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 18 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 19 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 20 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 21 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 22 | 0 | 1770865 | 0 | 1770865 |
| Unit 23 | 0 | 1770865 | 0 | 1770865 |
| Unit 24 | 0 | 2017941 | 0 | 2017941 |
| Unit 25 | 0 | 2017941 | 0 | 2017941 |
| Unit 26 | 0 | 3232535 | 0 | 3232535 |
| Unit 27 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 28 | 0 | 3429116 | 0 | 3429116 |
| Unit 29 | 0 | 3759368 | 0 | 3759368 |
| Unit 30 | 0 | 3365368 | 0 | 3365368 |
| Unit 31 | 0 | 3559730 | 0 | 3559730 |
| Unit 32 | 0 | 0 | 0 | 0 |

| | Gas(Mbtu) | Fuel cost(฿) | Start up cost(฿) | Total cost(฿) |
|---|---|---|---|---|
| Unit 33 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 34 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 35 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 36 | 0 | 1523316 | 356624 | 1879940 |
| Unit 37 | 49765840 | 5028838 | 0 | 5028838 |
| Unit 38 | 79698275 | 8053511 | 0 | 8053511 |
| Unit 39 | 0 | 351352 | 0 | 351352 |
| Unit 40 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 41 | 0 | 357708 | 0 | 357708 |
| Unit 42 | 0 | 333593 | 0 | 333593 |
| Unit 43 | 0 | 483517 | 0 | 483517 |
| Unit 44 | 0 | 465560 | 0 | 465560 |
| Unit 45 | 0 | 447324 | 0 | 447324 |
| Unit 46 | 0 | 330156 | 0 | 330156 |
| Unit 47 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 48 | 0 | 434473 | 0 | 434473 |
| Unit 49 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 50 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 51 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 52 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 53 | 32953278 | 3329929 | 0 | 3329929 |
| Unit 54 | 44655057 | 4512393 | 0 | 4512393 |
| Unit 55 | 46014230 | 4649738 | 0 | 4649738 |
| Unit 56 | 47025895 | 4751967 | 0 | 4751967 |
| Unit 57 | 16307839 | 1562617 | 0 | 1562617 |
| Unit 58 | 18389561 | 1762088 | 0 | 1762088 |
| Unit 59 | 104006678 | 9965920 | 0 | 9965920 |
| Total | 912806244 | 162704560 | 792750 | 163497310 |

**ตาราง ค8-1 ปริมาณการจ่ายโหลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อนวันที่ 3 เมษายน 2543**

| Period | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Unit 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 2 | 452 | 345 | 0 | 0 | 0 | 452 | 430 | 452 | 452 | 452 | 420 | 397 | 397 | 394 | 388 | 377 | 353 | 353 | 364 | 353 | 353 | 353 | 353 | 353 |
| Unit 3 | 491 | 397 | 473 | 395 | 450 | 492 | 472 | 491 | 491 | 491 | 464 | 443 | 443 | 432 | 432 | 426 | 405 | 405 | 415 | 405 | 405 | 405 | 405 | 405 |
| Unit 4 | 492 | 406 | 475 | 403 | 454 | 492 | 474 | 492 | 492 | 492 | 467 | 448 | 448 | 432 | 432 | 432 | 413 | 413 | 422 | 413 | 413 | 413 | 413 | 413 |
| Unit 5 | 360 | 360 | 360 | 360 | 360 | 360 | 360 | 360 | 360 | 360 | 360 | 360 | 360 | 312 | 356 | 360 | 360 | 360 | 360 | 360 | 360 | 360 | 360 | 360 |
| Unit 6 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 | 269 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 | 269 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 |
| Unit 7 | 190 | 190 | 190 | 190 | 190 | 192 | 190 | 190 | 190 | 190 | 190 | 190 | 190 | 197 | 190 | 190 | 190 | 190 | 190 | 190 | 190 | 190 | 190 | 190 |
| Unit 8 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 209 | 209 | 209 | 209 | 209 | 209 | 209 | 209 | 209 | 209 | 209 | 209 | 209 | 209 | 209 | 209 | 209 | 209 |

| Period | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Unit 9 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 10 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 11 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 12 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 |
| Unit 13 | 315 | 315 | 315 | 315 | 315 | 315 | 315 | 315 | 315 | 315 | 315 | 315 | 315 | 315 | 315 | 315 | 315 | 315 | 315 | 315 | 315 | 315 | 315 | 315 |
| Unit 14 | 700 | 700 | 700 | 700 | 700 | 700 | 700 | 700 | 700 | 700 | 700 | 700 | 700 | 700 | 700 | 700 | 700 | 700 | 700 | 700 | 700 | 700 | 700 | 700 |
| Unit 15 | 165 | 165 | 165 | 165 | 165 | 165 | 165 | 165 | 165 | 165 | 165 | 165 | 165 | 165 | 165 | 165 | 165 | 165 | 165 | 165 | 165 | 165 | 165 | 165 |
| Unit 16 | 330 | 330 | 330 | 330 | 330 | 330 | 330 | 330 | 330 | 330 | 330 | 330 | 330 | 330 | 330 | 330 | 330 | 330 | 330 | 330 | 330 | 330 | 330 | 330 |
| Unit 17 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 18 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 19 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 20 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 21 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 22 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 |
| Unit 23 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 |
| Unit 24 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 |
| Unit 25 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 |
| Unit 26 | 220 | 220 | 220 | 220 | 220 | 220 | 220 | 220 | 220 | 220 | 220 | 220 | 220 | 220 | 220 | 220 | 220 | 220 | 220 | 220 | 220 | 220 | 220 | 220 |
| Unit 27 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 28 | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 |
| Unit 29 | 300 | 300 | 300 | 300 | 300 | 300 | 300 | 300 | 300 | 300 | 300 | 300 | 300 | 300 | 300 | 300 | 300 | 300 | 300 | 300 | 300 | 300 | 300 | 300 |
| Unit 30 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 |
| Unit 31 | 280 | 280 | 280 | 280 | 280 | 280 | 280 | 280 | 280 | 280 | 280 | 280 | 280 | 280 | 280 | 280 | 280 | 280 | 280 | 280 | 280 | 280 | 280 | 280 |
| Unit 32 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 140 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 |
| Unit 33 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 34 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 294 | 294 | 294 | 294 | 294 | 290 | 281 | 281 | 257 | 257 | 273 | 264 | 264 | 268 | 264 | 264 | 264 | 264 | 264 |
| Unit 35 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 212 | 201 | 201 | 221 | 198 | 194 | 186 | 185 | 190 | 185 | 185 | 185 | 185 | 185 |
| Unit 36 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 194 | 194 | 194 | 188 | 181 | 181 | 221 | 179 | 176 | 171 | 171 | 173 | 171 | 171 | 171 | 171 | 171 |
| Unit 37 | 233 | 220 | 220 | 220 | 220 | 289 | 220 | 247 | 247 | 248 | 220 | 220 | 220 | 239 | 220 | 220 | 220 | 220 | 220 | 220 | 220 | 220 | 220 | 220 |
| Unit 38 | 562 | 562 | 562 | 562 | 562 | 562 | 562 | 562 | 562 | 562 | 562 | 562 | 562 | 562 | 562 | 562 | 562 | 562 | 562 | 562 | 562 | 562 | 562 | 562 |
| Unit 39 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 |
| Unit 40 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 41 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 |
| Unit 42 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 |
| Unit 43 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 |
| Unit 44 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 |
| Unit 45 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 |
| Unit 46 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 |
| Unit 47 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

| Period | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Unit 48 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 |
| Unit 49 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 50 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 51 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 52 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 53 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 |
| Unit 54 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 |
| Unit 55 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 |
| Unit 56 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 |
| Unit 57 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 |
| Unit 58 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 59 | 678 | 678 | 678 | 678 | 678 | 678 | 678 | 678 | 678 | 678 | 678 | 678 | 678 | 678 | 678 | 678 | 678 | 678 | 678 | 678 | 678 | 678 | 678 | 678 |

**ตาราง ค8-2 ปริมาณการจ่ายโหลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำวันที่ 3 เมษายน 2543**

| Period | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Unit 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 30 | 73 | 76 | 30 | 30 | 76 | 76 | 76 | 30 | 30 | 76 | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 |
| Unit 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 32 | 28 | 32 | 75 | 32 | 32 | 75 | 75 | 75 | 32 | 32 | 75 | 32 | 32 | 32 | 28 | 28 |
| Unit 3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 32 | 28 | 32 | 76 | 32 | 32 | 76 | 76 | 76 | 32 | 32 | 76 | 32 | 32 | 32 | 28 | 28 |
| Unit 4 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 31 | 28 | 40 | 76 | 30 | 30 | 76 | 76 | 76 | 30 | 30 | 76 | 30 | 30 | 30 | 28 | 28 |
| Unit 5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 28 | 28 | 61 | 76 | 28 | 28 | 76 | 76 | 76 | 28 | 28 | 76 | 28 | 28 | 28 | 28 | 28 |
| Unit 6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 7 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 115 | 115 | 115 | 57 | 81 | 115 | 115 | 115 | 78 | 0 | 115 | 81 | 57 | 81 | 78 | 0 |
| Unit 8 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 87 | 50 | 110 | 110 | 110 | 110 | 87 | 0 |
| Unit 9 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 109 | 0 | 110 | 110 | 110 | 110 | 64 | 50 |
| Unit 10 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 119 | 119 | 119 | 119 | 119 | 119 | 119 | 119 | 114 | 0 | 119 | 119 | 119 | 119 | 0 | 0 |
| Unit 11 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 0 | 110 | 110 | 110 | 110 | 62 | 50 |
| Unit 12 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 13 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 14 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 15 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 16 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 17 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 18 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 14 | 0 | 14 | 36 | 14 | 14 | 36 | 36 | 36 | 14 | 14 | 31 | 14 | 14 | 14 | 0 | 0 |
| Unit 19 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 17 | 0 | 0 | 40 | 17 | 17 | 40 | 40 | 40 | 0 | 17 | 40 | 17 | 17 | 17 | 0 | 0 |
| Unit 20 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 21 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 22 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 120 | 120 | 120 | 48 | 117 | 120 | 120 | 120 | 48 | 0 | 120 | 65 | 48 | 50 | 48 | 0 |
| Unit 23 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 120 | 120 | 120 | 48 | 120 | 120 | 120 | 120 | 48 | 0 | 120 | 63 | 48 | 48 | 48 | 0 |
| Unit 24 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 120 | 120 | 120 | 90 | 120 | 120 | 120 | 120 | 0 | 0 | 120 | 120 | 93 | 0 | 0 | 0 |

| Period | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Unit 25 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 12 | 16 | 20 | 20 | 12 | 12 | 20 | 20 | 20 | 20 | 12 | 20 | 12 | 12 | 12 | 16 | 16 |
| Unit 26 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 11 | 20 | 20 | 20 | 11 | 11 | 20 | 20 | 20 | 20 | 11 | 20 | 11 | 11 | 11 | 20 | 20 |
| Unit 27 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 54 | 94 | 94 | 54 | 54 | 94 | 94 | 94 | 54 | 0 | 94 | 54 | 54 | 54 | 54 | 40 |
| Unit 28 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 59 | 94 | 94 | 60 | 60 | 94 | 94 | 94 | 59 | 0 | 94 | 59 | 59 | 59 | 59 | 0 |
| Unit 29 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 86 | 94 | 94 | 56 | 56 | 94 | 94 | 94 | 56 | 0 | 94 | 56 | 56 | 56 | 56 | 0 |
| Unit 30 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 31 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 32 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 39 | 0 | 0 | 80 | 49 | 32 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 33 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 80 | 80 | 40 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 34 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 80 | 80 | 40 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 35 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 29 | 29 | 56 | 72 | 0 | 0 | 72 | 72 | 72 | 0 | 0 | 72 | 0 | 0 | 0 | 29 | 29 |
| Unit 36 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 61 | 61 | 67 | 67 | 61 | 61 | 67 | 67 | 67 | 61 | 61 | 67 | 61 | 61 | 61 | 61 | 61 |
| Unit 37 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 40 | 62 | 67 | 67 | 62 | 62 | 67 | 67 | 67 | 62 | 65 | 67 | 62 | 62 | 62 | 62 | 62 |
| Unit 38 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 93 | 93 | 93 | 93 | 93 | 93 | 93 | 93 | 0 | 0 | 93 | 93 | 93 | 93 | 0 | 0 |
| Unit 39 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 93 | 93 | 93 | 93 | 93 | 93 | 93 | 93 | 0 | 0 | 93 | 93 | 93 | 93 | 0 | 0 |

ตาราง ค8-3 ปริมาณการจ่ายโหลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบสูบกลับวันที่ 3 เมษายน 2543

| Period | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Unit 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

ตาราง ค8-4 ปริมาณการใช้ก๊าซที่มีเงื่อนไขและต้นทุนจากเครื่องพลังความร้อนวันที่ 3 เมษายน 2543

| | Gas(Mbtu) | Fuel cost(฿) | Start up cost(฿) | Total cost(฿) |
|---|---|---|---|---|
| Unit 1 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 2 | 0 | 12169397 | 147021 | 12316418 |
| Unit 3 | 0 | 14933482 | 0 | 14933482 |
| Unit 4 | 0 | 15048064 | 0 | 15048064 |
| Unit 5 | 79482619 | 8664400 | 0 | 8664400 |
| Unit 6 | 64458970 | 7026672 | 0 | 7026672 |
| Unit 7 | 39301538 | 4284261 | 0 | 4284261 |
| Unit 8 | 35437092 | 3701215 | 161783 | 3862997 |
| Unit 9 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 10 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 11 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 12 | 100999383 | 11009943 | 0 | 11009943 |
| Unit 13 | 62688621 | 6833687 | 0 | 6833687 |
| Unit 14 | 104867383 | 11431593 | 0 | 11431593 |
| Unit 15 | 0 | 5835069 | 0 | 5835069 |

| | Gas(Mbtu) | Fuel cost(฿) | Start up cost(฿) | Total cost(฿) |
|---|---|---|---|---|
| Unit 16 | 0 | 6710307 | 0 | 6710307 |
| Unit 17 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 18 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 19 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 20 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 21 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 22 | 0 | 1865396 | 0 | 1865396 |
| Unit 23 | 0 | 1865396 | 0 | 1865396 |
| Unit 24 | 0 | 2125662 | 0 | 2125662 |
| Unit 25 | 0 | 2125662 | 0 | 2125662 |
| Unit 26 | 0 | 3405093 | 0 | 3405093 |
| Unit 27 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 28 | 0 | 3612167 | 0 | 3612167 |
| Unit 29 | 0 | 3960048 | 0 | 3960048 |
| Unit 30 | 0 | 3545015 | 0 | 3545015 |
| Unit 31 | 0 | 3749753 | 0 | 3749753 |
| Unit 32 | 0 | 1801303 | 354731 | 2156034 |
| Unit 33 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 34 | 0 | 7453774 | 190635 | 7644408 |
| Unit 35 | 0 | 4114108 | 264840 | 4378948 |
| Unit 36 | 0 | 4564084 | 222108 | 4786192 |
| Unit 37 | 48973744 | 5338628 | 0 | 5338628 |
| Unit 38 | 102223680 | 11143403 | 0 | 11143403 |
| Unit 39 | 0 | 407068 | 0 | 407068 |
| Unit 40 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 41 | 0 | 359944 | 0 | 359944 |
| Unit 42 | 0 | 333593 | 0 | 333593 |
| Unit 43 | 0 | 483517 | 0 | 483517 |
| Unit 44 | 0 | 465560 | 0 | 465560 |
| Unit 45 | 0 | 447324 | 0 | 447324 |
| Unit 46 | 0 | 330156 | 0 | 330156 |
| Unit 47 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 48 | 0 | 434473 | 0 | 434473 |
| Unit 49 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 50 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 51 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 52 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 53 | 45713559 | 4983235 | 0 | 4983235 |
| Unit 54 | 44655057 | 4867848 | 0 | 4867848 |

| | Gas(Mbtu) | Fuel cost(฿) | Start up cost(฿) | Total cost(฿) |
|---|---|---|---|---|
| Unit 55 | 46014230 | 5016011 | 0 | 5016011 |
| Unit 56 | 36753531 | 3844720 | 161783 | 4006502 |
| Unit 57 | 8578197 | 775696 | 114549 | 890245 |
| Unit 58 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 59 | 105219678 | 10919698 | 0 | 10919698 |
| Total | 925367281 | 201986424 | 1617450 | 203603874 |

ตาราง ค9-1 ปริมาณการจ่ายโหลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อนวันที่ 14 เมษายน 2543

| Period | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Unit 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 2 | 452 | 345 | 0 | 0 | 0 | 452 | 430 | 452 | 452 | 452 | 420 | 397 | 397 | 394 | 388 | 377 | 353 | 353 | 364 | 353 | 353 | 353 | 353 | 353 |
| Unit 3 | 491 | 397 | 473 | 395 | 450 | 492 | 472 | 491 | 491 | 491 | 464 | 443 | 443 | 432 | 432 | 426 | 405 | 405 | 415 | 405 | 405 | 405 | 405 | 405 |
| Unit 4 | 492 | 406 | 475 | 403 | 454 | 492 | 474 | 492 | 492 | 492 | 467 | 448 | 448 | 432 | 432 | 432 | 413 | 413 | 422 | 413 | 413 | 413 | 413 | 413 |
| Unit 5 | 360 | 360 | 360 | 360 | 360 | 360 | 360 | 360 | 360 | 360 | 360 | 360 | 360 | 312 | 356 | 360 | 360 | 360 | 360 | 360 | 360 | 360 | 360 | 360 |
| Unit 6 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 | 269 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 | 269 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 |
| Unit 7 | 190 | 190 | 190 | 190 | 190 | 192 | 190 | 190 | 190 | 190 | 190 | 190 | 190 | 197 | 190 | 190 | 190 | 190 | 190 | 190 | 190 | 190 | 190 | 190 |
| Unit 8 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 209 | 209 | 209 | 209 | 209 | 209 | 209 | 209 | 209 | 209 | 209 | 209 | 209 | 209 | 209 | 209 | 209 | 209 |
| Unit 9 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 10 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 11 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 12 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 |
| Unit 13 | 315 | 315 | 315 | 315 | 315 | 315 | 315 | 315 | 315 | 315 | 315 | 315 | 315 | 315 | 315 | 315 | 315 | 315 | 315 | 315 | 315 | 315 | 315 | 315 |
| Unit 14 | 700 | 700 | 700 | 700 | 700 | 700 | 700 | 700 | 700 | 700 | 700 | 700 | 700 | 700 | 700 | 700 | 700 | 700 | 700 | 700 | 700 | 700 | 700 | 700 |
| Unit 15 | 165 | 165 | 165 | 165 | 165 | 165 | 165 | 165 | 165 | 165 | 165 | 165 | 165 | 165 | 165 | 165 | 165 | 165 | 165 | 165 | 165 | 165 | 165 | 165 |
| Unit 16 | 330 | 330 | 330 | 330 | 330 | 330 | 330 | 330 | 330 | 330 | 330 | 330 | 330 | 330 | 330 | 330 | 330 | 330 | 330 | 330 | 330 | 330 | 330 | 330 |
| Unit 17 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 18 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 19 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 20 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 21 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 22 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 |
| Unit 23 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 |
| Unit 24 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 |
| Unit 25 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 |
| Unit 26 | 220 | 220 | 220 | 220 | 220 | 220 | 220 | 220 | 220 | 220 | 220 | 220 | 220 | 220 | 220 | 220 | 220 | 220 | 220 | 220 | 220 | 220 | 220 | 220 |
| Unit 27 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 28 | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 |
| Unit 29 | 300 | 300 | 300 | 300 | 300 | 300 | 300 | 300 | 300 | 300 | 300 | 300 | 300 | 300 | 300 | 300 | 300 | 300 | 300 | 300 | 300 | 300 | 300 | 300 |
| Unit 30 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 |

| Period | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Unit 31 | 280 | 280 | 280 | 280 | 280 | 280 | 280 | 280 | 280 | 280 | 280 | 280 | 280 | 280 | 280 | 280 | 280 | 280 | 280 | 280 | 280 | 280 | 280 | 280 |
| Unit 32 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 140 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 |
| Unit 33 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 34 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 294 | 294 | 294 | 294 | 294 | 290 | 281 | 281 | 257 | 257 | 273 | 264 | 264 | 268 | 264 | 264 | 264 | 264 | 264 |
| Unit 35 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 212 | 201 | 201 | 221 | 198 | 194 | 186 | 185 | 190 | 185 | 185 | 185 | 185 | 185 |
| Unit 36 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 194 | 194 | 194 | 188 | 181 | 181 | 221 | 179 | 176 | 171 | 171 | 173 | 171 | 171 | 171 | 171 | 171 |
| Unit 37 | 233 | 220 | 220 | 220 | 220 | 289 | 220 | 247 | 247 | 248 | 220 | 220 | 220 | 239 | 220 | 220 | 220 | 220 | 220 | 220 | 220 | 220 | 220 | 220 |
| Unit 38 | 562 | 562 | 562 | 562 | 562 | 562 | 562 | 562 | 562 | 562 | 562 | 562 | 562 | 562 | 562 | 562 | 562 | 562 | 562 | 562 | 562 | 562 | 562 | 562 |
| Unit 39 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 |
| Unit 40 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 41 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 |
| Unit 42 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 |
| Unit 43 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 |
| Unit 44 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 |
| Unit 45 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 |
| Unit 46 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 |
| Unit 47 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 48 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 |
| Unit 49 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 50 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 51 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 52 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 53 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 |
| Unit 54 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 |
| Unit 55 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 |
| Unit 56 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 |
| Unit 57 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 |
| Unit 58 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 59 | 678 | 678 | 678 | 678 | 678 | 678 | 678 | 678 | 678 | 678 | 678 | 678 | 678 | 678 | 678 | 678 | 678 | 678 | 678 | 678 | 678 | 678 | 678 | 678 |

ตาราง ค9-2 ปริมาณการจ่ายโหลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำวันที่ 14 เมษายน 2543

| Period | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Unit 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 30 | 73 | 76 | 30 | 30 | 76 | 76 | 76 | 30 | 30 | 76 | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 |
| Unit 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 32 | 28 | 32 | 75 | 32 | 32 | 75 | 75 | 75 | 32 | 32 | 75 | 32 | 32 | 32 | 28 | 28 |
| Unit 3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 32 | 28 | 32 | 76 | 32 | 32 | 76 | 76 | 76 | 32 | 32 | 76 | 32 | 32 | 32 | 28 | 28 |
| Unit 4 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 31 | 28 | 40 | 76 | 30 | 30 | 76 | 76 | 76 | 30 | 30 | 76 | 30 | 30 | 30 | 28 | 28 |
| Unit 5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 28 | 28 | 61 | 76 | 28 | 28 | 76 | 76 | 76 | 28 | 28 | 76 | 28 | 28 | 28 | 28 | 28 |
| Unit 6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 7 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 115 | 115 | 115 | 57 | 81 | 115 | 115 | 115 | 78 | 0 | 115 | 81 | 57 | 81 | 78 | 0 |

| Period | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Unit 8 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 87 | 50 | 110 | 110 | 110 | 110 | 87 | 0 |
| Unit 9 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 109 | 0 | 110 | 110 | 110 | 110 | 64 | 50 |
| Unit 10 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 119 | 119 | 119 | 119 | 119 | 119 | 119 | 119 | 114 | 0 | 119 | 119 | 119 | 119 | 0 | 0 |
| Unit 11 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 0 | 110 | 110 | 110 | 110 | 62 | 50 |
| Unit 12 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 13 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 14 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 15 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 16 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 17 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 18 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 14 | 0 | 14 | 36 | 14 | 14 | 36 | 36 | 36 | 14 | 14 | 31 | 14 | 14 | 14 | 0 | 0 |
| Unit 19 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 17 | 0 | 0 | 40 | 17 | 17 | 40 | 40 | 40 | 0 | 17 | 40 | 17 | 17 | 17 | 0 | 0 |
| Unit 20 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 21 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 22 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 120 | 120 | 120 | 48 | 117 | 120 | 120 | 120 | 48 | 0 | 120 | 65 | 48 | 50 | 48 | 0 |
| Unit 23 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 120 | 120 | 120 | 48 | 120 | 120 | 120 | 120 | 48 | 0 | 120 | 63 | 48 | 48 | 48 | 0 |
| Unit 24 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 120 | 120 | 120 | 90 | 120 | 120 | 120 | 120 | 0 | 0 | 120 | 120 | 93 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 25 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 12 | 16 | 20 | 20 | 12 | 12 | 20 | 20 | 20 | 20 | 12 | 20 | 12 | 12 | 12 | 16 | 16 |
| Unit 26 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 11 | 20 | 20 | 20 | 11 | 11 | 20 | 20 | 20 | 20 | 11 | 20 | 11 | 11 | 11 | 20 | 20 |
| Unit 27 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 54 | 94 | 94 | 54 | 54 | 94 | 94 | 94 | 54 | 0 | 94 | 54 | 54 | 54 | 54 | 40 |
| Unit 28 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 59 | 94 | 94 | 60 | 60 | 94 | 94 | 94 | 59 | 0 | 94 | 59 | 59 | 59 | 59 | 0 |
| Unit 29 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 86 | 94 | 94 | 56 | 56 | 94 | 94 | 94 | 56 | 0 | 94 | 56 | 56 | 56 | 56 | 0 |
| Unit 30 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 31 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 32 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 39 | 0 | 0 | 80 | 49 | 32 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 33 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 80 | 80 | 40 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 34 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 80 | 80 | 40 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 35 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 29 | 29 | 56 | 72 | 0 | 0 | 72 | 72 | 72 | 0 | 0 | 72 | 0 | 0 | 0 | 29 | 29 |
| Unit 36 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 61 | 61 | 67 | 67 | 61 | 61 | 67 | 67 | 67 | 61 | 61 | 67 | 61 | 61 | 61 | 61 | 61 |
| Unit 37 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 40 | 62 | 67 | 67 | 62 | 62 | 67 | 67 | 67 | 62 | 65 | 67 | 62 | 62 | 62 | 62 | 62 |
| Unit 38 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 93 | 93 | 93 | 93 | 93 | 93 | 93 | 93 | 0 | 0 | 93 | 93 | 93 | 93 | 0 | 0 |
| Unit 39 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 93 | 93 | 93 | 93 | 93 | 93 | 93 | 93 | 0 | 0 | 93 | 93 | 93 | 93 | 0 | 0 |

ตาราง ค9-3 ปริมาณการจ่ายโหลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบสูบกลับวันที่ 14 เมษายน 2543

| Period | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Unit 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

ตาราง ค9-4 ปริมาณการใช้ก๊าซที่มีเงื่อนไขและต้นทุนจากเครื่องพลังความร้อนวันที่ 14 เมษายน 2543

| | Gas(Mbtu) | Fuel cost(฿) | Start up cost(฿) | Total cost(฿) |
|---|---|---|---|---|
| Unit 1 | 0 | 2941337 | 218063 | 3159400 |
| Unit 2 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 3 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 4 | 0 | 13062604 | 141021 | 13203625 |
| Unit 5 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 6 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 7 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 8 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 9 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 10 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 11 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 12 | 98783836 | 10768426 | 0 | 10768426 |
| Unit 13 | 62688625 | 6833687 | 0 | 6833687 |
| Unit 14 | 77923833 | 8494477 | 0 | 8494477 |
| Unit 15 | 0 | 6523587 | 0 | 6523587 |
| Unit 16 | 0 | 6710307 | 0 | 6710307 |
| Unit 17 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 18 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 19 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 20 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 21 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 22 | 0 | 1865396 | 0 | 1865396 |
| Unit 23 | 0 | 1865396 | 0 | 1865396 |
| Unit 24 | 0 | 2125455 | 0 | 2125455 |
| Unit 25 | 0 | 2125455 | 0 | 2125455 |
| Unit 26 | 0 | 3405093 | 0 | 3405093 |
| Unit 27 | 0 | 3854502 | 0 | 3854502 |
| Unit 28 | 0 | 3612167 | 0 | 3612167 |
| Unit 29 | 0 | 3960048 | 0 | 3960048 |
| Unit 30 | 0 | 3545015 | 0 | 3545015 |
| Unit 31 | 0 | 3749753 | 0 | 3749753 |
| Unit 32 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 33 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 34 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 35 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 36 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 37 | 54893230 | 5983911 | 0 | 5983911 |
| Unit 38 | 96596826 | 10530020 | 0 | 10530020 |

| | Gas(Mbtu) | Fuel cost(฿) | Start up cost(฿) | Total cost(฿) |
|---|---|---|---|---|
| Unit 39 | 0 | 290500 | 0 | 290500 |
| Unit 40 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 41 | 0 | 339605 | 0 | 339605 |
| Unit 42 | 0 | 333593 | 0 | 333593 |
| Unit 43 | 0 | 481338 | 0 | 481338 |
| Unit 44 | 0 | 465560 | 0 | 465560 |
| Unit 45 | 0 | 430262 | 0 | 430262 |
| Unit 46 | 0 | 326168 | 0 | 326168 |
| Unit 47 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 48 | 0 | 432205 | 0 | 432205 |
| Unit 49 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 50 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 51 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 52 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 53 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 54 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 55 | 46920255 | 5114777 | 0 | 5114777 |
| Unit 56 | 47882314 | 5219651 | 0 | 5219651 |
| Unit 57 | 16498805 | 1712246 | 0 | 1712246 |
| Unit 58 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unit 59 | 105219676 | 10919698 | 0 | 10919698 |
| Total | 607407400 | 128022239 | 359084 | 128381323 |

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

## ประวัติผู้เขียน

นาย กมล พงศ์ธาดาพร เกิดวันที่ 27 กุมภาพันธ์ พ.ศ. 2521 ที่อำเภอบางบัวทอง จังหวัดนนทบุรี สำเร็จการศึกษาปริญญาวิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย เมื่อปี พ.ศ. 2541 จากนั้นได้ศึกษาต่อในหลักสูตรวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิศวกรรมไฟฟ้ากำลัง จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย