การคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าสำหรับสัญญาซื้อขายไฟฟ้าภายในเขตพื้นที่เดียวกันและข้ามเขตพื้นที่

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

นายธนภูมิ วงศ์คม

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า
คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
ปีการศึกษา 2561

ลิขสิทธิ์ของจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

บทคัดย่อและแฟ้มข้อมูลฉบับเต็มของวิทยานิพนธ์ตั้งแต่ปีการศึกษา 2554 ที่ให้บริการในคลังปัญญาจุฬาฯ (CUIR)
เป็นแฟ้มข้อมูลของนิสิตเจ้าของวิทยานิพนธ์ที่ส่งผ่านทางบัณฑิตวิทยาลัย
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 Graduate School.
6070206121_1590155535

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

Mr. Thanapoom Wongkom

A Thesis Submitted in Partial Fulfillment of the Requirements
for the Degree of Master of Engineering in Electrical Engineering
Department of Electrical Engineering
Faculty of Engineering
Chulalongkorn University
Academic Year 2018
Copyright of Chulalongkorn University

หัวข้อวิทยานิพนธ์	การคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าสำหรับสัญญาซื้อขายไฟฟ้าภายในเขตพื้นที่เดียวกันและข้ามเขตพื้นที่
โดย	นายธนภูมิ วงศ์คม
สาขาวิชา	วิศวกรรมไฟฟ้า
อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก	ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.สุรชัย ชัยทัศนีย์

คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย อนุมัติให้นับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต

.... คณบดีคณะวิศวกรรมศาสตร์
(ศาสตราจารย์ ดร.สุพจน์ เตชวรสินสกุล)

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

.... ประธานกรรมการ
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.สันต์ สัมปัตตะวนิช)

.... อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.สุรชัย ชัยทัศนีย์)

.... กรรมการ
(อาจารย์ ดร.พิสิษฐ์พล จิรพงศานานุรักษ์)

.... กรรมการภายนอกมหาวิทยาลัย
(ดร.สมชาย ทรงศิริ)

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

ธนภูมิ วงศ์คม : การคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าสำหรับสัญญาซื้อขายไฟฟ้าภายในเขตพื้นที่เดียวกันและข้ามเขตพื้นที่. (Transmission System Wheeling Charge Calculation for Power Transactions in The Same Area and Across Areas) อ.ที่ปรึกษาหลัก : ผศ. ดร.สุรชัย ชัยทัศนีย์

ในปัจจุบันบทบาทของภาคเอกชนที่มีต่อการซื้อขายไฟฟ้าในรูปแบบของการทำสัญญาซื้อขายระหว่าง ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (Small Power Producer : SPP) กับผู้ใช้ไฟฟ้าในเขตนิคมอุตสาหกรรมมีมากขึ้น ส่งผลให้อาจจะเกิดการลงทุนสร้างระบบส่งไฟฟ้าของตนเองมากขึ้น ทั้งนี้เพื่อลดปัญหาความซ้ำซ้อนของระบบส่งไฟฟ้า ผู้ให้บริการระบบส่งไฟฟ้าจำเป็นต้องยินยอมให้ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนมีการเชื่อมต่อเข้ากับระบบและมีการจ่ายกำลังไฟฟ้าผ่านระบบโครงข่ายของผู้ให้บริการระบบส่งไฟฟ้า แต่ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนที่เชื่อมต่อเข้ามาสู่ระบบโครงข่ายมีความจำเป็นที่จะต้องช่วยแบ่งเบาภาระที่เกิดจากการลงทุนขยายระบบของผู้ให้บริการระบบส่งไฟฟ้าด้วย โดยผู้ให้บริการระบบส่งไฟฟ้าจะทำการเรียกเก็บค่าใช้จ่ายนั้นจะอยู่ในรูปของอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า (Transmission System Wheeling Charge)

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้นำเสนอแนวทางในการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าสำหรับสัญญาซื้อขายไฟฟ้าภายในเขตพื้นที่เดียวกันและสำหรับสัญญาซื้อขายไฟฟ้าข้ามเขตพื้นที่ เมื่อมีการลงทุนขยายโครงข่ายระบบส่งไฟฟ้าเพิ่มเติมในระหว่างช่วงที่มีการเรียกเก็บค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า โดยจะพิจารณาและวิเคราะห์ปัจจัยที่อาจจะผลกระทบต่ออัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าและค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่คู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้าจะต้องจ่ายให้แก่ผู้ให้บริการระบบส่งไฟฟ้า

ผลของการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้านั้นพบว่าปัจจัยที่ส่งผลต่ออัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าสำหรับสัญญาซื้อขายไฟฟ้าในเขตพื้นที่เดียวกันคือ ตำแหน่งของคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้าคู่ใหม่ที่เข้ามาเชื่อมต่อเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า สำหรับปัจจัยที่ส่งผลต่ออัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าสำหรับสัญญาซื้อขายไฟฟ้าข้ามเขตพื้นที่คือ รูปแบบของการทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้า ซึ่งได้แก่การทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าข้ามระดับแรงดันและการทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าข้ามเขตภูมิภาค

สาขาวิชา	วิศวกรรมไฟฟ้า	ลายมือชื่อนิสิต ....
ปีการศึกษา	2561	ลายมือชื่อ อ.ที่ปรึกษาหลัก ....

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

6070206121 : MAJOR ELECTRICAL ENGINEERING
KEYWORD: Transmission Wheeling Charge, Cost allocation, Power Transaction, Transmission utilities region, Same area and Across Area

Thanapoom Wongkom : Transmission System Wheeling Charge Calculation for Power Transactions in The Same Area and Across Areas. Advisor: Asst. Prof. SURACHAI CHAITUSANEY, Ph.D.

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

In Thailand, Small Power Producers (SPPs), ranging from 10 to 90 MW, tends to directly supply power to their customer in industrial estates. To prevent the redundant construction of transmission systems, the transmission utilities shall allow SPPs to connect and supply electrical power through their transmission utilities, However, SPPs are required to share the additional expenses of the transmission system construction. Therefore, the transmission utilities aim to charge the transaction of SPPs in terms of transmission wheeling charge.

This thesis proposes a concept of transmission wheeling charge calculation for same area transactions and across area transactions while the additional investment during wheeling charge collecting period occurs. This thesis also considers the impact of factors that can affect the transmission wheeling rate and the transmission wheeling charge that SPPs has to pay to the transmission utilities. The results of the transmission wheeling rate show that the factor that leads to the change of transmission wheeling rate for same area transactions is the location of incoming SPPs, and the factor that leads to the change of transmission wheeling rate for across area transactions is the type of across area transactions which are across the voltage levels and across the transmission utilitie regions.

Field of Study:	Electrical Engineering	Student's Signature ....
Academic Year:	2018	Advisor's Signature ....

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สามารถสำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี เนื่องมาจากความช่วยเหลืออย่างดียิ่งของ ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. สุรชัย ชัยทัศนีย์ อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ ซึ่งได้กรุณาให้คำแนะนำ และข้อคิดเห็นต่างๆ ที่เป็นประโยชน์อย่างยิ่ง ตลอดการทำวิทยานิพนธ์ รวมถึงได้กรุณาตรวจสอบและแก้ไขเนื้อหาวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จนสำเร็จเรียบร้อย ขอขอบพระคุณคณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ ซึ่งประกอบด้วย ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. สันต์ สัมปัตตะวนิช อาจารย์ ดร. พิสิษฐ์พล จิรพงศานานุรักษ์ และ ดร. สมชาย ทรงศิริ ที่ได้สละเวลาสำหรับตรวจสอบแก้ไขและให้คำแนะนำในการทำวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จนสำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี

สุดท้ายนี้ข้าพเจ้าขอขอบพระคุณบิดา มารดา และครอบครัวของข้าพเจ้าที่เป็นกำลังใจตลอดจนรุ่นพี่ รุ่นน้อง และเพื่อนๆ ทุกคนที่คอยให้การสนับสนุนแก่ผู้วิจัยตลอดมา

ธนภูมิ วงศ์คม

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

สารบัญ

หน้า

บทคัดย่อภาษาไทย ..... ค

บทคัดย่อภาษาอังกฤษ ..... ง

กิตติกรรมประกาศ ..... จ

สารบัญ ..... ฉ

สารบัญตาราง ..... ฎ

สารบัญรูปภาพ ..... ด

บทที่ 1 บทนำ 1

1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา 1

1.2 วัตถุประสงค์ 2

1.3 ขอบเขตวิทยานิพนธ์ 3

1.4 ขั้นตอนและวิธีการดำเนินงาน 4

1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์ 4

1.6 งานวิจัยในอดีตที่เกี่ยวข้องกับวิทยานิพนธ์ 4

1.7 เนื้อหาของวิทยานิพนธ์ 6

บทที่ 2 การกำหนดอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของประเทศไทยในอดีต 7

2.1 โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าในประเทศไทย [7], [8] 7

2.1.1 อัตราค่าไฟฟ้าฐาน (Base Tariffs) 7

2.1.2 อัตราค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าอัตโนมัติ (Automatic Adjustment Mechanism: ค่า F_t) [9] 8

2.1.3 ภาษีมูลค่าเพิ่ม [8] 9

2.2 การศึกษาการกำหนดอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของประเทศไทยโดยมหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์ [10] 9

CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17
1590155535

2.3 การศึกษาการกำหนดอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของประเทศไทยโดย บริษัท Price Water House Cooper (PWC) [11] 11

2.4 การศึกษาการกำหนดอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของประเทศไทยโดย บริษัท Levett & Associates, Inc. [12] 18

บทที่ 3 ทฤษฎีพื้นฐานของเศรษฐศาสตร์วิศวกรรม 21

3.1 มูลค่าของเงินตามเวลา (Time Value of Money) [13] 21

3.1.1 ดอกเบี้ย (Interest) 21

3.1.1.1 ดอกเบี้ยแบบปกติ (Simple Interest) 22

3.1.1.2 ดอกเบี้ยทบต้น (Compound Interest) 22

3.1.2 การคำนวณมูลค่าของเงินตามเวลา 23

3.1.2.1 มูลค่าของเงินในอนาคต (Future Value) 23

3.1.2.2 มูลค่าของเงินในปัจจุบัน (Present Value) 23

3.1.2.3 การหามูลค่าของเงินในกรณีที่เงินมีลักษณะเป็นเงินงวด (Annuity) 24

3.2 แผนภาพกระแสเงินสด (Cash Flow Diagram) 25

3.3 การวิเคราะห์ความอ่อนไหว (Sensitivity Analysis) [13] 27

บทที่ 4 ทฤษฎีพื้นฐานในการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า 28

4.1 ความหมายของ อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า (Wheeling Charge) 28

4.2 การคำนวณต้นทุนระบบโครงข่ายไฟฟ้า [15] 31

4.3 หลักการคิดอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า [2] 32

4.4 วิธีการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าด้วยหลักการ Embedded Cost [16] 37

4.4.1 การคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าด้วยวิธี Postage Stamp 38

4.4.2 การคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าด้วยวิธี Contract Path 39

4.4.3 การคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าด้วยวิธี Distance Based MW-Mile 41

4.4.4 การคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าด้วยวิธี Power Flow Based MW-Mile 42

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

บทที่ 5 การคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าสำหรับสัญญาซื้อขายไฟฟ้าภายในเขตพื้นที่เดียวกัน 45
5.1 แนวคิดในการจัดสรรต้นทุนสำหรับใช้ในการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า 45
5.2 สมมติฐานที่ใช้ในการทดสอบระบบ...50
5.2.1 ข้อมูลสำหรับใช้สร้างแบบจำลองสำหรับระบบทดสอบ 50
5.2.2 สมมติฐานที่ใช้ในการวิเคราะห์ต้นทุนสำหรับการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า..51
5.2.3 รูปแบบที่ใช้ในการทดสอบระบบ 53
5.2.4 สมมติฐานในการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า 60
บทที่ 6 ผลการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า สำหรับสัญญาซื้อขายไฟฟ้าในเขตพื้นที่เดียวกัน62
6.1 ผลการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าสำหรับสัญญาซื้อขายไฟฟ้าในเขตพื้นที่เดียวกัน....62
6.1.1 ผลการคำนวณของ Scenario ที่ 1...62
6.1.1.1 ค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าในช่วงที่ 1 (ปีที่ 1 – ปีที่ 20) 70
6.1.1.2 ค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าในช่วงที่ 2 (ปีที่ 6 – ปีที่ 25) 72
6.1.1.3 ค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าในช่วงที่ 3 (ปีที่ 11 – ปีที่ 30).....................................74
6.1.1.4 ค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าในช่วงที่ 4 (ปีที่ 16 – ปีที่ 35).....................................76
6.1.2 ผลการคำนวณของ Scenario ที่ 2...78
6.1.2.1 ค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าในช่วงที่ 1 (ปีที่ 1 – ปีที่ 20) 86
6.1.2.2 ค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าในช่วงที่ 2 (ปีที่ 6 – ปีที่ 25) 88
6.1.2.3 ค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าในช่วงที่ 3 (ปีที่ 11 – ปีที่ 30).....................................90
6.1.2.4 ค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าในช่วงที่ 4 (ปีที่ 16 – ปีที่ 35).....................................92
6.1.3 ผลการคำนวณของ Scenario ที่ 3...94
6.1.3.1 ค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าในช่วงที่ 1 (ปีที่ 1 – ปีที่ 20) 102
6.1.3.2 ค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าในช่วงที่ 2 (ปีที่ 6 – ปีที่ 25) 104
6.1.3.3 ค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าในช่วงที่ 3 (ปีที่ 11 – ปีที่ 30).................................. 106
6.1.3.4 ค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าในช่วงที่ 4 (ปีที่ 16 – ปีที่ 35).................................. 108

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

6.2 การวิเคราะห์ผลการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าสำหรับสัญญาซื้อขายไฟฟ้าในเขตพื้นที่เดียวกัน 110
6.2.1 กรณีเปรียบเทียบอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่คำนวณด้วยวิธี Postage Stamp และวิธี Power Flow Based MW-Mile 110
6.2.2 กรณีเปรียบเทียบอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าในแต่ละ Scenario 117
6.3 ผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหว (Sensitivity Analysis) 123
6.3.1 วิเคราะห์ความอ่อนไหวของอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า 123
6.3.1.1 ผลการวิเคราะห์ของ Scenario ที่ 1 124
6.3.1.2 ผลการวิเคราะห์ของ Scenario ที่ 2 127
6.3.1.3 ผลการวิเคราะห์ของ Scenario ที่ 3 130
6.3.2 วิเคราะห์ความอ่อนไหวของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่แต่ละคู่สัญญาจะต้องจ่าย 134
6.3.2.1 ผลการวิเคราะห์ของ Scenario ที่ 1 134
6.3.2.2 ผลการวิเคราะห์ของ Scenario ที่ 2 140
6.3.2.3 ผลการวิเคราะห์ของ Scenario ที่ 3 149
บทที่ 7 การคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าสำหรับสัญญาซื้อขายไฟฟ้าข้ามเขตพื้นที่ 159
7.1 แนวคิดในการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าสำหรับสัญญาซื้อขายไฟฟ้าข้ามเขตพื้นที่ 159
7.2 แนวคิดในการสร้างแบบจำลองระบบส่งไฟฟ้าซึ่งเป็นตัวกลางในการซื้อขายไฟฟ้า 162
7.3 สมมติฐานที่ใช้ในการทดสอบระบบ 165
7.3.1 ข้อมูลที่ใช้ในการสร้างแบบจำลองในการทดสอบระบบ 165
7.3.2 สมมติฐานที่ใช้ในการวิเคราะห์ต้นทุนสำหรับการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า169
7.3.3 รูปแบบที่ใช้ในการทดสอบระบบ 170
7.3.4 สมมติฐานในการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า 174
บทที่ 8 ผลการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า สำหรับการทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าข้ามเขตพื้นที่ 176

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

8.1 ผลการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าสำหรับการทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าข้ามเขตพื้นที่ 176
8.1.1 อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าแบ่งแยกตามระดับแรงดันและแบ่งแยกตามภูมิภาค....... 176
8.1.1.1 อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่ระดับแรงดัน 500 kV.................................... 177
8.1.1.2 อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่ระดับแรงดัน 230 kV.................................... 181
8.1.1.3 อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่ระดับแรงดัน 115 kV.................................... 185
8.1.2 ผลการคำนวณค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าแยกตาม Scenario.. 189
8.1.2.1 ผลการคำนวณของ Scenario ที่ 1.. 189
8.1.2.2 ผลการคำนวณของ Scenario ที่ 2.. 191
8.1.2.1 ผลการคำนวณของ Scenario ที่ 3.. 193
8.1.2.2 ผลการคำนวณของ Scenario ที่ 4.. 195
8.2 การวิเคราะห์ผลการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าสำหรับสัญญาซื้อขายไฟฟ้าข้ามเขตพื้นที่.. 197
8.3 ผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหว (Sensitivity Analysis) 199
8.3.1 วิเคราะห์ความอ่อนไหวของอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าตามระดับแรงดันและภูมิภาค 199
8.3.2 วิเคราะห์ความอ่อนไหวของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของแต่ละ Scenario 204
บทที่ 9 สรุป และ ข้อเสนอแนะ.. 207
บรรณานุกรม 209
ประวัติผู้เขียน 211

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

สารบัญตาราง

หน้า

ตารางที่ 2.1 การหาค่า Marginal Capacity Cost ด้วยวิธี Long-Run Average Incremental Cost ที่ระบบแรงดัน 230kV เมื่อกำหนดค่าโดยจะกำหนดระยะเวลาในการคิดเท่ากับ 20 ปีตามระยะเวลาการคืนทุน และ ใช้ค่า Discount Rate (i) เป็น 7% 16

ตารางที่ 2.2 ค่า Marginal Transmission Losses....17

ตารางที่ 3.1 การคำนวณดอกเบี้ย 22

ตารางที่ 3.2 การคำนวณมูลค่าเงินในอนาคต....23

ตารางที่ 5.1 พารามิเตอร์ของระบบทดสอบ....51

ตารางที่ 5.2 ข้อมูลที่ใช้ในระบบทดสอบ Scenario ที่ 1....54

ตารางที่ 5.3 ข้อมูลที่ใช้ในระบบทดสอบ Scenario ที่ 2....57

ตารางที่ 6.1 พิกัดการรับโหลดของสายส่งไฟฟ้า ของ Scenario ที่ 1 63

ตารางที่ 6.2 รูปแบบการลงทุน Scenario ที่ 1....65

ตารางที่ 6.3 ค่าของตัวแปร X, Y และ Z 68

ตารางที่ 6.4 ค่าของ Residue Annuity Charge ในแต่ละปี....68

ตารางที่ 6.5 อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากวิธี Postage Stamp ในช่วงที่ 1 70

ตารางที่ 6.6 อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากวิธี Power Flow Based MW-Mile ในช่วงที่ 1....71

ตารางที่ 6.7 อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากวิธี Postage Stamp ในช่วงที่ 2 72

ตารางที่ 6.8 อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากวิธี Power Flow Based MW-Mile ในช่วงที่ 2....73

ตารางที่ 6.9 อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากวิธี Postage Stamp ในช่วงที่ 3 74

ตารางที่ 6.10 อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากวิธี Power Flow Based MW-Mile ในช่วงที่ 3....75

ตารางที่ 6.11 อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากวิธี Postage Stamp ในช่วงที่ 4....76

ตารางที่ 6.12 อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากวิธี Power Flow Based MW-Mile ในช่วงที่ 4....77

ตารางที่ 6.13 พิกัดการรับโหลดของสายส่งไฟฟ้า ของ Scenario ที่ 2....79

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

ตารางที่ 6.14 รูปแบบการลงทุน Scenario ที่ 2....81
ตารางที่ 6.15 ค่าของตัวแปร X, Y และ Z....84
ตารางที่ 6.16 ค่าของ Residue Annuity Charge ในแต่ละปี....84
ตารางที่ 6.17 อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากวิธี Postage Stamp ในช่วงที่ 1....86
ตารางที่ 6.18 อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากวิธี Power Flow Based MW-Mile ในช่วงที่ 1....87
ตารางที่ 6.19 อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากวิธี Postage Stamp ในช่วงที่ 2....88
ตารางที่ 6.20 อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากวิธี Power Flow Based MW-Mile ในช่วงที่ 2....89
ตารางที่ 6.21 อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากวิธี Postage Stamp ในช่วงที่ 3....90
ตารางที่ 6.22 อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากวิธี Power Flow Based MW-Mile ในช่วงที่ 3....91
ตารางที่ 6.23 อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากวิธี Postage Stamp ในช่วงที่ 4....92
ตารางที่ 6.24 อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากวิธี Power Flow Based MW-Mile ในช่วงที่ 4....93
ตารางที่ 6.25 พิกัดการรับโหลดของสายส่งไฟฟ้า ของ Scenario ที่ 3....95
ตารางที่ 6.26 รูปแบบการลงทุน Scenario ที่ 3....97
ตารางที่ 6.27 ค่าของตัวแปร X, Y และ Z....100
ตารางที่ 6.28 ค่าของ Residue Annuity Charge ในแต่ละปี....100
ตารางที่ 6.29 อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากวิธี Postage Stamp ในช่วงที่ 1....102
ตารางที่ 6.30 อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากวิธี Power Flow Based MW-Mile ในช่วงที่ 1....103
ตารางที่ 6.31 อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากวิธี Postage Stamp ในช่วงที่ 2....104
ตารางที่ 6.32 อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากวิธี Power Flow Based MW-Mile ในช่วงที่ 2....105
ตารางที่ 6.33 อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากวิธี Postage Stamp ในช่วงที่ 3....106
ตารางที่ 6.34 อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากวิธี Power Flow Based MW-Mile ในช่วงที่ 3....107
ตารางที่ 6.35 อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากวิธี Postage Stamp ในช่วงที่ 4....108
ตารางที่ 6.36 อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากวิธี Power Flow Based MW-Mile ในช่วงที่ 4....109
ตารางที่ 6.37 อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าแยกตาม Scenario....110

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

ตารางที่ 6.38 การเปรียบเทียบอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าใน Scenario ที่ 1 110

ตารางที่ 6.39 การเปรียบเทียบอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าใน Scenario ที่ 2 111

ตารางที่ 6.40 การเปรียบเทียบอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าใน Scenario ที่ 3 111

ตารางที่ 6.41 ผลรวมของค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของคู่สัญญาที่ 1 แยกตาม Scenario 112

ตารางที่ 6.42 ผลรวมของค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของคู่สัญญาที่ 2 แยกตาม Scenario 113

ตารางที่ 6.43 ผลรวมของค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของคู่สัญญาที่เหลือในระบบไฟฟ้า แยกตาม Scenario 115

ตารางที่ 6.44 ตารางสรุปผู้มีส่วนได้เสียต่อวิธีการคำนวณทั้ง 2 รูปแบบ 116

ตารางที่ 6.45 การเปรียบเทียบอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าในแต่ละ Scenario ด้วยวิธี Postage Stamp 117

ตารางที่ 6.46 การเปรียบเทียบอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าในแต่ละ Scenario ด้วยวิธี Power Flow Based MW-Mile 118

ตารางที่ 6.47 ผลรวมของค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของคู่สัญญาที่ 1 ในแต่ละ Scenario แยกตามวิธีคำนวณ 119

ตารางที่ 6.48 ผลรวมของค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของคู่สัญญาที่เหลือในระบบไฟฟ้าในแต่ละ Scenario แยกตามวิธีคำนวณ 121

ตารางที่ 6.49 ตารางสรุปผู้มีส่วนได้เสียในแต่ละ Scenario เมื่อเทียบกับ Scenario ที่ 1 122

ตารางที่ 6.50 ผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าแยกตามวิธีคำนวณของ Scenario ที่ 1 124

ตารางที่ 6.51 ผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าแยกตามวิธีคำนวณของ Scenario ที่ 2 127

ตารางที่ 6.52 ผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าแยกตามวิธีคำนวณของ Scenario ที่ 3 130

ตารางที่ 6.53 ผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของคู่สัญญาที่ 1 แยกตามวิธีคำนวณของ Scenario ที่ 1 134

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

ตารางที่ 6.54 ผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของคู่สัญญาที่เหลือในระบบ แยกตามวิธีคำนวณ สำหรับ Scenario ที่ 1 137

ตารางที่ 6.55 ผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของคู่สัญญาที่ 1 แยกตามวิธีคำนวณของ Scenario ที่ 2 140

ตารางที่ 6.56 ผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของคู่สัญญาที่ 2 แยกตามวิธีคำนวณ สำหรับ Scenario ที่ 2 143

ตารางที่ 6.57 ผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของคู่สัญญาที่เหลือในระบบ แยกตามวิธีคำนวณ สำหรับ Scenario ที่ 2 146

ตารางที่ 6.58 ผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของคู่สัญญาที่ 1 แยกตามวิธีคำนวณของ Scenario ที่ 3 149

ตารางที่ 6.59 ผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของคู่สัญญาที่ 2 แยกตามวิธีคำนวณ สำหรับ Scenario ที่ 3 152

ตารางที่ 6.60 ผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของคู่สัญญาที่เหลือในระบบ แยกตามวิธีคำนวณ สำหรับ Scenario ที่ 3 155

ตารางที่ 7.1 ข้อมูลของแบบจำลองอย่างง่าย 160

ตารางที่ 7.2 ข้อมูลของระบบตัวอย่างการซื้อขายไฟฟ้าข้ามเขตพื้นที่ 161

ตารางที่ 7.3 ข้อมูลเปรียบเทียบระหว่างระบบจำลองและระบบจำลองการซื้อขายข้ามพื้นที่ 162

ตารางที่ 7.4 ความยาวสายส่งไฟฟ้าแยกตามระดับแรงดันไฟฟ้า 165

ตารางที่ 7.5 ขนาดหม้อแปลงแยกตามระดับแรงดันไฟฟ้า 166

ตารางที่ 7.6 สัดส่วนของเงินลงทุนและสัดส่วนกำลังไฟฟ้าแบ่งแยกตามภูมิภาคและระดับแรงดัน.. 168

ตารางที่ 7.7 กำลังไฟฟ้าสำหรับการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าแยกตามระดับแรงดัน 173

ตารางที่ 7.8 ข้อมูลกำลังไฟฟ้าแบ่งแยกตามภูมิภาค 174

ตารางที่ 8.1 ต้นทุนในการลงทุนสร้างสายส่งเพิ่มสำหรับระบบโครงข่ายไฟฟ้าระดับแรงดัน 500 kV 177

ตารางที่ 8.2 ค่าของตัวแปร X, Y และ Z 179

ตารางที่ 8.3 ค่าของ Residue Annuity Charge ในแต่ละปี 179

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

ตารางที่ 8.4 ต้นทุนในการลงทุนสร้างสายส่งเพิ่มสำหรับระบบโครงข่ายไฟฟ้าระดับแรงดัน 230 kV 181

ตารางที่ 8.5 ค่าของตัวแปร X, Y และ Z 183

ตารางที่ 8.6 ค่าของ Residue Annuity Charge ในแต่ละปี...... 183

ตารางที่ 8.7 ต้นทุนในการลงทุนสร้างสายส่งเพิ่มสำหรับระบบโครงข่ายไฟฟ้าระดับแรงดัน 115 kV 185

ตารางที่ 8.8 ค่าของตัวแปร X, Y และ Z 187

ตารางที่ 8.9 ค่าของ Residue Annuity Charge ในแต่ละปี...... 187

ตารางที่ 8.10 ค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่ผู้ผลิตไฟฟ้า TPA และ ผู้ซื้อไฟฟ้า TPA ต้องจ่ายสำหรับ Scenario ที่ 1 190

ตารางที่ 8.11 ค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่ผู้ผลิตไฟฟ้า TPA และ ผู้ซื้อไฟฟ้า TPA ต้องจ่ายสำหรับ Scenario ที่ 2 192

ตารางที่ 8.12 ค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่ผู้ผลิตไฟฟ้า TPA และ ผู้ซื้อไฟฟ้า TPA ต้องจ่ายสำหรับ Scenario ที่ 3 194

ตารางที่ 8.13 ค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่ผู้ผลิตไฟฟ้า TPA และ ผู้ซื้อไฟฟ้า TPA ต้องจ่ายสำหรับ Scenario ที่ 4 197

ตารางที่ 8.14 ผลรวมของค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่ผู้ผลิตไฟฟ้า TPA และ ผู้ซื้อไฟฟ้า TPA ต้องจ่ายในแต่ละ Scenario 197

ตารางที่ 8.15 กรณีเปรียบเทียบค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไปเนื่องผลของการทำสัญญาในรูปแบบต่างๆ...... 198

ตารางที่ 8.16 ผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่ระดับแรงดัน 500 kV แยกตามภูมิภาค...... 200

ตารางที่ 8.17 ผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่ระดับแรงดัน 230 kV แยกตามภูมิภาค...... 201

ตารางที่ 8.18 ผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่ระดับแรงดัน 115 kV แยกตามภูมิภาค...... 202

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

ตารางที่ 8.19 ผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของผลรวมของค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าในแต่ละ Scenario 205

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

สารบัญรูปภาพ

หน้า

รูปที่ 3.1 แผนภาพกระแสเงินสดอย่างง่าย [13]....26

รูปที่ 3.2 รูปแสดงแผนภาพกระแสเงินสดอย่างง่าย [13]....26

รูปที่ 4.1 หลักการพื้นฐานสำหรับการเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งไฟฟ้า [5]....29

รูปที่ 4.2 หลักการในการคิดอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าด้วยวิธี Embedded Cost [16]....33

รูปที่ 4.3 หลักการในการคิดอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าด้วยวิธี Incremental Cost [16]....34

รูปที่ 4.4 หลักการในการคิดอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าด้วยวิธี Hybrid Method [16]....36

รูปที่ 5.1 แผนภาพกระแสเงินสดสำหรับอธิบายแนวคิดในการแบ่งต้นทุนของอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า....45

รูปที่ 5.2 แผนภาพกระแสเงินสดสำหรับอธิบายแนวคิดในการแบ่งต้นทุนของอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า....47

รูปที่ 5.3 แบบจำลองของระบบทดสอบ....50

รูปที่ 5.4 แบบจำลองของระบบทดสอบสำหรับ Scenario 2....56

รูปที่ 5.5 แบบจำลองของระบบทดสอบสำหรับ Scenario 3....59

รูปที่ 5.6 แผนภาพแสดงขั้นตอนการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าสำหรับสัญญาซื้อขายไฟฟ้าภายในเขตพื้นที่เดียวกัน....61

รูปที่ 6.1 แผนภาพกระแสเงินสดของการลงทุนสำหรับ Scenario ที่ 1....67

รูปที่ 6.2 อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากวิธี Postage Stamp ในช่วงที่ 1....70

รูปที่ 6.3 อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากวิธี Power Flow Based MW-Mile ในช่วงที่ 1....71

รูปที่ 6.4 อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากวิธี Postage Stamp ในช่วงที่ 2....72

รูปที่ 6.5 อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากวิธี Power Flow Based MW-Mile ในช่วงที่ 2....73

รูปที่ 6.6 อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากวิธี Postage Stamp ในช่วงที่ 3....74

รูปที่ 6.7 อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากวิธี Power Flow Based MW-Mile ในช่วงที่ 3....75

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

รูปที่ 6.8 อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากวิธี Postage Stamp ในช่วงที่ 4..76
รูปที่ 6.9 อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากวิธี Power Flow Based MW-Mile ในช่วงที่ 4 77
รูปที่ 6.10 แผนภาพกระแสเงินสดของการลงทุนสำหรับ Scenario ที่ 2..83
รูปที่ 6.11 อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากวิธี Postage Stamp ในช่วงที่ 1 86
รูปที่ 6.12 อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากวิธี Power Flow Based MW-Mile ในช่วงที่ 1 87
รูปที่ 6.13 อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากวิธี Postage Stamp ในช่วงที่ 2 88
รูปที่ 6.14 อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากวิธี Power Flow Based MW-Mile ในช่วงที่ 2 89
รูปที่ 6.15 อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากวิธี Postage Stamp ในช่วงที่ 3 90
รูปที่ 6.16 อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากวิธี Power Flow Based MW-Mile ในช่วงที่ 3 91
รูปที่ 6.17 อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากวิธี Postage Stamp ในช่วงที่ 4 92
รูปที่ 6.18 อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากวิธี Power Flow Based MW-Mile ในช่วงที่ 4 93
รูปที่ 6.19 แผนภาพกระแสเงินสดของการลงทุนสำหรับ Scenario ที่ 3..99
รูปที่ 6.20 อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากวิธี Postage Stamp ในช่วงที่ 1 102
รูปที่ 6.21 อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากวิธี Power Flow Based MW-Mile ในช่วงที่ 1 103
รูปที่ 6.22 อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากวิธี Postage Stamp ในช่วงที่ 2 104
รูปที่ 6.23 อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากวิธี Power Flow Based MW-Mile ในช่วงที่ 2 105
รูปที่ 6.24 อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากวิธี Postage Stamp ในช่วงที่ 3 106
รูปที่ 6.25 อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากวิธี Power Flow Based MW-Mile ในช่วงที่ 3 107
รูปที่ 6.26 อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากวิธี Postage Stamp ในช่วงที่ 4 108
รูปที่ 6.27 อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากวิธี Power Flow Based MW-Mile ในช่วงที่ 4 109
รูปที่ 6.28 ผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าใน Scenario ที่ 1 126
รูปที่ 6.29 ผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าใน Scenario ที่ 2 129
รูปที่ 6.30 ผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าใน Scenario ที่ 3 132

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

รูปที่ 6.31 ผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของคู่สัญญาที่ 1 ใน Scenario ที่ 1 136

รูปที่ 6.32 ผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของคู่สัญญาที่เหลือในระบบของ Scenario ที่ 1 139

รูปที่ 6.33 ผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของคู่สัญญาที่ 1 ใน Scenario ที่ 2 142

รูปที่ 6.34 ผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของคู่สัญญาที่ 2 ใน Scenario ที่ 2 145

รูปที่ 6.35 ผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของคู่สัญญาที่เหลือ ใน Scenario ที่ 2 148

รูปที่ 6.36 ผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของคู่สัญญาที่ 1 ใน Scenario ที่ 3 151

รูปที่ 6.37 ผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของคู่สัญญาที่ 2 ใน Scenario ที่ 3 154

รูปที่ 6.38 ผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของคู่สัญญาที่เหลือ ใน Scenario ที่ 3 157

รูปที่ 7.1 ระบบจำลองอย่างง่าย 160

รูปที่ 7.2 ระบบจำลองการซื้อขายไฟฟ้าข้ามเขตพื้นที่ 161

รูปที่ 7.3 แผนที่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าของประเทศไทย [18] 163

รูปที่ 7.4 แผนภาพแบบจำลองการทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าของ Scenario ที่ 1 170

รูปที่ 7.5 แผนภาพแบบจำลองการทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าของ Scenario ที่ 2 171

รูปที่ 7.6 แผนภาพแบบจำลองการทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าของ Scenario ที่ 3 171

รูปที่ 7.7 แผนภาพแบบจำลองการทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าของ Scenario ที่ 4 172

รูปที่ 7.8 แผนภาพแสดงขั้นตอนการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าสำหรับสัญญาซื้อขายไฟฟ้าข้ามเขตพื้นที่ 175

รูปที่ 8.1 แผนภาพกระแสเงินสดของการลงทุนสำหรับการลงทุนในระดับแรงดัน 500 kV 178

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

รูปที่ 8.2 แผนภาพกระแสเงินสดของการลงทุนสำหรับการลงทุนในระดับแรงดัน 230 kV............ 182

รูปที่ 8.3 แผนภาพกระแสเงินสดของการลงทุนสำหรับการลงทุนในระดับแรงดัน 115 kV............ 186

รูปที่ 8.4 แผนที่ระบบไฟฟ้าสำหรับแบบจำลองการทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าข้ามเขตพื้นที่ สำหรับ Scenario ที่ 1 189

รูปที่ 8.5 แผนที่ระบบไฟฟ้าสำหรับแบบจำลองการทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าข้ามเขตพื้นที่ สำหรับ Scenario ที่ 2 191

รูปที่ 8.6 แผนที่ระบบไฟฟ้าสำหรับแบบจำลองการทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าข้ามเขตพื้นที่ สำหรับ Scenario ที่ 3 193

รูปที่ 8.7 แผนที่ระบบไฟฟ้าสำหรับแบบจำลองการทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าข้ามเขตพื้นที่ สำหรับ Scenario ที่ 4 195

รูปที่ 8.8 ผลของการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าสำหรับสัญญาซื้อขายไฟฟ้าข้ามเขตพื้นที่แบ่งแยกตามระดับแรงดัน........ 203

รูปที่ 8.9 ผลของการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของผลรวมของค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าสำหรับสัญญาซื้อขายไฟฟ้าข้ามเขตพื้นที่แยกตาม Scenario 206

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

บทที่ 1
บทนำ

เนื้อหาในบทนี้จะนำเสนอที่มาและความสำคัญของปัญหา วัตถุประสงค์ ขอบเขตของวิทยานิพนธ์ ขั้นตอนและวิธีการดำเนินงาน ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์ งานวิจัยในอดีตที่เกี่ยวข้องกับวิทยานิพนธ์ และเนื้อหาของวิทยานิพนธ์

1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา

ในปัจจุบันโครงสร้างกิจการไฟฟ้าของประเทศไทยมีลักษณะเป็นโครงสร้างกิจการไฟฟ้าที่มีผู้ซื้อเพียงรายเดียว (Enhanced Single Buyer) ซึ่งเป็นลักษณะโครงสร้างกิจการไฟฟ้าแบบผูกขาด (Monopoly Structure) แต่สำหรับในอนาคตโครงสร้างกิจการไฟฟ้าของประเทศไทยมีแนวโน้มที่จะเปลี่ยนแปลงไปเป็นรูปแบบตลาดไฟฟ้าที่มีการซื้อขายกันอย่างเสรีมากขึ้นหรือก็คือ ตลาดกำลังไฟฟ้าที่ไม่มีการควบคุม (Deregulated Power Market) ซึ่งทำให้การทำสัญญาซื้อขายกำลังไฟฟ้าสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ากับผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนนั้นจะมีแนวโน้มที่จะเพิ่มขึ้น โดยในปัจจุบันนั้นได้พบว่าภาคเอกชนได้เริ่มเข้ามามีบทบาทในการซื้อขายไฟฟ้าในรูปแบบของการทำสัญญาซื้อขายระหว่าง ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (Small Power Producer : SPPs) กับผู้ใช้ไฟฟ้าในเขตนิคมอุตสาหกรรม ประกอบไปกับต้นทุนในการก่อสร้างระบบส่งไฟฟ้านั้นมีค่าต่ำลงส่งผลให้มีแนวโน้มที่ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนจะมีการลงทุนสร้างระบบส่งไฟฟ้าของตัวเองเพื่อเชื่อมต่อกับผู้ใช้ไฟฟ้าที่ทำสัญญาซื้อขายด้วยเพื่อความสะดวกในการซื้อขายกำลังไฟฟ้าโดยตรงกับคู่สัญญา แต่เนื่องด้วยความกังวลในปัญหาด้านความซ้ำซ้อนของการก่อสร้างและประกอบไปกับข้อกำหนดจากพระราชบัญญัติประกอบกิจการพลังงาน ปี พ.ศ. 2550 ซึ่งบัญญัติไว้ว่า “ผู้รับใบอนุญาตประกอบกิจการพลังงานที่มีระบบโครงข่ายพลังงานต้องยินยอมให้ผู้รับใบอนุญาตหรือผู้ประกอบกิจการพลังงานรายอื่นใช้หรือเชื่อมต่อระบบโครงข่ายพลังงานของตน” ส่งผลให้ผู้ให้บริการระบบส่งไฟฟ้าไม่ว่าจะเป็น การไฟฟ้าฝ่ายผลิต การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค หรือ การไฟฟ้านครหลวง จำเป็นจะต้องยินยอมให้ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนมีการเชื่อมต่อเข้ากับระบบและมีการจ่ายกำลังไฟฟ้าผ่านระบบโครงข่ายของผู้ให้บริการระบบส่งไฟฟ้า แต่ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนที่เชื่อมต่อเข้ามาสู่ระบบโครงข่ายมีความจำเป็นที่จะต้องช่วยแบ่งเบาภาระที่เกิดจากการลงทุนขยายระบบของผู้ให้บริการระบบส่งไฟฟ้าด้วย ด้วยเหตุนี้ผู้ให้บริการระบบส่งไฟฟ้าจึงมีความจำเป็นจะต้องเรียกเก็บค่าใช้จ่ายหรือค่าบริการกับผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนและคู่สัญญาที่ทำสัญญาซื้อขายกับผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

โดยค่าใช้จ่ายนั้นจะอยู่ในรูปของ "อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า (Transmission System Wheeling Charge)"

โดยอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า (Wheeling Charge) จะเป็นเรียกเก็บค่าใช้จ่ายหรือค่าบริการผ่านปริมาณการใช้งานสายส่ง และ/หรือ สายจำหน่าย ที่ถูกใช้งานโดยผู้ที่ขอใช้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้านั้น ซึ่งคุณลักษณะสำคัญประการหนึ่งของอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้านั้น คือ ต้องสามารถคืนเงินลงทุนให้แก่ผู้ให้บริการระบบส่งไฟฟ้าได้ [1] เนื่องด้วยผลกระทบจากตำแหน่งที่ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนเข้ามาเชื่อมต่อสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้านั้นอาจจะส่งผลให้อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าแตกต่างกันตามตำแหน่งที่มีการเชื่อมต่อเข้ามาสู่ระบบ รวมไปถึงช่วงระยะเวลาที่ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนเชื่อมต่อเข้ามาสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้านั้นอาจจะส่งผลให้เกิดความสับสนในการจัดสรรต้นทุนสำหรับการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า จึงทำให้ผู้ให้บริการระบบส่งไฟฟ้ามีความจำเป็นต้องมีการจัดสรรต้นทุนสำหรับคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าและมีการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าอย่างเหมาะสมเพื่อที่จะทำให้อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้านั้นสามารถคืนเงินลงทุนของผู้ให้บริการระบบส่งไฟฟ้าได้

ดังนั้นวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงจะเสนอแนวทางในการจัดสรรต้นทุนสำหรับการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า และ แนวคิดสำหรับการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของระบบโครงข่ายไฟฟ้าในนิคมอุตสาหกรรมของประเทศไทย ในกรณีที่มีการลงทุนขยายระบบโครงข่ายเพิ่มในระหว่างช่วงที่มีการเรียกเก็บค่าบริการระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยจะแบ่งเนื้อหาออกเป็น 2 ช่วงด้วยกันคือ

1. การคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าสำหรับสัญญาซื้อขายไฟฟ้าภายในเขตพื้นที่เดียวกัน โดยจะคำนึงถึงผลกระทบของตำแหน่งของคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้าที่เข้ามาเชื่อมต่อสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าด้วย โดยในการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้านั้นจะอาศัยวิธี Postage Stamp และ Power Flow Based MW-Mile

2. การคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าสำหรับสัญญาซื้อขายไฟฟ้าข้ามเขตพื้นที่โดยจะคำนึงถึงผลของการทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าข้ามระดับแรงดันและผลของการทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าข้ามเขตภูมิภาค โดยในการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้านั้นจะอาศัยวิธี Postage Stamp

1.2 วัตถุประสงค์

1) เพื่อเสนอแนวทางในการจัดสรรต้นทุนสำหรับการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า (Transmission System Wheeling Charge) ในประเทศไทย
2) เพื่อคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าโดยคำนึงถึงการทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าภายในเขตพื้นที่เดียวกันและข้ามเขตพื้นที่ในประเทศไทย

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

1.3 ขอบเขตวิทยานิพนธ์

1) พิจารณาระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่มีโครงสร้างแบบเรเดียล
2) พิจารณาผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนในรูปแบบผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กซึ่งจะทำสัญญากับผู้ใช้ไฟฟ้าในรูปแบบสัญญาแบบ 1 ราย ต่อ 1 ราย ที่ขนาดกำลังไฟฟ้าตามสัญญาเท่ากับกำลังผลิตของผู้ผลิตไฟฟ้า
3) ไม่คำนึงถึงพฤติกรรมเชิงพลวัติของระบบไฟฟ้า
4) พิจารณาอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าในกรอบระยะเวลา 20 ปี โดยจะพิจารณาในลักษณะอัตราเดียวตลอด 20 ปี โดยจะมีการคิดอัตราใหม่ทุกๆ 5 ปี
5) พิจารณาอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากวิธี Postage Stamp และวิธี Power Flow Based MW-Mile
6) พิจารณาการเข้ามาเชื่อมต่อของ SPP รายใหม่
7) พิจารณาโครงสร้างกิจการไฟฟ้าที่มีรูปแบบเป็นตลาดซื้อขายไฟฟ้าเสรี

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

1.4 ขั้นตอนและวิธีการดำเนินงาน

1) ศึกษาบทความทางวิชาการและทฤษฎีพื้นฐานที่เกี่ยวข้องกับหลักการจัดสรรต้นทุนสำหรับการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า
2) ศึกษาบทความทางวิชาการและทฤษฎีพื้นฐานที่เกี่ยวข้องกับหลักการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า
3) สร้างแบบจำลองสำหรับการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า
4) จัดสรรต้นทุนในการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากแบบจำลอง
5) สรุปผลและวิเคราะห์การจัดสรรต้นทุนในการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า
6) คำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าผ่านต้นทุนที่จัดสรรได้จากแบบจำลอง
7) สรุปและวิเคราะห์ผลการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า

1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์

1) แนวคิดสำหรับการจัดสรรต้นทุนสำหรับการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าสำหรับสัญญาซื้อขายไฟฟ้าภายในเขตพื้นที่เดียวกันและข้ามเขตพื้นที่วิธีการจัดสรรต้นทุนสำหรับการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า
2) แนวคิดสำหรับการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าสำหรับสัญญาซื้อขายไฟฟ้าภายในเขตพื้นที่เดียวกันและข้ามเขตพื้นที่อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า

1.6 งานวิจัยในอดีตที่เกี่ยวข้องกับวิทยานิพนธ์

การศึกษางานวิจัยในอดีตที่เกี่ยวข้องกับการคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้า มีรายละเอียดดังนี้

จากงานวิจัย [2], [3], และ [4] ได้กล่าวถึงหลักการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าวิธีต่างๆ ซึ่งเป็นที่นิยม ไม่ว่าจะเป็น คำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าวิธี Postage Stamp, วิธี Contract Path, วิธี Distanced Based MW-Mile รวมไปถึงวิธี Power Flow Based Calculation ซึ่งได้พบว่า การคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าด้วยวิธี Postage Stamp และ วิธี Contract Path นั้นไม่สามารถสะท้อนปริมาณการใช้สายส่งไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจริงของคู่สัญญาได้ สำหรับกรณีของวิธี Distanced Based MW-Mile นั้นจะมีการใช้ระยะอากาศระหว่างคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้าเพื่อคำนวณหาปริมาณการใช้สายส่งไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจริงของคู่สัญญานั้น ก็ยังไม่สามารถสะท้อนปริมาณการ

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

ใช้สายส่งไฟฟ้าจริงของคู่สัญญาได้ ดังนั้นอาจจะกล่าวได้ว่า วิธีคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าแบบ Power Flow Based MW-Mile ที่จะนำกำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งไฟฟ้าจากการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้านั้นมาพิจารณา จึงอาจจะเป็นวิธีที่สามารถสะท้อนปริมาณการใช้สายส่งไฟฟ้า

จากงานวิจัย [5] จะนำเสนอการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าด้วยวิธี Power Flow Based MW-Mile จากการพิจารณากำลังไฟฟ้าที่เปลี่ยนไปในสายส่งไฟฟ้า (∆MW) ด้วยรูปแบบ Absolute ∆MW-Mile ซึ่งจะกำหนดให้กำลังไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไปในสายส่งจะถูกคำนวณด้วยค่าสัมบูรณ์ทำให้มีค่าเป็นบวกเสมอ โดยการกำหนดกำลังไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไปในลักษณะนี้จะเป็นการกำหนดกำลังไฟฟ้าโดยไม่สนใจทิศทางการไหลของกำลังไฟฟ้า

จากงานวิจัย [6] จะอธิบายหลักการพื้นฐานในการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า โดยจะแบ่งวิธีคำนวณออกเป็น 3 วิธี ซึ่งก็คือ วิธี Embedded Cost , วิธี Incremental Cost และ วิธี Marginal Cost โดยวิธีทั้ง 3 จะมีความแตกต่างกันตามการจำแนกผู้ขอใช้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่จะนำมาพิจารณา โดยวิธี Embedded Cost นั้นจะพิจารณาผู้ขอใช้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่มีอยู่ในปัจจุบัน และผู้ขอใช้บริการรายใหม่ โดยจะคิดอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าตามราคาต้นทุนและเงินลงทุนของอุปกรณ์ที่มีอยู่เดิมในระบบและรวมถึงอุปกรณ์ที่เชื่อมต่อเข้ามาสู่ระบบใหม่เนื่องจากการเชื่อมต่อเข้ามาสู่ระบบของผู้ขอใช้บริการรายใหม่ วิธี Incremental Cost จะพิจารณาผู้ขอใช้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าเฉพาะผู้ขอใช้บริการรายใหม่เท่านั้นโดยจะคิดอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าตามต้นทุนและเงินลงทุนที่เกิดขึ้นจากการเชื่อมต่อเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าของผู้ขอใช้บริการรายใหม่ วิธี Marginal Cost จะพิจารณาผู้ขอใช้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าทุกรายที่ต้องการใช้ระบบ และจะคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากต้นทุนและเงินลงทุนจากทุกอุปกรณ์ในระบบ

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

1.7 เนื้อหาของวิทยานิพนธ์

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้แบ่งออกเป็น 6 บท โดยมีเนื้อหาดังนี้

บทที่ 1 บทนำ โดยกล่าวถึงที่มาและความสำคัญของปัญหา วัตถุประสงค์ ขอบเขตของวิทยานิพนธ์ ขั้นตอนการศึกษาวิธีการดำเนินงาน ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์ งานวิจัยในอดีตที่เกี่ยวข้อง และเนื้อหาของวิทยานิพนธ์

บทที่ 2 การกำหนดอัตราค่าผ่านสายส่งของประเทศไทยในอดีต

บทที่ 3 ทฤษฎีพื้นฐานของเศรษฐศาสตร์วิศวกรรม โดยจะกล่าวถึง ทฤษฎีพื้นฐานของมูลค่าของเงินตามเวลา (Time Value of Money) ไม่ว่าจะเป็น แผนภาพกระแสเงินสด (Cash Flow Diagram) มูลค่าในอนาคต (Future Value) มูลค่าในปัจจุบัน (Present Value) อัตราการคิดลด (Discount Rate)

บทที่ 4 ทฤษฎีพื้นฐานการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า โดยกล่าวถึงความหมายของอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า การคำนวณต้นทุนระบบโครงข่ายไฟฟ้า หลักการในการคิดอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าแก่ผู้ขอใช้บริการ

บทที่ 5 การคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าสำหรับสัญญาซื้อขายไฟฟ้าภายในเขตพื้นที่เดียวกัน

บทที่ 6 ผลการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าสำหรับสัญญาซื้อขายไฟฟ้าภายในเขตพื้นที่เดียวกัน

บทที่ 7 การคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าสำหรับสัญญาซื้อขายไฟฟ้าข้ามเขตพื้นที่

บทที่ 8 ผลการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าสำหรับสัญญาซื้อขายไฟฟ้าข้ามเขตพื้นที่

บทที่ 9 สรุปผล และ ข้อเสนอแนะ

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

บทที่ 2
การกำหนดอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของประเทศไทยในอดีต

ในบทนี้จะกล่าวถึงการกำหนดอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของประเทศไทยในอดีต เพื่อให้สามารถเห็นภาพรวมของแนวทางในการจัดสรรเงินลงทุนสำหรับการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า รวมไปถึงการคำนวณอัตราค่าบริการระบบส่งไฟฟ้า โดยจะแบ่งเป็นหัวข้อต่างๆ ดังนี้

1) โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าในประเทศไทย
2) การศึกษาการกำหนดอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของประเทศไทยโดยมหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์
3) การศึกษาการกำหนดอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของประเทศไทยโดยบริษัท Price Water House Cooper (PWC)
4) การศึกษาการกำหนดอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของประเทศไทยโดยบริษัท Levett & Associates, Inc

2.1 โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าในประเทศไทย [7], [8]

ในปัจจุบันโครงสร้างค่าไฟฟ้าที่เรียกเก็บกับผู้ใช้ไฟฟ้าของประเทศไทยนั้นประกอบไปด้วย 3 ส่วนหลักๆ ซึ่งได้แก่

1) อัตราค่าไฟฟ้าฐาน (Base Tariffs)
2) อัตราค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าอัตโนมัติ (Automatic Adjustment Mechanism: ค่า F_t)
3) ภาษีมูลค่าเพิ่ม (Value Added Tax: VAT)

2.1.1 อัตราค่าไฟฟ้าฐาน (Base Tariffs)

ค่าไฟฟ้าฐาน เป็นค่าไฟฟ้าที่สะท้อนรายจ่ายของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ซึ่งแบ่งแยกออกเป็น 2 ส่วนซึ่งก็คือ

1) อัตราค่าไฟฟ้าขายส่งของ กฟผ. ซึ่งจะเรียกเก็บกับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายทั้ง กฟน. และ กฟภ.
2) อัตราค่าไฟฟ้าขายปลีกของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ที่จะเรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้า

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

รายจ่ายของทั้ง 3 การไฟฟ้านั้นเป็นการลงทุนเพื่อรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคตของประเทศ ตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศที่จัดทำโดยคณะอนุกรรมการการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า ซึ่งจะสามารถคำนวณได้จากรายจ่ายของการไฟฟ้า 3 ส่วนใหญ่ ๆ ได้แก่

1) ต้นทุนทางการเงินที่การไฟฟ้าใช้ในการก่อสร้างขยายระบบผลิต ระบบส่งและระบบจำหน่ายในอนาคต
2) ต้นทุนในการดำเนินงาน เช่น ค่าใช้จ่ายดำเนินงานและบำรุงรักษาระบบผลิต ระบบส่งและระบบจำหน่าย ค่าบริหารจัดการ ตลอดจนผลตอบแทนการลงทุน
3) ต้นทุนค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้า

โดยหลักการคำนวณอัตราค่าไฟฟ้าฐานนั้นต้องอยู่ภายใต้การควบคุมทางด้านหลักเกณฑ์ทางการเงินต่างๆ เพื่อเป็นหลักประกันว่าทั้งสามการไฟฟ้าจะมีรายรับเพียงพอต่อการดำเนินงานและการลงทุนและยังสามารถคงสถานะทางการเงินให้มั่นคงอีกด้วย โดยอัตราค่าไฟฟ้าฐานนั้นจะมีกรอบการพิจารณาการปรับค่าอยู่ที่ 3-5 ปี

2.1.2 อัตราค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าอัตโนมัติ (Automatic Adjustment Mechanism: ค่า F_t) [9]

ค่า F_t หรืออัตราค่าไฟฟ้าผันแปร เป็นอัตราค่าไฟฟ้าที่ปรับเปลี่ยนเพิ่มขึ้นหรือลดลงตามการเปลี่ยนแปลงของต้นทุนค่าใช้จ่ายที่อยู่นอกเหนือการควบคุมของการไฟฟ้า ไม่ว่าจะเป็นค่าใช้จ่ายในด้านเชื้อเพลิงที่เปลี่ยนแปลงตามราคาตลาดโลก ค่าใช้จ่ายในด้านการซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนของ กฟผ. รวมไปถึงค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ ซึ่งค่า F_t นั้นจะ โดยจะมีลักษณะ ที่สำคัญดังต่อไปนี้

- ค่า F_t นั้นจะจำแนกออกเป็น F_t ขายปลีกและ F_t ขายส่ง
- F_t ขายปลีก เป็น F_t ที่ กฟน. และ กฟภ. เรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้าทุกประเภท และ กฟผ. เรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้าที่เป็นลูกค้าตรงของ กฟผ. และอื่นๆ
- F_t ขายส่ง เป็น F_t ที่ กฟผ. เรียกเก็บจาก กฟน. และ กฟภ.
- การคำนวณค่า F_t จะเป็นการคำนวณแบบค่าเฉลี่ยและจะมีการปรับเปลี่ยนทุกๆ 4 เดือน โดยจะเรียกเก็บในใบเก็บเงินค่าไฟฟ้าและแสดงในใบเสร็จรับเงินค่าไฟฟ้าเป็นประจำทุกเดือนเป็นรายการพิเศษ
- ค่า F_t เป็นอัตราต่อหน่วยการใช้พลังงานไฟฟ้า และเป็นค่าที่ยังไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

2.1.3 ภาษีมูลค่าเพิ่ม [8]

ภาษีมูลค่าเพิ่ม (Value Added Tax) หรือ VAT เป็นการเก็บภาษีจากการขายสินค้า หรือการให้บริการในแต่ละขั้นตอนการผลิต และจำหน่ายสินค้าหรือบริการ ทั้งที่ผลิต ภายในประเทศและนำเข้าจากต่างประเทศ โดยในกรณีของอัตราค่าไฟฟ้านั้นในปัจจุบันเรียกเก็บอยู่ในอัตราร้อยละ 7 ของอัตราค่าไฟฟ้าฐาน และ ค่า F_t.

2.2 การศึกษาการกำหนดอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของประเทศไทยโดยมหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์ [10]

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

ในการศึกษาการกำหนดอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากเอกสาร “โครงการพิจารณาแผนการลงทุน ต้นทุนค่าใช้จ่าย และแนวทางการเพิ่มประสิทธิภาพในการกำหนดอัตราค่าบริการกิจการไฟฟ้าให้เกิดความเป็นธรรม (ระยะที่ 2)” จะพบว่าไม่ได้มีตัวอย่างการกำหนดอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าอย่างละเอียด แต่อย่างไรก็ตามได้มีแนวคิดในการแบ่งแยกต้นทุนรวมสามารถอธิบายได้ดังต่อไปนี้

จาก [10] ได้แบ่งต้นทุน (สินทรัพย์) สำหรับการกำหนดอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าออกเป็น 2 ส่วนดังนี้

1) สินทรัพย์ที่ถูกกำกับดูแล (Regulatory Asset Base :RAB) ประกอบไปด้วย
   - 1.1) สินทรัพย์ที่ใช้งานแล้วและเป็นประโยชน์ (Used and useful assets) คือ สินทรัพย์ที่ใช้ในระบบส่งไฟฟ้าและระบบจำหน่ายไฟฟ้า รวมทั้งสินทรัพย์ของศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า (System Operator) ที่ใช้ในการดำเนินงานในการดูแลตลาดขายส่งและการควบคุมระบบไฟฟ้า โดยจะมีลักษณะสำคัญดังต่อไปนี้
     - 1.1.1) เป็นสินทรัพย์ถาวรในระยะยาว (คงที่) และต้องเป็นสินทรัพย์ที่ใช้งานแล้วเป็นประโยชน์ต่อการดำเนินกิจการ ซึ่งถ้าสินทรัพย์นั้นไม่อยู่ในรูปแบบนี้จะไม่ถูกนับรวมไว้ในฐานของสินทรัพย์ (Asset Base) เช่น สินทรัพย์ส่วนเกิน
     - 1.1.2) สินทรัพย์ที่ควรจะตอบสนองความต้องการไฟฟ้าในระยะสั้นได้ กล่าวคือ สินทรัพย์ต้องอยู่ในสภาพที่พร้อมที่จะใช้งาน
   - 1.2) สินทรัพย์หมุนเวียน (Inventory) รวมไปถึงวัตถุดิบและอะไหล่
   - 1.3) เงินทุนหมุนเวียนสุทธิ (Net working Capital) เพื่อใช้สำหรับการดำเนินงาน

2) สินทรัพย์ที่ไม่ถูกกำกับดูแล

2.1) สินทรัพย์ที่ใช้ในการเชื่อมต่อ (Connection assets) เป็นส่วนหนึ่งของการจ่ายเงินให้ลูกค้าโดยตรงผ่านค่าบริการการเชื่อมต่อ

2.2) สินทรัพย์ที่ได้รับการอุดหนุน (Subsidized assets) เป็นสินทรัพย์ที่การไฟฟ้าไม่ได้เป็นผู้จ่ายเงินเพื่อที่ให้ได้มาซึ่งสินทรัพย์ แต่ถ้าสินทรัพย์ดังกล่าวมีการจ่ายหรือรับเงินอุดหนุนบางส่วนจากการไฟฟ้าจะถือว่าสามารถรวมอยู่ใน RAB ได้ตามเกณฑ์สัดส่วน แต่อย่างไรก็ตามการรวม สินทรัพย์ที่ได้รับการอุดหนุนเข้าไปใน RAB จะถือว่าเป็นการเอื้อประโยชน์ให้แก่การไฟฟ้าให้มีผลตอบแทนจากสินทรัพย์ที่การไฟฟ้าไม่ได้ลงทุนเอง

2.3) สินทรัพย์ในอนาคต (Future assets) เป็นสินทรัพย์ที่ไม่ควรรวมไว้ใน RAB จนกว่าที่สินทรัพย์นั้นจะถูกใช้งานและก่อให้เกิดประโยชน์

2.4) เงินฝากธนาคารและการลงทุนทางการเงิน เป็นสินทรัพย์ที่ไม่ควรรวมไว้ใน RAB เพราะว่าหากรวมสินทรัพย์นี้เข้าไปด้วยแล้ว จะส่งผลให้เกิดการเพิ่มขึ้นของผลตอบแทนที่ไม่ยุติธรรมที่จะถูกส่งผ่านต่อเป็นอัตราค่าไฟฟ้าที่เรียกเก็บกับผู้ใช้ไฟฟ้า

หลังจากที่ทราบการแบ่งแยกต้นทุน (สินทรัพย์) ที่จะนำไปกำหนดอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าแล้วต่อไปจะแสดงวิธีการกำหนดอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของประเทศไทยเคยมีการศึกษาไว้ดังต่อไปนี้

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

2.3 การศึกษาการกำหนดอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของประเทศไทยโดย บริษัท Price Water House Cooper (PWC) [11]

การคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า หรือ อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า ที่ PWC เสนอนั้น เป็นไปในลักษณะของค่าบริการแบบ Uniform Transmission Marginal Cost ทั่วทั้งประเทศไทย หรืออาจจะกล่าวได้ว่าจะเก็บค่าบริการเป็นแบบอัตราเดียวกันทั้งประเทศ

โดยส่วนประกอบของ Transmission Marginal Cost นั้น ประกอบไปด้วย 3 ส่วนดังนี้

1. Marginal Capacity Cost
2. Marginal Transmission Loss
3. Marginal Connection and Service Cost

ซึ่งแต่ละส่วนนั้นจะมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

1.Marginal Capacity Cost

เป็นค่าที่สะท้อนถึงต้นทุนในการขยายระบบเพื่อรองรับกับ ความต้องการใช้ไฟฟ้า (Demand) ใหม่ที่เกิดขึ้น โดยค่า Marginal Capacity Cost นั้นถือว่าเป็นส่วนประกอบหลักในการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า ซึ่งจะคำนวณมากจากวิธีการ Long-Run Average Incremental Cost (LRAIC) หรือจะเรียกว่า “วิธีการคิดต้นทุนส่วนเพิ่มเฉลี่ยในระยะยาว” ซึ่งจะมีขั้นตอนในการคำนวณดังต่อไปนี้

- แยกการพิจารณาการคำนวณอัตราค่าบริการระบบโครงข่ายตามระดับแรงดัน
- คาดการณ์หรือพยากรณ์ข้อมูลเกี่ยวกับความต้องการใช้ไฟฟ้า ที่เกิดขึ้นในแต่ละปีในอนาคต
- ประมาณการต้นทุนในการลงทุน (Investment Cost) และค่าใช้จ่ายในด้านการดำเนินงานและ การบำรุงรักษา (Operation and Maintenance Cost: O&M Cost) ที่เหมาะสมสำหรับการรองรับต่อความต้องการใช้ไฟฟ้าใหม่ที่เกิดขึ้น
- ใช้หลักการอัตราคิดลด (Discount Rate) เพื่อให้มูลค่าปัจจุบัน (Present Value) ของเงินที่ลงทุนไปทั้งหมด และความต้องการใช้ไฟฟ้าใหม่ที่เกิดขึ้น
- นำมูลค่าปัจจุบันที่ได้มานั้นมาคำนวณหาค่า LRAIC จากสมการ

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

$$LRAIC = \frac{\text{Total Present Cost}}{\text{Total Present Demand}} \quad (2.1)$$

ตัวอย่างการคำนวณหาค่า Marginal Capacity Cost ที่ระบบแรงดัน 230kV โดยวิธี LRAIC

จากตัวอย่างจะกำหนดตัวแปรในการคำนวณค่า Marginal Capacity Cost ที่ระบบแรงดัน 230 kV โดยจะกำหนดระยะเวลาในการคิดเท่ากับ 20 ปีตามระยะเวลาการคืนทุน และ ใช้ค่า Discount Rate (i) เป็น 7% โดยจะคิดระหว่าง ปีค.ศ. 1999-2011 และคิดว่าปี ค.ศ. 1999 เป็นปีปัจจุบันที่จะเริ่มลงทุน

ขั้นตอนที่ 1

คำนวณค่า Present Demand ในแต่ละปี จากสมการ

$$\text{Present Demand} = \frac{\text{Incremental Demand (MW)}}{(1+i)^n} \quad (2.2)$$

เช่นในปี ค.ศ. 2000 ได้มีการประมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นมีค่าเท่ากับ 707 MW

เช่นในปี ค.ศ. 2000 $\text{Present Demand}_{\text{ค.ศ.2000}} = \frac{707}{(1+0.07)^1} = 661 \text{ MW}$

เช่นในปี ค.ศ. 2001ได้มีการประมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นมีค่าเท่ากับ 1,663 MW

เช่นในปี ค.ศ. 2001 $\text{Present Demand}_{\text{ค.ศ.2001}} = \frac{1,663}{(1+0.07)^2} = 1,453 \text{ MW}$

เช่นในปี ค.ศ. 2002 ได้มีการประมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นมีค่าเท่ากับ 2,771 MW

เช่นในปี ค.ศ. 2002 $\text{Present Demand}_{\text{ค.ศ.2002}} = \frac{2,771}{(1+0.07)^3} = 2,262 \text{ MW}$

หลังจากที่ได้คำนวณหามูลค่าปัจจุบันของความต้องการใช้ไฟฟ้า(Present Demand)ในแต่ละปีตั้งแต่ปี ค.ศ.2000 ถึง ค.ศ. 2011 แล้ว ก็จะนำค่า Present Demand ในแต่ละปีมารวมกันเป็นค่า Total Present Demand เพื่อไปคำนวณหาค่า ต้นทุนส่วนเพิ่มเฉลี่ยในระยะยาว (LRAIC) ต่อไป

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

ขั้นตอนที่ 2

คำนวณค่า Annualized Cost ของเงินลงทุนที่เพิ่มมาในแต่ละปี (Incremental Investment) จากสมการ

$$\text{Annualized cost} = \text{Cost}\left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1}\right] \tag{2.3}$$

เช่นในปี ค.ศ. 1999 ได้มีการประมาณเงินลงทุนที่จะลงทุนเพิ่มมีค่าเท่ากับ 7,900 ล้านบาท

จะได้ว่า $\text{Annualized cost}_{\text{ค.ศ.1999}} = 7,900\left[\frac{0.07(1+0.07)^{20}}{(1+0.07)^{20} - 1}\right] = 746$ ล้านบาท

เช่นในปี ค.ศ. 2000 ได้มีการประมาณเงินลงทุนที่จะลงทุนเพิ่มมีค่าเท่ากับ 9,300 ล้านบาท

จะได้ว่า $\text{Annualized cost}_{\text{ค.ศ.2000}} = 9,300\left[\frac{0.07(1+0.07)^{20}}{(1+0.07)^{20} - 1}\right] = 878$ ล้านบาท

เช่นในปี ค.ศ. 2001 ได้มีการประมาณเงินลงทุนที่จะลงทุนเพิ่มมีค่าเท่ากับ 9,500 ล้านบาท

จะได้ว่า $\text{Annualized cost}_{\text{ค.ศ.2001}} = 9,500\left[\frac{0.07(1+0.07)^{20}}{(1+0.07)^{20} - 1}\right] = 897$ ล้านบาท

ขั้นตอนที่ 3

คำนวณหา Operation and Maintenance Cost (O&M Cost) ที่เหมาะสมกับความต้องการใช้ไฟฟ้าใหม่ที่เกิดขึ้น โดยทาง PWC ได้กำหนดค่า O&M เป็น 2% ของ Incremental Investment ในแต่ละปี

$$\text{O \& M Cost} = \text{Incremental Cost} \times 2\% \tag{2.4}$$

เช่นในปี ค.ศ. 1999 ได้มีการประมาณเงินลงทุนที่จะลงทุนเพิ่มมีค่าเท่ากับ 7,900 ล้านบาท

จะได้ว่า $\text{O \& M Cost}_{\text{ค.ศ.1999}} = 7,900 \times 2\% = 158$ ล้านบาท

เช่นในปี ค.ศ. 2000 ได้มีการประมาณเงินลงทุนที่จะลงทุนเพิ่มมีค่าเท่ากับ 9,300 ล้านบาท

จะได้ว่า $\text{O \& M Cost}_{\text{ค.ศ.2000}} = 9,300 \times 2\% = 186$ ล้านบาท

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

เช่นในปี ค.ศ. 2001 ได้มีการประมาณเงินลงทุนที่จะลงทุนเพิ่มมีค่าเท่ากับ 9,500 ล้านบาท

จะได้ว่า $\text{O \& M Cost}_{\text{ค.ศ.2001}} = 9,500 \times 2\% = 190$ ล้านบาท

ขั้นตอนที่ 4

คำนวณหาค่า Total Incremental Cost ในแต่ละปีซึ่ง Total Incremental Cost สามารถหาได้จากสมการ

$$\text{Total Incremental Cost} = \text{Cumulative Annualized Cost} + \text{Cumulative O \& M Cost} \quad (2.5)$$

เช่นในปี ค.ศ. 1999 จะได้ค่า Total Incremental Cost ดังนี้

$$\text{Total Incremental Cost}_{\text{ค.ศ.1999}} = \text{Annualized Cost}_{\text{ค.ศ.1999}} + \text{O \& M Cost}_{\text{ค.ศ.1999}}$$

$$\text{Total Incremental Cost}_{\text{ค.ศ.1999}} = 746 + 158 = 904 \quad \text{ล้านบาท}$$

เช่นในปี ค.ศ. 2000 จะได้ค่า Total Incremental Cost ดังนี้

$$\text{Total Incremental Cost}_{\text{ค.ศ.2000}} = \text{Annualized Cost}_{\text{ค.ศ.1999-2000}} + \text{O \& M Cost}_{\text{ค.ศ.1999-2000}}$$

$$\text{Total Incremental Cost}_{\text{ค.ศ.2000}} = 746 + 878 + 158 + 186 = 1,968 \quad \text{ล้านบาท}$$

เช่นในปี ค.ศ. 2001 จะได้ค่า Total Incremental Cost ดังนี้

$$\text{Total Incremental Cost}_{\text{ค.ศ.2001}} = \text{Annualized Cost}_{\text{ค.ศ.1999-2001}} + \text{O \& M Cost}_{\text{ค.ศ.1999-2001}}$$

$$\text{Total Incremental Cost}_{\text{ค.ศ.2001}} = 746 + 878 + 897 + 158 + 186 + 190 = 3,055 \quad \text{ล้านบาท}$$

ขั้นตอนที่ 5

คำนวณค่า Present Cost ในแต่ละปี จากสมการ

$$\text{Present Cost} = \frac{\text{Total Incremental Cost}}{(1+i)^n} \quad (2.6)$$

เช่นในปี ค.ศ. 2000 ค่า Total Incremental Cost เท่ากับ 1,968 ล้านบาท

เช่นในปี ค.ศ. 2000 $\text{Present Cost}_{\text{ค.ศ.2000}} = \frac{1,968}{(1+0.07)^1} = 1,839$ ล้านบาท

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

เช่นในปี ค.ศ. 2001 ค่า Total Incremental Cost เท่ากับ 3,055 ล้านบาท

เช่นในปี ค.ศ. 2001 $\text{Present Cost}_{\text{ค.ศ.2001}} = \frac{3,055}{(1+0.07)^2} = 2,668$ ล้านบาท

เช่นในปี ค.ศ. 2002 ค่า Total Incremental Cost เท่ากับ 3,856 ล้านบาท

เช่นในปี ค.ศ. 2002 $\text{Present Cost}_{\text{ค.ศ.2002}} = \frac{3,856}{(1+0.07)^3} = 3,147$ ล้านบาท

หลังจากที่ได้คำนวณหา มูลค่าปัจจุบันของเงินลงทุนทั้งหมด (Present Cost) ในแต่ละปีตั้งแต่ปี ค.ศ.1999 ถึง ค.ศ. 2010 แล้วก็จะนำค่า Present Cost ในแต่ละปีมารวมกันเป็นค่า Total Present Cost เพื่อไปคำนวณหาค่า ต้นทุนส่วนเพิ่มเฉลี่ยในระยะยาว (LRAIC) ต่อไป

ขั้นตอนที่ 6

หาค่า LRAIC หลังจากที่คิดค่า Present Cost และ Present Demand ในแต่ละปีแล้วก็นำค่าทั้งหมดมารวมกันเป็นค่า Total Present Cost และ Total Present Demand และจะได้ค่า LRAIC จากสมการ (2.1)

$$\text{LRAIC} = \frac{47,979 \text{ ล้านบาท}}{51,564 \text{ MW}} = 0.9300 \text{ ล้านบาท/MW} = 930 \text{ บาท/kW/ปี}$$

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

ตารางที่ 2.1 การหาค่า Marginal Capacity Cost ด้วยวิธี Long-Run Average Incremental Cost ที่ระบบแรงดัน 230kV เมื่อกำหนดค่าโดยจะกำหนดระยะเวลาในการคิดเท่ากับ 20 ปีตามระยะเวลาการคืนทุน และ ใช้ค่า Discount Rate (i) เป็น 7%

230 kV System	year		1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	total
Incremental demand (MW)				707	1663	2771	3869	5105	6299	7632	9198	10901	12678	14339	16007	
Discount Demand (MW)				661	1453	2262	2952	3640	4197	4753	5353	5929	6445	6812	7107	51564
Incremental investment		Annualized Cost (Levelized Capital Cost)														
Year	Mbaht															
1999	7900	746	746	746	746	746	746	746	746	746	746	746	746	746		
2000	9300	878		878	878	878	878	878	878	878	878	878	878	878		
2001	9500	897			897	897	897	897	897	897	897	897	897	897		
2002	7000	661				661	661	661	661	661	661	661	661	661		
2003	5000	472					472	472	472	472	472	472	472	472		
2004	3700	349						349	349	349	349	349	349	349		
2005	16000	1510							1510	1510	1510	1510	1510	1510		
2006	18000	1619								1619	1619	1619	1619	1619		
2007	13000	1227									1227	1227	1227	1227		
2008	4000	378										378	378	378		
2009	3000	283											283	283		
2010	1500	142												142		
Cumulative Annualized Cost			746	1624	2521	3182	3654	4003	5513	7132	8359	8737	9020	9162		
Incremental investment		O&M Cost														
Year	Mbaht															
1999	7900	158	158	158	158	158	158	158	158	158	158	158	158	158		
2000	9300	186		186	186	186	186	186	186	186	186	186	186	186		
2001	9500	190			190	190	190	190	190	190	190	190	190	190		
2002	7000	140				140	140	140	140	140	140	140	140	140		
2003	5000	100					100	100	100	100	100	100	100	100		
2004	3700	74						74	74	74	74	74	74	74		
2005	16000	320							320	320	320	320	320	320		
2006	18000	360								360	360	360	360	360		
2007	13000	260									260	260	260	260		
2008	4000	80										80	80	80		
2009	3000	60											60	60		
2010	1500	30												30		
Cumulative Annualized O&M Cost			158	344	534	674	774	848	1168	1528	1788	1868	1928	1958		
Total incremental cost			904	1968	3055	3856	4428	4851	6681	8660	10147	10605	10948	11120		
Discount Cost (Mbath)			904	1839	2668	3147	3377	3458	4452	5443	5952	5812	5606	5321		47979
LRAIC	930.47475															

2. Marginal Transmission Loss

จากการศึกษาของ PWC กล่าวไว้ว่าค่าMarginal Transmission Loss นั้นเป็นค่าที่มาจาก Demand ใหม่ที่เกิดขึ้น โดยจะมีมูลค่าเพียงเล็กน้อยต่ออัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า โดยจะคำนวณมาจาก Loss ดังตารางต่อไปนี้

ตารางที่ 2.2 ค่า Marginal Transmission Losses

Marginal Transmission Losses		
Voltage	Energy Loss (% of Energy at Entry)	
	On-Peak	Off-peak
Generator to exit 500:230 kV	3.64%	2.42%
Exit 500:230 kV to exit 230:115/69 kV	0.30%	0.20%
Exit 230:115 kV to end 115 kV line	3.39%	2.26%
Exit 115 kV lines to exit 115: MV	0.23%	0.15%

3. Marginal Connection and Service Costs

จากการศึกษาของ PWC กล่าวไว้ว่าเป็นค่าที่ขึ้นอยู่กับ การบริการการเชื่อมต่อเข้ากับระบบในตำแหน่งหลักๆ (The Bulk Supply Point: BSP) เพื่อรองรับ Demand ใหม่ที่เกิดขึ้น

โดยจะคำนวณจากวิธีคำนวณหา รายรับในสัดส่วนคงที่ โดยจะพิจารณาที่ระยะเวลา 25 ปี (อายุการใช้งานเฉลี่ยของอุปกรณ์) และค่า Discount Rate 10% แทนค่าใน (2.3) จะได้ว่า

$$\text{Annualized cost} = 90\,\text{MB}\left[\frac{0.10(1+0.10)^{25}}{(1+0.10)^{25}-1}\right] = 50{,}000\ \text{บาท / MVA / ปี}$$

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

2.4 การศึกษาการกำหนดอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของประเทศไทยโดย บริษัท Levett & Associates, Inc. [12]

เป็นการศึกษากำหนดอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าในของนิคมอุตสาหกรรมโดยจะมีหลักการคิดอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า ดังนี้

- ➢ การวางกรอบของการกำหนดอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า ว่าค่าใช้จ่ายที่จะเก็บนั้นจะต้องครอบคลุมเงินลงทุนดังต่อไปนี้

1. จุดเชื่อมต่อ 115kV ระหว่าง EGAT และสถานีไฟฟ้าแรงสูงในนิคมอุตสาหกรรม
2. สถานีไฟฟ้าแรงสูงในนิคมอุตสาหกรรม
3. ค่าสาย Primary Distribution line
4. ค่ามิเตอร์, ระบบสื่อสาร และการบริการเก็บเงิน
5. ค่า Loss ในระบบส่ง
6. เงินลงทุนที่คาดว่าจะลงทุนเพื่อการปรับปรุงและพัฒนาระบบ

- ➢ ประเมินความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (Peak Load) ที่เงินลงทุนทั้งหมดต้องรองรับ
- ➢ ประเมินเงินลงทุนของระบบ (Investment Cost)
- ➢ คำนวณหาค่าเงินลงทุนต่อหน่วยของความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (Average Investment per kW of peak load) จากสมการ

$$\text{Average Investment per kW} = \frac{\text{Investment Cost}}{\text{Peak Load}} \qquad (2.7)$$

- ➢ คำนวณหาค่า Annual cost จากค่าของ Average Investment Cost
- ➢ คำนวณหาค่าใช้จ่ายในด้านการดำเนินงานและการบำรุงรักษา Operating & Maintenance (O&M) จากค่าของ Average Investment Cost
- ➢ คำนวณหาค่าใช้จ่ายในการบริหารและค่าใช้จ่ายทั่วไป Administrative and General (A&G) จากค่าของ Average Investment Cost
- ➢ คำนวณหาค่าอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้ารายเดือน (Monthly Wheeling Cost) จากสมการ

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

$$\text{Monthly Wheeling Cost} = \frac{\text{Annual Cost} + \text{O \& M} + \text{A \& G}}{12} \tag{2.8}$$

ตัวอย่างการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า

จากตัวอย่างจะเป็นการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ซึ่งเป็นระบบที่มีแรงดัน 115 kV โดยจะกำหนดระยะเวลาในการคิดเท่ากับ 15 ปีตามระยะเวลาการคืนทุน และใช้ค่า Discount Rate (i) เป็น 10% โดยจะมีขั้นตอนดังต่อไปนี้

ขั้นตอนที่ 1

คำนวณค่า Average Investment per kW ของ peak load ซึ่งหาค่าได้จากสมการ (2.7)

โดย Investment Cost มาจาก

Initial investment + Budget for improvement = 5,959.7+5,451.6 = 11,411.3 ล้านบาท

ค่า Peak Demand มาจากการ Forecast มีค่าเท่ากับ 1,832 MW

$$\text{Average Investment per kW} = \frac{11{,}411.3 \text{ MB}}{1{,}832 \text{ MW}} = 6{,}227 \text{ Baht / kW}$$

ขั้นตอนที่ 2

หาค่า Annual cost หาจากการประเมินค่ารายปี (Annual worth analysis) จากสมการ (2.3)

โดยในกรณีนี้คิดค่า Interest rate (r)= 10% และ lifetime = 15 ปี จะได้ว่า

$$\text{Annualized cost} = 6{,}227 \times \frac{0.10(1+0.10)^{15}}{(1+0.10)^{15}-1} = 816 \text{ Baht / kw / ปี}$$

ขั้นตอนที่ 3

หาค่า Annual Operating & Maintenance (O&M) ของ Incremental Distribution Facilities โดยประมาณเท่ากับ 1.5% ของค่า Average Investment Cost

$$\text{O\&M} = \text{Average Investment Cost} \times 1.5\% = 6{,}227 \times 1.5\% = 93 \text{ Baht / kW / ปี}$$

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

ขั้นตอนที่ 4

หาค่า Administrative and General (A&G) โดยประมาณ 1% จากค่า Average Investment Cost

$$A\&G = \text{Average Investment Cost} \times 1.0\% = 6{,}227 \times 1.0\% = 62 \text{ Baht / kW / ปี}$$

ขั้นตอนที่ 5

นำข้อมูลทั้งหมดที่คำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าต่อเดือน

$$\text{Monthly Wheeling Cost} = \frac{\text{Annual Cost} + O\&M + A\&G}{12} = \frac{816 + 93 + 62}{12} = 81 \text{ Baht / kW / เดือน}$$

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

บทที่ 3
ทฤษฎีพื้นฐานของเศรษฐศาสตร์วิศวกรรม

ในบทนี้จะกล่าวถึงทฤษฎีพื้นฐานทางเศรษฐศาสตร์วิศวกรรมที่เกี่ยวข้องและจะนำมาใช้ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ซึ่งจะประกอบไปด้วยหัวข้อต่างๆ ดังนี้

1) มูลค่าของเงินตามเวลา (Time Value of Money)
2) แผนภาพกระแสเงินสด (Cash Flow Diagram)

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

3.1 มูลค่าของเงินตามเวลา (Time Value of Money) [13]

การศึกษาเศรษฐศาสตร์วิศวกรรมส่วนใหญ่จะเกี่ยวข้องกับเรื่องข้อจำกัดของเงินลงทุนภายใต้การเพิ่มขึ้นของกรอบระยะเวลา ดังนั้นผลกระทบของเวลาต่อมูลค่าของเงินลงทุนนั้นเป็นสิ่งที่จะต้องพิจารณา เราสามารถกล่าวได้ว่า มูลค่าของเงินในปัจจุบัน (Present Value) กับมูลค่าของเงินในอนาคต (Future Value) นั้นมีค่าแตกต่างกัน โดยเป็นผลมาจากอัตราดอกเบี้ย (Interest rate) หรือกำไร (Profit) ที่จะได้รับจากการลงทุน ซึ่งจะเห็นว่าเงินจะมีมูลค่าตามเวลา ถ้าเราไม่ได้เอาเงินไปลงทุนก็อาจจะส่งผลให้เงินของเรานั้นมีมูลค่าลดลง เนื่องจากผลของ อัตราเงินเฟ้อ (Inflation)

3.1.1 ดอกเบี้ย (Interest)

ดอกเบี้ยถือว่าเป็นองค์ประกอบสำคัญที่ใช้ในการศึกษาเรื่องมูลค่าของเงินตามเวลา (Time Value of Money) โดยดอกเบี้ยนั้นอยู่คู่กับประวัติศาสตร์ของมนุษย์มาอย่างยาวนานเช่นเดียวกับภาษี (Taxes) ซึ่งในปัจจุบันสามารถแบ่งออกเป็นประเภทใหญ่ๆ ได้ 2 ประเภทคือ

1. ดอกเบี้ยแบบปกติ (Simple Interest)
2. ดอกเบี้ยทบต้น (Compound Interest)

3.1.1.1 ดอกเบี้ยแบบปกติ (Simple Interest)

การคิดดอกเบี้ยแบบปกติเป็นการคิดดอกเบี้ยให้กับเงินต้นเริ่มแรกเท่านั้น เมื่อครบกำหนดได้รับดอกเบี้ย ผู้ลงทุนจะรับดอกเบี้ยออกไป ทำให้มีเงินต้นเหลือคงเดิมตลอดดอกเบี้ยในงวดต่อไปก็จะเท่าเดิมเนื่องจากคิดให้กับเงินต้นจำนวนเดิม

3.1.1.2 ดอกเบี้ยทบต้น (Compound Interest)

การคิดดอกเบี้ยทบต้นเป็นการคิดดอกเบี้ยที่จะนำดอกเบี้ยที่เกิดขึ้นในแต่ละงวด ทบไปกับเงินต้นในต้นงวดนั้นๆ เหมือนการลงทุนต่อ ทำให้งวดต่อๆไป ดอกเบี้ยจะเพิ่มสูงขึ้น เนื่องจากได้รับดอกเบี้ยบนดอกเบี้ย (Interest on Interest) ด้วย การคำนวณมูลค่าของเงินตามเวลา (Time Value of Money) นั้นจะใช้วิธีการคิดดอกเบี้ยวิธีนี้ โดยจะถือว่าผลตอบแทนที่เกิดขึ้นมีการนำไปลงทุนต่อจนสิ้นสุดระยะเวลาการลงทุน

โดยจะมีตัวอย่างการคำนวณดอกเบี้ยที่ได้รับจากดอกเบี้ยทั้ง 2 ประเภทแสดงไว้ในตารางต่อไปนี้

ตารางที่ 3.1 การคำนวณดอกเบี้ย

ปีที่		**จำนวนเงิน**	
0	เงินฝาก	10,000 บาท	
	อัตราดอกเบี้ย	10%	
วิธีแบบ Simple Interest:			
ปีที่	เงินต้น × อัตราดอกเบี้ย × ปี	ดอกเบี้ยที่ได้รับ	เงินต้นปีถัดไป
1	10,000×10%×1 year	1,000 บาท	10,000 บาท
2	10,000×10%×1 year	1,000 บาท	10,000 บาท
3	10,000×10%×1 year	1,000 บาท	10,000 บาท
	รวมเงินสิ้นปีที่ 3		13,000 บาท
วิธีที่แบบ Compound Interest:			
ปีที่	เงินต้น × อัตราดอกเบี้ย × ปี	ดอกเบี้ย	เงินต้นปีถัดไป
1	10,000×10%×1 year	1,000 บาท	11,000 บาท
2	11,000×10%×1 year	1,100 บาท	12,100 บาท
3	12,100×10%×1 year	1,210 บาท	13,310 บาท
	รวมเงินสิ้นปีที่ 3		13,310 บาท
จะเห็นว่าวิธีแบบ Compound Interest จะได้รับเงินดอกเบี้ยมากกว่า 310 บาท			

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

3.1.2 การคำนวณมูลค่าของเงินตามเวลา

การคำนวณหามูลค่าของเงินเป็นกระบวนการที่แปลงค่าของเงินในปัจจุบัน (Present Value) ให้เป็นค่าของเงินในอนาคต (Future Value) ซึ่งกระบวนการนี้เรียกว่าการทบต้นค่าของเงิน (Compounding) ซึ่งหลังจากที่ได้ทราบการทำงานของดอกเบี้ยทบต้นแล้ว จะทำให้สามารถคำนวณหามูลค่าของเงินที่เปลี่ยนแปลงไปตามเวลาได้ดังนี้

3.1.2.1 มูลค่าของเงินในอนาคต (Future Value)

ถ้าในปัจจุบันเรามีเงิน P บาท และนำเงินไปลงทุนที่ได้ดอกเบี้ย i % ต่อปี เมื่อถึงครบ 1 ปี มูลค่าของเงินลงทุนจะเท่ากับ P+Pi = P(1+i) เมื่อสิ้นปีที่ 2 มูลค่าของเงินลงทุนจะเท่ากับ P(1+i)+P(1+i)i=P(1+i)(1+i) และเมื่อสิ้นปีที่ N มูลค่าของเงินลงทุนจะมีค่าเท่ากับ

$$F = P(1+i)^N \tag{3.1}$$

ซึ่ง F คือ มูลค่าของเงินในอนาคต (Future Value) และจะเรียก $(1+i)^N$ ว่า Compounding Factor โดยจะแสดงการหามูลค่าของเงินลงทุนในอนาคตไว้ในตารางต่อไปนี้

ตารางที่ 3.2 การคำนวณมูลค่าเงินในอนาคต

	เงินต้น = 8,000 บาท	ดอกเบี้ย = 10%	มูลค่าของเงินเมื่อปลายปีที่ 4 จะเป็นเท่าไหร่	
ปีที่	**มูลค่าของเงินตอนต้นปี**	**ดอกเบี้ยที่ได้รับ**	**มูลค่าของเงินตอนปลายปี**	
1	P = 8,000	iP = 800	P(1+i) = 8,800	
2	P(1+i) = 8,800	iP(1+i) = 880	$P(1+i)^2$ = 9,680	
3	$P(1+i)^2$ = 9,680	$iP(1+i)^2$ = 968	$P(1+i)^3$ = 10,648	
4	$P(1+i)^3$ = 10,648	$iP(1+i)^3$ = 1,065	$P(1+i)^4$ = 11,713	F= 11,713

3.1.2.2 มูลค่าของเงินในปัจจุบัน (Present Value)

และในทำนองเดียวกันเราก็สามารถหามูลค่าของเงินในปัจจุบัน (Present Value) จากมูลค่าของเงินในอนาคต (Future Value) ได้ด้วย จากสมการ (3.1) จะได้ว่า

$$P = F\left[\frac{1}{(1+i)}\right]^N = F(1+i)^{-N} \tag{3.2}$$

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

ซึ่ง P คือ มูลค่าของเงินในปัจจุบัน (Present Value) และจะเรียก $(1+i)^{-N}$ ว่า Discounting Factor

3.1.2.3 การหามูลค่าของเงินในกรณีที่เงินมีลักษณะเป็นเงินงวด (Annuity)

เนื่องจากในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะนำเสนออัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าในรูปแบบ อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่ต้องเรียกเก็บต่อปี ดังนั้นความรู้พื้นฐานในเรื่องของ เงินที่จะเรียกเก็บต่อปีหรือเงินงวดนั้น เป็นสิ่งที่จำเป็น

โดยลักษณะที่สำคัญของเงินงวดนั้นจะมีลักษณะดังต่อไปนี้

1. เป็นเงินสดจ่าย (payment) หรือเงินสดรับ (receipt) ที่มีจำนวนเงิน เท่าๆกันทุกงวด เช่น การผ่อนชำระค่าบ้านเท่ากันทุกเดือนเป็นต้น
2. เงินสดแต่ละงวดที่เกิดขึ้นมีระยะห่างกันเท่ากัน เช่น งวดปี งวดไตรมาส งวดเดือน เป็นต้น
3. มีระยะเวลาการเกิดขึ้นจำกัดแน่นอน เช่น 8 งวด 11 งวด หรือ 14 งวด

ถ้ามีการจ่ายเงินงวดเท่ากับ A บาทเมื่อสิ้นสุดงวดเป็นเวลา N ปี และมีอัตราดอกเบี้ยของแต่ละงวดเท่ากับ i % ต่อปี มูลค่าของเงินในอนาคต (Future Value) สามารถหาได้จาก

$$F = A(1+i)^0+A(1+i)^1+A(1+i)^2+\ldots+A(1+i)^{N-2}+A(1+i)^{N-1}$$

$$= A[(1+i)^{N-1}+(1+i)^{N-2}+(1+i)^{N-3}+\ldots+(1+i)^1+(1+i)^0]$$

จะเห็นว่า พจน์ในวงเล็บ [ ] จะอยู่ในรูปอนุกรมเรขาคณิตที่มี $r = (1+i)^{N-1}$ และจะสามารถหาผลรวมของอนุกรมเรขาคณิตได้จากสมการต่อไปนี้

$$S_N = \frac{a_1 - ba_N}{1-b} ;(b \neq 1) \tag{3.3}$$

a_1	คือ	พจน์แรกของอนุกรมเรขาคณิต	โดยแทนค่า $a_1=(1+i)^{N-1}$
a_N	คือ	พจน์สุดท้ายของอนุกรมเรขาคณิต	โดยแทนค่า $a_N=(1+i)^0$
b	คือ	อัตราส่วนร่วมของอนุกรมเลขาคณิต	โดยแทนค่า $b=(1+i)^{-1}$

จะได้ว่า

$$F = A\left[\frac{(1+i)^{N-1} - \frac{1}{(1+i)}}{1-\frac{1}{(1+i)}}\right]$$

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

เมื่อลดรูปแล้วจะได้ว่า

$$F = A\left[\frac{(1+i)^{N}-1}{i}\right] \tag{3.4}$$

และเมื่อนำสมการ (3.2) มาแทนจะได้ว่า

$$P(1+i)^{N} = A\left[\frac{(1+i)^{N-1}-\frac{1}{(1+i)}}{1-\frac{1}{(1+i)}}\right]$$

เมื่อลดรูปแล้วจะได้ว่า

$$P = A\left[\frac{(1+i)^{N}-1}{i(1+i)^{N}}\right] \tag{3.5}$$

ส่วนสมการที่จะนำมาใช้ในการหาค่าอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่ต้องเรียกเก็บต่อปี จะใช้สมการต่อไปนี้

$$A = P\left[\frac{i(1+i)^{N}}{(1+i)^{N}-1}\right] \tag{3.6}$$

และจะเรียกพจน์ที่อยู่ใน [ ] ว่า Capital Recovery Factor (CPF)

3.2 แผนภาพกระแสเงินสด (Cash Flow Diagram)

หลังจากที่ได้ทราบถึงการคำนวณมูลค่าของเงินตามเวลาอย่างคร่าวๆแล้ว ในลำดับต่อไปก็จะแสดงถึงวิธีการนำเสนอ ค่าของเงินตามเวลาไม่ว่าจะเป็น มูลค่าในอนาคต(Future Value) มูลค่าในปัจจุบัน (Present Value) รวมไปถึง มูลค่าของเงินที่มีลักษณะเป็นงวด (Annuity) โดยจะนำเสนอค่าทั้งหมดนี้ผ่านวิธีการที่เรียกว่า "แผนภาพกระแสเงินสด (Cash Flow Diagram)”

แผนภาพกระแสเงินสด (Cash Flow Diagram) เป็นเครื่องมือสำคัญ สำหรับการวิเคราะห์ค่าของเงินตามเวลาโดยจะแสดงจังหวะเวลาของกระแสเงินสดแต่ละจำนวนในอนาคต ว่าจะเกิดขึ้นเมื่อใด และจำนวนเท่าใด ทำให้ง่ายและสะดวกต่อการหามูลค่าของเงินตามเวลาที่ต้องการ โดยส่วนประกอบของ แผนภาพกระแสเงินสดจะประกอบด้วยส่วนต่างๆดังนี้

1. แกนนอน (Horizontal line) คือ ช่วงเวลาจะทำการวิเคราะห์ โดยจะมีค่าเพิ่มขึ้นจากทางซ้ายไปยังทางขวา โดยช่วงเวลาที่จะทำการวิเคราะห์นั้นสามารถแบ่งได้ตามที่ต้องการไม่ว่าจะเป็น ปี เดือน หรือไตรมาส และจะใช้ตัวอักษรในการแสดงช่วงระยะเวลาที่จะวิเคราะห์

1590155535 CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

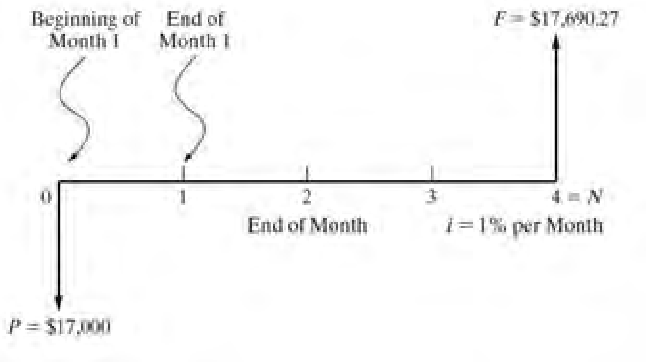
2. ลูกศร (Arrows) คือ กระแสเงินสดที่เกิดขึ้นที่เวลา สิ้นงวด โดยจะแสดงลูกศรใน 2 ลักษณะคือ

1) ลูกศรชี้ลง (Downward arrows) แสดงถึงกระแสเงินสดที่มีการจ่ายออกไป
2) ลูกศรชี้ขึ้น (Upward arrows) แสดงถึงกระแสเงินสดที่มีการรับเข้ามา

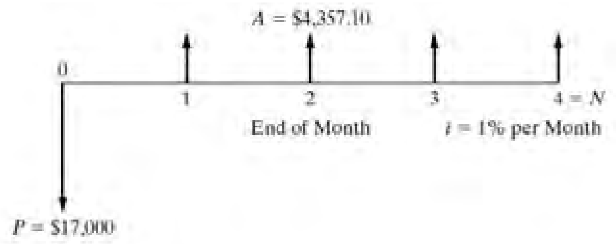
3. อักษรย่อ มีดังต่อไปนี้

i	แทน	อัตราดอกเบี้ยของแต่ละงวด (Interest)
N	แทน	จำนวนงวดที่จะพิจารณา (Time Scale)
P	แทน	มูลค่าของเงินในปัจจุบัน (Present Value)
F	แทน	มูลค่าของเงินในอนาคต (Future Value)
A	แทน	เงินงวดหรือเงินรายปี (Annuity)

โดยจะแสดงแผนภาพกระแสเงินสดอย่างง่ายไว้ในรูปต่อดังไปนี้



รูปที่ 3.1 แผนภาพกระแสเงินสดอย่างง่าย [13]



รูปที่ 3.2 รูปแสดงแผนภาพกระแสเงินสดอย่างง่าย [13]

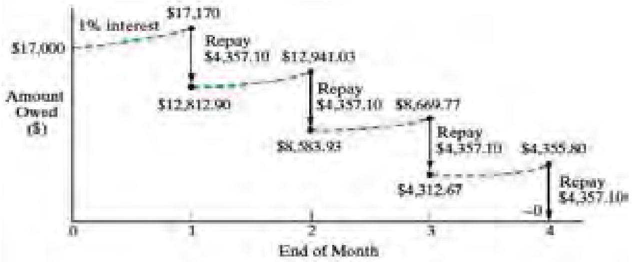
1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

เมื่อได้ทราบถึงลักษณะทั่วไปของแผนภาพกระแสเงินสด (Cash Flow Diagram) แล้วในลำดับต่อไปจะนำแผนภาพกระแสเงินสดมาประกอบการวิเคราะห์หามูลค่าของเงินในกรณีที่เงินมีลักษณะเป็นเงินงวด (Annuity) เพื่อเป็นความรู้พื้นฐานสำหรับการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า (Wheeling Charge) โดยจะอธิบายผ่านตัวอย่างจาก [13] ดังนี้

สำหรับการยืมเงิน จำนวน P=17,000 \$ โดยจะมีการผ่อนจ่ายเป็นจำนวน N=4 งวด และมีอัตราดอกเบี้ยต่องวด i=1% จากสมการที่ (3.6) จะสามารถหาค่าเงินงวดได้ดังนี้

$$A = 17,000\left[\frac{0.01(1+0.01)^4}{(1+0.01)^4-1}\right] = 4,357.10\$$$

โดยจะแสดงการจ่ายเงินในแต่ละงวดไว้ดังรูปต่อไปนี้



รูปที่ 3.3 การจ่ายเงินในแต่ละงวด [13]

3.3 การวิเคราะห์ความอ่อนไหว (Sensitivity Analysis) [13]

การวิเคราะห์ความอ่อนไหว (Sensitivity Analysis) คือกระบวนการที่ใช้ในการศึกษาผลกระทบต่อผลตอบแทนหรือกำไรของโครงการเนื่องจากผลการเปลี่ยนแปลงของปัจจัยที่ต้องการศึกษา ดังเช่น อัตราเงินเฟ้อ อัตราดอกเบี้ย ต้นทุนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก ซึ่งในทางปฏิบัติตัวแปรข้างต้นที่ได้ยกตัวอย่างมาจะมีความเปลี่ยนแปลงและความไม่แน่นอน ซึ่งประโยชน์ของการวิเคราะห์ความอ่อนไหวจะทำให้ทราบว่าหากตัวแปรที่คาดการณ์ไว้ไม่เป็นไปตามที่คาดการณ์ จะส่งผลกระทบต่อผลตอบแทนหรือกำไรอย่างไร โดยการวิเคราะห์ความอ่อนไหวจะช่วยให้สามารถหาแนวทางในการป้องกันและควบคุมความเปลี่ยนแปลงของตัวแปรต่างๆ เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพของการดำเนินโครงการ

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

บทที่ 4
ทฤษฎีพื้นฐานในการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า

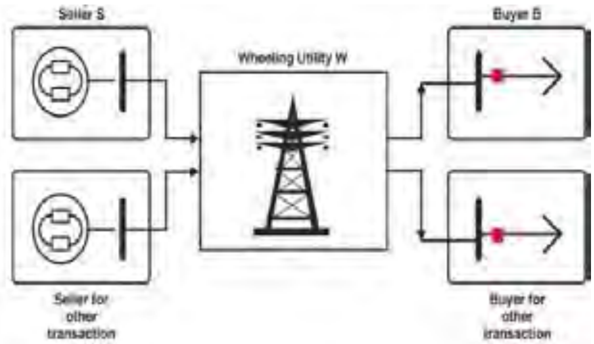
ในบทนี้จะกล่าวถึงทฤษฎีในการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่เกี่ยวข้องและจะนำมาใช้ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ซึ่งจะประกอบไปด้วยหัวข้อต่างๆ ดังนี้

1) ความหมายของ อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า (Wheeling Charge)
2) การคำนวณต้นทุนระบบโครงข่ายไฟฟ้า
3) หลักการในการคิดอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าแก่ผู้ขอใช้บริการ
4) วิธีการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าด้วยวิธี Embedded Cost

4.1 ความหมายของ อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า (Wheeling Charge)

จาก [14] H.H. Happ ให้คำนิยามเกี่ยวกับคำว่า Wheeling ไว้ว่า“the use of utility’s transmission facilities to transmit power for other buyers and sellers” ซึ่งสามารถแปลความได้ว่า “ การใช้ประโยชน์จากอุปกรณ์ในระบบส่งไฟฟ้าสำหรับการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าระหว่างผู้ซื้อและผู้ขาย และมากไปกว่านั้น จาก [1] Hyde M. Merrill et al. ได้ให้คำนิยามเกี่ยวกับคำว่า Wheeling ไว้ว่า “The use of transmission or distribution facilities of a system to transmit power and for another entity or entities” ซึ่งสามารถแปลความได้ว่า การใช้อุปกรณ์ในระบบส่งไฟฟ้าและระบบจำหน่ายไฟฟ้าเพื่อส่งผ่านกำลังไฟฟ้าหรือสำหรับทำกิจกรรมอื่นๆ ซึ่งจากทั้ง 2 คำนิยามนั้น อาจจะสามารถกล่าวได้ว่า คำว่า Wheeling หมายถึง การส่งผ่านกำลังไฟฟ้าจากผู้ขายหรือผู้ผลิตไฟฟ้าไปยังผู้ซื้อหรือผู้บริโภคไฟฟ้าผ่านอุปกรณ์หรือโครงสร้างพื้นฐานที่มีอยู่หรือเชื่อมต่ออยู่ในระบบ ไม่ว่าจะเป็นระบบส่งไฟฟ้า หรือระบบจำหน่ายไฟฟ้า ดังนั้นอาจจะสามารถสรุปได้ว่า Wheeling Charge หรือ อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้านั้น คือ ค่าใช้จ่ายหรือค่าธรรมเนียมสำหรับการ ใช้บริการ สายส่งไฟฟ้า และ/หรือ สายจำหน่ายไฟฟ้า ในการส่งผ่านหรือรับกำลังไฟฟ้าจากผู้ขอใช้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยจะอธิบายหลักการพื้นฐานสำหรับการเรียกเก็บอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า ไว้ดังรูปต่อไปนี้

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17



รูปที่ 4.1 หลักการพื้นฐานสำหรับการเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งไฟฟ้า [5]

จากรูปที่ 4.1 เมื่อพิจารณาจากรูป ผู้ใช้ไฟฟ้าหรือผู้ซื้อไฟฟ้า (Buyer:B) ได้ทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้า กับ ผู้ผลิตไฟฟ้าหรือผู้ขายไฟฟ้า (Seller:S) ซึ่งจากรูปจะเห็นว่า ผู้ซื้อไฟฟ้าและผู้ขายไฟฟ้านั้นไม่ได้มีการเชื่อมต่อกันโดยตรง แต่เชื่อมต่อกันผ่านระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ เจ้าของกิจการระบบส่งไฟฟ้า และ/หรือ ระบบจำหน่ายไฟฟ้า (Wheeling Utillity:W) ส่งผลให้การซื้อขายไฟฟ้าโดยตรงระหว่าง S กับ B ไม่สามารถทำได้ กรณีเดียวที่จะซื้อขายไฟฟ้ากันได้ต้องผ่าน ระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ W ดังนั้นการซื้อขายไฟฟ้าของคู่สัญญา S และ B จึงมีผู้ที่เกี่ยวข้องด้วยกัน 3 ฝ่ายคือ ผู้ขายไฟฟ้า (Seller:S) ซึ่งเป็นผู้ผลิตไฟฟ้า ผู้ให้บริการระบบส่งไฟฟ้า (Wheeling Utillity:W) ซึ่งเป็นผู้ให้บริการระบบส่งไฟฟ้า และ/หรือ ระบบจำหน่ายไฟฟ้า และฝ่ายสุดท้ายคือ ผู้ซื้อไฟฟ้า (Buyer:B) ซึ่งเป็นผู้ใช้ไฟฟ้า โดย W จะเรียกเก็บอัตราค่าบริการสายส่งไฟฟ้า (Wheeling Charge) จาก S และ B ในส่วนของ S จะเรียกเก็บค่าพลังงานไฟฟ้าจาก B

โดยอัตราค่าบริการสายส่งไฟฟ้าที่จะเรียกเก็บนั้นมีความจำเป็นที่จะต้องมีการเรียกเก็บอย่างเหมาะสมโดยลักษณะของการเรียกเก็บอัตราค่าบริการสายส่งไฟฟ้าที่เหมาะสมนั้นอาจจะมีลักษณะดังต่อไปนี้

1) มีความกระชับ โปร่งใส และเข้าใจง่ายต่อผู้บริโภค

การเรียกเก็บอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่เหมาะสมควรมีการระบุถึงองค์ประกอบที่เกี่ยวข้องในการคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าอย่างชัดเจน ไม่ว่าจะเป็นการคำนวณต้นทุนของระบบโครงข่ายไฟฟ้า การคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า มากไปกว่านั้น กระบวนการคำนวณที่ได้กล่าวมาข้างต้น ควรมีลักษณะที่ง่ายต่อการเข้าใจ กระชับและชัดเจน ต่อผู้ขอใช้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้า

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

2) ครอบคลุมเงินลงทุนของผู้ให้บริการระบบส่งไฟฟ้า

การเรียกเก็บอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่เหมาะสมควรครอบคลุมไปถึงเงินลงทุนของผู้ให้บริการระบบส่งไฟฟ้า กล่าวคือ อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่ต้องเรียกเก็บนั้นต้องสามารถคืนเงินลงทุนทั้งหมดของระบบโครงข่ายไฟฟ้าแก่เจ้าของกิจการโครงข่ายไฟฟ้า ไม่ว่าจะเป็น ค่าก่อสร้าง ค่าดูแลรักษา และค่าดำเนินงานต่างๆ มากไปกว่านั้น เจ้าของกิจการโครงข่ายไฟฟ้าควรได้รับผลตอบแทนจากการลงทุนที่เหมาะสมและเพียงพอสำหรับการลงทุนขยายกิจการระบบโครงข่ายไฟฟ้าในอนาคตอีกด้วย

3) สร้างแรงจูงใจในการใช้งานระบบโครงข่ายอย่างมีประสิทธิภาพ

การเรียกเก็บอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่เหมาะสมควรมีการสร้างแรงจูงใจในการใช้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพแก่ผู้ขอใช้บริการ กล่าวคือ มีการให้อิสระในการใช้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้า เช่น ผู้ขอใช้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้า สามารถเลือกตำแหน่งที่ตั้งของตนเองในระบบได้ หรือแม้แต่ ระบบโครงข่ายไฟฟ้าสามารถรองรับการเข้ามาของผู้ใช้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้ารายใหม่ที่เข้ามาเพิ่มมากขึ้นได้

4) มีความยุติธรรมและยอมรับได้โดยผู้ขอใช้บริการและเจ้าของระบบโครงข่ายไฟฟ้า

การเรียกเก็บอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่เหมาะสม ต้องมีการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากปริมาณที่สะท้อนถึงปริมาณการใช้สายส่งไฟฟ้าจริงที่ผู้ขอใช้บริการในแต่ละคู่สัญญาขอให้ มีการเรียกเก็บอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าอย่างเท่าเทียมทุกคู่สัญญา เพื่อให้ผู้ขอใช้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าทุกคู่สัญญาสามารถยอมรับกฎเกณฑ์หรือมาตรการสำหรับการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า รวมไปถึงข้อกำหนดในการใช้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าด้วย

ซึ่งการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้านั้นสามารถแบ่งได้เป็น 2 ส่วนหลักๆ คือ

1) การคำนวณต้นทุนระบบโครงข่ายไฟฟ้า
2) หลักการในการคิดอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าแก่ผู้ขอใช้บริการ

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

4.2 การคำนวณต้นทุนระบบโครงข่ายไฟฟ้า [15]

จากลักษณะสำคัญข้อหนึ่งสำหรับการเรียกเก็บอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่เหมาะสม การเรียกเก็บอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่เรียกเก็บนั้นต้องสามารถคืนเงินลงทุนให้แก่ผู้ที่ให้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้า ดังนั้นการคำนวณต้นทุนสำหรับการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าเพื่อให้สะท้อนต้นทุนจริงของระบบโครงข่ายไฟฟ้านั้นจึงเป็นสิ่งสำคัญ ดังนั้นวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะใช้หลักการพื้นฐานของเรื่อง มูลค่าของเงินตามเวลาดังที่ได้กล่าวไว้ในหัวข้อที่ 3 ในการคำนวณหาต้นทุนของระบบโครงข่ายไฟฟ้า

และจากเอกสารรับฟังความคิดเห็น เรื่อง หลักเกณฑ์การกำหนดอัตราค่าบริการในการใช้หรือการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าในนิคมอุตสาหกรรมของคณะกรรมการกิจการพลังงาน (Energy Regulatory Commission : ERC) ได้กำหนดไว้ว่า อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า (Wheeling Charge) จะต้องคำนวณโดยใช้ต้นทุนของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตหรือการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายที่ได้การลงทุนสร้างระบบส่งหรือระบบจำหน่ายไฟฟ้าในนิคมอุตสาหกรรมโดยแยกตามระดับแรงดัน ซึ่งประกอบไปส่วนต่างๆ ดังนี้

1) การลงทุนในระบบสายส่งไฟฟ้า
2) การลงทุนก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อย
3) การลงทุนในระบบสายจำหน่าย
4) การลงทุนในการเพิ่มความมั่นคงในระบบไฟฟ้า
5) ค่าบำรุงรักษา

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

โดยต้นทุนในส่วนของการลงทุนสร้างระบบสายส่งไฟฟ้าหรือระบบสายจำหน่ายจะมีการรวมผลตอบแทนจากการลงทุนที่เหมาะสมไปด้วย

และเงินงวดที่ต้องเรียกเก็บจากผู้ขอใช้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้ารายปี (Annuity Charge) ของคู่สัญญา สามารถคำนวณได้จากสมการ (3.6) โดยจะแทนค่าตัวแปรต่างๆ ดังนี้

A แทนด้วย เงินที่ต้องเรียกเก็บรายปี จากคู่สัญญาที่ (AC) [บาท/ปี]

P แทนด้วย Revenue ที่จะต้องเรียกเก็บจากคู่สัญญา

i แทนด้วย ต้นทุนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก (Weighted Average Cost of Capital: WACC) สำหรับอ้างอิงปี พ.ศ. 2558 – 2560 จากเอกสารรับฟังความเห็นเรื่องการปรับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าปี 2558 ซึ่งมีค่าเท่ากับร้อยละ 4.73 ต่อปี

N แทนด้วย อายุการใช้งานของสายส่งไฟฟ้าและสายจำหน่ายไฟฟ้า (Life time)

และสามารถเขียนสมการที่ (3.6) ได้ใหม่ดังนี้

$$AC = Revenue\left[\frac{WACC(1+WACC)^{Lifetime}}{(1+WACC)^{Lifetime}-1}\right] \tag{4.1}$$

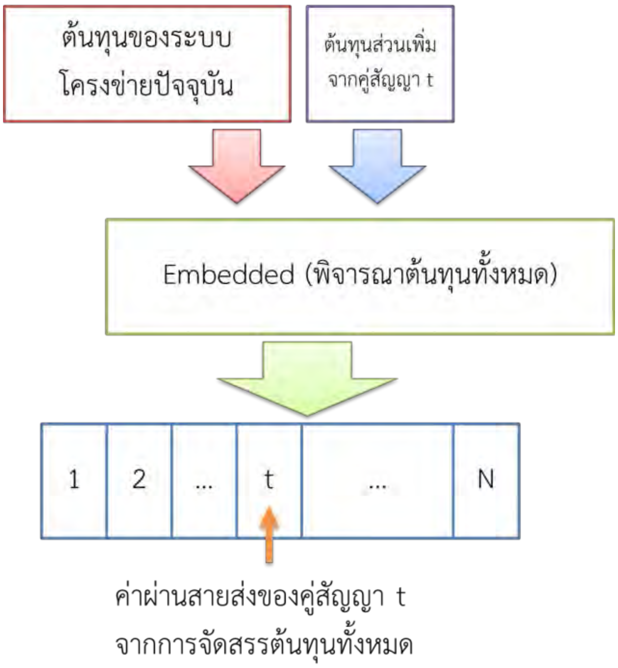
4.3 หลักการคิดอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า [2]

ในปัจจุบันหลักการในการคิดอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้านั้นจะจำแนกตามปัจจัยต่างๆ แต่ปัจจัยที่นิยมนำมาจำแนกหลักการคิดอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้านั้นก็คือ หลักการของต้นทุนประเภทต่างๆ ซึ่งจาก[6] สามารถแบ่งออกได้เป็นประเภทได้ดังนี้

1) วิธี Embedded Cost
2) วิธี Incremental Cost
3) วิธี Hybrid Method

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

1) วิธี Embedded Cost



รูปที่ 4.2 หลักการในการคิดอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าด้วยวิธี Embedded Cost [16]

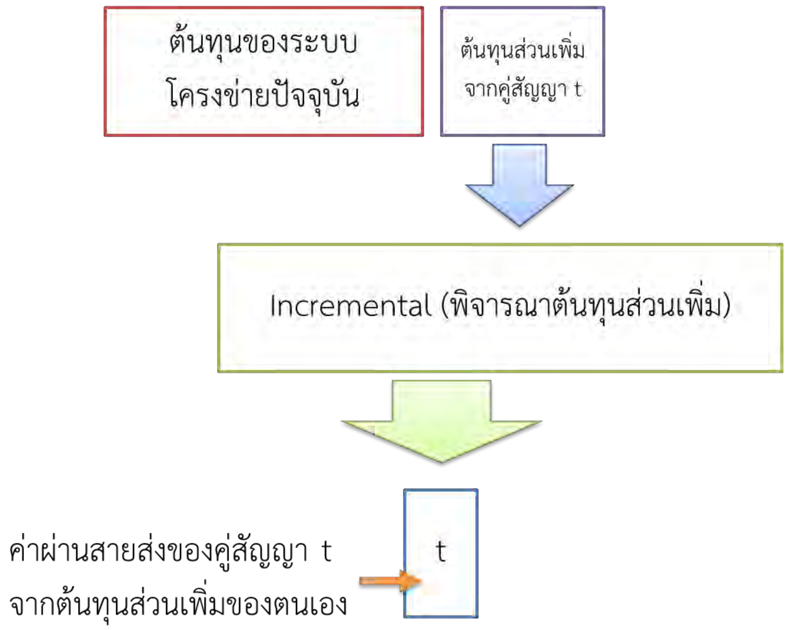
หลักการในการคิดอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าด้วยวิธี Embedded Cost จะนำต้นทุนทั้งหมดของระบบโครงข่ายไฟฟ้า ไม่ว่าจะเป็นต้นทุนของระบบโครงข่ายในปัจจุบัน (Existing System Cost) ต้นทุนการดำเนินงานที่เกิดขึ้นมาใหม่ (New Cost of System Operation) และต้นทุนในการขยายระบบ (Expansion Cost) โดยต้นทุนทั้งหมดจะถูกรวมเข้าด้วยกันก่อนที่จะจัดสรรต้นทุนในการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าตาม “ปริมาณการใช้สายส่งไฟฟ้า” ของผู้ขอใช้บริการโครงข่ายแต่ละราย ซึ่งปริมาณการใช้สายส่งไฟฟ้าจะขึ้นอยู่กับวิธีในการคิดอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าแต่ละวิธี ซึ่งวิธีที่นิยมใช้ทั่วไป ได้แก่

1) วิธี Postage Stamp
2) วิธี Contract Path
3) วิธี Distance Based MW-Mile
4) วิธี Power Flow Based MW-Mile

โดยรายละเอียดการคำนวณในแต่ละวิธีจะอธิบายในหัวข้อที่ 4.4

1590155535 CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

2) วิธี Incremental Cost



รูปที่ 4.3 หลักการในการคิดอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าด้วยวิธี Incremental Cost [16]

หลักการในการคิดอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าด้วยวิธี Incremental Cost จะนำต้นทุนเฉพาะต้นทุนส่วนเพิ่มที่เกิดจากการเชื่อมต่อของคู่สัญญารายใหม่เท่านั้น โดยต้นทุนส่วนเพิ่มจะถูกนำไปจัดสรรเพื่อใช้ในการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าให้กับคู่สัญญารายใหม่ที่เชื่อมต่อเข้ามาในระบบโครงข่ายไฟฟ้าซึ่งทำให้ผู้ให้บริการระบบส่งไฟฟ้าจำเป็นต้องมีการลงทุนที่เพิ่มมากขึ้นเท่านั้น แต่ในส่วนของต้นทุนของระบบโครงข่ายเดิม (Existing System Cost) จะถูกจัดสรรเพื่อใช้ในการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าให้กับผู้ที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าทุกรายและรวมไปถึงคู่สัญญารายใหม่ที่เข้ามาเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยหลักการในคิดอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าด้วยวิธี Incremental Cost นั้นจะมีข้อดีคือเป็นวิธีคิดที่มีประสิทธิภาพในเชิงเศรษฐศาสตร์ แต่อย่างไรก็ตามการคิดอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าด้วยวิธี Incremental Cost จะยังคงไม่มีความแม่นยำมากนัก เนื่องจากความยุ่งยากในการคำนวณปริมาณเงินลงทุนที่แท้จริงที่เกิดขึ้นได้ มากไปกว่านั้น ในการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าอาจจะเกิดกรณีที่ อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าสำหรับคู่สัญญาบางคู่มีค่าสูงหรือต่ำเกินไป ซึ่งเป็นผลมาจากข้อจำกัดของข้อมูลที่นำมาคำนวณ โดยจะมีวิธีคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าด้วยวิธี Incremental Cost ดังต่อไปนี้

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

1) Short-Run Incremental Cost Pricing (SRIC)

การคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าด้วยวิธี SRIC จะพิจารณาเฉพาะต้นทุนค่าดำเนินงาน (Operating Cost) ที่เกิดจากคู่สัญญารายใหม่ เท่านั้น แต่ข้อเสียของวิธี SRIC ก็คือผู้ให้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าอาจจะไม่มีแรงจูงใจในการขยายระบบโครงข่ายไฟฟ้าเพิ่มเติม เนื่องจากต้นทุนที่ใช้ในการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าด้วยวิธี SRIC มาจากต้นทุนค่าดำเนินงานเท่านั้น

2) Long-Run Incremental Cost Pricing (LRIC)

การคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าด้วยวิธี LRIC จะพิจารณาต้นทุนระยะยาวทั้งหมด และจัดสรรต้นทุนเพื่อใช้ในการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าทั้งหมดให้แก่คู่สัญญาที่เกิดขึ้นใหม่ ในส่วนของต้นทุนค่าดำเนินงาน (Operating Cost) จะใช้วิธีคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าด้วยวิธี SRIC และในส่วนของต้นทุนการก่อสร้างเพิ่มเติม (Reinforcement Cost) จะใช้วิธีคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าโดยพิจารณาแผนการขยายระบบโครงข่ายไฟฟ้าในระยะยาว

3) Short-Run Marginal Cost Pricing (SRMC)

การคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าด้วยวิธี SRMC จะทำการคำนวณต้นทุนการดำเนินงานหน่วยสุดท้าย (Marginal Operating Cost) ที่เกิดจากคู่สัญญารายใหม่ที่เชื่อมต่อเข้ามาในระบบโครงข่ายไฟฟ้าก่อน โดยจะสามารถประมาณการต้นทุนการดำเนินงานต่อเมกะวัตต์ (Marginal Operating Cost) ได้จากผลต่างของต้นทุนในแต่ละบัส หลังจากนั้นก็จะสามารถคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าด้วยวิธี SRMC คำนวณได้จาก ผลรวมของผลคูณระหว่างต้นทุนในแต่ละบัสที่พิจารณา กับกำลังไฟฟ้าที่บัสนั้นๆ

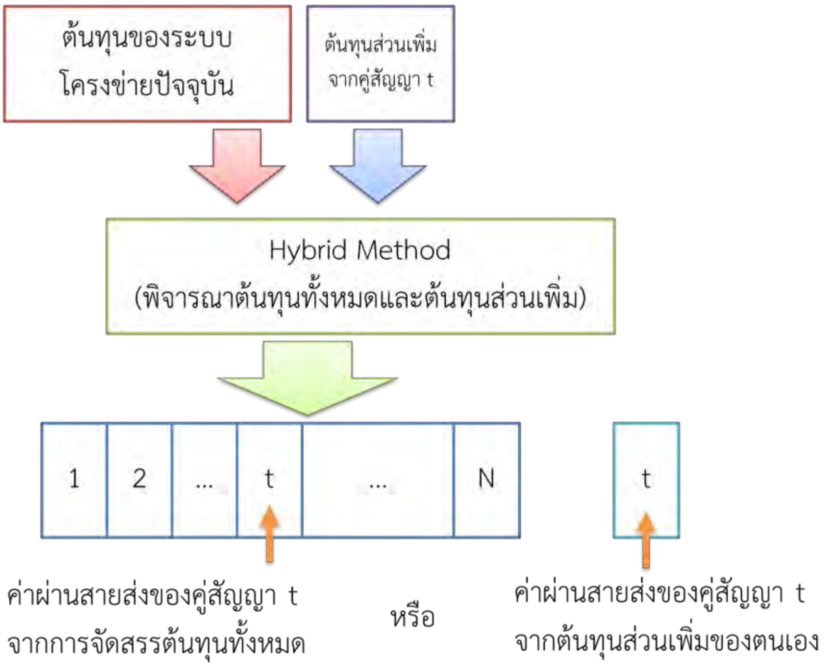
1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

4) Long-Run Marginal Cost Pricing (LRMC)

การคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าด้วยวิธี LRMC จะพิจารณาต้นทุนหน่วยสุดท้ายของการดำเนินงาน (Operating Cost) และต้นทุนในการขยายระบบ (Expansion Cost) โดยต้นทุนหน่วยสุดท้ายของการดำเนินงานคำนวณด้วยวิธี SRMC ในส่วนของต้นทุนในการขยายระบบจะจัดสรรตามกำลังไฟฟ้าของคู่สัญญาที่วางแผนจะเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าในอนาคต

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

3) วิธี Hybrid Method



รูปที่ 4.4 หลักการในการคิดอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าด้วยวิธี Hybrid Method [16]

หลักการในการคิดอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าด้วยวิธี Hybrid Method จะทำโดยการพิจารณาต้นทุนดั้งเดิมของระบบ (Existing System Cost) และ ต้นทุนส่วนเพิ่มของระบบ (Incremental Cost) จากคู่สัญญารายใหม่ที่เข้ามาเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า ซึ่งการคำนวณ อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้านั้น จะยึดหลักการของการคิดอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า ด้วยวิธี Embedded Cost และวิธี Incremental Cost ซึ่งสำหรับวิธี Incremental Cost จะนำผลรวมต้นทุนดั้งเดิม และต้นทุนส่วนเพิ่มมาใช้ในการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าให้กับทุกคู่สัญญาภายในระบบโครงข่ายไฟฟ้ารวมไปถึงคู่สัญญาใหม่ที่เพิ่มเข้ามาด้วย สำหรับวิธี Hybrid Method นี้ อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าสำหรับคู่สัญญาใหม่ที่เกิดขึ้นในระบบนั้น จะมีคำนวณด้วยวิธี Incremental Cost ร่วมไปด้วย ซึ่งการ

คำนวณวิธีนี้จะทำให้ผู้ใช้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าต้องจ่ายอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าในอัตราที่สูงกว่า 2 วิธีที่กล่าวมาข้างต้น

4.4 วิธีการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าด้วยหลักการ Embedded Cost [16]

เนื่องจากการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าด้วยวิธี Incremental Cost นั้นเป็นวิธีที่มีความซับซ้อนยากที่จะอธิบายให้กับผู้ขอใช้บริการ ขาดความโปร่งใสในการคำนวณซึ่งขัดต่อลักษณะของการเรียกเก็บอัตราค่าบริการสายส่งไฟฟ้าที่เหมาะสม มากไปกว่านั้น [16] ได้กล่าวไว้ว่าวิธีการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าด้วยวิธี Incremental Cost ไม่สามารถคืนเงินลงทุนของผู้ให้บริการระบบส่งไฟฟ้าได้ ดังนั้นในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงจะศึกษาเฉพาะวิธีการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าด้วยวิธี Embedded Cost เท่านั้น

จากที่ได้กล่าวมาในหัวข้อ 4.3 นั้นจะเห็นได้ว่าหลักการในการจัดสรรต้นทุนสำหรับใช้ในการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า จะพิจารณาในส่วนของ “ปริมาณการใช้สายส่งไฟฟ้า” โดยเกณฑ์ในการวัดปริมาณการใช้สายส่งไฟฟ้า อาจจะมีได้หลายกรณีแตกต่างกันไป ดังเช่น ปริมาณการใช้สายส่งไฟฟ้าเทียบกับความจุของกำลังไฟฟ้าของสายส่งไฟฟ้า หรือจะเป็น สัดส่วนปริมาณการใช้สายส่งไฟฟ้าของคู่สัญญาหนึ่งเทียบกับปริมาณสายส่งไฟฟ้าที่ถูกใช้โดยคู่สัญญาทั้งหมดในระบบโครงข่ายไฟฟ้า แต่อย่างไรก็ตามเนื่องจากโดยทั่วไปกำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งไฟฟ้าจริงมักจะมีขนาดน้อยกว่าความจุของกำลังไฟฟ้าของสายส่งไฟฟ้า ส่งผลให้การหาปริมาณการใช้สายส่งไฟฟ้าด้วยการแบ่งสัดส่วนปริมาณการใช้สายส่งไฟฟ้ากับความจุของกำลังไฟฟ้า อาจจะไม่สะท้อนความเป็นจริง ซึ่งจะทำให้ไม่สามารถคืนเงินลงทุนให้แก่ผู้ให้บริการระบบส่งไฟฟ้าได้ ถ้าเกิดกรณีที่ผู้ให้บริการระบบส่งไฟฟ้าได้สร้างสายส่งไฟฟ้าที่มีความจุกำลังไฟฟ้ามากกว่าปริมาณการใช้จริงเพื่อเตรียมพร้อมสำหรับการขยายระบบในอนาคต หรือกรณีที่ระบบโครงข่ายไฟฟ้ามีการออกแบบระบบโครงสร้างได้ไม่เหมาะสม ดังนั้นทำให้การคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าด้วยการใช้สัดส่วนเทียบกันระหว่าง ปริมาณการใช้สายส่งไฟฟ้าของคู่สัญญาหนึ่งเทียบกับปริมาณสายส่งไฟฟ้าที่ถูกใช้โดยคู่สัญญาทั้งหมดในระบบโครงข่ายไฟฟ้าจึงมีความเหมาะสมและเป็นที่นิยมมากกว่าการใช้สัดส่วนเทียบระหว่างปริมาณการใช้สายส่งไฟฟ้าต่อความจุกำลังไฟฟ้า

สำหรับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะแสดงวิธีการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าด้วยวิธี Embedded Cost ทั้งหมด 4 วิธี ดังนี้

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

4.4.1 การคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าด้วยวิธี Postage Stamp

การคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าด้วยวิธี Postage Stamp นั้นจะเป็นการคำนวณโดยการคิดปริมาณการใช้สายส่งไฟฟ้า ตามกำลังซื้อขายไฟฟ้าตามสัญญา ซึ่งทุกๆ คู่สัญญาที่มีการซื้อขายในระบบโครงข่ายไฟฟ้า จะต้องจ่ายอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าด้วยอัตรา (บาท/ปี) สำหรับการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าด้วยวิธี Postage Stamp สามารถคำนวณได้จากสมการดังนี้

1590155535 CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

$$WC_{PS,i} = AC_{total} \times \frac{P_i}{P_{peak}} \tag{4.2}$$

โดยที่

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

AC_{total} คือ ผลรวมของ Annuity Charge ทั้งหมดในระบบ [บาท/ปี]

P_i คือ กำลังไฟฟ้าของคู่สัญญา i ณ เวลาที่ระบบมีโหลดสูงสุด [เมกะวัตต์]

P_{peak} คือ กำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบ [เมกะวัตต์]

แต่อย่างไรก็ตามการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าด้วยวิธี Postage Stamp จากสัดส่วนระหว่างกำลังไฟฟ้าของคู่สัญญา กับ กำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบ อาจจะทำให้ผู้ให้บริการระบบส่งไฟฟ้าเรียกเก็บเงินได้ไม่ครบตามจำนวนที่เหมาะสมได้ กล่าวคือไม่สามารถคืนเงินลงทุนได้ เพราะว่าไม่สามารถเรียกเก็บเงินได้เกินกว่าเงินลงทุนได้ ซึ่งเป็นผลมาจากผลรวมของกำลังไฟฟ้าของทุกๆ คู่สัญญาทั้งหมด ณ เวลาที่ระบบเกิดโหลดสูงสุด อาจจะมีค่าไม่เท่ากับกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบ

$$\sum_{i \in T} P_i \neq P_{peak} \tag{4.3}$$

ดังนั้นสำหรับระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่มีคู่สัญญาซื้อขายกำลังไฟฟ้าจำนวน T คู่สัญญา เพื่อให้ผู้ให้บริการระบบส่งไฟฟ้าสามารถเรียกเก็บเงินที่ทำให้สามารถคืนเงินลงทุนของระบบได้นั้น อาจจะคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าด้วยวิธี Postage Stamp จาก สมการต่อไปนี้

$$WC_{PS,i} = AC_{total} \times \frac{P_i}{\sum_{j \in T} P_j} \tag{4.4}$$

โดยที่

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

AC_{total} คือ ผลรวมของ Annuity Charge ทั้งหมดในระบบ [บาท/ปี]

P_i คือ กำลังไฟฟ้าของคู่สัญญา i [เมกะวัตต์]

T คือ จำนวนคู่สัญญาทั้งหมดในระบบโครงข่ายไฟฟ้า

แม้ว่าการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าด้วยวิธี Postage Stamp นั้นไม่ได้คำนึงถึงปริมาณการใช้สายส่งไฟฟ้าจริงที่ถูกใช้ในแต่ละคู่สัญญา แต่อย่างไรก็ตามการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าด้วยวิธีนี้มีจุดเด่นอยู่ที่ความง่ายต่อการคำนวณและง่ายต่อการทำความเข้าใจ ซึ่งมีความเหมาะสมกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่มีขนาดเล็กและผู้ใช้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่อยู่รวมกันเป็นกลุ่ม

4.4.2 การคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าด้วยวิธี Contract Path

การคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าด้วยวิธี Contract Path นั้นจะเป็นการคำนวณโดยการคิดปริมาณการใช้สายส่งไฟฟ้า ตามเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าระหว่างคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้าที่ถูกเลือก เรียกว่า Contract Path หรือ เส้นทางตามสัญญา ซึ่งเส้นทางตามสัญญานั้นมักจะถูกกำหนดโดยผู้ให้บริการระบบส่งไฟฟ้า สำหรับการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าด้วยวิธี Contract Path สามารถคำนวณได้จากสมการดังนี้

$$WC_{CP,i} = \sum_{j \in C_i} \frac{P_i \times AC_j}{P_{line,j}} \tag{4.5}$$

โดยที่

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

AC_j คือ ผลรวมของ Annuity Charge ของสายส่งที่ j [บาท/ปี]

P_i คือ กำลังไฟฟ้าของคู่สัญญา i [เมกะวัตต์]

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

$P_{line,j}$ คือ พิกัดกำลังฟ้าของสายส่งที่ j

C_i คือ สายส่งตามสัญญาของคู่สัญญาเส้นที่ i

จากที่ได้กล่าวไปข้างต้น การคำนวณปริมาณการใช้สายส่งไฟฟ้าจากสัดส่วนระหว่างปริมาณการใช้สายส่งไฟฟ้าเทียบกับความจุกำลังไฟฟ้าของสายส่งไฟฟ้า อาจจะทำให้ผู้ให้บริการระบบส่งไฟฟ้าไม่สามารถคืนเงินจากการลงทุนได้ ดังนั้น การคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าด้วยวิธี Contract Path อาจจะคำนวณโดยเปลี่ยนเป็น สัดส่วนเทียบระหว่างปริมาณการใช้สายส่งไฟฟ้ากับผลรวมของปริมาณสายส่งไฟฟ้าทั้งหมดที่ถูกใช้ได้ ดังสมการต่อไปนี้

$$WC_{CP,i} = \sum_{j \in C_i} \frac{P_i \times AC_j}{\sum_{k \in CP_j} P_k} \tag{4.6}$$

โดยที่

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

AC_j คือ ผลรวมของ Annuity Charge ของสายส่งที่ j [บาท/ปี]

P_i คือ กำลังไฟฟ้าของคู่สัญญา i [เมกะวัตต์]

C_i คือ สายส่งไฟฟ้าตามสัญญาของคู่สัญญาเส้นที่ i

CP_j คือ คู่สัญญาทั้งหมดที่มีการใช้สายส่งไฟฟ้าเส้นที่ j

สำหรับการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าด้วยวิธี Contract Path นั้นไม่จำเป็นต้องใช้คำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า เพื่อพิจารณาถึงเส้นทางการไหลที่น่าจะเกิดขึ้นในแต่ละคู่สัญญา อย่างไรก็ตามกำลังไฟฟ้าที่นำมาคำนวณนั้นไม่ใช่กำลังไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจริงในสายส่งไฟฟ้า ซึ่งเป็นผลมาจากมีกำลังไฟฟ้าบางส่วนที่ไหลอยู่นอกเส้นทางที่กำหนดไว้ตามสัญญา ส่งผลให้ผู้ให้บริการระบบส่งไฟฟ้ามีความจำเป็นที่จะต้องพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าและรวมไปถึงการซ่อมบำรุงสายส่งไฟฟ้าที่อยู่นอกเหนือจากเส้นทางที่กำหนดไว้ตามสัญญาในขณะที่ไม่สามารถเรียกเก็บอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าได้เพราะอยู่นอกเหนือจากเส้นทางที่กำหนดไว้ตามสัญญา

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

4.4.3 การคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าด้วยวิธี Distance Based MW-Mile

การคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าด้วยวิธี Distance Based MW-Mile นั้นจะเป็นการคำนวณโดยการคิดปริมาณการใช้สายส่งไฟฟ้า จากระยะห่างระหว่างคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้าที่เข้ามาในระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยจะใช้ระยะอากาศระหว่างคู่สัญญาในการคำนวณ สำหรับการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าด้วยวิธี Distance Based MW-Mile สามารถคำนวณได้จากสมการดังนี้

$$WC_{DM,i} = \frac{P_i \times L_i}{\sum_{j \in T} P_j \times L_j} \times AC_{total} \quad (4.7)$$

โดยที่

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

AC_{total} คือ ผลรวมของ Annuity Charge ของสายส่งที่ j [บาท/ปี]

P_i คือ กำลังไฟฟ้าของคู่สัญญา i [เมกะวัตต์]

L_i คือ ระยะอากาศระหว่างคู่สัญญาที่ i [กิโลเมตร]

T คือ จำนวนคู่สัญญาทั้งหมดในระบบโครงข่ายไฟฟ้า

แม้ว่าการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าด้วยวิธี Distance Based MW-Mile จะมีการนำระยะอากาศระหว่างคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้ามาพิจารณา แต่อย่างไรก็ตามระยะอากาศที่นำมาใช้ในการคำนวณนั้นไม่ได้สะท้อนถึงความยาวของสายส่งไฟฟ้าที่ถูกใช้จริงของคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้าแต่ละคู่สัญญา ทำให้การคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าด้วยวิธี Distance Based MW-Mile อาจจะไม่สามารถสะท้อนปริมาณการใช้สายส่งไฟฟ้าจริงที่ถูกใช้โดยคู่สัญญาแต่ละคู่สัญญา

โดยวิธีคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าด้วยวิธี Distance Based MW-Mile นั้นสามารถนำมาประยุกต์ใช้กับการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าด้วยวิธี Contract Path ได้ โดยจะทำการพิจารณาความยาวของสายส่งไฟฟ้าที่ใช้ แทนระยะอากาศระหว่างคู่สัญญา ซึ่งจะทำให้สมการอยู่ในรูปดังต่อไปนี้

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

$$WC_{DM,i} = \frac{P_i \times \sum_{j \in C_i} L_j}{\sum_{k \in T} (P_k \times \sum_{j \in C_k} L_j)} \times AC_{total} \quad (4.8)$$

โดยที่

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

AC_{total} คือ ผลรวมของ Annuity Charge ทั้งหมดในระบบ [บาท/ปี]

P_i คือ กำลังไฟฟ้าของคู่สัญญา i [เมกะวัตต์]

L_j คือ ระยะอากาศระหว่างคู่สัญญาที่ i [กิโลเมตร]

T คือ จำนวนคู่สัญญาทั้งหมดในระบบโครงข่ายไฟฟ้า

C_i คือ สายส่งไฟฟ้าตามสัญญาของคู่สัญญาเส้นที่ i

แม้ว่าจะนำการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าด้วยวิธี Distance Based MW-Mile มาประยุกต์ใช้ร่วมกับการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าด้วยวิธี Contract Path เพื่อให้ระยะทางที่นำมาคำนวณนั้นสะท้อนถึงระยะทางตามความเป็นจริงที่ใช้โดยแต่ละคู่สัญญา แต่อย่างไรก็ตามดังที่ได้กล่าวมาหัวข้อที่ 4.4.2 วิธีคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าด้วยวิธี Contract Path ก็มีข้อเสียอยู่ซึ่งจะส่งผลให้การคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าด้วยวิธี Distance Based MW-Mile แบบประยุกต์นั้นไม่สามารถสะท้อนถึงปริมาณสายส่งไฟฟ้าที่ถูกใช้จริงโดยคู่สัญญาได้

4.4.4 การคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าด้วยวิธี Power Flow Based MW-Mile

การคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าด้วยวิธี Power Flow Based MW-Mile นั้นจะเป็นการคำนวณโดยการคิดปริมาณการใช้สายส่งไฟฟ้าจาก สัดส่วนระหว่างปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ถูกใช้จริงในสายแต่ละเส้นเทียบกับปริมาณค่าความจุไฟฟ้าของสายส่งไฟฟ้าแต่ละเส้น สำหรับการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าด้วยวิธี Power Flow Based MW-Mile สามารถคำนวณได้จากสมการดังนี้

$$WC_{PF,i} = \sum_{j=1}^{n} \frac{\Delta MW_{j,i} \times AC_j}{P_{line,j}} \quad (4.9)$$

$$\Delta MW_{j,i} = P_{NM,j} - P_{NC,i,j} \quad (4.10)$$

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

โดยที่

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

AC_j คือ ผลรวมของ Annuity Charge ทั้งหมดในระบบ [บาท/ปี]

$\Delta MW_{j,i}$ คือ กำลังไฟฟ้าของคู่สัญญา i [เมกะวัตต์]

$P_{line,j}$ คือ พิกัดกำลังไฟฟ้าของสายส่งที่ j [เมกะวัตต์]

$P_{NM,j}$ คือ กำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งที่ j .ในภาวะปกติ [เมกะวัตต์]

$P_{NC,j}$ คือ กำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งที่ j .เมื่อมีคู่สัญญาที่ i ในระบบโครงข่ายไฟฟ้า [เมกะวัตต์]

n คือ จำนวนสายส่งทั้งหมดในระบบโครงข่ายไฟฟ้า

แต่การคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าด้วยวิธี Power Flow Based MW-Mile โดยการคิดปริมาณการใช้สายส่งไฟฟ้าจากสัดส่วนระหว่างกำลังไฟฟ้าของคู่สัญญาเทียบกับค่าความจุกำลังไฟฟ้าของสายส่งไฟฟ้านั้น จะส่งผลทำให้การเรียกเก็บเงินของผู้ให้บริการระบบส่งไฟฟ้าไม่สามารถคืนเงินจากการลงทุนได้ ดังนั้นเพื่อให้การเรียกเก็บเงินสามารถคืนเงินลงทุนให้กับเจ้าของกิจการระบบโครงข่ายได้นั้น จึงจำเป็นต้องคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้าแต่ละคู่สัญญา ตามสมการดังต่อไปนี้

$$WC_{PF,i} = \sum_{j=1}^{n} \frac{\Delta MW_{j,i} \times AC_j}{\sum_{k=1}^{m} \Delta MW_{j,k}} \tag{4.11}$$

โดยที่

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

AC_j คือ ผลรวมของ Annuity Charge ทั้งหมดในระบบ [บาท/ปี]

$\Delta MW_{j,i}$ คือ กำลังไฟฟ้าของคู่สัญญา i [เมกะวัตต์]

n คือ จำนวนสายส่งทั้งหมดในระบบโครงข่ายไฟฟ้า

m คือ จำนวนคู่สัญญาทั้งหมดในระบบโครงข่ายไฟฟ้า

การคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าด้วยวิธี Power Flow Based MW-Mile นั้นจะคำนวณปริมาณการใช้สายส่งไฟฟ้าของคู่สัญญา (ΔMW) จากผลต่างของกำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งไฟฟ้าของระบบในสภาวะปกติ และกำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งไฟฟ้าเมื่อตัดคู่สัญญาที่พิจารณาออกไป ซึ่งกำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งไฟฟ้านี้จะได้จากการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า (Power Flow

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

Calculation) ดังนั้นสามารถกล่าวได้ว่า การคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าด้วยวิธี Power Flow Based MW-Mile จะสะท้อนถึงปริมาณการใช้สายส่งไฟฟ้าจริงของแต่ละคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้า แต่อย่างไรก็ตามวิธีนี้ก็ยังมีข้อด้อยอยู่บางประการซึ่งก็คือ หากมีคู่สัญญาในระบบจำนวนมากจะส่งผลให้จำนวนรอบในการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้ามากขึ้นไปด้วย โดยหากมีคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้าในระบบ จำนวน m คู่สัญญา จะต้องคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าขั้นต่ำจำนวน m+1 รอบ ส่งผลให้เกิดความสิ้นเปลืองทรัพยากรในการคำนวณสำหรับระบบที่มีขนาดใหญ่

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

บทที่ 5
การคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าสำหรับสัญญาซื้อขายไฟฟ้าภายในเขตพื้นที่เดียวกัน

โดยในบทนี้จะกล่าวถึงการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าสำหรับสัญญาซื้อขายไฟฟ้าภายในเขตพื้นที่เดียวกัน ซึ่งจะประกอบไปด้วยหัวข้อต่างๆ ดังนี้

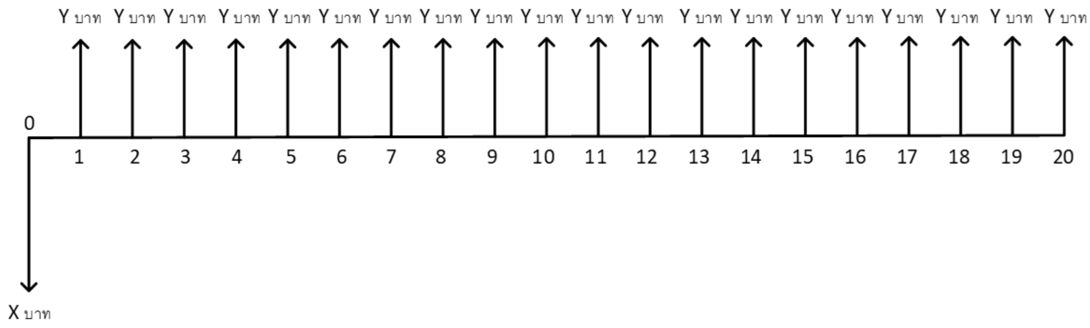
1) แนวคิดในการคำนวณต้นทุนสำหรับใช้ในการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า
2) สมมติฐานที่ใช้ในการทดสอบระบบ

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

5.1 แนวคิดในการจัดสรรต้นทุนสำหรับใช้ในการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า

แนวคิดในการจัดสรรต้นทุนสำหรับใช้ในการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่ใช้ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้นั้นจะอ้างอิงมาจากวิธีการกำหนดอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของประเทศไทยโดยบริษัท PWC ซึ่งได้กล่าวไว้ในหัวข้อ 2.3 โดยจะอธิบายผ่านแผนภาพ Cash Flow Diagram

จากหัวข้อที่ 4.2 จะเห็นได้ว่าเงินลงทุนสำหรับระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้ถูกแปลงให้อยู่ในรูปเงินที่ต้องเรียกเก็บรายปี (Annuity Charge) แล้ว ต่อไปจะทำการอธิบายการแบ่งต้นทุนสำหรับใช้ในการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า โดยจะอธิบายผ่านแผนภาพกระแสเงินสด (Cash Flow Diagram) ดังต่อไปนี้



รูปที่ 5.1 แผนภาพกระแสเงินสดสำหรับอธิบายแนวคิดในการแบ่งต้นทุนของอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า

โดยที่

X คือ เงินลงทุนสำหรับการขยายระบบโครงข่ายไฟฟ้าในปีที่ 0 [บาท]

Y คือ เงินที่ต้องเรียกเก็บรายปี (Annuity Charge) [บาท/ปี]

จากแผนภาพกระแสเงินสดเป็นการแปลงเงินลงทุน X บาท ให้เปลี่ยนเป็น เงินที่ต้องเรียกเก็บรายปีจำนวน Y บาทตลอดระยะเวลา 20 ปี ซึ่งเป็นระยะเวลาสำหรับอายุการใช้งานของสายส่งไฟฟ้า โดยจะเรียกต้นทุนที่จะนำไปคิดอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจะได้ว่าเงินรายปีในส่วนที่ยังไม่ได้เก็บ (Residue Annuity Charge:RAC) ซึ่งในแต่ละปีจะมี RAC ที่ต้องเก็บประกอบไปด้วย เงินรายปี Y บาท และค่า O&M ที่ต้องเรียกเก็บในแต่ละปีด้วย หลังจากที่ทราบ RAC ในแต่ละปีแล้วจะแปลง RAC ในแต่ละปีให้เป็นมูลค่าตามปัจจุบันตามสมการ (3.2) โดยจะได้ค่า RAC ในแต่ละปีเป็นดังต่อไปนี้

ปี	RAC_i	Discount RAC_i
1	Y_1+O&Mx X_1	$RAC_1(1+i)^{-0}$
2	Y_1+O&Mx X_1	$RAC_2(1+i)^{-1}$
3	Y_1+O&Mx X_1	$RAC_3(1+i)^{-2}$
4	Y_1+O&Mx X_1	$RAC_4(1+i)^{-3}$
5	Y_1+O&Mx X_1	$RAC_5(1+i)^{-4}$
6	Y_1+O&Mx X_1	$RAC_6(1+i)^{-5}$
7	Y_1+O&Mx X_1	$RAC_7(1+i)^{-6}$
8	Y_1+O&Mx X_1	$RAC_8(1+i)^{-7}$
9	Y_1+O&Mx X_1	$RAC_9(1+i)^{-8}$
10	Y_1+O&Mx X_1	$RAC_{10}(1+i)^{-9}$
11	Y_1+O&Mx X_1	$RAC_{11}(1+i)^{-10}$
12	Y_1+O&Mx X_1	$RAC_{12}(1+i)^{-11}$
13	Y_1+O&Mx X_1	$RAC_{13}(1+i)^{-12}$
14	Y_1+O&Mx X_1	$RAC_{14}(1+i)^{-13}$
15	Y_1+O&Mx X_1	$RAC_{15}(1+i)^{-14}$
16	Y_1+O&Mx X_1	$RAC_{16}(1+i)^{-15}$
17	Y_1+O&Mx X_1	$RAC_{17}(1+i)^{-16}$
18	Y_1+O&Mx X_1	$RAC_{18}(1+i)^{-17}$
19	Y_1+O&Mx X_1	$RAC_{19}(1+i)^{-18}$
20	Y_1+O&Mx X_1	$RAC_{20}(1+i)^{-19}$

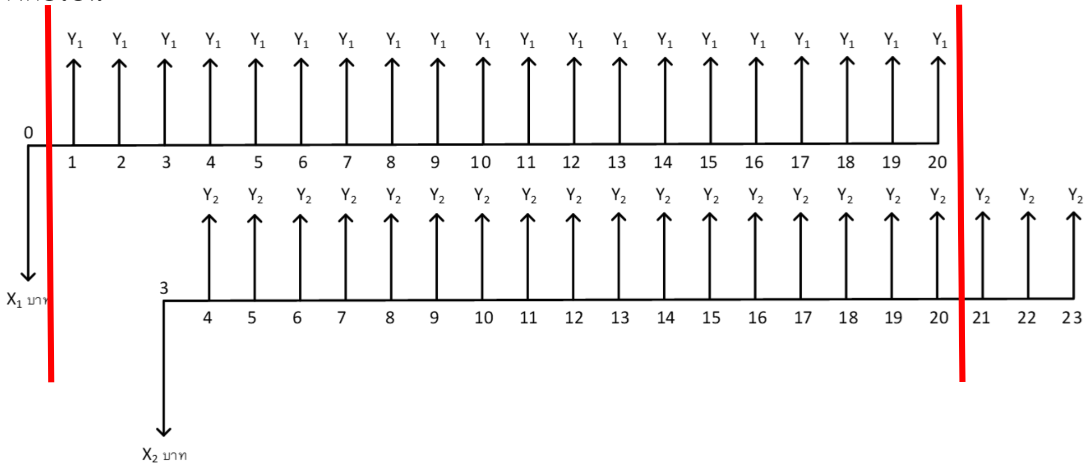
และจะได้ Total Investment Cost (TIC) จากผลรวมของ Discount RAC_i

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

ในเบื้องต้นนั้นได้แสดงแนวคิดในการแบ่งต้นทุนสำหรับใช้ในการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าในกรณีที่มีการลงทุนครั้งเดียว ในลำดับถัดไปจะแสดงการแบ่งต้นทุนสำหรับใช้ในการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่มีการลงทุนสร้างสายส่งไฟฟ้าเพิ่มในระหว่างที่ยังเรียกเก็บอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากเงินลงทุนในครั้งก่อนหน้าได้ไม่ครบจำนวน โดยจะมีหลักการพิจารณาดังต่อไปนี้

1) จะพิจารณาเงินลงทุนสำหรับการสร้างสายส่งไฟฟ้าในแต่ละครั้งแยกตามปีที่เริ่มลงทุน
2) จะแปลงเงินลงทุนในแต่ละครั้งให้อยู่ในรูปเงินที่ต้องเรียกเก็บรายปี (Annuity Charge)
3) จะพิจารณาต้นทุนสำหรับการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า จาก เงินรายปีส่วนที่ยังไม่ได้เก็บ (Residue Annuity Charge)
4) จะนำผลรวมของเงินรายปีส่วนที่ยังไม่ได้เก็บ ในแต่ละส่วนไปคิดเป็นต้นทุนสำหรับการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า

โดยจะแสดงแนวทางการแบ่งต้นทุนผ่านแผนภาพกระแสเงินสด (Cash Flow Diagram) ดังต่อไปนี้



รูปที่ 5.2 แผนภาพกระแสเงินสดสำหรับอธิบายแนวคิดในการแบ่งต้นทุนของอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า

กำหนดให้มีการลงทุนในระบบโครงข่ายไฟฟ้าในปีที่ 0 และ ปีที่ 3

จากแผนภาพกระแสเงินสด จะพบว่า ในปีที่ 0 จะมีเงินลงทุนจำนวน X_1 บาท ซึ่งจะถูกแปลงไปเป็นเงินที่ต้องเรียกเก็บรายปีจำนวน Y_1 บาท ตลอดระยะเวลา 20 ปี และจะพบว่าในปีที่ 3 จะมีเงินลงทุนจำนวน X_2 บาท ซึ่งจะถูกแปลงไปเป็นเงินที่ต้องเรียกเก็บรายปีจำนวน Y_2 บาท ตลอดระยะเวลา 20 ปี และจะได้ค่า RACในแต่ละปีดังต่อไปนี้

CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17
1590155535

ปี	RAC_i	Discount RAC_i
1	Y_1+O&M x X_1	$RAC_1(1+i)^{-0}$
2	Y_1+O&M x X_1	$RAC_2(1+i)^{-1}$
3	Y_1+O&M x X_1	$RAC_3(1+i)^{-2}$
4	Y_1+O&M x X_1+ Y_2+O&M x X_2	$RAC_4(1+i)^{-3}$
5	Y_1+O&M x X_1+ Y_2+O&M x X_2	$RAC_5(1+i)^{-4}$
6	Y_1+O&M x X_1+ Y_2+O&M x X_2	$RAC_6(1+i)^{-5}$
7	Y_1+O&M x X_1+ Y_2+O&M x X_2	$RAC_7(1+i)^{-6}$
8	Y_1+O&M x X_1+ Y_2+O&M x X_2	$RAC_8(1+i)^{-7}$
9	Y_1+O&M x X_1+ Y_2+O&M x X_2	$RAC_9(1+i)^{-8}$
10	Y_1+O&M x X_1+ Y_2+O&M x X_2	$RAC_{10}(1+i)^{-9}$
11	Y_1+O&M x X_1+ Y_2+O&M x X_2	$RAC_{11}(1+i)^{-10}$
12	Y_1+O&M x X_1+ Y_2+O&M x X_2	$RAC_{12}(1+i)^{-11}$
13	Y_1+O&M x X_1+ Y_2+O&M x X_2	$RAC_{13}(1+i)^{-12}$
14	Y_1+O&M x X_1+ Y_2+O&M x X_2	$RAC_{14}(1+i)^{-13}$
15	Y_1+O&M x X_1+ Y_2+O&M x X_2	$RAC_{15}(1+i)^{-14}$
16	Y_1+O&M x X_1+ Y_2+O&M x X_2	$RAC_{16}(1+i)^{-15}$
17	Y_1+O&M x X_1+ Y_2+O&M x X_2	$RAC_{17}(1+i)^{-16}$
18	Y_1+O&M x X_1+ Y_2+O&M x X_2	$RAC_{18}(1+i)^{-17}$
19	Y_1+O&M x X_1+ Y_2+O&M x X_2	$RAC_{19}(1+i)^{-18}$
20	Y_1+O&M x X_1+ Y_2+O&M x X_2	$RAC_{20}(1+i)^{-19}$

และสามารถหาค่า Total Investment Cost (TIC) ได้จากผลรวมของ Discount RAC_i

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

โดยแนวคิดที่ได้นำเสนอนั้นจะสามารถอธิบายได้จากสมการดังต่อไปนี้

$$RAC_i = \sum_{m=1}^{i} (Y_m + Z_m);\ i \in 1,2,\ldots,20 \tag{5.1}$$

เมื่อ

$$Z_m = O\&M \times X_m \tag{5.2}$$

โดยที่

RAC_i	คือ	เงินรายปีในส่วนที่ยังไม่ได้เก็บในปีที่ i [บาท/ปี]
Y_m	คือ	เงินที่ต้องเรียกเก็บรายปีจากการลงทุนในปีที่ m [บาท/ปี]
Z_m	คือ	เงิน O&M ที่ต้องเรียกเก็บรายปีในปีที่ m [บาท/ปี]
O&M	คือ	Operation and Maintenance Cost [%]
X_m	คือ	เงินลงทุนในปีที่ m [บาท]
m	คือ	ปีที่พิจารณา

และจะสามารถหาอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าได้จากสมการดังต่อไปนี้

$$RATE = \frac{TIC}{\sum \text{Line Usage}} \tag{5.3}$$

เมื่อ

$$TIC = \sum_{i=1}^{20} \frac{RAC_i}{(1 + WACC)^{(i-1)}} \tag{5.4}$$

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะยึดแนวคิดในการแบ่งต้นทุนสำหรับการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่ได้อธิบายมาในข้างต้น เป็นแนวคิดหลักสำหรับใช้ในการทดสอบระบบจำลอง โดยในลำดับถัดไปจะกล่าวถึง สมมติฐานและแบบจำลองในการทดสอบระบบ

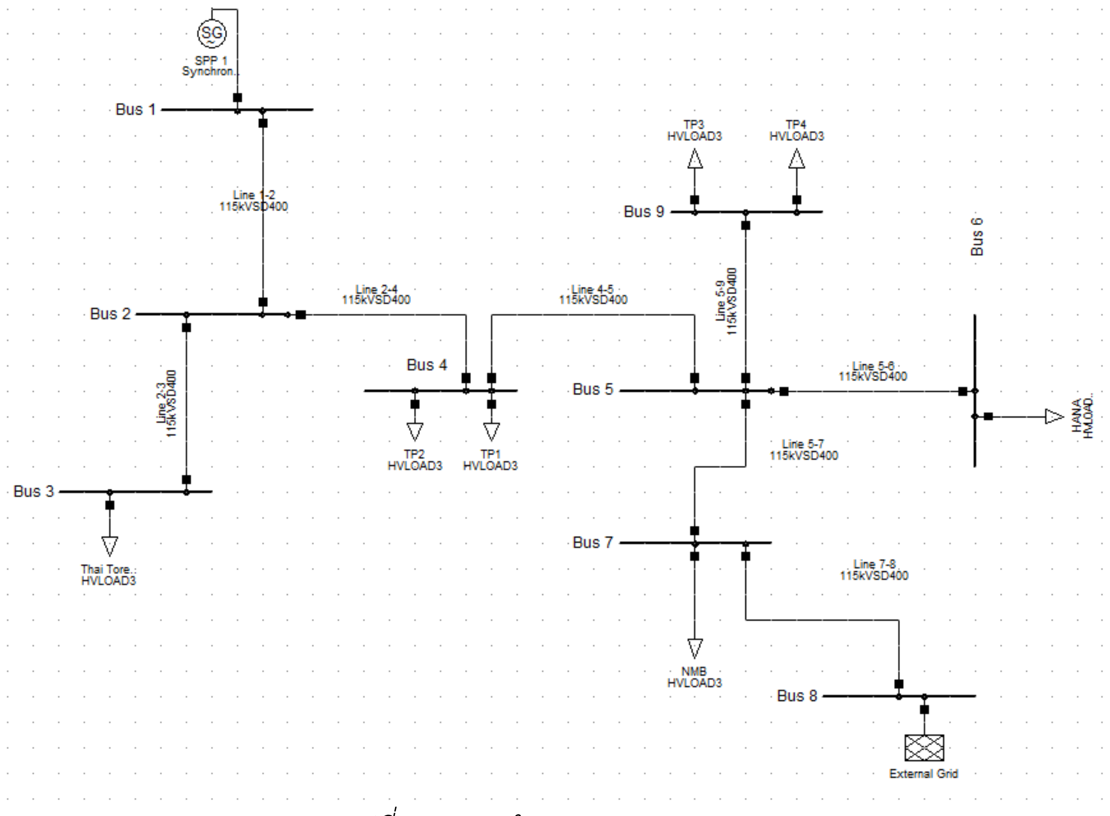
1590155535 CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

5.2 สมมติฐานที่ใช้ในการทดสอบระบบ

สำหรับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะเสนอแนวทางในการคำนวณและเรียกเก็บอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า (Wheeling Charge) ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในเขตนิคมอุตสาหกรรมที่มีลักษณะระบบที่มีโครงสร้างแบบ เรเดียล โดยจะพิจารณาถึงการเข้ามาเชื่อมต่อสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าของคู่สัญญารายใหม่ โดยจะมีสมมติฐานในการทดสอบระบบเป็นดังต่อไปนี้

5.2.1 ข้อมูลสำหรับใช้สร้างแบบจำลองสำหรับระบบทดสอบ

แบบจำลองของระบบทดสอบนั้นจำลองมาจากส่วนหนึ่งของระบบ C1_BIC-NVC_LL_Job_10 ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จาก“โครงการเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าระยะที่ 3” ระบบจำลองที่นำมานั้นอยู่ในส่วนของระบบ BI2 AY3 โดยจะตัดส่วนหนึ่งของระบบ BI2 AY3 จำลองมาเป็นโครงสร้างระบบไฟฟ้าแบบ เรเดียล และจะแสดงระบบจำลองตามรูปจากโปรแกรม DIgSILENT ดังต่อไปนี้



รูปที่ 5.3 แบบจำลองของระบบทดสอบ

และอุปกรณ์แต่ละตัวนั้นจะมีข้อมูลพารามิเตอร์ดังต่อไปนี้

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

ตารางที่ 5.1 พารามิเตอร์ของระบบทดสอบ

พารามิเตอร์ของสาย	ชื่อ	ชนิดของสาย	ความยาวสาย [km]	จุดเชื่อมต่อ i	จุดเชื่อมต่อ j	I_{rated} [kA]	R [Ohm]	X [Ohm]
	Line 1-2	115kVSS400	0.6000	Bus 1	Bus 2	0.8550	0.0515	0.2172
	Line 2-3	115kVSS400	0.9000	Bus 2	Bus 3	0.8550	0.0772	0.3258
	Line 2-4	115kVSS400	0.1000	Bus 2	Bus 4	0.8550	0.0086	0.0362
	Line 4-5	115kVSS400	1.5500	Bus 4	Bus 5	0.8550	0.1330	0.5612
	Line 5-6	115kVSS400	0.6000	Bus 5	Bus 6	0.8550	0.0515	0.2172
	Line 5-7	115kVSS400	3.3000	Bus 5	Bus 7	0.8550	0.2832	1.1947
	Line 5-9	115kVSS400	0.2000	Bus 5	Bus 9	0.8550	0.0171	0.0724
	Line 7-8	115kVSS400	2.9000	Bus 7	Bus 8	0.8550	0.2489	1.0499
พารามิเตอร์ของ โหลด	ชื่อ	ชนิดของโหลด	จุดเชื่อมต่อ	ขนาด [MVA]	Pf			
	HANA	HVLOAD3	Bus 6	30	0.85			
	NMB	HVLOAD3	Bus 7	25	0.85			
	TP1	HVLOAD3	Bus 4	40	0.85			
	TP2	HVLOAD3	Bus 4	50	0.85			
	TP3	HVLOAD3	Bus 9	40	0.85			
	TP4	HVLOAD3	Bus 9	40	0.85			
	Thai Tore	HVLOAD3	Bus 3	31.5	0.85			
พารามิเตอร์ของ เจเนอเรเตอร์	ชื่อ	ชนิดของ Gen	ขนาด [MVA]	แรงดัน [p.u.]				
	SPP 1	Synchronous	90	1.025				
พารามิเตอร์ของ Slack Bus	ชื่อ	แรงดัน [p.u.]						
	External Grid	1.03						

5.2.2 สมมติฐานที่ใช้ในการวิเคราะห์ต้นทุนสำหรับการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า

1) อัตราดอกเบี้ยของแต่ละงวดที่พิจารณา

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะกำหนดให้ใช้ค่าต้นทุนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก (Weighted Average Cost of Capital: WACC) สำหรับอ้างอิงปี พ.ศ. 2558 – 2560 จากเอกสารรับฟังความเห็นเรื่องการปรับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าปี 2558 ซึ่งมีค่าเท่ากับ 4.73%

2) เงินลงทุนของระบบ [17]

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะกำหนดให้ใช้เงินลงทุนสำหรับแต่ละอุปกรณ์ จาก "โครงการเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าระยะที่ 3" ซึ่งจะกำหนดเงินลงทุนของ Transmission Line ชนิด Single Circuit Single Conductor, 400 A เท่ากับ 3,421,590 บาท/กิโลเมตร ในปีพ.ศ. 2552 และกำหนดอัตราเงินเฟ้อของเงินลงทุนเท่ากับร้อยละ 3 ต่อปี ซึ่งในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้ปรับค่าของเงินลงทุนให้อยู่ในปี พ.ศ. 2562 จาก สมการ (3.1) เงินลงทุนจะมีค่าเท่ากับ 4,598,330 บาท/กิโลเมตร

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

3) ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานและบำรุงรักษา (Operation & Maintenance Cost : O&M Cost)

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะกำหนดให้ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานและบำรุงรักษาเป็นค่าเฉลี่ยคงที่ต่อปีตามเงินลงทุนในแต่ครั้งของระบบทดสอบ โดยกำหนดให้มีค่าร้อยละ 2 ของเงินลงทุนในแต่ละครั้ง

4) กรอบระยะเวลาในการทดสอบระบบ

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะกำหนดกรอบระยะเวลาในการทดสอบตามอายุการใช้งานของสายส่งไฟฟ้าซึ่งจะมีค่าเฉลี่ยอยู่ที่ 20 ปี

5) อัตราการเจริญเติบโตของโหลด

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะกำหนดอัตราการเจริญเติบโตของโหลด เท่ากับร้อยละ 3.03 ต่อปี ซึ่งอ้างอิงจาก “แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2561 – 2580 (PDP2018)” [18]

6) เกณฑ์ของการลงทุนในการสร้างสายส่งไฟฟ้าเพิ่มเติม

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะกำหนดเกณฑ์ของการลงทุนในการสร้างสายส่งไฟฟ้าเพิ่มเติมจาก พิกัดการรับโหลดของสายส่ง (Line Loading) ที่ได้ค่ามาจากการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า (Load Flow Calculation) โดยจะกำหนดเกณฑ์การลงสร้างสายส่งไฟฟ้าเพิ่มเติมเมื่อ Line Loading ของสายส่งไฟฟ้าเส้นเดิมมีค่าเกิน ร้อยละ 80 [19] โดยการลงทุนนั้นกำหนดให้เกิดในปีก่อนหน้าที่ค่า Line Loading จะเกินเกณฑ์

7) เงินรายปีในส่วนที่ยังไม่ได้เก็บส่วนแรก (Residue Annuity Charge)

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะกำหนดให้เงินรายปีในส่วนที่ยังไม่ได้เก็บส่วนแรก (First Residue Annuity Charge) ให้มีค่าเท่ากับเงินรายปีในส่วนที่ยังไม่ได้เก็บ อีก 10 ส่วน จากการลงทุนระบบแรกเริ่มในปี พ.ศ. 2552

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

5.2.3 รูปแบบที่ใช้ในการทดสอบระบบ

สำหรับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะกำหนดรูปแบบในการทดสอบระบบเป็น 3 Scenario ดังนี้

1) กำหนดให้มี SPP รายเดียวตลอดระยะเวลา 20 ปี

สำหรับ Scenario ที่ 1 นี้จะใช้แบบจำลองตามรูปที่ (5.11) แล้วจะนำระบบไปทดสอบด้วยโปรแกรม DIgSILENT เพื่อคำนวณหาค่า พิกัดการรับโหลดของสายส่ง (Line Loading) แล้วนำมาพิจารณาว่าค่านั้นเกินเกณฑ์ที่กำหนดหรือไม่ ถ้าเกินก็จะทำให้เกิดการลงทุน หลังจากที่ได้ทราบเงินลงทุนทั้งหมดตลอดระยะเวลา 20 ปี แล้วจะนำเงินลงทุนนั้นมาแปลงให้อยู่ในรูปเงินรายปีที่ยังไม่ได้เก็บ (Residue Annuity Charge) เพื่อนำไปคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าในลำดับต่อไป โดยข้อมูลที่ใช้ในการทดสอบ Scenario ที่ 1 จะเป็นดังต่อไปนี้

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

ตารางที่ 5.2 ข้อมูลที่ใช้ในระบบทดสอบ Scenario ที่ 1

Gen (MVA)	ปีที่1	ปีที่2	ปีที่3	ปีที่4	ปีที่5	ปีที่6	ปีที่7	ปีที่8	ปีที่9	ปีที่10
SPP 1	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00

Gen (MVA)	ปีที่11	ปีที่12	ปีที่13	ปีที่14	ปีที่15	ปีที่16	ปีที่17	ปีที่18	ปีที่19	ปีที่20
SPP 1	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00

Gen (MVA)	ปีที่21	ปีที่22	ปีที่23	ปีที่24	ปีที่25	ปีที่26	ปีที่27	ปีที่28	ปีที่29	ปีที่30
SPP 1	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00

Gen (MVA)	ปีที่31	ปีที่32	ปีที่33	ปีที่34	ปีที่35
SPP 1	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00

Load (MVA)	ปีที่1	ปีที่2	ปีที่3	ปีที่4	ปีที่5	ปีที่6	ปีที่7	ปีที่8	ปีที่9	ปีที่10
HANA	30.00	30.91	31.85	32.81	33.80	34.83	35.88	36.97	38.09	39.25
NMB	25.00	25.76	26.54	27.34	28.17	29.02	29.90	30.81	31.74	32.70
TP1	40.00	41.21	42.46	43.75	45.07	46.44	47.85	49.30	50.79	52.33
TP2	50.00	51.52	53.08	54.68	56.34	58.05	59.81	61.62	63.49	65.41
TP3	40.00	41.21	42.46	43.75	45.07	46.44	47.85	49.30	50.79	52.33
TP4	40.00	41.21	42.46	43.75	45.07	46.44	47.85	49.30	50.79	52.33
THAI TORE SYNTEDIC	31.50	32.45	33.44	34.45	35.49	36.57	37.68	38.82	40.00	41.21

CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

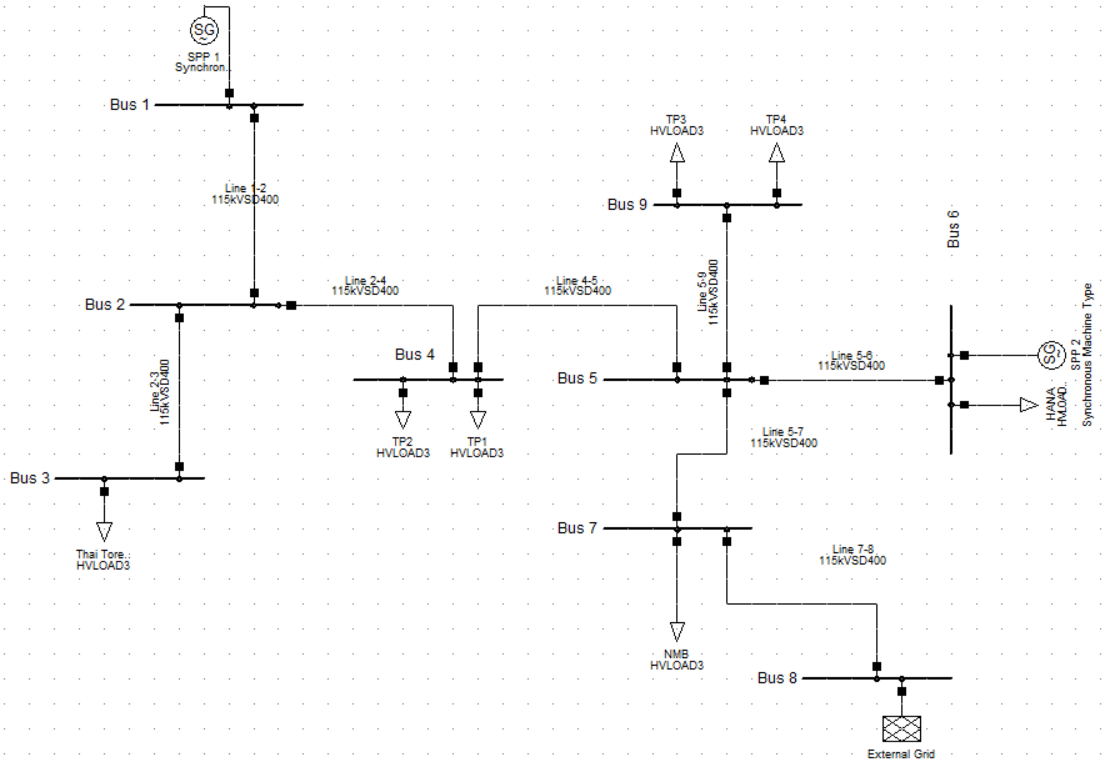
Load (MVA)	ปีที่11	ปีที่12	ปีที่13	ปีที่14	ปีที่15	ปีที่16	ปีที่17	ปีที่18	ปีที่19	ปีที่20
HANA	40.44	41.66	42.92	44.22	45.56	46.94	48.37	49.83	51.34	52.90
NMB	33.70	34.72	35.77	36.85	37.97	39.12	40.31	41.53	42.78	44.08
TP1	53.91	55.55	57.23	58.96	60.75	62.59	64.49	66.44	68.46	70.53
TP2	67.39	69.43	71.54	73.71	75.94	78.24	80.61	83.05	85.57	88.16
TP3	53.91	55.55	57.23	58.96	60.75	62.59	64.49	66.44	68.46	70.53
TP4	53.91	55.55	57.23	58.96	60.75	62.59	64.49	66.44	68.46	70.53
THAI TORE SYNTEDIC	42.46	43.74	45.07	46.43	47.84	49.29	50.78	52.32	53.91	55.54

Load (MVA)	ปีที่21	ปีที่22	ปีที่23	ปีที่24	ปีที่25	ปีที่26	ปีที่27	ปีที่28	ปีที่29	ปีที่30
HANA	54.50	56.15	57.85	59.61	61.41	63.27	65.19	67.16	69.20	71.30
NMB	45.42	46.79	48.21	49.67	51.18	52.73	54.32	55.97	57.67	59.41
TP1	72.67	74.87	77.14	79.47	81.88	84.36	86.92	89.55	92.27	95.06
TP2	90.83	93.59	96.42	99.34	102.35	105.45	108.65	111.94	115.33	118.83
TP3	72.67	74.87	77.14	79.47	81.88	84.36	86.92	89.55	92.27	95.06
TP4	72.67	74.87	77.14	79.47	81.88	84.36	86.92	89.55	92.27	95.06
THAI TORE SYNTEDIC	57.22	58.96	60.75	62.59	64.48	66.44	68.45	70.52	72.66	74.86

Load (MVA)	ปีที่31	ปีที่32	ปีที่33	ปีที่34	ปีที่35
HANA	73.46	75.68	77.98	80.34	82.77
NMB	61.21	63.07	64.98	66.95	68.98
TP1	97.94	100.91	103.97	107.12	110.36
TP2	122.43	126.14	129.96	133.90	137.95
TP3	97.94	100.91	103.97	107.12	110.36
TP4	97.94	100.91	103.97	107.12	110.36
THAI TORE SYNTEDIC	77.13	79.47	81.87	84.36	86.91

2) มี SPP รายใหม่เข้ามาเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า ในปีที่ 5

โดยจะกำหนดให้ SPP ที่เชื่อมต่อเข้ามาใหม่ชื่อว่า SPP 2 และจะกำหนดให้ SPP 2 เข้ามาเชื่อมต่อที่ Bus 6 ซึ่งมีสมมติฐานว่าการเข้ามาของ SPP 2 จะทำให้ Line Loading ของระบบ ลดลง ส่งผลให้มีการลงทุนสร้างสายส่งไฟฟ้าในระบบโครงข่ายไฟฟ้าลดลง สำหรับ Scenario ที่ 2 จะแสดงระบบจำลองตามรูปจากโปรแกรม DIgSILENT ดังต่อไปนี้



รูปที่ 5.4 แบบจำลองของระบบทดสอบสำหรับ Scenario 2

และจะมีข้อมูลสำหรับใช้ในการทดสอบระบบเป็นดังต่อไปนี้

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17
1590155535

ตารางที่ 5.3 ข้อมูลที่ใช้ในระบบทดสอบ Scenario ที่ 2

Gen (MVA)	ปีที่1	ปีที่2	ปีที่3	ปีที่4	ปีที่5	ปีที่6	ปีที่7	ปีที่8	ปีที่9	ปีที่10
SPP 1	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00
SPP 2	0.00	0.00	0.00	0.00	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00

Gen (MVA)	ปีที่11	ปีที่12	ปีที่13	ปีที่14	ปีที่15	ปีที่16	ปีที่17	ปีที่18	ปีที่19	ปีที่20
SPP 1	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00
SPP 2	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00

Gen (MVA)	ปีที่21	ปีที่22	ปีที่23	ปีที่24	ปีที่25	ปีที่26	ปีที่27	ปีที่28	ปีที่29	ปีที่30
SPP 1	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00
SPP 2	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00

Gen (MVA)	ปีที่31	ปีที่32	ปีที่33	ปีที่34	ปีที่35
SPP 1	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00
SPP 2	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00

Load (MVA)	ปีที่1	ปีที่2	ปีที่3	ปีที่4	ปีที่5	ปีที่6	ปีที่7	ปีที่8	ปีที่9	ปีที่10
HANA	30.00	30.91	31.85	32.81	33.80	34.83	35.88	36.97	38.09	39.25
NMB	25.00	25.76	26.54	27.34	28.17	29.02	29.90	30.81	31.74	32.70
TP1	40.00	41.21	42.46	43.75	45.07	46.44	47.85	49.30	50.79	52.33
TP2	50.00	51.52	53.08	54.68	56.34	58.05	59.81	61.62	63.49	65.41
TP3	40.00	41.21	42.46	43.75	45.07	46.44	47.85	49.30	50.79	52.33
TP4	40.00	41.21	42.46	43.75	45.07	46.44	47.85	49.30	50.79	52.33
THAI TORE SYNTEDIC	31.50	32.45	33.44	34.45	35.49	36.57	37.68	38.82	40.00	41.21

CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

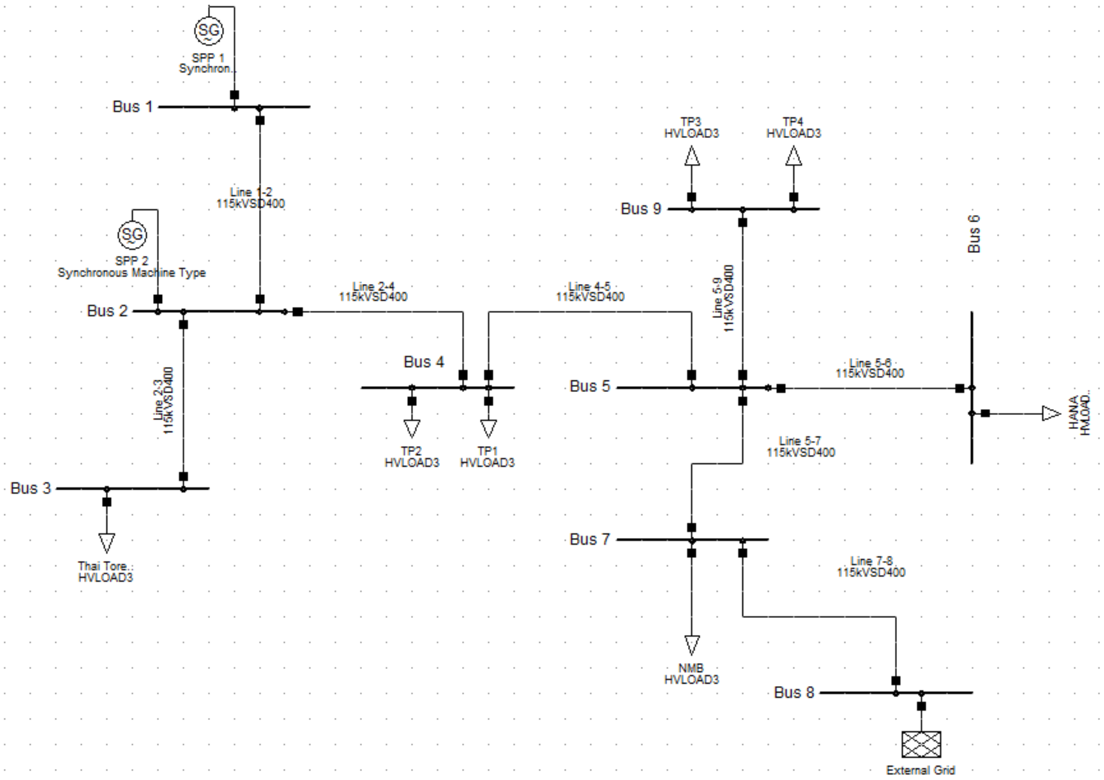
Load (MVA)	ปีที่11	ปีที่12	ปีที่13	ปีที่14	ปีที่15	ปีที่16	ปีที่17	ปีที่18	ปีที่19	ปีที่20
HANA	40.44	41.66	42.92	44.22	45.56	46.94	48.37	49.83	51.34	52.90
NMB	33.70	34.72	35.77	36.85	37.97	39.12	40.31	41.53	42.78	44.08
TP1	53.91	55.55	57.23	58.96	60.75	62.59	64.49	66.44	68.46	70.53
TP2	67.39	69.43	71.54	73.71	75.94	78.24	80.61	83.05	85.57	88.16
TP3	53.91	55.55	57.23	58.96	60.75	62.59	64.49	66.44	68.46	70.53
TP4	53.91	55.55	57.23	58.96	60.75	62.59	64.49	66.44	68.46	70.53
THAI TORE SYNTEDIC	42.46	43.74	45.07	46.43	47.84	49.29	50.78	52.32	53.91	55.54

Load (MVA)	ปีที่21	ปีที่22	ปีที่23	ปีที่24	ปีที่25	ปีที่26	ปีที่27	ปีที่28	ปีที่29	ปีที่30
HANA	54.50	56.15	57.85	59.61	61.41	63.27	65.19	67.16	69.20	71.30
NMB	45.42	46.79	48.21	49.67	51.18	52.73	54.32	55.97	57.67	59.41
TP1	72.67	74.87	77.14	79.47	81.88	84.36	86.92	89.55	92.27	95.06
TP2	90.83	93.59	96.42	99.34	102.35	105.45	108.65	111.94	115.33	118.83
TP3	72.67	74.87	77.14	79.47	81.88	84.36	86.92	89.55	92.27	95.06
TP4	72.67	74.87	77.14	79.47	81.88	84.36	86.92	89.55	92.27	95.06
THAI TORE SYNTEDIC	57.22	58.96	60.75	62.59	64.48	66.44	68.45	70.52	72.66	74.86

Load (MVA)	ปีที่31	ปีที่32	ปีที่33	ปีที่34	ปีที่35
HANA	73.46	75.68	77.98	80.34	82.77
NMB	61.21	63.07	64.98	66.95	68.98
TP1	97.94	100.91	103.97	107.12	110.36
TP2	122.43	126.14	129.96	133.90	137.95
TP3	97.94	100.91	103.97	107.12	110.36
TP4	97.94	100.91	103.97	107.12	110.36
THAI TORE SYNTEDIC	77.13	79.47	81.87	84.36	86.91

3) มี SPP รายใหม่เข้ามาเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า ในปีที่ 5

โดยจะกำหนดให้ SPP ที่เชื่อมต่อเข้ามาใหม่ชื่อว่า SPP 2 และจะกำหนดให้ SPP 2 เข้ามาเชื่อมต่อที่ Bus 2 ซึ่งมีสมมติฐานว่าการเข้ามาของ SPP 2 จะทำให้ Line Loading ของระบบ เพิ่มขึ้น ส่งผลให้มีการลงทุนสร้างสายส่งไฟฟ้าในระบบโครงข่ายไฟฟ้าเพิ่มขึ้น สำหรับ Scenario ที่ 3 จะแสดงระบบจำลองตามรูปจากโปรแกรม DIgSILENT ดังต่อไปนี้



รูปที่ 5.5 แบบจำลองของระบบทดสอบสำหรับ Scenario 3

และในส่วนของข้อมูลในการทดสอบระบบสำหรับ Scenario 3 นั้นจะใช้ค่าในตางรางที่ (5.3) เช่นเดียวกับ Scenario ที่ 2

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

5.2.4 สมมติฐานในการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า

หลังจากที่ได้ทราบรูปแบบของการลงทุนในสายส่งไฟฟ้าในแต่ละ Scenario แล้วจะนำรูปแบบของการลงทุนนั้นมาแปลงให้อยู่ในรูปของ เงินรายปีที่ยังไม่ได้เก็บ (Residue Annuity Charge) ซึ่งหลังจากที่ได้ต้นทุนในรูปแบบดังกล่าวแล้วก็จะนำไปคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า โดยจะมีสมมติฐานและรูปแบบในการคิดอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าดังต่อไปนี้

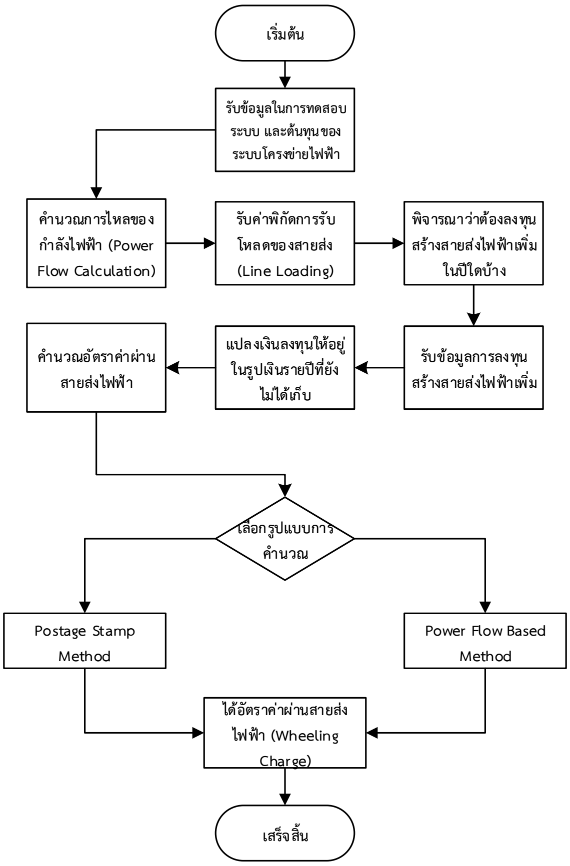
1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

1) จะกำหนดวิธีการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าเป็น 2 วิธี คือ
    1.1) วิธี Postage Stamp เนื่องจากเป็นวิธีที่ง่ายต่อการคำนวณและง่ายต่อการทำความเข้าใจ
    1.2) วิธี Power Flow Based MW-Mile โดยจะกำหนดให้ SPP 1 ทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ TP 2 และ SPP 2 ทำสัญญาซื้อขายกับ TP 1
2) รูปแบบในการคิดอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า จะกำหนดไว้ 2 รูปแบบคือ
    2.1) จะคิดอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าในอัตราเดียวตลอดระยะเวลา 20 ปี
    2.2) จะมีการคิดอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าในอัตราใหม่ ทุกๆ 5 ปี

โดยคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้าที่จะต้องจ่ายค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าแก่เจ้าของกิจการระบบโครงข่ายไฟฟ้านั้นสามารถแบ่งออกได้เป็น 3 กลุ่ม ดังต่อไปนี้

1. คู่สัญญาคู่ที่ 1 คือ คู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้าที่มีอยู่เดิมในระบบ
2. คู่สัญญาคู่ที่ 2 คือ คู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้าคู่ใหม่ที่เข้ามาเชื่อมต่อเข้าสู่ระบบในปีที่ 5
3. คู่สัญญาที่เหลือในระบบ คือ ผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วไปที่มีอยู่เดิมในระบบ

โดยลำดับขั้นตอนทั้งหมดในการคำนวณนั้นจะแสดงผ่านแผนภาพขั้นตอนการดำเนินงานดังต่อไปนี้



รูปที่ 5.6 แผนภาพแสดงขั้นตอนการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าสำหรับสัญญาซื้อขายไฟฟ้าภายในเขตพื้นที่เดียวกัน

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

บทที่ 6
ผลการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า สำหรับสัญญาซื้อขายไฟฟ้าในเขตพื้นที่เดียวกัน

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

โดยในบทนี้จะกล่าวถึงผลการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากแบบจำลองที่ใช้ในการทดสอบระบบที่ได้กล่าวไว้ในหัวข้อ 5.2.3 ซึ่งจะประกอบไปด้วยหัวข้อดังต่อไปนี้

1) ผลการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าสำหรับสัญญาซื้อขายไฟฟ้าในเขตพื้นที่เดียวกัน
2) การวิเคราะห์ผลการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าสำหรับสัญญาซื้อขายไฟฟ้าในเขตพื้นที่เดียวกัน

6.1 ผลการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าสำหรับสัญญาซื้อขายไฟฟ้าในเขตพื้นที่เดียวกัน

โดยในหัวข้อนี้นั้นจะแบ่งผลการคำนวณออกเป็น 3 ส่วนตาม Scenario ที่กำหนดไว้ในหัวข้อที่ 5.2.3 และในแต่ละส่วนนั้นจะแสดงผลแยกเป็น 4 ส่วนย่อยตามรูปแบบในการกำหนดอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่กำหนดไว้ในหัวข้อที่ 5.2.4 ซึ่งจะแสดงไว้ดังต่อไปนี้

6.1.1 ผลการคำนวณของ Scenario ที่ 1

สำหรับ Scenario ที่ 1 จะกำหนดให้มี SPP รายเดียวตลอดระยะเวลา 35 ปี หลังจากที่รับค่าข้อมูลในการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า (Power Flow Calculation) แล้วจะได้ผลของพิกัดการรับโหลดของสายส่ง (Line Loading) ของสายส่งไฟฟ้าแต่ละเส้น เป็นดังตารางต่อไปนี้

CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17
1590155535

ตารางที่ 6.1 พิกัดการรับโหลดของสายส่งไฟฟ้า ของ Scenario ที่ 1

Line Loading	ปีที่1	ปีที่2	ปีที่3	ปีที่4	ปีที่5	ปีที่6	ปีที่7	ปีที่8	ปีที่9	ปีที่10
Line 1-2 [%]	78.77	80.76	42.51	40.57	41.66	42.80	39.67	40.78	41.94	43.16
Line 2-3 [%]	18.09	18.64	19.19	19.77	20.36	20.99	21.62	22.28	22.95	23.65
Line 2-4 [%]	61.75	63.38	67.45	62.75	64.56	66.48	59.12	60.94	62.86	64.91
Line 4-5 [%]	24.06	26.08	30.80	26.10	28.46	30.94	25.31	27.95	30.67	33.48
Line 5-6 [%]	17.26	17.78	18.31	18.85	19.42	20.02	20.61	21.23	21.88	22.55
Line 5-7 [%]	62.35	65.67	68.71	73.30	76.90	80.65	43.37	45.30	47.31	49.40
Line 5-9 [%]	46.01	47.41	48.82	50.28	51.80	53.38	54.96	56.63	58.35	60.13
Line 7-8 [%]	75.83	79.49	82.67	44.06	46.05	48.12	51.62	53.78	56.02	58.33

Line Loading	ปีที่11	ปีที่12	ปีที่13	ปีที่14	ปีที่15	ปีที่16	ปีที่17	ปีที่18	ปีที่19	ปีที่20
Line 1-2 [%]	44.43	45.77	47.17	48.63	50.16	51.75	53.41	55.52	57.34	55.68
Line 2-3 [%]	24.37	25.11	25.87	26.65	27.47	28.30	29.16	30.04	30.96	31.90
Line 2-4 [%]	67.07	69.35	71.76	74.28	76.94	79.73	82.65	43.26	44.87	42.73
Line 4-5 [%]	36.38	39.37	42.45	45.63	48.91	52.29	55.78	59.91	63.64	62.86
Line 5-6 [%]	23.24	23.94	24.67	25.42	26.20	26.99	27.82	28.66	29.54	30.42
Line 5-7 [%]	51.55	53.78	56.08	58.46	60.93	63.47	66.11	68.75	71.57	74.96
Line 5-9 [%]	61.95	63.85	65.79	67.79	69.86	71.99	74.18	76.43	78.77	81.11
Line 7-8 [%]	60.72	63.20	65.75	68.39	71.13	73.95	76.87	79.78	82.89	57.86

CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

Line Loading	ปีที่21	ปีที่22	ปีที่23	ปีที่24	ปีที่25	ปีที่26	ปีที่27	ปีที่28	ปีที่29	ปีที่30
Line 1-2 [%]	57.52	59.45	57.27	59.23	61.26	63.38	67.95	70.41	72.96	71.53
Line 2-3 [%]	32.86	33.87	34.89	35.95	37.04	38.17	39.33	40.53	41.76	43.03
Line 2-4 [%]	44.36	46.07	43.36	45.09	46.90	48.79	53.28	55.50	57.81	55.89
Line 4-5 [%]	66.70	70.68	70.15	74.24	78.47	82.83	44.93	47.35	49.85	50.27
Line 5-6 [%]	31.35	32.30	33.26	34.28	35.32	36.40	37.49	38.63	39.81	41.01
Line 5-7 [%]	77.93	81.00	56.58	58.74	60.97	63.27	65.33	67.77	70.30	73.26
Line 5-9 [%]	41.78	43.06	44.33	45.68	47.07	48.51	49.96	51.48	53.06	54.65
Line 7-8 [%]	60.06	62.33	65.27	67.67	70.15	72.71	74.94	77.65	80.45	62.87

Line Loading	ปีที่31	ปีที่32	ปีที่33	ปีที่34	ปีที่35
Line 1-2 [%]	74.16	76.89	79.72	77.95	80.86
Line 2-3 [%]	44.34	45.69	47.07	48.50	49.97
Line 2-4 [%]	58.26	60.73	63.28	60.99	63.62
Line 4-5 [%]	52.86	55.53	58.28	58.90	61.75
Line 5-6 [%]	42.26	43.54	44.87	46.22	47.62
Line 5-7 [%]	75.93	78.69	81.55	63.68	65.94
Line 5-9 [%]	56.31	58.03	59.80	61.59	63.47
Line 7-8 [%]	65.09	67.39	69.76	72.64	75.15

และเมื่อนำไปพิจารณาการลงทุนสร้างสายเพิ่ม จะได้รูปแบบของการลงทุนเป็นไปดังตารางต่อไปนี้

CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

ตารางที่ 6.2 รูปแบบการลงทุน Scenario ที่ 1

	ปีที่0	ปีที่1	ปีที่2	ปีที่3	ปีที่4	ปีที่5
สถานการณ์	FRAC	สร้าง Line 1-2	สร้าง Line 7-8			สร้าง Line 5-7
ต้นทุน/หน่วย [บาท/กม.]		4,736,280.77	4,878,369.19	5,024,720.27	5,175,461.88	5,330,725.73
ความยาวสายส่ง [กม.]		3.50	2.9			3.3
รวมต้นทุน [บาท]	34,044,820	2,841,768.46	14,147,270.66	0.00	0.00	17,591,394.92

	ปีที่6	ปีที่7	ปีที่8	ปีที่9	ปีที่10	ปีที่11
สถานการณ์						
ต้นทุน/หน่วย [บาท/กม.]	5,490,647.50	5,655,366.93	5,825,027.94	5,999,778.78	6,179,772.14	6,365,165.30
ความยาวสายส่ง [กม.]						
รวมต้นทุน [บาท]	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

	ปีที่12	ปีที่13	ปีที่14	ปีที่15	ปีที่16	ปีที่17
สถานการณ์					สร้าง Line 2-4	
ต้นทุน/หน่วย [บาท/กม.]	6,556,120.26	6,752,803.87	6,955,387.99	7,164,049.63	7,378,971.12	7,600,340.25
ความยาวสายส่ง [กม.]					0.1	
รวมต้นทุน [บาท]	0.00	0.00	0.00	0.00	737,897.11	0.00

	ปีที่18	ปีที่19	ปีที่20	ปีที่21	ปีที่22	ปีที่23
สถานการณ์	สร้าง Line 7-8	สร้าง Line 5-9		สร้าง Line 5-7		
ต้นทุน/หน่วย [บาท/กม.]	7,828,350.46	8,063,200.97	8,305,097.00	8,554,249.91	8,810,877.41	9,075,203.73
ความยาวสายส่ง [กม.]	2.9	0.2		3.3		
รวมต้นทุน [บาท]	22,702,216.32	1,612,640.19	0.00	28,229,024.70	0.00	0.00

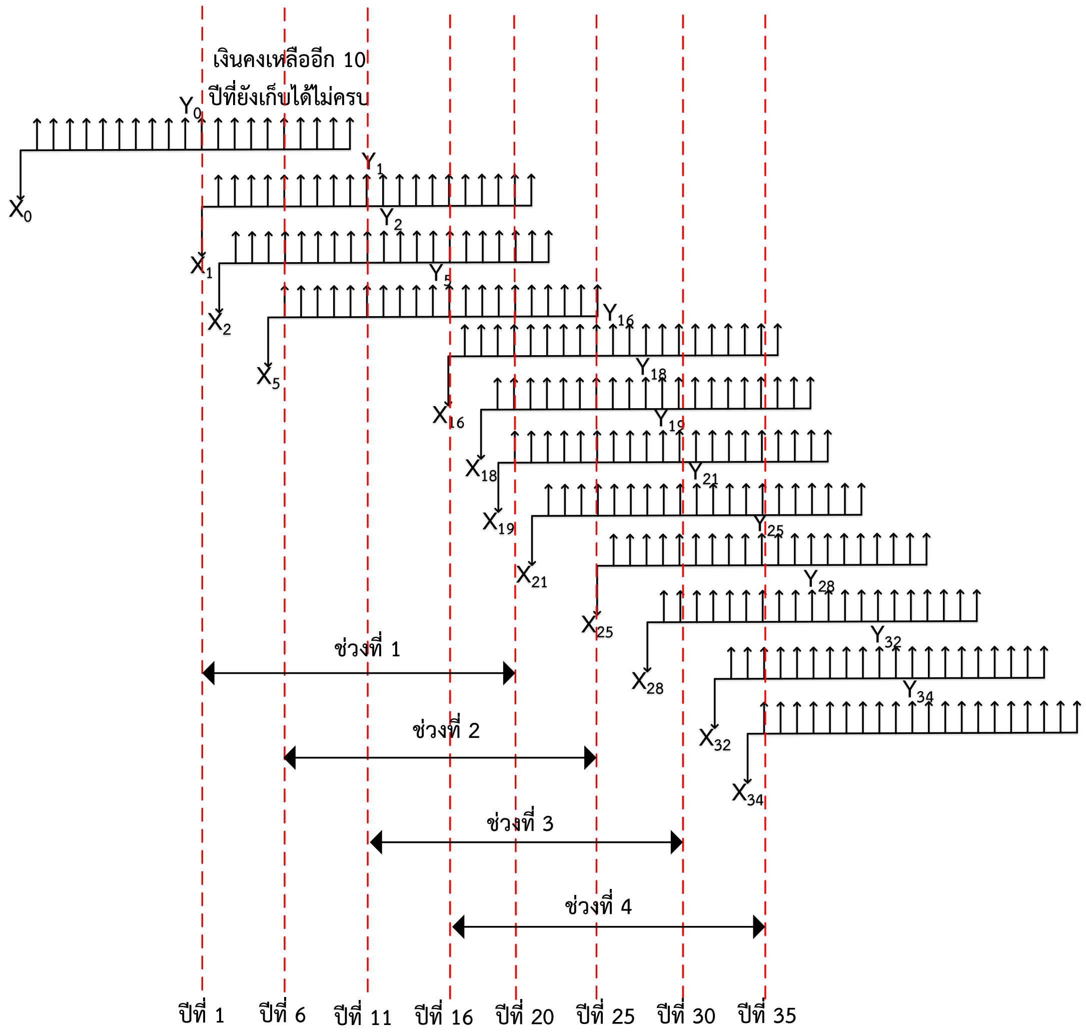
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

	ปีที่24	ปีที่25	ปีที่26	ปีที่27	ปีที่28	ปีที่29
สถานการณ์		สร้าง Line 4-5			สร้าง Line 7-8	
ต้นทุน/หน่วย [บาท/กม.]	9,347,459.84	9,627,883.64	9,916,720.14	10,214,221.75	10,520,648.40	10,836,267.85
ความยาวสายส่ง [กม.]		1.55			2.9	
รวมต้นทุน [บาท]	0.00	14,923,219.63	0.00	0.00	30,509,880.36	0.00

	ปีที่30	ปีที่31	ปีที่32	ปีที่33	ปีที่34	ปีที่35
สถานการณ์			สร้าง Line 5-7		สร้าง Line 1-2	
ต้นทุน/หน่วย [บาท/กม.]	11,161,355.89	11,496,196.57	11,841,082.46	12,196,314.94	12,562,204.38	12,939,070.52
ความยาวสายส่ง [กม.]			3.3		0.6	
รวมต้นทุน [บาท]	0.00	0.00	39,075,572.13	0.00	7,537,322.63	0.00

หลังจากที่ได้รูปแบบในการลงทุนแต่ละปีแล้ว ต่อไปจะแสดงรูปแบบการลงทุนทั้งหมดให้อยู่ในรูปแผนภาพกระแสเงินสด (Cash Flow Diagram) ดังต่อไปนี้

CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17



รูปที่ 6.1 แผนภาพกระแสเงินสดของการลงทุนสำหรับ Scenario ที่ 1

หลังจากที่ได้แปลงเงินลงทุนทั้งหมดของระบบทดสอบให้อยู่ในรูปเงินที่ต้องเก็บรายปี (Annuity Charge) ในลำดับถัดไปก็จะทำการหาค่า เงินรายปีที่ยังไม่ได้เก็บ (Residue Annuity Charge: RAC) โดยแต่ละตัวแปรที่ได้จาก Cash Flow Diagram จะเป็นดังต่อไปนี้

ตารางที่ 6.3 ค่าของตัวแปร X, Y และ Z

	เงินลงทุน [บาท]		เงินรายปี [บาท/ปี]		เงินรายปี [บาท/ปี]
X_0	34,044,820.50	Y_0	2,669,654.00	Z_0	680,896.41
X_1	2,841,768.46	Y_1	222,839.73	Z_1	56,835.37
X_2	14,147,270.66	Y_2	1,109,370.45	Z_2	282,945.41
X_5	17,591,394.92	Y_5	1,379,444.42	Z_5	351,827.90
X_{16}	737,897.11	Y_{16}	57,862.84	Z_{16}	14,757.94
X_{18}	22,702,216.32	Y_{18}	1,780,213.90	Z_{18}	454,044.33
X_{19}	1,612,640.19	Y_{19}	126,456.57	Z_{19}	32,252.80
X_{21}	28,229,024.70	Y_{21}	2,213,603.35	Z_{21}	564,580.49
X_{25}	14,923,219.63	Y_{25}	1,170,217.16	Z_{25}	298,464.39
X_{28}	30,509,880.36	Y_{28}	2,392,458.62	Z_{28}	610,197.61
X_{32}	39,075,572.13	Y_{32}	3,064,144.73	Z_{32}	781,511.44
X_{34}	7,537,322.63	Y_{34}	591,045.66	Z_{34}	150,746.45

และจากสมการ (5.1) จะได้ค่า RAC ในแต่ละปีดังตารางต่อไปนี้

ตารางที่ 6.4 ค่าของ Residue Annuity Charge ในแต่ละปี

ปี	RAC_i [บาท/ปี]	ปี	RAC_i [บาท/ปี]	ปี	RAC_i [บาท/ปี]$_i$	ปี	RAC_i [บาท/ปี]
1	3,350,550.41	10	6,753,813.69	19	6,391,038.70	28	6,712,453.78
2	3,630,225.51	11	4,084,159.69	20	6,549,748.07	29	9,715,110.00
3	5,022,541.37	12	4,084,159.69	21	5,868,851.66	30	9,715,110.00
4	5,022,541.37	13	4,084,159.69	22	8,367,360.41	31	9,715,110.00
5	5,022,541.37	14	4,084,159.69	23	6,975,044.55	32	9,715,110.00
6	6,753,813.69	15	4,084,159.69	24	6,975,044.55	33	13,560,766.18
7	6,753,813.69	16	4,084,159.69	25	6,975,044.55	34	13,560,766.18
8	6,753,813.69	17	4,156,780.47	26	6,712,453.78	35	14,151,811.84
9	6,753,813.69	18	4,156,780.47	27	6,712,453.78		

1590155535 CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

และจากหัวข้อ 5.24 จะทำการพิจารณาอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าทั้งหมด 4 ช่วงด้วยกันช่วงละ 20 ปีดังนั้นจะได้ว่า Total Investment Cost (TIC) ในแต่ละช่วงมีค่าดังต่อไปนี้

ช่วงที่ 1 (ปีที่ 1-20) TIC_1 = 67,608,229.34 [บาท/ปี]

ช่วงที่ 2 (ปีที่ 6-25) TIC_2 = 76,098,354.04 [บาท/ปี]

ช่วงที่ 3 (ปีที่ 11-30) TIC_3 = 74,892,229.93 [บาท/ปี]

ช่วงที่ 4 (ปีที่ 16-35) TIC_4 = 98,312,446.67 [บาท/ปี]

หลังจากที่ได้ค่า Total Investment Cost ในแต่ละช่วงแล้วจะสามารถคำนวณหาอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า (Wheeling Charge) ได้ซึ่งในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าด้วยวิธี Postage Stamp และ Power Flow Based MW-Mile ซึ่งจะได้ผลเป็นดังต่อไปนี้

จากสมการ (5.3) จะได้อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าในแต่ละช่วงเป็นดังต่อไปนี้

	Postage Stamp [บาท/MW-ปี]	Power Flow Based MW-Mile [บาท/MW-ปี]
WC_1	5,752.60	3,797.49
WC_2	5,577.26	3,695.32
WC_3	4,727.85	3,166.04
WC_4	5,345.86	3,636.89

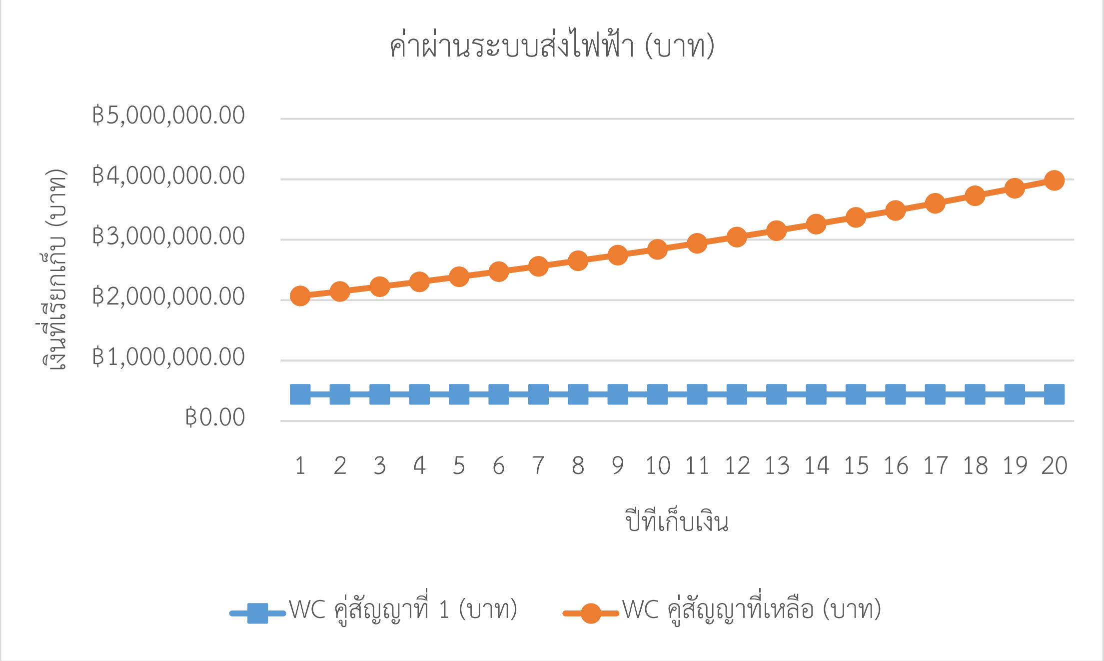
เมื่อได้อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า (Wheeling Charge) ในแต่ละช่วงแล้วก็จะนำไปคิดค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าในลำดับถัดไปโดยจะแบ่งการแสดงผลการคำนวณเป็น 4 ช่วงดังต่อไปนี้

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

6.1.1.1 ค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าในช่วงที่ 1 (ปีที่ 1 – ปีที่ 20)

ตารางที่ 6.5 อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากวิธี Postage Stamp ในช่วงที่ 1

Postage Stamp	เงินที่ต้องเก็บจาก คู่สัญญาที่ 1 [บาท]	เงินที่ต้องเก็บจากคู่สัญญาที่เหลือ [บาท]	เงินที่เก็บได้ [บาท]
ปีที่ 1	880,147.14	1,628,272.21	2,508,419.36
ปีที่ 2	880,147.14	1,704,277.32	2,584,424.46
ปีที่ 3	880,147.14	1,782,585.38	2,662,732.53
ปีที่ 4	880,147.14	1,863,266.18	2,743,413.32
ปีที่ 5	880,147.14	1,946,391.60	2,826,538.75
ปีที่ 6	880,147.14	2,032,035.73	2,912,182.87
ปีที่ 7	880,147.14	2,120,274.87	3,000,422.01
ปีที่ 8	880,147.14	2,211,187.65	3,091,334.80
ปีที่ 9	880,147.14	2,304,855.10	3,185,002.24
ปีที่ 10	880,147.14	2,401,360.67	3,281,507.81
ปีที่ 11	880,147.14	2,500,790.35	3,380,937.50
ปีที่ 12	880,147.14	2,603,232.76	3,483,379.90
ปีที่ 13	880,147.14	2,708,779.17	3,588,926.31
ปีที่ 14	880,147.14	2,817,523.64	3,697,670.78
ปีที่ 15	880,147.14	2,929,563.06	3,809,710.20
ปีที่ 16	880,147.14	3,044,997.28	3,925,144.42
ปีที่ 17	880,147.14	3,163,929.16	4,044,076.30
ปีที่ 18	880,147.14	3,286,464.67	4,166,611.81
ปีที่ 19	880,147.14	3,412,713.01	4,292,860.15
ปีที่ 20	880,147.14	3,542,786.67	4,422,933.81
TIC_1	67,608,229.34	ผลรวมของเงินที่เก็บได้	67,608,229.34

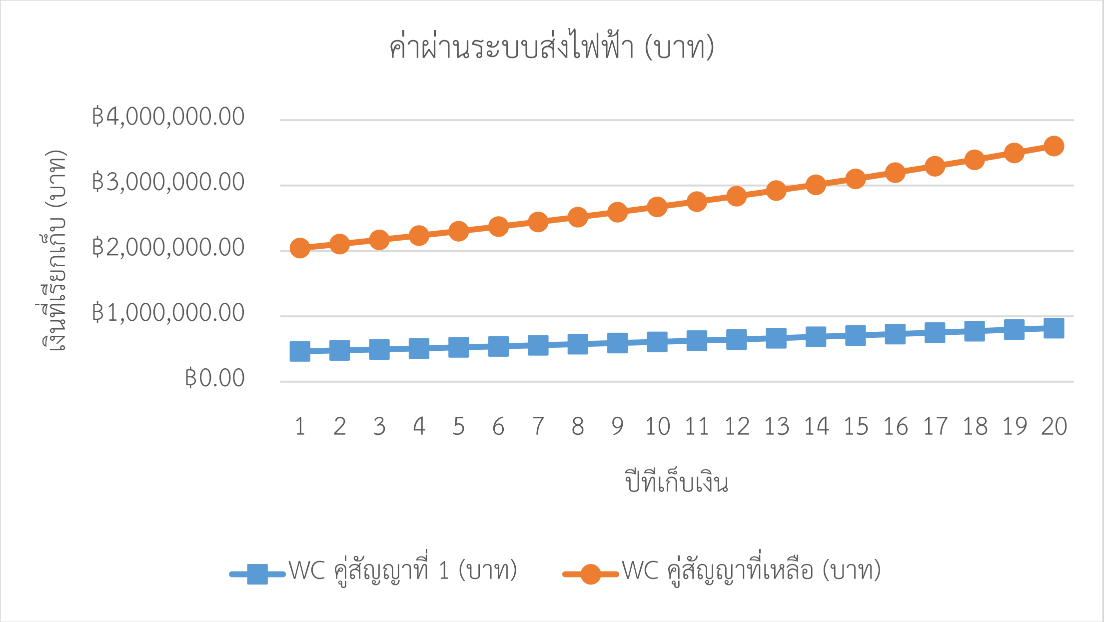


รูปที่ 6.2 อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากวิธี Postage Stamp ในช่วงที่ 1

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

ตารางที่ 6.6 อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากวิธี Power Flow Based MW-Mile ในช่วงที่ 1

Power Flow Based	เงินที่ต้องเก็บจาก คู่สัญญาที่ 1 [บาท]	เงินที่ต้องเก็บจากคู่สัญญาที่เหลือ [บาท]	เงินที่เก็บได้ [บาท]
ปีที่ 1	464,713.99	2,042,962.26	2,507,676.25
ปีที่ 2	478,952.03	2,104,655.89	2,583,607.92
ปีที่ 3	493,670.30	2,168,562.03	2,662,232.33
ปีที่ 4	508,562.17	2,234,428.59	2,742,990.76
ปีที่ 5	524,013.12	2,302,055.20	2,826,068.32
ปีที่ 6	539,861.27	2,371,305.34	2,911,166.61
ปีที่ 7	556,238.01	2,443,359.11	2,999,597.12
ปีที่ 8	573,080.60	2,517,556.81	3,090,637.41
ปีที่ 9	590,481.95	2,593,932.02	3,184,413.97
ปีที่ 10	608,349.30	2,672,743.99	3,281,093.29
ปีที่ 11	626,775.64	2,753,799.62	3,380,575.26
ปีที่ 12	645,761.06	2,837,455.94	3,483,217.00
ปีที่ 13	665,398.71	2,923,584.96	3,588,983.67
ปีที่ 14	685,595.46	3,012,154.97	3,697,750.43
ปีที่ 15	706,351.56	3,103,814.24	3,810,165.80
ปีที่ 16	727,760.16	3,198,079.01	3,925,839.17
ปีที่ 17	749,845.04	3,295,351.73	4,045,196.76
ปีที่ 18	772,558.78	3,395,314.05	4,167,872.82
ปีที่ 19	796,033.38	3,498,446.42	4,294,479.80
ปีที่ 20	820,146.64	3,604,518.00	4,424,664.64
TIC_1	67,608,229.34	ผลรวมของเงินที่เก็บได้	67,608,229.34



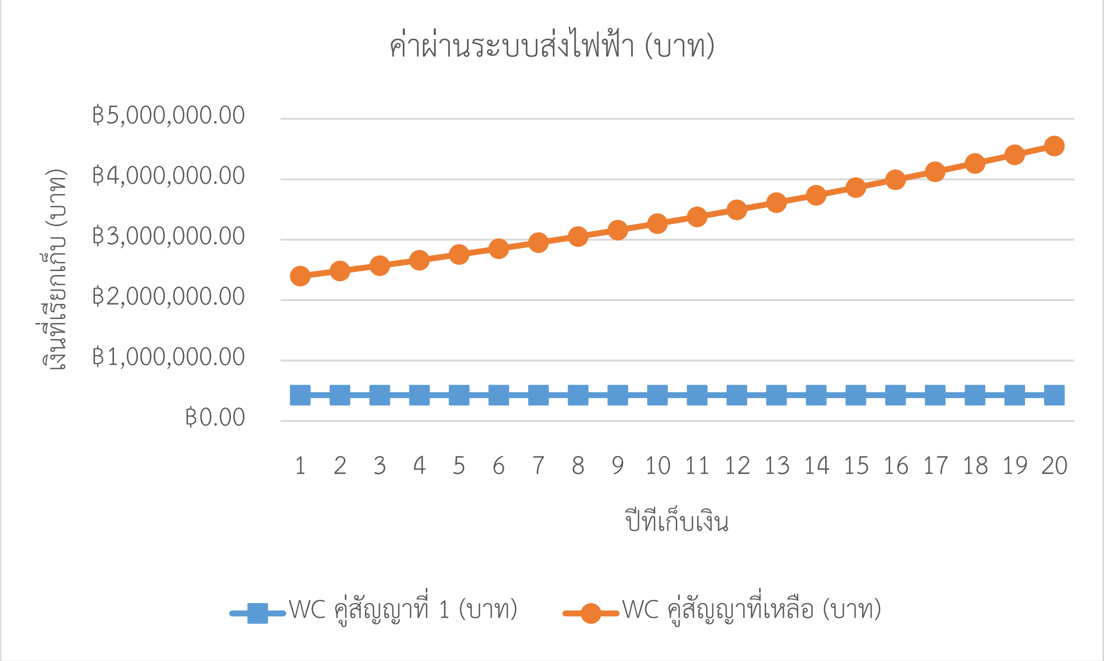
รูปที่ 6.3 อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากวิธี Power Flow Based MW-Mile ในช่วงที่ 1

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

6.1.1.2 ค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าในช่วงที่ 2 (ปีที่ 6 – ปีที่ 25)

ตารางที่ 6.7 อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากวิธี Postage Stamp ในช่วงที่ 2

Postage Stamp	เงินที่ต้องเก็บจาก คู่สัญญาที่ 1 [บาท]	เงินที่ต้องเก็บจากคู่สัญญาที่เหลือ [บาท]	เงินที่เก็บได้ [บาท]
ปีที่ 1	853,321.10	1,970,101.23	2,823,422.33
ปีที่ 2	853,321.10	2,055,650.92	2,908,972.03
ปีที่ 3	853,321.10	2,143,792.78	2,997,113.88
ปีที่ 4	853,321.10	2,234,605.33	3,087,926.43
ปีที่ 5	853,321.10	2,328,169.50	3,181,490.60
ปีที่ 6	853,321.10	2,424,568.66	3,277,889.77
ปีที่ 7	853,321.10	2,523,888.72	3,377,209.83
ปีที่ 8	853,321.10	2,626,218.18	3,479,539.28
ปีที่ 9	853,321.10	2,731,648.22	3,584,969.32
ปีที่ 10	853,321.10	2,840,272.79	3,693,593.89
ปีที่ 11	853,321.10	2,952,188.69	3,805,509.79
ปีที่ 12	853,321.10	3,067,495.63	3,920,816.74
ปีที่ 13	853,321.10	3,186,296.38	4,039,617.48
ปีที่ 14	853,321.10	3,308,696.79	4,162,017.89
ปีที่ 15	853,321.10	3,434,805.93	4,288,127.03
ปีที่ 16	853,321.10	3,564,736.18	4,418,057.28
ปีที่ 17	853,321.10	3,698,603.32	4,551,924.42
ปีที่ 18	853,321.10	3,836,526.63	4,689,847.73
ปีที่ 19	853,321.10	3,978,629.01	4,831,950.12
ปีที่ 20	853,321.10	4,125,037.10	4,978,358.20
TIC_2	76,098,354.04	ผลรวมของเงินที่เก็บได้	76,098,354.04

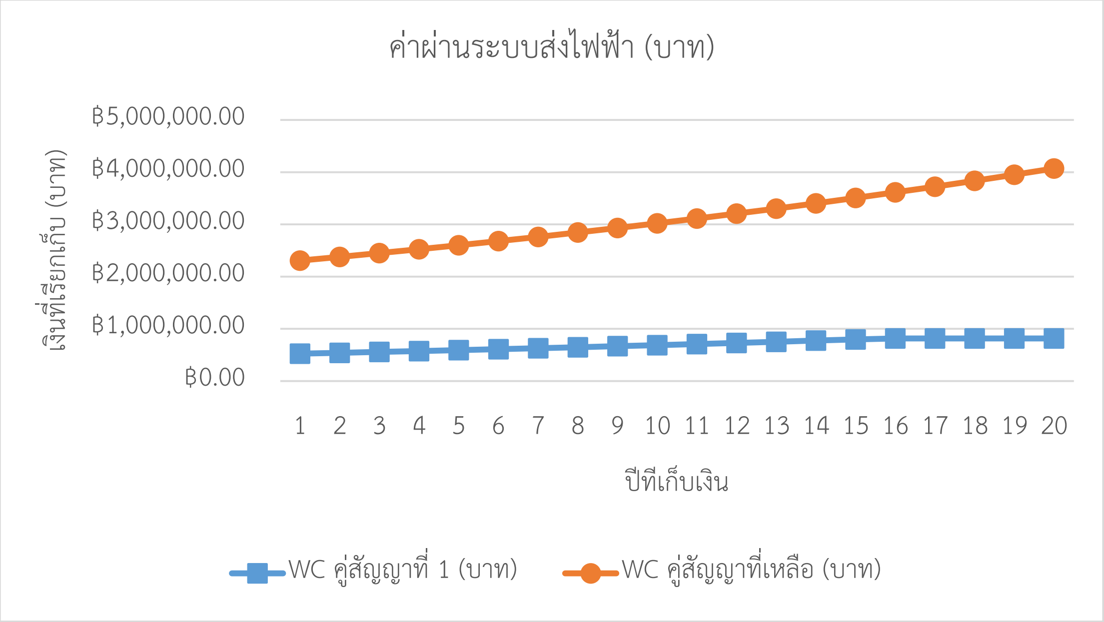


รูปที่ 6.4 อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากวิธี Postage Stamp ในช่วงที่ 2

CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17
1590155535

ตารางที่ 6.8 อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากวิธี Power Flow Based MW-Mile ในช่วงที่ 2

Power Flow Based	เงินที่ต้องเก็บจาก คู่สัญญาที่ 1 [บาท]	เงินที่ต้องเก็บจากคู่สัญญาที่เหลือ [บาท]	เงินที่เก็บได้ [บาท]
ปีที่ 1	525,336.43	2,307,505.92	2,832,842.34
ปีที่ 2	541,272.55	2,377,621.09	2,918,893.64
ปีที่ 3	557,662.00	2,449,822.53	3,007,484.52
ปีที่ 4	574,595.17	2,524,142.88	3,098,738.04
ปีที่ 5	591,981.80	2,600,834.42	3,192,816.23
ปีที่ 6	609,912.39	2,679,709.28	3,289,621.66
ปีที่ 7	628,387.01	2,761,114.84	3,389,501.85
ปีที่ 8	647,496.31	2,844,926.58	3,492,422.89
ปีที่ 9	667,149.67	2,931,113.63	3,598,263.30
ปีที่ 10	687,347.33	3,020,306.83	3,707,654.16
ปีที่ 11	708,179.94	3,112,035.43	3,820,215.37
ปีที่ 12	729,670.63	3,206,691.04	3,936,361.67
ปีที่ 13	751,773.26	3,303,963.90	4,055,737.16
ปีที่ 14	774,616.29	3,404,321.52	4,178,937.81
ปีที่ 15	798,080.78	3,507,539.27	4,305,620.05
ปีที่ 16	815,395.10	3,614,141.27	4,429,536.37
ปีที่ 17	815,157.30	3,722,672.07	4,537,829.37
ปีที่ 18	815,190.33	3,835,833.61	4,651,023.94
ปีที่ 19	815,224.73	3,952,196.53	4,767,421.26
ปีที่ 20	815,260.49	4,072,171.89	4,887,432.38
TIC_2	76,098,354.04	ผลรวมของเงินที่เก็บได้	76,098,354.04



รูปที่ 6.5 อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากวิธี Power Flow Based MW-Mile ในช่วงที่ 2

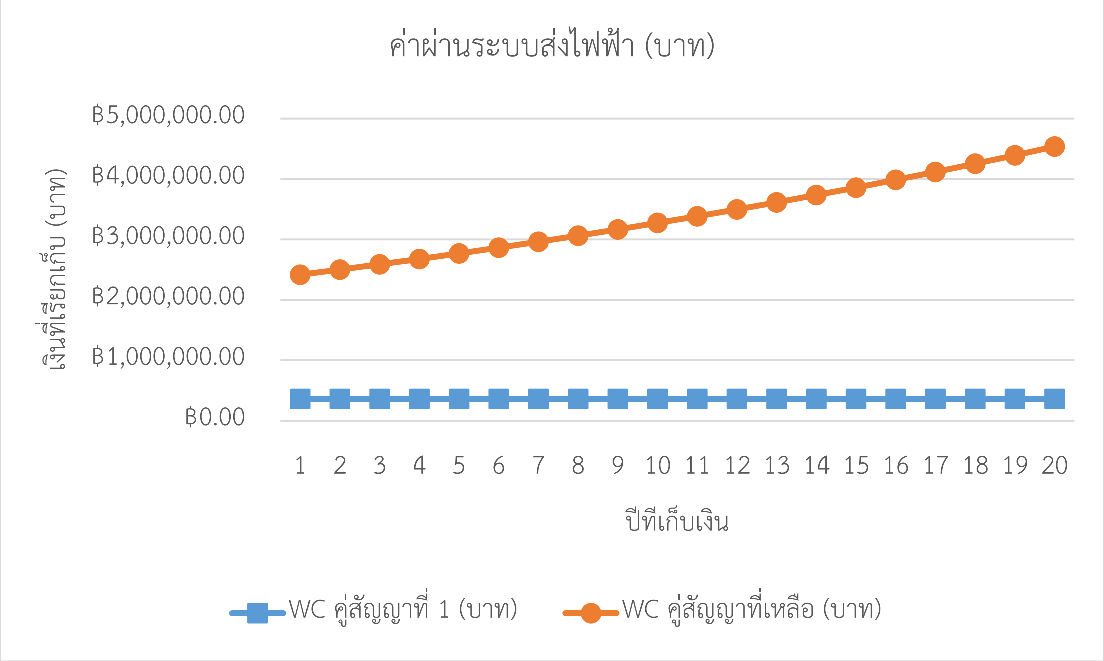
1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

6.1.1.3 ค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าในช่วงที่ 3 (ปีที่ 11 – ปีที่ 30)

ตารางที่ 6.9 อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากวิธี Postage Stamp ในช่วงที่ 3

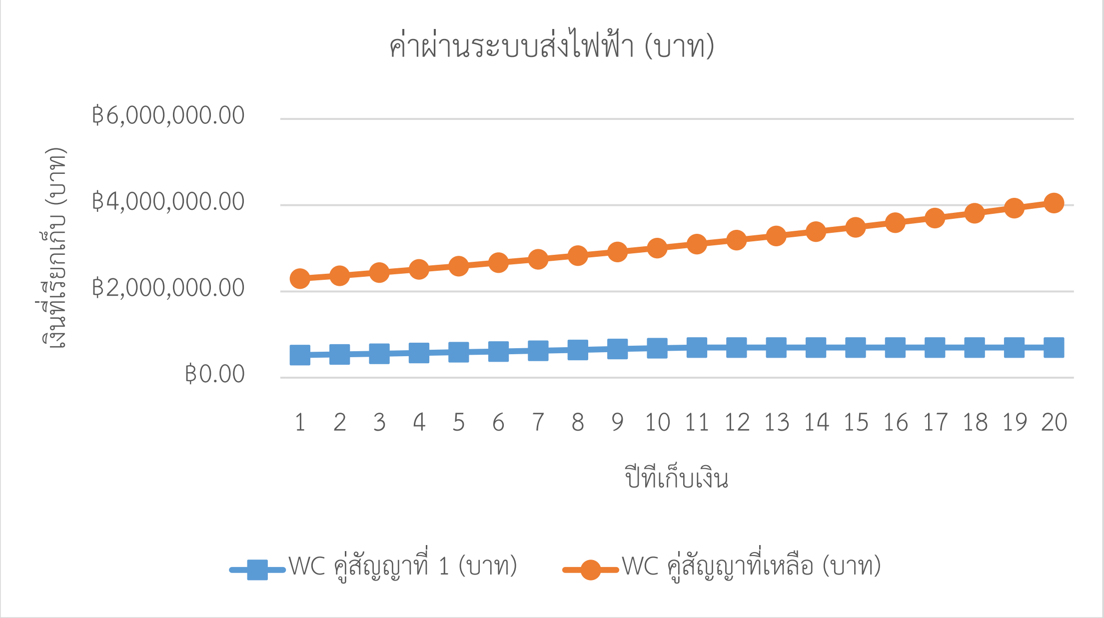
Postage Stamp	เงินที่ต้องเก็บจาก คู่สัญญาที่ 1 [บาท]	เงินที่ต้องเก็บจากคู่สัญญาที่เหลือ [บาท]	เงินที่เก็บได้ [บาท]
ปีที่ 1	723,361.66	2,055,310.72	2,778,672.38
ปีที่ 2	723,361.66	2,139,504.49	2,862,866.15
ปีที่ 3	723,361.66	2,226,249.34	2,949,610.99
ปีที่ 4	723,361.66	2,315,622.55	3,038,984.21
ปีที่ 5	723,361.66	2,407,703.77	3,131,065.43
ปีที่ 6	723,361.66	2,502,575.05	3,225,936.71
ปีที่ 7	723,361.66	2,600,320.94	3,323,682.59
ปีที่ 8	723,361.66	2,701,028.52	3,424,390.18
ปีที่ 9	723,361.66	2,804,787.54	3,528,149.20
ปีที่ 10	723,361.66	2,911,690.46	3,635,052.12
ปีที่ 11	723,361.66	3,021,832.54	3,745,194.20
ปีที่ 12	723,361.66	3,135,311.92	3,858,673.58
ปีที่ 13	723,361.66	3,252,229.73	3,975,591.39
ปีที่ 14	723,361.66	3,372,690.15	4,096,051.81
ปีที่ 15	723,361.66	3,496,800.52	4,220,162.18
ปีที่ 16	723,361.66	3,624,671.44	4,348,033.10
ปีที่ 17	723,361.66	3,756,416.84	4,479,778.50
ปีที่ 18	723,361.66	3,892,154.13	4,615,515.79
ปีที่ 19	723,361.66	4,032,004.26	4,755,365.92
ปีที่ 20	723,361.66	4,176,091.84	4,899,453.50
TIC_3	74,892,229.93	ผลรวมของเงินที่เก็บได้	74,892,229.93



รูปที่ 6.6 อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากวิธี Postage Stamp ในช่วงที่ 3

ตารางที่ 6.10 อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากวิธี Power Flow Based MW-Mile ในช่วงที่ 3

Power Flow Based	เงินที่ต้องเก็บจาก คู่สัญญาที่ 1 [บาท]	เงินที่ต้องเก็บจากคู่สัญญาที่เหลือ [บาท]	เงินที่เก็บได้ [บาท]
ปีที่ 1	522,555.01	2,295,896.17	2,818,451.19
ปีที่ 2	538,383.52	2,365,642.07	2,904,025.59
ปีที่ 3	554,755.81	2,437,449.50	2,992,205.32
ปีที่ 4	571,594.24	2,511,292.04	3,082,886.28
ปีที่ 5	588,899.00	2,587,710.15	3,176,609.15
ปีที่ 6	606,747.77	2,666,300.52	3,273,048.29
ปีที่ 7	625,160.35	2,747,398.67	3,372,559.02
ปีที่ 8	644,097.24	2,830,739.19	3,474,836.44
ปีที่ 9	663,668.47	2,916,722.65	3,580,391.13
ปีที่ 10	683,772.16	3,005,156.59	3,688,928.75
ปีที่ 11	698,606.57	3,096,490.05	3,795,096.62
ปีที่ 12	698,402.82	3,189,476.05	3,887,878.87
ปีที่ 13	698,431.13	3,286,429.53	3,984,860.66
ปีที่ 14	698,460.60	3,386,125.87	4,084,586.46
ปีที่ 15	698,491.23	3,488,917.23	4,187,408.46
ปีที่ 16	698,172.24	3,594,438.37	4,292,610.61
ปีที่ 17	698,175.84	3,703,665.09	4,401,840.93
ปีที่ 18	698,178.71	3,815,987.31	4,514,166.02
ปีที่ 19	698,372.93	3,931,897.15	4,630,270.08
ปีที่ 20	698,389.04	4,051,181.02	4,749,570.06
TIC_3	74,892,229.93	ผลรวมของเงินที่เก็บได้	74,892,229.93



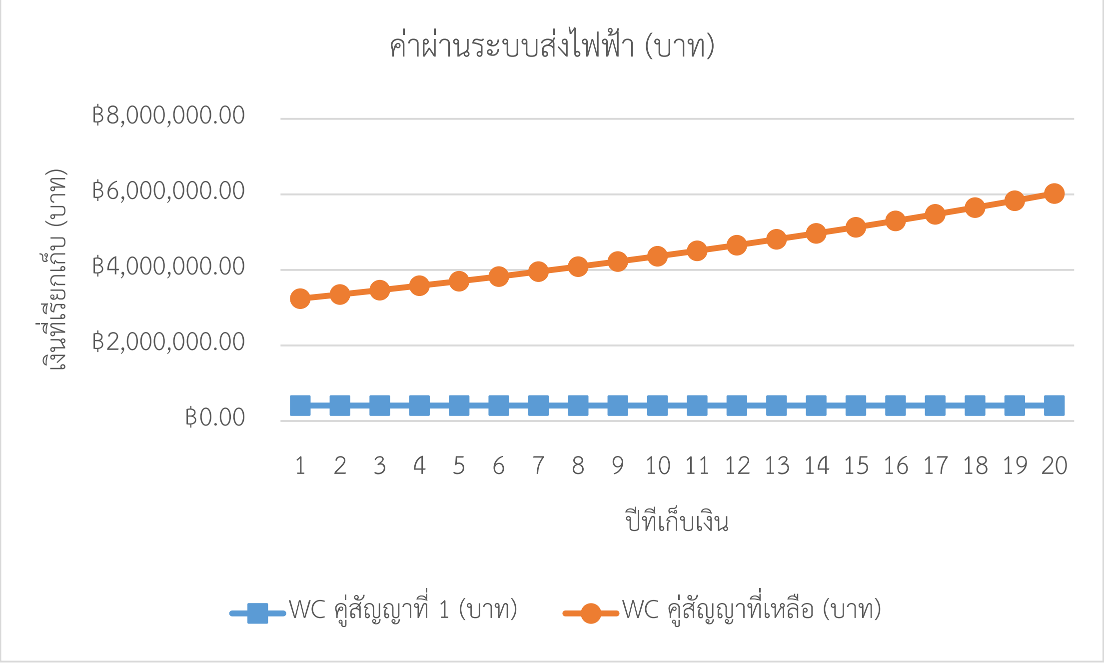
รูปที่ 6.7 อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากวิธี Power Flow Based MW-Mile ในช่วงที่ 3

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

6.1.1.4 ค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าในช่วงที่ 4 (ปีที่ 16 – ปีที่ 35)

ตารางที่ 6.11 อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากวิธี Postage Stamp ในช่วงที่ 4

Postage Stamp	เงินที่ต้องเก็บจาก คู่สัญญาที่ 1 [บาท]	เงินที่ต้องเก็บจากคู่สัญญาที่เหลือ [บาท]	เงินที่เก็บได้ [บาท]
ปีที่ 1	817,916.05	2,829,699.74	3,647,615.78
ปีที่ 2	817,916.05	2,940,222.49	3,758,138.54
ปีที่ 3	817,916.05	3,054,094.09	3,872,010.14
ปีที่ 4	817,916.05	3,171,416.00	3,989,332.05
ปีที่ 5	817,916.05	3,292,292.76	4,110,208.81
ปีที่ 6	817,916.05	3,416,832.09	4,234,748.13
ปีที่ 7	817,916.05	3,545,144.96	4,363,061.00
ปีที่ 8	817,916.05	3,677,345.70	4,495,261.75
ปีที่ 9	817,916.05	3,813,552.13	4,631,468.18
ปีที่ 10	817,916.05	3,953,885.62	4,771,801.67
ปีที่ 11	817,916.05	4,098,471.21	4,916,387.26
ปีที่ 12	817,916.05	4,247,437.75	5,065,353.79
ปีที่ 13	817,916.05	4,400,917.96	5,218,834.01
ปีที่ 14	817,916.05	4,559,048.64	5,376,964.68
ปีที่ 15	817,916.05	4,721,970.67	5,539,886.71
ปีที่ 16	817,916.05	4,889,829.23	5,707,745.28
ปีที่ 17	817,916.05	5,062,773.91	5,880,689.96
ปีที่ 18	817,916.05	5,240,958.82	6,058,874.87
ปีที่ 19	817,916.05	5,424,542.73	6,242,458.78
ปีที่ 20	817,916.05	5,613,689.23	6,431,605.28
TIC_4	98,312,446.67	ผลรวมของเงินที่เก็บได้	98,312,446.67

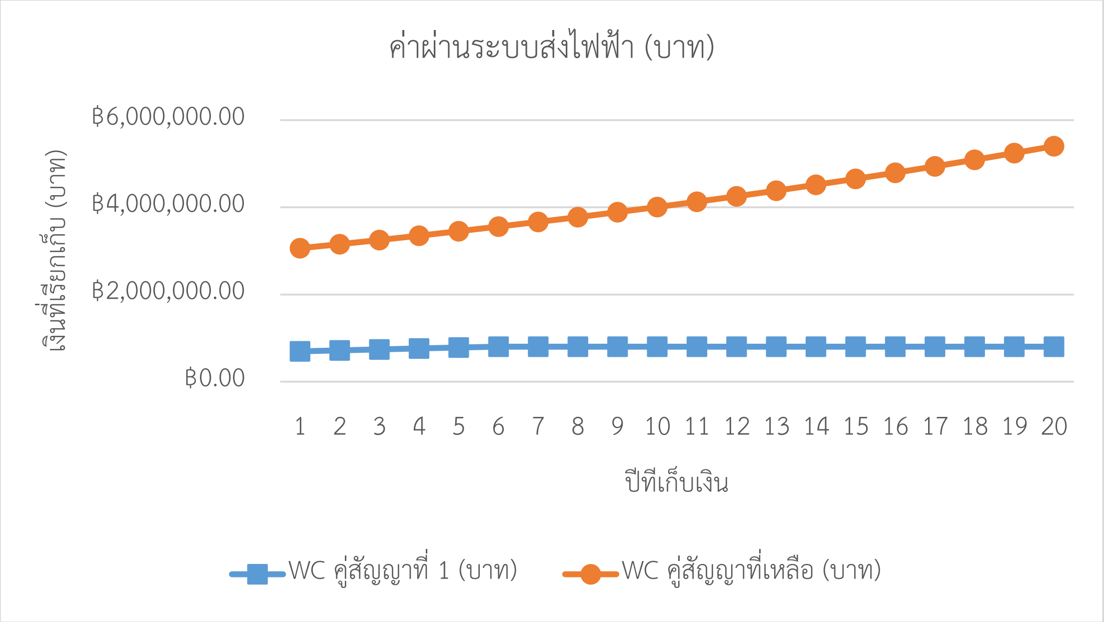


รูปที่ 6.8 อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากวิธี Postage Stamp ในช่วงที่ 4

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

ตารางที่ 6.12 อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากวิธี Power Flow Based MW-Mile ในช่วงที่ 4

Power Flow Based	เงินที่ต้องเก็บจาก คู่สัญญาที่ 1 [บาท]	เงินที่ต้องเก็บจากคู่สัญญาที่เหลือ [บาท]	เงินที่เก็บได้ [บาท]
ปีที่ 1	696,982.52	3,062,829.30	3,759,811.82
ปีที่ 2	718,133.40	3,155,988.27	3,874,121.67
ปีที่ 3	739,886.56	3,251,723.09	3,991,609.65
ปีที่ 4	762,368.40	3,350,493.90	4,112,862.29
ปีที่ 5	785,461.88	3,452,079.62	4,237,541.50
ปีที่ 6	802,502.44	3,556,996.07	4,359,498.51
ปีที่ 7	802,268.39	3,663,810.83	4,466,079.22
ปีที่ 8	802,300.91	3,775,183.11	4,577,484.02
ปีที่ 9	802,334.76	3,889,706.15	4,692,040.91
ปีที่ 10	802,369.95	4,007,784.51	4,810,154.46
ปีที่ 11	802,003.52	4,128,998.62	4,931,002.14
ปีที่ 12	802,007.66	4,254,469.40	5,056,477.06
ปีที่ 13	802,010.95	4,383,496.04	5,185,506.99
ปีที่ 14	802,234.05	4,516,643.85	5,318,877.90
ปีที่ 15	802,252.56	4,653,667.45	5,455,920.01
ปีที่ 16	802,271.01	4,795,057.62	5,597,328.63
ปีที่ 17	802,289.64	4,940,816.52	5,743,106.16
ปีที่ 18	802,044.95	5,089,463.17	5,891,508.12
ปีที่ 19	802,042.64	5,244,170.94	6,046,213.58
ปีที่ 20	802,588.73	5,402,713.31	6,205,302.04
TIC_4	98,312,446.67	ผลรวมของเงินที่เก็บได้	98,312,446.67



รูปที่ 6.9 อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากวิธี Power Flow Based MW-Mile ในช่วงที่ 4

CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17
1590155535

6.1.2 ผลการคำนวณของ Scenario ที่ 2

สำหรับ Scenario ที่ 2 จะกำหนดให้มี SPP 2 เข้ามาเชื่อมต่อที่ Bus 6 .ในปีที่ 5 โดยมีสมมติฐานว่าการเข้ามาของ SPP 2 จะทำให้ พิกัดการรับโหลดของสายส่งไฟฟ้า ในระบบลดลง หลังจากที่รับค่าข้อมูลในการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า (Power Flow Calculation) แล้วจะได้ผลของพิกัดการรับโหลดของสายส่ง (Line Loading) ของสายส่งไฟฟ้าแต่ละเส้น เป็นดังตารางต่อไปนี้

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

ตารางที่ 6.13 พิกัดการรับโหลดของสายส่งไฟฟ้า ของ Scenario ที่ 2

Line Loading	ปีที่1	ปีที่2	ปีที่3	ปีที่4	ปีที่5	ปีที่6	ปีที่7	ปีที่8	ปีที่9	ปีที่10
Line 1-2 [%]	78.77	80.76	42.51	40.57	41.66	33.28	33.85	34.46	35.11	35.79
Line 2-3 [%]	18.09	18.64	19.19	19.77	20.36	20.98	21.62	22.27	22.95	23.64
Line 2-4 [%]	61.75	63.38	67.45	62.75	64.56	45.85	46.46	47.15	47.90	48.72
Line 4-5 [%]	24.06	26.08	30.80	26.10	28.46	17.17	19.25	21.41	23.64	25.94
Line 5-6 [%]	17.26	17.78	18.31	18.85	19.42	37.16	37.18	37.25	37.38	37.57
Line 5-7 [%]	62.35	65.67	68.71	73.30	76.90	31.63	34.78	38.22	41.90	45.81
Line 5-9 [%]	46.01	47.41	48.82	50.28	51.80	53.26	54.88	56.54	58.25	60.02
Line 7-8 [%]	75.83	79.49	82.67	44.06	46.05	24.07	25.87	27.78	29.80	31.93

Line Loading	ปีที่11	ปีที่12	ปีที่13	ปีที่14	ปีที่15	ปีที่16	ปีที่17	ปีที่18	ปีที่19	ปีที่20
Line 1-2 [%]	36.50	37.25	38.04	38.87	39.74	40.65	41.60	42.60	42.64	43.71
Line 2-3 [%]	24.36	25.10	25.86	26.64	27.46	28.29	29.15	30.03	30.95	31.88
Line 2-4 [%]	49.61	50.59	51.64	52.77	53.99	55.29	56.69	58.17	57.48	59.10
Line 4-5 [%]	28.33	30.79	33.33	35.96	38.67	41.46	44.34	47.31	50.06	53.20
Line 5-6 [%]	37.83	38.18	38.60	39.11	39.71	40.40	41.19	42.09	37.02	37.85
Line 5-7 [%]	49.94	54.27	58.80	63.52	68.44	73.54	78.84	84.32	45.31	48.15
Line 5-9 [%]	61.84	63.72	65.65	67.64	69.70	71.81	74.00	76.24	78.55	80.93
Line 7-8 [%]	34.17	36.52	38.97	41.52	44.18	46.93	49.80	52.76	56.64	59.73

CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

Line Loading	ปีที่21	ปีที่22	ปีที่23	ปีที่24	ปีที่25	ปีที่26	ปีที่27	ปีที่28	ปีที่29	ปีที่30
Line 1-2 [%]	44.83	46.00	47.22	48.49	49.82	51.20	51.71	53.19	52.87	54.44
Line 2-3 [%]	32.85	33.85	34.88	35.94	37.03	38.16	39.31	40.51	41.74	43.00
Line 2-4 [%]	60.82	62.65	64.58	66.61	68.74	70.99	71.28	73.70	72.12	74.74
Line 4-5 [%]	56.43	59.78	63.23	66.78	70.44	74.22	77.81	81.81	42.73	44.84
Line 5-6 [%]	38.79	39.87	41.08	42.42	43.90	45.51	41.07	42.71	47.42	49.39
Line 5-7 [%]	51.09	54.15	57.31	60.59	63.97	67.48	71.18	74.86	78.66	82.59
Line 5-9 [%]	41.68	42.95	44.25	45.59	46.98	48.40	49.87	51.38	52.95	54.55
Line 7-8 [%]	62.93	66.26	69.70	73.25	76.94	80.75	56.77	59.45	62.24	65.10

Line Loading	ปีที่31	ปีที่32	ปีที่33	ปีที่34	ปีที่35
Line 1-2 [%]	54.56	56.23	57.97	59.79	62.91
Line 2-3 [%]	44.31	45.66	47.04	48.48	49.95
Line 2-4 [%]	74.10	76.93	79.88	82.95	44.44
Line 4-5 [%]	46.87	49.11	51.41	53.80	56.38
Line 5-6 [%]	45.13	47.24	49.48	51.87	52.30
Line 5-7 [%]	57.88	60.64	63.49	66.44	69.48
Line 5-9 [%]	56.20	57.91	59.67	61.48	63.34
Line 7-8 [%]	68.42	71.44	74.56	77.79	81.09

และเมื่อนำไปพิจารณาการลงทุนสร้างสายเพิ่ม จะได้รูปแบบของการลงทุนเป็นไปดังตารางต่อไปนี้

CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17
1590155535

ตารางที่ 6.14 รูปแบบการลงทุน Scenario ที่ 2

	ปีที่0	ปีที่1	ปีที่2	ปีที่3	ปีที่4	ปีที่5
สถานการณ์	FRAC	สร้าง Line 1-2	สร้าง Line 7-8			
ต้นทุน/หน่วย [บาท/กม.]		4,736,280.77	4,878,369.19	5,024,720.27	5,175,461.88	5,330,725.73
ความยาวสายส่ง [กม.]		3.50	2.9			
รวมต้นทุน [บาท]	34,044,820	2,841,768.46	14,147,270.66	0.00	0.00	0.00

	ปีที่6	ปีที่7	ปีที่8	ปีที่9	ปีที่10	ปีที่11
สถานการณ์						
ต้นทุน/หน่วย [บาท/กม.]	5,490,647.50	5,655,366.93	5,825,027.94	5,999,778.78	6,179,772.14	6,365,165.30
ความยาวสายส่ง [กม.]						
รวมต้นทุน [บาท]	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

	ปีที่12	ปีที่13	ปีที่14	ปีที่15	ปีที่16	ปีที่17
สถานการณ์						สร้าง Line 5-7
ต้นทุน/หน่วย [บาท/กม.]	6,556,120.26	6,752,803.87	6,955,387.99	7,164,049.63	7,378,971.12	7,600,340.25
ความยาวสายส่ง [กม.]						3.3
รวมต้นทุน [บาท]	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	25,081,122.82

	ปีที่18	ปีที่19	ปีที่20	ปีที่21	ปีที่22	ปีที่23
สถานการณ์		สร้าง Line 5-9				
ต้นทุน/หน่วย [บาท/กม.]	7,828,350.46	8,063,200.97	8,305,097.00	8,554,249.91	8,810,877.41	9,075,203.73
ความยาวสายส่ง [กม.]		0.2				
รวมต้นทุน [บาท]	0.00	1,612,640.19	0.00	0.00	0.00	0.00

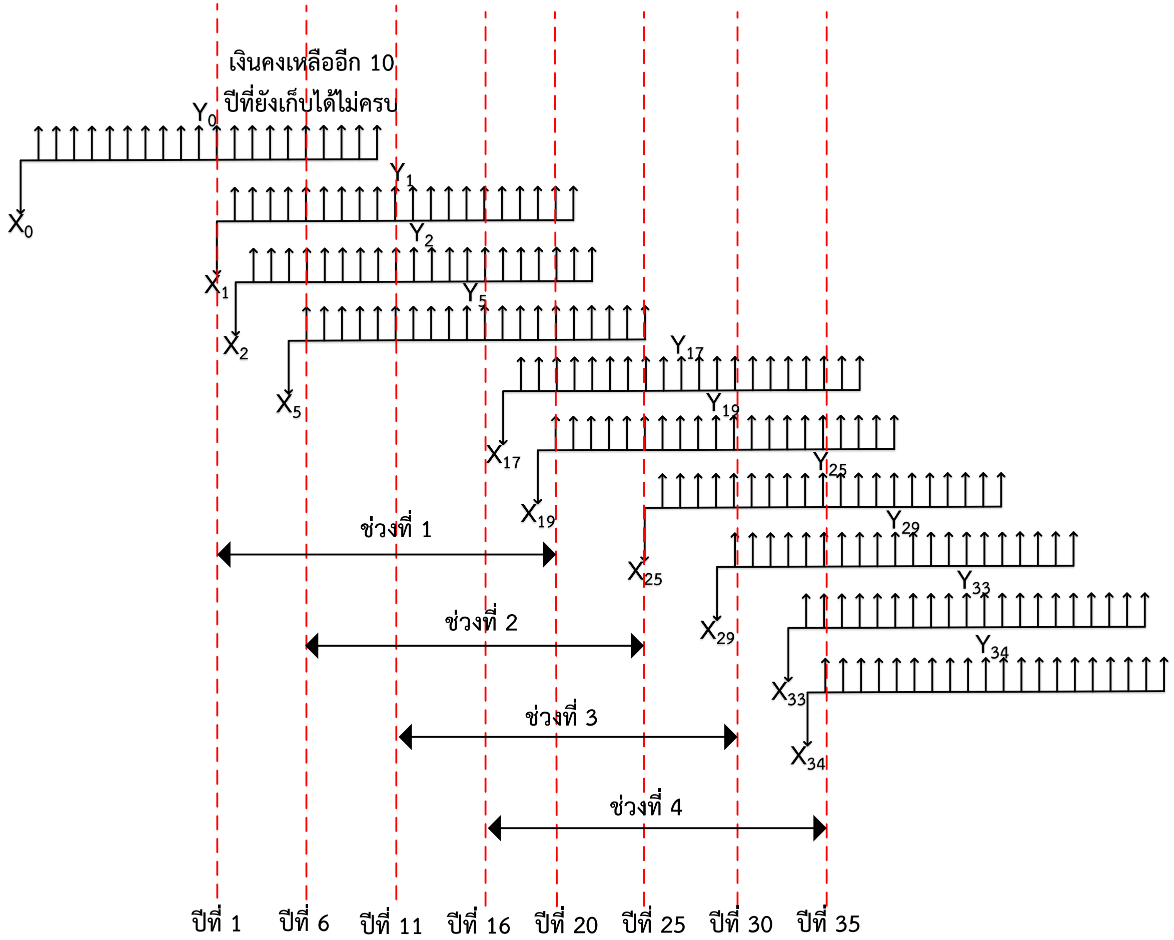
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

	ปีที่24	ปีที่25	ปีที่26	ปีที่27	ปีที่28	ปีที่29
สถานการณ์		สร้าง Line 7-8		สร้าง Line 4-5		สร้าง Line 5-7
ต้นทุน/หน่วย [บาท/กม.]	9,347,459.84	9,627,883.64	9,916,720.14	10,214,221.75	10,520,648.40	10,836,267.85
ความยาวสายส่ง [กม.]		2.9		1.55		3.3
รวมต้นทุน [บาท]	0.00	27,920,862.54	0.00	15,832,043.71	0.00	35,759,683.92

	ปีที่30	ปีที่31	ปีที่32	ปีที่33	ปีที่34	ปีที่35
สถานการณ์				สร้าง Line 2-4	สร้าง Line 7-8	
ต้นทุน/หน่วย [บาท/กม.]	11,161,355.89	11,496,196.57	11,841,082.46	12,196,314.94	12,562,204.38	12,939,070.52
ความยาวสายส่ง [กม.]				0.1	2.9	
รวมต้นทุน [บาท]	0.00	0.00	0.00	1,219,631.49	36,430,392.71	0.00

หลังจากที่ได้รูปแบบในการลงทุนแต่ละปีแล้ว ต่อไปจะแสดงรูปแบบการลงทุนทั้งหมดให้อยู่ในรูปแผนภาพกระแสเงินสด (Cash Flow Diagram) ดังต่อไปนี้

CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17



รูปที่ 6.10 แผนภาพกระแสเงินสดของการลงทุนสำหรับ Scenario ที่ 2

หลังจากที่ได้แปลงเงินลงทุนทั้งหมดของระบบทดสอบให้อยู่ในรูปเงินที่ต้องเก็บรายปี (Annuity Charge) ในลำดับถัดไปก็จะทำการหาค่า เงินรายปีที่ยังไม่ได้เก็บ (Residue Annuity Charge: RAC) โดยแต่ละตัวแปรที่ได้จาก Cash Flow Diagram จะเป็นดังต่อไปนี้

ตารางที่ 6.15 ค่าของตัวแปร X, Y และ Z

	เงินลงทุน [บาท]		เงินรายปี [บาท/ปี]		เงินรายปี [บาท/ปี]
X_0	34,044,820.50	Y_0	2,669,654.00	Z_0	680,896.41
X_1	2,841,768.46	Y_1	222,839.73	Z_1	56,835.37
X_2	14,147,270.66	Y_2	1,109,370.45	Z_2	282,945.41
X_{17}	25,081,122.82	Y_{17}	1,966,757.91	Z_{17}	501,622.46
X_{19}	1,612,640.19	Y_{19}	126,456.57	Z_{19}	32,252.80
X_{25}	27,920,862.54	Y_{25}	2,189,438.55	Z_{25}	558,417.25
X_{27}	15,832,043.71	Y_{27}	1,241,483.38	Z_{27}	316,640.87
X_{29}	35,759,683.92	Y_{29}	2,804,126.50	Z_{29}	715,193.68
X_{33}	1,219,631.49	Y_{33}	95,638.46	Z_{33}	24,392.63
X_{34}	36,430,392.71	Y_{34}	2,856,720.71	Z_{34}	728,607.85

และจากสมการ (5.1) จะได้ค่า RAC ในแต่ละปีดังตารางต่อไปนี้

ตารางที่ 6.16 ค่าของ Residue Annuity Charge ในแต่ละปี

ปี	RAC_i [บาท/ปี]	ปี	RAC_i [บาท/ปี]	ปี	RAC_i [บาท/ปี]$_i$	ปี	RAC_i [บาท/ปี]
1	3,350,550.41	10	5,022,541.37	19	4,821,267.73	28	6,933,069.79
2	3,630,225.51	11	2,352,887.37	20	4,979,977.11	29	6,933,069.79
3	5,022,541.37	12	2,352,887.37	21	4,299,080.70	30	10,452,389.97
4	5,022,541.37	13	2,352,887.37	22	4,019,405.60	31	10,452,389.97
5	5,022,541.37	14	2,352,887.37	23	2,627,089.74	32	10,452,389.97
6	5,022,541.37	15	2,352,887.37	24	2,627,089.74	33	10,452,389.97
7	5,022,541.37	16	2,352,887.37	25	2,627,089.74	34	10,572,421.06
8	5,022,541.37	17	2,352,887.37	26	5,374,945.54	35	13,429,141.76
9	5,022,541.37	18	4,821,267.73	27	5,374,945.54		

และจากหัวข้อ 5.24 จะทำการพิจารณาอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าทั้งหมด 4 ช่วงด้วยกันช่วงละ 20 ปีดังนั้นจะได้ว่า Total Investment Cost (TIC) ในแต่ละช่วงมีค่าดังต่อไปนี้

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

ช่วงที่ 1 (ปีที่ 1-20) TIC_1 = 53,589,594.15 [บาท/ปี]

ช่วงที่ 2 (ปีที่ 6-25) TIC_2 = 49,893,906.93 [บาท/ปี]

ช่วงที่ 3 (ปีที่ 11-30) TIC_3 = 49,729,665.84 [บาท/ปี]

ช่วงที่ 4 (ปีที่ 16-35) TIC_4 = 74,276,452.33 [บาท/ปี]

หลังจากที่ได้ค่า Total Investment Cost ในแต่ละช่วงแล้วจะสามารถคำนวณหาอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า (Wheeling Charge) ได้ซึ่งในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าด้วยวิธี Postage Stamp และ Power Flow Based MW-Mile ซึ่งจะได้ผลเป็นดังต่อไปนี้

จากสมการ (5.2) จะได้อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าในแต่ละช่วงเป็นดังต่อไปนี้

	Postage Stamp [บาท/MW]	Power Flow Based MW-Mile [บาท/MW]
WC_1	4,559.79	3,071.27
WC_2	3,656.73	2,484.67
WC_3	3,139.37	2,157.86
WC_4	4,038.87	2,837.41

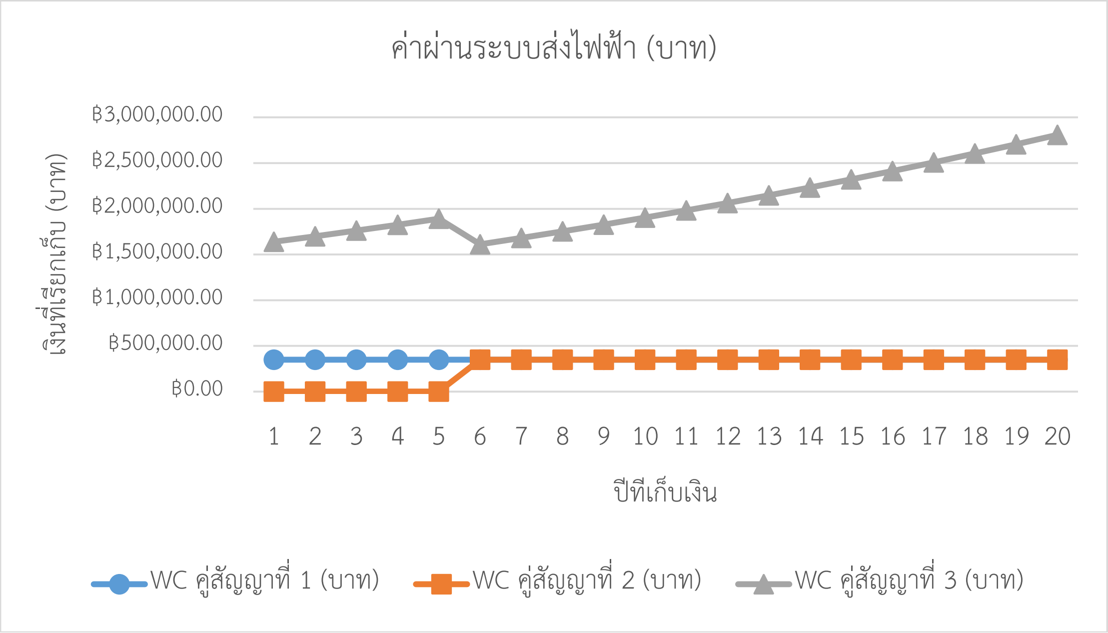
เมื่อได้อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า (Wheeling Charge) ในแต่ละช่วงแล้วก็จะนำไปคิดค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าในลำดับถัดไปโดยจะแบ่งการแสดงผลการคำนวณเป็น 4 ช่วงดังต่อไปนี้

1590155535 CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

6.1.2.1 ค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าในช่วงที่ 1 (ปีที่ 1 – ปีที่ 20)

ตารางที่ 6.17 อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากวิธี Postage Stamp ในช่วงที่ 1

Postage Stamp	เงินที่ต้องเก็บจาก คู่สัญญาที่ 1 [บาท]	เงินที่ต้องเก็บจาก คู่สัญญาที่ 2 [บาท]	เงินที่ต้องเก็บจาก คู่สัญญาที่เหลือ [บาท]	เงินที่เก็บได้ [บาท]
ปีที่ 1	697,647.74	0.00	1,290,648.31	1,988,296.05
ปีที่ 2	697,647.74	0.00	1,350,893.68	2,048,541.42
ปีที่ 3	697,647.74	0.00	1,412,964.49	2,110,612.23
ปีที่ 4	697,647.74	0.00	1,476,916.04	2,174,563.78
ปีที่ 5	697,647.74	0.00	1,542,805.32	2,240,453.06
ปีที่ 6	697,647.74	697,647.74	913,043.31	2,308,338.79
ปีที่ 7	697,647.74	697,647.74	982,985.98	2,378,281.45
ปีที่ 8	697,647.74	697,647.74	1,055,047.91	2,450,343.38
ปีที่ 9	697,647.74	697,647.74	1,129,293.31	2,524,588.78
ปีที่ 10	697,647.74	697,647.74	1,205,788.35	2,601,083.82
ปีที่ 11	697,647.74	697,647.74	1,284,601.19	2,679,896.66
ปีที่ 12	697,647.74	697,647.74	1,365,802.06	2,761,097.53
ปีที่ 13	697,647.74	697,647.74	1,449,463.31	2,844,758.79
ปีที่ 14	697,647.74	697,647.74	1,535,659.51	2,930,954.98
ปีที่ 15	697,647.74	697,647.74	1,624,467.44	3,019,762.91
ปีที่ 16	697,647.74	697,647.74	1,715,966.26	3,111,261.73
ปีที่ 17	697,647.74	697,647.74	1,810,237.49	3,205,532.96
ปีที่ 18	697,647.74	697,647.74	1,907,365.14	3,302,660.61
ปีที่ 19	697,647.74	697,647.74	2,007,435.75	3,402,731.23
ปีที่ 20	697,647.74	697,647.74	2,110,538.51	3,505,833.98
	TIC_1	53,589,594.15	ผลรวมของเงินที่เก็บได้	53,589,594.15



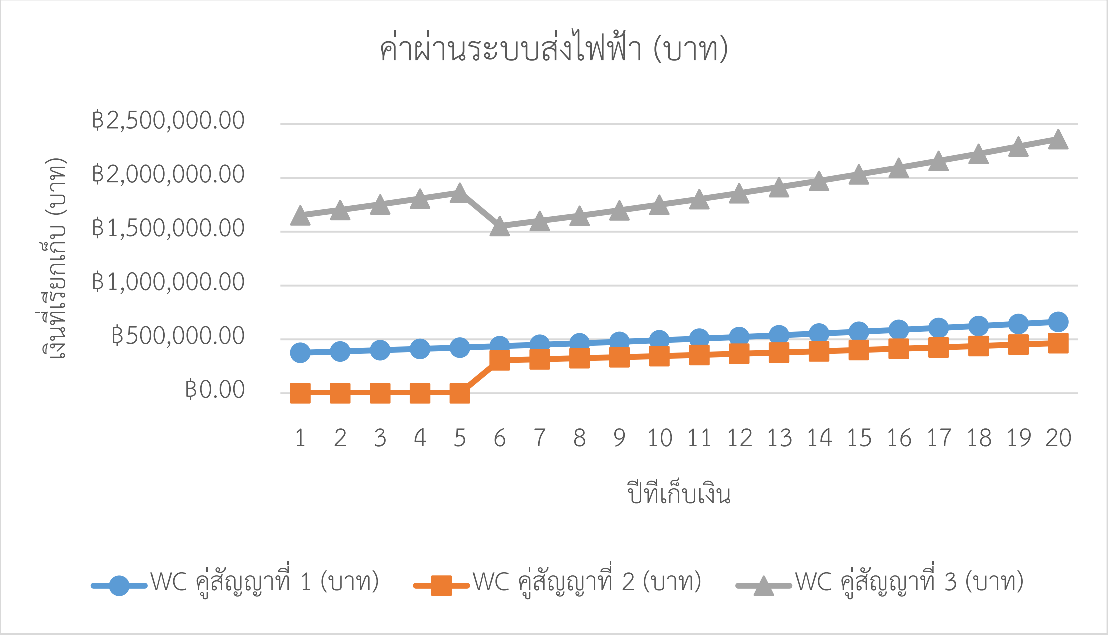
รูปที่ 6.11 อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากวิธี Postage Stamp ในช่วงที่ 1

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

1590155535 CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

ตารางที่ 6.18 อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากวิธี Power Flow Based MW-Mile ในช่วงที่ 1

Power Flow Based	เงินที่ต้องเก็บจาก คู่สัญญาที่ 1 [บาท]	เงินที่ต้องเก็บจาก คู่สัญญาที่ 2 [บาท]	เงินที่ต้องเก็บจาก คู่สัญญาที่เหลือ [บาท]	เงินที่เก็บได้ [บาท]
ปีที่ 1	375,844.35	0.00	1,652,276.12	2,028,120.47
ปีที่ 2	387,436.77	0.00	1,702,170.93	2,089,607.70
ปีที่ 3	399,200.20	0.00	1,753,856.80	2,153,057.00
ปีที่ 4	411,370.34	0.00	1,807,127.36	2,218,497.70
ปีที่ 5	423,819.30	0.00	1,861,821.39	2,285,640.69
ปีที่ 6	436,606.79	306,521.68	1,552,860.69	2,295,989.15
ปีที่ 7	449,840.97	315,799.54	1,600,063.79	2,365,704.30
ปีที่ 8	463,503.09	325,365.59	1,648,687.49	2,437,556.16
ปีที่ 9	477,539.55	335,231.58	1,698,758.72	2,511,529.84
ปีที่ 10	492,054.55	345,383.73	1,750,408.86	2,587,847.13
ปีที่ 11	506,996.08	355,860.78	1,803,560.20	2,666,417.07
ปีที่ 12	522,391.34	366,623.29	1,858,344.88	2,747,359.52
ปีที่ 13	538,189.93	377,737.09	1,914,815.91	2,830,742.93
ปีที่ 14	554,499.29	389,189.91	1,972,869.48	2,916,558.68
ปีที่ 15	571,349.25	400,969.61	2,032,951.54	3,005,270.40
ปีที่ 16	588,692.12	413,117.13	2,094,749.28	3,096,558.53
ปีที่ 17	606,559.44	425,621.37	2,158,525.74	3,190,706.55
ปีที่ 18	624,863.90	438,421.88	2,223,396.75	3,286,682.53
ปีที่ 19	643,788.28	451,676.63	2,291,071.56	3,386,536.46
ปีที่ 20	663,337.06	465,361.78	2,360,512.50	3,489,211.34
	TIC_1	53,589,594.15	ผลรวมของเงินที่เก็บได้	53,589,594.15

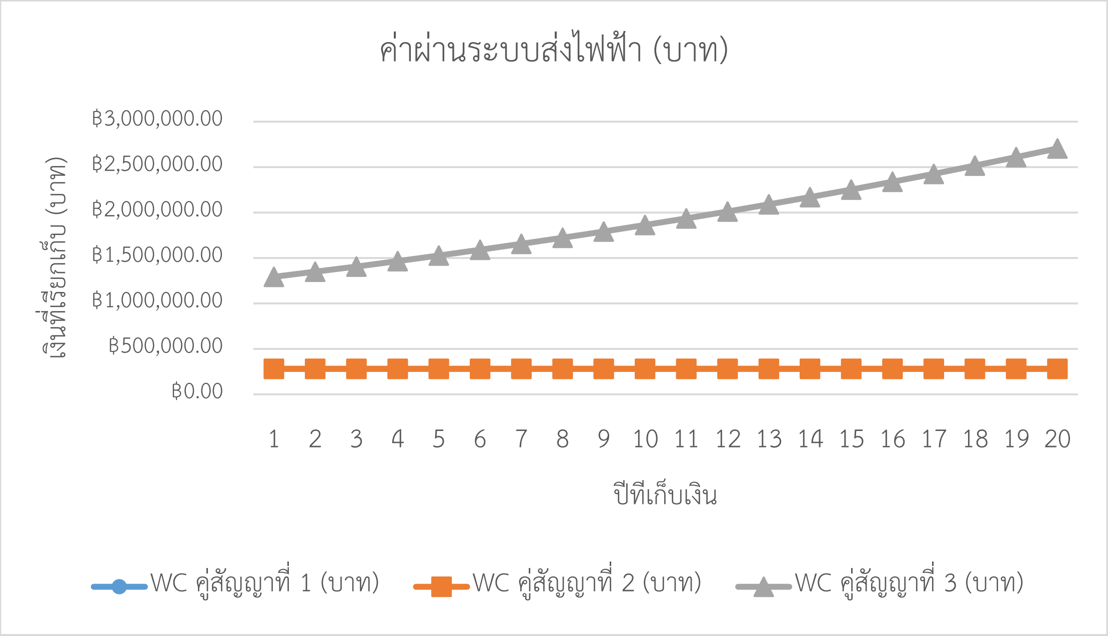


รูปที่ 6.12 อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากวิธี Power Flow Based MW-Mile ในช่วงที่ 1

6.1.2.2 ค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าในช่วงที่ 2 (ปีที่ 6 – ปีที่ 25)

ตารางที่ 6.19 อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากวิธี Postage Stamp ในช่วงที่ 2

Postage Stamp	เงินที่ต้องเก็บจาก คู่สัญญาที่ 1 [บาท]	เงินที่ต้องเก็บจาก คู่สัญญาที่ 2 [บาท]	เงินที่ต้องเก็บจาก คู่สัญญาที่เหลือ [บาท]	เงินที่เก็บได้ [บาท]
ปีที่ 1	559,480.22	559,480.22	732,217.20	1,851,177.63
ปีที่ 2	559,480.22	559,480.22	788,307.88	1,907,268.32
ปีที่ 3	559,480.22	559,480.22	846,098.11	1,965,058.55
ปีที่ 4	559,480.22	559,480.22	905,639.38	2,024,599.82
ปีที่ 5	559,480.22	559,480.22	966,984.76	2,085,945.19
ปีที่ 6	559,480.22	559,480.22	1,030,188.90	2,149,149.33
ปีที่ 7	559,480.22	559,480.22	1,095,308.12	2,214,268.56
ปีที่ 8	559,480.22	559,480.22	1,162,400.46	2,281,360.90
ปีที่ 9	559,480.22	559,480.22	1,231,525.70	2,350,486.13
ปีที่ 10	559,480.22	559,480.22	1,302,745.43	2,421,705.86
ปีที่ 11	559,480.22	559,480.22	1,376,123.11	2,495,083.55
ปีที่ 12	559,480.22	559,480.22	1,451,724.14	2,570,684.58
ปีที่ 13	559,480.22	559,480.22	1,529,615.89	2,648,576.32
ปีที่ 14	559,480.22	559,480.22	1,609,867.75	2,728,828.19
ปีที่ 15	559,480.22	559,480.22	1,692,551.24	2,811,511.68
ปีที่ 16	559,480.22	559,480.22	1,777,740.05	2,896,700.48
ปีที่ 17	559,480.22	559,480.22	1,865,510.07	2,984,470.51
ปีที่ 18	559,480.22	559,480.22	1,955,939.53	3,074,899.96
ปีที่ 19	559,480.22	559,480.22	2,049,109.00	3,168,069.43
ปีที่ 20	559,480.22	559,480.22	2,145,101.50	3,264,061.94
	TIC_2	49,893,906.93	ผลรวมของเงินที่เก็บได้	49,893,906.93

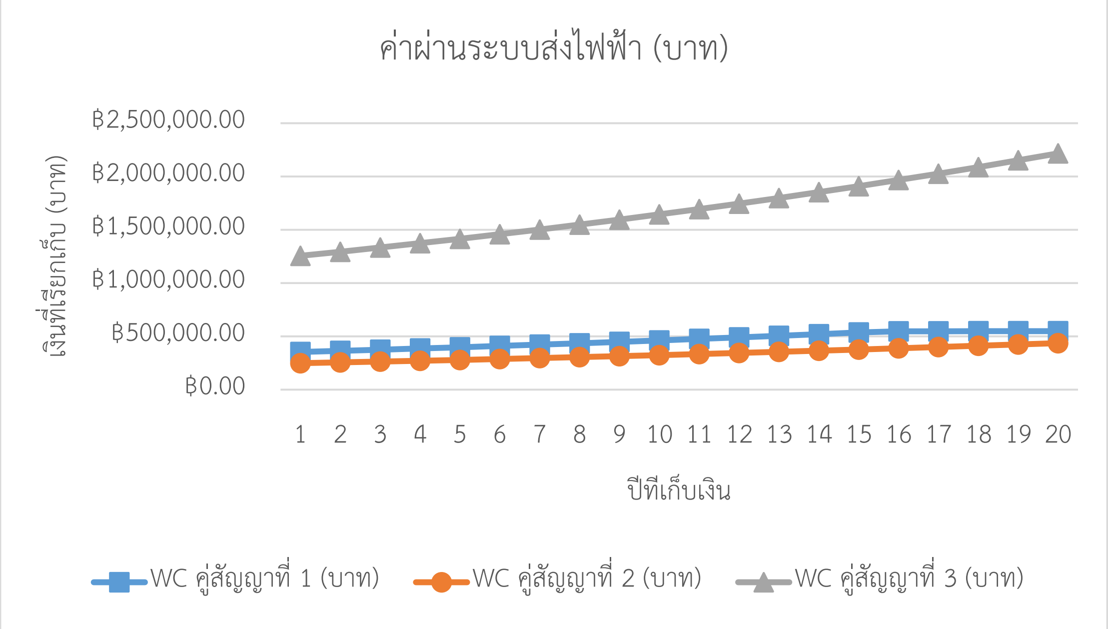


รูปที่ 6.13 อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากวิธี Postage Stamp ในช่วงที่ 2

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

ตารางที่ 6.20 อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากวิธี Power Flow Based MW-Mile ในช่วงที่ 2

Power Flow Based	เงินที่ต้องเก็บจาก คู่สัญญาที่ 1 [บาท]	เงินที่ต้องเก็บจาก คู่สัญญาที่ 2 [บาท]	เงินที่ต้องเก็บจาก คู่สัญญาที่เหลือ [บาท]	เงินที่เก็บได้ [บาท]
ปีที่ 1	353,216.27	247,977.01	1,256,269.21	1,857,462.49
ปีที่ 2	363,922.77	255,482.83	1,294,456.67	1,913,862.26
ปีที่ 3	374,975.47	263,221.79	1,333,793.40	1,971,990.65
ปีที่ 4	386,331.01	271,203.41	1,374,301.18	2,031,835.59
ปีที่ 5	398,073.68	279,416.53	1,416,086.31	2,093,576.52
ปีที่ 6	410,161.44	287,892.50	1,459,085.91	2,157,139.85
ปีที่ 7	422,616.25	296,599.41	1,503,406.89	2,222,622.55
ปีที่ 8	435,397.35	305,590.50	1,549,092.13	2,290,079.99
ปีที่ 9	448,591.68	314,855.87	1,596,057.65	2,359,505.20
ปีที่ 10	462,223.35	324,385.68	1,644,664.23	2,431,273.27
ปีที่ 11	476,253.79	334,213.07	1,694,658.80	2,505,125.66
ปีที่ 12	490,708.51	344,329.04	1,746,254.15	2,581,291.70
ปีที่ 13	505,516.87	354,684.69	1,798,735.01	2,658,936.57
ปีที่ 14	520,826.75	365,407.82	1,853,484.15	2,739,718.72
ปีที่ 15	536,641.78	376,479.15	1,909,662.09	2,822,783.02
ปีที่ 16	548,225.90	387,870.01	1,967,663.99	2,903,759.90
ปีที่ 17	548,280.07	399,615.24	2,027,455.44	2,975,350.76
ปีที่ 18	548,340.56	411,708.82	2,089,098.83	3,049,148.21
ปีที่ 19	548,405.82	424,186.82	2,152,511.15	3,125,103.79
ปีที่ 20	548,476.25	437,022.08	2,217,841.90	3,203,340.23
	TIC_2	49,893,906.93	ผลรวมของเงินที่เก็บได้	49,893,906.93



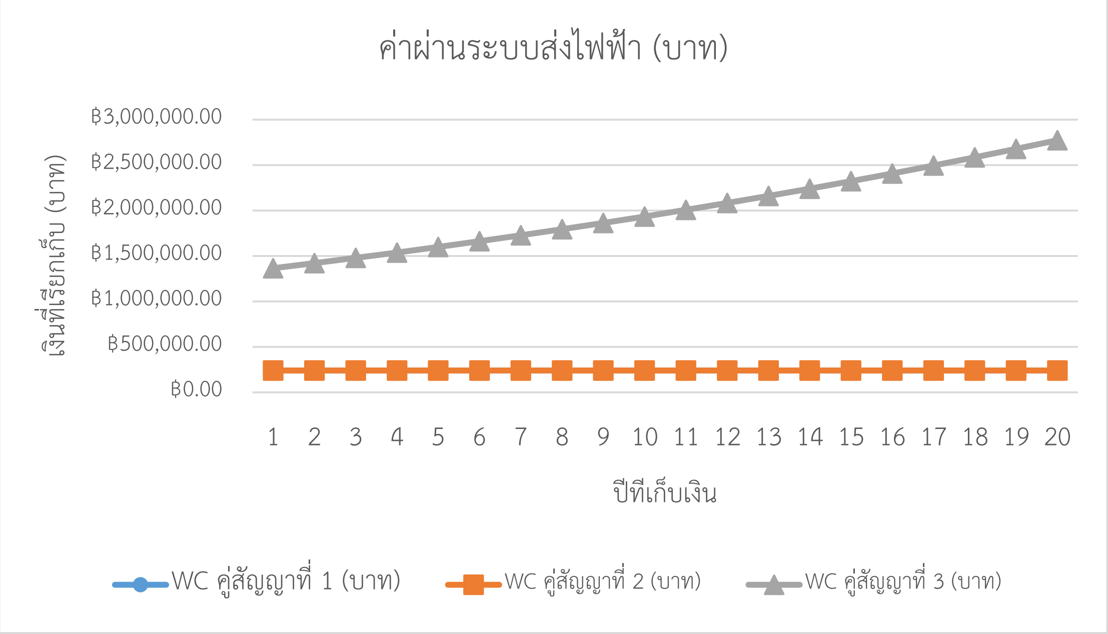
รูปที่ 6.14 อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากวิธี Power Flow Based MW-Mile ในช่วงที่ 2

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

6.1.2.3 ค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าในช่วงที่ 3 (ปีที่ 11 – ปีที่ 30)

ตารางที่ 6.21 อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากวิธี Postage Stamp ในช่วงที่ 3

Postage Stamp	เงินที่ต้องเก็บจาก คู่สัญญาที่ 1 [บาท]	เงินที่ต้องเก็บจาก คู่สัญญาที่ 2 [บาท]	เงินที่ต้องเก็บจาก คู่สัญญาที่เหลือ [บาท]	เงินที่เก็บได้ [บาท]
ปีที่ 1	480,323.97	480,323.97	884,435.97	1,845,083.91
ปีที่ 2	480,323.97	480,323.97	940,342.01	1,900,989.96
ปีที่ 3	480,323.97	480,323.97	997,942.00	1,958,589.95
ปีที่ 4	480,323.97	480,323.97	1,057,287.28	2,017,935.23
ปีที่ 5	480,323.97	480,323.97	1,118,430.72	2,079,078.67
ปีที่ 6	480,323.97	480,323.97	1,181,426.80	2,142,074.75
ปีที่ 7	480,323.97	480,323.97	1,246,331.67	2,206,979.61
ปีที่ 8	480,323.97	480,323.97	1,313,203.15	2,273,851.10
ปีที่ 9	480,323.97	480,323.97	1,382,100.84	2,342,748.79
ปีที่ 10	480,323.97	480,323.97	1,453,086.12	2,413,734.07
ปีที่ 11	480,323.97	480,323.97	1,526,222.27	2,486,870.22
ปีที่ 12	480,323.97	480,323.97	1,601,574.43	2,562,222.38
ปีที่ 13	480,323.97	480,323.97	1,679,209.77	2,639,857.72
ปีที่ 14	480,323.97	480,323.97	1,759,197.46	2,719,845.41
ปีที่ 15	480,323.97	480,323.97	1,841,608.78	2,802,256.73
ปีที่ 16	480,323.97	480,323.97	1,926,517.16	2,887,165.11
ปีที่ 17	480,323.97	480,323.97	2,013,998.26	2,974,646.21
ปีที่ 18	480,323.97	480,323.97	2,104,130.04	3,064,777.99
ปีที่ 19	480,323.97	480,323.97	2,196,992.81	3,157,640.76
ปีที่ 20	480,323.97	480,323.97	2,292,669.33	3,253,317.28
	TIC_3	49,729,665.84	ผลรวมของเงินที่เก็บได้	49,729,665.84

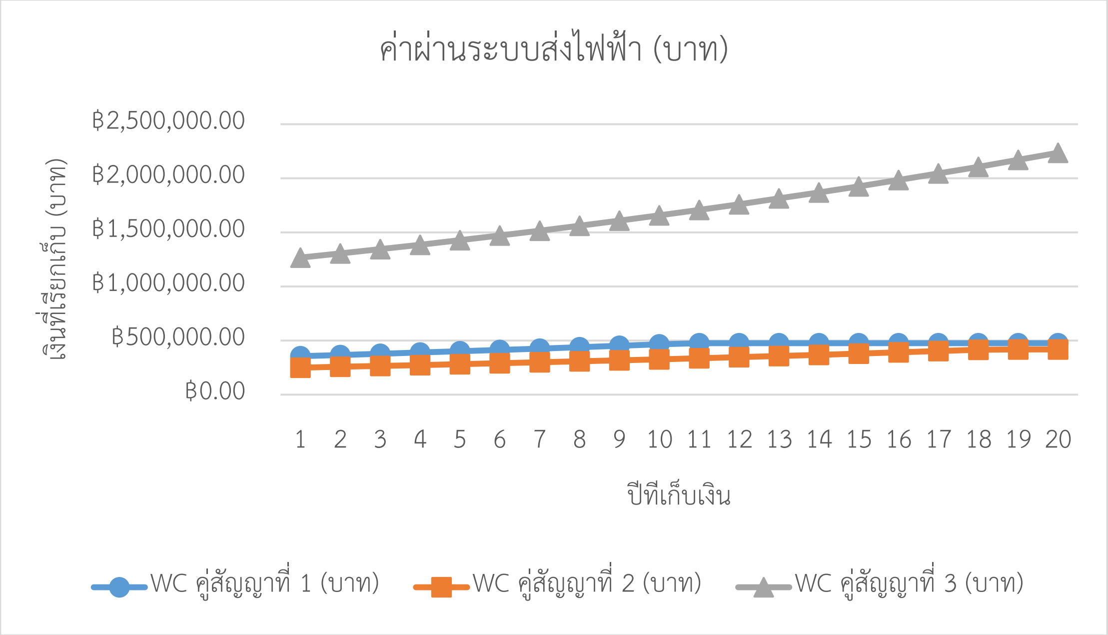


รูปที่ 6.15 อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากวิธี Postage Stamp ในช่วงที่ 3

1590155535 CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

ตารางที่ 6.22 อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากวิธี Power Flow Based MW-Mile ในช่วงที่ 3

Power Flow Based	เงินที่ต้องเก็บจาก คู่สัญญาที่ 1 [บาท]	เงินที่ต้องเก็บจาก คู่สัญญาที่ 2 [บาท]	เงินที่ต้องเก็บจาก คู่สัญญาที่เหลือ 3 [บาท]	เงินที่เก็บได้ [บาท]
ปีที่ 1	356,212.24	250,025.53	1,267,169.99	1,873,407.76
ปีที่ 2	367,028.85	257,587.21	1,305,661.36	1,930,277.42
ปีที่ 3	378,128.84	265,395.69	1,345,337.55	1,988,862.07
ปีที่ 4	389,587.69	273,442.37	1,386,125.61	2,049,155.68
ปีที่ 5	401,426.37	281,718.71	1,428,338.89	2,111,483.97
ปีที่ 6	413,611.36	290,253.48	1,471,757.59	2,175,622.44
ปีที่ 7	426,164.82	299,038.89	1,516,566.53	2,241,770.24
ปีที่ 8	439,025.42	308,032.44	1,562,144.49	2,309,202.36
ปีที่ 9	452,321.57	317,345.14	1,609,692.39	2,379,359.10
ปีที่ 10	466,056.42	326,960.24	1,658,481.15	2,451,497.82
ปีที่ 11	476,116.87	336,852.84	1,708,853.97	2,521,823.68
ปีที่ 12	476,163.91	347,053.21	1,760,780.96	2,583,998.07
ปีที่ 13	476,216.44	357,556.09	1,814,316.29	2,648,088.83
ปีที่ 14	476,273.12	368,392.84	1,869,387.89	2,714,053.85
ปีที่ 15	476,334.28	379,539.86	1,926,125.57	2,781,999.72
ปีที่ 16	476,344.15	391,022.75	1,984,599.58	2,851,966.48
ปีที่ 17	476,410.18	402,850.50	2,044,923.40	2,924,184.09
ปีที่ 18	476,224.65	415,374.20	2,106,716.84	2,998,315.69
ปีที่ 19	476,279.73	417,650.36	2,170,869.35	3,064,799.44
ปีที่ 20	476,195.78	417,533.78	2,236,067.58	3,129,797.14
	TIC_3	49,729,665.84	ผลรวมของเงินที่เก็บได้	49,729,665.84



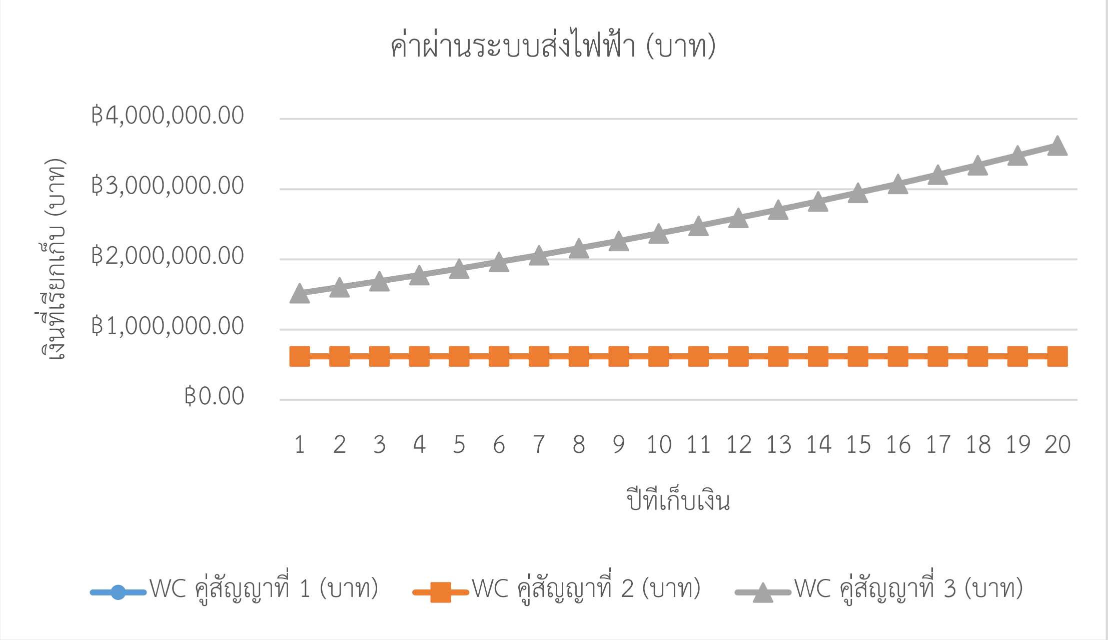
รูปที่ 6.16 อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากวิธี Power Flow Based MW-Mile ในช่วงที่ 3

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

6.1.2.4 ค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าในช่วงที่ 4 (ปีที่ 16 – ปีที่ 35)

ตารางที่ 6.23 อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากวิธี Postage Stamp ในช่วงที่ 4

Postage Stamp	เงินที่ต้องเก็บจาก คู่สัญญาที่ 1 [บาท]	เงินที่ต้องเก็บจาก คู่สัญญาที่ 2 [บาท]	เงินที่ต้องเก็บจาก คู่สัญญาที่เหลือ [บาท]	เงินที่เก็บได้ [บาท]
ปีที่ 1	617,947.21	617,947.21	1,519,931.20	2,755,825.63
ปีที่ 2	617,947.21	617,947.21	1,603,432.72	2,839,327.14
ปีที่ 3	617,947.21	617,947.21	1,689,464.33	2,925,358.75
ปีที่ 4	617,947.21	617,947.21	1,778,102.70	3,013,997.12
ปีที่ 5	617,947.21	617,947.21	1,869,426.81	3,105,321.24
ปีที่ 6	617,947.21	617,947.21	1,963,518.05	3,199,412.47
ปีที่ 7	617,947.21	617,947.21	2,060,460.25	3,296,354.67
ปีที่ 8	617,947.21	617,947.21	2,160,339.79	3,396,234.22
ปีที่ 9	617,947.21	617,947.21	2,263,245.69	3,499,140.11
ปีที่ 10	617,947.21	617,947.21	2,369,269.63	3,605,164.06
ปีที่ 11	617,947.21	617,947.21	2,478,506.11	3,714,400.53
ปีที่ 12	617,947.21	617,947.21	2,591,052.44	3,826,946.86
ปีที่ 13	617,947.21	617,947.21	2,707,008.93	3,942,903.35
ปีที่ 14	617,947.21	617,947.21	2,826,478.90	4,062,373.33
ปีที่ 15	617,947.21	617,947.21	2,949,568.81	4,185,463.24
ปีที่ 16	617,947.21	617,947.21	3,076,388.35	4,312,282.77
ปีที่ 17	617,947.21	617,947.21	3,207,050.52	4,442,944.94
ปีที่ 18	617,947.21	617,947.21	3,341,671.75	4,577,566.17
ปีที่ 19	617,947.21	617,947.21	3,480,372.01	4,716,266.43
ปีที่ 20	617,947.21	617,947.21	3,623,274.88	4,859,169.30
	TIC_4	74,276,452.33	ผลรวมของเงินที่เก็บได้	74,276,452.33

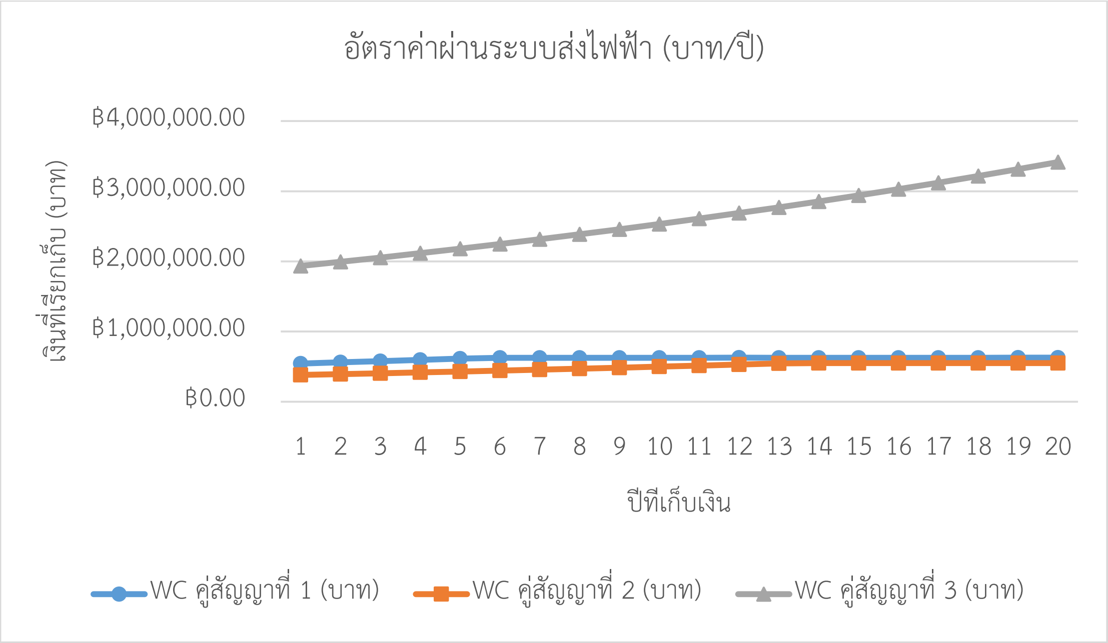


รูปที่ 6.17 อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากวิธี Postage Stamp ในช่วงที่ 4

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

ตารางที่ 6.24 อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากวิธี Power Flow Based MW-Mile ในช่วงที่ 4

Power Flow Based	เงินที่ต้องเก็บจากคู่สัญญาที่ 1 [บาท]	เงินที่ต้องเก็บจากคู่สัญญาที่ 2 [บาท]	เงินที่ต้องเก็บจากคู่สัญญาที่เหลือ [บาท]	เงินที่เก็บได้ [บาท]
ปีที่ 1	543,865.33	381,659.75	1,935,241.66	2,860,766.74
ปีที่ 2	560,372.12	393,211.84	1,994,161.77	2,947,745.72
ปีที่ 3	577,282.76	405,037.63	2,054,093.09	3,036,413.48
ปีที่ 4	594,766.11	417,283.08	2,116,614.71	3,128,663.89
ปีที่ 5	612,826.33	429,926.15	2,180,767.97	3,223,520.45
ปีที่ 6	626,055.00	442,934.12	2,247,004.13	3,315,993.24
ปีที่ 7	626,116.85	456,346.77	2,315,283.90	3,397,747.52
ปีที่ 8	626,185.93	470,157.21	2,385,678.51	3,482,021.66
ปีที่ 9	626,260.46	484,406.66	2,458,093.19	3,568,760.31
ปีที่ 10	626,340.88	499,064.08	2,532,698.64	3,658,103.60
ปีที่ 11	626,353.86	514,163.15	2,609,587.20	3,750,104.21
ปีที่ 12	626,440.68	529,715.68	2,688,908.13	3,845,064.49
ปีที่ 13	626,196.72	546,183.33	2,770,161.48	3,942,541.53
ปีที่ 14	626,269.15	549,176.29	2,854,516.82	4,029,962.25
ปีที่ 15	626,158.76	549,022.99	2,940,247.20	4,115,428.95
ปีที่ 16	626,229.58	549,037.44	3,029,557.47	4,204,824.49
ปีที่ 17	626,306.29	549,053.86	3,121,614.93	4,296,975.08
ปีที่ 18	626,388.98	549,072.61	3,216,420.90	4,391,882.48
ปีที่ 19	626,489.46	549,102.88	3,314,218.19	4,489,810.53
ปีที่ 20	626,488.06	549,062.65	3,414,570.97	4,590,121.68
	TIC_4	74,276,452.33	ผลรวมของเงินที่เก็บได้	74,276,452.33



รูปที่ 6.18 อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากวิธี Power Flow Based MW-Mile ในช่วงที่ 4

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

6.1.3 ผลการคำนวณของ Scenario ที่ 3

สำหรับ Scenario ที่ 3 จะกำหนดให้มี SPP 2 เข้ามาเชื่อมต่อที่ Bus 2 .ในปีที่ 5 โดยมีสมมติฐานว่าการเข้ามาของ SPP 2 จะทำให้ พิกัดการรับโหลดของสายส่ง ในระบบเพิ่มขึ้น หลังจากที่รับค่าข้อมูลในการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า (Power Flow Calculation) แล้วจะได้ผลของพิกัดการรับโหลดของสายส่ง (Line Loading) ของสายส่งไฟฟ้าแต่ละเส้น เป็นดังตารางต่อไปนี้

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

ตารางที่ 6.25 พิกัดการรับโหลดของสายส่งไฟฟ้า ของ Scenario ที่ 3

Line Loading	ปีที่1	ปีที่2	ปีที่3	ปีที่4	ปีที่5	ปีที่6	ปีที่7	ปีที่8	ปีที่9	ปีที่10
Line 1-2 [%]	78.77	80.76	42.51	40.57	41.66	26.49	26.49	26.49	26.49	26.49
Line 2-3 [%]	18.09	18.64	19.19	19.77	20.36	20.96	21.60	22.25	22.93	23.62
Line 2-4 [%]	61.75	63.38	67.45	62.75	64.56	98.05	49.62	50.14	50.71	51.34
Line 4-5 [%]	24.06	26.08	30.80	26.10	28.46	97.07	37.58	36.78	36.16	35.78
Line 5-6 [%]	17.26	17.78	18.31	18.85	19.42	20.00	20.61	21.23	21.88	22.55
Line 5-7 [%]	62.35	65.67	68.71	73.30	76.90	79.21	81.59	41.16	44.60	48.29
Line 5-9 [%]	46.01	47.41	48.82	50.28	51.80	53.34	54.96	56.63	58.35	60.12
Line 7-8 [%]	75.83	79.49	82.67	44.06	46.05	49.56	56.54	62.82	66.13	70.35

Line Loading	ปีที่11	ปีที่12	ปีที่13	ปีที่14	ปีที่15	ปีที่16	ปีที่17	ปีที่18	ปีที่19	ปีที่20
Line 1-2 [%]	26.49	26.49	26.49	26.49	26.49	26.49	26.49	26.49	26.49	26.49
Line 2-3 [%]	24.34	25.08	25.84	26.62	27.43	28.26	29.12	30.00	30.91	31.85
Line 2-4 [%]	52.03	52.78	53.60	54.49	55.44	56.48	57.59	54.48	55.57	56.73
Line 4-5 [%]	35.64	35.79	36.25	37.02	38.13	39.58	41.36	31.75	33.87	36.35
Line 5-6 [%]	23.23	23.94	24.67	25.42	26.19	26.99	27.81	28.63	29.51	30.41
Line 5-7 [%]	52.19	56.32	60.66	65.20	69.94	74.88	80.03	43.86	46.52	49.28
Line 5-9 [%]	61.94	63.84	65.78	67.77	69.84	71.97	74.16	76.35	78.69	81.08
Line 7-8 [%]	74.84	78.78	82.06	42.76	45.36	48.07	50.89	55.37	58.32	61.37

1590155535 CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

Line Loading	ปีที่21	ปีที่22	ปีที่23	ปีที่24	ปีที่25	ปีที่26	ปีที่27	ปีที่28	ปีที่29	ปีที่30
Line 1-2 [%]	26.49	26.49	26.49	26.49	26.49	26.49	26.49	26.49	26.49	26.49
Line 2-3 [%]	32.81	33.81	34.84	35.89	36.98	38.10	39.26	40.45	41.68	42.94
Line 2-4 [%]	57.97	59.31	60.74	62.26	63.88	65.59	63.72	65.49	67.37	69.35
Line 4-5 [%]	39.15	42.28	45.70	49.37	53.30	57.46	54.04	58.60	63.37	68.34
Line 5-6 [%]	31.33	32.29	33.27	34.29	35.33	36.41	37.49	38.63	39.81	41.03
Line 5-7 [%]	52.15	55.13	58.22	61.41	64.73	68.16	72.27	75.89	79.64	83.51
Line 5-9 [%]	41.76	43.03	44.35	45.69	47.09	48.52	49.97	51.49	53.06	54.68
Line 7-8 [%]	64.53	67.82	71.22	74.74	78.39	82.17	57.94	60.61	63.37	66.22

Line Loading	ปีที่31	ปีที่32	ปีที่33	ปีที่34	ปีที่35
Line 1-2 [%]	26.49	26.49	26.49	26.49	26.49
Line 2-3 [%]	44.24	45.59	46.97	48.40	49.86
Line 2-4 [%]	67.06	69.11	71.27	73.54	81.95
Line 4-5 [%]	65.58	70.91	76.42	82.13	49.00
Line 5-6 [%]	42.25	43.54	44.87	46.24	47.58
Line 5-7 [%]	58.79	61.52	64.34	67.26	69.71
Line 5-9 [%]	56.31	58.02	59.79	61.62	63.41
Line 7-8 [%]	69.80	72.82	75.94	79.16	81.63

และเมื่อนำไปพิจารณาการลงทุนสร้างสายเพิ่ม จะได้รูปแบบของการลงทุนเป็นไปดังตารางต่อไปนี้

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

ตารางที่ 6.26 รูปแบบการลงทุน Scenario ที่ 3

	ปีที่0	ปีที่1	ปีที่2	ปีที่3	ปีที่4	ปีที่5
สถานการณ์	FRAC	สร้าง Line 1-2	สร้าง Line 7-8			สร้าง Line 2-4 และ 4-5
ต้นทุน/หน่วย [บาท/กม.]		4,736,280.77	4,878,369.19	5,024,720.27	5,175,461.88	5,330,725.73
ความยาวสายส่ง [กม.]		3.50	2.9			1.65
รวมต้นทุน [บาท]	34,044,820	2,841,768.46	14,147,270.66	0.00	0.00	8,795,697.46

	ปีที่6	ปีที่7	ปีที่8	ปีที่9	ปีที่10	ปีที่11
สถานการณ์	สร้าง Line 5-7					
ต้นทุน/หน่วย [บาท/กม.]	5,490,647.50	5,655,366.93	5,825,027.94	5,999,778.78	6,179,772.14	6,365,165.30
ความยาวสายส่ง [กม.]	3.3					
รวมต้นทุน [บาท]	18,119,136.77	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

	ปีที่12	ปีที่13	ปีที่14	ปีที่15	ปีที่16	ปีที่17
สถานการณ์	สร้าง Line 7-8				สร้าง Line 5-7	
ต้นทุน/หน่วย [บาท/กม.]	6,556,120.26	6,752,803.87	6,955,387.99	7,164,049.63	7,378,971.12	7,600,340.25
ความยาวสายส่ง [กม.]	2.9				3.3	
รวมต้นทุน [บาท]	19,012,748.76	0.00	0.00	0.00	24,350,604.68	0.00

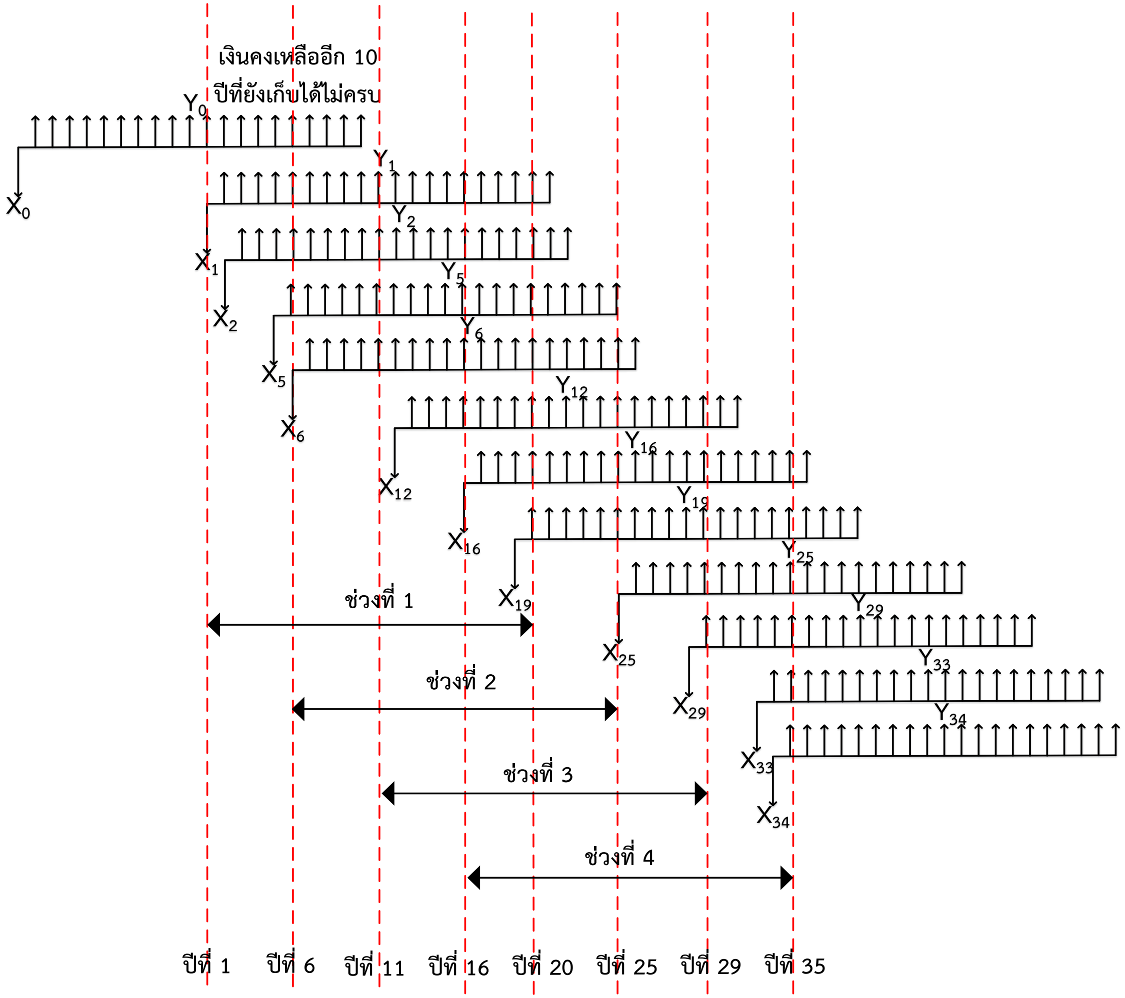
	ปีที่18	ปีที่19	ปีที่20	ปีที่21	ปีที่22	ปีที่23
สถานการณ์		สร้าง Line 5-9				
ต้นทุน/หน่วย [บาท/กม.]	7,828,350.46	8,063,200.97	8,305,097.00	8,554,249.91	8,810,877.41	9,075,203.73
ความยาวสายส่ง [กม.]		0.2				
รวมต้นทุน [บาท]	0.00	1,612,640.19	0.00	0.00	0.00	0.00

CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

	ปีที่24	ปีที่25	ปีที่26	ปีที่27	ปีที่28	ปีที่29
สถานการณ์		สร้าง Line 7-8				สร้าง Line 5-7
ต้นทุน/หน่วย [บาท/กม.]	9,347,459.84	9,627,883.64	9,916,720.14	10,214,221.75	10,520,648.40	10,836,267.85
ความยาวสายส่ง [กม.]		2.9				3.3
รวมต้นทุน [บาท]	0.00	27,920,862.54	0.00	0.00	0.00	35,759,683.92

	ปีที่30	ปีที่31	ปีที่32	ปีที่33	ปีที่34	ปีที่35
สถานการณ์				สร้าง Line 4-5	สร้าง Line 2-4 และ 7-8	
ต้นทุน/หน่วย [บาท/กม.]	11,161,355.89	11,496,196.57	11,841,082.46	12,196,314.94	12,562,204.38	12,939,070.52
ความยาวสายส่ง [กม.]				1.55	3	
รวมต้นทุน [บาท]	0.00	0.00	0.00	18,904,288.15	37,686,613.15	0.00

หลังจากที่ได้รูปแบบในการลงทุนแต่ละปีแล้ว ต่อไปจะแสดงรูปแบบการลงทุนทั้งหมดให้อยู่ในรูปแผนภาพกระแสเงินสด (Cash Flow Diagram) ดังต่อไปนี้



รูปที่ 6.19 แผนภาพกระแสเงินสดของการลงทุนสำหรับ Scenario ที่ 3

CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17
1590155535

หลังจากที่ได้แปลงเงินลงทุนทั้งหมดของระบบทดสอบให้อยู่ในรูปเงินที่ต้องเก็บรายปี (Annuity Charge) ในลำดับถัดไปก็จะทำการหาค่า เงินรายปีที่ยังไม่ได้เก็บ (Residue Annuity Charge: RAC) โดยแต่ละตัวแปรที่ได้จาก Cash Flow Diagram จะเป็นดังต่อไปนี้

ตารางที่ 6.27 ค่าของตัวแปร X, Y และ Z

	เงินลงทุน [บาท]		เงินรายปี [บาท/ปี]		เงินรายปี [บาท/ปี]
X_0	34,044,820.50	Y_0	2,669,654.00	Z_0	680,896.41
X_1	2,841,768.46	Y_1	222,839.73	Z_1	56,835.37
X_2	14,147,270.66	Y_2	1,109,370.45	Z_2	282,945.41
X_5	8,795,697.46	Y_5	689,722.21	Z_5	175,913.95
X_6	18,119,136.77	Y_6	1,420,827.76	Z_6	362,382.74
X_{12}	19,012,748.76	Y_{12}	1,490,901.11	Z_{12}	380,254.98
X_{16}	24,350,604.68	Y_{16}	1,909,473.70	Z_{16}	487,012.09
X_{19}	1,612,640.19	Y_{19}	126,456.57	Z_{19}	32,252.80
X_{25}	27,920,862.54	Y_{25}	2,189,438.55	Z_{25}	558,417.25
X_{29}	35,759,683.92	Y_{29}	2,804,126.50	Z_{29}	715,193.68
X_{33}	18,904,288.15	Y_{33}	1,482,396.08	Z_{33}	378,085.76
X_{34}	37,686,613.15	Y_{34}	2,955,228.32	Z_{34}	753,732.26

และจากสมการ (5.1) จะได้ค่า RAC ในแต่ละปีดังตารางต่อไปนี้

ตารางที่ 6.28 ค่าของ Residue Annuity Charge ในแต่ละปี

ปี	RAC_i [บาท]	ปี	RAC_i [บาท]	ปี	RAC_i [บาท]$_i$	ปี	RAC_i [บาท]
1	3,350,550.41	10	7,671,388.02	19	9,269,375.90	28	7,174,207.05
2	3,630,225.51	11	5,001,734.02	20	9,428,085.28	29	7,174,207.05
3	5,022,541.37	12	5,001,734.02	21	8,747,188.87	30	10,693,527.23
4	5,022,541.37	13	6,872,890.11	22	8,467,513.77	31	10,693,527.23
5	5,022,541.37	14	6,872,890.11	23	7,075,197.91	32	10,693,527.23
6	5,888,177.53	15	6,872,890.11	24	7,075,197.91	33	8,822,371.14
7	7,671,388.02	16	6,872,890.11	25	7,075,197.91	34	10,682,852.98
8	7,671,388.02	17	9,269,375.90	26	8,957,417.55	35	13,638,081.30
9	7,671,388.02	18	9,269,375.90	27	7,174,207.05		

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

และจากหัวข้อ 5.24 จะทำการพิจารณาอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าทั้งหมด 4 ช่วงด้วยกันช่วงละ 20 ปีดังนั้นจะได้ว่า Total Investment Cost (TIC) ในแต่ละช่วงมีค่าดังต่อไปนี้

ช่วงที่ 1 (ปีที่ 1-20) TIC_1 = 80,340,456.77 [บาท/ปี]

ช่วงที่ 2 (ปีที่ 6-25) TIC_2 = 93,758,126.73 [บาท/ปี]

ช่วงที่ 3 (ปีที่ 11-30) TIC_3 = 94,962,126.95 [บาท/ปี]

ช่วงที่ 4 (ปีที่ 16-35) TIC_4 = 113,406,256.78 [บาท/ปี]

หลังจากที่ได้ค่า Total Investment Cost ในแต่ละช่วงแล้วจะสามารถคำนวณหาอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า (Wheeling Charge) ได้ซึ่งในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าด้วยวิธี Postage Stamp และ Power Flow Based MW-Mile ซึ่งจะได้ผลเป็นดังต่อไปนี้

จากสมการ (5.2) จะได้อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าในแต่ละช่วงเป็นดังต่อไปนี้

	Postage Stamp [บาท/MW-ปี]	Power Flow Based MW-Mile [บาท/MW-ปี]
WC_1	6,835.95	4,770.53
WC_2	6,871.55	4,882.93
WC_3	5,994.84	4,310.90
WC_4	6,166.60	4,528.11

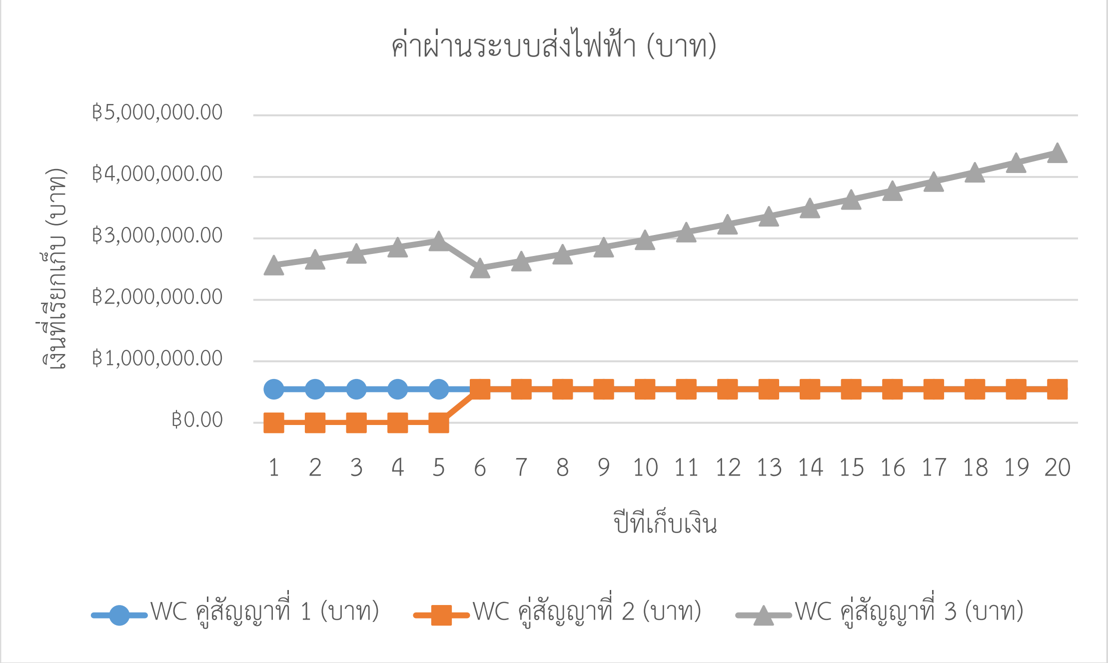
เมื่อได้อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า (Wheeling Charge) ในแต่ละช่วงแล้วก็จะนำไปคิดค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าในลำดับถัดไปโดยจะแบ่งการแสดงผลการคำนวณเป็น 4 ช่วงดังต่อไปนี้

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

6.1.3.1 ค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าในช่วงที่ 1 (ปีที่ 1 – ปีที่ 20)

ตารางที่ 6.29 อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากวิธี Postage Stamp ในช่วงที่ 1

Postage Stamp	เงินที่ต้องเก็บจาก คู่สัญญาที่ 1 [บาท]	เงินที่ต้องเก็บจาก คู่สัญญาที่ 2 [บาท]	เงินที่ต้องเก็บจาก คู่สัญญาที่เหลือ [บาท]	เงินที่เก็บได้ [บาท]
ปีที่ 1	1,045,899.65	0.00	1,934,914.36	3,111,211.76
ปีที่ 2	1,045,899.65	0.00	2,025,233.02	3,205,481.47
ปีที่ 3	1,045,899.65	0.00	2,118,288.34	3,302,607.56
ปีที่ 4	1,045,899.65	0.00	2,214,163.24	3,402,676.57
ปีที่ 5	1,045,899.65	0.00	2,312,943.14	3,505,777.67
ปีที่ 6	1,045,899.65	1,045,899.65	1,368,816.43	3,612,002.73
ปีที่ 7	1,045,899.65	1,045,899.65	1,473,673.08	3,721,446.42
ปีที่ 8	1,045,899.65	1,045,899.65	1,581,706.90	3,834,206.24
ปีที่ 9	1,045,899.65	1,045,899.65	1,693,014.13	3,950,382.69
ปีที่ 10	1,045,899.65	1,045,899.65	1,807,693.98	4,070,079.29
ปีที่ 11	1,045,899.65	1,045,899.65	1,925,848.63	4,193,402.69
ปีที่ 12	1,045,899.65	1,045,899.65	2,047,583.36	4,320,462.79
ปีที่ 13	1,045,899.65	1,045,899.65	2,173,006.65	4,451,372.81
ปีที่ 14	1,045,899.65	1,045,899.65	2,302,230.28	4,586,249.41
ปีที่ 15	1,045,899.65	1,045,899.65	2,435,369.37	4,725,212.77
ปีที่ 16	1,045,899.65	1,045,899.65	2,572,542.58	4,868,386.72
ปีที่ 17	1,045,899.65	1,045,899.65	2,713,872.14	5,015,898.83
ปีที่ 18	1,045,899.65	1,045,899.65	2,859,483.99	5,167,880.57
ปีที่ 19	1,045,899.65	1,045,899.65	3,009,507.87	5,324,467.35
ปีที่ 20	1,045,899.65	1,045,899.65	3,164,077.48	5,485,798.71
	TIC_1	80,340,456.77	ผลรวมของเงินที่เก็บได้	80,340,456.77

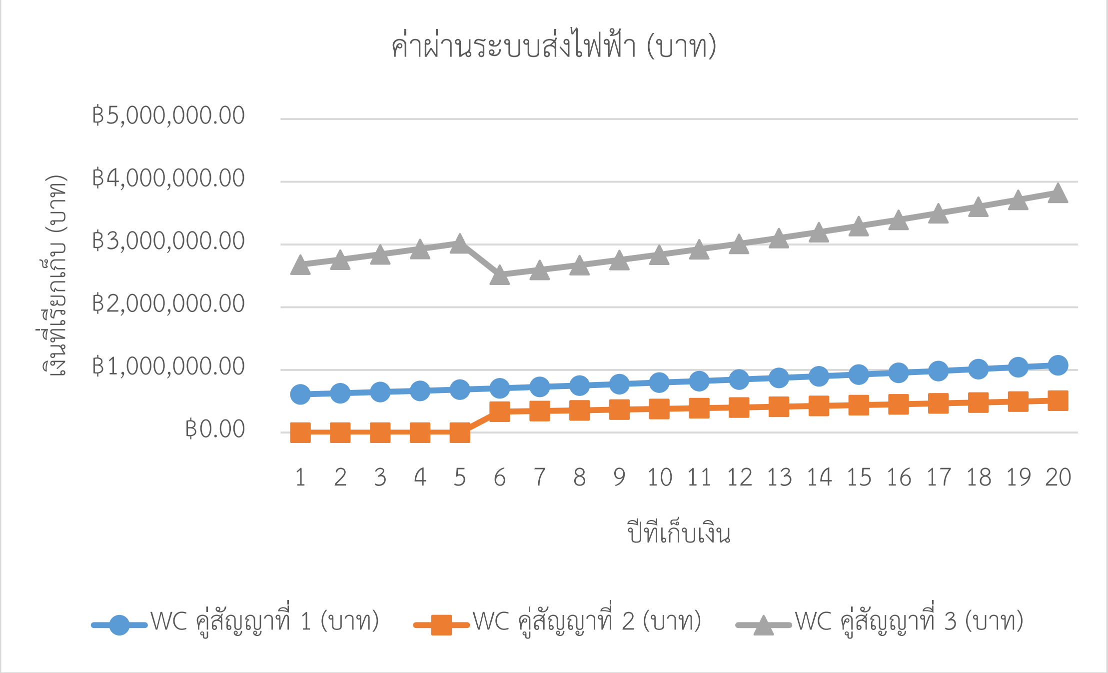


รูปที่ 6.20 อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากวิธี Postage Stamp ในช่วงที่ 1

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

ตารางที่ 6.30 อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากวิธี Power Flow Based MW-Mile ในช่วงที่ 1

Power Flow Based	เงินที่ต้องเก็บจากคู่สัญญาที่ 1 [บาท]	เงินที่ต้องเก็บจากคู่สัญญาที่ 2 [บาท]	เงินที่ต้องเก็บจากคู่สัญญาที่เหลือ [บาท]	เงินที่เก็บได้ [บาท]
ปีที่ 1	583,372.65	0.00	2,566,440.63	3,149,813.28
ปีที่ 2	601,552.36	0.00	2,643,941.03	3,245,493.39
ปีที่ 3	619,859.88	0.00	2,724,223.45	3,344,083.33
ปีที่ 4	638,743.61	0.00	2,806,967.32	3,445,710.93
ปีที่ 5	658,058.93	0.00	2,891,922.24	3,549,981.17
ปีที่ 6	678,127.74	321,172.31	2,411,958.15	3,411,258.20
ปีที่ 7	698,632.89	330,843.10	2,485,430.29	3,514,906.28
ปีที่ 8	719,843.79	340,874.45	2,560,873.31	3,621,591.54
ปีที่ 9	741,635.48	351,258.09	2,638,556.81	3,731,450.37
ปีที่ 10	764,169.53	361,897.87	2,718,684.42	3,844,751.82
ปีที่ 11	787,365.26	372,941.79	2,801,134.85	3,961,441.90
ปีที่ 12	811,264.86	384,173.38	2,886,112.31	4,081,550.55
ปีที่ 13	835,786.04	395,860.64	2,973,609.32	4,205,255.99
ปีที่ 14	861,103.39	407,917.01	3,063,636.62	4,332,657.01
ปีที่ 15	887,259.15	420,247.16	3,156,801.87	4,464,308.19
ปีที่ 16	914,179.40	433,003.30	3,252,618.89	4,599,801.59
ปีที่ 17	941,858.35	446,051.73	3,351,139.70	4,739,049.78
ปีที่ 18	970,450.12	459,628.65	3,452,692.96	4,882,771.74
ปีที่ 19	999,835.83	473,484.87	3,557,709.02	5,031,029.72
ปีที่ 20	1,030,190.67	487,898.13	3,665,461.20	5,183,550.01
	TIC_1	80,340,456.77	ผลรวมของเงินที่เก็บได้	80,340,456.77



รูปที่ 6.21 อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากวิธี Power Flow Based MW-Mile ในช่วงที่ 1

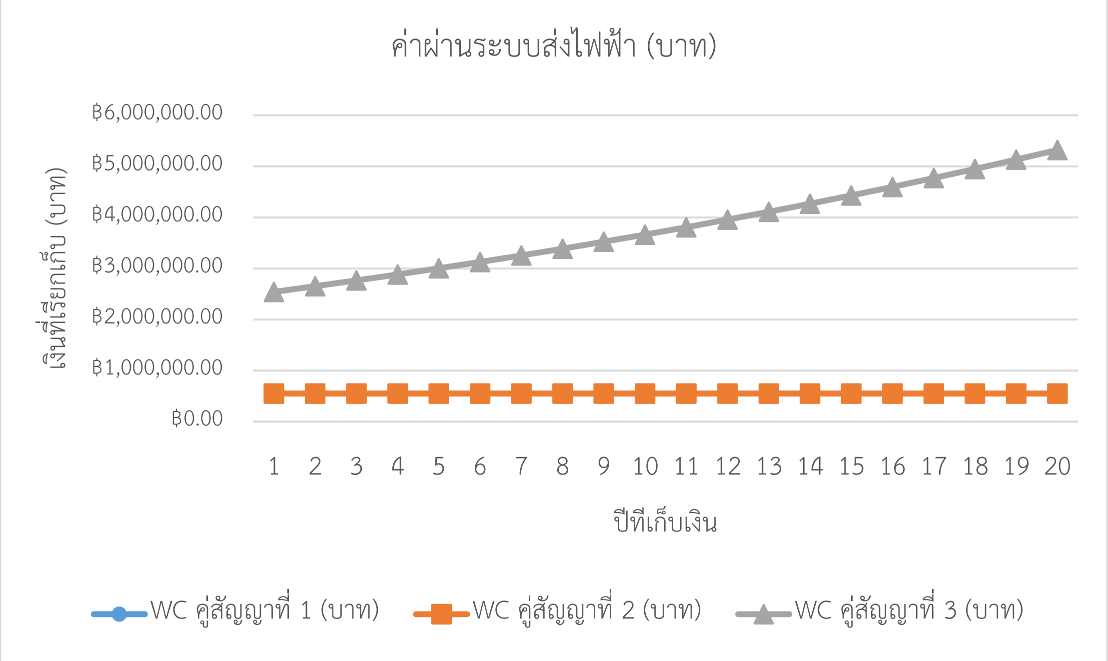
1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

1590155535 CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

6.1.3.2 ค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าในช่วงที่ 2 (ปีที่ 6 – ปีที่ 25)

ตารางที่ 6.31 อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากวิธี Postage Stamp ในช่วงที่ 2

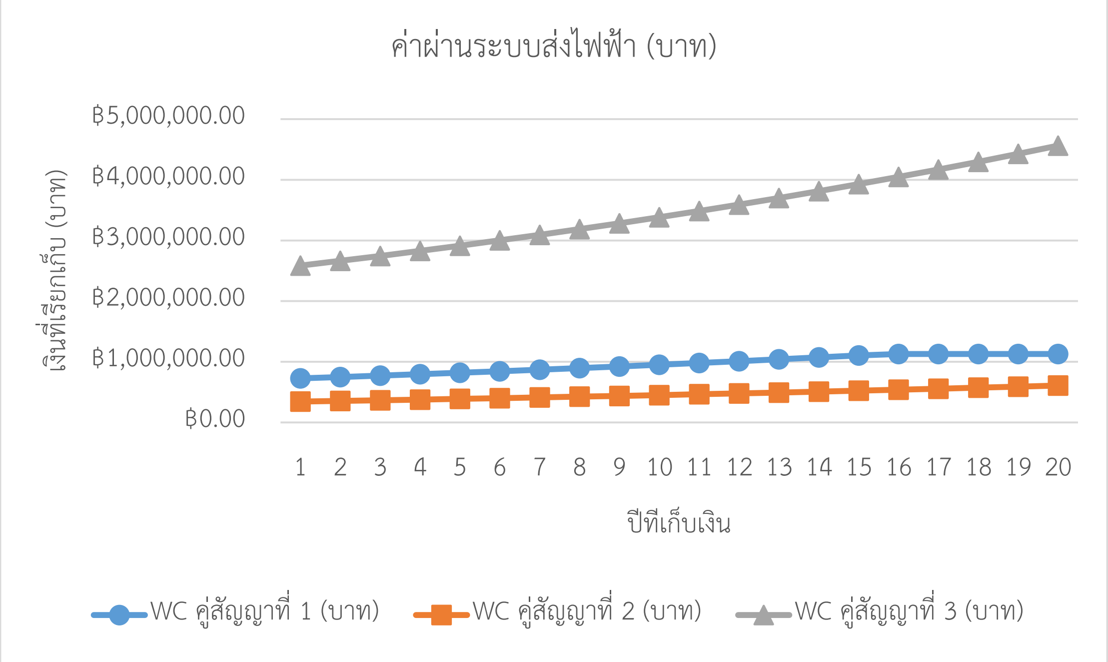
Postage Stamp	เงินที่ต้องเก็บจาก คู่สัญญาที่ 1 [บาท]	เงินที่ต้องเก็บจาก คู่สัญญาที่ 2 [บาท]	เงินที่ต้องเก็บจาก คู่สัญญาที่เหลือ [บาท]	เงินที่เก็บได้ [บาท]
ปีที่ 1	1,051,347.16	1,051,347.16	1,375,945.82	3,478,640.14
ปีที่ 2	1,051,347.16	1,051,347.16	1,481,348.62	3,584,042.93
ปีที่ 3	1,051,347.16	1,051,347.16	1,589,945.12	3,692,639.43
ปีที่ 4	1,051,347.16	1,051,347.16	1,701,832.10	3,804,526.41
ปีที่ 5	1,051,347.16	1,051,347.16	1,817,109.25	3,919,803.56
ปีที่ 6	1,051,347.16	1,051,347.16	1,935,879.29	4,038,573.61
ปีที่ 7	1,051,347.16	1,051,347.16	2,058,248.07	4,160,942.39
ปีที่ 8	1,051,347.16	1,051,347.16	2,184,324.63	4,287,018.94
ปีที่ 9	1,051,347.16	1,051,347.16	2,314,221.30	4,416,915.61
ปีที่ 10	1,051,347.16	1,051,347.16	2,448,053.84	4,550,748.16
ปีที่ 11	1,051,347.16	1,051,347.16	2,585,941.51	4,688,635.83
ปีที่ 12	1,051,347.16	1,051,347.16	2,728,007.18	4,830,701.49
ปีที่ 13	1,051,347.16	1,051,347.16	2,874,377.43	4,977,071.75
ปีที่ 14	1,051,347.16	1,051,347.16	3,025,182.71	5,127,877.02
ปีที่ 15	1,051,347.16	1,051,347.16	3,180,557.38	5,283,251.69
ปีที่ 16	1,051,347.16	1,051,347.16	3,340,639.91	5,443,334.22
ปีที่ 17	1,051,347.16	1,051,347.16	3,505,572.94	5,608,267.25
ปีที่ 18	1,051,347.16	1,051,347.16	3,675,503.43	5,778,197.74
ปีที่ 19	1,051,347.16	1,051,347.16	3,850,582.82	5,953,277.14
ปีที่ 20	1,051,347.16	1,051,347.16	4,030,967.12	6,133,661.43
	TIC_2	93,758,126.73	ผลรวมของเงินที่เก็บได้	93,758,126.73



รูปที่ 6.22 อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากวิธี Postage Stamp ในช่วงที่ 2

ตารางที่ 6.32 อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากวิธี Power Flow Based MW-Mile ในช่วงที่ 2

Power Flow Based	เงินที่ต้องเก็บจากคู่สัญญาที่ 1 [บาท]	เงินที่ต้องเก็บจากคู่สัญญาที่ 2 [บาท]	เงินที่ต้องเก็บจากคู่สัญญาที่เหลือ [บาท]	เงินที่เก็บได้ [บาท]
ปีที่ 1	694,105.06	328,739.43	2,468,786.13	3,491,630.61
ปีที่ 2	715,093.33	338,638.07	2,543,989.34	3,597,720.75
ปีที่ 3	736,803.98	348,905.77	2,621,209.87	3,706,919.61
ปีที่ 4	759,109.10	359,534.05	2,700,723.66	3,819,366.81
ปีที่ 5	782,174.07	370,424.52	2,782,739.16	3,935,337.75
ปีที่ 6	805,916.32	381,728.65	2,867,132.20	4,054,777.16
ปีที่ 7	830,379.01	393,224.86	2,954,111.80	4,177,715.68
ปีที่ 8	855,477.94	405,187.48	3,043,670.32	4,304,335.74
ปีที่ 9	881,391.79	417,527.91	3,135,818.75	4,434,738.44
ปีที่ 10	908,163.80	430,148.57	3,231,179.06	4,569,491.44
ปีที่ 11	935,718.32	443,205.26	3,329,253.62	4,708,177.20
ปีที่ 12	964,049.41	456,561.13	3,430,095.67	4,850,706.20
ปีที่ 13	993,314.83	470,457.93	3,534,041.63	4,997,814.38
ปีที่ 14	1,023,392.89	484,640.62	3,641,531.95	5,149,565.46
ปีที่ 15	1,054,462.92	499,393.47	3,751,822.88	5,305,679.27
ปีที่ 16	1,076,451.48	514,503.49	3,865,688.85	5,456,643.83
ปีที่ 17	1,076,469.28	530,132.67	3,983,063.31	5,589,665.25
ปีที่ 18	1,076,487.56	546,194.83	4,104,067.08	5,726,749.47
ปีที่ 19	1,076,506.48	562,854.15	4,228,537.11	5,867,897.74
ปีที่ 20	1,076,525.91	579,902.16	4,356,765.85	6,013,193.92
	TIC_2	93,758,126.73	ผลรวมของเงินที่เก็บได้	93,758,126.73



รูปที่ 6.23 อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากวิธี Power Flow Based MW-Mile ในช่วงที่ 2

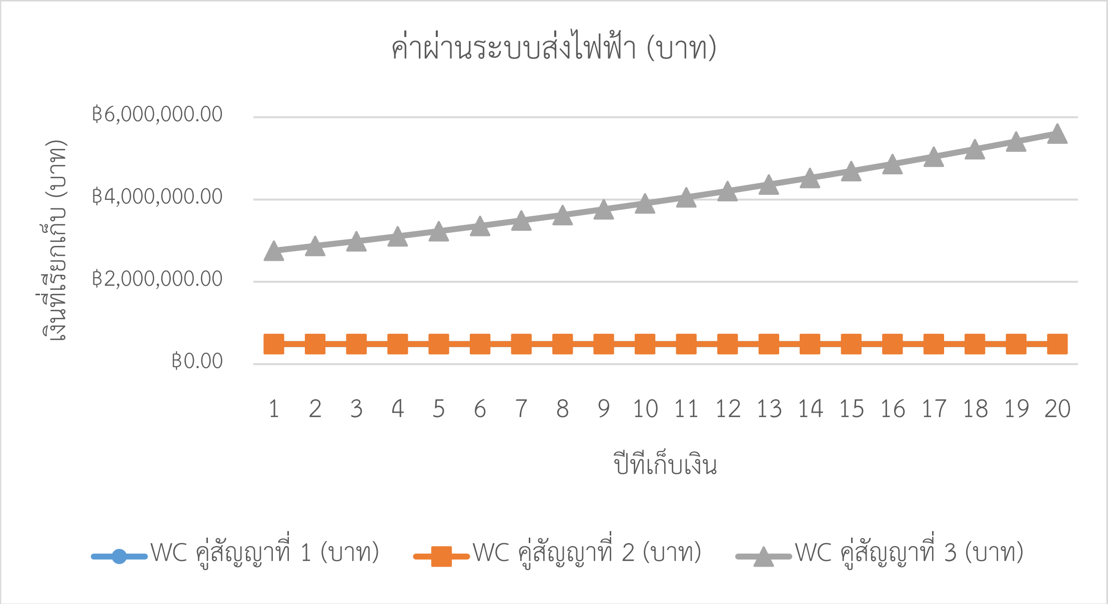
1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

1590155535 CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

6.1.3.3 ค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าในช่วงที่ 3 (ปีที่ 11 – ปีที่ 30)

ตารางที่ 6.33 อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากวิธี Postage Stamp ในช่วงที่ 3

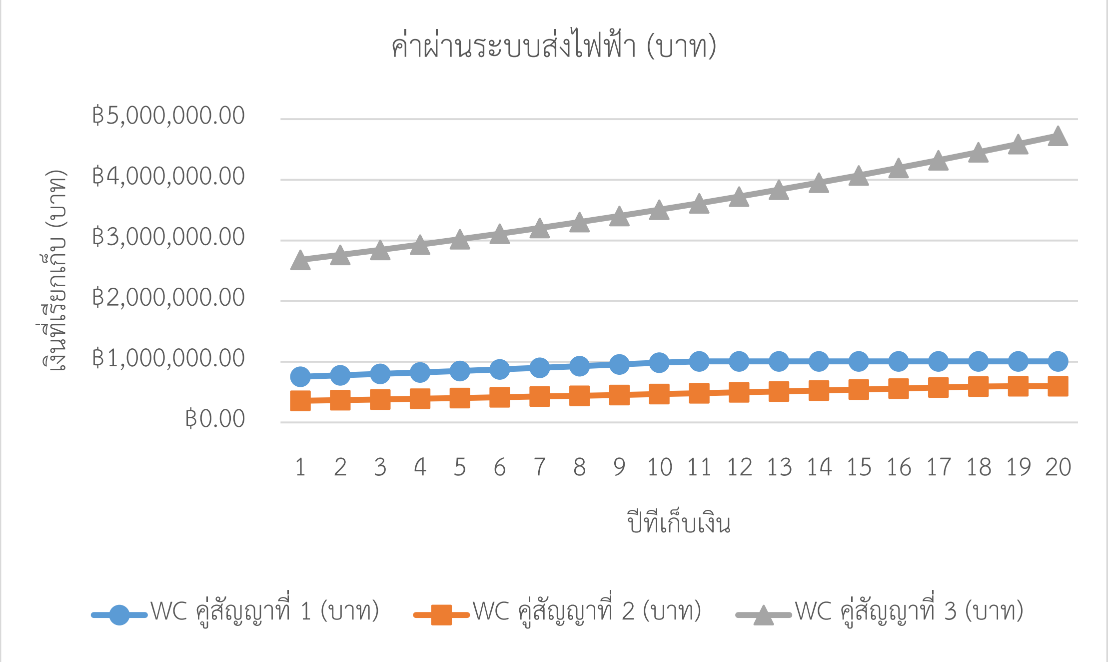
Postage Stamp	เงินที่ต้องเก็บจากคู่สัญญาที่ 1 [บาท]	เงินที่ต้องเก็บจากคู่สัญญาที่ 2 [บาท]	เงินที่ต้องเก็บจากคู่สัญญาที่เหลือ [บาท]	เงินที่เก็บได้ [บาท]
ปีที่ 1	917,210.79	917,210.79	1,688,889.70	3,523,311.29
ปีที่ 2	917,210.79	917,210.79	1,795,646.03	3,630,067.62
ปีที่ 3	917,210.79	917,210.79	1,905,637.08	3,740,058.67
ปีที่ 4	917,210.79	917,210.79	2,018,960.86	3,853,382.45
ปีที่ 5	917,210.79	917,210.79	2,135,718.35	3,970,139.93
ปีที่ 6	917,210.79	917,210.79	2,256,013.59	4,090,435.17
ปีที่ 7	917,210.79	917,210.79	2,379,953.77	4,214,375.36
ปีที่ 8	917,210.79	917,210.79	2,507,649.35	4,342,070.93
ปีที่ 9	917,210.79	917,210.79	2,639,214.09	4,473,635.68
ปีที่ 10	917,210.79	917,210.79	2,774,765.26	4,609,186.84
ปีที่ 11	917,210.79	917,210.79	2,914,423.62	4,748,845.20
ปีที่ 12	917,210.79	917,210.79	3,058,313.63	4,892,735.21
ปีที่ 13	917,210.79	917,210.79	3,206,563.50	5,040,985.09
ปีที่ 14	917,210.79	917,210.79	3,359,305.35	5,193,726.94
ปีที่ 15	917,210.79	917,210.79	3,516,675.28	5,351,096.87
ปีที่ 16	917,210.79	917,210.79	3,678,813.51	5,513,235.10
ปีที่ 17	917,210.79	917,210.79	3,845,864.54	5,680,286.12
ปีที่ 18	917,210.79	917,210.79	4,017,977.21	5,852,398.79
ปีที่ 19	917,210.79	917,210.79	4,195,304.89	6,029,726.48
ปีที่ 20	917,210.79	917,210.79	4,378,005.60	6,212,427.19
	TIC_3	94,962,126.95	ผลรวมของเงินที่เก็บได้	94,962,126.95



รูปที่ 6.24 อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากวิธี Postage Stamp ในช่วงที่ 3

ตารางที่ 6.34 อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากวิธี Power Flow Based MW-Mile ในช่วงที่ 3

Power Flow Based	เงินที่ต้องเก็บจาก คู่สัญญาที่ 1 [บาท]	เงินที่ต้องเก็บจาก คู่สัญญาที่ 2 [บาท]	เงินที่ต้องเก็บจาก คู่สัญญาที่เหลือ [บาท]	เงินที่เก็บได้ [บาท]
ปีที่ 1	711,504.44	337,009.72	2,531,251.99	3,579,766.14
ปีที่ 2	733,101.36	347,159.17	2,608,042.07	3,688,302.60
ปีที่ 3	755,259.99	357,720.38	2,687,108.94	3,800,089.31
ปีที่ 4	778,138.07	368,615.15	2,768,462.32	3,915,215.54
ปีที่ 5	801,773.79	379,757.32	2,852,651.32	4,034,182.42
ปีที่ 6	826,100.33	391,284.43	2,939,236.59	4,156,621.36
ปีที่ 7	851,112.48	403,075.68	3,028,265.14	4,282,453.30
ปีที่ 8	876,949.50	415,344.50	3,120,033.99	4,412,327.98
ปีที่ 9	903,503.96	427,865.70	3,214,931.99	4,546,301.65
ปีที่ 10	930,934.19	440,890.28	3,312,302.50	4,684,126.96
ปีที่ 11	950,346.82	454,230.19	3,412,829.24	4,817,406.25
ปีที่ 12	950,362.53	468,028.43	3,516,453.46	4,934,844.42
ปีที่ 13	950,378.67	482,208.93	3,623,281.82	5,055,869.42
ปีที่ 14	950,395.38	496,916.63	3,733,170.38	5,180,482.39
ปีที่ 15	950,412.52	511,967.50	3,846,377.32	5,308,757.34
ปีที่ 16	950,426.62	527,505.36	3,963,116.12	5,441,048.11
ปีที่ 17	950,444.84	543,465.01	4,083,468.62	5,577,378.47
ปีที่ 18	950,463.61	559,992.71	4,207,252.57	5,717,708.89
ปีที่ 19	950,483.11	563,557.36	4,335,273.17	5,849,313.64
ปีที่ 20	950,445.05	563,463.64	4,466,022.06	5,979,930.75
	TIC_3	94,962,126.95	ผลรวมของเงินที่เก็บได้	94,962,126.95



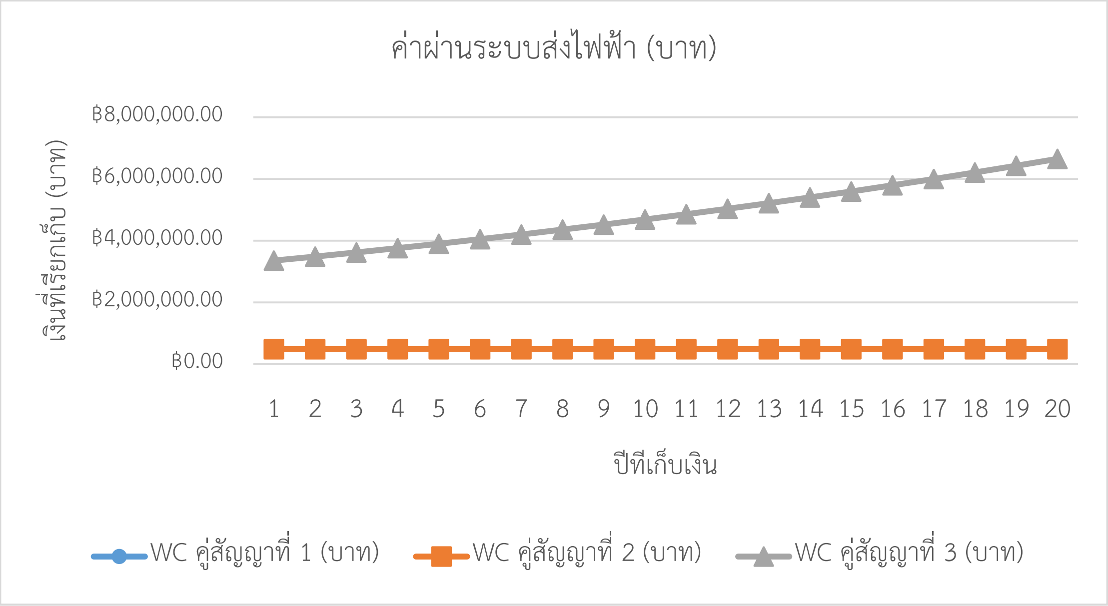
รูปที่ 6.25 อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากวิธี Power Flow Based MW-Mile ในช่วงที่ 3

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

6.1.3.4 ค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าในช่วงที่ 4 (ปีที่ 16 – ปีที่ 35)

ตารางที่ 6.35 อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากวิธี Postage Stamp ในช่วงที่ 4

Postage Stamp	เงินที่ต้องเก็บจาก คู่สัญญาที่ 1 [บาท]	เงินที่ต้องเก็บจาก คู่สัญญาที่ 2 [บาท]	เงินที่ต้องเก็บจาก คู่สัญญาที่เหลือ [บาท]	เงินที่เก็บได้ [บาท]
ปีที่ 1	943,489.87	943,489.87	2,320,650.80	4,207,630.53
ปีที่ 2	943,489.87	943,489.87	2,448,142.00	4,335,121.73
ปีที่ 3	943,489.87	943,489.87	2,579,496.19	4,466,475.92
ปีที่ 4	943,489.87	943,489.87	2,714,830.41	4,601,810.14
ปีที่ 5	943,489.87	943,489.87	2,854,265.26	4,741,244.99
ปีที่ 6	943,489.87	943,489.87	2,997,924.98	4,884,904.71
ปีที่ 7	943,489.87	943,489.87	3,145,937.59	5,032,917.33
ปีที่ 8	943,489.87	943,489.87	3,298,434.99	5,185,414.72
ปีที่ 9	943,489.87	943,489.87	3,455,553.05	5,342,532.79
ปีที่ 10	943,489.87	943,489.87	3,617,431.80	5,504,411.53
ปีที่ 11	943,489.87	943,489.87	3,784,215.47	5,671,195.20
ปีที่ 12	943,489.87	943,489.87	3,956,052.68	5,843,032.42
ปีที่ 13	943,489.87	943,489.87	4,133,096.56	6,020,076.30
ปีที่ 14	943,489.87	943,489.87	4,315,504.88	6,202,484.61
ปีที่ 15	943,489.87	943,489.87	4,503,440.16	6,390,419.89
ปีที่ 16	943,489.87	943,489.87	4,697,069.88	6,584,049.62
ปีที่ 17	943,489.87	943,489.87	4,896,566.59	6,783,546.32
ปีที่ 18	943,489.87	943,489.87	5,102,108.04	6,989,087.77
ปีที่ 19	943,489.87	943,489.87	5,313,877.40	7,200,857.13
ปีที่ 20	943,489.87	943,489.87	5,532,063.37	7,419,043.10
	TIC_4	113,406,256.78	ผลรวมของเงินที่เก็บได้	113,406,256.7

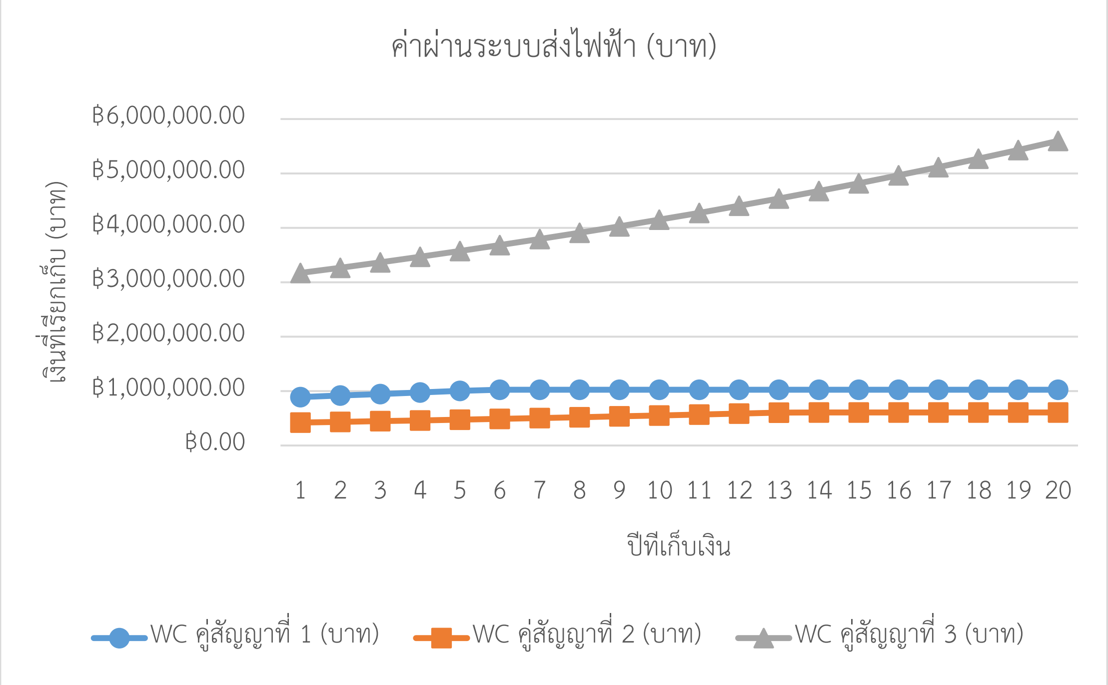


รูปที่ 6.26 อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากวิธี Postage Stamp ในช่วงที่ 4

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

ตารางที่ 6.36 อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากวิธี Power Flow Based MW-Mile ในช่วงที่ 4

Power Flow Based	เงินที่ต้องเก็บจาก คู่สัญญาที่ 1 [บาท]	เงินที่ต้องเก็บจาก คู่สัญญาที่ 2 [บาท]	เงินที่ต้องเก็บจาก คู่สัญญาที่เหลือ [บาท]	เงินที่เก็บได้ [บาท]
ปีที่ 1	891,522.80	422,271.94	3,172,007.48	4,485,802.22
ปีที่ 2	918,515.76	434,996.99	3,268,086.59	4,621,599.34
ปีที่ 3	946,398.93	448,237.43	3,367,123.00	4,761,759.36
ปีที่ 4	975,056.35	461,750.24	3,469,536.39	4,906,342.98
ปีที่ 5	1,004,658.90	475,806.29	3,574,618.09	5,055,083.28
ปีที่ 6	1,025,608.90	490,202.64	3,683,105.98	5,198,917.53
ปีที่ 7	1,025,625.85	505,093.63	3,794,936.66	5,325,656.13
ปีที่ 8	1,025,643.27	520,397.14	3,910,225.22	5,456,265.63
ปีที่ 9	1,025,661.30	536,269.62	4,028,816.32	5,590,747.24
ปีที่ 10	1,025,679.81	552,512.43	4,150,988.61	5,729,180.85
ปีที่ 11	1,025,695.03	569,280.80	4,276,972.47	5,871,948.29
ปีที่ 12	1,025,714.68	586,504.36	4,406,856.20	6,019,075.25
ปีที่ 13	1,025,734.94	604,340.96	4,540,443.14	6,170,519.04
ปีที่ 14	1,025,755.99	608,187.91	4,678,602.24	6,312,546.14
ปีที่ 15	1,025,714.92	608,086.77	4,819,705.70	6,453,507.38
ปีที่ 16	1,025,733.90	608,194.93	4,966,040.56	6,599,969.40
ปีที่ 17	1,025,753.64	608,311.72	5,116,872.52	6,750,937.88
ปีที่ 18	1,025,773.80	608,437.48	5,272,203.77	6,906,415.05
ปีที่ 19	1,025,741.50	608,621.19	5,432,210.61	7,066,573.30
ปีที่ 20	1,025,778.11	608,731.81	5,599,442.13	7,233,952.04
	TIC_4	113,406,256.78	ผลรวมของเงินที่เก็บได้	113,406,256.7



รูปที่ 6.27 อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากวิธี Power Flow Based MW-Mile ในช่วงที่ 4

1590155535 CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

6.2 การวิเคราะห์ผลการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าสำหรับสัญญาซื้อขายไฟฟ้าในเขตพื้นที่เดียวกัน

จากผลการคำนวณจะได้อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจะเป็นดังตารางต่อไปนี้

ตารางที่ 6.37 อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าแยกตาม Scenario

	Scenario 1		Scenario 2		Scenario 3	
	Postage Stamp [บาท/MW]	Power Flow Based [บาท/MW]	Postage Stamp [บาท/MW]	Power Flow Based [บาท/MW]	Postage Stamp [บาท/MW]	Power Flow Based [บาท/MW]
WC_1	5,752.60	3,797.49	4,559.79	3,071.27	6,835.95	4,770.53
WC_2	5,577.26	3,695.32	3,656.73	2,484.67	6,871.55	4,882.93
WC_3	4,727.85	3,166.04	3,139.37	2,157.86	5,994.84	4,310.90
WC_4	5,345.86	3,636.89	4,038.87	2,837.41	6,166.60	4,528.11

และจากการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าในหัวข้อที่ 6.1 นั้นในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะวิเคราะห์ผลของการคำนวณโดยแบ่งออกเป็น 2 กรณีดังต่อไปนี้

6.2.1 กรณีเปรียบเทียบอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่คำนวณด้วยวิธี Postage Stamp และ วิธี Power Flow Based MW-Mile

สำหรับกรณีนี้จะทำการเปรียบเทียบ อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากการคำนวณด้วยวิธี Postage Stamp และวิธี Power Flow Based MW-Mile โดยอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าแยกตาม Scenario จะเป็นดังตารางต่อไปนี้

ตารางที่ 6.38 การเปรียบเทียบอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าใน Scenario ที่ 1

	Scenario 1		
	Postage Stamp [บาท/MW]	Power Flow Based [บาท/MW]	% เปรียบเทียบกับวิธี Postage Stamp
WC_1	5,752.60	3,797.49	51.48 %
WC_2	5,577.26	3,695.32	50.93 %
WC_3	4,727.85	3,166.04	49.33 %
WC_4	5,345.86	3,636.89	46.99 %
		เฉลี่ย	49.68 %

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

จากตารางข้างต้นจะเห็นว่าอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าเมื่อคำนวณด้วยวิธี Postage Stamp จะมีค่ามากกว่าอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าเมื่อคำนวณด้วยวิธี Power Flow Based MW-Mile ประมาณ 49.68 %

ตารางที่ 6.39 การเปรียบเทียบอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าใน Scenario ที่ 2

Scenario 2			
	Postage Stamp [บาท/MW]	Power Flow Based [บาท/MW]	% เปรียบเทียบกับวิธี Postage Stamp
WC_1	4,559.79	3,071.27	48.47 %
WC_2	3,656.73	2,484.67	47.17 %
WC_3	3,139.37	2,157.86	45.49 %
WC_4	4,038.87	2,837.41	42.34 %
		เฉลี่ย	45.87 %

จากตารางข้างต้นจะเห็นว่าอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าเมื่อคำนวณด้วยวิธี Postage Stamp จะมีค่ามากกว่าอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าเมื่อคำนวณด้วยวิธี Power Flow Based MW-Mile ประมาณ 45.87 %

ตารางที่ 6.40 การเปรียบเทียบอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าใน Scenario ที่ 3

Scenario 3			
	Postage Stamp [บาท/MW]	Power Flow Based [บาท/MW]	% เปรียบเทียบกับวิธี Postage Stamp
WC_1	6,835.95	4,770.53	30.21%
WC_2	6,871.55	4,882.93	28.94%
WC_3	5,994.84	4,310.90	28.09%
WC_4	6,166.60	4,528.11	26.57%
		เฉลี่ย	28.45%

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

จากตารางข้างต้นจะเห็นว่าอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าเมื่อคำนวณด้วยวิธี Postage Stamp จะมีค่ามากกว่าอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าเมื่อคำนวณด้วยวิธี Power Flow Based MW-Mile ประมาณ 28.45 %

จากทั้ง 3 กรณีที่ผ่านมาจะแสดงให้เห็นว่า อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่คำนวณด้วยวิธี Postage Stamp จะมีค่าสูงกว่าเมื่อเทียบกับ อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่คำนวณด้วยวิธี Power Flow Based MW-Mile ในทุก Scenario โดยมีสาเหตุมาจากวิธี Power Flow Based MW-Mile อาจจะสะท้อนปริมาณการใช้สายส่งไฟฟ้า (Line Usage) ได้เด่นชัดกว่าวิธี Postage Stamp เนื่องจากวิธี Postage Stamp นั้นจะพิจารณาปริมาณการใช้สายส่งไฟฟ้าจากกำลังไฟฟ้าที่ซื้อขายตามสัญญาโดยจะเป็นค่าคงที่ที่ได้กำหนดไว้ตามสัญญา แต่เมื่อมีการซื้อขายไฟฟ้าจริงในระบบกำลังไฟฟ้าตามสัญญานั้นอาจจะเปลี่ยนแปลงไปแต่สำหรับวิธี Power Flow Based MW-Mile นั้นจะพิจารณาปริมาณการใช้สายส่งไฟฟ้าจากกำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งไฟฟ้า ซึ่งอาจจะสะท้อนถึงความเป็นจริงได้ดีกว่า โดยผลของความเปลี่ยนแปลงนั้นจะสะท้อนไปถึงอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าดังผลที่ได้แสดงมาข้างต้นนี้

ในลำดับถัดไปจะแสดงค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของแต่ละคู่สัญญาเพื่อแสดงผลของอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากทั้ง 2 วิธีคำนวณต่อค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่คู่สัญญาจะต้องจ่าย ซึ่งจะแสดงไว้ดังตารางต่อไปนี้

ตารางที่ 6.41 ผลรวมของค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของคู่สัญญาที่ 1 แยกตาม Scenario

ผลรวมของค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่คู่สัญญาที่ 1 ต้องจ่าย			
Scenario ที่ 1			
	Postage Stamp [บาท]	**Power Flow Based [บาท]**	**% เปรียบเทียบกับวิธี Postage Stamp**
ช่วงที่ 1	17,602,942.86	12,534,149.15	40.44%
ช่วงที่ 2	17,066,422.06	13,869,689.50	23.05%
ช่วงที่ 3	14,467,233.17	12,983,314.69	11.43%
ช่วงที่ 4	16,358,320.94	15,736,354.90	3.95%
		เฉลี่ย	19.72%

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

ผลรวมของค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่คู่สัญญาที่ 1 ต้องจ่าย			
Scenario ที่ 2			
	Postage Stamp [บาท]	Power Flow Based [บาท]	% เปรียบเทียบกับวิธี Postage Stamp
ช่วงที่ 1	13,952,954.74	10,137,882.57	37.63%
ช่วงที่ 2	10,070,643.92	9,327,185.57	7.97%
ช่วงที่ 3	9,606,479.50	8,852,122.71	8.52%
ช่วงที่ 4	12,358,944.23	12,283,393.32	0.62%
		เฉลี่ย	13.68%
Scenario ที่ 3			
	Postage Stamp [บาท]	Power Flow Based [บาท]	% เปรียบเทียบกับวิธี Postage Stamp
ช่วงที่ 1	20,917,993.03	15,743,289.90	32.87%
ช่วงที่ 2	21,026,943.12	18,321,993.46	14.76%
ช่วงที่ 3	18,344,215.87	17,672,537.24	3.80%
ช่วงที่ 4	18,869,797.34	19,584,596.10	-3.65%
		เฉลี่ย	13.77%

จากมุมมองของคู่สัญญาคู่ที่ 1 จะเห็นว่าค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่คู่สัญญาที่ 1 จะต้องจ่ายสำหรับ Scenario ที่ 1 เมื่อคำนวณด้วยวิธี Postage Stamp จะต้องจ่ายแพงกว่าวิธี Power Flow Based MW-Mile ประมาณ 19.72 % สำหรับ Scenario ที่ 2 เมื่อคำนวณด้วยวิธี Postage Stamp จะต้องจ่ายแพงกว่าวิธี Power Flow Based MW-Mile ประมาณ 13.68 % และสำหรับ Scenario ที่ 3 เมื่อคำนวณด้วยวิธี Postage Stamp จะต้องจ่ายแพงกว่าวิธี Power Flow Based MW-Mile ประมาณ 13.77 % และเมื่อมองแนวโน้มของความแตกต่างของค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากที่วิธีคำนวณทั้ง 2 วิธีจะพบว่า แนวโน้มของความแตกต่างระหว่างค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้ามีแนวโน้มที่ลดลง

ตารางที่ 6.42 ผลรวมของค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของคู่สัญญาที่ 2 แยกตาม Scenario

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

ผลรวมของค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่คู่สัญญาที่ 2 ต้องจ่าย			
Scenario ที่ 2			
	Postage Stamp [บาท]	Power Flow Based [บาท]	% เปรียบเทียบกับวิธี Postage Stamp
ช่วงที่ 1	10,464,716.05	5,712,881.59	83.18%
ช่วงที่ 2	10,070,643.92	6,682,142.26	50.71%
ช่วงที่ 3	9,606,479.50	6,703,626.14	43.30%
ช่วงที่ 4	12,358,944.23	9,813,618.17	25.94%
		เฉลี่ย	50.78%
Scenario ที่ 3			
	Postage Stamp [บาท]	Power Flow Based [บาท]	% เปรียบเทียบกับวิธี Postage Stamp
ช่วงที่ 1	16,374,798.72	6,249,168.94	162.03%
ช่วงที่ 2	22,020,041.45	9,280,451.03	137.27%
ช่วงที่ 3	19,421,993.76	9,571,188.70	102.92%
ช่วงที่ 4	19,387,363.92	10,866,236.27	78.42%
		เฉลี่ย	120.16%

จากมุมมองของคู่สัญญาคู่ที่ 2 จะเห็นว่าค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่คู่สัญญาที่ 2 จะต้องจ่ายสำหรับ Scenario ที่ 2 เมื่อคำนวณด้วยวิธี Postage Stamp จะต้องจ่ายแพงกว่าวิธี Power Flow Based MW-Mile ประมาณ 50.78 % และสำหรับ Scenario ที่ 3 เมื่อคำนวณด้วยวิธี Postage Stamp จะต้องจ่ายแพงกว่าวิธี Power Flow Based MW-Mile ประมาณ 120.16 % และเมื่อมองแนวโน้มของความแตกต่างของค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากที่วิธีคำนวณทั้ง 2 วิธีจะพบว่า แนวโน้มของความแตกต่างระหว่างค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้ามีแนวโน้มที่ลดลง

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

ตารางที่ 6.43 ผลรวมของค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของคู่สัญญาที่เหลือในระบบไฟฟ้า แยกตาม Scenario

ผลรวมของค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่คู่สัญญาที่เหลือในระบบ ต้องจ่าย			
Scenario ที่ 1			
	Postage Stamp [บาท]	Power Flow Based [บาท]	% เปรียบเทียบกับวิธี Postage Stamp
ช่วงที่ 1	50,005,286.47	55,074,080.19	- 9.20%
ช่วงที่ 2	59,031,931.99	62,228,664.54	- 5.14%
ช่วงที่ 3	60,424,996.75	61,908,915.24	- 2.40%
ช่วงที่ 4	81,954,125.73	82,576,091.77	- 0.75%
		เฉลี่ย	- 4.37%
Scenario ที่ 2			
	Postage Stamp [บาท]	Power Flow Based [บาท]	% เปรียบเทียบกับวิธี Postage Stamp
ช่วงที่ 1	29,171,923.35	37,738,829.98	- 22.70%
ช่วงที่ 2	29,752,619.09	33,884,579.09	- 12.19%
ช่วงที่ 3	30,516,706.85	34,173,916.99	- 10.70%
ช่วงที่ 4	49,558,563.88	52,179,440.84	- 5.02%
		เฉลี่ย	- 12.65%
Scenario ที่ 3			
	Postage Stamp [บาท]	Power Flow Based [บาท]	% เปรียบเทียบกับวิธี Postage Stamp
ช่วงที่ 1	43,733,968.96	58,609,914.38	- 25.38%
ช่วงที่ 2	51,704,240.48	66,574,228.24	- 22.34%
ช่วงที่ 3	58,273,695.20	68,249,531.62	- 14.62%
ช่วงที่ 4	75,666,662.10	83,245,510.30	- 9.10%
		เฉลี่ย	- 17.86%

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

จากมุมมองของคู่สัญญาคู่ที่เหลือในระบบไฟฟ้า จะเห็นว่าค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่คู่สัญญาที่เหลือในระบบไฟฟ้า จะต้องจ่ายสำหรับ Scenario ที่ 1 เมื่อคำนวณด้วยวิธี Postage Stamp จะต้องจ่ายถูกกว่าวิธี Power Flow Based MW-Mile ประมาณ 4.73 % สำหรับ Scenario ที่ 2 เมื่อคำนวณด้วยวิธี Postage Stamp จะต้องจ่ายถูกกว่าวิธี Power Flow Based MW-Mile ประมาณ 12.65 % และสำหรับ Scenario ที่ 3 เมื่อคำนวณด้วยวิธี Postage Stamp จะต้องจ่ายถูกกว่าวิธี Power Flow Based MW-Mile ประมาณ 17.86 % และเมื่อมองแนวโน้มของความแตกต่างของค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากที่วิธีคำนวณทั้ง 2 วิธีจะพบว่า แนวโน้มของความแตกต่างระหว่างค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้ามีแนวโน้มที่ลดลง

หลังจากที่ทราบค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่แต่ละคู่สัญญาต้องจ่ายสามารถสรุปผู้มีส่วนได้ส่วนเสียในแต่ละวิธีคำนวณได้ดังตารางต่อไปนี้

ตารางที่ 6.44 ตารางสรุปผู้มีส่วนได้ส่วนเสียต่อวิธีการคำนวณทั้ง 2 รูปแบบ

ผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย		
ผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย	Postage Stamp	Power Flow Based
คู่สัญญาคู่ที่ 1	จ่ายแพงกว่า	จ่ายถูกกว่า
คู่สัญญาคู่ที่ 2	จ่ายแพงกว่า	จ่ายถูกกว่า
คู่สัญญาคู่ที่เหลือในระบบ	จ่ายถูกกว่า	จ่ายแพงกว่า

จากตารางจะสามารถสรุปได้ว่า

การคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าด้วยวิธี Postage Stamp นั้นเหมาะสำหรับ คู่สัญญาที่เหลือในระบบหรือก็คือเหมาะสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วไปที่เชื่อมต่ออยู่ในระบบโดยค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่ต้องจ่ายนั้นมีค่าต่ำกว่าวิธี Power Flow Based MW-Mile

ส่วนการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าด้วยวิธี Power Flow Based MW-Mile นั้นจะเหมาะสำหรับคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้าทั่วไป หรือก็คือ SPP ที่เชื่อมต่อเข้ามาสู่ระบบ โดยค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่ต้องจ่ายนั้นมีค่าต่ำกว่าวิธี Postage Stamp

และในลำดับถัดไปจะกล่าวถึงกรณีเปรียบเทียบอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าในแต่ละ Scenario

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

6.2.2 กรณีเปรียบเทียบอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าในแต่ละ Scenario

สำหรับกรณีนี้จะทำการเปรียบเทียบ อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าในแต่ละ Scenario โดยจะแยกพิจารณาจากวิธีในการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าซึ่งก็คือวิธี Postage Stamp และ วิธี Power Flow Based MW-Mile ซึ่งจะมีค่าตามตารางต่อไปนี้

ตารางที่ 6.45 การเปรียบเทียบอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าในแต่ละ Scenario ด้วยวิธี Postage Stamp

วิธี Postage Stamp					
	Scenario 1 [บาท/MW-ปี]	Scenario 2 [บาท/MW-ปี]	% เปรียบเทียบกับ Scenario 1	Scenario 3 [บาท/MW-ปี]	% เปรียบเทียบกับ Scenario 1
WC_1	5,752.60	4,559.79	-20.74%	6,835.95	18.83%
WC_2	5,577.26	3,656.73	-34.44%	6,871.55	23.21%
WC_3	4,727.85	3,139.37	-33.60%	5,994.84	26.80%
WC_4	5,345.86	4,038.87	-24.45%	6,166.60	15.35%
		เฉลี่ย	-28.30%	เฉลี่ย	21.05%

จากตารางข้างต้นจะเห็นว่าเมื่อพิจารณาอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าเมื่อคำนวณด้วยวิธี Postage Stamp อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของ Scenario ที่ 2 จะมีค่าน้อยกว่าเมื่อเทียบกับ Scenario ที่ 1 ประมาณ 28.30% และในกรณีของอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของ Scenario ที่ 3 จะมีค่ามากกว่าเมื่อเทียบกับ Scenario ที่ 1 ประมาณ 21.05%

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

ตารางที่ 6.46 การเปรียบเทียบอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าในแต่ละ Scenario ด้วยวิธี Power Flow Based MW-Mile

วิธี Power Flow Based MW-Mile					
	Scenario 1 [บาท/MW-ปี]	Scenario 2 [บาท/MW-ปี]	% เปรียบเทียบกับ Scenario 1	Scenario 3 [บาท/MW-ปี]	% เปรียบเทียบกับ Scenario 1
WC_1	3,797.49	3,071.27	-19.12%	4,770.53	25.62%
WC_2	3,695.32	2,484.67	-32.76%	4,882.93	32.14%
WC_3	3,166.04	2,157.86	-31.84%	4,310.90	36.16%
WC_4	3,636.89	2,837.41	-21.98%	4,528.11	24.51%
		เฉลี่ย	-26.43%	เฉลี่ย	29.61%

จากตารางข้างต้นจะเห็นว่าเมื่อพิจารณาอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าเมื่อคำนวณด้วยวิธี Power Flow Based MW-Mile อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของ Scenario ที่ 2 จะมีค่าน้อยกว่าเมื่อเทียบกับ Scenario ที่ 1 ประมาณ 26.43% และในกรณีของอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของ Scenario ที่ 3 จะมีค่ามากกว่าเมื่อเทียบกับ Scenario ที่ 1 ประมาณ 29.61%

จากการเปรียบเทียบอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของแต่ละ Scenario โดยแยกพิจารณาในแต่ละวิธีคำนวณจะแสดงให้เห็นว่าอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของ Scenario ที่ 3 จะมีค่าสูงที่สุดโดยจะมีค่ามากกว่าอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของ Scenario ที่ 1 อยู่ 26.46 % จากวิธี Postage Stamp และ 35.39 % จากวิธี Power Flow Based MW-Mile และจะเห็นว่าอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของ Scenario ที่ 2 จะมีค่าต่ำที่สุดโดยจะมีค่าน้อยกว่าอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของ Scenario ที่ 1 อยู่ 28.30 % จากวิธี Postage Stamp และ 26.43 % จากวิธี Power Flow Based MW-Mile โดยมีสาเหตุมาจากตำแหน่งของ SPP ที่เข้ามาเชื่อมต่อเข้าสู่ระบบนั้นจะทำให้เกิดความเปลี่ยนแปลงของพิกัดการรับโหลดของสายส่งไฟฟ้า (Line Loading) ซึ่งจะส่งผลต่อต้นทุนในการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าผ่านการลงทุนสายส่งที่เพิ่มขึ้น และต้นทุนที่เพิ่มขึ้นนี้จะส่งผลให้อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้านั้นสูงขึ้นอีกด้วย

ในลำดับถัดไปจะแสดงค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของแต่ละคู่สัญญาเพื่อแสดงผลของอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากทั้ง 2 วิธีคำนวณต่อค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่คู่สัญญาจะต้องจ่าย ซึ่งจะแสดงไว้ดังตารางต่อไปนี้

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

ตารางที่ 6.47 ผลรวมของค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของคู่สัญญาที่ 1 ในแต่ละ Scenario แยกตามวิธีคำนวณ

ผลรวมของค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่คู่สัญญาที่ 1 ต้องจ่าย					
วิธี Postage Stamp					
ช่วง	Scenario 1 [บาท]	Scenario 2 [บาท]	% เปรียบเทียบกับ Scenario 1	Scenario 3 [บาท]	% เปรียบเทียบกับ Scenario 1
ช่วงที่ 1	17,602,942.86	13,952,954.74	-20.74%	20,917,993.03	18.83%
ช่วงที่ 2	17,066,422.06	10,070,643.92	-40.99%	21,026,943.12	23.21%
ช่วงที่ 3	14,467,233.17	9,606,479.50	-33.60%	18,344,215.87	26.80%
ช่วงที่ 4	16,358,320.94	12,358,944.23	-24.45%	18,869,797.34	15.35%
		เฉลี่ย	-29.94%	เฉลี่ย	21.05%
วิธี Power Flow Based MW-Mile					
	Scenario 1 [บาท]	Scenario 2 [บาท]	% เปรียบเทียบกับ Scenario 1	Scenario 3 [บาท]	% เปรียบเทียบกับ Scenario 1
ช่วงที่ 1	12,534,149.15	10,137,882.57	-19.12%	15,743,289.90	25.60%
ช่วงที่ 2	13,869,689.50	9,327,185.57	-32.75%	18,321,993.46	32.10%
ช่วงที่ 3	12,983,314.69	8,852,122.71	-31.82%	17,672,537.24	36.12%
ช่วงที่ 4	15,736,354.90	12,283,393.32	-21.94%	19,584,596.10	24.45%
		เฉลี่ย	-26.41%	เฉลี่ย	29.57%

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

จากมุมมองของคู่สัญญาคู่ที่ 1 จะพบว่าค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่คู่สัญญาที่ 1 จะต้องจ่ายสำหรับ Scenario ที่ 3 จะมีค่ามากที่สุด โดยจะต้องจ่ายแพงกว่าค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าสำหรับ Scenario ที่ 1 ประมาณ 21.05% เมื่อคำนวณด้วยวิธี Postage Stamp และแพงกว่าประมาณ 29.57% เมื่อคำนวณด้วยวิธี Power Flow Based MW-Mile ส่วนค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าสำหรับ Scenario ที่ 2 จะมีค่าต่ำที่สุด โดยจะจ่ายถูกกว่าค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าสำหรับ Scenario ที่ 1 ประมาณ 29.94% เมื่อคำนวณด้วยวิธี Postage Stamp และถูกกว่าประมาณ 26.41% เมื่อคำนวณด้วยวิธี Power Flow Based MW-Mile

สำหรับมุมมองของคู่สัญญาที่ 2 เนื่องจากว่าใน Scenario ที่ 1 นั้นคู่สัญญาที่ 2 ไม่ได้เชื่อมต่อเข้ามาสู่ระบบดังนั้นจะไม่แสดงในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

ตารางที่ 6.48 ผลรวมของค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของคู่สัญญาที่เหลือในระบบไฟฟ้าในแต่ละ Scenario แยกตามวิธีคำนวณ

ผลรวมของค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่คู่สัญญาที่เหลือในระบบไฟฟ้าต้องจ่าย					
วิธี Postage Stamp					
ช่วง	Scenario 1 [บาท]	Scenario 2 [บาท]	% เปรียบเทียบกับ Scenario 1	Scenario 3 [บาท]	% เปรียบเทียบกับ Scenario 1
ช่วงที่ 1	50,005,286.47	29,171,923.35	-41.66%	43,733,968.96	-12.54%
ช่วงที่ 2	59,031,931.99	29,752,619.09	-49.60%	51,704,240.48	-12.41%
ช่วงที่ 3	60,424,996.75	30,516,706.85	-49.50%	58,273,695.20	-3.56%
ช่วงที่ 4	81,954,125.73	49,558,563.88	-39.53%	75,666,662.10	-7.67%
		เฉลี่ย	-45.07%	เฉลี่ย	-9.05%
วิธี Power Flow Based MW-Mile					
	Scenario 1 [บาท]	Scenario 2 [บาท]	% เปรียบเทียบกับ Scenario 1	Scenario 3 [บาท]	% เปรียบเทียบกับ Scenario 1
ช่วงที่ 1	55,074,080.19	37,738,829.98	-31.48%	58,609,914.38	6.42%
ช่วงที่ 2	62,228,664.54	33,884,579.09	-45.55%	66,574,228.24	6.98%
ช่วงที่ 3	61,908,915.24	34,173,916.99	-44.80%	68,249,531.62	10.24%
ช่วงที่ 4	82,576,091.77	52,179,440.84	-36.81%	83,245,510.30	0.81%
		เฉลี่ย	-39.66%	เฉลี่ย	6.11%

จากมุมมองของคู่สัญญาคู่ที่เหลือในระบบไฟฟ้า จะพบว่าค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่คู่สัญญาที่เหลือในระบบไฟฟ้า จะต้องจ่ายสำหรับ Scenario ที่ 3 จะมีค่ามากที่สุดเมื่อคำนวณด้วยวิธี Power

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

Flow Based MW-Mile โดยจะแพงกว่า Scenario ที่ 1 ประมาณ 6.11% แต่เมื่อคำนวณด้วยวิธี Postage Stamp จะมีค่าต่ำกว่า Scenario ที่ 1 ประมาณ 9.05% ซึ่งอาจจะเป็นผลมาจากคู่สัญญาที่ 2 ที่เข้ามาสู่ระบบทำให้ปริมาณการใช้สายส่งไฟฟ้าของคู่สัญญาที่เหลือในระบบไฟฟ้าลดลงส่งผลให้ค่าผ่านระบบไฟฟ้าที่ต้องจ่ายนั้นลดลง

ส่วนค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าสำหรับ Scenario ที่ 2 จะมีค่าต่ำที่สุด โดยจะจ่ายถูกกว่าค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าสำหรับ Scenario ที่ 1 ประมาณ 45.07% เมื่อคำนวณด้วยวิธี Postage Stamp และถูกกว่าประมาณ 39.66% เมื่อคำนวณด้วยวิธี Power Flow Based MW-Mile

หลังจากที่ทราบค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่แต่ละคู่สัญญาต้องจ่ายสามารถสรุปผู้มีส่วนได้ส่วนเสียในแต่ละวิธีคำนวณได้ดังตารางต่อไปนี้

ตารางที่ 6.49 ตารางสรุปผู้มีส่วนได้เสียในแต่ละ Scenario เมื่อเทียบกับ Scenario ที่ 1

ผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย				
ผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย	Scenario 2		Scenario 3	
	Postage Stamp	Power Flow Based	Postage Stamp	Power Flow Based
คู่สัญญาคู่ที่ 1	จ่ายถูกกว่า	จ่ายถูกกว่า	จ่ายแพงกว่า	จ่ายแพงกว่า
คู่สัญญาคู่ที่เหลือในระบบ	จ่ายถูกกว่า	จ่ายถูกกว่า	จ่ายถูกกว่า	จ่ายแพงกว่า

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

6.3 ผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหว (Sensitivity Analysis)

โดยในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะพิจารณาถึงความเปลี่ยนแปลงของอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าและค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่แต่ละคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้าจะต้องจ่ายเนื่องจากผลของ ต้นทุนค่าเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก (WACC) ซึ่งในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้กำหนดค่า WACC ไว้เท่ากับ ร้อยละ 4.73

โดยจะแบ่งกรณีวิเคราะห์ออกเป็น 2 กรณีดังต่อไปนี้

1. วิเคราะห์ความอ่อนไหวของอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า
2. วิเคราะห์ความอ่อนไหวของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่แต่ละคู่สัญญาจะต้องจ่าย

6.3.1 วิเคราะห์ความอ่อนไหวของอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า

สำหรับกรณีนี้จะทำการเปรียบเทียบ ผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า ทั้ง 4 ช่วงที่พิจารณา จากการคำนวณด้วยวิธี Postage Stamp และวิธี Power Flow Based MW-Mile แยกตาม Scenario ดังต่อไปนี้

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

6.3.1.1 ผลการวิเคราะห์ของ Scenario ที่ 1

ในกรณีนี้จะแสดงผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของ Scenario ที่ 1 ทั้ง 4 ช่วงที่พิจารณา จากการคำนวณด้วยวิธี Postage Stamp และวิธี Power Flow Based MW-Mile โดยจะแสดงไว้ดังตารางต่อไปนี้

ตารางที่ 6.50 ผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าแยกตามวิธีคำนวณของ Scenario ที่ 1

Scenario ที่ 1				
ช่วงที่ 1 (ปีที่ 1-20)				
การเปลี่ยนแปลงของ ต้นทุนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก	Postage Stamp [บาท/MW]	การเปลี่ยนแปลงของอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า	Power Flow Based [บาท/MW]	การเปลี่ยนแปลงของอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า
-20.00%	5,827.97	1.3103%	3,847.24	1.3103%
-15.00%	5,807.78	0.9592%	3,833.91	0.9592%
-10.00%	5,788.51	0.6242%	3,821.19	0.6242%
-5.00%	5,770.12	0.3047%	3,809.06	0.3047%
0.00%	5,752.60	0.0000%	3,797.49	0.0000%
5.00%	5,735.88	-0.2905%	3,786.45	-0.2905%
10.00%	5,719.96	-0.5674%	3,775.94	-0.5674%
15.00%	5,704.78	-0.8312%	3,765.92	-0.8312%
20.00%	5,690.33	-1.0824%	3,756.38	-1.0824%

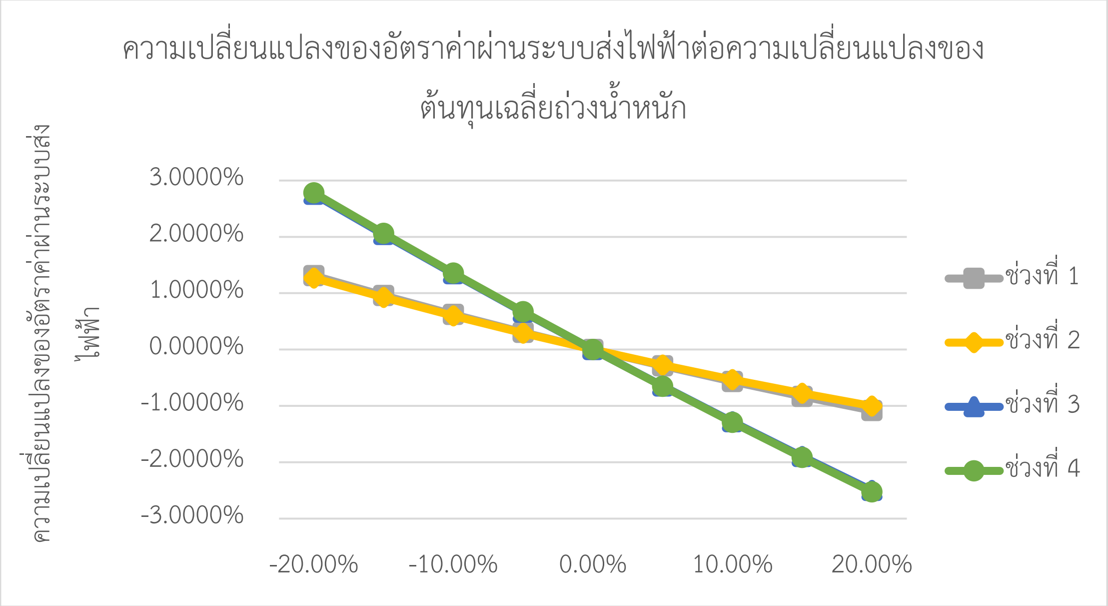
1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

ช่วงที่ 2 (ปีที่ 6-25)				
การเปลี่ยนแปลงของ ต้นทุนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก	Postage Stamp [บาท/MW]	การเปลี่ยนแปลงของอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า	Power Flow Based [บาท/MW]	การเปลี่ยนแปลงของอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า
-20.00%	5,647.97	1.2678%	3,742.16	1.2678%
-15.00%	5,628.81	0.9242%	3,729.47	0.9242%
-10.00%	5,610.66	0.5987%	3,717.44	0.5987%
-5.00%	5,593.48	0.2909%	3,706.06	0.2909%
0.00%	5,577.26	0.0000%	3,695.32	0.0000%
5.00%	5,561.96	-0.2743%	3,685.18	-0.2743%
10.00%	5,547.55	-0.5327%	3,675.63	-0.5327%
15.00%	5,534.01	-0.7755%	3,666.66	-0.7755%
20.00%	5,521.31	-1.0033%	3,658.24	-1.0033%
ช่วงที่ 3 (ปีที่ 11-30)				
การเปลี่ยนแปลงของ ต้นทุนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก	Postage Stamp [บาท/MW]	การเปลี่ยนแปลงของอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า	Power Flow Based [บาท/MW]	การเปลี่ยนแปลงของอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า
-20.00%	4,858.06	2.7539%	3,253.23	2.7539%
-15.00%	4,824.31	2.0401%	3,230.63	2.0401%
-10.00%	4,791.37	1.3435%	3,208.57	1.3435%
-5.00%	4,759.23	0.6636%	3,187.05	0.6636%
0.00%	4,727.85	0.0000%	3,166.04	0.0000%
5.00%	4,697.22	-0.6479%	3,145.52	-0.6479%
10.00%	4,667.31	-1.2805%	3,125.49	-1.2805%
15.00%	4,638.10	-1.8983%	3,105.94	-1.8983%
20.00%	4,609.58	-2.5017%	3,086.83	-2.5017%

1590155535 CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

ช่วงที่ 4 (ปีที่ 16-35)				
การเปลี่ยนแปลงของ ต้นทุนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก	Postage Stamp [บาท/MW]	การเปลี่ยนแปลงของอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า	Power Flow Based [บาท/MW]	การเปลี่ยนแปลงของอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า
-20.00%	5,494.52	2.7809%	3,738.03	2.7809%
-15.00%	5,455.98	2.0600%	3,711.80	2.0600%
-10.00%	5,418.37	1.3565%	3,686.22	1.3565%
-5.00%	5,381.68	0.6700%	3,661.25	0.6700%
0.00%	5,345.86	0.0000%	3,636.89	0.0000%
5.00%	5,310.89	-0.6541%	3,613.10	-0.6541%
10.00%	5,276.74	-1.2928%	3,589.87	-1.2928%
15.00%	5,243.40	-1.9166%	3,567.18	-1.9166%
20.00%	5,210.83	-2.5258%	3,545.03	-2.5258%

และจะแสดงผลของการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของ Scenario ที่ 1 ในแต่ละช่วง เป็นดังรูปต่อไปนี้



รูปที่ 6.28 ผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าใน Scenario ที่ 1

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

6.3.1.2 ผลการวิเคราะห์ของ Scenario ที่ 2

ในกรณีนี้จะแสดงผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของ Scenario ที่ 2 ทั้ง 4 ช่วงที่พิจารณา จากการคำนวณด้วยวิธี Postage Stamp และวิธี Power Flow Based MW-Mile โดยจะแสดงไว้ดังตารางต่อไปนี้

ตารางที่ 6.51 ผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าแยกตามวิธีคำนวณของ Scenario ที่ 2

Scenario ที่ 2				
ช่วงที่ 1 (ปีที่ 1-20)				
การเปลี่ยนแปลงของ ต้นทุนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก	Postage Stamp [บาท/MW]	การเปลี่ยนแปลงของอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า	Power Flow Based [บาท/MW]	การเปลี่ยนแปลงของอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า
-20.00%	4,596.78	0.8113%	3,096.19	0.8113%
-15.00%	4,586.38	0.5832%	3,089.18	0.5832%
-10.00%	4,576.77	0.3723%	3,082.71	0.3723%
-5.00%	4,567.91	0.1782%	3,076.75	0.1782%
0.00%	4,559.79	0.0000%	3,071.27	0.0000%
5.00%	4,552.36	-0.1629%	3,066.27	-0.1629%
10.00%	4,545.61	-0.3110%	3,061.72	-0.3110%
15.00%	4,539.49	-0.4451%	3,057.60	-0.4451%
20.00%	4,533.99	-0.5657%	3,053.90	-0.5657%

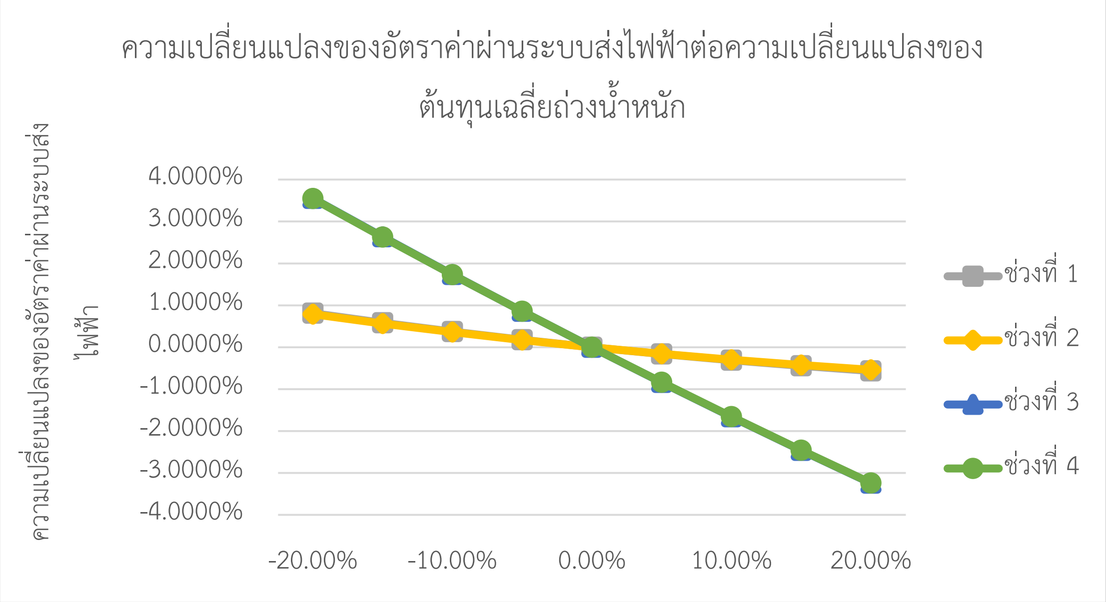
1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

ช่วงที่ 2 (ปีที่ 6-25)				
การเปลี่ยนแปลงของ ต้นทุนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก	Postage Stamp [บาท/MW]	การเปลี่ยนแปลงของอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า	Power Flow Based [บาท/MW]	การเปลี่ยนแปลงของอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า
-20.00%	3,685.52	0.7871%	2,504.23	0.7871%
-15.00%	3,677.40	0.5653%	2,498.72	0.5653%
-10.00%	3,669.92	0.3605%	2,493.63	0.3605%
-5.00%	3,663.03	0.1723%	2,488.95	0.1723%
0.00%	3,656.73	0.0000%	2,484.67	0.0000%
5.00%	3,651.00	-0.1567%	2,480.78	-0.1567%
10.00%	3,645.82	-0.2984%	2,477.26	-0.2984%
15.00%	3,641.17	-0.4255%	2,474.10	-0.4255%
20.00%	3,637.05	-0.5384%	2,471.29	-0.5384%
ช่วงที่ 3 (ปีที่ 11-30)				
การเปลี่ยนแปลงของ ต้นทุนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก	Postage Stamp [บาท/MW]	การเปลี่ยนแปลงของอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า	Power Flow Based [บาท/MW]	การเปลี่ยนแปลงของอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า
-20.00%	3,250.91	3.5528%	2,234.52	3.5528%
-15.00%	3,222.06	2.6338%	2,214.69	2.6338%
-10.00%	3,193.86	1.7357%	2,195.31	1.7357%
-5.00%	3,166.31	0.8580%	2,176.37	0.8580%
0.00%	3,139.37	0.0000%	2,157.86	0.0000%
5.00%	3,113.04	-0.8388%	2,139.76	-0.8388%
10.00%	3,087.29	-1.6589%	2,122.06	-1.6589%
15.00%	3,062.11	-2.4610%	2,104.75	-2.4610%
20.00%	3,037.48	-3.2455%	2,087.82	-3.2455%

1590155535 CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

ช่วงที่ 4 (ปีที่ 16-35)				
การเปลี่ยนแปลงของ ต้นทุนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก	Postage Stamp [บาท/MW]	การเปลี่ยนแปลงของอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า	Power Flow Based [บาท/MW]	การเปลี่ยนแปลงของอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า
-20.00%	4,182.12	3.5466%	2,938.04	3.5466%
-15.00%	4,145.07	2.6295%	2,912.01	2.6295%
-10.00%	4,108.86	1.7330%	2,886.58	1.7330%
-5.00%	4,073.47	0.8567%	2,861.72	0.8567%
0.00%	4,038.87	0.0000%	2,837.41	0.0000%
5.00%	4,005.04	-0.8377%	2,813.64	-0.8377%
10.00%	3,971.95	-1.6569%	2,790.39	-1.6569%
15.00%	3,939.59	-2.4581%	2,767.66	-2.4581%
20.00%	3,907.94	-3.2418%	2,745.42	-3.2418%

และจะแสดงผลของการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของ Scenario ที่ 2 ในแต่ละช่วง เป็นดังรูปต่อไปนี้



รูปที่ 6.29 ผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าใน Scenario ที่ 2

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

6.3.1.3 ผลการวิเคราะห์ของ Scenario ที่ 3

ในกรณีนี้จะแสดงผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของ Scenario ที่ 3 ทั้ง 4 ช่วงที่พิจารณา จากการคำนวณด้วยวิธี Postage Stamp และวิธี Power Flow Based MW-Mile โดยจะแสดงไว้ดังตารางต่อไปนี้

ตารางที่ 6.52 ผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าแยกตามวิธีคำนวณของ Scenario ที่ 3

Scenario ที่ 3				
ช่วงที่ 1 (ปีที่ 1-20)				
การเปลี่ยนแปลงของ ต้นทุนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก	**Postage Stamp [บาท/MW]**	**การเปลี่ยนแปลงของอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า**	**Power Flow Based [บาท/MW]**	**การเปลี่ยนแปลงของอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า**
-20.00%	6,962.61	1.8530%	4,858.93	1.8530%
-15.00%	6,929.52	1.3689%	4,835.84	1.3689%
-10.00%	6,897.41	0.8991%	4,813.43	0.8991%
-5.00%	6,866.22	0.4429%	4,791.66	0.4429%
0.00%	6,835.95	0.0000%	4,770.53	0.0000%
5.00%	6,806.54	-0.4302%	4,750.01	-0.4302%
10.00%	6,777.97	-0.8481%	4,730.08	-0.8481%
15.00%	6,750.22	-1.2541%	4,710.71	-1.2541%
20.00%	6,723.25	-1.6486%	4,691.89	-1.6486%

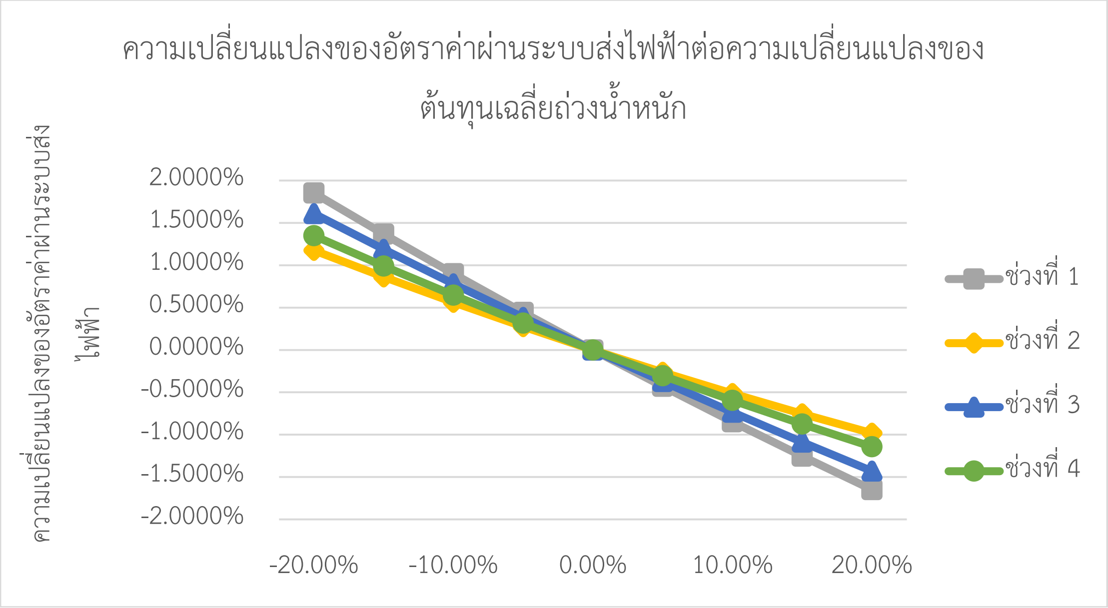
1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

ช่วงที่ 2 (ปีที่ 6-25)				
การเปลี่ยนแปลงของ ต้นทุนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก	Postage Stamp [บาท/MW]	การเปลี่ยนแปลงของอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า	Power Flow Based [บาท/MW]	การเปลี่ยนแปลงของอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า
-20.00%	6,952.30	1.1752%	4,940.31	1.1752%
-15.00%	6,930.78	0.8619%	4,925.02	0.8619%
-10.00%	6,910.16	0.5619%	4,910.37	0.5619%
-5.00%	6,890.43	0.2747%	4,896.35	0.2747%
0.00%	6,871.55	0.0000%	4,882.93	0.0000%
5.00%	6,853.50	-0.2627%	4,870.10	-0.2627%
10.00%	6,836.24	-0.5138%	4,857.84	-0.5138%
15.00%	6,819.76	-0.7537%	4,846.13	-0.7537%
20.00%	6,804.03	-0.9827%	4,834.95	-0.9827%
ช่วงที่ 3 (ปีที่ 11-30)				
การเปลี่ยนแปลงของ ต้นทุนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก	Postage Stamp [บาท/MW]	การเปลี่ยนแปลงของอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า	Power Flow Based [บาท/MW]	การเปลี่ยนแปลงของอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า
-20.00%	6,091.31	1.6092%	4,380.28	1.6092%
-15.00%	6,066.10	1.1886%	4,362.14	1.1886%
-10.00%	6,041.63	0.7805%	4,344.55	0.7805%
-5.00%	6,017.89	0.3844%	4,327.48	0.3844%
0.00%	5,994.84	0.0000%	4,310.90	0.0000%
5.00%	5,972.47	-0.3732%	4,294.82	-0.3732%
10.00%	5,950.74	-0.7356%	4,279.19	-0.7356%
15.00%	5,929.64	-1.0876%	4,264.02	-1.0876%
20.00%	5,909.15	-1.4295%	4,249.28	-1.4295%

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

ช่วงที่ 4 (ปีที่ 16-35)				
การเปลี่ยนแปลงของ ต้นทุนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก	Postage Stamp [บาท/MW]	การเปลี่ยนแปลงของอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า	Power Flow Based [บาท/MW]	การเปลี่ยนแปลงของอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า
-20.00%	6,249.78	1.3489%	4,589.18	1.3489%
-15.00%	6,227.70	0.9909%	4,572.97	0.9909%
-10.00%	6,206.50	0.6471%	4,557.40	0.6471%
-5.00%	6,186.14	0.3169%	4,542.46	0.3169%
0.00%	6,166.60	0.0000%	4,528.11	0.0000%
5.00%	6,147.85	-0.3041%	4,514.33	-0.3041%
10.00%	6,129.85	-0.5959%	4,501.12	-0.5959%
15.00%	6,112.60	-0.8757%	4,488.45	-0.8757%
20.00%	6,096.06	-1.1438%	4,476.31	-1.1438%

และจะแสดงผลของการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของ Scenario ที่ 3 ในแต่ละช่วง เป็นดังรูปต่อไปนี้



รูปที่ 6.30 ผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าใน Scenario ที่ 3

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

จากผลการวิเคราะห์ค่าความอ่อนไหวเมื่อพิจารณาผลกระทบของการเปลี่ยนแปลงของต้นทุนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก (WACC) ต่อการเปลี่ยนแปลงของอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของทั้ง 3 Scenario จากทั้ง 2 วิธีคำนวณจะพบว่า การเปลี่ยนแปลงของต้นทุนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักจะทำให้ต้นทุนที่ใช้ในการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าเปลี่ยนแปลงไปและจะเห็นว่าอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้านั้นแปรผกผันกับค่าต้นทุนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก และจะเห็นว่าการเปลี่ยนแปลงของอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของวิธี Postage Stamp และ Power Flow Based MW-Mile มีค่าเท่ากัน แม้ว่าต้นทุนที่ใช้ในการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าเปลี่ยนแปลงไปแต่ปริมาณการใช้สายส่งไฟฟ้า (Line Loading) ยังคงเดิมจึงส่งผลให้การเปลี่ยนแปลงของอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากทั้ง 2 วิธีคำนวณมีค่าเท่ากัน

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

6.3.2 วิเคราะห์ความอ่อนไหวของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่แต่ละคู่สัญญาจะต้องจ่าย

สำหรับกรณีนี้จะทำการเปรียบเทียบ ผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของผลรวมของค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของแต่ละคู่สัญญา ทั้ง 4 ช่วงที่พิจารณา จากการคำนวณด้วยวิธี Postage Stamp และวิธี Power Flow Based MW-Mile แยกตาม Scenario ดังต่อไปนี้

6.3.2.1 ผลการวิเคราะห์ของ Scenario ที่ 1

ในกรณีนี้จะแสดงผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของผลรวมของค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของแต่ละคู่สัญญาของ Scenario ที่ 1 จากการคำนวณด้วยวิธี Postage Stamp และวิธี Power Flow Based MW-Mile โดยจะแสดงไว้ดังตารางต่อไปนี้

1590155535 CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

ตารางที่ 6.53 ผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของคู่สัญญาที่ 1 แยกตามวิธีคำนวณของ Scenario ที่ 1

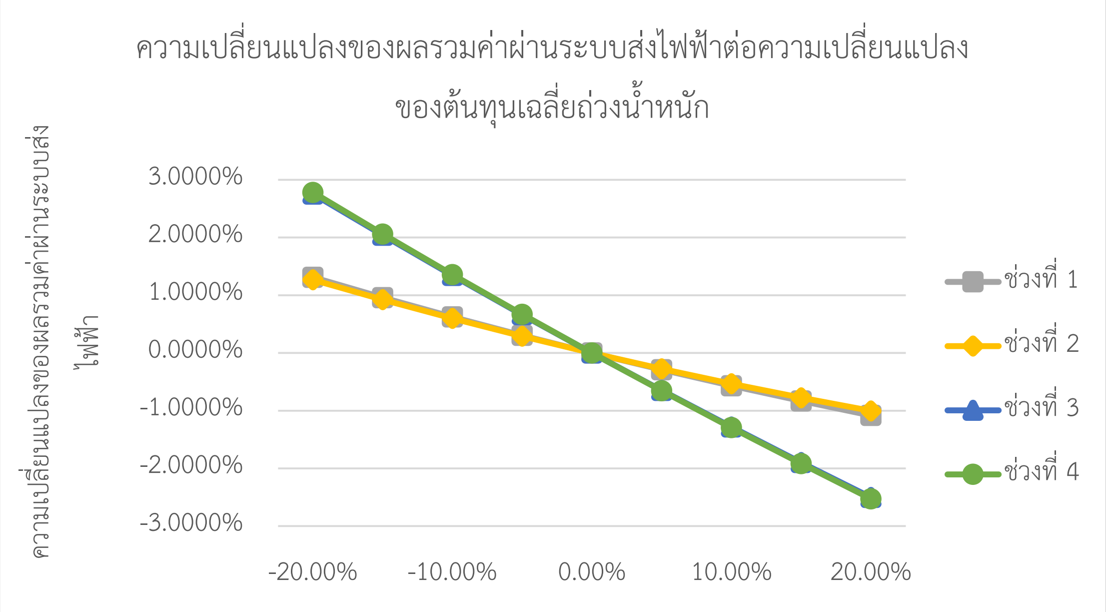
ผลรวมของค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่คู่สัญญาที่ 1 ต้องจ่าย				
Scenario ที่ 1				
ช่วงที่ 1 (ปีที่ 1-20)				
การเปลี่ยนแปลงของ ต้นทุนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก	Postage Stamp [บาท]	การเปลี่ยนแปลงของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า	Power Flow Based [บาท]	การเปลี่ยนแปลงของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า
-20.00%	17,833,587.61	1.3103%	12,698,379.40	1.3103%
-15.00%	17,771,792.16	0.9592%	12,654,378.04	0.9592%
-10.00%	17,712,828.71	0.6242%	12,612,393.20	0.6242%
-5.00%	17,656,582.35	0.3047%	12,572,343.07	0.3047%
0.00%	17,602,942.86	0.0000%	12,534,149.15	0.0000%
5.00%	17,551,804.49	-0.2905%	12,497,736.14	-0.2905%
10.00%	17,503,065.74	-0.5674%	12,463,031.80	-0.5674%
15.00%	17,456,629.28	-0.8312%	12,429,966.78	-0.8312%
20.00%	17,412,401.65	-1.0824%	12,398,474.57	-1.0824%

ช่วงที่ 2 (ปีที่ 6-25)				
การเปลี่ยนแปลงของ ต้นทุนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก	Postage Stamp [บาท]	การเปลี่ยนแปลงของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า	Power Flow Based [บาท]	การเปลี่ยนแปลงของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า
-20.00%	17,282,786.71	1.2678%	14,045,526.62	1.2678%
-15.00%	17,224,149.57	0.9242%	13,997,872.88	0.9242%
-10.00%	17,168,606.11	0.5987%	13,952,733.34	0.5987%
-5.00%	17,116,060.95	0.2909%	13,910,030.47	0.2909%
0.00%	17,066,422.06	0.0000%	13,869,689.50	0.0000%
5.00%	17,019,600.71	-0.2743%	13,831,638.31	-0.2743%
10.00%	16,975,511.24	-0.5327%	13,795,807.30	-0.5327%
15.00%	16,934,071.00	-0.7755%	13,762,129.28	-0.7755%
20.00%	16,895,200.15	-1.0033%	13,730,539.38	-1.0033%
ช่วงที่ 3 (ปีที่ 11-30)				
การเปลี่ยนแปลงของ ต้นทุนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก	Postage Stamp [บาท]	การเปลี่ยนแปลงของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า	Power Flow Based [บาท]	การเปลี่ยนแปลงของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า
-20.00%	14,865,648.98	2.7539%	13,340,864.59	2.7539%
-15.00%	14,762,377.77	2.0401%	13,248,186.02	2.0401%
-10.00%	14,661,601.49	1.3435%	13,157,746.46	1.3435%
-5.00%	14,563,244.20	0.6636%	13,069,477.77	0.6636%
0.00%	14,467,233.17	0.0000%	12,983,314.69	0.0000%
5.00%	14,373,498.74	-0.6479%	12,899,194.70	-0.6479%
10.00%	14,281,974.17	-1.2805%	12,817,057.89	-1.2805%
15.00%	14,192,595.48	-1.8983%	12,736,846.86	-1.8983%
20.00%	14,105,301.32	-2.5017%	12,658,506.55	-2.5017%

1590155535 CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

ช่วงที่ 4 (ปีที่ 16-35)				
การเปลี่ยนแปลงของ ต้นทุนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก	Postage Stamp [บาท]	การเปลี่ยนแปลงของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า	Power Flow Based [บาท]	การเปลี่ยนแปลงของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า
-20.00%	16,813,232.35	2.7809%	16,173,969.95	2.7809%
-15.00%	16,695,294.71	2.0600%	16,060,516.46	2.0600%
-10.00%	16,580,223.94	1.3565%	15,949,820.85	1.3565%
-5.00%	16,467,928.56	0.6700%	15,841,795.09	0.6700%
0.00%	16,358,320.94	0.0000%	15,736,354.90	0.0000%
5.00%	16,251,317.14	-0.6541%	15,633,419.53	-0.6541%
10.00%	16,146,836.74	-1.2928%	15,532,911.62	-1.2928%
15.00%	16,044,802.64	-1.9166%	15,434,757.01	-1.9166%
20.00%	15,945,140.95	-2.5258%	15,338,884.59	-2.5258%

และจะแสดงผลของการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของคู่สัญญาที่ 1 จาก Scenario ที่ 1 ในแต่ละช่วง เป็นดังรูปต่อไปนี้



รูปที่ 6.31 ผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของคู่สัญญาที่ 1 ใน Scenario ที่ 1

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

ในลำดับถัดไปจะแสดงผลรวมของค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของคู่สัญญาที่เหลือในระบบ

ตารางที่ 6.54 ผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของคู่สัญญาที่เหลือในระบบ แยกตามวิธีคำนวณ สำหรับ Scenario ที่ 1

ผลรวมของค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่คู่สัญญาเหลือในระบบ ต้องจ่าย				
Scenario ที่ 1				
ช่วงที่ 1 (ปีที่ 1-20)				
การเปลี่ยนแปลงของ ต้นทุนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก	Postage Stamp [บาท]	การเปลี่ยนแปลงของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า	Power Flow Based [บาท]	การเปลี่ยนแปลงของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า
-20.00%	50,660,486.96	1.3103%	55,795,695.18	1.3103%
-15.00%	50,484,942.49	0.9592%	55,602,356.61	0.9592%
-10.00%	50,317,442.97	0.6242%	55,417,878.48	0.6242%
-5.00%	50,157,662.01	0.3047%	55,241,901.30	0.3047%
0.00%	50,005,286.47	0.0000%	55,074,080.19	0.0000%
5.00%	49,860,015.92	-0.2905%	54,914,084.26	-0.2905%
10.00%	49,721,562.10	-0.5674%	54,761,596.05	-0.5674%
15.00%	49,589,648.42	-0.8312%	54,616,310.92	-0.8312%
20.00%	49,464,009.49	-1.0824%	54,477,936.58	-1.0824%

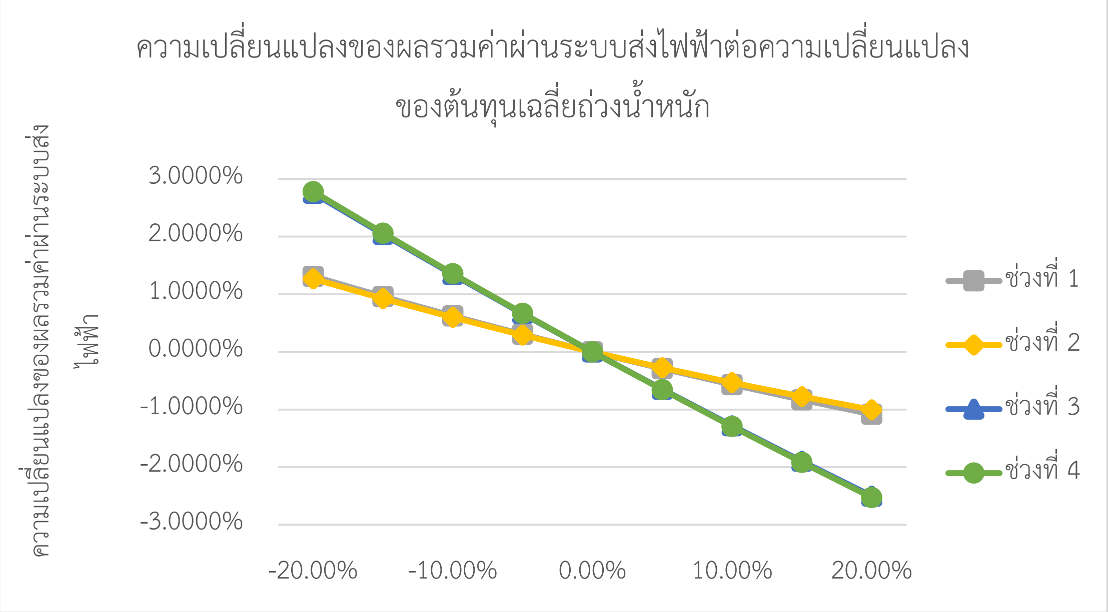
1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

ช่วงที่ 2 (ปีที่ 6-25)				
การเปลี่ยนแปลงของ ต้นทุนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก	Postage Stamp [บาท]	การเปลี่ยนแปลงของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า	Power Flow Based [บาท]	การเปลี่ยนแปลงของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า
-20.00%	59,780,326.89	1.2678%	63,017,586.97	1.2678%
-15.00%	59,577,503.84	0.9242%	62,803,780.53	0.9242%
-10.00%	59,385,381.71	0.5987%	62,601,254.49	0.5987%
-5.00%	59,203,630.50	0.2909%	62,409,660.98	0.2909%
0.00%	59,031,931.99	0.0000%	62,228,664.54	0.0000%
5.00%	58,869,979.18	-0.2743%	62,057,941.57	-0.2743%
10.00%	58,717,475.85	-0.5327%	61,897,179.79	-0.5327%
15.00%	58,574,136.05	-0.7755%	61,746,077.76	-0.7755%
20.00%	58,439,683.66	-1.0033%	61,604,344.43	-1.0033%
ช่วงที่ 3 (ปีที่ 11-30)				
การเปลี่ยนแปลงของ ต้นทุนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก	Postage Stamp [บาท]	การเปลี่ยนแปลงของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า	Power Flow Based [บาท]	การเปลี่ยนแปลงของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า
-20.00%	62,089,051.92	2.7539%	63,613,836.30	2.7539%
-15.00%	61,657,721.17	2.0401%	63,171,912.93	2.0401%
-10.00%	61,236,810.94	1.3435%	62,740,665.98	1.3435%
-5.00%	60,826,004.05	0.6636%	62,319,770.48	0.6636%
0.00%	60,424,996.75	0.0000%	61,908,915.24	0.0000%
5.00%	60,033,498.09	-0.6479%	61,507,802.14	-0.6479%
10.00%	59,651,229.28	-1.2805%	61,116,145.56	-1.2805%
15.00%	59,277,923.12	-1.8983%	60,733,671.74	-1.8983%
20.00%	58,913,323.41	-2.5017%	60,360,118.19	-2.5017%

1590155535 CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

ช่วงที่ 4 (ปีที่ 16-35)				
การเปลี่ยนแปลงของ ต้นทุนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก	Postage Stamp [บาท]	การเปลี่ยนแปลงของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า	Power Flow Based [บาท]	การเปลี่ยนแปลงของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า
-20.00%	84,233,202.39	2.7809%	84,872,464.79	2.7809%
-15.00%	83,642,342.45	2.0600%	84,277,120.70	2.0600%
-10.00%	83,065,845.39	1.3565%	83,696,248.49	1.3565%
-5.00%	82,503,252.81	0.6700%	83,129,386.28	0.6700%
0.00%	81,954,125.73	0.0000%	82,576,091.77	0.0000%
5.00%	81,418,043.65	-0.6541%	82,035,941.25	-0.6541%
10.00%	80,894,603.62	-1.2928%	81,508,528.73	-1.2928%
15.00%	80,383,419.45	-1.9166%	80,993,465.08	-1.9166%
20.00%	79,884,120.82	-2.5258%	80,490,377.18	-2.5258%

และจะแสดงผลของการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของคู่สัญญาที่เหลือในระบบ จาก Scenario ที่ 1 ในแต่ละช่วง เป็นดังรูปต่อไปนี้



รูปที่ 6.32 ผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของคู่สัญญาที่เหลือในระบบของ Scenario ที่ 1

1590155535 CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

6.3.2.2 ผลการวิเคราะห์ของ Scenario ที่ 2

ในกรณีนี้จะแสดงผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของผลรวมของค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของแต่ละคู่สัญญาของ Scenario ที่ 2 จากการคำนวณด้วยวิธี Postage Stamp และวิธี Power Flow Based MW-Mile โดยจะแสดงไว้ดังตารางต่อไปนี้

ตารางที่ 6.55 ผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของคู่สัญญาที่ 1 แยกตามวิธีคำนวณของ Scenario ที่ 2

ผลรวมของค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่คู่สัญญาที่ 1 ต้องจ่าย				
Scenario ที่ 2				
ช่วงที่ 1 (ปีที่ 1-20)				
การเปลี่ยนแปลงของ ต้นทุนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก	Postage Stamp [บาท]	การเปลี่ยนแปลงของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า	Power Flow Based [บาท]	การเปลี่ยนแปลงของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า
-20.00%	14,066,159.30	0.8113%	10,220,134.30	0.8113%
-15.00%	14,034,321.59	0.5832%	10,197,001.78	0.5832%
-10.00%	14,004,907.02	0.3723%	10,175,629.85	0.3723%
-5.00%	13,977,816.48	0.1782%	10,155,946.52	0.1782%
0.00%	13,952,954.74	0.0000%	10,137,882.57	0.0000%
5.00%	13,930,230.22	-0.1629%	10,121,371.49	-0.1629%
10.00%	13,909,554.90	-0.3110%	10,106,349.29	-0.3110%
15.00%	13,890,844.12	-0.4451%	10,092,754.49	-0.4451%
20.00%	13,874,016.51	-0.5657%	10,080,527.95	-0.5657%

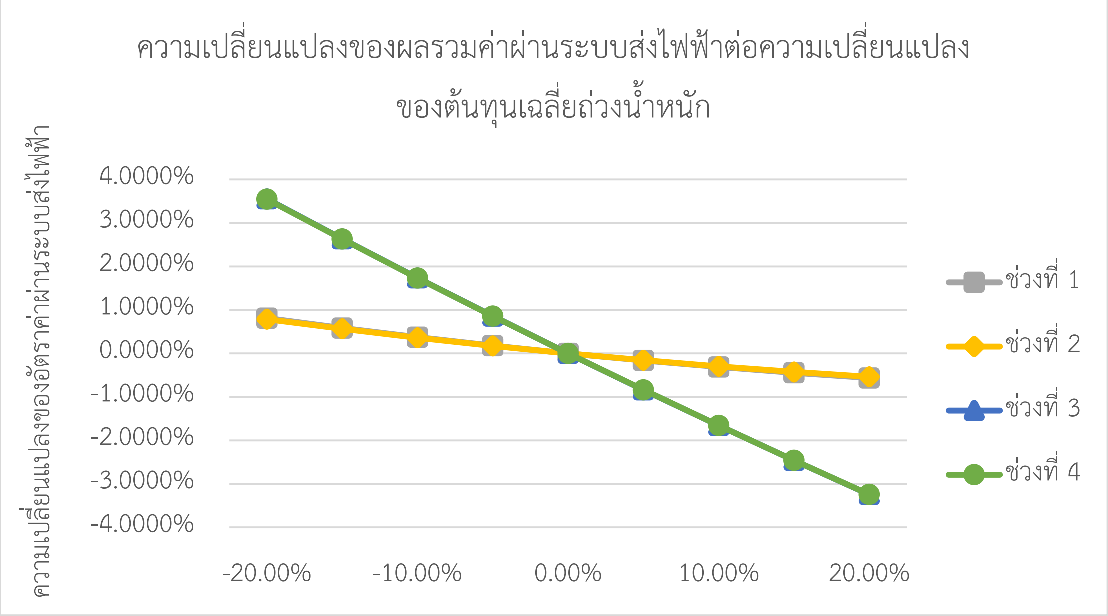
1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

ช่วงที่ 2 (ปีที่ 6-25)				
การเปลี่ยนแปลงของ ต้นทุนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก	Postage Stamp [บาท]	การเปลี่ยนแปลงของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า	Power Flow Based [บาท]	การเปลี่ยนแปลงของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า
-20.00%	11,277,678.38	0.7871%	9,400,600.40	0.7871%
-15.00%	11,252,858.68	0.5653%	9,379,911.73	0.5653%
-10.00%	11,229,944.91	0.3605%	9,360,811.77	0.3605%
-5.00%	11,208,878.88	0.1723%	9,343,252.01	0.1723%
0.00%	11,189,604.35	0.0000%	9,327,185.57	0.0000%
5.00%	11,172,066.97	-0.1567%	9,312,567.15	-0.1567%
10.00%	11,156,214.18	-0.2984%	9,299,352.92	-0.2984%
15.00%	11,141,995.14	-0.4255%	9,287,500.53	-0.4255%
20.00%	11,129,360.69	-0.5384%	9,276,968.97	-0.5384%
ช่วงที่ 3 (ปีที่ 11-30)				
การเปลี่ยนแปลงของ ต้นทุนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก	Postage Stamp [บาท]	การเปลี่ยนแปลงของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า	Power Flow Based [บาท]	การเปลี่ยนแปลงของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า
-20.00%	9,947,781.95	3.5528%	9,166,624.10	3.5528%
-15.00%	9,859,491.51	2.6338%	9,085,266.74	2.6338%
-10.00%	9,773,217.48	1.7357%	9,005,767.45	1.7357%
-5.00%	9,688,899.44	0.8580%	8,928,070.55	0.8580%
0.00%	9,606,479.50	0.0000%	8,852,122.71	0.0000%
5.00%	9,525,902.15	-0.8388%	8,777,872.76	-0.8388%
10.00%	9,447,114.17	-1.6589%	8,705,271.67	-1.6589%
15.00%	9,370,064.47	-2.4610%	8,634,272.37	-2.4610%
20.00%	9,294,704.05	-3.2455%	8,564,829.69	-3.2455%

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

ช่วงที่ 4 (ปีที่ 16-35)				
การเปลี่ยนแปลงของ ต้นทุนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก	Postage Stamp [บาท]	การเปลี่ยนแปลงของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า	Power Flow Based [บาท]	การเปลี่ยนแปลงของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า
-20.00%	12,797,272.40	3.5466%	12,719,041.97	3.5466%
-15.00%	12,683,917.04	2.6295%	12,606,379.56	2.6295%
-10.00%	12,573,126.15	1.7330%	12,496,265.94	1.7330%
-5.00%	12,464,825.57	0.8567%	12,388,627.41	0.8567%
0.00%	12,358,944.23	0.0000%	12,283,393.32	0.0000%
5.00%	12,255,413.99	-0.8377%	12,180,495.97	-0.8377%
10.00%	12,154,169.48	-1.6569%	12,079,870.37	-1.6569%
15.00%	12,055,147.97	-2.4581%	11,981,454.19	-2.4581%
20.00%	11,958,289.25	-3.2418%	11,885,187.57	-3.2418%

และจะแสดงผลของการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของคู่สัญญาที่ 1 จาก Scenario ที่ 2 ในแต่ละช่วง เป็นดังรูปต่อไปนี้



รูปที่ 6.33 ผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของคู่สัญญาที่ 1 ใน Scenario ที่ 2

CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17
1590155535

ในลำดับถัดไปจะแสดงผลรวมของค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของคู่สัญญาที่ 2

ตารางที่ 6.56 ผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของคู่สัญญาที่ 2 แยกตามวิธีคำนวณ สำหรับ Scenario ที่ 2

ผลรวมของค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่คู่สัญญาที่ 2 ต้องจ่าย				
Scenario ที่ 2				
ช่วงที่ 1 (ปีที่ 1-20)				
การเปลี่ยนแปลงของ ต้นทุนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก	Postage Stamp [บาท]	การเปลี่ยนแปลงของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า	Power Flow Based [บาท]	การเปลี่ยนแปลงของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า
-20.00%	10,549,619.47	0.8113%	5,759,231.94	0.8113%
-15.00%	10,525,741.19	0.5832%	5,746,196.34	0.5832%
-10.00%	10,503,680.26	0.3723%	5,734,152.87	0.3723%
-5.00%	10,483,362.36	0.1782%	5,723,060.96	0.1782%
0.00%	10,464,716.05	0.0000%	5,712,881.59	0.0000%
5.00%	10,447,672.67	-0.1629%	5,703,577.29	-0.1629%
10.00%	10,432,166.17	-0.3110%	5,695,112.01	-0.3110%
15.00%	10,418,133.09	-0.4451%	5,687,451.10	-0.4451%
20.00%	10,405,512.38	-0.5657%	5,680,561.22	-0.5657%

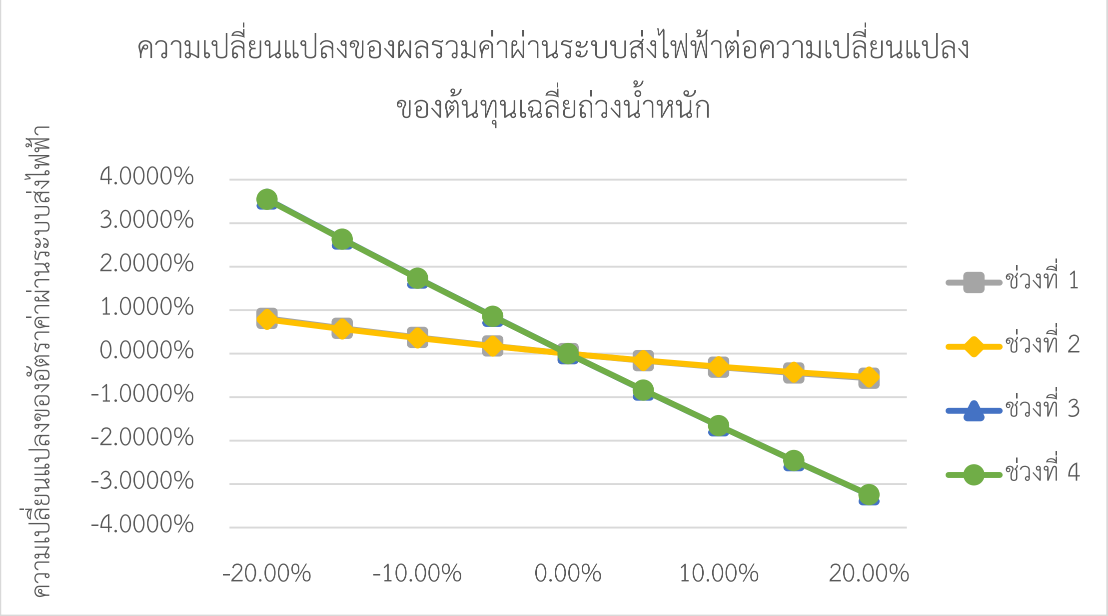
1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

ช่วงที่ 2 (ปีที่ 6-25)				
การเปลี่ยนแปลงของ ต้นทุนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก	Postage Stamp [บาท]	การเปลี่ยนแปลงของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า	Power Flow Based [บาท]	การเปลี่ยนแปลงของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า
-20.00%	11,277,678.38	0.7871%	6,734,737.79	0.7871%
-15.00%	11,252,858.68	0.5653%	6,719,916.11	0.5653%
-10.00%	11,229,944.91	0.3605%	6,706,232.60	0.3605%
-5.00%	11,208,878.88	0.1723%	6,693,652.51	0.1723%
0.00%	11,189,604.35	0.0000%	6,682,142.26	0.0000%
5.00%	11,172,066.97	-0.1567%	6,671,669.39	-0.1567%
10.00%	11,156,214.18	-0.2984%	6,662,202.51	-0.2984%
15.00%	11,141,995.14	-0.4255%	6,653,711.27	-0.4255%
20.00%	11,129,360.69	-0.5384%	6,646,166.30	-0.5384%
ช่วงที่ 3 (ปีที่ 11-30)				
การเปลี่ยนแปลงของ ต้นทุนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก	Postage Stamp [บาท]	การเปลี่ยนแปลงของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า	Power Flow Based [บาท]	การเปลี่ยนแปลงของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า
-20.00%	9,947,781.95	3.5528%	6,941,794.98	3.5528%
-15.00%	9,859,491.51	2.6338%	6,880,183.84	2.6338%
-10.00%	9,773,217.48	1.7357%	6,819,979.80	1.7357%
-5.00%	9,688,899.44	0.8580%	6,761,140.70	0.8580%
0.00%	9,606,479.50	0.0000%	6,703,626.14	0.0000%
5.00%	9,525,902.15	-0.8388%	6,647,397.38	-0.8388%
10.00%	9,447,114.17	-1.6589%	6,592,417.29	-1.6589%
15.00%	9,370,064.47	-2.4610%	6,538,650.21	-2.4610%
20.00%	9,294,704.05	-3.2455%	6,486,061.94	-3.2455%

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

ช่วงที่ 4 (ปีที่ 16-35)				
การเปลี่ยนแปลงของ ต้นทุนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก	Postage Stamp [บาท]	การเปลี่ยนแปลงของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า	Power Flow Based [บาท]	การเปลี่ยนแปลงของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า
-20.00%	12,797,272.40	3.5466%	10,161,672.60	3.5466%
-15.00%	12,683,917.04	2.6295%	10,071,662.79	2.6295%
-10.00%	12,573,126.15	1.7330%	9,983,689.30	1.7330%
-5.00%	12,464,825.57	0.8567%	9,897,693.24	0.8567%
0.00%	12,358,944.23	0.0000%	9,813,618.17	0.0000%
5.00%	12,255,413.99	-0.8377%	9,731,409.99	-0.8377%
10.00%	12,154,169.48	-1.6569%	9,651,016.80	-1.6569%
15.00%	12,055,147.97	-2.4581%	9,572,388.79	-2.4581%
20.00%	11,958,289.25	-3.2418%	9,495,478.14	-3.2418%

และจะแสดงผลของการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของคู่สัญญาที่ 2 จาก Scenario ที่ 2 ในแต่ละช่วง เป็นดังรูปต่อไปนี้



รูปที่ 6.34 ผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของคู่สัญญาที่ 2 ใน Scenario ที่ 2

CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17
1590155535

ในลำดับถัดไปจะแสดงผลรวมของค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของคู่สัญญาที่เหลือในระบบ

ตารางที่ 6.57 ผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของคู่สัญญาที่เหลือในระบบ แยกตามวิธีคำนวณ สำหรับ Scenario ที่ 2

ผลรวมของค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่คู่สัญญาที่เหลือในระบบ ต้องจ่าย				
Scenario ที่ 2				
ช่วงที่ 1 (ปีที่ 1-20)				
การเปลี่ยนแปลงของ ต้นทุนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก	Postage Stamp [บาท]	การเปลี่ยนแปลงของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า	Power Flow Based [บาท]	การเปลี่ยนแปลงของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า
-20.00%	29,408,604.03	0.8113%	38,045,016.57	0.8113%
-15.00%	29,342,039.84	0.5832%	37,958,904.50	0.5832%
-10.00%	29,280,541.77	0.3723%	37,879,346.32	0.3723%
-5.00%	29,223,902.66	0.1782%	37,806,074.02	0.1782%
0.00%	29,171,923.35	0.0000%	37,738,829.98	0.0000%
5.00%	29,124,412.43	-0.1629%	37,677,366.53	-0.1629%
10.00%	29,081,185.81	-0.3110%	37,621,445.58	-0.3110%
15.00%	29,042,066.55	-0.4451%	37,570,838.18	-0.4451%
20.00%	29,006,884.47	-0.5657%	37,525,324.20	-0.5657%

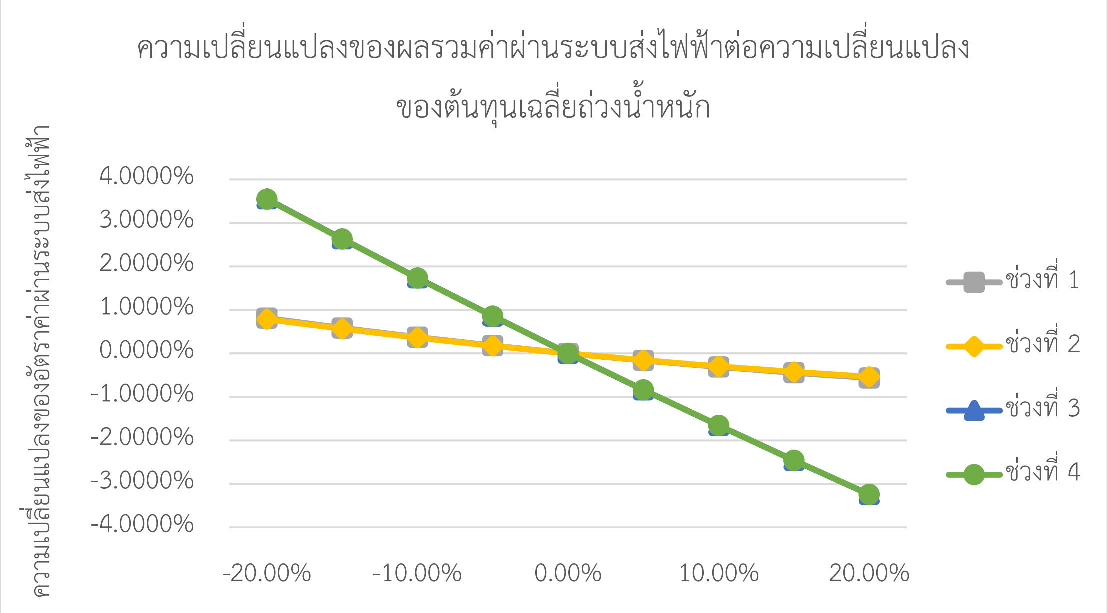
1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

ช่วงที่ 2 (ปีที่ 6-25)				
การเปลี่ยนแปลงของ ต้นทุนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก	Postage Stamp [บาท]	การเปลี่ยนแปลงของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า	Power Flow Based [บาท]	การเปลี่ยนแปลงของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า
-20.00%	27,731,268.01	0.7871%	34,151,286.59	0.7871%
-15.00%	27,670,237.55	0.5653%	34,076,127.07	0.5653%
-10.00%	27,613,893.70	0.3605%	34,006,739.15	0.3605%
-5.00%	27,562,093.35	0.1723%	33,942,946.58	0.1723%
0.00%	27,514,698.22	0.0000%	33,884,579.09	0.0000%
5.00%	27,471,574.65	-0.1567%	33,831,472.05	-0.1567%
10.00%	27,432,593.39	-0.2984%	33,783,466.31	-0.2984%
15.00%	27,397,629.46	-0.4255%	33,740,407.94	-0.4255%
20.00%	27,366,561.94	-0.5384%	33,702,148.03	-0.5384%
ช่วงที่ 3 (ปีที่ 11-30)				
การเปลี่ยนแปลงของ ต้นทุนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก	Postage Stamp [บาท]	การเปลี่ยนแปลงของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า	Power Flow Based [บาท]	การเปลี่ยนแปลงของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า
-20.00%	31,600,915.36	3.5528%	35,388,060.18	3.5528%
-15.00%	31,320,444.93	2.6338%	35,073,977.37	2.6338%
-10.00%	31,046,379.97	1.7357%	34,767,067.67	1.7357%
-5.00%	30,778,528.58	0.8580%	34,467,116.20	0.8580%
0.00%	30,516,706.85	0.0000%	34,173,916.99	0.0000%
5.00%	30,260,738.44	-0.8388%	33,887,272.60	-0.8388%
10.00%	30,010,454.27	-1.6589%	33,606,993.65	-1.6589%
15.00%	29,765,692.08	-2.4610%	33,332,898.46	-2.4610%
20.00%	29,526,296.16	-3.2455%	33,064,812.64	-3.2455%

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

ช่วงที่ 4 (ปีที่ 16-35)				
การเปลี่ยนแปลงของ ต้นทุนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก	Postage Stamp [บาท]	การเปลี่ยนแปลงของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า	Power Flow Based [บาท]	การเปลี่ยนแปลงของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า
-20.00%	51,316,231.39	3.5466%	54,030,061.61	3.5466%
-15.00%	50,861,683.75	2.6295%	53,551,475.47	2.6295%
-10.00%	50,417,419.47	1.7330%	53,083,716.53	1.7330%
-5.00%	49,983,141.17	0.8567%	52,626,471.67	0.8567%
0.00%	49,558,563.88	0.0000%	52,179,440.84	0.0000%
5.00%	49,143,414.33	-0.8377%	51,742,336.34	-0.8377%
10.00%	48,737,430.42	-1.6569%	51,314,882.20	-1.6569%
15.00%	48,340,360.62	-2.4581%	50,896,813.59	-2.4581%
20.00%	47,951,963.44	-3.2418%	50,487,876.23	-3.2418%

และจะแสดงผลของการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของคู่สัญญาที่เหลือในระบบ จาก Scenario ที่ 2 ในแต่ละช่วง เป็นดังรูปต่อไปนี้



รูปที่ 6.35 ผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของคู่สัญญาที่เหลือ ใน Scenario ที่ 2

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

6.3.2.3 ผลการวิเคราะห์ของ Scenario ที่ 3

ในกรณีนี้จะแสดงผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของผลรวมของค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของแต่ละคู่สัญญาของ Scenario ที่ 3 จากการคำนวณด้วยวิธี Postage Stamp และวิธี Power Flow Based MW-Mile โดยจะแสดงไว้ดังตารางต่อไปนี้

ตารางที่ 6.58 ผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของคู่สัญญาที่ 1 แยกตามวิธีคำนวณของ Scenario ที่ 3

ผลรวมของค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่คู่สัญญาที่ 1 ต้องจ่าย				
Scenario ที่ 3				
ช่วงที่ 1 (ปีที่ 1-20)				
การเปลี่ยนแปลงของ ต้นทุนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก	Postage Stamp [บาท]	การเปลี่ยนแปลงของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า	Power Flow Based [บาท]	การเปลี่ยนแปลงของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า
-20.00%	21,305,593.24	1.8530%	16,035,005.38	1.8530%
-15.00%	21,204,346.14	1.3689%	15,958,804.85	1.3689%
-10.00%	21,106,065.89	0.8991%	15,884,837.21	0.8991%
-5.00%	21,010,648.17	0.4429%	15,813,023.97	0.4429%
0.00%	20,917,993.03	0.0000%	15,743,289.90	0.0000%
5.00%	20,828,004.70	-0.4302%	15,675,562.93	-0.4302%
10.00%	20,740,591.39	-0.8481%	15,609,773.97	-0.8481%
15.00%	20,655,665.12	-1.2541%	15,545,856.80	-1.2541%
20.00%	20,573,141.52	-1.6486%	15,483,747.92	-1.6486%

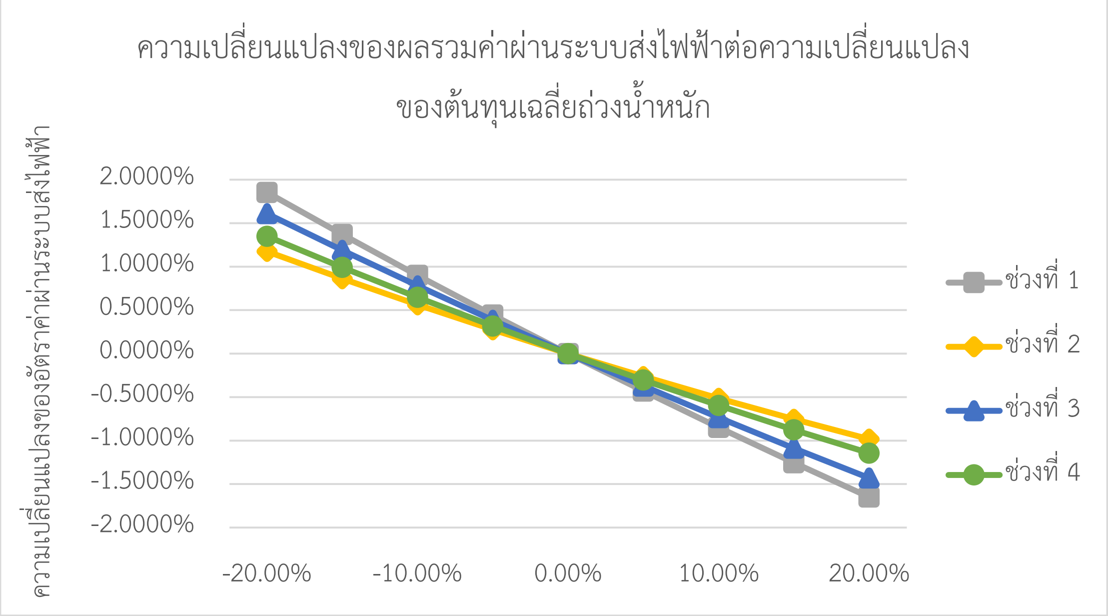
1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

ช่วงที่ 2 (ปีที่ 6-25)				
การเปลี่ยนแปลงของ ต้นทุนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก	Postage Stamp [บาท]	การเปลี่ยนแปลงของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า	Power Flow Based [บาท]	การเปลี่ยนแปลงของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า
-20.00%	21,274,043.41	1.1752%	18,537,306.26	1.1752%
-15.00%	21,208,172.70	0.8619%	18,479,909.28	0.8619%
-10.00%	21,145,093.32	0.5619%	18,424,944.57	0.5619%
-5.00%	21,084,712.99	0.2747%	18,372,331.69	0.2747%
0.00%	21,026,943.12	0.0000%	18,321,993.46	0.0000%
5.00%	20,971,698.66	-0.2627%	18,273,855.76	-0.2627%
10.00%	20,918,897.93	-0.5138%	18,227,847.43	-0.5138%
15.00%	20,868,462.49	-0.7537%	18,183,900.10	-0.7537%
20.00%	20,820,316.95	-0.9827%	18,141,948.11	-0.9827%
ช่วงที่ 3 (ปีที่ 11-30)				
การเปลี่ยนแปลงของ ต้นทุนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก	Postage Stamp [บาท]	การเปลี่ยนแปลงของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า	Power Flow Based [บาท]	การเปลี่ยนแปลงของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า
-20.00%	18,639,413.52	1.6092%	17,956,926.14	1.6092%
-15.00%	18,562,251.80	1.1886%	17,882,589.72	1.1886%
-10.00%	18,487,386.66	0.7805%	17,810,465.79	0.7805%
-5.00%	18,414,734.64	0.3844%	17,740,473.95	0.3844%
0.00%	18,344,215.87	0.0000%	17,672,537.24	0.0000%
5.00%	18,275,753.89	-0.3732%	17,606,582.01	-0.3732%
10.00%	18,209,275.48	-0.7356%	17,542,537.73	-0.7356%
15.00%	18,144,710.56	-1.0876%	17,480,336.87	-1.0876%
20.00%	18,081,992.00	-1.4295%	17,419,914.77	-1.4295%

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

ช่วงที่ 4 (ปีที่ 16-35)				
การเปลี่ยนแปลงของ ต้นทุนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก	Postage Stamp [บาท]	การเปลี่ยนแปลงของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า	Power Flow Based [บาท]	การเปลี่ยนแปลงของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า
-20.00%	19,124,325.30	1.3489%	19,848,765.73	1.3489%
-15.00%	19,056,776.54	0.9909%	19,778,658.18	0.9909%
-10.00%	18,991,897.50	0.6471%	19,711,321.48	0.6471%
-5.00%	18,929,599.50	0.3169%	19,646,663.60	0.3169%
0.00%	18,869,797.34	0.0000%	19,584,596.10	0.0000%
5.00%	18,812,409.11	-0.3041%	19,525,033.97	-0.3041%
10.00%	18,757,356.06	-0.5959%	19,467,895.48	-0.5959%
15.00%	18,704,562.47	-0.8757%	19,413,102.04	-0.8757%
20.00%	18,653,955.49	-1.1438%	19,360,578.03	-1.1438%

และจะแสดงผลของการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของคู่สัญญาที่ 1 จาก Scenario ที่ 3 ในแต่ละช่วง เป็นดังรูปต่อไปนี้



รูปที่ 6.36 ผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของคู่สัญญาที่ 1 ใน Scenario ที่ 3

CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17
1590155535

ในลำดับถัดไปจะแสดงผลรวมของค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของคู่สัญญาที่ 2

ตารางที่ 6.59 ผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของคู่สัญญาที่ 2 แยกตามวิธีคำนวณ สำหรับ Scenario ที่ 3

ผลรวมของค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่คู่สัญญาที่ 2 ต้องจ่าย				
Scenario ที่ 3				
ช่วงที่ 1 (ปีที่ 1-20)				
การเปลี่ยนแปลงของ ต้นทุนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก	Postage Stamp [บาท]	การเปลี่ยนแปลงของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า	Power Flow Based [บาท]	การเปลี่ยนแปลงของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า
-20.00%	15,979,194.93	1.8530%	6,098,193.35	1.8530%
-15.00%	15,903,259.61	1.3689%	6,069,213.90	1.3689%
-10.00%	15,829,549.42	0.8991%	6,041,083.64	0.8991%
-5.00%	15,757,986.13	0.4429%	6,013,772.70	0.4429%
0.00%	15,688,494.77	0.0000%	5,987,252.48	0.0000%
5.00%	15,621,003.53	-0.4302%	5,961,495.57	-0.4302%
10.00%	15,555,443.55	-0.8481%	5,936,475.70	-0.8481%
15.00%	15,491,748.84	-1.2541%	5,912,167.68	-1.2541%
20.00%	15,429,856.14	-1.6486%	5,888,547.36	-1.6486%

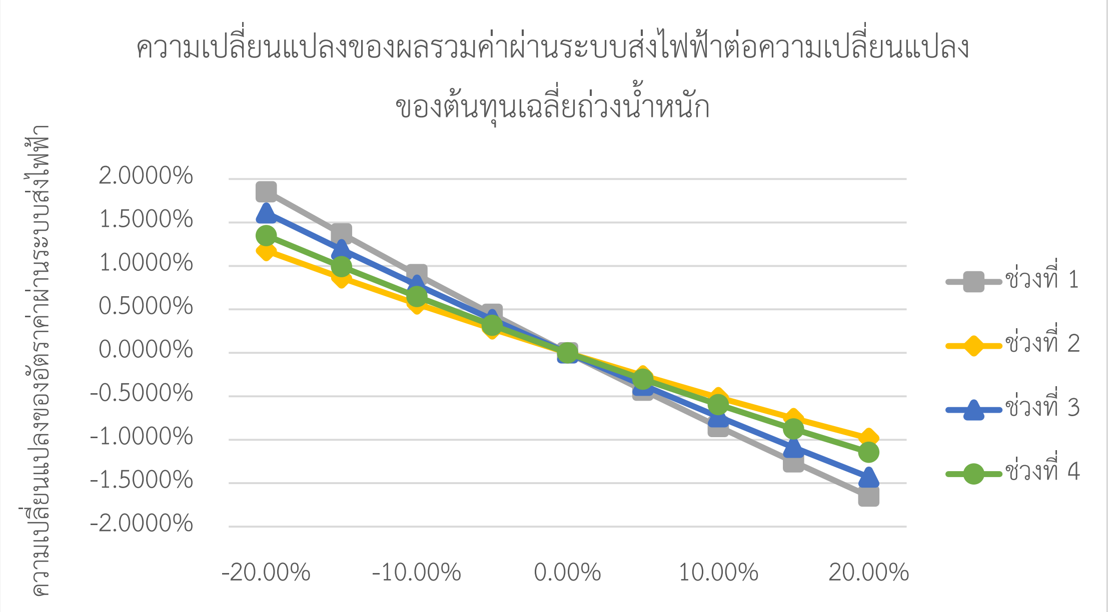
1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

ช่วงที่ 2 (ปีที่ 6-25)				
การเปลี่ยนแปลงของ ต้นทุนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก	Postage Stamp [บาท]	การเปลี่ยนแปลงของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า	Power Flow Based [บาท]	การเปลี่ยนแปลงของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า
-20.00%	21,274,043.41	1.1752%	8,966,046.61	1.1752%
-15.00%	21,208,172.70	0.8619%	8,938,285.09	0.8619%
-10.00%	21,145,093.32	0.5619%	8,911,699.99	0.5619%
-5.00%	21,084,712.99	0.2747%	8,886,252.41	0.2747%
0.00%	21,026,943.12	0.0000%	8,861,905.02	0.0000%
5.00%	20,971,698.66	-0.2627%	8,838,621.98	-0.2627%
10.00%	20,918,897.93	-0.5138%	8,816,368.87	-0.5138%
15.00%	20,868,462.49	-0.7537%	8,795,112.61	-0.7537%
20.00%	20,820,316.95	-0.9827%	8,774,821.44	-0.9827%
ช่วงที่ 3 (ปีที่ 11-30)				
การเปลี่ยนแปลงของ ต้นทุนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก	Postage Stamp [บาท]	การเปลี่ยนแปลงของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า	Power Flow Based [บาท]	การเปลี่ยนแปลงของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า
-20.00%	18,639,413.52	1.6092%	9,185,531.94	1.6092%
-15.00%	18,562,251.80	1.1886%	9,147,506.53	1.1886%
-10.00%	18,487,386.66	0.7805%	9,110,612.87	0.7805%
-5.00%	18,414,734.64	0.3844%	9,074,809.84	0.3844%
0.00%	18,344,215.87	0.0000%	9,040,058.08	0.0000%
5.00%	18,275,753.89	-0.3732%	9,006,319.91	-0.3732%
10.00%	18,209,275.48	-0.7356%	8,973,559.25	-0.7356%
15.00%	18,144,710.56	-1.0876%	8,941,741.55	-1.0876%
20.00%	18,081,992.00	-1.4295%	8,910,833.75	-1.4295%

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

ช่วงที่ 4 (ปีที่ 16-35)				
การเปลี่ยนแปลงของ ต้นทุนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก	Postage Stamp [บาท]	การเปลี่ยนแปลงของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า	Power Flow Based [บาท]	การเปลี่ยนแปลงของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า
-20.00%	19,124,325.30	1.3489%	10,718,808.30	1.3489%
-15.00%	19,056,776.54	0.9909%	10,680,948.55	0.9909%
-10.00%	18,991,897.50	0.6471%	10,644,585.12	0.6471%
-5.00%	18,929,599.50	0.3169%	10,609,668.32	0.3169%
0.00%	18,869,797.34	0.0000%	10,576,150.38	0.0000%
5.00%	18,812,409.11	-0.3041%	10,543,985.40	-0.3041%
10.00%	18,757,356.06	-0.5959%	10,513,129.25	-0.5959%
15.00%	18,704,562.47	-0.8757%	10,483,539.48	-0.8757%
20.00%	18,653,955.49	-1.1438%	10,455,175.27	-1.1438%

และจะแสดงผลของการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของคู่สัญญาที่ 2 จาก Scenario ที่ 3 ในแต่ละช่วง เป็นดังรูปต่อไปนี้



รูปที่ 6.37 ผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของคู่สัญญาที่ 2 ใน Scenario ที่ 3

CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17
1590155535

ในลำดับถัดไปจะแสดงผลรวมของค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของคู่สัญญาที่เหลือในระบบ

ตารางที่ 6.60 ผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของคู่สัญญาที่เหลือในระบบ แยกตามวิธีคำนวณ สำหรับ Scenario ที่ 3

ผลรวมของค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่คู่สัญญาที่เหลือในระบบ ต้องจ่าย				
Scenario ที่ 3				
ช่วงที่ 1 (ปีที่ 1-20)				
การเปลี่ยนแปลงของ ต้นทุนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก	Postage Stamp [บาท]	การเปลี่ยนแปลงของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า	Power Flow Based [บาท]	การเปลี่ยนแปลงของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า
-20.00%	44,544,338.07	1.8530%	59,695,927.50	1.8530%
-15.00%	44,332,657.28	1.3689%	59,412,244.29	1.3689%
-10.00%	44,127,179.38	0.8991%	59,136,873.84	0.8991%
-5.00%	43,927,686.26	0.4429%	58,869,523.89	0.4429%
0.00%	43,733,968.96	0.0000%	58,609,914.38	0.0000%
5.00%	43,545,827.26	-0.4302%	58,357,776.99	-0.4302%
10.00%	43,363,069.25	-0.8481%	58,112,854.52	-0.8481%
15.00%	43,185,510.96	-1.2541%	57,874,900.44	-1.2541%
20.00%	43,012,976.01	-1.6486%	57,643,678.39	-1.6486%

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

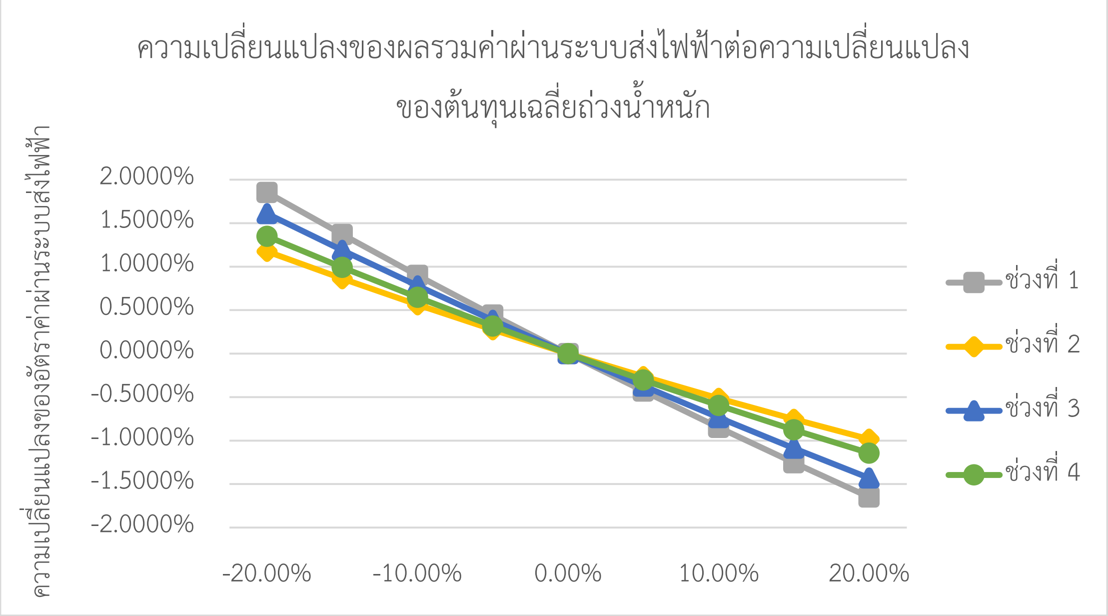
ช่วงที่ 2 (ปีที่ 6-25)				
การเปลี่ยนแปลงของ ต้นทุนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก	Postage Stamp [บาท]	การเปลี่ยนแปลงของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า	Power Flow Based [บาท]	การเปลี่ยนแปลงของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า
-20.00%	52,311,848.20	1.1752%	67,356,582.16	1.1752%
-15.00%	52,149,875.28	0.8619%	67,148,026.30	0.8619%
-10.00%	51,994,766.13	0.5619%	66,948,308.21	0.5619%
-5.00%	51,846,293.81	0.2747%	66,757,135.69	0.2747%
0.00%	51,704,240.48	0.0000%	66,574,228.24	0.0000%
5.00%	51,568,397.01	-0.2627%	66,399,316.59	-0.2627%
10.00%	51,438,562.57	-0.5138%	66,232,142.14	-0.5138%
15.00%	51,314,544.24	-0.7537%	66,072,456.50	-0.7537%
20.00%	51,196,156.68	-0.9827%	65,920,021.03	-0.9827%
ช่วงที่ 3 (ปีที่ 11-30)				
การเปลี่ยนแปลงของ ต้นทุนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก	Postage Stamp [บาท]	การเปลี่ยนแปลงของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า	Power Flow Based [บาท]	การเปลี่ยนแปลงของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า
-20.00%	59,211,443.51	1.6092%	69,347,812.46	1.6092%
-15.00%	58,966,325.47	1.1886%	69,060,732.83	1.1886%
-10.00%	58,728,502.91	0.7805%	68,782,197.57	0.7805%
-5.00%	58,497,710.73	0.3844%	68,511,896.23	0.3844%
0.00%	58,273,695.20	0.0000%	68,249,531.62	0.0000%
5.00%	58,056,213.41	-0.3732%	67,994,819.26	-0.3732%
10.00%	57,845,032.81	-0.7356%	67,747,486.80	-0.7356%
15.00%	57,639,930.75	-1.0876%	67,507,273.44	-1.0876%
20.00%	57,440,693.99	-1.4295%	67,273,929.47	-1.4295%

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

ช่วงที่ 4 (ปีที่ 16-35)				
การเปลี่ยนแปลงของ ต้นทุนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก	Postage Stamp [บาท]	การเปลี่ยนแปลงของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า	Power Flow Based [บาท]	การเปลี่ยนแปลงของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า
-20.00%	76,687,302.71	1.3489%	84,368,379.29	1.3489%
-15.00%	76,416,436.55	0.9909%	84,070,382.90	0.9909%
-10.00%	76,156,275.80	0.6471%	83,784,164.20	0.6471%
-5.00%	75,906,464.88	0.3169%	83,509,331.97	0.3169%
0.00%	75,666,662.10	0.0000%	83,245,510.30	0.0000%
5.00%	75,436,539.01	-0.3041%	82,992,337.85	-0.3041%
10.00%	75,215,779.86	-0.5959%	82,749,467.25	-0.5959%
15.00%	75,004,080.99	-0.8757%	82,516,564.40	-0.8757%
20.00%	74,801,150.28	-1.1438%	82,293,307.95	-1.1438%

และจะแสดงผลของการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของคู่สัญญาที่เหลือในระบบ จาก Scenario ที่ 3 ในแต่ละช่วง เป็นดังรูปต่อไปนี้



รูปที่ 6.38 ผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของคู่สัญญาที่เหลือ ใน Scenario ที่ 3

จากผลการวิเคราะห์ค่าความอ่อนไหวเมื่อพิจารณาผลกระทบของการเปลี่ยนแปลงของต้นทุนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก (WACC) ต่อการเปลี่ยนแปลงของผลรวมของค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่แต่ละคู่สัญญาจะต้องจ่ายจากทั้ง 3 Scenario เมื่อพิจารณาทั้ง 2 วิธีคำนวณจะพบว่า ผลกระทบของการเปลี่ยนแปลงของ WACC จะส่งผลต่อผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่แต่ละคู่สัญญาจะต้องจ่าย ในทำนองเดียวกับที่ส่งผลต่ออัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าในหัวข้อ 6.3.1 กล่าวคือ ผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้านั้นจะแปรผกผันกับค่าต้นทุนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก และเมื่อพิจารณาผลของการเปลี่ยนแปลงของอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าและการเปลี่ยนแปลงของผลรวมของค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่แต่ละคู่สัญญาต้องจ่าย จะพบว่าการเปลี่ยนแปลงทั้ง 2 มีค่าเท่ากัน

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

บทที่ 7
การคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าสำหรับสัญญาซื้อขายไฟฟ้าข้ามเขตพื้นที่

โดยในบทนี้จะกล่าวถึงการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าสำหรับสัญญาซื้อขายไฟฟ้าข้ามเขตพื้นที่ ซึ่งจะประกอบไปด้วยหัวข้อต่างๆ ดังนี้

1) แนวคิดในการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าสำหรับสัญญาซื้อขายไฟฟ้าข้ามเขตพื้นที่
2) แนวคิดในการสร้างแบบจำลองระบบส่งไฟฟ้าซึ่งเป็นตัวกลางในการซื้อขายไฟฟ้า
3) สมมติฐานที่ใช้ในการทดสอบระบบ

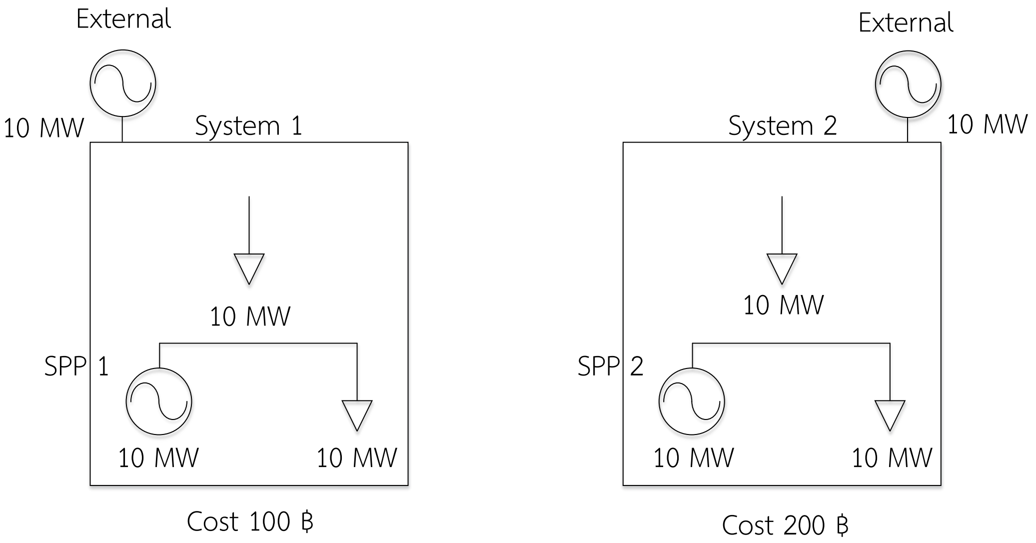
1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

7.1 แนวคิดในการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าสำหรับสัญญาซื้อขายไฟฟ้าข้ามเขตพื้นที่

จากบทที่ 4, 5 และ 6 จะสามารถทราบวิธีคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งสำหรับสัญญาซื้อขายไฟฟ้าภายในเขตพื้นที่เดียวกัน ในหัวข้อนี้จะกล่าวถึงการประยุกต์ใช้วิธีการคำนวณในบทที่กล่าวมาข้างต้นสำหรับการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าสำหรับสัญญาซื้อขายไฟฟ้าข้ามเขตพื้นที่

โดยแนวคิดสำคัญที่จะใช้ในการคำนวณ โดยแนวคิดหลักนั้นก็คือ “สัญญาซื้อขายไฟฟ้าจะส่งผลต่ออัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าในพื้นที่ที่ทำการซื้อขายโดยตรง” กล่าวคือ สัญญาซื้อขายไฟฟ้าจะส่งผลในอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าสำหรับสัญญาซื้อขายภายในเขตพื้นที่เดียวกันเปลี่ยนแปลงไป โดยจะอธิบายผ่านตัวอย่างดังต่อไปนี้

ในลำดับแรกจะกล่าวถึงระบบจำลองอย่างง่ายสำหรับใช้ในการอธิบาย โดยระบบจำลองอย่างง่ายนั้นจะมีลักษณะดังรูปต่อไปนี้



รูปที่ 7.1 ระบบจำลองอย่างง่าย

จากรูปที่ 7.1 จะเห็นว่ามีระบบโครงข่ายไฟฟ้า 2 ระบบซึ่งแต่ละระบบจะมี SPP ทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ Load ในระบบโดยจะเรียก SPP ในส่วนนี้ว่า Third Party Access (TPA) ซึ่งจะสามารถคิดอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าอย่างง่ายได้ดังสมการต่อไปนี้

$$\text{Rate} = \frac{\text{Cost}}{\sum P + \sum \text{TPA}} \tag{7.1}$$

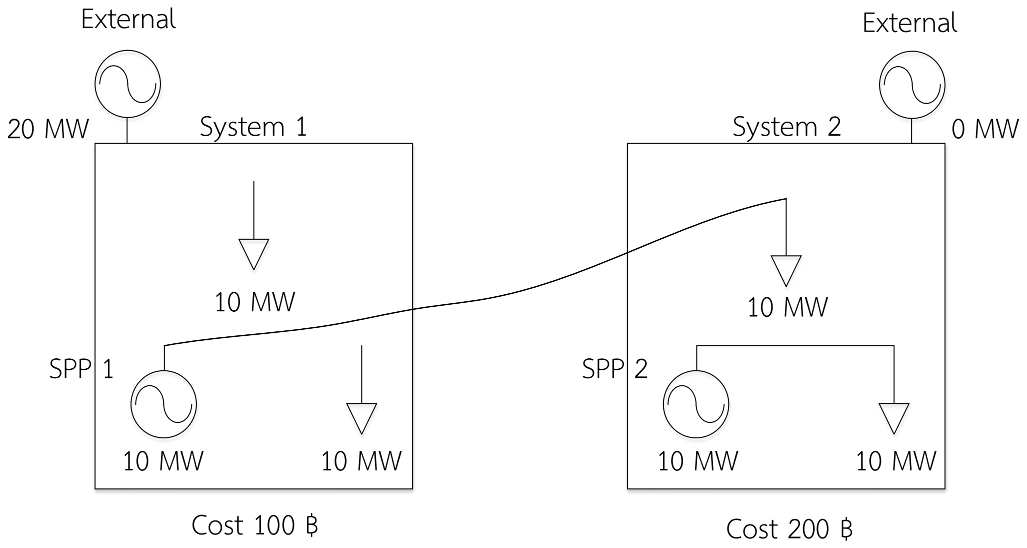
โดยที่แต่ละระบบโครงข่ายไฟฟ้าจะมีข้อมูลดังตารางต่อไปนี้

ตารางที่ 7.1 ข้อมูลของแบบจำลองอย่างง่าย

	System 1	System 2
SPP_1 contract (MW)	10	0
SPP_2 contract (MW)	0	10
Other Load (MW)	10	10
$\sum P$ (MW)	40	40
Cost (Baht)	100	200
Rate (Baht/MW)	2.5	5
SPP_1 wheeling charge (Baht)	50	0
SPP_2 wheeling charge (Baht)	0	100
$Other_1$ wheeling charge (Baht)	50	0
$Other_2$ wheeling charge (Baht)	0	100
เงินที่เก็บได้ (Baht)	100	200

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

หลังจากที่ทราบถึงข้อมูลของระบบจำลองอย่างง่ายแล้วจะแสดงถึงตัวอย่างในการคำนวณในลำดับถัดไป



รูปที่ 7.2 ระบบจำลองการซื้อขายไฟฟ้าข้ามเขตพื้นที่

จากรูปที่ 7.2 จะเห็นว่า SPP_1 ที่อยู่ใน System 1 ทำสัญญาซื้อขายกับ Load ที่อยู่ใน System ที่ 2 ด้วยขนาด 10 MW ซึ่งจะแสดงข้อมูลของทั้ง 2 ระบบโครงข่ายไฟฟ้าเป็นดังตารางต่อไปนี้

ตารางที่ 7.2 ข้อมูลของระบบตัวอย่างการซื้อขายไฟฟ้าข้ามเขตพื้นที่

	System 1	System 2
SPP_1 contract (MW)	10	10
SPP_2 contract (MW)	0	10
Other Load (MW)	20	0
∑P (MW)	60	40
Cost (Baht)	100	200
Rate (Baht/MW)	1.67	5
SPP_1 wheeling charge (Baht)	33.33	100
SPP_2 wheeling charge (Baht)	0	100
$Other_1$ wheeling charge (Baht)	66.67	0
$Other_2$ wheeling charge (Baht)	0	100
เงินที่เก็บได้ (Baht)	100	200

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

เปรียบเทียบกับระบบจำลองอย่างง่ายได้ดังตารางต่อไปนี้

ตารางที่ 7.3 ข้อมูลเปรียบเทียบระหว่างระบบจำลองและระบบจำลองการซื้อขายข้ามพื้นที่

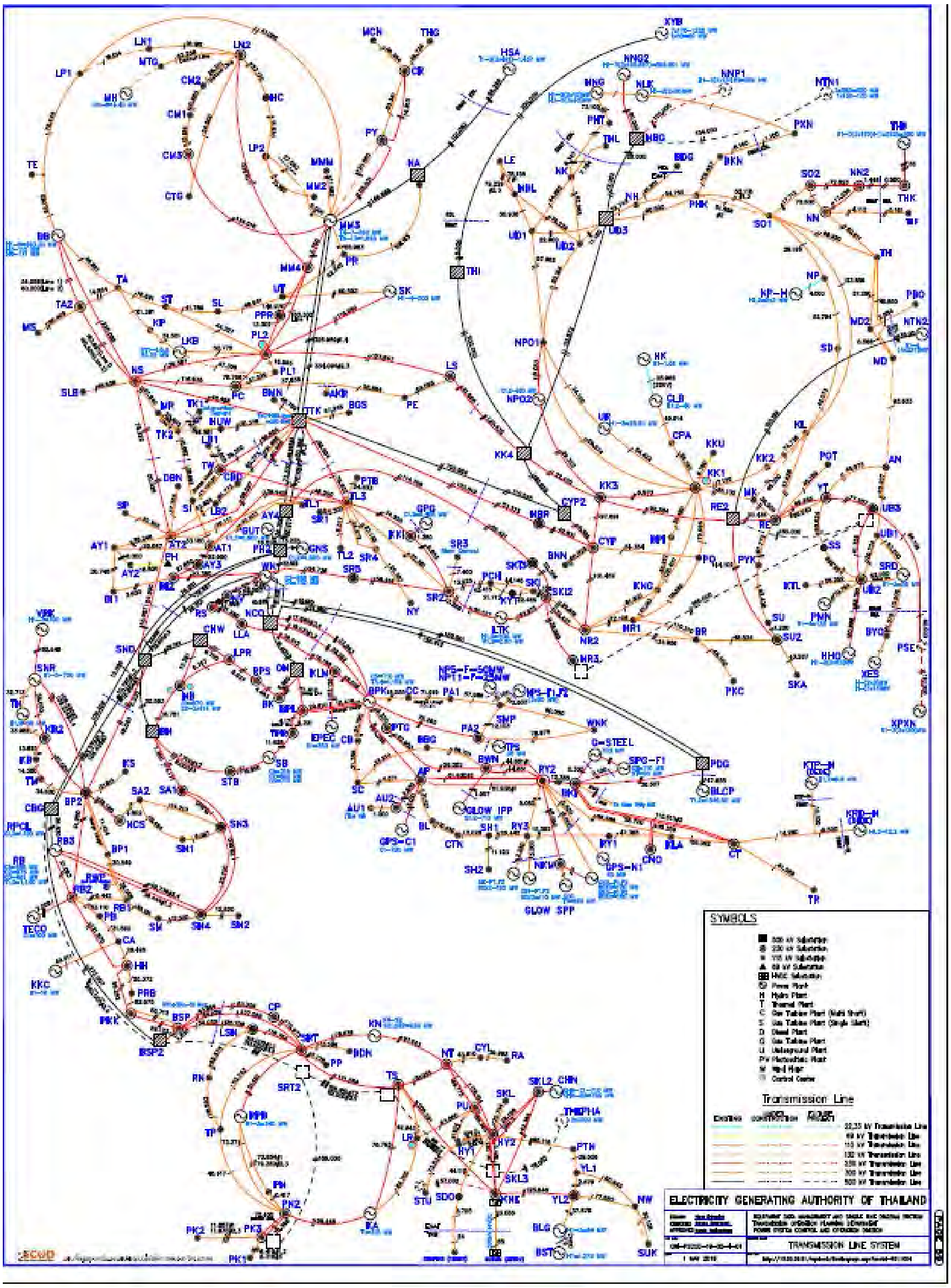
	ระบบจำลอง	ระบบจำลองการซื้อขายข้ามเขตพื้นที่
$Rate_{system\ 1}$ (Baht/MW)	2.5	1.67
$Rate_{system\ 2}$ (Baht/MW)	5	5
SPP_1 wheeling charge (Baht)	50	133.33
SPP_2 wheeling charge (Baht)	100	100
$Other_1$ wheeling charge (Baht)	50	66.67
$Other_2$ wheeling charge (Baht)	100	0
เงินที่เก็บได้ (Baht)	300	300

อย่างไรก็ตามแบบจำลองที่ใช้ในการอธิบายแนวคิดสำหรับการทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าข้ามเขตพื้นที่นั้นยังเป็นแบบจำลองอย่างง่ายซึ่งไม่ได้กล่าวถึงระบบตัวกลางในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าไปยังผู้ซื้อไฟฟ้าในลำดับถัดไปจะกล่าวถึงแนวทางในการสร้างแบบจำลองสำหรับการซื้อขายไฟฟ้าข้ามเขตพื้นที่ที่จะใช้ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้

7.2 แนวคิดในการสร้างแบบจำลองระบบส่งไฟฟ้าซึ่งเป็นตัวกลางในการซื้อขายไฟฟ้า

เนื่องจากในระบบโครงข่ายกิจการไฟฟ้าของประเทศไทยนั้นระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่ระดับแรงดัน 115 kV จะมีการเชื่อมต่อใน 2 รูปแบบคือ เชื่อมต่อกันระหว่างระบบระดับแรงดัน 115 kV โดยตรง และเชื่อมต่อกันผ่านโครงข่ายระบบแรงดัน 230 kV และ ระบบ 500 kV โดยจากระบบแผนที่ระบบโครงข่ายระบบไฟฟ้าจาก "แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2561 – 2580 (PDP2018)" ซึ่งจะเป็นไปดังรูปต่อไปนี้

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17



รูปที่ 7.3 แผนที่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าของประเทศไทย [18]

สำหรับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะพิจารณาแบบจำลองจากแผนภาพระบบโครงข่ายไฟฟ้าของประเทศไทยโดยจะแบ่งรูปแบบการเชื่อมต่อของระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้ดังรูปแบบต่อไปนี้

1. ระบบโครงข่ายไฟฟ้าระดับแรงดัน 230 kV ไม่ได้เชื่อมต่อถึงกันทุกเขตในภูมิภาค ซึ่งจะประกอบไปด้วย ระบบโครงข่ายเขตนครหลวง ระบบโครงข่ายเขตภาคตะวันออกเฉียงเหนือ (ภาคอีสาน) และระบบโครงข่ายเขตภาคกลาง (ยกเว้นภาคตะวันตก)

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

2. ระบบโครงข่ายไฟฟ้าระดับแรงดัน 230 kV เชื่อมต่อถึงกันทุกเขตในภูมิภาค ซึ่งจะประกอบไปด้วย ระบบโครงข่ายเขตภาคเหนือ ระบบโครงข่ายเขตภาคกลางตะวันตก และระบบโครงข่ายภาคใต้

โดยรูปแบบในการพิจารณาแบบจำลองนั้นทำให้ต้องคำนวณอัตราค่าผ่านระบบไฟฟ้า แบ่งแยกตามระดับแรงดัน ซึ่งก็คือ ระดับแรงดัน 115 kV และ ระดับแรงดัน 230 kV ในส่วนของอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของระดับแรงดัน 500 kV นั้นจะแสดงไว้แต่ไม่ได้นำไปวิเคราะห์ในการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าสำหรับสัญญาซื้อขายไฟฟ้าข้ามเขตพื้นที่ มากไปกว่านั้นจะต้องจำแนกอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าตามภูมิภาคอีกด้วย แต่เนื่องจากโครงข่ายระบบส่งไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยนั้นมีความซับซ้อนและไม่สามารถคาดการณ์การลงทุนสร้างสายส่งเพิ่มในอนาคตได้โดยง่าย ดังนั้นในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะจำลองระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าจากข้อมูลทางสถิติอดีต กล่าวคือจะจำลองระบบโครงข่ายไฟฟ้าจากค่าความยาวสายส่งไฟฟ้าในอดีตย้อนหลัง 20 ปี และพิจารณาการก่อสร้างสายส่งไฟฟ้าจากข้อมูลในอดีต ซึ่งจะกล่าวถึงวิธีคำนวณในลำดับถัดไป

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

7.3 สมมติฐานที่ใช้ในการทดสอบระบบ

สำหรับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะเสนอแนวทางในการคำนวณและเรียกเก็บอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า (Wheeling Charge) สำหรับสัญญาซื้อขายไฟฟ้าข้ามเขตพื้นที่ โดยจะมีสมมติฐานในการทดสอบระบบเป็นดังต่อไปนี้

7.3.1 ข้อมูลที่ใช้ในการสร้างแบบจำลองในการทดสอบระบบ

จากบทที่ 5 และ 6 จะทราบว่าต้นทุนสำหรับคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้านั้นจะพิจารณาจากการต้นทุนจากการลงทุนสร้างสายส่งไฟฟ้าเพิ่มเติมในแต่ละปี โดยในการจำลองระบบโครงข่ายไฟฟ้าสำหรับการทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าข้ามเขตพื้นที่นั้นจะยึดหลักแนวคิดเช่นเดียวกันการทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าภายในเขตพื้นที่เดียวกัน โดยข้อมูลที่จะใช้ในการทดสอบระบบนั้นเป็นดังต่อไปนี้

1. ความยาวสายส่งแยกตามระดับแรงดันโดยจะเป็นข้อมูลในอดีตซึ่งจะได้มาจากข้อมูลสถิติความยาวสายส่งไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย [17] สำหรับในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะพิจารณาเฉพาะสายส่งไฟฟ้าสำหรับระดับแรงดัน 115 kV, 230 kV และ 500 kV เท่านั้น โดยจะแสดงค่าตามตารางดังต่อไปนี้

ตารางที่ 7.4 ความยาวสายส่งไฟฟ้าแยกตามระดับแรงดันไฟฟ้า

	ความยาวสายส่งไฟฟ้าแยกตามระดับแรงดันไฟฟ้า [วงจร-กิโลเมตร]		
ปี พ.ศ.	ระดับแรงดัน 115 kV	ระดับแรงดัน 230 kV	ระดับแรงดัน 500 kV
2540	12,487.16	9,294.73	1,417.25
2541	12,652.90	9,351.63	1,643.55
2542	13,127.04	10,054.42	1,757.87
2543	13,711.99	10,444.71	2,132.05
2544	13,939.31	10,907.37	2,132.05
2545	13,837.21	11,219.74	2,789.85
2546	14,120.24	11,326.82	2,789.85
2547	14,153.36	11,313.91	2,789.85
2548	13,703.09	12,134.46	3,337.76
2549	13,777.56	12,797.65	3,432.90
2550	13,765.21	13,304.00	3,432.90

	ความยาวสายส่งไฟฟ้าแยกตามระดับแรงดันไฟฟ้า [วงจร-กิโลเมตร]		
ปี พ.ศ.	ระดับแรงดัน 115 kV	ระดับแรงดัน 230 kV	ระดับแรงดัน 500 kV
2551	13,458.61	13,277.30	3,432.41
2552	13,279.73	13,393.05	3,721.95
2553	13,325.84	13,541.46	3,721.95
2554	13,047.67	13,950.12	3,469.54
2555	13,561.53	14,060.13	3,884.23
2556	13,660.65	14,505.65	4,167.17
2557	13,703.93	14,605.12	4,167.17
2558	13,812.65	14,142.75	4,987.72
2559	13,497.32	14,793.65	5,025.34
2560	13,088.64	14,423.13	5,830.84
2561	13,263.16	14,712.73	6,527.39

2. ความต้องการใช้ไฟฟ้าที่จะนำมาคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้านั้นจะพิจารณาจากค่าขนาดหม้อแปลงแยกตามระดับแรงดัน ซึ่งได้มาจาก [18] หลังจากนั้นจะนำมาพิจารณาโดยจะมีค่าดังตารางต่อไปนี้

ตารางที่ 7.5 ขนาดหม้อแปลงแยกตามระดับแรงดันไฟฟ้า

ระดับแรงดันไฟฟ้า [กิโลโวลต์]	ขนาดหม้อแปลง [MVA]
500	32,199.78
230	59,500.01
115	14,668.16

โดยข้อมูลที่ได้จาก [18] นั้นเป็นข้อมูลของปี พ.ศ. 2560 ซึ่งก่อนที่จะนำไปคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าต้องนำไปคูณกับค่าอัตราการเจริญเติบโตของโหลดให้มีค่าเป็นปีปัจจุบัน (พ.ศ. 2562) ก่อนมากไปกว่านั้นจะต้องนำไปคูณกับค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า (Power Factor: P.F.) เพื่อแปลงขนาดหม้อแปลงให้กลายเป็นกำลังไฟฟ้าและรวมถึงค่า ตัวประกอบการใช้ประโยชน์ (Utility factor:U.F.) ซึ่งก็คืออัตราส่วนที่แสดงกำลังไฟฟ้าจริงที่เกิดขึ้นในระบบ ซึ่งจากที่ได้กล่าวมานั้น จะสามารถหากำลังไฟฟ้าที่ใช้จริงในระบบได้ตามสมการต่อไปนี้

1590155535 CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

$$P = Tr_{capacity} \times P.F. \times U.F. \tag{7.2}$$

โดยที่

P	คือ	กำลังไฟฟ้าในระบบ [เมกะวัตต์]
$Tr_{capacity}$	คือ	ขนาดหม้อแปลง [MVA]
P.F.	คือ	ตัวประกอบกำลังไฟฟ้า
U.F.	คือ	ตัวประกอบการใช้ประโยชน์

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

และจากข้อมูลข้างต้นจะทำให้สามารถคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าในระดับแรงดันต่างๆ ได้ แต่อย่างไรก็ตามในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้นอกจากจะคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าแบ่งตามระดับแรงดันแล้ว ยังจะคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าแยกตามภูมิภาคอีกด้วย จากบทที่ 4 จะสามารถทราบได้ว่า อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้านั้นประกอบด้วย 2 ส่วนก็คือ ต้นทุน และ ปริมาณการใช้สายส่งไฟฟ้า ดังนั้นวิธีการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าแยกตามภูมิภาคนั้นจะพิจารณาสัดส่วนของเงินลงทุนและสัดส่วนของกำลังไฟฟ้าจากตัวแปร สัดส่วนของความยาวสายส่ง และสัดส่วนของขนาดหม้อแปลงตามลำดับ โดยจะสามารถอธิบายได้จากสมการดังต่อไปนี้

$$\text{สัดส่วนเงินลงทุน} = \frac{\text{ความยาวสายส่งแยกตามภูมิภาค}}{\text{ความยาวสายส่งรวมทั้งประเทศ}} \tag{7.3}$$

$$\text{สัดส่วนกำลังไฟฟ้า} = \frac{\text{ขนาดหม้อแปลงแยกตามภูมิภาค}}{\text{ขนาดหม้อแปลงรวมทั้งประเทศ}} \tag{7.4}$$

ซึ่งเมื่อนำข้อมูลจาก [18] จะแสดงข้อมูลความยาวสายส่ง, ขนาดหม้อแปลง สัดส่วนเงินลงทุน และสัดส่วนกำลังไฟฟ้า แยกตามระดับแรงดันและภูมิภาคได้ดังตารางต่อไปนี้

ตารางที่ 7.6 สัดส่วนของเงินลงทุนและสัดส่วนกำลังไฟฟ้าแบ่งแยกตามภูมิภาคและระดับแรงดัน

ระดับแรงดัน 500 kV	**ความยาวสายส่ง [วงจร-กิโลเมตร]**	**ขนาดหม้อแปลง [MVA]**	**สัดส่วน เงินลงทุน**	**สัดส่วน กำลังไฟฟ้า**
เขตนครหลวง	524.86	11,649.93	0.0900	0.3618
ภาคกลาง	2,158.75	9,999.93	0.3702	0.3106
ภาค ตะวันออกเฉียงเหนือ	975.49	5,999.94	0.1673	0.1863
ภาคใต้	-	-	-	-
ภาคเหนือ	2,171.74	4,549.98	0.3725	0.1413
รวมทุกภูมิภาค	5,830.84	32,199.78	1.0000	1.0000
ระดับแรงดัน 230 kV	**ความยาวสายส่ง [วงจร-กิโลเมตร]**	**ขนาดหม้อแปลง [MVA]**	**สัดส่วน เงินลงทุน**	**สัดส่วน กำลังไฟฟ้า**
เขตนครหลวง	738.91	17,500.00	0.0512	0.2941
ภาคกลาง	4,281.82	20,733.34	0.2969	0.3485
ภาค ตะวันออกเฉียงเหนือ	2,395.20	7,200.00	0.1661	0.1210
ภาคใต้	3,481.85	7,366.67	0.2414	0.1238
ภาคเหนือ	3,525.34	6,700.00	0.2444	0.1126
รวมทุกภูมิภาค	14,423.13	59,500.01	1.0000	1.0000
ระดับแรงดัน 115 kV	**ความยาวสายส่ง [วงจร-กิโลเมตร]**	**ขนาดหม้อแปลง [MVA]**	**สัดส่วน เงินลงทุน**	**สัดส่วน กำลังไฟฟ้า**
เขตนครหลวง	-	-	-	-
ภาคกลาง	2,785.29	5,162.50	0.2128	0.3520
ภาค ตะวันออกเฉียงเหนือ	5,603.56	3,878.50	0.4281	0.2644
ภาคใต้	1,840.34	2,413.00	0.1406	0.1645
ภาคเหนือ	2,859.45	3,214.16	0.2185	0.2191
รวมทุกภูมิภาค	13,088.65	14,668.16	1.0000	1.0000

โดยในลำดับถัดไปนั้นจะกล่าวถึงสมมติฐานที่ใช้ในการวิเคราะห์ต้นทุนสำหรับการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

7.3.2 สมมติฐานที่ใช้ในการวิเคราะห์ต้นทุนสำหรับการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า

สมมติฐานที่ใช้ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้นั้นจะเป็นไปในแนวทางเดียวกับการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าสำหรับสัญญาซื้อขายไฟฟ้าภายในเขตพื้นที่เดียวกัน โดยจะมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

1) อัตราดอกเบี้ยของแต่ละงวดที่พิจารณา

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะกำหนดให้ใช้ค่าต้นทุนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก (Weighted Average Cost of Capital: WACC) สำหรับอ้างอิงปี พ.ศ. 2558 – 2560 จากเอกสารรับฟังความเห็นเรื่องการปรับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าปี 2558 ซึ่งมีค่าเท่ากับ 4.73%

2) เงินลงทุนของระบบ [17]

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะกำหนดให้ใช้เงินลงทุนสำหรับแต่ละอุปกรณ์ จาก [16] ซึ่งจะกำหนดเงินลงทุนหลังจากปรับค่าอัตราเงินเฟ้อแล้วเป็นค่าดังต่อไปนี้

	เงินลงทุน [บาท/วงจร-กิโลเมตร]
สายส่งระดับแรงดัน 500 kV	23,104,332.30
สายส่งระดับแรงดัน 230 kV	18,281,752.15
สายส่งระดับแรงดัน 115 kV	7,593,245.19

และกำหนดอัตราเงินเฟ้อของเงินลงทุนเท่ากับร้อยละ 3 ต่อปี สำหรับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้

3) ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานและบำรุงรักษา (Operation & Maintenance Cost : O&M Cost)

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะกำหนดให้ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานและบำรุงรักษาเป็นค่าเฉลี่ยคงที่ต่อปีตามเงินลงทุนในแต่ละครั้งของระบบทดสอบ โดยกำหนดให้มีค่าร้อยละ 2 ของเงินลงทุนในแต่ละครั้ง

4) กรอบระยะเวลาในการทดสอบระบบ

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะกำหนดกรอบระยะเวลาในการทดสอบตามอายุการใช้งานของสายส่งไฟฟ้าซึ่งจะมีค่าเฉลี่ยอยู่ที่ 20 ปี

5) อัตราการเจริญเติบโตของโหลด

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะกำหนดอัตราการเจริญเติบโตของโหลด เท่ากับร้อยละ 3.03 ต่อปี ซึ่งอ้างอิงจาก “แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2561 – 2580 (PDP2018)” [18]

4) เกณฑ์ของการลงทุนในการสร้างสายส่งไฟฟ้าเพิ่มเติม

1590155535 CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

จากที่กล่าวมาในหัวข้อ 7.3.1 ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะกำหนดรูปแบบในการลงทุนสายส่งเพิ่มจากข้อมูลความยาวสายส่งแยกตามระดับแรงดันตามตาราง 7.6

5) เงินรายปีในส่วนที่ยังไม่ได้เก็บส่วนแรก (Residue Annuity Charge)

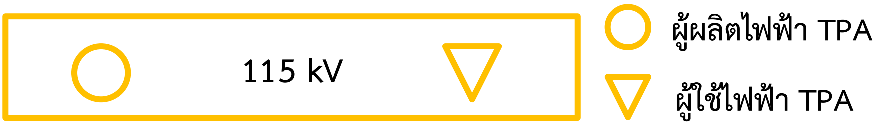
ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะกำหนดให้เงินรายปีในส่วนที่ยังไม่ได้เก็บส่วนแรก (First Residue Annuity Charge) ให้มีค่าเท่ากับเงินรายปีนส่วนที่ยังไม่ได้เก็บ อีก 10 ส่วน จากการลงทุนระบบแรกเริ่มในปี พ.ศ. 2552

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

7.3.3 รูปแบบที่ใช้ในการทดสอบระบบ

จากหัวข้อ 7.2 นั้นได้กล่าวถึงรูปแบบการเชื่อมต่อของระบบโครงข่ายไฟฟ้าระดับแรงดัน 115 kV ไว้แล้ว ดังนั้นวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะกำหนดรูปแบบในการทดสอบระบบเป็น 4 Scenario ต่อไปนี้

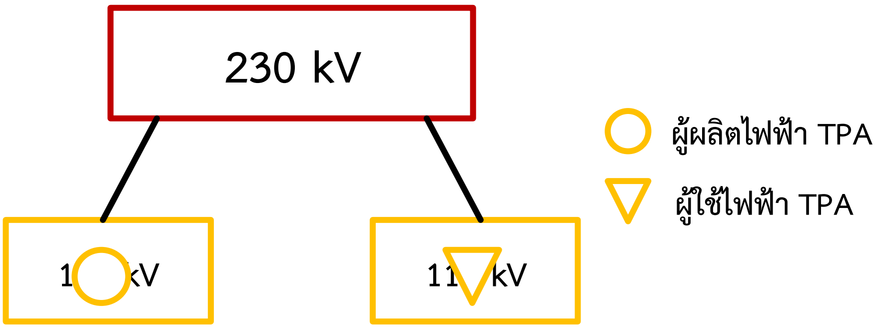
1. มีการซื้อขายผ่านระบบโครงข่ายไฟฟ้าระดับแรงดัน 115 kV โดยรูปแบบการทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าข้ามเขตพื้นที่จะเป็นไปตามแผนภาพดังต่อไปนี้



รูปที่ 7.4 แผนภาพแบบจำลองการทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าของ Scenario ที่ 1

จากรูปที่ 7.4 จะเป็นการทำสัญญาซื้อขายกันระหว่างผู้ผลิตไฟฟ้าและผู้ซื้อไฟฟ้า โดยจะมีการส่งกำลังไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าที่อยู่ในระบบโครงข่ายที่มีระดับแรงดันไฟฟ้า 115 kV ไปยังผู้ซื้อไฟฟ้าที่อยู่ในระบบโครงข่ายที่มีระดับแรงดันไฟฟ้า 115 kV สำหรับในกรณีนี้ อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่ผู้ผลิตไฟฟ้าและผู้ซื้อไฟฟ้าจะต้องจ่ายนั้นจะประกอบไปด้วย 1 ส่วนก็คือ อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของระดับแรงดัน 115 kV

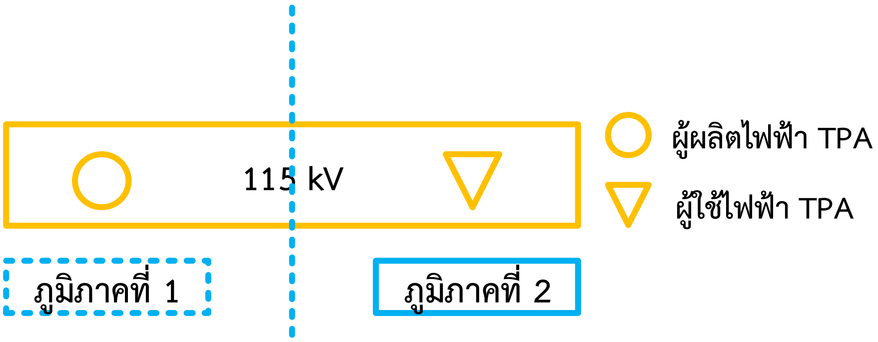
2. มีการซื้อขายผ่านระบบโครงข่ายไฟฟ้าระดับแรงดัน 230 kV โดยรูปแบบการทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าข้ามเขตพื้นที่จะเป็นไปตามแผนภาพดังต่อไปนี้



รูปที่ 7.5 แผนภาพแบบจำลองการทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าของ Scenario ที่ 2

จากรูปที่ 7.5 จะเป็นการทำสัญญาซื้อขายกันระหว่างผู้ผลิตไฟฟ้าและผู้ซื้อไฟฟ้า โดยจะมีการส่งกำลังไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าที่อยู่ในระบบโครงข่ายที่มีระดับแรงดันไฟฟ้า 115 kV ไปยังผู้ซื้อไฟฟ้าที่อยู่ในระบบโครงข่ายที่มีระดับแรงดันไฟฟ้า 115 kV ซึ่งกำลังไฟฟ้าจะไหลผ่านระบบโครงข่ายที่มีระดับแรงดันไฟฟ้า 230 kV สำหรับในกรณีนี้ อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่ ผู้ผลิตไฟฟ้าและผู้ซื้อไฟฟ้าจะต้องจ่ายนั้นจะประกอบไปด้วย 2 ส่วนก็คือ อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของระดับแรงดัน 115 kV และ อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของระดับแรงดัน 230 kV

3. มีการซื้อขายผ่านระบบโครงข่ายไฟฟ้าระดับแรงดัน 115 kV ที่เชื่อมต่อถึงกันข้ามเขตภูมิภาค โดยรูปแบบการทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าข้ามเขตพื้นที่จะเป็นไปตามแผนภาพดังต่อไปนี้



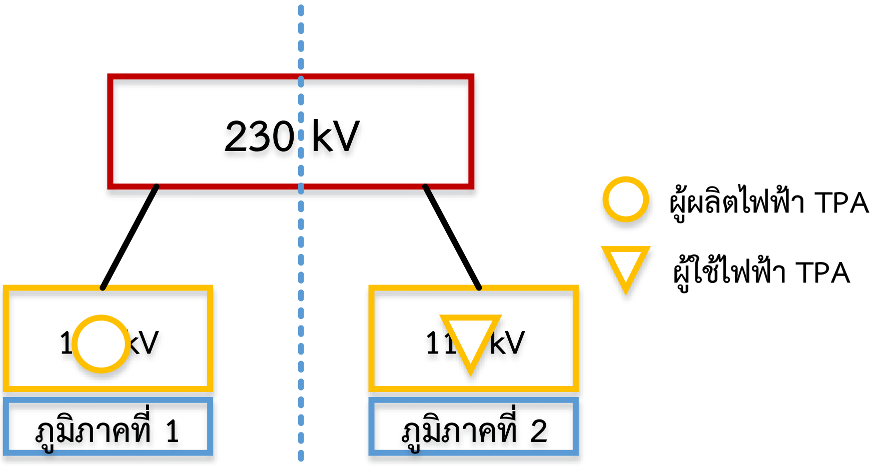
รูปที่ 7.6 แผนภาพแบบจำลองการทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าของ Scenario ที่ 3

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

จากรูปที่ 7.6 จะเป็นการทำสัญญาซื้อขายกันระหว่างผู้ผลิตไฟฟ้าและผู้ซื้อไฟฟ้า โดยจะมีการส่งกำลังไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าที่อยู่ในระบบโครงข่ายที่มีระดับแรงดันไฟฟ้า 115 kV ไปยังผู้ซื้อไฟฟ้าที่อยู่ในระบบโครงข่ายที่มีระดับแรงดันไฟฟ้า 115 kV แต่สำหรับกรณีนี้จะมีการทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าข้ามเขตภูมิภาคด้วยดังนั้นจะทำให้ อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่ ผู้ผลิตไฟฟ้าและผู้ซื้อไฟฟ้าจะต้องจ่ายนั้นจะประกอบไปด้วย 2 ส่วนก็คือ อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของระดับแรงดัน 115 kV ของภูมิภาคที่ 1 และอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของระดับแรงดัน 115 kV ของภูมิภาคที่

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

4. มีการซื้อขายผ่านระบบโครงข่ายไฟฟ้าระดับแรงดัน 230 kV ที่เชื่อมต่อถึงกันข้ามเขตภูมิภาค โดยรูปแบบการทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าข้ามเขตพื้นที่จะเป็นไปตามแผนภาพดังต่อไปนี้



รูปที่ 7.7 แผนภาพแบบจำลองการทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าของ Scenario ที่ 4

จากรูปที่ 7.7 จะเป็นการทำสัญญาซื้อขายกันระหว่างผู้ผลิตไฟฟ้าและผู้ซื้อไฟฟ้า โดยจะมีการส่งกำลังไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าที่อยู่ในระบบโครงข่ายที่มีระดับแรงดันไฟฟ้า 115 kV ไปยังผู้ซื้อไฟฟ้าที่อยู่ในระบบโครงข่ายที่มีระดับแรงดันไฟฟ้า 115 kV ซึ่งกำลังไฟฟ้าจะไหลผ่านระบบโครงข่ายที่มีระดับแรงดันไฟฟ้า 230 kV แต่สำหรับกรณีนี้จะมีการทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าข้ามเขตภูมิภาคด้วยดังนั้นจะทำให้ อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่ ผู้ผลิตไฟฟ้าและผู้ซื้อไฟฟ้าจะต้องจ่ายนั้นจะประกอบไปด้วย 4 ส่วนก็คือ อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของระดับแรงดัน 115 kV ของภูมิภาคที่ 1, อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของระดับแรงดัน 115 kV ของภูมิภาคที่ 2, อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของระดับแรงดัน 230 kV ของภูมิภาคที่ 1 และ อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของระดับแรงดัน 230 kV ของภูมิภาคที่ 2

และจากทั้ง 4 Scenario จะกำหนดให้ผู้ผลิตไฟฟ้า TPA คือผู้ผลิตไฟฟ้าที่อยู่ในแบบจำลองของจากส่วนหนึ่งของระบบโครงข่ายไฟฟ้าซึ่งจะแสดงตำแหน่งของ ผู้ผลิตไฟฟ้า TPA ไว้บทต่อไป

สำหรับข้อมูลกำลังไฟฟ้าที่จะใช้สำหรับคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของทั้ง 4 Scenario จะเป็นดังตารางต่อไปนี้

ตารางที่ 7.7 กำลังไฟฟ้าสำหรับการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าแยกตามระดับแรงดัน

ปี	กำลังไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้า TPA [เมกะวัตต์]	กำลังไฟฟ้าแยกตามระดับแรงดัน [เมกะวัตต์]		
		ระดับแรงดัน 115 kV	ระดับแรงดัน 230 kV	ระดับแรงดัน 500 kV
ปีที่ 1	76.5	8,602.71	34,896.09	18,884.81
ปีที่ 2	76.5	8,863.37	35,953.44	19,457.02
ปีที่ 3	76.5	9,131.93	37,042.83	20,046.57
ปีที่ 4	76.5	9,408.63	38,165.22	20,653.98
ปีที่ 5	76.5	9,693.71	39,321.63	21,279.79
ปีที่ 6	76.5	9,987.43	40,513.08	21,924.57
ปีที่ 7	76.5	10,290.05	41,740.62	22,588.88
ปีที่ 8	76.5	10,601.84	43,005.36	23,273.33
ปีที่ 9	76.5	10,923.08	44,308.43	23,978.51
ปีที่ 10	76.5	11,254.04	45,650.97	24,705.06
ปีที่ 11	76.5	11,595.04	47,034.20	25,453.62
ปีที่ 12	76.5	11,946.37	48,459.33	26,224.87
ปีที่ 13	76.5	12,308.35	49,927.65	27,019.48
ปีที่ 14	76.5	12,681.29	51,440.46	27,838.17
ปีที่ 15	76.5	13,065.53	52,999.10	28,681.67
ปีที่ 16	76.5	13,461.42	54,604.98	29,550.72
ปีที่ 17	76.5	13,869.30	56,259.51	30,446.11
ปีที่ 18	76.5	14,289.54	57,964.17	31,368.63
ปีที่ 19	76.5	14,722.51	59,720.48	32,319.09
ปีที่ 20	76.5	15,168.60	61,530.01	33,298.36
รวม	1,530.00	231,864.74	940,537.56	508,993.24

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

โดยจะสามารถแบ่งแยกข้อมูลกำลังไฟฟ้าแยกตามภูมิภาคได้ดังตารางต่อไปนี้

ตารางที่ 7.8 ข้อมูลกำลังไฟฟ้าแบ่งแยกตามภูมิภาค

	กำลังไฟฟ้าแยกตามภูมิภาค [เมกะวัตต์]				
ระดับแรงดัน [กิโลโวลต์]	เขตนครหลวง	ภาคกลาง	ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ	ภาคใต้	ภาคเหนือ
500	177,321.98	152,207.56	91,324.26	0.00	69,254.62
230	266,365.09	315,579.31	109,590.21	112,127.07	101,979.78
115	0.00	78,577.70	59,034.11	36,727.94	48,922.29

และในลำดับถัดไปจะกล่าวถึงสมมติฐานในการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า

7.3.4 สมมติฐานในการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า

หลังจากที่ได้ทราบรูปแบบของการลงทุนในสายส่งไฟฟ้าในแต่ละ Scenario แล้วจะนำรูปแบบของการลงทุนนั้นมาแปลงให้อยู่ในรูปของ เงินรายปีที่ยังไม่ได้เก็บ (Residue Annuity Charge) ซึ่งหลังจากที่ได้ต้นทุนในรูปแบบดังกล่าวแล้วก็จะนำไปคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า โดยจะมีสมมติฐานและรูปแบบในการคิดอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าดังต่อไปนี้

1) จะกำหนดวิธีการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าเป็น วิธี Postage Stamp โดยเหตุผลที่ไม่คำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า ด้วยวิธี Power Flow Based MW-Mile เนื่องจากในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ไม่ได้คำนวณกำลังการไหลของไฟฟ้า (Power Flow Calculation) ของการทำสัญญาซื้อขายข้ามเขตพื้นที่เนื่องด้วยข้อจำกัดทางด้านข้อมูล
2) รูปแบบในการคิดอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า จะคิดอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าในอัตราเดียวตลอดระยะเวลา 20 ปี

โดยลำดับขั้นตอนทั้งหมดในการคำนวณนั้นจะแสดงผ่านแผนภาพขั้นตอนการดำเนินงานดังต่อไปนี้

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

รูปที่ 7.8 แผนภาพแสดงขั้นตอนการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าสำหรับสัญญาซื้อขายไฟฟ้าข้ามเขตพื้นที่

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

บทที่ 8
ผลการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า
สำหรับการทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าข้ามเขตพื้นที่

โดยในบทนี้จะกล่าวถึงผลของการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากแบบจำลองที่ใช้ในการทดสอบระบบที่ได้กล่าวไว้ในหัวข้อ 7.2.3 ซึ่งจะประกอบไปด้วยหัวข้อดังต่อไปนี้

1) ผลการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าสำหรับการทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าข้ามเขตพื้นที่
2) การวิเคราะห์ผลการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าสำหรับการทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าข้ามเขตพื้นที่

8.1 ผลการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าสำหรับการทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าข้ามเขตพื้นที่

โดยในหัวข้อนี้นั้นจะแบ่งผลการคำนวณออกเป็น 2 ส่วนดังต่อไปนี้

1. ผลการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าแบ่งแยกตามระดับแรงดันและแบ่งแยกตามภูมิภาค
2. ผลการคำนวณค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าแยกตาม Scenario

8.1.1 อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าแบ่งแยกตามระดับแรงดันและแบ่งแยกตามภูมิภาค

ในลำดับแรกนั้นจะคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าแบ่งแยกตามภูมิภาคและแบ่งแยกตามระดับแรงดันเสียก่อน โดยจะใช้ข้อมูลในหัวข้อที่ 7.3.1 ในการพิจารณา

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

8.1.1.1 อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่ระดับแรงดัน 500 kV

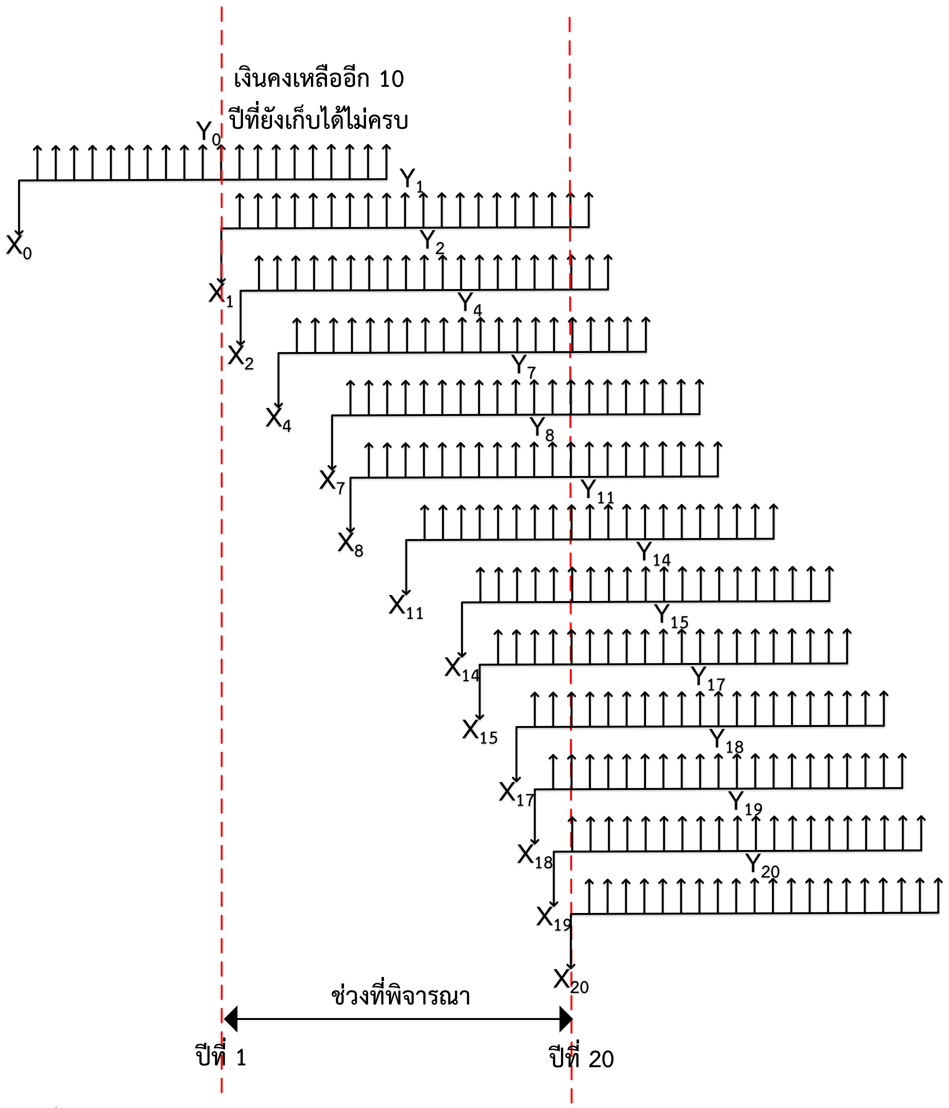
เมื่อนำข้อมูลจากตารางที่ 7.4 ไปพิจารณาจะได้รูปแบบของการลงทุนเป็นไปดังตารางต่อไปนี้

ตารางที่ 8.1 ต้นทุนในการลงทุนสร้างสายส่งเพิ่มสำหรับระบบโครงข่ายไฟฟ้าระดับแรงดัน 500 kV

ระดับแรงดัน 500 kV	ความยาวสายส่งที่ลงทุนเพิ่ม [วงจร-กิโลเมตร]	ต้นทุนต่อหน่วย [ล้านบาท/วงจร-กิโลเมตร]	ต้นทุน [ล้านบาท]
FRAC			13,905.13
ปีที่ 1	114.32	23.80	2,720.53
ปีที่ 2	374.18	24.51	9,171.67
ปีที่ 3	0.00	25.25	0.00
ปีที่ 4	657.80	26.00	17,105.52
ปีที่ 5	0.00	26.78	0.00
ปีที่ 6	0.00	27.59	0.00
ปีที่ 7	547.91	28.42	15,569.09
ปีที่ 8	95.14	29.27	2,784.55
ปีที่ 9	0.00	30.15	0.00
ปีที่ 10	0.00	31.05	0.00
ปีที่ 11	289.54	31.98	9,260.01
ปีที่ 12	0.00	32.94	0.00
ปีที่ 13	0.00	33.93	0.00
ปีที่ 14	414.69	34.95	14,492.33
ปีที่ 15	282.94	36.00	10,184.65
ปีที่ 16	0.00	37.08	0.00
ปีที่ 17	820.55	38.19	31,335.11
ปีที่ 18	37.62	39.33	1,479.73
ปีที่ 19	805.50	40.51	32,633.69
ปีที่ 20	696.55	41.73	29,066.16

หลังจากที่ได้รูปแบบในการลงทุนแต่ละปีแล้ว ต่อไปจะแสดงรูปแบบการลงทุนทั้งหมดให้อยู่ในรูปแผนภาพกระแสเงินสด (Cash Flow Diagram) ดังต่อไปนี้

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17



รูปที่ 8.1 แผนภาพกระแสเงินสดของการลงทุนสำหรับการลงทุนในระดับแรงดัน 500 kV

หลังจากที่ได้แปลงเงินลงทุนทั้งหมดของระบบทดสอบให้อยู่ในรูปเงินที่ต้องเก็บรายปี (Annuity Charge) ในลำดับถัดไปก็จะทำการหาค่า เงินรายปีที่ยังไม่ได้เก็บ (Residue Annuity Charge: RAC) โดยแต่ละตัวแปรที่ได้จาก Cash Flow Diagram จะเป็นดังต่อไปนี้

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

ตารางที่ 8.2 ค่าของตัวแปร X, Y และ Z

	เงินลงทุน [ล้านบาท]		เงินรายปี [ล้านบาท/ปี]		เงินรายปี [ล้านบาท/ปี]
X_0	13,905.13	Y_0	1,090.38	Z_0	278.10
X_1	2,720.53	Y_1	213.33	Z_1	54.41
X_2	9,171.67	Y_2	719.20	Z_2	183.43
X_4	17,105.52	Y_4	1,341.34	Z_4	342.11
X_7	15,569.09	Y_7	1,220.86	Z_7	311.38
X_8	2,784.55	Y_8	218.35	Z_8	55.69
X_{11}	9,260.01	Y_{11}	726.13	Z_{11}	185.20
X_{14}	14,492.33	Y_{14}	1,136.43	Z_{14}	289.85
X_{15}	10,184.65	Y_{15}	798.64	Z_{15}	203.69
X_{17}	31,335.11	Y_{17}	2,457.17	Z_{17}	626.70
X_{18}	1,479.73	Y_{18}	116.03	Z_{18}	29.59
X_{19}	32,633.69	Y_{19}	2,559.00	Z_{19}	652.67
X_{20}	29,066.16	Y_{20}	0.00	Z_{20}	0.00

และจากสมการ (5.1) จะได้ค่า RAC ในแต่ละปีดังตารางต่อไปนี้

ตารางที่ 8.3 ค่าของ Residue Annuity Charge ในแต่ละปี

ปี	RAC_i [ล้านบาท]	ปี	RAC_i [ล้านบาท]
1	1,368.49	11	4,660.12
2	1,636.23	12	5,571.46
3	2,538.87	13	5,571.46
4	2,538.87	14	5,571.46
5	4,222.32	15	6,997.73
6	4,222.32	16	8,000.06
7	4,222.32	17	8,000.06
8	5,754.57	18	11,083.93
9	6,028.61	19	11,229.56
10	6,028.61	20	14,441.24

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

และจากหัวข้อ 7.3.4 จะทำการพิจารณาอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าในอัตราเดียวตลอดช่วง 20 ปี ซึ่งจะได้ว่า Total Investment Cost (TIC) มีค่าเท่ากับ 69,788.44 ล้านบาท โดยจะแบ่ง TIC ที่แยกตามภูมิภาคจากค่าอัตราส่วนของเงินลงทุนจากตารางที่ 7.6 โดยจะได้ค่า TIC แยกตามภูมิภาคได้ดังต่อไปนี้

ภูมิภาค	Total Investment Cost [ล้านบาท]
เขตนครหลวง	6,282.01
เขตภาคกลาง	25,837.76
เขตภาคตะวันออกเฉียงเหนือ	11,675.48
เขตภาคใต้	0.00
เขตภาคเหนือ	25,993.20

ในลำดับต่อไปจะคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าแยกตามภูมิภาคจากข้อมูล TIC ที่แยกตามภูมิภาคจากตารางที่ 7.6 และ กำลังไฟฟ้าแบ่งแยกตามภูมิภาคจากตารางที่ 7.6 โดยจะได้ค่าอัตราค่าผ่านระบบไฟฟ้าแยกตามภูมิภาคดังค่าต่อไปนี้

ภูมิภาค	อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า [บาท/เมกะวัตต์-ปี]
เขตนครหลวง	35,427.13
เขตภาคกลาง	169,753.44
เขตภาคตะวันออกเฉียงเหนือ	127,846.37
เขตภาคใต้	0.00
เขตภาคเหนือ	375,327.97

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

8.1.1.2 อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่ระดับแรงดัน 230 kV

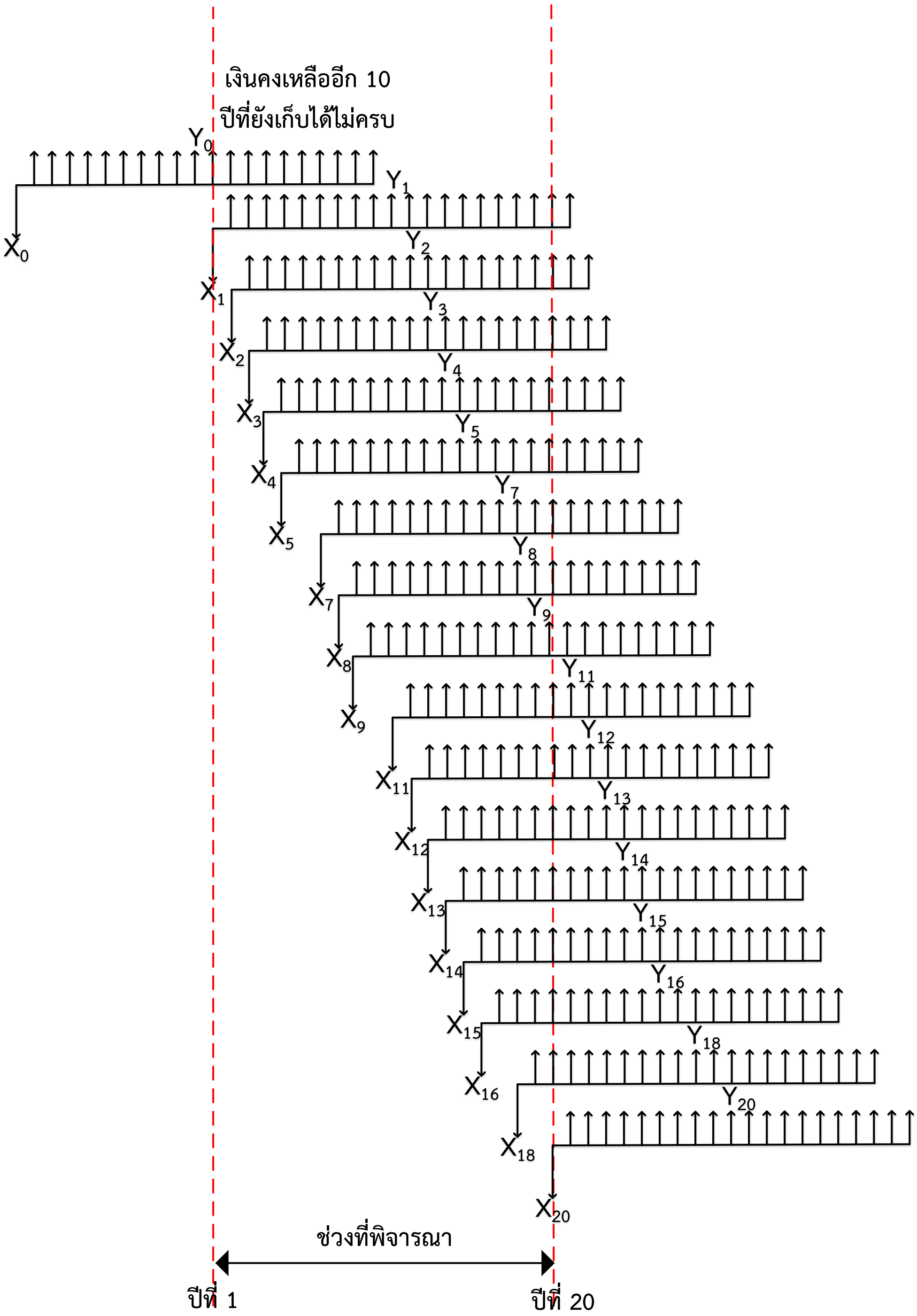
เมื่อนำข้อมูลจากตารางที่ 7.4 ไปพิจารณาจะได้รูปแบบของการลงทุนเป็นไปดังตารางต่อไปนี้

ตารางที่ 8.4 ต้นทุนในการลงทุนสร้างสายส่งเพิ่มสำหรับระบบโครงข่ายไฟฟ้าระดับแรงดัน 230 kV

ระดับแรงดัน 230 kV	ความยาวสายส่งที่ลงทุนเพิ่ม [วงจร-กิโลเมตร]	ต้นทุนต่อหน่วย [ล้านบาท/วงจร-กิโลเมตร]	ต้นทุน [ล้านบาท]
FRAC			54,652.20
ปีที่ 1	702.79	18.83	13,233.68
ปีที่ 2	390.29	19.40	7,569.72
ปีที่ 3	462.66	19.98	9,242.54
ปีที่ 4	312.37	20.58	6,427.41
ปีที่ 5	107.08	21.19	2,269.41
ปีที่ 6	0.00	21.83	0.00
ปีที่ 7	820.55	22.48	18,449.45
ปีที่ 8	663.19	23.16	15,358.67
ปีที่ 9	506.35	23.85	12,078.24
ปีที่ 10	0.00	24.57	0.00
ปีที่ 11	115.75	25.31	2,929.20
ปีที่ 12	148.41	26.07	3,868.37
ปีที่ 13	408.66	26.85	10,971.45
ปีที่ 14	110.01	27.65	3,042.08
ปีที่ 15	445.52	28.48	12,689.47
ปีที่ 16	99.47	29.34	2,918.14
ปีที่ 17	0.00	30.22	0.00
ปีที่ 18	650.90	31.12	20,258.26
ปีที่ 19	0.00	32.06	0.00
ปีที่ 20	289.60	33.02	9,562.27

หลังจากที่ได้รูปแบบในการลงทุนแต่ละปีแล้ว ต่อไปจะแสดงรูปแบบการลงทุนทั้งหมดให้อยู่ในรูปแผนภาพกระแสเงินสด (Cash Flow Diagram) ดังต่อไปนี้

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17



รูปที่ 8.2 แผนภาพกระแสเงินสดของการลงทุนสำหรับการลงทุนในระดับแรงดัน 230 kV

หลังจากที่ได้แปลงเงินลงทุนทั้งหมดของระบบทดสอบให้อยู่ในรูปเงินที่ต้องเก็บรายปี (Annuity Charge) ในลำดับถัดไปก็จะทำการหาค่า เงินรายปีที่ยังไม่ได้เก็บ (Residue Annuity Charge: RAC) โดยแต่ละตัวแปรที่ได้จาก Cash Flow Diagram จะเป็นดังต่อไปนี้

1590155535 CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

ตารางที่ 8.5 ค่าของตัวแปร X, Y และ Z

	เงินลงทุน [ล้านบาท]		เงินรายปี [ล้านบาท/ปี]		เงินรายปี [ล้านบาท/ปี]
X_0	54,652.20	Y_0	4,285.60	Z_0	1,093.04
X_1	13,233.68	Y_1	1,037.73	Z_1	264.67
X_2	7,569.72	Y_2	593.59	Z_2	151.39
X_3	9,242.54	Y_3	724.76	Z_3	184.85
X_4	6,427.41	Y_4	504.01	Z_4	128.55
X_5	2,269.41	Y_5	177.96	Z_5	45.39
X_7	18,449.45	Y_7	1,446.73	Z_7	368.99
X_8	15,358.67	Y_8	1,204.36	Z_8	307.17
X_9	12,078.24	Y_9	947.13	Z_9	241.56
X_{11}	2,929.20	Y_{11}	229.70	Z_{11}	58.58
X_{12}	3,868.37	Y_{12}	303.34	Z_{12}	77.37
X_{13}	10,971.45	Y_{13}	860.34	Z_{13}	219.43
X_{14}	3,042.08	Y_{14}	238.55	Z_{14}	60.84
X_{15}	12,689.47	Y_{15}	995.06	Z_{15}	253.79
X_{16}	2,918.14	Y_{16}	228.83	Z_{16}	58.36
X_{18}	20,258.26	Y_{18}	1,588.57	Z_{18}	405.17
X_{20}	9,562.27	Y_{20}	0.00	Z_{20}	0.00

และจากสมการ (5.1) จะได้ค่า RAC ในแต่ละปีดังตารางต่อไปนี้

ตารางที่ 8.6 ค่าของ Residue Annuity Charge ในแต่ละปี

ปี	RAC_i [ล้านบาท]	ปี	RAC_i [ล้านบาท]
1	5,378.64	11	8,328.85
2	6,681.05	12	8,617.13
3	7,426.03	13	8,997.84
4	8,335.64	14	10,077.60
5	8,968.20	15	10,376.99
6	9,191.55	16	11,625.83
7	9,191.55	17	11,913.02
8	11,007.26	18	11,913.02
9	12,518.80	19	13,906.76
10	6,028.61	20	13,906.76

1590155535 CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

และจากหัวข้อ 7.3.4 จะทำการพิจารณาอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าในอัตราเดียวตลอดช่วง 20 ปี ซึ่งจะได้ว่า Total Investment Cost (TIC) มีค่าเท่ากับ 128,476.13 ล้านบาท โดยจะแบ่ง TIC ที่แยกตามภูมิภาคจากค่าอัตราส่วนของเงินลงทุนจากตารางที่ 7.6 โดยจะได้ค่า TIC แยกตามภูมิภาคได้ดังต่อไปนี้

ภูมิภาค	Total Investment Cost [ล้านบาท]
เขตนครหลวง	6,581.96
เขตภาคกลาง	38,140.95
เขตภาคตะวันออกเฉียงเหนือ	21,335.62
เขตภาคใต้	31,015.11
เขตภาคเหนือ	31,402.49

ในลำดับต่อไปจะคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าแยกตามภูมิภาคจากข้อมูล TIC ที่แยกตามภูมิภาคจากตารางที่ 7.6 และ กำลังไฟฟ้าแบ่งแยกตามภูมิภาคจากตารางที่ 7.6 โดยจะได้ค่าอัตราค่าผ่านระบบไฟฟ้าแยกตามภูมิภาคดังค่าต่อไปนี้

ภูมิภาค	อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า [บาท/เมกะวัตต์-ปี]
เขตนครหลวง	24,710.28
เขตภาคกลาง	120,860.11
เขตภาคตะวันออกเฉียงเหนือ	194,685.48
เขตภาคใต้	276,606.83
เขตภาคเหนือ	307,928.59

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

8.1.1.3 อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่ระดับแรงดัน 115 kV

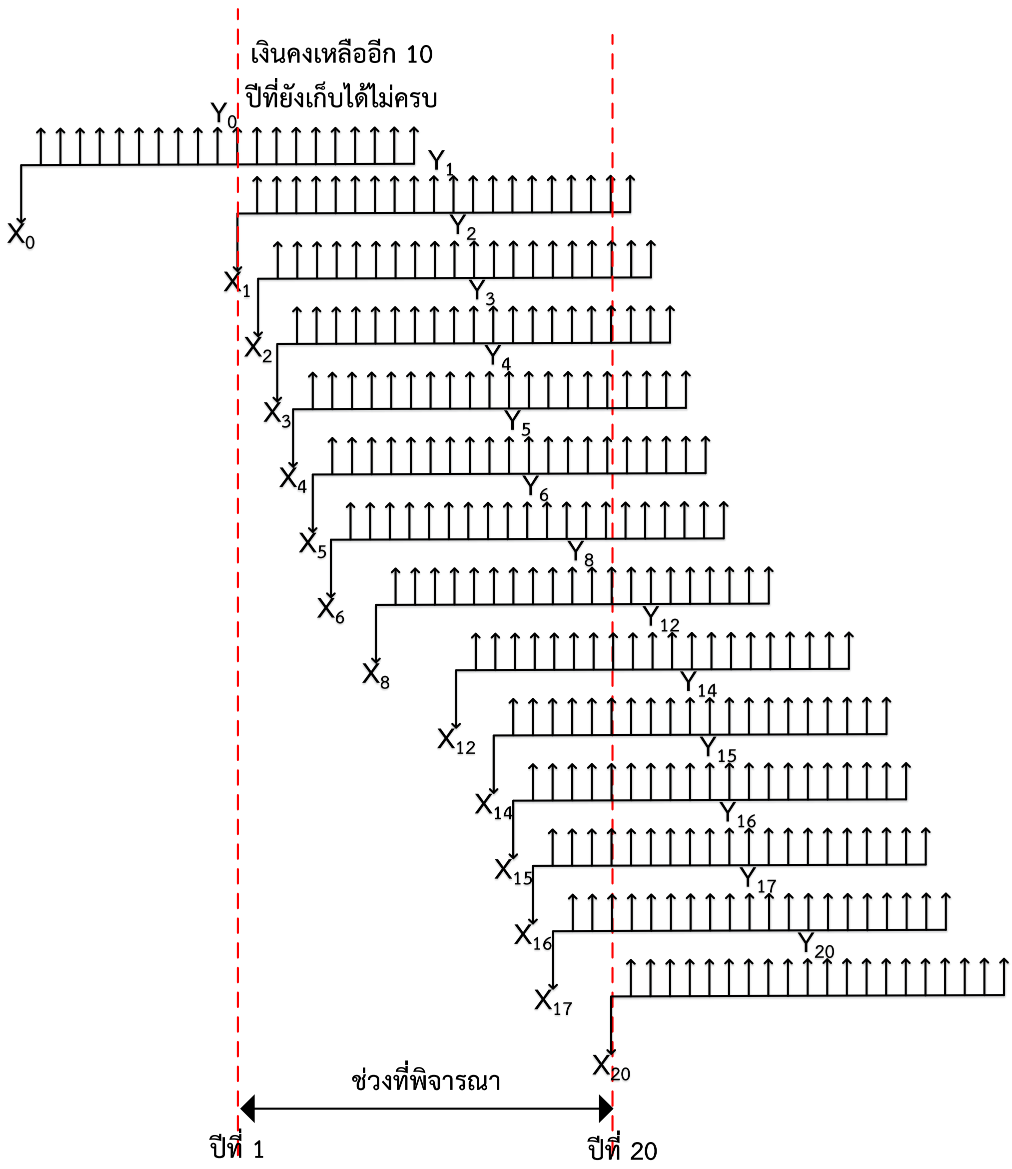
เมื่อนำข้อมูลจากตารางที่ 7.4 ไปพิจารณาจะได้รูปแบบของการลงทุนเป็นไปดังตารางต่อไปนี้

ตารางที่ 8.7 ต้นทุนในการลงทุนสร้างสายส่งเพิ่มสำหรับระบบโครงข่ายไฟฟ้าระดับแรงดัน 115 kV

ระดับแรงดัน 115 kV	ความยาวสายส่งที่ลงทุนเพิ่ม [วงจร-กิโลเมตร]	ต้นทุนต่อหน่วย [ล้านบาท/วงจร-กิโลเมตร]	ต้นทุน [ล้านบาท]
FRAC			23,539.98
ปีที่ 1	474.14	7.82	3,708.27
ปีที่ 2	584.95	8.06	4,712.17
ปีที่ 3	227.32	8.30	1,886.15
ปีที่ 4	0.00	8.55	0.00
ปีที่ 5	283.03	8.80	2,491.41
ปีที่ 6	33.12	9.07	300.29
ปีที่ 7	0.00	9.34	0.00
ปีที่ 8	74.47	9.62	716.32
ปีที่ 9	0.00	9.91	0.00
ปีที่ 10	0.00	10.20	0.00
ปีที่ 11	0.00	10.51	0.00
ปีที่ 12	46.11	10.83	499.19
ปีที่ 13	0.00	11.15	0.00
ปีที่ 14	513.86	11.49	5,901.92
ปีที่ 15	99.12	11.83	1,172.59
ปีที่ 16	43.28	12.18	527.36
ปีที่ 17	108.72	12.55	1,364.49
ปีที่ 18	0.00	12.93	0.00
ปีที่ 19	0.00	13.31	0.00
ปีที่ 20	174.52	13.71	2,393.46

หลังจากที่ได้รูปแบบในการลงทุนแต่ละปีแล้ว ต่อไปจะแสดงรูปแบบการลงทุนทั้งหมดให้อยู่ในรูปแผนภาพกระแสเงินสด (Cash Flow Diagram) ดังต่อไปนี้

1590155535 CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17



รูปที่ 8.3 แผนภาพกระแสเงินสดของการลงทุนสำหรับการลงทุนในระดับแรงดัน 115 kV

หลังจากที่ได้แปลงเงินลงทุนทั้งหมดของระบบทดสอบให้อยู่ในรูปเงินที่ต้องเก็บรายปี (Annuity Charge) ในลำดับถัดไปก็จะทำการหาค่า เงินรายปีที่ยังไม่ได้เก็บ (Residue Annuity Charge: RAC) โดยแต่ละตัวแปรที่ได้จาก Cash Flow Diagram จะเป็นดังต่อไปนี้

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

ตารางที่ 8.8 ค่าของตัวแปร X, Y และ Z

	เงินลงทุน [ล้านบาท]		เงินรายปี [ล้านบาท/ปี]		เงินรายปี [ล้านบาท/ปี]
X_0	23,539.98	Y_0	1,845.91	Z_0	470.80
X_1	3,708.27	Y_1	290.79	Z_1	74.17
X_2	4,712.17	Y_2	369.51	Z_2	94.24
X_3	1,886.15	Y_3	147.90	Z_3	37.72
X_5	2,491.41	Y_5	195.37	Z_5	49.83
X_6	300.29	Y_6	23.55	Z_6	6.01
X_8	716.32	Y_8	56.17	Z_8	14.33
X_{12}	499.19	Y_{12}	39.14	Z_{12}	9.98
X_{14}	5,901.92	Y_{14}	462.80	Z_{14}	118.04
X_{15}	1,172.59	Y_{15}	91.95	Z_{15}	23.45
X_{16}	527.36	Y_{16}	41.35	Z_{16}	10.55
X_{17}	1,364.49	Y_{17}	107.00	Z_{17}	27.29
X_{20}	2,393.46	Y_{20}	0.00	Z_{20}	0.00

และจากสมการ (5.1) จะได้ค่า RAC ในแต่ละปีดังตารางต่อไปนี้

ตารางที่ 8.9 ค่าของ Residue Annuity Charge ในแต่ละปี

ปี	RAC_i [ล้านบาท]	ปี	RAC_i [ล้านบาท]
1	2,316.71	11	1,359.58
2	2,681.66	12	1,359.58
3	3,145.41	13	1,408.71
4	3,331.04	14	1,408.71
5	3,331.04	15	1,989.55
6	3,576.23	16	2,104.95
7	3,605.79	17	2,156.85
8	3,605.79	18	2,291.14
9	3,676.28	19	2,291.14
10	3,676.28	20	2,291.14

1590155535 CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

และจากหัวข้อ 7.3.4 จะทำการพิจารณาอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าในอัตราเดียวตลอดช่วง 20 ปี ซึ่งจะได้ว่า Total Investment Cost (TIC) มีค่าเท่ากับ 35,932.19 ล้านบาท โดยจะแบ่ง TIC ที่แยกตามภูมิภาคจากค่าอัตราส่วนของเงินลงทุนจากตารางที่ 7.6 โดยจะได้ค่า TIC แยกตามภูมิภาคได้ดังต่อไปนี้

ภูมิภาค	Total Investment Cost [ล้านบาท]
เขตนครหลวง	0.00
เขตภาคกลาง	7,646.44
เขตภาคตะวันออกเฉียงเหนือ	15,383.43
เขตภาคใต้	5,052.27
เขตภาคเหนือ	7,850.04

ในลำดับต่อไปจะคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าแยกตามภูมิภาคจากข้อมูล TIC ที่แยกตามภูมิภาคจากตารางที่ 7.6 และ กำลังไฟฟ้าแบ่งแยกตามภูมิภาคจากตารางที่ 7.6 โดยจะได้ค่าอัตราค่าผ่านระบบไฟฟ้าแยกตามภูมิภาคดังค่าต่อไปนี้

ภูมิภาค	อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า [บาท/เมกะวัตต์-ปี]
เขตนครหลวง	0.00
เขตภาคกลาง	97,310.60
เขตภาคตะวันออกเฉียงเหนือ	260,585.50
เขตภาคใต้	137,559.41
เขตภาคเหนือ	160,459.43

เมื่อทราบอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าซึ่งแบ่งแยกตามภูมิภาคและแบ่งแยกตามระดับแรงดันแล้วในลำดับต่อไปจำแสดงการนำอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าไปเรียกเก็บเงินจากผู้ผลิตไฟฟ้า TPA และผู้ซื้อไฟฟ้า TPA

1590155535 CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

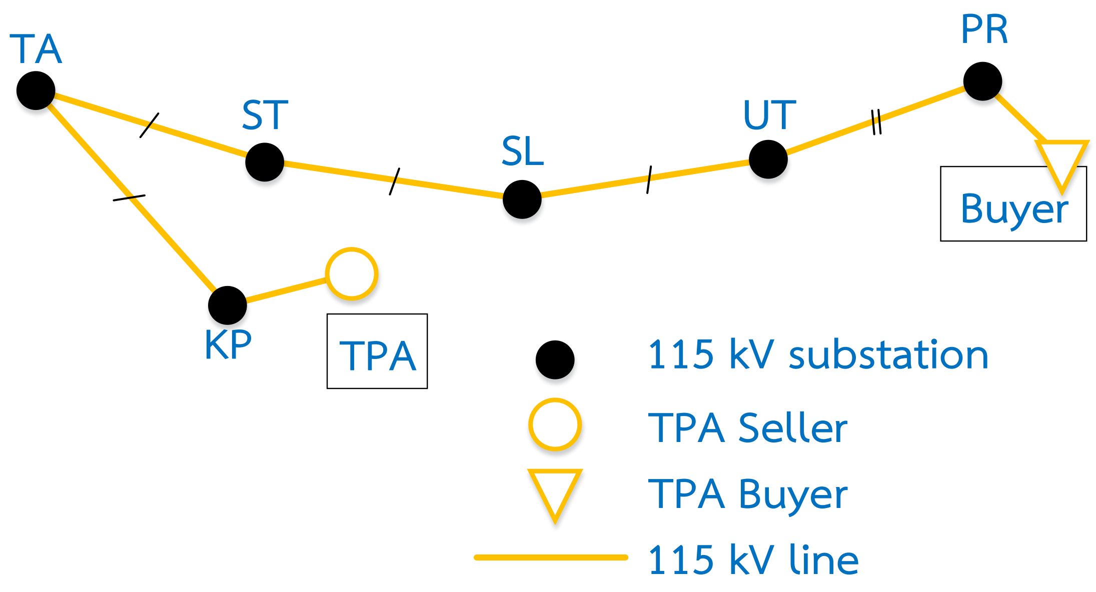
1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

8.1.2 ผลการคำนวณค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าแยกตาม Scenario

โดยในหัวข้อนี้นั้นจะแบ่งผลการคำนวณออกเป็น 3 ส่วนตาม Scenario ที่กำหนดไว้ในหัวข้อที่ 7.33 โดยจะได้มีผลการคำนวณดังต่อไปนี้

8.1.2.1 ผลการคำนวณของ Scenario ที่ 1

สำหรับ Scenario ที่ 1 จะมีการทำสัญญาซื้อขายในระบบโครงข่ายไฟฟ้าระดับแรงดัน 115 kV โดยจากแบบจำลองรูปที่ 7.4 เมื่อนำไปพิจารณาเทียบกับแผนภาพระบบโครงข่ายไฟฟ้าของประเทศไทยจะได้ดังรูปต่อไปนี้



รูปที่ 8.4 แผนที่ระบบไฟฟ้าสำหรับแบบจำลองการทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าข้ามเขตพื้นที่ สำหรับ Scenario ที่ 1

โดยตัวย่อแต่ละส่วนมีความหมายดังต่อไปนี้

KP	คือ	สถานีไฟฟ้ากำแพงเพชร
TA	คือ	สถานีไฟฟ้าตาก
ST	คือ	สถานีไฟฟ้าสุโขทัย
SL	คือ	สถานีไฟฟ้าสวรรคโลก
UT	คือ	สถานีไฟฟ้าอุตรดิตถ์
PR	คือ	สถานีไฟฟ้าแพร่

เมื่อพิจารณาจากรูปที่ 8.4 จะเห็นว่าผู้ผลิตไฟฟ้า TPA ได้มีการซื้อขายไฟฟ้าผ่านโครงข่ายระบบไฟฟ้าระดับแรงดัน 115 kV ที่อยู่ในเขตภาคเหนือดังนั้นจะส่งผลให้ผู้ผลิตไฟฟ้า TPA และ ผู้ซื้อไฟฟ้าจะต้องจ่ายอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า 1 อัตรา ซึ่งก็คืออัตราของระดับแรงดัน 115 kV โดยอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไปเนื่องจากผลของ TPA นั้นสามารถคำนวณได้จากสมการ (7.1) โดยจะได้ผลดังต่อไปนี้

ระดับแรงดัน	อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าเดิม [บาท/เมกะวัตต์-ปี]	อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าใหม่ [บาท/เมกะวัตต์-ปี]
115 kV	160,459.43	159,367.30

และจะส่งผลให้ค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่ ผู้ผลิตไฟฟ้า TPA และ ผู้ซื้อไฟฟ้า TPA ต้องจ่ายสำหรับ Scenario ที่ 1 มีค่าดังตารางต่อไปนี้

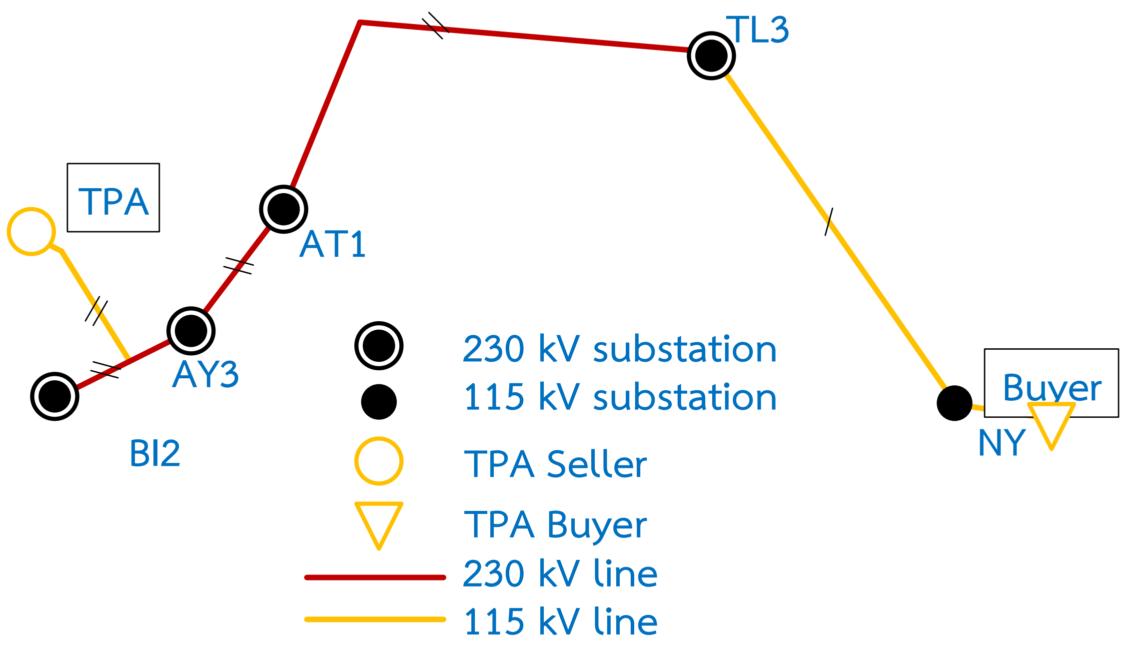
ตารางที่ 8.10 ค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่ผู้ผลิตไฟฟ้า TPA และ ผู้ซื้อไฟฟ้า TPA ต้องจ่ายสำหรับ Scenario ที่ 1

ปีที่	ค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่ต้องจ่าย [บาท]	ปีที่	ค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่ต้องจ่าย [บาท]
1	24,383,197.09	11	24,383,197.09
2	24,383,197.09	12	24,383,197.09
3	24,383,197.09	13	24,383,197.09
4	24,383,197.09	14	24,383,197.09
5	24,383,197.09	15	24,383,197.09
6	24,383,197.09	16	24,383,197.09
7	24,383,197.09	17	24,383,197.09
8	24,383,197.09	18	24,383,197.09
9	24,383,197.09	19	24,383,197.09
10	24,383,197.09	20	24,383,197.09

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

8.1.2.2 ผลการคำนวณของ Scenario ที่ 2

สำหรับ Scenario ที่ 2 จะมีการทำสัญญาซื้อขายผ่านระบบโครงข่ายไฟฟ้าระดับแรงดัน 230 kV โดยจากแบบจำลองรูปที่ 7.5 เมื่อนำไปพิจารณาเทียบกับแผนภาพระบบโครงข่ายไฟฟ้าของประเทศไทยจะได้ดังรูปต่อไปนี้



รูปที่ 8.5 แผนที่ระบบไฟฟ้าสำหรับแบบจำลองการทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าข้ามเขตพื้นที่ สำหรับ Scenario ที่ 2

โดยตัวย่อแต่ละส่วนมีความหมายดังต่อไปนี้

BI2	คือ	สถานีไฟฟ้าบางปะอิน 2
AY3	คือ	สถานีไฟฟ้าอยุธยา 3
AT1	คือ	สถานีไฟฟ้าอ่างทอง 1
TL3	คือ	สถานีไฟฟ้าท่าลาน 3
NY	คือ	สถานีไฟฟ้านครนายก

เมื่อพิจารณาจากรูปที่ 8.5 จะเห็นว่าผู้ผลิตไฟฟ้า TPA ได้มีการซื้อขายไฟฟ้าผ่านโครงข่ายระบบไฟฟ้าระดับแรงดัน 115 kV และ 230 kV ที่อยู่ในเขตภาคกลางดังนั้นจะส่งผลให้ผู้ผลิตไฟฟ้า TPA และ ผู้ซื้อไฟฟ้าจะต้องจ่ายอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า 2 อัตรา ซึ่งก็คืออัตราของระดับแรงดัน

1590155535 CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

115 kV และ อัตราของระดับแรงดัน 230 kV โดยอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไปเนื่องจากผลของ TPA นั้นสามารถคำนวณได้จากสมการ (7.1) โดยจะได้ผลดังต่อไปนี้

ระดับแรงดัน	อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าเดิม [บาท/เมกะวัตต์-ปี]	อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าใหม่ [บาท/เมกะวัตต์-ปี]
230 kV	120,860.11	120,656.28
115 kV	97,310.60	96,648.27

และจะส่งผลให้ค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่ ผู้ผลิตไฟฟ้า TPA และ ผู้ซื้อไฟฟ้า TPA ต้องจ่ายสำหรับ Scenario ที่ 2 มีค่าดังตารางต่อไปนี้

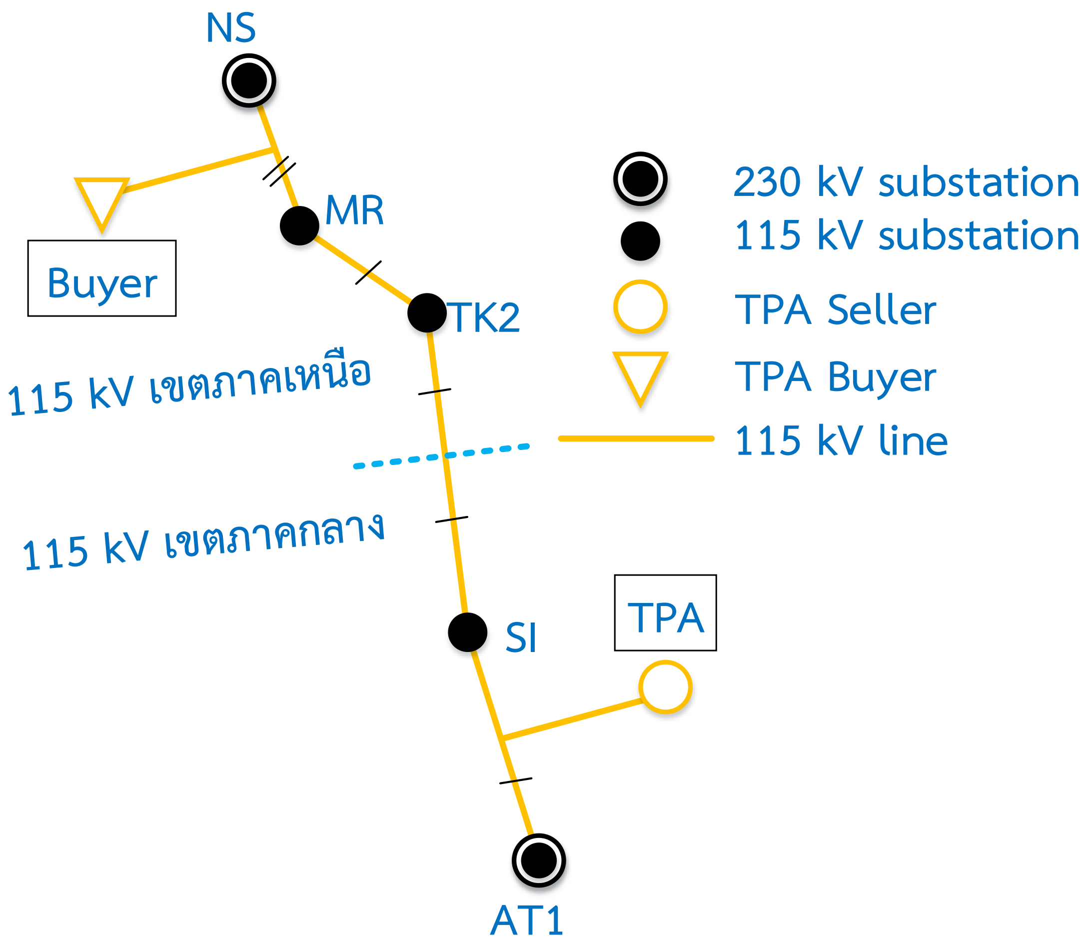
ตารางที่ 8.11 ค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่ผู้ผลิตไฟฟ้า TPA และ ผู้ซื้อไฟฟ้า TPA ต้องจ่ายสำหรับ Scenario ที่ 2

ปีที่	ค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่ต้องจ่าย [บาท/เมกะวัตต์]	ปีที่	ค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่ต้องจ่าย [บาท/เมกะวัตต์]
1	33,247,596.08	11	33,247,596.08
2	33,247,596.08	12	33,247,596.08
3	33,247,596.08	13	33,247,596.08
4	33,247,596.08	14	33,247,596.08
5	33,247,596.08	15	33,247,596.08
6	33,247,596.08	16	33,247,596.08
7	33,247,596.08	17	33,247,596.08
8	33,247,596.08	18	33,247,596.08
9	33,247,596.08	19	33,247,596.08
10	33,247,596.08	20	33,247,596.08

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

8.1.2.1 ผลการคำนวณของ Scenario ที่ 3

สำหรับ Scenario ที่ 3 จะมีการทำสัญญาซื้อขายในระบบโครงข่ายไฟฟ้าระดับแรงดัน 115 kV โดยจากแบบจำลองรูปที่ 7.6 เมื่อนำไปพิจารณาเทียบกับแผนภาพระบบโครงข่ายไฟฟ้าของประเทศไทยจะได้ดังรูปต่อไปนี้



รูปที่ 8.6 แผนที่ระบบไฟฟ้าสำหรับแบบจำลองการทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าข้ามเขตพื้นที่ สำหรับ Scenario ที่ 3

โดยตัวย่อแต่ละส่วนมีความหมายดังต่อไปนี้

AT1	คือ	สถานีไฟฟ้าอ่างทอง 1
SI	คือ	สถานีไฟฟ้าสิงห์บุรี
TK2	คือ	สถานีไฟฟ้าตาคลี 2
MR	คือ	สถานีไฟฟ้ามโนรมย์
NS	คือ	สถานีไฟฟ้านครสวรรค์

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

เมื่อพิจารณาจากรูปที่ 8.6 จะเห็นว่าผู้ผลิตไฟฟ้า TPA ได้มีการซื้อขายไฟฟ้าผ่านโครงข่ายระบบไฟฟ้าระดับแรงดัน 115 kV ที่อยู่ในเขตภาคกลางและยังมีการข้ามเขตพื้นที่เขตภาคเหนืออีกด้วยดังนั้นจะส่งผลให้ผู้ผลิตไฟฟ้า TPA และ ผู้ซื้อไฟฟ้าจะต้องจ่ายอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า 2 อัตรา ซึ่งก็คืออัตราของระดับแรงดัน 115 kV ของเขตภาคกลาง และ อัตราของระดับแรงดัน 115 kV ของเขตภาคเหนือ โดยอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไปเนื่องจากผลของ TPA นั้นสามารถคำนวณได้จากสมการ (7.1) โดยจะได้ผลดังต่อไปนี้

ระดับแรงดัน	อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าเดิม [บาท/เมกะวัตต์-ปี]	อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าใหม่ [บาท/เมกะวัตต์-ปี]
	ภาคกลาง	
115 kV	97,310.60	96,648.27
	ภาคเหนือ	
115 kV	160,459.43	159,367.30

และจะส่งผลให้ค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่ ผู้ผลิตไฟฟ้า TPA และ ผู้ซื้อไฟฟ้า TPA ต้องจ่ายสำหรับ Scenario ที่ 3 มีค่าดังตารางต่อไปนี้

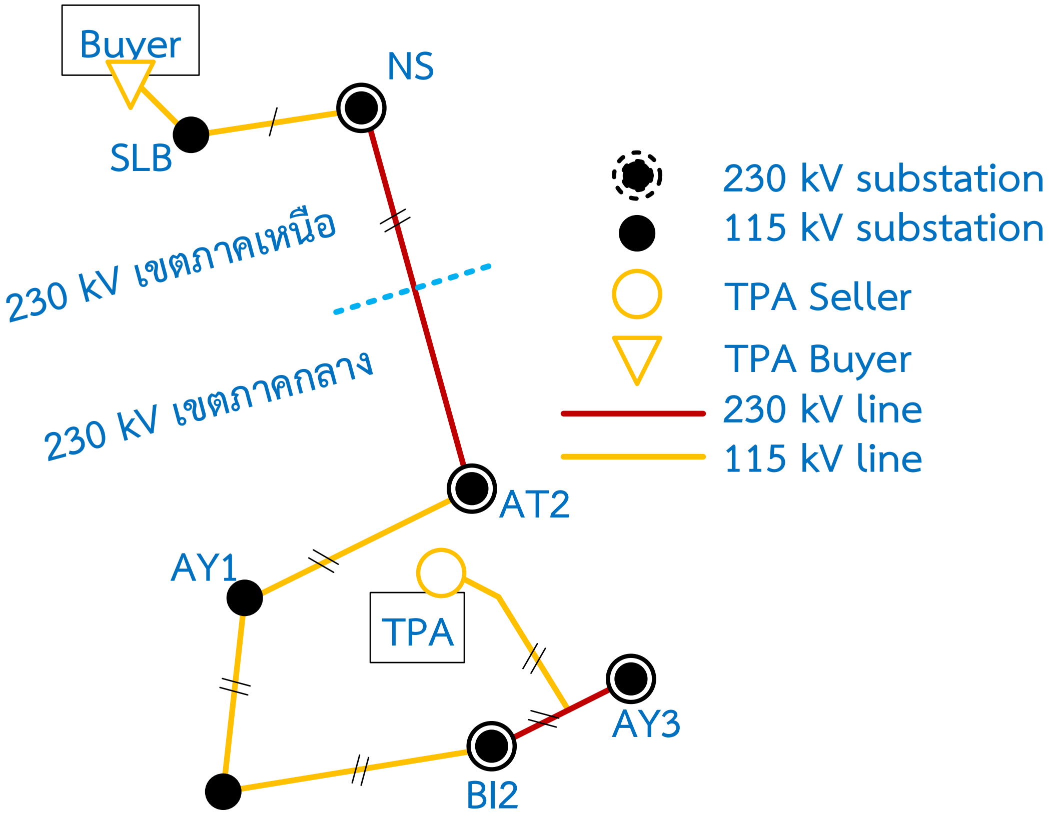
ตารางที่ 8.12 ค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่ผู้ผลิตไฟฟ้า TPA และ ผู้ซื้อไฟฟ้า TPA ต้องจ่ายสำหรับ Scenario ที่ 3

ปีที่	ค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่ต้องจ่าย [บาท]	ปีที่	ค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่ต้องจ่าย [บาท]
1	39,170,383.02	11	39,170,383.02
2	39,170,383.02	12	39,170,383.02
3	39,170,383.02	13	39,170,383.02
4	39,170,383.02	14	39,170,383.02
5	39,170,383.02	15	39,170,383.02
6	39,170,383.02	16	39,170,383.02
7	39,170,383.02	17	39,170,383.02
8	39,170,383.02	18	39,170,383.02
9	39,170,383.02	19	39,170,383.02
10	39,170,383.02	20	39,170,383.02

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

8.1.2.2 ผลการคำนวณของ Scenario ที่ 4

สำหรับ Scenario ที่ 4 จะมีการทำสัญญาซื้อขายผ่านระบบโครงข่ายไฟฟ้าระดับแรงดัน 230 kV ซึ่งมีการทำสัญญาซื้อขายข้ามเขตภูมิภาคโดยจากแบบจำลองรูปที่ 7.7 เมื่อนำไปพิจารณาเทียบกับแผนภาพระบบโครงข่ายไฟฟ้าของประเทศไทยจะได้ดังรูปต่อไปนี้



รูปที่ 8.7 แผนที่ระบบไฟฟ้าสำหรับแบบจำลองการทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าข้ามเขตพื้นที่สำหรับ Scenario ที่ 4

โดยตัวย่อแต่ละส่วนมีความหมายดังต่อไปนี้

BI2	คือ	สถานีไฟฟ้าบางปะอิน 2
AY1	คือ	สถานีไฟฟ้าอยุธยา 1
AY3	คือ	สถานีไฟฟ้าอยุธยา 3
AT2	คือ	สถานีไฟฟ้าอ่างทอง 2
SN	คือ	สถานีไฟฟ้านครสวรรค์
SLB	คือ	สถานีไฟฟ้าสลกบาตร

1590155535 CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

เมื่อพิจารณาจากรูปที่ 8.7 จะเห็นว่าผู้ผลิตไฟฟ้า TPA ได้มีการซื้อขายไฟฟ้าผ่านโครงข่ายระบบไฟฟ้าระดับแรงดัน 115 kV และ 230 kV ที่อยู่ในเขตภาคกลางและยังมีการข้ามเขตพื้นที่เขตภาคเหนืออีกด้วยดังนั้นจะส่งผลให้ผู้ผลิตไฟฟ้า TPA และ ผู้ซื้อไฟฟ้าจะต้องจ่ายอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า 4 อัตรา ซึ่งก็คืออัตราของระดับแรงดัน 115 kV อัตราของระดับแรงดัน 230 kV ของเขตภาคกลาง และ อัตราของระดับแรงดัน 115 kV อัตราของระดับแรงดัน 230 kV ของเขตภาคเหนือ โดยอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไปเนื่องจากผลของ TPA นั้นสามารถคำนวณได้จากสมการ (7.1) โดยจะได้ผลดังต่อไปนี้

ระดับแรงดัน	อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าเดิม [บาท/เมกะวัตต์-ปี]	อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าใหม่ [บาท/เมกะวัตต์-ปี]
	ภาคกลาง	
230 kV	120,860.11	120,656.28
115 kV	97,310.60	96,648.27
	ภาคเหนือ	
230 kV	307,928.59	307,409.25
115 kV	160,459.43	159,367.30

และจะส่งผลให้ค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่ ผู้ผลิตไฟฟ้า TPA และ ผู้ซื้อไฟฟ้าต้องจ่ายสำหรับ Scenario ที่ 4 มีค่าดังตารางต่อไปนี้

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

ตารางที่ 8.13 ค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่ผู้ผลิตไฟฟ้า TPA และ ผู้ซื้อไฟฟ้า TPA ต้องจ่ายสำหรับ Scenario ที่ 4

ปีที่	ค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่ต้องจ่าย [บาท/เมกะวัตต์]	ปีที่	ค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่ต้องจ่าย [บาท/เมกะวัตต์]
1	104,664,407.85	11	104,664,407.85
2	104,664,407.85	12	104,664,407.85
3	104,664,407.85	13	104,664,407.85
4	104,664,407.85	14	104,664,407.85
5	104,664,407.85	15	104,664,407.85
6	104,664,407.85	16	104,664,407.85
7	104,664,407.85	17	104,664,407.85
8	104,664,407.85	18	104,664,407.85
9	104,664,407.85	19	104,664,407.85
10	104,664,407.85	20	104,664,407.85

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

8.2 การวิเคราะห์ผลการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าสำหรับสัญญาซื้อขายไฟฟ้าข้ามเขตพื้นที่

หลังจากที่ได้คำนวณค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากสำหรับแต่ละ Scenario แล้วซึ่งจะได้ค่าตามตารางดังต่อไปนี้

ตารางที่ 8.14 ผลรวมของค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่ผู้ผลิตไฟฟ้า TPA และ ผู้ซื้อไฟฟ้า TPA ต้องจ่ายในแต่ละ Scenario

ผลรวมของค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า [บาท]			
Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3	Scenario 4
487,663,941.78	664,951,921.53	783,407,660.50	2,093,288,157.08

โดยจากตารางที่ 8.15 จะสามารถจะสามารถแบ่งกรณีวิเคราะห์ได้เป็น 3 กรณีดังต่อไปนี้

1. กรณีเปรียบเทียบค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไปจากผลของการทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าข้ามระดับแรงดัน (เปรียบเทียบ Scenario 1 กับ Scenario 2)

2. กรณีเปรียบเทียบค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไปจากผลของการทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าข้ามเขตภูมิภาค (เปรียบเทียบ Scenario 1 กับ Scenario 3)

3. กรณีเปรียบเทียบค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไปจากผลของการทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าข้ามระดับแรงดันและข้ามเขตภูมิภาค (เปรียบเทียบ Scenario 1 กับ Scenario 4)

ซึ่งผลของการเปรียบเทียบนั้นจะเป็นไปดังตารางต่อไปนี้

ตารางที่ 8.15 กรณีเปรียบเทียบค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไปเนื่องผลของการทำสัญญาในรูปแบบต่างๆ

รูปแบบการทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้า	% การเปลี่ยนแปลง
มีการทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าข้ามระดับแรงดัน	36.35%
มีการทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าข้ามเขตภูมิภาค	60.64%
มีการทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าข้ามระดับแรงดันและข้ามเขตภูมิภาค	329.25%

จากตารางจะสามารถสรุปผลได้ดังต่อไปนี้

ผลกระทบของการทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าข้ามระดับแรงดันและการทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าข้ามจะส่งผลให้ค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่ผู้ผลิตไฟฟ้า TPA และผู้ใช้ไฟฟ้า TPA ต้องจ่ายให้กับเจ้าของกิจการระบบโครงข่ายไฟฟ้านั้น สูงขึ้น โดยผลของการทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าข้ามระดับแรงดันจะส่งผลให้ค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าสูงขึ้น 36.35%, การทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าข้ามเขตภูมิภาคจะส่งผลให้ค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าสูงขึ้น 60.64% และเมื่อพิจารณาทั้ง 2 รูปแบบพร้อมกันจะส่งผลให้ค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าสูงขึ้นถึง 329.25%

เนื่องจากในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะแสดงผลในกรณีที่มี ผู้ผลิตไฟฟ้า TPA เพียง 1 รายจึงจะส่งผลให้อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้ามีอัตราสูง แต่เมื่อพิจารณาสมการ (7.1) จะพบว่าเมื่อมีผู้ผลิตไฟฟ้า TPA เชื่อมต่อเข้ามาสู่ระบบมากขึ้นจะส่งผลให้อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้ามีค่าต่ำลงโดยอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไปนั้นจะส่งผลต่อคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้าในทำนองเดียวกับการทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าภายในเขตพื้นที่เดียวกัน ที่คำนวณมาจากวิธี Postage Stamp ดังตารางที่ 6.44

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

8.3 ผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหว (Sensitivity Analysis)

โดยในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะพิจารณาถึงความเปลี่ยนแปลงของอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าและค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่จะต้องจ่ายเนื่องจากผลของ ต้นทุนค่าเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก (WACC) ซึ่งในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้กำหนดค่า WACC ไว้เท่ากับ ร้อยละ 4.73

โดยจะแบ่งกรณีวิเคราะห์ออกเป็น 2 กรณีดังต่อไปนี้

1. วิเคราะห์ความอ่อนไหวของอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าตามระดับแรงดันและภูมิภาค
2. วิเคราะห์ความอ่อนไหวของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของแต่ละ Scenario

8.3.1 วิเคราะห์ความอ่อนไหวของอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าตามระดับแรงดันและภูมิภาค

สำหรับกรณีนี้จะทำการเปรียบเทียบ ผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากการคำนวณด้วยวิธี Postage Stamp โดยจะพิจารณาอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าแยกตามระดับแรงดัน และแยกตามภูมิภาค โดยผลของการวิเคราะห์จะแสดงไว้ดังตารางต่อไปนี้

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

ตารางที่ 8.16 ผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่ระดับแรงดัน 500 kV แยกตามภูมิภาค

ระดับแรงดัน 500 kV										
	อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าแยกตามภูมิภาค [ล้านบาท/MW]									
การเปลี่ยนแปลงของ ต้นทุนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก	นครหลวง	% การเปลี่ยนแปลง	ภาคกลาง	% การเปลี่ยนแปลง	ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ	% การเปลี่ยนแปลง	ภาคใต้	% การเปลี่ยนแปลง	ภาคเหนือ	% การเปลี่ยนแปลง
-20.00%	36,702.99	3.6014%	175,866.86	3.6014%	132,450.57	3.6014%	0.00	0.00	388,844.85	3.6014%
-15.00%	36,373.24	2.6706%	174,286.80	2.6706%	131,260.59	2.6706%	0.00	0.00	385,351.33	2.6706%
-10.00%	36,050.83	1.7605%	172,741.95	1.7605%	130,097.11	1.7605%	0.00	0.00	381,935.63	1.7605%
-5.00%	35,735.54	0.8705%	171,231.18	0.8705%	128,959.31	0.8705%	0.00	0.00	378,595.29	0.8705%
0.00%	35,427.13	0.0000%	169,753.44	0.0000%	127,846.37	0.0000%	0.00	0.00	375,327.97	0.0000%
5.00%	35,125.41	-0.8517%	168,307.70	-0.8517%	126,757.54	-0.8517%	0.00	0.00	372,131.42	-0.8517%
10.00%	34,830.17	-1.6851%	166,892.99	-1.6851%	125,692.09	-1.6851%	0.00	0.00	369,003.48	-1.6851%
15.00%	34,541.20	-2.5007%	165,508.39	-2.5007%	124,649.30	-2.5007%	0.00	0.00	365,942.10	-2.5007%
20.00%	34,258.34	-3.2992%	164,153.00	-3.2992%	123,628.51	-3.2992%	0.00	0.00	362,945.29	-3.2992%

CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

ตารางที่ 8.17 ผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่ระดับแรงดัน 230 kV แยกตามภูมิภาค

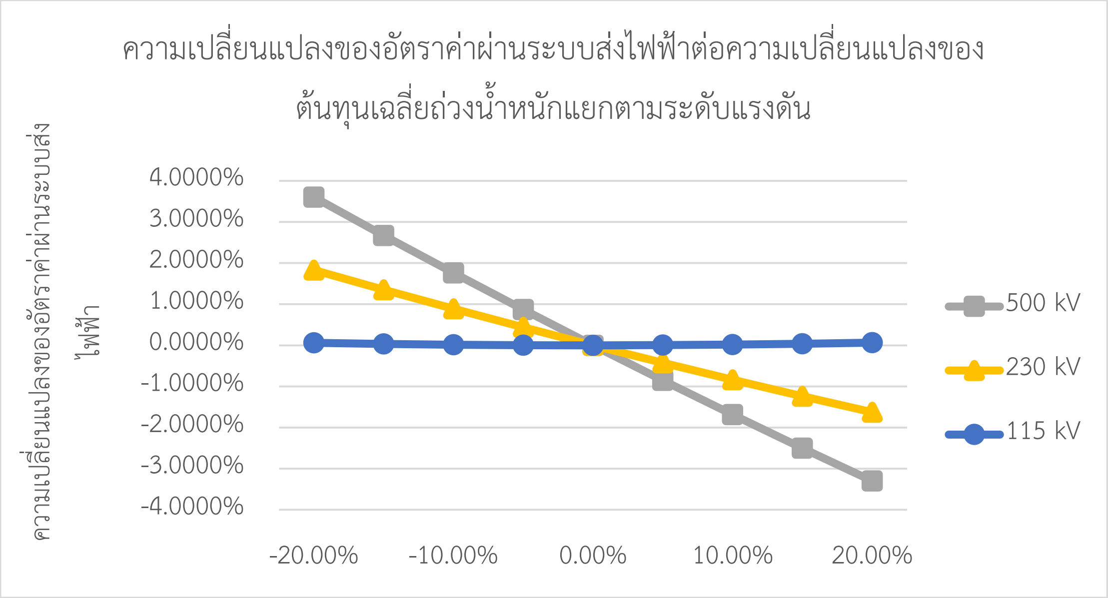
ระดับแรงดัน 230 kV										
	อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าแยกตามภูมิภาค [ล้านบาท/MW]									
การเปลี่ยนแปลงของ ต้นทุนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก	นครหลวง	% การเปลี่ยนแปลง	ภาคกลาง	% การเปลี่ยนแปลง	ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ	% การเปลี่ยนแปลง	ภาคใต้	% การเปลี่ยนแปลง	ภาคเหนือ	% การเปลี่ยนแปลง
-20.00%	25,162.03	1.8282%	123,069.66	1.8282%	198,244.69	1.8282%	281,663.71	1.8282%	313,558.09	1.8282%
-15.00%	25,044.02	1.3506%	122,492.48	1.3506%	197,314.95	1.3506%	280,342.75	1.3506%	312,087.55	1.3506%
-10.00%	24,929.47	0.8871%	121,932.22	0.8871%	196,412.47	0.8871%	279,060.51	0.8871%	310,660.11	0.8871%
-5.00%	24,818.27	0.4370%	121,388.29	0.4370%	195,536.28	0.4370%	277,815.63	0.4370%	309,274.27	0.4370%
0.00%	24,710.28	0.0000%	120,860.11	0.0000%	194,685.48	0.0000%	276,606.83	0.0000%	307,928.59	0.0000%
5.00%	24,605.40	-0.4244%	120,347.16	-0.4244%	193,859.20	-0.4244%	275,432.85	-0.4244%	306,621.67	-0.4244%
10.00%	24,503.53	-0.8367%	119,848.90	-0.8367%	193,056.59	-0.8367%	274,292.51	-0.8367%	305,352.21	-0.8367%
15.00%	24,404.57	-1.2372%	119,364.84	-1.2372%	192,276.85	-1.2372%	273,184.67	-1.2372%	304,118.92	-1.2372%
20.00%	24,308.40	-1.6263%	118,894.51	-1.6263%	191,519.22	-1.6263%	272,108.24	-1.6263%	302,920.60	-1.6263%

CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

ตารางที่ 8.18 ผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่ระดับแรงดัน 115 kV แยกตามภูมิภาค

ระดับแรงดัน 115 kV										
	อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าแยกตามภูมิภาค [ล้านบาท/MW]									
การเปลี่ยนแปลงของ ต้นทุนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก	นครหลวง	% การเปลี่ยนแปลง	ภาคกลาง	% การเปลี่ยนแปลง	ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ	% การเปลี่ยนแปลง	ภาคใต้	% การเปลี่ยนแปลง	ภาคเหนือ	% การเปลี่ยนแปลง
-20.00%	0.00	0.00	97,371.42	0.0625%	260,748.37	0.0625%	137,645.38	0.0625%	160,559.72	0.0625%
-15.00%	0.00	0.00	97,343.25	0.0336%	260,672.95	0.0336%	137,605.57	0.0336%	160,513.28	0.0336%
-10.00%	0.00	0.00	97,323.98	0.0138%	260,621.34	0.0138%	137,578.33	0.0138%	160,481.50	0.0138%
-5.00%	0.00	0.00	97,313.22	0.0027%	260,592.52	0.0027%	137,563.11	0.0027%	160,463.76	0.0027%
0.00%	0.00	0.00	97,310.60	0.0000%	260,585.50	0.0000%	137,559.41	0.0000%	160,459.43	0.0000%
5.00%	0.00	0.00	97,315.77	0.0053%	260,599.35	0.0053%	137,566.71	0.0053%	160,467.96	0.0053%
10.00%	0.00	0.00	97,328.39	0.0183%	260,633.14	0.0183%	137,584.55	0.0183%	160,488.77	0.0183%
15.00%	0.00	0.00	97,348.13	0.0386%	260,686.00	0.0386%	137,612.46	0.0386%	160,521.32	0.0386%
20.00%	0.00	0.00	97,374.68	0.0658%	260,757.10	0.0658%	137,649.99	0.0658%	160,565.10	0.0658%

และจะแสดงผลของการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าแยกตามระดับแรงดันเป็นดังรูปต่อไปนี้



รูปที่ 8.8 ผลของการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าสำหรับสัญญาซื้อขายไฟฟ้าข้ามเขตพื้นที่แบ่งแยกตามระดับแรงดัน

จากผลการวิเคราะห์ค่าความอ่อนไหวเมื่อพิจารณาผลกระทบของการเปลี่ยนแปลงของต้นทุนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก (WACC) ต่อการเปลี่ยนแปลงของอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่แบ่งแยกตามระดับแรงดันและแบ่งแยกตามภูมิภาคจะพบว่าการเปลี่ยนแปลงของต้นทุนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักจะทำให้ต้นทุนที่ใช้ในการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าเปลี่ยนแปลงไปโดยผลของการเปลี่ยนแปลงของอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าในแต่ละภูมิภาคจะมีค่าเท่ากันเมื่อพิจารณาในระดับแรงดันเดียวกัน แต่เมื่อพิจารณาตามระดับแรงดันจะพบว่า อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้านั้นแปรผกผันกับค่าต้นทุนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

8.3.2 วิเคราะห์ความอ่อนไหวของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของแต่ละ Scenario

สำหรับกรณีนี้จะทำการเปรียบเทียบ ผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของผลรวมของค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากการคำนวณด้วยวิธี Postage Stamp โดยจะพิจารณาผลรวมของอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าแยกตาม Scenario ตามหัวข้อ 7.3.3 โดยผลของการวิเคราะห์จะแสดงไว้ดังตารางต่อไปนี้

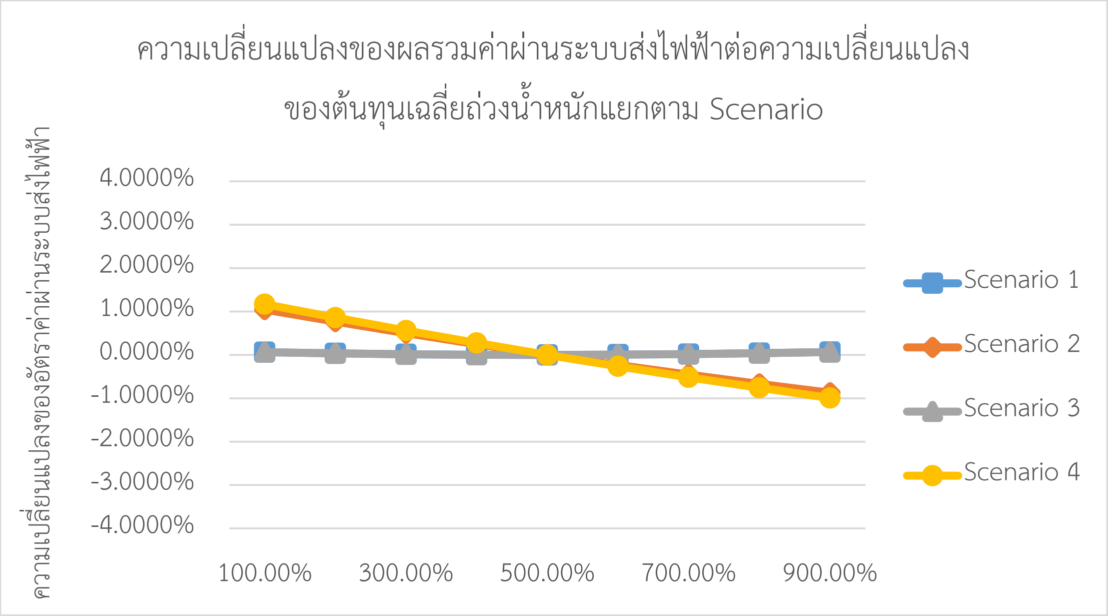
1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

ตารางที่ 8.19 ผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของผลรวมของค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าในแต่ละ Scenario

	ผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าแยกตาม Scenario [บาท]							
การเปลี่ยนแปลงของ ต้นทุนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก	Scenario 1	% การเปลี่ยนแปลง	Scenario 2	% การเปลี่ยนแปลง	Scenario 3	% การเปลี่ยนแปลง	Scenario 4	% การเปลี่ยนแปลง
-20.00%	487,968,738.38	0.0625%	671,886,574.45	1.0429%	783,897,300.95	0.0625%	2,117,724,836.60	1.1674%
-15.00%	487,827,595.27	0.0336%	670,037,788.99	0.7648%	783,670,561.62	0.0336%	2,111,242,637.11	0.8577%
-10.00%	487,731,010.68	0.0138%	668,267,709.06	0.4987%	783,515,403.31	0.0138%	2,105,015,380.19	0.5602%
-5.00%	487,677,072.77	0.0027%	666,573,368.64	0.2438%	783,428,754.77	0.0027%	2,099,033,585.12	0.2745%
0.00%	487,663,941.78	0.0000%	664,951,921.53	0.0000%	783,407,660.50	0.0000%	2,093,288,157.08	0.0000%
5.00%	487,689,847.29	0.0053%	663,400,636.28	-0.2333%	783,449,276.40	0.0053%	2,087,770,370.39	-0.2636%
10.00%	487,753,085.62	0.0183%	661,916,891.18	-0.4564%	783,550,865.61	0.0183%	2,082,471,852.54	-0.5167%
15.00%	487,852,017.37	0.0386%	660,498,169.71	-0.6698%	783,709,794.49	0.0386%	2,077,384,568.98	-0.7597%
20.00%	487,985,064.98	0.0658%	659,142,055.99	-0.8737%	783,923,528.82	0.0658%	2,072,500,808.59	-0.9930%

และจะแสดงผลของการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าแยกตาม Scenario เป็นดังรูปต่อไปนี้



รูปที่ 8.9 ผลของการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของผลรวมของค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าสำหรับสัญญาซื้อขายไฟฟ้าข้ามเขตพื้นที่แยกตาม Scenario

จากผลการวิเคราะห์ค่าความอ่อนไหวเมื่อพิจารณาผลกระทบของการเปลี่ยนแปลงของต้นทุนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก (WACC) ต่อการเปลี่ยนแปลงของผลรวมของค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่แต่ละคู่สัญญาจะต้องจ่ายจากทั้ง 4 Scenario จะพบว่า ผลกระทบของการเปลี่ยนแปลงของ WACC จะส่งผลต่อผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่แต่ละคู่สัญญาจะต้องจ่าย ในทำนองเดียวกับที่ส่งผลต่ออัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าในหัวข้อ 8.3.1 กล่าวคือ ผลรวมค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้านั้นจะแปรผกผันกับค่าต้นทุนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

บทที่ 9
สรุป และ ข้อเสนอแนะ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้มีวัตถุประสงค์ในการนำเสนอวิธีคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าสำหรับสัญญาซื้อขายไฟฟ้าภายในเขตพื้นที่เดียวกันและสัญญาซื้อขายไฟฟ้าข้ามเขตพื้นที่

โดยในส่วนของอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าสำหรับสัญญาซื้อขายไฟฟ้าภายในเขตพื้นที่เดียวกันนั้นจะนำเสนอผ่านค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่ต้องจ่ายให้แก่ผู้ให้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าใน 3 มุมมอง ได้แก่ มุมมองของคู่สัญญาใหม่ที่เพิ่มเข้ามาสู่ระบบ มุมมองของคู่สัญญาที่มีอยู่เดิมในระบบ และมุมมองของผู้ใช้ไฟฟ้าที่อยู่ในระบบด้วย เพื่อให้เกิดผลประโยชน์และความเป็นธรรมต่อทุกฝ่าย ซึ่งหลังจากที่ได้คำนวณแล้วสามารถสรุปผลวิเคราะห์ได้ดังต่อไปนี้

1) ตำแหน่งของคู่สัญญาใหม่ที่เข้ามาเชื่อมต่อสู่ระบบเดิมนั้นมีผลกระทบต่ออัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของระบบ โดยที่ผลของการเข้ามาเชื่อมต่อนั้นจะส่งผลต่ออัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้านั้นจะส่งผลใน 2 รูปแบบคือ
    1.1) ถ้าคู่สัญญาที่เข้ามาเชื่อมต่อสู่ระบบในตำแหน่งที่ทำให้ค่าพิกัดการรับโหลดของสายส่งไฟฟ้า (Line Loading) เพิ่มขึ้นจะส่งผลให้เกิดการลงทุนสร้างสายส่งไฟฟ้าเพิ่มเติม ซึ่งจะทำให้อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าเพิ่มขึ้นด้วย
    1.2) ถ้าคู่สัญญาที่เข้ามาเชื่อมต่อสู่ระบบในตำแหน่งที่ทำให้ค่าพิกัดการรับโหลดของสายส่งไฟฟ้า (Line Loading) ลดลงจะส่งผลทำให้จะส่งผลให้มีการชะลอการลงทุนสร้างสายส่งไฟฟ้าเพิ่มขึ้น อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าลดลงด้วย
2) วิธีการที่ใช้คำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้ามีผลต่อค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่คู่สัญญาในระบบจะต้องจ่าย โดยจะสามารถสรุปได้ดังตารางที่ 6.44

และในส่วนของอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าสำหรับสัญญาซื้อขายไฟฟ้าข้ามเขตพื้นที่นั้นจะนำเสนอผ่านอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าแบ่งแยกตามระดับแรงดัน และแบ่งแยกตามภูมิภาค โดยจะมีค่าดังตารางที่ 8.13 ละสามารถสรุปผลการวิเคราะห์ได้ดังต่อไปนี้

1) อัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าในแต่ละภูมิภาคจะมีค่าแตกต่างกันซึ่งเป็นผลมาจากความแตกต่างของโครงข่ายระบบส่งไฟฟ้าในแต่ละภูมิภาคนั้น รวมไปถึงความแตกต่างของปริมาณการใช้ไฟฟ้าในแต่ละภูมิภาค
2) การทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าข้ามระดับแรงดันจะส่งผลให้ค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้ามีค่าสูงขึ้นและในทำนองเดียวกันการทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าที่มีข้ามเขตภูมิภาคจะส่งผลให้ค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้ามีค่าสูงขึ้นเช่นกัน

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

โดยในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้นำเสนอวิธีการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าผ่านวิธีคำนวณ 2 วิธีคือ วิธี Postage Stamp และวิธี Power Flow Based MW-Mile โดยจากผลการวิเคราะห์จะพบว่าวิธีในการคำนวณทั้ง 2 วิธีมีผลดีและผลเสียต่อคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้าแตกต่างกันไป

โดยในบริบทของการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของประเทศไทยนั้นอาจจะต้องใช้วิธีคำนวณทั้ง 2วิธีร่วมกันเพื่อพิจารณาหาอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่ยุติธรรมสำหรับคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้าทุกฝ่าย

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

ข้อเสนอแนะสำหรับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้สามารถสรุปได้ดังนี้

1) วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ยังไม่ได้มีการพิจารณาถึงกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดขึ้นในระบบ ซึ่งกำลังไฟฟ้าสูญเสียนั้นอาจจะส่งผลให้ค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของแต่ละคู่สัญญาเปลี่ยนแปลงไป จึงควรมีการพิจารณาปัจจัยดังกล่าวร่วมด้วย
2) ข้อมูลที่ใช้ในการสร้างแบบจำลองสำหรับการวิเคราะห์ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นข้อมูลที่ได้จากการพยากรณ์ (Forecast) รวมไปถึงข้อมูลในอดีต ซึ่งอาจมีความคลาดเคลื่อนจากความเป็นจริง ดังนั้นการนำข้อมูลที่มีความครบถ้วนและใกล้เคียงกับความเป็นจริงมาประกอบการวิเคราะห์ จะทำให้มีความแม่นยำในการวิเคราะห์มากขึ้น
3) การคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าสำหรับสัญญาซื้อขายไฟฟ้าข้ามเขตพื้นที่ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะคำนวณอยู่บนพื้นฐานวิธี Postage Stamp เนื่องจากข้อจำกัดทางด้านข้อมูล อย่างไรก็ตามควรที่จะคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าด้วยวิธี Power Flow Based MW-Mile อีกวิธีหนึ่งเผื่อเปรียบเทียบผลของการคำนวณ
4) จากผลการวิเคราะห์ เมื่อมีการพิจารณาถึงคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้าที่จะเข้ามาเชื่อมต่อเข้าสู่ระบบ ควรจะตั้งขอบเขตกำลังไฟฟ้าของคู่สัญญารายใหม่ที่จะเชื่อมต่อเข้ามาสู่ระบบเพื่อที่การเข้ามาเชื่อมต่อของคู่สัญญารายใหม่จะไม่ส่งผลกระทบต่อคู่สัญญารายเดิมในระบบ

บรรณานุกรม

[1] H. M. Merrill and B. W. Erickson, "Wheeling rates based on marginal-cost theory," *IEEE Transactions on Power Systems,* vol. 4, no. 4, pp. 1445-1451, 1989.

[2] B. S. Dehboneh and J. Nikoukar, "A New Method for Transmission Cost Allocation in the Deregulated Power Systems," in *2012 Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference*, 2012, pp. 1-4: IEEE.

[3] Z. Yang, H. Zhong, Q. Xia, C. Kang, T. Chen, and Y. Li, "A structural transmission cost allocation scheme based on capacity usage identification," *IEEE Transactions on Power Systems,* vol. 31, no. 4, pp. 2876-2884, 2016.

[4] Y.-M. Park, J.-B. Park, J.-U. Lim, and J.-R. Won, "An analytical approach for transaction costs allocation in transmission system," *IEEE Transactions on Power Systems,* vol. 13, no. 4, pp. 1407-1412, 1998.

[5] N. Garg and D. Palwalia, "Deregulation of transmission pricing: MW-Mile method," in *2016 IEEE 7th Power India International Conference (PIICON)*, 2016, pp. 1-5: IEEE.

[6] 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: IEEE.

[7] การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, "อัตราค่าไฟฟ้าจำแนกตามกิจการไฟฟ้า," 2558.

[8] ภ. สิรสุนทร, "การกากับดูแลอัตราค่าไฟฟ้าของประเทศไทย:บทวิเคราะห์และทางเลือก," *วารสารเศรษฐศาสตร์ธรรมศาสตร์,* vol. ปีที่ 24 ฉบับที่ 3, 2549.

[9] คณะกรรมการการกับกิจการพลังงาน, "การรับฟังความคิดเห็นเรื่อง การปรับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า ปี 2558," สิงหาคม 2558.

[10] สถาบันวิจัยและให้คำปรึกษาแห่งมหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์, "โครงการพิจารณาแผนการลงทุน ต้นทุนค่าใช้จ่าย และแนวทางเพิ่มประสิทธิภาพในการกาหนดอัตราค่าบริการกิจการไฟฟ้าให้เกิดความเป็นธรรม (ระยะที่ 2)," 2557.

[11] การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, "รายงานสรุปผลการศึกษาค่าผ่านสายส่งไฟฟ้า," 2545.

[12] I. Levett & Associates, "Distribution Wheeling For Small Power Producers Within Industrial Estates Final Report," 1997.

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

[13] W. G. Sullivan, E. M. Wicks, and J. T. Luxhoj, *Engineering economy*. Prentice Hall Upper Saddle River, NJ, 2003.

[14] H. Happ, "Cost of wheeling methodologies," *IEEE Transactions on Power systems,* vol. 9, no. 1, pp. 147-156, 1994.

[15] H. Hamada, H. Tanaka, 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: IEEE.

[16] ส. ลาภวิสุทธิสาโรจน์, "การคำนวณค่าผ่านสายส่งโดยพิจารณาการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไปจากคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้า," 2560.

[17] สถาบันวิจัยพลังงาน, "โครงการเพิ่มความน่าเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าระยะที่ 3," 2552.

[18] การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, "แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2561 – 2580 (PDP2018)," 2018.

[19] ก. การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, "หลักเกณฑ์การวางแผนระบบไฟฟ้า ปี 2560 (Power System Planning Criteria : PSPC)," 2560.

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17

ประวัติผู้เขียน

ชื่อ-สกุล	นายธนภูมิ วงศ์คม
วัน เดือน ปี เกิด	5 ตุลาคม 2537
สถานที่เกิด	โรงพยาบาลกรุงธนบุรี2 กรุงเทพมหานคร
วุฒิการศึกษา	วิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้ากำลัง จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
ที่อยู่ปัจจุบัน	ห้อง 504 รถไฟฟ้าอพาร์ทเมนต์ เลขที่ 13 ซอยอินทามระ 9 ถนนสุทธิสาร วินิจฉัย แขวงสามเสนใน เขตพญาไท กรุงเทพมหานคร

1590155535
CU iThesis 6070206121 thesis / recv: 30072562 11:27:45 / seq: 17