

การตรวจสอบประสิทธิภาพการทำงานของไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

AN EXAMINATION OF THE PERFORMANCE OF THE ELECTRICITY

GENERATING AUTHORITY OF THAILAND

นายคมกริช	จันทร์ชูศรี	รหัส 51381030
นายณฤดล	ต่ายเทศ	รหัส 51381160
นายวินัย	จันทำ	รหัส 51381276

ห้องสมุดคณะวิศวกรรมศาสตร์
วันที่รับ 12 / 9.พ. 56
เลขประจำตัว 1611282
เลขห้องสมุด 16
มหาวิทยาลัยบูรพา 01449

2554

ปริญญานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรบัณฑิต

สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้าภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้าและคอมพิวเตอร์

คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยบูรพา

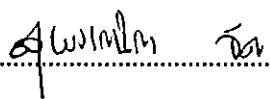
ปีการศึกษา 2554

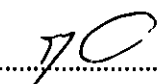


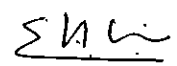
ใบรับรองปริญญาโท

ชื่อหัวข้อโครงการ	การตรวจสอบประสิทธิภาพการทำงานของไฟฟ้าฝ่ายผลิตไทย		
ผู้ดำเนินโครงการ	นายคมกริช จันทร์ชูศรี	รหัส	51381030
	นายณฤศณ ต่ายเทศ	รหัส	51381160
	นายวินัย จันทำ	รหัส	51381276
ที่ปรึกษาโครงการ	ดร. สุพรรณนิกา วัฒนะ		
สาขาวิชา	วิศวกรรมไฟฟ้า		
ภาควิชา	วิศวกรรมไฟฟ้าและคอมพิวเตอร์		
ปีการศึกษา	2554		

คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยนเรศวร อนุมัติให้ปริญญาโทฉบับนี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรวิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า

.....ที่ปรึกษาโครงการ
(ดร. สุพรรณนิกา วัฒนะ)

.....กรรมการ
(ดร. อัครพันธ์ วงศ์กัณฑ์)

.....กรรมการ
(ผศ. ดร. สุชาติ แยมเม่น)

ชื่อหัวข้อโครงการ	การตรวจสอบประสิทธิภาพการทำงานของไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย		
ผู้ดำเนินโครงการ	นายคมกริช จันทรชูศรี	รหัส	51381030
	นายณฤศณ ต่ายเทศ	รหัส	51381160
	นายวินัย จันทำ	รหัส	51381276
ที่ปรึกษาโครงการ	ดร. สุพรรณนิภา วัฒนะ		
สาขาวิชา	วิศวกรรมไฟฟ้า		
ภาควิชา	วิศวกรรมไฟฟ้าและคอมพิวเตอร์		
ปีการศึกษา	2554		

บทคัดย่อ

ปริญญานิพนธ์ฉบับนี้นำเสนอโครงการเกี่ยวกับการวิเคราะห์ผลผลิตภาพและประสิทธิภาพของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย โดยมีจุดประสงค์เพื่อตรวจสอบว่าการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยมีส่วนต่อความมีประสิทธิภาพต่ำของกิจการไฟฟ้าไทยหรือไม่ และเพื่อประเมินผลกระทบของการปฏิรูปกิจการไฟฟ้าที่ต่อประสิทธิภาพของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย โดยมีการเก็บรวบรวมข้อมูลจากบันทึกประจำปีของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยในระหว่างปี พ.ศ.2523 ถึง พ.ศ.2552 จากนั้นจึงนำข้อมูลมาจัดให้อยู่ในระบบอนุกรมเวลาให้เป็นแบบ การแบ่งช่วงเวลา (Cross-section) โครงการนี้ได้นำโปรแกรม DEAP 2.1 มาใช้ในการคำนวณค่าการเปลี่ยนแปลงผลผลิตภาพโดยรวม การเปลี่ยนแปลงทางเทคนิค และการเปลี่ยนแปลงประสิทธิภาพทางเทคนิค

ผลจากการวิเคราะห์พบว่า ผลผลิตภาพโดยรวมของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยมีการเพิ่มขึ้นจริงในช่วงก่อนการปฏิรูป โดยเกิดจากการปรับปรุงและพัฒนาเทคโนโลยีเท่านั้น และประสิทธิภาพทางเทคนิคไม่มีผลต่อผลผลิตภาพโดยรวม และจากการวิเคราะห์ยังพบอีกว่า การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยส่งผลโดยตรงต่อความมีประสิทธิภาพต่ำของกิจการไฟฟ้าไทย และการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยได้รับผลกระทบในด้านลบจากการปฏิรูปกิจการไฟฟ้าไทย

Project title An Examination of the Perfomance of the Electricity Generating
 Authority of Thailand

Name Mr. Komkrit Janchusri ID. 51381030
 Mr. Naruedol Taytes ID. 51381160
 Mr. Winai Janthom ID. 51381276

Project advisor Mrs. Supannika Wattana, Ph.D.

Major Electrical Engineering

Department Electrical and Computer Engineering

Academic year 2011

Abstract

This thesis presents a research project analyzing the productivity and efficiency of the Electricity Generating Authority of Thailand (EGAT). The objective of this study is to determine whether EGAT has contributed to the poor performance of the Thai electricity industry and how the Thai electricity reforms have affected EGAT. The data used in this study is collected from EGAT annual reports from 1980 to 2009. The data was then transformed into cross-section data. In this study, the Data Envelopment Analysis Program (DEAP) version 2.1 is applied to calculate indices of TFP change, technical change and technical efficiency change.

The analysis revealed that there was in fact an increase in TFP of the EGAT over the pre-reform period. This productivity growth, however, was mainly driven by technological advancements and that technical efficiency has insignificant impact on the overall productivity. The analysis further showed that EGAT has a direct contribution to the poor performance of the Thai electricity industry. In addition, the Thai electricity reforms has a negative impact on the performance of EGAT.

กิตติกรรมประกาศ

โครงการนี้สำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยความกรุณาเป็นอย่างยิ่งจาก ดร. สุพรรณนิกา วัฒนะ ซึ่งเป็นอาจารย์ที่ปรึกษาโครงการและให้ความกรุณาในการให้คำปรึกษาทุกเรื่องเกี่ยวกับการทำโครงการนี้ นอกจากนี้ยังมี ดร. อัครพันธ์ วงศ์กังแห และ ผศ. ดร. สุชาติ เข้มมนต์ ซึ่งเป็นอาจารย์กรรมการโครงการและให้คำแนะนำในการปรับปรุงแก้ไขโครงการ คณะผู้ดำเนินโครงการขอกราบขอบพระคุณเป็นอย่างสูงและขอระลึกถึงความกรุณาของท่านไว้ตลอดไป

จึงขอบพระคุณทุกท่านที่ได้สนับสนุนการทำงานและให้กำลังใจแก่ผู้ดำเนินโครงการเสมอมา กระทั่งการศึกษาครั้งนี้ว่าโครงการนี้สำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี

ความดีอันเกิดจากการศึกษาค้นคว้าครั้งนี้ผู้เขียนขอบอบแด่ บิดา มารดา ครู อาจารย์ และผู้มีพระคุณทุกท่าน ผู้ดำเนินโครงการมีความซาบซึ้งใจในความกรุณาอันดีจากทุกท่านที่ได้กล่าวนามมา และขอกราบขอบพระคุณไว้ ณ โอกาสนี้

นายคมกริช จันทร์ชูศรี รหัส 51381030

นายณฤศณ ต่ายเทศ รหัส 51381160

นายวินัย จันทำ รหัส 51381276

สารบัญ

	หน้า
ใบรับรองปริญญาโท.....	ก
บทคัดย่อภาษาไทย.....	ข
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ.....	ค
กิตติกรรมประกาศ.....	ง
สารบัญ.....	จ
สารบัญตาราง.....	ช
สารบัญรูป.....	ซ
บทที่ 1 บทนำ.....	1
1.1 หลักการและเหตุผล.....	1
1.2 วัตถุประสงค์.....	1
1.3 ขอบเขตของโครงการ.....	2
1.4 ขั้นตอนการดำเนินงาน.....	2
1.5 ผลที่คาดว่าจะได้รับ.....	3
1.6 งบประมาณของโครงการ.....	3
บทที่ 2 ทฤษฎีและหลักการที่ใช้ในการวิเคราะห์.....	4
2.1 ปัจจัยที่นำมาใช้ในการวัดประสิทธิภาพ.....	4
2.2 วิธีการวิเคราะห์ประสิทธิภาพโดยใช้การกำหนดขอบเขต.....	7
2.3 แนวคิดประสิทธิภาพการผลิต.....	8
2.4 การใช้วิธี DEA หาค่าดัชนี Malmquist TFP.....	12
2.5 การเก็บรวบรวมข้อมูลทั้งปัจจัยการผลิตและปัจจัยผลผลิตของ กฟผ.	15
2.6 ขั้นตอนการใช้โปรแกรม DEAP 2.1.....	24
บทที่ 3 ประวัติความเป็นมาของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย.....	28
3.1 วิวัฒนาการทางประวัติศาสตร์ของกิจการไฟฟ้าไทย.....	28
3.2 ประวัติความเป็นมาของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตไทย.....	37
3.3 การแปรรูป กฟผ. เข้าสู่ตลาดหลักทรัพย์.....	43

สารบัญ (ต่อ)

3.4 คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน	49
บทที่ 4 วิเคราะห์ผลการวัดประสิทธิภาพของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย	50
4.1 ผลผลิตภาพและประสิทธิภาพของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตไทย	52
4.2 แนวทางการปรับปรุงผลิตภาพและประสิทธิภาพของ กฟผ.....	57
บทที่ 5 สรุปผล	58
5.1 ปัจจัยที่ทำให้เกิดการปฏิรูปกิจการไฟฟ้า	58
5.2 ประสิทธิภาพการทำงานของ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตไทย	59
5.3 ข้อเท็จจริงในเรื่องของควมมีประสิทธิภาพต่ำของกิจการไฟฟ้าดังที่กล่าวอ้างนั้นเป็น ผลที่มาจากประสิทธิภาพของ กฟผ. หรือไม่.....	61
5.4 ผลกระทบของการปฏิรูปที่มีต่อประสิทธิภาพของ กฟผ.	61
5.5 แนวทางการปรับปรุงผลิตภาพและประสิทธิภาพของ กฟผ.	62
เอกสารอ้างอิง	63
ภาคผนวก ก ข้อมูลปัจจัยการผลิตและผลผลิตที่ใช้ในการวิเคราะห์.....	64
ภาคผนวก ข ผลลัพธ์จากการวิเคราะห์ด้วยโปรแกรม DEAP 2.1	72
ประวัติผู้ดำเนินโครงการ	99

สารบัญตาราง

ตารางที่	หน้า
2.1 แสดงข้อมูลปัจจัยการผลิต (Input) และผลผลิต (Output) ของ กฟผ.	16
2.2 แสดงการแปลงข้อมูลเป็น Time period.....	18
3.1 โครงการ IPP ที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ.	40
4.1 คำนวณมูลค่าของการเปลี่ยนแปลงประสิทธิภาพทางเทคนิค , การเปลี่ยนแปลงทางเทคนิค, การเปลี่ยนแปลงผลิตภาพโดยรวมของ กฟผ.	52



สารบัญรูป

รูปที่	หน้า
2.1 ปัจจัยที่ใช้ในการวิเคราะห์ผลผลิตภาพและประสิทธิภาพ.....	4
2.2 การคำนวณ Total Factor Productivity (TFP) ของ กฟผ.	5
2.3 การวัดประสิทธิภาพการผลิตด้านผลผลิต (Input Oriented Efficiency Measurement)	8
2.4 การวัดประสิทธิภาพทางด้านผลผลิต (Output Oriented Efficiency Measurement).....	10
2.5 วิธีการหาค่าดัชนี Malmquist TFP	13
2.6 จัดเรียงข้อมูลปัจจัยการผลิตและข้อมูลปัจจัยการผลิตลงใน โปรแกรม Note pad	24
2.7 การบันทึกไฟล์ตามด้วย -dta	24
2.8 ไฟล์ที่เก็บผลลัพธ์	25
2.9 การสร้าง Instruction file	25
2.10 แสดงการบันทึกไฟล์ตามด้วยนามสกุล -ins.....	26
2.11 แสดงการใช้โปรแกรม DEAP 2.1	26
2.12 รูปไฟล์ eee-out.txt.....	27
3.1 โครงสร้างกิจการไฟฟ้าไทย (ก่อนปรับโครงสร้าง).....	35
3.2 โครงสร้างกิจการไฟฟ้าไทย (หลังปรับโครงสร้าง).....	35
3.3 โครงสร้างการถือหุ้นบริษัท ผลิตไฟฟ้าราชบุรีโฮลดิ้ง จำกัด (มหาชน).....	42
4.1 คำนวณค่าของการเปลี่ยนแปลงประสิทธิภาพทางเทคนิค, การเปลี่ยนแปลงทางเทคนิค, การเปลี่ยนแปลงผลผลิตภาพโดยรวมของ กฟผ.	53
4.2 ความยาวของสายส่งในแต่ละปี.....	54
4.3 ความสามารถในการจ่ายไฟฟ้าในแต่ละปี.....	54
4.4 กำลังผลิตติดตั้งในแต่ละปี	55
4.5 แสดงถึงจำนวนพนักงานในแต่ละปี	55
4.6 แสดงถึงไฟฟ้าที่ขายได้ในแต่ละปี.....	56

บทที่ 1

บทนำ

หลักการและเหตุผล

เนื่องจากประเทศไทยเป็นประเทศที่กำลังพัฒนา และมีโรงงานอุตสาหกรรมเกิดขึ้นมากมาย เป็นเหตุทำให้การใช้ไฟฟ้าสูงขึ้น ดังนั้นการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) จึงจำเป็นต้องเพิ่มกำลังการผลิตไฟฟ้า แต่การเพิ่มกำลังการผลิตไฟฟ้าต้องใช้เงินงบประมาณในการลงทุนจำนวนมากและเพื่อให้มีการจัดหาพลังงานไฟฟ้าได้เพียงพอและต่อเนื่อง จึงมีการกู้เงินจากธนาคารโลก (World Bank) และกองทุนการเงินระหว่างประเทศ (International Monetary Fund, IMF) ซึ่งการกู้เงินนี้นำมาสู่การเกิดการปฏิรูปกิจการไฟฟ้าไทย เนื่องจากหน่วยงานการเงินดังกล่าวอ้างถึงควมมีประสิทธิภาพต่ำของกิจการไฟฟ้าไทย รัฐบาลไทยต้องทำการปฏิรูปกิจการไฟฟ้าเพื่อที่จะได้เงินกู้มาลงทุนในกิจการไฟฟ้า ดังนั้นประเทศไทยจึงมีการปฏิรูปการไฟฟ้าขึ้น การปฏิรูปเกิดขึ้นในปี พ.ศ.2535 โดยจากเดิมที่รัฐบาลดูแลกิจการไฟฟ้าแต่เพียงผู้เดียวกลายเป็นให้ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระเอกชนรายใหญ่ (Independent Power Producer, IPP) และผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระเอกชนรายเล็ก (Small Power Producer, SPP) เข้ามาสร้างโรงไฟฟ้า ผลิตไฟฟ้าและขายไฟฟ้าให้กับ กฟผ.

โครงการนี้จัดทำขึ้นเพื่อวิเคราะห์ผลผลิตภาพ (Productivity) และประสิทธิภาพ (efficiency) ของ กฟผ. ในช่วงก่อนและหลังการปฏิรูป ทั้งนี้เพื่อตรวจสอบข้อเท็จจริงในเรื่องของควมมีประสิทธิภาพต่ำของกิจการไฟฟ้าดังที่กล่าวมาข้างต้น มีผลมาจากประสิทธิภาพการทำงานของ กฟผ. หรือไม่ รวมทั้งเพื่อประเมินผลกระทบของการปฏิรูปที่เกิดขึ้นที่มีต่อประสิทธิภาพของ กฟผ.

วัตถุประสงค์

1. เพื่อศึกษาหลักการที่นำมาใช้ในการวิเคราะห์ผลผลิตภาพและประสิทธิภาพ
2. เพื่อวิเคราะห์ผลผลิตภาพและประสิทธิภาพของ กฟผ. ในช่วงก่อนและหลังการปฏิรูป
3. เพื่อตรวจสอบข้อเท็จจริงในเรื่องของควมมีประสิทธิภาพต่ำของกิจการไฟฟ้าดังที่กล่าวอ้างนั้นเป็นผลมาจากประสิทธิภาพของ กฟผ. หรือไม่
4. เพื่อประเมินผลกระทบของการปฏิรูปที่มีต่อประสิทธิภาพของ กฟผ.

ขอบข่ายของโครงการ

1. ศึกษาหลักการที่นำมาใช้ในการวิเคราะห์ผลผลิตภาพและประสิทธิภาพ
2. ศึกษาวิธีการใช้โปรแกรม Data Envelopment Analysis Program (DEAP)
3. วิเคราะห์ผลผลิตภาพและประสิทธิภาพของ กฟผ. ในช่วงก่อนและหลังการปฏิรูป ระหว่างปี พ.ศ.2525 ถึง พ.ศ.2553

ผลที่คาดว่าจะได้รับ

1. ทราบถึงหลักการที่นำมาใช้ในการวิเคราะห์ผลผลิตภาพและประสิทธิภาพ
2. ทราบถึงข้อเท็จจริงในเรื่องของควมมีประสิทธิภาพต่ำของกิจการไฟฟ้าด่งที่กล่าวอ้าง
นั้น เป็นผลมาจากประสิทธิภาพของ กฟผ. หรือไม่
3. ทราบถึงประเมินผลกระทบของการปฏิรูปที่มีต่อประสิทธิภาพของ กฟผ.

งบประมาณของโครงการ

- | | | |
|-------------------------------------|--------------|-----|
| 1. ค่าเดินทางไปหาข้อมูล | 2,000 | บาท |
| 2. ค่าอุปกรณ์ในการจัดทำรูปเล่ม | 700 | บาท |
| 3. ค่าพิมพ์เอกสาร | 300 | บาท |
| รวมเป็นเงินทั้งสิ้น (สามพันบาทถ้วน) | <u>3,000</u> | บาท |
| (เฉลี่ยทุกรายการ) | | |



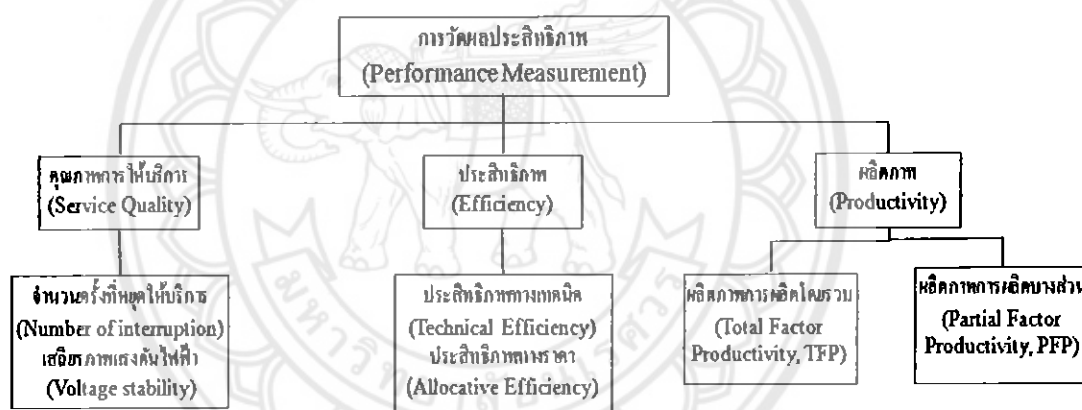
บทที่ 2

ทฤษฎีและหลักการที่ใช้ในการวิเคราะห์

จากโครงการนี้ได้ทำการตรวจสอบผลิตภาพและประสิทธิภาพการทำงานของ กฟผ. ซึ่งในบทที่ 2 มีวัตถุประสงค์เพื่ออธิบายทฤษฎีและหลักการที่ใช้ในการวิเคราะห์ความมีประสิทธิภาพของ กฟผ. และอธิบายขั้นตอนการใช้โปรแกรม DEAP 2.1 ซึ่งจะถูกอธิบายไว้ดังต่อไปนี้

2.1 ปัจจัยที่นำมาใช้ในการวัดประสิทธิภาพ

การวิเคราะห์ว่าการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยมีการทำงานที่มีคุณภาพ ประสิทธิภาพ และผลิตภาพหรือไม่ สามารถวิเคราะห์ได้โดยมีปัจจัยหลัก 3 ประการ คือ ผลิตภาพ (Productivity), ประสิทธิภาพ (Efficiency) และคุณภาพการบริการ (Service Quality) ดังแผนผัง ต่อไปนี้



รูปที่ 2.1 ปัจจัยที่ใช้ในการวิเคราะห์ผลิตภาพและประสิทธิภาพ

แต่ส่วนใหญ่จะใช้ปัจจัยเพียง 2 ประการเท่านั้น คือ ผลิตภาพ (Productivity) และ ประสิทธิภาพ (Efficiency) เหตุผลที่ไม่ใช้ปัจจัยคุณภาพการบริการ (Service Quality) ก็คือ เป็นข้อมูลที่เก็บรวบรวมได้ยาก เนื่องจากคุณภาพการบริการ (Service Quality) หมายถึง การบริการของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ตัวอย่างเช่น การเกิดไฟฟ้าดับกี่ครั้ง เป็นต้น จึงไม่นิยมนำมาใช้ในการวัดประสิทธิภาพของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

2.1.1 ผลิตภาพ (Productivity) หมายถึง หมายถึง การปรับปรุงประสิทธิภาพการผลิต เพื่อให้ได้ผลผลิตมีปริมาณและ/หรือมูลค่าที่เพิ่มสูงขึ้น โดยคำนึงถึงการใช้ความก้าวหน้าทางวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยีในการปรับปรุงคุณภาพปัจจัยการผลิตได้แก่ วัตถุดิบ อุปกรณ์การผลิต ตลอดจนบุคลากรที่มีส่วนร่วมในการผลิต มักได้รับการกล่าวถึงในฐานะที่มีความหมายเฉพาะทั้งในเชิงปรัชญาและเชิงเศรษฐศาสตร์ การเพิ่มผลผลิตในที่นี้ หมายถึง การใช้ประโยชน์จากทรัพยากรที่

มีอยู่อย่างคุ้มค่าอันนำไปสู่การพัฒนาที่ยั่งยืนหรือการปรับปรุงอย่างต่อเนื่อง โดยการวิเคราะห์ผลผลิตภาพแบ่งออกเป็น 2 ประเภท คือ

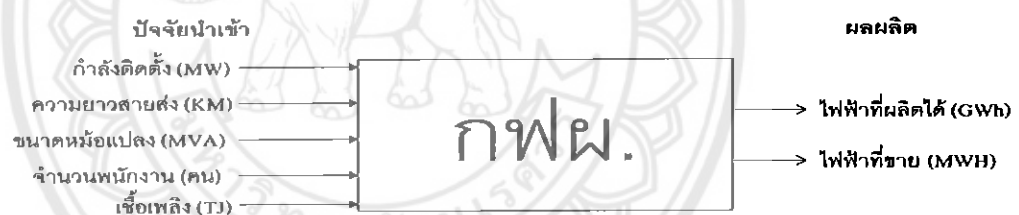
2.1.1.1 Partial Factor Productivity (PFP) คือ อัตราผลิตภาพเฉพาะส่วนหรืออัตราส่วนระหว่างผลิตผลต่อทรัพยากรที่ใช้ในการผลิตแต่ละชนิด โดยแบ่งคำนวณหาประสิทธิภาพของการใช้ทรัพยากรที่ใช้ในการผลิตทีละชนิดและวิเคราะห์ข้อมูลที่ได้จากการวัดประสิทธิภาพเพื่อปรับปรุงการใช้ทรัพยากรที่ใช้ในการผลิตให้เกิดประโยชน์มากที่สุดและคุ้มค่าในการผลิตไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยสามารถแบ่งปัจจัยการผลิตหลัก ๆ ได้ดังนี้

ก. ผลิตภาพด้านกำลังการผลิต (Capital productivity)

ข. ผลิตภาพด้านพลังงานเชื้อเพลิง (Energy Productivity)

ค. ผลิตภาพด้านแรงงาน (Labour productivity)

2.1.1.2 Total Factor Productivity (TFP) คือ อัตราส่วนผลิตผลสุทธิต่อผลรวมของทรัพยากรโดยรวม โดยใช้ข้อมูลของปัจจัยการผลิตทุกอย่างมาใช้ในการคำนวณและนำข้อมูลการวัดประสิทธิภาพที่ได้มาวิเคราะห์ข้อมูลที่ได้จากการวัดประสิทธิภาพเพื่อปรับปรุงการใช้ปัจจัยการผลิตอย่างคุ้มค่าที่สุด



รูปที่ 2.2 การคำนวณ Total Factor Productivity (TFP) ของ กฟผ.

จากรูปที่ 2.1 สามารถคำนวณค่า TFP ได้ดังนี้

$$\text{Total Factor Productivity (TFP)} = \frac{\text{Output}}{\text{Input}} = \frac{\sum_i Y_i PO_i}{\sum_i X_i PI_i} \quad 2.1$$

โดยที่

X_i คือ ปริมาณปัจจัยการผลิต (Input) ที่ i

Y_i คือ ปริมาณผลผลิต (Output) ที่ i

PI_i คือ ราคาของปัจจัยการผลิต (Input) ที่ i

PO_i คือ ราคาของผลผลิต (Output) ที่ i

2.1.2 ประสิทธิภาพ (Efficiency) เป็นปัจจัยสำคัญในการพิจารณาถึงผลการดำเนินงานของหน่วยผลิตเป็นการเปรียบเทียบระหว่างปัจจัยนำเข้า (Input) กับผลผลิต (Output) ได้แก่ การสร้างผลผลิตในระดับที่สูงกว่าปัจจัยนำเข้า

ประสิทธิภาพสามารถวิเคราะห์จากการที่ผลิตไฟฟ้าเพื่อให้ได้ผลผลิตที่สูงสุดจากปัจจัยการผลิต (Technical Efficiency) และเพื่อให้สะท้อนความสามารถที่เป็นปัจจัยการผลิตได้ใช้อย่างเหมาะสมซึ่งจะเป็นด้านของการเลือกวัตถุดิบให้มีคุณภาพคงที่แต่ราคาถูก (Allocative Efficiency) เพื่อใช้ประกอบการพิจารณาถึงระดับความสามารถในการดำเนินงานของหน่วยผลิตประสิทธิภาพของหน่วยผลิตสามารถประเมินได้ ดังนี้

$$\text{Efficiency} = \frac{\text{Output}}{\text{Input}} \quad 2.2$$

วิธีการวัดประสิทธิภาพที่นิยมใช้ในการวัดผลการดำเนินงาน คือ การวัดประสิทธิภาพเชิงเปรียบเทียบ ซึ่งเป็นการเปรียบเทียบค่าประสิทธิภาพที่คำนวณได้ในแต่ละหน่วยผลิต กับค่ามาตรฐาน (Benchmark) ซึ่งในการเปรียบเทียบระหว่างหน่วยผลิตนั้น ค่ามาตรฐาน คือ ค่าที่ได้จากหน่วยผลิตที่ดีที่สุด (Best Practice) เป็นหน่วยผลิตที่อยู่ในระดับแนวหน้า (Frontier) เมื่อเปรียบเทียบกับหน่วยผลิตที่กำลังศึกษาทั้งหมดที่มีศักยภาพหรือประสิทธิภาพที่ต่ำกว่า โดยทั่วไปแล้วการวัดประสิทธิภาพเชิงเปรียบเทียบสามารถประเมินได้ ดังนี้

$$\text{Relative Efficiency} = \frac{\text{weighted sum of outputs}}{\text{weighted sum of inputs}} \quad 2.3$$

สามารถเขียนเป็นสมการคณิตศาสตร์ได้ดังนี้

$$\text{Relative Efficiency} = \frac{\sum_j^n \mu_r y_{rj}}{\sum_i^m \omega_i x_{ij}} ; i = 1, \dots, m, r = 1, \dots, s, j = 1, \dots, n \quad 2.4$$

โดยที่

- x_{ij} คือ จำนวนของปัจจัยการผลิตที่ i ของหน่วยผลิต j
- y_{rj} คือ จำนวนของผลผลิตที่ r ของหน่วยผลิตที่ j
- ω_i คือ ค้ำถ่วงน้ำหนักของปัจจัยการผลิต i

μ_r คือ ตัวถ่วงน้ำหนักของผลผลิต r

n คือ จำนวนของหน่วยผลิต

s คือ จำนวนของผลผลิต

m คือ จำนวนของปัจจัยการผลิต

แนวคิดที่มีการใช้กันอย่างกว้างขวางในการวัดประสิทธิภาพเชิงเปรียบเทียบอาศัยหลักการของ Frontier Analysis ในการวัดประสิทธิภาพของหน่วยผลิต

2.2 วิธีการวิเคราะห์ประสิทธิภาพโดยใช้การกำหนดขอบเขต (Frontier Approach)

ในการวิเคราะห์ประสิทธิภาพโดยใช้การกำหนดขอบเขต (Frontier Approach) นั้นจะเป็นการกำหนดขอบเขตประสิทธิภาพของหน่วยผลิตโดยวิธีการ Stochastic Frontiers Analysis (SFA) และ Data Envelopment Analysis (DEA) ซึ่งทั้งสองวิธีนี้จะต้องนำเอาความรู้ด้านสมการเส้นตรง (Linear Programming) เข้ามาประยุกต์ใช้ในการวิเคราะห์

2.2.1 วิธีการ Stochastic Frontiers Analysis (SFA) เป็นวิธีการวิเคราะห์ที่มีการใช้สมการในการวาดเส้นขอบเขตโดยมีการระบุรูปแบบของฟังก์ชัน (Function Form) ทำให้เส้นขอบเขตมีลักษณะเป็นเส้นโค้งที่สวยงาม วิธีนี้มีความยากในสร้างรูปแบบฟังก์ชัน สามารถวัดประสิทธิภาพของหน่วยผลิตกับข้อมูลที่มีปัจจัยการผลิต Input หลายตัว แต่มีผลผลิต Output เพียงแค่ตัวเดียวเท่านั้น

2.2.2 วิธีการ Data Envelopment Analysis (DEA) เป็นวิธีการวิเคราะห์ที่ไม่ต้องใช้สมการในการวาดเส้นขอบเขตหรือระบุรูปแบบของฟังก์ชัน สามารถใช้ข้อมูลจริงที่มีอยู่มาวาดเส้นขอบเขตโดยการสร้างเส้นขอบเขตจากการเชื่อมต่อกันระหว่างหน่วยผลิตต่างๆเพื่อประกอบเป็นเส้นขอบเขต โดยแต่ละหน่วยผลิตมีลักษณะเป็นการเชื่อมต่อกันแบบเส้นตรง (Linear Combination) สามารถวัดประสิทธิภาพของหน่วยผลิตได้จากข้อมูลที่มีปัจจัยการผลิต Input หลายตัว และผลผลิต Output หลายตัว (Multiple input and Multiple Output)

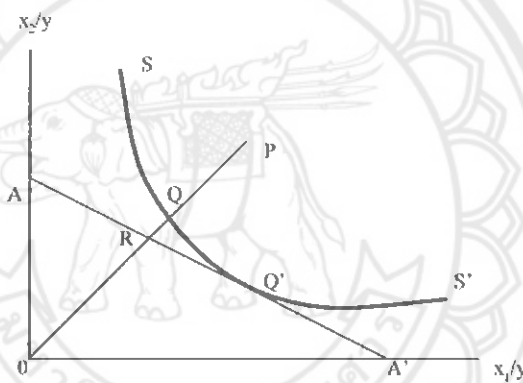
ดังนั้นโครงการนี้ จึงเลือกใช้การวัดประสิทธิภาพของหน่วยผลิตด้วยวิธีการ Data Envelopment Analysis (DEA) เนื่องจากไม่ต้องใช้สมการในการวาดเส้นขอบเขตหรือระบุรูปแบบของฟังก์ชันและสามารถวัดประสิทธิภาพของหน่วยผลิตได้จากข้อมูลที่มีปัจจัยการผลิต Input หลายตัว และผลผลิต Output หลายตัว

2.3 แนวคิดประสิทธิภาพการผลิต

ประสิทธิภาพของหน่วยผลิตทางเศรษฐศาสตร์ คือ ความสามารถที่หน่วยผลิตจะเพิ่มผลผลิตภายใต้ทรัพยากรเท่าเดิม หรือความสามารถของการประหยัดทรัพยากรลง โดยไม่เปลี่ยนแปลงผลผลิต

โจเซฟ ฟาเรล ได้คิดค้นวิธี DEA ใช้หลักการของ “เส้นประสิทธิภาพ (Efficient Frontier)” โดยมองว่าประสิทธิภาพของหน่วยผลิตจะประกอบด้วยสองประสิทธิภาพ คือ ประสิทธิภาพด้านเทคนิค (Technical Efficiency) และประสิทธิภาพด้านการจัดสรรทรัพยากร (Allocative Efficiency) การวัดประสิทธิภาพจะแยกออกเป็น 2 รูปแบบ คือ

2.3.1 การวัดประสิทธิภาพการผลิตด้านปัจจัยการผลิต (Input - Oriented Measure) เป็นการวัดประสิทธิภาพในด้านของการใช้ปัจจัยการผลิตที่ต้นทุนในการผลิตต่ำที่สุด ณ ปริมาณการผลิตที่ต้องการ



รูปที่ 2.3 การวัดประสิทธิภาพการผลิตด้านการผลิต (Input Oriented Efficiency Measurement)

จากรูปที่ 2.3 y คือผลผลิต ส่วน x_1 และ x_2 คือปัจจัยการผลิตชนิดที่ 1 และ 2 ตามลำดับแกนตั้งแสดงถึงปริมาณการใช้ปัจจัยการผลิต x_2 ต่อการผลิต y หนึ่งหน่วยแกนนอนแสดงถึงปริมาณการใช้ปัจจัยการผลิต x_1 ต่อการผลิต y หนึ่งหน่วยเส้นผลผลิต SS' แบ่งระนาบออกเป็นสองส่วนคือพื้นที่ที่อยู่เหนือเส้น SS' รวมทั้งบนเส้นด้วยและพื้นที่ที่อยู่ใต้เส้น SS' สมมุติเส้น SS' แสดงถึงเทคโนโลยีที่ดีที่สุดที่มีในปัจจุบันในการผลิตสินค้า 1 หน่วยพื้นที่ที่อยู่เหนือเส้น SS' และบนเส้น SS' จะเป็นจุดที่แสดงถึงจำนวนการใช้ปัจจัยการผลิตที่สามารถผลิตสินค้าได้ในจำนวน 1 หน่วยและพื้นที่ที่อยู่ใต้เส้น SS' จะเป็นจุดที่แสดงถึงจำนวนการใช้ปัจจัยการผลิตที่ไม่สามารถผลิตสินค้าได้ 1 หน่วยภายใต้เทคโนโลยีที่มีอยู่ในปัจจุบัน

จุดทุกจุดบนเส้น SS' แสดงถึงปริมาณการใช้ปัจจัยการผลิต x_1 และ x_2 ร่วมกันในการผลิต เพื่อให้ได้ผลผลิต 1 หน่วยนั่นคือจุด Q และ Q' ก็สามารถผลิตสินค้าได้ 1 หน่วยเท่ากันแต่จะใช้สัดส่วนของ x_1 และ x_2 ต่างกันส่วนจุด P และจุด R แสดงถึงสัดส่วนการใช้ปัจจัย x_1 และ x_2 ที่

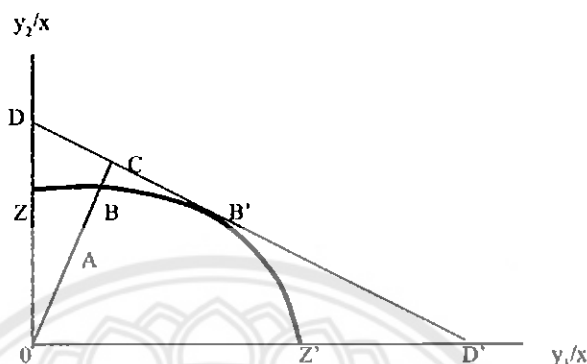
เท่ากันแต่ปริมาณต่างกันในการผลิตสินค้า 1 หน่วยจุดทุกจุดบนเส้น SS' จะแสดงถึงการผลิตที่มีประสิทธิภาพที่สุดเพราะในการใช้สัดส่วนของปัจจัย x_1 และ x_2 ที่เท่ากันณจุดบนเส้น SS' เป็นจุดที่ใช้ปริมาณปัจจัยการผลิตน้อยกว่าจุดอื่นจะเห็นได้จากจุด P และ Q ซึ่งผลิตผลผลิตได้ 1 หน่วยเท่ากันแต่จุด Q ใช้ปัจจัยการผลิตที่น้อยกว่าจุด P

จากแนวคิดของ Farrell เมื่อพิจารณาที่จุด P และ Q ที่ซึ่งผลิตสินค้า 1 หน่วยเท่ากันจะเห็นว่า ที่จุด Q จะใช้ปริมาณปัจจัยการผลิตเป็น OQ/OP เท่าของการผลิตที่จุด P หรือในทางกลับกันจะอธิบายได้ว่าถ้าหน่วยผลิตที่จุด Q ใช้ปริมาณปัจจัยการผลิตเท่ากับหน่วยผลิตที่จุด P หน่วยผลิตที่จุด Q จะสามารถผลิตผลผลิตได้มากกว่าหน่วยผลิตที่จุด P ซึ่งหน่วยผลิตที่จุด Q จะผลิตได้เป็น OP/OQ เท่าของหน่วยผลิตที่จุด P ดังนั้นประสิทธิภาพการผลิตทางเทคนิคของหน่วยผลิตที่จุด P จะคิดเป็นร้อยละ $(OQ/OP) \times 100$ ของหน่วยผลิตที่หน่วย Q ซึ่ง Farrell ถือว่าอัตราส่วน OQ/OP นี้เป็นดัชนีวัดประสิทธิภาพทางเทคนิค

เมื่อใช้ราคาปัจจัยการผลิตเข้ามาร่วมพิจารณาด้วยเส้น AA' เป็นเส้นต้นทุนเท่ากัน (Iso-cost) ซึ่งแสดงถึงอัตราส่วนของราคาปัจจัยการผลิต x_1 และ x_2 ทุกๆจุดบนเส้นจะแสดงสัดส่วนของการใช้ปัจจัยการผลิตที่ทำให้เกิดต้นทุนเท่ากันระดับราคาเปรียบเทียบเดียวกันจะเห็นว่าหน่วยผลิตที่จุด R จะมีต้นทุนเท่ากับหน่วยผลิตที่จุด Q' และแม้ว่าหน่วยผลิตที่ Q จะผลิตได้เท่ากับหน่วยผลิตที่ Q' แต่มีต้นทุนในการผลิตต่างกันนั่นคือต้นทุนการผลิตที่จุด Q จะเท่ากับ OR/OQ เท่าของต้นทุนการผลิตของหน่วยผลิตที่ผลิตที่จุด Q' ณระดับราคาเปรียบเทียบเดียวกันซึ่ง Farrell ใช้อัตราส่วน OR/OQ เป็นดัชนีวัดประสิทธิภาพการผลิตทางราคา

จะเห็นว่าจุดทุกจุดที่อยู่บนเส้น SS' จะเป็นจุดที่มีประสิทธิภาพทางเทคนิคจะนั้นหน่วยผลิตทั้งที่จุด Q และ Q' จะเป็นหน่วยผลิตที่มีประสิทธิภาพทางเทคนิคแต่จุด Q จะเป็นจุดที่ยังไม่มีประสิทธิภาพทางราคาเหมือนจุด Q' ส่วนหน่วยผลิตที่จุด P นั้นเป็นหน่วยผลิตที่มีประสิทธิภาพน้อยสุดคือไม่มีทั้งประสิทธิภาพทางเทคนิคและประสิทธิภาพทางราคาโดยหน่วยผลิต ณ จุด P มีประสิทธิภาพทางเทคนิคคิดเป็นร้อยละ $(OQ/OP) \times 100$ ของหน่วยผลิตที่จุด Q ส่วนหน่วยผลิตที่จุด Q ก็จะมีประสิทธิภาพทางราคาคิดเป็นร้อยละ $(OR/OQ) \times 100$ ของหน่วยผลิตที่หน่วย Q' ฉะนั้นหน่วยผลิตที่จุด P จะมีประสิทธิภาพรวมคิดเป็นร้อยละ $(OQ/OP) \times (OR/OQ) \times 100$ ของหน่วยผลิตที่จุด Q' ซึ่งหน่วยผลิตที่จุดนี้ถือว่าเป็นหน่วยผลิตที่มีประสิทธิภาพที่สุดคือมีทั้งประสิทธิภาพทางเทคนิคและประสิทธิภาพทางราคา

2.3.2 การวัดประสิทธิภาพการผลิตด้านผลผลิต (Output-Oriented Measure) เป็นการวัดประสิทธิภาพในด้านผลผลิตจะตรงกันข้ามกับการวัดประสิทธิภาพการผลิตด้านปัจจัยการผลิต (Input - Oriented Measure) โดยจะพิจารณาผลผลิตหรือกำไรที่มากที่สุดจากการผลิตที่มีปัจจัยการผลิตที่คงที่



รูปที่ 2.4 การวัดประสิทธิภาพทางด้านการผลิต (Output Oriented Efficiency Measurement)

จากรูปที่ 2.4 x คือ ปัจจัยการผลิต ส่วน y_1 และ y_2 คือ ผลผลิตชนิดที่ 1 และ 2 ตามลำดับแกนตั้งแสดงถึงปริมาณผลผลิต y_2 ต่อปัจจัยการผลิต x หนึ่งหน่วยแกนนอนแสดงถึงปริมาณผลผลิต y_1 ต่อปัจจัยการผลิต x หนึ่งหน่วยจะเห็นว่าเส้น ZZ' แบ่งระนาบออกเป็น 2 ส่วนคือ ส่วนที่อยู่ใต้และบนเส้น ZZ' และส่วนที่อยู่เหนือเส้น ZZ' สมมุติเส้น ZZ' แสดงถึงเทคโนโลยีในการผลิตที่ดีที่สุดที่สามารถผลิตได้โดยใช้ปัจจัยการผลิต 1 หน่วยพื้นที่ที่อยู่ใต้เส้น ZZ' และบนเส้น ZZ' จะเป็นจุดที่แสดงถึงปริมาณของผลผลิตที่สามารถผลิตได้ภายใต้การใช้ปัจจัยการผลิตเท่ากับ 1 หน่วยส่วนพื้นที่ที่อยู่เหนือเส้น ZZ' จะแสดงถึงปริมาณผลผลิตที่ไม่สามารถผลิตได้โดยใช้ปัจจัยการผลิตเท่ากับ 1 หน่วยภายใต้เทคโนโลยีที่มีอยู่

จุดทุกจุดบนเส้น ZZ' จะแสดงถึงสัดส่วนปริมาณของสินค้า y_1 และ y_2 ที่สามารถผลิตได้โดยใช้ปัจจัยการผลิต 1 หน่วยนั้นคือจุด B และ B' จะเป็นจุดที่ใช้ปัจจัยในการผลิตหนึ่งหน่วยเท่ากัน แต่จะได้ปริมาณผลผลิต y_1 และ y_2 ในอัตราส่วนที่แตกต่างกันส่วนหน่วยผลิตที่จุด A และ B จะแสดงถึงสัดส่วนของปริมาณผลผลิตที่เท่ากันจากการใช้ปัจจัยการผลิตเท่ากันแต่ปริมาณผลผลิตที่ได้จะแตกต่างกัน โดยจุด A จะผลิตได้ผลผลิตที่น้อยกว่าจุด B ฉะนั้นหน่วยผลิตที่อยู่บนเส้น ZZ' แสดงถึงการผลิตที่มีประสิทธิภาพที่สุดเพราะในการใช้ปัจจัยการผลิต 1 หน่วยเท่ากันในการผลิตสินค้า y_1 และ y_2 ในสัดส่วนที่เท่ากันหน่วยผลิตที่อยู่บนเส้น ZZ' จะให้ปริมาณผลผลิตที่มากที่สุด เมื่อพิจารณาจากหน่วยผลิตที่จุด A และหน่วยผลิตที่จุด B จะเห็นว่าเมื่อใช้ปัจจัยการผลิต 1 หน่วยเท่ากันหน่วยผลิตที่จุด A สามารถผลิตผลผลิตได้เท่ากับ OA/OB ของหน่วยผลิตที่จุด B

หรือในทางกลับกันอธิบายได้ว่าถ้าผลิตผลผลิตในปริมาณที่เท่ากับหน่วยผลิตที่จุด B จะสามารถใช้ปัจจัยการผลิต ในการผลิตที่น้อยกว่าการผลิตของหน่วยผลิตที่จุด A ซึ่งหน่วยผลิตที่จุด B จะได้ผลผลิตคิดเป็น OB/OA เท่าของหน่วยผลิตที่จุด A ดังนั้นประสิทธิภาพทางเทคนิคในด้านผลผลิต (Output-Oriented Measures) ของหน่วยผลิตที่จุด A จะคิดเป็นร้อยละ $(OA/OB) \times 100$ ของหน่วยผลิตที่จุด B ซึ่ง Farrell ถือว่าอัตราส่วน OA/OB เป็นดัชนีวัดประสิทธิภาพการผลิตทางเทคนิค

เมื่อพิจารณาโดยมีปัจจัยราคาเข้ามาเกี่ยวข้องด้วยจากรูปเส้น DD' คือเส้นรายรับเท่ากัน (Isorevenue) ซึ่งแสดงถึงอัตราส่วนของราคาของผลผลิต y_1 และ y_2 ทุกๆจุดบนเส้นจะแสดงถึงสัดส่วนของผลผลิตที่ผลิตได้ที่ทำให้รายรับรวมเท่ากันระดับราคาเดียวกันนั่นคือไม่ว่าหน่วยผลิตจะผลิตที่จุดใดบนเส้น DD' จะทำให้หน่วยผลิตมีรายรับเท่ากันจากรูปจะเห็นว่าหน่วยผลิตที่จุด C จะได้รับรายรับเท่ากับหน่วยผลิตที่จุด B และแม้ว่าหน่วยผลิตที่จุด B และหน่วยผลิตที่จุด B' จะใช้ปัจจัยการผลิตเท่ากันในการผลิตแต่จะหารายรับต่างกันนั่นคือรายรับที่ได้ของหน่วยผลิตที่จุด B จะเท่ากับ OB/OC เท่าของหน่วยผลิตที่จุด B' ณ ระดับราคาเปรียบเทียบเดียวกันซึ่ง Farrell ใช้อัตราส่วน OB/OC เป็นดัชนีในการวัดประสิทธิภาพการผลิตทางราคา

จุดทุกจุดที่อยู่บนเส้น ZZ' จะแสดงถึงการมีประสิทธิภาพทางเทคนิคดังนั้นทั้งจุด B และ B' จะแสดงถึงหน่วยผลิตที่มีประสิทธิภาพทางเทคนิคแต่หน่วยผลิตที่จุด B จะไม่มีประสิทธิภาพทางราคาเหมือนหน่วยผลิตที่จุด B' ส่วนหน่วยผลิตที่จุด A นั้นจะเป็นจุดที่มีประสิทธิภาพต่ำที่สุด คือไม่มีทั้งประสิทธิภาพทางเทคนิคและประสิทธิภาพทางราคาโดยหน่วยผลิตที่จุด A จะมีประสิทธิภาพทางเทคนิคคิดเป็นร้อยละ $(OA/OB) \times 100$ ของหน่วยผลิตที่จุด B ส่วนหน่วยผลิตที่จุด B ก็จะมีประสิทธิภาพทางราคาคิดเป็นร้อยละ $(OB/OC) \times 100$ ของหน่วยผลิตที่จุด B เพราะฉะนั้น หน่วยผลิตที่จุด A จะมีประสิทธิภาพการผลิตรวมเป็นร้อยละ $(OA/OB) \times (OB/OC) \times 100$ ของหน่วยผลิตที่จุด B ซึ่งเป็นจุดที่มีประสิทธิภาพการผลิตมากที่สุด นั่นคือมีทั้งประสิทธิภาพการผลิตทางเทคนิคและประสิทธิภาพการผลิตทางราคา

เพื่อให้เหมาะสมกับโครงการนี้จึงเลือกใช้การวิเคราะห์ประสิทธิภาพในด้านปัจจัยการผลิต เนื่องจากไฟฟ้าที่ต้องการ (Output) มีการผลิตในปริมาณตามแผนที่วางไว้แล้ว จึงไม่จำเป็นต้องเพิ่มผลผลิต ทำให้ส่วนที่ต้องการเปลี่ยนแปลงคือ ด้านปัจจัยการผลิต (Input) ซึ่งต้องทำการปรับลดเพื่อให้มีการใช้ปัจจัยการผลิตให้คุ้มค่าที่สุด

2.4 การใช้วิธี DEA หาค่าดัชนี Malmquist TFP

โครงการนี้ เป็นการวัดค่าผลิตภาพโดยรวม (Total Factor Productivity, TFP) โดยผ่านดัชนี Malmquist TFP ซึ่งจะกำหนดโดยอาศัยแนวคิดของฟังก์ชันของระยะทาง (Distance Function) โดยฟังก์ชันระยะทางจะคำนวณโดยใช้วิธี DEA จะใช้รูปแบบการวัดทางด้านปัจจัยการผลิต (Input-oriented model) และใช้แบบจำลองพื้นฐานในลักษณะผลตอบแทนคงที่ (CRS) อ้างอิงจาก Coelli และคณะ (2005) วิธี ว่า DEA สามารถเป็นได้ทั้งรูปแบบการวัดทางด้านปัจจัยการผลิต (Input-oriented model) และรูปแบบการวัดทางด้านผลผลิต (Output-oriented model) รูปแบบการวัดทางด้านปัจจัยการผลิตจะถูกนำมาใช้ก็ต่อเมื่อต้องการลดปริมาณปัจจัยการผลิตให้มีปริมาณน้อยที่สุดเพื่อที่จะให้ได้ปริมาณผลผลิตเท่าเดิม โดยในทางตรงกันข้ามรูปแบบการวัดทางด้านผลผลิต จะถูกนำมาใช้ก็ต่อเมื่อต้องการเพิ่มปริมาณผลผลิตให้มีปริมาณมากที่สุด แต่ใช้ปริมาณปัจจัยการผลิตที่เท่าเดิม ซึ่งรูปแบบการวัดทางด้านปัจจัยการผลิตดูเหมือนจะเป็นรูปแบบที่เหมาะสมสำหรับโครงการนี้ เนื่องจากความต้องการใช้ไฟฟ้าเป็นปัจจัยผลผลิตที่อยู่นอกเหนือการควบคุมของอุตสาหกรรมไฟฟ้า

ในวิธี DEA เทคโนโลยีสามารถระบุได้ว่าเป็นลักษณะผลตอบแทนคงที่ (CRS) หรือลักษณะผลตอบแทนแปรผัน (VRS) รูปแบบ CRS ขึ้นอยู่กับสมมติฐานที่ว่าหน่วยการผลิตทั้งหมดมีการดำเนินงานในระดับที่เหมาะสมในขณะที่ลักษณะ VRS จะคำนึงถึงระดับประสิทธิภาพรูปแบบ CRS เป็นรูปแบบที่เหมาะสมบนพื้นที่ดัชนี Malmquist TFP ภายใต้สมมติฐานเทคโนโลยี VRS มีโอกาสที่จะได้ผลในการวัดที่ผิดพลาดของการเปลี่ยนแปลงที่ TFP (Griffell-Tatje และ Lovel, 1995, อ้างใน Cumbe, 2008)

อ้างอิงจาก Coelli et al, (2005), ดัชนี Malmquist TFP เป็นวัดการเปลี่ยนแปลงผลิตภาพโดยรวมระหว่างข้อมูลสองจุด เช่นการเปลี่ยนแปลงประสิทธิภาพโดยรวมของสองช่วงเวลาที่อยู่ติดกันโดยคำนวณจากอัตราส่วนของระยะทางจากแต่ละจุดข้อมูลไปยังเส้นเทคโนโลยีที่ดีที่สุดของแต่ละช่วงเวลารูปแบบการวัดผ่านทางด้านปัจจัยการผลิตของการเปลี่ยนแปลงดัชนี Malmquist TFP ระหว่างช่วงเวลา $t - 1$ (ช่วงเวลาก่อน) และช่วงเวลา t หาได้จาก

$$m_i(y_{t-1}, x_{t-1}, y_t, x_t) = \left[\frac{d_i^{t-1}(y_t, x_t)}{d_i^{t-1}(y_{t-1}, x_{t-1})} \times \frac{d_i^t(y_t, x_t)}{d_i^t(y_{t-1}, x_{t-1})} \right]^{1/2} \quad 2.5$$

เมื่อ $d_i^{t-1}(y_t, x_t)$ หมายถึง ระยะทางจากจุดข้อมูลของช่วงเวลา t ไปยังเส้นเทคโนโลยีของช่วงเวลา $t - 1$

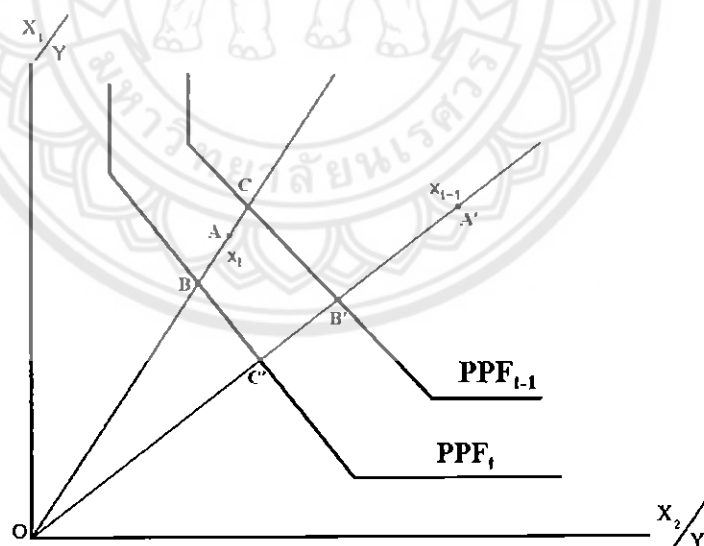
ถ้าค่า m_i มากกว่า 1 แสดงให้เห็นว่าผลิตภาพโดยรวมมีการพัฒนาขึ้นจากช่วงเวลา ไปยังช่วงเวลา ในทางกลับกัน ถ้าหากค่าของ m_i น้อยกว่า 1 จะแสดงให้เห็นว่ามีการลดลงของผลิตภาพโดยรวม คำนี Malmquist TFP อาจเขียนเป็น

$$m_i(y_{t-1}, x_{t-1}, y_t, x_t) = \frac{d_i^t(y_t, x_t)}{d_i^{t-1}(y_{t-1}, x_{t-1})} \left[\frac{d_i^{t-1}(y_t, x_t)}{d_i^t(y_t, x_t)} \times \frac{d_i^{t-1}(y_{t-1}, x_{t-1})}{d_i^t(y_{t-1}, x_{t-1})} \right]^{1/2} \quad 2.6$$

เมื่อ

$$\text{Efficiency change} = \frac{d_i^t(y_t, x_t)}{d_i^{t-1}(y_{t-1}, x_{t-1})} \quad 2.7$$

$$\text{Technical change} = \left[\frac{d_i^{t-1}(y_t, x_t)}{d_i^t(y_t, x_t)} \times \frac{d_i^{t-1}(y_{t-1}, x_{t-1})}{d_i^t(y_{t-1}, x_{t-1})} \right]^{1/2} \quad 2.8$$



รูปที่ 2.5 กราฟแสดงวิธีการหาคำนี Malmquist TFP

จากรูปที่ 2.5 เราสามารถแทนให้เส้น PPF_t คือขอบเขตการผลิตของเทคโนโลยีในช่วงเวลา t และ PPF_{t-1} คือขอบเขตการผลิตของเทคโนโลยีในช่วงเวลา $t-1$ ในส่วนของจุด A เป็นข้อมูลของ

หน่วยผลิตในช่วงเวลา t และจุด A' เป็นข้อมูลของหน่วยผลิตในช่วงเวลา $t-1$ ดังนั้นสามารถหาค่าดัชนี Malmquist TFP ได้ด้วยการหาฟังก์ชันระยะทางตามสมการดังต่อไปนี้

$$m_i(y_{t-1}, x_{t-1}, y_t, x_t) = \left[\frac{OA/OC}{OA'/OB'} \times \frac{OA/OB}{OA'/OC'} \right]^{1/2} \quad 2.9$$

$$m_i(y_{t-1}, x_{t-1}, y_t, x_t) = \left[\frac{OA/OB}{OA'/OB'} \right] \times \left[\frac{OA/OC}{OA'/OC'} \times \frac{OA'/OB'}{OA'/OC'} \right]^{1/2} \quad 2.10$$

เมื่อ

$$\text{Efficiency change} = \left[\frac{OA/OB}{OA'/OB'} \right] \quad 2.11$$

$$\text{Technical change} = \left[\frac{OA/OC}{OA'/OC'} \times \frac{OA'/OB'}{OA'/OC'} \right]^{1/2} \quad 2.12$$

2.5 การเก็บรวบรวมข้อมูลทั้งปัจจัยการผลิตและปัจจัยผลผลิตของ กฟผ.

การวิเคราะห์ผลการวัดประสิทธิภาพของ กฟผ.(การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย) ได้เริ่มจากการเก็บรวบรวมข้อมูลต่างๆของ กฟผ. ซึ่งเมื่อได้เก็บรวบรวมข้อมูลเสร็จแล้วก็ได้แบ่งข้อมูลออกเป็น 2 ปัจจัยหลักด้วยกัน คือ ปัจจัยทางด้านการผลิต (Input) และ ปัจจัยทางด้านผลผลิต (Output) ซึ่งการเลือกข้อมูลปัจจัยการผลิตและปัจจัยผลผลิตจะขึ้นอยู่กับความพร้อมของข้อมูล, วิธีการทางเลือก และเงื่อนไขทางเทคนิคของรูปแบบที่เลือก ซึ่งปัจจัยทางด้านการผลิตของอุตสาหกรรมไฟฟ้าสามารถวัดได้ทั้งทางด้านการเงินและทางด้านการกายภาพ ในมุมมองของการขาดข้อมูลของการลงทุนในการผลิตและอุปกรณ์ที่ใช้ในเครือข่าย (มูลค่าของเงินลงทุนที่ผ่านมา) โครงการนี้ได้ประมาณมูลค่าการลงทุนของปัจจัยการผลิตในมุมมองของกายภาพ ซึ่งประกอบด้วยมูลค่าของอุปกรณ์ที่เกี่ยวข้องและทรัพย์สินที่ไม่ใช่อุปกรณ์ เช่น เครื่องกำเนิดไฟฟ้า, หม้อไอน้ำ, กูลเลอร์, เชื้อเพลิง, สายส่งและหม้อแปลงไฟฟ้าส่วนทรัพย์สินที่ไม่ใช่อุปกรณ์ประกอบด้วย ที่ดิน, อาคารและ

ยานพาหนะ เนื่องจากความไม่พร้อมของข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับทรัพย์สินที่ไม่ใช่อุปกรณ์ จึงทำให้ต้องเลือกใช้ กำลังผลิตติดตั้ง, ความยาวสายส่งและความสามารถในการจ่ายไฟฟ้าของหม้อแปลง ส่วนที่เหลือของสองปัจจัยการผลิตประกอบด้วยจำนวนพนักงานและเชื้อเพลิง ในกรณีข้อมูลของพนักงานไม่สามารถยืนยันได้ว่าเป็นตัวแทนของการวัดที่ดีที่สุดเนื่องจากไม่สามารถทราบถึงชั่วโมงการทำงาน of พนักงานแต่ละคนและคุณภาพของพนักงาน ซึ่งคุณภาพของพนักงานยังมีความสามารถที่แตกต่างกันในแง่ของวุฒิการศึกษา, การฝึกอบรมและประสบการณ์ อย่างไรก็ตามเป็นเรื่องยากลำบากมากที่จะเข้าถึงข้อมูลนี้ ดังนั้นจำนวนพนักงานจึงเป็นตัวแทนสำหรับการป้อนข้อมูลของพนักงาน ปัจจัยการผลิตทั้งห้าปัจจัยนี้ช่วยให้โครงการวิจัยนี้ทราบถึงการลงทุนในด้านแรงงาน, เชื้อเพลิงและเงินลงทุนที่มีส่วนช่วยในการผลิตไฟฟ้าของอุตสาหกรรมไฟฟ้าไทย ส่วนปัจจัยทางด้านผลผลิตได้ใช้ข้อมูลของปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าและข้อมูลของปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้เป็นตัวแทนในการวัดความมีประสิทธิภาพของ กฟผ. ซึ่งข้อมูลหรือปัจจัยที่กล่าวอ้างข้างต้นนี้แสดงให้เห็นในตารางที่ 2.1

ตารางที่ 2.1 ตารางแสดงข้อมูลปัจจัยการผลิต (Input) และผลผลิต (Output) ของ กฟผ.

ปี	Input					Output	
	X1	X2	X3	X4	X5	Y1	Y2
	กำลังติดตั้ง (MW)	ความยาวสาย ส่ง (KM)	ขนาดหม้อ แปลง (MVA)	จำนวนพนักงาน (คน)	เชื้อเพลิง (TJ)	ไฟฟ้าที่ผลิต ได้ (GWH)	ไฟฟ้าที่ขาย (GWH)
2523	3241.30	9928.28	5212.59	20316.00	141763.40	14000.08	13657.14
2524	3839.30	10992.88	5772.69	23233.00	140385.86	15164.93	14545.48
2525	4069.72	11379.73	6856.28	26769.00	139145.74	16180.07	15383.10
2526	4976.02	12495.79	8307.83	30077.00	152872.01	18353.15	17544.00
2527	5855.22	13714.00	9364.97	32157.00	174810.22	20371.67	19357.00
2528	6459.72	14455.00	10201.60	31801.00	212318.39	22601.39	21240.00
2529	6644.20	14973.92	11247.29	31157.00	215792.44	24015.38	22593.00
2530	6886.65	16550.82	12944.14	31110.00	268967.27	27739.25	25828.20
2531	6896.85	16559.91	13070.49	31355.00	312379.24	31486.89	29493.52
2532	6915.25	16553.00	15749.99	31797.00	345099.23	35948.78	33611.00
2533	7986.51	17827.00	16915.31	33153.00	438143.44	42472.64	39369.00
2534	9626.51	18216.44	19904.25	34990.00	556160.28	48573.20	44773.00
2535	11044.51	19740.29	23278.66	35200.00	615521.59	55495.73	50771.00
2536	12179.58	20696.00	26383.95	35200.00	653405.54	61610.69	56558.00
2537	12956.15	21318.00	29381.36	34710.00	727736.65	68806.00	63643.00
2538	13427.15	22105.00	33990.42	33937.00	721888.99	71167.00	72780.00
2539	13310.90	22924.00	37572.48	32867.00	792104.60	74460.00	79451.00
2540	14506.30	23348.00	41296.98	31959.00	852439.22	76297.00	85897.00

2541	14179.90	23797.00	43673.98	31276.00	796516.39	73924.08	85598.00
2542	15358.30	25000.00	49355.65	30202.00	733089.76	68444.19	84512.00
2543	17039.60	26349.53	55903.32	29175.00	708254.36	68162.44	90725.00
2544	15000.40	27039.50	57985.82	28543.00	672605.65	61755.89	97412.00
2545	15000.40	27907.57	60018.00	27950.00	657278.96	61262.90	102485.69
2546	15035.00	28297.68	60327.98	27620.00	633337.23	59005.31	110675.63
2547	15351.02	28317.70	60577.98	26029.00	643958.25	59200.68	118662.53
2548	15794.57	29259.08	65051.84	24831.00	697442.88	64889.65	127027.00
2549	15794.57	30091.87	66125.84	24209.00	691724.09	67828.68	134084.00
2550	15793.57	30579.87	69230.68	23937.00	683428.85	65727.12	139558.44
2551	15020.96	30218.82	72075.19	23438.00	665754.53	63930.68	141557.89
2552	14338.13	30455.22	72787.69	22457.00	680244.40	63857.87	141656.34
2553	14998.13	30639.75	75505.19	22591.00	753250.57	71205.47	156125.91

โครงการนี้ได้ทำการเก็บรวบรวมข้อมูลของ กฟผ. ทั้งปัจจัยทางด้านการผลิตและปัจจัยทางด้านผลผลิต ของปี พ.ศ. 2523 ถึงปี พ.ศ. 2553 เนื่องจากหลักการ DEA ที่นำมาใช้หาค่าผลิตภาพและประสิทธิภาพในโครงการนี้ นั้นต้องการข้อมูลของหลายหน่วยงานเพื่อใช้เปรียบเทียบประสิทธิภาพการทำงาน แต่เนื่องด้วย กฟผ. มีแค่หน่วยงานเดียวในประเทศไทย เราจึงหาวิธีการเพื่อมาจัดการกับข้อมูลของ กฟผ. นี้ โดยการนำเอาหลักการ Time Series Data Transformation มาใช้ในการแปลงข้อมูลเพื่อใช้ในการเปรียบเทียบประสิทธิภาพการทำงานของ กฟผ. จากข้อมูลอนุกรมเวลาทั้งหมด 31 ปี (พ.ศ. 2523-พ.ศ. 2553) นำมาทำการแปลงข้อมูลอนุกรมเวลาเป็นตารางข้อมูล Cross-section ซึ่งสามารถแบ่งข้อมูลได้เป็น 22 ช่วงเวลา ช่วงเวลาละ 10 ปี โดยช่วงเวลาแรกประกอบด้วย Cross-section ของ 10 ปีติดต่อกัน จากปี พ.ศ. 2523 ถึงปี พ.ศ. 2532 ช่วงที่สองประกอบด้วย Cross-section ของ 10 ปี จากปี พ.ศ. 2524 ถึงปี 2533 และทำการแบ่งข้อมูลต่อไปเรื่อยๆจนถึงช่วงสุดท้ายประกอบด้วย Cross-section ของ 10 ปี จากปี พ.ศ. 2544 ถึงปี พ.ศ. 2553 ดังแสดงในตารางที่ 2.2 การแบ่งข้อมูลออกเป็นช่วงละ 10 ปี เนื่องจากระยะเวลาของแผนพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานของประเทศไทย (แผนพัฒนากำลังไฟฟ้า-PDP) อยู่ที่ประมาณ 10 ปี ถึง 15 ปี และการเปลี่ยนแปลงเทคโนโลยีการผลิตสำหรับอุตสาหกรรมไฟฟ้าจะเกิดขึ้นทุกๆ 10 ปี หรือมากกว่านั้น

ตารางที่ 2.2 ตารางแสดงการแปลงข้อมูลเป็น Time period

period	Firm	Year	Output		Input				
			ไฟฟ้าที่ผลิต ได้(MWH)	ไฟฟ้าที่ขาย (MWH)	กำลัง ติดตั้ง (MW)	ความยาวสาย ส่ง(KM)	ขนาดหม้อ แปลง (MVA)	เชื้อเพลิง (TJ)	จำนวน พนักงาน(คน)
1	1	2523	14000080.00	13657140.00	3241.30	9928.28	5212.59	141763.40	20316.00
	2	2524	15164930.00	14545480.00	3839.30	10992.88	5772.69	140385.86	23233.00
	3	2525	16180070.00	15383100.00	4069.72	11379.73	6856.28	139145.74	26769.00
	4	2526	18353150.00	17544000.00	4976.02	12495.79	8307.83	152872.01	30077.00
	5	2527	20371670.00	19357000.00	5855.22	13714.00	9364.97	174810.22	32157.00
	6	2528	22601390.00	21240000.00	6459.72	14455.00	10201.60	212318.39	31801.00
	7	2529	24015380.00	22593000.00	6644.20	14973.92	11247.29	215792.44	31157.00
	8	2530	27739250.00	25828200.00	6886.65	16550.82	12944.14	268967.27	31110.00
	9	2531	31486890.00	29493520.00	6896.85	16559.91	13070.49	312379.24	31355.00
	10	2532	35948780.00	33611000.00	6915.25	16553.00	15749.99	345099.23	31797.00
2	1	2524	15164930.00	14545480.00	3839.30	10992.88	5772.69	140385.86	23233.00
	2	2525	16180070.00	15383100.00	4069.72	11379.73	6856.28	139145.74	26769.00
	3	2526	18353150.00	17544000.00	4976.02	12495.79	8307.83	152872.01	30077.00
	4	2527	20371670.00	19357000.00	5855.22	13714.00	9364.97	174810.22	32157.00
	5	2528	22601390.00	21240000.00	6459.72	14455.00	10201.60	212318.39	31801.00
	6	2529	24015380.00	22593000.00	6644.20	14973.92	11247.29	215792.44	31157.00
	7	2530	27739250.00	25828200.00	6886.65	16550.82	12944.14	268967.27	31110.00
	8	2531	31486890.00	29493520.00	6896.85	16559.91	13070.49	312379.24	31355.00
	9	2532	35948780.00	33611000.00	6915.25	16553.00	15749.99	345099.23	31797.00
	10	2533	42472640.00	39369000.00	7986.51	17827.00	16915.31	438143.44	33153.00
3	1	2525	16180070.00	15383100.00	4069.72	11379.73	6856.28	139145.74	26769.00
	2	2526	18353150.00	17544000.00	4976.02	12495.79	8307.83	152872.01	30077.00
	3	2527	20371670.00	19357000.00	5855.22	13714.00	9364.97	174810.22	32157.00
	4	2528	22601390.00	21240000.00	6459.72	14455.00	10201.60	212318.39	31801.00
	5	2529	24015380.00	22593000.00	6644.20	14973.92	11247.29	215792.44	31157.00
	6	2530	27739250.00	25828200.00	6886.65	16550.82	12944.14	268967.27	31110.00
	7	2531	31486890.00	29493520.00	6896.85	16559.91	13070.49	312379.24	31355.00
	8	2532	35948780.00	33611000.00	6915.25	16553.00	15749.99	345099.23	31797.00
	9	2533	42472640.00	39369000.00	7986.51	17827.00	16915.31	438143.44	33153.00
	10	2534	48573200.00	44773000.00	9626.51	18216.44	19904.25	556160.28	34990.00
4	1	2526	18353150.00	17544000.00	4976.02	12495.79	8307.83	152872.01	30077.00
	2	2527	20371670.00	19357000.00	5855.22	13714.00	9364.97	174810.22	32157.00
	3	2528	22601390.00	21240000.00	6459.72	14455.00	10201.60	212318.39	31801.00
	4	2529	24015380.00	22593000.00	6644.20	14973.92	11247.29	215792.44	31157.00
	5	2530	27739250.00	25828200.00	6886.65	16550.82	12944.14	268967.27	31110.00
	6	2531	31486890.00	29493520.00	6896.85	16559.91	13070.49	312379.24	31355.00

period	Firm	Year	Output		Input				
			ไฟฟ้าที่ผลิตได้(MWH)	ไฟฟ้าที่ขาย(MWH)	กำลังติดตั้ง(MW)	ความยาวสายส่ง(KM)	ขนาดหม้อแปลง(MVA)	เชื้อเพลิง(TJ)	จำนวนพนักงาน(คน)
4	7	2532	35948780.00	33611000.00	6915.25	16553.00	15749.99	345099.23	31797.00
	8	2533	42472640.00	39369000.00	7986.51	17827.00	16915.31	438143.44	33153.00
	9	2534	48573200.00	44773000.00	9626.51	18216.44	19904.25	556160.28	34990.00
	10	2535	55495730.00	50771000.00	11044.51	19740.29	23278.66	615521.59	35200.00
5	1	2527	20371670.00	19357000.00	5855.22	13714.00	9364.97	174810.22	32157.00
	2	2528	22601390.00	21240000.00	6459.72	14455.00	10201.60	212318.39	31801.00
	3	2529	24015380.00	22593000.00	6644.20	14973.92	11247.29	215792.44	31157.00
	4	2530	27739250.00	25828200.00	6886.65	16550.82	12944.14	268967.27	31110.00
	5	2531	31486890.00	29493520.00	6896.85	16559.91	13070.49	312379.24	31355.00
	6	2532	35948780.00	33611000.00	6915.25	16553.00	15749.99	345099.23	31797.00
	7	2533	42472640.00	39369000.00	7986.51	17827.00	16915.31	438143.44	33153.00
	8	2534	48573200.00	44773000.00	9626.51	18216.44	19904.25	556160.28	34990.00
	9	2535	55495730.00	50771000.00	11044.51	19740.29	23278.66	615521.59	35200.00
	10	2536	61610690.00	56558000.00	12179.58	20696.00	26383.95	653405.54	35200.00
6	1	2528	22601390.00	21240000.00	6459.72	14455.00	10201.60	212318.39	31801.00
	2	2529	24015380.00	22593000.00	6644.20	14973.92	11247.29	215792.44	31157.00
	3	2530	27739250.00	25828200.00	6886.65	16550.82	12944.14	268967.27	31110.00
	4	2531	31486890.00	29493520.00	6896.85	16559.91	13070.49	312379.24	31355.00
	5	2532	35948780.00	33611000.00	6915.25	16553.00	15749.99	345099.23	31797.00
	6	2533	42472640.00	39369000.00	7986.51	17827.00	16915.31	438143.44	33153.00
	7	2534	48573200.00	44773000.00	9626.51	18216.44	19904.25	556160.28	34990.00
	8	2535	55495730.00	50771000.00	11044.51	19740.29	23278.66	615521.59	35200.00
	9	2536	61610690.00	56558000.00	12179.58	20696.00	26383.95	653405.54	35200.00
	10	2537	68806000.00	63643000.00	12956.15	21318.00	29381.36	727736.65	34710.00
7	1	2529	24015380.00	22593000.00	6644.20	14973.92	11247.29	215792.44	31157.00
	2	2530	27739250.00	25828200.00	6886.65	16550.82	12944.14	268967.27	31110.00
	3	2531	31486890.00	29493520.00	6896.85	16559.91	13070.49	312379.24	31355.00
	4	2532	35948780.00	33611000.00	6915.25	16553.00	15749.99	345099.23	31797.00
	5	2533	42472640.00	39369000.00	7986.51	17827.00	16915.31	438143.44	33153.00
	6	2534	48573200.00	44773000.00	9626.51	18216.44	19904.25	556160.28	34990.00
	7	2535	55495730.00	50771000.00	11044.51	19740.29	23278.66	615521.59	35200.00
	8	2536	61610690.00	56558000.00	12179.58	20696.00	26383.95	653405.54	35200.00
	9	2537	68806000.00	63643000.00	12956.15	21318.00	29381.36	727736.65	34710.00
	10	2538	71167000.00	72780000.00	13427.15	22105.00	33990.42	721888.99	33937.00
8	1	2530	27739250.00	25828200.00	6886.65	16550.82	12944.14	268967.27	31110.00
	2	2531	31486890.00	29493520.00	6896.85	16559.91	13070.49	312379.24	31355.00
	3	2532	35948780.00	33611000.00	6915.25	16553.00	15749.99	345099.23	31797.00

period	Firm	Year	Output		Input				
			ไฟฟ้าที่ผลิตได้(MWH)	ไฟฟ้าที่ขาย(MWH)	กำลังติดตั้ง(MW)	ความยาวสายส่ง(KM)	ขนาดหม้อแปลง(MVA)	เชื้อเพลิง(TJ)	จำนวนพนักงาน(คน)
	4	2533	42472640.00	39369000.00	7986.51	17827.00	16915.31	438143.44	33153.00
	5	2534	48573200.00	44773000.00	9626.51	18216.44	19904.25	556160.28	34990.00
	6	2535	55495730.00	50771000.00	11044.51	19740.29	23278.66	615521.59	35200.00
	7	2536	61610690.00	56558000.00	12179.58	20696.00	26383.95	653405.54	35200.00
	8	2537	68806000.00	63643000.00	12956.15	21318.00	29381.36	727736.65	34710.00
	9	2538	71167000.00	72780000.00	13427.15	22105.00	33990.42	721888.99	33937.00
	10	2539	74460000.00	79451000.00	13310.90	22924.00	37572.48	792104.60	32867.00
9	1	2531	31486890.00	29493520.00	6896.85	16559.91	13070.49	312379.24	31355.00
	2	2532	35948780.00	33611000.00	6915.25	16553.00	15749.99	345099.23	31797.00
	3	2533	42472640.00	39369000.00	7986.51	17827.00	16915.31	438143.44	33153.00
	4	2534	48573200.00	44773000.00	9626.51	18216.44	19904.25	556160.28	34990.00
	5	2535	55495730.00	50771000.00	11044.51	19740.29	23278.66	615521.59	35200.00
	6	2536	61610690.00	56558000.00	12179.58	20696.00	26383.95	653405.54	35200.00
	7	2537	68806000.00	63643000.00	12956.15	21318.00	29381.36	727736.65	34710.00
	8	2538	71167000.00	72780000.00	13427.15	22105.00	33990.42	721888.99	33937.00
	9	2539	74460000.00	79451000.00	13310.90	22924.00	37572.48	792104.60	32867.00
	10	2540	76297000.00	85897000.00	14506.30	23348.00	41296.98	852439.22	31959.00
10	1	2532	35948780.00	33611000.00	6915.25	16553.00	15749.99	345099.23	31797.00
	2	2533	42472640.00	39369000.00	7986.51	17827.00	16915.31	438143.44	33153.00
	3	2534	48573200.00	44773000.00	9626.51	18216.44	19904.25	556160.28	34990.00
	4	2535	55495730.00	50771000.00	11044.51	19740.29	23278.66	615521.59	35200.00
	5	2536	61610690.00	56558000.00	12179.58	20696.00	26383.95	653405.54	35200.00
	6	2537	68806000.00	63643000.00	12956.15	21318.00	29381.36	727736.65	34710.00
	7	2538	71167000.00	72780000.00	13427.15	22105.00	33990.42	721888.99	33937.00
	8	2539	74460000.00	79451000.00	13310.90	22924.00	37572.48	792104.60	32867.00
	9	2540	76297000.00	85897000.00	14506.30	23348.00	41296.98	852439.22	31959.00
	10	2541	73924080.00	85598000.00	14179.90	23797.00	43673.98	796516.39	31276.00
11	1	2533	42472640.00	39369000.00	7986.51	17827.00	16915.31	438143.44	33153.00
	2	2534	48573200.00	44773000.00	9626.51	18216.44	19904.25	556160.28	34990.00
	3	2535	55495730.00	50771000.00	11044.51	19740.29	23278.66	615521.59	35200.00
	4	2536	61610690.00	56558000.00	12179.58	20696.00	26383.95	653405.54	35200.00
	5	2537	68806000.00	63643000.00	12956.15	21318.00	29381.36	727736.65	34710.00
	6	2538	71167000.00	72780000.00	13427.15	22105.00	33990.42	721888.99	33937.00
	7	2539	74460000.00	79451000.00	13310.90	22924.00	37572.48	792104.60	32867.00
	8	2540	76297000.00	85897000.00	14506.30	23348.00	41296.98	852439.22	31959.00
	9	2541	73924080.00	85598000.00	14179.90	23797.00	43673.98	796516.39	31276.00
	10	2542	68444190.00	84512000.00	15358.30	25000.00	49355.65	733089.76	30202.00

period	Firm	Year	Output		Input				
			ไฟฟ้าที่ผลิต ได้(MWH)	ไฟฟ้าที่ขาย (MWH)	กำลัง ติดตั้ง (MW)	ความยาวสาย ส่ง(KM)	ขนาดหม้อ แปลง (MVA)	เชื้อเพลิง (TJ)	จำนวน พนักงาน(คน)
12	1	2534	48573200.00	44773000.00	9626.51	18216.44	19904.25	556160.28	34990.00
	2	2535	55495730.00	50771000.00	11044.51	19740.29	23278.66	615521.59	35200.00
	3	2536	61610690.00	56558000.00	12179.58	20696.00	26383.95	653405.54	35200.00
	4	2537	68806000.00	63643000.00	12956.15	21318.00	29381.36	727736.65	34710.00
	5	2538	71167000.00	72780000.00	13427.15	22105.00	33990.42	721888.99	33937.00
	6	2539	74460000.00	79451000.00	13310.90	22924.00	37572.48	792104.60	32867.00
	7	2540	76297000.00	85897000.00	14506.30	23348.00	41296.98	852439.22	31959.00
	8	2541	73924080.00	85598000.00	14179.90	23797.00	43673.98	796516.39	31276.00
	9	2542	68444190.00	84512000.00	15358.30	25000.00	49355.65	733089.76	30202.00
	10	2543	68162440.00	90725000.00	17039.60	26349.53	55903.32	708254.36	29175.00
13	1	2535	55495730.00	50771000.00	11044.51	19740.29	23278.66	615521.59	35200.00
	2	2536	61610690.00	56558000.00	12179.58	20696.00	26383.95	653405.54	35200.00
	3	2537	68806000.00	63643000.00	12956.15	21318.00	29381.36	727736.65	34710.00
	4	2538	71167000.00	72780000.00	13427.15	22105.00	33990.42	721888.99	33937.00
	5	2539	74460000.00	79451000.00	13310.90	22924.00	37572.48	792104.60	32867.00
	6	2540	76297000.00	85897000.00	14506.30	23348.00	41296.98	852439.22	31959.00
	7	2541	73924080.00	85598000.00	14179.90	23797.00	43673.98	796516.39	31276.00
	8	2542	68444190.00	84512000.00	15358.30	25000.00	49355.65	733089.76	30202.00
	9	2543	68162440.00	90725000.00	17039.60	26349.53	55903.32	708254.36	29175.00
	10	2544	61755890.00	97412000.00	15000.40	27039.50	57985.82	672605.65	28543.00
14	1	2536	61610690.00	56558000.00	12179.58	20696.00	26383.95	653405.54	35200.00
	2	2537	68806000.00	63643000.00	12956.15	21318.00	29381.36	727736.65	34710.00
	3	2538	71167000.00	72780000.00	13427.15	22105.00	33990.42	721888.99	33937.00
	4	2539	74460000.00	79451000.00	13310.90	22924.00	37572.48	792104.60	32867.00
	5	2540	76297000.00	85897000.00	14506.30	23348.00	41296.98	852439.22	31959.00
	6	2541	73924080.00	85598000.00	14179.90	23797.00	43673.98	796516.39	31276.00
	7	2542	68444190.00	84512000.00	15358.30	25000.00	49355.65	733089.76	30202.00
	8	2543	68162440.00	90725000.00	17039.60	26349.53	55903.32	708254.36	29175.00
	9	2544	61755890.00	97412000.00	15000.40	27039.50	57985.82	672605.65	28543.00
	10	2545	61262900.00	102485690.00	15000.40	27907.57	60018.00	657278.96	27950.00
15	1	2537	68806000.00	63643000.00	12956.15	21318.00	29381.36	727736.65	34710.00
	2	2538	71167000.00	72780000.00	13427.15	22105.00	33990.42	721888.99	33937.00
	3	2539	74460000.00	79451000.00	13310.90	22924.00	37572.48	792104.60	32867.00
	4	2540	76297000.00	85897000.00	14506.30	23348.00	41296.98	852439.22	31959.00
	5	2541	73924080.00	85598000.00	14179.90	23797.00	43673.98	796516.39	31276.00
	6	2542	68444190.00	84512000.00	15358.30	25000.00	49355.65	733089.76	30202.00
	7	2543	68162440.00	90725000.00	17039.60	26349.53	55903.32	708254.36	29175.00

period	Firm	Year	Output		Input				
			ไฟฟ้าที่ผลิตได้(MWH)	ไฟฟ้าที่ขาย(MWH)	กำลังติดตั้ง(MW)	ความยาวสายส่ง(KM)	ขนาดหม้อแปลง(MVA)	เชื้อเพลิง(TJ)	จำนวนพนักงาน(คน)
15	8	2544	61755890.00	97412000.00	15000.40	27039.50	57985.82	672605.65	28543.00
	9	2545	61262900.00	102485690.00	15000.40	27907.57	60018.00	657278.96	27950.00
	10	2546	59005310.00	110675630.00	15035.00	28297.68	60327.98	633337.23	27620.00
16	1	2538	71167000.00	72780000.00	13427.15	22105.00	33990.42	721888.99	33937.00
	2	2539	74460000.00	79451000.00	13310.90	22924.00	37572.48	792104.60	32867.00
	3	2540	76297000.00	85897000.00	14506.30	23348.00	41296.98	852439.22	31959.00
	4	2541	73924080.00	85598000.00	14179.90	23797.00	43673.98	796516.39	31276.00
	5	2542	68444190.00	84512000.00	15358.30	25000.00	49355.65	733089.76	30202.00
	6	2543	68162440.00	90725000.00	17039.60	26349.53	55903.32	708254.36	29175.00
	7	2544	61755890.00	97412000.00	15000.40	27039.50	57985.82	672605.65	28543.00
	8	2545	61262900.00	102485690.00	15000.40	27907.57	60018.00	657278.96	27950.00
	9	2546	59005310.00	110675630.00	15035.00	28297.68	60327.98	633337.23	27620.00
	10	2547	59200680.00	118662530.00	15351.02	28317.70	60577.98	643958.25	26029.00
17	1	2539	74460000.00	79451000.00	13310.90	22924.00	37572.48	792104.60	32867.00
	2	2540	76297000.00	85897000.00	14506.30	23348.00	41296.98	852439.22	31959.00
	3	2541	73924080.00	85598000.00	14179.90	23797.00	43673.98	796516.39	31276.00
	4	2542	68444190.00	84512000.00	15358.30	25000.00	49355.65	733089.76	30202.00
	5	2543	68162440.00	90725000.00	17039.60	26349.53	55903.32	708254.36	29175.00
	6	2544	61755890.00	97412000.00	15000.40	27039.50	57985.82	672605.65	28543.00
	7	2545	61262900.00	102485690.00	15000.40	27907.57	60018.00	657278.96	27950.00
	8	2546	59005310.00	110675630.00	15035.00	28297.68	60327.98	633337.23	27620.00
	9	2547	59200680.00	118662530.00	15351.02	28317.70	60577.98	643958.25	26029.00
	10	2548	64889650.00	127027000.00	15794.57	29259.08	65051.84	697442.88	24831.00
18	1	2540	76297000.00	85897000.00	14506.30	23348.00	41296.98	852439.22	31959.00
	2	2541	73924080.00	85598000.00	14179.90	23797.00	43673.98	796516.39	31276.00
	3	2542	68444190.00	84512000.00	15358.30	25000.00	49355.65	733089.76	30202.00
	4	2543	68162440.00	90725000.00	17039.60	26349.53	55903.32	708254.36	29175.00
	5	2544	61755890.00	97412000.00	15000.40	27039.50	57985.82	672605.65	28543.00
	6	2545	61262900.00	102485690.00	15000.40	27907.57	60018.00	657278.96	27950.00
	7	2546	59005310.00	110675630.00	15035.00	28297.68	60327.98	633337.23	27620.00
	8	2547	59200680.00	118662530.00	15351.02	28317.70	60577.98	643958.25	26029.00
	9	2548	64889650.00	127027000.00	15794.57	29259.08	65051.84	697442.88	24831.00
	10	2549	67828680.00	134084000.00	15794.57	30091.87	66125.84	691724.09	24209.00
19	1	2541	73924080.00	85598000.00	14179.90	23797.00	43673.98	796516.39	31276.00
	2	2542	68444190.00	84512000.00	15358.30	25000.00	49355.65	733089.76	30202.00
	3	2543	68162440.00	90725000.00	17039.60	26349.53	55903.32	708254.36	29175.00
	4	2544	61755890.00	97412000.00	15000.40	27039.50	57985.82	672605.65	28543.00

period	Firm	Year	Output		Input				
			ไฟฟ้าที่ผลิต ได้(MWH)	ไฟฟ้าที่ขาย (MWH)	กำลัง ติดตั้ง (MW)	ความยาวสาย ส่ง(KM)	ขนาดหม้อ แปลง (MVA)	เชื้อเพลิง (TJ)	จำนวน พนักงาน(คน)
19	5	2545	61262900.00	102485690.00	15000.40	27907.57	60018.00	657278.96	27950.00
	6	2546	59005310.00	110675630.00	15035.00	28297.68	60327.98	633337.23	27620.00
	7	2547	59200680.00	118662530.00	15351.02	28317.70	60577.98	643958.25	26029.00
	8	2548	64889650.00	127027000.00	15794.57	29259.08	65051.84	697442.88	24831.00
	9	2549	67828680.00	134084000.00	15794.57	30091.87	66125.84	691724.09	24209.00
	10	2550	65727120.00	139558440.00	15793.57	30579.87	69230.68	683428.85	23937.00
20	1	2542	68444190.00	84512000.00	15358.30	25000.00	49355.65	733089.76	30202.00
	2	2543	68162440.00	90725000.00	17039.60	26349.53	55903.32	708254.36	29175.00
	3	2544	61755890.00	97412000.00	15000.40	27039.50	57985.82	672605.65	28543.00
	4	2545	61262900.00	102485690.00	15000.40	27907.57	60018.00	657278.96	27950.00
	5	2546	59005310.00	110675630.00	15035.00	28297.68	60327.98	633337.23	27620.00
	6	2547	59200680.00	118662530.00	15351.02	28317.70	60577.98	643958.25	26029.00
	7	2548	64889650.00	127027000.00	15794.57	29259.08	65051.84	697442.88	24831.00
	8	2549	67828680.00	134084000.00	15794.57	30091.87	66125.84	691724.09	24209.00
	9	2550	65727120.00	139558440.00	15793.57	30579.87	69230.68	683428.85	23937.00
	10	2551	63930680.00	141557890.00	15020.96	30218.82	72075.19	665754.53	23438.00
21	1	2543	68162440.00	90725000.00	17039.60	26349.53	55903.32	708254.36	29175.00
	2	2544	61755890.00	97412000.00	15000.40	27039.50	57985.82	672605.65	28543.00
	3	2545	61262900.00	102485690.00	15000.40	27907.57	60018.00	657278.96	27950.00
	4	2546	59005310.00	110675630.00	15035.00	28297.68	60327.98	633337.23	27620.00
	5	2547	59200680.00	118662530.00	15351.02	28317.70	60577.98	643958.25	26029.00
	6	2548	64889650.00	127027000.00	15794.57	29259.08	65051.84	697442.88	24831.00
	7	2549	67828680.00	134084000.00	15794.57	30091.87	66125.84	691724.09	24209.00
	8	2550	65727120.00	139558440.00	15793.57	30579.87	69230.68	683428.85	23937.00
	9	2551	63930680.00	141557890.00	15020.96	30218.82	72075.19	665754.53	23438.00
	10	2552	63857870.00	141656340.00	14338.13	30455.22	72787.69	680244.40	22457.00
22	1	2544	61755890.00	97412000.00	15000.40	27039.50	57985.82	672605.65	28543.00
	2	2545	61262900.00	102485690.00	15000.40	27907.57	60018.00	657278.96	27950.00
	3	2546	59005310.00	110675630.00	15035.00	28297.68	60327.98	633337.23	27620.00
	4	2547	59200680.00	118662530.00	15351.02	28317.70	60577.98	643958.25	26029.00
	5	2548	64889650.00	127027000.00	15794.57	29259.08	65051.84	697442.88	24831.00
	6	2549	67828680.00	134084000.00	15794.57	30091.87	66125.84	691724.09	24209.00
	7	2550	65727120.00	139558440.00	15793.57	30579.87	69230.68	683428.85	23937.00
	8	2551	63930680.00	141557890.00	15020.96	30218.82	72075.19	665754.53	23438.00
	9	2552	63857870.00	141656340.00	14338.13	30455.22	72787.69	680244.40	22457.00
	10	2553	71205470.00	156125910.00	14998.13	30639.75	75505.19	753250.57	22591.00

2.6 ขั้นตอนการใช้โปรแกรม DEAP 2.1

เมื่อนำข้อมูลปัจจัยการผลิต (Input) และข้อมูลปัจจัยการผลิต (Output) มาสร้างเป็นตาราง (Time Period) ดังแสดงในตารางที่ 2.2 จากนั้นนำข้อมูลมาทำการประมวลผลโดยใช้โปรแกรม DEAP 2.1 โดยมีขั้นตอนดังนี้

2.6.1 สร้าง Data file

นำข้อมูลในตารางที่ 2.2 ลงใส่ในโปรแกรม Note pad โดยจัดเรียงข้อมูลปัจจัยการผลิต (Input) และข้อมูลปัจจัยการผลิต (Output) วางจากซ้ายมือมาขวามือ ดังแสดงในรูปที่ 2.6

eee-dta - Notepad

File	Edit	Format	View	Help					
14000080.00	13657140.00	3241.30	9928.28	5212.59	141763.40	20316.00			
15164930.00	14545480.00	3839.30	10992.88	5772.69	140385.86	23233.00			
16180070.00	15383100.00	4069.72	11379.73	6856.28	139145.74	26769.00			
18353150.00	17544000.00	4976.02	12495.79	8307.83	152872.01	30077.00			
20371670.00	19357000.00	5855.22	13714.00	9364.97	174810.22	32157.00			
22601390.00	21240000.00	6459.72	14455.00	10201.60	212318.39	31801.00			
24015380.00	22593000.00	6644.20	14973.92	11247.29	215792.44	31157.00			
27739250.00	25828200.00	6886.65	16550.82	12944.14	268967.27	31110.00			
31486890.00	29493520.00	6896.85	16559.91	13070.49	312379.24	31355.00			
35948780.00	33611000.00	6915.25	16553.00	15749.99	345099.23	31797.00			
15164930.00	14545480.00	3839.30	10992.88	5772.69	140385.86	23233.00			
16180070.00	15383100.00	4069.72	11379.73	6856.28	139145.74	26769.00			
18353150.00	17544000.00	4976.02	12495.79	8307.83	152872.01	30077.00			
20371670.00	19357000.00	5855.22	13714.00	9364.97	174810.22	32157.00			
22601390.00	21240000.00	6459.72	14455.00	10201.60	212318.39	31801.00			
24015380.00	22593000.00	6644.20	14973.92	11247.29	215792.44	31157.00			
27739250.00	25828200.00	6886.65	16550.82	12944.14	268967.27	31110.00			

รูปที่ 2.6 จัดเรียงข้อมูลปัจจัยการผลิต (Input) และข้อมูลปัจจัยการผลิต (Output) ลงในโปรแกรม

Note pad

จากนั้นทำการ save file โดยเข้าไปที่ save as... แล้วทำการตั้งชื่อ file แล้วตามด้วย -dta แล้ว

กด save ดังแสดงในรูปที่ 2.7

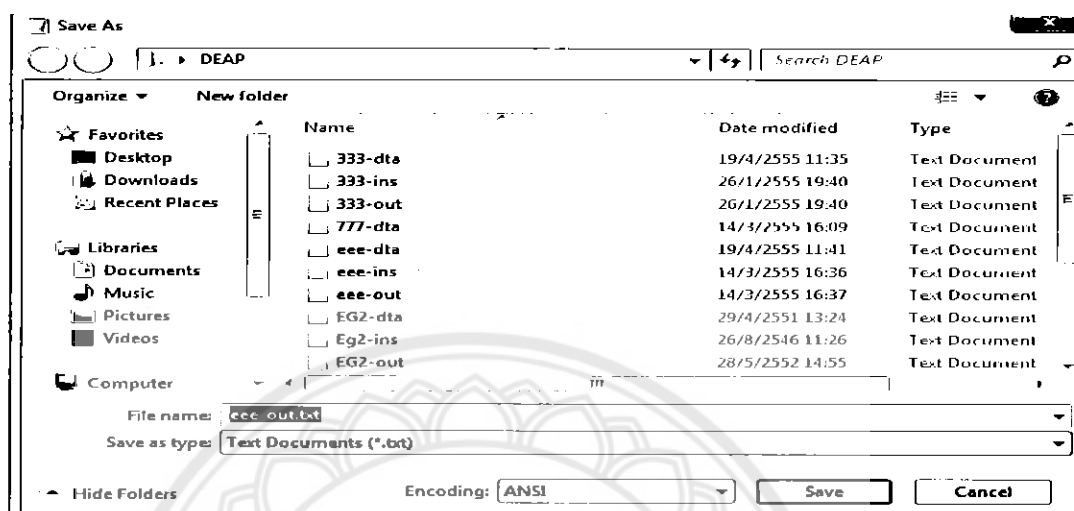
File name: eee-dta

Save as type: Text Documents (*.txt)

Hide Folders Encoding: ANSI Save Cancel

รูปที่ 2.7 รูปแสดงการ save file ตามด้วย -dta

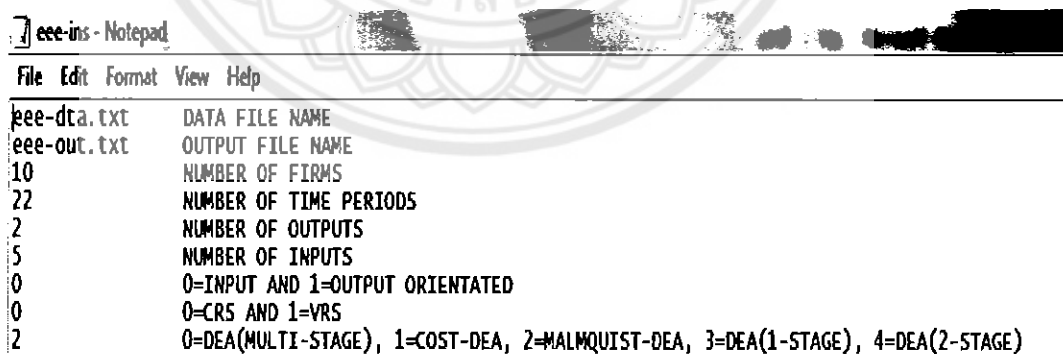
2.6.2 สร้าง Output file ซึ่งเป็น file ที่เก็บผลลัพธ์ที่ได้จากการ run ของโปรแกรม DEAP 2.1 โดยวิธีการสร้าง file นี้ทำได้โดยการใช้โปรแกรม notepad แล้วบันทึกชื่อ file ให้อยู่ในรูปแบบ ชื่อไฟล์ตามด้วย -out.txt ดังรูปที่ 2.8



รูปที่ 2.8 file ที่เก็บผลลัพธ์

2.6.3 สร้าง Instruction file

Instruction file เป็น file คำสั่ง และกำหนดค่าต่างๆเพื่อใช้ในการส่งให้โปรแกรม DEAP 2.1 ทำงานซึ่งสามารถสร้าง file ในโปรแกรม Note pad และ file ประเภทนี้จะมีนามสกุล -ins ดังแสดงในรูปที่ 2.9



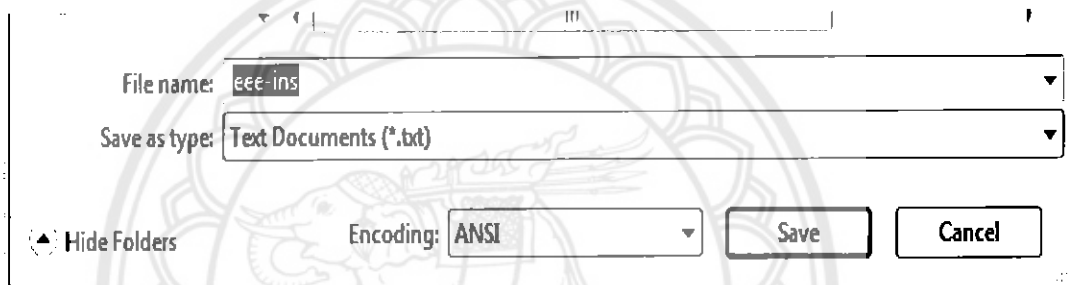
รูปที่ 2.9 การสร้าง Instruction file

DATA FILE NAME	ชื่อ Data file
OUTPUT FILE NAME	ชื่อ Output file
NUMBER OF FIRMS	จำนวนตัวอย่างที่ใช้ในการวิเคราะห์
NUMBER OF TIME PERIODS	จำนวนเวลา

NUMBER OF OUTPUTS	จำนวนผลผลิต
NUMBER OF INPUTS	จำนวนปัจจัยการผลิต
0=INPUT AND 1=OUTPUT ORIENTATED	พิจารณาทางด้านไหน
0=CRS AND 1=VRS	ข้อสมมุติที่ใช้
0=DEA (MULTI-STAGE), 1=COST-DEA, 2=MALMQUIST-DEA, 3=DEA (1-STAGE), 4=DEA (2-STAGE)	วิธีการ DEA ที่ใช้ในการวิเคราะห์

เมื่อกำหนดค่าต่างๆ เสร็จแล้วจากนั้นทำการ save file ตามด้วยนามสกุล -ins ดังแสดงในรูป

รูปที่ 2.10

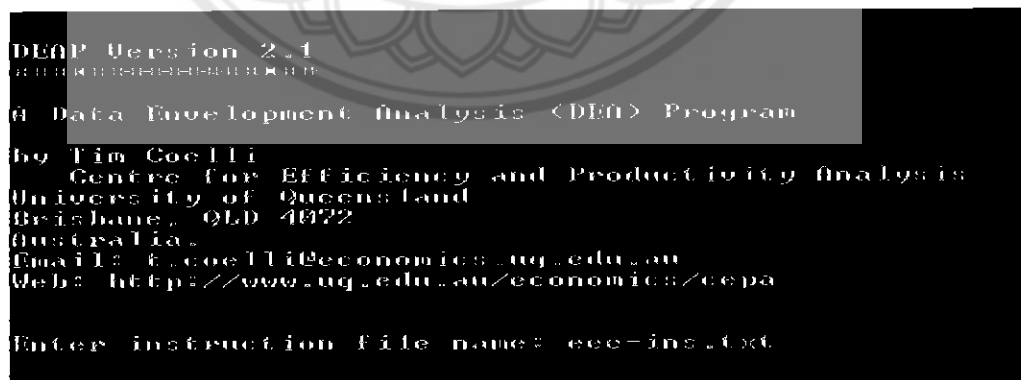


รูปที่ 2.10 แสดงการ save file ตามด้วยนามสกุล -ins

2.6.4 การ Run โปรแกรม DEAP 2.1

การ Run โปรแกรม DEAP 2.1 นั้น เริ่มจากการ เปิด fileDEAP.EXE จากนั้นทำการพิมพ์ชื่อ

fileeee-ins.txt ไว้ตรง Instruction filename แล้วทำการกด Enter ดังแดงในรูปที่ 2.11



รูปที่ 2.11 แสดงการ Run โปรแกรม DEAP 2.1

หลังจาก Run โปรแกรม DEAP 2.1 ก็จะได้ file eee-out.txt เพื่อนำมาดูผลลัพธ์จากการประมวลผล ดังแสดงในรูปที่ 2.12

eee-out - Notepad

File Edit Format View Help

Results from DEAP Version 2.1

Instruction file = eee-ins.txt
Data file = eee-dta.txt

Input orientated Malmquist DEA

DISTANCES SUMMARY

year = 1

firm no.	crs	te	rel to tech in yr ***** t-1 t t+1	vrs te
1	0.0000	1.0000	1.058	1.0000
2	0.0000	1.0000	1.0000	1.0000
3	0.0000	1.0000	1.0000	1.0000
4	0.0000	1.0000	1.0000	1.0000
5	0.0000	0.9987	0.9987	1.0000
6	0.0000	0.9956	0.9956	0.9963
7	0.0000	0.9953	0.9953	0.9953
8	0.0000	0.9957	0.9957	1.0000
9	0.0000	1.0000	0.9988	1.0000
10	0.0000	1.0000	1.0000	1.0000

รูปที่ 2.12 รูป file eee-out.txt

ขั้นตอนการใช้โปรแกรม DEAP 2.1 ได้นำมาใช้ประมวลผลความมีประสิทธิภาพของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย โดยผลของการประมวลจะแสดงในบทที่ 4 และ บทที่ 5

บทที่ 3

ประวัติความเป็นมาของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

จากโครงการนี้ได้ทำการตรวจสอบผลิตภาพและประสิทธิภาพการทำงานของ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ซึ่งในบทที่ 3 จะอธิบายเกี่ยวกับประวัติความเป็นมาและวิวัฒนาการของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยตั้งแต่เริ่มก่อตั้งจนถึงปัจจุบัน

3.1 วิวัฒนาการทางประวัติศาสตร์ของกิจการไฟฟ้าไทย

ในส่วนนี้จะกล่าวถึงรายละเอียดของวิวัฒนาการทางประวัติศาสตร์ของกิจการไฟฟ้าไทยเป็นเวลาหลายร้อยปี ที่มีความสำคัญเป็นพิเศษเกี่ยวกับกิจการไฟฟ้าไทยและการเปลี่ยนแปลงในกิจการไฟฟ้าไทย

3.1.1 ช่วงเริ่มต้นกิจการไฟฟ้าของไทย

บุคคลสำคัญที่มีส่วนนำไฟฟ้ามาสู่ประเทศไทย คือ จอมพลเจ้าพระยาสุรศักดิ์มนตรี (เจิม แสง-ชูโต) ซึ่งขณะนั้นยังมีบรรดาศักดิ์เป็น “เจ้าหมื่นไวยวรนาถ” โดยนำเงินที่ได้มาจากการขายที่ดินให้กับสมเด็จพระนางเจ้าพระบรมราชเทวี จำนวน 180 ชั่ง หรือ 14,400 บาท ไปซื้อเครื่องกำเนิดไฟฟ้า 2 เครื่อง จากประเทศอังกฤษและเมื่อวันที่ 20 กันยายน พ.ศ. 2427 ซึ่งเป็นวันเฉลิมพระชนมพรรษา พระบาทสมเด็จพระจุลจอมเกล้าเจ้าอยู่หัว จึงได้มีการจ่ายกระแสไฟฟ้าที่พระที่นั่งจักรีมหาปราสาท ในพระบรมมหาราชวัง ซึ่งนับเป็นการเริ่มต้นการมีไฟฟ้าของไทยมาตั้งแต่บัดนั้น

ในช่วงปี พ.ศ. 2440 หลวงพินิจจกรภณซ์ (นายแฉล้ม) ร่วมกับ นายเลียว นาดี ชาวอเมริกัน ซึ่งเป็นกำลังสำคัญของเจ้าหมื่นไวยวรนาถ ได้ก่อตั้งบริษัท บางกอก อิเล็กตริกไลท์ ซินดิเคท (The Bangkok Electric Light Syndicate) ผลิตไฟฟ้าและจำหน่ายกระแสไฟฟ้าแก่ประชาชน แต่เนื่องจากรายได้กับรายจ่ายไม่คุ้มกันจึงได้โอนกิจการให้กับ นายเวสเดน โฮลซ์ ชาวเดนมาร์ก จาก บริษัท ไฟฟ้าสยาม จำกัด (The Siam Electricity Co., Ltd.) รับไปดำเนินการต่อ ทั้งนี้ก่อนหน้านี้นี้เมื่อปี พ.ศ. 2431 รัฐบาลได้ให้สัมปทานการเดินรางกับชาวเดนมาร์กในกรุงเทพฯ ซึ่งรุดรางในเวลานั้นยังต้องใช้ม้าลากเนื่องจากยังไม่มีไฟฟ้าใช้ หลังจากนั้นเพียง 6 ปีคือ ปี พ.ศ. 2437 การเดินรางจึงเปลี่ยนมาใช้ไฟฟ้าแทน บริษัท ไฟฟ้าสยาม จำกัด (The Siam Electricity Co., Ltd.) ตั้งขึ้นเมื่อวันที่ 27 ธันวาคม พ.ศ. 2441 โดยจดทะเบียนที่กรุงโคเปนเฮเกน ประเทศเดนมาร์ก มีนายอ็อก เวสเดน โฮลซ์ (Mr. Aage Westenholz) เป็นผู้ดำเนินการ นับเป็นชาวต่างประเทศรุ่นบุกเบิกเกี่ยวกับไฟฟ้าในเมืองหลวงของประเทศสยาม ซึ่งสถานที่ทำการของบริษัทฯและโรงไฟฟ้าตั้งอยู่ในบริเวณที่ดินของ วัดราช บรมราชวรวิหาร (วัดเลียบ) จึงได้รับการเรียกขานกันว่า “โรงไฟฟ้าวัดเลียบ” เป็นโรงไฟฟ้าชนิดพลังไอน้ำ (พลังความร้อน) ใช้ไม้ฟืน ถ่านหิน น้ำมัน และกลบเป็นเชื้อเพลิง การ

ดำเนินการกิจการของบริษัท ไฟฟ้าสยาม จำกัด มีความเจริญก้าวหน้ามาโดยลำดับและในปี พ.ศ. 2451 ได้มีการรวมกิจการของบริษัทรางบางกอก จำกัด มาไว้ด้วยกัน

ในช่วงปี พ.ศ. 2455 พระบาทสมเด็จพระมงกุฎเกล้าเจ้าอยู่หัว รัชกาลที่ 6 ได้โปรดเกล้าฯ ให้เจ้าพระยายมราช (ปั้น สุขุม) เสนาบดีกระทรวงนครบาล ดำเนินการสร้างการประปาและโรงไฟฟ้าที่สามเสนไปพร้อมๆกัน โดยโรงไฟฟ้าสามเสนได้ก่อสร้างแล้วเสร็จและเดินเครื่องจำหน่ายไฟฟ้าได้ ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2457 ใช้ชื่อว่า “ การไฟฟ้าหลวงสามเสน ” เป็นรัฐพาณิชย์ ขึ้นกับกระทรวงมหาดไทย ต่อมาภายหลังได้เปลี่ยนชื่อเป็น “ กองไฟฟ้าหลวงสามเสน ”

ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2457 เป็นต้นมา กิจการไฟฟ้าเริ่มเป็นปีกแผ่นประชาชนในพระนคร และธนบุรีมีกระแสไฟฟ้าใช้อย่างกว้างขวาง โดยบริษัทไฟฟ้าสยาม จำกัด (โรงไฟฟ้าวัดเลียบ) รับผิดชอบจำหน่ายกระแสไฟฟ้าให้แก่พื้นที่บริเวณตอนใต้ของคลองบางลำภู และคลองบางกอกน้อย ส่วนบริเวณตอนเหนือของคลองดังกล่าวให้กองไฟฟ้าหลวงสามเสน (โรงไฟฟ้าสามเสน) รับผิดชอบ

เมื่อปี พ.ศ. 2452 พระบาทสมเด็จพระจุลจอมเกล้าเจ้าอยู่หัว ได้ทรงมีพระบรมราชโองการประกาศใช้พระราชบัญญัติสุขาภิบาลทั่วราชอาณาจักร ร.ศ.127 กระทรวงมหาดไทยสมัยนั้นเห็นว่าสุขาภิบาลตามหัวเมืองต่างๆ ที่มีประชาชนหนาแน่น ควรจะจัดสร้างโรงไฟฟ้าขึ้น ดังนั้น ในปี พ.ศ. 2472 ทางราชการ จึงได้จัดตั้ง “แผนกไฟฟ้า” ขึ้น ใน กองบูรพาภิบาล กรมสาธารณสุข กระทรวงมหาดไทย มีหน้าที่สำรวจและจัดให้มีไฟฟ้าใช้ตามสุขาภิบาลต่างๆ ที่สมควร สุขาภิบาลเมืองราชบุรีได้ก่อสร้างโรงไฟฟ้าและจำหน่ายกระแสไฟฟ้ามาตั้งแต่ปี พ.ศ. 2470 ต่อมาภายหลังได้ออกกิจการมาอยู่ในความควบคุมของแผนกไฟฟ้า และได้สั่งซื้อเครื่องกำเนิดไฟฟ้ามาเพิ่มเติมอีก 1 เครื่อง เมื่อปี พ.ศ. 2473 นอกจากนั้นสุขาภิบาลเมืองนครปฐมได้ก่อสร้างโรงไฟฟ้าขึ้นโดยได้รับสัมปทาน เมื่อวันที่ 5 ธันวาคม พ.ศ. 2472 เริ่มจำหน่ายไฟฟ้าตั้งแต่วันที่ 19 มกราคม พ.ศ. 2473 ในราคาค่าไฟฟ้าหน่วยละ 1.80 บาท และดำเนินการได้ 25 ปี ต่อมาเมื่อมีการเปลี่ยนแปลงการปกครองจากระบอบสมบูรณาญาสิทธิราช มาเป็น ระบอบประชาธิปไตยในปี พ.ศ. 2475 กิจการไฟฟ้าได้ขยายไปยังสุขาภิบาลอีกหลายแห่ง อาทิ เช่น ปรางจินบุรี , ภูเก็ต , นครนายก , ชลบุรี , บ้านโป่ง , จันทบุรี และเชียงใหม่ จนกระทั่งในปี พ.ศ. 2477 ได้มีการปรับปรุงกระทรวง ทบวง กรมต่างๆ และได้ จัดตั้ง กรมโยธาเทศบาลขึ้น แผนกไฟฟ้า จึงได้รับการยกฐานะขึ้นเป็น กองไฟฟ้าสังกัดกรมโยธาเทศบาล

ในช่วงสงครามโลกครั้งที่ 2 เกิดขึ้นในยุโรป เมื่อปี พ.ศ. 2482 และในปีเดียวกันซึ่งตรงกับ รัชสมัยของพระบาทสมเด็จพระเจ้าอยู่หัวอานันทมหิดล รัชกาลที่ 8 “ ประเทศสยาม ” ได้มีการ เปลี่ยนชื่อเป็น “ ประเทศไทย ” เมื่อวันที่ 24 มิถุนายน พ.ศ. 2482 รวมทั้ง “ บริษัท ไฟฟ้าสยาม จำกัด ” ก็ได้เปลี่ยนชื่อเป็น “ บริษัท ไฟฟ้าไทย คอร์ปอเรชั่น จำกัด ” (Thai Electric Corporation Limited) เมื่อวันที่ 28 กันยายน พ.ศ. 2482 ด้วยเช่นกัน โดยได้ดำเนินการด้วยคิมาตลอดจน หมุดสัมปทาน เมื่อสิ้นปี พ.ศ. 2492 ช่วงระหว่างสงครามโลกครั้งที่ 2 สงครามได้ลุกลามมายังประเทศไทย และเมื่อ

เดือนเมษายน พ.ศ. 2488 โรงไฟฟ้าวัดเลียบและโรงไฟฟ้าสามเสน ได้ถูกเครื่องบินฝ่ายสัมพันธมิตร โจมตีทิ้งระเบิดจนเสียหายใช้การไม่ได้ ทำให้พระนครและธนบุรีตกอยู่ในความมืดมิด ประชาชนไม่มีไฟฟ้าและน้ำประปาใช้ ต่อมา บริษัท ไฟฟ้าไทย คอร์ปอเรชั่น จำกัด ได้จัดการซ่อมโรงไฟฟ้าวัดเลียบ ที่ได้รับความเสียหายไม่มากนักให้ใช้การได้ โดยใช้เวลาเพียง 2 เดือนเศษ สำหรับโรงไฟฟ้าสามเสน ถูกระเบิดทำลายเสียหายยับเยิน การดำเนินการซ่อมโรงไฟฟ้าสามเสนต้องใช้เวลาถึง 4 ปี จึง สามารถเดินเครื่องจ่ายไฟฟ้าได้เมื่อเดือนมิถุนายน พ.ศ. 2492 สำหรับในต่างจังหวัด กองไฟฟ้ากรมโยธาเทศบาล ได้ทำการซ่อมแซมโรงไฟฟ้าที่ ได้รับความเสียหายจากการถูกระเบิดระหว่างสงคราม และบูรณะโรงไฟฟ้าของเทศบาลต่างๆ

ภายหลังสงครามโลกครั้งที่ 2 ยุติลง บ้านเมืองได้รับการบูรณะฟื้นฟูและมีการขยายตัวเจริญขึ้นในทุกด้าน ทำให้ต้องเผชิญกับปัญหาไฟฟ้าไม่เพียงพอ รัฐบาลในช่วงเวลานั้นได้พยายาม แก้ไขปัญหาพลังงานไฟฟ้าทุกวิถีทาง โดยมอบหมายให้มีการสำรวจหาแหล่งทรัพยากรพลังงาน ซึ่งกรมชลประทานรับผิดชอบการสำรวจด้านพลังน้ำ และกรมทรัพยากรธรณีรับผิดชอบการสำรวจถ่านลิกไนต์ รวมทั้งในระยะเวลาต่อมาได้มีการจัดตั้งหน่วยงานขึ้นมารับผิดชอบด้านไฟฟ้าตาม ลำดับดังนี้

- วันที่ 1 มกราคม พ.ศ. 2493 ได้จัดตั้ง “ การไฟฟ้ากรุงเทพฯ ” เพื่อรับกิจการของ บริษัท ไฟฟ้าไทยคอร์ปอเรชั่น จำกัด ซึ่งหมดอายุสัมปทาน
- ปี พ.ศ. 2494 จัดตั้ง “ คณะกรรมการพิจารณาสร้างโรงไฟฟ้าทั่วราชอาณาจักร ” ซึ่งต่อมาในปี พ.ศ. 2495 ได้เปลี่ยนชื่อเป็น “ คณะกรรมการไฟฟ้าและพลังงานแห่งประเทศไทย ” และในปี พ.ศ. 2496 ได้เปลี่ยนเป็น “ สำนักงานพลังงานแห่งชาติ ” ปัจจุบันมีฐานะเป็นสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน
- เมื่อปี พ.ศ. 2497 จัดตั้ง “ องค์การพลังงานไฟฟ้าลิกไนต์ ” ซึ่งต่อมาปลายปี พ.ศ. 2503 ได้ยกฐานะเป็น “ การลิกไนต์ ” (กลน.) รับผิดชอบผลิตและจำหน่ายกระแสไฟฟ้าในภาคใต้
- ปี พ.ศ. 2497 จัดตั้ง “ องค์การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ” ซึ่งต่อมาได้รับการยกฐานะ เป็น “ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ” (กฟภ.) เมื่อปี พ.ศ. 2503 รับผิดชอบการจำหน่ายไฟฟ้าทั่วประเทศไทย ยกเว้นในเขตของการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.)
- เมื่อปี พ.ศ. 2500 ได้มีการจัดตั้ง “ การไฟฟ้าอันฮิ ” (กฟย.) รับผิดชอบการผลิตไฟฟ้าให้ภาคกลางกับภาคเหนือ โดย กฟย. ได้ก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนภูมิพล ที่ จังหวัดตาก และก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังความร้อน (พลังไอน้ำ) ขนาดใหญ่มีกำลังผลิต 75 เมกะวัตต์ ที่อำเภอ บางกรวย จังหวัดนนทบุรี ปัจจุบันเรียกว่า “ โรงไฟฟ้าพระนครเหนือ ” ซึ่งนับว่าเป็นโรงไฟฟ้าที่มีขนาดใหญ่ที่สุดในขณะนั้น เริ่มเดินเครื่องจ่ายกระแสไฟฟ้าได้เมื่อเดือน มีนาคม พ.ศ. 2504 โดย ส่งกระแสไฟฟ้าไปตามสายส่งไฟฟ้าแรงสูงเชื่อมโยงกับโรงไฟฟ้าสามเสน

- เมื่อวันที่ 1 สิงหาคม 2501 ได้มีการจัดตั้ง "การไฟฟ้านครหลวง" (กฟน.) ขึ้น โดยรวมกิจการของการไฟฟ้ากรุงเทพฯ และกองไฟฟ้าหลวงสามเสน รับผิดชอบการจำหน่ายไฟฟ้าในเขตกรุงเทพฯ (พระนคร ธนบุรี) นนทบุรี และสมุทรปราการ
- เดือนพฤศจิกายน พ.ศ. 2502 การลิกไนท์ (กลน.) ได้ก่อสร้างโรงจักรแม่เมาะ ที่จังหวัดลำปาง ขนาด 6.25 เมกะวัตต์ จำนวน 2 เครื่อง แล้วเสร็จโดยโรงไฟฟ้าแห่งนี้ใช้ถ่านลิกไนต์จากเหมืองแม่เมาะเป็นเชื้อเพลิง และเชื่อมโยงกับตัวจังหวัด ด้วยสายส่งไฟฟ้าแรงสูงขนาดแรงดันไฟฟ้า 69 กิโลโวลต์ ซึ่งนับว่าเป็นสายส่งไฟฟ้าแรงสูงสายแรกของไทย ทำให้จังหวัดลำปางมีไฟฟ้าใช้อย่างมั่นคง ต่อมาได้ต่อเชื่อมสายส่งไฟฟ้าไปใช้งานก่อสร้างเขื่อนภูมิพล ที่จังหวัดตาก และยังได้ก่อสร้างสายส่งไฟฟ้าเชื่อมต่อกับจังหวัดลำปางไปยังจังหวัดลำพูน และจังหวัดเชียงใหม่อีกด้วย

ต่อมา การไฟฟ้าอันฮิ ได้สร้างโรงไฟฟ้าไอน้ำขนาด 75,000 กิโลวัตต์ ขึ้นที่เชิงสะพานพระรามหก แล้วเสร็จในปี พ.ศ. 2504 เพื่อเพิ่มปริมาณการผลิตไฟฟ้าให้แก่ประชาชนในเขตกรุงเทพฯ นอกจากนี้ ได้มีการก่อสร้างโรงไฟฟ้าไอน้ำขึ้นที่เหมืองลิกไนต์แม่เมาะ จังหวัดลำปาง ก่อสร้างแล้วเสร็จในปี พ.ศ. 2503 และได้ส่งกระแสไฟฟ้าไปใช้ในการก่อสร้างเขื่อนภูมิพล ในปี เดียวกันนั้นได้มีการออกพระราชบัญญัติการลิกไนต์ พ.ศ. 2503 เพื่อทำหน้าที่ผลิตและจำหน่าย ไฟฟ้าในเขตภาคเหนือ ได้แก่ จังหวัดลำปาง เชียงใหม่ ลำพูน และตาก ต่อมาได้มีการขยาย กิจการผลิตไฟฟ้าจากลิกไนต์ที่จังหวัดกระบี่ขึ้นอีกแห่งหนึ่งด้วย เนื่องจากในช่วงเวลาดังกล่าวเป็นช่วงของแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 1 (พ.ศ. 2504-2509) ซึ่งรัฐบาลเน้นการลงทุนในสิ่งก่อสร้างพื้นฐาน ได้แก่ ระบบคมนาคม ระบบชลประทาน ระบบไฟฟ้า และสาธารณูปการต่างๆ ในส่วนของการพัฒนาระบบไฟฟ้าของประเทศจึงมีการก่อสร้างโรงไฟฟ้าเพิ่มขึ้นตามลำดับ

ในระหว่างที่ดำเนินการพัฒนาไฟฟ้าในภาคกลาง ภาคเหนือ และภาคใต้ นั้น ปรากฏว่าทางภาคตะวันออกเฉียงเหนือยังมิได้รับการพัฒนาไฟฟ้าให้ดีขึ้นเทียบ เท่าภาคอื่นๆ การพลังงานแห่งชาติ จึงได้เร่งสำรวจวางแผนก่อสร้างโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำ ขึ้นในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ โดยได้รับความร่วมมือจากคณะกรรมการประสานงานสำรวจโครงการพัฒนาลุ่มแม่น้ำโขง ตอนล่าง ทำการสำรวจวางแผนเพื่อก่อสร้างโครงการน้ำพอง จังหวัดขอนแก่น และโครงการน้ำพุง จังหวัดสกลนคร โดยรัฐบาลได้จัดตั้ง "การไฟฟ้าตะวันออกเฉียงเหนือ" ขึ้นในปี พ.ศ. 2505 เพื่อดำเนินการผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าจากโครงการทั้งสอง

ต่อมาในปี พ.ศ. 2511 รัฐบาลได้ออกพระราชบัญญัติการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย พ.ศ. 2511 เพื่อรวมรัฐวิสาหกิจที่ทำการผลิตไฟฟ้าทั้ง 3 แห่งเข้าด้วยกัน คือ การลิกไนท์ การไฟฟ้าอันฮิ และการไฟฟ้าตะวันออกเฉียงเหนือ จัดตั้งเป็น "การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย" มีฐานะเป็นรัฐวิสาหกิจ เพื่อทำหน้าที่ผลิต จัดหาและจัดส่ง หรือจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่การไฟฟ้านครหลวง การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ผู้ใช้ไฟฟ้า และประเทศใกล้เคียง รวมทั้ง ดำเนินธุรกิจต่างๆ ที่เกี่ยวข้องกับ

พลังงานไฟฟ้า พระราชบัญญัติดังกล่าวมีผลใช้บังคับตั้งแต่วันที่ 1 พฤษภาคม 2512 การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย หรือ กฟผ. จึงได้ดำเนินการผลิตไฟฟ้าเพื่อสนองตอบความต้องการใช้ไฟฟ้าของประเทสนับแต่ นั้นเป็นต้นมา

จากปี พ.ศ. 2511-2515 ความต้องการใช้ไฟฟ้าของประเทศได้เพิ่มขึ้นตามลำดับ โดย เพิ่มขึ้นจาก 2,513 ล้านกิโลวัตต์-ชั่วโมง ในปี 2511 เป็น 5,329 ล้านกิโลวัตต์-ชั่วโมง ในปี 2515 คิดเป็นอัตราเพิ่มเฉลี่ยประมาณร้อยละ 22 ต่อปี ในขณะที่จำนวนประชากรของประเทศในปี 2515 มีประมาณ 38 ล้านคน เป็นผู้ใช้ไฟฟ้าในเขตนครหลวงประมาณ 4 ล้านคน เขตภูมิภาคประมาณ 34 ล้านคน กำลังการผลิตติดตั้งไฟฟ้าในปี 2515 รวม 1,639 เมกะวัตต์ เป็นสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าไอน้ำร้อยละ 46 โรงไฟฟ้าพลังน้ำร้อยละ 31 โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซร้อยละ 13 และโรงไฟฟ้าเครื่องดีเซลร้อยละ 10 (egat,2555)

ในปี พ.ศ. 2516 ได้เกิดวิกฤตการณ์น้ำมันขึ้น ส่งผลให้ราคาน้ำมันเพิ่มสูงขึ้น และน้ำมันดิบที่จะหาซื้อได้มีปริมาณลดน้อยลง ส่งผลให้ต้นทุนเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าของประเทศสูงขึ้นด้วย โดยเฉพาะน้ำมันเตามีราคาเพิ่มขึ้นถึง 4 เท่าตัว รัฐบาลจึงได้ออกพระราชกำหนดแก้ไขและป้องกันภาวะการขาดแคลนน้ำมันเชื้อเพลิง พ.ศ. 2516 ซึ่งให้อำนาจนายกรัฐมนตรีในการกำหนดมาตรการเกี่ยวกับการแก้ไขและป้องกันภาวะ การขาดแคลนน้ำมันเชื้อเพลิง วิกฤตการณ์น้ำมันเกิดขึ้นต่อเนื่องมาจนถึงปี พ.ศ. 2524 ซึ่งเป็นปีที่ราคาน้ำมันดิบตัวสูงขึ้นถึง 34 เหรียญสหรัฐ/บาร์เรล ส่งผลให้เศรษฐกิจโลกทรุดตัวลง

ช่วงเวลาดังกล่าวรัฐบาลได้ออกประกาศกำหนดเวลาห้ามประชาชนออกนอกบ้านในเวลากลางคืน (curfew) เป็นครั้งแรก และได้ออกมาตรการอื่นๆ เพื่อให้มีการใช้น้ำมันอย่างประหยัด เช่น การปิดไฟป้ายโฆษณา การกำหนดเวลาปิดสถานบันเทิงต่างๆ ให้เร็วขึ้น รวมทั้ง รณรงค์ให้ประชาชนช่วยกันประหยัดและเห็นความสำคัญของพลังงาน ในขณะที่เดียวกันรัฐบาลได้จัดตั้ง "การปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย" ขึ้นในปี พ.ศ. 2521 เพื่อเป็นกลไกของรัฐบาลในการเจรจากับบริษัทน้ำมันต่างชาติ และขอความร่วมมือจากประเทศสมาชิกในกลุ่มอาเซียน เพื่อจัดหาน้ำมัน ให้แก่ประเทศ

สมัยรัฐบาลของท่านก็กฤตธีที่ไปเปิดสัมพันธไมตรีกับเมืองจีน ท่านนายกชาติชายเป็นรัฐมนตรีอุตสาหกรรมตอนนั้น ได้ไปจัดทำโครงการร่วมมือกับจีน และได้รับความร่วมมือเรื่องน้ำมันมิตรภาพเป็นน้ำมันเชงลิ วันที่โรงไฟฟ้ารับน้ำมันเชงลิมาครั้งแรก ปริมาณสำรองน้ำมันเหลืออยู่ 3 วัน ก็ทัน

ในช่วงปี พ.ศ. 2517 - 2524 เรียกได้ว่าเป็น "ยุคน้ำมันแพง" รัฐบาลได้พยายามตรึงราคาและชะลอการขึ้นราคาพลังงานไว้ ในขณะที่เดียวกันก็ได้ใช้เงินตราต่างประเทศเพื่อซื้อน้ำมันจากต่างประเทศเข้ามา คิดเป็นมูลค่าถึง 68,000 ล้านบาท ในปี พ.ศ. 2524 ส่งผลให้ประเทศต้องขาด

มูลค่าการนำเข้าเพิ่มขึ้นเป็นอย่างมาก จาก 25,600 ล้านบาท ในปี พ.ศ. 2520 เพิ่มขึ้นเป็น 67,300 ล้านบาท ในปี พ.ศ. 2524 (egat,2555)

ดังนั้น ในช่วงแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 5 (พ.ศ. 2529-2530) รัฐบาลจึงได้กำหนดเป้าหมายลดการนำเข้าน้ำมันเชื้อเพลิงลงเฉลี่ยร้อยละ 3 ต่อปี และให้มีการใช้ ก๊าซธรรมชาติมากขึ้น รวมทั้ง ให้มีการกระจายชนิดของเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าเพื่อลดการใช้น้ำมันลง โดยให้มีการใช้ถ่านหินและพลังน้ำเพิ่มขึ้น นอกจากนี้ ได้กำหนดเป้าหมายให้มีการประหยัดพลังงานอย่างจริงจัง การดำเนินการตามเป้าหมายดังกล่าวนี้ว่าประสบความสำเร็จเพราะสามารถลดการนำเข้า พลังงานจากต่างประเทศลงได้ จากสัดส่วนร้อยละ 90 ในปี พ.ศ. 2524 เหลือเพียงร้อยละ 58 ในปี พ.ศ. 2529

อย่างไรก็ตาม ในช่วงแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 5 รัฐบาลได้ปรับปรุงขยายบริการพื้นฐานของประเทศในสัดส่วนที่สูง มีการลงทุนในส่วนของภาครัฐวิสาหกิจเพิ่มสูงขึ้นเกือบ 2 เท่า เมื่อเทียบกับช่วงของแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 4 ทำให้ต้องพึ่งแหล่งเงินกู้จากต่างประเทศมากขึ้น โดยร้อยละ 60 ของหนี้ต่างประเทศเป็นหนี้ที่รัฐบาลค้ำประกันให้กับรัฐวิสาหกิจ และเกือบร้อยละ 90 ของหนี้รัฐวิสาหกิจเป็นการก่อหนี้กับต่างประเทศ เนื่องจากรายได้ของรัฐวิสาหกิจ และเงินอุดหนุนจากภาครัฐ รวมทั้งแหล่งเงินกู้ในประเทศไม่เพียงพอ

รัฐบาลจึงได้พิจารณาที่จะดำเนินการแปรรูปการบริหารงานของรัฐวิสาหกิจให้ เป็นเชิงธุรกิจเพื่อให้การบริหารงานมีความคล่องตัวและมีประสิทธิภาพมากขึ้น และสนับสนุนภาคเอกชนให้เข้ามามีส่วนร่วมในการดำเนินงาน เพื่อแบ่งเบาภาระทางการเงินของภาครัฐ ซึ่งรวมถึงการแปรรูปรัฐวิสาหกิจด้านพลังงานด้วย ดังนั้น ในช่วงของแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 6 (พ.ศ. 2530 -2534) จึงให้มีการกำหนดขั้นตอนการแปรรูปรัฐวิสาหกิจให้ชัดเจน เพื่อนำไปสู่ภาคปฏิบัติได้จริง

ในส่วนของการแปรรูปการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ได้มีการจัดทำ แนวทางการดำเนินงานในอนาคตของ กฟผ. เพื่อขอความเห็นชอบจากคณะรัฐมนตรีเมื่อวันที่ 12 กันยายน 2535 แนวทางดังกล่าวกำหนดให้แปลง กฟผ. เป็นรัฐวิสาหกิจที่ดีโดยต้องนำเงินส่งรัฐจากเดิมอัตราร้อยละ 15 เป็นร้อยละ 30 และให้ดำเนินการจัดตั้งบริษัทผลิตไฟฟ้า จำกัด เพื่อรับซื้อโรงไฟฟ้าระยะของและให้กระจายหุ้นเข้าตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทย หลังจากนั้นจึงปรับโครงสร้าง กฟผ. เป็นหน่วยธุรกิจต่างๆ และแปลงเป็นบริษัทจำกัดมหาชนเพื่อเตรียมนำเข้าจดทะเบียนในตลาดหลักทรัพย์ฯ ต่อไป

สำหรับการแปรรูปการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย คือ การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการ ไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) คณะรัฐมนตรีได้มีมติเมื่อวันที่ 28 พฤศจิกายน 2538 เห็นชอบแนวทางการแปรรูป กฟภ. โดยให้แปลง กฟภ. เป็นรัฐวิสาหกิจที่ดีก่อนเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการ ปฏิบัติงาน และให้มีการดำเนินงานเป็นเชิงธุรกิจมากขึ้นโดยปรับปรุงโครงสร้าง กฟภ. ออกเป็นหน่วยธุรกิจรับผิดชอบการจำหน่ายไฟฟ้าในแต่ละภาคเพื่อเพิ่มความคล่อง ตัวในการบริหารงานส่วน กฟน. ได้

จัดทำแนวทางการปรับโครงสร้างเสนอมติรัฐมนตรีเพื่อขอความเห็นชอบเมื่อวันที่ 17 มิถุนายน 2540 โดยกำหนดรูปแบบการปรับโครงสร้างเป็น 2 ส่วน คือ ส่วนที่เป็นรัฐวิสาหกิจ และส่วนที่เป็นบริษัทในเครือซึ่งเป็นส่วนงานที่ให้บริการแก่ลูกค้าเป็นหลัก โดยบริษัทในเครือดังกล่าวจะแปรสภาพเป็นบริษัทจำกัดในระยะยาวต่อไป อย่างไรก็ตามแนวทางการปรับโครงสร้างดังกล่าว จะต้องมีการจัดทำรายละเอียดในแผนปฏิบัติต่อไป

3.1.2 ช่วงการปฏิรูปการปรับโครงสร้างกิจการไฟฟ้าไทย

ในช่วงนี้การปรับโครงสร้างและแปรรูปกิจการไฟฟ้าของประเทศไทย เป็นเรื่องที่มีการดำเนินการอย่างต่อเนื่องและเป็นระบบมาหลายปีแล้วโดย มติ ครม. เมื่อวันที่ 5 มีนาคม 2539 เห็นชอบให้แยกกิจการผลิตไฟฟ้า กิจการระบบส่งและกิจการระบบจำหน่ายออกจากกัน เพื่อให้เป็นไปตามมติดังกล่าว โรงไฟฟ้าพลังความร้อนของ กฟผ. จะถูกแยกออกเป็นหน่วยธุรกิจ (Business Units : BUs) และต่อมาจะถูกแปรสภาพเป็นบริษัทจำกัด และนำเข้าจดทะเบียนในตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทย

นอกจากนี้ ตามมติคณะรัฐมนตรีเมื่อวันที่ 1 กันยายน พ.ศ. 2541 ได้เห็นชอบแผนแม่บทการปฏิรูปรัฐวิสาหกิจ ซึ่งใช้เป็นกรอบในการกำหนดขอบเขต และทิศทางของการปรับโครงสร้าง และการแปรรูปสาขาธุรกิจหลัก 4 สาขา ซึ่งรวมสาขาพลังงานไว้ด้วย ซึ่งตามแผนแม่บทฯ กำหนดให้มีการวางกรอบการกำกับดูแล ที่มีประสิทธิภาพ มีความเป็นอิสระในการดำเนินงาน โดยให้มีการจัดตั้งองค์กรกำกับดูแลอิสระสาขาพลังงาน เป็นหน่วยงานอิสระเพื่อรับผิดชอบในการกำกับดูแลกิจการพลังงานในอนาคต

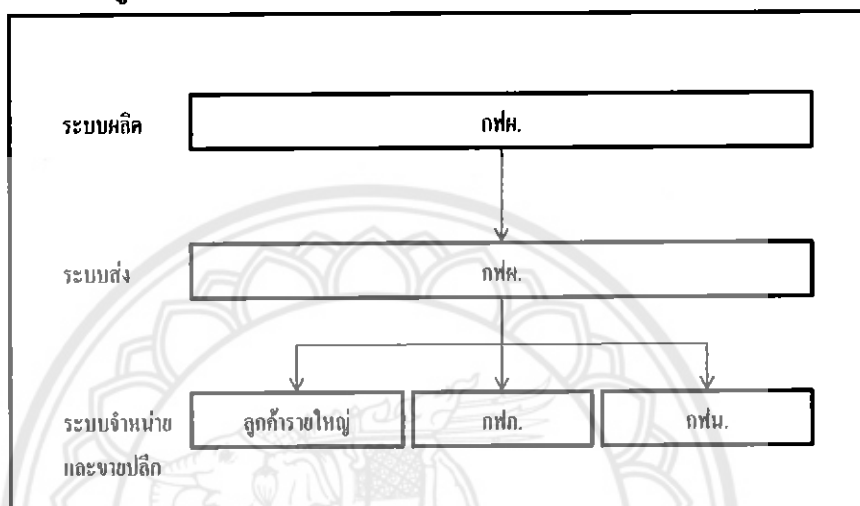
ต่อมาคณะรัฐมนตรีได้มีมติเมื่อวันที่ 19 ตุลาคม 2542 เห็นชอบแนวทางการจัดตั้งองค์กรกำกับดูแลอิสระ ตามมติคณะกรรมการกำกับนโยบายด้านรัฐวิสาหกิจ (กนร.) นอกจากนี้ ได้มอบหมายให้ สพข. ร่วมกับกระทรวงอุตสาหกรรมจัดตั้งคณะทำงาน เพื่อดำเนินการร่างกฎหมายจัดตั้งองค์กรกำกับดูแลสาขาพลังงาน ให้แล้วเสร็จโดยเร็ว เพื่อนำเสนอมติรัฐมนตรี และรัฐสภาพิจารณาตามลำดับต่อไป

แผนการแปรรูปกิจการไฟฟ้าที่กำลังดำเนินการอยู่ในขณะนี้ จึงเป็นการปรับโครงสร้างกิจการไฟฟ้าให้มีการแข่งขันกันมากยิ่งขึ้น ควบคู่ไปกับการระดมทุนให้ภาคเอกชนเข้ามาลงทุนและถือหุ้นในกิจการไฟฟ้า โดยกิจการในส่วนใดที่สามารถเพิ่มการแข่งขันได้ก็จะให้มีการแข่งขันมากขึ้น แต่ส่วนใดที่ไม่สามารถเพิ่มการแข่งขันได้เนื่องจากเป็นกิจการผูกขาดโดยธรรมชาติ เช่น ระบบส่งและจำหน่ายไฟฟ้า ซึ่งไม่มีประโยชน์ที่จะต้องลงทุนปีกเสาพาดสายใหม่ ให้เข้าซ้อนทับของเดิม ก็จะมีการกำกับดูแลอย่างเข้มงวดเพื่อคุ้มครองผลประโยชน์ของผู้บริโภค

การแปรรูปกิจการไฟฟ้าในลักษณะดังกล่าวข้างต้นจะนำไปสู่การเพิ่ม ประสิทธิภาพโดยรวม และจะส่งผลให้อัตราค่าไฟฟ้าถูกลง เมื่อเทียบกับในกรณีที่ยังคงเป็นกิจการผูกขาดเช่นเดิม โดยในขั้นแรกได้มีการเพิ่มการแข่งขันในระดับการผลิตไฟฟ้า กล่าวคือตั้งแต่ปี 2535 รัฐบาลได้เริ่มส่งเสริม

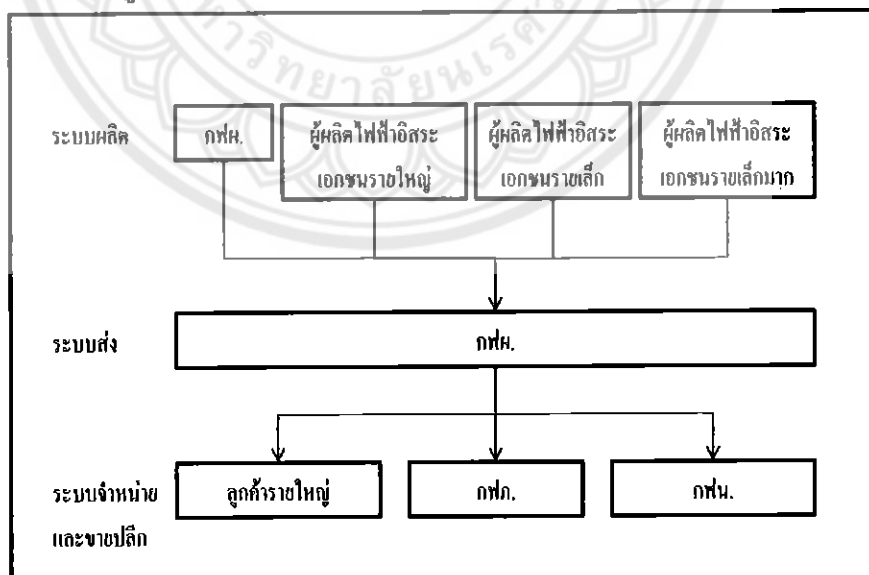
ให้เอกชนมีบทบาทมากขึ้นในการผลิตไฟฟ้า ทั้งที่เป็นผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (Small Power Producer หรือ SPP) และผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (Independent Power Producer หรือ IPP) และระดมทุนจากภาคเอกชนโดยการขายหุ้นในโรงไฟฟ้าของและขนอม (ซึ่งกลายเป็น บริษัท ผลิตไฟฟ้า จำกัด) เพื่อผลิตไฟฟ้าและขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. แทนที่จะให้ กฟผ. ดำเนินการแต่เพียงผู้เดียว

รูปที่ 3.1 โครงสร้างกิจการไฟฟ้าไทย (ก่อนปรับโครงสร้าง)



ที่มา: Special Topic in Electrical Engineering I ,พ.ศ. 2554

รูปที่ 3.2 โครงสร้างกิจการไฟฟ้าไทย (หลังปรับโครงสร้าง)



ที่มา: Special Topic in Electrical Engineering I ,พ.ศ. 2554

การปรับโครงสร้างกิจการ ไฟฟ้าในช่วงนี้ยังไม่เกี่ยวข้องกับผู้ใช้ไฟฟ้า ทั่วไปโดยตรง เพราะผู้ใช้ไฟฟ้าส่วนใหญ่มักรังต้องซื้อไฟฟ้าจาก กฟน. หรือ กฟภ. กล่าวคือ ผู้ใช้ไฟฟ้ายังไม่มีทางเลือก

เหมือนในกรณีของการติดตั้งโทรศัพท์ (ซึ่งสามารถเลือกได้ว่า จะติดตั้งจากองค์การโทรศัพท์แห่งประเทศไทย หรือเทเลคอมเอเชีย หรือในกรณีของโทรศัพท์มือถือที่เลือกใช้บริการได้จากหลายบริษัท) ขกเว้นลูกค้าอุตสาหกรรมที่ตั้งอยู่ใกล้โครงการ SPP ซึ่งมีทางเลือกจะซื้อไฟฟ้าจาก SPP หรือ กฟผ./กฟน.

สำหรับการแปรรูปการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง ซึ่งเป็นรัฐวิสาหกิจเป็นบริษัทจำกัด ยังพบกับอุปสรรคอยู่หลายประการ อย่างไรก็ตาม รัฐยังต้องพยายามที่จะแปรรูปรัฐวิสาหกิจการไฟฟ้าต่อไป โดยได้บรรจุไว้ในแผนแม่บทการปฏิรูปรัฐวิสาหกิจสาขาพลังงาน ภายใต้แผนดังกล่าว หน่วยงานหลัก เช่น กฟผ. หรือบริษัทในเครือของ กฟผ. ยังคงเป็นผู้จัดหาไฟฟ้าหลักของประเทศ ในขณะเดียวกันก็จะแยกกิจการระบบส่ง ให้เป็นหน่วยธุรกิจอิสระจากกิจการการผลิตไฟฟ้า เพื่อเปิดโอกาสให้มีการซื้อขายระหว่างผู้ผลิตไฟฟ้า และผู้ใช้ไฟฟ้าได้โดยตรง และให้เปิดเสรีกิจการไฟฟ้าในที่สุด

แนวทางที่วางไว้ในแผนแม่บทการปฏิรูปรัฐวิสาหกิจเป็นเพียงกรอบกว้างๆ เพื่อเป็นแนวทางในการดำเนินงาน แต่ในการปฏิบัติจริงจะต้องมีการศึกษาในรายละเอียด เพื่อหาแนวทางที่เหมาะสมที่สุด สำหรับรัฐวิสาหกิจสาขาพลังงาน สฟช. ได้รับมอบหมายให้เป็นผู้ดำเนินการศึกษาในรายละเอียดและกำหนดแนวทางที่เหมาะสม โดยได้ดำเนินการว่าจ้างกลุ่มบริษัทที่ปรึกษานำโดยบริษัท อาร์เธอร์ แอนเดอร์เซน จำกัด (Arthur Andersen) ร่วมด้วย NERA, Barker Dunn & Rossi, Cameron McKenna และ Presko Shanwick ทำการศึกษาเรื่อง “การปรับโครงสร้างกิจการไฟฟ้าและการจัดตั้งตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้า ระยะที่ 1” โดยกลุ่มที่ปรึกษาได้จัดทำรายงานฉบับสมบูรณ์แล้วเสร็จ และคณะกรรมการประสานการดำเนินงานในอนาคตของการไฟฟ้า ได้พิจารณารายงานดังกล่าว และได้นำข้อสังเกตของคณะกรรมการฯ มาประกอบการจัดทำข้อเสนอการปรับโครงสร้างกิจการไฟฟ้า และการจัดตั้งตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้า ซึ่งได้รับความเห็นชอบจากคณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 25 กรกฎาคม 2543

นอกจากนี้ เพื่อเป็นการดำเนินการตามมติคณะรัฐมนตรีเมื่อวันที่ 19 ตุลาคม 2542 รัฐมนตรีประจำสำนักนายกรัฐมนตรี จึงได้มีคำสั่งสำนักนายกรัฐมนตรี เพื่อแต่งตั้งคณะทำงานยกร่างกฎหมายจัดตั้ง องค์การกำกับดูแลการประกอบกิจการพลังงาน ประกอบด้วยผู้แทนจากทุกฝ่ายที่เกี่ยวข้อง ได้แก่ หน่วยงานต่างๆ กลุ่มผู้ประกอบการ กลุ่มผู้บริโภค ผู้ทรงคุณวุฒิด้านกฎหมาย เศรษฐกิจ และการเงิน เพื่อดำเนินการยกร่างกฎหมายฯ ให้แล้วเสร็จ ซึ่งขณะนี้คณะทำงานฯ ได้ดำเนินการยกร่างพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงานแล้วเสร็จ และได้รับความเห็นชอบจากคณะรัฐมนตรีเมื่อวันที่ 31 ตุลาคม 2543 ซึ่งขณะนี้อยู่ระหว่างการพิจารณาตรวจร่างของสำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา ก่อนนำเสนอรัฐสภาเพื่อพิจารณาต่อไป

3.2 ประวัติความเป็นมาของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตไทย

เมื่อวันที่ 1 พฤษภาคม พ.ศ. 2512 รัฐบาลได้ร่วมกับรัฐวิสาหกิจที่รับผิดชอบในการจัดหาไฟฟ้า ซึ่งได้แก่ การลิกไนท์ (กลน.) การไฟฟ้าอันฮิ (กฟย.) และการไฟฟ้าตะวันออกเฉียงเหนือ (กฟ. อน.) รวมเป็นงานเดียวกันคือ “ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ” มีชื่อย่อว่า “ กฟผ.” มีนายเกษม จาติกวณิช เป็นผู้ว่าการคนแรก โดยมีอำนาจหน้าที่ในการผลิตและส่งไฟฟ้าให้แก่ การไฟฟ้านครหลวงและการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เพื่อจัดจำหน่ายให้แก่ประชาชนต่อไป

3.2.1 ในช่วงก่อตั้งการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

ในปีที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) จัดตั้งขึ้น ความต้องการไฟฟ้าของประเทศเพิ่มสูงขึ้นร้อยละ 29 ต่อปี กฟผ. จึงได้เร่งพัฒนาแหล่งผลิตไฟฟ้า คือ

- ปี พ.ศ. 2512 กฟผ. ได้ก่อสร้างหน่วยผลิตไฟฟ้าพลังงานความร้อนขนาดใหญ่ถึง 200 เมกะวัตต์ ที่โรงไฟฟ้าพระนครใต้ จังหวัดสมุทรปราการ และต่อมาได้สร้างหน่วยผลิตขึ้นอีกเป็น 5 เครื่อง
- ปี พ.ศ. 2513 ในเขตนครหลวง กฟผ. ได้ติดตั้งเครื่องผลิตไฟฟ้ากังหันแก๊สขนาด 15 เมกะวัตต์ ที่โรงไฟฟ้าพระนครเหนือ จังหวัดนนทบุรี จำนวน 2 เครื่องและที่โรงไฟฟ้าพระนครใต้จำนวน 2 เครื่อง
- มีการเชื่อมโยงสายส่งไฟฟ้าแรงสูงระหว่างภาคกลางและภาคตะวันออกเฉียงเหนือ สายอ่างทอง-สระบุรี-ปากช่อง-นครราชสีมา อีกทั้งยังเชื่อมโยงสายส่งระหว่างจังหวัดหนองคายกับเวียงจันทน์ เมืองหลวงของลาว และดำเนินการส่งไฟฟ้าให้ลาวใน พ.ศ. 2514 เพื่อใช้ในการก่อสร้างเขื่อนน้ำงึม ซึ่งเขื่อนน้ำงึมเสร็จแล้วจึงผลิตกระแสไฟฟ้าคืนไทยและจำหน่ายกระแสไฟฟ้าให้ไทยมาจนถึงปัจจุบัน
- ในปี พ.ศ. 2514 ได้สร้างเขื่อนสิรินธร ที่จังหวัดอุบลราชธานีแล้วเสร็จและในปี พ.ศ. 2515 ได้สร้างเขื่อนจุฬาภรณ์ ที่จังหวัดชัยภูมิแล้วเสร็จ
- ส่วนทางภาคใต้ พ.ศ. 2514 ได้สร้างโรงไฟฟ้ากังหันแก๊สขนาดใหญ่ จังหวัดสงขลา ในปี พ.ศ. 2516 สร้างโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนจังหวัดสุราษฎร์ธานี และปี พ.ศ. 2516 เช่นกันได้มีการย้ายเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลไปตั้งที่จังหวัดนครศรีธรรมราชพร้อมทั้งขยายระบบส่งไฟฟ้าด้วย
- ปี พ.ศ. 2517 ในการสร้างเขื่อนสิริกิติ์ ที่จังหวัดอุตรดิตถ์ แล้วเสร็จ และดำเนินการติดตั้งหน่วยผลิตไฟฟ้าพลังน้ำที่เขื่อนแก่งกระจาน ของชลประทานที่จังหวัดเพชรบุรี รวมทั้งย้ายเครื่องกังหันแก๊สและเครื่องดีเซลจากภาคกลางไปภาคเหนือและใต้เพื่อเสริมกำลังผลิต

3.2.2 ในช่วงการเพิ่มบทบาทของภาคเอกชนในการผลิตและจัดหาไฟฟ้าของประเทศไทย

รัฐบาลได้ส่งเสริมให้เอกชนมีบทบาทมากขึ้นในการผลิตไฟฟ้า ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2535 โดย กฟผ. ได้เห็นชอบให้มีการจัดตั้งบริษัทผลิตไฟฟ้า จำกัด (Electricity Generating Company : EGCO) และได้เห็นชอบระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตรายเล็ก (SPP) ที่จะขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. แต่ละรายไม่เกิน 90 เมกะวัตต์ นอกจากนั้น ได้เห็นชอบนโยบายการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ หรือผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (Independent Power Producer : IPP) เพื่อให้ภาคเอกชนได้มีส่วนร่วมในการจัดหาไฟฟ้า โดย กฟผ. ได้ประกาศรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP รอบแรก เมื่อเดือนธันวาคม พ.ศ. 2537

จากแนวทางในการส่งเสริมให้เอกชนลงทุนในโครงการผลิตไฟฟ้าทั้งในรูปแบบของผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (Independent Power Producer : IPP) และผู้ผลิตไฟฟ้าย่อย (Small Power Producer : SPP) เพื่อทำการขายไฟฟ้าให้ กฟผ. นั้น ณ ปัจจุบัน กฟผ. ได้ลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าจากโครงการ IPP จำนวน 7 โครงการ รวมกำลังผลิต 5,944 เมกะวัตต์ และตอบรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการ SPP 53 โครงการ รวมพลังไฟฟ้าที่รับซื้อประมาณ 2,259 เมกะวัตต์ (eppo,2543) ทั้งนี้ การรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP และ SPP จะช่วยลดภาระการลงทุนของ กฟผ. ในการผลิตไฟฟ้าได้ประมาณ 300,000 ล้านบาท

"บริษัท ผลิตไฟฟ้า จำกัด (EGCO)" บริษัทผลิตไฟฟ้า จำกัด (EGCO) ก่อตั้งขึ้นเมื่อเดือนพฤษภาคม 2535 โดยซื้อโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมระยะของ ขนาด 1,200 MW จาก กฟผ. และต่อมาซื้อโรงไฟฟ้าขอม (พลังความร้อน 150 MW และพลังความร้อนร่วม 600 MW) จาก กฟผ. EGCO ได้ทำการระดมทุนในตลาดหลักทรัพย์ครั้งแรก (IPO) เมื่อเดือนพฤศจิกายน 2537 และเริ่มดำเนินการซื้อขายในตลาดหลักทรัพย์ในเดือนมกราคม 2538 ซึ่งมีผลให้ กฟผ. ลดการถือหุ้นใน EGCO มาอยู่ที่ระดับ 40.7% (eppo,2543)

มติคณะรัฐมนตรีเมื่อวันที่ 4 พฤศจิกายน 2540 ได้อนุมัติให้ กฟผ. ลดสัดส่วนการถือหุ้นใน EGCO จาก 40.7% เหลือ 25.8% โดยการจำหน่ายหุ้นจำนวน 14.9% ให้กับพันธมิตรร่วมทุน ทั้งนี้ กฟผ. อาจพิจารณาลดสัดส่วนการถือหุ้นลงอีกเหลือ 20% ในอนาคต

วัตถุประสงค์ของการขายหุ้น

- เพื่อส่งเสริมการแข่งขันในกิจการไฟฟ้าของประเทศ
- เพื่อส่งเสริมการพัฒนาธุรกิจในระยะยาวของบริษัท EGCO
- เพื่อให้ กฟผ. มีรายได้สูงสุดจากการขายหุ้น
- เพื่อให้หุ้นของ กฟผ. ที่เหลืออยู่ใน EGCO มีมูลค่าสูงสุด

EGCO มีเงินทุนจดทะเบียน 5,300 ล้านบาท และราคาหุ้นในตลาดหลักทรัพย์อยู่ที่ระดับ 50.5 บาท/หุ้น (กระดานในประเทศ) และ 59.1 บาท/หุ้น (กระดานต่างประเทศ) ณ เดือนมิถุนายน

2541 ในขณะที่บริษัท China Light & Power ซึ่งได้รับการคัดเลือกจากคณะกรรมการคัดเลือกพันธมิตรร่วมทุน ชื้อหุ้นจำนวน 14.9% จาก กฟผ. ในราคาหุ้นละ 126 บาท หรือคิดเป็นมูลค่ารวมทั้งสิ้น 239.96 ล้านบาทหรือสหรัฐ (หรือ 9,838 ล้านบาท) โดยได้มีการลงนามในสัญญาซื้อขายหุ้นและชำระเงินค่าหุ้นแล้วเสร็จเมื่อ กรกฎาคม 2541 จึงถือได้ว่านโยบายการจำหน่ายหุ้นให้กับพันธมิตรร่วมทุน ได้บรรลุวัตถุประสงค์ และประสบความสำเร็จ

"ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (Small Power Producer : SPP)" ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก หมายถึง โครงการผลิตไฟฟ้าซึ่งผลิตไฟฟ้า โดยใช้ระบบการผลิตพลังงานความร้อนและไฟฟ้าร่วมกัน (Cogeneration) หรือโดยใช้พลังงานหมุนเวียน (Renewable Energy) เช่น กากหรือเศษวัสดุเหลือใช้ทางการเกษตร ขยะ ก๊าซชีวภาพ พลังงานแสงอาทิตย์ เป็นเชื้อเพลิง ซึ่งจะทำให้เกิดการใช้พลังงานในประเทศอย่างมีประสิทธิภาพเพิ่มขึ้น ณ เดือนตุลาคม 2543 มี SPP 41 โครงการ ที่สามารถจ่ายไฟเข้าระบบของ กฟผ. ได้แล้ว โดยมีปริมาณเสนอขายรวม 1,614 เมกะวัตต์ หลังจากค่าเงินบาทลอยตัวเมื่อเดือนกรกฎาคม 2540 รัฐบาลได้แก้ไขข้อกำหนดและเงื่อนไขต่างๆ สำหรับ SPP โดยเฉพาะอย่างยิ่งได้กำหนดให้การชำระค่าพลังไฟฟ้า ส่วนใหญ่เปลี่ยนแปลงตามอัตราแลกเปลี่ยนเพื่อเป็นการลดผลกระทบ จากภาวะวิกฤติทางเศรษฐกิจ การแก้ไขสัญญาการซื้อขายไฟฟ้าดังกล่าวช่วยให้ผู้ประกอบการ SPP หลายรายไม่มีปัญหาเรื่องแหล่งเงินทุน และสามารถดำเนินโครงการต่อไปได้จนแล้วเสร็จ อย่างไรก็ตาม ปัจจุบันโครงการ SPP บางโครงการยังคงมีปัญหาด้านการจัดหาเงินทุน และการก่อสร้าง ซึ่งในที่สุดแล้ว กฟผ. อาจจะรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ได้ 51 ราย มีปริมาณการขายไฟฟ้ารวม 2,042 เมกะวัตต์ และกำลังการผลิตรวม 3,585 เมกะวัตต์ ซึ่งเป็นการแบ่งเบาภาระการลงทุนของภาครัฐในการก่อสร้างโรงไฟฟ้าโดย กฟผ. ได้ประมาณ 100,000 ล้านบาท (epo,2543)

ปัจจุบันยังมีการรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการที่ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานนอกูปแบบ กากหรือเศษวัสดุเหลือใช้เป็นเชื้อเพลิงต่อไป ทั้งสัญญาประเภท Firm และ Non-Firm โดยไม่กำหนดปริมาณ และเวลาของการรับซื้อไฟฟ้า โดยกำหนดราคารับซื้อไฟฟ้าตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตรายเล็กใน ปัจจุบัน ทั้งนี้ การพิจารณาซื้อไฟฟ้า จะขึ้นอยู่กับขีดความสามารถ ของระบบส่งและระบบจำหน่ายไฟฟ้า ของการไฟฟ้าที่สามารถรับได้

นอกจากนี้ กองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน มีโครงการส่งเสริมผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ที่ใช้พลังงานนอกูปแบบ กากหรือเศษวัสดุเหลือใช้เป็นเชื้อเพลิง โดยให้การชดเชยส่วนต่างราคาค่าไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น จากราคาค่าไฟฟ้าตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตรายเล็ก ในอัตราไม่เกิน 0.60 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง ขณะนี้โครงการดังกล่าว อยู่ระหว่างการศึกษาและวางแผนเพื่อกำหนดรูปแบบ วิธีการประกาศเชิญชวน และเกณฑ์การพิจารณาข้อเสนอที่เหมาะสม ของผู้ผลิตราย

เล็ก ที่ยื่นข้อเสนอขอรับการสนับสนุนดังกล่าว ทั้งนี้ กำลังการผลิตรวมที่จะได้รับการสนับสนุนจะไม่เกิน 300 MW

อย่างไรก็ตาม ผู้ผลิตไฟฟ้าที่ใช้พลังงานนอกรูปแบบ กากหรือเศษวัสดุเหลือใช้ทางการเกษตร ก๊าซชีวภาพจากฟาร์มเลี้ยงสัตว์ เป็นเชื้อเพลิง โดยเฉพาะโครงการขนาดเล็ก ซึ่งหากต้องปฏิบัติตามระเบียบ SPP จะทำให้มีค่าใช้จ่ายในการเชื่อมโยงระบบเป็นจำนวนมาก ซึ่งอาจไม่คุ้มค่าในการลงทุน จึงควรส่งเสริมโครงการดังกล่าวให้เกิดขึ้น โดยให้มีการแลกเปลี่ยนหน่วยพลังงานไฟฟ้าที่ส่งเข้าระบบของการไฟฟ้า ซึ่งปัจจุบันโครงการโรงไฟฟ้าขยะ จ. ภูเก็ต ของกรมโยธาธิการและโครงการระบบผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ (Solar Cell) บนหลังคาบ้านของ กฟผ. ได้ดำเนินการในลักษณะดังกล่าวแล้ว นอกจากนี้ ควรออกระเบียบเพิ่มเติมเป็นกรณีพิเศษสำหรับการรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการ SPP ขนาดเล็กด้วย

"ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (Independent Power Producer : IPP)" คือผู้ผลิตไฟฟ้ารายใหญ่ที่มีกำลังการผลิตเป็นปริมาณมาก ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระจะเป็นผู้ผลิตเอกชนที่ใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ (ไม่รวมนิวเคลียร์) เช่น ก๊าซธรรมชาติ ถ่านหิน (ทั้งที่ผลิตในประเทศและนำเข้า) ออรัลมัน ในปัจจุบัน กฟผ. ได้ลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า จากผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระจำนวน 7 โครงการ ปริมาณรวม 5,944 เมกะวัตต์ ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระเหล่านี้มีกำลังการผลิตตั้งแต่ 350 – 1,400 เมกะวัตต์ โดยปัจจุบันมีโครงการ IPP 2 โครงการที่จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบในเชิงพาณิชย์แล้ว คือ บริษัท ไตร เอ็นเนอจี จำกัด จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเมื่อวันที่ 30 มิถุนายน 2543 และบริษัท ผลิตไฟฟ้าอิสระ (ประเทศไทย) จำกัด จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเมื่อวันที่ 15 สิงหาคม 2543 (eppo,2543)

ตารางที่ 3.1 โครงการ IPP ที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ.

ผู้ผลิตเอกชน	สัดส่วนการถือหุ้น	กำลังการผลิต (เมกะวัตต์)	กำหนดการจ่าย ไฟฟ้าเข้าระบบ	เชื้อเพลิง
ระยะที่ 1 (2539-2543)				
1.Independent Power (Thailand) Co., Ltd. (IPT)	Thaioil 56% Unocal 24% Westinghouse 20%	700	15 ต.ค. 2543	ก๊าซธรรมชาติ
2.Eastern Power & Electric Co., Ltd. (Bang Bo) (EPEC)	GMS Power Plc 32% Marubeni 28% CDB (China Development Bank) 12% TOTAL 28%	350	31 ก.ค. 2545	ก๊าซธรรมชาติ
3.Tri Energy Co., Ltd. (TECO)	Banpu 37.5% Texaco 37.5% Edison Mission Energy 25%	700	30 มิ.ย. 2543	ก๊าซธรรมชาติ

ระยะที่ 2 (2544-2546)					
1. Union Power Development Co., Ltd.	Union Energy	10%	1,400	เครื่องที่ 1: 1 ต.ก.	ถ่านหิน
	Tomen	34%		2546	
	Imatran Voima Oy	28%		เครื่องที่ 2: 1 ม.ก.	
	CEPA (Consolidated Electric Power Asia)	28%		2547	
2. Bowin Power Co., Ltd.	Hemraj	25%	713	1 เม.ย. 2545	ก๊าซธรรมชาติ
	Tractebel	75%			
3. BLCP Power Limited	Banpu	47.5%	1,346.5	เครื่องที่ 1: 1 ต.ก.	ถ่านหิน
	Loxley	5%		2548	
	PowerGen	47.5%		เครื่องที่ 2: 1 ก.พ.	
4. Gulf Power Generation Co., Ltd.	Gulf Electric	60%	734	เครื่องที่ 1: 1 ต.ก.	ถ่านหิน
	Mission Energy	40%		2546	
				เครื่องที่ 2: 1 เม.ย.	
รวมทั้งสิ้น			5,943.5		

ที่มา: <http://www.eppo.go.th>

ความคืบหน้าของโครงการที่ยังไม่ได้จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ โครงการบ่อวิน เพาเวอร์ จัดหาเงินกู้ได้เรียบร้อยแล้ว และกำลังดำเนินโครงการตามแผนงาน ซึ่งคาดว่าจะสามารถจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบได้ตามสัญญา โครงการ กัลฟ์ เพาเวอร์ เจนเนอเรชั่น และ โครงการยูเนี่ยน เพาเวอร์ คณะรัฐมนตรีได้มีมติเมื่อวันที่ 10 ตุลาคม 2543 รับทราบรายงานผลการจัดทำประชาพิจารณ์โครงการโรงไฟฟ้าบ่อนอก และ โครงการโรงไฟฟ้าหินกรูด ของคณะกรรมการประชาพิจารณ์โครงการก่อสร้างโรงไฟฟ้าที่จังหวัดประจวบคีรีขันธ์ โดยให้ลงนโยบายให้เอกชนลงทุน และรับซื้อไฟฟ้าจากภาคเอกชนตามข้อผูกพันเดิม รวมทั้งการกระจายประเภทของพลังงาน เพื่อผลิตไฟฟ้า และการใช้พลังงานถ่านหินสำหรับโครงการอิสเทอร์น เพาเวอร์ อยู่ระหว่างรอผลการทำประชาพิจารณ์

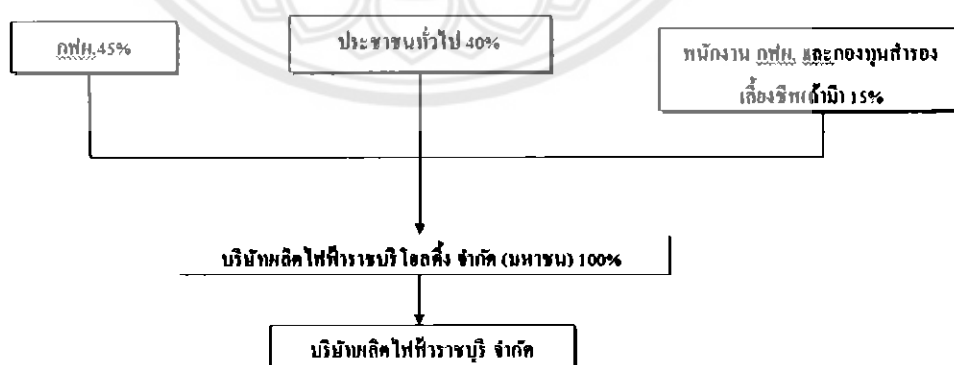
ถึงแม้ว่า จะมีผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนเพียง 7 ราย ที่ได้รับการคัดเลือกและตกลงขายไฟฟ้าแก่ กฟผ. แต่เมื่อเทียบกับจำนวนผู้สนใจที่ยื่นข้อเสนอขายไฟฟ้า ซึ่งมีอยู่เป็นจำนวนถึง 32 ราย รวมกำลังไฟฟ้าที่เสนอขายกว่า 39,000 MW แล้วจะพบว่า แนวโน้มที่ภาคเอกชนจะมีบทบาทในการจัดหาไฟฟ้ามีมากขึ้น นอกจากนั้น เนื่องจากอัตราค่าไฟฟ้ารับซื้อจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน จะกำหนดด้วยการประมูลแข่งขัน ซึ่งหมายความว่าผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน มีความสามารถในการผลิตไฟฟ้าที่ต้นทุนต่ำกว่าของ กฟผ. ดังนั้นการเปิดโอกาสให้ภาคเอกชนเข้ามามีส่วนร่วมในการจัดหาไฟฟ้าแก่ กฟผ. นอกจากจะลดภาระการลงทุนของ กฟผ. แล้ว ยังทำให้ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าโดยรวมของประเทศต่ำกว่าการผลิตไฟฟ้าโดยภาครัฐแต่ เพียงผู้เดียว

"การระดมทุนจากภาคเอกชนในโครงการโรงไฟฟ้าราชบุรี" คณะรัฐมนตรีในการประชุมเมื่อวันที่ 30 พฤศจิกายน 2542 ได้มีมติเห็นชอบแผนระดมทุนจากภาคเอกชนในโครงการโรงไฟฟ้า

ราชบุรี ซึ่งได้มีการปรับเปลี่ยนแนวทางการระดมทุนจากพันธมิตรร่วมทุน มาเป็นการระดมทุนจากประชาชนทั่วไป เนื่องจากขณะนี้สภาพเศรษฐกิจ สภาพะตลาดเงิน และตลาดทุนในประเทศไทยได้ปรับตัวดีขึ้น ทำให้การระดมทุนจากประชาชนทั่วไปมีความเป็นไปได้ สามารถดำเนินการได้เร็ว และเป็นวิธีที่พนักงาน กฟผ. ยอมรับ ซึ่ง กฟผ. ได้ดำเนินการตามแผนระดมทุนฯ โดยจัดตั้งบริษัทผลิตไฟฟ้าราชบุรีโฮลดิ้ง จำกัด โดย กฟผ. ถือหุ้นร้อยละ 100 และทำการระดมทุนจากภาคเอกชนเพื่อนำหุ้นทั้งหมดของบริษัทเข้าจดทะเบียนในตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทย ตามแผนระดมทุนฯ บริษัท ผลิตไฟฟ้าราชบุรีโฮลดิ้งฯ ได้จัดตั้งบริษัทในเครือ 1 บริษัท คือ บริษัทผลิตไฟฟ้าราชบุรี จำกัด โดยบริษัท ราชบุรีโฮลดิ้ง ถือหุ้นร้อยละ 100 และเป็นเจ้าของโรงไฟฟ้า และทรัพย์สินอื่นๆ ทั้งหมดของโครงการโรงไฟฟ้าราชบุรี บริษัท ผลิตไฟฟ้าราชบุรีโฮลดิ้ง จำกัด จัดตั้งเมื่อวันที่ 7 มีนาคม 2543 ด้วยทุนจดทะเบียน 300 ล้านบาท โดย กฟผ. ถือหุ้นร้อยละ 100 ต่อมาบริษัท ผลิตไฟฟ้าราชบุรีโฮลดิ้ง จำกัด ได้จัดตั้งบริษัทในเครือขึ้น 1 บริษัท คือ บริษัท ผลิตไฟฟ้าราชบุรี จำกัด เพื่อซื้อโรงไฟฟ้าและทรัพย์สินอื่นๆ ของโครงการโรงไฟฟ้าราชบุรีจาก กฟผ. และต่อมาบริษัท ผลิตไฟฟ้าราชบุรีโฮลดิ้ง จำกัด ได้จดทะเบียนแปรสภาพเป็นบริษัทมหาชน และเพิ่มทุนจดทะเบียนเป็น 14,500 ล้านบาท ในวันที่ 18 สิงหาคม 2543

หลังจากนำหุ้นบริษัท ผลิตไฟฟ้าราชบุรีโฮลดิ้ง จำกัด (มหาชน) ทั้งหมดเข้าจดทะเบียนในตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทยแล้ว กฟผ. จะถือหุ้นประมาณร้อยละ 45 ประชาชนทั่วไปถือหุ้นประมาณร้อยละ 40 และพนักงาน กฟผ. และกองทุนสำรองเลี้ยงชีพพนักงาน กฟผ. ถือหุ้นในส่วนที่เหลือประมาณร้อยละ 15 ส่วนบริษัท ผลิตไฟฟ้าราชบุรี จำกัด นั้น บริษัท ผลิตไฟฟ้าราชบุรีโฮลดิ้ง จำกัด (มหาชน) จะถือหุ้นในบริษัทผลิตไฟฟ้าราชบุรีร้อยละ 100 (epo,2543)

รูปที่ 3.3 โครงสร้างการถือหุ้นบริษัท ผลิตไฟฟ้าราชบุรีโฮลดิ้ง จำกัด (มหาชน)



ที่มา: <http://www.epo.go.th>

สำหรับแนวทางการระดมทุน บริษัท ผลิตไฟฟ้าราชบุรีโฮลดิ้ง จำกัด (มหาชน) ต้องการระดมเงินทุนประมาณ 18,200 ล้านบาท โดยแบ่งการระดมทุนออกเป็น การระดมทุนครั้งแรก (IPO) วงเงินประมาณ 16,000 ล้านบาท สำหรับการซื้อทรัพย์สินต่างๆ ของโรงไฟฟ้าราชบุรี ยกเว้น

โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม ชุดที่ 3 และการระดมทุนเพิ่มเติม (ถ้าจำเป็น) วงเงินประมาณ 2,200 ล้านบาท (eppo,2543) ประมาณเดือนเมษายน 2545 สำหรับซื้อโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม ชุดที่ 3

บริษัท ผลิตไฟฟ้าราชบุรีโฮลดิ้ง จำกัด (มหาชน) ได้ระดมทุนจากส่วนทุนทั้งหมด โดยการระดมทุนครั้งแรกกระจายหุ้นเสนอขายแก่ กฟผ. โดยถือหุ้นทั้งหมด 870 ล้านหุ้น (ร้อยละ 60) ในราคาหุ้นละ 10 บาท ในเดือนสิงหาคม 2543 และต่อมา กฟผ. ได้ขายหุ้นให้แก่พนักงานและกองทุนสำรองเลี้ยงชีพพนักงาน กฟผ. จำนวน 217.5 ล้านหุ้น (ร้อยละ 15) ในราคาหุ้นละ 10 บาท ประชาชนทั่วไปจำนวน 580 ล้านหุ้น (ร้อยละ 40) ในราคาขายให้กับประชาชนครั้งแรก (IPO) ในวันที่ 18 ตุลาคม 2543 ในราคา 13 บาทต่อหุ้น หลังจากนั้นนำหุ้นทั้งหมดของบริษัท เข้าจดทะเบียนในตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทย และเริ่มทำการซื้อขายหุ้นในตลาดหลักทรัพย์ฯ ในวันที่ 2 พฤศจิกายน 2543

ในส่วนของการจัดสรรหุ้นให้พนักงาน กฟผ. มติคณะรัฐมนตรีเมื่อวันที่ 30 พฤศจิกายน 2542 ได้กำหนดให้ กฟผ. จัดสรรหุ้นให้พนักงานในสัดส่วนร้อยละ 15 ของจำนวนหุ้นทั้งหมด (หรือประมาณ 217.5 ล้านหุ้น) ที่ราคา 10 บาทต่อหุ้น แต่ปรากฏว่าพนักงานได้แสดงความสนใจซื้อหุ้นในจำนวน 195 ล้านหุ้น ดังนั้นหุ้นที่เหลือจำนวน 22.5 ล้านหุ้น จึงได้เสนอขายให้แก่กองทุนสำรองเลี้ยงชีพ กฟผ. ทั้งหมด นอกจากนี้ ได้มีการกำหนดช่วงเวลาห้ามจำหน่ายหุ้นเป็นระยะเวลา 3 ปี นับจากวันที่ขายหุ้น IPO โดยพนักงาน และ/หรือกองทุนสำรองเลี้ยงชีพ กฟผ. สามารถนำหุ้นมาเสนอขายผ่านตลาดหลักทรัพย์ได้เมื่อครบรอบปีที่ 1 ปีที่ 2 และปีที่ 3 ไม่เกิน 1 ใน 3 ของหุ้นที่ได้รับจัดสรร

3.3 การแปรรูป กฟผ. เข้าสู่ตลาดหลักทรัพย์

การแปรรูป กฟผ.สู่บริษัทมหาชน จากมุมมองของรัฐบาลนั้น จะทำให้ กฟผ.มีความคล่องตัวในการทำธุรกิจ ลดภาระการกำกับเงินกู้เพื่อการลงทุนของ กฟผ. ซึ่งแต่เดิมเป็นหน้าที่ของรัฐบาล

นอกจากนั้น การนำหุ้น กฟผ. ซึ่งถือเป็นรัฐวิสาหกิจเกรดเอ วัดตามมาตรฐานการส่งรายได้เข้ากระทรวงการคลังและการลงทุนที่มีเพิ่มเติม อย่างต่อเนื่อง ยังถือเป็นการสร้างสีสันในกลุ่มนักลงทุนทั้งไทยและต่างประเทศในทันที ด้วย คุณสมบัติเหลือเฟือ เชื่อได้เลขาจะต้องเป็นหุ้นที่ร้อนแรงสร้างผลกำไรในอนาคต

แต่จากมุมมองของประชาชน คนใช้ไฟฟ้าทั่วไป การผลักดันให้ กฟผ.แปรรูปไปสู่การเป็นบริษัทมหาชนในตลาดหลักทรัพย์ฯ มุ่งสร้างผลกำไรแก่บริษัท และนักลงทุน อาจนำไปสู่การปรับขึ้นค่าไฟฟ้า โดยไม่คำนึงถึงความเดือดร้อนและภาระค่าใช้จ่ายที่เพิ่มขึ้น

มุมมองที่เปรียบเทียบ ทางขนานสองเส้น จึงกลายเป็นคำถามที่รัฐบาลต้องให้คำตอบ โดยเฉพาะต่อมาตรการปกป้องรักษาสิทธิของผู้บริโภค ไม่ให้ถูก กฟผ.มัดมือชกขึ้นค่าไฟฟ้าได้อย่างง่ายดาย ด้วยข้ออ้างในฐานะบริษัทในตลาดหลักทรัพย์ฯ ซึ่งต้องทำกำไรให้ผู้ถือหุ้น

การสมานผลประโยชน์ของ ประชาชนให้สอดคล้องกับนโยบายของรัฐบาล จึงนับเป็นความท้าทายอย่างมากต่อนายวิเศษ จูภิบาล รมว.กระทรวงพลังงาน ซึ่งจะทำหน้าที่ขับเคลื่อนการนำหุ้น กฟผ. เข้าตลาดหลักทรัพย์ฯ ในกลางเดือน พฤศจิกายน พ.ศ. 2548 และนับเป็นสิ่งที่นาย ปิยสวัสดิ์ อัมระนันทน์ ประธานกรรมการบริหารหลักทรัพย์ จัดการกองทุนกลสิกรไทย จำกัด อดีตเลขาธิการคณะกรรมการสำนักงานนโยบายพลังงานแห่งชาติ (สพช.) บุคคลที่ได้ชื่อว่าริเริ่มแนวคิดการแปรรูป กฟผ. นำไปสู่การแข่งขันเพื่อปลดแอกการผูกขาดผลิตไฟฟ้า กำลังจับตามองอย่างไม่ว่างตา

แต่เดิมการผลิตไฟฟ้าของ ประเทศ ดำเนินการโดย กฟผ.ทั้ง 100% และ เมื่อความต้องการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้น ทำให้รัฐบาลเปิดโอกาสให้เอกชนเข้ามามีส่วนร่วมผลิตไฟฟ้า เป็นการปูพื้นฐานนำไปสู่การแปรรูป กฟผ.ในอนาคต

ในเบื้องต้น รูปแบบการแปรรูป กฟผ.จะนำไปสู่การแข่งขันอย่างเสรีทั้งระบบ ด้วยการจัดตั้งตลาดกลางการซื้อขายไฟฟ้า (Power Pool) ซึ่งทั้ง กฟผ. และผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (ไอพีพี) จะมีโอกาสเสนอราคาขายอย่างเท่าเทียมกัน โดยจะรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตที่เสนอราคาต่ำสุดและมอบหมายให้กระทรวงพลังงานไปสร้างความชัดเจนเรื่องโครงสร้างกิจการไฟฟ้า และการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้าก่อนกระจายหุ้น กฟผ.ในตลาดหลักทรัพย์

จากการที่ ทรบ. เมื่อวันที่ 30 สิงหาคม พ.ศ. 2548 ที่ผ่านมา ได้อนุมัติแผนระดมทุนของ กฟผ. ตามมติของคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) ให้เพิ่มทุนจดทะเบียน จาก 60,000 ล้านบาท เป็น 80,000 ล้านบาท ซึ่งในส่วนหุ้นเพิ่มทุนจำนวน 20,000 ล้านบาท ดังกล่าว แปลงเป็นหุ้นที่นำไประดมทุนในตลาดจำนวน 2,000 ล้านหุ้น (adslthailand,2548)โดยจะมีการซื้อขายหุ้นของ กฟผ.ในตลาดหลักทรัพย์ กลางเดือน พฤศจิกายน พ.ศ. 2548

รูปแบบโครงสร้างกิจการ ไฟฟ้าแบบใหม่ เป็นแบบ Enhanced Single Buyer โดยสาเหตุที่ยังคงสิทธิ กฟผ.ในการผลิตไฟฟ้าครั้งหนึ่งของกำลังการผลิตทั้งประเทศ ที่จะเกิดขึ้นในอนาคต ตั้งแต่ปี 2554-2558 โดยนายวิเศษชี้แจงว่า สาเหตุที่ต้องคงสิทธิการผลิตไฟฟ้าของ กฟผ.นั้น เป็นเพราะรูปแบบการผลิตไฟฟ้า ในแต่ละวัน ประกอบด้วย 3 รูปแบบ คือ โรงไฟฟ้าที่ต้องเดินเครื่อง 24 ชั่วโมง ซึ่งจะมีต้นทุนการผลิตที่ต่ำ, โรงไฟฟ้าที่เดินเครื่องแบบหยุดพัก เป็นช่วงๆ ซึ่งจะมีต้นทุนการผลิตไฟฟ้าที่สูง เช่นเดียวกับการผลิตในรูปแบบสาม ซึ่งเป็นโรงไฟฟ้าที่เดินเครื่อง ในช่วงที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูง วันละ 2-3 ชั่วโมงเท่านั้น

จึงเป็นเรื่องจำเป็นที่ ต้องคงสิทธิ กฟผ.ผลิตไฟฟ้า 50% เพราะ กฟผ.เป็นหน่วยงานสำคัญในการบริหารจัดการเพื่อให้เกิดความมั่นคงในระบบไฟฟ้า ในขณะที่เอกชนไม่ต้องการลงทุนที่จะหยุดเดินเครื่องผลิตไฟฟ้าเป็นช่วงเวลา เพราะมุ่งเน้นทำกำไร แต่รูปแบบโครงสร้าง กิจการ ไฟฟ้าแบบ

ใหม่ Enhanced Single Buyer ก็ได้กลายเป็นประเด็น วิพากษ์วิจารณ์กันอย่างกว้างขวาง เพราะหวั่นเกรงว่า จะเป็นการผูกขาดผลิตไฟฟ้าเหมือนเดิม และไม่ก่อให้เกิดการแข่งขันอย่างแท้จริง อย่างไรก็ตาม ก่อนที่จะประกาศ โครงสร้างกิจการไฟฟ้าดังกล่าว กระทรวงพลังงานได้ตรวจเช็ค กับหลายประเทศแล้ว พบว่า มาเลเซีย เกาหลี ได้หวั่น ก็ใช้รูปแบบโครงสร้างกิจการไฟฟ้าแบบเดียวกับไทย เพื่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้า และ ไม่ต้องการให้หน่วยงานผลิตไฟฟ้าของรัฐ ตกเป็นเบี้ยล่างของเอกชน หากผลิตไฟฟ้าน้อยกว่าเอกชน ดังนั้นการให้สิทธิ์ กฟผ. ผลิตไฟฟ้าในเงื่อนไขข้างต้น จึงถือว่าเป็นธรรมกับ กฟผ.

และแม้ในส่วนของการกำลัง การผลิตไฟฟ้าที่เหลืออีก 50% จะเปิดประมูลให้เอกชนเข้าร่วมแข่งขัน เพื่อลดภาระการลงทุนของ กฟผ. และเป็นการถ่วงดุลการผลิตไฟฟ้าของ กฟผ. ด้วยแต่การเปิดประมูลผลิต ไฟฟ้า 50% ที่เหลือนี้อีกกล่าว บริษัทที่ กฟผ. ถือหุ้นอยู่ ก็ยังมีสิทธิ์เข้าร่วมประมูลด้วย เพราะเป็นบริษัทในตลาดหลักทรัพย์ ไม่สามารถห้ามได้ เนื่องจาก เป็นสิทธิ์ของนักลงทุน รวมทั้งเป็นการเสริมสร้างการแข่งขัน เพราะธุรกิจผลิตไฟฟ้ามีผู้ผลิตไม่กี่ราย

โดยปัจจุบันผู้ผลิตไฟฟ้าในประเทศมีเพียง 5-6 บริษัท เท่านั้น ซึ่งก็มีการถือหุ้นไขว้กัน เช่น บริษัท โซนาไลท์ เพาเวอร์ ถือหุ้นในบริษัท ผลิตไฟฟ้า จำกัด (มหาชน) หรือเอ็กโก และถือหุ้นในบริษัท บีแอลซีพี เพาเวอร์ จำกัด เป็นต้น แต่เรื่องกฎกติกาการแข่งขัน รัฐบาลจะไม่เข้าไปแทรกแซง เพราะจะมีคณะกรรมการ กำกับกิจการไฟฟ้า มาทำหน้าที่กำกับ กำหนดกฎเกณฑ์ กติกา และตรวจสอบต้นทุนการผลิตไฟฟ้าของทุกโรงไฟฟ้า เพื่อให้เกิดการแข่งขันที่เป็นธรรมต่อผู้ใช้ ผู้ผลิต และครอบคลุมถึงความมั่นคงของระบบไฟฟ้าด้วย

อย่างไรก็ตาม ขณะนี้ยังอยู่ระหว่างการร่าง พ.ร.บ.กำกับกิจการไฟฟ้า ซึ่งในช่วงที่กฎหมายยังไม่มีผลบังคับใช้ กระทรวงพลังงานจะสรรหาบุคคลที่มีคุณสมบัติตาม พ.ร.บ. มาทำหน้าที่เป็นกรรมการในคณะกรรมการกำกับกิจการไฟฟ้าชั่วคราว เพื่อกำหนดกติกาหลักเกณฑ์การซื้อขายไฟฟ้า การวางแผนผลิตไฟฟ้า (พีลลีย์) และใช้เป็นกลไกในการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้าไปก่อน ประกอบกับในปี 2549 จะมีการเปิดประมูลผลิตไฟฟ้าอีก 3,000 เมกะวัตต์ ซึ่งถือเป็นภารกิจของคณะกรรมการกำกับฯที่จะต้องเข้ามาทำหน้าที่ เพื่อเตรียมพร้อมรองรับความต้องการ ใช้ไฟฟ้าที่จะเกิดขึ้นในอนาคต เพื่อไม่ให้เกิดปัญหาขาดแคลนไฟฟ้า

ในส่วนของการไฟฟ้าหลัง การแปรรูป กฟผ. ที่ประชุม ครม. เมื่อวันที่ 30 ส.ค. 2548 ยังได้อนุมัติการกำหนดโครงสร้างค่าไฟฟ้าใหม่ ซึ่งยังคงแบ่งค่าไฟฟ้าออกเป็น 2 ส่วน คือ ค่าไฟฟ้าฐานบวกกับค่าไฟฟ้าอัตราผันแปร (เอฟที) โดยค่าไฟฟ้าฐาน จะนำเอาค่าไฟฟ้าฐานเดิม ตั้งแต่เดือน ต.ค. 2538 คือ 2.25 บาทต่อหน่วย มารวมกับค่าเอฟทีในช่วงเดือน มิ.ย.-ก.ย. 2548 ซึ่งทำให้ค่าไฟฟ้าฐานใหม่ เท่ากับ 2.7183 บาทต่อหน่วย (ads1thailand, 2548) โดยจะเริ่มใช้ตั้งแต่เดือน ต.ค. 2548 ไปจนถึง ต.ค. 2551 เป็นระยะเวลา 3 ปี โดยจะไม่มีเปลี่ยนแปลงค่าไฟฟ้าฐาน

ส่วนค่าเอฟที ซึ่งจะมีการปรับปรุงทุก 4 เดือน ก็ได้มีการปรับสูตรค่าเอฟทีใหม่เช่นกัน ซึ่งจะประกอบด้วยค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิง และค่าซื้อไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไปจากค่าไฟฟ้าฐานใหม่ โดยสูตรใหม่นี้ได้ตัดเรื่องผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยน และเรื่องการเปลี่ยนแปลงค่าใช้จ่ายในการดำเนินการของการไฟฟ้าออกไป ซึ่งในส่วนนี้การไฟฟ้าจะต้องเป็นผู้รับภาระเอง ดังนั้น ค่าไฟฟ้าที่จะเริ่มเก็บ จากผู้ใช้ไฟฟ้าในเดือน ต.ค.2548-ม.ค.2549 จะประกอบด้วย ค่าไฟฟ้าฐานเท่ากับ 2.7183 บาท ต่อหน่วย รวมกับค่าเอฟทีที่จะคำนวณ จากค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้า ในช่วงเดือน มิ.ย.-ก.ย. 2548 ส่วนจะ เป็นอัตราเท่าใดนั้น ขึ้นอยู่กับราคาค่าเชื้อเพลิง และค่าซื้อไฟฟ้าในช่วงดังกล่าว

สำหรับโครงสร้างค่า ไฟฟ้าใหม่นี้ นายวิเศษกล่าวว่า นับจากเดือน ต.ค. 2548 เป็นต้นไป ค่าไฟฟ้าจะเปลี่ยนแปลงตามราคาค่าเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าเป็นหลัก ซึ่งก็ได้ กำชับให้ กฟผ.ไปบริหารจัดการการใช้เชื้อเพลิงให้มีประสิทธิภาพแล้ว ซึ่งอาจจะหันมาใช้ก๊าซธรรมชาติเพิ่มมากขึ้น เพราะราคาก๊าซถูกกว่าราคาน้ำมันเตา และดีเซล จากปัจจุบัน กฟผ.ใช้น้ำมันเตาและดีเซลในการผลิตไฟฟ้าในปริมาณที่สูง อีกทั้งโรงไฟฟ้าเอกชนที่ใช้ก๊าซฯ ยังมีกำลังการผลิตไฟฟ้าเหลืออยู่ ก็ควรจะให้เอกชนเพิ่มกำลังผลิตขณะเดียวกัน บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) ก็จะพยายามทำทุกวิถีทางที่จะจัดหาก๊าซฯ ป้อนให้กับโรงไฟฟ้าทุกแห่ง โดยในปี 2549 ท่อส่งก๊าซฯเส้นที่ 3 ก็จะแล้วเสร็จ ซึ่งจะทำให้มีปริมาณก๊าซฯมาผลิตไฟฟ้าเพิ่มมากขึ้น

ขณะเดียวกัน นาย ปิยสวัสดิ์ ได้ให้ความเห็นว่า หาก พ.ร.บ.กำกับกิจการไฟฟ้ายังไม่มี ผลบังคับใช้ การผลักดันให้เกิดการแปรรูปและกระจายหุ้น กฟผ.ในตลาดหลักทรัพย์ อาจก่อให้เกิดความเสี่ยง โดยเฉพาะต่อการกำกับดูแล เพราะคณะกรรมการกำกับกิจการไฟฟ้าชั่วคราว ไม่มีอำนาจตามกฎหมาย “ผมไม่ได้คัดค้านการแปรรูป กฟผ. เพราะมองในภาพรวมแล้วจะเกิดผลดี มากกว่าผลเสีย แต่ที่ห่วงคือ ความไม่พร้อมในขั้นตอนการนำหุ้นเข้าตลาดหลักทรัพย์ฯ ที่หากดำเนินการไม่รอบคอบ ผลเสียอาจจะเกิดขึ้นในระยะยาว และท้ายสุดแล้ว คนไทยก็อาจต้องจ่ายค่าไฟฟ้าที่แพงขึ้น” แม้ว่าหุ้น กฟผ.จะเป็นหุ้นที่ร้อนแรงส่งท้ายปีนี้ แต่การเลื่อนนำหุ้น กฟผ.เข้าไป ระดมทุนในตลาดหลักทรัพย์ฯออกไปอีกระยะหนึ่ง เพื่อรอให้กฎหมายประกอบกิจการไฟฟ้า มีผลบังคับใช้อย่างเป็นรูปธรรม ไม่น่าจะถือว่าเป็นการเสียเวลาแต่อย่างใด

สิ่งที่นักลงทุนกำลัง จีบตามองก็คือ หลังการเข้าตลาดหุ้น ค่าไฟฟ้าจะเป็นอย่างไร ซึ่งหากไม่มีการขึ้นค่าไฟฟ้า ราคาหุ้นอาจจะถูกลง เพราะนักลงทุนไม่แน่ใจว่า กฟผ.จะมีผลกำไรมากน้อยแค่ไหน เพราะค่าไฟฟ้ามีผลต่อกำไรของ กฟผ. ต่างจากการขายน้ำมันของ ปตท. ที่ธุรกิจน้ำมันไม่ได้เป็นตัวสร้างกำไรให้ ปตท. “หากมีการตรึงค่าไฟฟ้าแม้เพียง 1 สตางค์ต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง ก็ทำให้กำไรของ กฟผ. หายไปปีละกว่า 1,200 ล้านบาท ” (adslthailand,2548) ดังนั้นหลังการแปรรูปสิ่งที่จะได้ตามมาก็คือ ความโปร่งใสในการบริหารงานที่ กฟผ. จะถูกตรวจสอบอย่างเข้มงวด ภายใต้อำนาจของตลาดหลักทรัพย์ฯ โดยเฉพาะค่าใช้จ่ายของ กฟผ. จะต้องมีแหล่งที่มาที่ไปที่แน่นอน ทุกสิ่งทุกอย่างนับจากนี้ไป จึงเป็นบทพิสูจน์ว่า กฟผ. มีศักยภาพเพียงใดในการทำธุรกิจอย่างแท้จริง

จึงนับเป็นเรื่องน่า ยินดี หาก กฟผ.จะสามารถยื่นด้วยลำแข้ง จากการระดมทุนกระจายหุ้นสู่ประชาชน ปลดภาระเงินภาษีประชาชน ที่จะต้องนำไปค้ำประกันเงินกู้ของ กฟผ. ตลอดช่วงเวลาที่ผ่านมา อันทำให้จำนวนหนี้สาธารณะ ของประเทศเพิ่มขึ้น อย่างที่ไม่ควรจะเป็น ขณะเดียวกัน ยังเป็นการเพิ่มศักยภาพทางธุรกิจแก่ กฟผ.เอง เพราะในฐานะบริษัทเอกชน กฟผ.จะมีโอกาสลงทุนในต่างประเทศ ซึ่งรวมถึงการไปร่วมลงทุนด้านพลังงานนอกราชอาณาจักร เป็นการสร้างอำนาจต่อรอง อันนำไปสู่ความมั่นคงในระบบพลังงานทั้งหมด แต่สิ่งที่ประชาชนไทย คาดหวังต่อบทบาทของ กฟผ.สูงสุด คงหนีไม่พ้นการเป็นบริษัทผลิตไฟฟ้าหลักของประเทศ ที่พร้อมจะ ให้ทั้งบริการที่ดีในราคาสมเหตุสมผล แก่ประชาชนคนไทยทุกคน.

“ บทสรุปการแปรรูปสู่ตลาดหลักทรัพย์ ” ในที่สุดการแปรรูปการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย หรือ กฟผ. ก็เป็นอันต้อง “ล้มเลิก” เมื่อศาลปกครองสูงสุดมีคำพิพากษาให้เพิกถอนพระราชกฤษฎีกา (พ.ร.ฎ.) 2 ฉบับ ที่ใช้ในการแปรรูป คือ พ.ร.ฎ. กำหนดอำนาจ สิทธิ และประโยชน์ บริษัท กฟผ. จำกัด (มหาชน) พ.ศ.2548 และ พ.ร.ฎ.กำหนดเงื่อนไขเวลายกเลิกกฎหมายว่าด้วยการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย พ.ศ.2548 เพราะ “ไม่ชอบด้วยกฎหมาย” ทั้งที่กระบวนการต่างๆ ได้ดำเนินมาถึงช่วงโค้งสุดท้ายแล้ว

ประเด็นสำคัญที่ทำให้ พ.ร.ฎ. 2 ฉบับถูกเพิกถอน คือการแต่งตั้งบุคคลที่มีคุณสมบัติต้องห้ามมาเป็นคณะกรรมการในกระบวนการการแปรรูป กฟผ. ประกอบด้วย “โศภน ไชยประวัติ” คณะกรรมการเตรียมการจัดตั้งบริษัท ที่ขณะนั้นมีตำแหน่งเป็นกรรมการในบริษัทชิน คอร์ปอเรชั่น จำกัด (มหาชน) และกรรมการบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) ซึ่งถือว่ามีผลประโยชน์ทับซ้อนกับ กฟผ. กับ “ปริญญ์ นุศลชัย” ประธานคณะกรรมการรับฟังความคิดเห็นประชาชน ที่ขณะนั้นมีตำแหน่งเป็นผู้ช่วยรัฐมนตรีประจำกระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม จึงถือเป็นผู้ดำรงตำแหน่งทางการเมือง การตั้งบุคคลที่มีคุณสมบัติต้องห้ามดังกล่าว ศาลปกครองระบุชัดเจนว่าเป็นการกระทำที่ “ขัดต่อกฎหมายรัฐธรรมนูญ” และผู้ที่ดำเนินการก็ถือว่ากระทำผิดกฎหมาย เช่นเดียวกัน

นอกจากนี้ ยังมีประเด็นเรื่องการโอนอำนาจ ในการlicronสิทธิในที่ดิน เพื่อสร้างโรงไฟฟ้าของ กฟผ. ซึ่งถือเป็นอำนาจของหน่วยงานรัฐ จะต้องโอนคืนให้กระทรวงการคลัง แต่ปรากฏว่า กฟผ. ไม่ได้ดำเนินการให้แล้วเสร็จ ก่อนที่จะมีการแปลงสภาพเป็นบริษัทมหาชน และยังมีเรื่องการถือหุ้นของกระทรวงการคลังภายหลังจาก กฟผ. เข้าตลาด ที่ไม่มีหลักเกณฑ์ค้ำประกันหรือให้ความมั่นใจได้ว่ากระทรวงการคลังจะถือหุ้นใน กฟผ. ไม่ต่ำกว่า 75% ตลอดไป

ความจริงประเด็นข้างต้น รวมถึงอีกหลายประเด็นที่ไม่ได้เอ่ยถึง เช่น การออกพระราชบัญญัติ (พ.ร.บ.) ประกอบกิจการไฟฟ้าที่มีผลบังคับใช้ทางกฎหมาย การตั้งคณะกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้า หรือเรกูเลเตอร์ที่มีกฎหมายรองรับ อำนาจ ความเป็นอิสระอย่างแท้จริง มาดูแลโครงสร้างกิจการไฟฟ้า ก่อนที่จะดำเนินการแปรรูป กฟผ. ไม่ใช่เรกูเลเตอร์ที่ตั้งอยู่ภายใต้รัฐบาลอย่าง

เป็นอยู่ได้ มีการเรียกร้องจากองค์กรต่างๆ หลายครั้งแล้วก่อนหน้านี้ แต่กลับไม่ได้รับการใส่ใจ หรือ ดำเนินการแก้ไขจากรัฐบาลอย่างจริงจัง เพราะรัฐบาลต้องการเร่งรีบที่จะเอา กฟผ. เข้าตลาดเพื่อใช้เป็นเครื่องมือในการกระตุ้นการลงทุน เพิ่มมูลค่าตลาดหรือที่เรียกว่า มาร์เก็ตแคป โดยเร็วที่สุด ในขณะที่การออกกฎหมายต้องใช้เวลานาน 1-2 ปี หรืออาจจะมากกว่านั้น แต่ความจริงไม่ว่าจะเร่งรีบเพียงใดแต่ที่ผ่านมามีการดำเนินการปรับปรุง กฟผ. ภายใต้รัฐบาลไทยรักไทยที่มี "ทักษิณ ชินวัตร" เป็นนายกรัฐมนตรีไม่ได้ราบรื่นนัก ไม่ว่าจะเป็นในช่วง "ทักษิณ 1" ที่เป็นรัฐบาลเสียงข้างมาก หรือ การเป็นรัฐบาลพรรคเดียวในช่วง "ทักษิณ 2" ก็ตาม กลับต้องเจออุปสรรคมากมายจนทำให้การแปรรูปต้องสะดุดหลายครั้ง โดยเฉพาะการชุมนุมคัดค้านของสหภาพแรงงานรัฐวิสาหกิจ กฟผ. หรือ สร. กฟผ. เมื่อต้นปี 2546 ในสมัย "พรหมินทร์ เลิศสุริย์เดช" เป็นรัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงาน ว่ากันว่าชนวนของการชุมนุมในครั้งนั้น มาจากการทำข้อตกลงแลกหุ้นบริษัท ผลิตไฟฟ้า จำกัด (มหาชน) บริษัท ผลิตไฟฟ้าราชบุรี โฮลดิ้ง จำกัด (มหาชน) ของ กฟผ. กับบริษัท บ้านปู จำกัด (มหาชน) ที่มีกระแสวิจารณ์ว่าการโอนไซเคอร์ของที่เกี่ยวข้อง เพราะทำให้ราคาหุ้นของบริษัทถูก กฟผ. หล่นลงทันทีที่มีข่าว ในขณะที่มีผู้บริหารขายหุ้นก่อนที่จะมีข่าวเพียงไม่กี่วัน เป็นเหตุให้ "สิทธิพร รัตโนภาส" ผู้ว่าการ กฟผ. ถูกตั้งกรรมการสอบและต้องลาออกไป พร้อมกับเลื่อนการแปรรูปออกไปเช่นเดียวกัน

จนกระทั่งมาถึงรัฐบาล "ทักษิณ 2" ที่มี "วิเศษ จูภิบาล" เป็นรัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงาน จึงได้มีความพยายามแปรรูป กฟผ. อีกครั้ง ซึ่งในครั้งนี้ รัฐบาลได้ใช้กลยุทธ์เอาไม้ร้อนเข้าสู้ ให้ผู้บริหารกล่อมพนักงาน กฟผ. ส่วนใหญ่จนอยู่หมัด เมื่อเสียงคัดค้านเริ่มแผ่วลงเรื่อยๆ ก็ค่อยๆ ดำเนินการ จนสามารถแปลงสภาพเป็นบริษัทจำกัด (มหาชน) ได้เมื่อวันที่ 24 มิถุนายน พ.ศ.2548 และกำหนดขายหุ้นในตลาดเดือนพฤศจิกายน พ.ศ.2548 ทั้งที่โครงสร้างต่างๆ ยังไม่สมบูรณ์ ที่สำคัญยังไม่ได้มีการออกกฎหมายรองรับ

ในขณะนั้นกระแสส่วนใหญ่ต่างก็มองไปในทิศทางเดียวกันว่า กฟผ. คงจะสามารถเข้าตลาดได้ แม้ว่าจะมีกลุ่มเครือข่ายขององค์กรผู้บริโภคนิยมฟ้องต่อศาลปกครองก็ตาม เห็นได้ชัดจากการทำให้ สัมภาษณ์ของรัฐมนตรีและบรรดาผู้เกี่ยวข้อง ที่ต่างก็หาหน้าพูดในทิศทางเดียวกันว่า "ไม่มีปัญหา กฟผ. ดำเนินการถูกต้องตามกฎหมายทุกอย่าง" จนกระทั่งศาลปกครองมีคำสั่งให้ระงับขายหุ้น กฟผ. ชั่วคราวเมื่อวันที่ 15 พฤศจิกายน พ.ศ.2548 หนึ่งวันก่อนวันเปิดให้ประชาชนจองซื้อหุ้น และมีคำสั่งยกเลิก พ.ร.ฎ. 2 ฉบับ เมื่อวันที่ 23 มีนาคมที่ผ่านมา

จะเห็นได้ว่าทุกครั้งที่ทำให้การแปรรูป กฟผ. สะดุด ส่วนใหญ่ล้วนเกิดจากการกระทำของ ฝ่ายรัฐบาลเอง พยายามเร่งรีบจนมองข้ามการทำตามขั้นตอนอย่างถูกต้อง และค่อยเป็นค่อยไป หรือ ยอมรับความผิดพลาดที่เกิดขึ้นแล้วดำเนินการแก้ไขให้ถูกต้อง ตั้งแต่ศาลปกครองระงับการขายหุ้น ในครั้งแรก ไม่ใช่ปล่อยให้เลยตามเลยเพียงเพราะมั่นใจว่าดำเนินการถูกต้อง จนเกิดความยุ่งยาก

ตามมามากมาย โดยเฉพาะโครงสร้างกิจการไฟฟ้า และโครงสร้างค่าไฟฟ้าที่มีการปรับเปลี่ยนเพื่อรองรับ กฟผ. เข้าตลาด ซึ่งไม่ทราบว่าหลังจากนี้จะเป็นเช่นไร

3.4 คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (Energy Regulatory Commission)

ในช่วงปี พ.ศ. 2550 คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (Energy Regulatory Commission) ได้มีการตราพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550 เพื่อปรับโครงสร้างการบริหารกิจการพลังงาน โดยแยกงานนโยบาย งานกำกับดูแล และการประกอบกิจการพลังงานออกจากกัน เปิดโอกาสให้ภาคเอกชน ชุมชน และประชาชนมีส่วนร่วมและมีบทบาทมากขึ้น รวมทั้งให้การประกอบกิจการพลังงานเป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพ มีความมั่นคง มีปริมาณเพียงพอและทั่วถึงในราคาที่ เป็นธรรมและมีคุณภาพได้มาตรฐาน ตอบสนองต่อความต้องการและการพัฒนาประเทศอย่างยั่งยืนในด้านสังคมเศรษฐกิจ และสิ่งแวดล้อม

คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) ได้จัดตั้งขึ้นตามพระราชบัญญัติฯ เพื่อทำหน้าที่กำกับกิจการไฟฟ้าและกิจการก๊าซธรรมชาติภายใต้กรอบนโยบายของรัฐบาล โดยมีสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (สกกพ.) ทำหน้าที่เป็นสำนักงานเลขานุการของ กกพ. ทั้งนี้ กกพ. ได้รับโปรดเกล้าฯ แต่งตั้งตั้งแต่วันที่ 1 กุมภาพันธ์ 2551 เป็นต้นมา

ในการดำเนินงานของ สกกพ. ได้ยึดหลักและเป้าหมายสูงสุด คือ การกำกับดูแลที่ทำให้เกิดความมั่นคงของกิจการพลังงานไทยและสร้างความมั่นใจให้แก่ประชาชน โดยในปี 2551 ได้มีการวางแผนการดำเนินงานเพื่อเป็นการวางรากฐานการกำกับกิจการพลังงาน ที่มีประสิทธิภาพของประเทศ โดยมีการดำเนินงานที่สำคัญ ได้แก่ การจัดตั้งสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน การสรรหา กัดเลือกและแต่งตั้งเลขาธิการและพนักงาน การจัดทำแผนยุทธศาสตร์การกำกับกิจการพลังงาน พ.ศ. 2551-2555 การออกประกาศและระเบียบในการบริหารสำนักงานฯ และการจัดทำร่างกฎหมายลำดับรองตามกฎหมายว่าด้วยการประกอบกิจการพลังงาน เช่น การเสนอร่างพระราชกฤษฎีกา การออกประกาศและระเบียบเกี่ยวกับการออกใบอนุญาตการประกอบกิจการพลังงาน เพื่อให้การบริหารกิจการไฟฟ้าและก๊าซธรรมชาติสามารถดำเนินการได้อย่างต่อเนื่อง ทั้งนี้ ในการออกระเบียบและประกาศที่เกี่ยวข้องกับการบริหารและกำกับดูแลกิจการพลังงานที่มีผู้ได้รับผลกระทบ จะต้องดำเนินการผ่านกระบวนการรับฟังความคิดเห็นด้วย การออกใบอนุญาตการประกอบกิจการพลังงานและการอนุญาตผลิตพลังงานควบคู่ การปรับค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (Fi)

บทที่ 4

วิเคราะห์ผลการวัดประสิทธิภาพของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

การวิเคราะห์ผลการวัดประสิทธิภาพของ กฟผ. (การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย) ได้เริ่มจากการเก็บรวบรวมข้อมูลต่างๆของ กฟผ. ซึ่งเมื่อได้เก็บรวบรวมข้อมูลเสร็จแล้วก็ได้แบ่งข้อมูลออกเป็น 2 ปัจจัยหลักด้วยกัน คือ ปัจจัยทางด้านการผลิต (Input) และ ปัจจัยทางด้านผลผลิต (Output) ซึ่งการเลือกข้อมูลปัจจัยการผลิตและปัจจัยผลผลิตจะขึ้นอยู่กับความพร้อมของข้อมูล, วิธีการทางเลือก และเงื่อนไขทางเทคนิคของรูปแบบที่เลือก ซึ่งปัจจัยทางด้านการผลิตของอุตสาหกรรมไฟฟ้าสามารถวัดได้ทั้งทางด้านการเงินและทางด้านกายภาพ ในมุมมองของการขาดข้อมูลของการลงทุนในการผลิตและอุปกรณ์ที่ใช้ในเครือข่าย (มูลค่าของเงินลงทุนที่ผ่านมา) โครงการนี้ได้ประมาณมูลค่าการลงทุนของปัจจัยการผลิตในมุมมองของกายภาพ ซึ่งประกอบด้วยมูลค่าของอุปกรณ์ที่เกี่ยวข้องและทรัพย์สินที่ไม่ใช่อุปกรณ์ เช่น เครื่องกำเนิดไฟฟ้า, หม้อไอน้ำ, กูลเลอร์, เชื้อเพลิง, สายส่งและหม้อแปลงไฟฟ้าส่วนทรัพย์สินที่ไม่ใช่อุปกรณ์ประกอบด้วย ที่ดิน, อาคารและยานพาหนะ เนื่องจากความไม่พร้อมของข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับทรัพย์สินที่ไม่ใช่อุปกรณ์ จึงทำให้ต้องเลือกใช้ กำลังผลิตติดตั้ง, ความยาวสายส่งและความสามารถในการจ่ายไฟฟ้าของหม้อแปลง ส่วนที่เหลือของสองปัจจัยการผลิตประกอบด้วยจำนวนพนักงานและเชื้อเพลิง ในกรณีข้อมูลของพนักงานไม่สามารถยืนยันได้ว่าเป็นตัวแทนของการวัดที่ดีที่สุดเนื่องจากไม่สามารถทราบถึงชั่วโมงการทำงาน of พนักงานแต่ละคนและคุณภาพของพนักงาน ซึ่งคุณภาพของพนักงานยังมีความสามารถที่แตกต่างกันในแง่ของวุฒิการศึกษา, การฝึกอบรมและประสบการณ์ อย่างไรก็ตามเป็นเรื่องยากลำบากมากที่จะเข้าถึงข้อมูลนี้ ดังนั้นจำนวนพนักงานจึงเป็นตัวแทนสำหรับการป้อนข้อมูลของพนักงาน ปัจจัยการผลิตทั้งห้าปัจจัยนี้ช่วยให้โครงการวิจัยนี้ทราบถึงการลงทุนในด้านแรงงาน, เชื้อเพลิงและเงินลงทุนที่มีส่วนช่วยในการผลิตไฟฟ้าของอุตสาหกรรมไฟฟ้าไทย ส่วนปัจจัยทางด้านผลผลิตได้ใช้ข้อมูลของปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าและข้อมูลของปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้เป็นตัวแทนในการวัดความมีประสิทธิภาพของ กฟผ.

โครงการนี้ได้ทำการเก็บรวบรวมข้อมูลของ กฟผ. ทั้งปัจจัยทางด้านการผลิตและปัจจัยทางด้านผลผลิต ของปี พ.ศ. 2523 ถึงปี พ.ศ. 2553 เนื่องจากหลักการ DEA ที่นำมาใช้หาค่าผลิตภาพและประสิทธิภาพในโครงการนี้ นั้นต้องการข้อมูลของหลายหน่วยงานเพื่อใช้เปรียบเทียบประสิทธิภาพการทำงาน แต่เนื่องด้วย กฟผ. มีแค่หน่วยงานเดียวในประเทศไทย เราจึงหาวิธีการเพื่อ

มาจัดการกับข้อมูลของ กฟผ. นี้ โดยการนำเอาหลักการ Time Series Data Transformation มาใช้ในการแปลงข้อมูลเพื่อใช้ในการเปรียบเทียบประสิทธิภาพการทำงานของ กฟผ. จากข้อมูลอนุกรมเวลาทั้งหมด 31 ปี (พ.ศ. 2523-พ.ศ. 2553) นำมาทำการแปลงข้อมูลอนุกรมเวลาเป็นตารางข้อมูล Cross-section ซึ่งสามารถแบ่งข้อมูลได้เป็น 22 ช่วงเวลา ช่วงเวลาละ 10 ปี โดยช่วงเวลาแรกประกอบด้วย Cross-section ของ 10 ปี ติดต่อกัน จากปี พ.ศ. 2523 ถึงปี พ.ศ. 2532 ช่วงที่สองประกอบด้วย Cross-section ของ 10 ปี จากปี พ.ศ. 2524 ถึงปี 2533 และทำการแบ่งข้อมูลต่อไปเรื่อยๆ จนถึงช่วงสุดท้ายประกอบด้วย Cross-section ของ 10 ปี จากปี พ.ศ. 2544 ถึงปี พ.ศ. 2553 ดังแสดงในตารางที่ 2.4 การแบ่งข้อมูลออกเป็นช่วงละ 10 ปี เนื่องจากระยะเวลาของแผนพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานของประเทศไทย (แผนพัฒนากำลังไฟฟ้า-PDP) อยู่ที่ประมาณ 10 ปี ถึง 15 ปี และการเปลี่ยนแปลงเทคโนโลยีการผลิตสำหรับอุตสาหกรรมไฟฟ้าจะเกิดขึ้นทุกๆ 10 ปี หรือมากกว่านั้น

จากนั้นนำข้อมูลที่เก็บรวบรวมได้จำนวน 22 ช่วงเวลา มาทำการวิเคราะห์การเปลี่ยนแปลงประสิทธิภาพทางเทคนิค, การเปลี่ยนแปลงทางเทคนิค และ การเปลี่ยนแปลงผลิตภาพโดยรวมของ กฟผ. โดยใช้โปรแกรม DEAP 2.1 เป็นตัวชี้วัด ซึ่งโปรแกรม DEAP 2.1 ถูกพัฒนาขึ้นโดยศูนย์ประสิทธิภาพและการวิเคราะห์ผลผลิต (CEPA, Centre of Efficiency and Productivity Analysis) ที่มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีควีนแลนด์ ประเทศออสเตรเลีย โดยโปรแกรม DEAP 2.1 จะทำการประมวลผลออกมาเป็น 3 ค่าชี้วัดด้วยกันคือ การเปลี่ยนแปลงประสิทธิภาพทางเทคนิค (Technical Efficiency Change), การเปลี่ยนแปลงทางเทคนิค (Technical Change) และการเปลี่ยนแปลงผลิตภาพโดยรวม (Total Factor Productivity Change) เพื่อให้ทราบถึงการเปรียบเทียบประสิทธิภาพการทำงาน จึงทำการเปรียบเทียบค่าดัชนีชี้วัดของแต่ละช่วงเวลากับช่วงเวลาที่อยู่ก่อนหน้านี้นี้ ดังนั้นค่าดัชนีชี้วัดแต่ละช่วงเวลาจะมีการเชื่อมโยงกันแบบสะสมค่ากับช่วงเวลาที่กำหนด ซึ่งจะถูกตั้งค่าดัชนีชี้วัดแบบสะสมค่าของการเปลี่ยนแปลงประสิทธิภาพทางเทคนิค, การเปลี่ยนแปลงทางเทคนิค, การเปลี่ยนแปลงผลิตภาพโดยรวมไว้ในช่วงเวลาแรกที่ 1.000 เพื่อที่จะดูว่าค่าดัชนีชี้วัดแบบสะสมค่าทั้ง 3 ค่านั้น มีค่าเพิ่มขึ้นหรือลดลงจากช่วงเวลาก่อนหน้านี้นั้นหรือไม่ และถ้าค่าดัชนีชี้วัดแบบสะสมค่าของการเปลี่ยนแปลงประสิทธิภาพทางเทคนิค, การเปลี่ยนแปลงทางเทคนิค, การเปลี่ยนแปลงผลิตภาพโดยรวมมีค่ามากกว่า 1.000 แสดงว่ามีการปรับปรุงและพัฒนาที่เพิ่มขึ้น และถ้าค่าดัชนีชี้วัดแบบสะสมค่าของการเปลี่ยนแปลงประสิทธิภาพทางเทคนิค, การเปลี่ยนแปลงทางเทคนิค, การเปลี่ยนแปลงผลิตภาพโดยรวมมีค่าน้อยกว่า 1.000 แสดงว่าไม่มีการปรับปรุงและพัฒนา

4.1 ผลผลิตภาพและประสิทธิภาพของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

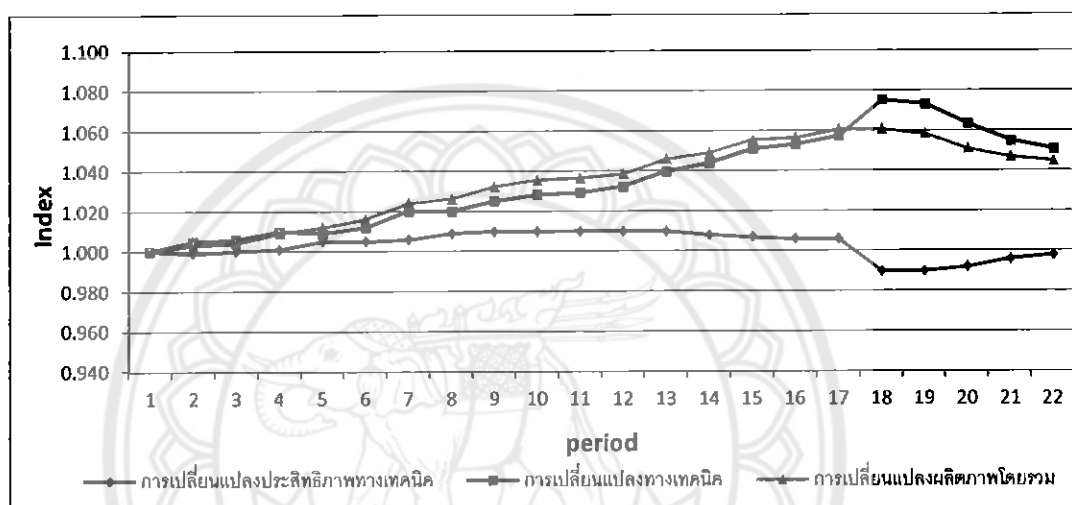
จากการวิเคราะห์การเปลี่ยนแปลงประสิทธิภาพทางเทคนิค, การเปลี่ยนแปลงทางเทคนิค, การเปลี่ยนแปลงผลผลิตภาพโดยรวมของ กฟผ. ในตารางที่ 4.1 และรูปที่ 4.1 เผยให้เห็นว่ามีการปรับปรุงประสิทธิภาพทางเทคนิค (Technical Efficiency Change) ในช่วงเวลาที่ 1 ถึงช่วงที่ 13 มีการเพิ่มขึ้นเล็กน้อย ประมาณ 1% และมีการลดลงหลังจากนั้น จนถึงช่วงเวลาที่ 19 โดยลดลงจาก 1.010 ถึง 0.990 หลังจากนั้นในช่วงเวลาที่ 20 ถึงช่วงที่ 22 มีการเพิ่มขึ้นเพียงเล็กน้อย ในทางตรงกันข้าม มีการเปลี่ยนแปลงทางด้านเทคนิค (Technical Change) มีการปรับปรุงและพัฒนาให้เพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง ในช่วงเวลาที่ 1 ถึงช่วงเวลาที่ 18 หลังจากนั้นในช่วงเวลาที่ 19 ถึง ช่วงเวลาที่ 22 มีการลดลงเพียงเล็กน้อยเท่านั้น ซึ่งส่งผลให้ผลผลิตภาพโดยรวมมีแนวโน้มที่ใกล้เคียงและเป็นแนวเดียวกันกับการเปลี่ยนแปลงทางเทคนิค ดังนั้นจึงสรุปได้ว่า สาเหตุหลักที่ทำให้เกิดการพัฒนาคผลผลิตภาพโดยรวม (Total Factor productivity) นั้นเกิดจาก การได้รับการปรับปรุงและพัฒนาทางเทคนิค ซึ่งเกิดจากการพัฒนาโดยการเพิ่มสายส่ง และเพิ่มความสามารถในการจ่ายไฟฟ้าของหม้อแปลง นอกจากนั้น จะเห็นว่า การเปลี่ยนแปลงประสิทธิภาพทางเทคนิค ไม่ช่วยให้เกิดการปรับปรุงและพัฒนาผลผลิตภาพโดยรวมอีกด้วย

ตารางที่ 4.1 ดัชนีสะสมค่าของการเปลี่ยนแปลงประสิทธิภาพทางเทคนิค, การเปลี่ยนแปลงทางเทคนิค, การเปลี่ยนแปลงผลผลิตภาพโดยรวมของ กฟผ.

ช่วงเวลา	การเปลี่ยนแปลงประสิทธิภาพทางเทคนิค	การเปลี่ยนแปลงทางเทคนิค	การเปลี่ยนแปลงผลผลิตภาพ
1	1.000	1.000	1.000
2	0.999	1.005	1.003
3	1.000	1.006	1.004
4	1.001	1.010	1.009
5	1.005	1.009	1.012
6	1.005	1.012	1.016
7	1.006	1.020	1.024
8	1.009	1.020	1.026
9	1.010	1.025	1.032
10	1.010	1.028	1.036
11	1.010	1.029	1.037
12	1.010	1.032	1.039
13	1.010	1.040	1.046
14	1.008	1.044	1.049
15	1.007	1.051	1.055
16	1.006	1.053	1.056

17	1.006	1.057	1.061
18	0.990	1.075	1.061
19	0.990	1.073	1.059
20	0.992	1.064	1.051
21	0.996	1.055	1.047
22	0.998	1.051	1.045

รูปที่ 4.1 ดัชนีสะสมค่าของการเปลี่ยนแปลงประสิทธิภาพทางเทคนิค, การเปลี่ยนแปลงทางเทคนิค, การเปลี่ยนแปลงผลิตภาพโดยรวมของ กฟผ.

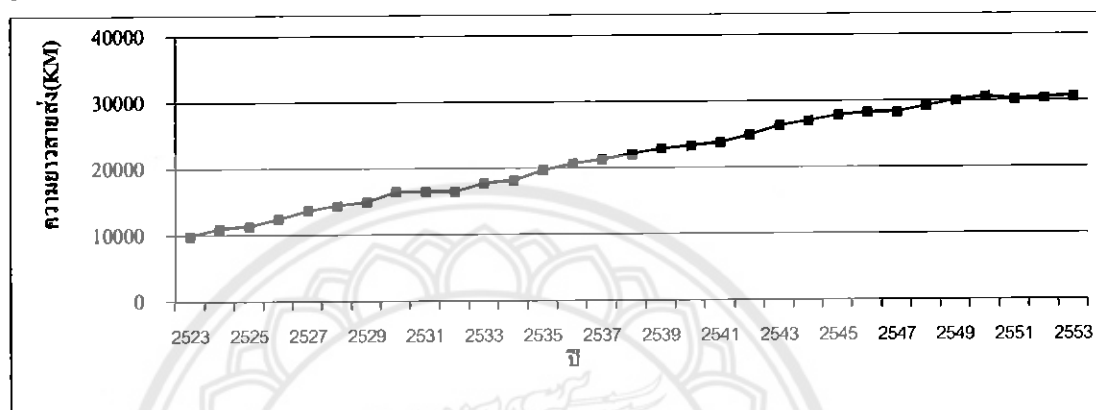


4.1.1 ข้อสังเกตดังต่อไปนี้สามารถวิเคราะห์ข้างต้น

4.1.1.1 การเจริญเติบโตในการเปลี่ยนแปลงทางเทคนิคอาจมีสาเหตุหลักจากการลงทุนที่ทำอย่างต่อเนื่องในโครงสร้างพื้นฐานด้านไฟฟ้าอย่างต่อเนื่อง โดยมีการติดตั้งสายส่งจาก 9,938.28 กิโลเมตร ในช่วงปี พ.ศ. 2523 เพิ่มขึ้นเป็น 30,639.75 กิโลเมตร ในปี พ.ศ. 2553 ดังแสดงในรูปที่ 4.2 (กฟผ.,2553) แต่ในช่วงปี พ.ศ. 2550 มีการลดลงของสายส่งจาก 30,579.87 กิโลเมตร ถึงปี พ.ศ. 2551 มาเป็น 30,218.82 กิโลเมตร อาจเกิดจากสาเหตุวิกฤตการณ์ทางการเงินในประเทศในช่วงปี พ.ศ. 2550 ถึงปี พ.ศ. 2551 ส่งผลให้เกิดการลดการลงทุนในส่วนนี้ นอกจากนี้ กฟผ. ยังมีความสามารถในการจ่ายไฟฟ้าของหม้อแปลงที่เพิ่มสูงขึ้นจาก 5,219.59 เมกะโวลต์-แอมแปร์ในปี พ.ศ. 2523 ถึง 75,505.19 เมกะโวลต์-แอมแปร์ ในปี พ.ศ. 2553 ดังแสดงในรูป 4.3 (กฟผ.,2553) การเพิ่มขึ้นในส่วนนี้มีวัตถุประสงค์เพื่อตอบสนองความต้องการใช้ไฟฟ้าของประชากรทั่วทั้งประเทศ ในปี พ.ศ. 2553 อย่างไรก็ตาม ความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มสูงขึ้นของประชากรยังส่งผลทำให้ กฟผ. เพิ่มการลงทุนในส่วนของการผลิตติดตั้งจาก 3,241.30 เมกะวัตต์ในปี พ.ศ. 2523 ถึง 14,998.13 เมกะวัตต์ในปี พ.ศ. 2553 ดังแสดงในรูปที่ 4.4 (กฟผ.,2553) แต่มีบางช่วงเวลาที่มีการลดกำลังผลิตติดตั้งลงจาก 17,039.60 เมกะวัตต์ ในปี พ.ศ.2543 ถึง 15,000.40 เมกะวัตต์ในปี พ.ศ. 2544 ซึ่งอาจเป็นเพราะ

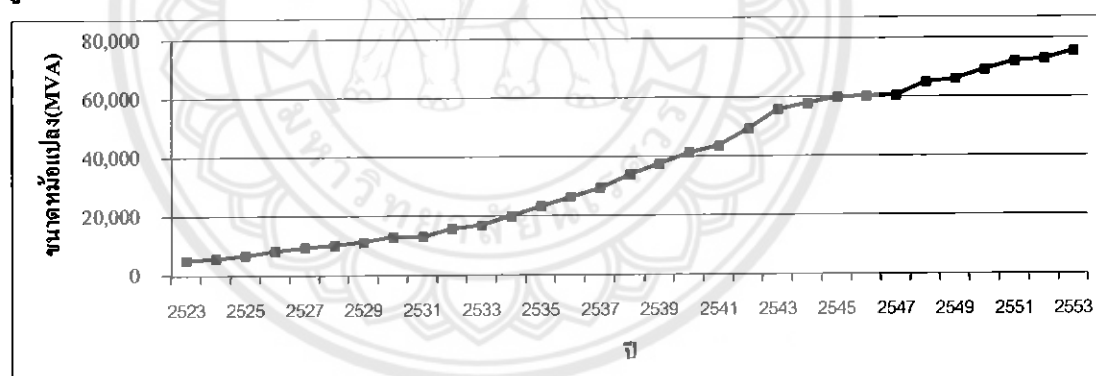
ในช่วงปี พ.ศ.2543 ถึงปี พ.ศ. 2544 บริษัทย่อยของ กฟผ. (โรงไฟฟ้าราชบุรี) ถูกขายหุ้นผ่านตลาดหลักทรัพย์ จึงส่งผลให้กำลังผลิตติดตั้งลดลง และในช่วงปี พ.ศ. 2550 มีการลดกำลังผลิตติดตั้งลงจาก 15,793.57 เมกะวัตต์ ถึงปี พ.ศ. 2552 ลดลงมาถึง 14,338.13 เมกะวัตต์ อาจมีสาเหตุมาจากการปลดกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าที่ใช้งานมานานแล้วและในขณะเดียวกันไม่มีการลงทุนในส่วนของการกำลังผลิตติดตั้งของ กฟผ. เนื่องจากเอกชนเข้ามามีส่วนร่วมในการผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้น

รูปที่ 4.2 ความยาวของสายส่งในแต่ละปี



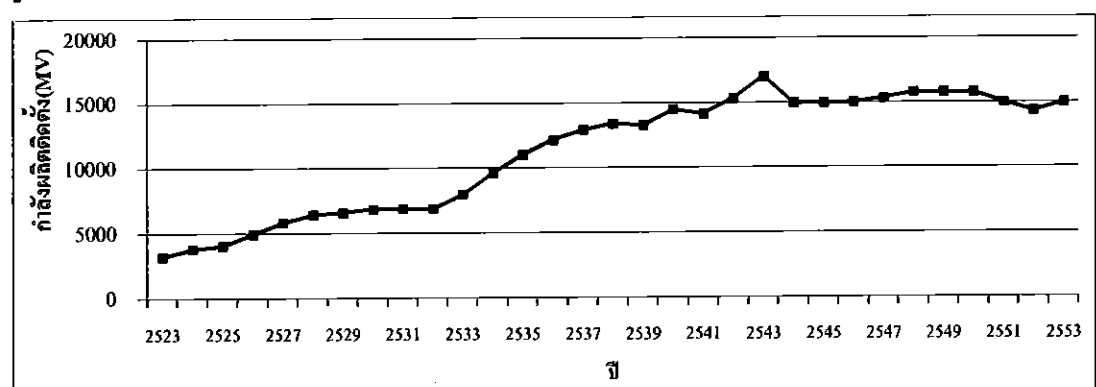
ที่มา: กฟผ., 2553

รูปที่ 4.3 ความสามารถในการจ่ายไฟฟ้าในแต่ละปี



ที่มา: กฟผ., 2553

รูปที่ 4.4 กำลังผลิตติดตั้งในแต่ละปี

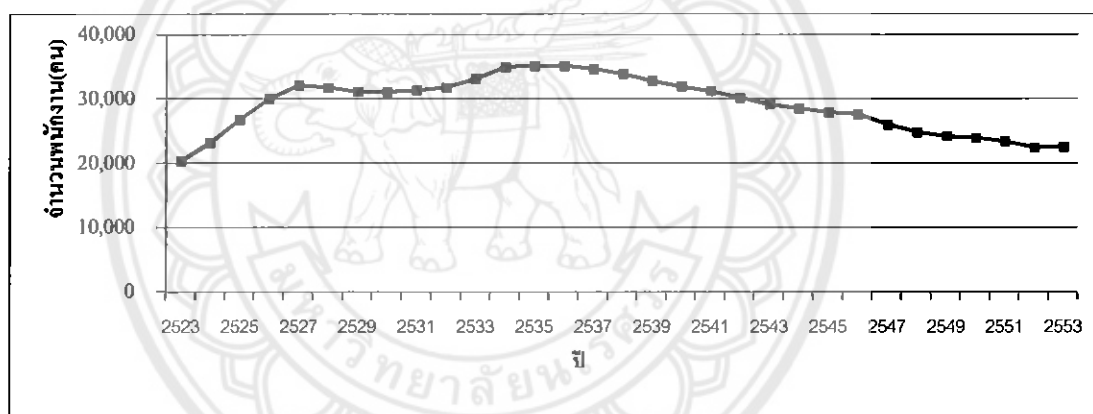


ที่มา: กฟผ., 2553

4.1.1.2 การเปลี่ยนแปลงประสิทธิภาพทางเทคนิคมีแนวโน้มลดลงภายหลัง ช่วงที่ 13 ซึ่งมีหลายปัจจัยที่มีส่วนต่อแนวโน้มนี้ได้แก่

ก. การเข้าร่วมผลิตไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPPs) และ ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPPs) ในช่วงปี พ.ศ. 2535 และการแปรรูปบางส่วนของ กฟผ. เป็นบริษัทย่อยในช่วงปี พ.ศ. 2538 ซึ่งส่งผลทำให้ กฟผ. มีการลดจำนวนพนักงานมืออาชีพให้มีปริมาณน้อยลง เนื่องจากการถ่ายโอนพนักงานบางส่วนของ กฟผ. ไปเป็นพนักงานของบริษัทย่อย โดยมีจำนวนพนักงานของ กฟผ. ลดลงจาก 33,937 คน ในปี พ.ศ. 2538 ถึง 22,591 คน ในปี พ.ศ. 2553 ดังแสดงในรูป 4.5 (กฟผ.,2553) การลดลงนี้ดูเหมือนว่าจะมีส่วนทำให้ประสิทธิภาพทางเทคนิคของ กฟผ. ลดลงอีกด้วย ดังนั้นจึงขัดแย้งกับข้อสันนิษฐานของผู้เสนอการปฏิรูปอุตสาหกรรมไฟฟ้าที่ว่า มีลูกจ้างมากเกินไป และนั่นมีส่วนที่ทำให้ประสิทธิภาพทางเทคนิคของอุตสาหกรรมไฟฟ้าเพิ่มขึ้น

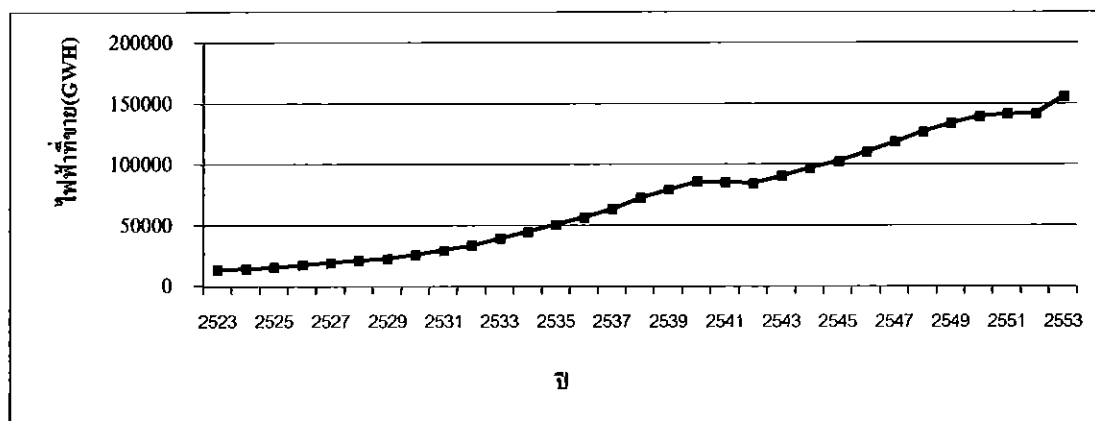
รูปที่ 4.5 แสดงถึงจำนวนพนักงานในแต่ละปี



ที่มา: กฟผ.,2553

ข. ปัจจัยอีกประการหนึ่งคือ วิกฤตการณ์ทางการเงินในเอเชีย เมื่อปี พ.ศ.2540 และ ปี พ.ศ. 2541 วิกฤตการณ์ครั้งนี้ส่งผลให้ความต้องการใช้ไฟฟ้าลดลงจาก 85,897 ล้านหน่วย ในปี พ.ศ. 2540 ถึง 85,598 ล้านหน่วย ในปี พ.ศ. 2541 ดังแสดงในรูป 4.6 (กฟผ.,2553) ที่น่าสนใจไปกว่านั้นคือ ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPPs) ยังคงเพิ่มจำนวนการผลิตในช่วงนี้ เนื่องจากการลงนามในข้อตกลงสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (PAAs) โดยรัฐบาลจะต้องรับซื้อไฟฟ้าที่ถูกผลิตโดยผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระตามระยะเวลาที่กำหนดในสัญญา ซึ่งยังส่งผลทำให้กำลังการผลิตไฟฟ้าสำหรับการสำรองไฟฟ้านั้นสูงเกินความต้องการของผู้ใช้ ส่งผลให้ประสิทธิภาพทางเทคนิค (Technical Efficiency) ลดลง

รูปที่ 4.6 แสดงถึงไฟฟ้าที่ขายได้ในแต่ละปี



ที่มา: กฟผ., 2553

ค. กรณีที่ไม่มีองค์กรกำกับดูแลอิสระโดยเฉพาะในช่วงระหว่างการเริ่มต้นโครงการผลิตไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้ารายอิสระ (IPPs) และผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPPs) ดูเหมือนว่าจะส่งผลทำให้ประสิทธิภาพทางเทคนิคของ กฟผ. ลดลงไปด้วย ทั้งนี้เป็นเพราะกฎระเบียบสำหรับสัญญาซื้อขายไฟฟ้ามุ่งเน้นปกป้องผลประโยชน์ของนักลงทุนแต่เพียงผู้เดียวภายใต้กฎระเบียบดังกล่าว นำเอาความจำเป็นที่จะต้องซื้อสารอุปโภคเป็นเงินขึ้นค่าจากการผลิตไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้ารายอิสระ (IPPs) และผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPPs) โดยไม่คำนึงถึงความต้องการของผู้ใช้ ซึ่งส่งผลกระทบต่อประสิทธิภาพทางเทคนิคของ กฟผ. โดยเฉพาะในช่วงหลังของวิกฤตการณ์เศรษฐกิจตามที่กล่าวไว้ข้างต้น

ง. การแปรรูปยังเป็นปัจจัยสำคัญที่ส่งผลทำให้ กฟผ. มีความมั่นคงในการลดจ้างพนักงาน ซึ่งส่งผลทำให้พนักงานขาดความตั้งใจและแรงจูงใจในการทำงาน นอกจากนี้พนักงานยังมีความกังวลอีกว่าถ้าเกิดการแปรรูปจาก กฟผ. เป็นเอกชนแล้ว อาจทำให้พนักงานสูญเสียสวัสดิการที่เคยได้รับจาก กฟผ. จึงทำให้สภาพแรงงานลุกขึ้นมาประท้วง ซึ่งยังทำให้พนักงานสูญเสียเวลาในการทำงานที่เกิดจากการประท้วงและทำให้พนักงานมีจำนวนผู้ปฏิบัติงานน้อยลง ด้วยเหตุดังกล่าวนี้จึงส่งผลกระทบต่อประสิทธิภาพการทำงานของพนักงาน กฟผ. ลดลงอีก

จากเหตุผลที่กล่าวอ้างมาข้างต้นอย่างใดอย่างหนึ่งสามารถยืนยันผลการดำเนินงานของการ กฟผ. เป็นส่วนสำคัญที่ส่งผลต่อการดำเนินงานของอุตสาหกรรมไฟฟ้าไทย ทั้งนี้เป็นการดำเนินการผลิตและการส่งผ่านของ กฟผ. มีส่วนร่วมมากกว่าสองในสามของกระบวนการจัดหาไฟฟ้าเพื่อที่จะปรับปรุงอุตสาหกรรมไฟฟ้าในไทยและอุตสาหกรรมไฟฟ้าในไทยยังได้รับประสิทธิภาพของ กฟผ. เป็นส่วนใหญ่

4.2 แนวทางการปรับปรุงผลิตภาพและประสิทธิภาพของ กฟผ.

จากปัจจัยหลักที่ส่งผลทำให้ผลิตภาพและประสิทธิภาพของ กฟผ. ลดลง อาจเกิดจากการแปรรูปรัฐวิสาหกิจบางส่วนของ กฟผ. ซึ่งการแปรรูปนั้นเป็นปัจจัยสำคัญที่ทำให้ความมั่นคงในการจ้างงานลดลง ซึ่งส่งผลกระทบต่อพนักงานของ กฟผ. โดยตรง ด้วยเหตุนี้จึงทำให้แรงจูงใจและความตั้งใจในการทำงานของพนักงาน กฟผ. ลดลง จึงส่งผลกระทบต่อประสิทธิภาพการทำงานของพนักงาน กฟผ. ลดลง นอกจากนี้พนักงานยังมีความกังวลอีกว่าถ้าเกิดการแปรรูป อาจทำให้พนักงานสูญเสียสวัสดิการที่เคยได้รับ จึงทำให้สภาพแรงงานลุกขึ้นมาประท้วง ซึ่งยังทำให้พนักงานสูญเสียเวลาในการทำงานที่เกิดจากการประท้วงและทำให้พนักงานมีจำนวนผู้ปฏิบัติงานน้อยลง ด้วยเหตุดังกล่าวนี้จึงส่งผลกระทบต่อประสิทธิภาพการทำงานของพนักงาน กฟผ. ลดลงอีก เนื่องจากการแปรรูปส่งผลกระทบต่อประสิทธิภาพการทำงานของ กฟผ. ดังนั้นแนวทางการปรับปรุงผลิตภาพและประสิทธิภาพของ กฟผ. คือ การปรับเปลี่ยนโครงสร้างให้เอื้อต่อการปรับปรุงความมีประสิทธิภาพของ กฟผ. เช่น การกำหนดให้ กฟผ. ต้องขอใบอนุญาตในการผลิตไฟฟ้าตามกระบวนการดำเนินการพลังงานที่ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนปฏิบัติ ซึ่งจะทำให้ กฟผ. มีการปรับปรุงประสิทธิภาพเพื่อสามารถแข่งขันกับผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนได้

บทที่ 5

สรุปผล

จากโครงการนี้ได้ทำการตรวจสอบผลิตภาพและประสิทธิภาพการทำงานของ กฟผ. ซึ่งในบทที่ 5 มีวัตถุประสงค์เพื่ออธิบายปัจจัยที่ทำให้เกิดการปฏิรูปกิจการไฟฟ้าและสรุปผลการวิเคราะห์ประสิทธิภาพการทำงานของ กฟผ. ซึ่งจะถูกอธิบายไว้ดังต่อไปนี้

5.1 ปัจจัยที่ทำให้เกิดการปฏิรูปกิจการไฟฟ้า

การปฏิรูปกิจการไฟฟ้าไทยได้เริ่มต้นในปี พ.ศ. 2535 ซึ่งเริ่มจากการปรับโครงสร้างโดยการเพิ่มบทบาทของภาคเอกชนในส่วนของการผลิตไฟฟ้า (Generation sector) ซึ่งอยู่ในรูปของผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระเอกชนรายใหญ่ (IPPs) และ ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระเอกชนรายเล็ก (SPPs) โดยสามารถสรุปปัจจัยที่มีผลต่อการปฏิรูปกิจการไฟฟ้าไทยดังนี้

5.1.1 ปัจจัยหลักที่มีส่วนผลักดันให้เกิดการปฏิรูปกิจการไฟฟ้าไทย ก็คือความกังวลเกี่ยวกับประสิทธิภาพการทำงานของกิจการไฟฟ้า ซึ่งความกังวลนี้เกิดมาจากการเสนอแนะจากหน่วยงานสากล เช่น ธนาคารโลก และ IMF โดยให้ความเห็นว่า กิจการไฟฟ้าเป็นกิจการที่มีลักษณะผูกขาดโดยธรรมชาติ (Natural Monopoly) ไม่มีการส่งเสริมให้เกิดการแข่งขัน ทำให้ขาดแรงจูงใจในการเพิ่มประสิทธิภาพ

5.1.2 ปัจจัยอีกประการที่มีส่วนผลักดันให้เกิดการปฏิรูปกิจการไฟฟ้าไทย ก็คือ เนื่องจากในช่วงปี พ.ศ. 2530-2535 เศรษฐกิจของประเทศไทยได้เจริญเติบโตอย่างรวดเร็ว อัตราการเจริญเติบโตทางเศรษฐกิจ (GDP) สูงถึง 9.5 เปอร์เซ็นต์ GDP ที่สูงขึ้นนี้เกิดมาจากการที่มีการไหลเข้าของเงินลงทุนในภาคอุตสาหกรรม ซึ่งจำเป็นที่จะต้องใช้ไฟฟ้าสูง ดังนั้นในช่วงระยะเวลาดังกล่าว จึงมีความต้องการใช้ไฟฟ้าที่สูงขึ้นอย่างรวดเร็ว ทำให้การไฟฟ้าฯ ไม่สามารถจัดหาพลังงานไฟฟ้าได้เพียงพอกับความต้องการ

5.1.3 การปฏิรูปโครงสร้างกิจการไฟฟ้า โดยการเพิ่มบทบาทของภาคเอกชนมีวัตถุประสงค์หลักๆ คือ

- เพื่อจัดหาพลังงานไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน เพื่อให้เพียงพอกับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่สูงขึ้นอย่างรวดเร็ว
- เพื่อลดภาระการลงทุนของภาครัฐและลดหนี้สินของรัฐวิสาหกิจทางไฟฟ้า
- เพื่อลดต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าให้ต่ำกว่าต้นทุนที่ผลิตไฟฟ้าจาก กฟผ. เท่านั้น

5.2 ประสิทธิภาพการทำงานของ กฟผ.

จากโครงการนี้ได้ทำการวิเคราะห์เกี่ยวกับประสิทธิภาพการทำงานของ กฟผ. ซึ่งการวิเคราะห์ผลการดำเนินงานของ กฟผ. สำหรับช่วงเวลาดังแต่ปี พ.ศ. 2523 ถึง พ.ศ. 2553 การวิเคราะห์พบว่า

5.2.1 ในระหว่างช่วงเวลาที่ 1 ถึงช่วงเวลาที่ 18 การเปลี่ยนแปลงทางด้านเทคนิค (Technical Change) มีการปรับปรุงและพัฒนาให้เพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง สาเหตุเกิดจากการปรับปรุงและพัฒนาเทคโนโลยีในการผลิตโดยการเพิ่มสายส่ง, เพิ่มความสามารถในการจ่ายไฟฟ้าของหม้อแปลง และการเพิ่มกำลังผลิตติดตั้ง แต่ในช่วงเวลาที่ 19 ถึงช่วงเวลาที่ 22 มีการลดลงของการเปลี่ยนแปลงทางด้านเทคนิค (Technical Change) นั้นเกิดจากการลดลงของสายส่งเนื่องจากเกิดวิกฤตการณ์ทางการเงินในประเทศในช่วงปี พ.ศ. 2550 ถึงปี พ.ศ. 2551 และการลดลงของกำลังผลิตติดตั้งในช่วงปี พ.ศ. 2543 ถึงปี พ.ศ. 2544 อันเนื่องมาจากบริษัทย่อยของ กฟผ. (โรงไฟฟ้าราชบุรี) ถูกขายหุ้นผ่านตลาดหลักทรัพย์ จึงส่งผลให้กำลังผลิตติดตั้งลดลง และในช่วงปี พ.ศ. 2550 ถึงปี พ.ศ. 2552 มีการลดกำลังผลิตติดตั้งอีกครั้ง มีสาเหตุมาจากการปลดกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าที่ใช้งานมานานแล้วและในขณะเดียวกันไม่มีการลงทุนในส่วนของการกำลังผลิตติดตั้งของ กฟผ. เนื่องจากเอกชนเข้ามามีส่วนร่วมในการผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้น ซึ่งจะเห็นได้ว่าผลิตภาพโดยรวม (Total Factor productivity, TFP) มีแนวโน้มที่ใกล้เคียงและเป็นแนวเดียวกันกับการเปลี่ยนแปลงทางเทคนิค ดังนั้นจึงสรุปได้ว่าสาเหตุหลักที่ทำให้เกิดการพัฒนาผลิตภาพโดยรวม (TFP) ส่วนใหญ่เกิดจากการปรับปรุงและพัฒนาเทคโนโลยีในการผลิต นอกจากนี้จะเห็นว่าการเปลี่ยนแปลงประสิทธิภาพทางเทคนิคไม่ช่วยให้เกิดการปรับปรุงและพัฒนาผลิตภาพโดยรวม (TFP) ในทางตรงกันข้ามแนวโน้มที่ลดลงของประสิทธิภาพทางเทคนิค (Technical Efficiency) ได้รับอิทธิพลมาจากปัจจัย ดังต่อไปนี้

5.2.1.1 การเข้าร่วมผลิตไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPPs) และ ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPPs) ในช่วงปี พ.ศ. 2535 และการแปรรูปบางส่วนของ กฟผ. เป็นบริษัทย่อยในช่วงปี พ.ศ. 2538 ซึ่งส่งผลทำให้ กฟผ. มีการลดจำนวนพนักงานมีอาชีพให้มีปริมาณน้อยลง เนื่องจากมีการถ่ายโอนพนักงานบางส่วนของ กฟผ. ไปเป็นพนักงานของบริษัทย่อย การลดลงนี้ดูเหมือนว่าจะมีส่วนทำให้ประสิทธิภาพทางเทคนิคของ กฟผ. ลดลงอีกด้วย ดังนั้นจึงขัดแย้งกับข้อสันนิษฐานของผู้เสนอการปฏิรูปอุตสาหกรรมไฟฟ้าที่ว่า การที่ กฟผ. มีพนักงานมากเกินไปจะส่งผลให้ประสิทธิภาพ กฟผ. ลดลง

5.2.1.2 ปัจจัยอีกประการหนึ่งคือ วิกฤตการณ์ทางการเงินในเอเชีย เมื่อปี พ.ศ.2540 และ ปี พ.ศ. 2541 วิกฤตการณ์ครั้งนี้ส่งผลให้ความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงดังกล่าวลดลง ที่น่าสนใจไปกว่านั้นคือ ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPPs) ยังคงเพิ่มจำนวนการผลิตในช่วงนี้ เนื่องจากการลงนามในข้อตกลง สัญญาซื้อขายไฟฟ้า (PAAs) โดยรัฐบาลจะต้องรับซื้อไฟฟ้าที่ถูกรผลิตโดยผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระตาม ระยะเวลาที่กำหนดในสัญญา ซึ่งยังส่งผลทำให้กำลังการผลิตไฟฟ้าสำหรับการสำรองไฟฟ้านั้นสูงเกินความต้องการของผู้ใช้ ส่งผลให้ประสิทธิภาพทางเทคนิค (Technical Efficiency) ลดลง

5.2.1.3 กรณีที่ไม่มีองค์กรกำกับดูแลอิสระ โดยเฉพาะในช่วงระหว่างการเริ่มต้นโครงการผลิต ไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้ารายอิสระ (IPPs) และผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPPs) ดูเหมือนว่าจะส่งผลทำให้ ประสิทธิภาพทางเทคนิคของ กฟผ. ลดลงไปด้วย ทั้งนี้เป็นเพราะกฎระเบียบสำหรับสัญญาซื้อขาย ไฟฟ้ามุ่งเน้นปกป้องผลประโยชน์ของนักลงทุนแต่เพียงผู้เดียวภายใต้กฎระเบียบดังกล่าว นำเอา ความจำเป็นที่จะต้องซื้อสาธารณูปโภคเป็นเงินขั้นต่ำจากการผลิตไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้ารายอิสระ (IPPs) และผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPPs) โดยไม่คำนึงถึงความต้องการของผู้ใช้ ซึ่งส่งผลกระทบต่อ ประสิทธิภาพทางเทคนิคของ กฟผ. โดยเฉพาะในช่วงหลังของวิกฤตการณ์เศรษฐกิจตามที่กล่าวไว้ ข้างต้น

5.2.1.4 การแปรรูปยังเป็นปัจจัยสำคัญที่ส่งผลทำให้ กฟผ. มีความมั่นคงในการลดจ้าง พนักงาน ซึ่งส่งผลทำให้พนักงานขาดความตั้งใจและแรงจูงใจในการทำงาน นอกจากนี้พนักงานยัง มีความกังวลอีกว่าถ้าเกิดการแปรรูป อาจทำให้พนักงานสูญเสียสวัสดิการที่เคยได้รับ จึงทำให้ สหภาพแรงงานลุกขึ้นมาประท้วง ซึ่งยังทำให้พนักงานสูญเสียเวลาในการทำงานที่เกิดจากการ ประท้วงและทำให้พนักงานมีจำนวนผู้ปฏิบัติงานน้อยลง ด้วยเหตุดังกล่าวนี้อาจส่งผลต่อ ประสิทธิภาพการทำงานของพนักงาน กฟผ. ลดลงอีก

5.3 ข้อเท็จจริงในเรื่องของควมมีประสิทธิภาพต่ำของกิจการไฟฟ้าดังที่กล่าวอ้างนั้น เป็นผลมาจากประสิทธิภาพของ กฟผ. หรือไม่

จากการเข้าร่วมผลิตไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPPs) และ ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPPs) ในช่วงปี พ.ศ. 2535 และการแปรรูปบางส่วนของ กฟผ. เป็นบริษัทย่อยในช่วงปี พ.ศ. 2538 ซึ่งส่งผลทำให้ กฟผ. มีการลดจำนวนพนักงานมีอาชีพให้มีปริมาณน้อยลง เนื่องจากมีการถ่ายโอนพนักงานบางส่วนของ กฟผ. ไปเป็นพนักงานของบริษัทย่อย การลดลงนี้ดูเหมือนว่าจะมีส่วนทำให้ประสิทธิภาพทางเทคนิคของ กฟผ. ลดลง และการแปรรูปยังเป็นปัจจัยสำคัญที่ส่งผลทำให้ กฟผ. มีความมั่นคงในการลดจ้างพนักงาน ซึ่งส่งผลทำให้พนักงานขาดความตั้งใจและแรงจูงใจในการทำงาน นอกจากนี้พนักงานยังมีความกังวลอีกว่าถ้าเกิดการแปรรูปจาก กฟผ. เป็นเอกชนแล้ว อาจทำให้พนักงานสูญเสียสวัสดิการที่เคยได้รับจาก กฟผ. จึงทำให้สภาพแรงงานถูกขี้นมาประท้วง ซึ่งยังทำให้พนักงานสูญเสียเวลาในการทำงาน จึงได้ส่งผลกระทบต่อประสิทธิภาพการทำงาน of พนักงาน กฟผ. อีกด้วย ดังนั้นจึงสรุปได้ว่าควมมีประสิทธิภาพต่ำของกิจการไฟฟ้าดังที่กล่าวอ้างนั้นเป็นผลมาจากประสิทธิภาพของ กฟผ. นั้นเป็นจริง

5.4 ผลกระทบของการปฏิรูปที่มีต่อประสิทธิภาพของ กฟผ.

จากเหตุการณ์การปฏิรูปกิจการไฟฟ้าไทย คือ การเข้าร่วมผลิตไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPPs) และ ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPPs) และการแปรรูปบางส่วนของ กฟผ. เป็นบริษัทเอกชนได้ส่งผลกระทบต่อประสิทธิภาพของ กฟผ. ดังต่อไปนี้

5.4.1 ผลกระทบต่อการลดจ้างงานของ กฟผ. ซึ่งส่งผลทำให้พนักงานขาดความตั้งใจและแรงจูงใจในการทำงาน นอกจากนี้พนักงานยังมีความกังวลอีกว่าถ้าเกิดการแปรรูปแล้ว อาจทำให้พนักงานสูญเสียสวัสดิการที่เคยได้รับจาก กฟผ. จึงทำให้สภาพแรงงานถูกขี้นมาประท้วง ซึ่งยังทำให้พนักงานสูญเสียเวลาในการทำงานที่เกิดจากการประท้วงและทำให้พนักงานมีจำนวนผู้ปฏิบัติงานน้อยลง ด้วยเหตุดังกล่าวนี้จึงส่งผลกระทบต่อประสิทธิภาพการทำงาน of พนักงาน กฟผ. ลดลง

5.4.2 ผลกระทบต่อสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (Power Purchase Agreements, PAAs) โดยรัฐบาลจะต้องรับซื้อไฟฟ้าที่ถูกผลิตโดยผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระตามระยะเวลาที่กำหนดในสัญญา ซึ่งยังส่งผลทำให้กำลังการผลิตไฟฟ้าสำหรับการสำรองไฟฟ้านั้นสูงเกินความต้องการของผู้ใช้ โดยเฉพาะในช่วงการเกิดวิกฤตการณ์ทางการเงิน ส่งผลทำให้ประสิทธิภาพทางเทคนิค (Technical Efficiency) ของ กฟผ. ลดลง

5.5 แนวทางการปรับปรุงผลิตภาพและประสิทธิภาพของ กฟผ.

จากปัจจัยหลักที่ส่งผลทำให้ผลิตภาพและประสิทธิภาพของ กฟผ. ลดลง อาจเกิดจากการแปรรูปรัฐวิสาหกิจบางส่วนของ กฟผ. ซึ่งการแปรรูปนั้นเป็นปัจจัยสำคัญที่ทำให้ความมั่นคงในการจ้างงานลดลง ซึ่งส่งผลต่อพนักงานของ กฟผ. โดยตรง ด้วยเหตุนี้จึงทำให้แรงจูงใจและความตั้งใจในการทำงานของพนักงาน กฟผ. ลดลง จึงส่งผลต่อประสิทธิภาพการทำงานของพนักงาน กฟผ. ลดลง นอกจากนี้พนักงานยังมีความกังวลอีกว่าถ้าเกิดการแปรรูป อาจทำให้พนักงานสูญเสียสวัสดิการที่เคยได้รับ จึงทำให้สภาพแรงงานลุกขึ้นมาประท้วง ซึ่งยังทำให้พนักงานสูญเสียเวลาในการทำงานที่เกิดจากการประท้วงและทำให้พนักงานมีจำนวนผู้ปฏิบัติงานน้อยลง ด้วยเหตุดังกล่าวนี้จึงส่งผลต่อประสิทธิภาพการทำงานของพนักงาน กฟผ. ลดลงอีก เนื่องจากการแปรรูปส่งผลลบต่อประสิทธิภาพการทำงานของ กฟผ. ดังนั้นแนวทางการปรับปรุงผลิตภาพและประสิทธิภาพของ กฟผ. คือการปรับเปลี่ยนโครงสร้างให้เอื้อต่อการปรับปรุงความมีประสิทธิภาพของ กฟผ. เช่น การกำหนดให้ กฟผ. ต้องขอใบอนุญาตในการผลิตไฟฟ้าตามกระบวนการด้านกิจการพลังงานที่ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนปฏิบัติ ซึ่งจะทำให้ กฟผ. มีการปรับปรุงประสิทธิภาพเพื่อให้สามารถแข่งขันกับผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนได้

เอกสารอ้างอิง

- กฟผ. (2553). รายงานประจำปี พ.ศ. 2523-พ.ศ. 2553. การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. นนทบุรี. สืบค้นเมื่อ 20 ตุลาคม พ.ศ. 2554. จาก <http://www.egat.co.th>.
- กฟผ. (2555). ประวัติกิจการไฟฟ้าไทย. การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. นนทบุรี. สืบค้นเมื่อ 10 ธันวาคม พ.ศ. 2554. จาก <http://www.egat.co.th>.
- กฟผ. (2555). ประวัติการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. นนทบุรี. สืบค้นเมื่อ 10 ธันวาคม พ.ศ. 2554. จาก <http://www.egat.co.th>.
- ดร.ปิยสวัสดิ์ อัมระนันทน์. (21 เมษายน 2541). การแปรรูปการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. สืบค้นเมื่อ 10 มีนาคม พ.ศ. 2555. จาก <http://www.eppo.go.th>.
- Adslthailand. (2548). การแปรรูปการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. สืบค้นเมื่อ 10 มีนาคม พ.ศ. 2555. จาก <http://www.Adslthailand.com>.
- สนพ. (2543). การปรับโครงสร้างกิจการไฟฟ้า. สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ. สืบค้นเมื่อ 11 มีนาคม พ.ศ. 2555. จาก <http://www.eppo.go.th>.
- กกพ. (2554). ประวัติความเป็นมาและหน้าที่ของคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (Energy Regulatory Commission). สืบค้นเมื่อ 15 มีนาคม พ.ศ. 2555. จาก <http://www.erc.or.th>.
- ผศ.ดร.ศุภวิจน์ รุ่งสุริยะวิบูลย์. การวัดประสิทธิภาพและผลิตภาพด้วยแบบจำลอง DEA. สืบค้นเมื่อ 20 มีนาคม พ.ศ. 2555. จาก <http://www.oae.go.th>.
- อัครพงศ์ อ้นทอง. (มกราคม 2547). คู่มือการใช้โปรแกรม DEAP 2.1 สำหรับการวิเคราะห์ประสิทธิภาพด้วยวิธีการ Data Envelopment Analysis. สืบค้นเมื่อ 20 มีนาคม พ.ศ. 2555. จาก <http://www.nidambdl.com>.



ตารางที่ ก-1 ความยาวของสายส่งของ กฟผ. ในปี พ.ศ. 2523 - พ.ศ. 2553

ปี	ความยาวสายส่ง (KM)
2523	9,928.28
2524	10,992.88
2525	11,379.73
2526	12,495.79
2527	13,714
2528	14,455
2529	14,973.92
2530	16,550.82
2531	16,559.91
2532	16,553
2533	17,827
2534	18,216.44
2535	19,740.29
2536	20,696
2537	21,318
2538	22,105
2539	22,924
2540	23,348
2541	23,797
2542	25,000
2543	26,349.53
2544	27,039.50
2545	27,907.57
2546	28,297.68
2547	28,317.70
2548	29,259.08
2549	30,091.87
2550	30,579.87
2551	30,218.82
2552	30,455.22
2553	30,639.75

ที่มา: กฟผ. (2553), รายงานประจำปีของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ในช่วงปี
พ.ศ. 2523-พ.ศ. 2553 การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, นนทบุรี

ตารางที่ ก-2 กำลังผลิตติดตั้ง กฟผ. ในปี พ.ศ. 2523 - พ.ศ. 2553

ปี	กำลังติดตั้ง(MW)
2523	3241.3
2524	3839.3
2525	4069.72
2526	4976.024
2527	5855.224
2528	6459.724
2529	6644.199
2530	6886.645
2531	6896.845
2532	6915.245
2533	7986.508
2534	9626.508
2535	11044.508
2536	12179.575
2537	12956.148
2538	13,427.15
2539	13,579.90
2540	14,506.30
2541	14,179.90
2542	15,358.30
2543	17,039.60
2544	15,000.40
2545	15,000.40
2546	15,035.00
2547	15,351.02
2548	15,794.57
2549	15,794.57
2550	15,793.57
2551	15,020.96
2552	14,338.13
2553	14,998.13

ที่มา: กฟผ. (2553), รายงานประจำปีของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ในช่วงปี
พ.ศ. 2523-พ.ศ. 2553 การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, นนทบุรี

ตารางที่ ก-3 ความสามารถในการจ่ายไฟฟ้าของหม้อแปลงของ กฟผ. ในปี พ.ศ. 2523 - พ.ศ. 2553

ปี	ขนาดหม้อแปลง (MVA)
2523	5,212.59
2524	5,772.69
2525	6,856.28
2526	8,307.83
2527	9,364.97
2528	10,201.60
2529	11,247.29
2530	12,944.14
2531	13,070.49
2532	15,749.99
2533	16,915.31
2534	19,904.25
2535	23,278.66
2536	26,383.95
2537	29,381.36
2538	33,990.42
2539	37,572.48
2540	41,296.98
2541	43,673.98
2542	49,355.65
2543	55,903.32
2544	57,985.82
2545	60,018.00
2546	60,327.98
2547	60,577.98
2548	65,051.84
2549	66,125.84
2550	69,230.68
2551	72,075.19
2552	72,787.69
2553	75,505.19

ที่มา: กฟผ. (2553), รายงานประจำปีของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ในช่วงปี
พ.ศ. 2523-พ.ศ. 2553 การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, นนทบุรี

ตารางที่ ก-4 จำนวนพนักงานของ กฟผ. ในปี พ.ศ. 2523 - พ.ศ. 2553

ปี	จำนวนพนักงาน (คน)
2523	20,316
2524	23,233
2525	26,769
2526	30,077
2527	32,157
2528	31,801
2529	31,157
2530	31,110
2531	31,355
2532	31,797
2533	33,153
2534	34,990
2535	35,200
2536	35,200
2537	34,710
2538	33,937
2539	32,867
2540	31,959
2541	31,276
2542	30,202
2543	29,175
2544	28,543
2545	27,950
2546	27,620
2547	26,029
2548	24,831
2549	24,209
2550	23,937
2551	23,438
2552	22,457
2553	22,591

ที่มา: กฟผ. (2553), รายงานประจำปีของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ในช่วงปี
พ.ศ. 2523-พ.ศ. 2553 การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, นนทบุรี

ตารางที่ ก-5 การใช้เชื้อเพลิงของ กฟผ. ในปี พ.ศ. 2523 - พ.ศ. 2553

ปี	ก๊าซธรรมชาติ (ล้านลูกบาศก์ ฟุต)	น้ำมันเตา (ล้านลิตร)	ลิกไนต์ (ล้านตัน)	น้ำมันดีเซล (ล้านลิตร)	ก๊าซ ธรรมชาติ (TJ)	น้ำมันเตา (TJ)	ลิกไนต์ (TJ)	น้ำมัน ดีเซล (TJ)	รวมเชื้อเพลิง (TJ)
2523	0	2,830	1.24	175	0.00	112549.10	22840.80	6373.50	141763.40
2524	1,171	2,676	1.57	105	1217.84	106424.52	28919.40	3824.10	140385.86
2525	44,281	1,600	1.55	25	46052.24	63632.00	28551.00	910.50	139145.74
2526	50,524	1,743	1.63	27	52544.96	69319.11	30024.60	983.34	152872.01
2527	69,672.27	1,720.32	1.8	21.36	72459.16	68417.13	33156.00	777.93	174810.22
2528	93,473.77	1,099.97	3.85	12.16	97212.72	43745.81	70917.00	442.87	212318.39
2529	94,277.94	858.31	4.52	9.61	98049.06	34134.99	83258.40	350.00	215792.44
2530	130,358.23	654.57	5.82	4.34	135572.56	26032.25	107204.40	158.06	268967.27
2531	168,652.63	754.72	5.8	3.55	175398.74	30015.21	106836.00	129.29	312379.24
2532	178,114.38	1,043.91	6.4	12.52	185238.96	41516.30	117888.00	455.98	345099.23
2533	170,913.68	2,318.17	8.89	122.07	177750.23	92193.62	163753.80	4445.79	438143.44
2534	214,126.04	2,927.84	11.58	102.29	222691.08	116440.20	213303.60	3725.40	556160.28
2535	223,522.10	3,771.86	12.55	51.64	232462.98	150006.87	231171.00	1880.73	615521.59
2536	261,524.85	3,955.17	11.83	170.62	271985.84	157297.11	217908.60	6213.98	653405.54
2537	284,587	4,711	12.29	495	295970.48	187356.47	226381.80	18027.90	727736.65
2538	246,431	5,169	12.79	671	256288.24	205571.13	235591.80	24437.82	721888.99
2539	239,084	5,432	15.66	1,070	248647.36	216030.64	288457.20	38969.40	792104.60
2540	270,670	4,632	19	1,009	281496.80	184214.64	349980.00	36747.78	852439.22
2541	298,562.97	4,476.46	16.03	348.97	310505.49	178028.81	295272.60	12709.49	796516.39
2542	306,130.96	3,830.69	13.82	214.24	318376.20	152346.54	254564.40	7802.62	733089.76
2543	327,652.41	2,727.30	13.97	46.78	340758.51	108464.72	257327.40	1703.73	708254.36
2544	345,314.67	781.56	15.24	45.99	359127.26	31082.64	280720.80	1674.96	672605.65
2545	344,184	514	15	71	357951.36	20441.78	276300.00	2585.82	657278.96
2546	304,769	529	16	17	316959.76	21038.33	294720.00	619.14	633337.23
2547	285,645	1,255.40	16	61.51	297070.80	49927.26	294720.00	2240.19	643958.25
2548	305,156.01	1,836.74	16.57	49.81	317362.25	73047.15	305219.40	1814.08	697442.88
2549	312,158.57	1,883.14	15.82	21.48	324644.91	74892.48	291404.40	782.30	691724.09
2550	342,335.32	785.98	16.06	8.69	356028.73	31258.42	295825.20	316.49	683428.85
2551	339,785.80	247.44	16.41	7.26	353377.23	9840.69	302272.20	264.41	665754.53
2552	369,158.46	111.64	15.82	13.05	383924.80	4439.92	291404.40	475.28	680244.40
2553	428,018.16	140.08	16.4	12.43	445138.89	5570.98	302088.00	452.70	753250.57

ที่มา: กฟผ. (2553), รายงานประจำปีของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ในช่วงปี
พ.ศ. 2523-พ.ศ. 2553 การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, นนทบุรี

ตารางที่ ก-6 จำนวนไฟฟ้าที่ผลิตได้ของ กฟผ. ในปี พ.ศ. 2523 - พ.ศ. 2553

ปี	ไฟฟ้าที่ผลิตได้ (GWH)
2523	14000.08
2524	15164.93
2525	16180.07
2526	18353.15
2527	20371.67
2528	22601.39
2529	24015.38
2530	27739.25
2531	31486.89
2532	35948.78
2533	42472.64
2534	48573.20
2535	55495.73
2536	61610.69
2537	68806.00
2538	71167.00
2539	74460.00
2540	76297.00
2541	73924.08
2542	68444.19
2543	68162.44
2544	61755.89
2545	61262.90
2546	59005.31
2547	59200.68
2548	64889.65
2549	67828.68
2550	65727.12
2551	63930.68
2552	63857.87
2553	71205.47

ที่มา: กฟผ. (2553), รายงานประจำปีของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ในช่วงปี
พ.ศ. 2523-พ.ศ. 2553 การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, นนทบุรี

ตารางที่ ก-7 จำนวนไฟฟ้าที่ขายได้ของ กฟผ. ในปี พ.ศ. 2523 - พ.ศ. 2553

ปี	ไฟฟ้าที่ขาย (GWH)
2523	13,657.14
2524	14,545.48
2525	15,383.10
2526	17,544.00
2527	19,357.00
2528	21,240.00
2529	22,593.00
2530	25,828.20
2531	29,493.52
2532	33,611.00
2533	39,369.00
2534	44,773.00
2535	50,771.00
2536	56,558.00
2537	63,643
2538	72,780
2539	79,451
2540	85,897
2541	85,598.00
2542	84,512.00
2543	90,725.00
2544	97,412.00
2545	102,485.69
2546	110,675.63
2547	118,662.53
2548	127,027.00
2549	134,084.00
2550	139,558.44
2551	141,557.89
2552	141,656.34
2553	156,125.91

ที่มา: กฟผ. (2553), รายงานประจำปีของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ในช่วงปี
พ.ศ. 2523-พ.ศ. 2553 การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, นนทบุรี



ภาคผนวก ข
ผลลัพธ์จากการวิเคราะห์ด้วยโปรแกรม DEAP 2.1

Results from DEAP Version 2.1

Instruction file = eee-ins.txt

Data file = eee-dta.txt

Input orientated Malmquist DEA

DISTANCES SUMMARY

year = 1

firm crs te rel to tech in yr vrs
no. ***** te

		t-1	t	t+1	
1	0.000	1.000	1.058	1.000	
2	0.000	1.000	1.000	1.000	
3	0.000	1.000	1.000	1.000	
4	0.000	1.000	1.000	1.000	
5	0.000	0.987	0.987	1.000	
6	0.000	0.956	0.956	0.963	
7	0.000	0.993	0.993	0.995	
8	0.000	0.957	0.957	0.962	
9	0.000	1.000	0.988	1.000	
10	0.000	1.000	1.000	1.000	
mean	0.000	0.989	0.994	0.992	

year = 2

firm crs te rel to tech in yr vrs
no. ***** te

		t-1	t	t+1	
1	1.000	1.000	1.094	1.000	
2	1.000	1.000	1.000	1.000	

3	1.000	1.000	1.000	1.000
4	0.987	0.987	0.987	1.000
5	0.956	0.956	0.956	0.960
6	0.993	0.993	0.993	0.995
7	0.957	0.957	0.957	0.962
8	1.000	0.988	0.993	0.993
9	1.000	1.000	1.000	1.000
10	1.133	1.000	1.000	1.000

mean 1.003 0.988 0.998 0.991

year = 3

firm crs te rel to tech in yr yrs
no. ***** te

t-1 t t+1

1	1.000	1.000	1.036	1.000
2	1.000	1.000	1.000	1.000
3	0.987	0.987	0.987	1.000
4	0.956	0.956	0.961	0.960
5	0.993	0.993	0.993	0.995
6	0.957	0.957	0.957	0.962
7	0.988	0.993	0.994	0.994
8	1.000	1.000	1.000	1.000
9	1.000	1.000	1.000	1.000
10	1.119	1.000	1.000	1.000

mean 1.000 0.989 0.993 0.991

year = 4

firm crs te rel to tech in yr vrs
no. ***** te

t-1 t t+1

1	1.000	1.000	1.045	1.000
2	0.987	0.987	1.000	1.000
3	0.956	0.961	0.974	0.963
4	0.993	0.993	1.000	0.995
5	0.957	0.957	0.961	0.996
6	0.993	0.994	1.000	1.000
7	1.000	1.000	1.000	1.000
8	1.000	1.000	1.000	1.000
9	1.000	1.000	1.000	1.000
10	1.136	1.000	1.000	1.000
mean	1.002	0.989	0.998	0.995

year = 5

firm crs te rel to tech in yr vrs
no. ***** te

t-1 t t+1

1	0.987	1.000	1.058	1.000
2	0.961	0.974	0.994	1.000
3	0.993	1.000	1.000	1.000
4	0.957	0.961	0.964	1.000
5	0.994	1.000	1.000	1.000
6	1.000	1.000	1.000	1.000
7	1.000	1.000	1.000	1.000
8	1.000	1.000	1.000	1.000
9	1.000	1.000	0.991	1.000

10 1.114 1.000 0.989 1.000

mean 1.001 0.993 1.000 1.000

year = 6

firm	crs	te	rel to tech in yr	vrs
no.	*****			
	t-1	t	t+1	te

1 0.974 0.994 0.994 1.000

2 1.000 1.000 1.000 1.000

3 0.961 0.964 0.964 1.000

4 1.000 1.000 1.000 1.000

5 1.000 1.000 1.000 1.000

6 1.000 1.000 1.000 1.000

7 1.000 1.000 1.000 1.000

8 1.000 0.991 0.991 0.991

9 1.000 0.989 0.989 0.990

10 1.141 1.000 1.000 1.000

mean 1.008 0.994 0.994 0.998

year = 7

firm	crs	te	rel to tech in yr	vrs
no.	*****			
	t-1	t	t+1	te

1 1.000 1.000 1.072 1.000

2 0.964 0.964 0.990 1.000

3 1.000 1.000 1.000 1.000

4	1.000	1.000	1.000	1.000
5	1.000	1.000	1.000	1.000
6	1.000	1.000	1.000	1.000
7	0.991	0.991	0.991	0.991
8	0.989	0.989	0.989	0.990
9	1.000	1.000	1.000	1.000
10	1.170	1.000	1.000	1.000

mean 1.011 0.994 1.004 0.998

year = 8

firm	crs	te	rel to tech in yr	vrs
no.	*****			
	t-1	t	t+1	te

1	0.964	0.990	0.990	1.000
2	1.000	1.000	1.000	1.000
3	1.000	1.000	1.000	1.000
4	1.000	1.000	1.000	1.000
5	1.000	1.000	1.000	1.000
6	0.991	0.991	0.991	0.991
7	0.989	0.989	0.989	0.990
8	1.000	1.000	1.000	1.000
9	1.000	1.000	1.000	1.000
10	1.127	1.000	1.000	1.000

mean 1.007 0.997 0.997 0.998

year = 9

firm	crs	te	rel to tech in yr	vrs
------	-----	----	-------------------	-----

no. ***** te

t-1 t t+1

1	1.000	1.000	1.010	1.000
2	1.000	1.000	1.000	1.000
3	1.000	1.000	1.000	1.000
4	1.000	1.000	1.000	1.000
5	0.991	0.991	0.991	0.991
6	0.989	0.989	0.989	0.990
7	1.000	1.000	1.000	1.000
8	1.000	1.000	1.000	1.000
9	1.000	1.000	1.000	1.000
10	1.112	1.000	1.000	1.000

mean 1.009 0.998 0.999 0.998

year = 10

firm crs te rel to tech in yr vrs

no. ***** te

t-1 t t+1

1	1.000	1.000	1.060	1.000
2	1.000	1.000	1.000	1.000
3	1.000	1.000	1.000	1.000
4	0.991	0.991	0.991	0.991
5	0.989	0.989	0.990	0.990
6	1.000	1.000	1.000	1.000
7	1.000	1.000	1.000	1.000
8	1.000	1.000	1.000	1.000
9	1.000	1.000	1.000	1.000
10	1.066	1.000	1.000	1.000

mean 1.005 0.998 1.004 0.998

year = 11

firm crs te rel to tech in yr vrs
no. ***** te
t-1 t t+1

1	1.000	1.000	1.059	1.000
2	1.000	1.000	1.000	1.000
3	0.991	0.991	0.996	0.991
4	0.989	0.990	0.997	0.990
5	1.000	1.000	1.000	1.000
6	1.000	1.000	1.000	1.000
7	1.000	1.000	1.000	1.000
8	1.000	1.000	1.000	1.000
9	1.000	1.000	1.000	1.000
10	1.073	1.000	0.984	1.000
mean	1.005	0.998	1.004	0.998

year = 12

firm crs te rel to tech in yr vrs
no. ***** te
t-1 t t+1

1	1.000	1.000	1.031	1.000
2	0.991	0.996	1.000	0.996
3	0.990	0.997	0.997	1.000
4	1.000	1.000	1.000	1.000

5	1.000	1.000	1.000	1.000
6	1.000	1.000	1.000	1.000
7	1.000	1.000	1.000	1.000
8	1.000	1.000	1.000	1.000
9	1.000	0.984	0.982	1.000
10	1.111	1.000	1.000	1.000

mean 1.009 0.998 1.001 1.000

year = 13

firm	crs te rel to tech in yr			vrs
no.	*****			te
	t-1	t	t+1	
1	0.996	1.000	1.018	1.000
2	0.997	0.997	0.997	1.000
3	1.000	1.000	1.000	1.000
4	1.000	1.000	1.000	1.000
5	1.000	1.000	1.000	1.000
6	1.000	1.000	1.000	1.000
7	1.000	1.000	1.000	1.000
8	0.984	0.982	0.981	1.000
9	1.000	1.000	1.000	1.000
10	1.184	1.000	0.985	1.000

mean 1.016 0.998 0.998 1.000

year = 14

firm	crs te rel to tech in yr			vrs
no.	*****			te

t-1 t t+1

1	0.997	0.997	0.997	1.000
2	1.000	1.000	1.000	1.000
3	1.000	1.000	1.000	1.000
4	1.000	1.000	1.000	1.000
5	1.000	1.000	1.000	1.000
6	1.000	1.000	1.000	1.000
7	0.982	0.981	0.981	1.000
8	1.000	1.000	1.000	1.000
9	1.000	0.985	0.977	1.000
10	1.077	1.000	0.996	1.000

mean 1.006 0.996 0.995 1.000

year = 15

firm crs te rel to tech in yr vrs

no. ***** le

t-1 t t+1

1	1.000	1.000	1.118	1.000
2	1.000	1.000	1.000	1.000
3	1.000	1.000	1.000	1.000
4	1.000	1.000	1.000	1.000
5	1.000	1.000	1.000	1.000
6	0.981	0.981	0.981	1.000
7	1.000	1.000	1.000	1.000
8	0.985	0.977	0.970	1.000
9	1.000	0.996	0.990	1.000
10	1.121	1.000	1.000	1.000

mean 1.009 0.995 1.006 1.000

year = 16

firm crs te rel to tech in yr vrs
no. ***** te

t-1 t t+1

1	1.000	1.000	1.056	1.000
2	1.000	1.000	1.000	1.000
3	1.000	1.000	1.000	1.000
4	1.000	1.000	1.000	1.000
5	0.981	0.981	0.981	0.997
6	1.000	1.000	1.000	1.000
7	0.977	0.970	0.972	0.988
8	0.996	0.990	0.989	0.996
9	1.000	1.000	0.997	1.000
10	1.138	1.000	1.000	1.000
mean	1.009	0.994	1.000	0.998

year = 17

firm crs te rel to tech in yr vrs
no. ***** te

t-1 t t+1

1	1.000	1.000	1.073	1.000
2	1.000	1.000	1.000	1.000
3	1.000	1.000	1.000	1.000
4	0.981	0.981	0.987	1.000
5	1.000	1.000	1.000	1.000

6	0.970	0.972	0.947	1.000
7	0.990	0.989	0.955	0.999
8	1.000	0.997	0.950	1.000
9	1.000	1.000	0.966	1.000
10	1.146	1.000	0.977	1.000

mean 1.009 0.994 0.986 1.000

year = 18

firm	crs te rel to tech in yr			vrs
no.	*****			te
	t-1	t	t+1	
1	1.000	1.000	1.092	1.000
2	1.000	1.000	1.000	1.000
3	0.981	0.987	0.987	1.000
4	1.000	1.000	1.000	1.000
5	0.972	0.947	0.947	1.000
6	0.989	0.955	0.955	0.998
7	0.997	0.950	0.950	1.000
8	1.000	0.966	0.966	1.000
9	1.000	0.977	0.977	1.000
10	1.083	1.000	1.000	1.000
mean	1.002	0.978	0.988	1.000

year = 19

firm	crs te rel to tech in yr			vrs
no.	*****			te
	t-1	t	t+1	

1	1.000	1.000	1.221	1.000
2	0.987	0.987	1.000	1.000
3	1.000	1.000	1.000	1.000
4	0.947	0.947	0.952	1.000
5	0.955	0.955	0.956	0.998
6	0.950	0.950	0.950	1.000
7	0.966	0.966	0.966	1.000
8	0.977	0.977	0.979	1.000
9	1.000	1.000	1.000	1.000
10	1.053	1.000	1.000	1.000

mean 0.984 0.978 1.002 1.000

year = 20

firm crs te rel to tech in yr vrs
no. ***** te
t-1 t t+1

1	0.987	1.000	1.137	1.000
2	1.000	1.000	1.000	1.000
3	0.947	0.952	0.983	1.000
4	0.955	0.956	0.965	1.000
5	0.950	0.950	0.950	1.000
6	0.966	0.966	0.966	1.000
7	0.977	0.979	0.980	1.000
8	1.000	1.000	1.000	1.000
9	1.000	1.000	1.000	1.000
10	1.066	1.000	1.000	1.000

mean 0.985 0.980 0.998 1.000

year = 21

firm crs te rel to tech in yr vrs
no. ***** te

t-1 t t+1

1	1.000	1.000	1.145	1.000
2	0.952	0.983	1.000	1.000
3	0.956	0.965	0.979	1.000
4	0.950	0.950	0.952	1.000
5	0.966	0.966	0.963	1.000
6	0.979	0.980	0.979	1.000
7	1.000	1.000	1.000	1.000
8	1.000	1.000	0.999	1.000
9	1.000	1.000	1.000	1.000
10	1.048	1.000	0.993	1.000
mean	0.985	0.984	1.001	1.000

year = 22

firm crs te rel to tech in yr vrs
no. ***** te

t-1 t t+1

1	0.983	1.000	0.000	1.000
2	0.965	0.979	0.000	1.000
3	0.950	0.952	0.000	1.000
4	0.966	0.963	0.000	1.000
5	0.980	0.979	0.000	1.000
6	1.000	1.000	0.000	1.000

7	1.000	0.999	0.000	1.000
8	1.000	1.000	0.000	1.000
9	1.000	0.993	0.000	1.000
10	1.108	1.000	0.000	1.000
mean	0.995	0.987	0.000	1.000

[Note that t-1 in year 1 and t+1 in the final year are not defined]

MALMQUIST INDEX SUMMARY

year = 2

	firm	effch	techch	pech	sech	tfpch
1	1.000	0.972	1.000	1.000	0.972	
2	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	
3	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	
4	0.987	1.000	1.000	0.987	0.987	
5	0.969	1.000	0.960	1.010	0.969	
6	1.038	1.000	1.033	1.005	1.038	
7	0.964	1.000	0.967	0.997	0.964	
8	1.032	1.006	1.032	1.001	1.039	
9	1.000	1.006	1.000	1.000	1.006	
10	1.000	1.064	1.000	1.000	1.064	
mean	0.999	1.005	0.999	1.000	1.003	

year = 3

firm	effch	techch	pech	sech	tfpch
------	-------	--------	------	------	-------

1	1.000	0.956	1.000	1.000	0.956
2	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
3	0.987	1.000	1.000	0.987	0.987
4	0.969	1.000	0.960	1.010	0.969
5	1.038	1.000	1.037	1.001	1.038
6	0.964	1.000	0.967	0.997	0.964
7	1.038	0.997	1.033	1.005	1.035
8	1.012	0.997	1.007	1.005	1.009
9	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
10	1.000	1.058	1.000	1.000	1.058

mean 1.001 1.001 1.000 1.000 1.001

year = 4

	firm	effch	techch	pech	sech	tfpch
--	------	-------	--------	------	------	-------

1	1.000	0.983	1.000	1.000	0.983
2	0.987	1.000	1.000	0.987	0.987
3	0.974	0.998	0.963	1.011	0.971
4	1.038	0.998	1.037	1.001	1.036
5	0.964	1.000	1.001	0.963	0.964
6	1.039	0.999	1.039	1.000	1.038
7	1.007	0.999	1.006	1.001	1.006
8	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
9	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
10	1.000	1.066	1.000	1.000	1.066

mean 1.001 1.004 1.004 0.996 1.005

year = 5

firm effch techch pech sech tfpch

1	1.000	0.972	1.000	1.000	0.972
2	0.987	0.987	1.000	0.987	0.974
3	1.041	0.990	1.038	1.002	1.030
4	0.968	0.995	1.005	0.963	0.962
5	1.045	0.995	1.004	1.041	1.040
6	1.006	0.997	1.000	1.006	1.003
7	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
8	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
9	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
10	1.000	1.055	1.000	1.000	1.055

mean 1.004 0.999 1.005 1.000 1.003

year = 6

firm effch techch pech sech tfpch

1	0.994	0.962	1.000	0.994	0.957
2	1.027	0.990	1.000	1.027	1.016
3	0.964	0.998	1.000	0.964	0.962
4	1.041	0.998	1.000	1.041	1.039
5	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
6	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
7	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
8	0.991	1.004	0.991	1.000	0.996
9	0.989	1.010	0.990	0.999	0.999
10	1.000	1.074	1.000	1.000	1.074

mean 1.000 1.003 0.998 1.002 1.004

year = 7

firm effch techch pech sech tfpch

1	1.006	1.000	1.000	1.006	1.006
2	0.964	1.000	1.000	0.964	0.964
3	1.037	1.000	1.000	1.037	1.037
4	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
5	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
6	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
7	0.991	1.000	0.991	1.000	0.991
8	0.998	1.000	0.999	0.999	0.998
9	1.011	1.000	1.010	1.001	1.011
10	1.000	1.081	1.000	1.000	1.081
mean	1.001	1.008	1.000	1.001	1.008

year = 8

firm effch techch pech sech tfpch

1	0.990	0.953	1.000	0.990	0.943
2	1.037	0.987	1.000	1.037	1.024
3	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
4	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
5	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
6	0.991	1.000	0.991	1.000	0.991
7	0.998	1.000	0.999	0.999	0.998
8	1.011	1.000	1.010	1.001	1.011
9	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
10	1.000	1.062	1.000	1.000	1.062

mean 1.003 1.000 1.000 1.003 1.002

year = 9

firm effch techch pech sech tfpch

1	1.010	1.000	1.000	1.010	1.010
2	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
3	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
4	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
5	0.991	1.000	0.991	1.000	0.991
6	0.998	1.000	0.999	0.999	0.998
7	1.011	1.000	1.010	1.001	1.011
8	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
9	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
10	1.000	1.054	1.000	1.000	1.054
mean	1.001	1.005	1.000	1.001	1.006

year = 10

firm effch techch pech sech tfpch

1	1.000	0.995	1.000	1.000	0.995
2	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
3	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
4	0.991	1.000	0.991	1.000	0.991
5	0.998	1.000	0.999	0.999	0.998
6	1.011	1.000	1.010	1.001	1.011
7	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
8	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000

9	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
10	1.000	1.033	1.000	1.000	1.033
mean	1.000	1.003	1.000	1.000	1.003

year = 11

firm	effch	techch	pech	sech	tfpch
------	-------	--------	------	------	-------

1	1.000	0.971	1.000	1.000	0.971
2	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
3	0.991	1.000	0.991	1.000	0.991
4	0.999	1.000	0.999	1.000	0.998
5	1.011	1.000	1.010	1.001	1.010
6	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
7	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
8	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
9	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
10	1.000	1.036	1.000	1.000	1.036
mean	1.000	1.001	1.000	1.000	1.001

year = 12

firm	effch	techch	pech	sech	tfpch
------	-------	--------	------	------	-------

1	1.000	0.972	1.000	1.000	0.972
2	0.996	0.998	0.996	1.000	0.994
3	1.006	0.994	1.009	0.998	1.000
4	1.010	0.996	1.010	1.001	1.006
5	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
6	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000

7	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
8	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
9	0.984	1.008	1.000	0.984	0.992
10	1.000	1.063	1.000	1.000	1.063

mean	1.000	1.003	1.001	0.998	1.002
------	-------	-------	-------	-------	-------

year = 13

	firm	effch	techch	pech	sech	tfpch
--	------	-------	--------	------	------	-------

1	1.000	0.983	1.000	1.000	0.983
2	1.001	0.998	1.004	0.998	0.999
3	1.003	1.000	1.000	1.003	1.003
4	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
5	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
6	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
7	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
8	0.982	1.001	1.000	0.982	0.983
9	1.017	1.001	1.000	1.017	1.017
10	1.000	1.088	1.000	1.000	1.088

mean	1.000	1.007	1.000	1.000	1.007
------	-------	-------	-------	-------	-------

year = 14

	firm	effch	techch	pech	sech	tfpch
--	------	-------	--------	------	------	-------

1	0.997	0.991	1.000	0.997	0.988
2	1.003	1.000	1.000	1.003	1.003
3	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
4	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000

5	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
6	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
7	0.981	1.000	1.000	0.981	0.982
8	1.018	1.000	1.000	1.018	1.019
9	0.985	1.008	1.000	0.985	0.992
10	1.000	1.046	1.000	1.000	1.046

mean	0.998	1.004	1.000	0.998	1.003
------	-------	-------	-------	-------	-------

year = 15

	firm	effch	techch	pech	sech	tfpch
--	------	-------	--------	------	------	-------

1	1.003	1.000	1.000	1.003	1.003
2	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
3	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
4	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
5	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
6	0.981	1.000	1.000	0.981	0.981
7	1.019	1.000	1.000	1.019	1.019
8	0.977	1.004	1.000	0.977	0.981
9	1.011	1.006	1.000	1.011	1.017
10	1.000	1.061	1.000	1.000	1.061

mean	0.999	1.007	1.000	0.999	1.006
------	-------	-------	-------	-------	-------

year = 16

	firm	effch	techch	pech	sech	tfpch
--	------	-------	--------	------	------	-------

1	1.000	0.946	1.000	1.000	0.946
2	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000

3	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
4	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
5	0.981	1.000	0.997	0.984	0.981
6	1.019	1.000	1.000	1.019	1.019
7	0.970	1.004	0.988	0.982	0.974
8	1.013	1.007	0.996	1.017	1.020
9	1.004	1.003	1.000	1.004	1.007
10	1.000	1.067	1.000	1.000	1.067

mean 0.999 1.002 0.998 1.001 1.001

year = 17

firm effch techch pech sech tfpch

1	1.000	0.973	1.000	1.000	0.973
2	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
3	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
4	0.981	1.000	1.000	0.981	0.981
5	1.019	1.000	1.003	1.016	1.020
6	0.972	0.999	1.000	0.973	0.971
7	1.019	0.999	1.011	1.008	1.019
8	1.007	1.002	1.004	1.003	1.009
9	1.000	1.002	1.000	1.000	1.002
10	1.000	1.071	1.000	1.000	1.071

mean 1.000 1.004 1.002 0.998 1.004

year = 18

firm effch techch pech sech tfpch

1	1.000	0.966	1.000	1.000	0.966
2	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
3	0.987	0.997	1.000	0.987	0.984
4	1.020	0.997	1.000	1.020	1.016
5	0.947	1.013	1.000	0.947	0.960
6	0.982	1.031	0.998	0.984	1.013
7	0.961	1.042	1.001	0.960	1.002
8	0.969	1.042	1.000	0.969	1.009
9	0.977	1.030	1.000	0.977	1.006
10	1.000	1.053	1.000	1.000	1.053

mean 0.984 1.017 1.000 0.984 1.000

year = 19

firm effch techch pech sech tfpch

1	1.000	0.957	1.000	1.000	0.957
2	0.987	1.000	1.000	0.987	0.987
3	1.013	1.000	1.000	1.013	1.013
4	0.947	1.000	1.000	0.947	0.947
5	1.008	1.000	0.998	1.010	1.008
6	0.995	1.000	1.002	0.993	0.995
7	1.016	1.000	1.000	1.016	1.016
8	1.012	1.000	1.000	1.012	1.012
9	1.024	1.000	1.000	1.024	1.023
10	1.000	1.026	1.000	1.000	1.026

mean 1.000 0.998 1.000 1.000 0.998

year = 20

firm effch techch pech sech tfpch

1 1.000 0.899 1.000 1.000 0.899

2 1.013 0.994 1.000 1.013 1.006

3 0.952 0.998 1.000 0.952 0.950

4 1.009 0.997 1.000 1.009 1.007

5 0.995 0.999 1.002 0.993 0.994

6 1.016 1.000 1.000 1.016 1.016

7 1.014 0.999 1.000 1.014 1.013

8 1.023 0.999 1.000 1.023 1.022

9 1.000 1.000 1.000 1.000 1.000

10 1.000 1.033 1.000 1.000 1.033

mean 1.002 0.991 1.000 1.002 0.993

year = 21

firm effch techch pech sech tfpch

1 1.000 0.938 1.000 1.000 0.938

2 0.983 0.984 1.000 0.983 0.967

3 1.014 0.980 1.000 1.014 0.993

4 0.994 0.996 1.000 0.994 0.990

5 1.016 1.000 1.000 1.016 1.016

6 1.015 1.000 1.000 1.015 1.014

7 1.021 1.000 1.000 1.021 1.021

8 1.000 1.000 1.000 1.000 1.000

9 1.000 1.000 1.000 1.000 1.000

10 1.000 1.024 1.000 1.000 1.024

mean 1.004 0.992 1.000 1.004 0.996

year = 22

firm effch techch pech sech tfpch

1	1.000	0.926	1.000	1.000	0.926
2	0.996	0.984	1.000	0.996	0.980
3	0.987	0.992	1.000	0.987	0.979
4	1.014	1.000	1.000	1.014	1.014
5	1.013	1.002	1.000	1.013	1.015
6	1.020	1.001	1.000	1.020	1.021
7	0.999	1.000	1.000	0.999	1.000
8	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
9	0.993	1.003	1.000	0.993	0.997
10	1.000	1.056	1.000	1.000	1.056
mean	1.002	0.996	1.000	1.002	0.998

MALMQUIST INDEX SUMMARY OF ANNUAL MEANS

year effch techch pech sech tfpch

2	0.999	1.005	0.999	1.000	1.003
3	1.001	1.001	1.000	1.000	1.001
4	1.001	1.004	1.004	0.996	1.005
5	1.004	0.999	1.005	1.000	1.003
6	1.000	1.003	0.998	1.002	1.004
7	1.001	1.008	1.000	1.001	1.008
8	1.003	1.000	1.000	1.003	1.002
9	1.001	1.005	1.000	1.001	1.006
10	1.000	1.003	1.000	1.000	1.003
11	1.000	1.001	1.000	1.000	1.001

12	1.000	1.003	1.001	0.998	1.002
13	1.000	1.007	1.000	1.000	1.007
14	0.998	1.004	1.000	0.998	1.003
15	0.999	1.007	1.000	0.999	1.006
16	0.999	1.002	0.998	1.001	1.001
17	1.000	1.004	1.002	0.998	1.004
18	0.984	1.017	1.000	0.984	1.000
19	1.000	0.998	1.000	1.000	0.998
20	1.002	0.991	1.000	1.002	0.993
21	1.004	0.992	1.000	1.004	0.996
22	1.002	0.996	1.000	1.002	0.998

mean 1.000 1.002 1.000 0.999 1.002

MALMQUIST INDEX SUMMARY OF FIRM MEANS

firm	effch	techch	pech	sech	tfpch
1	1.000	0.967	1.000	1.000	0.967
2	0.999	0.996	1.000	0.999	0.995
3	0.998	0.997	1.000	0.998	0.995
4	0.998	0.999	1.000	0.998	0.997
5	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
6	1.002	1.001	1.002	1.000	1.003
7	1.000	1.002	1.000	1.000	1.002
8	1.002	1.003	1.002	1.000	1.005
9	1.000	1.004	1.000	1.000	1.003
10	1.000	1.056	1.000	1.000	1.056

mean 1.000 1.002 1.000 0.999 1.002

[Note that all Malmquist index averages are geometric means]