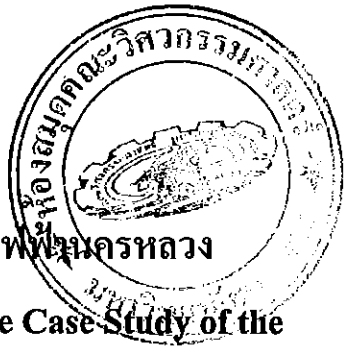
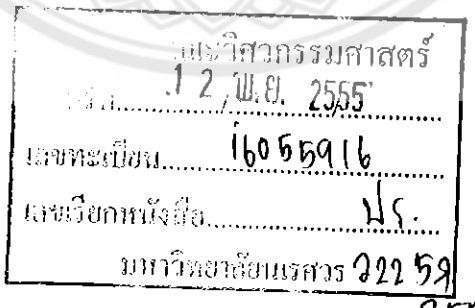


การศึกษาประสิทธิภาพและผลิตภาพของการไฟฟ้านครหลวง

An Analysis of Productivity and Efficiency : The Case Study of the Metropolitan Electricity Authority

นาย วรพจน์ วันดี รหัสนิสิต 51364484

นาย ศิริพงษ์ แสงศรีจันทร์ รหัสนิสิต 51364521



2554

ปริญญานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรบัณฑิต

สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้าและคอมพิวเตอร์

คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยนเรศวร

ปีการศึกษา 2554

ใบรับรองปริญญานิพนธ์

ชื่อหัวข้อโครงงาน	การศึกษาประสิทธิภาพและผลิตภาพของการไฟฟ้านครหลวง	
ผู้ดำเนินโครงงาน	นายวรพจน์ วันดี	รหัส 51364484
	นายศิริพงษ์ แสงศรีจันทร์	รหัส 51364521
ที่ปรึกษาโครงงาน	ดร. สุพรรณนิกา วัฒนะ	
สาขาวิชา	วิศวกรรมไฟฟ้า	
ภาควิชา	วิศวกรรมไฟฟ้าและคอมพิวเตอร์	
ปีการศึกษา	2554	

.....

คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยนเรศวร อนุมัติให้ปริญญานิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรวิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า

.....ที่ปรึกษาโครงงาน
(ดร. สุพรรณนิกา วัฒนะ)

.....กรรมการ
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. สุชาติ แย้มเม่น)

.....กรรมการ
(ดร. แคทรียา สุวรรณศรี)

ชื่อหัวข้อโครงงาน	**การศึกษาประสิทธิภาพและผลิตภาพของการไฟฟ้านครหลวง**	
ผู้ดำเนินโครงงาน	**นายวรพจน์ วันดี**	**รหัส 51364484**
	นายศิริพงษ์ แสงศรีจันทร์	**รหัส 51364521**
ที่ปรึกษาโครงงาน	**ดร. สุพรรณนิกา วัฒนะ**	
สาขาวิชา	**วิศวกรรมไฟฟ้า**	
ภาควิชา	**วิศวกรรมไฟฟ้าและคอมพิวเตอร์**	
ปีการศึกษา	2554	

บทคัดย่อ

ปริญญานิพนธ์ฉบับนี้นำเสนอโครงงานเกี่ยวกับการวิเคราะห์ประสิทธิภาพและผลิตภาพของหน่วยงานการไฟฟ้านครหลวงโดยมีจุดประสงค์เพื่อตรวจสอบว่าการไฟฟ้านครหลวงมีส่วนต่อการมีประสิทธิภาพต่ำของกิจการไฟฟ้าไทยหรือไม่และการไฟฟ้านครหลวงได้รับผลกระทบอย่างไรจากการปฏิรูปกิจการไฟฟ้า โดยมีการเก็บรวบรวมข้อมูลจากบันทึกประจำปีของการไฟฟ้านครหลวงระหว่างปี พ.ศ. 2523 ถึง พ.ศ. 2552 จากนั้นจึงนำข้อมูลแบบอนุกรมเวลา มาจัดให้เป็นแบบช่วงเวลา (Cross-section) โครงงานนี้ได้นำโปรแกรม DEAP 2.1 มาใช้ในการคำนวณค่าการเปลี่ยนแปลงผลิตภาพโดยรวม การเปลี่ยนแปลงทางเทคนิค และการเปลี่ยนแปลงประสิทธิภาพทางเทคนิค ผลจากการวิเคราะห์พบว่า การไฟฟ้านครหลวงไม่ได้มีส่วนต่อการมีประสิทธิภาพต่ำของกิจการไฟฟ้าไทยและการไฟฟ้านครหลวงได้รับผลกระทบจากการปฏิรูปกิจการไฟฟ้าไทยเพียงเล็กน้อย เท่านั้น

Project title	An Analysis of Productivity and Efficiency : The Case Study of the Metropolitan Electricity Authority
Name	Mr. Worapot Wandee ID. 51364484
	Mr. Siriphong Saengsijan ID. 51361759
Project advisor	Miss. 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 Metropolitan Electricity Authority (MEA). The objective of this project is to determine whether MEA has contributed to the poor performance of the Thai electricity industry and how the Thai electricity reforms have affected MEA. The data used in this project is gathered from MEA annual reports from 1980 to 2009. The data was then transformed into cross-section data. In this project, 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 showed that MEA has not contributed to the poor performance of the Thai electricity industry. The analysis further revealed that the Thai electricity reforms have made insignificant contribution on MEA.

กิตติกรรมประกาศ

การที่ปริญญานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จลุล่วงไปด้วยดีนั้น มาจากความช่วยเหลือจากหลายๆท่านด้วยกัน ผู้จัดทำจึงขอโอกาสนี้ ขอกราบขอบพระคุณ

อาจารย์สุพรรณนิกา วัฒนะ ซึ่งเป็นอาจารย์ที่ปรึกษา และคณะกรรมการสอบโครงงานทุกท่านที่ได้ให้คำปรึกษาชี้แนะแนวทางและข้อคิดเห็นต่างๆ ในการแก้ไขปัญหาที่เป็นประโยชน์อย่างสูงในการทำโครงงานนี้ให้สำเร็จลุล่วงได้ด้วยดี

ขอขอบพระคุณหน่วยงานการไฟฟ้านครหลวงที่ได้เอื้อเฟื้อข้อมูลที่เป็นประโยชน์ในการจัดทำโครงงาน

ท้ายนี้ผู้จัดทำโครงงานขอกราบขอบพระคุณบิดา มารดา ที่คอยสนับสนุนในด้านการเงินและค่อยให้กำลังใจแก่ผู้จัดทำเสมอมาจนสำเร็จการศึกษานี้

คณะผู้จัดทำโครงงาน

นายวรพจน์ วันดี

นายศิริพงษ์ แสงศรีจันทร์

สารบัญ

เรื่อง หน้า

ใบรับรองปริญญานิพนธ์ ..... ก
บทคัดย่อภาษาไทย ..... ข
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ ..... ค
กิตติกรรมประกาศ ..... ง
สารบัญ ..... จ
สารบัญตาราง ..... ซ
สารบัญรูป ..... ฌ

บทที่ 1 บทนำ 1
1.1 ที่มาและหลักการ 1
1.2 วัตถุประสงค์ 1
1.3 ขอบข่าย 2
1.4 ขั้นตอนการทำงาน 2
1.5 ผลที่คาดว่าจะได้รับ 3
1.6 งบประมาณ 3

บทที่ 2 ทฤษฎีและหลักการที่เกี่ยวข้อง 4
2.1 การวัดประสิทธิภาพ 4
2.1.1 คุณภาพการให้บริการ 4
2.1.2 ผลิตภาพ 5
2.1.3 ประสิทธิภาพ 6

สารบัญ(ต่อ)

เรื่อง หน้า

2.2 วิธีการวัดประสิทธิภาพ 7
2.2.1 Behavioral Approach 7
2.2.2 Axiomatic Approach 7
2.3 ความแตกต่างระหว่างวิธี Axiomatic Approach กับ Behavioral Approach 8
2.3.1 Parametic 8
2.3.2 Non-Parametic 8
2.4 การวิเคราะห์โดยวิธี Data Envelopment Analysis 8
2.4.1 การวัดประสิทธิภาพการผลิตด้วยปัจจัยนำเข้า 9
2.4.2 การวัดประสิทธิภาพการผลิตด้วยผลผลิต .... 102.5 การใช้วิธีการวิเคราะห์เส้นขอบเขตหาค่าดัชนี Malmquist TFP 12
2.6 การเลือกปัจจัยนำเข้าและผลผลิต 15
2.7 การแปลงข้อมูลอนุกรมเวลา 18
2.8 โปรแกรม Data Envelopment Analysis 26
2.9 ขั้นตอนการใช้โปรแกรม 26

บทที่ 3 ระบบที่ใช้ศึกษา 29
3.1 ประวัติความเป็นมาของการไฟฟ้า 29
3.2 ความเป็นมาการปฏิรูปกิจการไฟฟ้าไทย 31
3.2.1 ก่อนการปฏิรูปตั้งแต่ พ.ศ.2523 ถึงปี พ.ศ. 2535 31
3.2.1 หลังการปฏิรูปตั้งแต่ พ.ศ.2535 จนถึงปัจจุบัน 32
3.3 โครงสร้างของการไฟฟ้านครหลวง 34
3.4 บทสรุปของการแปรรูปโครงสร้างกิจการไฟฟ้าไทย 36

สารบัญ(ต่อ)

เรื่อง หน้า

บทที่ 4 การวิเคราะห์ประสิทธิภาพและผลิตภาพ 38

4.1 ข้อมูลที่นำมาใช้ในการวิเคราะห์ 38

4.2 ผลิตภาพและประสิทธิภาพของการไฟฟ้านครหลวง 40

4.3 วิเคราะห์ผลที่ได้จากโปรแกรม DEAP2.1 43

บทที่ 5 สรุปผลที่ได้จากการวิเคราะห์ 47

5.1 ประวัติความเป็นมาของการไฟฟ้า 47

5.2 ความเป็นมาการปฏิรูปกิจการไฟฟ้าไทย 47

5.3 การวิเคราะห์ประสิทธิภาพและผลิตภาพ 48

5.4 ประเมินผลของผลิตภาพและประสิทธิภาพ 50

5.5 ข้อเสนอแนะในการเพิ่มประสิทธิภาพและผลิตภาพในการไฟฟ้านครหลวง 51

เอกสารอ้างอิง 52

ภาคผนวก ก 53

ภาคผนวก ข 55

สารบัญตาราง

หน้า

ตารางที่ 2.1 : ข้อมูลปัจจัยนำเข้าและผลผลิต 16
ตารางที่ 2.2 : การแปลงข้อมูลอนุกรมเวลาเป็นข้อมูล Cross – section 18
ตารางที่ 4.1 ข้อมูลที่นำมาใช้ในการวิเคราะห์ 38
ตารางที่ 4.2 : การเปลี่ยนแปลงประสิทธิภาพทางเทคนิค, การเปลี่ยนแปลงทางเทคนิค และการเปลี่ยนแปลงผลิตภาพโดยรวม 41

สารบัญรูปภาพ

หน้า

รูปที่ 2.1 การวัดประสิทธิภาพ 4
รูปที่ 2.2 ปัจจัยนำเข้าและผลผลิตที่ใช้พิจารณา 5
รูปที่ 2.3 กราฟเทคโนโลยี พิจารณาประสิทธิภาพ 6
รูปที่ 2.4 กราฟเทคโนโลยี พิจารณาผลิตภาพ 7
รูปที่ 2.5 การวัดประสิทธิภาพการผลิตด้วยปัจจัยนำเข้า 9
รูปที่ 2.6 การวัดประสิทธิภาพการผลิตด้วยผลผลิต 11
รูปที่ 2.7 วิธีการหาค่าดัชนี Malmquist TFP 13
รูปที่ 2.8 Input และ Output 15
รูปที่ 2.9 Data file.txt 26
รูปที่ 2.10 Instruction file.txt 27
รูปที่ 2.11 โปรแกรม DEAP.EXE 27
รูปที่ 2.12 Output file.txt 28
รูปที่ 3.1 โครงสร้างแบบผูกขาด(Monopoly) 32
รูปที่ 3.2 โครงสร้างแบบผู้ซื้อรายเดียว(Single Buyer) 33
รูปที่ 3.3 การปรับโครงสร้าง การไฟฟ้านครหลวง ช่วงปี พ.ศ.2543 – 2544 34
รูปที่ 3.4 การปรับโครงสร้าง การไฟฟ้านครหลวง ช่วงปี พ.ศ.2545 – 2546 35
รูปที่ 3.5 การปรับโครงสร้าง การไฟฟ้านครหลวง ช่วงปี พ.ศ.2546 เป็นต้นไป 36
รูปที่ 4.1 ค่าการสะสมของการเปลี่ยนแปลงประสิทธิภาพทางเทคนิค, การเปลี่ยนแปลงทางเทคนิค และการเปลี่ยนแปลงผลิตภาพโดยรวม 42
รูปที่ 4.2 การเปลี่ยนแปลงของการสูญเสียในระบบการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า 43
รูปที่ 4.3 ความยาวของสายส่ง ช่วงปี พ.ศ. 2523 – 2553 45
รูปที่ 4.3 ความสามารถในการจ่ายไฟฟ้าของหม้อแปลง ช่วงปี พ.ศ. 2523 – 2553 45

บทที่ 1
บทนำ

1.1 ที่มาและหลักการ

การปฏิรูปกิจการไฟฟ้าในประเทศไทยเกิดขึ้นเมื่อปี พ.ศ.2534 โดยให้เอกชนเข้ามามีส่วนร่วมในการผลิตไฟฟ้า ซึ่งในอดีตมีรัฐบาลเป็นผู้ดูแลกิจการไฟฟ้าเพียงฝ่ายเดียว ซึ่งอาจมีผลให้ประสิทธิภาพการทำงานต่ำ เนื่องจากไม่มีการแข่งขันในภาค การผลิต ส่งจ่าย และจัดจำหน่าย ซึ่งในปัจจุบันเกิดการแข่งขันเพิ่มขึ้นในภาคการผลิตโดยมีเอกชนเข้ามาแข่งขัน แต่ในภาคการส่งจ่าย และจัดจำหน่ายนั้นยังไม่เกิดการแข่งขันจึงเป็นที่มาของการศึกษาประสิทธิภาพในหน่วยงานของ การไฟฟ้านครหลวงว่าปัจจุบัน การไฟฟ้านครหลวงมีประสิทธิภาพในการจัดจำหน่ายมากน้อยเพียงใด เมื่อเทียบกับอดีต เพื่อจะได้ทราบถึงภาพรวมของประสิทธิภาพและข้อบกพร่องในระบบจัดจำหน่ายของหน่วยงาน การไฟฟ้านครหลวง และสามารถเป็นแนวทางในการแก้ไขในข้อบกพร่อง จากการที่ได้ศึกษาประสิทธิภาพในอนาคตได้ ซึ่งจะเป็นประโยชน์ต่อภาครัฐและประชาชนเป็นอย่างมาก เมื่อการไฟฟ้านครหลวงสามารถเรียกใช้ประสิทธิภาพของระบบไฟฟ้าได้อย่างเต็มที่ ดังนั้นจึงต้องจัดทำโครงงานนี้เพื่อวิเคราะห์ผลิตภาพและประสิทธิภาพของการไฟฟ้านครหลวงในช่วงก่อนและหลังการปฏิรูป ทั้งนี้เพื่อตรวจสอบข้อเท็จจริงในเรื่องของความมีประสิทธิภาพต่ำของกิจการไฟฟ้าดังที่กล่าวมาข้างต้น มีผลมาจากประสิทธิภาพการทำงานของ การไฟฟ้านครหลวงหรือไม่ รวมทั้งเพื่อประเมินผลกระทบของการปฏิรูปที่เกิดขึ้นที่มีผลต่อประสิทธิภาพของ การไฟฟ้านครหลวง

1.2 วัตถุประสงค์

1. เพื่อศึกษาหลักการที่นำมาใช้ในการวิเคราะห์ผลิตภาพและประสิทธิภาพโดยใช้วิธีการวิเคราะห์ผลิตภาพโดยรวม(Total Factor Productivity : TFP)
2. เพื่อวิเคราะห์ผลิตภาพและประสิทธิภาพของ การไฟฟ้านครหลวง ในช่วงก่อนและหลังการปฏิรูป
3. เพื่อตรวจสอบข้อเท็จจริงในเรื่องของความมีประสิทธิภาพต่ำของกิจการไฟฟ้าดังที่กล่าวอ้างนั้น เป็นผลมาจากประสิทธิภาพของ การไฟฟ้านครหลวงหรือไม่
4. เพื่อประเมินผลกระทบของการปฏิรูปที่มีต่อประสิทธิภาพของ การไฟฟ้านครหลวง

1.3 ขอบข่าย

1. ศึกษาหลักการที่นำมาใช้ในการวิเคราะห์ผลิตภาพและประสิทธิภาพ โดยใช้วิธีการวิเคราะห์ผลิตภาพโดยรวม(Total Factor Productivity : TFP)
2. วิเคราะห์ผลิตภาพและประสิทธิภาพของ การไฟฟ้านครหลวง ในช่วงก่อนและหลังการปฏิรูปโดยระยะเวลาศึกษาอยู่ในช่วงระหว่างปี พ.ศ.2523 ถึง พ.ศ.2553
3. ตรวจสอบข้อเท็จจริงในเรื่องของความมีประสิทธิภาพต่ำของกิจการไฟฟ้าดังที่กล่าวอ้างนั้นเป็นผลมาจากประสิทธิภาพของ การไฟฟ้านครหลวงหรือไม่
4. ประเมินผลกระทบของการปฏิรูปที่มีต่อประสิทธิภาพของ การไฟฟ้านครหลวง

1.4 ขั้นตอนการดำเนินงาน

เดือน / หัวข้อ	ปี พ.ศ. 2554							ปี พ.ศ. 2555		
	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.	ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.
1. ศึกษาหลักการที่ใช้การวิเคราะห์ผลิตภาพและประสิทธิภาพ	←	→								
2. ศึกษาโปรแกรม Data Envelopment Analysis	←	→								
3. ตรวจสอบข้อมูลผลิตภาพและประสิทธิภาพ			↔							
4.รวบรวมข้อมูลผลิตภาพและประสิทธิภาพ				←	→					
5.ใช้โปรแกรมวิเคราะห์ข้อมูลผลิตภาพและประสิทธิภาพ						←	→			
6. วิเคราะห์ผลของผลิตภาพและประสิทธิภาพที่ได้รวบรวมมา						←	→			
7.ตรวจสอบผลของผลิตภาพและประสิทธิภาพ						←	→			
8.ประเมินผลของผลิตภาพและประสิทธิภาพ							← →			
9.จัดทำรูปเล่ม								← →		

1.5 ผลที่คาดว่าจะได้รับ

1. เรียนรู้หลักการวิเคราะห์ผลิตภาพและประสิทธิภาพได้อย่างถูกต้อง
2. สามารถวิเคราะห์ผลิตภาพและประสิทธิภาพของ การไฟฟ้านครหลวง ในช่วงก่อนและหลังการปฏิรูปโดยระยะเวลาศึกษาอยู่ในช่วงระหว่างปี พ.ศ.2522 ถึง พ.ศ.2551 ได้
3. สามารถตรวจสอบข้อเท็จจริงในเรื่องของความมีประสิทธิภาพต่ำของกิจการไฟฟ้าดังที่กล่าวอ้างนั้น เป็นผลมาจากประสิทธิภาพของ การไฟฟ้านครหลวงจริงหรือไม่
4. สามารถประเมินผลกระทบของการปฏิรูปที่มีต่อประสิทธิภาพของ การไฟฟ้านครหลวงได้

1.6 งบประมาณ

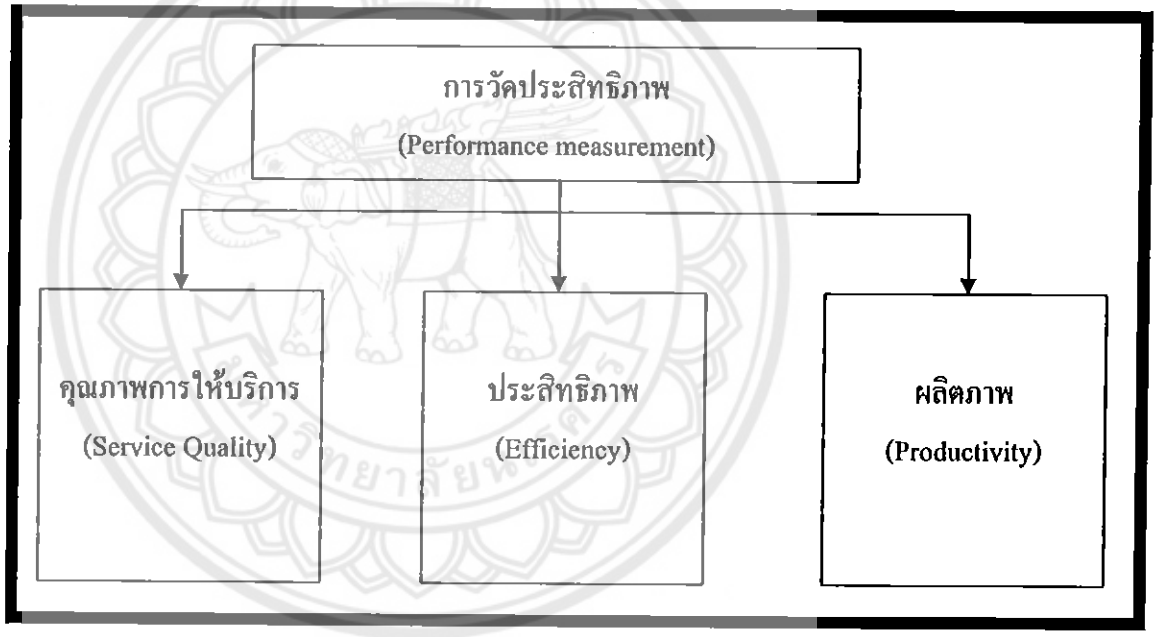
ค่าการเดินทาง	1000 บาท
ค่าอุปกรณ์	1000 บาท
- ค่ากระดาษ	
- ค่าถ่ายเอกสาร	
- ค่าปริ้นเอกสาร	
- อื่นๆ	
รวมค่าใช้จ่ายทั้งหมด	2000 บาท

บทที่ 2
ทฤษฎีและหลักการที่เกี่ยวข้อง

ในบทนี้จะกล่าวถึงทฤษฎี, หลักการ และวิธีการใช้โปรแกรม DEAP2.1 เพื่อการวิเคราะห์หาประสิทธิภาพ (Efficiency) และผลิตภาพ (Productivity) ของกิจการไฟฟ้านครหลวงอธิบายต่อไปนี้

2.1 การวัดประสิทธิภาพ (Performance Measurement)

ความหลากหลายของตัวบ่งชี้จะสามารถบ่งบอกถึงประสิทธิภาพของกิจการไฟฟ้า จากรูปที่ 2.1 สามารถแบ่งออกเป็น 3 ชนิด คือ คุณภาพการให้บริการ (Service Quality), ผลิตภาพ (Productivity), และประสิทธิภาพ (Efficiency) ซึ่งสามารถอธิบายได้ดังนี้



รูปที่ 2.1 การวัดประสิทธิภาพ

2.1.1 คุณภาพการให้บริการ (Service Quality)

คุณภาพการให้บริการ (Service Quality) คือ ความน่าเชื่อถือ และเพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้าซึ่งรวมไปถึงความน่าเชื่อถือของแหล่งจ่าย ที่มีอยู่ ไม่ว่าจะเป็นจำนวนครั้ง และระยะเวลาในการหยุดชะงักของการส่งจ่ายกระแสไฟฟ้า รวมไปถึงการให้บริการลูกค้า

2.1.2 ผลิตภาพ (Productivity)

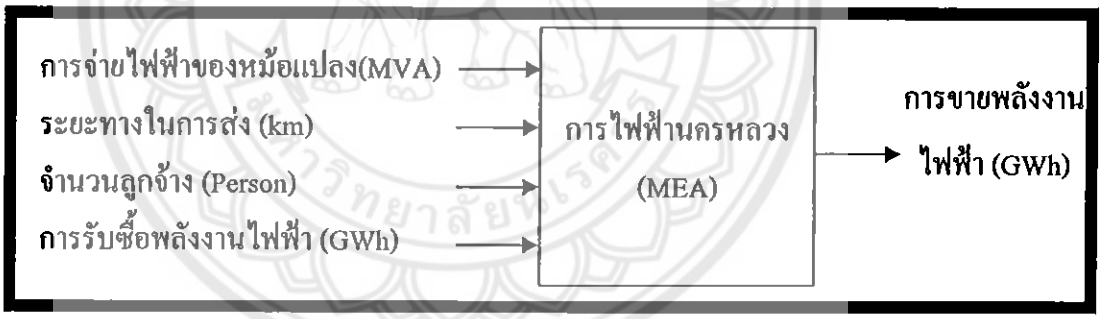
ผลิตภาพ (Productivity) คืออัตราส่วนระหว่างปัจจัยการนำเข้า (Input) กับผลผลิต (Output) ในการดำเนินการผลิตนั้นๆ เช่น วัตถุดิบ แรงงาน เครื่องจักร เป็นต้น หรือกล่าวอีกในหนึ่งก็คือ การใช้ประโยชน์จากทรัพยากรที่มีอยู่อย่างคุ้มค่าอันไปสู่การพัฒนาที่ยั่งยืน ซึ่งสามารถเขียนเป็นสมการเชิงนิยามได้ดังนี้

$$\text{ผลิตภาพ(Productivity)} = \frac{\text{ผลผลิต(Output)}}{\text{ปัจจัยนำเข้า(Input)}} \qquad (3.1)$$

และยังสามารถแบ่ง การวัดผลิตภาพ (Productivity) ได้ออกเป็น 2 ประเภทใหญ่ๆ คือ

2.1.2.1 **Partial Factor Productivity (PFP)** คือการวัดผลิตภาพปัจจัยการผลิตบางส่วนซึ่งเป็นการแสดงความเชื่อมโยงระหว่างผลผลิตกับปัจจัยการผลิตชนิดใดชนิดหนึ่ง เช่น ปัจจัยทุน ปัจจัยแรงงานเป็นต้น

2.1.2.2 **Total Factor Productivity (TFP)** คือการวัดผลิตภาพปัจจัยการผลิตโดยรวมซึ่งเป็นการเชื่อมโยงระหว่างผลผลิตกับกลุ่มของปัจจัยการผลิตทั้งหมดซึ่งสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 2.2



รูปที่ 2.2 ปัจจัยนำเข้าและผลผลิตที่ใช้พิจารณา

$$\text{Productivity} = \frac{\text{Outputs}}{\text{Inputs}} = \frac{\sum_i Y_i PO_i}{\sum_i X_i PI_i} \qquad (3.2)$$

โดยที่

Y = ผลผลิต (Output)

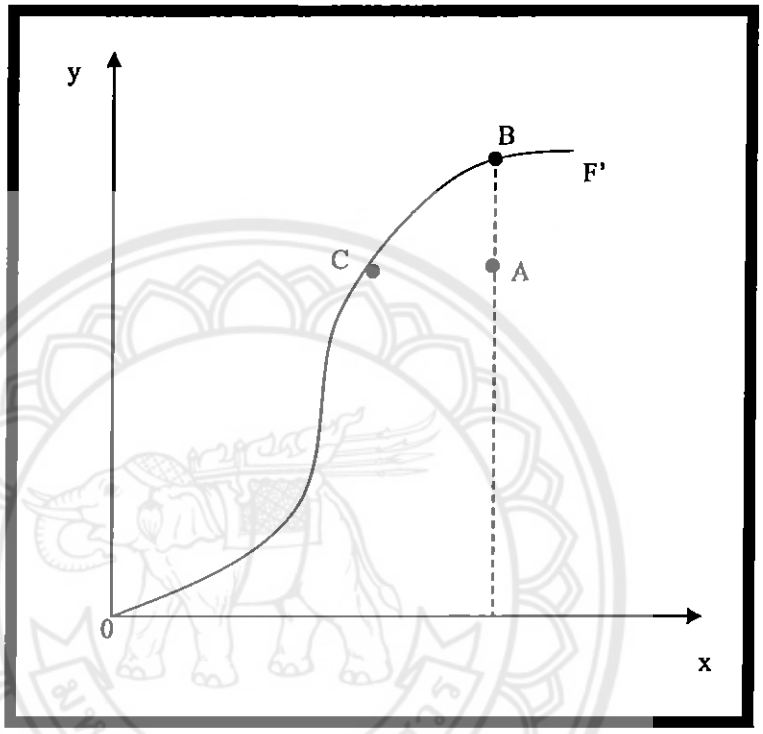
X = ปัจจัยนำเข้า (Input)

PO = ราคาของผลผลิต

PI = ราคาของปัจจัยนำเข้า

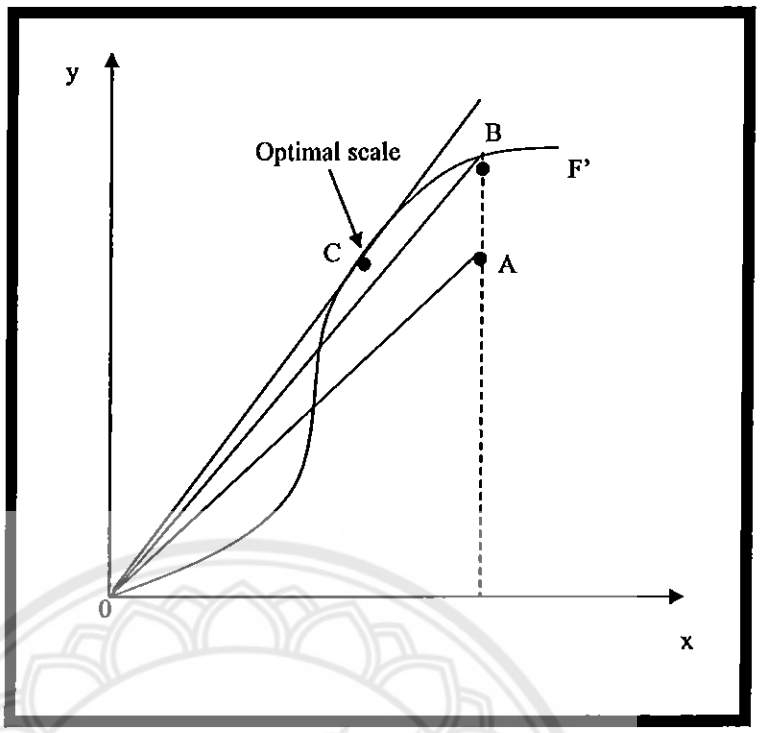
2.1.3 ประสิทธิภาพ (Efficiency)

ประสิทธิภาพ(Efficiency) ถือได้ว่าเป็นหนึ่งในปัจจัยที่สำคัญที่นำมาใช้ในการพิจารณาถึงผลการดำเนินงานของหน่วยผลิตและค่าประสิทธิภาพที่ได้จากการประเมินก็สามารถนำมาใช้ในการเปรียบเทียบระหว่าหน่วยผลิตได้ เพื่อใช้ประกอบการพิจารณาถึงระดับความสามารถในการดำเนินงานของหน่วยผลิต



รูปที่ 2.3 กราฟเทคโนโลยี พิจารณาประสิทธิภาพ

ความต่างระหว่างผลิตภาพและประสิทธิภาพจากรูปที่ 2.4 จะแสดงความต่างของประสิทธิภาพและผลิตภาพได้ว่า ผลิตภาพจะเป็นค่าความชันของกราฟโดยที่ $\frac{y}{x}$ ยิ่งมีค่าความชันมากเท่าไรก็จะส่งผลให้มีผลิตภาพสูง ซึ่งสังเกตได้จากกราฟเส้น 0C จะมีค่าความชันมากกว่ากราฟเส้น 0B ส่วนประสิทธิภาพจะเป็นค่าความโค้งจากเทคโนโลยีที่ใช้ในการผลิตโดยตั้งสมมติฐานว่า หากลดปัจจัยนำเข้า หรือ เพิ่มผลผลิต จึงจะทำจุดที่พิจารณาอยู่บนเส้นกราฟเทคโนโลยี ถ้าสังเกตจากกราฟที่จุด C และจุด B อยู่บนเส้นกราฟเทคโนโลยีแสดงว่าทั้งสองจุดมีประสิทธิภาพเท่ากันแต่ผลิตภาพไม่เท่าเนื่องจากค่าความชันของกราฟไม่เท่ากัน แต่ที่จุด A ไม่ได้อยู่บนเส้นกราฟเทคโนโลยี แต่สามารถเพิ่มผลผลิต x หรือปรับลดปัจจัยนำเข้า y เพื่อให้มีประสิทธิเท่ากับจุด A และ B



รูปที่ 2.4 กราฟเทคโนโลยี พิจารณาผลิตภาพ

2.2 วิธีการวัดประสิทธิภาพ (Performance Methodology)

ในการวัดประสิทธิภาพของกิจการไฟฟ้านครหลวงนั้น ในโครงงานนี้ใช้ Frontier Approach (FA) ซึ่งจะเป็นความสัมพันธ์ระหว่างปัจจัยนำเข้า (Input) และผลผลิต (Output) ในกระบวนการผลิตภายใต้เทคโนโลยีที่ดีที่สุด (Production Possibility Frontier: PPF) และประสิทธิภาพในการจ้างงานหรือความมั่นคงขององค์กร ซึ่งสามารถแบ่งออกเป็น 2 ประเภท

2.2.1 Behavioural Approach จะขึ้นอยู่กับทฤษฎีเศรษฐศาสตร์จุลภาคขององค์กรและการตั้งสมมติฐาน ค่าใช้จ่ายสูงสุดและกำไรสูงสุด โดยประสิทธิภาพขององค์กรจะคิดจากหลายปัจจัยนำเข้า (Input) โดยกำหนดตาม ด้านวิชาการ ด้านราคา และด้านเศรษฐกิจ

2.2.2 Axiomatic Approach การตั้งสมมติฐานจะมีความสัมพันธ์ระหว่างปัจจัยนำเข้า (Input) และผลผลิต (Output) ซึ่งวิธีการนี้จะประกอบด้วยค่าปัจจัยนำเข้า (Input) และป้อนผลผลิตออกมา

2.3 ความแตกต่างระหว่างวิธี Axiomatic Approach กับ Behavioural Approach

ใน Frontier Approach (FA) ที่ประกอบด้วย Axiomatic Approach กับ Behavioural Approach โดยที่ Axiomatic Approach จะแตกต่างกับ Behavioural Approach คือ Axiomatic Approach จะใช้วิธี Total Factor Productivity index ซึ่งการวัดแบบ Total Factor Productivity (TFP) จะเป็นการวัดการเปลี่ยนแปลงระหว่างข้อมูลสองจุดโดยการคำนวณจากอัตราส่วนของระยะทางของแต่ละจุดแต่ละข้อมูลที่สัมพันธ์กับเทคโนโลยี แต่ยังมีการสูญเสียของการเปลี่ยนแปลง TFP ในทางด้านเทคนิค และการเปลี่ยนแปลงทางด้านประสิทธิภาพทางเทคนิค แต่ Axiomatic Approach และ Behavioural Approach ยังสามารถแบ่งออกเป็น 2 วิธี คือ

2.3.1 **Parametric** จะใช้วิธี Stochastic Frontier Analysis (SFA) เป็นวิธีที่จะต้องมีรายละเอียดความสัมพันธ์ของปัจจัยนำเข้า (input) และผลผลิต (output) แต่ยากที่จะรองรับหลายผลผลิต (output)

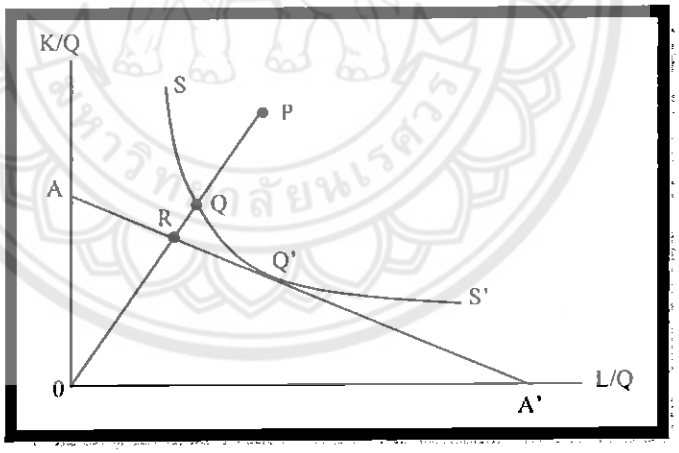
2.3.2 **Non-Parametric** จะใช้วิธี Data Envelopment Analysis (DEA) เป็นวิธีการหนึ่งที่ได้รับความนิยมในการนำมาใช้ในการวัดประสิทธิภาพในการดำเนินงาน เนื่องจากวิธีการนี้ไม่ต้องมีการกำหนดรูปแบบของฟังก์ชัน (functional form) ที่ใช้ในการพิจารณา และวิธีการนี้ก็สามารถวัดประสิทธิภาพของการดำเนินงานได้ในกรณีที่มีปัจจัยการผลิตและผลผลิตหลายชนิด (multi input and output)

2.4 การการวิเคราะห์โดยวิธี Data Envelopment Analysis (DEA)

Data Envelopment Analysis (DEA) เป็นวิธีการที่นิยมใช้กันอย่างแพร่หลายในการวัดประสิทธิภาพของหน่วยงานหรือองค์กร ต่างๆ โดยเฉพาะในหน่วยงานหรือโครงการของภาครัฐบาลหรือหน่วยงานที่ไม่แสวงหากำไร เนื่องจาก DEA สามารถทำการวัดประสิทธิภาพขององค์กร โดยการพิจารณาปัจจัยนำเข้า (Inputs) และผลผลิต (Outputs) ที่เป็นตัวแปรเชิงคุณภาพ (Qualitative variable) และเชิงปริมาณ (Quantitative variables) ได้หลายปัจจัยในคราวเดียวกัน โดยใช้เทคนิคการโปรแกรมเชิงเส้นทางคณิตศาสตร์ (Mathematical Programming) ซึ่งทำให้สามารถวิเคราะห์ความมีประสิทธิภาพหรือความด้อยประสิทธิภาพ ในการใช้ทรัพยากรที่มีอยู่และผลผลิตที่ได้ นอกจากนี้ยังสามารถหาสาเหตุของการด้อยประสิทธิภาพ (Inefficiency) ซึ่งสามารถใช้เป็นข้อมูลในการปรับปรุงประสิทธิภาพขององค์กร DEA เป็นวิธีการสำหรับวัดประสิทธิภาพของหน่วยงาน ซึ่งริเริ่มขึ้นโดย Charnes เมื่อปี ค.ศ.1978 DEA สามารถแบ่งออกเป็น 2 แบบคือ

2.4.1 การวัดประสิทธิภาพการผลิตด้วยปัจจัยนำเข้า (Input-oriented model)

การวัดประสิทธิภาพการผลิตด้านปัจจัยการผลิต เพื่อวัดประสิทธิภาพของการใช้สัดส่วนของปัจจัยการผลิตที่ต้นทุนต่ำที่สุด ณ ปริมาณการผลิตหนึ่งๆซึ่งภาพใต้ข้อสมมติของการผลิตสินค้าที่มีเทคโนโลยีการผลิตแบบ Constant Returns to Scale และปัจจัยการผลิตสองชนิดนั้น เส้นผลผลิตเท่ากัน (Isoquant) ของหน่วยผลิตที่มีประสิทธิภาพสามารถกำหนดขึ้นมาได้ โดยหน่วยผลิตที่มีการใช้สัดส่วนปัจจัยการผลิตบนเส้นนี้แสดงถึงการใช้ปัจจัยการผลิตที่มีประสิทธิภาพสูงสุดของในการผลิตสินค้า ณ ปริมาณที่กำหนด ซึ่งแสดงโดยเส้น SS' ในรูปที่ 2.5 ดังนั้นหน่วยผลิตต่างๆ ที่ใช้สัดส่วนปัจจัยการผลิตที่อยู่เหนือเส้น SS' ขึ้นไปจะเป็นหน่วยผลิตที่ไม่มีประสิทธิภาพในการใช้ปัจจัยการผลิตที่เหมาะสม อาทิเช่น หน่วยผลิต P ในรูปที่ 2.5 ที่ใช้ปัจจัยการผลิตมากกว่าที่หน่วยผลิตที่มีประสิทธิภาพที่อยู่บนเส้น SS' ดังนั้นความไม่มีประสิทธิภาพ (Technical Inefficiency) ของหน่วยผลิต P คือ ระยะ QP ซึ่งแสดงถึงจำนวนของปัจจัยการผลิตที่สามารถลดลงหรือประหยัดได้โดยไม่ลดจำนวนปริมาณผลผลิต หรือหากคิดเป็นร้อยละของปัจจัยการผลิตที่สามารถลดลงได้ ก็คือสัดส่วนของระยะ P/OP เพราะฉะนั้นประสิทธิภาพ (Technical Efficiency: TE) ของหน่วยผลิต P ก็คือ ซึ่งจะเห็นได้ว่าค่าของประสิทธิภาพทางด้านเทคนิคของหน่วยจะอยู่ระหว่าง 1 และ 0 โดยหน่วยผลิต P จะค่าประสิทธิภาพด้านเทคนิคต่ำกว่า 1 ในขณะที่หน่วยผลิตที่อยู่ที่จุด Q จะมีประสิทธิภาพด้านเทคนิคเท่ากับ 1 เนื่องจากมีการใช้ปัจจัยการผลิตบนเส้น SS'



รูปที่ 2.5 การวัดประสิทธิภาพการผลิตด้วยปัจจัยนำเข้า

ในขณะที่การวัดประสิทธิภาพของหน่วยผลิต P ต้องการข้อมูลราคาของปัจจัยการผลิต เพื่อพิจารณาว่าภายใต้ระดับราคาของปัจจัยการผลิตที่หน่วยผลิตทั้งหมดเผชิญอยู่ ซึ่งแสดงในรูปสัดส่วนและแสดงโดยเส้นต้นทุนที่เท่ากัน (Isocost) ดังนั้นหน่วยผลิตที่มีประสิทธิภาพด้านการใช้ทรัพยากรสูงสุดก็คือ หน่วยผลิตที่จุด Q' ซึ่งเป็นจุดที่เส้นราคาปัจจัยการผลิตสัมผัสกับเส้น Isoquant และสำหรับประสิทธิภาพการจัดสรรทรัพยากรของหน่วยผลิต P แสดงได้จากสัดส่วนของระยะ OR/OQ โดย RQ แสดงถึงความสามารถในการลดต้นทุนการผลิตรวมลงได้หากหน่วยผลิตสามารถ

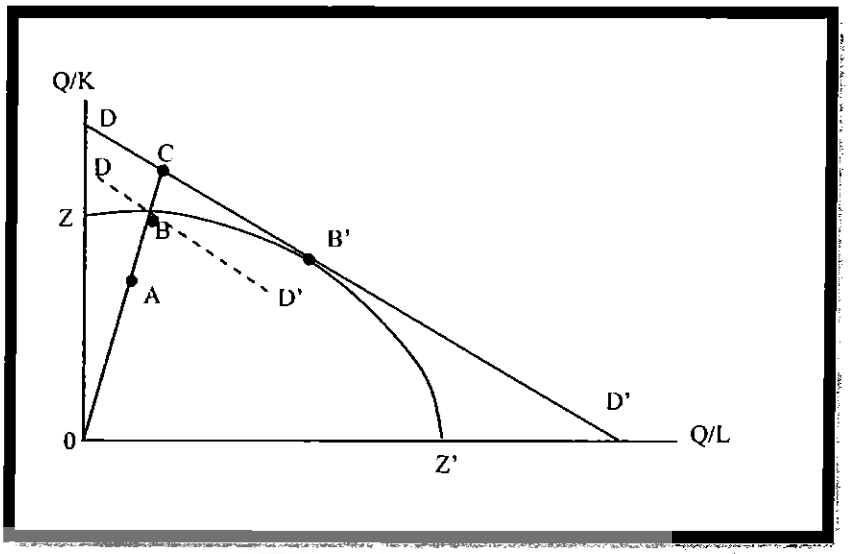
เลือกใช้สัดส่วนปัจจัยการผลิตได้อย่างมีประสิทธิภาพภายใต้ระดับราคาที่กำหนด คือที่จุด Q' แทนที่จะผลิตที่จุด Q สำหรับประสิทธิภาพการผลิตรวม (Total Economic Efficiency: EE) ของหน่วยผลิต P คือผลรวมของประสิทธิภาพด้านเทคนิคและการจัดสรรทรัพยากร ซึ่งหาได้โดย

$$EE = (TE) \times (AE) = (OQ/OP) \times (OR/OQ) = (OR/OP) \qquad (3.3)$$

ประสิทธิภาพของทั้งสามชนิดนี้ จะอยู่ระหว่าง 1 และ 0 โดยหน่วยผลิตที่มีประสิทธิภาพสูงสุดจะมีประสิทธิภาพในการผลิตในแต่ละประเภทที่เท่ากับ 1

2.4.2 การวัดประสิทธิภาพการผลิตด้วยผลผลิต (Output -oriented model)

จะตรงกันข้ามกับการวัดประสิทธิภาพการผลิตของหน่วยผลิตจากด้านปัจจัยการผลิต โดยแทนที่จะตอบคำถามว่า "ปัจจัยการผลิตสามารถลดลงได้มากเท่าใด โดยไม่เปลี่ยนแปลงจำนวนผลผลิต" แต่จะตอบคำถามที่ว่า "หน่วยผลิตสามารถเพิ่มผลผลิตมากเท่าใด โดยไม่เพิ่มจำนวนปัจจัยการผลิต" แทน ดังนั้น การวัดประสิทธิภาพการผลิตในด้านผลผลิตจะพิจารณาจากเส้นความเป็นไปได้ในการผลิต (Production Possibility Frontier: PPF) ซึ่งจะสมมติให้มีผลผลิตสองชนิดและปัจจัยการผลิตหนึ่งประเภท และลักษณะของเส้น PPF จะเป็นเส้นโค้งเข้าหรือโค้งออก (Convex and Concave) หรือเป็นเส้นตรง ขึ้นอยู่กับข้อสมมติของความสามารถในการทดแทนของการใช้ปัจจัยการผลิตในผลผลิตแต่ละประเภท หากความสามารถในการทดแทนลดลง เส้น PPF ก็จะมีลักษณะเป็นเส้นเว้าออกจากจุดเริ่มต้น อาทิ เส้น ZZ' ในรูปที่ 2.6 ข้างล่าง และหากทดแทนของปัจจัยการผลิตในการผลิตผลผลิตทั้งสองประเภทแล้ว เส้น PPF ก็จะเป็นเส้นตรง และเส้น PPF จะเป็นเส้นเว้าเข้าหาจุดเริ่มต้น ก็แสดงความสามารถในการทดแทนของปัจจัยการผลิตในการผลิตเพิ่มขึ้น ดังนั้น หน่วยผลิตใดๆ ที่ทำการผลิตบนเส้น PPF ก็แสดงว่ามีประสิทธิภาพการผลิต กล่าวคือในขณะที่หน่วยผลิตใดที่ผลิตอยู่ภายในพื้นที่ใต้เส้น PPF ก็แสดงว่าหน่วยผลิตนั้นมีประสิทธิภาพในการผลิต จากรูปที่ 2.6 แสดงให้เห็นว่าหน่วยผลิต A เป็นหน่วยผลิตที่ไม่มีประสิทธิภาพ เพราะผลิตอยู่ใต้เส้น PPF และหากจะให้ได้ประสิทธิภาพสูงสุดควรจะผลิตที่จุด B ดังนั้น ระยะห่างจากจุด A ไปจุด B คือจำนวนของผลผลิตที่จะสามารถเพิ่มขึ้นได้ โดยไม่ต้องเปลี่ยนแปลงจำนวนปริมาณปัจจัยการผลิต ซึ่งก็คือ ความไม่มีประสิทธิภาพของหน่วยผลิต A



รูปที่ 2.6 การวัดประสิทธิภาพการผลิตด้วยผลผลิต

จากแนวคิดข้างต้น ประสิทธิภาพทางด้านเทคนิค (Technical Efficiency) สามารถวัดได้จากสัดส่วนของปริมาณที่หน่วยผลิตผลิตได้เทียบกับที่ควรจะได้ ซึ่งก็คือ OA/OB ซึ่งหากสามารถหาค่าของผลผลิตทั้งสองประเภทได้ ก็จะสามารถสร้างเส้นราคาผลผลิตออกมาเป็นเส้น Iso-revenue (เส้น DD') ในรูปที่ 2.6 เพื่อใช้วัดประสิทธิภาพในการจัดสรรทรัพยากร (Allocative Efficiency) ซึ่งก็คือรายได้ที่ควรจะเพิ่มขึ้น หากหน่วยผลิตเลือกสัดส่วนของผลผลิตที่ทำการผลิตได้อย่างถูกต้องภายใต้เงื่อนไขของราคาผลผลิตทั้งสองที่กำหนดโดยตลาดแข่งขันสมบูรณ์ โดยสามารถวัดได้จากระยะห่างของ OB ต่อ OC หรือ OB/OC และสำหรับประสิทธิภาพทางเศรษฐศาสตร์โดยรวม (Total Economic Efficiency) ซึ่งก็คือ TE x AE

$$EE = (TE) \times (AE) = (OA/OB) \times (OB/OC) = (OA/OC) \qquad (3.4)$$

ซึ่งก็คือ ระดับรายได้ทั้งที่สูญเสียไป เมื่อเทียบกับรายได้สูงสุดที่ควรได้ โดย OA คือเป็นผลมาจากการไม่มีประสิทธิภาพทางเทคนิค และระยะจาก OA ไปถึง OC ก็คือรายได้ที่ควรจะได้แต่เสียเพราะเลือกสัดส่วนการผลิตของผลผลิตไม่สอดคล้องกับระดับราคาของผลผลิต ทั้งนี้ ตัววัดประสิทธิภาพของทุกตัวนี้จะมีค่าระหว่าง 1 กับ 0

ในการทำโครงงานนี้เลือกใช้การพิจารณา การวัดประสิทธิภาพผลผลิตด้วยปัจจัยนำเข้า เพราะรู้ว่าต้องการผลผลิตเท่าไร จากการคาดการณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า จากแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าปี พ.ศ.2553 (PDP 2010) ดังนั้นเพื่อวิเคราะห์ประสิทธิภาพ จึงต้องปรับลดที่ ปัจจัยนำเข้า จึงเป็นที่มาของการเลือกใช้วิธีนี้

2.5 การใช้วิธีการวิเคราะห์เส้นขอบเขตหาค่าดัชนี Malmquist TFP

ในการวิเคราะห์การเปลี่ยนแปลงประสิทธิภาพทางเทคนิค (Technical efficiency change) และการเปลี่ยนแปลงผลิตภาพโดยรวม (Total Factor Productivity change) ที่จะวัดผลิตภาพโดยรวม(TFP) ผ่านวิธีการวิเคราะห์เส้นขอบเขตหาค่าดัชนี Malmquist TFP โดยใช้ฟังก์ชั่นระยะทาง ซึ่งมาจากการคำนวณโดยใช้ Data Envelopment Analysis (DEA) โดยที่ข้อมูลของกิจการไฟฟ้านครหลวงจะอยู่ในรูปแบบ การวัดประสิทธิภาพการผลิตด้วยปัจจัยนำเข้า(Input – Oriented) และผลได้ต่อขนาดของค่าคงที่ (Constant Return to Scale: CRS) ของเทคโนโลยี โดยรูปแบบของข้อมูลที่มุ่งเน้นการลดปัจจัยนำเข้า (Input) แต่ได้ผลผลิต (Output) ที่สูงขึ้นหรือเท่าเดิม ซึ่งจะเหมาะสมกับโครงงานนี้เนื่องจากความต้องการใช้ไฟฟ้าเป็นความต้องการที่จะต้องทำการวางแผนไว้ล่วงหน้าเพื่อใช้เพียงพอต่อความต้องการ และในการวิเคราะห์แบบ Data Envelopment Analysis (DEA) เทคโนโลยีที่เปลี่ยนนั้นสามารถบอกได้ว่าเป็น ผลต่อขนาดของค่าคงที่ (Constant Return to Scale: CRS) หรือผลที่ต่อขนาดของตัวแปร (Variable Return to Scale: VRS) โดยผลต่อขนาดของค่าคงที่ (Constant Return to Scale: CRS) อยู่บนสมมติฐานว่าบริษัททั้งหมดมีการดำเนินงานในระดับที่เหมาะสม ส่วนผลที่ต่อขนาดของตัวแปร (Variable Return to Scale: VRS) ช่วยในด้านระดับของประสิทธิภาพ ซึ่งผลต่อขนาดของค่าคงที่ (Constant Return to Scale: CRS) จะเป็นฐานของค่าดัชนี Malmquist TFP ภายใต้ผลที่ต่อขนาดของตัวแปร (Variable Return to Scale: VRS) ที่มีโอกาสให้ผลการวัดที่ผิดพลาดของการเปลี่ยนแปลงผลิตภาพโดยรวม (Total Factor Productivity change) ซึ่งค่าดัชนี Malmquist TFP วัดการเปลี่ยนแปลงระหว่างข้อมูล 2 จุด

ตัวอย่างเช่นการเปลี่ยนแปลงผลิตภาพโดยรวม(Total Factor Productivity change) ใน 2 ช่วงที่อยู่ติดกัน โดยการคำนวณอัตราส่วนระยะทางแต่ละจุดของข้อมูลที่สัมพันธ์กันกับจุดรวมเทคโนโลยีที่ดีที่สุดโดยเลือกใช้วิธี การวัดประสิทธิภาพผลผลิตด้วยปัจจัยนำเข้าโดยใช้การใช้วิธีการวิเคราะห์เส้นขอบเขตหาค่าดัชนี Malmquist TFP โดยการเปลี่ยนแปลงระหว่างช่วงเวลา s (เป็นฐาน) กับช่วงเวลา t โดยใช้สมการ

$$m_i(y_s,x_s;y_t,x_t) = \left[\frac{d_i^s(y_t,x_t)}{d_i^s(y_s,x_s)} \times \frac{d_i^t(y_t,x_t)}{d_i^t(y_s,x_s)}\right]^{1/2} \qquad (3.5)$$

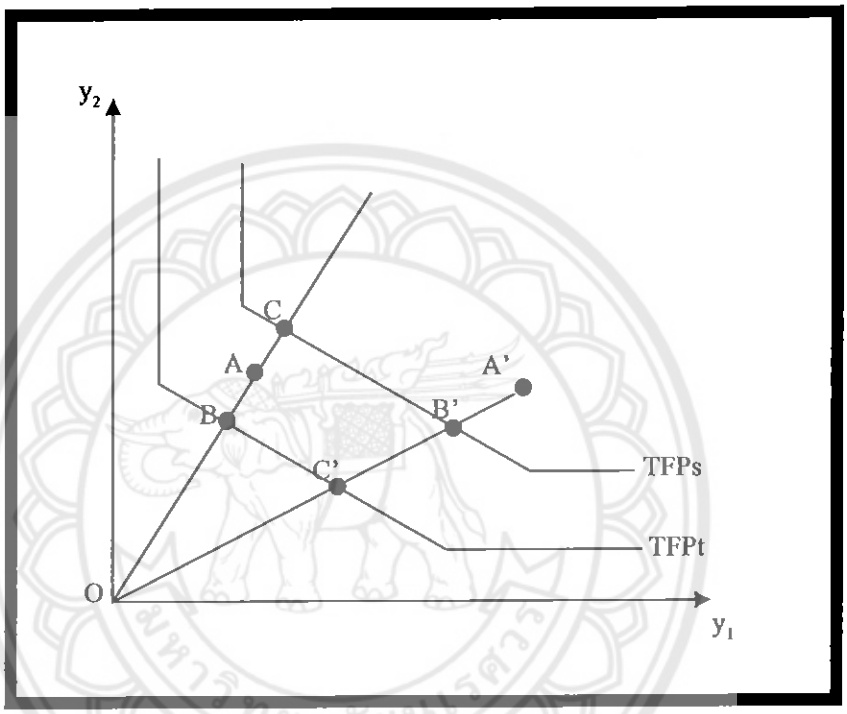
เมื่อ $d_i^s(y_s,x_s)$ คือ ระยะทางจากช่วงเวลา s ที่สังเกตกับเทคโนโลยีช่วงเวลา s ถ้าขนาดของ m_i มากกว่า 1 แสดงว่ามีการปรับปรุงทางด้านผลิตภาพและประสิทธิภาพ แต่ถ้าค่า m_i มีค่าน้อยกว่า 1 แสดงว่าไม่มีการปรับปรุงทางด้านผลิตภาพและประสิทธิภาพ และจากสมการ (3.4) จะได้ว่า

$$m_i(y_s,x_s;y_t,x_t) = \frac{d_i^t(y_t,x_t)}{d_i^s(y_s,x_s)} \left[\frac{d_i^s(y_t,x_t)}{d_i^t(y_t,x_t)} \times \frac{d_i^s(y_s,x_s)}{d_i^t(y_s,x_s)}\right]^{1/2} \qquad (3.6)$$

เมื่อ

$$\text{การเปลี่ยนแปลงประสิทธิภาพทางเทคนิค} = \frac{d_i^s(y_t,x_t)}{d_i^t(y_t,x_t)} \qquad (3.7)$$

$$\text{การเปลี่ยนแปลงทางเทคนิค} = \left[\frac{d_i^s(y_t,x_t)}{d_i^t(y_t,x_t)} \times \frac{d_i^s(y_s,x_s)}{d_i^t(y_s,x_s)}\right]^{1/2} \qquad (3.8)$$



รูปที่ 2.7 วิธีการหาค่าดัชนี Malmquist TFP

เมื่อพิจารณาจากกราฟรูปที่ 2.7การเปลี่ยนแปลงผลิตภาพโดยรวม(Total Factor Productivity change) ระหว่างช่วง t กับ s โดยมีช่วงเวลา s เป็นปีแรก โดยใช้สมการ การวัดประสิทธิภาพผลผลิตด้วยปัจจัยนำเข้าโดยใช้การใช้วิธีการวิเคราะห์เส้นขอบเขตหาค่าดัชนี Malmquist TFP จากสมการที่ 3.4 จะได้ว่า

$$m_i(y_s,x_s;y_t,x_t) = \left[\frac{OA/OC}{OA'/OB'} \times \frac{OA/OB}{OA'/OC'}\right]^{1/2} \qquad (3.9)$$

นำ $\frac{OA/OB}{OA/OB} \times \frac{OA'/OB'}{OA'/OB'}$ คูนในสมการที่ 3.9 จะได้ว่า

$$m_i(y_s,x_s;y_t,x_t) = \left[\frac{OA/OC}{OA'/OB'} \times \frac{OA/OB}{OA'/OC'}\right]^{1/2} \times \left[\frac{OA/OB}{OA/OB} \times \frac{OA'/OB'}{OA'/OB'}\right]$$

$$= \left[\frac{OA/OB}{OA'/OB'} \times \frac{OA/OC}{OA'/OB'} \times \frac{OA/OB}{OA'/OC'} \times \left(\frac{OA'/OB'}{OA/OB} \right)^{2} \right]^{1/2}$$

$$= \left[\frac{OA/OB}{OA'/OB'} \times \frac{OA/OC}{OA/OB} \times \frac{OA'/OB'}{OA'/OC'} \right]^{1/2}$$

เพราะฉะนั้นจะได้ว่า

$$m_i(y_s, x_s; y_t, x_t) = \left[\frac{OA/OB}{OA'/OB'} \times \frac{OA/OC}{OA/OB} \times \frac{OA'/OB'}{OA'/OC'} \right]^{1/2} \quad \textbf{(3.10)}$$

และจากสมการที่ 3.10 จะได้ว่า

$$\text{การเปลี่ยนแปลงประสิทธิภาพทางเทคนิค} = \frac{OA/OB}{OA'/OB'} \quad \textbf{(3.11)}$$

และ

$$\text{การเปลี่ยนแปลงทางเทคนิค} = \left[\frac{OA/OC}{OA/OB} \times \frac{OA'/OB'}{OA'/OC'} \right]^{1/2} \quad \textbf{(3.12)}$$

ในการคำนวณฟังก์ชั่นระยะทางที่ทำขึ้นโดย Malmquist TFP Index ยังมี 4 ฟังก์ชั่นในโปรแกรมดังนี้

$$[d_i^t(y_t, x_t)]^{-1} = \min_{\theta,\lambda}\theta$$

โดยที่ $-y_{it} + Y_t\lambda \geq 0,$

$\theta x_{it} - X_t\lambda \geq 0,$ **(3.13)**

$\lambda \geq 0$

$$[d_i^s(y_s, x_s)]^{-1} = \min_{\theta,\lambda}\theta$$

โดยที่ $-y_{is} + Y_s\lambda \geq 0,$

$\theta x_{is} - X_s\lambda \geq 0,$ **(3.14)**

$\lambda \geq 0$

$$[d_i^t(y_s, x_s)]^{-1} = \min_{\theta,\lambda}\theta$$

$$\text{โดยที่} \quad -y_{is}+Y_t\lambda \geq 0, \qquad \theta x_{is}-X_t\lambda \geq 0, \qquad \lambda \geq 0 \tag{3.15}$$

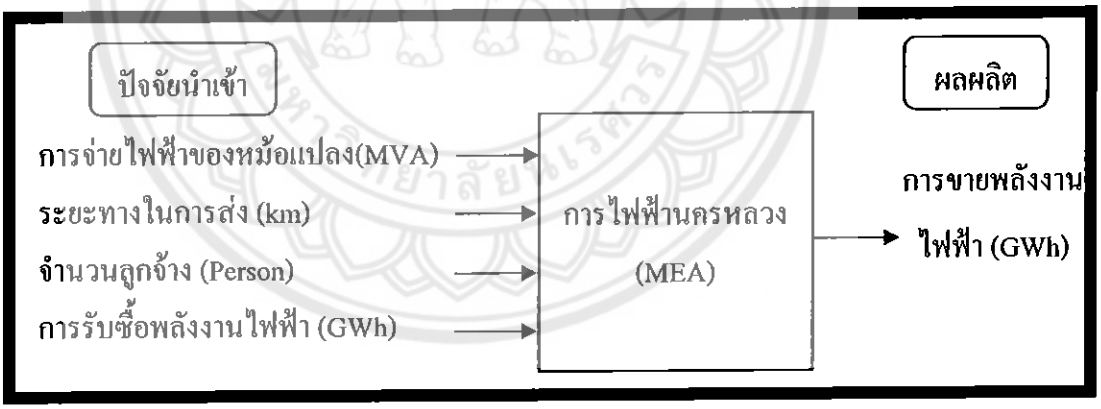
และ

$$[d_i^s(y_t, x_t)]^{-1} = \min_{\theta\lambda}\theta$$

$$\text{โดยที่} \quad -y_{it}+Y_s\lambda \geq 0, \qquad \theta x_{it}-X_s\lambda \geq 0, \qquad \lambda \geq 0 \tag{3.16}$$

2.6 การเลือกปัจจัยนำเข้า และผลผลิต

ในหัวข้อนี้จะอธิบายการเลือกใช้ข้อมูลที่ใช้ในโครงงานนี้เพื่อหาการเปลี่ยนแปลงประสิทธิภาพทางเทคนิค (Technical efficiency change) และการเปลี่ยนแปลงผลิตภาพโดยรวม (Total factor productivity change) โดยในการเลือกตัวแปรของปัจจัยนำเข้า (Input) และผลผลิต (Output) นั้นขึ้นอยู่กับลักษณะการใช้ปัจจัยนำเข้า (Input) และผลผลิต (Output) ของการไฟฟ้านครหลวง



รูปที่ 2.8 Input และ Output

ในการเลือกข้อมูลปัจจัยนำเข้า (Input) และผลผลิต (Output) จะเลือกบนฐานของข้อมูลปัจจัยนำเข้า (Input) และผลผลิต (Output) ที่ได้จากเอกสารอ้างอิงที่สามารถเข้าถึง และวิธีการที่ใช้ในการหาการเปลี่ยนแปลงประสิทธิภาพทางเทคนิค (Technical efficiency change) และการเปลี่ยนแปลงผลิตภาพโดยรวม (Total Factor Productivity change) จากรูปที่ 2.8 การเลือกข้อมูล ในการวิเคราะห์ระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง (MEA) จะพิจารณาที่ 4 ปัจจัยนำเข้า (Input) และ 1 ผลผลิต (Output) ในการเลือก ปัจจัยนำเข้า (Input) ที่ใส่เข้าไปสามารถวัดได้ในมุมมองทางด้านจำนวนเงินและทางด้านกายภาพ ซึ่งในโครงงานนี้ไม่มีข้อมูลเกี่ยวกับจำนวนเงิน

ลงทุนหรือสินทรัพย์ จึงได้เลือกใช้ข้อมูลทางกายภาพ เนื่องจากความไม่พร้อมของข้อมูลและการเข้าถึงข้อมูลในเชิงลึกทั้งที่เป็นสินทรัพย์ที่เป็นอุปกรณ์ เช่น เครื่องกำเนิดไฟฟ้า, ระบบสายส่ง (Transmission line), หม้อต้มน้ำ (Boilers), ระบบหล่อเย็น (Cooler) เป็นต้น และที่ไม่เป็นสินทรัพย์ที่เป็นอุปกรณ์ เช่น ที่ดิน, อาคาร, ยานพาหนะ เป็นต้นโครงงานนี้จึงเลือกปัจจัยนำเข้า (Input) ดังต่อไปนี้

1. ระยะทางในการส่ง (Network length)
2. การจ่ายไฟฟ้าของหม้อแปลง (Network capacity)
3. การรับซื้อกระแสไฟฟ้า (Electricity purchase)
4. จำนวนลูกจ้าง (Number of employees)

โดยที่จำนวนลูกจ้าง(Number of employees) ที่ถูกเลือกเข้ามานั้นเพื่อเป็นตัวแทนของปัจจัยที่เป็นแรงงาน ซึ่งตัวแปรนี้เป็นตัวแปรที่ไม่สามารถเป็นตัวแทนของมาตรฐานที่ดีได้เนื่องจาก ปริมาณแรงงานไม่ได้แสดงถึงจำนวนชั่วโมงการทำงานของแต่ละคนและคุณภาพของแรงงาน ซึ่งคุณภาพของแรงงานยังแตกต่างกันตรงที่ การศึกษา, ฝึกอบรม, และประสบการทำงาน และผลผลิต (Output) ที่ใช้พิจารณาคือ การขายกระแสไฟฟ้า (Electricity sold) ของการไฟฟ้านครหลวงโดยมีข้อมูลปัจจัยนำเข้า (Input) และผลผลิต (Output) ที่ใช้พิจารณาการเปลี่ยนแปลงประสิทธิภาพทางเทคนิค (Technical efficiency change) และการเปลี่ยนแปลงผลิตภาพโดยรวม (Total Factor Productivity change)ของการไฟฟ้านครหลวง จะอยู่ในช่วง 30 ปี (พ.ศ. 2523 – 2553) ดังแสดงในตารางที่ 2.1

ตารางที่ 2.1 : ข้อมูลปัจจัยนำเข้าและผลผลิต

ปี	ผลผลิต	ปัจจัยการนำเข้า			
	ไฟฟ้าที่จำหน่าย (ล้านหน่วย)	ความยาวสายส่ง (km)	การจ่ายไฟฟ้าของหม้อแปลง (MVA)	จำนวนพนักงาน (คน)	ไฟฟ้าที่ซื้อ (ล้านหน่วย)
2523	7867430	16923	2682	9676	8362005
2524	8182200	16376	2922	10045	8492431
2525	8438005	16865	2995	10211	8718698
2526	9166376	17325	3235	10264	9665666
2527	9917161	17764	3245	10301	10497511
2528	10329560	18259	3345	10422	10909591
2529	10672090	18983	3775	10640	11390600
2530	12103790	19697	4055	10865	12929710

ตารางที่ 2.1 : ข้อมูลปัจจัยนำเข้าและผลผลิต (ต่อ)

ปี	ผลผลิต	ปัจจัยการนำเข้า			
	การขายไฟฟ้าที่จำหน่าย (MWh)	ความยาวสายส่ง (km)	การจ่ายไฟฟ้าของหม้อแปลง (MVA)	จำนวนพนักงาน (คน)	ไฟฟ้าที่ซื้อ (MWh)
2531	13607470	20511	4205	11014	14564100
2532	15167630	21841	4445	11764	16143780
2533	17640910	22663	5145	12969	18622500
2534	19760780	23577	5965	13887	20776780
2535	21967620	26677	6670	13916	22945540
2536	23849410	28057	8005	13617	24872660
2537	26254750	29559	9025	13430	27525270
2538	29105610	31278	9810	13220	30603490
2539	31004190	33378	11030	12948	32366550
2540	32246490	34464	11210	12595	33707990
2541	30987490	33011	12030	12205	32341790
2542	29500360	33837	12785	11747	30873370
2543	31327650	35238	13600	11573	32808460
2544	33693680	35690	14245	10988	35477620
2545	34675620	37492	14740	10386	36288200
2546	36930530	38102	15405	9913	38587010
2547	38933000	38241	15445	9488	40572280
2548	39906000	38986	15785	9237	43799000
2549	41274000	39555	15985	8965	45340000
2550	42035410	40327	16695	8861	43604250
2551	42235910	43682	16980	8650	43604600
2552	41733300	43148	17640	8454	43229570
2553	45060160	44521	17345	8157	46640780

ที่มา : รายงานประจำปีของการไฟฟ้านครหลวงในช่วงปี พ.ศ. 2523 – พ.ศ. 2553

2.7 การแปลงข้อมูลอนุกรมเวลา (Time series data transformation)

จากที่ได้กล่าวไว้ว่าโครงงานนี้ใช้ DEA Method ในการพิจารณาการเปลี่ยนแปลงประสิทธิภาพทางเทคนิคและการเปลี่ยนแปลงผลิตภาพโดยรวมของการไฟฟ้านครหลวง แต่วิธีนี้ต้องการข้อมูลที่เป็น Cross – section หรือ Panel data เพื่อประเมินประสิทธิภาพ แต่เนื่องจากข้อมูลที่ได้มานั้นเป็นข้อมูลที่ได้มาจากการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) เพียงองค์กรเดียวข้อมูลที่ได้มาจะเป็นข้อมูลแบบอนุกรมเวลาในการที่จะไปเปรียบเทียบกับกิจการไฟฟ้าของประเทศที่กำลังพัฒนามาเปรียบเทียบกับประเทศไทยนั้นเป็นไปได้ยาก เพื่อที่จะแก้ปัญหานี้จึงต้องเปลี่ยนข้อมูลที่เป็น Time Series ไปเป็นข้อมูลที่เป็น Cross – section เพื่อทำการเทียบประสิทธิภาพกับตัวเองในระยะเวลาที่ผ่านมา โดยในโครงงานนี้ได้ทำการแปลงข้อมูล Time Series ไปเป็นข้อมูล Cross – section โดยแต่ละช่วงนั้นจะแบ่งเป็นช่วงละ10 ปี โดยมีเหตุผลดังต่อไปนี้

2.7.1 ระยะเวลาในการออกแบบ พัฒนากำลังไฟฟ้าของประเทศไทย (PDP) อยู่ในระยะเวลาประมาณ 10-15 ปี

2.7.2 ในการแปลงแปลงเทคโนโลยีสำหรับการผลิตไฟฟ้าจะเปลี่ยนทุกๆ 10 ปี ในโครงงานนี้จากชุดข้อมูล Time Series จาก 30 ปี (2523 - 2553) จะได้ข้อมูลเป็นช่วงได้ 22 ช่วง ช่วงละ 10 ปี โดยช่วงแรกจะอยู่ระหว่างปี (2523 – 2532), ช่วงที่ 2 อยู่ระหว่างปี (2524 – 2533) ไปเรื่อยๆ จนช่วงที่ 22 จะอยู่ระหว่าง 10 ปี สุดท้ายคือ (2544- 2553) ดังตารางที่ 2.2

ตารางที่ 2.2 : การแปลงข้อมูลอนุกรมเวลาเป็นข้อมูล Cross – section

ช่วง	ปี	ผลผลิต	ปัจจัยการนำเข้า			
		การขายไฟฟ้าที่จำหน่าย (MWh)	ความยาวสายส่ง (km)	การจ่ายไฟฟ้าของหม้อแปลง (MVA)	จำนวนพนักงาน (คน)	ไฟฟ้าที่ซื้อ (MWh)
1	2523	7867430	16923	2682	9676	8362005
	2524	8182200	16376	2922	10045	8492431
	2525	8438005	16865	2995	10211	8718698
	2526	9166376	17325	3235	10264	9665666
	2527	9917161	17764	3245	10301	10497511
	2528	10329560	18259	3345	10422	10909591
	2529	10672090	18983	3775	10640	11390600
	2530	12103790	19697	4055	10865	12929710
	2531	13607470	20511	4205	11014	14564100
	2532	15167630	21841	4445	11764	16143780

ตารางที่ 2.2 : ข้อมูลที่เป็น Cross – section ช่วงเวลา 10 ปี (ต่อ)

ช่วง	ปี	ผลผลิต	ปัจจัยการนำเข้า			
		การขายไฟฟ้าที่จำหน่าย (MWh)	ความยาวสายส่ง (km)	การจ่ายไฟฟ้าของหม้อแปลง (MVA)	จำนวนพนักงาน (คน)	การขายไฟฟ้าที่จำหน่าย (MWh)
2	2524	8182200	16376	2922	10045	8492431
	2525	8438005	16865	2995	10211	8718698
	2526	9166376	17325	3235	10264	9665666
	2527	9917161	17764	3245	10301	10497511
	2528	10329560	18259	3345	10422	10909591
	2529	10672090	18983	3775	10640	11390600
	2530	12103790	19697	4055	10865	12929710
	2531	13607470	20511	4205	11014	14564100
	2532	15167630	21841	4445	11764	16143780
	2533	17640910	22663	5145	12969	18622500
3	2525	8438005	16865	2995	10211	8718698
	2526	9166376	17325	3235	10264	9665666
	2527	9917161	17764	3245	10301	10497511
	2528	10329560	18259	3345	10422	10909591
	2529	10672090	18983	3775	10640	11390600
	2530	12103790	19697	4055	10865	12929710
	2531	13607470	20511	4205	11014	14564100
	2532	15167630	21841	4445	11764	16143780
	2533	17640910	22663	5145	12969	18622500
	2534	19760780	23577	5965	13887	20776780
4	2526	9166376	17325	3235	10264	9665666
	2527	9917161	17764	3245	10301	10497511
	2528	10329560	18259	3345	10422	10909591
	2529	10672090	18983	3775	10640	11390600
	2530	12103790	19697	4055	10865	12929710
	2531	13607470	20511	4205	11014	14564100
	2532	15167630	21841	4445	11764	16143780
	2533	17640910	22663	5145	12969	18622500
	2534	19760780	23577	5965	13887	20776780
	2535	21967620	26677	6670	13916	22945540

ตารางที่ 2.2 : ข้อมูลที่เป็น Cross – section ช่วงเวลา 10 ปี (ต่อ)

ช่วง	ปี	ผลผลิต	ปัจจัยการนำเข้า			
		การขายไฟฟ้าที่จำหน่าย (MWh)	ความยาวสายส่ง (km)	การจ่ายไฟฟ้าของหม้อแปลง (MVA)	จำนวนพนักงาน (คน)	การขายไฟฟ้าที่จำหน่าย (MWh)
5	2527	9917161	17764	3245	10301	10497511
	2528	10329560	18259	3345	10422	10909591
	2529	10672090	18983	3775	10640	11390600
	2530	12103790	19697	4055	10865	12929710
	2531	13607470	20511	4205	11014	14564100
	2532	15167630	21841	4445	11764	16143780
	2533	17640910	22663	5145	12969	18622500
	2534	19760780	23577	5965	13887	20776780
	2535	21967620	26677	6670	13916	22945540
	2536	23849410	28057	8005	13617	24872660
6	2528	10329560	18259	3345	10422	10909591
	2529	10672090	18983	3775	10640	11390600
	2530	12103790	19697	4055	10865	12929710
	2531	13607470	20511	4205	11014	14564100
	2532	15167630	21841	4445	11764	16143780
	2533	17640910	22663	5145	12969	18622500
	2534	19760780	23577	5965	13887	20776780
	2535	21967620	26677	6670	13916	22945540
	2536	23849410	28057	8005	13617	24872660
	2537	26254750	29559	9025	13430	27525270
7	2529	10672090	18983	3775	10640	11390600
	2530	12103790	19697	4055	10865	12929710
	2531	13607470	20511	4205	11014	14564100
	2532	15167630	21841	4445	11764	16143780
	2533	17640910	22663	5145	12969	18622500
	2534	19760780	23577	5965	13887	20776780
	2535	21967620	26677	6670	13916	22945540
	2536	23849410	28057	8005	13617	24872660
	2537	26254750	29559	9025	13430	27525270
	2538	29105610	31278	9810	13220	30603490

ตารางที่ 2.2 : ข้อมูลที่เป็น Cross – section ช่วงเวลา 10 ปี (ต่อ)

ช่วง	ปี	ผลผลิต	ปัจจัยการนำเข้า			
		การขายไฟฟ้าที่จำหน่าย (MWh)	ความยาวสายส่ง (km)	การจ่ายไฟฟ้าของหม้อแปลง (MVA)	จำนวนพนักงาน (คน)	การขายไฟฟ้าที่จำหน่าย (MWh)
8	2530	12103790	19697	4055	10865	12929710
	2531	13607470	20511	4205	11014	14564100
	2532	15167630	21841	4445	11764	16143780
	2533	17640910	22663	5145	12969	18622500
	2534	19760780	23577	5965	13887	20776780
	2535	21967620	26677	6670	13916	22945540
	2536	23849410	28057	8005	13617	24872660
	2537	26254750	29559	9025	13430	27525270
	2538	29105610	31278	9810	13220	30603490
	2539	31004190	33378	11030	12948	32366550
9	2531	13607470	20511	4205	11014	14564100
	2532	15167630	21841	4445	11764	16143780
	2533	17640910	22663	5145	12969	18622500
	2534	19760780	23577	5965	13887	20776780
	2535	21967620	26677	6670	13916	22945540
	2536	23849410	28057	8005	13617	24872660
	2537	26254750	29559	9025	13430	27525270
	2538	29105610	31278	9810	13220	30603490
	2539	31004190	33378	11030	12948	32366550
	2540	32246490	34464	11210	12595	33707990
10	2532	15167630	21841	4445	11764	16143780
	2533	17640910	22663	5145	12969	18622500
	2534	19760780	23577	5965	13887	20776780
	2535	21967620	26677	6670	13916	22945540
	2536	23849410	28057	8005	13617	24872660
	2537	26254750	29559	9025	13430	27525270
	2538	29105610	31278	9810	13220	30603490
	2539	31004190	33378	11030	12948	32366550
	2540	32246490	34464	11210	12595	33707990
	2541	30987490	33011	12030	12205	32341790

ตารางที่ 2.2 : ข้อมูลที่เป็น Cross – section ช่วงเวลา 10 ปี (ต่อ)

ช่วง	ปี	ผลผลิต	ปัจจัยการนำเข้า			
		การขายไฟฟ้าที่จำหน่าย (MWh)	ความยาวสายส่ง (km)	การจ่ายไฟฟ้าของหม้อแปลง (MVA)	จำนวนพนักงาน (คน)	การขายไฟฟ้าที่จำหน่าย (MWh)
11	2533	17640910	22663	5145	12969	18622500
	2534	19760780	23577	5965	13887	20776780
	2535	21967620	26677	6670	13916	22945540
	2536	23849410	28057	8005	13617	24872660
	2537	26254750	29559	9025	13430	27525270
	2538	29105610	31278	9810	13220	30603490
	2539	31004190	33378	11030	12948	32366550
	2540	32246490	34464	11210	12595	33707990
	2541	30987490	33011	12030	12205	32341790
	2542	29500360	33837	12785	11747	30873370
12	2534	19760780	23577	5965	13887	20776780
	2535	21967620	26677	6670	13916	22945540
	2536	23849410	28057	8005	13617	24872660
	2537	26254750	29559	9025	13430	27525270
	2538	29105610	31278	9810	13220	30603490
	2539	31004190	33378	11030	12948	32366550
	2540	32246490	34464	11210	12595	33707990
	2541	30987490	33011	12030	12205	32341790
	2542	29500360	33837	12785	11747	30873370
	2543	31327650	35238	13600	11573	32808460
13	2535	21967620	26677	6670	13916	22945540
	2536	23849410	28057	8005	13617	24872660
	2537	26254750	29559	9025	13430	27525270
	2538	29105610	31278	9810	13220	30603490
	2539	31004190	33378	11030	12948	32366550
	2540	32246490	34464	11210	12595	33707990
	2541	30987490	33011	12030	12205	32341790
	2542	29500360	33837	12785	11747	30873370
	2543	31327650	35238	13600	11573	32808460
	2544	33693680	35690	14245	10988	35477620

ตารางที่ 2.2 : ข้อมูลที่เป็น Cross – section ช่วงเวลา 10 ปี (ต่อ)

ช่วง	ปี	ผลผลิต	ปัจจัยการนำเข้า			
		การขายไฟฟ้าที่จำหน่าย (MWh)	ความยาวสายส่ง (km)	การจ่ายไฟฟ้าของหม้อแปลง (MVA)	จำนวนพนักงาน (คน)	การขายไฟฟ้าที่จำหน่าย (MWh)
14	2536	23849410	28057	8005	13617	24872660
	2537	26254750	29559	9025	13430	27525270
	2538	29105610	31278	9810	13220	30603490
	2539	31004190	33378	11030	12948	32366550
	2540	32246490	34464	11210	12595	33707990
	2541	30987490	33011	12030	12205	32341790
	2542	29500360	33837	12785	11747	30873370
	2543	31327650	35238	13600	11573	32808460
	2544	33693680	35690	14245	10988	35477620
	2545	34675620	37492	14740	10386	36288200
15	2537	26254750	29559	9025	13430	27525270
	2538	29105610	31278	9810	13220	30603490
	2539	31004190	33378	11030	12948	32366550
	2540	32246490	34464	11210	12595	33707990
	2541	30987490	33011	12030	12205	32341790
	2542	29500360	33837	12785	11747	30873370
	2543	31327650	35238	13600	11573	32808460
	2544	33693680	35690	14245	10988	35477620
	2545	34675620	37492	14740	10386	36288200
	2546	36930530	38102	15405	9913	38587010
16	2538	29105610	31278	9810	13220	30603490
	2539	31004190	33378	11030	12948	32366550
	2540	32246490	34464	11210	12595	33707990
	2541	30987490	33011	12030	12205	32341790
	2542	29500360	33837	12785	11747	30873370
	2543	31327650	35238	13600	11573	32808460
	2544	33693680	35690	14245	10988	35477620
	2545	34675620	37492	14740	10386	36288200
	2546	36930530	38102	15405	9913	38587010
	2547	38933000	38241	15445	9488	40572280

ตารางที่ 2.2 : ข้อมูลที่เป็น Cross – section ช่วงเวลา 10 ปี (ต่อ)

ช่วง	ปี	ผลผลิต	ปัจจัยการนำเข้า			
		การขายไฟฟ้าที่จำหน่าย (MWh)	ความยาวสายส่ง (km)	การจ่ายไฟฟ้าของหม้อแปลง (MVA)	จำนวนพนักงาน (คน)	การขายไฟฟ้าที่จำหน่าย (MWh)
17	2539	31004190	33378	11030	12948	32366550
	2540	32246490	34464	11210	12595	33707990
	2541	30987490	33011	12030	12205	32341790
	2542	29500360	33837	12785	11747	30873370
	2543	31327650	35238	13600	11573	32808460
	2544	33693680	35690	14245	10988	35477620
	2545	34675620	37492	14740	10386	36288200
	2546	36930530	38102	15405	9913	38587010
	2547	38933000	38241	15445	9488	40572280
	2548	39906000	38986	15785	9237	41439850
18	2540	32246490	34464	11210	12595	33707990
	2541	30987490	33011	12030	12205	32341790
	2542	29500360	33837	12785	11747	30873370
	2543	31327650	35238	13600	11573	32808460
	2544	33693680	35690	14245	10988	35477620
	2545	34675620	37492	14740	10386	36288200
	2546	36930530	38102	15405	9913	38587010
	2547	38933000	38241	15445	9488	40572280
	2548	39906000	38986	15785	9237	41439850
	2549	41274000	39555	15985	8965	42946570
19	2541	30987490	33011	12030	12205	32341790
	2542	29500360	33837	12785	11747	30873370
	2543	31327650	35238	13600	11573	32808460
	2544	33693680	35690	14245	10988	35477620
	2545	34675620	37492	14740	10386	36288200
	2546	36930530	38102	15405	9913	38587010
	2547	38933000	38241	15445	9488	40572280
	2548	39906000	38986	15785	9237	41439850
	2549	41274000	39555	15985	8965	42946570
	2550	42035410	40327	16695	8861	43604250

ห้องสมุดคณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยนเรศวร

ตารางที่ 2.2 : ข้อมูลที่เป็น Cross – section ช่วงเวลา 10 ปี (ต่อ)

ช่วง	ปี	ผลผลิต	ปัจจัยการนำเข้า			
		การขายไฟฟ้าที่จำหน่าย (MWh)	ความยาวสายส่ง (km)	การจ่ายไฟฟ้าของหม้อแปลง (MVA)	จำนวนพนักงาน (คน)	การขายไฟฟ้าที่จำหน่าย (MWh)
20	2542	29500360	33837	12785	11747	30873370
	2543	31327650	35238	13600	11573	32808460
	2544	33693680	35690	14245	10988	35477620
	2545	34675620	37492	14740	10386	36288200
	2546	36930530	38102	15405	9913	38587010
	2547	38933000	38241	15445	9488	40572280
	2548	39906000	38986	15785	9237	41439850
	2549	41274000	39555	15985	8965	42946570
	2550	42035410	40327	16695	8861	43604250
	2551	42235910	43682	16980	8650	43604600
21	2543	31327650	35238	13600	11573	32808460
	2544	33693680	35690	14245	10988	35477620
	2545	34675620	37492	14740	10386	36288200
	2546	36930530	38102	15405	9913	38587010
	2547	38933000	38241	15445	9488	40572280
	2548	39906000	38986	15785	9237	41439850
	2549	41274000	39555	15985	8965	42946570
	2550	42035410	40327	16695	8861	43604250
	2551	42235910	43682	16980	8650	43604600
	2552	41733300	43148	17640	8454	43229570
22	2544	33693680	35690	14245	10988	35477620
	2545	34675620	37492	14740	10386	36288200
	2546	36930530	38102	15405	9913	38587010
	2547	38933000	38241	15445	9488	40572280
	2548	39906000	38986	15785	9237	41439850
	2549	41274000	39555	15985	8965	42946570
	2550	42035410	40327	16695	8861	43604250
	2551	42235910	43682	16980	8650	43604600
	2552	41733300	43148	17640	8454	43229570
	2553	45060160	44521	17345	8157	46640780

ที่มา : รายงานประจำปีของการไฟฟ้านครหลวงในช่วงปี พ.ศ. 2523 – พ.ศ. 2553

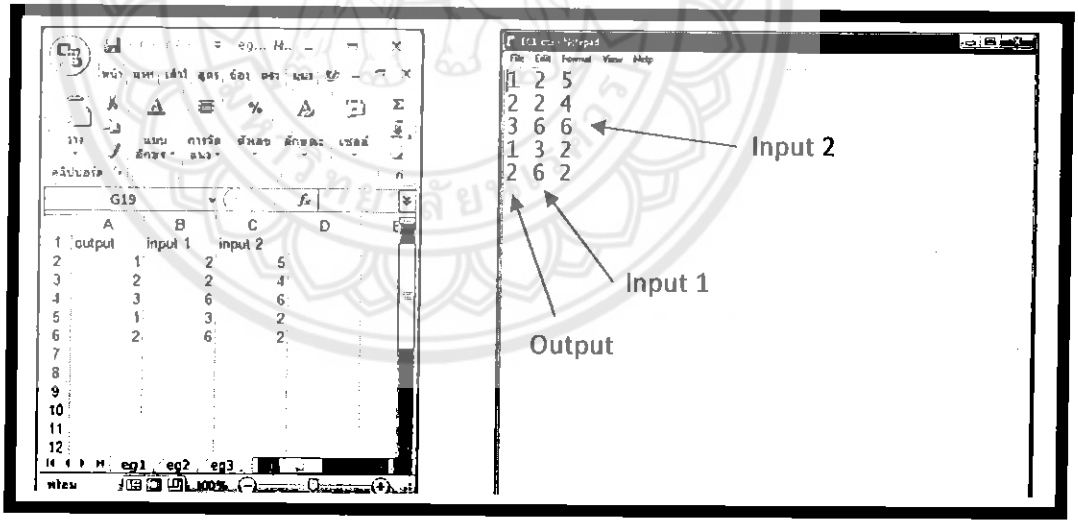
2.8 โปรแกรม Data Envelopment Analysis

โปรแกรม Data Analysis Envelopment (DEAP) รุ่น 2.1 เป็นการคำนวณของการเปลี่ยนแปลงปัจจัยการผลิตรวม การเปลี่ยนแปลงทางเทคนิค และ การเปลี่ยนแปลงประสิทธิภาพทางเทคนิค โปรแกรมนี้ถูกพัฒนาโดย ศูนย์ประสิทธิภาพและการวิเคราะห์การผลิต (CEPA) ที่ Queensland University of Technology, ออสเตรเลีย โปรแกรม DEAP เป็นซอฟต์แวร์คอมพิวเตอร์ DOS สามารถทำงานบนระบบปฏิบัติการ Windows โปรแกรมนี้ได้มีการใช้กันอย่างแพร่หลายเนื่องจากความสามารถของตัวโปรแกรมที่จะจัดการได้ไม่จำกัดจำนวนปัจจัยการผลิตขององค์กร(Input and Output) และมีให้เลือกใช้หลายรูปแบบ เช่น CRS และ VRS และโดยเฉพาะอย่างยิ่งการประยุกต์ใช้วิธีการวิเคราะห์เส้นขอบเขตหาค่าดัชนี Malmquist DEA ในการคำนวณจากการเปลี่ยนแปลงของผลิตภาพโดนรวม(Total Factor Productivity : TFP) การเปลี่ยนแปลงทางเทคนิคและการเปลี่ยนแปลงประสิทธิภาพทางเทคนิค

2.9 ขั้นตอนการใช้โปรแกรม

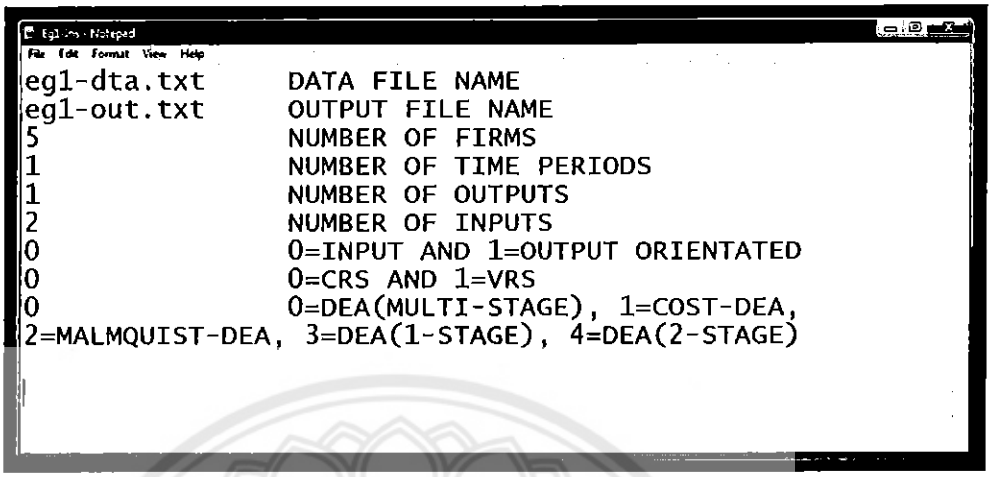
ขั้นตอนการใช้โปรแกรม Data Envelopment Analysis (DEAP) รุ่น 2.0 มีดังต่อไปนี้

2.9.1 นำข้อมูลที่ได้ที่จากการรวบรวมมาสร้าง Data file.txt ดังรูปที่ 2.9 โดยเป็นข้อมูล Input และ Output



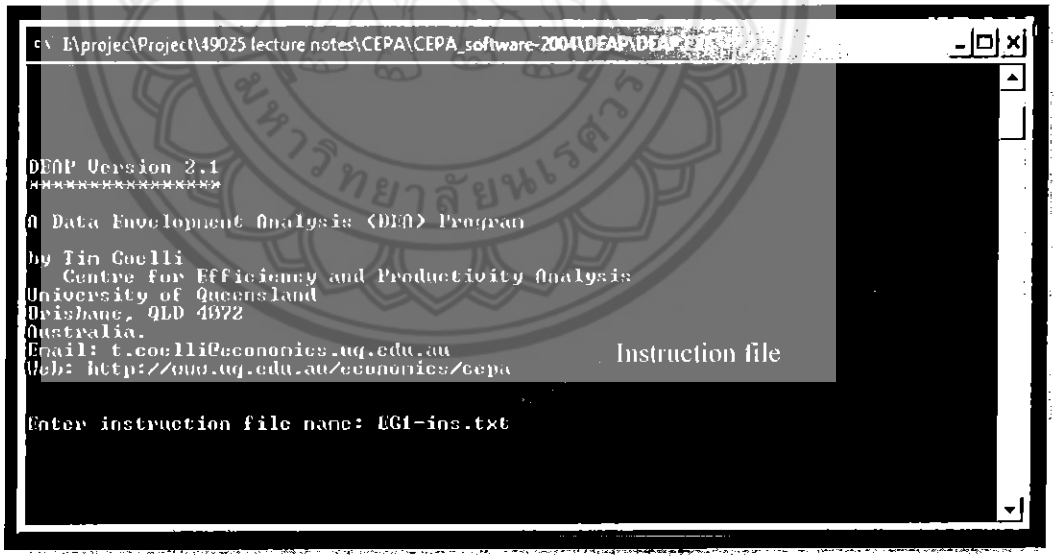
รูปที่ 2.9 Data file.txt

2.9.2 สร้าง Instruction file.txt โดยนำข้อมูลจากข้อที่ 1 มาเป็นตัวกำหนดดังรูป 2.10



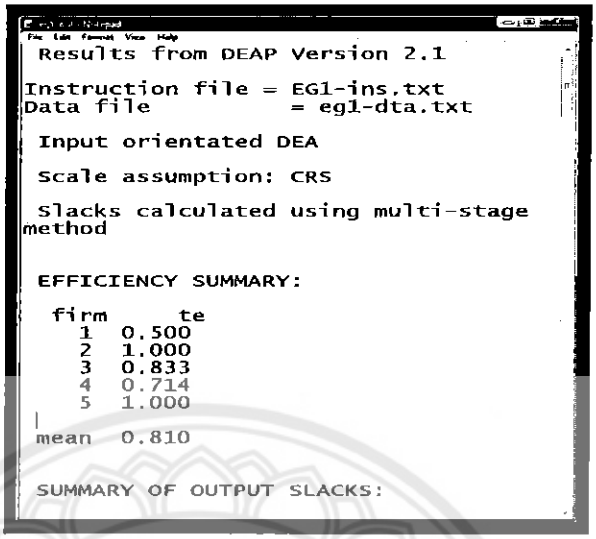
รูปที่ 2.10 Instruction file.txt

2.9.3 เปิดโปรแกรม DEAP.EXE หน้าต่างโปรแกรมจะเป็นดังรูปที่ 2.11 แล้วพิมพ์ชื่อ Instruction file.txt ที่ตั้งไว้ลงในโปรแกรมแล้ว Enter



รูปที่ 2.11 โปรแกรม DEAP.EXE

2.9.4 จะได้ Output file.txt ดังรูปที่ 2.12



```
 Results from DEAP Version 2.1

Instruction file = EG1-ins.txt
Data file        = eg1-dta.txt

 Input orientated DEA

 Scale assumption: CRS

 Slacks calculated using multi-stage
method


 EFFICIENCY SUMMARY:

  firm      te
     1   0.500
     2   1.000
     3   0.833
     4   0.714
     5   1.000

 mean    0.810

 SUMMARY OF OUTPUT SLACKS:
```

รูปที่ 2.12 Output file.txt

บทที่ 3
ระบบที่ใช้ศึกษา

โครงงานนี้เป็นการวิเคราะห์ประสิทธิภาพและผลิตภาพของการไฟฟ้านครหลวง ก่อนและหลังปฏิรูปโครงสร้างว่ามีประสิทธิภาพเพิ่มขึ้นลดลงมากน้อยเพียงใด เพื่อความเข้าใจในโครงงานจึงจำเป็นต้องทราบว่าโครงสร้างของกิจการไฟฟ้าไทย โครงสร้างของกิจการไฟฟ้านครหลวง มีโครงสร้างก่อนและหลังปฏิรูปกิจการไฟฟ้าเป็นเช่นไร รวมไปถึงวิวัฒนาการของกิจการไฟฟ้าไทยตั้งแต่เริ่มก่อตั้งจนถึงปัจจุบัน ดังจะได้อธิบายในหัวข้อต่อไป

3.1 ประวัติความเป็นมาของกิจการไฟฟ้า

ไฟฟ้าในเมืองไทยเริ่มครั้งแรกเมื่อ จอมพลเจ้าพระยาสุรศักดิ์มนตรี ครั้งยังเป็น จมื่น ไวยวรนาถ เป็นอุปทูตได้เดินทางไปกับเจ้าพระยาภาสกรวงศ์ และได้เห็นกรุงปารีส ประเทศฝรั่งเศส สว่างไสวไปด้วยไฟฟ้าเมื่อกลับมาเมืองไทยจึงคิดว่าเมืองไทยน่าจะมีไฟฟ้าใช้แบบเดียวกับอารยประเทศ และการนี้จะทำให้สำเร็จได้คงต้องเริ่มภายในพระบรมมหาราชวังและบ้านเจ้านายก่อน จึงได้นำความขึ้นกราบทูลพระบาทสมเด็จพระจุลจอมเกล้าเจ้าอยู่หัว แต่มีพระราชดำรัสว่า "ไฟฟ้าหลังคาตัดข้าไม่เชื่อ" เมื่อเป็นเช่นนี้ จมื่น ไวยวรนาถ ก็ตระหนักว่าก่อนที่จะเริ่มดำเนินการจำเป็นต้องหาวิธีจูงใจให้ผู้ที่ไม่เคยเห็นเคยใช้ไฟฟ้าเกิดความนิยมขึ้นก่อน จึงนำความไปกราบบังคมทูลพระเจ้าน้องยาเธอกรมหมื่นเทววงศ์วโรปการ ขอให้ช่วยกราบทูลสมเด็จพระนางเจ้าพระบรมราชเทวีให้ทรงรับซื้อที่ดิน ซึ่งได้รับมรดกจากบิดา ณ ตำบลวัดละมุด บางอ้อ ได้เป็นเงิน 180 ชั่ง หรือ 14,400 บาทปรากฏว่าเป็นผลสำเร็จแล้วให้นายมาโยลา ชาวอิตาเลียนที่มารับราชการเป็นครูฝึกทหารเดินทางไปซื้อเครื่องจักรและเครื่องไฟฟ้าที่ ประเทศอังกฤษ เมื่อ พ.ศ.2427 (กฟน.2553)โดยให้ซื้อเครื่องกำเนิดไฟฟ้ามาสองเครื่อง เพื่อจะได้ผลัดเปลี่ยนกันได้ และซื้อสายเคเบิ้ลสำหรับฝังสายใต้ดินจากโรงทหารม้า (ปัจจุบันคือ กระทรวงกลาโหม) ไปจนถึงพระบรมมหาราชวัง และจัดซื้อโคมไฟชนิดต่างๆ เป็นครั้งแรกเมื่อวันที่ 20 กันยายน 2427 ซึ่งเป็นวันคล้ายวันพระราชสมภพของพระบาทสมเด็จพระจุลจอมเกล้าเจ้าอยู่หัว ต่อมาปรากฏว่าไฟฟ้าเป็นที่นิยมกันแพร่หลาย ทั้งในราชสำนักวัง เจ้านาย และชาวบ้านผู้มีอันจะกิน พระบาทสมเด็จพระเจ้าอยู่หัวจึงโปรดพระราชทานเงินที่ใช้จ่ายในการติดตั้งไฟฟ้าคืนให้จมื่นไวยวรนาถ จึงวางแผนที่จะสร้างโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ เพื่อให้ประชาชนในกรุงเทพมหานครได้ใช้ไฟฟ้า แต่เกิดมีราชการสงครามต้องไปปราบฮ่ออยู่เป็นเวลานานเรื่องเลยระงับไว้อย่างไรก็ตามไฟฟ้าก็เป็นที่นิยมกันแพร่หลาย

นอกจากจะใช้เพื่อแสงสว่างแล้วยังมีการนำไปใช้ด้านพลังงานด้วยนั่นคือ มีการจัดตั้งบริษัทรถรางขึ้น เพื่อช่วยเหลือให้การสัญจรในกรุงเทพมหานคร และหัวเมืองบางแห่งเป็นไปอย่างสะดวก ถึงแม้ราคาค่าไฟหลวงใช้จะถูกกว่าชาวบ้านก็จริง แต่การใช้ไฟในสมัยรัชกาลที่ 5 ก็ต้องประหยัดตามถนนบางสายก็ไม่มีไฟฟ้าเพราะปรากฏว่าไม่ค่อยมีคนสัญจร บางสายก็ต้องติดห่างๆ กัน เพราะภาษีบำรุงท้องที่ในสมัยนั้นยังไม่มี เรื่องการติดตั้งไฟฟ้าตามถนน พระบาทสมเด็จพระจุลจอมเกล้าเจ้าอยู่หัวได้ทรงพิถีพิถันเอาพระทัยใส่อยู่เป็นอันมาก เพราะพระองค์ทรงรู้ว่าไฟฟ้าเป็นของใหม่คนไทยเรายังไม่ค่อยเข้าใจปิดเปิดสวิทซ์ก็ยังไม่เป็นบางทีเปิดไฟทิ้งไว้ตลอดคืนก็มี ทำให้หมดเปลืองพระราชทรัพย์ไปโดยเปล่าประโยชน์ การติดไฟตามถนนจึงต้องดูว่าถนนไหนคนเดินมากเดินน้อย และค่าไฟฟ้าสำหรับใช้ตามถนนและในพระราชวังในสมัยนั้นคงจะสิ้นพระราชทรัพย์ปีหนึ่งๆ ไม่ใช่น้อย ยิ่งเมื่อสร้างสวนดุสิตคือ พระราชวังดุสิตกับพระที่นั่งอนันตสมาคม ตลอดจนโครงการประปา ความจำเป็นที่จะต้องใช้ไฟฟ้าก็ทวีมากขึ้นอีกหลายเท่าตัว จะไปซื้อไฟฟ้าบริษัทอยู่ก็ไม่ไหวและทางบริษัทเองก็ไม่สามารถบริการได้ทางกระทรวงนครบาลจึงได้กราบบังคมทูลซึ่งในที่สุดก็ได้รับพระบรมราชานุญาติให้จัดทำไฟฟ้าเอง และองค์กรที่ดำเนินกิจการไฟฟ้าในระยะแรกมี 2 แห่ง คือ การไฟฟ้ากรุงเทพ และกองไฟฟ้าหลวงสามเสน โดยการไฟฟ้ากรุงเทพ เมื่อปี พ.ศ.2430 (กฟน.2553)รัฐบาลได้ให้สัมปทานการเดินรถรางแก่ นายจอห์น ลอฟตัสกับ นาย เอ.ดู เปลซี เดอ ริเซอเลียว เนื่องจากยังไม่มีไฟฟ้าจึงต้องใช้ม้าลาก เปิดดำเนินการอยู่พักหนึ่งแต่ขาดทุนจึงต้องโอนกิจการให้บริษัทเดนมาร์กเมื่อปี พ.ศ.2435 (กฟน.2553) บริษัทเดนมาร์กเปลี่ยนมาใช้รถรางไฟฟ้าในปีพ.ศ.2437 ขณะนั้นประเทศส่วนใหญ่ในยุโรปยังไม่มีรถรางไฟฟ้า แม้แต่กรุงโตเกียวซึ่งเป็นเมืองหลวงของประเทศญี่ปุ่น กว่าจะมีรถรางไฟฟ้าใช้ก็หลังเมืองไทยร่วมสิบปีในปี พ.ศ.(กฟน.2553) บริษัทเดนมาร์กขายกิจการให้แก่ บริษัทบางกอกอีเล็คตริคซิตี้ไลท์ซินดิเคท แต่กิจการไม่เจริญเท่าที่ควร จึงได้โอนกิจการให้บริษัทไฟฟ้าสยามจำกัด มีชาวเดนมาร์กชื่อ นายอ๊อก เวสเตนโฮลส์เป็นผู้ดำเนินการ ตั้งสำนักงานอยู่ที่วัดเลียบจนกระทั่งปี พ.ศ.2482 จึงได้เปลี่ยนชื่อเป็นบริษัทไฟฟ้าไทยคอร์ปอเรชั่นจำกัดในปี พ.ศ.2493 เมื่อหมดสัมปทานรัฐบาลจึงเข้าดำเนินงานแทนและเปลี่ยนชื่อมาเป็นการไฟฟ้ากรุงเทพ เป็นหน่วยงานหนึ่งของกระทรวงมหาดไทย ทำหน้าที่ผลิตและจำหน่ายกระแสไฟฟ้าแก่ประชาชนที่อาศัยอยู่ในบริเวณตอนใต้ของคลองบางกอกน้อยและคลองบางลำภู ส่วนกองไฟฟ้าหลวงสามเสน เดิมชื่อ กองไฟฟ้าสามเสน กำเนิดขึ้นจากพระราชดำริของพระบาทสมเด็จพระจุลจอมเกล้าเจ้าอยู่หัว ที่ทรงตระหนักถึงความสำคัญของพลังงานไฟฟ้าและสายพระเนตรอันยาวไกลของพระองค์ว่าต่อไปบ้านเมืองจะเจริญขึ้นไปทางด้านเหนือของพระนคร จึงทรงพระกรุณาโปรดเกล้าฯให้สร้างพระราชวังดุสิตเป็นที่ประทับโดยที่พระที่นั่งอนันตสมาคมเป็นท้องพระโรง เพื่อให้ได้กำลังไฟฟ้าราคาถูก และสะดวกในการเดินเครื่องสูบน้ำของการประปาด้วย ทรงโปรดเกล้าฯให้เจ้าพระยายมราช (ปั้น สุขุม) เสนาบดีกระทรวงนครบาล และผู้บังคับบัญชากรม

สุขาภิบาลในขณะนั้นดำเนินการสร้างโรงไฟฟ้าเพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าจำหน่ายแก่ประชาชน โดยให้มีการจัดการเช่นการค้าขายทั่วไป หรือรัฐวิสาหกิจในปัจจุบัน

เจ้าพระยายมราช ได้สร้างโรงไฟฟ้าและการดำเนินงานผลิตจำหน่ายกระแสไฟฟ้า และขอโอน นายเอฟ บี ซอว์ นายช่างไฟฟ้าชาวอังกฤษจากกรมโยธาธิการมาเป็นผู้ควบคุมการก่อสร้างโรงไฟฟ้าใช้วิธีเรียกประกวดราคา และทำการก่อสร้าง จนกระทั่งวันที่ 20 ธันวาคม พ.ศ.2456 (กฟน.2553) กองไฟฟ้าหลวงสามเสนจึงได้เริ่มทดลองเดินเครื่องจักรผลิตกระแสไฟฟ้าเป็นครั้งแรก และเริ่มจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ประชาชนอย่างเป็นทางการราวต้นปี พ.ศ. 2457 โดยมีเขตจำหน่ายอยู่บริเวณตอนเหนือของคลองบางกอกน้อยและคลองบางลำภู ต่อมารัฐบาลสมัย พลเอกถนอม กิตติขจร ได้รวมองค์การทั้งสองเข้าด้วยกันเป็น การไฟฟ้านครหลวง

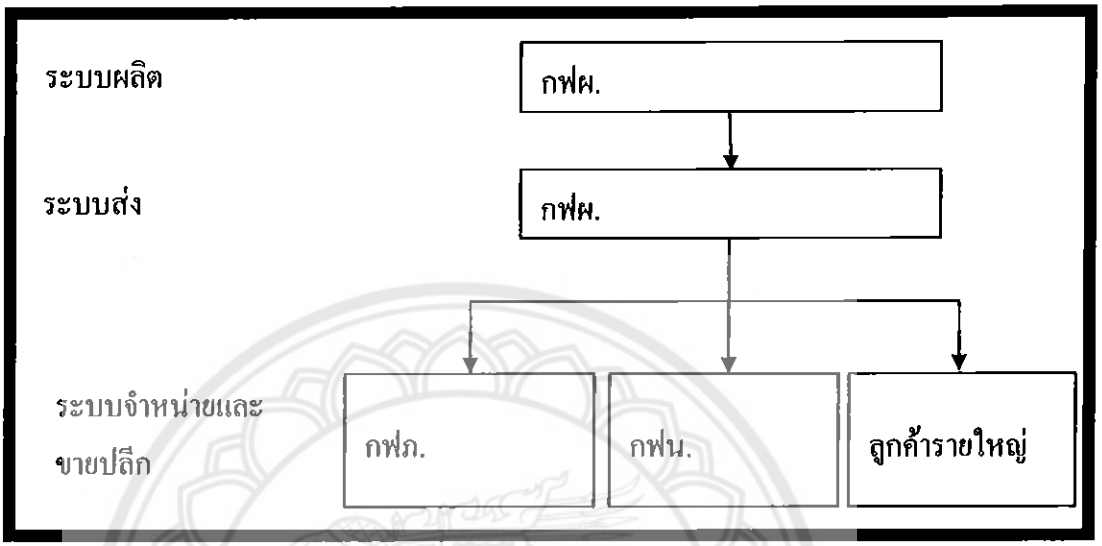
3.2 ความเป็นมาการปฏิรูปกิจการไฟฟ้าไทย

กิจการไฟฟ้าไทยนั้นเป็นองค์กรที่มีประสิทธิภาพอยู่แล้วแต่ประสิทธิภาพสามารถเพิ่มขึ้นได้หากมีการแปรรูปในลักษณะที่มีการแข่งขัน ซึ่งจากการดำเนินการที่ผ่านมาที่ได้มีการแข่งขันในภาคส่วนการผลิตที่ให้เอกชนเข้ามามีส่วนร่วมในการผลิตโดยมีการไฟฟ้าฝ่ายผลิต (กฟผ.) เป็นผู้รับซื้อ ในการรับซื้อนั้นการไฟฟ้าฝ่ายผลิตนั้นสามารถซื้อไฟฟ้าในราคาต่ำเมื่อเทียบกับการไฟฟ้าฝ่ายผลิต (กฟผ.) เป็นผู้ดำเนินการผลิตไฟฟ้าเอง และอีกประการหนึ่งที่สำคัญนั้นคือความต้องการไฟฟ้าในประเทศมีความต้องการที่เพิ่มขึ้นทุกปีจึงทำให้มีการลงทุนในด้านโครงสร้างพื้นฐานในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าทุกปีเพื่อที่จะสามารถตอบสนองต่อความต้องการ จึงทำให้ภาระหนี้สินของภาครัฐเพิ่มขึ้นในช่วงที่ประเทศประสบปัญหาเศรษฐกิจตกต่ำอย่างรุนแรงเพื่อที่จะระดมทุนจากเอกชนจึงมีความจำเป็นในการแปรรูป ดังนั้นจึงจำเป็นที่จะต้องรู้ว่าโครงสร้างก่อนและหลังปฏิรูปกิจการไฟฟ้าไทยนั้นมีโครงสร้างเป็นแบบใด ดังจะได้อธิบาย ดังต่อไปนี้

3.2.1 ก่อนการปฏิรูป ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2523 ถึงปี พ.ศ. 2535

การจัดหาไฟฟ้าให้แก่ประชาชนและสถานประกอบการทั่วไป หากพิจารณาการจัดหาไฟฟ้า ให้แก่ผู้บริโภค สามารถแบ่งโครงสร้างของกิจการไฟฟ้าออกได้เป็น 4 ระบบหลักคือ ระบบผลิต ระบบส่ง ระบบจำหน่าย และกิจการค้าปลีก ตามลำดับซึ่งระบบผลิตไฟฟ้าส่วนใหญ่และระบบส่งไฟฟ้าทั้งหมดของประเทศไทย อยู่ในความดูแลของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ส่วนระบบจำหน่ายไฟฟ้าและการบริการค้าปลีกนั้น อยู่ในความดูแลของการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) เท่านั้น โดย การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ทำการผลิตและส่งไฟฟ้าเกือบทั้งหมดเพื่อขายให้แก่ การไฟฟ้านครหลวง และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เพื่อจัดจำหน่ายให้แก่ผู้ใช้ต่อไป การไฟฟ้านครหลวง รับผิดชอบการจัดจำหน่ายไฟฟ้า ให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าในเขตกรุงเทพมหานคร นนทบุรี และสมุทรปราการ สำหรับ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จะรับผิดชอบในเขตจังหวัดอื่นๆ ที่เหลือทั้งหมดของประเทศ จากลักษณะโครงสร้างของกิจการไฟฟ้าดังกล่าว จึง

กล่าวได้ว่ากิจการไฟฟ้าของประเทศไทย ทั้งหมดอยู่ภายใต้ความรับผิดชอบและการให้บริการของ 3 หน่วยงานหลักเท่านั้นคือ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย การไฟฟ้านครหลวง และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคซึ่งเป็นหน่วยงานของภาครัฐทั้งหมด โครงสร้างของกิจการไฟฟ้าก่อนการปฏิรูปจึงเป็นโครงสร้างแบบผูกขาด ดังรูปที่3.1

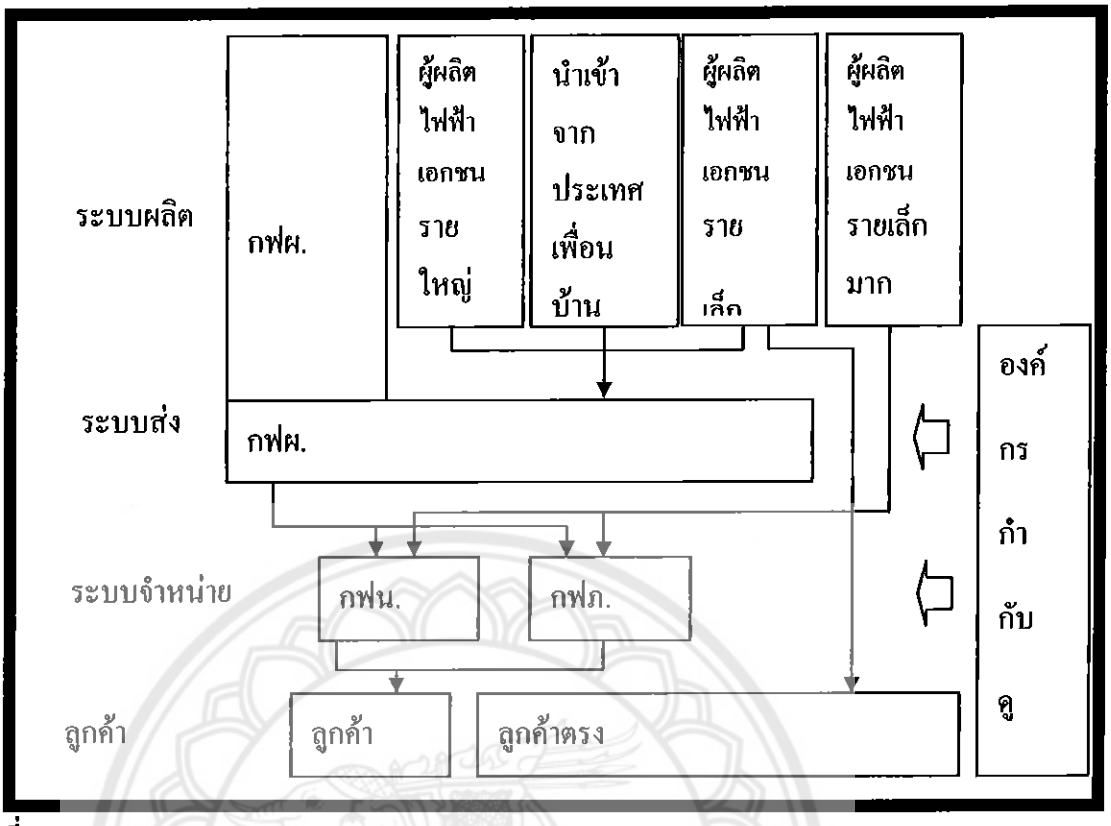


ที่มา : Electricity Industry Reform

รูปที่ 3.1 โครงสร้างแบบผูกขาด(Monopoly)

3.2.2 หลังการปฏิรูปตั้งแต่ปี พ.ศ. 2535 จนถึงปัจจุบัน

โครงสร้างกิจการไฟฟ้าไทยในปัจจุบัน เป็นโครงสร้างแบบผู้ซื้อเดียว(Single Buyer) ดังรูปที่ 3.2 โดยมีการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย เป็นผู้รับซื้อไฟฟ้า เป็นผู้ผลิตไฟฟ้า เป็นเจ้าของระบบส่ง และส่งไฟฟ้าให้แก่ การไฟฟ้านครหลวง และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ซึ่งเป็นผู้จำหน่ายไฟฟ้าในพื้นที่ที่รับผิดชอบการจัดจำหน่ายไฟฟ้า โดยการไฟฟ้านครหลวง รับผิดชอบการจัดจำหน่ายไฟฟ้า ให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าในเขตกรุงเทพมหานคร นนทบุรี และสมุทรปราการ สำหรับ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จะรับผิดชอบในเขตจังหวัดอื่นๆ ที่เหลือทั้งหมดของประเทศ ในส่วนภาคการผลิตของโครงสร้างแบบผู้ซื้อเดียว (Single Buyer) นอกจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ที่เป็นผู้ผลิต ยังมีการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่(Independent Power Producer : IPP) และผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก (Small Power Producer : SPP) เพื่อขายให้กับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ซึ่งเป็นนโยบายที่รัฐส่งเสริมให้เอกชน เข้ามามีบทบาทมากขึ้นในกิจการไฟฟ้าของประเทศ นอกจากนั้นการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยยังนำเข้าไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้าน เช่น ลาว มาเลเซีย เป็นต้น



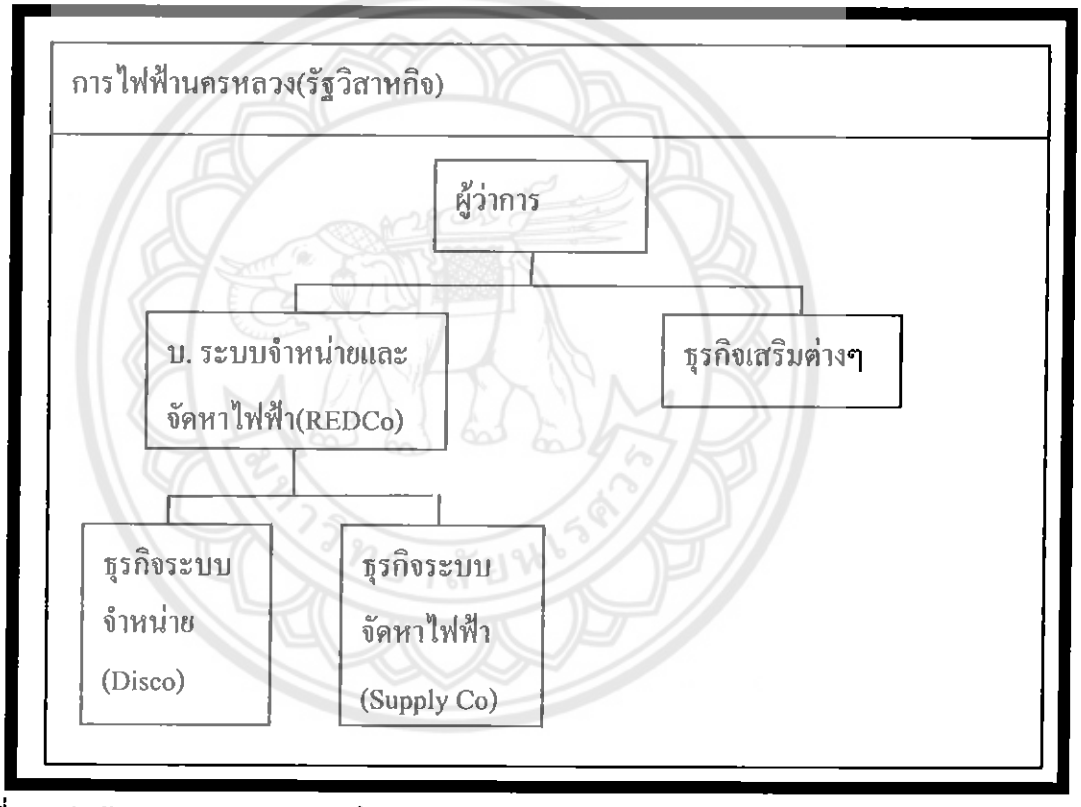
ที่มา : Electricity Industry Reform

รูปที่ 3.2 โครงสร้างแบบผู้ซื้อรายเดียว(Single Buyer)

จะเห็นว่าในช่วงก่อนการปฏิรูปโครงสร้างของกิจการไฟฟ้าไทยนั้นจะเป็นแบบผูกขาดโดยธรรมชาติโดยมีรัฐดูแลเพียงฝ่ายเดียวโดยมีรัฐวิสาหกิจที่เกี่ยวข้องดังต่อไปนี้ การไฟฟ้าฝ่ายผลิต(กฟผ.) การไฟฟ้านครหลวง(กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค(กฟภ.) ซึ่งไม่มีการแข่งขันอาจทำให้ประสิทธิภาพและผลิตภาพขององค์กรนั้นมีต่ำ จึงเป็นสาเหตุให้เกิดการปฏิรูปกิจการไฟฟ้าไทยในปี พ.ศ.2535 ซึ่งหลังการปฏิรูปแล้วโครงสร้างกิจการไฟฟ้าไทย ได้ถูกเปลี่ยนมาเป็นโครงสร้างแบบผู้ซื้อรายเดียวโดยมีการไฟฟ้าฝ่ายผลิตเป็นตัวกลางในการจัดจำหน่ายไฟฟ้าและมีการจัดตั้งองค์กรกำกับดูแลอิสระเพื่อกำหนดมาตรฐาน และค่าบริการใช้สายส่งและระบบจำหน่ายซึ่งจะทำให้การไฟฟ้านครหลวงและการไฟฟ้าฝ่ายภูมิภาคสามารถแข่งขันกับผู้ประกอบการเอกชนรายใหม่ๆบนพื้นฐานที่เท่าเทียมกัน

3.3 โครงสร้างของการไฟฟ้านครหลวง

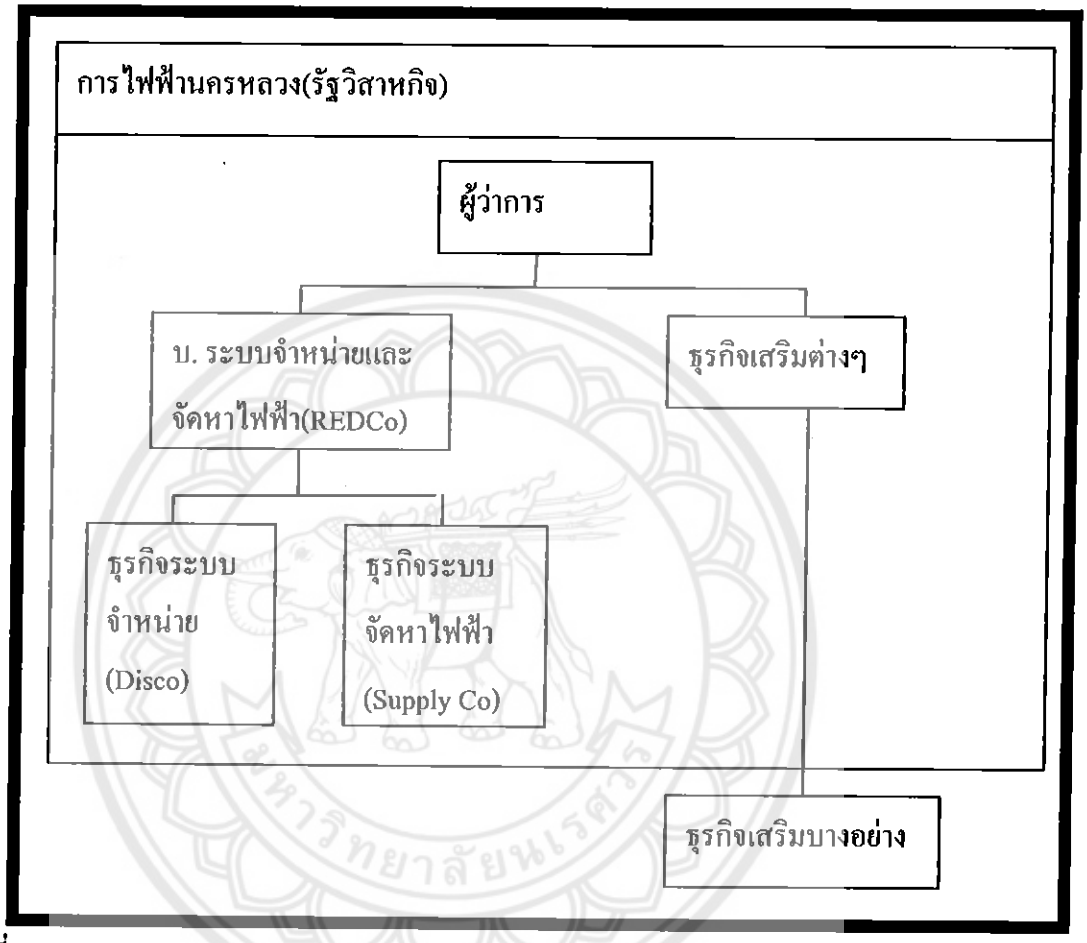
ในช่วงปี พ.ศ.2543-2544 การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) จะยังคงเป็นหน่วยงานเดียว แต่มีการแบ่งแยกด้านบัญชีระหว่างหน่วยงานด้านระบบจำหน่าย (Distribution) และหน่วยงานด้านการจัดหาไฟฟ้า (Supply) รวมทั้งแยกหน่วยงานที่ไม่ใช่ธุรกิจหลักออกเป็นหน่วยธุรกิจ 4 หน่วยคือ ฝ่ายบริการระบบไฟฟ้า (Electrical System Service Dept – ESSD) สำนักออกแบบและสร้างผลิตภัณฑ์ (Product Designs and Manufacturing Office – PDMO) ฝ่ายเทคโนโลยีสารสนเทศ (Information Technology Dept – ITD) และฝ่ายบำรุงรักษาระบบไฟฟ้า (Power System Maintenance Dept – PSMD) ดังรูปที่ 3.3 ในช่วงนี้จะมีการกำหนดเป้าหมายการประเมินประสิทธิภาพการทำงานของ กฟน. อย่างชัดเจน



ที่มา : สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติพฤศจิกายน 2543

รูปที่ 3.3 การปรับโครงสร้าง การไฟฟ้านครหลวง ช่วงปี พ.ศ.2543 – 2544

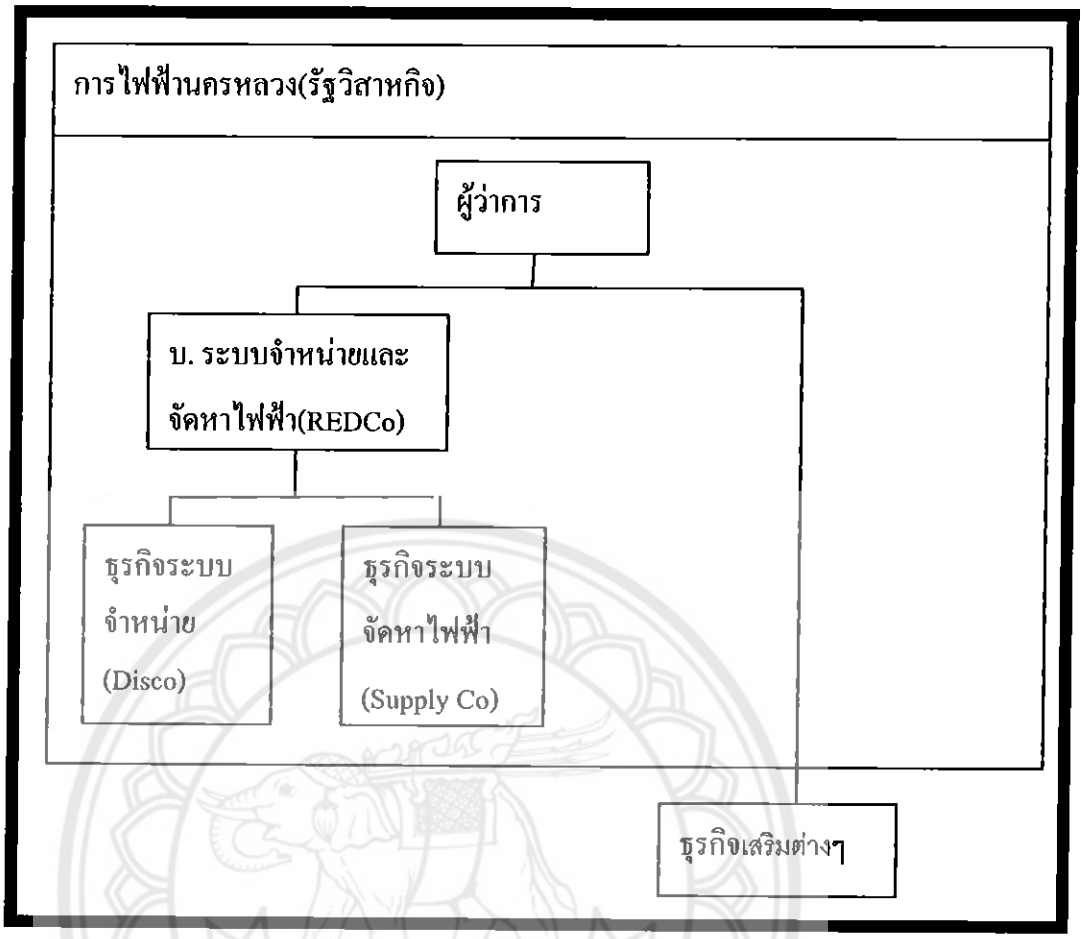
ในช่วงปี พ.ศ. 2545 – 2546 หน่วยธุรกิจ 2 หน่วยมีการปรับโครงสร้างให้เป็นธุรกิจและแปรรูปไปในที่สุด คือ ฝ่ายบริการระบบไฟฟ้าและสำนักออกแบบและสร้างผลิตภัณฑ์ ขณะที่ กฟน. ยังถือหุ้นบางส่วนในหน่วยธุรกิจ 2 แห่ง คือ ฝ่ายบำรุงรักษาระบบไฟฟ้าและฝ่ายเทคโนโลยีสารสนเทศดังรูปที่ 3.4



ที่มา : สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติพฤศจิกายน 2543

รูปที่ 3.4 การปรับโครงสร้าง การไฟฟ้านครหลวง ช่วงปี พ.ศ.2545 – 2546

หลังจากปี พ.ศ.2546 ดังรูปที่ 3.5 จะมีการแบ่งแยกการดำเนินงานของฝ่ายจัดหาไฟฟ้าและฝ่ายระบบจำหน่ายใน REDCo จากนั้นจะมีการประเมินประสิทธิภาพการดำเนินงานของการไฟฟ้านครหลวงหากพบว่าไม่เป็นไปตามเป้าหมายก็จะดำเนินการปรับโครงสร้างของ REDCo เป็นบริษัทจำกัดในช่วงนี้ หน่วยธุรกิจทั้ง 4 แห่ง จะแปรรูปเป็นธุรกิจทั้งหมดส่วนการไฟฟ้านครหลวงเองจะมีการพิจารณาโครงสร้างของหน่วยงานอีกครั้งหนึ่ง



ที่มา : สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติพฤศจิกายน 2543

รูปที่ 3.5 การปรับโครงสร้าง การไฟฟ้านครหลวง ช่วงปี พ.ศ.2546 เป็นต้นไป

3.4 บทสรุปของการแปรรูปโครงสร้างกิจการไฟฟ้าไทย

ในวันที่ 23 มีนาคม 2549 ศาลปกครองสูงสุดได้พิพากษาเพิกถอน **พระราชกฤษฎีกาการกำหนดอำนาจสิทธิ์ และประโยชน์ของบริษัทการไฟฟ้าฝ่ายผลิต จำกัด(มหาชน) พ.ศ. 2548 และพระราชกฤษฎีกากำหนดเงื่อนเวลายกเลิกกฎหมายว่าด้วยการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย พ.ศ. 2548 ตั้งแต่วันที่ 24 มิถุนายน 2548 ซึ่งเป็นวันบังคับ พระราชกฤษฎีดังกล่าว หรือสั่งยกเลิกการแปรรูปกิจการไฟฟ้าไทยนั้นเอง โดยให้เหตุผลว่าไม่ชอบด้วยกฎหมาย คือการแต่งตั้งบุคคลที่มีคุณสมบัติต้องห้ามมาเป็นคณะกรรการในกระบวนการแปรรูป ที่ขัดต่อรัฐธรรมนูญ, การรับฟังความคิดเห็นของประชาชนไม่ได้จัดให้มีการสรุปสาระสำคัญ และการกำหนดอำนาจสิทธิและประโยชน์ของบริษัท กฟผ. จำกัด (มหาชน)ส่งผลกระทบต่อสิทธิและเสรีภาพของประชาชน ดังจะได้อธิบายต่อไปนี้**

3.4.1 นายโอพาร ไชยประวัติ ได้รับแต่งตั้งเป็นกรรมการผู้ทรงคุณวุฒิในคณะกรรมการเตรียมการจัดตั้งบริษัทซึ่งนายโอพารเป็นกรรมการในบริษัท ชิน คอร์ปอเรชั่น จำกัด (มหาชน) ที่เป็นผู้ถือหุ้นหลักในบริษัท แอดวานซ์ อินโฟร์ เซอร์วิส จำกัด (มหาชน) ซึ่งประกอบกิจการเกี่ยวกับการสื่อสารและโทรคมนาคมและยังเป็นกรรมการบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) ซึ่งเป็นนิติบุคคลที่ กฟผ. ซื้อก๊าซธรรมชาติจากบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) นายโอพารจึงเป็นกรรมการในนิติบุคคลที่มีประโยชน์ได้เสียเกี่ยวข้องกับกิจการของ กฟผ. และบริษัท กฟผ. จำกัด (มหาชน) และมีลักษณะต้องห้ามเป็นกรรมการผู้ทรงคุณวุฒิในคณะกรรมการเตรียมการจัดตั้งบริษัท

3.4.2 นายปริญญา นุตาลัย ซึ่งได้รับแต่งตั้งเป็นประธานกรรมการจัดทำการรับฟังความคิดเห็นของประชาชน ก็ดำรงตำแหน่งผู้ช่วยรัฐมนตรีประจำกระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม ซึ่งในทางกฎหมายถือว่าเป็นผู้ดำรงตำแหน่งทางการเมือง จึงมีลักษณะต้องห้ามเป็นกรรมการจัดทำการรับฟังความคิดเห็นของประชาชน

3.4.3 และในอีกเหตุผลหนึ่งคือคณะกรรมการการรับฟังความคิดเห็นของประชาชนไม่ได้จัดให้มีการสรุปสาระสำคัญของร่างพระราชกฤษฎีกาทั้งสองฉบับประกาศในหนังสือพิมพ์และไม่ได้จัดให้มีการประกาศในหนังสือรายวันฉบับภาษาไทยฉบับเดียวกันติดต่อกันสามวัน แต่กลับประกาศในหนังสือพิมพ์แยกเป็นสามฉบับ โดยประกาศฉบับละหนึ่งวัน ซึ่งไม่ถูกต้องตามระเบียบดังกล่าว

3.4.4 เกี่ยวข้องเฉพาะพระราชกฤษฎีกากำหนดอำนาจสิทธิและประโยชน์ของบริษัท กฟผ. จำกัด (มหาชน) พ.ศ.2548 ศาลปกครองสูงสุดเห็นว่าพระราชกฤษฎีกาฉบับนี้ให้บริษัท กฟผ. จำกัด (มหาชน) มีอำนาจในการเวนคืนอสังหาริมทรัพย์ต่อไป และให้สิทธิแก่บริษัท กฟผ. ถือกรรมสิทธิ์ในที่ดินที่ กฟผ.ได้มาจากการเวนคืนก่อนเปลี่ยนสถานะด้วย เมื่อการเวนคืนส่งผลกระทบต่อสิทธิและเสรีภาพของประชาชนและเป็นอำนาจมหาชนที่รัฐธรรมนูญสงวนไว้ให้แก่รัฐ ทรัพย์สินของบริษัท กฟผ.ที่ได้มาจากการเวนคืนและสิทธิเหนือพื้นดินเกี่ยวกับระบบส่งไฟฟ้า และสายส่งไฟฟ้าทั้งหมด เป็นสิทธิที่เกิดขึ้นตาม พ.ร.บ.การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย พ.ศ.2511 จึงไม่อาจโอนไปให้บริษัท กฟผ.ได้

บทที่ 4
การวิเคราะห์ประสิทธิภาพและผลิตภาพ

จากบทที่ 2 ในการหาผลิตภาพและประสิทธิภาพของการไฟฟ้านครหลวง ได้เลือกใช้วิธีการวิเคราะห์เส้นขอบเขตหาค่าดัชนี Malmquist TFP ในการวิเคราะห์ โดยการเลือกปัจจัยนำเข้า (Input) ดังต่อไปนี้

1. ระยะทางในการส่ง (Network length)
2. ขนาดของหม้อแปลง (Network capacity)
3. จำนวนลูกจ้าง(Number of employees)
4. การรับซื้อกระแสไฟฟ้า (Electricity purchase)

และผลผลิต (Output) ที่ใช้ในการวิเคราะห์คือ ปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้า (Electricity sold) ซึ่งผลที่ได้ออกมา ดังจะได้อธิบายในหัวข้อถัดไป

4.1 ข้อมูลที่นำมาใช้ในการวิเคราะห์

จากการที่ได้เลือกปัจจัยนำเข้า (Input) และผลผลิต (Output) ที่ใช้ในการวิเคราะห์แล้วนั้น โดยที่มี ปัจจัยนำเข้า (Input) และผลผลิต (Output) ดังที่ได้กล่าวไว้ข้างต้น ซึ่งช่วงปีที่ได้ศึกษานั้นอยู่ระหว่างปี พ.ศ. 2523 – 2553 ซึ่งช่วงปีที่เลือกนี้ครอบคลุมระยะเวลา ก่อนเกิดและหลังเกิดการปฏิรูปกิจการไฟฟ้าไทย โดยข้อมูลที่ใช้ในการวิเคราะห์ดังแสดงในตารางที่ 4.1

ตารางที่ 4.1 ข้อมูลที่นำมาใช้ในการวิเคราะห์

ปี	ผลผลิต	ปัจจัยการนำเข้า			
	ไฟฟ้าที่จำหน่าย (ล้านหน่วย)	ความยาวสายส่ง (km)	การจ่ายไฟฟ้าของหม้อแปลง (MVA)	จำนวนพนักงาน (คน)	ไฟฟ้าที่ซื้อ (ล้านหน่วย)
2523	7867430	16923	2682	9676	8362005
2524	8182200	16376	2922	10045	8492431
2525	8438005	16865	2995	10211	8718698
2526	9166376	17325	3235	10264	9665666
2527	9917161	17764	3245	10301	10497511
2528	10329560	18259	3345	10422	10909591
2529	10672090	18983	3775	10640	11390600
2530	12103790	19697	4055	10865	12929710
2531	13607470	20511	4205	11014	14564100

ตารางที่ 4.1 ข้อมูลที่นำมาใช้ในการวิเคราะห์ (ต่อ)

ปี	ผลผลิต	ปัจจัยการนำเข้า			
	การขายไฟฟ้าที่จำหน่าย (ล้านหน่วย)	ความยาวสายส่ง (km)	การจ่ายไฟฟ้าของหม้อแปลง (MVA)	จำนวนพนักงาน (คน)	ไฟฟ้าที่ซื้อ (ล้านหน่วย)
2532	15167630	21841	4445	11764	16143780
2533	17640910	22663	5145	12969	18622500
2534	19760780	23577	5965	13887	20776780
2535	21967620	26677	6670	13916	22945540
2536	23849410	28057	8005	13617	24872660
2537	26254750	29559	9025	13430	27525270
2538	29105610	31278	9810	13220	30603490
2539	31004190	33378	11030	12948	32366550
2540	32246490	34464	11210	12595	33707990
2541	30987490	33011	12030	12205	32341790
2542	29500360	33837	12785	11747	30873370
2543	31327650	35238	13600	11573	32808460
2544	33693680	35690	14245	10988	35477620
2545	34675620	37492	14740	10386	36288200
2546	36930530	38102	15405	9913	38587010
2547	38933000	38241	15445	9488	40572280
2548	39906000	38986	15785	9237	43799000
2549	41274000	39555	15985	8965	45340000
2550	42035410	40327	16695	8861	43604250
2551	42235910	43682	16980	8650	43604600
2552	41733300	43148	17640	8454	43229570
2553	45060160	44521	17345	8157	46640780

ที่มา : กฟน. (2553)

4.2 ผลิตภาพและประสิทธิภาพของการไฟฟ้านครหลวง

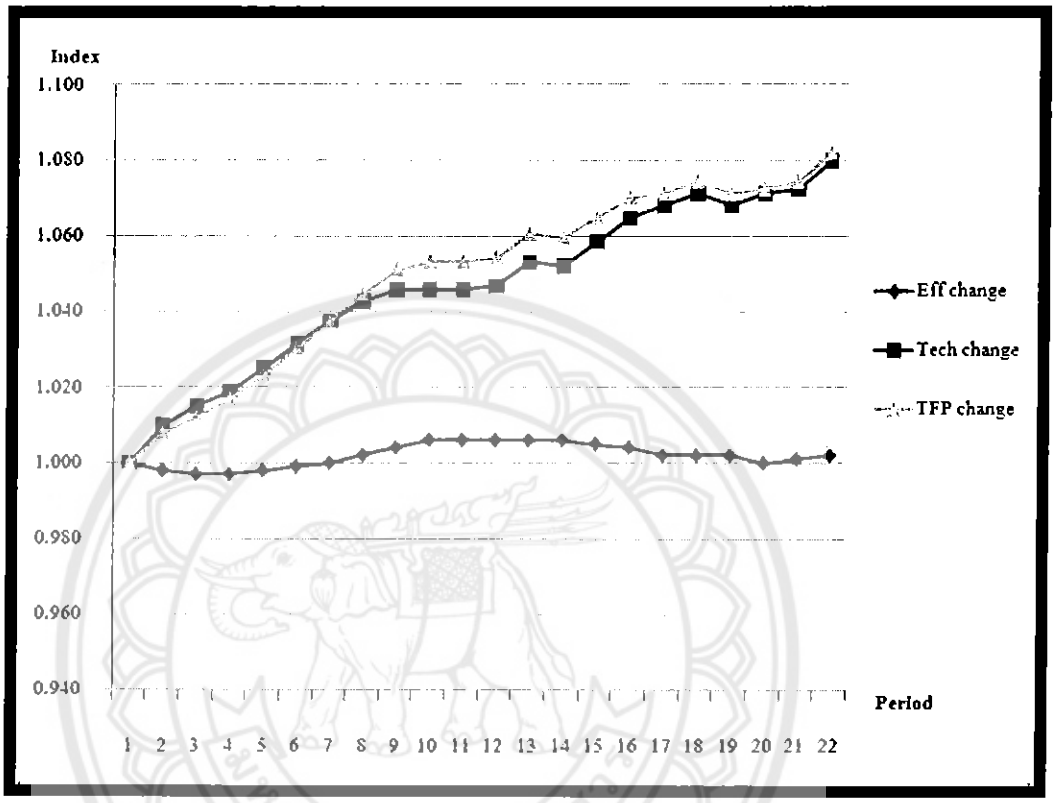
จากตารางที่ 4.1 จะเห็นได้ว่าข้อมูลที่นำมาใช้ในการวิเคราะห์ที่ได้มาจากรายงานประจำปีของการไฟฟ้านครหลวง (พ.ศ.2523 – 2553) ดังนั้นข้อมูลที่ใช้ในการวิเคราะห์จึงเป็นข้อมูลแบบอนุกรมเวลา (Time Series) ของการไฟฟ้านครหลวงเพียงองค์กรเดียว เพื่อที่จะเปรียบเทียบผลิตภาพและประสิทธิภาพของการไฟฟ้านครหลวงเอง ข้อมูลอนุกรมเวลา (Time Series) จึงนำข้อมูลมาแปลงเป็นข้อมูลแบบ Cross – section เพื่อทำการเปรียบเทียบการเปลี่ยนแปลงผลิตภาพและประสิทธิภาพในระยะเวลาที่ผ่านมา โดยในโครงงานนี้ได้ทำการแบ่งข้อมูลออกเป็นช่วงช่วงละ10 ปี เนื่องจากเป็นช่วงเวลาที่พิจารณาสำหรับจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย (Thailand Power Development Plan :PDP) ซึ่งจะวางแผนล่วงหน้าประมาณ 10 – 15 ปี โดยมีเหตุผลคือ ระยะเวลาในการออกแบบแผนพัฒนากำลังไฟฟ้าของประเทศไทย (PDP) อยู่ในระยะเวลาประมาณ 10-15 ปี และในการเปลี่ยนแปลงเทคโนโลยีสำหรับการผลิตไฟฟ้าจะเกิดขึ้นทุกๆ 10 ปี โดยโครงงานนี้มีการสร้างตารางข้อมูลอนุกรมเวลาทั้งหมด 30 ปี (พ.ศ. 2532 - พ.ศ. 2553) ทำให้สามารถแบ่งข้อมูลได้ทั้งหมด 22 ช่วง ดังตารางที่ 2.2 ในช่วงที่ 1 เป็นข้อมูลของ 10 ปีแรก จากปี พ.ศ. 2523 – 2532 ช่วงที่ 2 ประกอบด้วยข้อมูลของอีก 10 ปีจากปี พ.ศ. 2524 – 2533 แบ่งต่อไปเรื่อยๆจนกระทั่งถึงช่วงสุดท้ายจะเป็นข้อมูลจากปี พ.ศ. 2544 – 2553

เมื่อทำการแบ่งข้อมูลออกเป็นช่วงเวลาออกเป็น 22 ช่วงแล้วนั้นก็นำข้อมูลใส่ไปยังโปรแกรม DEAP2.1 ผลที่ได้เพื่อใช้ในการวิเคราะห์จะมี 3 ค่าชี้วัดดังนี้ การเปลี่ยนแปลงประสิทธิภาพทางเทคนิค (Technical efficiency change: Eff change), การเปลี่ยนแปลงทางเทคนิค (Technical change) และการเปลี่ยนแปลงผลิตภาพโดยรวม (TFP Change) แล้วนำผลทั้ง 3 มาคำนวณแบบสะสม (Cumulative) เพื่อเปรียบเทียบประสิทธิภาพของการไฟฟ้านครหลวงของแต่ละช่วงเวลากับช่วงเวลาก่อนหน้า โดยให้ช่วงที่ 1 ระยะเวลาตั้งแต่ปี พ.ศ. 2523 – 2532 จะกำหนดค่าการเปลี่ยนแปลงประสิทธิภาพทางเทคนิค (Technical efficiency change: Eff change), การเปลี่ยนแปลงทางเทคนิค (Technical change) และการเปลี่ยนแปลงผลิตภาพโดยรวม (TFP Change) ให้เป็น 1 เพื่อเป็นฐานในการพิจารณา ประสิทธิภาพ (Efficiency) และผลิตภาพ (Productivity) ให้กับช่วงที่ 2 โดยสังเกตค่าที่ได้จากการคำนวณแบบสะสม (Cumulative) ว่าเพิ่มหรือลดลง ถ้าค่าการเปลี่ยนแปลงประสิทธิภาพทางเทคนิค (Technical efficiency change: Eff change), การเปลี่ยนแปลงทางเทคนิค (Technical change) และการเปลี่ยนแปลงผลิตภาพโดยรวม (TFP Change) มากกว่า 1 แสดงว่ามีการปรับปรุงประสิทธิภาพ (Efficiency) และผลิตภาพ (Productivity) เมื่อเทียบกับช่วงเวลาก่อนหน้า และถ้าหากค่าดัชนีดังกล่าวน้อยกว่า 1 แสดงว่าไม่มีการปรับปรุงประสิทธิภาพ (Efficiency) และผลิตภาพ (Productivity) ดังแสดงในตารางที่ 4.2

ตารางที่ 4.2 : การเปลี่ยนแปลงประสิทธิภาพทางเทคนิค, การเปลี่ยนแปลงทางเทคนิค และการเปลี่ยนแปลงผลิตภาพโดยรวม

ช่วง	ช่วงปี	การเปลี่ยนแปลงประสิทธิภาพทางเทคนิค	การเปลี่ยนแปลงทางเทคนิค	การเปลี่ยนแปลงผลิตภาพโดยรวม
1	2523 – 2532	1.000	1.000	1.000
2	2524 – 2533	0.998	1.010	1.008
3	2525 – 2534	0.997	1.015	1.012
4	2526 – 2535	0.997	1.019	1.017
5	2527 – 2536	0.998	1.025	1.023
6	2528 – 2537	0.999	1.031	1.030
7	2529 – 2538	1.000	1.038	1.038
8	2530 – 2539	1.002	1.043	1.045
9	2531 – 2540	1.004	1.046	1.051
10	2532 – 2541	1.006	1.046	1.053
11	2533 – 2542	1.006	1.046	1.053
12	2534 – 2543	1.006	1.047	1.054
13	2535 – 2544	1.006	1.053	1.061
14	2536 – 2545	1.006	1.052	1.060
15	2537 – 2546	1.005	1.058	1.065
16	2538 – 2547	1.004	1.065	1.070
17	2539 – 2548	1.002	1.068	1.071
18	2540 – 2549	1.002	1.071	1.074
19	2541 – 2550	1.002	1.068	1.071
20	2542 – 2551	1.000	1.071	1.072
21	2543 – 2552	1.001	1.072	1.074
22	2544 – 2553	1.002	1.080	1.082

เมื่อนำข้อมูลจาก ตารางที่ 4.2 ที่ผ่านการคำนวณแบบสะสม(Cumulative) แล้วมาสร้างเป็นกราฟดังรูปที่ 4.1 เพื่อนำมาเปรียบเทียบ การเปลี่ยนแปลงประสิทธิภาพทางเทคนิค (Technical efficiency change: Eff change), การเปลี่ยนแปลงทางเทคนิค (Technical change) และการเปลี่ยนแปลงผลิตภาพโดยรวม (TFP Change) ว่ามีการเพิ่มขึ้นหรือลดลง ซึ่งจะได้แสดงดังนี้



ที่มา : กฟน. 2553

รูปที่ 4.1 ค่าการสะสมของการเปลี่ยนแปลงประสิทธิภาพทางเทคนิค, การเปลี่ยนแปลงทางเทคนิค และการเปลี่ยนแปลงผลิตภาพโดยรวม

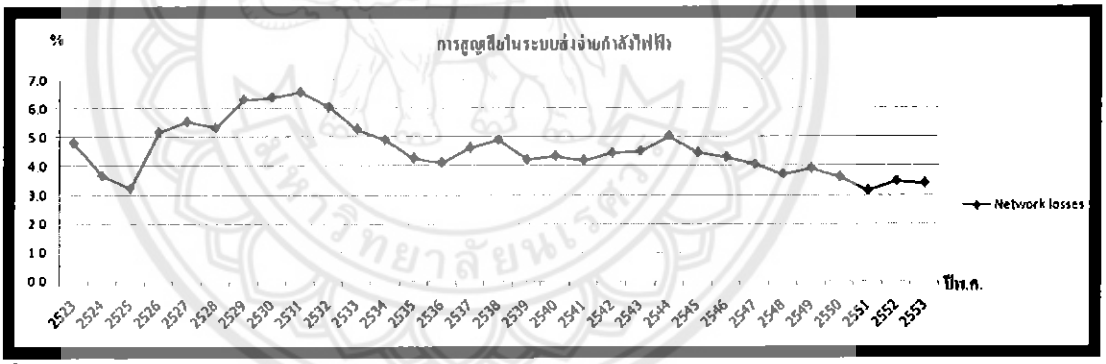
4.3 วิเคราะห์ผลที่ได้จากโปรแกรม DEAP2.1

ในส่วนนี้จะวิเคราะห์ประสิทธิภาพการทำงานของการไฟฟ้านครหลวงจากผลของการเปลี่ยนแปลงประสิทธิภาพทางเทคนิค (Technical efficiency change: eff change), การเปลี่ยนแปลงทางเทคนิค (Technical change) และการเปลี่ยนแปลงผลิตภาพโดยรวม (TFP Change) ดังจะได้อธิบายได้ต่อไปนี้

4.3.1 การเปลี่ยนแปลงประสิทธิภาพทางเทคนิค (Technical efficiency change)

การพิจารณาหาสาเหตุการเปลี่ยนแปลงประสิทธิภาพทางเทคนิค (Technical efficiency change: Eff change) สามารถอธิบายได้ดังนี้

4.3.1.1 ในช่วงที่ 1 – 2 การเปลี่ยนแปลงประสิทธิภาพทางเทคนิคลดลง นั้นเป็นผลมาจากเกิดการสูญเสียในระบบการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นจาก 4.7 % ในปีพ.ศ. 2523 ไปเป็น 6.4 % ในปี พ.ศ. 2530 จึงส่งผลให้ประสิทธิภาพทางเทคนิค ในช่วงที่ 1 – 2 ตกลง และจากนั้นการเปลี่ยนแปลงประสิทธิภาพทางเทคนิคเพิ่มขึ้นในช่วงที่ 2 – 9 จาก 0.998 (ช่วงที่ 2) ไปเป็น 1.006 (ช่วงที่ 14) และสาเหตุของการเพิ่มขึ้นนี้มาจาก ในช่วงปีพ.ศ.2533-2538 การสูญเสียในระบบการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าน้อยลงเหลือเพียง 4.9 % ดังรูปที่ 4.2



ที่มา : กฟน. 2553

รูปที่ 4.2 การเปลี่ยนแปลงของการสูญเสียในระบบการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า

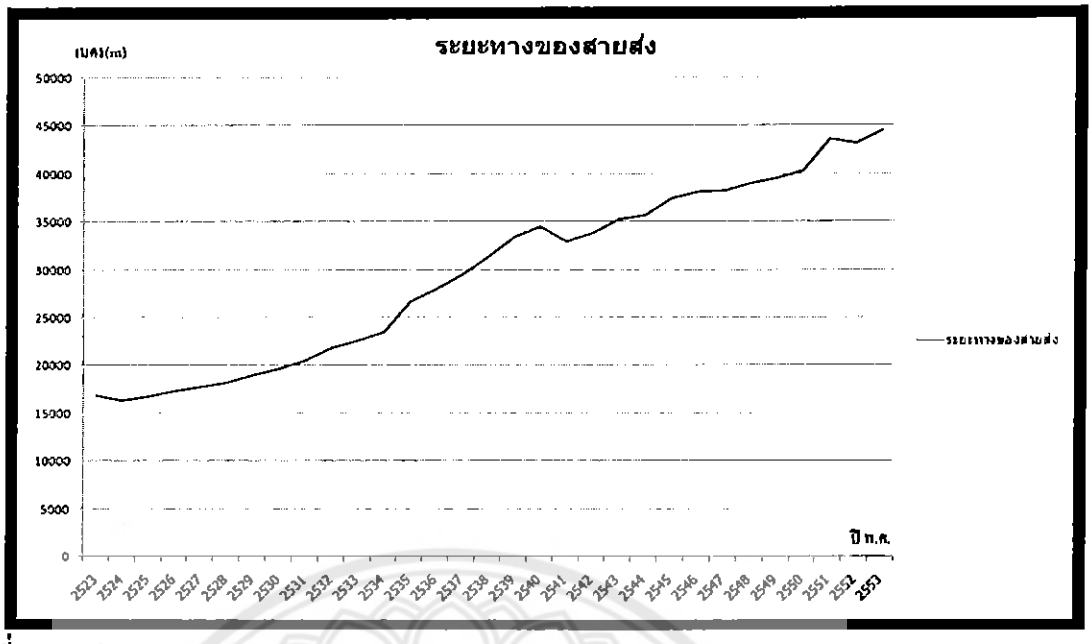
4.3.1.2 ในช่วงที่ 15 – 20 นั้นจะเห็นได้ว่าการเปลี่ยนแปลงประสิทธิภาพทางเทคนิค (Technical efficiency change) เริ่มแสดงแนวโน้มของค่าดัชนีนั้นลดลงจาก 1.005 (ช่วงที่ 14) มาเป็น 1.000 (ช่วงที่ 20) ถึงแม้ว่าการสูญเสียในระบบการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้านั้นลดลง แต่ก็ยังมีสาเหตุมาจากช่วงปี พ.ศ. 2537 – 2546 จากตารางที่ 4.1 ซึ่งมีการปรับลดจำนวนพนักงานออกจากเดิม 13,430 ในปี พ.ศ.2537 ไปเป็น 9,913 ในปี พ.ศ.2546 เป็นผลมาจากการมีความไม่มั่นคงในการจ้างงาน ดังนั้นจึงส่งผลให้ขาดแรงจูงใจในการทำงาน เลยทำให้การทำงานของบุคคลนั้นมีประสิทธิภาพลดลง และอีกปัจจัยหนึ่งที่สำคัญคือในปี พ.ศ. 2535 มีการปฏิรูปกิจการไฟฟ้าไทย นั้นมีผู้คัดค้านใน

การแปรรูปได้หยุดงานประท้วงเลยทำให้บุคคลที่เหลือต้องทำงานแทนคนอื่น เพื่อทดแทนในส่วนที่ขาดหายไปซึ่งส่งผลต่อประสิทธิภาพเหมือนกัน

4.3.1.3 ใน 2 ช่วงสุดท้ายประสิทธิภาพทางเทคนิค (Eff change) ก็เพิ่มขึ้น 0.2 % เนื่องจากในปี พ.ศ.2549 ศาลปกครองสูงสุดได้มีคำสั่งให้ยกเลิกการแปรรูปกิจการไฟฟ้านั้นส่งผลให้พนังงานนั้นสามารถทำงานได้เต็มประสิทธิภาพในตำแน่งหน้าที่ตัวเองรับผิดชอบ และยังรวมถึงการสูญเสียในระบบการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าในช่วงปี พ.ศ. 2553 การสูญเสียในระบบการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้ามีค่า 3.4 % นั้นนั้นมีค่าน้อยเมื่อเทียบกับปี พ.ศ. 2530 การสูญเสียในระบบการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้ามีค่า 6.4 %

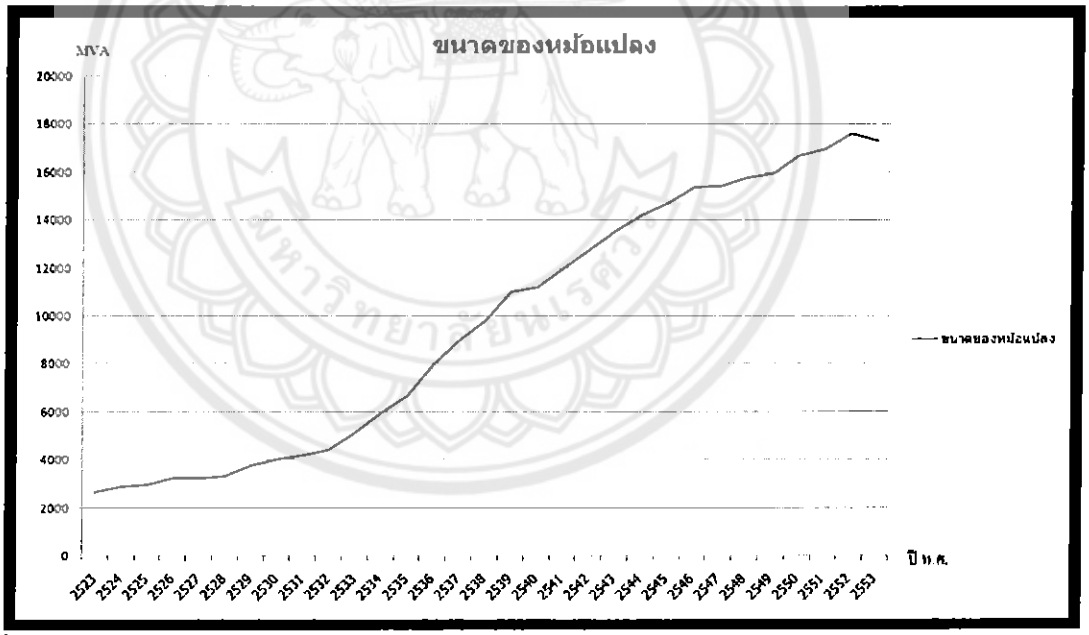
4.3.2 การเปลี่ยนแปลงทางเทคนิค (Technical change)

เมื่อพิจารณาการเปลี่ยนแปลงทางเทคนิค (Technical change) จะพบว่าสาเหตุของการเติบโตของการเปลี่ยนแปลงทางเทคนิค (Technical change) นั้นมาจากการลงทุนในด้านโครงสร้างพื้นฐานในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าในช่วงปี พ.ศ. 2523 – 2553 ซึ่งในช่วงนี้มีการติดตั้งสายส่งและหม้อแปลงเพิ่มขึ้น จากรูปที่ 4.3 และรูปที่ 4.4 จะเห็นได้ว่าระยะทางในการส่ง (Network length) ตั้งแต่ช่วงปี พ.ศ. 2523 – 2553 ความยาวสายส่งเพิ่มขึ้นทุกปี จาก 16,923 km.ในปี พ.ศ. 2523เป็น 44,521 km.ในปี พ.ศ. 2553 และการจ่ายไฟฟ้าของหม้อแปลงในช่วงปีที่ศึกษาก็เพิ่มขึ้นจาก 2,682 MWh.ในปี พ.ศ. 2523 เป็น 17,345 MWh.ในปี พ.ศ. 2553 แต่ ในปี พ.ศ. 2541 ความยาวสายส่งลดลงมาเหลือ 33,011 km. จากปี พ.ศ. 2540 ที่ความยาวสายส่งเท่ากับ 34464 km. และการจ่ายไฟฟ้าของหม้อแปลงในปี พ.ศ. 2541 – 2542 เพิ่มขึ้นน้อย ซึ่งจะสังเกตได้ว่า ในช่วงที่ 10 และ 11 การเปลี่ยนแปลงทางเทคนิค (Technical change)นั้นคงที่อยู่ที่ 1.046 (ช่วงที่ 10 – 11)และหลังปี พ.ศ. 2542ไปความยาวสายส่ง(Network length) และการจ่ายไฟฟ้าของหม้อแปลง(Network capacity) ก็เพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง จึงสามารถบอกได้ว่า ความยาวสายส่ง และการจ่ายไฟฟ้าของหม้อแปลงส่งผลต่อการเปลี่ยนแปลงทางเทคนิค (Technical change)



ที่มา : กฟน. 2553

รูปที่ 4.3 ความยาวของสายส่ง ช่วงปี พ.ศ. 2523 – 2553



ที่มา : กฟน. 2553

รูปที่ 4.3 ความสามารถในการจ่ายไฟฟ้าของหม้อแปลง ช่วงปี พ.ศ. 2523 – 2553

4.3.3 การเปลี่ยนแปลงผลิตภาพโดยรวม (TFP Change)

การเปลี่ยนแปลงผลิตภาพโดยรวม (TFP Change) เพิ่มขึ้นมา 8.2 % เมื่อพิจารณาจากการเปลี่ยนแปลงทางเทคนิค (Technical change) และ การเปลี่ยนแปลงประสิทธิภาพทางเทคนิค (Technical efficiency change: Eff change)

ดังนั้นจึงสรุปได้ว่า ปัจจัยหลักที่ทำให้เกิดการพัฒนาผลิตภาพโดยรวม (TFP Change) นั้นมาจากการปรับปรุงและพัฒนาทางเทคโนโลยีซึ่งเกิดจากการเพิ่มจำนวนสายส่งและเพิ่มความสามารถในการจ่ายกำลังไฟฟ้าของหม้อแปลง นอกจากนั้นจะเห็นว่าการเปลี่ยนแปลงประสิทธิภาพทางเทคนิค (Technical efficiency change: Eff change) ไม่ช่วยให้เกิดการปรับปรุงและพัฒนาผลิตภาพโดยรวม (TFP Change)

บทที่ 5
สรุปผลที่ได้จากการวิเคราะห์

จากการที่ศึกษาระบบที่ใช้ในการศึกษา, ทฤษฎีที่ใช้ในการวิเคราะห์, และผลที่ได้มาวิเคราะห์นั้น จึงสามารถนำมาสรุปเพื่ออภิปรายว่า ผลิตภาพและประสิทธิภาพของกิจการไฟฟ้าไทยที่ต่ำลงนั้นเป็นผลมาจากการที่การไฟฟ้านครหลวงมีผลิตภาพและประสิทธิภาพต่ำ จริงหรือไม่ ดังจะได้อธิบายในหัวข้อต่อไปนี้

5.1ประวัติความเป็นมาของกิจการไฟฟ้า

การไฟฟ้านครหลวง นั้นถูกก่อตั้งในปี 2501 โดยการรวมการไฟฟ้ากรุงเทพ และการไฟฟ้าสามเสน เข้าด้วยกันแล้วให้เป็นรัฐวิสาหกิจที่ขึ้นอยู่กับกระทรวงมหาดไทย เพื่อปรับปรุงกิจการไฟฟ้าให้กว้างขวางและสอดคล้องกับความต้องการของประชาชนยิ่งขึ้น โดยในพระราชบัญญัติดังกล่าวได้กำหนดให้โอนโรงผลิตไฟฟ้าไปเป็นของการไฟฟ้ายันฮี เพื่อให้การไฟฟ้านครหลวงดำเนินการจัดจำหน่ายไฟฟ้าเท่านั้น และในปี 2503 ได้มีพระราชบัญญัติให้จัดตั้ง การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ขึ้นเป็นรัฐวิสาหกิจ สังกัดกระทรวงมหาดไทย เพื่อทำหน้าที่จัดหาและจำหน่ายไฟฟ้าในส่วนภูมิภาคของประเทศ และต่อมาในปี พ.ศ. 2511 ได้มีพระราชบัญญัติการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย พ.ศ. 2511 เพื่อรวมรัฐวิสาหกิจที่ทำการผลิตไฟฟ้าทั้ง 3 แห่งเข้าด้วยกันคือ การลิกไนท์ การไฟฟ้ายันฮี และการไฟฟ้าตะวันออกเฉียงเหนือ จัดตั้งเป็น การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย มีฐานะเป็นรัฐวิสาหกิจ เพื่อทำหน้าที่ผลิต จัดหาและจัดส่ง หรือจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่การไฟฟ้านครหลวง การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ผู้ใช้ไฟฟ้า และประเทศใกล้เคียง รวมทั้ง ดำเนินธุรกิจต่างๆ ที่เกี่ยวข้องกับพลังงานไฟฟ้า

5.2 ความเป็นมาการปฏิรูปกิจการไฟฟ้าไทย

กิจการไฟฟ้าไทยนั้นเป็นองค์กรที่มีประสิทธิภาพอยู่แล้วแต่ประสิทธิภาพนั้นก็ยังสามารถที่จะเพิ่มขึ้นได้หากมีการแปรรูปในลักษณะที่มีการแข่งขัน และภายใต้สภาวะเศรษฐกิจที่ตกต่ำในขณะนั้นเพื่อที่จะระดมทุนจากเอกชนในการลงทุนทางด้านโครงสร้างพื้นฐานในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าตอบสนองต่อการใช้ไฟฟ้า จึงจำเป็นที่จะต้องรู้ว่าโครงสร้างก่อนและหลังปฏิรูปกิจการไฟฟ้าไทยนั้นมีโครงสร้างเป็นแบบได้ ดังจะได้อธิบาย ดังต่อไปนี้

5.2.1 ก่อนการปฏิรูปตั้งแต่ปี พ.ศ. 2523 ถึงปี พ.ศ. 2535 กิจการไฟฟ้าไทยนั้นเป็นโครงสร้างแบบผูกขาด (Monopoly) ซึ่งเป็นโครงสร้างที่ระบบผลิต, ระบบส่ง, ระบบจำหน่าย, และกิจการค้าปลีก นั้นรัฐเป็นผู้ดูแลเพียงฝ่ายเดียว จึงไม่มีการแข่งขันในทุกภาคส่วน ทำให้ประสิทธิภาพ

ที่มีอยู่นั้นไม่ใช่ประสิทธิภาพสูงสุด จึงมีแนวคิดที่ว่าประสิทธิภาพนั้นยังสามารถเพิ่มขึ้นได้อีกถ้าหากมีการแปรรูป

5.2.2 หลังการปฏิรูปตั้งแต่ปี พ.ศ. 2535 จนถึงปัจจุบันโครงสร้างกิจการไฟฟ้าไทยนั้นเป็นโครงสร้างแบบผู้ซื้อเดียว (Single Buyer) โดยโดยมีการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย เป็นผู้รับซื้อไฟฟ้า โดยมีการไฟฟ้านครหลวง และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เป็นผู้จัดจำหน่ายไฟฟ้าเหมือนเดิม ซึ่งทำให้ในภาคการผลิตนั้นมีการแข่งขันโดยเปิดโอกาสให้เอกชนเข้ามาลงทุนในการผลิตไฟฟ้าจึงทำให้มีการแข่งขันในภาคส่วนการผลิต รัฐจึงสามารถซื้อไฟฟ้าในราคาที่ต่ำกว่าการไฟฟ้าฝ่ายผลิตเป็นผู้ผลิตเอง

5.2.3 และในวันที่ 23 มีนาคม พ.ศ.2549 การปฏิรูปกิจการไฟฟ้าไทยโดยสมบรูณ์ต้องหยุดลงเมื่อมีคำสั่งจาดศาลปกครองสูงสุดให้เพิกถอนพระราชกฤษฎีกาการกำหนดอำนาจสิทธิ์ และประโยชน์ของบริษัทการไฟฟ้าฝ่ายผลิต จำกัด(มหาชน) พ.ศ. 2548 และพระราชกฤษฎีกากำหนดเงื่อนเวลายกเลิกกฎหมายว่าด้วยการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย พ.ศ. 2548 ตั้งแต่วันที่ 24 มิถุนายน 2548 โดยให้เหตุผลว่าไม่ชอบด้วยกฎหมาย คือการแต่งตั้งบุคคลที่มีคุณสมบัติต้องห้ามมาเป็นคณะกรรการในกระบวนการแปรรูป ที่ขัดต่อรัฐธรรมนูญ การรับฟังความคิดเห็นของประชาชนไม่ได้จัดให้มีการสรุปสาระสำคัญ และการกำหนดอำนาจสิทธิและประโยชน์ของบริษัท กฟผ. จำกัด (มหาชน)ส่งผลกระทบต่อสิทธิและเสรีภาพของประชาชน

5.3 การวิเคราะห์ประสิทธิภาพและผลิตภาพ

การหาผลิตภาพและประสิทธิภาพของการไฟฟ้านครหลวง ได้เลือกใช้วิธีการวิเคราะห์เส้นขอบเขตหาค่าดัชนี Malmquist TFP ในการวิเคราะห์ โดยการเลือกปัจจัยนำเข้า (Input) ดังนี้ ระยะทางในการส่ง (Network length), ขนาดของหม้อแปลง (Network capacity), จำนวนลูกจ้าง (Number of employees), การรับซื้อกระแสไฟฟ้า (Electricity purchase) และผลผลิต (Output) ที่ใช้ในการวิเคราะห์คือ ปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้า (Electricity sold) และข้อมูลที่นำมาใช้ในการวิเคราะห์จึงเป็นข้อมูลแบบอนุกรมเวลา (Time Series) ของการไฟฟ้านครหลวงเพียงองค์กรเดียว เพื่อที่จะเปรียบเทียบผลิตภาพและประสิทธิภาพของการไฟฟ้านครหลวงเอง ข้อมูลอนุกรมเวลา (Time Series) จึงนำข้อมูลมาแปลงเป็นข้อมูลแบบ Cross – section เพื่อทำการเปรียบเทียบการเปลี่ยนแปลงผลิตภาพและประสิทธิภาพในระยะเวลาที่ผ่านมา โดยในโครงงานนี้ได้ทำการแบ่งข้อมูลออกเป็นช่วงช่วงละ10 ปี เนื่องจากเป็นช่วงเวลาที่พิจารณาสำหรับจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย(Thailand Power Development Plan :PDP) ซึ่งจะวางแผนล่วงหน้าประมาณ 10 – 15 ปี โดยมีเหตุผลคือ ระยะเวลาในการออกแบบแผนพัฒนากำลังไฟฟ้าของประเทศไทย (PDP) อยู่ในระยะเวลาประมาณ 10-15 ปี และในการเปลี่ยนแปลงเทคโนโลยีสำหรับการผลิตไฟฟ้าจะเกิดขึ้นทุกๆ 10 ปี โดยโครงงานนี้มีการสร้างตารางข้อมูลอนุกรมเวลาทั้งหมด 30 ปี (พ.ศ. 2532 -

พ.ศ.2553) ทำให้สามารถแบ่งข้อมูลได้ทั้งหมด 22 ช่วง ดังตารางที่ 2.2 โดยที่ช่วงที่ 1 เป็นข้อมูลของ 10 ปีแรก จากปี พ.ศ. 2523 – 2532 ช่วงที่ 2 ประกอบด้วยข้อมูลของอีก 10 ปีจากปี พ.ศ. 2524 – 2533 แบ่งต่อไปเรื่อยๆจนกระทั้งถึงช่วงสุดท้ายจะเป็นข้อมูลจากปี พ.ศ. 2544 – 2553 แล้วนั้นก็นำข้อมูลใส่ไปยังโปรแกรม DEAP2.1 ผลที่ได้ออกมาเพื่อใช้ในการวิเคราะห์จะมี 3 ค่าชี้วัดคือการเปลี่ยนแปลงประสิทธิภาพทางเทคนิค (Technical efficiency change: Eff change), การเปลี่ยนแปลงทางเทคนิค (Technical change) และการเปลี่ยนแปลงผลิตภาพโดยรวม (TFP Change) แล้วนำผลทั้ง 3 มาคำนวณแบบสะสม (Cumulative) เพื่อเปรียบเทียบประสิทธิภาพของแต่ละช่วงเวลากับช่วงเวลาก่อนหน้า โดยให้ช่วงที่ 1 ระยะเวลาตั้งแต่ปี พ.ศ. 2523 – 2532 จะกำหนดค่า การเปลี่ยนแปลงประสิทธิภาพทางเทคนิค (Technical efficiency change: Eff change), การเปลี่ยนแปลงทางเทคนิค (Technical change) และการเปลี่ยนแปลงผลิตภาพโดยรวม (TFP Change) ให้เป็น 1 เพื่อเป็นฐานในการพิจารณา ประสิทธิภาพ (Efficiency) และผลิตภาพ (Productivity) ให้กับช่วงที่ 2 โดยสังเกตค่าที่ได้จากการคำนวณแบบสะสม (Cumulative) ว่าเพิ่มหรือลดลง ถ้าค่าการเปลี่ยนแปลงประสิทธิภาพทางเทคนิค (Technical efficiency change: Eff change), การเปลี่ยนแปลงทางเทคนิค (Technical change) และการเปลี่ยนแปลงผลิตภาพโดยรวม (TFP Change)มากกว่า 1 แสดงว่ามีการปรับปรุงประสิทธิภาพ (Efficiency) และผลิตภาพ (Productivity) เมื่อเทียบกับช่วงเวลาก่อนหน้า และถ้าหากค่าดัชนีดังกล่าวน้อยกว่า 1 แสดงว่าไม่มีการปรับปรุงประสิทธิภาพ (Efficiency) และผลิตภาพ (Productivity) ซึ่งผลที่ได้ออกมา อธิบายได้ดังนี้

5.3.1 เมื่อพิจารณาการเปลี่ยนแปลงทางเทคนิค (Technical change) ที่เพิ่มขึ้นมา 8% ก็จะพบว่าสาเหตุของการเติบโตของการเปลี่ยนแปลงทางเทคนิค (Technical change) นั้นมาจากการลงทุนในด้านโครงสร้างพื้นฐานในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าในช่วงปี พ.ศ. 2523 – 2553 ซึ่งในช่วงนี้มีการติดตั้งสายส่งและหม้อแปลงเพิ่มขึ้น จะเห็นได้ว่าระยะทางในการส่ง (Network length) ตั้งแต่ช่วงปี พ.ศ. 2523 – 2553 ความยาวสายส่งเพิ่มขึ้นทุกปี จาก 16,923 km. (ตารางที่ 4.1) ในปีพ.ศ. 2523เป็น 44,521 km. (ตารางที่ 4.1) ในปีพ.ศ. 2553 และการจ่ายไฟฟ้าของหม้อแปลงในช่วงปีที่ศึกษาก็เพิ่มขึ้นจาก 2,682 MWh. (ตารางที่ 4.1) ในปีพ.ศ. 2523เป็น 17,345 MWh. (ตารางที่ 4.1) ในปีพ.ศ. 2553 จึงสามารถบอกได้ว่า ความยาวสายส่ง และการจ่ายไฟฟ้าของหม้อแปลงส่งผลต่อการเปลี่ยนแปลงทางเทคนิค (Technical change)

5.3.2 เมื่อพิจารณาหาสาเหตุการเปลี่ยนแปลงประสิทธิภาพทางเทคนิค (Technical efficiency change: Eff change) โดยการเปลี่ยนแปลงในช่วงที่ 1 ที่ตกลงนั้นเป็นผลมาจากเกิดการสูญเสียในระบบการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นจาก 4.7 % (รูปที่ 4.4) ในปี พ.ศ. 2523 ไปเป็น 6.4 % (รูปที่ 4.4.) ในปี พ.ศ. 2530 แล้วหลังจากปีพ.ศ.2533-2538 การสูญเสียในระบบการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าน้อยลงเหลือเพียง 4.9 % (รูปที่ 4.4) จึงทำให้ประสิทธิภาพทางเทคนิคนั้นเพิ่มขึ้นในช่วงที่ 2 เป็นต้นไปมีการเพิ่มขึ้นเล็กน้อยจาก 0.998 (ตารางที่ 4.1) ในช่วงที่ 2 ไปเป็น 1.004 (ตารางที่

4.2) ในช่วงที่ 9 และหลังจากนั้นไปยันช่วงที่ 14 ไม่มีการเปลี่ยนแปลงยังคงอยู่ที่ 1.006 แล้วหลังจากช่วงที่ 14 – 20 นั้นก็ลดลงมาที่ 1.000 นั้นมีสาเหตุมาจากช่วงปี พ.ศ. 2537 – 2546 ซึ่งมีการปรับลดจำนวนพนักงานออกจากเดิม 13,430 (ตารางที่ 4.1)ในปี พ.ศ.2537 ไปเป็น 9,913 (ตารางที่ 4.1) ในปีพ.ศ.2546 ซึ่งส่งผลให้ความมั่นคงในตำแหน่งของงานนั้นลดลงจึงส่งผลให้ขาดแรงจูงใจในการทำงาน เลยทำให้การทำงานของบุคคลนั้นมีประสิทธิภาพลดลง และอีกปัจจัยหนึ่งที่สำคัญคือการปฏิรูปกิจการไฟฟ้าไทย นั้นมีผู้คัดค้านในการแปรรูปได้หยุดงานประท้วงเลยทำให้บุคคลที่เหลือต้องทำงานแทนคนอื่น เพื่อทดแทนในส่วนที่ขาดหายไปซึ่งส่งผลต่อประสิทธิภาพเหมือนกัน แต่พอช่วงที่ 22 นั้นประสิทธิภาพทางเทคนิค ก็เพิ่มขึ้น 0.2% (ตารางที่ 4.2) ก็เพิ่มขึ้น เนื่องจาก ในปี พ.ศ. 2549 ศาลปกครองสูงสุดได้มีคำสั่งให้ยกเลิกการแปรรูปกิจการไฟฟ้านั้นส่งผลให้พนังงานนั้นสามารถทำงานได้เต็มประสิทธิภาพในตำแน่งหน้าที่ตัวเองรับผิดชอบ และยังรวมถึงการสูญเสียในระบบการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าในช่วงปีพ.ศ. 2553 การสูญเสียในระบบการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้ามีค่านั้นนั้นมีค่าน้อย เพียง 3.4 % (รูปที่ 4.4)

5.3.3 การเปลี่ยนแปลงผลิตภาพโดยรวม (TFP Change) เพิ่มขึ้นมา 8.2 % เมื่อพิจารณาจากการเปลี่ยนแปลงทางเทคนิค (Technical change) และ การเปลี่ยนแปลงประสิทธิภาพทางเทคนิค (Technical efficiency change: Eff change) จากหัวข้อที่ 5.2.1 และหัวข้อที่ 5.2.2 จะสรุปได้ว่า ปัจจัยหลักที่ทำให้เกิดการพัฒนาผลิตภาพโดยรวม (TFP Change) นั้นมาจากได้รับการปรับปรุงและพัฒนาทางเทคโนโลยีซึ่งเกิดจากการ เพิ่มจำนวนสายส่งและเพิ่มความสามารถในการจ่ายกำลังไฟฟ้าของหม้อแปลง นอกจากนั้นจะเห็นว่าการเปลี่ยนแปลงประสิทธิภาพทางเทคนิค (Technical efficiency change: Eff change) ไม่ช่วยให้เกิดการปรับปรุงและพัฒนาผลิตภาพโดยรวม (TFP Change)

5.4 ประเมินผลของผลิตภาพและประสิทธิภาพ

จากการที่ได้ศึกษาการเปลี่ยนแปลงของผลิตภาพและประสิทธิภาพของการไฟฟ้านครหลวงนั้นสามารถสรุปออกมาได้ดังนี้

5.4.1 ช่วงเวลาก่อนการปฏิรูปในปีพ.ศ. 2523 – 2534 นั้นพบว่าผลิตภาพโดยรวม (TFP change) ของการไฟฟ้านครหลวงเพิ่มขึ้นมา 5.1 % (ตารางที่ 4.2) ในช่วงที่ 9 เมื่อเทียบกับช่วงเวลาที่เป็นฐาน เพราะฉะนั้นข้อสมมุติฐานที่กล่าวอ้างว่าการมีประสิทธิภาพของกิจการไฟฟ้า นั้นไม่ได้มีผลมาจากประสิทธิภาพของการไฟฟ้านครหลวง

5.4.2 ช่วงเวลาหลังการปฏิรูปในช่วงปี 2534 จนถึงปัจจุบันพบว่าเพิ่มขึ้นมา 8.5 % (ตารางที่ 4.2) ในช่วงที่ 22 เมื่อเทียบกับช่วงเวลาที่เป็นฐาน จึงกล่าวได้ว่าผลิตภาพและประสิทธิภาพของการไฟฟ้านครหลวงนั้นมีการปรับปรุงอยู่ตลอดไม่ว่าจะก่อนหรือหลังปฏิรูปเมื่อเทียบกับช่วงเวลาที่เป็นฐาน

5.4.3 ผลกระทบของการปฏิรูปนั้นส่งผลต่อการเปลี่ยนแปลงทางด้านประสิทธิภาพของการไฟฟ้านครหลวงนั้นมีน้อยมาก เมื่อเทียบกับการเปลี่ยนแปลงประสิทธิภาพทั้งก่อนและหลังปฏิรูปที่ได้กล่าวไว้ในข้อที่ 5.3.2 ก็จะพบว่าไม่ว่าจะก่อนหรือหลังการปฏิรูปกิจการไฟฟ้า การเปลี่ยนแปลงประสิทธิภาพมีน้อยมาก ซึ่งการลดลงของประสิทธิภาพนั้น มีเป็นผลมาจากพนักงานในหน่วยงานการไฟฟ้านครหลวงได้เข้าร่วมในการประท้วงการปฏิรูปกิจการไฟฟ้าไทย ส่งผลให้บุคลากรที่เหลือต้องทำงานแทนบุคลากรอื่น ซึ่งส่งผลโดยตรงต่อประสิทธิภาพของการไฟฟ้านครหลวง

ดังนั้นปัจจัยหลักที่ทำให้เกิดการพัฒนาผลิตภาพโดยรวม (TFP Change) นั้นมาจากได้รับการปรับปรุงและพัฒนาทางเทคโนโลยีซึ่งเกิดจากการ เพิ่มจำนวนสายส่งและเพิ่มความสามารถในการจ่ายกำลังไฟฟ้าของหม้อแปลง และประสิทธิภาพของการไฟฟ้านครหลวงไม่ได้ส่งผลกระทบต่อกิจการไฟฟ้าไทย

5.5 ข้อเสนอแนะในการเพิ่มประสิทธิภาพและผลิตภาพในการไฟฟ้านครหลวง

ในการเพิ่มประสิทธิภาพนั้น อาจมีการปรับโครงสร้างพื้นฐานและการเพิ่มแรงจูงใจให้กับบุคลากรดังนี้

5.5.1 การปรับการส่งจ่ายไฟฟ้าในสายส่งโดยจะต้องเพิ่มแรงดันในการส่งจ่ายให้สูงขึ้นเพื่อลดการสูญเสียในสายส่งในรูปของความร้อน หรือการปลดสายส่งที่ไม่จำเป็นในการส่งออกจากระบบ

5.5.2 การเพิ่มแรงจูงใจให้กับบุคลากร โดยมีอบรมเพิ่มความรู้ให้กับบุคลากรเพื่อให้บุคลากรมีความรู้ที่มากขึ้น ให้ความมั่นคงกับบุคลากร มีการเพิ่มสวัสดิการในการทำงาน ทำให้บุคลากรมีแรงจูงในการทำงานเพิ่มมากขึ้น

5.5.3 การเพิ่มประสิทธิภาพนั้นไม่สามารถเพิ่มแบบก้าวกระโดดได้ เนื่องจากการไฟฟ้านครหลวงนั้นเป็นหน่วยงานในภาคของการจัดจำหน่าย ซึ่งจะมีขีดจำกัดในการจัดจำหน่ายทำให้ประสิทธิภาพไม่สามารถที่จะเพิ่มแบบก้าวกระโดดได้

เอกสารอ้างอิง

กฟน.(2553). **รายงานประจำปีการไฟฟ้านครหลวง ปีพ.ศ.2523-2553**. กรุงเทพมหานคร การไฟฟ้านครหลวง.

สพช.(2543). **การปรับโครงสร้างกิจการไฟฟ้าและการจัดตั้งตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้า.** กรุงเทพมหานคร : สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ.

Wattana, S.(2010). **Electricity industry reforms in Thailand : A comprehensive review.** Doctor of Philosophy (Engineering), Faculty of Engineering and Information. Technology University of Technology. Sydney.

กฟน.(2553). ประวัติความเป็นมาการไฟฟ้าในประเทศไทย. [ออนไลน์]. เข้าถึงได้จาก : http://www.mea.or.th/menu1_2.htm. (วันที่ค้นข้อมูล: 11 ธันวาคม 2553).

ASTV ผู้จัดการออนไลน์. "แม้ว" ฝันสลาย ศาลปกครองสั่งยกเลิกกระจายหุ้น **กฟผ.** . [ออนไลน์]. เข้าถึงได้จาก : http://www.manager.co.th . (วันที่ค้นข้อมูล: 11 ธันวาคม 2553).

ภาคผนวก ก

ชุดคำสั่งที่ใช้ในโปรแกรม DEAP2.1

Pro-dta.txt DATA FILE NAME

Pro-out.txt OUTPUT FILE NAME

10 NUMBER OF FIRMS

22 NUMBER OF TIME PERIODS

1 NUMBER OF OUTPUTS

4 NUMBER OF INPUTS

0 0=INPUT AND 1=OUTPUT ORIENTATED

0 0=CRS AND 1=VRS

2 0=DEA(MULTI-STAGE), 1=COST-DEA, 2=MALMQUIST-DEA, 3=DEA(1-STAGE), 4=DEA(2-STAGE)

ภาคผนวก ข

ผลที่ได้จากโปรแกรม DEAP2.1

Results from DEAP Version 2.1

Instruction file = Pro-ins.txt

Data file = Pro-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	0.982	0.979	1.000
2	0.000	0.996	0.996	1.000
3	0.000	1.000	1.000	1.000
4	0.000	0.987	0.985	0.994
5	0.000	0.991	0.987	1.000
6	0.000	0.994	0.990	1.000
7	0.000	0.983	0.978	0.989
8	0.000	0.989	0.982	0.994
9	0.000	0.993	0.984	1.000
10	0.000	1.000	0.995	1.000
mean	0.000	0.991	0.988	0.998

year = 2

firm no.	crs te rel to tech in yr ********** te	t-1	t	vrs t+1
1	0.996	0.996	0.996	1.000
2	1.000	1.000	1.000	1.000
3	0.987	0.985	0.984	0.994
4	0.991	0.987	0.987	1.000
5	0.994	0.990	0.990	1.000
6	0.983	0.978	0.976	0.989
7	0.989	0.982	0.978	0.994
8	0.993	0.984	0.982	1.000
9	1.000	0.995	0.995	1.000
10	1.121	1.000	1.000	1.000
mean	1.005	0.990	0.989	0.998

year = 3

firm no.	crs te rel to tech in yr ********** te	t-1	t	vrs t+1
1	1.000	1.000	1.011	1.000
2	0.985	0.984	0.991	0.999
3	0.987	0.987	0.987	1.000
4	0.990	0.990	0.989	1.000
5	0.978	0.976	0.979	0.989
6	0.982	0.978	0.978	0.994
7	0.984	0.982	0.977	1.000
8	0.995	0.995	0.995	1.000
9	1.000	1.000	1.000	1.000
10	1.077	1.000	1.000	1.000
mean	0.998	0.989	0.991	0.998

year = 4

firm no.	crs te rel to tech in yr ********** te	t-1	t	vrs t+1
1	0.984	0.991	0.989	1.000
2	0.987	0.987	0.986	1.000
3	0.990	0.989	0.988	1.000
4	0.976	0.979	0.977	0.989
5	0.978	0.978	0.977	0.994
6	0.982	0.977	0.977	1.000
7	0.995	0.995	0.995	1.000
8	1.000	1.000	1.000	1.000
9	1.000	1.000	1.000	1.000
10	1.109	1.000	1.000	1.000
mean	1.000	0.990	0.989	0.998

year = 5

firm no.	crs te rel to tech in yr ********** te	t-1	t	vrs t+1
1	0.987	0.986	0.986	1.000
2	0.989	0.988	0.988	1.000
3	0.979	0.977	0.977	0.989
4	0.978	0.977	0.977	0.992
5	0.977	0.977	0.977	1.000
6	0.995	0.995	0.995	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	1.110	1.000	1.000	1.000
mean	1.001	0.990	0.990	0.998

year = 6

firm no.	crs te rel to tech in yr ********** te	t-1	t	vrs t+1
1	0.988	0.988	0.988	1.000
2	0.977	0.977	0.977	0.989
3	0.977	0.977	0.977	0.990
4	0.977	0.977	0.977	1.000
5	0.995	0.995	0.995	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	1.116	1.000	0.999	1.000
mean	1.003	0.991	0.991	0.998

year = 7

firm no.	crs te rel to tech in yr ********** te	t-1	t	vrs t+1
1	0.977	0.977	0.977	1.000
2	0.977	0.977	0.977	1.000
3	0.977	0.977	0.977	1.000
4	0.995	0.995	0.995	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	0.999	0.996	0.999
10	1.126	1.000	1.000	1.000
mean	1.005	0.993	0.992	1.000

year = 8

firm no.	crs te	rel to tech in yr t-1	t	vrs t+1
1	0.977	0.977	0.977	1.000
2	0.977	0.977	0.977	1.000
3	0.995	0.995	0.995	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	0.999	0.996	0.996	0.997
9	1.000	1.000	1.000	1.000
10	1.088	1.000	1.000	1.000
mean	1.004	0.994	0.994	1.000

year = 9

firm no.	crs te	rel to tech in yr t-1	t	vrs t+1
1	0.977	0.977	0.977	1.000
2	0.995	0.995	0.995	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	0.996	0.996	0.996	0.997
8	1.000	1.000	1.000	1.000
9	1.000	1.000	1.000	1.000
10	1.069	1.000	1.000	1.000
mean	1.004	0.997	0.997	1.000

year = 10

firm no.	crs te rel to tech in yr ********** te	t-1	t	vrs t+1
1	0.995	0.995	0.995	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	0.996	0.996	0.996	0.997
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	1.003	1.000	1.000	1.000
mean	0.999	0.999	0.999	1.000

year = 11

firm no.	crs te rel to tech in yr ********** te	t-1	t	vrs t+1
1	1.000	1.000	1.035	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	0.996	0.996	0.996	0.997
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	0.997	0.997	0.997	1.000
mean	0.999	0.999	1.003	1.000

year = 12

firm	crs te rel to tech in yr		vrs	
no.	**********			
	te	t-1	t	t+1
1	1.000	1.000	1.012	1.000
2	1.000	1.000	1.000	1.000
3	1.000	1.000	1.000	1.000
4	0.996	0.996	0.996	0.997
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	0.997	0.997	0.997	1.000
10	1.057	1.000	1.000	1.000
mean	1.005	0.999	1.000	1.000

year = 13

firm	crs te rel to tech in yr		vrs	
no.	**********			
	te	t-1	t	t+1
1	1.000	1.000	1.105	1.000
2	1.000	1.000	1.000	1.000
3	0.996	0.996	0.996	0.999
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	0.997	0.997	0.997	1.000
9	1.000	1.000	0.997	1.000
10	1.133	1.000	1.000	1.000
mean	1.013	0.999	1.010	1.000

year = 14

firm	crs te rel to tech in yr			vrs
no.	**********			
	te	t-1	t	t+1
1	1.000	1.000	1.008	1.000
2	0.996	0.996	0.999	0.999
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	0.997	0.997	0.997	1.000
8	1.000	0.997	0.997	0.998
9	1.000	1.000	0.992	1.000
10	1.089	1.000	0.998	1.000
mean	1.008	0.999	0.999	1.000

year = 15

firm	crs te rel to tech in yr			vrs
no.	**********			
	te	t-1	t	t+1
1	0.996	0.999	0.999	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	0.999	1.000
6	0.997	0.997	0.996	1.000
7	0.997	0.997	0.995	0.998
8	1.000	0.992	0.990	0.997
9	1.000	0.998	0.996	1.000
10	1.116	1.000	0.997	1.000
mean	1.011	0.998	0.997	0.999

year = 16

firm no.	crs te rel to tech in yr ********** te	t-1	t	vrs t+1
1	1.000	1.000	1.031	1.000
2	1.000	1.000	1.000	1.000
3	1.000	1.000	1.000	1.000
4	1.000	0.999	0.996	1.000
5	0.997	0.996	0.992	1.000
6	0.997	0.995	0.992	0.998
7	0.992	0.990	0.986	0.994
8	0.998	0.996	0.992	1.000
9	1.000	0.997	0.994	1.000
10	1.101	1.000	0.997	1.000
mean	1.009	0.997	0.998	0.999

year = 17

firm no.	crs te rel to tech in yr ********** te	t-1	t	vrs t+1
1	1.000	1.000	1.000	1.000
2	1.000	1.000	1.000	1.000
3	0.999	0.996	0.996	1.000
4	0.996	0.992	0.992	1.000
5	0.995	0.992	0.992	0.997
6	0.990	0.986	0.986	0.994
7	0.996	0.992	0.992	1.000
8	0.997	0.994	0.994	0.998
9	1.000	0.997	0.997	1.000
10	1.053	1.000	1.000	1.000
mean	1.003	0.995	0.995	0.999

year = 18

firm no.	crs te rel to tech in yr ********** te	t-1	t	vrs t+1
1	1.000	1.000	1.114	1.000
2	0.996	0.996	0.998	1.000
3	0.992	0.992	0.991	1.000
4	0.992	0.992	0.991	0.997
5	0.986	0.986	0.985	0.994
6	0.992	0.992	0.991	1.000
7	0.994	0.994	0.993	0.998
8	0.997	0.997	0.996	1.000
9	1.000	1.000	0.999	1.000
10	1.066	1.000	1.000	1.000
mean	1.001	0.995	1.006	0.999

year = 19

firm no.	crs te rel to tech in yr ********** te	t-1	t	vrs t+1
1	0.996	0.998	0.998	1.000
2	0.992	0.991	0.986	1.000
3	0.992	0.991	0.986	0.997
4	0.986	0.985	0.980	0.994
5	0.992	0.991	0.987	1.000
6	0.994	0.993	0.989	0.998
7	0.997	0.996	0.995	1.000
8	1.000	0.999	0.999	1.000
9	1.000	1.000	1.000	1.000
10	1.030	1.000	1.000	1.000
mean	0.998	0.994	0.992	0.999

year = 20

firm no.	crs te rel to tech in yr ********** te	t-1	t	vrs t+1
1	0.991	0.986	0.986	1.000
2	0.991	0.986	0.986	0.997
3	0.985	0.980	0.980	1.000
4	0.991	0.987	0.987	1.000
5	0.993	0.989	0.989	0.998
6	0.996	0.995	0.995	1.000
7	0.999	0.999	0.999	1.000
8	1.000	1.000	1.000	1.000
9	1.000	1.000	1.000	1.000
10	1.029	1.000	1.000	1.000
mean	0.998	0.992	0.992	1.000

year = 21

firm no.	crs te rel to tech in yr ********** te	t-1	t	vrs t+1
1	0.986	0.986	0.986	1.000
2	0.980	0.980	0.980	1.000
3	0.987	0.987	0.987	1.000
4	0.989	0.989	0.989	0.998
5	0.995	0.995	0.994	1.000
6	0.999	0.999	0.998	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	1.011	1.000	0.997	1.000
mean	0.995	0.994	0.993	1.000

year = 22

firm no.	crs te rel to tech in yr ********** te	t-1	t	vrs t+1
1	0.980	0.980	0.000	1.000
2	0.987	0.987	0.000	1.000
3	0.989	0.989	0.000	0.998
4	0.995	0.994	0.000	1.000
5	0.999	0.998	0.000	1.000
6	1.000	1.000	0.000	1.000
7	1.000	1.000	0.000	1.000
8	1.000	1.000	0.000	1.000
9	1.000	0.997	0.000	1.000
10	1.119	1.000	0.000	1.000
mean	1.007	0.994	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	1.014	1.001	1.000	1.014	1.016
2	1.004	1.000	1.000	1.004	1.004
3	0.985	1.001	0.994	0.990	0.986
4	1.000	1.003	1.006	0.994	1.003
5	0.999	1.004	1.000	0.999	1.003
6	0.984	1.005	0.989	0.995	0.989
7	0.998	1.006	1.005	0.993	1.004
8	0.995	1.008	1.006	0.989	1.003
9	1.003	1.007	1.000	1.003	1.010
10	1.000	1.061	1.000	1.000	1.061
mean	0.998	1.010	1.000	0.998	1.008

year = 3

firm	effch	techch	pech	sech	tfpch
1	1.004	1.000	1.000	1.004	1.004
2	0.984	1.001	0.999	0.984	0.984
3	1.002	1.001	1.006	0.996	1.003
4	1.003	1.000	1.000	1.003	1.003
5	0.986	1.001	0.989	0.997	0.987
6	1.000	1.003	1.005	0.994	1.003
7	1.000	1.003	1.006	0.994	1.003
8	1.012	1.001	1.000	1.012	1.013
9	1.005	1.000	1.000	1.005	1.005
10	1.000	1.038	1.000	1.000	1.038
mean	0.999	1.005	1.001	0.999	1.004

year = 4

firm	effch	techch	pech	sech	tfpch
1	0.991	0.991	1.000	0.991	0.982
2	1.003	0.996	1.001	1.002	1.000
3	1.002	1.000	1.000	1.002	1.003
4	0.989	0.999	0.989	1.000	0.988
5	1.002	0.999	1.005	0.997	1.001
6	0.999	1.003	1.006	0.993	1.002
7	1.014	1.002	1.000	1.014	1.016
8	1.005	1.000	1.000	1.005	1.005
9	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
10	1.000	1.053	1.000	1.000	1.053
mean	1.000	1.004	1.000	1.000	1.005

year = 5

firm	effch	techch	pech	sech	tfpch
1	0.995	1.001	1.000	0.995	0.996
2	1.001	1.001	1.000	1.001	1.002
3	0.988	1.001	0.989	0.999	0.989
4	0.998	1.001	1.003	0.995	0.999
5	1.000	1.001	1.006	0.993	1.000
6	1.018	1.000	1.000	1.018	1.018
7	1.005	1.000	1.000	1.005	1.005
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	1.053	1.000	1.000	1.053
mean	1.001	1.006	1.000	1.001	1.006

year = 6

firm	effch	techch	pech	sech	tfpch
1	1.002	1.000	1.000	1.002	1.002
2	0.989	1.000	0.989	1.000	0.989
3	1.000	1.000	1.001	0.998	1.000
4	1.001	1.000	1.008	0.992	1.001
5	1.018	1.000	1.000	1.018	1.018
6	1.005	1.000	1.000	1.005	1.005
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	1.056	1.000	1.000	1.056
mean	1.001	1.006	1.000	1.002	1.007

year = 7

firm	effch	techch	pech	sech	tfpch
1	0.989	1.000	1.000	0.989	0.989
2	1.000	1.000	1.011	0.988	1.000
3	1.001	1.000	1.010	0.991	1.001
4	1.018	1.000	1.000	1.018	1.018
5	1.005	1.000	1.000	1.005	1.005
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	0.999	1.001	0.999	1.000	0.999
10	1.000	1.062	1.000	1.000	1.062
mean	1.001	1.006	1.002	0.999	1.007

year = 8

firm	effch	techch	pech	sech	tfpch
1	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
2	1.001	1.000	1.000	1.001	1.001
3	1.018	1.000	1.000	1.018	1.018
4	1.005	1.000	1.000	1.005	1.005
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	0.996	1.002	0.997	0.999	0.997
9	1.001	1.002	1.001	1.000	1.003
10	1.000	1.043	1.000	1.000	1.043
mean	1.002	1.005	1.000	1.002	1.007

year = 9

firm	effch	techch	pech	sech	tfpch
1	1.001	1.000	1.000	1.001	1.001
2	1.018	1.000	1.000	1.018	1.018
3	1.005	1.000	1.000	1.005	1.005
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	0.996	1.000	0.997	0.999	0.996
8	1.004	1.000	1.003	1.001	1.004
9	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
10	1.000	1.034	1.000	1.000	1.034
mean	1.002	1.003	1.000	1.002	1.006

year = 10

firm	effch	techch	pech	sech	tfpch
1	1.018	1.000	1.000	1.018	1.018
2	1.005	1.000	1.000	1.005	1.005
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	0.996	1.000	0.997	0.999	0.996
7	1.004	1.000	1.003	1.001	1.004
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	1.002	1.000	1.000	1.002
mean	1.002	1.000	1.000	1.002	1.002

year = 11

firm	effch	techch	pech	sech	tfpch
1	1.005	1.000	1.000	1.005	1.005
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	0.996	1.000	0.997	0.999	0.996
6	1.004	1.000	1.003	1.001	1.004
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	0.997	1.000	1.000	0.997	0.997
mean	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000

year = 12

firm	effch	techch	pech	sech	tfpch
1	1.000	0.983	1.000	1.000	0.983
2	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
3	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
4	0.996	1.000	0.997	0.999	0.996
5	1.004	1.000	1.003	1.001	1.004
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	0.997	1.000	1.000	0.997	0.997
10	1.003	1.028	1.000	1.003	1.031
mean	1.000	1.001	1.000	1.000	1.001

year = 13

firm	effch	techch	pech	sech	tfpch
1	1.000	0.994	1.000	1.000	0.994
2	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
3	0.996	1.000	0.999	0.997	0.996
4	1.004	1.000	1.003	1.001	1.004
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	0.997	1.000	1.000	0.997	0.997
9	1.003	1.000	1.000	1.003	1.003
10	1.000	1.064	1.000	1.000	1.064
mean	1.000	1.006	1.000	1.000	1.006

year = 14

firm	effch	techch	pech	sech	tfpch
1	1.000	0.951	1.000	1.000	0.951
2	0.996	1.000	0.999	0.997	0.996
3	1.004	1.000	1.001	1.003	1.004
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	0.997	1.000	1.000	0.997	0.997
8	1.000	1.001	0.998	1.002	1.001
9	1.000	1.001	1.000	1.000	1.001
10	1.000	1.043	1.000	1.000	1.043
mean	1.000	0.999	1.000	1.000	0.999

year = 15

firm	effch	techch	pech	sech	tfpch
1	0.999	0.995	1.000	0.999	0.994
2	1.004	0.998	1.001	1.003	1.002
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	0.997	1.000	1.000	0.997	0.997
7	1.000	1.000	0.998	1.001	1.000
8	0.995	1.004	0.999	0.996	0.999
9	0.998	1.005	1.000	0.998	1.003
10	1.000	1.057	1.000	1.000	1.057
mean	0.999	1.006	1.000	1.000	1.005

year = 16

firm	effch	techch	pech	sech	tfpch
1	1.001	1.000	1.000	1.001	1.001
2	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
3	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
4	0.999	1.001	1.000	0.999	0.999
5	0.996	1.001	1.000	0.996	0.997
6	0.998	1.002	0.998	1.000	0.999
7	0.993	1.002	0.996	0.997	0.995
8	1.004	1.002	1.003	1.001	1.006
9	0.999	1.003	1.000	1.000	1.002
10	1.000	1.051	1.000	1.000	1.051
mean	0.999	1.006	1.000	0.999	1.005

year = 17

firm	effch	techch	pech	sech	tfpch
1	1.000	0.985	1.000	1.000	0.985
2	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
3	0.996	1.001	1.000	0.996	0.997
4	0.993	1.003	1.000	0.993	0.997
5	0.996	1.004	0.997	0.999	0.999
6	0.991	1.004	0.996	0.995	0.995
7	1.003	1.004	1.006	0.996	1.006
8	0.998	1.004	0.998	1.000	1.002
9	0.999	1.004	1.000	0.999	1.003
10	1.000	1.028	1.000	1.000	1.028
mean	0.998	1.003	1.000	0.998	1.001

year = 18

firm	effch	techch	pech	sech	tfpch
1	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
2	0.996	1.000	1.000	0.996	0.996
3	0.996	1.000	1.000	0.996	0.996
4	0.999	1.000	0.997	1.002	0.999
5	0.995	1.000	0.996	0.998	0.995
6	1.006	1.000	1.006	1.000	1.006
7	1.002	1.000	0.998	1.003	1.002
8	1.003	1.000	1.002	1.001	1.003
9	1.004	1.000	1.000	1.004	1.004
10	1.000	1.032	1.000	1.000	1.032
mean	1.000	1.003	1.000	1.000	1.003

year = 19

firm	effch	techch	pech	sech	tfpch
1	0.998	0.947	1.000	0.998	0.944
2	0.995	1.000	1.000	0.995	0.995
3	0.998	1.001	0.997	1.001	0.999
4	0.994	1.001	0.996	0.997	0.995
5	1.005	1.001	1.006	0.999	1.006
6	1.001	1.001	0.998	1.002	1.002
7	1.002	1.001	1.002	1.000	1.003
8	1.003	1.000	1.000	1.003	1.003
9	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
10	1.000	1.015	1.000	1.000	1.015
mean	1.000	0.997	1.000	1.000	0.996

year = 20

firm	effch	techch	pech	sech	tfpch
1	0.989	1.002	1.000	0.989	0.991
2	0.995	1.005	0.997	0.998	0.999
3	0.990	1.005	1.003	0.987	0.995
4	1.001	1.005	1.006	0.995	1.006
5	0.998	1.004	0.998	0.999	1.002
6	1.003	1.002	1.002	1.001	1.005
7	1.003	1.001	1.000	1.003	1.004
8	1.001	1.000	1.000	1.001	1.001
9	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
10	1.000	1.015	1.000	1.000	1.015
mean	0.998	1.004	1.001	0.997	1.002

year = 21

firm	effch	techch	pech	sech	tfpch
1	0.999	1.000	1.000	0.999	0.999
2	0.995	1.000	1.003	0.992	0.995
3	1.006	1.000	1.000	1.006	1.006
4	1.002	1.000	0.998	1.004	1.002
5	1.006	1.000	1.002	1.005	1.006
6	1.004	1.000	1.000	1.004	1.004
7	1.001	1.000	1.000	1.001	1.001
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	1.005	1.000	1.000	1.005
mean	1.001	1.001	1.000	1.001	1.002

year = 22

firm	effch	techch	pech	sech	tfpch
1	0.995	1.000	1.000	0.995	0.995
2	1.006	1.000	1.000	1.006	1.006
3	1.002	1.000	0.998	1.004	1.002
4	1.005	1.001	1.002	1.004	1.006
5	1.002	1.001	1.000	1.002	1.004
6	1.001	1.001	1.000	1.001	1.002
7	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
8	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
9	0.997	1.002	1.000	0.997	0.998
10	1.000	1.059	1.000	1.000	1.059
mean	1.001	1.006	1.000	1.001	1.007

MALMQUIST INDEX SUMMARY OF ANNUAL MEANS

year	effch	techch	pech	sech	tfpch
2	0.998	1.010	1.000	0.998	1.008
3	0.999	1.005	1.001	0.999	1.004
4	1.000	1.004	1.000	1.000	1.005
5	1.001	1.006	1.000	1.001	1.006
6	1.001	1.006	1.000	1.002	1.007
7	1.001	1.006	1.002	0.999	1.007
8	1.002	1.005	1.000	1.002	1.007
9	1.002	1.003	1.000	1.002	1.006
10	1.002	1.000	1.000	1.002	1.002
11	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
12	1.000	1.001	1.000	1.000	1.001
13	1.000	1.006	1.000	1.000	1.006
14	1.000	0.999	1.000	1.000	0.999
15	0.999	1.006	1.000	1.000	1.005
16	0.999	1.006	1.000	0.999	1.005
17	0.998	1.003	1.000	0.998	1.001
18	1.000	1.003	1.000	1.000	1.003
19	1.000	0.997	1.000	1.000	0.996
20	0.998	1.004	1.001	0.997	1.002
21	1.001	1.001	1.000	1.001	1.002
22	1.001	1.006	1.000	1.001	1.007
mean	1.000	1.004	1.000	1.000	1.004

MALMQUIST INDEX SUMMARY OF FIRM MEANS

firm	effch	techch	pech	sech	tfpch
1	1.000	0.993	1.000	1.000	0.993
2	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
3	0.999	1.000	1.000	1.000	1.000
4	1.000	1.001	1.000	1.000	1.001
5	1.000	1.001	1.000	1.000	1.001
6	1.000	1.001	1.000	1.000	1.001
7	1.001	1.001	1.001	1.000	1.002
8	1.001	1.001	1.000	1.000	1.002
9	1.000	1.001	1.000	1.000	1.001
10	1.000	1.038	1.000	1.000	1.038
mean	1.000	1.004	1.000	1.000	1.004

[Note that all Malmquist index averages are geometric means]