การวิเคราะห์การคำนวณพิกัดอัตราค่าไฟฟ้าฐานในโครงสร้างพิกัดอัตราค่าไฟฟ้าของประเทศไทย

น.ส.นภัทร ภักดีสุวรรณ์

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า
คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
ปีการศึกษา 2564
ลิขสิทธิ์ของจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

Analysis of Electricity Base Tariff Calculation in the Electricity Tariff Structure of Thailand

Miss Naphat Pukdeesuwan

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

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 2021

Copyright of Chulalongkorn University

หัวข้อวิทยานิพนธ์	การวิเคราะห์การคำนวณพิกัดอัตราค่าไฟฟ้าฐานในโครงสร้างพิกัดอัตราค่าไฟฟ้าของประเทศไทย
โดย	น.ส.นภัทร ภักดีสุวรรณ์
สาขาวิชา	วิศวกรรมไฟฟ้า
อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก	รองศาสตราจารย์ ดร.สุรชัย ชัยทัศนีย์

คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย อนุมัติให้นับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต

..... คณบดีคณะวิศวกรรมศาสตร์
(รองศาสตราจารย์ ดร.สุพจน์ เตชวรสินสกุล)

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

..... ประธานกรรมการ
(รองศาสตราจารย์ ดร.ธวัชชัย เตชัสอนันต์)

..... อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก
(รองศาสตราจารย์ ดร.สุรชัย ชัยทัศนีย์)

..... กรรมการ
(อาจารย์ ดร.สิริภา จุลกาญจน์)

..... กรรมการภายนอกมหาวิทยาลัย
(ดร.จิระ อาชายุทธการ)

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

นภัทร ภักดีสุวรรณ์ : การวิเคราะห์การคำนวณพิกัดอัตราค่าไฟฟ้าฐานในโครงสร้างพิกัดอัตราค่าไฟฟ้าของประเทศไทย. (Analysis of Electricity Base Tariff Calculation in the Electricity Tariff Structure of Thailand) อ.ที่ปรึกษาหลัก : รศ. ดร.สุรชัย ชัยทัศนีย์

โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าที่ดีจะสะท้อนถึงต้นทุนในการจัดหาไฟฟ้าที่เหมาะสมและเป็นธรรมทั้งในส่วนของผู้ผลิตไฟฟ้าและจัดจำหน่ายไฟฟ้า อย่างไรก็ตามอัตราค่าไฟฟ้าที่ใช้จัดเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้าอาจยังมีความไม่ชัดเจน ทำให้ไม่สามารถระบุที่มาของอัตราค่าไฟฟ้าและสะท้อนถึงสถานะทางการเงินที่แท้จริงของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ได้ เช่น ต้นทุนในการก่อสร้างโรงไฟฟ้า ระบบสายส่ง ระบบจำหน่าย และ ค่าการผลิตพลังงานไฟฟ้า เป็นต้น วิทยานิพนธ์นี้จึงได้วิเคราะห์การคำนวณพิกัดอัตราค่าไฟฟ้าฐานในโครงสร้างพิกัดอัตราค่าไฟฟ้าให้สามารถสะท้อนถึงต้นทุนที่ชัดเจนมากยิ่งขึ้น โดยมีการพิจารณาถึงอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าแยกตามเขตพื้นที่เพื่อทำให้การไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง สามารถปรับปรุงอัตราค่าไฟฟ้าใหม่ให้สอดคล้องกับต้นทุนของการไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่ได้มากยิ่งขึ้น

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

สาขาวิชา วิศวกรรมไฟฟ้า ลายมือชื่อนิสิต .....

ปีการศึกษา 2564 ลายมือชื่อ อ.ที่ปรึกษาหลัก .....

6272102621 : MAJOR ELECTRICAL ENGINEERING

KEYWORD: Electricity Tariff, Electricity Structure, Engineering Economy, Cost of Electricity Authority, Revenue Requirement

Naphat Pukdeesuwan : Analysis of Electricity Base Tariff Calculation in the Electricity Tariff Structure of Thailand. Advisor: Assoc. Prof. SURACHAI CHAITUSANEY, Ph.D.

A good tariff structure will reflect the cost of procurement of electricity that is reasonable and fair for the power producers and the power suppliers. However, the electricity tariffs collected from electricity users may still be unclear. This makes it unable to identify the source of the electricity tariff and to reflect the actual financial status of the Electricity Generating Authority of Thailand (EGAT), the Metropolitan Electricity Authority (MEA), and the Provincial Electricity Authority (PEA), such as the construction cost of power plants, transmission systems, distribution systems, and the cost of electricity generation, etc. This thesis has analyzed the calculation of the base tariff in the tariff structure to reflect the cost more clearly by considering the area-based electricity tariffs. This enables the three electricity utilities to adjust the new electricity tariffs to align more with the cost of electricity in each area.

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

Field of Study: Electrical Engineering Student's Signature .....

Academic Year: 2021 Advisor's Signature .....

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ สำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดีเนื่องจากได้รับความกรุณาจากรองศาสตราจารย์ ดร.สุรชัย ชัยทัศนีย์ อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ ที่ได้ให้คำปรึกษา คำแนะนำแนวทางในการศึกษาค้นคว้างานวิจัยมาโดยตลอด ผู้วิจัยขอกราบขอบพระคุณเป็นอย่างสูงไว้ ณ โอกาสนี้

ขอขอบพระคุณ รองศาสตราจารย์ ดร.ธวัชชัย เตชัสอนันต์ ประธานสอบวิทยานิพนธ์ อาจารย์ ดร.สิริภา จุลกาญจน์ กรรมการสอบวิทยานิพนธ์ และ ดร.จิระ อาชายุทธการ กรรมการผู้ทรงคุณวุฒิภายนอกมหาวิทยาลัย ที่กรุณาให้คำปรึกษาและให้คำแนะนำในการแก้ไขข้อบกพร่องในการทำวิทยานิพนธ์

ขอขอบพระคุณ นายสุรพัศ ลาภวิสุทธิสาโรจน์ และรุ่นพี่นิสิตปริญญาเอก ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ทุกท่านที่คอยให้คำแนะนำ ความรู้ และข้อมูลที่สำคัญในงานวิจัย ทำให้งานวิจัยสามารถก้าวหน้าไปได้

ผู้วัจัยมีความซาบซึ้งในความกรุณาของทุกท่านที่ได้กล่าวถึงและผู้ที่ไม่ได้เอ่ยนามในที่นี้ที่ได้มีส่วนช่วยเหลือในการสนุบสนุนและให้กำลังใจด้วยดีตลอดมา จึงขอกราบขอบพระคุณทุกท่านด้วยความจริงใจ และที่ขาดเสียมิได้ ขอขอบพระคุณสำหรับความห่วงใยและกำลังใจจากครอบครัวซึ่งเป็นที่รักยิ่งที่คอยห่วงใย สนับสนุนการศึกษาให้แก่ผู้วิจัยจนทำให้งานวิจัยนี้สำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี

นภัทร ภักดีสุวรรณ์

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

สารบัญ

หน้า

..... ค

บทคัดย่อภาษาไทย ..... ค

..... ง

บทคัดย่อภาษาอังกฤษ ..... ง

กิตติกรรมประกาศ ..... จ

สารบัญ ..... ฉ

สารบัญตาราง ..... ฏ

สารบัญรูปภาพ ..... ด

บทที่ 1 บทนำ 19

1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา 19

1.2 วัตถุประสงค์ 20

1.3 ขอบเขตวิทยานิพนธ์ 20

1.4 ขั้นตอนและวิธีการดำเนินงาน 21

1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์ 21

1.6 งานวิจัยในอดีตที่เกี่ยวข้องกับวิทยานิพนธ์ 21

1.7 เนื้อหาวิทยานิพนธ์ 33

บทที่ 2 การกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าของต่างประเทศ และโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าของไทย 34

2.1 โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าของประเทศเปรู โอมาน ปากีสถาน ไนจีเรีย และกลุ่มประเทศในทวีปยุโรป [17], [18], [19] 34

2.1.1 การทบทวนโครงสร้างในการกำกับอัตราค่าไฟฟ้า 34

2.1.1.1 หลักธรรมาภิบาลและความรับผิดชอบ 35

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

2.1.1.2 ความโปร่งใสของการดำเนินงาน 36
2.1.2 การกำหนดกรอบการทำงานโดยรวมในการควบคุมอัตราค่าไฟฟ้าของแต่ละประเทศ. 37
2.1.2.1 วิธีการกำหนดอัตราค่าไฟฟ้า 37
2.1.2.2 ช่วงระยะเวลาในการกำกับดูแล 41
2.1.2.3 วิธีการกำหนดรายได้ที่พึงได้รับ 42
2.1.2.4 ตัวประกอบสมรรถนะ (X factor) 43
2.1.3 การกำหนดต้นทุนและรายได้ของการไฟฟ้า 44
2.1.3.1 ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน (OPEX) 44
2.1.3.2 เงินลงทุน (CAPEX) 46
2.1.3.3 สินทรัพย์ฐาน (RAB) 47
2.1.3.4 เงินทุนหมุนเวียน (Working Capital) 48
2.1.3.5 มูลค่าทรัพย์สิน (Asset Value) 48
2.1.3.6 ค่าเสื่อมราคา (Depreciation) 49
2.1.3.7 ค่าเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักของต้นทุนทางการเงิน (WACC) 50
1) ภาษีและอัตราเงินเฟ้อ 51
2) ต้นทุนเงินลงทุนของเจ้าหนี้ (CoD) 53
3) ต้นทุนเงินทุนในส่วนของผู้ถือหุ้น (CoE) 53
2.2 โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าในประเทศอินเดีย 54
2.2.1 ระบบโครงสร้างไฟฟ้าพื้นฐาน 54
2.2.1.1 ระบบผลิต (Generating System) 55
2.2.1.2 ระบบส่ง (Transmission System) 56
2.2.1.3 ระบบจำหน่าย (Distribution System) 57
2.2.2 หลักการในการคำนวณอัตราค่าไฟฟ้าในกรุงเดลี ประเทศอินเดีย [20] 57
2.2.2.1 การกำหนดรายได้รวมสำหรับการคำนวณอัตราค่าบริการสายส่ง 57

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

1) ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานและบำรุงรักษา (Operating and Maintenance; O&M) 58
2) ผลตอบแทนจากการใช้ต้นทุน (RoCE) 58
3) ค่าเสื่อมราคา (Depreciation) 59
4) ภาษีเงินได้นิติบุคคล (Corporate Income Tax) 59
5) รายได้ที่ไม่ใช่ภาษี (Non-Tariff Income) 59
6) รายได้อื่น ๆ ของผู้ได้รับใบอนุญาต (Other Income of Licensee) 59
7) ความต้องการรายได้รวมสุทธิ (Net Aggregate Revenue Requirement) 60
2.2.2.2 การกำหนดรายได้รวมสำหรับการคำนวณอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีก 60
1) ต้นทุนการจัดซื้อไฟฟ้า (Cost of Power Procurement) 60
2) อัตราค่าขนส่งและการจัดการโหลด (Transmission & Load Dispatch Charges) 60
3) กำไรจากอุปทาน (Supply Margin) 61
2.3 โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าในประเทศไทย [21], [22] 61
2.3.1 ระบบโครงสร้างไฟฟ้าพื้นฐาน 61
2.3.1.1 ระบบผลิต (Generating System) 61
2.3.1.2 ระบบส่ง (Transmission Systems) 62
2.3.1.3 ระบบจำหน่าย (Distribution System) 63
2.3.2 หลักการในการคำนวณอัตราค่าไฟฟ้าในประเทศไทย 63
2.3.2.1 อัตราค่าไฟฟ้าขายส่ง (Wholesale Tariff) 64
1) ค่าความต้องการพลังไฟฟ้า 64
2) ค่าพลังงานไฟฟ้า 65
2.1) ต้นทุนผลิตและส่งจ่ายไฟฟ้า 65
2.2) การกำกับดูแลกิจการไฟฟ้า 66

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

3) ค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าอัตโนมัติ หรือ ค่า Ft 67
4) ค่าตัวประกอบกำลัง (Power Factor) 67
5) ภาษีมูลค่าเพิ่ม (VAT) 68
2.3.2.2 อัตราค่าไฟฟ้าขายปลีก (Retail Tariff) 68
2.4 สรุปการกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าในประเทศต่าง ๆ 69
บทที่ 3 ทฤษฎีพื้นฐานของเศรษฐศาสตร์วิศวกรรม 70
3.1 มูลค่าของเงินตามเวลา (Time Value of Money) 70
3.1.1 มูลค่าในอนาคต (FV) 71
3.1.2 มูลค่าปัจจุบัน (PV) 72
3.2 ความได้เปรียบทางการแข่งขัน (Economic Moat) 74
3.2.1 อัตราส่วนผลตอบแทนเงินลงทุน (ROIC) 74
3.2.2 ค่าเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักของต้นทุนทางการเงิน (WACC) 75
3.3 การแบ่งประเภทต้นทุนของการไฟฟ้า 76
3.3.1 ต้นทุนผันแปร (Variable Cost) 77
3.3.2 ต้นทุนคงที่ (Fixed Cost) 78
3.3.2.1 สินทรัพย์ (Assets) 79
1) สินทรัพย์หมุนเวียน (Current Assets) 79
2) สินทรัพย์ไม่หมุนเวียน (Non-Current Assets) หรือสินทรัพย์ถาวร (Fixed Assets) 79
3.3.2.2 แผนการลงทุน (Investment Plan) 79
3.3.2.3 ค่าเสื่อมราคา (Depreciation) 79
3.3.2.4 ค่าใช้จ่าย (Expenses) 80
บทที่ 4 การคำนวณพิกัดอัตราค่าไฟฟ้าฐาน 82
4.1 แนวคิดในการเลือกวิธีการคำนวณพิกัดอัตราค่าไฟฟ้าฐาน 82

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

4.1.1 การจัดสรรต้นทุนของการไฟฟ้า 82
4.1.2 การกำหนดรายได้ที่พึงได้รับของการไฟฟ้า 83
4.1.3 กำหนดพิกัดอัตราค่าไฟฟ้า 83
4.2 วิธีการคำนวณรายได้ที่พึงได้รับของการไฟฟ้า 84
4.2.1 สินทรัพย์ระหว่างก่อสร้างและสินทรัพย์ของโครงการหลังวันที่มีการดำเนินการเชิงพาณิชย์ (COD) ในแต่ละปี 84
4.2.2 ค่าใช้จ่ายทั้งหมดในแต่ละปี 86
4.2.3 สินทรัพย์เงินสดหมุนเวียน 86
4.2.4 สินทรัพย์ทั้งหมดในแต่ละปี 86
4.2.5 ผลกำไรหลังหักภาษีและรายได้ก่อนหักภาษี 87
4.2.6 การคำนวณรายได้ที่พึงได้รับของการไฟฟ้า 87
4.3 วิธีการคำนวณพิกัดอัตราค่าไฟฟ้าฐาน 88
บทที่ 5 ผลการคำนวณพิกัดอัตราค่าไฟฟ้าฐาน 90
5.1 ข้อมูลที่ใช้ในการเปรียบเทียบผลการคำนวณพิกัดอัตราค่าไฟฟ้าฐาน 90
5.2 ข้อมูลที่ใช้ในการคำนวณพิกัดอัตราค่าไฟฟ้าฐาน 92
5.2.1 ข้อมูล ROIC, WACC และอัตราภาษี 92
5.2.2 ข้อมูลต้นทุนของการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง 93
5.2.2.1 ข้อมูลต้นทุนของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย 93
1) ระบบผลิตในส่วนของโรงไฟฟ้าเก่า 93
2) ระบบผลิตในส่วนของโรงไฟฟ้าใหม่ 94
3) ระบบส่ง 95
5.2.2.2 ข้อมูลต้นทุนของการไฟฟ้านครหลวง 96
5.2.2.3 ข้อมูลต้นทุนของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค 97
1) ภาคเหนือ 98

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

2) ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ 99
3) ภาคกลาง 100
4) ภาคใต้ 101
5.2.3 ค่ากำลังไฟฟ้าและพลังงานไฟฟ้าของการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง 102
5.3 ผลการคำนวณพิกัดอัตราค่าไฟฟ้าฐาน 103
5.3.1 การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย 103
5.3.1.1 ระบบผลิตไฟฟ้า 103
5.2.1.2 ระบบส่งไฟฟ้า 107
5.3.2 การไฟฟ้านครหลวง 109
5.3.3 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค 112
5.3.3.1 ภาคเหนือ 112
5.3.3.2 ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ 114
5.3.3.3 ภาคกลาง 117
5.3.3.4 ภาคใต้ 120
5.4 สรุปผลการคำนวณพิกัดอัตราค่าไฟฟ้าฐาน 123
5.5 ปัจจัยที่ส่งผลต่อการคำนวณพิกัดอัตราค่าไฟฟ้าฐาน 125
บทที่ 6 สรุปและข้อเสนอแนะ 130
6.1 สรุปผลงานวิจัย 130
6.2 ข้อเสนอแนะและแนวทางในการพัฒนางานวิจัย 130
บรรณานุกรม 132
ประวัติผู้เขียน 137

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

สารบัญตาราง

หน้า

ตารางที่ 1.1 LRAIC และตัวประกอบการสูญเสียในสายส่ง 22

ตารางที่ 1.2 TOUS ของระบบ EGAT ในแต่ละระดับแรงดัน 22

ตารางที่ 1.3 รายได้ที่พึงได้รับจากการให้บริการและการเรียกเก็บเงินในแต่ละรัฐ 23

ตารางที่ 1.4 รายได้ที่พึงได้รับเทียบกับรายได้ที่จัดเก็บจากอัตราค่าไฟฟ้าแต่ละประเภท 23

ตารางที่ 1.5 เงื่อนไขของราคาซื้อและระบบส่งในแบบจำลอง 25

ตารางที่ 1.6 ผลการจัดสรรต้นทุนที่เกิดขึ้นในแต่ละช่วงเวลา 26

ตารางที่ 1.7 ผลการจัดสรรต้นทุนตามช่วงเวลาการซื้อขายของวันในราคาเดียว 26

ตารางที่ 1.8 การจัดสรรต้นทุนของการจัดหาและการกระจายไฟฟ้า 27

ตารางที่ 1.9 อัตราผลตอบแทนของต้นเฉลี่ยทุนที่ได้รับการตรวจสอบ 30

ตารางที่ 2.1 กลุ่มประเทศที่มีการสำรวจกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า 34

ตารางที่ 2.2 ความเป็นอิสระของหน่วยงานกำกับดูแล 35

ตารางที่ 2.3 การเผยแพร่เอกสารเกี่ยวกับรายได้ที่พึงได้รับและอัตราค่าไฟฟ้า 36

ตารางที่ 2.4 วิธีการกำหนดอัตราค่าไฟฟ้า 38

ตารางที่ 2.5 วิธีการกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าในแต่ละประเทศ 39

ตารางที่ 2.6 วิธีการกำหนดรายได้ที่พึงได้รับของการไฟฟ้า 42

ตารางที่ 2.7 ตัวประกอบสมรรถนะ 44

ตารางที่ 2.8 การกำหนดค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานที่ยอมรับได้ 44

ตารางที่ 2.9 การกำหนดค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานที่ยอมรับได้ในแต่ละประเทศ 45

ตารางที่ 2.10 การอนุมัติการลงทุนของกิจการไฟฟ้า 46

ตารางที่ 2.11 การเปลี่ยนเป็น RAB ของสินทรัพย์ในกิจการไฟฟ้า 47

ตารางที่ 2.12 แนวทางในการกำหนดมูลค่าของเงินทุนหมุนเวียน 48

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ 2.13 การคำนวณค่าเสื่อมราคา 49
ตารางที่ 2.14 การคำนวณค่าเสื่อมราคาในแต่ละประเทศ 50
ตารางที่ 2.15 รูปแบบในการคำนวณค่า WACC 51
ตารางที่ 2.16 รูปแบบในการคำนวณค่า WACC ในประเทศต่าง ๆ 52
ตารางที่ 2.17 การผลิตไฟฟ้าทั้งหมดของอินเดียในปี 2552 - 2564 55
ตารางที่ 2.18 ความยาวสายส่งไฟฟ้าที่ระดับแรงดันต่าง ๆ ในช่วงปี 2561 – 2563 [วงจร - กิโลเมตร] 62
ตารางที่ 2.19 อัตราค่าไฟฟ้าขายส่งตามช่วงเวลาของการใช้ (ToU) ตามประกาศ กกพ. ณ วันที่ 16 ก.ค. 2563 65
ตารางที่ 2.20 เปรียบเทียบตัวอย่างโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าในประเทศต่าง ๆ ของ DSO 69
ตารางที่ 3.1 ประเภทของของข้อมูลในการไฟฟ้า 80
ตารางที่ 5.1 อัตราผลตอบแทนของการไฟฟ้า 92
ตารางที่ 5.2 ประมาณการค่า WACC ลดลง 10% และ Tax ของการไฟฟ้า 92
ตารางที่ 5.3 ข้อมูลต้นทุน กฟผ. ในส่วนระบบผลิตของโรงไฟฟ้าเก่า [ล้านบาท] 94
ตารางที่ 5.4 ข้อมูลต้นทุนของ กฟผ. ตามแผนการลงทุนของระบบผลิตในส่วนโรงไฟฟ้าใหม่ 94
ตารางที่ 5.5 ข้อมูลต้นทุนการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยในส่วนระบบส่ง [ล้านบาท] 95
ตารางที่ 5.6 ข้อมูลต้นทุนการไฟฟ้านครหลวง [ล้านบาท] 96
ตารางที่ 5.7 ข้อมูลต้นทุนการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขตภาคเหนือ [ล้านบาท] 98
ตารางที่ 5.8 ข้อมูลต้นทุนการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขตภาคตะวันออกเฉียงเหนือ [ล้านบาท] 99
ตารางที่ 5.9 ข้อมูลต้นทุนการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขตภาคกลาง [ล้านบาท] 100
ตารางที่ 5.10 ข้อมูลต้นทุนการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขตภาคใต้ [ล้านบาท] 101
ตารางที่ 5.11 ค่ากำลังไฟฟ้าของแต่ละการไฟฟ้า (Power Demand) [เมกะวัตต์] 102
ตารางที่ 5.12 พลังงานไฟฟ้าของแต่ละการไฟฟ้า (Energy Demand) [จิกะวัตต์-ชั่วโมง] 102
ตารางที่ 5.13 เงินลงทุนระหว่างการก่อสร้างแต่ละปี (โรงไฟฟ้าใหม่) [ล้านบาท] 103

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ 5.14 สินทรัพย์ระหว่างการก่อสร้าง (โรงไฟฟ้าใหม่) [ล้านบาท]..... 104
ตารางที่ 5.15 ค่าเสื่อมราคารายปี (โรงไฟฟ้าใหม่) [ล้านบาท]..... 104
ตารางที่ 5.16 สินทรัพย์ของโครงการหลัง COD (โรงไฟฟ้าใหม่) [ล้านบาท]..... 105
ตารางที่ 5.17 สินทรัพย์หลัง COD (โรงไฟฟ้าเก่า) ในระบบผลิต [ล้านบาท] 105
ตารางที่ 5.18 ค่าใช้จ่าย O&M โรงไฟฟ้าใหม่และโรงไฟฟ้าเก่าในระบบผลิต [ล้านบาท] 106
ตารางที่ 5.19 สินทรัพย์เงินสดหมุนเวียน O&M โรงไฟฟ้าใหม่และโรงไฟฟ้าเก่า ในระบบผลิต [ล้านบาท] 106
ตารางที่ 5.20 การคำนวณรายได้ที่ กฟผ. พึงได้รับในแต่ละปีในระบบผลิต [ล้านบาท] 106
ตารางที่ 5.21 ค่าปัจจุบันของกำลังไฟฟ้าและพลังงานไฟฟ้าในระบบผลิต..... 107
ตารางที่ 5.22 ค่าไฟฟ้าฐานของ กฟผ. ในส่วนของระบบผลิต 107
ตารางที่ 5.23 สินทรัพย์ระหว่างการก่อสร้างในระบบส่ง [ล้านบาท] 107
ตารางที่ 5.24 สินทรัพย์หลัง COD ในระบบส่ง[ล้านบาท]..... 108
ตารางที่ 5.25 สินทรัพย์เงินสดหมุนเวียน O&M ในระบบส่ง[ล้านบาท] 108
ตารางที่ 5.26 การคำนวณรายได้ที่ กฟผ. พึงได้รับในระบบส่ง [ล้านบาท] 108
ตารางที่ 5.27 ค่าปัจจุบันของกำลังไฟฟ้าและพลังงานไฟฟ้าในระบบส่ง..... 109
ตารางที่ 5.28 ค่าไฟฟ้าฐานของ กฟผ. ในส่วนของระบบส่ง..... 109
ตารางที่ 5.29 สินทรัพย์ระหว่างการก่อสร้างของ กฟน. [ล้านบาท] 110
ตารางที่ 5.30 สินทรัพย์หลัง COD ของ กฟน.[ล้านบาท]..... 110
ตารางที่ 5.31 สินทรัพย์เงินสดหมุนเวียน O&M ของ กฟน.[ล้านบาท]..... 110
ตารางที่ 5.32 การคำนวณรายได้ที่ กฟน. พึงได้รับ [ล้านบาท] 111
ตารางที่ 5.33 ค่าปัจจุบันของกำลังไฟฟ้าและพลังงานไฟฟ้า 111
ตารางที่ 5.34 ค่าไฟฟ้าฐานของ กฟน. 111
ตารางที่ 5.35 สินทรัพย์ระหว่างการก่อสร้างของ กฟภ. ในเขตภาคเหนือ [ล้านบาท] 112
ตารางที่ 5.36 ค่าเสื่อมราคารายปีของ กฟภ. ในเขตภาคเหนือ [ล้านบาท]..... 112

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ 5.37 สินทรัพย์หลัง COD ของ กฟภ. ในเขตภาคเหนือ [ล้านบาท] 113
ตารางที่ 5.38 สินทรัพย์เงินสดหมุนเวียน O&M ของ กฟภ. ในเขตภาคเหนือ [ล้านบาท] 113
ตารางที่ 5.39 การคำนวณรายได้ที่ กฟภ. พึงได้รับ ในเขตภาคเหนือ [ล้านบาท] 113
ตารางที่ 5.40 ค่าปัจจุบันของกำลังไฟฟ้าและพลังงานไฟฟ้าของ กฟภ. ในเขตภาคเหนือ 114
ตารางที่ 5.41 ค่าไฟฟ้าฐานของ กฟภ. ในเขตภาคเหนือ 114
ตารางที่ 5.42 สินทรัพย์ระหว่างการก่อสร้างของ กฟภ. ในเขตภาคตะวันออกเฉียงเหนือ [ล้านบาท].. 115
ตารางที่ 5.43 ค่าเสื่อมราคารายปีของ กฟภ. ในเขตภาคตะวันออกเฉียงเหนือ [ล้านบาท] 115
ตารางที่ 5.44 สินทรัพย์หลัง COD ของ กฟภ. ในเขตภาคตะวันออกเฉียงเหนือ [ล้านบาท]..... 115
ตารางที่ 5.45 สินทรัพย์เงินสดหมุนเวียน O&M ของ กฟภ. ในเขตภาคตะวันออกเฉียงเหนือ [ล้านบาท] 116
ตารางที่ 5.46 การคำนวณรายได้ที่ กฟภ. พึงได้รับ ในเขตภาคตะวันออกเฉียงเหนือ [ล้านบาท].... 116
ตารางที่ 5.47 ค่าปัจจุบันของกำลังไฟฟ้าและพลังงานไฟฟ้าของ กฟภ. ในเขตภาคตะวันออกเฉียงเหนือ 117
ตารางที่ 5.48 ค่าไฟฟ้าฐานของ กฟภ. ในเขตภาคตะวันออกเฉียงเหนือ 117
ตารางที่ 5.49 สินทรัพย์ระหว่างการก่อสร้างของ กฟภ. ในเขตภาคกลาง [ล้านบาท]..... 118
ตารางที่ 5.50 ค่าเสื่อมราคารายปีของ กฟภ. ในเขตภาคกลาง [ล้านบาท] 118
ตารางที่ 5.51 สินทรัพย์หลัง COD ของ กฟภ. ในเขตภาคกลาง [ล้านบาท] 118
ตารางที่ 5.52 สินทรัพย์เงินสดหมุนเวียน O&M ของ กฟภ. ในเขตกลาง [ล้านบาท]..... 119
ตารางที่ 5.53 การคำนวณรายได้ที่ กฟภ. พึงได้รับ ในเขตภาคกลาง [ล้านบาท]..... 119
ตารางที่ 5.54 ค่าปัจจุบันของกำลังไฟฟ้าและพลังงานไฟฟ้าของ กฟภ. ในเขตภาคกลาง 119
ตารางที่ 5.55 ค่าไฟฟ้าฐานของ กฟภ. ในเขตภาคกลาง 120
ตารางที่ 5.56 สินทรัพย์ระหว่างการก่อสร้างของ กฟภ. ในเขตภาคใต้ [ล้านบาท] 120
ตารางที่ 5.57 ค่าเสื่อมราคารายปีของ กฟภ. ในเขตภาคใต้ [ล้านบาท]..... 121
ตารางที่ 5.58 สินทรัพย์หลัง COD ของ กฟภ. ในเขตภาคใต้ [ล้านบาท] 121

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ 5.59 สินทรัพย์เงินสดหมุนเวียน O&M ของ กฟภ. ในเขตภาคใต้ [ล้านบาท] 122

ตารางที่ 5.60 การคำนวณรายได้ที่ กฟภ. พึงได้รับ ในเขตภาคใต้ [ล้านบาท] 122

ตารางที่ 5.61 ค่าปัจจุบันของกำลังไฟฟ้าและพลังงานไฟฟ้าของ กฟภ. ในเขตภาคใต้ 122

ตารางที่ 5.62 ค่าไฟฟ้าฐานของ กฟภ. ในเขตภาคใต้ 123

ตารางที่ 5.63 ค่าไฟฟ้าฐานในส่วนของระบบผลิต ระบบส่งและระบบจำหน่าย หน่วย [บาท/กิโลวัตต์] และหน่วย [บาท/กิโลวัตต์ชั่วโมง] 123

ตารางที่ 5.64 พิกัดอัตราค่าไฟฟ้าฐานสำหรับ ผู้ประกอบการระบบจำหน่าย (DSO) [บาท/กิโลวัตต์ ชั่วโมง] 124

ตารางที่ 5.65 ค่าประมาณ WACC ที่เปลี่ยนแปลงไป สำหรับอ้างอิง ROIC 125

ตารางที่ 5.66 ค่าเสื่อมราคารายปีของ กฟผ. ในส่วนของระบบผลิต (โรงไฟฟ้าใหม่) โดยวิธียอดลดลง ทวีคูณ [ล้านบาท] 127

ตารางที่ 5.67 ค่าเสื่อมราคารายปีของ กฟภ. ในเขตต่าง ๆ โดยวิธียอดลดลงทวีคูณ [ล้านบาท] 128

ตารางที่ 5.68 ค่าไฟฟ้าฐานในส่วนของระบบผลิต ระบบส่งและระบบจำหน่าย โดยใช้ค่าเสื่อมราคา ตามวิธีอัตราเร่งแบบยอดลดลงทวีคูณ 128

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

สารบัญรูปภาพ

หน้า

รูปที่ 1.1 องค์ประกอบของอัตราค่าไฟฟ้าแบบกระจายตัวจำแนกตามครัวเรือน(ซ้ายบน) กิจการขนาดเล็ก(ขวาบน) และกิจการขนาดใหญ่(ล่าง) 24

รูปที่ 1.2 แบบจำลองระบบไฟฟ้าอิสระ 25

รูปที่ 1.3 ดุลยภาพของหน่วยผลิตในตลาดผูกขาด (ซ้าย) และ ตลาดผูกขาดที่มีรัฐบาลเป็นผู้ควบคุม (ขวา) 27

รูปที่ 1.4 องค์ประกอบของต้นทุนที่กำหนดรายได้ที่พึงได้รับของการไฟฟ้า 28

รูปที่ 1.5 การกำหนดพิกัดอัตราค่าไฟฟ้าในตลาดแข่งขันสมบูรณ์ 29

รูปที่ 1.6 กลไกการรวมต้นทุน วิธีที่ 1 31

รูปที่ 1.7 กลไกการรวมต้นทุน วิธีที่ 2 31

รูปที่ 1.8 กราฟแสดงการจัดเก็บค่าไฟฟ้าเฉลี่ยในอัตราคงที่ 32

รูปที่ 1.9 กราฟแสดงการจัดเก็บค่าไฟฟ้าตามความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้า 32

รูปที่ 2.1 จำนวนของ DSO ในประเทศต่าง ๆ และพลังงานไฟฟ้ารวมในระบบจำหน่าย 37

รูปที่ 2.2 การกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าด้วยวิธีการต่าง ๆ ของกลุ่มประเทศในทวีปยุโรป 40

รูปที่ 2.3 ช่วงระยะเวลาในการกำกับดูแล 41

รูปที่ 2.4 การผลิตไฟฟ้าแยกตามแหล่งพลังงานต่าง ๆ 56

รูปที่ 2.5 สัดส่วนของพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ ณ วันที่ 25 ก.พ. 2565 62

รูปที่ 2.6 โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าขายส่ง 64

รูปที่ 2.7 ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือนของ กฟผ. ปี 2561 - 2565 64

รูปที่ 2.8 โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีก 68

รูปที่ 3.1 มูลค่าของเงินตามเวลา 70

รูปที่ 3.2 มูลค่าของเงินในอนาคต 71

รูปที่ 3.3 มูลค่าของเงินในปัจจุบัน 73

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

รูปที่ 3.4 กราฟแสดงต้นทุนผันแปร (ซ้าย) กราฟแสดงต้นทุนผันแปรต่อหน่วยการผลิต (ขวา)..... 77

รูปที่ 3.5 กราฟแสดงต้นทุนคงที่ (ซ้าย) กราฟแสดงต้นทุนคงที่ต่อหน่วยการผลิต (ขวา)..... 78

รูปที่ 4.1 การสร้างบล็อกสินทรัพย์ฐาน..... 83

รูปที่ 5.1 องค์ประกอบค่าไฟฟ้าในโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีก..... 91

รูปที่ 5.2 ค่าไฟฟ้าฐานในส่วนของระบบผลิต ระบบส่ง และระบบจำหน่าย หน่วย [บาท/หน่วย] เมื่อเปลี่ยนแปลงค่า WACC..... 125

รูปที่ 5.3 เปรียบเทียบค่าเสื่อมราคาแบบเส้นตรงและ แบบราคาตามวิธีอัตราเร่งแบบยอดลดลงทวีคูณ..... 126

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

บทที่ 1
บทนำ

เนื้อหาในบทนี้จะนำเสนอที่มาและความสำคัญของปัญหา วัตถุประสงค์ ขอบเขตของวิทยานิพนธ์ ขั้นตอนและวิธีการดำเนินงาน ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์ งานวิจัยในอดีตที่เกี่ยวข้องกับวิทยานิพนธ์ และเนื้อหาของวิทยานิพนธ์

1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา

ไฟฟ้าเป็นกิจการสาธารณูปโภคขั้นพื้นฐานที่มีบทบาทสำคัญต่อความเจริญก้าวหน้าของประเทศในทุกๆ ด้าน เนื่องจากไฟฟ้าเป็นส่วนหนึ่งของโครงสร้างพื้นฐานที่ใช้ในการดำเนินกิจกรรมทุกประเภททั้งในเรื่องของการสร้างผลผลิต และการช่วยส่งเสริมให้เกิดการพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมอย่างต่อเนื่อง ดังนั้นอัตราการใช้พลังงานไฟฟ้าของประเทศจึงมีความสัมพันธ์โดยตรงกับปริมาณการขยายตัวของผลิตภัณฑ์มวลรวมประชาชาติ (Gross domestic product; GDP) รายได้ประชาชาติ (National income; NI) และการขยายตัวทางเศรษฐกิจของประเทศ อัตราค่าไฟฟ้าจึงต้องมีการกำหนดอย่างเหมาะสมและไม่ควรมีค่าที่สูงเกินไป ทั้งนี้เพื่อให้ประชาชนทั่วไปสามารถดำเนินกิจกรรมต่างๆ ไปได้อย่างเหมาะสมและไม่ได้รับความเดือดร้อน อย่างไรก็ตามรายได้ที่การไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง ได้รับจากการเรียกเก็บอัตราค่าไฟฟ้าจากผู้ใช้ไฟฟ้านั้นควรที่จะต้องครอบคลุมการลงทุนในอดีต ต้นทุนค่าใช้จ่ายต่างๆ รวมถึงการลงทุนในอนาคตที่จะเกิดขึ้น เพื่อที่การไฟฟ้าทั้ง 3 แห่งจะสามารถดำเนินกิจการไปได้อย่างต่อเนื่องและมีประสิทธิภาพ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าที่ใช้ในปัจจุบันนี้เป็นผลมาจากการที่คณะรัฐมนตรีในการประชุมเมื่อวันที่ 9 ธันวาคม 2546 ได้เห็นชอบรูปแบบโครงสร้างกิจการไฟฟ้าในลักษณะ Enhanced single buyer (ESB) นั่นคือ ให้ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) เป็นผู้รับซื้อไฟฟ้ารายเดียว (Single buyer) ก่อนส่งกระแสไฟฟ้าให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย นอกจากนี้คณะรัฐมนตรียังได้มอบหมายให้กระทรวงพลังงานทำการศึกษาเพิ่มเติมในเรื่องอัตราค่าไฟฟ้า โดยในส่วนสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) ได้มีการว่าจ้างบริษัท PricewaterhouseCoopers (PwC) มาทำการศึกษาเกี่ยวกับการปรับปรุงโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า เพื่อศึกษาโครงสร้างต้นทุนในกิจการไฟฟ้าและนำเสนอโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีกและขายส่งใหม่ที่สอดคล้องกับโครงสร้างกิจการไฟฟ้าในลักษณะ ESB แต่อย่างไรก็ตามเนื่องจากประมาณการฐานะทางการเงินของการไฟฟ้าที่บริษัทที่ปรึกษา

PwC พิจารณาเป็นข้อมูลที่ผ่านมาแล้วระยะหนึ่ง ซึ่งไม่ตรงกับฐานะทางการเงินของการไฟฟ้าในปัจจุบันและความต้องการใช้ไฟฟ้าในเขตการไฟฟ้านครหลวงและการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้เปลี่ยนแปลงไปทำให้อัตราค่าไฟฟ้าที่ใช้จัดเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้ายังคงมีความคลุมเครืออยู่มาก ทำให้ต้องมีการปรับปรุงอัตราค่าไฟฟ้าฟ้าใหม่ในทุก ๆ 3 – 5 ปี โดยการใช้ค่า Ft ร่วมด้วย [1]

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้เสนอแนวทางการคำนวณพิกัดอัตราค่าไฟฟ้าภายในองค์ประกอบของค่าไฟฟ้าฐาน โดยคำนึงถึงข้อมูลต้นทุนของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยที่ครอบคลุมทั่วประเทศและการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายแยกตามเขตพื้นที่ที่การไฟฟ้าดูแล โดยการแบ่งข้อมูลต้นทุนออกเป็น 3 กลุ่มด้วยกัน คือ สินทรัพย์ แผนการลงทุน และค่าใช้จ่ายของแต่ละการไฟฟ้า และคำนวณหารายได้ที่พึงได้รับจากการให้บริการของการไฟฟ้าแต่ละแห่งโดยคำนึงถึงมูลค่าของเงินตามเวลา (Time value of money) อัตราส่วนผลตอบแทนเงินลงทุน (Return on invested capital; ROIC) และ ค่าเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักของต้นทุนทางการเงิน (Weighted average cost of capital; WACC) เพื่อให้อัตราค่าไฟฟ้าสามารถสะท้อนถึงต้นทุนและการใช้ไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจริงในแต่ละพื้นที่ รวมถึงเพื่อลดการอุดหนุนรายได้ระหว่างการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย และทำให้อัตราค่าไฟฟ้าขายส่งและขายปลีกมีความถูกต้องและสมบูรณ์มากยิ่งขึ้น

1.2 วัตถุประสงค์

1) เพื่อศึกษาต้นทุนที่เกี่ยวข้องในกิจการไฟฟ้า
2) เพื่อคำนวณรายได้ที่พึงได้รับจากการให้บริการโดยการพิจารณาถึงต้นทุนทางการเงินของการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง
3) เพื่อคำนวณพิกัดอัตราค่าไฟฟ้าฐานสำหรับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีก แยกตามเขตภาคเหนือ ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ภาคกลาง และภาคใต้

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

1.3 ขอบเขตวิทยานิพนธ์

1) พิจารณาต้นทุนทางการเงินของระบบผลิต ระบบส่งของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยและระบบจำหน่ายของการไฟฟ้านครหลวงและการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
2) พิจารณาการกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าฐานของระบบผลิต ระบบส่งและระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าเพื่อนำมาใช้ในการคำนวณพิกัดอัตราค่าไฟฟ้าฐานสำหรับกิจการจำหน่ายไฟฟ้า
3) พิจารณาโครงสร้างการจัดเก็บอัตราค่าไฟฟ้าในรูปแบบ ESB โดยแบ่งข้อมูลของอัตราค่าไฟฟ้าฐานเป็นเขตพื้นที่ต่าง ๆ
4) ในการพิจารณาจะไม่คำนึงถึงอัตราดอกเบี้ยที่เกิดขึ้นในระหว่างการก่อสร้างโครงการต่าง ๆ

1.4 ขั้นตอนและวิธีการดำเนินงาน

1) ศึกษาบทความทางวิชาการและทฤษฎีพื้นฐานที่เกี่ยวข้องกับการคำนวณพิกัดอัตราค่าไฟฟ้าของประเทศไทย
2) ศึกษาบทความทางวิชาการและทฤษฎีพื้นฐานที่เกี่ยวข้องกับการคำนวณพิกัดอัตราค่าไฟฟ้าของประเทศต่าง ๆ และเปรียบเทียบกับวิธีการคำนวณอัตราค่าไฟฟ้าฐานของประเทศไทย
3) ศึกษารูปแบบการตั้งราคา มูลค่าของเงินตามเวลา ความได้เปรียบทางการแข่งขันและการนำวิธีการมาประยุกต์ใช้ในการคำนวณพิกัดอัตราค่าไฟฟ้าฐานของระบบผลิต ระบบส่งและระบบจำหน่าย
4) ศึกษาการแบ่งประเภทของต้นทุน รายละเอียดข้อมูลของต้นทุนต่าง ๆ ที่นำมาใช้ในการคำนวณ
5) ศึกษาค่ากำลังไฟฟ้าและค่าพลังงานไฟฟ้าของการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง
6) สร้างแบบจำลองสำหรับคำนวณรายได้ที่พึงได้รับจากการให้บริการโดยใช้ต้นทุนในรูปแบบของสินทรัพย์ เงินลงทุน และค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานของแต่ละการไฟฟ้า
7) สร้างแบบจำลองสำหรับคำนวณพิกัดอัตราไฟฟ้าในหน่วยบาทต่อกิโลวัตต์และหน่วยบาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง
8) สรุปและวิเคราะห์ผลการคำนวณพิกัดอัตราค่าไฟฟ้าในรูปแบบของอัตราค่าไฟฟ้าฐาน

1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์

1) วิธีการแบ่งประเภทต้นทุนของการไฟฟ้า
2) วิธีการคำนวณรายได้ที่พึงได้รับจากการให้บริการของแต่ละการไฟฟ้า
3) วิธีการคำนวณพิกัดอัตราค่าไฟฟ้าฐานจากต้นทุนคงที่ของการไฟฟ้า

1.6 งานวิจัยในอดีตที่เกี่ยวข้องกับวิทยานิพนธ์

การศึกษางานวิจัยในอดีตที่เกี่ยวข้องกับการคำนวณพิกัดอัตราค่าไฟฟ้าฐาน มีรายละเอียดดังนี้

จากงานวิจัยเรื่อง A proposal for transmission pricing methodology in Thailand based on electricity tracing and long-run average incremental cost ของ Limpasuwan และคณะ ในวารสาร Energy Policy ปี 2004 [2] และ งานวิจัยเรื่องการจัดสรรต้นทุนระบบส่งไฟฟ้าด้วยวิธีสืบกำลังไฟฟ้าโดยพิจารณาเกณฑ์ความเชื่อถือได้ ของ นพพร ลีปรีชานนท์ ในวารสาร

วิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี ปี 2553 [3] ได้มีการกล่าวถึงวิธีการคำนวณค่าบริการระบบส่ง (Transmission use of system charge; TUOS) ของประเทศไทยที่ได้รับคำแนะนำจากบริษัทที่ปรึกษา PwC และนำมาเปรียบเทียบกับวิธีการกำหนดค่าบริการระบบส่งบนพื้นฐานของการติดตามไฟฟ้าร่วมกับพื้นฐานของต้นทุนส่วนเพิ่มเฉลี่ยระยะยาว (Long-run average incremental cost; LRAIC) โดยการพิจารณาต้นทุน 2 ส่วน คือ ต้นทุนการใช้ความจุของสายส่งในสภาวะปกติ (Transmission used charge) และต้นทุนความจุส่วนเพิ่มที่ทำให้ระบบส่งมีความมั่นคงเชื่อถือได้ (Transmission reliability charge) ดังแสดงในตารางที่ 1.1 และ 1.2

ตารางที่ 1.1 LRAIC และตัวประกอบการสูญเสียในสายส่ง

Voltage levels (kV)	LRAIC (Baht/kWh per year)	Transmission loss factor (%)
230	69.75	2.13
115	55.49	1.98
69	87.13	1.28

ตารางที่ 1.2 TOUS ของระบบ EGAT ในแต่ละระดับแรงดัน

Voltage level (kV)	TUOS (Baht/kWh per year)
230	71.24
115	131.88
69	227.19

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

จากงานวิจัยนี้พบว่าทั้งสองวิธีสามารถเพิ่มรายได้ที่พึงได้รับจากการให้บริการได้โดยเฉพาะวิธีการกำหนดค่าบริการระบบส่งบนพื้นฐานของการติดตามไฟฟ้าร่วมกับ LARIC สามารถให้ความเป็นธรรมในการจัดสรรค่าใช้จ่าย สัญญาณที่ถูกต้องในแง่ของเขตพื้นที่ และสร้างแรงจูงใจด้านราคาให้กับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหม่ได้ดีกว่า แต่วิธีการทั้งสองนี้ยังมีข้อจำกัดคือการแบ่งแยกต้นทุนที่ถูกใช้งานจริง กับต้นทุนที่เชื่อถือได้นั้นทำได้ยากในทางปฏิบัติ

จากงานวิจัยเรื่อง Time is money: Comparative impacts of volumetric and demand charges ของ Gilliam and Yozwiak ปี 2018 [4] ได้มีการเปรียบเทียบผลกระทบของอัตราค่าไฟฟ้าสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่อยู่อาศัยในประเทศสหรัฐอเมริการะหว่างอัตราที่อ้างอิงตามการวัดปริมาณการใช้งานซึ่งเป็นรูปแบบเดิมที่เหมาะกับจำนวนของผู้ใช้ไฟฟ้าที่ค่อนข้างน้อย กับอัตราที่อ้างอิงตามความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าซึ่งเป็นรูปแบบใหม่ที่ได้มีการออกแบบให้สอดคล้องกับ

เทคโนโลยีที่สามารถเก็บข้อมูลได้ละเอียดมากยิ่งขึ้น โดยการแบ่งออกเป็น 2 กลุ่ม คือ กลุ่มที่มีอัตราค่าไฟฟ้าสองส่วน (อัตราค่าคงที่และอัตราพลังงาน) กับกลุ่มที่มีอัตราค่าไฟฟ้าสามส่วน (อัตราคงที่ อัตราพลังงาน และอัตราความต้องการใช้ไฟฟ้า) โดยกลุ่มนี้จะแบ่งอัตราออกเป็น 3 แบบ ตามช่วงเวลาที่มีค่าการใช้ไฟฟ้าสูงสุด จะได้รายได้ที่พึงได้รับจากการให้บริการและการเรียกเก็บเงินในแต่ละรัฐ และรายได้ที่พึงได้รับเทียบกับรายได้ที่จัดเก็บจากอัตราแต่ละประเภท ดังตารางที่ 1.3 และ 1.4

ตารางที่ 1.3 รายได้ที่พึงได้รับจากการให้บริการและการเรียกเก็บเงินในแต่ละรัฐ

Revenue requirement and billing determinants by state.

	CA	MA	NY	PA	WA
Revenue requirement per customer*	$1208	$1533	$1256	$1401	$1146
Billing Determinants					
Annual usage (kWh)	10,263	11,715	12,739	14,806	13,439
Peak demand** (kW)	5.31	6.14	5.66	6.50	7.18
Monthly sum of daily peaks (kW)	87.18	98.50	95.82	112.51	121.17
Time-limited peak demand*** (2–7 pm daily) (kW)	4.06	4.97	4.63	5.38	5.62

ตารางที่ 1.4 รายได้ที่พึงได้รับเทียบกับรายได้ที่จัดเก็บจากอัตราค่าไฟฟ้าแต่ละประเภท

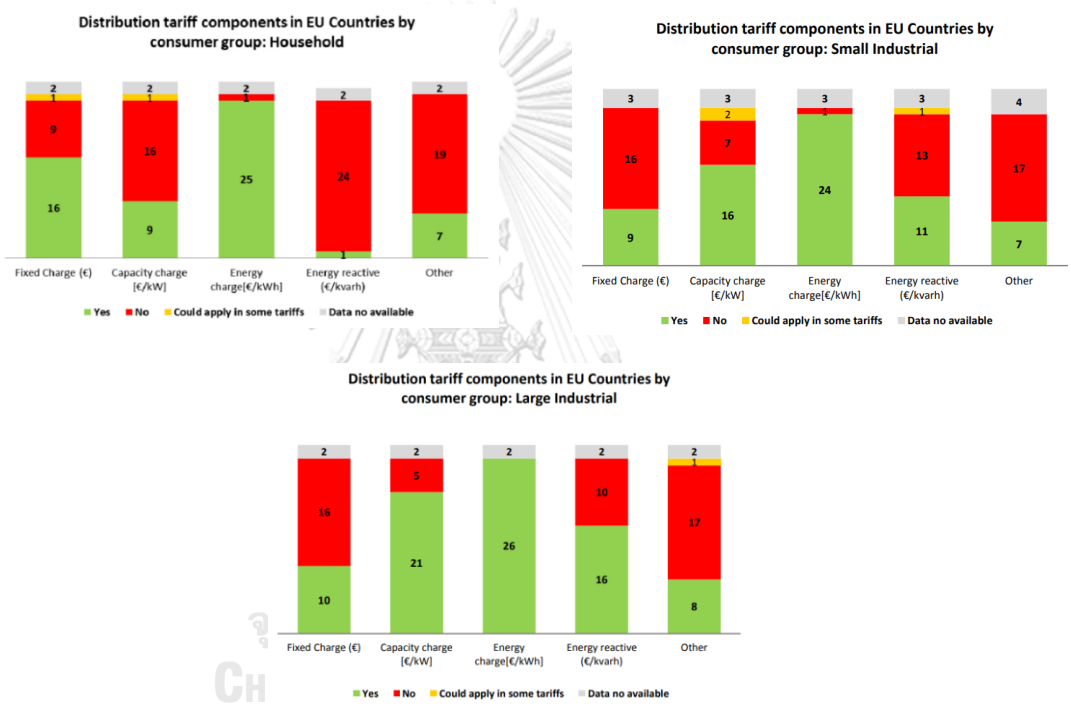
Revenue requirement versus annual revenue by tariff type ($ per customer per year).

	CA	MA	NY	PA	WA
Revenue requirement	$1208	$1533	$1256	$1401	$1146
Average annual bill by tariff:					
1: Two-part	$1208	$1533	$1256	$1400	$1147
2: Three-part (monthly peak)	$1208	$1534	$1257	$1401	$1146
3: Three-part (sum daily peak)	$1208	$1533	$1256	$1401	$1146
4: Three-part (time limited)	$1208	$1534	$1256	$1418	$1146

พบว่าโครงสร้างของอัตราค่าไฟฟ้าทั้ง 2 กลุ่มสามารถจัดเก็บรายได้รวมได้เท่ากัน แต่ผู้ใช้ไฟฟ้าในแต่ละรายจะจ่ายค่าไฟฟ้าในอัตราที่ไม่เท่ากันตามโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าในแต่ละประเภท โดยในโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าสามส่วนผู้ใช้ไฟฟ้าในปริมาณมากมีแนวโน้มที่จะจ่ายค่าไฟฟ้าในอัตราที่ต่ำกว่าผู้ใช้ไฟฟ้าในปริมาณน้อยเมื่อเทียบกับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าแบบสองส่วนที่ไม่มีอัตราความต้องการพลังงานไฟฟ้าเข้ามาร่วมด้วย

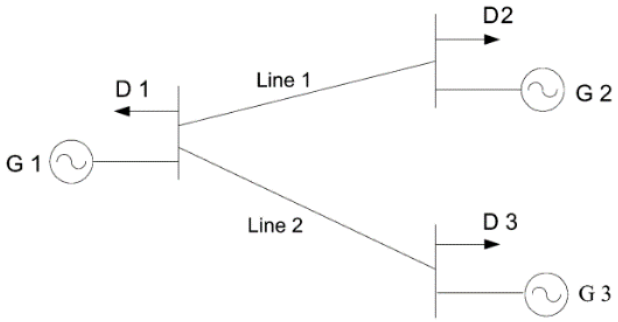
งานวิจัยเรื่อง Study on tariff design for distribution systems ของ European Commission ปี 2015 [5] งานวิจัยเรื่อง Report on Distribution Tariff Methodologies in Europe ของ ACER ปี 2021 [6] และ งานวิจัยเรื่อง Dynamic tariffs, demand response, and regulation in retail electricity markets ของ Guo และ Weeks ในวารสาร Energy economics

ปี 2022 [7] ได้กล่าวถึงการศึกษาอัตราค่าไฟฟ้าในระบบกระจายตัวของกลุ่มผู้ใช้โครงข่ายในประเทศสมาชิกสหภาพยุโรป ได้แก่ อัตราค่าไฟฟ้าแบบพลวัต (Dynamic tariffs) อัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาของการใช้ (Time-of-use tariffs) สำหรับงานวิจัยที่ [5] ได้ศึกษารูปแบบอัตราค่าไฟฟ้าแบบกระจายตัว (Distribution tariffs) เนื่องจากในแต่ละประเทศมีการจัดสรรต้นทุนที่แตกต่างกัน จึงมีองค์ประกอบของอัตราค่าไฟฟ้าที่แตกต่างกัน โดยประเทศส่วนใหญ่จะแบ่งประเภทของผู้ใช้ไฟฟ้าตามระดับแรงดันในขณะที่บางประเทศแบ่งประเภทของผู้ใช้ไฟฟ้าตามรูปแบบของอุตสาหกรรม จะแสดงได้ดังรูปที่ 1.1 แต่อัตราค่าไฟฟ้าดังกล่าวก็ยังไม่ได้มีการจัดเก็บที่สะท้อนถึงต้นทุนของระบบส่งและระบบจำหน่ายที่ดีเท่าที่ควร



รูปที่ 1.1 องค์ประกอบของอัตราค่าไฟฟ้าแบบกระจายตัวจำแนกตามครัวเรือน(ซ้ายบน) กิจการขนาดเล็ก(ขวาบน) และกิจการขนาดใหญ่(ล่าง)

งานวิจัยเรื่อง Allocation of unit start-up costs using Cooperative game theory ของ Hu, Chen, Gan, และ Chattopadhyay ในวารสาร IEEE Transactions on Power Systems ปี 2006 [8] เสนอวิธีการจัดสรรต้นทุนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่แยกเป็นต้นทุนในการดำเนินงานและต้นทุนคงที่ในช่วงเริ่มต้นผลิตไฟฟ้าที่ยังไม่มีโหลดมาเกี่ยวข้องในระบบโดยการประยุกต์ใช้ทฤษฎีเกมเพื่อแก้ปัญหาการจัดสรรต้นทุนเริ่มต้นระหว่างโหลด (ผู้บริโภคหรือผู้ค้าปลีก) โดยใช้แบบจำลองระบบไฟฟ้าอิสระ (Stand-Alone test) จะแสดงแบบจำลองระบบไฟฟ้าอิสระและเงื่อนไขของราคาซื้อและระบบส่งในแบบจำลองได้ดังรูปที่ 1.2 และตารางที่ 1.5



รูปที่ 1.2 แบบจำลองระบบไฟฟ้าอิสระ

ตารางที่ 1.5 เงื่อนไขของราคาซื้อและระบบส่งในแบบจำลอง

Unit/Line	Energy Price ($/MW)	Start-up Costs ($)	No load Costs ($)	Capacity (MW)
G1	12	15,000	500	300
G2	25	12,000	450	250
G3	30	20,000	750	100
Line 1	-	-	-	250
Line 2	-	-	-	100

ในงานวิจัยได้มีการแนะนำการจัดสรรต้นทุน 2 วิธี วิธีแรกเป็นการนำต้นทุนการเดินเครื่องในหลายช่วงมาจัดสรรตามต้นทุนที่เกิดขึ้นในแต่ละช่วงเวลา (Period-by-period allocation) โดยแบ่งเป็นต้นทุนการเริ่มเดินเครื่องและต้นทุนขณะที่ไม่มีโหลด และวิธีที่สองเป็นการนำต้นทุนการเดินเครื่องในหลายช่วงมาจัดสรรตามช่วงเวลาการซื้อขายของวันในราคาเดียว (All-day allocation) โดยการคำนวณการคำนวณค่าคงที่ของแชปเล่ (Shapley value allocation) และการจัดสรรต้นทุนแบบนิวเคลียส (Nucleolus allocations) จะแสดงผลการจัดสรรตามต้นทุนที่เกิดขึ้นในแต่ละช่วงเวลา และผลการจัดสรรต้นทุนตามช่วงเวลาการซื้อขายของวันในราคาเดียว ได้ดังตารางที่ 1.6 และ 1.7

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ 1.6 ผลการจัดสรรต้นทุนที่เกิดขึ้นในแต่ละช่วงเวลา

	Separated allocation results of start-up costs	Separated allocation results of no load costs	Combined allocation results of start-up and no load costs
Load 1	$13,000	$3,700	$16,700
Load 2	$7,000	$3,500	$10,500
Load 3	$27,000	$7,800	$34,800
Total	$47,000	$15,000	$62,000

ตารางที่ 1.7 ผลการจัดสรรต้นทุนตามช่วงเวลาการซื้อขายของวันในราคาเดียว

	Shapley value allocation	Nucleolus allocation
Load 1	$13,000	$13,500
Load 2	$7,000	$6,750
Load 3	$27,000	$26,750
Total	$47,000	$47,000

จากผลของการจัดสรรต้นทุนทั้งสองเมื่อนำมาเปรียบเทียบกันพบว่าการจัดสรรแบบตลอดทั้งวันจะให้ผลการจัดสรรที่ดีกว่าแบบแต่ละงวดเมื่อโหลดมีการเปลี่ยนแปลงเพียงเล็กน้อย อย่างไรก็ตามวิธีการจัดสรรต้นทุนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในรูปแบบนี้ยังคงยากต่อการนำไปใช้งานจริง

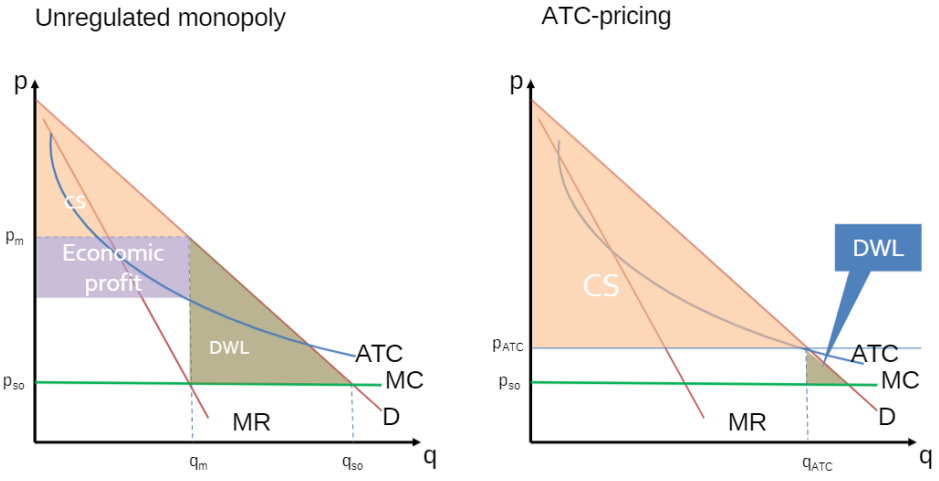
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

งานวิจัยเรื่อง Cost allocation & methods for distribution and supply ของ Energy regulators regional association ในวารสาร ERRA Tariff/Pricing committee ปี 2005 [9] กล่าวถึงการจัดสรรต้นทุนในการคำนวณอัตราค่าไฟฟ้าของตลาดไฟฟ้าแบบรวมศูนย์และตลาดไฟฟ้าแบบกระจายตัว โดยมีวิธีการในการคำนวณต้นทุน 2 วิธี คือ วิธีการกำหนดราคาต้นทุนเฉลี่ย (Average cost pricing) ที่ขึ้นกับต้นทุนรวมที่จัดสรรต่อหน่วยไฟฟ้า (Units) ในรูปของพลังงานไฟฟ้าหรือความต้องการพลังงานไฟฟ้า และวิธีการกำหนดต้นทุนราคาส่วนเพิ่ม (Marginal cost pricing) ที่ขึ้นกับต้นทุนที่จำเป็นในอนาคตในการขนส่ง 1 kW หรือ 1 kWh ผ่านเครือข่าย ซึ่งทั้ง 2 วิธีนี้เป็นวิธีที่มีการใช้อย่างแพร่หลายในหลาย ๆ ประเทศทั้งในส่วนของราคาส่งและราคาจำหน่าย จะแสดงการจัดสรรต้นทุนของการจัดหาและการกระจายไฟฟ้าได้ดังตารางที่ 1.8 อย่างไรก็ตามทั้ง 2 วิธีก็ยังไม่ได้มีการระบุแหล่งที่มาของต้นทุนทางตรงและต้นทุนทางอ้อมไว้ด้วย

ตารางที่ 1.8 การจัดสรรต้นทุนของการจัดหาและการกระจายไฟฟ้า

Average Cost Pricing	Marginal Cost Pricing
DISTRIBUTION A-CLASSIFICATION - Minimum Size Method - Minimum Intercept Method - Direct & Non-direct Cost Attribution B- ALLOCATION - Development of Distribution Demand Allocations - Allocation of Customer Related Costs	*DISTRIBUTION* A- COSTING METHODOLOGIES - Minimum Grid Methodology - Customer Specific Equipment Methodology B- MARGINAL CAPACITY COST C-ALLOCATION OF COSTS TO TIME PERIODS
CUSTOMER RELATED - Customer Related Costs in Distribution Function - Plant/Labor Method	*CUSTOMER RELATED* (COSTING METHODOLOGIES)

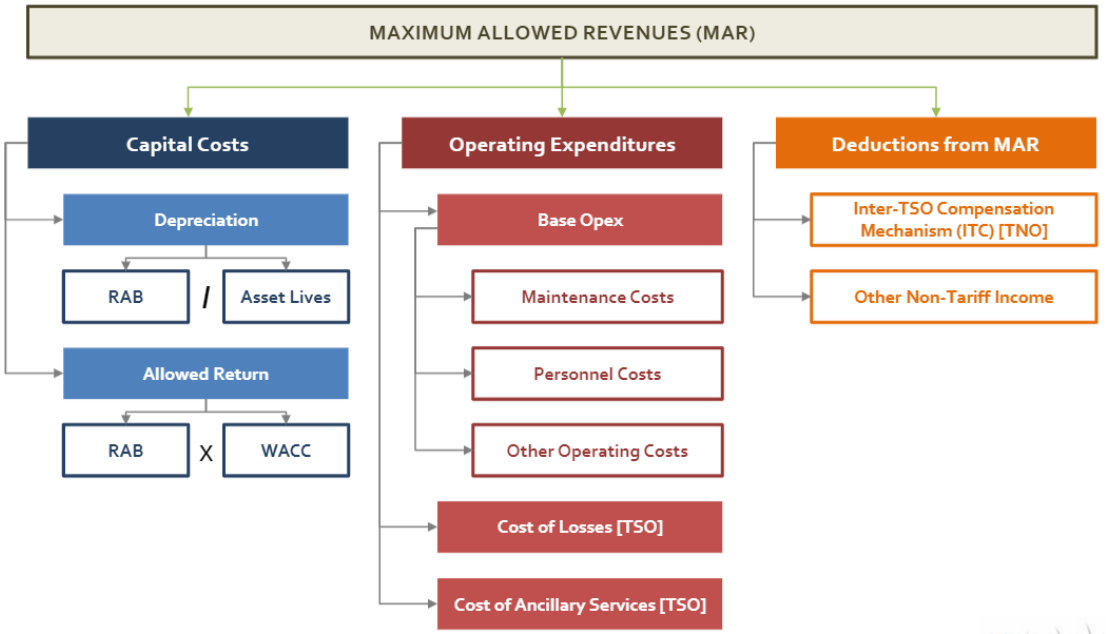
จากเอกสารเรื่อง Economics of price regulation ของ Berisha ในการบรรยายที่ Oman power & water procurement company ปี 2018 [10] กล่าวถึงโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าที่กำหนดให้กิจการไฟฟ้าดำเนินการในรูปแบบของตลาดผูกขาด โดยทั่วไปกิจการสามารถสร้างกำไรสูงสุดเมื่อรายได้หน่วยสุดท้ายเท่ากับต้นทุนหน่วยสุดท้ายทำให้อัตราค่าไฟฟ้าที่ถูกกำหนดในตลาดผูกขาดจะอยู่ที่จุด P_m แต่เนื่องจากกิจการไฟฟ้าที่ดำเนินการในรูปแบบผูกขาดจะถูกควบคุมโดยรัฐบาลจึงมีการตั้งราคาดุลยภาพที่รายได้เฉลี่ยเท่ากับต้นทุนเฉลี่ยทำให้อัตราค่าไฟฟ้าที่ถูกกำหนดในตลาดผูกขาดที่มีรัฐบาลเป็นผู้ควบคุม จะอยู่ที่จุด P_{so} ดังรูปที่ 1.3



รูปที่ 1.3 ดุลยภาพของหน่วยผลิตในตลาดผูกขาด (ซ้าย) และ ตลาดผูกขาดที่มีรัฐบาลเป็นผู้ควบคุม (ขวา)

เอกสารนี้ได้มีการเสนอวิธีการในการจัดเก็บอัตราค่าไฟฟ้าโดยใช้อัตราค่าไฟฟ้าสองส่วน (Two part tariffs) นั่นคือ กำหนดให้อัตราค่าไฟฟ้าคงที่ เช่น ค่าความจุไฟฟ้า ค่าบริการ แทนค่าใช้จ่ายคงที่ และกำหนดให้อัตราค่าไฟฟ้าผันแปร เช่น ค่าพลังงานไฟฟ้าแทนต้นทุนหน่วยสุดท้ายของการผลิต

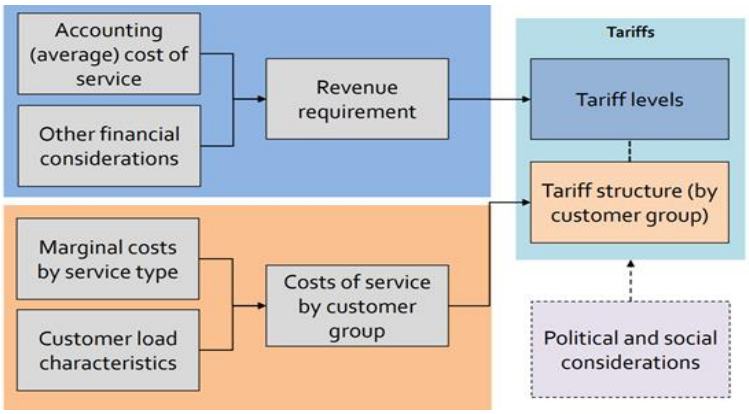
ไฟฟ้า นอกจากนี้ยังมีวิธีการจัดเก็บอัตราค่าไฟฟ้าแบบปัญหาแรมซีย์ (Ramsey-Boiteux pricing) โดยใช้ความยืดหยุ่นของอุปสงค์มาเป็นตัวบ่งชี้แนวโน้มการใช้ไฟฟ้าและใช้ราคาที่ใกล้เคียงกับต้นทุนหน่วยสุดท้ายเพื่อทำให้การใช้ไฟฟ้ามีความยืดหยุ่นมากขึ้น จากวิธีการในงานวิจัย ทำให้สามารถกำหนดรายได้ที่พึงได้รับของการไฟฟ้าให้เท่ากับต้นทุนเฉลี่ยของการไฟฟ้าได้ โดยการกำหนดต้นทุนต่าง ๆ ในทางปฏิบัตินั้นค่อนข้างมีความยุ่งยาก ดังแสดงในรูปที่ 1.4



รูปที่ 1.4 องค์ประกอบของต้นทุนที่กำหนดรายได้ที่พึงได้รับของการไฟฟ้า

จากเอกสารเรื่อง Principles of cost recovery: electricity tariff design ของ Williams ในการบรรยายที่ Oman power & water procurement company ปี 2018 [11] ได้มีการกล่าวถึงหลักการในการคืนทุนจากการออกแบบพิกัดอัตราค่าไฟฟ้า โดยพิจารณา 2 ประเด็นหลัก คือ ระดับอัตราค่าไฟฟ้า (Tariff level) เป็นพิกัดอัตราค่าไฟฟ้าเฉลี่ยต่อลูกค้าทั้งหมด เพื่อแสดงถึงรายได้ที่การไฟฟ้าพึงได้รับจากการคืนทุน ซึ่งจะถูกปรับให้เป็นไปตามข้อกำหนดโดยหน่วยงานกำกับดูแลด้านพลังงาน และ โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า (Tariff structure) ที่เป็นการกำหนดค่าใช้จ่ายของลูกค้าแต่ละกลุ่มเพื่อแสดงถึงการสะท้อนต้นทุนที่เป็นต้นทุนส่วนเพิ่มที่กำหนดตามกลุ่มของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภท โดยกำหนดให้กิจการไฟฟ้าดำเนินการในรูปแบบของตลาดแข่งขันสมบูรณ์ จะแสดงการกำหนดพิกัดอัตราค่าไฟฟ้าได้ ดังรูปที่ 1.5

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY



รูปที่ 1.5 การกำหนดพิกัดอัตราค่าไฟฟ้าในตลาดแข่งขันสมบูรณ์

ตามหลักการแล้วโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าควรสะท้อนถึงการขับเคลื่อนต้นทุน แต่ในทางปฏิบัติจะต้องมีการคำนึงถึงความง่ายในการคำนวณ และผลประโยชน์ที่ได้รับจากโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าที่ซับซ้อนมากขึ้น โดยโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าที่พิจารณาในเอกสารนี้ ได้แก่ ค่าความจุ ($/kW) ใช้ในการคืนทุนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและต้นทุนความจุของเครือข่าย ค่าพลังงานตามฤดูกาลและช่วงเวลาของวัน ($/kWh) ใช้ในการคืนทุนจากต้นทุนผันแปรของการจ่ายไฟฟ้าเพิ่มเติมในแต่ละช่วงเวลา ค่าบริการคงที่ ($/ลูกค้า) ใช้ในการคืนทุนในการให้บริการที่เกี่ยวข้องกับลูกค้า และค่าพลังงานรีแอคทีฟ ($/kVArh) ใช้ในการจูงใจให้ผู้ใช้ไฟฟ้าปรับปรุงตัวประกอบกำลังไฟฟ้าเพื่อลดต้นทุนในการจัดหาไฟฟ้า เมื่อพิจารณาโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าดังกล่าวกับระดับอัตราค่าไฟฟ้าพบว่ามีความสำพันธ์กับต้นทุนส่วนเพิ่มระยะยาว (LRMC) ของพลังงานและค่าความจุของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละกลุ่ม แต่การกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าโดยการใช้ต้นทุนส่วนเพิ่มไม่ค่อยสมเหตุสมผลในการสร้างโรงไฟฟ้าสายส่งและสถานีย่อยเพิ่มขึ้น 1 kW ตามนิยามของต้นทุนหน่วยสุดท้าย

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

จากรายงาน International transmission pricing review ใน Frontier economics Ltd. ปี 2009 [12] ได้มีการกล่าวถึงการกำหนดอัตราค่าบริการสายส่งของประเทศนิวซีแลนด์ โดยการเปรียบเทียบและอ้างอิงข้อมูลสำคัญเกี่ยวกับการกำหนดราคาส่งผ่านเขตการปกครองระหว่างประเทศใน 15 แห่งทั้งในยุโรป เอเชีย และอเมริกา ภายใต้โครงสร้างของตลาดพลังงาน ค่าการเชื่อมต่อค่าใช้จ่ายเครือข่ายที่ใช้ร่วมกันและสัญญาณระบุตำแหน่ง ส่วนในงานวิจัยเรื่อง Analyzing the returns and rate of return regulation of Finnish electricity distribution system operators 2015–2019 ของ M. Collan, J. Savolainen และ E. Lilja ปี 2022 [13] ศึกษาผลตอบแทนจากธุรกิจจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำของประเทศฟินแลนด์ที่ดำเนินธุรกิจในรูปแบบผูกขาดสมบูรณ์และเปรียบเทียบกับผลตอบแทนจากดัชนีอุตสาหกรรมไฟฟ้าทั้ง 3 แห่งในยุโรปโดยการ

วิเคราะห์งบดุลทางการเงินของผู้ประกอบการระบบการจัดจำหน่าย (Distribution system operators; DSOs) ทั้ง 76 แห่ง นอกจากนี้ยังศึกษาการกระจายผลตอบแทนภายในอุตสาหกรรมของผู้ประกอบการระบบการจัดจำหน่ายด้วย จะได้อัตราผลตอบแทนของต้นทุนที่ได้รับการตรวจสอบแล้วโดยเฉลี่ย ดังตารางที่ 1.9

จากผลการศึกษาพบว่าผลตอบแทนที่ได้นั้นสูงกว่าระดับที่คาดการณ์ไว้ในเชิงของตลาดผูกขาดสมบูรณ์ค่อนข้างมากซึ่งแตกต่างจากอุตสาหกรรมไฟฟ้าทั้ง 3 แห่งในยุโรปที่ดำเนินธุรกิจในรูปแบบของตลาดผู้ขายมากรายซึ่งมีผลตอบแทนที่ต่ำกว่าเนื่องจากมีการวิเคราะห์ถึงต้นทุนของการไฟฟ้าร่วมด้วย จะเห็นได้ว่าผลตอบแทนจากธุรกิจจำหน่ายไฟฟ้าแรงดันต่ำของประเทศฟินแลนด์ไม่ได้มีการคำนึงถึงต้นทุนในการลงทุนในกิจการไฟฟ้า

ตารางที่ 1.9 อัตราผลตอบแทนของต้นเฉลี่ยทุนที่ได้รับการตรวจสอบ

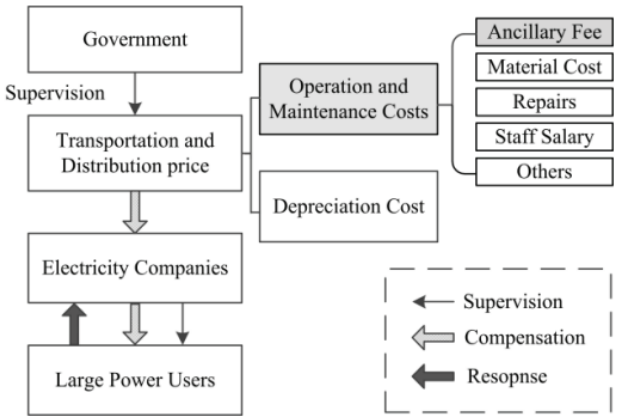
Rate of return on average audited equity (selected returns).

Return divided by avg. audited equity, in %,	2016	2017	2018	2019
Confirmed reasonable return (CRR)	37.22%	33.55%	30.68%	29.01%
DSO net income (ROE)	20.45%	24.09%	22.90%	25.70%
Reasonable return with post-tax WACC (Prop. 1)	29.74%	26.84%	24.56%	23.21%
Pre-tax WACC w. DSO financial mix * FEA adj. E + Int.-Bear. D. (Prop. 2b)	28.18%	25.35%	23.08%	21.12%
Post-tax WACC w. DSO financial mix * FEA adj. E + Int.-Bear. D. (Prop. 1 & 2b)	22.54%	20.29%	18.49%	16.90%
Post-tax WACC w. DSO fin. mix * DSO E + D (Prop. 3d)	18.96%	16.87%	15.13%	13.70%
Post-tax return for DSO equity (Prop. 4)	8.18%	7.64%	7.21%	6.47%

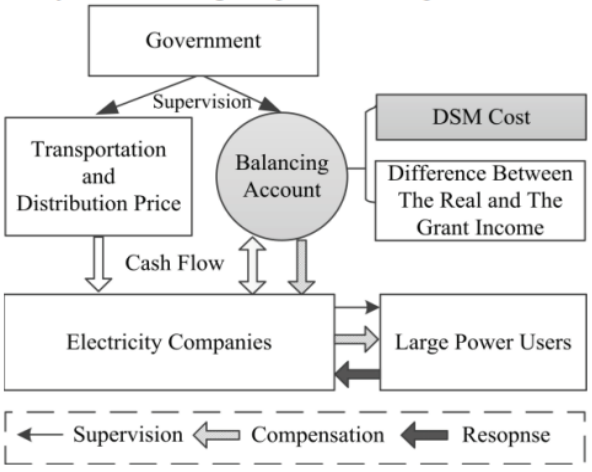
CHULALONGKORN UNIVERSITY

งานวิจัยเรื่อง The Research on DSM Cost-benefit Analysis and Cost Recovery Mechanism to Electricity Companies Based on Transmission and Distribution Price ของ Yun-Wei Shen และคณะ ปี 2016 [14] และ งานวิจัยเรื่อง The Model and Methodology of Avoidable Costs in Demand Side Management ของ Ganyang Jian และคณะ ปี 2018 [15] ได้เสนอมาตรการในการจัดการด้านอุปสงค์ (Demand side management; DSM) เพื่อปรับปรุงประสิทธิภาพการใช้ไฟฟ้าจากการปฏิรูประบบพลังงานใหม่ในประเทศจีน โดยการวิจัยเกี่ยวกับวิธีการวิเคราะห์ต้นทุนและประโยชน์ของ DSM ในการคืนทุนให้กับบริษัทไฟฟ้าในรูปแบบของการปฏิรูปราคาส่งและจำหน่าย ซึ่งจะมี 2 วิธี วิธีแรกคือการรวมต้นทุน DSM เข้ามาไว้ในค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานและค่าบำรุงรักษาทำให้รายได้ของบริษัทโครงข่ายไฟฟ้าเป็นผลมาจากราคาส่ง ราคาจำหน่ายและปริมาณการใช้ไฟฟ้า โดยมีค่าธรรมเนียมเสริมรวมอยู่ในค่าส่งและค่าจำหน่ายไฟฟ้าแต่

เนื่องจากโครงข่ายไฟฟ้าของประเทศจีนยังไม่เสร็จสมบูรณ์จึงยังไม่สามารถรวมบริการเสริมต่าง ๆ ของ DSM ไว้ในระบบส่งหรือจำหน่ายได้ ส่วนวิธีที่ 2 คือการรวมต้นทุน DSM ไว้ในการปรับสมดุลบัญชีซึ่งทำได้เมื่อรายได้จริงมากกว่ารายได้ที่ยอมรับได้ โดยวิธีการนี้สามารถใช้กับตลาดค้าปลีกไฟฟ้าที่กลไกตลาดยังไม่สมบูรณ์ได้ แม้ว่าทั้ง 2 วิธีจะมีประสิทธิภาพและไม่ส่งผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้า แต่ในระยะยาวจะต้องมีการตรวจสอบต้นทุนที่เข้มงวดมากยิ่งขึ้น จะแสดงองค์ประกอบของวิธีที่ 1 และวิธีที่ 2 ได้ดังภาพที่ 1.6 และ 1.7



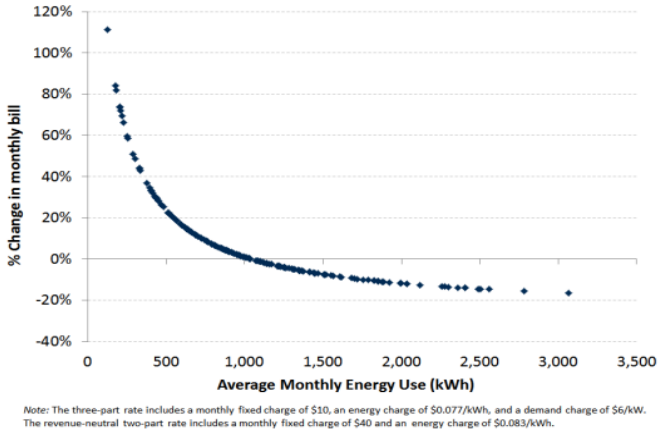
รูปที่ 1.6 กลไกการรวมต้นทุน วิธีที่ 1



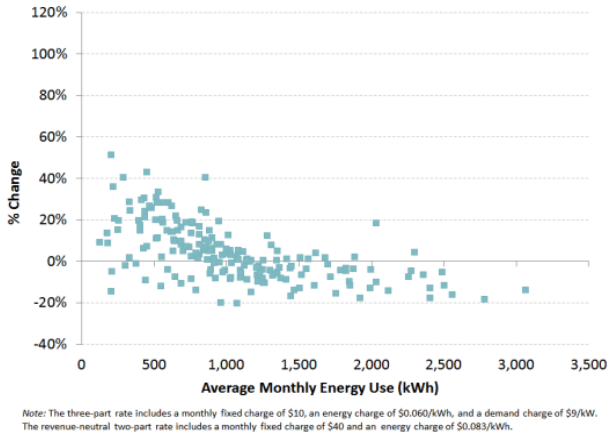
รูปที่ 1.7 กลไกการรวมต้นทุน วิธีที่ 2

งานวิจัยเรื่อง Residential demand charges: an overview ของ A. Faruqui ปี 2016 [16] กล่าวถึงการออกแบบอัตราค่าบริการแบบต่าง ๆ ในกรณีที่ไม่มีระบบมิเตอร์อัจฉริยะ (Advance metering infrastructure; AMI) ได้แก่ การใช้อัตราที่อ้างอิงตามการวัดปริมาณการใช้งาน

(Volumetric charges) ซึ่งมีข้อจำกัดคือไม่สามารถจัดการปัญหาการเปลี่ยนแปลงต้นทุนที่เกี่ยวข้องกับการนำเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว (Distribution generation) มาใช้งานได้ จะแสดงกราฟแสดงการจัดเก็บค่าไฟฟ้าเฉลี่ยในอัตราคงที่ และกราฟแสดงการจัดเก็บค่าไฟฟ้าตามความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้า ได้ดังรูปที่ 1.8 และ 1.9



รูปที่ 1.8 กราฟแสดงการจัดเก็บค่าไฟฟ้าเฉลี่ยในอัตราคงที่



รูปที่ 1.9 กราฟแสดงการจัดเก็บค่าไฟฟ้าตามความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้า

การใช้อัตราไฟฟ้าแบบคงที่ (Fixed charges) ในทางปฏิบัตินั้นทำได้ยากเนื่องจากต้นทุนส่วนเพิ่มระยะยาวมีการเปลี่ยนแปลงไปจึงไม่สามารถแสดงถึงต้นทุนที่แท้จริงได้และลดแรงจูงใจในการใช้งานไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพ โดยในงานวิจัยนี้ได้มีการแนะนำให้ใช้อัตราที่อ้างอิงตามความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้า (Demand charges) ซึ่งง่ายต่อการใช้งานและการวัดค่าพลังงานที่ใช้จากอุปกรณ์เครื่องใช้ไฟฟ้าภายในบ้าน แต่วิธีนี้ยังไม่สามารถระบุที่มาของต้นทุนทางตรงและทางอ้อมได้

1.7 เนื้อหาวิทยานิพนธ์

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้แบ่งออกเป็น 6 บท โดยมีเนื้อหาดังนี้

บทที่ 1 บทนำ โดยกล่าวถึงที่มาและความสำคัญของปัญหา วัตถุประสงค์ ขอบเขตของวิทยานิพนธ์ ขั้นตอนการศึกษาวิธีการดำเนินงาน ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์ งานวิจัยในอดีตที่เกี่ยวข้อง และเนื้อหาของวิทยานิพนธ์

บทที่ 2 โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าในต่างประเทศและโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าของไทย โดยกล่าวถึงการกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าและวิธีการกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าของต่างประเทศรวมถึงประเทศไทยที่ใช้ในปัจจุบัน

บทที่ 3 ทฤษฎีพื้นฐานของเศรษฐศาสตร์วิศวกรรม โดยกล่าวถึงมูลค่าของเงินตามเวลา (Time value of money) อัตราส่วนผลตอบแทนเงินลงทุน (Return on invested capital; ROIC) และ ค่าเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักของต้นทุนทางการเงิน (Weighted average cost of capital; WACC) และการแบ่งประเภทของต้นทุนการไฟฟ้า

บทที่ 4 การคำนวณอัตราค่าไฟฟ้าฐาน โดยกล่าวถึงแนวคิดในการคำนวณพิกัดอัตราค่าไฟฟ้าฐาน วิธีการคำนวณรายได้ที่พึงได้รับของการไฟฟ้า และวิธีการคำนวณพิกัดอัตราค่าไฟฟ้าฐานในหน่วยบาทต่อกิโลวัตต์และหน่วยบาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง

บทที่ 5 ผลการคำนวณอัตราค่าไฟฟ้าฐาน โดยกล่าวถึงข้อมูลที่ใช้ในการเปรียบเทียบผลการคำนวณพิกัดอัตราค่าไฟฟ้าฐาน ข้อมูลที่ใช้ในการคำนวณพิกัดอัตราค่าไฟฟ้าฐาน ผลการคำนวณพิกัดอัตราค่าไฟฟ้าฐานโดยใช้ค่า WACC ที่ปรับลดลง 10% จากค่า WACC สำหรับอ้างอิงใน ROIC ปี 2558 – 2560 และการวิเคราะห์ปัจจัยที่ส่งผลต่อการคำนวณพิกัดอัตราค่าไฟฟ้าฐาน

บทที่ 6 สรุป และ ข้อเสนอแนะ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

บทที่ 2
การกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าของต่างประเทศ และโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าของไทย

ในบทนี้จะกล่าวถึงโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าในประเทศต่าง ๆ เพื่อให้เห็นถึงภาพรวมของแนวทางในการจัดการต้นทุน การคำนวณ และการจัดเก็บอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าที่แตกต่างกันไปในแต่ละประเทศ โดยจะแบ่งเป็นหัวข้อต่าง ๆ ดังนี้

1) โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าของประเทศเปรู โอมาน ปากีสถาน ไนจีเรีย และกลุ่มประเทศในทวีปยุโรป
2) โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าในประเทศอินเดีย
3) โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าในประเทศไทย

2.1 โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าของประเทศเปรู โอมาน ปากีสถาน ไนจีเรีย และกลุ่มประเทศในทวีปยุโรป [17], [18], [19]

จากรายงานการศึกษาการกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าในประเทศต่าง ๆ จาก 20 ประเทศสมาชิกทั่วโลก ที่จัดทำขึ้นโดยสมาคมผู้ควบคุมพลังงานระดับภูมิภาค (ERRA) ในการตรวจสอบแนวทางการกำหนดรายได้ของผู้ดำเนินการระบบส่ง (TSO) และผู้ดำเนินการระบบจ่ายไฟฟ้า (DSOs) ได้แบ่งการศึกษาคร่าว ๆ ออกเป็น 3 ขั้นตอน ได้แก่

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

2.1.1 การทบทวนโครงสร้างในการกำกับอัตราค่าไฟฟ้า

ในการศึกษาการกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าในแต่ละประเทศที่ได้มีการสำรวจ โดยจะแบ่งออกเป็น 5 กลุ่มประเทศจากทวีปต่าง ๆ ทั่วโลก ดังตารางที่ 2.1

ตารางที่ 2.1 กลุ่มประเทศที่มีการสำรวจกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า

Region	Countries	ISO codes
Americas	Peru	PE
Caucasus	Azerbaijan, Georgia	AZ, GE
Europe	Albania, Austria, Bulgaria, Czechia, Estonia, Hungary, Latvia, Lithuania, Moldova, North Macedonia, Poland, Slovakia, Turkey, Kosovo[2]	AL, AT, BG, CZ, EE, HU, LV, LT, MD, MK, PL, SK, TR, XK
Middle East and North Africa (MENA)	Oman	OM
South Asia	Pakistan	PK
Sub-Saharan Africa (SSA)	Nigeria	NG

ในการกำหนดกฎระเบียบข้องบังคับของแต่ละประเทศที่ได้มีการสำรวจข้อมูลจากตารางที่ 2.1 แล้วนั้น จะพิจารณา 2 ด้าน คือ หลักธรรมาภิบาลและความรับผิดชอบ และความโปร่งใสของการดำเนินงานซึ่งมีรายละเอียดดังนี้

2.1.1.1 หลักธรรมาภิบาลและความรับผิดชอบ

หลักธรรมาภิบาลและความรับผิดชอบเกี่ยวข้องกับความเป็นอิสระของหน่วยงานกำกับดูแลจากรัฐบาลเป็นหลัก ความเป็นอิสระถือเป็นสิ่งสำคัญสำหรับหน่วยงานกำกับดูแลในการสร้างสมดุลระหว่างเป้าหมายของความสามารถในการจ่ายสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าปลายทางและความยั่งยืนทางการเงินของผู้ใช้ไฟฟ้าโดยในการศึกษานี้ จะแบ่งความเป็นอิสระของหน่วยงานในการกำกับดูแลของแต่ละประเทศ ดังตารางที่ 2.2

ตารางที่ 2.2 ความเป็นอิสระของหน่วยงานกำกับดูแล

	AL	AT	AZ	BG	CZ	EE	GE	HU	LT	LV	MD	MK	NG	OM	PE	PK	PL	SK	TR	XK[†]
Independent regulator reporting to legislature	✓			✓	✓		✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓			✓	✓	✓	✓
Government body separate from energy ministry, but reporting to executive															✓	✓				
Agency within a ministry			✓			✓														
Independent regulator reporting directly to executive		✓																		

จากตารางที่ 2.2 จะเห็นได้ว่า หน่วยงานกำกับดูแลของประเทศส่วนใหญ่จะมีความเป็นอิสระจากรัฐบาลและรายงานต่อสภานิติบัญญัติโดยตรง สำหรับเปรู (PE) และปากีสถาน (PK) ดำเนินงานเป็นหน่วยงานของรัฐบาลแยกจากกระทรวงพลังงานแต่รายงานต่อผู้บริหาร สำหรับเอสโตเนีย (EE) และอาเซอร์ไบจาน (AZ) ดำเนินงานในฐานะหน่วยงานภายในกระทรวงยุติธรรมและกระทรวงพลังงานตามลำดับ ส่วนออสเตรีย (AT) มีหน่วยงานกำกับดูแลด้านพลังงานอิสระรายงานโดยตรงต่อผู้บริหาร

2.1.1.2 ความโปร่งใสของการดำเนินงาน

ความโปร่งใสด้านกฎระเบียบในการกำหนดรายได้ที่พึงได้รับซึ่งเป็นสิ่งสำคัญสำหรับผู้กำกับดูแลในการสร้างความไว้วางใจกับผู้ใช้ไฟฟ้าที่ชำระอัตราค่าไฟฟ้าและหน่วยงานที่ได้รับการควบคุมซึ่งต้องการรายได้จากค่าไฟฟ้าที่ครอบคลุมค่าใช้จ่ายทั้งหมด นอกจากนี้ความโปร่งใสยังช่วยให้มีการตรวจสอบระเบียบวิธีปฏิบัติ ซึ่งท้ายที่สุดจะนำไปสู่การปฏิบัติที่ดีขึ้น และลดโอกาสที่เกิดการทุจริตอีกด้วย ในการสำรวจพบว่าประเทศส่วนใหญ่เปิดเผยวิธีการจัดเก็บรายได้ที่พึงได้รับต่อสาธารณะซึ่งจะแสดงรายละเอียด ดังตารางที่ 2.3

ตารางที่ 2.3 การเผยแพร่เอกสารเกี่ยวกับรายได้ที่พึงได้รับและอัตราค่าไฟฟ้า

	AL	AT	AZ	BG	CZ	EE	GE	HU	LT	LV	MD	MK	NG	OM	PE	PK	PL	SK	TR	XK†
Allowed revenue methodology	✓	✓		✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Decision on approved tariffs	✓	✓		✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Tariff proposal consultation papers				✓	✓		✓		✓	✓	✓	✓	✓		✓	✓		✓		✓
Tariff calculation models	✓	✓				✓	✓		✓		✓		✓		✓		✓	✓	✓	
Decision on allowed revenues*	✓			✓			✓		✓	✓		✓	✓		✓	✓			✓	✓
Stakeholder comments on determination				✓	✓		✓		✓	✓			✓		✓	✓		✓		✓
None of the above			✓																	

สำหรับการกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าในทวีปยุโรปจะมีรูปแบบที่แตกต่างกันตามแต่ละประเทศสมาชิก โดยจะขึ้นกับจำนวนและขนาดของการดำเนินงาน ลักษณะเครือข่าย ตลอดจนโครงสร้างความเป็นเจ้าของเครือข่าย โดยผู้ประกอบการระบบจำหน่าย (DSO) จะมีหน้าที่รับผิดชอบในการดำเนินงานและลงทุนในเครือข่ายการจัดจำหน่ายเพื่อขนส่งกระแสไฟฟ้าเข้าและออกจากผู้ใช้เครือข่าย นอกจากนี้ผู้ประกอบการระบบจำหน่ายยังมีหน้าที่จัดเก็บค่าไฟฟ้าในการจัดจำหน่ายให้กับผู้ใช้เครือข่ายเพื่อคืนทุนและได้รับรายได้ที่กำหนดตามหน่วยงานกำกับดูแลระดับประเทศ (NRA) ภายใต้สภาควบคุมพลังงานแห่งยุโรป (CEER) สำหรับการลงทุนของ DSO รวมถึงการสร้างกำลังการผลิตใหม่ การปรับโครงสร้างใหม่ และการแทนที่สินทรัพย์ที่มีอยู่เมื่อหมดอายุการใช้งานทางเทคนิคจะช่วยให้

DSO มีบทบาทในการใช้โหลดใหม่ ๆ มากขึ้น เช่น รถยนต์ไฟฟ้า การผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว เป็นต้น โดยจะแสดงข้อมูลของ DSO ได้ดังรูปที่ 2.1

รูปที่ 2.1 จำนวนของ DSO ในประเทศต่าง ๆ และพลังงานไฟฟ้ารวมในระบบจำหน่าย

เนื่องจากการจำหน่ายไฟฟ้าเป็นการผูกขาดโดยธรรมชาติ ดังนั้น DSO จึงเป็นบริษัทที่มีการควบคุมการจำหน่ายไฟฟ้าโดยสมบูรณ์ โดย DSO ที่เป็นส่วนหนึ่งของบริษัทที่มีโครงสร้างการจัดการในแนวตั้งจะต้องปฏิบัติงานตามเงื่อนไขที่กฎหมายกำหนดคือ มีการแยกกลุ่มการทำงานและการแยกบัญชีตามที่กำหนดไว้ในแพ็คเกจพลังงานที่สามซึ่งใช้กับ DSO มากกว่า 190 แห่ง ที่มีผู้ใช้ไฟฟ้า 100,000 รายขึ้นไป ส่วน DSO ที่ให้บริการลูกค้าในโครงข่ายน้อยกว่า 100,000 ราย จะได้รับการยกเว้นจากข้อกำหนดเพื่อให้เกิดการประหยัดจากขนาด โดย DSO รายเล็กมักจะมีการรวมเข้ากับกิจการที่มีโครงสร้างการจัดการในแนวนอน เช่น การส่งจ่ายน้ำ ก๊าซ พลังงานความร้อน เป็นต้น

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

2.1.2 การกำหนดกรอบการทำงานโดยรวมในการควบคุมอัตราค่าไฟฟ้าของแต่ละประเทศ

ในการศึกษากรอบการทำงานโดยรวมในการควบคุมอัตราค่าไฟฟ้าของ TSO และ DSO ในแต่ละเขตการควบคุม จะพิจารณา 4 ด้าน คือ วิธีการกำหนดอัตราค่าไฟฟ้า ช่วงระยะเวลาในการกำกับดูแล วิธีการกำหนดรายได้ที่พึงได้รับ และปัจจัยการกำหนดประสิทธิภาพ

2.1.2.1 วิธีการกำหนดอัตราค่าไฟฟ้า

วิธีการกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าเป็นแนวทางที่หน่วยงานกำกับดูแลนำมาใช้โดยจะมีแนวทางที่แตกต่างกันไปซึ่งจะตัดสินใจบนพื้นฐานของการคาดการณ์ต้นทุนของกิจการ หรือขึ้นอยู่กับต้นทุนในอดีตหรือต้นทุนที่แท้จริงเพียงอย่างเดียว นอกจากนี้ยังต้องมีการพิจารณาถึงความสม่ำเสมอในการทบทวนอัตราค่าไฟฟ้าอีกด้วย สำหรับวิธีการในการกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าโดยทั่วไป จะมี 4 วิธี ด้วยกัน

ซึ่งได้มีการจำแนกต้นทุนตามความสำพันธ์ของเวลา แสดงได้ดังตารางที่ 2.4 ในทางปฏิบัติหน่วยงานกำกับดูแลมักใช้วิธีการกำหนดแบบผสมผสาน (Hybrid) หรือใช้รูปแบบต่าง ๆ ในการกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าจากวิธีการเหล่านี้

ตารางที่ 2.4 วิธีการกำหนดอัตราค่าไฟฟ้า

วิธีการ	คำอธิบาย
การกำหนดอัตราผลตอบแทน (Rate of return)	▪ รายได้ถูกกำหนดตามต้นทุนในอดีต ▪ มีการทบทวนตามคำขอของกิจการไฟฟ้าหรือหน่วยงานกำกับดูแลตามความจำเป็น เพื่อรักษาระดับรายได้ที่พึงได้รับตามสมควร
การกำหนดต้นทุนบวกเพิ่ม (Cost plus)	▪ รายได้ถูกกำหนดตามต้นทุนที่แท้จริงโดยบวกเพิ่มกำไรที่กิจการต้องการ ▪ มีการทบทวนมากกว่า 1 ครั้งต่อปีเพื่อให้มั่นใจว่าอัตราค่าไฟฟ้าเป็นไปตามค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นจริง
การกำหนดรายได้สูงสุด (Revenue cap)	▪ รายได้ถูกกำหนดตามต้นทุนที่คาดการณ์ ▪ การทบทวนจะเป็นช่วงขอบเขตเวลาหลายปีโดยมีการกำหนดรายได้ที่พึงได้รับของการไฟฟ้าในแต่ละปีก่อนการทบทวนครั้งต่อไป ▪ โดยทั่วไปกิจการไฟฟ้าจะกำหนดอัตราค่าบริการตามที่ต้องการโดยรายได้จะต้องไม่เกินรายได้สูงสุด
การกำหนดราคาสูงสุด (Price cap)	▪ รายได้ถูกกำหนดตามต้นทุนที่คาดการณ์ ▪ การทบทวนจะเป็นช่วงขอบเขตเวลาหลายปีโดยกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าเฉลี่ยที่พึงได้รับจากการให้บริการต่าง ๆ ของกิจการในแต่ละปีที่นำไปสู่การทบทวนครั้งถัดไป ▪ โดยทั่วไปกิจการไฟฟ้าจะกำหนดอัตราค่าบริการตามที่ต้องการ โดยจะต้องไม่เกินราคาสูงสุด

ในตัวอย่างข้อมูลในประเทศต่าง ๆ จะพบว่าวิธีการกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าที่มีการใช้บ่อยที่สุด คือ การกำหนดรายได้สูงสุด ตามด้วยการกำหนดราคาสูงสุด การกำหนดแบบผสมผสาน การกำหนดต้นทุนบวกเพิ่ม และการกำหนดอัตราผลตอบแทน ตามลำดับ โดยส่วนใหญ่แล้ว TSO และ DSO จะใช้วิธีการกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าในแบบเดียวกัน ยกเว้นในออสเตรีย บัลแกเรีย เปรู และโปแลนด์ โดย

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

DSO ของโปแลนด์ ใช้การกำหนดรายได้สูงสุด ในขณะที่ TSO ของโปแลนด์ใช้การกำหนดแบบผสมผสาน (Hybrid) ระหว่างการกำหนดรายได้สูงสุดและการกำหนดต้นทุนบวกเพิ่ม จะแสดงวิธีการกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าของแต่ละประเทศดังตารางที่ 2.5

ตารางที่ 2.5 วิธีการกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าในแต่ละประเทศ

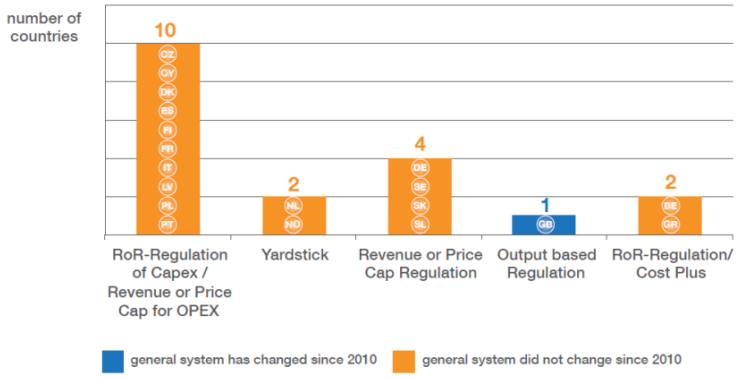
	AL	AT	AZ	BG	CZ	EE	GE	HU	LT	LV	MD	MK	NG	OM	PE	PK	PL	SK	TR	XK†
TSO																				
Revenue cap					✓		✓				✓	✓		✓					✓	
Price cap	✓								✓				✓					✓		
Hybrid								✓								✓	✓			✓*
Cost plus		✓	✓							✓										
Rate-of-return				✓		✓									✓					
DSO																				
Revenue cap		✓		✓	✓		✓				✓	✓		✓			✓		✓	
Price cap	✓								✓				✓		✓			✓		
Hybrid								✓								✓				✓*
Cost plus			✓							✓										
Rate-of-return						✓														

สำหรับประเทศในกลุ่มทวีปยุโรปนั้นสามารถพัฒนาวิธีการออกแบบอัตราค่าไฟฟ้าเพื่อนำมาใช้งานในเครือข่ายของตนเองได้ โดยจะขึ้นอยู่กับผลการปฏิบัติงานที่ผ่านมาของหน่วยงานที่กำกับดูแลด้านสาธารณูปโภคในปีฐานซึ่งถูกกำหนดให้เป็นปีการเงินที่มีความสมบูรณ์ในขณะที่มีการพิจารณาอัตราค่าไฟฟ้าตามระเบียบข้อบังคับ ต้นทุนในปีฐานจึงมีความสำคัญต่อการพิจารณารายได้ที่การไฟฟ้าพึงได้รับในช่วงเวลาที่ได้มีการกำกับดูแลโดยจะมีความแตกต่างกันในแต่ละประเทศ ดังนี้

- ประเทศในยุโรปส่วนใหญ่ใช้กรอบการกำกับดูแลตามแนวคิดสินทรัพย์ฐาน (Regulatory asset base; RAB) ซึ่งมีการนำผลลัพธ์ไปใช้ในเยอรมนีและสเปน สำหรับรูปแบบการกำกับดูแลของเยอรมนีจะอิงตามการเปรียบเทียบของผู้ให้บริการที่คล้ายกัน โดยรายได้ทั้งหมดที่พึงได้รับคือผลรวมของต้นทุนสามประเภท คือ ไม่มีประสิทธิภาพ มีประสิทธิภาพ และควบคุมไม่ได้ ส่วนสเปนใช้แบบจำลองเครือข่ายอ้างอิงเป็นเครื่องมือเปรียบเทียบทางเทคนิคสำหรับการกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าในการจำหน่าย

- หน่วยงานกำกับดูแลบางส่วนในคู่สัญญาประชาคมพลังงาน (Energy community contracting parties; EnC CPs) ยังคงใช้อัตราผลตอบแทน (Rate of return method) ตามข้อบังคับในการกำหนดอัตราการจัดจำหน่ายไฟฟ้า เช่น คู่สัญญาบอสเนียและเฮอร์เซโกวีนา คู่สัญญาเซอร์เบียและยูเครน โดยวิธีการอัตราผลตอบแทนจะอยู่บนพื้นฐานของหลักการที่ไม่ซับซ้อน
- จอร์เจียใช้วิธีการแบบผสมผสานโดยใช้วิธีกำหนดรายได้สูงสุดร่วมกับวิธีแรงจูงใจ ซึ่งใช้สำหรับค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานที่ควบคุมได้
- ออลบานี จะใช้วิธีการกำหนดราคาสูงสุด (Price-cap regulation method) ร่วมกับเป้าหมายด้านประสิทธิภาพของไฟฟ้า
- หน่วยงานกำกับดูแลของเนเธอร์แลนด์และนอร์เวย์ใช้การกำหนดตามระเบียบบรรทัดฐาน (Yardstick) ร่วมกับวิธีแรงจูงใจด้านประสิทธิภาพ และในสหราชอาณาจักรมีการใช้วิธีการตามผลงานร่วมด้วย

ในการวิเคราะห์การลงทุนในประเทศสมาชิกสหภาพยุโรป องค์กร EURELECTRIC ได้ทำการสำรวจระเบียบวิธีการควบคุมการจ่ายไฟฟ้าที่ใช้ในปี 2557 โดยสรุปวิธีการควบคุมออกเป็น 5 ประเภทหลัก ดังแสดงในรูปที่ 2.2

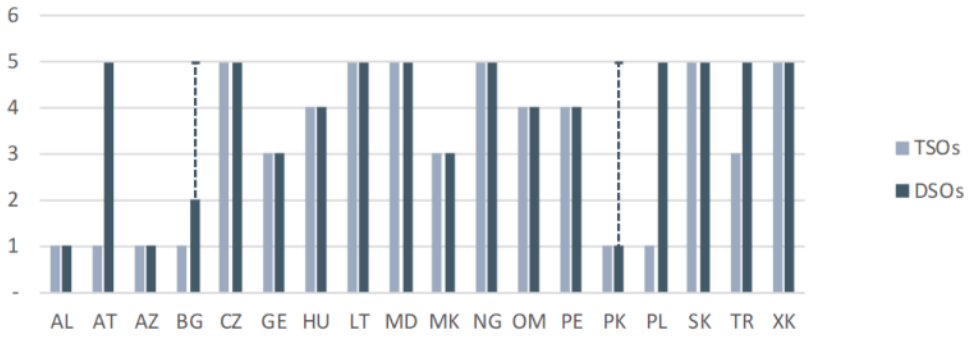


รูปที่ 2.2 การกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าด้วยวิธีการต่าง ๆ ของกลุ่มประเทศในทวีปยุโรป

วิธีการกำหนดอัตราค่าไฟที่ใช้โดยทั่วไปจะสะท้อนถึงความเฉพาะเจาะจงของแต่ละประเทศ โดยคำนึงถึงโครงสร้างระบบไฟฟ้า จำนวนและขนาดของ DSO ช่วงเวลาครบกำหนดของกรอบการกำกับดูแล และลักษณะเฉพาะอื่นๆ ของประเทศ นอกจากนี้การกำหนดอัตราค่าบริการจะเป็นช่วงเวลาที่กำหนดไว้ล่วงหน้าโดยอาจมีการปรับเปลี่ยนเล็กน้อยเพื่อสะท้อนการเปลี่ยนแปลงในการนำเข้าข้อมูลบางรายการ

2.1.2.2 ช่วงระยะเวลาในการกำกับดูแล

ในการกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าเป็นแบบราคาสูงสุดและรายได้สูงสุด จะมีระยะเวลาในการทบทวนอัตราค่าไฟฟ้าเป็นตัวกำหนด ในบางกรณีช่วงระยะเวลาดังกล่าวจะขึ้นกับการพิจารณาของหน่วยงานกำกับดูแลและช่วงระยะเวลาที่ใช้ในการคำนวณจะสามารถเปลี่ยนแปลงได้ตามกฎหมาย จากข้อมูลการสำรวจระยะเวลาในการกำกับดูแลของแต่ละประเทศ จะเป็นดังรูปที่ 2.3



รูปที่ 2.3 ช่วงระยะเวลาในการกำกับดูแล

จะเห็นได้ว่าความถี่ในการทบทวนที่น้อยลงจะช่วยลดภาระของหน่วยงานกำกับดูแลและกิจการไฟฟ้าในการตรวจสอบอย่างละเอียดถี่ถ้วน อย่างไรก็ตามช่วงระยะเวลาการกำกับดูแลที่ยาวนานจะก่อให้เกิดความแตกต่างระหว่างรายได้และต้นทุนเพิ่มมากขึ้นเนื่องจากรายได้จะขึ้นอยู่กับการคาดการณ์หรือต้นทุนจริงในขณะที่ตรวจสอบซึ่งอาจนำไปสู่ความเสี่ยงทางการเงินต่อกิจการไฟฟ้าหากค่าใช้จ่ายเกินกว่ารายได้ที่การไฟฟ้าพึงได้รับ หรืออัตราค่าไฟฟ้าที่จัดเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้ามีค่าสูงเกินควรเนื่องจากรายได้ของการไฟฟ้าสูงกว่าต้นทุนเป็นระยะเวลานาน ปัญหาที่เกิดขึ้นดังกล่าวสามารถแก้ไขได้โดยการอนุญาตให้มีการปรับเปลี่ยนค่าบางอย่างแบบอัตโนมัติภายในระยะเวลาที่กำกับดูแลหรือปรับรายได้ที่กำหนดไว้ในการทบทวนครั้งถัดไปเพื่อชดเชยการเปลี่ยนแปลงระหว่างรายได้และต้นทุนในช่วงระยะเวลาการกำกับดูแลก่อนหน้า

สำหรับช่วงระยะเวลาการกำกับดูแลของกลุ่มประเทศยุโรปจะอยู่ในช่วง 3 - 5 ปี โดยในบางกรณีอาจใช้ระยะเวลาที่นานกว่านั้นขึ้นอยู่กับหน่วยงานในแต่ละประเทศที่มีการปรับปรุงข้อมูลและรายได้สูงสุดทุกปีและกำหนดรายได้ประจำปี หรืออาจกำหนดข้อมูลทั้งหมดเมื่อเริ่มต้นรอบระยะเวลาการกำกับดูแลและปรับค่าเหล่านี้เมื่อสิ้นสุดระยะเวลาเท่านั้น อย่างไรก็ตามการปรับเปลี่ยนเล็กน้อยสามารถดำเนินการได้อย่างต่อเนื่องตามระยะเวลาที่บังคับใช้ เช่น การเปลี่ยนแปลงสินทรัพย์ที่อยู่ในการกำกับดูแล การเปลี่ยนแปลง RPI รายปี การเปลี่ยนแปลงของอัตราดอกเบี้ยพันธบัตรรัฐบาลที่ใช้

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

เพื่อกำหนดต้นทุนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก (WACC) และการเปลี่ยนแปลงของราคาพลังงานที่ใช้ในการคำนวณต้นทุนการสูญเสียจากการจำหน่าย

2.1.2.3 วิธีการกำหนดรายได้ที่พึงได้รับ

จากการกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าตารางที่ 2.4 จะเป็นการกำหนดรายได้ที่พึงได้รับตามจริงหรือการคาดการณ์ต้นทุนรวม นอกจากนี้ยังมีแนวทางที่กำหนดรายได้ที่พึงได้รับของการไฟฟ้า โดยแนวทางที่แตกต่างกันนี้สามารถนำมากำหนดต้นทุนรวมของการไฟฟ้า ซึ่งจะมีวิธีการดังตารางที่ 2.6

ตารางที่ 2.6 วิธีการกำหนดรายได้ที่พึงได้รับของการไฟฟ้า

วิธีการ	คำอธิบาย
การสร้างบล็อก (Building blocks)	▪ รายได้ที่พึงได้รับเป็นผลรวมของต้นทุนส่วนบุคคล ได้แก่ ผลตอบแทนจากเงินลงทุน การคืนทุน (เช่น ค่าเสื่อมราคา) ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน ▪ โดยทั่วไปจะใช้ร่วมกับกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าเป็นแบบราคาและรายได้สูงสุด ▪ ต้นทุนเงินทุน (CAPEX) และต้นทุนการดำเนินงาน (OPEX) ถูกพิจารณาแยกจากกัน
การกำหนดทางบัญชี (Accounting)	▪ รายได้ที่พึงได้รับมีความเชื่อมโยงกับค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน ค่าเสื่อมราคา และดอกเบี้ยที่ปรากฏในบัญชีตามกฎหมาย/งบการเงิน ▪ ต้นทุนเงินทุนโดยทั่วไปกำหนดไว้ในระดับที่ยุติธรรมสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้า
การกำหนดด้วยเงินสด (Cash-based)	▪ มุ่งเน้นที่การจ่ายเงินสดของนิติบุคคลที่ได้รับการควบคุมเท่านั้น เช่น การชำระหนี้และต้นทุนดอกเบี้ย ▪ นำไปใช้ในประเทศเกิดใหม่หลายแห่งที่อาจกำลังพัฒนาตลาดใหม่และมีอัตราการเติบโตของอุปสงค์ที่รวดเร็ว ความต้องการการลงทุนที่สูงและคาดการณ์ได้ยาก
การกำหนดค่าใช้จ่ายทั้งหมด (TOTEX)	▪ มีความใกล้เคียงกับวิธีการกำหนดกรอบรายได้ที่พึงได้รับ (Building blocks) โดยต้นทุนเงินทุน (CAPEX) และต้นทุนการดำเนินงาน (OPEX) ถูกพิจารณารวมกันเพื่อกำหนดค่าใช้จ่ายทั้งหมด

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

สำหรับตัวอย่างข้อมูลในประเทศต่าง ๆ เมื่อนำมาเปรียบเทียบกับวิธีการกำหนดรายได้ที่พึงได้รับในตารางที่ 2.6 พบว่าวิธีการสร้างบล็อก (Building blocks) เป็นวิธีที่มีความแพร่หลายที่สุดและค่อนข้างเป็นสากล โดยวิธีการคำนวณจะแสดงได้ดังสมการรายได้ 2.1 และสมการปรับฐานสินทรัพย์เริ่มต้น 2.2 ดังนี้

$$REV = OPEX + DEP + (WACC \times RAB) + ADJ \quad (2.1)$$

และ

$$RAB = RAB_{-1} + CAPEX - DEP \quad (2.2)$$

โดยที่ REV คือ รายได้ที่พึงได้รับที่ถูกกำหนด (Regulated revenue requirement) [บาท]

$OPEX$ คือ ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน (Operating expenditure; OPEX) [บาท]

DEP คือ ค่าเสื่อมราคา (Depreciation; DEP) [บาท]

ADJ คือ รายได้ที่มีการปรับบัญชีแล้ว (Revenue adjustment) [บาท]

$WACC$ คือ ค่าเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักของต้นทุนทางการเงิน (Weighted average cost of capital)

RAB คือ สินทรัพย์ฐาน (Regulatory Asset Base; RAB) [บาท]

$CAPEX$ คือ เงินลงทุน (Capital expenditure; CAPEX) [บาท]

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

2.1.2.4 ตัวประกอบสมรรถนะ (X factor)

ในการกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าแบบราคาสูงสุดและรายได้สูงสุดโดยการกำหนดตามต้นทุนที่คาดการณ์ หน่วยงานกำกับดูแลจะถือว่ามีการปรับปรุงประสิทธิภาพเมื่อเวลาผ่านไป วิธีการที่ใช้ทั่วไปคือการกำหนดให้ค่าสูงสุดเพิ่มขึ้นตาม CPI-X เมื่อ CPI คือ อัตราเงินเฟ้อ และ X คือ ตัวประกอบสมรรถนะ (X factor) ส่วนการกำหนดอัตราผลตอบแทนและการกำหนดราคาบวกเพิ่มจากต้นทุนซึ่งกำหนดรายได้ที่พึงได้รับตามต้นทุนที่แท้จริงมักไม่รวมปัจจัยด้านประสิทธิภาพ สำหรับตัวอย่างข้อมูลในประเทศต่าง ๆ จะมีค่าตัวประกอบสมรรถนะ ดังตารางที่ 2.7

ตารางที่ 2.7 ตัวประกอบสมรรถนะ

Country	TSO	DSO
Albania	0%*	0%*
Austria		0.95%
Kosovo†	1.5%	1.5%
Moldova	1%	1%
Oman	-2%	-2%
Pakistan		0% - 5.8%**
Slovakia	3.5%	3.5%
Turkey		0% - 11.15%**

2.1.3 การกำหนดต้นทุนและรายได้ของการไฟฟ้า

ในการกำหนดต้นทุนและรายได้ของการไฟฟ้า จะพิจารณา 4 ด้านด้วยกัน คือ ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน (OPEX) เงินลงทุน (CAPEX) สินทรัพย์ฐาน (RAB) ค่าเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักของต้นทุนทางการเงิน (WACC) และตัวกำหนดรายได้อื่น ๆ

2.1.3.1 ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน (OPEX)

ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน (Operating expenditure; OPEX) โดยทั่วไปจะพิจารณาได้ดังตารางที่ 2.8

ตารางที่ 2.8 การกำหนดค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานที่ยอมรับได้

วิธีการ	คำอธิบาย
วิธีจากล่างขึ้นบน (Bottom-up)	▪ หน่วยงานกำกับดูแลจะกำหนดค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานที่ยอมรับได้สำหรับรายการ OPEX ที่กำหนดโดยกิจการไฟฟ้าการกำหนดประสิทธิภาพต้นทุนของ OPEX แต่ละรายการซึ่งมักจะยึดตามงบการเงินที่มีการตรวจสอบแล้ว แนวโน้มในอดีต การวิเคราะห์ทางสถิติ ฯลฯ
วิธีจากบนลงล่าง (Top-down)	▪ หน่วยงานกำกับดูแลจะกำหนดค่าใช้จ่ายที่ยอมรับได้สำหรับรายการ OPEX ทั้งหมด การกำหนดประสิทธิภาพต้นทุนของ OPEX มักได้รับแจ้งจากผู้เปรียบเทียบภายนอกและดุลพินิจของหน่วยงานกำกับดูแล

CHULALONGKORN UNIVERSITY

วิธีการ	คำอธิบาย
การกำหนดมาตรฐาน (Cash-based)	▪ OPEX ที่ยอมรับได้ซึ่งกำหนดโดยใช้เกณฑ์มาตรฐานภายนอก เช่น การใช้ต้นทุนของสาธารณูปโภคอื่นๆ ▪ แตกต่างจากวิธีการจากบนลงล่างโดยแจ้งเพียงตัวควบคุมเปรียบเทียบภายนอก
การกำหนด OPEX ย้อนหลัง (Historical outturn OPEX)	▪ OPEX ที่ยอมรับได้ถูกกำหนดโดยการวัดประสิทธิภาพภายใน เช่น การใช้ OPEX รวมก่อนหน้าของกิจการไฟฟ้า ▪ หน่วยงานกำกับดูแลกำหนด OPEX เทียบเท่ากับ OPEX เดิมที่มีประสิทธิภาพโดยปรับค่าใช้จ่ายพิเศษ อัตราเงินเฟ้อ และการเติบโตของเครือข่าย
การกำหนดค่าใช้จ่ายทั้งหมด (TOTEX)	▪ OPEX ที่ยอมรับได้ ถูกพิจารณารวมกับ CAPEX ที่ยอมรับได้ ซึ่งมักจะใช้การเปรียบเทียบและการวิเคราะห์ทางสถิติ

สำหรับตัวอย่างข้อมูลในประเทศต่าง ๆ พบว่าการกำหนดค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานที่ยอมรับได้จะแสดงได้ดังตารางที่ 2.9

ตารางที่ 2.9 การกำหนดค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานที่ยอมรับได้ในแต่ละประเทศ

	AL	AT	AZ	BG	CZ	EE	GE	HU	LT	LV	MD	MK	NG	OM	PE	PK	PL	SK	TR	XK†
TSO																				
Bottom-up	✓					✓	✓	✓		✓	✓		✓	✓		✓	✓			
Top-down									✓			✓						✓		
Totex		✓	✓	✓																
Yardstick													✓							✓
Historical outturn opex					✓														✓	
Investment opex															✓					
DSO																				
Bottom-up	✓						✓	✓		✓	✓		✓	✓		✓	✓			
Top-down									✓			✓		✓				✓		
Totex		✓	✓	✓																
Yardstick						✓		✓					✓	✓	✓	✓			✓	✓
Historical outturn opex					✓														✓	

2.1.3.2 เงินลงทุน (CAPEX)

เงินลงทุน (Capital expenditure; CAPEX) คือ รายจ่ายเพื่อการได้มาของสินทรัพย์ที่จะนำมาใช้ในการดำเนินการเพื่อหารายได้ ซึ่งสามารถแบ่งได้เป็นสินทรัพย์ถาวรที่มีรูปร่างเช่น ที่ดิน อาคาร เครื่องจักร เครื่องใช้สำนักงาน เป็นต้น และสินทรัพย์ถาวรที่ไม่มีรูปร่างเช่น ค่าลิขสิทธิ์ ค่าสัมปทาน เป็นต้น ซึ่งสินทรัพย์เหล่านี้เป็นสินทรัพย์ที่มีอายุยาวและกิจการจำเป็นจะต้องรับผิดชอบในการซื้อสินทรัพย์เหล่านี้เพื่อมาแทนที่อุปกรณ์และเครื่องมือเก่าเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพการผลิตสินค้าและบริการและเพื่ออำนวยความสะดวกให้แก่พนักงานได้ ดังนั้น CAPAX จึงเป็นค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นเพื่อใช้ในการซื้อสินทรัพย์ถาวร โดยรายจ่ายในการลงทุนในสินทรัพย์เครือข่ายที่มีอายุการใช้งานยาวนาน เช่น สายเคเบิลใต้ดิน สายไฟฟ้าเหนือศีรษะ และสถานีไฟฟ้าย่อย เป็นต้น

CAPEX ที่ยอมรับได้จะเป็นไปตามต้นทุนของแต่ละโครงการหรือแผนการลงทุน ซึ่งหน่วยงานกำกับดูแลอาจจะมีการอนุมัติการลงทุนก่อน (Ex-ante) หรือหลัง (Ex-post) จากที่กิจการไฟฟ้าได้เริ่มโครงการ โดยในประเทศต่าง ๆ จะมีการกำหนดการอนุมัติ ดังตารางที่ 2.10

ตารางที่ 2.10 การอนุมัติการลงทุนของกิจการไฟฟ้า

	AL	AT	AZ	BG	CZ	EE	GE	HU	LT	LV	MD	MK	NG	OM	PE	PK	PL	SK	TR	XK†
TSO																				
Ex-ante (before the regulatory / plan period)	✓		✓	✓		✓	✓					✓	✓	✓	✓	✓	✓		✓	✓
Ex-post		✓			✓			✓										✓		
Annually *ex-ante*									✓	✓	✓									
DSO																				
Ex-ante (before the regulatory / plan period)	✓		✓	✓		✓	✓			✓		✓	✓	✓	✓	✓	✓		✓	✓
Ex-post		✓			✓			✓										✓		
Annually *ex-ante*									✓		✓									

หน่วยงานกำกับดูแลมีวิธีการที่แตกต่างกันในการตัดสินใจว่าจะอนุมัติการลงทุนหรือไม่ โดยอาจรวมถึงความจำเป็นทางด้านเทคนิคของโครงการ เช่น ความมั่นคงของอุปทาน การรองรับการใช้งานของโหลด ฯลฯ ด้านการเงินของโครงการ เช่น มูลค่าปัจจุบันสุทธิ อัตราผลตอบแทนภายในอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน ระยะเวลาคืนทุน ฯลฯ ด้านเศรษฐกิจของโครงการ เช่น ผลกระทบทางเศรษฐกิจและสังคมในวงกว้าง และด้านผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่ออัตราค่าไฟฟ้าเมื่อโครงการมีการดำเนินงาน สำหรับวิธีการคำนวณ CAPEX จะแสดงได้ ดังสมการที่ 2.3

$$CAPEX = DEP + (RoR \times RAB) \quad (2.3)$$

โดยที่ $CAPEX$ คือ เงินลงทุน

2.1.3.3 สินทรัพย์ฐาน (RAB)

สินทรัพย์ฐาน (Regulatory asset base; RAB) เป็นสินทรัพย์ภายใต้กรอบบัญชีการกำกับดูแล (Regulatory account) โดยจะถูกตรวจสอบความถูกต้องก่อนนำไปใช้ในการคำนวณ เมื่อ CAPEX ลู่เข้าสู่สินทรัพย์ฐาน (RAB) ซึ่งเกิดจากเงินลงทุนที่ถูกใช้ไปกับการสร้างสินทรัพย์แล้วเสร็จได้รับประโยชน์จากการใช้งาน กิจการไฟฟ้าจะได้รับอนุญาตให้มีการเพิ่มรายได้เพื่อครอบคลุมค่าเสื่อมราคาและผลตอบแทนที่เกิดขึ้นจากเงินลงทุน

สำหรับข้อดีของการเพิ่มเงินลงทุนนั้นจะช่วยให้บริหารงานได้ง่ายขึ้นเนื่องจากไม่มีความซับซ้อนที่เกี่ยวข้องกับการลงทุนที่เกิดขึ้นในช่วงระยะเวลาการกำกับดูแลหนึ่ง ๆ แต่การเพิ่มเงินลงทุนจะไม่มีการดำเนินการจนกว่าจะถึงช่วงเวลาถัดไป และในส่วนของผลเสียของการเพิ่มเงินลงทุนนั้นจะกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าที่อาจต้องจ่ายเงินสำหรับค่าใช้จ่ายที่ยังไม่ได้ดำเนินการและจะไม่สามารถใช้งานได้ในอีกหลายปีข้างหน้า ในทางกลับกันการลงทุนขณะที่มีการก่อสร้างแล้วเสร็จหรือได้รับมอบหมายงานแล้วจะสร้างปัญหาทางการเงินให้กับกิจการไฟฟ้าที่อยู่ในการควบคุมได้ สำหรับวิธีการที่ CAPEX เปลี่ยนเป็น RAB ในแต่ละประเทศ จะเป็นดังตารางที่ 2.11

ตารางที่ 2.11 การเปลี่ยนเป็น RAB ของสินทรัพย์ในกิจการไฟฟ้า

	AL	AT	AZ	BG	CZ	EE	GE	HU	LT	LV	MD	MK	NG	OM	PE	PK	PL	SK	TR	XK†
TSO																				
When commissioned			✓		✓		✓	✓			✓					✓		✓	✓	✓
As spent, if approved		✓		✓		✓			✓				✓	✓		✓				
When purchased or constructed	✓									✓		✓			✓		✓			
DSO																				
When commissioned			✓		✓		✓	✓			✓				?	✓		✓	✓	✓
As spent, if approved		✓		✓		✓			✓				✓	✓	?	✓				
When purchased or constructed	✓									✓		✓			?		✓			

ในการพิจารณาเงินสมทบและเงินช่วยเหลือจากบุคคลที่สามในโครงการลงทุนนั้น เนื่องจากกิจการไฟฟ้าไม่ได้รวมเงินดังกล่าวไว้ใน CAPEX ค่าใช้จ่ายดังกล่าวจึงมักไม่รวมอยู่ใน RAB เพื่อใช้ในการคืนทุนได้ อย่างไรก็ตามอาจมีกรณีที่กิจการไฟฟ้าควรได้รับอนุญาตให้มีการคืนทุนค่าเสื่อมราคาเพื่อให้สามารถนำเงินไปทดแทนสินทรัพย์ในอนาคตได้

2.1.3.4 เงินทุนหมุนเวียน (Working Capital)

เงินทุนหมุนเวียนเป็นเงินสุทธิเฉลี่ยของเงินทุนที่อยู่ในการควบคุมของกิจการซึ่งเป็นการลงทุนในสินทรัพย์ระยะสั้นต่างๆ เช่น เงินสดและสินค้าคงคลังที่จำเป็นในการใช้จ่ายรายวัน การดำเนินงานประจำวันของธุรกิจ ในกรณีที่เงินทุนหมุนเวียนมาจากเงินลงทุนหรือตราสารหนี้จะต้องได้รับผลตอบแทนทางทฤษฎี สำหรับแนวทางในการกำหนดมูลค่าของเงินทุนหมุนเวียนจะเป็น ดังตารางที่ 2.12

ตารางที่ 2.12 แนวทางในการกำหนดมูลค่าของเงินทุนหมุนเวียน

วิธีการ	คำอธิบาย
แนวทางการวัดผลนำ – ผลตาม (Lead - Lag)	▪ เป็นความแตกต่างของเวลาเฉลี่ยระหว่างช่วงเวลาที่ต้องจ่าย และเมื่อรวบรวมรายได้แสดงเป็นวัน และคูณด้วยค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานและบำรุงรักษาเฉลี่ยรายวัน
แนวทางมาตรฐาน (Formula approach)	▪ บางครั้งเรียกว่าแนวทาง 45 วัน โดยกำหนดให้เงินทุนหมุนเวียนคือหนึ่งในแปดของค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานและบำรุงรักษาประจำปี (1/8 ของปี ≈ 45 วัน) ▪ นอกจาก 45 วันแล้ว อาจมีการกำหนดจำนวนวันในรูปแบบอื่น ๆ เช่น 30 วัน 60 วัน เป็นต้น
แนวทางงบดุล (Balance sheet)	▪ สินทรัพย์หมุนเวียนลบหนี้สินหมุนเวียน โดยปกติจะไม่รวมเงินฝากและหนี้สินระยะสั้นที่มีดอกเบี้ย

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

2.1.3.5 มูลค่าทรัพย์สิน (Asset Value)

หากหน่วยงานกำกับดูแลมีการเปลี่ยนระบบจากเดิมที่ไม่ได้ใช้ RAB ไปเป็นระบบใหม่ที่มีการใช้ RAB ในระเบียบวิธีนี้หน่วยงานกำกับดูแลจะต้องมีการกำหนดค่าสินทรัพย์เริ่มต้นที่ถูกต้องใน RAB โดยมีแนวทางกว้าง ๆ 3 วิธี ได้แก่ ต้นทุนเดิม มูลค่าปัจจุบัน และต้นทุนทดแทน ในทางปฏิบัติหน่วยงานกำกับดูแลอาจนำแนวทางเหล่านี้มาใช้งานร่วมกัน

ในบางกรณี หน่วยงานกำกับดูแลอาจเลือกใช้แนวทางคาดการณ์ล่วงหน้าในการกำหนดรายได้ซึ่งรวมการเปลี่ยนแปลงที่คาดการณ์ไว้เกี่ยวกับความต้องการไฟฟ้าที่เกี่ยวข้องกับความจุของโครงข่ายที่มีอยู่และการลงทุนที่เพิ่มขึ้นในอนาคตซึ่งจำเป็นต่อความต้องการที่เพิ่มขึ้น แนวทางนี้ให้รายละเอียดอย่างถี่ถ้วน เพื่อให้อัตราค่าไฟฟ้าขึ้นอยู่กับต้นทุนส่วนเพิ่มระยะยาวหรือการประมาณการโดยต้นทุนส่วนเพิ่มเฉลี่ยระยะยาว (Long-run average incremental cost LRAIC) เป็นมูลค่าปัจจุบันของการลงทุนเพิ่มเติมและต้นทุนการดำเนินงานที่เกี่ยวข้องกับการเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง

เนื่องจากต้นทุนหน่วยสุดท้ายหรือต้นทุนส่วนเพิ่มอาจน้อยกว่าต้นทุนเฉลี่ยสำหรับโครงข่ายไฟฟ้าซึ่งมีการประหยัดจากขนาด การกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าตาม LRAIC เพียงอย่างเดียวอาจให้รายได้ที่ไม่มากพอในการดำเนินกิจการได้ ดังนั้น LRAIC จึงมักใช้ในการออกแบบอัตราค่าไฟฟ้ามากกว่าการกำหนดรายได้ที่พึงได้รับของกิจการไฟฟ้า

2.1.3.6 ค่าเสื่อมราคา (Depreciation)

ค่าเสื่อมราคาเป็นเครื่องมือทางบัญชีสำหรับการจัดสรรต้นทุนของสินทรัพย์อย่างเป็นระบบและเป็นการคืนทุนให้กับกิจการไฟฟ้า นั่นคือการกระจายการลงทุนของสินทรัพย์ในช่วงเวลาที่จะได้รับการคืนทุนจากรายได้ที่พึงได้รับเพื่อให้เกิดประโยชน์สูงสุดโดยวิธีการทั่วไปในการคำนวณค่าเสื่อมราคา จะแสดงดังตารางที่ 2.13

ตารางที่ 2.13 การคำนวณค่าเสื่อมราคา

วิธีการ	คำอธิบาย
ค่าเสื่อมราคาแบบเส้นตรง (Straight-line)	▪ ค่าเสื่อมราคารายปีถูกกำหนดให้เท่ากับมูลค่าของสินทรัพย์หารด้วยอายุการใช้งานของสินทรัพย์ ▪ ค่าเสื่อมราคาเป็นเส้นตรงจนถึงค่าศูนย์ คือ ณ เวลาที่คาดว่าจะมีการเลิกใช้งาน
ค่าเสื่อมราคาตามวิธีอัตราเร่ง (Accelerated)	▪ ค่าเสื่อมราคาที่คำนวณได้ในปีแรกจะมีค่าสูงที่สุดและลดหลั่นกันไปตามอายุการใช้งาน
ค่าเสื่อมราคาตามหน่วยการผลิต (Units-of-production)	▪ ค่าเสื่อมราคาเป็นสัดส่วนโดยตรงกับหน่วยการผลิตในปีนั้นๆ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

จากข้อมูลการสำรวจพบว่าค่าเสื่อมราคาแบบเส้นตรงเป็นค่าที่นิยมนำมาใช้งานมากที่สุดซึ่งวิธีนี้ได้รับการพิสูจน์ในภาคการจำหน่ายไฟฟ้าแล้วว่าสามารถให้กระแสเงินสดที่มั่นคงสำหรับ DSO และช่วยให้ผู้บริโภคปลายทางสามารถคาดการณ์อัตราค่าไฟฟ้าได้ง่ายมากขึ้น วิธีการคำนวณค่าเสื่อมราคาแบบเส้นตรง จะเป็นดังสมการที่ 2.4

$$Straight-line\ depreciation = \frac{Asset\ cost - Residual\ value}{Useful\ life\ of\ asset} \quad (2.4)$$

โดยที่ $Asset\ cost$ คือ ราคาทุนของสินทรัพย์ [บาท]

$Residual\ value$ คือ ราคาซาก (ถ้ามี) [บาท]

$Useful\ life\ of\ asset$ คือ อายุการใช้งานของสินทรัพย์ [ปี]

ในการกำหนดค่าเสื่อมราคาของประเทศที่ได้มีการสำรวจ โดยแบ่งออกเป็น 5 กลุ่มประเทศจากทวีปต่าง ๆ ทั่วโลก จะแสดงได้ดังตารางที่ 2.14

ตารางที่ 2.14 การคำนวณค่าเสื่อมราคาในแต่ละประเทศ

	AL	AT	AZ	BG	CZ	EE	GE	HU	LT	LV	MD	MK	NG	OM	PE	PK	PL	SK	TR	XK†
TSO																				
Straight-line	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	?		✓	✓
Units-of-production																	?	✓		
DSO																				
Straight-line	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	?		✓	✓
Units-of-production																	?	✓		

2.1.3.7 ค่าเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักของต้นทุนทางการเงิน (WACC)

ค่าเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักของต้นทุนทางการเงิน (Weighted average cost of capital; WACC) เป็นร้อยละผลตอบแทนของ RAB ที่กิจการไฟฟ้าได้รับอนุญาติ ซึ่งเป็นค่าเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักของต้นทุนเงินลงทุนของเจ้าหนี้และต้นทุนเงินลงทุนในส่วนของผู้ถือหุ้น โดยมีค่าที่แตกต่างกันไปตามภาษีเงินได้นิติบุคคลและอัตราเงินเฟ้อ

1) ภาษีและอัตราเงินเฟ้อ

ผลตอบแทนที่แท้จริงบน RAB จะสามารถกระตุ้นการลงทุนได้ โดยมี 2 แนวทางในการแยกอัตราเงินเฟ้อออกจากผลตอบแทน แนวทางแรก คือ การนำ RAB ซึ่งเป็นต้นทุนปัจจุบัน มาคูณด้วยค่า WACC ปัจจุบันที่รวมอัตราเงินเฟ้อ โดยค่า WACC ปัจจุบันนั้นจะใช้ค่าต้นทุนเงินลงทุนของเจ้าหนี้และต้นทุนเงินทุนของส่วนของผู้ถือหุ้นเป็นค่าปัจจุบัน ส่วนแนวทางที่สอง คือ การนำ RAB ที่ลู่เข้าสู่เงินเฟ้อมาคูณด้วยค่า WACC ที่แท้จริงซึ่งไม่รวมอัตราเงินเฟ้อและใช้ค่าต้นทุนเงินลงทุนของเจ้าหนี้และต้นทุนเงินทุนของส่วนของผู้ถือหุ้นเป็นค่าจริง

นอกจากนี้ในการจัดการภาษีที่เกี่ยวข้องกับ WACC จะมี 3 แนวทางด้วยกัน คือ การกำหนดค่า WACC แบบก่อนหักภาษี กำหนดค่า WACC แบบวนิลา และกำหนดค่า WACC แบบหลังหักภาษี โดยรูปแบบในการคำนวณค่า WACC แบบต่าง ๆ จะเป็นดังตารางที่ 2.15

ตารางที่ 2.15 รูปแบบในการคำนวณค่า WACC

วิธีการ	คำอธิบาย
WACC แบบก่อนหักภาษี (Pre-tax WACC)	▪ คำนวณโดยการคูณต้นทุนเงินทุนของส่วนของผู้ถือหุ้นด้วยลิ่มภาษี (Tax wedge) ซึ่งเป็นความแตกต่างสุทธิจากภาษีระหว่างสิ่งที่ผู้บริโภคจ่ายและสิ่งที่ผู้ผลิตได้รับเพื่อกำหนดมูลค่าก่อนหักภาษี
WACC แบบวนิลา (Vanilla WACC)	▪ คำนวณโดยการไม่ใช้ลิ่มภาษี ต้นทุนเงินทุนของส่วนของผู้ถือหุ้นเป็นแบบหลังหักภาษีและคำนวณรายได้ที่พึงได้รับของกิจการโดยการเผื่อกำไรส่วนหนึ่งเพื่อจ่ายภาษี
WACC แบบหลังหักภาษี (Post-tax WACC)	▪ คำนวณโดยการคูณต้นทุนเงินลงของทุนเจ้าหนี้ด้วย$(1-\tau)$เพื่อคงประโยชน์ทางภาษีที่เกี่ยวกับอัตราส่วนหนี้สินต่อทุน (Gearing rate) ▪ ต้นทุนดอกเบี้ยควรถูกแยกออกจากการคำนวณโครงสร้างภาษีของสมการรายได้ เนื่องจากถูกรวมอยู่ใน WACC แล้ว

การคำนวณอัตราผลตอบแทนของกลุ่มประเทศในทวีปยุโรปในปัจจุบัน จะใช้ค่า WACC ก่อนหักภาษีเป็นหลัก เนื่องจากภาษีที่ถูกจัดเก็บจะไม่ถูกรวมอยู่ในค่าใช้จ่ายที่อนุญาตในการคืนทุน โดยการคำนวณค่า WACC ก่อนหักภาษี จะแสดงในสมการที่ 2.5

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

$$WACC_{pre-tax} = D \times \left(R_f + DP\right) + E \times \frac{R_f + e\beta \times R_p}{1 - T} \quad (2.5)$$

โดยที่ D คือ สัดส่วนหนี้ของโครงสร้างทุน

E คือ สัดส่วนของโครงสร้างทุน

R_f คือ อัตราความเสี่ยง (ตามราคาปัจจุบัน)

DP คือ อัตราดอกเบี้ยที่แท้จริงสำหรับหนี้ที่มีอยู่ (Debt premium)

RP คือ ผลตอบแทนชดเชยความเสี่ยง (Debt premium)

T คือ อัตราภาษี

นอกจากนี้ในการสำรวจการกำหนดค่า WACC จากประเทศอื่น ๆ พบว่าวิธีการที่นิยมใช้งานมากที่สุดคือ การกำหนดค่า WACC จริงแบบก่อนหักภาษี ตามด้วยการกำหนดค่า WACC ปัจจุบันแบบก่อนหักภาษี โดยแสดงได้ ดังตารางที่ 2.16

ตารางที่ 2.16 รูปแบบในการคำนวณค่า WACC ในประเทศต่าง ๆ

	AL	AT	AZ	BG	CZ	EE	GE	HU	LT	LV	MD	MK	NG	OM	PE	PK	PL	SK	TR	XK†
TSO																				
Pre-tax real	✓			✓				✓				✓	✓	✓			✓		✓	✓
Pre-tax nominal		✓			✓	✓	✓		✓	✓	✓							✓		
Real rate set in law															✓					
Nominal CoD			✓																	
Post-tax nominal RoE with financial charges as pass-through																✓				
DSO																				
Pre-tax real	✓			✓				✓				✓	✓	✓			✓		✓	✓
Pre-tax nominal		✓			✓	✓	✓		✓	✓	✓							✓		
Real rate set in law															✓					
Nominal CoD			✓																	
Vanilla nominal																✓				

2) ต้นทุนเงินลงทุนของเจ้าหนี้ (CoD)

ต้นทุนเงินลงทุนของเจ้าหนี้ (Cost of debt; CoD) คือ ดอกเบี้ยที่ต้องชำระให้กับผู้ให้กู้ ซึ่งหน่วยงานกำกับดูแลสามารถส่งผ่านต้นทุนดอกเบี้ยจริง หรือคำนวณต้นทุนดอกเบี้ยก่อนแล้วรวมเข้าในสมการ WACC โดยกิจการไฟฟ้าจะได้รับส่วนต่างระหว่างต้นทุนดอกเบี้ยที่อนุญาตและดอกเบี้ยจริง ซึ่งจูงใจให้มีการกู้ยืมหรือคืนทุนอย่างมีประสิทธิภาพ แต่วิธีการนี้มีความเสี่ยงในการสูญเสียต้นทุนที่ค่อนข้างสูง ในการกำหนดต้นทุนเงินลงทุนของเจ้าหนี้โดยทั่วไปจะใช้การประมาณค่าตามตลาด (Market-based estimates) ซึ่งสามารถคำนวณได้ดังสมการที่ 2.6

$$CoD = RFR + DP \tag{2.6}$$

โดยที่ RFR คือ อัตราผลตอบแทนจะได้รับจากการลงทุนที่ปราศจากความเสี่ยง (Risk-free rate)

DP คือ อัตราดอกเบี้ยที่แท้จริงสำหรับหนี้ที่มีอยู่ (Debt premium)

นอกจากนี้ยังมีวิธีการอื่น ๆ ในการกำหนดต้นทุนเงินลงทุนของเจ้าหนี้ ได้แก่ การประมาณแบบฝังตัว (Embedded estimates) ซึ่งเป็นต้นทุนหนี้เดิมของกิจการไฟฟ้าในบัญชีการเงิน และการเปรียบเทียบต้นทุน (Benchmarking) ซึ่งเป็นการเปรียบเทียบต้นทุนเงินลงทุนของเจ้าหนี้กับอัตราเงินกู้ในตลาดที่สูงกว่า

3) ต้นทุนเงินทุนในส่วนของผู้ถือหุ้น (CoE)

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ต้นทุนเงินทุนในส่วนของผู้ถือหุ้น (Cost of equity; CoE) คือ ต้นทุนค่าเสียโอกาสของการใช้ส่วนทุนในการลงทุนที่มากกว่าการลงทุนในกิจการอื่น ซึ่งเป็นผลตอบแทนที่ผู้ถือหุ้นจะได้รับหากลงทุนในโครงการอื่น ดังนั้น ต้นทุนเงินทุนในส่วนของผู้ถือหุ้น จึงเป็นอัตราผลตอบแทนที่จำเป็นในการดึงดูดเงินจากแหล่งเงินทุน ในการกำหนดต้นทุนเงินทุนของส่วนของผู้ถือหุ้นโดยทั่วไปจะใช้แบบจำลองการประเมินราคาสินทรัพย์ส่วนทุน (Capital asset pricing model; CAPM) ซึ่งเป็นการหาผลตอบแทนจากการลงทุนโดยการเปรียบเทียบผลตอบแทนที่ไร้ความเสี่ยง ความผันผวนราคา และผลตอบแทนตลาดโดยรวม จะสามารถคำนวณได้ดังสมการที่ 2.7

$$CoE = RFR + ERP \cdot \beta_E \tag{2.7}$$

โดยที่ ERP คือ ผลตอบแทนชดเชยความเสี่ยงในตลาดทุน (Equity risk premium)

β_E คือ ดัชนีชี้วัดความเสี่ยง

นอกจากนี้ยังมีวิธีการอื่น ๆ ในการกำหนดต้นทุนเงินทุนของส่วนของผู้ถือหุ้น ได้แก่ แบบจำลองการเติบโตของเงินปันผล (Dividend growth model) ซึ่งต้นทุนของส่วนของผู้ถือหุ้นคือมูลค่าปัจจุบันของเงินปันผลที่จะได้รับในแต่ละปีโดยการลงทุนในส่วนทุนอื่น แบบการเปรียบเทียบต้นทุน (Benchmarking) ซึ่งเป็นการเปรียบเทียบต้นทุนของส่วนของผู้ถือหุ้นที่นำมาใช้ และแบบสำรวจนักลงทุน (Investor survey) ซึ่งเป็นการสำรวจนักลงทุนหรือนักวิเคราะห์หุ้นเกี่ยวกับมุมมองหรือการประมาณการผลตอบแทนจากผู้ถือหุ้นที่ต้องการ

2.2 โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าในประเทศอินเดีย

อินเดียมีกำลังการผลิตไฟฟ้าส่วนเกินหรือผลิตได้เยอะกว่าปริมาณที่ใช้จริง แต่ขาดโครงสร้างพื้นฐานด้านการจัดหาเชื้อเพลิง การขนส่งและการจำหน่ายพลังงานที่เพียงพอ โดยค่าตัวประกอบโหลดเฉลี่ยของโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนจะต่ำกว่า 60% เมื่อเทียบกับค่ามาตรฐานที่ 85% ภาคการผลิตไฟฟ้าในอินเดียจะประกอบด้วยเชื้อเพลิงฟอสซิลเป็นหลักโดยเฉพาะถ่านหินซึ่งใช้ในการผลิตไฟฟ้าถึงสามในสี่ของประเทศ ทางด้านรัฐบาลของอินเดียได้มีการพยายามเพิ่มการลงทุนด้านพลังงานหมุนเวียนตามแผนการผลิตไฟฟ้าแห่งชาติปี 2561 ที่ระบุว่าประเทศไม่ต้องการโรงไฟฟ้าไม่หมุนเวียนในภาคสาธารณูปโภคเพิ่มเติมจนถึงปี 2570 ซึ่งคาดว่าการมีส่วนร่วมในการผลิตเชื้อเพลิงที่ ไม่ใช่ฟอสซิลจะอยู่ที่ประมาณ 44.7% ของการผลิตไฟฟ้ารวมทั้งหมดภายในปี 2572 - 2573 โดยการกำกับดูแลของกระทรวงพลังงานของอินเดียซึ่งหน้าที่หลักในการพัฒนาพลังงานไฟฟ้าในประเทศ เช่น การกำหนดนโยบาย การประมวลผลเพื่อการตัดสินใจและลงทุน การติดตามการดำเนินงานของโครงการพลังงาน การฝึกอบรมและพัฒนากำลังคน และการบริหารการออกกฎหมายเกี่ยวกับความร้อน การผลิตไฟฟ้าพลังน้ำ การส่งและจำหน่ายไฟฟ้าเป็นต้น เพื่อให้สอดคล้องกับวัตถุประสงค์ของการดำเนินงานของรัฐบาล

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

2.2.1 ระบบโครงสร้างไฟฟ้าพื้นฐาน

ระบบโครงสร้างพื้นฐานของอินเดียถูกแบ่งออกเป็น 3 กลุ่ม ได้แก่ระบบผลิต ระบบส่งและระบบจำหน่าย ดังนี้

2.2.1.1 ระบบผลิต (Generating System)

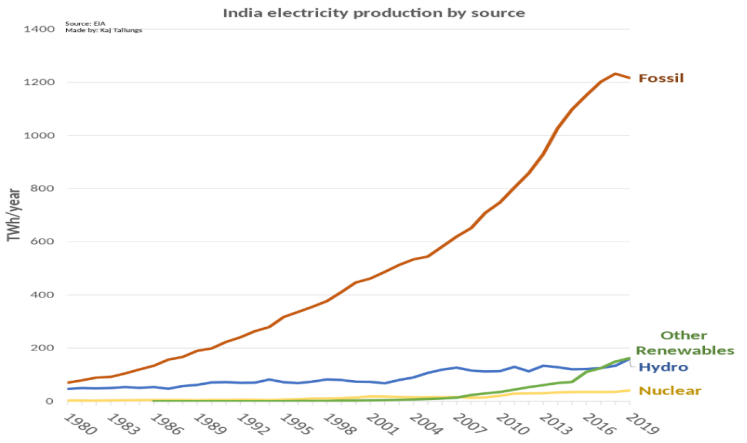
ประเทศอินเดียเป็นผู้ผลิตไฟฟ้ารายใหญ่อันดับสามของโลกโดยโครงข่ายไฟฟ้าแห่งชาติในอินเดีย ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2564 นั้นมีกำลังการผลิตติดตั้งอยู่ที่ 393.39 GW สำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนซึ่งรวมถึงโรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดใหญ่ คิดเป็น 37% ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดของอินเดีย ในช่วงปีงบประมาณ 2562 – 2563 การผลิตไฟฟ้ารวมเพื่อสาธารณูปโภคในอินเดียอยู่ที่ 1,383.5 TWh ในขณะที่การผลิตไฟฟ้ารวมทั้งหมดอยู่ที่ 1,598 TWh เมื่อพิจารณาการใช้พลังงานไฟฟ้าในปีงบประมาณ 2558 จะพบว่าการใช้ไฟฟ้าในภาคเกษตรกรรมมีค่าสูงถึง 17.89% ซึ่งเป็นค่าสูงสุดเมื่อเทียบกับทั่วโลก ในการผลิตไฟฟ้าทั้งหมดรวมถึงการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนที่เชื่อมต่อกับโครงข่ายภายในประเทศอินเดียจะมีการเพิ่มสูงขึ้นโดยมีการเติบโตของการผลิตไฟฟ้าในแต่ละปี และมีเป้าหมายในการผลิตไฟฟ้าโดยการใช้ความร้อน พลังงานงานน้ำ พลังงานนิวเคลียร์ และการนำเข้าจากประเทศภูฏาน ในปี 2564 – 2565 จำนวน 1,356 BU จะแสดงการเติบโตของการผลิตไฟฟ้าทั้งหมดได้ดังตารางที่ 2.17

ตารางที่ 2.17 การผลิตไฟฟ้าทั้งหมดของอินเดียในปี 2552 - 2564

ปี	การผลิตไฟฟ้าทั้งหมด (รวมแหล่งพลังงานหมุนเวียน) [BU]	% การเติบโต
2552 – 2553	808.50	7.56
2553 – 2554	850.39	5.59
2554 – 2555	928.11	9.14
2555 – 2556	969.50	4.46
2556 – 2557	1,020.20	5.23
2557 – 2558	1,110.39	8.84
2558 – 2559	1,173.60	5.69
2559 – 2560	1,241.69	5.80
2560 – 2561	1,308.15	5.35
2561 – 2562	1,376.09	5.19
2562 – 2563	1,389.10	0.95
2563 – 2564	1,381.83	- 2.49

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

จากกราฟจะเห็นได้ว่าการผลิตไฟฟ้าทั้งหมดในอินเดียมีแนวโน้มการเติบโตที่ต่อเนื่องจนกระทั่งในปี 2563 – 2564 ที่มีการเติบโตที่ลดลงซึ่งอาจเป็นผลกระทบจากการเปลี่ยนแปลงพฤติกรรมของผู้บริโภคในการใช้พลังงานไฟฟ้าในช่วงโรคระบาดไวรัสโควิด-19 เมื่อพิจารณาการผลิตไฟฟ้าแยกตามแหล่งพลังงานต่าง ๆ ได้แก่ เชื้อเพลิงฟอสซิล พลังงานน้ำ พลังงานนิวเคลียร์ และพลังงานหมุนเวียนอื่น ๆ จะแสดงได้ดังรูปที่ 2.4



รูปที่ 2.4 การผลิตไฟฟ้าแยกตามแหล่งพลังงานต่าง ๆ

2.2.1.2 ระบบส่ง (Transmission System)

องค์กร POWERGRID (Power Grid Corporation of India Limited) เป็นองค์กรที่จัดตั้งขึ้นโดยรัฐบาลซึ่งทำหน้าที่ในการส่งพลังงานจำนวนมากผ่านเครือข่ายไฟฟ้ากระแสสลับแรงดันสูงพิเศษ (Extra high voltage alternating current; EHVAC) ที่ระดับแรงดันไม่เกิน 765 kV และเครือข่ายไฟฟ้ากระแสตรงแรงดันสูง (High voltage direct current; HVDC) ที่ระดับแรงดัน +800/+500 kV ระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ POWERGRID ประกอบด้วยสายส่งประมาณ 172,154 วงจรกิโลเมตร และมีความจุสายส่งอยู่ที่ 446,940 เมกะโวลต์แอมป์ (MVA) โดยมีสถานีย่อยทั้งหมด 262 แห่ง ณ วันที่ 30 กรกฎาคม 2564 และมีการบำรุงรักษาให้มีความพร้อมในการใช้งานสูงกว่า 99% เทียบเท่ากับระบบสาธารณูปโภคระหว่างประเทศอย่างสม่ำเสมอ โดยการปรับใช้แนวทางปฏิบัติที่ดีที่สุดสำหรับการปฏิบัติงานและการบำรุงรักษา นอกจากนี้ยังมีเทคโนโลยีล่าสุดอื่น ๆ ที่ POWERGRID นำมาใช้งาน ได้แก่ การลาดตระเวนทางอากาศ การทำแผนที่ GIS ระบบการซ่อมแซมฉุกเฉิน สถานีย่อยดิจิตอล เป็นต้น

2.2.1.3 ระบบจำหน่าย (Distribution System)

ในการกระจายไฟฟ้าและจัดหาไฟฟ้าให้แก่ผู้บริโภคในชนบทและในเมืองนั้นจะอยู่ภายใต้การดูแลของรัฐต่าง ๆ โดยรัฐบาลอินเดียจะให้ความช่วยเหลือแก่รัฐต่าง ๆ ผ่านโครงการที่ได้รับการสนับสนุนจากส่วนกลางเพื่อปรับปรุงภาคส่วนของการจัดจำหน่าย โดยโครงการพัฒนาพลังงานแบบบูรนาการจะมีค่าใช้จ่ายทั้งหมด 32,612 สิบล้านรูปีซึ่งรวมถึงการสนับสนุนงบประมาณ 25,354 สิบล้านรูปีจากรัฐบาลของอินเดียที่มีวัตถุประสงค์ คือ

- การเสริมสร้างความเข้มแข็งของเครือข่ายระบบส่งไฟฟ้าย่อยและการกระจายไฟฟ้าในเขตเมือง
- การวัดค่าของหม้อแปลงไฟฟ้า เครื่องป้อนไฟฟ้า และผู้บริโภคในเขตเมือง ในระบบจำหน่าย
- การนำระบบไอทีมาใช้งานในระบบจำหน่ายและการเสริมความแข็งแกร่งของเครือข่าย

2.2.2 หลักการในการคำนวณอัตราค่าไฟฟ้าในกรุงเดลี ประเทศอินเดีย [20]

จากข้อกำหนดและเงื่อนไขสำหรับการกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าในสายส่ง (Wheeling tariff) และอัตราค่าไฟฟ้าสำหรับขายปลีก (Retail supply tariff) ในปี 2550 ที่กำหนดโดยคณะกรรมการกำกับดูแลการไฟฟ้าแห่งเดลีซึ่งมีเงื่อนไข คือ จะต้องมีผู้ที่ได้รับอนุญาตในการจำหน่ายไฟฟ้า 2 รายขึ้นไป เว้นแต่จะมีการจำหน่ายไฟฟ้าในบริเวณเดียวกัน และคณะกรรมการจะมีการกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าสูงสุด (Ceiling of tariff) ในพิกัดสูงสุดสำหรับการขายปลีกเท่านั้นเพื่อส่งเสริมการแข่งขันของผู้ที่ได้รับอนุญาตในการจำหน่ายไฟฟ้า ตามหลักการดังกล่าวคณะกรรมการฯ จะต้องมีการกำหนดข้อกำหนดรายได้รวม (Aggregate revenue requirement; ARR) เพื่อใช้ในการกำหนดอัตราค่าบริการสายส่ง และอัตราค่าไฟฟ้าสำหรับขายปลีก ดังนี้

2.2.2.1 การกำหนดรายได้รวมสำหรับการคำนวณอัตราค่าบริการสายส่ง

ในการกำหนดรายได้รวมสำหรับการคำนวณอัตราค่าบริการสายส่งจะมีองค์ประกอบในการคำนวณ ได้แก่ ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานและบำรุงรักษา ผลตอบแทนจากการใช้ต้นทุน ค่าเสื่อมราคา ภาษีเงินได้นิติบุคคล รายได้ที่ไม่มีการหักภาษี และรายได้จากธุรกิจอื่น ๆ โดยมีรายละเอียดในการคำนวณ ดังนี้

1) ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานและบำรุงรักษา (Operating and Maintenance; O&M)

สำหรับค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานและบำรุงรักษาจะรวมถึงเงินเดือน ค่าจ้าง เงินสมทบค่าใช้จ่ายอื่นๆ ของพนักงาน ค่าใช้จ่ายในการบริหารและค่าใช้จ่ายทั่วไป การซ่อมแซมและบำรุงรักษา รวมถึงค่าใช้จ่ายเบ็ดเตล็ดอื่น ๆ และการจัดเก็บภาษีตามที่กฎหมายกำหนด โดยค่าใช้จ่าย O&M ที่อนุญาตสำหรับการคำนวณ ARR ในแต่ละปีของช่วงการควบคุมจะถูกกำหนดโดยสมการที่ 2.8

$$O\&M_n = (R\&M_n + EMP_n + A\&G_n)\,(1 - X_n) \tag{2.8}$$

โดยที่ $R\&M_n$ คือ ค่าซ่อมแซมและบำรุงรักษาของผู้ที่ได้รับอนุญาตฯ ในปีที่ n

EMP_n คือ ค่าใช้จ่ายพนักงานของผู้ที่ได้รับอนุญาตฯ ในปีที่ n

$A\&G_n$ คือ ค่าใช้จ่ายในการบริหารและค่าใช้จ่ายทั่วไปของผู้ที่ได้รับอนุญาตฯ ในปีที่ n

X_n คือ ปัจจัยด้านประสิทธิภาพ ในปีที่ n ที่ถูกกำหนดโดยคณะกรรมการกำกับดูแล

2) ผลตอบแทนจากการใช้ต้นทุน (RoCE)

สำหรับค่าผลตอบแทนจากการใช้ต้นทุน (Return on Capital Employed; RoCE) จะใช้ในการคืนทุนให้กับผู้ที่ได้รับอนุญาตในการจำหน่ายไฟฟ้าที่ครอบคุลมต้นทุนทางการเงินทั้งหมดในช่วงการควบคุม โดยจะคำนวณผลตอบแทนได้ดังสมการที่ 2.9

$$RoCE = WACC_i \times RRB_i \tag{2.9}$$

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

โดยที่ $WACC_i$ คือ ต้นทุนถัวเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักในแต่ละปีของช่วงควบคุมในปีที่ i

RRB_i คือ อัตราควบคุมฐาน (Regulated rate base) เป็นสินทรัพย์ฐานในแต่ละปีของช่วงควบคุมตามแผนการลงทุนและเงินทุนหมุนเวียน

จากสมการที่ 2.4 สามารถคำนวณค่า WACC ในแต่ละปีของช่วงการควบคุม จะทำการคำนวณในช่วงเริ่มต้นการควบคุมได้ดังสมการที่ 2.10

$$WACC = \left[\frac{D/E}{1 + D/E}\right] r_d + \left[\frac{1}{1 + D/E}\right] r_e \tag{2.10}$$

โดยที่ D/E คือ อัตราส่วนหนี้สินต่อทุน

r_d คือ ต้นทุนของหนี้สิน

r_e คือ ผลตอบแทนจากส่วนของผู้ถือหุ้น

3) ค่าเสื่อมราคา (Depreciation)

ค่าเสื่อมราคาในแต่ละปีของช่วงเวลาควบคุมจะคำนวณได้ตามจำนวนต้นทุนเดิมของสินทรัพย์ถาวรที่พิจารณา สำหรับการคำนวณอัตราค่าไฟฟ้าฐานในปีที่เกี่ยวข้องโดยสินทรัพย์ที่ได้รับการสนับสนุนจะไม่สามารถนำมาคำนวณค่าเสื่อมราคาได้ ในการคำนวณค่าเสื่อมราคาในแต่ละปีจะใช้วิธีการคำนวณสินทรัพย์ราคาทุนในรูปแบบเส้นตรงตลอดอายุการใช้งานของสินทรัพย์นั้น

4) ภาษีเงินได้นิติบุคคล (Corporate Income Tax)

ภาษีเงินได้นิติบุคคลสำหรับผู้ที่ได้รับอนุญาตในการจำหน่ายไฟฟ้าจะถือเป็นค่าใช้จ่ายที่จำกัดเฉพาะภาษีจากผลตอบแทนจากส่วนของทุนที่ใช้และจะได้รับคืนจากผู้ใช้ไฟฟ้าผ่านอัตราค่าไฟฟ้า อย่างไรก็ตามภาษีอื่น ๆ จะไม่สามารถผลักภาระไปยังผู้ใช้ไฟฟ้าได้ โดยภาษีเงินได้ที่ต้องชำระจริงหรือมีการชำระไปแล้วจะรวมอยู่ใน ARR

5) รายได้ที่ไม่ใช่ภาษี (Non-Tariff Income)

รายได้ทั้งหมดที่เกิดจากธุรกิจไฟฟ้าและผู้ได้รับใบอนุญาต ได้มาจากแหล่งต่างๆ รวมถึงแต่ไม่จำกัดเพียงกำไรที่ได้จากการจำหน่ายทรัพย์สิน ค่าเช่า ค่าธรรมเนียมการชำระเงินล่าช้า ค่าเช่ามิเตอร์ รายได้จากการลงทุนอื่นที่ไม่ใช่เงินสำรองฉุกเฉิน รายรับเบ็ดเตล็ด จากผู้บริโภคและรายได้สู่ธุรกิจที่ได้รับใบอนุญาตจากธุรกิจอื่นของผู้รับอนุญาตการจัดจำหน่ายให้ถือเป็นรายได้ที่ไม่มีใช่ภาษีของผู้ได้รับอนุญาตฯ โดยจำนวนเงินที่ได้จะต้องถูกหักออกจากจากข้อกำหนดรายได้รวมในการคำนวณความต้องการรายได้สุทธิของผู้ได้รับใบอนุญาตดังกล่าว

6) รายได้อื่น ๆ ของผู้ได้รับใบอนุญาต (Other Income of Licensee)

ในกรณีที่ผู้ได้รับใบอนุญาตประกอบธุรกิจอื่นร่วมด้วยรายได้จากธุรกิจดังกล่าวจะถูกคำนวณตามข้อปฏิบัติต่อรายได้จากธุรกิจอื่นของคณะกรรมการกำกับไฟฟ้าแห่งเดลี และระเบียบผู้รับอนุญาตการจัดจำหน่าย พ.ศ. 2548 โดยมีเงื่อนไขว่าผู้ได้รับใบอนุญาตจะต้องปฏิบัติตามพื้นฐานที่เหมาะสมในการจัดสรรต้นทุนร่วมและค่าใช้จ่ายทั่วไปทั้งหมดระหว่างธุรกิจการจัดจำหน่าย และธุรกิจอื่น และต้องยื่นคำชี้แจงการจัดสรรตามที่ได้รับอนุมัติจากคณะกรรมการบริษัทต่อคณะกรรมการพร้อมกับคำขอ

กำหนดอัตราภาษี เมื่อยอดรวมของต้นทุนทางตรงและทางอ้อมของธุรกิจอื่นนั้นเกินรายได้จากธุรกิจอื่นดังกล่าวหรือด้วยเหตุผลอื่นใด จะไม่อนุญาตให้เพิ่มจำนวนเงินลงในข้อกำหนดรายได้รวมของผู้รับใบอนุญาตในบัญชีดังกล่าว

7) ความต้องการรายได้รวมสุทธิ (Net Aggregate Revenue Requirement)

รายได้รวมสุทธิของผู้รับใบอนุญาตที่มีสิทธิ์ได้รับการคืนทุนในแต่ละปีของระยะเวลาการควบคุมจะถูกคำนวณหลังจากหักออกจากข้อกำหนดรายได้รวม รายได้ที่ไม่ใช่ภาษี และรายได้อื่น ๆ เรียบร้อยแล้ว

2.2.2.2 การกำหนดรายได้รวมสำหรับการคำนวณอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีก

ในการกำหนดรายได้รวมสำหรับการคำนวณอัตราไฟฟ้าขายปลีกจะมีองค์ประกอบในการคำนวณ ได้แก่ ต้นทุนการจัดซื้อไฟฟ้า อัตราค่าขนส่งและการจัดการโหลด กำไรจากอุปทาน และการแก้ไขปัจจัยที่ควบคุมไม่ได้โดยมีรายละเอียด ดังนี้

1) ต้นทุนการจัดซื้อไฟฟ้า (Cost of Power Procurement)

ผู้ได้รับใบอนุญาตจะคาดการณ์ยอดขายสำหรับลูกค้าแต่ละประเภทและลูกค้ากลุ่มย่อยในช่วงการควบคุมทั้งปีในการยื่นแผนธุรกิจเพื่อการพิจารณาและอนุมัติของคณะกรรมการ เมื่อคณะกรรมการอนุมัติแล้ว จะนำไปใช้ร่วมกับการคำนวณการสูญเสียในเชิงเทคนิคและเชิงพาณิชย์ (Aggregate technique & commercial; AT&C) เพื่อประเมินข้อกำหนดในการจัดหาพลังงานของผู้รับใบอนุญาตในช่วงการควบคุมแต่ละปี โดยผู้ได้รับใบอนุญาตจะได้รับอนุญาตให้คืนทุนค่าไฟฟ้าที่จัดหาจากแหล่งที่ได้รับอนุมัติจากคณะกรรมการ ได้แก่ ผู้ได้รับใบอนุญาตการค้าภายในรัฐและระหว่างรัฐ การซื้อทวิภาคี ผู้จัดหาสินค้าจำนวนมาก เครื่องกำเนิดไฟฟ้าของรัฐ ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ สถานีผลิตไฟฟ้ากลาง

2) อัตราค่าขนส่งและการจัดการโหลด (Transmission & Load Dispatch Charges)

ผู้ได้รับอนุญาตการจัดจำหน่ายจะได้รับอนุญาตให้มีการคืนทุนการขนส่งและการจัดการโหลดที่จ่ายให้กับผู้ได้รับอนุญาตการส่งไฟฟ้าและผู้ดำเนินการระบบในการเข้าถึงและใช้งานระบบส่งกำลังระหว่างรัฐและระบบส่งกำลังภายในรัฐรวมถึงบริการขนส่งสินค้าที่มีบริการตามอัตราค่าบริการที่คณะกรรมการกำกับไฟฟ้าแห่งเดลีและคณะกรรมการของรัฐมีการอนุมัติเป็นครั้งคราวแล้วแต่กรณี

3) กำไรจากอุปทาน (Supply Margin)

คณะกรรมการจะระบุส่วนต่างของอุปทานขายปลีกสำหรับธุรกิจค้าปลีกในคำสั่ง MYT ตามคำชี้แจงการจัดสรรที่จัดทำโดยผู้รับอนุญาตการจัดจำหน่าย โดยต้นทุนที่จัดสรรให้กับธุรกิจค้าปลีกตามงบการจัดสรรจะถูกพิจารณาในขณะที่มีการกำหนดส่วนต่างของอุปทาน ซึ่งคณะกรรมการจะกำหนดส่วนต่างของอุปทานขายปลีกในลักษณะที่ผลตอบแทนจากธุรกิจขนส่งไฟฟ้าและธุรกิจค้าปลีกจะต้องไม่เกิน 16% ของต้นทุนทั้งหมด

2.3 โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าในประเทศไทย [21], [22]

ในปัจจุบันโครงสร้างกิจการไฟฟ้าของประเทศไทยเป็นโครงสร้างกิจการไฟฟ้าที่มีผู้รับซื้อไฟฟ้าเพียงรายเดียว (ESB) โดยกิจการไฟฟ้าของไทยจะอยู่ภายใต้การกำกับดูแล คือ คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) ซึ่งเป็นองค์กรอิสระภายใต้นโยบายของรัฐที่มีส่วนสำคัญในการส่งเสริมกิจการไฟฟ้าและก๊าซธรรมชาติให้มีความเหมาะสมและเป็นธรรมตามนโยบายของรัฐ โดยในปัจจุบันการผลิตกระแสไฟฟ้าของไทยจะเปิดกว้างให้ภาคเอกชนสามารถผลิตไฟฟ้าได้แต่จะต้องขายให้กับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ในราคาที่รัฐกำหนด และในส่วนของการจำหน่ายไฟฟ้า นั้นระบบสายส่งในปัจจุบันยังคงมีการผูกขาด โดย กฟผ. ซึ่งจะทำหน้าที่ในการดูแลระบบส่งไฟฟ้า ส่วนการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ทำหน้าที่ดูแลระบบจำหน่ายไฟฟ้าและกิจการค้าปลีก ในการศึกษาโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าของประเทศไทย จะเป็นดังนี้

2.3.1 ระบบโครงสร้างไฟฟ้าพื้นฐาน

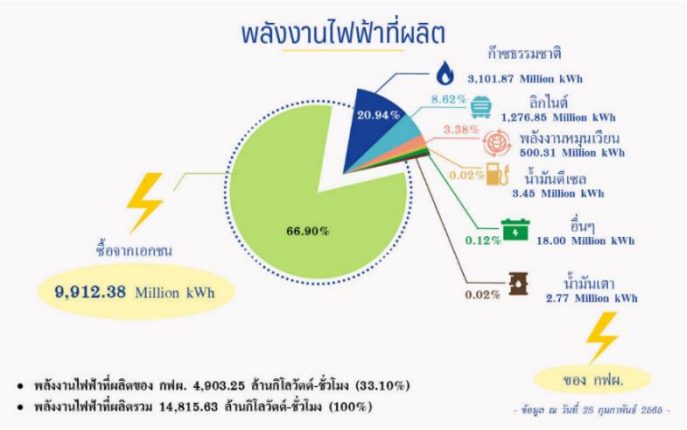
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าของประเทศไทยนั้นมีการแยกต้นทุนออกเป็นแต่ละกิจการ ได้แก่ กิจการผลิต กิจการระบบส่ง กิจการระบบจำหน่าย และกิจการค้าปลีกอย่างชัดเจนและสามารถตรวจสอบได้อย่างเป็นระบบโดยมีการจำแนกต้นทุนของแต่ละกิจการตามพื้นที่ทางภูมิศาสตร์และมีการรายงานผลการแบ่งแยกต้นทุนต่อหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง ระบบโครงสร้างพื้นฐานของไทยถูกแบ่งออกเป็น 3 กลุ่ม ได้แก่ระบบผลิต ระบบส่ง และระบบจำหน่าย ดังนี้

2.3.1.1 ระบบผลิต (Generating System)

การผลิตไฟฟ้าเพื่อให้มีพลังงานไฟฟ้าเพียงพอต่อการใช้งานในปัจจุบันนั้นจะมีขึ้นในโรงไฟฟ้าเป็นหลักทั้งในส่วนของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยและโรงไฟฟ้าเอกชนขนาดใหญ่และขนาดย่อย โดยการอาศัยเครื่องจักรกลและเทคโนโลยีในการเปลี่ยนพลังงานในรูปต่าง ๆ ให้กลายมาเป็น

พลังงานกลเพื่อขับเคลื่อนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซึ่งเชื้อเพลิงที่นำมาใช้ในการผลิต ได้แก่ ก๊าซธรรมชาติ ลิกไนต์ พลังงานหมุนเวียน น้ำมันดีเซล เป็นต้น โดยจะแสดงสัดส่วนของพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากเชื้อเพลิงต่าง ๆ ได้ดังรูปที่ 2.5 [22]



รูปที่ 2.5 สัดส่วนของพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ ณ วันที่ 25 ก.พ. 2565

2.3.1.2 ระบบส่ง (Transmission Systems)

ระบบส่งไฟฟ้าเป็นระบบที่ทำหน้าที่เชื่อมโยงโครงข่ายไฟฟ้าโดยรับแรงดันไฟฟ้าจากระบบผลิตเพื่อส่งไปยังระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยระดับแรงดันในระบบส่งกำลังไฟฟ้าในประเทศไทยในปัจจุบันจะเป็น 69 kV, 115 kV, 132 kV, 230 kV, 300 kV และ 500 kV ซึ่งเป็นกลุ่มที่อยู่ในช่วงแรงดันสูงพิเศษ (Extra high voltage) โดยจะมีรายละเอียดดังตารางที่ 2.2

ตารางที่ 2.18 ความยาวสายส่งไฟฟ้าที่ระดับแรงดันต่าง ๆ ในช่วงปี 2561 – 2563

[วงจร - กิโลเมตร]

CHULALONGKORN UNIVERSITY

ปี	69 kV	115 kV	132 kV	230 kV	300 kV	500 kV	รวมทั้งสิ้น
2561	18.80	13,263.16	8.71	14,712.73	23.07	6,527.39	34,553.86
2562	18.80	13,997.98	8.71	15,357.71	23.07	6,575.18	35,981.45
2563	18.80	14,423.19	8.71	15,697.87	23.07	6,912.29	37,083.92

ระบบส่งไฟฟ้ามีองค์ประกอบที่ค่อนข้างซับซ้อนโดยแบ่งได้ ดังนี้

- สถานีไฟฟ้าย่อยแปลงแรงดันสูง หรือลานไกไฟฟ้า (Step-up substation or switch yard) เป็นสถานที่ที่ใช้ติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมและป้องกันความผิดปกติที่อาจเกิดขึ้นได้ในระหว่างการแปลงแรงดันจากระบบผลิตให้สูงขึ้นในระดับต่าง ๆ เพื่อเข้าสู่ระบบส่งกำลังไฟฟ้า

- สายส่งกำลังไฟฟ้า (Transmission line) มีหน้าที่ในการส่งขนส่งพลังงานไฟฟ้าจากแห่งพลังงานไปยังศูนย์กลางการจัดจำหน่าย (Lode center) โดยคำนึงถึงระยะทางและความประหยัดเป็นหลัก โดยสายส่งไฟฟ้านั้นจะมี 2 ลักษณะ ได้แก่ สายส่งเหนือศีรษะ (Overhead arial line) และสายเคเบิลใต้ดิน (Under ground cable)
- สถานีไฟฟ้าย่อยต้นทาง (Primary substation or bulk power substation) เป็นสถานีที่มีหน้าที่แปลงระดับแรงดันไฟฟ้าจากระบบสายส่งแรงสูงให้มีระดับแรงดันที่ต่ำลงเพื่อส่งไปยังสถานีไฟฟ้าย่อยจำหน่าย (Secondary substation)
- สายส่งไฟฟ้าย่อย (Substation transmission line) เป็นสายส่งที่เชื่อมโยงระหว่างสถานีไฟฟ้าย่อยต้นทาง (Primary substation) กับสถานีไฟฟ้าย่อยจำหน่าย (Secondary Substation)

2.3.1.3 ระบบจำหน่าย (Distribution System)

ระบบจำหน่ายทำหน้าที่ในการเชื่อมโยงระหว่างระบบส่งกำลังไฟฟ้ากับแหล่งผู้ใช้ไฟฟ้า (Load) โดยรับแรงดันที่ถูกปรับลดให้ต่ำลงจนเหมาะสมกับการใช้งานของผู้ใช้ไฟฟ้า ระบบจำหน่ายไฟฟ้ามีส่วนประกอบดังนี้

- สถานีไฟฟ้าย่อยจำหน่าย (Secondary substation) รับแรงดันไฟฟ้าจากสายส่งย่อยเพื่อแปลงระดับแรงดันให้ต่ำลงและส่งไฟฟ้าไปยังสายจำหน่ายแรงสูงต่อไป โดยสถานีไฟฟ้าย่อยนี้จะรับและส่งพลังงานที่ต่ำกว่าสถานีไฟฟ้าย่อยต้นทาง ซึ่งเป็นจุดเชื่อมต่อของสถานีต้นทางหลาย ๆ แห่ง
- สายจำหน่ายแรงสูง (Primary distribution line) รับแรงดันจากสถานไฟฟ้าย่อยจำหน่ายเพื่อส่งเข้าหม้อแปลงจำหน่าย สำหรับประเทศไทยจะมีค่าอยู่ในช่วง 11 – 33 kV โดยจำแนกเป็น การไฟฟ้านครหลวง ใช้ระดับแรงดัน 12 และ 24 kV การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคใช้ระดันแรงดัน 11, 22 และ 33 kV

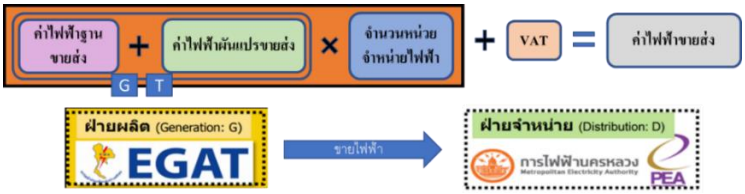
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

2.3.2 หลักการในการคำนวณอัตราค่าไฟฟ้าในประเทศไทย

โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าในปัจจุบันได้มีการกำหนดให้เป็นไปตามมติของสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (สำนักงาน กกพ.) โดยกำหนดให้อัตราค่าไฟฟ้ามีอัตราเดียวกันทั้งประเทศ (Uniform Tariff) ทั้งนี้อัตราค่าไฟฟ้าของประเทศไทยได้แบ่งออกเป็น 2 อัตราหลักตามกิจการไฟฟ้า คือ อัตราค่าไฟฟ้าขายส่ง และอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีก โดยโครงสร้างและการคำนวณอัตราค่าไฟฟ้า จะเป็นดังนี้

2.3.2.1 อัตราค่าไฟฟ้าขายส่ง (Wholesale Tariff)

อัตราค่าไฟฟ้าขายส่งจะเป็นอัตราค่าไฟฟ้าที่ กฟผ. ขายไฟฟ้าให้แก่ กฟน. และ กฟภ. ซึ่งอัตราค่าไฟฟ้าขายส่งนี้จะมีโครงสร้าง ดังรูปที่ 2.6

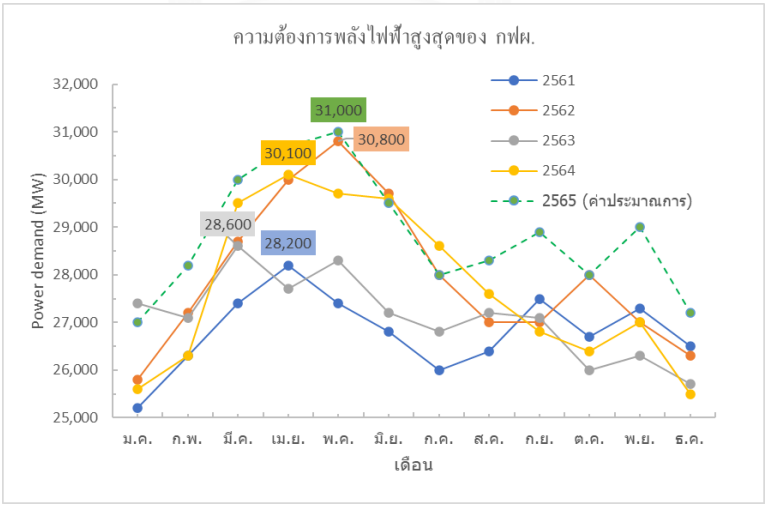


รูปที่ 2.6 โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าขายส่ง

สำหรับอัตราค่าไฟฟ้าขายส่งจะมีองค์ประกอบในการคำนวณ ได้แก่ ค่าความต้องการพลังไฟฟ้า ค่าพลังงานไฟฟ้า ค่าไฟฟ้าผันแปร ค่าตัวประกอบกำลัง และภาษีมูลค่าเพิ่ม โดยมีรายละเอียดในการคำนวณ ดังนี้

1) ค่าความต้องการพลังไฟฟ้า

ค่าความต้องการพลังไฟฟ้าเป็นกำลังไฟฟ้าที่ใช้จริงในหน่วยกิโลวัตต์ที่เฉลี่ยทุก ๆ 15 นาที โดยเลือกค่าที่สูงที่สุดในรอบเดือนนั้นเป็นค่าความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุด จะแสดงค่าความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือนได้ ดังรูปที่ 2.7



รูปที่ 2.7 ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือนของ กฟผ. ปี 2561 - 2565

2) ค่าพลังงานไฟฟ้า

ค่าพลังงานไฟฟ้าในอัตราค่าไฟฟ้าขายส่งเป็นค่าที่ได้จากการคำนวณรายได้ที่พึงได้รับของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแหล่งประเทศไทยโดยมีการกำหนดอัตราแตกต่างกันตามระดับแรงดัน และช่วงเวลาการใช้ (ToU) ดังตารางที่ 2.3

ตารางที่ 2.19 อัตราค่าไฟฟ้าขายส่งตามช่วงเวลาของการใช้ (ToU)
ตามประกาศ กกพ. ณ วันที่ 16 ก.ค. 2563

ระดับแรงดันไฟฟ้า	ค่าผลิตไฟฟ้า		ค่าบริการระบบส่ง		อัตราขายส่งรวม	
	Peak	Off-Peak	Peak	Off-Peak	Peak	Off-Peak
230 kV	3.1192	2.3316	0.2730	-	3.3922	2.3316
69 – 115 kV	3.1286	2.3341	0.4913	-	3.6199	2.3341
69, 115 kV (ปลายสายส่งรวมสถานี)	3.1948	2.3555	0.8528	-	4.0476	2.3555
11 – 33 kV	3.2017	2.3567	1.0226	-	4.2243	2.3567

สำหรับวิธีการคำนวณจากเอกสารการอบรมพัฒนาให้ความรู้บุคลากรทางด้านสมาร์ทกริท ในหัวข้อ Wheeling Charge และโครงสร้างค่าไฟฟ้าของประเทศไทยสำหรับประเทศไทยนั้น [23] จะเป็นดังนี้

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

2.1) ต้นทุนผลิตและส่งจ่ายไฟฟ้า

ในการคำนวณต้นทุนการผลิตไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยจะประกอบด้วยค่าต้นทุนในสัดส่วนต่าง ๆ ดังนี้

- ต้นทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้า คิดเป็นร้อยละ 45 – 55
- ต้นทุนการดำเนินงานและการบำรุงรักษา (O&M) คิดเป็นร้อยละ 10%
- ต้นทุนเชื้อเพลิง คิดเป็นร้อยละ 35 – 45

นอกจากนี้ยังมีต้นทุนในส่วนของการรับซื้อไฟฟ้าเอกชนและต่างประเทศ ต้นทุนส่งจ่ายไฟฟ้า ได้แก่ สถานีไฟฟ้า หม้อแปลง ค่าการสูญเสียในโครงข่าย เป็นต้น และยังมีต้นทุนงานบริการ ได้แก่ การตรวจวัด งานเอกสาร ค่าอุดหนุนและค่าชดเชย เป็นต้น

2.2) การกำกับดูแลกิจการไฟฟ้า

รูปแบบของการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้าแบบผสมผสานระหว่างการกำหนดอัตราผลตอบแทน (Rate of return) การกำหนดต้นทุนบวกเพิ่ม (Cost plus) และการยึดตามสมรรถนะ (Performance based) หรือเรียกว่า การกำหนดรายได้สูงสุดและราคาสูงสุด โดยมีตัวบ่งชี้ที่สำคัญ คือ อัตราส่วนผลตอบแทนการลงทุน (Return on invested capital; ROIC) และตัวประกอบสมรรถนะ (X factor) โดยจะสามารถคำนวณรายได้ของ กฟผ. ได้ดังสมการที่ 2.11

$$R = [1 + r]C + O + D + T \tag{2.11}$$

โดยที่ R คือ รายได้ของ กฟผ. [บาท]

r คือ ผลตอบแทนการลงทุนสินทรัพย์ (RoIC)

C คือ ต้นทุนสินทรัพย์ [บาท]

O คือ ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน [บาท]

D คือ ค่าเสื่อมราคา [บาท]

T คือ ภาษีเงินได้นิติบุคคล [บาท]

นอกจากนี้ยังสามารถคำนวณรายได้ของ กฟผ. ในช่วงเวลาหนึ่งได้ด้วยการใช้ตัวประกอบสมรรถนะ (X factor) จะสามารถคำนวณได้ดังสมการที่ 2.12

$$R(t) = [1 + RPI - X]R(t - 1) \tag{2.12}$$

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

โดยที่ R คือ รายได้ของ กฟผ. ในช่วงเวลาหนึ่ง

RPI คือ ดัชนีราคาขายปลีก

C คือ ต้นทุนสินทรัพย์

X คือ ตัวประกอบสมรรถนะ

t คือ ดัชนีเวลา

ในการลงทุนสินทรัพย์ประเภทโรงไฟฟ้า สถานีไฟฟ้า และโครงข่ายไฟฟ้าจะสามารถพิจารณาค่าใช้จ่ายรายปี (Annual allowance; AA) ได้ดังสมการที่ 2.13

$$AA = FCR \times (BC - D) \tag{2.13}$$

โดยที่ FCR คือ อัตราค่าใช้จ่ายคงที่ (Fixed charge rate)

BC คือ ต้นทุนการจอง (Book cost)

D คือ ค่าเสื่อมราคา

จากค่าใช้จ่ายรายปีที่ได้จะสามารถเปรียบเทียบกับต้นทุนสุทธิ (Annual net cost; AC) เพื่อวิเคราะห์ความคุ้มค่าในการลงทุน ดังสมการที่ 2.14

$$AC = (BC - D) \times \frac{i}{1-(1+i)^{-n}} \quad (2.14)$$

โดยที่ i คือ อัตราคิดลด (กำหนดให้เท่ากับ WACC)

n คือ อายุการใช้งานของโรงไฟฟ้าและอุปกรณ์ไฟฟ้า

เนื่องจากต้นทุนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักของเงินลงทุน (WACC) คิดจากสัดส่วนของทุนและหนี้สินที่ใช้เพื่อการลงทุน ซึ่ง WACC จะส่งผลกระทบโดยตรงต่อต้นทุนสุทธิรายปี โดยทั่วไปแล้วค่า FCR จะมากกว่า WACC และเนื่องจาก กฟผ. มีอัตราส่วนหนี้สินต่อทุนต่ำกว่าของ กฟน. และ กฟภ. จึงได้รับ WACC และ RoIC ที่สูงกว่า

3) ค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าอัตโนมัติ หรือ ค่า Ft

ค่าไฟฟ้าผันแปรถูกกำหนดขึ้นเพื่อสะท้อนการเปลี่ยนแปลงของต้นทุนค่าเชื้อเพลิง ต้นทุนการซื้อไฟฟ้าที่เปลี่ยน แปลงไปจากค่าไฟฟ้าฐานตามแนวโน้มราคาน้ำมันเชื้อเพลิงในตลาดโลกและอัตราแลกเปลี่ยนที่มีผลกระทบต่อการนำเข้าน้ำมันเชื้อเพลิง รวมถึงผลกระทบจากนโยบายของรัฐในเรื่องการส่งเสริมพลังงานหมุนเวียนต่างๆ เช่น มาตราการ Feed-in Tariff (FiT) หรือการส่งเสริมพลังงานหมุนเวียนด้วยการให้ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) ตลอดจนเงินกองทุนพัฒนาไฟฟ้าเพื่อการพัฒนาชุมชนรอบโรงไฟฟ้า ซึ่งเป็นค่าใช้จ่ายที่การไฟฟ้าไม่สามารถควบคุมได้

4) ค่าตัวประกอบกำลัง (Power Factor)

ค่าตัวประกอบกำลัง คือ อัตราส่วนของกำลังงานไฟฟ้าที่ใช้ได้งานจริง (P) หารด้วยค่ากำลังงานปรากฏ (S) ซึ่งมีค่าไม่เกิน 1 หากยิ่งมีค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าต่ำแสดงว่ากระแสในระบบสูงมาก แต่ใช้ทำงานได้น้อยและหม้อแปลงจ่ายโหลดได้น้อย ทำให้แรงดันตกในสายมาก และเกิดการสูญเสียในระบบมาก ค่าตัวประกอบกำลังถือเป็นค่าที่สำคัญในระบบไฟฟ้าเนื่องจากเป็นค่าที่ใช้ในการกำหนด

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

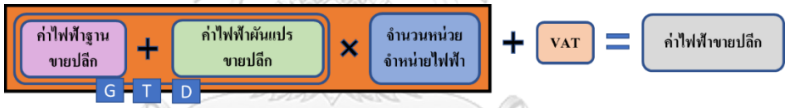
ค่าใช้จ่ายต่าง ๆ โดยในอัตราค่าไฟฟ้าขายส่งจะต้องมีการจ่ายค่าตังประกอบกำลังไฟฟ้า 18.68 บาท/กิโลวาร์/เดือน สำหรับกิโลวาร์ส่วนเกินเมื่อค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าต่ำกว่า 0.875 (Lagging)

5) ภาษีมูลค่าเพิ่ม (VAT)

ภาษีมูลค่าเพิ่ม (Value Added Tax; VAT) เป็นการเก็บภาษีจากการขายสินค้าหรือการให้บริการในแต่ละขั้นตอนการผลิตและจำหน่ายสินค้าหรือบริการ ทั้งที่ผลิตภายในประเทศและนำเข้าจากต่างประเทศ (กรมสรรพกร) โดยจะมีการคิดในอัตราร้อยละ 7 ของค่าไฟฟ้าฐานและค่า Ft ซึ่งการไฟฟ้าจะเรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้าเพื่อนำส่งให้กรมสรรพากรเป็นรายเดือนเพื่อรวมเป็นรายได้ของแผ่นดินต่อไป

2.3.2.2 อัตราค่าไฟฟ้าขายปลีก (Retail Tariff)

สำหรับอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีกนั้นจะเป็นอัตราค่าไฟฟ้าที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายขายให้ผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วไปและเป็นอัตราค่าไฟฟ้าที่ กฟผ. ขายให้แก่ลูกค้าตรงของ กฟผ. ซึ่งอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีกจะมีโครงสร้าง ดังรูปที่ 2.8



รูปที่ 2.8 โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีก

ในการคำนวณอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีกจะมีองค์ประกอบที่สำคัญ ได้แก่ ค่าบริการรายเดือน ค่าความต้องการพลังไฟฟ้า ค่าพลังงานไฟฟ้า ค่าไฟฟ้าผันแปร ค่าตัวประกอบกำลัง และภาษีมูลค่าเพิ่ม โดยจะมีวิธีการคำนวณในส่วนของค่าพลังงานไฟฟ้าเช่นเดียวกับอัตราค่าไฟฟ้าขายส่ง แต่ในอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีกจะมีการคำนวณระบบจ่ายไฟฟ้าเข้ามาร่วมด้วย การจำแนกประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าของ กฟน. และ กฟภ. ในปัจจุบันจะแบ่งได้เป็นบ้านที่อยู่อาศัย กิจการขนาดเล็ก กิจการขนาดกลาง กิจการขนาดใหญ่ กิจการเฉพาะอย่าง องค์กรที่ไม่แสวงหากำไร กิจการสูบน้ำเพื่อการเกษตร ผู้ใช้ไฟฟ้าชั่วคราว สถานีอัดประจุไฟฟ้า และยานยนต์ ซึ่งการกำหนดอัตราจะแตกต่างกันตามประเภทของผู้ใช้ ระดับแรงดัน และช่วงเวลาการใช้ (TOU)

นอกจากนี้การกำหนดระยะเวลาในการกำกับดูแลของกิจการไฟฟ้าสำหรับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีกจะมีการทบทวนหรือปรับปรุงอย่างสม่ำเสมอทุก ๆ 3 - 5 ปี เพื่อให้อัตราค่าไฟฟ้าต่อหน่วยไม่ผันผวนมากจนเกินไป ทำให้การบริหารจัดการต้นทุนมีประสิทธิภาพและลดการอุดหนุน

ระหว่างกลุ่มให้น้อยลงได้ และสำนักงานกำกับกิจการพลังงานได้มีการหนดวิธีการคำนวณค่า WACC ในรูปแบบหลังหักภาษี โดยต้นทุนของเงินทุนทั้งสองส่วนจะได้รับการเฉลี่ยค่าตามสัดส่วนของเงินทุนประเภทนั้น ๆ ซึ่งดอกเบี้ยที่จ่ายคืนจากการกู้ยืมมีผลประโยชน์ทางภาษีจะสามารถนำมาคิดเป็นค่าใช้จ่ายได้โดยการลดขนาดของต้นทุนด้วยอัตราภาษี

2.4 สรุปการกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าในประเทศต่าง ๆ

จากข้อมูลการกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าในประเทศต่าง ๆ ที่ได้ทำการศึกษา จะสามารถนำมาสรุปเปรียบเทียบในกลุ่มของผู้ประกอบการระบบจำหน่าย (DSO) ได้ดังตารางที่ 2.20

ตารางที่ 2.20 เปรียบเทียบตัวอย่างโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าในประเทศต่าง ๆ ของ DSO

ประเทศ	การกำหนดอัตราค่าไฟฟ้า	การกำหนดค่าใช้จ่าย (OPEX)	การกำหนดค่า WACC	ช่วงเวลาทบทวน
เปรู	Price cap	Yardstick	Real rate	4
อาเซอร์ไบจาน	Cost plus	TOTEX	Nominal CoD	1
จอร์เจีย	Revenue cap	Bottom-up	Pre-Tax	3
บัลแกเรีย	Revenue cap	TOTEX	Pre-Tax	2 - 5
ตุรกี	Revenue cap	Yardstick	Pre-Tax	5
โอมาน	Revenue cap	Bottom-up/ Top down/ Yardstick	Pre-Tax	4
ปากีสถาน	Hybrid	Bottom-up, Yardstick	Vanilla	1 - 5
สหราชอาณาจักร	Rate of return	Yardstick	Vanilla	-
อินเดีย	RoCE	-	Pre-Tax	-
ไทย	Hybrid	Historical outturn	Post-Tax	3 - 5

จากตารางที่ 2.20 จะเห็นได้ว่า โครงสร้างของอัตราค่าไฟฟ้าที่กล่าวมามีความใกล้เคียงกันในด้านการวิเคราะห์ต้นทุนและอัตราผลตอบแทนที่มีรายละเอียดในการคำนวณแตกต่างกันตามกฎข้อบังคับต่าง ๆ ในประเทศนั้น ๆ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

บทที่ 3
ทฤษฎีพื้นฐานของเศรษฐศาสตร์วิศวกรรม

ในบทนี้จะกล่าวถึงทฤษฎีพื้นฐานทางเศรษฐศาสตร์วิศวกรรมที่เกี่ยวข้องในการวิเคราะห์ต้นทุนต่าง ๆ ของการไฟฟ้าและการคำนวณเพื่อให้สามารถใช้ทรัพยากรที่มีในงานด้านวิศวกรรมได้อย่างมีประสิทธิภาพสูงสุด โดยในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะแบ่งออกเป็น 3 หัวข้อหลักๆ ดังนี้

1) มูลค่าของเงินตามเวลา
2) ความได้เปรียบทางการแข่งขัน
3) การแบ่งประเภทของต้นทุนทางไฟฟ้า

3.1 มูลค่าของเงินตามเวลา (Time Value of Money)

ในระบบเศรษฐกิจนั้นจะเห็นได้ว่า เวลา เป็นปัจจัยอย่างหนึ่งในการกำหนดมูลค่าของเงินและเป็นที่ยอมรับกันในวงกว้าง เงินจะมีค่าเปลี่ยนแปลงไปตามระยะเวลา กล่าวคือเมื่อเวลาเปลี่ยนแปลงไปค่าของเงินจะเปลี่ยนตามไปด้วย โดยเงินที่มีอยู่ในปัจจุบันย่อมมีค่ามากกว่าเงินจำนวนเท่ากันในเวลาอีกหนึ่งปีข้างหน้า ดังนั้นเราจะสามารถเปรียบเทียบค่าของเงินในระยะเวลาที่ต่างกันได้โดยทำให้ค่าเงินของเงินในอนาคตมาเป็นค่าปัจจุบันได้ด้วยวิธีหามูลค่าปัจจุบัน ซึ่งนอกจากนั้นอัตราดอกเบี้ยหรืออัตราส่วนลด ก็ยังเป็นปัจจัยสำคัญที่จะทำให้เกิดความแตกต่างในค่าของเงินอีกด้วย จะแสดงมูลค่าของเงินตามเวลาได้ดังรูปที่ 3.1 [24]

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

รูปที่ 3.1 มูลค่าของเงินตามเวลา

มูลค่าเงินตามเวลา (Time value of money; TVM) ถือเป็นหลักการพื้นฐานในเบื้องต้นของทฤษฎีทางการเงิน โดยมีความหมายว่า เงิน ณ เวลาที่แตกต่างกันจะมีมูลค่าที่ไม่เท่ากัน ซึ่งจะช่วยให้สามารถเปรียบเทียบมูลค่าของเงินในเวลาที่แตกต่างกันได้อย่างเหมาะสม และเป็นแนวคิดที่ว่าเงินที่จะได้รับในวันนี้มีมูลค่าน้อยกว่าเงินที่จะได้รับในอนาคตเพราะเราสามารถสร้างผลตอบแทนได้จากเงิน

ที่ได้รับในวันนี้ โดยเราสามารถแบ่งประเภทของมูลค่าของเงินตามระยะเวลาออกได้เป็น 2 ประเภท ดังนี้

3.1.1 มูลค่าในอนาคต (FV)

มูลค่าในอนาคต (Future value; FV) เป็นมูลค่าของเงินที่เปลี่ยนแปลงไปตามระยะเวลา (Time) และอัตราผลตอบแทน (Rate of return) ที่ได้รับ ซึ่งมูลค่าในอนาคต คือ มูลค่ารวมของเงินต้นหรือมูลค่าในปัจจุบันกับผลตอบแทนที่เกิดขึ้นในช่วงเวลาหนึ่ง โดยการคิดหามูลค่าในอนาคตหรือมูลค่าของเงินที่เสียไปนั้นมีปัจจัยหลายอย่างที่เป็นตัวกำหนด ได้แก่ การคิดดอกเบี้ยแบบรายปีหรือรายเดือน โดยค่าที่จะเป็นตัวชดเชยในการเลือกรับในอนาคตนั้นตามทฤษฎีจะเรียกว่า อัตราผลตอบแทน ซึ่งจะเป็นตัวแทนของทั้งอัตราเงินเฟ้อ ผลตอบแทนที่ต้องการ หรืออัตราดอกเบี้ยทั้งหมดที่ขึ้นอยู่กับความต้องการของผู้คำนวณ เราสามารถคำนวณมูลค่าของเงินในอนาคตได้ดังสมการที่ 3.1

$$FV = PV \times \left(1 + \left(\frac{r}{n}\right)\right)^{n \times t} \tag{3.1}$$

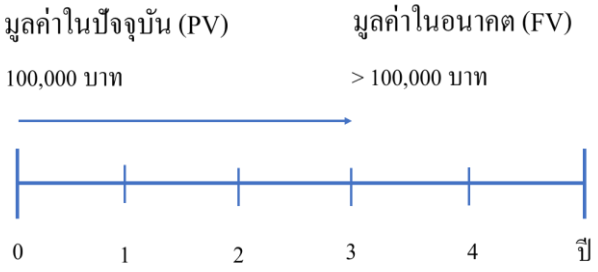
โดยที่ PV คือ มูลค่าของเงินในปัจจุบัน (Present value) [บาท]

r คือ อัตราผลตอบแทน (Rate of Return)

n คือ จำนวนงวด

t คือ ระยะเวลา [ปี]

สำหรับตัวอย่างของการคำนวณมูลค่าในอนาคต เช่น ณ ปัจจุบันมีเงิน 100,000 บาท หากนำไปลงทุนและได้ผลตอบแทน 5% ต่อปี โดยคิดผลตอบแทนปีละ 1 งวด เมื่อเวลาผ่านไป 3 ปี จะสามารถแสดงมูลค่าของเงินในอนาคตบนเส้นเวลาได้ ดังรูปที่ 3.2



รูปที่ 3.2 มูลค่าของเงินในอนาคต

แสดงมูลค่าของเงินในแต่ละปีได้ ดังนี้

ปีที่ 1; $FV = 100{,}000 \times (1 + 0.05)^1 = 105{,}000$ บาท

ปีที่ 2; $FV = 100{,}000 \times (1 + 0.05)^2 = 110{,}250$ บาท

ปีที่ 3; $FV = 100{,}000 \times (1 + 0.05)^3 = 115{,}763$ บาท

จากตัวอย่างจะเห็นว่า เงินจำนวน 100,000 บาท เมื่อระยะเวลาผ่านไป 3 ปี จะมีมูลค่าในอนาคต เท่ากับ 115,763 บาท หรือเงินจำนวน 115,762.50 บาท ในอีก 3 ปีข้างหน้า มีมูลค่าปัจจุบันเท่ากับ 100,000 บาท โดยการคำนวณหามูลค่าของเงินนี้เป็นกระบวนการที่แปลงค่าของเงินในปัจจุบัน ให้เป็นค่าของเงินในอนาคต ซึ่งกระบวนการนี้เรียกว่าการทบต้นค่าของเงิน (Compounding)

3.1.2 มูลค่าปัจจุบัน (PV)

มูลค่าปัจจุบัน (Present Value; PV) คือ มูลค่า ณ วันนี้ของเงินจำนวนหนึ่งที่จะได้รับในอนาคต ซึ่งมูลค่าปัจจุบันของเงินในอนาคตภายใต้ช่วงเวลาและอัตราผลตอบแทนที่ได้กำหนดไว้ เนื่องจากเงินในวันนี้สามารถนำไปลงทุนได้ทันทีและจะสร้างผลตอบแทนที่เพิ่มขึ้น เงินในปัจจุบันจึงมีมูลค่ามากกว่าเงินในอนาคต ในการคำนวณมูลค่าปัจจุบันนั้นจะเป็นวิธีการคำนวณเพื่อหาค่าเงินจำนวนหนึ่งในอนาคตจะต้องมีเงินต้นเท่าไหร่ในปัจจุบันจึงจะสามารถมีเงินจำนวนดังกล่าวได้ภายในระยะเวลาที่กำหนดซึ่งเป็นการคำนวณหาเงินต้นที่ต้องใช้ลงทุน ในการคำนวณหาเงินต้นที่ต้องใช้ลงทุนหรือการคำนวณหามูลค่าปัจจุบันนั้นสามารถคำนวณได้ดังสมการที่ 3.2

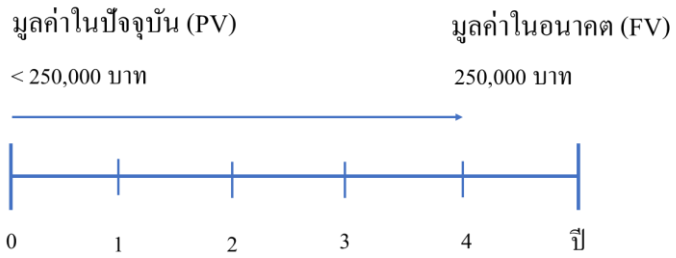
$$PV = \frac{FV}{\left(1 + \left(\frac{r}{n}\right)\right)^{n \times t}} \tag{3.2}$$

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

โดยที่ FV คือ มูลค่าขอเงินในอนาคต (Future value) [บาท]

r คือ อัตราคิดลด (Discount Rate)

สำหรับตัวอย่างของการคำนวณมูลค่าในปัจจุบัน เช่น ต้องการเก็บเงินให้ได้ 250,000 บาท ภายในระยะเวลา 4 ปี โดยจะนำเงินต้นไปลงทุนในการลงทุนที่ให้ผลตอบแทนแน่นอน 3% ต่อปี โดยคิดผลตอบแทนปีละ 1 งวด จะสามารถแสดงมูลค่าของเงินบนเส้นเวลาได้ ดังรูปที่ 3.3



รูปที่ 3.3 มูลค่าของเงินในปัจจุบัน

แสดงมูลค่าของเงินในแต่ละปีได้ ดังนี้

ปีที่ 1; $PV = 250{,}000/(1+0.03)^1 = 242{,}718$ บาท

ปีที่ 2; $PV = 250{,}000/(1+0.03)^2 = 235{,}649$ บาท

ปีที่ 3; $PV = 250{,}000/(1+0.03)^3 = 228{,}785$ บาท

ปีที่ 4; $PV = 250{,}000/(1+0.03)^4 = 222{,}122$ บาท

จะเห็นว่าต้องลงทุนวันนี้จำนวน 222,122 บาท และได้ผลตอบแทนอย่างน้อย 3% ต่อปี จึงจะมีเงิน 250,000 บาท ในอีก 4 ปีข้างหน้า โดยในการคำนวณมูลค่าปัจจุบันจะเรียกอัตราผลตอบแทน (Rate of return) ว่า อัตราคิดลด (Discount rate) ซึ่งมูลค่าปัจจุบันนั้นจะมีค่าน้อยกว่ามูลค่าของในอนาคต

เนื่องจากโอกาสในการสร้างผลตอบแทนนั้นเกิดขึ้นจากระยะเวลา ดังนั้น แนวคิดเรื่องมูลค่าของเงินตามระยะเวลาจึงเป็นแนวคิดพื้นฐานที่ควรนำมาพิจารณาเสมอเมื่อมีการตัดสินใจทางการเงินและการลงทุน นอกจากนี้การเลือกใช้เครื่องมือหรือเทคนิคจะต้องมีความสอดคล้องและเหมาะสมกับข้อมูลที่จะนำไปพิจารณาการลงทุน เช่น ระยะเวลาคืนทุน มูลค่าปัจจุบันสุทธิ อัตราผลตอบแทนภายใน และอัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุน เป็นต้น ดังนั้นการนำเครื่องมือหรือเทคนิคไปใช้ในการประเมินเพื่อพิจารณาตัดสินใจลงทุนจึงต้องมีการศึกษาข้อมูลที่เกี่ยวข้องประกอบการตัดสินใจเพื่อที่จะสามารถได้ข้อสรุปที่จะนำไปสู่การตัดสินใจที่เป็นประโยชน์สูงสุดแก่นักลงทุน นักวิเคราะห์ทางการเงิน ผู้บริหารองค์กร และผู้ที่มีความสนใจให้ได้มากที่สุด

สำหรับการนำมูลค่าของเงินตามเวลามาใช้ในการวิเคราะห์ต้นทุนคงที่ของระบบผลิต ระบบส่ง และระบบจำหน่ายนั้น จะเป็นการนำข้อมูลของรายได้ที่พึงได้รับ ข้อมูลกำลังไฟฟ้าเฉลี่ย และข้อมูลพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ย ในแต่ละปีของการไฟฟ้ามารวมกันเพื่อคำนวณหาค่าไฟฟ้า แต่เนื่องจากมูลค่าของต้นทุนของการไฟฟ้าเปลี่ยนไปตามเวลา จึงต้องมีการกำหนดปีฐานเพื่อทำให้ค่าดังกล่าวเป็น

ค่าในปีฐานและสามารถนำข้อมูลแต่ละปีมาบวกรวมกันได้ โดยในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะกำหนดให้ปีฐานเป็น ปี 2563 เนื่องจากเป็นปีแรกที่มีข้อมูลของการไฟฟ้าทั้ง 3 นอกจากนี้ในการนำสมการที่ 3.2 ไปใช้งาน จะกำหนดให้มีการคำนวณปีละ 1 งวดเท่านั้น และกำหนดให้อัตราคิดลดเท่ากับค่าเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักของต้นทุนทางการเงิน (WACC) โดยสามารถเขียนรูปสมการในการคำนวณข้อมูลได้ ดังสมการที่ 3.3

$$PV_{2563} = \frac{FV_y}{(1 + WACC)^T} \tag{3.3}$$

โดยที่ PV_{2563} คือ มูลค่าของต้นทุนในปัจจุบัน (Present value) ในปี 2563 [บาท]

FV_y คือ มูลค่าของต้นทุนในปีที่ y [บาท]

y คือ ปีที่ y [ปี]

$WACC$ คือ ค่าเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักของต้นทุนทางการเงิน [เปอร์เซ็นต์]

3.2 ความได้เปรียบทางการแข่งขัน (Economic Moat)

คำว่าความได้เปรียบทางการแข่งขัน หรือ Economic moat ถูกตั้งขึ้นโดย วอเรน บัฟเฟต์ เพื่อบ่งบอกถึงความสามารถในการแข่งขัน (Competitive advantage) และความยั่งยืนของกิจการ โดยกิจการที่มี Wide moat มักจะเป็นอุตสาหกรรมที่มีความได้เปรียบในการทำกำไรและเป็นกิจการที่มีปัจจัยทางโครงสร้างที่ทำให้ได้เปรียบคู่แข่งในระยะยาว กิจการเหล่านี้จึงเป็นกิจการที่สามารถคาดการณ์ผลกำไรในอนาคตได้ อีกทั้งกิจการจะมีผลตอบแทนของเงินทุน (Return on capital) ที่สูงกว่าต้นทุนของเงินทุน (Cost of capital) และสามารถดำเนินธุรกิจได้อย่างยั่งยืนในระยะยาว [25] สำหรับอัตราส่วนสำคัญที่ใช้ในการวัดความได้เปรียบทางการแข่งขันสามารถคำนวณได้ ดังนี้

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

3.2.1 อัตราส่วนผลตอบแทนเงินลงทุน (ROIC)

อัตราส่วนผลตอบแทนเงินลงทุน (Return on Invested Capital; ROIC) คือ อัตราส่วนที่ใช้วัดความสามารถในการทำกำไรของกิจการซึ่งจะมีความคล้ายกับอัตราส่วนผลตอบแทนต่อส่วนผู้ถือหุ้น (Return on equity; ROE) แต่ ROIC จะใช้ในการวิเคราะห์กำไรต่อสินทรัพย์ที่ใช้ในการลงทุน โดยนอกจากส่วนของผู้ถือหุ้นอาจจะรวมส่วนของหนี้สินระยะยาวด้วย หรือมีการเลือกทรัพย์สินที่เป็นทรัพย์สินที่ใช้สำหรับการดำเนินการของบริษัทจริงๆ มาจากงบดุลได้ เช่น สินทรัพย์ถาวร เงินสด สินค้าคงคลัง เป็นต้น [26] การคำนวณ ROIC ดังสมการที่ 3.4

$$ROIC = \frac{EBI}{IC} \tag{3.4}$$

โดยที่ EBI คือ กำไรก่อนดอกเบี้ยจ่าย (Earning before interest) [บาท]

IC คือ สินทรัพย์ที่ใช้ในการลงทุน (Investment capital) [บาท]

สำหรับการนำค่า ROIC มาใช้ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะไม่ได้นำข้อมูลทางการเงินของการไฟฟ้าแต่ละแห่งมาคำนวณตามสมการที่ 3.4 แต่จะเป็นการนำข้อมูลที่ถูกกำหนดขึ้นโดยสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงานมาใช้งาน ตามประเภทของกิจการไฟฟ้า โดยข้อมูล ROIC จะแสดงในตารางที่ 5.1 ของบทที่ 5

3.2.2 ค่าเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักของต้นทุนทางการเงิน (WACC)

ค่าเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักของต้นทุนทางการเงิน (Weighted Average Cost of Capital; WACC) เป็นสิ่งที่ใช้วัดต้นทุนเงินลงทุนเฉลี่ยของกิจการ หรือใช้ในการคิดลดกระแสเงินสดอิสระ [27] เพื่อประเมินมูลค่ากิจการ โดยการกำหนดค่า WACC จะพิจารณาต้นทุนในสองส่วน คือ ต้นทุนเงินลงทุนของเจ้าหนี้และต้นทุนเงินทุนของส่วนของผู้ถือหุ้น จะได้สมการทั่วไปของ WACC ดังสมการที่ 3.5

$$WACC = g \times CoD + (1 - g) \times CoE \tag{3.5}$$

โดยที่ g คือ สัดส่วนของหนี้สินในโครงสร้างทุน (Gearing level)

CoD คือ ต้นทุนเงินลงทุนของเจ้าหนี้

CoE คือ ต้นทุนเงินทุนของส่วนของผู้ถือหุ้น

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

จะเห็นได้ว่าองค์ประกอบของสมการไม่ซับซ้อนและที่มาของตัวเลขที่ใช้ในการคำนวณเกือบทั้งหมดสามารถคำนวณได้โดยตรงจากข้อมูลทางบัญชี นอกจากนี้ จากตารางที่ 2.15 เมื่อพิจารณาถึงการกำหนดค่า WACC ร่วมกับภาษีแล้ว จะสามารถคำนวณค่า WACC ได้ดังนี้

- WACC แบบก่อนหักภาษี (Pre-tax WACC): ในการกำหนดรูปแบบนี้จะต้องมีการกำหนดต้นทุนส่วนของผู้ถือหุ้นก่อนหักภาษีซึ่งรวมภาษีไว้ในกำไร โดยในทางคณิตศาสตร์จะต้องคูณต้นทุนหลังหักภาษีของส่วนของผู้ถือหุ้น (COE) ในสมการที่ (3.5) ด้วยตัวแปร $1/(1-\tau)$ โดยเรียกตัวแปรนี้ว่า ลิ่มภาษี (Tax wedge)

- WACC แบบวนิลา (Vanilla WACC): ในการกำหนดรูปแบบนี้จะต้องมีการแยกค่าเผื่อภาษีออกจากกำไรซึ่งเป็นส่วนหนึ่งของรายได้ที่พึงได้รับ และกำหนดต้นทุนส่วนของผู้ถือหุ้นเป็นแบบหลังหักภาษี โดยไม่มีการคูณค่าลิ่มภาษีในสมการ
- WACC แบบหลังหักภาษี (Post-tax WACC): ในการกำหนดรูปแบบนี้จะมีการหักดอกเบี้ยจากต้นทุนเงินลงทุนของเจ้าหนี้ก่อนการหักภาษี โดยในทางคณิตศาสตร์จะต้องคูณต้นทุนเงินลงทุนของเจ้าหนี้ (CoD) ในสมการที่ (3.5) ด้วยตัวแปร $(1-\tau)$ เพื่อเก็บสิทธิประโยชน์ที่เกี่ยวข้องกับสัดส่วนของหนี้สินในโครงสร้างทุน

ในทางเศรษฐศาสตร์ กิจการที่สร้าง ROIC ได้สูงกว่า WACC แสดงว่าสามารถสร้างผลตอบแทนได้สูงกว่าต้นทุนทางการเงินเฉลี่ยนั่นคือเป็นกิจการที่มี Wide moat โดยผลตอบแทนส่วนนี้เรียกว่า ผลตอบแทนส่วนเกิน (Excess Return) อย่างไรก็ตามในระยะยาว ROIC จะเข้าสู่ WACC จากการแข่งขันที่มากขึ้น การมีคู่แข่งที่แข็งแกร่งเข้ามาแข่งขัน หรือการมีสินค้าทดแทนทำให้ ROIC เข้าใกล้ค่า WACC ในที่สุด

3.3 การแบ่งประเภทต้นทุนของการไฟฟ้า

ต้นทุน (Cost) คือ มูลค่าของทรัพยากรที่สูญเสียไปเพื่อให้ได้สินค้าหรือบริการ โดยมูลค่านั้นจะต้องสามารถวัดได้เป็นหน่วยเงินตรา ซึ่งเป็นลักษณะของการลดลงในสินทรัพย์ หรือ เพิ่มขึ้นในหนี้สิน [28] โดยต้นทุนที่เกิดขึ้นอาจจะให้ประโยชน์ในปัจจุบันหรือในอนาคตก็ได้ หมายถึง ต้นทุนที่ได้ให้ประโยชน์และกิจการได้ใช้ประโยชน์ทั้งหมดไปแล้วในขณะนั้นจะถือเป็นค่าใช้จ่าย (Expense) และสำหรับต้นทุนที่กิจการสูญเสียไปแต่จะให้ประโยชน์แก่กิจการในอนาคต เรียกว่า สินทรัพย์ (Assets) โดยต้นทุนนั้นจะมีความสำคัญในหลายประการ [29] ดังนี้

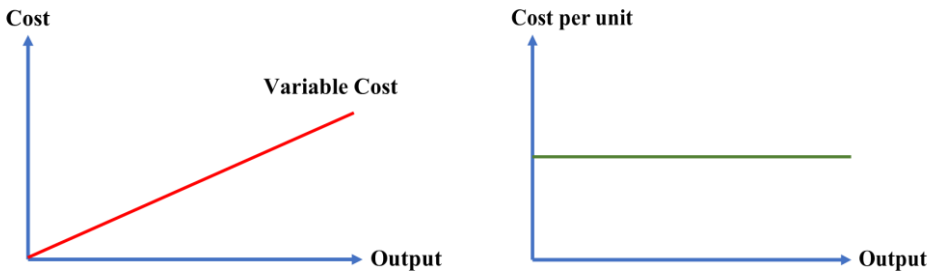
- ใช้ในการคำนวณต้นทุนในการผลิตสินค้าหรือบริการ ในกรณีที่เป็นกิจการผลิตสินค้าก็จะนำต้นทุนที่คำนวณได้ไปตีราคาต้นทุนคงเหลือ ได้แก่ งานระหว่างทำ และสินค้าคงเหลือเพื่อแสดงในงบดุล
- ใช้ในการวัดผลกำไรขาดทุนประจำงวด การวัดผลกำไรจะเกิดขึ้นได้ก็ต่อเมื่อทราบต้นทุนสินค้าขาย โดยต้นทุนขายจะขึ้นกันต้นทุนในการผลิต
- ใช้ในการวางแผนงานและควบคุม ในการดำเนินงานของกิจการฝ่ายบริหาร อาจมีการวางแผนงานไว้ล่วงหน้าโดยการจัดทำงบประมาณทั้งกิจการหรือในฝ่ายใดฝ่ายหนึ่ง เมื่อสิ้นงวดจะนำข้อมูลที่เกิดขึ้นจริงมาเปรียบเทียบกับงบประมาณที่กำหนดไว้ทำให้ฝ่ายบริหารสามารถแก้ไขข้อบกพร่องที่อาจเกิดขึ้นได้ทันเวลา

- ใช้ในการกำหนดราคาขายของสินค้าและบริการ โดยธุรกิจบางประเภทจำเป็นต้องมีการประมาณต้นทุนก่อนการผลิตจริง เพื่อเป็นฐานในการกำหนดราคาขายเสนอต่อลูกค้าหรือใช้ในการประมูลงานต่าง ๆ ซึ่งในกรณีที่กิจการไม่ทราบต้นทุนการผลิตอาจจะทำให้กิจการประมูลงานไม่ได้เนื่องจากเสนอราคาสูงเกินไป หรือถ้าประมูลได้ก็อาจจะประสบกับสภาวะขาดทุนเนื่องจากเสนอราคาที่ต่ำกว่าต้นทุนที่เกิดขึ้นจริง
- ใช้เป็นเครื่องมือในการตัดสินใจ เมื่อผู้บริหารต้องเผชิญกับการตัดสินใจในปัญหาที่เกิดขึ้นทั้งที่เป็นปัญหาระยะสั้นและปัญหาระยะยาว เช่น การปิดโรงงาน การลดกำลังการผลิต การตัดสินใจรับคำสั่งพิเศษ เป็นต้น
- ใช้ในการประเมินผลการดำเนินงานของทรัพยากรต่าง ๆ ที่ใช้ในการดำเนินงานเพื่อพิจารณาประสิทธิผลและประสิทธิภาพในการปฏิบัติงานของทรัพยากรเหล่านั้น

การแบ่งประเภทต้นทุนจะช่วยให้กิจการสามารถนำข้อมูลดังกล่าวไปใช้ให้เกิดประโยชน์มากยิ่งขึ้นได้ ในวิทยานิพนธ์นี้จะใช้การจำแนกตามพฤติกรรมของต้นทุน (Cost behavior) ซึ่งจะเป็นการวิเคราะห์จำนวนของต้นทุนที่จะมีการเปลี่ยนแปลงไปตามปริมาณการผลิต หรือระดับของกิจกรรมที่เป็นตัวผลักดันให้เกิดต้นทุนในการดำเนินงาน โดยจะแบ่งประเภทของต้นทุนของการไฟฟ้าออกเป็น 2 กลุ่มหลัก ๆ ได้แก่ ต้นทุนผันแปร และต้นทุนคงที่

3.3.1 ต้นทุนผันแปร (Variable Cost)

ต้นทุนผันแปร คือ ต้นทุนรวมที่เปลี่ยนแปลงไปตามสัดส่วนของการเปลี่ยนแปลงในระดับกิจกรรมหรือปริมาณการผลิตในขณะที่ต้นทุนต่อหน่วยจะคงที่เท่ากันทุก ๆ หน่วย ซึ่งหากมีการผลิตมากก็จะเสียต้นทุนประเภทนี้มากและหากมีการผลิตน้อยก็จะเสียต้นทุนประเภทนี้น้อย ต้นทุนประเภทนี้มักเป็นต้นทุนที่เกี่ยวข้องกับตัวสินค้าโดยตรงจึงมักสามารถประมาณต้นทุนต่อหน่วยที่ชัดเจนได้ ทำให้ต้นทุนต่อหน่วยของสินค้าไม่มีผลต่อจำนวนการผลิตแต่อย่างใด ดังแสดงในรูปที่ 3.4 [30]

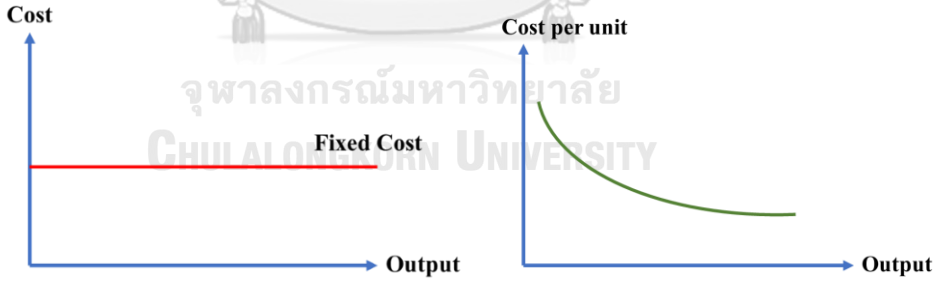


รูปที่ 3.4 กราฟแสดงต้นทุนผันแปร (ซ้าย) กราฟแสดงต้นทุนผันแปรต่อหน่วยการผลิต (ขวา)

สำหรับต้นทุนผันแปรของการไฟฟ้าจะเกิดขึ้นในระบบผลิต ประกอบด้วย ต้นทุนค่าซื้อเชื้อเพลิงของ กฟผ. ได้แก่ น้ำมันเตา น้ำมันดีเซล ถ่านหินลิกไนต์ และก๊าซธรรมชาติ ต้นทุนค่าซื้อไฟฟ้าเอกชนและต่างประเทศ ต้นทุนที่เกิดจากผลกระทบจากนโยบายของรัฐ และต้นทุนที่เกิดจากการสูญเสียของเครือข่าย ในการคำนวณอัตราค่าไฟฟ้า ต้นทุนผันแปรในระบบผลิตของ กฟผ. จะถูกกำหนดเป็นค่าคงที่ในช่วงระยะเวลา 3 - 5 ปีและใช้การปรับค่าไฟฟ้าอัตโนมัติ (Ft) เข้ามาปรับต้นทุนผันแปรทุก ๆ 4 เดือน เพื่อสะท้อนการเปลี่ยนแปลงของต้นทุนในการจัดหาไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไปจากค่าไฟฟ้า โดยในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะไม่ได้มีการนำข้อมูลส่วนนี้มาใช้ในการคำนวณต้นทุนของการไฟฟ้า แต่จะแสดงให้เห็นถึงการแยกประเภทของต้นทุนที่เป็นต้นทุนผันแปรและต้นทุนคงที่ของการไฟฟ้า

3.3.2 ต้นทุนคงที่ (Fixed Cost)

ต้นทุนคงที่ คือ ต้นทุนรวมที่ไม่ได้มีการเปลี่ยนแปลงไปตามระดับของการผลิตในช่วงของการผลิตระดับหนึ่ง ไม่ว่าจะมีการผลิตมากหรือน้อยเพียงใดจะยังคงมีการเสียค่าใช้จ่ายเช่นเดียวกัน โดยพฤติกรรมของต้นทุนประเภทนี้จะไม่มีการเปลี่ยนแปลงมากนัก เมื่อนำต้นทุนคงที่มาคำนวณต้นทุนต่อหน่วยจะพบว่าหากมีการผลิตสินค้าจำนวนมากจะทำให้ต้นทุนต่อหน่วยลดลง แต่หากผลิตสินค้าจำนวนน้อยต้นทุนสินค้าก็จะสูงขึ้น เราจะเรียกลักษณะดังกล่าวว่า การประหยัดต่อขนาด (Economy of scale) ดังแสดงในรูปที่ 3.5



รูปที่ 3.5 กราฟแสดงต้นทุนคงที่ (ซ้าย) กราฟแสดงต้นทุนคงที่ต่อหน่วยการผลิต (ขวา)

การแบ่งประเภทของต้นทุนที่นำมาใช้ในการคำนวณโดยเฉพาะข้อมูลในส่วนของต้นทุนคงที่นั้น ในวิทยานิพนธ์นี้จะแบ่งเป็น 3 กลุ่มหลักเพื่อแสดงถึงต้นทุนที่เกิดขึ้นในกิจการไฟฟ้าทั้งสามแห่งและนำไปใช้ในการคำนวณค่าบริการระบบผลิต ค่าบริการระบบส่ง ในอัตราค่าไฟฟ้าขายส่งและอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีก และค่าบริการระบบจำหน่ายในอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีกได้ ดังนี้

3.3.2.1 สินทรัพย์ (Assets)

สินทรัพย์เป็นต้นทุนทางด้านทรัพยากรที่มีอยู่ในการควบคุมของกิจการ สามารถแสดงความเป็นเจ้าของได้และสามารถตีราคามูลค่าเป็นเงินได้โดยกิจการจะได้รับประโยชน์ทางเศรษฐกิจในอนาคต [31] สำหรับการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง จะแบ่งประเภทของสินทรัพย์ได้เป็น 2 กลุ่ม คือ

1) สินทรัพย์หมุนเวียน (Current Assets)

สินทรัพย์หมุนเวียนเป็นเงินสดหรือสินทรัพย์อื่นที่กิจการอาจขายหรือเปลี่ยนสภาพเป็นเงินสดในระยะเวลา 1 ปี ได้แก่ เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด เงินลงทุนชั่วคราว วัสดุสำรองคลัง เป็นต้น

2) สินทรัพย์ไม่หมุนเวียน (Non-Current Assets) หรือสินทรัพย์ถาวร (Fixed Assets)

สินทรัพย์ถาวรเป็นสินทรัพย์ที่กิจการมีไว้เพื่อใช้ในการดำเนินงาน มีลักษณะคงทนถาวรและมีอายุการใช้งานนานกว่า 1 ปี ได้แก่ อาคารโรงไฟฟ้าอุปกรณ์ ที่ดิน เป็นต้น

3.3.2.2 แผนการลงทุน (Investment Plan)

แผนการลงทุนเป็นต้นทุนทางด้านสินทรัพย์ที่มีไว้เพื่อเพิ่มความมั่นคั่งให้กับกิจการไม่ว่าจะอยู่ในรูปของส่วนแบ่งที่จะได้รับ เช่น ดอกเบี้ย ค่าสิทธิ และเงินปันผล เป็นต้น ในรูปของราคาที่เพิ่มขึ้น หรือในรูปของประโยชน์อย่างอื่นที่กิจการได้รับ สำหรับการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง จะมีแผนการลงทุนในส่วนต่าง ๆ ได้แก่ เงินลงทุน ในส่วนของโครงการต่างๆ เงินลงทุนในอุปกรณ์และสิ่งก่อสร้างระบบไฟฟ้า เงินลงทุนในงานเสริมประสิทธิภาพในการดำเนินงาน เป็นต้น

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

3.3.2.3 ค่าเสื่อมราคา (Depreciation)

ค่าเสื่อมราคาเป็นค่าใช้จ่ายที่ถูกคำนวณจากสินทรัพย์ถาวรเพื่อใช้ประโยชน์ในแต่ละปี เนื่องจากสินทรัพย์ถาวรมีต้นทุนที่สูงและมีระยะเวลาใช้งานได้เกินกว่า 1 ปี เช่น โรงไฟฟ้า สายส่ง อุปกรณ์ไฟฟ้า เป็นต้น ซึ่งสินทรัพย์เหล่านี้หากนำมาคำนวณเป็นค่าใช้จ่ายในครั้งเดียวจะทำให้ค่าใช้จ่ายของการไฟฟ้าในรอบปีนั้นสูงจึงต้องมีการคำนวณค่าเสื่อมราคาตามระยะเวลาการใช้งาน เพื่อให้เกิดความคุ้มค่าในการลงทุน โดยการประมาณค่าเสื่อมราคาจะเป็นแบบเส้นตรง (Straight line) นอกจากนี้การประมาณค่าเสื่อมราคายังสามารถใช้วิธีการอื่น ๆ ได้ เช่น ค่าเสื่อมราคาของสินทรัพย์ในรูปแบบราคาตามวิธีอัตราเร่ง (Double-Declining balance) ค่าเสื่อมราคาตามจำนวน

ผลผลิต (Units of production method) และวิธีคิดค่าเสื่อมราคารวมจำนวนปี (Sum of years' digits) [17]

3.3.2.4 ค่าใช้จ่าย (Expenses)

ค่าใช้จ่ายเป็นต้นทุนที่เกิดขึ้นเพื่อทำให้กิจการมีกำไร ค่าใช้จ่ายถือเป็น มูลค่าเงินที่ใช้เป็นค่าบริการหรือสินค้าต้องจ่ายเมื่อทำกิจกรรมใดๆ โดยอาจจ่ายในรูปแบบเงินสดหรือเครดิตก็ได้ สำหรับการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง จะมีค่าใช้จ่ายในการดำเนินกิจการไฟฟ้า ได้แก่ ค่าใช้จ่ายเกี่ยวกับบุคลากร และค่าใช้จ่ายในการซ่อมแซมและบำรุงรักษา (O&M) เป็นต้น

เนื่องจากข้อมูลของต้นทุนคงที่ของการไฟฟ้าแต่ละแห่งมีการรายงานข้อมูลที่แตกต่างกัน การนำข้อมูลมาใช้งาน จึงต้องมีการระบุประเภทอย่างชัดเจน ดังตารางที่ 3.1

ตารางที่ 3.1 ประเภทของของข้อมูลในการไฟฟ้า

	กฟผ.		กฟน.	กฟภ.
	ระบบผลิต	ระบบส่ง		
สินทรัพย์	✓	✓	✓	✓
แผนการลงทุน	✓	✓	✓	✓
ค่าเสื่อมราคา	-	✓	✓	-
ค่าใช้จ่าย	✓	✓	✓	✓

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

จากตารางที่ 3.1 จะเห็นได้ว่าข้อมูลของ กฟผ. ในส่วนของระบบผลิต และ ข้อมูลของ กฟภ. จะไม่มีค่าเสื่อมราคาเนื่องจากข้อมูลดังกล่าวได้มีการคำนวณและรวมไว้ในข้อมูลแผนการลงทุนแต่ละปีเรียบร้อยแล้ว โดยในวิทยานิพนธ์นี้จะสามารถประมาณการค่าเสื่อมราคาอย่างง่ายในแต่ละปีโดยการนำแผนการลงทุนหารด้วยอายุการใช้งานสินทรัพย์ของการไฟฟ้านั้น ๆ

ในการวิเคราะห์ข้อมูลจริงจะมีรายละเอียดของข้อมูลต่าง ๆ ที่แตกต่างกันไป โดยจะนิยามคำศัพท์ของต้นทุนที่ใช้ในการคำนวณได้ดังนี้

สินทรัพย์	แทนด้วย	ข้อมูลสินทรัพย์สุทธิที่ได้มีการหักค่าเสื่อมราคาสะสมเรียบร้อยแล้วโดยสินทรัพย์ของ กฟผ. ในส่วนของระบบผลิตจะเป็นสินทรัพย์ที่แสดงค่าสุทธิในแต่ละปี ส่วนสินทรัพย์ของ กฟผ. ในส่วนของระบบส่ง และสินทรัพย์ของ กฟน. และ กฟภ. จะเป็นสินทรัพย์สุทธิปีแรก ซึ่งสามารถคำนวณหาสินทรัพย์ในปีถัดไปได้โดยการหักค่าเสื่อมราคารายปี
แผนการลงทุน	แทนด้วย	ข้อมูลแผนการลงทุนในแต่ละปี ของ กฟผ. กฟน. และ กฟภ.
ค่าเสื่อมราคา	แทนด้วย	ข้อมูลประมาณค่าเสื่อมราคาในแต่ละปี
ค่าใช้จ่าย	แทนด้วย	ข้อมูลค่าใช้จ่าย O&M ในแต่ละปี โดยการคำนวณค่าใช้จ่ายทั้งหมดจะต้องนำไปรวมกับค่าเสื่อมราคา

สำหรับข้อมูลในส่วนอื่น ๆ ได้แก่ สินทรัพย์ระหว่างก่อสร้าง สินทรัพย์ของโครงการหลัง COD และสินทรัพย์เงินสดหมุนเวียน จะเป็นข้อมูลที่ได้จากการคำนวณข้อมูลทั้ง 4 ประเภทที่กล่าวมาข้างต้น

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

บทที่ 4
การคำนวณพิกัดอัตราค่าไฟฟ้าฐาน

ในบทนี้จะกล่าวถึงแนวคิดในการคำนวณพิกัดอัตราค่าไฟฟ้าฐานที่เกี่ยวข้องจากการวิเคราะห์วิธีการคำนวณพิกัดอัตราค่าไฟฟ้าในประเทศต่าง ๆ ในบทที่ 2 และนำมาใช้ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ซึ่งจะประกอบไปด้วยหัวข้อต่างๆ ดังนี้

1) แนวคิดในการเลือกวิธีการคำนวณพิกัดอัตราค่าไฟฟ้าฐาน
2) วิธีการคำนวณรายได้ที่พึงได้รับของการไฟฟ้า
3) วิธีการคำนวณพิกัดอัตราค่าไฟฟ้าฐาน

4.1 แนวคิดในการเลือกวิธีการคำนวณพิกัดอัตราค่าไฟฟ้าฐาน

จากงานวิจัยในอดีตที่เกี่ยวข้องกับวิทยานิพนธ์จะพบข้อสังเกตุที่น่าสนใจในหลายประเด็น เช่น การจัดสรรต้นทุนของการไฟฟ้า การกำหนดรายได้ที่พึงได้รับของการไฟฟ้า และการกำหนดพิกัดอัตราค่าไฟฟ้าซึ่งมีข้อเด่นและข้อด้อยที่แตกต่างกันออกไป โดยจะแสดงรายละเอียดได้ดังนี้

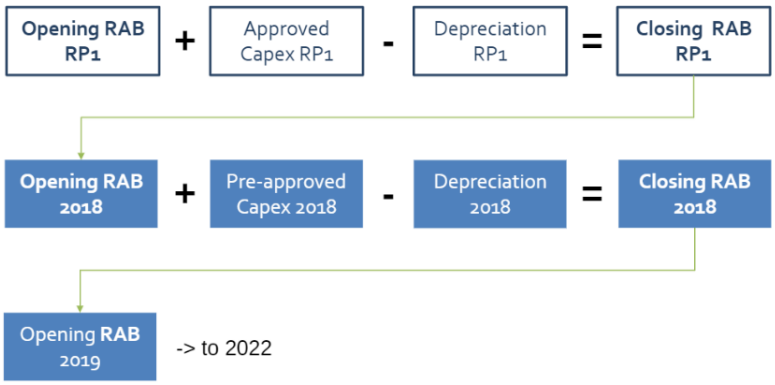
4.1.1 การจัดสรรต้นทุนของการไฟฟ้า

จากการพิจารณาถึงการจัดสรรต้นทุนของการไฟฟ้าในงานวิจัยเรื่อง Economics of price regulation [10] พบว่าตลาดไฟฟ้ามี 2 รูปแบบหลัก ๆ คือ ตลาดไฟฟ้าแบบผูกขาด (Monopoly market) และ ตลาดผู้ขายมากราย (Monopolistic competition market) โดยวิธีการที่นิยมใช้ในการจัดสรรต้นทุนจะมี 2 วิธี คือ วิธีกำหนดอัตราต้นทุนเฉลี่ย และ วิธีกำหนดต้นทุนส่วนเพิ่ม สำหรับวิธีการแรกจะใช้สำหรับการจัดสรรต้นทุนในตลาดผูกขาดที่มีรัฐบาลเป็นผู้ควบคุม นั่นคือ พิกัดอัตราค่าไฟฟ้าจะเท่ากับต้นทุนเฉลี่ย ดังแสดงในรูปที่ 1.3 ส่วนวิธีการที่ 2 จะใช้สำหรับการจัดสรรต้นทุนในตลาดผู้ขายมากราย นั่นคือ พิกัดอัตราค่าไฟฟ้าจะเท่ากับต้นทุนส่วนเพิ่ม

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้นำวิธีการโครงสร้างของตลาดไฟฟ้าในรูปแบบตลาดผูกขาดที่ถูกควบคุมโดยหน่วยงานของรัฐมาใช้ ซึ่งมีข้อดีคือ สามารถระบุที่มาของต้นทุนได้ง่ายและครอบคลุมรายได้ที่พึงได้รับและศักยภาพทางการเงินของผู้ให้บริการเครือข่าย แต่มีข้อเสียที่การสังเกตต้นทุนการบริโภคที่มีประสิทธิภาพทำได้ยาก โดยหากพิจารณาโครงสร้างตลาดไฟฟ้าเป็นรูปแบบของตลาดผู้ขายมากรายจะสังเกตได้ว่า พิกัดอัตราค่าไฟฟ้าจะมีค่าต่ำกว่าเมื่อเทียบกับการกำหนดพิกัดอัตราค่าไฟฟ้าในตลาดผูกขาด

4.1.2 การกำหนดรายได้ที่พึงได้รับของการไฟฟ้า

การกำหนดรายได้ที่พึงได้รับของการไฟฟ้า จะมีหลายวิธี ไม่ว่าจะเป็นการสร้างบล็อก การกำหนดทางบัญชี การกำหนดด้วยเงินสด และการกำหนดค่าใช้จ่ายทั้งหมด โดยวิธีการที่นิยมใช้ในการกำหนดรายได้ที่พึงได้รับของการไฟฟ้าจากงานวิจัยเรื่อง Study on regulatory approaches to revenue setting for electricity transmission and distribution system operators among ERRA member organizations [17] คือวิธีการสร้างบล็อกโดยการพิจารณาถึงสินทรัพย์ฐานในการกำกับดูแลทั้งการอนุมัติการลงทุนก่อน (Ex-ante) และหลัง (Ex-post) เพื่อให้ตรงกับต้นทุนที่แท้จริงที่ได้รับอนุญาตซึ่งแสดงการจัดการสินทรัพย์ ได้ดังรูป 4.1 [10]



รูปที่ 4.1 การสร้างบล็อกสินทรัพย์ฐาน

จากรูปที่ 4.1 จะเห็นได้ว่าต้นทุนที่ใช้ในการคำนวณเป็นต้นทุนในอดีตซึ่งเป็นมูลค่าตามราคาที่จ่ายไปสำหรับสินทรัพย์ และต้นทุนปัจจุบันซึ่งเป็นมูลค่า ณ ต้นทุนปัจจุบันของการใช้สินทรัพย์ โดยสามารถใช้สมการที่ 2.2 ในการคำนวณสินทรัพย์ต้นปีและสินทรัพย์ปลายปีของการไฟฟ้า และคำนวณหารายได้ที่กิจการไฟฟ้าพึงได้รับจากสมการที่ 2.1 โดยใช้ค่า WACC มาเป็นแรงจูงใจในการเพิ่มการลงทุนทั้งหมด ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะใช้วิธีการคำนวณรายได้ที่พึงได้รับในรูปแบบของการสร้างบล็อกโดยการคำนวณหาสินทรัพย์ต้นปีของปีถัดไปจากข้อมูลของสินทรัพย์ปลายปีในปีก่อนหน้ามาบวกกับค่าใช้จ่ายและหักค่าเสื่อมราคาออก ซึ่งค่าดังกล่าวที่คำนวณได้สามารถนำไปใช้ในการคำนวณสินทรัพย์ต้นปีในปีอื่น ๆ ได้

4.1.3 กำหนดพิกัดอัตราค่าไฟฟ้า

ในการกำหนดรายได้ที่พึงได้รับของการไฟฟ้าโดยวิธีการสร้างบล็อก จะนิยมนำมาใช้ร่วมกับการกำหนดพิกัดอัตราค่าไฟฟ้าแบบราคาและรายได้สูงสุด เนื่องจากเป็นการพิจารณาที่กรอบระยะเวลาหลายปี อย่างไรก็ตามการกำหนดพิกัดอัตราค่าไฟฟ้าที่ใช้อย่างแพร่หลายจากงานวิจัยเรื่อง

Study on regulatory approaches to revenue setting for electricity transmission and distribution system operators among ERRA member organizations [17] นั้นมีมากกว่า 1 วิธี ได้แก่ การกำหนดอัตราผลตอบแทน การกำหนดต้นทุนบวกเพิ่ม การกำหนดตามระเบียบบรรทัดฐาน (Yardstick) เป็นต้น สำหรับวิธีการที่นำมาใช้ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ จะเป็นการกำหนดพิกัดอัตราค่าไฟฟ้าแบบรายได้สูงสุด โดยการคำนวณหารายได้ที่พึงได้รับของการไฟฟ้าและนำค่าที่ได้มาคำนวณหาพิกัดอัตราค่าไฟฟ้าต่อไป

4.2 วิธีการคำนวณรายได้ที่พึงได้รับของการไฟฟ้า

รายได้ที่พึงได้รับจากการให้บริการจะแสดงถึงความต้องการรายได้ของการไฟฟ้าในระดับที่การไฟฟ้าสามารถดำเนินกิจการและขยายการดำเนินงานได้ในอนาคต โดยรายได้ที่พึงได้รับนี้จะใช้ในการคำนวณอัตราค่าไฟฟ้าฐาน ซึ่งมีองค์ประกอบของต้นทุนต่าง ๆ ที่เป็นต้นทุนคงที่ได้แก่ สินทรัพย์ที่ใช้ในการให้บริการ ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานในแต่ละปี เงินลงทุนในแต่ละโครงการ รวมทั้งข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้า (Load forecast) ที่ได้รับอนุมัติเห็นชอบจาก กกพ. แล้ว [31] ในการคำนวณรายได้ที่พึงได้รับจะแบ่งการคำนวณข้อมูลต่างๆ ดังนี้

4.2.1 สินทรัพย์ระหว่างก่อสร้างและสินทรัพย์ของโครงการหลังวันที่มีการดำเนินการเชิงพาณิชย์ (COD) ในแต่ละปี

สินทรัพย์ระหว่างก่อสร้างเป็นสินทรัพย์ที่ยังไม่พร้อมใช้งานและยังไม่มีการคิดค่าเสื่อมราคา ส่วนสินทรัพย์ของโครงการหลังวันที่มีการดำเนินการเชิงพาณิชย์ (Commercial operation date; COD) เป็นสินทรัพย์หลังก่อสร้างแล้วเสร็จและเริ่มต้นการซื้อขายไฟฟ้าในแต่ละปี ในการคำนวณจะต้องมีการกำหนดค่า ROIC ค่า WACC และภาษีเงินได้นิติบุคคลของการไฟฟ้า โดยหลังจากที่คำนวณสินทรัพย์ทั้งสองเรียบร้อยแล้ว จะนำค่าที่ได้ไปคำนวณผลกำไรหลังหักภาษีในขั้นตอนต่อไป โดยการกำหนดข้อมูลการลงทุนระหว่างก่อสร้างและค่าเสื่อมราคาของอุปกรณ์ไฟฟ้าต่างๆ ซึ่งเป็นข้อมูลที่ได้รับจากการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง เพื่อนำข้อมูลสินทรัพย์ทั้งสองมาคำนวณหารายได้ที่พึงได้รับจากการให้บริการ โดยก่อนจะเริ่มมีการคำนวณ จะกำหนดให้สินทรัพย์ปลายปีของสินทรัพย์ระหว่างก่อสร้างจะมีค่าเพิ่มขึ้นตามเงินลงทุนตามแผนการลงทุนในแต่ละปี และสินทรัพย์ปลายปีของสินทรัพย์ที่ COD แล้วจะมีค่าลดลงตามค่าเสื่อมราคาในแต่ละปี ดังนั้นจะคำนวณสินทรัพย์ระหว่างก่อสร้างในปีที่ y และ สินทรัพย์ของโครงการหลัง COD ในปีที่ y ได้ดังสมการที่ 4.1 และสมการที่ 4.2

$$Asset_{con,y} = \frac{Asset_{con-BY,y} + Asset_{con-EY,y}}{2} \quad (4.1)$$

$$Asset_{cod,y} = \frac{Asset_{cod-BY,y} + Asset_{cod-EY,y}}{2} \quad (4.2)$$

โดยที่ $Asset_{con,y}$ คือ สินทรัพย์ระหว่างก่อสร้างในปีที่ y [บาท]

$Asset_{con-BY,y}$ คือ สินทรัพย์ระหว่างก่อสร้างต้นปีที่ y (Beginning of The Year) [บาท]

$Asset_{con-EY,y}$ คือ สินทรัพย์ระหว่างก่อสร้างปลายปีที่ y (End of The Year) [บาท]

$Asset_{cod,y}$ คือ สินทรัพย์ของโครงการหลัง COD ในปีที่ y [บาท]

$Asset_{cod-BY,y}$ คือ สินทรัพย์ของโครงการหลัง CODต้นปีที่ y (Beginning of The Year) [บาท]

$Asset_{cod-EY,y}$ คือ สินทรัพย์ของโครงการหลัง COD ปลายปีที่ y (End of The Year) [บาท]

เนื่องจากสมการในการคำนวณสินทรัพย์ระหว่างก่อสร้าง และสินทรัพย์ของโครงการหลัง COD ค่อนข้างมีความยุ่งยากต่อการนำไปใช้งาน จากการกำหนดให้สินทรัพย์ปลายปีที่ y จะเท่ากับสินทรัพย์ต้นปีที่ y+1 โดยสินทรัพย์ระหว่างก่อสร้างเฉลี่ยของปีที่ y จะเท่ากับ สินทรัพย์ต้นปีที่ y บวกกับเงินลงทุน ส่วนสินทรัพย์ของโครงการหลัง COD เฉลี่ยของปีที่ y จะเท่ากับ สินทรัพย์ต้นปีที่ y ลบกับค่าเสื่อมราคา จึงมีการปรับรูปของสมการให้สอดคล้องกับการคำนวณดังสมการที่ 4.3 และ 4.4

$$Asset_{con,y} = Asset_{con-EY,y} - \frac{I_y}{2} \quad (4.3)$$

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

$$Asset_{cod,y} = Asset_{cod-BY,y} - \frac{D_y}{2} \quad (4.4)$$

โดยที่ I_y คือ เงินลงทุนในปีที่ y [บาท]

D_y คือ ค่าเสื่อมราคาของสินทรัพย์ในปีที่ y [บาท]

เมื่อพิจารณาสินทรัพย์ที่คำนวณได้ จะพบว่าสินทรัพย์ระหว่างก่อสร้างจะมีค่าเพิ่มขึ้นในแต่ละปีซึ่งเป็นผลมาจากเงินลงทุน ส่วนสินทรัพย์ของโครงการหลัง COD จะมีค่าลดลงโดยเป็นผลมาจากค่าเสื่อมราคา

4.2.2 ค่าใช้จ่ายทั้งหมดในแต่ละปี

ค่าใช้จ่ายทั้งหมดในแต่ละปีเป็นข้อมูลค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นในปีนั้น ๆ โดยจะเป็นผลรวมของค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานในแต่ละปีและค่าเสื่อมราคาในแต่ละปีมารวมกัน ดังสมการที่ 4.5

$$Expense_y = O\&M_y + Depreciation_y \tag{4.5}$$

โดยที่ $Expense_y$ คือ ค่าใช้จ่ายทั้งหมดในปีที่ y [บาท]
$Depreciation_y$ คือ ค่าเสื่อมราคาทั้งหมดในปีที่ y [บาท]

สำหรับการคำนวณข้อมูลค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน O&M ของโรงไฟฟ้าใหม่ในส่วนของ กฟผ. ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะกำหนดให้เป็น 2% ของสินทรัพย์ทั้งหมดของโครงการหลัง COD

4.2.3 สินทรัพย์เงินสดหมุนเวียน

สินทรัพย์เงินสดหมุนเวียนเป็นสินทรัพย์ในรูปของเงินสดสำรองเพื่อทำให้การไฟฟ้ามีสภาพคล่องมากยิ่งขึ้น ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะใช้การประมาณค่าสินทรัพย์เงินสดหมุดเวียนตามแนวทางมาตรฐาน (Formula approach) โดยกำหนดให้สินทรัพย์หมุนเวียน คือ 1/12 ของค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานและบำรุงรักษาประจำปี (ประมาณ 30 วัน) จะคำนวณได้จากดังสมการที่ 4.6

$$Asset_{M,y} = \frac{O\&M_y}{12} \tag{4.6}$$

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

โดยที่ $Asset_{M,y}$ คือ สินทรัพย์เงินสดหมุนเวียนในปีที่ y [บาท]
$O\&M_y$ คือ ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานในปีที่ y [บาท]

4.2.4 สินทรัพย์ทั้งหมดในแต่ละปี

สินทรัพย์ทั้งหมดในแต่ละปี (Total asset) จะเป็นการนำสินทรัพย์ระหว่างก่อสร้าง สินทรัพย์ของโครงการหลัง COD และสินทรัพย์เงินสดหมุนเวียนมารวมกันดังสมการที่ 4.7

$$Asset_{total,y} = Asset_{con,y} + Asset_{cod,y} + Asset_{M,y} \tag{4.7}$$

โดยที่ $Asset_{total,y}$ คือ สินทรัพย์ทั้งหมดในปีที่ y [บาท]

4.2.5 ผลกำไรหลังหักภาษีและรายได้ก่อนหักภาษี

ผลกำไรหลังหักภาษี (Net operating profit after tax; NOPAT) เป็นกำไรจากการดำเนินงานหลังหักภาษีที่แท้จริงของการไฟฟ้า หรือ เป็นรายได้ของการไฟฟ้าที่มีการหักดอกเบี้ยและภาษีเรียบร้อยแล้วโดยจะคำนวณได้จากผลคูณของค่า ROIC และสินทรัพย์ทั้งหมดดังสมการที่ 4.8

$$NOPAT_y = \%ROIC \times Asset_{total,y} \tag{4.8}$$

โดยที่ $NOPAT_y$ คือ ผลกำไรหลังหักภาษี ในปีที่ y [บาท]
$\%ROIC$ คือ อัตราส่วนผลตอบแทนเงินลงทุน [บาท]

นอกจากนี้เมื่อทราบค่า NOPAT ที่ได้จากการคำนวณจะสามารถนำไปคำนวณรายได้ก่อนหักภาษี (Operating income) หรือรายได้สุทธิของการไฟฟ้าซึ่งเป็นรายได้ที่คงเหลืออยู่กับการไฟฟ้าหลังจากหักค่าใช้จ่ายและต้นทุนหมดแล้ว โดยจะคำนวณได้ดังสมการที่ 4.9

$$Operating\ Income_y = \frac{NOPAT_y}{1 - \%TAX} \tag{4.9}$$

โดยที่ $Operating\ Income_y$ คือ รายได้ก่อนหักภาษีในปีที่ y [บาท]
$\%TAX$ คือ ภาษีเงินได้นิติบุคคล [บาท]

4.2.6 การคำนวณรายได้ที่พึงได้รับของการไฟฟ้า

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ในการคำนวณรายได้ที่พึงได้รับของการไฟฟ้าเพื่อใช้ในการคืนทุนให้แก่การไฟฟ้าทั้ง 3 แห่งจะคำนวณได้ ดังสมการที่ 4.10

$$RR_y = Operating\ Income_y + Expense_y \tag{4.10}$$

โดยที่ RR_y คือ รายได้ที่การไฟฟ้าพึงได้รับในปีที่ y [บาท]
$Operating\ Income_y$ คือ รายได้ก่อนหักภาษีในปีที่ y [บาท]
$Expense_y$ คือ ค่าใช้จ่ายทั้งหมดในปีที่ y [บาท]

4.3 วิธีการคำนวณพิกัดอัตราค่าไฟฟ้าฐาน

หลังจากที่ได้ข้อมูลรายได้ที่การไฟฟ้าพึงได้รับแล้วจึงนำข้อมูลดังกล่าวมาคำนวณอัตราค่าไฟฟ้าฐาน ในหน่วยบาทต่อกิโลวัตต์ โดยพบว่ารายได้ที่พึงได้รับจากการให้บริการในแต่ละปีของการไฟฟ้านั้น จะเท่ากับผลคูณของอัตราค่าไฟฟ้ากับกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบการไฟฟ้านั้น ๆ (Peak power demand) เมื่อจัดรูปสมการใหม่ จะได้อัตราค่าไฟฟ้าดังสมการที่ 4.11

$$Rate_y = \frac{RR_y}{P_y} \tag{4.11}$$

โดยที่ $Rate_y$ คือ อัตราค่าบริการในปีที่ y [บาท/กิโลวัตต์]

P_y คือ กำลังไฟฟ้าสูงสุดในระบบของการไฟฟ้าในปีที่ y [กิโลวัตต์]

เนื่องจากอัตราค่าไฟฟ้าที่คำนวณได้เป็นอัตราค่าไฟฟ้าในปีหนึ่ง ๆ ซึ่งในทางปฏิบัตินั้นทำได้ค่อนข้างยุ่งยากจึงได้มีการปรับปรุงโดยใช้กรอบระยะเวลาที่กำหนด (3 - 5 ปี) เพื่อเฉลี่ยต้นทุนของสินทรัพย์และค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานแต่ละปีให้เท่ากัน จะสามารถคำนวณอัตราค่าไฟฟ้าในช่วงกรอบระยะเวลาที่กำหนดได้ดังสมการที่ 4.12

$$Rate = \frac{\sum_{y=1}^{N} RR_y}{\sum_{y=1}^{N} P_y} \tag{4.12}$$

โดยที่ N คือ กรอบระยะเวลาในการคำนวณ (ปี)

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

เมื่อพิจารณาถึงคำนึงถึงผลตอบแทนทางการเงิน หรืออัตราคิดลด (Discount rate) ร่วมด้วย จะคำนวณได้ดังสมการที่ 4.13

$$Rate\ (Baht/kW) = \frac{\sum_{y=1}^{N} \frac{RR_y}{(1+r)^y}}{\sum_{y=1}^{N} \frac{P_y}{(1+r)^y}} \tag{4.13}$$

โดยที่ $Rate$ คือ อัตราค่าบริการตลอดระยะเวลาในการคำนวณ [บาท/กิโลวัตต์]

r คือ อัตราคิดลด (กำหนดให้มีค่าเท่ากับ WACC)

ในกรณีที่มีการคำนวณอัตราค่าไฟฟ้าในหน่วย บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง จะสามารถทำได้โดยการแทนที่กำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบด้วยไฟฟ้ารวมในระบบของการไฟฟ้านั้น ๆ (Energy demand) จะได้สมการที่ 4.14

$$Rate\ (Baht/kWh) = \frac{\sum_{y=1}^{N} \frac{RR_y}{(1+r)^y}}{\sum_{y=1}^{N} \frac{E_y}{(1+r)^y}} \tag{4.14}$$

โดยที่ $Rate$ คือ อัตราค่าบริการตลอดระยะเวลาในการคำนวณ [บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง]

E_y คือ พลังงานไฟฟ้ารวมในระบบของการไฟฟ้าในปีที่ y [กิโลวัตต์-ชั่วโมง]

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

บทที่ 5
ผลการคำนวณพิกัดอัตราค่าไฟฟ้าฐาน

ในบทนี้จะแสดงผลการคำนวณพิกัดอัตราค่าไฟฟ้าฐานตามวิธีการที่นำเสนอในบทที่ 4 โดยจะพิจารณาข้อมูลการประมาณการอย่างง่ายที่ไม่มีอัตราดอกเบี้ยระหว่างการก่อสร้างมาเกี่ยวข้อง ประกอบไปด้วยหัวข้อต่าง ๆ ดังนี้

1) ข้อมูลที่ใช้ในการเปรียบเทียบผลการคำนวณพิกัดอัตราค่าไฟฟ้าฐาน
2) ข้อมูลที่ใช้ในการคำนวณพิกัดอัตราค่าไฟฟ้าฐาน
3) ผลการคำนวณพิกัดอัตราค่าไฟฟ้าฐาน
4) สรุปผลการคำนวณพิกัดอัตราค่าไฟฟ้าฐาน
5) ปัจจัยที่ส่งผลต่อการคำนวณพิกัดอัตราค่าไฟฟ้าฐาน

5.1 ข้อมูลที่ใช้ในการเปรียบเทียบผลการคำนวณพิกัดอัตราค่าไฟฟ้าฐาน

จากงานวิจัยที่ได้ทำการศึกษาเกี่ยวกับการกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าจากหลายประเทศทั่วโลกเพื่อนำมาใช้เป็นแนวคิดในการเลือกวิธีการคำนวณพิกัดอัตราค่าไฟฟ้าฐานและการเปรียบเทียบกับโครงสร้างพิกัดอัตราค่าไฟฟ้าของไทยที่ใช้งานในปัจจุบัน ซึ่งตรงกับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าแบบตลาดผูกขาดโดยมีรัฐบาลเป็นผู้ควบคุม ดังรูปที่ 1.3 จึงใช้ลักษณะของตลาดดังกล่าวมาเป็นขอบเขตของวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ โดยยังไม่คำนึงถึงการรองรับผู้ใช้ไฟฟ้าในลักษณะ Prosumer และการให้บริการเชื่อมต่อโครงข่ายไฟฟ้าจากผู้ประกอบกิจการพลังงานรายอื่น (Third party access; TPA) อีกด้วย นอกจากนี้ ขอบเขตของการศึกษาจะเน้นเฉพาะที่การกำหนดพิกัดอัตราค่าไฟฟ้าฐานในส่วนของโครงสร้างกิจการขายปลีกเท่านั้นเนื่องจากมีโครงสร้างใกล้เคียงกับอัตราค่าไฟฟ้าขายส่ง แต่จะมีการเพิ่มต้นทุนระบบจำหน่ายเข้ามาคำนวณร่วมด้วยจะแสดงโครงสร้างกิจการไฟฟ้าขายปลีกที่มีพิกัดอัตราค่าไฟฟ้าฐานเป็นองค์ประกอบ [32]

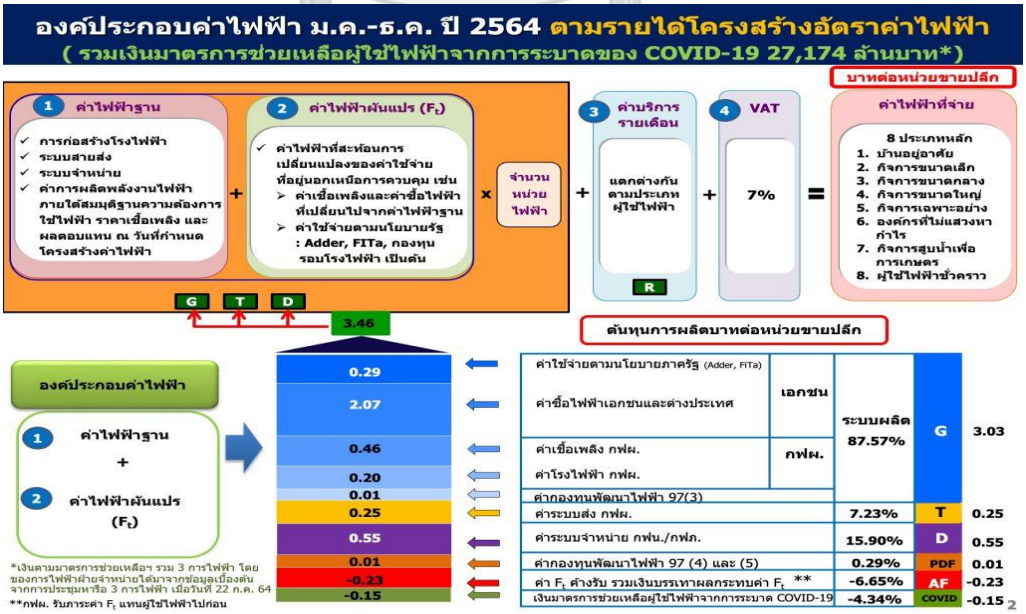
สำหรับวิธีการที่เสนอในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ เป็นการนำหลักทางเศรษฐศาสตร์มาใช้ในงานวิจัย โดยการพิจารณาความได้เปรียบทางการแข่งขันของกิจการที่ใช้การเปรียบเทียบระหว่าง ROIC และ WACC เพื่อดูผลกำไรของการลงทุน แต่เนื่องจากกิจการไฟฟ้าเป็นกิจการที่ไม่แสวงหาผลกำไร (ในที่นี้หมายถึงกำไรทางเศรษฐศาสตร์) ในงานวิจัยนี้จึงได้มีการกำหนดให้ค่า ROIC เท่ากับ WACC โดยอ้างอิงตามข้อมูลของสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) หลังจากนั้นจึงกำหนดต้นทุนโดยแบ่งประเภทของข้อมูลต้นทุนคงที่ (Fixed cost) ออกเป็น 4 กลุ่ม ดังแสดงในบทที่ 3 และนำข้อมูลที่ได้มาคำนวณสินทรัพย์ระหว่างก่อสร้างและสินทรัพย์ของโครงการหลัง COD เพื่อหามูลค่า

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

สินทรัพย์ที่แท้จริงในปีนั้น ๆ และหลังจากนั้นจึงคำนวณหาสินทรัพย์ทั้งหมดในแต่ละปี ค่าใช้จ่ายทั้งหมดในแต่ละปี รายได้ที่พึงได้รับของการไฟฟ้าในรูปแบบของการสร้างบล็อกตามลำดับ

ในส่วนของการคำนวณพิกัดอัตราค่าไฟฟ้าของการไฟฟ้านั้น ในงานวิจัยนี้ได้กำหนดกรอบในการทบทวนอัตราค่าไฟฟ้าไว้ที่ 3 ปี เนื่องจากข้อมูลที่ได้รับมีจำกัด โดยข้อมูลที่จะสามารถนำมาเฉลี่ยรวมกันได้นั้นจะต้องมีการกำหนดปีฐานและใช้พื้นฐานของมูลค่าของเงินในอนาคตมาพิจารณาร่วมด้วย เนื่องจากรายได้ที่พึงได้รับในแต่ละปีนั้นจะมีผลกระทบที่เกิดจากค่าเงินเฟ้อร่วมด้วย จึงต้องมีการคิดมูลค่าปัจจุบันของรายได้ที่พึงได้รับ นอกจากนี้ยังรวมถึงการคิดมูลค่าปัจจุบันของค่ากำลังไฟฟ้าและพลังงานไฟฟ้าของแต่ละการไฟฟ้าด้วยเนื่องจากต้นทุนในส่วนนี้ก็ได้รับผลจากค่าเงินเฟ้อเช่นเดียวกัน โดยการคิดค่าปัจจุบันไปสู่ปีฐานดังกล่าวจะกำหนดให้ อัตราคิดลด เท่ากับค่า WACC

ผลการคำนวณพิกัดอัตราค่าไฟฟ้าที่คำนวณได้ จะเป็นค่าพิกัดอัตราค่าไฟฟ้าคงที่ซึ่งเป็นอัตราที่ใช้ในการคืนทุนให้กับกิจการไฟฟ้าในส่วนของระบบผลิต ระบบส่ง และระบบจำหน่ายเท่านั้น ซึ่งการวิเคราะห์ข้อมูลที่ได้จากการคำนวณจำเป็นที่จะต้องใช้ข้อมูลในส่วนอื่น ๆ ได้แก่ ค่าซื้อไฟฟ้าเอกชนและต่างประเทศ และค่าเชื้อเพลิง กฟผ. เมื่อพิจารณาจากรูปที่ 5.1 จะมีค่าเท่ากับ 2.53 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง หรือ บาทต่อหน่วย ซึ่งจะนำค่าดังกล่าวไปใช้ในบทถัดไป และเมื่อพิจารณาค่าโรงไฟฟ้า กฟผ. ค่าระบบส่ง กฟผ. และค่าระบบจำหน่าย กฟน./กฟภ. ที่จะนำมาใช้ในการเปรียบเทียบ จะเท่ากับ 0.20, 0.25 และ 0.55 บาทต่อหน่วย ตามลำดับ โดยจะพิจารณานำข้อมูลของการไฟฟ้ามาเปรียบเทียบ ดังรูปที่ 5.1



รูปที่ 5.1 องค์ประกอบค่าไฟฟ้าในโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีก

5.2 ข้อมูลที่ใช้ในการคำนวณพิกัดอัตราค่าไฟฟ้าฐาน

สำหรับข้อมูลที่นำมาคำนวณในวิทยานิพนธ์นี้ จะเป็นข้อมูลที่ประมาณการจากข้อมูลจริงต่างๆ เพื่อให้ง่ายต่อการวิเคราะห์ข้อมูล โดยจะแบ่งข้อมูลออกเป็น 3 กลุ่มด้วยกัน ได้แก่ ข้อมูล ROIC, WACC และอัตราภาษี ข้อมูลต้นทุนของการไฟฟ้า 3 แห่ง และ ข้อมูลค่ากำลังไฟฟ้าและพลังงานไฟฟ้า ดังนี้

5.2.1 ข้อมูล ROIC, WACC และอัตราภาษี

ในการประมาณค่า WACC และ ค่า ROIC ของการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่งจะเป็นไปตามข้อมูลสรุปผลการรับฟังความคิดเห็นเรื่องการปรับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าปี 2558 ดังตารางที่ 5.1 [33]

ตารางที่ 5.1 อัตราผลตอบแทนของการไฟฟ้า

		กฟผ.	กฟน./กฟภ.
ปี 2554	ROIC	7.50%	5.70%
มติ กพช. 13 ส.ค. 2558	WACC	5.69-6.00%	4.70-4.73%
WACC สำหรับอ้างอิง ROIC ปี 2558-2560		5.69% (-1.81%)	4.73% (-0.97%)

เนื่องจากข้อมูลของค่า ROIC และ WACC นั้นเป็นข้อมูลเก่า ในวิทยานิพนธ์นี้จึงได้มีการประมาณค่า ROIC และค่า WACC ที่เปลี่ยนแปลงไปของการไฟฟ้า โดยกำหนดให้ค่า WACC เท่ากับค่า ROIC ซึ่งเป็นผลมาจากการที่การไฟฟ้ามีผลตอบแทนที่ลดลงจนใกล้เคียงกับเงินลงทุน และได้ปรับลดค่า WACC สำหรับอ้างอิง ROIC ปี 2558 – 2560 ของ กฟผ. กฟน. และ กฟภ. ลง 10% นอกจากนี้ ในส่วนของภาษีที่ใช้ในการจัดเก็บรายได้ของการไฟฟ้าจะเป็นภาษีเงินได้นิติบุคคล โดยกำหนดให้อัตราภาษีของ กฟผ. กฟน. และ กฟภ. เท่ากับ 30% ดังตารางที่ 5.2

ตารางที่ 5.2 ประมาณการค่า WACC ลดลง 10% และ Tax ของการไฟฟ้า

	กฟผ.	กฟน. /กฟภ.
WACC สำหรับอ้างอิง ROIC	5.12 % (-10%)	4.26 % (-10%)
Tax	30 %	30 %

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

5.2.2 ข้อมูลต้นทุนของการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง

สำหรับข้อมูลต้นทุนของการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง จะแบ่งประเภทออกเป็น สินทรัพย์ แผนการลงทุน และค่าใช้จ่ายที่ใช้กรอบระยะเวลาที่ศึกษาในช่วงปี 2562 – 2565 โดยในส่วนของ กฟผ. จะแบ่งออกเป็น 2 ส่วน คือ ส่วนของระบบผลิตที่ประกอบด้วย สินทรัพย์และค่าใช้จ่ายของโรงไฟฟ้าเก่า แผนการลงทุนของโรงไฟฟ้าใหม่ โดยไม่รวมต้นทุนค่าเชื้อเพลิง และ ส่วนของระบบส่งทั้งหมด สำหรับ กฟน. จะเป็นระบบจำหน่ายใน กรุงเทพฯ นนทบุรี และสมุทรปราการ จึงไม่มีการแยกเขตพื้นที่ และสำหรับ กฟภ. จะมีการแยกเขตพื้นที่ ออกเป็น 4 เขต ได้แก่ ภาคเหนือ ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ภาคกลาง และภาคใต้ โดยแสดงข้อมูลได้ดังนี้

5.2.2.1 ข้อมูลต้นทุนของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) เป็นรัฐวิสาหกิจด้านกิจการพลังงานภายใต้การกำกับดูแลของกระทรวงพลังงาน กระทรวงการคลัง ที่ดำเนินธุรกิจหลักในการผลิต จัดหาและจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าให้แก่การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) และผู้ใช้ไฟฟ้าตามกฎหมายกำหนดและประเทศใกล้เคียง พร้อมทั้งธุรกิจอื่นๆ ที่เกี่ยวเนื่องกับกิจการไฟฟ้าภายใต้กรอบพระราชบัญญัติ กฟผ. [34] โดยข้อมูลต้นทุนของ กฟผ. จะมีองค์ประกอบ 3 คือ ต้นทุนระบบผลิตในส่วนของโรงไฟฟ้าเก่าซึ่งเป็นโรงไฟฟ้าที่ กฟผ. มีอยู่เดิมและกำลังดำเนินการผลิต ต้นทุนระบบผลิตในส่วนของโรงไฟฟ้าใหม่ซึ่งเป็นโรงไฟฟ้าที่กำลังก่อสร้างตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทศ ปี 2561 - 2580 (PDP2018 Reversion 1) และต้นทุนระบบส่งซึ่งเป็นต้นทุนการส่งไฟฟ้าทั้งประเทศ ดังนี้

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

1) ระบบผลิตในส่วนของโรงไฟฟ้าเก่า

ในปัจจุบันนี้ ประเทศไทยใช้การผลิตไฟฟ้าโรงไฟฟ้าทั้งจาก กฟผ. และเอกชนรวมกันมากกว่า 100 โรง ทั้งจากเขื่อน โรงไฟฟ้าที่ใช้ก๊าซธรรมชาติ ถ่านหิน ไปจนถึงการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานหมุนเวียน โดยแบ่งเป็น 3 กลุ่มใหญ่ ๆ คือ เอกชน 24,556.82 เมกะวัตต์ กฟผ. 15.789.58 เมกะวัตต์ และต่างประเทศ 3,877.60 เมกะ-วัตต์ [35] โดยมีโรงไฟฟ้าหลักๆ จากทางการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยจำนวน 9 แห่ง ได้แก่ โรงไฟฟ้าแม่เมาะ โรงไฟฟ้าบางปะกง โรงไฟฟ้าพระนครเหนือ โรงไฟฟ้าพระนครใต้ โรงไฟฟ้ากระบี่ โรงไฟฟ้าจะนะ โรงไฟฟ้าวังน้อย โรงไฟฟ้าลำตะคองชลภาวัฒนา และโรงไฟฟ้าน้ำพอง โดยในส่วนที่เหลือจะเป็นเขื่อนและโรงไฟฟ้าพลังน้ำท้ายเขื่อน สำหรับข้อมูลระบบผลิตในส่วนของโรงไฟฟ้าเก่านี้จะมีองค์ประกอบของต้นทุนเพียง 2 ส่วนคือสินทรัพย์ของโรงไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานและการจัดซื้อไฟฟ้าดังตารางที่ 5.3

ตารางที่ 5.3 ข้อมูลต้นทุน กฟผ. ในส่วนระบบผลิตของโรงไฟฟ้าเก่า [ล้านบาท]

รายการ	2562	2563	2564	2565	2566	2567
สินทรัพย์	130,000	110,000	101,000	93,000	85,000	79,000
ค่าใช้จ่าย	20,000	21,000	21,000	22,000	23,000	24,000

2) ระบบผลิตในส่วนของโรงไฟฟ้าใหม่

เนื่องจากความต้องการไฟฟ้าในประเทศไทยนั้นยังมีแนวโน้มที่เติบโตมากขึ้นในทุกๆ ปี สอดคล้องกับการเติบโตของประชากรและการใช้เทคโนโลยีที่เพิ่มขึ้น แม้ว่าจะมีการแก้ปัญหาโยการให้บริษัทผลิตไฟฟ้าของเอกชนจะเข้ามามีบทบาทในตลาดซื้อขายไฟฟ้ากว่า 50% และมีการนำเข้าไฟฟ้าบางส่วนจากประเทศเพื่อนบ้านอีกด้วย แต่วิธีการแก้ปัญหาดังกล่าวส่งผลให้ค่าไฟฟ้าฐานมีการขยับขึ้นลงและจะได้รับผลกระทบทันทีหากการผลิตไฟฟ้าของประเทศเพื่อนบ้านมีปัญหา การสร้างโรงไฟฟ้าเพิ่มจึงเป็นสิ่งจำเป็นต่อความมั่นคงทางพลังงานในอนาคต โดยทาง กฟผ. มีแผนการสร้างโรงไฟฟ้าใหม่และโรงไฟฟ้าทดแทนจนถึงปี 2578 ตามแผน PDP2018 Reversion 1 เนื่องจากโรงไฟฟ้าใหม่เป็นโรงไฟฟ้าที่ยังไม่ถึงวันจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเชิงพาณิชย์ (Commercial operation date; COD) แต่มีแผนการลงทุนและการก่อสร้างในช่วงเวลาที่มีการคำนวณอัตราค่าไฟฟ้าฐาน

สำหรับข้อมูลแผนการลงทุนในการก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่จะเป็นข้อมูลในช่วงปี 2562 – 2564 ประกอบด้วยโครงการพัฒนาโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน เช่น โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนอุบลรัตน์เครื่องที่ 1 - 3 โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ทุ่นลอยน้ำร่วมกับโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนสิรินธร โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนผาจุก เป็นต้น และโครงการโรงไฟฟ้าหลัก เช่น โรงไฟฟ้าทดแทนโรงไฟฟ้าบางปะกง เครื่องที่ 1 - 2 โรงไฟฟ้าน้ำพองทดแทน โรงไฟฟ้าพระนครใต้ (เพิ่มเติม) เป็นต้น โดยพิจารณาระยะเวลาในการก่อสร้างสถานีไฟฟ้า 5 ปี และอายุการใช้งานของอุปกรณ์สถานีไฟฟ้าและอุปกรณ์ไฟฟ้าอื่น ๆ เป็นระยะเวลา 25 ปี จะแสดงข้อมูลได้ดังตารางที่ 5.4

ตารางที่ 5.4 ข้อมูลต้นทุนของ กฟผ. ตามแผนการลงทุนของระบบผลิตในส่วนโรงไฟฟ้าใหม่

โครงการ	ปีที่ COD	เงินลงทุน [ล้านบาท]	เวลาก่อสร้าง [ปี]	อายุโครงการ [ปี]	เงินลงทุน/ปี [ล้านบาท]	ค่าเสื่อมราคา [ล้านบาท]
1	0	36,000	5	25	7,200	1,440
2	1	20,000	5	25	4,000	800
3	0	10	5	25	2	0.4
4	1	18,000	5	25	3,600	720

โครงการ	ปีที่ COD	เงินลงทุน [ล้านบาท]	เวลาก่อสร้าง [ปี]	อายุโครงการ [ปี]	เงินลงทุน/ปี [ล้านบาท]	ค่าเสื่อมราคา [ล้านบาท]
5	1	300	5	25	60	12
6	4	860	5	25	172	34
7	4	860	5	25	172	34
8	5	60	5	25	12	2

3) ระบบส่ง

ระบบส่งไฟฟ้าถือเป็นระบบที่มีความสำคัญในการส่งจ่ายไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าไปยังผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศไทย โดยโรงไฟฟ้าของ กฟผ. รวมทั้งโรงไฟฟ้าอื่นๆ ของเอกชนที่ กฟผ. รับซื้อนั้น ตั้งอยู่ในทุกภูมิภาคของประเทศ เมื่อผลิตไฟฟ้าได้จะต้องส่งพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ผ่านระบบส่ง โดยมีสายส่งไฟฟ้า (Transmission line) ปัจจุบัน กฟผ. มีสถานีไฟฟ้าแรงสูง ณ ระดับแรงดันไฟฟ้าต่างๆ รวม 215 สถานีเพื่อการจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ ลูกค้าหลัก 3 กลุ่ม ได้แก่ ผู้รับซื้อไฟฟ้าโดยตรงกับ กฟผ. จำนวน 8 ราย การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) เพื่อนำไปจัดจำหน่ายให้แก่ประชาชนในเขตกรุงเทพและปริมณฑล และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ซึ่งจะเป็นผู้จำหน่ายให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าในเขตต่างจังหวัด สำหรับข้อมูลต้นทุนของระบบส่งนั้นได้มีการแยกค่าเสื่อมราคาของสินทรัพย์ออกจากค่าใช้จ่าย [36] โดยพิจารณาระยะเวลาในการก่อสร้างสายส่ง 8 ปี และอายุการใช้งานของสายส่ง เป็นระยะเวลา 40 ปี จะแสดงข้อมูลได้ดังตารางที่ 5.5

ตารางที่ 5.5 ข้อมูลต้นทุนการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยในส่วนระบบส่ง [ล้านบาท]

รายการ	2562	2563	2564	2565	2566	2567
สินทรัพย์	133,000	-	-	-	-	-
แผนการลงทุน	3,400	6,500	10,000	20,100	26,800	31,700
ค่าเสื่อมราคา	100	300	600	1,300	2,100	3,100
ค่าใช้จ่าย	10,000	11,000	11,500	12,000	12,000	13,000

จากตารางที่ 5.5 จะเห็นได้ว่าสินทรัพย์ที่แสดงในตารางมีข้อมูลในปี 2562 เพียงปีเดียว โดยสามารถคำนวณสินทรัพย์ของ กฟผ. ในส่วนของระบบส่งได้โดยการนำสินทรัพย์ในปีก่อนหน้าลบกับค่าเสื่อมราคาจะได้เป็นสินทรัพย์ในปีปัจจุบัน

5.2.2.2 ข้อมูลต้นทุนของการไฟฟ้านครหลวง

กฟน. ดำเนินธุรกิจการจัดจำหน่ายไฟฟ้าในเขตกรุงเทพมหานคร นนทบุรี และสมุทรปราการ ที่มีการปฏิบัติงานตามแผนวิสาหกิจการไฟฟ้านครหลวงซึ่งเป็นแผนระยะยาวในช่วง ปี 2563 – 2565 และช่วงปี 2566 – 2570 โดยมีวัตุประสงค์เพื่อยกระดับยกระดับโครงสร้างและประสิทธิภาพของระบบจำหน่ายไฟฟ้า มุ่งเน้นการบริการและการบริหารลูกค้าที่เป็นเลิศ สร้างการเติบโตของกำไรและธุรกิจที่เกี่ยวเนื่องกับ กฟน. และสร้างความยั่งยืนด้วยการดูแลผู้มีส่วนได้ส่วนเสียและยกระดับปัจจัยเอื้อที่ก่อให้เกิดความสำเร็จ (Enablers)

ในการแบ่งประเภทของข้อมูลการไฟฟ้านครหลวงจะมีความแตกต่างกับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยแบ่งข้อมูลออกเป็นที่ระดับแรงดันต่าง ๆ คือ ระดับแรงดัน 69/115/230 kV (High volt) ระดับแรงดัน 12/24 kV (Medium volt) และระดับแรงดัน 230/400 V (Low volt) และสำหรับต้นทุนของการไฟฟ้านครหลวงในส่วนของสินทรัพย์จะแสดงในรูปแบบของราคาตามบัญชี ส่วนแผนการลงทุนและค่าใช้จ่ายจะแสดงในรูปแบบของราคาทุนโดยมีการประมาณการค่าเสื่อมราคาแยกตามแผนการลงทุนในปีต่างๆ โดยพิจารณาระยะเวลาดำเนินการก่อสร้างติดตั้งหม้อแปลง 3 ปี และอายุการใช้งานของอุปกรณ์สถานีไฟฟ้าและอุปกรณ์ไฟฟ้าอื่น ๆ เป็นระยะเวลา 25 ปี จะแสดงข้อมูลได้ดังตารางที่ 5.6

ตารางที่ 5.6 ข้อมูลต้นทุนการไฟฟ้านครหลวง [ล้านบาท]

รายการ	2562	2563		2564		2565	
	จำนวนเงิน	จำนวนเงิน	ค่าเสื่อมราคา	จำนวนเงิน	ค่าเสื่อมราคา	จำนวนเงิน	ค่าเสื่อมราคา
สินทรัพย์							
High volt	8,000	-	-	-	-	-	-
Medium volt	55,000	-	-	-	-	-	-
Low volt	25,000	-	-	-	-	-	-
แผนการลงทุน							
High volt	-	4,700	760	6,900	900	7,600	1,000
Medium volt	-	11,000	4,400	9,200	4,700	11,000	5,000
Low volt	-	4,800	1,800	3,000	1,900	5,300	2,000

รายการ	2562	2563		2564		2565	
	จำนวนเงิน	จำนวนเงิน	ค่าเสื่อมราคา	จำนวนเงิน	ค่าเสื่อมราคา	จำนวนเงิน	ค่าเสื่อมราคา
ค่าใช้จ่าย							
High volt		3,700		4,200		3,600	
Medium volt		5,000		5,500		5,300	
Low volt		2,200		1,800		2,500	

จากตารางที่ 5.6 จะเห็นได้ว่าในปี 2562 มีข้อมูลของราคาตามบัญชีเพียงอย่างเดียวโดยข้อมูลดังกล่าวเป็นข้อมูลของราคาทุนของสินทรัพย์ที่หักลบค่าเสื่อมราคาสะสมไว้เรียบร้อยแล้ว ส่วนแผนการลงทุนจะเป็นเงินลงทุนเฉพาะระบบจำหน่ายที่ไม่รวมการขายปลีกไว้ด้วยและได้มีการประมาณการค่าเสื่อมราคาของสินทรัพย์ตามแผนการลงทุนแยกจากค่าใช้จ่ายไว้ต่างหาก

5.2.2.3 ข้อมูลต้นทุนของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

กฟภ. เป็นองค์กรที่จัดหา ให้บริการพลังงานไฟฟ้า และดำเนินธุรกิจอื่นที่เกี่ยวเนื่องเพื่อตอบสนองความต้องการของลูกค้าในระดับภูมิภาคทั่วประเทศ ทั้งในเขตพื้นที่ภาคเหนือ ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ภาคกลาง และภาคใต้ โดยมีการปฏิบัติงานตามแผนยุทธศาสตร์การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เพื่อเสริมสร้างความเข้มแข็งในการดำเนินงานให้บรรลุเป้าหมาย ทำให้องค์กรก้าวสู่ผู้นำในธุรกิจทางด้านพลังงานไฟฟ้าทั้งในประเทศและระดับภูมิภาค และส่งเสริมให้เป็นองค์กรด้านพลังงานอย่างยั่งยืน [37]

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ข้อมูลต้นทุนของ กฟภ. ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะแบ่งออกเป็น 4 ภาคด้วยกัน โดยในแต่ละภาคจะมีการแบ่งข้อมูลออกเป็นที่ระดับแรงดันต่าง ๆ คือ ระดับแรงดัน มากกว่า 69 kV (High volt) ระดับแรงดัน ระดับแรงดัน 22-33 kV (Medium volt) และ ระดับแรงดันน้อยกว่า22 kV (Low volt) สำหรับข้อมูลค่าใช้จ่ายของ กฟภ. นั้น จะเป็นข้อมูลที่ได้มีการรวมค่าเสื่อมราคาเรียบร้อยแล้วโดยกำหนดให้อายุการใช้งานของอุปกรณ์สถานีไฟฟ้าและอุปกรณ์ไฟฟ้าอื่น ๆ เป็นระยะเวลา 25 ปี จึงไม่มีข้อมูลในส่วนนี้ปรากฏในตาราง จะแสดงข้อมูลต้นทุนของ กฟภ. ในเขตพื้นที่ต่าง ๆ ได้ดังนี้

1) ภาคเหนือ

ในส่วนของภาคเหนือจะแบ่งออกเป็น 3 เขตพื้นที่ ได้แก่

- กฟน.1 เชียงใหม่ รับผิดชอบการบริการในพื้นที่ 6 จังหวัด ได้แก่ เชียงใหม่ แม่ฮ่องสอน เชียงราย พะเยา ลำปาง และลำพูน
- กฟน.2 พิษณุโลก รับผิดชอบการบริการในพื้นที่ 8 จังหวัด ได้แก่ พิษณุโลก พิจิตร กำแพงเพชร ตาก สุโขทัย แพร่ น่าน และอุตรดิตถ์
- กฟน.3 ลพบุรี รับผิดชอบการบริการในพื้นที่ 6 จังหวัด ได้แก่ ลพบุรี สิงห์บุรี ชัยนาท อุทัยธานี นครสวรรค์ และเพชรบูรณ์

โดยในวิทยานิพนธ์นี้จะรวมข้อมูลต้นทุนของทั้ง 3 เขตมาเป็นกลุ่มเดียวกันที่แยกตามระดับแรงดันในพื้นที่ภาคเหนือทั้งหมด ดังตารางที่ 5.7

ตารางที่ 5.7 ข้อมูลต้นทุนการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขตภาคเหนือ [ล้านบาท]

รายการ	2562	2563	2564	2565
สินทรัพย์				
High volt	7,100	-	-	-
Medium volt	38,000	-	-	-
Low volt	16,000	-	-	-
แผนการลงทุน				
High volt	-	620	560	740
Medium volt	-	5,800	6,000	7,200
Low volt	-	1,600	1,900	2,500
ค่าใช้จ่าย				
High volt	1,100	1,100	1,200	1,200
Medium volt	5,700	5,700	5,800	5,900
Low volt	4,500	4,400	4,500	4,600

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

2) ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ

ในส่วนของภาคตะวันออกเฉียงเหนือจะแบ่งออกเป็น 3 เขตพื้นที่ ได้แก่

- กฟฉ.1 อุดรธานี รับผิดชอบการบริการในพื้นที่ 8 จังหวัด ได้แก่ อุดรธานี ขอนแก่น หนองบัวลำภู เลย หนองคาย บึงกาฬ นครพนม และสกลนคร
- กฟฉ.2 อุบลราชธานี รับผิดชอบการบริการในพื้นที่ 8 จังหวัด ได้แก่ อุบลราชธานี อำนาจเจริญ มุกดาหาร กาฬสินธุ์ มหาสารคาม ร้อยเอ็ด ยโสธร และศรีสะเกษ
- กฟฉ.3 นครราชสีมา รับผิดชอบการบริการในพื้นที่ 4 จังหวัด ได้แก่ นครราชสีมา ชัยภูมิ บุรีรัมย์ และสุรินทร์

โดยในนิพนธ์นี้จะรวมข้อมูลต้นทุนของทั้ง 3 เขตมาเป็นกลุ่มเดียวกันที่แยกตามระดับแรงดันในพื้นที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือทั้งหมด ดังตารางที่ 5.8

ตารางที่ 5.8 ข้อมูลต้นทุนการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขตภาคตะวันออกเฉียงเหนือ [ล้านบาท]

รายการ	2562	2563	2564	2565
สินทรัพย์				
High volt	5,000	-	-	-
Medium volt	33,000	-	-	-
Low volt	20,800	-	-	-
แผนการลงทุน				
High volt	-	790	870	800
Medium volt	-	6,900	6,400	8,000
Low volt	-	2,300	2,800	3,700
ค่าใช้จ่าย				
High volt	1,100	1,100	1,100	1,100
Medium volt	5,900	5,800	6,000	6,100
Low volt	6,000	5,900	6,100	6,200

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

3) ภาคกลาง

ในส่วนของภาคกลางจะแบ่งออกเป็น 3 เขตพื้นที่ ได้แก่

- กฟก.1 พระนครศรีอยุธยา รับผิดชอบการบริการในพื้นที่ 7 จังหวัด ได้แก่ พระนครศรีอยุธยา อ่างทอง สระบุรี ปทุมธานี นครนายก ปราจีนบุรี และสระแก้ว
- กฟก.2 ชลบุรี รับผิดชอบการบริการในพื้นที่ 5 จังหวัด ได้แก่ ชลบุรี ฉะเชิงเทรา ระยอง จันทบุรี และตราด
- กฟก.3 นครปฐม รับผิดชอบการบริการในพื้นที่ 4 จังหวัด ได้แก่ นครปฐม สมุทรสาคร สุพรรณบุรี กาญจนบุรี และราชบุรี (เฉพาะอำเภอบ้านโป่ง)

โดยในวิทยานิพนธ์นี้จะรวมข้อมูลต้นทุนของทั้ง 3 เขตมาเป็นกลุ่มเดียวกันที่แยกตามระดับแรงดันในพื้นที่ภาคกลางทั้งหมด ดังตารางที่ 5.9

ตารางที่ 5.9 ข้อมูลต้นทุนการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขตภาคกลาง [ล้านบาท]

รายการ	2562	2563	2564	2565
สินทรัพย์				
High volt	16,700	-	-	-
Medium volt	57,000	-	-	-
Low volt	18,000	-	-	-
แผนการลงทุน				
High volt	-	1,800	2,400	1,900
Medium volt	-	9,500	10,000	12,000
Low volt	-	4,700	5,300	5,000
ค่าใช้จ่าย				
High volt	3,600	3,500	3,600	3,700
Medium volt	8,400	8,200	8,500	8,700
Low volt	3,100	3,100	3,100	3,200

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

4) ภาคใต้

ในส่วนของภาคใต้จะแบ่งออกเป็น 3 เขตพื้นที่ ได้แก่

- กฟต.1 เพชรบุรี รับผิดชอบการบริการในพื้นที่ 6 จังหวัด ได้แก่ เพชรบุรี ประจวบคีรีขันธ์ ชุมพร ระนอง สมุทรสงคราม และราชบุรี (ยกเว้นอำเภอบ้านโป่ง)
- กฟต.2 นครศรีธรรมราช รับผิดชอบการบริการในพื้นที่ 6 จังหวัด ได้แก่ นครศรีธรรมราช ตรัง กระบี่ ภูเก็ต พังงา และสุราษฎร์ธานี
- กฟต.3 ยะลา รับผิดชอบการบริการในพื้นที่ 6 จังหวัด ได้แก่ ยะลา นราธิวาส ปัตตานี สงขลา สตูล และพัทลุง

โดยในวิทยานิพนธ์นี้จะรวมข้อมูลต้นทุนของทั้ง 3 เขตมาเป็นกลุ่มเดียวกันที่แยกตามระดับแรงดันในพื้นที่ภาคใต้ทั้งหมด ดังตารางที่ 5.10

ตารางที่ 5.10 ข้อมูลต้นทุนการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขตภาคใต้ [ล้านบาท]

รายการ	2562	2563	2564	2565
สินทรัพย์				
High volt	8,400	-	-	-
Medium volt	41,000	-	-	-
Low volt	15,000	-	-	-
แผนการลงทุน				
High volt	-	1,170	2,100	1,800
Medium volt	-	6,000	6,500	8,100
Low volt	-	1,900	2,200	2,700
ค่าใช้จ่าย				
High volt	1,100	1,200	1,200	1,200
Medium volt	6,600	6,500	6,700	6,800
Low volt	4,100	3,900	4,100	4,200

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

5.2.3 ค่ากำลังไฟฟ้าและพลังงานไฟฟ้าของการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง

ค่ากำลังไฟฟ้าและพลังงานไฟฟ้าของแต่ละการไฟฟ้าเป็นข้อมูลที่สำคัญในการคำนวณอัตราค่าไฟฟ้าฐานในหน่วยบาทต่อกิโลวัตต์ และหน่วยบาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง ของกิจการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง สำหรับค่ากำลังไฟฟ้าสุงสุดของ กฟน. และ กฟภ. จะเป็นผลรวมค่าความต้องการไฟฟ้าสูงสุดของระบบ ณ เวลาต่างกัน (Non-coincident peak) โดยนำมาเฉลี่ยในช่วงเวลา 12 เดือน ซึ่งจะมีค่าใกล้เคียงกันตลอดระยะเวลา 1 ปี ส่วนค่ากำลังไฟฟ้าของ กฟผ. เป็นความต้องการไฟฟ้าสูงสุดของระบบ ณ เวลาเดียวกัน (Coincident peak) ดังตารางที่ 5.11 [38]

ตารางที่ 5.11 ค่ากำลังไฟฟ้าของแต่ละการไฟฟ้า (Power Demand) [เมกะวัตต์]

ปี	กฟผ.	กฟน.	กฟภ.			
			เหนือ	ตะวันออกเฉียงเหนือ	กลาง	ใต้
2562	-	-	4,808	5,785	15,577	5,118
2563	28,637	9,722	4,864	5,841	15,078	4,902
2564	30,135	9,935	4,957	5,935	15,529	5,135
2565	31,892	10,217	5,061	6,050	15,955	5,298

ในส่วนของค่าพลังงานไฟฟ้าของ กฟผ. กฟน. และ กฟภ. จะเป็นค่าการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมดในช่วงระยะเวลา 1 ปี ดังตารางที่ 5.12

ตารางที่ 5.12 พลังงานไฟฟ้าของแต่ละการไฟฟ้า (Energy Demand) [จิกะวัตต์-ชั่วโมง]

ปี	กฟผ.	กฟน.	กฟภ.			
			เหนือ	ตะวันออกเฉียงเหนือ	กลาง	ใต้
2562	-	-	19,723	22,018	70,761	22,807
2563	187,046	50,702	19,961	22,198	68,464	21,925
2564	190,468	49,598	20,318	22,538	70,519	22,916
2565	203,576	53,315	20,740	22,988	72,459	23,635

5.3 ผลการคำนวณพิกัดอัตราค่าไฟฟ้าฐาน

จากหลักการในการคำนวณในบทที่ 4 เมื่อนำข้อมูลต้นทุนที่ได้มาใช้ในการคำนวณ โดยกำหนดให้ ค่า ROIC และ WACC ที่ใช้ในผลการคำนวณของ กฟผ. มีค่าเท่ากับ 5.12% และของ กฟน. และ กฟภ. มีค่าเท่ากับ 4.26% จากการปรับลดค่า WACC สำหรับอ้างอิง ROIC ปี 2558 – 2560 ของ กฟผ. กฟน. และ กฟภ. ลง 10% ในตารางที่ 5.2 และคิดค่าเสื่อมราคาแบบเส้นตรง จะสามารถคำนวณพิกัดอัตราค่าไฟฟ้าฐานได้จากข้อมูลต่าง ๆ ของการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง ดังต่อไปนี้

5.3.1 การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

สำหรับข้อมูลของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย จะแบ่งข้อมูลในการคำนวณออกเป็น 2 กลุ่มตามระบบผลิตและระบบส่งไฟฟ้า ดังนี้

5.3.1.1 ระบบผลิตไฟฟ้า

จากตารางที่ 5.4 ในการกระจายเงินลงทุนระหว่างการก่อสร้างของโรงไฟฟ้าใหม่จะพิจารณาเฉพาะช่วงเวลาของโครงการก่อนปีที่ COD เท่านั้น โดยเงินลงทุนในแต่ละปีของโครงการทั้ง 8 จะเท่ากับเงินลงทุนทั้งหมดหารด้วยระยะเวลาการก่อสร้าง จะแสดงได้ตารางที่ 5.13

ตารางที่ 5.13 เงินลงทุนระหว่างการก่อสร้างแต่ละปี (โรงไฟฟ้าใหม่) [ล้านบาท]

โครงการ	2562	2563	2564	2565	2566	2567	2568
1							
2	4,000						
3							
4	3,600						
5	60						
6	172	172	172	172			
7	172	172	172	172			
8	12	12	12	12	12		
รวม	8,016	356	356	356	12	-	-

เมื่อได้เงินลงทุนระหว่างการก่อสร้างในแต่ละปีของโรงไฟฟ้าใหม่แล้ว ถัดไปจึงคำนวณสินทรัพย์ระหว่างการก่อสร้าง โดยสินทรัพย์ปลายปีทั้งหมดจะคำนวณได้จากการนำเงินลงทุนปี

ปัจจุบันและปีก่อนหน้ามารวมกัน และคำนวณสินทรัพย์ระหว่างก่อสร้างจากการนำสินทรัพย์ปลายปีลบกับเงินลงทุนในแต่ละปีหารสอง ตามสมการที่ 4.3 จะได้ข้อมูลดังตารางที่ 5.14

ตารางที่ 5.14 สินทรัพย์ระหว่างการก่อสร้าง (โรงไฟฟ้าใหม่) [ล้านบาท]

โครงการ	2562	2563	2564	2565	2566	2567	2568
1							
2	18,000						
3							
4	16,200						
5	270						
6	258	430	602	774			
7	258	430	602	774			
8	6	18	30	42	54		
รวม	34,992	878	1,234	1,590	54	-	-

ในการประมาณค่าเสื่อมราคาของโรงไฟฟ้าใหม่จะพิจารณาเฉพาะช่วงเวลาของโครงการในปีที่ COD เป็นต้นไปเท่านั้น โดยการประมาณค่าเสื่อมราคาแต่ละปีในวิทยานิพนธ์นี้จะเป็นแบบเส้นตรง โดยจะเท่ากับเงินลงทุนทั้งหมดหารด้วยอายุโครงการ แสดงค่าเสื่อมราคาในแต่ละปีของโครงการทั้ง 8 ได้ตารางที่ 5.15

ตารางที่ 5.15 ค่าเสื่อมราคารายปี (โรงไฟฟ้าใหม่) [ล้านบาท]

โครงการ	2562	2563	2564	2565	2566	2567	2568
1	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440
2		800	800	800	800	800	800
3	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
4		720	720	720	720	720	720
5		12	12	12	12	12	12
6					34	34	34
7					34	34	34
8						2	2
รวม	1,440	2,972	2,972	2,972	3,041	3,044	3,044

เมื่อได้ค่าเสื่อมราคาในแต่ละปีของโรงไฟฟ้าใหม่แล้ว ถัดไปจึงคำนวณสินทรัพย์สินทรัพย์ของโครงการหลัง COD โดยสินทรัพย์ต้นปีทั้งหมดจะคำนวณได้จากการนำเงินลงทุนทั้งหมดลบกับค่าเสื่อมราคาสะสม และคำนวณสินทรัพย์สินทรัพย์ของโครงการหลัง COD จากการนำสินทรัพย์ต้นปีลบกับค่าเสื่อมราคาในแต่ละปีหารสอง ตามสมการที่ 4.4 จะได้ข้อมูลดังตารางที่ 5.16

ตารางที่ 5.16 สินทรัพย์ของโครงการหลัง COD (โรงไฟฟ้าใหม่) [ล้านบาท]

โครงการ	2562	2563	2564	2565	2566	2567	2568
1	35,280	33,840	32,400	30,960	29,520	28,080	26,640
2		19,600	18,800	18,000	17,200	16,400	15,600
3	9.8	9.4	9.0	8.6	8.2	7.8	7.4
4		17,640	16,920	16,200	15,480	14,760	14,040
5		294	282	270	258	246	234
6					843	808	774
7					843	808	774
8						59	56
รวม	35,290	71,383	68,411	65,439	64,152	61,169	58,126

ในส่วนของโรงไฟฟ้าเก่าจะไม่มีการลงทุนในการก่อสร้างเพิ่มเติมจึงมีเฉพาะค่าเสื่อมราคาของโรงไฟฟ้าเท่านั้นและจากข้อมูลในตารางที่ 5.4 จะแสดงสินทรัพย์หลัง COD ของโรงไฟฟ้าเก่าที่ได้มีการลบค่าเสื่อมราคาแล้วดังตารางที่ 5.17

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ 5.17 สินทรัพย์หลัง COD (โรงไฟฟ้าเก่า) ในระบบผลิต [ล้านบาท]

ปี	2562	2563	2564	2565	2566	2567	2568
รวม	130,000	110,000	101,000	93,000	85,000	79,000	-

หลังจากที่ได้ข้อมูลสินทรัพย์ระหว่างการก่อสร้างและสินทรัพย์ของโครงการหลัง COD ของโรงไฟฟ้าใหม่และโรงไฟฟ้าเก่าแล้ว ถัดไปจึงพิจารณาในส่วนของค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานและค่าบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าใหม่และโรงไฟฟ้าเก่า โดยโรงไฟฟ้าใหม่ยังมีค่าใช้จ่ายในส่วนของการบำรุงรักษาที่ต่ำกว่าโรงไฟฟ้าเก่าและมีการประมาณการค่าใช้จ่ายที่ยังไม่แน่นอน การประมาณการค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานของโรงไฟฟ้าใหม่ในวิทยานิพนธ์นี้จึงเป็น 2% ของสินทรัพย์หลัง COD ของโรงไฟฟ้าใหม่ ส่วนค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานของของโรงไฟฟ้าเก่าจะสามารถประมาณการได้ค่อนข้างแน่นอน จะแสดงได้ดังตารางที่ 5.18

ตารางที่ 5.18 ค่าใช้จ่าย O&M โรงไฟฟ้าใหม่และโรงไฟฟ้าเก่าในระบบผลิต [ล้านบาท]

	2562	2563	2564	2565	2566	2567	2568
โรงไฟฟ้าใหม่	706	1,428	1,368	1,309	1,283	1,223	1,163
โรงไฟฟ้าเก่า	20,000	21,000	21,000	22,000	23,000	24,000	-

เมื่อได้ค่าใช้จ่าย O&M ของโรงไฟฟ้าใหม่และโรงไฟฟ้าเก่าแล้ว จึงคำนวณสินทรัพย์เงินสดหมุนเวียน O&M ของโรงไฟฟ้าทั้งสอง โดยการนำค่าใช้จ่าย O&M ของโรงไฟฟ้าเก่าและโรงไฟฟ้าใหม่ในแต่ละปีมาเฉลี่ยเป็นค่าใช้จ่ายในแต่ละเดือน เรียกว่า สินทรัพย์เงินสดหมุนเวียน ตามสมการที่ 4.6 จะได้ข้อมูลดังตารางที่ 5.19

ตารางที่ 5.19 สินทรัพย์เงินสดหมุนเวียน O&M โรงไฟฟ้าใหม่และโรงไฟฟ้าเก่าในระบบผลิต [ล้านบาท]

	2562	2563	2564	2565	2566	2567	2568
โรงไฟฟ้าใหม่	59	119	114	109	107	102	97
โรงไฟฟ้าเก่า	1,667	1,750	1,750	1,833	1,917	2,000	-

จากข้อมูลข้างต้น จะสามารถคำนวณรายได้ที่พึงได้รับจากการให้บริการของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยในส่วนของระบบผลิต ตามสมการที่ 4.7 – 4.10 ได้ดังตารางที่ 5.20

ตารางที่ 5.20 การคำนวณรายได้ที่ กฟผ. พึงได้รับในแต่ละปีในระบบผลิต [ล้านบาท]

	2562	2563	2564	2565	2566	2567
Total asset y	202,007	184,130	172,509	161,971	151,229	142,271
NOPAT	10,345	9,429	8,834	8,295	7,744	7,286
Operating Income	14,778	13,470	12,620	11,849	11,064	10,408
Expense	22,146	25,400	25,341	26,281	27,324	28,267
Revenue Requirement	36,924	38,871	37,961	38,131	38,388	38,675

เมื่อได้ข้อมูลดังตารางที่ 5.20 แล้วจะสามารถคำนวณหามูลค่าปัจจุบันของรายได้ที่พึงได้รับ กำลังไฟฟ้า และพลังงานไฟฟ้า โดยการหามูลค่าปัจจุบันตามสมการที่ 3.3 เพื่อให้สามารถรวมข้อมูลของรายได้ที่พึงได้รับ กำลังไฟฟ้า และพลังงานไฟฟ้า ในปีฐานเดียวกันได้โดยการใช้ปี 2563 เป็นปีฐาน ดังตารางที่ 5.21

ตารางที่ 5.21 ค่าปัจจุบันของกำลังไฟฟ้าและพลังงานไฟฟ้าในระบบผลิต

	2563	2564	2565
PV of Power Demand [MW]	28,637	28,592	28,709
PV of Energy Demand [MU]	187,046	180,714	183,260
PV of RR [MB]	38,871	36,017	34,325

จากตารางที่ 5.21 เมื่อได้ข้อมูลในปีฐานเดียวกันแล้ว จึงนำข้อมูลในแต่ละปีมาบวกกัน และสามารถคำนวณค่าไฟฟ้าฐานของ กฟผ.ในระบบผลิต ในกรอบ 3 ปี โดยเลือกช่วงปี 2563 – 2565 มาพิจารณาโดยการคำนวณค่าไฟในหน่วยบาทต่อกิโลวัตต์ตามสมการที่ 4.12 และในหน่วยบาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมงตามสมการที่ 4.13 ได้ดังตารางที่ 5.22

ตารางที่ 5.22 ค่าไฟฟ้าฐานของ กฟผ. ในส่วนของระบบผลิต

Sum of PV Power Demand [MW]	85,938
Sum of PV Energy Demand [MU]	581,090
Sum of PV RR [MB]	109,213
Rate [Baht/kW]	1,271
Rate [Baht/kWh]	0.19

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

5.2.1.2 ระบบส่งไฟฟ้า

จากตารางที่ 5.5 จะได้ว่าข้อมูลแผนการลงทุนจะเป็นเงินลงทุนในการก่อสร้างสายส่งในแต่ละปี และนำข้อมูลที่ได้มาคำนวณหาสินทรัพย์ระหว่างการก่อสร้างโดยให้สินทรัพย์ระหว่างการก่อสร้างในปี 2562 เท่ากับศูนย์ และคำนวนสินทรัพย์ระหว่างการก่อสร้างในปีถัดไปโดยการนำสินทรัพย์ปีก่อนหน้าบวกกับเงินลงทุนเฉลี่ยของปีก่อนหน้ากับปีปัจจุบัน จะได้สินทรัพย์ระหว่างการก่อสร้าง ดังตารางที่ 5.23

ตารางที่ 5.23 สินทรัพย์ระหว่างการก่อสร้างในระบบส่ง [ล้านบาท]

ปี	2562	2563	2564	2565	2566	2567	2568
รวม	-	4,950	13,200	28,250	51,700	80,950	114,300

นอกจากนี้ในตารางที่ 5.5 ยังได้ระบุถึงข้อมูลสินทรัพย์และค่าเสื่อมราคาของอุปกรณ์ระบบส่ง ซึ่งใช้ในการคำนวณสินทรัพย์หลัง COD จะกำหนดให้สินทรัพย์หลัง COD ในปี 2562 เท่ากับค่าสินทรัพย์ในตารางที่ 5.5 และคำนวณสินทรัพย์หลัง COD ในปีถัดไปโดยการนำสินทรัพย์ปีก่อนหน้าลบกับเงินลงทุนเฉลี่ยของปีก่อนหน้ากับปีปัจจุบัน จะได้สินทรัพย์หลัง COD ดังตารางที่ 5.24

ตารางที่ 5.24 สินทรัพย์หลัง COD ในระบบส่ง[ล้านบาท]

ปี	2562	2563	2564	2565	2566	2567	2568
รวม	133,000	132,800	132,350	131,400	129,700	127,100	123,450

สำหรับข้อมูลค่าใช้จ่ายในตารางที่ 5.5 นั้นจะเป็นค่าใช้จ่าย O&M ในแต่ละปี โดยจะสามารถนำมาคำนวณหาสินทรัพย์เงินสดหมุนเวียน O&M ตามสมการที่ 4.6 จะได้ข้อมูลดังตารางที่ 5.25

ตารางที่ 5.25 สินทรัพย์เงินสดหมุนเวียน O&M ในระบบส่ง[ล้านบาท]

ปี	2562	2563	2564	2565	2566	2567	2568
รวม	833	917	958	1,000	1,000	1,083	1,133

จากข้อมูลข้างต้นสามารถคำนวณหามูลค่าปัจจุบันของ รายได้ที่พึงได้รับ กำลังไฟฟ้า และพลังงานไฟฟ้า โดยการหามูลค่าปัจจุบันตามสมการที่ 3.3 โดยการใช้ปี 2563 เป็นปีฐาน ดังตารางที่ 5.26

ตารางที่ 5.26 การคำนวณรายได้ที่ กฟผ. พึงได้รับในระบบส่ง [ล้านบาท]

	2562	2563	2564	2565	2566	2567
Total asset y	133,833	138,667	146,508	160,650	182,400	209,133
NOPAT	6,854	7,101	7,503	8,227	9,341	10,710
Operating Income	9,791	10,144	10,718	11,753	13,344	15,300
Expense	10,100	11,300	12,100	13,300	14,100	16,100
Revenue Requirement	19,891	21,444	22,818	25,053	27,444	31,400

เมื่อได้ข้อมูลดังตารางที่ 5.26 แล้วจะสามารถคำนวณหามูลค่าปัจจุบันของ รายได้ที่พึงได้รับ กำลังไฟฟ้า และพลังงานไฟฟ้าได้ดังตารางที่ 5.27

ตารางที่ 5.27 ค่าปัจจุบันของกำลังไฟฟ้าและพลังงานไฟฟ้าในระบบส่ง

	2563	2564	2565
PV of Power Demand [MW]	28,637	28,592	28,709
PV of Energy Demand [MU]	187,046	180,714	183,260
PV of RR [MB]	21,444	21,650	22,552

จากตารางที่ 5.27 เมื่อได้ข้อมูลในปีฐานเดียวกันแล้ว จึงนำข้อมูลในแต่ละปีมาบวกกัน และสามารถคำนวณค่าไฟฟ้าเฉลี่ยของ กฟผ. ในส่วนของระบบส่ง ในกรอบ 3 ปี โดยเลือกช่วงปี 2563 – 2565 มาพิจารณาโดยการคำนวณค่าพไฟฟ้าในหน่วยบาทต่อกิโลวัตต์ตามสมการที่ 4.12 และในหน่วยบาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมงตามสมการที่ 4.13 ได้ดังตารางที่ 5.28

ตารางที่ 5.28 ค่าไฟฟ้าฐานของ กฟผ. ในส่วนของระบบส่ง

Sum of PV Power Demand [MW]	85,938
Sum of PV Energy Demand [MU]	581,090
Sum of PV RR [MB]	65,647
Rate [Baht/kW]	764
Rate [Baht/kWh]	0.11

5.3.2 การไฟฟ้านครหลวง

จากตารางที่ 5.6 จะได้ว่าข้อมูลแผนการลงทุนจะเป็นเงินลงทุนในการก่อสร้างระบบจำหน่ายของ กฟน. ในแต่ละปี และกำหนดให้สินทรัพย์ระหว่างการก่อสร้างในปี 2562 เท่ากับศูนย์ จะคำนวนสินทรัพย์ระหว่างการก่อสร้างในปีถัดไปโดยการนำสินทรัพย์ปีก่อนหน้าบวกกับเงินลงทุนเฉลี่ยของปีก่อนหน้ากับปีปัจจุบัน จะได้สินทรัพย์ระหว่างการก่อสร้าง ดังตารางที่ 5.29

ตารางที่ 5.29 สินทรัพย์ระหว่างการก่อสร้างของ กฟน. [ล้านบาท]

ปี	2562	2563	2564	2565
	-	2,350	8,150	15,400
	-	5,500	15,600	25,700
	-	2,400	6,300	10,450
รวม	-	10,250	30,050	51,550

นอกจากนี้ในตารางที่ 5.6 ยังได้ระบุถึงข้อมูลสินทรัพย์และค่าเสื่อมราคาของสินทรัพย์ในแผนการลงทุนแต่ละปี การคำนวณสินทรัพย์หลัง COD จะกำหนดให้สินทรัพย์หลัง COD ในปี 2562 เท่ากับค่าสินทรัพย์ในตารางที่ 5.6 และคำนวณสินทรัพย์หลัง COD ในปีถัดไปโดยการนำสินทรัพย์ปีก่อนหน้าลบกับค่าเสื่อมราคาเฉลี่ยของปีก่อนหน้ากับปีปัจจุบัน จะได้สินทรัพย์หลัง COD ดังตารางที่ 5.30

ตารางที่ 5.30 สินทรัพย์หลัง COD ของ กฟน.[ล้านบาท]

ปี	2562	2563	2564	2565
	8,000	7,620	6,790	5,840
	55,000	52,800	48,250	43,400
	25,000	24,100	22,250	20,300
รวม	88,000	84,520	77,290	69,540

หลังจากที่ได้ข้อมูลสินทรัพย์ระหว่างการก่อสร้างและสินทรัพย์ของโครงการหลัง COD ของ กฟน. แล้ว ถัดไปจึงพิจารณาในส่วนของสินทรัพย์เงินสดหมุนเวียน O&M โดยการนำค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานและค่าบำรุงรักษาจากตารางที่ 5.6 รวมทุกระดับแรงดันมาหาร 12 ตามสมการที่ 4.6 จะแสดงข้อมูลได้ตังตารางที่ 5.31

ตารางที่ 5.31 สินทรัพย์เงินสดหมุนเวียน O&M ของ กฟน.[ล้านบาท]

ปี	2562	2563	2564	2565
รวม	-	908	958	950

จากข้อมูลข้างต้น สามารถคำนวณหามูลค่าปัจจุบันของ รายได้ที่พึงได้รับ กำลังไฟฟ้า และพลังงานไฟฟ้าได้ดังตารางที่ 5.32

ตารางที่ 5.32 การคำนวณรายได้ที่ กฟน. พึงได้รับ [ล้านบาท]

	2562	2563	2564	2565
Total asset y	88,000	95,678	108,298	122,040
NOPAT	3,746	4,073	4,610	5,195
Operating Income	5,352	5,819	6,586	7,422
Expense	-	17,860	19,000	19,400
Revenue Requirement	5,352	23,679	25,586	26,822

เมื่อได้ข้อมูลดังตารางที่ 5.32 แล้วถัดมาจึงคำนวณหามูลค่าปัจจุบันของ รายได้ที่พึงได้รับ กำลังไฟฟ้า และพลังงานไฟฟ้าโดยกำหนดให้ปี 2563 เป็นปีฐาน ดังตารางที่ 5.33

ตารางที่ 5.33 ค่าปัจจุบันของกำลังไฟฟ้าและพลังงานไฟฟ้า

	2562	2563	2564	2565
PV of Power Demand [MW]	-	9,722	10,376	11,146
PV of Energy Demand [MU]	-	50,702	47,487	48,873
PV of RR [MB]	-	23,679	25,586	26,822

จากตารางที่ 5.33 เมื่อได้ข้อมูลในปีฐานเดียวกันแล้ว จึงนำข้อมูลในแต่ละปีมาบวกกัน และสามารถคำนวณค่าไฟฟ้าเฉลี่ยของ กฟน. ในกรอบ 3 ปี โดยเลือกช่วงปี 2563 – 2565 มาพิจารณาโดยการคำนวณค่าพลังงานไฟฟ้าในหน่วยบาทต่อกิโลวัตต์ตามสมการที่ 4.12 และในหน่วยบาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมงตามสมการที่ 4.13 ได้ดังตารางที่ 5.34

ตารางที่ 5.34 ค่าไฟฟ้าฐานของ กฟน.

Sum of PV Power Demand [MW]	31,244
Sum of PV Energy Demand [MU]	153,615
Sum of PV RR [MB]	76,086
Rate [Baht/kW]	2,435
Rate [Baht/kWh]	0.50

5.3.3 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

สำหรับข้อมูลของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จะแบ่งข้อมูลในการคำนวณออกเป็น 3 กลุ่มตามเขตพื้นที่ ภาคเหนือ ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ภาคกลาง และภาคใต้ ดังนี้

5.3.3.1 ภาคเหนือ

จากตารางที่ 5.7 จะได้ว่าข้อมูลแผนการลงทุนจะเป็นเงินลงทุนในการก่อสร้างสายส่งในแต่ละปี และสามารถนำข้อมูลที่ได้มาคำนวณหาสินทรัพย์ระหว่างการก่อสร้าง โดยการกำหนดให้สินทรัพย์ระหว่างการก่อสร้างในปี 2562 เท่ากับศูนย์ และคำนวนสินทรัพย์ระหว่างการก่อสร้างในปีถัดไปโดยการนำสินทรัพย์ปีก่อนหน้าบวกกับเงินลงทุนเฉลี่ยของปีก่อนหน้ากับปีปัจจุบัน จะได้สินทรัพย์ระหว่างการก่อสร้างของ กฟภ. ในเขตภาคเหนือ ดังตารางที่ 5.35

ตารางที่ 5.35 สินทรัพย์ระหว่างการก่อสร้างของ กฟภ. ในเขตภาคเหนือ [ล้านบาท]

ปี	2562	2563	2564	2565
	-	310	900	1,550
	-	2,900	8,800	15,400
	-	800	2,550	4,750
รวม	-	4,010	12,250	21,700

สำหรับข้อมูลค่าเสื่อมราคาของ กฟภ. ในรายงานนั้นจะเป็นข้อมูลประมาณการที่รวมอยู่ในแผนการลงทุนเรียบร้อยแล้ว ในการนำค่าเสื่อมราคามาใช้งานโดยการประมาณค่าเสื่อมราคาแบบเส้นตรง ซึ่งคำนวนได้จากข้อมูลสินทรัพย์ระหว่างก่อสร้างในแต่ละปีดังตารางที่ 5.35 หารอายุของสถานีไฟฟ้าและอุปกรณ์ต่าง ๆ โดยกำหนดให้อายุของสถานีไฟฟ้าและอุปกรณ์ต่าง ๆ เท่ากับ 25 ปี จะได้ค่าเสื่อมราคาของ กฟภ. ในเขตภาคเหนือ ดังตารางที่ 5.36

ตารางที่ 5.36 ค่าเสื่อมราคารายปีของ กฟภ. ในเขตภาคเหนือ [ล้านบาท]

ปี	2562	2563	2564	2565
	-	12	36	62
	-	116	352	616
	-	32	102	190
รวม	-	160	490	868

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

เมื่อได้ข้อมูลค่าเสื่อมราคาในตารางที่ 5.36 แล้ว ถัดไปจึงคำนวณคำนวณสินทรัพย์หลัง COD โดยการใช้ข้อมูลในส่วนของสินทรัพย์ปี 2562 เป็นสินทรัพย์หลัง COD ในปี 2562 และคำนวณสินทรัพย์หลัง COD ในปีถัดไปโดยการนำสินทรัพย์ปีก่อนหน้าลบกับค่าเสื่อมราคาของปีก่อนหน้ากับปีปัจจุบัน จะได้สินทรัพย์หลัง COD ของ กฟภ. ในเขตภาคเหนือ ดังตารางที่ 5.37

ตารางที่ 5.37 สินทรัพย์หลัง COD ของ กฟภ. ในเขตภาคเหนือ [ล้านบาท]

ปี	2562	2563	2564	2565
	7,100	7,094	7,070	7,021
	38,000	37,942	37,708	37,224
	16,000	15,984	15,917	15,771
รวม	61,100	61,020	60,695	60,016

หลังจากที่ได้ข้อมูลสินทรัพย์ระหว่างการก่อสร้างและสินทรัพย์ของโครงการหลัง COD กฟภ. ในเขตภาคเหนือแล้ว ในการพิจารณาสินทรัพย์เงินสดหมุนเวียน O&M จะทำได้โดยการนำค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานและค่าบำรุงรักษาจากตารางที่ 5.7 รวมทุกระดับแรงดันมาหาร 12 ตามสมการที่ 4.6 จะแสดงข้อมูลได้ตังตารางที่ 5.38

ตารางที่ 5.38 สินทรัพย์เงินสดหมุนเวียน O&M ของ กฟภ. ในเขตภาคเหนือ [ล้านบาท]

ปี	2562	2563	2564	2565
รวม	942	933	958	975

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

จากข้อมูลข้างต้น จะสามารถคำนวณรายได้ที่พึงได้รับจากการให้บริการของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ในเขตภาคเหนือ ได้ดังตารางที่ 5.39

ตารางที่ 5.39 การคำนวณรายได้ที่ กฟภ. พึงได้รับ ในเขตภาคเหนือ [ล้านบาท]

	2562	2563	2564	2565
Total asset y	62,042	65,963	73,903	82,691
NOPAT	2,641	2,808	3,146	3,520
Operating Income	3,773	4,012	4,494	5,029
Expense	11,300	11,360	11,990	12,568
Revenue Requirement	15,073	15,372	16,484	17,597

เมื่อได้ข้อมูลดังตารางที่ 5.39 แล้วจะสามารถคำนวณหามูลค่าปัจจุบันของรายได้ที่พึงได้รับกำลังไฟฟ้า และพลังงานไฟฟ้าตามสมการที่ 3.3 โดยกำหนดให้ปี 2563 เป็นปีฐาน ดังตารางที่ 5.40

ตารางที่ 5.40 ค่าปัจจุบันของกำลังไฟฟ้าและพลังงานไฟฟ้าของ กฟภ. ในเขตภาคเหนือ

	2563	2564	2565
PV of Power Demand [MW]	4,865	4,747	4,639
PV of Energy Demand [MU]	19,961	19,453	19,012
PV of RR [MB]	15,372	15,783	16,130

จากตารางที่ 5.40 เมื่อได้ข้อมูลในปีฐานเดียวกันแล้ว จึงนำข้อมูลในแต่ละปีมาบวกกัน และสามารถคำนวณค่าไฟฟ้าฐานของ กฟภ. ในเขตภาคเหนือ ในกรอบ 3 ปี โดยเลือกช่วงปี 2563 – 2565 มาพิจารณาโดยการคำนวณค่าไฟฟ้าในหน่วยบาทต่อกิโลวัตต์ตามสมการที่ 4.12 และในหน่วยบาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมงตามสมการที่ 4.13 ได้ดังตารางที่ 5.41

ตารางที่ 5.41 ค่าไฟฟ้าฐานของ กฟภ. ในเขตภาคเหนือ

Sum of PV Power Demand [MW]	14,251
Sum of PV Energy Demand [MU]	61,019
Sum of PV RR [MB]	47,285
Rate [Baht/kW]	3,318
Rate [Baht/kWh]	0.77

5.3.3.2 ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ

จากตารางที่ 5.8 จะได้ว่าข้อมูลแผนการลงทุนจะเป็นเงินลงทุนในการก่อสร้างสายส่งในแต่ละปี และสามารถนำข้อมูลที่ได้มาคำนวณหาสินทรัพย์ระหว่างการก่อสร้าง โดยการกำหนดให้สินทรัพย์ระหว่างการก่อสร้างในปี 2562 เท่ากับศูนย์ และคำนวนสินทรัพย์ระหว่างการก่อสร้างในปีถัดไปโดยการนำสินทรัพย์ปีก่อนหน้าบวกกับเงินลงทุนเฉลี่ยของปีก่อนหน้ากับปีปัจจุบัน จะได้สินทรัพย์ระหว่างการก่อสร้างของ กฟภ. ในเขตภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ดังตารางที่ 5.42

ตารางที่ 5.42 สินทรัพย์ระหว่างการก่อสร้างของ กฟภ. ในเขตภาคตะวันออกเฉียงเหนือ [ล้านบาท]

ปี	2562	2563	2564	2565
	-	395	1,225	2,060
	-	3,450	10,100	17,300
	-	1,150	3,700	6,950
รวม	-	4,995	15,025	26,310

สำหรับข้อมูลค่าเสื่อมราคาของ กฟภ. ในรายงานนั้นจะเป็นข้อมูลประมาณการที่รวมอยู่ในแผนการลงทุนเรียบร้อยแล้ว ในการนำค่าเสื่อมราคามาใช้งานโดยการประมาณค่าเสื่อมราคาแบบเส้นตรง ซึ่งคำนวนได้จากข้อมูลสินทรัพย์ระหว่างก่อสร้างในแต่ละปีดังตารางที่ 5.42 หารอายุของสถานีไฟฟ้าและอุปกรณ์ต่าง ๆ โดยกำหนดให้อายุของสถานีไฟฟ้าและอุปกรณ์ต่าง ๆ เท่ากับ 25 ปี จะได้ค่าเสื่อมราคาของ กฟภ. ในเขตภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ดังตารางที่ 5.43

ตารางที่ 5.43 ค่าเสื่อมราคารายปีของ กฟภ. ในเขตภาคตะวันออกเฉียงเหนือ [ล้านบาท]

ปี	2562	2563	2564	2565
	-	16	49	82
	-	138	404	692
	-	46	148	278
รวม	-	200	601	1,052

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

เมื่อได้ข้อมูลค่าเสื่อมราคาในตารางที่ 5.43 แล้ว ถัดไปจึงคำนวณคำนวณสินทรัพย์หลัง COD โดยการใช้ข้อมูลในส่วนของสินทรัพย์ปี 2562 เป็นสินทรัพย์หลัง COD ในปี 2562 และคำนวณสินทรัพย์หลัง COD ในปีถัดไปโดยการนำสินทรัพย์ปีก่อนหน้าลบกับค่าเสื่อมราคาของปีก่อนหน้ากับปีปัจจุบัน จะได้สินทรัพย์หลัง COD ของ กฟภ. ในเขตภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ดังตารางที่ 5.44

ตารางที่ 5.44 สินทรัพย์หลัง COD ของ กฟภ. ในเขตภาคตะวันออกเฉียงเหนือ [ล้านบาท]

ปี	2562	2563	2564	2565
	5,000	4,992	4,960	4,894
	33,000	32,931	32,660	32,112
	20,800	20,777	20,680	20,467
รวม	58,800	58,700	58,300	57,473

หลังจากที่ได้ข้อมูลสินทรัพย์ระหว่างการก่อสร้างและสินทรัพย์ของโครงการหลัง COD กฟภ. ในเขตภาคตะวันออกเฉียงเหนือแล้ว ในการพิจารณาสินทรัพย์เงินสดหมุนเวียน O&M จะทำได้โดยการนำค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานและค่าบำรุงรักษาจากตารางที่ 5.8 รวมทุกระดับแรงดันมาหาร 12 ตามสมการที่ 4.6 จะแสดงข้อมูลได้ตังตารางที่ 5.45

ตารางที่ 5.45 สินทรัพย์เงินสดหมุนเวียน O&M ของ กฟภ. ในเขตภาคตะวันออกเฉียงเหนือ [ล้านบาท]

ปี	2562	2563	2564	2565
รวม	1,083	1,067	1,100	1,117

จากข้อมูลข้างต้น จะสามารถคำนวณรายได้ที่พึงได้รับจากการให้บริการของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ในเขตภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ได้ดังตารางที่ 5.46

ตารางที่ 5.46 การคำนวณรายได้ที่ กฟภ. พึงได้รับ ในเขตภาคตะวันออกเฉียงเหนือ [ล้านบาท]

	2562	2563	2564	2565
Total asset y	59,883	64,762	74,425	84,900
NOPAT	2,549	2,757	3,168	3,614
Operating Income	3,642	3,938	4,526	5,163
Expense	13,000	13,000	13,801	14,452
Revenue Requirement	16,642	16,938	18,327	19,616

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

เมื่อได้ข้อมูลดังตารางที่ 5.46 แล้วจะสามารถคำนวณหามูลค่าปัจจุบันของรายได้ที่พึงได้รับ กำลังไฟฟ้า และพลังงานไฟฟ้าตามสมการที่ 3.3 โดยกำหนดให้ปี 2563 เป็นปีฐาน ดังตารางที่ 5.47

ตารางที่ 5.47 ค่าปัจจุบันของกำลังไฟฟ้าและพลังงานไฟฟ้าของ กฟภ. ในเขตภาคตะวันออกเฉียงเหนือ

	2563	2564	2565
PV of Power Demand [MW]	5,842	5,683	5,546
PV of Energy Demand [MU]	22,198	21,579	21,072
PV of RR [MB]	16,938	17,547	17,981

จากตารางที่ 5.47 เมื่อได้ข้อมูลในปีฐานเดียวกันแล้ว จึงนำข้อมูลในแต่ละปีมาบวกกัน และสามารถคำนวณค่าไฟฟ้าเฉลี่ยของ กฟภ. ในเขตภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ในกรอบ 3 ปี โดยเลือกช่วงปี 2563 – 2565 มาพิจารณาโดยการคำนวณค่าไฟฟ้าในหน่วยบาทต่อกิโลวัตต์ตามสมการที่ 4.12 และในหน่วยบาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมงตามสมการที่ 4.13 ได้ดังตารางที่ 5.48

ตารางที่ 5.48 ค่าไฟฟ้าฐานของ กฟภ. ในเขตภาคตะวันออกเฉียงเหนือ

Sum of PV Power Demand [MW]	17,071
Sum of PV Energy Demand [MU]	67,724
Sum of PV RR [MB]	52,466
Rate [Baht/kW]	3,074
Rate [Baht/kWh]	0.77

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

5.3.3.3 ภาคกลาง

จากตารางที่ 5.9 จะได้ว่าข้อมูลแผนการลงทุนจะเป็นเงินลงทุนในการก่อสร้างสายส่งในแต่ละปี และสามารถนำข้อมูลที่ได้มาคำนวณหาสินทรัพย์ระหว่างการก่อสร้าง โดยการกำหนดให้สินทรัพย์ระหว่างการก่อสร้างในปี 2562 เท่ากับศูนย์ และคำนวนสินทรัพย์ระหว่างการก่อสร้างในปีถัดไปโดยการนำสินทรัพย์ปีก่อนหน้าบวกกับเงินลงทุนเฉลี่ยของปีก่อนหน้ากับปีปัจจุบัน จะได้สินทรัพย์ระหว่างการก่อสร้างของ กฟภ. ในเขตภาคกลาง ดังตารางที่ 5.49

ตารางที่ 5.49 สินทรัพย์ระหว่างการก่อสร้างของ กฟภ. ในเขตภาคกลาง [ล้านบาท]

ปี	2562	2563	2564	2565
	-	900	3,000	5,150
	-	4,750	14,500	25,500
	-	2,350	7,350	12,500
รวม	-	8,000	24,850	43,150

สำหรับข้อมูลค่าเสื่อมราคาของ กฟภ. ในรายงานนั้นจะเป็นข้อมูลประมาณการที่รวมอยู่ในแผนการลงทุนเรียบร้อยแล้ว ในการนำค่าเสื่อมราคามาใช้งานโดยการประมาณค่าเสื่อมราคาแบบเส้นตรง ซึ่งคำนวนได้จากข้อมูลสินทรัพย์ระหว่างก่อสร้างในแต่ละปีดังตารางที่ 5.49 หารอายุของสถานีไฟฟ้าและอุปกรณ์ต่าง ๆ โดยกำหนดให้อายุของสถานีไฟฟ้าและอุปกรณ์ต่าง ๆ เท่ากับ 25 ปี จะได้ค่าเสื่อมราคาของ กฟภ. ในเขตภาคกลาง ดังตารางที่ 5.50

ตารางที่ 5.50 ค่าเสื่อมราคารายปีของ กฟภ. ในเขตภาคกลาง [ล้านบาท]

ปี	2562	2563	2564	2565
	-	36	120	206
	-	190	580	1,020
	-	94	294	500
รวม	-	320	994	1,726

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

เมื่อได้ข้อมูลค่าเสื่อมราคาในตารางที่ 5.50 แล้ว ถัดไปจึงคำนวณคำนวณสินทรัพย์หลัง COD โดยการใช้ข้อมูลในส่วนของสินทรัพย์ปี 2562 เป็นสินทรัพย์หลัง COD ในปี 2562 และคำนวณสินทรัพย์หลัง COD ในปีถัดไปโดยการนำสินทรัพย์ปีก่อนหน้าลบกับค่าเสื่อมราคาของปีก่อนหน้ากับปีปัจจุบัน จะได้สินทรัพย์หลัง COD ของ กฟภ. ในเขตภาคกลาง ดังตารางที่ 5.51

ตารางที่ 5.51 สินทรัพย์หลัง COD ของ กฟภ. ในเขตภาคกลาง [ล้านบาท]

ปี	2562	2563	2564	2565
	16,700	16,682	16,604	16,441
	57,000	56,905	56,520	55,720
	18,000	17,953	17,759	17,362
รวม	91,700	91,540	90,883	89,523

หลังจากที่ได้ข้อมูลสินทรัพย์ระหว่างการก่อสร้างและสินทรัพย์ของโครงการหลัง COD กฟภ. ในเขตภาคกลางแล้ว ในการพิจารณาสินทรัพย์เงินสดหมุนเวียน O&M จะทำได้โดยการนำค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานและค่าบำรุงรักษาจากตารางที่ 5.9 รวมทุกระดับแรงดันมาหาร 12 ตามสมการที่ 4.6 จะแสดงข้อมูลได้ตังตารางที่ 5.52

ตารางที่ 5.52 สินทรัพย์เงินสดหมุนเวียน O&M ของ กฟภ. ในเขตกลาง [ล้านบาท]

ปี	2562	2563	2564	2565
รวม	1,258	1,233	1,267	1,300

จากข้อมูลข้างต้น จะสามารถคำนวณรายได้ที่พึงได้รับจากการให้บริการของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ในเขตภาคกลาง ได้ดังตารางที่ 5.53

ตารางที่ 5.53 การคำนวณรายได้ที่ กฟภ. พึงได้รับ ในเขตภาคกลาง [ล้านบาท]

	2562	2563	2564	2565
Total asset y	92,958	100,773	117,000	133,973
NOPAT	3,957	4,290	4,981	5,703
Operating Income	5,653	6,128	7,115	8,147
Expense	15,100	15,120	16,194	17,326
Revenue Requirement	20,753	21,248	23,309	25,473

เมื่อได้ข้อมูลดังตารางที่ 5.53 แล้วจะสามารถคำนวณหามูลค่าปัจจุบันของรายได้ที่พึงได้รับ กำลังไฟฟ้า และพลังงานไฟฟ้าตามสมการที่ 3.3 โดยกำหนดให้ปี 2563 เป็นปีฐาน ดังตารางที่ 5.54

ตารางที่ 5.54 ค่าปัจจุบันของกำลังไฟฟ้าและพลังงานไฟฟ้าของ กฟภ. ในเขตภาคกลาง

	2563	2564	2565
PV of Power Demand [MW]	15,078	14,868	14,626
PV of Energy Demand [MU]	68,464	67,517	66,421
PV of RR [MB]	21,173	22,243	23,278

จากตารางที่ 5.54 เมื่อได้ข้อมูลในปีฐานเดียวกันแล้ว จึงนำข้อมูลในแต่ละปีมาบวกกัน และสามารถคำนวณค่าไฟฟ้าเฉลี่ยของ กฟภ. ในเขตภาคกลาง ในกรอบ 3 ปี โดยเลือกช่วงปี 2563 – 2565 มาพิจารณาโดยการคำนวณค่าไฟฟ้าในหน่วยบาทต่อกิโลวัตต์ตามสมการที่ 4.12 และในหน่วยบาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมงตามสมการที่ 4.13 ได้ดังตารางที่ 5.55

ตารางที่ 5.55 ค่าไฟฟ้าฐานของ กฟภ. ในเขตภาคกลาง

Sum of PV Power Demand [MW]	44,572
Sum of PV Energy Demand [MU]	211,441
Sum of PV RR [MB]	66,695
Rate [Baht/kW]	1,496
Rate [Baht/kWh]	0.32

5.3.3.4 ภาคใต้

จากตารางที่ 5.10 จะได้ว่าข้อมูลแผนการลงทุนจะเป็นเงินลงทุนในการก่อสร้างสายส่งในแต่ละปี และสามารถนำข้อมูลที่ได้มาคำนวณหาสินทรัพย์ระหว่างการก่อสร้าง โดยการกำหนดให้สินทรัพย์ระหว่างการก่อสร้างในปี 2562 เท่ากับศูนย์ และคำนวนสินทรัพย์ระหว่างการก่อสร้างในปีถัดไปโดยการนำสินทรัพย์ปีก่อนหน้าบวกกับเงินลงทุนเฉลี่ยของปีก่อนหน้ากับปีปัจจุบัน จะได้สินทรัพย์ระหว่างการก่อสร้างของ กฟภ. ในเขตภาคใต้ ดังตารางที่ 5.56

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 5.56 สินทรัพย์ระหว่างการก่อสร้างของ กฟภ. ในเขตภาคใต้ [ล้านบาท]

ปี	2562	2563	2564	2565
	-	585	2,220	4,170
	-	3,000	9,250	16,550
	-	950	3,000	5,450
รวม	-	4,535	14,470	26,170

สำหรับข้อมูลค่าเสื่อมราคาของ กฟภ. ในรายงานนั้นจะเป็นข้อมูลประมาณการที่รวมอยู่ในแผนการลงทุนเรียบร้อยแล้ว ในการนำค่าเสื่อมราคามาใช้งานโดยการประมาณค่าเสื่อมราคาแบบเส้นตรง ซึ่งคำนวนได้จากข้อมูลสินทรัพย์ระหว่างก่อสร้างในแต่ละปีดังตารางที่ 5.56 หารอายุของสถานีไฟฟ้าและอุปกรณ์ต่าง ๆ โดยกำหนดให้อายุของสถานีไฟฟ้าและอุปกรณ์ต่าง ๆ เท่ากับ 25 ปี จะได้ค่าเสื่อมราคาของ กฟภ. ในเขตภาคใต้ ดังตารางที่ 5.57

ตารางที่ 5.57 ค่าเสื่อมราคารายปีของ กฟภ. ในเขตภาคใต้ [ล้านบาท]

ปี	2562	2563	2564	2565
	-	23	89	167
	-	120	370	662
	-	38	120	218
รวม	-	181	579	1,047

เมื่อได้ข้อมูลค่าเสื่อมราคาในตารางที่ 5.57 แล้ว ถัดไปจึงคำนวณคำนวณสินทรัพย์หลัง COD โดยการใช้ข้อมูลในส่วนของสินทรัพย์ปี 2562 เป็นสินทรัพย์หลัง COD ในปี 2562 และคำนวณสินทรัพย์หลัง COD ในปีถัดไปโดยการนำสินทรัพย์ปีก่อนหน้าลบกับค่าเสื่อมราคาของปีก่อนหน้ากับปีปัจจุบัน จะได้สินทรัพย์หลัง COD ของ กฟภ. ในเขตภาคใต้ ดังตารางที่ 5.58

ตารางที่ 5.58 สินทรัพย์หลัง COD ของ กฟภ. ในเขตภาคใต้ [ล้านบาท]

ปี	2562	2563	2564	2565
	8,400	8,388	8,332	8,204
	41,000	40,940	40,695	40,179
	15,000	14,981	14,902	14,733
รวม	64,400	64,309	63,929	63,116

Chulalongkorn University

หลังจากที่ได้ข้อมูลสินทรัพย์ระหว่างการก่อสร้างและสินทรัพย์ของโครงการหลัง COD กฟภ. ในเขตภาคใต้แล้ว ในการพิจารณาสินทรัพย์เงินสดหมุนเวียน O&M จะทำได้โดยการนำค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานและค่าบำรุงรักษาจากตารางที่ 5.10 รวมทุกระดับแรงดันมาหาร 12 ตามสมการที่ 4.6 จะแสดงข้อมูลได้ตังตารางที่ 5.59

ตารางที่ 5.59 สินทรัพย์เงินสดหมุนเวียน O&M ของ กฟภ. ในเขตภาคใต้ [ล้านบาท]

ปี	2562	2563	2564	2565
รวม	983	967	1,000	1,017

จากข้อมูลข้างต้น จะสามารถคำนวณรายได้ที่พึงได้รับจากการให้บริการของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในเขตภาคใต้ ได้ดังตารางที่ 5.60

ตารางที่ 5.60 การคำนวณรายได้ที่ กฟภ. พึงได้รับ ในเขตภาคใต้ [ล้านบาท]

	2562	2563	2564	2565
Total asset y	65,383	69,811	79,399	90,303
NOPAT	2,783	2,972	3,380	3,844
Operating Income	3,976	4,246	4,829	5,492
Expense	11,800	11,781	12,579	13,247
Revenue Requirement	15,776	16,027	17,407	18,739

เมื่อได้ข้อมูลดังตารางที่ 5.60 แล้วจะสามารถคำนวณหามูลค่าปัจจุบันของรายได้ที่พึงได้รับ กำลังไฟฟ้า และพลังงานไฟฟ้าตามสมการที่ 3.3 โดยกำหนดให้ปี 2563 เป็นปีฐาน ดังตารางที่ 5.61

ตารางที่ 5.61 ค่าปัจจุบันของกำลังไฟฟ้าและพลังงานไฟฟ้าของ กฟภ. ในเขตภาคใต้

	2563	2564	2565
PV of Power Demand [MW]	4,902	4,916	4,856
PV of Energy Demand [MU]	21,925	21,940	21,666
PV of RR [MB]	16,027	16,666	17,177

Chulalongkorn University

จากตารางที่ 5.61 เมื่อได้ข้อมูลในปีฐานเดียวกันแล้ว จึงนำข้อมูลในแต่ละปีมาบวกกัน และสามารถคำนวณค่าไฟฟ้าเฉลี่ยของ กฟภ. ในเขตภาคใต้ ในกรอบ 3 ปี โดยเลือกช่วงปี 2563 – 2565 มาพิจารณาโดยการคำนวณค่าไฟฟ้าในหน่วยบาทต่อกิโลวัตต์ตามสมการที่ 4.12 และในหน่วยบาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมงตามสมการที่ 4.13 ได้ดังตารางที่ 5.62

ตารางที่ 5.62 ค่าไฟฟ้าฐานของ กฟภ. ในเขตภาคใต้

Sum of PV Power Demand [MW]	14,615
Sum of PV Energy Demand [MU]	68,476
Sum of PV RR [MB]	49,870
Rate [Baht/kW]	3,398
Rate [Baht/kWh]	0.73

5.4 สรุปผลการคำนวณพิกัดอัตราค่าไฟฟ้าฐาน

เมื่อพิจารณาข้อมูลในการคำนวณค่าไฟฟ้าฐานในส่วนของระบบผลิต ระบบส่งและระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยโดยกำหนดให้ค่า WACC ถูกปรับลดจากข้อมูลสรุปผลการรับฟังความคิดเห็นเรื่องการปรับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าปี 2558 ลง 10% โดยค่า ROIC และ WACC ของ กฟผ. ใหม่มีค่าเท่ากับ 5.12% และของ กฟน. และ กฟภ. มีค่าเท่ากับ 4.26% จากตารางที่ 5.22 และ 5.28 การไฟฟ้านครหลวง จากตารางที่ 5.34 และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในเขตภาคเหนือ ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ภาคกลาง และภาคใต้ จากตารางที่ 5.41, 5.48, 5.55 และ 5.62 ตามลำดับ ในหน่วยบาทต่อกิโลวัตต์และหน่วยบาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง จะแสดงภาพรวมของอัตราค่าไฟฟ้าทั้งหมดได้ดังตารางที่ 5.63

ตารางที่ 5.63 ค่าไฟฟ้าฐานในส่วนของระบบผลิต ระบบส่งและระบบจำหน่าย หน่วย [บาท/กิโลวัตต์] และหน่วย [บาท/กิโลวัตต์ชั่วโมง]

การไฟฟ้า	บาท/กิโลวัตต์	บาท/กิโลวัตต์ชั่วโมง
กฟผ.		
ระบบผลิต – โรงไฟฟ้า	1,271	0.19
ระบบส่ง – สายส่ง	764	0.11
กฟน. (ระบบจำหน่าย)		
กทม. นนทบุรี สมุทรปราการ	2,435	0.50
กฟภ. (ระบบจำหน่าย)		
ภาคเหนือ	3,318	0.77
ภาคตะวันนอกเฉียงเหนือ	3,074	0.77
ภาคกลาง	1,496	0.32
ภาคใต้	3,398	0.73

จากข้อมูลในตารางที่ 5.63 เมื่อค่าโรงไฟฟ้า กฟผ. ค่าระบบส่ง กฟผ. และค่าระบบจำหน่าย กฟน./กฟภ. ที่จะนำมาใช้ในการเปรียบเทียบ จะเท่ากับ 0.20, 0.25 และ 0.55 บาทต่อหน่วย ตามลำดับ จะเห็นได้ว่า ค่าไฟฟ้าฐานของโรงไฟฟ้า กฟผ. มีค่าใกล้เคียงกัน ส่วนค่าไฟฟ้าฐานของค่าระบบส่ง กฟผ. ที่คำนวณได้จะมีค่าต่ำกว่าข้อมูลของการไฟฟ้ามาก และเมื่อพิจารณาค่าไฟฟ้าฐานของระบบจำหน่าย กฟน./กฟภ. ที่คำนวณได้ มีค่าที่ค่อนข้างสูงกว่าของมูลของการไฟฟ้า ซึ่งเป็นผลมาจากข้อมูลต้นทุนของระบบจำหน่ายได้รวมเอาต้นทุนของการก่อสร้างสายส่งที่อยู่ภายใต้การดูแลของกิจการไฟฟ้าไว้ด้วย ทำให้ค่าต้นทุนของสายส่งของ กฟผ. ที่คำนวณได้มีค่าต่ำกว่าและส่งผลให้ค่าต้นทุนระบบจำหน่ายที่คำนวณได้มาค่าสูงกว่าข้อมูลของทางการไฟฟ้า

นอกจากนี้ข้อมูลต้นทุนที่ใช้ในการคำนวณเป็นข้อมูลต้นทุนคงที่ทำให้ข้อมูลดังกล่าวยังไม่สามารถนำไปใช้งานในการจัดเก็บค่าไฟฟ้าได้จริง เมื่อพิจารณาถึงต้นทุนผันแปร ได้แก่ ต้นทุนค่าเชื้อเพลิงของ กฟผ. ค่าซื้อไฟฟ้าเอกชนและต่างประเทศ ดังรูปที่ 5.1 ซึ่งมีค่ารวมเท่ากับ 2.53 บาทต่อหน่วย มารวมกับค่าไฟฟ้าที่คำนวณได้ในหน่วยของบาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง หรือ บาทต่อหน่วย จากระบบผลิต ระบบส่ง และระบบจำหน่ายในแต่ละเขต จะได้อัตราค่าไฟฟ้าดังตารางที่ 5.64

ตารางที่ 5.64 พิกัดอัตราค่าไฟฟ้าฐานสำหรับ
ผู้ประกอบการระบบจำหน่าย (DSO) [บาท/กิโลวัตต์ชั่วโมง]

การไฟฟ้า	บาท/กิโลวัตต์ชั่วโมง
กฟน. (ระบบจำหน่าย)	
กทม. นนทบุรี สมุทรปราการ	3.33
กฟภ. (ระบบจำหน่าย)	
ภาคเหนือ	3.61
ภาคตะวันนอกเฉียงเหนือ	3.61
ภาคกลาง	3.15
ภาคใต้	3.56

จะเห็นได้ว่าพิกัดอัตราค่าไฟฟ้าฐานที่คำนวณได้มีค่าอยู่ระหว่าง 3.15 – 3.61 บาทต่อหน่วย ซึ่งเมื่อนำไปเปรียบเทียบกับพิกัดอัตราค่าไฟฟ้าฐานจากรูปที่ 4.1 มีค่า 3.53 บาทต่อหน่วย ซึ่งค่าที่คำนวณได้และค่าที่นำมาเปรียบเทียบมีความใกล้เคียงกัน

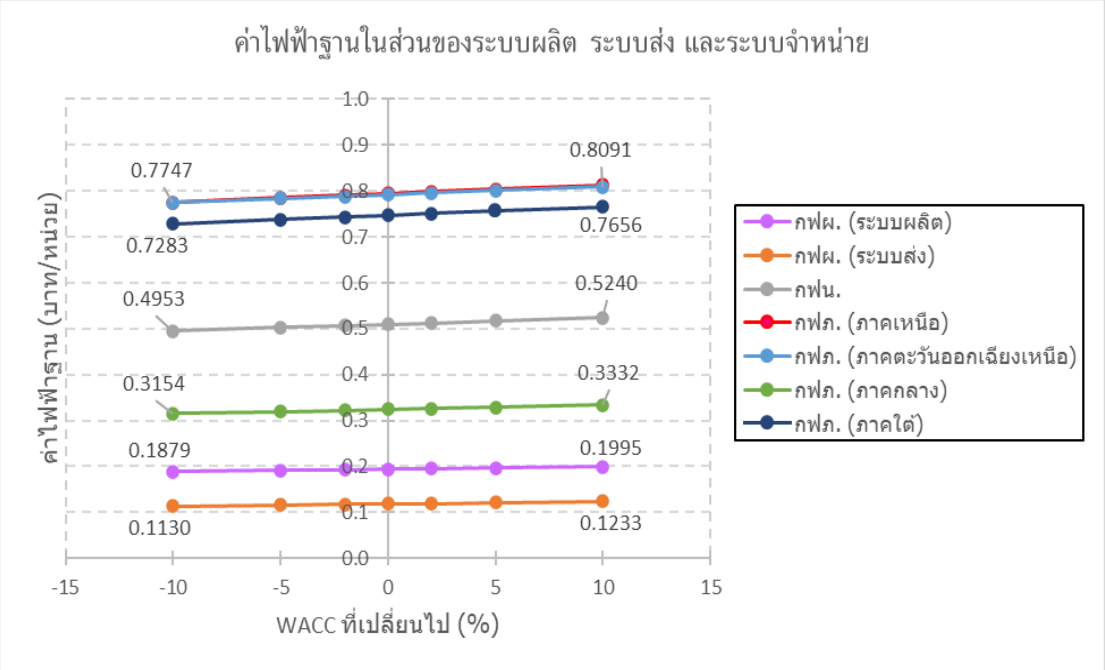
5.5 ปัจจัยที่ส่งผลต่อการคำนวณพิกัดอัตราค่าไฟฟ้าฐาน

จากผลการคำนวณที่ได้ในตารางที่ 5.63 นั้น เมื่อพิจารณาถึงปัจจัยที่สำคัญต่าง ๆ ได้แก่ ค่า WACC ค่าเสื่อมราคา แผนการลงทุน และค่าใช้จ่าย พบว่าปัจจัยดังกล่าวจะส่งผลทำให้ค่าไฟฟ้าฐานที่คำนวณได้เปลี่ยนแปลงไป โดยเมื่อพิจารณาปัจจัยของการเปลี่ยนแปลงค่า WACC สำหรับอ้างอิง ROIC ปี 2558 – 2560 จากข้อมูลสรุปผลการรับฟังความคิดเห็นเรื่องการปรับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าปี 2558 โดยปรับเปลี่ยนจากค่าเดิมเป็น -10%, -5%, -2%, +2%, +5% และ +10% ตามลำดับ เพื่อพิจารณาถึงผลของการเปลี่ยนแปลงค่า WACC ต่อรายได้ที่พึงได้รับของการไฟฟ้า จะแสดงได้ดังตารางที่ 5.65

ตารางที่ 5.65 ค่าประมาณ WACC ที่เปลี่ยนแปลงไป สำหรับอ้างอิง ROIC

	-10%	-5%	-2%	ค่าเดิม	+2%	+5%	+10%
กฟผ.	5.12%	5.41%	5.58%	5.69%	5.80%	5.97%	6.26%
กฟน./ กฟภ.	4.26%	4.49%	4.64%	4.73%	4.82%	4.97%	5.20%

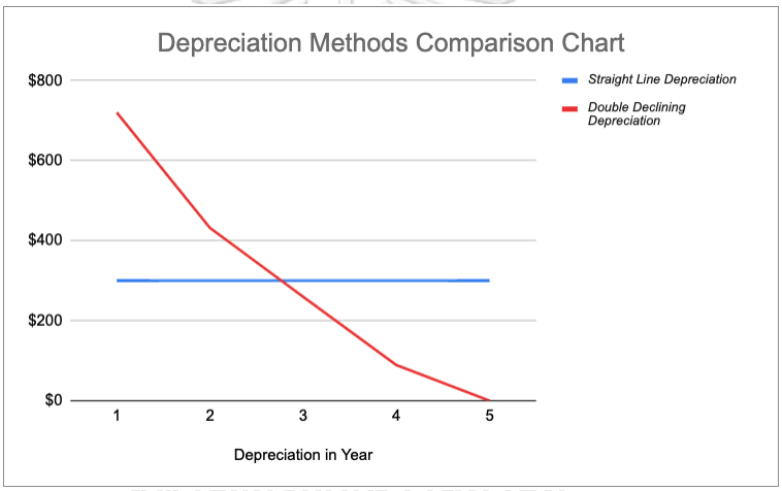
จากตารางที่ 5.65 เมื่อนำค่า WACC ดังกล่าวมาใช้ในการคำนวณ จะได้ค่าไฟฟ้าฐานในส่วนของระบบผลิต ระบบส่ง และระบบจำหน่าย ดังรูปที่ 5.2



รูปที่ 5.2 ค่าไฟฟ้าฐานในส่วนของระบบผลิต ระบบส่ง และระบบจำหน่าย หน่วย [บาท/หน่วย] เมื่อเปลี่ยนแปลงค่า WACC

จากรูปที่ 5.2 จะเห็นได้ว่าค่า WACC ที่เปลี่ยนแปลงไปนั้นมีผลต่อค่าไฟฟ้าฐาน โดยค่า WACC ที่สูงขึ้นส่งผลให้อัตราค่าไฟฟ้าฐานที่คำนวณได้มีค่าลดลง ซึ่งมีค่าความคลาดเคลื่อนของค่าไฟฟ้าฐานที่คำนวณได้ในช่วงที่กำหนดอยู่ที่ 4 - 9% โดยค่าไฟฟ้าฐานของ กฟผ. ในส่วนของระบบส่งจะมีค่าความคลาดเคลื่อนสูงที่สุด

นอกจากนี้ในการพิจารณาปัจจัยทางด้านค่าเสื่อมราคาของสินทรัพย์โดยกำหนดให้ สถานีไฟฟ้าและอุปกรณ์ไฟฟ้าอื่น ๆ มีอายุการใช้งาน 25 ปี และสายส่งมีอายุการใช้งาน 40 ปี เมื่อพิจารณาค่าเสื่อมราคาของสินทรัพย์ในรูปแบบราคาตามวิธีอัตราเร่งแบบยอดลดลงทวีคูณ (Double-declining depreciation) หรือคิดเป็น 2 เท่าของคิดค่าเสื่อมราคาแบบเส้นตรง (Straight-line depreciation) โดยลักษณะของค่าเสื่อมราคาในวิธีดังกล่าวเมื่อนำมาเปรียบเทียบกับค่าเสื่อมราคาแบบเส้นตรง จะเป็นดังรูปที่ 5.3 [39]



รูปที่ 5.3 เปรียบเทียบค่าเสื่อมราคาแบบเส้นตรงและแบบราคาตามวิธีอัตราเร่งแบบยอดลดลงทวีคูณ

จากรูปที่ 5.3 จะเห็นได้ว่าวิธีการคิดค่าเสื่อมราคาของสินทรัพย์ในรูปแบบราคาตามวิธีอัตราเร่งแบบยอดลดลงทวีคูณจะเร่งคืนทุนโดยเร็วในปีแรก ๆ และคิดค่าเสื่อมราคาน้อยลงในปีหลัง โดยวิธีการนี้จะนิยมนำไปคิดค่าเสื่อมราคาของสินทรัพย์ประเภทเครื่องจักร จากหลักคิดที่ว่าสินทรัพย์เป็นของใหม่จึงสามารถใช้งานได้มากกว่าปีหลัง ๆ อีกทั้งยังมีค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาที่ต่ำกว่าและมีการประกันการใช้งานของสินทรัพย์ โดยในแง่ของต้นทุนของบริษัทนั้นการใช้ค่าเสื่อมราคารูปแบบราคาตามวิธีอัตราเร่งแบบยอดลดลงทวีคูณจะมีต้นทุนทุกปีใกล้เคียงกับความเป็นจริงมากกว่าแบบเส้นตรง [40] สำหรับวิธีการคำนวณค่าเสื่อมราคาในรูปแบบนี้ จะเป็นดังสมการที่ 5.1

$$Double - declining\ dep. = 2 \times Str.Rate \times Book\ Value \quad (5.1)$$

โดยที่ $Str.\ Rate$ คือ อัตราค่าเสื่อมราคาแบบเส้นตรง (Straight-Line depreciation rate) คำนวณได้จาก 1 หาร อายุการใช้งานของสินทรัพย์

$Book\ Value$ คือ มูลค่าสินทรัพย์สุทธิ [บาท]

จากข้อมูลที่ได้รับจากการไฟฟ้า โดยเฉพาะ ข้อมูลจาก กฟผ. ในส่วนของระบบส่ง และข้อมูลของ กฟน. ได้มีการกำหนดค่าเสื่อมราคามาเรียบร้อยแล้ว ข้อมูลดังกล่าว จึงรวมอยู่ในปัจจัยด้านการกำหนดค่าเสื่อมราคา ดังนั้นในการวิเคราะห์ข้อมูลส่วนนี้ จะพิจารณาเฉพาะข้อมูลจาก กฟผ. ในส่วนของระบบผลิต และข้อมูลจาก กฟภ. ในเขตต่าง ๆ เท่านั้น เนื่องจากมีการประมาณค่าเสื่อมราคาแบบเส้นตรง โดยเมื่อนำการประมาณวิธีการคิดค่าเสื่อมราคาของสินทรัพย์ในรูปแบบราคาตามวิธีอัตราเร่งแบบยอดลดลงทวีคูณมาคิดค่าเสื่อมราคาจากสมการที่ 5.1 จะได้ ค่าเสื่อมราคาของ กฟผ. ในส่วนของระบบผลิต (โรงไฟฟ้าใหม่) ดังตารางที่ 5.66

ตารางที่ 5.66 ค่าเสื่อมราคารายปีของ กฟผ. ในส่วนของระบบผลิต (โรงไฟฟ้าใหม่) โดยวิธียอดลดลงทวีคูณ [ล้านบาท]

โครงการ	2562	2563	2564	2565	2566	2567
1	2,880	2,650	2,438	2,243	2,063	1,898
2		1,600	1,472	1,354	1,246	1,146
3	0.80	0.74	0.68	0.62	0.57	0.53
4		1,440	1,325	1,219	1,121	1,032
5		24	22	20	19	17
6					69	63
7					69	63
8						5
รวม	2,881	5,714	5,257	4,837	4,587	2,881

เมื่อนำสมการที่ 5.1 มาคำนวณค่าเสื่อมราคาของ กฟภ. ในเขตต่าง ๆ จะได้ ข้อมูลค่าเสื่อมราคาใหม่ ดังตารางที่ 5.67

ตารางที่ 5.67 ค่าเสื่อมราคารายปีของ กฟภ. ในเขตต่าง ๆ โดยวิธียอดลดลงทวีคูณ [ล้านบาท]

	2563	2564	2565
ภาคเหนือ	321	980	1,736
ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ	400	1,202	2,105
ภาคกลาง	640	1,988	3,452
ภาคใต้	363	1,158	2,094

เมื่อกำหนดให้ค่า WACC 10% จากข้อมูล WACC สำหรับอ้างอิง ROIC ปี 2558 – 2560 โดยจะสามารถคำนวณค่าไฟฟ้าฐานในส่วนของระบบผลิต ระบบส่ง และระบบจำหน่าย ได้ดังตารางที่ 5.68

ตารางที่ 5.68 ค่าไฟฟ้าฐานในส่วนของระบบผลิต ระบบส่งและระบบจำหน่าย โดยใช้ค่าเสื่อมราคาตามวิธีอัตราเร่งแบบยอดลดลงทวีคูณ

การไฟฟ้า	ค่าไฟฟ้าฐาน [บาท/หน่วย]	
	Straight-Line Depreciation	Double-Declining Depreciation
กฟผ.		
ระบบผลิต – โรงไฟฟ้า	0.1879	0.1993
กฟภ. (ระบบจำหน่าย)		
ภาคเหนือ	0.7749	0.7983
ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ	0.7747	0.8004
ภาคกลาง	0.3154	0.3289
ภาคใต้	0.7283	0.7530

จากตารางที่ 5.68 จะได้ว่าค่าเสื่อมในรูปแบบราคาตามวิธีอัตราเร่งแบบยอดลดลงทวีคูณ จะมีผลต่อค่าไฟฟ้าฐานทำให้ค่าไฟฟ้าฐานที่คำนวณได้มีค่าสูงขึ้นเมื่อเปรียบเทียบกับค่าเสื่อมราคาแบบเส้นตรงอยู่ที่ 3 - 6% ซึ่งเป็นผลมาจากวิธีการคิดค่าเสื่อมในรูปแบบราคาตามวิธีอัตราเร่งแบบยอดลดลงทวีคูณจะมีการคืนทุนในช่วงต้นเร็วกว่าแบบเส้นตรง จึงทำให้ค่าไฟฟ้าฐานที่คำนวณได้มีค่าเพิ่มขึ้นเมื่อคำนวณในกรอบระยะเวลา 3 ปี อย่างไรก็ตามหากขยายขอบเขตในการคำนวณค่าไฟฟ้าฐานให้มีช่วงเวลาที่กว้างขึ้น ค่าไฟฟ้าฐานเฉลี่ยจะใกล้เคียงกับค่าไฟฟ้าฐานที่คำนวณด้วยวิธีการแบบเส้นตรง ซึ่งเป็นวิธีที่นิยมนำมาใช้งานมากที่สุดเนื่องจากสามารถคำนวณได้ง่ายและมีความซับซ้อนในการคำนวนที่น้อยกว่า นอกจากนี้ในการคำนึงถึงปัจจัยที่เกี่ยวข้องกับการเปลี่ยนแปลงของค่าไฟฟ้าฐานในด้านอื่น ๆ ได้แก่ แผนการลงทุน และค่าใช้จ่ายของการไฟฟ้า จะแปรผันตรงกับค่าไฟฟ้าฐานที่คำนวณได้ โดยเมื่อแผนการลงทุน และค่าใช้จ่ายของการไฟฟ้า มีค่าสูงขึ้นจะทำให้ค่าไฟฟ้าฐานมีค่าสูงขึ้นด้วย

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

บทที่ 6
สรุปและข้อเสนอแนะ

6.1 สรุปผลงานวิจัย

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้มีวัตถุประสงค์ในการวิเคราะห์ต้นทุนคงที่ของระบบผลิต ระบบส่ง และระบบจำหน่ายในพิกัดอัตราค่าไฟฟ้าฐานของประเทศไทย เพื่อต้องการให้อัตราค่าไฟฟ้ามีการสะท้อนถึงต้นทุนของทั้ง 3 การไฟฟ้า และทำให้ผู้ใช้ไฟฟ้าได้รับประโยชน์จากการจัดเก็บค่าไฟฟ้าในอัตราที่สะท้อนถึงต้นทุนของการลงทุน โดยในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้มีพิจารณาการแยกเขตการดูแลของการไฟฟ้าในระบบจำหน่ายเพื่อคำนวณเป็นอัตราในเขตต่าง ๆ ร่วมด้วย และวิเคราะห์ว่าอัตราค่าไฟฟ้าเฉลี่ยต่อต้นทุนในเขตต่าง ๆ นั้นมีความแตกต่างกันตามการลงทุนของกิจการไฟฟ้าในแต่ละเขตที่ไม่เท่ากัน และในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้มีการวิเคราะห์ข้อมูลต้นทุนของการไฟฟ้าแบ่งเป็นข้อมูลต้นทุนคงที่ และข้อมูลผันแปรในช่วงกรอบระยะเวลา 3 ปี ร่วมด้วยซึ่งผลที่ได้จากการคำนวณพิกัดอัตราค่าไฟฟ้าฐานมีความใกล้เคียงกับข้อมูลของทางการไฟฟ้า แม้ว่ารายละเอียดข้อมูลในส่วนของส่ายส่งจะแตกต่างกันออกไปตามแหล่งข้อมูลที่ได้รับในการระบุต้นทุนของสายส่ง

อย่างไรก็ตามแนวคิดและวิธีการในการคำนวณค่าไฟฟ้าเฉลี่ยโดยการวิเคราะห์ต้นทุนคงที่ของระบบผลิต ระบบส่ง และระบบจำหน่าย ในส่วนของวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ยังไม่สามารถนำไปใช้เป็นค่าไฟฟ้าฐานที่เรียกเก็บจริงได้ทั้งหมดเนื่องจากยังขาดรายละเอียดเกี่ยวกับข้อมูลต้นทุนต้นทุนผันแปร ได้แก่ ค่าเชื้อเพลิงของ กฟผ. และ ค่าซื้อไฟฟ้าเอกชนและต่างประเทศ ดังนั้นรายละเอียดงานในอนาคตจะมีดังนี้

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

6.2 ข้อเสนอแนะและแนวทางในการพัฒนางานวิจัย

ในวิทยานิพนธ์บับนี้ได้มีการศึกษาโครงสร้างพิกัดอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีกโดยมีเพียงข้อมูลต้นทุนคงที่ คือ ต้นทุนระบบผลิต ต้นทุนระบบส่ง และต้นทุนระบบจำหน่าย ทำให้ขอบเขตของงานวิจัยนี้ค่อนข้างแคบเกินไป และการดำเนินการตามแนวทางวิจัยนี้จำเป็นที่จะต้องอาศัยความเข้าใจในพื้นฐานของโครงสร้างพิกัดอัตราค่าไฟฟ้าและพื้นฐานของเศรษฐศาสตร์วิศวกรรมเป็นอย่าง อย่างไรก็ตามแนวทางในการวิจัยนี้ยังคงสามารถต่อยอดในเรื่องต่าง ๆ ได้ ดังนี้

1) ศึกษาข้อมูลต้นทุนผันแปร ได้แก่ ต้นทุนค่าเชื้อเพลิงของ กฟผ. ค่าซื้อไฟฟ้าเอกชนและต่างประเทศ เพื่อนำมาใช้ในการวิเคราะห์เพิ่มเติม
2) ศึกษาวิธีการการคำนวณค่า WACC ในรูปแบบก่อนหักภาษี หลังหักภาษี และรูปแบบวนิลาเพิ่มเติมเพื่อนำมาคำนวณและเปรียบเทียบความแตกต่างของการใช้ค่า WACC ในแต่ละแบบว่าให้ผลลัพธ์ในการคำนวณพิกัดอัตราค่าไฟฟ้าได้ใกล้เคียงกันหรือไม่
3) ศึกษารูปแบบโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าเปรียบเทียบกับรูปแบบตลาดว่าหากในอนาคตกิจการไฟฟ้าถูกดำเนินการในรูปแบบตลาดผู้ขายมากราย โดยเอกชนและกิจการดำเนินภายใต้เงื่อนไข ROIC > WACC แล้ว พิกัดอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าจะมีการเปลี่ยนแปลงไปอย่างไร
4) ศึกษารูปแบบโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าเมื่อมีการคำนึงถึงการรองรับผู้ใช้ไฟฟ้าในลักษณะ Prosumer และการให้บริการเชื่อมต่อโครงข่ายไฟฟ้าจากผู้ประกอบกิจการพลังงานรายอื่น (Third party access; TPA) ร่วมด้วย
5) ศึกษาการต่อยอดผลการคำนวณพิกัดอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าจากการชดเชยระหว่างกลุ่มของผู้ใช้ไฟฟ้าในแต่ละเขต

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

บรรณานุกรม

[1] การปรับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า. [Online] Available: http://www.eppo.go.th/images/Power/pdf/review_tariff2005-2008.pdf

[2] T. Limpasuwan, J.W. Bialek, W. Ongsakul, and B. Limmeechokchai, "A proposal for transmission pricing methodology in Thailand based on electricity tracing and long-run average incremental cost," *Energy Policy,* vol. 32, no. 3, pp. 301-308, February 2004, doi: 10.1016/S0301-4215(02)00291-4.

[3] นพพร ลีปรีชานนท์, "การจัดสรรต้นทุนระบบส่งไฟฟ้าด้วยวิธีสืบกำลังไฟฟ้าโดยพิจารณาเกณฑ์ความเชื่อถือได้ " วารสารวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี ปีที่ *18,* vol. 1, pp. 82-92, มกราคม-มีนาคม 2553. [Online]. Available: http://tujournals.tu.ac.th/tstj/detailart.aspx?ArticleID=267.

[4] R. Gilliam and M. Yozwiak, "Time is money: Comparative impacts of volumetric and demand charges," *The Electricity Journal,* vol. 31, no. 8, pp. 28-37, 2018, doi: 10.1016/j.tej.2018.09.003.

[5] European Commission, "Study on tariff design for distribution systems," January 2015.

[6] ACER, "Report on Distribution Tariff Methodologies in Europe," February 2021.

[7] B. Guo and M. Weeks, "Dynamic tariffs, demand response, and regulation in retail electricity markets," *Energy Economics,* vol. 106, February 2022, doi: 10.1016/j.eneco.2021.105774.

[8] Zhaoyang Hu, Lin Chen, Deqiang Gan, and D. Chattopadhyay, "Allocation of unit start-up costs using Cooperative game theory," *IEEE Transactions on Power Systems,* vol. 21, no. 2, pp. 653-662, May 2006, doi: 10.1109/TPWRS.2006.873046.

[9] Energy Regulators Regional Association, "Cost Allocation & Methods for Distribution and Supply," *ERRA Tariff/Pricing Committee,* 2005.

[10] A. Berisha, "Economics of Price Regulation," ed. Muscat, Oman: Oman Power & Water Procurement Company, 2018.

[11] D. Williams, "Principles of cost recovery: electricity tariff design," ed. Muscat,

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

Oman: Oman Power & Water Procurement Company, 2018.

[12] "International transmission pricing review," Frontier Economics Ltd, Australia, July 2009.

[13] M. Collan, J. Savolainen, and E. Lilja, "Analyzing the returns and rate of return regulation of Finnish electricity distribution system operators 2015–2019," *Energy Policy,* vol. 160, January 2022, doi: 10.1016/j.enpol.2021.112677.

[14] Yun-Wei Shen *et al.*, "The Research on DSM Cost-benefit Analysis and Cost Recovery Mechanism to Electricity Companies Based on Transmission and Distribution Price," presented at the China International Conference on Electricity Distribution (CICED 2016), China, 10-13 August 2016.

[15] Ganyang Jian *et al.*, "The Model and Methodology of Avoidable Costs in Demand Side Management," presented at the China International Conference on Electricity Distribution, China, 17-19 September 2018.

[16] A. Faruqui, "Residential demand charges: an overview," presented at the Spring 2016 Rates and Regulatory Affairs Committee Meeting, North Carolina, 15 March 2016.

[17] Economic Consulting Associates, "Study on regulatory approaches to revenue setting for electricity transmission and distribution system operators among ERRA member organizations," Energy regurators reginal association, April 2020. [Online]. Available: https://www.eca-uk.com/wp-content/uploads/2020/04/ TSO-DSO-Study_final.pdf

[18] D. Muratovic, "Technical Assistance to Develop Policy Guidelines for the Distribution Network Tariffs," the Energy Community, November 2017

[19] "Power Distribution in Europe," euelectric, 2020.

[20] "Distribution Tariff Regulation," Delhi Electricity Regulatory Commission May 2007.

[21] "นโยบายการกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าของประเทศไทย ปี 2559 - 2563," สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน, 21 ธันวาคม 2558. [Online]. Available: http://www.eppo.go.th/images/Power/pdf/Tariff_Structure.pdf

[22] การผลิตและซื้อพลังงานไฟฟ้า. [Online] Available: https://www.egat.co.th/home/statistics/

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

[23] สมบูรณ์ นุชประยูร, "Wheeling Charge และโครงสร้างค่าไฟฟ้าของประเทศไทย," 15 – 16 กันยายน 2564.

[24] บริษัท โปรซอฟท์ อีอาร์พี จำกัด, "มูลค่าของเงินตามระยะเวลา." [Online]. Available: https://www.prosofterp.com/Article/Detail/150589

[25] Morningstar Thailand Analysts, "หลักการพื้นฐานการลงทุนในหุ้น."

[26] Investment Reader, "วัดความแข็งแกร่งของป้อมปราการบริษัทด้วย WACC และ ROIC." [Online]. Available: https://www.finnomena.com/investment-reader/wacc-roic/

[27] Investment Reader, "มารู้จัก “ป้อมปราการของบริษัท (Moat)” อีกหนึ่งคุณสมบัติของหุ้นที่แกร่ง." [Online]. Available: https://www.finnomena.com/investment-reader/moat/

[28] "ความรู้ทั่วไปเกี่ยวกับการบัญชีต้นทุน." [Online]. Available: https://www.cvc.ac.th/cvc2011/files/20100001_14123016165014.pdf

[29] "แนวความคิดและประเภทของต้นทุน." [Online]. Available: http://library.tru.ac.th/aritc-tru/images/academic/book/bsk001/05chap02.pdf

[30] ฐานันดร ปรีดากัญญารัตน์, "พฤติกรรมของต้นทุน." [Online]. Available: http://km.moi.go.th/km/31_unit%20cost/main/main6.pdf

[31] สถาบันวิจัยและให้คำปรึกษาแห่งมหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์, "(ร่าง) หลักเกณฑ์การกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าของไทยสำหรับปี 2557 – 2559."

[32] การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. "องค์ประกอบค่าไฟฟ้า ตามรายได้โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า." https://www.egat.co.th/home/egat-price/#tab-52571 (accessed).

[33] สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน, "สรุปผลการรับฟังความคิดเห็นเรื่องการปรับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าปี 2558 ระหว่างวันที่ 16 – 28 กันยายน 2558."

[34] Expresso, "โรงไฟฟ้าในประเทศไทย ประเด็นร้อนและทางออกทางพลังงานที่ต้องจับตา." [Online]. Available: https://blog.pttexpresso.com/power-plants-in-thailand-energy-never-enough/

[35] "โครงการพัฒนาโรงไฟฟ้า." [Online]. Available: https://www.egat.co.th/home/projects-plants-2/

[36] ศูนย์บริการข้อมูล กฟผ., ระบบส่งไฟฟ้า เส้นเลือดใหญ่แห่งพลังงานไทย: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, กุมภาพันธ์ 2559. [Online]. Available: https://www.egat.co.th/images/information/pubdocs/2559/EGAT-Powerline-Info-160107.pdf.

[37] คณะกรรมการกำหนดนโยบายและยุทธศาสตร์, "แผนยุทธศาสตร์ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ปี

2563-2567." [Online]. Available: http://www.oic.go.th/FILEWEB/CABINFOCENTER4/DRAWER087/GENERAL/DATA0002/00002964.PDF

[38] สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน. "สถิติไฟฟ้า." http://www.eppo.go.th/index.php/en/en-energystatistics/electricity-statistic (accessed).

[39] K. Parsons. "Calculate Double Declining Depreciation." https://calculae.com/calculate-double-declining-depreciation/ (accessed).

[40] Kittisak. "การคำนวณค่าเสื่อมราคาแบบ Double Declining." http://econs.co.th/ index.php/2016/02/10/double_declining/#:~:text=%E0%B8%95%E0%B8%B1%E0%B8%A7%E0%B8%AD%E0%B8%A2%E0%B9%88%E0%B8%B2%E0%B8%87%E0%B8%A7%E0%B8%B4%E0%B8%98%E0%B8%B5%E0%B8%81%E0%B8%B2%E0%B8%A3%E0%B8%84%E0%B8%B3%E0%B8%99%E0%B8%A7%E0%B8%93%E0%B8%84%E0%B9%88%E0%B8%B2,%E0%B8%97%E0%B8%B5%E0%B9%88%E0%B8%84%E0%B8%B4%E0%B8%94%E0%B8%84%E0%B9%88%E0%B8%B2%E0%B9%80%E0%B8%AA%E0%B8%B7%E0%B9%88%E0%B8%AD%E0%B8%A1%E0%B8%A3%E0%B8%B2%E0%B8%84%E0%B8%B2 (accessed).

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ประวัติผู้เขียน

ชื่อ-สกุล	นภัทร ภักดีสุวรรณ์
วัน เดือน ปี เกิด	11 กันยายน 2539
สถานที่เกิด	นครศรีธรรมราช
วุฒิการศึกษา	วิทยาศาสตรบัณฑิต สาขาวิชาฟิสิกส์ วิชาเอกฟิสิกส์ วิชาโทเศรษฐศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ปัจจุบันกำลังศึกษาต่อระดับปริญญาโท คณะวิศวกรรมศาสตร์ สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
ที่อยู่ปัจจุบัน	270/79 รีสอร์ต้าคอนโดมิเนียม แขวงช่องนนทรี เขตยานาวา กรุงเทพมหานคร 10120

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University