การคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าโดยพิจารณาการไหลของกำลังไฟฟ้า
ที่เปลี่ยนแปลงไปจากคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้า

นายสุรพัศ ลาภวิสุทธิสาโรจน์

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

บทคัดย่อและแฟ้มข้อมูลฉบับเต็มของวิทยานิพนธ์ตั้งแต่ปีการศึกษา 2554 ที่ให้บริการในคลังปัญญาจุฬาฯ (CUIR)
เป็นแฟ้มข้อมูลของนิสิตเจ้าของวิทยานิพนธ์ ที่ส่งผ่านทางบัณฑิตวิทยาลัย
The abstract and full text of theses from the academic year 2011 in Chulalongkorn University Intellectual Repository (CUIR)
are the thesis authors' files submitted through the University Graduate School.

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า
คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
ปีการศึกษา 2560
ลิขสิทธิ์ของจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

Wheeling Charge Calculation Considering Line Flow Change from Power Transactions

Mr. Surapad Larbwisuthisaroj

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

A Thesis Submitted in Partial Fulfillment of the Requirements

for the Degree of Master of Engineering Program in Electrical Engineering

Department of Electrical Engineering

Faculty of Engineering

Chulalongkorn University

Academic Year 2017

Copyright of Chulalongkorn University

หัวข้อวิทยานิพนธ์	การคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าโดยพิจารณาการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไปจากคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้า
โดย	นายสุรพัศ ลาภวิสุทธิสาโรจน์
สาขาวิชา	วิศวกรรมไฟฟ้า
อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก	ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. สุรชัย ชัยทัศนีย์

คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย อนุมัติให้นับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญามหาบัณฑิต

.....คณบดีคณะวิศวกรรมศาสตร์

(รองศาสตราจารย์ ดร. สุพจน์ เตชวรสินสกุล)

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

.....ประธานกรรมการ

(รองศาสตราจารย์ ดร. กุลยศ อุดมวงศ์เสรี)

.....อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก

(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. สุรชัย ชัยทัศนีย์)

.....กรรมการ

(อาจารย์ ดร. พิสิษฐ์พล จิรพงศานานุรักษ์)

.....กรรมการภายนอกมหาวิทยาลัย

(ดร. ภูวนารถ ชุณหปราณ)

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

สุรพัศ ลาภวิสุทธิสาโรจน์ : การคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าโดยพิจารณาการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไปจากคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้า (Wheeling Charge Calculation Considering Line Flow Change from Power Transactions) อ.ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก: ผศ. ดร. สุรชัย ชัยทัศนีย์, 177 หน้า.

ในปัจจุบันภาคเอกชนมีบทบาทในการขายไฟฟ้าในลักษณะของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (Small Power Producer: SPP) ในนิคมอุตสาหกรรมมากขึ้น ทั้งนี้เพื่อลดปัญหาความซ้ำซ้อนในการลงทุนก่อสร้างสายจำหน่ายไฟฟ้า การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจึงยินยอมและสนับสนุนให้ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กเชื่อมต่อและจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบของการไฟฟ้าแทนการก่อสร้างสายจำหน่ายเพิ่มเติม โดยทำการเรียกเก็บค่าผ่านสายสายส่งไฟฟ้า (Wheeling Charge) จากผู้ขอใช้บริการสายจำหน่าย เพื่อให้สามารถคืนเงินลงทุนในการดำเนินกิจการระบบจำหน่ายไฟฟ้า รวมถึงได้รับผลตอบแทนการลงทุนที่เหมาะสม อย่างไรก็ตาม ปัจจุบันการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายมีการเรียกเก็บค่าบริการระบบจำหน่ายไฟฟ้าในรูปของค่าความต้องการพลังไฟฟ้า (Demand Charge) แล้ว ด้วยเหตุนี้การเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าในนิคมอุตสาหกรรมอาจทำให้เกิดความซ้ำซ้อนในการเรียกเก็บค่าบริการได้

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้เสนอแนวทางการคำนวณและเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งไฟฟ้า (Wheeling Charge) ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าในนิคมอุตสาหกรรม รวมถึงเสนอแนวทางการคำนวณส่วนลดค่าความต้องการไฟฟ้า จากการเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งไฟฟ้า นอกจากนี้จะวิเคราะห์ถึงผลกระทบการเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าในนิคมอุตสาหกรรมจากการเกิดคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้าแต่ละคู่สัญญาในระบบจำหน่ายไฟฟ้า จากการศึกษาพบว่าการคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าด้วยวิธี Power Flow Based MW-Mile เหมาะสมสำหรับการคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าเพื่อให้สะท้อนถึงปริมาณสายส่งที่ถูกใช้จริงจากคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้าแต่ละราย และการเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งไฟฟ้า (Wheeling Charge) ในนิคมอุตสาหกรรมจะส่งผลให้อัตราค่าความต้องการพลังไฟฟ้าในประเทศสำหรับระดับแรงดันตั้งแต่ 69 kV และ สำหรับระดับแรงดัน 22 -33 kV เปลี่ยนไป 0.18 บาท/กิโลวัตต์ และเปลี่ยนไป 0.17 บาท/กิโลวัตต์ ตามลำดับ เมื่อมีการเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งในเขตนิคมอุตสาหกรรมจากคู่สัญญารายใหม่คิดเป็นร้อยละ 1 จากเงินลงทุนในเขตนิคมอุตสาหกรรมที่พิจารณา

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ภาควิชา วิศวกรรมไฟฟ้า ลายมือชื่อนิสิต .....

สาขาวิชา วิศวกรรมไฟฟ้า ลายมือชื่อ อ.ที่ปรึกษาหลัก .....

ปีการศึกษา 2560

5970346921 : MAJOR ELECTRICAL ENGINEERING
KEYWORDS: WHEELING CHARGE / DEMAND CHARGE / COST ALLOCATION / POWER TRANSACTION / LINE FLOW ANALYSIS

SURAPAD LARBWISUTHISAROJ: Wheeling Charge Calculation Considering Line Flow Change from Power Transactions. ADVISOR: ASST. PROF. SURACHAI CHAITUSANEY, Ph.D., 177 pp.

Industrial estates in Thailand, which typically receive electricity supply from distribution systems, can directly get supplied from private power producers in the local area. To prevent from duplication of system investment, distribution utilities should allow and support the private company to connect to the grid. Thus, private power producers and transaction customers need to pay wheeling charge to the distribution utilities. However, the demand charge of the entire system should be decreased due to an increase of sharing customers.

This thesis proposes a concept of wheeling charge calculation for power transactions in industrial estates and demand charge subsidy calculation for existing distribution customers. Furthermore, the impact analysis of demand charge tariff due to the usage of wheeling charge in industrial estates. The results show that the power flow based MW-Mile method is appropriate for calculating wheeling charge in industrial estates because this method reflect the extent of use of each power transaction. Additionally, the usage of wheeling charge industrial estates will decrease the demand charge tariff for 69 kV and 22 – 33 kV at 0.18 baht/kW per percent of wheeling charge and 0.17 baht/kW per percent of wheeling charge respectively.

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

Department:	Electrical Engineering	Student's Signature .....
Field of Study:	Electrical Engineering	Advisor's Signature .....
Academic Year:	2017	

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สามารถสำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี เนื่องมาจากความช่วยเหลืออย่างดียิ่งของ ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. สุรชัย ชัยทัศนีย์ อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ ซึ่งได้กรุณาให้คำแนะนำ และข้อคิดเห็นต่างๆ ที่เป็นประโยชน์อย่างยิ่ง ตลอดการทำวิทยานิพนธ์ รวมถึงได้กรุณาตรวจสอบและแก้ไขเนื้อหาวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จนสำเร็จเรียบร้อย ขอขอบพระคุณคณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ ซึ่งประกอบด้วย รองศาสตราจารย์ ดร. กุลยศ อุดมวงศ์เสรี อาจารย์ ดร.พิสิษฐ์ พล จิรพงศานานุรักษ์ และ ดร. ภูวนารถ ชุณหปราณ ที่ได้สละเวลาสำหรับตรวจสอบแก้ไขและให้คำแนะนำในการทำวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จนสำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี

ขอขอบคุณทุนอุดหนุนการศึกษาระดับบัณฑิตศึกษาจากบัณฑิตวิทยาลัย จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย เพื่อเฉลิมฉลองวโรกาสที่พระบาทสมเด็จพระเจ้าอยู่หัวภูมิพลอดุลยเดชทรงเจริญพระชนมายุครบ ๗๒ พรรษา และ ทุน ๙๐ ปี จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย กองทุนรัชดาภิเษกสมโภช

สุดท้ายนี้ข้าพเจ้าขอขอบพระคุณบิดา มารดา และครอบครัวของข้าพเจ้าที่เป็นกำลังใจตลอดจนรุ่นพี่ รุ่นน้อง และเพื่อนๆ ทุกคนที่คอยให้การสนับสนุนแก่ผู้วิจัยตลอดมา

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

สารบัญ

หน้า

บทคัดย่อภาษาไทย ..... ง

บทคัดย่อภาษาอังกฤษ ..... จ

กิตติกรรมประกาศ ..... ฉ

สารบัญ ..... ช

สารบัญตาราง ..... ฑ

สารบัญรูปภาพ ..... ท

บทที่ 1 บทนำ 1

1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา 1

1.2 วัตถุประสงค์ 2

1.3 ขอบเขตของวิทยานิพนธ์ 2

1.4 ขั้นตอนและวิธีการดำเนินงาน 3

1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์ 4

1.6 งานวิจัยในอดีตที่เกี่ยวข้องกับวิทยานิพนธ์ 4

1.7 เนื้อหาของวิทยานิพนธ์ 7

บทที่ 2 ทฤษฎีพื้นฐานตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้า 9

2.1 ตลาดไฟฟ้าที่มีการควบคุมและตลาดไฟฟ้าที่ไม่มีการควบคุม (Regulation and Deregulation Electricity Market) [16] 9

2.2 บทบาทในตลาดไฟฟ้า [16, 17] 11

2.3 ตลาดขายส่งไฟฟ้า (Whole Sale Markets) [16, 17] 12

2.3.1 ตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้า (Centralized Pool Market) 13

2.3.2 การซื้อขายสองทาง (Bilateral Trading) 13

บทที่ 3 ทฤษฎีพื้นฐานการคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้า 15

3.1 ความหมายของ Wheeling Charge 15

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

หน้า

3.2 การคำนวณต้นทุนระบบโครงข่ายไฟฟ้า 17
3.2.1 มูลค่าของเงินตามเวลา (Time Value of Money: TVM) [16] 18
3.2.2 ต้นทุนระบบโครงข่ายไฟฟ้า [1] 19
3.3 การจัดสรรค่าบริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าแก่ผู้ขอใช้บริการ [4] 20
3.4 การคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าด้วยวิธี Embedded Cost 24
บทที่ 4 การคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าในต่างประเทศ 31
4.1 ความหมายของ Wheeling 31
4.2 ภาพรวมการคำนวณ Wheeling Charge ในประเทศต่าง ๆ [19, 20] 32
4.2.1 Nord Pool 32
4.2.2 Ireland 32
4.2.3 Southern African Power Pool (SAPP) 33
4.2.4 Great Britain 33
4.2.5 Brazil 33
4.2.6 United States 34
4.2.7 Mexico 35
4.2.8 India 35
4.3 การคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าในประเทศออสเตรเลีย [21, 22] 36
4.3.1 ประเภทของการให้บริการระบบส่งไฟฟ้า (Categories of Transmission Services) 36
4.3.2 การคำนวณค่าบริการระบบโครงข่ายไฟฟ้า 37
4.3.3 สรุปเกี่ยวกับการคำนวณค่าผ่านสายส่งในออสเตรเลีย 41
บทที่ 5 โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าในประเทศไทย 44
5.1 โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าในประเทศไทย [23] 44

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

หน้า

5.1.1 ประเภทที่ 1 บ้านอยู่อาศัย 45
5.1.2 ประเภทที่ 2 กิจการขนาดเล็ก 46
5.1.3 ประเภทที่ 3 - 6 กิจการขนาดกลาง กิจการขนาดใหญ่ กิจการเฉพาะอย่าง และองค์กรที่ไม่แสวงหาผลกำไร 47
5.1.4 ประเภทที่ 7 สูบน้ำเพื่อการเกษตร 48
5.2 สรุปเกี่ยวกับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าในประเทศไทย 49
บทที่ 6 การคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าโดยพิจารณา การไหลของกำลังไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไปจากคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้า 51
6.1 การวิเคราะห์ปริมาณการใช้สายส่งไฟฟ้าของคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้า 51
6.1.1 แนวทางการพิจารณากำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งไฟฟ้า 52
6.1.2 แนวทางการวิเคราะห์กำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งโดยแต่ละคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้า 55
6.1.3 การเปรียบการใช้สายส่งไฟฟ้าโดยคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้า 60
กรณีที่ 1 ผู้ผลิตไฟฟ้าบัสที่ 4 ทำสัญญากับผู้ใช้ไฟฟ้าบัสที่ 6 ด้วยขนาดกำลังตามสัญญา 10 MW 62
กรณีที่ 2 ผู้ผลิตไฟฟ้าบัสที่ 4 ทำสัญญากับผู้ใช้ไฟฟ้าบัสที่ 6 ด้วยขนาดกำลังตามสัญญา 20 MW 63
กรณีที่ 3 ผู้ผลิตไฟฟ้าบัสที่ 4 ทำสัญญากับผู้ใช้ไฟฟ้าบัสที่ 6 ด้วยขนาดกำลังตามสัญญา 40 MW 64
กรณีที่ 4 ผู้ผลิตไฟฟ้าบัสที่ 4 ทำสัญญากับผู้ใช้ไฟฟ้าบัสที่ 2 ด้วยขนาดกำลังตามสัญญา 10 MW 65
กรณีที่ 5 ผู้ผลิตไฟฟ้าบัสที่ 4 ทำสัญญากับผู้ใช้ไฟฟ้าบัสที่ 2 ด้วยขนาดกำลังตามสัญญา 20 MW 66
กรณีที่ 6 ผู้ผลิตไฟฟ้าบัสที่ 4 ทำสัญญากับผู้ใช้ไฟฟ้าบัสที่ 2 ด้วยขนาดกำลังตามสัญญา 40 MW 67

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

หน้า

กรณีที่ 7 ผู้ผลิตไฟฟ้าบัสที่ 4 ทำสัญญากับผู้ใช้ไฟฟ้าบัสที่ 2 ด้วยขนาดกำลังตามสัญญา 60 MW 68

กรณีที่ 8 ผู้ผลิตไฟฟ้าบัสที่ 4 ทำสัญญากับผู้ใช้ไฟฟ้าบัสที่ 2 ด้วยขนาดกำลังตามสัญญา 70 MW 69

6.1.4 สรุปการวิเคราะห์ปริมาณการใช้สายส่งไฟฟ้าของคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้า....70

6.2 การคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้า....73

6.2.1 รูปแบบการคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าบนพื้นฐานของวิธี Power Flow Based....74

6.2.2 บทบาทของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายในการเรียกเก็บค่าบริการสายส่งไฟฟ้า....79

6.2.3 ลักษณะของการเกิดคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้า....81

บทที่ 7 การคำนวณส่วนลดค่าความต้องการพลังไฟฟ้า....83

7.1 แนวคิดการคำนวณส่วนลดค่าความต้องการพลังไฟฟ้า....83

7.2 การคำนวณส่วนลดค่าความต้องการพลังไฟฟ้าสำหรับคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้าของการไฟฟ้า....86

บทที่ 8 ผลกระทบการเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าในนิคมอุตสาหกรรม ต่อค่าความต้องการพลังไฟฟ้าของประเทศไทย....91

8.1 แนวคิดการคำนวณผลกระทบการเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าในนิคมอุตสาหกรรมต่อค่าความต้องการพลังไฟฟ้าของประเทศไทย....91

8.2 ขั้นตอนการคำนวณผลกระทบการเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าในนิคมอุตสาหกรรมต่อค่าความต้องการพลังไฟฟ้าของประเทศไทย....95

8.2.1 การคำนวณผลกระทบการเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าในนิคมอุตสาหกรรมต่อค่าความต้องการพลังไฟฟ้าของประเทศไทยเมื่อกำหนดให้ใช้อัตราค่าความต้องการไฟฟ้าอัตราเดียวทั้งประเทศ....95

8.2.2 การคำนวณผลกระทบการเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าในนิคมอุตสาหกรรมต่อค่าความต้องการพลังไฟฟ้าของประเทศไทยเมื่อกำหนดให้ใช้อัตราค่าความต้องการไฟฟ้า 3 อัตราแยกตามระดับแรงดัน....99

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

หน้า

8.3 การคำนวณผลกระทบจากการใช้งาน Wheeling Charge ในเขตนิคมอุตสาหกรรมและผลกระทบจากการเปลี่ยนคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเป็นผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก 100
8.3.1 การคำนวณผลกระทบจากการใช้งาน Wheeling Charge ในเขตนิคมอุตสาหกรรม 100
8.3.2 การคำนวณผลกระทบจากการเปลี่ยนคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเป็นผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก 100
8.3.3 สรุปสูตรการคำนวณค่าความต้องการไฟฟ้าใหม่หลังมีการเรียกเก็บ Wheeling Charge ในเขตนิคมอุตสาหกรรม 101
บทที่ 9 ผลการคำนวณ 104
9.1 ผลการคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าโดยพิจารณาการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไปจากคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้า 104
9.1.1 ผลการคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้า สำหรับระบบไฟฟ้า 6 บัส 104
กรณีที่ 1: ผู้ผลิตไฟฟ้าบัสที่ 4 ทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ใช้ไฟฟ้าบัสที่ 2 ด้วยขนาด 10 MW 106
กรณีที่ 2: ผู้ผลิตไฟฟ้าบัสที่ 4 ทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ใช้ไฟฟ้าบัสที่ 2 ด้วยขนาด 20 MW 109
กรณีที่ 3: ผู้ผลิตไฟฟ้าบัสที่ 4 ทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ใช้ไฟฟ้าบัสที่ 2 ด้วยขนาด 40 MW 112
กรณีที่ 4: ผู้ผลิตไฟฟ้าบัสที่ 4 ทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ใช้ไฟฟ้าบัสที่ 2 ด้วยขนาด 60 MW 115
กรณีที่ 5: ผู้ผลิตไฟฟ้าบัสที่ 4 ทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ใช้ไฟฟ้าบัสที่ 2 ด้วยขนาด 70 MW 118
กรณีที่ 6: ผู้ผลิตไฟฟ้าบัสที่ 4 ทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ใช้ไฟฟ้าบัสที่ 6 ด้วยขนาด 10 MW 121
กรณีที่ 7: ผู้ผลิตไฟฟ้าบัสที่ 4 ทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ใช้ไฟฟ้าบัสที่ 6 ด้วยขนาด 40 MW 124

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

หน้า

กรณีที่ 8: ผู้ผลิตไฟฟ้าบัสที่ 4 ทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ใช้ไฟฟ้าบัสที่ 6 ด้วยขนาด 60 MW 127

9.1.2 การวิเคราะห์ผลการคำนวณค่าผ่านสายส่ง จากระบบไฟฟ้า 6 บัส 130

9.1.3 ผลการคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้า สำหรับระบบไฟฟ้า 2 บัส 131

9.1.4 การวิเคราะห์ผลการคำนวณค่าผ่านสายส่ง จากระบบไฟฟ้า 2 บัส 133

9.1.5 สรุปเกี่ยวกับการคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าไฟฟ้าโดยพิจารณาการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไปจากคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้า 134

9.2 ผลการคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้า และส่วนลดค่าความต้องการไฟฟ้าในเขตนิคมอุตสาหกรรม 135

9.3 ผลการคำนวณผลกระทบการเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าในนิคมอุตสาหกรรมต่อค่าความต้องการพลังไฟฟ้าของประเทศไทย 138

9.3.1 ผลการคำนวณผลกระทบการเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าจากคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้ารายใหม่ในนิคมอุตสาหกรรมต่อค่าความต้องการพลังไฟฟ้าของประเทศไทยเมื่อกำหนดให้ใช้อัตราค่าความต้องการไฟฟ้าอัตราเดียวทั้งประเทศ 138

<u>กรณีผู้ใช้ไฟฟ้าทุกรายเชื่อมต่อที่ระดับแรงดันสูง – ตั้งแต่ 69 kV ขึ้นไป (อัตราค่าความต้องการพลังไฟฟ้าเดิม 74.14 บาท/กิโลวัตต์)</u> 141

<u>กรณีผู้ใช้ไฟฟ้าทุกรายเชื่อมต่อที่ระดับแรงดันกลาง – 22 ถึง 33 kV ขึ้นไป (อัตราค่าความต้องการพลังไฟฟ้าเดิม 132.93 บาท/กิโลวัตต์)</u> 143

<u>กรณีผู้ใช้ไฟฟ้าทุกรายเชื่อมต่อที่ระดับแรงต่ำ – ต่ำกว่า 22 kV (อัตราค่าความต้องการพลังไฟฟ้าเดิม 210 บาท/กิโลวัตต์)</u> 145

9.3.2 ผลการคำนวณผลกระทบการเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าในนิคมอุตสาหกรรมต่อค่าความต้องการพลังไฟฟ้าของประเทศไทยเมื่อกำหนดให้ใช้อัตราค่าความต้องการไฟฟ้า 3 อัตราแยกตามระดับแรงดัน 148

9.3.3 ผลการคำนวณผลกระทบจากการเปลี่ยนคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเป็นผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก 153

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

หน้า

9.4 สรุปการคำนวณผลกระทบการเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าในนิคมอุตสาหกรรมต่อค่าความต้องการพลังไฟฟ้าของประเทศไทย 156

9.4.1 การคำนวณผลกระทบการเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าในนิคมอุตสาหกรรมต่อค่าความต้องการพลังไฟฟ้าของประเทศไทยเมื่อกำหนดให้ใช้อัตราค่าความต้องการไฟฟ้าอัตราเดียวทั้งประเทศ 156

9.4.2 สรุปการคำนวณผลกระทบการเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าในนิคมอุตสาหกรรมต่อค่าความต้องการพลังไฟฟ้าของประเทศไทยเมื่อกำหนดให้ใช้อัตราค่าความต้องการไฟฟ้า 3 อัตราแยกตามระดับแรงดัน 158

9.4.3 การคำนวณผลกระทบจากการเปลี่ยนคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเป็นผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก 158

บทที่ 10 สรุป และข้อเสนอแนะ 160

รายการอ้างอิง 163

ภาคผนวก ก ข้อมูลการจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย 167

ภาคผนวก ข ข้อมูลเกี่ยวกับนิคมอุตสาหกรรม 172

ภาคผนวก ค ข้อมูลระบบ LCA01 175

ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์ 177

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

สารบัญตาราง

ตารางที่ 4.1 บริบทของ “Wheeling” ในประเทศต่างๆ....31
ตารางที่ 4.2 สินทรัพย์ตามการให้บริการและส่วนแบ่งการให้บริการ....37
ตารางที่ 4.3 รายได้รวมประจำปีจากการให้บริการ....38
ตารางที่ 4.4 ส่วนแบ่งค่าใช้จ่ายและรายได้รวมประจำปีจากการให้บริการสำหรับจ่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบ....39
ตารางที่ 4.5 ส่วนแบ่งค่าใช้จ่ายและรายได้รวมประจำปีจากการให้บริการสำหรับใช้ไฟฟ้าจากระบบ....40
ตารางที่ 5.1 ช่วงเวลาของอัตรา TOU และ อัตรา TOD....44
ตารางที่ 5.2 อัตราค่าไฟฟ้าปกติของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 1 บ้านอยู่อาศัย....45
ตารางที่ 5.3 อัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาของการใช้ ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 1 บ้านอยู่อาศัย....45
ตารางที่ 5.4 อัตราค่าไฟฟ้าปกติของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 2 กิจการขนาดเล็ก....46
ตารางที่ 5.5 อัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาของการใช้ ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 2 กิจการขนาดเล็ก....46
ตารางที่ 5.6 อัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาของการใช้ ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 3 - 6....48
ตารางที่ 5.7 อัตราค่าไฟฟ้าปกติของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 7 สูบน้ำเพื่อการเกษตร....48
ตารางที่ 5.8 อัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาของการใช้ ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 7 สูบน้ำเพื่อการเกษตร....48
ตารางที่ 5.9 การเรียบเก็บค่าระบบจำหน่ายไฟฟ้าในโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า....50
ตารางที่ 6.1 กำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งเมื่อบัสที่ 4 ทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับบัสที่ 6 ด้วยขนาดกำลังไฟฟ้า 40 เมกกะวัตต์....53
ตารางที่ 6.2 กำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งเมื่อบัสที่ 4 ทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับบัสที่ 2 ด้วยขนาดกำลังไฟฟ้า 40 เมกกะวัตต์....55
ตารางที่ 6.3 กรณีสำหรับการเปรียบเทียบปริมาณการใช้สายส่งและการแปลงแปลงของกำลังไฟฟ้าในสายส่งไฟฟ้า....60
ตารางที่ 6.4 ข้อแตกต่างของกำลังไฟฟ้าจากการเปรียบเทียบการใช้สายส่งและกำลังไฟฟ้าจากการเปรียบเทียบการเปลี่ยนแปลงของขนาดของกำลังไฟฟ้า....74

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ตารางที่ 6.5 ข้อแตกต่างของการคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าด้วยวิธี Power Flow Based MW-Mile และ วิธีพิจารณากำลังไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงโดยการใช้ Line Usage แบบต่างๆ.....76

ตารางที่ 6.6 คู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้าโดยพิจารณาการไฟฟ้าจำหน่ายเป็นผู้ใช้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้า.....80

ตารางที่ 9.1 กรณีสำหรับการคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้า 105

ตารางที่ 9.2 พารามิเตอร์สำหรับการคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้า..... 105

ตารางที่ 9.3 ต้นทุนสายส่งไฟฟ้าจากการคำนวณ 105

ตารางที่ 9.4 คู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้าสำหรับกรณีที่ 1 106

ตารางที่ 9.5 กำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งไฟฟ้า สำหรับกรณีที่ 1..... 106

ตารางที่ 9.6 ค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าจากการคำนวณด้วยวิธี Power Flow Based MW-Mile สำหรับกรณีที่ 1..... 107

ตารางที่ 9.7 ค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าจากการคำนวณด้วยวิธีพิจารณาขนาดกำลังไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไป กรณีที่ 1..... 108

ตารางที่ 9.8 ค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าของแต่ละคู่สัญญา สำหรับกรณีที่ 1 108

ตารางที่ 9.9 คู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้าสำหรับกรณีที่ 2 109

ตารางที่ 9.10 กำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งไฟฟ้า สำหรับกรณีที่ 2..... 109

ตารางที่ 9.11 ค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าจากการคำนวณด้วยวิธี Power Flow Based MW-Mile สำหรับกรณีที่ 2..... 110

ตารางที่ 9.12 ค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าจากการคำนวณด้วยวิธีพิจารณาขนาดกำลังไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไป กรณีที่ 2..... 111

ตารางที่ 9.13 ค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าของแต่ละคู่สัญญา สำหรับกรณีที่ 2..... 111

ตารางที่ 9.14 คู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้าสำหรับกรณีที่ 3 112

ตารางที่ 9.15 กำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายสำ สำหรับกรณีที่ 3..... 112

ตารางที่ 9.16 ค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าจากการคำนวณด้วยวิธี Power Flow Based MW-Mile สำหรับกรณีที่ 3..... 113

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ตารางที่ 9.17 ค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าจากการคำนวณด้วยวิธีพิจารณาขนาดกำลังไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไป กรณีที่ 3 114
ตารางที่ 9.18 ค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าของแต่ละคู่สัญญา สำหรับกรณีที่ 3 114
ตารางที่ 9.19 คู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้าสำหรับกรณีที่ 4 115
ตารางที่ 9.20 กำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่ง สำหรับกรณีที่ 4 115
ตารางที่ 9.21 ค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าจากการคำนวณด้วยวิธี Power Flow Based MW-Mile สำหรับกรณีที่ 4 116
ตารางที่ 9.22 ค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าจากการคำนวณด้วยวิธีพิจารณาขนาดกำลังไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไป กรณีที่ 4 117
ตารางที่ 9.23 ค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าของแต่ละคู่สัญญา สำหรับกรณีที่ 4 117
ตารางที่ 9.24 คู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้าสำหรับกรณีที่ 5 118
ตารางที่ 9.25 กำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่ง สำหรับกรณีที่ 5 118
ตารางที่ 9.26 ค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าจากการคำนวณด้วยวิธี Power Flow Based MW-Mile สำหรับกรณีที่ 5 119
ตารางที่ 9.27 ค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าจากการคำนวณด้วยวิธีพิจารณาขนาดกำลังไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไป กรณีที่ 5 120
ตารางที่ 9.28 ค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าของแต่ละคู่สัญญา สำหรับกรณีที่ 5 120
ตารางที่ 9.29 คู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้าสำหรับกรณีที่ 6 121
ตารางที่ 9.30 กำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายสำ สำหรับกรณีที่ 6 121
ตารางที่ 9.31 ค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าจากการคำนวณด้วยวิธี Power Flow Based MW-Mile สำหรับกรณีที่ 6 122
ตารางที่ 9.32 ค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าจากการคำนวณด้วยวิธีพิจารณาขนาดกำลังไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไป กรณีที่ 6 123
ตารางที่ 9.33 ค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าของแต่ละคู่สัญญา สำหรับกรณีที่ 6 123
ตารางที่ 9.34 คู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้าสำหรับกรณีที่ 7 124
ตารางที่ 9.35 กำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายสำ สำหรับกรณีที่ 7 124

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ 9.36 ค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าจากการคำนวณด้วยวิธี Power Flow Based MW-Mile สำหรับกรณีที่ 7 125

ตารางที่ 9.37 ค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าจากการคำนวณด้วยวิธีพิจารณาขนาดกำลังไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไป กรณีที่ 7 126

ตารางที่ 9.38 ค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าของแต่ละคู่สัญญา สำหรับกรณีที่ 7 126

ตารางที่ 9.39 คู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้าสำหรับกรณีที่ 8 127

ตารางที่ 9.40 กำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งไฟฟ้า สำหรับกรณีที่ 8 127

ตารางที่ 9.41 ค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าจากการคำนวณด้วยวิธี Power Flow Based MW-Mile สำหรับกรณีที่ 8 128

ตารางที่ 9.42 ค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าจากการคำนวณด้วยวิธีพิจารณาขนาดกำลังไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไป กรณีที่ 8 129

ตารางที่ 9.43 ค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าของแต่ละคู่สัญญา สำหรับกรณีที่ 8 129

ตารางที่ 9.44 คู่สัญญาของระบบไฟฟ้าแบบเรเดียลอย่างง่าย 2 บัส 131

ตารางที่ 9.45 ร้อยละการจ่ายค่าผ่านสายส่งของแต่ละคู่สัญญา สำหรับระบบไฟฟ้าแบบเรเดียลอย่างง่าย 2 บัส 132

ตารางที่ 9.46 แสดงการผ่านเกณฑ์การคำนวณค่าผ่านสายส่งของการคำนวณด้วยวิธี Absolute Power Flow based MW Mile และวิธีการเปรียบเทียบกำลังไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงแบบ Actual. 134

ตารางที่ 9.47 คู่สัญญาใหม่ที่เกิดขึ้นในระบบ LCA01 136

ตารางที่ 9.48 แสดงผลการคำนวณค่าผ่านสายส่งสำหรับกรณีที่ 1 - 3 137

ตารางที่ 9.49 หน่วยขายของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละรายและแต่ละประเภทใน 1 ปี เมื่อกำหนดให้ใช้อัตราค่าความต้องการไฟฟ้าอัตราเดียวทั้งประเทศ 139

ตารางที่ 9.50 สัดส่วนการใช้พลังงานไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละรายและแต่ละประเภทต่อการใช้พลังงานไฟฟ้าพลังงานไฟฟ้าทั้งหมดของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภท เมื่อกำหนดให้ใช้อัตราค่าความต้องการไฟฟ้าอัตราเดียวทั้งประเทศ 139

ตารางที่ 9.51 ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดเฉลี่ยของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละรายและแต่ละประเภทเมื่อกำหนดให้ใช้อัตราค่าความต้องการไฟฟ้าอัตราเดียวทั้งประเทศ 140

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย Chulalongkorn University

ตารางที่ 9.52 ความต้องการไฟฟ้ารวมของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทเมื่อกำหนดให้ใช้อัตราค่าความต้องการไฟฟ้าอัตราเดียวทั้งประเทศ 140

ตารางที่ 9.53 ความต้องการไฟฟ้าในและนอกเขตนิคมอุตสาหกรรมเมื่อกำหนดให้ใช้อัตราค่าความต้องการไฟฟ้าอัตราเดียวทั้งประเทศ 140

ตารางที่ 9.54 ค่าความต้องการไฟฟ้าที่เรียกเก็บได้ในแต่ละเดือน กรณีผู้ใช้ไฟฟ้าทุกรายเชื่อมต่อที่ระดับแรงดันสูง 141

ตารางที่ 9.55 อัตราค่าความต้องการไฟฟ้าใหม่เมื่อมีการเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าในนิคมอุตสาหกรรมจากคู่สัญญารายใหม่ที่สัดส่วนต่าง กรณีผู้ใช้ไฟฟ้าทุกรายเชื่อมต่อที่ระดับแรงดันสูง .. 141

ตารางที่ 9.56 ค่าความต้องการไฟฟ้าที่เรียกเก็บได้ในแต่ละเดือน กรณีผู้ใช้ไฟฟ้าทุกรายเชื่อมต่อที่ระดับแรงดันกลาง 143

ตารางที่ 9.57 อัตราค่าความต้องการไฟฟ้าใหม่เมื่อมีการเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าในนิคมอุตสาหกรรมจากคู่สัญญารายใหม่ที่สัดส่วนต่าง กรณีผู้ใช้ไฟฟ้าทุกรายเชื่อมต่อที่ระดับแรงดันกลาง 143

ตารางที่ 9.58 ค่าความต้องการไฟฟ้าที่เรียกเก็บได้ในแต่ละเดือน กรณีผู้ใช้ไฟฟ้าทุกรายเชื่อมต่อที่ระดับแรงดันต่ำ 145

ตารางที่ 9.59 อัตราค่าความต้องการไฟฟ้าใหม่เมื่อมีการเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าในนิคมอุตสาหกรรมจากคู่สัญญารายใหม่ที่สัดส่วนต่าง กรณีผู้ใช้ไฟฟ้าทุกรายเชื่อมต่อที่ระดับแรงดันกลาง 146

ตารางที่ 9.60 ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดเฉลี่ยของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละราย แต่ละประเภท และแต่ละระดับแรงดัน เมื่อกำหนดให้ใช้อัตราค่าความต้องการไฟฟ้าตามระดับแรงดัน 148

ตารางที่ 9.61 ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดเฉลี่ยของผู้ใช้ไฟฟ้าในเขตนิคมอุตสาหกรรมและนอกเขตนิคมอุตสาหกรรมแต่ละระดับแรงดัน เมื่อกำหนดให้ใช้อัตราค่าความต้องการไฟฟ้าตามระดับแรงดัน 148

ตารางที่ 9.62 ค่าความต้องการไฟฟ้าสูงสุดเฉลี่ยของผู้ใช้ไฟฟ้าในเขตนิคมอุตสาหกรรมและนอกเขตนิคมอุตสาหกรรมแต่ละระดับแรงดัน เมื่อกำหนดให้ใช้อัตราค่าความต้องการไฟฟ้าตามระดับแรงดัน 149

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ 9.63 อัตราค่าความต้องการไฟฟ้าระดับแรงดันตั้งแต่ 69 kV ใหม่เมื่อมีการเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าในนิคมอุตสาหกรรมที่จากคู่สัญญารายใหม่สัดส่วนต่าง 149

ตารางที่ 9.64 อัตราค่าความต้องการไฟฟ้าระดับแรงดัน 22-33 kV ใหม่เมื่อมีการเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าในนิคมอุตสาหกรรมที่สัดส่วนต่าง 151

ตารางที่ 9.65 ค่าสูงสุดของตัวประกอบร้อยละการเปลี่ยนแปลงของแต่ละกรณี 155

ตารางที่ 9.66 ค่าความต้องการไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงต่อสัดส่วนการใช้งาน Wheeling Charge จากคู่สัญญารายใหม่ สำหรับการวิเคราะห์แบบอัตราเดียว 157

ตารางที่ ก.1 การจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค [24, 25] 167

ตารางที่ ก.2 การจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง [26] 168

ตารางที่ ข.1 ความต้องการไฟฟ้าในนิคมอุตสาหกรรมต่างๆ [28] 172

ตารางที่ ค.1 ข้อมูลระบบ LCA01 175

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

สารบัญรูปภาพ

รูปที่ 2.1 โครงสร้างระบบไฟฟ้าแบบบูรณาการแนวตั้ง....10
รูปที่ 2.2 โครงสร้างตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้า....13
รูปที่ 2.3 โครงสร้างตลาดไฟฟ้าแบบการซื้อขายสองทาง....14
รูปที่ 3.1 หลักการพื้นฐานสำหรับการเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งไฟฟ้า [6, 7]....15
รูปที่ 3.2 การจัดสรรต้นทุนของระบบโครงข่ายไฟฟ้าด้วยวิธี Embedded Cost....20
รูปที่ 3.3 การจัดสรรต้นทุนของระบบโครงข่ายไฟฟ้าด้วยวิธี Incremental Cost....21
รูปที่ 3.4 การจัดสรรต้นทุนของระบบโครงข่ายไฟฟ้าด้วยวิธี Composite Embedded/Incremental Cost....23
รูปที่ 4.1 สรุปการคำนวณค่าผ่านสายส่งในประเทศออสเตรเลีย....43
รูปที่ 6.1 ระบบเรเดียลอย่างง่าย....52
รูปที่ 6.2 กำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งเมื่อบัสที่ 4 ทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับบัสที่ 6 ด้วยขนาดกำลังไฟฟ้า 40 เมกกะวัตต์....53
รูปที่ 6.3 กำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งเมื่อบัสที่ 4 ทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับบัสที่ 2....54
รูปที่ 6.4 ตัวอย่างการเปรียบเทียบปริมาณการใช้สายส่งของคู่สัญญา....56
รูปที่ 6.5 ตัวอย่างการเปรียบเทียบการเปลี่ยนแปลงขนาดของกำลังไฟฟ้าในสายส่ง....56
รูปที่ 6.6 กำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งเมื่อไม่ผู้ผลิตไฟฟ้าบัสที่ 4 และผู้ใช้ไฟฟ้าบัสที่ 6....57
รูปที่ 6.7กำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งเมื่อผู้ผลิตไฟฟ้าบัสที่ 4 และผู้ใช้ไฟฟ้าบัสที่ 6....58
รูปที่ 6.8 กำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งเมื่อไม่มีผู้ผลิตไฟฟ้าบัสที่ 4 และผู้ใช้ไฟฟ้าบัสที่ 2....59
รูปที่ 6.9 กำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งเมื่อผู้ผลิตไฟฟ้าบัสที่ 4 และผู้ใช้ไฟฟ้าบัสที่ 2 จากการเปรียบเทียบกรณีที่มีคู่สัญญา และ ไม่มีคู่สัญญา....59
รูปที่ 6.10 ระบบเมื่อไม่มีคู่สัญญาไฟฟ้าที่บัสที่ 4 และบัสที่ 6 สำหรับทำการเปรียบเทียบกรณีที่ 1 ถึง 3....61

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

รูปที่ 6.11 ระบบเมื่อไม่มีคู่สัญญาไฟฟ้าที่บัสที่ 4 และบัสที่ 2 สำหรับทำการเปรียบเทียบกรณีที่ 4 ถึง 8 61

รูปที่ 6.12 การเปรียบเทียบปริมาณการใช้สายส่งและการเปลี่ยนแปลงขนาดของกำลังไฟฟ้ากรณีที่ 1: ผู้ผลิตไฟฟ้าบัสที่ 4 ทำสัญญากับผู้ใช้ไฟฟ้าบัสที่ 6 ด้วยขนาดกำลังตามสัญญา 10 MW 62

รูปที่ 6.13 การเปรียบเทียบปริมาณการใช้สายส่งและการเปลี่ยนแปลงขนาดของกำลังไฟฟ้ากรณีที่ 2: ผู้ผลิตไฟฟ้าบัสที่ 4 ทำสัญญากับผู้ใช้ไฟฟ้าบัสที่ 6 ด้วยขนาดกำลังตามสัญญา 20 MW.....63

รูปที่ 6.14 การเปรียบเทียบปริมาณการใช้สายส่งและการเปลี่ยนแปลงขนาดของกำลังไฟฟ้ากรณีที่ 3: ผลิตไฟฟ้าบัสที่ 4 ทำสัญญากับผู้ใช้ไฟฟ้าบัสที่ 6 ด้วยขนาดกำลังตามสัญญา 40 MW 64

รูปที่ 6.15 การเปรียบเทียบปริมาณการใช้สายส่งและการเปลี่ยนแปลงขนาดของกำลังไฟฟ้ากรณีที่ 4: ผู้ผลิตไฟฟ้าบัสที่ 4 ทำสัญญากับผู้ใช้ไฟฟ้าบัสที่ 2 ด้วยขนาดกำลังตามสัญญา 10 MW 65

รูปที่ 6.16 การเปรียบเทียบปริมาณการใช้สายส่งและการเปลี่ยนแปลงขนาดของกำลังไฟฟ้ากรณีที่ 5: ผู้ผลิตไฟฟ้าบัสที่ 4 ทำสัญญากับผู้ใช้ไฟฟ้าบัสที่ 2 ด้วยขนาดกำลังตามสัญญา 20 MW 66

รูปที่ 6.17 การเปรียบเทียบปริมาณการใช้สายส่งและการเปลี่ยนแปลงขนาดของกำลังไฟฟ้ากรณีที่ 6: ผู้ผลิตไฟฟ้าบัสที่ 4 ทำสัญญากับผู้ใช้ไฟฟ้าบัสที่ 2 ด้วยขนาดกำลังตามสัญญา 40 MW 67

รูปที่ 6.18 การเปรียบเทียบปริมาณการใช้สายส่งและการเปลี่ยนแปลงขนาดของกำลังไฟฟ้ากรณีที่ 7: ผู้ผลิตไฟฟ้าบัสที่ 4 ทำสัญญากับผู้ใช้ไฟฟ้าบัสที่ 2 ด้วยขนาดกำลังตามสัญญา 60 MW 68

รูปที่ 6.19 การเปรียบเทียบปริมาณการใช้สายส่งและการเปลี่ยนแปลงขนาดของกำลังไฟฟ้ากรณีที่ 8: ผู้ผลิตไฟฟ้าบัสที่ 4 ทำสัญญากับผู้ใช้ไฟฟ้าบัสที่ 2 ด้วยขนาดกำลังตามสัญญา 70 MW 69

รูปที่ 6.20 แผนภาพแสดงการคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าด้วยวิธีต่าง ๆ 77

รูปที่ 6.21 แผนภาพแสดงขั้นตอนการคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าด้วยวิธี Power Flow Based MW-Mile และวิธีพิจารณาขนาดกำลังไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไป.....78

รูปที่ 6.22 ระบบไฟฟ้าทีมีผู้ผลิตไฟฟ้ารายย่อยเพียงอย่างเดียว.....79

รูปที่ 6.23 บทบาทของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายในระบบจำหน่ายไฟฟ้า.....80

รูปที่ 6.24 ระบบไฟฟ้าแบบเรเดียลอย่างง่ายเมื่อมีคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้าที่บัส 4 และ บัส 6.....80

รูปที่ 6.25 การเกิดคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กขายไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหม่ (a) ก่อนเกิดคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้า (b) หลังเกิดคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้า.....82

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

รูปที่ 6.26 การเกิดคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กขายไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ไฟฟ้ารายเดิม (a) ก่อนเกิดคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้า (b) หลังเกิดคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้า 82

รูปที่ 7.1 ระบบไฟฟ้าสำหรับคำนวณค่าความต้องการพลังไฟฟ้าเบื้องต้น 84

รูปที่ 7.2 ระบบไฟฟ้าสำหรับคำนวณค่าความต้องการพลังไฟฟ้าเบื้องต้นเมื่อมีคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้า 85

รูปที่ 7.3 สัดส่วนการใช้สายส่งของระบบไฟฟ้าเบื้องต้นเมื่อมีคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้า 86

รูปที่ 8.1 แนวคิด การคำนวณค่าความต้องการพลังไฟฟ้ามีมีการเรียกเก็บ Wheeling Charge ในเขตนิคมอุตสาหกรรม 94

รูปที่ 8.2 สรุปภาพรวมผลกระทบจากการเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งต่อค่าความต้องการพลังไฟฟ้า ... 103

รูปที่ 9.1 กรณีที่ 1: ผู้ผลิตไฟฟ้าทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ใช้ไฟฟ้าบัสที่ 2 ด้วยขนาด 10 MW ... 106

รูปที่ 9.2 กรณีที่ 2: ผู้ผลิตไฟฟ้าทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ใช้ไฟฟ้าบัสที่ 2 ด้วยขนาด 20 MW ... 109

รูปที่ 9.3 กรณีที่ 3: ผู้ผลิตไฟฟ้าทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ใช้ไฟฟ้าบัสที่ 2 ด้วยขนาด 40 MW ... 112

รูปที่ 9.4 กรณีที่ 4: ผู้ผลิตไฟฟ้าทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ใช้ไฟฟ้าบัสที่ 2 ด้วยขนาด 60 MW ... 115

รูปที่ 9.5 กรณีที่ 5: ผู้ผลิตไฟฟ้าทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ใช้ไฟฟ้าบัสที่ 2 ด้วยขนาด 70 MW ... 118

รูปที่ 9.6 กรณีที่ 6: ผู้ผลิตไฟฟ้าทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ใช้ไฟฟ้าบัสที่ 6 ด้วยขนาด 10 MW ... 121

รูปที่ 9.7 กรณีที่ 7: ผู้ผลิตไฟฟ้าทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ใช้ไฟฟ้าบัสที่ 6 ด้วยขนาด 40 MW ... 124

รูปที่ 9.8 กรณีที่ 8: ผู้ผลิตไฟฟ้าทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ใช้ไฟฟ้าบัสที่ 6 ด้วยขนาด 60 MW ... 127

รูปที่ 9.9 ระบบไฟฟ้าแบบเรเดียลอย่างง่าย 2 บัส 131

รูปที่ 9.10 สัดส่วนการจ่ายค่าผ่านสายส่งของแต่ละคู่สัญญา 133

รูปที่ 9.11 ระบบทดสอบ LCA01 135

รูปที่ 9.12 ค่าตัวประกอบร้อยละการเปลี่ยนแปลงของโหลดที่สัดส่วนของ โหลดทีเปลี่ยนแปลงต่อโหลดทั้งหมดในระบบจำหน่ายค่าต่าง ๆ 154

รูปที่ 9.13 ค่าสูงสุดของตัวประกอบร้อยละการเปลี่ยนแปลง 154

รูปที่ 9.14 ค่าตัวประกอบร้อยละการเปลี่ยนแปลงที่ค่าเมกกะวัตต์กำลังไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงค่าต่าง ๆ 155

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

รูปที่ 9.15 สัดส่วนการเรียกเก็บ Wheeling Charge ขั้นต่ำ ที่ไม่ทำให้อัตราค่าความต้องการพลังไฟฟ้าสูงขึ้น..... 156

รูปที่ 9.16 อัตราค่าความต้องการพลังไฟฟ้าที่ร้อยละของการเรียกเก็บ Wheeling Charge ต่อการลงทุนในเขตอุตสาหกรรมค่าต่าง ๆ สำหรับกรณีอัตราเดียว..... 157

รูปที่ 9.17 อัตราค่าความต้องการพลังไฟฟ้าที่ร้อยละของการเรียกเก็บ Wheeling Charge ต่อการลงทุนในเขตอุตสาหกรรมค่าต่าง ๆ สำหรับกรณีหลายอัตรา..... 158

รูปที่ ก.1 ลักษณะสมบัติของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท 3 ทั้งหมดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ธันวาคม 2560..... 169

รูปที่ ก.2 ลักษณะสมบัติของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท 4 ทั้งหมดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ธันวาคม 2560..... 170

รูปที่ ก.3 ลักษณะสมบัติของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท 5 ทั้งหมดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ธันวาคม 2560..... 170

รูปที่ ก.4 ลักษณะสมบัติของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท 6 ทั้งหมดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ธันวาคม 2560..... 170

รูปที่ ก.5 ลักษณะสมบัติของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท 7 ทั้งหมดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ธันวาคม 2560..... 171

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

บทที่ 1
บทนำ

เนื้อหาในบทนี้จะนำเสนอที่มาและความสำคัญของปัญหา วัตถุประสงค์ ขอบเขตของวิทยานิพนธ์ ขั้นตอนและวิธีการดำเนินงาน ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์ งานวิจัยในอดีตที่เกี่ยวข้องกับวิทยานิพนธ์ และเนื้อหาของวิทยานิพนธ์

1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา

ในปัจจุบันรูปแบบการดำเนินการกิจการไฟฟ้ามีแนวโน้มเปลี่ยนแปลงไปในรูปของตลาดกำลังไฟฟ้าที่ไม่มีการควบคุม (Deregulated Power Market) โดยพบว่าภาคเอกชนมีบทบาทในการขายไฟฟ้าในรูปของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (Small Power Producer : SPP) ในนิคมอุตสาหกรรมมากขึ้น ประกอบกับต้นทุนในการสร้างสายส่งไฟฟ้ามีแนวโน้มลดลง ทำให้ภาคเอกชนสนใจที่จะสร้างสายส่งไฟฟ้าเป็นของตนเองเพื่อส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าที่ทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับตนเองโดยตรง จากพระราชบัญญัติประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550 บัญญัติไว้ว่า ผู้รับใบอนุญาตประกอบกิจการพลังงานที่มีระบบโครงข่ายพลังงานต้องยินยอมให้ผู้รับใบอนุญาตหรือผู้ประกอบกิจการพลังงานรายอื่นใช้หรือเชื่อมต่อระบบโครงข่ายพลังงานของตน ดังนั้นการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายผู้เป็นเจ้าของระบบจำหน่ายไฟฟ้าจึงจำเป็นต้องยินยอมและสนับสนุนให้ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กเชื่อมต่อและจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบของการไฟฟ้าแทนการก่อสร้างสายจำหน่ายเพิ่มเติม เพื่อลดปัญหาความซ้ำซ้อนในการลงทุนก่อสร้างสายจำหน่ายไฟฟ้า อย่างไรก็ตามการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายไม่สามารถให้ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนสายส่งของตนเองโดยไม่เรียกเก็บค่าบริการได้ ดังนั้นเพื่อให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายสามารถคืนเงินลงทุนในการดำเนินกิจการระบบจำหน่ายไฟฟ้า รวมถึงได้รับผลตอบแทนการลงทุนที่เหมาะสม การเรียกเก็บค่าผ่านสายสายส่งไฟฟ้า (Wheeling Charge) จากผู้ขอใช้บริการสายจำหน่ายจึงเป็นสิ่งจำเป็น [1]

Wheeling หมายถึง การใช้อุปกรณ์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าหรือระบบส่งไฟฟ้าสำหรับส่งผ่านกำลังไฟฟ้าหรือกิจกรรมอื่น ๆ [2] ดังนั้น Wheeling Charge จึงเป็นการเรียกเก็บค่าผ่านสายส่ง และ/หรือ สายจำหน่าย ที่ถูกใช้งานโดยผู้ขอใช้บริการสายส่ง และ/หรือ สายจำหน่าย ซึ่งในการเรียกเก็บค่าผ่านสายส่ง และ/หรือ สายจำหน่ายที่เหมาะสมนั้นจะต้อง (1) มีความกระชับและโปร่งใส (2) สามารถคืนเงินลงทุนของผู้ให้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้ (3) จูงใจให้ผู้ขอใช้บริการใช้ระบบโครงข่ายอย่างมีประสิทธิภาพ และ (4) มีความยุติธรรมและยอมรับได้โดยผู้ขอใช้บริการและผู้ให้บริการระบบ

โครงข่ายไฟฟ้า [3] ทั้งนี้ปัจจุบันการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายได้มีการเรียกเก็บค่าผ่านสายจำหน่ายผ่านโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าแล้ว อย่างไรก็ตามการเรียกเก็บค่าผ่านสายจำหน่ายนี้เป็นการเรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีการซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้า ดังนั้นการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจึงควรมีการเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กด้วยมาตรการและวิธีการที่สามารถคืนเงินลงทุนของการไฟฟ้าได้ รวมถึงวิธีการคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าควรสะท้อนถึงปริมาณการใช้สายจำหน่ายของผู้ขอใช้บริการแต่ละรายได้อย่างเหมาะสม

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้เสนอแนวทางการคำนวณและเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งไฟฟ้า (Wheeling Charge) ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าในนิคมอุตสาหกรรมจากผู้ขอใช้บริการระบบจำหน่ายไฟฟ้า รวมถึงการคำนวณส่วนลดค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าสำหรับลูกค้าเดิมของการไฟฟ้าที่มีการจ่ายค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าในรูปของค่าความต้องการไฟฟ้า นอกจากนี้จะวิเคราะห์ถึงผลกระทบจากการเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าในนิคมอุตสาหกรรมจากการเกิดคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้าแต่ละคู่สัญญาในระบบจำหน่ายไฟฟ้า ในการคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าจะคำนวณโดยอาศัยหลักการคำนวณด้วยวิธี Embedded Cost ซึ่งเป็นวิธีการคำนวณที่สามารถเข้าใจได้ง่าย และผู้ให้บริการระบบจำหน่ายไฟฟ้าสามารถคืนเงินลงทุนได้

1.2 วัตถุประสงค์

1) เพื่อคำนวณและแสดงปริมาณสายส่งที่ถูกใช้เพิ่มมากขึ้นหรือลดน้อยลงโดยแต่ละคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้า
2) เพื่อคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าทีมีการขายไฟฟ้ากับผู้ใช้ไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้านิคมอุตสาหกรรม
3) เพื่อคำนวณส่วนลดค่าความต้องการพลังไฟฟ้าสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าเดิมของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย
4) เพื่อวิเคราะห์ถึงผลกระทบการเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าในนิคมอุตสาหกรรมต่อค่าความต้องการพลังไฟฟ้าในประเทศไทย

1.3 ขอบเขตของวิทยานิพนธ์

1) พิจารณาระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่มีโครงสร้างแบบเรเดียล
2) ไม่พิจารณากำลังสูญเสียในระบบไฟฟ้า

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

3) พิจารณาผู้ผลิตไฟฟ้าในรูปของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กและผู้ใช้ไฟฟ้าที่ทำสัญญาแบบ 1 ราย ต่อ 1 ราย ที่ขนาดกำลังไฟฟ้าตามสัญญาเท่ากับกำลังผลิตของผู้ผลิตไฟฟ้าและโหลดของผู้ใช้ไฟฟ้า สำหรับการวิเคราะห์ปริมาณสายส่งที่ถูกใช้เพิ่มมากขึ้นหรือลดน้อยลง
4) พิจารณานิคมอุตสาหกรรมที่อยู่ในขอบเขตของการนิคมอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย
5) ไม่คำนึงถึงพฤติกรรมเชิงพลวัติของระบบไฟฟ้า
6) ประมาณการต้นทุนระบบโครงข่ายไฟฟ้าจากเงินที่การไฟฟ้าเรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้าในแต่ละเดือน

1.4 ขั้นตอนและวิธีการดำเนินงาน

1) ศึกษาบทความทางวิชาการและทฤษฎีพื้นฐานที่เกี่ยวข้องกับการคำนวณค่าผ่านสายส่งและสายจำหน่าย
2) สร้างแบบจำลองสำหรับคำนวณปริมาณการใช้สายส่งไฟฟ้าของคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้าแต่ละรายในระบบจำหน่ายไฟฟ้า
3) พัฒนาโปรแกรมสำหรับคำนวณการใช้สายส่งไฟฟ้าของคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้าแต่ละรายในระบบจำหน่ายไฟฟ้า
4) สรุปและวิเคราะห์ผลการใช้สายส่งไฟฟ้า
5) สร้างแบบจำลองสำหรับคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าของคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้าแต่ละรายในระบบจำหน่ายไฟฟ้า
6) สรุปและวิเคราะห์ผลการคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้า
7) พัฒนาโปรแกรมสำหรับคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าของคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้าแต่ละรายในระบบจำหน่ายไฟฟ้า
8) สร้างแบบจำลองสำหรับคำนวณส่วนลดค่าความต้องการพลังไฟฟ้าสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าเดิมของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย
9) สรุปและวิเคราะห์ผลการคำนวณส่วนลดค่าความต้องการพลังไฟฟ้า
10) สร้างแบบจำลองสำหรับวิเคราะห์ผลกระทบการเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าในนิคมอุตสาหกรรมต่อค่าความต้องการพลังไฟฟ้าในประเทศไทย
11) สรุปและวิเคราะห์ผลกระทบการเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าในนิคมอุตสาหกรรมต่อค่าความต้องการพลังไฟฟ้าในประเทศไทย

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์

1) วิธีการคำนวณปริมาณการใช้สายส่งไฟฟ้าของคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้าแต่ละราย
2) วิธีการคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าของคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้าแต่ละราย
3) วิธีการคำนวณส่วนลดค่าความต้องการพลังไฟฟ้าสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าเดิมของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย
4) วิธีการคำนวณค่าความต้องการพลังไฟฟ้าใหม่หลังจากมีการเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าในนิคมอุตสาหกรรม
5) โปรแกรมสำหรับคำนวณปริมาณการใช้สายส่งไฟฟ้าของคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้าแต่ละราย
6) โปรแกรมสำหรับคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าของคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้าแต่ละราย
7) โปรแกรมสำหรับคำนวณส่วนลดค่าความต้องการพลังไฟฟ้าสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าเดิมของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย
8) โปรแกรมสำหรับวิเคราะห์ผลกระทบการเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าในนิคมอุตสาหกรรมต่อค่าความต้องการพลังไฟฟ้าในประเทศไทย

1.6 งานวิจัยในอดีตที่เกี่ยวข้องกับวิทยานิพนธ์

การศึกษางานวิจัยในอดีตที่เกี่ยวข้องกับการคำนวณค่าผ่านสายส่ง มีรายละเอียดดังนี้

งานวิจัย [4], [5] และ [6] กล่าวถึงการคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าด้วยวิธีต่างๆ ที่เป็นที่นิยม ได้แก่ วิธี Postage Stamp, วิธี Contract Path, วิธี Distanced Based MW-Mile และวิธี Power Flow Based MW-Mile โดยพบว่าการคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าด้วยวิธี Postage Stamp และวิธี Contract Path นั้นไม่สามารถสะท้อนปริมาณการใช้สายส่งไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจริงได้ สำหรับวิธี Distanced Based MW-Mile มีการใช้ระยะห่างอากาศระหว่างผู้ผลิตไฟฟ้าและผู้ใช้ไฟฟ้าเข้ามาในการคำนวณ แต่การคิดผลของระยะทางเข้ามาร่วมด้วยนั้น ยังไม่สามารถสะท้อนปริมาณสายส่งจริงถูกใช้โดยแต่ละคู่สัญญาได้ ดังนั้นวิธี Power Flow Based MW-Mile ที่นำการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้ามาใช้จึงเป็นวิธีที่สามารถสะท้อนสายส่งที่ถูกใช้โดยแต่ละคู่สัญญาได้ อย่างไรก็ตามการคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าด้วยวิธี Power Flow Based MW-Mile มีข้อเสีย คือมีจำนวนรอบในการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าหลายรอบซึ่งส่งผลให้สิ้นเปลืองเวลาและทรัพยากรในการคำนวณ นอกจากนี้งานวิจัย [6] กล่าวถึงวิธีการคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าอื่น ที่มีการใช้รองลงมาจาก 4 วิธีข้างต้น เช่น วิธี Boundary Flow ที่คำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าโดยพิจารณากำลังไฟฟ้าที่

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

เปลี่ยนแปลงไปของสายส่งที่ ส่ง/รับ กำลังไฟฟ้าออกจากบริเวณที่พิจารณา (Boundary Line), วิธี MVA และ MVA-Mile ซึ่งมีการพิจารณาผลของกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟร่วมด้วยในการคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้า โดยคู่สัญญาที่มีกำลังรีแอคทีฟสูงจะต้องจ่ายค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าสูงกว่าคู่สัญญาที่มีโหลดรีแอคทีฟต่ำ หากกำลังไฟฟ้าจริงมีขนาดเท่ากัน

งานวิจัย [7] และ [8] กล่าวถึงการคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าด้วยวิธี Embedded Cost ประกอบด้วย วิธี Rolled-In-Embedded หรือ Postage Stamp, วิธี Contract Path, วิธี Boundary Flow และวิธี Line-Line หรือ MW-Mile โดย [7] ได้จำแนกรูปแบบวิธีการคำนวณกำลังไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไปในสายส่ง (ΔMW) จากการคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าด้วยวิธี MW-Mile ทั้งหมด 3 รูปแบบคือ 1) วิธี Positive/Negative Flow Change โดยปริมาณกำลังไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไปในสายส่งจะเป็นได้ทั้งค่าบวกและค่าลบทำให้ค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าอาจมีขนาดน้อยมากหรือมีค่าน้อยกว่าศูนย์ 2) วิธี Absolute ΔMW-Mile กำลังไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไปในสายส่งจะคำนวณด้วยค่าสัมบูรณ์ทำให้มีค่าเป็นบวกเสมอ และ 3) วิธี Positive Only ΔMW-Mile จะพิจารณาเฉพาะปริมาณกำลังไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไปในสายส่งที่มีค่ามากกว่าศูนย์ และละเลยกรณีที่มีค่าน้อยกว่าศูนย์ นอกจากนี้ [7] แสดงตัวอย่างการคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าด้วยวิธี Absolute ΔMW-Mile

งานวิจัย [9] คำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าโดยอาศัยหลักการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า จากนั้นทำการจัดสรรปริมาณสายส่งที่ใช้เป็นสัดส่วนกับความจุกำลังไฟฟ้าของสายส่ง และทำการแบ่งค่าความจุกำลังไฟฟ้าของสายส่งออกเป็น 4 ส่วน คือ ความจุที่ใช้ในภาวะปกติ (Capacity Used in Normal Condition: CN) ความจุที่ใช้สำหรับสำรองภาวะฉุกเฉิน (Capacity Reserved for Contingencies: CC) ความจุสำหรับสำรองการใช้งานในอนาคต (Capacity Reserved for Future Use: CF) และ ความจุที่ไม่ได้ใช้ (Invalid Capacity: IC) เพื่อลดปัญหาการลงทุนใช้งานสายส่งเกินปริมาณความต้องการใช้งานจริง โดยเงินลงทุนในส่วนของความจุที่ไม่ได้ใช้ (IC) จะไม่ถูกเรียกเก็บผ่านผู้ขอใช้บริการสายส่งไฟฟ้า

งานวิจัย[3], [5] และ [10] อาศัยหลักการความไว (Sensitivity) ของการไหลของกำลังไฟฟ้าสำหรับการคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้า โดย [5] และ [10] ใช้ความไวของการไหลของกำลังไฟฟ้าสำหรับคำนวณกำลังที่เปลี่ยนแปลงไปในสายส่งสำหรับแต่ละคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้า ซึ่งจะพบว่าจำนวนรอบสำหรับการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าจะลดลงเหลือเพียงหนึ่งรอบเท่านั้น ทำให้เวลาที่ใช้ในการคำนวณค่าผ่านสายส่งลดน้อยลง นอกจากนี้พบว่าการคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าโดยอาศัยหลักการของความไว ทำให้คู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้าแต่ละรายจ่ายค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าในราคาใกล้เคียงกับการคำนวณด้วยวิธี Power Flow Based MW-Mile นอกจากนี้ เนื่องจากการคำนวณด้วยวิธี

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

Power Flow Based MW-Mile นั้นใช้เวลาในการคำนวณสูง [3] จึงใช้หลักการความไวสำหรับพิจารณาสายส่งไฟฟ้าที่ถูกใช้โดยแต่ละคู่สัญญา เพื่อประยุกต์ใช้กับการคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าด้วยวิธี Contract Path ให้เส้นทางตามสัญญาสำหรับคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าสะท้อนปริมาณการใช้สายส่งไฟฟ้าจริงของแต่ละคู่สัญญามากขึ้น

งานวิจัย [11] และ [12] คำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าด้วยวิธี MW-Mile โดยทำการพิจารณาปริมาณสายส่งที่ถูกใช้จากแต่ละคู่สัญญาร่วมกับค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า และกำลังสูญเสียในระบบตามลำดับ สำหรับ [11] จะพิจารณาผลของตัวประกอบกำลังร่วมกับการคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าโดยทำการเพิ่มสัมประสิทธิ์ตัวประกอบกำลัง (Power Factor Coefficient) ในการคำนวณ ค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าของผู้ขอใช้บริการแต่ละรายจะขึ้นกับผลต่างระหว่างค่าเฉลี่ยตัวประกอบกำลังกับตัวประกอบกำลังอ้างอิง ซึ่งจะทำให้ค่าผ่านสายส่งมีค่าเพิ่มมากขึ้นหรือลดน้อยลงขึ้นอยู่กับค่าตัวประกอบกำลังเฉลี่ยว่ามีค่ามากกว่าหรือน้อยกว่าค่าตัวประกอบอ้างอิง ตามลำดับ นอกจากการพิจารณาค่าตัวประกอบกำลังแล้ว งานวิจัย [12] ทำการพิจารณากำลังสูญเสียร่วมกับการคำนวณค่าผ่านสายส่ง โดยพบว่าค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าเนื่องจากกำลังสูญเสียนั้นจะมีค่าน้อยกว่าค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าเนื่องจากตัวประกอบกำลัง

งานวิจัย [13] นำเสนอการคำนวณค่าผ่านสายส่งด้วยวิธี Short Run Marginal Cost (SRMC) ซึ่งเป็นการเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งจากปริมาณกำลังไฟฟ้าส่วนเพิ่มของแต่ละบัส โดย SRMC จะเป็นผลต่างต้นทุนหน่วยสุดท้ายของบัสผู้ซื้อและบัสผู้ขาย โดยต้นทุนหน่วยสุดท้ายสามารถคำนวณได้จากการคำนวณของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุด (Optimal Power Flow) จากการคำนวณพบว่ากำลังสูญเสียมีผลต่อค่าผ่านสายส่งไฟฟ้า โดยค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าจะมีค่ามากกว่าศูนย์เมื่อปริมาณกำลังสูญเสียมีค่ามากกว่าปริมาณกำลังสูญเสียของกรณีฐาน และจะมีค่าน้อยกว่าศูนย์เมื่อปริมาณกำลังสูญเสียมีน้อยกว่าปริมาณกำลังสูญเสียของกรณีฐาน

งานวิจัย [14] อธิบายหลักการคำนวณค่าผ่านสายส่งบนพื้นฐานของการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าโดยแบ่งวิธีการคำนวณเป็น 3 วิธี คือ การคำนวณด้วยวิธี Embedded Cost, Incremental Cost และ Marginal Cost ซึ่งการคำนวณทั้ง 3 วิธี จะแตกต่างกันตามผู้ขอใช้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่นำมาพิจารณา สำหรับคำนวณด้วยวิธี Embedded Cost จะพิจารณาผู้ขอใช้บริการปัจจุบันและผู้ขอใช้บริการรายใหม่ และคิดค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าตามราคาต้นทุนของอุปกรณ์ที่มีอยู่ในระบบและอุปกรณ์ที่เกิดขึ้นมาใหม่จากการเชื่อมต่อของคู่สัญญา การคำนวณด้วยวิธี Incremental Cost จะพิจารณาเฉพาะผู้ขอใช้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้ารายใหม่ที่ทำผู้ให้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าต้องมีการก่อสร้างหรือติดตั้งอุปกรณ์เพิ่มเติม การคำนวณด้วยวิธี Marginal Cost

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

จะพิจารณาผู้ขอใช้บริการทุกรายที่ต้องการใช้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าและคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าจากทุกอุปกรณ์ทุกในระบบ

งานวิจัย [15] เสนอการคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าด้วยวิธี Power Tracing Based Equivalent Bilateral Exchange (PTEBX) พร้อมทั้งกำหนดเกณฑ์สำหรับประเมินศักยภาพการคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าด้วยวิธีต่างๆ ได้แก่ 1) ค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าต้องสามารถคืนทุนการลงทุนได้ 2) ค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าต้องมีค่าไม่น้อยกว่าศูนย์ 3) ควรมีการพิจารณาตำแหน่งของผู้ขอใช้บริการในการเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งไฟฟ้า 4) ค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าจะต้องเป็นไปในทิศทางเดียว 5) ค่าผ่านสายส่งไฟฟ้ากระตุ้นให้เกิดการซื้อขายไฟฟ้าในระบบ 6) ค่าผ่านสายส่งไฟฟ้ามีความแปรปรวนน้อย ไม่ขึ้นกับเหตุการณ์ต่างๆ 7) มีความเท่าเทียมสำหรับทุกรูปแบบสัญญาซื้อขาย ซึ่งจะพบว่าการคำนวณด้วยวิธี PTEBX นั้นเป็นการคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าวิธีเดียวที่สามารถผ่านการประเมินศักยภาพการคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าได้ครบทุกเกณฑ์

1.7 เนื้อหาของวิทยานิพนธ์

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้แบ่งออกเป็น 9 บท โดยมีเนื้อหาดังนี้

บทที่ 1 บทนำ กล่าวถึงที่มาและความสำคัญของปัญหา วัตถุประสงค์ ขอบเขตของวิทยานิพนธ์ ขั้นตอนการศึกษาวิธีการดำเนินงาน ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์ และเนื้อหาของวิทยานิพนธ์

บทที่ 2 ทฤษฎีพื้นฐานของตลาดซื้อขายไฟฟ้า กล่าวถึงตลาดไฟฟ้าที่มีการควบคุมและตลาดไฟฟ้าที่ไม่มีการควบคุม บทบาทในตลาดไฟฟ้า และตลาดขายส่งไฟฟ้า

บทที่ 3 ทฤษฎีพื้นฐานการคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้า โดยกล่าวถึงความหมายของ Wheeling Charge การคำนวณต้นทุนระบบโครงข่ายไฟฟ้า การจัดสรรค่าบริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าแก่ผู้ขอใช้บริการ และการคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าด้วยวิธี Embedded Cost

บทที่ 4 การคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าในต่างประเทศ กล่าวถึง ความหมายของ Wheeling ในแต่ละประเทศ ภาพรวมการคำนวณ Wheeling Charge ในประเทศต่าง ๆ และการคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าในประเทศออสเตรเลีย

บทที่ 5 โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าในประเทศไทย กล่าวถึง โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าในประเทศไทย และสรุปเกี่ยวกับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าในประเทศไทย

บทที่ 6 การคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าโดยพิจารณาการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไปจากคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้า กล่าวถึงการวิเคราะห์ปริมาณการใช้สายส่งไฟฟ้าของคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้า และ การคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้า

บทที่ 7 การคำนวณส่วนลดค่าความต้องการพลังไฟฟ้า กล่าวถึงแนวคิดการคำนวณส่วนลดค่าความต้องการพลังไฟฟ้า และการคำนวณส่วนลดค่าความต้องการพลังไฟฟ้าสำหรับคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้าของการไฟฟ้า

บทที่ 8 ผลกระทบการเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าต่ออัตราค่าความต้องการพลังไฟฟ้าในประเทศ กล่าวถึง แนวคิดการคำนวณผลกระทบการเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าในนิคมอุตสาหกรรมต่อค่าความต้องการพลังไฟฟ้าของประเทศไทย ขั้นตอนการคำนวณผลกระทบการเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าในนิคมอุตสาหกรรมต่อค่าความต้องการพลังไฟฟ้าของประเทศไทย และการคำนวณผลกระทบจากการใช้งาน Wheeling Charge ในเขตนิคมอุตสาหกรรมและผลกระทบจากการเปลี่ยนคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเป็นผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก

บทที่ 9 ผลการคำนวณ กล่าวถึง ผลการคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าโดยพิจารณาการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไปจากคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้า ผลการคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าและส่วนลดค่าความต้องการไฟฟ้าในเขตนิคมอุตสาหกรรม ผลการคำนวณผลกระทบการเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าในนิคมอุตสาหกรรมต่อค่าความต้องการพลังไฟฟ้าของประเทศไทย และสรุปการคำนวณผลกระทบการเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าในนิคมอุตสาหกรรมต่อค่าความต้องการพลังไฟฟ้าของประเทศไทย

บทที่ 10 สรุป และ ข้อเสนอแนะ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

บทที่ 2
ทฤษฎีพื้นฐานตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้า

ในบทนี้จะกล่าวถึงความรู้พื้นฐานของตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้า เพื่อให้สามารถเห็นภาพรวมของตลาดซื้อขายไฟฟ้าได้ โดยจะแบ่งเป็นหัวข้อต่างๆ ดังนี้

1) ตลาดไฟฟ้าที่มีการควบคุม และตลาดไฟฟ้าที่ไม่มีการควบคุม (Regulation and Deregulation Electricity Market)
2) บทบาทในตลาดไฟฟ้า
3) ตลาดขายส่งไฟฟ้า (Whole Sale Markets)

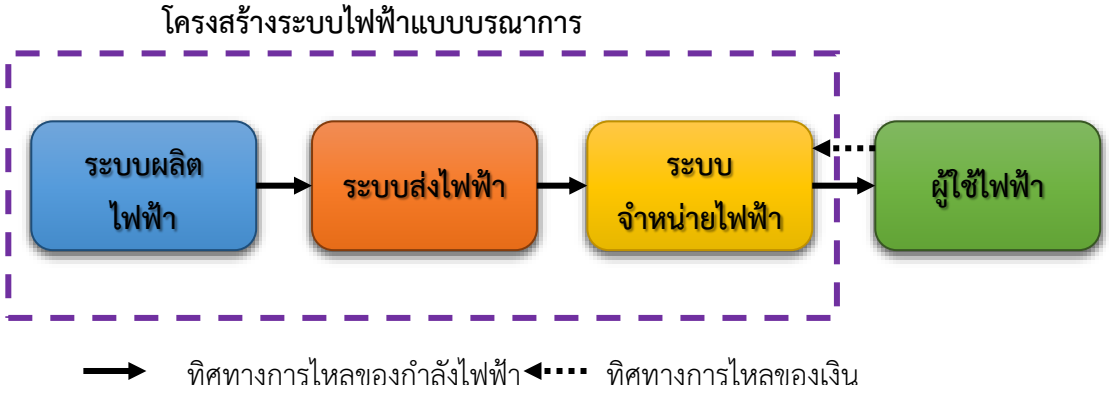
2.1 ตลาดไฟฟ้าที่มีการควบคุมและตลาดไฟฟ้าที่ไม่มีการควบคุม (Regulation and Deregulation Electricity Market) [16]

โครงสร้างกิจการไฟฟ้าแบบผูกขาด (Monopoly Structure) ที่มีรูปแบบเป็นแบบบูรณาการแนวตั้ง (Vertically Integrated Utilities) ประกอบด้วยผู้ดำเนินกิจการต่างๆ ได้แก่ กิจการระบบผลิตไฟฟ้า กิจการระบบส่งไฟฟ้า และกิจการระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยทั่วไปกิจการต่างๆ ในโครงสร้างระบบไฟฟ้าแบบผูกขาด ณ บริเวณหนึ่งๆ จะถูกบริหารจัดการโดยผู้รับผิดชอบรายเดียวซึ่งอาจมีเจ้าของกิจการเป็น

- หน่วยงานราชการระดับชาติ ระดับภูมิภาค หรือระดับชุมชน
- หน่วยงานที่เป็นสหกรณ์ของผู้ใช้ไฟฟ้า
- หน่วยงานเอกชน

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

อัตราค่าไฟฟ้าของโครงสร้างกิจการแบบนี้จะถูกคำนวณเป็นระยะ เพื่อให้ผู้ดำเนินกิจการไฟฟ้าสามารถคืนเงินทุนค่าดำเนินงานต่างๆ รวมถึงเพื่อให้ผู้ดำเนินการกิจการไฟฟ้าได้รับอัตราผลตอบแทนอย่างเหมาะสม อย่างไรก็ตาม ภายใต้โครงสร้างกิจการไฟฟ้าแบบควบคุมและผูกขาด ผู้ดำเนินกิจการไฟฟ้าสามารถผลักภาระทางด้านการลงทุนให้แก่ผู้ใช้บริการได้ ด้วยเหตุนี้ผู้ดำเนินการกิจการไฟฟ้าจึงไม่มีแรงจูงใจในการลดค่าใช้จ่ายในการลงทุน



รูปที่ 2.1 โครงสร้างระบบไฟฟ้าแบบบูรณาการแนวตั้ง

โครงสร้างกิจการไฟฟ้าในประเทศต่างๆ มีแนวโน้มที่จะเปลี่ยนจากรูปแบบกิจการไฟฟ้าแบบผูกขาด เป็นรูปแบบโครงสร้างที่มีการแข่งขัน (Competitive Structure) ระหว่างเจ้าของกิจการไฟฟ้าต่างๆ และไม่มีการควบคุมมากขึ้น โดยโครงสร้างระบบไฟฟ้าแบบบูรณาการแนวตั้งที่ไม่มีการควบคุมจะถูกกระจายตัวแยกเป็นกิจการผลิตไฟฟ้า กิจการระบบส่งไฟฟ้า และกิจระบบจำหน่ายไฟฟ้าอย่างชัดเจน และถูกดำเนินการโดยผู้ดำเนินกิจการรายย่อยมากยิ่งขึ้น ผู้ดำเนินกิจการรายย่อยจะมีการแข่งขันกันเองในลักษณะกิจการไฟฟ้ารูปแบบการขายปลีก (Retail) และขายส่ง (Wholesale) สำหรับตลาดขายส่งไฟฟ้า (Wholesale Market) ผู้ดำเนินกิจการผลิตไฟฟ้าจะแข่งขันกันขายไฟฟ้าส่งเข้าสู่ตลาดกลางไฟฟ้า (Centralized Pool Market) หรือขายไฟฟ้าในลักษณะการซื้อขายไฟฟ้าสองทาง (Bilateral Trading) กับผู้ใช้ไฟฟ้า สำหรับตลาดขายปลีกไฟฟ้า (Retail Market) ผู้ใช้ไฟฟ้าสามารถเลือกทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ดำเนินกิจการไฟฟ้าด้วยตนเอง หรือซื้อไฟฟ้าจากตลาดกลางไฟฟ้า ซึ่งผู้ค้าปลีกไฟฟ้า (Retailer) อาจแข่งขันกันเองโดยเสนอราคาขายที่เหมาะสม หรือ เพิ่มช่องทางการบริการใหม่ๆ แก่ผู้ใช้ไฟฟ้า ถึงแม้ว่าโครงสร้างกิจการไฟฟ้าจะเริ่มเปลี่ยนแปลงไปในลักษณะที่ไม่มีการควบคุมและมีการแข่งขันกันระหว่างผู้ดำเนินกิจการรายย่อยมากขึ้น กิจการระบบส่งไฟฟ้าและกิจการระบบจำหน่ายไฟฟ้ายังคงจำเป็นต้องมีการควบคุมและมีรูปแบบผูกขาด ทั้งนี้เพื่อให้ผู้ดำเนินกิจการผลิตไฟฟ้าสามารถแข่งขันกันได้อย่างมีประสิทธิภาพและระบบโครงข่ายไฟฟ้าสามารถเข้าถึงได้โดยผู้ใช้บริการทุกราย เช่น ผู้ผลิตไฟฟ้า ผู้ค้าปลีกไฟฟ้า และผู้ใช้ไฟฟ้า เป็นต้น

การเปลี่ยนโครงสร้างตลาดไฟฟ้าจากรูปแบบที่มีการควบคุมเป็นรูปแบบที่ไม่มีการควบคุมมีความแตกต่างกันในแต่ละประเทศ แต่จะมีแรงจูงใจหลักที่คล้ายกันในการเปลี่ยนโครงสร้างตลาดไฟฟ้าดังนี้

1) โครงสร้างตลาดไฟฟ้าที่มีการควบคุมส่งผลให้อัตราค่าไฟฟ้ามีราคาที่สูงเกินไป

2) การอุดหนุนอัตราค่าไฟฟ้าข้ามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าทำให้ไม่มีประสิทธิภาพในการซื้อขายไฟฟ้า

3) การแข่งขันพัฒนาเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้า ทำให้เกิดเทคโนโลยีผลิตไฟฟ้าใหม่ที่มีประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้ามากขึ้น มีขนาดเล็กลง ใช้เวลาในก่อสร้างโรงไฟฟ้า ทำให้บริษัทเอกชนสามารถสร้างโรงไฟฟ้าของตนเองได้

4) ในแต่ละประเทศต้องการให้มีการลงทุนในประเทศตนเองมากขึ้นโดยเงินที่ลงทุนนี้ต้องไม่ใช่เงินจากของภาครัฐเอง ดังนั้นจึงจำเป็นต้องส่งเสริมให้ภาคเอกชนมีการลงทุน

2.2 บทบาทในตลาดไฟฟ้า [16, 17]

ในหัวข้อนี้จะกล่าวถึงบทบาทหลักที่มีในตลาดไฟฟ้า โดยแบ่งได้ทั้งหมด 7 บทบาท ดังนี้

1) ศูนย์ปฏิบัติการทางการตลาด (Market Operator: MO)

ทำหน้าที่ประสานงานกับศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าเพื่อทำการสั่งการให้โรงไฟฟ้าที่เสนอราคาต่ำสุดให้เดินเครื่องก่อน

2) ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า (System Operator: SO)

ทำหน้าที่ประสานงานกับศูนย์ปฏิบัติการทางการตลาด และควบคุมการปฏิบัติงานของผู้ดำเนินกิจการระบบส่งไฟฟ้า

3) ผู้ดำเนินกิจการผลิตไฟฟ้า (Generation Company: GENCOs)

ทำหน้าที่ผลิตไฟฟ้าเพื่อขายให้กับตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้า ระบบส่งไฟฟ้า หรือผู้ซื้อไฟฟ้ารายอื่นๆ พลังงานไฟฟ้าส่วนที่ขายให้กับตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้านั้นจะมีการแข่งขันประมูลเสนอราคาไฟฟ้ากับผู้ดำเนินกิจการผลิตไฟฟ้ารายอื่นๆ ต่อไป

4) ผู้ดำเนินกิจการระบบส่งไฟฟ้า (Transmission Company: TRANSCOs)

ทำหน้าดูแลระบบส่งไฟฟ้าที่มีการทำสัญญากับศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า ซึ่งผู้ดำเนินกิจการระบบส่งไฟฟ้านั้นจะยังคงถูกควบคุมเพื่อให้ผู้ใช้ระบบส่งไฟฟ้าสามารถเข้าถึงได้

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

โดยผู้ใช้บริการทุกราย และทำให้การแข่งขันของผู้ดำเนินกิจการผลิตไฟฟ้าเป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพ

5) ผู้ดำเนินกิจการจำหน่ายไฟฟ้า (Distributors)

มีหน้าที่ในการซื้อไฟฟ้าจากตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้าในราคาส่งและขายต่อแก่ผู้ใช้ไฟฟ้าในราคาปลีก รวมถึงให้บริการระบบจำหน่ายไฟฟ้าแก่ผู้ขอใช้บริการ

6) ผู้ค่าปลีกไฟฟ้า (Retailer)

ผู้ค่าปลีกไฟฟ้าจะแข่งขันกันในการจัดหาพลังไฟฟ้าแก่ผู้ใช้ไฟฟ้า โดยอาจมีการจัดหาบริการเสริมต่างๆมาแข่งขันกัน เช่น บริการประกันราคาไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้า (Hedging) และบริการทางด้านการอนุรักษ์พลังงาน เป็นต้น

7) ผู้ใช้ไฟฟ้า (Customers)

มีหน้าที่ในการซื้อไฟฟ้าจากผู้ขายไฟฟ้ารายต่างๆ

2.3 ตลาดขายส่งไฟฟ้า (Whole Sale Markets) [16, 17]

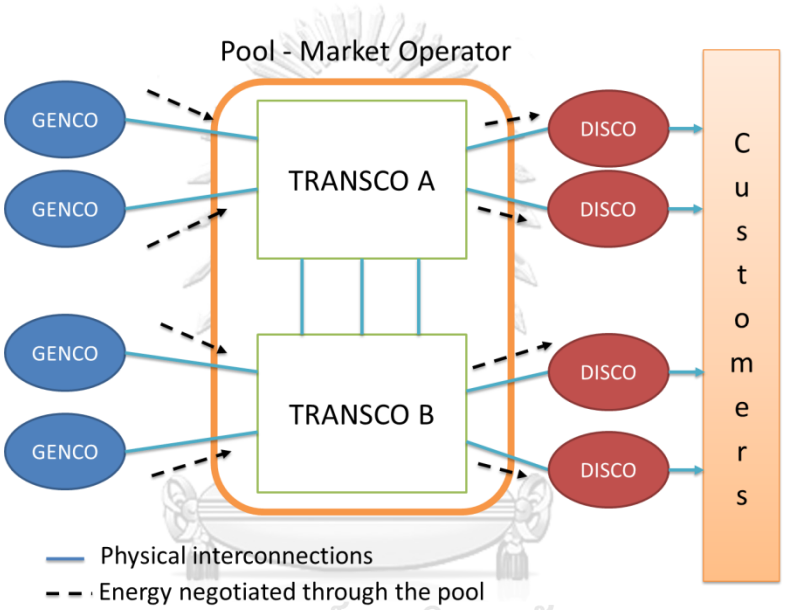
การเปลี่ยนรูปแบบกิจการไฟฟ้าจากโครงสร้างระบบไฟฟ้าแบบบูรณาการแนวตั้ง ให้อยู่ในรูปแบบของตลาดขายส่งไฟฟ้านั้น ผู้ผลิตไฟฟ้าจะแข่งขันกันขายไฟฟ้าให้แก่ผู้จำหน่ายไฟฟ้า (Distributors) หรือขายไฟฟ้าโดยตรงให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าและผู้ค้าปลีกไฟฟ้า โดยการปรับเปลี่ยนโครงสร้างอาจเปลี่ยนแปลงให้อยู่ในรูปของ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

1) ตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้า (Centralized Pool Market) ซึ่งมีผู้ดูแลตลาดซื้อขายไฟฟ้า (Market Operator: MO) หรือ ผู้ดูแลระบบโครงข่ายไฟฟ้า (System Operator) ทำหน้าที่ดูแลและจัดการสัญญาการซื้อขายที่ส่งผลต่อกำลังไฟฟ้าที่ไหลจริงในระบบ
2) การซื้อขายสองทาง (Bilateral Trading) ตลาดไฟฟ้ารูปแบบนี้ทำให้ผู้ผลิตไฟฟ้าและผู้ใช้ไฟฟ้าสามารถซื้อขายไฟฟ้านอกตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้าได้ โดยหน้าที่ของผู้ดูแลตลาดซื้อขายไฟฟ้า (Market Operator) และผู้ดูแลระบบโครงข่ายไฟฟ้า (System Operator) จะแยกกันอย่างชัดเจน

2.3.1 ตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้า (Centralized Pool Market)

สำหรับตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้าทุกรายจะขายไฟฟ้าเข้าสู่ตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้า ซึ่งดำเนินการโดย MO หรือ SO ในทำนองเดียวกันผู้ใช้ไฟฟ้าก็จะซื้อไฟฟ้าจากตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้า หากตลาดกลางสามารถดำเนินกิจการขายส่งไฟฟ้าได้เพียงอย่างเดียว ไม่อนุญาตให้ดำเนินกิจการขายปลีกไฟฟ้า ผู้ดำเนินกิจการระบบจำหน่ายไฟฟ้า (Distributors) จะเป็นผู้ซื้อไฟฟ้าจากตลาดไฟฟ้า และทำหน้าที่จำหน่ายไฟฟ้าให้ผู้ใช้ไฟฟ้าในราคาปลีกต่อไป หากตลาดกลางไฟฟ้าอนุญาตให้มีการขายปลีกไฟฟ้า ผู้ซื้อไฟฟ้าจากตลาดอาจเป็น ผู้ใช้ไฟฟ้า ผู้ขายปลีกไฟฟ้า หรือผู้ใช้บริการอื่นๆ ได้



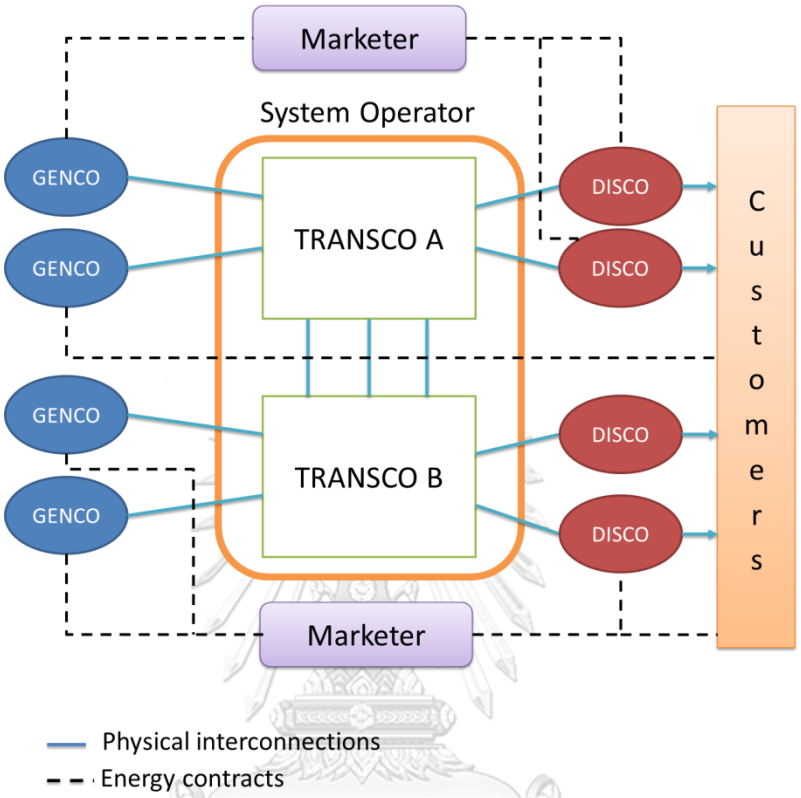
รูปที่ 2.2 โครงสร้างตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้า

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

2.3.2 การซื้อขายสองทาง (Bilateral Trading)

ในตลาดขายส่งไฟฟ้าบางรูปแบบสามารถมีการทำสัญญาซื้อขายสองทาง (Bilateral Contracts) ซึ่งผู้ซื้อไฟฟ้าและผู้ขายไฟฟ้าสามารถทำสัญญาซื้อขายกันที่กำลังไฟฟ้า ราคา เงื่อนไข และข้อตกลง เป็นไปตามความสมัครใจของทั้งสองฝ่าย ผู้ผลิตไฟฟ้าสามารถทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ซื้อไฟฟ้าได้โดยตรงและใช้บริการสายส่งหรือสายจำหน่ายจากผู้ให้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้า หรือจาก SO โดยจะต้องจ่ายราคาค่าตอบแทนการใช้บริการสายส่งหรือสายจำหน่ายอย่างเหมาะสม นอกจากนี้ผู้แทนจำหน่ายไฟฟ้า (Marketer) สามารถทำสัญญาซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าจากนั้นขายไฟฟ้าให้แก่ผู้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าโดยตรงได้ ในกรณีที่ตลาดอนุญาตให้มีการขายปลีกไฟฟ้า ผู้ผลิตไฟฟ้าและผู้แทนจำหน่ายไฟฟ้าสามารถทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ใช้ไฟฟ้าได้โดยตรง อย่างไรก็

ตามทุกสัญญาซื้อขายที่เกิดขึ้นนั้นต้องมีการรายงานแก่ SO เพื่อที่ SO จะสามารถรักษาความปลอดภัยของระบบไฟฟ้าได้ โดยคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้าไม่จำเป็นต้องแจ้งราคาการซื้อขายไฟฟ้า



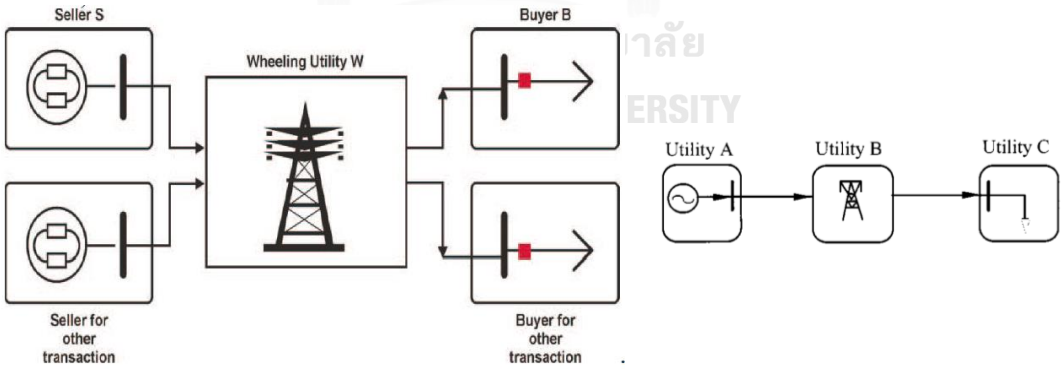
รูปที่ 2.3 โครงสร้างตลาดไฟฟ้าแบบการซื้อขายสองทาง

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

บทที่ 3
ทฤษฎีพื้นฐานการคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้า

3.1 ความหมายของ Wheeling Charge

Hyde M. Merrill และ Bruce W. Erickson ให้ความหมายของคำว่า Wheeling ใน [2] ว่า “The use of transmission or distribution facilities of a system to transmit power of and for another entity or entities” ซึ่งสามารถอธิบายความหมายเป็น การใช้อุปกรณ์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าหรือระบบส่งไฟฟ้าสำหรบส่งผ่านกำลังไฟฟ้าหรือกิจกรรมอื่น ๆ นอกจากนี้ H.H. Happ ได้ให้ความหมายของ Wheeling ไว้ใน [8] ว่า “the use of utility’s transmission facilities to transmit power for other buyers and sellers” โดยแปลความหมายได้ว่า การใช้อุปกรณ์ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าสำหรับผู้ซื้อหรือผู้ขายกำลังไฟฟ้ารายอื่น ๆ โดยสรุปแล้วอาจกล่าวได้ว่า Wheeling คือ การส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าไปสู่ผู้ใช้ไฟฟ้ารายอื่น ๆ ที่อยู่ในระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยทำการส่งกำลังไฟฟ้าผ่านอุปกรณ์ต่าง ๆ ที่เชื่อมต่ออยู่ในระบบส่ง และ/หรือ ระบบจำหน่ายไฟฟ้า ดังนั้น Wheeling Charge จึงเป็นการเรียกเก็บค่าธรรมเนียมการใช้สายส่ง และ/หรือ สายจำหน่าย ในการส่งจ่ายหรือรับกำลังไฟฟ้าจากผู้ขอใช้บริการสายส่ง และ/หรือ สายจำหน่าย หรือสามารถเรียกสั้นๆ ได้ว่า “การเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งไฟฟ้า”



รูปที่ 3.1 หลักการพื้นฐานสำหรับการเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งไฟฟ้า [6, 7]

จากรูปที่ *3.1* ผู้ประกอบการ C ซึ่งเป็นผู้ใช้ไฟฟ้า (Buyer B) ทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ประกอบการ A ซึ่งเป็นผู้ผลิตไฟฟ้า (Seller S) โดย ผู้ประกอบการ C และ ผู้ประกอบการ A นั้นไม่มี

การเชื่อมต่อกันโดยตรงด้วยสายส่งของตนเอง ทำให้ทั้งสองฝ่ายไม่สามารถซื้อขายไฟฟ้ากันได้โดยตรง ดังนั้นหากผู้ประกอบการ C ต้องการซื้อไฟฟ้าจากผู้ประกอบการ A นั้น ทั้งสองผู้ประกอบการจำเป็นต้องใช้บริการสายส่งไฟฟ้าที่เชื่อมต่อระหว่างทั้งสองฝ่าย ซึ่งมีผู้ประกอบการ B เป็นเจ้าของกิจการระบบส่ง และ/หรือ ระบบจำหน่าย (Wheeling Utility B) การซื้อขายไฟฟ้าของคู่สัญญานี้จึงเกี่ยวโยงกับผู้ประกอบการ 3 ราย คือ ผู้ประกอบการ A เป็นผู้ขายพลังงานไฟฟ้า ผู้ประกอบการ B เป็นผู้ให้บริการระบบส่ง และ/หรือ ระบบจำหน่าย และผู้ประกอบการ C เป็นผู้ซื้อพลังงานไฟฟ้า โดยผู้ประกอบการ B จะเรียกเก็บค่าบริการสายส่งไฟฟ้าจากผู้ประกอบการ A และ C ซึ่งเป็นคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้ากัน ในขณะที่ผู้ประกอบการ A จะเรียกเก็บค่าพลังงานไฟฟ้าจากผู้ประกอบการ C

อย่างไรก็ตามการเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าของผู้ให้บริการระบบส่ง และ/หรือ ระบบจำหน่ายนั้นจำเป็นต้องมีการเรียกเก็บค่าบริการอย่างเหมาะสมโดยอาจมีลักษณะดังนี้ [3, 15]

1) มีความกระชับและโปร่งใส

   การเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าควรมีการระบุถึงการคำนวณต้นทุนระบบไฟฟ้าและปริมาณที่ใช้สำหรับการคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าอย่างชัดเจน โดยอาจเป็นกำลังไฟฟ้าเฉลี่ยของผู้ขอใช้บริการ กำลังไฟฟ้าสูงสุดของผู้ขอใช้บริการ กำลังไฟฟ้าของผู้ขอใช้บริการ ณ เวลาที่ระบบมีโหลดสูงที่สุด พลังงานที่ส่งออกหรือรับเข้าโดยผู้ขอใช้บริการ เป็นต้น นอกจากนี้วิธีการคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้านั้นควรอธิบายแก่ผู้ขอใช้บริการระบบโครงข่ายได้อย่างกระชับและชัดเจนถึงที่มาที่ไปของการคำนวณ

2) สามารถคืนเงินลงทุนของผู้ให้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้

   การเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าโดยผู้ให้บริการระบบโครงข่ายนั้น ควรเรียกเก็บค่าบริการให้สามารถคืนเงินลงทุนทั้งหมดในการก่อสร้างและค่าดำเนินงานต่างๆ นอกจากนี้ผู้ให้บริการระบบโครงข่ายควรได้รับกำไรจากการลงทุนอย่างเหมาะสมและเพียงพอที่จะขยายกิจการระบบโครงข่ายไฟฟ้าต่อไปได้ในอนาคต

3) จูงใจให้มีการใช้ระบบโครงข่ายอย่างมีประสิทธิภาพ

   การเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าโดยผู้ให้บริการระบบโครงข่ายควรจูงใจให้ผู้ขอใช้บริการระบบโครงข่ายแต่ละรายใช้โครงข่ายไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพและมีความคุ้มค่า เช่น การเลือกตำแหน่งที่ตั้งของตนเอง รวมถึงตำแหน่งที่ตั้งของคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้าที่ทำให้ระบบโครงข่ายไฟฟ้าสามารถรองรับคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้ารายอื่นๆ ได้เพิ่มมากขึ้น เป็นต้น

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

4) มีความยุติธรรมและยอมรับได้โดยผู้ขอใช้บริการและผู้ให้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้า

การเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าคำนวณจากปริมาณที่สะท้อนถึงการใช้สายส่งจริงของแต่ละคู่สัญญา มีการคำนวณและเรียกเก็บค่าบริการสายส่งไฟฟ้าอย่างเท่าเทียมสำหรับทุกคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้าและผู้ให้บริการระบบโครงขายไฟฟ้า ทั้งนี้เพื่อให้ผู้ขอใช้บริการสามารถยอมรับเกณฑ์ หรือมาตรการการคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าและใช้บริการระบบโครงข่ายได้

5) มีค่ามากกว่าศูนย์เสมอ

การเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าที่คำนวณได้ควรมีค่ามากกว่าศูนย์เสมอทั้งนี้เนื่องจากผู้ใช้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าทุกรายนั้นไม่ว่าจะส่งผลกระทบทางด้านดีหรือเสียแก่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าก็ตาม ผู้ใช้บริการเหล่านี้ยังคงได้รับผลประโยชน์จากการใช้งานระบบโครงข่ายไฟฟ้า ดังนั้นจึงควรมีการเรียกเก็บค่าบริการจากผู้ใช้บริการโครงข่ายทุกราย

6) มีลักษณะเป็นไปในทิศทางเดียว

การเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าจากผู้ใช้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้ารายหนึ่ง ๆ ควรมีราคา สูงขึ้น/ลดลง หากผู้ใช้บริการนี้มีการใช้งานระบบโครงข่ายที่ เพิ่มมากขึ้น/ลดน้อยลง และเมื่อผู้ใช้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้ารายอื่น ๆ ไม่มีการเปลี่ยนแปลงการใช้งาน

การคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้านั้นสามารถแบ่งได้เป็น 2 ส่วนหลักๆ คือ

1) การคำนวณต้นทุนระบบโครงข่ายไฟฟ้า
2) การจัดสรรค่าบริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าแก่ผู้ขอใช้บริการ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

3.2 การคำนวณต้นทุนระบบโครงข่ายไฟฟ้า

เพื่อให้การเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าสามารถคืนเงินลงทุนแก่ผู้ให้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้า การคำนวณต้นทุนเพื่อให้สะท้อนถึงต้นทุนจริงของระบบโครงข่ายไฟฟ้าจึงเป็นสิ่งสำคัญ สำหรับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะใช้หลักการของมูลค่าของเงินตามเวลา (Time Value of Money: TVM) ในการคำนวณหาต้นทุนของระบบโครงข่ายไฟฟ้า

3.2.1 มูลค่าของเงินตามเวลา (Time Value of Money: TVM) [16]

มูลค่าของเงินตามเวลา (Time Value of Money: TVM) ถือเป็นแนวคิดหลักด้านการเงิน กล่าวคือ มูลค่าของเงินก้อนหนึ่งในวันนี้มีค่าแตกต่างกับเงินก้อนเดียวกันในหนึ่งปีก่อนหน้า หรือหนึ่งปีถัดไป ถ้าหากมีการยืมเงินและฝากเงินเข้าธนาคารที่ได้รับดอกเบี้ย 10% ต่อปี (Interest Rate: r = 10%) ค่าของเงินที่ถูกยืมวันนี้ 1 บาท (Present Value: PV) จะมีค่า 1.10 บาท ในอีก 1 ปีข้างหน้า (Future Value, FV) กล่าวคือ

$$FV = (1+r)\cdot PV \tag{3.1}$$

และ

$$PV = [1/(1+\mathrm{r})]\cdot FV \tag{3.2}$$

โดยสามารถเรียก $[1/1+\mathrm{r}]$ ได้ว่า Discount Factor ($D.F.$) โดยสามารถขยายสมการที่ (3.2) สำหรับปีที่ 2 และปีที่ t ได้ ดังนี้

$$\begin{aligned} PV_0 &= [1/(1+r)]\cdot FV_1 \\ &= 1/[(1+r)\cdot(1+\mathrm{r})]\cdot FV_2 \end{aligned} \tag{3.3}$$

$$PV_0 = [1/(1+\mathrm{r})^t]\cdot FV_t \tag{3.4}$$

สำหรับการฝากเงินเป็นประจำทุกปีจำนวน A บาท เป็นระยะเวลา 3 ปี สามารถคำนวณมูลค่าปัจจุบันของเงินที่ฝากทั้งหมดได้ ดังนี้

$$PV_0 = [1/(1+\mathrm{r})]\cdot A + [1/(1+\mathrm{r})^2]\cdot A + [1/(1+\mathrm{r})^3]\cdot A \tag{3.5}$$

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ดังนั้นมูลค่าปัจจุบัน สำหรับการฝากประจำระยะเวลา T ปี สามารถคำนวณได้ จาก

$$PV_0 = A\cdot[(1+r)^T - 1]/[r\cdot(1+r)^T] \tag{3.6}$$

โดย สามารถเรียก $[r\cdot(1+r)^T]/[(1+r)^T - 1]$ ได้ว่า Capital Recovery Factor (CRF)

ถ้า PV คือเงินที่ลงทุนสำหรับโครงการหนึ่งในปัจจุบัน เงินในแต่ละปีที่จะเรียกเก็บเพื่อคืนเงินทุนโครงการ (A) เรียกว่า Levelized Capital Cost และคำนวณได้จาก

$$A = PV\cdot[r\cdot(1+r)^T]/[(1+r)^T - 1] \tag{3.7}$$

3.2.2 ต้นทุนระบบโครงข่ายไฟฟ้า [1]

จากเอกสารรับฟังความคิดเห็น เรื่อง หลักเกณฑ์การกำหนดอัตราค่าบริการในการใช้หรือการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าในนิคมอุตสาหกรรม ค่าผ่านสายส่งไฟฟ้า (Wheeling Charge) จะคำนวณโดยใช้ต้นทุนของการไฟฟ้าในการลงทุนสร้างระบบส่งหรือระบบจำหน่ายไฟฟ้าในนิคมอุตสาหกรรมแยกตามระดับแรงดัน ประกอบด้วย

1) การลงทุนในระบบสายส่ง
2) การก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อย
3) การลงทุนในระบบสายจำหน่าย
4) การลงทุนในการเพิ่มความมั่นคงในระบบไฟฟ้าในแต่ละนิคมอุตสาหกรรม
5) ค่าบำรุงรักษา

โดย ต้นทุนในการลงทุนสร้างระบบส่งหรือระบบจำหน่ายจะรวมถึงผลตอบแทนจากการลงทุนที่เหมาะสม

เงินที่ต้องเรียกเก็บจากผู้ขอใช้บริการรายปี (Annual Cost: AC) ของสายส่งที่ *j* สามารถคำนวณได้จากสมการที่ (3.7) โดยแทนค่าตัวแปรต่างๆ ดังนี้

A (Levelized Capital Cost)	แทนด้วย	เงินที่ต้องเรียกเก็บรายปี จากผู้ขอใช้บริการสายส่งที่ *j* (AC_j) [บาท/ปี]
เงินมูลค่าปัจจุบัน (PV)	แทนด้วย	เงินลงทุนของระบบที่จะเรียกเก็บผ่านสายส่งที่ *j* ($SystemCost_j$) [บาท]
Interest (r)	แทนด้วย	ต้นทุนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก (Weighted Average Cost of Capital: WACC) สำหรับอ้างอิงปี พ.ศ. 2558 – 2560 จากเอกสารรับไฟฟังความเห็นเรื่องการปรับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าปี 2558 ซึ่งมีค่า 4.73% [18]
ระยะเวลา (T)	แทนด้วย	อายุการใช้งานของสายส่งและสายจำหน่ายไฟฟ้า ($Lifetime$) [ปี]

ทำให้สามารถเขียนสมการ (3.7) ใหม่ ได้

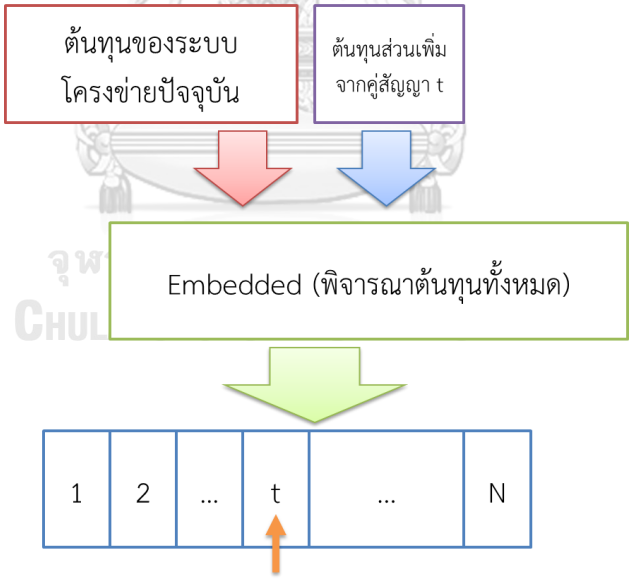
$$AC_j = SystemCost_j \cdot \frac{[WACC \cdot (1+WACC)^{Lifetime}]}{[(1+WACC)^{Lifetime} - 1]} \qquad (3.8)$$

อย่างไรก็ตามเนื่องจากอายุการใช้งานของแต่ละอุปกรณ์ไม่เท่ากัน ดังนั้นเพื่อให้การคำนวณต้นทุนมีความเหมาะสมจึงควรคำนวณต้นทุนในการลงทุนสร้างระบบหรือระบบจำหน่ายผ่านสมการที่ (3.8) แยกตามอุปกรณ์

3.3 การจัดสรรค่าบริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าแก่ผู้ขอใช้บริการ [4]

เป้าหมายของการจัดสรรค่าบริการระบบโครงข่ายไฟฟ้า คือ การจัดสรรต้นทุนการดำเนินการระบบโครงข่ายไฟฟ้าทั้งหมดไม่ว่าจะเป็น ต้นทุนในการก่อสร้าง ต้นทุนดำเนินงานต่างๆ และต้นทุนอื่นๆ แก่ผู้ขอใช้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้า ดังนั้น ต้นทุนที่ได้จากการคำนวณในหัวข้อที่ 3.1 จะถูกนำมาจัดสรรสำหรับคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าแก่ผู้ขอใช้บริการไฟฟ้าแต่ละราย และ/หรือ แต่ละคู่สัญญา โดยการจัดสรรต้นทุนของระบบโครงข่ายไฟฟ้าสำหรับคำนวณค่าบริการสามารถแบ่งได้หลักๆ ทั้งหมด 3 วิธี คือ

1) วิธี Embedded Cost



รูปที่ 3.2 การจัดสรรต้นทุนของระบบโครงข่ายไฟฟ้าด้วยวิธี Embedded Cost

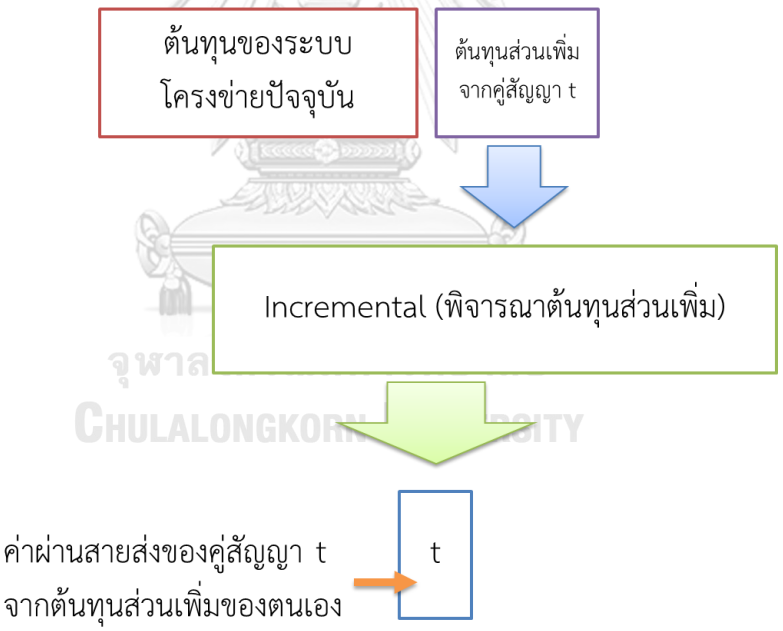
การจัดสรรค่าบริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าด้วยวิธี Embedded Cost จะจัดสรรต้นทุนทั้งหมดของระบบโครงข่ายไฟฟ้า ไม่ว่าจะเป็นต้นทุนของระบบโครงข่ายปัจจุบัน

(Existing System Cost) ต้นทุนการดำเนินงานที่เกิดขึ้นมาใหม่ (New Cost of System Operation) และต้นทุนการขยายระบบ (Expansion Cost) โดยต้นทุนทั้งหมดจะถูกรวมเข้าด้วยกันก่อนที่จะจัดสรรตาม “ปริมาณการใช้สายส่งไฟฟ้า” ของผู้ขอใช้บริการโครงข่ายแต่ละราย อย่างไรก็ตามปริมาณการใช้สายส่งไฟฟ้าจะขึ้นกับเกณฑ์การจัดสรรค่าบริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าแต่ละวิธี การจัดสรรค่าบริการที่นิยมใช้ทั่วไป ได้แก่

- วิธี Postage Stamp
- วิธี Contract Path
- วิธี Distance Based MW-Mile
- วิธี Power Flow Based MW-Mile

โดยรายละเอียดการคำนวณในแต่ละวิธีจะอธิบายในหัวข้อที่ 3.3

2) วิธี Incremental Cost



รูปที่ 3.3 การจัดสรรต้นทุนของระบบโครงข่ายไฟฟ้าด้วยวิธี Incremental Cost

การจัดสรรค่าบริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าด้วยวิธี Incremental Cost จะทำการจัดสรรเฉพาะต้นทุนส่วนเพิ่มที่เกิดจากการเชื่อมต่อของคู่สัญญารายใหม่เท่านั้น โดยต้นทุนส่วนเพิ่มนี้จะถูกจัดสรรให้กับคู่สัญญารายใหม่ที่เข้ามาในระบบโครงข่ายไฟฟ้าซึ่งทำให้ผู้ให้บริการระบบโครงข่ายต้องมีการลงทุนที่เพิ่มมากขึ้นเท่านั้น ในส่วนของต้นทุนของระบบ

โครงข่ายดั้งเดิม (Existing System Cost) จะถูกจัดสรรให้ผู้ที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายทุกรายรวมถึงคู่สัญญารายใหม่ที่เข้ามาเชื่อมต่อด้วย การจัดสรรค่าบริการด้วยวิธี Incremental Cost ถือว่าเป็นการจัดสรรค่าบริการที่มีประสิทธิภาพในเชิงเศรษฐศาสตร์ อย่างไรก็ตามการคำนวณด้วยวิธีนี้ยังคงมีความไม่แม่นยำเนื่องจากไม่สามารถคำนวณจากปริมาณเงินลงทุนที่เกิดขึ้นจริงได้ นอกจากนี้ในการคำนวณบางครั้งอาจทำให้ค่าผ่านสายส่งสำหรับบางคู่สัญญามีค่าที่สูงเกินไปหรือต่ำเกินไปเนื่องจากการใช้ข้อมูลในอดีตสำหรับการคำนวณ การจัดสรรค่าบริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าด้วยวิธี Incremental Cost ได้แก่

- Short-Run Incremental Cost Pricing (SRIC)
  การคำนวณค่าผ่านสายส่งด้วยวิธี SRIC จะพิจารณาเฉพาะต้นทุนค่าดำเนินงาน (Operating Cost) ที่เกิดจากคู่สัญญารายใหม่ เท่านั้น โดยสามารถประมาณต้นทุนค่าดำเนินงานจาก การคำนวณของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุด (Optimal Power Flow) นอกจากนี้ เนื่องจากต้นทุนที่ใช้ในการคำนวณค่าผ่านสายส่งด้วยวิธี SRIC มาจากต้นทุนค่าดำเนินงานเท่านั้น ดังนั้นจึงส่งผลให้ผู้ให้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าอาจไม่มีแรงจูงใจในการขยายระบบโครงข่ายไฟฟ้าเพิ่มเติม

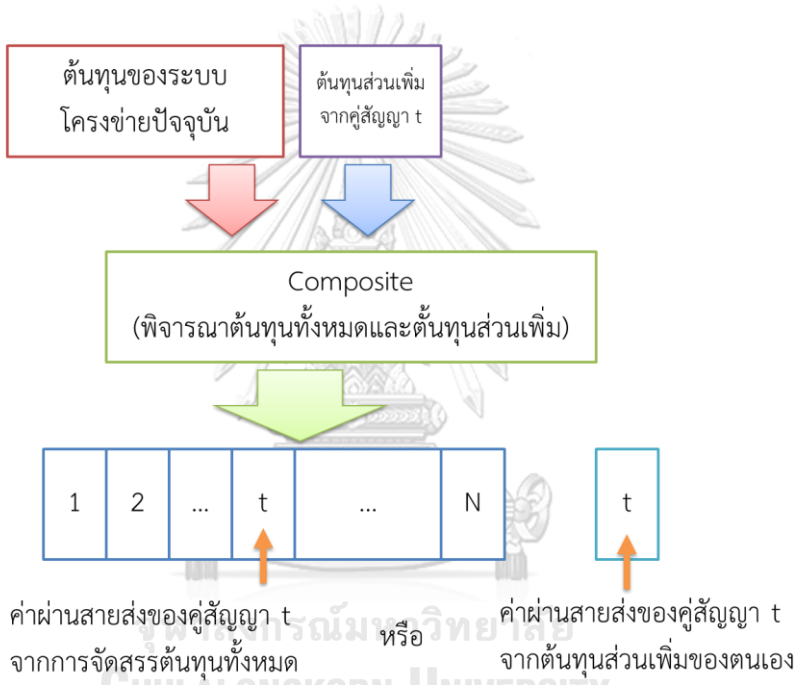
- Long-Run Incremental Cost Pricing (LRIC)
  การคำนวณค่าผ่านสายส่งด้วยวิธี LRIC จะพิจารณาต้นทุนระยะยาวทั้งหมดและจัดสรรต้นทุนทั้งหมดให้แก่คู่สัญญาที่เกิดขึ้นใหม่ โดยต้นทุนค่าดำเนินงาน (Operating Cost) จะจัดสรรด้วยวิธีเดียวกับการคำนวณด้วยวิธี SRIC ในส่วนของต้นทุนการก่อสร้างเพิ่มเติม (Reinforcement Cost) จะจัดสรรโดยพิจารณาแผนการขยายระบบโครงข่ายไฟฟ้า

- Short-Run Marginal Cost Pricing (SRMC)
  การคำนวณค่าผ่านสายส่งด้วยวิธี SRMC จำเป็นต้องคำนวณต้นทุนการดำเนินงานหน่วยสุดท้าย (Marginal Operating Cost) ที่เกิดจากคู่สัญญารายใหม่ก่อน โดยสามารถประมาณการต้นทุนการดำเนินงานต่อเมกกะวัตต์ ได้จากผลต่างของต้นทุนแต่ละบัส โดย SRMC คำนวณได้จากผลรวมของผลคูณระหว่างต้นทุนแต่ละบัสที่พิจารณากับกำลังไฟฟ้าที่บัสนั้นๆ ซึ่งต้นทุนแต่ละบัสสามารถคำนวณได้จาก การคำนวณของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุด (Optimal Power Flow)

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

- Long-Run Marginal Cost Pricing (LRMC)
  การคำนวณค่าผ่านสายส่งด้วยวิธี LRMC พิจารณาต้นทุนหน่วยสุดท้ายของการดำเนินงาน (Operating Cost) และการก่อสร้างเพิ่มเติม (Reinforcement Cost) โดยต้นทุนหน่วยสุดท้ายของการดำเนินงานคำนวณด้วยวิธีเดียวกับ SRMC ในส่วนของต้นทุนการก่อสร้างเพิ่มเติมจะจัดสรรตามกำลังไฟฟ้าของคู่สัญญาที่วางแผนจะเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า

3) วิธี Composite Embedded/Incremental Cost



รูปที่ 3.4 การจัดสรรต้นทุนของระบบโครงข่ายไฟฟ้าด้วยวิธี Composite Embedded/Incremental Cost

การจัดสรรค่าบริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าด้วยวิธี Composite Embedded/Incremental Cost จะจัดสรรค่าบริการโดยพิจารณาต้นทุนดั้งเดิมของระบบ (Existing System Cost) และ ต้นทุนส่วนเพิ่มของระบบ (Incremental Cost) จากคู่สัญญาที่เพิ่มเข้ามาใหม่ ซึ่งการคำนวณจะยึดหลักการของการจัดสรรด้วยวิธี Embedded Cost และ Incremental Cost สำหรับการจัดสรรด้วยวิธี Incremental Cost ผลรวมของต้นทุนดั้งเดิมของระบบและต้นทุนส่วนเพิ่มจะถูกจัดสรรแก่ทุกคู่สัญญาในระบบรวมถึงคู่สัญญาใหม่ที่เพิ่มเข้ามาในระบบด้วย หนึ่งในวิธีการจัดสัญญาค่าบริการด้วยวิธี Composite

Embedded/Incremental Cost นั้นจะเป็นการคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าสำหรับคู่สัญญาใหม่ที่เกิดขึ้นในระบบจะจากวิธี Incremental Cost ร่วมด้วย โดยจะต้องจ่ายค่าผ่านสายส่งด้วยราคาที่สูงกว่าระหว่างการคิดด้วยวิธี Embedded Cost และการคิดด้วยวิธี Incremental Cost

3.4 การคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าด้วยวิธี Embedded Cost

เนื่องจากการคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าด้วยวิธี Incremental Cost ขาดความกระชับและโปร่งใสในการคำนวณ รวมถึงไม่สามารถคืนเงินลงทุนของผู้ให้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้ [3] ดังนั้นวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงสนใจที่จะศึกษาเฉพาะการคำนวณค่าผ่านสายส่งด้วยวิธี Embedded Cost

การจัดสรรค่าบริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าแก่ผู้ขอใช้บริการระบบโครงข่ายนั้นจะเป็นการแบ่งสัดส่วนตามปริการการใช้สายส่งไฟฟ้า ตัวอย่างเช่น สำหรับการคำนวณด้วยวิธี Power Flow Based MW-Mile และ Contract Path ค่าบริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าอาจเป็นสัดส่วนปริมาณการใช้สายส่งไฟฟ้าเทียบกับความจุกำลังไฟฟ้าของสายส่ง หรือเป็นสัดส่วนปริมาณการใช้สายส่งไฟฟ้าเทียบกับปริมาณสายส่งทั้งหมดที่ถูกใช้โดยทุกๆ คู่สัญญา อย่างไรก็ตาม เนื่องจากโดยทั่วไปกำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งจริงมักจะมีขนาดน้อยกว่าค่าความจุกำลังไฟฟ้าของสายส่ง ทำให้การแบ่งสัดส่วนปริการใช้สายส่งไฟฟ้าเป็นสัดส่วนกับความจุกำลังไฟฟ้าไม่สามารถคืนเงินลงทุนของผู้ให้บริการระบบโครงข่ายได้ หากผู้ให้บริการระบบโครงข่ายมีการสร้างสายส่งที่ความจุมากกว่าปริมาณการใช้จริงเพื่อสำรองการขยายระบบในอนาคต หรือผู้ให้บริการระบบโครงข่ายมีการออกแบบการสร้างระบบโครงข่ายที่ไม่เหมาะสม ดังนั้นการคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าโดยการใช้สัดส่วนเทียบกับปริมาณสายส่งทั้งหมดที่ถูกใช้โดยทุกๆ คู่สัญญาจึงมีความเหมาะสมและเป็นที่นิยมมากกว่าการใช้สัดส่วนเทียบกับความจุกำลังไฟฟ้า สำหรับการคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้า การแบ่งสัดส่วนตามปริมาณการใช้สายส่งไฟฟ้าเป็นแนวคิดที่มีความเรียบง่าย โดยหากมีคู่สัญญารายหนึ่งทำให้เกิดการใช้สายส่ง 10 เมกกะวัตต์ ในสายส่งไฟฟ้าที่มีความจุกำลังไฟฟ้าขนาด 100 เมกกะวัตต์ และการใช้สายส่งโดยรวมจากทุกคู่สัญญาเป็น 50 เมกกะวัตต์ คู่สัญญารายนี้ต้องจ่ายค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าคิดเป็นเงิน ร้อยละ 10 จากเงินลงทุนค่าสายส่งทั้งหมดหากจัดสรรค่าบริการเป็นสัดส่วนเทียบกับความจุไฟฟ้า และต้องจ่ายค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าคิดเป็นเงิน ร้อยละ 20 จากเงินลงทุนค่าสายส่งทั้งหมดหากจัดสรรค่าบริการเป็นสัดส่วนเทียบกับปริมาณสายส่งทั้งหมดที่ถูกใช้งาน

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้แสดงวิธีการคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าด้วยวิธี Embedded Cost ทั้งหมด 4 วิธี ดังนี้

1) วิธี Postage Stamp

การคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าด้วยวิธี Postage Stamp เป็นการคำนวณโดยการจัดสรรค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าตามกำลังสัญญาซื้อขายไฟฟ้า ซึ่งทุกๆ คู่สัญญาที่มีการซื้อขายไฟในระบบโครงข่ายไฟฟ้าจะต้องจ่ายค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าด้วยอัตรา (บาทต่อเมกกะวัตต์) เดียวกัน โดยสามารถคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าได้จาก

$$WC_{PS,i} = AC_{total} \times \frac{P_i}{P_{peak}} \tag{3.9}$$

โดยที่ $WC_{PS,i}$ คือ ค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าจากการคำนวณด้วยวิธี Postage Stamp ของคู่สัญญาที่ i [บาท/ปี]

AC_{total} คือ ผลรวมของ Annual Cost ทั้งหมดในระบบ [บาท/ปี]

P_i คือ กำลังไฟฟ้าของคู่สัญญา i ณ เวลาที่ระบบมีโหลดสูงที่สุด [เมกกะวัตต์]

P_{peak} คือ กำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบ [เมกกะวัตต์]

อย่างไรก็ตามการคำนวณค่าผ่านสายส่งด้วยวิธี Postage Stamp จากสัดส่วนระหว่างกำลังไฟฟ้าของคู่สัญญา ณ เวลาที่ระบบมีโหลดสูงที่สุด เทียบกับกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบ อาจทำให้ผู้ให้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าไม่สามารถคืนเงินการลงทุน หรือ ทำให้เรียกเก็บเงินสูงกว่าเงินลงทุนได้ เนื่องจากผลรวมของกำลังไฟฟ้าของคู่สัญญาทั้งหมด ณ เวลาที่ระบบมีโหลดสูงที่สุดอาจมีค่าไม่เท่ากับกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบ กล่าวคือ

$$\sum_{i \in T} P_i \neq P_{peak} \tag{3.10}$$

สำหรับระบบโครงข่ายไฟฟ้าบางระบบ เมื่อ T คือ เซ็ตของคู่สัญญาทั้งหมดในระบบโครงข่ายไฟฟ้า ดังนั้นเพื่อให้ผู้ให้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าสามารถคืนเงินลงทุนค่าสายส่งไฟฟ้า อาจคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าด้วยวิธี Postage Stamp จาก

$$WC_{PS,i} = AC_{total} \times \frac{P_i}{\sum_{j \in T} P_j} \tag{3.11}$$

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

โดยที่ $WC_{PS,i}$ คือ ค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าจากการคำนวณด้วยวิธี Postage Stamp ของคู่สัญญาที่ *i* [บาท/ปี]

AC_{total} คือ ผลรวมของ Annual Cost ทั้งหมดในระบบ [บาท/ปี]

P_i คือ กำลังไฟฟ้าของคู่สัญญา *I* [เมกกะวัตต์]

T คือ เซ็ตของคู่สัญญาทั้งหมดในระบบโครงข่ายไฟฟ้า

การคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าด้วยวิธี Postage Stamp ไม่ได้คำนึงถึงปริมาณสายส่งไฟฟ้าที่ถูกใช้จริงโดยแต่ละคู่สัญญา อย่างไรก็ตามการคำนวณด้วยวิธีนี้มีจุดเด่นอยู่ที่ความเรียบง่ายในการคำนวณ และมีความเหมาะสมกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่มีขนาดเล็กและผู้ใช้บริการที่เกาะกันเป็นกลุ่ม

2) วิธี Contract Path

การคำนวณค่าผ่านสายส่งด้วยวิธี Contract Path จะมีการเลือกเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าระหว่างคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้า เรียกว่า “Contract Path” หรือ “เส้นทางตามสัญญา” ซึ่งเส้นทางตามสัญญามักจะถูกเลือกกำหนดโดยผู้ให้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้า การคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าด้วยวิธี Contract Path สามารถคำนวณได้จาก

$$WC_{CP,i} = \sum_{j \in C_i} \frac{P_i \times AC_j}{P_{line,j}} \tag{3.12}$$

โดยที่ $WC_{CP,i}$ คือ ค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าจากการคำนวณด้วยวิธี Contract Path ของคู่สัญญาที่ *i* [บาท/ปี]

AC_j คือ Annual Cost ของสายส่งที่ *j* [บาท/ปี]

P_i คือ กำลังไฟฟ้าของคู่สัญญา *i* [เมกกะวัตต์]

$P_{line,j}$ คือ พิกัดกำลังไฟฟ้าของสายส่งที่ *j* [เมกกะวัตต์]

C_i คือ เซ็ตของสายส่งตามสัญญาของคู่สัญญาที่ *i*

ดังที่กล่าวไปเบื้องต้น การจัดสรรค่าบริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าโดยคำนวณจากปริมาณการใช้สายส่งไฟฟ้าที่ถูกใช้เป็นสัดส่วนเทียบกับค่าความจุกำลังไฟฟ้าของสายส่งอาจทำให้ผู้ให้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าไม่สามารถคืนเงินการลงทุนได้ ดังนั้นการคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าจากสมการ (3.12) อาจเปลี่ยนเป็นการคำนวณให้เป็นสัดส่วนเทียบกับผลรวมปริมาณสายส่งที่ถูกใช้ทั้งหมดได้ดังนี้

$$WC_{CP,i} = \sum_{j \in C_i} \frac{P_i \times AC_j}{\sum_{k \in CP_j} P_k} \tag{3.13}$$

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

โดยที่ $WC_{CP,i}$ คือ ค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าจากการคำนวณด้วยวิธี Contract Path ของคู่สัญญาที่ *i* [บาท/ปี]

AC_j คือ Annual Cost ของสายส่งที่ *j* [บาท/ปี]

P_i คือ กำลังไฟฟ้าของคู่สัญญา *i* [เมกกะวัตต์]

C_i คือ เซ็ตของสายส่งตามสัญญาของคู่สัญญาที่ *i*

CP_j คือ เซ็ตของคู่สัญญาทั้งหมดที่มีการใช้สายส่งที่ *j*

การคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าด้วยนี้วิธีนี้ไม่จำเป็นต้องใช้การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าและเริ่มมีการพิจารณาถึงเส้นทางการไหลที่น่าจะเกิดขึ้นของแต่ละคู่สัญญา อย่างไรก็ตามกำลังไฟฟ้าที่ใช้ในการคำนวณนั้นไม่ใช่กำลังไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจริงตามสายส่งไฟฟ้า เนื่องจากจะมีกำลังไฟฟ้าบางส่วนที่ไหลอยู่นอกเส้นทางตามสัญญา ทำให้ผู้ให้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าจำเป็นต้องพัฒนาและซ่อมบำรุงสายส่งที่อยู่นอกเส้นทางตามสัญญาในขณะที่ไม่สามารถเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าได้

3) วิธี Distance Based MW-Mile

การคำนวณค่าผ่านสายส่งด้วยวิธี Distance Based MW-Mile จะพิจารณาระยะห่างระหว่างคู่สัญญาเข้ามาพิจารณา โดยจะใช้ระยะทางอากาศระหว่างคู่สัญญาในการคำนวณ ซึ่งสามารถคำนวณได้จาก

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

$$WC_{DM,i} = \frac{P_i \times L_i}{\sum_{j \in T} P_j \times L_j} \times AC_{total} \quad (3.14)$$

โดยที่ $WC_{DM,i}$ คือ ค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าจากการคำนวณด้วยวิธี Distance Based MW-Mile ของคู่สัญญาที่ *I* [บาท/ปี]

AC_{total} คือ ผลรวมของ Annual Cost ทั้งหมดในระบบ [บาท/ปี]

P_i คือ กำลังไฟฟ้าของคู่สัญญา *i* [เมกกะวัตต์]

L_i คือ ระยะทางอากาศระหว่างคู่สัญญาที่ *i* [กิโลเมตร]

T คือ เซ็ตของคู่สัญญาทั้งหมดในระบบโครงข่ายไฟฟ้า

ถึงแม้ว่าการคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าด้วยวิธี Distance Based MW-Mile จะมีการพิจารณาระยะทางระหว่างผู้ซื้อและผู้ขายไฟฟ้าของแต่ละคู่สัญญา แต่ระยะทางอากาศที่ใช้ในการ

คำนวณนั้นไม่ได้สะท้อนถึงความยาวของสายส่งที่ถูกใช้จริงของแต่ละคู่สัญญา ทำให้การคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าด้วยวิธีนี้ไม่สามารถสะท้อนถึงปริมาณสายส่งจริงที่ถูกใช้โดยคู่สัญญา

การคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าด้วยวิธี Distance Based สามารถนำมาประยุกต์ใช้กับการคำนวณด้วยวิธี Contract Path ได้ โดยทำการพิจารณาความยาวของสายส่งแทนการใช้ระยะทางอากาศระหว่างคู่สัญญา ซึ่งสามารถคำนวณได้ดังนี้

$$WC_{DM,i} = \frac{P_i \times \sum_{j \in C_i} L_j}{\sum_{k \in T} (P_k \times \sum_{j \in C_k} L_j)} \times AC_{total} \qquad (3.15)$$

โดยที่ $WC_{DM,i}$ คือ ค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าจากการคำนวณด้วยวิธี Distance Based MW-Mile ของคู่สัญญาที่ *i* [บาท/ปี]

AC_{total} คือ ผลรวมของ Annual Cost ทั้งหมดในระบบ [บาท/ปี]

P_i คือ กำลังไฟฟ้าของคู่สัญญา *i* [เมกกะวัตต์]

L_j คือ ความยาวของสายส่งที่ *j* [กิโลเมตร]

T คือ เซ็ตของคู่สัญญาทั้งหมดในระบบโครงข่ายไฟฟ้า

C_i คือ เซ็ตของสายส่งตามสัญญาของคู่สัญญาที่ *i*

ถึงแม้ว่าการนำการคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าด้วยวิธี Distance Based MW-Mile มาใช้ร่วมกับการคำนวณด้วยวิธี Contract Path เพื่อให้ระยะทางที่นำมาคำนวณสะท้อนถึงระยะทางของสายส่งที่ใช้จริงโดยคู่สัญญาก็ตาม แต่การคำนวณด้วยวิธีนี้ยังคงมีข้อเสียจากการคำนวณด้วยวิธี Contract Path อยู่ ซึ่งทำให้การคำนวณด้วยวิธีนี้ไม่สามารถสะท้อนถึงปริมาณสายส่งที่ถูกใช้จริงได้

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

4) วิธี Power Flow Based MW-Mile

การคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าด้วยวิธี Power Flow Based MW-Mile จะจัดสรรค่าบริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าแก่ผู้ใช้บริการตามปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ถูกใช้จริงในแต่ละสายส่งเทียบกับปริมาณค่าความจุไฟฟ้าของสายส่ง โดยสามารถคำนวณได้ดังนี้

$$WC_{PF,i} = \sum_{j=1}^{n} \frac{\Delta MW_{j,i} \times AC_j}{P_{line,j}} \qquad (3.16)$$

$$\Delta MW_{j,i} = P_{sys,j} - P_{NC,i,j} \qquad (3.17)$$

โดยที่ $WC_{PF,i}$ คือ ค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าจากคำนวณด้วยวิธี Power Flow Based MW-Mile ของคู่สัญญาที่ *i* [บาท/ปี]

AC_j คือ Annual Cost ของสายส่งที่ *j* [บาท/ปี]

$\Delta MW_{j,i}$ คือ ปริมาณสายส่งไฟฟ้าของสายส่งที่ *j* ที่ถูกใช้โดยคู่สัญญาที่ *i* [เมกกะวัตต์]

$P_{line,j}$ คือ พิกัดกำลังไฟฟ้าของสายส่งที่ *j* [เมกกะวัตต์]

$P_{sys,j}$ คือ กำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งที่ *j* เมื่อมีคู่สัญญา [เมกกะวัตต์]

$P_{NC,i,j}$ คือ กำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งที่ *j* เมื่อไม่มีคู่สัญญาที่ *i* ในระบบโครงข่ายไฟฟ้า [เมกกะวัตต์]

n คือ จำนวนสายส่งทั้งหมดในโครงข่ายไฟฟ้า

การจัดสรรค่าบริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าด้วยวิธี Power Flow Based MW-Mile จากการเปรียบเทียบสัดส่วนกำลังไฟฟ้าของคู่สัญญาเทียบกับค่าความจุกำลังไฟฟ้าของสายส่ง ทำให้ผู้ให้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าไม่สามารถคืนเงินลงทุนได้ ดังนั้นเพื่อให้สามารถคืนเงินลงทุนของผู้ให้บริการระบบโครงข่าย จึงควรคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าของผู้ใช้บริการแต่ละคู่สัญญา ดังนี้

$$WC_{PF,i} = \sum_{j=1}^{n} \frac{\Delta MW_{j,i} \times AC_j}{\sum_{k=1}^{m} \Delta MW_{j,k}} \tag{3.18}$$

โดยที่ $WC_{PF,i}$ คือ ค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าจากคำนวณด้วยวิธี Power Flow Based MW-Mile ของคู่สัญญาที่ *i* [บาท/ปี]

AC_j คือ Annual Cost ของสายส่งที่ *j* [บาท/ปี]

$\Delta MW_{j,i}$ คือ ปริมาณสายส่งไฟฟ้าของสายส่งที่ *j* ที่ถูกใช้โดยคู่สัญญาที่ *i* [เมกกะวัตต์]

n คือ จำนวนสายส่งทั้งหมดในโครงข่ายไฟฟ้า

m คือ จำนวนคู่สัญญาทั้งหมดในโครงข่ายไฟฟ้า

การคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าด้วยวิธี Power Flow Based MW-Mile คำนวณปริมาณสายส่งไฟฟ้าที่ถูกใช้โดยคู่สัญญา (ΔMW) จากผลต่างของกำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งของระบบในภาวะปกติและกำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งเมื่อไม่มีคู่สัญญา ซึ่งกำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งนี้ได้จากการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า (Power Flow Calculation) ดังนั้น การคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าด้วยวิธี

Power Flow Based MW-Mile จึงสะท้อนถึงปริมาณการใช้สายส่งจริงของแต่ละคู่สัญญา อย่างไรก็ตามการคำนวณค่าผ่านสายส่งด้วยวิธีนี้จำเป็นต้องมีการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าจำนวนมาก หากมีคู่สัญญาในระบบมากจะทำให้จำนวนรอบในการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้ามากขึ้นไปด้วย โดยหากมีจำนวนคู่สัญญาทั้งหมด m คู่สัญญา จะต้องคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าขั้นต่ำ m+1 รอบ ทำให้สิ้นเปลืองทรัพยากรในการคำนวณสำหรับระบบที่มีขนาดใหญ่

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

บทที่ 4
การคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าในต่างประเทศ

ในบทนี้จะกล่าวถึงภาพรวมการเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าในต่างประเทศ โดยจะมีการแบ่งเป็นหัวข้อต่างๆ ดังนี้

1. ความหมายของ Wheeling
2. ภาพรวมการคำนวณ Wheeling Charge ในประเทศต่าง ๆ
3. การคำนวณค่าผ่านสายส่งในประเทศออสเตรเลีย

4.1 ความหมายของ Wheeling

คำว่า Wheeling นั้นได้มีการให้ความหมายไว้มากมาย เช่นหัวข้อที่ 3.1 ไว้ว่า “การส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าไปสู่ผู้ใช้ไฟฟ้ารายอื่น ๆ ที่อยู่ในระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยทำการส่งกำลังไฟฟ้าผ่านอุปกรณ์ต่าง ๆ ที่เชื่อมต่ออยู่ในระบบส่ง และ/หรือ ระบบจำหน่ายไฟฟ้า” นอกจากนี้จะพบว่า [19] ได้มีการกล่าวถึง Wheeling ในแง่มุมต่างๆ เป็นไปตามตารางที่ 4.1

ตารางที่ 4.1 บริบทของ “Wheeling” ในประเทศต่างๆ

	บริบทของ Wheeling
General Definition	Wheeling is a transmission service that enables the delivery of electricity between a buyer and seller often under a long term PPA
United States Context	Transmission services to deliver power from a generator’s dispatch point to where the buyer takes title to the power purchased on the grid; no discounted wheeling rates for RE generators
Mexico Context	Discounted Wheeling rates allowed wind generators to serve large commercial and industrial customers with electricity; providing known, flat-rates allowed for reliable planning by wind generators
India Context	Discounted wheeling rates in some states allow wind and solar generators to supply electricity to customers at competitive rates

จากตารางที่ 4.1 จะพบว่าทั้งสหรัฐอเมริกา เม็กซิโก และ อินเดียนั้นในรูปของ Wheeling rates อย่างไรก็ตามจะพบว่าบริบทของคำว่า Wheeling rates ทั้งสามประเทศนั้นจะเชื่อมโยงถึงการส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าไม่ว่าจะเป็นในรูปแบบระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนหรือระบบผลิตไฟฟ้าใด ๆ เข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า ดังนั้น อาจกล่าวได้ว่าทั้ง 3 ประเทศ ดังกล่าวได้ให้ความหมายของ Wheeling ในบริบทของการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเข้าสู่ระบบโครงข่าย

ไฟฟ้า โดยผ่านอุปกรณ์ต่าง ๆ ซึ่งจะพบว่าความหมายโดยรวมยังคงเป็นไปตามนิยามทั่วไปของคำว่า Wheeling ตามตารางที่ 4.1 และ ความหมายที่ได้กล่าวในหัวข้อที่ 3.1

4.2 ภาพรวมการคำนวณ Wheeling Charge ในประเทศต่าง ๆ [19, 20]

ในหัวข้อนี้จะกล่าวถึง ภาพรวมของ Wheeling Charge ใน 10 ตลาดซื้อขายไฟฟ้า ได้แก่

1) Nord Pool
2) Ireland
3) Southern African Power Pool (SAPP)
4) Great Britain
5) Brazil
6) United States
7) Mexico
8) India

4.2.1 Nord Pool

Nord Pool เป็นตลาดซื้อขายไฟฟ้าที่ครอบคลุม 14 พื้นที่ตลาดใน 6 ประเทศในทวีปยุโรป ได้แก่ เดนมาร์ก ฟินแลนด์ สวีเดน นอร์เว เอสโทเนีย และลิทัวเนีย โดยแต่ละประเทศนั้นจะมีผู้ดำเนินการระบบส่งไฟฟ้า (Transmission Operator: TSO) เป็นของตนเองและมีพื้นที่ตลาดมากกว่าหนึ่งพื้นที่ การจัดสรรค่าบริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าจะคำนวณผ่านพลังงานไฟฟ้า (kWh) แต่ไม่คำนึงถึงระยะทางระหว่างผู้ผลิตและผู้ใช้ไฟฟ้า (บนพื้นฐานของวิธี Postage Stamp) อย่างไรก็ตามการจัดสรรค่าบริการระหว่างผู้ผลิตและผู้ใช้ไฟฟ้าของแต่ละประเทศจะมีลักษณะที่แตกต่างกัน นอกจากนี้การทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าก็จะมีอัตราที่แตกต่างกันไประหว่างประเทศ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

4.2.2 Ireland

ไอร์แลนด์จะแบ่งตลาดไฟฟ้าเป็น 2 ส่วน คือ ส่วนของสาธารณรัฐไอร์แลนด์ (Republic of Ireland: RoI) มี Eirgrid ผู้ดำเนินการระบบส่งไฟฟ้า และส่วนของไอร์แลนด์เหนือ (Northern Ireland)ซึ่งมีผู้ดำเนินการระบบส่งไฟฟ้าเป็น SONI (System Operator of Norther Ireland) ทั้งนี้ในการซื้อขายส่งไฟฟ้าผ่านตลาดไฟฟ้าจะถูกดำเนินการ SEMO (Single Electricity Market Operator) เพียงรายเดียวเท่านั้น ค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจะจัดสรรเป็นส่วนที่ขึ้นกับตำแหน่ง ร้อยละ

70 และส่วนที่ไม่ขึ้นกับตำแหน่งร้อยละ (Postage Stamp) 30 โดยส่วนที่ขึ้นกับตำแหน่งจะคำนวณบนพื้นฐานของ MW-km ในขณะที่ส่วนที่ไม่ขึ้นกับตำแหน่งจะคำนวณในรูปแบบของค่าความต้องการพลังไฟฟ้า (Demand Charges) โดยจำคำนวณบนพื้นฐานของเมกกะวัตต์ที่ส่งออกของผู้ผลิตไฟฟ้าหลังจากคำนวณแล้วเสร็จ ค่าระบบส่งไฟฟ้าจะถูกจัดสรรระหว่างผู้ผลิตไฟฟ้าและผู้ใช้ไฟฟ้าด้วยอัตราส่วน 25 ต่อ 75

4.2.3 Southern African Power Pool (SAPP)

SAPP ครอบคลุมกระทรวงและองค์กร ที่เกี่ยวข้อกับพลังงานใน 11 ประเทศ ได้แก่ แองโกลา บอตสวานา เลโซโท มาลาวี โมซัมบิก นามิเบีย สวาซิแลนด์ แทนซาเนีย ซาอีร์ ซิมบับเว และอเมริกาใต้ ค่าผ่านสายส่งถูกพัฒนาขึ้นมาสำหรับส่งจ่ายพลังงานข้ามประเทศที่สาม (Third Party Countries) โดยจะมีการพัฒนาการคำนวณค่าผ่านสายส่งจากวิธี Postage Stamp เป็นวิธี Power Plow Based MW-km ในปี 2003 และวางแผนที่จะเปลี่ยนการคำนวณเป็นรูปแบบ Nodal Pricing ในปี 2005 แต่ล้มเหลวเนื่องจากปัจจัยต่าง ๆ มากมาย อย่างไรก็ตาม SAPP มีการใช้ตลาดไฟฟ้าในรูปแบบ Day Ahead Market (DAM) สำหรับทำการซื้อขายไฟฟ้าข้ามประเทศตามเวลาจริง

4.2.4 Great Britain

สหราชอาณาจักรบริเตนใหญ่มี National Grid เป็นผู้ดำเนินกิจการระบบไฟฟ้าซึ่งครอบคลุมพื้นที่ 3 ประเทศ ได้แก่ อังกฤษ สกอตแลนด์ และเวลส์ โดยมีการแบ่งพื้นที่ในสหราชอาณาจักรบริเตนใหญ่ออกเป็น 14 พื้นที่ใช้ไฟฟ้า (Demand Zones) และ 20 พื้นที่ผลิตไฟฟ้า (Generation Zones) การคำนวณค่าผ่านสายส่งจะคำนวณบนพื้นฐานของ Long Run Marginal Pricing วิธี Nodal Pricing ซึ่งใช้การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าแบบกระแสตรง (Direct current Load Flow) และ ICRP (Investment Cost Related Pricing) โดยค่าผ่านสายส่งทั้งหมดจะถูกจัดสรรระหว่างผู้ผลิตไฟฟ้าและผู้ใช้ไฟฟ้าด้วยอัตราส่วน 27 ต่อ 73

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

4.2.5 Brazil

บราซิลมี ONS เป็นผู้ดำเนินกิจการไฟฟ้า โดยทำการจัดสรรค่าผ่านสายส่งบนพื้นฐานการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า ร้อยละ 20 และ จัดสรรตามปริมาณสูงสุดของกำลังไฟฟ้าที่ใช้ (Peak Usage) ร้อยละ 80 ซึ่งค่าผ่านสายส่งทั้งหมดจะจัดสรรระหว่างผู้ผลิตและผู้ใช้ไฟฟ้าด้วยอัตราส่วน 50

ต่อ 50 นอกจากนี้จะมีการคำนวณบนพื้นฐานของวิธี Nodal Pricing สำหรับผู้ที่ผลิตไฟฟ้าสำหรับใช้งานเอง

4.2.6 United States

Federal Energy Regulatory Commission (FERC) มีหน้าที่ในการควบคุมการซื้อขายส่งไฟฟ้า การกำหนดอัตราค่าระบบส่งไฟฟ้า และกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าและมาตรฐานการบริการสำหรับการส่งจ่ายพลังงานระหว่างรัฐ ทั้งนี้ FERC ได้มีการอนุญาต ให้แต่ละภูมิภาคสามารถกำหนดวิธีการจัดสรรค่าบริการระบบส่งไฟฟ้าของตนเองได้ แต่ต้องอยู่บนพื้นฐานหลักเกณฑ์ต่าง ๆ ดังนี้

- การจัดสรรค่าบริการระบบส่งไฟฟ้ามีสัดส่วนของกำไรที่เหมาะสม
- ผู้ที่ไม่ได้รับผลประโยชน์จากระบบส่งไฟฟ้าไม่จำเป็นต้องจ่ายค่าบริการ
- ไม่มีการจัดสรรค่าบริการนอกขอบเขตการให้บริการ
- การจัดสรรค่าบริการระบบส่งไฟฟ้าต้องมีความโปร่งใส
- สามารถใช้วิธีการจัดสรรที่แตกต่างกันตามชนิดของอุปกรณ์ในระบบได้

ตัวอย่างการคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าในรัฐต่าง ๆ แสดงได้ ดังนี้

1) California

แคลิฟอร์เนียมี CAISO (California Independent System Operator) เป็นผู้ดำเนินการกิจการระบบโครงข่ายไฟฟ้า และทำการจัดสรรค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าด้วยวิธี Postage Stamp โดยแบ่งพื้นที่การเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งเป็น 3 พื้นที่ ตามพื้นที่การควบคุมขององค์กรต่างๆ ได้แก่ Pacific Gas&Electric, San Diego Gas&Electric และ Southern California Edison ทั้งนี้ในแต่ละพื้นที่จะมีค่าผ่านสายส่งในอัตราที่แตกต่างกันออกไป อย่างไรก็ตามจะทำการคำนวณค่าผ่านสายส่งจากจุดที่พลังงานไหลออกทั้งหมด 3 กรณี ได้แก่

- Wheel-through

  พิจารณาพลังงานที่ไหลเข้าและไหลออกจากพื้นที่ (ไหลผ่านพื้นที่ที่ต้องการเก็บค่าผ่านสายส่ง)

- Wheel-out-energy

  พิจารณาพลังงานที่ผลิตในพื้นที่ควบคุมและส่งออกนอกพื้นที่ควบคุม

- Non-PTO-load

พิจารณาพลังงานที่ผลิตในพื้นที่และจ่ายให้โหลดที่อยู่ในพื้นที่

2) New York

สำหรับนิวยอร์กจะมีผู้ดำเนินกิจการระบบโครงข่ายไฟฟ้า NYISO (New York Independent System Operator) โดยจะแบ่งเป็นเจ้าของกิจการระบบส่งไฟฟ้า 7 ราย ซึ่งมีค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าที่แตกต่างกัน อย่างไรก็ตามการคำนวณค่าผ่านสายส่งที่นิยมในนิวยอร์กจะประกอบด้วยวิธี Postage Stamp, Locational Marginal Price (LMP)

3) Pennsylvania-New Jersey-Maryland (PJM)

PJM มี Regional Transmission Organization (RTO) ทำหน้าที่ดำเนินการเกี่ยวกับระบบส่งที่เชื่อมต่อรัฐ 13 รัฐ รวมถึงโคลัมเบีย โดยจะคำนวณค่าผ่านสายส่งด้วยวิธี Locational Marginal Pricing (LMP) เพื่อให้สะท้อนถึงปริมาณพลังงานที่ตำแหน่งต่าง ๆ รวมถึงเวลาที่มีการส่งจ่ายพลังงาน ซึ่งผู้ใช้ไฟฟ้าจะเป็นผู้รับผิดชอบค่าระบบส่งไฟฟ้าทั้งหมดเพียงผู้เดียว

4.2.7 Mexico

การคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าในเม็กซิโกจะคำนวณบนพื้นฐานวิธี Postage Stamp ด้วยอัตราที่แตกต่างกันตามระดับแรงดัน โดยอัตราค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าที่นำมาคำนวณนั้นจะมีการพิจารณาถึงอุปกรณ์ในระบบโครงข่าย กำลังไฟฟ้าสูญเสีย และการให้บริการที่เกี่ยวกับระบบส่งไฟฟ้า ทั้งนี้อัตราค่าผ่านสายส่งที่ผู้ใช้บริการระบบโรงข่ายไฟฟ้าต้องจ่ายจะเกิดจากผลรวมอัตราค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าในระดับแรงดันที่เกี่ยวข้องกับการส่งจ่ายพลังงานจากผู้ผลิตไฟฟ้าไปยังผู้ใช้ไฟฟ้า

4.2.8 India

การคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าในอินเดียจะคำนวณจากความจุกำลังไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าบนพื้นฐานวิธี Postage Stamp โดยจะจัดสรรค่าผ่านสายส่งไฟฟ้ากับผู้ใช้ระบบโครงข่ายระยะยาวเป็นสัดส่วนของ ค่าความจุของกำลังไฟฟ้าที่ทำสัญญาต่อค่าความจุของกำลังไฟฟ้าที่ทำสัญญาทั้งหมดในระบบ ซึ่งจะทำให้ได้ค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าในหน่วย รูปีต่อกิโลวัตต์ต่อวัน

4.3 การคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าในประเทศออสเตรเลีย [21, 22]

ประเทศออสเตรเลียมี The National Electricity Market (NEM) เป็นผู้ดำเนินการตลาดซื้อขายไฟฟ้า เนื่องจาก NEM นั้นไม่ได้เป็นเจ้าของกิจการระบบโครงข่ายไฟฟ้าในออสเตรเลีย NEM จึงมีการตั้งกฎขึ้นมาสำหรับแนวทางการให้บริการและแนวทางการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบโครงข่ายไฟฟ้าสำหรับผู้ที่ต้องการดำเนินกิจการระบบโครงข่ายไฟฟ้าในรูปของ National Electricity Rules (NER) ดังนั้นผู้ดำเนินกิจการระบบโครงข่ายไฟฟ้าจึงต้องมีการให้บริการและคิดค่าบริการที่เป็นไปตาม NER

เนื่องจากผู้ดำเนินกิจการระบบโครงข่ายไฟฟ้าในประเทศออสเตรเลียนั้นมีหลายราย ดังนั้นวิทยานิพนธ์นี้จึงจะยกตัวอย่างแนวทางการคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าของ ElectraNet ซึ่งเป็นหนึ่งในผู้ให้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าทางตอนใต้ของประเทศออสเตรเลีย โดยแบ่งเป็นหัวข้อดังนี้

4.3.1 ประเภทของการให้บริการระบบส่งไฟฟ้า (Categories of Transmission Services)

ความต้องการรายได้รวมประจำปี (Aggregate Annual Revenue Requirement: AARR) จะเรียกเก็บจากการให้บริการชนิดต่าง ๆ ดังนี้

- <u>การให้บริการสำหรับจ่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบ (Prescribed Entry Services)</u>

  ประกอบด้วยการให้บริการจากสินทรัพย์ที่เกี่ยวข้องกับการรองรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อ

- <u>การให้บริการสำหรับใช้ไฟฟ้าจากระบบ (Prescribed Exit Services)</u>

  ประกอบด้วยการให้บริการจากสินทรัพย์ที่เกี่ยวข้องกับการรองรับผู้ใช้ไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อ

- <u>การให้บริการทั่วไป (Prescribed Common Transmission Services)</u>

  ประกอบด้วยการให้บริการที่เกิดผลประโยชน์แก่ผู้ใช้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าเท่ากับทุกราย และไม่ขึ้นกับตำแหน่งของผู้ใช้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้า

- <u>การให้บริการการใช้งานระบบส่งไฟฟ้า (Prescribed Transmission Use of System Services: TUOS)</u>

  ประกอบด้วยการให้บริการที่ขึ้นกับตำแหน่งและเกิดประโยชน์กับผู้ใช้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้า และไม่ใช่การให้บริการสำหรับจ่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบ การให้บริการสำหรับใช้ไฟฟ้าจากระบบ และการให้บริการทั่วไป

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

4.3.2 การคำนวณค่าบริการระบบโครงข่ายไฟฟ้า

การคำนวณค่าบริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าตามประเภทการให้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้า แบ่งเป็น 4 ขั้นตอน คือ

1) การจัดสรรรายได้รวมตามประเภทของการให้บริการ

ขั้นตอนแรกเป็นการจัดสรรสินทรัพย์ในระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้เป็นไปตามการให้บริการในหัวข้อที่ 4.3.1 โดยสำหรับ ElectraNet จะจัดสรรโดยใช้วิธี Optimised Replacement Cost (ORC)

2) การคำนวณส่วนแบ่งค่าใช้จ่ายการให้บริการ (Attributable Cost Shares)

ขั้นตอนที่สองเป็นการคำนวณส่วนแบ่งค่าใช้จ่ายการให้บริการ โดยจะแบ่งเป็นสัดส่วนของ สินทรัพย์จากการให้บริการหนึ่ง ๆ ต่อสินทรัพย์ทั้งหมด เช่น ถ้าหากจากขั้นตอนที่ 1 ทำให้แยกสินทรัพย์ตามการให้บริการประเภทต่างๆ เป็นไปตามตารางที่ 4.2 จะทำให้สามารถคำนวณ ส่วนแบ่งค่าใช้จ่ายการให้บริการสำหรับใช้ไฟฟ้าจากระบบ ($Attributable\ Cost\ Share_{exit}$) ดังนี้

$$Attributable\,Cost\,Share_{exit} = \frac{ORC_{exit}}{ORC_{total}} = \frac{4,083,333}{43,050,000} = 0.095$$

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

และสามารถคำนวณได้ในลักษณะเดียวกันสำหรับการให้บริการอื่น ๆ

ตารางที่ 4.2 สินทรัพย์ตามการให้บริการและส่วนแบ่งการให้บริการ

ประเภท	ORC (Dollar)	Attributable Cost Share
Entry Service	716,667	0.017
Exit Service	4,083,333	0.095
Common Service	750,000	0.017
TUOS Service	37,500,000	0.871
รวม	**43,050,000**	**1**

3) การคำนวณรายได้รวมประจำปีจากการให้บริการ (Annual Service Revenue Requirement: ASRR)

ขั้นตอนที่สามเป็นการคำนวณรายได้รวมประจำปีจากการให้บริการโดยการจัดสรรความต้องการรายได้รวมประจำปี (AARR) แก่การให้บริการแต่ละประเภท

ถ้าความต้องการรายได้รวมประจำปีเป็น 2,504,434 ดอลลาร์ จะสามารถคำนวณรายได้รวมประจำปีจากการให้บริการสำหรับใช้ไฟฟ้าจากระบบ ($ASRR_{exit}$) ดังนี้

$$\begin{aligned} ASRR_{exit} &= AARR \times Attributable\,Cost\,Share_{Exit} \\ &= 2,504,434 \times 0.095 \\ &= 237,548 \end{aligned}$$

และสามารถคำนวณได้ในลักษณะเดียวกันสำหรับการให้บริการอื่น ๆ

ตารางที่ 4.3 รายได้รวมประจำปีจากการให้บริการ

ประเภท	**Attributable Cost Share**	**ASRR (Dollar)**
Entry Service	0.017	41,692
Exit Service	0.095	237,548
Common Service	0.017	43,631
TUOS Service	0.871	2,181,563
รวม	**1**	**2,504,434**

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

4) การจัดสรรรายได้รวมประจำปีจากการให้บริการตามจุดเชื่อมต่อ

ขั้นตอนที่สี่เป็นการจัดสรรรายได้รวมประจำปีจากการให้บริการ (ASRR) ไปยังจุดเชื่อมต่อต่าง ๆ โดยสามารถจัดสรรแต่ละการให้บริการได้ ดังนี้

<u>การให้บริการสำหรับจ่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบ (Prescribed Entry Services)</u>

รายได้รวมประจำปีจากการให้บริการสำหรับจ่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบทั้งหมดจะจัดสรรตามส่วนแบ่งค่าใช้จ่ายการให้บริการของจุดเชื่อมต่อ (Attributable connection point cost share) โดยส่วนแบ่งค่าใช้จ่ายการให้บริการของจุดเชื่อมต่อจะคำนวณจากสัดส่วนของ สินทรัพย์ของการให้บริการสำหรับจ่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบที่จุดเชื่อมต่อ กับสินทรัพย์ทั้งหมดของการให้บริการสำหรับจ่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบ

หากระบบประกอบด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้า 2 เครื่อง ได้แก่ G1 และ G2 และ ORC จัดสรรสินทรัพย์การให้บริการสำหรับจ่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบของ G1 และ G2 เป็นไปตาม

ตารางที่ 4.4 จะสามารถคำนวณส่วนแบ่งค่าใช้จ่ายการให้บริการของ G1 (*Attributable Cost Share*$_{G1}$) ได้ ดังนี้

$$\begin{aligned} Attributable\,Cost\,Share_{G1} &= \frac{ORC_{G1}}{ORC_{Entry}} \\ &= \frac{250,000}{716,667} \\ &= 0.349 \end{aligned}$$

หลังจากคำนวณส่วนแบ่งค่าใช้จ่ายการให้บริการของ G1 แล้วจะทำให้สามารถคำนวณรายได้รวมประจำปีจากการให้บริการ G1 ($ASRR_{G1}$) ได้ ดังนี้

$$\begin{aligned} ASRR_{G1} &= ASRR_{entry} \times Attributable\,Connection\,Point\,Cost\,Share_{G1} \\ &= 41,692 \times 0.349 \\ &= 14,544 \end{aligned}$$

สำหรับส่วนแบ่งค่าใช้จ่ายและรายได้รวมประจำปีจากการให้บริการ G2 สามารถคำนวณได้ในลักษณะเดียวกัน

หลังจากคำนวณส่วนแบ่งค่าใช้จ่ายและรายได้รวมประจำปีจากการให้บริการสำหรับจ่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบของแต่ละจุดเชื่อมต่อแล้ว รายได้ประจำปีจากการให้บริการสำหรับแต่ละจุดเชื่อมต่อจะได้รับจากค่าบริการคงที่ประจำปีในหน่วย ดอลลาร์ต่อวัน

ตารางที่ 4.4 ส่วนแบ่งค่าใช้จ่ายและรายได้รวมประจำปีจากการให้บริการสำหรับจ่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

Entry Service	ORC	Attributable Connection Point Cost Share	Connection point ASRR
G1	250,000	0.349	14,544
G2	466,667	0.651	27,148
Total	**716,667**	**1**	**41,692**

การให้บริการสำหรับใช้ไฟฟ้าจากระบบ (Prescribed Exit Services)

การให้บริการสำหรับการใช้ไฟฟ้าจากระบบจะสามารถคำนวณรายได้รวมประจำปีจากการให้บริการแต่ละจุดเชื่อมต่อได้จากส่วนแบ่งค่าใช้จ่ายการให้บริการของผู้ใช้ไฟฟ้าในลักษณะเดียวกับการให้บริการสำหรับการจ่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบ โดยสำหรับระบบที่มี

ผู้ใช้ไฟฟ้า 4 ราย จะสามารถคำนวณส่วนแบ่งค่าใช้จ่ายการให้บริการของผู้ใช้ไฟฟ้า และรายได้รวมประจำปีจากการให้บริการแต่ละจุดเชื่อมต่อ เป็นไปตามตารางที่ 4.5

หลังจากคำนวณส่วนแบ่งค่าใช้จ่ายและรายได้รวมประจำปีจากการให้บริการสำหรับใช้ไฟฟ้าจากระบบของแต่ละจุดเชื่อมต่อแล้ว รายได้ประจำปีจากการให้บริการสำหรับแต่ละจุดเชื่อมต่อจะได้รับจากค่าบริการคงที่ประจำปีในหน่วย ดอลลาร์ต่อวัน ในลักษณะเดียวกับการให้บริการสำหรับจ่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบ

ตารางที่ 4.5 ส่วนแบ่งค่าใช้จ่ายและรายได้รวมประจำปีจากการให้บริการสำหรับใช้ไฟฟ้าจากระบบ

Exit Service	ORC	Attributable Connection Point Cost Share	Connection point ASRR
L1	1,050,000	0.257	61,084
L2	883,333	0.216	51,388
L3	1,550,000	0.380	90,171
L4	600,000	0.147	34,905
Total	**4,083,333**	**1**	**237,548**

การให้บริการการใช้งานระบบส่งไฟฟ้า (Prescribed Transmission Use of System Services: TUOS)

รายได้จากการให้บริการการใช้งานระบบส่งไฟฟ้าจะแบ่งเป็น 2 ส่วน คือ

- ส่วนที่ขึ้นกับตำแหน่ง (Locational Component)
- ส่วนที่ไม่ขึ้นกับตำแหน่งและสามารถปรับค่าได้ (Adjusted Non-locational Component)

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

โดยสัดส่วนการแบ่งอาจเป็นร้อยละ 50 ต่อส่วน หรือ จัดสรรบนพื้นฐานของการประมาณการใช้งานในอนาคต

สำหรับส่วนที่ขึ้นกับตำแหน่ง (Locational Component) จะทำการจัดสรรต้นทุนระบบตามจุดเชื่อมต่อของผู้ใช้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าด้วยวิธี Cost Reflective Network Pricing Methodology (CRNP) โดยใช้โปรแกรม TPRICE ซึ่งต้องใช้ข้อมูลสำหรับการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า โมเดลต้นทุนของระบบ และรูปแบบการผลิตและใช้ไฟฟ้า ซึ่งการจัดสรรนี้อาจทำให้ส่วนที่ขึ้นกับตำแหน่งนี้มีค่ามากกว่า หรือน้อยกว่าศูนย์ ถ้าหากส่วนที่ขึ้นกับตำแหน่งมีค่าน้อยกว่าศูนย์แล้วจะนำค่าสัมบูรณ์ของ

ค่านี้ไปหักลบออกจากส่วนที่ไม่ขึ้นกับตำแหน่งและสามารถปรับค่าได้ (Adjusted Non-Locational Component) และทำการปรับค่าส่วนที่ขึ้นกับตำแหน่งนี้เป็นศูนย์

เมื่อทำการคำนวณรายได้จากการให้บริการในส่วนที่ขึ้นกับตำแหน่งและไม่ขึ้นกับตำแหน่งแล้วเสร็จ ส่วนที่ขึ้นกับตำแหน่งจะถูกนำมาคำนวณบนพื้นฐานของความต้องการไฟฟ้าสูงสุดที่ทำสัญญาซื้อขาย และเรียกเก็บในอัตรา ดอลลาร์ต่อเมกกะวัตต์ต่อวัน ในขณะที่รายได้จากการให้บริการในส่วนที่ไม่ขึ้นกับตำแหน่งและปรับค่าได้นั้นจะคำนวณบนพื้นฐานวิธี Postage Stamp โดยจำคำนวณจากความต้องการไฟฟ้าสูงสุดที่ทำสัญญาซื้อขาย หรือ การใช้พลังงานไฟฟ้าในอดีต

<u>การให้บริการทั่วไป (Prescribed Common Transmission Services)</u>

สำหรับรายได้ประจำปีจากการให้บริการทั่วไปจะจัดสรรบนพื้นฐานวิธี Postage Stamp โดยจะคำนวณจาก ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดที่ทำสัญญาซื้อขาย หรือ การใช้ไฟฟ้าในอดีต เช่นเดียวกับส่วนที่ไม่ขึ้นกับตำแหน่งและปรับค่าได้ของการให้บริการการใช้งานระบบส่งไฟฟ้า

4.3.3 สรุปเกี่ยวกับการคำนวณค่าผ่านสายส่งในออสเตรเลีย

ประเทศออสเตรเลียมีผู้ดำเนินกิจการระบบส่งไฟฟ้าหลายราย โดยในวิทยานิพนธ์นี้ได้ยกตัวอย่างการคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าของ ElectraNet ซึ่งเป็นผู้ดำเนินกิจการไฟฟ้าทางตอนใต้ของประเทศออสเตรเลีย จากการศึกษาพบว่าการเรียกเก็บค่าผ่านสายสงของ ElectraNet นั้นมีการแบ่งต้นทุนตามการให้บริการเป็น 4 รูปแบบ ซึ่งทำให้แต่ละรูปแบบมีการคำนวณค่าผ่านสายส่งที่แตกต่างกันไป ดังนี้

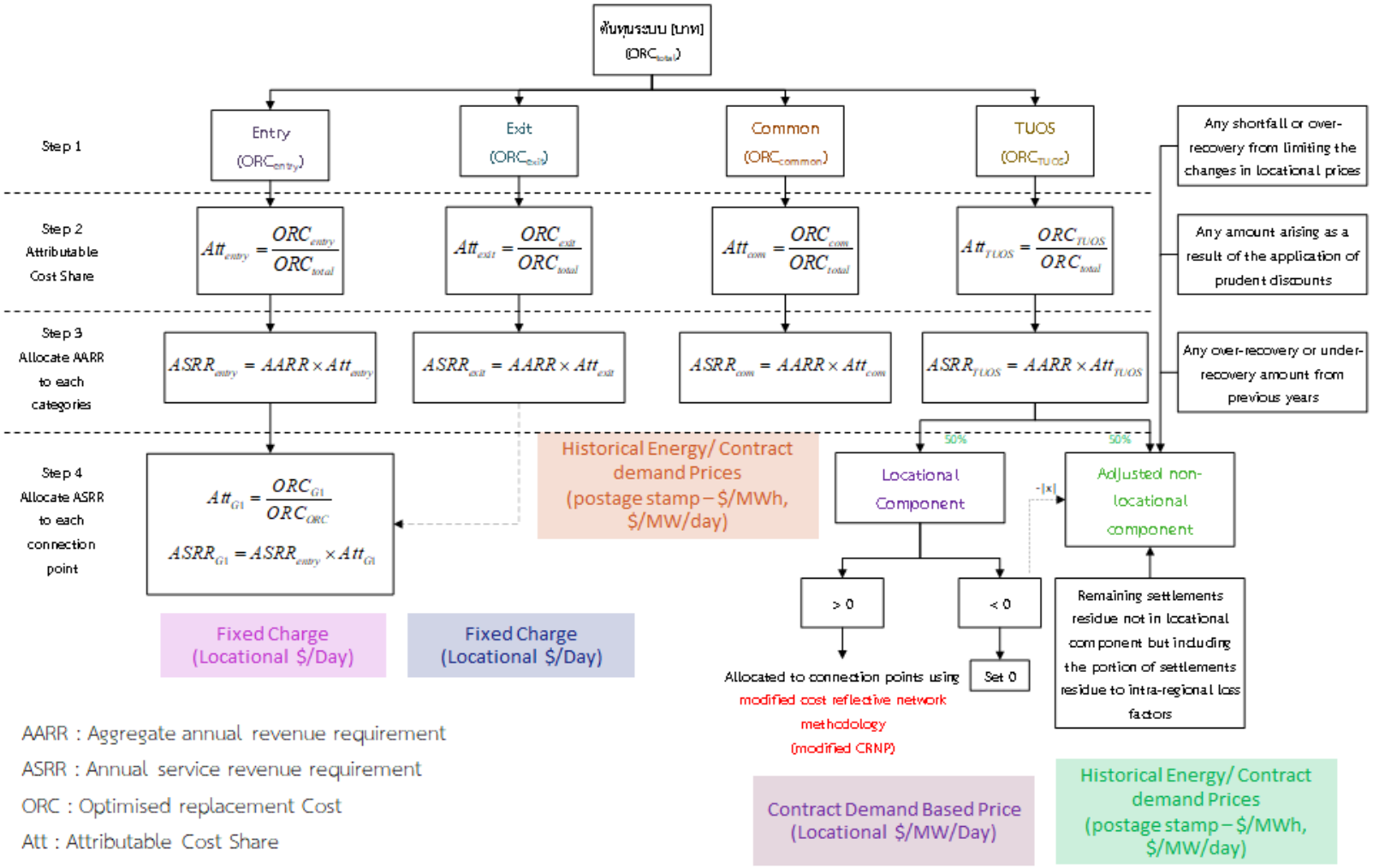
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

- การให้บริการสำหรับจ่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบ (Prescribed Entry Services) คำนวณค่าบริการด้วยอัตราคงที่และขึ้นกับตำแหน่งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ในหน่วย ดอลลาร์ต่อวัน
- การให้บริการสำหรับใช้ไฟฟ้าจากระบบ (Prescribed Exit Services) คำนวณค่าบริการด้วยอัตราคงที่และขึ้นกับตำแหน่งของผู้ใช้ไฟฟ้า ในหน่วย ดอลลาร์ต่อวัน
- การให้บริการการใช้งานระบบส่งไฟฟ้า (Prescribed Transmission Use of System Services: TUOS) แบ่งเป็นส่วนที่ขึ้นกับตำแหน่งและส่วนที่ไม่ขึ้นกับตำแหน่งและสามารถปรับค่าได้ โดยส่วนที่ขึ้นกับตำแหน่งจะคำนวณด้วยวิธี CRNP และคิดอัตราในหน่วย ดอลลาร์ต่อเมกกะวัตต์ต่อวัน ในขณะที่ส่วนที่ไม่ขึ้นขึ้นกับตำแหน่งและสามารถ

ปรับค่าได้นั้น จะคำนวณบนพื้นฐานวิธี Postage Stamp ตามความต้องการไฟฟ้าสูงสุดตามสัญญาในหน่วย ดอลลาร์ต่อวัน หรือ ตามการใช้พลังงานไฟฟ้าในอดีต ในหน่วย ดอลลาร์ต่อเมกกะวัตต์ชั่วโมง

- การให้บริการทั่วไป (Prescribed Common Transmission Services) คำนวณค่าบริการบนพื้นฐานวิธี Postage Stamp ตามความต้องการไฟฟ้าสูงสุดตามสัญญาในหน่วย ดอลลาร์ต่อวัน หรือ ตามการใช้พลังงานไฟฟ้าในอดีต ในหน่วย ดอลลาร์ต่อเมกกะวัตต์ชั่วโมง

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY



รูปที่ 4.1 สรุปการคำนวณค่าผ่านสายส่งในประเทศออสเตรเลีย

บทที่ 5
โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าในประเทศไทย

ในบทนี้จะกล่าวถึงถึงโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าในประเทศไทย ทั้งนี้เพื่อพิจารณาถึงการเรียกเก็บค่าบริการระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายในปัจจุบัน โดยสามารถแบ่งเป็นหัวข้อต่าง ๆ ดังนี้

1) โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าในประเทศไทย
2) สรุปเกี่ยวกับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าในประเทศไทย

5.1 โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าในประเทศไทย [23]

ประเทศไทยมีการจำแนกอัตราค่าไฟฟ้าตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าต่าง ๆ โดยมีรูปแบบอัตราค่าไฟฟ้าทั้งหมด 3 รูปแบบ ได้แก่ 1) อัตราปกติ 2) อัตราตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use Rate: TOU) 3) อัตราตามช่วงเวลาของวัน (Time of Day Rate: TOD)

สำหรับอัตราปกติจะคิดค่าไฟฟ้าด้วยอัตราเดียวตลอดวัน ในขณะที่อัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาของการใช้ และ อัตราตามช่วงเวลาของวัน จะคิดค่าไฟฟ้าด้วยอัตราที่ต่างกันตามแต่ละช่วงเวลา โดยสำหรับอัตราตามช่วงเวลาของการใช้ จะแบ่งเวลาการใช้เป็น 2 ช่วง ได้แก่ ช่วง Peak และ Off-peak และสำหรับอัตราตามช่วงเวลาของวัน จะแบ่งเวลาการใช้เป็นสามช่วงได้แก่ช่วง Peak Partial-peak และ Off-peak โดยช่วงเวลาต่าง ๆ สามารถแสดงได้ตามตารางที่ 5.1

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ 5.1 ช่วงเวลาของอัตรา TOU และ อัตรา TOD

ช่วง	TOU	TOD
Peak	09.00 -22.00 น. วันจันทร์ – ศุกร์และวันพืชมงคง	18.30-21.30 น. ของทุกวัน
Partial-Peak	-	08.00-18.30 น. ของทุกวัน
Off-Peak	22.00 - 09.00 น. วันจันทร์ – ศุกร์และวันพืชมงคง 00.00 - 24.00 น. วันเสาร์ – อาทิตย์, วันแรงงานแห่งชาติ, วันพืชมงคงที่ตรงกับวันเสาร์ – อาทิตย์ และวันหยุดราชการตามปกติ (ไม่รวมวันหยุดชดเชย)	21.30-08.00 น. ของทุกวัน

อัตราค่าไฟฟ้า TOU สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 1 – 7 และอัตราค่าไฟฟ้าปกติ ของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท 1 และ 2 จำแนกตามกิจการไฟฟ้า สามารถแสดงได้ ดังนี้

5.1.1 ประเภทที่ 1 บ้านอยู่อาศัย

สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 1 จะใช้สำหรับบ้านเรือนที่อยู่อาศัย วัด สำนักสงฆ์ และสถานประกอบศาสนกิจของทุกศาสนา ตลอดจนบริเวณที่เกี่ยวข้องที่ต่อผ่านเครื่องวัดไฟฟ้าเครื่องเดียว โดยผู้ใช้ไฟฟ้าที่ติดตั้งเครื่องวัดไฟฟ้าไม่เกิน 5 แอมป์ 220 โวลท์ 1 เฟส 2 สาย จะจัดเป็นประเภทที่ 1.1.1 และผู้ใช้ไฟฟ้าที่ติดตั้งเครื่องวัดไฟฟ้าเกิน 5 แอมป์ 1 เฟส 2 สาย จะจัดเข้าเป็นประเภทที่ 1.1.2 โดยสามารถแสดงอัตราค่าไฟฟ้าปกติและอัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงของเวลาการใช้ได้ตามตารางที่ 5.2 และตารางที่ 5.3 ตามลำดับ

ตารางที่ 5.2 อัตราค่าไฟฟ้าปกติของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 1 บ้านอยู่อาศัย

การใช้ไฟฟ้า	อัตราค่าไฟฟ้าจริง				การอุดหนุนค่าไฟฟ้า		อัตราค่าไฟฟ้าที่เรียกเก็บ	
	ระบบผลิตไฟฟ้า	ระบบส่ง	ระบบจำหน่าย	ค่าบริการ	ระบบจำหน่าย	ค่าบริการ	ค่าพลังงานไฟฟ้า	ค่าบริการ
	บาท/หน่วย	บาท/หน่วย	บาท/หน่วย	บาท/เดือน	บาท/หน่วย	บาท/เดือน	บาท/หน่วย	บาท/เดือน
1.1.1 ใช้พลังงานไฟฟ้าไม่เกิน 150 หน่วยต่อเดือน								
ค่าบริการรายเดือน				40.9		-32.71		8.19
หน่วยที่ 0 - 15	2.9955	0.2818	0.4849		-1.4134		2.3488	
หน่วยที่ 16 - 25	2.9955	0.2818	0.4849		-0.774		2.9882	
หน่วยที่ 26 - 35	2.9955	0.2818	0.4849		-0.5217		3.2405	
หน่วยที่ 36 - 100	2.9955	0.2818	0.4849		-0.1385		3.6237	
หน่วยที่ 101 - 150	2.9955	0.2818	0.4849		-0.0451		3.7171	
หน่วยที่ 151 - 400	2.9955	0.2818	0.4849		0.4596		4.2218	
หน่วยที่ 401 เป็นต้นไป	2.9955	0.2818	0.4849	-	0.6595		4.4217	
1.1.2 ใช้พลังงานไฟฟ้าเกิน 150 หน่วยต่อเดือน								
ค่าบริการรายเดือน				38.22				38.22
หน่วยที่ 0 - 150	2.9955	0.2818	0.4849		-0.5138		3.2484	
หน่วยที่ 151 - 400	2.9955	0.2818	0.4849		0.4596		4.2218	
หน่วยที่ 401 เป็นต้นไป	2.9955	0.2818	0.4849		0.6595		4.4217	

ตารางที่ 5.3 อัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาของการใช้ ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 1 บ้านอยู่อาศัย

การใช้ไฟฟ้า	อัตราค่าไฟฟ้าจริง					การอุดหนุนค่าไฟฟ้า		อัตราค่าไฟฟ้าที่เรียกเก็บ		
	ระบบผลิตไฟฟ้า		ระบบส่ง	ระบบจำหน่าย	ค่าบริการ	ระบบจำหน่าย	ค่าบริการ	ค่าพลังงานไฟฟ้า		ค่าบริการ
	บาท/หน่วย		บาท/หน่วย	บาท/หน่วย	บาท/เดือน	บาท/หน่วย	บาท/เดือน	บาท/หน่วย		บาท/เดือน
	Peak	Off Peak	Peak	Peak		peak		Peak	Off Peak	
22 kV ขึ้นไป	3.4781	2.6037	0.7058	0.9296	312.24	-	-	5.1135	2.6037	312.24
ต่ำกว่า 22 kV	3.5816	2.6369	0.7481	1.9384	38.22	-0.4699	-	5.7982	2.6369	38.22

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

5.1.2 ประเภทที่ 2 กิจการขนาดเล็ก

สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 2 จะใช้สำหรับการใช้ไฟฟ้าเพื่อประกอบธุรกิจ ธุรกิจรวมกับบ้านอยู่อาศัย อุตสาหกรรม ส่วนราชการ สำนักงาน หรือหน่วยงานอื่นใดของรัฐองค์ปกครองส่วน ท้องถิ่น รัฐวิสาหกิจ สถานทูต สถานที่ทำการของหน่วยงานราชการต่างประเทศ สถานที่ทำการขององค์การระหว่างประเทศ หรืออื่น ๆ ตลอดจนบริเวณที่เกี่ยวข้อง ซึ่งมีความต้องการพลังไฟฟ้าเฉลี่ยใน 15 นาทีสูงสุด ต่ำกว่า 30 กิโลวัตต์ โดยต่อผ่านเครื่องวัดไฟฟ้าเครื่องเดียว โดยสามารถแสดงอัตราค่าไฟฟ้าปกติและอัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงของเวลาการใช้ได้ตามตารางที่ 5.4 และ ตารางที่ 5.5 ตามลำดับ

ตารางที่ 5.4 อัตราค่าไฟฟ้าปกติของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 2 กิจการขนาดเล็ก

การใช้ไฟฟ้า	อัตราค่าไฟฟ้าจริง				การอุดหนุนค่าไฟฟ้า		อัตราค่าไฟฟ้าที่เรียกเก็บ	
	ระบบผลิตไฟฟ้า	ระบบส่ง	ระบบจำหน่าย	ค่าบริการ	ระบบจำหน่าย	ค่าบริการ	ค่าพลังงานไฟฟ้า	ค่าบริการ
	บาท/หน่วย	บาท/หน่วย	บาท/หน่วย	บาท/เดือน	บาท/หน่วย	บาท/เดือน	บาท/หน่วย	บาท/เดือน
2.1.1 ระดับแรงดัน 22 - 33 kV								
ค่าบริการรายเดือน				312.24				312.24
ค่าพลังงานไฟฟ้า	3.0202	0.3419	0.3009		0.2456		3.9086	
2.1.2 ระดับแรงดันต่ำกว่า 22 – 33 kV								
ค่าบริการรายเดือน				63.21		-17.05		46.16
หน่วยที่ 0 - 150	3.0874	0.3624	0.6187		-0.8201		3.2484	
หน่วยที่ 151 - 400	3.0874	0.3624	0.6187		0.1533		4.2218	
หน่วยที่ 401 เป็นต้นไป	3.0874	0.3624	0.6187		0.3532		4.4217	

ตารางที่ 5.5 อัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาของการใช้ ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 2 กิจการขนาดเล็ก

การใช้ไฟฟ้า	อัตราค่าไฟฟ้าจริง					การอุดหนุนค่าไฟฟ้า		อัตราค่าไฟฟ้าที่เรียกเก็บ		
	ระบบผลิตไฟฟ้า		ระบบส่ง	ระบบจำหน่าย	ค่าบริการ	ระบบจำหน่าย	ค่าบริการ	ค่าพลังงานไฟฟ้า		ค่าบริการ
	บาท/หน่วย		บาท/หน่วย	บาท/หน่วย	บาท/เดือน	บาท/หน่วย	บาท/เดือน	บาท/หน่วย		บาท/เดือน
	Peak	Off Peak	Peak	Peak		peak		Peak	Off Peak	
22 kV ขึ้นไป	3.4781	2.6037	0.7058	0.9296	312.24	-	-	5.1135	2.6037	312.24
ต่ำกว่า 22 kV	3.5816	2.6369	0.7481	1.9384	46.16	-0.4699	-	5.7982	2.6369	46.16

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

5.1.3 ประเภทที่ 3 - 6 กิจการขนาดกลาง กิจการขนาดใหญ่ กิจการเฉพาะอย่าง และองค์กรที่ไม่แสวงหาผลกำไร

สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 3 – 6 นั้นจะมีอัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงของเวลาการใช้ (TOU) ที่อัตราเดียวกัน โดยสามารถจำแนกผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 3 – 6 ได้ ดังนี้

ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 3 กิจการขนาดกลาง เป็นการใช้ไฟฟ้าเพื่อประกอบธุรกิจ อุตสาหกรรม ส่วนราชการ สำนักงาน หรือหน่วยงานอื่นใดของรัฐ องค์กรปกครองส่วนท้องถิ่น รัฐวิสาหกิจ สถานทูต สถานที่ทำการของหน่วยงานราชการต่างประเทศ สถานที่ทำการขององค์การระหว่างประเทศ หรืออื่นๆ ตลอดจนบริเวณที่เกี่ยวข้อง ซึ่งมีความต้องการพลังไฟฟ้าเฉลี่ยใน 15 นาทีสูงสุด ตั้งแต่ 30 กิโลวัตต์ แต่ไม่ถึง 1,000 กิโลวัตต์ และมีปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าเฉลี่ย 3 เดือนก่อนหน้าไม่เกิน 250,000 หน่วยต่อเดือน โดยต่อผ่านเครื่องวัดไฟฟ้าเครื่องเดียว

ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 4 กิจการขนาดใหญ่ เป็นการใช้ไฟฟ้าเพื่อประกอบธุรกิจ อุตสาหกรรม ส่วนราชการ สำนักงาน หรือหน่วยงานอื่นใดของรัฐ องค์กรปกครองส่วนท้องถิ่น รัฐวิสาหกิจ สถานทูต สถานที่ทำการของหน่วยงานราชการต่างประเทศ สถานที่ทำการขององค์การระหว่างประเทศ หรืออื่นๆ ตลอดจนบริเวณที่เกี่ยวข้อง ซึ่งมีความต้องการพลังไฟฟ้าเฉลี่ยใน 15 นาทีสูงสุด ตั้งแต่ 1,000 กิโลวัตต์ขึ้นไป หรือมีปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าเฉลี่ย 3 เดือนก่อนหน้าเกิน 250,000 หน่วยต่อเดือน โดยต่อผ่านเครื่องวัดไฟฟ้าเครื่องเดียว

ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 5 กิจการเฉพาะอย่าง เป็นการใช้ไฟฟ้าเพื่อประกอบกิจการให้เช่าพักอาศัย ตลอดจนบริเวณที่เกี่ยวข้อง ซึ่งมีความต้องการไฟฟ้าเฉลี่ยใน 15 นาทีสูงสุด ตั้งแต่ 30 กิโลวัตต์ขึ้นไป โดยต่อผ่านเครื่องวัดไฟฟ้าเครื่องเดียว

Chulalongkorn University

ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 6 องค์กรที่ไม่แสวงหากำไร เป็นการใช้ไฟฟ้าขององค์กรที่มีวัตถุประสงค์ในการให้บริการโดยไม่คิดค่าตอบแทน โดยต่อผ่านเครื่องวัดไฟฟ้าเครื่องเดียว ไม่รวมถึงส่วนราชการ สำนักงาน หรือหน่วยงานอื่นใดของรัฐ องค์กรปกครองส่วนท้องถิ่น รัฐวิสาหกิจ สถานทูต สถานที่ทำการของหน่วยงานราชการต่างประเทศและสถานที่ทำการขององค์การระหว่างประเทศ

อัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงของเวลาการใช้ของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 3 - 6 สามารถแสดงได้ตามตารางที่ 5.6

ตารางที่ 5.6 อัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาของการใช้ ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 3 - 6

การใช้ไฟฟ้า	อัตราค่าไฟฟ้าจริง					การอุดหนุนค่าไฟฟ้า		อัตราค่าไฟฟ้าที่เรียกเก็บ			
	ระบบผลิตไฟฟ้า		ระบบส่ง	ระบบจำหน่าย	ค่าบริการ	ระบบจำหน่าย	ค่าบริการ	ค่าความต้องการพลังไฟฟ้า	ค่าพลังงานไฟฟ้า		ค่าบริการ
	บาท/หน่วย		บาท/หน่วย	บาท/กิโลวัตต์	บาท/เดือน	บาท/หน่วย	บาท/เดือน	บาท/กิโลวัตต์	บาท/หน่วย		บาท/เดือน
	Peak	Off Peak	Peak	Peak		peak		Peak	Peak	Off Peak	
69 kV ขึ้นไป	3.4415	2.6107	0.6868	74.14	312.24	-	-	74.14	4.1283	2.6107	312.24
22 - 33 kV	3.4992	2.6295	0.7105	132.93	312.24			132.93	4.2094	2.6295	312.24
ต่ำกว่า 22 kV	3.6027	2.6627	0.7528	277.19	312.24	-67.19	-	210	4.3555	2.6627	312.24

5.1.4 ประเภทที่ 7 สูบน้ำเพื่อการเกษตร

สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 7 จะใช้สำหรับการใช้ไฟฟ้ากับเครื่องสูบน้ำเพื่อการเกษตรของหน่วยงานราชการ สหกรณ์เพื่อการเกษตร กลุ่มเกษตรกรที่จดทะเบียนตั้งกลุ่มเกษตรกร กลุ่มเกษตรกรที่หน่วยงานราชการรับรอง โดยต่อผ่านเครื่องวัดไฟฟ้าเครื่องเดียว สามารถแสดงอัตราค่าไฟฟ้าปกติและอัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงของเวลาการใช้ได้ตามตารางที่ 5.7 และ ตารางที่ 5.8 ตามลำดับ

ตารางที่ 5.7 อัตราค่าไฟฟ้าปกติของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 7 สูบน้ำเพื่อการเกษตร

การใช้ไฟฟ้า	อัตราค่าไฟฟ้าจริง				การอุดหนุนค่าไฟฟ้า		อัตราค่าไฟฟ้าที่เรียกเก็บ	
	ระบบผลิตไฟฟ้า	ระบบส่ง	ระบบจำหน่าย	ค่าบริการ	ระบบจำหน่าย	ค่าบริการ	ค่าพลังงานไฟฟ้า	ค่าบริการ
	บาท/หน่วย	บาท/หน่วย	บาท/หน่วย	บาท/เดือน	บาท/หน่วย	บาท/เดือน	บาท/หน่วย	บาท/เดือน
ค่าบริการรายเดือน				228.17		-113.01		115.16
หน่วยที่ 0 – 100	3.0382	0.3582	0.3146		-1.6221		2.0889	
หน่วยที่ 101 เป็นต้นไป	3.0382	0.3582	0.3146		-0.4705		3.2405	

ตารางที่ 5.8 อัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาของการใช้ ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 7 สูบน้ำเพื่อการเกษตร

การใช้ไฟฟ้า	อัตราค่าไฟฟ้าจริง					การอุดหนุนค่าไฟฟ้า		อัตราค่าไฟฟ้าที่เรียกเก็บ			
	ระบบผลิตไฟฟ้า		ระบบส่ง	ระบบจำหน่าย	ค่าบริการ	ระบบจำหน่าย	ค่าบริการ	ค่าความต้องการพลังไฟฟ้า	ค่าพลังงานไฟฟ้า		ค่าบริการ
	บาท/หน่วย		บาท/หน่วย	บาท/กิโลวัตต์	บาท/เดือน	บาท/หน่วย	บาท/เดือน	บาท/กิโลวัตต์	บาท/หน่วย		บาท/เดือน
	Peak	Off Peak	Peak	Peak		peak		Peak	Peak	Off Peak	
69 kV ขึ้นไป	3.4415	2.6107	0.6868	74.14	312.24	-	-	74.14	4.1283	2.6107	312.24
22 - 33 kV	3.4992	2.6295	0.7105	132.93	312.24			132.93	4.2094	2.6295	312.24
ต่ำกว่า 22 kV	3.6027	2.6627	0.7528	277.19	312.24	-67.19	-	210	4.3555	2.6627	312.24

5.2 สรุปเกี่ยวกับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าในประเทศไทย

เนื่องจากนโยบายกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าของประเทศ มีการกำหนดให้ สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทเดียวกันต้องมีอัตราค่าไฟฟ้าเดียวทั่วประเทศ และมีการกำหนดให้อัตราค่าไฟฟ้ามีการแยกต้นทุนของแต่ละกิจการ ได้แก่ กิจการผลิต กิจการระบบส่ง และกิจการระบบจำหน่าย ดังนั้น วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงได้มีการตั้งสมมุติฐานจากอัตราค่าไฟฟ้าที่กล่าวในหัวข้อที่ 5.1 ว่า ต้นทุนค่าระบบจำหน่ายไฟฟ้าจะเรียกเก็บผ่านค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Charge) จากผู้ใช้ไฟฟ้าอัตราปกติ ประเภทที่ 1 และ 2 และด้วยอัตราตามช่วงเวลาการประเภทที่ 1 2 3 และ 7 นอกจากนี้จะเรียกเก็บจากค่าความต้องการพลังไฟฟ้า (Demand Charge) จากอัตราตามช่วงของเวลาการใช้ (TOU) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 3 – 7 โดยสามารถสรุปการเรียบเก็บค่าระบบจำหน่ายไฟฟ้าในโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าในประเทศไทยได้ตามตารางที่ 5.9 นอกจากนี้พบว่าค่าความต้องการพลังไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 3-7 จะมีอัตราที่เท่ากันในแต่ละระดับแรงดัน ดังนี้

- ระดับแรงดันตั้งแต่ 69 kV ค่าความต้องการพลังไฟฟ้า 74.14 บาท/กิโลวัตต์
- ระดับแรงดัน 22 – 33 kV ค่าความต้องการพลังไฟฟ้า 132.92 บาท/กิโลวัตต์
- ระดับแรงดันต่ำกว่า 22 kV ค่าความต้องการพลังไฟฟ้า 210 บาท/กิโลวัตต์

ดังนั้น จากสมมุติฐานดังกล่าว จึงสรุปได้ว่าประเทศไทยได้มีการเรียกเก็บค่าผ่านสายจำหน่ายและ/หรือ ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแล้วในโครงสร้างค่าไฟฟ้าปัจจุบัน ทั้งนี้เนื่องจากผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 3 – 7 มีการใช้ไฟฟ้าโดยรวมที่สูงกว่าประเภทที่ 1 และ 2 จึงอาจกล่าวได้ว่าการเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งสายจำหน่าย ของประเทศไทยนั้นได้เรียกเก็บผ่านค่าความต้องการพลังไฟฟ้า (Demand Charge) เป็นหลัก

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ตารางที่ 5.9 การเรียบเก็บค่าระบบจำหน่ายไฟฟ้าในโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า

ประเภท	อัตราปกติ		อัตรา TOU	
	Energy Charge	Demand Charge	Energy Charge	Demand Charge
ประเภทที่ 1: บ้านอยู่อาศัย	✓	✗	✓	✗
ประเภทที่ 2: กิจการขนาดเล็ก	✓	✗	✓	✗
ประเภทที่ 3.2 และ 4.2: กิจการขนาดกลาง และ ใหญ่	ไม่พบข้อมูล	ไม่พบข้อมูล	✗	✓
ประเภทที่ 5.1: กิจการเฉพาะอย่าง	-	-	✗	✓
ประเภทที่ 6: องค์กรที่ไม่แสวงหาผลกำไร	✓	✗	✗	✓
ประเภทที่ 7: สูบน้ำเพื่อการเกษตร	✓	✗	✗	✓

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

บทที่ 6
การคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าโดยพิจารณา การไหลของกำลังไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไปจากคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้า

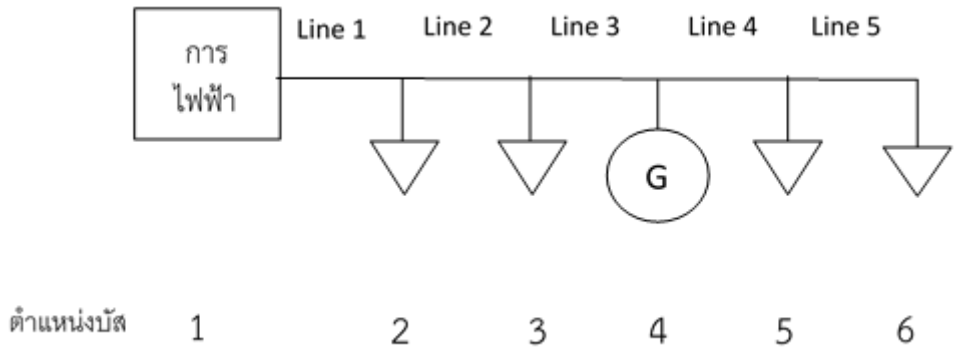
วิทยานิพนธ์นี้วิเคราะห์แนวทางการคำนวณและเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งไฟฟ้า (Wheeling Charge) ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าในนิคมอุตสาหกรรมจากผู้ขอใช้บริการระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีโครงสร้างแบบเรเดียล โดยพิจารณาถึงปริมาณสายส่งไฟฟ้าที่ถูกใช้เพิ่มมากขึ้นหรือลดน้อยลง จากการเกิดคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้าแต่ละคู่สัญญาในระบบจำหน่ายไฟฟ้า ในการคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าจะคำนวณโดยอาศัยหลักการคำนวณด้วยวิธี Embedded Cost ซึ่งเป็นวิธีการคำนวณที่สามารถเข้าใจได้ง่าย และผู้ให้บริการระบบจำหน่ายไฟฟ้าสามารถคืนเงินลงทุนได้ โดยในบทนี้จะกล่าวแบ่งเป็น 2 หัวข้อหลัก ได้แก่

1) การวิเคราะห์ปริมาณการใช้สายส่งไฟฟ้าของคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้า
2) การคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้า
3) ผลการคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้า
4) การวิเคราะห์ผลการคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้า

6.1 การวิเคราะห์ปริมาณการใช้สายส่งไฟฟ้าของคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้า

การวิเคราะห์ปริมาณการใช้สายส่งไฟฟ้าของคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้าจะเริ่มพิจารณาจากระบบเรเดียล อย่างง่าย ซึ่งประกอบด้วยบัสทั้งหมด 6 บัส ที่มีผู้ผลิตไฟฟ้าเชื่อมต่อกับบัสที่ 4 บัสอ้างอิงหรือบัสของการไฟฟ้าเป็นบัสที่ 1 และผู้ใช้ไฟฟ้าจะเชื่อมต่อกับบัสอื่น ๆ ที่ยังเหลืออยู่ ดังแสดงในรูปที่ 6.1 โดยหัวข้อนี้จะแบ่งเป็น 3 หัวข้อย่อย ได้แก่

1) แนวทางการพิจารณากำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งไฟฟ้า
2) แนวทางการวิเคราะห์กำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งโดยแต่ละคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้า
3) การเปรียบการใช้สายส่งไฟฟ้าโดยคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้า
4) สรุปการวิเคราะห์ปริมาณการใช้สายส่งไฟฟ้าของคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้า



รูปที่ 6.1 ระบบเรเดียลอย่างง่าย

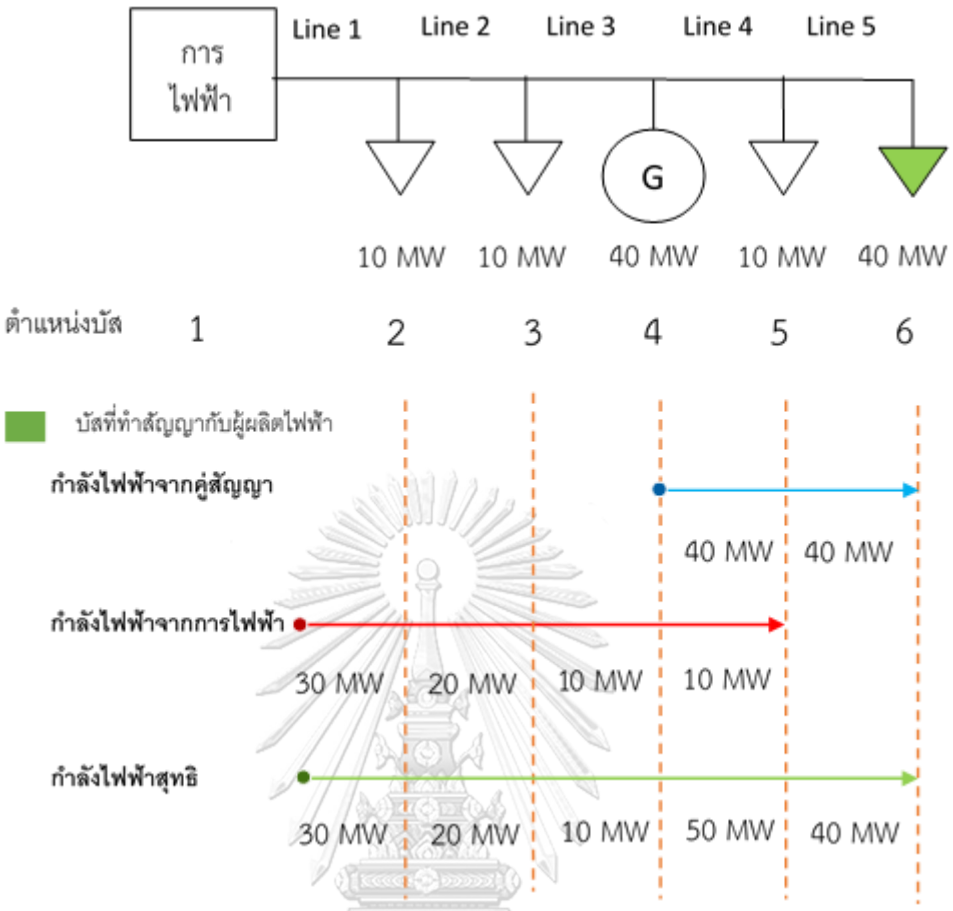
6.1.1 แนวทางการพิจารณากำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งไฟฟ้า

ในการวิเคราะห์การใช้สายส่งไฟฟ้าจะวิเคราะห์กำลังไฟฟ้าในแต่ละช่วงสายส่งโดยแบ่งกำลังไฟฟ้าเป็น 3 ส่วน คือ กำลังไฟฟ้าจากคู่สัญญาไฟฟ้า กำลังไฟฟ้าจากการไฟฟ้า และ กำลังไฟฟ้าสุทธิ โดยกำลังไฟฟ้าแต่ละส่วนจะมีลักษณะดังนี้

1) กำลังไฟฟ้าจากคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้า ไหลจากบัสที่ผู้ผลิตไฟฟ้าเชื่อมต่อไปยังบัสของผู้ใช้ไฟฟ้าที่ทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าด้วยขนาดเท่ากับปริมาณกำลังไฟฟ้าตามสัญญาซื้อขาย
2) กำลังไฟฟ้าจากการไฟฟ้า ไหลจากบัสต้นทางหรือบัสการไฟฟ้าไปยังบัสผู้ใช้ไฟฟ้าที่ไม่ได้ทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ผลิตไฟฟ้า โดยกำลังไฟฟ้าที่ไหลออกจากบัสการไฟฟ้าจะไหลด้วยขนาดเท่ากับกำลังไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมดที่ไม่ได้ทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ผลิตไฟฟ้าและจะค่อยๆ ลดทอนลงตามขนาดกำลังไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละรายที่ไหลผ่าน
3) กำลังไฟฟ้าสุทธิ เป็นผลรวมของกำลังไฟฟ้าจากคู่สัญญา และกำลังไฟฟ้าจากการไฟฟ้า โดยหากสายส่งใดกำลังไฟฟ้าจากคู่สัญญาและกำลังไฟฟ้าจากการไฟฟ้ามีทิศทางตรงกันข้าม ขนาดกำลังไฟฟ้าสุทธิที่สายส่งนั้นจะมีขนาดเท่ากับผลต่างของกำลังไฟฟ้าจากคู่สัญญากับกำลังไฟฟ้าจากการไฟฟ้า โดยกำลังไฟฟ้าสุทธิจะมีทิศทางเดียวกับกำลังไฟฟ้าที่มีขนาดสูงกว่า

สำหรับกรณีที่ผู้ผลิตไฟฟ้าบัสที่ 4 ทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ใช้ไฟฟ้าในบัสที่ 6 ซึ่งเป็นบัสที่อยู่ทางด้านหลังของผู้ผลิตไฟฟ้า ด้วยขนาดกำลังไฟฟ้า 40 เมกกะวัตต์ ผู้ใช้ไฟฟ้าและการไฟฟ้าต้องส่งกำลังไฟฟ้าผ่านสายส่งเส้นต่างๆ ด้วยขนาดกำลังฟ้าเป็นไปตามตารางที่ 6.1 หรือเป็นไปตามรูปที่ 6.2

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University



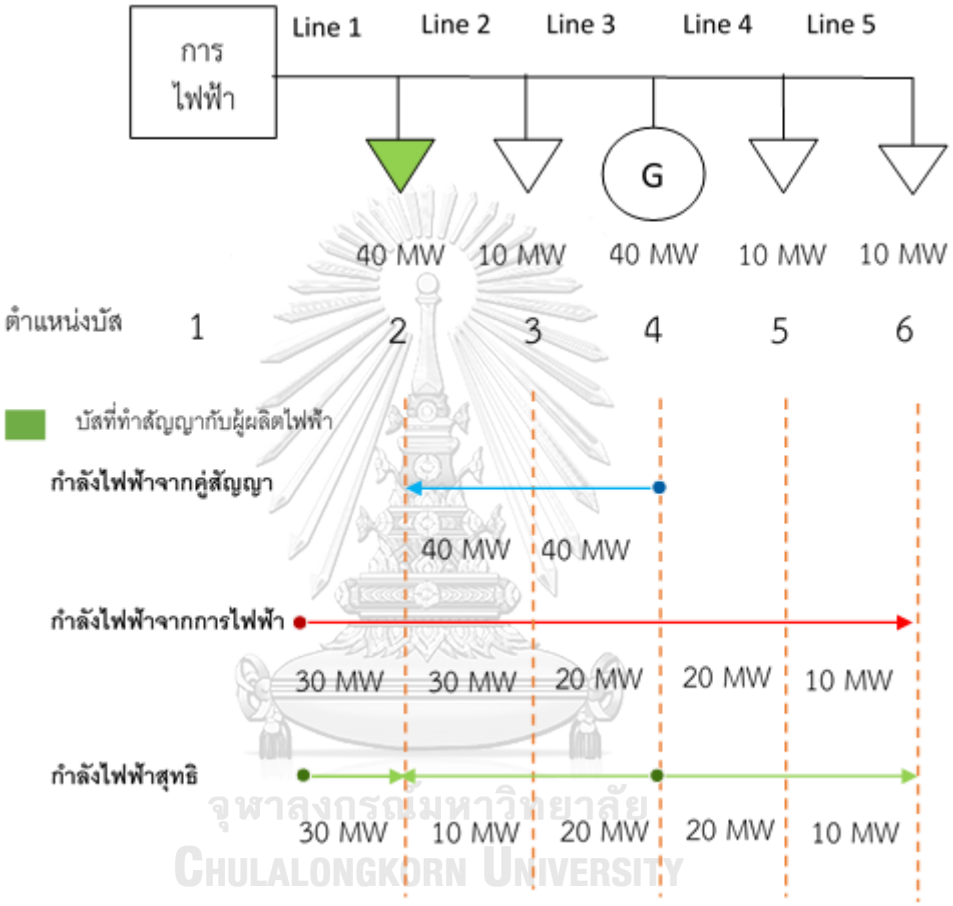
รูปที่ 6.2 กำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งเมื่อบัสที่ 4 ทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับบัสที่ 6 ด้วยขนาดกำลังไฟฟ้า 40 เมกกะวัตต์

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ 6.1 กำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งเมื่อบัสที่ 4 ทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับบัสที่ 6 ด้วยขนาดกำลังไฟฟ้า 40 เมกกะวัตต์

	กำลังไฟฟ้าจากคู่สัญญา	กำลังไฟฟ้าจากการไฟฟ้า	กำลังไฟฟ้าสุทธิ
สายส่งเส้นที่ 1	0 MW	30 MW ไปทางขวา	30 MW ไปทางขวา
สายส่งเส้นที่ 2	0 MW	20 MW ไปทางขวา	20 MW ไปทางขวา
สายส่งเส้นที่ 3	0 MW	10 MW ไปทางขวา	10 MW ไปทางขวา
สายส่งเส้นที่ 4	40 MW ไปทางขวา	0 MW	50 MW ไปทางขวา
สายส่งเส้นที่ 5	40 MW ไปทางขวา	0 MW	40 MW ไปทางขวา

สำหรับกรณีที่ผู้ผลิตไฟฟ้าบัสที่ 4 ทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ใช้ไฟฟ้าในบัสที่ 2 ซึ่งเป็นบัสที่อยู่ทางด้านหน้าของผู้ผลิตไฟฟ้า ด้วยขนาดกำลังไฟฟ้า 40 เมกกะวัตต์ ผู้ใช้ไฟฟ้าและการไฟฟ้าต้องส่งกำลังไฟฟ้าไฟผ่านสายส่งเส้นต่างๆ ด้วยขนาดกำลังฟ้าเป็นไปตามตารางที่ 6.2 หรือเป็นไปตามรูปที่ 6.3



รูปที่ 6.3 กำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งเมื่อบัสที่ 4 ทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับบัสที่ 2 ด้วยขนาดกำลังไฟฟ้า 40 เมกกะวัตต์

ตารางที่ 6.2 กำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งเมื่อบัสที่ 4 ทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับบัสที่ 2 ด้วยขนาดกำลังไฟฟ้า 40 เมกกะวัตต์

	กำลังไฟฟ้าจากคู่สัญญา	กำลังไฟฟ้าจากการไฟฟ้า	กำลังไฟฟ้าสุทธิ
สายส่งเส้นที่ 1	0 MW	30 MW ไปทางขวา	30 MW ไปทางขวา
สายส่งเส้นที่ 2	40 MW ไปทางซ้าย	30 MW ไปทางขวา	10 MW ไปทางซ้าย
สายส่งเส้นที่ 3	40 MW ไปทางซ้าย	20 MW ไปทางขวา	20 MW ไปทางซ้าย
สายส่งเส้นที่ 4	0 MW	20 MW ไปทางขวา	20 MW ไปทางขวา
สายส่งเส้นที่ 5	0 MW	10 MW ไปทางขวา	10 MW ไปทางขวา

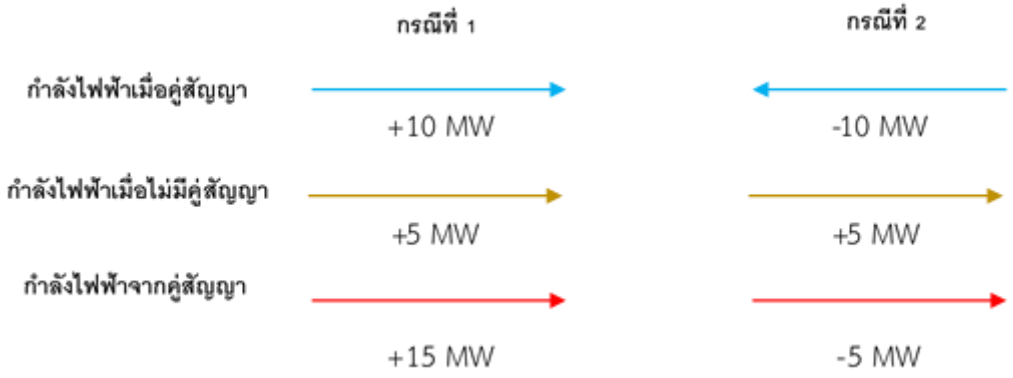
6.1.2 แนวทางการวิเคราะห์กำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งโดยแต่ละคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้า

เพื่อพิจารณาปริมาณสายส่งที่ถูกใช้โดยแต่ละคู่สัญญา วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะทำการเปรียบเทียบกำลังไฟฟ้าสุทธิในกรณีที่ระบบมีคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับกำลังไฟฟ้าสุทธิในกรณีที่ระบบไม่มีคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้า โดยทำการเปรียบเทียบ 2 รูปแบบ คือ

1) การเปรียบเทียบปริมาณการใช้สายส่งของแต่ละคู่สัญญา เปรียบเทียบจากการนำกำลังไฟฟ้าสุทธิในกรณีที่ระบบมีคู่สัญญาลบกับกำลังไฟฟ้าสุทธิในกรณีที่ระบบไม่มีคู่สัญญา โดยพิจารณาทิศทางการไหลของกำลังไฟฟ้าร่วมด้วย สำหรับกำลังไฟฟ้าที่มีทิศทางการไหลไปที่ปลายสาย (ทางขวาในกรณีนี้) จะมีเครื่องหมายเป็นบวก และสำหรับกำลังไฟฟ้าที่มีทิศทางการไหลไปที่ต้นสาย (ทางซ้ายในกรณีนี้) จะมีเครื่องหมายเป็นลบ เช่น

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

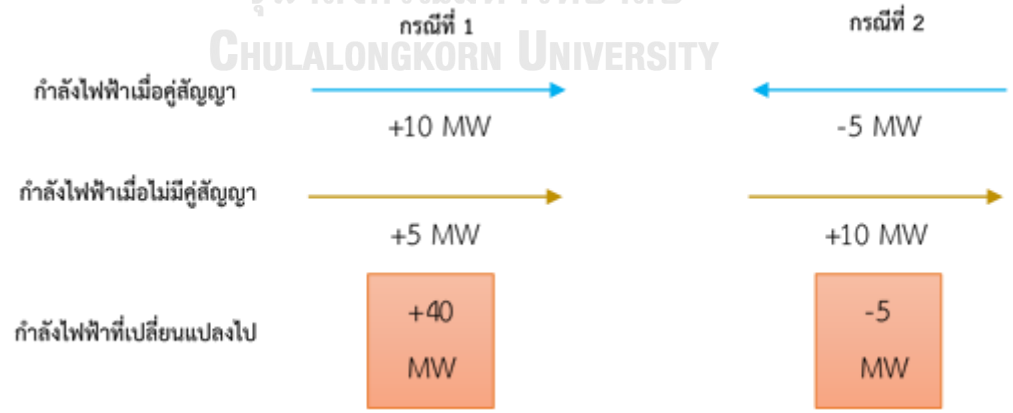
   - ในกรณีที่ระบบมีคู่สัญญาสายส่งถูกใช้ขนาด 10 เมกกะวัตต์ ไปทางขวา และในกรณีที่ไม่มีคู่สัญญาสายส่งถูกใช้ 5 เมกกะวัตต์ไปทางขวา ปริมาณการใช้สายส่งของคู่สัญญาจะเท่ากับ (+10) – (+5) = +5 เมกกะวัตต์ กล่าวคือ คู่สัญญาจะใช้สายส่งขนาด 10 เมกกะวัตต์ทิศทางไปทางขวา
   - ในกรณีที่ระบบมีคู่สัญญาสายส่งถูกใช้ขนาด 10 เมกกะวัตต์ ไปทางซ้าย และในกรณีที่ระบบไม่มีคู่สัญญาสายส่งถูกใช้ 5 เมกกะวัตต์ไปทางขวา ปริมาณการใช้สายส่งของคู่สัญญาจะเท่ากับ (-10) – (+5) = -15 กล่าวคือ คู่สัญญาจะใช้สายส่งขนาด 15 เมกกะวัตต์ไปทางซ้าย เป็นต้น



รูปที่ 6.4 ตัวอย่างการเปรียบเทียบปริมาณการใช้สายส่งของคู่สัญญา

2) การเปรียบเทียบการเปลี่ยนแปลงขนาดของกำลังไฟฟ้าในสายส่ง เปรียบเทียบขนาดของกำลังไฟฟ้าในแต่ละสายส่งไฟฟ้า โดยไม่พิจารณาทิศทางการไหลของกำลังไฟฟ้า เช่น
   - ในกรณีที่ระบบมีคู่สัญญาสายส่งถูกใช้ขนาด 10 เมกกะวัตต์ ไปทางขวา และในกรณีที่ไม่มีคู่สัญญาสายส่งถูกใช้ 5 เมกกะวัตต์ไปทางขวา ปริมาณการใช้สายส่งที่เปลี่ยนแปลงจากคู่สัญญาจะเท่ากับ 10 – 5 = 5 เมกกะวัตต์ กล่าวคือ คู่สัญญาจะทำให้สายส่งถูกใช้เพิ่มมากขึ้น 5 เมกกะวัตต์
   - ในกรณีที่ระบบมีคู่สัญญาสายส่งถูกใช้ขนาด 5 เมกกะวัตต์ ไปทางซ้าย และในกรณีที่ระบบไม่มีคู่สัญญาสายส่งถูกใช้ 10 เมกกะวัตต์ไปทางขวา ปริมาณการใช้สายส่งที่เปลี่ยนแปลงจากคู่สัญญาจะเท่ากับ 5 – 10 = -5 กล่าวคือ คู่สัญญาจะทำให้สายส่งถูกใช้ลดลง 10 เมกกะวัตต์ เป็นต้น

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

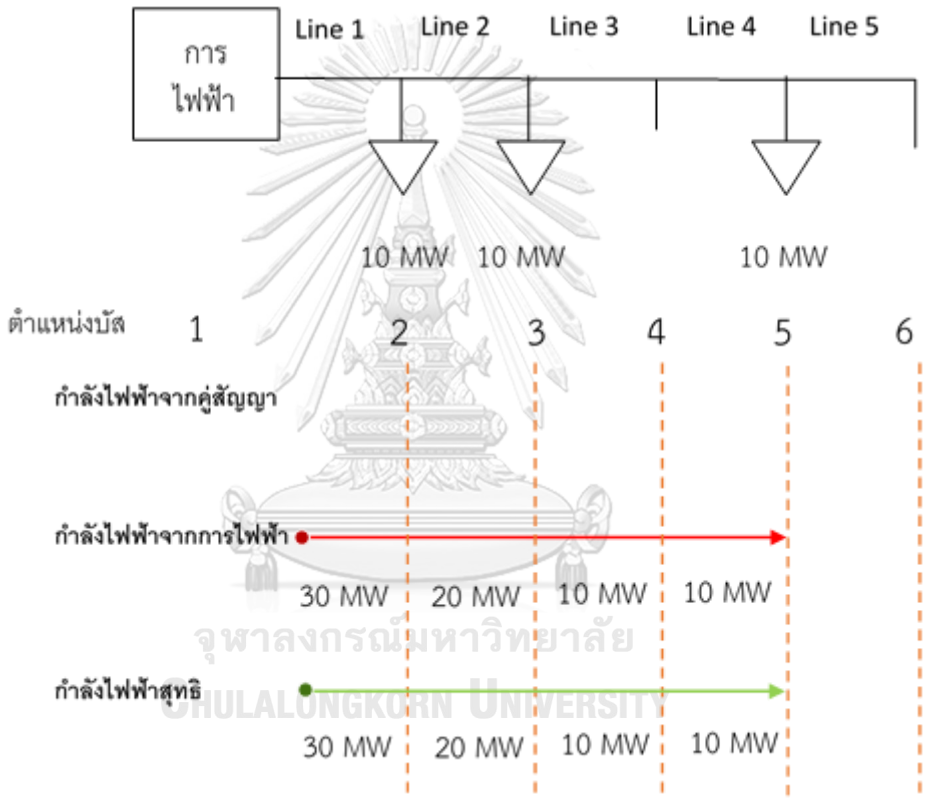


รูปที่ 6.5 ตัวอย่างการเปรียบเทียบการเปลี่ยนแปลงขนาดของกำลังไฟฟ้าในสายส่ง

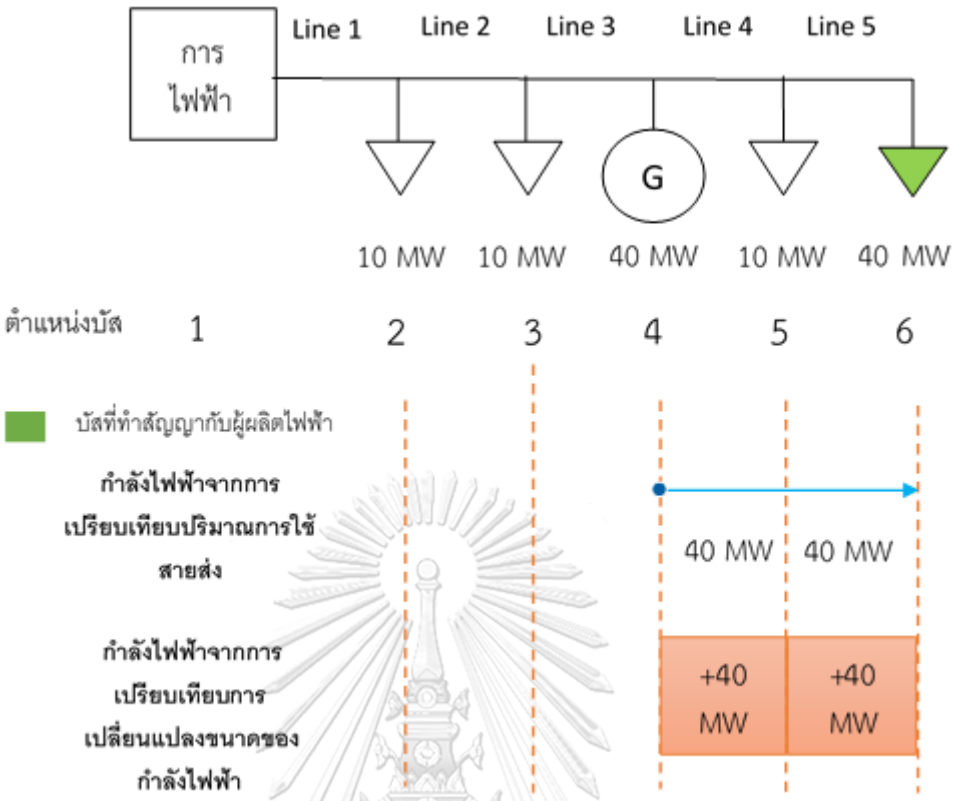
สำหรับกรณีที่ผู้ผลิตไฟฟ้าบัสที่ 4 ทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ใช้ไฟฟ้าในบัสที่ 6 จะทำการเปรียบเทียบกับกรณีที่ระบบถอดผู้ผลิตไฟฟ้าในบัสที่ 4 และผู้ใช้ไฟฟ้าในบัสที่ 6 ออก (รูปที่ 6.2

เปรียบเทียบกับ 6.6) โดยเมื่อนำกำลังไฟฟ้าสุทธิในกรณีที่มีคู่สัญญาลบกับกำลังไฟฟ้าสุทธิในกรณีที่ไม่มีคู่สัญญาจะได้กำลังไฟฟ้าตามปริมาณการใช้สายส่งจากคู่สัญญาและตามการเปลี่ยนแปลงขนาดของกำลังไฟฟ้าเป็นไปตามรูปที่ 6.7

สำหรับกรณีที่ผู้ผลิตไฟฟ้าบัสที่ 4 ทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ใช้ไฟฟ้าในบัสที่ 2 จะทำการเปรียบเทียบกับกรณีที่ระบบถอดผู้ผลิตไฟฟ้าในบัสที่ 4 และผู้ใช้ไฟฟ้าในบัสที่ 2 ออก (รูปที่ 6.3 เปรียบเทียบกับ 6.6) โดยเมื่อนำกำลังไฟฟ้าสุทธิในกรณีที่มีคู่สัญญาลบกับกำลังไฟฟ้าสุทธิในกรณีที่ไม่มีคู่สัญญาจะได้กำลังไฟฟ้าจากคู่สัญญาเป็นไปตามรูปที่ 6.8

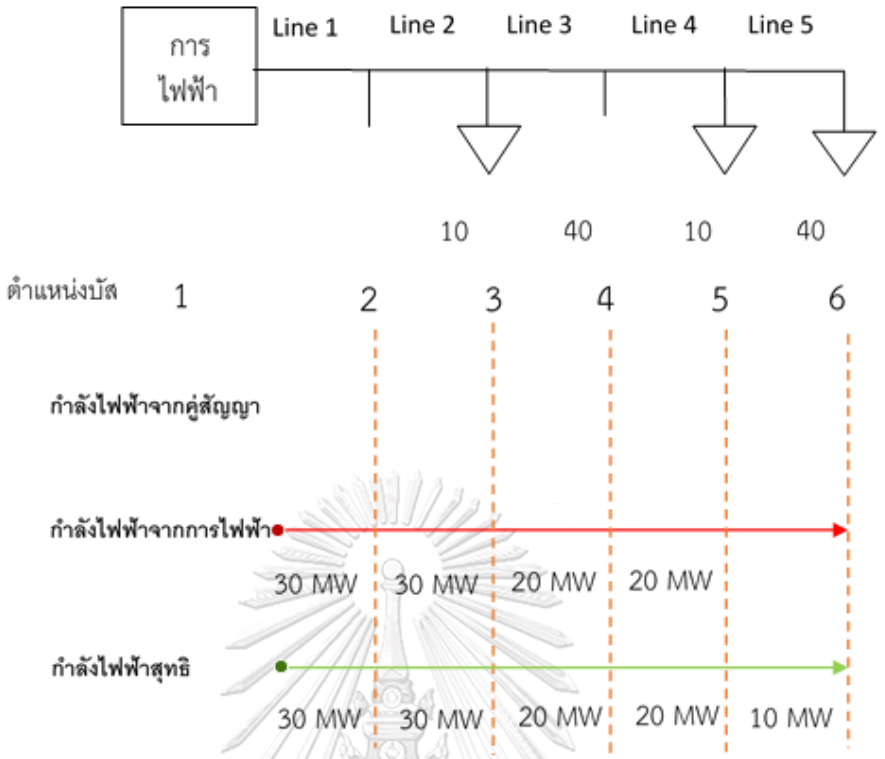


รูปที่ 6.6 กำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งเมื่อไม่ผู้ผลิตไฟฟ้าบัสที่ 4 และผู้ใช้ไฟฟ้าบัสที่ 6

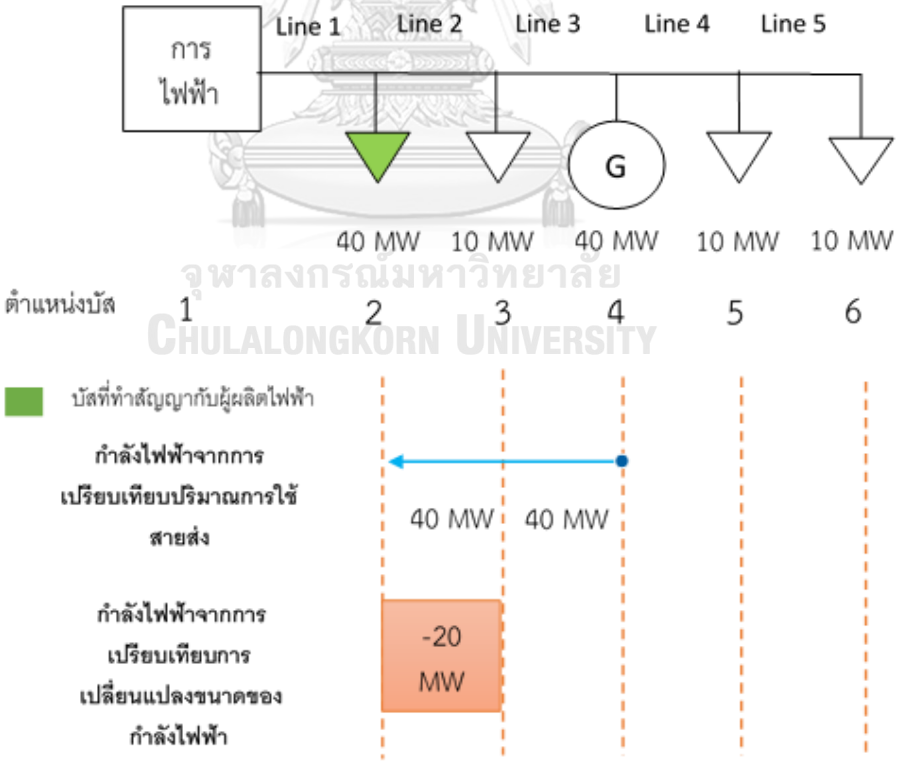


รูปที่ 6.7กำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งเมื่อผู้ผลิตไฟฟ้าบัสที่ 4 และผู้ใช้ไฟฟ้าบัสที่ 6 จากการเปรียบเทียบกรณีที่มีคู่สัญญา และ ไม่มีคู่สัญญา

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY



รูปที่ 6.8 กำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งเมื่อไม่มีผู้ผลิตไฟฟ้าบัสที่ 4 และผู้ใช้ไฟฟ้าบัสที่ 2



รูปที่ 6.9 กำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งเมื่อผู้ผลิตไฟฟ้าบัสที่ 4 และผู้ใช้ไฟฟ้าบัสที่ 2 จากการเปรียบเทียบกรณีที่มีคู่สัญญา และ ไม่มีคู่สัญญา

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

6.1.3 การเปรียบการใช้สายส่งไฟฟ้าโดยคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้า

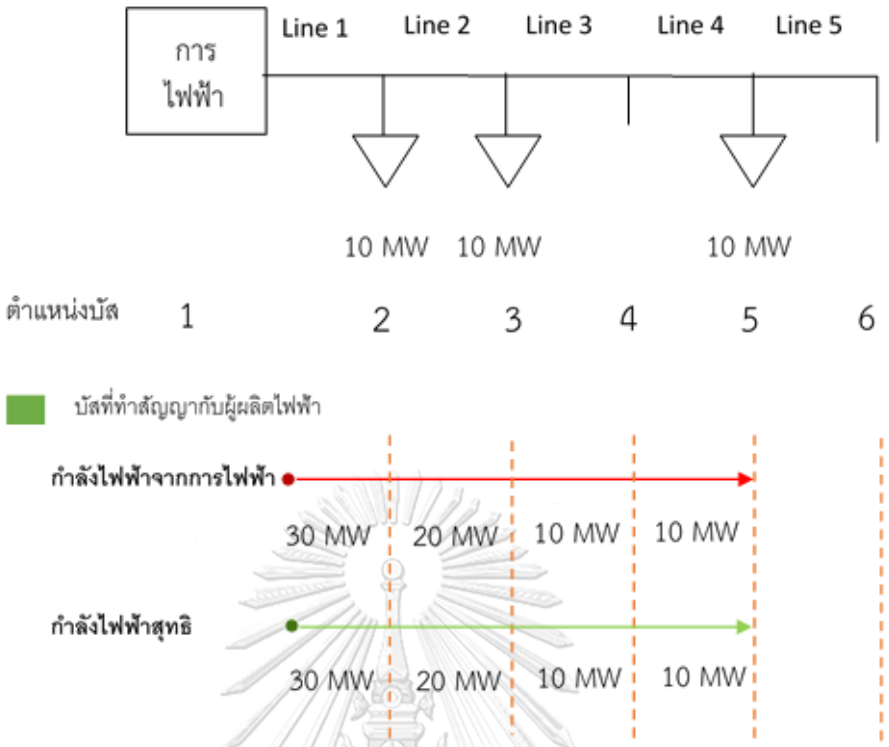
การเปรียบเทียบปริมาณการใช้สายส่งและการเปรียบเทียบการเปลี่ยนแปลงขนาดของกำลังไฟฟ้าในสายส่งเนื่องจากคู่สัญญา เมื่อมีการทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ารูปแบบต่างๆ สามารถทำการเปรียบเทียบโดยให้ผู้ผลิตไฟฟ้าเชื่อมต่อในบัสที่ 4 และทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับคู่สัญญาที่บัสที่ 1 และ บัสที่ 6 ด้วยกำลังไฟฟ้าตามสัญญาขนาดต่างๆ กำหนดให้ผู้ใช้ไฟฟ้าที่ไม่ได้ทำสัญญากับผู้ผลิตฟ้ามีขนาด 10 เมกกะวัตต์ โดยสามารถแบ่งกรณีการพิจารณาเป็น 8 กรณี ดังตารางที่ 6.3

ตารางที่ 6.3 กรณีสำหรับการเปรียบเทียบปริมาณการใช้สายส่งและการแปลงแปลงของกำลังไฟฟ้าในสายส่งไฟฟ้า

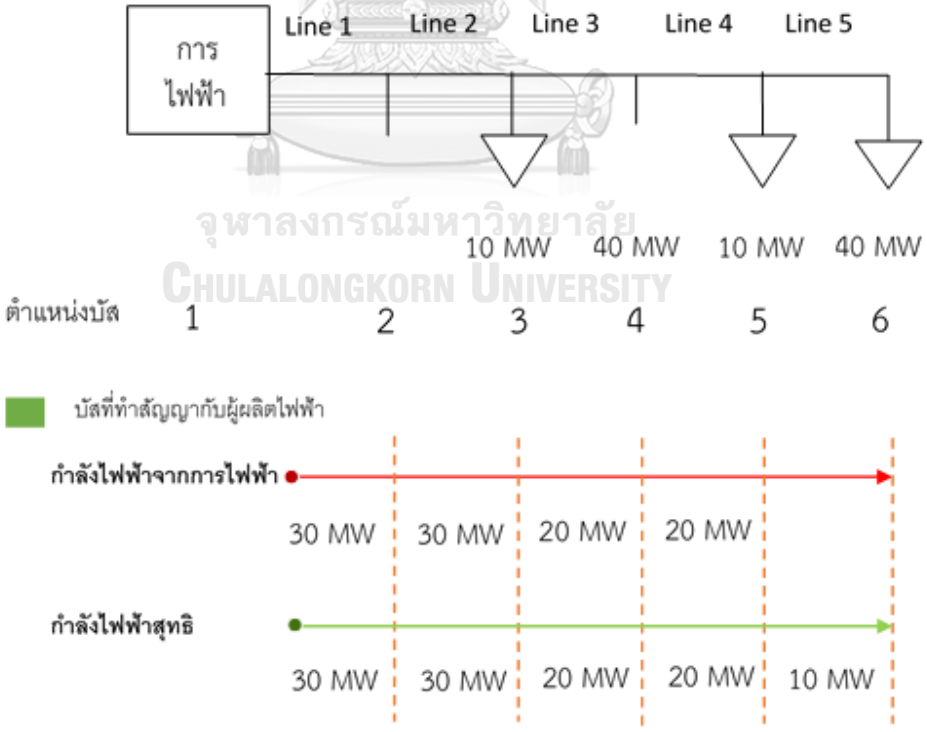
กรณี	บัสผู้ผลิตไฟฟ้า	บัสที่ทำสัญญากับผู้ผลิตไฟฟ้า	กำลังไฟฟ้าที่ทำสัญญา (MW)	ขนาดโหลดของบัสที่ไม่ทำสัญญา (MW)	ขนาดโหลดรวมที่ไม่ทำสัญญา (MW)	ขนาดโหลดรวมทั้งระบบ (MW)
1	4	6	10	10	30	40
2			20	10		50
3			40	10		70
4		2	10	10		40
5			20	10		50
6			40	10		70
7			60	10		90
8			70	10		100

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

สำหรับกรณีที่ 1 ถึงกรณีที่ 3 ผู้ผลิตไฟฟ้าทำสัญญากับผู้ใช้ไฟฟ้าบัสที่ 6 ดังนั้นการเปรียบเทียบกำลังไฟฟ้าสุทธิเมื่อมีคู่สัญญาของแต่ละกรณีจะทำการเปรียบเทียบกับกำลังไฟฟ้าสุทธิของระบบเมื่อไม่มีคู่สัญญาลักษณะเดียวกันดังรูปที่ 6.10 เช่นเดียวกับกรณีที่ 4 ถึงกรณีที่ 8 ซึ่งทำสัญญากับผู้ใช้ไฟฟ้าบัสที่ 2 การเปรียบเทียบกำลังไฟฟ้าสุทธิเมื่อมีคู่สัญญาของแต่ละกรณีจะทำการเปรียบเทียบกับกำลังไฟฟ้าสุทธิของระบบเมื่อไม่มีคู่สัญญาลักษณะเดียวกัน ดังรูปที่ 6.11 โดยผลการเปรียบเทียบปริมาณการใช้สายส่งและการเปลี่ยนแปลงขนาดของกำลังไฟฟ้าสำหรับกรณีต่างๆ สามารถแสดงได้ ดังนี้



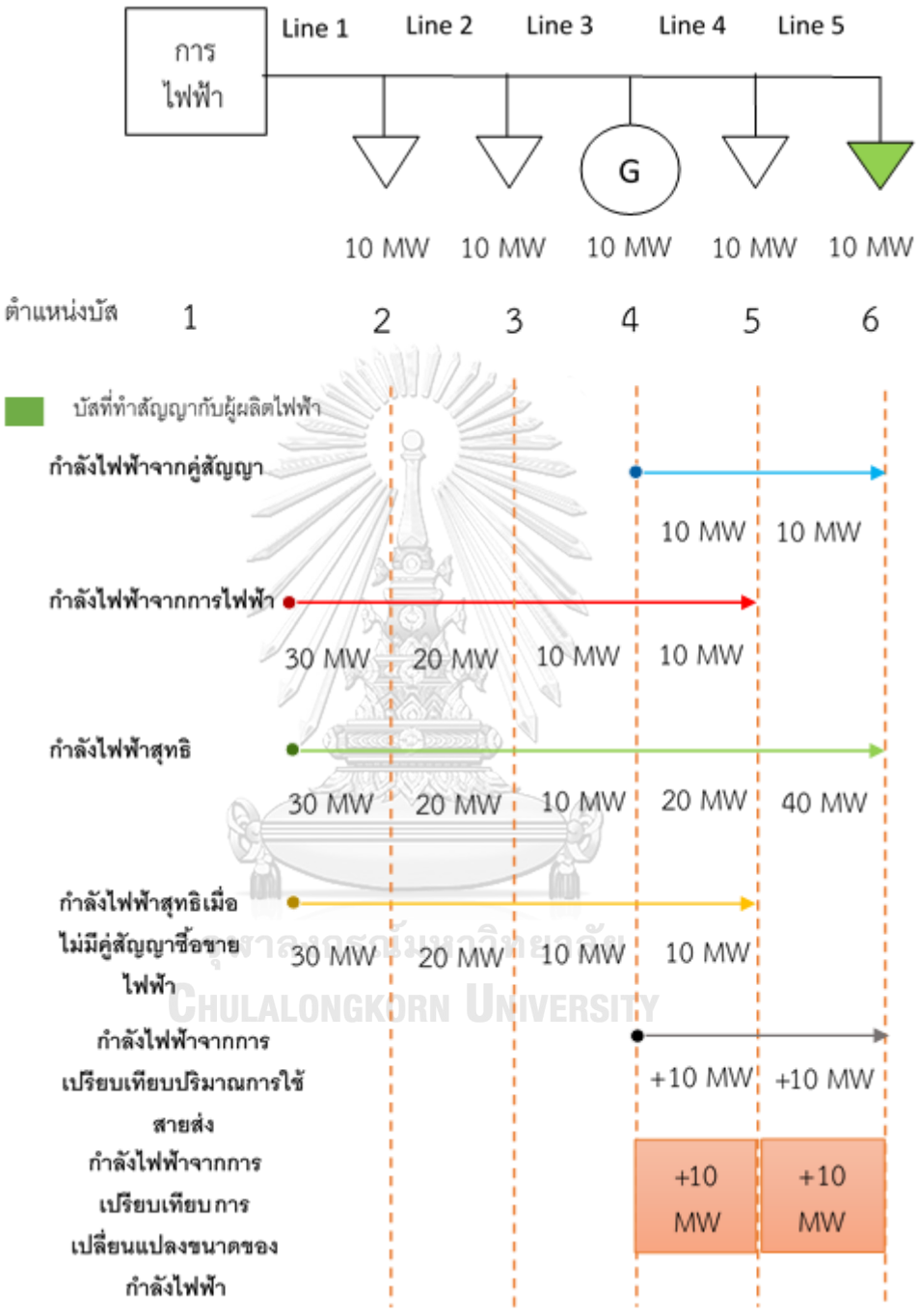
รูปที่ 6.10 ระบบเมื่อไม่มีคู่สัญญาไฟฟ้าที่บัสที่ 4 และบัสที่ 6
สำหรับทำการเปรียบเทียบกรณีที่ 1 ถึง 3



จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

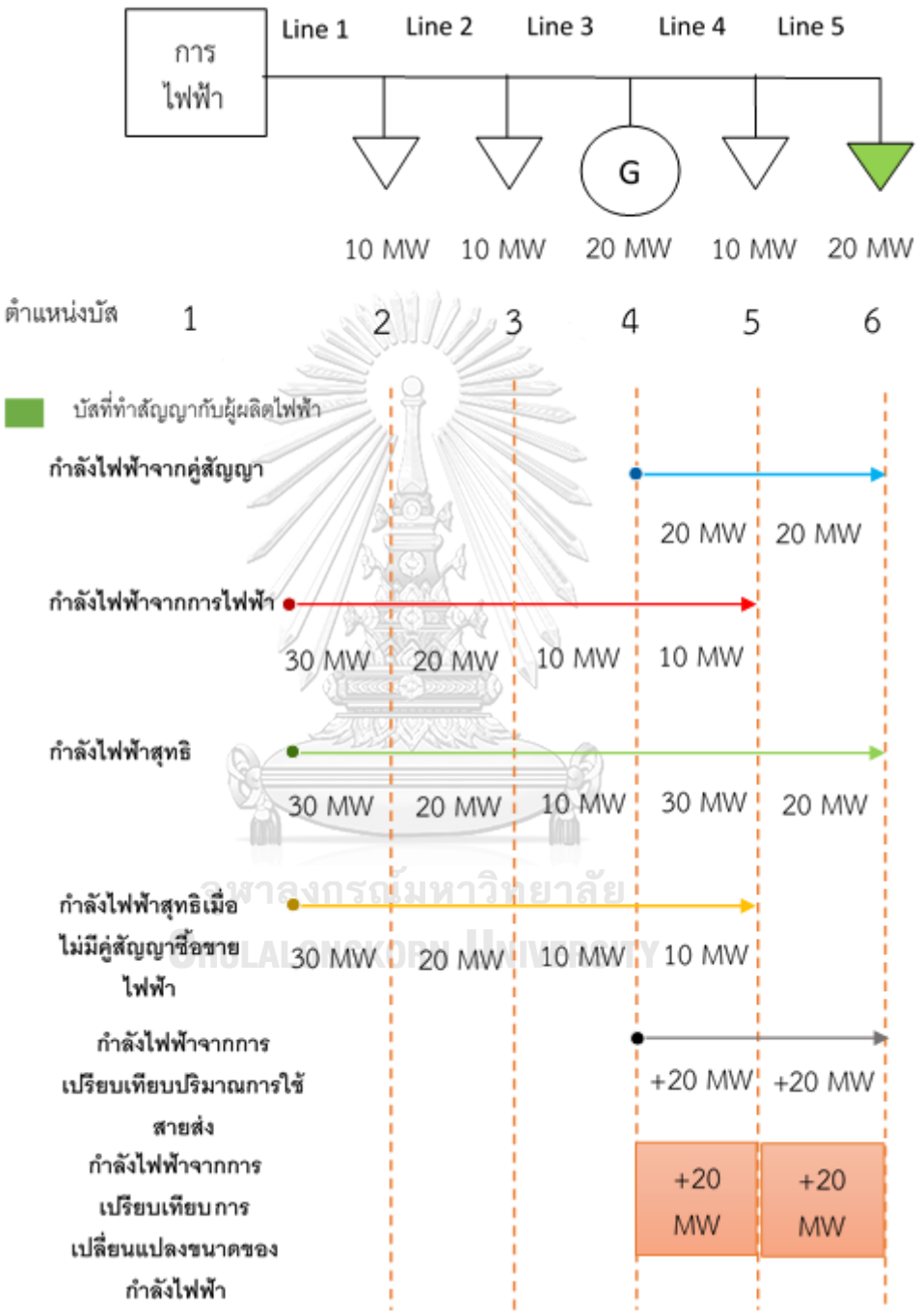
รูปที่ 6.11 ระบบเมื่อไม่มีคู่สัญญาไฟฟ้าที่บัสที่ 4 และบัสที่ 2
สำหรับทำการเปรียบเทียบกรณีที่ 4 ถึง 8

กรณีที่ 1 ผู้ผลิตไฟฟ้าบัสที่ 4 ทำสัญญากับผู้ใช้ไฟฟ้าบัสที่ 6 ด้วยขนาดกำลังตามสัญญา 10 MW



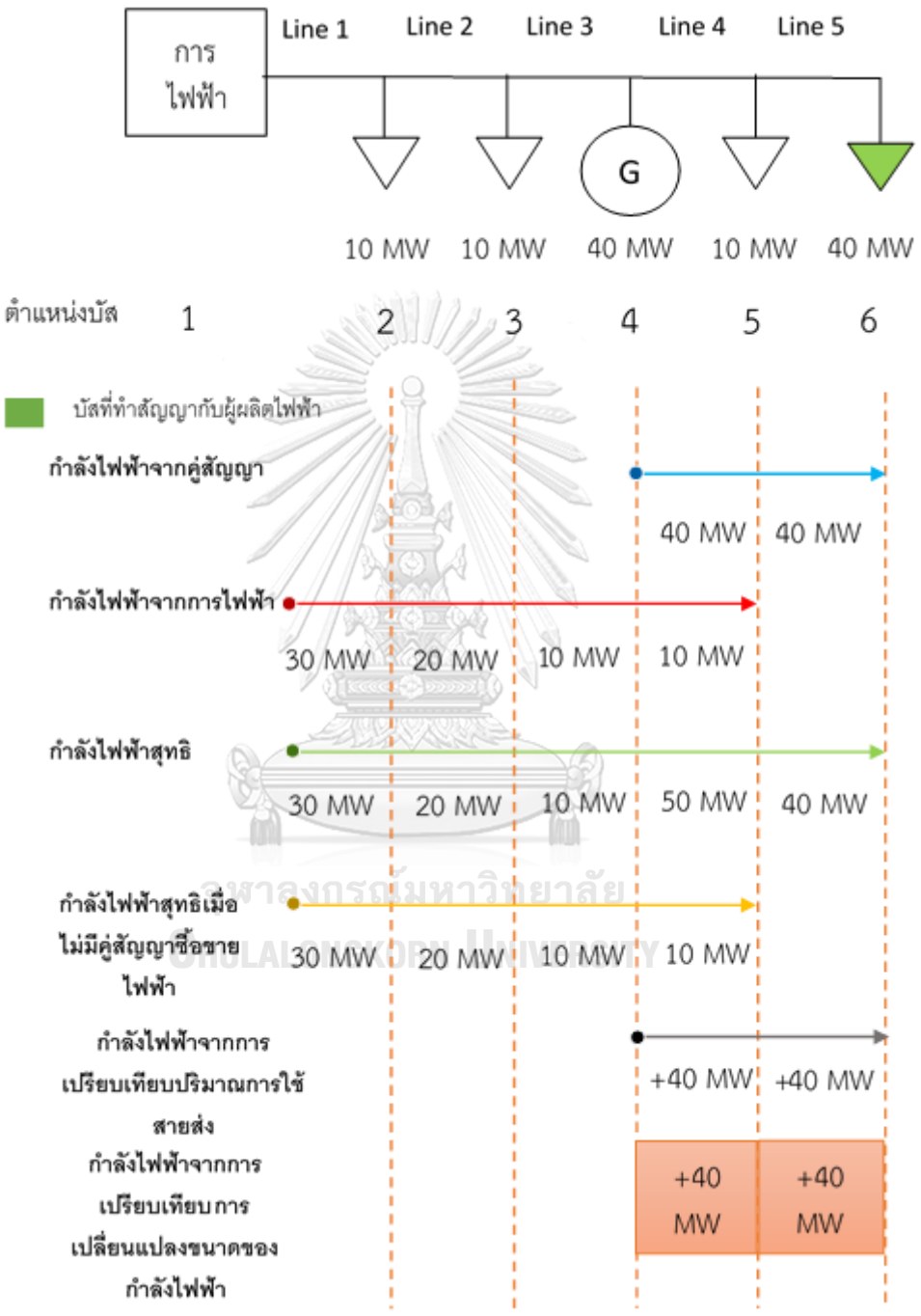
รูปที่ 6.12 การเปรียบเทียบปริมาณการใช้สายส่งและการเปลี่ยนแปลงขนาดของกำลังไฟฟ้ากรณีที่ 1: ผู้ผลิตไฟฟ้าบัสที่ 4 ทำสัญญากับผู้ใช้ไฟฟ้าบัสที่ 6 ด้วยขนาดกำลังตามสัญญา 10 MW

กรณีที่ 2 ผู้ผลิตไฟฟ้าบัสที่ 4 ทำสัญญากับผู้ใช้ไฟฟ้าบัสที่ 6 ด้วยขนาดกำลังตามสัญญา 20 MW



รูปที่ 6.13 การเปรียบเทียบปริมาณการใช้สายส่งและการเปลี่ยนแปลงขนาดของกำลังไฟฟ้ากรณีที่ 2: ผู้ผลิตไฟฟ้าบัสที่ 4 ทำสัญญากับผู้ใช้ไฟฟ้าบัสที่ 6 ด้วยขนาดกำลังตามสัญญา 20 MW

กรณีที่ 3 ผู้ผลิตไฟฟ้าบัสที่ 4 ทำสัญญากับผู้ใช้ไฟฟ้าบัสที่ 6 ด้วยขนาดกำลังตามสัญญา 40 MW



รูปที่ 6.14 การเปรียบเทียบปริมาณการใช้สายส่งและการเปลี่ยนแปลงขนาดของกำลังไฟฟ้ากรณีที่ 3: ผลิตไฟฟ้าบัสที่ 4 ทำสัญญากับผู้ใช้ไฟฟ้าบัสที่ 6 ด้วยขนาดกำลังตามสัญญา 40 MW

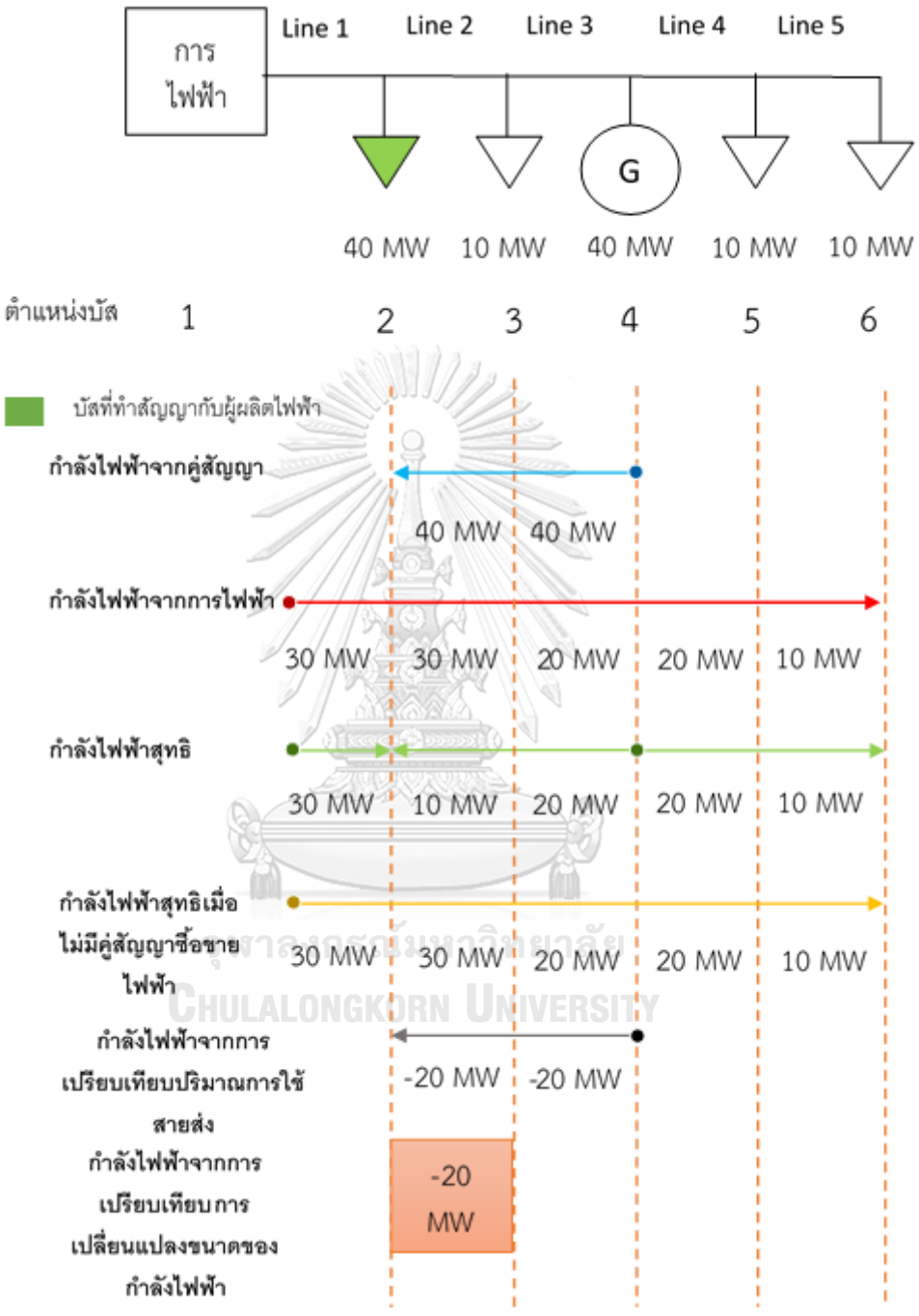
กรณีที่ 4 ผู้ผลิตไฟฟ้าบัสที่ 4 ทำสัญญากับผู้ใช้ไฟฟ้าบัสที่ 2 ด้วยขนาดกำลังตามสัญญา 10 MW

รูปที่ 6.15 การเปรียบเทียบปริมาณการใช้สายส่งและการเปลี่ยนแปลงขนาดของกำลังไฟฟ้ากรณีที่ 4: ผู้ผลิตไฟฟ้าบัสที่ 4 ทำสัญญากับผู้ใช้ไฟฟ้าบัสที่ 2 ด้วยขนาดกำลังตามสัญญา 10 MW

กรณีที่ 5 ผู้ผลิตไฟฟ้าบัสที่ 4 ทำสัญญากับผู้ใช้ไฟฟ้าบัสที่ 2 ด้วยขนาดกำลังตามสัญญา 20 MW

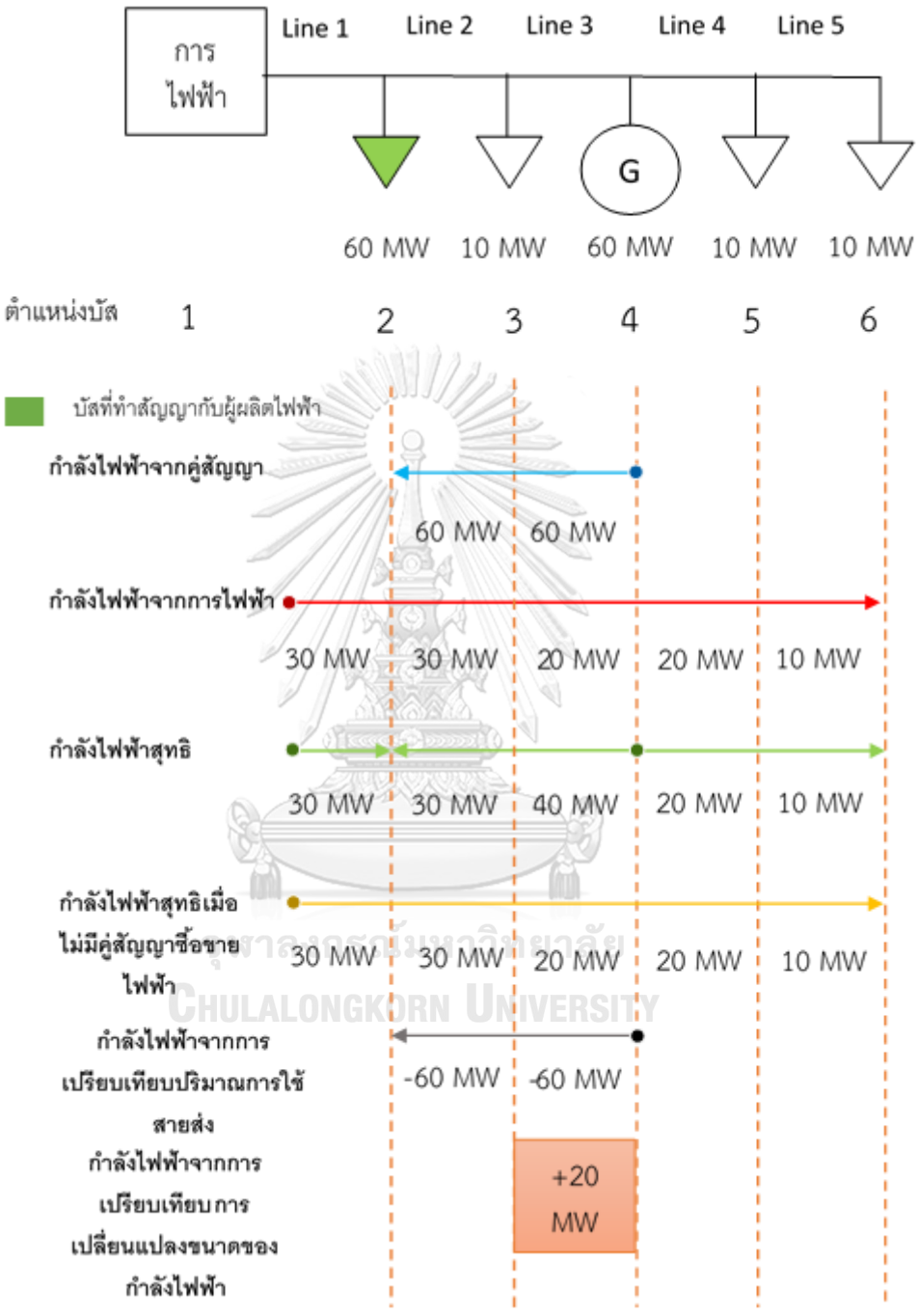
รูปที่ 6.16 การเปรียบเทียบปริมาณการใช้สายส่งและการเปลี่ยนแปลงขนาดของกำลังไฟฟ้ากรณีที่ 5: ผู้ผลิตไฟฟ้าบัสที่ 4 ทำสัญญากับผู้ใช้ไฟฟ้าบัสที่ 2 ด้วยขนาดกำลังตามสัญญา 20 MW

กรณีที่ 6 ผู้ผลิตไฟฟ้าบัสที่ 4 ทำสัญญากับผู้ใช้ไฟฟ้าบัสที่ 2 ด้วยขนาดกำลังตามสัญญา 40 MW



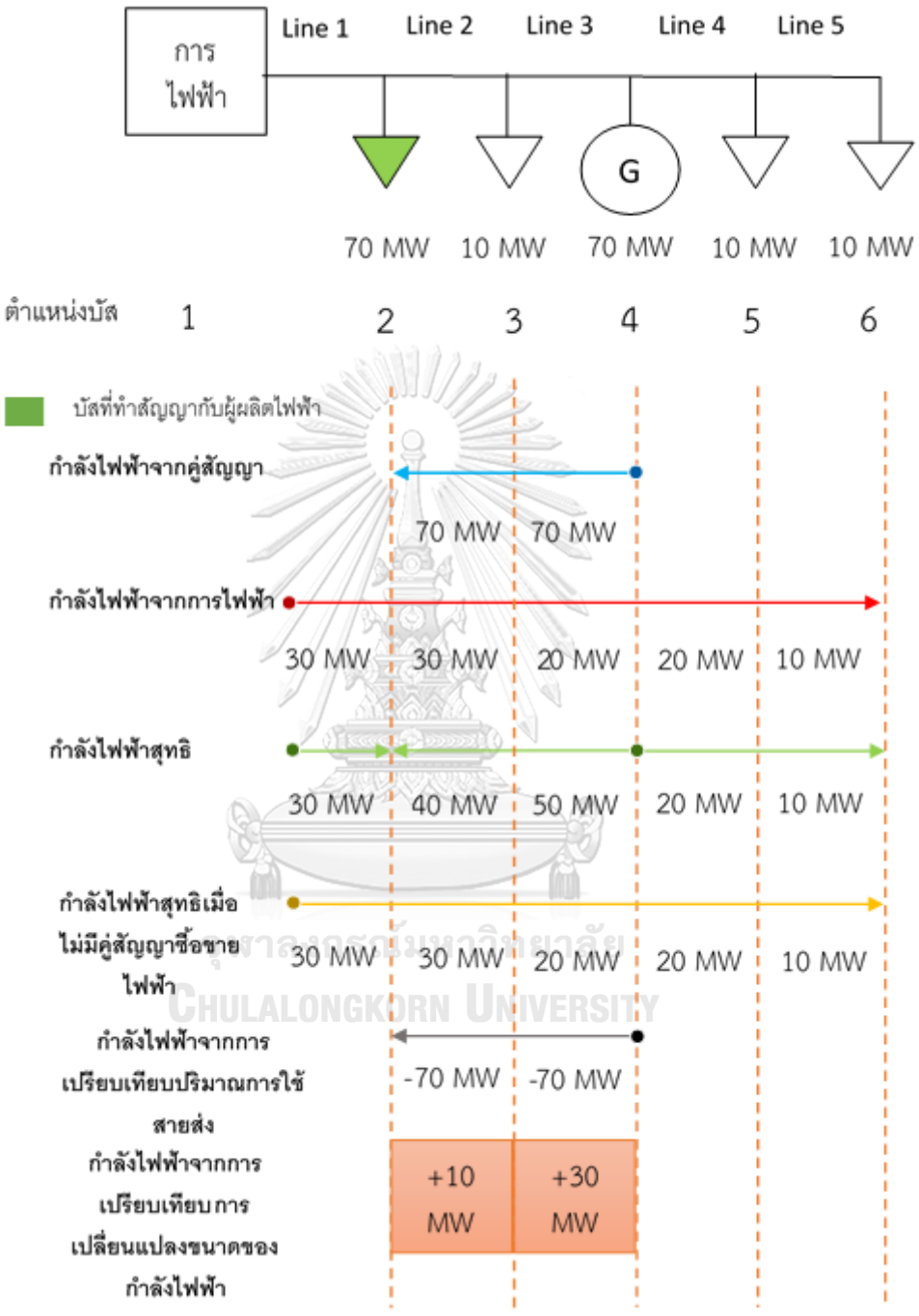
รูปที่ 6.17 การเปรียบเทียบปริมาณการใช้สายส่งและการเปลี่ยนแปลงขนาดของกำลังไฟฟ้ากรณีที่ 6: ผู้ผลิตไฟฟ้าบัสที่ 4 ทำสัญญากับผู้ใช้ไฟฟ้าบัสที่ 2 ด้วยขนาดกำลังตามสัญญา 40 MW

กรณีที่ 7 ผู้ผลิตไฟฟ้าบัสที่ 4 ทำสัญญากับผู้ใช้ไฟฟ้าบัสที่ 2 ด้วยขนาดกำลังตามสัญญา 60 MW



รูปที่ 6.18 การเปรียบเทียบปริมาณการใช้สายส่งและการเปลี่ยนแปลงขนาดของกำลังไฟฟ้ากรณีที่ 7: ผู้ผลิตไฟฟ้าบัสที่ 4 ทำสัญญากับผู้ใช้ไฟฟ้าบัสที่ 2 ด้วยขนาดกำลังตามสัญญา 60 MW

กรณีที่ 8 ผู้ผลิตไฟฟ้าบัสที่ 4 ทำสัญญากับผู้ใช้ไฟฟ้าบัสที่ 2 ด้วยขนาดกำลังตามสัญญา 70 MW



รูปที่ 6.19 การเปรียบเทียบปริมาณการใช้สายส่งและการเปลี่ยนแปลงขนาดของกำลังไฟฟ้ากรณีที่ 8: ผู้ผลิตไฟฟ้าบัสที่ 4 ทำสัญญากับผู้ใช้ไฟฟ้าบัสที่ 2 ด้วยขนาดกำลังตามสัญญา 70 MW

6.1.4 สรุปการวิเคราะห์ปริมาณการใช้สายส่งไฟฟ้าของคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้า

จากการเปรียบเทียบปริมาณการใช้สายส่งและการเปลี่ยนแปลงขนาดของกำลังไฟฟ้าในกรณีต่างๆ สามารถสรุปการใช้สายส่งไฟฟ้าโดยแต่ละคู่สัญญาสำหรับกรณีระบบมีคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้ารายเดียวได้ ดังนี้

1) กำลังไฟฟ้าสุทธิที่ได้จากการวิเคราะห์กำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งกรณีต่างๆ เทียบเท่ากับการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า (Power Flow Calculation) เมื่อไม่พิจารณากำลังสูญเสีย ทำให้สามารถเขียนสมการการคำนวณกำลังไฟฟ้าจากการเปรียบเทียบ ได้ดังนี้

1.1) กำลังไฟฟ้าจากการเปรียบเทียบปริมาณการใช้สายส่ง

$$\Delta MW_{us,j,i} = P_{sys,j} - P_{NC,i,j} \tag{6.1}$$

$\Delta MW_{\mathrm{us},j,i}$ คือ กำลังไฟฟ้าจากการเปรียบเทียบปริมาณการใช้สายส่งที่ j ที่ถูกใช้โดยคู่สัญญาที่ i [เมกกะวัตต์]

$P_{sys,j}$ คือ กำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งที่ j เมื่อมีคู่สัญญา [เมกกะวัตต์]

$P_{NC,i,j}$ คือ กำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งที่ j เมื่อเมื่อมีคู่สัญญาที่ i ในระบบโครงข่ายไฟฟ้า [เมกกะวัตต์]

1.2) กำลังไฟฟ้าจากการเปรียบเทียบการเปลี่ยนแปลง

$$\Delta MW_{ch,j,i} = \left|P_{sys,j}\right| - \left|P_{NC,i,j}\right| \tag{6.2}$$

$\Delta MW_{\mathrm{ch},j,i}$ คือ กำลังไฟฟ้าจากการเปรียบเทียบการเปลี่ยนแปลงในสายส่งที่ j จากคู่สัญญาที่ i [เมกกะวัตต์]

$P_{sys,j}$ คือ กำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งที่ j เมื่อมีคู่สัญญา [เมกกะวัตต์]

$P_{NC,i,j}$ คือ กำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งที่ j เมื่อเมื่อมีคู่สัญญาที่ i ในระบบโครงข่ายไฟฟ้า [เมกกะวัตต์]

2) กรณีผู้ผลิตไฟฟ้าทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับบัสที่อยู่ทางด้านหลังของบัสที่ผู้ผลิตไฟฟ้าเชื่อมต่ออยู่ (ทางขวาในกรณีนี้) กำลังไฟฟ้าจากการเปรียบเทียบปริมาณการใช้สายส่งไฟฟ้า และกำลังไฟฟ้าจากการเปรียบเทียบการเปลี่ยนแปลงของสองสายส่งไฟฟ้าที่อยู่

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ระหว่างคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้าจะมีค่ามากกว่าศูนย์ มีขนาดเท่ากัน และมีค่าเท่ากับกำลังไฟฟ้าตามสัญญา

3) กรณีผู้ผลิตไฟฟ้าทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับบัสที่อยู่ทางด้านหน้าของบัสที่ผู้ผลิตไฟฟ้าเชื่อมต่ออยู่ (ทางซ้ายในกรณีนี้) กำลังไฟฟ้าจากการเปรียบเทียบปริมาณการใช้สายส่งจะมีค่าน้อยกว่าศูนย์ และมีขนาดเท่ากับกำลังไฟฟ้าตามสัญญา

4) กรณีผู้ผลิตไฟฟ้าทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับบัสที่อยู่ทางด้านหน้าของบัสที่ผู้ผลิตไฟฟ้าเชื่อมต่ออยู่ (ทางซ้ายในกรณีนี้) กำลังไฟฟ้าจากการเปรียบเทียบการเปลี่ยนแปลงขนาดของกำลังไฟฟ้าของสายส่งที่อยู่ระหว่างคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้า จะมีลักษณะดังนี้

   4.1) มีค่ามากกว่าศูนย์ หรือ มีปริมาณการใช้งานเพิ่มมากขึ้น เมื่อ กำลังผลิตตามสัญญามีค่ามากกว่ากำลังไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมดที่อยู่ด้านหลังสายส่งเส้นนั้นและซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้า เช่น สำหรับกรณีที่ 8 (รูปที่ 6.19) สายส่งเส้นที่ 2 มีผู้ใช้ไฟฟ้าที่อยู่ด้านหลังและซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าทั้งหมด 30 เมกกะวัตต์ ได้แก่บัสที่ 3 บัสที่ 5 และบัสที่ 6 ซึ่งสองเท่าของโหลดเหล่านี้มีค่าน้อยกว่ากำลังตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (70 เมกกะวัตต์) สายส่งเส้นที่ 2 นี้จึงมีการใช้สายส่งเพิ่มมากขึ้น (+10 เมกกะวัตต์)

   4.2) มีค่าเท่ากับศูนย์ หรือ มีปริมาณการใช้งานไม่เปลี่ยนแปลง เมื่อ กำลังผลิตตามสัญญามีค่าเท่ากับกำลังไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมดที่อยู่ด้านหลังสายส่งเส้นนั้นและซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้า เช่น สำหรับกรณีที่ 7 (รูปที่ 6.18) สายส่งเส้นที่ 2 มีผู้ใช้ไฟฟ้าที่อยู่ด้านหลังและซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าทั้งหมด 30 เมกกะวัตต์ ได้แก่บัสที่ 3 บัสที่ 5 และบัสที่ 6 ซึ่งสองเท่าของโหลดเหล่านี้มีค่าเท่ากับกำลังตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (60 เมกกะวัตต์) สายส่งเส้นที่ 2 นี้จึงไม่มีการเปลี่ยนแปลงการใช้สายส่ง

   4.3) มีค่าน้อยกว่าศูนย์ หรือ มีปริมาณการใช้งานลดลง เมื่อ กำลังผลิตตามสัญญามีค่าเท่าน้อยกว่ากำลังไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมดที่อยู่ด้านหลังสายส่งเส้นนั้นและซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้า เช่น สำหรับกรณีที่ 6 (รูปที่ 6.17) สายส่งเส้นที่ 2 มีผู้ใช้ไฟฟ้าที่อยู่ด้านหลังและซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าทั้งหมด 30 เมกกะวัตต์ ได้แก่บัสที่ 3 บัสที่ 5 และบัสที่ 6 ซึ่งสองเท่าของโหลดเหล่านี้มีค่ามากกว่ากำลังตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (40 เมกกะวัตต์) สายส่งเส้นที่ 2 นี้จึงมีการใช้สายส่งลดลง (-20 เมกกะวัตต์)

   4.4) ลักษณะการเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้าจากการเปรียบเทียบการเปลี่ยนแปลงของสายส่งไฟฟ้าที่อยู่ระหว่างคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้า สามารถพิสูจน์ทางคณิตศาสตร์ได้ จาก

การพิจารณากรณีที่ผู้ผลิตไฟฟ้าจ่ายกำลังไฟฟ้าให้ผู้ใช้ไฟฟ้าที่อยู่บัสทางด้านหน้า โดยเริ่มจากการคำนวณกำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งที่ *j* จากสมการ

$$P_{sys,j} = P_{Lline,i,j} - P_{contract,i} \tag{6.3}$$

$P_{sys,j}$ คือ กำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งที่ *j* เมื่อมีคู่สัญญา [เมกกะวัตต์]

$P_{Lline,j}$ คือ กำลังไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมดที่อยู่ด้านหลังสายส่ง *j* และซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้า *j* [เมกกะวัตต์]

$P_{contract,i}$ คือ กำลังไฟฟ้าตามสัญญาของคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้าที่ i [เมกกะวัตต์]

จากนั้นคำนวณกำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งที่ *j* เมื่อไม่มีคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้าที่ *i*

$$P_{NC,i,j} = P_{Lline,i,j} \tag{6.4}$$

$P_{NC,i,j}$ คือ กำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งที่ *j* เมื่อเมื่อมีคู่สัญญาที่ *i* ในระบบ [เมกกะวัตต์]

สายส่งที่ *j* จะถูกใช้งานโดยคู่สัญญาที่ *i* เพิ่มขึ้น เมื่อกำลังไฟฟ้าจากการเปรียบเทียบการเปลี่ยนแปลงมีค่ามากกว่าศูนย์

$$\Delta MW_{ch,j,i} = \left|P_{sys,j}\right| - \left|P_{NC,i,j}\right| > 0 \tag{6.5}$$

ทำการแก้อสมการ (4.5) จะได้

$$\left|P_{NM,j}\right| > \left|P_{NC,i,j}\right| \tag{6.6}$$

$$P_{Lline,i,j} - P_{contract,i} > P_{Lline,i,j} \tag{6.7}$$

$$P_{contract,i} < 0 \tag{6.8}$$

หรือ

$$P_{Lline,i,j} - P_{contract,i} < -P_{Lline,i,j} \tag{6.9}$$

$$P_{contract,i} > 2P_{Lline,i,j} \tag{6.10}$$

จะพบว่าสายส่งถูกใช้เมื่อ $P_{Lline,i,j} - P_{contract,i} < -P_{Lline,i,j}$ หรือ $P_{contract,i} > 2P_{Lline,i,j}$ กล่าวคือ สายส่ง *j* จะถูกใช้เพิ่มขึ้นเมื่อกำลังตามสัญญา

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

มากกว่ากำลังไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมดที่อยู่ด้านหลังสายส่ง *j* ขณะที่ผู้ผลิตไฟฟ้าจ่ายกำลังไฟฟ้าให้บัสด้านหน้าและจะถูกใช้เพิ่มขึ้นเมื่อผู้ผลิตไฟฟ้าจ่ายกำลังไฟฟ้าให้บัสด้านหลัง

6.2 การคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้า

หัวข้อนี้นำปริมาณการใช้สายส่งของคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้าที่ได้จากการวิเคราะห์ในหัวข้อ 4.1 มาคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้า โดยพบว่ากำลังไฟฟ้าจากการเปรียบเทียบปริมาณการใช้สายส่ง (ΔMW_{us}) จะเทียบเท่ากับปริมาณสายส่งไฟฟ้าที่ถูกใช้โดยคู่สัญญา (ΔMW) สำหรับการคำนวณค่าผ่านสายส่งด้วยวิธี Power Flow Based MW-Mile (สมการที่ 3.17) และมีลักษณะที่แตกต่างกับกำลังไฟฟ้าจากการเปรียบเทียบการเปลี่ยนแปลง (ΔMW_{ch}) ดังตารางที่ 6.4

ถึงแม้ว่ากำลังไฟฟ้าที่ใช้ในการคำนวณด้วยวิธี Power Flow Based MW-Mile (ΔMW_{us}) อาจสะท้อนถึงปริมาณสายส่งที่ถูกใช้โดยคู่สัญญาแต่ละราย แต่ไม่สามารถสะท้อนปริมาณสายส่งที่มีการเพิ่มขึ้นหรือลดลงจากคู่สัญญาได้ การมีคู่สัญญาไฟฟ้าเกิดขึ้นในระบบไฟฟ้าอาจทำให้ปริมาณการใช้สายส่งไฟฟ้าโดยรวมลดลงได้ ซึ่งจะส่งผลให้การไฟฟ้าสามารถชะลอการลงทุนการสร้างสายส่งเพิ่มเติมได้ รวมถึงสามารถทำให้ผู้ผลิตไฟฟ้า และ/หรือ ผู้ใช้ไฟฟ้ารายอื่น ๆ สามารถเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้เพิ่มมากยิ่งขึ้น ดังนั้นการคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าจากกำลังไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไป (ΔMW_{ch}) จะสะท้อนปริมาณการใช้สายส่งที่ถูกใช้โดยคู่สัญญามากกว่ากำลังไฟฟ้าที่ได้จากการเปรียบเทียบการใช้สายส่ง (ΔMW_{us}) วิทยานิพนธ์นี้จึงทำการวิเคราะห์การคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าด้วยวิธีพิจารณาขนาดกำลังไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไป เทียบกับการคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าด้วยวิธีการเปรียบเทียบปริมาณการใช้สายส่งของแต่ละคู่สัญญา บนพื้นฐานการคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าด้วยวิธี Power Flow Based

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ 6.4 ข้อแตกต่างของกำลังไฟฟ้าจากการเปรียบเทียบการใช้สายส่งและกำลังไฟฟ้าจากการเปรียบเทียบการเปลี่ยนแปลงของขนาดของกำลังไฟฟ้า

กำลังไฟฟ้าจากการเปรียบเทียบปริมาณการใช้สายส่ง (ΔMW_{us})	**กำลังไฟฟ้าจากการเปรียบเทียบการเปลี่ยนแปลงขนาดของกำลังไฟฟ้า (ΔMW_{ch})**
1. สะท้อนปริมาณสายส่งที่ถูกใช้โดยคู่สัญญา 2. เครื่องหมายบวกและลบ แสดงทิศทางการไหลของกำลังไฟฟ้า 3. ปริมาณสายส่งที่ถูกใช้เป็นไปตามกำลังตามสัญญา และไม่ขึ้นกับคู่สัญญาที่อยู่ในสายส่ง	1. สะท้อนปริมาณสายส่งที่ถูกใช้เพิ่มขึ้นหรือลดลงเมื่อมีคู่สัญญา 2. เครื่องหมายบวกและลบ แสดงปริมาณสายส่งที่ถูกใช้มากขึ้น หรือลดลง 3. ปริมาณสายส่งที่ถูกใช้ขึ้นกับโหลดและคู่สัญญาที่อยู่ในสายส่ง

6.2.1 รูปแบบการคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าบนพื้นฐานของวิธี Power Flow Based

การคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าบนพื้นฐานของวิธี Power Flow Based สามารถคำนวณได้จากสมการที่ 3.17 และเนื่องจากรูปแบบการคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าด้วยวิธีนี้มีความหลากหลาย ดังนั้นจึงสามารถเขียนสมการ 3.17 ใหม่ได้ ดังนี้

$$WC_{PF,i} = \sum_{j=1}^{n} \frac{LineUsage_{j,i} \times AC_j}{\sum_{k=1}^{m} LineUsage_{j,k}} \tag{6.11}$$

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

โดยที่ $WC_{PF,i}$ คือ ค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าจากคำนวณด้วยวิธี Power Flow Based MW-Mile ของคู่สัญญาที่ *i* [บาท/ปี]

AC_j คือ Annual Cost ของสายส่งที่ *j* [บาท/ปี]

$LineUsage_{j,i}$ คือ กำลังไฟฟ้าในสายส่งที่ *j* ที่ถูกใช้โดยคู่สัญญาที่ *i* [เมกกะวัตต์]

n คือ จำนวนสายส่งทั้งหมดในโครงข่ายไฟฟ้า

m คือ จำนวนคู่สัญญาทั้งหมดในโครงข่ายไฟฟ้า

ปริมาณ $LineUsage_{j,i}$ สะท้อนปริมาณการใช้สายส่งที่ *j* โดยคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้าที่ *i* ซึ่งสามารถคำนวณผ่านกำลังไฟฟ้าจากการเปรียบเทียบปริมาณการใช้สายส่ง ($\Delta MW_{us,j,i} = P_{sys,j} - P_{NC,i,j}$) หากคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าด้วยวิธี Power Flow Based MW-

Mile และสามารถคำนวณผ่านกำลังไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไป ($\Delta MW_{ch,j,i} = \left|P_{sys,j}\right| - \left|P_{NC,i,j}\right|$) หาก คำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าด้วยวิธีพิจารณาขนาดกำลังไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไป โดย $LineUsage_{j,i}$ เป็นไปได้ทั้งหมด 3 รูปแบบ ดังนี้

1) Actual Line Usage

การคำนวณด้วยวิธีนี้จะพิจารณาเครื่องหมายของกำลังไฟฟ้า โดย สำหรับการคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าด้วยวิธี Power Flow Based MW-Mile จะคำนวณจาก

$$LineUsage_{j,i} = \Delta MW_{us,i,j} \tag{6.12}$$

สำหรับการคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าด้วยวิธีพิจารณาขนาดกำลังไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไป จะคำนวณจาก

$$LineUsage_{j,i} = \Delta MW_{ch,i,j} \tag{6.13}$$

2) Absolute Line Usage

การคำนวณด้วยวิธีนี้จะพิจารณาเฉพาะขนาดของกำลังไฟฟ้า และไม่พิจารณาเครื่องหมาย โดย สำหรับการคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าด้วยวิธี Power Flow Based MW-Mile จะคำนวณจาก

$$LineUsage_{j,i} = \left|\Delta MW_{us,i,j}\right| \tag{6.14}$$

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

สำหรับการคำนวณค่าผ่าสายส่งไฟฟ้าด้วยวิธีพิจารณาขนาดกำลังไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไป จะคำนวณจาก

$$LineUsage_{j,i} = \left|\Delta MW_{ch,i,j}\right| \tag{6.15}$$

3) Positive Line Usage

การคำนวณด้วยวิธีนี้จะพิจารณากรณีเฉพาะกำลังไฟฟ้ามีค่ามากกว่าศูนย์ และละเลยในกรณีที่กำลังไฟฟ้ามีค่าน้อยกว่าศูนย์ โดยสำหรับการคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าด้วยวิธี Power Flow Based MW-Mile จะคำนวณจาก

$$LineUsage_{j,i} = \begin{Bmatrix} \Delta MW_{us,i,j} & ; & \Delta MW_{us,i,j} > 0 \\ 0 & ; & \Delta MW_{us,i,j} \le 0 \end{Bmatrix} \quad (6.16)$$

สำหรับการคำนวณค่าผ่าสายส่งไฟฟ้าด้วยวิธีพิจารณาขนาดกำลังไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไป ไปจะคำนวนจาก

$$LineUsage_{j,i} = \begin{Bmatrix} \Delta MW_{ch,i,j} & ; & \Delta MW_{ch,i,j} > 0 \\ 0 & ; & \Delta MW_{ch,i,j} \le 0 \end{Bmatrix} \quad (6.17)$$

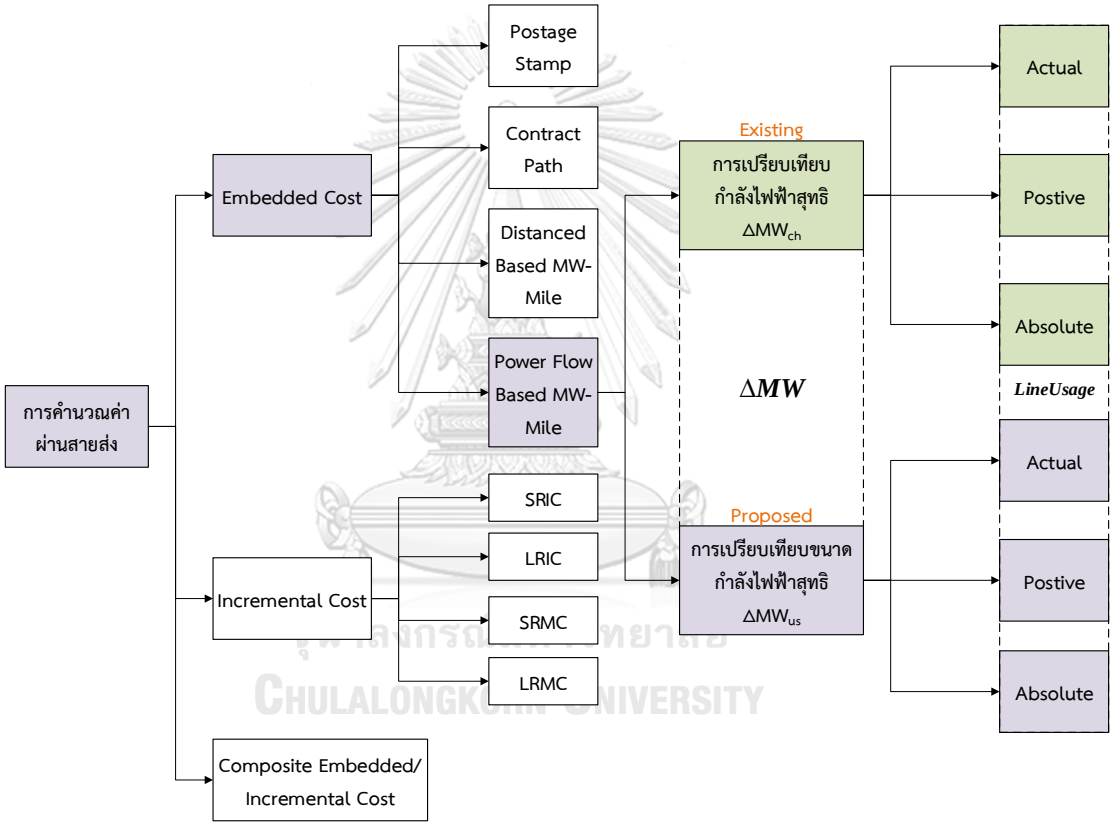
ข้อแตกต่างจากการคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าด้วยวิธี Power Flow Based MW-Mile และวิธีพิจารณาขนาดกำลังไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไปจะมีลักษณะที่แตกต่างกัน ดังแสดงในตารางที่ 6.5 และสามารถสรุปขั้นตอนการคำนวณได้ในรูปที่ 6.21 โดยสำหรับการคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าด้วยวิธี Power Flow Base MW-Mile นั้นเหมาะกับรูปแบบ Absolute Line Usage เนื่องจากกำลังไฟฟ้าที่ใช้ในการคำนวณนั้นสะท้อนถึงปริมาณสายส่งที่ถูกใช้ไม่ได้พิจารณาถึงการเพิ่มหรือ ลดภาระสายส่งไฟฟ้า ในขณะที่การคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าโดยวิธีพิจารณาขนาดกำลังไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไปนั้นจะเหมาะกับรูปแบบ Actual Line Usage และ Positive Line Usage ซึ่งมีการพิจารณาถึงผลของการลดภาระสายส่งไฟฟ้าจากคู่สัญญา อย่างไรก็ตามการจะเลือกใช้วิธี Actual Line Usage หรือ Positive Line Usage นั้น ขึ้นอยู่กับข้อตกลงระหว่างผู้ให้บริการสายส่งไฟฟ้าและผู้ใช้บริการสายส่งไฟฟ้า

ตารางที่ 6.5 ข้อแตกต่างของการคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าด้วยวิธี Power Flow Based MW-Mile และ วิธีพิจารณากำลังไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงโดยการใช้ Line Usage แบบต่างๆ

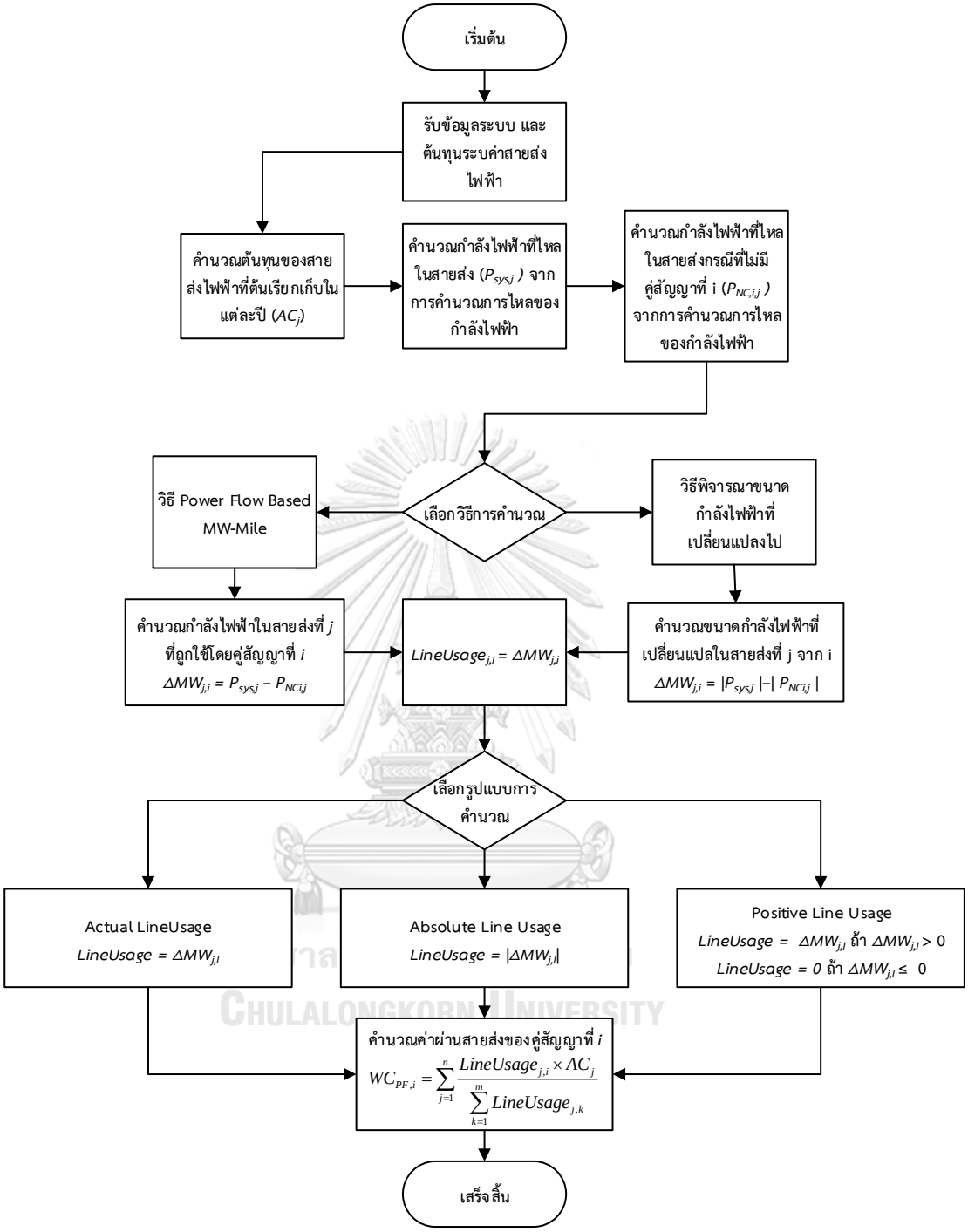
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

วิธีการคำนวณ	Actual Line Usage	Absolute Line Usage	Positive Line Usage
วิธี Power Flow Based MW-Mile	คิดค่าผ่านสายส่งตามปริมาณสายส่งที่ใช้ โดยจะมีการ ลด และ/หรือ คืนเงินตามกำลังไฟฟ้าทีมีการจ่ายย้อนไปหาต้นทาง (เปรียบเสมือนการลดภาระสายส่งในบางกรณี)	คิดค่าผ่านสายส่งตามการใช้สายส่งที่เกิดขึ้นโดยไม่สนทิศทาง	คิดค่าผ่านสายส่งตามปริมาณสายส่งที่ใช้ โดยจะไม่มีการเรียกเก็บเงิน ลด และ/หรือ คืนเงิน ในกรณีที่มีการจ่ายย้อนไฟที่ต้นทาง (เก็บเฉพาะที่ใช้ ที่อาจจะช่วยไม่เก็บ)

วิธีการคำนวณ	Actual Line Usage	Absolute Line Usage	Positive Line Usage
วิธีพิจารณากำลังไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลง	คิดค่าผ่านสายส่งตามปริมาณสายส่งมีการใช้เพิ่มขึ้นหรือลดลงจากคู่สัญญาโดยอาจมีการ ลด และ/หรือ คืนเงิน ตามปริมาณการใช้สายส่งที่ลดลง	คิดค่าผ่านสายส่งตามการเปลี่ยนแปลงการใช้สายส่งที่เกิดขึ้นจากคู่สัญญา	คิดค่าผ่านสายส่งตามปริมาณสายส่งมีการใช้เพิ่มขึ้นเท่านั้น ในกรณีที่มีการช่วยลดภาระค่าผ่านสายส่งจะไม่มีการ ลด คืนเงิน และ/หรือ เรียกเก็บเงิน



รูปที่ 6.20 แผนภาพแสดงการคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าด้วยวิธีต่าง ๆ



รูปที่ 6.21 แผนภาพแสดงขั้นตอนการคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าด้วยวิธี *Power Flow Based MW-Mile* และวิธีพิจารณาขนาดกำลังไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไป

6.2.2 บทบาทของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายในการเรียกเก็บค่าบริการสายส่งไฟฟ้า

ในระบบไฟฟ้าที่ผู้ให้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าและผู้ใช้บริการเป็นคนละรายกัน เช่น ระบบที่มีเพียงแต่ผู้ผลิตไฟฟ้ารายย่อยเท่านั้นที่จ่ายกำลังไฟฟ้าให้โหลดในระบบ ดังรูปที่ 6.22 การคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าด้วยวิธี Power Flow Based MW-Mile และวิธีพิจารณาขนาดกำลังไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไป จะคำนวณโดยปลดคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้าที่ละคู่สัญญาเพื่อคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้า อย่างไรก็ตามสำหรับระบบที่ผู้ให้บริการโครงข่ายไฟฟ้ามีหน้าที่ในการจ่ายกำลังไฟฟ้าร่วมด้วย จะไม่สามารถคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าด้วยวิธีข้างต้นด้วยได้หากไม่มีการพิจารณาเพิ่มเติม ดังนี้ในหัวข้อนี้จึงจะกล่าวถึงบทบาทของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายผู้ซึ่งเป็นผู้ให้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าและผู้จำหน่ายไฟฟ้า

รูปที่ 6.22 ระบบไฟฟ้าที่มีผู้ผลิตไฟฟ้ารายย่อยเพียงอย่างเดียว

การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะมีบทบาทในระบบจำหน่ายไฟฟ้า 2 ส่วน คือ

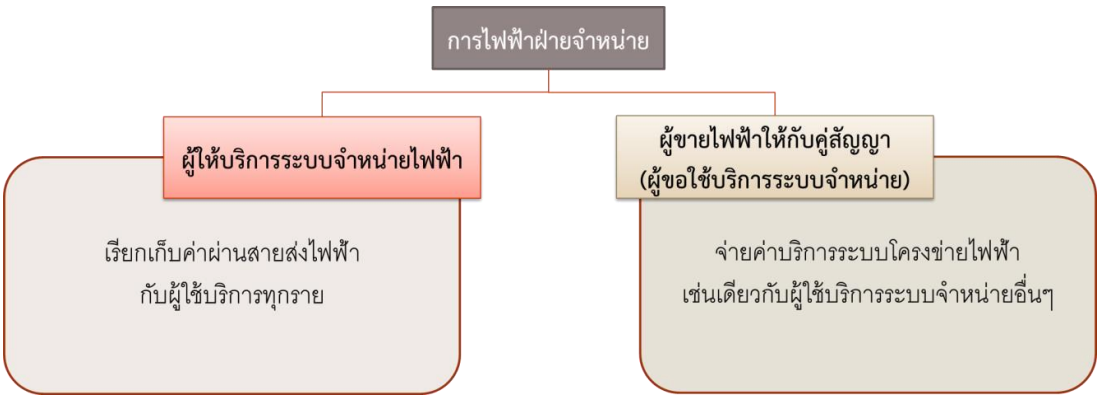
1) เป็นผู้ให้บริการระบบจำหน่ายไฟฟ้า

โดยจะให้บริการระบบจำหน่ายไฟฟ้าแก่ผู้เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า และเรียกเก็บค่าบริการในอัตราที่เหมาะสม

2) เป็นผู้ขายไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า

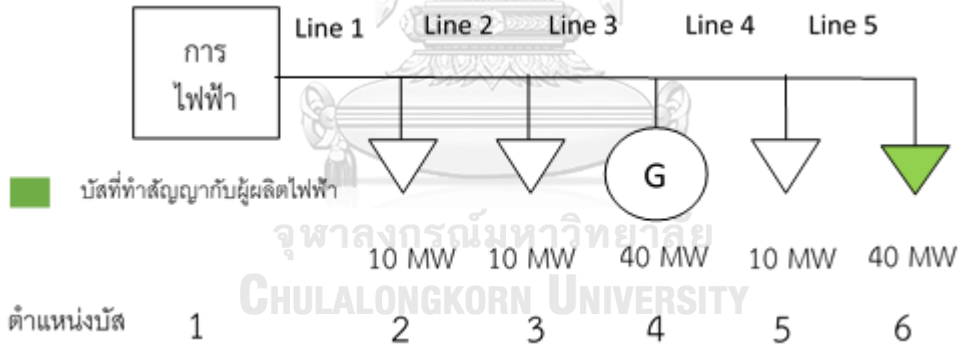
โดยจะทำหน้าที่เสมือนเป็นผู้ใช้บริการระบบโครงข่ายรายอื่นๆ คือ ส่งผ่านกำลังไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้า และทำหน้าที่จ่ายค่าบริการระบบจำหน่ายไฟฟ้าแก่ผู้ให้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้า ซึ่งการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายอาจเรียกเก็บค่าบริการสายส่งนี้จากผู้ซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายต่อไป

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY



รูปที่ 6.23 บทบาทของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

เมื่อการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายทำหน้าที่เสมือนเป็นผู้ใช้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าแล้ว จะสามารถคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าด้วยวิธี Power Flow Based MW-Mile และวิธีพิจารณาขนาดกำลังไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไปได้ โดยสำหรับระบบเรเดียลอย่างง่ายที่ผู้ผลิตไฟฟ้าบัสที่ 4 ทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ใช้ไฟฟ้าบัสที่ 6 ดังรูปที่ 6.24 จะมีคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้าโดยพิจารณาการไฟฟ้าจำหน่ายเป็นผู้ใช้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าด้วยทั้งหมด 4 คู่สัญญา ดังตารางที่ 6.6



จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

รูปที่ 6.24 ระบบไฟฟ้าแบบเรเดียลอย่างง่ายเมื่อมีคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้าที่บัส 4 และ บัส 6

ตารางที่ 6.6 คู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้าโดยพิจารณาการไฟฟ้าจำหน่ายเป็นผู้ใช้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้า

คู่สัญญาที่	บัสผู้ผลิตไฟฟ้า	บัสผู้ใช้ไฟฟ้า	กำลังไฟฟ้าตามสัญญา
1	4	6	40
2	1	2	10
3	1	3	10
4	1	5	10

6.2.3 ลักษณะของการเกิดคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้า

การคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าจะคำนวณเมื่อมีการเกิดคู่สัญญาไฟฟ้าใหม่หรือมีการเปลี่ยนแปลงของคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้าขึ้นในระบบจากการเชื่อมต่อและขายพลังงานไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก โดยอาจสรุปลักษณะของการเกิดคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้าได้ ดังนี้

1) ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กขายไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหม่

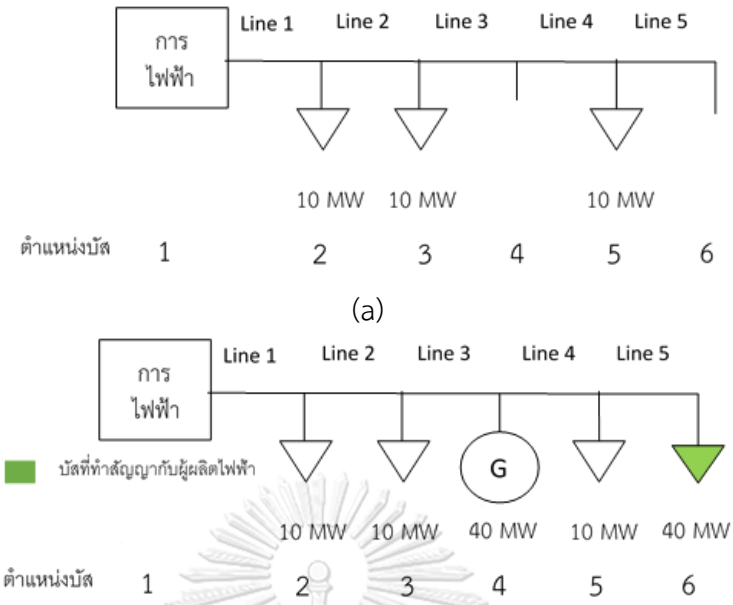
การเกิดคู่สัญญาในลักษณะนี้จะเกิดขึ้นเมื่อผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหม่ที่เข้ามาเชื่อมต่อในระบบ ซึ่งจะทำให้โหลดโดยรวมของระบบมีเพิ่มมากขึ้น แต่โหลดโดยรวมของการไฟฟ้านั้นไม่มีการเปลี่ยนแปลง

2) ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กขายไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ไฟฟ้ารายเดิม

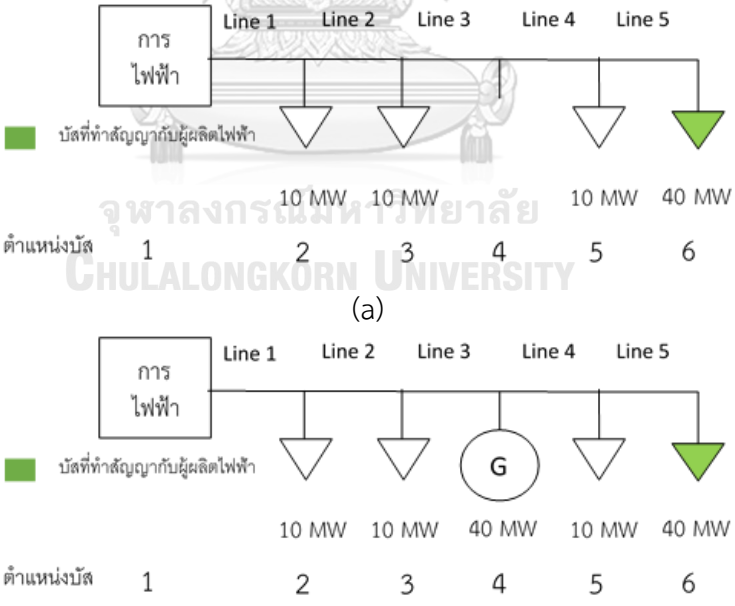
การเกิดคู่สัญญาในลักษณะนี้จะเกิดขึ้นเมื่อผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ใช้ไฟฟ้ารายเดิมของการไฟฟ้าที่มีการเชื่อมต่อในระบบอยู่แล้ว การเกิดคู่สัญญาลักษณะนี้จะทำให้โหลดโดยรวมของระบบมีค่าเท่าเดิม แต่โหลดโดยรวมของการไฟฟ้านั้นมีค่าลดลง

ถึงแม้ว่าลักษณะการเกิดคู่สัญญาทั้ง 2 ลักษณะนั้นจะทำให้โหลดของในระบบ และโหลดของการไฟฟ้ามีการเปลี่ยนแปลงที่แตกต่างกัน แต่วิธีการคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้านั้นยังคงทำได้ดังเดิม

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY



รูปที่ 6.25 การเกิดคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กขายไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหม่ (a) ก่อนเกิดคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้า (b) หลังเกิดคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้า



จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

รูปที่ 6.26 การเกิดคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กขายไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ไฟฟ้ารายเดิม (a) ก่อนเกิดคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้า (b) หลังเกิดคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้า

บทที่ 7
การคำนวณส่วนลดค่าความต้องการพลังไฟฟ้า

จากสมมุติฐาน ประเทศไทยมีการเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าที่ซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าแล้วในรูปของค่าความต้องการพลังไฟฟ้า (Demand Charge) ดังที่ได้กล่าวใน บทที่ 5 การเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) และผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหม่ที่มีการเชื่อมต่อเพิ่มเข้ามา ในรูปแบบของ Wheeling Charge ของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายในเขตนิคมอุตสาหกรรมอาจทำให้เกิดความซ้ำซ้อนในการเรียกเก็บเงินลงทุนในระบบจำหน่ายไฟฟ้าได้ ด้วยเหตุนี้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจึงควรมีการเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าในนิคมอุตสาหกรรมจในรูปแบบ Wheeling Charge กับผู้ใช้ไฟฟ้าทุกราย หรือเนื่องจากการกำหนดให้มีโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าต้องมีอัตราเดียวกันทั้งประเทศ การเรียกเก็บ Wheeling Charge จึงควรส่งผลให้มีส่วนลดค่าความต้องการพลังไฟฟ้า (Demand Charge Subsidy) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าเดิมในเขตนิคมอุตสาหกรรม หรือมีการปรับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าในประเทศไทย เพื่อไม่ให้เกิดการเรียกเก็บเงินค่าบริการระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่สูงเกินไป ดังนั้นในบทนี้จึงกล่าวถึงการคำนวณส่วนลดค่าความต้องการพลังไฟฟ้า (Demand Charge Subsidy) โดยประกอบด้วยหัวข้อต่าง ๆ ดังนี้

1) แนวคิดการคำนวณส่วนลดค่าความต้องการพลังไฟฟ้า

2) การคำนวณส่วนลดค่าความต้องการพลังไฟฟ้าสำหรับคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้าของการไฟฟ้า

7.1 แนวคิดการคำนวณส่วนลดค่าความต้องการพลังไฟฟ้า

ค่าความต้องการพลังไฟฟ้า (Demand Charge) คำนวณจากต้นทุนระบบจำหน่ายไฟฟ้าทั้งประเทศ รวมถึงกำลังไฟฟ้าสูงสุดของประเทศ บนพื้นฐานการคำนวณด้วยวิธี Postage Stamp กล่าวคือ การคำนวณค่าความต้องการพลังไฟฟ้าไม่มีการพิจารณาถึงระยะทางของผู้ใช้ไฟฟ้า และคำนวณในหน่วย บาทต่อกิโลวัตต์ต่อเดือน และมีอัตราเดียวกันทั้งประเทศ อย่างไรก็ตาม เพื่อให้ง่ายต่อการวิเคราะห์และคำนวณ วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงตั้งสมมุติฐานเพิ่มเติมว่า การคำนวณค่าความต้องการพลังไฟฟ้าของระบบหนึ่ง ๆ จะคำนวณจากต้นทุนระบบนั้น ๆ ทำให้สามารถคำนวณค่าความต้องการพลังไฟฟ้าสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละรายเมื่อไม่มีคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้าระหว่างผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กและผู้ใช้ไฟฟ้าได้ ดังนี้

$$DC_i = AC_{total} \times \frac{P_i}{\sum_{j \in T} P_j} \qquad (7.1)$$

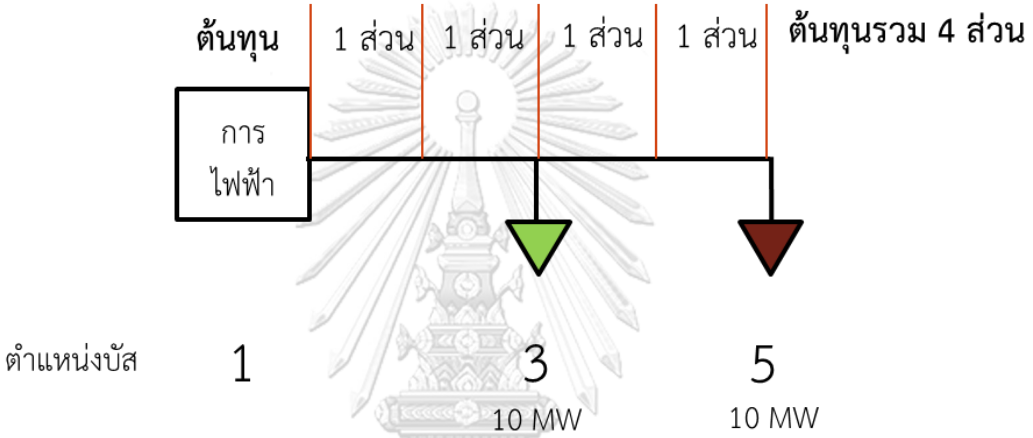
เมื่อ DC_i คือ ค่าความต้องการไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าที่ i (บาท/ปี)

AC_{total} คือ ผลรวม Annual Cost ทั้งหมดของระบบ (บาท/ปี)

P_i คือ กำลังไฟฟ้าสูงสุดของคู่สัญญาที่ i (กิโลวัตต์)

T คือ เซ็ตของคู่สัญญาทั้งหมด

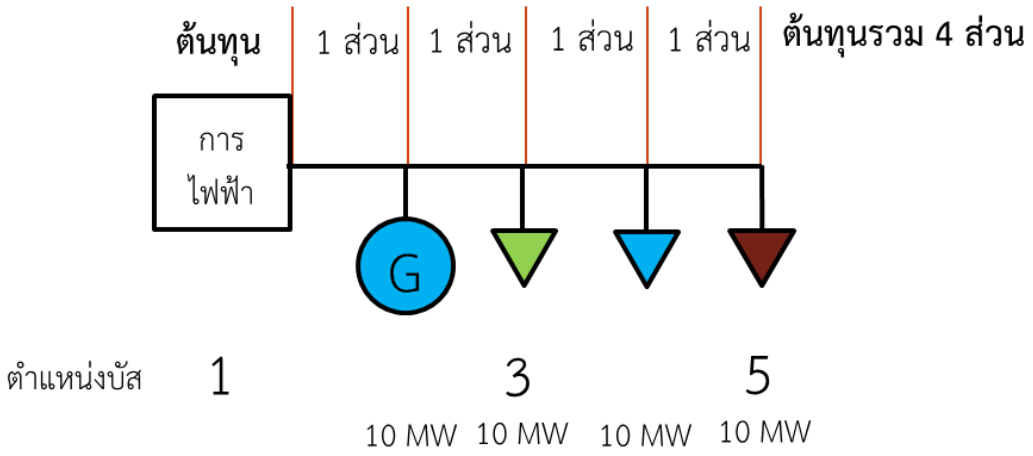
ดังนั้น เมื่อระบบหนึ่งมีสายส่งทั้งหมด 4 เส้น โดยแต่ละเส้นมีต้นทุน 1 ส่วน คิดเป็นต้นทุนรวม 4 ส่วน และมีผู้ใช้ไฟฟ้าขนาด 10 เมกกะวัตต์ 2 รายเชื่อมต่อกับระบบ ดังแสดงในรูปที่ 7.1 เมื่อคำนวณค่าความต้องการพลังไฟฟ้า (Demand Charge) ตามหลักการที่กล่าวไปเบื้องต้นจะพบว่าผู้ใช้ไฟฟ้าในบัสที่ 3 และบัสที่ 5 ต้องจ่ายค่าความต้องการไฟฟ้ารายละ 2 ส่วน (ร้อยละ 50)



รูปที่ 7.1 ระบบไฟฟ้าสำหรับคำนวณค่าความต้องการพลังไฟฟ้าเบื้องต้น

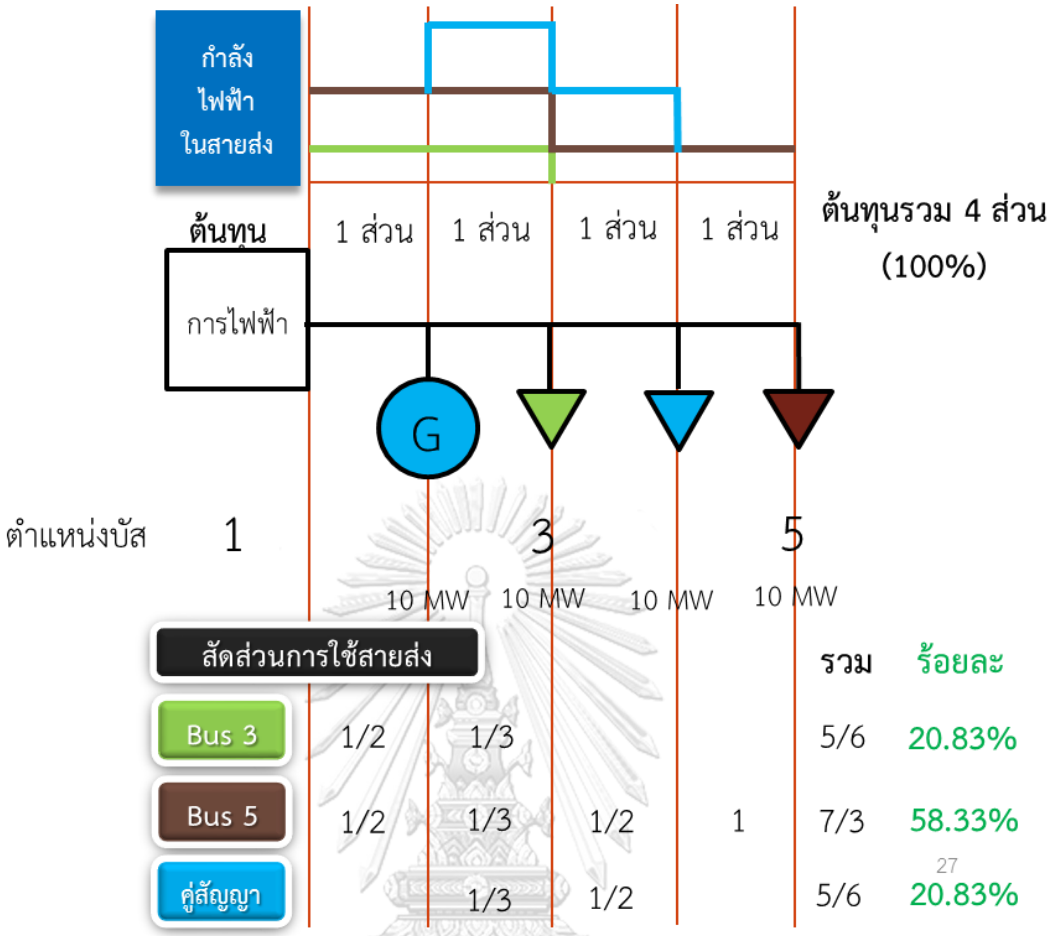
เมื่อมีผู้ผลิตไฟฟ้าในบัสที่ 2 เข้ามาทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ใช้ไฟฟ้าในบัสที่ 4 เพิ่มเติมในระบบดังแสดงในรูปที่ 7.2 หากคำนวณค่าผ่านสายส่งตามหลักการของ Postage Stamp จะพบว่าต้นทุนระบบนั้นยังคงมีค่าเท่าเดิมแต่คู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้าในการจัดสรรต้นทุนมีจำนวนเพิ่มมากขึ้นจากเดิม 2 รายเป็น 3 ราย ดังนั้นค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าในบัสที่ 3 และบัสที่ 5 ในรูปของค่าความต้องการพลังไฟฟ้าจะมีค่าลดลงจาก 2 ส่วน (ร้อยละ 50) เหลือ 1.33 ส่วน (ร้อยละ 33.33) และค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าของคู่สัญญาที่เข้ามาใหม่ (บัสที่ 2 และบัสที่ 4) ต้องจ่ายค่าผ่านสายส่งในรูปแบบของ Wheeling Charge ทั้งหมด 4/3 ส่วน (ร้อยละ 33.33)

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY



รูปที่ 7.2 ระบบไฟฟ้าสำหรับคำนวณค่าความต้องการพลังไฟฟ้าเบื้องต้นเมื่อมีคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้า

สำหรับการคำนวณค่าผ่านสายส่งด้วยวิธี Power Flow Based MW-Mile จะทำได้ในลักษณะเดียวกัน โดยเริ่มจากการจัดสรรค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าของคู่สัญญาทุกรายด้วยวิธี Power Flow Based MW-Mile ก่อนดังแสดงในรูปที่ 7.3 ทำให้คู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้าระหว่างบัสที่ 2 และบัสที่ 4 ต้องจ่ายค่าผ่านสายส่งทั้งหมด 5/6 ส่วน หรือ 0.833 ส่วน จากทั้งหมด 4 ส่วน (ร้อยละ 20.83) อย่างไรก็ตามประเทศไทยมีการกำหนดให้มีอัตราค่าไฟฟ้าเดียวทั้งประเทศ ดังนั้นสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าบัส 3 และบัส 5 ซึ่งเป็นผู้ใช้ไฟฟ้าของการไฟฟ้ายังคงต้องจ่ายค่าความต้องการพลังไฟฟ้าด้วยหลักการของ Postage Stamp ดังเดิม ดังนั้น ต้นทุนส่วนที่เหลือที่ไม่ได้เรียกเก็บจากคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้าระหว่างบัสที่ 2 และบัสที่ 4 ทั้งหมด 3.167 ส่วน จาก 4 ส่วน (ผลรวมของ 5/6 และ 7/3) คิดเป็นร้อยละ 79.16 จะต้องจัดสรรระหว่างคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้าที่เหลือ ทำให้ผู้ใช้ไฟฟ้าในบัสที่ 3 และบัสที่ 5 ต้องจ่ายค่าความต้องการไฟฟ้ารายละ 1.583 ส่วน (ร้อยละ 39.58) จากทั้งหมด 4 ส่วน ซึ่งจะพบว่าผู้ใช้ไฟฟ้าในบัสที่ 3 และ 5 นั้นได้ส่วนลดค่าความต้องการพลังไฟฟ้าทั้งหมด 0.417 ส่วน จากราคาต้นทุนระบบทั้งหมด 4 ส่วน



รูปที่ 7.3 สัดส่วนการใช้สายส่งของระบบไฟฟ้าเบื้องต้นเมื่อมีคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้า

7.2 การคำนวณส่วนลดค่าความต้องการพลังไฟฟ้าสำหรับคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้าของการไฟฟ้า

นอกจากการคำนวณส่วนลดค่าความต้องการพลังไฟฟ้าร่วมกับการคำนวณค่าผ่านสายส่งด้วยวิธี Postage Stamp และ Power Flow Based MW-Mile แล้ว การคำนวณด้วยวิธีอื่น ๆ บนพื้นฐานวิธี Embedded Cost ก็สามารถคำนวณได้ในลักษณะเดียวกัน โดยสามารถสรุปเป็นขั้นตอนได้ ดังนี้

1) คำนวณเงินทั้งหมดที่ต้องเรียกเก็บจากระบบในแต่ละปี (Annual Cost: AC)

สามารถคำนวณต้นทุนระบบได้ 2 แนวทาง คือ

1.1) คำนวณจากต้นทุนจริงของระบบ

$$AC_j = System\,Cost_j \cdot \frac{[WACC \cdot (1+WACC)^{Lifetime}]}{[(1+\mathrm{WACC})^{Lifetime} - 1]} \qquad (7.2)$$

เมื่อ AC_j คือ Annual Cost ของสายส่งเส้นที่ j [บาท/ปี]

$System\ Cost_j$ คือ เงินลงทุนของระบบที่เรียกเก็บผ่านสายส่งเส้นที่ j [บาท]

$WACC$ คือ ต้นทุนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก สำหรับอ้างอิงปี พ.ศ. 2558 – 2560 จากเอกสารรับฟังความเห็นเรื่องการปรับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าปี 2558 มีค้า 4.73%

$Lifetime$ คือ อายุการใช้งานของสายส่ง [ปี]

1.2) ประมาณการจากค่าความต้องการพลังไฟฟ้า (Demand Charge)

$$AC_{total} = \sum_{m=1}^{12} \sum_{i \in U} DT \times P_{peak,i,m} \quad (7.3)$$

เมื่อ AC_j คือ Annual Cost ของสายส่งเส้นที่ j [บาท/ปี]

DT คือ อัตราค่าความต้องการพลังไฟฟ้า [บาท / กิโลวัตต์]

$P_{peak,i,m}$ คือ กำลังไฟฟ้าสูงสุดของคู่สัญญาที่ i ในเดือนที่ m [กิโลวัตต์]

m คือ เดือนที่มีการใช้ไฟฟ้า

U คือ เซ็ตของคู่สัญญาที่เป็นโหลดของการไฟฟ้า

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

2) คำนวณค่าผ่านสายส่งในกรณีที่ทุกคู่สัญญาต้องเรียกเก็บผ่าน Wheeling Charge (WC'_i)

2.1) กรณีคำนวณค่าผ่านสายส่งด้วยวิธี Postage Stamp

$$WC'_{PS,i} = AC_{total} \times \frac{P_i}{\sum_{j \in T} P_j} \quad (7.4)$$

เมื่อ $WC'_{PS,j}$ คือ ค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าเสมือนจากการคำนวณด้วยวิธี Postage Stamp[บาท/ปี]

AC_{total} คือ ผลรวม Annual Cost ทั้งหมดของระบบ [บาท/ปี]

P_i คือ กำลังไฟฟ้าตามสัญญาของคู่สัญญาที่ i [กิโลวัตต์]

T คือ เซ็ตของคู่สัญญาทั้งหมดในระบบ

2.2) กรณีคำนวณค่าผ่านสายส่งด้วยวิธี Power Flow Based MW-Mile

$$WC'_{PF,i} = \sum_{j=1}^{n} \frac{|\Delta MW_{j,i}| \times AC_j}{\sum_{k=1}^{m} |\Delta MW_{j,k}|} \quad (7.5)$$

เมื่อ $WC'_{PF,j}$ คือ ค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าเสมือนจากการคำนวณด้วยวิธี Power Flow Based MW Mile [บาท/ปี]

AC_j คือ Annual Cost ของสายส่งเส้นที่ j [บาท/ปี]

$\Delta MW_{j,i}$ คือ ปริมาณสายส่งไฟฟ้าของสายส่งที่ *j* ที่ถูกใช้โดยคู่สัญญาที่ *i* [กิโลวัตต์]

n คือ จำนวนสายส่งทั้งหมดในระบบ

m คือ จำนวนคู่สัญญาทั้งหมดในระบบ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

จากการศึกษาในบทที่ 6 จะพบว่าสำหรับการคำนวณค่าผ่านสายส่งด้วยวิธี Power Flow Based MW-Mile เมื่อละเลยผลของกำลังสูญเสียและระบบมีลักษณะเป็นแบบเรเดียล จะละเลยการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าและประมาณปริมาณสายส่งไฟฟ้าของสายส่งที่ j จากคู่สัญญาที่ i ($\Delta MW_{j,i}$) เป็นกำลังไฟฟ้าตามสัญญาของคู่สัญญาที่ i และสามารถคำนวณค่าผ่านสายส่งได้ดังสมการ

$$WC'_{PF,i} = \sum_{j=1}^{n} \frac{C_{j,i} P_i \times AC_j}{\sum_{k=1}^{m} C_{j,k} P_k} \quad (7.6)$$

เมื่อ $WC'_{PF,j}$ คือ ค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าเสมือนจากการคำนวณด้วยวิธี Power Flow Based MW Mile [บาท/ปี]

AC_j คือ Annual Cost ของสายส่งเส้นที่ j [บาท/ปี]

P_i คือ ปริมาณสายส่งไฟฟ้าของสายส่งที่ *j* ที่ถูกใช้โดยคู่สัญญาที่ *i* [กิโลวัตต์]

$C_{j,k}$ คือ สัมประสิทธิ์การใช้งานสายส่งโดยจะมีค่าเป็น 1 เมื่อ สายส่งเส้นที่ j อยู่ระหว่างคู่สัญญาที่ k และมีค่าเป็น 0 เมื่อสายส่งเส้นที่ j ไม่อยู่ระหว่างสายส่งเส้นที่ k

n คือ จำนวนสายส่งทั้งหมดในระบบ

m คือ จำนวนคู่สัญญาทั้งหมดในระบบ

นอกจากการคำนวณค่าผ่านสายส่งด้วยวิธีดังกล่าวแล้ว หลักการนี้สามารถคำนวณค่าผ่านสายส่งด้วยวิธีอื่นๆ โดยอาศัยหลักการเดียวกันได้

3) คำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าที่แต่ละคู่สัญญาต้องจ่าย

โดยทำการแบ่งคู่สัญญาออกเป็น 2 ประเภท ได้แก่

- คู่สัญญาของการไฟฟ้า (Utility Transaction)
- คู่สัญญาที่ไม่ใช่ของการไฟฟ้า (Open Access Transaction)

จากนั้นคำนวณค่าผ่านสายส่งของคู่สัญญาแต่ละราย ตามสมการ

$$WC_i = \begin{cases} WC'_i & ; \quad i \in O \\ (AC_{total} - \sum_{j \in O} WC'_j) \cdot \dfrac{P_i}{\sum_{j \in U} P_j} & ; \quad i \in U \end{cases} \qquad (7.7)$$

เมื่อ WC_j คือ ค่าผ่านสายส่งของคู่สัญญาที่ i [บาท/ปี]

AC_{total} คือ ผลรวม Annual Cost ทั้งหมดของระบบ [บาท]

WC'_i คือ ค่าผ่านสายส่งเสมือนของคู่สัญญาที่ i [บาท/ปี]

n คือ จำนวนสายส่งทั้งหมดในระบบ

m คือ จำนวนคู่สัญญาทั้งหมดในระบบ

4) คำนวณส่วนลดค่าความต้องการพลังไฟฟ้าสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าของการไฟฟ้า (Demand Charge Subsidy)

ส่วนลดค่าความต้องการพลังไฟฟ้าคำนวณได้จากผลต่างของค่าความต้องการพลังไฟฟ้าทั้งหมดที่ต้องจ่ายก่อนมีคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้ารายใหม่กับค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าใหม่ที่คำนวณได้ ดังสมการ

$$DC_{discount,i} = DC_i - \frac{WC_i}{12} \quad ; i \in U \tag{7.8}$$

เมื่อ $DC_{discount,i}$ คือ ส่วนลดค่าความต้องการพลังไฟฟ้าของคู่สัญญาที่ i [บาท/ปี]

DC_i คือ ค่าความต้องการพลังไฟฟ้าของคู่สัญญาที่ i [บาท/เดือน]

WC_i คือ ค่าผ่านสายส่งของคู่สัญญาที่ I [บาท / ปี]

U คือ เซ็ตของคู่สัญญาที่เป็นลูกค้าของการไฟฟ้า

โดยค่าความต้องการพลังไฟฟ้าเดิมของคู่สัญญาที่ i สามารถคำนวณจาก

$$DC_i = DT \times P_{peak,i} \quad ; i \in U \tag{7.9}$$

เมื่อ DC_i คือ ค่าความต้องการพลังไฟฟ้าของคู่สัญญาที่ i [บาท/เดือน]

DT คือ อัตราค่าความต้องการพลังไฟฟ้า [บาท/ปี]

$P_{peak,i}$ คือ กำลังไฟฟ้าสูงสุดของคู่สัญญาที่ i [กิโลวัตต์]

U คือ เซ็ตของคู่สัญญาที่เป็นลูกค้าของการไฟฟ้า

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

บทที่ 8
ผลกระทบการเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าในนิคมอุตสาหกรรม ต่อค่าความต้องการพลังไฟฟ้าของประเทศไทย

ในบทที่ 7 ได้กล่าวถึงผลกระทบของการเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กและผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหม่ที่เชื่อมต่อเพิ่มเติมกับระบบจำหน่ายในรูปแบบของ Wheeling Charge ต่อค่าความต้องการพลังไฟฟ้า (Demand Charge) ในระบบจำหน่ายหนึ่ง ๆ ไปแล้ว อย่างไรก็ตามอัตราค่าความต้องการไฟฟ้านั้นมีการคำนวณจากต้นทุนระบบจำหน่ายไฟฟ้าและกำลังไฟฟ้าทั้งหมดในประเทศไทย รวมถึงอัตราค่าไฟฟ้าในประเทศไทยนั้นมีการกำหนดให้มีอัตราเดียว ดังนั้นการเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าในรูปแบบ Wheeling Charge กับคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้ารายใหม่ จึงควรส่งผลกระทบต่อค่าความต้องการพลังไฟฟ้าในระดับประเทศ ซึ่งในบทนี้จะคำนวณส่วนต่างค่าความต้องการพลังไฟฟ้าที่เป็นผลกระทบจากการเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าในนิคมอุตสาหกรรมที่อยู่ในขอบเขตของการนิคมอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย โดยแบ่งออกเป็นหัวข้อต่าง ๆ ดังนี้

1) แนวคิดการคำนวณผลกระทบการเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าในนิคมอุตสาหกรรมต่อค่าความต้องการพลังไฟฟ้าของประเทศไทย
2) ขั้นตอนการคำนวณผลกระทบการเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าในนิคมอุตสาหกรรมต่อค่าความต้องการพลังไฟฟ้าของประเทศไทย
3) การคำนวณผลกระทบจากการใช้งาน Wheeling Charge ในเขตนิคมอุตสาหกรรมและผลกระทบจากการเปลี่ยนคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเป็นผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก
4) ผลการคำนวณผลกระทบการเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าในนิคมอุตสาหกรรมต่อค่าความต้องการพลังไฟฟ้าของประเทศไทย
5) สรุปการคำนวณผลกระทบการเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าในนิคมอุตสาหกรรมต่อค่าความต้องการพลังไฟฟ้าของประเทศไทย

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

8.1 แนวคิดการคำนวณผลกระทบการเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าในนิคมอุตสาหกรรมต่อค่าความต้องการพลังไฟฟ้าของประเทศไทย

สำหรับแนวคิดเบื้องต้นในการคำนวณผลกระทบจากการเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าในนิคมอุตสาหกรรมต่อค่าความต้องการพลังไฟฟ้าในประเทศไทยนั้นจะเริ่มจาก สมมุติฐานว่า การไฟฟ้าฝ่าย

จำหน่ายนั้นมีเป้าหมายรายได้จากการเก็บเงินค่าไฟฟ้าในรูปแบบต่าง ๆ ไม่ว่าจะเป็นค่าพลังงานไฟฟ้า ค่าความต้องการไฟฟ้า ค่าบริการ และรายรับอื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง ด้วยจำนวนเงินที่เท่ากันในแต่ละปี ทั้งนี้ส่วนหนึ่งจากเงินที่เก็บได้นั้นจะเป็นส่วนของต้นทุนค่าระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ต้องการเรียกเก็บในแต่ละปี (Annual Cost: AC) ซึ่งค่าต้นทุนระบบจำหน่ายไฟฟ้านี้จะเรียกเก็บผ่านค่าความต้องการพลังไฟฟ้า (Demand Charge) ตลอดปี จากผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 4 - 7 ดังที่ได้กล่าวไว้ในบทก่อนหน้า ดังนั้นวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงทำการประมาณต้นทุนค่าระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่การไฟฟ้าต้องการเรียกเก็บในแต่ละเดือนจากค่าความต้องการไฟฟ้าทั้งหมดที่เรียกเก็บได้ในเขตนิคมอุตสาหกรรม และค่าความต้องการไฟฟ้าทั้งหมดที่เรียกเก็บได้นอกเขตนิคมอุตสาหกรรม ดังสมการ

$$\frac{AC}{12} = DC_{total} = DC_{ind} \times DC_{non-ind} \tag{8.1}$$

เมื่อ AC คือ ต้นทุนระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่เรียกเก็บในแต่ละปี [บาท/ปี]

DC_{total} คือ ค่าความต้องการไฟฟ้าทั้งหมดทีเรียกเก็บได้ในแต่ละเดือน [บาท]

DC_{ind} คือ ค่าความต้องการไฟฟ้าทั้งหมดทีเรียกเก็บได้จากเขตนิคมอุตสาหกรรมในแต่เดือน [บาท]

$DC_{non-ind}$ คือ ค่าความต้องการไฟฟ้าทั้งหมดทีเรียกเก็บได้นอกเขตนิคมอุตสาหกรรมในแต่ละเดือน [บาท]

ทั้งนี้ค่าความต้องการไฟฟ้าที่เรียกเก็บได้จากเขตนิคมอุตสาหกรรมและนอกเขตอุตสาหกรรมสามารถประมาณได้จากความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดเฉลี่ยในนิคมอุตสาหกรรม ($P_{peak,ind,av}$) และ ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดทั้งหมดเฉลี่ยนอกนิคมอุตสาหกรรม ($P_{peak,non-ind,av}$) ดังสมการ

$$DC_{ind} = P_{peak,ind,av} \times DT \tag{8.2}$$

$$DC_{non-ind} = P_{peak,non-ind,av} \times DT \tag{8.3}$$

เมื่อ $P_{peak,ind,av}$ คือ ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดเฉลี่ยในเขตนิคมอุตสาหกรรมที่เป็นผู้ใช้ไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย [กิโลวัตต์]

$P_{peak,non-ind,av}$ คือ ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดทั้งหมดเฉลี่ยนอกนิคมอุตสาหกรรมที่เป็นผู้ใช้ไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย [กิโลวัตต์]

DT คือ อัตราค่าความต้องการพลังไฟฟ้า [บาท/กิโลวัตต์/เดือน]

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

หากมีการเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าในรูปแบบของ Wheeling Charge จะพบว่าหากไม่มีการลงทุนก่อสร้างระบบที่เพิ่มมากขึ้นจะทำให้เงินที่การไฟฟ้าต้องการเรียกเก็บในแต่ละปีมีจำนวนเท่าเดิม แต่มีการเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งสองทาง คือในรูปแบบ Wheeling Charge และ ค่าความต้องการพลังไฟฟ้า (Demand Charge) ทำให้สามารถเขียนสมการที่ 8.1 ใหม่ได้ ดังนี้

$$\frac{AC}{12} = DC_{total} = WC + DC_{ind} \times DC_{non-ind} \tag{8.4}$$

$$\frac{AC}{12} = DC_{total} = WC + P_{peak,ind,av}DT_{new} \times P_{peak,non-ind,av}DT_{new} \tag{8.5}$$

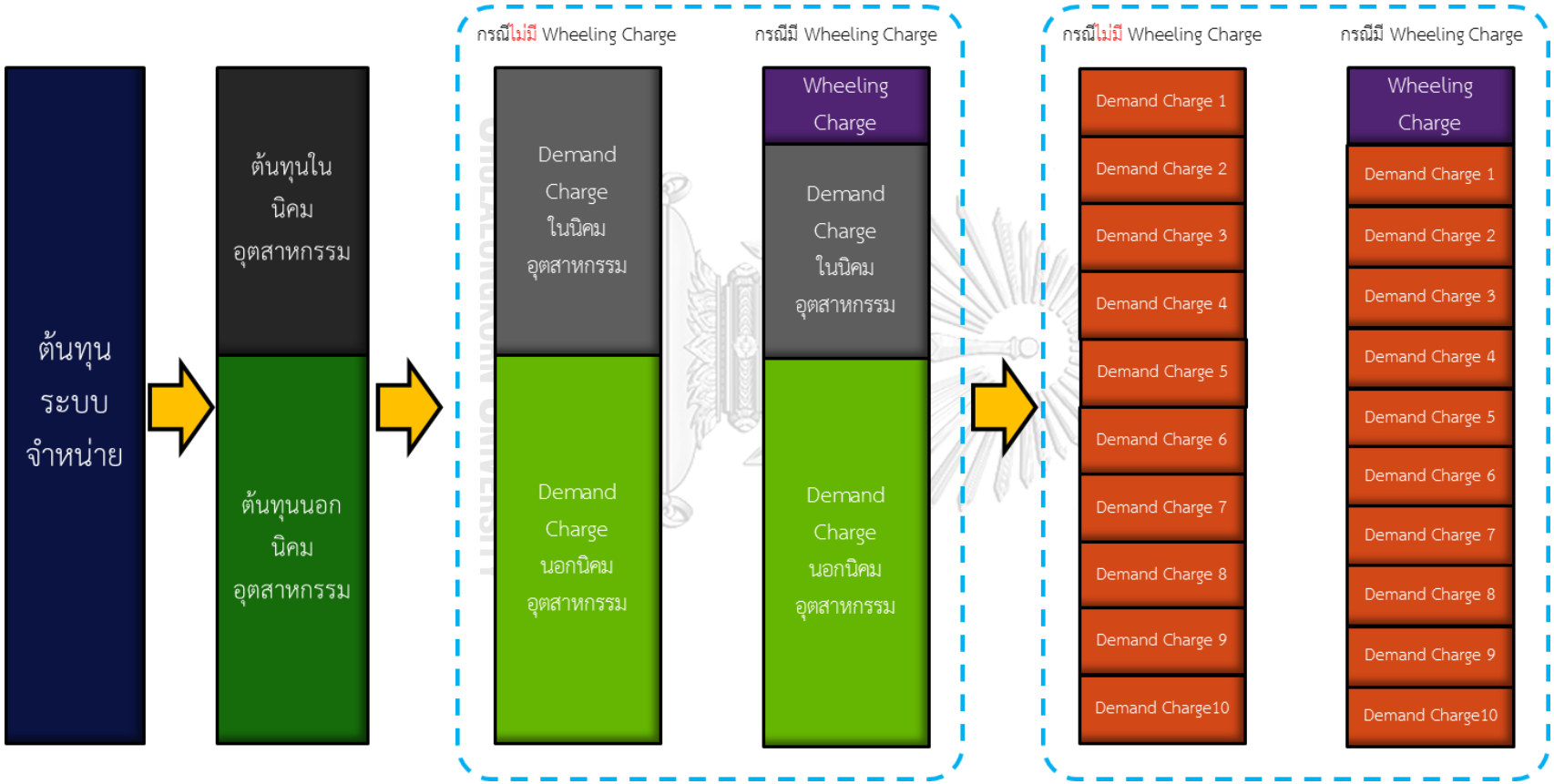
เมื่อ WC คือ Wheeling Charge ที่เรียกเก็บได้ทั้งหมดจากเขตนิคมอุตสาหกรรมในแต่ละเดือน [บาท/เดือน]

DT_{new} คือ อัตราค่าความต้องการพลังไฟฟ้าใหม่หลังจากมีการเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าในรูปของ Wheeling Charge [บาท/กิโลวัตต์]

และสามารถเขียนสมการคำนวณอัตราค่าความต้องการพลังไฟฟ้าใหม่หลังจากมีการเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าในรูปของ Wheeling Charge ได้ ดังนี้

$$DT_{new} = \frac{DC_{total} - WC}{P_{peak,ind,av} + P_{peak,non-ind,av}} \tag{8.6}$$

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY



รูปที่ 8.1 แนวคิด การคำนวณค่าความต้องการพลังไฟฟ้ามีมีการเรียกเก็บ Wheeling Charge ในเขตนิคมอุตสาหกรรม

8.2 ขั้นตอนการคำนวณผลกระทบการเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าในนิคมอุตสาหกรรมต่อค่าความต้องการพลังไฟฟ้าของประเทศไทย

เนื่องจากอัตราค่าความต้องการไฟฟ้าในประเทศไทยมี 3 อัตราแยกตามระดับแรงดัน ดังนั้นในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะทำการคำนวณผลกระทบการเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าในนิคมอุตสาหกรรมต่อค่าความต้องการพลังไฟฟ้าของประเทศไทยทั้งหมด 2 รูปแบบ ได้แก่

1) การคำนวณผลกระทบการเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าในนิคมอุตสาหกรรมต่อค่าความต้องการพลังไฟฟ้าของประเทศไทยเมื่อกำหนดให้ใช้อัตราค่าความต้องการไฟฟ้าอัตราเดียวทั้งประเทศ
2) การคำนวณผลกระทบการเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าในนิคมอุตสาหกรรมต่อค่าความต้องการพลังไฟฟ้าของประเทศไทยเมื่อกำหนดให้ใช้อัตราค่าความต้องการไฟฟ้า 3 อัตราแยกตามระดับแรงดัน

โดยสำหรับการวิเคราะห์รูปแบบที่ 1 นั้นถึงมีจะไม่เป็นไปตามหลักความจริงแต่จะวิเคราะห์สำหรับเป็นพื้นฐานในการวิเคราะห์รูปแบบที่ 2 ต่อไป

8.2.1 การคำนวณผลกระทบการเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าในนิคมอุตสาหกรรมต่อค่าความต้องการพลังไฟฟ้าของประเทศไทยเมื่อกำหนดให้ใช้อัตราค่าความต้องการไฟฟ้าอัตราเดียวทั้งประเทศ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

สำหรับการคำนวณผลกระทบเมื่อกำหนดให้ใช้อัตราค่าความต้องการไฟฟ้าอัตราเดียวนั้นจะสามารถแบ่งขั้นตอนการคำนวณ ออกเป็น 5 ขั้นตอน ดังนี้

1) การปรับปรุงข้อมูลที่ได้รับให้เหมาะสมกับการวิเคราะห์ข้อมูล

1.1) หน่วยการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละรายและแต่ละประเภท

ในขั้นแรกจะหาหน่วยการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละรายและแต่ละประเภทจากข้อมูลหน่วยขายไฟฟ้าทั้งหมดของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายแก่ผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทตลอดปี จากสมการ

$$E_i = \frac{E_{i,total-sell}}{n_i} \tag{8.7}$$

E_i คือ พลังงานไฟฟ้าที่ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท i แต่ละรายใช้ตลอดปี [kWh]

$E_{i,total\text{-}sell}$ คือ พลังงานไฟฟ้าทั้งหมดที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายขายให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท i ตลอดปี [kWh]

n_i คือ จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท i [ราย]

1.2) ค่าความต้องการไฟฟ้าสูงสุดเฉลี่ยต่อเดือนของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละรายและแต่ละประเภท

เมื่อสามารถคำนวณหน่วยการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละรายและแต่ละประเภทแล้วจะทำให้สามารถนำมาเพื่อสเกลหาความต้องการไฟฟ้าสูงสุดเฉลี่ยแต่ละเดือนของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละรายและแต่ละประเภทได้จากลักษณะการใช้ไฟฟ้า (Load Profile) ดังนี้

$$P_{peak,i} = \frac{E_i}{E_{i,total}} P_{av\text{-}peak,total,i} \quad (8.8)$$

$P_{peak,i}$ คือ กำลังไฟฟ้าสูงสุดที่ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท i ใช้เฉลี่ยต่อเดือน [kW]

$E_{i,total}$ คือ พลังงานไฟฟ้าทั้งหมดจากลักษณะการใช้ไฟฟ้าที่ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท i ใช้ตลอดปี จากข้อมูล [kWh]

$P_{av\text{-}peak,total,i}$ คือ กำลังไฟฟ้าสูงสุดที่ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท i ใช้เฉลี่ยต่อเดือนจากข้อมูลลักษณะการใช้ไฟฟ้า [กิโลวัตต์]

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

2) ประมาณต้นทุนระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายต้องการเรียกเก็บในแต่ละเดือน

ต้นทุนระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายต้องการเรียกเก็บในแต่ละเดือนสามารถประมาณได้จากค่าความต้องการไฟฟ้าที่ผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละรายและแต่ละประเภทจ่าย โดยสามารถประมาณค่าความต้องการไฟฟ้าที่เรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละรายได้จาก สมการ

$$DC_i = DT \times P_{peak,i} \quad (8.9)$$

เมื่อ DT คือ อัตราค่าความต้องการพลังไฟฟ้า [บาท/กิโลวัตต์]

ทั้งนี้ อัตราค่าความต้องการพลังไฟฟ้ามี 3 อัตราตามระดับแรงดันดังที่กล่าวไว้ในบทที่ 5 ดังนี้

- ระดับแรงดันตั้งแต่ 69 kV ค่าความต้องการพลังไฟฟ้า 74.14 บาท/กิโลวัตต์
- ระดับแรงดัน 22 – 33 kV ค่าความต้องการพลังไฟฟ้า 132.92 บาท/กิโลวัตต์
- ระดับแรงดันต่ำกว่า 22 kV ค่าความต้องการพลังไฟฟ้า 210 บาท/กิโลวัตต์

จากนั้นจะทำให้สามารถประมาณค่าความต้องการไฟฟ้าทั้งหมด (DC_{total}) หรือเงินที่เรียกเก็บได้ในแต่ละเดือนสำหรับแต่ละกรณี ดังนี้

$$DC_{total} = \sum_{i} (DC_i \times n_i) \tag{8.10}$$

3) คำนวณความต้องการไฟฟ้าสูงสุดในเขตนิคมอุตสาหกรรม และนอกเขตนิคมอุตสาหกรรม

โดยข้อมูลและวิธีการคำนวณในเขตนิคมอุตสาหกรรมจะแสดงในภาคผนวก ข สำหรับความต้องการไฟฟ้าสูงสุดนอกเขตนิคมอุตสาหกรรมสามารถคำนวณได้จาก ผลต่างระหว่างความต้องการไฟฟ้าทั้งหมดในระบบจำหน่ายกับความต้องการไฟฟ้าในเขตนิคมอุตสาหกรรม

4) คำนวณค่าความต้องการไฟฟ้าในเขตนิคมอุตสาหกรรมและนอกเขตนิคมอุตสาหกรรม

ค่าความต้องการไฟฟ้าในเขตนิคมอุตสาหกรรมและนอกเขตนิคมอุตสาหกรรมสามารถคำนวณได้จากสมการที่ 8.2 และสมการที่ 8.3 ตามลำดับ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

5) คำนวณค่าผ่านสายส่งใหม่หลังจากมีการเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าในนิคมอุตสาหกรรม

อัตราค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าใหม่จากการเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าในนิคมอุตสาหกรรมสามารถคำนวณได้จากสมการที่ 8.6 ทั้งนี้ เนื่องจากค่าผ่านสายส่งไม่สามารถคำนวณเป็นสัดส่วนกับความต้องการใช้ไฟฟ้าได้โดยตรง โดยอาจมีผลของปัจจัยอื่นๆ ร่วมได้ เช่น วิธีการที่นำมาใช้ในการคำนวณรวม และระยะทางระหว่างคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้า เป็นต้น ดังนั้นในการคำนวณนี้จึงจะเปรียบเทียบเป็นสัดส่วนของการใช้ Wheeling Charge ต่อต้นทุนในนิคมอุตสาหกรรม นอกเหนือจากนี้ ดังที่ได้กล่าวไปแล้วว่า ค่าความต้องการไฟฟ้าทั้งหมดที่เรียกเก็บได้สามารถแยกเป็นค่าความต้องการไฟฟ้าจากเขตนิคมอุตสาหกรรมและนอกเขตนิคมอุตสาหกรรม ทำให้สมการที่ 8.6 สามารถเขียนได้ใหม่เป็น

$$DT_{new} = \frac{(1-r)DC_{ind} + DC_{non-ind}}{P_{peak,ind,av} + P_{peak,non-ind,av}} \quad (8.11)$$

เมื่อ DT_{new} คือ อัตราค่าความต้องการไฟฟ้าใหม่หลังจากมีการเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าในเขตนิคมอุตสาหกรรม [บาท/กิโลวัตต์]

DC_{ind} คือ ค่าความต้องการไฟฟ้าทั้งหมดทีเรียกเก็บได้จากเขตนิคมอุตสาหกรรมในแต่ละเดือน [บาท/เดือน]

$DC_{non\text{-}ind}$ คือ ค่าความต้องการไฟฟ้าทั้งหมดทีเรียกเก็บได้นอกเขตนิคมอุตสาหกรรมในแต่ละเดือน [บาท/เดือน]

$P_{peak,ind,av}$ คือ ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดเฉลี่ยในเขตนิคมอุตสาหกรรมของผู้ใช้ไฟฟ้าที่เป็นคู่สัญญากับการไฟฟ้า [กิโลวัตต์]

$P_{peak,non\text{-}ind,av}$ คือ ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดทั้งหมดเฉลี่ยนอกนิคมอุตสาหกรรมที่เป็นคู่สัญญากับการไฟฟ้า [กิโลวัตต์]

r คือ สัดส่วนการเรียกเก็บ Wheeling Charge ในประเทศ ต่อเงินลงทุนในเขตนิคมอุตสาหกรรมทั้งประเทศ

ถึงแม้ว่า สัดส่วนการเรียกเก็บ Wheeling Charge อาจไม่สามารถคำนวณได้จากกำลังไฟฟ้าและต้นทุนระบบเทานั้น โดยอาจขึ้นกับระยะทาง รูปแบบการเชื่อมต่อและวิธีการคำนวณ อย่างไรก็ตาม สัดส่วนการเรียกเก็บ Wheeling Charge สามารถคำนวณได้ดังนี้

$$r = \frac{\sum_{i \in ind} WC_{ind,i}}{\sum_{i \in ind} DC_{ind,i}} \quad (8.12)$$

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

เมื่อ $WC_{ind,i}$ คือ Wheeling Charge ทั้งหมดที่เรียกเก็บได้ในนิคมอุตสาหกรรมที่ i [บาท/เดือน]

$DT_{ind,i}$ คือ ค่าความต้องการไฟฟ้าทั้งหมดที่เรียกเก็บได้จากนิคมอุตสาหกรรมที่ i ในแต่ละเดือน [บาท/เดือน]

ind คือ เซ็ตของนิคมอุตสาหกรรมในประเทศไทย

โดยหากคำนวณ Wheeling Charge ด้วยวิธี Absolute Power Flow Based แบบละเลยผลของกำลังไฟฟ้าสูญเสียและพิจารณาระบบที่มีโครงสร้างแบบเรเดียล Wheeling Charge ทั้งหมดที่เรียกเก็บได้ในนิคมอุตสาหกรรมหนึ่งๆ สามารถคำนวณได้ดังนี้

$$WC_{ind} = \sum_{i \in O} \sum_{j=1}^{n} \frac{C_{j,i} P_i \times AC_j}{\sum_{k=1}^{m} C_{j,k} P_k} \quad (8.13)$$

เมื่อ WC_{ind} คือ Wheeling Charge ทั้งหมดที่เรียกเก็บได้ในนิคมอุตสาหกรรมที่ e [บาท/เดือน]

AC_j คือ Annual Cost ของสายส่งเส้นที่ j [บาท/ปี]

P_i คือ ปริมาณสายส่งไฟฟ้าของสายส่งที่ *j* ที่ถูกใช้โดยคู่สัญญาที่ *i* [กิโลวัตต์]

$C_{j,k}$ คือ สัมประสิทธิ์การใช้งานสายส่งโดยจะมีค่าเป็น 1 เมื่อ สายส่งเส้นที่ j อยู่ระหว่างคู่สัญญาที่ k และมีค่าเป็น 0 เมื่อสายส่งเส้นที่ j ไม่อยู่ระหว่างสายส่งเส้นที่ k

n คือ จำนวนสายส่งทั้งหมดในนิคมอุตสาหกรรม

m คือ จำนวนคู่สัญญาทั้งหมดในนิคมอุตสาหกรรม

O คือ เซ็ตของคู่สัญญาที่ทำสัญญากับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก

8.2.2 การคำนวณผลกระทบการเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าในนิคมอุตสาหกรรมต่อค่าความต้องการพลังไฟฟ้าของประเทศไทยเมื่อกำหนดให้ใช้อัตราค่าความต้องการไฟฟ้า 3 อัตราแยกตามระดับแรงดัน

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

สำหรับการคำนวณผลกระทบเมื่อกำหนดให้ใช้อัตราค่าความต้องการไฟฟ้าทั้ง 3 อัตราแยกตามระดับแรงดันนั้น จะคำนวณด้วยวิธีเดียวกับการคำนวณในหัวข้อ 8.2.1 แต่เป็นการพิจารณาแยกตามระดับแรงดัน โดยจะใช้สมมุติฐานว่าสำหรับแรงดันสูงกว่า 22 kV ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะเชื่อมต่อด้วยผู้ใช้ไฟฟ้าของการไฟฟ้าประเภท 4 กิจการขนาดใหญ่ทั้งหมด และสำหรับแรงดันช่วง 22 – 33 kV จะเป็นผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท 4 ส่วนที่เหลือ และผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 3 5 6 และ 7 สำหรับระดับแรงดัน 22 – 33 ตามมูลการจำหน่ายไฟฟ้าในแต่ละระดับแรงดันของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และสำหรับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะสมมุติให้ผู้ใช้ไฟฟ้าทุกรายเชื่อมต่อกับระดับแรงดัน 22-33 kV

8.3 การคำนวณผลกระทบจากการใช้งาน Wheeling Charge ในเขตนิคมอุตสาหกรรมและผลกระทบจากการเปลี่ยนคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเป็นผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก

8.3.1 การคำนวณผลกระทบจากการใช้งาน Wheeling Charge ในเขตนิคมอุตสาหกรรม

การอัตราค่าความต้องการพลังไฟฟ้าใหม่หลังจากมีการใช้งาน Wheeling Charge ในเขตนิคมอุตสาหกรรมสามารถคำนวณได้จากสมการที่ 8.11 อย่างไรก็ตามเพื่อให้ง่ายต่อการคำนวณในหัวข้อนี้จะจัดสมการการคำนวณค่าความต้องการพลังไฟฟ้าใหม่ ดังนี้

$$DT_{new} = \alpha DT \tag{8.14}$$

เมื่อ α คือ ตัวประกอบผลกระทบจากการใช้งาน Wheeling Charge (Wheeling Charge Impact Factor) และสามารถคำนวณได้จากสมการที่ 8.1 และ 8.11 ดังนี้

$$DT = \frac{DC_{ind} + DC_{non-ind}}{P_{total}}$$

$$DT_{new} = \frac{(1-r)DC_{ind} + DC_{non-ind}}{P_{total}}$$

$$\alpha = \frac{DT_{new}}{DT}$$

$$= 1 - \frac{r \cdot DT_{ind}}{DT_{total}}$$

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

8.3.2 การคำนวณผลกระทบจากการเปลี่ยนคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเป็นผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก

ดังที่กล่าวไปแล้วในหัวข้อที่ 6.2.3 ว่าการการลักษณะการเกิดคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้าใหม่ที่เกิดขึ้นนั้นมีได้ 2 รูปแบบ คือ ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กขายไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหม่ และผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กขายไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ไฟฟ้ารายเดิมของการไฟฟ้า ซึ่งในกรณีที่ผู้ใช้ไฟฟ้าเปลี่ยนการซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าเป็นการซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กจะทำให้สัดส่วนผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีการใช้งานระบบมีจำนวนน้อยลงดังนั้นจึงสามารถเขียนสมการ 8.11 ใหม่ได้ ดังนี้

$$DT_{new,ch} = \frac{(1-r)DC_{ind} + DC_{non-ind}}{(P_{ind} - \Delta P) + P_{non-ind}} \quad (8.15)$$

เมื่อ ΔP คือ กำลังไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีการเปลี่ยนการซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเป็นการซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก [กิโลวัตต์]

โดยที่สามารถจัดรูปสมการการคำนวณค่าความต้องการไฟฟ้าจากการเปลี่ยนผู้ซื้อไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าได้ ดังนี้

$$DT_{new,ch} = \beta DT_{new} \quad (8.14)$$

เมื่อ $DT_{new,ch}$ คือ อัตราค่าความต้องการไฟฟ้าใหม่เมื่อมีการใช้งาน Wheeling Charge ในเขตนิคมอุตสาหกรรมและมีการเปลี่ยนผู้ซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเป็น SPP ของผู้ใช้ไฟฟ้า [บาท/กิโลวัตต์]

DT_{new} คือ อัตราค่าความต้องการไฟฟ้าใหม่เมื่อมีการใช้งาน Wheeling Charge ในเขตนิคมอุตสาหกรรม [บาท/กิโลวัตต์]

β คือ ตัวประกอบร้อยละการเปลี่ยนแปลงของโหลด (Load Percentage Change Factor)

ทั้งนี้ตัวประกอบร้อยละการเปลี่ยนแปลงของโหลดสามารถคำนวณได้ ดังนี้

$$\beta = \frac{DT_{new,ch}}{DT_{new}}$$

$$= \frac{P_{total}}{P_{total} - \Delta P}$$

$$= \frac{1}{1 - \frac{\Delta P}{P_{total}}}$$

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

8.3.3 สรุปสูตรการคำนวณค่าความต้องการไฟฟ้าใหม่หลังมีการเรียกเก็บ Wheeling Charge ในเขตนิคมอุตสาหกรรม

จากหัวข้อที่ 8.3.1 และ 8.3.2 จะพบว่าอัตราค่าความต้องการไฟฟ้าจะมีการเปลี่ยนแปลงเมื่อ

- มีการเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าในรูป Wheeling Charge

- ผู้ใช้ไฟฟ้ามีการเปลี่ยนแปลงการซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเป็นการซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก

โดยสามารถสรุปสูตรการคำนวณอัตราค่าความต้องการพลังไฟฟ้าใหม่ในรูปของผลคูณของตัวประกอบใช้งาน Wheeling Charge และตัวประกอบการเปลี่ยนแปลงของผู้ใช้ไฟฟ้าได้ ดังนี้

$$DT_{new} = \alpha\beta DT \tag{8.15}$$

$$\alpha = 1 - r\gamma \tag{8.16}$$

$$\beta = \frac{1}{1-\delta} \tag{8.17}$$

เมื่อ DT_{new} คือ อัตราค่าความต้องการพลังไฟฟ้าใหม่หลังมีการเรียกเก็บค่า Wheeling Charge ในเขตนิคมอุตสาหกรรม [กิโลวัตต์/บาท]

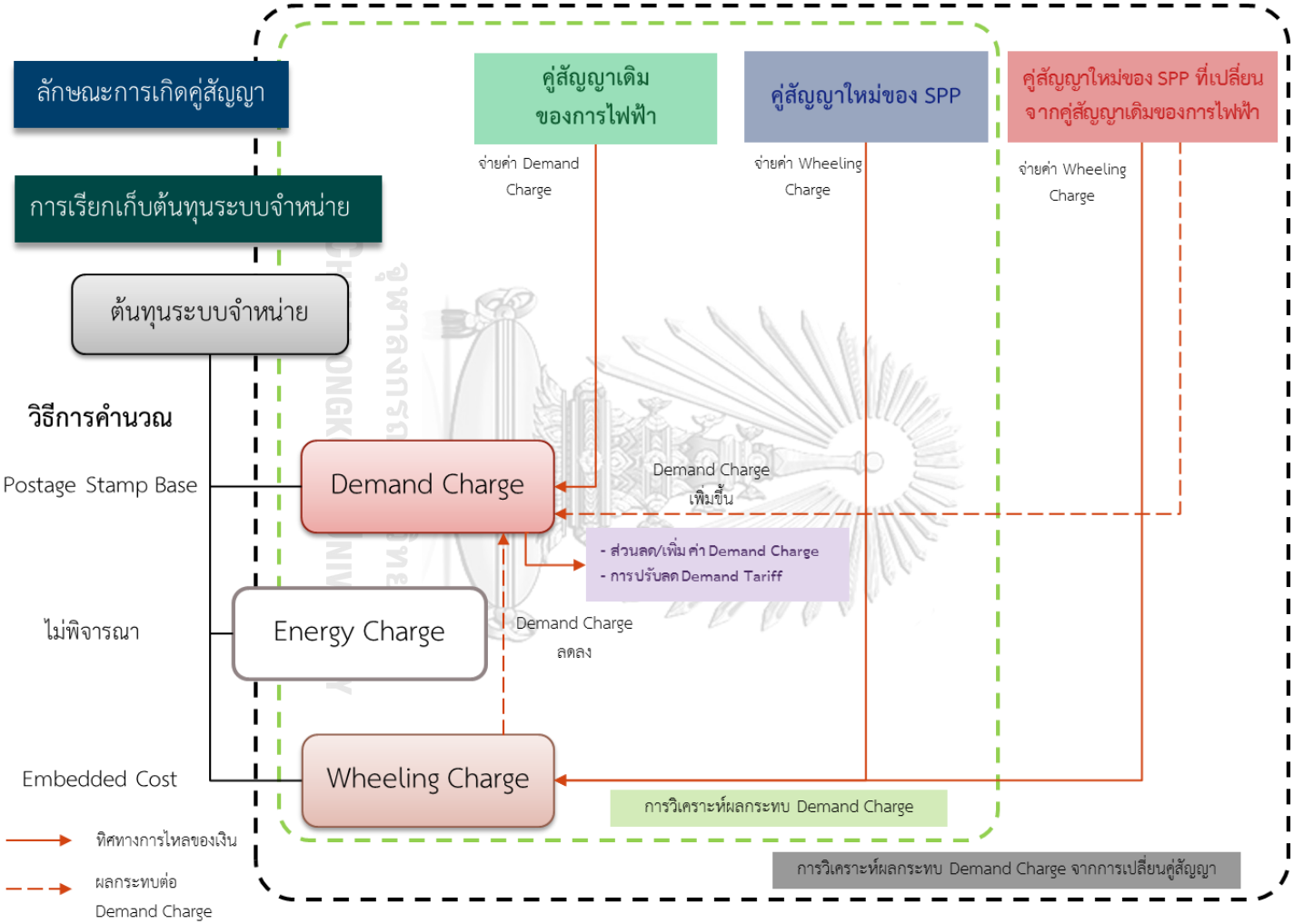
r คือ สัดส่วนการเรียกเก็บงานจาก Wheeling Charge ในเขตนิคมอุตสาหกรรม

γ คือ สัดส่วนการเรียกเก็บเงินใน 1 เดือนจากเขตนิคมอุตสาหกรรมต่อการเรียกเก็บเงินทั้งหมดในประเทศ

δ คือ สัดส่วนการเรียกโหลดที่มีการเปลี่ยนการซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเป็นผู้ผลิตไฟฟ้าทั้งหมดต่อโหลดทั้งหมด

ทั้งนี้จะพบว่าอัตราค่าความต้องการพลังไฟฟ้าใหม่หลังมีการเรียกเก็บค่า Wheeling Charge ในเขตนิคมอุตสาหกรรมนั้นจะมีค่าลดลงเมื่อ $\alpha\beta < 1$ และมีค่ามากขึ้นเมื่อ $\alpha\beta > 1$

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University



รูปที่ 8.2 สรุปภาพรวมผลกระทบจากการเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งต่อค่าความต้องการพลังไฟฟ้า

บทที่ 9
ผลการคำนวณ

ในบทนี้จะกล่าวถึงผลการคำนวณตามแนวคิด และทฤษฎีที่ได้ศึกษา และนำเสนอในบทต่างๆ โดยประกอบด้วย

1) ผลการคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าโดยพิจารณาการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไปจากคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้า
2) ผลการคำนวณผลกระทบการเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าในนิคมอุตสาหกรรมต่อค่าความต้องการพลังไฟฟ้าของประเทศไทย
3) สรุปการคำนวณผลกระทบการเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าในนิคมอุตสาหกรรมต่อค่าความต้องการพลังไฟฟ้าของประเทศไทย

9.1 ผลการคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าโดยพิจารณาการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไปจากคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้า

ในหัวข้อนี้จะกล่าวถึงผลการคำนวณที่เกี่ยวข้องกับการคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าโดยพิจารณาการไหลของกำลังฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไปจากคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้า โดยแบ่งเป็น หัวข้อย่อยต่างๆ ดังนี้

1) ผลการคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้า สำหรับระบบไฟฟ้า 6 บัส
2) การวิเคราะห์ผลการคำนวณค่าผ่านสายส่ง

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

9.1.1 ผลการคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้า สำหรับระบบไฟฟ้า 6 บัส

ในหัวข้อนี้จะแสดงผลการคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าตามวิธีการที่นำเสนอในหัวข้อที่ 6.2 โดยจะพิจารณาระบบไฟฟ้าแบบเรเดียลอย่างง่ายที่ไม่มีกำลังไฟฟ้าสูญเสียและมีผู้ผลิตไฟฟ้ารายเดียวทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ใช้ไฟฟ้า

สำหรับระบบเรเดียลอย่างง่าย เมื่อผู้ผลิตไฟฟ้าเชื่อมต่อที่บัสที่ 4 และทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ผลิตไฟฟ้าที่บัส 2 และ 6 ที่กำลังไฟฟ้าตามสัญญาขนาด 10 เมกกะวัตต์ 20 เมกกะวัตต์ 40 เมกกะวัตต์ 60 เมกกะวัตต์ และ 70 เมกกะวัตต์ ทั้งหมด 8 กรณี ดังตารางที่ *9.1* ใช้พารามิเตอร์ใน

การคำนวณตามตารางที่ *9.2* และต้นทุนสายส่งไฟฟ้าจากการคำนวณเป็นไปตาม ตารางที่ *9.3* ได้ สามารถแสดงผลการคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าด้วยวิธี Power Flow Based MW-Mile และวิธีพิจารณาขนาดกำลังไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไปได้ ดังนี้

ตารางที่ 9.1 กรณีสำหรับการคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้า

กรณี	**บัสผู้ผลิตไฟฟ้า**	**บัสที่ทำสัญญากับผู้ผลิตไฟฟ้า**	**กำลังไฟฟ้าที่ทำสัญญา (MW)**
1	4	2	10
2			20
3			40
4			60
5			70
6		6	10
7			40
8			60

ตารางที่ 9.2 พารามิเตอร์สำหรับการคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้า

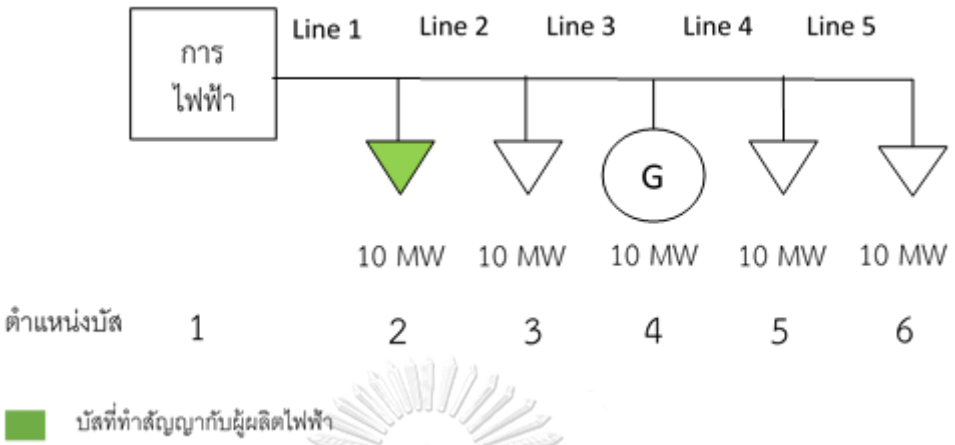
พารามิเตอร์ต่างๆ	**ปริมาณ**
R	0.001 โอห์ม/สาย
X	0.008 โอห์ม/สาย
ความยาว	1 กิโลเมตร/สาย
ต้นทุนสายส่ง	25,000,000 บาท/กิโลเมตร
อายุการใช้งานสายส่ง	25 ปี
Discount rate	r = 0.0000000001

ตารางที่ 9.3 ต้นทุนสายส่งไฟฟ้าจากการคำนวณ

พารามิเตอร์จากการคำนวณ	**ปริมาณ**
AC total	5,000,000 บาท/ปี
AC	1,000,000 บาท/กิโลเมตร/ปี

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

กรณีที่ 1: ผู้ผลิตไฟฟ้าบัสที่ 4 ทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ใช้ไฟฟ้าบัสที่ 2 ด้วยขนาด 10 MW



รูปที่ 9.1 กรณีที่ 1: ผู้ผลิตไฟฟ้าทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ใช้ไฟฟ้าบัสที่ 2 ด้วยขนาด 10 MW

ตารางที่ 9.4 คู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้าสำหรับกรณีที่ 1

คู่สัญญาที่	บัสผู้ผลิตไฟฟ้า	บัสผู้ใช้ไฟฟ้า	กำลังไฟฟ้าตามสัญญา
1	4	2	10
2	1	3	10
3	1	5	10
4	1	6	10

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ตารางที่ 9.5 กำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งไฟฟ้า สำหรับกรณีที่ 1

ปริมาณ	Removed Contract	Line 1	Line 2	Line 3	Line 4	Line 5
กำลังไฟฟ้าสุทธิของระบบเมื่อไม่มีคู่สัญญา	-	30	20	10	20	10
	1	30	30	20	20	10
	2	20	10	10	20	10
	3	20	10	0	10	10
	4	20	10	0	10	0
$\Delta MW_{\mathrm{us},j,i}$	1	0	-10	-10	0	0
	2	10	10	0	0	0
	3	10	10	10	10	0
	4	10	10	10	10	10

ปริมาณ	Removed Contract	Line 1	Line 2	Line 3	Line 4	Line 5
$\Delta MW_{\mathrm{ch},j,i}$	1	0	-10	-10	0	0
	2	10	10	0	0	0
	3	10	10	10	10	0
	4	10	10	10	10	10

ตารางที่ 9.6 ค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าจากการคำนวณด้วยวิธี Power Flow Based MW-Mile สำหรับกรณีที่ 1

รูปแบบ	Line	ค่าผ่านสายส่งไฟฟ้า (บาท/ปี)				
		Contract 1	Contract 2	Contract 3	Contract 4	Line total
Actual	1	-27	333,332	333,346	333,349	1,000,000
	2	-500,015	499,990	500,010	500,015	1,000,000
	3	-999,970	0	999,980	999,990	1,000,000
	4	0	0	499,997	500,002	1,000,000
	5	0	0	0	1,000,000	1,000,000
Absolute	1	27	333,314	333,328	333,331	1,000,000
	2	250,004	249,991	250,001	250,004	1,000,000
	3	333,330	0	333,333	333,337	1,000,000
	4	0	0	499,997	500,002	1,000,000
	5	0	0	0	1,000,000	1,000,000
Positive	1	0	333,323	333,337	333,340	1,000,000
	2	0	333,323	333,337	333,340	1,000,000
	3	0	0	499,997	500,002	1,000,000
	4	0	0	499,997	500,002	1,000,000
	5	0	0	0	1,000,000	1,000,000

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

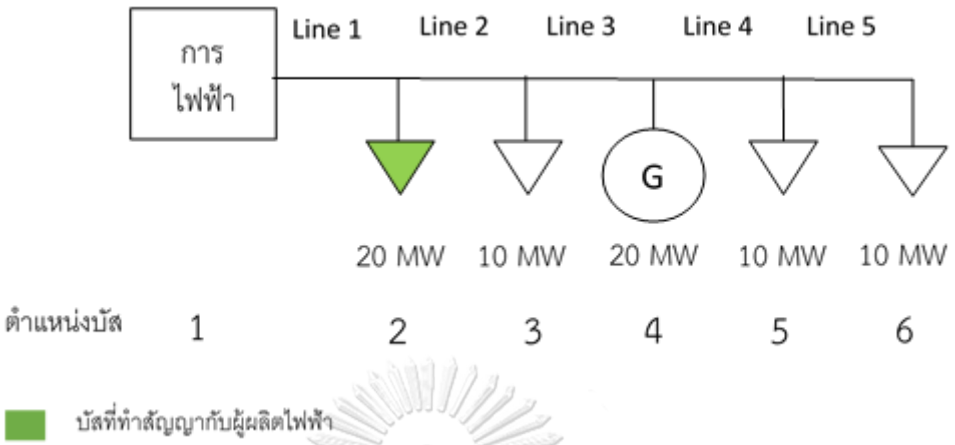
ตารางที่ 9.7 ค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าจากการคำนวณด้วยวิธีพิจารณาขนาดกำลังไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไป กรณีที่ 1

รูปแบบ	Line	ค่าผ่านสายส่งไฟฟ้า (บาท/ปี)				
		Contract 1	Contract 2	Contract 3	Contract 4	Line total
Actual	1	-27	333,332	333,346	333,349	1,000,000
	2	-500,015	499,990	500,010	500,015	1,000,000
	3	-999,970	0	999,980	999,990	1,000,000
	4	0	0	499,997	500,002	1,000,000
	5	0	0	0	1,000,000	1,000,000
Absolute	1	27	333,314	333,328	333,331	1,000,000
	2	250,004	249,991	250,001	250,004	1,000,000
	3	333,330	0	333,333	333,337	1,000,000
	4	0	0	499,997	500,002	1,000,000
	5	0	0	0	1,000,000	1,000,000
Positive	1	0	333,323	333,337	333,340	1,000,000
	2	0	333,323	333,337	333,340	1,000,000
	3	0	0	499,997	500,002	1,000,000
	4	0	0	499,997	500,002	1,000,000
	5	0	0	0	1,000,000	1,000,000

ตารางที่ 9.8 ค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าของแต่ละคู่สัญญา สำหรับกรณีที่ 1

วิธีการคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้า		ค่าผ่านสายส่งไฟฟ้า (บาท/ปี)				
		Contract 1	Contract 2	Contract 3	Contract 4	รวม
Power Flow Based MW-Mile	Actual	-1,500,012	833,323	2,333,333	3,333,356	5,000,000
	Absolute	583,361	583,305	1,416,660	2,416,674	5,000,000
	Positive	0	666,647	1,666,668	2,666,685	5,000,000
พิจารณากำลังไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลง	Actual	-1,500,012	833,323	2,333,333	3,333,356	5,000,000
	Absolute	583,361	583,305	1,416,660	2,416,674	5,000,000
	Positive	0	666,647	1,666,668	2,666,685	5,000,000

กรณีที่ 2: ผู้ผลิตไฟฟ้าบัสที่ 4 ทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ใช้ไฟฟ้าบัสที่ 2 ด้วยขนาด 20 MW



รูปที่ 9.2 กรณีที่ 2: ผู้ผลิตไฟฟ้าทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ใช้ไฟฟ้าบัสที่ 2 ด้วยขนาด 20 MW

ตารางที่ 9.9 คู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้าสำหรับกรณีที่ 2

คู่สัญญาที่	**บัสผู้ผลิตไฟฟ้า**	**บัสผู้ใช้ไฟฟ้า**	**กำลังไฟฟ้าตามสัญญา**
1	4	2	20
2	1	3	10
3	1	5	10
4	1	6	10

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ตารางที่ 9.10 กำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งไฟฟ้า สำหรับกรณีที่ 2

ปริมาณ	Removed Contract	Line 1	Line 2	Line 3	Line 4	Line 5
กำลังไฟฟ้าสุทธิของระบบเมื่อไม่มีคู่สัญญา	-	30	10	0	20	10
	1	30	30	20	20	10
	2	20	0	0	20	10
	3	20	0	-10	10	10
	4	20	0	-10	10	0
$\Delta MW_{\mathrm{us},j,i}$	1	0	-20	-20	0	0
	2	10	10	0	0	0
	3	10	10	10	10	0
	4	10	10	10	10	10

ปริมาณ	Removed Contract	Line 1	Line 2	Line 3	Line 4	Line 5
$\Delta MW_{\mathrm{ch},j,i}$	1	0	-20	-20	0	0
	2	10	10	0	0	0
	3	10	10	-10	10	0
	4	10	10	-10	10	10

ตารางที่ 9.11 ค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าจากการคำนวณด้วยวิธี Power Flow Based MW-Mile สำหรับกรณีที่ 2

รูปแบบ	Line	ค่าผ่านสายส่งไฟฟ้า (บาท/ปี)				
		Contract 1	Contract 2	Contract 3	Contract 4	Line total
Actual	1	-41	333,341	333,348	333,351	-41
	2	-2,000,202	1,000,051	1,000,071	1,000,081	-2,000,202
	3	-202×10^{9}	21,101	101×10^{9}	101×10^{9}	-202×10^{9}
	4	0	0	499,997	500,002	0
	5	0	0	0	1,000,000	0
Absolute	1	41	333,314	333,321	333,324	41
	2	400,008	199,994	199,998	200,000	400,008
	3	499,999	0	249,999	250,002	499,999
	4	0	0	499,997	500,002	0
	5	0	0	0	1,000,000	0
Positive	1	0	333,328	333,334	333,338	0
	2	0	333,328	333,334	333,338	0
	3	0	0	499,997	500,002	0
	4	0	0	499,997	500,002	0
	5	0	0	0	1,000,000	0

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ 9.12 ค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าจากการคำนวณด้วยวิธีพิจารณาขนาดกำลังไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไป กรณีที่ 2

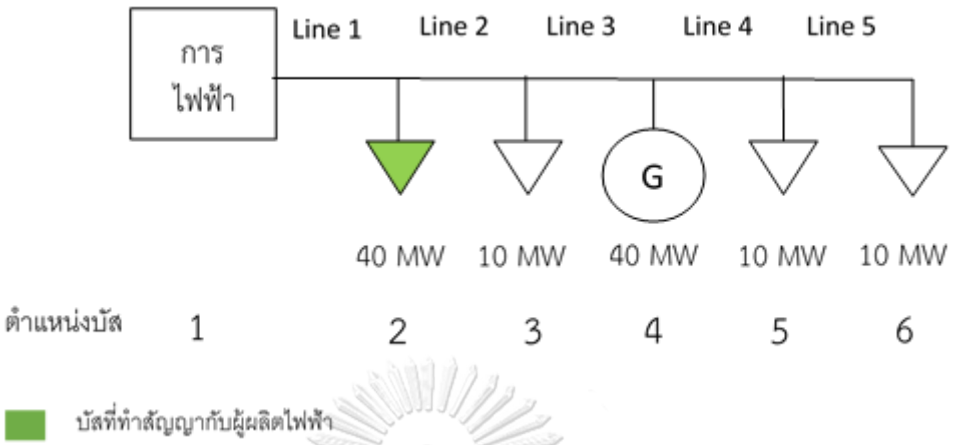
รูปแบบ	Line	ค่าผ่านสายส่งไฟฟ้า (บาท/ปี)				
		Contract 1	Contract 2	Contract 3	Contract 4	Line total
Actual	1	-41	333,341	333,348	333,351	-41
	2	-2,000,202	1,000,051	1,000,071	1,000,081	-2,000,202
	3	500,024	0	249,987	249,989	500,024
	4	0	0	499,997	500,002	0
	5	0	0	0	1,000,000	0
Absolute	1	41	333,314	333,321	333,324	41
	2	400,008	199,994	199,998	200,000	400,008
	3	500,024	0	249,987	249,989	500,024
	4	0	0	499,997	500,002	0
	5	0	0	0	1,000,000	0
Positive	1	0	333,328	333,334	333,338	0
	2	0	333,328	333,334	333,338	0
	3	0	1,000,000	0	0	0
	4	0	0	499,997	500,002	0
	5	0	0	0	1,000,000	0

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 9.13 ค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าของแต่ละคู่สัญญา สำหรับกรณีที่ 2

วิธีการคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้า		ค่าผ่านสายส่งไฟฟ้า (บาท/ปี)				
		Contract 1	Contract 2	Contract 3	Contract 4	รวม
Power Flow Based MW-Mile	Actual	-202×10^{9}	1,354,493	101×10^{9}	101×10^{9}	-202×10^{9}
	Absolute	900,048	533,308	1,283,316	2,283,328	900,048
	Positive	0	666,656	1,666,664	2,666,680	0
พิจารณากำลังไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลง	Actual	-1,500,219	1,333,392	2,083,403	3,083,424	-1,500,219
	Absolute	900,073	533,308	1,283,303	2,283,316	900,073
	Positive	0	1,666,655	1,166,666	2,166,678	0

กรณีที่ 3: ผู้ผลิตไฟฟ้าบัสที่ 4 ทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ใช้ไฟฟ้าบัสที่ 2 ด้วยขนาด 40 MW



รูปที่ 9.3 กรณีที่ 3: ผู้ผลิตไฟฟ้าทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ใช้ไฟฟ้าบัสที่ 2 ด้วยขนาด 40 MW

ตารางที่ 9.14 คู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้าสำหรับกรณีที่ 3

คู่สัญญาที่	บัสผู้ผลิตไฟฟ้า	บัสผู้ใช้ไฟฟ้า	กำลังไฟฟ้าตามสัญญา
1	4	2	40
2	1	3	10
3	1	5	10
4	1	6	10

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ตารางที่ 9.15 กำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายสำ สำหรับกรณีที่ 3

ปริมาณ	Removed Contract	Line 1	Line 2	Line 3	Line 4	Line 5
กำลังไฟฟ้าสุทธิของระบบเมื่อไม่มีคู่สัญญา	-	30	-10	-20	20	10
	1	30	30	20	20	10
	2	20	-20	-20	20	10
	3	20	-20	-30	10	10
	4	20	-20	-30	10	0
$\Delta MW_{us,j,i}$	1	0	-40	-40	0	0
	2	10	10	0	0	0
	3	10	10	10	10	0
	4	10	10	10	10	10

ปริมาณ	Removed Contract	Line 1	Line 2	Line 3	Line 4	Line 5
$\Delta MW_{\mathrm{ch},j,i}$	1	0	-20	0	0	0
	2	10	-10	0	0	0
	3	10	-10	-10	10	0
	4	10	-10	-10	10	10

ตารางที่ 9.16 ค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าจากการคำนวณด้วยวิธี Power Flow Based MW-Mile สำหรับกรณีที่ 3

รูปแบบ	Line	ค่าผ่านสายส่งไฟฟ้า (บาท/ปี)				
		Contract 1	Contract 2	Contract 3	Contract 4	Line total
Actual	1	-28	333,346	333,339	333,343	1,000,000
	2	3,999,270	-999,767	-999,747	-999,757	1,000,000
	3	1,999,969	0	-499,982	-499,987	1,000,000
	4	-0	0	499,997	500,002	1,000,000
	5	-0	-0	0	1,000,000	1,000,000
Absolute	1	28	333,327	333,321	333,324	1,000,000
	2	571,443	142,854	142,851	142,852	1,000,000
	3	666,670	0	166,664	166,666	1,000,000
	4	0	0	499,997	500,002	1,000,000
	5	0	0	0	1,000,000	1,000,000
Positive	1	0	333,337	333,330	333,333	1,000,000
	2	0	333,337	333,330	333,333	1,000,000
	3	0	0	499,997	500,002	1,000,000
	4	0	0	499,997	500,002	1,000,000
	5	0	0	0	1,000,000	1,000,000

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ 9.17 ค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าจากการคำนวณด้วยวิธีพิจารณาขนาดกำลังไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไป กรณีที่ 3

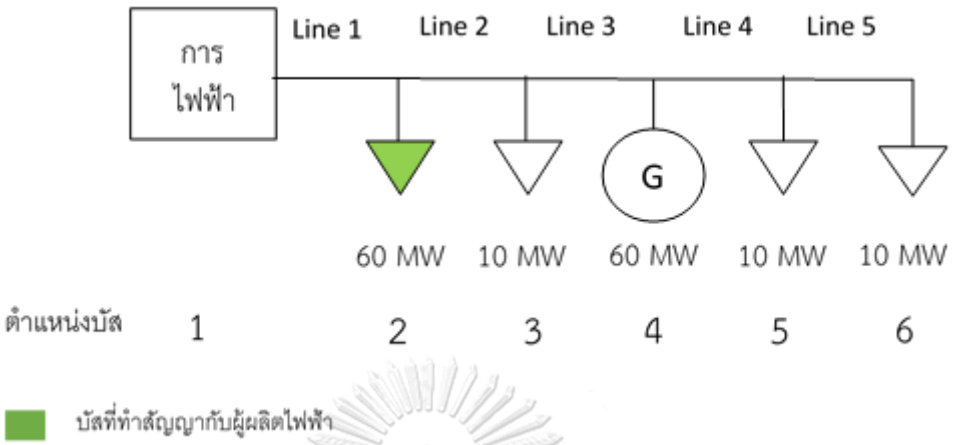
รูปแบบ	Line	ค่าผ่านสายส่งไฟฟ้า (บาท/ปี)				
		Contract 1	Contract 2	Contract 3	Contract 4	Line total
Actual	1	-28	333,346	333,339	333,343	1,000,000
	2	400,043	199,987	199,983	199,985	1,000,000
	3	91	-0	499,952	499,957	1,000,000
	4	-0	0	499,997	500,002	1,000,000
	5	-0	-0	0	1,000,000	1,000,000
Absolute	1	28	333,327	333,321	333,324	1,000,000
	2	400,043	199,987	199,983	199,985	1,000,000
	3	91	0	499,952	499,957	1,000,000
	4	0	0	499,997	500,002	1,000,000
	5	0	0	0	1,000,000	1,000,000
Positive	1	0	333,337	333,330	333,333	1,000,000
	2					0
	3	0	1,000,000	0	0	1,000,000
	4	0	0	499,997	500,002	1,000,000
	5	0	0	0	1,000,000	1,000,000

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 9.18 ค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าของแต่ละคู่สัญญา สำหรับกรณีที่ 3

วิธีการคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้า		ค่าผ่านสายส่งไฟฟ้า (บาท/ปี)				
		Contract 1	Contract 2	Contract 3	Contract 4	รวม
Power Flow Based MW-Mile	Actual	5,999,211	-666,421	-666,392	333,601	5,000,000
	Absolute	1,238,141	476,181	1,142,833	2,142,844	5,000,000
	Positive	0	666,673	1,666,655	2,666,671	5,000,000
พิจารณากำลังไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลง	Actual	400,106	533,333	1,533,272	2,533,288	5,000,000
	Absolute	400,162	533,315	1,533,254	2,533,269	5,000,000
	Positive	-	-	-	-	0.00

กรณีที่ 4: ผู้ผลิตไฟฟ้าบัสที่ 4 ทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ใช้ไฟฟ้าบัสที่ 2 ด้วยขนาด 60 MW



รูปที่ 9.4 กรณีที่ 4: ผู้ผลิตไฟฟ้าทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ใช้ไฟฟ้าบัสที่ 2 ด้วยขนาด 60 MW

ตารางที่ 9.19 คู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้าสำหรับกรณีที่ 4

คู่สัญญาที่	บัสผู้ผลิตไฟฟ้า	บัสผู้ใช้ไฟฟ้า	กำลังไฟฟ้าตามสัญญา
1	4	2	60
2	1	3	10
3	1	5	10
4	1	6	10

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ตารางที่ 9.20 กำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่ง สำหรับกรณีที่ 4

ปริมาณ	Removed Contract	Line 1	Line 2	Line 3	Line 4	Line 5
กำลังไฟฟ้าสุทธิของระบบเมื่อไม่มีคู่สัญญา	-	30	-30	-40	20	10
	1	30	30	20	20	10
	2	20	-40	-40	20	10
	3	20	-40	-50	10	10
	4	20	-40	-50	10	0
$\Delta MW_{us,j,i}$	1	0	-60	-60	0	0
	2	10	10	0	0	0
	3	10	10	10	10	0
	4	10	10	10	10	10

ปริมาณ	Removed Contract	Line 1	Line 2	Line 3	Line 4	Line 5
$\Delta MW_{\mathrm{ch},j,i}$	1	0	0	20	0	0
	2	10	-10	0	0	0
	3	10	-10	-10	10	0
	4	10	-10	-10	10	10

ตารางที่ 9.21 ค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าจากการคำนวณด้วยวิธี Power Flow Based MW-Mile สำหรับกรณีที่ 4

รูปแบบ	Line	ค่าผ่านสายส่งไฟฟ้า (บาท/ปี)				
		Contract 1	Contract 2	Contract 3	Contract 4	Line total
Actual	39	333,333	333,312	333,316	1,000,000	39
	1,999,824	-333,287	-333,267	-333,270	1,000,000	1,999,824
	1,499,973	0	-249,985	-249,988	1,000,000	1,499,973
	0	0	499,997	500,002	1,000,000	0
	0	0	0	1,000,000	1,000,000	0
Absolute	39	333,333	333,312	333,316	1,000,000	39
	666,686	111,109	111,102	111,103	1,000,000	666,686
	750,007	0	124,996	124,997	1,000,000	750,007
	0	0	499,997	500,002	1,000,000	0
	0	0	0	1,000,000	1,000,000	0
Positive	39	333,333	333,312	333,316	1,000,000	39
	0	333,346	333,325	333,329	1,000,000	0
	0	0	499,997	500,002	1,000,000	0
	0	0	499,997	500,002	1,000,000	0
	0	0	0	1,000,000	1,000,000	0

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ 9.22 ค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าจากการคำนวณด้วยวิธีพิจารณาขนาดกำลังไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไป กรณีที่ 4

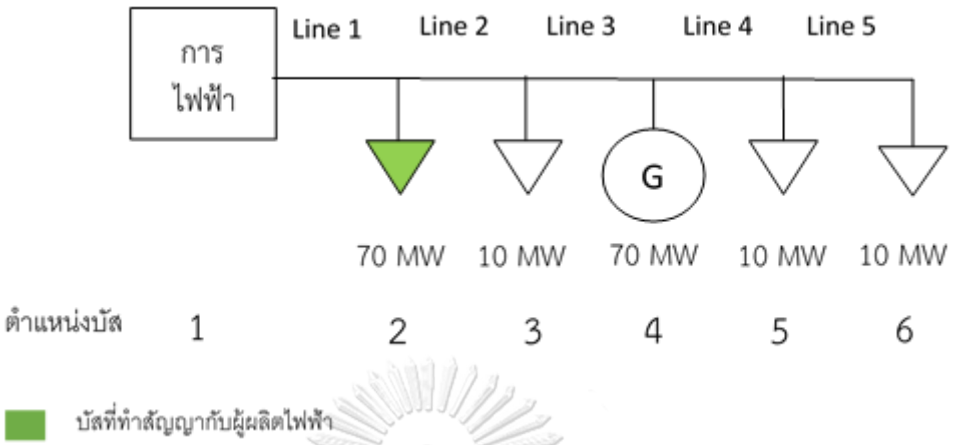
รูปแบบ	Line	ค่าผ่านสายส่งไฟฟ้า (บาท/ปี)				
		Contract 1	Contract 2	Contract 3	Contract 4	Line total
Actual	1	39	333,333	333,312	333,316	1,000,000
	2	161	333,292	333,272	333,275	1,000,000
	3	-10, $\times 10^9$	-1,809	5, $\times 10^9$	5, $\times 10^9$	1,000,000
	4	0	0	499,997	500,002	1,000,000
	5	0	0	0	1,000,000	1,000,000
Absolute	1	39	333,333	333,312	333,316	1,000,000
	2	161	333,292	333,272	333,275	1,000,000
	3	499,976	0	250,011	250,013	1,000,000
	4	0	0	499,997	500,002	1,000,000
	5	0	0	0	1,000,000	1,000,000
Positive	1	39	333,333	333,312	333,316	1,000,000
	2					0
	3	1,000,000	0	0	0	1,000,000
	4	0	0	499,997	500,002	1,000,000
	5	0	0	0	1,000,000	1,000,000

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 9.23 ค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าของแต่ละคู่สัญญา สำหรับกรณีที่ 4

วิธีการคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้า		ค่าผ่านสายส่งไฟฟ้า (บาท/ปี)				
		Contract 1	Contract 2	Contract 3	Contract 4	รวม
Power Flow Based MW-Mile	Actual	3,499,836	46	250,058	1,250,060	5,000,000
	Absolute	1,416,732	444,441	1,069,408	2,069,418	5,000,000
	Positive	39	666,678	1,666,633	2,666,649	5,000,000
พิจารณากำลังไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลง	Actual	-10, $\times 10^9$	664,816	5 $\times 10^9$	5 $\times 10^9$	5,000,000
	Absolute	500,176	666,625	1,416,592	2,416,606	5,000,000
	Positive	-	-	-	-	0.00

กรณีที่ 5: ผู้ผลิตไฟฟ้าบัสที่ 4 ทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ใช้ไฟฟ้าบัสที่ 2 ด้วยขนาด 70 MW



รูปที่ 9.5 กรณีที่ 5: ผู้ผลิตไฟฟ้าทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ใช้ไฟฟ้าบัสที่ 2 ด้วยขนาด 70 MW

ตารางที่ 9.24 คู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้าสำหรับกรณีที่ 5

คู่สัญญาที่	บัสผู้ผลิตไฟฟ้า	บัสผู้ใช้ไฟฟ้า	กำลังไฟฟ้าตามสัญญา
1	4	2	70
2	1	3	10
3	1	5	10
4	1	6	10

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ตารางที่ 9.25 กำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่ง สำหรับกรณีที่ 5

ปริมาณ	Removed Contract	Line 1	Line 2	Line 3	Line 4	Line 5
กำลังไฟฟ้าสุทธิของระบบเมื่อไม่มีคู่สัญญา	-	30	-40	-50	20	10
	1	30	30	20	20	10
	2	20	-50	-50	20	10
	3	20	-50	-60	10	10
	4	20	-50	-60	10	0
$\Delta MW_{us,j,i}$	1	0	-70	-70	0	0
	2	10	10	0	0	0
	3	10	10	10	10	0
	4	10	10	10	10	10

ปริมาณ	Removed Contract	Line 1	Line 2	Line 3	Line 4	Line 5
$\Delta MW_{\mathrm{ch},j,i}$	1	0	10	30	0	0
	2	10	-10	0	0	0
	3	10	-10	-10	10	0
	4	10	-10	-10	10	10

ตารางที่ 9.26 ค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าจากการคำนวณด้วยวิธี Power Flow Based MW-Mile สำหรับกรณีที่ 5

รูปแบบ	Line	ค่าผ่านสายส่งไฟฟ้า (บาท/ปี)				
		Contract 1	Contract 2	Contract 3	Contract 4	Line total
Actual	1	93	333,319	333,292	333,296	93
	2	1,749,867	-249,968	-249,948	-249,951	1,749,867
	3	1,399,974	0	-199,986	-199,988	1,399,974
	4	0	0	499,997	500,002	0
	5	0	0	0	1,000,000	0
Absolute	1	93	333,319	333,292	333,296	93
	2	700,021	99,998	99,990	99,991	700,021
	3	777,786	0	111,107	111,108	777,786
	4	0	0	499,997	500,002	0
	5	0	0	0	1,000,000	0
Positive	1	93	333,319	333,292	333,296	93
	2	0	333,350	333,323	333,327	0
	3	0	0	499,997	500,002	0
	4	0	0	499,997	500,002	0
	5	0	0	0	1,000,000	0

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ 9.27 ค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าจากการคำนวณด้วยวิธีพิจารณาขนาดกำลังไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไป กรณีที่ 5

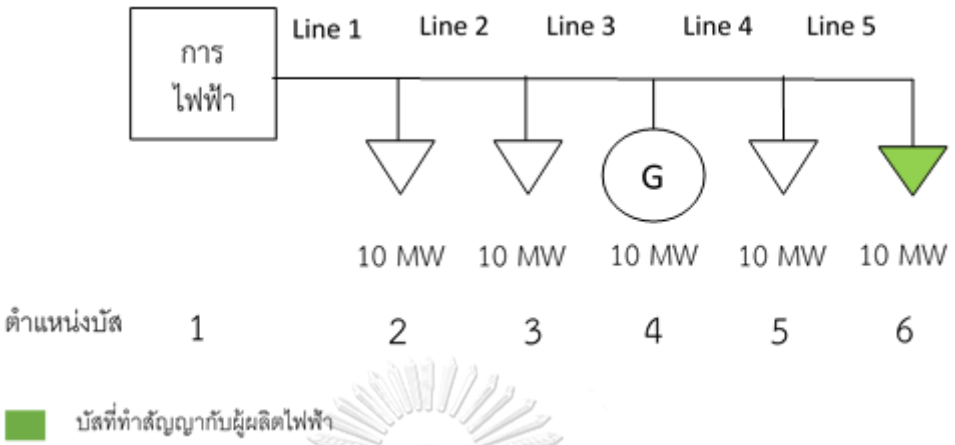
รูปแบบ	Line	ค่าผ่านสายส่งไฟฟ้า (บาท/ปี)				
		Contract 1	Contract 2	Contract 3	Contract 4	Line total
Actual	1	93	333,319	333,292	333,296	93
	2	-499,623	499,900	499,859	499,864	-499,623
	3	3,000,327	0	-1,000,159	-1,000,169	3,000,327
	4	0	0	499,997	500,002	0
	5	0	0	0	1,000,000	0
Absolute	1	93	333,319	333,292	333,296	93
	2	249,906	250,044	250,024	250,026	249,906
	3	599,987	0	200,006	200,008	599,987
	4	0	0	499,997	500,002	0
	5	0	0	0	1,000,000	0
Positive	1	93	333,319	333,292	333,296	93
	2	1,000,000	0	0	0	1,000,000
	3	1,000,000	0	0	0	1,000,000
	4	0	0	499,997	500,002	0
	5	0	0	0	1,000,000	0

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ 9.28 ค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าของแต่ละคู่สัญญา สำหรับกรณีที่ 5

วิธีการคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้า		ค่าผ่านสายส่งไฟฟ้า (บาท/ปี)				
		Contract 1	Contract 2	Contract 3	Contract 4	รวม
Power Flow Based MW-Mile	Actual	3,149,934	83,351	383,356	1,383,359	3,149,934
	Absolute	1,477,900	433,317	1,044,386	2,044,397	1,477,900
	Positive	93	666,669	1,666,610	2,666,627	93
พิจารณากำลังไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลง	Actual	2,500,797	833,219	332,990	1,332,993	2,500,797
	Absolute	849,985	583,363	1,283,319	2,283,332	849,985
	Positive	2,000,093	333,319	833,290	1,833,298	2,000,093

กรณีที่ 6: ผู้ผลิตไฟฟ้าบัสที่ 4 ทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ใช้ไฟฟ้าบัสที่ 6 ด้วยขนาด 10 MW



รูปที่ 9.6 กรณีที่ 6: ผู้ผลิตไฟฟ้าทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ใช้ไฟฟ้าบัสที่ 6 ด้วยขนาด 10 MW

ตารางที่ 9.29 คู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้าสำหรับกรณีที่ 6

คู่สัญญาที่	บัสผู้ผลิตไฟฟ้า	บัสผู้ใช้ไฟฟ้า	กำลังไฟฟ้าตามสัญญา
1	4	6	10
2	1	2	10
3	1	3	10
4	1	5	10

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ตารางที่ 9.30 กำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายสำ สำหรับกรณีที่ 6

ปริมาณ	Removed Contract	Line 1	Line 2	Line 3	Line 4	Line 5
กำลังไฟฟ้าสุทธิของระบบเมื่อไม่มีคู่สัญญา	-	30	20	10	20	10
	1	30	20	10	10	0
	2	20	20	10	20	10
	3	20	10	10	20	10
	4	20	10	0	10	10
$\Delta MW_{\text{us},j,i}$	1	0	0	0	10	10
	2	10	0	0	0	0
	3	10	10	0	0	0
	4	10	10	10	10	0

ปริมาณ	Removed Contract	Line 1	Line 2	Line 3	Line 4	Line 5
$\Delta MW_{\mathrm{ch},j,i}$	1	0	0	0	10	10
	2	10	0	0	0	0
	3	10	10	0	0	0
	4	10	10	10	10	0

ตารางที่ 9.31 ค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าจากการคำนวณด้วยวิธี Power Flow Based MW-Mile สำหรับกรณีที่ 6

รูปแบบ	Line	ค่าผ่านสายส่งไฟฟ้า (บาท/ปี)				
		Contract 1	Contract 2	Contract 3	Contract 4	Line total
Actual	1	13	333,318	333,328	333,341	1,000,000
	2	20	0	499,980	500,000	1,000,000
	3	40	0	0	999,959	1,000,000
	4	500,002	0	0	499,997	1,000,000
	5	1,000,000	0	0	0	1,000,000
Absolute	1	13	333,318	333,328	333,341	1,000,000
	2	20	0	499,980	500,000	1,000,000
	3	40	0	0	999,959	1,000,000
	4	500,002	0	0	499,997	1,000,000
	5	1,000,000	0	0	0	1,000,000
Positive	1	13	333,318	333,328	333,341	1,000,000
	2	20	0	499,980	500,000	1,000,000
	3	40	0	0	999,959	1,000,000
	4	500,002	0	0	499,997	1,000,000
	5	1,000,000	0	0	0	1,000,000

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ 9.32 ค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าจากการคำนวณด้วยวิธีพิจารณาขนาดกำลังไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไป กรณีที่ 6

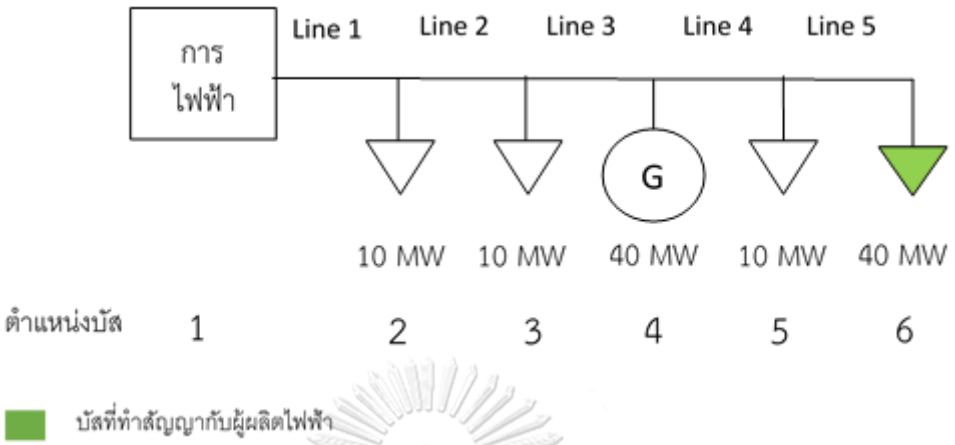
รูปแบบ	Line	ค่าผ่านสายส่งไฟฟ้า (บาท/ปี)				
		Contract 1	Contract 2	Contract 3	Contract 4	Line total
Actual	1	13	333,318	333,328	333,341	1,000,000
	2	20	0	499,980	500,000	1,000,000
	3	40	0	0	999,959	1,000,000
	4	500,002	0	0	499,997	1,000,000
	5	1,000,000	0	0	0	1,000,000
Absolute	1	13	333,318	333,328	333,341	1,000,000
	2	20	0	499,980	500,000	1,000,000
	3	40	0	0	999,959	1,000,000
	4	500,002	0	0	499,997	1,000,000
	5	1,000,000	0	0	0	1,000,000
Positive	1	13	333,318	333,328	333,341	1,000,000
	2	20	0	499,980	500,000	1,000,000
	3	40	0	0	999,959	1,000,000
	4	500,002	0	0	499,997	1,000,000
	5	1,000,000	0	0	0	1,000,000

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ 9.33 ค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าของแต่ละคู่สัญญา สำหรับกรณีที่ 6

วิธีการคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้า		ค่าผ่านสายส่งไฟฟ้า (บาท/ปี)				
		Contract 1	Contract 2	Contract 3	Contract 4	รวม
Power Flow Based MW-Mile	Actual	1,500,076	333,318	833,308	2,333,298	5,000,000
	Absolute	1,500,076	333,318	833,308	2,333,298	5,000,000
	Positive	1,500,076	333,318	833,308	2,333,298	5,000,000
พิจารณากำลังไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลง	Actual	1,500,076	333,318	833,308	2,333,298	5,000,000
	Absolute	1,500,076	333,318	833,308	2,333,298	5,000,000
	Positive	1,500,076	333,318	833,308	2,333,298	5,000,000

กรณีที่ 7: ผู้ผลิตไฟฟ้าบัสที่ 4 ทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ใช้ไฟฟ้าบัสที่ 6 ด้วยขนาด 40 MW



รูปที่ 9.7 กรณีที่ 7: ผู้ผลิตไฟฟ้าทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ใช้ไฟฟ้าบัสที่ 6 ด้วยขนาด 40 MW

ตารางที่ 9.34 คู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้าสำหรับกรณีที่ 7

คู่สัญญาที่	บัสผู้ผลิตไฟฟ้า	บัสผู้ใช้ไฟฟ้า	กำลังไฟฟ้าตามสัญญา
1	4	6	40
2	1	2	10
3	1	3	10
4	1	5	10

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ตารางที่ 9.35 กำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายสำ สำหรับกรณีที่ 7

ปริมาณ	Removed Contract	Line 1	Line 2	Line 3	Line 4	Line 5
กำลังไฟฟ้าสุทธิของระบบเมื่อไม่มีคู่สัญญา	-	30	20	10	50	40
	1	30	20	10	10	0
	2	20	20	10	50	40
	3	20	10	10	50	40
	4	20	10	0	40	40
$\Delta MW_{\text{us},j,i}$	1	0	0	0	40	40
	2	10	0	0	0	0
	3	10	10	0	0	0
	4	10	10	10	10	0

ปริมาณ	Removed Contract	Line 1	Line 2	Line 3	Line 4	Line 5
$\Delta MW_{\mathrm{ch},j,i}$	1	0	0	0	40	40
	2	10	0	0	0	0
	3	10	10	0	0	0
	4	10	10	10	10	0

ตารางที่ 9.36 ค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าจากการคำนวณด้วยวิธี Power Flow Based MW-Mile สำหรับกรณีที่ 7

รูปแบบ	Line	ค่าผ่านสายส่งไฟฟ้า (บาท/ปี)				
		Contract 1	Contract 2	Contract 3	Contract 4	Line total
Actual	1	133	333,271	333,281	333,315	1,000,000
	2	200	0	499,875	499,925	1,000,000
	3	400	0	0	999,600	1,000,000
	4	800,002	0	-0	199,998	1,000,000
	5	1,000,000	0	0	0	1,000,000
Absolute	1	133	333,271	333,281	333,315	1,000,000
	2	200	0	499,875	499,925	1,000,000
	3	400	0	0	999,600	1,000,000
	4	800,002	0	0	199,998	1,000,000
	5	1,000,000	0	0	0	1,000,000
Positive	1	133	333,271	333,281	333,315	1,000,000
	2	200	0	499,875	499,925	1,000,000
	3	400	0	0	999,600	1,000,000
	4	800,002	0	0	199,998	1,000,000
	5	1,000,000	0	0	0	1,000,000

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ 9.37 ค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าจากการคำนวณด้วยวิธีพิจารณาขนาดกำลังไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไป กรณีที่ 7

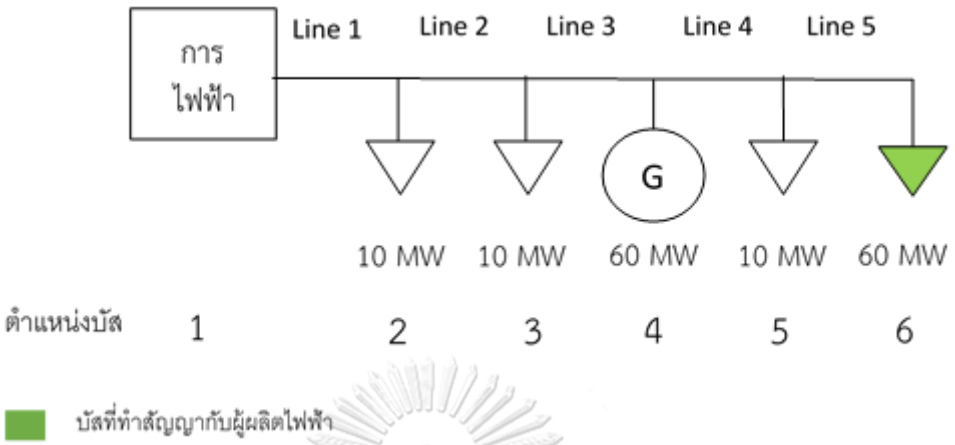
รูปแบบ	Line	ค่าผ่านสายส่งไฟฟ้า (บาท/ปี)				
		Contract 1	Contract 2	Contract 3	Contract 4	Line total
Actual	1	133	333,271	333,281	333,315	1,000,000
	2	200	0	499,875	499,925	1,000,000
	3	400	0	0	999,600	1,000,000
	4	800,002	0	-0	199,998	1,000,000
	5	1,000,000	0	0	0	1,000,000
Absolute	1	133	333,271	333,281	333,315	1,000,000
	2	200	0	499,875	499,925	1,000,000
	3	400	0	0	999,600	1,000,000
	4	800,002	0	0	199,998	1,000,000
	5	1,000,000	0	0	0	1,000,000
Positive	1	133	333,271	333,281	333,315	1,000,000
	2	200	0	499,875	499,925	1,000,000
	3	400	0	0	999,600	1,000,000
	4	800,002	0	0	199,998	1,000,000
	5	1,000,000	0	0	0	1,000,000

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ 9.38 ค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าของแต่ละคู่สัญญา สำหรับกรณีที่ 7

วิธีการคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้า		ค่าผ่านสายส่งไฟฟ้า (บาท/ปี)				
		Contract 1	Contract 2	Contract 3	Contract 4	รวม
Power Flow Based MW-Mile	Actual	1,800,735	333,271	833,156	2,032,837	5,000,000
	Absolute	1,800,735	333,271	833,156	2,032,837	5,000,000
	Positive	1,800,735	333,271	833,156	2,032,837	5,000,000
พิจารณากำลังไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลง	Actual	1,800,735	333,271	833,156	2,032,837	5,000,000
	Absolute	1,800,735	333,271	833,156	2,032,837	5,000,000
	Positive	1,800,735	333,271	833,156	2,032,837	5,000,000

กรณีที่ 8: ผู้ผลิตไฟฟ้าบัสที่ 4 ทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ใช้ไฟฟ้าบัสที่ 6 ด้วยขนาด 60 MW



รูปที่ 9.8 กรณีที่ 8: ผู้ผลิตไฟฟ้าทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ใช้ไฟฟ้าบัสที่ 6 ด้วยขนาด 60 MW

ตารางที่ 9.39 คู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้าสำหรับกรณีที่ 8

คู่สัญญาที่	**บัสผู้ผลิตไฟฟ้า**	**บัสผู้ใช้ไฟฟ้า**	**กำลังไฟฟ้าตามสัญญา**
1	4	6	60
2	1	2	10
3	1	3	10
4	1	5	10

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ตารางที่ 9.40 กำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งไฟฟ้า สำหรับกรณีที่ 8

ปริมาณ	Removed Contract	Line 1	Line 2	Line 3	Line 4	Line 5
กำลังไฟฟ้าสุทธิของระบบเมื่อไม่มีคู่สัญญา	-	30	20	10	70	60
	1	30	20	10	10	0
	2	20	20	10	70	60
	3	20	10	10	70	60
	4	20	10	0	60	60
$\Delta MW_{\mathrm{us},j,i}$	1	0	0	0	60	60
	2	10	0	0	0	0
	3	10	10	0	0	0
	4	10	10	10	10	0

ปริมาณ	Removed Contract	Line 1	Line 2	Line 3	Line 4	Line 5
$\Delta MW_{\mathrm{ch},j,i}$	1	0	0	0	60	60
	2	10	0	0	0	0
	3	10	10	0	0	0
	4	10	10	10	10	0

ตารางที่ 9.41 ค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าจากการคำนวณด้วยวิธี Power Flow Based MW-Mile สำหรับกรณีที่ 8

รูปแบบ	Line	ค่าผ่านสายส่งไฟฟ้า (บาท/ปี)				
		Contract 1	Contract 2	Contract 3	Contract 4	Line total
Actual	1	280	333,218	333,228	333,275	1,000,000
	2	420	0	499,755	499,825	1,000,000
	3	839	0	0	999,160	1,000,000
	4	857,144	0	0	142,856	1,000,000
	5	1,000,000	0	0	0	1,000,000
Absolute	1	280	333,218	333,228	333,275	1,000,000
	2	420	0	499,755	499,825	1,000,000
	3	839	0	0	999,160	1,000,000
	4	857,144	0	0	142,856	1,000,000
	5	1,000,000	0	0	0	1,000,000
Positive	1	280	333,218	333,228	333,275	1,000,000
	2	420	0	499,755	499,825	1,000,000
	3	839	0	0	999,160	1,000,000
	4	857,144	0	0	142,856	1,000,000
	5	1,000,000	0	0	0	1,000,000

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ 9.42 ค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าจากการคำนวณด้วยวิธีพิจารณาขนาดกำลังไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไป กรณีที่ 8

รูปแบบ	Line	ค่าผ่านสายส่งไฟฟ้า (บาท/ปี)				
		Contract 1	Contract 2	Contract 3	Contract 4	Line total
Actual	1	280	333,218	333,228	333,275	1,000,000
	2	420	0	499,755	499,825	1,000,000
	3	839	0	0	999,160	1,000,000
	4	857,144	0	0	142,856	1,000,000
	5	1,000,000	0	0	0	1,000,000
Absolute	1	280	333,218	333,228	333,275	1,000,000
	2	420	0	499,755	499,825	1,000,000
	3	839	0	0	999,160	1,000,000
	4	857,144	0	0	142,856	1,000,000
	5	1,000,000	0	0	0	1,000,000
Positive	1	280	333,218	333,228	333,275	1,000,000
	2	420	0	499,755	499,825	1,000,000
	3	839	0	0	999,160	1,000,000
	4	857,144	0	0	142,856	1,000,000
	5	1,000,000	0	0	0	1,000,000

ตารางที่ 9.43 ค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าของแต่ละคู่สัญญา สำหรับกรณีที่ 8

วิธีการคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้า		ค่าผ่านสายส่งไฟฟ้า (บาท/ปี)				
		Contract 1	Contract 2	Contract 3	Contract 4	รวม
Power Flow Based MW-Mile	Actual	1,858,683	333,218	832,983	1,975,115	5,000,000
	Absolute	1,858,683	333,218	832,983	1,975,115	5,000,000
	Positive	1,858,683	333,218	832,983	1,975,115	5,000,000
พิจารณากำลังไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลง	Actual	1,858,683	333,218	832,983	1,975,115	5,000,000
	Absolute	1,858,683	333,218	832,983	1,975,115	5,000,000
	Positive	1,858,683	333,218	832,983	1,975,115	5,000,000

9.1.2 การวิเคราะห์ผลการคำนวณค่าผ่านสายส่ง จากระบบไฟฟ้า 6 บัส

จากการคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าสามารถวิเคราะห์ผลการคำนวณได้ 2 ส่วน ดังนี้

1) ค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าเมื่อผู้ผลิตไฟฟ้าทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับบัสด้านหลัง (กรณีที่ 6 ถึง 8)

เมื่อผู้ผลิตไฟฟ้าทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับบัสที่อยู่ด้านหลัง พบว่าค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าจากการคำนวณด้วยวิธี Power Flow Based MW-Mile และวิธีพิจารณาขนาดกำลังไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไป รูปแบบ actual รูปแบบ absolute และรูปแบบ positive สามารถคืนทุนการลงทุนของผู้ให้บริการระบบของโครงข่ายได้ นอกจากนี้พบว่าค่าผ่านสายส่งจากการคำนวณทั้งสองวิธีสำหรับทุกรูปแบบจะมีค่าเท่ากันในแต่ละกรณี ทั้งนี้เนื่องจากการใช้สายส่งในการจ่ายกำลังไฟฟ้าไปทางบัสด้านหลังทำให้สายส่งมีกำลังไฟฟ้าเพิ่มขึ้นเท่ากับปริมาณสายส่งที่ถูกใช้งาน

2) ค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าเมื่อผู้ผลิตไฟฟ้าทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับบัสด้านหน้า (กรณีที่ 1 ถึง 5)

2.1) ค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าจากการคำนวณด้วยวิธี Power Flow Based MW-Mile และวิธีพิจารณาขนาดกำลังไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไป รูปแบบ actual รูปแบบ absolute และรูปแบบ positive สามารถคืนทุนการลงทุนของผู้ให้บริการระบบของโครงข่ายได้

2.2) ไม่สามารถคำนวณค่าผ่านสายส่งได้เมื่อผลรวมกำลังไฟฟ้าที่ใช้ในการคำนวณจากทุกคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้ามีค่าเท่ากับศูนย์ ($\sum_{j=1}^{M} LineUsage_{j,i} = 0$) หรือ

- สายส่ง *j* ที่มีปริมาณการใช้สายส่งรวมจากทุกคู่สัญญาเป็นศูนย์ สำหรับรูปแบบ actual ($\sum_{j=1}^{M} \Delta MW_{\mathrm{us},i,j} = 0$, $\Delta MW_{\mathrm{ch},i,j} = 0$)
- สายส่ง *j* ที่ไม่มีถูกใช้โดยทุกคู่สัญญา สำหรับการคำนวณรูปแบบ absolute ($\Delta MW_{\mathrm{us},i,j} = 0$ หรือ $\Delta MW_{\mathrm{ch},i,j} = 0$ สำหรับทุกคู่สัญญา)
  สายส่ง *j* ที่ไม่มีการใช้สายส่ง และ/หรือ สายส่ง j ที่มีกำลังไฟฟ้าไหลไปทางต้นทางหรือสายส่งที่มีการลดใช้สายส่งเท่านั้น สำหรับการคำนวณรูปแบบ positive ($\Delta MW_{\mathrm{us},i,j} < 0$ หรือ $\Delta MW_{\mathrm{ch},i,j} < 0$ สำหรับทุกคู่สัญญา)

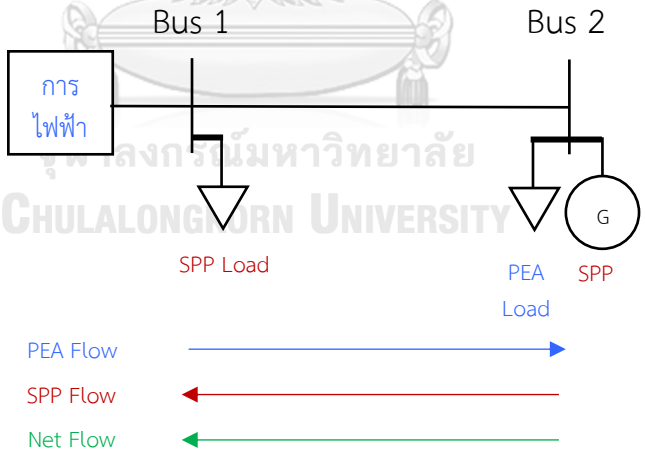
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

2.3) สำหรับการคำนวณรูปแบบ actual อาจทำให้ค่าผ่านสายส่งมีค่าติดลบ หรือ มีค่าที่สูงมากเกินไปได้ หากผลรวมปริมาณสายส่งมีค่าน้อยกว่าศูนย์ หรือ มีค่าน้อยมาก

$$(\sum_{j=1}^{M}\Delta MW_{\mathrm{us},i,j}<0,\ \Delta MW_{\mathrm{ch},i,j}<0 \text{ หรือ } \sum_{j=1}^{M}\Delta MW_{\mathrm{us},i,j}\approx 0,\ \Delta MW_{\mathrm{ch},i,j}\approx 0)$$

9.1.3 ผลการคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้า สำหรับระบบไฟฟ้า 2 บัส

ในหัวข้อนี้จะแสดงผลการคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าตามวิธีการที่นำเสนอในหัวข้อที่ 6.2 โดยจะพิจารณาระบบไฟฟ้าแบบเรเดียลอย่างง่าย 2 บัส ที่ไม่มีกำลังไฟฟ้าสูญเสียและมีผู้ผลิตไฟฟ้ารายเดียวทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ใช้ไฟฟ้า โดยกำหนดให้ผู้ผลิตไฟฟ้าเชื่อมต่อที่บัสที่ 2 ทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ผลิตไฟฟ้าที่บัส 1 และผู้ใช้ไฟฟ้าในบัสที่ 2 ซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าขนาด 10 MW โดยสามารถแสดงคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้า ได้ดังตารางที่ 9.44 จากนั้นทำการปรับค่ากำลังไฟฟ้าตามสัญญาของคู่สัญญาที่ 1 ตั้งแต่ 1 ถึง 25 เมกกะวัตต์ และคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าด้วยวิธี Absolute Power Flow based MW-Mile, วิธีพิจารณากำลังไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงแบบ Actual และแบบ Positive ผลการคำนวณสัดส่วนการจ่ายค่าผ่านสายส่งของแต่ละคู่สัญญาสามารถแสดงได้ดังตารางที่ 9.45 และ รูปที่ 9.10



รูปที่ 9.9 ระบบไฟฟ้าแบบเรเดียลอย่างง่าย 2 บัส

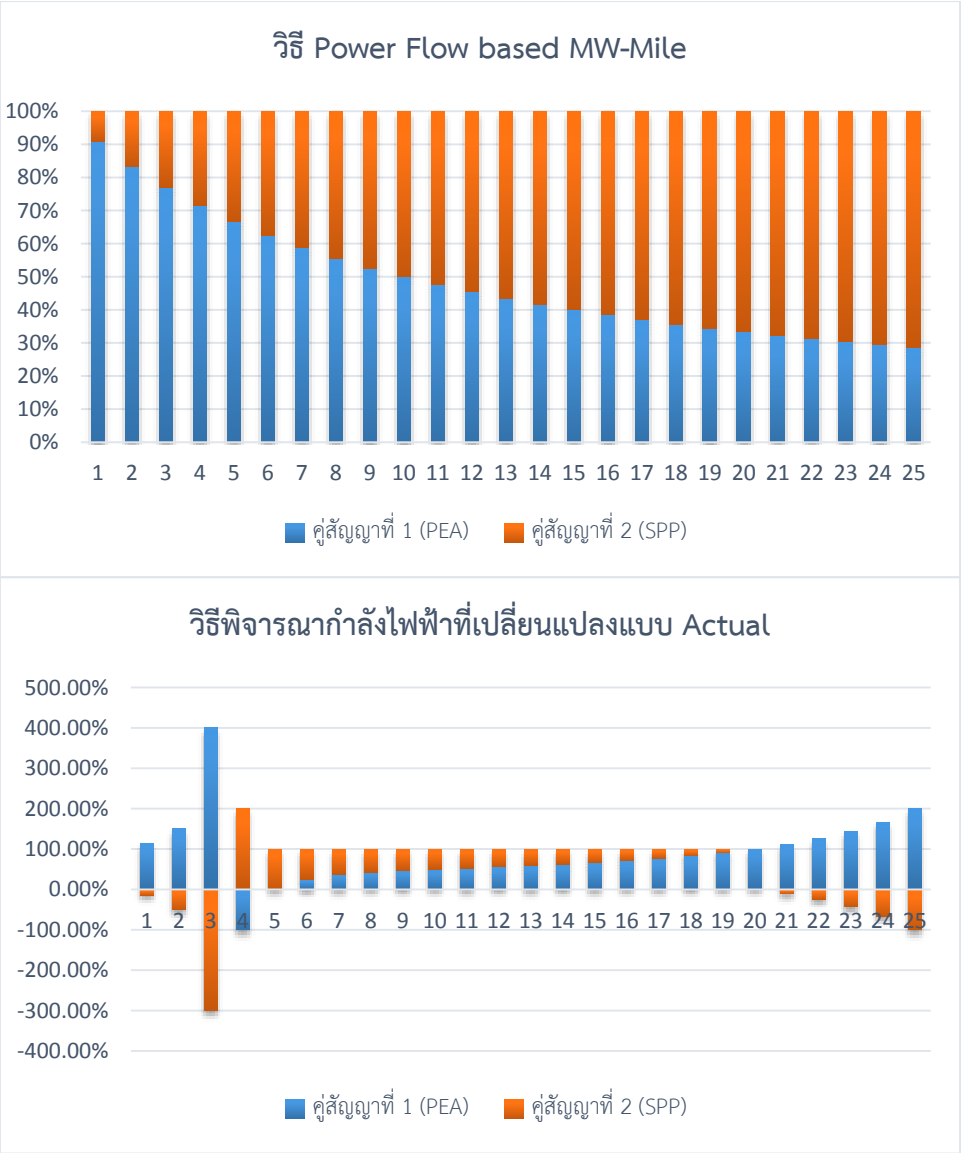
ตารางที่ 9.44 คู่สัญญาของระบบไฟฟ้าแบบเรเดียลอย่างง่าย 2 บัส

คู่สัญญาที่	บัสผู้ผลิตไฟฟ้า	บัสผู้ใช้ไฟฟ้า	กำลังไฟฟ้าตามสัญญา
1	1	2	10
2	2	1	X

ตารางที่ 9.45 ร้อยละการจ่ายค่าผ่านสายส่งของแต่ละคู่สัญญา สำหรับระบบไฟฟ้าแบบเรเดียลอย่างง่าย 2 บัส

X	ร้อยละการจ่ายค่าผ่านสายส่ง					
	Power Flow Based MW Mile		วิธีพิจารณากำลังไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลง			
	Absolute		Actual		Positive	
	คู่สัญญาที่ 1	คู่สัญญาที่ 2	คู่สัญญาที่ 1	คู่สัญญาที่ 2	คู่สัญญาที่ 1	คู่สัญญาที่ 2
1	90.91%	9.09%	114.29%	-14.29%	100.00%	0.00%
2	83.33%	16.67%	150.00%	-50.00%	100.00%	0.00%
3	76.92%	23.08%	400.00%	-300.00%	100.00%	0.00%
4	71.43%	28.57%	-100.00%	200.00%	100.00%	0.00%
5	66.67%	33.33%	0.00%	100.00%		
6	62.50%	37.50%	25.00%	75.00%		
7	58.82%	41.18%	36.36%	63.64%		
8	55.56%	44.44%	42.86%	57.14%		
9	52.63%	47.37%	47.06%	52.94%		
10	50.00%	50.00%	50.00%	50.00%		
11	47.62%	52.38%	52.63%	47.37%		
12	45.45%	54.55%	55.56%	44.44%		
13	43.48%	56.52%	58.82%	41.18%		
14	41.67%	58.33%	62.50%	37.50%		
15	40.00%	60.00%	66.67%	33.33%		
16	38.46%	61.54%	71.43%	28.57%		
17	37.04%	62.96%	76.92%	23.08%		
18	35.71%	64.29%	83.33%	16.67%		
19	34.48%	65.52%	90.91%	9.09%		
20	33.33%	66.67%	100.00%	0.00%		
21	32.26%	67.74%	111.11%	-11.11%	0.00%	100.00%
22	31.25%	68.75%	125.00%	-25.00%	0.00%	100.00%
23	30.30%	69.70%	142.86%	-42.86%	0.00%	100.00%
24	29.41%	70.59%	166.67%	-66.67%	0.00%	100.00%
25	28.57%	71.43%	200.00%	-100.00%	0.00%	100.00%

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY



CHULALONGKORN UNIVERSITY

รูปที่ 9.10 สัดส่วนการจ่ายค่าผ่านสายส่งของแต่ละคู่สัญญา

9.1.4 การวิเคราะห์ผลการคำนวณค่าผ่านสายส่ง จากระบบไฟฟ้า 2 บัส

จาก ตารางที่ 9.45 และรูปที่ 9.10 จะพบว่าการคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าด้วยวิธีพิจารณากำลังไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงแบบ Actual นั้นมีกรณีที่สัดส่วนการจ่ายค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าของคู่สัญญามีค่าน้อยกว่าศูนย์ และมากเกินกว่า ร้อยละ 100 สำหรับรูปแบบ Absolute จะมีกรณีที่ไม่สามารถคำนวณได้ ทั้งนี้เนื่องจากคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้ามีการช่วยลดค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าเกินกว่าคู่สัญญาอีกราย นอกจากนี้เมื่อตรวจสอบการคำนวณค่าผ่านส่งไฟฟ้าด้วยวิธี Absolute Power Flow based MW-Mile และวิธีการเปรียบเทียบกำลังไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงแบบ Actual ตามเกณฑ์ในหัวข้อที่ 3.1 จะพบว่าการคำนวณทั้ง 2 วิธีนั้นจะผ่านและไม่ผ่านเกณฑ์เป็นไปตามตารางที่ 9.46

ตารางที่ 9.46 แสดงการผ่านเกณฑ์การคำนวณค่าผ่านสายส่งของการคำนวณด้วยวิธี Absolute Power Flow based MW Mile และวิธีการเปรียบเทียบกำลังไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงแบบ Actual

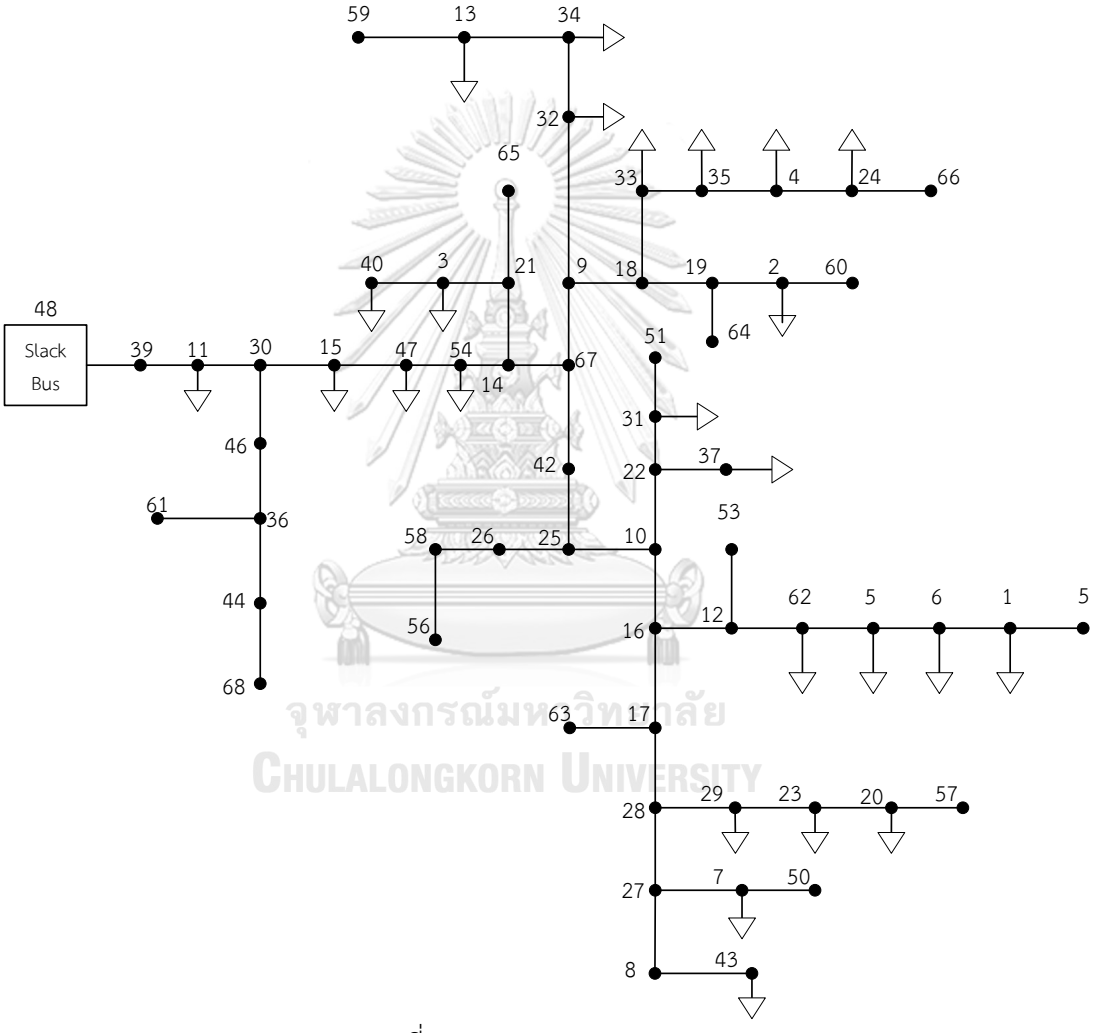
เกณฑ์การคำนวณ	**วิธี Absolute Power Flow based MW Mile**	**วิธีการเปรียบเทียบกำลังไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงแบบ Actual**
สามารถคืนเงินลงทุน	✓	✓
มีค่ามากกว่าศูนย์	✓	✗
มีการพิจารณาตำแหน่งของผู้ใช้บริการ	✓	✓
มีลักษณะเป็นไปในทิศทางเดียว	✓	✗
จูงใจให้มีการใช้ระบบโครงข่ายอย่างมีประสิทธิภาพ	✗	✓

9.1.5 สรุปเกี่ยวกับการคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าไฟฟ้าโดยพิจารณาการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไปจากคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้า

การคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าด้วยวิธีการไหลของกำลังไฟฟ้าทั้ง 6 วิธี ได้แก่ วิธี Power Flow based MW-Mile และวิธีพิจารณากำลังไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลง แบบ actual, absolute และ positive พบว่าระหว่างรูปแบบ actual, absolute และ positive ของวิธี Power Flow based MW-Mile นั้น วิธี absolute Power Flow based MW-Mile เป็นวิธีที่มีความเหมาะสมที่สุด เนื่องจากเป็นวิธีที่สะท้อนถึงปริมาณสายส่งที่ถูกใช้โดยแต่ละคู่สัญญา สำหรับวิธีพิจารณากำลังไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลง วิธี actual นั้นมีความเหมาะสมที่สุดเนื่องจากสามารถสะท้อนถึงปริมาณสายส่งที่เพิ่มและลดจากคู่สัญญาได้ นอกจากนี้พบว่าปัญหาจากการคำนวณมีน้อยกว่าการคำนวณแบบ Positive อย่างไรก็ตาม ถึงแม้ว่าการคำนวณด้วยวิธีการเปรียบเทียบกำลังไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงแบบ Actual นั้นจะสามารถสะท้อนปริมาณสายส่งที่ถูกใช้เพิ่มมากขึ้นหรือลดน้อยลงจากคู่สัญญา รวมถึงสามารถจูงใจให้คู่สัญญาใช้ระบบโครงข่ายอย่างมีประสิทธิภาพก็ตาม การคำนวณด้วยวิธียังมีข้อเสียอย่างมาก เนื่องจากค่าผ่านสายส่งสามารถมีค่าน้อยกว่าศูนย์ได้ ซึ่งไม่เป็นไปตามเกณฑ์ และอาจทำให้คู่สัญญารายอื่น ๆ ในระบบต้องจ่ายค่าผ่านสายส่งที่มีค่าสูงมากเกินไป นอกจากนี้จะพบว่าการคำนวณด้วยวิธี Absolute Power Flow based MW-Mile นั้นสามารถผ่านเกณฑ์การคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าได้มากกว่า ดังนั้นจึงสามารถสรุปได้ว่าการคำนวณด้วยวิธี Absolute Power Flow based MW-Mile นั้น มีความเหมาะสมที่สุด สำหรับนำมาคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าในนิคมอุตสาหกรรม เมื่อ

เปรียบเทียบกับการคำนวณวิธีอื่น ๆ อีก 5 วิธี และหากระบบมีโครงสร้างแบบเรเดียล และไม่พิจารณากำลังไฟฟ้าสูญเสีย จะสามารถคำนวณได้ดังสมการที่ 7.6 โดยไม่อาศัยการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า

9.2 ผลการคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้า และส่วนลดค่าความต้องการไฟฟ้าในเขตนิคมอุตสาหกรรม



รูปที่ 9.11 ระบบทดสอบ LCA01

ในหัวข้อนี้ทำการคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าและส่วนลดค่าความต้องการพลังไฟฟ้าจากการเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าด้วยวิธี Power Flow Based MW-Mile แบบ Absolute เมื่อระบบมีโครงสร้างแบบเรเดียลและไม่พิจารณากำลังสูญเสีย สำหรับระบบ LCA01 ดังแสดงในรูปที่ 9.11 ซึ่งเป็นระบบที่มีระดับแรงดัน 22 kV อยู่ในเขตนิคมอุตสาหกรรมของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ประกอบด้วย

บัสทั้งหมด 63 บัส สายจำหน่าย 62 สาย มีผู้ใช้ฟ้าทั้งหมด 28 ราย คิดเป็นความต้องการไฟฟ้าทั้งหมด 22.29 MW โดยสามารถประมาณเงินที่เรียกเก็บจากค่าบริการสายส่งจากสมการที่ 8.2 ได้เป็นเงิน 2,962,553.90 บาท/เดือน เมื่ออัตราค่าความต้องการพลังไฟฟ้าเป็น 132.93 บาท/กิโลวัตต์

ตารางที่ 9.47 คู่สัญญาใหม่ที่เกิดขึ้นในระบบ LCA01

บัสผู้ผลิตไฟฟ้า	บัสผู้ใช้ไฟฟ้า	กำลังผลิตตามสัญญา (MW)
42	34	0.7230
42	32	1.1304
42	57	0.4520
42	43	1.8090
57	55	0.0900
57	63	0.2850
57	65	0.7230
61	9	1.1300
61	60	0.3430
รวม		**6.6854**

ทั้งนี้เมื่อกำหนดให้มีคู่สัญญารายใหม่เข้ามาในระบบที่บัสและขนาดกำลังไฟฟ้าตามสัญญาดังตารางที่ 9.47 ซึ่งกำลังผลิตตามสัญญาคิดเป็นร้อยละ 30 ของความต้องการใช้ไฟฟ้าเดิมในระบบโครงข่ายไฟฟ้า การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจำเป็นต้องมีการเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งใน 3 ลักษณะดังที่ได้กล่าวมาดังหัวข้อก่อนหน้า คือ

<u>กรณีที่ 1</u>

ผู้ใช้ไฟฟ้าทุกรายในนิคมอุตสาหกรรมต้องจ่ายค่าผ่านสายส่งตามหลักของ Wheeling Charge

<u>กรณีที่ 2</u>

ผู้ใช้ไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมีการจ่าย Wheeling Charge และผู้ใช้ไฟฟ้าของการไฟฟ้ามีการจ่ายค่าผ่านสายส่งในรูปแบบของความต้องการพลังไฟฟ้าในอัตราเดิมแต่มีส่วนลดค่าความต้องการพลังไฟฟ้า

<u>กรณีที่ 3</u>

ผู้ใช้ไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมีการจ่าย Wheeling Charge ส่งผลให้อัตราค่าความต้องการพลังไฟฟ้าของประเทศมีการเปลี่ยนแปลงไป

โดยสามารถแสดงผลการคำนวณได้ดังนี้

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ 9.48 แสดงผลการคำนวณค่าผ่านสายส่งสำหรับกรณีที่ 1 - 3

โหลด/คู่สัญญา	Demand Charge เดิม (บาท/เดือน)	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2		กรณีที่ 3
		Wheeling Charge (บาท/เดือน)	ส่วนลด Demand Charge	Wheeling Charge (บาท/เดือน)	Wheeling Charge (บาท/เดือน)
L1	192,334.56	97,111.14	89,366.08	-	
L2	240,418.26	151,037.17	111,707.63		
L3	150,261.41	34,271.26	69,817.27		
L4	240,418.26	73,374.64	111,707.63		
L5	75,731.74	34,438.05	35,187.90		
L6	150,261.41	71,443.73	69,817.27		
L7	37,865.87	41,948.50	17,593.95		
L8	48,083.65	35,016.35	22,341.53		
L11	3,606.27	75.37	1,675.61		
L13	120,209.12	63,019.01	55,853.81		
L15	3,606.27	366.19	1,675.61		
L20	12,020.91	13,792.42	5,585.38		
L23	60,104.57	61,622.83	27,926.91		
L24	240,418.26	83,113.13	111,707.63		
L26	120,209.12	46,444.65	55,853.81		
L29	96,167.30	83,732.40	44,683.05		
L31	96,167.30	42,711.50	44,683.05		
L32	37,865.87	11,689.04	17,593.95		
L33	240,418.26	66,279.99	111,707.63		
L34	37,865.87	12,752.35	17,593.95		
L35	240,418.26	69,169.73	111,707.63		
L37	96,167.30	43,380.14	44,683.05		
L40	240,418.26	62,072.96	111,707.63		
L43	12,020.91	9,069.59	5,585.38		
L47	12,020.91	1,911.63	5,585.38		
L54	3,606.27	573.49	1,675.61		
L58	3,606.27	20,454.79	1,675.61		
L62	150,261.41	65,982.27	69,817.27		
C1	-	13,623.11	-	13,623.11	13,623.11
C2		17,079.67		17,079.67	17,079.67
C3		58,417.81		58,417.81	58,417.81
C4		122,524.79		122,524.79	122,524.79
C5		11,876.99		11,876.99	11,876.99
C6		61,999.21		61,999.21	61,999.21

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

โหลด/คู่สัญญา	Demand Charge เดิม (บาท/เดือน)	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2		กรณีที่ 3
		Wheeling Charge (บาท/เดือน)	ส่วนลด Demand Charge	Wheeling Charge (บาท/เดือน)	Wheeling Charge (บาท/เดือน)
C7		103,607.41		103,607.41	103,607.41
C8		745,743.99		745,743.99	745,743.99
C9		241,644.24		241,644.24	241,644.24

*LX คือ โหลดในบัสที่ X และ CX คือ คู่สัญญาที่ X

สำหรับกรณีที่ 3 จะพบว่า ค่า Wheeling Charge ทั้งหมดที่เรียกเก็บคิดเป็นเงินรวม 1,376,517.21 เทียบเท่ากับร้อยละ 46.46 จากเงินที่ต้องการเรียกเก็บทั้งหมดในเขตนิคมอุตสาหกรรม (ค่าสัดส่วนการเรียกเก็บ Wheeling Charge ในนิคมอุตสาหกรรม r มีค่าเท่ากับ 0.4646) ซึ่งหากทั้งประเทศมีนิคมอุตสาหกรรม LCA01 นิคมเดียว จะทำให้สามารถนำค่า r ซึ่งมีค่าเท่ากับ 0.4646 สำหรับการคำนวณผลกระทบต่อค่าความต้องการพลังไฟฟ้าของประเทศได้

9.3 ผลการคำนวณผลกระทบการเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าในนิคมอุตสาหกรรมต่อค่าความต้องการพลังไฟฟ้าของประเทศไทย

ข้อมูลที่ใช้ในการคำนวณผลกระทบการเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าในนิคมอุตสาหกรรมต่อค่าความต้องการพลังไฟฟ้าของประเทศไทยนั้น จะใช้ข้อมูลที่ได้จากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายดังแสดงใน ภาคผนวก ก

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

9.3.1 ผลการคำนวณผลกระทบการเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าจากคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้ารายใหม่ในนิคมอุตสาหกรรมต่อค่าความต้องการพลังไฟฟ้าของประเทศไทยเมื่อกำหนดให้ใช้อัตราค่าความต้องการไฟฟ้าอัตราเดียวทั้งประเทศ

การคำนวณผลกระทบการเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าในนิคมอุตสาหกรรมต่อค่าความต้องการพลังไฟฟ้าของประเทศไทยเมื่อกำหนดให้ใช้อัตราค่าความต้องการไฟฟ้าอัตราเดียวทั้งประเทศสามารถคำนวณได้จากหลักการดังที่กล่าวในหัวข้อ 8.2.1 โดยจะเริ่มจากการคำนวณหน่วยขายของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทดังแสดงในตารางที่ 9.49 จากนั้นนำไปคำนวณสัดส่วนการใช้พลังงานไฟฟ้าตารางที่ 9.50 จากลักษณะสมบัติของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภท ดังแสดงในภาคผนวก ก สัดส่วนการใช้พลังงานไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทและแต่ละรายนั้น สามารถทำให้คำนวณความต้องการพลัง

ไฟฟ้าสูงสุดเฉลี่ยของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละราย และความต้องการพลังไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทได้ดัง ตารางที่ 9.51 และ ตารางที่ 9.52 ตามลำดับ

หลังจากคำนวณค่าความต้องการไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทแล้วนั้น สามารถนำข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้าในนิคมอุตสาหกรรม ดังแสดงในภาคผนวก ข เพื่อคำนวณความต้องการไฟฟ้าในและนอกเขตนิคมอุตสาหกรรมได้

ตารางที่ 9.49 หน่วยขายของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละรายและแต่ละประเภทใน 1 ปี เมื่อกำหนดให้ใช้อัตราค่าความต้องการไฟฟ้าอัตราเดียวทั้งประเทศ

ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า	**หน่วยขาย (หน่วย)**	
	กฟภ.	**กฟน.**
บ้านอยู่อาศัย (<150 kWh)	815.97	4,140.94
บ้านอยู่อาศัย (>150 kWh)	3,257.87	
กิจการขนาดเล็ก	8,097.79	15,847.50
กิจการขนาดกลาง	284,958.11	381,915.16
กิจการขนาดใหญ่	8,556,410.26	7,795,754.36
กิจการเฉพาะอย่าง	333,865.43	698,096.47
ส่วนราชการและองค์กรไม่แสวงหาผลกำไร	50,497.32	408,043.48
สูบน้ำเพื่อการเกษตร	59,056.68	-

ตารางที่ 9.50 สัดส่วนการใช้พลังงานไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละรายและแต่ละประเภทต่อการใช้พลังงานไฟฟ้าพลังงานไฟฟ้าทั้งหมดของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภท เมื่อกำหนดให้ใช้อัตราค่าความต้องการไฟฟ้าอัตราเดียวทั้งประเทศ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า	**สัดส่วนพลังงาน**	
	กฟภ.	**กฟน.**
บ้านอยู่อาศัย (<150 kWh)	0.000000099	-
บ้านอยู่อาศัย (>150 kWh)	0.000000140	
กิจการขนาดเล็ก	0.000000551	0.000001078
กิจการขนาดกลาง	0.000013412	0.000017975
กิจการขนาดใหญ่	0.000147630	0.000134506
กิจการเฉพาะอย่าง	0.000079639	0.000166522
ส่วนราชการและองค์กรไม่แสวงหาผลกำไร	0.000053886	0.000435428
สูบน้ำเพื่อการเกษตร	0.000198444	-

ตารางที่ 9.51 ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดเฉลี่ยของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละรายและแต่ละประเภทเมื่อกำหนดให้ใช้อัตราค่าความต้องการไฟฟ้าอัตราเดียวทั้งประเทศ

ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า	**ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดเฉลี่ย (กิโลวัตต์)**	
	กฟภ.	**กฟน.**
บ้านอยู่อาศัย (<150 kWh)	0.2524	-
บ้านอยู่อาศัย (>150 kWh)	0.6449	
กิจการขนาดเล็ก	1.2963	2.54
กิจการขนาดกลาง	56.1629	75.27
กิจการขนาดใหญ่	1201.5358	1,094.72
กิจการเฉพาะอย่าง	51.0551	106.75
ส่วนราชการและองค์กรไม่แสวงหาผลกำไร	13.7603	111.19
สูบน้ำเพื่อการเกษตร	22.1631	-

ตารางที่ 9.52 ความต้องการไฟฟ้ารวมของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทเมื่อกำหนดให้ใช้อัตราค่าความต้องการไฟฟ้าอัตราเดียวทั้งประเทศ

ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า	**ความต้องการไฟฟ้ารวม (กิโลวัตต์)**
กิจการขนาดกลาง	5,883,897.69
กิจการขนาดใหญ่	10,542,059.78
กิจการเฉพาะอย่าง	69,430.75
ส่วนราชการและองค์กรไม่แสวงหาผลกำไร	53,788.03
สูบน้ำเพื่อการเกษตร	111,834.96
รวม	**17,561,011.21**

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ 9.53 ความต้องการไฟฟ้าในและนอกเขตนิคมอุตสาหกรรมเมื่อกำหนดให้ใช้อัตราค่าความต้องการไฟฟ้าอัตราเดียวทั้งประเทศ

พื้นที่	**ความต้องการไฟฟ้ารวม (กิโลวัตต์)**
เขตนิคมอุตสาหกรรม	2,727,666.62
นอกเขตนิคมอุตสาหกรรม	14,833,344.58
รวม	**17,561,011.21**

ท้ายที่สุดอัตราความต้องการพลังไฟฟ้าใหม่หลังจากมีการเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าในรูปของ Wheeling Charge บนสมมุติฐาน ผู้ใช้ไฟฟ้าเชื่อมต่อที่ระดับแรงดันเดียว สามารถแสดงได้ ดังนี้

กรณีผู้ใช้ไฟฟ้าทุกรายเชื่อมต่อที่ระดับแรงดันสูง – ตั้งแต่ 69 kV ขึ้นไป (อัตราค่าความต้องการพลังไฟฟ้าเดิม 74.14 บาท/กิโลวัตต์)

ตารางที่ 9.54 ค่าความต้องการไฟฟ้าที่เรียกเก็บได้ในแต่ละเดือน กรณีผู้ใช้ไฟฟ้าทุกรายเชื่อมต่อที่ระดับแรงดันสูง

พื้นที่	**ค่าความต้องการไฟฟ้า(บาท)**
เขตนิคมอุตสาหกรรม	572,809,991.12
นอกเขตนิคมอุตสาหกรรม	3,115,002,361.97
รวม	**3,687,812,353.10**

ตารางที่ 9.55 อัตราค่าความต้องการไฟฟ้าใหม่เมื่อมีการเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าในนิคมอุตสาหกรรมจากคู่สัญญารายใหม่ที่สัดส่วนต่าง กรณีผู้ใช้ไฟฟ้าทุกรายเชื่อมต่อที่ระดับแรงดันสูง

r	α	Wheeling Charge: WC (บาท)	ค่าความต้องการพลังไฟฟ้าที่เหลือในนิคมอุตสาหกรรม (บาท)	ค่าความต้องการพลังไฟฟ้าทั้งหมด (บาท)	DT_{new} (บาท/กิโลวัตต์)	ส่วนต่าง DT	
						บาท	ร้อยละ
0	1.0000	0	202,229,204	1,301,973,371	74.14	0.0000	0.0000
0.01	0.9984	2,022,292	200,206,911	1,299,951,079	74.02	-0.1152	-0.0016
0.02	0.9969	4,044,584	198,184,619	1,297,928,787	73.91	-0.2303	-0.0031
0.03	0.9953	6,066,876	196,162,327	1,295,906,495	73.79	-0.3455	-0.0047
0.04	0.9938	8,089,168	194,140,035	1,293,884,203	73.68	-0.4606	-0.0062
0.05	0.9922	10,111,460	192,117,743	1,291,861,911	73.56	-0.5758	-0.0078
0.06	0.9907	12,133,752	190,095,451	1,289,839,619	73.45	-0.6909	-0.0093
0.07	0.9891	14,156,044	188,073,159	1,287,817,327	73.33	-0.8061	-0.0109
0.08	0.9876	16,178,336	186,050,867	1,285,795,034	73.22	-0.9213	-0.0124
0.09	0.9860	18,200,628	184,028,575	1,283,772,742	73.10	-1.0364	-0.0140
0.1	0.9845	20,222,920	182,006,283	1,281,750,450	72.99	-1.1516	-0.0155
0.11	0.9829	22,245,212	179,983,991	1,279,728,158	72.87	-1.2667	-0.0171
0.12	0.9814	24,267,504	177,961,699	1,277,705,866	72.76	-1.3819	-0.0186
0.13	0.9798	26,289,796	175,939,407	1,275,683,574	72.64	-1.4971	-0.0202
0.14	0.9783	28,312,088	173,917,115	1,273,661,282	72.53	-1.6122	-0.0217
0.15	0.9767	30,334,381	171,894,823	1,271,638,990	72.41	-1.7274	-0.0233
0.16	0.9751	32,356,673	169,872,531	1,269,616,698	72.30	-1.8425	-0.0249

r	α	Wheeling Charge: WC (บาท)	ค่าความต้องการพลังไฟฟ้าที่เหลือในนิคมอุตสาหกรรม (บาท)	ค่าความต้องการพลังไฟฟ้าทั้งหมด (บาท)	DT_{new} (บาท/กิโลวัตต์)	ส่วนต่าง DT	
						บาท	ร้อยละ
0.17	0.9736	34,378,965	167,850,239	1,267,594,406	72.18	-1.9577	-0.0264
0.18	0.9720	36,401,257	165,827,947	1,265,572,114	72.07	-2.0728	-0.0280
0.19	0.9705	38,423,549	163,805,655	1,263,549,822	71.95	-2.1880	-0.0295
0.2	0.9689	40,445,841	161,783,363	1,261,527,530	71.84	-2.3032	-0.0311
0.21	0.9674	42,468,133	159,761,071	1,259,505,238	71.72	-2.4183	-0.0326
0.22	0.9658	44,490,425	157,738,779	1,257,482,946	71.61	-2.5335	-0.0342
0.23	0.9643	46,512,717	155,716,487	1,255,460,654	71.49	-2.6486	-0.0357
0.24	0.9627	48,535,009	153,694,195	1,253,438,362	71.38	-2.7638	-0.0373
0.25	0.9612	50,557,301	151,671,903	1,251,416,070	71.26	-2.8790	-0.0388
0.26	0.9596	52,579,593	149,649,611	1,249,393,778	71.15	-2.9941	-0.0404
0.27	0.9581	54,601,885	147,627,319	1,247,371,486	71.03	-3.1093	-0.0419
0.28	0.9565	56,624,177	145,605,027	1,245,349,194	70.92	-3.2244	-0.0435
0.29	0.9550	58,646,469	143,582,735	1,243,326,902	70.80	-3.3396	-0.0450
0.3	0.9534	60,668,761	141,560,442	1,241,304,610	70.69	-3.4547	-0.0466
0.31	0.9518	62,691,053	139,538,150	1,239,282,318	70.57	-3.5699	-0.0482
0.32	0.9503	64,713,345	137,515,858	1,237,260,026	70.45	-3.6851	-0.0497
0.33	0.9487	66,735,637	135,493,566	1,235,237,734	70.34	-3.8002	-0.0513
0.34	0.9472	68,757,929	133,471,274	1,233,215,442	70.22	-3.9154	-0.0528
0.35	0.9456	70,780,221	131,448,982	1,231,193,150	70.11	-4.0305	-0.0544
0.36	0.9441	72,802,513	129,426,690	1,229,170,857	69.99	-4.1457	-0.0559
0.37	0.9425	74,824,805	127,404,398	1,227,148,565	69.88	-4.2608	-0.0575
0.38	0.9410	76,847,097	125,382,106	1,225,126,273	69.76	-4.3760	-0.0590
0.39	0.9394	78,869,389	123,359,814	1,223,103,981	69.65	-4.4912	-0.0606
0.4	0.9379	80,891,681	121,337,522	1,221,081,689	69.53	-4.6063	-0.0621
0.41	0.9363	82,913,973	119,315,230	1,219,059,397	69.42	-4.7215	-0.0637
0.42	0.9348	84,936,265	117,292,938	1,217,037,105	69.30	-4.8366	-0.0652
0.43	0.9332	86,958,558	115,270,646	1,215,014,813	69.19	-4.9518	-0.0668
0.44	0.9317	88,980,850	113,248,354	1,212,992,521	69.07	-5.0670	-0.0683
0.45	0.9301	91,003,142	111,226,062	1,210,970,229	68.96	-5.1821	-0.0699

r	α	Wheeling Charge: WC (บาท)	ค่าความต้องการพลังไฟฟ้าที่เหลือในนิคมอุตสาหกรรม (บาท)	ค่าความต้องการพลังไฟฟ้าทั้งหมด (บาท)	DT_{new} (บาท/กิโลวัตต์)	ส่วนต่าง DT	
						บาท	ร้อยละ
0.46	0.9286	93,025,434	109,203,770	1,208,947,937	68.84	-5.2973	-0.0714
0.47	0.9270	95,047,726	107,181,478	1,206,925,645	68.73	-5.4124	-0.0730
0.48	0.9254	97,070,018	105,159,186	1,204,903,353	68.61	-5.5276	-0.0746
0.49	0.9239	99,092,310	103,136,894	1,202,881,061	68.50	-5.6427	-0.0761
0.5	0.9223	101,114,602	101,114,602	1,200,858,769	68.38	-5.7579	-0.0777

กรณีผู้ใช้ไฟฟ้าทุกรายเชื่อมต่อที่ระดับแรงดันกลาง – 22 ถึง 33 kV ขึ้นไป (อัตราค่าความต้องการพลังไฟฟ้าเดิม 132.93 บาท/กิโลวัตต์)

ตารางที่ 9.56 ค่าความต้องการไฟฟ้าที่เรียกเก็บได้ในแต่ละเดือน กรณีผู้ใช้ไฟฟ้าทุกรายเชื่อมต่อที่ระดับแรงดันกลาง

พื้นที่	ค่าความต้องการไฟฟ้า(บาท)
เขตนิคมอุตสาหกรรม	362,588,724.38
นอกเขตนิคมอุตสาหกรรม	1,971,796,495.13
รวม	**2,334,385,219.51**

ตารางที่ 9.57 อัตราค่าความต้องการไฟฟ้าใหม่เมื่อมีการเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าในนิคมอุตสาหกรรมจากคู่สัญญารายใหม่ที่สัดส่วนต่าง กรณีผู้ใช้ไฟฟ้าทุกรายเชื่อมต่อที่ระดับแรงดันกลาง

r	α	Wheeling Charge: WC (บาท)	ค่าความต้องการพลังไฟฟ้าที่เหลือในนิคมอุตสาหกรรม (บาท)	ค่าความต้องการพลังไฟฟ้าทั้งหมด (บาท)	DT_{new} (บาท/กิโลวัตต์)	ส่วนต่าง DT	
						บาท	ร้อยละ
0.00	1.0000	0	362,588,724	2,334,385,220	132.93	0.00	0.0000
0.01	0.9984	3,625,887	358,962,837	2,330,759,332	132.72	-0.21	-0.0016
0.02	0.9969	7,251,774	355,336,950	2,327,133,445	132.52	-0.41	-0.0031
0.03	0.9953	10,877,662	351,711,063	2,323,507,558	132.31	-0.62	-0.0047
0.04	0.9938	14,503,549	348,085,175	2,319,881,671	132.10	-0.83	-0.0062
0.05	0.9922	18,129,436	344,459,288	2,316,255,783	131.90	-1.03	-0.0078

r	α	Wheeling Charge: WC (บาท)	ค่าความต้องการพลังไฟฟ้าที่เหลือในนิคมอุตสาหกรรม (บาท)	ค่าความต้องการพลังไฟฟ้าทั้งหมด (บาท)	DT_{new} (บาท/กิโลวัตต์)	ส่วนต่าง DT	
						บาท	ร้อยละ
0.06	0.9907	21,755,323	340,833,401	2,312,629,896	131.69	-1.24	-0.0093
0.07	0.9891	25,381,211	337,207,514	2,309,004,009	131.48	-1.45	-0.0109
0.08	0.9876	29,007,098	333,581,626	2,305,378,122	131.28	-1.65	-0.0124
0.09	0.9860	32,632,985	329,955,739	2,301,752,234	131.07	-1.86	-0.0140
0.10	0.9845	36,258,872	326,329,852	2,298,126,347	130.87	-2.06	-0.0155
0.11	0.9829	39,884,760	322,703,965	2,294,500,460	130.66	-2.27	-0.0171
0.12	0.9814	43,510,647	319,078,077	2,290,874,573	130.45	-2.48	-0.0186
0.13	0.9798	47,136,534	315,452,190	2,287,248,685	130.25	-2.68	-0.0202
0.14	0.9783	50,762,421	311,826,303	2,283,622,798	130.04	-2.89	-0.0217
0.15	0.9767	54,388,309	308,200,416	2,279,996,911	129.83	-3.10	-0.0233
0.16	0.9751	58,014,196	304,574,528	2,276,371,024	129.63	-3.30	-0.0249
0.17	0.9736	61,640,083	300,948,641	2,272,745,136	129.42	-3.51	-0.0264
0.18	0.9720	65,265,970	297,322,754	2,269,119,249	129.21	-3.72	-0.0280
0.19	0.9705	68,891,858	293,696,867	2,265,493,362	129.01	-3.92	-0.0295
0.20	0.9689	72,517,745	290,070,980	2,261,867,475	128.80	-4.13	-0.0311
0.21	0.9674	76,143,632	286,445,092	2,258,241,587	128.59	-4.34	-0.0326
0.22	0.9658	79,769,519	282,819,205	2,254,615,700	128.39	-4.54	-0.0342
0.23	0.9643	83,395,407	279,193,318	2,250,989,813	128.18	-4.75	-0.0357
0.24	0.9627	87,021,294	275,567,431	2,247,363,926	127.97	-4.96	-0.0373
0.25	0.9612	90,647,181	271,941,543	2,243,738,038	127.77	-5.16	-0.0388
0.26	0.9596	94,273,068	268,315,656	2,240,112,151	127.56	-5.37	-0.0404
0.27	0.9581	97,898,956	264,689,769	2,236,486,264	127.36	-5.57	-0.0419
0.28	0.9565	101,524,843	261,063,882	2,232,860,377	127.15	-5.78	-0.0435
0.29	0.9550	105,150,730	257,437,994	2,229,234,489	126.94	-5.99	-0.0450
0.30	0.9534	108,776,617	253,812,107	2,225,608,602	126.74	-6.19	-0.0466
0.31	0.9518	112,402,505	250,186,220	2,221,982,715	126.53	-6.40	-0.0482
0.32	0.9503	116,028,392	246,560,333	2,218,356,828	126.32	-6.61	-0.0497
0.33	0.9487	119,654,279	242,934,445	2,214,730,940	126.12	-6.81	-0.0513
0.34	0.9472	123,280,166	239,308,558	2,211,105,053	125.91	-7.02	-0.0528

r	α	Wheeling Charge: WC (บาท)	ค่าความต้องการพลังไฟฟ้าที่เหลือในนิคมอุตสาหกรรม (บาท)	ค่าความต้องการพลังไฟฟ้าทั้งหมด (บาท)	DT_{new} (บาท/กิโลวัตต์)	ส่วนต่าง DT	
						บาท	ร้อยละ
0.35	0.9456	126,906,054	235,682,671	2,207,479,166	125.70	-7.23	-0.0544
0.36	0.9441	130,531,941	232,056,784	2,203,853,279	125.50	-7.43	-0.0559
0.37	0.9425	134,157,828	228,430,896	2,200,227,391	125.29	-7.64	-0.0575
0.38	0.9410	137,783,715	224,805,009	2,196,601,504	125.08	-7.85	-0.0590
0.39	0.9394	141,409,603	221,179,122	2,192,975,617	124.88	-8.05	-0.0606
0.40	0.9379	145,035,490	217,553,235	2,189,349,730	124.67	-8.26	-0.0621
0.41	0.9363	148,661,377	213,927,347	2,185,723,843	124.46	-8.47	-0.0637
0.42	0.9348	152,287,264	210,301,460	2,182,097,955	124.26	-8.67	-0.0652
0.43	0.9332	155,913,151	206,675,573	2,178,472,068	124.05	-8.88	-0.0668
0.44	0.9317	159,539,039	203,049,686	2,174,846,181	123.85	-9.08	-0.0683
0.45	0.9301	163,164,926	199,423,798	2,171,220,294	123.64	-9.29	-0.0699
0.46	0.9286	166,790,813	195,797,911	2,167,594,406	123.43	-9.50	-0.0714
0.47	0.9270	170,416,700	192,172,024	2,163,968,519	123.23	-9.70	-0.0730
0.48	0.9254	174,042,588	188,546,137	2,160,342,632	123.02	-9.91	-0.0746
0.49	0.9239	177,668,475	184,920,249	2,156,716,745	122.81	-10.12	-0.0761
0.50	0.9223	181,294,362	181,294,362	2,153,090,857	122.61	-10.32	-0.0777

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

กรณีผู้ใช้ไฟฟ้าทุกรายเชื่อมต่อที่ระดับแรงต่ำ – ต่ำกว่า 22 kV (อัตราค่าความต้องการพลังไฟฟ้าเดิม 210 บาท/กิโลวัตต์)

ตารางที่ 9.58 ค่าความต้องการไฟฟ้าที่เรียกเก็บได้ในแต่ละเดือน กรณีผู้ใช้ไฟฟ้าทุกรายเชื่อมต่อที่ระดับแรงดันต่ำ

พื้นที่	ค่าความต้องการไฟฟ้า(บาท)
เขตนิคมอุตสาหกรรม	202,229,203.53
นอกเขตนิคมอุตสาหกรรม	1,099,744,167.22
รวม	**1,301,973,370.75**

ตารางที่ 9.59 อัตราค่าความต้องการไฟฟ้าใหม่เมื่อมีการเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าในนิคมอุตสาหกรรมจากคู่สัญญารายใหม่ที่สัดส่วนต่าง กรณีผู้ใช้ไฟฟ้าทุกรายเชื่อมต่อที่ระดับแรงดันกลาง

r	α	Wheeling Charge: WC (บาท)	ค่าความต้องการพลังไฟฟ้าที่เหลือในนิคมอุตสาหกรรม (บาท)	ค่าความต้องการพลังไฟฟ้าทั้งหมด (บาท)	DT_{new} (บาท/กิโลวัตต์)	ส่วนต่าง DT	
						บาท	ร้อยละ
0.00	1.0000	0	362,588,724	2,334,385,220	132.93	0.00	0.0000
0.01	0.9984	3,625,887	358,962,837	2,330,759,332	132.72	-0.21	-0.0016
0.02	0.9969	7,251,774	355,336,950	2,327,133,445	132.52	-0.41	-0.0031
0.03	0.9953	10,877,662	351,711,063	2,323,507,558	132.31	-0.62	-0.0047
0.04	0.9938	14,503,549	348,085,175	2,319,881,671	132.10	-0.83	-0.0062
0.05	0.9922	18,129,436	344,459,288	2,316,255,783	131.90	-1.03	-0.0078
0.06	0.9907	21,755,323	340,833,401	2,312,629,896	131.69	-1.24	-0.0093
0.07	0.9891	25,381,211	337,207,514	2,309,004,009	131.48	-1.45	-0.0109
0.08	0.9876	29,007,098	333,581,626	2,305,378,122	131.28	-1.65	-0.0124
0.09	0.9860	32,632,985	329,955,739	2,301,752,234	131.07	-1.86	-0.0140
0.10	0.9845	36,258,872	326,329,852	2,298,126,347	130.87	-2.06	-0.0155
0.11	0.9829	39,884,760	322,703,965	2,294,500,460	130.66	-2.27	-0.0171
0.12	0.9814	43,510,647	319,078,077	2,290,874,573	130.45	-2.48	-0.0186
0.13	0.9798	47,136,534	315,452,190	2,287,248,685	130.25	-2.68	-0.0202
0.14	0.9783	50,762,421	311,826,303	2,283,622,798	130.04	-2.89	-0.0217
0.15	0.9767	54,388,309	308,200,416	2,279,996,911	129.83	-3.10	-0.0233
0.16	0.9751	58,014,196	304,574,528	2,276,371,024	129.63	-3.30	-0.0249
0.17	0.9736	61,640,083	300,948,641	2,272,745,136	129.42	-3.51	-0.0264
0.18	0.9720	65,265,970	297,322,754	2,269,119,249	129.21	-3.72	-0.0280
0.19	0.9705	68,891,858	293,696,867	2,265,493,362	129.01	-3.92	-0.0295
0.20	0.9689	72,517,745	290,070,980	2,261,867,475	128.80	-4.13	-0.0311
0.21	0.9674	76,143,632	286,445,092	2,258,241,587	128.59	-4.34	-0.0326
0.22	0.9658	79,769,519	282,819,205	2,254,615,700	128.39	-4.54	-0.0342
0.23	0.9643	83,395,407	279,193,318	2,250,989,813	128.18	-4.75	-0.0357
0.24	0.9627	87,021,294	275,567,431	2,247,363,926	127.97	-4.96	-0.0373
0.25	0.9612	90,647,181	271,941,543	2,243,738,038	127.77	-5.16	-0.0388
0.26	0.9596	94,273,068	268,315,656	2,240,112,151	127.56	-5.37	-0.0404

r	α	Wheeling Charge: WC (บาท)	ค่าความต้องการพลังไฟฟ้าที่เหลือในนิคมอุตสาหกรรม (บาท)	ค่าความต้องการพลังไฟฟ้าทั้งหมด (บาท)	DT_{new} (บาท/กิโลวัตต์)	ส่วนต่าง DT	
						บาท	ร้อยละ
0.27	0.9581	97,898,956	264,689,769	2,236,486,264	127.36	-5.57	-0.0419
0.28	0.9565	101,524,843	261,063,882	2,232,860,377	127.15	-5.78	-0.0435
0.29	0.9550	105,150,730	257,437,994	2,229,234,489	126.94	-5.99	-0.0450
0.30	0.9534	108,776,617	253,812,107	2,225,608,602	126.74	-6.19	-0.0466
0.31	0.9518	112,402,505	250,186,220	2,221,982,715	126.53	-6.40	-0.0482
0.32	0.9503	116,028,392	246,560,333	2,218,356,828	126.32	-6.61	-0.0497
0.33	0.9487	119,654,279	242,934,445	2,214,730,940	126.12	-6.81	-0.0513
0.34	0.9472	123,280,166	239,308,558	2,211,105,053	125.91	-7.02	-0.0528
0.35	0.9456	126,906,054	235,682,671	2,207,479,166	125.70	-7.23	-0.0544
0.36	0.9441	130,531,941	232,056,784	2,203,853,279	125.50	-7.43	-0.0559
0.37	0.9425	134,157,828	228,430,896	2,200,227,391	125.29	-7.64	-0.0575
0.38	0.9410	137,783,715	224,805,009	2,196,601,504	125.08	-7.85	-0.0590
0.39	0.9394	141,409,603	221,179,122	2,192,975,617	124.88	-8.05	-0.0606
0.40	0.9379	145,035,490	217,553,235	2,189,349,730	124.67	-8.26	-0.0621
0.41	0.9363	148,661,377	213,927,347	2,185,723,843	124.46	-8.47	-0.0637
0.42	0.9348	152,287,264	210,301,460	2,182,097,955	124.26	-8.67	-0.0652
0.43	0.9332	155,913,151	206,675,573	2,178,472,068	124.05	-8.88	-0.0668
0.44	0.9317	159,539,039	203,049,686	2,174,846,181	123.85	-9.08	-0.0683
0.45	0.9301	163,164,926	199,423,798	2,171,220,294	123.64	-9.29	-0.0699
0.46	0.9286	166,790,813	195,797,911	2,167,594,406	123.43	-9.50	-0.0714
0.47	0.9270	170,416,700	192,172,024	2,163,968,519	123.23	-9.70	-0.0730
0.48	0.9254	174,042,588	188,546,137	2,160,342,632	123.02	-9.91	-0.0746
0.49	0.9239	177,668,475	184,920,249	2,156,716,745	122.81	-10.12	-0.0761
0.50	0.9223	181,294,362	181,294,362	2,153,090,857	122.61	-10.32	-0.0777

9.3.2 ผลการคำนวณผลกระทบการเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าในนิคมอุตสาหกรรมต่อค่าความต้องการพลังไฟฟ้าของประเทศไทยเมื่อกำหนดให้ใช้อัตราค่าความต้องการไฟฟ้า 3 อัตราแยกตามระดับแรงดัน

การคำนวณผลกระทบการเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าในนิคมอุตสาหกรรมต่อค่าความต้องการพลังไฟฟ้าของประเทศไทยเมื่อกำหนดให้ใช้อัตราค่าความต้องการไฟฟ้า 3 อัตราแยกตามระดับแรงดัน สามารถคำนวณได้จากหลักการในหัวข้อ 8.2.2 โดยสามารถแสดงผลการคำนวณแยกตามระดับแรงดันได้ ดังนี้

ตารางที่ 9.60 ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดเฉลี่ยของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละราย แต่ละประเภท และแต่ละระดับแรงดัน เมื่อกำหนดให้ใช้อัตราค่าความต้องการไฟฟ้าตามระดับแรงดัน

ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดเฉลี่ย (กิโลวัตต์)	
	กฟภ.	กฟน.
กิจการขนาดใหญ่ ระดับแรงดัน 230 kV	32,650.25	-
กิจการขนาดใหญ่ ระดับแรงดัน 115 kV	5,268.78	
กิจการขนาดใหญ่ ระดับแรงดัน 69 kV	4,846.84	-
กิจการขนาดใหญ่ ระดับแรงดัน 22-33 kV	1,480.80	1,094.72
กิจการขนาดกลาง ระดับแรงดัง 22-33 kV	56.1629	75.27
กิจการเฉพาะอย่าง ระดับแรงดัน 22-33 kV	51.0551	106.75
ส่วนราชการและองค์กรไม่แสวงหาผลกำไร ระดับแรงดัน 22-33 kV	13.7603	111.19
สูบน้ำเพื่อการเกษตร ระดับแรงดัน 22-33 kV	22.1631	-

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ 9.61 ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดเฉลี่ยของผู้ใช้ไฟฟ้าในเขตนิคมอุตสาหกรรมและนอกเขตนิคมอุตสาหกรรมแต่ละระดับแรงดัน เมื่อกำหนดให้ใช้อัตราค่าความต้องการไฟฟ้าตามระดับแรงดัน

พื้นที่	ความต้องการไฟฟ้ารวม (กิโลวัตต์)
เขตนิคมอุตสาหกรรม แรงดันตั้งแต่ 69 kV	812,238.26
นอกเขตนิคมอุตสาหกรรม แรงดันตั้งแต่ 69 kV	2,582,349.20
รวม แรงดันตั้งแต่ 69 kV	**3,394,587.47**
เขตนิคมอุตสาหกรรม แรงดัน 22 - 33 kV	14,879,290.40
นอกเขตนิคมอุตสาหกรรม แรงดัน 22 - 33 kV	1,915,428.36
รวม แรงดัน 22 - 33 kV	**12,963,862.04**
เขตนิคมอุตสาหกรรม แรงดันต่ำกว่า 22 kV	-
นอกเขตนิคมอุตสาหกรรม แรงดันต่ำกว่า 22 kV	-
รวม แรงดันต่ำกว่า 22 kV	**-**

ตารางที่ 9.62 ค่าความต้องการไฟฟ้าสูงสุดเฉลี่ยของผู้ใช้ไฟฟ้าในเขตนิคมอุตสาหกรรมและนอกเขตนิคมอุตสาหกรรมแต่ละระดับแรงดัน เมื่อกำหนดให้ใช้อัตราค่าความต้องการไฟฟ้าตามระดับแรงดัน

พื้นที่	**ค่าความต้องพลังการไฟฟ้า (บาท)**
เขตนิคมอุตสาหกรรม แรงดันตั้งแต่ 69 kV	60,219,344.79
นอกเขตนิคมอุตสาหกรรม แรงดันตั้งแต่ 69 kV	191,455,369.87
รวม แรงดันตั้งแต่ 69 kV	**251,674,714.66**
เขตนิคมอุตสาหกรรม แรงดัน 22 - 33 kV	254,617,892.16
นอกเขตนิคมอุตสาหกรรม แรงดัน 22 - 33 kV	1,723,286,180.64
รวม แรงดัน 22 - 33 kV	1,977,904,072.80
เขตนิคมอุตสาหกรรม แรงดันต่ำกว่า 22 kV	-
นอกเขตนิคมอุตสาหกรรม แรงดันต่ำกว่า 22 kV	-
รวม แรงดันต่ำกว่า 22 kV	**-**

ตารางที่ 9.63 อัตราค่าความต้องการไฟฟ้าระดับแรงดันตั้งแต่ 69 kV ใหม่เมื่อมีการเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าในนิคมอุตสาหกรรมที่จากคู่สัญญารายใหม่สัดส่วนต่าง

r	α	Wheeling Charge: WC (บาท)	ค่าความต้องการพลังไฟฟ้าที่เหลือในนิคมอุตสาหกรรม (บาท)	ค่าความต้องการพลังไฟฟ้าทั้งหมด (บาท)	DT_{new} (บาท/กิโลวัตต์)	ส่วนต่าง DT	
						บาท	ร้อยละ
0.00	1.0000	0	60,219,345	251,674,715	74.14	0.00	0.0000
0.01	0.9976	602,193	59,617,151	251,072,521	73.96	-0.18	-0.0024
0.02	0.9952	1,204,387	59,014,958	250,470,328	73.79	-0.35	-0.0048
0.03	0.9928	1,806,580	58,412,764	249,868,134	73.61	-0.53	-0.0072
0.04	0.9904	2,408,774	57,810,571	249,265,941	73.43	-0.71	-0.0096
0.05	0.9880	3,010,967	57,208,378	248,663,747	73.25	-0.89	-0.0120
0.06	0.9856	3,613,161	56,606,184	248,061,554	73.08	-1.06	-0.0144
0.07	0.9833	4,215,354	56,003,991	247,459,361	72.90	-1.24	-0.0167
0.08	0.9809	4,817,548	55,401,797	246,857,167	72.72	-1.42	-0.0191
0.09	0.9785	5,419,741	54,799,604	246,254,974	72.54	-1.60	-0.0215
0.10	0.9761	6,021,934	54,197,410	245,652,780	72.37	-1.77	-0.0239
0.11	0.9737	6,624,128	53,595,217	245,050,587	72.19	-1.95	-0.0263
0.12	0.9713	7,226,321	52,993,023	244,448,393	72.01	-2.13	-0.0287
0.13	0.9689	7,828,515	52,390,830	243,846,200	71.83	-2.31	-0.0311

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

r	α	Wheeling Charge: WC (บาท)	ค่าความต้องการพลังไฟฟ้าที่เหลือในนิคมอุตสาหกรรม (บาท)	ค่าความต้องการพลังไฟฟ้าทั้งหมด (บาท)	DT_{new} (บาท/กิโลวัตต์)	ส่วนต่าง DT	
						บาท	ร้อยละ
0.14	0.9665	8,430,708	51,788,637	243,244,006	71.66	-2.48	-0.0335
0.15	0.9641	9,032,902	51,186,443	242,641,813	71.48	-2.66	-0.0359
0.16	0.9617	9,635,095	50,584,250	242,039,619	71.30	-2.84	-0.0383
0.17	0.9593	10,237,289	49,982,056	241,437,426	71.12	-3.02	-0.0407
0.18	0.9569	10,839,482	49,379,863	240,835,233	70.95	-3.19	-0.0431
0.19	0.9545	11,441,676	48,777,669	240,233,039	70.77	-3.37	-0.0455
0.20	0.9521	12,043,869	48,175,476	239,630,846	70.59	-3.55	-0.0479
0.21	0.9498	12,646,062	47,573,282	239,028,652	70.41	-3.73	-0.0502
0.22	0.9474	13,248,256	46,971,089	238,426,459	70.24	-3.90	-0.0526
0.23	0.9450	13,850,449	46,368,895	237,824,265	70.06	-4.08	-0.0550
0.24	0.9426	14,452,643	45,766,702	237,222,072	69.88	-4.26	-0.0574
0.25	0.9402	15,054,836	45,164,509	236,619,878	69.71	-4.43	-0.0598
0.26	0.9378	15,657,030	44,562,315	236,017,685	69.53	-4.61	-0.0622
0.27	0.9354	16,259,223	43,960,122	235,415,492	69.35	-4.79	-0.0646
0.28	0.9330	16,861,417	43,357,928	234,813,298	69.17	-4.97	-0.0670
0.29	0.9306	17,463,610	42,755,735	234,211,105	69.00	-5.14	-0.0694
0.30	0.9282	18,065,803	42,153,541	233,608,911	68.82	-5.32	-0.0718
0.31	0.9258	18,667,997	41,551,348	233,006,718	68.64	-5.50	-0.0742
0.32	0.9234	19,270,190	40,949,154	232,404,524	68.46	-5.68	-0.0766
0.33	0.9210	19,872,384	40,346,961	231,802,331	68.29	-5.85	-0.0790
0.34	0.9186	20,474,577	39,744,768	231,200,137	68.11	-6.03	-0.0814
0.35	0.9163	21,076,771	39,142,574	230,597,944	67.93	-6.21	-0.0837
0.36	0.9139	21,678,964	38,540,381	229,995,751	67.75	-6.39	-0.0861
0.37	0.9115	22,281,158	37,938,187	229,393,557	67.58	-6.56	-0.0885
0.38	0.9091	22,883,351	37,335,994	228,791,364	67.40	-6.74	-0.0909
0.39	0.9067	23,485,544	36,733,800	228,189,170	67.22	-6.92	-0.0933
0.40	0.9043	24,087,738	36,131,607	227,586,977	67.04	-7.10	-0.0957
0.41	0.9019	24,689,931	35,529,413	226,984,783	66.87	-7.27	-0.0981
0.42	0.8995	25,292,125	34,927,220	226,382,590	66.69	-7.45	-0.1005

r	α	Wheeling Charge: WC (บาท)	ค่าความต้องการพลังไฟฟ้าที่เหลือในนิคมอุตสาหกรรม (บาท)	ค่าความต้องการพลังไฟฟ้าทั้งหมด (บาท)	DT_{new} (บาท/กิโลวัตต์)	ส่วนต่าง DT	
						บาท	ร้อยละ
0.43	0.8971	25,894,318	34,325,027	225,780,396	66.51	-7.63	-0.1029
0.44	0.8947	26,496,512	33,722,833	225,178,203	66.33	-7.81	-0.1053
0.45	0.8923	27,098,705	33,120,640	224,576,010	66.16	-7.98	-0.1077
0.46	0.8899	27,700,899	32,518,446	223,973,816	65.98	-8.16	-0.1101
0.47	0.8875	28,303,092	31,916,253	223,371,623	65.80	-8.34	-0.1125
0.48	0.8851	28,905,285	31,314,059	222,769,429	65.62	-8.52	-0.1149
0.49	0.8828	29,507,479	30,711,866	222,167,236	65.45	-8.69	-0.1172
0.50	0.8804	30,109,672	30,109,672	221,565,042	65.27	-8.87	-0.1196

ตารางที่ 9.64 อัตราค่าความต้องการไฟฟ้าระดับแรงดัน 22-33 kV ใหม่เมื่อมีการเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าในนิคมอุตสาหกรรมที่สัดส่วนต่าง

r	α	Wheeling Charge: WC (บาท)	ค่าความต้องการในนิคมอุตสาหกรรมไฟฟ้าที่เหลือ (บาท)	ค่าความต้องการไฟฟ้าทั้งหมด (บาท)	DT_{new} (บาท/กิโลวัตต์)	ส่วนต่าง DT	
						บาท	ร้อยละ
0.00	1.0000	0	254,617,892	1,977,904,073	132.93	0.00	0.0000
0.01	0.9987	2,546,179	252,071,713	1,975,357,894	132.76	-0.17	-0.0013
0.02	0.9974	5,092,358	249,525,534	1,972,811,715	132.59	-0.34	-0.0026
0.03	0.9961	7,638,537	246,979,355	1,970,265,536	132.42	-0.51	-0.0039
0.04	0.9949	10,184,716	244,433,176	1,967,719,357	132.25	-0.68	-0.0051
0.05	0.9936	12,730,895	241,886,998	1,965,173,178	132.07	-0.86	-0.0064
0.06	0.9923	15,277,074	239,340,819	1,962,626,999	131.90	-1.03	-0.0077
0.07	0.9910	17,823,252	236,794,640	1,960,080,820	131.73	-1.20	-0.0090
0.08	0.9897	20,369,431	234,248,461	1,957,534,641	131.56	-1.37	-0.0103
0.09	0.9884	22,915,610	231,702,282	1,954,988,463	131.39	-1.54	-0.0116
0.10	0.9871	25,461,789	229,156,103	1,952,442,284	131.22	-1.71	-0.0129
0.11	0.9858	28,007,968	226,609,924	1,949,896,105	131.05	-1.88	-0.0142
0.12	0.9846	30,554,147	224,063,745	1,947,349,926	130.88	-2.05	-0.0154

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

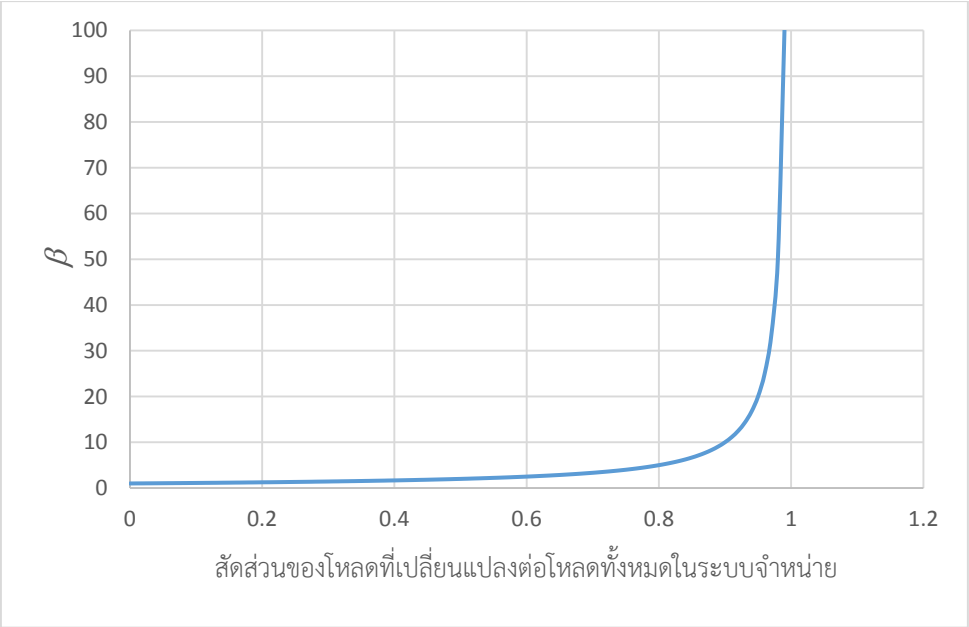
r	α	Wheeling Charge: WC (บาท)	ค่าความต้องการในนิคมอุตสาหกรรมไฟฟ้าที่เหลือ (บาท)	ค่าความต้องการไฟฟ้าทั้งหมด (บาท)	DT_{new} (บาท/กิโลวัตต์)	ส่วนต่าง DT	
						บาท	ร้อยละ
0.13	0.9833	33,100,326	221,517,566	1,944,803,747	130.71	-2.22	-0.0167
0.14	0.9820	35,646,505	218,971,387	1,942,257,568	130.53	-2.40	-0.0180
0.15	0.9807	38,192,684	216,425,208	1,939,711,389	130.36	-2.57	-0.0193
0.16	0.9794	40,738,863	213,879,029	1,937,165,210	130.19	-2.74	-0.0206
0.17	0.9781	43,285,042	211,332,850	1,934,619,031	130.02	-2.91	-0.0219
0.18	0.9768	45,831,221	208,786,672	1,932,072,852	129.85	-3.08	-0.0232
0.19	0.9755	48,377,400	206,240,493	1,929,526,673	129.68	-3.25	-0.0245
0.20	0.9743	50,923,578	203,694,314	1,926,980,494	129.51	-3.42	-0.0257
0.21	0.9730	53,469,757	201,148,135	1,924,434,315	129.34	-3.59	-0.0270
0.22	0.9717	56,015,936	198,601,956	1,921,888,137	129.17	-3.76	-0.0283
0.23	0.9704	58,562,115	196,055,777	1,919,341,958	128.99	-3.94	-0.0296
0.24	0.9691	61,108,294	193,509,598	1,916,795,779	128.82	-4.11	-0.0309
0.25	0.9678	63,654,473	190,963,419	1,914,249,600	128.65	-4.28	-0.0322
0.26	0.9665	66,200,652	188,417,240	1,911,703,421	128.48	-4.45	-0.0335
0.27	0.9652	68,746,831	185,871,061	1,909,157,242	128.31	-4.62	-0.0348
0.28	0.9640	71,293,010	183,324,882	1,906,611,063	128.14	-4.79	-0.0360
0.29	0.9627	73,839,189	180,778,703	1,904,064,884	127.97	-4.96	-0.0373
0.30	0.9614	76,385,368	178,232,525	1,901,518,705	127.80	-5.13	-0.0386
0.31	0.9601	78,931,547	175,686,346	1,898,972,526	127.63	-5.30	-0.0399
0.32	0.9588	81,477,725	173,140,167	1,896,426,347	127.45	-5.48	-0.0412
0.33	0.9575	84,023,904	170,593,988	1,893,880,168	127.28	-5.65	-0.0425
0.34	0.9562	86,570,083	168,047,809	1,891,333,989	127.11	-5.82	-0.0438
0.35	0.9549	89,116,262	165,501,630	1,888,787,811	126.94	-5.99	-0.0451
0.36	0.9537	91,662,441	162,955,451	1,886,241,632	126.77	-6.16	-0.0463
0.37	0.9524	94,208,620	160,409,272	1,883,695,453	126.60	-6.33	-0.0476
0.38	0.9511	96,754,799	157,863,093	1,881,149,274	126.43	-6.50	-0.0489
0.39	0.9498	99,300,978	155,316,914	1,878,603,095	126.26	-6.67	-0.0502
0.40	0.9485	101,847,157	152,770,735	1,876,056,916	126.09	-6.84	-0.0515
0.41	0.9472	104,393,336	150,224,556	1,873,510,737	125.91	-7.02	-0.0528

r	α	Wheeling Charge: WC (บาท)	ค่าความต้องการในนิคมอุตสาหกรรมไฟฟ้าที่เหลือ (บาท)	ค่าความต้องการไฟฟ้าทั้งหมด (บาท)	DT_{new} (บาท/กิโลวัตต์)	ส่วนต่าง DT	
						บาท	ร้อยละ
0.42	0.9459	106,939,515	147,678,377	1,870,964,558	125.74	-7.19	-0.0541
0.43	0.9446	109,485,694	145,132,199	1,868,418,379	125.57	-7.36	-0.0554
0.44	0.9434	112,031,873	142,586,020	1,865,872,200	125.40	-7.53	-0.0566
0.45	0.9421	114,578,051	140,039,841	1,863,326,021	125.23	-7.70	-0.0579
0.46	0.9408	117,124,230	137,493,662	1,860,779,842	125.06	-7.87	-0.0592
0.47	0.9395	119,670,409	134,947,483	1,858,233,663	124.89	-8.04	-0.0605
0.48	0.9382	122,216,588	132,401,304	1,855,687,485	124.72	-8.21	-0.0618
0.49	0.9369	124,762,767	129,855,125	1,853,141,306	124.55	-8.38	-0.0631
0.50	0.9356	127,308,946	127,308,946	1,850,595,127	124.37	-8.56	-0.0644

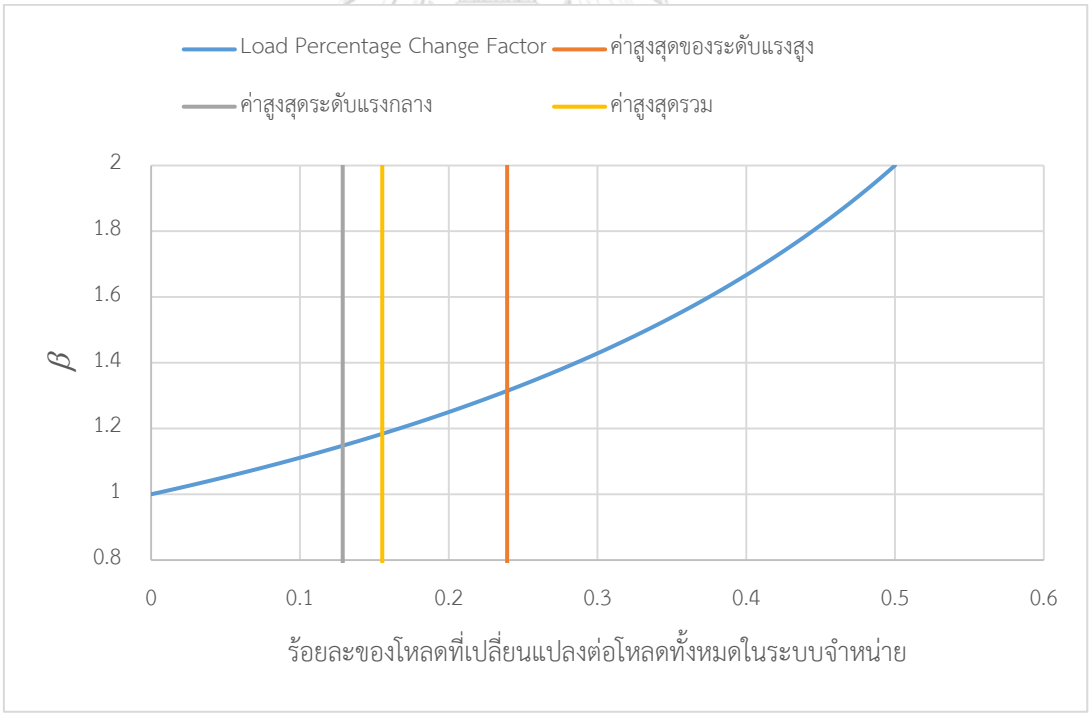
9.3.3 ผลการคำนวณผลกระทบจากการเปลี่ยนคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเป็นผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก

ผลกระทบจากการเปลี่ยนคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเป็นผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กต่อค่าความต้องการพลังไฟฟ้านั้นสามารถคำนวณได้จาก ค่าตัวประกอบร้อยละการเปลี่ยนแปลงของโหลด โดย รูปที่ 9.12 แสดงค่าตัวประกอบร้อยละการเปลี่ยนแปลงของโหลดที่ร้อยละกำลังไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงต่าง ๆ นอกจากนี้สามารถแสดงค่าตัวประกอบร้อยละการเปลี่ยนแปลงของโหลดที่ค่าเมกกะวัตต์ของกำลังไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงต่างๆ สำหรับกรณีอัตราค่าความต้องการพลังไฟฟ้าอัตราเดียว และหลายอัตรา ได้ดัง รูปที่ 9.13

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY



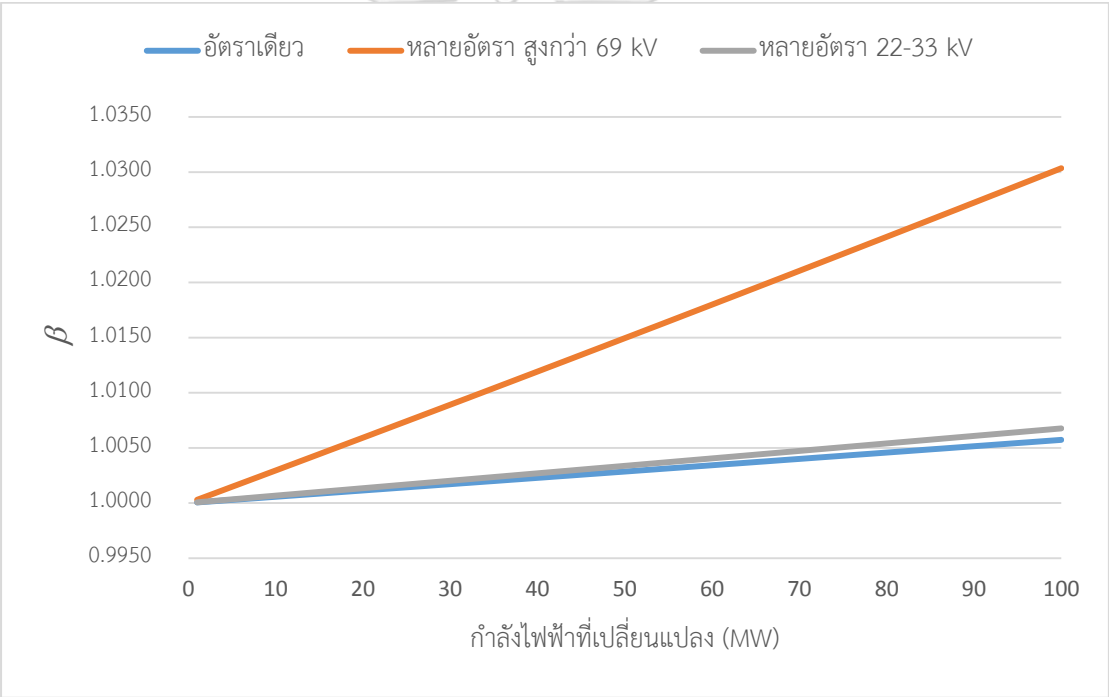
รูปที่ 9.12 ค่าตัวประกอบร้อยละการเปลี่ยนแปลงของโหลดที่สัดส่วนของโหลดทีเปลี่ยนแปลงต่อโหลดทั้งหมดในระบบจำหน่ายค่าต่าง ๆ



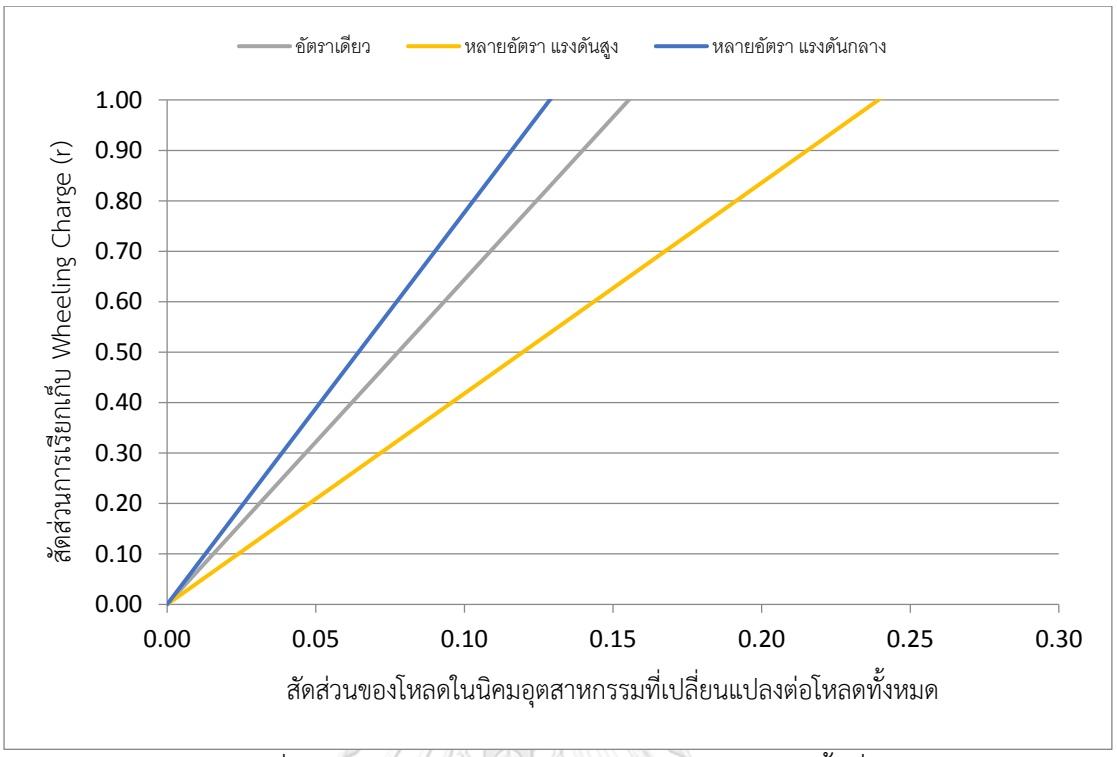
รูปที่ 9.13 ค่าสูงสุดของตัวประกอบร้อยละการเปลี่ยนแปลง

ตารางที่ 9.65 ค่าสูงสุดของตัวประกอบร้อยละการเปลี่ยนแปลงของแต่ละกรณี

ระดับแรงดัน	ร้อยละของโหลดที่เปลี่ยนแปลงสูงสุด	ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดที่เปลี่ยนสัญญาซื้อขายได้ (MW)	β_{max}
ระดับแรงดันสูง	23.93	812.24	1.3145
ระดับแรงดันกลาง	12.87	1,915.43	1.1478
รวม (อัตราเดียว)	15.53	2,727.67	1.1839



รูปที่ 9.14 ค่าตัวประกอบร้อยละการเปลี่ยนแปลงที่ค่าเมกกะวัตต์กำลังไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงค่าต่าง ๆ



รูปที่ 9.15 สัดส่วนการเรียกเก็บ Wheeling Charge ขั้นต่ำ
ที่ไม่ทำให้อัตราค่าความต้องการพลังไฟฟ้าสูงขึ้น

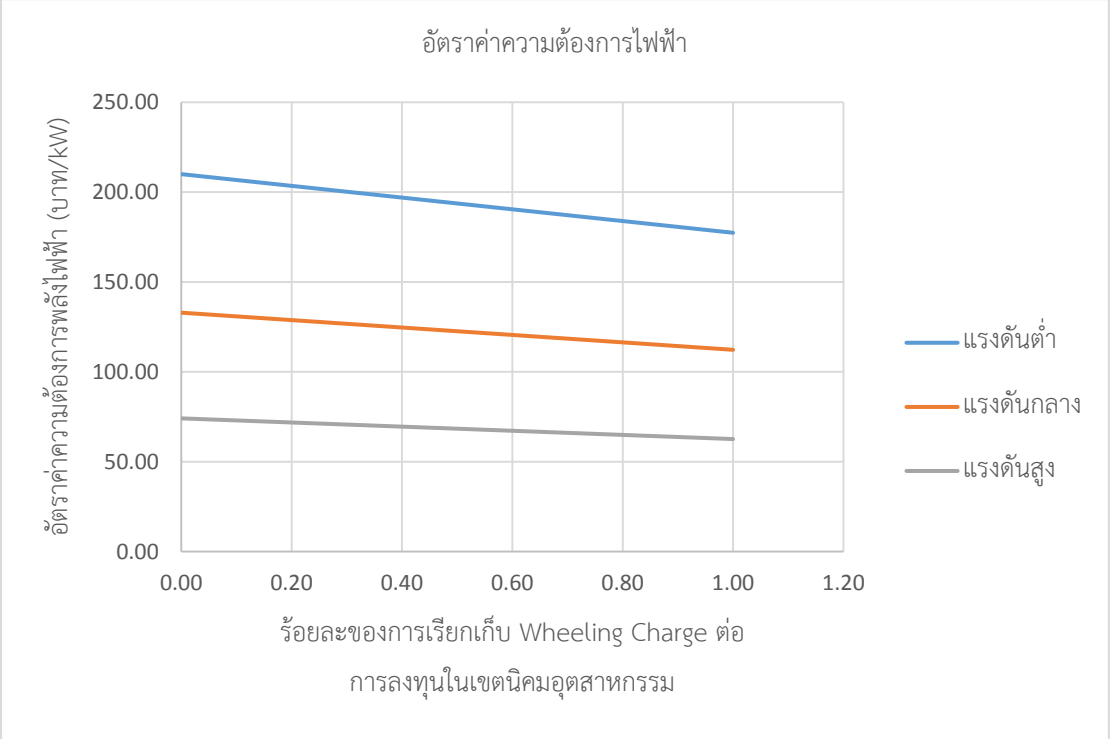
9.4 สรุปการคำนวณผลกระทบการเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าในนิคมอุตสาหกรรมต่อค่าความต้องการพลังไฟฟ้าของประเทศไทย

9.4.1 การคำนวณผลกระทบการเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าในนิคมอุตสาหกรรมต่อค่าความต้องการพลังไฟฟ้าของประเทศไทยเมื่อกำหนดให้ใช้อัตราค่าความต้องการไฟฟ้าอัตราเดียวทั้งประเทศ

สำหรับการคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าเมื่อผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมดเชื่อมต่อแต่ละระดับแรงดันนั้น จะทำให้อัตราค่าความต้องการไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไปแตกต่างกันแต่มีร้อยละต่อการเปลี่ยนแปลงที่เท่ากัน โดยสามารถสรุปอัตราค่าความต้องการไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไปต่อสัดส่วนการเรียกเก็บ Wheeling Charge ได้ดังตารางที่ 9.66 ในความเป็นจริงนั้นผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท 3 – 7 ที่เชื่อมต่อระดับแรงดันต่ำกว่า 22 kV นั้นจะมีจำนวนน้อยมาก จึงทำให้การคำนวณอัตราค่าความต้องการไฟฟ้าใหม่ในกรณีที่เชื่อมต่อระดับแรงดันต่ำเป็นสมมุติฐานที่ไม่เหมาะสม อย่างไรก็ตามส่วนต่างความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไปจะขึ้นกับสัดส่วนของผู้ใช้ไฟฟ้าที่เชื่อมต่อในแต่ละระดับแรงดัน

ตารางที่ 9.66 ค่าความต้องการไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงต่อสัดส่วนการใช้งาน Wheeling Charge จากคู่สัญญารายใหม่ สำหรับการวิเคราะห์แบบอัตราเดียว

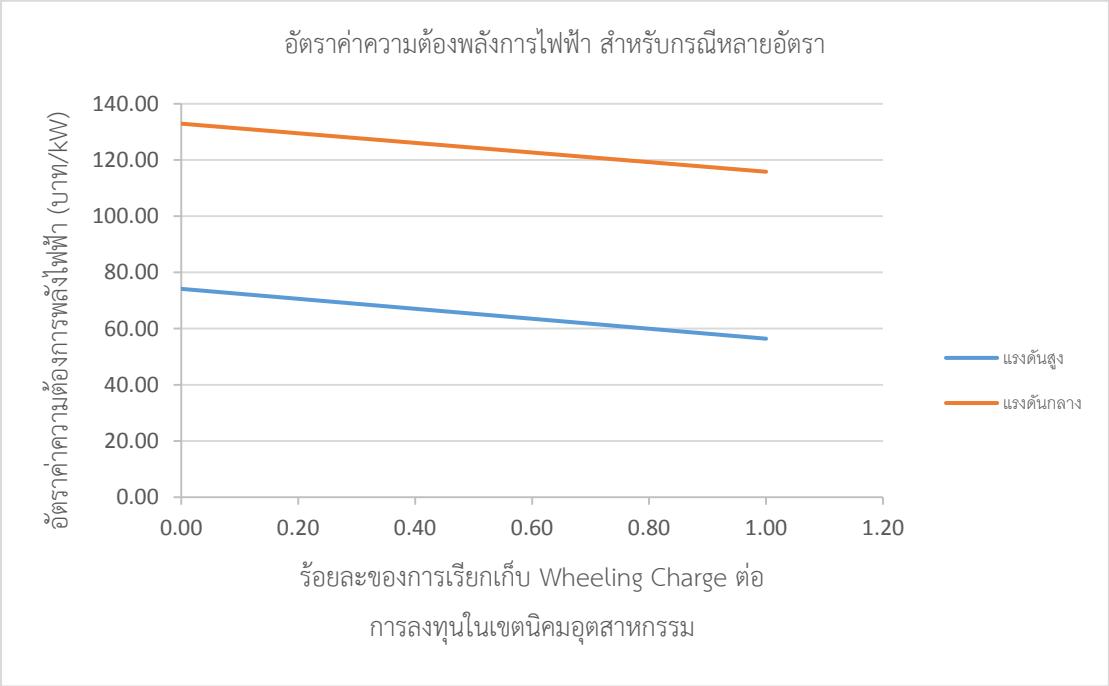
รายการ	หน่วย	จำนวน
ค่าไฟฟ้าสูงมาก	Baht/kW	-32.62
ค่าไฟฟ้าปานกลาง	Baht/kW	-20.65
ค่าไฟฟ้าถูกมาก	Baht/kW	-11.52
ค่าไฟฟ้าสูงมาก	ร้อยละ	-0.16
ค่าไฟฟ้าปานกลาง	ร้อยละ	-0.16
ค่าไฟฟ้าถูกมาก	ร้อยละ	-0.16



รูปที่ 9.16 อัตราค่าความต้องการพลังไฟฟ้าที่ร้อยละของการเรียกเก็บ Wheeling Charge ต่อการลงทุนในเขตอุตสาหกรรมค่าต่าง ๆ สำหรับกรณีอัตราเดียว

9.4.2 สรุปการคำนวณผลกระทบการเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าในนิคมอุตสาหกรรมต่อค่าความต้องการพลังไฟฟ้าของประเทศไทยเมื่อกำหนดให้ใช้อัตราค่าความต้องการไฟฟ้า 3 อัตราแยกตามระดับแรงดัน

จากการคำนวณผลกระทบการเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าในนิในนิคมอุตสาหกรรมต่อค่าความต้องการพลังไฟฟ้าของประเทศไทยเมื่อกำหนดให้ใช้อัตราค่าความต้องการไฟฟ้า 3 อัตราแยกตามระดับแรงดัน จะพบว่าค่าความต้องการไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไปในแต่ละระดับแรงดันจะเป็นอิสระต่อกัน โดยพบว่าอัตราค่าความต้องการไฟฟ้าสำหรับระดับแรงดันตั้งแต่ 69 kV จะเปลี่ยนไป 0.18 บาท/กิโลวัตต์ และสำหรับระดับแรงดัน 22 – 33 kV จะมีการเปลี่ยนแปลงไป 0.17 บาท/กิโลวัตต์ เมื่อมีการเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งในเขตนิคมอุตสาหกรรมจากคู่สัญญารายใหม่คิดเป็นร้อยละ 1 จากเงินลงทุนในเขตนิคมอุตสาหกรรมที่พิจารณา



รูปที่ 9.17 อัตราค่าความต้องการพลังไฟฟ้าที่ร้อยละของการเรียกเก็บ Wheeling Charge ต่อการลงทุนในเขตอุตสาหกรรมค่าต่าง ๆ สำหรับกรณีหลายอัตรา

9.4.3 การคำนวณผลกระทบจากการเปลี่ยนคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเป็นผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก

การเปลี่ยนคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเป็นผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กจะส่งผลให้ค่า อัตราค่าความต้องการพลังไฟฟ้าลดลงได้น้อยลง นอกจากนี้หากมีการเปลี่ยนแปลง

การซื้อขายไฟฟ้าด้วยปริมาณมากอาจส่งผลให้อัตราค่าความต้องการไฟฟ้ามีค่าสูงมากขึ้นได้ อย่างไรก็ตามจะพบว่าค่าตัวประกอบร้อยละการเปลี่ยนแปลงของโหลดจะมีการเปลี่ยนแปลงน้อยมากต่อการเปลี่ยนสัญญาซื้อขายไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้า 1 เมกกะวัตต์ กล่าวคือ อัตราค่าความต้องการพลังไฟฟ้ามีโอกาสที่จะสูงมากขึ้นน้อยมากจากการเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งในรูปแบบ Wheeling Charge และมีการเปลี่ยนแปลงของคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้าจากการซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเป็นผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

บทที่ 10
สรุป และข้อเสนอแนะ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้เสนอแนวคิดการคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าในนิคมอุตสาหกรรม ทั้งนี้เนื่องจากการเรียกเก็บค่าผ่านส่งส่งไฟฟ้าจากคู่สัญญารายใหม่ส่งผลให้ผู้ใช้งานระบบโครงข่ายไฟฟ้ามีจำนวนเพิ่มมากขึ้น ดังนั้นเพื่อป้องกันการเรียกเก็บค่าบริการระบบโครงของไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายที่มากเกินไป บนสมมุติฐาน การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายมีการเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งในรูปของค่าความต้องการพลังไฟฟ้า (Demand Charge) วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงคำนวณผลกระทบอัตราค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าจากการเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าในรูปแบบ Wheeling Charge ในเขตนิคมอุตสาหกรรมที่อยู่ในเขตการดูแลของการนิคมอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย จากการศึกษาพบว่าการเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งด้วยวิธี Power Flow Based MW-Mile สามารถคำนวณค่าผ่านสายส่งตามปริมาณการใช้สายส่งของคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้าแต่ละรายได้ และนอกจากการเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าในนิคมอุตสาหกรรมจากคู่สัญญารายใหม่จะส่งผลต่ออัตราค่าความต้องการไฟฟ้า การเปลี่ยนพฤติกรรมการซื้อไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าจากการซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าจำหน่ายเป็นซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กจะส่งผลต่ออัตราค่าความต้องการไฟฟ้าเช่นกัน

ในการคำนวณผลกระทบการเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าต่ออัตราค่าความต้องการไฟฟ้าในประเทศไทยนั้นจะคำนวณจากข้อมูลลักษณะสมบัติโหลดของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และข้อมูลการจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและการไฟฟ้านครหลวง โดยสามารถสรุปผลการวิเคราะห์ได้ ดังนี้

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

1) การคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าร่วมกับการเรียกเก็บค่าความต้องการพลังไฟฟ้าสามารถคำนวณได้จากการคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าทุกรายก่อน จากนั้นนำเงินที่ต้องการเรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายมาจัดสรรตามหลักการของ Postage Stamp
2) การเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าในนิคมอุตสาหกรรมจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กจะส่งผลให้อัตราค่าความต้องการไฟฟ้าในระดับแรงดันตั้งแต่ 69 kV เปลี่ยนไป 0.18 บาท/กิโลวัตต์ ในระดับแรงดัน 22 – 33 จะเปลี่ยนไป 0.17 บาท/กิโลวัตต์ เมื่อมีการเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งจากคู่สัญญารายใหม่ในเขตนิคมอุตสาหกรรมเพิ่มขึ้น คิดเป็นร้อยละ 1 จากเงินลงทุนในเขตนิคมอุตสาหกรรมที่พิจารณา

3) การเปลี่ยนแปลงพฤติกรรมของผู้ใช้ไฟฟ้าจากการซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเป็นผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กในสัดส่วนที่มากเกินไปจะทำให้อัตราค่าความต้องการไฟฟ้ามีค่าสูงขึ้นได้

ข้อเสนอแนะสำหรับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้สามารถสรุปได้ดังนี้

1) การคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะคำนวณบนพื้นฐานวิธี Power Flow Based MW-Mile อย่างไรก็ตามจะพบว่ายังไม่มีการพิจารณาถึงการจูงใจให้คู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้าได้อย่างมีประสิทธิภาพ ดังนั้นการเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าจะมีการเหมาะสมมากยิ่งขึ้นหากมีการพิจารณาปัจจัยดังกล่าวร่วมด้วย
2) วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ยังไม่มีการพิจารณากำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดขึ้นในระบบเนื่องจากคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้า ซึ่งกำลังไฟฟ้าสูญเสียนั้นอาจทำให้ค่าผ่านสายส่งของคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้าแต่ละรายมีค่าสูงมากขึ้นได้ ดังนั้นการพิจารณากำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดขึ้นจากคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้าแต่ละรายร่วมกับการคำนวณค่าผ่านสายส่งจะทำให้เกิดความยุติธรรมแก่ทุกฝ่ายมากยิ่งขึ้น
3) วิทยานิพนธ์ฉบับนี้อยู่บนสมมุติฐาน การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายมีการเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งในรูปของอัตราค่าความต้องการพลังไฟฟ้า อย่างไรก็ตามควรมีการศึกษาการเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งของการไฟฟ้าจริง ว่าเป็นไปตามสมมุติฐานหรือไม่
4) ข้อมูลของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายที่นำมาใช้ในการวิเคราะห์ผลกระทบต่ออัตราค่าความต้องการพลังไฟฟ้าเป็นข้อมูลในปี พ.ศ. 2560 รวมถึงมีรายละเอียดการเชื่อมต่อของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทไม่ครบถ้วน ดังนั้นการนำข้อมูลที่มีความครบถ้วนมากยิ่งขึ้น รวมถึงการพิจารณาข้อมูลในหลายปีพร้อมกัน จะทำให้การวิเคราะห์ผลกระทบมีความแม่นยำมากยิ่งขึ้น
5) วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ใช้ข้อมูลลักษณะการใช้ไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเป็นแบบจำลองพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง การใช้ข้อมูลลักษณะการใช้ไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวงร่วมด้วยสำหรับการวิเคราะห์จะทำให้สามารถวิเคราะห์ผลกระทบได้แม่นยำมากยิ่งขึ้น
6) การวิเคราะห์ผลกระทบการใช้งานค่าผ่านสายส่งในวิทยานิพนธ์นี้ คิดเป็นสัดส่วนการเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าจากคู่สัญญารายใหม่ต่อการลงทุนในเขตนิคมอุตสาหกรรม แต่ไม่ได้คำนึงวิธีการเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งไฟฟ้า ดังนั้นเพื่อให้เห็นถึงผลกระทบจากการ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

คำนวณแต่ละวิธีมากยิ่งขึ้น การคำนึงถึงวิธีการคำนวณเพื่อให้สะท้อนถึงเมกกะวัตต์ของการเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าจึงมีความจำเป็น

7) วิทยานิพนธ์ฉบับนี้คำนวณค่าความต้องการพลังไฟฟ้า โดยกำหนดให้ค่าความต้องการไฟฟ้าแต่ละระดับแรงดันมีความอิสระจากกัน อย่างไรก็ตามค่าความต้องการพลังไฟฟ้าแต่ละระดับแรงดันอาจไม่แยกอิสระต่อกัน ดังนั้นจึงควรมีพิจารณาปัจจัยนี้ร่วมด้วย

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

รายการอ้างอิง

[1] คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน, "การรับฟังความเห็น เรื่อง หลักเกณฑ์การกำหนดอัตราค่าบริการในการใช้หรือเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าในนิคมอุตสาหกรรม," ตุลาคม 2560.

[2] H. M. Merrill and B. W. Erickson, "Wheeling rates based on marginal-cost theory," *IEEE Transactions on Power Systems,* vol. 4, pp. 1445-1451, 1989.

[3] H. Hamada, T. Hideo, and R. Yokoyama, "Wheeling charge based on identification of transaction paths in deregulated power markets," in *2009 44th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, 2009, pp. 1-5.

[4] D. Shirmohammadi, X. V. Filho, B. Gorenstin, and M. V. P. Pereira, "Some fundamental, technical concepts about cost based transmission pricing," *IEEE Transactions on Power Systems,* vol. 11, pp. 1002-1008, 1996.

[5] P. Young-Moon, P. Jong-Bae, L. Jung-Uk, and W. Jong-Ryul, "An analytical approach for transaction costs allocation in transmission system," *IEEE Transactions on Power Systems,* vol. 13, pp. 1407-1412, 1998.

[6] N. K. Garg, D. K. Palwalia, and H. Sharma, "Transmission pricing practices: A review," in *2013 Nirma University International Conference on Engineering (NUiCONE)*, 2013, pp. 1-6.

[7] L. Wei-Jen, C. H. Lin, and K. D. Swift, "Wheeling charge under a deregulated environment," *IEEE Transactions on Industry Applications,* vol. 37, pp. 178-183, 2001.

[8] H. H. Happ, "Cost of wheeling methodologies," *IEEE Transactions on Power Systems,* vol. 9, pp. 147-156, 1994.

[9] Y. Zhifang, Z. Haiwang, X. Qing, K. Chongqing, C. Tianen, and L. Yan, "A structural transmission cost allocation scheme based on capacity usage identification," in *2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)*, 2016, pp. 1-1.

[10] S. Chaitusaney and B. Eua-Arporn, "AC power flow sensitivities for transmission cost allocation," in *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition*, 2002, pp. 858-863 vol.2.

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

[11] S. Nojeng, M. Y. Hassan, D. M. Said, M. P. Abdullah, and F. Hussin, "Improving the MW-Mile Method Using the Power Factor-Based Approach for Pricing the Transmission Services," *IEEE Transactions on Power Systems,* vol. 29, pp. 2042-2048, 2014.

[12] D. Avinash and B. Chalapathi, "MW-Mile method considering the cost of loss allocation for transmission pricing," in *2015 Conference on Power, Control, Communication and Computational Technologies for Sustainable Growth (PCCCTSG)*, 2015, pp. 128-131.

[13] E. Saranya and P. L. Somasundaram, "Short run marginal cost calculation in restructured power system," in *2015 International Conference on Advanced Computing and Communication Systems*, 2015, pp. 1-5.

[14] R. R. Kovacs and A. L. Leverett, "A load flow based method for calculating embedded, incremental and marginal cost of transmission capacity," *IEEE Transactions on Power Systems,* vol. 9, pp. 272-278, 1994.

[15] Y. Xiao, X. Wang, X. Wang, and C. Du, "Transmission cost allocation by power tracing based equivalent bilateral exchanges," *CSEE Journal of Power and Energy Systems,* vol. 2, pp. 1-10, 2016.

[16] G. Rothwell and T. Gomez, "Electricity Economics," 2003.

[17] ส. ชัยทัศนีย์, "การคิดราคาในตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้า," Master Degree, ภาควิชาไฟฟ้ากำลัง, Chulalongkorn University, 2544.

[18] คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน, "การรับฟังความคิดเห็นเรื่อง การปรับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าปี 2558."

[19] J. Heeter, R. Vora, S. Mathur, P. Madrigal, D. S. K. Chatterjee, and R. Shah, "Wheeling and Banking Strategies for Optimal Renewable Energy Deployment: International Experiences," NREL March 2016.

[20] "International Experience in Transmission Charging/Wheeling," PPA Energy 22 January 2013.

[21] S. Minister, "National Electricity Rules Version 105," ed, 2018.

[22] ElectraNet, "Approved Pricing Methodology," February 2015.

[23] การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, "อัตราค่าไฟฟ้าจำแนกตามกิจการไฟฟ้า," 2558.

[24] การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, "รายงานประจำปี 2560," 2560.

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

[25] ก. ฝ. การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, "รายงานสถานการณ์จำหน่ายไฟฟ้าประจำปี 2560," 2560.

[26] การไฟฟ้านครหลวง, "ร่างรายงานประจำปี 2560," ed, 2560.

[27] ก. การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. การศึกษาลักษณะการใช้ไฟฟ้า. Available: http://peaoc.pea.co.th/loadprofile/

[28] การนิคมอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย. ข้อมูลทั่วไปเกี่ยวกับนิคมอุตสาหกรรมประเทศไทย. Available: www.ieat.go.th

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ภาคผนวก

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ภาคผนวก ก
ข้อมูลการจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

การจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและการไฟฟ้านครหลวงสามารถแสดงได้ดังตารางที่ ก.1 และ ตารางที่ ก.2

ตารางที่ ก.1 การจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค [24, 25]

รายการ	หน่วย	2,560.00	2,559.00
		จำนวน	
จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้า	ราย	19,352,657.00	18,894,637.00
หน่วยจำหน่าย	ล้านหน่วย	129,782.28	127,219.62
หน่วยจำหน่ายโดยเฉลี่ย	หน่วย/ราย	6,706.17	6,733.11
บ้านอยู่อาศัย (<150 kWh)	ราย	9,977,025.00	9,994,895.00
บ้านอยู่อาศัย (>150 kWh)	ราย	7,118,451.00	6,744,937.00
กิจการขนาดเล็ก	ราย	1,609,699.00	1,539,248.00
กิจการขนาดกลาง	ราย	74,246.00	72,459.00
กิจการขนาดใหญ่	ราย	6,630.00	6,396.00
กิจการเฉพาะอย่าง	ราย	12,529.00	12,598.00
ส่วนราชการและองค์กรไม่แสวงหาผลกำไร	ราย	1,307.00	1,261.00
สูบน้ำเพื่อการเกษตร	ราย	5,046.00	4,935.00
บ้านอยู่อาศัย (<150 kWh)	ล้านหน่วย	8,141.00	8,198.00
บ้านอยู่อาศัย (>150 kWh)	ล้านหน่วย	23,191.00	22,736.00
กิจการขนาดเล็ก	ล้านหน่วย	13,035.00	12,696.00
กิจการขนาดกลาง	ล้านหน่วย	21,157.00	20,902.00
กิจการขนาดใหญ่	ล้านหน่วย	56,729.00	55,047.00
กิจการเฉพาะอย่าง	ล้านหน่วย	4,183.00	4,172.00
ส่วนราชการและองค์กรไม่แสวงหาผลกำไร	ล้านหน่วย	66.00	76.00
สูบน้ำเพื่อการเกษตร	ล้านหน่วย	298.00	267.00
หน่วยจำหน่าย	ล้านหน่วย	129,782.00	127,220.00
หน่วยจำหน่ายโดยเฉลี่ย	หน่วย/ราย	6,706.00	6,733.00

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

รายการ	หน่วย	2,560.00	2,559.00
		จำนวน	
ค่าไฟฟ้าโดยเฉลี่ย	บาท/หน่วย	3.47	3.48
ความต้องการไฟฟ้าสูงสุด	เมกะวัตต์	19,724.00	20,854.00
จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้า 230 kV	ราย	1.00	1.00
จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้า 115 kV	ราย	656.00	651.00
จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้า 69 kV	ราย	1.00	2.00
จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้า 22-33 kV	ราย	266,875.00	253,569.00
จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้า ต่ำกว่า 22-33 kV	ราย	19,093,246.00	18,640,414.00
หน่วยจำหน่ายไฟฟ้า 230 kV	ล้านหน่วย	242.78	233.51
หน่วยจำหน่ายไฟฟ้า 115 kV	ล้านหน่วย	24,962.58	25,660.23
หน่วยจำหน่ายไฟฟ้าไฟฟ้า 69 kV	ล้านหน่วย	36.04	37.89
หน่วยจำหน่ายไฟฟ้า 22-33 kV	ล้านหน่วย	66,246.83	61,470.65
หน่วยจำหน่ายไฟฟ้า ต่ำกว่า 22-33 kV	ล้านหน่วย	40,912.63	42,271.37

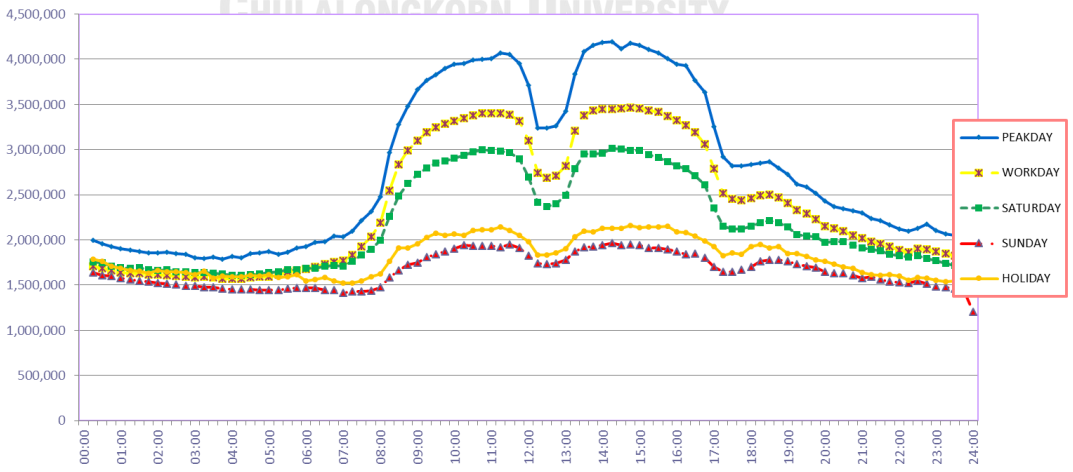
ตารางที่ ก.2 การจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง [26]

รายการ	หน่วย	2,560.00	2,559.00
		จำนวน	
หน่วยจำหน่าย (ไม่รวมไฟสาธารณะ)	ล้านหน่วย	50,700.59	50,901.70
ความต้องการพลังไฟฟ้าเฉลี่ย 30 นาทีสูงสุด	เมกะวัตต์	9,114.74	9,296.57
อัตราพลังงานที่สูญเสีย	ร้อยละ	3.14	3.32
จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้า ณ สิ้นปี	ราย	3,703,312.00	3,632,722.00
ค่าขายพลังงานไฟฟ้า	ล้านบาท	185,674.37	187,394.37
ขนาดหม้อแปลงติดตั้งที่สถานีย่อย	เอ็มวีเอ	19,045.00	18,485.00
ปริมาณการจ่ายไฟฟ้าของสถานีย่อย	เอ็มวีเอ	9,878.33	10,400.44
บ้านอยู่อาศัย	ราย	3,149,375.00	3,062,576.00
กิจการขนาดเล็ก	ราย	500,229.00	517,300.00
กิจการขนาดกลาง	ราย	22,771.00	22,524.00
กิจการขนาดใหญ่	ราย	2,353.00	2,324.00

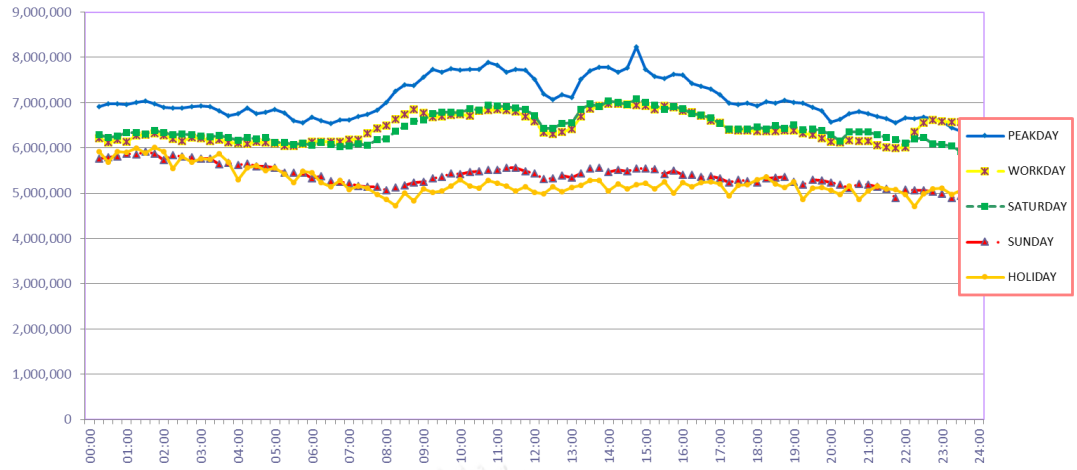
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

รายการ	หน่วย	2,560.00	2,559.00
		จำนวน	
กิจการเฉพาะอย่าง	ราย	3,089.00	3,021.00
ส่วนราชการและองค์กรที่ไม่แสวงหาผลกำไร	ราย	322.00	330.00
บ้านอยู่อาศัย	ล้านหน่วย	13,041.40	12,998.22
กิจการขนาดเล็ก	ล้านหน่วย	7,927.38	8,010.45
กิจการขนาดกลาง	ล้านหน่วย	8,696.59	8,742.72
กิจการขนาดใหญ่	ล้านหน่วย	18,343.41	18,452.03
กิจการเฉพาะอย่าง	ล้านหน่วย	2,156.42	2,154.66
ส่วนราชการและองค์กรที่ไม่แสวงหาผลกำไร	ล้านหน่วย	131.39	124.81
บ้านอยู่อาศัย	ล้านบาท	49,629.90	49,817.78
กิจการขนาดเล็ก	ล้านบาท	31,507.06	32,023.64
กิจการขนาดกลาง	ล้านบาท	32,762.06	33,044.36
กิจการขนาดใหญ่	ล้านบาท	61,572.47	62,203.21
กิจการเฉพาะอย่าง	ล้านบาท	7,140.27	7,161.05
ส่วนราชการและองค์กรที่ไม่แสวงหาผลกำไร	ล้านบาท	427.23	410.05

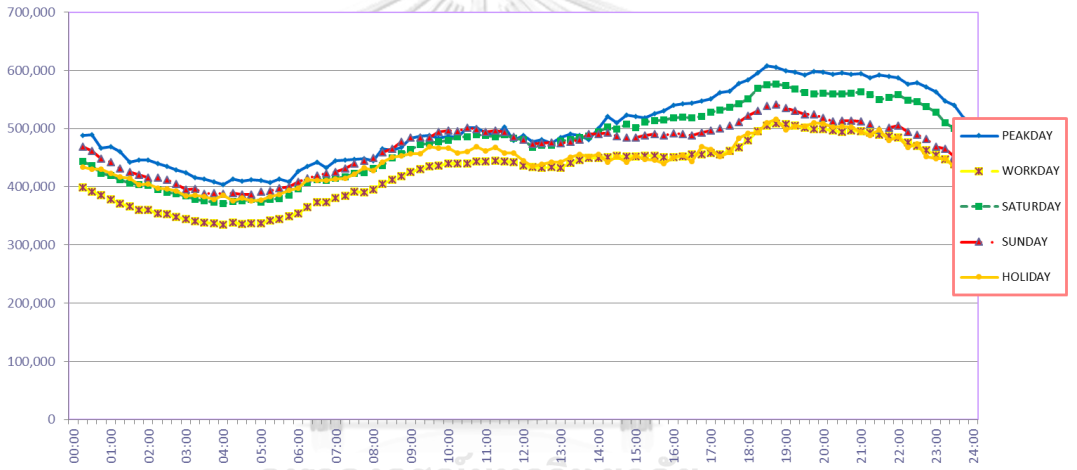
ตัวอย่างลักษณะสมบัติของผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคแต่ละประเภทในเดือนธันวาคม 2560 สามารถแสดงได้ดังนี้ [27]



รูปที่ ก.1 ลักษณะสมบัติของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท 3 ทั้งหมดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ธันวาคม 2560

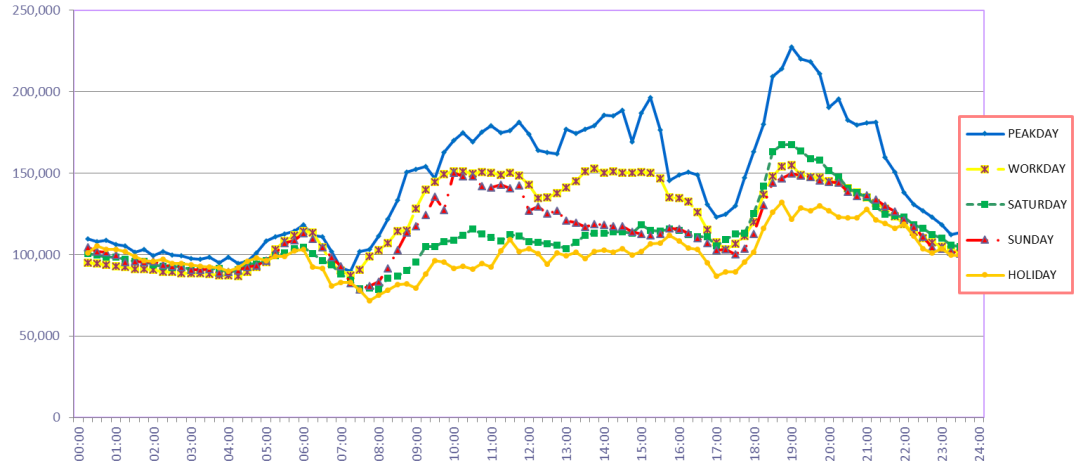


รูปที่ ก.2 ลักษณะสมบัติของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท 4 ทั้งหมดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ธันวาคม 2560

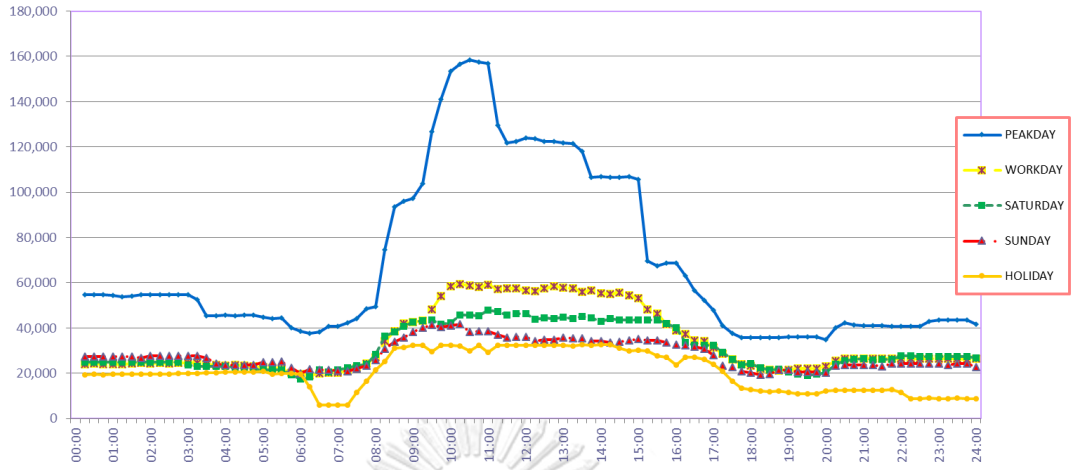


รูปที่ ก.3 ลักษณะสมบัติของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท 5 ทั้งหมดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ธันวาคม 2560

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University



รูปที่ ก.4 ลักษณะสมบัติของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท 6 ทั้งหมดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ธันวาคม 2560



รูปที่ ก.5 ลักษณะสมบัติของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท 7 ทั้งหมดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ธันวาคม 2560

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ภาคผนวก ข
ข้อมูลเกี่ยวกับนิคมอุตสาหกรรม

ในบทนี้แสดงข้อมูลการใช้ไฟฟ้าในนิคมอุตสาหกรรมในส่วนรับผิดชอบของการนิคมอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย โดยใช้ข้อมูลของนิคมอุตสาหกรรมที่มีข้อมูลเพียงพอต่อการหาความต้องการไฟฟ้า ประกอบด้วยนิคมอุตสาหกรรม 38 แห่ง คิดเป็นความต้องการไฟฟ้ารวม 2,727,666.62 กิโลวัตต์ คิดเป็นความต้องการไฟฟ้าระดับแรงดันสูง 812,238.26 กิโลวัตต์ และระดับแรงดันกลาง 1,915,428.36 กิโลวัตต์ อย่างไรก็ตามความต้องการไฟฟ้าสำหรับคำนวณนั้นได้จากการประมาณข้อมูลต่างๆ ที่สามารถรวบรวม โดยสามารถแบ่งการคำนวณเป็น 4 รูปแบบ ดังนี้

1) นิคมอุตสาหกรรมที่มีค่าพิกัด MVA

$$P_{peak} = MVA \times 0.8 \times UF$$

โดยที่ UF = สัดส่วนของขนาดหม้อแปลงติดตั้งที่สถานีย่อยต่อปริมาณการจ่ายไฟฟ้าของสถานีย่อย จากรายงานประจำปี 2560 การไฟฟ้านครหลวง

2) นิคมอุตสาหกรรมที่มีค่าพิกัด kVA/ไร่

$$P_{peak} = KVA/\text{ไร่} \times \text{พื้นที่เขตอุตสาหกรรม} \times 0.8$$

3) นิคมอุตสาหกรรมที่มีเฉพาะข้อมูลพื้นที่

$$P_{peak} = 24\ KVA/\text{ไร่} \times \text{พื้นที่เขตอุตสาหกรรม} \times 0.8$$

4) นิคมอุตสาหกรรมที่มีความต้องการไฟฟ้า

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ตารางที่ ข.1 ความต้องการไฟฟ้าในนิคมอุตสาหกรรมต่างๆ [28]

ลำดับ	นิคม	ความสามารถจ่ายไฟฟ้า	ระดับแรงดัน (kV)	ความต้องการไฟฟ้าสำหรับคำนวณ (กิโลวัตต์)
1	นิคมอุตสาหกรรมบางชัน	24 kVA/ไร่	24	7,416.00
2	นิคมอุตสาหกรรมลาดกระบัง	180 MVA	24	99,587.26
3	นิคมอุตสาหกรรมอัญธานี	24 kVA/ไร่	24	1,968.00
4	นิคมอุตสาหกรรมบางปะอิน	80 MVA	22	33,195.75
5	นิคมอุตสาหกรรมไฮเทค (บ้านหว้า)	80 MVA	-	33,195.75
6	นิคมอุตสาหกรรมสหรัตนนคร	80 MVA	22	33,195.75

ลำดับ	นิคม	ความสามารถจ่ายไฟฟ้า	ระดับแรงดัน (kV)	ความต้องการไฟฟ้าสำหรับคำนวณ (กิโลวัตต์)
7	นิคมอุตสาหกรรมราชบุรี	80 MVA	22	33,195.75
8	นิคมอุตสาหกรรมแก่งคอย	50 MVA	22	20,747.35
9	นิคมอุตสาหกรรมบางปู	40 kVA/ไร่	24	117,095.68
10	นิคมอุตสาหกรรมบางพลี	120 MVA	24	49,793.63
11	นิคมอุตสาหกรรมเอเซีย (สุวรรณภูมิ)	-	-	55,411.20
12	นิคมอุตสาหกรรมมหาราชนคร	-	-	2,235.84
13	นิคมอุตสาหกรรมสมุทรสาคร	80 MVA	22	33,195.75
14	นิคมอุตสาหกรรมสินสาคร	50 kVA/ไร่	-	23,800.00
15	นิคมอุตสาหกรรมบ้านบึง	-	-	22,760.00
16	นิคมอุตสาหกรรมปิ่นทอง	10 MVA	-	4,149.47
17	นิคมอุตสาหกรรมปิ่นทอง (โครงการ 3)	-	-	243,379.20
18	นิคมอุตสาหกรรมอมตะนคร	332 MW	22	332,000.00
19	นิคมอุตสาหกรรมอมตะนคร (โครงการ 2)	-	22	102,739.20
20	นิคมอุตสาหกรรมเหมราชชลบุรี	80 MVA	22	33,195.75
21	นิคมอุตสาหกรรมเหมราชชลบุรี (โครงการ 2)	80 MVA	22	33,195.75
22	นิคมอุตสาหกรรมแหลมฉบัง	80 MVA	-	33,195.75
23	นิคมอุตสาหกรรมเกตเวย์ซิตี้	250 MVA	22	103,736.73
24	นิคมอุตสาหกรรมเวลโกรว์	200 MVA	230 และ 115	82,989.38
25	นิคมอุตสาหกรรมไฮเทค กบินทร์	40 MVA	-	16,597.88
26	นิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด	245 MVA	115	245,000.00
27	นิคมอุตสาหกรรมผาแดง	80 MVA	22	33,195.75
28	นิคมอุตสาหกรรมระยอง (บ้านค่าย)	-	115	17,433.60
29	นิคมอุตสาหกรรมอมตะซิตี้	100 MW	115	51,868.36
30	นิคมอุตสาหกรรมอาร์ ไอ แอล	150 MVA	-	62,242.04
31	นิคมอุตสาหกรรมอีสเทิร์นซีบอร์ด (ระยอง)	1000 MVA	230	414,946.92
32	นิคมอุตสาหกรรมเหมราชตะวันออก(มาบตาพุด)	50 MW	22	25,934.18

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ลำดับ	นิคม	ความสามารถจ่ายไฟฟ้า	ระดับแรงดัน (kV)	ความต้องการไฟฟ้าสำหรับคำนวณ (กิโลวัตต์)
33	นิคมอุตสาหกรรมเหมราชอีสเทิร์นซีบอร์ด	-	22	100,308.48
34	นิคมอุตสาหกรรมเอเซีย	130 MVA	-	53,943.10
35	นิคมอุตสาหกรรมภาคเหนือ	120 MVA	22	49,793.63
36	นิคมอุตสาหกรรมภาคเหนือตอนล่าง(จ.พิจิตร)	80 MVA	-	33,195.75
37	นิคมอุตสาหกรรมภาคใต้	100 MVA	33	41,494.69
38	นิคมอุตสาหกรรมเหมราชระยอง 36	60 kVA/ไร่	22	46,337.28

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ภาคผนวก ค
ข้อมูลระบบ LCA01

ตารางที่ ค.1 ข้อมูลระบบ LCA01

ข้อมูลบัส				ข้อมูลสายส่ง			
บัส	ประเภทบัส	ความต้องการไฟฟ้า (MW)	ความต้องการไฟฟ้า (MVAR)	From bus	To bus	r	x
1	1	1.446886	0.6828	6	1	0.00066248	0.001537
2	1	1.808608	0.853499	19	2	0.00186083	0.004317
3	1	1.13038	0.533437	21	3	0.00049805	0.001155
4	1	1.808608	0.853499	35	4	0.00092617	0.002148
5	1	0.5697114	0.268852	62	5	0.00074024	0.001717
6	1	1.13038	0.533437	5	6	0.00080928	0.001877
7	1	0.2848557	0.134426	27	7	0.00165682	0.003843
8	1	0.3617216	0.1707	27	8	0.00058673	0.001361
9	1	0	0	67	9	0.00334582	0.007762
10	1	0	0	16	10	0.00251442	0.005833
11	1	0.02712912	0.012802	39	11	0.00319068	0.007402
12	1	0	0	53	12	0.00146451	0.003397
13	1	0.9043039	0.42675	34	13	0.00248181	0.005757
14	1	0	0	54	14	0.01008043	0.023384
15	1	0.02712912	0.012802	30	15	0.02431979	0.056416
16	1	0	0	12	16	0.00459012	0.010648
17	1	0	0	16	17	0.02006685	0.04655
18	1	0	0	9	18	0.00553221	0.012833
19	1	0	0	18	19	0.00949355	0.022023
20	1	0.09043039	0.042675	23	20	0.00293245	0.006803
21	1	0	0	14	21	0.00151633	0.003518
22	1	0	0	10	22	0.00068442	0.001588
23	1	0.452152	0.213375	29	23	0.00473502	0.010984
24	1	1.808608	0.853499	4	24	0.0010725	0.002488
25	1	0	0	10	25	0.01606106	0.037258
26	1	0.9043039	0.42675	25	26	0.00213195	0.004946
27	1	0	0	28	27	0.00105741	0.002453
28	1	0	0	17	28	0.00318215	0.007382
29	1	0.7234432	0.3414	28	29	0.00777311	0.018032
30	1	0	0	11	30	0.00346821	0.008045

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

31	1	0.7234432	0.3414	22	31	0.00084076	0.00195
32	1	0.2848557	0.134426	9	32	0.0041844	0.009707
33	1	1.808608	0.853499	18	33	0.00202669	0.004701
34	1	0.2848557	0.134426	32	34	0.00078607	0.001824
35	1	1.808608	0.853499	33	35	0.00095474	0.002215
36	1	0	0	44	36	0.01132014	0.016045
37	1	0.7234432	0.3414	22	37	0.0009144	0.002121
39	1	0	0	48	39	0.0036284	0.00398
40	1	1.808608	0.853499	3	40	0.00079722	0.001849
42	1	0	0	25	42	0.00212627	0.004932
43	1	0.09043039	0.042675	8	43	0.00072982	0.001693
44	1	0	0	68	44	0.00072213	0.001675
46	1	0	0	30	46	0.0027514	0.006383
47	1	0.09043039	0.042675	36	46	0.00316164	0.007334
48	3	0	0	15	47	0.01994876	0.046276
50	1	0	0	7	50	0.00024139	0.00056
51	1	0	0	31	51	0.00025323	0.000587
53	1	0	0	47	54	0.00360128	0.008354
54	1	0.02712912	0.012802	1	55	0.00040903	0.000949
55	1	0	0	58	56	0.01571349	0.036452
56	1	0	0	20	57	0.0009629	0.002234
57	1	0	0	26	58	0.00209923	0.00487
58	1	0.02712912	0.012802	13	59	0.00031386	0.000728
59	1	0	0	2	60	0.00033441	0.000776
60	1	0	0	36	61	0.09341944	0.132411
61	1	0	0	12	62	0.00104502	0.002424
62	1	1.13038	0.533437	17	63	0.00445461	0.010334
63	1	0	0	19	64	0.00045793	0.001062
64	1	0	0	21	65	0.0005097	0.001182
65	1	0	0	24	66	0.00061745	0.001432
66	1	0	0	14	67	0.00565285	0.013113
67	1	0	0	42	67	0.00185125	0.004294
68	1	0	0				x
							0.001537

* ประเภทบัส 1 คือ โหลดบัส, ประเภท 3 คือ slack bus

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์

นายสุรพัศ ลาภวิสุทธิสาโรจน์ เกิดวันที่ 4 กันยายน พ.ศ. 2536 สำเร็จการศึกษาหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตร์บัณฑิต สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ในปีการศึกษา 2558 จากนั้นได้เข้าศึกษาต่อในหลักสูตรวิศวกรรมศาสตร์มหาบัณฑิต สาขาวิศวกรรมไฟฟ้ากำลัง ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ในปีการศึกษา 2559

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY